

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.048

СТАНОВЛЕННЯ НАЦІОНАЛЬНОЇ КЛАСИФІКАЦІЇ ЗАПАСІВ І РЕСУРСІВ КОРИСНИХ КОПАЛИН ДЕРЖАВНОГО ФОНДУ НАДР УКРАЇНИ ЯК ІНСТРУМЕНТУ ВАРТІСНОЇ ОЦІНКИ НАДР

Г.І. Рудько¹, І.Р. Михайлів²

¹Державна комісія України по запасах корисних копалин;
01133, м. Київ, вул. Кутузова 18/7, оф. 816, e-mail: office@dkz.gov.ua

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: iratykhailiv@ukr.net

Чинна на сьогодні в Україні «Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр» (надалі Класифікація) є нормативним документом, що визначає єдині методичні принципи підрахунку, обліку, контролю та управління запасами, які перебувають у надрах. Вона затверджена у 1997 р., а її сучасне представлення пройшло тривалий час свого розвитку. З одного боку, при її розробленні не змогли повністю відійти від спадщини нормативних документів СРСР, коли виділення категорій запасів і ресурсів виконувалось за ступенем геологічного вивчення, відповідно до стадійності геологорозвідувального процесу. Також у класифікаціях різних років спостерігається збільшення загальної кількості класифікаційних категорій запасів та ресурсів з послабленням вимог щодо їх обґрунтованості, особливо економічної. З іншого боку, зроблена спроба врахувати вимоги і досвід світової нафтогазової спільноти, у класифікаціях яких кількість категорій не збільшувалась, а відбувалась лише подальша диференціація доведених запасів та при виділенні категорій враховуються комерційні та технологічні чинники.

Відповідно, за Національною класифікацією України виділення класифікаційних категорій запасів та ресурсів відбувається за такими критеріями, як промислове значення, що характеризує їхнє народногосподарське значення; ступінь техніко-економічного вивчення, що характеризує достовірність їхнього визначення; ступінь геологічного вивчення, що визначає факт їхньої присутності у надрах. Тут також відображений зв'язок Класифікації із бізнес-проектами, водночас вона дозволяє інвестору на власний розсуд визначити співвідношення між ступенем геологічного та техніко-економічного вивчення родовища.

Класифікація адаптована до Рамкової класифікації запасів і ресурсів твердих горючих та мінеральних корисних копалин ООН зразка 1997 р. Відповідно вона має рамковий характер, придатна для всіх видів корисних копалин, а зіставлення виділених у Класифікації груп запасів і ресурсів з міжнародними спрощується застосуванням спільної цифрової кодифікації, яка полегшує обмін інформацією.

Ключові слова: категорії, нафта, газ, родовище.

Действующая на сегодня в Украине «Классификация запасов и ресурсов полезных ископаемых государственного фонда недр» (далее Классификация) является нормативным документом, определяющим единые методические принципы подсчета, учета, контроля и управления запасами, которые находятся в недрах. Она утверждена в 1997 году., а ее современное представление прошло длительное время своего развития. С одной стороны, при ее разработке не смогли полностью отойти от наследия нормативных документов СССР, когда выделение категорий запасов и ресурсов выполнялось по степени геологического изучения, в соответствии со стадийностью геологоразведочного процесса. Также в классификациях разных лет наблюдается увеличение общего количества классификационных категорий запасов и ресурсов с ослаблением требований по их обоснованности, особенно экономической. С другой стороны - сделана попытка учесть требования и опыт мирового нефтегазового сообщества, в классификациях которых количество категорий не увеличивалась, а происходила только дальнейшая дифференциация доказанных запасов и при выделении категорий учитываются коммерческие и технологические факторы.

Соответственно, по Национальной классификации Украины выделение классификационных категорий запасов и ресурсов происходит по таким критериям как промышленное значение, характеризующее их народнохозяйственное значение; степень технико-экономического изучения, характеризующая достоверность их определения; степень геологического изучения, что определяет факт их присутствия в недрах. Здесь также отражена связь Классификации с бизнес-проектами, в то же время она позволяет инвестору по своему усмотрению определять соотношение между степенью геологического и технико-экономического изучения месторождения.

Классификация адаптирована к Рамочной классификации запасов и ресурсов твердых горючих и минеральных полезных ископаемых ООН образца 1997 г. Соответственно она носит рамочный характер, пригодна для всех видов полезных ископаемых, а сопоставление выделенных в Классификации групп запасов и ресурсов с международными упрощается применением общей цифровой кодификации, которая облегчает обмен информацией.

Ключевые слова: категории, нефть, газ, месторождение.

The existing "Mineral Resources National Classification of the State Fund of Resources" (further Classification) is a regulatory document that determines the principles for resources calculation, control and management. It was established in 1997 and its modern structure was formed after the years of development. On the one hand, it was very difficult to bend the regulatory rules of the Soviet Union, when the distinction of resources categories was employed due to the degree of geological studies in accordance with stages of the geological process. Moreover, the increase in total number of resources classification categories combined with the weakening of the requirements towards their economic justification has been observed. On the other hand, there has been made an attempt to take into account requirements and experience of the world oil and gas community. Their classifications do not have an increase in categories and only further resources' differentiation has taken place. Besides, commercial and technological factors have been taken into consideration during their distinction.

Accordingly, the distinction of classification categories of the National Classification of Ukraine is made due to the following criteria: industrial value that characterizes their national economic significance; the degree of the technical and economical studies that characterize the validity of their distinction; the degree of geological study that defines their availability. The connection between the Classification and business projects has also been described. It also allows an investor to determine a relation between the degree of the geological and technical studies of the field.

This classification is adapted to the Framework Classification of the mineral resources of UNO (1997). It has a frame nature and is suitable for all minerals. Its comparison with the international ones has been simplified due to the application of general digital coding which makes the exchange of information easier.

Keywords: categories, oil, gas, field.

Класифікація (від лат. classis – розряд, клас і facio – роблю, розкладаю) – це загальнонаукове і загальнометодологічне поняття, яке, з одного боку, означає форму систематизації знань про досліджувані об'єкти, з іншого – дозволяє прогнозувати нові результати.

Будь-яка класифікація покликана вирішити основне завдання – представити у надійному та зручному для огляду і розпізнавання вигляді максимально повну інформацію про її об'єкти. Вона повинна бути не лише описово-розпізнавальною, а також пояснювати причини спільності властивостей класифікаційних груп та характер відносин між ними.

Класифікація виникає на базі величезного матеріалу спостережень і дослідних даних, аналогічна науковій теорії, а реальна практика класифікування є достатньо складним процесом [1].

Відповідно до вказаного класифікація мінеральних ресурсів повинна створювати умови для організації достатньо повного та єдиного статистичного їх обліку, а також контролю за використанням різноманітних видів мінеральної сировини. При створенні класифікації необхідно приймати до уваги такі вимоги:

– необхідність створення державного підходу до питання складання повного балансу по мінеральній сировині;

– створення умов для залучення всіх видів мінеральної сировини у господарський оборот з максимальним дотриманням правил з охорони надр та навколишнього середовища;

– повний облік всіх можливих джерел утворення мінеральної сировини за основними стадіями виробництва, включаючи розвідку родовища, видобуток та переробку.

Отже, Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин є основою державного та комерційного планування пошукових і геологорозвідувальних робіт та складання прогнозів видобутку і проектування розробки родовищ. Нею також визначені єдині методичні принципи підрахунку, обліку, контролю та управління запасами, які перебувають у надрах.

Національна класифікація запасів і ресурсів нафти і газу України пройшла достатньо тривалий шлях розвитку доки набула вигляду у її сучасному представленні. У її змісті та складових елементах відображено не лише спадщину нормативних документів колишнього СРСР, тут також враховані вимоги та набутий досвід світової нафтогазовидобувної спільноти.

Історичний розвиток класифікацій запасів та ресурсів нафти і газу

Загалом, роботи із систематизації запасів і ресурсів корисних копалин почалися ще наприкінці XIX — на початку XX ст. Першу класифікацію було розроблено у 1907 р. Лондонським інститутом гірничої справи та металургії для рудних корисних копалин. У ній за ступенем вивченості покладів гірничими виробками рекомендовано виділяти три категорії запасів: видимі (доведені), імовірні та можливі [2].

Таблиця 1 – Еволюція класифікацій запасів та ресурсів нафти і газу

Категорії та групи запасів і ресурсів	Рік прийняття класифікації						
	1928	1932, 1937, 1942	1953	1959	1970	1983	1997
Категорії запасів	А підготовлені	A ₁ підготовлені	А розвідані			А розвідані	
		A ₂ розвідані	А розвідані				
	В розвідані	В видимі	В розвідані			В розвідані	
	С передбачувані	C ₁ передбачувані	C ₁ розвідані			C ₁ розвідані	
		C ₃ перспективні			C ₂ попередньо оцінені	C ₂ попередньо оцінені	
Категорії ресурсів	-		D ₁ прогнозні запаси	C ₃ перспективні	C ₃ перспективні		
	-			D ₁ прогнозні	D ₁ прогнозні		
	-		D ₂ прогнозні запаси	D ₂ прогнозні	D ₂ прогнозні		
Групи запасів за економічною ефективністю освоєння	-		балансові			балансові	
			-			умовно балансові	
	-		позабалансові			позабалансові	
			-			з невизначеним промисловим значенням	

Першою класифікацією запасів нафти можна назвати класифікацію СРСР, яка була прийнята Геологічним комітетом у 1928 р. [3]. В її основу покладена диференціація запасів за ступенем вивченості та підготовленості їх до промислового освоєння. За цією класифікацією були виділені три категорії запасів, які мали літерне позначення:

- категорія А - підготовлені запаси, які можуть бути вилучені існуючими експлуатаційними свердловинами;
- категорія В - розвідані запаси, які можуть бути отримані в межах оконтуреної нафтоносної площі новими свердловинами;
- категорія С – очікувані запаси, які можуть бути отримані на площі, недостатньо розвіданій бурінням.

Слід зазначити, що класифікація була створена на основі чинних на той час світових стандартів і відрізнялась лише русифікованими назвами категорій запасів – доведені, ймовірні та можливі.

У подальшому Класифікацію запасів нафти СРСР періодично переглядали (у 1932, 1937, 1942, 1953, 1959, 1970, 1983) з метою приведення її у відповідність до тогочасних умов

розвідки і промислового використання родовищ (табл. 1). Над їх вдосконаленням працювали такі видатні геологи тих часів, як І.М. Губкін, Д.В. Голубятніков, В.В. Білібін, М.В. Абрамович, М.О. Жданов та інші.

Класифікацією 1932 р. за ступенем розвіданості, підготовленості до розробки та ступенем вивченості виділено вже п'ять категорій запасів нафти:

- категорія А₁ - підготовлені;
- категорія А₂ - розвідані;
- категорія В - видимі;
- категорія С₁ - очікувані;
- категорія С₂ - геологічні.

Аналогічні принципи виділення категорій були покладені в основу Класифікації 1942 р. Виділено також п'ять категорій запасів. Тоді ж була вперше розроблена Інструкція щодо застосування Класифікації.

У новій «Класифікації запасів родовищ (покладів) нафти і горючих газів» 1959 р. запаси за ступенем розвіданості поділялись вже на шість категорій: А, В, С₁ – розвідані, С₂ – попередньо оцінені та вперше введені категорії: D₁ – запаси нафти і газу в межах перспективних територій з доведеною та передбачуваною нафто-

газоносністю слабо вивчених пасток; D_2 – запаси нафти і газу в межах невивчених або маловивчених територій.

Економічні потреби держави та розвиток видобувних галузей народного господарства потребували збільшення обсягів пошуково-розвідувальних робіт, що, в свою чергу, спричинило необхідність поділу запасів на групи, що підлягають окремому обліку:

- балансові – запаси, які можуть бути вилучені за сучасного розвитку видобувної техніки. У цій групі запасів окремо виділялись видобувні;

- позабалансові – запаси, які не можуть бути вилучені або з якихось причин не можуть бути залучені у розробку на даний час.

Класифікацією 1970 р. були скасовані обмеження відстаней між розвідувальними свердловинами та вимога підготовки не менше, ніж 40 % запасів категорій $A+B+C_1$.

«Класифікація запасів родовищ, перспективних і прогнозних ресурсів нафти і горючих газів» 1983 р. (постанова РМ СРСР № 299 від 08.04.1983 р.) регламентувала поділ запасів і ресурсів за ступенем геологічної вивченості та стадіями освоєння родовищ. Нею виділено сім категорій запасів і ресурсів:

- категорії A, B, C_1 – розвідані запаси;
- категорія C_2 – попередньо оцінені запаси;
- категорія C_3 – перспективні ресурси;
- категорії D_1, D_2 – прогнозні ресурси.

Класифікацією законодавчо встановлено єдині принципи підрахунку та обліку запасів, збережений поділ запасів на балансові і позабалансові, виділяються геологічні та видобувні запаси. Впровадження перспективних планів розвитку нафтової промисловості СРСР потребувало оцінки перспектив нафтоносності окремих регіонів країни, що спричинило впровадження таких понять, як «кількісна оцінка прогнозу нафтоносності», «початкові і поточні потенційні ресурси» тощо.

Загалом аналіз класифікацій запасів та ресурсів нафти і газу дозволяє сформулювати такі висновки:

- початкова класифікація враховувала лише розвідані та доведені запаси нафти і газу та була створена на основі чинних на той час світових стандартів;

- для всіх наступних класифікацій притаманне збільшення загальної кількості класифікаційних категорій запасів та ресурсів;

- розширення кількості класифікаційних категорій відбувалось за рахунок виділення перспективних ресурсів, які оцінюються для локальних об'єктів, прогнозних ресурсів, які оцінюються як для перспективних площ, так і площ з невстановленими перспективами;

- рівень вимог до обґрунтування промислових запасів категорій A і B поступово знижувався, що спричинило зменшення їх достовірності; при цьому роль запасів категорій C_1 і C_2 поступово зростала, що спричинило суттєве зниження достовірності та погіршення структури так званих промислових запасів категорій $A+B+C_1$ [4];

- увага до найменш обґрунтованої складової – перспективним та прогнозним ресурсам – поступово зростала, а високі оцінки ресурсної бази, значною мірою аналогічні, стали основою для завищених та часто невиправданих очікувань.

Класифікація запасів 1983 р. була останнім нормативним документом на теренах СРСР, яким визначались особливості обліку і управління запасами. Після розпаду СРСР «Класифікація запасів родовищ, перспективних і прогнозних ресурсів нафти і горючих газів» 1983 р. була чинною в Україні протягом перехідного етапу 1992-1996 рр. Вона втратила свою чинність із впровадженням «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр», яка була затверджена постановою КМУ № 432 від 05.05.1997 р.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України (далі – Класифікація)

Класифікацією передбачені єдині для державного фонду надр України принципи підрахунку, геолого-економічної оцінки і державного обліку запасів корисних копалин. Для реалізації положень Класифікації в Україні розроблено Інструкції та Методичні вказівки щодо її застосування до родовищ різних видів корисних копалин, в т. ч. нафти і газу. Наказом ДКЗ України № 46 від 10.07.1998 р. (Міністерство України № 475/2915 від 24.07.1998 р.) затверджено «Інструкцію із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», яка введена в дію 01.01.1999 р. і є чинною на сьогодні.

В Інструкції уміщені детальні вимоги до вивченості покладів нафти і газу, методів їх опробування, оконтурення та підрахунку залежно від геолого-промислових умов залягання, складності їх геологічної будови та інших чинників, що впливають на достовірність геолого-економічної оцінки.

Структура Інструкції як нормативного документу включає у себе дев'ять розділів:

1. Основні терміни і поняття.
2. Розподіл родовищ (покладів) нафти і газу за величиною запасів та складністю будови.
3. Розподіл запасів та ресурсів за ступенем їх техніко-економічного вивчення.
4. Розподіл запасів та ресурсів нафти і газу за промисловим значенням.
5. Розподіл запасів та ресурсів за ступенем геологічного вивчення.
6. Розподіл запасів та ресурсів на класи.
7. Вимоги до геологічної вивченості об'єктів робіт.
8. Вимоги до підрахунку запасів родовищ та оцінки перспективних ресурсів нафти, газу, конденсату і наявних у них корисних компонентів.
9. Підготовленість родовищ (покладів) нафти і газу до промислового освоєння.

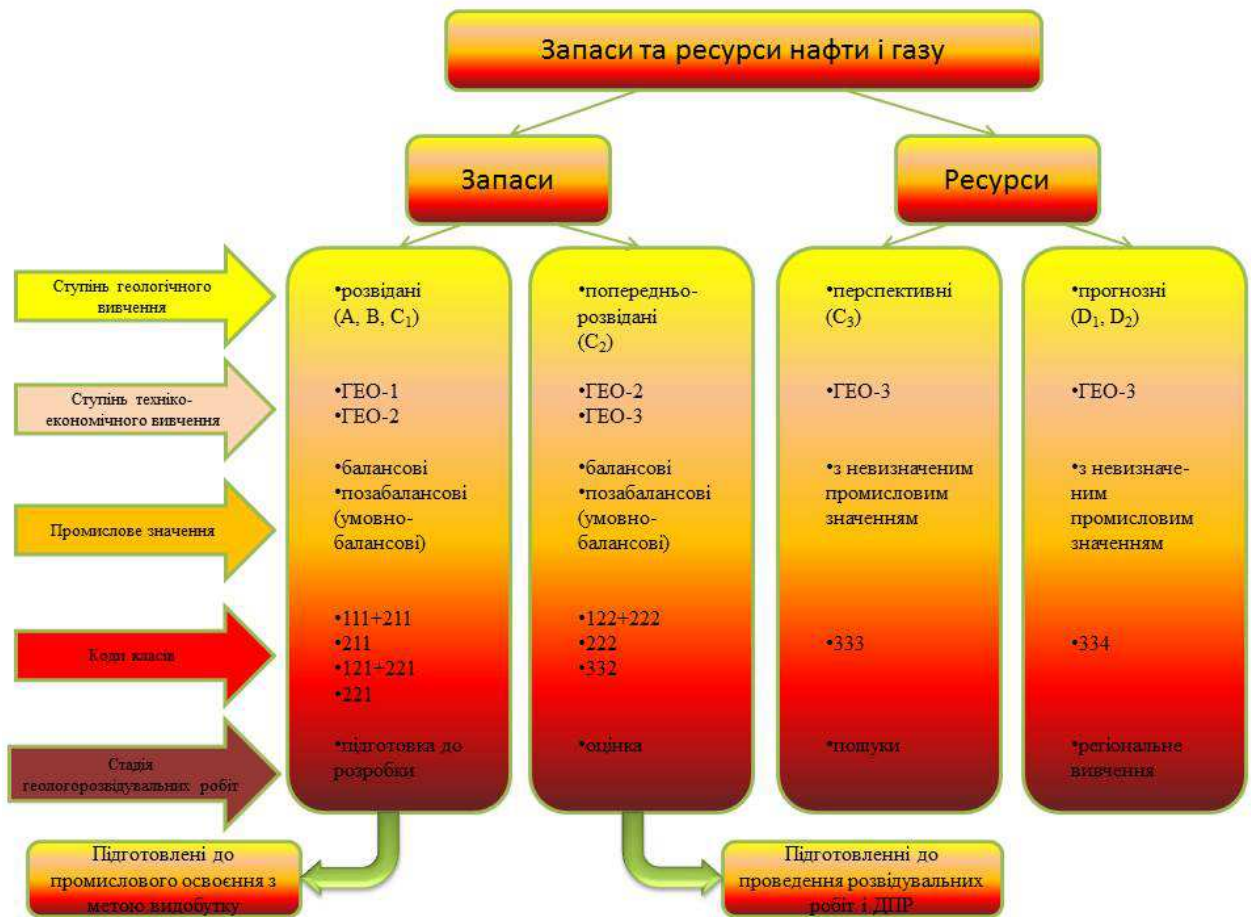


Рисунок 1 – Розподіл запасів та ресурсів нафти і газу

Наведено також нормативні похибки визначення кількості запасів вуглеводнів, рекомендована кількість свердловин для розвідки родовищ (покладів) вуглеводнів залежно від площі і складності геологічної будови, види та обсяги досліджень, що необхідні для вивчення розвіданих запасів покладів (без ДПР), мінімальні промислові концентрації супутніх корисних компонентів, запаси яких підлягають обліку тощо.

Передбачено також узгодження нових груп запасів і ресурсів корисних копалин, прийнятих Класифікацією, з категоріями розвіданості запасів і достовірності ресурсів корисних копалин, що використовувались у Класифікаціях колишнього СРСР.

«Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр» передбачає розподіл запасів і ресурсів корисних копалин за трьома основними ознаками: *промисловим значенням* (або рівнем економічної ефективності), *ступенями техніко-економічного та геологічного вивчення* (рис. 1). Тобто до двох ознак, за якими розподілялись запаси і ресурси нафти і газу у Класифікаціях колишнього СРСР, додано третю – рівень техніко-економічного вивчення родовища.

Доцільність і необхідність введення цієї ознаки диференціації запасів нафти і газу зумовлена переходом до ринкових умов надрокори-

стування, за яких потенційного інвестора цікавить рівень ефективності інвестування у розробку родовища, надійність техніко-економічного обґрунтування або рівень інвестиційного ризику.

Промислове значення запасів та ресурсів нафти і газу характеризує з висхідною деталісттю їх народногосподарське значення для обґрунтування проектних рішень щодо їх введення в розробку. Відповідно, за промисловим значенням запаси нафти, газу, конденсату та наявні в них корисні компоненти поділяються на групи (табл. 2).

Техніко-економічне вивчення запасів та ресурсів нафти і газу передбачає визначення гірничотехнічних, географо-економічних, соціально-екологічних та інших умов розробки родовищ і переробки мінеральної сировини, а також умов реалізації товарної продукції гірничого виробництва з метою геолого-економічної оцінки промислового значення виявленого скупчення нафти і газу. За ступенем техніко-економічного вивчення запаси та ресурси вуглеводнів поділяються на три групи (табл. 3).

Детальність техніко-економічного вивчення означає достовірність визначення ефективності розробки запасів нафти і газу або достовірності визначення їх промислового значення.

Таблиця 2 – Розподіл запасів нафти, газу, конденсату та наявних в них корисних компонентів за промисловим значенням

Група	Характеристика
балансові (нормально економічні)	запаси, які на момент підрахунку можна згідно з техніко-економічними розрахунками економічно ефективно видобути і використати за умови застосування сучасної техніки і технології видобутку та переробки вуглеводневої сировини, що забезпечують дотримання вимог раціонального використання надр і охорони навколишнього природного середовища
умовно балансові (обмежено економічні)	запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки
позабалансові (потенційно економічні)	запаси, видобуток і використання яких на момент оцінки є економічно недоцільним, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення
з невизначеним промисловим значенням (можливо економічні)	запаси та ресурси, для яких виконано тільки початкову геолого-економічну оцінку з використанням припущених технологічних та економічних вихідних даних

Таблиця 3 – Розподіл запасів та ресурсів вуглеводнів за ступенем техніко-економічного вивчення

Група	Характеристика
перша	запаси, на основі яких проведена детальна геолого-економічна оцінка ефективності їх промислового освоєння.
друга	запаси, на основі яких проведена попередня геолого-економічна оцінка їхнього промислового значення.
третья	запаси і ресурси, на основі яких проведена початкова геолого-економічна оцінка можливого промислового значення перспективної ділянки надр.

Геологічне вивчення запасів та ресурсів нафти і газу передбачає визначення з висхідною деталісттю складу, кількісних і якісних характеристик, технологічних властивостей корисних копалин, геологічної будови, гідрогеологічних, гірничо-геологічних та інших умов залягання їх покладів для обґрунтування проектних рішень щодо способу і системи видобутку та схеми комплексної переробки мінеральної сировини. Слід зауважити, що категоризація запасів та ресурсів за цією ознакою досить жорстко прив'язана до стадійності геологорозвідувального процесу [5].

За ступенем геологічного вивчення запаси і ресурси нафти і газу поділяють на групи (табл. 4).

За результатами техніко-економічного та геологічного вивчення проводиться поділ родовищ нафти і газу за ступенем підготовленості до промислового освоєння (табл. 5).

У зв'язку з тим, що державою реалізовується перехід всіх галузей господарської діяльності України на міжнародну систему обліку і стандартів [6] обов'язковою умовою якого є визнання міжнародних класифікацій, насамперед адаптація до Міжнародної стандартної галузевої класифікації всіх видів економічної діяльності, нова національна Класифікація адаптована до РКООН зразка 1997 р.

Відповідно принципи розподілу запасів і ресурсів на облікові групи у Класифікації повністю відповідають розробленій Рамковій класифікації запасів і ресурсів твердих горючих та мінеральних корисних копалин у варіанті 1997 р.

Так, Україна першою з країн колишнього СРСР адаптувала національну Класифікацію до РКООН зразка 1997 р. Відповідно, Національна Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин України має рамковий характер і придатна для всіх видів корисних копалин. Для нафти і газу загалом виділено 10 класів запасів та ресурсів (із 40 класів у РКООН), обґрунтування кодів яких виконується за промисловим значенням, ступенем техніко-економічного та ступенем геологічного вивчення.

Зіставлення виділених у Класифікації груп запасів і ресурсів з міжнародними спрощується застосуванням спільної цифрової кодифікації, яка полегшує обмін інформацією.

Таким чином, відповідно до Класифікації проектування підприємств з видобутку вуглеводнів можливе лише на балансові детально оцінені (достовірні, клас 111) та попередньо оцінені (вірогідні, класи 121 і 122) запаси. Особливу увагу при цьому слід звернути на те, що кількість достовірних запасів повинна забезпе-

Таблиця 4 – Розподіл запасів та ресурсів нафти і газу за ступенем геологічного вивчення

Група	Характеристика
Ресурси	
прогнознi	враховують потенційну можливість формування родовищ певних геолого-промислових типів, на підставі позитивних стратиграфічних, літологічних, тектонічних та інших передумов, встановлених в межах перспективних площ, де родовища ще не відкриті. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів визначається на підставі припущених параметрів за аналогією з тими продуктивними площами, де є відкриті родовища нафти і газу того самого геолого-промислового типу
перспективні	пов'язані з об'єктами, підготовленими до глибокого буріння, кількісно оцінені за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та іншого вивчення ділянок надр в межах продуктивних площ з відомими родовищами нафти і газу певного геолого-промислового типу. Параметри ресурсів визначаються на підставі інтерпретації геологічних, геофізичних та інших даних, а також статистичної аналогії. Вони є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт
Запаси	
попередньо розвідані (ймовірні)	кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для техніко-економічного обґрунтування промислового значення родовища. Основні параметри запасів нафти і газу, що впливають на вибір способів видобутку і підготовки вуглеводневої сировини, оцінюються переважно на підставі екстраполяції даних безпосередніх вимірів чи досліджень у свердловинах, розташованих в межах родовища по рідкій або нерівномірній сітці. Екстраполяція обґрунтовується доведеною аналогією з розвіданими родовищами (покладами), а також даними геологічного, геофізичного та іншого вивчення надр. Вони є основою для обґрунтування доцільності подальшої розвідки та дослідно-промислової розробки
розвідані (доведені)	кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші мови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для складання проектів розробки і облаштування родовищ. Основні параметри запасів, які зумовлюють проектні рішення з видобутку і підготовки вуглеводневої сировини та охорони навколишнього природного середовища, визначаються за даними безпосередніх вимірів чи досліджень, які виконано в межах поклавів за щільною сіткою, в поєднанні з обмеженою екстраполяцією, обґрунтованою даними геологічних, геофізичних, геохімічних та інших досліджень. Вони є підставою для проектування будівництва видобувного підприємства і проведення промислової розробки родовища

чити рентабельну діяльність видобувного підприємства (промислу, дільниці) відповідної потужності на період повернення капітальних вкладень у промислове освоєння. Водночас дозволяється за згодою зацікавлених надкористувачів на умовах економічного ризику здійснювати промислове освоєння родовища, запаси якого не повністю підготовлені до розробки.

Обсяги вуглеводнів (перспективні, клас 333 і прогнозні, клас 334), кількісна та економічна оцінка яких проводиться за припущеними параметрами, в повному обсязі належать до групи ресурсів промислового значення яких не визначено. Відповідно до міжнародних вимог вони використовуються для обліку кількості ресурсів, які можуть бути залучені для пошуків. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогнозних-пошукових робіт та розрахунку їхнього промислового значення при складанні початкової геолого-економічної оцінки може виділятися їх видобувна частина, однак вона використовується лише на галузе-

вому рівні підприємств, які причетні до геологорозвідувальних робіт.

На сьогодні Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр апробована на 282 родовищах нафти і газу, що обліковані державним балансом [3].

Висновки

1. Історично розвиток класифікацій відбувався шляхом збільшення кількості класифікаційних категорій запасів і ресурсів, що супроводжувалось послабленням вимог щодо їх обґрунтованості, особливо економічної. Виділення класифікаційних категорій відбувалось відповідно до стадійності геологорозвідувального процесу.

2. Національній класифікації України притаманна чітка термінологія, вона проста та доступна у сприйнятті. Точні дефініції понять «запаси», «ресурси» та ін. не допускають подвійних трактувань.

Таблиця 5 – Поділ родовищ нафти і газу за ступенем підготовленості до промислового освоєння

Група	Характеристика
підготовлені до проведення розвідувальних робіт, включаючи ДПР	ступінь геологічного і техніко-економічного вивчення родовища (покладу) нафти і газу забезпечує можливість визначення корисних компонентів, очікуваних розмірів покладів та їхньої геологічної будови, технологічних властивостей і гірничо-геологічних умов залягання нафти і газу; гірничо-технічних, екологічних та інших умов видобутку і первісної підготовки з детальністю, достатньою для правильної оцінки їх промислового значення
підготовлені до промислового освоєння	<ul style="list-style-type: none"> • балансові розвідані та попередньо розвідані запаси нафти і газу та супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, затверджено ДКЗ України; • встановлені обсяги загальних запасів і ресурсів вуглеводнів у межах родовища (покладу) згідно зі ступенем їхнього геологічного вивчення; запасів і ресурсів розташованих поруч нерозроблюваних родовищ, які можна врахувати для проектування видобувного підприємства і перспектив його розвитку; • визначено можливість розробки покладів без шкоди для інших покладів нафти і газу, які залишаються у надрах; • визначено і оцінено небезпечні екологічні фактори, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки, розробки та первісної підготовки сировини, видалення відходів, а також розроблено раціональний комплекс заходів щодо охорони природи; визначено фонові параметри стану довкілля; • одержано попереднє погодження на спеціальне користування земельними ділянками з метою видобутку нафти і газу згідно з чинним законодавством; • обґрунтовано техніко-економічними розрахунками рентабельність господарської діяльності видобувного підприємства, що проектується, забезпечено узгоджену з надкористувачем ефективність капіталовкладень у розробку родовища (покладу, ділянки)

3. Введення у Класифікацію економічної складової показало її спрямованість на зв'язок з бізнес-проектами та вплив на прийняття інвестиційних рішень (в т. ч. враховуються ризики проектів).

4. Класифікація визначає принципи підрахунку, оцінки та державного обліку запасів та ресурсів нафти і газу, однак не визначає виробничих і трудових відносин.

5. Класифікація дозволяє інвестору на власний розсуд визначати співвідношення між ступенем геологічного та техніко-економічного вивчення родовища.

6. За рахунок використання підкласів РКООН Класифікація забезпечує більшу розбивку запасів і може бути проведена більш точно.

7. У Класифікації наявна інформація про зіставлення з категоріями класифікації 1983 р., яка на сьогодні втратила свою актуальність.

3 Рудько Г. І. Національні та міжнародні системи класифікації запасів і ресурсів корисних копалин: стан та перспективи гармонізації: монографія / Г. І. Рудько, О. В. Нецький, М. В. Назаренко, С. А. Хоменко. – Київ – Чернівці: Букрек, 2012. – 240 с.

4 Халимов К. Э. Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа / Под ред. Э. М. Халимова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 188 с.

5 Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення // Галузевий стандарт України. – К.: Геоінформ, 1999. – 18 с.

6 Про Концепцію побудови національної статистики України та Державну програму переходу на міжнародну систему обліку і статистики / Затв. постановою КМУ № 326 від 04.05.1993 р.

Література

1 Новая философская энциклопедия: В 4 т. / Под ред. В. С. Стёпина. – М.: Мысль, 2001. – <https://iphlib.ru/greenstone3/library/collection/newphilenc/document/HASH01b0ea7a433b0feb3ff681b0>

2 Taylor H. K. Ore reserves, mining and profit // The Canadian mining and metallurgical bulletin. – 1994. – No 983, Vol. 87. – P. 38-16.

Стаття надійшла до редакційної колегії 29.08.17

Рекомендована до друку професором Федоришиним Д.Д. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором Євдоцюком М.І. (Інститут геологічних наук НАН України, м. Київ)

ПРИНЦИПИ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ПОТОКІВ ГАЗУ ВЛАСНОГО ВИДОБУТКУ З РОДОВИЩ ПАТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»

Ю.Л. Фесенко¹, С.В. Кривуля², М.І. Братах²

¹ГПУ «Шебелінкагазвидобування», філія ПАТ «Укргазвидобування»;
64250, Харківська обл., Балаклійський р-н, смт. Донець, вул. Стадіонна, 9, тел. (05749) 93966,
e-mail: shgpru@shgpru.com.ua

²УкрНДІгаз, філія ПАТ «Укргазвидобування»; 61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20,
тел. (057) 7331755, e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net

Роботу спрямовано на забезпечення високого рівня захисту прав та інтересів споживачів природного газу, у тому числі забезпечення першочергового інтересу безпеки постачання природного газу, зокрема шляхом диверсифікації джерел надходження природного газу, що передбачено Статтею 3 «Принципи функціонування ринку природного газу» Закону про ринок природного газу України (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2015, № 27, ст.234).

Авторами запропоновано статистичний аналіз видобутку, споживання та транспортування газу територією України і визначено вплив різних учасників ринку природного газу на формування споживчого кошику споживання енергії в державі. Як частину програми збільшення видобутку природного газу розглянуто перспективний шлях зміни напрямку газових потоків системою міжпромислових та магістральних газопроводів, який позначається на збільшенні видобутку газу за рахунок формування резервів робочого тиску на гирлі свердловин родовищ, що знаходяться на завершальній стадії розробки в газовому режимі. Розвідка та розробка нових родовищ передбачить інтеграцію їх у потужну газотранспортну систему та можливість, використовуючи наявні магістральні газопроводи, забезпечувати всі регіони України газом власного видобутку. В перспективі, зважаючи на те, що газопромислові управління в східному та західному регіонах є найбільшими постачальниками газу, слід розглянути питання розділення газотранспортної мережі на газопроводи, що транспортують лише газ власного видобутку, газопроводи для транспортування експортного високонапірного газу і газопроводи для сумісного транспортування експортних та власних потоків газу. Для українських газодобувних компаній ефективність видобування означає незалежність процесу видобування та нарощування його обсягів від зовнішніх впливів, таких як зміна робочого тиску в магістральних газопроводах, сезонна нерівномірність споживання газу, посилення вимог щодо якості природного газу власного видобутку, а переорієнтація ринків збуту передбачає введення в експлуатацію нових або використання існуючих потужностей (тобто газопроводів) для транспортування власної газопромислової продукції.

Ключові слова: газ природний, потужність, газопровід, тиск, споживання.

Работа направлена на обеспечение высокого уровня защиты прав и интересов потребителей природного газа, в том числе обеспечение первоочередного интереса безопасности поставки природного газа, в частности путем диверсификации источников поступления природного газа, предусмотренного Статьей 3 «Принципы функционирования рынка природного газа» Закона о рынке природного газа Украины (Ведомости Верховного Совета (ВВС), 2015, № 27, ст. 234).

Авторы предложили статистический анализ добычи, потребления и транспортировки газа по территории Украины и определили влияние разных участников рынка природного газа на формирование потребительской корзины потребления энергии в стране. Как часть программы увеличения добычи природного газа рассмотрен перспективный путь изменения направления газовых потоков по системе межпромышленных и магистральных газопроводов, который отображается на увеличении добычи газа за счет формирования резервов рабочего давления на устье скважин месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки в газовом режиме. Разведка и разработка новых месторождений предусматривает интеграцию их в мощную газотранспортную систему и возможность при использовании существующих магистральных газопроводов, обеспечивать все регионы Украины газом собственной добычи. В перспективе, обращая внимание на то, что газопромышленные управления в восточном и западном регионах являются наибольшими поставщиками газа, следует рассмотреть вопрос разделения газотранспортной сети на газопроводы, транспортирующие только газ собственной добычи, газопроводы для транспортировки экспортного высоконапорного газа и газопроводы для совместной транспортировки экспортных и собственных потоков газа. Для украинских газодобывающих компаний эффективность добычи подразумевает независимость процесса добычи и наращивания ее объемов от внешних воздействий, таких как изменение рабочего давления в магистральных газопроводах, сезонная неравномерность потребления газа, усиление требований по качеству природного газа собственной добычи, а переориентация рынков сбыта предусматривает введение в эксплуатацию новых или использование имеющихся мощностей (то есть газопроводов) для транспортировки собственной газопромышленной продукции.

Ключевые слова: газ природный, мощность, газопровод, давление, потребление.

The work aims to ensure a high level of protection of natural gas consumers' rights and interests, including providing primary interest of natural gas supply by the diversification of natural gas flows that is determined in Chapter 3, "Principles of Natural Gas Market" of the Law of Ukrainian natural gas market (The Journal of Verkhovna Rada, 2015, number 27, p. 234).

The statistical analysis of production, consumption and transportation of gas through Ukraine is suggested. The influence of various market participants on the forming of natural gas consumption basket has been determined. As part of the natural gas production increase program, a promising way of the direction change of gas flow through the trunk and transmission lines is considered. This will lead to gas production increase at the expense of the creation of reserves of the operating pressure toward the wellhead that are in the final stages of development in gas drive mechanism. The exploration and development of new fields will provide their integration into a powerful gas transportation system. This creates the possibility of using the existing transmission lines to ensure that all regions of Ukraine gas can consume natural gas from domestic fields. Taking into account that main production fields are located in in eastern and western region, the largest gas suppliers should consider the division of gas transmission pipelines into lines transporting only domestic gas, pipelines for transporting export high-pressure gas and lines for combined transportation of export and domestic gas flows. The efficient gas production for the Ukrainian gas producing companies means independence of all processes from external influences, such as changing the operating pressure in cross-country export pipelines, seasonal unevenness of gas consumption, increasing quality requirements for natural gas produced from domestic field. The reorientation of markets involves the introduction of new or the use of existing facilities for the natural gas transportation.

Keywords: natural gas, energy supply, gas pipeline, pressure, consumption.

Вступ

Суб'єкти ринку природного газу є рівними у праві на отримання доступу до газотранспортних та газорозподільних систем, газосховищ, установки LNG та на приєднання до газотранспортних і газорозподільних систем, а оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG зобов'язані за зверненням суб'єкта ринку природного газу (замовника) забезпечити йому доступ до газотранспортної або газорозподільної системи, газосховища або установки LNG.

Потужність газотранспортної системи України оцінюється за виходом в 178,5 млрд. м³/рік (288 млрд. м³/рік – по входу), обсяг спожитого газу в 2016 р. становить 30,3 млрд. м³/рік, обсяг транзитного газу – 82,2 млрд. м³/рік. Таким чином, фактичне завантаження системи по відношенню до її пропускної здатності по виходу склало 63 %, по входу – 39 %. Статистичні та загальнодоступні дані, зокрема звітів НАК «Нафтогаз України» [1], ПАТ «Укртрансгаз» та British Petroleum яскраво свідчать про наявність вільної потужності та можливість підключення родовищ або диверсифікацію потоків газу.

За своєю суттю, диверсифікація газових потоків є переорієнтацією ринку збуту природного газу з метою підвищення ефективності його видобування. Для українських газодобувних компаній ефективність видобування означає незалежність процесу видобування та нарощування його обсягів від зовнішніх впливів, таких як зміна робочого тиску в магістральних газопроводах, сезонна нерівномірність споживання газу, посилення вимог щодо якості природного газу власного видобутку, а переорієнтація ринків збуту передбачає введення в експлуатацію нових або використання існуючих потужностей (тобто газопроводів) для транспортування власної газопромислової продукції.

Аналіз сучасних досліджень

Забезпечення недорогих поставок газу має ключове економічне і політичне значення для України. Природний газ залишається найбільш

важливим енергоносієм в Україні. За даними [2] (Статистичний звіт ВР щодо споживання енергії в світі станом на червень 2016 р.) виражений в еквіваленті до мільйонів тон нафти відсоток споживання газу в Україні від загального обсягу енергопостачання становив 34,6 % (див. рис. 1) за підсумками 2016 р.

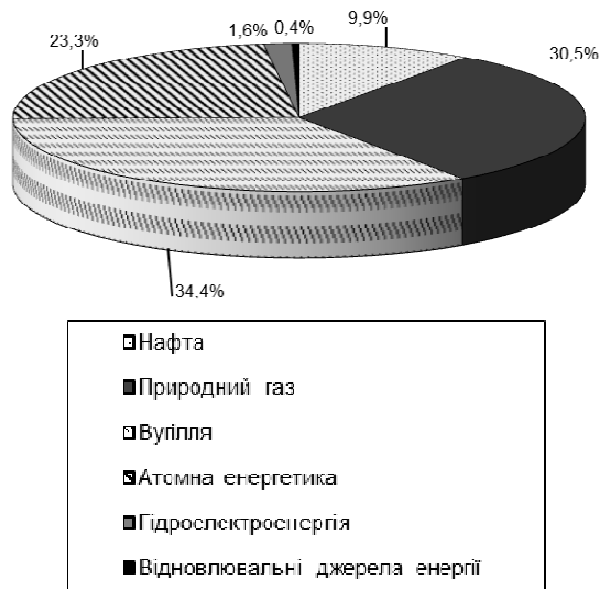
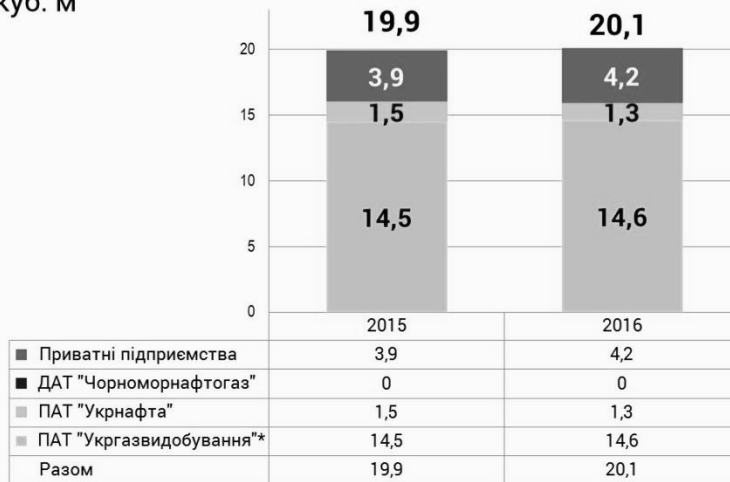


Рисунок 1 – Розподіл споживання енергії в Україні станом на 2016 р.

Відповідно до даних вищезгаданого статистичного звіту та звіту НАК «Нафтогаз України» за 2016 р. [3], загальний видобуток газу в Україні у 2016 р. становив 20,1 млрд. м³ (див. рис. 2), що перекриває лише 66 % обсягу використання газу всіма споживачами (промисловістю, бюджетними установами, населенням тощо – див. рис. 3).

Але, враховуючи середньозважене зменшення обсягів споживання газу основними групами газокористувачів з ПСГ (див. рис. 4) за І кв. 2017 р. в середньому на 19 % відповідно до даних Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, власний видобуток газу в Україні (за умови його стабілізації на рівні 2016 року) перекрив би до 82 % об'єму використаного газу.

Видобуток газу в Україні у 2015 - 2016 рр.,
млрд куб. м



*Валовий видобуток (включно з видобутком за договорами про спільну діяльність та виробничо-технологічними витратами)

Дані за 2016 рік – оперативні, можливі уточнення

Рисунок 2 – Дані щодо видобування газу в Україні станом на 2016 р.



Рисунок 3 – Дані щодо обсягів постачання-споживання природного газу в 2016 р.

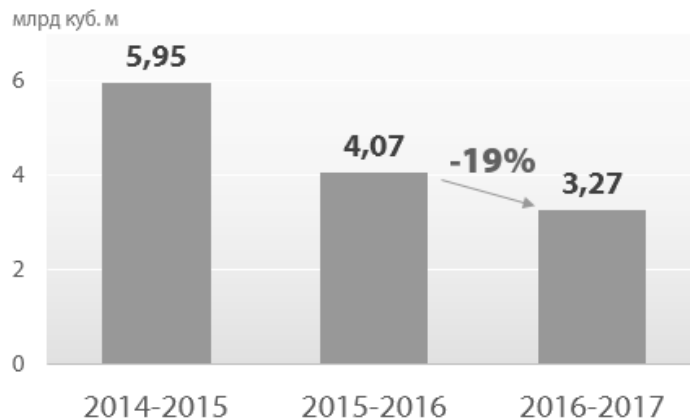
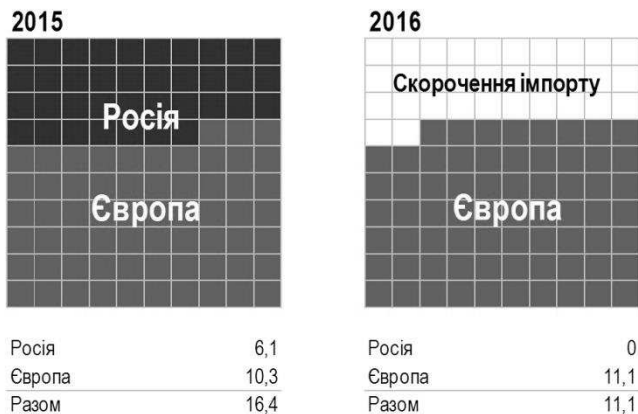


Рисунок 4 – Падіння споживання природного газу в Україні з січня по березень 2015 та 2016 рр. відповідно

Обсяги імпорту газу в Україну, млрд куб. м



Дані за 2016 рік - оперативні, можливі уточнення

* ВТП – виробничо-технологічні потреби

Джерела	Подача, млрд.м ³ /рік	%, 2016*, враховуючи ВТП
УГВ	14,6	46,8
ЄС	11,1	35,6
Інші українські родовища	5,5	17,6
РФ	0	0,0

Рисунок 5 – Структура наповнення кошика споживання природного газу

Якщо оцінювати загальний обсяг споживання газу в 2015 році в 30,3 млрд. м³/рік та виробничо-технологічні потреби газовидобувних, газотранспортних та газорозподільних мереж в 0,9 млрд. м³/рік, то таблиця наповнення споживчого кошику газу із розподілом джерел за принципом значущості внеску буде відповідати представлений на рис. 5. Результати яскраво свідчать, що видобуток газу з родовищ найбільшої української газовидобувної компанії виходить на перше місце в енергетичному балансі серед джерел надходження природного газу в систему споживачів (46,8 % від загального обсягу спожитого газу).

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

На даний час Україна виробляє 20,1 млрд. м³ природного газу, що є недостатнім для задоволення наявного внутрішнього попиту, який складає близько 30,3 млрд. кубометрів. Однак, на своєму піку у 1970-х роках виробництво досягало майже 70 млрд. кубометрів, і Енергетична стратегія Укргазвидобування передбачає суттєве зростання внутрішнього виробництва. Фактично до моменту створення окремих національних видобувних та транспортних компаній, Укргазпром розподіляв експортні та внутрішньо українські потоки газу, що значно підвищувало ефективність та надійність роботи газотранспортної системи.

Але і в теперішній момент, і подальшому Україна залежна від зовнішніх джерел надходження газу (фактично від імпорту), а основним завданням газопромислових управлінь є стабілізація і нарощування видобутку газу з існуючих родовищ і розвиток нових покладів.

Формулювання цілей статті

Для ПАТ «Укргазвидобування» досягти збільшення видобутку традиційного газу в

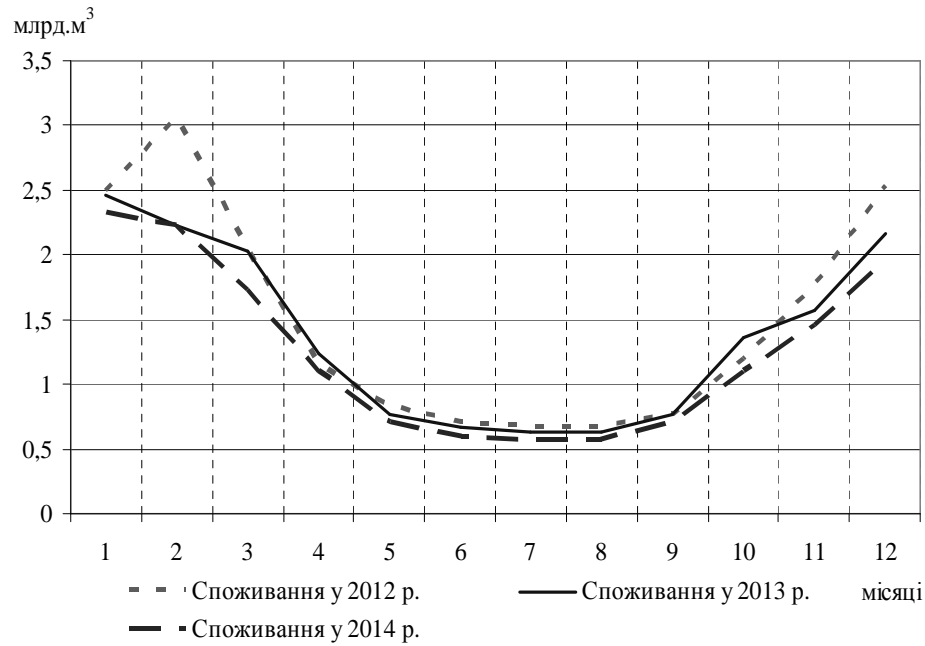
Україні, навіть попри високий ступінь виснаження існуючих великих виробничих областей, можливо за рахунок вкладення коштів у розробку нових родовищ і залучення нових технологій, а також в підвищення продуктивності існуючих великих родовищ, підвищення активності у сфері пошуку та розвідки нових газових родовищ, впровадження технологій та інвестицій для глибокого буріння (понад 6 км нижче поверхні землі) та гідророзривів пласта, введення нових ДКС, будівництва нових газопроводів, оптимізації газових потоків тощо. В цій роботі автори зосереджуються на диверсифікації потоків газу з родовищ ПАТ «Укргазвидобування», як основного гравця ринку природного газу України, з метою забезпечення енергонезалежності і захисту споживачів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

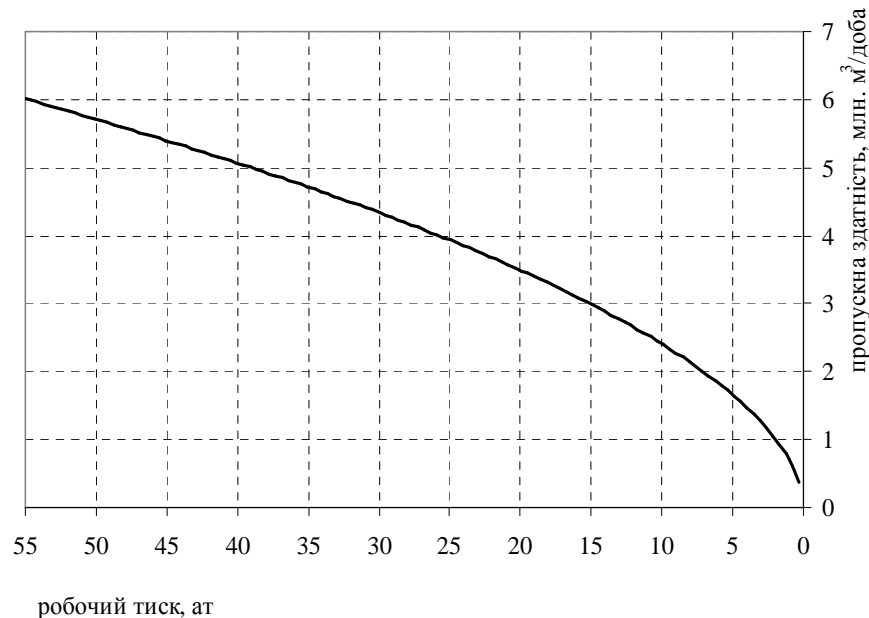
Проблема стабілізації видобутку газу тісно взаємопов'язана із споживанням газу та пропусковою здатністю газотранспортної системи в умовах експлуатації її на низьких тисках.

Перша складова проблеми яскраво простежується з графіку обсягів споживання газу протягом 2012 – 2014 рр. Попри те, що річний обсяг споживання газу має яскраво виражену тенденцію до спадання, споживання газу протягом року (помісячно) характеризується природним зменшенням в літній період порівняно із зимовим (рис. 6-а).

Графік залежності пропускової здатності типового міжпромислового газопроводу діаметром 500 мм від робочого тиску, представлений на рис. 6-б, показує на скільки зменшується можливість подачі газу власного видобутку в систему магістральних газопроводів в умовах зниження робочого тиску на виході з УКПГ або іншого пункту передачі газу від газовидобувного до газотранспортного підприємства.



а)



б)

Рисунок 6 – Обсяги споживання газу населенням протягом 2014 – 2015 рр. та пропускна здатність типового міжпромислового газопроводу діаметром 500 мм

Сукупний вплив двох вказаних вище чинників (сезонна нерівномірність споживання газу та робота за низького робочого тиску) на показники видобутку газу яскраво простежується для Шебелинського ГКР в період 2009-2015 рр. (див. рис. 7).

В 2009 р. Шебелинське ГКР було орієнтовано на споживачів Харківського промислового регіону з подачею газу в систему МГ Шебелинка – Харків та ШБКБ практично в повному обсязі видобутку в зимовий період роботи. В літній період роботи газ, що не збувався до ГРС м. Харкова подавався на Хрестищенську ДКС із низьким робочим тиском по МГ ШДК. Низька пропускна здатність цього газопроводу в умовах низького робочого тиску та неможли-

вість збути газ в Харківський промвузол формували падіння видобутку газу в літній період роботи із фактичним сезонним зменшенням видобутку до 20 млн. м³ на місяць.

Розвиток Шебелинського ГКР тісно пов'язаний із диверсифікацією шляхів збуту природного газу з родовища, яка зумовила необхідність нарощування трубопровідних та компресорних потужностей, але відбилася як в стабілізації річного видобутку газу, так і в подоланні сезонної залежності обсягів видобутку від обсягів споживання протягом року (див. рис. 7 – нижній графік). Історія розвитку транспортних та компресорних потужностей Шебелинського ГКР відображена на рис. 8.

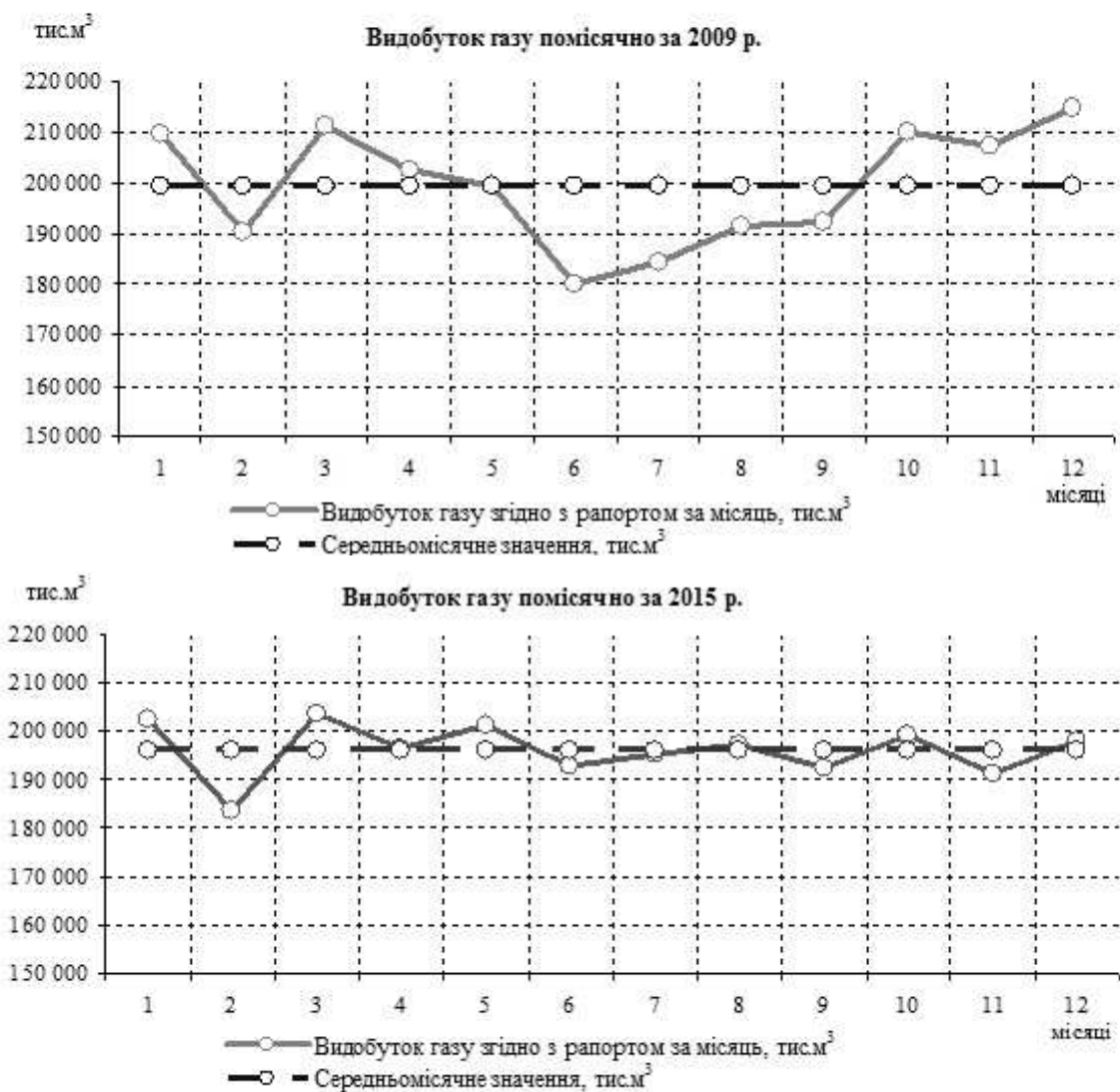


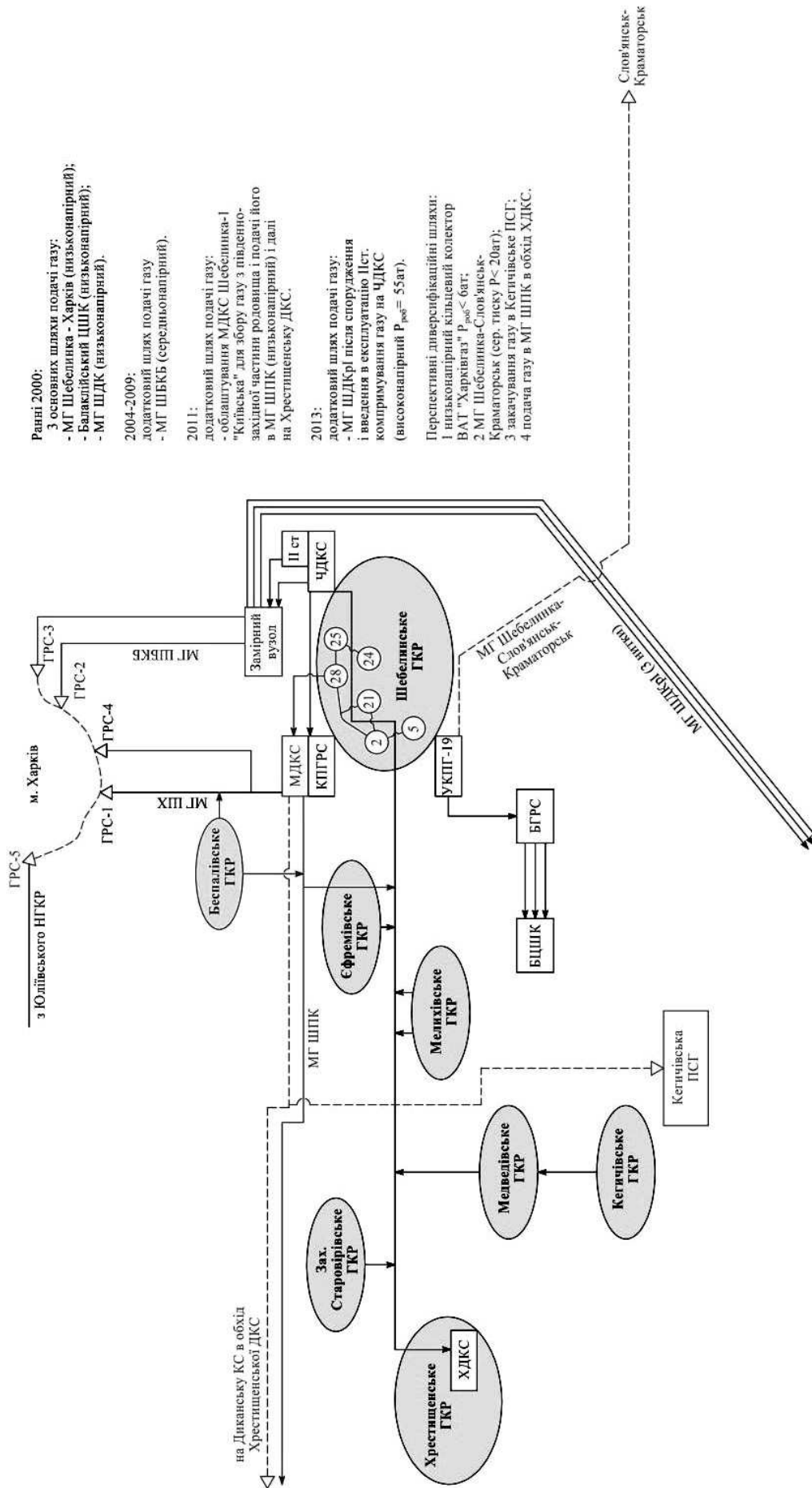
Рисунок 7 – Порівняння обсягів видобування газу з Шебелинського газоконденсатного родовища у 2009 та 2015 роках

Диверсифікація потоків газу дозволяє нарощувати видобуток або, принаймні, його стабілізувати і на інших родовищах ГПУ «Шебелинкагазвидобування», зав'язаних у систему міжпромислових газопроводів ШДК, ШПК, ЄДК. Так, у 2013 р. збільшення пропускної здатності системи МГ ШДК та ЄДК досягнуто за рахунок очистки початкових ділянок газопроводу від Червонодонецької ДКС та перенаправлення частини потоку у відвід від Кегичівського та Медведівського ГКР. Цей комплексний підхід дозволив стабілізувати видобуток газу на Єфремівській групі родовищ.

В 2015 році вперше із фахівцями УМГ «Харківтрансгаз» розпочато промисловий експеримент із закачування в літній період газу Шебелинського ГКР через МГ Новопсков – Шебелинка в Краснопопівську ПСГ, що дало змогу суттєво знизити тиски на виході з Червонодонецької ДКС з 48 до 28 бар і досягти скорочення виробничо-технологічних витрат.

Зміна потоку газу з Кобзівської групи родовищ на вхід Хрестищенської ДКС із використанням існуючого компресорного цеху у вересні 2015 році дозволила знизити робочі тиски на крайових УКПГ більш, ніж на 10 бар (див. рис. 9). За рахунок пониження тиску на гирлах свердловин Кобзівського (27,2 млн м³), Ланнівського (7,9) та Зх-Соснівського ГКР (10,6) вдалося додатково видобути 45,7 млн. м³ газу, на 2016 рік – на рівні 156,4 млн. м³.

Будівництво нового газопроводу Валюхівська УКПГ – Гл. Розбишівська УКПГ (пуск якого запланований на II півріччя 2017 р.) повністю змінює напрямки потоків газу між Тимофіївською УСП і Солохівською ДКС і позначиться в додатковому видобутку природного газу на рівні 373 млн.м³ до 2030 р. включно. Крім того, цей проект передбачає розвантаження Диканської КС, заощадження паливного газу, зменшення величин робочого тиску на цілій низці родовищ, збільшення обсягів видобутку рідких вуглеводнів.



Ранні 2000:
 3 основних шляхи подачі газу:
 - МГ Шабелінка - Харків (низьконапірний);
 - Балаклійський ШПК (низьконапірний);
 - МГ ШДК (низьконапірний).

2004-2009:
 додатковий шлях подачі газу
 - МГ ШВКБ (середьонапірний).

2011:
 додатковий шлях подачі газу:
 - облаштування МДКС Шабелінка-1 "Київська" для збору газу з південно-західної частини родовища і подачі його в МГ ШПК (низьконапірний) і далі на Хрестинську ДКС.

2013:
 додатковий шлях подачі газу:
 - МГ ШДКр1 після спорудження і введення в експлуатацію Пст. компримування газу на ЧДКС (виськонапірний $P_{\text{роб}} = 55 \text{ ат}$).

Перспективні диверсифікаційні шляхи:
 1. низьконапірний кільцевий колектор ВАТ "Харківгаз" $P_{\text{роб}} < 6 \text{ ат}$;
 2. МГ Шабелінка-Слов'янськ-Краматорськ (сер. тиску $P < 20 \text{ ат}$);
 3. закачування газу в Кеґишаску ПСГ;
 4. подача газу в МГ ШПК в обхід ХДКС.

Рисунок 8 – Розвиток інфраструктури Шабелінського газоконденсатного родовища та шляхи збуту природного газу з родовища протягом останнього десятиріччя

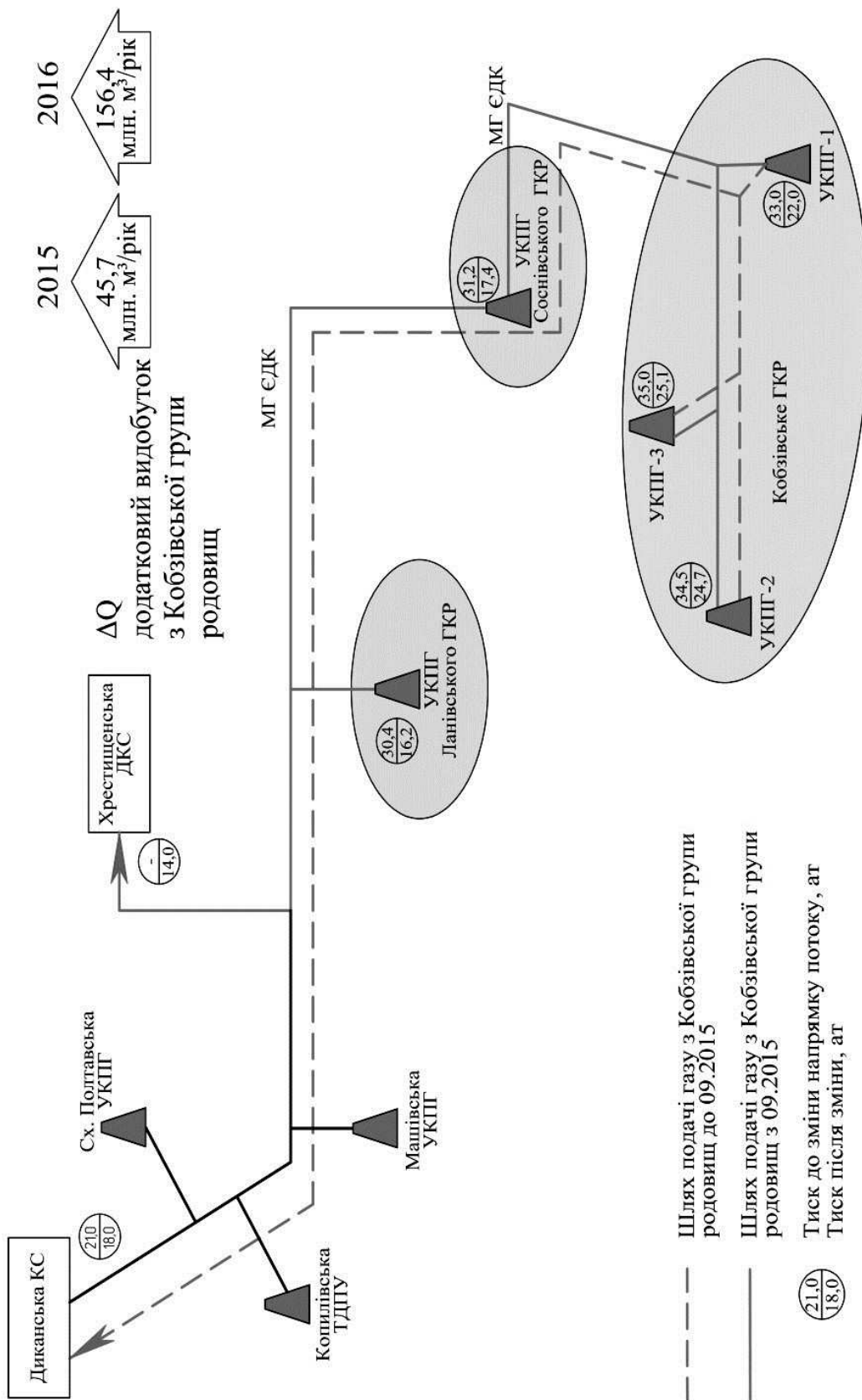


Рисунок 9 – Перенаправлення потоків газу з Кобзівської групи родовищ

Висновки

На основі вище представлених прикладів, як частину енергетичної стратегії розвитку України, як енергонезалежної держави, слід розглядати можливість диверсифікації потоків газу з власних родовищ для забезпечення газом всіх споживачів. Зміна напрямку потоку газу, залучення до транспортування нових ділянок газопроводів, зміна робочого тиску в системі газопроводів, нарощування газозбірних та компресорних потужностей є запорукою стабілізації видобутку газу з виснажених родовищ. Розвідка та розробка нових родовищ передбачить інтеграцію їх у потужну газотранспортну систему та можливість, використовуючи наявні магістральні газопроводи, забезпечувати всі регіони України газом власного видобутку. В перспективі, зважаючи на те, що газопромислові управління в східному та західному регіонах є найбільшими постачальниками газу, слід розглянути питання розділення газотранспортної мережі на газопроводи, що транспортують лише газ власного видобутку, газопроводи для транспортування експортного високонапірного газу і газопроводи для сумісного транспортування експортних та власних потоків газу.

Розподіл цих газопроводів фактично на «національні», орієнтовані на подачу газу споживачам України, та «експортні» формує наступний варіант концептуальних змін у транспортуванні газу власного видобутку:

виділення для транспортування газу власного видобутку окремих газопроводів ПАТ «Укртрансгаз», зміна напрямків потоків газу, розвантаження лінійних компресорних станцій у вузлах видобування-транспортування-споживання газу.

Прикладом такої схеми є робота низьконапірної початкової ділянки МГ ШДК, яка збирає і подає газ з Шебелинського, Беспалівського, Єфремівського, Мелихівського, Медведівського, Кегичівського та Зах. Старовірівського ГКС на вхід Хрестищенської ДКС. Фактично ДКС в цьому випадку відіграє роль головних споруд, доводячи газ до вимог якості. В подальшому цей газ в літній період змішується з підготовленим газом з ГС Солоха та інших УКПГ і транспортується через КС Диканька, КС Лубни, КС Бердичів, КС Тернопіль на Більче-Волицьке ПСГ. В зимовий період газ власного видобутку відбирається з ПСГ для потреб споживачів, таким чином не покидаючи територію України і транспортуючись по окремих трубопроводах.

Варіант передбачає відокремлення таких трубопроводів, що транспортують виключно газ власного видобутку, та зменшення вимог щодо якості природного газу, який подаватиметься в цю систему МГ. Іншим шляхом розвитку є нарощування власної газотранспортної системи газовидобувного підприємства шляхом спорудження нових трубопроводів.

Переваги такого варіанту транспортування газу власного видобутку є:

1) зменшення вимог щодо якості природного газу для газопроводів, які транспортують газ власного видобутку;

2) перенаправлення окремих потоків газу розвантажить як вузлові компресорні станції, так і ДКС газовидобувних підприємств, що відіб'ється в заощадженні паливного газу;

3) зменшення капіталовкладень в об'єкти підготовки та компримування природного газу;

4) збільшення (стабілізація) видобутку газу з родовищ за рахунок зниження величин робочого тиску;

5) можливість подавання газу в ПСГ, що знаходяться неподалік родовищ;

6) можливість подачі газу споживачам у великих промислових вузлах;

7) можливість створити декілька потужних централізованих пунктів збору газу із доведенням його до вимог якості.

Література

- 1 <http://utg.ua/utg/business-info/live>.
- 2 BP statistical review of World Energy June 2015 – bp.com/statistical review – 2016 – 48 pages.
- 3 <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf>

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.09.17*

*Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Білецьким В.С.
(НТУ «ХПІ», м. Харків)*

РОЛЬ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ У ЗАБЕЗПЕЧЕННІ НАДІЙНОГО ТА БЕЗПЕЧНОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ – ІСТОРІЯ СЬОГОДЕННЯ ТА НАПРЯМКИ РЕФОРМУВАННЯ

А.М. Клюнь¹, М.О. Карпаш²

¹ ПАТ «Укртрансгаз»; 01021, м. Київ, Кловський узвіз, 9/1, тел.(044) 2543438, e-mail: forletter@utg.ua

² ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 547002, e-mail: mkarpash@nung.edu.ua

На прикладі ПАТ «Укртрансгаз» комплексно досліджено функціонування структури НД великої компанії, окремі підрозділи якої працюють в різних регіонах України. Дослідження ґрунтується на роботах [5-6], у яких запропоновано підходи до створення сучасної нормативної бази для магістрального транспортування та підземного зберігання газу як складника єдиного нормативного поля нафтогазового комплексу.

Ключові слова: газотранспортна система, магістральне транспортування, підземне зберігання нафти і газу, нормативна база.

На примере ОАО «Укртрансгаз» комплексно исследовано функционирование структуры ВС крупной компании, отдельные подразделения которой работают в разных регионах Украины. Исследование базируется на работах [5-6], в которых предложены подходы к созданию современной нормативной базы для магистрального транспорта и подземного хранения газа как составляющей единого нормативного поля нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: газотранспортная система, магистральный транспорт, подземное хранение нефти и газа, нормативная база.

The functioning of the large company's regulatory documents based on JSC "Ukrtransgaz" has been comprehensively studied, separate subdivisions of which operate in different regions of Ukraine. The study is based on works [5-6], which suggested approaches to the development of a modern regulatory framework for the main transportation and underground storage of gas as a component of a single regulatory field of the oil and gas complex.

Key words: gas transportation system, main transportation, underground storage of oil and gas, regulatory framework.

Вступ

Газотранспортна система (ГТС) України є єдиною організаційно-технічною виробничою структурою, що здійснює всі технологічні процеси, пов'язані з транспортуванням та зберіганням природного газу. Її надійне, безпечне та ефективне функціонування неможливе без сучасної нормативної бази, яка б відповідала чинному законодавству України, сучасному рівню науки і техніки та вимогам національних нормативних документів (НД), зокрема гармонізованих з міжнародними і європейськими.

За часів СРСР ГТС України була частиною Єдиної системи газопостачання СРСР, за розвиток і експлуатування якої відповідало Міністерство газової промисловості (рос. Мингазпром СССР), що його у 1989 році було перетворено в Державний газовий концерн "Газпром". А спорудженням усіх магістральних трубопроводів по всій території СРСР керувало Міністерство будівництва підприємств нафтової та газової промисловості (рос. Миннефтегазстрой СССР). Така структура керування визначила систему НД, яка діяла в Єдиній системі газопостачання СРСР на момент розпаду СРСР.

Ця система НД була фрагментом розвинутої системи стандартизації та нормування в будівництві, яка діяла в колишньому СРСР і відповідала вимогам адміністративно-планової економіки, за якої не було самостійних суб'єктів господарювання – кожне підприємство підпорядковувалось певному міністерству чи відомству на загальносоюзному або республіканському рівні.

Характерні ознаки цієї системи:

– тотальне регламентування усіх аспектів життя; тому вимоги стандартів та будівельних норм були обов'язковими, а самі ці документи як нормативні акти входили до системи радянського законодавства. Наприклад, стандарти на продукцію містили запис «Несоблюдение стандарта преследуется по закону» (див. рис. 1). Отже, в СРСР стандартизація була складником системи державного регулювання економіки, тобто виконувала функції технічного регулювання;

– чотири рівня стандартів: загальносоюзні (ГОСТ), галузеві (ОСТ), республіканські (РСТ), підприємств (СТП);

К 662.76 : 006.354

Група Б19

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР

ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ

ГОСТ

Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе

22667-82

Combustible natural gases. Calculation method for determination of calorific value, specific gravity and Wobbe index

(СТ СЭВ 3359-81)

Взамен
ГОСТ 22667-77

станованием Государственного комитета СССР по стандартам от 23 августа 82 г. № 3333 срок действия установлен

с 01.07. 83
до 01.07. 90Зазначено
обов'язковість

Несоблюдение стандарта преследуется по закону

Настоящий стандарт устанавливает расчетные методы определения высшей и низшей теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе по компонентному составу природных горючих газов.

Стандарт полностью соответствует СТ СЭВ 3359-81.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ

1.1. Теплоту сгорания газа (высшую или низшую) вычисляют по компонентному составу и теплоте сгорания отдельных компонентов газа.

Рисунок 1 – Обов'язковість стандартів за радянських часів

– три рівні будівельних норм: загальносоюзні (СНиП, СН), відомчі (ВСН), республіканські (РСН);

– розподіл вимог за рівнями регламентування відзеркалював ієрархічну структуру керування народним господарством:

1) основні вимоги міжгалузевого характеру було зафіксовано в загальносоюзних ГОСТ та СНиП, що їх затверджували Держстандарт СРСР (рос. Госстандарт СССР) та Держбуд СРСР (рос. Госстрой СССР) відповідно. Вимоги цих документів були обов'язкові для всіх міністерств (відомств) та організацій (підприємств, установ) на всій території СРСР;

2) галузеві стандарти (ОСТ) та прирівняні до них документи (правила, порядки тощо) розробляли і затверджували галузеві міністерства СРСР, зокрема Мінгазпром СРСР та Міннафтогазбуд СРСР, ці документи були обов'язковими підпорядкованим їм підприємствам;

3) відомчі будівельні норми (ВСН) розробляли і затверджували спеціалізовані будівельні міністерства, зокрема Міннафтогазбуд СРСР. Сферою дії цих НД були будівельно-монтажні та проектно-конструкторські організації, що належали до сфери підпорядкування цих міністерств;

4) частка республіканських будівельних норм (РСН) та стандартів (РСТ) взагалі була незначною, оскільки основні підприємства СРСР, (зокрема підприємства нафтогазового

комплексу, були загальносоюзного підпорядкування, а розробляти республіканські НД можна було лише за відсутності загальносоюзних та галузевих і лише для підприємств республіканського підпорядкування;

5) стандарти підприємств могли лише конкретизувати вимоги НД вищого рівня приймання.

Отже, на момент проголошення незалежності України, правила виконання всіх робіт, пов'язаних зі спорудженням та експлуатуванням магістральних газопроводів, було встановлено НД лише загальносоюзного рівня (ГОСТ, СНиП) чи галузевих міністерств колишнього СРСР (ОСТ, ВСН, правила, порядки тощо), тобто не було НД республіканського рівня з цих питань.

Загальною рисою, притаманною для системи стандартизації газотранспортної галузі, був детальний опис технічних і виробничих процесів та вимоги до безумовного виконання норм і правил, які були чинні на той період.

У газовій промисловості колишнього СРСР визначальною була саме галузева стандартизація й основоположним документом, який регламентував практично всі види робіт з експлуатації магістральних газопроводів і підземних сховищ газу, були «Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів» російською мовою, що їх неодноразово переглядали та удосконалювали із розвитком ГТС, її виробничих та технологічних процесів.



Рисунок 2 – Газотранспортна система України

Радянська система стандартизації та нормування в будівництві не відповідала принципам ринкової економіки. Тому з часів незалежності, починаючи з 1991 року, Україна реформує національну систему стандартизації на підставі міжнародної та європейської практики.

Можна виділити такі основні етапи реформування:

– 1993 рік: створення національної системи стандартизації прийняттям Декретів Кабінету Міністрів України «Про стандартизацію і сертифікацію» та «Про державний нагляд за додержанням стандартів, норм і правил та відповідальність за їх порушення», основоположних ДСТУ;

– 2001 рік: наближення національної системи технічного регулювання та стандартизації до міжнародної прийняттям Законів України «Про стандартизацію», «Про підтвердження відповідності», «Про акредитацію органів з оцінки відповідності», у яких уперше в Україні задекларовано принцип добровільності застосування стандартів та введено новий вид НД — технічний регламент;

– 2005 рік: приведення національного законодавства у відповідність до міжнародної та європейської практики прийняттям Закону України «Про стандарти, технічні регламенти та процедури оцінки відповідності», а також внесенням відповідних змін у раніше прийняті закони. В українському законодавстві з'явилося поняття технічного регулювання. Проте на практиці технічне регулювання та стандартизацію чітко не розмежовували, оскільки вимоги державних та інших стандартів, залишалися обов'язковими до прийняття відповідних технічних регламентів та інших нормативно-правових актів (НПА), які регулюють ці питання;

– 2010-2011 роки: реформування центральних органів виконавчої влади України, відповідальних за технічне регулювання та стандартизацію, на підставі Закону України «Про центральні органи виконавчої влади» та Указу Президента України «Про оптимізацію системи центральних органів виконавчої влади»;

– 2014-2015 роки: прийняття Законів України «Про стандартизацію» [1] та «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» [2] і змін до Господарського кодексу [3, ст. 12, 15] чітко визначили роль стандартизації в системі регулювання національної економіки як засобу ринкового саморегулювання та її кардинальну відмінність від технічного регулювання [4], що є засобом державного регулювання.

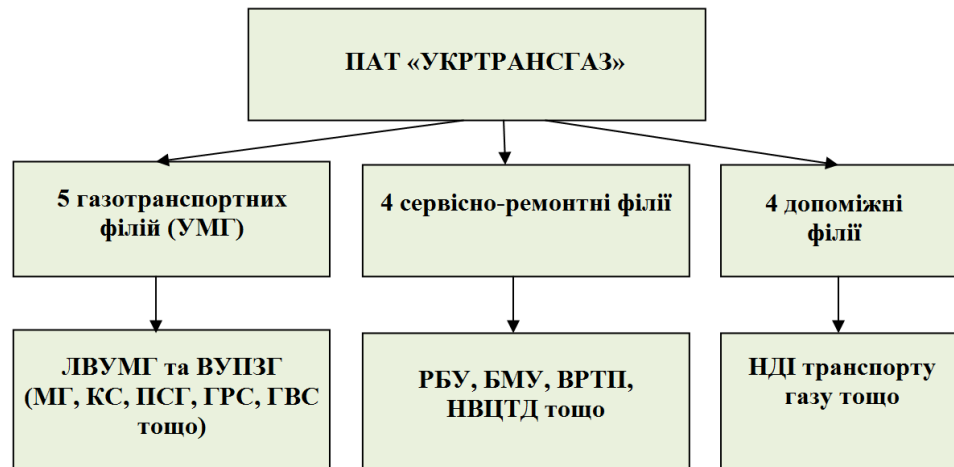
Висвітлення основного матеріалу

Розглянемо, як впливають НД на ефективність діяльності оператора ГТС/газосховищ.

Сучасна ГТС (див. рис. 2) є складною організаційно-технічною структурою, яка здійснює повний цикл транспортування природного газу закордонним та вітчизняним споживачам, а також зберігання природного газу в підземних сховищах. Оператором ГТС є ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» (див.рис. 3), у структурі якого функціонує 13 філій із загальною кількістю понад 21 000 фахівців.

Тому питання оперативного та якісного їх забезпечення потрібними в роботі НД, внесення змін і доповнень до чинних НПА, стандартів, норм і правил є дуже актуальним.

Нормативні документи, якими регламентовано всі напрями діяльності Товариства, поділяють на:



УМГ – управління магістральних газопроводів, ЛВУМГ – лінійні виробничі управління магістральних газопроводів, ВУПЗГ – виробничі управління підземного зберігання газу, МГ – магістральні газопроводи, КС – компресорні станції, ПСГ – підземні сховища газу, ГРС – газорозподільчі станції, ГВС – газовимірювальні станції, РБУ – ремонтно-будівельні управління, БМУ – будівельно-монтажні управління, ВРТП – виробниче ремонтно-технічне підприємство, НВЦТД – науково-виробничий центр технічної діагностики, НДІ – науково-дослідний інститут

Рисунок 3 – Структура ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

1) НПА з питань технічного регулювання, до яких належать Закони України, Укази Президента, Технічні регламенти та інші НПА Кабінету Міністрів України, НПА з охорони праці (НПАОП), НПА з пожежної безпеки (НАПБ), санітарні правила та норми тощо;

2) державні та галузеві будівельні норми, які є підзаконними нормативними актами технічного характеру;

3) стандарти різних рівнів приймання:

- національні стандарти України;
- стандарти Міненерговугілля України;
- стандарти ПАТ «НАК «Нафтогаз України»;
- стандарти та інші НД ПАТ «Укртрансгаз».

Відповідно до «Прикінцевих та перехідних положень» Закону України «Про стандартизацію» [1] галузеві НД застосовують до їх заміни на технічні регламенти, національні стандарти, кодекси усталеної практики чи скасування в Україні, але не більш як 15 років з дня набрання чинності Законом. Тому ці стандарти Міненерговугілля України поступово буде замінено на національні стандарти та стандарти рівня організацій.

Враховуючи таку непросту структуру та різну сферу застосування окремих НД, на підставі виконаного детального аналізу усієї нормативної бази, яка діє в Україні, в ПАТ «Укртрансгаз» було розроблено «Перелік чинних нормативних документів з проектування, будівництва, експлуатації та ремонту об'єктів газотранспортної системи України» (далі – Перелік). Цей Перелік містить інформацію про ті чинні НД, якими треба керуватись у системі ПАТ «Укртрансгаз». Унікальність переліку полягає в тому, що він чітко по розділах структурує ті НД, якими треба керуватись фахівцям ПАТ «Укртрансгаз», виконуючи ті чи інші ви-

робничі процеси. Розділи переліку відповідають основним напрямкам діяльності Товариства. Перелік містить НД усіх рівнів приймання: національного (державного), галузевого (НД Міненерговугілля та НАК «Нафтогаз України») та рівня ПАТ «Укртрансгаз».

Як свідчить практика використання цього переліку, структура його залишається незмінною протягом значного часу. Це пов'язано, в першу чергу, з тим, що структура процесів у ПАТ «Укртрансгаз» є стабільною протягом значного часу роботи, а суттєво змінюється лише саме наповнення розділів переліку нормативними документами. Для зручності структуру Переліку та кількість НД за його тематичними розділами наведено в табл. 1.

Серед зазначеної кількості НД близько 500 – це стандарти рівня ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», решта – це НД національного та галузевого рівня.

Відсотковий розподіл нормативних документів в переліку наведено на рисунку 4. З рисунку видно, що на такі сфери, як технічна діагностика, нормативно-правові акти, капбудівництво, експлуатацію устаткування та охорону праці припадає понад 69% усіх нормативних документів із переліка. Це вказує на актуальність питань безпечності та надійності функціонування ГТС для стандартизації на корпоративному рівні в ПАТ «Укртрансгаз».

Тобто НД цих розділів необхідно приділяти найбільшу увагу стосовно актуалізації та розроблення й упровадження нових сучасних стандартів.

Ці розділи мають таку структуру:

6 ЕКСПЛУАТАЦІЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

6.1 Газопроводи з відгалуженнями та лупінгами

6.2 Газорозподільні станції

Таблиця 1 – Структура «Переліку чинних нормативних документів з проектування, будівництва, експлуатації та ремонту об'єктів газотранспортної системи України»

Розділ	Назва розділу	Кількість НД (станом на 01.07.2017)
1	Нормативно-правові акти	821
2	Проектування, капітальне будівництво, реконструкція та технічне переоснащення	1123
3	Експлуатація електрообладнання та ліній електропередавання	642
4	Ресурсоощадження, енергоощадження, облік і нормування ПЕР та матеріальних ресурсів	165
5	Експлуатація автотранспорту та спецтехніки	291
6	Експлуатація магістральних газопроводів (КС, ЛЧ, ПСГ, ГРС)	420
7	Зварювання	206
8	Протикорозійний захист та діагностика корозії споруд	138
9	Технічна діагностика, надійність та промислова безпека об'єктів ГТС	1071
10	Метрологія та газовимірювання	419
11	Експлуатація засобів автоматизації, телемеханізації та САК	244
12	Експлуатація засобів зв'язку та сигналізації	241
13	Охорона праці, технічний нагляд та пожежна безпека	1053
14	Охорона навколишнього середовища	202
15	Організація та керування підприємствами, маркетинг і матеріально-технічне забезпечення	102
16	Стандартизація, сертифікація, ліцензування та системи керування якістю	231
17	Науково-технічна діяльність	61
18	Термінологія	210
19	Вуглеводнева сировина та продукція	135
20	Державні класифікатори	22

Примітка. Окремі НД можуть входити до кількох розділів.

- 6.3 Компресорні станції
- 6.4 Підземні сховища газу
- 9 ТЕХНІЧНА ДІАГНОСТИКА, НАДІЙНІСТЬ ТА БЕЗПЕКА ОБ'ЄКТІВ ГТС
- 9.1 Технічна діагностика та надійність
- 9.2 Промислова безпека
- 13 ОХОРОНА ПРАЦІ, ТЕХНІЧНИЙ НАГЛЯД ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА
- 13.1 Охорона праці
- 13.2 Пожежна безпека
- 13.3 Цивільний захист

При цьому, слід зазначити, що розвиток саме корпоративних систем стандартизації в нафтогазовому комплексі зумовлено такими міркуваннями, і більшість з них зводиться до комплексного вирішення питань безпеки та надійності:

- впровадження результатів наукових досліджень та новітніх перевірених технологій у виробничу практику;
- зниження ризиків та операційних витрат;
- сприяння у залученні інвестицій;
- продовження терміну безпечної експлуатації устаткування;
- адекватне планування виробничої діяльності;
- гармонізація регуляторної бази із вимогами закордонних партнерів.

Таким чином, науково-технічна та регуляторна політика компанії коригується зі змінами у чинному профільному законодавстві – у 2014 році з набранням чинності нової редакції Закону України «Про стандартизацію» [1] українську систему стандартизації перебудовано на європейських засадах – залишено лише два рівні стандартизації: національний рівень та рівень суб'єктів господарювання.

Окрім того, одним із заходів Програми діяльності Кабінету Міністрів України, затвердженою постановою КМУ від 09.12.2014 № 695 та схваленою постановою Верховної Ради України від 11.12.2014 № 26-VIII, визначено термін припинення дії на території України стандартів колишнього СРСР. На виконання Програми до 01.01.2019 на території України втраять чинність майже всі стандарти колишнього СРСР. На сайті Національного органу стандартизації – ДП «УкрНДНЦ» зазначено загальну кількість ГОСТ, що їх буде скасовано, – 14295 (ГОСТ, розроблених до 1992 року включно, та ДСТУ ГОСТ, ідентичних таким ГОСТ). Згідно з дослідженнями, проведеними в Товаристві, кількість ГОСТ, які підлягають скасуванню і які активно використовують в діяльності ПАТ «Укртрансгаз», складає 977 стандартів. І це може скласти серйозну проблему

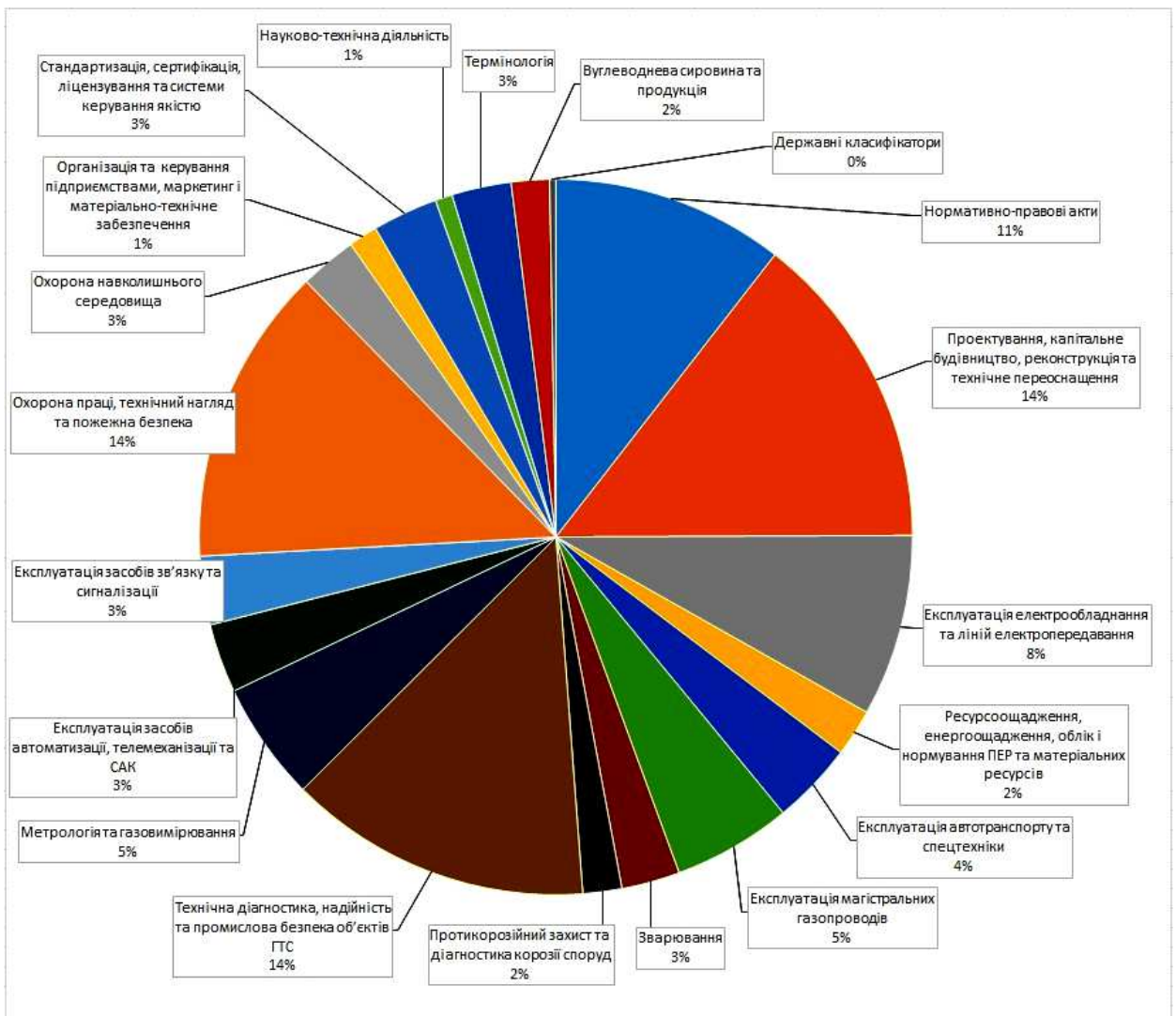


Рисунок 4 – Відсотковий розподіл документів у переліку НД ПАТ «Укртрансгаз»

Таблиця 2 – Динаміка поступового скасування ГОСТ, що їх використовують у виробничій діяльності ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

Рік скасування	Кількість ГОСТ (зокрема ДСТУ ГОСТ), заявлених до скасування жовтень 2016 / лютий 2017	ДСТУ, що упроваджено замість ГОСТ (методом підтвердження) жовтень 2016 / лютий 2017
до 31.12.2015	4	
з 01.01.2016	29 (2)	21 (20) / 89 (70)
з 01.01.2017	5 (3)	10
з 01.01.2018	933 (47) / 890 (48)	
з 01.01.2019	6 / 8	
Загалом:	977 (52)	

для нормативного забезпечення ГТС, оскільки з обігу буде вилучено скасовані ГОСТ, які на даний час активно застосовують у виробничій діяльності, в тому числі для забезпечення безпечного та надійного експлуатування ГТС та її складових.

У табл. 2 наведено динаміку поступового скасування ГОСТ, що їх використовують у ви-

робничій діяльності ПАТ «УКРТРАНСГАЗ». Як видно, за короткий строк ще треба переглянути та розробити значну кількість стандартів, що потребує значної консолідації зусиль як служби стандартизації ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», так і технічних фахівців за напрямками діяльності [8].

Висновки

Успадкувавши від колишнього СРСР розвинену систему стандартизації та нормування, Україна реформує її на підставі міжнародної та європейської практики, а ПАТ «Укртрансгаз» як оператор газотранспортної системи цьому приділяє особливу увагу.

У газотранспортній галузі дуже активно застосовують значну кількість НД, структура яких відповідає основним процесам функціонування ГТС України. Вік, категорійність та сфера застосування цих стандартів дуже різняться між собою.

Визначено структуру нормативної бази ПАТ «Укртрансгаз» та проведено кількісний аналіз використання НД відповідно до напрямів діяльності Товариства.

До числа першочергових завдань, які слід вирішити, виділено такі: розроблення методології, що дозволяла би здійснювати аналіз використання НД на корпоративному рівні, дозволяла б ідентифікувати неактуальні для компанії документи для їх відміни, переглядати існуючі, а також бажано прогнозувати потребу у розробленні нових. Доцільним також було б розробити інструментарій задля реалізації такої методології. Також при цьому, доцільно розглянути синергетичні ефекти, що ймовірно виникатимуть при функціонуванні корпоративних систем стандартизації та інтегрованих систем управління (ISO 9000, ISO 14000, OHSAS 18000, ISO 50001).

Література

1 Закон України «Про стандартизацію» [Текст] від 05.06.2014 № 1315-VII. — Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/1315-18>.

2 Закон України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» [Текст] від 15.01.2015 № 124-VIII. — Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/124-19>.

3 Господарський кодекс України від 16.01.2003 № 436-IV (з останніми змінами згідно із Законом України від 16.07.2015 № 629-VIII). — Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/436-15>.

4 Віткін Л. М. Сучасна система технічного регулювання України: теорія та практика [Текст] / Л. М. Віткін, Г. І. Хімічева, А. С. Зенкін — К.: Університет економіки та права «Крок», 2011. — 492 с.

5 Гінзбург М.Д. Система стандартизації як засіб забезпечування надійної, безпечної та ефективної роботи ДК «Укртрансгаз» / М. Д. Гінзбург, А. М. Клюнь, І.О. Орлов, І. О. Требульова // Науковий вісник Івано-Франківського університету нафти і газу. — 2012. — № 2 (32). — С. 128-133.

6 Створення сучасної нормативної бази для магістрального транспортування та підземного зберігання газу [Текст] / М. Д. Гінзбург, І. О. Требульова, Ю. М. Кулик, Б. І. Педько // Питання розвитку газової промисловості Укра-

їни: Зб. наукових праць. — Випуск XXXIII — Харків : УкрНДІгаз, 2005. — С. 167-172.

7 Клюнь А. М. Розвиток автоматизованої інформаційно-пошукової системи чинних повнотекстових нормативних документів, використовуваних у ДК «Укртрансгаз» [Текст] / А. М. Клюнь, М. Д. Гінзбург, І. О. Требульова, Т. В. Зубенко // Нафтова і газова промисловість. — 2012. — № 3 — С. 40-44.

8 Гінзбург М.Д. Досвід роботи служби стандартизації великої компанії на прикладі ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» / М. Д. Гінзбург, І. О. Требульова, А. М. Клюнь // Стандартизація, сертифікація, якість. — 2016. — №4. — С.18-28.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.09.17*

*Рекомендована до друку
професором Райтером П.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Гінзбургом М.Д.
(Харківський інститут стандартизації,
м. Харків)*

Техніка і технології

УДК 622.243.272

ВИВЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ОРІЄНТОВАНИХ ОПОРНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

І.І. Чудик, А.М. Лівінський

*ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727137,
e-mail: chudoman@ukr.net*

Описано науково-практичний підхід для розрахунку статичних характеристик взаємодії орієнтованих опорних компоновок низу бурильної колони зі стінками скерованої свердловини з використанням суміщеного способу буріння. Наведено опис особливостей конструкції і умов роботи орієнтованих опорних компоновок у стовбурі скерованої свердловини. Особливу увагу приділено складним орієнтованим компоновкам з кутом перекосу шпинделя вибійного двигуна та встановленими на ньому опорно-центрувальних елементів. З врахуванням геометричних особливостей конструкції орієнтованих компоновок, з відповідним кутом перекосу шпинделя вибійного двигуна, розроблено математичні моделі для розрахунку статичних характеристик взаємодії впливу техніко-технологічних параметрів на відхиляюче зусилля на долоті і кут його повороту, а також на реакції на центраторах. Розрахункові математичні моделі компоновок низу бурильної колони побудовані для крайових їх положень у стовбурі скерованої свердловини. Обертання компоновок враховується через зміну кута перекосу шпинделя вибійного двигуна. За результатами аналітичних досліджень на прикладі одно і двоопорних конструкцій встановлено, що врахування в аналітичній схемі кута перекосу між корпусом і шпинделем вибійного двигуна, а також встановлення центраторів забезпечує ефективні умови реалізації параметрів проектного профілю. Окрім того, встановлено, що практичне використання орієнтованих одно- і двоопорних компоновок низу бурильної колони забезпечує суттєві переваги в порівнянні з неорієнтованими аналогами.

Ключові слова: компоновка низу бурильної колони, проектування, відхиляюча сила, кут перекосу, кут повороту, свердловина, долото.

Описано научно-практический подход для расчета статических характеристик взаимодействия ориентированных опорных компоновок низа бурильной колонны со стенками направленной скважины с использованием совмещенного способа бурения. Приведено описание особенностей конструкции и условий работы ориентированных опорных компоновок в стволе направленной скважины. Особое внимание уделено сложным ориентированным компоновкам с углом перекоса шпинделя забойного двигателя и установленными на нем опорно-центровочных элементов. С учетом геометрических особенностей конструкции ориентированных компоновок с соответствующим углом перекоса шпинделя забойного двигателя разработаны математические модели для расчета статических характеристик взаимодействия влияния технико-технологических параметров на отклоняющее усилие на долоте и угол его поворота, а также на реакции на центраторе. Расчетные математические модели компоновок низа бурильной колонны построены для их крайевых положений в стволе направленной скважины. Вращения компоновок учитывается через изменение угла перекоса шпинделя забойного двигателя. По результатам аналитических исследований на примере одно- и двухопорной конструкции установлено, что учет в аналитической схеме угла перекоса между корпусом и шпинделем забойного двигателя, а также установление центратора, обеспечивает эффективные условия реализации параметров проектного профиля. Кроме того, установлено, что практическое использование ориентированных одно- и двухопорной компоновок низа бурильной колонны обеспечивает существенные преимущества по сравнению с неориентированными аналогами.

Компоновка низа бурильной колонны, проектирование, отклоняющая сила, угол перекоса, угол поворота, скважина, долото.

The article discusses the research and applied approach to calculation of the static characteristics of interaction between supported oriented bottom hole assemblies and well borehole walls (combined drilling). The design features and operational conditions of supported oriented bottom hole assemblies in directional hole are described. The particular attention is drawn to oriented assemblies with bent downhole motors and installed centering elements. The mathematical models have been developed to calculate the static characteristics of influence

of technical parameters on the bit steering effort and its turning angle, as well as centralizers, taking into account the geometrical features of the assembly construction with bent downhole motors. The mathematical models for bottom hole assemblies are made for their extreme positions in directional hole. The rotation of assemblies is considered through the bend angle change of the downhole motors. The results of analytic studies based on the designs of single-support and double-support assemblies show that the consideration of bend angle between housing and bearing assembly of the downhole motor, as well as installation of centralizers provides for the increased efficiency of such designs of well profile. It has also been established that the practical use of the oriented single-support and double-support assemblies provides significant advantages in comparison with non-oriented assemblies.

Key words: bottom hole assembly, well planning, steering effort, bend angle, turning angle, well, bit.

Останнім часом у практиці буріння свердловин широке використання має суміщений спосіб, при якому крутний момент для долота створюється вибійним двигуном (ВД) та передається бурильною колоною (БК) від верхнього привода чи ротора [1, 2 та ін.]. При цьому особливої уваги з боку інженерно-технічного персоналу і науковців вимагає точність проектування та вибору конструктивних параметрів компоновок низу бурильної колони (КНБК), які за вищезазначеного способу буріння на сьогодні не зовсім коректно регламентуються відомими методиками [3-8]. Особливо це стосується суміщеного способу буріння за наявності кута перекосу в нижній частині ВД. Внаслідок обертання бурильної колони (БК), корпус ВД (і компоновка загалом) обертається навколо осі свердловини, що обумовлює появу характерних умов, за яких будуть суттєво змінюватися чинники викривлення стовбура свердловини (кут повороту долота і відхиляюче зусилля на ньому) не лише за один оберт долота, а й впродовж усього процесу.

Слід зазначити, що класичні за конструкціями неорієнтовані КНБК у стовбурі свердловини володіють стабільними параметрами викривлення [1-2], що дає змогу із застосуванням класичних методик [2-8] ефективно прогнозувати траєкторію їх буріння.

Для ефективного буріння скерованих свердловин суміщеним способом із використанням орієнтованих КНБК (ВД з кутом перекосу) необхідною умовою у відповідних розрахункових схемах є врахування геометричних параметрів стовбура свердловини і нижньої частини БК, жорсткості на ваги елементів системи, зенітного кута, умов взаємодії опорно-центруючих елементів (ОЦЕ) із стінками свердловини тощо.

Незважаючи на те, що дослідженнями умов і особливостей роботи КНБК займалося багато вітчизняних і закордонних вчених, проаналізувавши опубліковані праці [1-6 та ін.] у даному напрямі можна зробити висновок, що питання використання орієнтованих опорних КНБК при суміщеному способі буріння є актуальним і потребує розвитку. У зв'язку із цим ставиться відповідна мета – вивчення особливостей використання орієнтованих опорних КНБК при суміщеному способі буріння свердловин. Об'єктом дослідження при цьому є орієнтована одно- і двоопорна КНБК на базі ВД.

Для реалізації поставленої мети визначено такі задачі дослідження:

1. Визначення особливостей взаємодії орієнтованих опорних КНБК у стовбурі свердловини при суміщеному способі буріння.

2. Розроблення математичної моделі орієнтованих одно- і двоопорної КНБК у прямолинійному скерованому стовбурі свердловини.

3. Оцінка статичних характеристик взаємодії елементів орієнтованих опорних КНБК зі стінками прямолинійного скерованого стовбура свердловини.

Розглянемо орієнтовані одноопорні КНБК, які розташовані в прямолинійному скерованому стовбурі свердловини з верхнім і нижнім положенням корпусу ВД. На рис. 1 і рис. 2 зображені прийняті для дослідження схеми їх конструкцій, які складаються із 3-х ділянок певної ваги та жорсткості на згин: перша і друга від долота ділянка представляє собою шпindel ВД, третя – сам ВД; на межі контакту 1-ої і 2-ої встановлено ОЦЕ.

Окрім того, вважається, що стінки свердловини не деформуються і є прямолинійними; центр долота і стовбура свердловини знаходяться в одній точці; відцентрові сили відсутні за рахунок невеликих швидкостей обертання; згин БК – плоский; у місцях контакту елементів КНБК зі стінкою свердловини відсутні сили тертя; l_i – довжини ділянок КНБК; q_i – вага погонного метра ділянок КНБК; EI_i – жорсткість на згин ділянок КНБК; Q і P – відхиляюча і осьова сили на долоті; R – реакція на ОЦЕ; Δ – кут перекосу вала ВД по відношенню його корпусу; α – зенітний кут нахилу осі свердловини.

Аналітичне дослідження статичних характеристик взаємодії орієнтованих КНБК з вибоєм та стінками свердловини зводиться до розв'язку плоскої задачі методом диференціальних рівнянь пружної осі при відповідних граничних умовах, [2-8]. Згідно з розрахунковими схемами, наведеними на рис. 1 і 2, пропонується:

- для ділянки КНБК, довжиною l_1 :

$$EI_1 \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -P y_1(x_1) + Q x_1 + \frac{q_1 x_1^2 \sin(\alpha)}{2}. \quad (1)$$

- для ділянки КНБК, довжиною l_2 :

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P - q_1 l_1 \cos(\alpha)] y_2(x_2) + Q(x_2 + l_1) - R x_2 + \left(\frac{q_1 l_1^2}{2} + x_2 q_1 l_1 + \frac{q_5 x_5^2}{2} \right) \sin(\alpha); \quad (2)$$

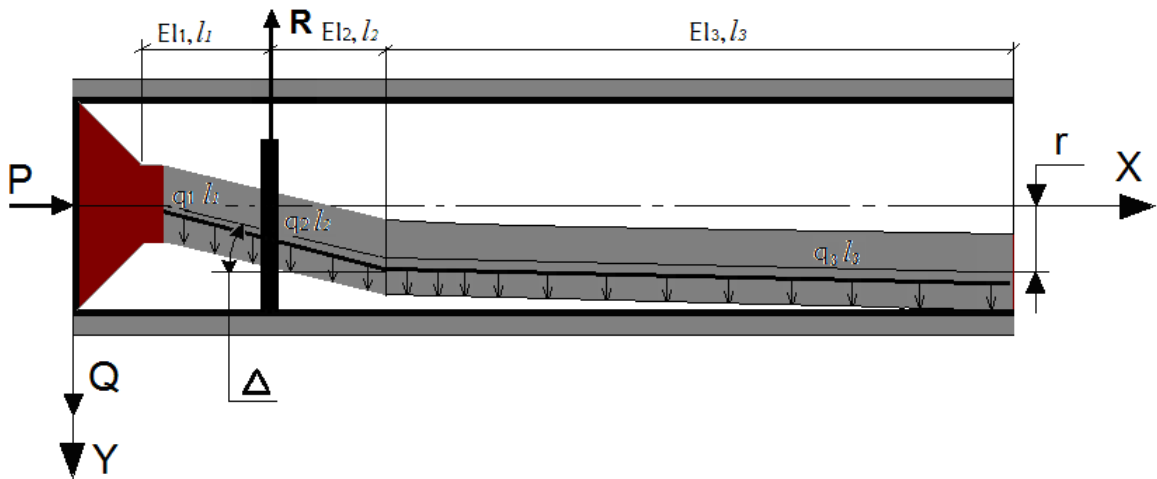


Рисунок 1 – Розрахункова схема орієнтованої КНБК із нижнім положенням корпусу ВД

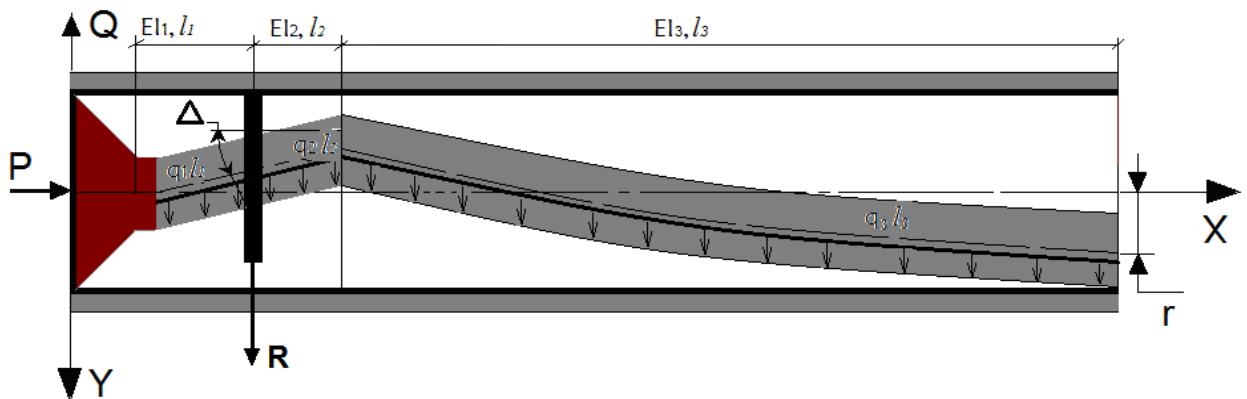


Рисунок 2 – Розрахункова схема орієнтованої КНБК із верхнім положенням корпусу ВД

• для ділянки КНБК, довжиною l_3 :

$$EI_3 \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_3(x_3) + Q \left(x_3 + \sum_{i=1}^2 l_i \right) - R(x_3 + l_2) + \quad (3)$$

$$+ \left[\sum_{i=1}^2 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 l_2 + x_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + \frac{q_3 x_3^2}{2} \right] \sin(\alpha).$$

Функції зміни прогинів осі КНБК, відносно осі свердловини:

$$y_1(x) = A_1 \sin(k_1 x_1) + A_2 \cos(k_1 x_1) + \frac{Q x_1}{P} + \left[\frac{q_1 x_1^2}{2P} - \frac{q_1}{k_1^2 P} \right] \sin(\alpha); \quad (4)$$

$$y_2(x_2) = E_1 \sin(k_2 x_2) + E_2 \cos(k_2 x_2) + \frac{Q(x_2 + l_1) - R x_2}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} + \left[\frac{q_1 l_1^2}{2} + q_1 l_1 x_2 + \frac{q_2 x_2^2}{2} - \frac{q_2}{k_2^2} \right] \sin(\alpha); \quad (5)$$

$$y_3(x_3) = F_1 \sin(k_3 x_3) + F_2 \cos(k_3 x_3) + \frac{Q \left[x_3 + \sum_{i=1}^2 l_i \right] - R[x_3 + l_2]}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)} + \quad (6)$$

$$+ \frac{\left[\sum_{i=1}^2 \frac{q_i l_i^2}{2} + x_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + q_1 l_1 l_2 + \frac{q_3 x_3^2}{2} - \frac{q_3}{k_3^2} \right] \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)}.$$

Функції зміни кутів повороту осі КНБК, відносно осі свердловини:

$$y_1'(x_1) = A_1 k_1 \cos(k_1 x_1) - A_2 k_1 \sin(k_1 x_1) + \frac{Q}{P} + \frac{q_1 x_1}{P} \sin(\alpha); \quad (7)$$

$$y_2'(x_2) = E_1 k_2 \cos(k_2 x_2) - E_2 k_2 \sin(k_2 x_2) + \frac{Q - R + (q_1 l_1 + q_2 x_2) \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)}; \quad (8)$$

$$y_3'(x_3) = F_1 k_3 \cos(k_3 x_3) - F_2 k_3 \sin(k_3 x_3) + \frac{Q - R + \left(\sum_{i=1}^2 q_i l_i + q_3 x_3 \right) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)} \quad (9)$$

Функції зміни згинаючих моментів осі КНБК відносно осі свердловини:

$$M_1(x_1) = \left[A_1 k_1^2 \sin(k_1 x_1) - A_2 k_1^2 \cos(k_1 x_1) + \frac{q_1}{P} \sin(\alpha) \right] EI_1; \quad (10)$$

$$M_2(x_2) = \left[-E_1 k_2^2 \cos(k_2 x_2) - E_2 k_2^2 \sin(k_2 x_2) + \frac{q_2 \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} \right] EI_2; \quad (11)$$

$$M_3(x_3) = \left[-F_1 k_3^2 \cos(k_3 x_3) - F_2 k_3^2 \sin(k_3 x_3) + \frac{q_3 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] EI_3. \quad (12)$$

Взаємодія орієнтованих КНБК (рис. 1 і 2) зі стінками свердловини характеризується такими граничними умовами:

$$\left. \begin{array}{l} y_1(0) = 0 \\ y_1'(l_1) - y_2'(0) = 0 \\ y_2'(l_2) - y_3'(0) = \pm \Delta \\ y_2(l_2) = y_3(0) \\ y_1(l_1) = y_2(0) \\ y_1(l_1) = r_{ОЦЕ} \\ y_3'(l_3) = 0 \\ y_3(l_3) = r \\ y_3''(l_3) = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} Q \\ R \\ l_3 \\ A_i \\ E_i \\ F_i \end{array} \right\}. \quad (13)$$

Примітка:

«+» - орієнтовна КНБК із нижнім положенням корпусу ВД (рис. 1);

«-» - орієнтовна КНБК із верхнім положенням корпусу ВД (рис. 2).

$$r_{ОЦЕ} = (D_{Д} - D_{ОЦЕ}) / 2, \quad (14)$$

$$r = (D_{Д} - D_{ВД}) / 2, \quad (15)$$

де $D_{Д}$ - діаметр долота;
 $D_{ОЦЕ}$ - діаметр ОЦЕ;
 $D_{ВД}$ - діаметр корпусу ВД.

Для дослідження сил взаємодії орієнтованої двоопорної КНБК (другий ОЦЕ встановлено після ВД) із вибоєм та стінками свердловини пропонуються розрахункові схеми, які зображені на рис. 3 і 4, які складаються із 4-х ділянок різної ваги погонного метра та жорсткості на

згин, на контакті 1-ї і 2-ї та 3-ї і 4-ї встановлено ОЦЕ.

Для перших 3-х ділянок (між долотом і ОЦЕ) справедливими будуть диференціальні рівняння (1)-(3), а також його розв'язки - прогини осі КНБК (4)-(6); кути повороту осі КНБК - (7)-(9) та згинальні моменти - (10)-(12).

Для 4-ї ділянки диференціальне рівняння, його розв'язок $y_4(x_4)$, а також $y_4'(x_4)$ і $M_4(x_4)$ описуються:

$$EI_4 \frac{d^2 y_4}{dx_4^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_4(x_4) + Q \left(x_4 + \sum_{i=1}^3 l_i \right) \pm R_1(x_4 + l_3 + l_2) + R_2 x_4 + \left(\sum_{i=1}^3 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 l_2 + l_3 (q_1 l_1 + q_2 l_2) + \right. \quad (16)$$

$$\left. + x_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + \frac{q_4 x_4^2}{2} \right) \sin(\alpha);$$

$$y_4(x_4) = B_1 \sin(k_4 x_4) + B_2 \cos(k_4 x_4) + \frac{Q(x_4 + \sum_{i=1}^3 l_i) \pm R_1 \left(x_4 + \sum_{i=2}^3 l_i \right)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} + R_2 x_4 +$$

$$+ \left[\frac{\sum_{i=1}^3 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 \sum_{i=2}^3 l_i + x_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + q_2 l_2 l_3 + \frac{q_4 x_4^2}{2} - \frac{q_4}{k_4^2}}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] \sin(\alpha);$$

$$y_4'(x_4) = B_1 k_4 \cos(k_4 x_4) - B_2 k_4 \sin(k_4 x_4) + \frac{Q \pm R_1 + R_2 + \left(\sum_{i=1}^3 q_i l_i + q_4 x_4 \right) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)}; \quad (18)$$

$$M_3(x_3) = \left[-B_1 k_4^2 \cos(k_4 x_4) - B_2 k_4^2 \sin(k_4 x_4) + \frac{q_4 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] EI_4; \quad (19)$$

$$k_i = \sqrt{P - \sum_{i=1}^n q_i l_i \cos(\alpha)} / EI_n, \quad (20)$$

де n - кількість ділянок у складі КНБК.

Взаємодія двоопорних орієнтованих КНБК зі стінками свердловини характеризується такими граничними умовами:

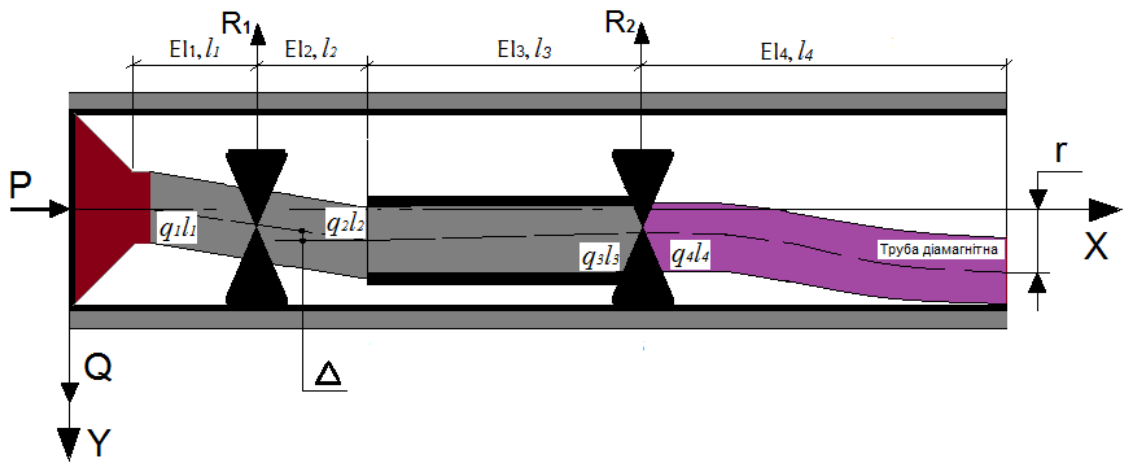


Рисунок 3 – Розрахункова схема орієнтованої двоопорної КНБК із нижнім положенням корпусу ВД

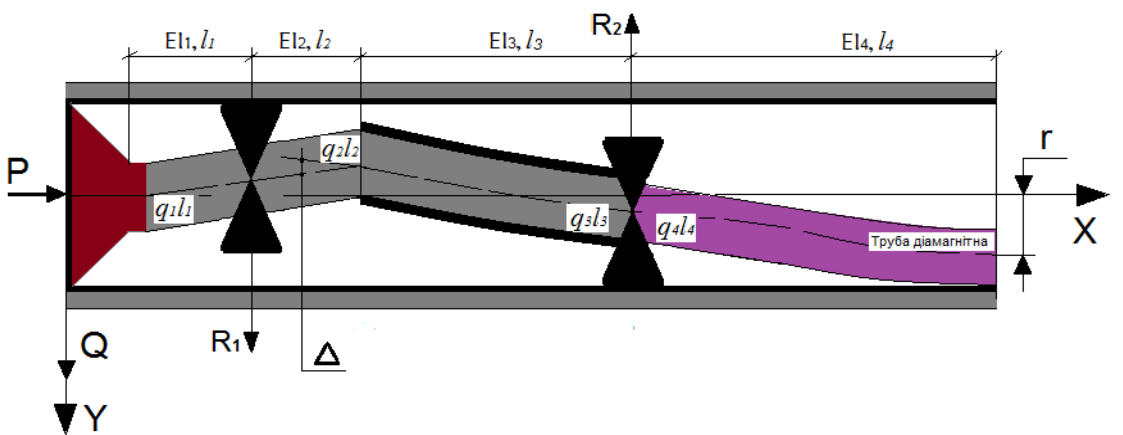


Рисунок 4 – Розрахункова схема орієнтованої двоопорної КНБК із верхнім положенням корпусу ВД

$$\left. \begin{aligned}
 &y_1(0) = 0 \\
 &y_1'(l_1) - y_2'(0) = 0 \\
 &y_2'(l_2) - y_3'(0) = \pm\Delta \\
 &y_2(l_2) = y_3(0) \\
 &y_1(l_1) = y_2(0) \\
 &y_1(l_1) = \pm r_{ОЦЕ1} \\
 &y_3(l_3) = y_4(0) \\
 &y_3(l_3) = r_{ОЦЕ2} \\
 &y_3'(l_3) = y_4'(0) \\
 &y_4'(l_4) = 0 \\
 &y_4(l_4) = r \\
 &y_4''(l_4) = 0
 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{aligned}
 &Q \\
 &R_i \\
 &l_4 \\
 &A_i \\
 &E_i \\
 &F_i \\
 &C_i
 \end{aligned} \right. \quad (21)$$

Примітка:

«+» - орієнтовна КНБК із нижнім положенням корпусу ВД (рис. 3);

«-» - орієнтовна КНБК із верхнім положенням корпусу ВД (рис. 4).

За результатами аналітичних досліджень за вихідними даними (рис. 5) отримано графічні залежності зміни відхиляючого зусилля на долоті $Q(P)$, кута повороту долота $\delta(P)$, (рис. 6) і (рис. 7).

Як видно з графічних залежностей, наведених на рис. 6, для одноопорної КНБК із крайніми верхнім і нижніми розміщенням корпусу ВД, збільшення діаметра ОЦЕ призводить до монотонного зростання відхиляючого зусилля на долоті Q та кута його повороту, що δ . При вивченні характеру зміни цих величин при обертанні КНБК з ОЦЕ $\varnothing 212,7$ мм отримано кругові діаграми $\delta(\Delta)$ і $Q(\Delta)$ в полярних координатах, які зображено на рис. 7.

Що стосується особливостей взаємодії елементів одноопорної орієнтованої КНБК із вибоєм та стінками свердловини, то слід зазначити деякі особливості. По-перше, у випадку використання ОЦЕ в її наддолотній частині на віддалі 0,66 м від вибою внаслідок появи додаткової опори та масивного довгомірного плеча (верхня частина ВД) при зенітних кутах $70^\circ - 90^\circ$ проявляється суттєве відхиляюче зусилля на долоті. По-друге, кут повороту долота

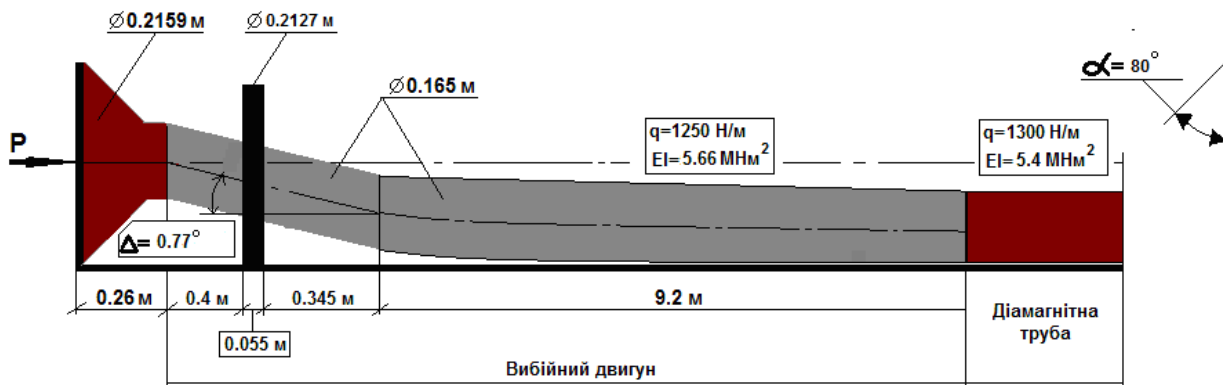
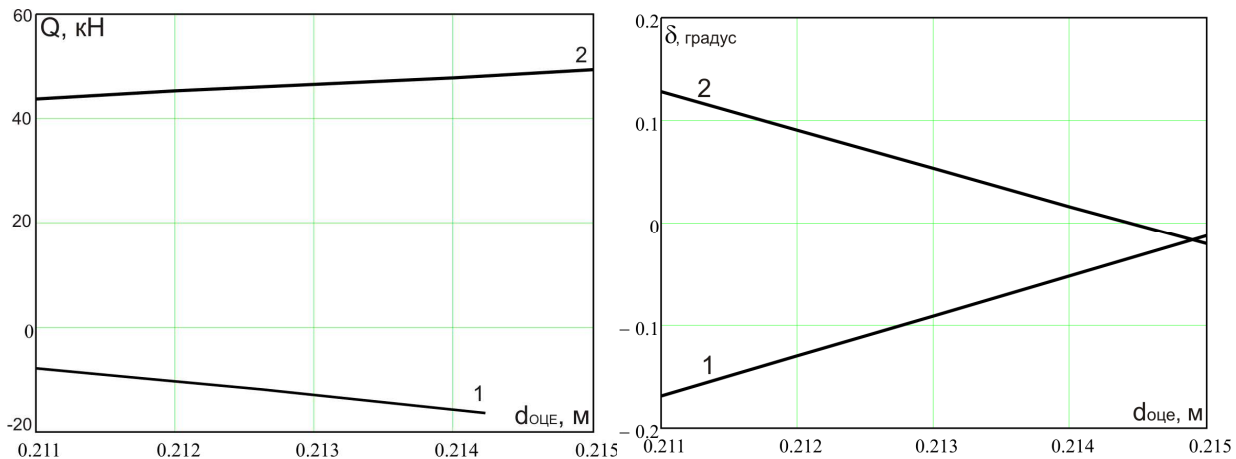


Рисунок 5 – Розрахункові параметри одноопорної орієнтованої КНБК, $P=8$ т



1 – КНБК з верхнім положенням корпусу ВД; 2 – КНБК з нижнім положенням корпусу ВД

Рисунок 6 – Статичні характеристики взаємодії одноопорної орієнтованої КНБК з вибоєм та стінками свердловини при зміні d_{OCE}

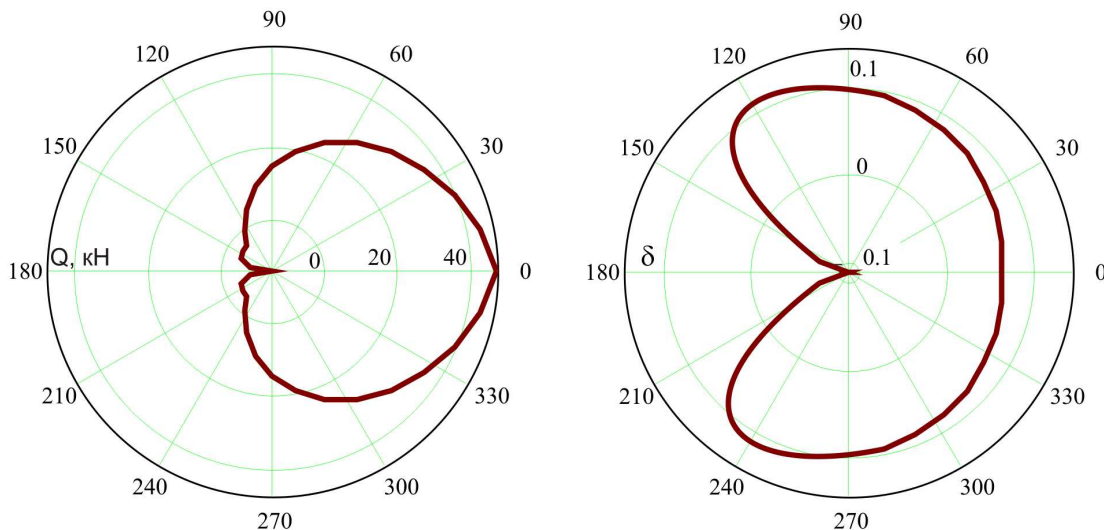


Рисунок 7 – Статичні характеристики взаємодії одноопорної орієнтованої КНБК з вибоєм та стінками свердловини за один оберт, $P=8$ т

δ змінюється від $\{-0.11^\circ\}$ до $\{0.14^\circ\}$. Це має визначальне значення для стабілізації зенітного кута стовбура свердловини в процесі її буріння суміщеним способом, оскільки за один оберт долото двічі знаходиться відносно осі свердловини під кутом $\delta \approx 0^\circ$.

Третьою особливістю роботи одноопорної компоновки при суміщеному способі буріння є поява суттєвого заклинюючого для неї ефекту, який характеризується високими силами притискування ОЦЕ і долота до стінок свердловини (>100 кН), рис. 8. Це значною мірою пере-

шкоджає осьовому переміщенню і обертанню КНБК у стовбурі свердловини й сприяє надмірним втратам корисної енергії на подолання опору тертя, [6].

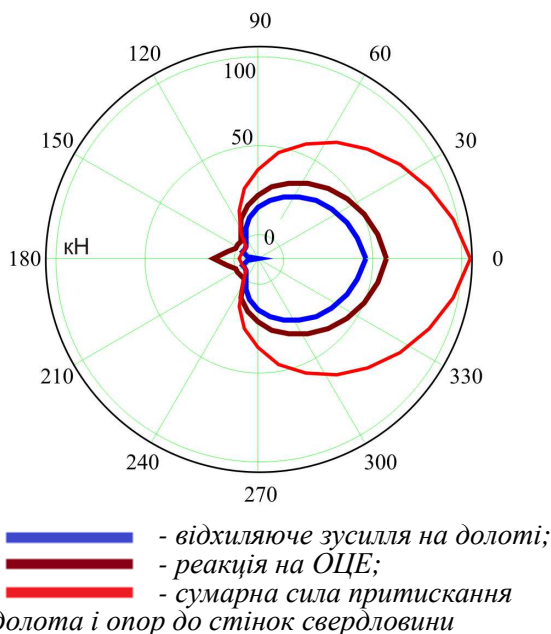


Рисунок 8 – Силкові характеристики взаємодії одноопорної орієнтованої КНБК з вибоєм та стінками свердловини за один оберт, $P=8$ т

З практики буріння свердловин відомо, що класичні двоопорні КНБК є більш стабільними в роботі (в порівнянні з одно- і безопорними їх конструкціями) [2, 7]. Тому для встановлення технологічних можливостей орієнтованих двоопорних КНБК при роботі в скерованій свердловині проведено розрахунки з врахуванням певних їх конструктивних і режимно-технологічних параметрів відповідно до рис. 9.

За результатами аналітичних досліджень статичних характеристик взаємодії двоопорних орієнтованих КНБК з вибоєм та стінками свердловини отримано графічні залежності зміни відхиляючого зусилля на долоті $Q(\Delta)$ та кута повороту долота $\delta(\Delta)$ (рис. 11) за параметрами, наведених на рис. 9.

Для вивчення і співставлення характеру зміни величин $Q(\Delta)$ і $\delta(\Delta)$ для обертання одно- і двоопорних конструкцій орієнтованих КНБК, отримано кругові діаграми в полярних координатах, які зображено на рис. 10. При цьому встановлено, що двоопорні КНБК порівняно з одноопорними, характеризуються меншим на 23-65 % відхиляючим зусиллям на долоті Q та більшим кутом повороту долота δ .

Особливістю силової взаємодії двоопорної орієнтованої КНБК з вибоєм та стінками свердловини є те, що сумарно реакції на ОЦЕ суттєво перевищують відхиляюче зусилля на долоті. Цим, порівняно з одноопорною КНБК, створюється перешкода для забезпечення необхідного осьового навантаження і коефіцієнта корисної дії на долоті (рис. 11). Порівняно з використанням орієнтованої КНБК з одним ОЦЕ, другим недоліком компоновок з двома опорами (відповідно до рис. 9) є в даному випадку забезпечення нею кута повороту долота в межах $0.08 < \delta < 0.12$, що, на відміну від одноопорної компоновки, обмежує її використання при стабілізації зенітного кута. Даний тип КНБК ефективніше застосовувати при наборах зенітного кута в стійких (несхильних до ерозійного руйнування ОЦЕ) гірських породах.

Для реалізації процесу буріння стабілізаційних ділянок свердловин суміщеним способом буріння більш ефективними є одноопорні орієнтовані КНБК (з кутом перекосу корпусу ВД). Вони характеризуються «нульовими значеннями» кута перекосу долота та найнижчим показником опору осьового переміщення в стовбурі свердловини менше схильні до зависання і защемлення КНБК).

Висновки

1. Для забезпечення проектних параметрів стовбура скерованої свердловини під час буріння суміщеним способом запропоновано використання орієнтованих КНБК на базі ВД (кут перекосу шпинделя від 0.77° до 1.22°). При цьому розглянуто можливість використання КНБК такого типу з одним та двома ОЦЕ. При цьому розглянуто встановлення першого ОЦЕ ($\varnothing 212,7$ мм) на віддалі 0,4 м від долота ($\varnothing 215,9$ мм), а другого ОЦЕ $\varnothing 210$ мм – після корпусу ВД.

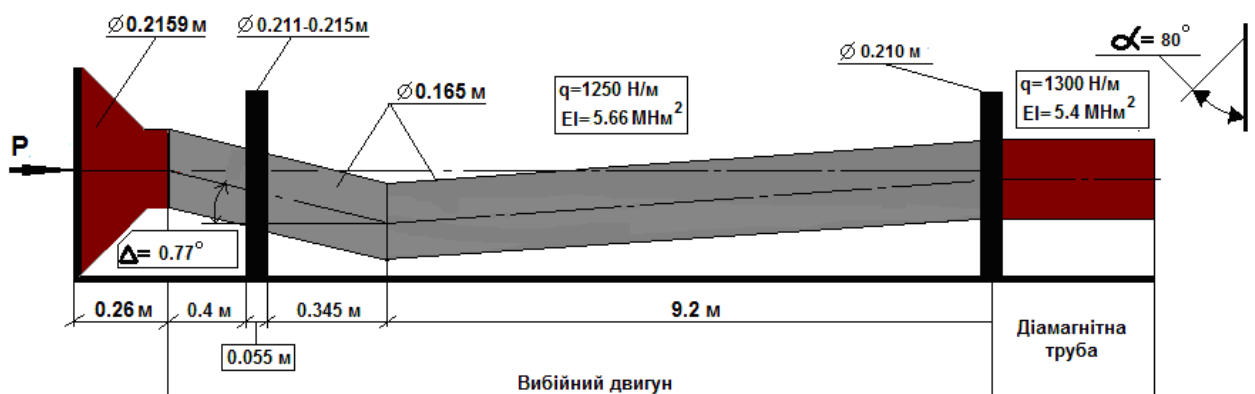


Рисунок 9 – Розрахункові параметри двоопорної орієнтованої КНБК

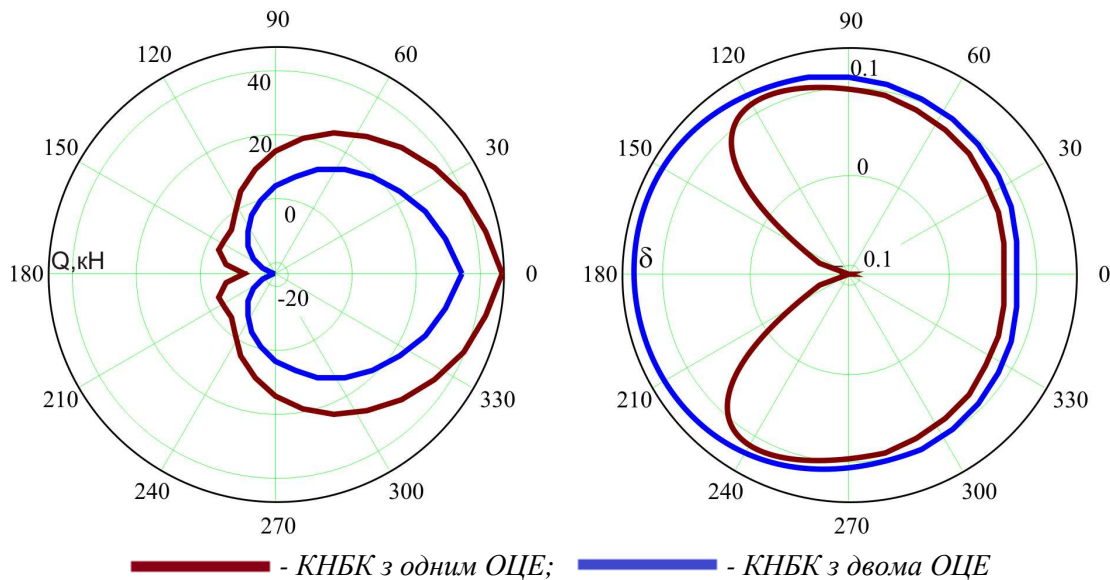


Рисунок 10 – Статичні характеристики взаємодії двоопорної орієнтованих КНБК з вибоєм та стінками свердловини за один оберт, P=8 т

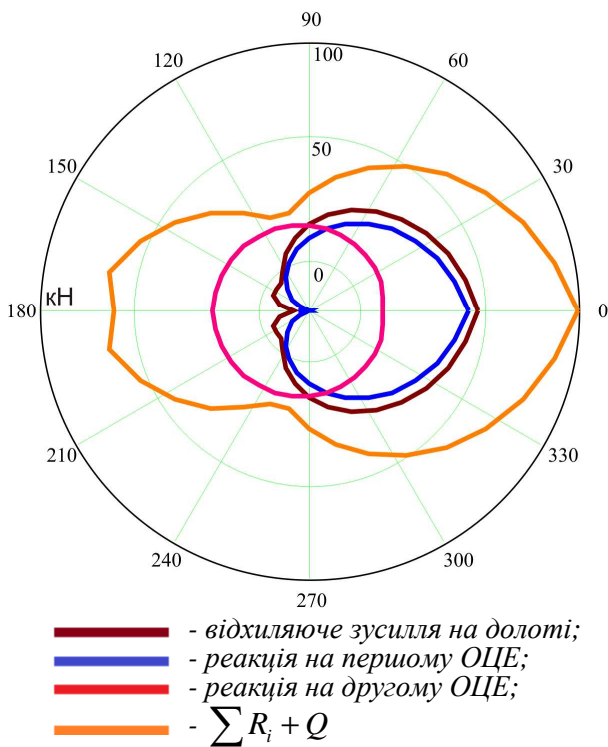


Рисунок 11 – Силві характеристики взаємодії одноопорної орієнтованої КНБК з вибоєм та стінками свердловини за один оберт, P=8 т

2. Для визначення статичних характеристик взаємодії елементів орієнтованих одно- та двоопорних конструкцій КНБК із вибоєм і стінками спрямованої свердловини побудовано їх відповідні математичні моделі та розроблено методику розрахунку, які реалізуються методом диференційних рівнянь пружної осі. Розрахунок КНБК при цьому здійснюється за допомогою пакету програм у середовищі *MathCad Profeschenal*.

3. За результатами аналітичних досліджень статичних характеристик взаємодії елементів орієнтованих КНБК з різною кількістю ОЦЕ при суміщеному способі буріння з конкретизованими конструктивними і режимно-технологічними параметрами встановлено, що:

- зміна радіального зазору в місці перекошу частин корпусу ВД сприяє зростанню відхиляючого зусилля на долоті Q і кута його повороту δ незалежно від кількості ОЦЕ;
- «нульове значення» кута повороту долота є характерним для одноопорних орієнтованих компоновок при їх обертанні навколо осі свердловини;
- орієнтовані КНБК з одним і двома ОЦЕ характеризуються (в порівнянні з одноопорними конструкціями) високими значеннями відхиляючого зусилля на долоті і реакцій на ОЦЕ, що посилює опір їх осьовому переміщенню і призводять до защемлення в стовбурі свердловини;
- двоопорні орієнтовані КНБК є відхиляючими системами для забезпечення набору зенітного кута і характеризуються високими значеннями сил опору осьового переміщення БК, що обмежує її практичне використання як високомоментної, енергозатратної системи, особливо при суміщеному способі буріння.

Література

1 Гилязов Р.М. Бурение нефтяных и газовых скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 253 с.
 2 Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 640 с.

3 Гречин Е. Г. Разработка и исследование методов проектирования и работы неориентируемых компоновок низа бурильной колонны: автореф. дис. на соиск. науч. ст. д-ра технических наук: спец. 25.00.15. "Технология бурения и освоения скважин" / Е. Г. Гречин, Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2009. – 47 с.

4 Григулецкий В. Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны [Текст] / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 304 с.

5 Чудик І. І. Вплив кривизни стовбура свердловини на статичні форми рівноваги неорієнтованих КНБК / І. І. Чудик, А. А. Козлов // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – № 1(13). – С. 50-54.

6 Чудик І. І. Узагальнена методика розрахунку енергетичних витрат при роботі неорієнтованих компоновок низу бурильної колони для роторного способу буріння / І. І. Чудик. Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – № 2(35). – С. 121-128.

7 Султанов Б. З. Работа бурильной колонны в скважине / Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгузин, М. Х. Шаммасов, В. Н. Сорокин. – М.: Недра, 1973. – 217 с.

8 Івасів В. М. Розрахунок компоновок низу бурильної колони (КНБК) з двома центраторами / [В. М. Івасів, І. І. Чудик, А. В. Козлов, В. Г. Глушич] // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – № 2(3). – С. 15 – 16.

Стаття надійшла до редакційної колегії
04.09.17

Рекомендована до друку
професором **Кондратом О.Р.**

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*д-ром техн. наук **Куцяком Я.В.***

*(ПрАТ «НДІ КБ бурового інструменту»,
м. Київ)*

ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ СВЕРДЛОВИННОЇ ШТАНГОВОЇ НАСОСНОЇ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ АБСТРАКТНИХ АВТОМАТІВ

В. Б. Коней

ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727126,
e-mail: vkonep@gmail.com

Існуючі імітаційні динамічні моделі свердловинних штангових насосних установок постійно розвиваються шляхом розширення їх можливостей. Удосконалення таких моделей доволі трудомістке і вимагає відповідних математичних знань у дослідника. Одним із шляхів вирішення цієї проблеми є застосування імітаційних моделей на основі абстрактних автоматів та автоматного програмування для їх реалізації. Описано принципи побудови такої моделі, колона насосних штанг якої представлена у вигляді системи автоматів, які з'єднані пружно-демпферними зв'язками. Окремий автомат являє собою уявний вузол колони, у якому зосереджена маса секції колони, її вага та інші сили. Функція переходу автомата визначає його поведінку і намагається повернути автомат у стан з рівновагою сил на ньому. За допомогою моделі можна отримати динамограми установок з сталевими та склопластиковими колонами, форма яких відповідає практичним динамограмам. Розроблена автоматна модель є простою для розуміння і модифікації, дає змогу моделювати явища, які важко сформулювати в термінах диференціальних рівнянь. Модель реалізована програмою, яка виконана в стилі автоматного програмування популярною мовою Python, не потребує спеціалізованих засобів моделювання чи сторонніх бібліотек та допускає паралельні обчислення. Модель може бути використана для оптимізації параметрів свердловинних штангових насосних установок і як основа для побудови складніших моделей.

Ключові слова: агентне моделювання, автоматне програмування, колона насосних штанг, динамограма, Python.

Существующие имитационные динамические модели скважинных штанговых насосных установок постоянно развиваются путем расширения их возможностей. Совершенствование таких моделей довольно трудоемкое и требует соответствующих математических знаний у исследователя. Одним из путей решения этой проблемы является применение имитационных моделей на основе абстрактных автоматов и автоматного программирования для их реализации. Описаны принципы построения такой модели, колонна насосных штанг которой представлена в виде системы автоматов, которые соединены упруго-демпферными связями. Отдельный автомат представляет собой воображаемый узел колонны, в котором сосредоточена масса секции колонны, ее вес и другие силы. Функция перехода автомата определяет его поведение и пытается вернуть автомат в состояние с равновесием сил на нем. С помощью модели можно получить динамограммы установок со стальными и стеклопластиковыми колоннами, форма которых соответствует практическим динамограммам. Разработанная автоматная модель простая для понимания и модификации, позволяет моделировать явления, которые трудно сформулировать в терминах дифференциальных уравнений. Модель реализована программой, которая выполнена в стиле автоматного программирования популярным языком Python, не требует специализированных средств моделирования или сторонних библиотек и допускает параллельные вычисления. Модель может быть использована для оптимизации параметров скважинных штанговых насосных установок и как основа для построения более сложных моделей.

Ключевые слова: агентное моделирование, автоматное программирование, колонна насосных штанг, динамограмма, Python.

The existing dynamical simulation models of sucker rod pumping system are developing steadily by enhancement. The improvement of such models is time-consuming and requires appropriate mathematical knowledge among researchers. One solution to this problem is the use of simulation models based on the abstract machines and automata-based programming for their implementation. The principles of building the model of rod string, which is represented as system of abstract machines connected by an elastically-damper links, has been described. An abstract machine is an imaginary column structure, where the mass of the section, its weight and other forces are concentrated. The automaton transition function defines its behavior and tries to return the automaton to a state of equilibrium of forces on it. The model allows to obtain the dynamometer cards for steel and fiberglass columns, the shape of which corresponds to practical dynamometer cards. The designed automaton model is easy to understand and modify, and allows to model phenomena that are difficult to formulate in terms of differential equations. The model is implemented by the program, which is designed by the Python automata-based programming and does not require any special modeling tools or third-party libraries and allows parallel computing. The model can be used to optimize parameters of sucker rod pumping systems and as a basis for building more complex models.

Key words: agent-based modelling, automata-based programming, sucker rod string, dynamometer card, Python.

Постановка проблеми. Математичні моделі свердловинних штангових насосних установок (СШНУ) для видобування нафти дозволяють підвищити ефективність їх проектування

та експлуатації. Основною проблемою застосування існуючих адекватних моделей СШНУ є складність їх модифікації під час удосконалення чи внесення інших змін.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Адекватність динамічних моделей СШНУ, у першу чергу, залежить від механічної моделі руху колони штанг та гідродинамічної моделі насоса. Найбільш адекватні динамічні моделі колони насосних штанг, як пружного стержня з розподіленою масою, будують на основі хвильового рівняння [1-8], яке розв'язується чисельними методами. У зв'язку зі складністю об'єкта моделювання ці моделі постійно розвиваються шляхом додання в них нових можливостей. Модифікація і удосконалення подібних моделей доволі трудомісткі і вимагають відповідних математичних знань у дослідника. Існуючі компонентно-орієнтовані моделі СШНУ [9] вирішують проблему складності модифікації моделей, але потребують спеціалізованих програмних засобів для їх реалізації. Одним з шляхів вирішення цієї проблеми є застосування імітаційних моделей на основі абстрактних автоматів та автоматного програмування для їх реалізації.

Як відомо, комп'ютерне імітаційне моделювання застосовують у випадку складності побудови аналітичної моделі. Можна виділити два підходи до імітаційного моделювання складних динамічних систем – на основі моделей типу "чорний ящик" і моделей типу "білий ящик". Моделі типу "чорний ящик" (функціональні) відображають тільки зовнішнє функціонування об'єкта. Динаміка функціонування визначається глобальними правилами і законами. Це створює труднощі моделювання певних локальних явищ. Моделі типу "білий ящик" (структурні) відображають об'єкт як систему з певною структурою і механізмом взаємодії елементів. Динаміка функціонування визначається локальними правилами і законами, які можна задати окремо для кожного елемента. Тому такі моделі будуються "знизу вгору". Сьогодні такий напрямок імітаційного моделювання відомий як агентне моделювання, яке включає моделювання на основі автоматів [10-12].

Абстрактним автоматом називають математичну модель пристрою, який має множини входів, виходів та внутрішніх станів і здатний переходити в новий стан та генерувати сигнали на виходах в залежності від значення вхідних сигналів та поточного стану автомата. В дискретних автоматах час розбитий на частини однакової тривалості, які називають тактами. Протягом такту стан, вхідні та вихідні сигнали не змінюються. Скінченні автомати володіють скінченними множинами станів і вхідних значень [13].

Основною перевагою імітаційного моделювання на основі автоматів є можливість моделювання різноманітних складних систем шляхом опису простих правил поведінки їх елементів. Тому існує думка, що використання автоматів може бути універсальним способом моделювання динамічних систем [14, 15].

Моделювання на основі автоматів дає змогу також полегшити розробку алгоритму і програми, які його реалізують. Таку програму

краще створити в стилі автоматного програмування. Автоматне програмування - це парадигма програмування, під час використання якої програма чи її фрагменти формуються як модель якого-небудь формального автомату. На відміну від класичного структурного програмування автоматне програмування дозволяє сформувати у розробника цілісну картину поведінки сутності і просто описувати системи зі складною поведінкою. Легко також організувати паралельні обчислення. Автоматне програмування може використовуватись для полегшення розробки будь-яких програм [16].

Автоматне програмування може бути легко реалізоване на основі об'єктно-орієнтованого програмування. Тоді модель автомата може бути описана класом, стан автомата – полями (атрибути) класу, функція переходу – методом класу. Нові автомати можна легко створювати шляхом успадкування класів інших автоматів. Програмування ще більше спрощується, якщо опис поведінки автомата виконується декларативним методом, а не імперативним. Тобто вказується ціль автомата, а не алгоритм досягнення цієї цілі.

Формулювання цілей статті. Метою даного дослідження є розробка принципів побудови імітаційної моделі СШНУ на основі абстрактних автоматів та програми об'єктно-орієнтованою мовою Python для її реалізації. Необхідно, щоб розроблену модель можна було легко модифікувати, а програма повинна бути виконана в стилі автоматного програмування і використовувати тільки стандартну бібліотеку Python.

Виклад основного матеріалу дослідження. Секцією колони насосних штанг будемо називати частину колони, яка володіє такими атрибутами як довжина секції, діаметр штанг, матеріал штанг, кут відхилення свердловини вгору секції від вертикалі. Застосування в моделі секцій дозволяє моделювати колону з різними властивостями по довжині. Вузлом будемо називати точку з'єднання секцій колони насосних штанг. В основному для розрахунку компонентів загального навантаження, які діють на колону штанг та плунжер насоса, будемо використовувати працю [17]. Розглянемо суму сил (Н), які діють на колону штанг або секцію (рис. 1) без врахування сил, що діють на плунжер насоса:

хід вгору:

$$F_{ум} + F_{дин} + F_{мер} + F_{вн.мер},$$

хід вниз:

$$F_{ум} + F_{дин} - F_{мер} - F_{вн.мер} - F_{г.мер},$$

де $F_{ум}$ - вага секції штанг в рідині (Н):

$$F_{ум} = mg - \rho_{рід} V_{ум} g,$$

де m - маса секції штанг (кг),

g - прискорення вільного падіння ($g=9,81 \text{ м/с}^2$),

$\rho_{рід}$ - густина рідини (кг/м^3),

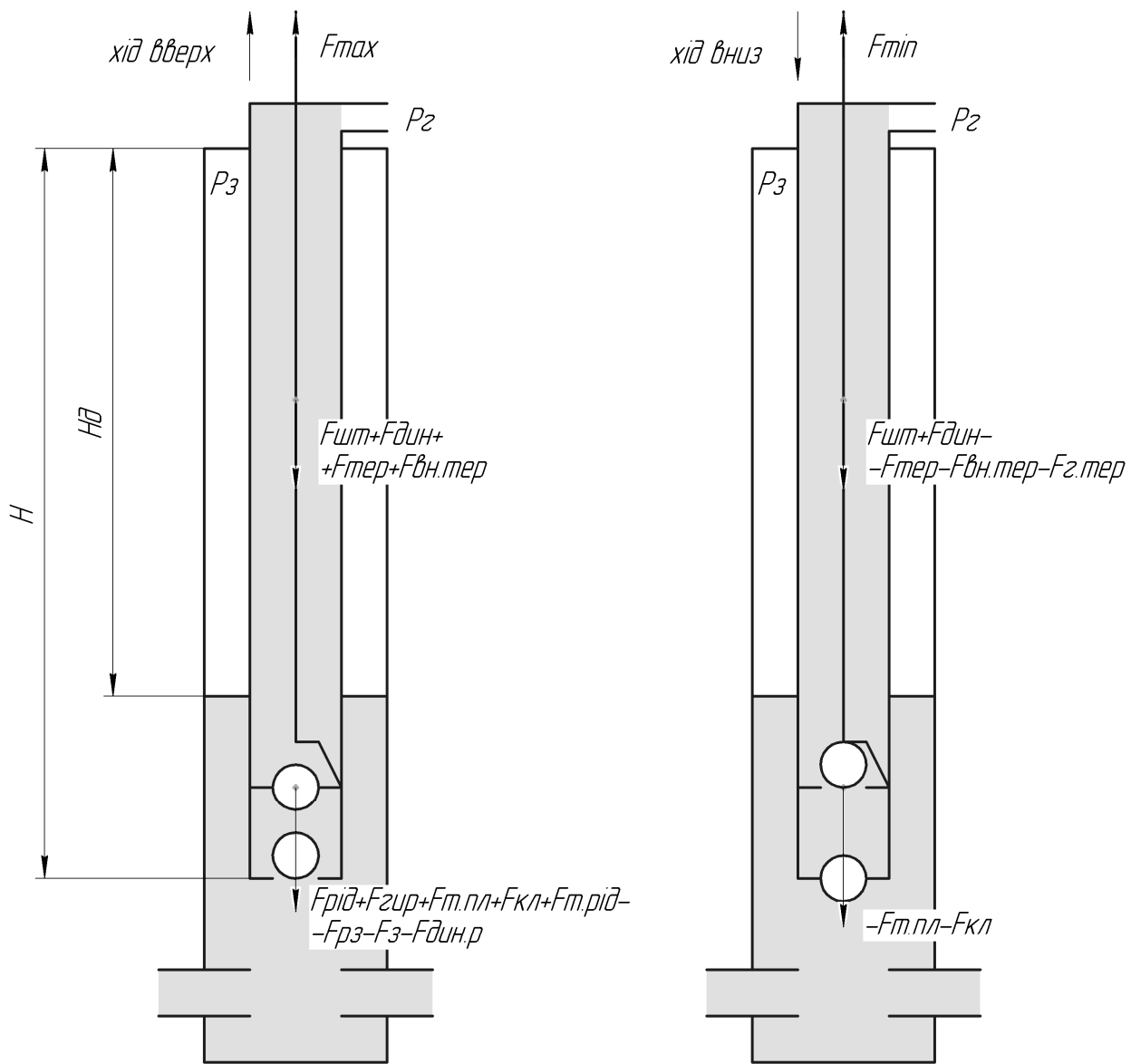


Рисунок 1 – Сили, що діють на колону насосних штанг

$V_{ум}$ - об'єм секції штанг (m^3);

$F_{тер}$ - сила тертя штанг об НКТ в похилій свердловині (H) без врахування в'язкого тертя штанг $F_{2,тер}$ (див. нижче). Для спрощеної моделі тертя Кулона:

$$F_{тер} = -k \cdot |F_{ny}| \cdot th\left(\frac{v}{v_0}\right).$$

Для розширеної моделі тертя Штрибека:

$$F_{тер} = -(k + (k_{max} - k)) \cdot e^{-\frac{v}{v_s}} \cdot |F_{ny}| \cdot th\left(\frac{v}{v_0}\right),$$

де k - коефіцієнт тертя ковзання Кулона,
 k_{max} - максимальний коефіцієнт тертя ковзання для зони граничного тертя,
 v - швидкість секції штанг (м/с),
 v_s - коефіцієнт швидкості ковзання Штрибека (приймаємо $v_s = 0,1$ м/с),
 n - коефіцієнт кривої Штрибека (приймаємо $n=1$),

$th\left(\frac{v}{v_0}\right)$ - множник, необхідний для згладжування залежності сили тертя від швидкості v біля нуля (прийmemo $v_0=0,01$ м/с);

F_{ny} - сума сил, нормальних до стінки НКТ (Н) (рис. 2 б):

$$F_{ny} = F_{умy} + |F_{ey} + F_{ny}|,$$

де $F_{умy}$ - нормальна сила від ваги штанг (Н):

$$F_{умy} = F_{ум} \cdot \sin \alpha,$$

де α - кут відхилення свердловини від вертикалі біля вузла (рад);

F_{ey} - нормальна сила від натягу верхньої секції (Н) (рис. 2 б):

$$F_{ey} = F_e \cdot \sin \alpha_e,$$

де F_e - сила від натягу верхньої секції (Н),

α_e - кут між верхньою секцією і свердловиною (рад):

$$\alpha_e = \alpha_{ви} - \alpha,$$

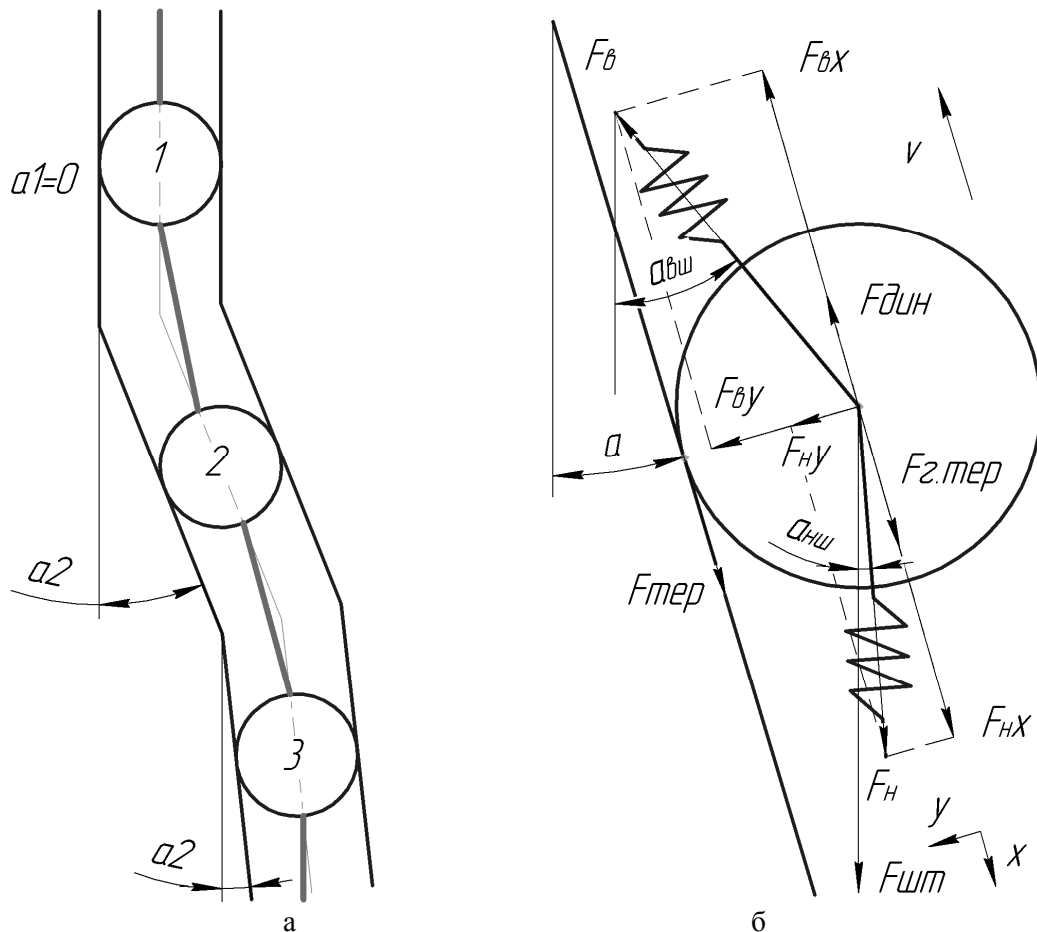


Рисунок 2 – Вузли секцій моделі штангової колони (а) та сили, що діють на вузол секцій у викривленій свердловині (б)

де $\alpha_{ви}$ - кут відхилення верхньої секції від вертикалі (рад);

F_{ny} - нормальна сила від натягу нижньої секції (Н) (рис. 2 б):

$$F_{ny} = F_n \cdot \sin \alpha_n,$$

де F_n - сила від натягу нижньої секції (Н),

α_n - кут між нижньою секцією і свердловиною (рад):

$$\alpha_n = \alpha - \alpha_{ни},$$

де $\alpha_{ни}$ - кут відхилення нижньої секції від вертикалі (рад).

За умови рівності довжин секцій, $\alpha_{ви}$ і $\alpha_{ни}$ можуть бути просто розраховані як середнє арифметичне кутів відхилення свердловини від вертикалі біля сусідніх вузлів (рис. 2 а).

$F_{вн.мер}$ - сила опору внаслідок внутрішнього тертя матеріалу штанг:

$$F_{вн.мер} = c_{екв} v_r,$$

де v_r - відносна швидкість між вузлами секції (м/с),

$c_{екв}$ - еквівалентний коефіцієнт опору матеріалу штанг [18, 19] (Н·с/м):

$$c_{екв} = \frac{\psi(\sigma_a) \cdot j}{2\pi \cdot \omega},$$

де j - жорсткість секції штанг (Н/м),

ω - кутова частота зовнішньої сили (рад/с);

$\psi(\sigma_a)$ - коефіцієнт поглинання матеріалу.

Залежить від амплітуди напружень в штанзі σ_a (Па). Визначається експериментально із залежності

$$\psi = 2\delta,$$

де δ - логарифмічний декремент коливань:

$$\delta = \ln \left(\frac{A_0}{A_1} \right),$$

де A_0, A_1 - дві послідовні (через період) амплітуди переміщення під час гармонічних коливань, що затухають.

Можна прийняти наближені лінійні залежності [19] для сталі 40 $\psi(\sigma_a) = 6 \cdot 10^{-11} \sigma_a$, для склопластику $\psi(\sigma_a) = 4 \cdot 10^{-10} \sigma_a$. Якщо не враховувати зміну амплітуди напружень, то можна прийняти наближено для сталі $\psi = 0,01$, для склопластику $\psi = 0,08$. Реальні конструкції, які містять з'єднання, володіють значно більшими значеннями коефіцієнту ψ . Так, згідно праці [20] для металів в пружному діапазоні напружень $\psi < 0,13$, для суцільних металічних конструкцій $\psi = 0,25 \dots 0,5$, для металічних конструкцій зі з'єднаннями $\psi = 0,38 \dots 0,88$.

$F_{дин}$ - сила інерції секції штанг (Н):

$$F_{дин} = m \cdot a,$$

де a - прискорення секції штанг (м/с^2);

$F_{г.тер}$ - сила гідродинамічного опору штанг (Н):

$$F_{г.тер} = c \cdot v,$$

де c - коефіцієнт гідродинамічного опору штанги ($\text{Н}\cdot\text{с/м}$). Визначається експериментально або шляхом розв'язування гідродинамічної задачі чисельними методами [21] або за допомогою емпіричної формули О.М. Піввердяна [17]:

$$c = \pi^2 v_{pid} \rho_{pid} M_{ум} L_{ум},$$

де v_{pid} - кінематична в'язкість рідини ($\text{м}^2/\text{с}$),

ρ_{pid} - густина рідини (кг/м^3),

$M_{ум}$ - коефіцієнт

$$M_{ум} = \frac{1}{\ln(d_{mp}/d_{ум}) \frac{(d_{mp}/d_{ум})^2 + 1}{(d_{mp}/d_{ум})^2 - 1} - 1},$$

де d_{mp} - внутрішній діаметр НКТ,

$d_{ум}$ - діаметр тіла штанги,

$L_{ум}$ - довжина штанги (м).

Сума сил, що діють на плунжер насоса (рис. 1):

хід вгору:

$$F_{pid} + F_{г.тер} + F_{м.пл} + F_{кл} + F_{м.pid} - F_{рз} - F_з - F_{дин.р},$$

хід вниз:

$$-F_{м.пл} - F_{кл},$$

де F_{pid} - вага рідини (Н):

$$F_{pid} = V_{pid} \rho_{pid} g,$$

де V_{pid} - об'єм рідини над плунжером насоса (м^3);

$F_{г.тер}$ - сила від тиску на гирлі (Н):

$$F_{г.тер} = P_{гирл} \cdot S_{пл},$$

де $P_{гирл}$ - тиск на гирлі (Па),

$S_{пл}$ - площа плунжера насоса (м^2);

$F_{м.пл}$ - сила тертя плунжера (Н). За емпіричною формулою В. І. Сердюка [17]:

$$F_{м.пл} = 1,84 \cdot d_{пл} / \delta_{пл} - 137,$$

$d_{пл}$ - діаметр плунжера (м),

$\delta_{пл}$ - зазор між плунжером і циліндром (орієнтовно $0,0001$ м);

$F_{кл}$ - сила гідродинамічного опору клапана (Н):

$$F_{кл} = dP_{кл} \cdot S_{пл},$$

де $dP_{кл}$ - перепад тисків на клапані (Па):

$$dP_{кл} = \zeta \cdot \frac{\rho_{pid} \cdot v_{кл}^2}{2},$$

де $v_{кл}$ - швидкість потоку в сідлі (м/с):

$$v_{кл} = \frac{Q_{кл}}{\pi \cdot d_{кл}^2 / 4},$$

де $Q_{кл}$ - об'ємна витрата рідини через клапан ($\text{м}^3/\text{с}$),

$d_{кл}$ - діаметр отвору сідла клапана (м);

ζ - коефіцієнт місцевого опору клапана, який пов'язаний з коефіцієнтом витрат μ наступною залежністю:

$$\zeta = \frac{1}{\mu^2}.$$

Коефіцієнт витрат клапана μ може бути знайдений за числом Рейнольдса Re потоку рідини в сідлі. За даними [22] для клапанів з однією кулькою та $d_{кл} = 20 \dots 25$ мм можна отримати наступну емпіричну залежність:

$$\mu = \begin{cases} 0,0846 Re^{0,2872}, & Re \leq 225; \\ 0,4 & , 225 < Re \leq 30000; \\ 0,0085 Re^{0,3764}, & 30000 < Re \leq 300000; \\ 1,0 & , Re > 300000; \end{cases}$$

де $Re = \frac{d_{кл} \cdot v_{кл}}{\nu_{pid}}$.

$F_{м.pid}$ - сила тертя рідини об НКТ (Н):

$$F_{м.pid} = dP_{м.pid} \cdot S_{пл},$$

де $dP_{м.pid}$ - втрати тиску від тертя рідини в НКТ (Па):

$$dP_{м.pid} = f \frac{L_{mp}}{d_{mp}} \cdot \frac{\rho_{pid} \cdot v_{mp}^2}{2},$$

де L_{mp} - довжина НКТ (м),

v_{mp} - середня швидкість рідини в трубі під час ходу плунжера вгору (м/с). Якщо прийняти, що вона приблизно рівна швидкості штанг v , то можна ігнорувати силу гідродинамічного опору штанг під час ходу вгору $F_{г.тер2} = 0$. В іншому випадку $F_{г.тер2} = c \cdot (v - v_{mp})$.

$$v_{mp} = Q / S_{mp},$$

де Q - теоретична подача насоса ($\text{м}^3/\text{с}$),

S_{mp} - площа поперечного січення кільцевого отвору між НКТ і штангою (м^2);

f - коефіцієнт, який залежить від числа Рейнольдса:

$$f = \begin{cases} f_L & , Re \leq 2000; \\ f_L + (f_T - f_L) \cdot \frac{Re - 2000}{2000}, & 2000 < Re < 4000; \\ f_T & , Re \geq 4000; \end{cases}$$

де $f_L = 64/Re$, $f_T = 0,316/Re^{1/4}$,

Re - число Рейнольдса:

$$Re = \frac{d_{mp} \cdot v}{\nu_{pid}};$$

$F_{рз}$ - вага рідини в затрубному просторі (Н):

```

class Automaton(object):
    """Абстрактний автомат для моделювання руху вузла пружного сте-
ржня"""
    def __init__(self):
        """Конструктор автомата"""
        self.x=None # координата
        self.x0=None # початкова координата
        self.prevx=None # попередня координата
        self.bc=None # гранична умова (0 - нерухомий)
        self.f=0.0 # зовнішня сила
        self.fs=0.0 # вага секції справа
        self.left=None # лівий сусід (верхній)
        self.right=None # правий сусід (нижній)
        self.delta=None # початкова відстань до правого сусіда
        self.k=None # коефіцієнт жорсткості секції справа
        self.c=0.0 # коефіцієнт опору матеріалу секції справа
        self.m=1.0 # маса секції справа
        self.a=0.0 # прискорення
        self.v=0.0 # швидкість
        self.prevv=0.0 # попередня швидкість
        self.eps=0.0 # нев'язка
        self.dx=1.0 # крок наближення
        self.area=None # площа поперечного січення секції справа
        self.domain=None # об'єкт класу CA_model
        self.rSection=None # секція справа
        self.alfa=0.0 # кут відхилення свердловини від вертикалі
біля автомата
    def rule(self): ...#правило поведінки автомата
    def velocity(self): ...# швидкість
    def acceleration(self): ...# прискорення
    def leftForce(self): ...# сила пружини зліва
    def leftForce2(self): ...# сила демпфера зліва
    def rightForce(self): ...# сила пружини справа
    def rightForce2(self): ...# сила демпфера справа
    def dynamicForce(self): ...# сила інерції секції
    def dynamicFluidForce(self): ...# сила інерції рідини (діє на
плунжер)
    def normalForce(self): ...# сума нормальних сил
    def frictionForce(self): ...# сила тертя секції
    def hydrodynamicResistanceForce(self): ...# сила гідродинамічно-
го опору секції
    def pistonForce(self): ...# сума сил на плунжері насоса

```

Рисунок 3 – Код класу Automaton мовою Python

$$F_{pz} = V_{pz} \rho_{pid} g ,$$

де V_{pz} - об'єм рідини в затрубному просторі (m^3):

$$V_{pz} = S_{nl} (H_{ит} - H_{дин}),$$

де $H_{дин}$ - глибина динамічного рівня (м),

$H_{ит}$ - висота колони штанг або свердловини (м).

F_3 - сила від тиску в затрубному просторі (Н):

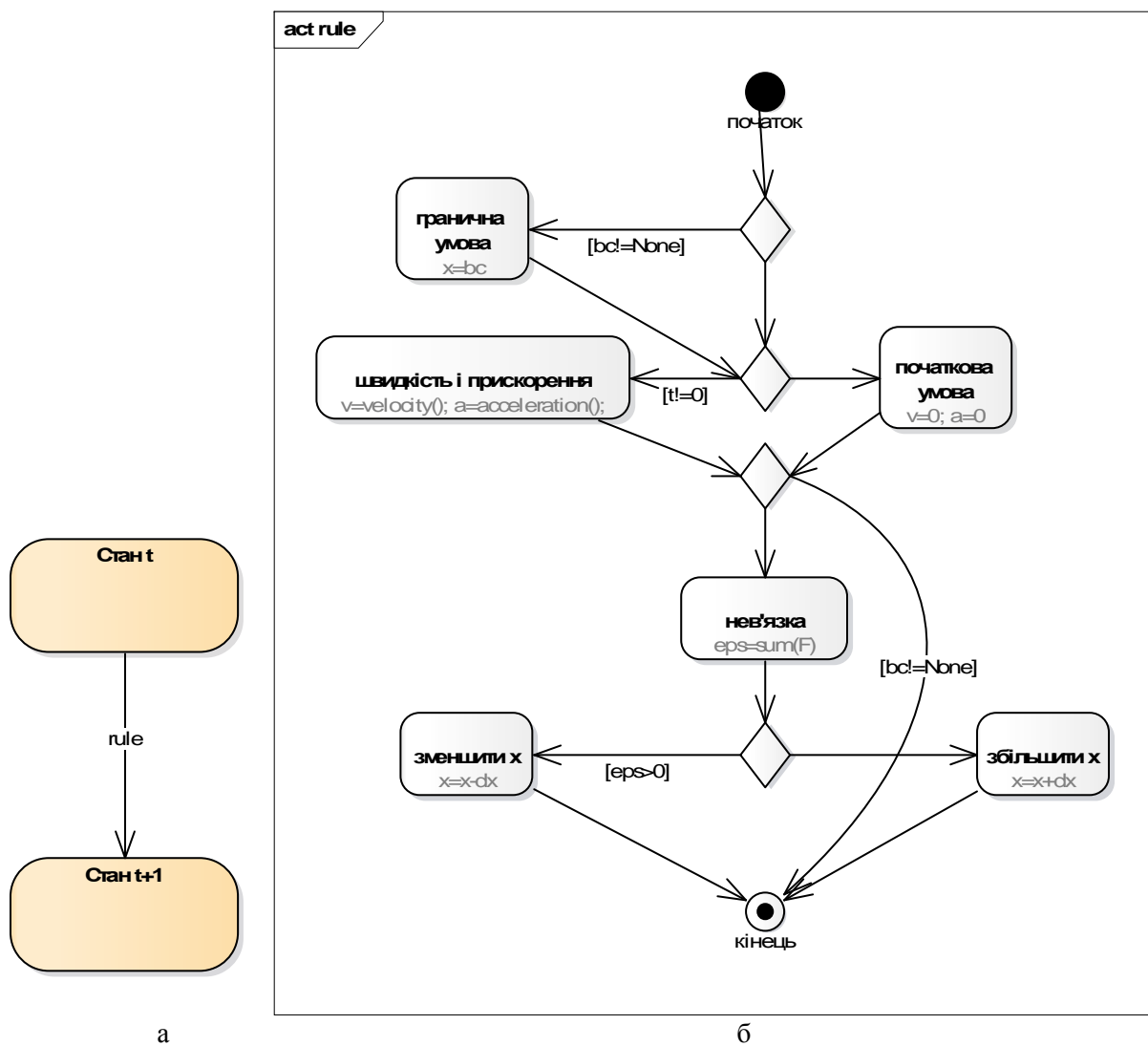
$$F_3 = P_3 \cdot S_{nl} ,$$

де P_3 - тиск в затрубному просторі (Па).

$F_{дин.p}$ - сила інерції рідини під час ходу вверх (Н):

$$F_{дин.p} = m_{pid} \cdot a .$$

Створимо модель колони насосних штанг за допомогою системи автоматів, які з'єднані пружно-демпферними зв'язками (рис. 2 а). Окремий автомат являє собою уявний вузол колони (рис. 2 б), у якому зосереджена маса секції, її вага та інші сили. На рис. 3 наведено код класу **Automaton** мовою Python, який описує абстрактний автомат для моделювання руху вузла колони насосних штанг. Автомат володіє атрибутами та функцією переходу (правилом поведінки), яка призначена для зміни стану автомата. Окремому стану відповідає множина значень атрибутів автомата. Функція-конструктор **__init__** викликається під час створення автомата і описує його атрибути зі значеннями за замовчуванням – координату, швидкість, прискорення, масу, вагу та інші. Коди реалізації інших функцій класу тут не показано. Кожен автомат володіє інформацією про сусідні автомати зліва (або зверху) і справа



а - станів автомата; б - діяльності, яка описує перехід rule

Рисунок 4 – UML-діаграми

(або знизу). Для розрахунку швидкості і прискорення автомат запам'ятовує значення координати (**prevx**) і швидкості (**prevv**) для попереднього стану. На рис. 4а показана UML-діаграма станів автомата - орієнтований граф, в якому вершини відповідають станам, а дуга - переходу між двома станами. Стан автомата може змінитися під час зміни значення змінної часу **t** шляхом виклику функції **rule**, алгоритм якої наведено на рис. 4б.

Опишемо функцію **rule**. Якщо задана гранична умова для цього автомата, то координаті **x** присвоюється її значення. В початковий момент часу (**t=0**), змінним швидкості і прискорення присвоюється 0. В інші моменти часу їх значення розраховується за допомогою функцій **velocity** та **acceleration** класу **Automaton**. Після цього, якщо задана гранична умова, функція завершує своє виконання. В іншому випадку розраховуються компоненти сил, які діють на вузол. Для цього використовуються вищенаведені залежності, які реалізовані у відповідних функціях класу **Automaton**.

Відповідно принципу д'Аламбера сума усіх сил у вузлі разом з силою інерції повинна бути рівною нулю. Якщо сума сил **eps** більша 0, то **x** зменшується на **dx**. Якщо вона менша 0, то **x** збільшується на **dx**.

Система автоматів описується класом **CA_model** (рис. 5).

Функція-конструктор **__init__** створює систему автоматів. Тут створюється список автоматів, за об'єктом класу **PU** задаються значення їх атрибутів, створюється список значень часу та списки граничних умов, зокрема, який описує закон переміщення полірованого штока. Клас **PU** містить атрибути і функції, які визнають параметри СШНУ. Код цього класу тут не наведено. Функція **run** знаходить урівноважений стан системи автоматів в конкретний момент часу. Код її основної частини зображено на рис. 6.

Функція **runDynamic** знаходить урівноважені стани системи автоматів для різних моментів часу. Тут для кожного значення у списку

```
class CA_model(object):
    """Система автоматів (колона штанг)"""
    def __init__(self,PU): ...
    def run(self): ...
    def runDynamic(self): ...
```

Рисунок 5 – Клас CA_model

```
while e>eps: # поки сума нев'язок більша похибки розрахунку
    for a in self.p: # для кожного автомата
        a.dx=dx # задати крок наближення
        a.rule() # виконати функцію rule
    e=sum([abs(a.eps) for a in self.p]) # сума нев'язок
```

Рисунок 6 – Код основної частини функції run

ку часу задаються граничні умови **bc** і зовнішні сили **f** для усіх автоматів, викликається функція **run** та зберігаються поточні значення координати **x** і швидкості **v** у змінних **prevx** та **prevv** для кожного автомата.

Додатково в класі **CA_model** розроблено функції, які формують списки часу та граничних умов, зберігають історію результатів, виводять довідкову інформацію, рисують графічні залежності.

Виконаємо моделювання СШНУ за допомогою розробленої програми. Колона довжиною 1500 м складається з суцільних штанг діаметром 0,019 м. Довжина ходу точки підвіски 3 м; кількість подвійних ходів за хвилину 6,5; внутрішній діаметр НКТ 0,1 м; діаметр плунжера 0,038 м; діаметр отвору сідла клапана 0,025 м; густина рідини 1000 кг/м³; кінематична в'язкість $2 \cdot 10^{-6}$ м²/с; глибина занурення насоса під динамічний рівень 100 м. Тиск на гирлі в НКТ 100 кПа, тиск в затрубному просторі 500 кПа. Вважаємо, що свердловина не має викривлень. Колону поділимо на 8 секцій однакової довжини. Секції позначимо індексами від 0 (верхня) до 7 (нижня). Тоді кількість вузлів (автоматів) буде рівна 9. Розглянемо колону зі сталевих штанг та колону, яка містить 50% склопластикових штанг в її верхній частині.

Результати моделювання показані на рис. 7 і 8. Тут індексами 0..7 позначені динамограми, отримані в верхній частині відповідних секцій. Видно, що форма динамограм з індексом 0 відповідає формі практичних динамограм, отриманих на реальних СШНУ. Порівняємо динамограми з індексом 0 на рисунках 7 і 8. Для колони з склопластиковими штангами помітне зменшення навантажень в верхній її частині внаслідок зменшення її ваги та помітний сильний нахил лівої частини динамограми, який пояснюється малою пружністю склопластикових штанг. Мала пружність штанг спричинює суттєве зменшення довжини ходу плунжера, про що свідчить результат порівняння плунжерних динамограм з індексом 7. Результати моделювання з вищими частотами подвійних ходів показали збільшення довжини ходу плунжера, але і зросла амплітуда напружень. Звідси виникає необхідність оптимізації конструкції

колони з склопластиковими штангами, довжини ходу полірованого штоку та частоти подвійних ходів.

Висновки. Розроблена автоматна модель СШНУ є простою для розуміння і модифікації, дозволяє моделювати явища, які важко сформулювати в термінах диференціальних рівнянь, наприклад, стохастичну поведінку, або складні граничні умови чи накопичення пошкоджень. Програма виконана в стилі автоматного програмування популярною мовою Python, не потребує спеціалізованих засобів моделювання чи сторонніх бібліотек та допускає паралельні обчислення. На даний час програма використовує більше обчислювальних ресурсів ніж моделі на основі хвильового рівняння, тому наступним етапом досліджень буде оптимізація її алгоритму. Модель може бути використана для оптимізації параметрів СШНУ і як основа для побудови складніших моделей.

Література

- Gibbs S. G. Rod Pumping: Modern Methods of Design, Diagnosis and Surveillance / Sam Gavin Gibbs. - Publisher: Author, 2012. - 660 p. - ISBN-13: 978-0-984-9661-0-3
- Romero O. J., Almeida P. Numerical simulation of the sucker-rod pumping system / O. J. Romero, P. Almeida // INGENIERIA E INVESTIGACION. - Vol. 34. - No. 3. - DECEMBER 2014. - P.4-11.
- Ковшов В. Д. Моделирование динамограммы станка-качалки. Нормальная работа насоса / В. Д. Ковшов, М. Е. Сидоров, С. В. Светлакова // Нефтегазовое дело. - №2. - 2004. - С. 75-81.
- Knapp R. M. A Dynamic Investigation of Sucker-Rod Pumping // KU ScholarWorks The University of Kansas Theses and Dissertations Collection B.S. - University of Kansas, 1963. - 47p.
- Wang G.W. An improved model for the sucker rod pumping system / G.W. Wang, S.S. Rahman, G.Y. Yang // 11th Australasian Fluid Mechanics Conference University of Tasmania, Hobart, Australia 14-18 Decemder 1992. - P.1137-1140.

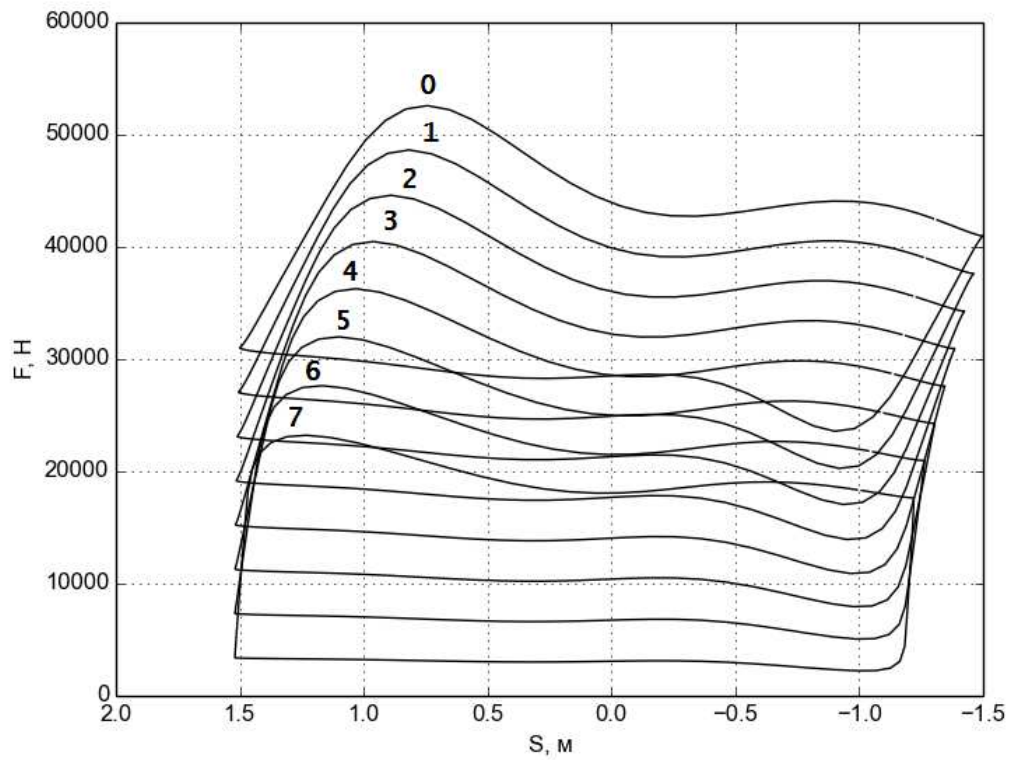


Рисунок 7 – Динамограми для колони з сталевими (100%) штангами

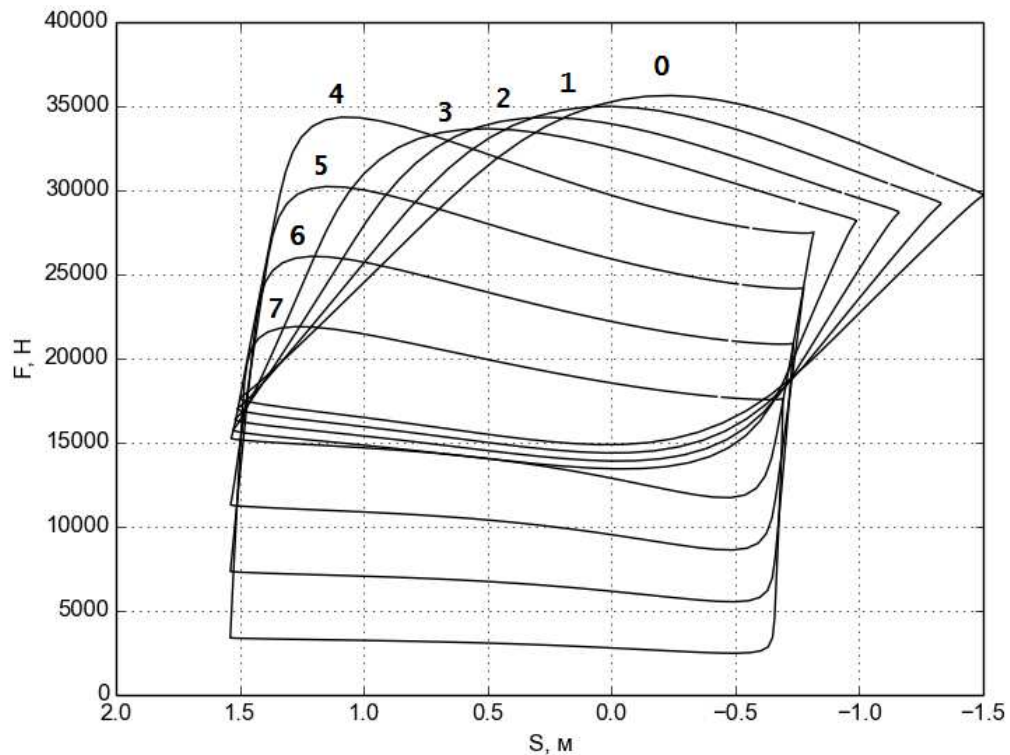


Рисунок 8 – Динамограми для колони з склопластиковими (50%) і сталевими (50%) штангами

6 LIU Xinfu. An Approach to the Design Calculation of Sucker Rod Pumping Systems in Coalbed Methane Wells / LIU Xinfu, QI Yaoguang, LI Yanxiang, LIU Chunhua // CHINESE JOURNAL OF MECHANICAL ENGINEERING. - Vol. 24. - 2011. - P.1-10

7 Takacs, Gabor. Sucker-Rod Pumping Manual / Gabor Takacs. - PennWell Corporation, 2003. - 395p.

8 Вассерман И.Н. Продольные колебания упругих стержневых систем с граничными условиями, определяемыми многозначными соотношениями [Текст]: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. : 01.02.04 / Игорь Николаевич Вассерман. – Пермь, 1999. – 18 с.

9 Kopey V. Development of Model of Sucker-Rod Pumping System by Using Maplesim™ Software / V. Kopey // Тези доповідей міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика 2013" (Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013р). - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. - С.116-118.

10 Добрынин Сергей. Компьютерное моделирование методом подвижных клеточных автоматов. – Saarbrücken Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – P. 132. – ISBN 978-3-8443-5954-1.

11 Тоффоли Т. Машины клеточных автоматов: Пер. с англ. / Т. Тоффоли, Н. Марголус. – М.: Мир, 1991. – 280 с.

12 Карпов Ю. Г. Имитационное моделирование систем. Введение в моделирование с AnyLogic 5 / Ю. Г. Карпов. – СПб: БХВ-Петербург, 2006. – 390 с.

13 Энциклопедия кибернетики / Отв. ред. Глушков В.М. – Т.1. – К.: Главная редакция Украинской Советской Энциклопедии, 1974. – 608 с.

14 Wolfram S. A. New Kind of Science / Stephen Wolfram. - Wolfram Media, Inc, 2002. - 1197p.

15 Аладьев В. З. Классические однородные структуры. Клеточные автоматы / В. З. Аладьев. - Fultus™Books, 2009. - 535с.

16 Поликарпова Н. И. Автоматное программирование / Н. И. Поликарпова, А. А. Шалыто. – СПб: СПбГУ ИТМО, 2008. – 167 с.

17 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М: ФГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

18 Пановко Я.Г. Внутреннее трение при колебаниях упругих систем / Яков Гилелевич Пановко. – М.: Гос. изд. физ.-мат. лит., 1960. – 196 с.

19 Вибрации в технике: Справочник. В 6-ти т. / Ред. совет: В. Н. Челомей (пред.). – М.: Машиностроение, 1981. – Т. 6. Защита от вибрации и ударов / Под ред. К. В. Фролова. 1981. – 456 с.

20 Orban F. Damping of materials and members in structures [Electronic resource] // 5th International Workshop on Multi-Rate Processes and Hysteresis (MURPHYS 2010). - Journal of Physics: Conference Series 268 (2011) 012022:

IOP Publishing. – Mode of access: <http://iopscience.iop.org/1742-6596/268/1/012022>

21 Копей В.Б. Аналіз і раціоналізація конструкцій протекторів для насосних штанг за допомогою параметричного тривимірного моделювання та методу скінченних елементів / В.Б. Копей, С.С. Чаплинський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – № 1(7). – С.23-28.

22 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р. С. Андриясов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др.; под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
01.09.17*

*Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Котом Г.В.**
(Івано-Франківська філія Відкритого
міжнародного університету розвитку людини
«Україна», м. Івано-Франківськ)*

РОЗРАХУНОК ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ НАСОСНОЇ ШТАНГИ

Б.В. Копей, А.Б. Стефанишин, І.О. Рачкевич

ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727101,

e-mail: kopeyb@ukr.net

При розрахунках без врахування дотичних напружень довговічність штанги становить 5,218 млн. циклів, а критична глибина тріщини – 23 мм, що перевищує діаметр штанги (22 мм). З врахуванням дії дотичних напружень довговічність штанги до критичного розвитку тріщини (12 мм) в тілі відповідає 4,912 млн. циклів. Врахування дотичних напружень є важливим фактором при розрахунку довговічності насосної штанги. Зі збільшенням крутного моменту довговічність штанги та глибина критичних тріщин зменшуються.

Ключові слова: насосна штанга, дотичні напруження, довговічність, тріщина.

При расчетах без учета касательных напряжений долговечность штанги составляет 5,218 млн. циклов, а критическая глубина трещины – 23 мм, что превышает диаметр штанги (22 мм). С учетом воздействия касательных напряжений долговечность штанги к критическому развитию трещины (12 мм) в теле соответствует 4,912 млн. циклов. Учет касательных напряжений является важным фактором при расчете долговечности насосной штанги. При увеличении крутящего момента долговечность штанги и глубина критических трещин уменьшаются.

Ключевые слова: насосная штанга, касательные напряжения, долговечность, трещина.

It has been calculated that the service life of the rod is 5.218 million cycles, and the critical depth of crack is 23 mm, which exceeds the rod diameter (22 mm) without taking into account tangential stresses. Taking into account the tangential stresses, the service life of the rod to the critical development of the crack (12 mm) in the body corresponds to 4.912 million cycles. The consideration of tangential stresses is an important factor in calculating the service life of the sucker rod. With increasing torque, the service life of the rod and the depth of critical cracks decrease.

Key words: sucker rod, tangential stresses, service life, crack.

Вступ

Колонна насосних штанг при роботі в свердловині працює в умовах дії складного напруженого стану та появи напружень, які виникають від прикладання зусиль розтягу, згинальних та крутних моментів [1-3]. Використання обертачів колони штанг обумовлено необхідністю рівномірного спрацювання штанг і муфт, попередження відкладень парафіну та асфальто-смолистих речовин і при їх застосуванні виникають значні крутні моменти.

Постановка задачі досліджень

Внаслідок сумісної дії змінних напружень розтягу, згину та кручення в тілі штанг зароджуються та ростуть втомні тріщини, закономірності росту яких описуються кінетичною діаграмою втомного руйнування [4,5]. Кінетична діаграма втомного руйнування дозволяє оцінити опір матеріалу втомному руйнуванню, а також міцність і довговічність насосних штанг. На S- подібній кривій (рис. 1) можна розрізнити три області:

– низькоамплітудну область I, де $\Delta K = \Delta K_{th}$, тобто при пороговому коефіцієнті інтенсивності напружень (КІН), при якому не спостерігається росту тріщин або $\frac{dl}{dN} = 0$;

– область II середніх швидкостей росту тріщин, що описується степенною залежністю Паріса:

$$\frac{dl}{dN} = C(\Delta K)^m, \quad C \approx (\sigma_B K_{Ic})^{-2},$$

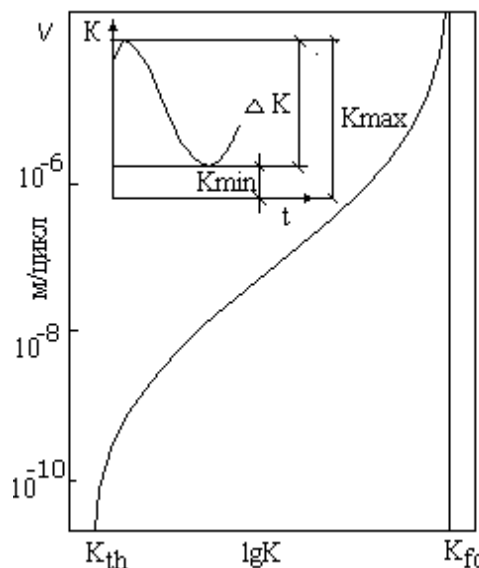


Рисунок 1 – Кінетична діаграма втомного руйнування (залежність швидкості росту тріщини V від величини КІН)

де C - коефіцієнт пропорційності; m - емпіричний параметр, $m \approx 3-5$ (для вуглецевих сталей $m = 4$);

σ_B - межа міцності сталі при розтязі;

K_{Ic} - критичний коефіцієнт інтенсивності напружень;

– високоамплітудну область III з прискореним розвитком тріщини до повної поломки.

Коефіцієнт інтенсивності напружень K, що характеризує стан деяких механічних властиво-

стей матеріалу в околі вершини тріщини в найпростішому випадку плоскої деформації розтягу нескінченного тіла з наскрізною прямолінійною тріщиною довжиною $2l$ визначається за формулою

$$K_I = \sigma \sqrt{\pi \cdot l},$$

де σ - діюче напруження.

Для напівеліптичної тріщини, що найбільш характерна для валів, бурильних штанг, штанг тощо, користуються формулою Аокі і Кіучі [6, 7]:

$$K_I = 1,12 \sigma_{\max} \sqrt{\frac{\pi \cdot h}{\sqrt{Q}}}.$$

Тут:

$$Q = \left(\frac{3}{8} \pi + \frac{\pi \cdot l^2}{8h^2} \right)^2 - 0,212 \left(\frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{0,2}} \right)^2;$$

h - глибина тріщини;

l - напівдовжина тріщини;

$\sigma_{0,2}$ - умовна границя плинності матеріалу;

σ_{\max} - сумарне максимальне нормальне напруження від розтягу і згину:

$$\sigma_{\max} = \sigma_p + \frac{\sigma_{3z}}{2};$$

σ_p - осьове напруження розтягу від власної ваги штанги;

σ_{3z} - циклічні напруження згину у викривленій ділянці свердловини.

Критичну глибину тріщини, коли наступає її катастрофічний ріст, знайдемо при $K_I = K_{Ic}$:

$$h_{кр} = \left(\frac{K_{Ic}}{1,12 \sigma_{\max}} \right)^2 \cdot \frac{1}{\pi} \sqrt{Q},$$

а строк служби деталі з тріщиною в циклах навантаження

$$N = \int_{h_{поч}}^{h_{кр}} \frac{dh}{c \cdot (K_{\max})^m},$$

де $h_{поч}$ і $h_{кр}$ - розміри початкової і критичної глибини тріщини.

Попередньо запропонована методика розрахунку значення критичної глибини тріщини, враховує вплив лише нормальних напружень [6].

Нами запропоновано здійснити розрахунок критичної глибини тріщини, враховуючи також, вплив дотичних напружень в поперечному перерізі насосної штанги при видобутку нафти.

Основний матеріал дослідження

За складного напруженого стану в поперечному перерізі насосної штанги виникають напруження розтягу σ_p , згину σ_{3z} і дотичне τ напруження. Для цього проведемо розрахунок еквівалентного напруження згідно третьої теорії міцності за формулою:

$$\sigma_{екв}^{(III)} = \sqrt{\sigma_{\max}^2 + 4 \cdot \tau^2}.$$

Дотичні напруження τ визначається за формулою:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_{\rho}}, \text{ де ,}$$

де $M_{кр}$ - крутний момент,

W_{ρ} - момент опору перерізу відносно ней-

тральної осі, $W_{\rho} = \frac{\pi d^3}{16}$,

d - діаметр насосної штанги.

Таким чином, критичну глибину тріщини знайдемо:

$$h_{кр} = \left(\frac{K_{Ic}}{1,12 \sigma_{екв}^{(III)}} \right)^2 \frac{1}{\pi} \sqrt{Q},$$

де

$$Q = \left(\frac{3}{8} \pi + \frac{\pi \cdot l^2}{8h^2} \right)^2 - 0,212 \left(\frac{\sigma_{екв}^{(III)}}{\sigma_{0,2}} \right)^2.$$

Приклад розрахунку

Розрахуємо залишковий ресурс насосної штанги діаметром 22 мм ГОСТ 13877-96, яка має такі механічні властивості: ($\sigma_{св}$ =588 МПа, $\sigma_{0,2}$ =382 МПа, ψ =56%, δ_5 =21%, НВ 200).

Нехай в штанзі при роботі в свердловині виникають осьові напруження розтягу величиною σ_p =120 МПа, циклічні напруження згину у викривленій ділянці свердловини величиною σ_{3z} =250 МПа. Припустимо, що в тілі штанги є приповерхневі тріщини, які не були виявлені під час неруйнівного контролю. Довжина $2l$ і глибина h напівеліптичної тріщини рівні відповідно 3,2 і 0,8 мм (рис. 2) за умови, що довжина тріщини $2l$ в чотири рази перевищує її глибину h .

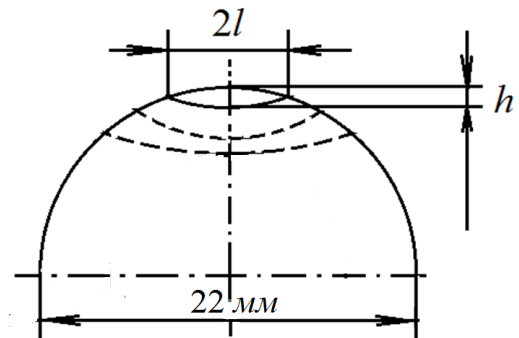


Рисунок 2 – Залежність між довжиною $2l$ і глибиною h напівеліптичної тріщини в тілі насосної штанги діаметром 22 мм

Приклад розрахунку залишкового ресурсу насосної штанги без врахування дотичних напружень

Сумарне максимальне напруження в тілі штанги

$$\sigma_{\max} = \sigma_p + \frac{\sigma_{3z}}{2} = 120 + \frac{250}{2} = 265 \text{ МПа}.$$

Критичний коефіцієнт інтенсивності напружень K_{Ic} для матеріалу штанг дорівнює 45 МПа [8]. Переважно K_{Ic} =40-150 МПа для матеріалів штанг різних груп міцності.

Визначимо критичну глибину тріщини для даного матеріалу штанги за формулою

$$h_{кр} = \left(\frac{K_{Ic}}{1,12\sigma_{\max}} \right)^2 \frac{1}{\pi} \sqrt{Q} =$$

$$= \left(\frac{K_{Ic}}{1,12\sigma_{\max}} \right)^2 \frac{1}{\pi} \sqrt{\left(\frac{3}{8}\pi + \frac{\pi l^2}{8h^2} \right)^2 - 0,212 \left(\frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{0,2}} \right)^2} =$$

$$= \left(\frac{45 \cdot 10^6}{1,12 \cdot 245 \cdot 10^6} \right)^2 \frac{1}{3,14} \times$$

$$\sqrt{\left(\frac{3}{8} \cdot 3,14 + \frac{3,14 \cdot 1,6^2}{8 \cdot 0,8^2} \right)^2 - 0,212 \left(\frac{245 \cdot 10^6}{382 \cdot 10^6} \right)^2} =$$

$$= 0,023 \text{ м.}$$

Експерименти свідчать, що критична глибина тріщини в тілі штанги досягає 5 мм в середовищі пластової води [2].

Швидкість росту тріщини в тілі штанги визначається за допомогою таких залежностей:

$$V = CK_{\max}^m$$

або

$$\frac{dh}{dN} = 2,2 \cdot 10^{-12} (K_{\max})^{3,45} \text{ мм/цикл,}$$

де K_{\max} в $\text{даН} \cdot \text{мм}^{-3/2}$;

коефіцієнт C , зазвичай, приймає значення в межах $C=(10^{-16} - 10^{-12}) \text{ мм}^7 \text{ Н}^{-4}$.

Довговічність штанги до критичного розвитку тріщини в тілі можна визначити методом інтегрування функції швидкості по шляху росту тріщини в межах від $h_{\text{поч}}=0,8 \text{ мм}$ до $h_{\text{кр}}=23 \text{ мм}$:

$$N_p = \int_{h_{\text{поч}}}^{h_{\text{кр}}} \frac{dh}{c(K_{\max})^m} = \int_{0,8}^{23} \frac{dh}{1,37 \cdot 10^{-12} (K_{\max})^{3,45}},$$

де K_{\max} визначають за формулою

$$K_{\max} = 34,74\sqrt{h} \text{ даН} \cdot \text{мм}^{-3/2},$$

де h - в мм . Для переведення одиниць коефіцієнта інтенсивності напружень використовують залежність

$$1 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}} = 0,3101 \text{ даН} \cdot \text{мм}^{-3/2}.$$

Тоді

$$N_p = \int_{0,8}^{23} \frac{dh}{1,37 \cdot 10^{-12} (34,74\sqrt{h})^{3,45}} =$$

$$= 5,218 \times 10^6 \text{ циклів.}$$

Таким чином, після $N=5,218$ млн. циклів тріщина глибиною 0,8 мм розвинеться в тілі штанги до кінцевого зламу. Подальша експлуатація штанги не має змісту, оскільки це веде до порушення технологічних параметрів видобування нафти (рис. 3, 4).

Приклад розрахунку залишкового ресурсу насосної штанги з врахуванням дотичних напружень (рис. 5, 6)

Розрахуємо момент опору перерізу за формулою:

$$W_p = \frac{\pi d^3}{16} = 2,091 \times 10^{-6} \text{ м}^3,$$

дотичне напруження для $M_{кр}=250 \text{ Н}\cdot\text{м}$:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_p} = 119,6 \text{ МПа.}$$

Обчислимо еквівалентне напруження:

$$\sigma_{\text{екв}}^{(III)} = \sqrt{\sigma_{\max}^2 + 4 \cdot \tau^2} = 342,4 \text{ МПа.}$$

Визначимо критичну глибину тріщини з врахуванням впливу дотичного напруження:

$$h_{кр} = \left(\frac{K_{Ic}}{1,12\sigma_{\text{екв}}^{(III)}} \right)^2 \frac{1}{\pi} \sqrt{Q} = \left(\frac{K_{Ic}}{1,12\sigma_{\text{екв}}^{(III)}} \right)^2 \frac{1}{\pi} \times$$

$$\sqrt{\left(\frac{3}{8}\pi + \frac{\pi l^2}{8h^2} \right)^2 - 0,212 \left(\frac{\sigma_{\text{екв}}^{(III)}}{\sigma_{0,2}} \right)^2} = 0,012 \text{ м.}$$

Згідно з отриманими результатами при врахуванні дотичного напруження критична глибина тріщини зменшується з 23 до 12 мм, а довговічність знижується з 5,218 млн. циклів до 4,912 млн. циклів.

Приклад розрахунку залишкового ресурсу насосної штанги з врахуванням дотичних напружень залежно від величини крутного моменту

Нами проведено розрахунок довговічності штанги за наявності напівеліптичної тріщини для різних значень крутного моменту $M_{кр}$ (від 50 до 250 $\text{Н}\cdot\text{м}$) (рис. 7-8).

Висновки

Згідно отриманих в результаті обчислень даних при розрахунках без врахування дотичних напружень довговічність штанги становить 5,218 млн. циклів, а критична глибина тріщини 23 мм, що перевищує діаметр штанги (22 мм), тобто при обриві глибина тріщини ще не досягає критичної величини. Відтак, розрахована таким чином довговічність має недостатню достовірність. Проте згідно з даними, отриманими при врахуванні дії дотичних напружень, довговічність штанги до критичного розвитку тріщини (12 мм) в тілі відповідає 4,912 млн. циклів. Як бачимо, врахування дотичних напружень є важливим фактором при розрахунку довговічності насосної штанги.

В роботі отримано графічну залежність довговічності штанги від критичної глибини тріщини при зміні крутного моменту від 50 до 250 $\text{Н}\cdot\text{м}$.

При збільшенні крутного моменту довговічність штанги та глибина критичних тріщин зменшується.

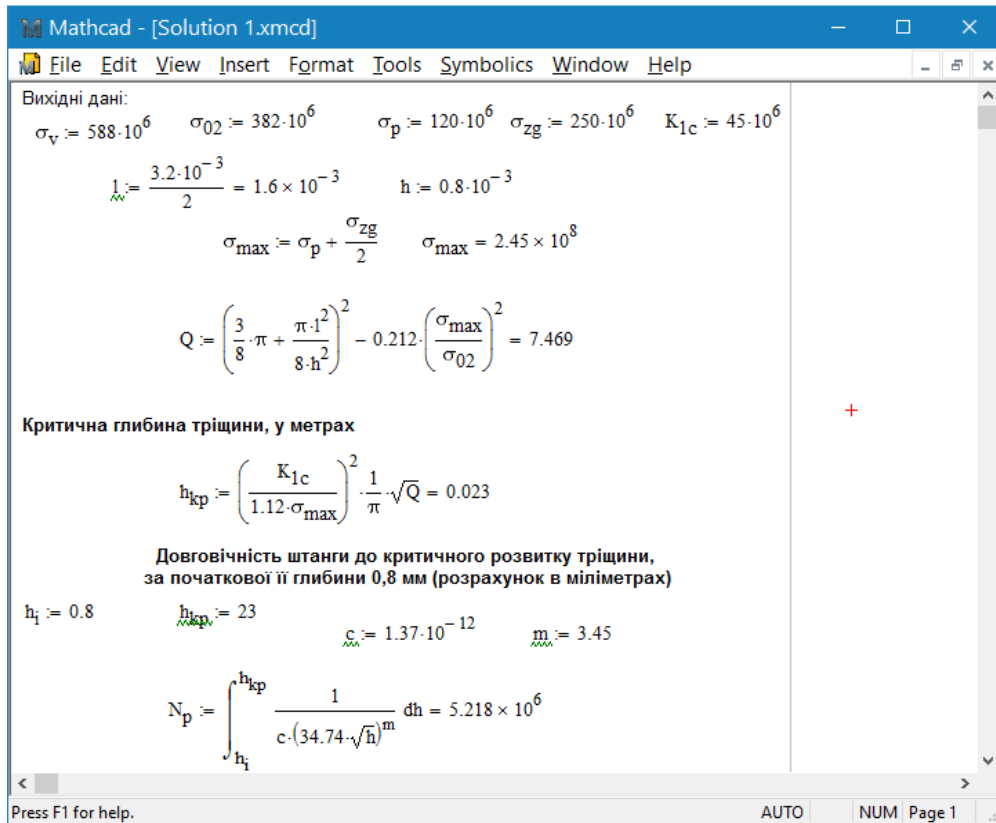


Рисунок 3 – Розрахунок критичної довжини тріщини та довговічності штанги за допомогою програми MathCAD без врахуванням дотичних напружень

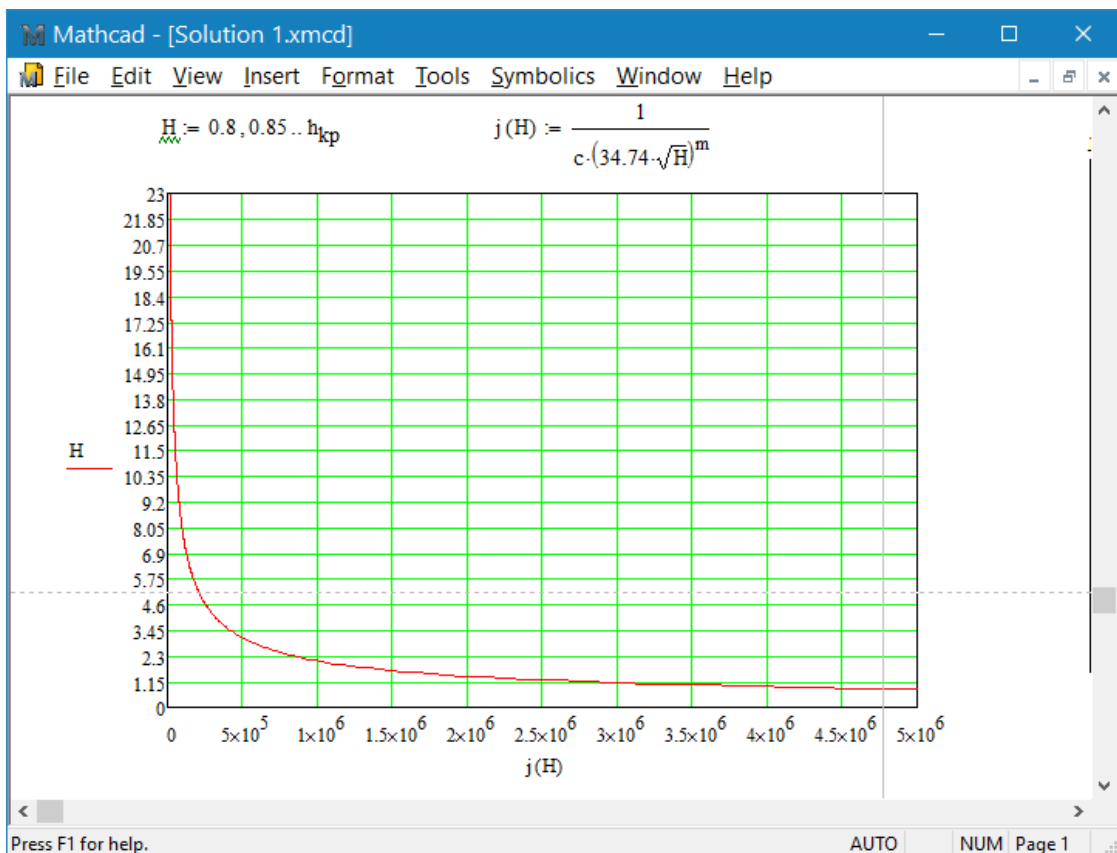


Рисунок 4 – Графічна залежність довговічності штанги від глибини тріщини без врахування дотичного напруження

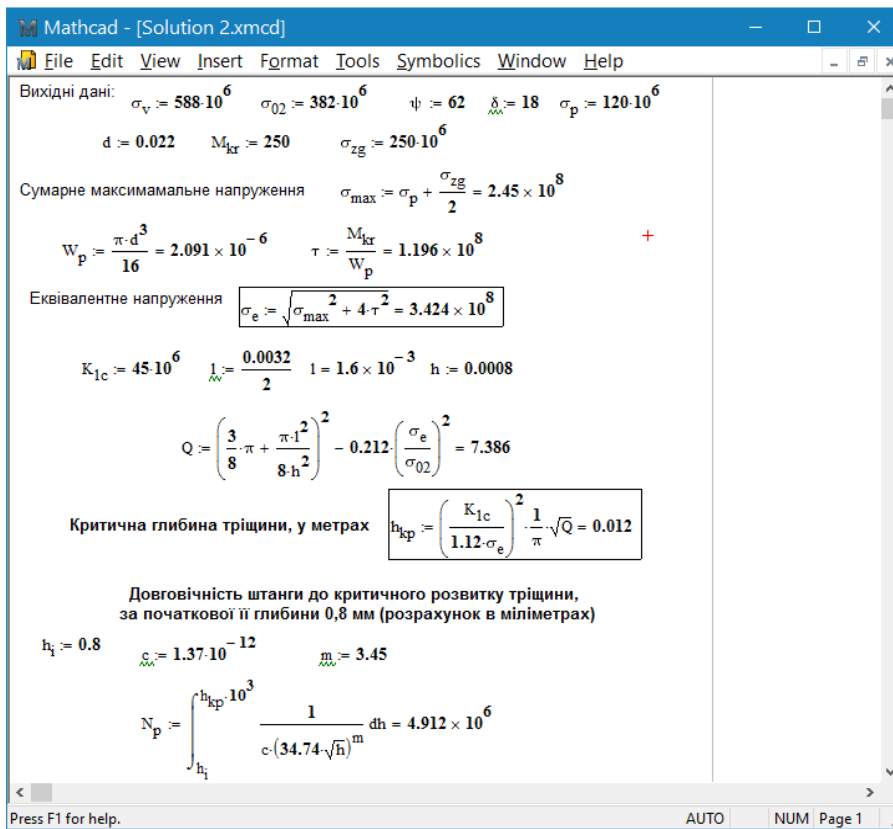


Рисунок 5 – Розрахунок критичної довжини тріщини та довговічності штанги за допомогою програми *MathCAD* з врахуванням дотичних напружень

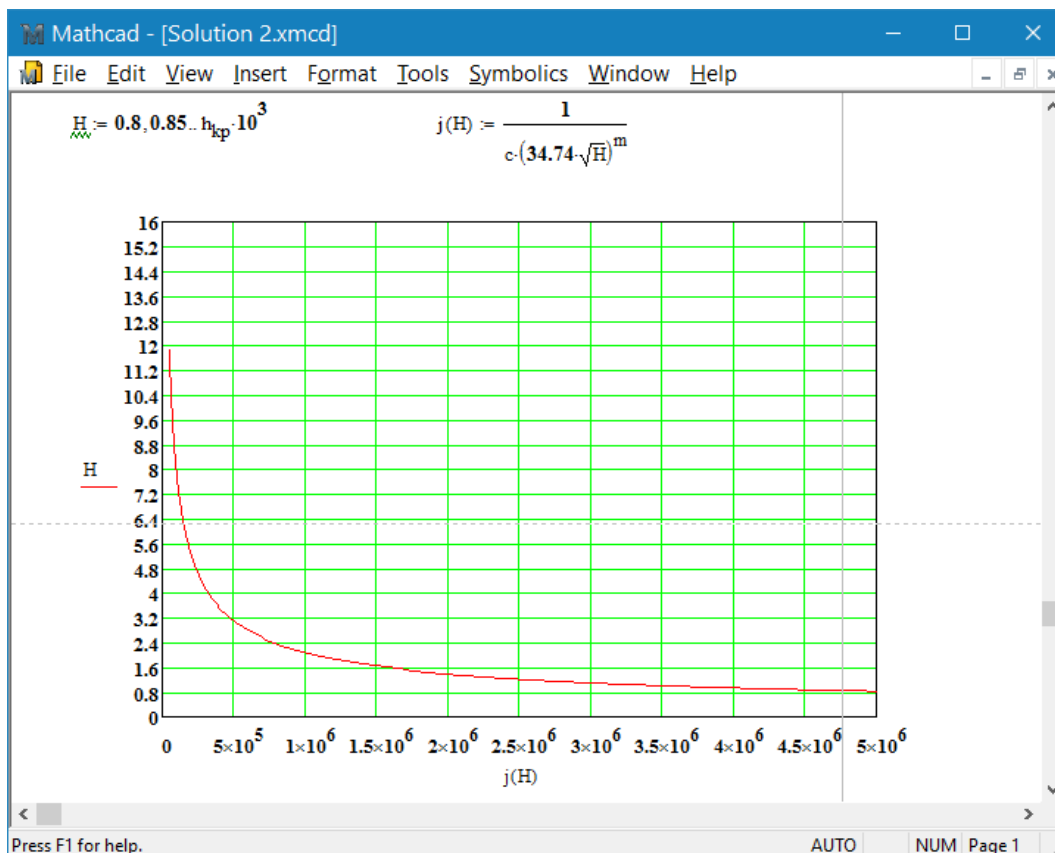


Рисунок 6 – Графічна залежність довговічності штанги від глибини тріщини при врахуванні дотичного напруження

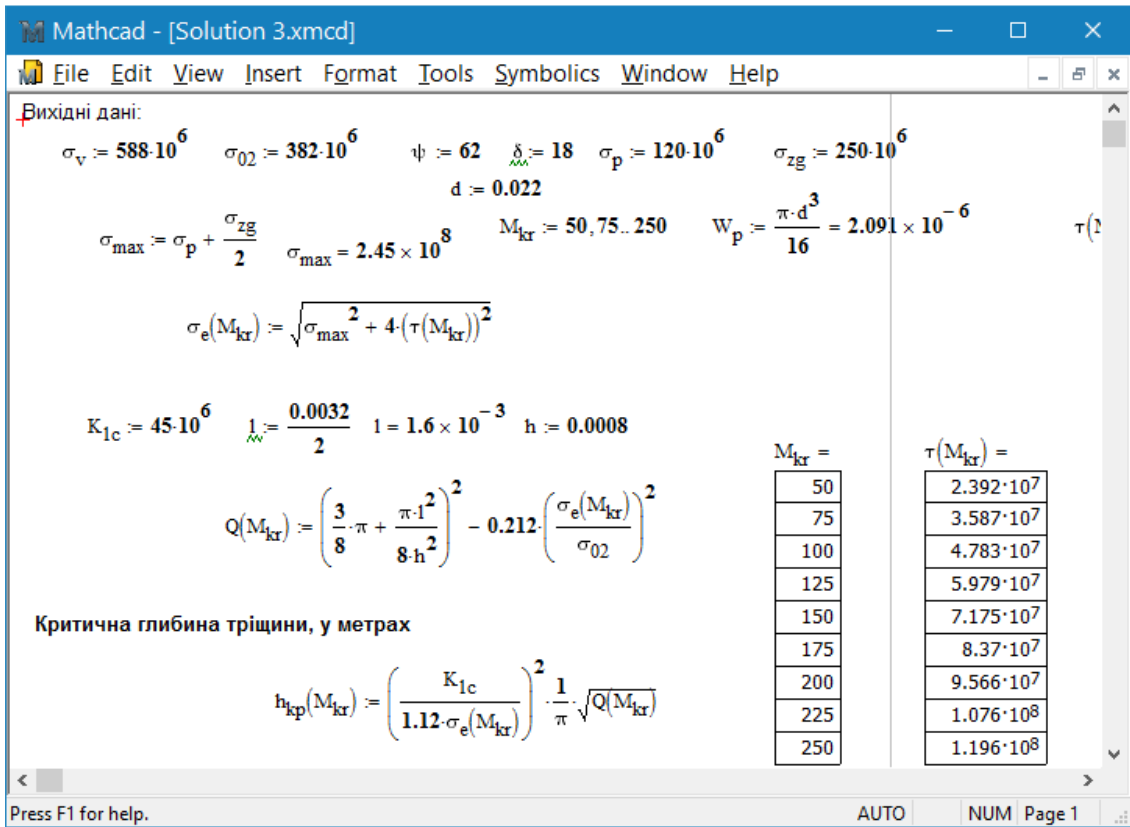


Рисунок 7 – Розрахунок критичної глибини тріщини в насосній штанзі з врахуванням дотичних напружень залежно від величини крутного моменту

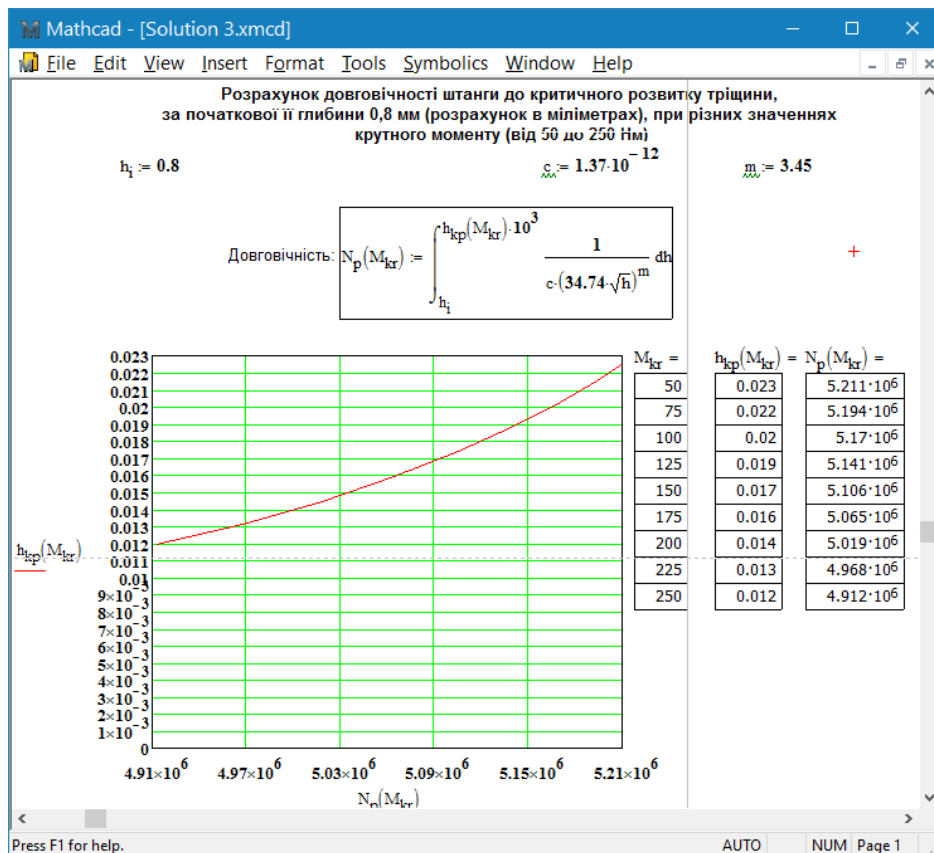


Рисунок 8 – Графічна залежність довговічності штанги від критичної глибини тріщини при зміні крутного моменту від 50 до 250 Нм

Література

- 1 Копей Б.В. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти: Монографія / Б.В.Копей, В.Б. Копей, І.Б.Копей. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 406 с.
- 2 Копей Б.В. Методи прогнозування ресурсу насосних штанг / Копей Б.В., Стеліга І.І., Копей В.Б. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36. – С. 24-59. Серія: Нафтогазопромислове обладнання.
- 3 Круман Б.Б. Глубиннонасосные штанги. / Б.Б. Круман. – М.: Недра, 1977. – 181 с.
- 4 Панасюк В.В. К вопросу определения электрохимического состояния в развивающейся трещине при исследовании трещиностойкости материала в коррозионной среде / Панасюк В.В., Ратич Л.В., Дмытрах И.Н. // ФХММ. – 1982. – №3. – С. 42-49.
- 5 РД 50 -345- 82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 96 с.
- 6 Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання: Підручник для студентів нафтових вузів. / Б.В.Копей. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 446 с.
- 7 Aoki M., Kiuchi A. Brittle fracture strength of notched round bar under axial load// Adv. Fract. Res.: Proc. 6th Int. Conf. Fract. (New Delhi, 1984). Oxford etc.: Pergamon Press, 1984. – Vol. 2. – P. 1439-1446.
- 8 Ратич Л.В. Циклическая коррозионная трещиностойкость материалов и долговечность насосных штанг / Ратич Л.В., Федорович Я.Т. // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 1988. – № 6. – С. 95-100.

Стаття надійшла до редакційної колегії
22.08.17

Рекомендована до друку
професором **Якимом Р.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Старчевським М.К.**
(ТзОВ «Інтер-Синтез», м. Борислав)

ОСОБЛИВОСТІ БЕЗТРАНШЕЙНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ПРОКЛАДАННЯ ТРУБОПРОВІДІВ СПОСОБОМ МІКРОТУНЕЛЮВАННЯ

Т.Ю. Пиріг, Л.Я. Побережний, В.Б. Запхляк, В.Ю. Цюрак

ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, Карпатська 15,
e-mail: pyrigtu@gmail.com

Наведено переваги безтраншейної технології прокладання трубопроводів порівняно з існуючими траншейними способами. Подано опис технології та етапів організації робіт при спорудженні переходів трубопроводів через природні і штучні перешкоди та будівництві підземних інженерних комунікацій міського призначення способом мікротунелювання. Розглянуто особливості проведення технологічних операцій на кожному з етапів виконання робіт. Наведено технологічні схеми, номенклатура і технічні характеристики мікротунельних прохідницьких комплексів провідних світових виробників з гідравлічним, механічним і пневматичним транспортом розробленого ґрунту із вибою.

Ключові слова: мікротунельний прохідницький комплекс, прохідницька машина, домкратна станція, котлован, бентонітовий розчин.

Приведены преимущества бестраншейной технологии прокладки трубопроводов по сравнению с существующими траншейными способами. Представлено описание технологии и этапов организации работ при сооружении переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия и строительстве подземных инженерных коммуникаций городского назначения способом микротоннелирования. Рассмотрены особенности проведения технологических операций на каждом из этапов выполнения работ. Приведены технологические схемы, номенклатура и технические характеристики микротунельных проходческих комплексов ведущих мировых производителей с гидравлическим, механическим и пневматическим транспортом разработанного грунта из забоя.

Ключевые слова: микротоннельный проходческий комплекс, проходческая машина, домкратная станция, котлован, бентонитовый раствор.

The advantages of the trenchless technology of pipelines laying as compared to the existing trench methods are presented. The technology and stages of organization of work in the construction of pipeline crossings through natural and artificial obstacles and construction of urban underground engineering communications by means of microtunnelling are described. The peculiarities of technological operations at each stage of work are considered. The technological schemes, nomenclature and technical characteristics of tunnel borers of the leading world manufacturers with hydraulic, mechanical, auger and pneumatic transport of the developed soil from the bottom are presented.

Key words: tunnel borers, tunneling machine, jack station, foundation pit, bentonite solution.

Вступ

Існуючі траншейні способи спорудження переходів трубопроводів через природні (річки, озера, яри, лісові масиви, сільськогосподарські угіддя) і штучні (залізниці, трамвайні колії, автомобільні дороги, злітно-посадкові смуги) перешкоди та будівництва підземних інженерних комунікацій міського призначення (мереж електро-, водо- і теплопостачання, каналізації) поряд з перевагами мають ряд суттєвих недоліків і повною мірою не відповідають сучасним вимогам – необхідному рівню конструктивної надійності та захисту навколишнього середовища. Порівняно з ними безтраншейна технологія прокладання трубопроводів має ряд переваг, які можна розділити на три групи:

- виробничо-технічні:

а) можливість прокладання трубопроводів під річками, озерами, ярами, лісовими масивами та сільськогосподарськими угіддями, в специфічних ґрунтах (скельні породи, пливуні тощо), під діючими залізницями, автомобільними дорогами та злітно-посадковими смугами, в охоронних зонах високовольтних повітряних ліній електропередачі, магістральних газо-,

нафто- та продуктопроводів, в умовах щільної житлової забудови міст при проходженні траси під автомобільними дорогами, трамвайними коліями, скверами, парками та об'єктами міської інфраструктури, на території промислових підприємств, включаючи введення трубопроводів у виробничі корпуси в умовах діючого виробництва;

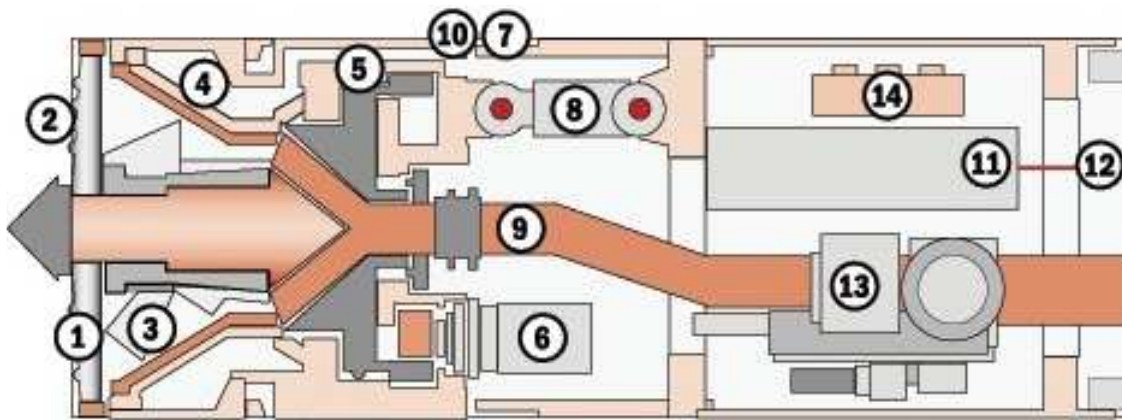
б) скорочення обсягу та термінів організаційно-технічних узгоджень перед початком робіт;

в) значне скорочення термінів виконання робіт за рахунок використання високотехнологічного устаткування з високою швидкістю проходки;

г) значне скорочення кількості залученої для прокладання трубопроводів важкої техніки та робочої сили;

д) відсутність необхідності в зовнішніх джерелах енергії при виконанні робіт у зв'язку з повною автономністю устаткування;

е) значне зниження ризику виникнення аварійних ситуацій і, як наслідок, гарантія тривалого збереження трубопроводів в робочому стані.



1 – робочий орган (ротор); 2 – різальний інструмент; 3 – дробильний простір;
4 – отвір для подачі води; 5 – головний підшипник; 6 – силовий привід; 7 – прокладка;
8 – домкрат управління; 9 – транспортний трубопровід; 10 – живильний трубопровід;
11 – лазерна мішень; 12 – лазерний промінь; 13 – байпас; 14 – вентиля

Рисунок 1 – Конструкція прохідницької машини [2]

- фінансово-економічні:

а) зменшення кошторисної вартості спорудження трубопроводів за рахунок значного скорочення термінів виконання робіт і витрат на залучення додаткової робочої сили та важкої землерийної техніки;

б) мінімізація витрат на енергозабезпечення устаткування внаслідок його повної автономності та економічності;

в) відсутність витрат на відновлення пошкоджених ділянок залізниць, автомобільних доріг, трамвайних колій і злітно-посадкових смуг, зелених насаджень та об'єктів міської інфраструктури;

г) скорочення витрат на обслуговування та ремонт трубопроводів у процесі експлуатації.

- соціально-економічні:

а) відсутність шкоди лісовим насадженням та сільськогосподарським угіддям, розмивання берегів і донних відкладень водойм;

б) збереження природного ландшафту та екологічного балансу в місцях проведення робіт, виключення техногенного впливу на флору і фауну;

в) мінімізація негативного впливу на умови проживання людей в зоні проведення робіт.

Викладення основного матеріалу

В рамках безтраншейної технології особливо перспективним на сьогоднішній день є спорудження переходів трубопроводів через природні і штучні перешкоди та будівництво підземних інженерних комунікацій міського призначення способом мікротунелювання. Даний спосіб представляє собою технологію автоматизованої проходки тунелю в ґрунтовому масиві з продавлюванням механізованим мікротунельним прохідницьким комплексом (МТПК) секцій труб, яка виконується без присутності людей у вибої. В комплект поставки кожного виду МТПК входять прохідницька машина з робочим органом (рис. 1) і комплектом обладнання для активного привантаження вибою, система транспорту та приймання роз-

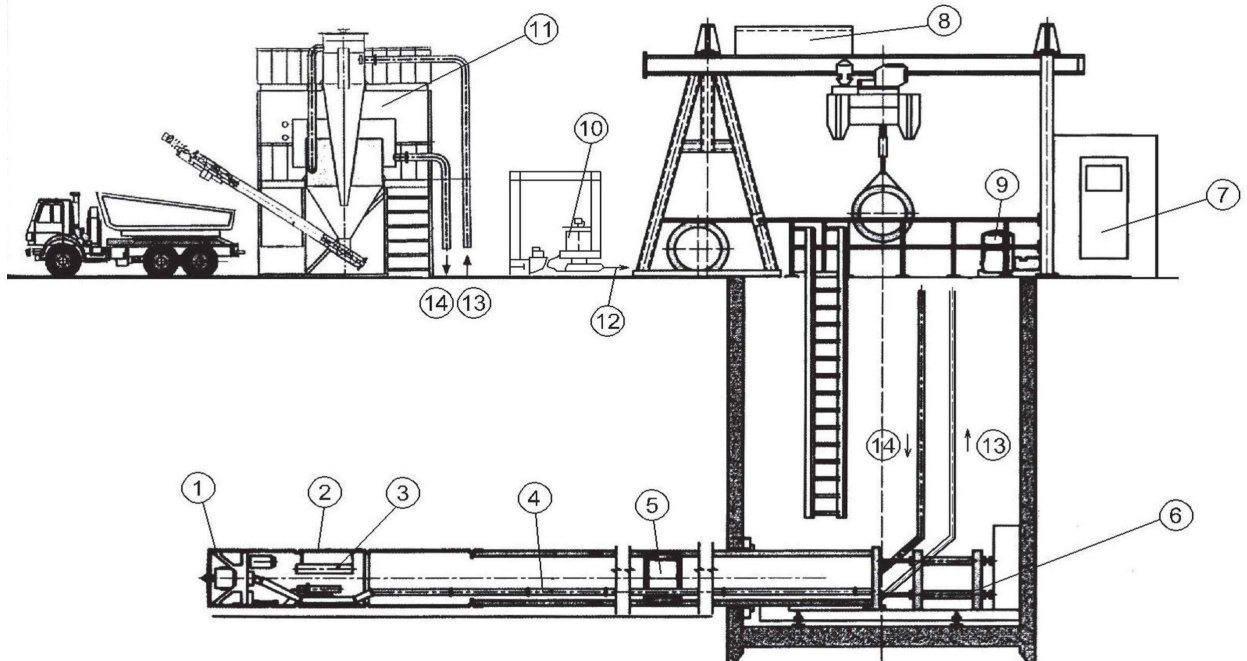
робленого ґрунту, силова продавлювальна установка (домкратна станція), кранова установка, система управління і контролю положення МТПК в просторі (лазерна установка, яка включає лазер, нерухомо встановлений в стартовому котловані, лазерну мішень, змонтовану на прохідницькій машині, курвиметр з давачем кутових переміщень, закріплений біля стартового ущільнення, та кабель для передачі даних на комп'ютер), стартове і кінцеве ущільнення, які монтуються на стінах стартового та приймального котлованів відповідно, установка для приготування і нагнітання бентонітового розчину, комунікаційні шланги та кабелі. На даний час використовуються МТПК для прокладання трубопроводів діаметром від 0,2 до 3,6 м [1].

Суть технології мікротунелювання полягає в тому, що проходка в ґрунті здійснюється прохідницькою машиною (мікроштитом), поступальний рух якої забезпечує потужна домкратна станція, встановлена в котловані на глибині, яка відповідає глибині прокладання трубопроводу (рис. 2). Глибина прокладання трубопроводу повинна складати в стійких ґрунтах не менше двох діаметрів, а в нестійких ґрунтах – не менше трьох діаметрів від поверхні землі до верхньої твірної трубопроводу. За допомогою гідравлічних домкратів здійснюється проходка мікрошита в ґрунті на довжину, яка відповідає довжині використовуваних секцій труб, після чого на домкратну станцію встановлюється наступна труба і процес повторюється. Розробка ґрунту при проходці проводиться робочим органом прохідницької машини. Весь процес проходки тунелю здійснюється з контейнера управління, який встановлений на поверхні і оснащений електронною технікою.

Прокладання трубопроводу способом мікротунелювання здійснюється в чотири етапи [3]:

- перший етап – підготовка стартового і приймального котлованів;

- другий етап – спуск і монтаж в стартовому котловані домкратної станції та мікрошита,



- 1 – ротор прохідницької машини; 2 – корпус прохідницької машини; 3 – система навігації;
 4 – гідротранспорт ґрунту; 5 – проміжна домкратна станція; 6 – домкратна станція;
 7 – контейнер управління; 8 – кранова установка; 9 – водяний насос; 10 – бентонітова установка;
 11 – сепараційна установка; 12 – напрямок подачі бентонітового розчину;
 13 – напрямок видалення ґрунту; 14 – напрямок подачі очищеного бентонітового розчину

Рисунок 2 – Технологічна схема прокладання трубопроводу способом мікротунелювання [4]

розміщення на поверхні установки для приготування і нагнітання в затрубний простір та вибій бурового (бентонітового) розчину;

- третій етап – проходка в ґрунті буровою голівкою мікрощита і прокладання трубопроводу. Розроблений ґрунт змішується з водою, яка подається у вибій по підвідній лінії водяним насосом. Отримана суспензія транспортним насосом по відвідній лінії подається у контейнер-відстійник, встановлений на поверхні, після чого осаджений ґрунт вивозиться. Поетапне нарощування нитки трубопроводу забезпечує подальшу проходку мікрощита до виходу в приймальний котлован;

- четвертий етап – завершення робіт. З приймального котловану витягується мікрощит, а зі стартового котловану – домкратна станція.

Організація робіт з прокладання трубопроводу способом мікротунелювання передбачає:

- підготовку будівельного майданчика до робіт, в тому числі, огороження робочих ділянок, влаштування проїздів для транспорту і проходів для персоналу, тимчасових побутових приміщень, складів і навісів та утеплення розчинних вузлів;

- забезпечення ділянки виконання робіт електроенергією, водою і стисненим повітрям;

- перекладання існуючих інженерних комунікацій, які перешкоджають спорудженню стартового і приймального котлованів;

- підведення інженерних комунікацій (електроенергія, водопровід тощо);

- геодезичну розбивку траси і виноску в натуру осі трубопроводу, габаритів стартового і приймального котлованів та маркшейдерську розмітку осі трубопроводу на стіні стартового котловану (за нею виконується закріплення лазерного кронштейна, встановлення лазера і наведення променя лазера в заданому напрямку);

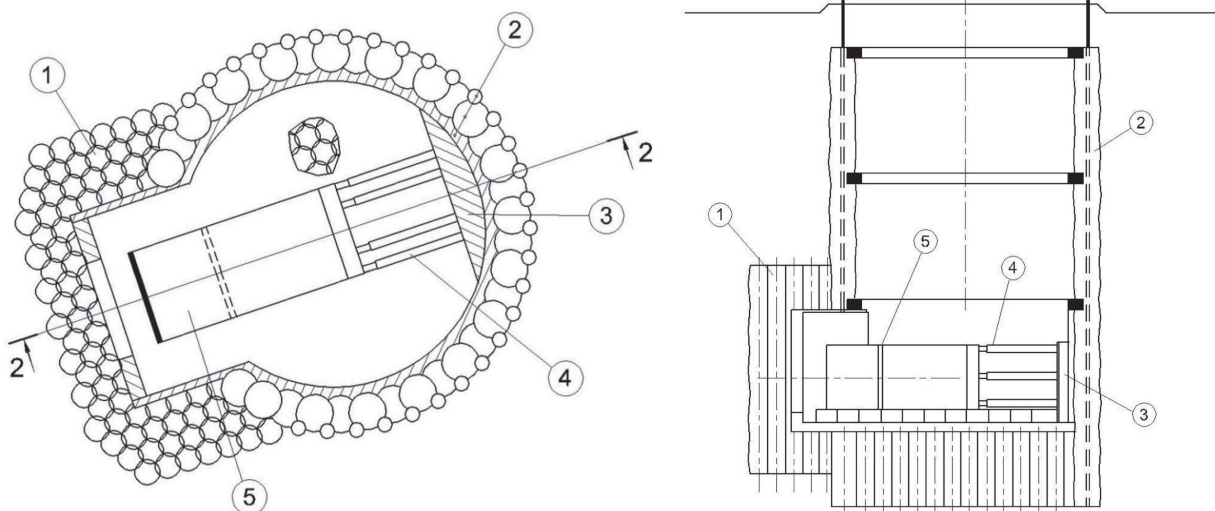
- влаштування котлованів із застосуванням, при необхідності, спеціальних способів виконання робіт;

- доставку, розміщення, підключення і перевірку технологічного обладнання, доставку та складування будівельних матеріалів;

- контроль справності і працездатності технологічного обладнання та локаційної системи;

- розроблення і дотримання заходів промислової та протипожежної безпеки.

В плані стартовий і приймальний котловани можуть бути круглими (рис. 3) або квадратними. Мінімальні діаметри круглих та розміри прямокутних котлованів визначаються в залежності від габаритів мікротунельного прохідницького і допоміжного обладнання (змішувальне і нагнітальне обладнання для тампонажних розчинів, що нагнітаються за огороження котлованів зі збірних елементів, та бентонітових розчинів, що нагнітаються в привибійну зону і за оболонку прохідницької машини та прокладувані секції труб). Глибина стартового і приймального котлованів визначається в залежності від глибини прокладання трубопроводу, габаритів мікротунельного прохідницького обладнання та технології виконання робіт по мікро-



1 – зміцнення ґрунту ґрунтоцементними пальями; 2 – залізобетонне оббетонування по периметру стін котловану; 3 – упорна плита; 4 – домкратна станція; 5 – прохідницька машина

Рисунок 3 – Схема влаштування стартового і приймального котлованів (з огородженням із ґрунтоцементних паль) [6]

тунелюванню. Відстань між стартовим і приймальним котлованами приймається в залежності від технічних можливостей МТПК, інженерно-геологічних і гідрогеологічних властивостей ґрунтового масиву до 150 м, а при проектуванні підземної виробки діаметром понад 1000 мм та застосуванні проміжних домкратних станцій – 1000 м.

При розташуванні стартового котловану у водонасичених пісках для введення прохідницької машини в ґрунтовий масив на довжині не менше 2 м проводиться стабілізація ґрунту спеціальними способами виконання робіт – ін'єкційним зміцненням або заморожуванням і використовується спеціальне ущільнює кільце, що входить в комплект обладнання МТПК [5].

Для спорудження котлованів застосовуються різні способи виконання робіт або їх поєднання:

- гірський спосіб з використанням інвентарних швелерних кілець, рамного кріплення, залізобетонних блоків або чавунних тубінгів;
- спосіб опускного кріплення з використанням бентонітової сорочки або механізованих стволопрохідницьких комплексів;
- спосіб влаштування “стіни в ґрунті” із буросічних і/або ґрунтоцементних паль;
- шпунтове огородження;
- проходка з використанням спеціальних способів виконання робіт (ін'єкційне зміцнення або заморожування ґрунтів).

Залежно від способу спорудження котлованів виконуються наступні операції:

- розроблення і видалення ґрунту;
- влаштування огородження котлованів;
- нагнітання тампонажного розчину за огородження котлованів (для огорожень зі збірних залізобетонних або металевих елементів);
- влаштування внутрішнього бетонного вирівнювального огородження по периметру стін

котлованів із буросічних або ґрунтоцементних паль;

- бетонування основи (днища) котлованів і упорної плити на задній стіні стартового котловану;

- встановлення стартового і кінцевого ущільнень, які монтуються на стінах стартового і приймального котлованів відповідно.

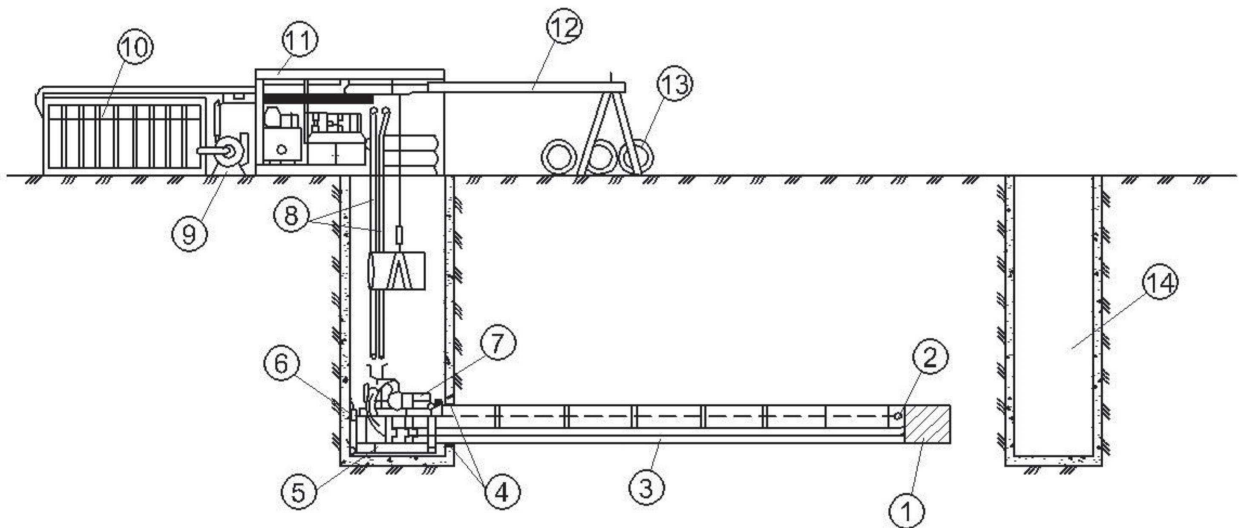
Спосіб спорудження стартового і приймального котлованів вибирається в залежності від їхньої глибини, форми і розмірів та інженерно-геологічних і містобудівних умов ділянки будівництва.

Монтаж технологічного обладнання для мікротунелювання включає проведення наступних операцій:

- встановлення вантажопідйомного обладнання та установок для приготування бентонітового і тампонажного розчинів;
- монтаж МТПК;
- перевірку функціонування комплексу;
- перестановку МТПК по фронту виконання робіт.

Вантажопідйомне обладнання встановлюється на денній поверхні для спуску в котлован і монтажу елементів МТПК, доставки секцій труб до домкратної станції та вивантаження ґрунту. МТПК встановлюється в проектне положення відносно осі проектного трубопроводу в плані і по висоті. Домкратна станція встановлюється і скоригується по променю лазера, а її положення зафіксується шляхом заповнення зазору між упорною плитою домкратної станції та задньою стіною котловану швидкозастигаючим будівельним розчином. Прохідницька машина опускається в котлован і зафіксується на домкратній станції з підключенням її до відповідних шлангів та кабелів контейнера управління.

МТПК, які використовуються при мікротунелюванні і представляють собою комплект



1 – прохідницька машина; 2 – лазерна мішень; 3 – подвійний транспортний трубопровід; 4 – стартове ущільнення; 5 – домкратна станція; 6 – лазерна установка; 7 – транспортний насос; 8 – гнучкі з'єднувальні трубопроводи; 9 – водяний насос; 10 – контейнер-відстійник; 11 – контейнер управління; 12 – кранова установка; 13 – секції труб; 14 – приймальний котлован

Рисунок 4 – Технологічна схема МТПК з гідравлічним транспортом ґрунту [7]

підземного та наземного обладнання і пристроїв, забезпечують механізоване та дистанційно-кероване виконання наступних основних операцій:

- розроблення в різних ґрунтах підземної виробки певного діаметру і заданого напрямку, що проходить із стартового в приймальний котлован, з одночасним утриманням вибою та кріпленням стін виробки;

- продавлювання секцій труб (трубопроводу, колектора, тунелю);

- транспортування розробленого ґрунту із вибою на поверхню з одночасним контролем його обсягу.

Залежно від типу МТПК встановлюється відповідне обладнання системи видалення ґрунту:

- при гідравлічному транспорті – транспортний насос в котловані і циркуляційна система на поверхні (рисунок 4);

- при механічному шнековому транспорті котлован обладнується баддею для завантаження розробленого ґрунту і видачі його на поверхню (рисунок 5);

- при пневматичному транспорті – циркуляційна система на поверхні (рисунок 6).

При спорудженні переходів трубопроводів через природні і штучні перешкоди та будівництві підземних інженерних комунікацій міського призначення способом мікротунелювання найбільш широко застосовуються МТПК фірм “Herrenknecht AG” (таблиця 1), “Wirth-Soltau” (таблиця 2), “Lovat” (таблиця 3), “Akkerman” (таблиця 4), “Decon” (таблиця 5), “Bohrtec” (таблиця 6) і “Noel” (таблиця 7).

Залежно від інженерно-геологічних умов мікротунелювання і характеристик ґрунтів рекомендується:

- в нестійких водонасичених середньо- і крупнозернистих пісках, піщано-гравелистих та

скельних ґрунтах застосовувати МТПК з гідропривантаженням вибою;

- в стійких нескельних та водонасичених мулистих ґрунтах застосовувати МТПК з ґрунтовим привантаженням вибою.

При прокладанні трубопроводу способом мікротунелювання виконуються такі операції:

- просування прохідницької машини з причіпними елементами і секціями труб;

- нагнітання бентонітового або пінорозчину у вибій;

- прокладання трубопроводу;

- ведення маркшейдерського контролю;

- видалення ґрунту.

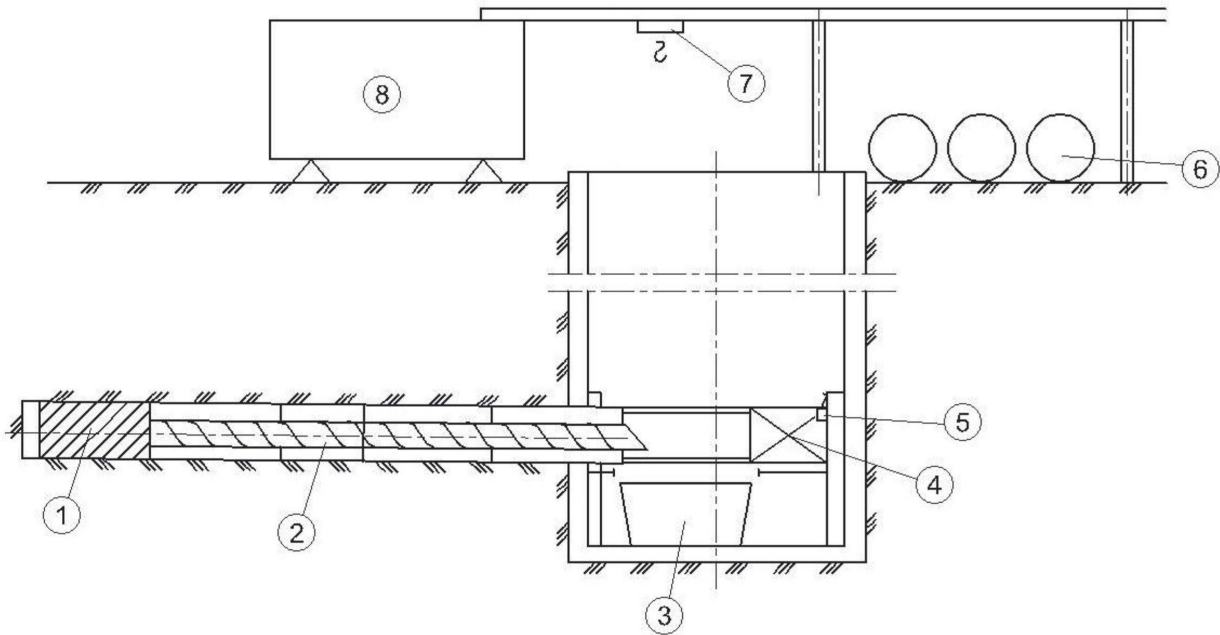
При просуванні прохідницької машини необхідно:

- вибрати напрямку руху робочого органу прохідницької машини;

- включити привід і відрегулювати число оборотів робочого органу прохідницької машини;

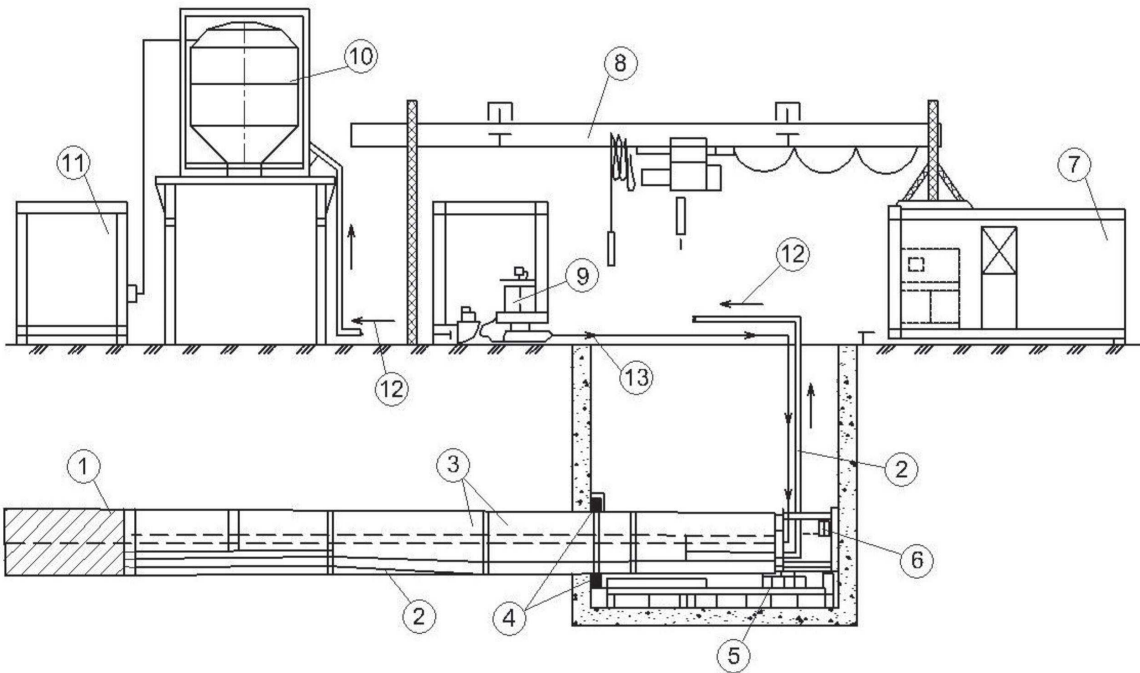
- просунути прохідницьку машину.

Вибір напрямку руху робочого органу прохідницької машини виконується шляхом розміщення центру променя лазера на екрані монітора з лазерною мішенню, встановленою на прохідницькій машині. Регулювання числа оборотів робочого органу прохідницької машини виконується за величиною крутного моменту в залежності від ґрунтових умов. Просування прохідницької машини з причіпними елементами і секціями труб виконується шляхом включення та висунення гідроциліндрів домкратної станції з подальшим переведенням їх висунення в автоматичний режим. У міру просування прохідницької машини і прокладання трубопроводу виконується стикування чергових секцій труб до раніше змонтованих. Спосіб мікротунелювання прокладаються трубопроводи, що споруджуються зі сталевих, залізо-



1 – прохідницька машина; 2 – шнековий транспортний трубопровід; 3 – баддя для ґрунту;
4 – домкратна станція; 5 – лазерна установка; 6 – секції труб; 7 – кранова установка;
8 – контейнер управління

Рисунок 5 – Технологічна схема МТК з механічним шнековим транспортом ґрунту [7]



1 – прохідницька машина; 2 – транспортний трубопровід; 3 – секції труб;
4 – стартове ущільнення; 5 – домкратна станція; 6 – лазерна установка; 7 – контейнер управління;
8 – кранова установка; 9 – установка для приготування і нагнітання бентонітового розчину;
10 – ґрунтоприймальний контейнер; 11 – вакуумно-витяжний контейнер;
12 – напрямок видалення ґрунту; 13 – напрямок подачі бентонітового розчину

Рисунок 6 – Технологічна схема МТК з пневматичним транспортом ґрунту [7]

бетонних, полімербетонних труб і труб із склопластику. Для влаштування захисних футлярів для трубопроводів залежно від призначення трубопроводу, технології виконання робіт, глибини прокладання та інженерно-геологічних умов застосовуються залізобетонні, полімер-

бетонні, поліетиленові і хризотилцементні труби. Довжина секцій труб для продавлювання визначається залежно від розмірів стартового котловану і типу домкратної станції. Рекомендована довжина секцій труб складає 2-3 м.

Таблиця 1 – Номенклатура і технічні характеристики МТШК фірми “Неггенкпешт АГ” (Німеччина) [9]

Модель	Внутрішній діаметр труб, мм	Зовнішній діаметр труб (максимальний діаметр), мм	Довжина секції труби, м	Крутний момент робочого органу, кН·м	Швидкість обертання різальної головки, об/хв	Потужність обладнання (номінальна потужність головного приводу), кВт	Зусилля (на циліндр)/ тиск масла, кН/бар	Діаметр труби для транспорту води і пульпи, мм	Діаметр стартового/ приймального котловану, м	Розміри стартового/ приймального котловану, м	Маса, т
МТШК з гідравлічним транспортом ґрунту											
AVN 250	250	360 (400)	1-2	5,9	0-44	45	116/500	55	2-3/1,5	-/1,5×1	0,85
AVN 300	300	400 (550)	1-2	9,4	0-27	45	245/500	55	2-3/1,6	-/1,6×1	0,85
AVN 400	400	550 (650)	1-2	13,4	0-19	45	245/500	80	2,5-3/1,6	-/1,6×1	1,1
AVN 500	500	650 (780)	1-2	22,2	0-15	45	311/500	100	3/2,3	-/2,3×1,2	3
AVN 600	600	780 (860)	1-2	33,5	0-13	45	311/500	100	3/2,4	-/2,4×1,4	3,8
AVN 700	700	860 (960)	1-2	40,1	0-11	55	311/500	100	3-3,2/2,5	-/2,5×1,5	4,4
AVN 800	700 (800)	960/1090 (1090/1280)	2-3	55 (90)	0-7,4 (0-7,1)	55 (75)	393/500	100	3,2/3 (4,57/3,4)	4,5×3,5/ 2,9-3,2×2	4,5 (6,2)
AVN 1000	1000	1280 (1490)	2-3	150	0-5,4	75	664/500	100	4,57/3,6	4,5×3,5/ 3,4×2,5	7,6
AVN 1200	1200	1490 (1720)	2-3	195	0-3,5	75	752/500	100	4,87/4,5	5,5×4,5/ 4,5×2,5	10,5
AVN 1400	1400	1720 (1780)	2-3	281	0-3,2	90	1005/500	125	5,27-6,5/4,5	5,5×4,5/4,5×2,5	13
AVN 1500	1500	1780 (1940)	2-3	310	0-3,2	110	1005/500	125	5,27-6,5/5	5,5×4,5/4,5×2,5	17
AVN 1600	1600	1940 (2120)	2-3	310	0-3,2	110	1005/500	125	6,5/5	6,5×4,5/5×3	22
AVN 1800	1800	2120 (2400)	2-3	445	0-3,3	132	1272/500	125	7/5,5	6,5×4,5/5×3	25
AVN 2000	2000	2400 (3000)	2-3	460	0-2	132	1272/500	150	7,5/6	7×5/5,5×3,5	32
МТШК з механічним шнековим транспортом ґрунту											
EPB 1500	1400	1720	2,5-3	175	0-3,5	44	752/500	-	9-9,5/6	3,5×9,5/ 2,5×5,5	17
EPB 1600	1600	1940	2,5-3	175	0-3,5	44	1005/500	-	9-9,5/6	3,5×9,5/ 3×5,5	19
EPB 1800	1800	2120	2,5-3	350	0-3,5	74	1272/500	-	10/6,5	4,5×9,5/3×6	30
EPB 2000	2000	2400	2,5-3	350	0-3,5	74	1272/500	-	10/6,5	4,5×9,5/3,5×6	32
EPB 2200	2200	2700	2,5-3	500	0-3	88	770/500	-	10,5/7	5×10,5/4×6	35
EPB 2400	2400	3000	2,5-3	560	0-3	120	770/500	-	11,5/7,5	5×11/4×7	48
EPB 2600	3000	3100	2,5-3	560	0-3	120	1005/500	-	11,5/7,5	5×11/4,5×7	50

Таблиця 2 – Номенклатура і технічні характеристики МТПК фірми “Wirth-Soltau” (Німеччина) [9]

Модель	Внутрішній діаметр труб, мм	Зовнішній діаметр труб (максимальний діаметр), мм	Довжина секції труби, м	Крутний момент робочого органу, кН·м	Швидкість обертання різальної головки, об/хв	Швидкість обертання (номінальна потужність головного приводу), кВт	Потужність обладнання (номінальна потужність головного приводу), кВт	Діаметр труби для транспорту води і пилу, мм	Зусилля подачі, кН	Діаметр стартового/ приймального котловану, м	Розміри стартового/ приймального котловану, м
МТПК з гідравлічним транспортом ґрунту											
RVS-100AS	250-600	780	1	17	30	30	53,8	75	1150	2/1,2	-
RVS-250AS	250-800	1000	2	29,7	25	25	83,2	100	2500	3,2/2,5	-
RVS-300AS	600-1000	1400	2	67,5	20	20	110	100	3400	3,6	-
RVS-400AS	900-1400	1700	3	243	18,8	18,8	125	125	4500	4-5/2,5-3,5	3,4×4
RVS-600AS	900-2100	2400	3	357	15,5	15,5	169	150	6000	5,5	4,5×4
RVS-800AS	1500-2000	2500	3	-	-	-	-	-	8000	6/4	-
RVS-1200AS	2000-3000	3650	3	-	-	-	-	-	12000	-/4	9×5/-
МТПК з механічним шнековим транспортом ґрунту											
RVS-35A	100-250	400	-	-	-	-	30	-	-	2,4	-
RVS-80A	150-400	250-560	1	10,7	-	-	75	-	-	-	-
RVS-100A	300-400	550	-	-	-	-	49	-	1000	2,4	4,2×2,4
RVS-250A	450-1200	850-1500	2	-	-	-	90	-	2500	2-3,3	5,1×3
RVS-300A	500-1000	1275	-	67,5	-	-	128	-	3500	3,3	5,1×3

Таблиця 3 – Номенклатура і технічні характеристики МТПК фірми “Lovat” (Канада) [9]

Модель	Внутрішній діаметр труб, мм	Зовнішній діаметр труб (максимальний діаметр), мм	Крутний момент робочого органу, кН·м	Швидкість обертання різальної головки, об/хв	Потужність обладнання (номінальна потужність головного приводу), кВт	Зусилля подачі, кН	Діаметр стартового/ приймального котловану, м
МТПК з гідравлічним транспортом ґрунту							
MTS 1000	1000	1190 (1490)	71	-	132	6000	3
MTS 2000	2000	2500	350	0-8	-	8000	-
МТПК з механічним шнековим транспортом ґрунту							
MTS 400	400	560	11	-	75	1000	2
MTS 800	800	670	10	-	70	-	3,2
MTS 1000	1200	1200	11	-	132	3000	3

Таблиця 4 – Номенклатура і технічні характеристики МТПК з гідравлічним транспортом ґрунту фірми “Akkerman” (Канада-США) [10]

Модель	Внутрішній діаметр труб, мм	Зовнішній діаметр труб (максимальний діаметр), мм	Крутний момент робочого органу, кН·м	Зусилля подачі, кН	Діаметр стартового/приймально-го котловану, м	Розміри стартового/приймально-го котловану, м
SL 24	445	610 (810)	19,9	4000	4,27	4×2,75
SL 34	445	760 (960)	31,9	4000	4,27	4×2,75
SL 36	760	915 (1115)	39,1	4000	4,27	4×2,75
SL 42	915	1065 (1265)	70,2	4000	4,27	4×2,75
SL 44	915	1120 (1320)	70,2	4000	4,27	4×2,78
SL 48	915	1220 (1420)	83	4000	4,27	4×2,78
SL 51	1065	1295 (1495)	83	4000	4,27	4×2,75
SL 58	1220	1475 (1675)	83	4000	4,25	4,75×3,05
SL 65	1400	1650 (1850)	125,5	-	5	4,75×3,05
SL 72	1525	1830 (2030)	132,9	-	5	4,75×3,05
SL 79	1675	2000 (2200)	159,3	-	5	4,75×3,05

Таблиця 5 – Номенклатура і технічні характеристики МТПК з механічним шнековим транспортом ґрунту фірми “Deson” (Великобританія) [10]

Модель	Внутрішній діаметр труб, мм	Крутний момент робочого органу, кН·м	Потужність обладнання (номінальна потужність головного приводу), кВт	Діаметр труб для транспорту води і пульпи, мм	Зусилля подачі, кН	Діаметр стартового/приймального котловану, м	Допустима висота стовпа ґрунтової води над верхом прохідницької машини, м
1. З приводом робочого органу прохідницької машини від шнека							
RVS-100	250-400	5	45	130	1000	3	3
RVS-250	450-600	15	90	210	2500	3,35	3
RVS-300	600-800	20	125	250	3000	3,5	3
RVS-100S	250-400	18	60	80	1000	3	-
RVS-250S	500-700	30	90	100	2500	3	-
RVS-350S	800-900	85	110	125	3500	3,5	-
2. З приводом робочого органу прохідницької машини від гідромотора							
RVS-100	400	18	80	130	1000	3	5
RVS-250	500-700	30	125	210	2500	3,35	5
RVS-300	800-900	67	145	210	3000	3,5	5

Таблиця 6 – Номенклатура і технічні характеристики МТПК з механічним шнековим транспортом ґрунту фірми “Bohrtec” (Німеччина) [11]

Модель	Внутрішній діаметр труб, мм	Крутний момент робочого органу, кН·м	Швидкість обертання різальної головки, об/хв	Зусилля подачі, кН	Розміри стартового/приймального котловану, м	Маса, т
BM 400	620	12	60	1000	2×2	2
BM 500	1000	24	60	1600	3,2×3,2	3,5

Таблиця 7 – Номенклатура і технічні характеристики МТПК з пневматичним транспортом ґрунту фірми “Noel” (Німеччина) [11]

Модель	Внутрішній діаметр труб, мм	Зовнішній діаметр труб (максимальний діаметр), мм	Потужність обладнання (номінальна потужність головного приводу), кВт	Зусилля подачі, кН
MTB 064	400	630	186	2000
MTB 113	800	1113	186	5500
MTB 150	1200	1490	186	5500

Після встановлення прохідницької машини виконується монтаж системи приготування і подачі в привибійну зону бентонітового розчину для МТПК з гідравлічним привантаженням вибою або пінорозчину для МТПК з ґрунтовим привантаженням вибою та нагнітання бентонітового розчину за оболонку прохідницької машини і секції продавленних труб для запобігання просіданню денної поверхні та зменшення опору продавленню трубопроводу. Нагнітання бентонітового розчину за зовнішню поверхню прохідницької машини і секцій труб рекомендується починати при досягненні на середині довжини прокладуваної секції труби зусилля продавлення, що дорівнює 50% від величини граничного зусилля, яке створюється домкратною станцією [8]. Склад бентонітового розчину (готується з високоякісних бентонітових глинопошків) підбирається в лабораторних умовах для конкретних інженерно-геологічних умов проходки.

Ведення маркшейдерського контролю виконується шляхом постійного візуального спостереження на моніторі за положенням променя лазера на лазерній мішені і даними, що реєструються на моніторі, про позицію по висоті центру прохідницької машини відносно проектного положення, що задається променем лазера, довжину прокладки секції та час проведення технологічних операцій.

Висновки

Основними перевагами мікротунелювання є:

висока точність по напрямку в плані і профілі (відхилення від проектної осі в межах 10-30 мм) та можливість прокладання трубопроводів як прямолінійною, так і складною криволінійною траєкторією;

висока швидкість спорудження (в середньому швидкість проходки складає 10-15 м/доб);

можливість прокладання трубопроводів на великих глибинах (до 100 м) і на значні відстані (до 1000 м);

мінімальна величина просідання денної поверхні (не перевищує 10 мм);

можливість проведення будівництва у всьому діапазоні інженерно-технологічних і гідрогеологічних умов (від слабких водонасичених ґрунтів до міцних скельних порід);

відсутність потреби проведення додаткових заходів щодо зміцнення ґрунту (заморожування, водозниження, хімічне закріплення ґрунтів тощо).

Література

1 Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / [Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др.]. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 824 с.

2 Корзун Н.Л. Обоснование применения микротоннелирования для прокладки инженерных сетей на урбанизированных территориях /

Н.Л. Корзун, А.А. Балканов // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2014. – № 1(6). – С. 50-66.

3 Пыриг Т.Ю. Бестраншейная прокладка трубопроводов способом микротоннелирования / Т.Ю. Пыриг, О.И. Савицкий // Трубопроводный транспорт-2017: тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции, 24-25 мая 2017 г. / Уфимский государственный нефтяной технический университет; редкол.: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 298-300.

4 Бестраншейная прокладка коммуникаций с применением микротоннелепроходческих комплексов и реконструкция трубопроводов с применением специального оборудования: ТСН 40-303-2003. – М.: Тоннельная ассоциация России, ООО «ТА Инжиниринг», 2004. – 72 с.

5 Освоение подземного пространства. Микротоннелирование. Правила и контроль выполнения, требования к результатам работ: СТО НОСТРОЙ 2.27.124-2013. – М.: ООО Издательство «БСТ», 2015. – 85 с.

6 Коммуникации подземные. Проектирование и строительство закрытым и открытым способами: СП 249.1325800.2016. – М.: Минстрой России, 2016. – 98 с.

7 Лернер В.Г. Совершенствование технологии микротоннелирования при бестраншейной прокладке коммуникаций / В.Г. Лернер, А.Н. Панкратенко, Ю.Е. Соломатин, В.В. Шумаков, Б.А. Валиев // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2006. – №10. – С. 384-394.

8 Pellet-Beaucour A.-L. Experimental and analytical study of friction forces during microtunneling operations / A.-L. Pellet-Beaucour, R. Kastner // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2002. – V. 17, №1. – P. 83-97.

9 Руководство по применению микротоннелепроходческих комплексов и технологий микротоннелирования при строительстве подземных сооружений и прокладке коммуникаций закрытым способом / [А.Н. Левченко, Б.И. Федунец, Б.А. Картозия и др.]. – М.: МГГУ, 2004. – 87 с.

10 Standard Design and Construction Guidelines for Microtunneling: ASCE/CI 36-15. – Reston: American Society of Civil Engineers, 2015. – 122 p.

11 Bergeson William. Review of long drive microtunneling technology for use on large scale projects / William Bergeson // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2002. – V. 39. – P. 66-72.

Стаття надійшла до редакційної колегії
11.09.17

Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Костівим В.В.
(УМГ «Прикарпаттрансгаз»,
м. Івано-Франківськ)

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.24.058

ВИЗНАЧЕННЯ ІНЕРТНОСТІ ТА КІНЕТИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ МАХОВИХ МАС БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПРИ РОТОРНОМУ БУРІННІ

Я.С. Гриджук

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

Стаття присвячена дослідженню динамічних явищ у бурильній колоні, виходячи з енергетичних позицій. Тертя викривлених ділянок бурильної колони до стінок свердловини та зміна моменту опору на долоті є основними причинами нерівномірності її обертання. Для обертання бурильної колони із визначеною нерівномірністю затрачається певна кінетична енергія її махових мас. Сформульовано задачу щодо визначення моменту інерції та кінетичної енергії махових мас бурильної колони при роторному бурінні за методом Ф. Віттенбауера.

Даний метод реалізовано завдяки промисловим дослідженням режимних параметрів буріння свердловини. Для вирішення поставленої задачі проведено дослідження функцій зміни зведеного моменту інерції бурильної колони, зведеного моменту сил та приросту кінетичної енергії залежно від змінного параметру – глибини свердловини. Шляхом виключення вказаного змінного параметру із залежностей зміни зведеного моменту інерції та приросту кінетичної енергії отримано функцію енергоінерції, за якою визначено момент інерції та кінетичну енергію махових мас бурильної колони. Вирішення поставленої задачі надалі сприятиме пошуку енергоощадних режимів роботи бурильної колони.

Ключові слова: бурильна колона, бурильний інструмент, кінетична енергія, махова маса, момент інерції.

Статья посвящена исследованию динамических явлений в бурильной колонне исходя из энергетических позиций. Трение искривленных участков бурильной колонны об стенки скважины и изменение момента сопротивления на долоте являются основными причинами неравномерности ее вращения. Для вращения бурильной колонны с определенной неравномерностью затрачивается определенная кинетическая энергия ее маховых масс. Сформулирована задача по определению момента инерции и кинетической энергии маховых масс бурильной колонны при роторном бурении по методу Ф. Виттенбауера.

Данный метод реализован благодаря промышленным исследованиям режимных параметров бурения скважины. Для решения поставленной задачи проведены исследования функций изменения приведенного момента инерции бурильной колонны, приведенного момента сил и прироста кинетической энергии в зависимости от переменного параметра – глубины скважины. Путем исключения указанного переменного параметра из зависимостей изменения приведенного момента инерции и прироста кинетической энергии получена функция энергоинерции, с помощью которой определен момент инерции и кинетическая энергия маховых масс бурильной колонны. Решение поставленной задачи в дальнейшем будет содействовать поиску энергосберегающих режимов работы бурильной колонны.

Ключевые слова: бурильная колонна, бурильный инструмент, кинетическая энергия, маховая масса, момент инерции.

The article deals with the dynamic phenomena in the drill string based on the energy positions. The friction of the drill string curved sections to the wall and the change of resistance on the bit are the main causes of uneven rotation. A definite amount of its rotating mass kinetic energy is spent to rotate the drill string with the specified unevenness. The problem on determining the moment of inertia and kinetic energy of the drill string rotating mass during rotary drilling based on the method of F. Vittenbauer has been defined.

This method is implemented due to industrial research of the drilling operational parameters. To solve this problem the research of changes in the equivalent moment of inertia of the drill string, equivalent moment of kinetic energy force and growth depending on the well depth have been conducted. By removing the specified variables from dependency of change of the equivalent moment of inertia and the growth of kinetic energy, the energy-inertia function defining the moment of inertia and kinetic energy of the drill string rotating mass has been obtained. The solution to this problem will further promote the search for the energy-saving modes of the drill string.

Key words: drill string, drilling tool, kinetic energy, rotating mass, moment of inertia.

Вступ

Основними вимогами до експлуатації бурильного інструменту є зменшення динамічних навантажень на елементи бурильної колони, раціональний підбір її компоновки та конструкції долота, а також експлуатаційних режимів. Сучасною тенденцією розвитку та вдосконалення бурильної колони є використання енергоощадних безрезонансних режимів роботи, які дозволяють досягати технологічно необхідних амплітуд коливань її частин за значно нижчих значень збурювальних сил.

Вибір оптимальних параметрів режиму буріння є одним із основних факторів, які впливають на покращення техніко-економічних показників при спорудженні свердловин. Така особливість обумовлюється сучасними вимогами щодо точності та швидкості спорудження свердловин, а також вартості метра проходки. За різними даними механічна енергія, яка доводиться для руйнування породи вибою свердловини становить близько 30-40% від загальноприведеної на усті. Як засвідчує більшість досліджень, основною причиною цього є втрата підведеної потужності на подолання сил тертя, внаслідок складних умов роботи бурильної колони в стовбурі свердловини.

Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Сучасні дослідження динамічних процесів у бурильній колоні набувають великого значення у зв'язку із збільшенням глибин буріння, значною навантаженістю глибинного бурового обладнання та високими вимогами щодо ефективності і надійності його роботи.

У роботі [1] отримані рівняння, що описують поведінку бурильної колони в похило-скерованій свердловині при її одночасному обертальному та осьовому переміщеннях з урахуванням динамічних процесів, що супроводжують процес буріння. Для бурильної колони, що складається з ступені бурильних труб та обважнених бурильних труб встановлені умови виникнення крутильних автоколивань у процесі взаємодії породоруйнівного інструмента з вибоєм, а також умови, при яких можлива довгострокова зупинка долота на вибої. Робота [2] присвячена аналітичному вирішенню наукової проблеми, пов'язаної із синтезом динамічних компоновок при бурінні вибійними двигунами похило-скерованих свердловин, дослідженню їх коливань як динамічних систем з лінійними та нелінійними коефіцієнтами. На підставі отриманих рішень встановлені механічні критерії динамічної стійкості різних компоновок

бурильних колон, отримані їх амплітудно-частотні характеристики та фазові траєкторії. В роботі [3] розроблено нові аналітичні методи розрахунку силової навантаженості КНБК, підходи до проектування неорієнтованих КНБК, вдосконалено методи розрахунку енергетичних витрат під час поглиблення вибою. Автором [4] проведено ґрунтовний аналіз динамічних процесів у нелінійних коливальних механічних системах, отримано аналітичні залежності для дослідження нелінійних механічних систем дискретної структури, аналогом яких є бурильна колона. У роботі [5] бурильна колона моделюється як гнучкий стрижень із дисками на обох кінцях, причому один з дисків обертається у циліндрі з рідиною. За різної кривизни стрижня досліджено закономірності взаємодії “прилипання-ковзання” бурильної колони із стінкою свердловини. Робота [6] присвячена дослідженню поперечних та крутильних коливань бурильного інструмента, озброєного як шарошковими так і PDC долотами. За результатами досліджень встановлено взаємозв'язок між вібрацією бурильної колони та питомою механічною енергією руйнування вибою. Автором [7] встановлено, що компоновка низу бурильної колони в умовах інтенсивних вібрацій та нерівномірного притискання до стінок свердловини може генерувати переривчасте “ковзання” і вихрові “кружляння”. Експериментальні дослідження у [8] проводилися з бурильною колоною, що працювала в режимі високо- і низькочастотних поперечних та крутильних коливань. За результатами досліджень розроблено методику щодо визначення згинальних та крутильних навантажень в нижній частині бурильної колони. Автором [9] розроблено математичну модель для опису нестационарних коливань та стійкості довгої вертикальної прямолінійної бурильної колони. Шляхом аналітичної та числової реалізації моделі встановлено критичні значення осьового навантаження та крутного моменту для різних режимів буріння.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Без уваги більшості дослідників залишається факт затрат частини кінетичної енергії на ексцентричне обертання ділянок бурильної колони у свердловині. Передусім це стосується роторного способу буріння, за якого ділянки бурильної колони у свердловині зазнають поперечних деформацій вздовж її осі від дії осьового навантаження, сил інерції та крутного моменту. Тертя викривлених ділянок бурильної колони різної довжини об стінки свердловини з різною інтенсивністю на різних глибинах та

зміна моменту опору на долоті призводить до певної нерівномірності її обертання. Для обертання бурильної колони із певною нерівномірністю відповідно затрачається кінетична енергія її махових мас, величина якої на даний час залишається невизначеною. В зв'язку з цим, визначення моменту інерції та кінетичної енергії махових мас є актуальною задачею, вирішення якої сприятиме пошуку енергоощадних режимів роботи бурильної колони.

Формулювання цілей статті

Існує ряд точних і наближених методів визначення моменту інерції махових мас (маховика), зокрема, методи Є. Л. Гутьяра, Ф. Віттенбауера, М. І. Мерцалова та метод середніх потужностей [10]. Для вирішення поставленої задачі скористаємось одним з точних методів – методом Ф.Віттенбауера. Згідно цього методу необхідно отримати та дослідити функції зміни зведеного моменту інерції $\Delta J_{36}(L)$, зміни зведеного моменту сил $M_{36}(L)$ та приросту кінетичної енергії $\Delta T(L)$ бурильної колони в залежності від змінного параметру – глибини свердловини L . Надалі шляхом виключення змінної L із залежностей $\Delta J_{36}(L)$ та $\Delta T(L)$ потрібно отримати функцію енергоінерції $\Delta T(\Delta J_{36})$, за якою визначити момент інерції та кінетичну енергію махових мас бурильної колони.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Нерівномірність обертання бурильної колони можна оцінити коефіцієнтом нерівномірності:

$$\delta = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{\omega_{cp}}, \quad (1)$$

де ω_{max} , ω_{min} , ω_{cp} – відповідно максимальна, мінімальна та середня кутова швидкість обертання бурильної колони, рад/с;

$$\omega_{cp} = \frac{\omega_{max} + \omega_{min}}{2}. \quad (2)$$

Бурильна колона є механічною системою, яка служить для передачі крутного моменту від ротора до долота та одночасного створення осевого навантаження на долото. З певним припущенням її можна розглянути як механізм з поступово нарощуваним кінематичним ланцюгом [10]. Поступове нарощування такого кінематичного ланцюга бурильними та обважненими бурильними трубами призводить до збільшення зведеної маси бурильної колони, і відповідно – збільшення її зведеного моменту інерції.

В динаміці механізмів і машин [11] розглядається одна з важливих задач – це задача про визначення найбільш вигідних співвідношень між силовими факторами, масами та швидкостями руху ланок механізму. Регулювання періодичних коливань швидкостей ланок механізму при його усталеному русі зазвичай викону-

ється відповідним підбором мас ланок. Маса ланок повинні бути підбрані так, щоб вони могли акумулювати всі прирости кінетичної енергії механізму, які мають місце у випадку, коли робота рушійних сил є більшою за роботу сил опору. У випадку, коли робота сил опору переважатиме роботу рушійних сил, акумульована масами ланок кінетична енергія надалі повинна бути віддана механізму назад. Підбором мас ланок механізму можна вирішити задачу про регулювання періодичних та незначних випадкових коливань при його усталеному русі. При зменшенні коефіцієнту нерівномірності δ збільшується зведена маса механізму та його середня кінетична енергія T_{cp} необхідна для приведення в рух механізму із заданою кутовою швидкістю ω_{cp} . Тому збільшення рівномірності обертального руху бурильної колони може бути досягнуто збільшенням її зведеної маси, а більш точно – зведеного моменту інерції J_{36} . З практичної сторони збільшення зведеного моменту інерції механізму, як правило, досягається за рахунок посадки на його головний вал додаткової маси – маховика. Сам маховик є своєрідним акумулятором кінетичної енергії механізму, який здатний накопичувати її під час прискореного руху механізму і віддавати її назад механізму при його сповільненні. Така акумулююча функція маховика дозволяє використовувати накопичену ним енергію для подолання підвищених корисних навантажень без збільшення потужності двигуна.

У відповідності із [10, 11] зведений момент інерції двоступеневої бурильної колони можна записати так:

$$J_{36} = J_M + \Delta J_{36}, \quad (3)$$

де J_M – момент інерції маховика, кг·м²;

ΔJ_{36} – зміна зведеного моменту інерції колони, кг·м².

Зміна зведеного моменту інерції рівна:

$$\Delta J_{36} = J_0 + \sum_{i=1}^n J_{II} + \sum_{i=1}^n J_{III}, \quad (4)$$

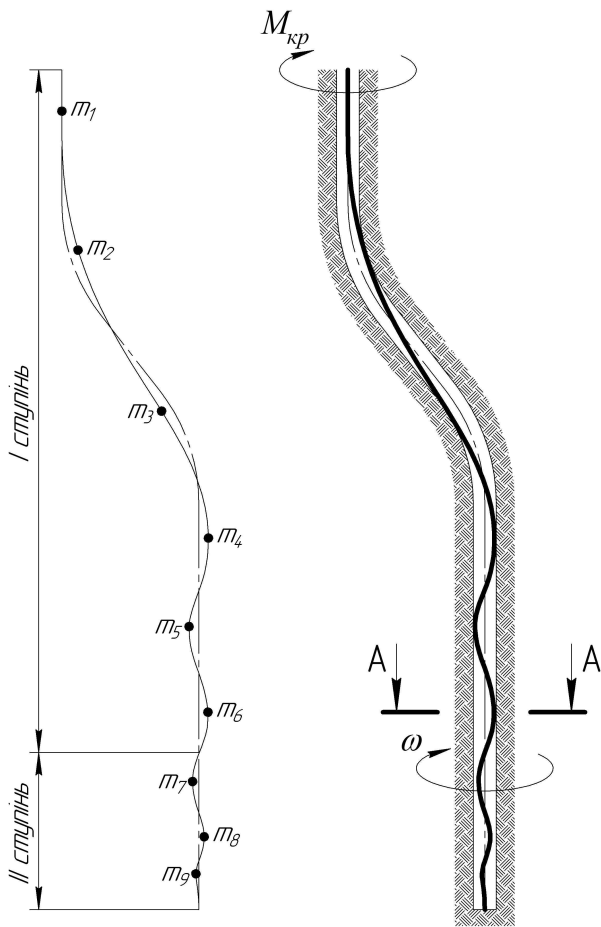
де J_0 – момент інерції ланки зведення (ведучої труби та ротора), кг·м²;

$\sum_{i=1}^n J_{II}$, $\sum_{i=1}^n J_{III}$ – сумарні моменти інерції ділянок I-ої та II-ої ступеней бурильної колони відповідно, кг·м².

Перші доданки формул (3) і (4) J_M і J_0 вважаються постійними, а доданки $\sum_{i=1}^n J_{II}$ і

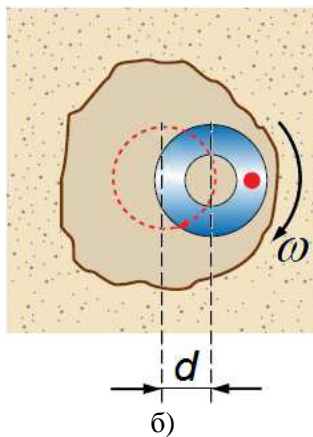
$\sum_{i=1}^n J_{III}$ є змінними і характер їх зміни є доволі складним. В першу чергу вони змінюються через те, що у міру поглиблення вибою поступово нарощується маса бурильної колони. Другою причиною їх зміни є неспівпадання осей перерізів ділянок бурильної колони із віссю її обер-

тання. Таке явище завжди має місце при викривленні осі бурильної колони, внаслідок якого осі поперечних перерізів її ділянок на різних глибинах віддаляються від осі обертання на різні відстані (рис. 1).



а)

A-A



б)

Рисунок 1 – Схема розташування зосереджених мас прогнутих ділянок бурильної колони (а) та приклад ексцентричного обертання перерізу ділянки у свердловині (б)

Якщо розглядати ділянки ступеней бурильних та обважнених бурильних труб, як циліндри, осі яких співпадають з віссю обертання,

то їх сумарні моменти інерції визначатимуться так:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n J_{Ii} = \sum_{i=1}^n m_{Ii} \rho_{Ii}^2; \\ \sum_{i=1}^n J_{IIi} = \sum_{i=1}^n m_{IIi} \rho_{IIi}^2, \end{cases} \quad (5)$$

де m_{Ii}, m_{IIi} – зосереджені маси i -их ділянок I-ої та II-ої ступені бурильної колони заповнених буровим розчином відповідно, кг;

ρ_{Ii}, ρ_{IIi} – радіуси інерції поперечних перерізів ділянок цих ступеней відповідно, м.

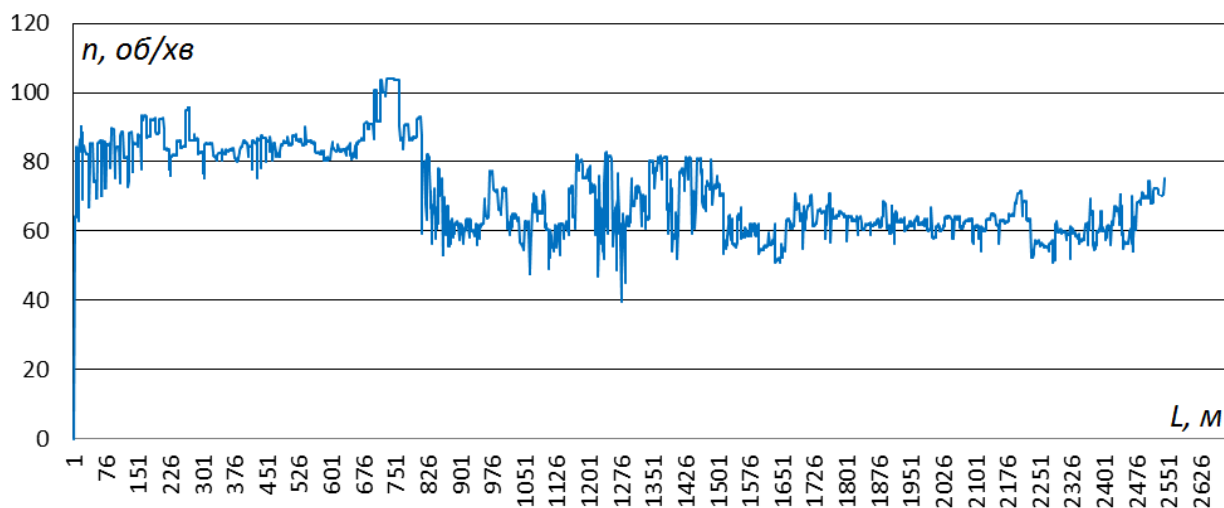
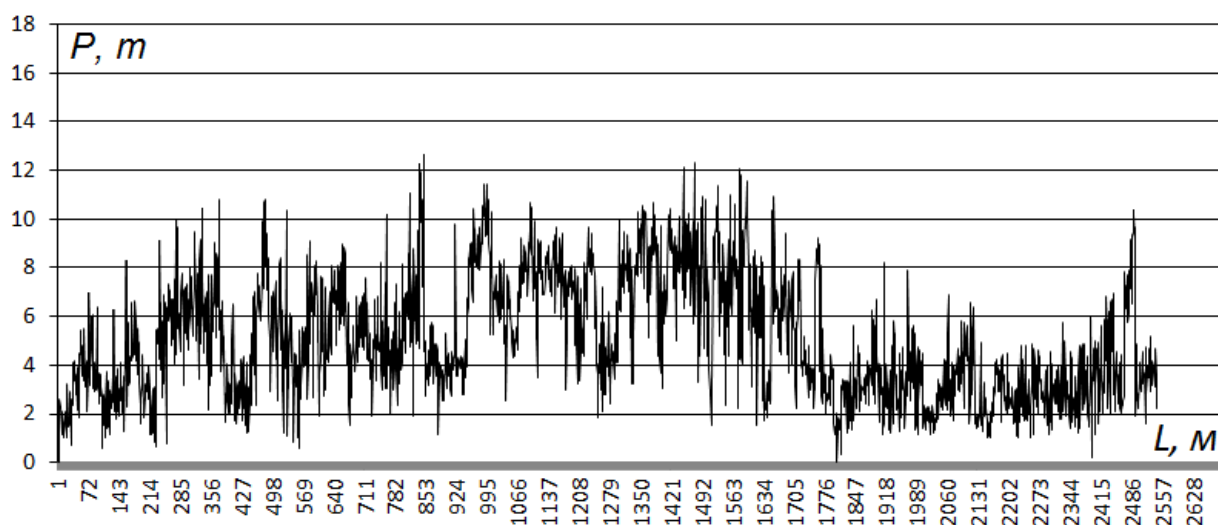
Використовуючи прийоми зведення мас [11], маси прогнутих ділянок бурильної колони можна розглянути як зосереджені в точках найбільшого прогину (рис 1). Якщо вісь перерізу ділянки бурильної колони не співпадає з віссю її обертання, але дві осі є паралельними, то сумарні моменти інерції таких i -их ділянок I-ої та II-ої ступені бурильної колони визначатимуться за теоремою Гюйгенса–Штейнера:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n J_{Ii} = \sum_{i=1}^n (m_{Ii} \rho_{Ii}^2 + m_{Ii} d_{Ii}^2) = \\ = \sum_{i=1}^n m_{Ii} (\rho_{Ii}^2 + d_{Ii}^2); \\ \sum_{i=1}^n J_{IIi} = \sum_{i=1}^n (m_{IIi} \rho_{IIi}^2 + m_{IIi} d_{IIi}^2) = \\ = \sum_{i=1}^n m_{IIi} (\rho_{IIi}^2 + d_{IIi}^2), \end{cases} \quad (6)$$

де d_{Ii}, d_{IIi} – відстань між віссю ділянки I-ої та II-ої ступені бурильної колони і віссю її обертання відповідно, м.

Для дослідження функцій зміни зведеного моменту інерції бурильної колони $\Delta J_{ze}(L)$, зміни зведеного моменту сил $M_{ze}(L)$ та приросту кінетичної енергії $\Delta T(L)$ залежно від глибини свердловини L використано дані експериментальних досліджень режимних параметрів буріння свердловини №18 Ольгівського газоконденсатного родовища ТОВ “КУБ-ГАЗ”. Тип свердловини - похило-скерована; спосіб буріння - роторно-турбінний; проектна глибина – 2600 м. Проектний горизонт - C2d. Буріння проводилось буровою установкою “VARCO(DRCO)-K200-JPB”; бурова вишка KRETKO 127-44000T; ротор D-RT-275MB. В процесі буріння свердловини постійно проводився комплекс технологічних досліджень, який включав в себе автоматизовану реєстрацію, обробку та аналіз режимних параметрів буріння. Технологічний контроль за будівництвом свердловини проводився через кожен метр проходки в інтервалі 112 – 2638 м.

Враховуючи дані зареєстрованих режимних параметрів буріння – зміни частоти обертів ротора та осьового навантаження на долото

Рисунок 2 – Графік зміни частоти обертів ротора $n(L)$ Рисунок 3 – Графік зміни осьового навантаження на долото $P(L)$

(рис. 2, 3), а також параметри компоновки бурильної колони у відповідності із методикою, наведеною у [12], визначено кількість та довжини півхвиль її прогинів. Маса прогнаних ділянок зведено у точки їх найбільшого віддалення від осі обертання у відповідності з [11] і визначено величини цих зосереджених мас. Вважаючи середні кутові швидкості обертання ділянок колони однаковими за залежностями (4) – (6) визначено функцію зміни зведеного моменту інерції бурильної колони $\Delta J_{36}(L)$ (рис. 4).

З графіка зміни зведеного моменту інерції бурильної колони видно, що для перших 500м буріння ΔJ_{36} змінюється у відносно малих межах, що пояснюється відносно невеликою масою бурильної колони, відсутністю великих прогинів та зміщень її ділянок у поперечних напрямках. Після 1000м бурильна колона зазнає значного викривлення у двох взаємно перпендикулярних площинах, прогини в цих площинах спричиняють відхилення осей ділянок бурильної колони, що втратили стійкість від осі

свердловини та поступове збільшення зведеного моменту інерції колони. Приведемо деякі числові значення: для інтервалу буріння 0÷500м ΔJ_{36} змінюється в межах від 498,8 до 809,9 $\text{кг}\cdot\text{м}^2$; а для інтервалу буріння 1000÷2550м – від 601,4 до 1327,2 $\text{кг}\cdot\text{м}^2$.

Для повертання бурильної колони у свердловині із необхідною нерівномірністю δ та більшим значенням ΔJ_{36} потрібний більший запас кінетичної енергії. В джерелі [10] зазначено, що рушійні сили і сили опору можуть залежати заодно чи окремо від положення ведучої ланки механізму та від швидкості руху цієї ланки. Для бурильної колони при роторному чи роторно-турбінному способі буріння за таку ланку обрано ведучу трубу. Разом з тим, ведучу трубу можна обрати і за ланку зведення, до якої за певних умов можна звести маси та моменти інерції ділянок бурильної колони.

Рівняння руху механізму будь-якого машинного агрегату згідно [10] у більшості випадків записують у формі теореми про зміну кінетичної енергії:

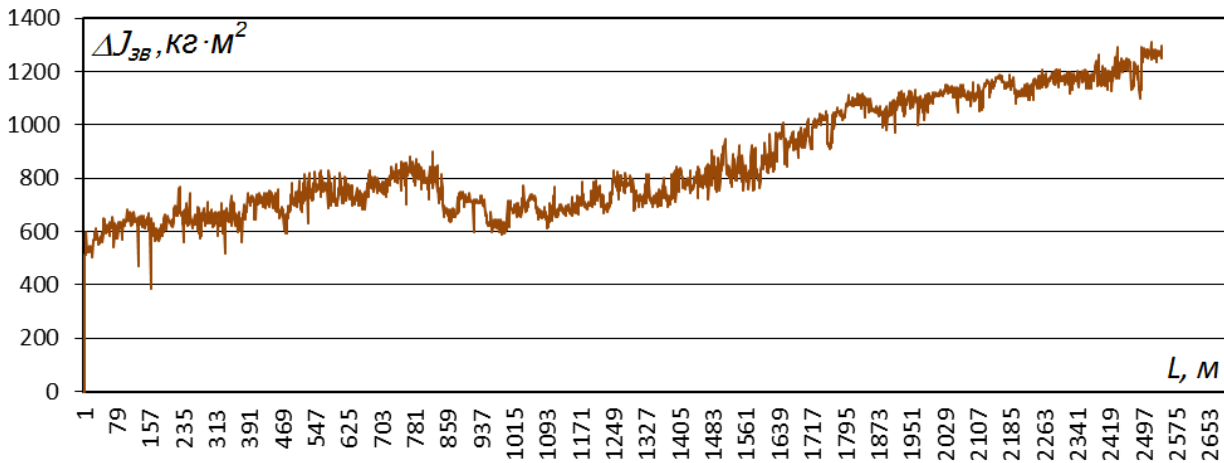


Рисунок 4 – Графік зміни зведеного моменту інерції $\Delta J_{зв}(L)$

$$T - T_0 = A_p - A_o, \quad (7)$$

де T_0, T – кінетична енергія механізму в початковому та кінцевому положеннях відповідно, кДж;

A_p, A_o – робота рушійних силових факторів та робота сил опору відповідно, кДж.

Роботу рушійного моменту на роторі та роботу сил опору при обертанні колони можна визначити за допомогою інтегралу:

$$\begin{aligned} A_p - A_o &= \int_{\varphi_0}^{\varphi} M_P d\varphi - \int_{\varphi_0}^{\varphi} M_O d\varphi = \\ &= \int_{\varphi_0}^{\varphi} (M_P - M_O) d\varphi, \end{aligned} \quad (8)$$

де M_P – рушійний (крутний) момент на роторі кН·м;

M_O – момент сил опору (сума моменту сил тертя бурильної колони об стінки свердловини та моменту опору на долоті) кН·м;

φ – кут повороту бурильної колони, рад.

Зареєстровані в ході промислових досліджень числові дані сумарного моменту сил $M_{зв}(L)$ (рис. 5) є сумою рушійного моменту M_P і моменту сил опору M_O . Визначення роботи зведеного моменту сил $M_{зв}(L)$ можна провести шляхом числового інтегрування за наступною залежністю:

$$\begin{aligned} A_p - A_o = \Delta A &= \left[(M_{P(j-1)} - M_{O(j-1)}) + \right. \\ &\left. + \frac{(M_{P(j-1)} - M_{O(j-1)}) + (M_{Pj} - M_{Oj})}{2} \right] \Delta\varphi, \end{aligned} \quad (9)$$

де $\Delta\varphi = \omega_{cp} \Delta t = \frac{\pi n_{cp} \Delta S}{30 V_{cp}}$ – крок зміни кута повороту колони рад;

ΔS – інтервал проходки колони довжиною 1 метр;

n_{cp} – середня частота обертання колони при бурінні конкретного інтервалу, об/хв;

V_{cp} – середня механічна швидкість буріння конкретного інтервалу, м/с;

j – порядковий номер конкретного інтервалу.

Приріст кінетичної енергії визначатиметься різницею робіт рушійних силових факторів та сил опору: $\Delta T = T - T_0 = A_p - A_o = \Delta A$. З урахуванням (9), приріст кінетичної енергії запишеться таким чином:

$$\begin{aligned} \Delta T &= \left[(M_{P(j-1)} - M_{O(j-1)}) + \right. \\ &\left. + \frac{(M_{P(j-1)} - M_{O(j-1)}) + (M_{Pj} - M_{Oj})}{2} \right] \left(\frac{\pi n_{cp} \Delta S}{30 V_{cp}} \right). \end{aligned} \quad (10)$$

Графічну інтерпретацію залежності (10) у вигляді функції $\Delta T(L)$ наведено на рисунку 6.

Функцію енергоінерції $\Delta T(\Delta J_{зв})$ отримано шляхом виключення глибини свердловини L із залежностей $\Delta J_{зв}(L)$ та $\Delta T(L)$. Традиційно її подано у вигляді діаграми Ф. Віттенбауера (рис. 7), за якою визначено момент інерції махових мас. Для цього обчислено кути нахилу дотичних до діаграми $\Delta T(\Delta J_{зв})$ за такими формулами:

$$\begin{cases} \psi_{max} = \arctg \left[\frac{\mu_J}{2\mu_T} \omega_{cp}^2 \left(1 + \delta + \frac{\delta^2}{4} \right) \right] \approx \\ \approx \arctg \left[\frac{\mu_J}{2\mu_T} \omega_{cp}^2 (1 + \delta) \right]; \\ \psi_{min} = \arctg \left[\frac{\mu_J}{2\mu_T} \omega_{cp}^2 \left(1 - \delta + \frac{\delta^2}{4} \right) \right] \approx \\ \approx \arctg \left[\frac{\mu_J}{2\mu_T} \omega_{cp}^2 (1 - \delta) \right], \end{cases} \quad (11)$$

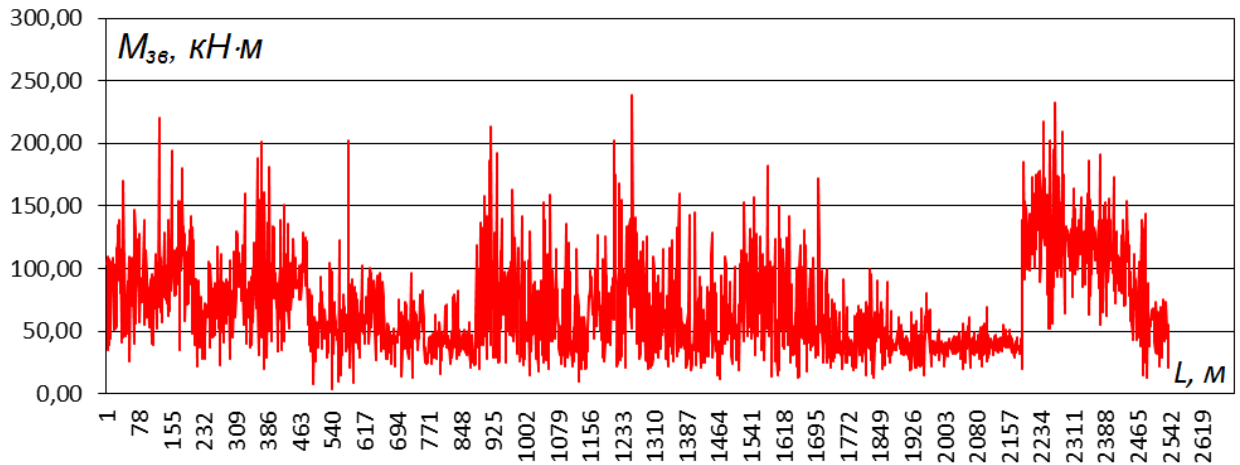


Рисунок 5 – Графік зміни зведеного моменту сил $M_{36}(L)$

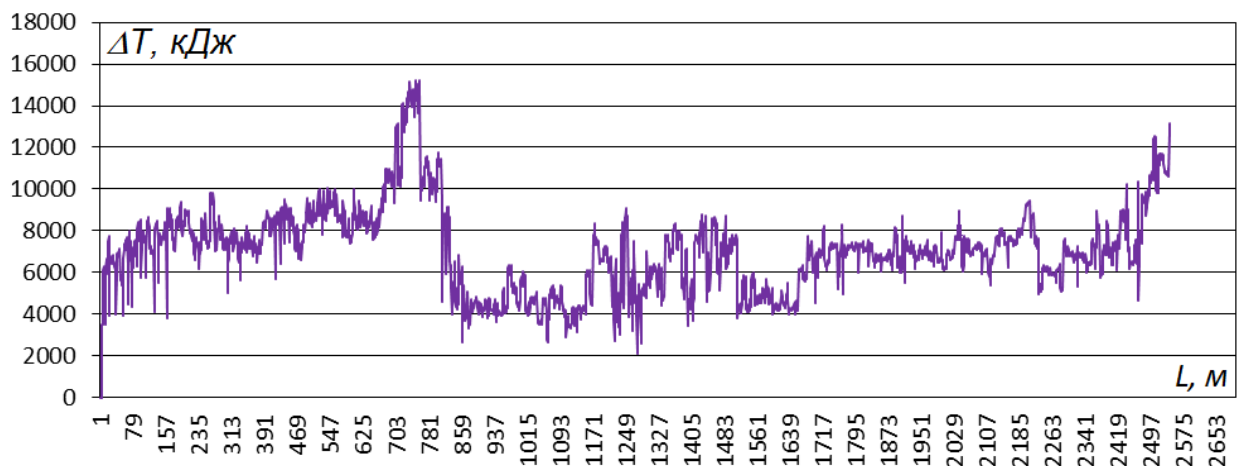


Рисунок 6 – Графік зміни приросту кінетичної енергії бурильної колони $\Delta T(L)$

де μ_J – масштабний коефіцієнт осі ΔJ_{36} , $\text{кг}\cdot\text{м}^2/\text{мм}$;

μ_T – масштабний коефіцієнт осі ΔT , $\text{кДж}/\text{мм}$.

Значення масштабних коефіцієнтів визначено наступним чином:

$$\mu_J = \frac{\Delta J_{36 \max}}{OD} = \frac{1400}{210} = 6,67 \text{ кг}\cdot\text{м}^2/\text{мм};$$

$$\mu_T = \frac{\Delta T_{\max}}{OE} = \frac{18000}{103} = 174,76 \text{ кДж}/\text{мм};$$

де ΔT_{\max} , $\Delta J_{36 \max}$ – максимальна шкала осей діаграми $\Delta T(\Delta J_{36})$ кДж та $\text{кг}\cdot\text{м}^2$ відповідно;

OE ; OD – максимальна ордината та максимальна абсциса діаграми $\Delta T(\Delta J_{36})$ відповідно, мм.

Величину моменту інерції махових мас визначено за довжиною відрізка, який утворюється в результаті перетину осі зміни кінетичної енергії двома дотичними, проведених до гілок діаграми енергоінерції $\Delta T(\Delta J_{36})$:

$$J_m = \mu_T \frac{(AB)}{\omega_{cp}^2 \delta}, \quad (12)$$

де (AB) – довжина відрізка на осі ΔT , мм.

Кінетична енергія обертального руху махових мас бурильної колони:

$$T_m = J_m \frac{\omega_{cp}^2}{2}. \quad (13)$$

Отримані результати досліджень моменту інерції та кінетичної енергії махових мас проведени за формулами (12) – (13) наведені в таблиці 1.

З метою наочності на діаграмі $\Delta T(\Delta J_{36})$ (рис. 7) умовно виділено п'ять частин, кожна з яких характеризує свій інтервал буріння. Характерно, що для бурильної колони довжиною до 500м дотичні, проведені до гілок діаграми $\Delta T(\Delta J_{36})$ відсікають на осі ΔT відрізок більшої довжини $(A_1B_1)=10,72$ мм, при якому момент інерції махових мас та їх кінетична енергія є більшими, а із збільшенням довжини колони до 2000м – відповідний відрізок меншої довжини $(A_2B_2)=3,46$ мм. За довжинами цих відрізків визначено моменти інерції та кінетичні енергії обертального руху махових мас бурильної колони (табл. 1). Результати розрахунків

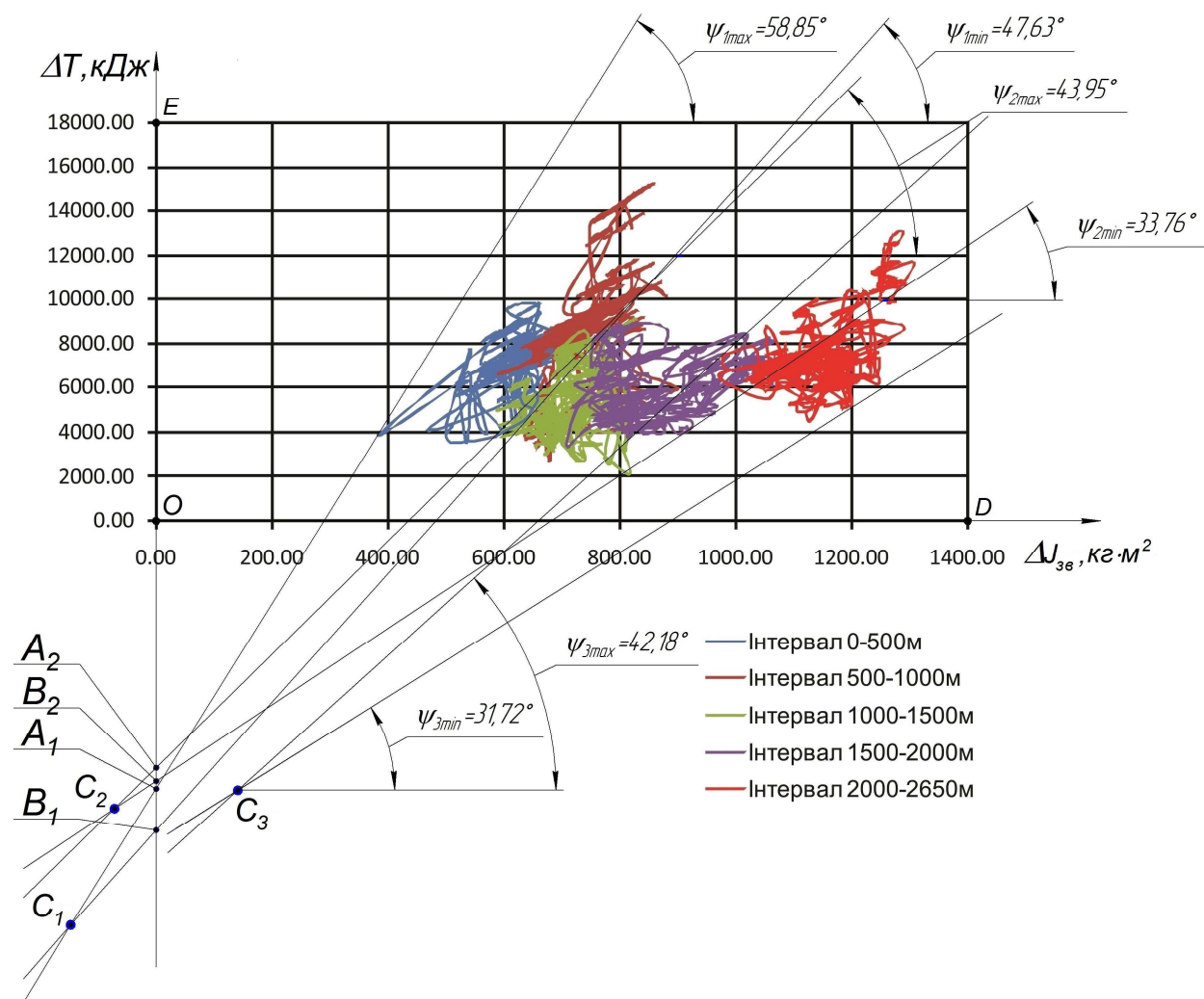


Рисунок 7 – Діаграма енергоінерції $\Delta T(\Delta J_{36})$

Таблиця 1 – Числові значення параметрів дослідження моменту інерції та кінетичної енергії махових мас

Інтервали дослідження, м	Значення параметрів								
	n_{cp} , об/хв	ω_{cp} , рад/с	δ	ψ_{max} , град	ψ_{min} , град	(AB) мм	J_m , кг·м ²	T_m , кДж	ΔT_{max} , кДж
0÷500	81,10	8,49	0,203	58,85	47,63	10,72	128,03	4614,21	9975,44
1500÷2000	62,48	6,54	0,181	43,95	33,76	3,46	78,11	1670,44	9102,25
2000÷2650	60,41	6,32	0,189	42,18	31,72	-	-	-	13080,11

свідчать, що для колони довжиною 500м кінетична енергія обертального руху махових мас становить близько 46% від максимального приросту енергії, а для колони довжиною 1500÷2000м – 18%. Це пояснюється необхідністю наявності махових мас, які б забезпечували обертання бурильної колони з із необхідним коефіцієнтом нерівномірності δ . При цьому точки перетину C_1 і C_2 дотичних в обох випадках утворилися ліворуч від осі ΔT . Для колони довжиною більшою 2000м дотичні, проведені до гілок діаграми $\Delta T(\Delta J_{36})$ перетинаються праворуч від осі ΔT . Це вказує на те, що інертність бурильної колони такої довжини є настільки

великою, що у використанні маховика немає потреби, хоча його функцію після 2000 метрів проходки надалі “виконують” нарощені бурильні та обважені бурильні труби. З певними припущеннями [13] в такому випадку бурильний інструмент можна розглядати як машинний комплекс із уявним ізотакним маховиком. Ізотакний маховик – це махова маса, яка відноситься до машинного агрегату, у якого відбувається зміна не фактичної маси, а геометрії розташування його складових частин. Таку особливість можна застосовувати при бурінні інтервалу свердловини в період між двома послідовними моментами нарощування бурильної колони, коли геометрія просторового розташу-

вання внаслідок прогинів її ділянок може частково керуватися за допомогою спеціальних гібридних роторних керованих систем.

Висновки

В ході проведених теоретичних досліджень режимних параметрів буріння отримано та досліджено функції зміни зведеного моменту інерції бурильної колони, зведеного моменту сил, приросту кінетичної енергії та енергоінерції. Для конкретних інтервалів буріння визначено коефіцієнт нерівномірності обертання бурильної колони, а також момент інерції та кінетичну енергію її махових мас. За конкретних умов буріння встановлено, що обертання бурильної колони малої довжини (до 500м) із визначеною нерівномірністю вимагає використання махових мас з більшим моментом інерції ($128\text{кг}\cdot\text{м}^2$), а колони більшої довжини (до 2000м) – махових мас з меншим ($78\text{кг}\cdot\text{м}^2$). Інертність бурильної колони довжиною понад 2000м є настільки великою, що використання махових мас для її обертання із визначеною нерівномірністю не є доцільним.

Література

1. Хегай В.К. Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах: автореф. дисс. на соиск. учен. степени док. техн. наук: спец. 25.00.15 – “Технология бурения и освоения скважин” / В.К.Хегай. – Ухта, 2005. – 45с.
2. Лягов А.В. Динамические компоновки для бурения забойными двигателями: автореф. дисс. на соиск. учен. степени док. техн. наук: спец. 05.02.13 “Машины, агрегаты и процессы” (Нефтегазовая отрасль) / А.В. Лягов. – Уфа, 2005. – 47с.
3. Чудик І.І. Розвиток наукових основ буріння скерованих свердловин з мінімальними втратами енергії: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня док. техн. наук: спец. 05.15.06 “Розробка нафтових та газових родовищ” / І.І.Чудик. – Івано-Франківськ, 2011. – 42с.
4. Пукач П.Я. Методи аналізу динамічних процесів у нелінійних неавтономних механічних системах різної структури: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня док. техн. наук: спец. 05.02.09 “Динаміка та міцність машин” / П.Я. Пукач. – Львів, 2014. – 40с.
5. Chien-Min Liao. Experimental and numerical studies of drill-string dynamics: Dissertation submitted to the Faculty of the Graduate School of the University of Maryland, 2011.
6. Mohammed Fayez Al Dushaishi. Investigation of drillstring vibration reduction tools. master of science in petroleum engineering. missouri university of science and technology. 2012.
7. Richard Duff. an experimental and computational investigation of rotating flexible shaft system dynamics in rotary drilling assemblies for down hole drilling vibration mitigation.

Dissertation Submitted to the Graduate Faculty of the Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy. 2013.

8. Gregory William Meyer. investigations into the effects of secondary-frequency additions on slender rotating structures. Thesis submitted to the Faculty of the Graduate School of the University of Maryland, College Park, in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science. 2014.

9. Liangming Pan. Stability Analysis of the Rotary Drill-String. Phd diss., University of Tennessee, 2014.

10. Артоболевский И.И. Теория механизмов и машин [Текст] / И.И. Артоболевский. – М.: Наука, 1965. – 776 с.

11. Зиновьев В.А. Основы динамики машинных агрегатов [Текст] / В.А. Зиновьев, А.П. Бессонов. – М.: Машиностроение, 1964. – 239 с.

12. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны / А.Е. Сароян. – М.: Недра, 1990. – 263с.

13. Воробйов М.С. Перспективні напрямки вдосконалення теорії машин [Текст] / М.С. Воробйов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 190 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.08.17

Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Ставичним Є.М.
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА ДОПОМОГОЮ ТВЕРДИХ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

О.Р. Кондрат, С.М. Петрущак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: alexkondratr@gmail.com, svyat89mailo@gmail.com

За результатами лабораторних досліджень проаналізовано вплив мінералізації пластової води, вуглеводного конденсату, температури на піноутворюючу здатність твердих і рідких поверхнево-активних речовин (ПАР) для винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин. Досліджено виносну здатність твердих і рідких ПАР за різних умов.

Рекомендовано використання різних типів ПАР при різних умовах експлуатації газових і газоконденсатних свердловин зі значним вмістом рідини в продукції.

Ключові слова: самоглушіння свердловини, піноутворюючі властивості, тверді та рідкі поверхнево-активні речовини, мінералізація, вуглеводневий конденсат, виносна здатність.

По результатам лабораторных исследований проанализировано влияние минерализации пластовой воды, углеводородного конденсата, температуры на пенообразующие способности твердых и жидких поверхностно-активных веществ (ПАВ) для вынесения жидкости из газовых и газоконденсатных скважин. Исследована выносная способность твердых и жидких ПАВ в различных условиях.

Рекомендуется использование различных типов ПАВ при различных условиях эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с большим содержанием жидкости в продукции.

Ключевые слова: самоглушение скважины, пенообразующие свойства, твердые и жидкие поверхностно-активные вещества, минерализация, углеводородный конденсат, выносная способность.

According to the results of laboratory studies, the influence of mineralization of reservoir water, hydrocarbon condensate, temperature on the foaming ability of solid and liquid surface-active agents (SAA) for the removal of liquid from gas and gas condensate wells has been analyzed. The removable capacity of solid and liquid SAA in different conditions is researched.

It is recommended to use different types of SAA under different conditions of gas and gas condensate wells exploitation with significant liquid content in products.

Key words: self-killed well, foaming properties, solid and liquid surface-active agents, mineralization, hydrocarbon condensate, removable capacity.

Вступ. Однією з важливих проблем в області рациональної розробки газових і газоконденсатних родовищ є підвищення ступеня вилучення газу і газового конденсату із надр. Особливо актуальною ця проблема є при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ, що характеризується рядом ускладнюючих факторів. Одним із основних чинників є значне зростання кількості рідини в продукції свердловини. Тому для вирішення завдання забезпечення рівня видобутку газу і газоконденсату важливе значення має підтримання експлуатаційного фонду свердловин у робочому стані. При цьому особлива увага приділяється удосконаленню технологій підвищення продуктивності свердловин, в тому числі: своєчасне видалення рідини із стовбура свердловин, інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибою свердловин, ліквідація водопритоків, кріплення привибійної зони пласта тощо.

У міру розробляння родовища знижується пластовий тиск, в стовбур свердловини починає надходити пластова вода, дебіт газу зменшується і тиск стає недостатнім для її винесення. Вода накопичується на вибої свердловини, створюючи додатковий протитиск на залягаю-

чий нижче продуктивний пласт. В результаті створюються умови, за яких виникає самоглушіння свердловини і її зупинка, а зона, розміщена нижче башмака насосно-компресорних труб (НКТ), по суті, перетворюється в «мертву» зону. Своєчасне видалення рідини із свердловин продовжує термін розробки родовища, призводить до збільшення об'ємів газу і конденсату, що видобувається. Ефективність видалення рідини з вибою свердловин за допомогою ПАР визначається їх піноутворюючими властивостями в умовах свердловини. Враховуючи те, що на вибої може накопичуватися пластова вода різної мінералізації, а в газоконденсатних свердловинах і рідкі вуглеводні, вибір ефективного піноутворювача для таких сумішей є першочерговим завданням [1].

Аналіз літературних джерел. Дослідженню ефективності застосування твердих і рідких ПАР присвячено роботи Гасумова Р.А., Кондрата О.Р. [2–5], Кондрата Р.М., Мазанова С.В. [6], Джеймса Лі [7], Ягодовського С.І. [8] та інших науковців.

Подачу піноутворюючих ПАР можна здійснювати як у вигляді різних розчинів, так і у вигляді зразків твердих ПАР. Із цих двох мето-

дів більш технологічним є метод централізованої подачі розчину рідких ПАР в свердловини по інгібіторопроводах з установки комплексної підготовки газу (УКПГ) за допомогою дозуючих насосів. В той же час виникає необхідність вибіркового оброблення свердловин шляхом застосування твердих ПАР, наприклад, для інтенсифікації роботи низькодебітних свердловин, які знаходяться на межі самоглушіння. В промисловій практиці подібні свердловини, зазвичай, запускають в роботу шляхом періодичного продування на факел, що супроводжується забрудненням атмосферного повітря і втратами природного газу. Тому дослідження, які націлені на відновлення роботи газових і газоконденсатних свердловин, або продовження часу їх стабільної експлуатації за рахунок створення сприятливих умов винесення з вибою рідкої фази, є актуальними.

У порівнянні з рідкими перевагами використання твердих ПАР, для видалення рідини з вибою свердловини, є їх невисока вартість і простота застосування – не потрібно використовувати додаткову техніку, опресовувати і завозити великий об'єм хімічних реагентів [9, 10].

Застосування твердих ПАР дозволяє обробляти свердловини без зміни обладнання їх стовбура (за винятком необхідності вилучення вибійних клапанів), за рахунок видалення води, підтримувати стабільність їх роботи до проведення таких заходів, як заміна НКТ або зниження тиску в газозбірній мережі. На відміну від інших способів видалення води, оброблення свердловини ПАР дозволяє проводити заміри глибинними пристроями. [11]

Піноутворююча здатність ПАР визначається в першу чергу, кількістю піни, яку можна отримати за допомогою даного ПАР. При цьому обсяг і загальна поверхня розділу фаз пов'язані один з одним дисперсністю. Залежно від розміру газових бульбашок обсяг піни різко змінюється. Оскільки визначення дисперсності пін є досить складним завданням, методи оцінки піноутворюючих властивостей ПАР за обсягом піни успішно використовуються в різних областях їх застосування. Другим критерієм для оцінки піноутворювача є час «життя» або час напіврозпаду піни.

Слід зазначити, що обсяг піни, яка утворилася і час її «життя» залежать від умов її отримання та не враховують дисперсність. До теперішнього часу не розроблені стандартизовані методики оцінки піноутворюючої здатності ПАР. При їх дослідженні застосовують різні способи приготування ПАР (струшування, перемішування, барботування, метод Росс-Майлса і ін.), що не дозволяє порівнювати результати, отримані різними авторами при дослідженні піноутворюючих властивостей ПАР.

Залежно від конкретних технологічних задач вибираються методика дослідження і установка, яка найбільшою мірою моделює умови піноутворення в свердловині.

Вода, що накопичується в стовбурах і на вибоях газових свердловин, різниться як по загальній мінералізації, так і за складом солей.

Залежно від типу води для видалення рідини з газових свердловин підбираються певний склад піноутворювача і його концентрація. Найбільш сприятливі умови для піноутворення і виносу рідини мають місце в свердловинах, де вміст Ca^{2+} і Mg^{2+} у воді або відсутній, або настільки малий ($< 0,1$ г/л), що не робить істотного впливу на піноутворюючу здатність ПАР.

В цьому випадку для видалення рідини якості піноутворювача можуть бути використані ПАР всіх типів, здатні спінувати прісну або слабомінералізовану воду. До них, перш за все, можна віднести:

- аніоноактивні ПАР - алкіл сульфати, сульфонати, алкіл сульфони, алкілароматичні сульфокислоти і їх солі, що містять фтор і високомолекулярні ПАР;

- катіонні ПАР - солі первинних, вторинних і третинних аліфатичних і ароматичних амінів, солі четвертинних амонієвих підстав, окису алкіл амінів;

- неіоногенні ПАР – оксигетилізовані вищі жирні спирти, кислоти, аміни, аміді, блоксополімери та ін. ;

- амфолітні ПАР - карбоксібетаніти, сульфобетаніти, амінокарбонові кислоти і ін.

Для спінування хлоркальцієвих пластових вод підвищеної мінералізації більшість аніоноактивних ПАР малоефективні. Пояснюється це взаємодією ПАР з іонами Ca^{2+} і Mg^{2+} , в результаті чого утворюються нерозчинні сполуки і піноутворююча здатність ПАР погіршується. Як показує промисловий досвід, такі води рекомендується спінувати з використанням неіоногенних ПАР, піноутворююча здатність яких практично не залежить від мінералізації і складу рідини, що видаляється. Можливо також використання катіоноактивних і амфотерних ПАР. Концентрація піноутворювача в прісній і слабомінералізованій воді повинна становити від 2 до 5 г/л в перерахунку на активну речовину. Для спінування мінералізованих вод з високим вмістом іонів Ca^{2+} і Mg^{2+} концентрація ПАР в рідині, що видаляється повинна становити 3-8 г/л.

Наявність вуглеводневої фази в рідині, що видаляється з газоконденсатної свердловини набагато ускладнює процес піноутворення, оскільки конденсат є активним піногасником. Висока температура на вибої свердловини також є додатковим негативно діючим фактором на процес спінування рідини.

Піноутворення в суміші вода-вуглеводнева рідина визначається двома конкуруючими процесами: утворенням піни в одній рідині (як правило, у воді) і руйнуванням утвореної піни іншою рідиною (вуглеводневою). Інакше кажучи, утворення піни можливе лише в тому випадку, коли система з гетерогенної переходить в гомогенну. Для суміші вода-вуглеводень гомогенізація системи відбувається в результаті її емульгування. Незважаючи на широке застосування емульсій в різних областях народного господарства і велика кількість досліджень щодо їх утворення, стійкості, деемульгування і іншим властивостей, багато питань в теорії

емульсій залишаються відкрити. Так, володіючи великою поверхневою активністю, далеко не всі ПАР є ефективними стабілізаторами емульсій.

Введення ПАР в газоконденсатні свердловини, подальше перемішування води і конденсату шляхом барботування газу через стовп рідини призводять до утворення прямих або зворотних емульсій. Тип і властивості емульсій, що утворюються залежать від ряду факторів, основними з яких є співвідношення води і конденсату, їх хімічний склад, властивості і кількість ПАР, що вводяться, характер перемішування і температура.

Таким чином, при спінюванні суміші води і газового конденсату спочатку утворюється емульсія, а потім, у міру її стабілізації, відбувається процес піноутворення. Витрата ПАР для спінювання суміші води і конденсату в кілька разів більша, ніж для води. Це можна пояснити тим, що значна частина ПАР, що вводяться витрачається для емульгування суміші.

Піноутворення в газоконденсатних свердловинах залежить як від кількості конденсату рідини, що видаляється, так і від його хімічного складу. Зі збільшенням кількості конденсату в суміші піноутворення погіршується. На процес піноутворення рідини, що містить воду і газовий конденсат, впливає також і мінералізація води. Як і в газових свердловинах, зі збільшенням вмісту у воді іонів Ca^{2+} і Mg^{2+} піноутворюючі властивості ПАР погіршуються. У загальному випадку застосовуються концентрації піноутворювачів для видалення рідини з газоконденсатних свердловин завжди вищі, ніж з чисто газових.

В даний час розроблений досить широкий асортимент складів піноутворювачів для видалення рідини з газоконденсатних свердловин. Однак для кожного конкретного випадку перед промисловими випробуваннями необхідно перевірити передбачуваний до використання піноутворювач на стендовій установці в лабораторних умовах [12].

Мета досліджень. Встановлення та дослідження впливу ряду чинників (мінералізації пластової води, вуглеводневого конденсату, температури) та їх сукупності на піноутворюючу здатність твердих і рідких ПАР для винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин.

Методика проведення досліджень. Досліди із спінювання рідини проводилися на установці (рисунок 1), аналогічній до установки, яка використовувалась для дослідження спінюючих властивостей рідких ПАР [2]. Основною частиною установки є вертикальна скляна колонка 5 з внутрішнім діаметром 0,036 м і висотою 1 м з кварцовим пористим фільтром 1 в нижній частині.

Колонка розміщена в кожусі-термостаті 3 із скляної труби, ущільненої з двох сторін гумовими манжетами. Потрібна температура в колонці створювалась підігрітим діетиленглі-

колем, який подавався в кільцевий простір між колонкою і кожухом з допомогою термостату 2. В колонку заливали 20 см³ досліджуваного розчину. Під час експериментів через колонку знизу доверху пропускали газ (повітря) при постійному тиску 760 мм водяного стовпа і постійній витраті 16,6 см³/с (1 л за 60 с).

Подача повітря здійснювалась через розміщений в термостаті змійовик та електричний нагрівник, що забезпечував підігрів його до температури досліду. Витрату повітря регулюють за допомогою регулятора витрати газу 7 та фіксують за допомогою лічильника газу 6. Джерелом повітря для проведення досліджень служить компресор 8. Після пропускання 0,5 л повітря (через 30 с з початку досліду) подачу його в колонку припиняли і визначали характеристики піни, яка утворилася: кратність піни K (відношення об'єму піни до об'єму зв'язаної в піну рідини) і стійкість піни S (величину, обернену до середньої швидкості виділення 50% ціноутворюючої рідини).

Досліди проводились з такими рідкими ПАР, як савенол SWP, ТЕАС, Стінол (світлий), Стінол (темний) та твердими ПАР торгової марки «Надра» виробник ПП «Хімпостачальник» і твердими ПАР виробництва Республіка Польща.

Досліди проводились з розчинами савенолу SWP, ТЕАС та стінолу у прісній воді, мінералізованій воді, суміші мінералізованої води і вуглеводневого конденсату з масовою концентрацією ПАР 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5%.

В другій серії дослідів проводилась оцінка виносної здатності ПАР. В дослідях використано попередньо описану установку, наведену на рисунку 1. В колонку заливали 36,5 см досліджуваного розчину. Під час експерименту в розчин поміщали 2 г досліджуваного зразка твердого ПАР, після чого в нижню частину колонки подавали розчин з витратою 16,6 см³/с (1 л за 60 с), за аналогічною схемою, як в попередній серії дослідів. Загальний час проведення експерименту становив 10 хв. Під час проведення дослідів фіксували час початку появи піни в колонці, час припинення утворення піни, залишкову висоту рівня рідини в колонці та розраховували виносну здатність ПАР за такою залежністю:

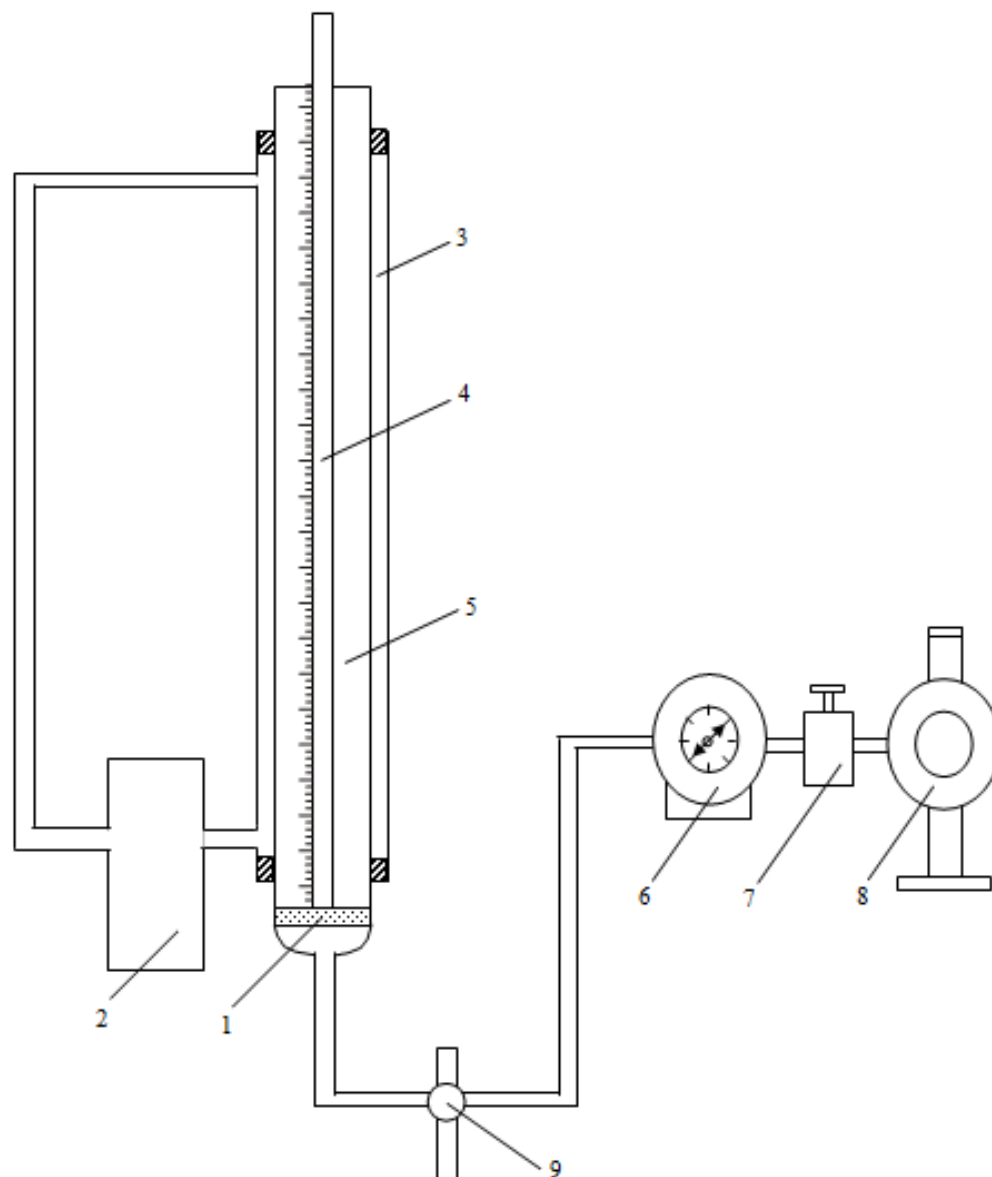
$$B = \frac{V_o - V_1}{1000 \cdot (m_o - m_1)}, \quad (1)$$

де V_o, V_1 – об'єм води до і після експерименту, см³;

m_o, m_1 – маса взірця твердого ПАР до і після експерименту, г.

При проведенні експериментів використано принцип рандомізації, що дає можливість уникнути можливих систематичних похибок в кінцевих результатах. Цей принцип передбачає випадковий порядок реалізації дослідів [13].

Результати досліджень. Результати лабораторних досліджень піноутворюючої здатності розчинів поверхнево-активних речовин стінол (світлий) та стінол (темний), савенол SWP та



1 – кварцевий пористий фільтр; 2 – термостат; 3 – кожух - термостат; 4 – мірна лінійка;
5 – скляна колонка; 6 – лічильник газу; 7 – регулятор витрати газу; 8 – компресор;
9 – триходовий кран

Рисунок 1 – Лабораторна установка для дослідження спінюючих властивостей поверхнево-активних речовин

ТЕАС у прісній воді, мінералізованій воді, суміші дистильованої води і 20% вуглеводневого конденсату та суміші мінералізованої води і 50% вуглеводневого конденсату, а також твердого ПАР «Надра» представлені в узагальнюючій таблиці 1.

За результатами лабораторних досліджень встановлено, що зразок твердого ПАР «Надра» має високі піноутворюючі властивості (кратність і стійкість піни) порівняно з іншими досліджуваними поверхнево-активними речовинами в прісній, в мінералізованій воді та в суміші мінералізованої води і вуглеводневого конденсату. Причому, твердий ПАР «Надра» починає проявлятися при значних концентраціях ПАР у розчині (понад 2%), а також при наявності в розчині вуглеводневого конденсату.

Причому на відміну від досліджених рідких ПАР, на твердий ПАР «Надра» практично не впливає наявність значної кількості (50 %) вуглеводневого конденсату у розчині.

Залежно від мінералізації пластової води, складу і об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату у спінюваній рідині оптимальна масова концентрація твердого ПАР «Надра» змінюється від 0,5 до 2%.

Друга серія експериментів була направлена на дослідження виносної здатності твердих ПАР та встановлення їх витрати для винесення певної кількості рідини із свердловини. Дослідження проведено для двох зразків твердих ПАР: твердий ПАР «Надра» та твердий ПАР виробництва Республіка Польща. Результати досліджень наведені в таблиці 2.

Таблиця 1 – Результати досліджень піноутворюючих властивостей стінолу (світлий), стінолу (темний), савенолу SWP, ТЕАС, твердий ПАР «Надра»

Тип ПАР	Масова концентрація ПАР у вспінюваній рідині, %	Температура, °С	Прісна вода		Розчин NaCl (100 г/л)		Розчин NaCl (100 г/л) + конденсат (80% об.:50% об.)	
			Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 ⁰ , с/м ³	Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 ⁰ , с/м ³	Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 ⁰ , с/м ³
Стінол (світлий)	0,5	20	22	3,31	22,5	1,03	4,25	0,14
		80	30,25	2,76	21,25	0,91	1,75	0,36
	1	20	22,25	3,42	23,75	1,22	4	0,08
		80	30,75	2,81	23	1,02	2,3	0,33
	2	20	22,5	3,54	24	1,56	3,75	0,06
		80	31	2,84	23,75	1,58	2,625	0,28
Стінол (темний)	0,5	20	22,75	3,12	21,75	0,92	4,5	0,11
		80	31,5	3,57	29,25	1,19	2,25	0,42
	1	20	23,125	3,6	22	1,31	3,75	0,1
		80	31,875	3,62	30,25	1,38	2,75	0,36
	2	20	23,375	3,98	22,75	1,5	3,5	0,09
		80	32,25	4,01	30,75	1,73	1,875	0,31
Савенол SWP	0,5	20	21,25	3,77	12,5	0,4	3,5	0,31
		80	13,75	0,71	13	0,5	1,75	0,06
	1	20	21,5	3,8	13	0,52	3,25	0,38
		80	15	0,75	13,5	0,6	1,625	0,05
	2	20	22	3,88	13,5	0,7	2,8	0,41
		80	15,5	0,81	14	0,73	1,45	0,042
ТЕАС	0,5	20	19,75	2,78	19,5	1,04	3,25	0,13
		80	21	1,95	14,75	0,41	3	0,22
	1	20	20,5	3,44	22,25	1,88	3	0,17
		80	22,25	2,61	16,75	1,21	3	0,28
	2	20	24,5	4,01	25,5	2,4	2,7	0,22
		80	23,25	3,18	21	2,35	3,75	0,36
твердий ПАР «Надра»	0,125	20	11,295	0,492	12,933	0,304	3,333	0,291
		80	12,622	0,497	22,267	0,503	8,000	0,429
	0,25	20	18,205	1,171	18,156	1,027	10,888	0,346
		80	21,511	0,777	26,222	0,804	20,444	0,745
	0,5	20	20,773	1,678	18,756	1,541	13,778	0,467
		80	25,444	1,015	28,889	1,147	20,667	0,885
	1	20	19,955	1,956	17,889	1,896	15,111	0,489
		80	26,711	1,130	29,213	1,425	18,000	1,024
	2	20	18,295	2,014	17,444	1,739	16,889	0,627
		80	27,711	1,333	29,34	1,478	19,556	1,225
	3	20	17,545	1,764	16,933	1,614	24,000	0,812
		80	29,000	1,239	29,553	1,345	24,889	1,111
	4	20	17,341	1,700	16,133	1,517	22,444	0,759
		80	28,778	1,454	30	1,477	25,556	1,245
	5	20	16,955	1,737	16,022	1,613	22,222	0,724
		80	28,067	1,449	29,787	1,457	25,111	1,202

Таблиця 2 – Результати досліджень виносної здатності твердих ПАР

Тип спінюваної рідини	Температура, °С	Маса взірця до спінювання, г	Маса взірця, що не спінюлась, г	Час початку появи піни в колонці, хв	Час закінчення піни, хв	Висота рівня рідини в колонці, см	Залишкова висота рівня рідини в колонці в кінці спінювання, см	Виносна здатність, кг/м ³
Твердий ПАР «Надра»								
Прісна вода	20	2	1,54	1 хв 25 с	10	36,5	7	0,0376
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	20	2	1,68	3 хв	10	36,5	31	0,1401
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	20	2	1,44	5 хв 3 с	10	36	25	0,1226
Прісна вода	50	2	0,96	1 хв 43с	10	36	0,5	0,0706
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	50	2	1,33	2 хв 3с	10	36	2,5	0,0482
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	50	2	1,07	48 с	10	36	2	0,0659
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	20	2	1,35	1 хв 49 с	10	35,5	12,5	0,0681
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	50	2	1,25	1 хв 12 с	10	35,5	8	0,0657
Твердий ПАР виробництва Республіка Польща								
Прісна вода	20	2	1,51	54 с	6 хв 55 с	35,5	0	0,0332
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	20	2	1,6	1 хв 2 с	7 хв 36 с	35,5	0	0,0271
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	20	2	1,19	5 хв 2 с	10	35,5	27	0,2294
Прісна вода	50	2	1,26	38 с	6 хв 11 с	35,5	0	0,0502
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	50	2	1,46	45 с	5 хв 45 с	35,5	0	0,0366
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	50	2	0,86	1 хв 11 с	8	35,5	0	0,0773
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	20	2	0,99	44 с	10	35,5	25	0,2316
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	50	2	0,99	36 с	10	35,5	13,5	0,1106

Як видно з результатів досліджень взірць твердого ПАР «Надра» є кращим у випадку мінералізованих розчинів та розчинів з вуглеводневим конденсатом.

Витрата твердого ПАР «Надра» змінюється в межах від 0,0376 до 0,1401 кг/м³, в той час як витрата другого досліджуваного взірця твердого ПАР виробництва Республіка Польща змінюється в значно більшому діапазоні 0,0332 до 0,2316 кг/м³. Слід зазначити, що витрата твердого ПАР «Надра» є суттєво меншою від витрати твердого ПАР виробництва Республіка Польща у випадку мінералізованого розчину з вмістом конденсату 50% і становить 0,0657 проти 0,1106 кг/м³.

За результатами лабораторних досліджень для практичного використання можна рекомендувати твердий ПАР «Надра», особливо для свердловин з наявністю в продукції високомінералізованої води та вуглеводневого конденсату.

Висновки

1. Результати експериментальних досліджень різних типів ПАР, а саме: стінолу (світлий), стінолу (темний), савенолу SWP, TEAC, твердого ПАР «Надра», твердого ПАР виробництва Республіки Польща, дають змогу оцінити вплив мінералізації пластової води, вуглеводневого конденсату, температури на їхню піноутворюючу, а також виносну здатність.

2. Твердий ПАР «Надра» порівняно з іншими досліджуваними поверхнево-активними речовинами (савенолом SWP, TEAC, стінол світлий та стінол темний) в прісній, в мінералізованій воді та в суміші мінералізованої воді і вуглеводневого конденсату, має високі піноутворюючі властивості. Причому, твердий ПАР «Надра» починає проявлятися при значних концентраціях ПАР у розчині (понад 2%), а також при наявності в розчині вуглеводневого конденсату. Причому, на відміну від досліджених рідких ПАР, на твердий ПАР «Надра» практично не впливає наявність значної кількості (50 %) вуглеводневого конденсату у розчині.

3. Залежно від мінералізації пластової води, складу і об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату у спінюваній рідині оптимальна масова концентрація твердого ПАР «Надра» змінюється від 0,5 до 2%.

4. Взірць твердого ПАР «Надра» є кращим у випадку мінералізованих розчинів та розчинів з вуглеводневим конденсатом.

5. Витрата твердого ПАР «Надра» змінюється в межах від 0,0376 до 0,1401 кг/м³, в той час як витрата другого досліджуваного взірця твердого ПАР виробництва Республіка Польща змінюється в значно більшому діапазоні 0,0332 до 0,2316 кг/м³. Слід зазначити, що витрата твердого ПАР «Надра» є суттєво меншою від витрати твердого ПАР виробництва Республіка Польща у випадку мінералізованого розчину з вмістом конденсату 50% і становить 0,0657 проти 0,1106 кг/м³.

За результатами лабораторних досліджень для практичного використання можна рекомендувати твердий ПАР «Надра», особливо для свердловин з наявністю в продукції високомінералізованої води та вуглеводневого конденсату.

Література

1 Гасумов Р.А. Повышение надежности эксплуатации нефтяных и газовых скважин за счет применения эффективных технологий / Гасумов Р.А., Шихалиев И.Ю. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – НИПИ "Нефтегаз". – 2011. – №4. – С. 53-58.

2 Кондрат О.Р. Лабораторна установка для дослідження впливу тиску і температури на піноутворюючу здатність розчинів поверхнево-активних речовин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Держ. міжвід. наук.-техн. зб. – 1998. – Вип. 35 (Том 3). – С. 3-8. – Серія: Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ.

3 Кондрат О.Р. Лабораторні дослідження впливу тиску і температури на піноутворюючу здатність розчинів поверхнево-активних речовин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Держ. міжвід. наук.-техн. зб. – 1998. – Вип. 35 (Том 3). – С.8-16. – Серія: Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ

4 Кондрат О.Р. Використання поверхнево-активних речовин для винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин // Матеріали наук.-тех. конф. "Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку" (Івано-Франківськ, 27-30 березня 2000 р.). – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – С.41-46.

5 Кондрат О.Р. Використання диспергуючих пристроїв і поверхнево-активних речовин для інтенсифікації винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин // Матеріали наук.-тех. конф. "Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку" (Івано-Франківськ, 27-30 березня 2000 р.). – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – С.46-51.

6 Мазанов С.В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин (на примере месторождений Крайнего Севера): Автореф. дис. ... канд.техн.наук. – Ставрополь, 2005. – 27 с.

7 Джеймс Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

8 Ягодовский С.И. Разработка и внедрение технологии выноса жидкости с забоев обводненных газовых и газоконденсатных скважин с помощью брикетов многофункционального действия: Автореф. дис. ... канд.техн.наук. – Ивано-Франковск, 1994. – 22 с.

9 Амиян В.А., Амиян А.В. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1986. – С. 128-130.

10 Гасумов Р.А. Пенные системы для бурения и ремонта скважин / Гасумов Р.А., Калинин А.В., Гейхман М.Г. – М.: ИРЦ Газпром, 2008 – 269 с.

11 Материалы девятой международной научно-технической конференции "Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна" 10-11.12.2014 г. – С. 33-37.

12 Гасумов Р.А. Техника и технология ремонта скважин: в 2 т. / Гасумов Р.А., Минликаев В.З. – М. : ООО «Газпромэкспо», 2013. – Т.1 – 360 с.

13 Мислюк М.А. Моделивання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: навч. підруч. / Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
13.09.17*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.**
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*

ЛІНЕАРИЗОВАНА МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ДВОСТАДІЙНОГО ПРОЦЕСУ СЕПАРАЦІЇ НАФТИ

М. І. Горбійчук, Д. Д. Поварчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504521,
e-mail: gorb@nung.edu.ua, povarchukdima007@gmail.com

На основі отриманої авторами математичної моделі процесу сепарації побудована лінеаризована модель, яка є справедливою для малих відхилень вхідних величин від деяких базових значень. Лінеаризовані математичні моделі дали змогу визначити матричні передавальні функції об'єкта керування та побудувати структурні схеми як першої та другої ступенів сепарації, так і об'єкта в цілому. У результаті аналізу матричних передавальних функцій і структурних схем виявлено, що існують перехресні зв'язки, що ускладнюють процес керування таким об'єктом. Отримані результати послужать основою для вивчення властивостей процесу сепарації як об'єкта керування, а саме: спостережливості і керованості, а також для синтезу автоматичної системи керування процесом сепарації нафти.

Ключові слова: нафта, сепарація, математична модель, лінеаризація, матричні передавальні функції, структурні схеми.

На основе полученной авторами математической модели процесса сепарации построена линеаризованная модель, которая является справедливой для малых отклонений входных величин от некоторых базовых значений. Линеаризованные математические модели позволили определить матричные передаточные функции объекта управления и построить структурные схемы как первой и второй степеней сепарации, так и объекта в целом. В результате анализа матричных передаточных функций и структурных схем установлено, что существуют перекрестные связи, затрудняющие процесс управления таким объектом. Полученные результаты послужат основой для изучения свойств процесса сепарации как объекта управления таких как наблюдаемость и управляемость, а также для синтеза автоматической системы управления процессом сепарации нефти.

Ключевые слова: нефть, сепарация, математическая модель, линеаризация, матричные передаточные функции, структурные схемы.

A linearized model is developed on the basis of the obtained mathematical model of the separation process. It is valid for small deviations of the input quantities from certain base values. Linearized mathematical models made it possible to determine the matrix process transfer functions and to construct structural diagrams of both the first and second separation degrees and the object as a whole. As a result of the analysis of matrix transfer functions and structural schemes, it has been established that there are cross-links that make it difficult to control such an object. The obtained results will serve as a basis for studying the properties of the separation process such as observability and controllability, as well as for the synthesis of an automatic control system for oil separation process.

Keywords: oil, separation, mathematical model, linearization, matrix transfer functions, structural schemes.

Вступ

Герметизовані системи збору і підготовки нафти з подальшим їх транспортуванням до споживачів включають у себе сепараційні установки (системи), які мають у своєму складі кілька ступенів сепарації.

Сепараційні системи здійснюють операції щодо збору, підготовки і зберігання нафти і виконують такі функції [1]: транспортування продукції свердловини під дією пластового тиску або за рахунок енергії насосів до пункту підготовки нафти; відділення газу від нафти і подача його споживачам; відділення вільної води від продукції свердловин (у випадку добути заводненої нафти).

Ефективність процесу сепарації в значній степені визначається методами і алгоритмами систем автоматичного керування. З огляду на те, що процес сепарації протікає під дією численних завод та притаманних йому складних внутрішніх зв'язків, розробка ефективних систем автоматичного керування повинна ґрунту-

ватись на адекватних математичних моделях, які кількісно і якісно характеризують процес сепарації загалом.

Аналіз публікацій та висвітлення невирішених раніше проблем

Однією із перших математичних моделей, яка описує процес сепарації в термінах «вхід-вихід» і яка придатна для синтезу автоматичних систем керування, була модель, що запропонована у роботі [8].

У сепараційних установках процес сепарації здійснюється у кілька стадій, найчастіше у дві стадії [11]. Режим роботи першої ступені суттєво впливає на ефективність роботи наступної ступені. Тому актуальною науковою задачею є створення математичної моделі двостадійної сепараційної установки як об'єкта автоматичного керування.

Переважає більшість робіт, в яких висвітлюються питання математичного моделювання процесів сепарації, орієнтовані на вибір геоме-

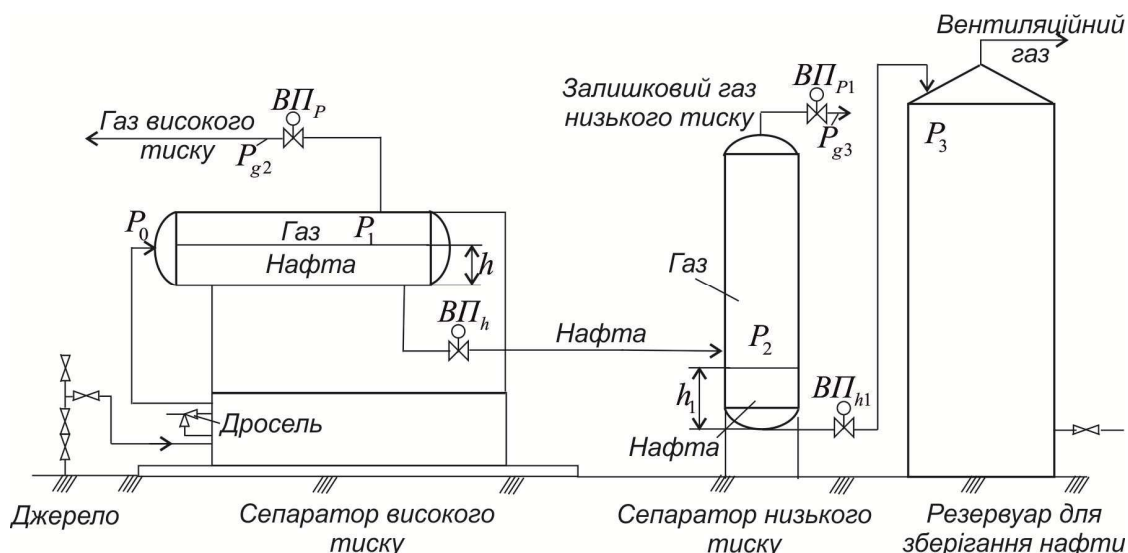


Рисунок 1 – Двостадійна сепараційна система

тричних розмірів сепараторів [2,3], їхньої продуктивності [4] і ефективності роботи сепараторів [4, 5].

Так у роботі [4] проаналізовані фактори, які впливають на ефективність роботи сепаратора. Тут наведені такі важливі показники як газовий фактор і коефіцієнт розчинності газу. Для розрахунку пропускної здатності сепараторів використовують теорію руху частинок газу в гравітаційному полі [4, 6]. У роботі [7] зроблений детальний аналіз впливу технологічних факторів на ефективність процесу сепарації.

Серед пізніших робіт слід звернути увагу на роботу [9], де на основі моделі низькотемпературної сепарації запропонований підхід до побудови регулятора нелінійним об'єктом із затримкою. У роботі [10] запропоновані математичні моделі сепаратора, кожна із яких описує зміни тиску і рівня в сепараторі в залежності від технологічних параметрів. При цьому враховано взаємовплив рівня рідини і тиску в сепараторі.

Ціль та задачі дослідження

Метою роботи є обґрунтування доцільності розроблення математичної моделі установки двостадійної сепарації як такої і в подальшому синтез ефективних систем автоматичного керування процесом сепарації та створення математичних моделей у термінах «вхід-вихід».

Для досягнення поставленої мети були поставлені такі завдання:

1. Проаналізувати математичні моделі існуючих сепараційних установок.
2. Здійснити лінеаризацію раніше отриманої математичної моделі двостадійної сепарації.
3. Сформулювати висновки на основі проведених досліджень.

Виклад основного матеріалу

Розглядається двостадійна сепараційна система (рис. 1), яка має дві ступені. На першій ступені відбувається часткове розгазування

пластової нафти в горизонтальному сепараторі. Потік частково відсепарованої нафти поступає на другу ступень сепарації у вертикальний сепаратор. Нафта після другої ступені сепарації поступає у вертикальний резервуар, який знаходиться під атмосферним тиском.

У роботі [12], виходячи із рівняння матеріального балансу, отримана математична модель процесу сепарації нафти.

Для першої ступені сепарації

$$\frac{dP_1}{dt} = \frac{1}{(V_0 - V_p)} \left(\left(\frac{\varepsilon_g}{\theta_g} + \frac{P_1}{\rho_n} \varepsilon_n \right) \xi_f \sqrt{\rho_f (P_0 - P_1)} - \frac{\alpha_g(U_1)}{\theta_g} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_{g2}^2)}{\bar{z}T_1}} \right) \quad (1)$$

$$- \frac{P_1}{\rho_n} \alpha_n(U_2) \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n g h - P_2)} \Big),$$

$$\frac{dh}{dt} = \frac{1}{\rho_n L_s L_h} \left(\varepsilon_n \xi_f \sqrt{\rho_f (P_0 - P_1)} - \alpha_n(U_2) \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n g h - P_2)} \right), \quad (2)$$

$$V_p = L_s r_s^2 \times$$

$$\times \left(\pi - \arccos \left(\frac{h}{r_s} - 1 \right) + \left(\frac{h}{r_s} - 1 \right) \sqrt{1 - \left(\frac{h}{r_s} - 1 \right)^2} \right), \quad (3)$$

$$\varepsilon_g = \Gamma_0 (1 - r_g), \quad (4)$$

$$\varepsilon_n = (1 - \Gamma_0) (1 - r_n), \quad (5)$$

$$L_h = 2r_s \sqrt{1 - \left(\frac{h}{r_s} - 1 \right)^2}, \quad (6)$$

де P_0 - тиски газу на вході в сепаратор;

V_0 - повний об'єм сепаратора першої ступені;

V_p - заповнений нафтою об'єм, що обчислюється за формулою (3);

$\varepsilon_g, \varepsilon_n$ - відповідно коефіцієнти сепарації газу і нафти, який визначаються формулами (4) і (5);

$$\theta_g = \frac{1}{zR_g T_1} :$$

z - коефіцієнт стисливості газу;

R_g - газова стала;

T_1 - температура газу в ємності;

ρ_n, ρ_f - відповідно густина нафти і нафтогазової суміші, що поступає в першу ступінь сепарації;

ξ_f - коефіцієнт, що характеризує місцевий опір руху газу через виконавчий пристрій $ВП_p$ (рис. 1);

$\alpha_g(U_1), \alpha_n(U_2)$ - величини, що характеризують пропускні здатності виконавчих пристроїв $ВП_p$ і $ВП_h$ (рис. 1);

U_1, U_2 - командні сигнали, що поступають на $ВП_p$ і $ВП_h$;

P_1, P_{g2} - тиски до і після затвору регулюючого органу $ВП_p$;

h - рівень нафти у сепараторі;

L_s, r_s - довжина і діаметр сепаратора;

Γ_0 - газовий фактор;

r_n, r_g - величини, що характеризують ступінь розгазування нафти в сепараторі.

Рівняння (1) – (6) описують динаміку процесу сепарації у просторі станів з координатами P_1 і h .

Густину нафтогазової суміші обчислюють за такою формулою:

$$\rho_f = \frac{P_0 \gamma_{nc} \rho_n}{x P_0 \gamma_{nc} + z_0 T_0 (1-x) \rho_n}, \quad (7)$$

де $\gamma_{nc} = \frac{\rho_{nc} T_{nc}}{P_{nc}}$;

z_0, T_0 - коефіцієнт стисливості і температура газу в нафтогазовій суміші;

x - частка газу в нафтогазовій суміші;

$\rho_{nc}, T_{nc}, P_{nc}$ - густина, температура і тиск газу за стандартних умов.

Коефіцієнт ξ_f , що характеризує втрати тиску при проходженні газу через регулюючий орган, визначають за такою формулою:

$$\xi_f = F_f \sqrt{\frac{2D_f}{\lambda l_f}}, \quad (8)$$

де λ - коефіцієнт опору тертю;

D_f - діаметр вхідного трубопроводу;

l_f - сумарна довжина ділянки, яка включає еквівалентні довжини місцевих опорів;

F_f - площа поперечного перерізу трубопроводу.

Коефіцієнти стисливості газу z і z_0 обчислюють за модифікованим рівнянням стану Бенедикта-Вебба-Рабіна (BWR-рівняння) [8].

Для другої ступені сепарації

$$\frac{dh_1}{dt} = \frac{1}{\rho_n S_2} \left(\alpha_n(U_2) \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n g h - P_2)} - \right. \quad (9)$$

$$\left. - \alpha_{n1}(U_{s2}) \sqrt{\rho_n (P_2 + \rho_n g h_1 - P_3)} \right),$$

$$\frac{dP_2}{dt} = \frac{1}{V_{01} - S_2 h_1} \times$$

$$\times \left(\left(\frac{P_2}{\rho_n} + R_g T_2 \varepsilon_{g1} \right) \alpha_n(U_2) \sqrt{\rho_n (P_1 + \rho_n g h - P_2)} - \right. \\ \left. - S_2 P_2 \alpha_{n1}(U_{s2}) \sqrt{\rho_n (P_2 + \rho_n g h_1 - P_3)} - \right. \\ \left. - R_g T_2 \alpha_{g1}(U_{s1}) \sqrt{\frac{(P_2^2 - P_{g3}^2)}{T_2}} \right), \quad (10)$$

де h_1 - рівень нафти в сепараторі;

S_2 - площа поперечного січення сепаратора;

V_{01} - повний об'єм сепаратора;

P_2 - тиск газу в сепараторі;

$\alpha_{n1}(U_{s2}), \alpha_{n1}(U_{s2})$ - величини, що характеризують пропускну здатність виконавчих пристроїв $ВП_{h1}$ і $ВП_{p1}$ (рис. 1);

P_2, T_2 - тиск і температура в сепараторі;

ε_{g1} - коефіцієнт сепарації;

P_3 - тиск в ємності накопичення нафти (рис. 1);

P_{g3} - тиск газу після регулюючого органу виконавчого пристрою $ВП_{p1}$ другої ступені сепарації, який поступає в лінію залишкового газу (рис. 1);

U_{s1}, U_{s2} - командні сигнали, що поступають на $ВП_{h1}$ і $ВП_{p1}$.

Аналіз математичних моделей (1), (2) першої ступені сепарації і (9), (10) другої ступені дає змогу зробити такий висновок: вхідні дії на об'єкт – командні сигнали U_1 і U_2 ; вихідні величини – тиск газу в сепараторі P_1 і рівень нафти у сепараторі h ; збурення, що діють на об'єкт – тиск P_0 , під яким нафтогазова суміш подається в сепаратор; тиск P_{g2} за РО, який встановлений на лінії відбору газу із першої ступені сепаратора; температура T_0 нафтогазової суміші і температура T_1 у сепараторі; частка газу x , що міститься у нафтогазовій суміші. Вхідними величинами процесу сепарації другої ступені, як об'єкта керування, будуть командні сигнали U_{s1} і U_{s2} ; вихідні величини – рівень

нафти h_1 і тиск у сепараторі другої ступені P_2 . Інші величини такі як тиски P_1 , P_3 і P_{g3} , рівень нафти h в сепараторі першої ступені, командний сигнал U_2 та температура газу T_2 другої ступені сепарації слід розглядати як збурення.

Для забезпечення ефективного протікання процесу сепарації сепараційні системи оснащені засобами автоматизації, завданням яких є стабілізація рівня рідини і тиску газу в сепараторах першої і другої ступені. Оскільки регулятори тиску і рівня працюють за принципом зворотного від'ємного зв'язку, то це забезпечує невелике відхилення регульованих величин від їх заданих значень, що і є підставою для лінеаризації математичних моделей процесу сепарації.

Будемо позначати верхнім індексом «0» усталені значення величин, які входять в математичні моделі процесу сепарації, а їх відхилення від усталених значень позначимо грецькою буквою « Δ » перед відповідною величиною.

Основою лінеаризації є формула Тейлора, за допомогою якої нелінійна функція розкладається в нескінченний степеневий ряд за приростами аргументів з подальшим врахуванням лінійних членів розкладу.

Лінеаризацію будемо здійснювати при таких допущеннях. Будемо вважати сталими величини, які входять до математичних моделей (1) – (6), (9) і (10), - λ - коефіцієнт опру тертю; l_f - сумарну дожину ділянок; D_f - діаметр вхідного трубопроводу першої ступені сепарації; x - частка газу в нафтогазовій суміші; r_g , r_n , r_{g1} і r_{n1} - показники ефективності першої і другої ступені сепарації; T_0 і T_1 - температуру газу у першій і другій ступені сепараційної системи; тиск газу P_{g2} , який приймаємо рівним тиску газу в лінії високого тиску (рис. 1); ρ_n - густину нафти. Коефіцієнти стисливості газу z_0 і z будемо обчислювати відповідно при значеннях $P_1^{(0)}$, T_0 , $P_2^{(0)}$ і T_1 . При прийнятих допущеннях постійними будуть також величини ξ_f , θ_g і густина газу ρ_f , яка обчислюється за формулою (7).

Лінеаризуємо математичну модель (1) і (2) першої ступені сепарації. Для цього запишемо її у векторній формі

$$\frac{d\bar{X}}{dt} = \bar{f}(\bar{X}, \bar{U}, V), \quad (11)$$

де $\bar{X} = \begin{bmatrix} P_1 \\ h \end{bmatrix}$ - вектор станів об'єкта (сепаратора);

$\bar{U} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$ - вектор командних сигналів;

$V = P_2$.

Математичну модель сепаратора, яка подана у векторній формі (11), розкладемо у ряд Тейлора, обмежившись лише лінійними членами розкладу

$$\frac{d(\Delta\bar{X})}{dt} = J_{fX}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})\Delta\bar{X} + J_{fU}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})\Delta\bar{U} + J_{fV}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})\Delta V,$$

де $J_{fX}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$, $J_{fU}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$, $J_{fV}(\bar{X}^{(0)}, \bar{U}^{(0)}, V^{(0)})$ - матриця Якобі.

Таким чином, лінеаризовану математичну модель першої ступені сепарації запишемо у такому вигляді:

$$\frac{d\bar{x}(t)}{dt} = A\bar{x}(t) + B\bar{u}(t) + \Omega v(t), \quad (13)$$

$$\bar{y}(t) = \bar{x}(t). \quad (14)$$

Елементи матриць A , B і Ω , в яких відповідні фізичні величини необхідно замінити на їх усталені значення.

Рівняння (14) називають рівнянням замикання і воно визначає функціональний зв'язок між виходами об'єкта $\bar{y}(t)$ і його змінними стану $\bar{x}(t)$.

Оскільки лінеаризована математична модель першої ступені сепаратора (13) записана у відхиленнях, то початкові умови будуть нульовими.

Рівняння (13) і (14) перетворимо за Лапласом з врахуванням нульових початкових умов

$$p\bar{x}(p) = A\bar{x}(p) + B\bar{u}(p) + \Omega v(p), \quad (15)$$

$$\bar{y}(p) = \bar{x}(p). \quad (16)$$

Із рівняння (15) знайдемо, що

$$\bar{x}(p) = (Ip - A)^{-1} (B\bar{u}(p) + \Omega v(p)),$$

де I - одинична матриця.

Підставляючи значення $\bar{x}(p)$ в (16), отримуємо

$$\bar{y}(p) = (Ip - A)^{-1} B\bar{u}(p) + (Ip - A)^{-1} \Omega v(p).$$

Нехай $\bar{y}_1(p) = (Ip - A)^{-1} B\bar{u}(p)$ і $\bar{y}_2(p) = (Ip - A)^{-1} \Omega v(p)$. За визначенням $W_1(p) = (Ip - A)^{-1} B$ і $W_2(p) = (Ip - A)^{-1} \Omega$ - матричні передавальні функції за входами $\bar{u}(p)$ і $v(p)$.

Таким чином, вектор-вихідна величина є суперпозицією двох вектор-величин

$$\bar{y}(p) = \bar{y}_1(p) + \bar{y}_2(p). \quad (17)$$

Обчислимо матричні передавальні функції

$$W_1(p) = \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22} & a_{12} \\ a_{21} & p - a_{11} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} \\ 0 & b_{22} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} b_{11}(p - a_{22}) & b_{12}(p - a_{22}) + a_{12}b_{22} \\ a_{21}b_{11} & a_{21}b_{12} + b_{22}(p - a_{11}) \end{bmatrix}.$$

Отриманий результат дає змогу знайти передавальні функції сепаратора по відношенню до командних сигналів u_1 і u_2

$$w_{11}(p) = \frac{b_{11}p - a_{22}b_{11}}{\Delta(p)},$$

$$w_{12}(p) = \frac{b_{12}p + a_{12}b_{22} - a_{22}b_{12}}{\Delta(p)},$$

$$w_{21}(p) = \frac{a_{21}b_{11}}{\Delta(p)},$$

$$w_{22}(p) = \frac{b_{22}p + a_{21}b_{12} - a_{11}b_{22}}{\Delta(p)}.$$

Тепер знайдемо матричну передавальну функцію $W_2(p)$, яка зумовлена дією на об'єкт збурення $v(t)$. Маємо

$$W_2(p) = \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22} & a_{12} \\ a_{21} & p - a_{11} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \end{bmatrix} =$$

$$= \frac{1}{\Delta(p)} \begin{bmatrix} \omega_1(p - a_{22}) + a_{12}\omega_2 \\ a_{21}\omega_1 + \omega_2(p - a_{11}) \end{bmatrix}.$$

Елементи матриці $W_2(p)$ це передавальні функції об'єкта відносно збурення $v(t)$

$$w_1(p) = \frac{\omega_1 p + a_{12}\omega_2 - a_{22}\omega_1}{\Delta(p)},$$

$$w_2(p) = \frac{\omega_2 p + a_{21}\omega_1 - a_{11}\omega_2}{\Delta(p)}.$$

Тепер лінеаризуємо математичну модель другої ступені сепарації, яка подана диференціальними рівняннями (9) і (10). Лінеаризацію будемо здійснювати при таких допущеннях. Температуру T_2 у сепараторі другої ступені, густину нафти ρ_n і тиски P_3 та P_{g3} будемо вважати сталими величинами.

Математичну модель сепаратора другої ступені подамо у вигляді диференціального векторного рівняння

$$\frac{d\bar{X}_s}{dt} = \bar{\varphi}(\bar{X}_s, \bar{U}_s, \bar{V}_s), \quad (18)$$

$$\bar{Y}_s = \bar{X}_s, \quad (19)$$

$\bar{X}_s = \begin{bmatrix} P_2 \\ h_1 \end{bmatrix}$ - вектор змінних стану об'єкта (сепаратора другої ступені);

$\bar{U}_s = \begin{bmatrix} U_{s1} \\ U_{s2} \end{bmatrix}$ - вектор командних сигналів;

$\bar{V}_s = \begin{bmatrix} U_2 \\ P_1 \\ h \end{bmatrix}$ - вектор збурень.

За аналогією з рівнянням (12) запишемо лінеаризовану математичну модель сепаратора другої ступені

$$\frac{d(\Delta\bar{X}_s)}{dt} = J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})\Delta\bar{X}_s +$$

$$+ J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})\Delta\bar{U}_s + \quad (20)$$

$$+ J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})\Delta\bar{V}_s,$$

$$\Delta\bar{Y}_s = \Delta\bar{X}_s. \quad (21)$$

Матриці Якобі, які входять у лінеаризовану модель (20), обчислюються аналогічно як і матриці для першої ступені сепарації. Елементи матриць необхідно обчислити при ustalених значеннях відповідних величин, які входять у формули, що визначають елементи матриць $J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$, $J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$ і $J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$. Якщо ввести позначення $A_s = J_{fX}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$, $B_s = J_{fU}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$ і $\Omega_s = J_{fV}^{(s)}(\bar{X}_s^{(0)}, \bar{U}_s^{(0)}, \bar{V}_s^{(0)})$, то отримаємо лінеаризовану математичну модель другої ступені сепаратора з нульовими початковими умовами

$$\frac{d\bar{x}_s(t)}{dt} = A_s \bar{x}_s(t) + B_s \bar{u}_s(t) + \Omega_s \bar{v}_s(t), \quad (22)$$

$$\bar{y}_s(t) = \bar{x}_s(t), \quad (23)$$

де $\bar{x}_s(t) = \begin{bmatrix} x_{s1}(t) \\ x_{s2}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2(t) \\ \Delta h_1(t) \end{bmatrix},$

$$\bar{u}_s(t) = \begin{bmatrix} u_{s1}(t) \\ u_{s2}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta U_{s1}(t) \\ \Delta U_{s2}(t) \end{bmatrix},$$

$$\bar{v}_s(t) = \begin{bmatrix} v_{s1}(t) \\ v_{s2}(t) \\ v_{s3}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta U_2(t) \\ \Delta P_1(t) \\ \Delta h(t) \end{bmatrix}.$$

Перетворивши рівняння (22) за Лапласом при нульових початкових умовах, отримаємо математичну модель сепаратора другої ступені, яка виражена через матричні передавальні функції відносно величин $\bar{u}_s(p)$ і $\bar{v}_s(p)$

$$\bar{y}_s(p) = W_{s1}(p)\bar{u}_s(p) + W_{s2}(p)\bar{v}_s(p), \quad (24)$$

де $W_{s1}(p) = (Ip - A_s)^{-1} B_s,$

$$W_{s2}(p) = (Ip - A_s)^{-1} \Omega_s.$$

Таким чином, вихід другої ступені сепаратора є сумою двох величин. Одна з них зумовлена дією командних сигналів, а друга – дією збурень. У відповідності з (24)

$$\bar{y}_s(p) = \bar{y}_{s1}(p) + \bar{y}_{s2}(p). \quad (25)$$

Очевидно, що

$$\bar{y}_{s1}(p) = W_{s1}(p)\bar{u}_s(p), \quad (26)$$

$$\bar{y}_{s2}(p) = W_{s2}(p)\bar{v}_s(p). \quad (27)$$

Знайдемо матричну передавальну функцію $W_{s1}(p)$ з врахуванням значень матриць A_s і B_s . Маємо

$$W_{s1}(p) = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22}^{(s)} & a_{12}^{(s)} \\ a_{21}^{(s)} & p - a_{11}^{(s)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b_{11}^{(s)} & b_{12}^{(s)} \\ 0 & b_{22}^{(s)} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} b_{11}^{(s)}(p - a_{22}^{(s)}) & b_{12}^{(s)}(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}b_{22}^{(s)} \\ a_{21}^{(s)}b_{11}^{(s)} & a_{21}^{(s)}b_{12}^{(s)} + b_{22}^{(s)}(p - a_{11}^{(s)}) \end{bmatrix} \quad (28)$$

де $\Delta_s(p) = p^2 - (a_{11}^{(s)} + a_{22}^{(s)})p + a_{11}^{(s)}a_{22}^{(s)} - a_{12}^{(s)}a_{21}^{(s)}$.

Динамічні властивості сепаратора другої ступені по відношенню до командних сигналів будуть визначатись такими передавальними функціями:

$$w_{11}^{(s1)}(p) = \frac{b_{11}^{(s)}(p - a_{22}^{(s)})}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{12}^{(s1)}(p) = \frac{b_{12}^{(s)}p + a_{12}b_{22}^{(s)} - a_{22}^{(s)}b_{12}^{(s)}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{21}^{(s1)}(p) = \frac{a_{21}^{(s)}b_{11}^{(s)}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{22}^{(s1)}(p) = \frac{b_{22}^{(s)}p + a_{21}^{(s)}b_{12}^{(s)} - a_{11}^{(s)}b_{22}^{(s)}}{\Delta_s(p)}.$$

Для на процес сепарації збурень буде характеризуватись матричною передавальною функцією

$$W_{s2}(p) = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} p - a_{22}^{(s)} & a_{12}^{(s)} \\ a_{21}^{(s)} & p - a_{11}^{(s)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_1 & \omega_2 & \omega_3 \\ \omega_{21} & \omega_{22} & \omega_{23} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta_s(p)} \begin{bmatrix} A_1 & A_2 & A_3 \\ B_1 & B_2 & B_3 \end{bmatrix}, \quad (29)$$

де $A_1 = \omega_1(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}\omega_{21}$;

$A_2 = \omega_2(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}\omega_{22}$;

$A_3 = \omega_3(p - a_{22}^{(s)}) + a_{12}^{(s)}\omega_{23}$;

$B_1 = a_{21}^{(s)}\omega_1 + \omega_{21}(p - a_{11}^{(s)})$;

$B_2 = a_{21}^{(s)}\omega_2 + \omega_{22}(p - a_{11}^{(s)})$;

$B_3 = a_{21}^{(s)}\omega_3 + \omega_{23}(p - a_{11}^{(s)})$.

Отримана матрична передавальна функція дає змогу визначити функції передачі збурень за окремими каналами:

$$w_{11}^{(s2)}(p) = \frac{\omega_1 p + a_{12}^{(s)}\omega_{21} - a_{22}^{(s)}\omega_1}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{12}^{(s2)}(p) = \frac{\omega_2 p + a_{12}^{(s)}\omega_{22} - a_{22}^{(s)}\omega_2}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{13}^{(s2)}(p) = \frac{\omega_3 p + a_{12}^{(s)}\omega_{23} - a_{22}^{(s)}\omega_3}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{21}^{(s2)}(p) = \frac{p\omega_{21} + a_{21}^{(s)}\omega_{11} - a_{11}^{(s)}\omega_{21}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{22}^{(s2)}(p) = \frac{p\omega_{22} + a_{21}^{(s)}\omega_{12} - a_{11}^{(s)}\omega_{22}}{\Delta_s(p)},$$

$$w_{23}^{(s2)}(p) = \frac{p\omega_{23} + a_{21}^{(s)}\omega_{13} - a_{11}^{(s)}\omega_{23}}{\Delta_s(p)}.$$

У рівнянні (24) матриці $W_{s2}(p)$ і $\bar{v}_s(p)$ розіб'ємо на окремі блоки

$$W_{s2}(p)\bar{v}_s(p) = \begin{bmatrix} w_{11}^{(s2)}(p) & w_{12}^{(s2)}(p) & w_{13}^{(s2)}(p) \\ w_{21}^{(s2)}(p) & w_{22}^{(s2)}(p) & w_{23}^{(s2)}(p) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(p) \\ v_2(p) \\ v_3(p) \end{bmatrix}. \quad (30)$$

Для блочних матриць введемо такі позначення:

$$\bar{w}^{(s)} = \begin{bmatrix} w_{11}^{(s2)}(p) \\ w_{21}^{(s2)}(p) \end{bmatrix}, \quad W^{(s)} = \begin{bmatrix} w_{12}^{(s2)}(p) & w_{13}^{(s2)}(p) \\ w_{22}^{(s2)}(p) & w_{23}^{(s2)}(p) \end{bmatrix}.$$

Крім того врахуємо, що $v_1(p) = u_2(p)$ і

$$\begin{bmatrix} v_2(p) \\ v_3(p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta h \end{bmatrix} = \bar{y}(p).$$

З врахуванням прийнятих позначень, рівняння (31) набуде такого вигляду:

$$W_{s2}(p)\bar{v}_s(p) = \begin{bmatrix} \bar{w}^{(s)} & W^{(s)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_2(p) \\ \bar{y}(p) \end{bmatrix}.$$

Перемноживши блочні матриці між собою, отримаємо

$$W_{s2}(p)\bar{v}_s(p) = \bar{w}^{(s)}u_2(p) + W^{(s)}\bar{y}(p). \quad (31)$$

Якщо у рівнянні (24) вираз $W_{s2}(p)\bar{v}_s(p)$ замінити його значенням із (32), то матимемо:

$$\bar{y}_s(p) = W_{s1}(p)\bar{u}_s(p) + \bar{w}^{(s)}u_2(p) + W^{(s)}\bar{y}(p). \quad (32)$$

Згідно з (25) $\bar{y}(p)$ визначається рівнянням $\bar{y}(p) = W_1(p)\bar{u}(p) + W_2(p)v(p)$. З врахуванням значення $\bar{y}(p)$ рівняння (32) набуде такого вигляду:

$$\bar{y}_s(p) = W_{s1}(p)\bar{u}_s(p) + W^{(s)}W_1(p)\bar{u}(p) + \bar{w}^{(s)}u_2(p) + W^{(s)}W_2(p)v(p).$$

Увівши позначення $W(p) = W^{(s)}W_1(p)$ і $\bar{w}(p) = W^{(s)}W_2(p)$, отримуємо лінеаризовану математичну модель двостадійної сепараційної установки

$$\bar{y}_s(p) = W_{s1}(p)\bar{u}_s(p) + W(p)\bar{u}(p) + \bar{w}^{(s)}u_2(p) + \bar{w}(p)v(p). \quad (33)$$

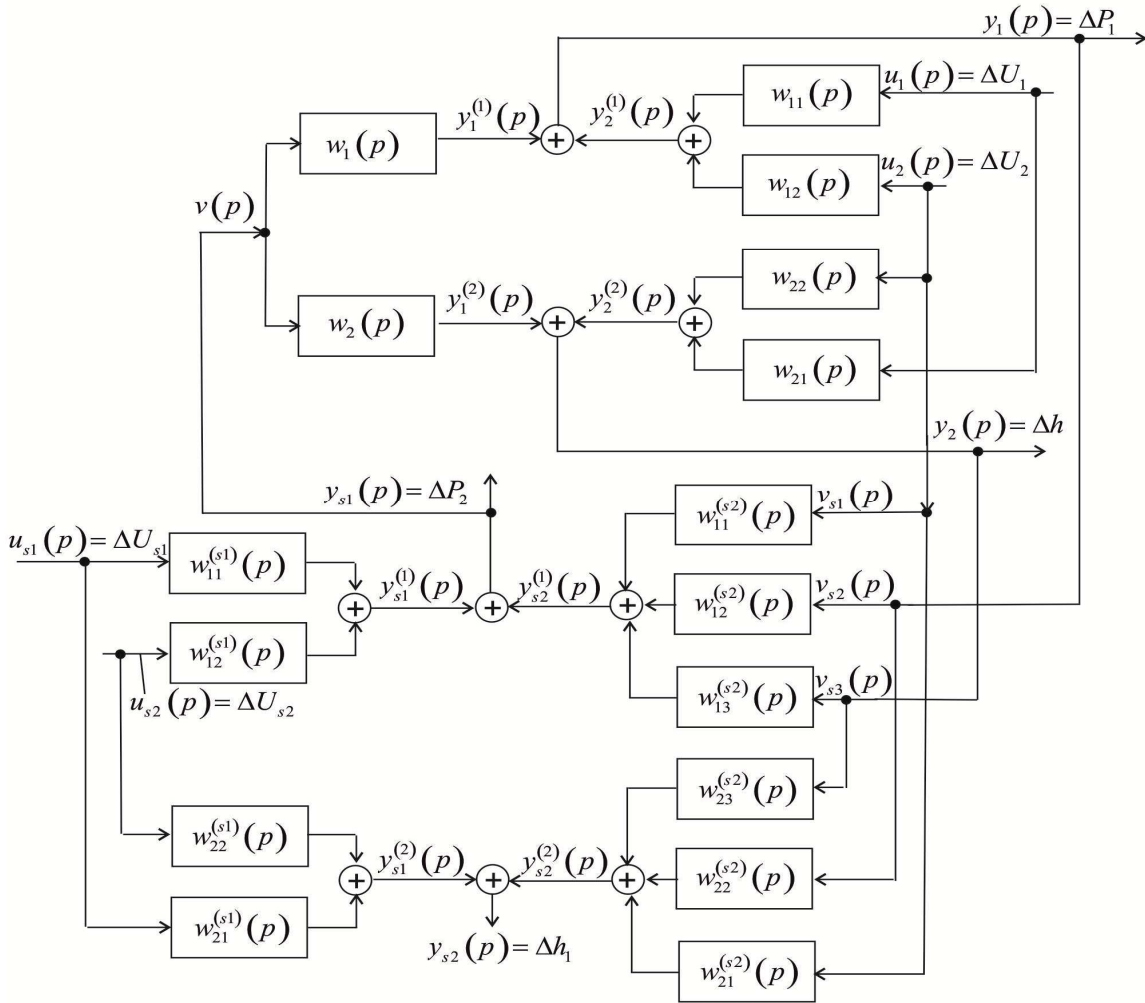


Рисунок 2 – Об’єднана структурна схема передавальних функцій двостадійної сепараційної установки

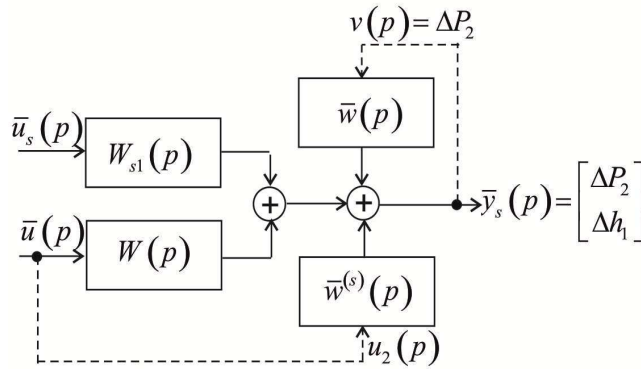


Рисунок 3 – Векторна структурна схема передавальних функцій двостадійної сепараційної установки

Рівняння (33) дає змогу отримати векторну структурну схему [13] двостадійної сепараційної установки (рис. 3).

На рис. 3 пунктирними лініями позначені скалярні зв’язки, які зумовлені дією збурень на об’єкт керування. Як видно із рис. 3, дія збурень (при зроблених раніше допущеннях) викликана зміною тиску в другому сепараторі, а також зміною командного сигналу, який поступає на виконавчий пристрій $ВП_h$ (рис. 1).

Слід зауважити, що скалярна структурна схема двоступеневої сепараційної установки, зображена на рис. 2, є зручною для імітаційного моделювання з метою виявлення її динамічних властивостей, а векторна структурна схема (рис. 3) може бути використана для синтезу законів керування сепараційною установкою.

Висновки

Математична модель двостадійного процесу сепарації, яка отримана у роботі [12], лінеаризована за умови, що зміна вхідних величин є незначною. Це дало змогу нелінійні функції, які входять у математичну модель, розкласти в ряд Тейлора з врахуванням тільки лінійних членів ряду.

Лінеаризована математична модель дала змогу визначити матричні передавальні функції об'єкта та побудувати структурні схеми як кожної ступені сепарації окремо, так і сепараційної установки в цілому. Проаналізувавши структурні матричні передавальні функції, а також структурні схеми, можна зробити висновок, що об'єкт керування характеризується перехресними зв'язками між вхідними і вихідними величинами, що ускладнює процес керування таким об'єктом.

Отримана лінеаризована модель сепараційної установки буде використана для виявлення таких властивостей об'єкта як спостережливості та керованості, а також для синтезу автоматичної системи керування процесом сепарації нафти.

Література

1 Лазута И. В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи: уч. пособие / И. В. Лазута, Р. Ю. Сухарев. – Омск: СибАДИ, 2015. – 160 с.

2 Каспарьянц К. С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа: монография / К. С. Каспарьянц, В. И. Кузин, Л. Г. Григорян. – М.: Недра, 1977. – 254 с.

3 Ланчаков Г. А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования: монография / Г. А. Ланчаков, А. Н. Кульков, Г. К. Зиберт. – М.: Недра, 2000. – 279 с.

4 Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. – М.: Альянс, 2005. – 320 с.

5 Ляпощенко О. О. Гідродинаміка інерційно-фільтруючих сепараційних пристроїв очищення природного газу: дис. ... канд. техн. наук: 05.17.08 / Ляпощенко Олександр Олександрович. – Суми, 2006. – 135 с.

6 Мильштейн Л. М. Нефтегазопромышленная сепарационная техника: справочное пособие / Л. М. Мильштейн, С. И. Бойко, Е. П. Запорожец; под ред. Л. М. Мильштейна. – М.: Недра, 1992. – 236 с.

7 Персиянцев М. Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях / М. Н. Персиянцев. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 283 с.

8 Горбійчук М. І. Моделювання об'єктів і систем керування в нафтогазовій промисловості: навчальний посібник / М. І. Горбійчук. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – Ч. II. – 1999. – 226 с.

9 Кулінченко Г. В. Формування підходу до побудови регулятора процесу низькотемпературної сепарації природного газу / Г. В. Кулінченко, А. В. Павлов, П. В. Леонтьєв // Вісник Вінницького політехнічного інституту. Автоматика та інформаційно-вимірвальна техніка. – 2015. – №6. – С. 9 – 17.

10 Тугов В. В. Разработка математического обеспечения оптимального проектирования и автоматического управления технологического процесса дегазации нефти: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Тугов Виталий Валерьевич. – Оренбург, 2002. – 208 с.

11 Devold H. Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production / H. Devold - ABB ATPA Oil and Gas, 2006. – 84 p.

12 Горбійчук М. І. Розроблення математичної моделі установки двостадійної сепарації / М. І. Горбійчук, Д. Д. Поварчук, Н. Т. Лазорів, Т. В. Гуменюк. – Режим доступу: http://sis-journal.com/wp-content/uploads/2017/09/SIS-journal_9.pdf

13 Справочник по теории автоматического управления / [А.Г. Александров, В.М. Артемьев, И.Н. Белоглазов и др.]; под ред. А.А. Красовского. – М.: Наука, 1987. – 712 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
17.08.17*

*Рекомендована до друку
професором Олійником А.П.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Мещеряковим Л.І.
(ДВНЗ «Національний гірничий університет»,
м. Дніпро)*

РАНЖУВАННЯ ВИСОКОМІНЕРАЛІЗОВАНИХ ҐРУНТІВ ЗА НЕБЕЗПЕКОЮ РОЗВИТКУ КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

А.І. Станецький, А.В. Грицанчук

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

Дослідження деформаційної поведінки матеріалу трубопроводу в умовах навантажень та впливів, які імітують експлуатаційні умови, дають змогу краще оцінити залишковий ресурс безпечної експлуатації діючих та ресурс роботи нових трубопроводів, коректніше прогнозувати експлуатаційні ризики та оцінити рівень потенційних загроз довіллю, спричинених експлуатацією даних технічних об'єктів. Об'єктом наших досліджень вибрано магістральні газопроводи великого діаметру, виготовлені зі сталі 17ГС та 19Г, які експлуатувалися 41 рік. Проведено ранжування ґрунтових електролітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші з них для деградованих трубопровідних сталей у кожній із груп. В подальшому необхідно накопичувати експериментальний матеріал з метою збільшення кількості характеристичних показників та побудови комплексної багатопараметричної системи корозійного моніторингу трубопроводів.

Ключові слова: деформаційна поведінка, ресурс безпечної експлуатації, корозійний моніторинг, деградація трубних сталей.

Исследование деформационного поведения материала трубопровода в условиях нагрузок и воздействий, которые имитируют эксплуатационные условия, позволит лучше оценить остаточный ресурс безопасной эксплуатации действующих и ресурс работы новых трубопроводов, корректно прогнозировать эксплуатационные риски и оценить уровень потенциальных угроз для окружающей среды, вызванных их эксплуатацией. Объектом наших исследований послужили магистральные газопроводы большого диаметра, изготовленные из стали 17ГС и 19Г, которые были в эксплуатации 41 год. Проведена ранжировка ґрунтовых электролитов по характеристическим показателям и установлены наиболее опасные из них для деградированных трубопроводных сталей в каждой из групп. В дальнейшем необходимо накапливать экспериментальный материал с целью увеличения количества характеристических показателей и построения комплексной многомерной системы коррозионного мониторинга трубопроводов.

Ключевые слова: деформационное поведение, ресурс безопасной эксплуатации, коррозионный мониторинг, деградация трубных сталей.

The deformation behavior of the pipeline material under conditions of loads and influences simulating the operation will allow to better estimate the residual life of the safe operation of the existing ones and the life of the new pipelines, to better predict the operational risks and to estimate the level of potential environmental threats caused by their operation. The object of our study is main gas pipelines of large diameter made of steel 17HS and 19H, which had been in operation for 41 years. The ranking of soil electrolytes according to their characteristic parameters has been conducted, and the most dangerous ones for pipe steel degradation in each of the groups have been established. It is necessary further to accumulate experimental material in order to increase the number of characteristic indicators and construct an integrated multi-parameter system of pipelines corrosion monitoring.

Key words: deformation behavior, safe operation life, corrosion monitoring, pipe steel degradation.

Вступ. Причинами виникнення аварійних ситуацій є, як правило, відмови внаслідок помилок в проектуванні, порушенні технології виготовлення, умов та режимів експлуатації, а також природні явища на зразок землетрусів, зсувів ґрунту тощо. Слід також виокремити невідповідність ряду базових розрахункових критеріїв реальним характеристикам матеріалу трубопроводу. При цьому реальні механічні характеристики на 10...25 % нижчі за наведені в довідниках для використання в розрахунках, внаслідок впливу текстури та механообробки. Стандартні випробовування на розтяг недостатні для визначення низки важливих розрахункових характеристик, оскільки поведінка матеріалу при неоднорідному напруженому стані (згин, згин + розтяг) істотно відрізняється від такої при розтягу. Характеристики, одержані при випробовуванні елементів конструкції в умовах, наближених до експлуатаційних, мо-

жуть відрізнятися на 20...100 % і більше від наведених в довідковій літературі при використанні стандартних зразків, внаслідок того, що в більшості випадків довговічність та несучу здатність матеріалу конструкції контролює не стільки навантаження, скільки фізико-хімічний вплив робочого середовища. Однією з найважливіших причин також є деградація властивостей матеріалу, граничні рівні накопичення пошкоджень, утворення та спонтанне поширення тріщин. Також негативний вплив чинить так зване уповільнене руйнування – накопичення пошкоджень та дефектів при статичному та квазістатичному навантаженні нижче границі плинності. Беручи до уваги вищесказане, можна зробити висновок, що правильний розрахунок металоконструкцій, а також прогнозування ресурсу їх роботи, неможливі без комплексних випробовувань матеріалу, який використовується безпосередньо при їх виготовленні.

Дослідження деформаційної поведінки матеріалу трубопроводу в умовах навантажень та впливів, які імітують експлуатаційні, дасть змогу краще оцінити залишковий ресурс безпечної експлуатації діючих, та ресурс роботи нових трубопроводів, коректніше прогнозувати експлуатаційні ризики та оцінити рівень потенційних загроз довкіллю, спричинених експлуатацією даних технічних об'єктів. Важливо вивчити кінетику деформації у корозійних середовищах, оскільки рівень пошкоджень у результаті синергічної дії механічного та корозійного чинників зростає нелінійно, відповідно так само збільшуються імовірності розгерметизації чи руйнування трубопроводу, а, отже, й пов'язані з цим експлуатаційні ризики.

Раніше проведено дослідження деформаційної поведінки неексплуатованої сталі трубопроводу 17ГС на повітрі та у 12 модельних середовищах, які імітують основні типи ґрунтових електролітів [16-19]. На пізній стадії експлуатації нафтогазопроводів (НГП) особливо актуальною науково-технічною проблемою стає належне забезпечення технічної надійності та безпечної експлуатації трубопроводів із застосуванням методів технічного діагностування, особливо, корозійних дефектів, а також розроблення ефективних методів оцінки працездатності експлуатованого матеріалу. В розв'язанні таких завдань важливу роль відіграє визначення величини зміни фізико-механічних і електрорімічних властивостей трубопровідних сталей, оскільки для обґрунтування подальшої безпечної роботи НГП необхідно враховувати вже не вихідні, а поточні характеристики експлуатованого металу. За сумісного тривалого впливу робочого середовища та механічних навантажень у матеріалі трубопроводів утворюються мікротріщини, які з часом зливаються і формують макротріщину. Слід відзначити особливу роль водню в процесах руйнування сталей нафто- і газопроводів.

Однак, вказані дослідження стосуються передусім останньої стадії руйнування – поширення та розвитку тріщин та тріщиноподібних дефектів. В той же час, проблема оцінки зміни величини деформації трубопровідних сталей під тривалим впливом експлуатаційних середовищ вивчена недостатньо.

Мета досліджень. Оцінка та прогнозування впливу терміну експлуатації та тривалої дії ґрунтових електролітів на деформаційну поведінку трубних сталей.

Матеріали і методики. Об'єктом наших досліджень були вибрані магістральні газопроводи великого діаметру виготовлені зі сталі 17ГС та 19Г, які були в експлуатації 41 рік. Саме такий матеріал труб широко використовувався при спорудженні магістральних трубопроводів в 70-х роках минулого сторіччя та експлуатуються по даний час.

Для проведення досліджень УМГ “Київтрансгаз” були надані фрагменти, вирізані з

нижньої частини труб з ділянок магістральних газопроводів:

Єфремівка-Диканька-Київ, діаметр 1020 мм, сталь 17ГС, роки експлуатації – 1967-2008;
Шебелинка-Полтава-Київ, діаметр 720 мм, сталь 19Г, роки експлуатації – 1963-2004.

Фрагменти труб в стані поставки були надані з аварійного резерву.

Для дослідження впливу тривалої експлуатації на деформаційну поведінку було виготовлено партію плоских зразків з кожної сталі, за розробленою в ІФНТУНГ технологією [11,12,14,15].

Для дослідження корозійних процесів під напруженням використовували розроблену раніше комп'ютеризовану установку КН-1 [14], створену на базі установки МВ-1К [15]. Випробовування зразків з матеріалу труб газопроводів на повітрі та в рідких робочих середовищах проводили в режимі статичного та повторно-статичного навантаження чистим згином з автоматичною реєстрацією прогину зразка та зміни електродного потенціалу за допомогою ЕОМ, використовуючи 24-бітне аналогоцифрове перетворення.

Базуючись на аналізі водних витяжок ґрунту вздовж трас трубопроводів вибрано модельні середовища для проведення корозійних випробовувань (табл. 1).

Таблиця 1 – Хімічний склад модельних середовищ для корозійних випробовувань

№ МС	Концентрація, моль/л	
	NaCl	Na ₂ SO ₄
1	0,01	-
2	0,05	-
3	0,1	-
4	0,005	0,005
5	0,025	0,025
6	0,05	0,05

Результати досліджень. На повітрі спостерігаємо зростаючу кінетику (рис. 1) із затуханням процесу на останній стадії та виходом на стабільну ділянку як для матеріалу в стані поставки, так і для експлуатованого. Приріст деформації знаходиться в межах 15...20 %. Такі тенденції не становлять небезпеки, з чого можна зробити висновок, що несуча здатність трубопроводу, який в процесі 40 років експлуатації не піддавався дії корозивного середовища зміниться незначно. Однак на практиці, беручи до уваги недосконалість протикорозійних покриттів, які використовувалися при будівництві магістральних трубопроводів наприкінці 60-х та в 70-х роках минулого століття, така ситуація є скоріше гіпотетичною. Випробовування на повітрі мало на меті стати, головним чином, відправною точкою для виокремлення впливу корозивного середовища на кінетику деформації сталі трубопроводу на пізній стадії експлуатації [2-4, 16-19].

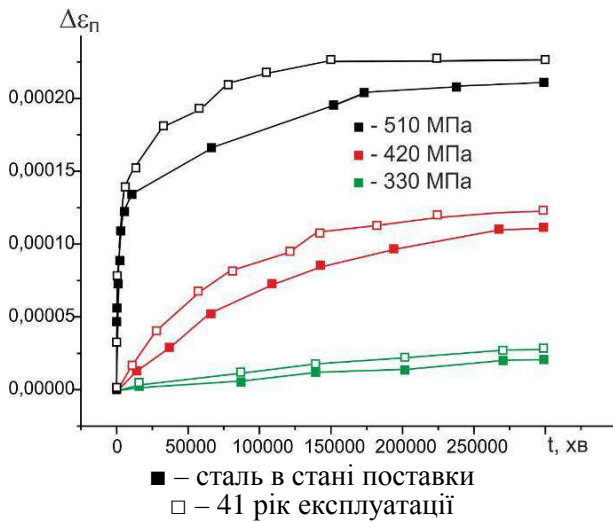


Рисунок 1 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу на повітрі

Зі збільшенням величини напружень процеси деформування проходять з більшою швидкістю. При найвищих рівнях напружень на кривій деформації спостерігаються циклічні прискорення. Причому характерно, що для деградованого матеріалу вони різкіші і починають появлятися при нижчих рівнях напружень. Така поведінка тривало експлуатованої сталі трубопроводу може бути пояснена розвитком мікротріщин та внутрішніх структурних дефектів, наслідком якого є прискорене деформування.

Оскільки в тривало експлуатованому матеріалі трубопроводу значно вищий інтегральний показник кількості пошкоджень, в тому числі і мікротріщин в зародковому стані, то величина прикладених напружень, необхідна для їх розвитку буде нижчою. Подібна поведінка тривало експлуатованих трубних сталей описана також у роботах [20, 21].

Окремо слід урахувати і структурну деградацію металу, утворення мікропорожнин та ймовірне наводнювання в результаті тривалої дії експлуатаційних середовищ. Сукупність цих чинників і призводить до зменшення здатності чинити опір деформаціям, а погіршення в процесі тривалої експлуатації характеристик тріщиностійкості несе в собі загрозу підвищеної чутливості до дії корозивних середовищ та розвитку процесів корозійного розтріскування.

Постає питання прогнозування розвитку виявлених деформаційних процесів під час довготривалої експлуатації трубопроводів. Одним із параметрів тут може слугувати кут нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої. За його показником можна судити про рівень затухання процесу. Низькі показники відповідатимуть незначній небезпеці розвитку процесу, високі ж свідчатимуть про досить значні ризики виникнення позаштатних ситуацій.

Даний показник може бути використаний не тільки для випробовувань на повітрі, але і для корозійно-механічних досліджень. У цьому випадку даний показник додатково слугуватиме маркером чутливості матеріалу трубопроводу до тривалої дії експлуатаційного середовища.

Хлоридні електроліти. Характер розвитку деформаційних процесів у МС1-МС3 порівняно із повітрям значно не змінюється. Фіксуємо зростання приростів деформації із збільшенням рівня прикладених напружень. На відміну від повітря, у досліджуваних середовищах не спостерігається циклічних прискорень-сповільнень деформування, що може бути пояснено дією ефекту Ребіндера (рис. 2-4) для обох досліджуваних сталей.

Кути нахилу завершальних ділянок зростають, що свідчить про більшу прогнозовану тривалість розвитку деформаційних процесів в умовах впливу експлуатаційного середовища.

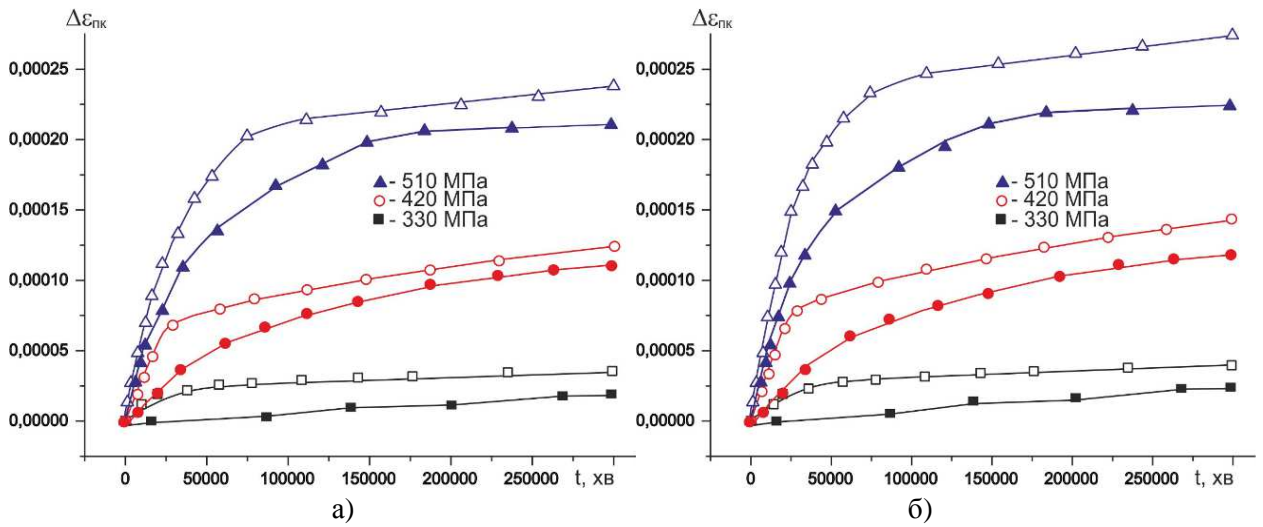
Такі зміни у характері деформаційних процесів можна пояснити спільною дією двох чинників – рівня прикладених механічних напружень та корозивної дії середовища [2-10, 16-19]. Причому роль корозивного середовища є визначальною, про що свідчить порівняння з кінетичними кривими на повітрі. Проаналізувавши показники приросту деформацій та кутів нахилу завершальних ділянок кривих можемо зробити висновок, що для трубної сталі 17ГС у стані поставки найнебезпечнішими у даній групі середовищ будуть МС2 та МС3.

Процеси тривалої дії ґрунтового електроліту на сталь трубопроводу полегшує розвиток поверхневих дефектів, отриманих на стадії виробництва та укладання. Також взаємодія з корозивним середовищем є причиною збільшення пошкодженості поверхні труби, що виражається в утворенні та розвитку корозійних уражень. Тому при оцінці працездатності трубопроводу та з метою її забезпечення при тривалій дії експлуатаційних середовищ необхідно враховувати вплив корозійного та механічного чинників на експлуатаційні характеристики труб, що тягне за собою необхідність проведення додаткових моніторингових заходів на ділянках, які проходять через високомінералізовані ґрунти.

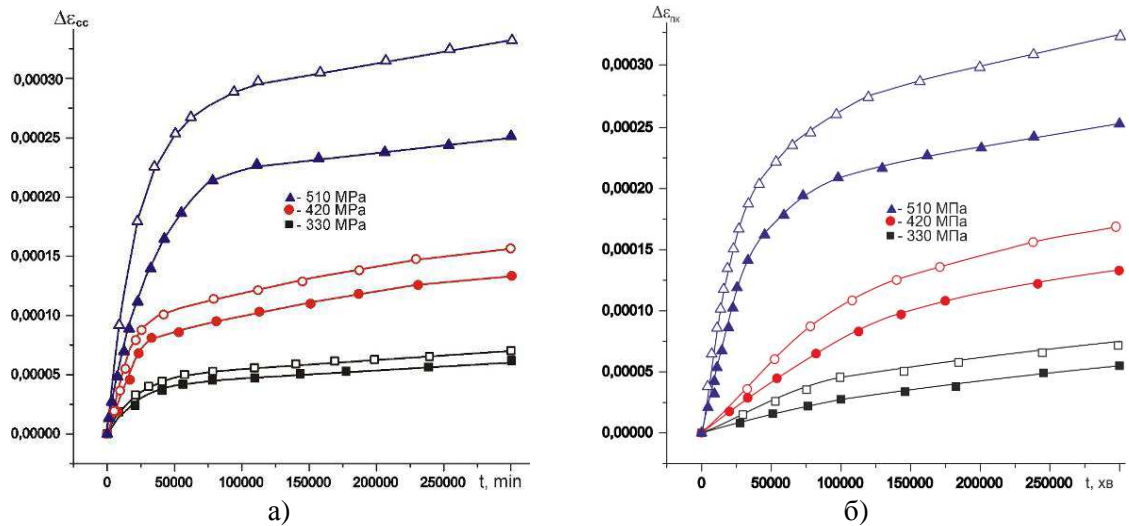
Якщо порівняти деформаційну поведінку експлуатованого та неексплуатованого матеріалу, неважко помітити збереження зафіксованої на повітрі тенденції приросту абсолютної величини деформації повзучості. Водночас у всіх модельних середовищах, на відміну від повітря, неозброєним оком фіксуємо тенденцію збільшення абсолютного приросту деформації повзучості із зростанням рівня номінальних напружень.

Збільшення концентрації корозивних компонентів у модельних середовищах викликає незначне зростання абсолютної величини деформації повзучості, більш небезпечним є зростання кута нахилу завершальної ділянки кривої повзучості при найнижчих рівнях напружень. Така тенденція особливо небезпечна з огляду на те, що трубопровід у такому режимі повинен експлуатуватися значний період часу, що може призвести до підвищення ризику виникнення аварійних ситуацій.

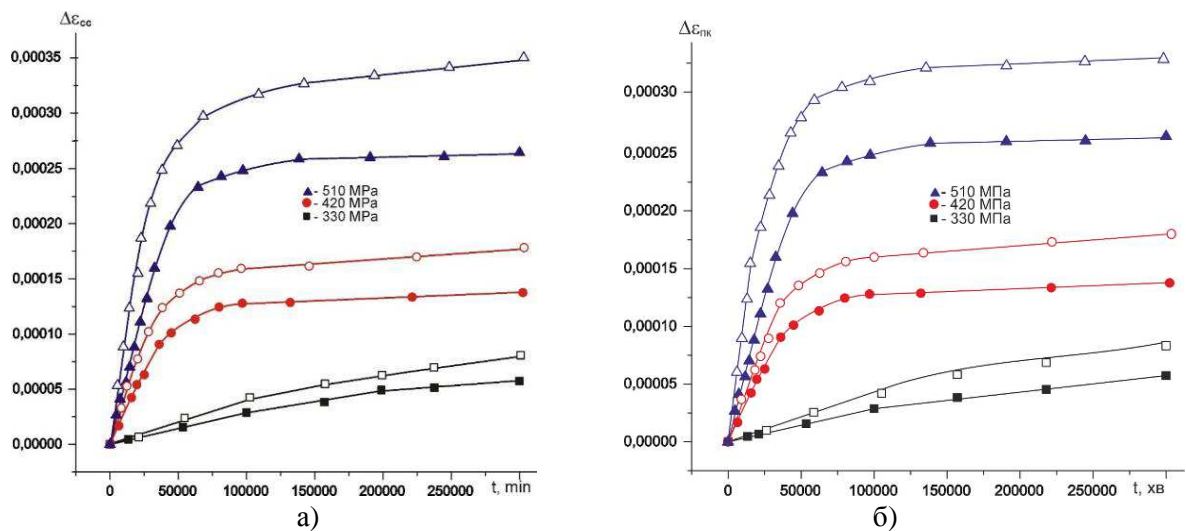
Занепокоєння викликає не тільки сам факт збільшення кута нахилу завершальних ділянок кривих для тривало експлуатованого металу трубопроводу, а й величина цього приросту,



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації, для сталей 17ГC (а) та 19Г (б)
Рисунок 2 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-1



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації, для сталей 17ГC (а) та 19Г (б)
Рисунок 3 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-2



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації, для сталей 17ГC (а) та 19Г (б)
Рисунок 4 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-3

яка за екстремальних навантажень може сягати 2,5-3,2 рази, що небезпечно зменшення показників живучості для тривало експлуатованої сталі. Навіть за найменших досліджуваних напружень показники приросту кута нахилу знаходяться у межах 28-41%, що свідчить про підвищену чутливість до тривалої дії експлуатаційних середовищ, і вимагає вживати запобіжних заходів для забезпечення працездатності трубопроводів у таких умовах. Потрібно постійно розширювати сортамент досліджуваних сталей для нагромадження масиву даних із метою розробки концепції корозійного моніторингу трубопроводів та комплексу заходів із забезпечення їх надійної роботи при тривалій дії експлуатаційних середовищ (грунтових електролітів, підтоварної води тощо).

Таким чином, в результаті проведених досліджень вивчено вплив тривалої експлуатації на деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу у хлоридних модельних середовищах, і показано, що залежно від рівня номінальних напружень приріст деформації повзучості порівняно з неексплуатованою сталлю може скласти до 30%.

Водночас, загальний приріст деформації для експлуатованого протягом 40 років матеріалу трубопроводу лежить в межах 3...7% сам по собі не є достатньо небезпечним. Основні ризики полягають у кумулятивній дії кількох чинників (зменшення несучої здатності, погіршення характеристик тріщиностійкості, вплив наводнювання тощо), за якої будь-яке погіршення експлуатаційних характеристик може стати фатальним.

Наступним етапом досліджень було вивчення деформаційної поведінки сталі 19Г у нейтральних ґрунтових електролітах та її порівняння із сталлю 17ГС (рис. 2-4).

У хлоридних електролітах спостерігаємо характерну для обох досліджуваних сталей зростаючу кінетику деформації. Однак аналіз абсолютних та відносних приростів дав змогу виявити наступні особливості.

Трубні сталі у стані поставки характеризуються незначними відмінностями у деформаційній поведінці, однак порівнюючи абсолютні та відносні прирости деформацій, встановлено, що тривало експлуатована сталь 19Г більш чутлива до тривалої дії ґрунтового електроліту, про що свідчить інтенсифікація деформаційних процесів, зокрема на початковій стадії швидкість деформації зростає до 20-30% [2-6, 16-19].

Подальша кінетика не вирізняється якимисьь деформаційними особливостями, однак для всіх середовищ спостерігається вищий рівень величини приросту деформації. Особливо небезпечні тенденції у МС2 та МС3, де поряд із значними абсолютними приростами (МС3) спостерігаємо ще й підвищений ризик тривалого розвитку процесу (МС2), про що свідчать величини кутів нахилу завершальних ділянок кривих.

Таким чином, у нейтральних хлоридних середовищах прирости показників деформації для сталі 19Г на 7-15% вища, ніж для 17ГС.

Крім того, у МС2 зафіксовано значну нестационарність процесу деформування на останній стадії. Така поведінка свідчить про значні прогностичні прирости деформації в результаті дії корозивного середовища в умовах тривалої експлуатації, що, за умови невчасного реагування ремонтних служб, може спричинити до розгерметизації труби.

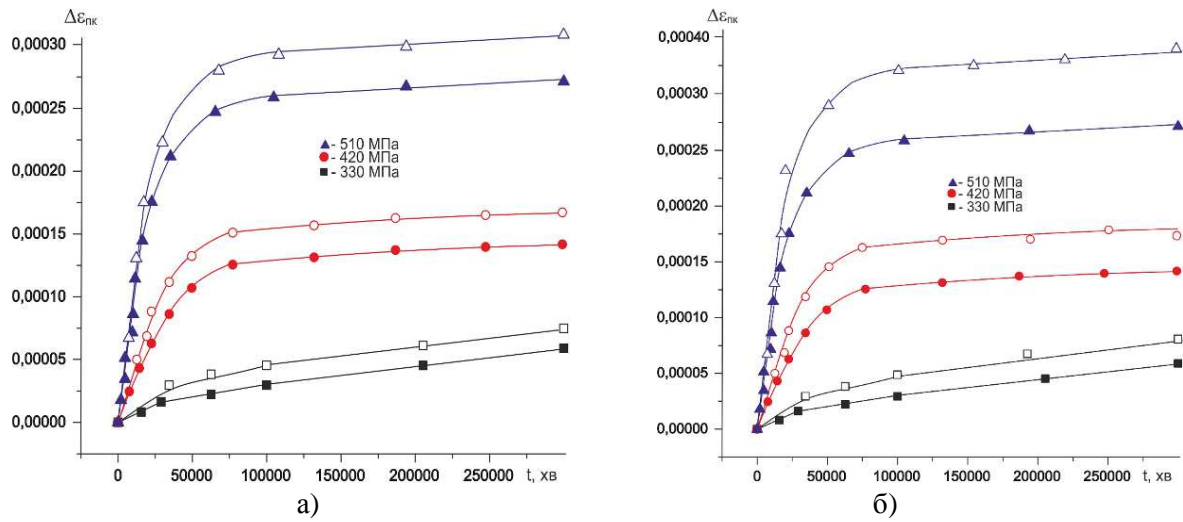
Хлоридно-сульфатні електроліти. У всіх модельних середовищах спостерігаємо значні абсолютні та відносні прирости деформації (рис. 5-7). Порівняно із випробовуваннями на повітрі фіксуємо інтенсифікацію деформування матеріалу трубопроводу, яка досягає максимуму в МС6, де, як показано раніше, маємо специфічне співвідношення концентрацій хлоридів та сульфатів з максимальної синергетикою (рис. 7).

Разом з тим, у всіх хлоридно-сульфатних середовищах спостерігається істотний приріст швидкості деформування при мінімальному рівні номінальних напружень. Скоріше за все, це пов'язано із підвищеним рівнем локалізації корозійних процесів. Тому можемо констатувати наявність підвищеної небезпеки розвитку корозійно-механічних процесів у цих середовищах навіть за штатних режимів експлуатації трубопроводу [1-10, 16-19].

У хлоридно-сульфатних електролітах фіксуємо підвищену чутливість трубної сталі до їх тривалої дії, що необхідно урахувати при оцінці ресурсу роботи. Особливо слід зазначити значні кути нахилу завершальної ділянки кривої в МС5 та МС6, що свідчить про нестационарність процесу і несе в собі ризики виникнення значних (аж до наскрізних) корозійних уражень в високомінералізованих ґрунтових електролітах за середніх та підвищених номінальних напружень. Найбільші експлуатаційні ризики прогнозуються для ділянок трубопроводів у складних умовах експлуатації.

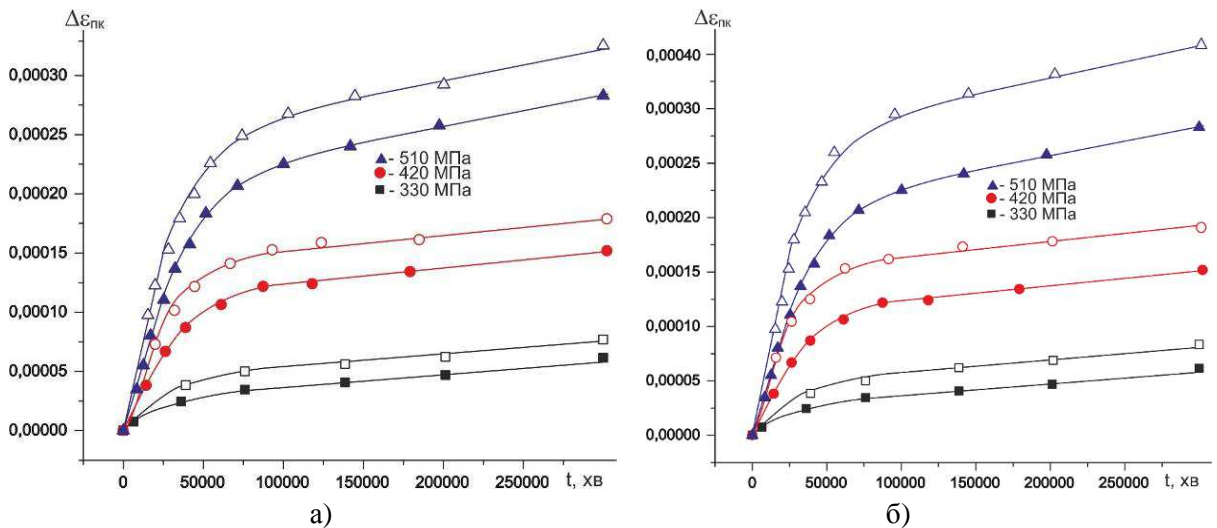
Окремо слід згадати підвищену небезпеку виникнення позаштатних ситуацій на трубопроводах низького тиску, де, як свідчать попередні дослідження [11,12] частота виникнення та розвитку наскрізних корозійних уражень є найвищою. Це зумовлено відсутністю активного протикорозійного захисту та недосконалістю нанесених понад 20 років тому ізоляційних покриттів. Потрібно також взяти до уваги те, що трубопроводи низького тиску виготовлені здебільшого із звичайних вуглецевих сталей (сталь 20, Ст3 тощо), показники корозійної стійкості яких є відчутно нижчими, ніж для низьколегованих (17ГС, 09Г2С, 19Г тощо). Дана проблема є досить актуальною, ураховуючи значне збільшення вартості газу як для населення, так і для промисловості, що вимагає розроблення заходів із мінімізації втрат газу в мережах, особливо в умовах економічної кризи.

Середні показники нестационарності процесу (кута нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої) для тривало експлуатованої сталі вищі на 15-20%, що необхідно ураховувати при оцінці працездатності трубопроводу в умовах тривалого впливу корозивного середовища.



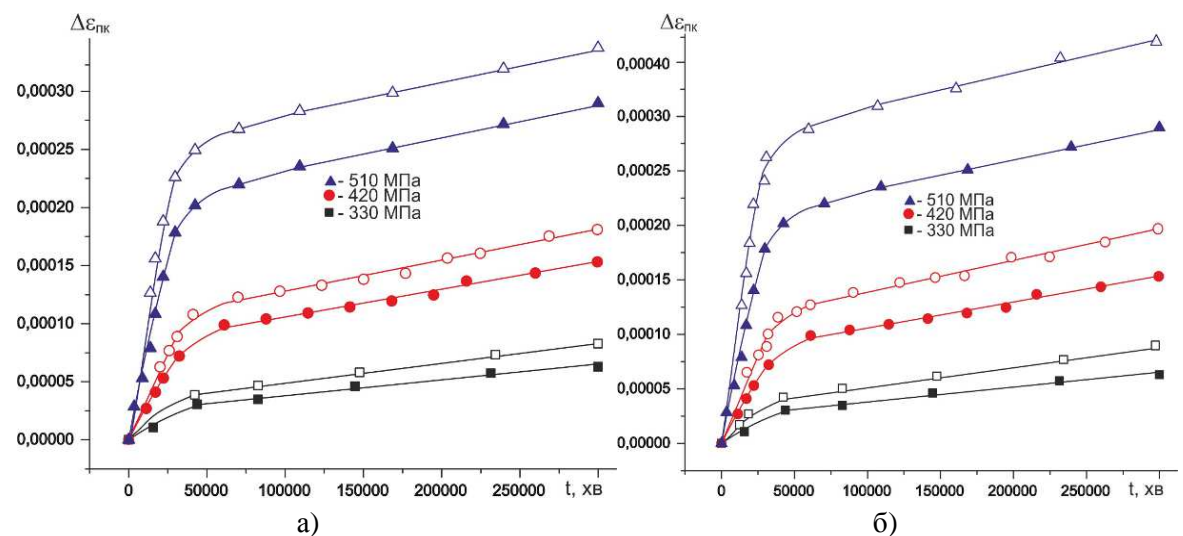
■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації, для сталей 17ГС (а) та 19Г (б)

Рисунок 5 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-4



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації, для сталей 17ГС (а) та 19Г (б)

Рисунок 6 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-5



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації, для сталей 17ГС (а) та 19Г (б)

Рисунок 7 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-6

Таким чином, досліджено вплив терміну роботи та тривалої дії нейтральних ґрунтових електролітів на деформаційну поведінку трубно-сталі 17ГС, і показано, що залежно від рівня номінальних напружень приріст деформації повзучості порівняно з неексплуатованою сталлю може складати 25–30%.

У хлоридно-сульфатних ґрунтових електролітах поведінка сталі 19Г відрізняється, порівняно із 17ГС, збільшенням швидкості приросту деформації на першій стадії та збільшенням абсолютних величин деформацій та їх відносних приростів для всіх модельних середовищ.

Крім того, у МС5 та МС6 спостерігаємо значні величини кутів нахилу завершальних ділянок. Можемо зробити висновок, що у хлоридно-сульфатних електролітах для досліджуваних тривало експлуатованих сталей існує підвищена небезпека розвитку корозійно-механічних процесів у місцях пошкодження протикорозійного покриття.

Також необхідно звернути увагу на кут нахилу завершальних ділянок кривих деформації при мінімальному рівні номінальних напружень. Для усіх хлоридно-сульфатних середовищ фіксуємо зростаючу кінетику, яка вказує на підвищену небезпеку розвитку корозійних пошкоджень та розвитку корозійно-механічних процесів. Не слід забувати, що висока чутливість до тривалої дії експлуатаційних середовищ може стати причиною розгерметизації трубопроводів із невеликою товщиною стінки. Особливо варто виділити промислові трубопроводи, якими часто транспортується вологий газ, що зумовлює нагромадження підтоварної води у нижній частині труби. Остання діє як корозивне середовище і за відсутності активного протикорозійного захисту може стати причиною витоку транспортованого продукту та завдавати шкоди працівникам і довкіллю.

Отже, у нейтральних ґрунтових електролітах найбільші ризики виникнення позаштатних ситуацій для обох досліджуваних сталей спостерігаються у МС2, МС5 та МС6. Особливо небезпечними виявлені тенденції є для рівнів підвищених рівнів напружень, які можуть виникати при просіданнях ґрунту на ділянках зі складними умовами експлуатації.

За результатами проведених експериментів нами запропоновано ранжувати усі досліджувані середовища за таким характеристичними величинами:

- абсолютна величина приросту деформації;
- відносна величина приросту деформації;
- кут нахилу завершальної ділянки кривої деформації.

Значення відповідного характеристичного показника на повітрі приймаємо рівним одиниці та розраховуємо за ним відносні показники (бали) для інших випадків. Потім шляхом сумування балів за всіма характеристичними показниками отримуємо кінцевий ранг для кожної комбінації «сталь-середовище-напруження» та визначаємо найнебезпечніші. На першому етапі проводимо ранжування у групі нейтральних ґрунтових електролітів (МС1-МС6). Отримаємо

наступні значення балів для кожного характеристичного показника (табл. 2-4).

Порівняльний аналіз експериментальних даних у графічному вигляді показує більшу схильність тривало експлуатованої сталі 19Г до втрати показників опору деформаціям, особливо за рівнів номінальних напружень 420 та 510 МПа. Для подальшого порівняльного аналізу величини впливу хімічного складу ґрунтового електроліту та експлуатаційних напружень доцільно використовувати не лише абсолютні показники деформації, а й величини її приросту у відсотках (табл. 3).

Порівняльний аналіз величин приросту деформації вказує на дуже небезпечну тенденцію. У той час, як у сталі 17ГС виявлено невисокі показники, для сталі 19Г спостерігаємо значні відносні прирости, навіть за мінімального рівня номінальних напружень. Така тенденція свідчить про підвищені ризики виникнення ушкоджень та втрати цілісності труби, особливо в МС2 та МС6.

Для прогнозування показників деформації у часі важливим є визначення відносного рівня нестаціонарності процесу за кутом нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої (табл. 4).

Аналіз відносних показників кутів нахилу кривих деформації дав змогу виявити спільну для обох тривало експлуатованих сталей тенденцію – при мінімальному рівні номінальних напружень у МС2, МС3 та МС4 високі показники нестаціонарності процесу, тобто є прихована розвитку корозійно-механічних процесів з невеликою швидкістю, що ускладнює їх виявлення при проведенні моніторингових заходів, оскільки дані сусідніх вимірювань відрізняються не значно.

Інша виявлена нами небезпека пов'язана із різкою активізацією небажаної деформації у МС5 та МС6 за високих рівнів напружень. А беручи до уваги підвищену локалізацію корозійних процесів у цих середовищах [13] виникають ризики втрати стійкості оболонки труби та спонтанного руйнування. Такий сценарій може бути зумовлений перевантаженням труби внаслідок локального зсуву ґрунту, що спричинило важку аварію трубопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» у 2008 році та, за попередніми даними, є однією із основних причин розгерметизації трубопроводу «Прогрес» у 2016 р. Додавши бали характеристичних показників, отримуємо дані для ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів внаслідок тривалої дії експлуатаційних середовищ на експлуатовані трубно-сталі (табл. 5).

Узагальнення показників дає змогу виділити найнебезпечніші серед нейтральних ґрунтових електролітів середовища: для обох досліджуваних марок сталей це будуть МС2, МС5 та МС6. Також спостерігаємо істотно більший вплив терміну експлуатації на чутливість до впливу корозивного середовища для сталі 19Г, особливо у області підвищених навантажень.

Таблиця 2 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за абсолютним значенням деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	1,41	3,14	5,49	1,41	3,07	6,1
2	1,45	3,18	6,08	1,43	3,24	6,38
3	1,48	3,29	6,14	1,54	3,43	6,86
4	1,47	3,24	6,08	1,52	3,43	7,05
5	1,47	3,47	6,24	1,56	3,62	7,81
6	1,49	3,53	6,86	1,67	3,71	8

Таблиця 3 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за приростом деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	2,7	3,71	1,94	3,53	4,56	5,69
2	2,04	2,61	2,44	4,91	4,67	7,67
3	2,05	2,78	2,56	3,36	5,12	7,32
4	2,2	3,13	2,37	3,44	6,33	8,06
5	2,04	3,08	2,23	3,77	5,92	10,38
6	1,89	3,22	3,77	4,68	5,92	10,37

Таблиця 4 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за показником кута нахилу завершальної ділянки кривої деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	1,71	3,84	3,32	1,4	3,19	2,76
2	3,3	5,06	5,44	3,11	4,58	6,05
3	3,71	1,38	1,01	3,41	2,08	1
4	3,78	1	1,65	3,23	1,31	1,83
5	2,71	3,34	6,36	2,51	2,99	5,84
6	3,47	5,71	6,96	3,7	5,47	6,23

Таблиця 5 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за трьома характеристичними показниками

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	6,47	12,12	13,26	7,02	12,28	17,46
2	7,46	12,3	16,74	10,14	14,04	23,16
3	7,91	8,95	12,52	9,05	12,27	18,46
4	8,13	8,84	12,87	8,92	12,72	20,31
5	6,89	11,48	17,68	8,59	14,25	27,77
6	7,53	14,08	20,73	10,85	16,88	28,44

Однак, найбільш небезпечними для деградованих матеріалів є кислі середовища, ранжування яких за характеристичними показниками було наступним етапом нашого дослідження.

Висновки

У нейтральних ґрунтових електролітах найбільші ризики виникнення позаштатних ситуацій для обох досліджуваних сталей спостерігаються у МС2, МС5 та МС6. Особливо небезпечними виявлені тенденції є для рівнів підвищених рівнів напружень, які можуть виникати при просіданнях ґрунту на ділянках зі складними умовами експлуатації. Проведено ранжування ґрунтових електролітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші для деградованих трубопровідних сталей у кожній із груп. Такі методичні підходи

дають змогу підвищити ефективність ремонтних заходів шляхом попередження важких відмов через регулярний моніторинг тривало експлуатованих ділянок, прокладених у ґрунтах із підвищеною корозійною активністю, та з подальшою оптимізацією робочих режимів. В подальшому необхідно нагромаджувати експериментальний матеріал з метою збільшення кількості характеристичних показників та побудови комплексної багатопараметричної системи корозійного моніторингу трубопроводів.

Література

1 Побережний Л.Я. Ранжування ґрунтів за безпекою втрати несучої здатності трубопроводами на пізній стадії експлуатації / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький // Науковий вісник НЛТУ України. - 2016. - Вип. 26.1. - С. 280-286.

2 Побережний Л. Я. Корозійно-механічна деградація магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №1. – С. 36-38.

3 Побережний Л. Я. Полікритеріальна оцінка корозійної активності середовища як елемент підвищення надійності магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 38-40.

4 Побережний Л.Я. Вплив експлуатаційної деградації на несучу здатність матеріалу магістральних трубопроводів/ Л.Я. Побережний, П.О. Марущак, А.І. Станецький // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2012. – Т. 2, спец. вип. № 9. – С. 642-646.

5 Побережний Л. Я. Методика визначення областей підвищеної корозійної та біокорозійної активності як складова комплексного моніторингу нафтогазопроводів / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький, М. С. Полутренко, П.О. Марущак // Вісник Східноукраїнського національного університету ім. В. Даля. – 2013. – С. 161-166.

6 Полутренко М.С. Оцінювання ризику біокорозійних руйнувань підземних газопроводів // М.С. Полутренко, Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Вісник ТНТУ. – 2015. – № 4 (80) – С. 71-77.

7 Побережний Л. Я. Вплив експлуатаційної деградації на несучу здатність матеріалу транзитних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, В. Б. Асатрян // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ 2012. – С. 233-235.

8 Побережний Л.Я. Вплив терміну експлуатації на опір деформаціям матеріалу газопроводів / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький, В.С. Мархалевич // Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії-2012: тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів, 5-7 листопада 2012 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 211-214.

9 Побережний Л. Я. Зміна несучої здатності матеріалу магістральних газопроводів в результаті експлуатаційної деградації / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, П.О. Марущак // Нафтогазова енергетика 2013: матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ 2013. – С. 451-253.

10 Полутренко М.С. Вплив терміну експлуатації та рН середовища на несучу здатність матеріалу трубопроводу // М.С. Полутренко, Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика-2015» 21-24

квітня 2015 р. – Івано-Франківськ, 2015. – С. 298-302.

11 Гончарук М.І. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу / М.І. Гончарук, Є. І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Науковий вісник Івано-Франківського технічного університету нафти і газу. – 2003. – №1 (5). – С. 54-60.

12 Гончарук М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів / М.І. Гончарук / Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 2. – С. 56-57.

13 Никифорчин Г. Вплив експлуатаційної розсіяної пошкодженості на закономірності деградації властивостей конструкційних сталей / Г. Никифорчин, Е. Лунарьська, Д. Петрина [та ін.] // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2009. – Т.14. – № 4. – С.38-45.

14 Крижанівський Є. І. Методологія дослідження деформації та руйнування трубопроводних систем / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій / Під. ред. В.В. Панасюка. – Львів, 2004. – С. 419-424.

15 Крижанівський Є. І. Методологічні аспекти дослідження взаємозв'язку процесів деформації та руйнування трубопроводів / Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. // Нафт. і газова пром-сть. – 2002. – №. 5. – С. 33-38.

16 Побережний Л. Я. Низькотемпературна корозійна повзучість сталі трубопроводів / Л. Я. Побережний // Машинознавство. – 2007. – № 9. – С. 24-28.

17 Побережний Л. Я. Вплив рН середовища на перебіг стрес-корозійних процесів / Л. Я. Побережний // Машинознавство. – 2007. – № 10. – С. 42-47.

18 Побережний Л. Я. Особливості корозії нафтогазопроводів у засолених ґрунтах / Л. Я. Побережний // Нафтова і газова пром-ть. – 2008. – № 3. – С. 47-49.

19 Побережний Л. Я. Корозійна деградація магістральних трубопроводів / Л. Я. Побережний // Нафтова і газова пром-ть. – 2008. – № 2. – С. 47-49.

20 Чорний І.Б. Географія ґрунтів з основами ґрунтознавства: навч. посібник. – К.: Вища школа, 1995. – 240 с.

21 Цирульник О. Т. Окрихчення сталі магістрального нафтопроводу / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, О. І. Звірко, Д. Ю. Петрина // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – № 2. – С. 125-126.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
31.08.17*

*Рекомендована до друку
професором Кондратом О.Р.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Марущаком П.О.*

(Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДІАМЕТРА СТОВБУРА НА ПРОДУКТИВНІСТЬ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.М. Кондрат, М.І. Горбійчук, Н.С. Дремлюх

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

Показано, що одним із способів збільшення дебіту і зменшення депресії на пласт, що особливо важливо для нестійких порід, є буріння свердловин великого діаметра або розширення стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Визначено, в яких саме випадках доцільно розширювати діаметр стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта.

Наведено розподіл за способом створення гравійно-намівних фільтрів, які використовуються для запобігання надходження піску із пласта у свердловину. Висвітлено технологію створення гравійних фільтрів у свердловинах у процесі закінчування їх бурінням.

Виконано теоретичні дослідження впливу збільшення діаметра стовбура свердловин в інтервалі продуктивного пласта на дебіт, депресію на пласт і градієнт тиску. За результатами виконаних досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності у вигляді ступеня зміни дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнта тиску від кратності збільшення радіуса свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Визначено оптимальне значення кратності збільшення радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту свердловини з використанням чисельного методу безумовної мінімізації – методу золотого перерізу.

За результатами дослідження збільшення діаметру в інтервалі продуктивного пласта в певних гірничо-геологічних умовах дає найбільший ефект запобігання винесенню піску з усіх розглянутих у статті показників: дебіт, депресія на пласт, градієнт тиску на стінці свердловини.

Ключові слова: гравійні фільтри, дебіт свердловини, депресія на пласт, градієнт тиску.

Показано, что одним из способов увеличения дебита и уменьшения депрессии на пласт, что особенно важно для неустойчивых пород, является бурение скважин большого диаметра или расширение ствола скважины в интервале продуктивного пласта. Определены случаи, в которых целесообразно расширять диаметр ствола скважины в интервале продуктивного пласта.

Приведено распределение по способу создания гравийно-намывных фильтров, использующихся для предотвращения поступления песка из пласта в скважину. Рассмотрены технологии создания гравийных фильтров в скважинах при заканчивании их бурением.

Выполнены теоретические исследования влияния увеличения диаметра ствола скважин в интервале продуктивного пласта на дебит, депрессию на пласт и градиент давления. По результатам выполненных исследований построены и проанализированы графические зависимости в виде степени изменения дебита скважины, депрессии на пласт и градиента давления от кратности увеличения радиуса скважины в интервале продуктивного пласта. Определено оптимальное значение кратности увеличения радиуса ствола скважины в интервале продуктивного пласта в зависимости от начального дебита скважины с использованием численного метода безусловной минимизации – метода золотого сечения.

По результатам исследования увеличение диаметра в интервале продуктивного пласта в определенных горно-геологических условиях дает наибольший эффект по предотвращению выноса песка из всех рассмотренных в статье показателей: дебит, депрессия на пласт, градиент давления на стенке скважины.

Ключевые слова: гравийные фильтры, дебит скважины, депрессия на пласт, градиент давления.

It has been shown that one of the ways to increase the production rate and reduce the reservoir drawdown, which is especially important for unstable rocks, is the drilling of large-diameter wells or the expansion of the wellbore in the interval of the productive formation. It has been characterized in which cases it is advisable to expand the diameter of the wellbore in the interval of the productive formation.

The distribution of gravel-alluvial filters according to the method of creation, which are used to prevent the entry of sand from the formation into the well, is given. The technologies of creation of gravel filters in wells in the process of their completion by drilling are described.

Theoretical studies of the effect of the wellbore diameter increase in the interval of the productive formation on the flow rate, reservoir drawdown, and the pressure gradient have been carried out.

Due to results of the experimental studies, graphical dependences of the degree of change in the well production rate, reservoir drawdown and the pressure gradient on the multiplicity of the increase in the well radius in the interval of the productive formation have been developed and analyzed. The optimum value of the multiplicity of the increase in the wellbore radius in the interval of the productive formation is determined depending on the initial production rate of the well using the numerical method of unconstrained minimization - the golden section.

According to the results of the study, the increase in diameter in the interval of the productive formation in certain mining and geological conditions gives a significant effect on all the factors considered in the article: the debit, the reservoir drawdown, the pressure gradient on the borehole wall, and the sand production exclusion.

Key words: gravel filters, well production, reservoir drawdown, pressure gradient.

Вступ

Аналіз даних експлуатації свердловин на родовищах нафти і газу України свідчить, що абсолютна більшість з них відноситься до низькодебітного фонду [1].

Одним з напрямків науково-технічного прогресу в нафтогазовій галузі є буріння свердловин великого діаметра як спосіб збільшення дебіту і зменшення депресії на пласт, що особливо важливо для нестійких колекторів. Однак буріння свердловин великого діаметра вимагає значних капітальних витрат.

Для малodeбітних свердловин достатньо розширити їх стовбур в інтервалі продуктивного пласта на стадії освоєння після буріння або при капітальному ремонті у пластах різного літологічного складу і структури фільтраційних каналів [2].

Розширення діаметра стовбура свердловини в основному рекомендують проводити для видалення заколюматованої привибійної зони, розширення існуючих каналів фільтрації, утворення нових горизонтальних тріщин, для створення гравійних фільтрів у свердловинах з відкритим вибоєм [4].

Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Найефективнішим і універсальним засобом запобігання винесення піску у свердловину, що розкривають нестійкі пласти є застосування гравійно-наливних фільтрів. Вони можуть бути створені, як за перфорованою обсадною колоною труб, так і в необсадженому трубами стовбурі свердловини.

За даними роботи Б.В. Арестова [5] при розробленні технології створення гравійного фільтра необхідно враховувати категорію свердловин за станом привибійної зони, яка визначає стійкість порід. Намивні гравійні фільтри у необсадженому стовбурі свердловини створюють для нестійких порід, які руйнуються при градієнтах тиску від 0,5 МПа/м до 10 МПа/м.

У.Л. Пенберті [6] проведено промислові дослідження ефективності створення гравійних фільтрів різними способами. За результатами досліджень продуктивність свердловин з гравійним фільтром у необсадженому стовбурі значно вища, ніж у свердловинах, у яких гравій знаходиться в колоні і за перфорованими отворами (більший діаметр вертикального прохідного каналу стовбура в межах продуктивного пласта, усувається вплив перфораційних отворів на приплив рідини і газу).

Намивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини створюють там, де міцність породи у привибійній зоні дає змогу розширити стовбур свердловини [5]. Радіус розширеного стовбура повинен бути не менший критичного радіусу зони руйнування породи.

Найбільш ефективним механічним способом запобігання піскопроявів є створення гравійних фільтрів у процесі закінчування свердловин бурінням [7]. Суть технології полягає у

наступному. Свердловину бурять і кріплять до покрівлі продуктивного горизонту, який розкривають долотом меншого діаметра. Після цього проводять розширення стовбура свердловини в продуктивному інтервалі, опускають фільтр-каркас з урахуванням перекриття ним продуктивного інтервалу і запомповують гравій в розширений інтервал між пластом і фільтром.

Однією з причин недостатньої ефективності наливних гравійних фільтрів у відкритому стовбурі свердловини є необґрунтований вибір розміру розширеного стовбура в інтервалі продуктивного пласта.

Теоретичні основи оцінки ефективності збільшення діаметра стовбура свердловини розглянуто у роботах [2, 8]. Але у цих роботах необґрунтовано оптимальні значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта для низькодебітних, малodeбітних, середньodeбітних і високодебітних свердловин. Для дослідження впливу збільшення діаметра стовбура на продуктивність газових свердловин проведено додаткові дослідження.

Методика досліджень і вихідні дані

Наведемо кількісну оцінку способу збільшення діаметра вертикальних газових свердловин на їх продуктивність.

Визначимо зміну дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнта тиску на стінці свердловини при розширенні стовбура в інтервалі продуктивного пласта в n разів.

Закон Дарсі при фільтрації газу до вибою свердловини переважно порушується, особливо за великих дебітів газу. Тому у дослідженнях використовуємо рівняння припливу газу до вибою свердловини за нелінійного закону фільтрації, яке має вигляд:

$$\Delta p^2 = Aq + Bq^2, \tag{1}$$

де

$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_{виб}^2, \tag{2}$$

$p_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

$p_{виб}$ – тиск на вибої свердловини, МПа;

q – дебіт газової свердловини зведений до стандартних умов, тис.м³/д;

A і B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта, які для гідродинамічно недосконалої свердловини визначають за формулами:

$$A = \frac{\mu_{сеп} z_{сеп} P_{ам} T_{пл}}{\pi k h T_{см}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right), \tag{3}$$

$$B = \frac{\rho_z^{cm.y} z_{сеп} P_{ам} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 l' T_{см}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right), \tag{4}$$

де k – коефіцієнт проникності пласта, м²;

h – товщина пласта, м;

R_k – радіус контуру живлення (радіус зони дренивання свердловини), м;

r_c – радіус свердловини за долотом, м;
 T_{nl} – пластова температура, К;
 l' – коефіцієнт макрошорсткості привибійної зони пласта, м;
 T_{cm} – стандартна температура, $T_{cm} = 293$ К;
 p_{am} – атмосферний тиск,
 $p_{am} = 0,1013 \cdot 10^6$ Па;
 $\rho_{ст.у}$ – густина газу за стандартних умов;
 $\mu_{сер}$ – середнє значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу, Па·с;
 $z_{сер}$ – середнє значення коефіцієнта стисливості газу;
 c_1, c_2, c_3, c_4 – коефіцієнти, які враховують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пласта. За відкритого вибою і розкритого свердловиною продуктивного пласта на всю товщину коефіцієнти c_1, c_2, c_3, c_4 дорівнюють нулю.

Оскільки $R_k \gg r_c$, то значення $\frac{1}{R_k}$ у формулі (4) можна знехтувати.

При збільшенні діаметра стовбура свердловини у n разів в інтервалі продуктивного пласта в необсадженому експлуатаційною колоною формули для визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B матимуть наступний вигляд:

$$A_1 = \frac{\mu z p_{am} T_{nl}}{\pi k h T_{cm}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln n \right), \quad (5)$$

$$B_1 = \frac{\rho_{cm} z p_{am} T_{nl}}{2 \pi^2 h^2 l' T_{cm}} \left(\frac{1}{r_c \cdot n} \right). \quad (6)$$

Ступінь зміни коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B дорівнює:

$$\delta_A = \frac{A_1}{A} = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (7)$$

$$\delta_B = \frac{B_1}{B} = \frac{1}{n}. \quad (8)$$

Рівняння припливу газу до вибою свердловини збільшеного діаметра при постійному дебіті газу має вигляд:

$$\Delta p_1^2 = A_1 q + B_1 q^2 \quad (9)$$

або

$$\Delta p_1^2 = \delta_A \cdot A q + \delta_B B q^2, \quad (10)$$

де

$$\Delta p_1^2 = p_{nl}^2 - p_{виб1}^2. \quad (11)$$

Депресію на пласт можна визначити за формулами:

$$\Delta p = p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - \Delta p^2}, \quad (12)$$

$$\Delta p_1 = p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - \Delta p_1^2}. \quad (13)$$

Ступінь зміни депресії на пласт при постійному дебіті газу дорівнює:

$$\delta_{\Delta p} = \frac{\Delta p_1}{\Delta p} = \frac{p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - (A \delta_A q + B \delta_B q^2)}}{p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - (A q + B q^2)}}. \quad (14)$$

Дебіт газової свердловини за постійної депресії на пласт дорівнює:

$$q = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{\Delta p^2}{B}}, \quad (15)$$

$$q_1 = -\frac{A \delta_A}{2B \delta_B} + \sqrt{\left(\frac{A \delta_A}{2B \delta_B}\right)^2 + \frac{\Delta p^2}{B \delta_B}}. \quad (16)$$

Ступінь зміни дебіту свердловини при збільшенні діаметра стовбура дорівнює:

$$\delta_q = \frac{q_1}{q} = \left[\frac{-A \delta_A + \sqrt{A^2 \delta_A^2 + 4B \delta_B \Delta p^2}}{-A + \sqrt{A^2 + 4B \Delta p^2}} \right] \frac{1}{\delta_B}. \quad (17)$$

Градiєнт тиску визначають за формулою:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} v + \frac{\rho}{l'} v^2. \quad (18)$$

Попередньо запишемо:

$$\rho = \rho_{cm} \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{am} \cdot T}; \quad (19)$$

$$v = \frac{q}{F} = \frac{q_M}{\rho F} = \frac{q_o \rho_{cm}}{\rho_{cm} \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{am} \cdot T} 2 \pi r h} = \frac{q_o z \cdot p_{am} \cdot T}{p \cdot T_{cm} \cdot 2 \pi r h}.$$

Враховуючи, що максимальне значення градиєнта тиску є на стінці свердловини, швидкість фільтрації має вигляд:

$$v = \frac{q_o z \cdot p_{am} \cdot T}{2 \pi r_c h \cdot p \cdot T_{cm}}. \quad (20)$$

Підставляючи ρ і v у рівняння (18), отримаємо:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \frac{q_o z p_{am} T}{2 \pi r_c h p T_{cm}} + \frac{\rho_o}{l'} \frac{q_o^2 z p_{am} T}{4 \pi^2 r_c^2 h^2 p T_{cm}}. \quad (21)$$

При збільшенні діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта в n разів зменшення градиєнта тиску становитиме:

$$\left(\frac{dp}{dr} \right)_1 = \frac{\mu}{k} \frac{q_o z p_{am} T}{2 \pi r_c n h p T_{cm}} + \frac{\rho_o}{l'} \frac{q_o^2 z p_{am} T}{4 \pi^2 r_c^2 n^2 h^2 p T_{cm}}. \quad (22)$$

Ступінь зміни градієнта тиску:

$$\delta_{grad p} = \frac{\left(\frac{dp}{dr}\right)_1}{\frac{dp}{dr}} = \frac{2\mu\pi r_c n h l' + \rho_{cm} q_o k}{\left(2\mu\pi r_c h l' + \rho_{cm} q_o k\right) n^2}. \quad (23)$$

За робочим дебітом видобувні газові свердловини поділяють на п'ять груп [9]:

низькодебітні, з дебітом

$$q_2 \leq 25 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

малодебітні, з дебітом

$$25 < q_2 \leq 100 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

середньодебітні, з дебітом

$$100 < q_2 \leq 500 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

високодебітні, з дебітом

$$500 < q_2 \leq 1000 \text{ тис.м}^3/\text{добу},$$

надвисокодебітні, з дебітом

$$q_2 > 1000 \text{ тис.м}^3/\text{добу}.$$

Результати досліджень

У таблиці 1 наведено результати розрахунків значень δ_A , δ_B , δ_q , $\delta_{\Delta p}$ і $\delta_{grad p}$ при кратності збільшення радіуса стовбура свердловини в 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15 разів в інтервалі продуктивного пласта для типової газової свердловини з такими даними: пластовий тиск $p_{пл} = 11$ МПа, радіус контуру живлення $R_k = 800$ м, радіус стовбура свердловини $r_c = 0,1$ м, коефіцієнт проникності пласта $k = 55,5 \cdot 10^{-15}$ м², пластова температура $T_{пл} = 325$ К, товщина пласта $h = 7$ м; відносна густина газу $\bar{\rho}_2 = 0,66$; дебіт газу $q_{21} = 25$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_1 = 0,15$ МПа; дебіт газу $q_{22} = 90$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_2 = 0,53$ МПа; $q_{23} = 250$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_3 = 1,6$ МПа; $q_{24} = 500$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_4 = 3,7$ МПа.

За результатами досліджень побудовано графічні залежності, які зображені на рисунках 1–5.

Згідно з результатами розрахунків для кожного з досліджених початкових значень дебіту газу і депресії на пласт (таблиця 1) впливає, що із збільшенням радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта зменшуються коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони А і В і відповідно зменшуються депресія на пласт і градієнт тиску на стінці вибою свердловини і зростає дебіт газу (рисунки 1–4).

Слід зазначити, що ефективність збільшення діаметра стовбура газових свердловин значно вища, ніж нафтових. Це зумовлено істо-

тнішим проявом нелінійних фільтраційних опорів у газових свердловинах. У нафтових свердловинах, зазвичай, проявляється лінійний закон фільтрації Дарсі.

Зображені на рисунках 1–4 залежності поступово виположуються із збільшенням радіусу стовбура свердловини.

Згідно з результатами розрахунків депресія на пласт при збільшенні радіусу стовбура свердловини у 1,5 – 15 разів зменшується у таких межах: для низькодебітних свердловин – від 4,7 до 30,7 %; для малодебітних свердловин – від 5,2 до 32 %; для середньодебітних свердловин – від 6,8 – 35,8 %; для високодебітних свердловин – від 9,4 до 42 % (рисунок 1).

За однакової кратності збільшення радіусу стовбура свердловини ступінь зменшення депресії тиску на пласт тим більша, чим більший початковий дебіт газу (найбільший для високодебітної свердловини з дебітом газу 500 тис.м³/д і найменший для низькодебітної свердловини з дебітом газу 25 тис.м³/д).

При збільшенні радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта у два рази градієнт тиску на стінці вибою свердловини знижується на 51,3–54 % для низькодебітних і малодебітних свердловин і на 59,3–63,1% для середньодебітних і високодебітних свердловин, а при збільшенні радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта у шість разів градієнт тиску на стінці свердловини знижується на 84,1–85,5% для низькодебітних і малодебітних свердловин і на 88,5–90,6 % для середньодебітних і високодебітних свердловин (рисунок 2).

Для всіх досліджених значень збільшеного радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта від 1,5 до 15 разів спостерігається тенденція зростання дебіту газу від 5 до 43,9% ($q = 25$ тис.м³/д); від 5,3 до 45,7% ($q = 90$ тис.м³/д); від 6,4 до 51,1% ($q = 250$ тис.м³/д) і від 7,6 до 57,8% ($q = 500$ тис.м³/д) (рисунок 3). При збільшенні радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта дебіт газу зростає тим більше, чим більше його початкове значення (рисунок 4).

Оптимальне значення кратності збільшення радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від ступеня зміни дебіту газу визначали одним із числових методів безумовної мінімізації – золотим січенням.

Цей метод дає змогу визначити максимум унімодальної функції однієї змінної на заданому відрізку. В основу методу покладено принцип ділення відрізка в пропорціях золотого січення [10]. Для визначення оптимального значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта склали програму написану в середовищі MatLab.

На рисунку 5 зображено залежність оптимальної кратності збільшення радіусу стовбура свердловини від початкового дебіту газу.

Таблиця 1 – Ступінь зміни дебіту свердловини δ_q , депресії на пласт $\delta_{\Delta p}$ і градієнта тиску $\delta_{grad P}$ при кратності збільшення радіусу стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта в n разів

n	$q = 25 \text{ тис.м}^3/\text{д}$					$q = 90 \text{ тис.м}^3/\text{д}$				
	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,5	0,955	0,667	0,953	1,05	0,655	0,955	0,667	0,948	1,053	0,631
2	0,923	0,5	0,92	1,086	0,487	0,923	0,5	0,912	1,093	0,46
2,5	0,898	0,4	0,894	1,117	0,388	0,898	0,4	0,885	1,125	0,362
3	0,878	0,333	0,874	1,143	0,322	0,878	0,333	0,864	1,153	0,298
3,5	0,861	0,286	0,856	1,166	0,275	0,861	0,286	0,846	1,177	0,253
4	0,846	0,25	0,841	1,187	0,24	0,846	0,25	0,83	1,198	0,22
4,5	0,833	0,222	0,828	1,206	0,213	0,833	0,222	0,816	1,218	0,195
5	0,821	0,2	0,816	1,223	0,192	0,821	0,2	0,804	1,236	0,175
5,5	0,81	0,182	0,805	1,24	0,174	0,81	0,182	0,793	1,253	0,158
6	0,801	0,167	0,796	1,255	0,159	0,801	0,167	0,783	1,268	0,145
7	0,783	0,143	0,778	1,82	0,136	0,783	0,143	0,766	1,297	0,123
8	0,769	0,125	0,763	1,307	0,119	0,769	0,125	0,751	1,322	0,108
9	0,756	0,111	0,75	1,33	0,106	0,756	0,111	0,737	1,346	0,095
10	0,744	0,1	0,739	1,351	0,095	0,744	0,1	0,726	1,368	0,086
11	0,733	0,091	0,728	1,371	0,087	0,733	0,091	0,715	1,388	0,078
12	0,724	0,083	0,718	1,389	0,079	0,724	0,083	0,705	1,407	0,071
13	0,715	0,077	0,709	1,407	0,073	0,715	0,077	0,696	1,424	0,066
14	0,706	0,071	0,701	1,423	0,068	0,706	0,071	0,688	1,441	0,061
15	0,699	0,067	0,693	1,439	0,063	0,699	0,067	0,68	1,457	0,057
Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 13,92					Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 5,176					

Продовження таблиці 1

n	$q = 250 \text{ тис.м}^3/\text{д}$					$q = 500 \text{ тис.м}^3/\text{д}$				
	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$	δ_A	δ_B	$\delta_{\Delta p}$	δ_q	$\delta_{grad P}$
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,5	0,955	0,667	0,932	1,064	0,584	0,955	0,667	0,906	1,076	0,55
2	0,923	0,5	0,889	1,111	0,407	0,923	0,5	0,851	1,131	0,369
2,5	0,898	0,4	0,858	1,148	0,311	0,898	0,4	0,813	1,175	0,274
3	0,878	0,333	0,833	1,179	0,251	0,878	0,333	0,784	1,211	0,217
3,5	0,861	0,286	0,813	1,206	0,21	0,861	0,286	0,761	1,242	0,179
4	0,846	0,25	0,796	1,23	0,181	0,846	0,25	0,742	1,269	0,152
4,5	0,833	0,222	0,782	1,252	0,158	0,833	0,222	0,726	1,294	0,132
5	0,821	0,2	0,769	1,272	0,141	0,821	0,2	0,712	1,316	0,116
5,5	0,81	0,182	0,757	1,29	0,127	0,81	0,182	0,699	1,336	0,104
6	0,801	0,167	0,747	1,307	0,115	0,801	0,167	0,688	1,355	0,094
7	0,783	0,143	0,729	1,339	0,098	0,783	0,143	0,669	1,39	0,079
8	0,769	0,125	0,713	1,366	0,084	0,769	0,125	0,652	1,42	0,068
9	0,756	0,111	0,699	1,392	0,075	0,756	0,111	0,638	1,448	0,059
10	0,744	0,1	0,687	1,415	0,067	0,744	0,1	0,626	1,474	0,053
11	0,733	0,091	0,677	1,436	0,06	0,733	0,091	0,615	1,497	0,048
12	0,724	0,083	0,667	1,457	0,055	0,724	0,083	0,605	1,519	0,043
13	0,715	0,077	0,658	1,476	0,051	0,715	0,077	0,596	1,54	0,04
14	0,706	0,071	0,649	1,494	0,047	0,706	0,071	0,588	1,559	0,037
15	0,699	0,067	0,642	1,511	0,044	0,699	0,067	0,58	1,578	0,034
Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 2,0091					Оптимальне значення кратності збільшення радіусу стовбура свердловини залежно від ступеня зміни дебіту газу становить 1,037					

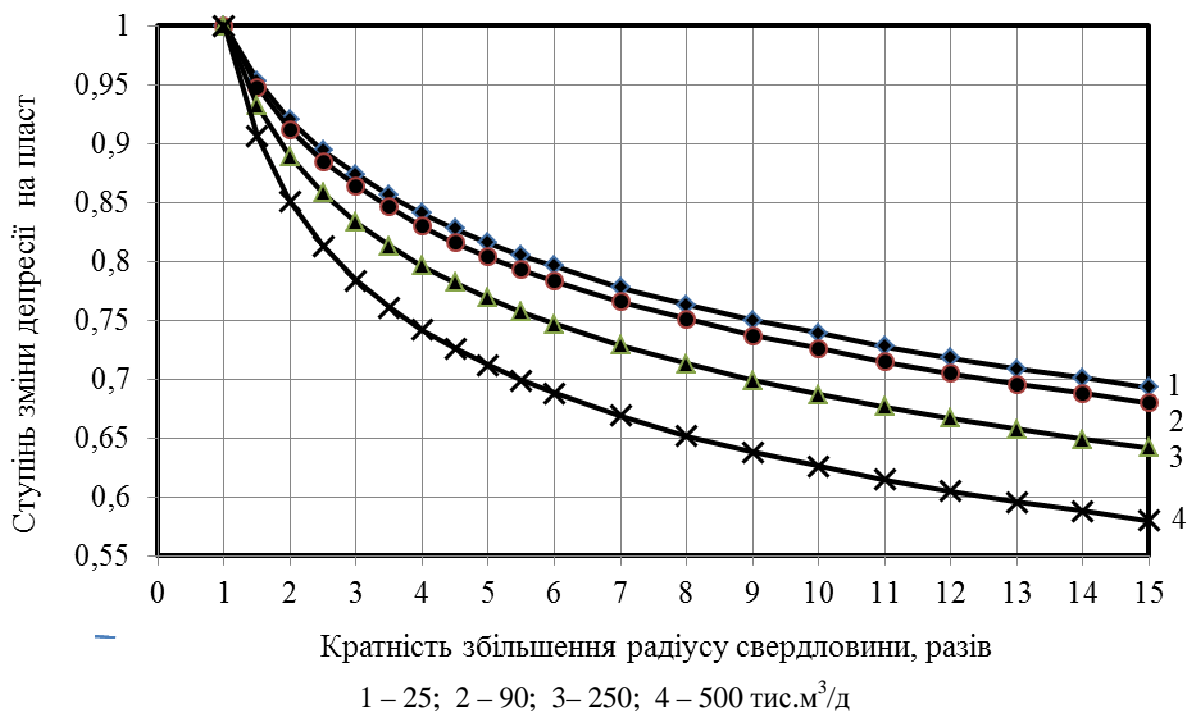


Рисунок 1 – Залежність ступеня зміни депресії на пласт $\delta_{\Delta p}$ від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

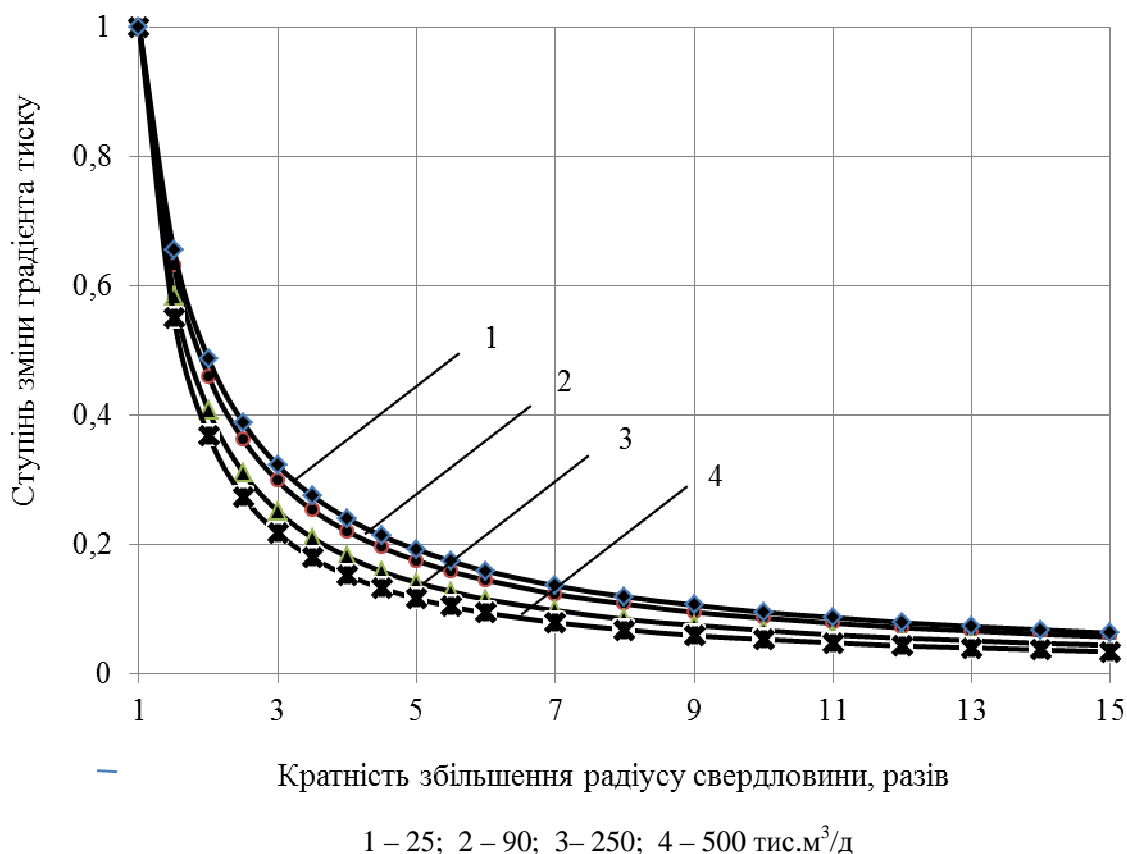


Рисунок 2 – Залежність ступеня зміни градієнта тиску $\delta_{grad p}$ від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини за умови постійного вибійного тиску для кожних значень початкового дебіту газу

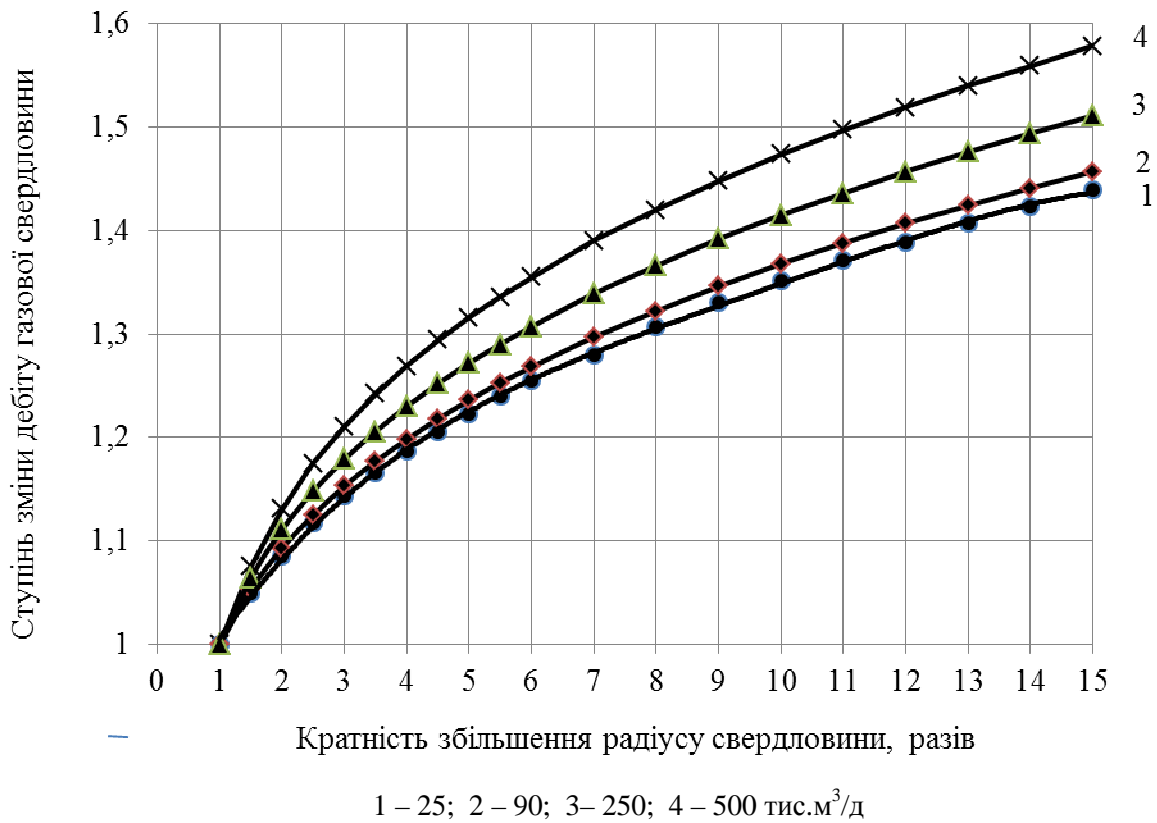


Рисунок 3 – Залежність ступеня зміни дебіту газу δ_q від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

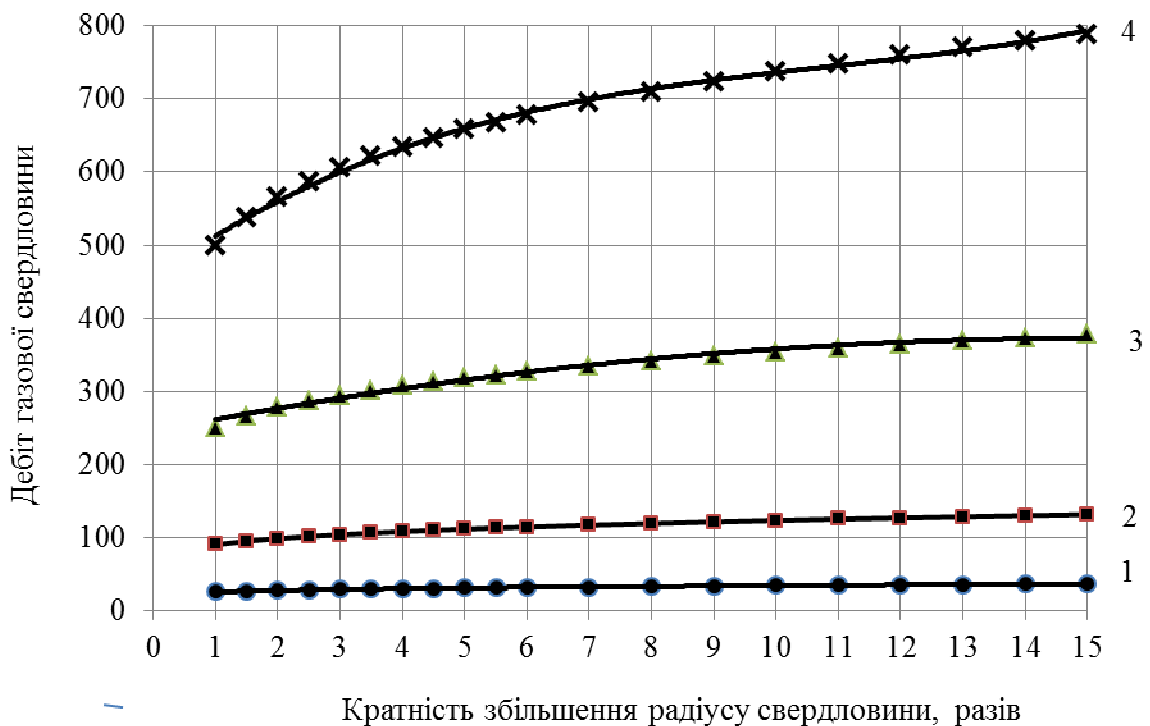


Рисунок 4 – Залежність дебіту газу від кратності збільшення радіусу стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

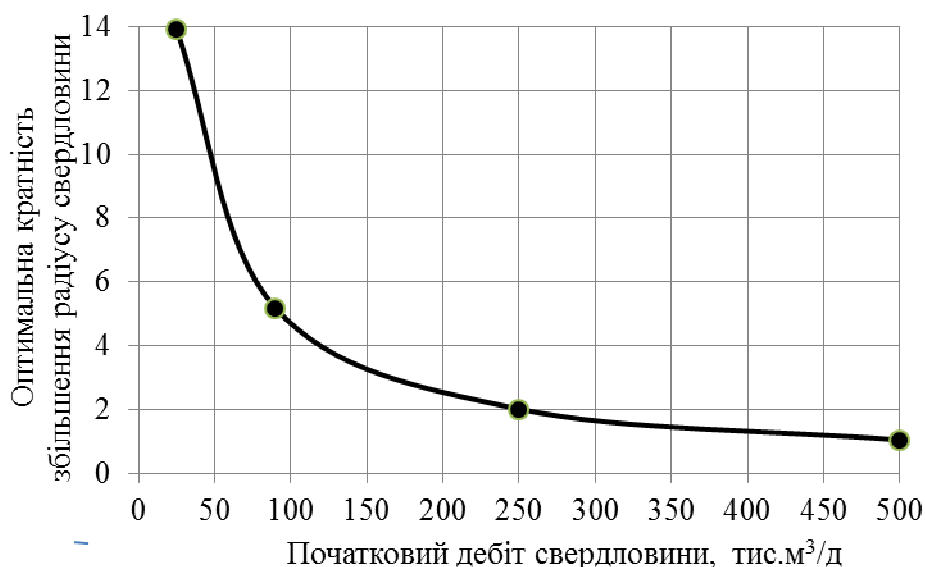


Рисунок 5 – Залежність оптимальної кратності збільшення радіуса стовбура свердловини від початкового дебіту газу

За результатами методу золотого січення кратність збільшення радіуса стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту газу для низькодебітної свердловини становить 13,92; для малодебітної свердловини – 5,176; для середньодебітної – 2,0091; для високодебітної – 1,037.

Для низькодебітної свердловини кратність збільшення стовбура свердловини в 13,92 рази є економічно недопустимою. Тому для низькодебітних свердловин слід обмежитись меншим економічно доцільним ступенем збільшення радіуса стовбура свердловини.

Наведеними оптимальними значеннями слід керуватись при розширенні стовбура в інтервалі продуктивного пласта для створення гравійного фільтра в відкритому стовбурі.

Висновки

До ефективних способів підвищення продуктивності свердловин з нестійкими колекторами і запобігання винесення піску із пласта у свердловину відносять розширення стовбура свердловини і створення в розширеній зоні гравійного фільтра. Виконані теоретичні дослідження для відкритого вибою свердловини свідчать, що із збільшенням радіуса стовбура в зоні продуктивного пласта зменшуються коефіцієнти фільтраційних опорів А і В і відповідно зменшуються депресія на пласт і градієнт тиску на стінці вибою свердловини і зростає дебіт газу. За результатами дослідження у свердловинах з відкритим вибоєм встановлено закономірності зміни депресії на пласт, градієнта тиску на стінці вибою і дебіту газу при збільшенні радіуса стовбура в інтервалі продуктивного пласта і отримано оптимальні значення ступеня збільшення радіуса стовбура свердловини, вище яких дебіт газу мало змінюється: для низькодебітних свердловин – в 13,92 рази, для малодебітних свердловин – в 5,176 рази;

для середньодебітних свердловин – в 2,0091 рази; для високодебітних свердловин – 1,037.

Література

- 1 Тарко Я.Б. Підвищення продуктивності свердловин здійсненням гідроімпульсної імпульзійної дії на привибійну зону пласта / Я.Б.Тарко, Я.Я.Тарко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 3(28). – С. 17-21.
- 2 Полтавская М.Д. Влияние увеличенного диаметра ствола на повышение производительности скважин / М.Д. Полтавская, В.В. Вержбицкий, Т.А. Гунькина // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С.74-85.
- 3 Сучков Б.М. Повышение производительности малодебитных скважин. - Ижевск: Удмурт НИПИнефть, 1999. – 645 с.
- 4 Васильев В.А. Инновационные технологии повышения продуктивности скважин / В.А. Васильев, Т.А. Гунькина, Л.М. Зиновьева, В.Г. Копченков // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №6. – С. 5-74.
- 5 Арестов Б.В. Разработка и исследование техники и технологии создания гравийных фильтров в скважинах [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 05.15.06 – “Скважинная разработка нефтегазовых месторождений” / Б.В. Арестов. – Москва, 1987. – 24с.
- 6 Penberthy W. L., Cope B. I. Design and productivity of gravel-packed completion 1980.
- 7 Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации [Текст] : [справ. пособие]: в 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – Т. 5. – 2006. – 431 с.: ил., табл. – ISBN 5-8365-0156-4.

8 Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2001. – 736 с.

9 Правила розробки родовищ нафти та газу затверджені наказом Мінпаливенерго від 2010 р.

10 Горбійчук М.І. Числові методи і моделювання на ЕОМ [Текст] : навч. посібник / М.І. Горбійчук, Є.П. Пістун. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 409 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
30.08.17*

*Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*

ОСОБЛИВОСТІ РУЙНУВАННЯ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З ВИСОКИМ ВМІСТОМ КОРОЗІЙНО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

Н.І. Чабан, В.Д. Миндюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 506611,
e-mail: public@nung.edu.ua; nazarii.chaban@gmail.com; tinlaven@gmail.com

Значний вплив на ресурс безпечної експлуатації нафтогазового обладнання здійснює фактичний стан металу, що визначається показниками його мікроструктури та фізико-механічними властивостями. Аналіз механізмів корозійного руйнування насосно-компресорних труб (НКТ) в умовах транспортування корозійно-активної продукції виявив безпосередню залежність цього процесу від ступеня мінералізації та обводнення свердловини продукції, дебіту, вмісту агресивних компонентів, випадкові поєднання яких по-різному впливають на швидкість і характер корозійного руйнування труб. Дана стаття присвячена вирішенню актуальної проблеми – визначенню механізму корозії, спричиненої дією агресивних середовищ при високих тисках і температурах, на метал насосно-компресорних труб при експлуатації газоконденсатних родовищ значної глибини і родовищ з високим вмістом сірководню і вуглекислого газу у флюїді. Подаються результати оцінювання фактичного стану трубних зразків насосно-компресорних труб, визначено причини та характер корозійних пошкоджень, та також механізми їх утворення в заданих умовах експлуатації.

Ключові слова: насосно-компресорні труби, газоконденсатне родовище, значна глибина, корозійні ушкодження, корозійно-активне середовище.

На ресурс безопасной эксплуатации нефтегазового оборудования значительно влияет фактическое состояние металла, которое определяется показателями его микроструктуры и физико-механическими свойствами. Анализ механизмов коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб (НКТ) в условиях транспорта коррозионно-активной продукции обнаружил непосредственную зависимость этого процесса от степени минерализации и обводнения скважины продукции, дебита, содержания агрессивных компонентов, случайные сочетания которых по-разному влияют на скорость и характер коррозионного разрушения труб. Данная статья посвящена решению актуальной проблемы – определению механизма коррозии, вызванной воздействием агрессивных сред при высоких давлениях и температурах на металл насосно-компрессорных труб при эксплуатации газоконденсатных сверхглубоких месторождений и месторождений с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа во флюидах. Представлены результаты оценки фактического состояния трубных образцов насосно-компрессорных труб, определены причины и характер коррозионных повреждений, а также механизмы их образования в заданных условиях эксплуатации.

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, газоконденсатное месторождение, значительная глубина, коррозионные повреждения, коррозионно-активная среда.

The actual metal state determines the considerable impact on safe operation of the oil and gas equipment, which is defined by the microstructure, physical and mechanical properties. The analysis of the corrosive destruction mechanisms of tubing strings while transporting the corrosive-active products has showed the dependence of the process on the degree of salinity and drowning of the flow rate, corrosive components content, the spontaneous combination of which has different effects on the rate and nature of the pipe corrosion destruction. The article is devoted to solving the problem of determining the corrosion mechanism caused by the corrosive environment, where high pressures and temperatures influence the metal of tubing strings in operation of the gas condensate fields with high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide in fluids. The evaluation results of the actual state of the tubing strings samples are presented. The causes and nature of corrosive damages and the mechanisms of their formation in the given conditions of operation are identified.

Keywords: tubing strings, gas condensate fields, high depth, corrosion damages, corrosive environment.

Вступ

Аналіз механізмів корозійного руйнування насосно-компресорних труб (НКТ) в умовах транспортування корозійно активної продукції виявив залежність цього процесу від ступеня мінералізації та обводнення свердловини продукції, дебіту, вмісту агресивних компонентів, випадкові поєднання яких по-різному впливають на швидкість і характер корозійного руйнування труб[1]. Об'єктивна оцінка технічного стану НКТ на різних стадіях їх експлуатації є неодмінною умовою прогнозування ресурсу для забезпечення оптимальності управління надійністю і промисловою безпекою видобув-

них процесів. Існуюча номенклатура методів оцінки фактичного технічного стану НКТ спрямована на ефективне виявлення бракувальних дефектів методом кількісного порівняння вимірних параметрів з нормативними, але не включає заходів проміжного контролю властивостей і структури металу НКТ при тривалому контактуванні їх з корозійним середовищем. Це дає змогу оцінювати запас надійності корозійно-пошкоджених труб та визначати можливість їх подальшої експлуатації і ймовірний залишковий ресурс в залежності від корозійної активності свердловинних середовищ [2].

Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Існуючі методи діагностування і контролю технічного стану НКТ регламентуються ГОСТ 633-80, ГОСТ Р 52203-2004, РД 39-136-95, ГОСТ Р ИСО 17359-2009 і призначені для визначення придатності до подальшої експлуатації НКТ [3]. В процесі їх виконання проводяться контрольні-сортувальні роботи (розбракування), які по на два етапи:

- 1) візуальне виявлення дефектів;
- 2) виявлення дефектів різними видами контролю і вимірюванням (дефектоскопія, випробування внутрішнім тиском, вимірювання параметрів спеціальними засобами контролю, калібрування).

Розглядаючи методи діагностування, контролю технічного стану і прогнозування корозійно-втомного стану колон НКТ бачимо, що існуючі нормативні документи, що регламентують проведення інспекційних заходів з НКТ, не містять етапу визначення втомної міцності трубних сталей ліфтових колон при малоцикловому навантаженні як в повітрі, так і в агресивних мінералізованих корозійних середовищах, що, поза сумнівом, є важливим при розрахунку ресурсних показників і оцінці корозійно-втомного стану НКТ.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми та цілі подальших досліджень

Практика експлуатації свердловин газоконденсатних родовищ, що мають великі глибини залягання продуктивного горизонту (середня глибина становить 5400-5500 м) і високу корозійну агресивність середовища та продукції, показала, що однією з основних причин зниження об'ємів видобутку вуглеводнів є обриви насосно-компресорних труб. Основними факторами, які призводять до обривів НКТ, є значна глибина їх опускання, висока пластова температура і корозійна активність продукції.

Ще одним фактором, що скорочує час роботи трубних колон, є соляно-кислотна обробка свердловин з метою підвищення їх продуктивності та очищення при вибійній зоні. Водночас, незважаючи на його очевидність, такий підхід є вельми спрощеним. Насправді, НКТ та трубопроводи піддаються різним впливам, що змінюються як у часі, так і в просторі. На розвиток локальної корозії впливає не тільки агресивність середовищ, які транспортуються, але і режим течії газорідинної суміші, тип використовуваного матеріалу труб, мікроструктура сталі, а також механічні та корозійні властивості матеріалу труб. Корозійні пошкодження внутрішньої і зовнішньої поверхні НКТ та трубопроводів, механічні пошкодження труб при проведенні монтажних робіт фігурують часто як основні причини аварійності трубопроводів.

Характер типових корозійних пошкоджень труб у вказаних умовах експлуатації зображений на рис. 1.



а)



б)

Рисунок 1 – Типові корозійні пошкодження труб НКТ

Значна кількість різних чинників, що впливають на колону НКТ, а також різні види робіт, що проводяться у свердловині, обумовлюють характер діючих навантажень на колону підвішених в свердловині труб. Специфічність умов експлуатації НКТ призводить до втрати стійкості колони, переміщень, зсувних деформацій, зношувань і руйнування, що неприпустимо в процесі експлуатації. Втрата стійкості і супутні зміни в структурі метала труб відбуваються в тих випадках, коли навантаження, що діють на колону труб, досягають своїх критичних значень. Усе це вказує на схильність колони НКТ до процесів накопичення в структурі металу втомних пошкоджень, що призводять до різкого зниження несної здатності (тримкості) і довговічності труб.

Колони НКТ схильні до дії як статичних – (від власної маси), так і змінних циклічних навантажень. Поєднання яких викликає зношування труб за різним типом.

При обриві НКТ відбувається істотне зниження дебіту (так звана параметрична відмова), а також припинення подачі (функціональна відмова). Аналіз даних ремонтно-профілактичних робіт глибоких свердловин показав, що середнє напрацювання свердловин до параметричної відмови складає два роки, а в окремих випадках термін напрацювання складає менше 10 місяців. Таким чином, значна частка свердловин експлуатується при істотно зниженому дебіті [4].



а) локальна корозійна каверна, максимальна глибина 3 мм;



б) локальні корозійні каверни, максимальна глибина 3,2 мм;



в) локальні корозійні каверни з наскрізним дефектом діаметром 3 мм;



г) локальні корозійні каверни розмірами 8 і 12, максимальна глибина 2 мм;



д) локальні корозійні каверни розмірами 8 мм, глибина 1,8 мм;



е) наскрізний дефект корозійного походження, протяжність 40 мм;



ж) наскрізний дефект корозійного походження;
зона ураження – 35 мм, умовний розмір отвору – 12 мм

Рисунок 2 – Результати візуально-вимірювального контролю труби НКТ

Таблиця 1 – Контрольовані параметри і технічні засоби для їх вимірювання

№ з/п	Контрольований параметр	Технічні засоби контролю	Нормативний документ чи методика контролю
1	Наявність і тип поверхневого дефекту	Лупа оглядова ЛПК-471 (2 ^х)	РД 34.10.130-96 Інструкція по візуальному і измерительному контролю
2	Розміри поверхневих дефектів	Лінійка інструментальна Л-300; штангенциркуль ШЦ-II-125-0,05 з глибиноміром	РД 34.10.130-96 Інструкція по візуальному і измерительному контролю
3	Твердість поверхневого шару за шкалою Брінеля	Твердомір динамічний ТД-32, твердомір контактнo-резонансний ТКР-35	ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия
4	Коерцитивна сила Нс, А/см	Структуроскоп КРМ-Ц-К2М	Настанови з експлуатації, що входять в комплект приладу
5	Ударна в'язкість KCV при температурі 0 °С, Дж/см ²	Інформаційно-вимірювальна система ІВС-І2	Методика виконання вимірювань ударної в'язкості сталей трубопровідного сортаменту (розроблена Науково-дослідним інститутом нафтогазової енергетики і екології, 2011 р.)
6	Електричний опір матеріалу, мкОм	Мікроомметр БСЗ-010-2	Методика виконання вимірювань границі плинності конструкційних (трубопровідних) сталей (розроблена Науково-дослідним інститутом нафтогазової енергетики і екології, 2011р.)
7	Товщина стінки труб, мм	Ультразвуковий товщиномір УТ-31	Настанови з експлуатації, що входять в комплект приладу

Таблиця 2 – Результати приладового вимірювального контролю

№ з/п	Твердість за шкалою Брінеля, НВ	Границя міцності σ_b , МПа	Умовна границя плинності $\sigma_{0,2}$, МПа	Ударна в'язкість KCV при 0 °С, Дж/см ²	Електричний опір R, мкОм	Коерцитивна сила Нс, А/см	Товщина стінки труби, мм
1	246,8	824,9	668,6	14,3	34,2	12,83	5,2
2	247,8	826,5	669,9	14,2	33,9	12,69	5,3

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Для більше детального вивчення особливостей, причин та наслідків активного агресивного руйнування труб та вивчення оцінки фактичного технічного стану їх зразків, що працювали в умовах глибоко занурених свердловин газоконденсатних родовищ, авторами був проведений комплекс робіт, що передбачав: візуально-оптичний контроль з вимірюванням розмірів виявлених поверхневих дефектів, вимірювання дійсних значень фізико-механічних характеристик із застосуванням методів неруйнівного контролю та технічних засобів, що їх реалізують, а також металографічні дослідження для визначення фактичних значень параметрів та стану мікроструктури сталей труб.

Для експериментальних досліджень було відібрано два зразки – фрагменти насосно-компресорних труб з умовним діаметром 73 мм (за ГОСТ 633-80).

Перелік контрольованих параметрів та технічних засобів подані в таблиці нижче.

За результатами візуального та інструментального обстеження встановлено, що корозія на поверхні НКТ має локальний (зонний) характер; корозійні процеси відбуваються як на внутрішній, так і на зовнішній поверхнях труби, причому на внутрішній поверхні наявні як локальні зони нашарувань продуктів корозії, так і виразкові ділянки, а на зовнішній поверхні корозія існує тільки у вигляді корозійних виразок. Зовнішня поверхня труби сильно прокородована, загальна корозія поєднується з локальними ділянками, ураженими виразковою корозією, яка місцями призвела до появи наскрізних пошкоджень.

Загальний вигляд і розміри дефектів показані на рис. 2.

Результати приладового вимірювального контролю наведені в таблиці 2.

Показники міцності свідчать про належність даних зразків до труб групи міцності М

Таблиця 3 – Результати аналізу фазових складових мікроструктури

Частка фериту Fe, %	Частка перліту Fe, %	Середній розмір зерна Fe за методом Фере, мкм	Середній розмір зерна Fe за методом Фере, мкм	Відношення Fe/Fe	Середній розмір зерна, мкм
17,56	74,58	24,75	11,25	4,42	18,0
12,00	80,70	49,63	9,37	7,21	29,5

(за ГОСТ 633 – 80). Підвищене значення коерцитивної сили характерне для сталей, що зазнали термічної чи термомеханічної обробки. Значних відхилень товщини стінки в зонах контролю не було зафіксовано (до 0,3 мм), що свідчить про відсутність розшарування металу труби та локальність корозійних пошкоджень. Метал труб малопластичний, про що свідчить низьке значення ударної в'язкості, а це, в свою чергу, може зумовити появу і ріст втомних та корозійних тріщин в заданих умовах експлуатації.

Результати металографії свідчать про велику кількість перліту в структурі, феритна складова зосереджена по границях зерен перліту, що викликає нерівномірність товщини міжзеренні границь. Виражена різнозернистість та нерівномірність розподілу перліту в об'ємі сплаву. Результати металографії підтверджують високе значення вимірної коерцитивної сили.

Результати аналізу фазових складових мікроструктури подані в таблиці 3.

Для визначення виду корозії на трубах НКТ та переважаючих чинників, що її спричинили, було проведено дослідження продуктів корозії. Для визначення причин виникнення корозії були проведені дослідження фазового складу, кристалічної та магнітної мікроструктур, виділених із наявних на внутрішніх та зовнішніх поверхнях трубних зразків продуктів корозії.

Дослідження фазового складу та кристалічної структури досліджуваних матеріалів проводили за допомогою дифрактометра ДРОН-3.0 у випромінюванні мідного анода.

Магнітну мікроструктуру досліджували методом месбауерівської спектроскопії, за допомогою спектрометра MS-1104Em з використанням ізотопу ^{57}Co в матриці Cr з активністю 50 мКі. Калібрування ізомерних зсувів відбувалося відносно $\alpha\text{-Fe}$.

Аналіз фазового складу продуктів корозії, вилучений із нашарувань, що знаходяться на внутрішній поверхні НКТ, встановив наявність двох фаз матеріалу (рис. 3). На дифрактограмі чітко ідентифікуються рефлекси, що відповідають кристалічним фазам FeCO_3 та $\beta\text{-FeOOH}$.

Месбауерівські дослідження підтверджують результати отримані X-променевим аналізом. Месбауерівський спектр зразка продуктів корозії отриманий із нашарувань на внутрішній поверхні НКТ (рис.4) апроксимується трьома дублетними лініями. Параметри однієї із них однозначно відповідають іонами Fe^{2+} , які знаходяться у структурі FeCO_3 . Відносний вклад цієї

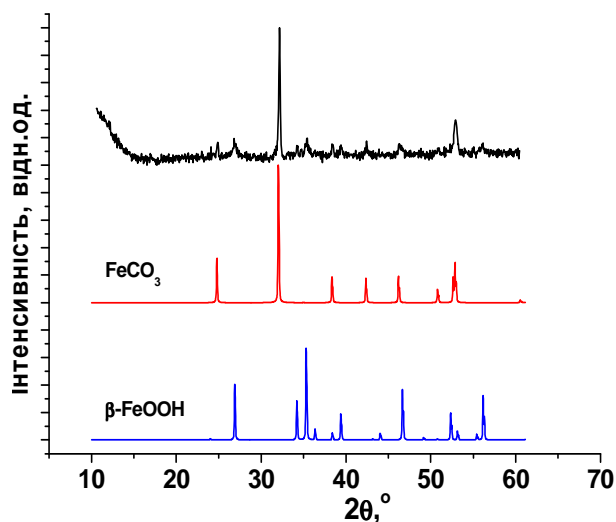


Рисунок 3 – Дифрактограма продуктів корозії на внутрішній поверхні НКТ та еталонні дифрактограми фаз FeCO_3 та $\beta\text{-FeOOH}$

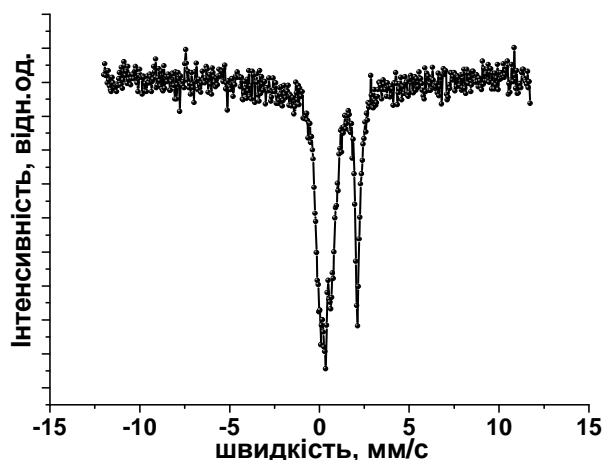


Рисунок 4 – Месбауерівський спектр продуктів корозії на внутрішній поверхні НКТ

складової в інтегральну інтенсивність месбауерівського спектра становить 48 %. Дві інші дублетні лінії, які характеризуються близькими значеннями ізомерного зсуву δ та відмінними значеннями квадрупольного розщеплення Δ , відповідають іонам Fe^{3+} , що розташовані у двох кристалічно нееквівалентних позиціях у структурі $\beta\text{-FeOOH}$.

X-променевий аналіз продуктів корозії із виразок, що знаходяться на зовнішній поверхні НКТ досліджуваних фрагментів труб встановив присутність фази ферогідрату (рис. 5). Розширені рефлекси малої інтенсивності, присутні на дифрактограмі, свідчать про слабкий ступінь

кристалічності матеріалу, що і є притаманним для цієї фази. Ферогідрат заліза (інша назва «аморфний оксид заліза» чи «водний оксид заліза») – поширена в природних умовах нестійка поліморфна модифікація гідроксиду заліза, яка з часом перетворюється на більш стабільні фази гетиту (α -FeOOH) і гематиту (α -Fe₂O₃). Ферогідрат – це найпростіша форма окиснення заліза; формула кристалічної ґратки записується Fe₅O₈H·H₂O, Fe₅O₈·4H₂O чи Fe(OH)₃. Реакція рівноваги ферогідрату залежить від рН середовища і у випадку слабкої кристалічності описується таким механізмом:

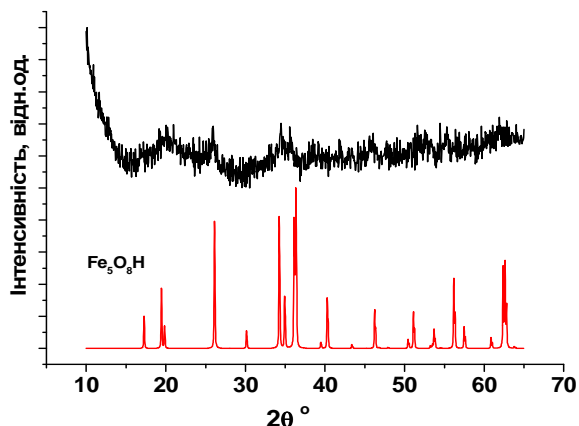
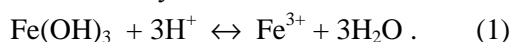


Рисунок 5 – Дифрактограма продуктів корозії на зовнішній поверхні НКТ

Месбауерівський спектр продуктів корозії на зовнішній поверхні НКТ (рис. 6) апроксимується двома дублетними лініями, що відповідають резонансному поглинанню γ -квантів на ядрах Fe³⁺. Наявність двох дублетних ліній відповідає двом нееквівалентним положенням іонів Fe³⁺ в октаедричному (Fe₂O·OH)₆ і тетраедричному (Fe₂O·OH)₄ оточеннях в структурі Fe₅O₈H.

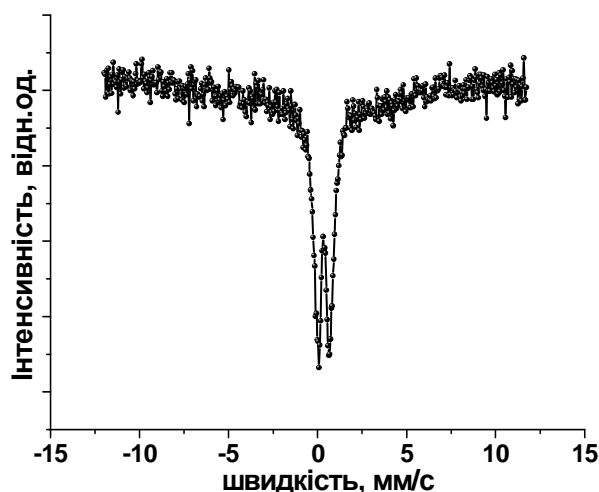


Рисунок 6 – Месбауерівський спектр продуктів корозії на зовнішній поверхні НКТ

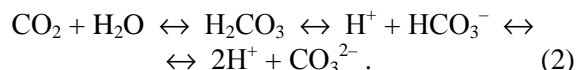
Причиною виникнення областей локальної корозії (локальна корозія – корозія, яка зосереджена на окремих ділянках поверхні у вигляді

плям чи виразок), є протікання електрохімічних процесів на поверхні НКТ, а саме проходження електричного струму між окремими ділянками поверхні труби (анодом і катодом). Причиною електрохімічної корозії є дія макро- та мікрогальванопар в металі.

Причинами виникнення гальванопар у досліджуваних зразках труб є наявність у металі домішок, наявність областей з різною кристалічною будовою (даний факт був підтверджений дослідженнями мікроструктури), утворення пор в оксидній плівці, наявність областей з різних механічним навантаженням

Присутність в продуктах корозії FeCO₃ зумовлене впливом вуглекислого газу CO₂ на процеси анодного розчинення заліза, так звана вуглекислотна корозія або CO₂-корозія.

Вуглекислотна корозія зумовлена наявністю в пластовій воді розчинених форм вуглекислого газу CO₂ та їх впливом на корозійну активність середовища. Вуглекислий газ у водному розчині може перебувати в розчиненої формі, у формах: розчиненого газу CO₂ у воді, недисоційованих молекул вугільної кислоти H₂CO₃, гідрокарбонат-іонів (HCO₃⁻) і карбонат-іонів (CO₃²⁻). У рівноважних умовах зберігається баланс між усіма формами:



Співвідношення між формами CO₂/ HCO₃⁻/ CO₃²⁻ залежить від рН середовища:

при рН=4,3 у воді присутні тільки молекули CO₂ та H₂CO₃.

при рН=8,4 у воді присутні тільки іони HCO₃⁻.

при рН=12 у воді присутні тільки іони CO₃²⁻.

Вплив вуглекислого газу проявляється в двох механізмах:

Випадок високого вмісту CO₂

Молекули H₂CO₃ безпосередньо реагують з іонами Fe.



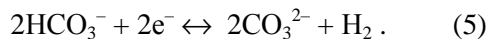
Реакція (7) – реакція катодної деполяризації.



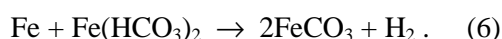
В результаті реакції (4) утворюється розчинний гідрокарбонат заліза.

Випадок низького вмісту CO₂ та високого вмісту HCO₃⁻ за рахунок мінералізації

В цьому випадку відбувається послідовний ряд реакцій з утворенням сполук заліза:



Реакція (5) – реакція катодної деполяризації.



В результаті реакції (6) утворюється малорозчинний гідрокарбонат заліза.

В другому випадку H₂CO₃ є донором іонів H⁺, які витрачаються в катодній реакції (5).

Іони Fe²⁺ взаємодіють з HCO₃⁻/ CO₃²⁻ та H₂CO₃ з утворенням FeCO₃:



При наявності розчиненого у воді кисню відбувається реакція формування оксиду заліза:

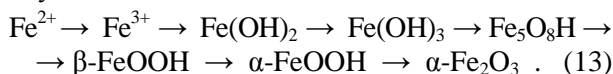


В результаті реакцій на поверхні металу утворюються тверді відкладення карбонату заліза (FeCO_3), який виконує функцію бар'єрного елемента, перешкоджаючи розвитку корозійного процесу. Поряд з FeCO_3 можливе формування сполук іржі $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ та корозиту $\text{FeO} \cdot \text{FeCO}_3$.

Аналіз даних X-променевого аналізу (рис. 5) та месбауерівської спектроскопії (рис. 6) встановив, що на зовнішній поверхні труби НКТ відсутні процеси вуглекислої корозії, оскільки немає безпосереднього контакту поверхні металу та розчиненого вуглекислого газу, в результаті чого не формується фаза карбонату заліза (FeCO_3). Локальна виразкова корозія в цьому випадку зумовлена дією гальванопар на поверхні металу та формуванням фази ферогідрату за реакціями:



Наявність фази $\text{Fe}_5\text{O}_8\text{H}$ характеризує стадійність протікання процесу корозії, в цьому випадку у результаті електрохімічного механізму за схемою:



Локальна корозія, розглянута у нашому випадку, може обмежувати потенційне використання широко використовуваних в нафтогазовидобуванні матеріалів. Для вирішення питань корозійних пошкоджень, як правило, можна використовувати хімічні інгібітори, проте це рішення пов'язане із великою кількістю технологічних обмежень, витратами на закачування хімічних реагентів тощо.

Крім того, у нашому випадку маємо справу із більш локалізованою формою корозії, зокрема піттингова корозія, яка має місце в складних умовах за наявності у вуглеводневому середовищі CO_2 або H_2S . У такому разі можлива раптова перфорація НКТ, про що свідчать результати досліджень зразків НКТ у даній роботі.

З усього вище сказаного впливає потреба у виборі стійких до корозії та впливу тиску і температури матеріалів. Світова практика у цьому випадку містить ряд загальних рекомендацій щодо вибору матеріалів – дане завдання є багатокритеріальним та складним для більшості нафтогазових компаній світу [5].

Для вибору відповідних матеріалів для насосно-компресорних труб світовий досвід вказує на необхідність обґрунтування на підставі промислових даних для конкретного родовища [7]. При цьому слід відштовхуватись від найгірших для експлуатації показників – найвищі значення робочих тисків та температури, най-

нижчі значення pH , найвищі значення вмісту CO_2 та H_2S вуглеводнях та мінералізація пластової води.

Тому метою подальших досліджень є проведення комплексу натурних механічних, фрактографічних, мікроскопічних та хімічних досліджень труб всієї колони (чи кількох) на етапі найближчого за планом капітального ремонту з метою розроблення рекомендацій щодо компонування корозійностійкої колони НКТ з метою досягнення умов мінімальних витрат коштів та належного рівня безпеки та безаварійності експлуатації свердловин.

Висновки

За результатами візуально-вимірювальних досліджень виявлено, що корозія на поверхні НКТ має локальний (зонний) характер; корозійні процеси відбуваються як на внутрішній, так і на зовнішній поверхнях труби НКТ, причому на внутрішній поверхні наявні як локальні зони нашарувань продуктів корозії, так і виразкові області, а на зовнішній поверхні корозія існує тільки у вигляді виразок.

Причиною виникнення локальної корозії на поверхні НКТ труб є вуглекисла корозія. Основний фактор впливу – наявність у ГРС молекул CO_2 , H_2CO_3 та йонів HCO_3^- і CO_3^{2-} , в результаті розчинення вуглекислого газу, які активізують корозійну активність середовища. Чинниками, що збільшують швидкість корозії на трубах НКТ, є концентрація й парціальний тиск CO_2 , pH середовища, температура, наявність мінеральних домішок, структура потоку, нерівномірність мікроструктури та механічних властивостей в об'ємі металу труб. Інгібування вуглекислотної корозії – окреме запитання і може бути вивчене тільки за детального дослідження зразків пошкоджених труб по всій довжині колони.

Література

- 1 Гафаров Н.А. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений [Текст] / Н.А. Гафаров, А. А. Гончаров, В. М. Кушнарченко. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. – 239 с.
- 2 Иванов В. А. Основные принципы технического диагностирования и определения остаточного ресурса оборудования нефтегазовых объектов [Текст]: учебное пособие / В. А. Иванов, А. С. Семенов, А. Р. Гимадутдинов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 50 с.
- 3 ГОСТ Р 53366–2009. Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной или газовой промышленности. Общие технические условия [Текст]. – Введ. 2010–03–01. – М.: Госстандарт России: Издательство стандартов, 2013. – 195 с.
- 4 Копей Б.В. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти / Б.В.Копей, В.Б.Копей, І.Б.Копей. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 406 с.

5 J.K.Brownlee, K.O.Flesner, K.R.Riggs. Selection and Qualitification of Materials for HPHT Wells. SPE 97590, 2005.

6 ISO15156/MR0175 Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production – Part 2: Cracking-resistant CRAs (corrosion resistant alloys) and other alloys.

7 Combes, J.D., Kerr, J.G., and Klein, L.I.: "13Cr Tubulars Solve Corrosion Problems in the Tuscaloosa Trend", Pet. Eng. Int I. (March 1983) 50-70.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.08.17*

*Рекомендована до друку
професором **Карпашем М.О.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Снарським А.О.**
(НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського»,
м. Київ)*

ВПЛИВ НАПРУЖЕНЬ ТЕРТЯ ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ ТА ГІДРАТОУТВОРЕННЯ НА ШВИДКІСТЬ КОРОЗІЇ

Л.Я. Побережний, А.В. Грицанчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: kindix@i.ua

У сучасних системах транспортування нафти, газу і конденсату, в установках регазифікації зрідженого природного газу, у технологічних апаратах, застосовуваних у хімічній і нафтопереробній промисловості, енергетиці та інших галузях, все більшу роль відіграють двофазні потоки. Усі наявні дослідження з газогідратоутворення були зосереджені здебільшого на їх здатності закупорювати труби по всій довжині, в той час як їх здатність викликати (ініціювати) корозію залишається практично не дослідженою. Тому для підвищення ефективності роботи промислових трубопроводів потрібно вивчити сумісний вплив гідратоутворення та напружень тертя на корозію трубопроводу.

Дістала подальший розвиток математична модель корозії трубопроводів шляхом урахування впливу газогідрату. Проведено оцінку впливу тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано, що при найнесприятливіших умовах швидкість корозії під дією газогідратів може зростати у декілька разів.

Ключові слова: промислові трубопроводи, напруження тертя, двофазні потоки, гідратоутворення, внутрішньотрубна корозія.

In modern systems of oil, gas and condensate transportation, in regasification plants, in technological equipment used in the chemical and oil refining industry, power engineering and other industries, two-phase flows are playing an increasingly important role. All existing studies on gas hydrate formation were mainly focused on their ability to choke pipes along their entire length, while their ability to cause corrosion remains virtually unexplored. Therefore, to improve the efficiency of industrial pipelines, it is necessary to study the joint effect of hydrate formation and friction stresses on corrosion of the pipeline. The mathematical model of pipeline corrosion has been further developed by taking into account the influence of gas hydrates. The influence of pressure and temperature on the corrosion processes is estimated and it is shown that under the most unfavorable conditions the corrosion rate caused by gas hydrates can be increased by several times.

Получила дальнейшее развитие математическая модель коррозии трубопроводов с учетом влияния газогидратов. Проведена оценка влияния давления, температуры на скорость коррозионных процессов и показано, что при самых неблагоприятных условиях скорость коррозии под воздействием газогидратов может увеличиваться в несколько раз.

Ключевые слова: промышленные трубопроводы, напряжение трения, двухфазные потоки, гидратообразование, внутритрубная коррозия.

The two-phase flows are playing an important role in modern systems of oil, gas and condensate transportation, in liquid natural gas regasification plants, in technological equipment used in the chemical and oil refining industry, power engineering and other industries. All existing studies on the formation of gas hydrates were mainly focused on their ability to choke pipes along their entire length. But their ability to cause corrosion remains virtually unexplored. Therefore, to improve the efficiency of industrial pipelines, it is necessary to study the joint effect of hydration formation and friction stresses on corrosion of the pipeline. The mathematical model of pipelines corrosion has been further developed by taking into account the influence of gas hydrates. The influence of pressure and temperature on the corrosion processes is estimated and it is shown that under the most unfavorable conditions the corrosion rate caused by gas hydrates can be increased by several times.

Key words: industrial pipelines, friction stress, two-phase flows, hydrate formation, in-pipe corrosion.

Вступ. У сучасних системах транспортування нафти, газу і конденсату, в установках регазифікації зрідженого природного газу, у технологічних апаратах, застосовуваних у хімічній і нафтопереробній промисловості, енергетиці та інших галузях все більшу роль відіграють двофазні потоки. Із запровадженням трубопроводів, які транспортують газорідні суміші, перед сучасною гідродинамікою постали нові завдання, пов'язані з вивченням механізму руху двофазних потоків. Знання основних закономірностей руху газорідних сумішей по трубах і уміння правильно розрахувати гідравлічні втрати і теплообмін є необхідними як для спорудження, так і для експлуатації двофазних технологічних систем. Тому дослідження гідродинаміки і теплообміну двофазних потоків у газопроводах і розробка методів їх розрахунку

представляє актуальну для інженерної практики задачу [1].

Природний газ містить від 60 до 98% метану з домішками, такими як вода (H₂O), двоокис вуглецю (CO₂), сірководень (H₂S) та кисень (O₂). Ці домішки здатні до серйозної корозії трубопроводу, а також ініціюють зародження газових гідратів. Сформовані гідрати можуть спричинити часткове або повне закупорювання внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко її не видалити, то це приведе до зростання тиску всередині труби і до можливої позаштатної ситуації. Усі наявні дослідження утворення газогідратів в основному були зосереджені на їх здатності закупорювати труби по всій довжині. В той час як їх здатність викликати (ініціювати) корозію залишається практично не дослідженою [2]. Тому для підвищення ефекти-

вності роботи промислових трубопроводів потрібно вивчити сумісний вплив гідратуутворення та напружень тертя на корозію трубопроводу.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. З своїм характером локалізована корозія металів є стохастичною [3] та пов'язана з двома стохастичними процесами: руйнуванням пасивної плівки та репасивацією відкритої зони [4].

Ван Ханнік розробив двовимірний стохастичний алгоритм для моделювання морфології локалізованого впливу [5]. Алгоритм побудовано на припущенні, що морфологія корозійного впливу залежить від балансу двох процесів: корозії (що призводить до втрати металу) та осадження (що призводить до захисту металу). Цей баланс було представлено в кількісній формі використанням єдиного параметру: здатності утворювати відкладення (осад) (ST):

$$ST = \frac{R_{FeCO_3}}{V_{cr}}, \quad (1)$$

де R_{FeCO_3} – швидкість утворення осаду ферум карбонату (мм/рік),

V_{CR} – швидкість корозії (мм/рік).

Несік вніс зміни до моделі ван Ханніка для можливості моделювання ширшого спектру морфології локалізованої корозії [6]. Двовимірний алгоритм із застосуванням ST в якості єдиного параметру був прив'язаний до одновимірної механістичної моделі CO_2 корозії таким чином, щоб морфологію локалізованого впливу можна було спрогнозувати як функцію первісних параметрів, таких як температура, рН, парціальний тиск CO_2 , швидкість тощо. Модель, в якій розглядалась рівномірна корозія, було розширено з поверхні сталі через пори поверхневої плівки та примежового шару переносу маси до турбулентності розчину. Концентрація кожного виду було виражено рівнянням балансу маси:

$$\frac{\partial(\epsilon C_j)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (\epsilon^{1.5} D_j^{eff} \frac{\partial C_j}{\partial x}) + \epsilon R_j, \quad (2)$$

де $\frac{\partial(\epsilon C_j)}{\partial t}$ – час накопичення;

$\frac{\partial}{\partial x} (\epsilon^{1.5} D_j^{eff} \frac{\partial C_j}{\partial x})$ – результуючий потік;

ϵR_j – є вихід або нагромадження продуктів в результаті хімічної реакції;

C_j – концентрація речовини j , кмоль/м³;

ϵ – пористість плівки;

D_j^{eff} – ефективний коефіцієнт дифузії речовини j ;

R_j – вихід або нагромадження речовини j -го сорту в результаті всіх хімічних реакцій, в яких конкретно видах бере участь, кмоль м⁻³·с⁻¹,

t – час, с;

x – просторова координата, м.

Базуючись на результатах такого моделювання, можна було припустити, що нецілісні

захисні плівки є основною причиною зародження та локалізації корозійних уражень. Недоліком даної моделі було нехтування електрокінетичним компонентом в рівнянні переносу. Припущення про те, що його вплив на сумарний потік буде незначним через кумулятивний вплив різних частинок може бути важливим. Також турбулентну конвенцію було замінено на турбулентну дифузію, оскільки першу було складно виявити в турбулентному потоці. Це, однак, вплине на кінцевий результат моделі.

Розвиток моделей корозійних пошкоджень є ще одним цікавим аспектом в галузі наукових досліджень корозії. Це спричинено тим фактом, що якість будь-якого аналізу руйнування чи експлуатаційної надійності залежить, великою мірою, від моделі корозії. У різні роки запропоновано лінійну та білінійну моделі для корозійного пошкодження, які вважались придатними для проектування, пізніше було розроблено стаціонарну трилінійну модель з ще однією степеневою функцією. Сорс С. та Гарбатов Я. запропонували нелінійну модель, яка описувала зростання корозійного пошкодження в трьох фазах: зносостійкість покриття, перехід до візуально очевидної корозії з експоненціальним ростом, розвиток та вирівнювання такої корозії [7]. Квін С. та Куї В. припускали, що швидкість корозії визначається прирівнюванням об'єму точкової корозії до рівномірної корозії [8]. Модель корозії Паїка Д. також розділяла характер корозії на три фази [9]. В моделі Іванова Л. припускалось, що перехідна фаза нелінійного зменшення товщини збільшується з часом у вигляді лінійної залежності (співвідношення) [10]. Ванг В. зібрав велику базу даних вимірів товщини, щоб встановити співвідношення регресії корозійного пошкодження як функції часу, що надає цінність зібраним даних. Гарбатов в подальшому використав модель Сорса С. та Гарбатова Я. [7] для даних Ванга В. [11] та виявив, що нелінійна модель дуже добре відображає дані [12]. Хоча всі моделі, згадані вище, розглядають стійкість ізоляційного покриття, в ширшому сенсі, час для ініціації та розвитку процесу корозії, в усіх них час розглядається в якості єдиного параметра та визначено різні фази корозії, але в жодній з них не брався до уваги вплив факторів навколишнього середовища.

Для вдосконалення цих моделей, Сорс вивчив вплив різних факторів навколишнього середовища, які були визначені Мелчерсом на характері корозії сталевих плити, яка повністю занурена в солону воду [13, 14]. Вони запропонували нову модель корозії, що базується на нелінійній функції, що залежить від часу. В цій моделі було враховано впливи різних факторів навколишнього середовища включно з солоністю, температурою, розчиненим киснем, рН та швидкістю потоку. Ця модель є кращою за інші, оскільки замість середніх даних про корозійне пошкодження, вона надає інформацію про те, як корозія змінювалась під впливом зовнішніх факторів. Однак ця модель була занадто громіздкою для обчислення.

Жодна з представлених моделей не фокусувалась на розробці моделі з урахуванням взаємозв'язку газового гідрату та корозії. Фактично, літературні джерела, де б розглядалась можливість гідратових грудок запускати процес розвитку корозії в трубопроводах природного газу відсутні.

Мета роботи. Аналіз впливу структури газорідного потоку та гідратуотворення на швидкість корозії трубопроводу.

Результати та обговорення. Нами пропонується створення нової та адаптації існуючої моделі [15] з урахуванням напружень тертя газорідної суміші, яка базується на принципах турбулентного потоку, закритої системи і умовах однорідної фази та газовий гідрат в якості кородуючого агента. В моделі розглядалися трубопроводи з вуглецевої сталі, по яких транспортується природний газ при різних показниках температури, тиску та рівня рН.

Для усереднених експлуатаційних умов пропонується таке рівняння швидкості корозії:

$$V_{cr} = K_{гидр} \cdot K_t \cdot f_t^{0,36} \times \left(\frac{\tau}{19}\right)^{0,146+0,0324 \cdot \log f_t} \cdot f(pH)_t, \quad (3)$$

де $K_{гидр}$ - коефіцієнт впливу газового гідрату на швидкість корозії матеріалу,

K_t - константа швидкості корозії при різних температурах (табл. 1);

$f(pH)_t$ - рН-фактор;

f_t - коефіцієнт фугитивності;

τ - динамічний тиск.

Таблиця 1 – Константа швидкості корозії при різних температурах [16]

Температура (°C)	K_t
0	0,179
2,5	0,266
5	0,42
7,5	0,584
10	0,865
12,5	1,282
15	1,59
20	4,762

Модель базується на принципах турбулентного потоку, закритої системи та умовах однорідної фази. При створенні цієї моделі особливу увагу приділено термодинамічним властивостям складу газу; ця модель є прогнозуючою за своєю сутністю, оскільки за її допомогою можна спрогнозувати залишковий ресурс трубопроводу.

Нами розглядається модель швидкості внутрішньої корозії, що виникла в результаті гідратуотворення в підводному сегменті трубо-

проводу природного газу. Розроблена модель базується на стандарті NORSOK [16], Мухуалдіна та ін. [17] і застосуванні термодинамічних властивостей можливого складу гідрату. Склад гідрату є таким: 90% решітки гідрату складає вода, 10% – інші компоненти. Іншим компонентом в даній роботі є природний газ із складом, який використовувався в лабораторії для східного нафтогазового регіону (табл. 2).

Таблиця 2 – Склад газу, що використовувався в лабораторії

Компонент	Мольний вміст, %
Метан	80,9
Етан	5
Пропан	3
Бутан	0,94
C_{5+}	0,1
Двоокис вуглецю	10,06

рН-фактор в межах діапазону робочої температури розраховуємо за рівнянням (4) для діапазону значень $3,5 \leq pH < 4,6$ або за рівнянням (5) для $4,6 \leq pH \leq 6,5$ [16].

$$f(pH)_t = 2,0676 - (0,2309 \cdot pH), \quad (4)$$

$$f(pH)_t = 4,342 - 1,051 \cdot pH + 0,0708 \cdot pH^2. \quad (5)$$

Напруження тертя на стінці трубопроводу, спричинене рухом газорідної суміші - це параметр, який береться до уваги при моделюванні швидкості корозії. Високе напруження тертя в трубі може спричинити розвиток глибоких виразкових корозійних уражень, так звану mesa-корозію [18].

$$\tau = 0,125 \cdot \rho_{см} \cdot \lambda \cdot V_{см}^2, \quad (6)$$

де $\rho_{см}$ - густина газорідної суміші, кг/м³;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

$V_{см}$ - швидкість газорідної суміші, м/с.

Для розрахунків коефіцієнта тертя необхідно визначити структуру течії газорідної суміші [19]. Для цього потрібно порівняти безрозмірну швидкість суміші для заданих умов W_* та граничною швидкістю переходу від кільцевої структури течії до пробкової в трубопроводі $W_{гп}$.

$$W_* = \frac{4 \cdot (Q_2 + Q_6)}{\pi \cdot d^2} \cdot \left(\frac{\rho_6 - \rho_2}{d \cdot \sigma}\right)^{1/4} \cdot \left(\frac{\rho_2}{\rho_6}\right)^{1/2}, \quad (7)$$

де ρ_6 - густина води, кг/м³;

ρ_2 - густина газу, за експлуатаційних умов, кг/м³;

σ - коефіцієнт поверхневого натягу, Н/м;

d - внутрішній діаметр трубопроводу, м;

$$W_{zp} = \left(2,2 - 0,0017 \cdot \left(\frac{\mu_z}{\mu_g} \right)^{-0,6} \right) \times \left(5,3 + 115 \cdot \frac{\mu_z}{\mu_g} \right)^{(1-\varphi)} \times 10^3 \quad (8)$$

де φ - об'ємний газовміст:

$$\varphi = \frac{Q_z}{Q_g + Q_z}; \quad (9)$$

Q_g - витрата води, м³/с;

Q_z - витрата газу, приведена до експлуатаційних даних, м³/с.

При $W_{zp} > W_*$ - структура течії пробкова.

Коефіцієнт гідравлічного опору для пробкової течії:

$$\lambda = \psi \cdot \lambda(\text{Re}, \varepsilon), \quad (10)$$

$$\lambda(\text{Re}, \varepsilon) = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}_{cm}} + \frac{2 \cdot \Delta}{d} \right)^{1/5}, \quad (11)$$

де Δ - шорсткість труб, м

$$\psi = \left(1 - 0,78 \cdot \varphi \cdot \left(1 - e^{(-2,2 \cdot \sqrt{Fr_{cm}})} \right) - 0,22 \cdot \left(1 - e^{\left(-15 \cdot \frac{\rho_{z,cm}}{\rho_n} \right)} \right) \right) \cdot \frac{1}{1 - \varphi}, \quad (12)$$

Критерій Рейнольдса та Фруда для суміші:

$$\text{Re}_{cm} = \frac{4 \cdot (Q_z + Q_g)}{\pi \cdot d} \cdot \left(\frac{\varphi \cdot \rho_z}{\mu_z} + \frac{(1-\varphi) \cdot \rho_g}{\mu_g} \right), \quad (13)$$

$$Fr_{cm} = \left(\frac{4 \cdot (Q_z + Q_g)}{\pi \cdot d^2} \right)^2 \cdot \frac{1}{g \cdot d}. \quad (14)$$

При $W_{zp} < W_*$ - структура течії кільцева.

Коефіцієнт гідравлічного опору для кільцевої течії:

$$\lambda = \lambda_0 \cdot \psi, \quad (15)$$

де:

при $\text{Re}_1 < 1500$:

$$\lambda_0 = 64 / \text{Re}_1, \quad (16)$$

$$\psi = 0,95 - (0,22 - 0,055 \cdot \text{Re}_1 \cdot \Phi); \quad (17)$$

при $\text{Re}_1 > 1500$:

$$\psi = 0,95,$$

$$\lambda_0 = 0,3164 / \text{Re}_1^{1/4}. \quad (18)$$

Критерій Рейнольдса для рідини:

$$\text{Re}_1 = \frac{4 \cdot Q_g \cdot \rho_g}{\pi \cdot d \cdot \mu_g}; \quad (19)$$

$$\Phi = \varphi \cdot (1 - \varphi)^3 \cdot g \cdot d \cdot \left(\frac{\pi \cdot d^2}{4 \cdot Q_g} \right)^2. \quad (20)$$

Дійсний водовміст рівний:

при $W_* > 3,3$

$$1 - \varphi = (0,523 + 0,02 \cdot W_*) \cdot (1 - \varphi)^{(0,267 + 0,02 \cdot W_*)}. \quad (21)$$

при $W_* < 3,3$

$$1 - \varphi = (0,74 \cdot (3,3 - W_*) + (0,67 - 0,048 \cdot (W_* - 2)^2) \cdot (1 - \varphi)^{(0,78 - 0,12 \cdot W_*)}). \quad (22)$$

Для приведення густини газу до експлуатаційних параметрів скористаємося залежністю:

$$\rho_z = \rho_{z,cm} \cdot \frac{P \cdot T_{cm}}{Z \cdot P_{am} \cdot T}, \quad (23)$$

де T_{cm} - стандартна температура, К;

P_{am} - атмосферний тиск, МПа;

Z - коефіцієнт стисливості газу.

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{zг}}{1 - 1,68 \cdot T_{zг} + 0,78 \cdot T_{zг}^2 + 0,01077 \cdot T_{zг}^3}, \quad (24)$$

де

$$P_{zг} = \frac{P}{P_{кр}}, \quad T_{zг} = \frac{T}{T_{кр}}; \quad (25)$$

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n P_{кри} \cdot y_i, \quad T_{кр} = \sum_{i=1}^n T_{кри} \cdot y_i; \quad (26)$$

P, T - задані тиск і температура газу;

$P_{кр}, T_{кр}$ - псевдокритичні тиск і температура газу;

$P_{zг}, T_{zг}$ - псевдозведені тиск і температура газу;

$P_{кри}, T_{кри}$ - критичний тиск і критична температура i -го компонента.

Густина газу за стандартних умов, кг/м³:

$$\rho_{z,cm} = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot y_i, \quad (27)$$

де n - кількість компонентів у складі газу;

y_i - молярні (об'ємні) концентрації компонентів, частка одиниці.

$$\rho_i = \frac{M_i}{V_i}, \quad (28)$$

де M_i - молекулярна маса i -ого компонента.

Густина газорідинної суміші

$$\rho_{cm} = \rho_z \cdot \varphi + \rho_g \cdot (1 - \varphi), \quad (29)$$

швидкість газорідинної суміші:

$$V_{cm} = \frac{Q_z + Q_g}{F} = \frac{4 \cdot (Q_z + Q_g)}{\pi \cdot d^2}, \quad (30)$$

витрата газу приведена до експлуатаційних параметрів:

$$Q_z = Q_{z,cm} \cdot \frac{Z \cdot T \cdot P_{am}}{T_{cm} \cdot P}, \quad (31)$$

Таблиця 3 – Відповідні значення для компонентів гідрату [20]

Компонент	ω_i , %	$T_{кри}$, К	$P_{кри}$, МПа	M_i , кг/кмоль
CH ₄	8,09	190,60	4,599	16,043
C ₂ H ₆	0,5	305,3	4,872	30,07
C ₃ H ₈	0,3	369,8	4,248	44,097
n-C ₄ H ₁₀	0,094	425,1	3,796	58,124
n-C ₅ H ₁₂	0,01	469,7	3,370	72,151
CO ₂	0,1006	304,2	7,383	44,011
H ₂ O	90	647,1	22,055	18,016

Таблиця 4 – Параметри, використані для тестового моделювання

Параметр	Значення
Робоча температура, °С	0; 1;2;3;... 17; 18;19
Робочий тиск, МПа	1;1.5;2;... 9; 9,5; 10
Атмосферний тиск, МПа	0,101325
Температура за стандартних умов, К	293
Усереднений дебіт рідини в трубопроводі, тис.м ³ /день	0,1
Усереднений дебіт газу в трубопроводі, тис. м ³ /день	10
Діапазон рН	3.5 - 6.5
Внутрішній діаметр труби, м	0,086

динамічний коефіцієнт в'язкості газу:

$$\mu_z = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot (1 + \rho_n \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \rho_n)) \times \\ \times \left(0,037 + T_{np} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{np}) \right) \cdot \left(1 + \frac{P_{np}^2}{30 \cdot T_{np}^{-1}} \right) \quad (32)$$

Динамічний коефіцієнт в'язкості води при заданих тиску і температурі визначаємо за формулами:

при 273 К $\leq T \leq 293$ К

$$\mu_g = 10^{\frac{1301}{998.333 + 8.1855(T-293) + 0.00585(T-293)^2} - 1.30233} \times 10^{-3} \quad (33)$$

при 293 К $< T \leq 373$ К

$$\mu_g = 1,002 \cdot 10^{\frac{1,3272(T-293) - 0,001053(T-293)^2}{(T+378)}} \cdot 10^{-3} \quad (34)$$

Однак, в даному дослідженні розглядалось рівняння (33), оскільки діапазон температур, який використовувався знаходиться в цих межах.

Необхідні дані для компонентів $\omega_i, T_{кри}, P_{кри}, M_i$ гідрату наведено в табл. 3.

Окрім молекули води, кожна інша молекула в гідраті є газоподібною. Однак, за умови високого тиску, більше не можна розглядати ситуацію ідеального газу, оскільки парціальний тиск газу необхідно помножити на його константу леткості. Загальне рівняння леткості гідрату, що складається з багатьох компонентів, можна виразити:

$$f_T = a \cdot \sum_{i=1}^n P_i \quad (35)$$

Коефіцієнт леткості, як функція температури та тиску визначається за формулами [21]: при $P < 25$ МПа:

$$a = 10 \left(0,0031 - \frac{1.4}{T} \right) \quad (36)$$

при $P > 25$ МПа:

$$a = 10 \left(2,5 \cdot \left(0,0031 - \frac{1.4}{T} \right) \right) \quad (37)$$

Однак для цього дослідження застосовано рівняння (36), оскільки більшість операцій в трубопроводі виконуються під тиском нижче 25 МПа; до того ж, гідрати здатні утворюватись навіть при тиску 2,5 МПа.

Вихідні дані для оцінки характеристик моделі наведено в табл. 4.

Вплив температури на швидкість корозії, згідно прогнозу моделі представлено на рис. 1. З рисунку прослідковується, що швидкість корозії збільшується з температурою, це повністю узгоджується з різноманітними експериментальними та прогнозуючими моделями. Це може бути пов'язано з вторинним впливом температури на розчинність кородуючої речовини, що є найбільш типовим фактором впливу на корозію. Дослідження свідчать, що зміна робочої температури спричиняє вплив на багато інших факторів, які, в свою чергу, впливають на швидкість корозії.

З рисунка 1 видно, що в діапазоні досліджуваної температури та тиску гідратування, мінімальна швидкість корозії для трубопроводу складає приблизно 1,1 мм/рік що характеризує при рівномірному ураженні стінки матеріалу трубопроводу. Таке значення пояснюється тому, що грудки гідрату збільшувати-

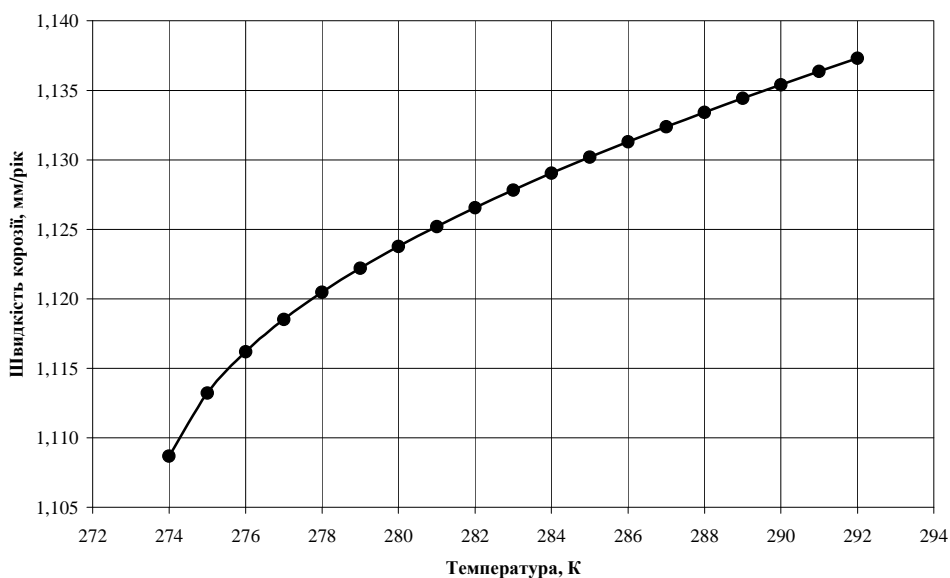


Рисунок 1 – Швидкість корозії залежно від зміни температури при рН = 6,0 і тиску 3 МПа

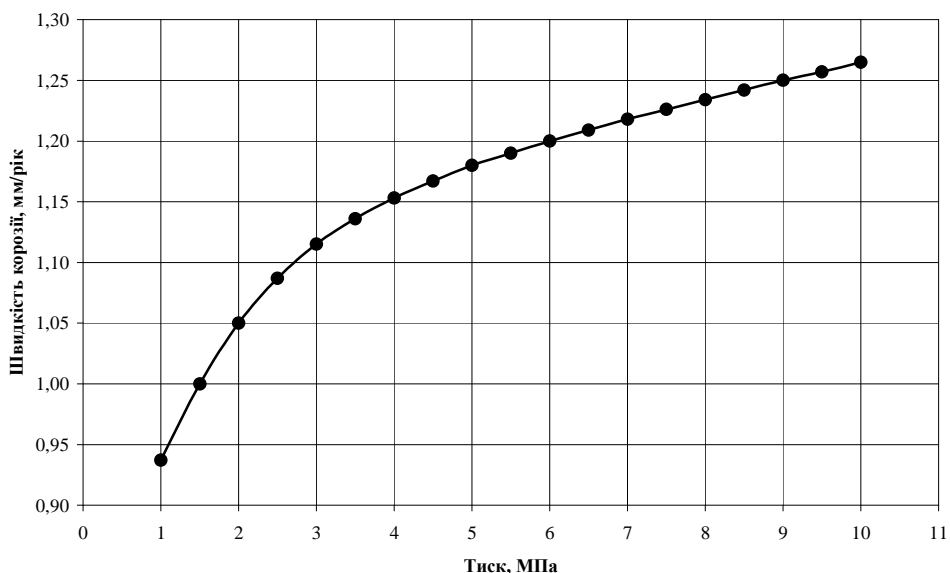


Рисунок 2 – Швидкість корозії залежно від зміни тиску при рН = 6,0 і температурі 2,5°C

муться у розмірі і це призведе до розвитку точкової та щілинної корозії.

Напруження виникає при деформації під час транспортування, при нерівномірному охолодженні продукції. Просторові (геометричні) зміни та інші опори в потоці також спричиняють підвищенню дотичного напруження. Також, різні режими потоку та перешкоди можуть викликати коливання дотичного напруження в тих точках, де піки дотичного напруження можуть бути значно вищими за середнє дотичне напруження. Загалом залишкові внутрішні напруження в трубі чи прикладені зовнішні напруження прискорюють розвиток корозійних процесів.

При підвищенні робочого тиску, швидкість ерозійної корозії збільшується (рис. 2). Отримане значення співвідношення тиску та швидкості корозії є достовірним з огляду на термо-

динамічні властивості гідратуутворення. Збільшення робочого тиску призводить до збільшення швидкості в трубопроводі, що, в свою чергу, збільшує перемішування в рідині, що транспортується і це сприяє гідратуутворенню через турбулентність.

На звуженні, що зумовлено утвореним газовим гідратом відбувається перепад температури під дією ефекту Джоуля-Томпсона (розширення газу при його охолодженні), як наслідок, відбувається нарощення існуючих. Наявність зварних точок (патрубків, трійників тощо), бруду, лусок, щілин та піщинок також сприяють утворенню зародків, а незв'язана вода виступає в ролі посилюючого агента, оскільки область контакту газу та води є гарною точкою утворення зародків гідратів. З часом, утворені гідрати збільшуються кількісно та у розмірі через їх скупчення всередині трубопроводу.

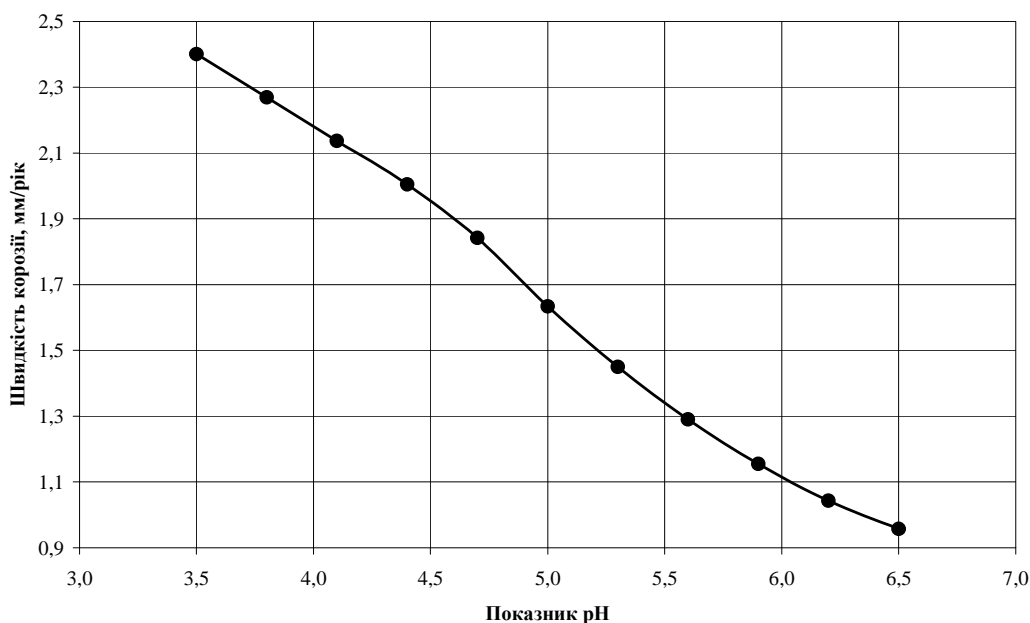


Рисунок 3 – Швидкість корозії залежно від показника рН при тиску 3 МПа та температурі 2,5 °C

З рисунку 3 випливає, що швидкість корозії збільшується зі зменшенням показника рН, що пояснюється тим, що у більш кислих середовищах корозійні реакції проходять швидше.

Для вивчення впливу режиму експлуатації на швидкість корозії матеріалу викидних ліній потрібно реалізувати такий розрахунковий алгоритм.

Висновки

Розвинуто математичні моделі внутрішньотрубною корозії, розроблені за норвезьким стандартом (NORSORK 2005) та Мохуаліндіном та ін. (2011) шляхом введення коефіцієнту впливу газогідрату. Встановлено, що внаслідок складності взаємодії визначальних чинників даний коефіцієнт не піддається формалізації.

Запропонована модель дає змогу прогнозування корозійних процесів на газопроводах з урахуванням гідратуутворення. Проведено оцінку впливу тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано що при найнеприятливіших умовах швидкість корозії під дією газогідратів може досягати 1,1 мм/рік. При такому показникові, трубопровід зазнає значних пошкоджень при відсутності негайних ремонтних заходів. Різке підвищення швидкості корозії негативно впливає на роботу трубопроводу, знижуючи експлуатаційний ресурс трубопроводу.

Збільшення робочого тиску підвищує температуру гідратуутворення, але водночас призводить до збільшення швидкості ерозійної корозії.

Також показано вплив рН середовища в якому утворюється газовий гідрат, за результатами прогнозуючої моделі швидкість корозії зростає з рівнем підкислення середовища.

Література

1 Стецюк С. М. Оцінка впливу дотичних напружень та їх пульсацій на пропускну здатність газопроводу / С. М. Стецюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 72-78.

2 Мазур М. Математичне моделювання внутрішньотрубною корозії трубопроводів під дією газогідратів / М. Мазур, Л. Побережний, Л. Побережна // Вісник ТНТУ. – 2014. – Том 76. – № 4. – С. 88-102. – (Механіка та матеріалознавство).

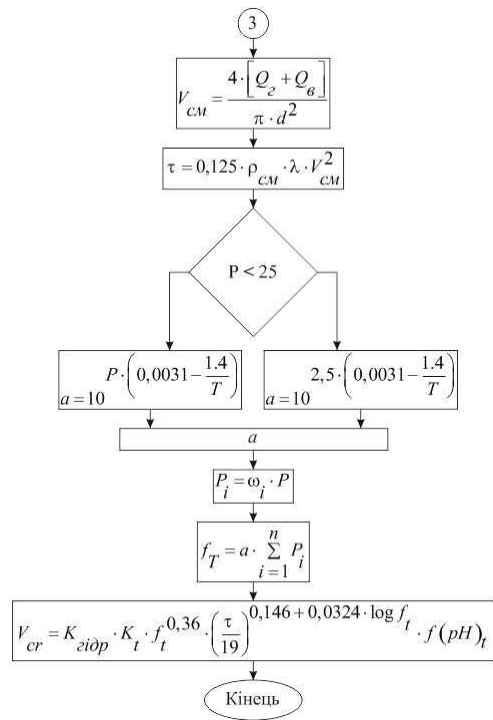
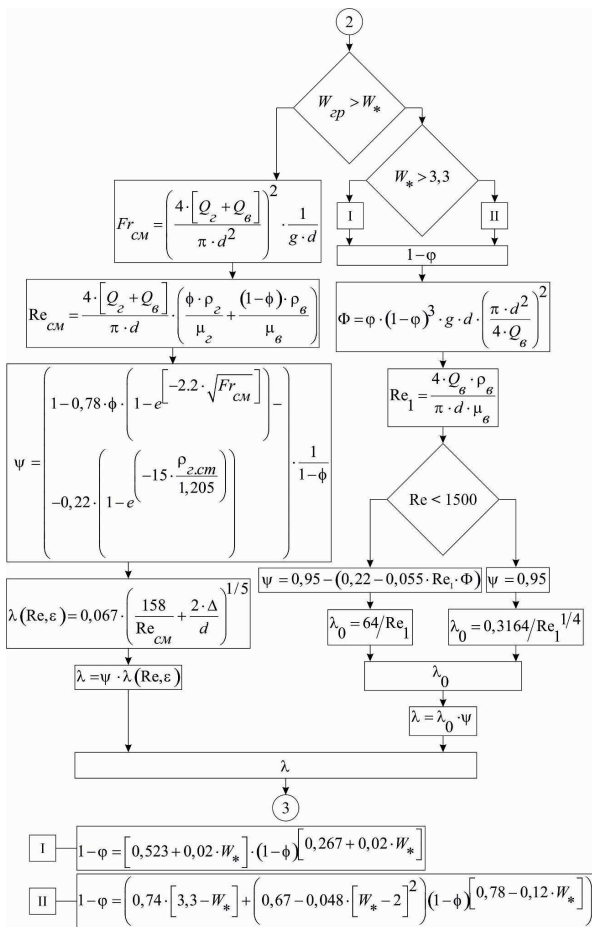
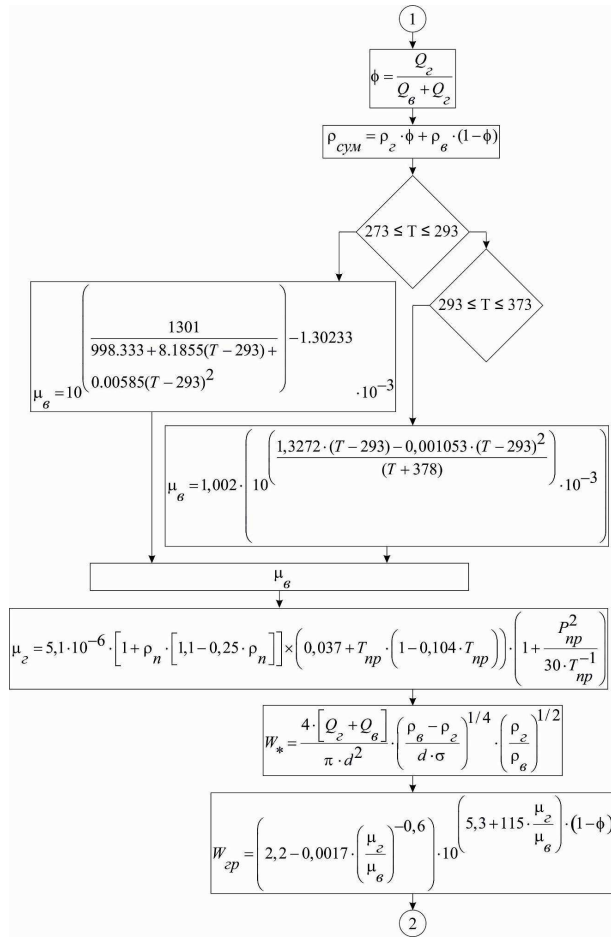
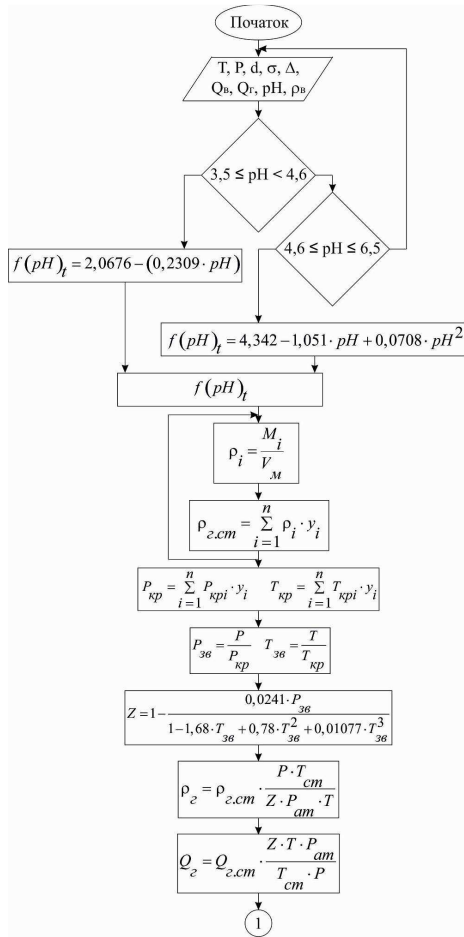
3 di Caprio D., Vautrin-UI C., Stafiej J., Saunier J., Chaussé A., Féron D. and Badiali J.P. Morphology of Corroded Surfaces: Contribution of Cellular Automaton Modelling // Corrosion Science, Vol. 53, Iss. 1. – pp. 418-425.

4 Estupinan-Lopez F.H. Almeraya-Calderon F., Bautista Margulis R.G., Zamora M.A.B., Martínez Villafañe A., Ch., J.U. and Gaona-Tiburcio C. Transient Analysis of Electrochemical Noise for 316 and Duplex 2205 Stainless Steels under Pitting Corrosion // Int. J. Electrochem. Sci., Vol. 6. – Pp.1785-1796.

5 E.W.J. van Hunnik, B.F.M. Pots, E.L.J.A. Hendriksen, The formation of protective FeCO₃ corrosion product layers in CO₂ corrosion, in: CORROSION, 1996. Paper No. 006.

6 Netic, S., Xiao, Y. and Pots, B.F.M. (2004), – A Quasi 2-D Localized Corrosion Model, CORROSION, NACE, Paper No. 04628, Houston, Texas, pp 1-16.

7 Soares C.G. and Garbatov Y. Reliability of Maintained, Corrosion Protected Plate Subjected to Non-linear Corrosion and Compressive Loads // Marine Structures. – 1999. – Vol. 12, Iss. 6. – pp. 425-446.



8 Qin S., Cui W. Effect of Corrosion Models on the Time-Dependent Reliability of Steel Plated Elements // *Marine Structures*. – 2002. – Vol. 16, Iss. 1. – pp. 15-34.

9 Paik J., Lee J., Hwang J., Park Y. A Time-Dependent Corrosion Wastage Model for the Structures of Single and Double Hull Tankers and FSOs and FPSOs // *Marine Technology: The Society of Naval Architects and Marine Engineers*. – 2003. – Vol. 40, Iss. 3. – pp. 201-217.

10 Ivanov L., Spencer J., Wang, G. Probabilistic Evaluation of Hull Structure Renewals for Aging Ships // *Proceedings of the 8th International Marine Design Conference (IMDC)*. (Athens, Greece, 5-8 May 2003). – 2003. – pp. 393-406.

11 Wang W., Free M.L. Prediction and Measurement of Mild Steel Corrosion Inhibition by Alkyl Pyridinium Chloride and Alkyl Trimethyl Ammonium Bromide Surfactants in Acidic Chloride Media // *Anti-Corrosion Methods and Materials*. – 2003. – Vol. 50, Is. 3. – pp. 186-192.

12 Garbatov Y., Soares C.G., Wang G. Non-linear Time Dependent Corrosion Wastage of Deck Plates of Ballast and Cargo Tanks of Tankers // *Proceedings of the 24th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. – 2005, ASME, Paper OMAE2005-67579.

13 Soares C.G., Garbatov Y., Zayed A., Wang G. Non-linear Corrosion Model for Immersed Steel Plates Accounting for Environmental Factors // *Marine Technology Conference & Expo*. – 2005. – pp. 193-211.

14 Melchers R. Effect on Marine Immersion Corrosion of Carbon Content of Low Alloyed Steels // *Corrosion Science*. – 2003. – Vol. 45, Iss. 11. – pp. 2609-2625.

15 Obanijesu E.O., Akindeju M.K., Pareek V., Tade M.O. Modeling the Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rate as a Result of Hydrate Formation // *Elsevier 21st European Symposium on Computer-Aided Process Engineering*, (Part B). – 2011. – pp. 1160-1164.

16 NORSORK STANDARD (2005), CO₂ Corrosion Rate Calculation Model., Norwegian TechnologicalStandards Institute, Oscarsgt. 20, Majorstural, NORWAY.

17 Mohyaldin M. E., Elkhatib N., Ismail M.C. Coupling norsok CO₂ corrosion prediction model with pipelines thermal/hydraulic models to simulate CO₂ corrosion along pipelines // *Journal of Engineering Science and Technology*. – 2011. – Vol. 6, No. 6. – pp. 709–719.

18 Nyborg R. CO₂ Corrosion Models for Oil and Gas Production Systems // *Corrosion: 2010 Conference & Expo (NACE International, San Antonio, TX, March 14–18 2010)*. – 2010. – Paper No. 10371. – pp. 1–20.

19 Движение газожидкостных смесей в трубах / Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В. и др.]. – Москва: Недра, 1978. – 270 с.

20 Розробка та експлуатація газових і газо-конденсатних родовищ: навчальний посібник / Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.

21 de Waard C., Lotz U., Williams D.E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipeline // *The Standardization Organizations in Norway*. – 1991. – Available from <http://www.nts.No/norsok> (accessed on July 6, 2006).

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.09.17

Рекомендована до друку
професором **Кондратом О.Р.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Маруцаком П.О.**
(Тернопільський національний технічний
університет імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)

Інформаційні технології

УДК 622.267+622.324.5

ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ НАФТИ НА РОДОВИЩАХ ПРИКАРПАТТЯ

Р.М. Кондрат¹, Т. В. Шумілін²

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: rengr@nung.edu.ua

²Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ “Укрнафта”;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2, тел. (0342) 776151,
e-mail: shumilintaras@gmail.com

Запобігання технологічним втратам нафти є актуальним завданням сучасних нафтовидобувних підприємств. Для зменшення негативного впливу на навколишнє середовище особливої актуальності набуває розробка нових технологічних рішень та перспективних технологій із застосуванням високоефективного обладнання. В даній роботі проведено дослідження нафтової емульсії Старосамбірського родовища. Виконані лабораторні дослідження хвильової обробки нафтової емульсії з метою вилучення легких фракцій нафти (ЛФН) та зменшення втрат нафти. Запропоновано застосування методу хвильової обробки нафт для її ефективної сепарації та деемульсації.

Ключові слова: легка фракція нафти, втрати нафти, нафтова емульсія, сепарація, дегазація, хвильове поле.

Предупреждение технологических потерь нефти является актуальной задачей современных нефтедобывающих предприятий. С целью уменьшения негативного влияния на окружающую среду особо актуальной становится разработка новых технологических решений и перспективных технологий с использованием высокоэффективного оборудования. В данной работе проведено исследование нефтяной эмульсии Старосамбирского месторождения. Выполнены лабораторные исследования волновой обработки нефтяной эмульсии с целью извлечения легких фракций нефти (ЛФН) и уменьшения потерь нефти. Предложено применение метода волновой обработки нефти для ее эффективной сепарации и деэмульсации.

Ключевые слова: легкая фракция нефти, потери нефти, нефтяная эмульсия, сепарация, дегазация, волновое поле.

The Prevention of oil technological losses is a burning task of the modern oil extracting enterprises. Of great significance is the development of new technological decisions and perspective technologies with application of high-efficiency equipment to diminish the negative influence on the environment.

The article deals with the research of oil emulsion of Starosambir field. The laboratory researches of wave treatment of oil emulsion have been conducted to remove oil light and to reduce oil losses. The application of wave oil treatment method has been offered for its effective separation and demulsification.

Key words: oil light, oil losses, oil emulsion, separation, degassing, wave field.

Вступ

Запобігання технологічним втратам нафти на всіх стадіях технологічних процесів виробничої діяльності - від її промислового збирання, підготовки до транспортування є актуальним завданням сучасних нафтовидобувних підприємств. Враховуючи той факт, що ці процеси призводять до техногенних навантажень на навколишнє середовище, зменшення негативного

впливу діяльності нафтогазовидобувних підприємств, як забруднювачів навколишнього середовища, стає одним з актуальних питань.

Для зменшення негативного впливу на навколишнє середовище особливої актуальності набуває розробка та удосконалення існуючих та впровадження нових технологічних рішень і перспективних технологій із застосуванням високоефективного обладнання.

Для умов розробки родовищ Прикарпаття не всі технології зменшення втрат нафти можуть бути економічно ефективними у зв'язку з тим, що фізико-хімічні властивості нафт погіршуються, видобуток нафти з родовищ Прикарпаття стабільно знижується, енергетичні характеристики родовищ також зменшуються. Частина родовищ Прикарпаття знаходиться в рекреаційній зоні, тому застосування хімічних реагентів на даних родовищах обмежений.

Основні наукові праці і літературні джерела, в яких обґрунтовуються причини технологічних втрат нафти, наведені в роботах Тронова В.П. [1], Персіянцева М.М.[2], Бикова В.А. [3] та інших. Основною причиною втрат є неефективна технологія сепарації та попередньої підготовки продукції свердловин в наслідок чого відбуваються технологічні втрати нафти. Також вагомим чинником при цьому є існуючий стан промислового обладнання сепараторів, трапів, резервуарів тощо.

За технологічною класифікацією переважна більшість нафт родовищ Прикарпаття відносяться за густиною до середніх та легких нафт, за в'язкістю до нафт з середньою в'язкістю, за вмістом парафінів до високопарафіністих нафт, за вмістом смол і асфальтенів до малосмолистих, за вмістом базових масел до типу Т1. Оскільки нафти родовищ Прикарпаття є середніми та легкими нафтами за густиною, то дані нафти містять значну кількість легких фракцій нафти (ЛФН). Необхідно також зазначити наступне: нафти Прикарпаття містять парафінів 6-8 % мас.час. в наслідок чого температура застигання таких нафт становить 15-20 °С, що і обумовлює існуючі проблеми при її сепарації та підготовці. Для підготовки високопарафіністих та високозастигаючих нафт до товарних показників на УПН родовищ емульсії даних нафт вимушено нагрівають для ефективного їх зневоднення та знесолення вище температури плавлення парафінів 55-65 °С при цьому відбуваються втрати ЛФН.

ЛФН - це суміш важких газоподібних вуглеводнів та рідких вуглеводнів (С₃ - С₆), яка при незначній зміні нормальних умов є легкокиплячою і легкозаймистою рідиною. ЛФН міститься як в нафті, так і в нафтових газах. Вміст ЛФН у нафтах визначається переважно хроматографічним методом. ЛФН містить в собі товарний продукт – широку фракцію легких вуглеводнів (ШФЛВ), яка є цінною вуглеводневою сировиною і використовується нафтохімічними підприємствами для отримання індивідуальних вуглеводнів при первинній переробці і широкого ряду продукції при подальшій переробці індивідуальних вуглеводнів. ШФЛВ основна сировина нафтохімічних підприємств для виробництва цілого спектру продуктів: каучуку, пластмаси, етанолу. Температура кипіння ШФЛВ становить 20-30 °С. З ШФЛВ на ГПЗ виділяється і виробляється газомоторне паливо (СПБТ) та інші продукти ПТ, БТ. При стабілізації нафти ШФЛВ переходить в газоподібний стан.

Згідно проведених промислових досліджень, нафти Прикарпаття містять від 4 до

10 % мас. часток ЛФН. Частина ЛФН, яка міститься в нафтових емульсіях родовищ Прикарпаття безповоротно втрачається при існуючих методах збору, сепарації та підготовки нафти на промислових об'єктах родовищ. На сьогодні одним із перспективних методів боротьби з втратами нафти може стати хвильова обробка нафтових емульсій і нафт.

Аналіз попередніх досліджень

Сучасні технології ліквідації втрат ЛФН в основному полягають у герметизації системи збору та попередньої підготовки продукції свердловин, зміні технології сепарації нафтових емульсій, (перехід на багатоступеневу сепарацію, застосування технології "гарячої" сепарації), застосування сучасних гідро циклонних сепараторів, компресорів тощо [3].

Один з методів покращення дегазації та зменшення втрат ЛФН нафти родовищ Прикарпаття може стати дія на нафтові емульсії хвильовим полем з заданими характеристиками. Застосування хвильового поля може покращити ефективність сепарації нафтових емульсій та підвищити ефективність стабілізації нафт.

В нафтовій промисловості один напрямок технологій хвильової дії направлений на інтенсифікацію припливу нафти до вибою свердловини - обробка привибійної зони пластів, інший на обробку хвильовим полем свердловини з поверхні. Дані методи не враховують фазовий стан продукції свердловин.

В процесі дії хвильового поля в рідині, на яку впливають хвильові коливання, зменшується кількість газу як розчиненого, так і того що перебуває у вигляді пухирців. Цей ефект знаходить застосування в промисловій практиці при дегазації розплавів металів і скла, розчинів смол, масел, різного роду напоїв та ін. Крім того, хвильова дегазація є однією із причин прискорення електрохімічних процесів у звуковому полі. Також за останніми дослідженнями [4] хвильове поле може інтенсивно впливати на пластову воду, яка в переважній більшості знаходиться у видобувній продукції свердловин.

Дослідження дії хвильового поля на нафти наведено в роботах [5-6]. Перші роботи, які проводилися на нафтових емульсіях родовищ Прикарпаття, наведені в [5]. Переважно у всіх роботах досліджується вплив хвильових полів на зневоднену нафту. Також в [6] наведено дослідження хвильового поля на в'язкість нафти і досліджена зміна в'язкості від "фізичної дози" хвильового поля.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Дослідження дегазації нафтових емульсій Прикарпаття в хвильовому полі з метою вилучення ЛФН та зменшення втрат нафти практично не проводилися. Механізм дегазації нафтових емульсій високопарафіністих та високозастигаючих нафт в хвильовому полі докладно недосліджений. Недосліджена залежність

основних якісних і кількісних характеристик цього процесу від параметрів поля в залежності від складу нафтової емульсії її властивостей та температури. Хвильова дія при сепарації нафти може призводити як до покращення ефективності сепарації нафти та її підготовки (покращується глибина сепарації, дозволяє послабити механічну міцність бронюючих шарів глобул води та збільшити імовірність злиття крапель води), так і погіршити умови сепарації та підготовки (створити стійкі емульсії, розчинити газ в нафті) в залежності від інтенсивності застосовуваного хвильового поля. Це залежить від умови дії і характеристик хвильового поля та емульсії на яку діє поле.

На сьогодні невирішеним є питання дегазації нафтової емульсії хвильовим полем з заданими характеристиками на кінцевих ступенях сепарації при тисках близьких до атмосферного. Малодосліджені процеси дії хвильових полів різної інтенсивності на нафтові емульсії при різних температурах та вплив дії хвильового поля на вилучення ЛФН. На родовищах Прикарпаття переважно видобуваються високопарафіністи нафти [7] температура застигання яких залежить від концентрації парафіну. При вмісті парафінів 6-7% мас.час. температура застигання становить більше +10 °С.

Формулювання цілей статті

Основна задача проведених досліджень полягала у визначенні впливу хвильового поля з заданими характеристиками на високозастигаючу нафтову емульсію Старосамбірського родовища. Нафтова емульсія була відібрана в герметичний контейнер безпосередньо з першої ступені сепарації нафти після установки попередньо скиду на нафтозбірному пункті (НЗП) "Старий Самбір-3" НГВУ "Бориславнафтогаз". В подальшому емульсія була переведена з контейнера в установку для дослідження. Нафта Старосамбірського родовища містить близько 10 % мас. часток фракцій C₂-C₆. На сьогодні більше половини ЛФН родовища втрачається в сировинних і товарних резервуарах НЗП.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

За типом система збирання та транспортування нафти і газу переважної більшості родовищ Прикарпаття відноситься до двотрубною самопливної системи збору [7]. В таких системах збору газ під власним тиском направляється споживачам на КС або ГПЗ. Рідина накопичується на установках попередньої підготовки (НЗП, ГУ) і в подальшому насосами відкачується на центральний пункт підготовки нафти. Дана система збору характеризується такими особливостями:

- низьким тиском в трубопроводах;
- малими швидкостями руху, в наслідок чого проходить парафінізація трубопроводів, що призводить до зниження їх пропускної здатності;

- багаточисельністю проміжних технологічних об'єктів і як наслідок великою металоємкістю;

- нерациональним використанням енергії пласта через негерметичність резервуарів і труднощами з використанням газів другої ступені сепарації та значними втратами газу і легких фракцій нафти, які досягають 2-3 % від загального видобутку нафти.

На рисунку 1 наведено принципову схему збору продукції свердловин родовищ Прикарпаття, яка також характерна для Старосамбірського родовища. Продукція свердловин по шлейфах від діючих свердловин надходить на групові замірні установки (ГЗУ) для індивідуального заміру. Після ГЗУ продукція свердловин надходить на першу ступінь сепарації нафти. Нафтовий газ, який відсепарувався на першій ступені сепарації надходить на першу ступінь сепарації газу, де додатково очищується від крапельної рідини. А рідина (нафтоводяна емульсія) після першої ступені сепарації нафти надходить в сировинний резервуар, де накопичується.

В подальшому нафтова емульсія транспортується трубопроводами на установку підготовки нафти (УПН) (рис. 2). Після підготовки нафта має відповідати ГОСТу 9965-76, вміст солей в товарній нафті не має перевищувати 900 мг/л, вміст води до 1%.

На УПН зневоднення з одночасним видаленням механічних домішок і розчинених у воді солей здійснюють переважно термохімічним методом, тобто гравітаційним відстоєм з попереднім підігрівом емульсії (для нафт родовищ Прикарпаття це 60-65°C) та з обробкою її хімічними реагентами-деемульгаторами.

Нафта Старосамбірського родовища за технологічною класифікацією відноситься до легких за густиною, за вмістом парафінів до високопарафіністих та високозастигаючих нафт, за вмістом смол і асфальтенів до малосмолистих. Обводненість нафтової емульсії становить 30-40 %. Емульсія родовища є стійкою, температура застигання її становить 15-18 °С. Руйнування емульсії проходить при підвищеній температурі та із застосуванням деемульгатора. Тиск сепарації становить 0,4-0,5 МПа, залишковий газовміст після УПС становив 6-7 м³/м³. В таблиці 1 наведено вміст у нафтові емульсії Старосамбірського родовища легких фракцій до сировинного резервуару, після сировинного резервуару та з товарного резервуару. На рисунку 3 наведено нафтову емульсію Старосамбірського родовища за технологічною ланкою від сепаратора до товарного парку.

Для ліквідації втрат легких фракцій нафти в існуючій системі збору Старосамбірського родовища пропонується після УПС на НЗП встановити установку вилучення ЛФН (рис. 5).

Вилучення ЛФН на даній установці буде здійснюватися за рахунок сумісної дії хвильового поля та температури. Також на вхід установки буде подаватися деемульгатор для покращення зневоднення та знесолення нафти

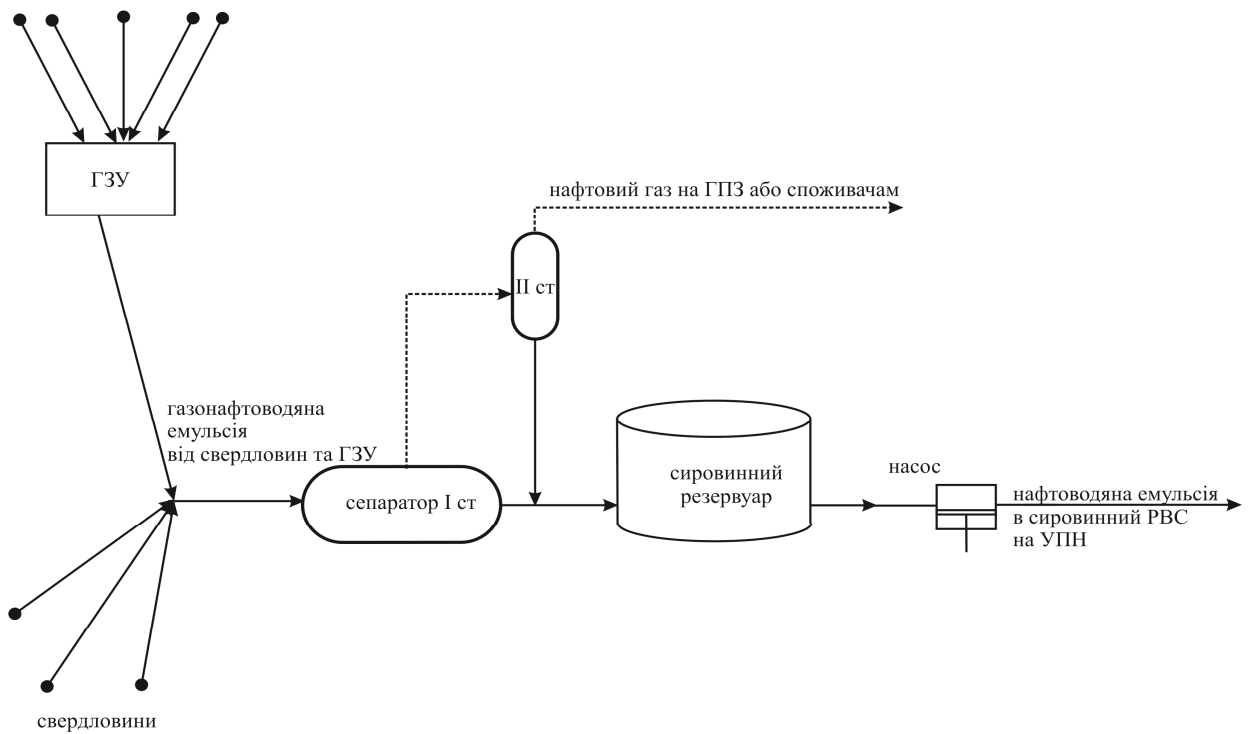


Рисунок 1 – Принципова схема збору продукції свердловин родовищ Прикарпаття

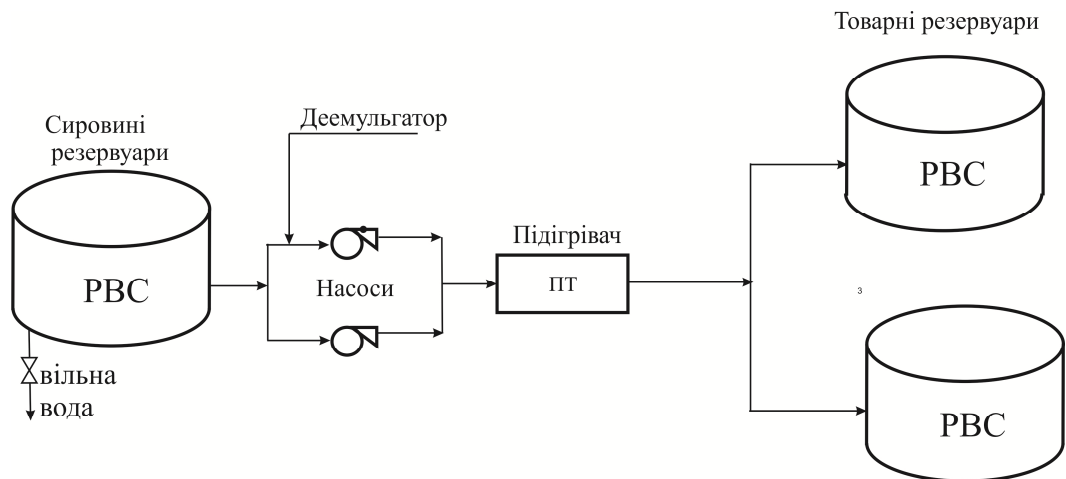
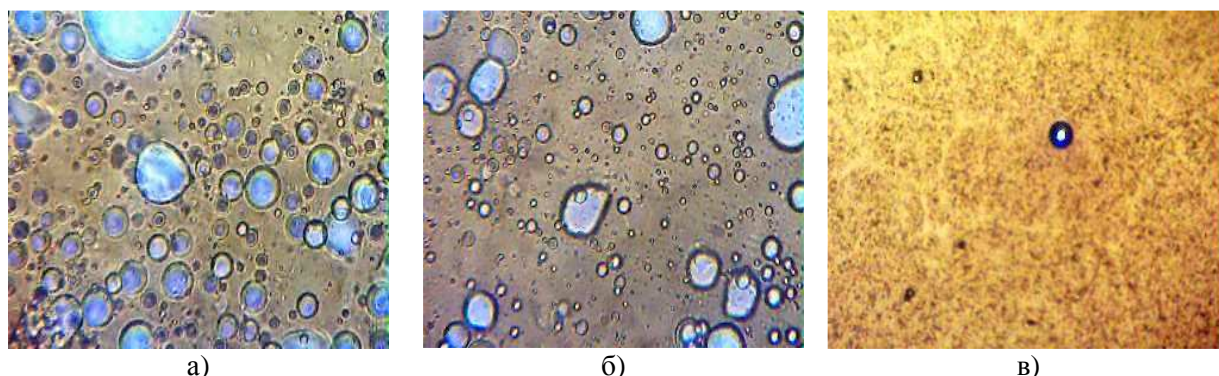


Рисунок 2 – Принципова схема підготовки нафти родовищ Прикарпаття

Таблиця 1 – Вміст легких фракцій C₂-C₆ в нафтовій емульсії Старосамбірського родовища

Назва компонентів		Компонентний склад нафти, масова частка, %			
		з I ст. (на вході в РВС)	На виході з сировинного РВС	Товарна нафта (з товарного РВС на НЗП)	Товарна нафта, отримана в лабораторії
Етан	C ₂ H ₆	0,050	0,041	0,030	0,014
Пропан	C ₃ H ₈	1,031	0,922	0,453	0,304
ізо-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,913	0,701	0,534	0,228
н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	1,620	1,417	0,932	0,799
ізо-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	1,447	1,954	1,053	0,771
н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	2,388	1,995	1,328	0,841
Гексан	C ₆ H ₁₄	5,270	1,777	1,453	1,158
Разом		12,719	7,807	5,783	4,115
Залишок		87,281	92,193	94,217	95,885
Всього		100	100	100	100



а – емульсія відібрана після сепаратора; б – емульсія відібрана з сировинного резервуару (верх); в – емульсія з вмістом води до 1% - товарна нафта

Рисунок 3 – Емульсія Старосамбірського родовища

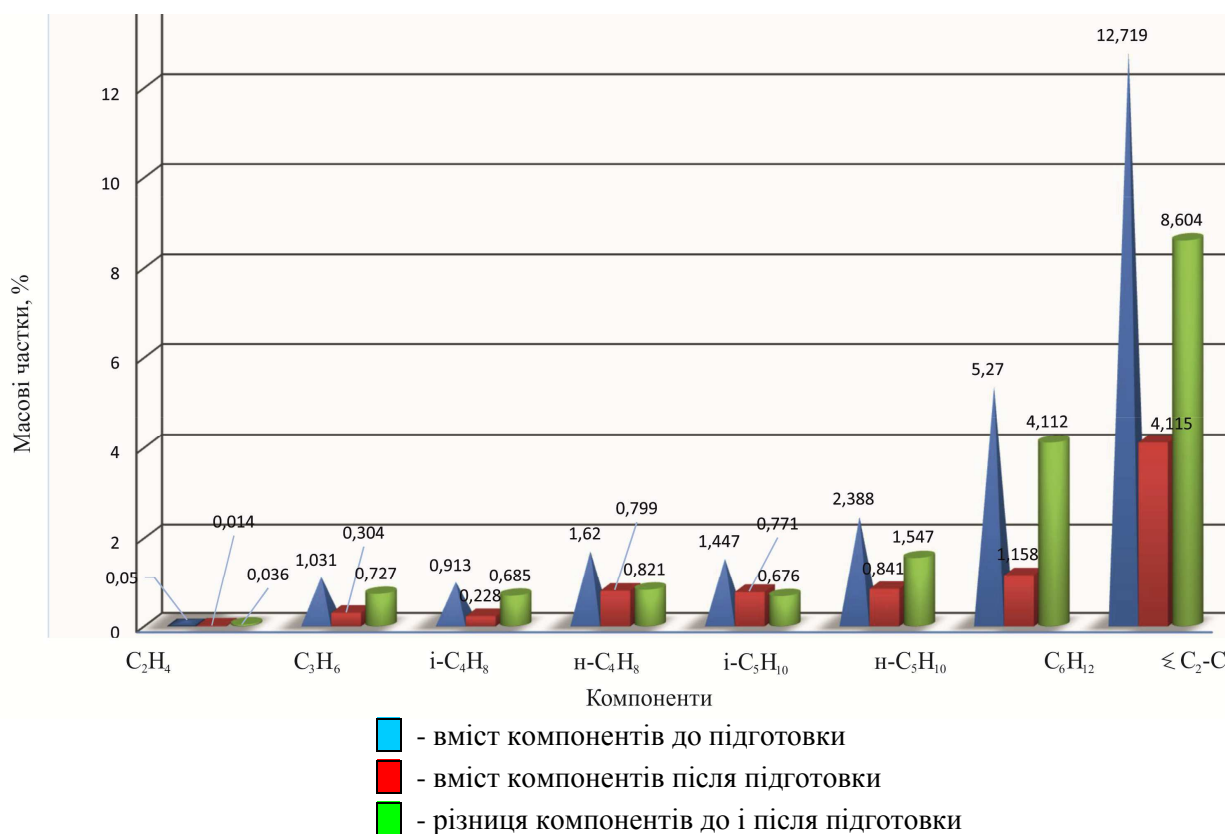


Рисунок 4 – Вміст компонентів ЛФН нафти Старосамбірського родовища до і після підготовки

уже в сировинному РВС. ЛФН після проходження холодильника конденсуються в сепараторі з якого виводяться в підземну ємність. З ємності ЛФН можна подавати в свердловини для інтенсифікації і очистки вибоїв свердловин та боротьби з АСПВ. Отже, проаналізувавши компонентний склад нафти Старосамбірського родовища до і після підготовки, можна стверджувати, що втрати легких фракцій нафти становлять більше 3% мас.часток. При розроблянні технології вилучення ЛФН має розраховуватися фазовий стан вуглеводнів.

В таблиці 1 наведено зміну вмісту ЛФН від сировинного РВС до товарного парку. Необхідно зазначити, що згідно наведеної технологічної схеми на шляху від сировинного до товарного резервуару нафтовий газ з нафтової емульсії не відбирається, отже втрати легких фракцій нафти на цьому шляху є значними. Також в таблиці 1 наведено товарну нафту, яка була отримана з відібраної нафтової емульсії в лабораторних умовах, що були наближені до промислових умов підготовки нафти (температура та час відстою) (рис. 6). На рисунку 7 наведено діаграму розгазування даної емульсії в лабораторних умовах, швидкість нагрівання при цьому становила 1 °С за 1 хвилину. Також при нагріві нафти відбиралася нафтовий газ, компонентний склад якого наведено в таблиці 2.

У вилученому газі Старосамбірського родовища, який виділився при нагріванні нафти до 60 °С міститься:

- пропан-бутанової фракції – 1695 г/м³;
- пентан-гексанової фракції – 355 г/м³.

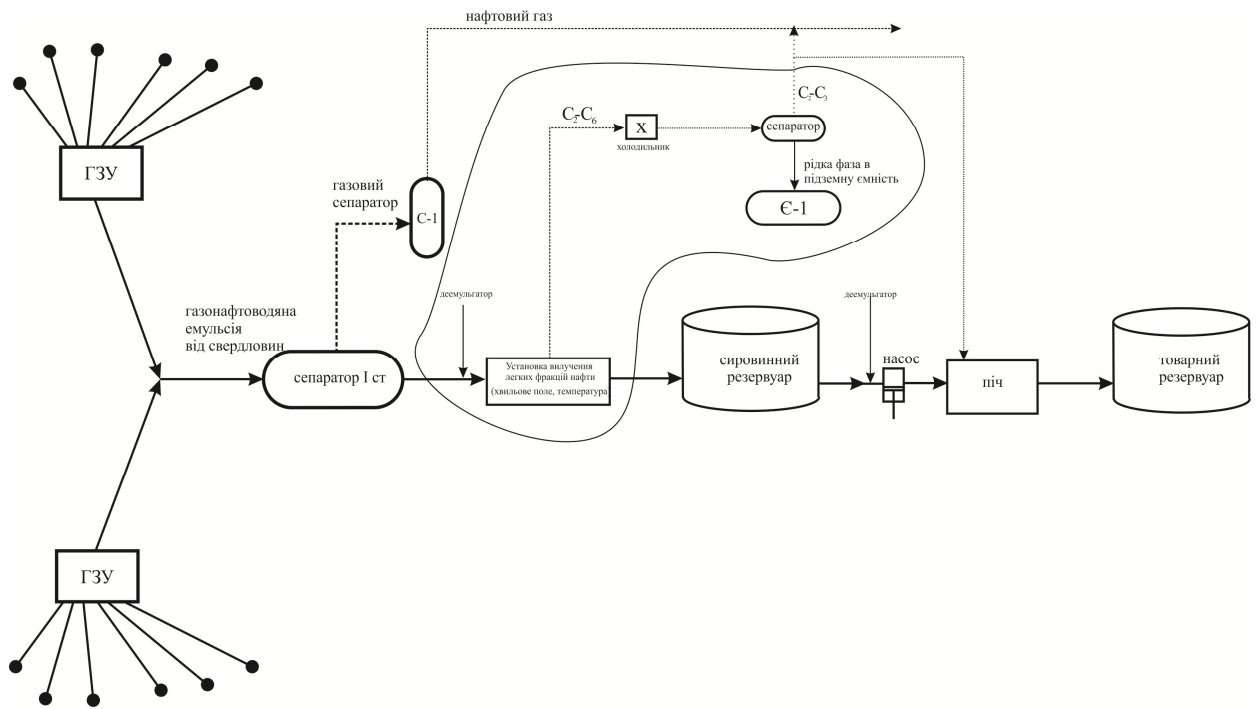
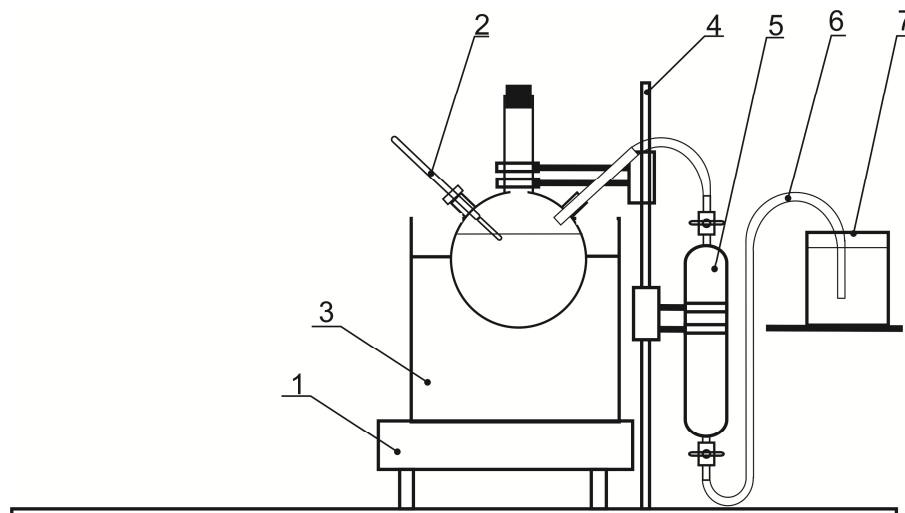


Рисунок 5 – Принципова схема ліквідації втрат ЛФН на Старосамбірському родовищі



1 - нагрівач, 2 - термометр, 3 - водяна баня, 4 - штатив, 5 - газомірна колба, 6 - шланг з солевим розчином, 7 - місткість з солевим розчином

Рисунок 6 – Принципова схема лабораторної установки промислової підготовки нафти

Наступним етапом роботи було дослідження дії хвильового поля на дану нафтову емульсію. Проба нафтової емульсії Старосамбірського родовища була переведена в установку для дослідження впливу дії хвильового поля. Принципову схему лабораторної установки наведено на рисунку 8.

В переважній більшості у технологічних процесах хвильове поле задають акустичними коливаннями ультразвукової частоти – ультразвуком.

До особливостей і відмінностей хвильового поля ультразвукового діапазону можна віднести: коротку довжину хвиль, що дозволяє фокусувати коливання і формувати спрямоване випромінювання, дані коливання можуть по-

ширюватися у будь-яких матеріальних середовищах (у прозорих і непрозорих середовищах, провідниках і діелектриках); потужність ультразвукових коливань, пропорційна квадрату частоти, може досягати сотень кіловат, а інтенсивність – $1 - 1000 \text{ Вт/см}^2$ [4].

Як наведено в [4] ефективність ультразвукових дій на різні технологічні процеси підтверджено численними дослідженнями. Застосування ультразвукових коливань забезпечує багаторазове прискорення процесів, що проходять між неоднорідними середовищами (розчинення, очищення, знежирення, дегазація, фарбування, подрібнення, просочення, емульгування, деемульгування, екстрагування, кристалізація, полімерізація, запобігання утворенню накипу,

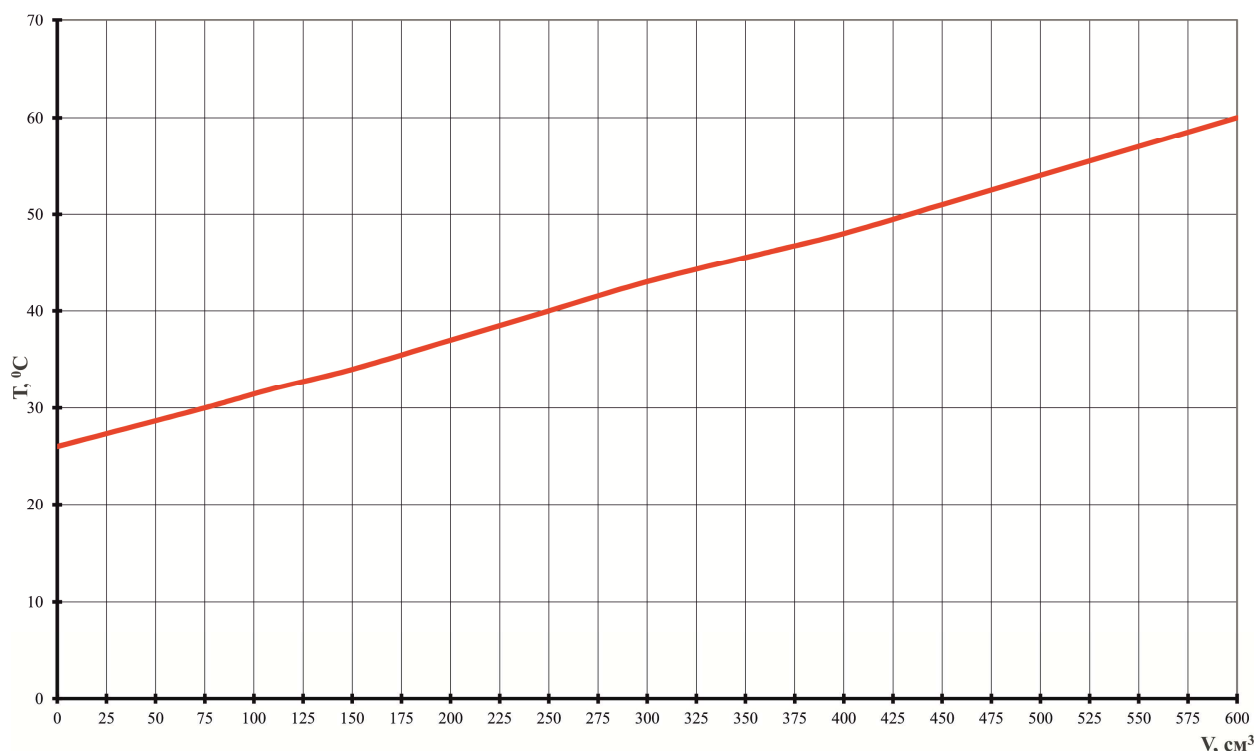


Рисунок 7 – Динаміка виділення газу з нафтової емульсії Старосамбірського родовища залежно від температури нагрівання (об’єм нафти 100 мл)

Таблиця 2 – Фізико-хімічні показники газу, який виділюється з нафти Старосамбірського родовища при її нагріванні до 60 °C

Компонентний склад газу		Об’ємна концентрація, %
Метан	(CH ₄)	1,7622
Етан	(C ₂ H ₆)	8,4163
Пропан	(C ₃ H ₈)	38,1627
ізо-Бутан	(C ₄ H ₁₀)	11,9613
н-Бутан	(C ₄ H ₁₀)	27,4668
ізо-Пентан	(C ₅ H ₁₂)	5,8046
н-Пентан	(C ₅ H ₁₂)	4,4716
нео-Пентан	(C ₅ H ₁₂)	0,0420
Гексан+вищ	(C _{6+В})	0,7638
Діоксид вуглецю	(CO ₂)	0,2200
Кисень	(O ₂)	0,2521
Азот	(N ₂)	0,6766
Густина газу при 20 °C і 101,325 кПа, кг/м ³		2,1718
Відносна густина газу по повітрю		1,8031
Вища теплотворна здатність, Ккал/м ³		107,46
Нижча теплотворна здатність, Ккал/м ³		99,07
Вище число Воббе, Ккал/м ³		80,02
Нижче число Воббе, Ккал/м ³		73,78

гомогенізація, ерозія, хімічні і електрохімічні реакції). Використання ультразвукових коливань дає змогу здійснювати технологічні процеси, що не реалізуються або складно реалізуються традиційними методами.

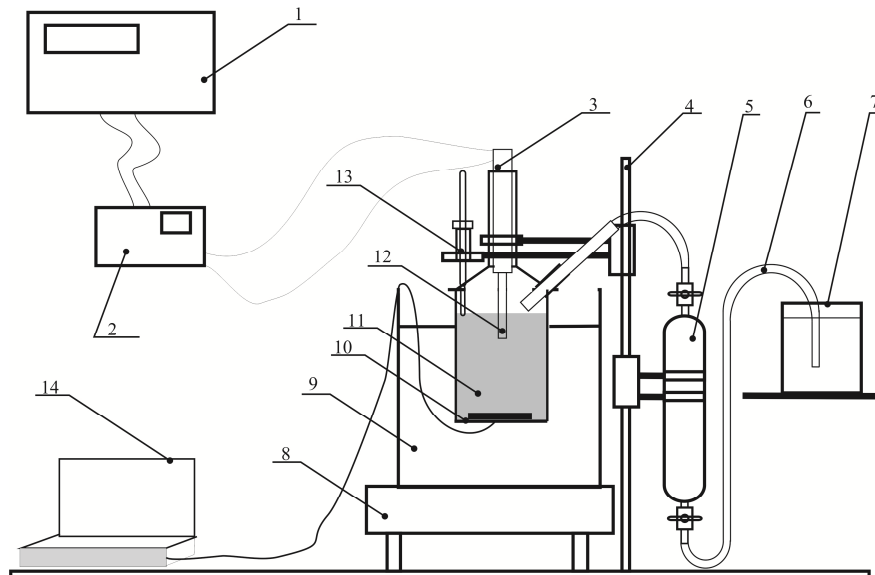
Дія ультразвуку на рідині породжує велику кількість ефектів вторинного порядку, що, у

свою чергу, також забезпечують інтенсифікацію технологічних процесів [4]. Ці обставини призвели до того, що ультразвукова дія має широке поширення при реалізації технологічних процесів, пов’язаних з рідким станом середовища та реагентів. Це найбільш актуально для нафтовидобувної промисловості.

Обладнання даної установки передбачає можливість хвильової обробки нафтових емульсій різного компонентного складу в широкому діапазоні частот. Ультразвукову обробку емульсії проводили з використанням випромінювача магнітострикційного типу.

Принцип роботи установки наступний: вхідний хвильовий сигнал подається з генератора 1 на підсилювач 2. З підсилювача сигнал надходить на випромінювач 3 який через робочу частину 12 передається безпосередньо в рідину, яка знаходиться в колбі 11. Інтенсивність сигналу заміряється безпосередньо в рідині за допомогою гідрофона 10, потім сигнал передається для обробки на комп’ютер 14. Для проведення дослідження деемульсації рідин при різних температурах використовують ємність з водою 9, температура рідини заміряється термометром 13.

На даній лабораторній установці проведено дослідження впливу хвильового поля на нафтову емульсію Старосамбірського родовища. Хвильове поле задавалося ультразвуковими коливаннями з частотою 19 кГц та змінною інтенсивністю. При дії хвильового поля спостерігалася інтенсивна дегазація емульсії. На рисунку 9 наведено діаграму розгазування нафтової емульсії при дії хвильового поля. Оскільки температура застигання емульсії родовища становить близько 18 °C, інтенсивне розгазування



1 - генератор, 2 - підсилювач, 3 - випромінювач, 4 - штатив, 5 - газомірна колба, 6 - шланг з соленим розчином, 7 - місткість з соленим розчином, 8 - нагрівач, 9 - ємність з водою, 10 - гідрофон, 11 - досліджувана емульсія, 12 - випромінювач, 13 - термометр, 14 - комп'ютер

Рисунок 8 – Принципова схема лабораторної установки

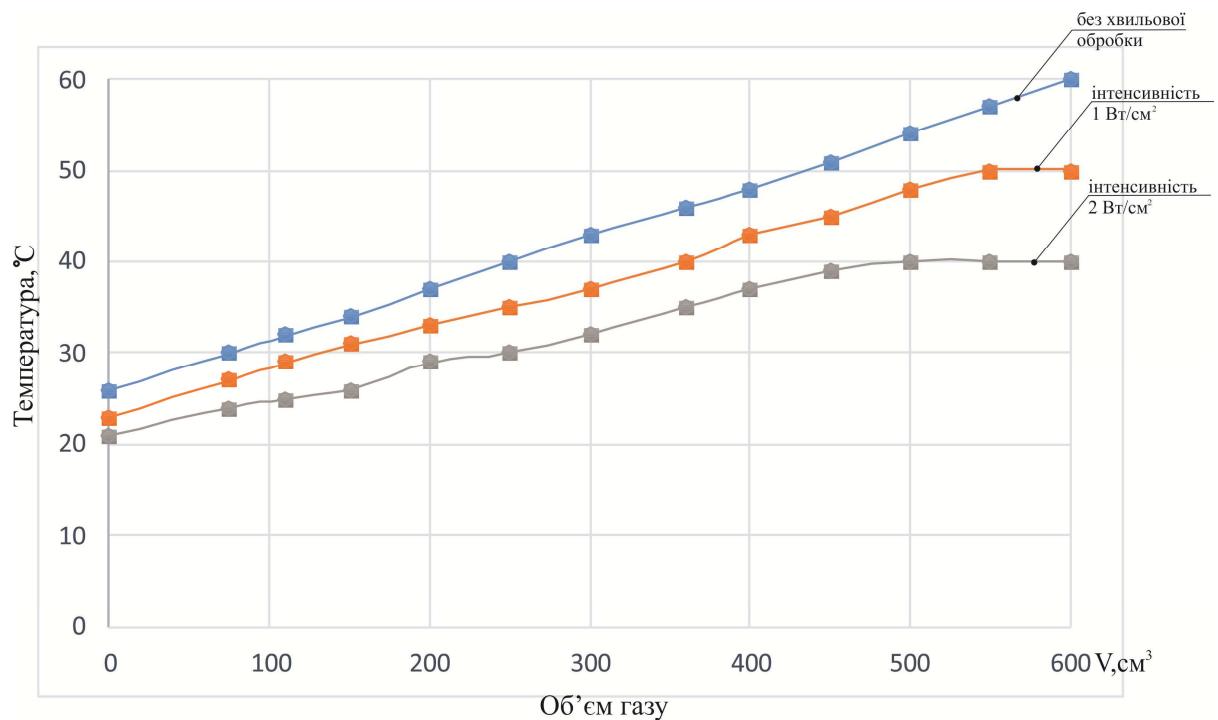


Рисунок 9 – Розгазування нафтової емульсії Старосамбірського родовища при дії хвильового поля

емульсії розпочиналося вже при 25°C . На рисунку 10 наведено частотний діапазон дії хвильового поля та його інтенсивність, заміряно безпосередньо в нафтовій емульсії (2D спектральний аналіз діючого хвильового поля) за допомогою вище наведеної лабораторної установки. Даний спектральний аналіз вказує на те, що при дії хвильового поля однієї частоти (19 кГц) в рідині фактично виникають коливання в широкому діапазоні частот, які по різному можуть впливати на рідину.

Висновки

Ліквідація втрат нафти на родовищах Прикарпаття є актуальною задачею для нафтової промисловості України. Одним з можливих методів ліквідації втрат ЛФН може бути хвильова дія на нафтовій емульсії полем з заданими характеристиками. Необхідність та доцільність обробки хвильовим полем з заданими характеристиками обумовлюється різною дією хвильового поля навіть при різних інтенсивностях [8].

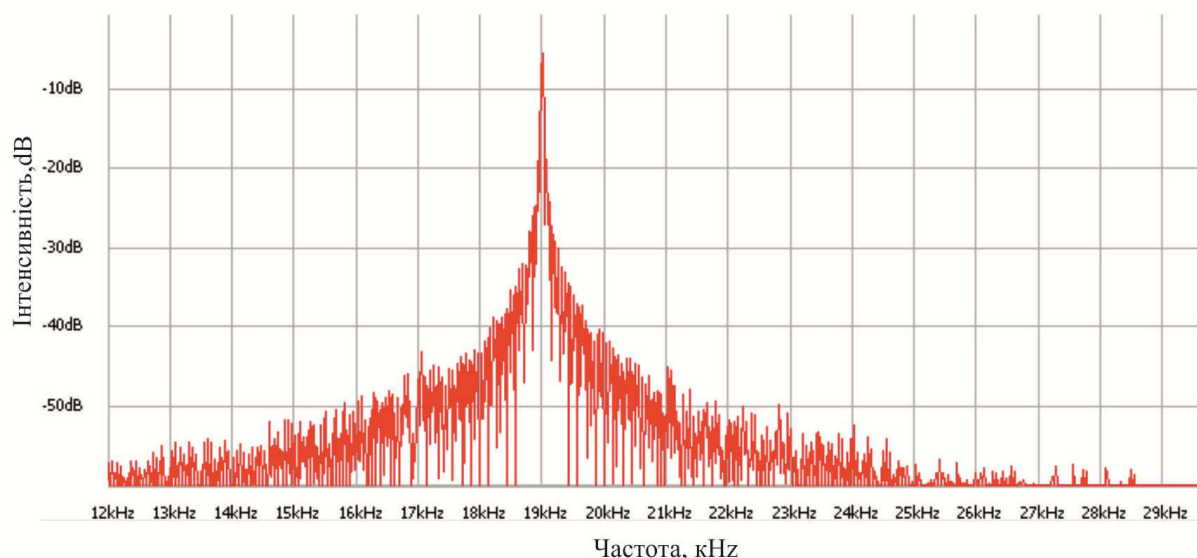


Рисунок 10 – 2D спектральний аналіз діючого хвильового поля (частота 19 кГц)

Дія хвильового поля на нафтові емульсії Прикарпаття з різним вмістом води є перспективним напрямком при деемульсації нафт. Хвильове поле з різними характеристиками по різному діють на хімічні процеси які відбуваються під час підготовки нафт [9]. Хвильове поле дає можливість інтенсифікувати процес: сепарації нафти, зменшити залишковий газовміст, стабілізації нафти, вилучення легких фракцій, а також деемульсацію нафтових емульсій зменшивши витрату деемульгатора.

Проведено дослідження нафтової емульсії Старосамбірського родовища. Встановлені основні причини виникнення технологічних втрат нафти. Запропоновано на НЗП Старосамбірського родовища застосувати технологію зменшення втрат ЛФН з використанням дії хвильового поля, температури, та деемульгатора. На лабораторній установці проведені дослідження дії хвильового поля різної інтенсивності на нафтову емульсію і встановлено залежність вилучення нафтового газу (ЛФН) від інтенсивності хвильового поля. Проведено спектральний аналіз діючого хвильового поля. При дії хвильового поля на нафтову емульсію Старосамбірського родовища вуглеводні від C_2 до C_4 які містилися в ЛФН практично всі вилучалися, зростала глибина стабілізації нафти. Проведені дослідження свідчать про можливість застосування даної технології хвильової дії для зменшення технологічних втрат нафти.

Література

1 Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В.П. Тронов. – Казань: Фэн, 2002. – 408 с.

2 Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях / М.Н. Персиянцев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 283 с.

3 Быков В.А. Технологические методы предотвращения потерь углеводородов на промысле / В.А. Быков. – М.: Недра, 1988. – 110 с.

4 Хмелев В.Н. Применение ультразвука высокой интенсивности в промышленности: курс лекций / В.Н. Хмелев, А.Н. Сливин, Р.В. Барсуков, С.Н. Цыганок, А.В. Шалунов. – Бийск: Изд-во Алт. гос. тех. ун-та. 2010. – 203 с.

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

6 Падалка Е.С. Ультразвук в нефтяной промышленности / Е.С. Падалка. – Киев: Гос-ое из-во техн. лит. 1962. – 66 с.

7 Довідник з нафтогазової справи / За ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Київ-Львів, 1996. – 620 с.

8 Красильников В.А. Введение в физическую акустику / В.А. Красильников, В.В. Крылов. – М.: Наука, 1994. – 403 с.

9 Маргулис М.А. Основы звукохимии (химические реакции в акустических полях) / М.А. Маргулис. – М.: Высшая школа, 1984. – 272 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
31.07.17

Рекомендована до друку
професором **Кондратом О.Р.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Рудим С.М.**
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДУ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХОПЛЕНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Д.О. Паневник

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: d.o.panevnik@gmail.com

Запропоновано методику визначення режимних параметрів вібраційного гідроударника, привод якого здійснюється за допомогою свердловинного струминного насоса. На основі визначення тисків в характерних перерізах ежекційної системи отримано рівняння характеристики гідралічної системи струминного насоса. Шляхом спільного розв'язку рівнянь характеристики струминного насоса та його гідралічної системи визначено режимні параметри робочої точки насосної установки. Під час розрахунку процесу гідралічного удару визначено зусилля дії гідроударника на прихоплену ділянку бурильної колони та необхідна товщина стінки його корпусних елементів. Проведені дослідження дозволяють прогнозувати режим роботи пристрою для ліквідації прихоплень бурильної колони.

Ключові слова: струминний насос, свердловина, ліквідація прихоплень, вібраційний гідроударник, робоча точка.

Предложен метод определения режимных параметров вибрационного гидроударника, привод которого осуществляется с помощью скважинного струйного насоса. По результатам определения давлений в характерных сечениях эжекционной системы получено уравнение характеристики гидравлической системы струйного насоса. Путем совместного решения уравнений струйного насоса и его гидравлической системы определены режимные параметры рабочей точки насосной установки. При расчете процесса гидравлического удара определено усилие действия гидроударника на прихваченный участок бурильной колонны и необходимая толщина стенки его корпусных элементов. Проведенные исследования позволяют прогнозировать режим работы устройства для ликвидации прихватов бурильной колонны.

Ключевые слова: струйный насос, скважина, ликвидация прихватов, вибрационный гидроударник, рабочая точка.

The method of determination of the operational parameters of a vibrating hydraulic hammer, the drive of which is carried out with the help of a hydraulic jet pump, is proposed. On the basis of the determination of the pressures in the characteristic sections of the ejection system, an equation of the hydraulic system of the jet pump is obtained. Due to the common solution of the equations of the jet pump and its hydraulic system, the operating parameters of the pumping station's working point are determined. During the calculation of the hydraulic impact process, the force of the impact hammer on the stuck-off part of the drill string and the required thickness of the wall of its body elements are determined. The conducted researches allow to predict a salvage operation of a drill string.

Key words: jet pump, well, salvage operation, vibrating hydraulic hammer, working point.

Вступ. Важливим резервом підвищення продуктивності праці в процесі буріння свердловин є скорочення витрат на боротьбу з аваріями. На усунення наслідків аварій та ускладнень витрачається значна кількість робочого часу бурових бригад. Високоєфективні матеріали і хімічні реагенти для бурових розчинів у поєднанні з технічними засобами їх приготування і очищення дозволяють досягти високих техніко-економічних показників буріння, однак, природне ускладнення умов буріння свердловин із їх поглибленням, викликає збільшення температури, тиску і різниці тисків, сприяє проявам соляної і сірководневої агресії та інших негативних факторів. Якщо на 1000 м проходки в Україні при бурінні в інтервалі 0-2500 м припадає 1,5-3 % аварій, то при бурінні на глибинах понад 5000 м – до 56 %, тобто в середньому більше ніж в 20 разів. При цьому невпинно зростає тривалість ліквідації аварій пов'язаних із прихопленням бурового інструменту. Небезпека виникнення аварійних ситуацій зростає у випадку буріння розвідувальних свердловин. В цих умовах підвищується акту-

альність створення надійних та ефективних засобів ліквідації аварій і, зокрема, прихоплень бурильної колони.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. Недоліком засобів ліквідації прихоплень бурильних труб є недостатня ефективність їх використання в горизонтальних та похилих свердловинах, коли застосування механічних і гідралічних ясів ускладнюється через неможливість створення в бурильній колоні розтягуючих зусиль.

Одним із засобів, які дозволяють здійснити ліквідацію прихоплень бурильної колони, є вібраційний гідроударник, принцип дії якого заснований на використанні ежекційно-хвильових процесів [1]. Привод гідроударника здійснюється від свердловинного насоса, який створює в бурильній колоні висхідний потік промивальної рідини. Перевагою використання даної технології є можливість її застосування в похило орієнтованих та горизонтальних свердловинах, коли традиційні методи ліквідації прихоплень бурильної колони є недостатньо

ефективними. В процесі промислових випробувань вібраційного гідроударника зафіксоване зусилля на бурильну колону величиною 100 кН [2]. Конструкція гідроударника дозволяє реалізувати блокове компонування обладнання для ліквідації аварій при бурінні свердловин [3].

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. В процесі практичного застосування вібраційного гідроударника встановлено необхідність удосконалення розрахункових рівнянь для випадку ліквідації прихоплень бурильної колони. Зокрема, відома математична модель робочого процесу гідроударника не враховує наявність гідравлічних втрат у промивальній системі долота [4], внаслідок чого зменшується точність прогнозування параметрів його експлуатації.

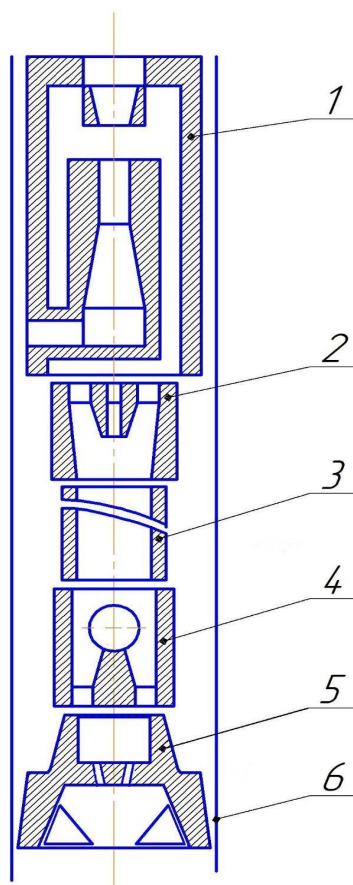
Формулювання цілей та постановка задачі. Мета досліджень, результати яких наведено в статті, полягає в обґрунтуванні методу вибору параметрів експлуатації вібраційного гідроударника шляхом моделювання гідравлічних зв'язків елементів системи циркуляції свердловин.

Висвітлення основного матеріалу досліджень. Принцип дії вібраційного гідроударника заснований на комбінованому використанні безпосередньої механічної дії робочого органу на бурильну колону, а також явищ, що супроводжують гідравлічний удар в трубах.

Вібраційний гідроударник [2] (рис. 1) складається з струминного насоса 1, верхнього сідла 2, колони бурильних або обважнених бурильних труб 3 та нижнього сідла 4, до якого під'єднане долото 5. Нижнє сідло 4 містить сферичний робочий орган гідроударника.

Серед операцій з усунення прихоплень – традиційні методи визначення його границь, послаблення розміщеного вище різьбового з'єднання, відгвинчування та піднімання вільної частини бурильної колони, опускання струминного насоса і гідроударника та його з'єднання з прихопленою ділянкою. Щоб запобігти кавітації в проточній частині струминного насоса, його розміщують у свердловині на глибині не менше 300 м.

Робочий потік від бурового насоса по колоні бурильних труб надходить на робочу насадку струминного насоса 1, внаслідок чого в розміщеній нижче проточній частині пристрою створюється висхідний потік промивального розчину. Під дією висхідного потоку робочий орган гідроударника рухається каналом труби ОБТ 3 між нижнім 4 і верхнім 2 сідлами аж до моменту контактування з обмежувачем осьових переміщень верхнього сідла 2. Після зупинки робочого органу гідроударника відбувається гальмування висхідного потоку, що супроводжується виникненням гідравлічного удару та створенням спрямованого вгору зусилля, яке сприяє ліквідації прихоплення бурильної колони. Після зниження тиску в проточній частині верхнього сідла 2 робочий орган гідроударника



1 – струминний насос; 2 – верхнє сідло;
3 – труби ОБТ; 4 – нижнє сідло; 5 – долото;
6 – свердловина

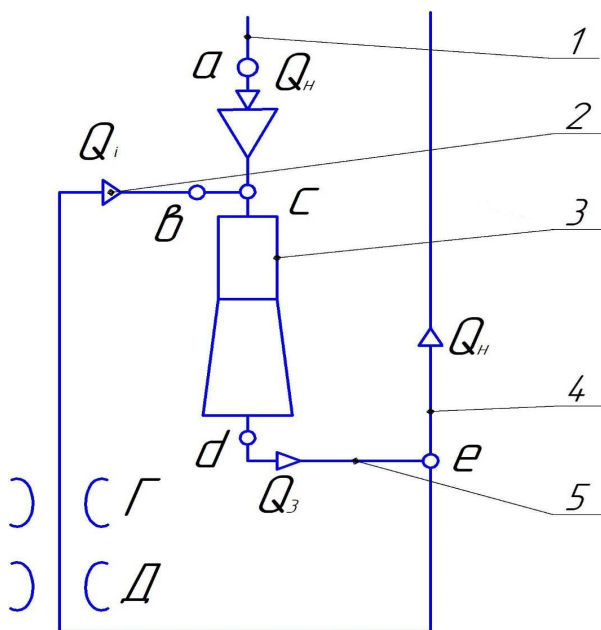
Рисунок 1 – Вібраційний гідроударник

починає рух у низхідному напрямку. Внаслідок того, що внутрішня поверхня верхнього сідла виконана конічною, низхідний рух робочого органу зменшує кільцевий зазор, що викликає зростання різниці тиску на сферичному тілі та відновлення дії спрямованого вгору зусилля. Коливання робочого органу генерують серію гідравлічних ударів, які сприяють вивільненню колони.

Нижнє сідло 4 може постійно знаходитись у свердловині (у вигляді вібратора) або його опускають на колоні бурильних труб після виникнення прихоплення. При постійному розміщенні вібратора у свердловині робочий орган пристрою, під дією зустрічного потоку здійснює бокові та повздовжні коливання, які викликають вібрацію бурильної колони, а це є причиною зниження сили зчеплення колони з гірською породою, внаслідок чого створюються умови для ліквідації прихоплення. Якщо прихоплення бурильної колони не ліквідоване – необхідно використовувати верхнє сідло гідроударника.

Розрахунок гідроударника передбачає попередній аналіз розподілу потоків у гідравлічній системі пристрою. Промивальний розчин з витратою Q_H (рис. 2) подається буровим насосом по гідравлічному каналу бурильних труб 1 на робочу насадку струминного насоса 3. В

приймальній камері струминного насоса (точка «С») створюється область низького тиску, внаслідок чого, по всмоктувальній лінії 2 здійснюється підсмоктування інжектованого потоку з витратою Q_i . Після змішування потоків у проточній частині струминного насоса змішаний потік з витратою Q_3 по напірній лінії 5 надходить в канал затрубного простору 4. В точці виходу змішаного потоку в канал затрубного простору (точка «е») відбувається його поділ: частина потоку з витратою Q_H прямує до устя свердловини, а частина – формує інжектований потік з витратою Q_i , який рухається до вибою і після проходження промивальної системи долота та проточної частини гідроударника по кільцевому каналу утвореному стінками свердловини та корпусом пристрою надходить в приймальну камеру (точка «С») струминного насоса.



1 – робоча лінія (канал бурильної колони);
2 – всмоктувальна лінія; 3 – струминний насос;
4 – канал затрубного простору;
5 – напірна лінія

Г – гідроударник; Д – долото
 Q_H, Q_3, Q_i – витрати робочого, змішаного та інжектованого потоку

Рисунок 2 – Гідралічна схема гідроударника

Щоб уникнути впливу гідравлічних втрат у нижньому перехіднику та долоті на витрату висхідного потоку, який створюється струминним насосом, у компоновці нижньої частини бурильної колони доцільно використовувати переливний клапан (аналогічний стандартному клапану гвинтового вибійного двигуна), який розміщують над породоруйнівним інструментом.

При роботі нижнього сідла в режимі вібратора, внаслідок створення динамічного зусилля на долото, підвищується ефективність руйнування гірських порід і зростає механічна швидкість буріння та проходження долота.

Існує два варіанти (модифікації) вібраційного гідроударника: з прохідним та непрохідним верхнім сідлом. У випадку непрохідного верхнього сідла робочий орган гідроударника встановлюють у пристрої перед його опусканням у свердловину, при бурінні на ділянках з підвищеною імовірністю виникнення прихоплення. Варіант пристрою з прохідним верхнім сідлом використовують за необхідності зменшити навантаження на блок силових насосів, коли наявність у циркуляційній системі свердловини додаткового гідравлічного опору може чинити суттєвий вплив на процес буріння. У випадку використання прохідного верхнього сідла робочий орган гідроударника скидають у свердловину після виникнення прихоплення. Використання цієї компоновки не перешкоджає розміщенню у свердловині глибинних приладів.

Пристрій має наступну технічну характеристику:

- | | |
|--|--------|
| 1. Габаритні розміри, мм | |
| діаметр | 172; |
| довжина (мінімальна) | 12500; |
| 2. З'єднувальні різьби | |
| верхня (внутрішня) | 3-147; |
| нижня (зовнішня) | 3-147; |
| 3. Мінімальна маса, кг | 1870; |
| 4. Діаметр робочого органу, мм | 63,5; |
| 5. Діаметр ОБТ між верхнім і нижнім сідлом, мм | |
| зовнішній | 178; |
| внутрішній | 90; |
| 6. Швидкість опускання пристрою у свердловину, м/с, не більше | 2; |
| 7. Мінімальна глибина розміщення струминного насоса у свердловині, м | 300. |

Наведені значення довжини та маси гідроударника стосуються компоновки, що складається з однієї труби ОБТ довжиною 12 м. За необхідності підвищення зусилля на прихоплену ділянку бурильної колони кількість ОБТ між верхнім і нижнім сідлом пристрою може бути збільшена.

Визначення режиму роботи струминного насоса і гідроударника передбачає спільний розв'язок рівняння напірної характеристики і рівняння характеристики гідравлічної системи. Напірну характеристику струминного насоса розраховуємо з використанням методики Соколова Е.Я., Зінгера Н.М. [5]. Напірну характеристику розраховуємо для значень геометричного параметра $K_{CH}=4$, які за даними промислових досліджень забезпечують необхідну ефективність використання гідравлічного ударника. Після підстановки значення геометричного параметра $K_{CH}=4$ в рівняння Соколова Е.Я., Зінгера Н.М. отримуємо формулу для розрахунку напірної характеристики струминного насоса у вигляді

$$h = a + bi^2 - c(1+i)^2, \quad (1)$$

де a, b, c – коефіцієнти, отримані з врахуванням значень швидкостей в характерних перерізах струминного насоса;

i – коефіцієнт інжекції струминного насоса.

Характеристику гідравлічної системи визначаємо після розрахунку тисків робочого, змішаного та інжектваного потоку струминного насоса. Тиски робочого P_p , змішаного P_3 та інжектваного P_i потоків визначаємо відповідно в точках «а», «b» і «d», показаних на гідравлічній схемі ежекційної системи (рис. 2). Рівняння для визначення заданих величин мають вигляд:

$$P_p = K_p Q_n^2 + K_3 Q_n^2 + \rho g H_n ; \quad (2)$$

$$P_3 = K_3 Q_n^2 + \rho g H_n ; \quad (3)$$

$$P_i = P_3 - K_d Q_i^2 - K_z Q_i = K_3 Q_n^2 + \rho g H_n - K_d Q_i^2 - K_z Q_i^2 , \quad (4)$$

де K_p, K_3, K_d, K_z – узагальнені гідравлічні опори відповідно робочої насадки, каналу затрубного простору, промивальної системи долота та проточної частини гідроударника;

Q_n, Q_i – витрата відповідно робочого та інжектваного потоків;

ρ – густина промивальної рідини;

g – прискорення земного тяжіння;

H_n – глибина розміщення насоса в свердловині.

Узагальнені гідравлічні опори визначаються рівняннями для розрахунку гідравлічних втрат в місцевих та лінійних опорах [6]. Складаюча $\rho g H_n$ в рівняннях (2)–(4) визначає величину гідростатичного тиску в свердловині. Значення тисків у характерних перерізах ежекційної системи необхідно подати у вигляді безрозмірного відносного напору струминного насоса. Враховуючи формули для визначення втрат тиску в зосереджених та лінійних гідравлічних опорах [6], рівняння напірної характеристики струминного насоса запишемо у вигляді

$$h = \frac{P_3 - P_i}{P_p - P_i} = \quad (5)$$

$$= \frac{1}{1 + \left[\frac{1}{N^2} \cdot \left(\frac{\mu_{pn}}{\mu_d} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_{pn}}{d_d} \right)^4 + \mu_{pn} \cdot C_z \cdot \left(\frac{d_{pn}}{d_z} \right)^4 \right] \cdot i^2}$$

де N – кількість насадок в промивальній системі долота;

μ_{pn}, μ_d – коефіцієнти витрати насадок струминного насоса і долота;

d_{pn}, d_d – діаметри насадок струминного насоса і долота;

d_z – діаметр гідравлічного каналу між нижнім та верхнім сідлом гідроударника;

C_z – коефіцієнт стисненого обтікання кулі гідроударника.

Якщо робочі насадки струминного насоса та долота мають однакову конструкцію, тобто

$\mu_{pn} = \mu_d$, для долота з трьома насадками ($N=3$) запишемо

$$h = \frac{1}{1 + \left[\frac{1}{9} \cdot \left(\frac{d_{pn}}{d_d} \right)^4 + \mu_{pn} \cdot C_z \cdot \left(\frac{d_{pn}}{d_z} \right)^4 \right] \cdot i^2} \quad (6)$$

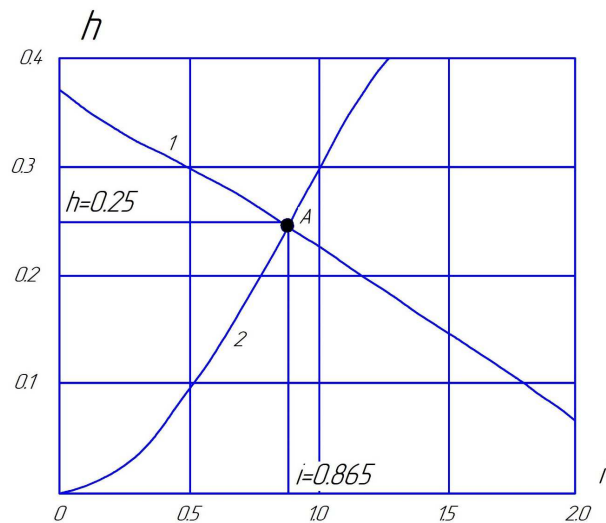
Коефіцієнт обтікання C_z визначається емпіричною формулою [7].

$$C_z = \frac{0.157q^3}{(1-q)^3} + 0.245 , \quad (7)$$

де q – співвідношення діаметрів сферичного об'єкта та гідравлічного каналу.

Спільний розв'язок рівнянь (1),(6) дозволяє визначити режимні параметри струминного насоса і відносний напір h та коефіцієнт інжекції i . Графічний розв'язок рівнянь (1),(6) наведений на рис. 3. Точка перетину характеристики струминного насоса та його гідравлічної системи (точка А на рис.3) є робочою точкою насосної установки, за якою можна визначити режим роботи струминного насоса. Отримана робоча точка насосної установки відповідає наступним режимним параметрам струминного насоса:

- коефіцієнт інжекції $i=0,865$;
- відносний напір $h=0,25$.



1 – характеристика насоса; 2 – характеристика гідравлічної системи
А – робоча точка насосної установки

Рисунок 3 – Визначення режиму роботи струминного насоса

Внаслідок зупинки сферичного робочого органу гідроударника в момент його контактування із верхнім сідлом відбувається гальмування висхідного потоку і ударне підвищення тиску. Зростання тиску, зумовлене виникненням гідравлічного удару, визначаємо за формулою Жуковського М.Є.:

$$\Delta P = \rho \cdot V \cdot C, \quad (8)$$

де V – швидкість висхідного потоку, який створює струминний насос;

C – швидкість поширення ударної хвилі.

Швидкість висхідного потоку V , яка входить до формули (8) визначається за витратою Q_i інжектованого потоку струминного насоса $V = V_i$. Швидкість поширення ударної хвилі визначаємо за формулою

$$C = \frac{\left(\frac{K}{\rho}\right)^{0.5}}{\left(1 + \frac{K \cdot d_{обт}}{\delta \cdot E}\right)^{0.5}}, \quad (9)$$

де K – модуль пружності промивальної рідини;

E – модуль пружності матеріалу труби ОБТ (обважненої бурильної труби);

$d_{обт}$ – зовнішній діаметр труби ОБТ;

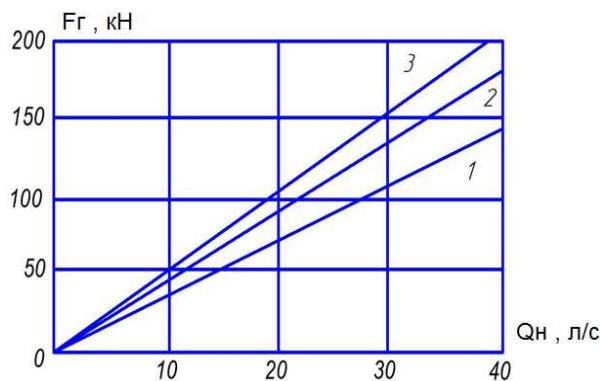
δ – товщина стінки труби ОБТ.

В момент контакту кулі з верхнім сідлом гідроударника під рухомим органом створюється зона підвищеного, а над ним – зона зменшеного тиску. Враховуючи значення різниці тиску на робочому органі гідроударника в момент виникнення гідравлічного удару зусилля, що діє на бурильну колону визначаємо за формулою

$$F_z = 2 \Delta P f_c, \quad (10)$$

де f_c – площа перерізу верхнього сідла гідроударника.

Результати розрахунку за формулою (10) визначені для різних значень витрати робочого потоку Q_n (рис. 4). Аналіз отриманих результатів свідчить про прямопропорційну залежність зусилля, що діє на бурильну колону від витрати робочого потоку та густини промивального розчину.



1 – 1000 кг/м³; 2 – 1500 кг/м³; 3 – 2000 кг/м³

Рисунок 4 – Залежність зусилля, що діє на прихоплену ділянку бурильної колони від витрати робочого потоку та густини промивального розчину

Наведена на рисунку 4 залежність отримана для таких вихідних даних:

коєфіцієнт витрати робочої насадки – 0,95;
діаметр робочої насадки – 0,014 м;
діаметр насадок долота – 0,01 м;
кількість насадок долота дорівнює – 3;
геометричний параметр струминного насоса – 4,0;

модуль пружності промивальної рідини – $2 \cdot 10^{11}$ Па;

діаметр обважнених бурильних труб – 0,178 м;

товщина стінки труби – 0,044 м;

діаметр сідла гідроударника – 0,11 м;

діаметр кулі гідроударника – 0,0635 м.

Особливості робочого процесу свердловинного струминного насоса визначають більш складні умови його експлуатації порівняно з елементами іншого глибинного обладнання. Внаслідок високої швидкості витікання потоку з робочої насадки в приймальній камері струминного насоса створюється область низького тиску. Розрідження, що виникає в приймальній камері, збільшує величину різниці тисків, яка діє на корпус струминного насоса та підвищує імовірність виникнення аварійних ситуацій, пов'язаних із руйнуванням глибинного обладнання. Необхідність запобігання аварій із глибинним обладнанням вимагає проведення досліджень напруженого стану корпусу струминного насоса, визначення критичних умов експлуатації свердловинної ежекційної системи та обґрунтування вибору геометричних та міцнісних параметрів її окремих елементів. Така задача розв'язана для випадку зовнішнього розміщення струминного насоса в конструкції привійної ежекційної системи [8]. Переважна більшість конструкцій свердловинних ежекційних систем, однак, відзначається внутрішнім розміщенням деталей струминного насоса. Для такої компоновки струминного насоса напружений стан його корпусних деталей не розглядався і потребує досліджень.

З метою зменшення аварійності при використанні вибійного гідроударника необхідно визначити допустиму за умов міцності товщину стінки корпусу пристрою для двох випадків.

Перший випадок стосується визначення напруженого стану в корпусі гідроударника під час руху кулі між нижнім і верхнім сідлом. Найбільш небезпечним для даного випадку є переріз, що відповідає виходу робочої рідини з насадки. В граничному випадку тиск на виході робочої рідини з насадки буде дорівнювати тиску насичених парів, а в затрубному просторі величина тиску буде дорівнювати сумі гідростатичного тиску і гідравлічних втрат у каналі затрубного простору

$$P_n = \rho \cdot g \cdot H_n + \frac{8 \cdot \rho \cdot \lambda_3 \cdot H_n \cdot Q_n^2}{\pi^2 (D_c - d_{кз})^3 (D_c - d_{кз})^2}, \quad (11)$$

де λ_3 – коєфіцієнт лінійного гідравлічного опору каналу затрубного простору;

$D_c, d_{кз}$ – діаметр відповідно свердловини та зовнішній діаметр бурильної колони.

Величина коефіцієнта лінійного гідравлічного опору передбачає стандартну послідовність розрахункових операцій :

- визначення швидкості руху промивального розчину;
- визначення числа Рейнольдса потоку;
- визначення перехідних чисел Рейнольдса та зон тертя;
- розрахунок коефіцієнта лінійного гідравлічного опору.

Відповідно до теореми Ляме допустима товщина стінки корпусу гідроударника може бути визначена за формулою

$$\delta = R_{в} \left(\sqrt{\frac{[\sigma]}{[\sigma] - 2P_{н}}} - 1 \right), \quad (12)$$

де $R_{в}$ – внутрішній радіус корпусу гідроударника;

$[\sigma]$ – границя плинності матеріалу з врахуванням коефіцієнта запасу міцності.

В другому випадку замість величини тиску $P_{н}$ використовуємо тиск гідроудару $P_{г}$, величину якого підставляємо в останню формулу і отримуємо :

$$\delta = R_{в} \left(\sqrt{\frac{[\sigma]}{[\sigma] - 2P_{г}}} - 1 \right). \quad (13)$$

За результатами проведених розрахунків отримано залежності, які наведені на рисунках 5 і 6.

Аналіз наведених на рис. 5, 6 залежностей вказує на прямопропорційну залежність мінімально необхідної товщини стінки корпусу струминного насоса та верхнього сідла гідроударника від витрати робочого потоку, глибини розміщення струминного насоса в свердловині та густини промивального розчину.

Наукова новизна та практична цінність.

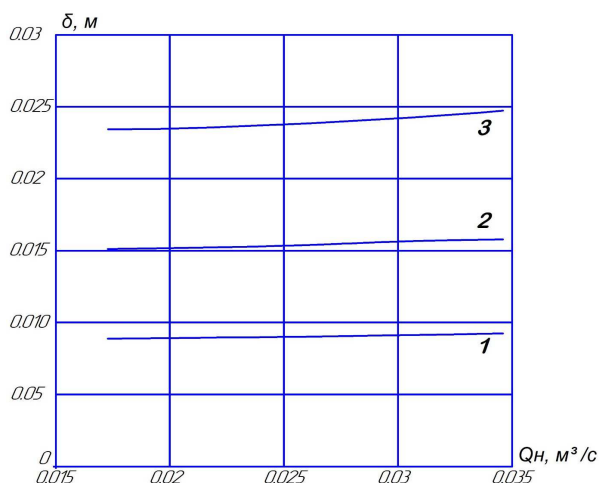
Наукова новизна проведених досліджень полягає в розробленні математичної моделі робочого процесу гідроударника на основі спільного розв'язку рівнянь напірної характеристики струминного насоса та характеристики його гідравлічної системи, пошуку робочої точки гідроструминної насосної установки, визначення витрати висхідного потоку в бурильній колоні, визначення ударного підвищення тиску та зусилля на прихоплені бурильні труби.

Практична цінність проведених досліджень полягає в підвищенні ефективності ліквідації прихоплення бурильної колони за рахунок зростання точності прогнозування величини динамічних зусиль які створюються гідроударником.

Висновки і рекомендації

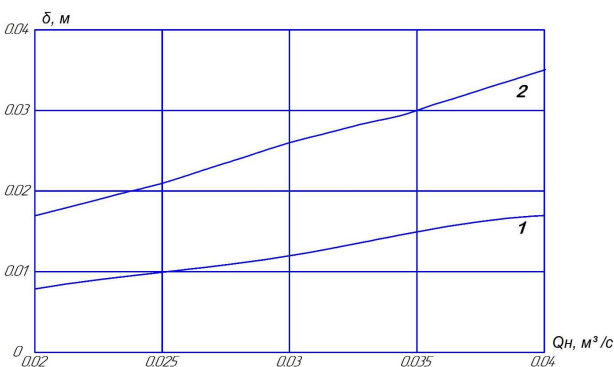
За результатами досліджень сформулюємо такі висновки:

1. Одним із перспективних засобів ліквідації прихоплення бурильної колони в горизонтальних та похилоорієнтованих свердловинах є вібраційний гідроударник, принцип дії якого заснований на створенні гідравлічного удару та



1 – $H_{н}=2000$ м; 2 – $H_{н}=3000$ м; 3 – $H_{н}=4000$ м

Рисунок 5 – Визначення мінімально необхідної товщини стінки корпусу струминного насоса для різної витрати робочого потоку та глибини свердловини $H_{н}$



1 – $\rho=1000$ кг/м³; 2 – $\rho=2000$ кг/м³

Рисунок 6 – Визначення мінімально необхідної товщини стінки верхнього сідла гідроударника для різної витрати робочого потоку та густини промивального розчину ρ

спрямованого в напрямку до устя свердловини зусилля.

2. Розроблена методика розрахунку дозволяє підвищити ефективність вибору параметрів експлуатації пристрою для ліквідації прихоплень бурильної колони.

3. Отримані результати дають можливість оптимізувати процес ліквідації аварій і можуть використовуватись при проектуванні та експлуатації вібраційних гідроударників з гідравлічним приводом у вигляді свердловинного струминного насоса.

4. Завдання подальших досліджень полягає у дослідній перевірці методики прогнозування режиму роботи вибійного гідроударника та струминного свердловинного насоса при їх спільному використанні для ліквідації аварій в похило орієнтованих та горизонтальних свердловинах.

Література

- 1 Паневник О.В. Застосування ежекційно-хвильових процесів для ліквідації аварій під час буріння свердловин / О.В. Паневник, А.Г. Чорнобильський // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 1. – С. 12 – 14.
- 2 Чернобыльский А.Г. Вибрационный гидроударник / А.Г. Чернобыльский, А.В. Паневник // Газовая промышленность. – 1995. – № 3. – С. 20.
- 3 Паневник О.В. Використання ежекційних технологій для підвищення ефективності буріння свердловин ПСГ / О.В. Паневник // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – № 35(5). – С. 116 – 121. Серія «Транспорт і зберігання нафти і газу».
- 4 Паневник О.В. Теоретичні основи використання струминного свердловинного насоса для ліквідації прихоплень бурильної колони / О.В. Паневник // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – № 35(2). – С. 104 – 111. Серія «Буріння нафтових і газових свердловин».
- 5 Соколов Е.Я. Струйные аппараты / Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
- 6 Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении / Н.Р. Рабинович. – М.: Недра, 1989. – 270 с.
- 7 Леонов Е.Г. Расчет времени падения шара в нисходящем турбулентном потоке промывочной жидкости в колонне труб / Е.Г. Леонов, Б.С. Филатов, Б.Н. Хахаев // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 3. – С. 22 – 26.
- 8 Величкович А.С. Обгрунтування вибору геометричних розмірів свердловинного струминного насоса / А.С. Величкович, Д.О. Паневник // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 6. – С. 20 – 23.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.08.17

Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Цьомко В.В.
(ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів)

ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СТІЙКІСТЬ ІНСТРУМЕНТУ ІЗ ДРІБНОЗЕРНИСТОГО СПЛАВУ WC-8Co ПІСЛЯ ВАКУУМНО-КОМПРЕСІЙНОГО СПІКАННЯ В РІЗНИХ УМОВАХ ЗВАРЮВАННЯ ТЕРТЯМ З ПЕРЕМІШУВАННЯМ

¹М.М. Прокопів, ¹О.В. Харченко, ¹В.А. Лукаш, ²І.В. Цап

¹Інститут надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля НАН України;
04074, м. Київ, вул. Автозаводська, 2, тел. (044) 4688632; 4676643; 4329932

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717277,
e-mail: zvd@nund.edu.ua

Подано результати дослідження впливу умов охолодження при вакуумно-компресійному спіканні під тиском азоту 2,5 МПа та у вакуумі на стійкість і механізми зношування інструмента із дрібнозернистого твердого сплаву групи WC-8Co в умовах неперервного та перервного (вхід – вихід) режимах наварювання методом тертя з перемішуванням мідних плит. Показано позитивний вплив охолодження під тиском газу 2,5 МПа на стійкість інструмента в умовах неперервного, а охолодження у вакуумі – в умовах перервного режиму зварювання. За результатами кількісного аналізу десорбції газів із твердого сплаву, охолодженого в різних умовах, дано пояснення їх впливу на стійкість та механізми зношування в різних умовах наварювання.

Ключові слова: твердий сплав, структура, властивості, вакуумно-компресійне спікання, стійкість, мідь, наварювання тертям з перемішуванням.

Представлены результаты исследования влияния условий охлаждения при вакуумно-компрессионном спекании под давлением азота 2,5 МПа и в вакууме на устойчивость и механизмы изнашивания инструмента из мелкозернистого твердого сплава группы WC-8Co в условиях непрерывного и прерывного (вход - выход) режимах наваривания методом трением с перемешиванием медных плит. Показано положительное влияние охлаждения под давлением газа 2,5 МПа на стойкость инструмента в условиях непрерывного, а охлаждения в вакууме - в условиях прерывистого режима сварки. По результатам количественного анализа десорбции газов из твердого сплава, охлажденного в различных условиях, дано объяснение их влияния на устойчивость и механизмы изнашивания в различных условиях наваривания.

Ключевые слова: твердый сплав, структура, свойства, вакуумно-компрессионное спекание, устойчивость, медь, наваривания трением с перемешиванием.

The research results of the influence of the cooling conditions during the vacuum-compressive sintering under the pressure of nitrogen of 2.5 MPa and the influence on the durability and wear mechanisms of the WC-8Co fine-grained alloy tool under the conditions of continuous and interrupted (input-output) modes of welding by the method of dragging with stirring of the copper plates have been described. The positive influence of cooling under pressure of gas of 2.5 MPa on the tool durability under the conditions of continuous mode of welding, and cooling in a vacuum - under the conditions of the interrupted mode of welding has been shown. On the basis of quantitative analysis of the gas desorption of hard alloy metals cooled in different conditions, there has been an explanation of their impact on durability and wear mechanisms in different welding conditions.

Key words: hard alloy metal, structure, properties, vacuum-compressive sintering, durability, copper, dragging with stirring.

Вступ

Україна на сьогодні залишається однією з провідних машинобудівних країн Європи. Подальший її прогрес нерозривно пов'язаний з розвитком нових високоефективних технологій, зокрема в галузі з'єднання конструкцій.

До таких технологій, в першу чергу, відноситься технологія зварювання та наплавлення тертям з перемішуванням, яка запатентована 1991 р. Британським інститутом зварювання [1, 2]. За показниками технологічності, економічності та екологічності значно випереджає традиційні технології, зокрема, найбільш поширену технологію електродугового зварювання [3].

Підтвердженням цього є широке практичне застосування фірмами – SAPA (Швеція, Фінляндія), Marine Aluminium (Норвегія), BOEING, BAE System, Lockheed-Martin Laboratories, Reynolds Aluminium (США) та ін., в таких галузях, як: вагоно-, автомобіле-, суднобудування, авіапромисловість, ракетно-космічна техніка (виготовлення паливних баків космічних ракет), суднобудування (виготовлення корпусів морських суден, підводних човнів та різних смонтей) [5–6].

Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона розробив ряд нових технологій зварювання на основі плазмово-дугового та електронно-променевого зварювання [4].

Попри на інтенсивні дослідження в цій області електродугове зварювання і досі залишається однією із основних технологій для з'єднання різних конструкцій в базових галузях України.

Отже, необхідність розроблення вітчизняної технології зварювання тертям з перемішуванням є актуальною технічною задачею в модернізації народного господарства України.

Виходячи із цього, з 2010 по 2013 рр. за програмою «Ресурс» ІНМ ім. В.М. Бакуля спільно з Інститутом електрозварювання ім. Патона проводилось дослідження щодо розроблення вітчизняної технології зварювання міді тертям з перемішуванням. За основу для проведення роботи використано таку інформацію [5-7]:

- 30 видів найбільш поширених у світовій практиці конструкцій інструменту та рекомендації щодо їх вибору для конкретних матеріалів зварювання;

- використання твердого сплаву групи WC-Co для виготовлення інструменту;

- режими технології процесу зварювання та технічне оснащення;

- температурні поля в зоні шва та на поверхні інструменту.

Однак інформація стосовно вибору марки матеріалу, її структури та властивостей, а також технології виготовлення інструменту для різних умов роботи відсутня. Тому основна задача, яка вирішувалась нами в рамках проекту «Ресурс», стосувалась виключно визначення хімічного складу та умов спікання твердого сплаву групи WC-Co [7], за яких забезпечувалась би максимальна стійкість інструменту під час зварювання міді. До того ж виконувалась конкретна практична задача – відновлення робочої поверхні відпрацьованого мідного кристалізатора безперервного розливання сталі шляхом наварювання мідної пластини розміром 1200x300x5 мм [10, 13]. Як виявилось, в умовах формування зварного шва вздовж сторони плити розміром 1200 мм максимальну стійкість серед стандартних твердих сплавів із вмістом Co в інтервалі 6-13% виявив інструмент із твердого сплаву VK8. За даних умов було виконано 54 входи та виходи із зони шва. При цьому навантаження на інструмент знижувалась до нуля, а температура на його робочій поверхні змінювалась в інтервалі 650–300°C. Тобто інструмент працював в умовах термомеханічного циклічного навантаження, а втрата його працездатності відбувалась внаслідок стирання евольвенти на робочій частині через недостатню зносостійкість. В [11] показано переваги інструменту, спеченого у вакуумі, порівняно з інструментом після спікання в метано-водневому середовищі.

Відомо, що одним із шляхів підвищення зносостійкості інструментального матеріалу є зменшення розміру карбідного зерна в структурі твердого сплаву, підвищення його фізико-механічних властивостей шляхом вакуумно-компресійного спікання (ВКП) під тиском до 2,5МПа газу, а також зменшення адгезійної,

дифузійної активності до оброблюваного матеріалу [12].

Як свідчать результати досліджень [17, 10], умови охолодження (у вакуумі та під тиском газу) після ВКП майже не впливають на структурні та фізико-механічні властивості твердого сплаву, однак по-різному впливають на стійкість різального інструмента в умовах безперервної та перервної лезової обробки сталі 40Х. Це пов'язано, в першу чергу, із різною активністю твердого сплаву до адгезійної та дифузійної взаємодії з оброблюваним матеріалом.

У процесі наварювання чи зварювання із зміною кількості входів та виходів (різні розміри деталей) інструмент буде також піддаватись впливу різних механізмів деструкції його робочої поверхні, що вплине на кінцеву працездатність. Закономірно, що при цьому, крім хімічного складу, структурних та фізико-механічних властивостей матеріалу інструменту важливу роль відіграватимуть його адгезійна активність до наварюваного матеріалу, а також активність до окислення.

Така інформація на сьогодні нам невідома.

Метою даної роботи було дослідження експлуатаційної стійкості інструмента із дрібнозернистого сплаву VK8М після вакуумно-компресійного спікання під тиском 2,5 МПа охолодженого під тим же тиском газу та у вакуумі. Режими наварювання мідних плит – безперервний та циклічний (різна кількість циклів).

Методика дослідження

Схема наварювання двох мідних плит (рис.1) з розмірами 300x1200x5мм. Розміри плити були вибрані з необхідності моделювання різних режимів наварювання: P_{H1} – безперервний; P_{H2} і P_{H3} – циклічні. При цьому режим P_{H2} – для наварювання вздовж сторони довжину 1200 мм, а режим P_{H3} – вздовж сторони розміром 300 мм. Таким чином, у режимі P_{H3} кількість виходів та входів інструменту в плиту буде в 4 рази більше, ніж у режимі P_{H2} .

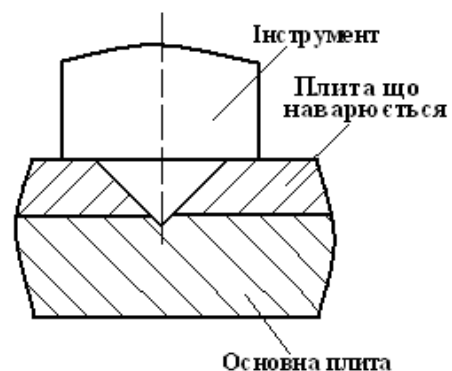


Рисунок 1 – Схема розміщення плит з інструментом у процесі роботи

Використовували для цього вертикально-фрезерний верстат мод. СФ15, оснащений додатковим пристроєм для кріплення плит.

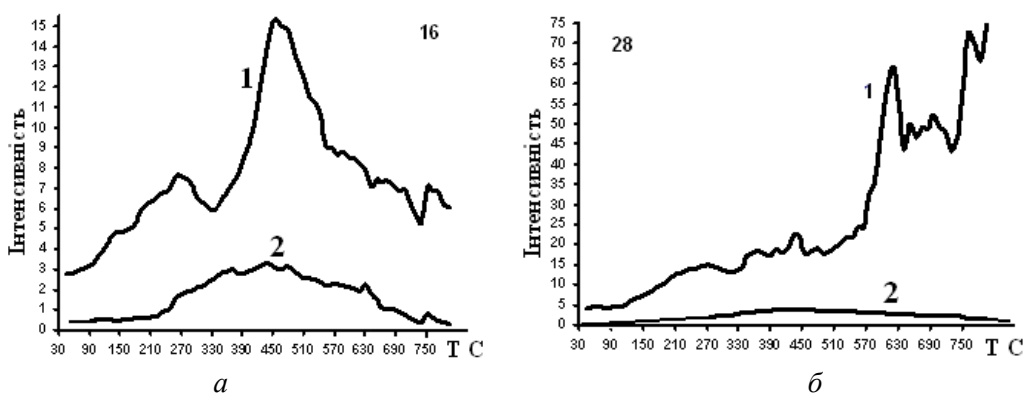


Рисунок 2 – Графіки термодесорбційних спектрів, розчинених в об’ємі сплаву газів після ВКС ($p=2,5$ МПа) і охолодженого під тиском газу (P1) (1) та у вакуумі (P2) (2)

Параметри процесу наварювання, взяті із [12, 13, становили: кількість обертів $n = 1450$ хв⁻¹; подача $s = 80$ мм/хв., кут нахилу інструмента проти напрямку руху – 2° .

Конструкцію робочої частини інструмента було вибрано як одну із найпростіших із широкої номенклатури конструкцій, наведених в [19, 10].

Для виготовлення інструмента використовували тврдосплавну дрібнозернисту суміш WC-Co (BK8M) виробництва КЗТС (Росія). Вибір BK8M обумовлений більшою зносостійкістю, ніж твердий сплав BK8, що використовувався в роботі [18].

Спінання здійснювали за розробленими режимами технології вакуумно-компресійного спікання (ВКС) під тиском $p=2,5$ МПа азоту підвищеної чистоти [12].

При цьому одну партію інструмента охолоджували під тим же тиском азоту P1 (3 МПа), а другу – у вакуумі P2 (13,3 Па).

Охолодження від температури спікання до 700°C здійснювали зі швидкістю 3–5 град./хв., а нижче цієї температури – при виключеному джерелі нагрівання.

Характеристики структури та фізико-механічних властивостей спеченого твердого сплаву визначали за стандартними методиками.

Термодесорбцію газів визначали згідно з [6]. Мас-спектри газової фази, що змінюється при нагріванні зразка, записували на мас-спектрометром MX 7304A (фірми "Селмі", м. Суми) за співвідношення маси до заряду (m/z) = 10 – 60, що дає змогу побудувати термодесорбційні криві для кожної речовини окремо. Швидкість нагрівання зразка становила $14^\circ\text{C}/\text{хв.}$ за температурного інтервалу $40\text{--}800^\circ\text{C}$.

Стійкість інструмента визначали за довжиною сформованого однорідного зварного шва, а причини втрати ним працездатності візуально оцінювали за виглядом його робочої поверхні.

Результати дослідження та обговорення

Поверхня зразків після охолодження у вакуумі має світліше забарвлення, ніж при охолодженні під тиском газу, що свідчить про різні процеси, які відбуваються на його поверхні в процесі охолодження.

Проведені дослідження показали значне зменшення адсорбованих газів у всьому діапазоні співвідношення маси до заряду (m/z) = 10–60 в об’ємі зразків, охолоджених у вакуумі. На рис. 2 наведено термодесорбційні спектри іонів газів із співвідношенням маси до заряду (m/z) 16 (а) та 28 (б), що належать основним молекулам відповідно води та азоту.

Наведені термодесорбційні графіки свідчать про зменшення кількості адсорбованих іонів води (рис. 2 а) та азоту (рис. 2 б) в об’ємі сплавів при охолодженні у вакуумі порівняно з охолодженими під тиском газу. Характеристики структури та фізико-механічні властивості сплаву BK8 М спечених зразків наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Фізико-механічні та структурні характеристики зразків із сплаву BK8 М

Характеристика сплаву	Технології спікання	
	P.1	P.2
Коерцитивна сила H_c , кА/м	17,6	17,1
Густина γ , г/см ³	14,75	14,76
Твердість, HRA	90,1	90,1
Границя міцності під час згинання R_{bm} , МПа	1980	2245
Коефіцієнт тріщиностійкості K_{IC} , МПа·м ^{1/2}	12,8	13,3
Середній розмір зерна d_{wc} , мкм	1,7	1,68
Теплопровідність, Вт/(м·К)	58	55
Об’ємна пористість, %	A2 0,2	A2 0,2
Кількість пор розміром > 50 мкм	–	–
Розмір окремих великих зерен карбиду вольфраму та їх скупчень	8–15	10–15
Розмір кобальтової фази, мкм	0,3–0,5	0,32–0,6

Аналізуючи дані таблиці 1 компресійне спікання під тиском азоту 2,5 МПа і охолодження у вакуумі у порівняно з охолодженням під цим самим тиском зразків сплаву BK8 М незначною мірою збільшує тільки границю

міцності під час згинання та тріщиностійкість, але не впливає на структурні характеристики.

Аналізуючи таблицю 1, слід зазначити, що інструмент, виготовлений за 2 варіантом за механічними властивостями, не враховуючи адгезійну та хімічну активність, повинен мати більшу стійкість при наварюванні.

Діаграми стійкості інструменту для різних режимів наварювання наведено на рис. 3.

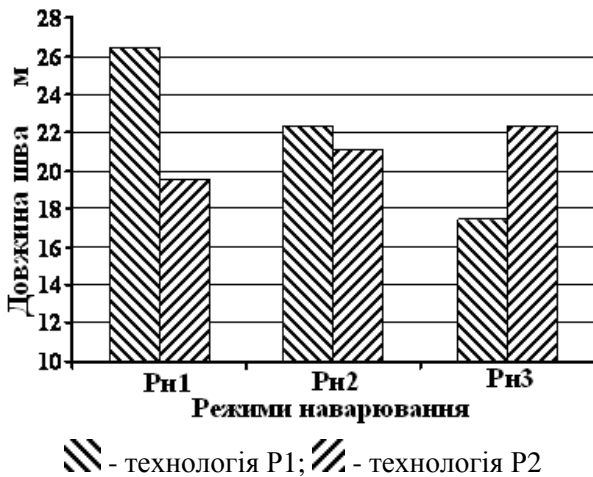


Рисунок 3 – Діаграма стійкості інструмента із сплаву BK8 M, виготовленого за різними технологіями, при наварюванні двох мідних плит в різних умовах роботи

При наплавленні міді в умовах безперервної роботи (P_{n1}) більшу стійкість (26,5 м якісного шва) виявлено у інструмента, виготовленого за технологією (P1). Стійкість інструмента, охолодженого в вакуумі, менша в 1,35 рази. В умовах режиму P_{n2} стійкості інструментів, охолоджених в різних умовах, приблизно рівні. Натомість в умовах наварювання режиму P_{n3} більшу в 1,57 разів стійкість виявив інструмент, що охолоджувався у вакуумі.

На рис. 4 зображено характерні види зношування інструменту після втрати працездатності.

Аналіз поверхонь відпрацьованих інструментів, охолоджених в вакуумі (P2), свідчить, що основною загальною причиною втрати його працездатності як в умовах безперервного, так і

циклічного зварювання міді є зношення евольвенти робочої частини (рис. 4 а). При цьому ж безперервному режимі зварювання P_{n1} виявлено локальні налипання міді, а також поодинокі місця виривів евольвентної поверхні інструмента (рис. 4 б). Такий результат за меншої механічної міцності твердого сплаву, охолодженого під тиском газу, можна пояснити більшою фізичною та хімічною інертністю його до міді.

В режимах зварювання P_{n2} і P_{n3} втрата працездатності інструмента P2 відбувається виключно за рахунок зношення робочої поверхні.

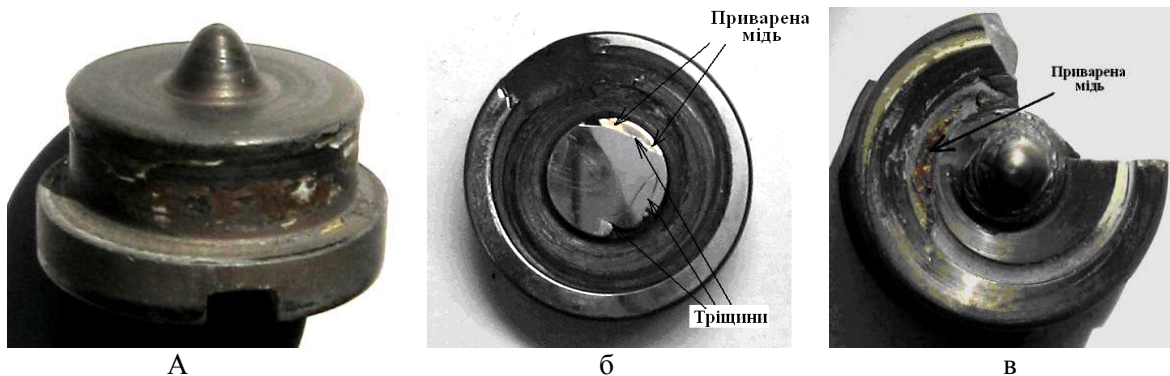
Втрата працездатності інструмента, охолодженого під тиском азоту P1, що працював у режимі зварювання P_{n1}, відбулася також внаслідок тільки процесу зношення. В режимі зварювання P_{n2}, окрім класичного зношення, виявлено поодинокі сколи на периферійній частині інструменту. В режимі P_{n3} втрата працездатності відбулася в результаті передчасного катастрофічного, без повного зношення евольвентної частини руйнування інструмента (рис. 4 в). Важливим є наявність нальоту світлого кольору на поверхнях обох партій інструмента, що свідчить про окислення повітрям навколишнього середовища.

Висновки

Експлуатаційна стійкість інструмента із сплаву BK8M після ВКС під тиском азоту 2,5МПа та охолодженого в різних умовах визначаються таким чином:

- в неперервному режимі процесу зварювання мідних плит більшу стійкість виявив інструмент після охолодження під тиском азоту в порівнянні з інструментом, охолодженим у вакуумі, що зумовлено його більшою фізичною та хімічною інертністю, яка забезпечується наявністю абсорбованих газів у об'ємі та на поверхні інструмента;

- в умовах циклічного режиму зварювання стійкість інструмента після охолодження під тиском газу зменшується, а стійкість інструмента, охолодженого у вакуумі, збільшується. При цьому вказана різниця збільшується зі збільшенням числа циклів, що пояснюється більшою міцністю в умовах високотемпературної втоми, яка забезпечується десорбцією газів.



а – зношування евольвентних канавок; б – адгезійне налипання міді та локальні вириви на поверхні піна; в – руйнування інструменту та окислення робочої поверхні

Рисунок 4 – Характерні види зношування інструмента після втрати працездатності

Література

- 1 W. M. Thomas et al., 1991. US Patent No. 5,460,317.
- 2 By Rajiv S. Mishra, Murray W. Mahoney: Friction stir welding and processing, ASM International. ISBN 978-0-87170-848-9. 352 p.
- 3 Johnsen M. R. Friction Stir welding takes off at Boeing // Welding Journal. – 1999. – No 2. – P. 35–39.
- 4 <http://paton.kiev.ua/ru/o-nas/istoriya/85-institut-elektrosvariki-im-patona>
- 5 Friction Stir Welding and Processing / eds by Rajiv S. Mishra, Murray W. Mahoney. – ASM International, 2007.
- 6 Штрикман М. М. Стан і розвиток процесу зварки тертям лінійних сполук. Ч.1 / М. М. Штрикман // Зварювальне виробництво. – 2007. – № 9 (874).
- 7 Materials Science and Engineering A - A study on the SCC susceptibility of friction stir welded AZ31 Mg sheet / M. Bobby Kannana, W. Dietzel, R. Zenga, R. Zettler, JF dos Santos // Institute for Materials Research, GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH, D-21502 Geesthacht, Germany; Chongqing Institute of Technology, Chongqing 400050, China; accepted 15 January 2007.
- 8 Котлышев Р.Р. Расчет температур при сварке трением с перемешиванием алюминиевых сплавов / Р.Р. Котлышев, К.Г. Шучев, А.В. Крамской // Вестник ДГТУ. – 2010. – Т.10. – № 5(48). – С. 648-654.
- 9 Вплив умов спікання на стійкість інструменту для наплавлення міді тертям з перемішуванням із сплаву групи WC-Co / М.М. Прокопів, О.В. Харченко, Ю.П. Ущиповський // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2015. – Вып. 18. – С. 494–499.
- 10 Mishra R. S. and Mahoney M. W. Friction stir welding and processing // Materials Park, OH, ASM International. – 2007.
- 11 Прокопів Н.М. Определение стойкости мелкозернистого твердого сплава WC-10Co при циклическом ударном точении стали. Резание и инструмент в технологических системах / Н.М. Прокопів, В.П. Бондаренко, О.В. Харченко, Ю.А. Мельничук // Международный научно-технологический сборник (Харьков, НТУ «ХПИ»), – 2012. – С. 225 – 235.
- 12 Харченко О.В. Визначення ефективних тисків азоту при спіканні дрібнозернистих інструментальних твердих сплавів WC-Co з підвищеною зносостійкістю: Дис. на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – К.: ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2014.
- 13 Kolaska H. Use of the combined sintering HIP process in the production of hard metals and ceramic / Kolaska H., Dreyer K., Schaaf G. // pmi. – 1989. – v. 21, № 1. – P. 22 – 28.
- 14 Reynolds A. P. and Lockwood W. D. Digital image correlation for determination of weld and base metal constitutive behavior // Proc. 1st Int. Conf. on 'Friction stir welding'. – Thousand Oaks, CA, USA, June 1999, TWI.
- 15 К вопросу о повышении износостойкости медных плит кристаллизаторов / В.И. Зеленин, М.А. Полищук, В.А. Лукаш, М.М. Прокопів, О.В. Харченко [и. др.] // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2011. – Вып. 14. – С. 533–536.
- 16 Prado R. A. Tool wear in the friction stir welding of aluminum alloy 6061z20% Al₂O₃: a preliminary study / R. A. Prado, L. E. Murr, D. J. Shindo and K. F. Soto // Scr. Mater. – 2001, 45, 75–80.
- 17 Sutton M. A. Mode I fracture and microstructure for 2024-T3 friction stir welds / M. A. Sutton, A. P. Reynolds, B. Yang and R. Taylor // Mater. Sci. Eng. A. – 2003, A354, 6–16.
- 18 Панов В.С. Технология и свойства спеченных твердых сплавов и изделий из них / В.С. Панов, А.М. Чувілін, В.А. Фальковський. – М.: МИСиС, 2004. – 464 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.09.17

Рекомендована до друку
професором **Чудиком І.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Фесенком І.П.**
(Інститут надтвердих матеріалів
ім. В.М. Бакуля НАН України, м. Київ)