

**ПИТАННЯ
РОЗВИТКУ
ГАЗОВОЇ
ПРОМИСЛОВОСТІ
УКРАЇНИ**

Геологія газових і газоконденсатних родовищ
Розробка газових і газоконденсатних родовищ
Буріння газових свердловин
Видобування природного газу
Підготовка і переробка природного газу
Інформаційні повідомлення

НАУКОВО-
ВИРОБНИЧИЙ
ЗБІРНИК

ВИПУСК I

ХАРКІВ - 2022

**Акціонерне товариство «Укргазвидобування»
Український науково-дослідний
інститут природних газів
УкрНДІгаз**

Питання розвитку газової промисловості України

Науково-виробничий збірник

Випуск L

Геологія газових і газоконденсатних родовищ

Розробка газових і газоконденсатних родовищ

Буріння газових свердловин

Видобування природного газу

Підготовка і переробка природного газу

Інформаційні повідомлення

Харків - 2022

Питання розвитку газової промисловості України: Науково-виробничий збірник.

Збірник містить наукові статті з геології газу і нафти щодо оцінки приросту їхніх запасів, наукового обґрунтування шляхів подальшого розвитку підготовки ресурсної бази; удосконалення геотехнологій розробки родовищ України; геолого-технологічних і техніко-технологічних питань глибокого буріння свердловин; видобування природного газу; підготовки та переробки природного газу та інформаційні повідомлення.

Редакційна колегія:

Головний редактор – М.І. Братах, к.т.н.

Заступники головного редактора – А.І. Лур'є, д.г.-м.н.; А.П. Мельник, д.т.н.

Відповідальний секретар – Р.О. Шевченко, к.т.н.

Члени колегії – О.О. Акульшин, д.т.н.; Є.С. Бікман; І.В. Височанський, д.г.-м.н.; Т.Н. Галко, д.г.-н.; О.Т. Драганчук, д.т.н.; М.І. Євдошук, д.г.-н.; І.І. Капцов, д.т.н.; Р.М. Кондрат, д.т.н.; А.В. Лизанець, к.г.-м.н.; О.Ю. Лукін, д.г.-м.н.; М.І. Мачужак, к.г.-м.н.; О.Г. Нестеренко, к.е.-н.; О.Ф. Редько, д.т.н.; Ю.І. Федоришин, д.г.-н.

Технічний редактор – Л.В. Діденко.

Problems of gas industry development in Ukraine: Scientific and production collection.

The edition includes scientific articles which are covered gas and oil geology in the part of estimation of their stocks increase, the scientific substantiation of further development of resource base preparation; geology-technological and technique-technological problems of deep drilling; gas recovery; gas processing and treatment; information.

Editorial Board:

Editor-in-chief – M.I. Bratakh, E. D.

Deputy Editors-in-chief – A.I. Lurye, D. Geol. Mineral Sci.; A.P. Melnik, E. D.

Executive secretary – R.O. Shevchenko, E. D.

Board members – O.O. Akulshyn, E. D.; Y.S. Bikman; I.V. Vysochansky, Dr. Geol. Mineral. Sci.; T.N. Galko, Dr. Geol. Sci.; O.T. Draganchuk, E. D.; M.I. Yevdo-shchuk, D. Geol. Sci.; I.I. Kaptsov, E. D., R.M. Kondrat, E. D.; A.V. Lizanets, D. Geol. Mineral. Sci.; O.U. Lukin, Dr. Geol. Mineral. Sci.; M.I. Machuzhak, D. Geol. Mineral. Sci.; O.G. Nesterenko, D. Ec. Sci.; O.F. Redko, E. D.; Y.I. Fedorishyn, Dr. Geol. Sci.

Technical editor – L.V. Didenko.

Затверджено до друку рішенням бюро вченої ради УкрНДІгазу - Протокол № 1 від 23.12.2022 р.

Свідоцтво про державну реєстрацію: серія КВ № 19952-9752ПР від 29.04.2013 р.

©Акціонерне товариство «Укргазвидобування», 2022 р.

©Український науково-дослідний інститут природних газів, 2022 р.

ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ
GEOLOGY OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

УДК 553.982.23.05

І.В. Височанський¹, докт. геол.-мінер. наук, Г.Є. Святенко¹, канд. геол. наук,
В.М. Абелєнцев¹, канд. геол. наук, С.В. Кривуля², канд. геол. наук, Є.Є. Волосник¹,
А.О. Некрасов¹, М.В. Купчинська¹, А.С. Захаров¹, Ю.М. Спічакова¹
(УкрНДІгаз¹, ГПУ «Шебелинкагазвидобування»²)

ПЕРСПЕКТИВИ І НАПРЯМКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ
З ПОШУКІВ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ
У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ

Процес геологорозвідувальних робіт з метою пошуків гідродинамічних пасток (ГП) і пов'язаних з ними вуглеводневих скупчень розглянуто у складі двох взаємозумовлених проблем. Першою із них є виділення перспективних зон, ділянок, площ, у межах яких достатньо виражені сприятливі передумови для пасткоутворення. Відокремлення таких територій стало можливим при врахуванні збігу специфічних рис геологічної будови та гідродинамічних умов як підґрунтя для виникнення відповідних режимів водообміну, що зумовлюють уловлювання мігруючих вуглеводневих сполук.

Наступною розглянутою проблемою було попереднє підтвердження наявності скупчень вуглеводнів (ВВ), яке базується на застосуванні фундаментальних наукових розробок геохімічних та геофізичних досліджень, спрямованих на індикацію саме покладів ВВ у несклепінних пастках гідродинамічного типу шляхом реалізації прямопошукових методів.

Висвітлено результати досліджень, присвячених вирішенню вищезазначених проблем.

The process of exploration work for search of hydrodynamic traps and connected with them in hydrocarbon pools can be seen as two interdependent problems. The first of them is the identification of perspective zones, plots, squares, at the borders of which there are good background for trap creation. The definition of such territories became possible with the overlaying of specific peculiarity of geological structure and hydrodynamic terms as a basement for maintaining the specific regimes of water exchange, which make condition for capturing of migrating hydrocarbons.

The next part of the problem considered was the early confirmation of the accumulation of hydrocarbons, based on the fundamental scientific studies (geochemical and geophysical works), directing to the indication of the hydrocarbon pools in non-anticline traps with aid of the direct search methods.

The results of the explorations assigned to the upper reviewed problems were discussed.

Постановка проблеми. Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) належить до числа регіонів, де несклепінні пастки майже всіх типів і пов'язані з ними поклади вуглеводнів мають значне поширення. Водночас ГП в цьому регіоні поки що не є характерними, хоча особливості його геологічної будови засвідчують про можливість їх формування. Отже, обґрунтування перспектив і напрямків геологорозвідувальних робіт з пошуків ГП в ДДЗ і є основною задачею роботи.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. В монографії О.О. Плотнікова [1] до числа перспективних регіонів для пошуків ГП віднесена ДДЗ. Підставою для цього послужили дані про наявність в окремих продуктивних горизонтах, зокрема на Сорочинському і Руденківському родовищах, пластових вод, які залягають вище газових покладів. Вважається, що у формуванні газових скупчень на вказаних родовищах провідна роль належить пластовим водам. До числа потенційно перспективних об'єктів для пошуків ГП вперше включено також утворення

кір вивітрювання кристалічного фундаменту (І.В. Височанський [2]) та алювіальних утворень палеорічкових систем [3].

За результатами геолого-геофізичного вивчення південного схилу Кальміус-Торецької улоговини і Красноармійської моноклінали у південно-східній частині ДДЗ (А.С. Тердовідов та ін. [4], С.Д. Павлов та ін. [5], В.Г. Суярко та ін. [6]) попередньо встановлено сприятливі геологічні передумови для формування ГП у палеозойських відкладах.

Виділення невіршених раніше частин загальної проблеми. Загальна проблема пошуків ГП в ДДЗ в цілому до цього часу практично не вирішувалась.

Формулювання мети статті. Оцінка можливостей обґрунтування нового напрямку пошуково-розвідувальних робіт в ДДЗ, а саме на нетрадиційні несклепінні пастки гідродинамічного типу.

Виклад основного матеріалу досліджень. Висвітлені в попередній статті [3] геологічні передумови формування ГП у межах ДДЗ стали теоретичним підґрунтям для детального аналізу питань щодо ступеня перспективності окремих територій регіону і обґрунтування початкового етапу геологорозвідувальних робіт

До числа таких питань відносимо характеристику гідродинамічних умов з метою виділення потенційно перспективної території у межах південної прибортової зони, північного борту ДДЗ та Кальміус-Торецької улоговини, які попередньо віднесені до числа першочергових об'єктів для подальшого вивчення [3].

Дослідженнями особливостей геологічної будови та гідродинаміки ДДЗ [1] до числа першочергових територій для пошуків ГП віднесена західна частина південної прибортової зони, у межах якої Сорочинське і Руденківське родовища газу автором вказаної роботи віднесено до гідродинамічного типу. У межах цієї території виділено також 7 ділянок перспективних для пошуків пасток ВВ, у формуванні яких певну роль може відігравати і гідродинамічний фактор, що детальніше розглянуто в першій статті [3]. У даній роботі передбачено привернути увагу читача до рекомендації щодо подальшого вивчення даної перспективної території.

Особливої уваги з позиції оцінки сприятливості умов для формування ГП заслуговує північна бортова зона ДДЗ. Характеристика гідрогеологічної обстановки в її межах здійснена, базуючись на результатах новітніх узагальнень [8].

На ранній стадії вивчення гідрогеології ДДЗ у роботах Л.П. Швая і В.О. Терещенка рух підземних вод на північному борту визнавався спрямованим від регіональної області живлення на північно-східному схилі басейну, в бік області розвантаження в долині р. Дніпра .

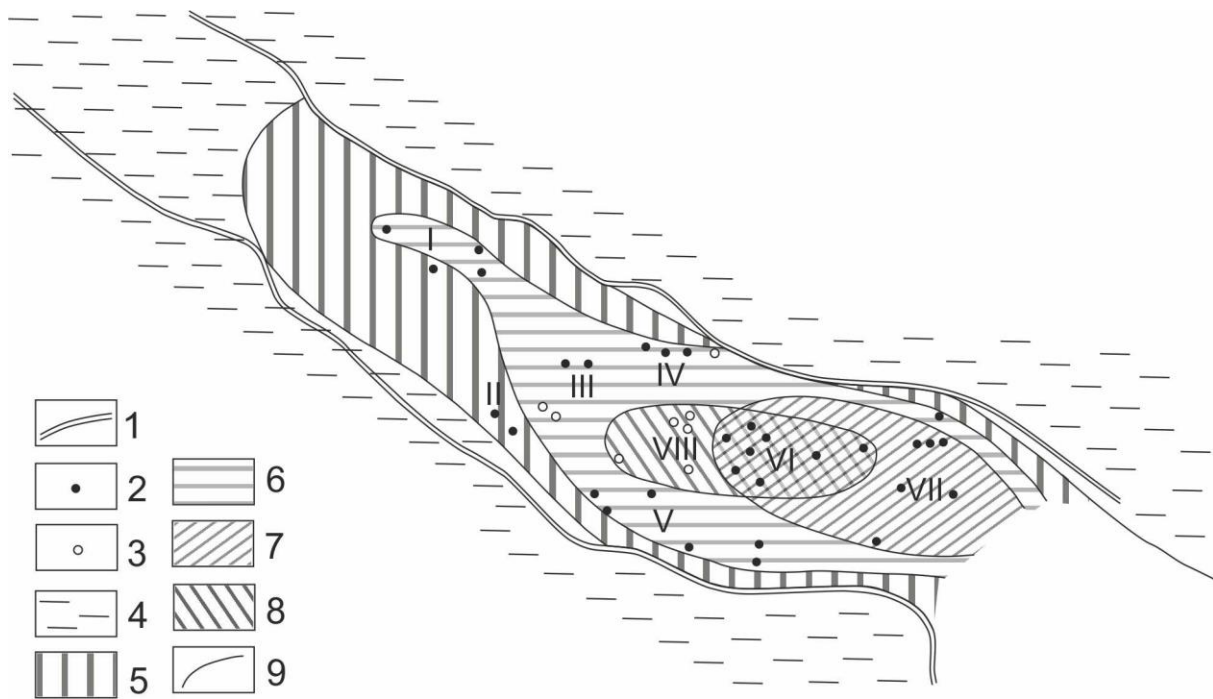
Виділення нижнього і верхнього гідрогеологічних поверхів з протилежним напрямком руху вод – з півдня на північ у відкладах палеозою і з півночі на південь у мезозойському комплексі було здійснено практично вперше в опублікованій раніше роботі [9].

Згодом в роботах В.О. Терещенка (1975) і В.В. Колодія [10] обґрунтовуються уявлення про наявність у нижньому гідрогеологічному поверсі елізійних і термодегідратоційних геогідродинамічних систем з переважно здійснюваним рухом седиментогенних, катагенних і конденсаційних вод.

Рушійною силою для забезпечення здійснення пластових вод в нижньому гідрогеологічному поверсі із занурених частин регіону на бортові його моноклінали є різниця величин пластових тисків (напорів).

Поле розвитку гідростатичних пластових тисків у розрізі зазначеного поверху, що охоплює бортові і крайню північно-західну частини регіону ($P_{пл}/P_{у.г.}$ складає 1,02-1,05) та область підвищених пластових тисків, включаючи аномально високі пластові тиски (АВПТ) у різних частинах його розрізу ($P_{пл}/P_{у.г.}$ складає 1,7-1,8 і більше), проілюстровано на рис. 1.

Пояснення природи виникнення надвисоких пластових тисків (НВПТ) у дослідників є різним: процеси генерації ВВ на етапі пізнього катагенезу (Р.М. Новосилецький, 1995); тектонічні складкоутворюючі процеси (О.О. Орлов, 1981, 2013); геотемпературні і газогідродинамічні аномалії, спричинені вертикальною міграцією флюїдів передовсім газоподібних ВВ (А.І. Лур'є, 2011); ущільнення порід, підвищення пластової температури, дегідратація мінералів, генерація ВВ, стискувачі тектонічні напруги (В.О. Терещенко, 2015) – такий, далеко неповний перелік різноманіття причин виникнення НВПТ в надрах нижнього гідрогеологічного поверху.



1 – крайові порушення Дніпровського грабену; пункти, в яких відмічені: 2 – АВПТ, 3 – підвищені пластові тиски, 4 – ділянка відсутності АВПТ в розрізі осадового чохла; ділянки розвитку АВПТ, починаючи з відкладів: 5 – девону, 6 – нижнього карбону, 7 – середнього карбону; 8 – ділянка розвитку АВПТ і підвищених пластових тисків у відкладах нижньої пермі; 9 – межі баричних ділянок; райони встановленого розвитку АВПТ: I – Васи́лівсько-Кли́нський, II – Сагайдацько-Шкурупіївський, III – Солохівсько-Опішнянський, IV – Березівсько-Білоусівський, V – Руденківсько-Шандрівський, VI – Мелихівсько-Шебелинський, VII – Балаклійсько-Новомечибилівський, VIII – Машівсько-Чутівський (підвищені пластові тиски у відкладах нижньої пермі)

Рис. 1. Схема районування ДДЗ за умовами розподілу початкових пластових тисків [8]

Різниця напорів у центральній зануреній частині регіону з режимом НВПТ в нижньому гідрогеологічному поверсі у відношенні до припіднятих бортових його частин, де характерним є нормальні гідростатичні тиски, зумовлює висхідний рух високомінералізованих вод, створюючи елізійний водообмін у межах цього поверху.

Переконливим підтвердженням висхідної латеральної міграції глибинних вод по відкладах нижнього гідрогеологічного поверху є результати вивчення хімічного складу зразків води із території близької до зони змішаних інфільтрогенних і седиментогенних вод, що детальніше розглянуто в попередній статті [3].

Отже, граничною північною межею ймовірного поширення прогнозних умов, сприятливих для формування ГП, логічно вважати зону змішання інфільтрогенних і седиментогенних вод і, одночасно, границею поширення мігруючих сумісно з ними вуглеводнями.

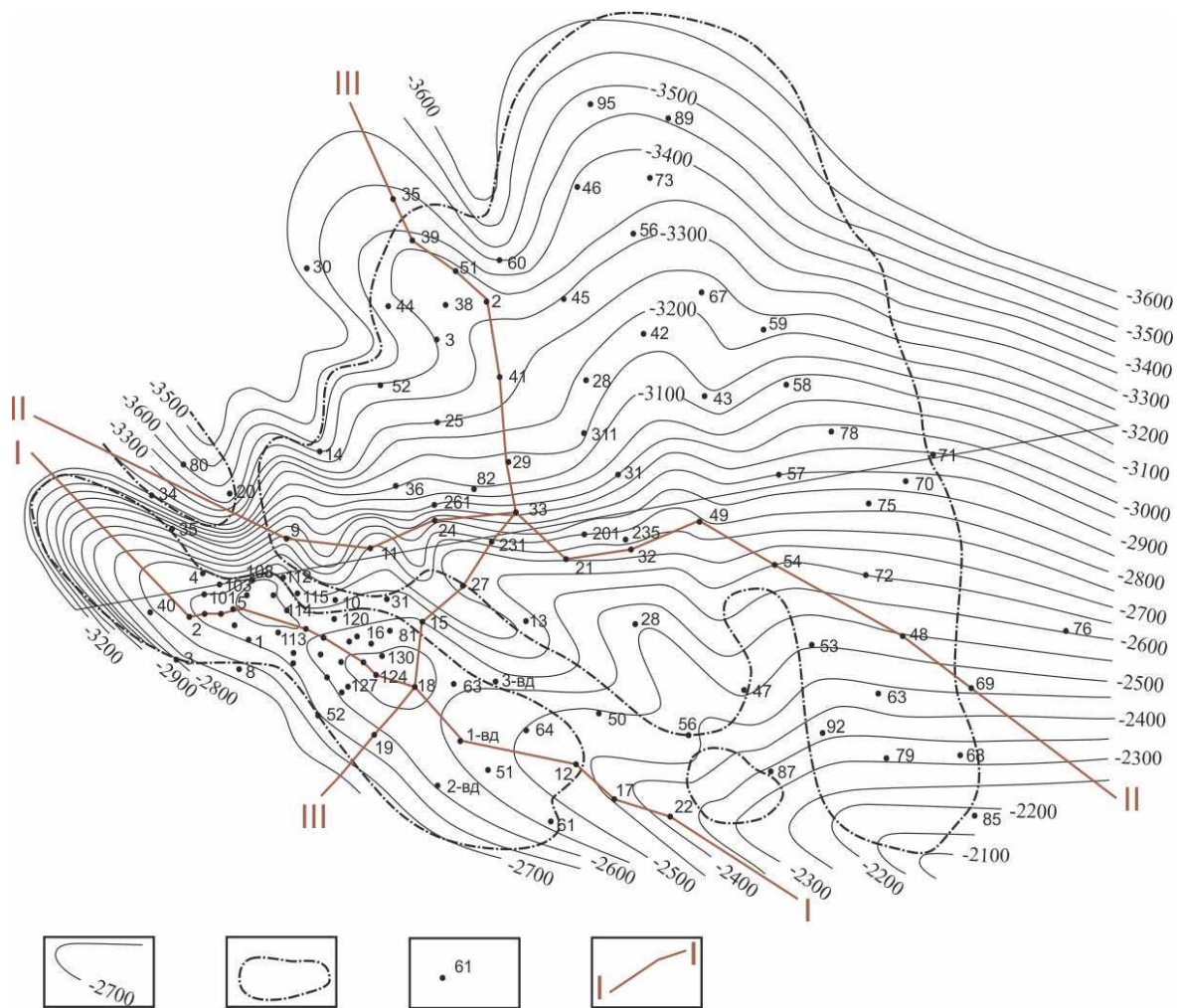
У формуванні елізійного водообміну у межах нижнього гідрогеологічного поверху певну роль відігравала і вертикальна міграція флюїдів по розривах, що підтверджується виходами хлоркальцієвих соляних вод і розсолів навіть до верхнього поверху, зафіксованих у долинах рік Дніпра, Самари, Сіверського Дінця та ін. [8].

Викладені на підставі наявних даних уявлення про розташування генетичних типів підземних вод і пов'язаних з ними водорозчинених газів дозволяють підтвердити наявність наміченої в попередній статті [3, рис.11] теоретичної моделі на стикуванні елізійного та інфільтраційного режимів водообміну в палеозойських відкладах північного борту ДДЗ.

Розглянемо ступінь обґрунтованості моделі формування ГП на монокліналі північного борту ДДЗ з елізійним перетікаючим режимом водообміну в палеозойських відкладах.

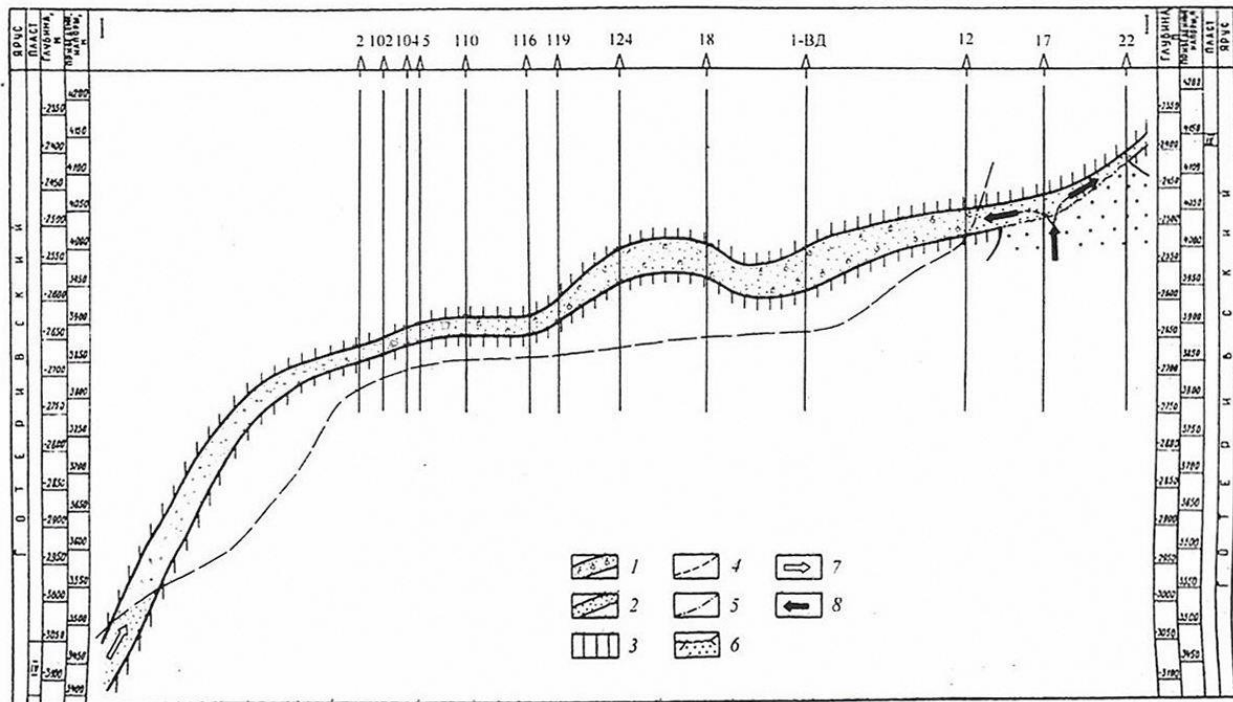
В елізійних системах зона живлення збігається із зоною створення напору, що відповідає найбільш зануреним частинам басейну (п'езомаксимуми), а послаблення напорів (п'езомінімуми) створюються в місцях розвантаження елізійних (седиментаційних) вод, яке відбувається через літологічні вікна, диз'юнктивні порушення або відслонення порід на поверсі [1].

Наочним прикладом формування елізійної системи у вищезалігаючі пласти в результаті перетікання високонапірних седиментаційних вод по літологічних вікнах із нищезалігаючих комплексів слугать умови формування Даулетабат-Донмезьського родовища у Східній Туркменії (рис. 2, 3).



- 1 – ізогіпси покрівлі IV-го горизонту; 2 – контури гідродинамічних покладів;
3 – пробурені свердловини; 4 – лінії профілів

Рис. 2. Структурна карта покрівлі IV-го продуктивного горизонту готерівського ярусу Даулетабат-Донмезьського родовища [1]



- 1 – пісковик газоносний; 2 – пісковик водоносний; 3 – глиниста покрівля і підшва пласта;
 4 – фронтальна проекція п'єзоповірки продуктивного горизонту; 5 – фронтальна проекція газоводяної поверхні; 6 – літологічне вікно; 7 – напрямок міграції газу;
 8 – напрямок руху пластових вод

Рис. 3. Геолого-гідродинамічний профіль (за О.О. Плотніковим [1])

На цьому профілі ілюструється реальний механізм виникнення п'єзомінімуму, який уможливив формування ГП.

Мігруючи з глибини по літологічному вікну пластові води створили на шляху латеральної міграції газу по пласту-колектору екран, який зумовив скупчення газу.

У ДДЗ формування перетікаючого режиму водообміну в палеозойських відкладах обґрунтовувалось прикладом Сорочинського родовища, на якому ефект екранування створила високомінералізована вода, що по розривному порушенню мігрувала з підсольових девонських відкладів [1].

На моноклінальному схилі північного борту ДДЗ, зокрема на Харківському профілі встановлено згідний домезозойський диз'юнктив амплітудою до 200 м (умовно названий нами як Південно-Харківський), що може розглядатися як шлях для вертикальної міграції високомінералізованих вод. За аналогією з рис. 3 можна допустити, що південніше місця розвантаження утворюється гідродинамічний екран, сприятливий для формування ГП.

Незгідні скиди, які поширені у південній частині північного борту ДДЗ і відіграють роль екрануючого фактору у формуванні пасток у палеозойських відкладах практично на всіх родовищах ВВ, участь у вертикальній міграції флюїдів не приймають, тоді як латеральна міграція флюїдів здійснюється. Викладене дає підставу стверджувати, що завдяки наявності зазначеного згідного скиду в зоні розтягу, теоретичну модель перетікаючого режиму водообміну у палеозойських відкладах, яка прогнозувалась у попередній статті [2, рис. 9], на час теперішнього стану наявних фактичних даних слід, вочевидь, вважати обґрунтованою.

Першочерговою для подальшого вивчення обрана територія, що охоплює зону поширення вищезгаданого згідного скиду (Південно-Харківського), як полігону для експериментального напрацювання методичних заходів щодо виділення перспективних ділянок для формування ГП, так і пасток комбінованого типу. Північною границею цієї території визначена ізо-

гіпса - 1,5 км поверхні кристалічного фундаменту, південною – умовна межа північного поширення серії відомих скупчень ВВ у традиційних пастках, а західною і східною її границями прийнято західне обмеження Валківського і Бригадирівського прогинів.

Для цієї території характерною є наявність нормальної пластової води доломітової стадії осолонення з вуглеводневими водорозчинними газами [8]. Привертають увагу результати буріння Харківської опорної свердловини, яка пробурена на ділянці моноклінального залягання нижньокам'яновугільного комплексу. Випробуванням нижньої частини горизонту С-5 із інтервалу 2877-2880 м отримано приплив розсолу хлоридно-кальцієво-натрієвого складу з мінералізацією 195,2 г/дм³.

Розчинений газ вміщує 91,67 % метану і 3,01 % гомологів. Його концентрація у воді складає 1520 см³/дм³, що відповідає граничній газонасиченості в конкретних пластових умовах. При випробуванні горизонту С-4 (2768-2823 м) також отримано приплив розсолу, що склав 498,6 м³/добу. Склад води і водорозчиненого газу такі ж, як і в горизонті С-5.

Наведені фактичні дані дозволили автору цього узагальнення (В.О. Терещенко, 2003) дійти висновку, що Харківська опорна свердловина розкрила приконтурні води ще невідомого покладу в серпуховському ярусі. Автор робить перелік найближчих блокових структур як вірогідних перспективних об'єктів, що, безсумнівно, відповідає традиційному варіантові інтерпретації гідрохімічних даних.

Водночас відмітимо, що не виключається також інший підхід щодо пояснення найсприятливіших гідрогеохімічних умов на моноклінальній ділянці північного борту ДДЗ, а саме індикацією ймовірно близького розташування скупчень ВВ гідродинамічного типу.

Такий висновок до певної міри узгоджується з даними тектоногеохімічних досліджень [12], згідно з якими північніше території розташування виявлених родовищ ВВ зафіксовано перспективні ділянки. У межах однієї із них пробурена Харківська опорна свердловина.

Окрім того, на просторій бортовій території ДДЗ для мігруючого латерально вгору по корі вивітрювання (разом з елізійними водами) вуглеводневого газу, може відбуватися зіткнення останнього з водою інфільтрогенного типу, утворюючи умови для гідродинамічного екранування в покрівельній частині кристалічного фундаменту.

Прогнозування можливості формування гідродинамічних пасток у продуктах гіпергенного розущільнення порід кристалічного фундаменту здійснено в роботі [2]. Передбачливі моделі пасток намічені як для площинних кір вивітрювання, так і елювію ерозійних врізів.

Ця, вперше висунута ідея, носячи суцільно проблематичний характер, тим не менше заслуговує на пильну увагу для подальшого ретельного вивчення як у плані гідродинамічної перспективності площинної кори вивітрювання, так і протяжних часто субмеридіальних зон (передбачливо пов'язаних з регіональними розривами) та зонами підвищеної тектонічної активізації. Ці зони фіксуються аномаліями електророзвідувальних і гравітаційних досліджень, що пов'язуються із ділянками і смугами підвищеного рівня тріщинуватості.

В результаті досліджень ДГЕ «Дніпрогеофізика» складена карта нафтогазоперспективних ділянок і об'єктів фундаменту центральної частини північного борту ДДЗ [21]. До числа останніх віднесено: протяжні лінійно-витянуті зони і локальні аномалії пониженого опору у верхній частині фундаменту, пов'язані з тріщинуватими розущільними ділянками уздовж зон розривних порушень, які окреслені за даними електро (ВЕЗ) – і гравірозвідки; локальні аномалії підвищеної поляризованості за даними електророзвідки (ЧЗ-ВП); ділянки розвитку «сейсмічної шаруватості» у верхній частині фундаменту (зони дроблення); зони динамометаморфізму (катагенез, мілонітизація, брекчіювання, розсланцьоватість, тріщинуватість) за геологічними даними тощо.

Для диференціації об'єктів за ступенем перспективності необхідно проведення прямопошукових досліджень.

Для оцінки перспективності об'єктів цього прогностичного типу, окрім їх вміщувальної здатності, особливого значення набувають дані про наявність покрівельних флюїдоупорів в осадовій товщі, що перекривають кристалічний фундамент.

Переходячи до розгляду другої першочергової території – Кальміус-Торецької улоговини, перспективної для пошуків ГП у відкладах палеозойського віку, необхідно відмітити, що за

результатами раніше проведених досліджень [4, 5, 6 та ін.] її газоносний потенціал оцінюється як вельми високий.

Характерною особливістю будови палеозойських відкладів, зокрема середньокам'яновугільного комплексу, відмічається наявність колекторів пісковиків руслових фацій. Товщини пісковиків складають 20-30 м, а окремі товщі сягають 50-70 і навіть 100 м. Найбільш потужні товщі пісковиків поширені в світах C_2^3 , C_2^5 , C_2^6 , C_3^1 . Піщані горизонти залягають у вигляді крупних лінз і смуг довжиною від декількох десятків до перших сотень кілометрів і значною шириною.

Такий унікальний літологічний склад відкладів середнього карбону має беззаперечне значення для фокусування уваги щодо високої ймовірності формування сприятливих гідродинамічних умов для утворення ГП. Наведені в попередній статті [3] приклади продуктивності руслових піщаних утворень, що перекриваються моноклінально залягаючими відкладами, стають висхідними умовами для консолідації з висновками авторів попередньої оцінки перспективності даної улоговини [4, 5 та ін.].

Другим визначальним фактором щодо сприятливості гідродинамічного пасткоутворення в даній улоговині є специфічна геологічна будова південного її крила (рис. 4). Так, у найбільш підвищеній її частині нижньокам'яновугільні відклади виходять на денну поверхню, безпосередньо контактуючи із зоною інфільтрації, а в міру занурення середньо і частково верхньокам'яновугільні, перекриваються кайнозойськими і мезозойськими водоносними відкладами, як джерела інфільтрогенних вод. Таким чином відбувається поєднання вирішальних факторів, необхідних для створення гідродинамічного пасткоутворення.

Аналогічна картина спостерігається і в межах Красноармійської моноклінали (рис. 5), де С.В. Горяїновим виділено прогностичні ГП у відкладах середнього і верхнього карбону.

Підсумовуючим результатом раніше виконаних досліджень з вивчення перспектив газоносності Кальміус-Торецької улоговини здійснено прогнозування розподілу на території досліджень пасток ВВ різних типів (рис. 6). Слід відмітити, що рекомендовані для підтвердження геологічних прогнозів геологорозвідувальні дослідження, включаючи буріння параметричних свердловин, до цього часу на цих територіях не проводились.

На сьогоднішній час парадоксальність ситуації щодо пошуків ГП на території ДДЗ полягає в тому, що панівною серед фахівців відповідного профілю залишилась позиція недооцінки геолого-гідрогеологічних умов (або, навпаки, переоцінки неможливості) формування ГП, керуючись простим порівнянням ДДЗ з класичними прикладами відомих регіонів, де набір необхідних факторів є максимально сприятливим [7]. Можливо саме ця обстановка спричинила відсутність досліджень в необхідному обсязі, головною складовою якої було б вивчення закономірностей розподілу тисків у водоносних комплексах під кутом зору побудов карт гідроізоп'єз. У цьому зв'язку слід підкреслити, що вивчення геодинамічних аномалій ДДЗ та складових геофлюїдодинамічної концепції нафтогазоносності ДДЗ успішно здійснювалось відомими дослідниками (Н.П. Пашова, В.О. Кривошея, В.І. Єршомін, 2007) [13], проте об'єктом досліджень гідродинамічні пастки не розглядалися і побудова карт гідроізоп'єз не здійснювалась. А відсутність таких побудов унеможливило прогнозування ГП (за методикою О.О. Плотнікова [1]) як одного із визначальних засобів, що віддзеркалює особливості цього процесу, а саме, виділення аномально сприятливих зон п'єзомінімумів як потенційних осередків гідродинамічного пасткоутворення.

Реально оцінюючи неможливість швидкоплинного заповнення існуючої ніші щодо необхідних результатів гідродинамічних досліджень, реалізація яких потребує певного часу, на теперішній стадії вирішення проблеми пошуків ГП в ДДЗ можливою стала тільки оцінка окремих, розглянутих вище територій.

З використанням вищезазначеного методичного прийому (при наявності карт гідроізоп'єз), стало б можливим відрити вікно нових можливостей для оцінки локальних перспективних об'єктів. Наведемо відомі приклади можливостей виділення таких об'єктів на різних структурно-морфологічних ділянках. Методикою (О.О. Плотнікова) передбачено визначення місця перетину ізогіпс структури з гідроізоп'єзами, а поєднанням відповідних слідів їх перетину визначаються контури прогностичної гідродинамічної пастки, наприклад, на монокліналі (рис. 7).

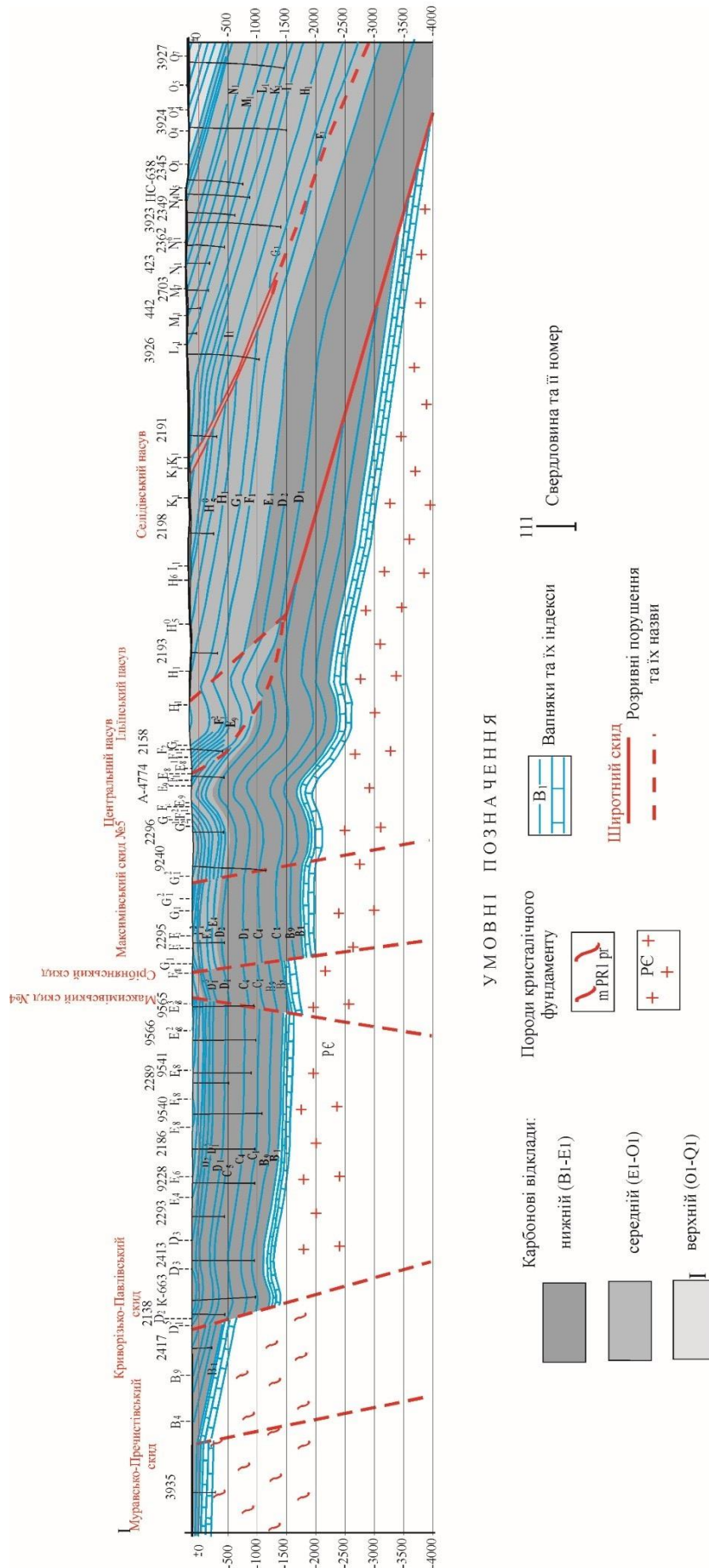


Рис. 4. Фрагмент розрізу літвеної частини Кам'ярус – Торарької угловини [4]

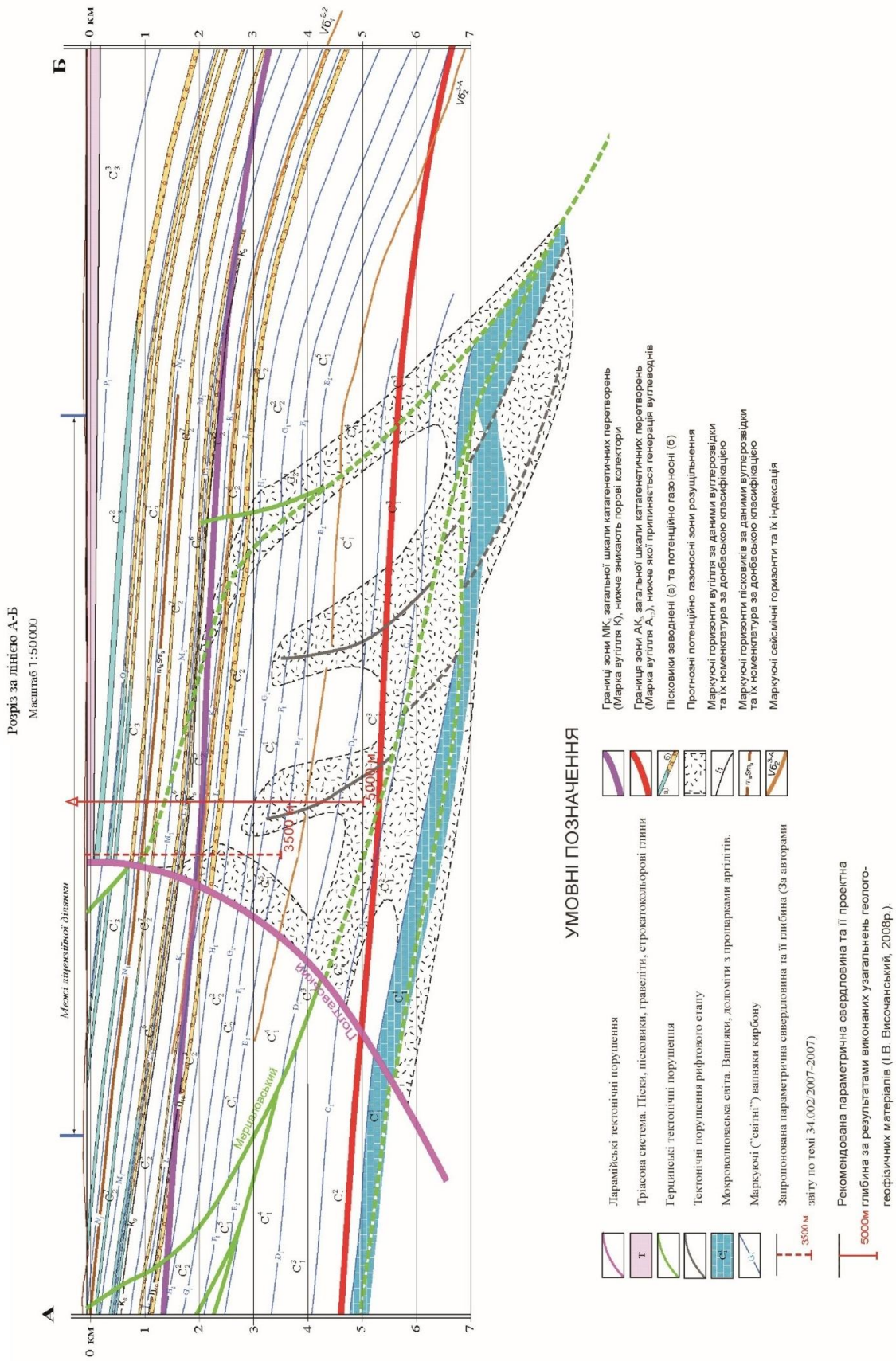


Рис. 5. Геологічний розріз Красноармійської моноклінали з елементами передумов для формування гідрокарбонатних пласток. За С.В. Гордіновим та ін., 2008 [5]

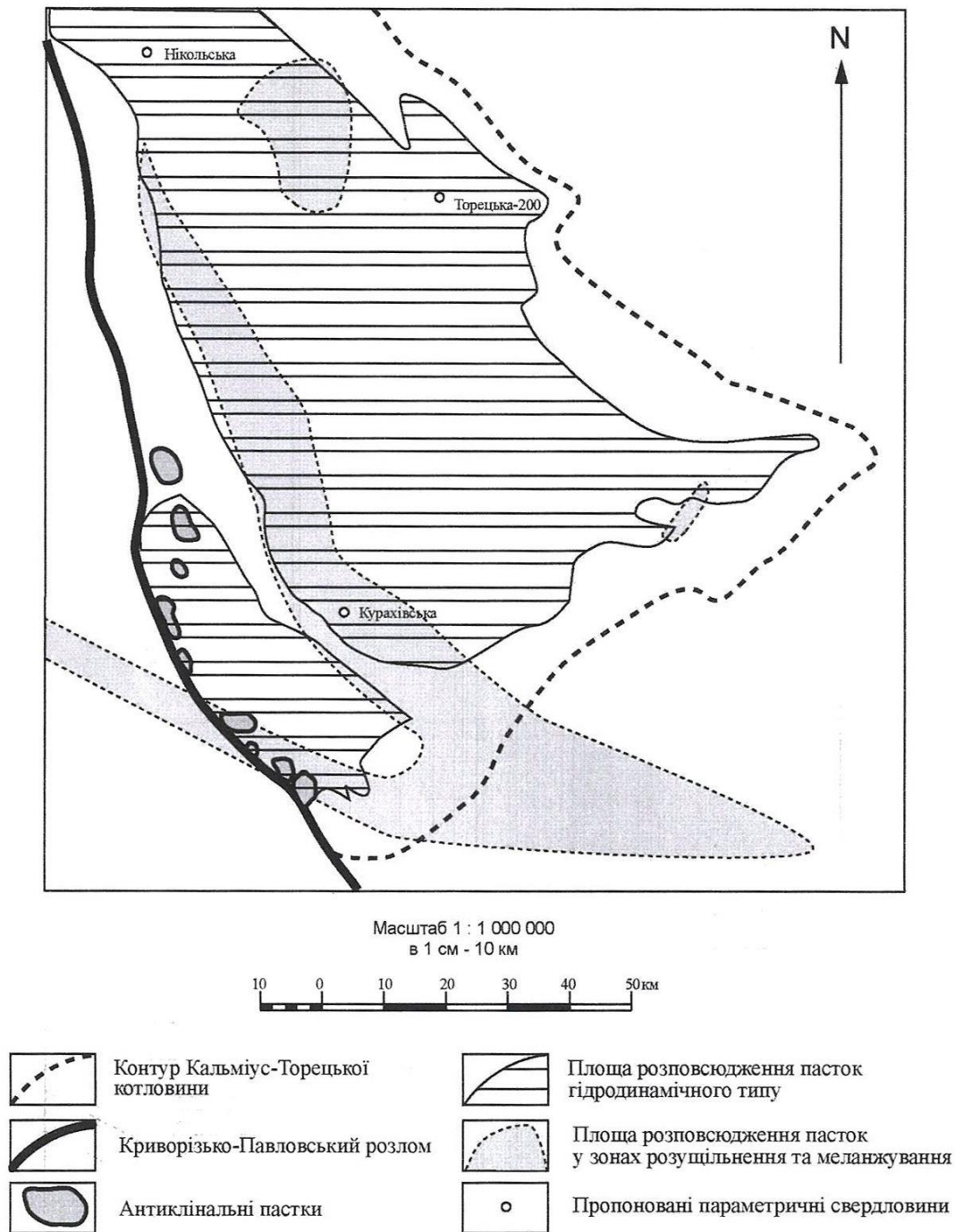
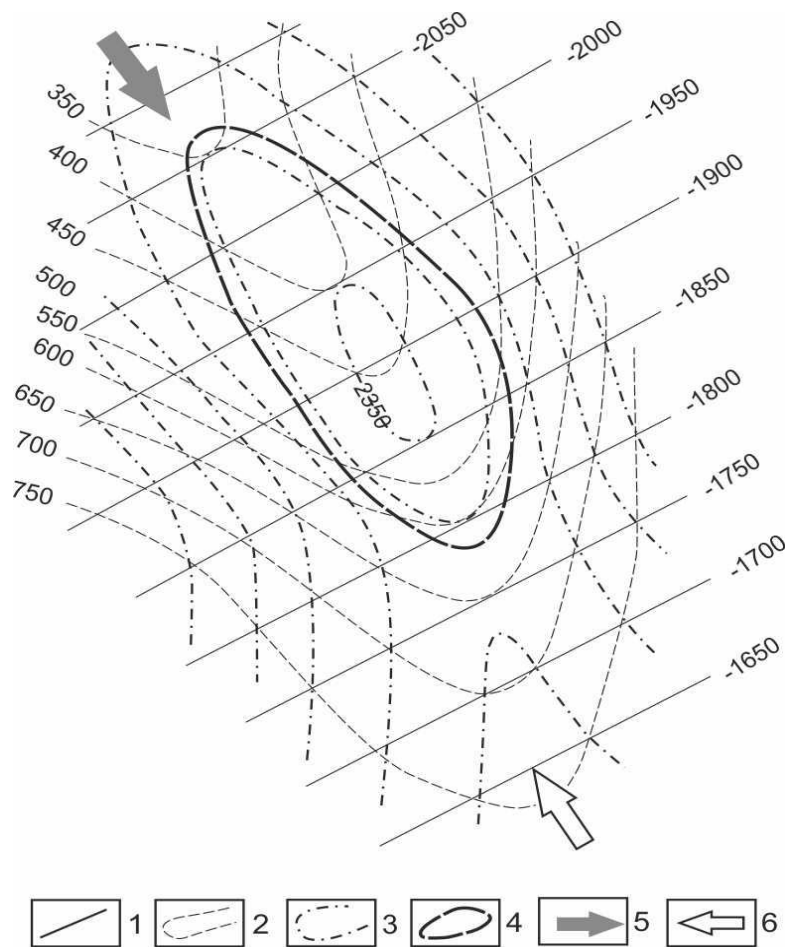


Рис. 6. Розміщення пасток вуглеводнів різних типів на площі Кальміус-Торецької улоговини [4]



1 – ізогіпси; 2 – гідроізоп’єзи; 3 – криві слідів перетину поверхонь (структурної та рівних напорів); 4 – гідродинамічна пастка газу; 5 – напрям міграції газу; 6 – напрям руху води

Рис.7. Методичний прийом картування гідродинамічних пасток газу (за О.О. Плотніковим [1])

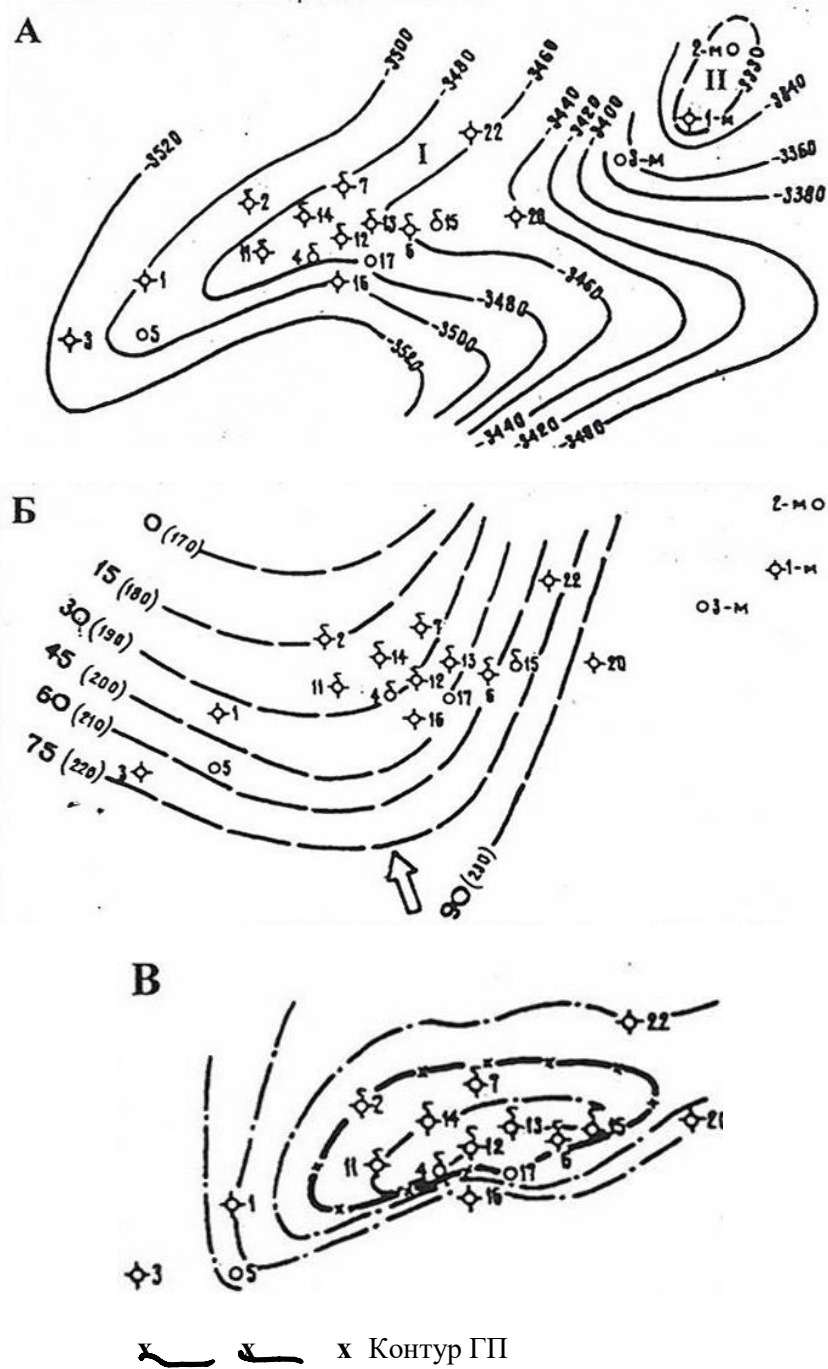
Об’єктами досліджень могли б також стати численні незамкнені структурні форми (геміантикліналі, тераси, виступи тощо), у межах яких теж формуються ГП. Реальний приклад такої ситуації наводимо на рис. 8.

Відсутність необхідних даних для виділення ГП на території монокліналей, крупних прогинів, терас та численних геміантикліналей, які могли б стати об’єктами цілеспрямованих досліджень в цілому в регіоні, спонукає до порушення послідовності дій у пошуковому процесі, переходячи відразу до заключного етапу, тобто визначення наявності вуглеводневих аномалій як свідчення ймовірних скупчень ВВ у глибинних зонах.

Як зазначалось у вступній частині даної статті, заключною проблемою пошукового процесу ГП є попереднє підтвердження наявності скупчень ВВ у прогностичних пастках, яке базується на застосуванні серії методичних прийомів, спрямованих на їх індикацію.

За неможливості попереднього виділення пасткових умов, йтиметься про їх можливе прогнозування шляхом отримання аномальних проявів у приповерхневих зонах.

Розглянемо у стислій формі результати наукових досліджень з розробки і впровадження в практику геологорозвідувальних робіт прямопошукових методів з метою індикації вуглеводневих скупчень.



- А. Структурна карта покрівлі 1 пласта альбського ярусу;
- Б. Карта умовних приведених тисків (гідроізоп'ез);
- В. Карта слідів перетину покрівлі пласта з гідроізоп'езами

Рис.8. Виділення контуру ГП на геміантикліналі (Соколовське родовище) (за [1]) із спрощеннями

Як свідчать розробки теоретичних основ формування гідродинамічних пасток [1], останні формуються переважно в умовах моноклінального або близького до нього залягання порід-колекторів. Саме тому, за відсутності у пастках цього типу виразних морфологічних ознак, прямопошукові методи набувають домінуючого значення. Останні, як відомо, базуються на фіксації наявності проявів ВВ у приповерхневих умовах над родовищами внаслідок процесів дифузії і ефузії ВВ. Цьому питанню присвячена величезна кількість літератури із спеціальним змістовним наповненням.

Масштабність процесів міграції нафти і газу з родовищ, навіть в стратегічному розумінні проблеми сучасності, особливо яскраво змальована в роботах [14, 15], які дають підставу для всеохоплюючого застосування прямопошукових методів.

До пошукових методів відносяться геологічні, геофізичні і поєднані різновиди досліджень.

У числі геологічних, перш за все, знаходиться газова зйомка. Відомий російський вчений нафтовик В.А. Соколов (1954) на основі вивчення процесів дифузії та мікрофільтрації вуглеводневих газів через гірські породи розробив прямі геохімічні методи пошуку родовищ вуглеводнів. Аналогічну концепцію щодо геохімічних методів пошуку ВВ, завдяки субвертикальній їх міграції із покладів внаслідок дифузії з формуванням просторового над ними ореола, обґрунтували Л.М. Зорькін та ін. (1977).

Численні роботи з газової зйомки виконані в Україні В.О. Гальченком [16], які свідчать, що майже на кожній нафтогазоносній структурі спостерігаються більш чи менш значні виходи або мікротовиходи ВВ із покладу у вищезалігаючі породи.

Геофізичні методи охоплюють широкий спектр спеціальних досліджень як безпосередньо в приповерхневих умовах, так і з використанням повітряного простору. До числа перших відносяться, перш за все, визначення геоелектричних факторів у процесах формування нафтогазоносних надр [17].

Результатами електророзвідувальних досліджень встановлено, що в області покладів ВВ відбувається зональна зміна електричного опору порід, яка простежується навіть до денної поверхні (В.О. Гальченко, В.Д. Кукурудза, 1975).

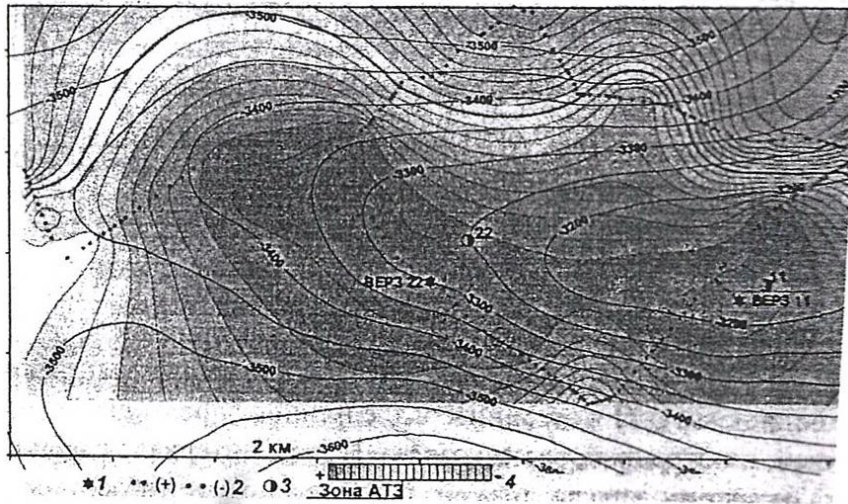
У північно-західній частині Яблунівського родовища електрометричний контур виявився на 800 м зміщеним північніше контуру за даними буріння, що дозволило (після буріння рекомендованої автором [17] свердловини № 7) приростити 1,5 км² продуктивної площі родовища. Це надало підставу вважати, що метод електричного прогнозування нафтогазоносності (ЕПНГ) фактично є прямим пошуковим методом.

Заслуговує на особливу увагу інноваційна експрес-технологія прямих пошуків ВВ геоелектричними методами СКИП-ВЭРЗ (С.П. Левашов та ін., 2003, 2006, 2007), апробація якої здійснена на 40 родовищах ВВ, і аномалії типу «поклад» отримано на всіх родовищах [20]. Для прикладу наведемо аномалію на Кобзівському родовищі (рис. 9). За даними досліджень за цією методикою (становлення короткоімпульсного поля і електрорезонансного зондування) визначена глибина аномально поляризованих пластів (АПП) на Кобзівській площі, що залягають на глибині 6200-6650 м і формують інтенсивнішу аномалію типу «поклад». В цьому інтервалі глибин, які прогнозують автори досліджень, зосереджені основні поклади газу і конденсату на Кобзівському родовищі.

До числа геофізичних пошукових методів відноситься аеромагнітна зйомка (М.А. Киричек та ін., 1982; В.Д. Харітонов та ін., 1981; В.Д. Харітонов, 1985). Результативність застосування аеромагнітної зйомки проілюстровано на рис. 11.

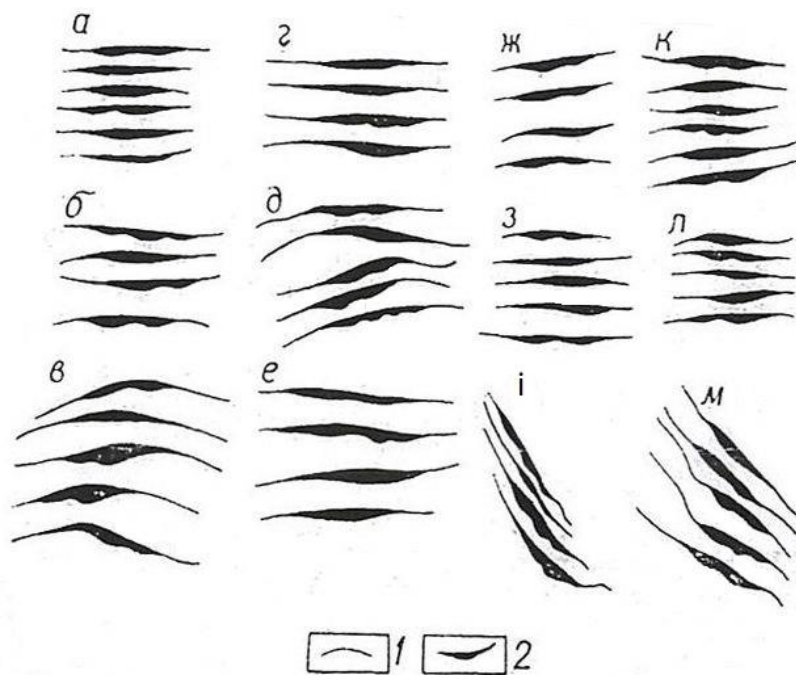
Чільне науково-практичне місце в обґрунтуванні перспектив нафтогазоносності прямопошуковими методами посідають розроблені в інституті УкрНДГаз (сектор дистанційних та прямих методів пошуку відділу геоінформаційних технологій та геохімічного моделювання) наступні два різновиди комплексних досліджень: 1 – малоглибинні інструментальні геохімічні та геофізичні дослідження, що тривалий час (з 2002 р. успішно застосовуються в ДДЗ (В.С. Келеберда та ін., 2004; Н.П. Агрес та ін., 2005; В.М. Світличний, М.І. Мачужак, А.В. Лизанець, Геохімічний спосіб пошуків покладів ВВ. Патент, 2008 р.) і 2 – дистанційні структурно-геоморфологічні та космогеологічні методи (В.М. Світличний, В.В. Дячук, А.В. Лизанець та ін. Спосіб пошуку нафти і газу Патент, 2005 р.); 3 – (В.В. Бабаєв, Д.В. Буряк,

В.С. Келеберда та ін. Спосіб радіометричних пошуків покладів нафти і газу. Патент, 2003 р.) (рис.12).



1 – пункти ВЕРЗ; 2 – точки зйомки методом СКИП; 3 – свердловина; 4 – шкала інтенсивності

Рис.10. Карта аномальної зони типу «поклад» на Кобзівській площі



1 – графіки зміни напруженості магнітного поля (ΔT_a) по маршрутах стандартної аеромагнітної зйомки; 2 – відносні локальні пониження поля ΔT_a , приурочені до покладів нафти і газу в межах відомих родовищ

Рис. 11. Приклади відносних локальних понижень поля ΔT_a над родовищами: Пролетарським (а), Кременівським (б), Богданівським (в), Гнідинцівським (г), Богатойським (д), Західно-Хрещищенським (е), Кегичівським (ж), Новоселівським (з), Голубівським (и), Новогригорівським (к), Перещепинським (л) і Левенцівським (м)

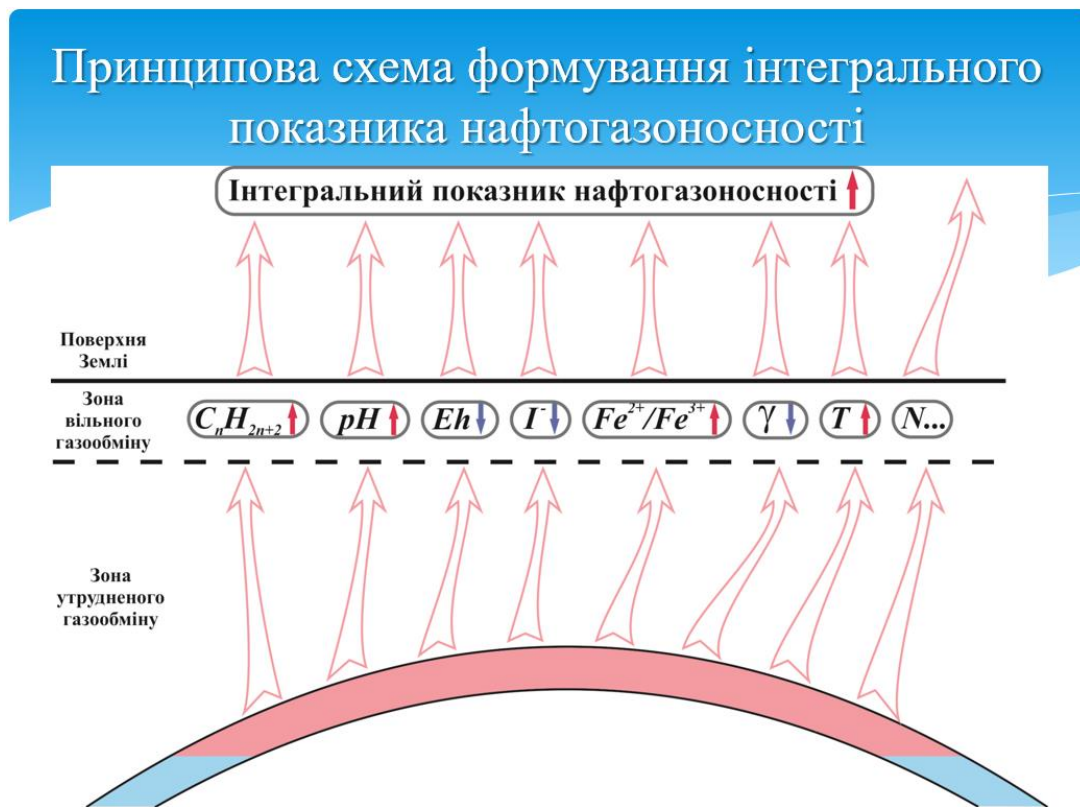
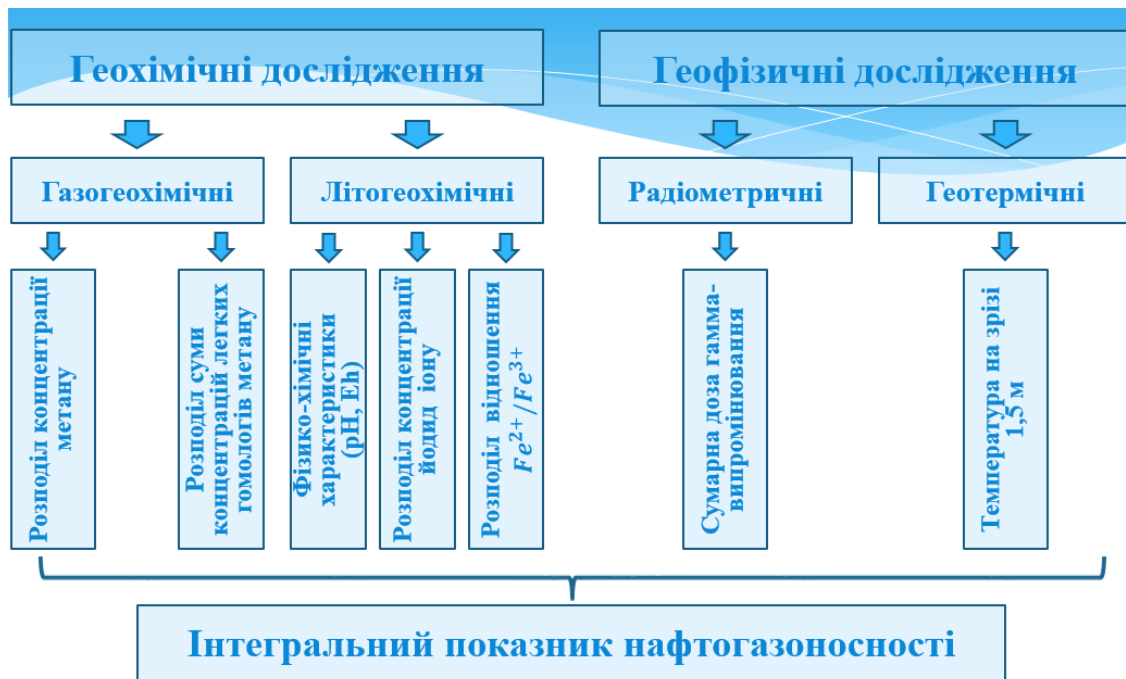


Рис. 12. Малоглибинні геохімічні та геофізичні дослідження [18]

Реалізація наданих рекомендацій сприяла відкриттю Чкалівського, Аксютівського, Борового, Васищівського, Мигринського, Нурівського, Кузьмичівського, Володарського, Харківського та інших родовищ. Успішність застосування методичних способів, як зазначають їх автори, складає 67-69 %.

Виходячи із викладеного, інноваційний характер цих наукових розробок та їх ефективність є поза всякими сумнівами.

Розгляд різноманіття методичних засобів прямопошукового характеру, значна частина яких опублікована в матеріалах міжнародної конференції [13] (О.Т. Азімов, 2007; А.И. Архипов и др., 2007; С.П. Левашов и др., 2003, 2006; В.И. Лялько и др., 2007; М.І. Орлюк, 2007; А.И. Самсонов и др., 2006, Е.М. Шеремет и др., 2003 та інші) дає підставу і спонукає до вирішення одного із важливих питань: які методи або їх поєднання та послідовність реалізації можуть виявитися найбільш ефективними в тій чи іншій геологічній ситуації.

Важливою ознакою для оцінки сусідніх з родовищами ділянок, які представляють інтерес як потенційні об'єкти досліджень, послужила наявність аномалій на цих родовищах до їх відкриття.

Другою важливою обставиною слід вважати наявність на конкретному об'єкті аномалій, виявлених різними методами, тобто їх своєрідна взаємопідтверджуваність.

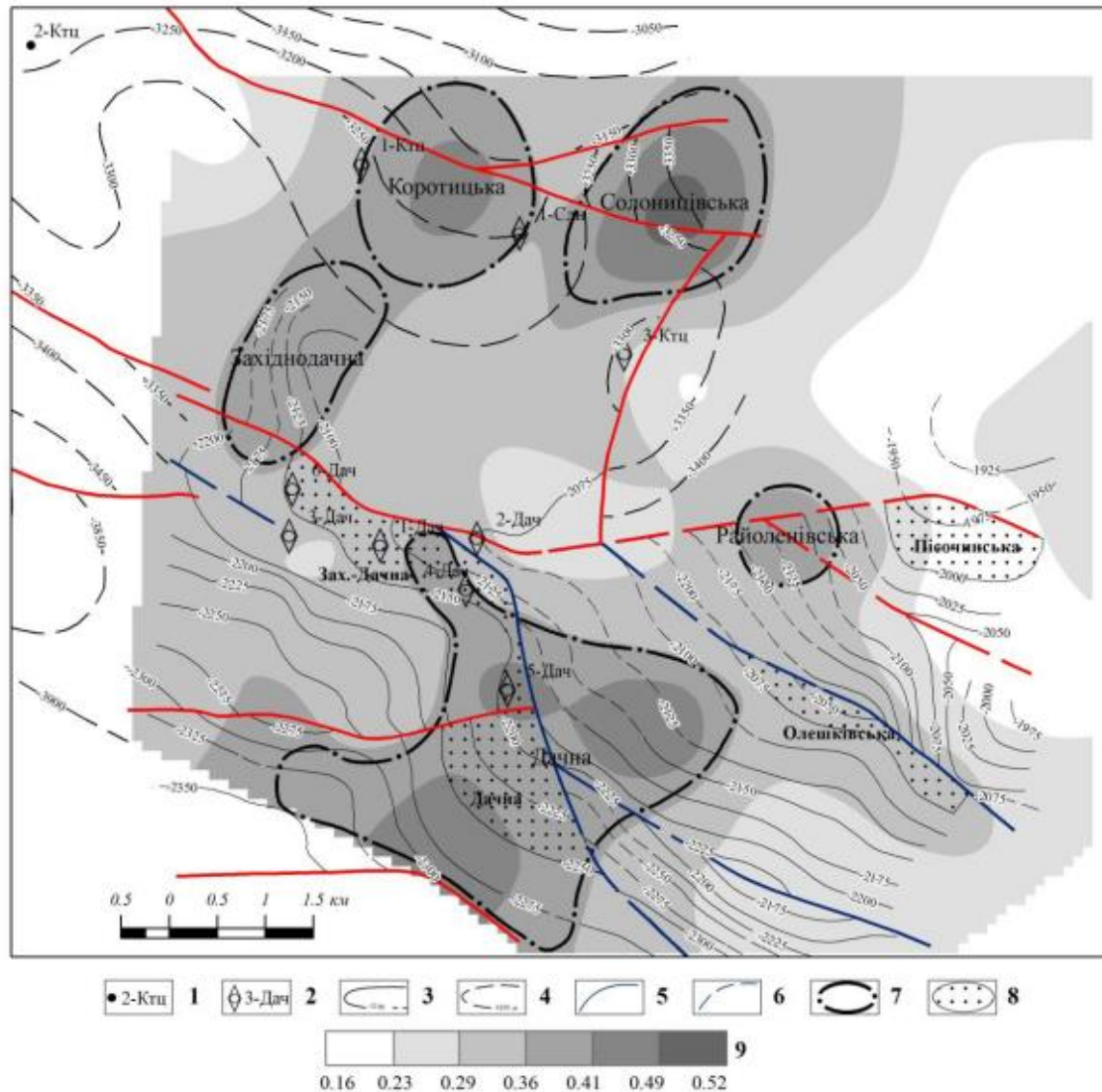
У ракурсі застосування останнім часом геохімічних досліджень, здійснених на північному борту ДДЗ, доцільно навести (у стислій формі) їх результати на ділянці, що розташована у межах Південно-Харківської підзони, де пробурена свердловина №1 Харківська опорна і яка (ділянка) за сумарним тектоногеохімічним показником [12] віднесена до перспективних земель.

На цій території за розподілом комплексного параметра, виявленого за результатами застосування методики малоглибинних досліджень, виділено Дачну, Західно-Дачну, Коротицьку і Солоницівську аномалії (рис. 13), які розташовані на ускладненому диз'юнктивними порушеннями моноклінальному схилі. Як зазначають автори досліджень [18], локальні аномалії поверхні значень неперервної універсальної геохімічної функції, побудованої за результатами комплексних малоглибинних досліджень, є прямим індикатором покладів ВВ і досить точно локалізують їх розміщення.

Означену, як і інші ділянки такого типу (із збігом двох або більше прямопошукових аномалій), слід розглядати як пошукові об'єкти, а зони з їх розташуванням лише як полігони для відпрацювання методики виділення територій, у межах яких прослідковується набір критеріїв для їх позитивної оцінки та для подальшого вивчення. Доречно відмітити, що, як відзначалось вище, на північному борту не виключена можливість формування ГП і в породах фундаменту.

Виділені за даними гравіметричних і електророзвідувальних досліджень перелічені вище прогнозні зони поширення тріщинуватості, після проведення аерокосмічних досліджень і виявлення за цим показником найбільш ефективних, доцільно вивчити малоглибинними геохімічними і геофізичними методами досліджень.

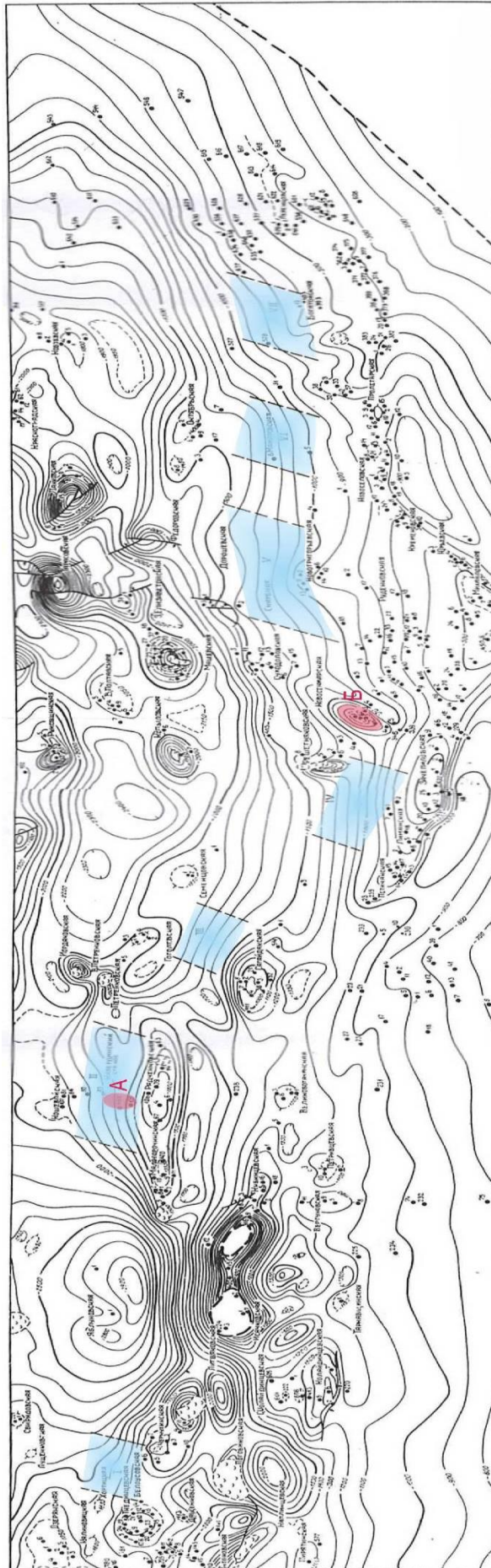
Отже, Південно-Харківська підзона, враховуючи необхідність оцінки можливостей формування ГП у породах фундаменту, розглядається як об'єкт для вивчення малоглибинними геохімічними та геофізичними дослідженнями, а ділянка збігу прямопошукових аномалій застосовує розгляду як об'єкт для закладання пошукових свердловин. Розбіжність в розташуванні контурів структурних пасток за даними сейсмозвідки та виділених найбільш перспективних ділянок за інтенсивністю значень інтегрального показника (0.49-0.52) змушують прогнозувати скупчення ВВ у нетрадиційних умовах, тобто з великою вирогідністю в пастках гідродинамічного типу.



свердловини: 1 – пробурена, 2 – проектна; за результатами сейсмозв'язки 2D: 3 – ізогіпа відбиваючого горизонту Vb₂, 4 – ізогіпа відбиваючого горизонту Vb₃; тектонічне порушення: 5 – впевнене, 6 – невпевнене; 7 – аномалія функції розподілу інтегрального показника; 8 – контур пастки за даними сейсмозв'язки; 9 – шкала значень інтегрального показника, ум.од.

Рис.13. Розподіл комплексного параметра за результатами малоглибинних інструментальних геохімічних та геофізичних досліджень на території Дачної площі

Повертаючись до розгляду виділених О.О. Плотніковим перспективних для пошуків ГП семи (I-VII) ділянок у межах ДДЗ (рис. 14) зауважимо, що їх місцезнаходження описано в попередній статті [1], і це дозволяє уникнути повтору.



1 – границя поширення відкладів нижньої перми; 2 – гвопшні; 3 – глибокі свердловини; 4 – порулшні; 5 – двояска сілі; 6 – скучення БВ (А – Соринське, Б – Руленківське) у гідродинамічних пастках [1];
7 – перспективні ділянки для пошуку гідродинамічних пасток газу (за О.О. Шолтєвим, А.Ф. Овчинниковим)

Рис. 14. Структурна карта підової верхньої перми / Дніпропетровська-Дніпрова западина (фрагмент) (від редакцією О.К. Дитка)

Показово, що для оцінки ймовірності формування ГП у межах виділених ділянок, визначення умов локалізації тут газових скупчень, прямопошукові методи (їх автором не рекомендовано), а запропоновано для кожної із них розробка самостійної програми сейсмічних і бурових робіт [1]. Враховуючи вищевикладену характеристику ефективності застосування прямопошукових методів для індикації газових скупчень за різних геологічних умов, ігнорування цих методів можна вважати фактором їх недооцінки. Отже, приймаючи до уваги позитивні результати досліджень за методикою В.Д. Кукурудзи [17], проведені в ДДЗ і, зокрема, на ряді родовищ ВВ, включаючи розташоване між запропонованими ділянками I і II – Яблунівське (рис. 14), доцільно використання цієї методики і для вивчення намічених О.О. Плотніковим ділянок. Автором допускається, що в ряді випадків основну роль в екрануванні можуть відігравати літологічний, стратиграфічний чи тектонічний фактори. Водночас необхідно врахувати роль гідродинамічного фактору, тобто йдеться також про можливість формування пасток комбінованого типу.

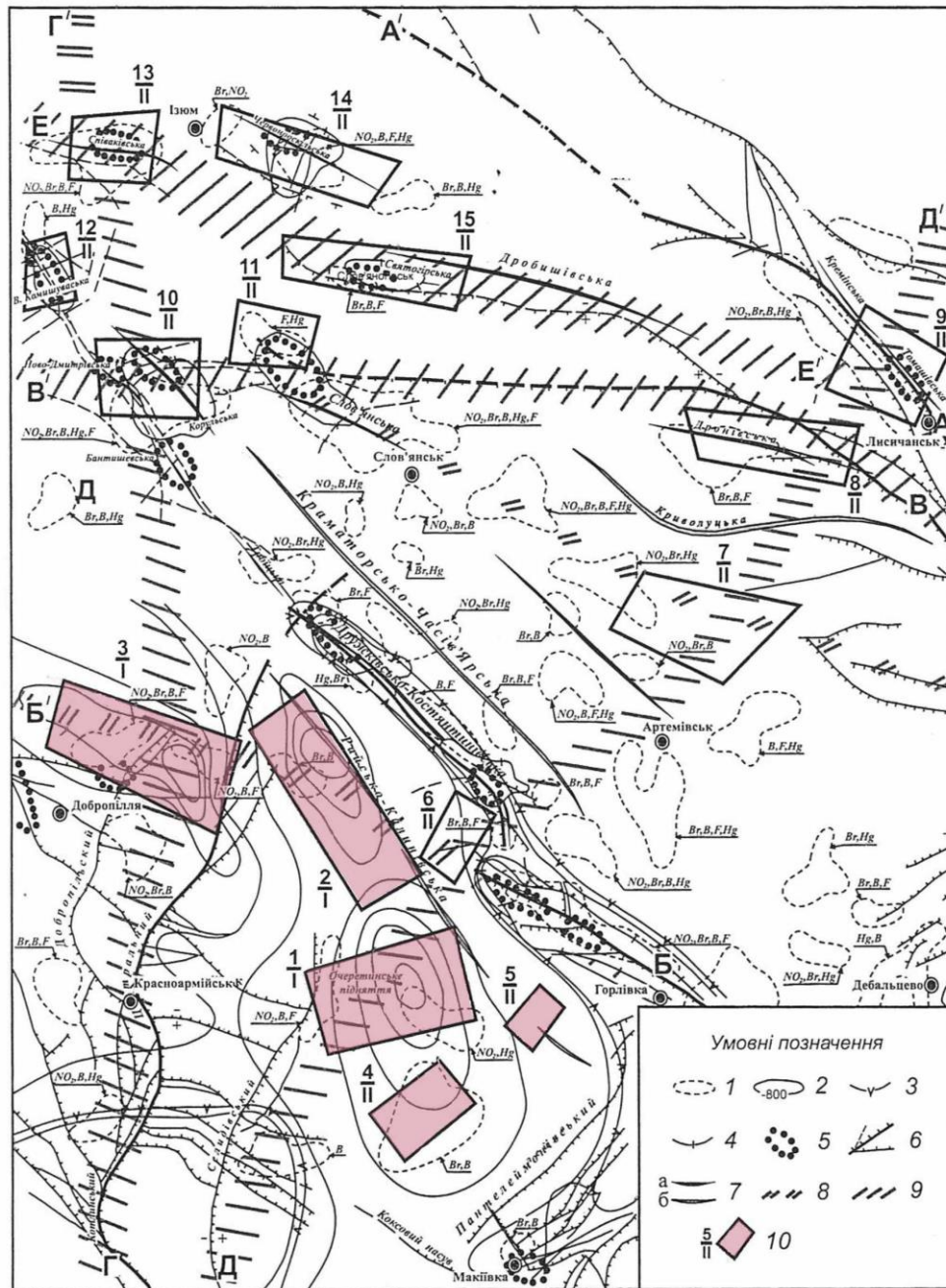
Окрім того, враховуючи ту обставину, що намічені ділянки розташовані у межах простотої моноклінальної смуги великої протяжності, вважаємо за доцільне проведення дистанційного зондування, зокрема аерокосмогеологічними дослідженнями, всієї південної прибортової зони ДДЗ, включаючи і відмічену смугу та охопивши також територію прогнозного розвитку системи алювіальних утворень у візейських відкладах [1, рис. 15], сприятливих для формування літолого-гідродинамічних пасток. Аналогічні успішні дослідження здійснені раніше в межах центрального грабена ДДЗ, якими намічені прогнозні ділянки у відкладах нижнього карбону, перспективні на пошуки покладів нафти і газу за комплексом аерокосмогеологічних досліджень [19]. Ці ділянки слід розглядати як потенційні об'єкти для деталізаційних робіт геоелектричними методами [20], як об'єкти для підготовки їх до пошукового буріння.

Заслуговує на увагу також північна прибортова зона, особливо західна її частина, де в прогнозному варіанті (В.Т. Кривошеев та ін., 2019) намічені напрямки річкових систем у візейських відкладах. Запропоноване вперше і висвітлене у попередній статті [3] питання щодо вірогідності зв'язку ГП з палеорічковими системами, дозволяє вважати обґрунтованою позицію про необхідність цілеспрямованого вивчення таких територій спеціальними прямопошуковими методами, де наявні передумови для утворення літолого-гідродинамічних пасток.

Території прогнозного розповсюдження ГП у Кальміус-Горецькій улоговині і Красноармійській монокліналі, займають великі площі. Незважаючи на цю обставину, покриття цих площ наземними прямопошуковими методами, при всій складності, за обсягами досліджень, у свій час було успішно здійснено [6]. Характерною рисою виконаних досліджень було всебічне врахування різних критеріїв прогносної оцінки перспективності т.з. Західно-Донецького грабена. До числа критеріїв входили газогеохімічні, гідрогеохімічні, ізотопно-геохімічні, неотектонічні та геотермічні показники (рис. 15). на підставі отриманих результатів комплексних досліджень виділено прогнозні ділянки для деталізаційних пошукових робіт на газ, які дозволяють суттєво диференціювати частину раніше виділеної загальної території, перспективної для пошуків пасток гідродинамічного типу (рис. 6).

З іншого боку, умовно поєднавши прогнозні ділянки $\frac{1}{1}, \frac{2}{1}, \frac{3}{1}, \frac{4}{2}, \frac{5}{2}$ (рис. 15), і зіставивши з рис. 6, отримуємо підтвердження достовірності території прогнозного розвитку ГП, виділеної значно раніше на підставі геологічних даних. Отже залишається актуальною обґрунтованість рекомендацій на буріння Нікольської, Торецької і Курахівської параметричних свердловин, скоригувавши, за необхідності, місця їх закладання.

Узагальнення фактичних матеріалів по розглянутих тектонічних зонах ДДЗ, з урахуванням літературних джерел з даної тематики, спонукають до створення початкового варіанту систематизації прогнозованих в регіоні ГП.



1 – контури ореолів розсіювання гідрогеохімічних елементів-індикаторів газових скупчень та їхні хімічні символи; 2 – ізогіпси положення верхньої границі «метанової зони»; 3 – контури розповсюдження CO₂ у близькоповерхневих горизонтах; 4 – ділянки сучасної тектонічної активзації (за даними аерофотодешифрування); 5 – позитивні аномалії геотермічного поля; 6 – лінії геологічно визначених розривних порушень різних порядків; 7 – вісі: а) антиклінальних та б) синклінальних складок; 8 – геологічно заховані передбачені продовження розривних порушень, що фіксуються у геохімічних, теплових та ін. полях; 9 – зони регіональних розломів (за даними ГЗС); 10 – прогнозні ділянки для постановки деталізаційних пошукових робіт на газ (у чисельнику – порядковий номер; у знаменнику – категорія перспективності)

Рис. 15. Прогнозна геолого-геохімічна карта на пошуки скупчень вуглеводнів у Західно-Донецькому грабені [24]

**Типізація прогнозованих в ДДЗ гідродинамічних і комбінованих пасток
(за І.В.Височанським)**

Тип	Підтип	Геолого-генетичні умови пасткоутворення	Структурно-літологічна приуроченість
Пастки латерального екранування резервуара	Пастки гідродинамічного екранування	Інфільтраційний режим водообміну в палеозойських і мезозойських відкладах та корах вивітрювання фундаменту	Моноклінальні схили палеозойських відкладів Кальміус-Торецької улоговини і Красноармійської моноклінали; моноклінальні схили мезозойських відкладів північного борту ДДЗ; розуцільнені породи кристалічного фундаменту на бортах
		Елізійний перетікаючий режим водообміну в палеозойських відкладах	Палеозойські відклади на моноклінальних схилах
	Пастки літолого-гідродинамічного екранування	Інфільтраційний режим водообміну в палеозойських і мезозойських відкладах	Алювіальні утворення палеорічкових систем на бортах і в прибортових зонах; траси змін літології у межах прогнозованих пасткових умов гідродинамічного типу
	Пастки стратиграфічно-гідродинамічного екранування	Інфільтраційний та елізійний перетікаючий режими водообміну в палеозойських і мезозойських відкладах	Смуги стратиграфічних незгідностей з властивостями екранування у межах прогнозованих пасток гідродинамічного типу
	Пастки тектоно-(диз'юнктивно)-гідродинамічного екранування	Інфільтраційний режим водообміну на північному борту в розуцільнених частинах фундаменту	Лінійні субмеридіальні зони тектонічної активізації та тріщинуватості фундаменту, пов'язані в т.ч. з розривними порушеннями як можливими екранами
	Пастки структурно-гідродинамічного екранування	Інфільтраційний та елізійний перетікаючий режими водообміну в осадовому чохлаї регіону	Крила валів, антикліналей, виступи, структурні носи, тераси

Основною функцією запропонованої типізації є програмна настанова для подальших цілеспрямованих досліджень з кінцевою метою: виявлення реально існуючих в регіоні пасток гідродинамічного і комбінованого типів.

Висновки і рекомендації:

1. Дніпровсько-Донецька западина за особливостями геологічної будови, а саме наявності моноклінальних схилів у межах бортових і прибортових частин та в крупних синклінальних прогинах, широким розвитком пов'язаних з ними водоносних горизонтів, створивших потужну водонапірну систему, відноситься до числа регіонів зі сприятливими умовами для формування ГП і пасток комбінованого типу.

2. Пріоритетного значення для виділення ділянок, перспективних для пошуків вуглеводневих скупчень у ГП, набували б карти гідроізоп'єз (у сполученні зі структурними побудовами). Відсутність у регіоні гідродинамічних досліджень такого спрямування (до часу їх здійснення) зумовлює необхідність більш широкого використання результатів прямопошукових методів з метою виявлення приповерхневих аномалій для локації вірогідних скупчень ВВ на глибині.

3. У межах досліджуваного регіону існують реальні передумови для утворення і поширення гідродинамічних і комбінованих пасток у різних стратиграфічних комплексах – в осадо-

вій товщі та в породах кристалічного фундаменту (прогнозується вперше). Передбачений розподіл ГП за типами і приуроченістю до різних тектонічних зон та рекомендації щодо їх вивчення характеризує наступний загальний стан проблеми.

Прибортові зони ДДЗ:

- прогнозні гідродинамічно-екрановані і комбіновані пастки у межах семи виділених раніше ділянок у відкладах нижнього карбону [1]. Рекомендуються для їх виявлення геоелектричні дослідження за відомою методикою [17] та аеромагнітна зйомка (Киричек та ін., 1982);

- літолого-гідродинамічні пастки, що прогноуються в межах намічених алювіальних систем у нижньокам'яновугільних відкладах [3, рис. 15]. Рекомендується покриття прибортових зон аерокосмогеологічними методами досліджень з метою виявлення перспективних ділянок для подальшого вивчення.

Північний борт ДДЗ:

- прогнозна гідродинамічно-екранована пастка в нижньокам'яновугільних відкладах, намічена за збігом результатів прямопошукових досліджень у виділеній Південно-Харківській підзоні. Рекомендується включити в число пошукових об'єктів з вибором місць закладання першочергових пошукових свердловин;

- тектоно (диз'юнктивно)- гідродинамічні пастки, що прогноуються в лінійних зонах тектонічної активізації порід кристалічного фундаменту;

- літолого-гідродинамічні пастки, що прогноуються в алювії нижньокам'яновугільних відкладів у межах прогинів поверхні кристалічного фундаменту. Територію поширення останніх, як і лінійні зони тектонічної активізації порід фундаменту, рекомендується дослідити аерокосмогеологічними методами з метою виявлення перспективних ділянок для подальшого вивчення.

Кальміус-Торецька улоговина:

- гідродинамічно-екрановані пастки на моноклінальних схилах улоговини і в межах Красноармійської моноклінали;

- склепіннево-гідродинамічні пастки в зоні обмеження цих тектонічних елементів Криворізько-Павлівським глибинним розломом, де розташована система антиклінальних складок. У межах раніше виділених прогнозних ділянок [6] для постановки деталізаційних пошукових робіт рекомендується проведення малоглибинних геохімічних і геофізичних досліджень [18], а також за високоефективною методикою СКІП-ВЭРЗ [20], які дозволять виділити першочергові перспективні об'єкти для подальшого закладання пошукових свердловин.

До числа задач для подальших комплексних досліджень відноситься недостатньо вивчена до цього часу наявність на ряді родовищ ВВ регіону нахилених ГВК і ВНК, які трактуються як показники формування гідродинамічних пасток. Результати вивчення цього питання передбачається розглянути в наступній роботі.

Список літератури

1. Плотников А.А. Геофлюїдодинамика газа [Текст]: моногр. / А.А. Плотников. – М., 2001. – 273 с.

2. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені [Текст]: моногр. / І.В. Височанський. – Х: ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2015. – 236 с.

3. Височанський І.В. До питання про геологічні передумови формування гідродинамічних пасток у Дніпровсько-Донецькій западині [Текст] / І.В. Височанський, Є.Є. Волосник, А.О. Некрасов та ін. // Вісник Харківського національного університету. – 2021. – С. 45-69.

4. Тердовидов А.С. Перспективи пошуків крупних месторождений газа в Кальмиус-Торецької котловині Донецького басейна [Текст] / А.С. Тердовидов, С.Д. Павлов, В.В. Бережний, С.В. Горяйнов, Х.Ф. Джамалова, М.Г. Ульянов // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVIII. – Х.: УкрНДІгаз, 2000. – С. 104-108.

5. Павлов С.Д. Рекомендації по пошуках газа у пастках неантиклінального типу на південно-західному схилі і в донній частині Кальміус-Торецької котловини [Текст] / С.Д. Павлов, В.В. Бережний, С.В. Горяйнов // Тези доповідей 3-ї Міжнародної конференції метановугільних родовищ України, 20-23 жовтня, 2004 р., Дніпропетровськ, ПТМ.

6. Суярко В.Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену) [Текст]: моногр. / В.Г. Суярко, В.М. Загнітко, Г.В. Лисеченко. – Полтавський нац. техн. університет ім. Ю. Кондратюка, 2010. – 83 с.
7. Краюшкин В.А. Поиски гигантских и сверхгигантских газовых залежей на бортах Днепровско-Донецкой впадины – новые перспективные направления работ по ускорению приростов ресурсов природного газа в УССР [Текст] / В.А. Краюшкин // Перспективы обеспечения газовой промышленности УССР ресурсами природного газа. – М: Недра, 1972. – С. 23-25.
8. Терещенко В.А. Гидрогеологические условия газонакопления в Днепровско-Донецкой впадине [Текст]: моногр. / В.А. Терещенко. – Харьков, 2015. – 243 с.
9. Височанський І.В. Про гідродинамічні особливості південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / І.В. Височанський, Р.Г. Гірич, А.О. Ігнатенко, І.М. Шевченко // Геологія і геохімія горючих копалин. – К.: Наукова думка. – 1971. – Вип. 24. – С. 32-37.
10. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти [Текст]: моногр. / В.В. Колодий. – К.: Наукова думка, 1983. – 247 с.
11. Терещенко В.А. Районирование Днепровско-Донецкой впадины по условиям распределения начальных пластовых давлений [Текст] / В.А. Терещенко // Геология нефти и газа. – 1984. – № 5. – С. 55-58.
12. Дослідження схилів Східно-Європейської платформи з метою виділення нафтогазоносперспективних об'єктів за аерокосмічними геодинамічними, сейсмолітологічними та наземними геохімічними і електрофізичними даними [Текст]: звіт про НДР / А.В. Полівцев, Я.С. Сапужак, Б.В. Пилипшин та ін. – № Д-19/2001-2002.
13. Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины [Текст] // Тезисы докладов VII международной конференции «Крым – 2007». – 286 с.
14. Созанський В.І. Відновлення світових запасів нафти і газу як стратегічна проблема сучасності [Текст] / В.І. Созанський // Геологічний журнал. – 2013. – № 2. – С. 68-74.
15. Созанський В.І. Про невичерпність світових запасів нафти і газу [Текст] / В.І. Созанський, П.М. Чепіль, О.А. Кічка, Дж.Ф. Кенні // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины: тезисы докладов VII международной конференции «Крым – 2007». Симферополь, 2007. – С. 248-250.
16. Гальченко В.А. Оценка газометрических исследований как прямых методов поисков нефтяных и газовых залежей в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / В.А. Гальченко // Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины (тр. УкрНИИГРИ, вып.16). – М.: Недра, 1968. – С. 240-247.
17. Кукурудза В.Д. Геоэлектрические факторы в процессах формирования нефтегазоносных недр [Текст]: моногр. / В.Д. Кукурудза. – Киев, 2003. – 410 с.
18. Цимбал О.О. Перспективи нафтогазоносності Дачної площі за результатами комплексних геохімічних досліджень [Текст] / О.О. Цимбал, Н.П. Агрес, О.А. Олійник та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2019. – С. 51-56.
19. Азімов О.Т. Прогнозування зон розвитку пасток вуглеводнів неантиклінального та комбінованого типів дистанційними методами в межах центрального грабена ДДЗ [Текст] / О.Т. Азімов // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины: тезисы докладов VII международной конференции «Крым – 2007». Симферополь, 2007. – 286 с.
20. Левашов С.П. Технологія прямих пошуків та розвідки покладів вуглеводнів геоелектричними методами: результати, можливості та перспективи [Текст] / С.П. Левашов, М.А. Якимчук, І.М. Корчагін // Геолог України. – 2003. – № 3-4. – С. 60-70.
21. Узагальнення матеріалів граві-магніто-електророзвідки в межах північного борту ДДЗ [Текст]: звіт про НДР / В.Г. Шемет, В.В. Омельченко. – Дніпропетровськ. – 2004.

Надійшла до редакції 15.03.2022

УДК 553.981

С.Ф. Поверенний, В.М. Бухтатий, О.В. Піддубна
(УкрНДІгаз)

ДО МЕТОДИКИ ЛАБОРАТОРНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ЗМОЧУВАНOSTІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Змочуваність є важливою властивістю породи-колектора, що впливає практично на всі процеси, що відбуваються в газовому і нафтовому покладі як в процесі його становлення, так і в процесі його розробки. Одним з методів визначення змочуваності є метод М.Ю. Нестеренка, стандартизований в Україні на рівні ДСТУ. Грунтуючись на тривалому застосуванні даного методу, зроблена спроба виділити його спірні моменти і запропонувати варіанти їх вирішення. У статті розглянуті наступні основні питання: необхідність попередньої екстракції зразків, апроксимація кривих капілярного тиску простими математичними функціями, межі застосування методу, використаний в ньому спосіб розрахунку кута змочування та мікроструктурна змочуваність.

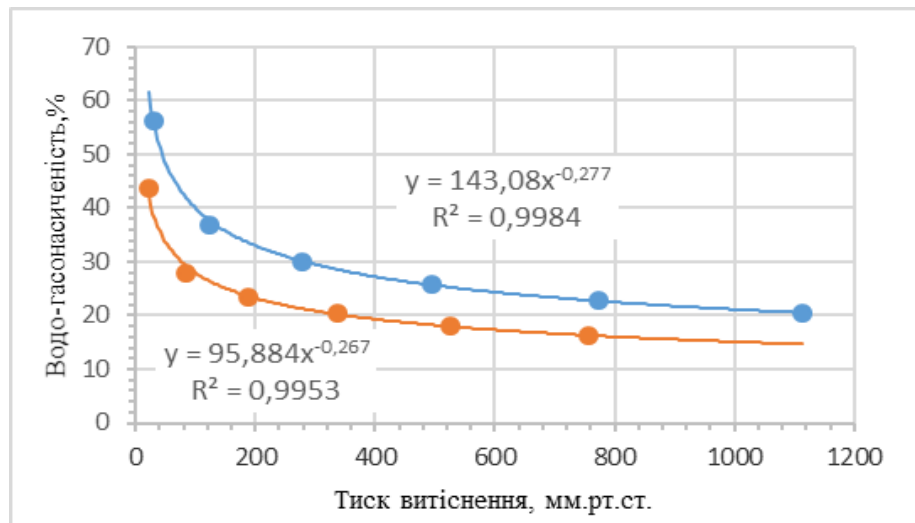
Wettability is an important property of the reservoir rock, which affects almost all processes occurring in the gas and oil deposit both in the process of its formation and in the process of its development. One of the methods for determining wettability is the M.Y. Nesterenko method, standardized in Ukraine at the GSTU level. Based on the long-term use of this method, an attempt is made to highlight its controversial points and offer solutions to them. The article discusses the following main issues: the need for preliminary extraction of samples, approximation of capillary pressure curves by simple mathematical functions, the limits of application of the method, the method used in it for calculating the wetting angle, and microstructural wettability.

Введення. Змочуваність є важливою властивістю породи-колектора, що впливає на нафтогазоконденсатовіддачу пласта, на фазові проникності та їх співвідношення, на залежність водонасиченості від капілярного тиску, на залишкове водо- і нафтонасичення, на електричні та геолого-технологічні властивості пласта. На даний час немає єдиного, загальновизнаного методу визначення змочуваності гірських порід-колекторів. Найбільш популярні: метод ОСТ 39-180-85 [1], розроблений на базі методики Б.І. Тульбовича, пробується метод Аммота в різних варіаціях, метод USBM, комбінований метод USBM-Аммота, іноді застосовується вимірювання контактного кута змочування за К.І. Багринцевій. До теперішнього часу на просторах СНД найбільш популярним є метод ОСТ. На Україні намічається тенденція до переходу на західні дослідницькі стандарти, згадані вище. Однак Україна має свій метод визначення змочуваності-метод ДСТУ 41-32-2002 [2], який у деяких відношеннях перевершує зарубіжні аналоги. Цей метод визначення змочуваності був розроблений М.Ю. Нестеренком, який працював на той час у Львівському відділенні УкрНДГРІ. Перші публікації, присвячені методу, з'явилися в 1995 році [3]. Метод згадувався в ряді робіт пізніших років, наприклад, [4] і був стандартизований на рівні ДСТУ [2] в 2002 році. Незважаючи на це, метод не мав особливо широкого поширення, використовувався, в основному, лабораторіями УкрНДГРІ (і то не всіма) і лабораторією УкрНДІгазу. Після ліквідації ЛВ УкрНДГРІ, УкрНДІгаз залишився практично єдиним, хто застосовує цю методику. В процесі багаторічного застосування методу ДСТУ виробилися певні уявлення, прийоми роботи і позначилися спірні питання. Деякі з них і розглядаються в даній статті.

Мета роботи. На основі багаторічного досвіду застосування методу, розглянуто деякі спірні, з нашої точки зору, моменти його застосування і запропоновано свій варіант вирішення.

Короткий опис методу. Метод визначення змочуваності за ДСТУ 41-32-2002 пов'язаний з методом визначення залишкової водонасиченості ДСТУ 41-00032626-00-025-2000 [5], який, по суті, являє собою першу половину визначення змочуваності. Після визначення залишкової водонасиченості за [5], будується крива капілярного тиску (ККТ) для води, а зразки десолоюються і висушуються. Просушені до постійної маси зразки зважуються, насичуються гасом і

знову зважуються. Потім зразки розподіляються по групах на ті, проникність яких вище 50 мД, і ті, проникність яких нижче цієї величини. Змочуваність кожної групи визначається окремо через різний час обертання на кожному ступені тиску витіснення. Зразки завантажуються в стакани центрифуги, врівноважуються і центрифугуються послідовно на шести режимах від 1000 до 6000 об/хв протягом 10 (для зразків з $K_{пр} > 50$ мД) і 20 (для зразків з $K_{пр} < 50$ мД) хвилин на кожному ступені. Після центрифугування на кожному режимі зразки зважують, визначаючи поточний коефіцієнт газонасиченості. Результати всіх зважувань перераховують на газонасиченість і будують ККТ як графік залежності газонасиченості від тиску витіснення, який розраховується залежно від радіуса і частоти обертання. ККТ для газу будують – або вручну, або на комп'ютері – на одному графіку з ККТ для води (рис. 1).



верхня крива – ККТ для води, нижня – для газу

Рис. 1. Зведений графік водо-і газонасиченості гідрофільного зразка № 56627 свердловини № 25 Червоноярського родовища

Для кожного значення тиску витіснення за графіками знаходимо поточну водонасиченість і відповідну їй поточну газонасиченість. За відносним відхиленням поточних значень на кожному ступені, знаходимо диференціальне значення кута змочування. Інтегральне значення знаходимо по відносному відхиленню значень при водонасиченості 50%. Залежно від отриманих кутів, розрізняємо породи гомогенно (однорідно) гідрофільні – кут змочування менше 90° , гомогенно гідрофобні – кут змочування більше 90° , нейтрально змочувані – кут змочування дорівнює 90° і породи з мікрогетерогенною змочуваністю – коли характер змочування на різних ділянках ККТ різний.

У даній роботі розглядаються, в основному, чотири моменти даної методики: необхідність екстракції, що передує визначенню, апроксимація кривих, що відбудовуються, простими математичними функціями і межа застосування методу, принцип розрахунку кута змочування з інтерпретацією отриманого значення кута і мікроструктурна змочуваність.

До питання необхідності екстракції. Як ДСТУ, так і ОСТ передбачають попередню екстракцію зразків перед визначенням змочуваності. В ОСТі ця вимога обумовлена безпосередньо в тексті. ДСТУ 41-32-2002 через ДСТУ 41-00032626-00-025-2000 відсилає нас до ГОСТ 26450.0-85 [6]. Спосіб проведення екстракції (гаряча або холодна) не обумовлений в жодному з них.

У літературі роль екстракції оцінюється неоднозначно, загальним є визнання того, що вона впливає на змочуваність, проте немає єдиної думки про те, як саме вона впливає. Більшість дослідників сходяться на тому, що екстракція гідрофілізує породу. Основні породоутворюючі мінерали, до яких відносимо мінерали кластичної частини – кварц, польові шпати, слюди – сильно гідрофільні. Основні цементи – глинисті, кремєністі, сульфатні – також первісно

гідрофільні. Карбонатні цементи більш за інших схильні до гідрофобізації, але первісно також гідрофільні [7]. Як приклад – пісковики свердловин № 171 та № 403 Більського родовища, відібрані з горизонту Г-7-10 продуктивних на газ відкладів араукаризової свити верхнього карбону в інтервалах 2317-2324 та 2286-2294 м. Пісковики містять до 30% карбонату і тим не менш гідрофільні – показник «М» 0,77 - 0,96.

А що первісно гідрофобно? З літератури [7] відомо, що вугілля, графіт, сірка, тальк, пірофіліт і багато сульфідів мають слабо гідрофільну, або навіть слабо гідрофобну поверхню. У типовому випадку колектори Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) часто містять вуглисті матеріали, але дуже рідко в такій кількості, щоб він визначав характер змочуваності. Графіт, сірка, тальк, пірофіліт для наших колекторів – мінералогічні рідкості. Сульфіди (особливо пірит) зустрічаються досить часто, але теж в невеликій кількості, що навряд чи визначає змочуваність. Виняток – піритовий цемент, проте він зустрічається досить рідко і відразу впізнається навіть в польових умовах. Таким чином, виходить, що наш колектор у типовому випадку первісно практично весь гідрофільний.

Взаємодіючи з вуглеводнями (ВВ), що заповнюють або/та фільтруються крізь нього, колектор гідрофобізується за рахунок адсорбції полярних компонентів або при відкладенні органічних речовин, які спочатку містилися в нафті. Полярні компоненти – природні поверхнево-активні речовини – в природній нафті виявлені в широкому діапазоні фракцій, проте вони переважають у важких фракціях нафти, таких як смоли і асфальтени. У меншій кількості ці полярні компоненти містяться і в газоконденсатах.

Екстрагуючи, ми видаляємо всі наслідки гідрофобізації і, природно, отримуємо гідрофільний зразок. У тих випадках, коли зразок проявляє якусь гідрофобність, це говорить про неякісно проведену екстракцію. Особливо це стосується холодної екстракції, яка менш дієва, ніж гаряча (табл. 1).

Таблиця 1

Зіставлення результатів визначення змочуваності зразків башкира Яблунівського родовища до і після холодної екстракції

№ зразка	До екстракції			Після екстракції		
	Інтегральний кут змочування, °	Диференціальний кут змочування, °		Інтегральний кут змочування, °	Диференціальний кут змочування, °	
		min	max		min	max
41266	98,1	86,8	106,4	97,1	84,5	107,1
41266+	98,0	89,4	105,8	97	85,7	106,0
47267	94,7	79,8	101,4	86,6	82,6	91,6
47268+	90,2	86,0	95,5	88,8	82,4	98,4
47269	89,6	88,9	94,2	89,0	88,5	94,2
47270	86,2	78,5	87,0	81,6	76,9	92,2
47270+	88,5	89,6	90,4	83,0	77,5	96,2
47271	94,1	90,0	97,1	88,7	85,8	90,1
47272	85,0	85,6	97,2	84,4	84,4	92,6
47272+	84,2	83,9	93,6	85,2	85,1	96,0
47272'	84,8	85,1	92,6	85,0	84,7	95,8
47273	81,9	82,8	86,8	80,4	81,2	88,2
47273'	81,3	82,6	89,8	82,8	85,6	97,5
Середнє:	89,0	85,3	95,2	87,2 (-1,8)	83,3 (-2,0)	95,7(+0,2)

За наведеними в таблиці 1 зразками Яблунівського родовища після першого визначення змочуваності була проведена холодна екстракція, після чого знову визначена змочуваність. Очевидно, що істотної зміни не відбулося. Якщо трохи зменшився інтегральний і мінімальний диференціальний кут, то трохи збільшився максимальний диференціальний. Це наводить на думку, що змочуваність в результаті екстракції не змінилася, а розбіжності лежать в межах по-

хибки методу, яка заявлена в межах 3,8%. Розрахунок показує, що в даному випадку відносна розбіжність між результатами не перевищує 1,5%. Вважається, що холодна екстракція менше порушує поверхневі властивості колектора – вона просто гірше видаляє продукти гідрофобізації. Однак і гаряча екстракція не завжди досягає мети і для повної гідрофілізації зразка може знадобитися прожарювання при температурі 300-350°C (менше не можна, а більше не потрібно) [8]. Але в цьому випадку є вірогідність штучної гідрофілізації первинно гідрофобних елементів породи.

Таким чином, на нашу думку, питання попередньої екстракції має вирішуватися наступним чином: **якщо ми бажаємо визначити початкову змочуваність зразка, ми екстрагуємо, причому глибоко, різними розчинниками. Якщо ми бажаємо визначити змочуваність продуктивної породи в пласті – екстракція не потрібна.**

Сказане не зачіпає питання про збереження природної змочуваності піднятого на поверхню керна – це окрема проблема, але все ж результат буде ближче до істини.

Відзначимо також, що висновки зроблені в основному на підставі вивчення піщано-алевритових колекторів південного сходу ДДз, де домінують газоконденсатні поклади. Однак, правильність підходу підтверджується роботою з нафтовим покладом горизонтів Б-5, Б-6, Б-8 башкирського ярусу Яблунівського родовища – незважаючи на дуже в'язку, важку, окислену нафту, по неекстрагованих зразках вдалося визначити весь стандартний комплекс і змочуваність, хоча, звичайно, ємнісно-фільтраційні властивості були занижені. У таких випадках іноді можна рекомендувати теплову обробку - при нагріванні навіть така в'язка нафта стає текучою і впливає з пор, залишаючи плівку ВВ по стінках.

Апроксимація ККТ простими математичними функціями і межа застосування методу. Діючий ДСТУ 41-32-2002, як і ДСТУ 41-00032626-00-025-2000, з яким він пов'язаний, як ціле з частиною, передбачає обробку результатів визначення шляхом «... побудови ККТ на маштабно-координатному папері або із застосуванням засобів комп'ютерної техніки». Описаний в додатку "Б" приклад побудови ККТ явно розрахований на побудову вручну. На даний час ручна обробка повсюдно замінюється на машинну і, в зв'язку з цим, виникає питання апроксимації ККТ простими математичними функціями, що дозволяє значно прискорити процес обробки і замінити ручні графічні побудови математичним розрахунком. При цьому бажано застосовувати найпростіші функції, що спрощує подальші розрахунки.

Досвід показує, що масив вивчених зразків досить впевнено розпадається на два: з проникністю вище і нижче 1 мД.

ККТ основної маси зразків, з проникністю вище 1 мД, найкращим чином апроксимуються степеневими функціями з коефіцієнтом апроксимації (R^2), який в деяких випадках доходить до одиниці. Це узгоджується з тим, що ККТ, особливо побудовані на основі даних, отриманих за допомогою центрифуги, здавна представляють у вигляді гіпербол [9], точніше, у вигляді функцій виду $y=ax^n$. Показник ступеня n для зразків з проникністю більше 1 мД коливається в межах (-0,2) - (-0,4), в рідкісних випадках (в основному, коли вже потрібно застосовувати іншу функцію, але не тільки) виходячи за ці межі. Коефіцієнт апроксимації (R^2) в ідеалі має бути не менше 0,980, в інтервалі 0,950-0,980 все більш наочними стають відхилення фактичних точок від апроксимуючої кривої, а значення нижче 0,950 змушують використовувати іншу функцію. Досить часто найбільший коефіцієнт апроксимації виходить при використанні логарифмічної функції, але різниця, зазвичай, невелика і, для однаковості, і в цьому випадку часто рахують за степеневу функцією.

Для зразків з проникністю нижче 1 мД степеневі функції зазвичай малопритатні, тому що $R^2 < 0,9$, 0,8, а іноді і менше 0,7. Для малопроникних колекторів звичайно найбільш підходящими за ступенем апроксимації є логарифмічна і лінійна функції, часто спостерігається випадок, коли залежності по воді і газу краще апроксимуються різними функціями. Принципово це не є перешкодою для розрахунку, тільки ускладнює його, проте часто взагалі не вдається підібрати просту функцію і обчислення проводяться за найкращою, але із свідомо низьким R^2 , тобто з великою похибкою. На рис. 2 наведені ККТ для зразка № 53228 Нурівської свердловини № 100 з проникністю 0,23 мД. Достовірність апроксимації обох кривих однаково низька, незважаючи на те, що підібрані функції, що апроксимують їх найкращим чином.

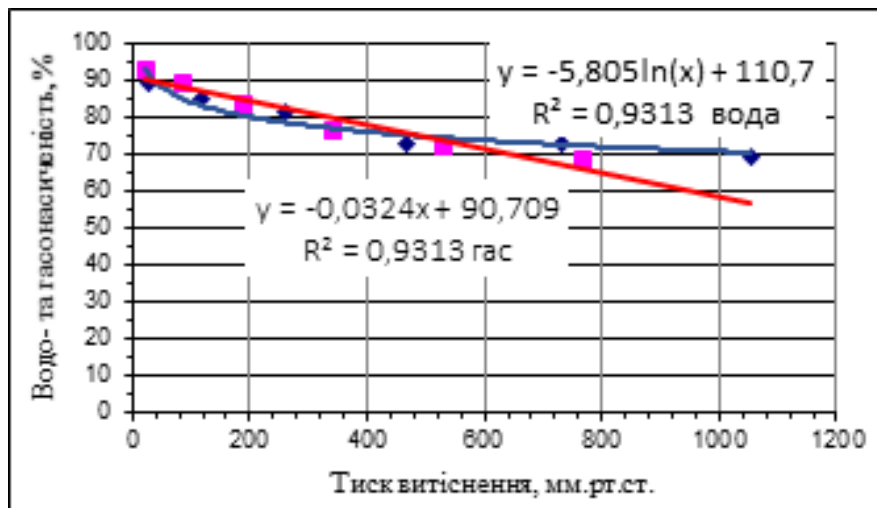


Рис. 2. ККТ для зразка № 53228 св. Нурівська № 100

З іншого боку, іноді ми отримуємо і цілком кондиційну апроксимацію навіть степеневою функцією. Таким чином, в області порід з проникністю менше 1 мД ми вступаємо в зону невизначеності, де якщо пощастить, то ми отримаємо правильний результат, а якщо не пощастить, то не отримаємо.

Зі сказаного можна зробити висновок, що **проникність в 1 мД є природною межею застосовності методу**. І це дуже непогана межа: метод ОСТ в офіційній редакції може застосовуватися тільки до колекторів з проникністю більше 10 мД. Обидва методи застосувати до породи з меншою проникністю можна, але ніхто не гарантує результат. Для порід з проникністю менше 1 мД, в тих випадках, коли низька проникність обумовлена низькою пористістю, ймовірно, краще підійде метод краплі.

Принцип розрахунку кута змочування і його інтерпретація. Як виконується розрахунок кута змочування в даному методі? Ми будуємо дві криві, одна відповідає рідині, що краще змочує, інша – рідині, що гірше змочує. Припустимо, що в якості рідини, що краще змочує, виступає вода (рис. 1). Тоді, при однакових тисках витіснення, водонасиченість зразка буде більше, ніж насиченість газом. Питання: на скільки більше? Щоб оцінити розбіжність, беремо різницю значень при кожному тиску і відносимо до більшого – знаходимо відносну розбіжність між насиченістю робочими рідинами, тобто між відповідними точками кривих, але не висловлюємо його у відсотках, як зазвичай, а приймаємо за значення зворотної тригонометричної функції – аркосинуса, по якій ми можемо визначити кут. Цей кут ми і приймаємо за кут змочування. Таким чином, ми можемо кількісно оцінити відмінність в змочуваності породи двома використаними флюїдами. Чим більше відстань між відповідними точками кривих, тим більше відносно відхилення, тим більше значення аркосинуса, тим менше кут змочування. Коли криві поєднуються, кут змочування буде дорівнює 90° - нейтральна змочуваність, порода однаково добре змочується обома рідинами. Однак зв'язок визначеного при цьому кута змочування з істинним кутом, що фігурує в рівнянні Юнга, і на якому побудована класифікація даного ДСТУ, вельми проблематична. Інтегральні кути, визначені по М.Ю. Нестеренку, становлять від 66,9 до 99,4°, в розподілах по фракціях спостерігається набагато ширший діапазон: від 14,6 (Червоний яр, св. № 25, зразок № 56633) до 107,1° (Яблунівське родовище, св. № 500, зр. № 41266). Врахуємо, що дослід проходить в рамках системи тверде-рідина-газ, для таких систем максимальний кут зазвичай не перевищує 150° (це в системі тверде-рідина-рідина він може приймати будь-які значення від 0 до 180°) [7]. З іншого боку, мінімальний кут в системі тверде-рідина-газ можна оцінити зі значень кута змочування на рівній скляній поверхні, який для води становить 32°, для газу – 25° [10]. Складається враження, що діапазон кутів, що визначаються за методом М.Ю. Нестеренка, зміщений в область низьких значень. Це підкріплюється результатами визначень змочуваності за відомо гідрофобними, нафтонасиченими зразками башкира Яблунівського родовища, де жодного разу не відзначені інтегральні кути, що перевищують 98,1°, і дифе-

ренціальні більше $107,1^\circ$. Проте, там відзначаються диференціальні кути в $28-30^\circ$. Однак, момент нейтральної змочуваності, коли криві збігаються, тобто зразок з однаковою силою утримує як воду, так і газ, відхилення дорівнює 0, \arccos дорівнює 0 і кут дорівнює 90° , повинен фіксуватися правильно. В цілому метод працює як якісно, так і кількісно, але для того, щоб знайти співвідношення між градусними системами потрібно якось налаштувати цей метод, калібрувати його, як це передбачалося в [11]. Для цього потрібен інший, еталонний метод, який дозволить визначити справжнє значення кута змочування. Поки такого методу немає і, станом на сьогодні, **до результатів методу М.Ю. Нестеренка потрібно ставитися як до напівкількісного визначення, де результат виражається в умовних одиницях.**

Сказане не знижує цінність методу, оскільки ми можемо відрізнити гідрофільний зразок від гідрофобного, оцінити відносну змочуваність зразків різних порід, причому, як зразків в цілому – інтегральна змочуваність – так і розподіл змочуваності серед пор різних розмірів – **мікроструктурну змочуваність** [7]. Як приклад, на рис. 3 наведено характеристику мікроструктурної змочуваності зразка № 56627 Червоноярської св. № 25. Ліва координатна вісь показує відсотковий вміст пор різних розмірних груп, права – кут змочування в градусах. Таблиця внизу графіка показує розміри пор кожної розмірної групи у відсотках і кут змочуваності, властивий даній розмірній групі. У таблиці вказані мінімальні розміри групи, тобто найменша група має розмір від 0,3 до 0,4 мкм, найбільша включає все, що більше 9,4 мкм. Дивлячись на графік, можна відразу сказати, яка змочуваність групи пор, що превалює і яка практично буде визначати змочуваність зразка в цілому. В даному випадку домінуюча група, утворена порами більше 9,4 мкм, складає 43,8% порового простору і є найбільш гідрофільною частиною в цілому менш гідрофільного зразка. Іншими словами, в цьому зразку найкраще змочуються водою основні фільтруючі канали.

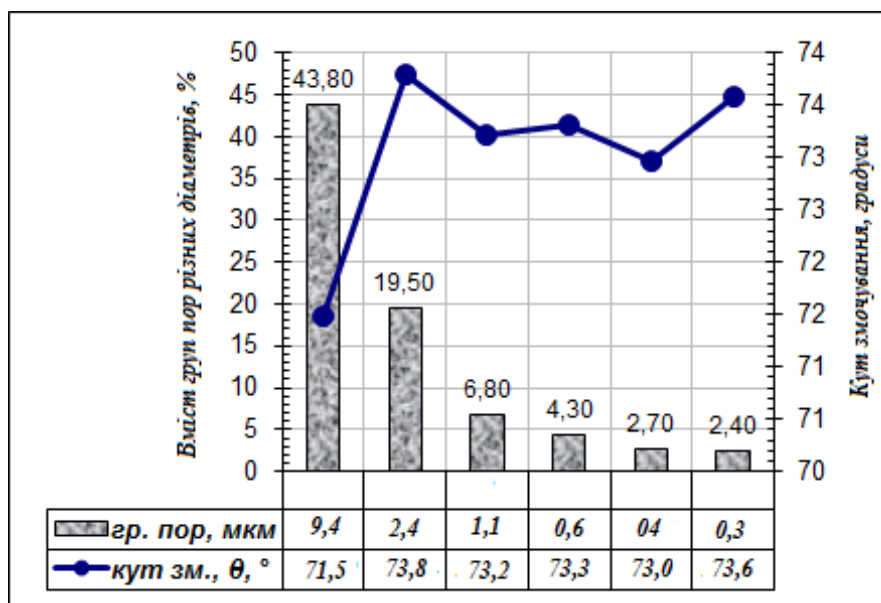


Рис.3. Мікроструктурна змочуваність зразка № 56627 свердловини № 25 Червоноярського родовища

Зазвичай при масових дослідженнях, коли визначаються макровластивості породи, такі як проникність, пористість, карбонатність, залишкова вода, тобто об'ємні властивості, нас цікавить насамперед інтегральна, сумарна змочуваність породи. Іншими словами, це властивість породи в об'ємі, змочуваність середня за зразком, так само як проникність зразка усереднена по безлічі порових каналів, так само як залишкова вода усереднена по безлічі порових каналів і пор, де вона може бути представлена різними формами. На це питання відповідає значення інтегрального кута. Однак, при більш детальному вивченні, наприклад, при вивченні руху флюїдів в процесі розробки покладів, необхідні мікрохарактеристики на рівні окремих пор і груп

пор. Так, наприклад, прийнято вважати, що в типовому випадку при гідрофобізації колектора нафтою, що фільтрується, першими стають гідрофобними найбільші пори, потім все менші, а найменші залишаються гідрофільними. Однак в досліджуваних колекторах такий розподіл має місце не завжди. Інформація про змочуваність окремих груп пор важлива для правильної побудови розробки і для відновлення історії покладу. Висновок про те, що кути змочування, визначені даним методом, є умовною величиною, поширюється не тільки на інтегральні, але і на диференціальні кути, тобто кути змочуваності, визначені для кожної даної групи пор, але це не знижує цінності результатів, оскільки ми отримуємо інформацію, що одна група пор змочується краще, ніж інша, тобто отримуємо характеристику відносної змочуваності різних груп пор. Можливість визначення мікроструктурної змочуваності порід, яка поки що не оцінена належним чином, є серйозною перевагою методу ДСТУ перед методом ОСТ і спорідненими йому методами.

Висновки:

1. Якщо ми бажаємо визначити початкову змочуваність зразка, ми екстрагуємо, причому глибоко, різними розчинниками. Якщо ми бажаємо визначити змочуваність продуктивної породи в пласті – екстракція не потрібна.

2. Проникність в 1 мД є природною межею застосовності методу.

3. До результатів методу потрібно ставитися як до напівкількісного визначення, де результат виражається в умовних одиницях.

4. Можливість визначення мікроструктурної змочуваності є важливою перевагою розглянутого методу, яка значно розширює область застосування його результатів.

Список літератури

1. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. ОСТ 39-180-85. Введён 01.07.1985. Миннефтепром СССР, 1985. – 13 с.

2. Визначення змочуваності порід-колекторів методом центрифугування зразків. ДСТУ 41-32-2002. – К.: Мінекоресурсів України, 2002. – 15 с.

3. *Нестеренко Н.Ю.* Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами [Текст] / *Н.Ю. Нестеренко* // Геология нефти и газа, 1995. – № 5. – С. 26-35.

4. *Нестеренко М.Ю.* Петрофізичні умови обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів [Текст]: моногр. / *М.Ю. Нестеренко*. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

5. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Методичні вказівки. ДСТУ 41-00032626-00-025-2000. – Київ-Львів, 2010. – 42 с.

6. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. ГОСТ 26450.0-85. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.

7. *Михайлов Н.Н.* Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем [Текст]: учебн. пособие / *Н.Н. Михайлов, К.А. Моторова, Л.С. Сечина*. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – 360 с.

8. *Тульбович Б.И.* Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород [Текст] / *Б.И. Тульбович*. – Пермь: Кн. изд-во, 1975. – 194 с.

9. *Иванов В.А.* Структура порового пространства коллекторов нефти и газа [Текст] / *В.А. Иванов, В.Г. Храмова, Д.О. Дияров*. – М.: Недра, 1974. – 97 с.

10. *Шевченко Р.А.* Влияние физико-химических свойств горных пород на кинетику смачивания в процессах добычи углеводородов [Текст] / *Р.А. Шевченко, Н.Д. Сахненко, М.В. Ведь* // Материалы конференции «55 лет Института химических и нефтегазовых технологий - ИХНТ (ХТФ)», г. Кемерово, 20-21 ноября 2014 г.

11. *Поверенный С.Ф.* Експрес-метод оцінки змочуваності порід-колекторів різними рідинами по просоченню [Текст] / *С.Ф. Поверенний, О.В. Піддубна, Р.О. Шевченко* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLV. – Х.: УкрНДГаз, 2017. – С. 22-30.

Надійшла до редакції 10.02.2022

УДК 553.98

С.Ф. Поверенний, О.В. Піддубна, С.А. Капран
(УкрНДГаз)

ОСОБЛИВІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ ЦЕНТРИФУГИ ДЛЯ ПОБУДОВИ
КРИВИХ КАПІЛЯРНОГО ТИСКУ ПРИ ВИВЧЕННІ
ПЕРЕХІДНИХ ЗОН ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Під час пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, в процесі розробки родовищ, для характеристики перехідних зон використовуються побудовані за лабораторними даними криві капілярного тиску. Найбільш достовірним і обґрунтованим методом зняття цих кривих вважається метод напівпроникної мембрани, він же метод капіляриметра. Зняття кривих капілярного тиску на центрифугі багатьма авторами визнається неможливим або менш достовірним. Між тим, для зняття цих кривих все частіше використовується саме центрифуга, що пояснюється швидкістю отримання результату. У цій роботі зроблена спроба відповісти на питання, чому центрифуга дає менш достовірні результати і чи можливе її застосування для цих досліджень.

In the course of prospecting and exploration for oil and gas, in the process of field development, capillary pressure curves constructed according to laboratory data are used to characterize transition zones. The most reliable and reasonable method for taking these curves is the semipermeable membrane method, also known as the capillarimeter method. The removal of capillary pressure curves on a centrifuge is recognized by many authors as impossible or less reliable. Meanwhile, for the removal of these curves, it is the centrifuge that is increasingly being used, which is explained by the speed of obtaining the result. In this paper, an attempt is made to answer the question why the centrifuge gives less reliable results and whether it is possible to use it for these studies.

Вступ. Під час пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ та розробки родовищ велике значення має знання будови перехідної зони, під якою розуміємо частину об'єму продуктивного пласта, що примикає до газоводяного (ГВК) або водонафтового (ВНК) контакту, і має водонасиченість, яка змінюється знизу вгору від 100 % у дзеркала води до залишкової незниженої водонасиченості на верхній межі перехідної зони з чисто газовою або нафтовою частиною розрізу. Для оцінки величини та будови перехідної зони використовують експериментальні усереднені залежності водонасиченості від капілярного тиску, отримані шляхом витіснення води газом або нафтою. За цими залежностями можна приблизно визначити розподіл води, газу і нафти по вертикалі, а також середню водонасиченість перехідної зони пласта. При цьому припускають, що під дією капілярних сил вода в порових каналах пласта проникла до висоти, на якій капілярний тиск урівноважений гідростатичним тиском стовпа води. Найбільш достовірним та обґрунтованим методом зняття кривих капілярного тиску (ККТ) вважається метод напівпроникної мембрани, він же метод капіляриметра. Зняття ККТ на центрифугі багатьма авторами визнається неможливим чи менш достовірним [1, 2, 3]. Тим часом, для зняття ККТ все частіше використовується саме центрифуга, що пояснюється швидкістю отримання результату.

Мета роботи – виявити особливості витіснення води в центрифугі, завдяки яким її застосування для побудови ККТ вважається неможливим або менш достовірним, оцінити можливість застосування центрифуги для цього виду досліджень.

Методика зіставлення процесів капілярного витіснення води. Для порівняння роботи капіляриметра і центрифуги скористаємося прийомом, розробленим в [1, 2], який отримав визнання в [3] і порівнюємо характер роботи того чи іншого методу через висоти капілярного підняття. Виходимо з капілярної моделі порового простору, тобто представляємо його у вигляді зв'язки прямолінійних капілярів круглого перерізу різних діаметрів. В обох випадках приймаємо поверхню порового простору однорідно гідрофільною, з кутом змочування 0° і, відповідно, $\cos \theta = 1$, що відображається у формулах. Густина робочої рідини – води – приймаємо за 1, поверхневий натяг – за 72,8 дин/см, а радіус обертання – за 14 см.

Розрахунок висот капілярного підняття проводимо за такими формулами [1, 3]:

для капіляриметра:

$$h = 2\sigma / \rho g r - P_{\text{вит}} / \rho g, \quad (1)$$

де: h – можлива висота капілярного підняття, см,
 σ – поверхневий натяг робочої рідини, дин/см,
 ρ – густина робочої рідини, г/см³,
 g – прискорення вільного падіння, см/с²,
 $P_{\text{вит}}$ – тиск витіснення, мм рт. ст.,
 r – радіус капіляра, см.

Розшифруємо формулу для капіляриметра: $h = 2\sigma / \rho g r$ – це максимальна висота підняття, розрахована за формулою Жюрена. Якщо зразок стоїть у стакані на мембрані під атмосферним тиском і йде вільне поглинання води, то в порах даного діаметру меніск теоретично може піднятися на цю висоту. Якщо ж у стакані капіляриметра створено надлишковий тиск, то він еквівалентний капілярному підняттю на висоту, що відповідає цьому тиску. Тобто $P_{\text{вит}} / \rho g$ являє собою висоту капілярного підняття, що не відбулося; підняття, яке стало неможливим через прикладений тиск витіснення. Якщо з максимально можливої висоти відібрати цю висоту, що не відбулася, ми отримуємо висоту фактично можливу при даному тиску витіснення.

для центрифуги:

$$h = 2\sigma / \rho g_{\text{ц}} r = 2\sigma / \rho r \Omega^2 R = 145,6 / 39,4 \cdot 14 \cdot 1 \cdot n^2 \cdot r = 0,263 / n^2 r \quad (2)$$

де: h – можлива висота капілярного підняття, см,
 σ – поверхневий натяг робочої рідини, дин/см,
 ρ – густина робочої рідини, г/см³,
 $g_{\text{ц}}$ – доцентрове прискорення, см/с²,
 r – радіус капіляра, см,
 R – радіус обертання ротора, см,
 n – частота обертання, об/с.

Розшифруємо формулу для центрифуги: $h = 2\sigma / \rho g_{\text{ц}} r$ – та сама формула Жюрена, що й для капіляриметра, але замість прискорення вільного падіння – доцентрове прискорення, яке можна виразити через кутову швидкість і відстань від осі обертання: $g_{\text{ц}} = \Omega^2 R$. У свою чергу, кутову швидкість можна виразити через частоту обертання: $\Omega = 2\pi n$, де n – об/с. На виході отримуємо максимально можливу для капіляра певного перерізу висоту капілярного підняття за даної частоти обертання ротора.

Застосування методики. Для початку перевіriamo методику за допомогою капіляриметра. Візьмемо будь-який тиск витіснення і подивимось, які пори матимуть капілярне підняття при цьому тиску. Наприклад, при тиску витіснення 272,5 мм рт. ст. мають бути очищені від води пори з діаметрами 8 мкм і більше. При такому тиску витіснення розрахуємо висоти капілярного підняття для всіх пор, що нас цікавлять, і отримаємо таблицю 1. За результатами таблиці 1 побудований графік на рис. 1. Ми бачимо, що відповідно до таблиці і графіку висота капілярного підняття в порах діаметром 8 мкм дорівнює нулю, тобто ця група пор дійсно очищена від води. Групи пор більше 8 мкм мають негативне підняття, тобто також очищені від води.

Таблиця 1

Капілярне підняття у порах різних діаметрів при тиску 272,5 мм рт. ст.

Діаметр, мкм	2	4	8	10	14	20	40	100	200
Висота при 272,5 мм рт.ст.	1110	370	0	-74	-159	-222	-296	-341	-356

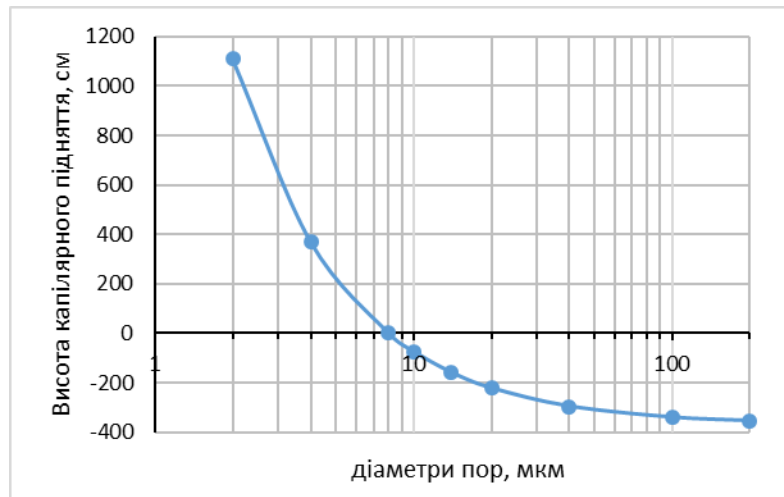


Рис.1. Висота капілярного підняття при тиску витіснення 272,5 мм рт.ст.

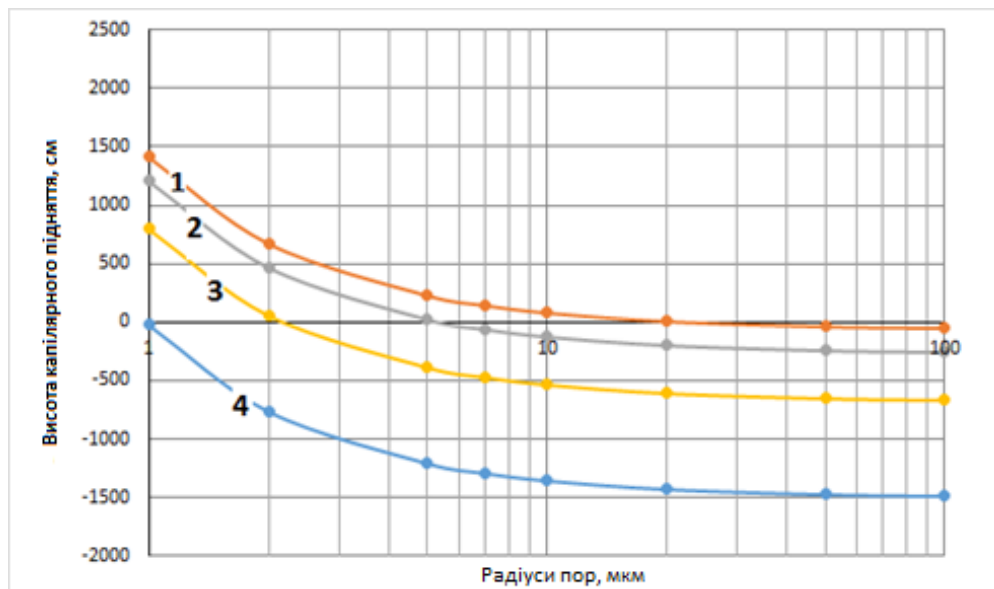
Тепер візьмемо стандартний для порометрії набір капілярних радіусів і розрахуємо для нього висоту капілярного підняття при різних тисках витіснення на капіляриметрі (табл. 2). За даними таблиці 2 побудований графік на рисунку 2, але з невеликою розрядкою, щоб уникнути скупченості кривих на рисунку. Кожна крива поєднує висоти капілярного підняття, можливі в капілярі з радіусом, вказаним на осі абсцис і при цьому тиску витіснення.

Таблиця 2

Висоти капілярного підняття в порах різних радіусів, при різних тисках витіснення

r, мкм	r, см	Висота підняття в см, можлива при даному тиску витіснення (мм рт.ст.)						
		0	10	50	100	200	500	1102
1	0,0001	1480	1466,4	1412,05	1344	1208,2	800	-18,0
2	0,0002	740	726,4	672,05	604	468,2	60	-758,0
5	0,0005	296	282,4	228,05	160	24,2	-384	-1202,0
7	0,0007	211,4	197,8	143,5	75,4	-60,4	-468,6	-1286,6
10	0,001	148	134,4	80,05	12	-123,8	-532	-1350,0
20	0,002	74	60,4	6,05	-62	-197,8	-606	-1424,0
50	0,005	29,6	16	-38,35	-106,4	-242,2	-650,4	-1468,4
100	0,01	14,8	1,2	-53,15	-121,2	-257	-665,2	-1483,2

Звернемося до кривої 1 на графіку 2, що відповідає тиску витіснення 50 мм рт. ст. Як впливає з графіка, витіснення відбувається з капілярів, радіус яких перевищує 20 мкм. У більш великих капілярах підняття негативне, тобто вони очищені від води. При тиску 200 мм рт. ст. (крива 2) підняття можливе у порах менше 5 мкм, у порах радіус яких понад 5 мкм підняття негативне. При тиску 500 мм рт. ст. (крива 3) підняття можливе у порах менше 2,1 мкм, у більших – підняття негативне. І, нарешті, при тиску 1100 мм рт. ст. що відповідає максимальному тиску дослідів, підняття можливе лише в порах менше 1 мкм (заповнених залишковою водою), які ми не розглядаємо, а в порах більше 1 мкм підняття негативне.



1 – відповідає тиску 50 мм рт. ст.; 2 – 200 мм рт. ст.; 3 – 500 мм рт. ст.; 4 – 1100 мм рт. ст.

Рис. 2. Висота капілярного підняття у порах різних радіусів при різних значеннях тиску витіснення

Розглядаючи графік 2, можна відзначити, що з огляду на те, що висота зразка в масштабі графіка практично зливається з координатною віссю, кожний даний тиск витіснення очищає лише певну групу капілярів. Так, тиск 200 мм рт. ст (крива 2) витісняє воду з капілярів понад 5 мкм; 500 мм рт. ст. (крива 3) - з капілярів понад 2 мкм. Піднявши тиск від 200 до 500 мм рт. ст., ми витіснимо воду з цілком певної групи пор з радіусами від 2 до 5 мкм. При підйомі тиску криві зміщуються вниз паралельно самим собі, послідовно відсікаючи на осі абсцис групи пор з радіусами, що поступово зменшуються.

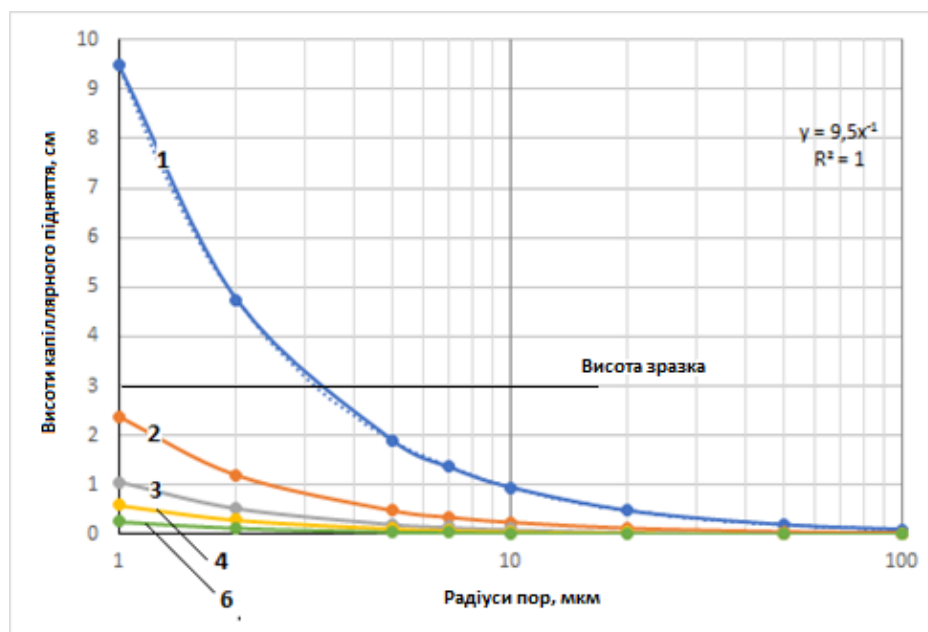
Тепер розглянемо процес віджимання води **центрифугою**. Побудуємо таблицю 3, у якій наведемо висоти капілярного підняття у зразку, що обертається в центрифугі з частотою від однієї до шести тисяч обертів на хвилину.

За даними таблиці 3 побудований графік (рис. 3), на якому кожна крива поєднує висоти капілярного підняття, можливі для капіляра з радіусом, зазначеним на осі абсцис при даній частоті обертання, а шифр кривих означає частоту обертання в тисячах обертів на хвилину. Крива, що відповідає 5000 об/хв, пропущена, щоб уникнути скупченості кривих на рисунку.

Таблиця 3

**Висоти капілярного підняття (см) у порах різного радіусу зразка,
що обертається в центрифугі з різною частотою**

r, мкм	Частота обертання об/хв					
	1000	2000	3000	4000	5000	6000
1	9,5	2,38	1,06	0,594	0,38	0,264
2	4,75	1,19	0,53	0,297	0,19	0,132
5	1,9	0,476	0,212	0,1188	0,076	0,0528
7	1,36	0,34	0,15	0,08486	0,05	0,037714
10	0,95	0,238	0,106	0,0594	0,038	0,0264
20	0,475	0,119	0,053	0,0297	0,019	0,0132
50	0,19	0,0476	0,0212	0,01188	0,0076	0,00528
100	0,095	0,0238	0,0106	0,00594	0,0038	0,00264



Криві: 1 – 1000 об/хв, 2 – 2000 об/хв, 3 – 3000 об/хв, 4 – 4000 об/хв, 6 – 6000 об/хв.
Пунктиром – апроксимація кривою 1 степеневою функцією

Рис.3. Висоти капілярного підняття у зразках, що обертаються із цією частотою

Розглядаючи графік (рис. 3), можна помітити, що на усіх частотах обертання підйом можливий майже у всьому діапазоні порових каналів, причому цей діапазон не зменшується зі збільшенням частоти, щоправда, зі збільшенням частоти підняття у великих порах стає зневажливо малим. Криві апроксимуються степеневою функцією з високим коефіцієнтом апроксимації ($R^2=1$), як приклад – пунктирна крива на графіку. На відміну від кривих капіляриметра, криві центрифуги не зміщуються паралельно самим собі, а як би розвертаються, уплощуються, викладаються. При цьому, враховуючи висоту зразка 3 см, вода віджимається відразу з декількох груп капілярів, а не з однієї групи, як на капіляриметрі, але при цьому у всіх цих групах деяка кількість води залишається.

Наприклад, при частоті обертання 1000 об/хв для нашого випадку (формула ДСТУ) створюється тиск 0,026 МПа, що відповідає 195 мм рт. ст. При цьому вважається, що очищені пори радіусом 5,6 мкм і більше. Згідно із графіком, вода при цьому починає йти з пор радіусом близько 3,2 мкм, але при цьому присутня у всіх порах більшого радіусу. Якщо взяти частоту 2000 об/хв і створений тиск 0,105 МПа (787,6 мм рт. ст.), то вважається, що очищені пори радіусом до 1,4 мкм, проте вода починає витіснятися з пор радіусом менше 1 мкм, але присутня во всіх більших порах. Звернемося до таблиці 3 – при частоті обертання 6000 об/хв усі капіляри мають невелику, але позитивну висоту підняття.

У зв'язку з цим доцільно згадати давно застосовуване в англомовних країнах положення Хасслера - Бруннера: насиченість фазою, що змочує, на зовнішньому торці приймається рівною 100% при будь-яких швидкостях обертання центрифуги. Капілярний тиск на зовнішньому торці дорівнює нулю у всьому діапазоні частот обертання центрифуги, що використовуються [4, 5].

Положення Хасслера-Бруннера для зовнішнього торця зразка підтверджено спеціальними дослідженнями [6]. Аналіз механізму витіснення фази, яка змочує, фазою, яка не змочує, показує, що коли швидкість центрифуги досягає деякого досить високого значення, фаза, що не змочує, проривається у вигляді язиків витіснення, прокладаючи шлях через найбільші пори, до зовнішнього торця ядра і капілярний тиск на зовнішньому торці перестає бути рівним нулю. Відбудеться це тоді, коли тиск витіснення в цій точці перевищить сумарну дію адгезійних і меніскових сил, що опираються витісненню, у найбільшому поровому каналі. В результаті досліджень встановлено, що для всіх колекторів, що реально зустрічаються, критичний тиск - тиск прориву - не досягається за жодних практично створюваних частот обертання. Таким чином, положення Хасслера-Бруннера підтверджено і може використовуватися.

Таким чином, специфіка капілярного витіснення в капіляриметрі та центрифугі дійсно існує. Ця різниця в характері витіснення – одна з причин, через які багато авторів [1, 2, 3] вважають за неможливе або за менш точне побудову ККТ за даними центрифугування, відводячи центрифугі роль допоміжного приладу для експрес-тестів [6, 8]. Однак, багато авторів вважають побудову ККТ за даними центрифугування цілком можливим [9, 10, 11]. Спробуємо оцінити вплив специфіки капілярного витіснення у центрифугі на результат.

Як уже вказано, виходимо з капілярної моделі порового простору, тобто уявляємо його у вигляді зв'язки прямолінійних капілярів круглого перерізу різних діаметрів. Візьмемо зразок із відомою структурою порового простору, визначеною на капіляриметрі. Нехай це буде, наприклад, № 27777, грубо-крупнозернистий пісковик горизонту С-5-9, відібраний у свердловині № 200 Березівського родовища в інтервалі 4570-4577 м. Це кварцовий пісковик з регенераційно-кварцовим і, у підлеглій кількості, доломітовим і каолінітовим цементом. Побудуємо таблицю 4 для заключного прогону на центрифугі із частотою 6000 об/хв.

Таблиця 4

Перерахунок відсоткового вмісту пор з урахуванням одночасного витіснення води з широкого діапазону капілярів

Середній діаметр груп, мкм	Середній радіус груп, см	Відомий вміст груп, %	Об'єм груп, см ³	Площа, еквівалент капіляра, см ²	Висота підйому, см, при 6000 об/хв	Висота, очищена від води, см	Об'єм, очищений від води, см ³	Розрахований вміст груп, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
112	0,0056	1	0,028	0,009	0,005	2,995	0,028	1
80	0,004	1	0,028	0,009	0,007	2,993	0,028	1
56	0,0028	4	0,112	0,037	0,009	2,991	0,112	4
40	0,002	9	0,252	0,084	0,013	2,987	0,251	9

Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	0,0014	11	0,308	0,103	0,019	2,981	0,306	11
20	0,001	16	0,448	0,149	0,026	2,974	0,444	16
14	0,0007	8	0,224	0,075	0,038	2,962	0,221	8
10	0,0005	4	0,112	0,037	0,053	2,947	0,110	4
7	0,00035	8	0,224	0,075	0,075	2,925	0,218	8
5	0,00025	10	0,280	0,093	0,105	2,895	0,270	10
3,5	0,000175	2	0,056	0,019	0,150	2,850	0,053	2
2,5	0,000125	4	0,112	0,037	0,210	2,790	0,104	4
1,8	0,000087 5	22	0,616	0,205	0,301	2,699	0,554	21
		Σ =100%	$\Sigma = 2,80$				$\Sigma = 2,7$	$\Sigma = 100\%$

Перша графа – це середній діаметр кожної з виділених під час порометрії груп пор у мкм. Друга – середній радіус групи у см, третя – визначений на капіляриметрі відсотковий вміст кожної групи пор. Оскільки нам відомий загальний об'єм порового простору в см³ (2,8 см³), ми можемо розрахувати об'єм кожної групи пор в см³ – це графа 4. Прийmemo групу капілярів певного об'єму за один капіляр, еквівалентний групі за об'ємом і довжиною. Площа групи капілярів дорівнює площі еквівалентного капіляру. Тоді, знаючи його об'єм та довжину неважко обчислити його площу – графа 5. Висоту підйому в капілярах даної групи при частоті обертання 6000 об/хв обчислимо за формулою (2) - графа 6. Початкова висота капіляра - 3 см, під час досліду в кожному з капілярів залишається стовпчик, висота якого дорівнює висоті капілярного підняття при даній частоті. Різниця між початковою висотою і висотою підняття - висота стовпчика води, віджатої з цих пор - графа 7. Знаючи площу еквівалентного капіляра, можна розрахувати об'єм, віджятий з цієї групи пор - графа 8. Тепер не важко розрахувати відсотковий вміст кожної групи з урахуванням невеликої кількості води, що залишилася в порах - графа 9. Порівнявши вміст граф 3 і 9, ми бачимо практичний збіг результату розрахунку із заздалегідь відомим розподілом пор зразка. Тобто розподілена в широкому діапазоні пор невелика (в сумі всього 0,1 см³) залишкова вода практично не вплинула на результат.

Висновок.

Процес капілярного витіснення в центрифугі дійсно має свою специфіку, яка полягає в тому, що на кожній частоті обертання витіснення води відбувається не тільки з однієї певної групи пор, а практично потроху з усього діапазону пор. Однак, як показує досвід і розрахунок, невелика кількість води, що залишається в порах на фінальному прогоні, практично не впливає на результат порометрії. Автори даної роботи солідаризуються з точкою зору [9, 10, 11] і вважають, що побудова ККТ за даними центрифуги можлива, хоча і слід враховувати її трохи меншу точність у порівнянні з капіляриметром.

Список літератури

1. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа [Текст] / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков. – М: Недра, 1987. – 216 с.
2. Орлов Л.И. К методике определения остаточной водонасыщенности центрифугированием [Текст] / Л.И. Орлов // Петрофизика коллекторов нефти и газа (тр. МИНХ и ГП, вып.115). – М.: Недра, 1975. – С. 41-45.
3. Гудок Н.С. Определение физических свойств нефте-водосодержащих пород [Текст]: учебн. пособие для вузов / Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
4. Slobod, R.L., Chambers, A. and Prehn. Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples, Trans. AIME. Vol. 192. 1951.

5. Hassler, G.L. and Brunner, E. Measurement of Capillary Pressure in Small Core Samples. Trans. AIME, Vol. 160, 1945, pp. 114-123.
6. *Тиаб Дж.* Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов [Текст]: пер. с англ. / Дж. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.
7. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
8. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами [Текст]: под ред. В.И. Горояна и В.И. Петерсилье. – М.: Мингео СССР, ВНИГНИ, 1978. – 377 с.
9. *Амикс Дж.* Физика нефтяного пласта [Текст] / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
10. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Ш.К. Гиматудинов, – М.: Недра, 1971. – 312 с.
11. *Тульбович Б.И.* Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород [Текст] / Б.И. Тульбович. – Пермь: Кн. изд-во, 1975. – 194 с.

Надійшла до редакції 27.01.2022

УДК 553.981

С.Ф. Поверєнний, О.В. Піддубна
(УкрНДІгаз)

УТОЧНЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ЛАБОРАТОРНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОЇ ВОДОНАСИЧЕНОСТІ ПО ВИСОТІ ПОКЛАДУ

Залишкова водонасиченість є одним з важливіших параметрів, що використовуються при підрахунку запасів газу та нафти для розрахунку коефіцієнту нафтогазонасиченості. Визначається вона звичайно непрямими лабораторними методами, найчастіше методами напівпроникної мембрани і центрифугування. Невирішеним досі питанням є максимальний тиск, який потрібно створювати під час досліду для створення залишкової водонасиченості. Одним із можливих методів розрахунку максимального тиску витіснення є розрахунок по висоті покладу. Дана робота є спробою оцінити можливість і доцільність використання цього методу у практичній лабораторній роботі.

Residual water saturation is one of the most important parameters that are used when calculating oil and gas reserves to calculate the oil and gas saturation factor. It is usually determined by indirect laboratory methods, most commonly by semipermeable membrane and centrifugation methods. The maximum displacement pressure, which should be created during the experiment to create residual water saturation, is still an unresolved issue. One possible method for calculating the maximum displacement pressure is a calculation based on the reservoir height. This paper is an attempt to evaluate the possibility and feasibility of using this method in practical laboratory work.

Вступ. Залишкова водонасиченість використовується для визначення коефіцієнта газонасиченості продуктивних пластів, який є одним з основних підрахункових параметрів і є важливим для вирішення ряду питань розробки. Є кілька підходів до методики визначення залишкової водонасиченості і, зокрема, до задання максимального тиску витіснення під час досліду. Одним з них є підхід або спосіб, пов'язаний з розрахунком максимального тиску витіснення по висоті покладу. Оскільки такий метод ніколи ще не був використаний у практиці лабораторій УкрНДІгазу, потрібно вивчити практичну можливість такого розрахунку.

Мета роботи - оцінити практичну можливість та доцільність застосування цього методу в лабораторній практиці.

Аналіз попередніх робіт. У роботах [1, 2] вказано на можливість визначити максимальний тиск, який потрібно створювати при лабораторному визначенні залишкової води, по висоті покладу. На можливість цього було вказано вже в роботі [3], де зазначено, що «в гідростатичних умовах капілярний тиск в гіпсометрично найбільш високій точці покладу є максимальним для даного покладу». Дійсно, висота покладу обмежує стовп води, який врівноважує водопідйомну силу капілярів і тиск якого чисельно дорівнює капілярному тиску. Згідно з [4, 5], для практичних розрахунків величини капілярного тиску може використовуватися формула:

$$p_c = \frac{h(d_1 - d_2)}{10}, \quad (1)$$

де: P_c – капілярний тиск, кг/см²;

h – висота покладу, м;

d_1, d_2 – густина води і газу, г/см³.

Виклад основного матеріалу. Спробуємо скористатися цією формулою. Для першого прикладу візьмемо "водоплавний" поклад горизонту Б-2 Улянівського родовища. Висота покладу 42 м, газо-водяний контакт (ГВК) на глибині 1525,6 м (а.в. - 1379 м). Середня густина води за різними вимірами – 1,06 г/см³, пластовий тиск – 153 кгс/см², наближений до регіонального гідростатичного, пластова температура – 314,5°K (41,5°С). Значення поверхневого натягу води зі збільшенням тисків і температур знижуються. Точні дані знайти складно, але за даними [6], він складає близько 44 дин/см. Густина метану за стандартних умов – 0,668 кг/м³. Наведемо густину метану до пластових умов:

$$\rho_{пл} = \rho_{ст}(T_{ст} \cdot P_{пл}) / (P_{ст} \cdot T_{пл}) = 0,668 \cdot (293 \cdot 153) / (1 \cdot 314,5) = 95,2 \text{ кг/м}^3 = 0,095 \text{ г/см}^3.$$

Розрахуємо максимальний капілярний тиск в покладі за формулою (1):

$$P_k = 42(1,06 - 0,095) / 10 = 4,05 \text{ кг/см}^2.$$

Щоб перевести цей результат в лабораторні умови, скористаємося широко відомою формулою, рекомендованою [4, 5]:

$$P_k^{лаб} = P_k^{пл} \cdot \sigma_{лаб} / \sigma_{пл} = 4,05 \cdot 72,3 / 44 = 6,66 \text{ кг/см}^2.$$

Згідно з цим розрахунком, максимальний тиск витіснення при лабораторному визначенні залишкової водонасиченості в даному покладу не повинен перевищувати 6,7 атм.

Оцінимо радіус капілярів, що відповідають даному капілярному тиску, розрахувавши його за формулою Лапласа:

$$r = 2 \cdot \sigma \cdot \cos\theta / P_k, \quad (2)$$

де: r – радіус капіляру, см;

σ – поверхневий натяг, дин/см;

θ – кут змочування, градус;

P_k – капілярний тиск, дин/см².

Кут змочування приймаємо за 0, тоді косинус кута змочування дорівнює одиниці. Розрахунок, наведений нижче, свідчить, що даним тискам витіснення відповідає залишкова вода, що міститься в порах діаметром менше 0,44 мкм, як в пластових, так і в лабораторних умовах.

$$r_{пл} = 2 \cdot \sigma \cdot \cos\theta / P_k = 88 \cdot 1 / 4,05 \text{ кгс/см}^2 = 88 / 3971693,25 \text{ дин/см}^2 = 0,22 \text{ мкм.}$$

$$r_{лаб} = 144,6 \cdot 1 / 6,66 \text{ кгс/см}^2 = 144,6 / 6531228,9 \text{ дин/см}^2 = 0,22 \text{ мкм.}$$

Оцінимо висоту капілярного підняття в капілярі радіусом 0,22 мкм, розрахувавши її за формулою Жюрена для пластових умов:

$$h=2\cdot\sigma\cdot\cos\theta/r\cdot g\cdot(\rho_p-\rho_r) \quad (3)$$

де: h – висота капілярного підняття, см,
 σ – поверхневий натяг, дин/см,
 θ – кут змочування, градуси,
 r – радіус капілярів, см,
 g – прискорення вільного падіння, см/сек²,
 ρ_p – густина рідини, г/см³,
 ρ_r – густина газу, г/см³.

$$h=2\cdot\sigma\cdot\cos\theta/r\cdot g\cdot(\rho_p-\rho_r) = 2\cdot 44\cdot 1/0,000022\cdot 981\cdot (1,06-0,095) = 4225,4 \text{ см} = 42,2 \text{ м.}$$

Ми розрахували максимальний капілярний тиск по висоті покладу, потім по цьому тиску визначили радіус пор, в яких розвивається такий тиск і перевірили, чи дійсно висота капілярного підняття в порах цього радіусу відповідає висоті покладу.

Для **другого** прикладу візьмемо умовний поклад з тими самими Р-Т параметрами, але висотою, скажімо, 100 м. Таких чимало, наприклад, Березівське родовище, пласт Т-1 розбитий тектонічними порушеннями на блоки; блок свердловини 200 розташований у склепінній частині. Поклад пластовий, тектонічно і літологічно обмежений, висота 271,1 м. Трохи вище пласт В-26г, в межах Західно-Березовського підняття – поклад в блоці св. № 200 – висота 286,6 м, в блоці св. № 71 – 252,9 м. В обох випадках ГВК розрахунковий, пластові тиски надгідростатичні, тому, щоб не ускладнювати, беремо умовний поклад з тими самими параметрами.

Розрахуємо максимальний капілярний тиск в умовному покладу за формулою (1):

$$P_k = 100(1,06-0,095)/10 = 9,65 \text{ кг/см}^2.$$

Щоб перевести цей результат в лабораторні умови, скористаємося формулою, рекомендованою [4, 5]:

$$P_k^{\text{лаб}} = P_k^{\text{пл}} \cdot \sigma_{\text{лаб}}/\sigma_{\text{пл}} = 9,65 \cdot 72,3/44 = 15,9 \text{ кг/см}^2.$$

Тобто максимальний тиск витіснення при лабораторному визначенні залишкової водонасиченості в даному покладі не повинен перевищувати 15,9 атм, при цьому (2) вода і в пластових, і в лабораторних умовах буде присутня в порах діаметром менше 0,19 мкм, тобто радіусом менше 0,093 мкм.

Для **третього** прикладу збільшимо висоту нашого покладу до 200 м і розрахуємо максимальний капілярний тиск за формулою (1):

$$P_k = 200(1,06-0,095)/10 = 19,3 \text{ кг/см}^2.$$

Переведемо цей результат в лабораторні умови, скориставшись формулою [4, 5]:

$$P_k^{\text{лаб}} = P_k^{\text{пл}} \cdot \sigma_{\text{лаб}}/\sigma_{\text{пл}} = 19,3 \cdot 72,3/44 = 31,7 \text{ кг/см}^2.$$

Максимальний тиск витіснення при лабораторному визначенні залишкової водонасиченості в даному покладу не повинен перевищувати 31,7 атм, при цьому (2) вода буде присутня в порах діаметром менше 0,093 мкм, тобто радіусом менше 0,0465 мкм.

На рис.1 показано зміну капілярного тиску в залежності від висоти для нашого умовного покладу з зазначеними вище Р-Т умовами.

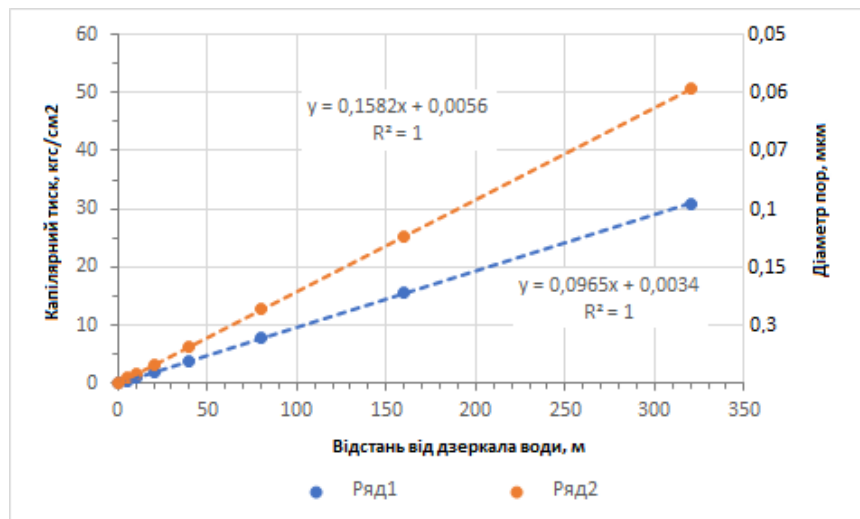


Рис.1. Залежність максимально можливого капілярного тиску від висоти покладу і діаметра пор, що заповнені залишковою водою при цих тисках

По осі абсцис – відстань від ГВК, по осі ординат, що ліворуч, – капілярний тиск, по осі ординат, що праворуч, – діаметри пор, що заповнені залишковою водою при тисках, відповідних лабораторним умовам, тобто по ряду 2. Ряд 1 відповідає пластовим умовам, ряд 2 – лабораторним умовам. Помітно швидко зростання капілярного тиску і, відповідно, зменшення діаметру капілярів із збільшенням відстані від ГВК. Видно, що для лабораторних умов капілярний тиск вже на відстані 63,2 м від ГВК дорівнює 10 кгс/см² і вода міститься в порах діаметром менше 0,3 мкм.

Для **четвертого** прикладу можна взяти ще складніший випадок – умови основного (Р₁kt-С₃³) масивно-пластового покладу Шебелинського родовища на початковій стадії розробки. Висота покладу 1180 м, ГВК розташований на позначці (– 2270) м [7, 8], на глибині 2200–2500 м. Три експлуатаційні об'єкти – НАГ, СМП і АСК – пов'язані між собою за тектонічними порушеннями. Якщо слідувати даній методиці, максимальний капілярний тиск складе 113,9 кгс/см², що змусить нас в лабораторії створити тиск в 187,1 кгс/см² і вода буде знаходитися в порах діаметром менше 0,016 мкм (16 нм). Принципово можливо створити цей тиск, але в порах такого діаметру знаходиться міцнозв'язана вода.

Якщо мова йде про капілярний тиск, що обумовлений наявністю меніска, то ми говоримо про капіляри і капілярне підняття. Задаємося питанням – до якої межі мова може йти про капілярне підняття?

Висота капілярного підняття розраховується за формулою Жюрена (3). Формула справедлива для капілярної води, тобто застосовна тільки до пор, в яких може утворитися меніск достатньої кривизни, бо саме від цього залежить водопідйомна сила капілярів. Основним параметром, що відображає властивості породи в цій формулі, є середній радіус пор породи. Бажано уточнити, для яких радіусів справедлива формула Жюрена, тобто пори яких діаметрів відносити до капілярних.

У літературі, присвяченій питанням ґрунтознавства, де капілярні властивості життєво важливі, вважається, що капілярні властивості не виражені в порах з діаметром більше 8 мкм, оскільки в них вже не утворюється суцільний увігнутий меніск, і в порах з діаметром менше 3 мкм, в яких меніск також не утворюється, так як вони заповнені в основному зв'язаною водою. При цьому, максимально капілярні сили проявлені в інтервалі діаметрів від 100 до 3 мкм [9]. Інше джерело [10] вважає, що нижня межа діаметрів пор, до яких застосовна формула Жюрена, лежить між 0,01 і 0,005 мм, тобто в межах 5–10 мкм.

Між ґрунтознавством та геологією і фізикою пласта є та принципова різниця, що перше враховує процеси тривалістю декілька років, максимум десятиліть, а другі мають справу з геологічним часом. Різниця майже приховується, коли ми маємо справу з питаннями розробки по-

кладів – тут рахунок йде також на десятиріччя. В усякому разі ми не можемо так просто прийняти дані ґрунтознавства і маємо подивитися, що пишуть в спеціальній літературі з фізики пласта. Правда, в основі як тих, так і інших даних лежить, загалом, один і той самий експериментальний матеріал, а поправка на час заснована, в основному, на інтуїції. Згідно з даними, прийнятими в роботах з фізики пласта, середня товщина плівки зв'язаної води для гідрофільної породи складе 0,45 мкм за [11] і 0,48 мкм (від 0,22 до 0,62 мкм) за [12]. Для гідрофобної породи товщина плівки складає від 0,02 до 0,24 мкм [12]. Як показує наш досвід визначення змочуваності за діючим ДСТУ [13], більшість теригенних порід, що складають продуктивні на газ пласти, змочуються приблизно однаково як водою, так і гасом, але водою зазвичай трохи краще. Тому, у типовому випадку, розглядаючи породу як гідрофільну, можна прийняти граничним радіусом капіляра, у якому може утворитися меніск, тобто який ще містить капілярно пов'язану воду 0,22 мкм, відповідно граничний діаметр пор – 0,44 мкм. Це випадок покладу горизонту Б-2 Улянівського родовища. Округлимо до 0,25 і 0,5 мкм відповідно. Приймемо, що дрібніші пори повністю заповнені міцно- і рихлозв'язаною водою, капілярної (меніскової) води вони не містять.

По мірі збільшення відстані від дзеркала води водонасиченість породи буде знижуватися, вода буде міститися у все дрібніших порах. Коли, на якомусь рівні від дзеркала, усі наявні в породі пори діаметром понад 0,5 мкм будуть заповнені газом, в породі залишиться тільки плівкова вода, що включає міцно- і рихлозв'язану. У більших порах вона буде у вигляді плівкової води у прямому розумінні, тобто тонкої, швидше за все переривчастої плівки, утвореної покриттям усіх гідрофільних центрів поверхні. У порах менше 0,5 мкм – переважно у вигляді суцільного заповнення дрібних пор, утвореного злиттям поверхневих шарів. Ця плівкова вода складається з двох шарів: міцноз'язаної (гігроскопічної) і рихлозв'язаної. Міцноз'язана вода нерухома, вірніше, вона переміщається тільки у вигляді пари. Це вода, яка видаляється нагрівом при 105-110°C. Рихлозв'язана вода рухлива, вона може переміщатися від місць з більшою товщиною плівки до місць з меншою товщиною плівки, але робить це дуже повільно. Якщо казати про вже сформований поклад і геологічний час, то цього вистачить для вирівнювання товщини цієї плівки в усьому об'ємі вище за капілярну облямівку. Іншими словами, в просторі вище перехідної зони, водонасиченість постійна і дорівнює залишковій водонасиченості, визначеній непрямими лабораторними методами. Коли в ході капіляриметрії ми використовуємо тиски витіснення більші за тих, які віджимають воду з пор діаметром менш 0,5 мкм, ми віджимаємо рихлозв'язану воду. Це не зовсім справедливо для центрифугування.

Отже, межу висоти покладу, до якої доцільно розраховувати капілярний тиск, кладуть граничні розміри фільтруючих пор. Якщо граничний радіус 0,25 мкм, розрахуємо за формулою (2) капілярний тиск і за формулою (3) висоту капілярного підняття в цих порах.

В умовах пласта капілярний тиск в порах радіусом 0,25 мкм дорівнює:

$$P_k = 2\sigma \cdot \cos\theta / r = 2 \cdot 44 / 0,000025 = 3520000 \text{ дин/см}^2 = 3,589 \text{ кг/см}^2$$

В лабораторних умовах:

$$P_k = 2\sigma \cdot \cos\theta / r = 2 \cdot 72,3 / 0,000025 = 5784000 \text{ дин/см}^2 = 5,898 \text{ кг/см}^2$$

Тобто, для очищення пор радіусом 0,25 мкм в ході лабораторного дослідження не треба створювати тиск витіснення більше 5,9 кгс/см².

Оцінимо висоту капілярного підняття в порах радіусом 0,25 мкм в пластових умовах. Візьмемо для прикладу той же «водоплавний» поклад горизонту Б-2 Улянівського родовища.

$$h = 2 \cdot 44 \cdot 1 / 0,000025 \cdot 981 \cdot (1,06 - 0,095) = 3718,3 \text{ см} = 37,2 \text{ м.}$$

Висота капілярного підняття і капілярні тиски в пластових умовах помітно менші, ніж в лабораторних, залежать, в основному, від поверхневого натягнення, від щільності - слабо. В даному випадку теоретична висота капілярного підняття, розрахована за формулою Жюрена

(2), для пластових умов складає 37,2 м. Тобто, навіть для нашого горизонту Б-2 висота покладу (42 м) занадто велика для задання по ній тиску під час лабораторного досліду.

Відмітимо мимохідь різницю між теоретичною висотою капілярного підняття, визначеною за формулою Жюрена, і практично спостережуваною висотою капілярного підняття в реальних ґрунтово-породних шарах, де вона може бути безпосередньо спостережена. Реальні висоти капілярного підняття для тонкопористих порід (глини, суглинки) не перевищують 6 -7 м [9, 10]. Пояснюється це, по-перше, тим, що використана для розрахунку формула враховує ідеальне змочування, чого немає, по-друге, тим, що реальні капіляри далекі від правильних прямолінійних циліндричних форм. Рано чи пізно рідина в капілярі зіткнеться з його розширенням, сплюсненням меніска і втратою його водопідіймальної сили. Це справедливо і для порід, що містять газовий поклад, поровий простір яких являє собою складну, хаотично побудовану систему пор різних розмірів і каналів, що сполучають їх. Ця система враховує існування численних анастомозів між окремими каналами, проте, по мірі підйому над дзеркалом води і виключення з руху усе більш дрібних капілярів можливість водопідйому падає. Іншими словами, в реальних умовах покладу можна чекати, що висота капілярної облямівки буде нижча, ніж розрахована за формулою Жюрена для пластових умов.

Так або інакше, визначати значення капілярного тиску a , отже, і тиску витіснення по висоті покладу доцільно до певної межі. Межа ця обумовлена граничними діаметрами пор, які ще здатні містити і віддавати корисний флюїд. Межа в різних випадках різна, якщо за граничний діаметр прийняти 0,5 мкм, вона становить близько 37,2 м в пластових умовах. При більшій висоті покладу залишкова вода міститиметься в дуже тонких порах у вигляді води фізично міцно- і рихлозв'язаної. Віджати рихлозв'язану воду можна, але її рух підкоряється іншим законам.

Припустимо, що метод можна упевнено застосовувати для абсолютно однорідного пласта, чого важко чекати при висоті покладу 100 і 200 м. Колектор такого покладу зазвичай неоднорідний, містить глинисто-алевритові пропластки, просто прошарки пісковіку різної крупності і, відповідно, має різні по висоті покладу переважаючі розміри пор. В цьому випадку природно чекати появи капілярно-посадженої води у більш дрібнопористих різницях і змінення картини розподілу води в перехідній зоні і вище. Зокрема, по Шебелинському родовищу, гідродинамічний зв'язок по розривних порушеннях швидше за все не забезпечує капілярного контакту між підрахунковими об'єктами, та і самі підрахункові об'єкти є складно побудованою системою перешаровування піщаних, алевритових і глинистих порід. Дрібнопористі різниці повинні утворювати лінзи зі збільшеним вмістом залишкової води, крупнозернисті різниці мають розривати капілярний зв'язок між прошарками і роз'єднувати окремі капілярні системи.

Окрема частина проблеми – можливість використання цієї методики в практичній лабораторній роботі. Швидше за все, під час оперативних досліджень, що проводяться на нових свердловинах і мало вивчених площах, застосувати метод не вдасться, оскільки дуже часто параметри покладу і, зокрема, його висота, точно не відомі. Істинний ГВК покладу часто не визначений, або узятий умовно з яких-небудь міркувань. Розрахувати його можливо, але для цього потрібно знати розріз, пластові тиски, питому вагу пластових вод та інше, що також проблематично. До речі, відноситься це не лише до стадії оперативних досліджень.

Щоб не бути голослівним, візьмемо звіт під назвою: "Геолого - економічна оцінка запасів газу і конденсату візейських (В-21-26) та турнейських (Т-1) відкладів Березівського ГКР Харківської області" станом на 01.01.2012 р. [14]. Знаходимо розділ "Газоносність та обґрунтування контурів і категорій запасів", підрозділ "характеристика покладів". З'ясуємо, що по усіх 7 газових і газоконденсатних покладах, по яких йде підрахунок, фактичний ГВК не встановлений, йдеться про нижню границю встановленої продуктивності (НГВП), розрахунок контакту графоаналітичним методом, умовний контакт по перетіканню з іншого пласта і лише в одному випадку про умовний контакт з урахуванням величини дренажних запасів. У такому разі розрахунок капілярних тисків за цією методикою перетворюється на самостійне складне завдання, рішення якого абсолютно не входить в обов'язки співробітників лабораторії, що виконують визначення залишкової водонасиченості. Про практичне застосування методу може йти мова тоді, коли геометрія покладу вже встановлена, відомий фактичний ГВК і необхідні дані подані у складі замовлення на виконання досліджень.

Висновки:

1. Визначати значення капілярного тиску a , отже, і тиску витіснення по висоті покладу можна і доцільно до певної межі, що обумовлена граничними діаметрами пор, які ще здатні містити і віддавати корисний флюїд. Межа в різних випадках різна, якщо за граничний діаметр прийняти 0,5 мкм, вона становить близько 37 м в пластових умовах. При будь якій висоті покладу, вище 37 м залишкова вода знаходиться в нефільтруючих порах діаметром менше 0,5 мкм.

2. Прийнявши граничний діаметр фільтруючих пор за 0,5 мкм, не має потреби взагалі в лабораторних умовах на капіляриметрі створювати тиск більший ніж 5,9 кгс/см². Якщо ж висота досліджуваного покладу становить менше, ніж 37 м, цим методом ми можемо обґрунтувати створення тиску витіснення меншого, ніж 5,9 кгс/см², який у конкретних випадках потрібен не завжди.

3. Використовувати метод слід на нешаруватому колекторі, з більш-менш однорідною капілярною системою.

4. Суттєвою перешкодою для застосування методу, особливо на стадії поточних, оперативних досліджень керна, стає відсутність достовірних даних відносно розташування ГВК і висоти покладу.

Заключення. Метод розрахунку максимального тиску витіснення по висоті покладу в процесі лабораторних досліджень можливо і доцільно застосовувати у разі невеликих по висоті покладів, з більш-менш однорідним колектором при умові відомого фактичного ГВК і висоти покладу.

Список літератури

1. *Поверенний С.Ф.* До питання вибору методики лабораторного визначення залишкової водонасиченості [Текст] / *С.Ф. Поверенний, В.М. Бухтатий, О.В. Піддубна* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIX. – Х.: УкрНДГаз, 2021. – С. 10-20.

2. *Зубков М.Ю.* Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи [Текст] / *М.Ю. Зубков, В.В. Колпаков* // Горные ведомости. – 2010. – № 7. – С. 20-27.

3. *Леворсен А.* Геология нефти и газа [Текст] / *А. Леворсен.* – М.: Мир. – Серия «науки о земле». – Т. 22. – 638 с.

4. *Амикс Дж.* Физика нефтяного пласта [Текст] / *Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг.* – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.

5. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / *А.А. Ханин.* – М.: Недра, 1969. – 368 с.

6. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / *Ш.К. Гиматудинов.* – М.: Недра, 1971. – 312 с.

7. *Фик І.М.* Шебелинське газоконденсатне родовище. Відновлення запасів чи обводнення? [Текст] / *І.М. Фик, М.І. Фик* // Нафтогазова галузь України, 2018. – № 6. – С. 3-9.

8. *Застежко Ю.С.* Гидрогеологическая и гидрогеохимическая характеристики Шебелинского газового месторождения [Текст] / *Ю.С. Застежко, А.С. Тердовидов, В.А. Терещенко* // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – Киев. – 1963. – С. 68-81.

9. *Клебанович Н.В.* Гидрофизика почв [Текст] / *Н.В. Клебанович.* – Минск: БГУ, 2016. – 41 с.

10. *Роде А.А.* Избранные труды. Т. 3. Основы учения о почвенной влаге [Текст] / *А.А. Роде.* – М.: Почвенный ин-т им. В.В. Докучаева Россельхозакадемии, 2008. – 664 с.

11. *Мухаринская И.А.* Определение остаточной воды в песчаных коллекторах продуктивной толщи Апшеронского полуострова [Текст] / *И.А. Мухаринская* // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1955. – № 8.

12. *Лукин А.Е.* Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / *А.Е. Лукин, Н.В. Щукин, О.И. Лукина, Т.М. Пригарина* // Геофизический журнал. – 2011. – № 1. Т. 33. – С. 3-27.

13. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Методичні вказівки: ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. – Київ-Львів, 2010. – 42 с.

14. Геолого-економічна оцінка запасів газу і конденсату візейських (В-21-26) та турнейських (Т-1) відкладів Березівського ГКР Харківської області (станом на 01.01.2012 р.) [Текст]/ (договір № 1457/11 від 14.11.2011 р.), (договір № 31/12 від 02.07.2012 р.), Н. Овчаренко та ін. – ТОВ. «Геосфера», Полтава, 2012.

Надійшла до редакції 24.01.2022

УДК 622.279.7

І.І. Галицька, Л.П. Соляник, С.О. Бажан, Н.Й. Комарщук, Є.Л. Черевко, Н.О. Сорокан
(УкрНДІгаз)

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНІ ТА ФАЦІАЛЬНІ УМОВИ ДЕВОНСЬКО-ПІЗНЬОВІЗЕЙСЬКОЇ СЕДИМЕНТАЦІЇ ПІВДЕННО-РУСАНІВСЬКОЇ ДІЛЯНКИ ПІВНІЧНОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ В ЗВ'ЯЗКУ З НАФТОГАЗОНОСНІСТЮ

Надано інформацію про основні результати літофаціальних досліджень нижньо-, верхньовізейських відкладів Південно-Русанівської ділянки та прилеглих площ. Основну увагу приділено просторовому розвитку колекторів в зв'язку з їх морфологічними особливостями, генезисом та умовами формування. Проаналізовано матеріали буріння свердловин, виявлено закономірності розповсюдження нижньо-, верхньовізейських відкладів за результатами палеорекострукцій та рельєфу горизонтів.

The article briefly informs about the main results of lithofacial studies of the lowervisean and uppervisean sediments of the S.-Rusanivsky deposits and partially adjacent areas. The main attention is paid to forecasting the spatial development of reservoirs in relation to their morphological features, genesis and conditions of formation. The authors analyzed the materials of drilling wells and revealed the patterns of distribution of the lowervisean and uppervisean deposits in connection with the results of paleoreconstructions of structures and the relief of horizons.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Нові завдання щодо збільшення видобутку вуглеводнів потребують відкриття нових перспективних ділянок в малодосліджених ділянках північно-західної зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), однією з яких є Південно-Русанівська площа та виявлення неантиклінальних та комбінованих пасток на глибинах, рентабельних для сучасного буріння.

Перспективи нафтогазоносності центральної частини північного борту попередньо пов'язувалися переважно з карбонатними органігенними та теригенними відкладами девонського та ранньокам'яновугільного візейського часу, що підтверджувалося відкриттям низки родовищ (Глинсько-Розбишевське, Липоводолинське, Анастасіївське, Валюхівське та ін.) та зонами розущільнення фундаменту.

Історія попередніх досліджень Південно-Русанівської ділянки свідчить, що оцінка перспектив його нафтогазоносності в межах північно-західної частини ДДЗ проводилася епізодично, вивчення загальних особливостей глибинної будови регіону здійснювалося за сіткою по вздовжно-поперечних регіональних сейсмопрофілів, але й на сьогоднішній час на малодослідженій Південно-Русанівській ділянці не існує планомірної програми вивчення її глибинної будови, не визначено чітких перспектив нафтогазоносності і не встановлено меж розповсюдження цих перспектив.

Аналіз останніх досліджень. В центральній частині північного борту ДДЗ продовжуються пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ, буріння пошукових та розвідувальних свердловин.

Південно-Русанівська площа згідно зі структурно-тектонічним районуванням розташована в центральній частині північної прибортової зони ДДЗ, на території Сумської та Полтавської областей України із загальною площею ліцензійної ділянки 317,2 км², за нафтогазогеологічним районуванням - в межах Глинсько-Солохівського (щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів 100-200 тис.т вуглеводнів на 1 км²) та Талалаївсько-Рибальського (щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів 30-50 тис.т вуглеводнів на 1 км²) нафтогазоносних районів.

Основну частину ліцензійної ділянки займає субширотний Північно-Погарщинський прогин, який розділяє Глинсько-Розбишівський (на півдні) і Анастасівсько-Липоводолинський (на півночі) вали з низкою родовищ: нафтогазоконденсатних (Василівське, Андріяшівське, Анастасівське, Липоводолинське, Валюхівське, Гадяцьке, Глинсько-Розбишівське) та газоконденсатних (Русанівське, Клиньсько-Краснознамянське), де встановлена промислова нафтогазоносність в кам'яновугільних та девонських відкладах.

Сейсморозвідувальні роботи 2D в межах Південно-Русанівської площі проводилися протягом 1975-2008 років. Загальна довжина профілів складає 2800 пог.км. Геологічна будова охарактеризована регіональними профілями.

В результаті сейсморозвідувальних робіт в межах ділянки, на схилі прогину було виділено цілий ряд позитивних структур: Баранихинська, Яснопольщинська, Георгіївська, Клименківська, Кулябчинська, Пеньківська, Василівська, Яганівська, Старосільська, Сотниківська та інші. Безпосередньо в межах досліджуваної ділянки надр розташоване Кулябчинське газоконденсатне родовище (свердловини №№ 1, 4), в свердловині № 1 з горизонту В-20 отримано приплив газу з конденсатом (дебіт газу через 10 мм діафрагму склав 409 тис.м³/добу, конденсату – 168 м³/добу). Згідно з держбалансом запасів на 01.01.2021 р. Кулябчинське родовище – резерв державного фонду родовищ (ДФР).

За даними ДП НАК „Надра України” в межах Південно-Русанівської ділянки знаходяться 19 свердловин, які пробурені на нафту і газ та ліквідовані в установленому порядку. В пробурених свердловинах при випробуванні верхньовізейських відкладів (гор. В-16-В-19) в основному отримано припливи води з розчиненим газом (Марківська № 1, Яганівська № 1, Погарщинська № 389, Писаренківська № 1, Баранихинські №№ 1, 5). Розкриті нижньовізейські відклади виявилися ущільнені на Яганівській, Баранихинській, Писаренківській структурах. Тільки на Сотниківській та Марківській структурах (розташовані в центральній та східній частині ділянки) при випробуванні в процесі буріння карбонатних відкладів C_{1v1}, отримано припливи газу дебітом 2,9 тис.м³/добу та 3,29 тис.м³/добу відповідно.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Таким чином, основним напрямком досліджень є виявлення зон просторового розвитку колекторів та розповсюдження перспективних ділянок, закономірностей змін колекторських властивостей девонських та візейських відкладів по латералі та розрізу на основі результатів досліджень палеогеографічних та літофаціальних умов седиментації, за даними матеріалів буріння поодиноких свердловин малодослідженої Південно-Русанівської та суміжних площ.

Виклад основного матеріалу досліджень. З метою виявлення закономірностей просторового розвитку колекторів нижньокам'яновугільних (візейських, турнейських) та верхньодевонських відкладів Південно-Русанівської площі проведені літофаціальні та палеоструктурно-тектонічні дослідження, які виявили деякі закономірності літологічної будови, фаціальної приналежності, характеру літологічних заміщень літотипів.

За даними досліджень, седиментація нижньокам'яновугільних (візейських, турнейських) та верхньодевонських відкладів Південно-Русанівської площі проходила в умовах моноклінального східчастого занурення палеоструктури між двома крупними валоподібними підняттями (рис. 1), Глинсько-Розбишівським та Анастасівсько-Липоводолинським.

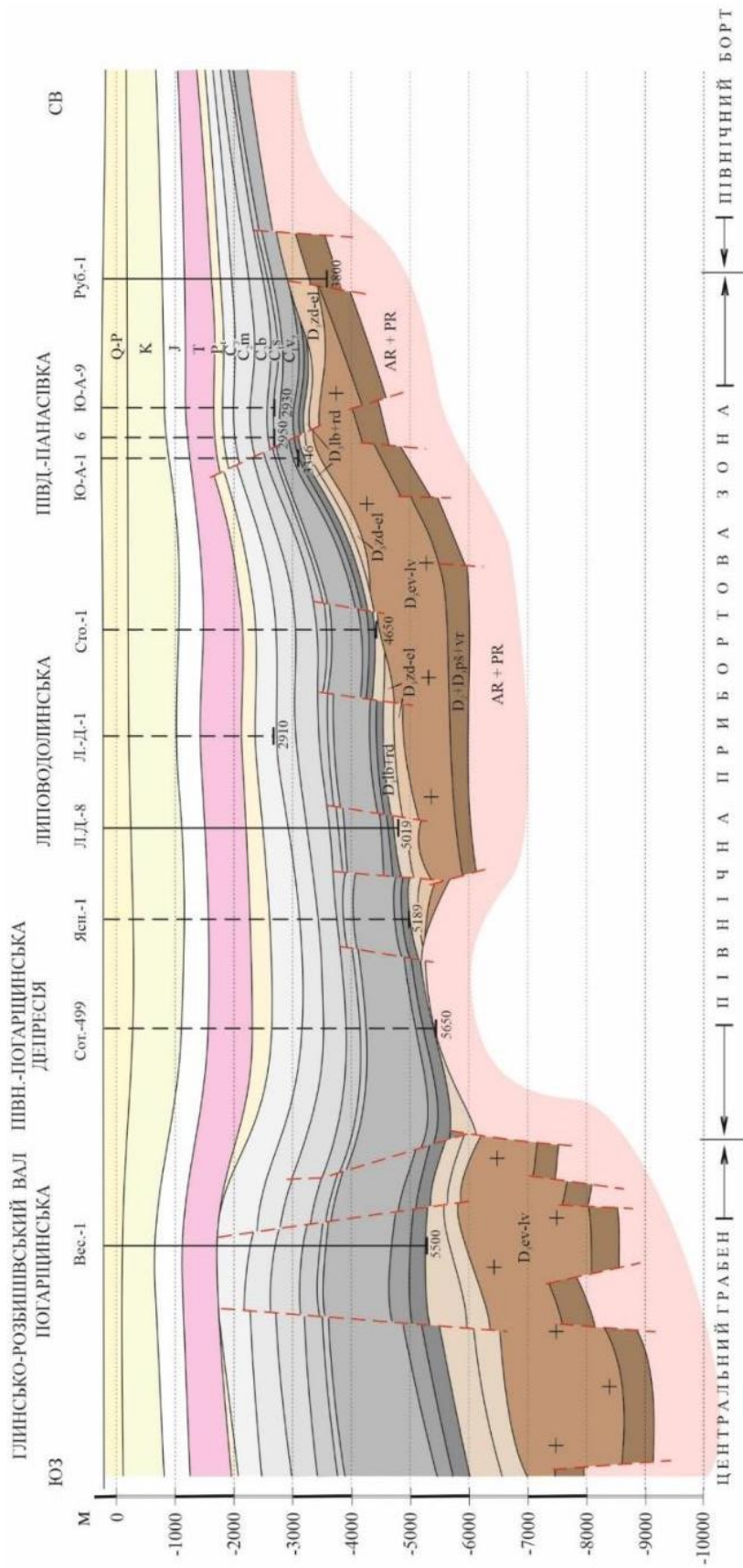


Рис. 1. Регіональний профіль Ромодан – Афанасівка

Центральною частиною цієї зануреної палеоструктурної сходуни, успадкованої і сучасними структурами, є компенсаційний субширотний Північно-Погарщинський прогин, схили якого ускладнені локальними підняттями, обумовленими:

- обгортанням виступів (блоків) фундаменту (Яганівська, Сотниківська структури та ін.);
- палеовулканічними побудовами (Марківська, Губська, Валюхівська та ін. структури);
- передкам'яновугільним соляним тектогенезом (Погарщенське підняття Глинсько-Розбишівського валу).

Осадконакопичення в девонський та ранньокам'яновугільний (турнейсько-нижньовізейський) час на Південно-Русанівській площі більшою мірою визначалося диференційованим палеорельєфом, обумовленим високою тектонічною активністю, проявами вулканізму та соляного тектогенезу.

Взагалі за палеоструктурними умовами та відповідним комплексом літофацій досліджена обширна територія Південно-Русанівської площі характеризується субширотною зональністю, яка відповідає структурним сходунам північного борту:

- верхня умовно проведена по лінії Губсько-Анастасіївсько-Липоводолинсько-Валюхівського підняття, в розрізі сформовані літофації прибережно-морського генезису;
- нижня відповідає заглибленій ділянці, умовно проведеної по лінії Клименківсько-Яганівсько-Сотниківсько-Марківської структур Північно-Погарщинської антиклінальної зони, де сформовані фації дещо заглибленого морського басейну.

Крім цього, субмеридіональне блокування фундаменту (у межах Русанівсько-Марківського, Липоводолинсько-Сотниківського та Анастасіївсько-Василівського блоків) дещо відобразилося в фаціальному характері накопичення осаду, діагенетичних процесів та катагенетичних перетворень.

Так, в пізньодевонський час в межах верхньої палеоструктурної сходуни, на палео-уступах північно-східної (Валюхівська площа), північно-західної (Губська площа) частин дослідженої території, які є продовженням серії підняття лінії Анастасіївсько-Липоводолинського структурного валу, сформовані вулканогенні утворення, складені туфічними породами, брекчіями (свердловини №№ 1, 2 Губської площі), діабазами (свердловина № 5 Марківська) (рис. 2).

З точки зору нафтогазоносності, ці вулканогенні підняття не представляють певного інтересу, що обумовлено низькими колекторськими властивостями вулканогенної товщі, але саме з ними у більшості випадків генетично пов'язане подальше зростання куполовидних біогермних карбонатних тіл, які активно розвивалися в умовах поступової морської трансгресії наприкінці девонського та протягом турнейсько-ранньовізейського часу. Девонські та турнейсько-ранньовізейські карбонатні утворення, серед яких превалюють органогенно-детритові вапняки, на локальних ділянках перспективні з точки зору нафтогазоносності.

Підтвердженням цього є результати випробування девонських, турнейсько-нижньовізейських карбонатних відкладів на локальних підняттях (свердловина № 499 Сотниківська, за межами ділянки - свердловина № 6 Липоводолинська, свердловина № 1 Губська, свердловина № 2 Валюхівська, свердловина № 10 Андріївська та ін.).

Нижньовізейські карбонатні породи верхньої структурної сходуни східної частини дослідженої території, на східній (у межах Валюхівського та Бухалівського підняття) та західній (Губська площа) частинах характеризуються локальними ділянками розущільнення вторинних карбонатних колекторів (свердловина № 1 Губська, Кп-2,5 %, свердловина № 3 Валюхівська, Кп-2,5-6,5 %, свердловина № 8 Валюхівська, Кп-6-9 %). Відклади верхньої структурної сходуни відрізняються загальним зменшенням товщини біогермних тіл, розвинених тільки в межах продуктивного горизонту В-24, нижня частина розрізу (продуктивні горизонти В-25-В-26) складена лише теригенними породами приливно-відливних рухів моря прибережного мілководдя (Анастасіївсько-Липово-Долинсько-Валюхівська зона), на відміну від аналогів нижньої структурної сходуни (схилу Північно-Погарщинського прогину), де розріз представлений потужною карбонатною товщею (продуктивні горизонти В-24-25-В-26).

Так, нижньовізейські карбонатні відклади в межах нижньої, моноклінально зануреної палеоструктурної сходуни, в антиклінальній Північно-Погарщинській зоні, на північно-східному, більш пологому, схилі Північно-Погарщинського прогину, в південній частині суб-

меридіональних Липово-Долинсько-Сотниківського та Анастаїєвсько-Василівського блоків фундаменту представлені потужною карбонатною рифогенною товщею продуктивних горизонтів В-24-В-25 (свердловина № 5 Марківська, свердловина № 499 Сотниківська).

За даними літофаціальних досліджень біогермне тіло розвинене в межах Липоводолинського виступу кристалічного фундаменту та суміжних з ним на сході Старосільського, Марківського, Валюхівського та Бухалівського піднять (рис. 3)

Найбільша товщина його розвинена в межах Клименківсько-Сотниківсько-Марківської зони, яка граничить з найбільш різко заглибленою ділянкою Північно-Погарщинського прогину, що відповідає природі створення та зростанню біогермних утворень.

За даними ГДС та випробувань карбонатні відклади, сформовані у верхній частині карбонатного розрізу (продуктивний горизонт В-24) (свердловина № 6 Липово-Долинська, свердловина № 499 Сотниківська), з тріщинною пористістю Кп-2,5 % характеризуються як газонасичені. Липово-Долинсько-Сотниківський блок є досить перспективним з точки зору розвитку зон розуцільнення та вторинних колекторів нижньовізейської карбонатної товщі.

Перспективні ділянки розуцільнення та вторинних колекторів в межах продуктивних горизонтів В-24-В-25 (свердловина № 5 Марківська, свердловина № 499 Сотниківська) вірогідно локалізовані у межах піднять, просторово не пов'язані між собою. Тому об'єднання локальних ділянок розуцільнення карбонатних порід при побудовах носить доволі схематичний умовний характер.

Аналогічно простежується формування ділянок розуцільнення карбонатної товщі у межах Русанівсько-Марківського та Анастасіївсько-Василівського блоків, де накопичені вапняки з підвищеною тріщинною пористістю Кп-3,5-7,5 % (свердловина № 5 Марківська), з ознаками газонасичення карбонатних порід у верхній частині карбонатного розрізу (продуктивний горизонт В-24, свердловина № 5 Марківська).

Локалізація зон розуцільнення карбонатних тіл обумовлена самою природою створення вторинної та тріщинної пористості в карбонатних породах, пов'язаної із зонами тектогенезу, катагенетичними перетвореннями та катаклазом порід (доломітизацією, вилуговуванням первинного карбонатного осаду тощо), з вивітрюванням апікальних частин біогермних утворень, приурочених до виступів, палеопіднять, вигину шарів. Але необхідно відмітити, що саме локальний характер проникних ділянок, ізольованість їх в товщі щільних порід є однією зі сприятливих умов утворення нетрадиційних пасток вуглеводнів.

Пошук та прогнозування зон розуцільнення та тріщинуватості карбонатних порід залишається досить складним, оскільки їх розвиток більшою мірою є непередбачуваним.

На дослідженій ділянці перспективною для формування нетрадиційних пасток, зон розуцільнення карбонатних порід можна вважати Яганівсько-Сотніковсько-Марківську ділянку.

В турнейській та ранньовізейській час в зануреній, ускладненій локальними підняттями ділянці відбувалося накопичення акумулятивних та компенсаційних лінзовидних піщаних тіл зносом кластичного матеріалу в морський басейн тимчасовими потоками та морськими течіями (свердловина № 499 Сотниківська).

Завдяки швидкому зносу та захороненню кластичного матеріалу при постійному прогинанні морського дна, літифікація осаду проходила досить швидко, що сформувало породи з досить високим потенціальним об'ємом порового простору, який був у подальшому залікований полімінеральним, більшою мірою карбонатним, цементом, що погіршує колекторські властивості пісковиків.

На припіднятих ділянках турнейсько-ранньовізейського басейну седиментації акумульовані прибережно-морські піщані відклади, які фаціально заміщують карбонатні утворення, характеризуються погіршеними колекторськими властивостями внаслідок високого вмісту в цементі щільного карбонату (свердловина № 6 Валюхівська, свердловини №№ 1, 2 Губська). Незначна товщина піщаних прошарків, чергування з алевроито-глинистими утвореннями свідчать про нестабільні прибережно-морські умови з приливно-відливною діяльністю моря.

Локальне розповсюдження пісковиків девонського та турнейсько-нижньовізейського розрізу, неоднорідність їх колекторських властивостей знижують перспективи нафтогазонасності.

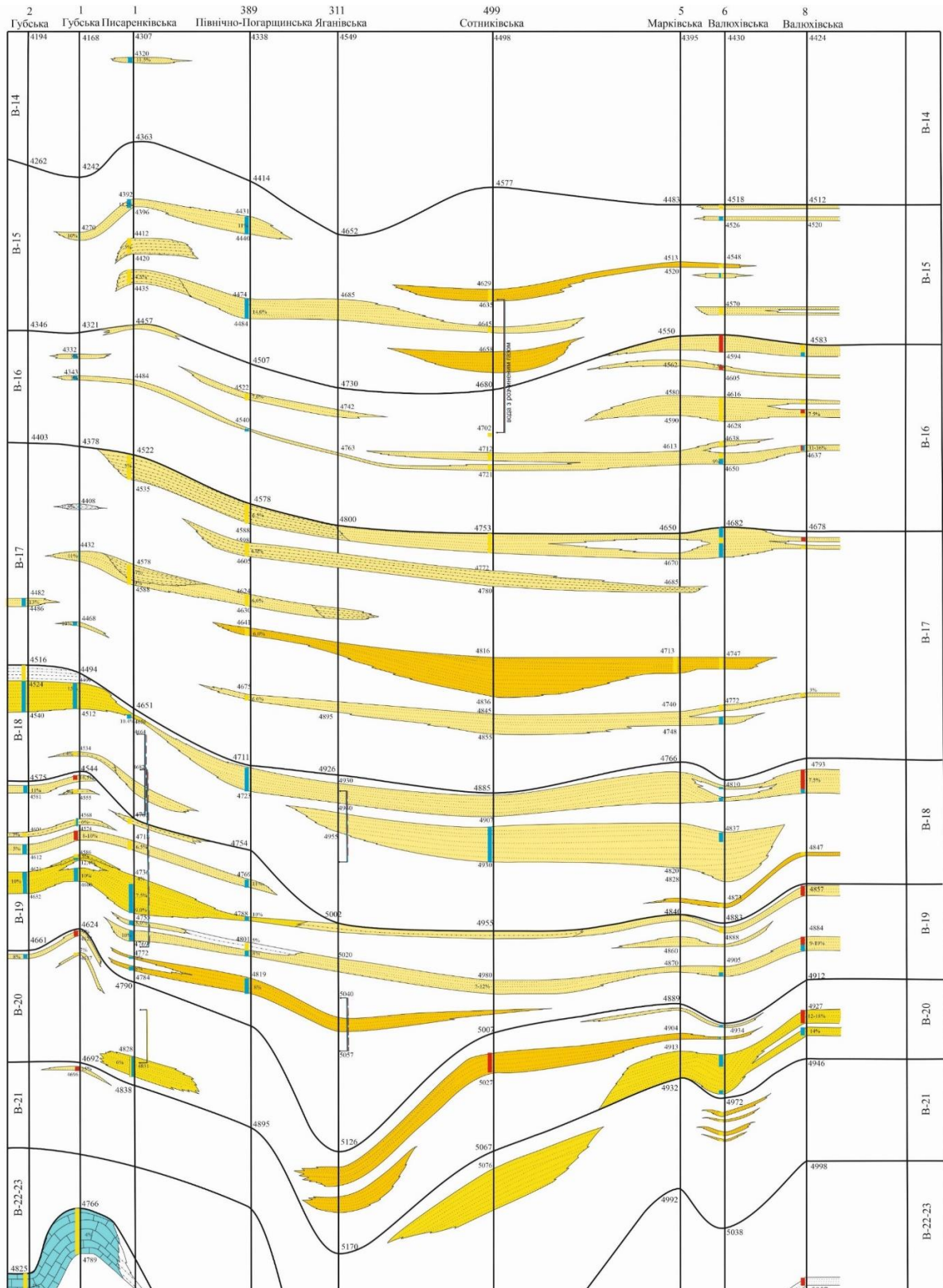
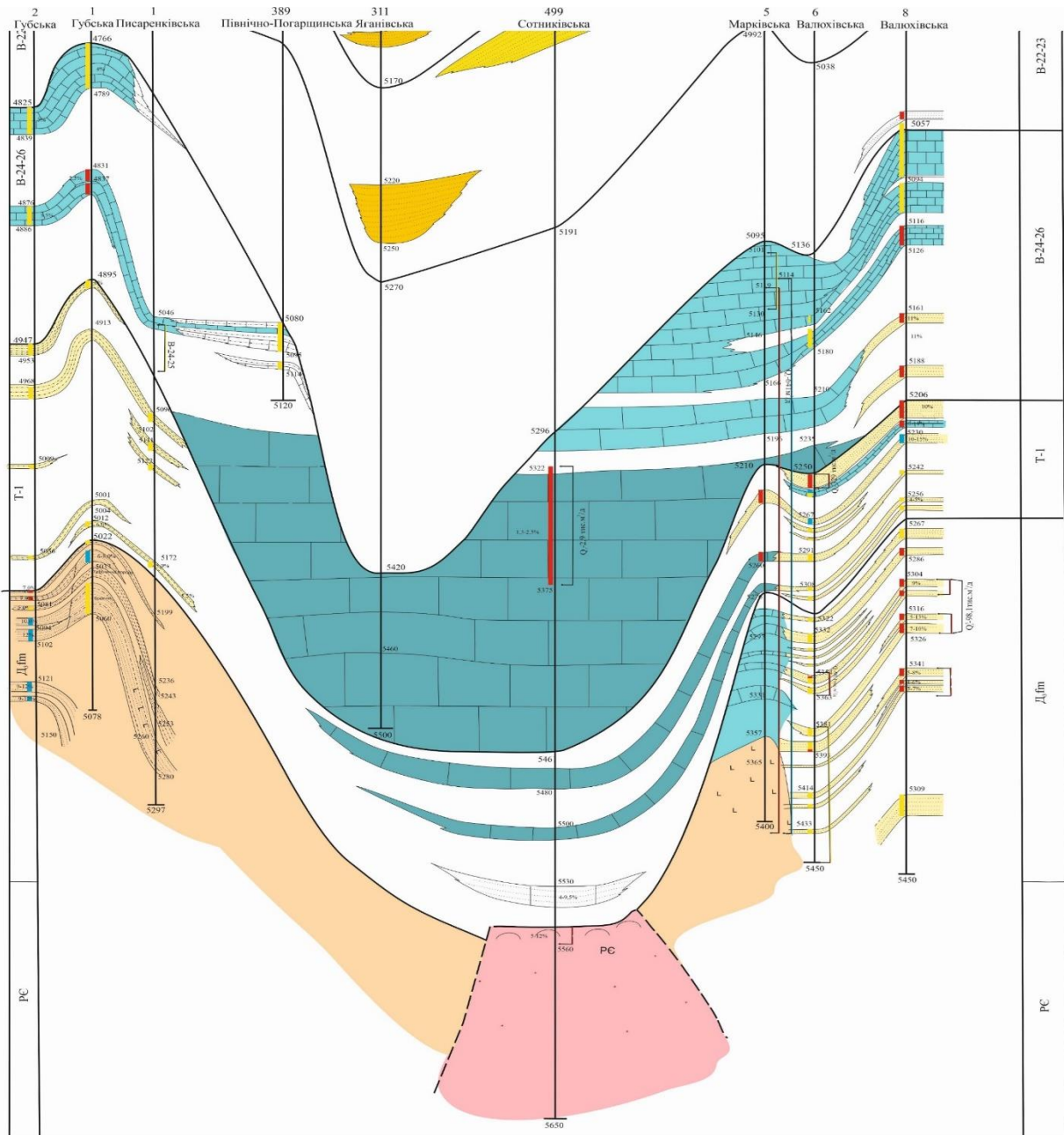







Рис. 2. Літологічний палео профіль девонських, турнейських та візейських відкладів по лінії свердловин №№ 2, 1 Губські – № 1 Писаренківська – № 389 Пн.-Погарщинська – № 311 Яганівська – № 499 Сотниківська – № 5 Марківська – №№ 6, 8 Валюхівські

Масштаб горизонтальний 1:100 000, вертикальний 1:1 000 (лист 1)



Умовні позначення:

Піщані відклади:

-  прибережно-морської палеорівнини (площинні тіла)
-  палеопрогинів (компенсаційні лінії)
-  виступ, схилів палеопрогину (барові акумулятивні лінії)
-  узбережного валу, приливно-відливної зони
-  виступ кристалічного фундаменту

Карбонатні відклади:






-  рифогенних побудов
-  біогермних утворень над вулканогенними підняттями
-  девонські вулканогенні підняття
-  ефузивні породи (діабазы) вулканогенних піднять
-  кора вивітрювання кристалічного фундаменту

Рис. 2. (лист 2)

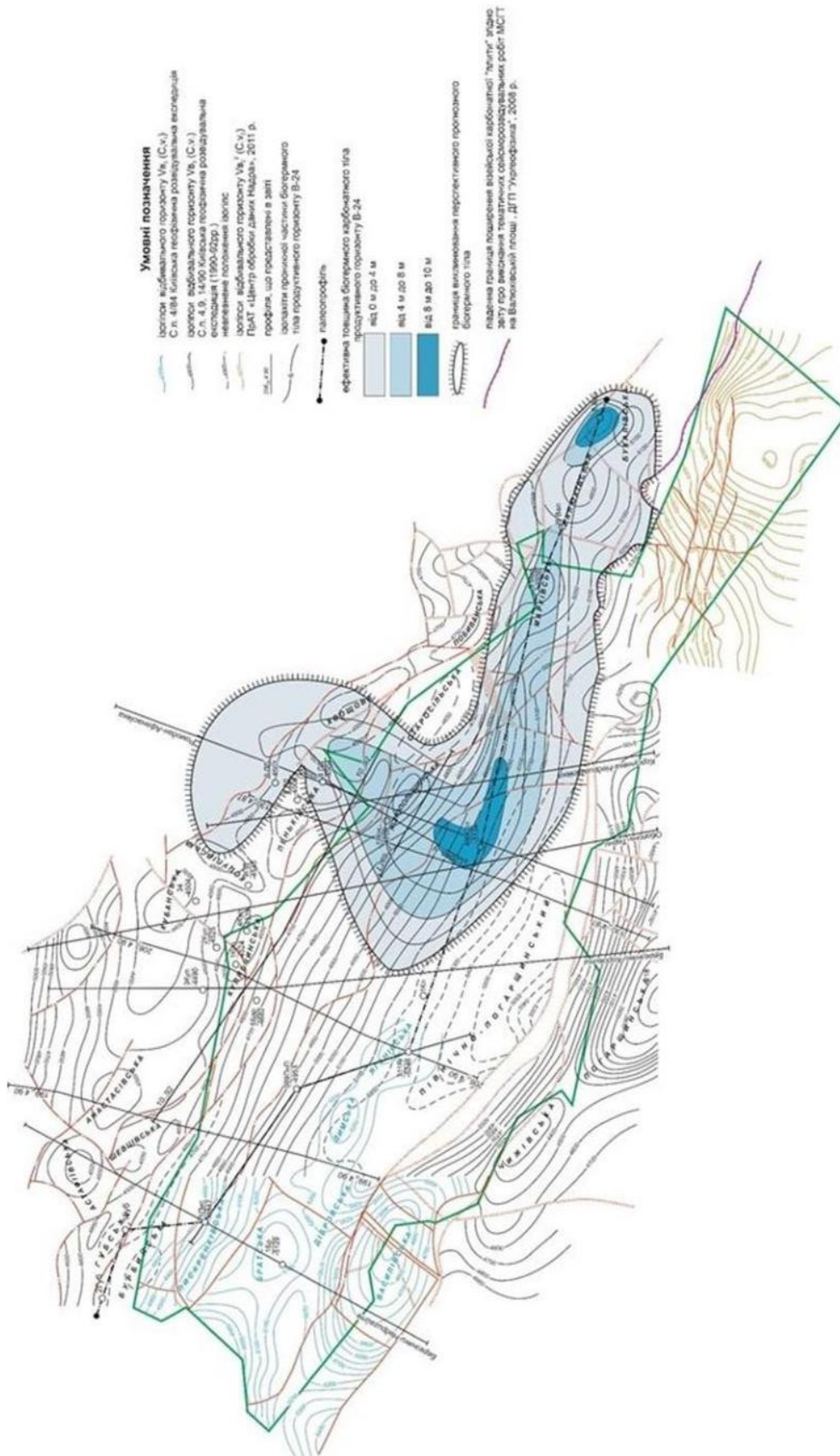


Рис. 3. Умовна прогнозна зона розповсюдження проникної частини біогермного тіла продуктивного горизонту В-24

Осадконакопичення нижньої частини верхньовізейського розрізу (продуктивні горизонти В-22-23, В-21, В-20) у межах дослідженої ділянки носить переважно компенсаційний характер.

За умов морської трансгресії, прогинання морського дна, на більшій частині дослідженої території у межах продуктивних горизонтів В-21-23 сформована компенсаційна глиниста глибоководна трансгресивна товща.

В верхній частині розрізу (продуктивний горизонт В-21) в глинистих відкладах розвинені прошарки пісковиків лінзовидного характеру. Кластичний матеріал транспортувався течіями в заглиблену ділянку морського басейну, на схили Північно-Погарщинського прогину (свердловина № 1 Яганівська), накопичувався та виступав та підняттях (свердловина № 499 Сотниківська).

За даними дослідження керна, відібраного в свердловинах №№ 1, 2 Губська, № 1 Писаренківська, № 1 Північно-Погарщинська, № 499 Сотниківська, № 5 Марківська), аргіліти продуктивних горизонтів В-21-23 у межах ХІІа м.ф.г. характеризуються як темно-сірі тонкослюдисті, слабкоалевритисті, з включенням органічного детриту, некарбонатні, переважно середньої міцності, однорідні.

При дослідженні керна, відібраного в продуктивних горизонтах В-21-23, виявлені системи тріщин, які не сприяють покращенню акумулятивних властивостей глинистих порід, накопиченню вуглеводнів або міграції їх:

- тріщини плитчастої окремоті техногенного характеру, пов'язані з особливостями на шарування глинистих порід;
- тріщини дзеркал ковзання (свердловина № 1 Писаренківська), поодинокі, пов'язані з тектонічними процесами;
- тріщини заліковані карбонатом в результаті вторинної мінералізації (свердловина № 2 Губська).

Система різноорієнтованих тріщин, визначена при дослідженні керна, відібраного в продуктивних горизонтах В-21-23, свердловини № 499 Сотниківська (к-18), де з 13-метрового інтервалу (5173-5186 м) винос керна склав лише 1,4 м (10 %). Тріщинуватість тут, можливо, пов'язана з періодичним катаклизмом (деформацією та роздробленням порід під дією тектонічних рухів) в процесі формування як цієї трансгресивної глинистої товщі, так і верхньої частини нижньовізейської карбонатної плити та кори вивітрювання кристалічного фундаменту у межах даної ділянки. Однак, ознак насичення вуглеводнями аргілітів в свердловині № 499 Сотниківська (к-18) на ділянці тріщинуватості не відмічається.

В занурених ділянках Північно-Погарщинського прогину акумульовані піщані лінзи компенсаційного характеру (свердловина № 311 Яганівська), при частковому виположуванні палеорельєфу території, а у межах локальних піднять – намівні бар'єрні лінзовидні піщані тіла значної товщини (свердловина № 499 Сотниківська, свердловина № 5 Марківська, свердловина № 1 Писаренківська).

Перспективи нафтогазоносності пісковиків цієї частини верхньовізейського розрізу досить низькі, що обумовлено неоднорідністю колекторських властивостей акумульованих пісковиків, відсутністю сприятливих структурно-тектонічних умов (моноклінальне занурення шарів на схилах Північно-Погарщинського палеопрогину).

Верхня частина верхньовізейського розрізу (продуктивні горизонти В-15-В-19) характеризується накопиченням площинних піщаних тіл значної товщини, розвинених в результаті компенсації та загального нівелювання палеорельєфу, регресивному зміщенню берегової лінії морського басейну в південно-західному напрямку.

Пласти пісковиків продуктивних горизонтів В-15-В-19 Глинсько-Розбишівського та Анастасіївсько-Липоводолинського піднять у межах Василівської, Анастасіївської, Валюхівської та ін., за даними ГДС і випробувань характеризуються як продуктивні.

Досліджена ділянка Південно-Русанівської площі належить до зануреної частини між двома валоподібними підняттями; аналоги продуктивних пісковиків цих піднять в зануреній частині характеризуються як водонасичені або щільні.

Загальне занурення ділянки досліджень, моноклінальна будова палеоструктури схилів Північно-Погарщинського палеопрогину, відсутність замкнених структур або розформування

пасток в процесі геологічного розвитку западини в пізньовізейський час, відсутність надійних екранів для утворення тектонічно екранованих пасток знижує перспективність верхньовізейських відкладів.

Висновки.

Таким чином, найбільш перспективними у нафтогазоносному відношенні у межах Південно-Русанівської площі є зони розущільнення карбонатних рифогенних товщ, біогермних тіл девонсько-нижньовізейського розрізу, на ділянках піднять та виступів, пов'язаних з блокуванням фундаменту, соляного тектогенезу та вулканогенних утворень, але їх прогнозування є досить проблематичним.

Зважаючи на дані вивчення особливостей розвитку літофацій по площі та розрізу, доцільним можна вважати проведення сейсморозвідувальних досліджень за технологією 3D з метою виявлення на пологому схилі Північно-Погарщинського прогину незакартованих попередніми роботами 2D малоамплітудних піднять, в межах яких прогнозується розвиток біогермних тіл з можливими зонами розущільнення та тріщинуватості.

Список літератури

1. Отчет о работах на Северо-Погарщинской площади, выполненных сейсморазведочной партией 27/78 в 1978-1979 гг. [Текст] / ВУГРЭ, Укргеофизика; *И.Н. Партола, Л.Н. Иванов.* – Россошенцы, 1979.
2. Отчет о работах на Русановской площади, выполненных сейсморазведочной партией 27/80 в 1980-1981 гг. [Текст] / ВУГРЭ, Укргеофизика; *Л.Н. Иванов, И.Н. Партола.* – Россошенцы, 1981.
3. Отчет о работах МОГТ на Северо-Погарщинской площади, выполненных сейсморазведочной партией 4/82 в 1980-1984 гг. [Текст] / Киевская ГРЭ, Укргеофизика; *Г.Д. Мирошниченко, Т.А. Карвовская.* – Киев, 1988.
4. Узагальнення геолого-геофізичних матеріалів з урахуванням нових даних буріння на розвідувальних площах північно-західної частини ДДЗ [Текст] / Київська ГРЕ ДГП, Укргеофізика; *В.М. Лисинчук.* – Київ, 1996.
5. Геологический отчет о результатах поискового бурения на Губской, Писаренковской и Баранихинской площадях в 1982-1985 гг. [Текст] / *А.С. Бушуев, Д.И. Трухан.* – Нежин, 1986.
6. Обобщение и анализ результатов поисковых работ в пределах северной части Днепровско-Донецкой впадины на площадях Каштановской, Стягайловской, Рымаровской и Марковской, выведенных из бурения с отрицательными результатами [Текст] / ТЭ „Полтавнефтегазгеология”; *Т.К. Козинцева.* – Полтава, 1988.
7. Обобщение материалов параметрического бурения в северо-западной части ДДв (скважины: Ягановская 311, Зорьковская 370, Песковская 371) [Текст] / ТП „Черниговнефтегазгеология”; *Ф.Ф. Хмель.* – 1987.
8. Обобщение результатов параметрического бурения по параметрическим скважинам Сотниковской 499 и Березковской 510 [Текст] / ТЭ „Полтавнефтегазгеология”; *Т.В. Иваненко.* – Полтава, 1991.
9. Геолого-економічна оцінка запасів газу і конденсату Валюхівського родовища Полтавської області [Текст]: звіт про НДР (заклучн.) / УкрНДГаз; кер. *Г.Є. Святенко.* – Харків, 2010.
10. Державний баланс запасів корисних копалин України. Газ природний [Текст] / Вип. 23. – Київ, 2021.
11. *Багринцева К.И.* Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа [Текст] / *К.И. Багринцева.* – М: Недра, 1999.

Надійшла до редакції 11.01.2022

РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ
DEVELOPMENT OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

УДК 622.324

А.П. Мельник, докт. техн. наук, К.М. Діхтенко, канд. техн. наук
(УкрНДІгаз)

ЩОДО ПРОГНОЗУВАННЯ КОРОЗІЙНОГО ПОШКОДЖЕННЯ
НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ

Пропонується підхід для прогнозування швидкості корозії на ділянках різної довжини насосно-компресорних труб (НКТ) за дебітами природного газу, газоводяними факторами або дебітами води, геометрією труб і концентрацією іонів заліза. Встановлено закономірності, за якими змінюється швидкість корозії при зміні цих корозійних факторів. Розраховано теоретичні швидкості корозії, які рекомендуються використовувати для експрес-оцінки швидкості корозії труб. Оцінено швидкості корозії у конкретних свердловинах ряду родовищ.

Offered approach for prognostication of speed of corrosion on the areas of different length of pumping compressor pipes (PCP) after the debits gas and gas-water ratios or debits of water, geometry of pipes and concentrations of ions iron. Set conformities to law after that speed of corrosion changes at the change of these corrosive factors. Theoretical speeds of corrosion, that it is recommended to use for express of estimation of speed of corrosion of pipes, are expected. Speeds of corrosion are appraised in the concrete mining holes of row of deposits.

Постановка проблеми. Корозія в умовах вітчизняних нафтогазоконденсатних родовищ зумовлена цілим рядом корозійних факторів, зокрема загальними тисками, які змінюються по глибині свердловин, концентраціями і парціальними тисками двоокису вуглецю, сірководню та кисню в природному газі, концентрацією води у рідинній фазі, мінералізацією водної фази, присутністю у конденсаційно-пластових водах корозійно-агресивних хлорид-, сульфат- іонів, бікарбонат-іонів, де останні в лужних середовищах випадають в осади у присутності іонів кальцію, заліза, кислотністю води через розчинений вуглекислий газ і органічні кислоти, температурою, лінійною швидкістю потоків, природою металу. Всі ці корозійні фактори є однією з причин виходу з ладу свердловинного обладнання, зокрема НКТ, у зв'язку з перебігом ряду корозійних процесів. Вплив корозійних факторів на перебіг корозійних процесів оцінюють шляхом аналізу досліджень корозійних показників, зокрема швидкості корозії і концентрацій іонів заліза, де останні вказують на те, яка кількість заліза розчиняється у видобувних водах. Видобування вуглеводнів здійснюється тривалий час, впродовж якого відбувається виснаження родовищ, зміни технологічних режимів, дебітів цільових і побічних продуктів. Тому актуальною проблемою під час розробки і видобування природного газу, газового конденсату і нафти для кожної свердловини різних родовищ є підтримання видобування вуглеводневої сировини на запланованому рівні. Актуальність вирішення цієї проблеми стосується не тільки технологічних процесів видобутку, будівництва нових свердловин, але й збереження працездатності свердловин з врахуванням дії в них комплексу корозійних факторів, які зумовлюють руйнування промислового обладнання з різними швидкостями корозії.

Мета і задачі дослідження. Виходячи з актуальності, мета цього дослідження полягає в розробці підходу щодо прогнозування швидкості внутрішньої рівномірної корозії насосно-компресорних труб шляхом визначення впливу концентрації іонів заліза, дебітів продукції і геометричних параметрів НКТ.

Аналіз літературних даних. Незважаючи на те, що агресивність корозійних факторів щодо руйнування сталей, зокрема вуглекислого газу, давно відома, його вплив на швидкість корозії і сьогодні залишається предметом досліджень у різних середовищах. Наприклад, в [1]

вказується, що швидкість корозії сталі в розчинах, насичених CO_2 , залежить від багатьох факторів, відмічених вище. В [2] встановлено, що у середовищі НАСЕ після деаерації від кисню, продування азотом, добавка газового конденсату зменшують швидкість корозії, продування сумішшю природного газу з CO_2 , добавка кислоти, кисень збільшують швидкість корозії. Присутністю вуглекислого газу також зумовлена величина pH конденсаційно-пластової води. Зокрема в [3] вказується, що за парціального тиску вуглекислого газу 1 МПа величина pH дорівнює 3,3, а при парціальних тисках 0,2 МПа і 0,5 МПа та температурі 373 К може досягати 4 - 3,6, відповідно [4]. В кислотному середовищі збільшується розчинність продуктів корозії, наприклад, карбонатів, сульфідів, оксидів заліза, що також впливає на корозію обладнання. Очевидно, що у мінералізованому водному середовищі у порівнянні з конденсаційною водою через меншу розчинність вуглекислого газу можна очікувати менші корозійні руйнування газопромислового обладнання. У сірководневих середовищах, де pH розчину може досягати 3,4, самовільно утворюються [5] продукти корозії у вигляді осадів шарових сумішей сульфідів заліза. Верхні шари цих сульфідів мають дефекти структури, які сприяють проникненню агресивного середовища і їх відшаруванню, що стимулює локальну корозію. Цьому сприяють домішки магнію, кальцію, марганцю у сплавах, з яких у водному середовищі можливе утворення їх сульфідів, що зразу ж гідролізуються і руйнують металеву поверхню, збільшуючи швидкість корозії. Стан корозійних руйнувань нафтогазопромислового обладнання і ефективність захисту від корозії запропоновано [6] оцінювати величиною концентрації іонів заліза, за допустимої величини якої рекомендовано 50 мг/л. Разом з тим, концентрація іонів заліза у воді тільки свідчить про перебіг корозійних процесів, але не вказує на можливу величину швидкості корозії і на те, наскільки вона відрізняється від 0,025 – 0,12 мм/рік, що допустима у нафтогазовій промисловості, як помірною [7].

Корозійні процеси у свердловинах вітчизняних родовищ відбуваються під впливом вуглекислого газу і ряду інших корозійних факторів, результатом дії яких є швидкість корозії газопромислового обладнання і концентрація розчиненого у видобувних водах заліза у вигляді іонів. До найбільш критичного обладнання, яке пошкоджується внутрішньою корозією, відносяться насосно-компресорні труби. В загальному вигляді швидкість корозії обладнання можна записати у вигляді виразу:

$$V_k = dC_{Fe}/dt = \Delta C/\Delta t = f(\text{CO}_2, \text{O}_2, \text{H}_2\text{S}, pH, \text{Cl}^-, \text{J}, \text{Br}^-, \text{SO}_4^{2-}, \text{HCO}_3^-, \text{OK}, \text{Ca}^{2+}, \text{Mg}^{2+}, \text{Fe}^{2+}, \text{Na}^+, \text{K}^+, \text{H}_2\text{O}, d, H, M, T, P, Q, Q_v, Q_g, \Gamma, \text{Me}, V_l),$$

де: V_k – швидкість корозії, мм/рік або $\text{г}/\text{м}^2$ год.;

dC_{Fe} , ΔC – зміни концентрації іонів заліза у водній фазі свердловин, мг/л;

dt , Δt – зміни часу, за який відбулися зміни концентрації іонів заліза, год., діб;

$f(\text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}, \text{O}_2)$ – вплив газів;

$f(pH, \text{OK})$ – вплив кислотності середовища;

$f(\text{Cl}^-, \text{J}, \text{Br}^-, \text{SO}_4^{2-}, \text{HCO}_3^-, \text{Ca}^{2+}, \text{Mg}^{2+}, \text{Na}^+, \text{K}^+, \text{M})$ – вплив неорганічних солей;

$f(T, P, Q, Q_v, Q_g, V_l)$ – вплив температури, тисків, включаючи парціальні, дебітів газу, газового конденсату, води, лінійної швидкості потоку;

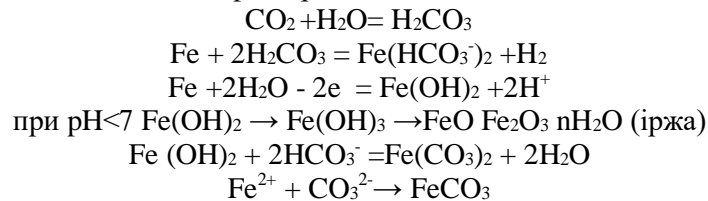
$f(d, H, E, \text{Me})$ – вплив діаметру, глибини, ерозії, природи металу НКТ;

$f(\text{I}, \text{K}, \text{Pe})$ – вплив інгібіторів гідратуутворення, корозії, реагентів.

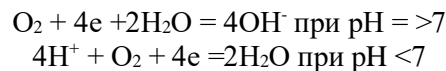
Концентрація іонів заліза у конденсаційних і пластових водах, як інтегральний показник, враховує вплив всіх корозійних факторів, які діють на НКТ з різними парціальними швидкостями корозії. Але на сьогоднішній день не відома модель, яка б враховувала вплив всіх цих факторів і дозволяла прогнозувати швидкість корозії. Відомі моделі де Ваарда-Мілліамса $\lg V_k = 6.47 - 1710/(273+t) + 0.67 \lg P_{\text{CO}_2}$, NOROK $V_k = Kt \times f_{\text{CO}_2}^{0.62} \times (S/19)^{(0.146 + 0.0324 \log f_{\text{CO}_2}) \times f(pH)}$ та інші $\ln V_k = 21.12 + 0.1898 \ln \text{Cl} + 0.57 \ln P_{\text{CO}_2} - 16.23 \ln pH + 0.733 \ln E$, $V_k = A K B^a (\gamma_b - \gamma_y)^{0.5} Q_g t$, де $A = 0.63 \cdot 10^{-3}$, $a = 1/3$ при $B = P_{\text{CO}_2}/(P + 0.2 t) > \text{або} = 5$ і $A = 1 \cdot 10^{-3}$, $a = 1$ при $B < 5$, γ – абсолютна вологість, які тільки частково враховують вплив найбільш небезпечних корозійних факторів [8-11], зокрема CO_2 , P , T , pH , Q_g , Me . За їх прогнозами часто одержують завищені результати. Окремо вплив температури на швидкість хімічної реакції можна оцінити за правилом Вант Гоффа, згідно з яким збільшення швидкості реакції зі збільшенням температури можна оцінити за форму-

лою: $V_2 = V_1(2-4)^{(T_2-T_1)/10}$, де V_2 , V_1 – швидкості при температурі T_2 і T_1 , відповідно, яка також прогнозує завищені результати при збільшенні глибини свердловин.

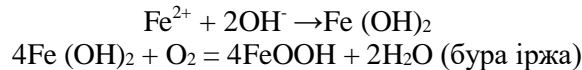
Про складність створення однієї моделі свідчать спрощені реакції, які відбуваються, наприклад, під впливом таких небезпечних факторів як CO_2 і O_2 [12]:



В цих умовах також утворюється $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, який при місцевому підлужуванні перетворюється в осад $\text{Ca}(\text{CO}_3)_2$, що осідає на катодних ділянках. При зміні pH він розчиняється, переходячи знову в гідрокарбонат.



На аноді відбувається реакція $\text{Fe} - 2e \rightarrow \text{Fe}^{2+}$, а на катоді $2\text{H}_2\text{O} + 2e \rightarrow 2\text{OH}^- + \text{H}_2$ при $\text{pH} = > 7$ і $2\text{H}^+ + 2e = \text{H}_2$ при $\text{pH} < 7$



Якщо у присутності CO_2 швидкість корозії у водних розчинах збільшується при збільшенні температури до температури десорбції, яка може знаходитись у межах 303 – 353 К, що залежить від тиску, а потім зменшується, то у присутності кисню і води швидкість корозії у замкнутій системі збільшується при підвищенні температури та має максимум – у відкритій. Оскільки під час корозії у присутності кисню утворюються тверді продукти, то рівноважний парціальний тиск кисню – дуже мала величина, яка близька до нуля. Тому корозія відбувається навіть при незначних домішках кисню. Також встановлено, що при $\text{pH} < 7$ відбувається рівномірна корозія, а при $\text{pH} = 7$ і $\text{pH} > 7$ – виразкова, крапкова.

Методи дослідження. Концентрацію іонів заліза у зразках конденсаційно-пластових вод визначено трилонометричним методом [13]. Дебіти води, природного газу, газоводяний фактор, геометричні параметри НКТ, які необхідні для розрахунків, взято з технологічних режимів. Швидкість корозії у свердловинах визначено за зразками-свідками. Обробку результатів досліджень виконано в середовищі Excel.

Результати досліджень і обговорення. Раніше [14] було запропоновано модель для розрахунку швидкості корозії V_k по всій глибині НКТ, яка базується на визначенні концентрації іонів заліза C_{Fe} у воді, дебітах природного газу G_g і води Q_v , газоводяному факторі Γ та геометричних параметрах НКТ, зокрема:

- при використанні дебіту природного газу $V_k = 1,47627 \cdot 10^{-6} G_g \Gamma C_{\text{Fe}} / (N H d)$;
- при використанні дебіту води $V_k = 0,0147627 Q_v C_{\text{Fe}} / (N H d)$,

де: G_g – дебіт газу, тис. $\text{m}^3/\text{добу}$;

Q_v – дебіт води, $\text{m}^3/\text{міс}$;

Γ – газоводяний фактор, cm^3/m^3 ;

C_{Fe} – концентрація іонів заліза, mg/l ;

N – число робочих діб/міс;

H – глибина НКТ, м;

d – діаметр внутрішній НКТ, м.

Разом з тим, з практики експлуатації свердловин відомо, що критичні корозійні пошкодження НКТ відбуваються на ділянках певної довжини. Тому на основі цих моделей запропоновано прогнозувати швидкості корозії не тільки по всій глибині НКТ, а і на окремих ділянках. Теоретичні розрахунки швидкостей корозії за різних заданих дебітів води чи природного газу з врахуванням газоводяного фактору, діаметрах НКТ і концентраціях іонів заліза у воді свідчать про те, що швидкість корозії змінюється зі змінами цих параметрів (табл. 1) при змінах довжини ділянок НКТ.

Таблиця 1

Зміни швидкості корозії залежно від концентрації іонів заліза C_{Fe} , дебіту води, довжини і внутрішнього діаметру НКТ

C_{Fe} , мг/л	Швидкість корозії, мм/рік						
	за довжини 10 м, діаметру НКТ 0,062 м, товщина стінки 5,5 мм, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	$3,96 \cdot 10^{-3}$	$1,98 \cdot 10^{-2}$	$3,96 \cdot 10^{-2}$	$7,93 \cdot 10^{-2}$	$1,18 \cdot 10^{-1}$	$2,38 \cdot 10^{-1}$	$4,76 \cdot 10^{-1}$
100	$7,93 \cdot 10^{-3}$	$3,96 \cdot 10^{-2}$	$7,93 \cdot 10^{-2}$	$1,58 \cdot 10^{-1}$	$2,38 \cdot 10^{-1}$	$4,76 \cdot 10^{-1}$	$9,52 \cdot 10^{-1}$
200	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$7,93 \cdot 10^{-2}$	$1,58 \cdot 10^{-1}$	$3,17 \cdot 10^{-1}$	$4,76 \cdot 10^{-1}$	$9,52 \cdot 10^{-1}$	1,9
300	$2,38 \cdot 10^{-2}$	$1,19 \cdot 10^{-1}$	$2,38 \cdot 10^{-1}$	$4,76 \cdot 10^{-1}$	$7,14 \cdot 10^{-1}$	1,43	2,85
400	$3,17 \cdot 10^{-2}$	$1,58 \cdot 10^{-1}$	$3,17 \cdot 10^{-1}$	$6,34 \cdot 10^{-1}$	$9,52 \cdot 10^{-1}$	1,90	3,80
600	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$2,38 \cdot 10^{-1}$	$4,76 \cdot 10^{-1}$	$9,52 \cdot 10^{-1}$	1,43	2,85	5,71
800	$6,34 \cdot 10^{-2}$	$3,17 \cdot 10^{-1}$	$6,34 \cdot 10^{-1}$	1,27	1,90	3,80	7,61
C_{Fe} , мг/л	за довжини 50 м, діаметру НКТ 0,062 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	$7,93 \cdot 10^{-4}$	$3,96 \cdot 10^{-3}$	$7,93 \cdot 10^{-3}$	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$
100	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$7,92 \cdot 10^{-3}$	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$3,17 \cdot 10^{-2}$	$4,6 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-1}$
200	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$3,17 \cdot 10^{-2}$	$6,34 \cdot 10^{-2}$	$9,25 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-1}$	$3,8 \cdot 10^{-1}$
300	$4,76 \cdot 10^{-3}$	$2,38 \cdot 10^{-2}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$	$1,43 \cdot 10^{-1}$	$2,86 \cdot 10^{-1}$	$5,72 \cdot 10^{-1}$
400	$6,34 \cdot 10^{-3}$	$3,17 \cdot 10^{-2}$	$6,34 \cdot 10^{-2}$	$1,26 \cdot 10^{-1}$	$1,9 \cdot 10^{-1}$	$3,8 \cdot 10^{-1}$	$7,6 \cdot 10^{-1}$
600	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-1}$	$2,86 \cdot 10^{-1}$	$5,72 \cdot 10^{-1}$	1,144
800	$1,26 \cdot 10^{-2}$	$6,34 \cdot 10^{-2}$	$1,26 \cdot 10^{-1}$	$2,52 \cdot 10^{-1}$	$3,8 \cdot 10^{-1}$	$7,6 \cdot 10^{-1}$	1,52
C_{Fe} , мг/л	за довжини 100 м, діаметру НКТ 0,062 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	$3,96 \cdot 10^{-4}$	$1,98 \cdot 10^{-3}$	$3,96 \cdot 10^{-3}$	$7,93 \cdot 10^{-3}$	$1,18 \cdot 10^{-2}$	$2,38 \cdot 10^{-2}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$
100	$7,93 \cdot 10^{-4}$	$3,96 \cdot 10^{-3}$	$7,93 \cdot 10^{-3}$	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$2,38 \cdot 10^{-2}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$
200	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$7,93 \cdot 10^{-3}$	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$3,17 \cdot 10^{-2}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-1}$
300	$2,38 \cdot 10^{-3}$	$1,19 \cdot 10^{-2}$	$2,38 \cdot 10^{-2}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$7,14 \cdot 10^{-2}$	$1,43 \cdot 10^{-1}$	$2,85 \cdot 10^{-1}$
400	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$3,17 \cdot 10^{-2}$	$6,34 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$	$1,90 \cdot 10^{-1}$	$3,80 \cdot 10^{-1}$
600	$4,76 \cdot 10^{-3}$	$2,38 \cdot 10^{-2}$	$4,76 \cdot 10^{-2}$	$9,52 \cdot 10^{-2}$	$1,43 \cdot 10^{-1}$	$2,85 \cdot 10^{-1}$	$5,71 \cdot 10^{-1}$
800	$6,34 \cdot 10^{-3}$	$3,17 \cdot 10^{-2}$	$6,34 \cdot 10^{-2}$	$1,27 \cdot 10^{-1}$	$1,90 \cdot 10^{-1}$	$3,80 \cdot 10^{-1}$	$7,61 \cdot 10^{-1}$
C_{Fe} , мг/л	за довжини 250 м, діаметру НКТ 0,062 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	$1,58 \cdot 10^{-4}$	$7,93 \cdot 10^{-4}$	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$4,74 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,89 \cdot 10^{-2}$
100	$3,17 \cdot 10^{-4}$	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$6,35 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,89 \cdot 10^{-2}$	$3,79 \cdot 10^{-2}$
200	$6,35 \cdot 10^{-4}$	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$6,35 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$3,80 \cdot 10^{-2}$	$7,62 \cdot 10^{-2}$
300	$9,52 \cdot 10^{-4}$	$4,71 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$2,85 \cdot 10^{-2}$	$5,71 \cdot 10^{-2}$	$1,14 \cdot 10^{-1}$
400	$1,27 \cdot 10^{-3}$	$6,35 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-2}$	$2,54 \cdot 10^{-2}$	$3,8 \cdot 10^{-2}$	$7,6 \cdot 10^{-2}$	$1,52 \cdot 10^{-1}$
600	$1,9 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$3,8 \cdot 10^{-2}$	$5,71 \cdot 10^{-2}$	$1,14 \cdot 10^{-1}$	$2,28 \cdot 10^{-1}$
800	$2,54 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-2}$	$2,54 \cdot 10^{-2}$	$5,08 \cdot 10^{-2}$	$7,62 \cdot 10^{-2}$	$1,52 \cdot 10^{-1}$	$3,04 \cdot 10^{-1}$
C_{Fe} , мг/л	за довжини 500 м, діаметру НКТ 0,062 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	$7,93 \cdot 10^{-5}$	$3,96 \cdot 10^{-4}$	$7,93 \cdot 10^{-4}$	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$2,36 \cdot 10^{-3}$	$4,76 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$
100	$1,58 \cdot 10^{-4}$	$7,93 \cdot 10^{-4}$	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$4,76 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$
200	$3,17 \cdot 10^{-4}$	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$6,34 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$3,8 \cdot 10^{-2}$
300	$4,76 \cdot 10^{-4}$	$2,38 \cdot 10^{-3}$	$4,76 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,42 \cdot 10^{-2}$	$2,84 \cdot 10^{-2}$	$5,68 \cdot 10^{-2}$
400	$6,34 \cdot 10^{-4}$	$3,17 \cdot 10^{-3}$	$6,34 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-2}$	$1,90 \cdot 10^{-2}$	$3,80 \cdot 10^{-2}$	$7,6 \cdot 10^{-2}$
600	$9,52 \cdot 10^{-4}$	$4,76 \cdot 10^{-3}$	$9,52 \cdot 10^{-3}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$2,84 \cdot 10^{-2}$	$5,68 \cdot 10^{-2}$	$1,14 \cdot 10^{-1}$
800	$1,27 \cdot 10^{-3}$	$6,35 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-2}$	$2,54 \cdot 10^{-2}$	$3,8 \cdot 10^{-2}$	$7,62 \cdot 10^{-2}$	$1,52 \cdot 10^{-1}$

Продовження таблиці 1

C _{Fe} , мг/л	за довжини 1000 м, діаметру НКТ 0,062 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	3,96 10 ⁻⁵	1,98 10 ⁻⁴	3,96 10 ⁻⁴	7,93 10 ⁻⁴	1,18 10 ⁻³	2,38 10 ⁻³	4,76 10 ⁻³
100	7,93 10 ⁻⁵	3,96 10 ⁻³	7,93 10 ⁻³	1,58 10 ⁻³	2,38 10 ⁻³	4,76 10 ⁻³	9,52 10 ⁻³
200	1,58 10 ⁻⁴	7,93 10 ⁻³	1,58 10 ⁻²	3,17 10 ⁻³	4,76 10 ⁻³	9,52 10 ⁻³	1,9 10 ⁻²
300	2,38 10 ⁻⁴	1,19 10 ⁻²	2,38 10 ⁻²	4,76 10 ⁻³	7,14 10 ⁻³	1,43 10 ⁻²	2,85 10 ⁻²
400	3,17 10 ⁻⁴	1,58 10 ⁻²	3,17 10 ⁻²	6,34 10 ⁻³	9,52 10 ⁻³	1,90 10 ⁻²	3,80 10 ⁻²
600	4,76 10 ⁻⁴	2,38 10 ⁻²	4,76 10 ⁻²	9,52 10 ⁻³	1,43 10 ⁻²	2,85 10 ⁻²	5,71 10 ⁻²
800	6,34 10 ⁻⁴	3,17 10 ⁻³	6,34 10 ⁻³	1,27 10 ⁻²	1,90 10 ⁻²	3,80 10 ⁻²	7,61 10 ⁻²
C _{Fe} , мг/л	за довжини 2000 м, діаметру 0,062 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	1,98 10 ⁻⁵	9,9 10 ⁻⁵	1,98 10 ⁻⁴	3,96 10 ⁻⁴	5,94 10 ⁻⁴	1,19 10 ⁻³	2,38 10 ⁻³
100	3,96 10 ⁻⁵	1,98 10 ⁻⁴	3,96 10 ⁻⁴	7,92 10 ⁻⁴	1,19 10 ⁻³	2,38 10 ⁻³	4,76 10 ⁻³
200	7,92 10 ⁻⁵	3,95 10 ⁻⁴	7,92 10 ⁻⁴	1,58 10 ⁻³	2,38 10 ⁻³	4,76 10 ⁻³	9,5 10 ⁻³
300	1,19 10 ⁻⁴	5,95 10 ⁻⁴	1,19 10 ⁻³	2,38 10 ⁻³	3,57 10 ⁻³	7,14 10 ⁻³	1,43 10 ⁻²
400	1,58 10 ⁻⁴	7,92 10 ⁻⁴	1,58 10 ⁻³	3,17 10 ⁻³	4,76 10 ⁻³	9,5 10 ⁻³	1,9 10 ⁻²
600	2,38 10 ⁻⁴	1,19 10 ⁻³	2,38 10 ⁻³	4,76 10 ⁻³	7,14 10 ⁻³	1,43 10 ⁻²	2,8 10 ⁻²
800	3,17 10 ⁻⁴	1,58 10 ⁻³	3,17 10 ⁻³	6,34 10 ⁻³	9,5 10 ⁻³	1,9 10 ⁻²	3,8 10 ⁻²
C _{Fe} , мг/л	за довжини 5320 м, діаметру НКТ 0,062 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	7,45 10 ⁻⁵	3,72 10 ⁻⁴	7,45 10 ⁻⁴	1,48 10 ⁻³	2,22 10 ⁻³	4,44 10 ⁻³	8,92 10 ⁻³
100	1,49 10 ⁻⁴	7,45 10 ⁻⁴	1,48 10 ⁻³	2,96 10 ⁻³	4,5 10 ⁻³	8,92 10 ⁻³	1,78 10 ⁻²
200	2,98 10 ⁻⁴	1,49 10 ⁻³	2,96 10 ⁻³	5,96 10 ⁻³	8,92 10 ⁻³	1,78 10 ⁻²	3,57 10 ⁻²
300	4,47 10 ⁻⁴	2,23 10 ⁻³	4,46 10 ⁻³	8,92 10 ⁻³	1,3 10 ⁻²	2,67 10 ⁻²	5,34 10 ⁻²
400	5,96 10 ⁻⁴	2,98 10 ⁻³	5,96 10 ⁻³	1,19 10 ⁻²	1,78 10 ⁻²	3,57 10 ⁻²	7,14 10 ⁻²
600	8,94 10 ⁻⁴	4,46 10 ⁻³	8,92 10 ⁻³	1,78 10 ⁻²	2,67 10 ⁻²	5,34 10 ⁻²	1,06 10 ⁻¹
800	1,19 10 ⁻³	5,96 10 ⁻³	1,19 10 ⁻²	2,38 10 ⁻²	3,57 10 ⁻²	7,14 10 ⁻²	1,42 10 ⁻¹
Зовнішній діаметр 52,4 мм, товщина стінки 4,19 мм							
	за довжини 50 м, діаметру 0,044 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	1,11 10 ⁻³	5,55 10 ⁻³	1,11 10 ⁻²	2,23 10 ⁻²	3,33 10 ⁻²	6,66 10 ⁻²	1,33 10⁻¹
100	2,22 10 ⁻³	1,11 10 ⁻²	2,22 10 ⁻²	4,44 10 ⁻²	6,66 10 ⁻²	1,33 10⁻¹	2,66 10⁻¹
200	4,44 10 ⁻³	2,22 10 ⁻²	4,44 10 ⁻²	8,88 10 ⁻²	1,33 10⁻¹	2,66 10⁻¹	5,33 10⁻¹
300	6,7 10 ⁻³	3,35 10 ⁻²	6,7 10⁻¹	1,33 10⁻¹	2,01 10⁻¹	4,02 10⁻¹	8,04 10⁻¹
400	8,97 10 ⁻³	4,48 10 ⁻²	8,97 10⁻¹	1,79 10⁻¹	2,66 10⁻¹	5,38 10⁻¹	1,076
600	1,34 10 ⁻²	6,7 10 ⁻²	1,34 10⁻¹	2,68 10⁻¹	4,02 10⁻¹	8,04 10⁻¹	1,608
800	1,79 10 ⁻²	8,97 10⁻¹	1,79 10⁻¹	3,58 10⁻¹	5,32 10⁻¹	1,064	2,128
	за довжини 100 м, діаметру 0,044 м, дебіті води, м ³ /міс						
	1	5	10	20	30	60	120
50	5,55 10 ⁻⁴	2,77 10 ⁻³	5,54 10 ⁻³	1,11 10 ⁻²	1,66 10 ⁻²	3,33 10 ⁻²	6,66 10 ⁻²
100	1,11 10 ⁻³	5,55 10 ⁻²	1,11 10 ⁻²	2,22 10 ⁻²	3,33 10 ⁻²	6,66 10 ⁻²	1,33 10⁻¹
200	2,22 10 ⁻³	1,11 10 ⁻²	2,22 10 ⁻²	4,44 10 ⁻²	6,66 10 ⁻²	1,33 10⁻¹	2,66 10⁻¹
300	3,33 10 ⁻³	1,66 10 ⁻²	3,33 10 ⁻²	6,66 10 ⁻²	9,99 10 ⁻²	1,99 10⁻¹	3,99 10⁻¹
400	4,44 10 ⁻³	2,22 10 ⁻²	4,44 10 ⁻²	8,88 10 ⁻²	1,33 10⁻¹	2,68 10⁻¹	5,36 10⁻¹
600	6,66 10 ⁻³	3,33 10 ⁻²	6,66 10 ⁻²	1,33 10⁻¹	1,99 10⁻¹	3,99 10⁻¹	7,99 10⁻¹
800	8,88 10 ⁻³	4,44 10 ⁻²	8,94 10 ⁻²	1,78 10⁻¹	2,66 10⁻¹	5,32 10⁻¹	1,06

Продовження таблиці 1

за довжини 500 м, діаметру 0,044 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	1,11 10 ⁻⁴	5,55 10 ⁻⁴	1,11 10 ⁻³	2,23 10 ⁻³	3,33 10 ⁻³	6,7 10 ⁻³	1,33 10 ⁻²
100	2,23 10 ⁻⁴	1,11 10 ⁻³	2,23 10 ⁻³	4,44 10 ⁻³	6,70 10 ⁻³	1,33 10 ⁻²	2,66 10 ⁻²
200	4,47 10 ⁻⁴	2,23 10 ⁻³	4,47 10 ⁻³	8,94 10 ⁻³	1,34 10 ⁻²	2,68 10 ⁻²	5,36 10 ⁻²
300	6,70 10 ⁻⁴	3,35 10 ⁻³	6,70 10 ⁻³	1,34 10 ⁻²	2,01 10 ⁻²	4,02 10 ⁻²	8,04 10 ⁻²
400	8,94 10 ⁻⁴	4,48 10 ⁻³	8,94 10 ⁻³	1,79 10 ⁻²	2,69 10 ⁻²	5,38 10 ⁻²	1,07 10⁻¹
600	1,34 10 ⁻⁴	6,70 10 ⁻³	1,34 10 ⁻²	2,68 10 ⁻²	4,02 10 ⁻²	8,04 10 ⁻²	1,60 10⁻¹
800	1,79 10 ⁻⁴	8,95 10 ⁻³	1,79 10 ⁻²	3,58 10 ⁻²	5,37 10 ⁻²	1,07 10⁻¹	2,15 10⁻¹
за довжини 1000 м, діаметру 0,044 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	5,55 10 ⁻⁵	2,77 10 ⁻⁴	5,55 10 ⁻⁴	1,11 10 ⁻³	1,66 10 ⁻³	3,33 10 ⁻³	6,66 10 ⁻³
100	1,11 10 ⁻⁴	5,55 10 ⁻⁴	1,11 10 ⁻³	2,22 10 ⁻³	3,33 10 ⁻³	6,66 10 ⁻³	1,33 10 ⁻²
200	2,22 10 ⁻⁴	1,11 10 ⁻³	2,22 10 ⁻³	4,47 10 ⁻³	6,66 10 ⁻³	1,33 10 ⁻²	2,66 10 ⁻²
300	3,33 10 ⁻⁴	1,66 10 ⁻³	3,33 10 ⁻³	6,66 10 ⁻³	9,99 10 ⁻³	1,99 10 ⁻²	3,99 10 ⁻²
400	4,44 10 ⁻⁴	2,22 10 ⁻³	4,44 10 ⁻³	8,88 10 ⁻³	1,33 10 ⁻²	2,66 10 ⁻²	5,33 10 ⁻²
600	6,66 10 ⁻⁴	3,33 10 ⁻³	6,66 10 ⁻³	1,33 10 ⁻²	1,99 10 ⁻²	3,99 10 ⁻²	7,99 10 ⁻²
800	8,88 10 ⁻⁴	4,44 10 ⁻³	8,88 10 ⁻³	1,77 10 ⁻²	2,66 10 ⁻²	5,33 10 ⁻²	1,06 10⁻¹
Зовнішній діаметр 88,9 мм, товщина стінки 5,49 мм							
за довжини 50 м, діаметру 0,07792 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	6,3 10 ⁻⁴	3,15 10 ⁻³	6,31 10 ⁻³	1,26 10 ⁻²	1,87 10 ⁻²	3,78 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²
100	1,26 10 ⁻³	6,30 10 ⁻²	1,26 10 ⁻²	2,25 10 ⁻²	3,78 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²	1,51 10⁻¹
200	2,52 10 ⁻³	1,26 10 ⁻²	2,52 10 ⁻²	5,04 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²	1,51 10⁻¹	3,02 10⁻¹
300	3,78 10 ⁻³	1,89 10 ⁻²	3,78 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²	1,13 10⁻¹	2,26 10⁻¹	4,53 10⁻¹
400	5,04 10 ⁻³	2,52 10 ⁻²	5,04 10 ⁻²	1,01 10⁻¹	1,51 10⁻¹	3,02 10⁻¹	6,04 10⁻¹
600	7,56 10 ⁻³	3,78 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²	1,51 10⁻¹	2,26 10⁻¹	4,53 10⁻¹	9,06 10⁻¹
800	1,01 10 ⁻²	5,04 10 ⁻²	1,01 10⁻¹	2,02 10⁻¹	3,02 10⁻¹	6,05 10⁻¹	1,209
за довжини 100 м, діаметру 0,07792 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	3,15 10 ⁻⁴	1,57 10 ⁻³	3,15 10 ⁻³	6,31 10 ⁻³	9,46 10 ⁻³	1,89 10 ⁻²	3,79 10 ⁻²
100	6,3 10 ⁻⁴	3,15 10 ⁻³	6,3 10 ⁻²	1,26 10 ⁻²	1,89 10 ⁻²	3,78 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²
200	1,26 10 ⁻³	6,3 10 ⁻³	1,26 10 ⁻²	2,52 10 ⁻²	3,78 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²	1,51 10⁻¹
300	1,89 10 ⁻³	9,45 10 ⁻³	1,89 10 ⁻²	3,78 10 ⁻²	5,67 10 ⁻²	1,13 10⁻¹	2,26 10⁻¹
400	2,52 10 ⁻³	1,26 10 ⁻²	2,52 10 ⁻²	5,04 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²	1,51 10⁻¹	3,02 10⁻¹
600	3,78 10 ⁻³	1,89 10 ⁻²	3,78 10 ⁻²	7,56 10 ⁻²	1,13 10⁻¹	2,26 10⁻¹	4,53 10⁻¹
800	5,04 10 ⁻³	2,52 10 ⁻²	5,04 10 ⁻²	1,01 10⁻¹	1,51 10⁻¹	3,2 10⁻¹	6,05 10⁻¹
за довжини 500 м, діаметру 0,07792 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	6,31 10 ⁻⁵	3,15 10 ⁻⁴	6,31 10 ⁻³	1,26 10 ⁻³	1,87 10 ⁻³	3,78 10 ⁻³	7,57 10 ⁻³
100	1,26 10 ⁻⁴	6,30 10 ⁻⁴	1,26 10 ⁻³	2,25 10 ⁻³	3,78 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³	1,51 10 ⁻²
200	2,52 10 ⁻⁴	1,26 10 ⁻³	2,52 10 ⁻³	7,04 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³	1,51 10 ⁻²	3,02 10 ⁻²
300	3,78 10 ⁻⁴	1,89 10 ⁻³	3,78 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³	1,13 10 ⁻²	2,25 10 ⁻²	4,52 10 ⁻²
400	5,04 10 ⁻⁴	2,52 10 ⁻³	5,04 10 ⁻³	1,01 10 ⁻²	1,51 10 ⁻²	3,02 10 ⁻²	6,04 10 ⁻²
600	7,56 10 ⁻⁴	3,78 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³	1,51 10 ⁻²	2,25 10 ⁻²	4,52 10 ⁻²	9,04 10 ⁻²
800	1,01 10 ⁻³	5,04 10 ⁻³	1,01 10 ⁻²	2,02 10 ⁻²	3,02 10 ⁻²	6,04 10 ⁻²	1,28 10⁻¹

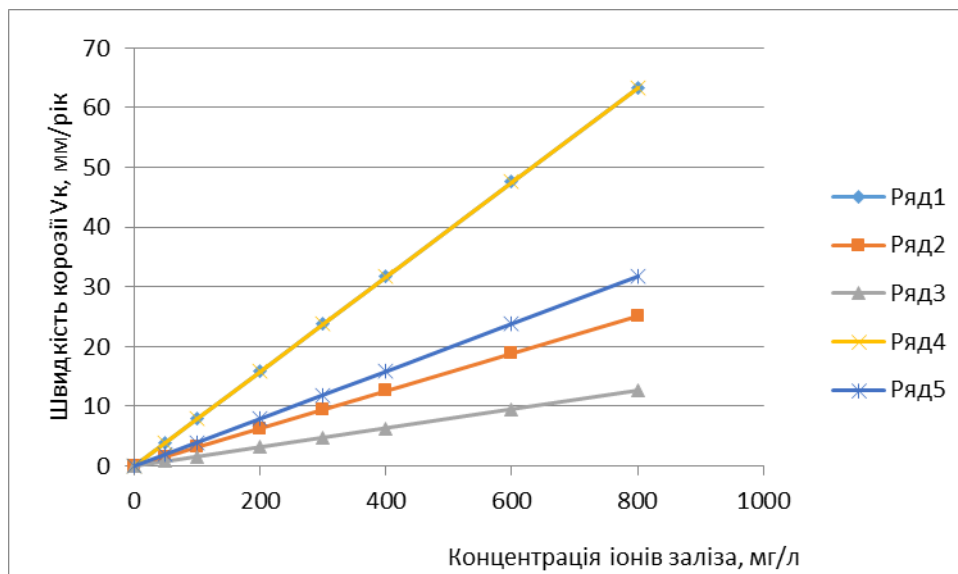
Продовження таблиці 1

за довжини 1000 м, діаметру 0,07792 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	3,15 10 ⁻⁵	1,57 10 ⁻⁴	3,15 10 ⁻⁴	6,31 10 ⁻⁴	9,46 10 ⁻⁴	1,89 10 ⁻³	3,79 10 ⁻³
100	6,3 10 ⁻⁵	3,15 10 ⁻⁴	6,3 10 ⁻⁴	1,26 10 ⁻³	1,89 10 ⁻³	3,78 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³
200	1,26 10 ⁻⁴	6,3 10 ⁻⁴	1,26 10 ⁻³	2,52 10 ⁻³	3,78 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³	1,51 10 ⁻²
300	1,89 10 ⁻⁴	9,45 10 ⁻⁴	1,89 10 ⁻³	3,78 10 ⁻³	5,67 10 ⁻³	1,13 10 ⁻²	2,26 10 ⁻²
400	2,52 10 ⁻⁴	1,26 10 ⁻³	2,52 10 ⁻³	5,04 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³	1,51 10 ⁻²	3,02 10 ⁻²
600	3,78 10 ⁻⁴	1,89 10 ⁻³	3,78 10 ⁻³	7,56 10 ⁻³	1,13 10 ⁻²	2,26 10 ⁻²	4,53 10 ⁻²
800	5,04 10 ⁻⁴	2,52 10 ⁻³	5,04 10 ⁻³	1,01 10 ⁻²	1,51 10 ⁻²	3,2 10 ⁻²	6,05 10 ⁻²
Зовнішній діаметр 60,32 мм, товщина стінки 5,54 мм							
за довжини 50 м, діаметру 0,049 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	1,00 10 ⁻³	5 10 ⁻³	1 10 ⁻²	2 10 ⁻²	3 10 ⁻²	6 10 ⁻²	1,2 10⁻¹
100	2,00 10 ⁻³	1 10 ⁻²	2 10 ⁻²	4 10 ⁻²	6 10 ⁻²	1,2 10⁻¹	2,4 10⁻¹
200	4,01 10 ⁻³	2 10 ⁻²	4 10 ⁻²	8 10 ⁻²	1,2 10⁻¹	2,4 10⁻¹	4,8 10⁻¹
300	6,00 10 ⁻³	3 10 ⁻²	6 10 ⁻²	1,2 10⁻¹	1,8 10⁻¹	3,6 10⁻¹	7,2 10⁻¹
400	8,02 10 ⁻³	4 10 ⁻²	8,02 10 ⁻²	1,64 10⁻¹	2,4 10⁻¹	4,8 10⁻¹	9,6 10⁻¹
600	1,20 10 ⁻²	6 10 ⁻²	1,2 10⁻¹	2,4 10⁻¹	3,6 10⁻¹	7,2 10⁻¹	1,44
800	1,60 10 ⁻²	8,02 10 ⁻²	1,6 10⁻¹	3,2 10⁻¹	4,8 10⁻¹	9,62 10⁻¹	1,92
за довжини 100 м, діаметру 0,049 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	5,00 10 ⁻⁴	2,5 10 ⁻³	5 10 ⁻³	1 10 ⁻²	1,5 10 ⁻²	3 10 ⁻²	6 10 ⁻²
100	1,00 10 ⁻³	5 10 ⁻³	1 10 ⁻²	2 10 ⁻²	3 10 ⁻²	6 10 ⁻²	1,2 10⁻¹
200	2,01 10 ⁻³	1,00 10 ⁻²	2 10 ⁻²	4 10 ⁻²	6 10 ⁻²	1,2 10⁻¹	2,4 10⁻¹
300	3,00 10 ⁻³	1,5 10 ⁻²	3 10 ⁻²	6 10 ⁻²	9 10 ⁻²	1,8 10⁻¹	3,6 10⁻¹
400	4,02 10 ⁻³	2 10 ⁻²	4,02 10 ⁻²	8 10 ⁻²	1,2 10⁻¹	2,4 10⁻¹	4,8 10⁻¹
600	6 10 ⁻³	3 10 ⁻²	6 10 ⁻²	1,2 10⁻¹	1,8 10⁻¹	3,6 10⁻¹	7,2 10⁻¹
800	8,04 10 ⁻³	4,02 10 ⁻²	8,04 10 ⁻²	1,6 10⁻¹	2,4 10⁻¹	4,8 10⁻¹	9,6 10⁻¹
за довжини 500 м, діаметру 0,049 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	1,00 10 ⁻⁴	5 10 ⁻⁴	1 10 ⁻³	2 10 ⁻³	3 10 ⁻³	6 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²
100	2,00 10 ⁻⁴	1 10 ⁻³	2 10 ⁻³	4 10 ⁻³	6 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²	2,4 10 ⁻²
200	4,01 10 ⁻⁴	2,00 10 ⁻³	4 10 ⁻³	8 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²	2,4 10 ⁻²	4,8 10 ⁻²
300	6,00 10 ⁻⁴	3 10 ⁻³	6 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²	1,8 10 ⁻²	3,6 10 ⁻²	7,2 10 ⁻²
400	8,02 10 ⁻⁴	4 10 ⁻³	8,02 10 ⁻³	1,64 10 ⁻²	2,4 10 ⁻²	4,8 10 ⁻²	9,6 10 ⁻²
600	1,2 10 ⁻³	6 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²	2,4 10 ⁻²	3,6 10 ⁻²	7,2 10 ⁻²	1,44 10⁻¹
800	1,60 10 ⁻³	8,02 10 ⁻³	1,6 10 ⁻²	3,2 10 ⁻²	4,8 10 ⁻²	9,62 10 ⁻²	1,92 10⁻¹
за довжини 1000 м, діаметру 0,049 м, дебіті води, м ³ /міс							
	1	5	10	20	30	60	120
50	5,00 10 ⁻⁵	2,5 10 ⁻⁴	5 10 ⁻⁴	1 10 ⁻³	1,5 10 ⁻³	3 10 ⁻³	6 10 ⁻³
100	1,00 10 ⁻⁴	5 10 ⁻⁴	1 10 ⁻³	2 10 ⁻³	3 10 ⁻³	6 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²
200	2,01 10 ⁻⁴	1,00 10 ⁻³	2 10 ⁻³	4 10 ⁻³	6 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²	2,4 10 ⁻²
300	3,00 10 ⁻⁴	1,5 10 ⁻³	3 10 ⁻³	6 10 ⁻³	9 10 ⁻³	1,8 10 ⁻²	3,6 10 ⁻²
400	4,02 10 ⁻⁴	2 10 ⁻³	4,02 10 ⁻³	8 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²	2,4 10 ⁻²	4,8 10 ⁻²
600	6 10 ⁻⁴	3 10 ⁻³	6 10 ⁻³	1,2 10 ⁻²	1,8 10 ⁻²	3,6 10 ⁻²	7,2 10 ⁻²
800	8,04 10 ⁻⁴	4,02 10 ⁻³	8,04 10 ⁻³	1,6 10 ⁻²	2,4 10 ⁻²	4,8 10 ⁻²	9,6 10 ⁻²

Примітка. Глибинний показник V_k у випадку корозії заліза зв'язаний з масовим показником корозії V_m (г/м² год.) співвідношенням: $V_k=1,112 V_m$.

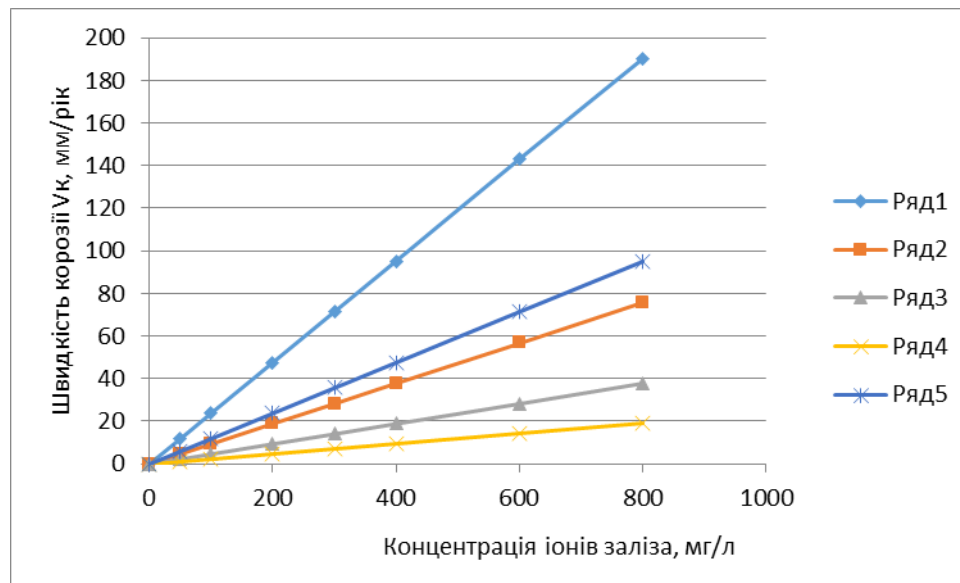
Аналіз одержаних результатів свідчить про те, що на коротких ділянках НКТ швидкість рівномірної корозії може перебільшувати (помічено жирним шрифтом) максимально допустиму безпечну межу 0,12 мм/рік. В той же час за довжини ділянки, яка дорівнює довжині НКТ і менших, швидкість корозії може бути значно меншою допустимої межі.

Закономірності (рис. 1 і 2) змін швидкості корозії від концентрації іонів заліза і дебітів води на прикладі НКТ із зовнішнім діаметром 0,073 м свідчать про те, що збільшення концентрації іонів заліза і дебіту води зумовлюють прямо пропорційне збільшення швидкості корозії, а збільшення діаметру НКТ за цих самих умов зумовлює обернено пропорційне зменшення швидкості корозії (табл. 1). Використовуючи результати розрахунків, за даними табл. 1 або рис. 1 і рис. 2 та за аналогічними закономірностями для інших розповсюджених діаметрів та відомими концентраціями іонів заліза, дебітами води, діаметрами НКТ пропонується за табличними даними оцінювати те, яка довжина ділянки НКТ може бути пошкодженою за рахунок швидкості корозії, що близька або більша допустимої межі в нафтогазовій промисловості. Для визначення точних даних при інших дебітах і концентраціях потрібно пропорційно змінювати швидкості корозії, що наведені в табл. 1 або розраховувати за запропонованими формулами. Крім того, за табличними чи розрахованими за формулами величинами швидкостей корозії можна оцінити інтервал глибини НКТ, де можна очікувати найбільші пошкодження. Якщо за основний корозійний реагент прийняти вуглекислий газ, то цей інтервал може знаходитись в діапазоні температур його максимальної дії 303 – 353 К. Перевірку достовірності прогнозних швидкостей корозії і пошкоджених ділянок рекомендується здійснювати шляхом порівняння з величинами швидкості корозії і пошкодженими ділянками, які експериментально визначають під час капітального ремонту.



ряд 1 – глибина 100 м ($V_k 10^{-3}$), 2 – 250 ($V_k 10^{-3}$) м, 3 – 500 м ($V_k 10^{-3}$), 4 – 1000 м ($V_k 10^{-4}$), 5 – 2000 м ($V_k 10^{-4}$); залежності при 100 м і 1000 м візуально співпадають, але числові значення відрізняються у 10 разів, див. коефіцієнт при V_k

Рис. 1. Закономірності змін швидкості корозії V_k від концентрації іонів заліза і глибини НКТ при дебіті води $1 \text{ м}^3/\text{міс}$, діаметрі НКТ 0,062 мм



ряд 1 – глибина 100 м ($V_k 10^0$), 2 – 250 м ($V_k 10^{-2}$), 3 – 500 м ($V_k 10^{-2}$), 4 – 1000 м ($V_k 10^{-2}$),
5 – 2000 м ($V_k 10^{-3}$)

Рис. 2. Закономірності змін швидкості корозії V_k від концентрації іонів заліза і глибини НКТ при дебіті води $30 \text{ м}^3/\text{міс}$, діаметрі НКТ $0,062 \text{ м}$

З аналізу змін величин швидкостей корозії витікає і те, що за рівномірної корозії по всій поверхні НКТ зі збільшенням глибини швидкість корозії зменшується, досягаючи величин, які менші допустимої помірної швидкості корозії $0,12 \text{ мм/рік}$, і у таких випадках концентрація іонів заліза може значно відрізнятись від 50 мг/л . Величину концентрації іонів заліза за допустимої величини швидкості корозії V_d на заданій ділянці НКТ можна оцінити за формулою:

$$C_{Fe} = V_d N H d / 0,0147627 Q_v$$

Якщо свердловина глибока і концентрація іонів заліза знаходиться на рівні $100\text{--}300 \text{ мг/л}$, що характерно для багатьох вітчизняних родовищ, то за малих дебітів води можна говорити про те, що швидкість корозійних процесів по всій поверхні НКТ менше допустимої. Якщо ж руйнування відбуваються, то причини пошкоджень іншої природи або ж відбуваються на короткій обмеженій ділянці НКТ. За такої природи руйнувань найбільш небезпечними є ділянки довжиною до 1000 м . При цьому, чим коротша ділянка пошкоджень, тим більша швидкість корозії.

Використовуючи даний підхід, здійснено оцінку швидкостей корозії у ряді свердловин деяких родовищ (табл. 2 і 3) за величинами поточних концентрацій іонів заліза, дебітів природного газу, газоводяних факторів і дебітів води. Одержані результати свідчать про те, що за реальних умов експлуатації свердловин критичні руйнівні корозійні пошкодження НКТ відбуваються на ділянках довжиною 1000 м і менше, що підтверджує теоретичні розрахунки.

Зокрема із досліджених родовищ ГПУ «Полтавагазвидобування» за прогнозними швидкостями корозії найбільша корозійна небезпека прогнозується у свердловинах Комишнянського родовища, а найменша – у свердловинах східного склепіння Березівського родовища. При цьому очікувані пошкодження на Комишнянському родовищі можуть бути розтягнутими у св. 29, 56 та 121 Опішнянського ГКР за максимальних концентрацій іонів заліза на ділянці, починаючи з 1000 м , а на інших свердловинах Комишнянського НГКР, св.125 і 127 Опішнянського ГКР, св.102, 108, 114, 134, 202 Березівського ГКР, західне склепіння – починаючи з 500 м . На цих родовищах у більшості свердловин на ділянках 100 м прогноуються швидкості корозії достатньо більше допустимої безпечної норми, які можуть реалізуватись під час конденсації води, насиченої вуглекислим газом.

Таблиця 2

**Прогнозні швидкості корозії по довжині свердловин деяких родовищ
ГПУ “Полтавагазвидобування”**

Св. №	Швидкість корозії, мм/рік, по довжині свердловин, м					
	НКТ	2000	1000	500	250	100
Комишнянське родовище						
22	0,017	0,047	0,09	0,19	0,38	0,95
23	0,016	0,047	0,09	0,19	0,38	0,94
29	0,028	0,085	0,17	0,34	0,68	1,70
56	0,023	0,070	0,14	0,28	0,56	1,40
57	0,028	0,085	0,17	0,34	0,68	1,70
58	0,003	0,009	0,02	0,04	0,07	0,19
Березівське родовище східне склепіння						
33	0,0098	0,0228	0,0457	0,0915	0,183	0,457
111	0,0005	0,0012	0,0024	0,0048	0,0097	0,024
116	0,0008	0,0018	0,0036	0,0073	0,014	0,036
123	0,0034	0,0079	0,0157	0,0316	0,063	0,157
135	0,0004	0,0011	0,0023	0,0046	0,009	0,023
Березівське родовище західне склепіння						
102	0,0155	0,036	0,0721	0,144	0,288	0,721
108	0,0157	0,037	0,0736	0,147	0,295	0,737
108	0,0096	0,022	0,0449	0,0898	0,179	0,449
114	0,0199	0,044	0,0879	0,175	0,352	0,879
122	0,0082	0,019	0,0387	0,077	0,155	0,387
202	0,0133	0,030	0,0613	0,122	0,245	0,613
128	0,0015	0,004	0,0081	0,016	0,032	0,081
134	0,0106	0,0298	0,0597	0,119	0,239	0,597
Опішнянське родовище						
114	0,0002	0,0003	0,0007	0,0014	0,0027	0,007
118	0,0006	0,0011	0,0022	0,0045	0,009	0,022
118	0,0061	0,011	0,0229	0,0459	0,092	0,229
121	0,0043	0,0093	0,0187	0,0374	0,0749	0,187
121	0,0244	0,0522	0,104	0,209	0,418	1,045
122	0,0031	0,0054	0,0108	0,217	0,043	0,108
122	0,0091	0,0159	0,0319	0,0638	0,127	0,319
125	0,0036	0,0073	0,0147	0,0294	0,0588	0,147
125	0,0129	0,0262	0,0525	0,105	0,210	0,525
127	0,0034	0,0064	0,0128	0,0256	0,051	0,128
127	0,0150	0,0249	0,0589	0,1178	0,235	0,589

Примітка. Під одним № свердловини верхній рядок відноситься до мінімальної концентрації іонів заліза, нижній до максимальної. Жирним шрифтом помічено швидкості корозії, які більше допустимої величини.

Співставлення прогнозних швидкостей корозії V_p зі швидкостями корозії, що визначені експериментально за зразками свідками V_e на усті деяких свердловин Комишнянського НГКР, свідчать про достатньо прийнятне узгодження між ними на довжині H_p певних ділянок:

св.	V_p , мм/рік	V_e , мм/рік	H_p , м
31	0,12	0,117	250
56	0,023	0,0165-0,0286	НКТ
58	0,04	0,0374-0,0390	500
60	0,0141	0,0162	2000

Про можливі пошкодження коротких ділянок НКТ довжиною 10 м свідчать швидкості корозії, які прогноуються (табл. 3) у досліджених свердловинах деяких родовищ ГПУ “Шебелинкагазвидобування”. Очевидно пошкодження таких коротких ділянок, де прогноується більша швидкість корозії, можна очікувати у свердловинах, в яких корозійна небезпека розпочинається на більш довгих ділянках, як, наприклад, у св.5, 50 Безпалівського ГКР чи св. 75, 80 Західно-Соснівського ГКР. Якщо небезпечна швидкість корозії прогноується тільки на ділянці 10 м і менше, то вірогідність пошкодженнь НКТ у таких свердловинах найменша, про що свідчить тривала експлуатація свердловин в умовах Шебелинського та Західно-Старовірівського ГКР. Це може бути зумовлено тим, що іони заліза переходять у розчин не тільки з коротких ділянок, але й з більш довгих. Тому прогнозні швидкості корозії на дуже коротких ділянках можуть бути завищеними. Разом з цим конденсація води може відбуватись і на коротких ділянках, стікати по поверхні НКТ, утворюючи канавки і виразки, які можуть бути довжиною від сантиметрів до 1-2 і більше метрів.

Таблиця 3

**Прогнозні швидкості корозії по довжині свердловин деяких родовищ
ГПУ “Шебелинкагазвидобування”**

Св. №	Швидкість корозії, мм/рік, на ділянках НКТ різної довжини, м						
	НКТ	2000	1000	500	250	100	10
Безпалівське родовище							
2	0,0135	0,030	0,061	0,0122	0,0244	0,061	0,61
3	0,0029	0,0065	0,0131	0,0263	0,0527	0,131	1,31
4	0,0058	0,0131	0,0262	0,0525	0,105	0,262	2,62
5	0,0155	0,0351	0,0702	0,140	0,281	0,702	7,02
50	0,0172	0,0389	0,0778	0,155	0,311	0,778	7,78
52	0,0053	0,0121	0,0242	0,0485	0,097	0,242	2,42
671	0,0312	0,0699	0,1399	0,279	0,559	1,399	13,9
Західно-Старовірівське родовище							
52	0,00194	0,00389	0,00779	0,0155	0,0311	0,0779	0,78
53	0,00069	0,00097	0,00193	0,00387	0,00775	0,0193	0,19
54	0,00143	0,00201	0,00402	0,00805	0,0161	0,0402	0,40
105	0,00192	0,00374	0,00749	0,0149	0,0299	0,0749	0,75
110	0,00156	0,0032	0,00640	0,0128	0,0256	0,064	0,64
Західно-Соснівське родовище							
70	0,0019	0,0034	0,0069	0,0139	0,0278	0,139	0,69
73	0,0025	0,0044	0,0089	0,0178	0,0356	0,178	0,89
74	0,0041	0,0074	0,0149	0,0299	0,0598	0,299	1,49
75	0,0026	0,0046	0,0092	0,185	0,370	0,185	0,92
80	0,0391	0,0674	0,134	0,269	0,539	2,69	13,4
81	0,0024	0,0044	0,0088	0,0177	0,0355	0,177	0,88
121	0,0053	0,0105	0,0211	0,042	0,084	0,423	2,11
121	0,0063	0,0126	0,0253	0,051	0,101	0,51	2,53
122	0,016	0,0324	0,0648	0,129	0,259	1,297	6,48
125	0,0061	0,011	0,0231	0,046	0,092	0,464	2,31
Шебелинське родовище							
36	0,00054	0,00058	0,00117	0,00234	0,00469	0,0117	0,117
141	0,0011	-	0,0020	0,0041	0,0082	0,0206	0,206
172	0,00024	-	0,00048	0,00096	0,00192	0,0048	0,048
173	0,00042	0,00045	0,00092	0,0018	0,00367	0,0092	0,092
513	0,00017		0,00027	0,00054	0,0011	0,0027	0,027
534	0,0022	-	0,00408	0,00814	0,0163	0,0408	0,408

Примітка. Під одним № свердловини верхній рядок відноситься до мінімальної концентрації іонів заліза, нижній - до максимальної. Жирним шрифтом помічено швидкості корозії, які більші допустимої величини.

Виходячи з прогнозних швидкостей корозії, початку довжини можливих критичних корозійних руйнувань і того, що найбільша корозійно агресивна дія вуглекислого газу часто відбувається при температурах 313 – 353 К, можна оцінювати можливі інтервали пошкодження НКТ, як це здійснено для деяких свердловин різних родовищ.

Таблиця 4

**Можливі інтервали пошкодження НКТ,
довжина ділянок пошкодження і швидкості корозії**

Св. №	Інтервал НКТ, м	Довжина, м	Швидкість корозії, мм/рік
Березівське родовище			
200	1046-2037	< 250	> 0,16
201	1044-2025	< 500	> 0,15
206	1045-2026	< 1000	> 0,14
Борисівське родовище			
3	873-1693	< 75	>0,12
10	817-1585	< 210	>0,12
55	1125-1654	< 80	>0,11
Західно-Соснівське родовище			
58	1247-1832	<10	>0,02
70	1368-2011	<50	>0,13
72	1331-1956	<250	>0,12
74	1202-1766	<100	>0,14
75	1158-1702	<500	>0,18
Комишнянське родовище			
23	1293-2507	<1000	>0,13
29	1302-2525	<1000	>0,21
31	651-1263	<250	>0,12
57	1292-2506	<1000	>0,17
Опішнянське родовище			
104	982-1905	<10	>0,36
108	980-1900	<250	>0,11
118	947-1836	<10	>0,22
211	929-1802	<100	>0,22
Шебелинське ГКР			
36	980-1582	<10	>0,12
115	997-1609	<10	>0,20
141	962-1552	<10	>0,03
322	949-1532	<10	>0,11
580	774-1249	<10	>0,90

Тут необхідно ще раз підкреслити те, що на коротких ділянках прогнозні швидкості корозії можуть наблизитись до реальних тільки у випадку конденсації води на цих ділянках, тому тільки їх пошкодження – малоімовірні.

Висновки:

1. Аналіз ряду існуючих моделей щодо прогнозування рівномірної швидкості корозії свідчить про те, що вони враховують не всі діючі корозійні фактори. Інтегральним показником впливу всіх факторів є кількість заліза, яке зі швидкістю корозії, що відбувається за конкретних умов, переходить з твердої поверхні металу в розчин у вигляді іонів.

2. Запропоновано підхід прогнозування швидкості корозії на ділянках насосно-компресорних труб різної довжини на основі дебітів природного газу і газоводяних факторів або конденсаційно-пластових вод, геометричних параметрів насосно-компресорних труб та концентрації іонів заліза у конденсаційно-пластових водах.

3. Теоретичними розрахунками показано, що швидкість корозії збільшується із збільшенням дебіту води і концентрації іонів заліза та зменшується зі збільшенням діаметру насосно-компресорних труб. Розраховані прогнозні швидкості корозії на довжині ділянок, на яких за промисловими даними частіше відбуваються корозійні пошкодження, і представлені у вигляді табличних даних, які рекомендуються для експрес-оцінки швидкості корозії при змінах концентрацій іонів заліза в інтервалі 50 – 800 мг/л, дебітів води 1 – 120 м³/міс. та розповсюджених діаметрів насосно-компресорних труб.

4. За запропонованим підходом і реальними вихідними даними розраховано швидкості корозії у ряді свердловин різних родовищ і встановлено, що якби за існуючих умов експлуатації корозія відбувалась з рівномірною швидкістю по всій внутрішній довжині поверхні насосно-компресорних труб, то свердловини Комишнянського НГКР, Березівського ГКР західне склепіння, Опішнянського ГКР, Безпалівського ГКР можна експлуатувати без застосування проти-корозійних заходів більше 10 років, а свердловини Шебелинського ГКР, Західно-Старовірівського ГКР, Березівського ГКР, західне склепіння, ряд свердловин Західно-Соснівського ГКР – більше 30 років.

5. Розрахунки свідчать, що у реальних свердловинах прогнозні швидкості корозії, які перевищують допустиму максимальну швидкість корозії у нафтогазовій галузі, у деяких свердловинах розпочинаються на ділянках довжиною 1000 м, більшість пошкоджень прогнозується на ділянках 100 – 250 м. Якщо така швидкість корозії прогнозується тільки на коротких ділянках, як у свердловинах Шебелинського ГКР і Західно-Старовірівського ГКР, то у таких випадках корозійні руйнування можна не очікувати.

Список літератури

1. *Videm K.* Corrosion, passivity and pitting of carbon steel in aqueous solution of HCO₃, CO₂ and Cl [Текст] / *K. Videm, A.M. Koren* //Corrosion. – 1993. – v 49. – № 9. – P. 746-754.
2. *Слободян З.В.* Вплив вуглекислого газу та газоконденсату на швидкість корозії сталі 20 у деаерованих розчинах NACE [Текст] / *З.В. Слободян, Л.А. Маглитюк, Р.Б. Купович* // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2013. – № 3. – С. 34-38.
3. *Моисеева Л.С.* Ингибирование углекислотой коррозии нефтепромыслового оборудования [Текст] / *Л.С. Моисеева, Ю.И. Кузнецов* //Защита металлов. – 1996. – Т. 32. – № 6. – С. 565-572.
4. *Liu Chang – song, Zhang Qiangde.* Механизм проявления коррозии нефтяных скважин на месторождении Zhonguan [Текст]// РЖ. Горное дело. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 09.12 – 10 Г.415. – 2009. – В. – С. 12.
5. *Гоник А.А.* Сероводородная коррозия и методы ее предупреждения [Текст] /*А.А. Гоник.* – М., 2005. – 235 с.
6. *Fincher D.L.* Corrosion in gas well and gas gathering systems [Текст] / *D.L. Fincher* //J. petrol technol. – 1961. – V 13. – № 9. – P. 847-851.
7. NACE RPO 775-2005. NACE international standard recommended practice, preparation, installation, analysis and interpretation of corrosion upons in oilfield operations. Greek drive, Huston. P.15.
8. *De Waard C.* Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines [Текст] / *C. De Waard, U. Lotz, D.E. Milliams* //Corrosion. – 1991. – V.47. – № 12. – P. 976-985.

9. Mysara E.M. Coupling Norsok CO₂ corrosion prediction model with pipelines thermal hydraulic models to simulate CO₂ corrosion along pipelines [Текст] / E.M. Mysara, E. Noaman, C.I. Mochtar // J. Eng. Sci. techn. – 2011. – V.6. – № 6. – P. 709-719.
10. Overview of CO₂ Corrosion Models for Oil and Gas Wells and Pipelines – Modeling of Corrosion Rate Inside a Pressure vessel. Pat10-4F19. Master Thesis. Aalborg University, may 31.2019.
11. Power point presentation. A Technical Newsletter for the Oil and Gas Industry Corrosion Modeling: Comparison, Interpretation and Imitation static: <https://www.gateinc.com.squarespace.com/static/stueda.../Gat 2004-2014-03>.
12. Кофанова Н.К. Коррозия и защита металлов [Текст]: учеб. пособие / Н.К. Кофанова. – Алчевск, 2003. – 179 с.
13. Мельник А.П. Практикум з хімії та технології поверхнево-активних похідних вуглеводневої сировини [Текст] / А.П. Мельник, О.П. Чумак, Т.О. Березка. – Х.: Курсор, 2006. – 170 с.
14. Мельник А.П. До оцінки швидкості корозії хімічним методом [Текст] / А.П. Мельник // Фізико-хімічна механіка матеріалів. Сп. випуск. – Львів: ФМІ НАНУ. – 2002. – № 3. – С. 776-782.

Надійшла до редакції 10.02.22

УДК 622.279.23/4

О.М. Щирба¹, С.В. Кривуля², канд. геол. наук, Л.З. Письменна¹,
І.П. Криволапчук¹, В.П. Краснікова¹, А.І. Стецюк¹
(УкрНДІгаз¹, ГПУ «Шебелинкагазвидобування»²)

ОПТИМІЗАЦІЯ ДОРОЗРОБКИ ШЕБЕЛИНСЬКОГО ГКР

Наведено основні результати аналізу поточного стану розробки Шебелинського родовища на завершальній стадії та обґрунтовано шляхи зниження темпів падіння видобутку газу за рахунок геолого-промислових і технологічних заходів, що спрямовані на збільшення газовіддачі.

The article presents the main results of the analysis of the current state of development Shebelynka field at the final stage and grounded ways to reduce gas extraction rates due to geological and commercial and technological activities, designed to increase gas recovery.

За геологічною будовою та запасами газу Шебелинське родовище відноситься до унікальних родовищ світу. Саме завдяки цьому родовищу Україна в 60-70-х роках була однією з провідних газовидобувних держав Європи. Шебелинське газоконденсатне родовище є найбільшим за розмірами (~ 40x13 км), запасами (734,4 млрд м³) та величиною питомого відбору газу (~ 47 млрд м³/МПа) серед родовищ України.

У 1947 р. тематичною партією треста «Укрсхіднафтогазрозвідка» при проведенні геологічної зйомки було виявлено велике антиклінальне підняття на околицях села Шебелинка, а в 1948 р. проведено роботи з оконтурювання цього підняття.

У вересні 1949 р. геологами цього тресту було вибрано місце - розташування першої розвідувальної свердловини 1 в районі села Шебелинка, а з травня 1950 року, коли зі свердловини 1 з нижньоангідритового горизонту (НАГ) соленосної світи було отримано промисловий приплив газу, почався великий шлях освоєння Шебелинського газоконденсатного родовища.

Вже наприкінці 1953 р. на родовищі було пробурено 10 свердловин. Найбільший середньодобовий дебіт свердловин було отримано в 1961 році, а максимальна кількість введених в експлуатацію свердловин припадає на 1967 р.

Перший підрахунок запасів газу було виконано науково-дослідною лабораторією тресту «Укрсхіднафтогазрозвідка» (керівник Л.Р. Палець), згідно з яким початкові запаси газу було оцінено в об'ємі 50 млрд м³.

Пошуки та розвідка газових покладів проводилися протягом 1949-1956 рр. За цей час було пробурено 37 пошукових і розвідувальних та 3 експлуатаційні свердловини, в яких було розкрито розріз від четвертинних до кам'яновугільних порід. За результатами цих робіт було доведено промислову газонасиченість відкладів микитівської (НАГ, 1954 р.), картамиської (СМП, 1956 р.) і араукаритової (АСК, 1958 р.) світів.

Завдяки введенню в розробку Шебелинського родовища газова промисловість України почала стрімко розвиватися. Видобуток газу лише за період 1967-1977 рр. склав понад 300 млрд м³.

Перший проект промислової розробки родовища було складено в 1960 році ВНДГазом, який пізніше неодноразово корегувався УкрНДГазом.

Особливістю Шебелинського газоконденсатного родовища є його тектоніка, багатопластовість, а також літологічна неоднорідність пластів як за площею, так і за розрізом. [1].

Основними газонасиченими горизонтами є нижньоангідритовий горизонт соленосної світи (НАГ), піщано-глинисті горизонти світи мідистих пісковиків (СМП) та араукаритової світи верхнього карбону (АСК). Микитівська світа (P₁^{mk}) представлена ангідритами, доломітами, вапняками, глинами, алевролітами з прошарками дрібнозернистих пісковиків і солей. Середня товщина світи ~ 120 м. Колекторами газу є дрібнозернисті пісковики та крупнозернисті алевроліти, що залягають у вигляді лінз і пластів. Серед карбонатних порід до колекторів відносяться кавернозно-тріщинно-пористі вапняки та доломіти з Кп від 0,6 до 14,2 %, Кпр – 0,03-24,5 мД. Пористість пісковиків змінюється від 3,1 до 14,1 %, алевролітів – в межах 5 ÷ 31%, проникність – в межах 0,1 ÷ 27 мД.

У відкладах картамиської світи (P₁^{kt}) колекторами є пласти пісковиків та алевролітів гранулярного та тріщинно-гранулярного типів з суттєвим погіршенням пористості та проникності від склепіння до периферії. Пористість піщано-алевролітових порід світи змінюється від 5 % до 26,1 % (в середньому ~13,5 %), проникність зразків керна в більшості характеризується значенням менше 10 мД. У продуктивному розрізі картамиської світи умовно виділено п'ять піщано-алевролітових пачок (знизу-вгору від M₅ до M₁).

В араукаритовій світі верхнього карбону (C₃³) за літологією виділено дві частини: нижня – піщано-алевролітова з перевагою сіроколірних порід товщиною близько 300 м і верхня – алевроліто-глиниста червоноколірна з середньою товщиною 290 м. Пористість піщано-алевролітових порід-колекторів змінюється в межах 8,8 ÷ 13 %, проникність, в середньому, складає 11,9 мД.

У продуктивній товщі АСК виділено сім горизонтів (алевроліто-глинистих пачок) від A₆ до A₀ товщиною 70 ÷ 100 м.

Кожен з цих горизонтів утворює єдиний масивний поклад із загальним умовним газоводяним контактом (а.в. -2270 м), який січе усе тіло літологічного комплексу незалежно від віку і складу порід.

Загальною закономірністю є значне погіршення колекторських властивостей у напрямку знизу-вгору та від склепіння до периферійних ділянок покладу.

Другою особливістю є поступове збільшення об'єму дренажу покладу через підключення в розробку низькопроникних газонасичених пропластків і периферійних ділянок.

У зв'язку з великим поверхом газонасиченості, значним перевищенням початкових пластових тисків над гідростатичним (АВПТ) та високими дебітами газу в розрізі Шебелинського родовища виділено три об'єкти розробки, які відповідають стратиграфічним комплексам продуктивних відкладів зверху вниз: НАГ, СМП та АСК. В результаті поступового об'єднання об'єктів в свердловинах Шебелинського ГКР шляхом їх дострілів було забезпечено відносно рівномірне їх дренажування, що обумовило перехід на однооб'єктну. Поклади горизонтів НАГ, СМП та АСК по диз'юнктивних порушеннях, які максимально розвинені в склепіневій частині складки, сполучені між собою, що також обумовило доцільність об'єднання їх в єдиний об'єкт розробки [1].

Запаси газу Шебелинського ГКР, що оцінювалися об'ємним методом, завжди були меншими за дреновані [2, 3]. Залежність приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу наведено на рисунку. На сьогоднішній день початкові дреновані запаси газу оцінюються в об'ємі 734,3 млрд м³.

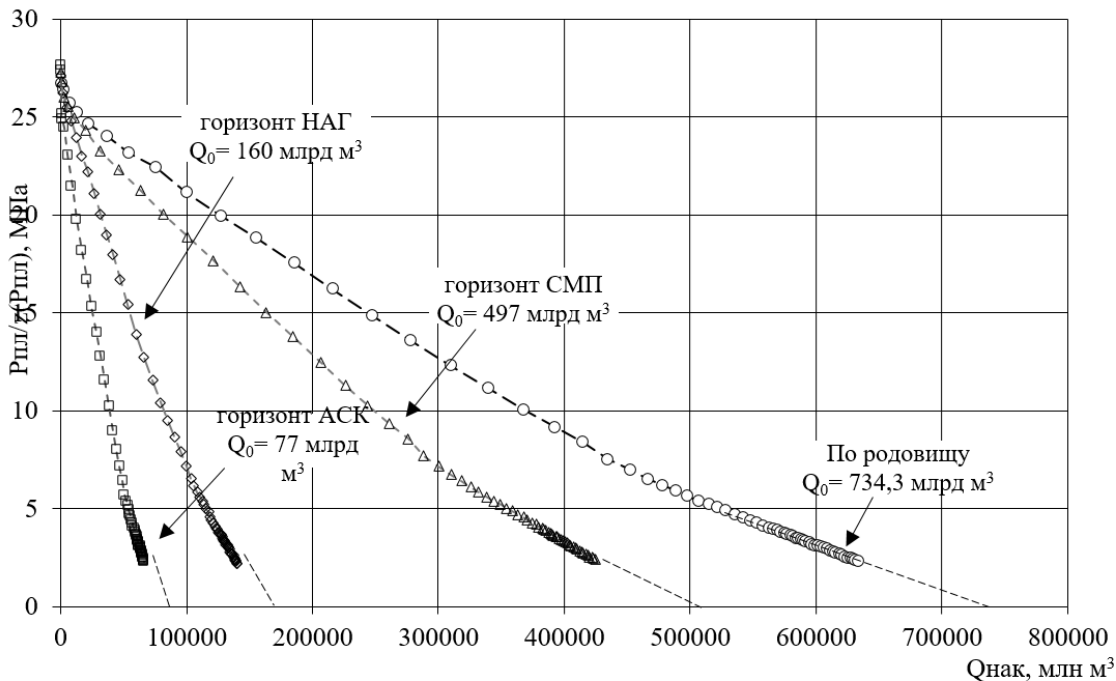


Рис. Залежність приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу

Станом на 01.01.2023 р. з родовища вилучено 635,2 млрд м³ газу, що становить 86,6 % відносно балансових запасів (733,7 млрд м³) та 91% відносно запасів, оцінених за міжнародною класифікацією 2Р (69,2 млрд м³).

У 2022 р. видобуток газу склав 1790,4 млн м³, темп відбору становить 2,6 % відносно запасів 2Р.

Шебелинське газоконденсатне родовище в значній мірі виснажене та знаходиться на завершальній стадії розробки, яка супроводжується численними ускладненнями, які пов'язані з утворенням глинистих та глинисто-сольових відкладень в НКТ і затрубному просторі свердловин, корозією НКТ, зім'яттям експлуатаційних колон, накопиченням рідини на вибоях і шлейфах свердловин, припиненням фонтанування свердловин через кольматацію привибійної зони та, відповідно, зниження продуктивності свердловин.

Одним із факторів, що негативно впливає на технічний стан експлуатаційного фонду свердловин є зім'яття експлуатаційних колон, що обумовлено гірничо-геологічними властивостями порід, переважна більшість яких стратиграфічно відносяться до хомогенних відкладів нижньої пермі та девонської козиркової солі, які характеризуються надмірною пластичністю та текучістю при зміні термодинамічних умов.

Ремонт таких свердловин, як правило, складний та довготривалий і потребує застосування нових технологій та технологічного обладнання, яке б забезпечувало швидкий та якісний капітальний ремонт.

Протягом 2014-2017 рр. завершено бурінням та введено в експлуатацію вісім нових свердловин (651, 652, 653, 655, 656, 657, 658, 659). Початкові дебіти свердловин становили 19,6 ÷ 0,8 тис.м³/добу із сумарним початковим дебітом газу близько 55,0 тис.м³/добу.

Низькі дебіти свердловин обумовлені складними гірничо-геологічними умовами, які пов'язані як із значним виснаженням покладів, так і суттєвою диференціацією фільтраційно-ємнісних властивостей пластів як за розрізом, так і за площею родовища. Це зумовлює необ-

хідність використання нових технологій буріння та нової техніки, які мають забезпечити розкриття покладів без погіршення їх фільтраційно-ємнісних характеристик.

Тому, з метою якісного розкриття гор. НАГ та СМП заплановано буріння пілотних свердловин з використанням бурового розчину на вуглеводневій основі (ОВМ).

З метою забезпечення якісного розкриття пластів горизонту АСК в умовах аномально низьких пластових тисків опрацьовано можливість застосування новітньої технології буріння на рівновазі (underbalance drilling).

Незважаючи на всі ці фактори, Шебелинське родовище забезпечує ~ 14 % видобутку газу АТ «Укргазвидобування».

У листопаді 2021 року було введено в експлуатацію новий цех компримування на заміну існуючого I ступеня компримування ЧДКС з можливістю пониження тиску на вході в ДКС до 0,2 МПа, що в свою чергу дозволить знизити робочі тиски на усті свердловин та забезпечить додатковий видобуток газу на рівні ~ 100 млн м³/рік.

Висновки.

Проаналізовані вище результати показали, що використання морально застарілої, зношеної техніки та обладнання, недостатнє використання сучасних технологій знижує вірогідність отримання позитивних результатів щодо зниження темпів падіння видобутку з Шебелинського родовища.

Подальші перспективи зниження темпів падіння видобутку газу з Шебелинського ГКР можуть бути вирішені за рахунок:

- подальшого пониження робочих тисків на устях свердловин за рахунок встановлення МДКС;
- оптимізація умов експлуатації свердловин з метою забезпечення винесення рідини з вибою свердловин (механізований спосіб експлуатації, заміна ліфтового підйомника тощо);
- використання нових технологій буріння та техніки, які мають забезпечити розкриття пластів без погіршення їх фільтраційно-ємнісних характеристик в умовах наднизьких пластових тисків.

Список літератури

1. Анализ и коррективы к проекту разработки Шебелинского месторождения [Текст]: отчет о НИР / УкрНИИГаз; рук. В.С. Григорьев, И.М. Фык и др. – Харків, 1982.
2. Воробьев Б.С. Условия формирования Шебелинского газового месторождения [Текст] / Б.С. Воробьев, Е.Е. Вороной // Нефтяная и газовая промышленность. – 1961. – № 4. – С. 6-13.
3. Пересчет запасов газа Шебелинского месторождения по падению пластового давления [Текст]: отчет по заказ-наряду 37/84,87 / УкрНИИГаз; рук. В.С. Григорьев и др. – Харьков, 1987.

Надійшла до редакції 01.02.22

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

GAS WELL DRILLING

УДК 622.24.051

Р.А. Діц¹, Ю.І. Мілютенко¹, О.М. Фуглевич¹, Г.О. Тарасова¹, М.С. Грига¹
Л.А. Балабуха²
(УкрНДІгаз¹, БУ «Укрбургаз»²)

**ЯКІСНІ ПРОЕКТНІ РІШЕННЯ ТА НОВИЙ ПІДХІД ДО БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН
ЯК ЗАПОРУКА СУТТЄВОГО ПІДВИЩЕННЯ ПОКАЗНИКІВ БУРІННЯ**

Проаналізовано середній фактичний та нормативний час механічного буріння свердловин по родовищах АТ «Укргазвидобування», викладено новий метод розробки норм на механічне буріння, проведено складовий аналіз загального часу спорудження свердловин за різні періоди та аналіз календарного часу буріння і комерційних швидкостей. Відзначено основні фактори, що сприяють збільшенню комерційних швидкостей буріння свердловин та загальному підвищенню показників буріння.

The average actual and normative time of mechanical drilling of wells in the deposits of JSC "Ukrgazvydobuvannya" a new method of developing standards for mechanical drilling is outlined, was analyzed, the component analysis of the total time of construction of wells for different periods and the analysis of calendar drilling time and commercial speeds were carried out. The main factors contributing to the increase in commercial well drilling rates and the general increase in drilling rates are noted.

Постановка проблеми. Якісне проектування буріння свердловин в умовах оновлення бурового обладнання та інструментів, технологій і моніторингу буріння, а також підвищення компетенції спеціалістів є запорукою збільшення швидкостей буріння та збільшення обсягів пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння, що прямопропорційно збільшенню видобутку вуглеводнів і є першочерговим завданням на сучасному етапі розвитку газовидобувного комплексу України.

Аналіз досліджень та публікацій. Однією із складових підвищення темпу спорудження свердловин є правильний вибір критеріїв щодо розрахунку швидкостей буріння та розробка їх нормативних чинників. Зокрема, метою розробки науково-обґрунтованих норм на механічне буріння є оптимізація організації праці робітників бурових бригад, а норми є складовою робочих проектів на спорудження свердловин і вимагають постійної інформованості щодо сучасного рівня техніки і технології буріння. АТ «Укргазвидобування» за останні 4 роки оновлено парк бурових верстатів за рахунок закупівлі нових верстатів китайського та німецького виробництва, які оснащені силовими верхніми приводами різною вантажопідйомністю (діапазон 180-450 т) [1] з онлайн моніторингом усіх процесів буріння. Головною перевагою даних систем є значне скорочення загальних витрат часу на буріння за рахунок використання силових верхніх приводів, гвинтових вибійних двигунів і високоефективного породоруйнуючого інструменту у поєднанні із сучасними насосними групами і системами очистки бурових розчинів [2]. Також суттєво збільшилися послуги сервісних компаній - долотних, з бурових та тампонажних розчинів, конструкції низу бурильної колони (КНБК), програмне забезпечення інженерно-технічного супроводження буріння тощо. Всі ці нововведення вимагають ретельного аналізу і наукового підходу до розробки кожної норми.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Для підвищення видобутку вуглеводнів необхідно збільшити загальний обсяг буріння та підвищити техніко-економічні показники буріння. Запорукою суттєвого підвищення показників буріння є якісні проектні рішення та новий, більш досконалий, підхід до буріння свердловин. Для моніторингу нормативних по-

казників механічного буріння необхідно провести порівняльний аналіз фактичного та нормативного часу механічного буріння по родовищах АТ «Укргазвидобування», провести складовий аналіз загального часу спорудження свердловин за різні періоди, а також аналіз календарного часу буріння та комерційних швидкостей спорудження свердловин.

Виклад основного матеріалу досліджень. Розробка норм на механічне буріння на сьогодні виконується згідно з чинною «Методикою розробки норм на механічне буріння свердловин на нафту, газ та інші корисні копалини». Вона передбачає визначення норм на механічне буріння для об'єктів буріння (свердловин, родовищ, площ) на основі геологічної інформації та техніко-технологічних даних щодо відпрацювання доліт щонайменше по трьох свердловинах, які відносно літолого-стратиграфічної характеристики їх розрізу можуть бути прийняті за коректні базові аналоги для проектної свердловини. Але в зв'язку з введенням в дію нових верстатів, нового обладнання, нових інструментів суттєво обмежується обсяг фактичного матеріалу, що не дає змоги одержати статистично надійних результативних показників шляхом усереднення, відбраковки вихідних даних, тому розрахунок норм по суті зводиться до наукового прогнозування очікуваних показників відробки доліт з урахуванням всіх суттєвих факторів впливу. Вирішення даної задачі полягає в застосуванні графоаналітичного методу на основі регресійно-кореляційного аналізу [3]. Суть його полягає у побудові регресійної моделі, що найбільш вдало відображатиме кореляційну залежність між емпіричними (фактичними) даними буріння: часом механічного буріння T (результативною ознакою) і глибиною свердловини H (факторною ознакою), далі проводиться оцінка і аналіз моделі, розраховуються норми швидкості буріння, а прогнозування норм проходки на долото здійснюється за допомогою автоматизованої інформаційної системи «Надра». Крім того, для визначення якості розроблених норм постійно проводяться моніторинги нормативних показників механічного буріння з отриманими фактичними показниками.

Для порівняльного аналізу нормативного та фактичного часу було прийнято родовища, на яких інтенсивно проводилося буріння протягом 2020-2022 років. Діапазон глибин свердловин - від 3000 м до 6000 м і більше. Для візуалізації на рисунку 1 представлена гістограма середнього нормативного та фактично досягнутого часу механічного буріння окремо по родовищах АТ «Укргазвидобування».

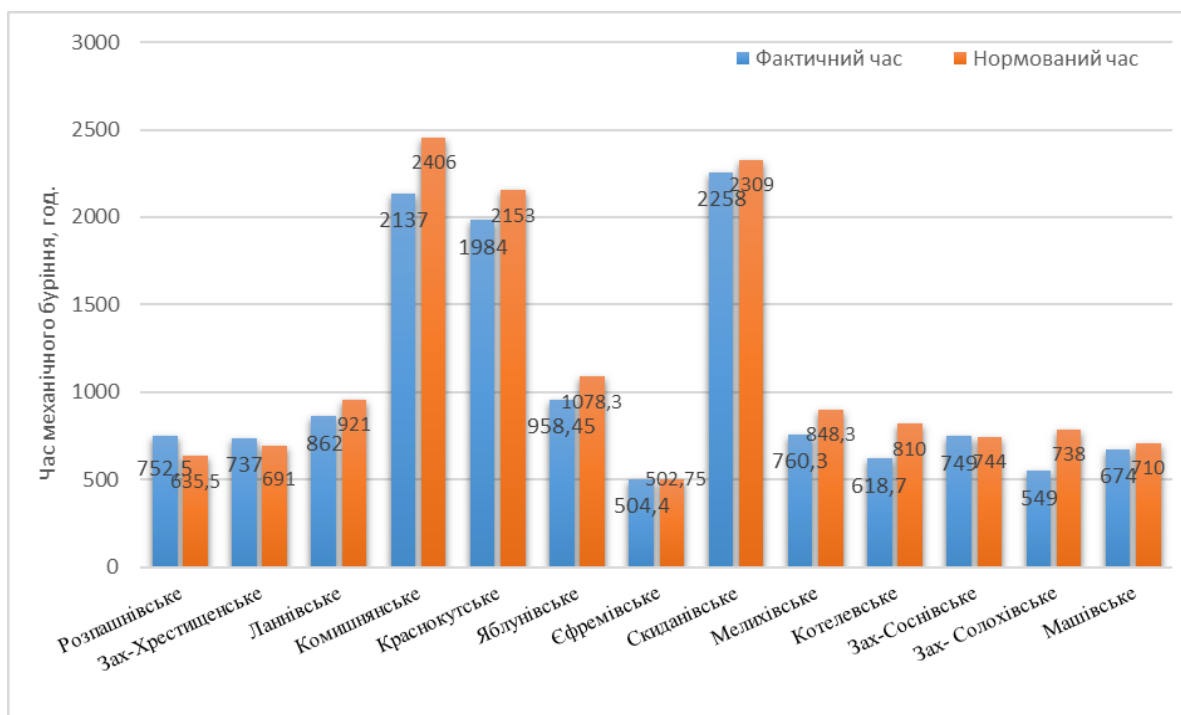


Рис. 1. Середній фактичний та нормативний час механічного буріння по родовищах за 2020-2022 рр.

По всіх родовищах виконання норм на механічне буріння за період 2020-2022 рр. складає 107,5%. Відділ оплати праці та заробітної плати БУ «Укрбургаз» щорічно проводив моніторинг виконання норм і даний показник складав 105-115%, що, у свою чергу, є резервом подальшого підвищення нормативної швидкості буріння.

Постійний перегляд норм (окремо для кожної свердловини) дає змогу оптимізувати організацію праці бурових бригад. Показовим є нормування часу механічного буріння по свердловинах Яблунівського НГКР. На даному родовищі, до закупівлі нових верстатів і обладнання, буріння проводилося верстатами - Уралмаш-3Д, Уралмаш-4Е, БУ-5000ДГУ тощо. Також на родовищі буріння здійснював зовнішній буровий підрядник (пробурено 5 свердловин) верстатами із системою верхнього приводу (СВП), після буріння проводилося силами БУ «Укрбургаз» аналогічними верстатами. На рис. 2 представлений графік залежності нормативного часу механічного буріння від глибини для свердловин Яблунівського НГКР. Також для візуалізації показано постійну оптимізацію нормативних показників буріння.

У 2012 р. норми були розроблені для верстату Уралмаш 4Е-76, у 2020 р. – для НБО-М (модернізований верстат), і для зовнішнього бурового підрядника норма розроблялася для верстату з СВП, у 2021-2022 рр. – для верстату з СВП (Bentec). Як видно з графіка, з кожним переглядом норми стають жорсткішими, а план перевиковується. Це свідчить про те, що працівники бурових бригад набувають досвіду, який дає змогу при роботі на одному і тому самому обладнанні перевикувати плани буріння.

При аналізі виконання планів буріння на виробництві найчастіше оперують календарним часом буріння та комерційною швидкістю. Час механічного буріння є складовою календарного часу. Як видно з діаграм (рис. 3) час механічного буріння складає близько 30% від загального часу спорудження свердловин.

Також було проаналізовано календарний час буріння та комерційні швидкості за період 2016-2017 рр. і 2020 р.-1-е півр. 2022 р. В 2016-2017 рр. буріння проводилося на близько 150-ти свердловинах, середня глибина повністю пробурених свердловин склала 3300 м, календарний час склав близько 6700 год., комерційна швидкість ~ 350 м/верст.міс. В 2020 р.-1-е півр. 2022 р. буріння проводилося на близько 115-ти свердловинах, середня глибина повністю пробурених свердловин склала 3300 м, календарний час склав близько 2900 год., комерційна швидкість ~ 850 м/верст.міс. Збільшення комерційних швидкостей більше ніж в 2,4 рази залежить від багатьох факторів і зумовлено не тільки закупівлею нових верстатів, а й новим підходом до буріння (онлайн моніторинг процесу буріння), підвищення кваліфікації персоналу, покращення умов праці, логістики, залучення сервісних компаній тощо.

Обладнання нових верстатів та модернізація існуючих дало змогу суттєво збільшити потужність гідравлічної системи. Так, на старих верстатах, в основному, встановлювалися бурові насоси УНБ-600 (потужн. 600 к.с.), а нові верстати, в т.ч. модернізовані, обладнані насосами F-1000, F-1300, F-1600 (потужн. 1000, 1300, 1600 к.с відповідно), що дало змогу суттєво підвищити продуктивність і тиск насосів, а це, в свою чергу, дало можливість постійно використовувати покращені КНБК, в т.ч. гвинтові вибійні двигуни (ГВД) та долота типу PDC, створюючи на долоті гідромоніторний ефект. При використанні ГВД в рази збільшується показник обертання, а використання високо обертових доліт PDC, в т.ч. найсучасніших, приводить до суттєвого збільшення швидкості механічного буріння. Для прикладу, в св. 219 Опішнянського НГКР сервісною компанією було використано долото PDC - Химера (Кутера) з ГВД. Дане долото є гібридом шарошкового долота і долота PDC. Проходка на долото склала 2140 м, швидкість мехбуріння 12,3 м/год, при мінімальному зношенні озброєння (~ 5%). В попередніх свердловинах аналогічний інтервал розбурювався 2-3-ма долотами зі швидкістю до 10 м/год.

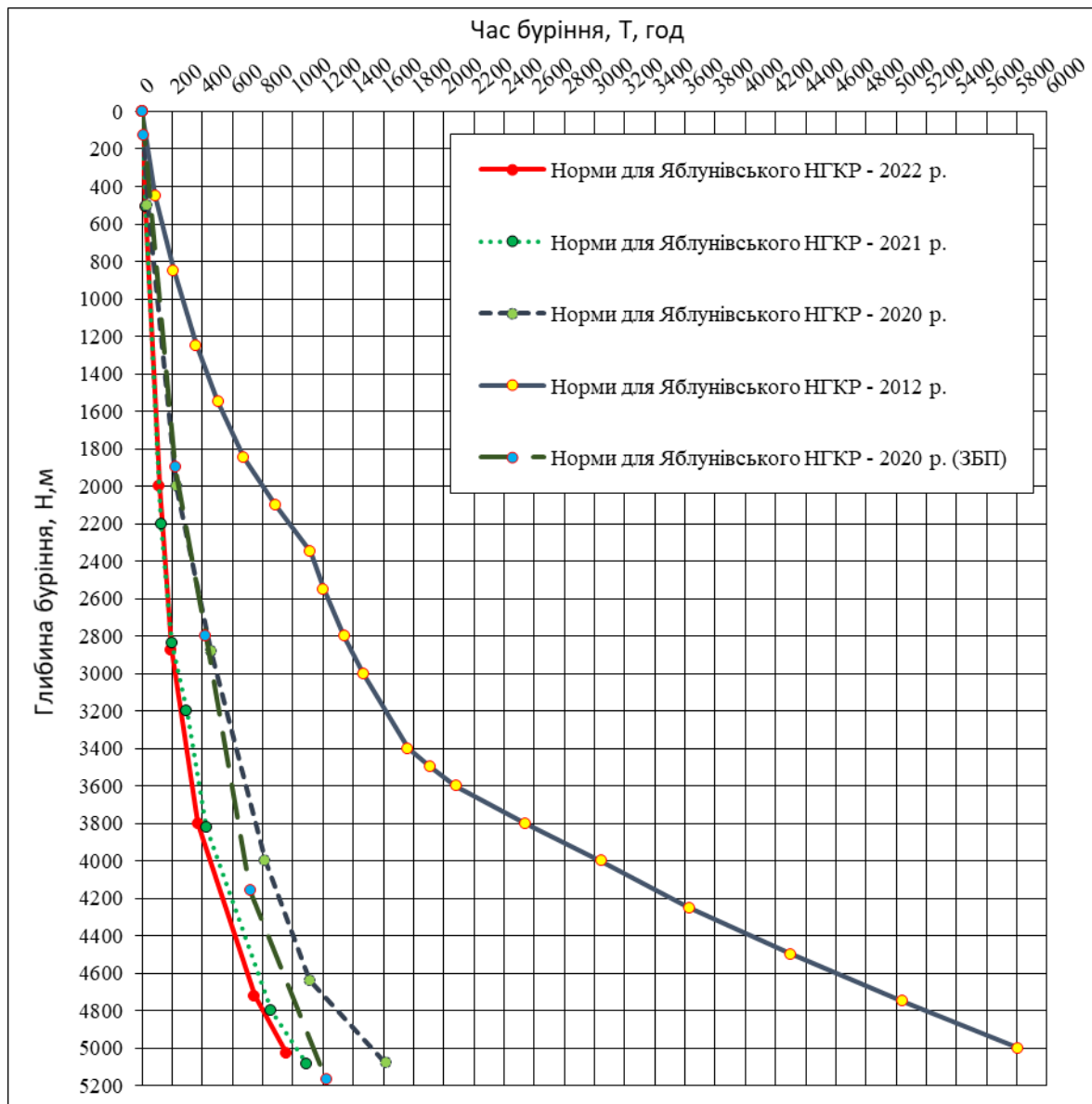


Рис. 2. Графік функції залежності нормативного часу буріння від глибини для Яблунівського НГКР

Також, з аналізу кругових діаграм (рис. 3) видно, що в поточному періоді на ліквідацію ускладнень витрачено майже на 6% менше календарного часу, ніж 5 років тому, непродуктивний час знизився на 2,4%, завдяки оновленню обладнання час на ремонтні роботи знизився на 4,1%. На зниження часу на ліквідацію ускладнень і аварій вплинуло використання у КНБК ударних механізмів. Збільшення частки часу на кріплення та спуско-підймальних операцій (СПО), а це роботи майже «статичні по часу», пов'язані з суттєвим збільшенням швидкостей буріння, і відповідно збільшенню частки даних робіт в загальному календарному часі. Також, слід зазначити, що комерційна швидкість в 2020-2022 рр. досягнута із врахуванням форс-мажорних обставин (військові дії на території України).



Рис. 3. Діаграми балансу часу за різні періоди

Висновки. Якісна розробка норм на механічне буріння, постійний аналіз їх виконання, використання нового обладнання, залучення сервісних компаній, збільшення використання до-літ РДС з оптимальними режимними параметрами, надасть змогу значно підвищити швидкості буріння, що в свою чергу збільшить кількість зданих в експлуатацію свердловин. Подальше збільшення кількості бурових верстатів, застосування нових технологій, навчання персоналу є суттєвими кроками до енергонезалежності країни.

Список літератури

1. А.с. № 29424 Автоматизована інформаційна система «Надра» (АІС «Надра») / О.В. Бобрук, С.С. Охріменко, Р.А. Діц та ін. (Україна). – 13.07.2009 р.
2. Світлицький В.М. Бурові вишки вантажопідйомністю 450 тонн і більше з можливістю застосування системи верхнього привода [Текст]: довідковий огляд / В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, В.І. Коцаба. – Харків: ТОВ «Оберіг», 2011. – 64 с.
3. Пат. 149229 Україна. Спосіб оптимізації процесу механічного буріння свердловин / Р.А. Діц, А.А. Лиско, О.М. Фуглевич та ін.; опубл. 27.10.2021, бюл. № 43.
4. Діц Р.А. Буріння інтервалів з аномально низькою буримістю [Текст] / Р.А. Діц, М.В. Боровик, С.Ф. Поверенний, О.М. Фуглевич, В.М. Меша // Питання розвитку газової промисловості України. Геологія газових і газоконденсатних родовищ: зб. наук. праць. Вип. ХІІ. – Х.: УкрНДІгаз, 2013. – С. 79-85.
5. Поверенний С.Ф. Склад, будова і властивості пісковиків з аномально низькою буримістю [Текст] / С.Ф. Поверенний, Р.А. Діц, М.В. Боровик, О.В. Піддубна // Нафтогазова галузь України. – № 3. – 2014. – С. 23-26.

Надійшла до редакції 03.02.22

УДК 622.248.3:622.2 44.442+665.6:625.8

А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.В. Боровик
(УкрНДІГаз)

ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ЕКОНОМІЧНІ РЕЗЕРВИ ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО АБО НАФТОВОГО БІТУМУ ЯК ОBOB'ЯЗКОВОГО КОМПОНЕНТА БУРОВОГО РОЗЧИНУ НА ВОДЯНІЙ ОСНОВІ

Здійснено огляд та аналіз варіантів виготовлення та застосування природного та нафтового бітумів для обробки бурового розчину. Виявлено перевагу способу приготування та постійного введення комплексного реагенту на основі нехімічно модифікованого порошкового бітуму до бурового розчину під час буріння свердловини. Запропоновано методичну та консультативну допомогу фахівців УкрНДІГазу буровим підприємствам та компаніям у виготовленні та впровадженні комплексного реагенту на основі нехімічно модифікованого порошкового бітуму.

Review and analysis of manufacturing options and application of natural and petroleum bitumen for drilling mud processing. The advantage of the method of preparation and constant introduction of a complex reagent based on non-chemically modified powder bitumen to the drilling fluid during drilling of the well was revealed. Methodological and advisory assistance from UkrNDIGaz specialists to drilling enterprises and companies in the manufacture and implementation of a complex reagent based on non-chemically modified powder bitumen has been offered.

Постановка проблеми. Певний досвід участі у тендерах з бурових розчинів і спілкування з керівниками-власниками фірм виявили дивну, як на наш погляд, обставину: учасники тендерів розраховували переважно на прибуток не від скорочення терміну буріння і використання технологічних новацій, а за рахунок збільшення витрат на хімічні реагенти та матеріали, тобто примітивне слідування принципу «купуй-продай». Треба зазначити, що такий підхід не чисто вітчизняне явище. Провідні зарубіжні сервісні компанії з бурових розчинів також орієнтують свій бізнес на використання великої кількості дуже дорогих хімічних реагентів. Надмірні витрати дорогих матеріалів, коли існують альтернативні технічні рішення, це ознака суспільства, орієнтованого тільки на прибуток, незважаючи на негативні екологічні наслідки.

Харківська школа бурових розчинів від початку свого виникнення дотримувалась наступних принципів:

- бурові розчини повинні забезпечувати безаварійний процес буріння, а також повне збереження колекторських властивостей продуктивних пластів;
- бурові розчини та їхні компоненти мають бути недорогими і не забруднювати навколишнє середовище.

Екологічна характеристика бурових розчинів і всіх їхніх складових нами була поширена і на етап виготовлення хімічних реагентів: великі витрати енергії на хімічну модифікацію первинного матеріалу є негативним екологічним показником [1], крім звичайного безпосереднього забруднення атмосфери, ґрунту та водних джерел.

Слідуючи наведеним вище принципам, вважаємо необхідним на даний час привернути увагу фахівців бурових підприємств на приховані технологічні та економічні резерви використання природного і нафтового бітумів як обов'язкових компонентів бурового розчину на водяній основі.

Аналіз досліджень та публікацій. Бітуми (від лат. *Bitumen* — гірська смола, нафта) — мінеральні комплекси (горючі органічні речовини), що складаються з вуглеводнів [2]. Бітуми природні - це корисна копалина органічного походження з первинною вуглеводневою основою. Вони є переважно хімічною та енергетичною сировиною. Штучні бітуми (продукти переробки нафти та кам'яного вугілля) - тверді пластичні або в'язкі суміші вуглеводнів та їх похідних. Природні бітуми є продуктом, що утворився з нафти у верхніх шарах земної кори внаслідок повільного випаровування з неї легких і середніх фракцій, природної деасфальтизації нафти, а

також процесів взаємодії її компонентів з киснем та сіркою. Природні бітуми мають різну консистенцію - від твердої до рідкої. Тверді природні бітуми називають асфальтитами, в'язкі природні бітуми - природними асфальтами. Рідкі природні бітуми - мальти є в'язкою рідиною, повністю розчинною в органічних розчинниках. До мальт відносять також важкі смолисті нафти.

У середині ХХ століття розпочалося активне застосування для обробки бурових розчинів як на водяній, так і на нафтовій основі високоокисленого бітуму (ВОБ) як надійного кольматанта та інгібітора стінок свердловини. Вперше ВОБ згадується у патенті США № 2297660 (У.М. Мейзі, 1942 р.). Широке застосування ВОБ у США тривало до 70-х років, коли внаслідок введення жорстких природоохоронних законів використання ВОБ стало практично неможливим. Натомість з'явилися на ринку частково (до 60 %) розчинні у воді сульфовані модифікації бітуму.

В СРСР виробництво ВОБ було налагоджене на Херсонському НПЗ, а його подрібнення до порошкоподібного стану здійснювали в Олександрії на заводі гірського воску. Розчинений у нафті ВОБ широко застосовувався у складі бурових розчинів на водяній основі для підвищення стійкості стінок свердловин та кольматації продуктивних пластів. У 90-х роках під час економічної кризи виробництво ВОБ на Херсонському НПЗ припинилося.

В технології буріння ВОБ був практично повністю заміщений сульфованими продуктами під торговими марками Asphasol, Soltex, Stabihole (M-I Swaco), AK-70 (Baroid), IDTEX (Dowell-Schlumberger) тощо. Висловлювалися пропозиції [3] відновити виробництво ВОБ як більш ефективного і дешевого продукту. Очевидно, що для повернення до ВОБ та інших марок немодифікованого бітуму має передувати етап розробки способів їх екологічно небезпечного і технологічного введення у буровий розчин на водяній основі.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Відомо, що від 20 до 30 % вартості свердловини складають витрати на приготування та підтримання бурового розчину у межах технологічних параметрів. Перехід до використання нехімічно модифікованих і недорогих реагентів і матеріалів, які підвищують інгібуючі, кольматуючі та інші властивості бурового розчину, відчутно знизить вартість будівництва свердловини. Тому є нагальна необхідність здійснити аналіз варіантів введення та застосування природного та нафтового бітумів. Одержані результати важливо довести до відома керівників, менеджерів та фахівців компаній, що здійснюють буріння свердловин в Україні.

Виклад основного матеріалу досліджень.

Природний і нафтовий бітуми ті їхні суміші у складі комплексних реагентів з гідروفільними матеріалами. Ще до введення жорсткого законодавства щодо застосування нафти був запатентований цікавий спосіб введення бітуму до бурового розчину [4]. Спосіб полягає у тому, що бітум у рідкому стані наносять тонким шаром на поверхню подрібнених частинок деревини. Далі бітумний реагент у порошковому стані вводять у розчин на водяній основі. В лабораторії бурових розчинів УкрНДІгазу проводилися пошукові роботи з нанесення бітумного шару на частинки вугле-лужного реагенту. Планувалось здійснювати виготовлення бітумного реагенту на Шебелинському бензиновому заводі з використанням лінії затарювання гарячого бітуму у крафт-мішки. З керівниками заводу обговорювався варіант розпилювання гарячого бітуму через форсунки назустріч потоку у повітрі подрібненого порошку вугле-лужного реагенту. Охолоджені гранули повинні далі пройти подрібнення і затарювання у крафт мішки. Нажаль тема щодо бітуму не була затверджена у Києві.

У Національному університеті «Львівська політехніка» досліджувалися способи технології модифікування бітумів, одержаних із залишків переробки парафіністих нафт, каучуками, гумовою крихтою та рослинною олією з метою покращення експлуатаційних властивостей, таких як еластичність, підвищений температурний інтервал працездатності, тріщино- та теплостійкість [5]. Встановлено оптимальний склад такої суміші: бітум БНБ 70/30 – 65,0- 78,5 % мас., рослинна олія – 12,5-22,5 % мас., гумова крихта – 9,0-12,5 % мас. Найкращі властивості серед рослинних олій для одержання таких бітумних композицій має лляна олія. Приготування в'язких на основі нехімічно модифікованих бітумів здійснюється на спеціальному технологічному обладнанні при високих температурах та інтенсивному перемішуванні. *Напрямок створення сумішей нафтового бітуму з рослинною олією заслуговує на увагу.*

У патенті [6] наведено спосіб приготування і використання комплексного реагенту на основі природного або нафтового бітуму для обробки бурового розчину. Спосіб включає перемішування порошкового бітуму з органічним колоїдом, наприклад, вугле-лужним реагентом або гуматно-калієвим реагентом, або гуматно-акриловим реагентом тощо та їхнє спільне подрібнення. Далі одержану суміш перемішують у преміксі на буровій з гідрофобною рідиною, наприклад, рослинною олією або тваринним жиром, або їх дисперсією у вуглеводнях. На цій стадії починається розм'якшення бітуму. Введення приготованого нехімічно модифікованого бітуму здійснюють у безперервному режимі під час усього процесу поглиблення свердловини із розрахунку підтримання початкової концентрації нехімічно модифікованого бітуму у буровому розчині у свердловині на рівні 0,5-1 мас.%. Спосіб [6] не потребує витрати енергії на нагрівання бітуму для його розплавлення. У разі використання вуглеводнів для розм'якшення бітуму загрози забруднення навколишнього середовища немає, тому що вуглеводні зв'язані з частинками бітуму і разом з ними адсорбуються на стінках свердловини та вибуреній породі. *Спосіб за патентом [6] можна вважати найбільш технологічним, недорогим та екологічно безпечним.* Натомість для його реалізації потрібне надійне джерело бітуму у порошковій формі.

Гільсоніт. У світі існують значні запаси природного бітуму – гільсоніту: родовища Кераншах (Іран), Юта (США), Зеленица (Албанія), а також у Китаї [7]. У США видобутий гільсоніт подрібнюють і Магістральна гідротранспортна система компанії «Емерікен Гільсоніт» транспортує водну суспензію по трубах 0,4 млн тонн на рік гільсоніту на відстань 120 км для подальшого висушування і затарювання.

Виявлено [7], що найбільше міцність асфальтобетону зростає при введенні природного бітуму типу гільсоніт з родовища Юта, що імовірно пов'язано з малим вмістом в ньому баластних мінеральних частинок.

Для обробки бурових розчинів дещо підвищений вміст мінеральних частинок у гільсоніті не критично важливий. Для вибору постачальника вирішальним критерієм є вартість продукту.

Бітумні емульсії. В залежності від типу емульгатора бітумні емульсії можуть бути кислотними або лужними в залежності від типу емульгатора – катіонного або аніонного. Для обробки бурових розчинів, які є лужними системами, та приготування комплексних реагентів, що вміщують лужні компоненти, безпосередньо на буровій слід використовувати лужну форму бітумної емульсії.

В Інтернеті є інформація про всіх виробників бітумних емульсій та ціни на продукцію [7]. Детальна інформація про технічні вимоги і технологію виготовлення бітумних емульсій наведена у ДСТУ [9].

Використання бітумних емульсій може бути ефективним, якщо бурове підприємство або компанія налагодили власне виробництво, оскільки продукт необхідно зберігати протягом короткого терміну часу при температурі 60⁰ С.

Висновки.

Використання комплексних реагентів, що вміщують нехімічно модифікований бітум, може значно зменшити витрати на хімічну обробку бурових розчинів, а також підвищить їх інгібуючі властивості.

Фахівці УкрНДІгазу готові надати методичну і консультативну допомогу як підприємствам, які планують налагодити виробництво бітумних реагентів, так і буровим компаніям, які вирішили збільшити використання бітумних реагентів на основі нехімічно модифікованого бітуму.

Список літератури

1. Васильченко А.О. Использование минимально технологически преобразованных материалов – важный фактор сохранения окружающей среды при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик, В.Г. Немцов // Актуальные вопросы сервисного сопровождения бурения и утилизации отходов: сб. докл. конф. 4-7 июня 2013 г., г. Суздаль. – С. 71-72.

2. Інформація з сайту: Бітуми – Вікіпедія.

3. Васильченко А.О. Позачергові задачі розвитку технології бурових розчинів [Текст] / А.О. Васильченко, Я.С. Яремійчук // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVIII. – Х.: УкрНДІгаз, 2002. – С. 6-7.
4. Пат. 287325 США, Кл. 252-8,5. Состав для закупорки высокопроницаемых коллекторов / Плато Р. Скотт; заявл. 28.12.1953; опубл. 10.02.1959.
5. Інформація з сайту: avtorefnagurskuu.pdf .
6. Пат. 85397 Україна, МПК (2013.01) Спосіб обробки бурових розчинів / А.О. Васильченко, М.В. Боровик, В.Г. Немцов; замовл. 27.05.2013; опубл. 25.11.2013. Бюл. № 22.
7. Інформація з сайту: WO_12.pdf .
8. Інформація з сайту: Емульсія бітумна дорожня в категорії "Будівництво" | Порівняти ціни та купити на Prom.ua.
9. Інформація з сайту: ПР-ДСТУ_Настаново-емульсії.pdf.

Надійшла до редакції 03.02.22

УДК 622.245

O.S. Bezyk¹, E. D., A.I. Vasko¹, E. D., K.A. Vasko¹, Ye.M. Stavychnyi², E. D.,
M.V. Gordiichuk³, E. D.

(Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas¹, PJSC "Ukrnafta"²,
UkrNDIGas³)

THE SELECTION OF RATIONAL INHIBITORS OF THE DEGRADATION OF STARCH REAGENTS DURING THE INITIAL OPENING OF PRODUCTIVE HORIZONS

Застосування крохмальних реагентів набуло широких обсягів для регулювання фільтраційних та структурних параметрів бурових розчинів, зокрема під час первинного та вторинного розкриття промивальних рідин. Перевагою цих реагентів на основі крохмалю є їх висока стійкість у мінералізованих середовищах на основі солей з різною валентністю, але екструзивний і модифікований крохмальні реагенти та їх похідні мають низьку стійкість до дії мікрофлори довкілля. Цей недолік часто призводить до втрати ефективності бурового розчину та погіршення технологічних та економічних показників буріння свердловин. Для зниження інтенсивності ферментативної деструкції колоїдного розчину крохмальних реагентів під час процесу буріння свердловин, розширення можливостей застосування екструзивного та модифікованого крохмальних реагентів або його похідних проведено комплекс лабораторних досліджень впливу різних хімічних речовин на деструкцію та ферментацію реагентів.

The use of starch reagents has gained wide scope for regulating the filtration and structural parameters of drilling muds, in particular during the primary and secondary opening of washing fluids. The advantage of these reagents based on starch is their high stability in mineralized environments based on salts with different valence, but extrudable and modified starch reagents and their derivatives have low resistance to the action of environmental microflora. This deficiency often leads to the loss of the efficiency of the drilling fluid and the deterioration of the technological and economic indicators of drilling wells. To reduce the intensity of the enzymatic destruction of the colloidal solution of starch reagents during the well drilling process, to expand the possibilities of using extrudable and modified starch reagents or its derivatives, a complex of laboratory studies of the influence of various chemicals on the destruction and fermentation of reagents was conducted.

Introduction. Contamination of productive horizons during the initial opening occurs due to the interaction of the dispersion medium of the drilling mud with the parent clays. The intensity of colmatation directly depends on the filtrate volume that penetrates into the pore-fracture space of the reservoir under the influence of pressure drop and displaces oil or gas from the bottom hole deep into

the reservoir. To reduce the filtration rate of drilling fluids, starch reagents of various modifications are used, which are adsorbed on the surface of pore-crack channels, form a thin impermeable film and protect the parent clay from excessive hydration.

Starch reagents have one significant drawback - regardless of physical or chemical modification, are often subject to degradation by environmental microflora. As a result, the polymer macromolecule is destroyed and its effectiveness is lost. This leads to a abrupt deterioration in rheological and filtration properties, which cause a decrease in drilling speed, an increase in the frequency of downtime and their duration to eliminate complications. To neutralize the effects of microflora, various chemical methods and general-purpose reagents are used in practice.

Method and Theory. During well drilling, the colloidal starch solution is subjected to physical, chemical and biological degradation. The process of destruction occurs due to the destruction of chemical bonds in the main chain of the macromolecule, forming macro radicals. Free macro radicals can initiate a destruction reaction under certain circumstances, that can be controlled during well drilling, expand the scope of starch reagents as filtration reducers [1].

Starch reagents have the following composition - 20-25% amyloses, 75-80% amylopectin with the general chemical formula $(C_6H_{10}O_5)_n$. The amylose molecule consists mainly of linear weakly branched spiral chains. Amylopectin - highly branched, has a dihematic structure, stable in solution, not prone to retrogradation (Kotskulych Ya.S., at al., 2009).

To assess the effectiveness of degradation inhibitors, a number of laboratory experiments were conducted, during which a low-toxic, cheap and effective reagent was selected. Chlorine lime, Crystal 1000, urea perhydrate and formalin were investigated as inhibitors of starch reagents degradation. Crystal 1000 - a transparent liquid soluble in water, widely used in the national economy as an antiseptic for food storage [2].

To select an effective degradation inhibitor in laboratory experiments, 10% aqueous solution of corn extrusion starch was used as a basis (CES). This concentration of corn CES is most widely used in the practice of drilling wells for the treatment of drilling mud (Beizyk O. S., at al., 2009). To do this, 10 ml of 10% aqueous solution CES was poured into two groups of glass tubes, 4 pieces in each.

Then the degradation inhibitors were added, mixed and the duration of the reagent action was monitored at 21°C in the first group of tubes, and the second group of tubes was used to determine the heat resistance limit of each sample. The duration of degradation in laboratory conditions was determined as the period from the beginning of mixing the components to the moment when the separation of the starch mixture into liquid and solid phases was visually recorded. To study the effect of chlorine lime on the duration of degradation, we add chlorine lime in the amount of 0.25% to 3% of the solution volume in terms of dry matter to portions of 10% aqueous solution of CES and observe the change in the structure of the solution, results are shown on Figure 1.

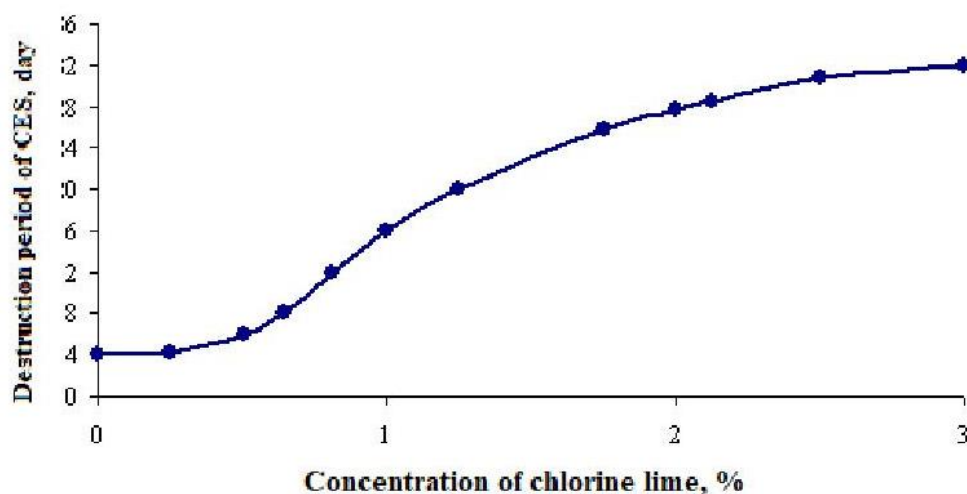


Figure 1. Effect of chlorine lime on the degradation of 10% aqueous solution of CES

As we see on fig. 1, the duration of starch degradation increases with increasing concentration of bleach. After reaching a concentration of bleach over 3%, the stability of 10% aqueous starch solution to degradation stabilizes both at room temperature and after heating to a temperature of 120 ° C.

Similarly, the stability of starch solution from the action of Crystal-1000 on degradation was studied and is graphically shown in Fig. 2, which shows that the effectiveness of Crystal-1000 is insignificant and at a maximum dose of 0.2% the duration of degradation is 16 days. Its heat resistance limit is low and ranges from 60-70°C.

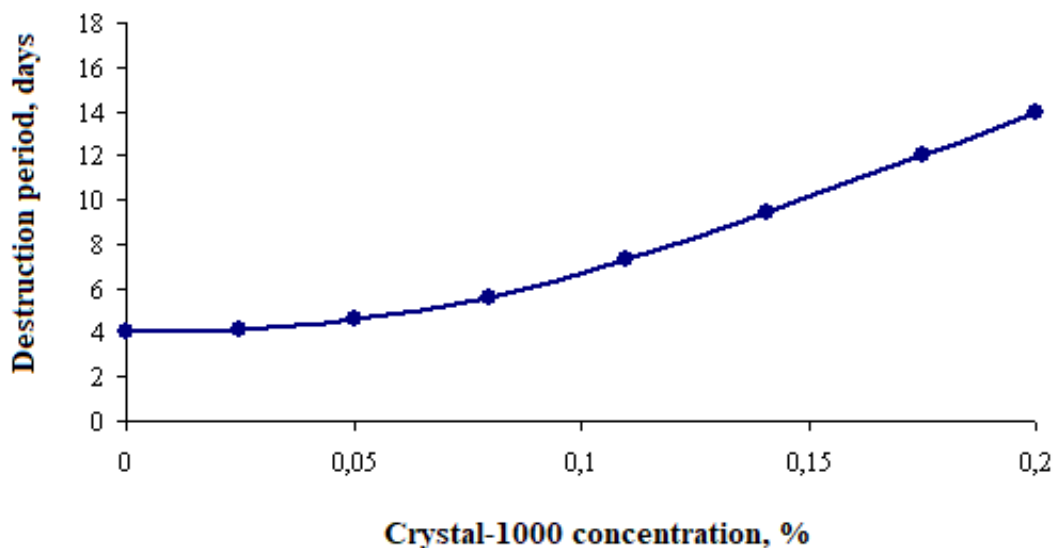


Figure 2. Effect of Crystal 1000 on the degradation of 10% aqueous solution of CES

Urea perhydrate was studied in the concentration range of 0-2.5% of the reagent by volume of solution. The results of the research are graphically shown in Fig. 3, which shows that this inhibitor effectively protects the starch reagent from degradation and when the concentration of 2% is reached, the process stabilizes, and the duration of degradation reaches 39 days.

As can be seen from Fig. 3, with increasing concentration of urea perhydrate, the time of CES degradation increases. Thus, after reaching the concentration of $\text{CO}(\text{NH}_2)_2 \cdot \text{H}_2\text{O}_2$ 2% in 10% aqueous solution of CES, the duration of its degradation is 39 days, which fully satisfies the drilling conditions.

The heat resistance of urea perhydrate is similar to that of bleach and is 120°C. If we compare the effectiveness of urea perhydrate with bleach, it can be seen that $\text{CO}(\text{NH}_2)_2 \cdot \text{H}_2\text{O}_2$ (at a concentration of 2%) is 1.3 times more effective in protecting the CES from degradation than $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ (at a concentration of 3%). The high efficiency of urea perhydrate is associated, in our opinion, with the presence of atomic hydrogen in it, which forms an additional bond between free starch macromolecules and counteracts its degradation.

At the next stage, the effect of formalin on the duration of starch solution degradation was experimentally determined and, as can be seen from the graph in Fig. 4, it effectively protects starch from degradation.

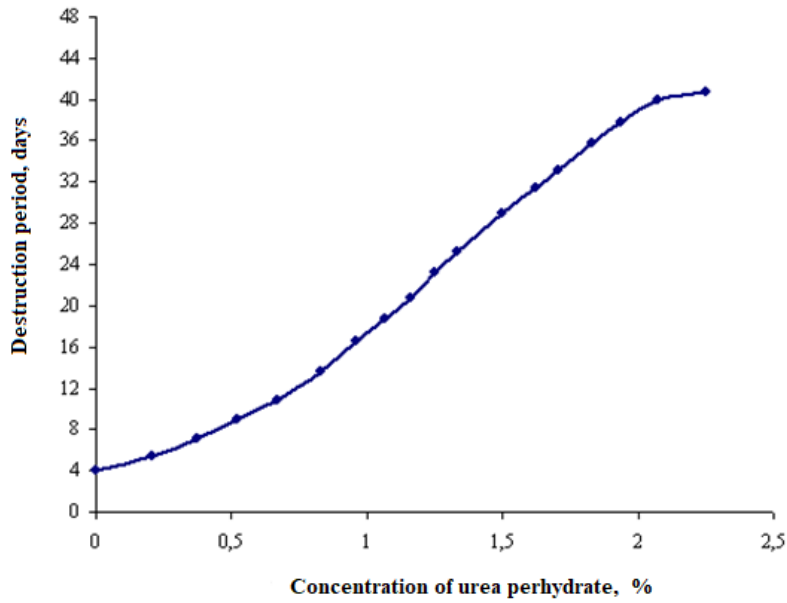


Figure 3. Effect of urea perhydrate on the degradation of 10% aqueous solution of CES

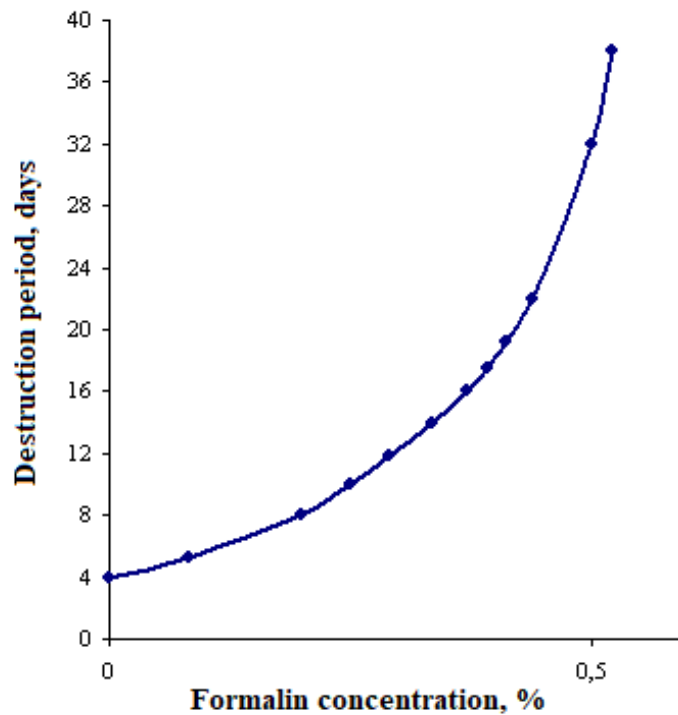


Figure 4. Effect of Formalin on the degradation of 10% aqueous solution of CES

The graphical dependence of the duration of starch solution degradation on formalin content (Fig. 4) shows that at low inhibitor content (0.5%) the starch solution retained its homogeneity for 40 days. Therefore, formalin is an effective inhibitor for CES. Its heat resistance is 120°C.

Recommendations

Taking into account the results of laboratory studies of the resistance of starch reagent solutions to environmental microflora, there is a need to use destruction inhibitors to preserve the structural and mechanical parameters of the solution and prevent its loss in full. Depending on the bottomhole temperature, different types of degradation inhibitors can be used:

1. It is recommended to treat the solution with the Crystal-1000 inhibitor in the amount of 0.15-0.2% with the frequency of repeated treatments of 12-15 days up to the bottomhole temperature of 60-70°C (well depth 2000-2500 m).

2. It is more expedient to add urea perhydrate in the amount of 1.5-2.0% to the solution to the bottomhole temperature of 70-120 ° C (well depth 2500-3500 m) with a frequency of repeated treatments of 35-40 days.

Conclusions

Thus, analyzing the effectiveness of these degradation inhibitors, it can be concluded that the most effective inhibitor of starch degradation is formalin. However, given that formalin contains approximately 37% of highly toxic formaldehyde, the use of formalin for the treatment of drilling fluids is problematic, so we recommend the use of Crystal-1000 and urea perhydrate, the optimal concentration of which is 0.15-0.2% and 1.5-2%, respectively.

References

1. *Ryen Caenn, HCH Darley, George R. Gray. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 6th Edition, Kindle Edition Publisher: Gulf Professional Publishing; 6th edition, 2011, 720 p.*

2. *Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини [Текст]: підручник / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 500 с.*

3. *Kenneth L. Bridges. The Drilling Supervisors Guide to Understanding and Maintaining Drilling Fluids. (2011). Drilbert Engineering Inc.; 2nd edition. – 332 p.*

4. *Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів [Текст] / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 1(30). – С. 89-92.*

Надійшла до редакції 24.01.22

УДК 622.244

М.В. Боровик, А.П. Вовк, Я.Ю. Кущенко, Л.В. Діденко
(УкрНДІгаз)

НАУКОВІ РІШЕННЯ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ АВАРІЙНОСТІ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН

Описано основні напрямки вдосконалення технології спорудження газових свердловин. Проаналізовано основні порушення технології буріння свердловин, надано рекомендації щодо їх зменшення.

There were described basically directions of improvement of technology to drilling wells. Basically violation of technology of drilling well were analyzed, recommendations to reduce of violation were given.

Постановка проблеми. На сьогодні технології буріння на сучасних бурових верстатах вдосконалюються за рахунок автоматизації і програмування технологічних процесів, зокрема, виконання спуско-підймальних операцій, кріплення обсадними колонами, промивки свердловин, проведення геофізичних вимірів тощо. Значну частину світового ринку послуг з буріння

займають дві транснаціональні корпорації - Schlumberger та Halliburton [1, 2], розробки яких в спорудженні і експлуатації свердловин та родовищ задають тон розвитку галузі.

Буріння свердловин в Україні, при використанні спектру сервісних послуг лідерів ринку в світі (сервіс доліт, ГВД, керованого буріння, бічних стволів, кріплення свердловин, ГРП тощо) динамічно розвивається у відповідності із загальносвітовими тенденціями. Зокрема, щороку зростають швидкості буріння свердловин, впроваджуються більш ефективні технології розкриття продуктивних пластів, випробування і освоєння свердловин.

Проте залишається і багато проблемних питань. Основними з них є безаварійне буріння глибоких похило-скерованих свердловин в складних гірничо-геологічних умовах. До факторів, що зумовлюють особливу складність, належать великі довжини буріння під проміжні і експлуатаційні обсадні колони, розкриття хомогенних і теригенних порід в одному інтервалі, фактори несумісності за тисками при розкритті великої довжини продуктивного розрізу з колекторами різного ступеня виснаження.

Складність умов призводить до виникнення порушень технологічного процесу (ПТП) у відкритих стволах, основними з яких є прихвати бурильних колон, аварії при кріпленні обсадними колонами, порушення виконання геофізичних вимірів, зломи елементів КНБК.

Таблиця 1

Загальна кількість випадків ПТП в БУ “Укрбургаз”, 2018-2022 рр., щоквартально

Кількість ПТП, випадків	2018 р., квартали				2019 р., квартали				2020 р., квартали				2021 р., квартали				2022 р., квартали			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Прихвати	16	6	6	8	13	9	2	2	2	2	1	3	8	6	13	8	3	1	2	8
Зломи бур. колон	15	10	13	11	10	8	4	0	0	0	2	1	3	1	4	4	5	1	6	2
Аварії з долотами	4	2	2	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0
Аварії з ОК	5	3	3	3	1	5	2	2	6	7	4	4	8	4	4	3	4	3	4	9
Поглинання	8	1	3	0	2	2	0	0	2	1	2	3	0	0	1	0	1	2	1	1
ГНВП	1	0	1	1	1	1	2	1	3	2	1	0	2	2	4	2	0	0	0	4
Аварії при ГФР	0	1	2	1	1	0	3	0	1	3	3	0	0	2	1	0	1	1	1	1

Три види аварійності – прихвати, зломи елементів БК і ПТП при спуску і кріпленні обсадних колон) створюють постійні проблеми, які потрібно мінімізувати пошуком нових техніко-технологічних рішень.

Формулювання завдань, досліджень та мети статті. Бурова галузь на сьогодні потребує подальшої модернізації технологій, які можуть суттєво зменшити аварійність, підвищити техніко-економічні показники буріння і продуктивні характеристики свердловин. До таких технологій можна віднести застосування нових керованих систем буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин; вдосконалення технології геофізичних досліджень; оперативне управління властивостями бурових розчинів в процесі буріння, що допомагає зменшити кількість і складність прихватів.

Виклад основного матеріалу досліджень. Системи управління траєкторією стволу. До останніх років найбільш ефективним елементом для управління траєкторією похило-спрямованих та горизонтальних свердловин були роторні керовані системи [3], які покращували стабільність напрямку буріння і дозволяли значно збільшувати довжину горизонтальних інтервалів.

В останні роки розроблено наддолотні управляючі системи, зокрема, технологія NeoSteer [1], що керує спеціально розробленим озброєнням долота в напрямку потрібної траєкторії ствола свердловини. Розроблені різці в долотах мають високу стійкість до руйнування при тривалих термінах експлуатації, дозволяючи в багатьох випадках використати тільки одне долото на інтервал під одну обсадну колону.

Вбудоване в долото обладнання та датчики в процесі буріння виконують шестикоординатні зенітні та азимутальні виміри в діапазоні 6 футів і, додатково, природні і азимутальні іміджі в діапазоні 9 футів, що дозволяє досягти високої стабільності інклінометричних показників свердловини в необхідному напрямку.

Ця технологія різко скорочує терміни спорудження свердловин і ризики виникнення аварійності за рахунок зменшення кількості СПО, стабільності перерізу стволу, мінімізації контакту елементів КНБК зі стінками, вдосконалення поточного контролю за тисками всередині свердловини.



Рис. Долото з наддолотною управляючою системою NeoSteer

Геофізичні дослідження стволу. У 2022 р. з 50 свердловин, що споруджувались, виникло 30 порушень при виконанні ГФР в інтервалах під експлуатаційні та проміжні колони і хвостовики. Найчастіше порушення полягали у посадках-затяжках геофізичних збірок, що зумовлювало відмову геофізичного підрядника від подальшого проведення робіт до перепідготовки стволу.

На успішність проведення ГДС впливають технологічні і гірничо-геологічні фактори. До технологічних факторів відносяться бурові розчини і пов'язана з ними стабільність стволів свердловин; траєкторії стволу; компоновки бурильних колон і режими та терміни буріння і підготовки стволу; компоновки геофізичних збірок і методи їх проведення.

До гірничо-геологічних відносяться фактори стабільності стволу, які поки що неможливо мінімізувати на достатньому рівні технологічними рішеннями - геотектонічні (геомеханічні) напруження в масиві порід, зокрема, поблизу соляних діапирів (приштокових зон).

Умови і фактори виникнення порушень:

- зупинки і прихвати збірок геофізичних приладів в 19 похило-спрямованих свердловинах і 11 вертикальних свердловинах;
- в 22^x свердловинах ПТП з геофізичними приладами виникли в кавернозних інтервалах, в т. ч. з жолобними виробками;
- в 4^x випадках на час виконання ГФР зафіксовано порушення проектних показників бурових розчинів (найчастіше - підвищений показник фільтрації);
- в 9 випадках ПТП з геофізичними приладами виникли в інтервалах підбору чи коригування зенітних кутів та азимутів; в 10 випадків – в інтервалах стабілізації;
- в 11 свердловинах ПТП виникли в інтервалах середнього і нижнього карбону; в 19 випадках – в інтервалах картамишу і верхнього карбону;

- в 13 випадках ПТП виникли при наявності в збірках 4^x і більше приладів; в решті – менше приладів;

- 21 випадок ПТП виник поблизу зон соляного діапіризму в інтервалах з природним напруженим станом залягання порід;

- 19 випадків ПТП з геофізичними приладами відбувалось в інтервалах, де також виникали ПТП з бурильним інструментом при бурінні (прояви диференційних тисків, вимушені тривалі проробки, поглинання бурового розчину, ПТП при кріпленні стволу обсадними колонами);

- в 10 випадках ПТП з геофізичними приладами стались в інтервалах, де не було ризиків їх виникнення, чи ризики були мінімальними.

Аналіз показує, що, виходячи з наведеної інформації, проблеми з геофізичними вимірами стволів на сьогодні можливо зменшувати за рахунок:

- підвищення стабільності траєкторії похило-спрямованих свердловин, особливо свердловин з великими відходами від вертикалі, за рахунок застосування при бурінні сучасних навігаційних та управляючих комплексів;

- посилення контролю (частоти вимірів) інклінометричних показників при бурінні як вертикальних так похило-спрямованих свердловин;

- вдосконалення комплектації геофізичних збірок по сучасному обладнанню і приладах; по розподілу ваги приладів в збірці, по діаметрах приладів; по довжині і центруванню збірок; по комплексу вимірів в похило-спрямованих стволах, в довгих інтервалах зі структурованими достатньо в'язкими буровими розчинами;

- вдосконалення рецептури малоглинистого калієвого бурового розчину в сторону збільшення вмісту активної глини до 35-50 кг/м³ з метою створення щільної непроникної еластичної фільтраційної кірки у відкладах картамишу і верхнього карбону. Для цього потрібно передбачити наявність в розчині органічного захисного колоїду (гуматних та лігносульфонатних реагентів) в концентрації вище 3 % для захисту глинистої фази розчину від інгібіторів та підтримання вмісту вапна для підтримання показника рН розчину і стабільності стінок стволу;

- зменшення ефекту дилатансії важких і обважнених інгібуючих бурових розчинів;

- подальше впровадження технології контрольованого регулювання (збільшення) вмісту солей в калієвих розчинах для мінімізації осмотичних явищ в стінках стволу, виникаючих за рахунок різниці мінералізації пластових вод і бурових розчинів; це явище зумовлює вимушені тривалі проробки при відсутності ознак осипань та посадки-затяжки геофізичних приладів [4];

- зменшення механічного впливу бурильних колон на стінки стволу з утворенням жолобних виробок і каверн при бурінні, підготовці стволу за рахунок вдосконалення режимів буріння і додавання твердих змащувальних реагентів до бурових розчинів;

- вдосконалення техніки та технології проведення геофізичних робіт на кабелі і трубах на основі вивчення досягнень провідних спеціалізованих компаній [1,2].

Прихвати і бурові розчини. Виникнення прихватів бурильного інструмента має тісний зв'язок з густиною та інгібуючими і кіркоутворюючими властивостями бурових розчинів. Бурові розчини як опосередковано, так і прямо впливають на стабільність стволу та пов'язаний з цим рух інструмента.

Частина випадків ПТП, пов'язаних з нестійкістю стволу, ставались за відповідності густини та інгібуючих властивостей бурових розчинів проектним вимогам. Враховуючи ці фактори, для особливо складних гірничо-геологічних умов буріння потрібно вдосконалювати рецептуру бурових розчинів, що мають не тільки високі інгібуючі властивості, а й, зокрема, закріплюючу дію у відношенні до тріщинуватих аргілітів. До таких розчинів належать вапняні і силікатно-вапняні розчини (рецептуру силікатно-вапняного розчину розроблено у 2020 р. працівниками УкрНДГазу і БУ "Укрбургаз" в процесі виконання науково-аналітичної роботи з аварійності).

Таблиця 2

Причини і фактори прихватів у 2022 році

Причини і фактори прихватів*	Квартал 2022 року			
	I	II	III	IV
Всього прихватів	3	1	2	8
Прихвати: вертикальний ствол / похилий (в/п) ствол	0/3	0/1	0/2	2/6
Розклинка в жолобах і при інтенсивній зміні кутів, в/п ствол	0/1	-	-	-
Через диференційні тиски, в/п ствол	0/2	0/1	-	1/2
Через ускладнення стволу, в/п ствол	-	-	0/1	1/2
Через несвоєчасний відрив долота від вибою, в/п ствол	-	-	-	0/1
Через перевищення безпечного часу знаходження інструмента в нерухомому стані, в/п ствол	0/1	-	0/1	0/1
Через неякісні кіркоутворюючі властивості, в/п ствол	-	-	-	1/0
Через недостатню промивку (запресування шламом), в/п ствол	-	-	0/1	-
Прихват через невтриманий похилий профіль стволу, в/п ствол	-	-	-	0/2
Прихвати ОК, НКТ, БІ в ОК, допускового інструмента, в/п ствол	1/0	0/1	1/2	1/0

Примітка*: невідповідність кількості прихватів і причин означає наявність більше 1 важливої причини (але не більше 2-х) виникнення одного випадку прихватів

В цю статистику не включено близько 110 короткочасних прихватів інструменту на різних свердловинах, що були ліквідовані відразу чи протягом кількох годин за допомогою ударів яса чи (та) закачуванням протиприхватних ванн. Такі прихвати ставались переважно в процесі буріння з розкриттям продуктивного розрізу з низькими поточними тисками (не встигала формуватись фільтраційна кірка достатньої щільності) та при бурінні зі значним переважанням слайдування над роторним (чи СВП) методом.

В багатьох випадках прихватам передували вимушені проробки окремих інтервалів стволу через посадки/затяжки, часто без ознак значних осипань нестійких порід.

Враховуючи це, підвищення якості бурових розчинів має бути ключовим чинником подальшого зменшення кількості ПТП в подальшому.

У 2022 році працівниками УкрНДГазу і БУ “Укрбургаз” було розроблено буровий розчин з регульованим вмістом солей [5], впровадження якого надало змогу зменшити осмотичні перетоки і збільшити щільність фільтраційної кірки при бурінні в інтервалах картамишу, верхнього і середнього карбону.

До актуальних на сьогодні типів бурових розчинів, що можуть покращити стабільність стволів в складних гірничо-геологічних умовах та полегшити освоєння свердловин, належать розчини на неводній основі, хлоркалієві розчини з контрольованим вмістом солей та хлоркалієві розчини з властивостями вапняних систем.

Бурові розчини на неводній основі (РНО, основа - нафта, дизпаливо, органічні чи мінеральні оливи) [6] застосовуються в основному для розкриття нафтогазових горизонтів з низькими пластовими тисками; буріння в розрізах, складених нестійкими глинистими сланцями; під час швидкісного буріння свердловин з вивченим розрізом в умовах відсутності поглинань буровими верстатами з досконалим обладнанням для циркуляції і очистки розчинів.

Основним завданням використання РНО є мінімізація забруднення продуктивних пластів; зменшення репресії на пласт, підвищення стабільності стволу та інші завдання є похідними від основного. З вітчизняних компаній найбільш досвідченою в РНО є фірма [7], подібний розчин якої (Witer II) було успішно використано при бурінні 4-х глибоких свердловин в експлуатаційних інтервалах буріння на Семиренківському ГКР.

В Товаристві вже кілька років використовуються розчини РНО на вуглеводневій основі Versaclean з оливою Total EDC 95/11 чи дизпаливом від M-I Swaco (підрозділ компанії Schlumberger).

Таблиця 3

Умови та показники освоєння після застосування РНО

Свердловини	Дебіт прогн./факт, тис. м ³ /добу	Пористість/температура °C/Кнг	Рідина освоєння	Хвостовик: фільтр/без фільтра	Буферна рідина	Сусідня св: дебіт (тис. м ³ /добу) проект/факт
363 Яблунівська	85/46	7-16/122°/ Кнг -0,75-0,9	Тех. вода 1,0 г/см ³ швидке освоєння	Фільтр	Відсутня	№ 314: - / 60
364 Яблунівська	89/72	5-14/117°/ Кнг -0,62-0,82	Тривале освоєння	Фільтр	Відсутня	№ 365: 77 / 122
365 Яблунівська	77/122	8-12/122°/ Кнг -0,6-0,84	Швидке освоєння	Фільтр	Відсутня	№ 360: 72 / 94
366 Яблунівська	65/310	8-14/122°/ Кнг -0,7-0,8	Тех. вода 1,01 г/см ³ Швидке освоєння	Фільтр	Відсутня	№ 351: - / 95
367 Яблунівська	54/57	9-13/122°/ Кнг -0,8-0,9	Тривале освоєння	Фільтр	Відсутня	№ 362: 76 / 106
125 Машівська	52/97	8-15/90°/ Кнг -0,74-0,86	Пласт. вода 27 діб, швидке освоєння	Фільтр	Мінеральна олива	№ 122: 40 / 43,8
300 Зх-Солоха	71/37	6-12/123°/	Пласт. вода 1,04 г/см ³ , 68 діб	Без фільтра	Відсутня	№ 120: - / 16,5
104 Розпашнівська	41,2/	5-11/ /	Пласт. вода 1,12 -1,05 г/см ³ , швидке освоєння	ЕК 178 мм з фільтром	Відсутня	-
74 Гадяцька	68,7/12	6-13/127°/ Кнг -0,72-0,92	Пласт. вода 1,13 г/см ³	Фільтр	Відсутня	-
142 Березівська	85/слабкий	7-18/105°/ Кнг -0,52-0,80	Тривале освоєння. пласт. вода 1,20 г/см ³	Без фільтра	Відсутня	-
109 Тимофіївська	100/~ 70	7-18/105°/ Кнг -0,52-0,80	Швидке освоєння 3-го об'єкта	Без фільтра	Відсутня	-
71 Гадяцька	- / -	7-12/137°/ Кнг -0,70-0,94	Швидке освоєння	Без фільтра	Відсутня	-
532 Зх-Хрестище	45//~ 40	10-15/75°/ Кнг -0,70-0,94	Тривале освоєння Тех. вода 1,01 г/см ³	Без фільтра	Відсутня	-
189 Мелихівська	48,3/- за рез. ГРП	7-19/88°/ Кнг -0,50-0,81	Тривале освоєння Пласт. вода	Без фільтра	Відсутня	-

Загальні висновки щодо застосування бурового розчину на неводній основі:

- з 12 свердловин, в яких було проаналізовано застосування цього розчину, 6 свердловин дали очікувані чи більш високі дебіти газу з відсутніми ознаками забруднення продуктивних пластів; 4 свердловини дали суттєво нижчі дебіти з ознаками забруднення продуктивного пласта; 2 свердловини дали низькі дебіти з геологічних причин;
- на 3-х свердловинах з 12 зафіксовано порушення технологічного процесу (прихвати, нестабільність стволу), які свідчать про недостатньо відповідні інгібуючі і кіркуотворюючі властивості, та, ймовірно, густину;
- не зафіксовано явних переваг цього розчину у порівнянні зі стандартним інгібуючим полімер-калієвим розчином від БУ "Укрбургаз" на водній основі щодо попередження забруднення продуктивного пласта та по інгібуючих властивостях;
- не зафіксовано значних поглинань розчину, проте зафіксовано диференційні тиски в кількох свердловинах;
- розчин достатньо легко можна перевозити і застосовувати повторно на інших свердловинах.

Підсумовуючи, виявлені недоліки розчину Versaclean полягають у значному відсотку водної фази в розчині (зазвичай 20-27 %), який має вплив на нестійкі відклади аргілітів і, ймовірно, викликає забруднення продуктивного пласта за рахунок емульсійного блокування і впливу води на набрякання глинистої фази в породі колектора; складності зберігання, наявності ризиків з охорони праці і довкілля. Практика застосування розчину РНО на частині родовищ ДДз чи на окремих свердловинах показала необхідність розробки певних критеріїв, за якими доцільне застосування такого розчину.

В Україні, в складних гірничо-геологічних умовах на ДДз, застосування розчинів на неводній основі вимагає відповідної підготовки обладнання і значних витрат на підтримку його технологічних показників та об'ємів і не гарантує швидкого безаварійного спорудження свердловин.

При набутті достатнього технологічного досвіду і зростанні обсягів буріння загальна вартість застосування РНО може зменшитись до рівня розчинів на водній основі при досягненні достатньо високої якості розкриття продуктивних пластів (відсутності забруднення колекторів) та зменшення кількості і складності порушень технологічного процесу (аварій та ускладнень).

Розчини з регульованим вмістом солей [4, 5] – калієві системи, що додатково вміщують сіль NaCl в концентраціях, які запобігають осмотичним перетокам в інтервалах буріння, частково складених зволженими чи водовміщуючими породами (глинисті породи, алевроліти, аргіліти і пісковики картамишу, верхнього та середнього карбону). При постійному стандартному вмісті KCl вміст NaCl періодично підвищують від початку буріння інтервалу до його завершення, досягаючи співвідношення (KCl:NaCl) – 1:1. Таким чином, сумарний вміст солей в буровому розчині наближається до мінералізації пластових вод, запобігаючи іонообмінним реакціям і розуцільненню шаруватих глинистих порід різної зволоженості в стінках стволу за фільтраційною кіркою.

В більшості глибоких свердловин, де було застосовано принцип контролювання вмісту солей в бурових розчинах, не відбувалось значних (тривалих) проробок, геофізичні вимірювання виконувались в штатному режимі, процес підготовки стволу і кріплення обсадними колонами проводився без зауважень.

Хлоркалієві розчини з властивостями вапняних [8, 9] – системи, які вміщують стандартні концентрації і кількість інгібіторів (KCl та інших), окрім кількох особливостей. До них належить високий показник рН (близько 12 і вище), який створений вмістом вапна не менше 30 кг/м³, та, за необхідності, добавками каустику чи гідроокису магнію для підвищення рН. Вапно для обробки бурових розчинів на водній основі в більшості випадків застосовують у вигляді “вапняного молочка”, тобто розведеним у воді різної концентрації. Для вапняних бурових розчинів з високим рН концентрацію вапна підтримують постійно регулярними добавками вапняного молочка.

Замість вапна можливо використовувати цемент, наприклад, зі складу цементних стаканів, цементних мостів, не вилучаючи його з бурового розчину за допомогою хімічної реакції зв'язування і переведення в інертну фазу.

В останні роки прикладами вдалого застосування хлоркалієвого розчину з властивостями вапняного є свердловини [10].

Такі розчини потрібно застосовувати в особливо складних гірничо-геологічних умовах, в яких стандартні рецептури інгібуючих хлоркалієвих розчинів не спрацьовують достатньо ефективно. Накопичений досвід застосування бурових розчинів зі значним вмістом вапна і високим показником рН показує його технологічність у приготуванні і регулюванні параметрів для швидкого і безпечного буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах

Висновки.

Буріння глибоких похило-скерованих свердловин в складних гірничо-геологічних умовах на ДДз має достатньо серйозні ризики аварійності і потребує постійного аналізу умов та факторів для її зменшення. До таких факторів належать великі інтервали буріння під проміжні і експлуатаційні обсадні колони, розкриття хемогенних і теригенних порід в одному інтервалі, фактори несумісності за тисками при розкритті великої довжини продуктивного розрізу з колекторами різного ступеня виснаження.

Складність умов призводить до виникнення порушень технологічного процесу (ПТП) у відкритих стволах, основними з яких є прихвати бурильних колон, аварії при кріпленні обсадними колонами, порушення виконання геофізичних вимірів, зломи елементів КНБК.

Розглянуті в статті заходи зі зменшення аварійності стосуються нових керованих систем буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин, вдосконалення технології геофізичних досліджень, оперативного управління властивостями бурових розчинів в процесі буріння, що допомагає зменшити кількість і складність випадків аварійності.

Список літератури

1. Інформація з сайту www.slb.com.
2. Інформація з сайту www.halliburton.com.
3. Боровик М.В. Нові рішення в бурінні газових свердловин [Текст] / М.В. Боровик, А.П. Вовк, Л.В. Діденко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2021. – С. 89-96.
4. Боровик М.В. Бурові розчини: український вимір [Текст] / М.В. Боровик, А.А. Лиско, А.П. Вовк та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2021. – С. 82-89.
5. Пат. 152394 Україна, МПК СО9К 8/02, 8/14, 8/24. Спосіб створення бурового розчину з регульованим вмістом солей / М.В. Боровик, Ю.Б. Кобзар, М.Б. Питько та ін.; власник патенту АТ "Укргазвидобування". – замовл. 30.05.2022; опубл. 25.01.2023. Бюл. № 4.
6. Боровик М.В. Перспективи застосування розчинів на неводній основі [Текст] / М.В. Боровик, М.М. Романів, А.А. Лиско, А.П. Вовк та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVIII. – Х.: УкрНДІгаз, 2020. – С. 43-50.
7. Полетучий І.І. Конференція Geodrilling III – общение, информация, сотрудничество [Текст] / І.І. Полетучий // Буріння і розкриття пластів – 2019: матеріали конференції. – Полтава, 2019. – С. 57-61.
8. Декл. патент на корисну модель № 5649 України, МКІ С 09 К 7/02. Безглинистий вапняний буровий розчин / О.В. Кустурова, А.О. Васильченко, М.В. Гордійчук, В.Л. Кушнар'ов, Я.С. Яремійчук. – опубл. 15.03.2005. Бюл. № 3. – 4 с.
9. Пат. 144610 Україна, МПК СО9К 8/02, 8/04, 8/14. Вапняно-силікатний буровий розчин / М.В. Боровик, А.О. Васильченко, М.М. Романів та ін.; власник патенту АТ "Укргазвидобування". – замовл. 22.05.2020; опубл. 12.10.2020. Бюл. № 19.
10. Боровик М.В. Вдосконалені вапняні розчини [Текст] / М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2019. – С. 89-95.

Надійшла до редакції 03.02.22

ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

GAS RECOVERY

УДК 543.42:665.7

А.П. Мельник, докт. техн. наук, К.М. Діхтенко, канд. техн. наук,
С.Г. Малік, канд. техн. наук, А.В. Литвиненко, Д.О. Дегтярьов
(УкрНДІГаз)

**ВИКОРИСТАННЯ ФУР'Є-ІЧ-СПЕКТРОМЕТРІЇ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ
КОНЦЕНТРАЦІЇ МЕТАНОЛУ У СУПУТНІХ ПЛАСТОВИХ ВОДАХ
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ**

Досліджено ІЧ-спектри метанолу, води та їх сумішей. Визначено смугу поглинання, за якою можна ідентифікувати метанол у водних розчинах при наявності солей нафтогазоконденсатних родовищ. На основі одержаної калібрувальної залежності визначено концентрації метанолу у водних розчинах. Величини концентрацій співпадають з концентраціями, що визначені об'ємним методом. Використання ІЧ-спектрометрії дозволило в експрес-режимі визначити концентрації метанолу в супутніх пластових водах свердловин різних родовищ. Метод визначення метанолу ІЧ-спектрометрією рекомендовано для впровадження у виробничі процеси.

The IR spectra of methanol, and their mixtures are investigated. The absorption band was determined, according to which methanol can be identified in aqueous solutions with impurities of oil and gas condensate salts. Based on the obtained calibration dependence, the concentration of methanol in aqueous solutions was determined. The obtained values of concentrations coincide with concentrations, which are determined by a volumetric method. The use of IR spectrometry allowed in express mode to determine the concentrations of methanol in associated reservoir water of wells of different deposits. The method for determining methanol IR spectrometry is recommended for introducing into production processes.

Постановка проблеми. Під час видобування вітчизняної вуглеводневої сировини для попередження утворення кристалогідратів використовують метанол в обсягах 20 тис. тонн/рік і більше, який не повинен потрапляти, як забруднююча і небезпечна речовина, у навколишнє середовище [1] Для цього пропонується використовувати установки з регенерації метанолу [2, 3, 4], на яких планується отримувати 95 % об. метанол і воду із залишками метанолу 4 % об. і менше. Тому дослідження кількості метанолу, тобто його концентрації в товарному продукті і робочих середовищах, на стадіях використання як інгібітору гідратуутворення, регенерації, повернення у пласт, є актуальною, як екологічною, так і економічною проблемою нафтогазової промисловості.

Мета роботи, виходячи з актуальності, полягає в розробці методу аналізу метанолу при різних його концентраціях у робочих середовищах, зокрема у супутніх пластових водах, з вирішенням задачі його впливу на інтенсивність інфрачервоного випромінювання, використання результатів якого дозволяє оптимізувати витрати метанолу і підвищити екологічну безпеку виробничих нафтогазовидобувних процесів.

Аналіз літературних даних. Одним із розповсюджених методів визначення концентрації метанолу як товарного продукту є газохроматографічний метод [5]. Для аналізу концентрації метанолу в технічних рідинах також використовують газохроматографічний метод з полум'яно-іонізаційним детектором [6], який дозволяє визначати концентрацію метанолу до 5 % з точністю (границя, в якій знаходиться відносна похибка методики) 10 - 23 %. Відомо [7] газохроматографічне визначення концентрації метанолу у воді у суміші з рядом інших речовин у межах 0,005 - 20 мг/дм³ з похибкою ± 13 % і вірогідністю 0,95. Також відомо визначення конче-

нтрації води до 2 % у метанолі кулонометричним титруванням [8], який потребує шкідливих реактивів і від того ізолюючого обладнання. Відомо визначення концентрації метанолу у попутних пластових водах за величиною густини [9], для чого необхідно здійснювати його випаровування, що збільшує час визначення. При використанні метанолу як інгібітору гідратуутворення його концентрація на різних стадіях змінюється від товарного до $\approx 60 - 4$ % об. і менше, що зумовлює необхідність розробки відповідних методів аналізу. Одним з таких методів може бути спектральний метод аналізу, зокрема з використанням інфрачервоної спектроскопії, основою якої є інфрачервоне випромінювання. Інфрачервоне випромінювання це – електромагнітне випромінювання, при проходженні якого через речовину відбувається його поглинання на частотах, що збігаються з деякими коливальними і обертальними частотами зв'язаних в молекулі атомів [10]. В результаті інтенсивність ІЧ-випромінювання на цих частотах зменшується і утворюються смуги поглинання, тобто спектр [11]. Це поглинання має селективний характер для кожної функціональної групи молекули. Інфрачервоні спектри поглинання виникають в результаті переходів між коливальними рівнями молекули, які перебувають в основному електронному стані [12]. Коливальні спектри проявляються в ІЧ-діапазоні електромагнітного випромінювання, який розподіляють на близьку, середню і далеку ділянки, серед яких основною фундаментальною ділянкою є середня в діапазоні довжин хвиль (λ) 2,5 - 50 мкм і хвильових чисел (ν) 4000 - 200 см^{-1} . На основі ІЧ-спектрів [13, 14] проводять якісний та кількісний аналіз речовини у всіх агрегатних станах, виявлення і оцінку фаз реагентів, міжфазних зон, ідентифікацію [15] і кількісні вимірювання промислових забруднень, аналіз в польових умовах, вивчення реакцій тощо. Згідно з хімічною структурою атоми у молекулі метанолу $\text{СН}_3\text{ОН}$ зв'язані між собою трьома С-Н – зв'язками і по одному С-О та О-Н – зв'язку, серед яких найбільш селективним у водних середовищах є С-О – зв'язок. Відомо [13-15], що в ІЧ-спектрах такий зв'язок в алканолах між атомами ідентифікується за величинами хвильового числа в межах 1000 - 1075 см^{-1} , інтенсивність смуги якого може бути використана для аналізу метанолу.

Методи і об'єкт дослідження. Об'єктом дослідження є вода св. 6 Вишневого ГКР (густина – 1,12 г/см^3 при температурі 20 °С, pH – 5,8, мінералізація – 172 г/л), св. 6 Чкалівського ГКР (густина – 1,138 г/см^3 при температурі 20 °С, pH – 5,7, мінералізація – 188 г/л), св. 81 Кобзівського ГКР (густина – 1,0 г/см^3 при температурі 20 °С, pH – 5,6, мінералізація – 10,6 г/л) та св. 77 Скворцівського НГКР (густина – 0,98 г/см^3 при температурі 20 °С, pH – 6,2, мінералізація – 2,2 г/л). Метанол використано з густиною 0,7915 г/см^3 і залишком води 0,05 % мас., що відповідає вимогам ДСТУ 3057-95. Для приготування розчинів метанолу використано воду дистильовану подвійної перегонки в бідистиляторі ДЭ-5С. Концентрацію метанолу у супутньо-пластових водах визначено методом перегонки, мінералізацію висушуванням згідно з [9], величину pH - іономером ІП60-МІ згідно з інструкцією. Густина визначено ареометричним методом [16]. Інфрачервоні спектри отримано з використанням Фур'є-спектрометра *IR Spirit-T*. Час отримання спектру без витрат часу на підготовку приладу ≈ 1 с. Розчини із заданими концентраціями метанолу у воді для одержання калібрувальної залежності приготовлено у мірних колбах шляхом змішування. Для отримання одного спектру використано 1 каплю ($\approx 0,02 \text{ см}^3$) води чи суміші води з метанолом.

Результати і обговорення. Відомо використання Фур'є-ІЧ-спектрометрії в нафтогазовидобувній галузі для аналізу вуглеводнів і різних домішок [17], в тому числі метанолу до 0,1 мг/м^3 та вуглеводнів у газовій фазі, кріоконденсатів і парів метанолу [18]. В [19] висвітлено визначення метанолу у водних розчинах позолочення до концентрації 10^{-3} моль/л ($\approx 0,003$ % мас.). Разом з тим, відсутні доступні дані щодо аналізу концентрацій метанолу у конденсаційно-пластових чи супутніх пластових водах. Для оцінки можливості використання ІЧ-спектрометрії під час аналізу метанолу у водних сумішах було знято ІЧ-спектри води, її суміші з метанолом і метанолу (рис. 1). Аналіз спектрів свідчить про те, що смуги поглинання, які характерні для води, проявляються при 3297 см^{-1} , 1648 см^{-1} і з майже повним поглинанням при $\approx 500 \text{ см}^{-1}$. Смуги поглинання метанолу проявляються при 3297 см^{-1} , 2950 см^{-1} , 2839 см^{-1} , 1406 см^{-1} , 1134 см^{-1} , 1013 см^{-1} , 600 см^{-1} .

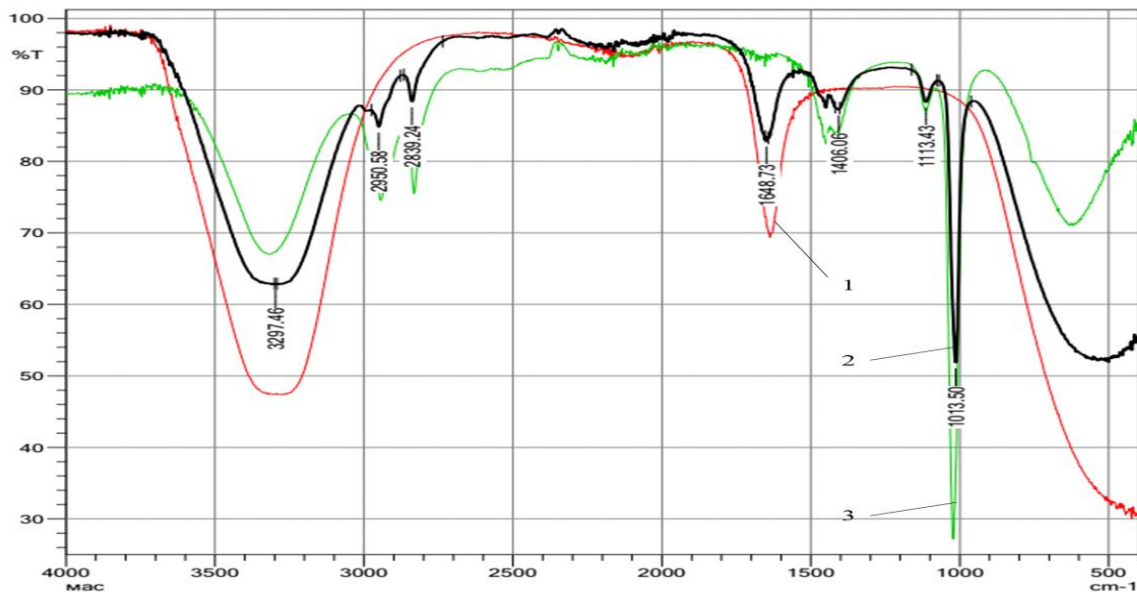


Рис. 1. ІЧ-спектри води (1), водно-метанольної суміші з вмістом метанолу 50 % мас. (2) та метанолу (3)

Смуги метанолу 3297 см^{-1} і 600 см^{-1} перекриваються більш інтенсивними смугами води. Серед решти смуг метанолу найбільш інтенсивне поглинання інфрачервоного випромінювання спостерігається при частоті 1013 см^{-1} , яку і вибрано для розробки методу аналізу метанолу у воді. Такий вибір підтверджується спектром суміші метанолу з 50 % води (рис. 1), в якому чітко проявляється вузька і високо інтенсивна смуга 1013 см^{-1} , яка характерна для С-О фрагменту у первинних алканоллах, а в даному випадку – у молекулі метанолу. Широкі смуги з максимумом при 1406 см^{-1} , 2840 см^{-1} , 2950 см^{-1} відповідають коливанням зв'язку С-Н. Широка смуга з максимумом $\sim 3300\text{ см}^{-1}$ відповідає внутрішньо- та міжмолекулярним водневим зв'язкам і валентним коливанням зв'язку у групі О-Н. Деформаційні коливання молекули H_2O в даному випадку проявляються з максимумами при 3297 см^{-1} та 1648 см^{-1} , що може бути використано для якісної і кількісної оцінки води за відсутності перекриття смугами поглинання іншими речовинами, наприклад у вуглеводнях, оливах, нафтопродуктах, товарному природному газі в процесі транспортування.

Для оцінки концентрації метанолу у воді спочатку приготовлено ряд сумішей з різними його відомими масовими концентраціями. На основі цих сумішей отримано ІЧ-спектри пропускання (рис. 2), з яких видно плавні зміни інтенсивності пропускання кожної зі смуг при переході з однієї концентрації до іншої.

Інтенсивність поглинання чи пропускання інфрачервоного випромінювання, висота смуги або площа під нею є похідними оптичної густини, які пропорційно змінюються зі змінами концентрації речовини, що і використовуються для аналізу різних речовин. При цьому, якщо смуга у вигляді піку, то можна використовувати висоту, якщо смуга широка - то площу під нею. Використовуючи одержані із ІЧ-спектрів величини інтенсивності T (оптичної густини) і відомі концентрації метанолу у розчинах з використанням владштованої у Фур'є-спектрометр *IR Spirit-T* програми отримано (рис. 3) калібрувальну залежність у вигляді рівняння $y=ax + b$, в якому y – показання ІЧ-спектрометра перераховане на площу або висоту, x – концентрація метанолу, a , b – коефіцієнти, величини яких приведено разом з отриманою залежністю.

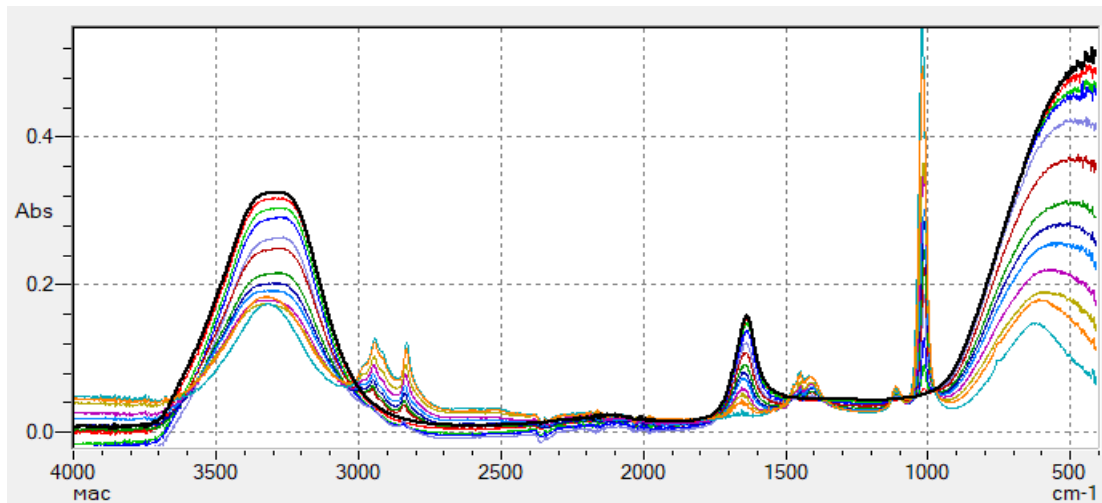


Рис. 2. ІЧ-спектри з концентраціями метанолу від 1 % мас. до товарного продукту, де нижній пік відноситься до концентрації метанолу 1 % мас., верхній – до товарного продукту

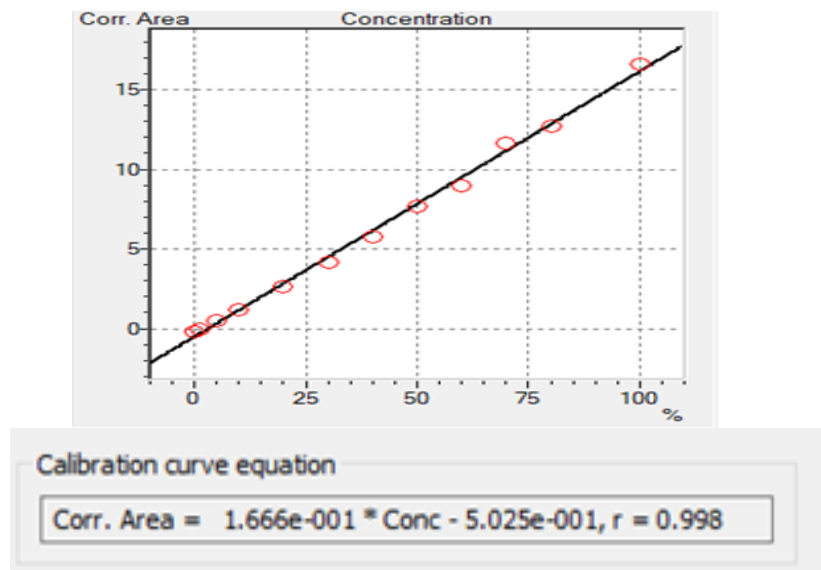


Рис. 3. Калібрувальна залежність площі піків під смугою з максимумом 1013 см⁻¹ від масової концентрації метанолу та її рівняння

Як видно (рис. 3), залежність між площею під смугою, тобто інтенсивністю поглинання, лінійно змінюється зі змінами концентрації метанолу з коефіцієнтом кореляції 0,998. З використанням одержаної залежності і спектрів сумішей з різними концентраціями метанолу методом ІЧ визначено концентрації метанолу і порівняно з концентраціями метанолу у сумішах, які одержано об'ємним методом (ОМ) у воді свердловин Кобзівського ГКР:

св.	метод ІЧ	метод ОМ
81	4,3 % мас.	4,5 % мас.
90	12,6 % мас.	12,0 % мас.

Відхилення концентрації метанолу, що визначена методом ІЧ, від концентрацій, визначених методом ОМ, знаходиться у межах 4,4 % - 5 %.

У супутніх пластових водах присутні неорганічні солі у вигляді хлоридів, сульфатів, йодидів, бромідів, бікарбонатів натрію, калію, кальцію, магнію, заліза та інших металів

(табл.), як це видно на прикладі води Вишнівського ГКР, що може впливати на визначення метанолу.

Характеристика супутніх пластових вод Вишнівського ГКР у зимовий період

Св.	Іонний склад води, мг/л						М, г/л	рН
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺		
1	355	327	158	331	50,1	30,4	1,25	5,0
3	2553	248	146	1370	301	61	4,68	5,4
6	177	259	146	179	6,1	24,3	0,85	6,5
7	10283	459	93	2326	1803	1337	16,3	6,6
21	815	392	98	489	200	18,2	2,0	7,0
22	89	262	122	125	50,1	24,3	0,67	5,4
23	780	396	171	599	110	18,2	2,0	7,0
25	10284	277	299	4960	1002	425,6	17,2	5,4

Примітка. В літній період мінералізація вод знаходиться в межах 18-137 г/л, а концентрація хлоридів - 10-62 г/л.

Для оцінки можливості застосування ІЧ-методу під впливом побічних компонентів супутніх пластових вод порівняно ІЧ-спектри води Вишнівського ГКР, в період, коли не застосовувався метанол, з ІЧ-спектрами вод Чкалівського, Сквицького і Кобзівського ГКР в період застосування у свердловинах цих родовищ метанолу (рис. 4-7).

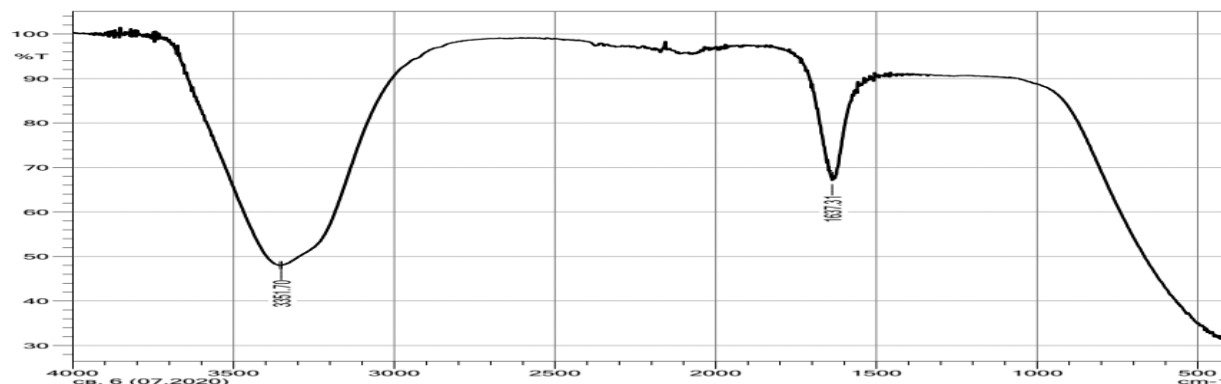


Рис. 4. ІЧ-спектр води із св.6 Вишневецького ГКР

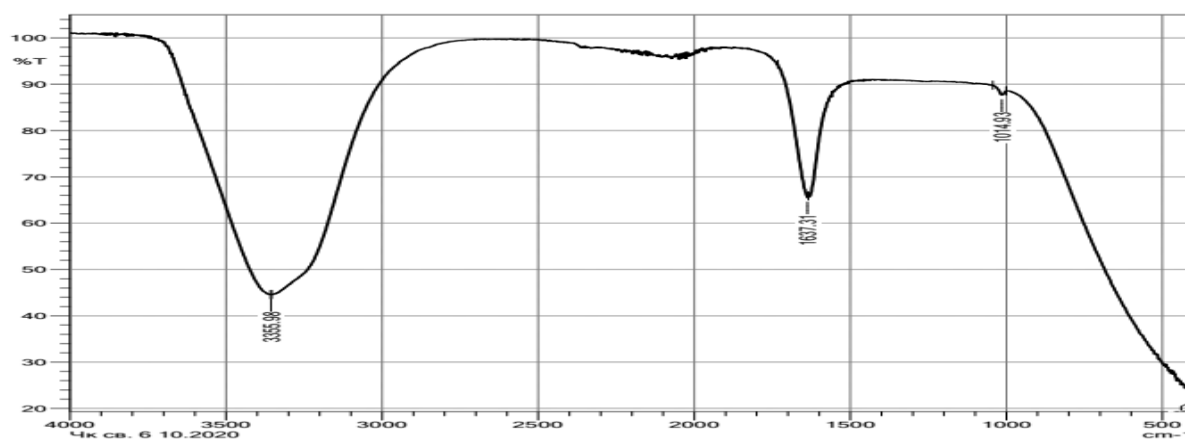


Рис. 5. ІЧ-спектр води із св.6 Чкалівського ГКР

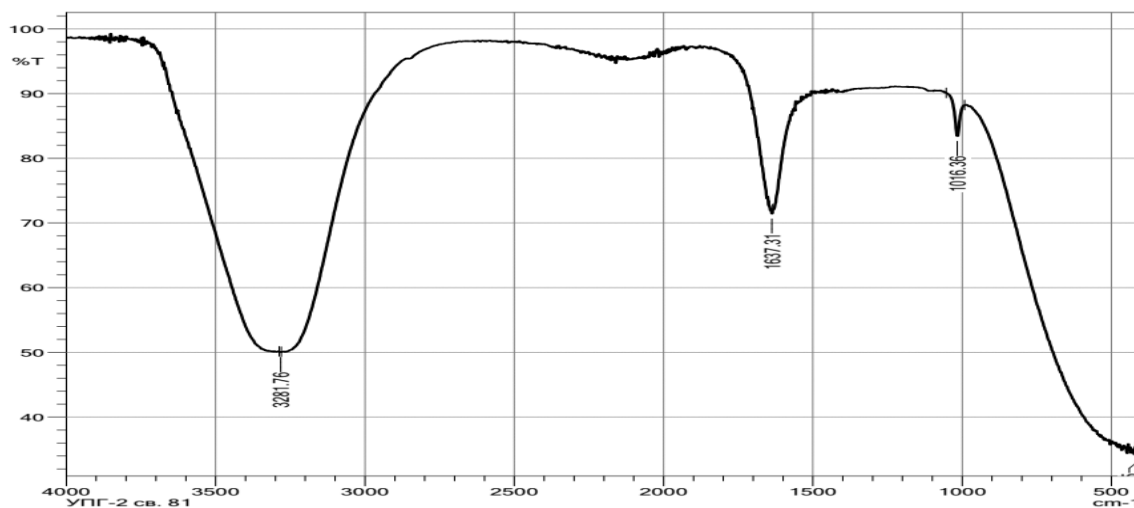


Рис. 6. ІЧ-спектр води з св.81 Кобзівського ГКР

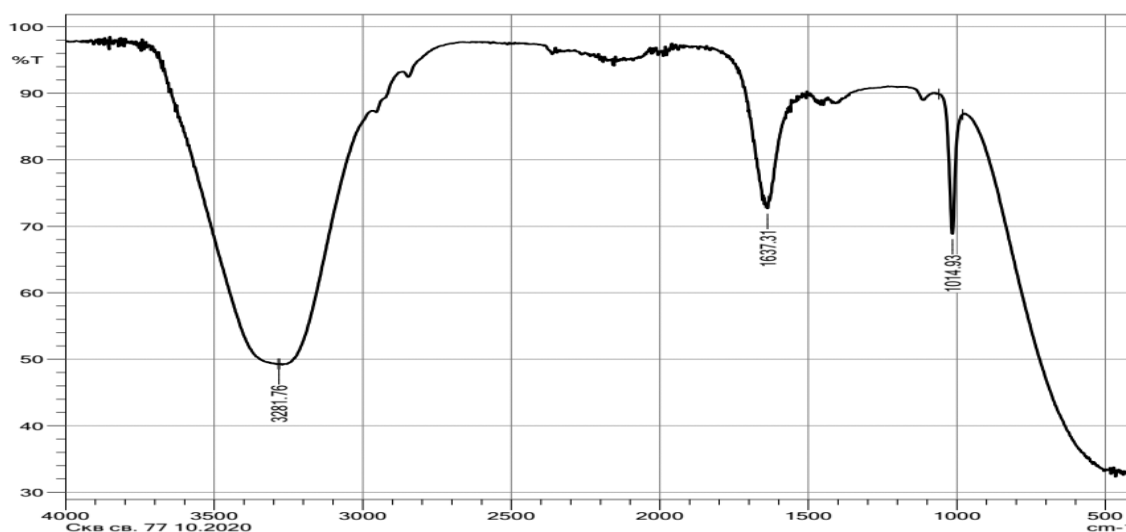


Рис. 7. ІЧ-спектр води із св.77 Скворцівського ГКР

Одержані результати досліджень свідчать про те, що у супутній пластовій воді за відсутності метанолу проявляється тільки один пік в інтервалі 1000 – 2000 cm^{-1} , а у водах, в яких присутній метанол, – два піки, один з яких відноситься до піку метанолу. Використовуючи одержану залежність (рис. 3), визначено концентрації метанолу у воді свердловин цих родовищ, які змінюються на момент досліджень в межах 1,3 – 15 % мас.:

свердловина родовища	концентрація метанолу, % мас.
№ 6 Чкалівського ГКР	1,3
№77 Скворцівського ГКР	15
№81 Кобзівського ГКР	4,2

Примітка. Для св. 81 досліджувався зразок іншої дати відбирання.

Проведені дослідження підтверджують те, що з використанням ІЧ-спектрометрії значно швидше, порівняно з відомими методами, визначається концентрація метанолу у супутніх пластових водах різних родовищ, що рекомендується використовувати як експрес-метод у промислових умовах на різних стадіях видобування і підготовки вуглеводневої сировини, в подальшо-

му розповсюдивши такий підхід для аналізу природного газу, парів води, вуглеводнів, нафтопродуктів.

Висновки:

1. Аналізом ІЧ-спектрів води, метанолу та їх сумішей визначено смугу поглинання, за якою можна ідентифікувати присутність метанолу у водних розчинах та у присутності солей, які знаходяться у супутніх пластових водах.

2. На основі ІЧ-спектрів серії розчинів метанолу у воді побудовано калібрувальну залежність між концентрацією метанолу і інтенсивністю поглинання світла та знайдено рівняння регресії для розрахунку концентрацій метанолу.

3. Встановлено, що концентрація метанолу, яка визначені методом Фур'є-ІЧ-спектроскопії, відрізняється від концентрації, яка визначена об'ємним методом, на 4,4 % - 5 %.

4. Розроблений експрес-метод визначення концентрації метанолу у супутніх пластових водах рекомендується до використання в умовах промислових об'єктів для підвищення екологічної безпеки і економічної ефективності виробничих процесів видобування і підготовки вуглеводневої сировини.

Список літератури

1. Звіт з оцінки впливу на довкілля планової діяльності з видобування вуглеводнів Кузьмичівсько-Недільного родовища, розташованого на території Харківської області, Богодухівський район [Текст] / С.В. Кривуля, Т.В. Брусенцева. – Харків: УкрНДІгаз, 2021. – 248 с.

2. Нафтогаз України. Метанол в нафтогазовій промисловості. Локальні рішення глобальної проблеми: компактне виробництво метанолу. - [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <https://oil-gas.com.ua>statti>.

3. Видобування вуглеводнів та облаштування Мехедівсько-Голотовщинського нафтогазоконденсатного родовища./ Регал петролеум корпорейшн лімітед 2019. -527 с.- [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://eia. menr.gov. ua>documents>reports. PDF>.

4. Установка регенерации метанола/ СКБ Нефтехим. - [Електронний ресурс]- Режим доступу: <https://www. neftehim. ru>promyshlenye-tekhologii. 11.01.2022>,

5. Метанол технічний. Технічні умови: ДСТУ 3057-95. – Київ: Держстандарт, 1996. – 33 с.

6. Жидкости охлаждающие: ГОСТ 34425-2018. – АО Кодекс. – Стандартиформ, 2018. – 13 с.

7. Методические указания по газохроматографическому определению ацетона, метанола, бензола, толуола, этилбензола, гептана, о-м-п-ксилола, гексана, октана и декана в воде: МУК 4.1650-96. 1996. – 1996. – 56 с.

8. Растворители органические. Определение содержания воды методом кулонометрического титрования Карл-Фишера-РТС-тендер: ГОСТ 57824-2017. - [Електронний ресурс].- Режим доступу: <rts-tendtr. ru/poisk/gost/r-57824-2017>.

9. Нафтогазова промисловість. Води супутньо-пластові і конденсаційні експлуатаційних та інших свердловин. Метод аналізу: СОУ 09.1-30019775-139:2021. / Наказ АТ “УГВ” від 01.11.2021. – 53 с.

10. Бранд Дж. Применение спектроскопии в органической химии [Текст] / Дж. Бранд, Г. Эглинтон. – М.: Мир, 1967. – С. 34-50.

11. Єзіков В.І. Спектральні методи аналізу. Робоча програма навчальної дисципліни / В.І. Єзіков. – Херсон, 2012. – 11 с. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://univer.nuczu. edu.ua/tmp_metod/2139/Robnavch-pr-%B2MHA.pdf

12. Иоффе Б.В. Физические методы определения строения органических соединений [Текст] / Б.В. Иоффе, Р.Р. Костиков, В.В. Разин. – М.: Высшая школа, 1984. – 336 с.

13. Казыцына Л.А. Применение ИК- и УФ-спектроскопии в органической химии [Текст] / Л.А. Казыцына, Н.Б. Куплетская. – М.: Высшая школа, 1971. – 264 с.

14. Кросс А. Введение в практическую инфракрасную спектроскопию [Текст] / А. Кросс. – М.:1961. – 215 с.

15. Беллами Л. Инфракрасные спектры сложных молекул [Текст]: пер. с англ. – М.: Иностранная литература, 1963. – 590 с.

16. Продукти хімічні технічні. Методи визначення густини рідин: ДСТУ 7261-2012. – Київ, 2012. – 12 с.

17. *Иванова Л.В.* ИК-спектметрия в анализе нефти и нефтепродуктов // *Л.В. Иванова, Р.З. Сафарова, В.И. Кошелев* // Вестник Башкирского университета. – 2008. – т.13. – №4. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: cyberleninka.ru/article/n/ik-spectrometrya-v-analize/nefty.

18. *Дробышев А.* ИК-спектрометрическое исследование криовакуумных конденсатов метанола/ Фізика низьких температур. – 2019. – т. 45. – № 4. – С. 511-522. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://dspace/nbuv.gov.ua/handle>.

19. *Корсаков В.С.* Инфракрасная ON-line спектроскопия для анализа водных растворов /Бутлеровские сообщения/ *В.С Корсаков, Д.Я. Гулько, М.С. Корсаков.* – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: science.urfu.ru/publications.

Надійшла до редакції 02.02.22

УДК 622.279.7

Є.В. Троцька, В.Л. Отрішко, М.С. Ліпнягов
(УкрНДГаз)

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ VELOCITY STRING

Стаття знайомить з високоефективними способами ремонту свердловин із застосуванням колтубінгових технологій, серед яких технологія експлуатації свердловини Velocity String. Наведено досвід використання технології на свердловині № 18 Куличихінського НГКР. Ця свердловина, завдяки впровадженню системи Velocity String, експлуатується в нафтовому і газовому фонді.

The article introduces highly effective methods of well repair using coiled tubing technologies, including Velocity String well operation technology. The experience of using the technology at well No. 18 of the Kulychikha OGCF is presented. The use of the Velocity String system on the well supports exploitation in the oil and gas fund.

Постановка проблеми в загальному вигляді. На даний час отримують все більше поширення високоефективні способи ремонту свердловин із застосуванням колтубінгових технологій. Найбільш поширені з них: операції з гідророзриву пласта; гідромоніторне ліквідування відкладень та пробок в НКТ; прокачування рідини або газу з метою очищення привибійної зони свердловини, термічна та кислотна обробки, інтенсифікація припливів; операції розмежування пластів, встановлення і розбурювання цементних мостів; геофізичні дослідження похилених і горизонтальних свердловин; технології газліфту та Velocity String; аварійне глушіння свердловини для ліквідування газонафтопроявів; ловильні роботи.

Однією з колтубінгових технологій, яку впроваджено на свердловинах АТ «Укргазвидобування», є технологія Velocity String [1]. Технологія Velocity String (від англ. - швидкісна лінія) – це технологія експлуатації газових свердловин з низькими дебітами, що швидко обводнюються, на завершальній стадії експлуатації, коли заміна ліфтової колони НКТ не є рентабельною. В свердловину спускають колону БДТ для зменшення площі перерізу ліфтової колони та збільшення швидкості висхідного потоку рідини вище критичної, що збільшує транспортну енергію підйому рідини із свердловини за рахунок зменшення площі цього потоку. Рідина не накопичується в свердловині, що зберігає видобуток свердловини [2].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Технологія VS актуальна для свердловин із високим вмістом у флюїді рідкої фракції на завершальному етапі експлуатації, якому притаманне різке падіння дебіту. Відомо, що для виносу із свердловини на поверхню крапель рідкої фракції флюїду швидкість руху потоку всередині ліфтової колони має бути більше критичного

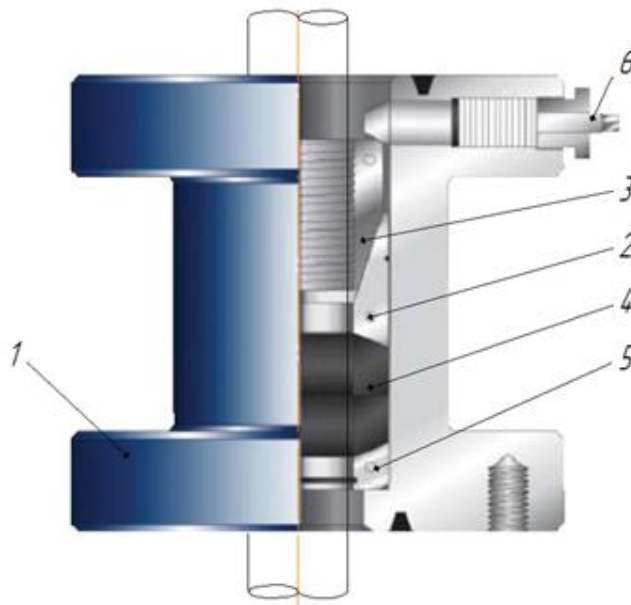
значення, а саме - більше ніж 3 м/с. Відповідно, при падінні дебіту, для збереження швидкості виносу флюїду, свердловину необхідно експлуатувати через ліфтову колону з меншим діаметром прохідного каналу.

Технологія VS дозволяє провести встановлення додаткової ліфтової колони без глушіння свердловини, під тиском, із збереженням потужності продуктивного пласта. Вона передбачає встановлення в середину існуючої НКТ у якості додаткової ліфтової колони звичайної колтюбінгової труби меншого діаметру.

Для реалізації технології VS на існуючу хрестовину ялинки фонтанної арматури зверху встановлюють додаткову трубну підвіску VS, у якій закріплюють спущену трубу. Трубу спускають за допомогою колтюбінгової установки. Зверху трубною підвіски встановлюють ще одну «малу» фонтанну ялинку, яку підключають в шлейф і через яку експлуатують свердловину [3]. Типову конструкцію трубною підвіски VS наведено на рис. 1.

Підвіска VS складається із корпусу 1, у якому розміщено рознімний клиновий трубний захват 2 із сухарями 3, рознімний гумовий герметизатор 4 і рознімний опорний башмак 5. Для осьової фіксації елементів підвіски її оснащено стопорними гвинтами 6. Внутрішній діаметр елементів підвіски відповідає зовнішньому діаметру колтюбінгової труби, що підвішують в свердловину. Рознімні елементи підвіски монтують навколо спущеної труби у відкритій порожнині свердловини при закритих трубних плашках превентора. Після монтажу елементів і герметизації свердловини, трубу допускають у свердловину до посадки опорного башмака у котушку корпусу.

Для доступу до внутрішньої порожнини свердловини при монтажу трубною підвіски в склад компоновки гирлового обладнання включають робоче вікно (work window). Робоче вікно встановлюють в компоновку між превентором і стріп-пакером КУ.

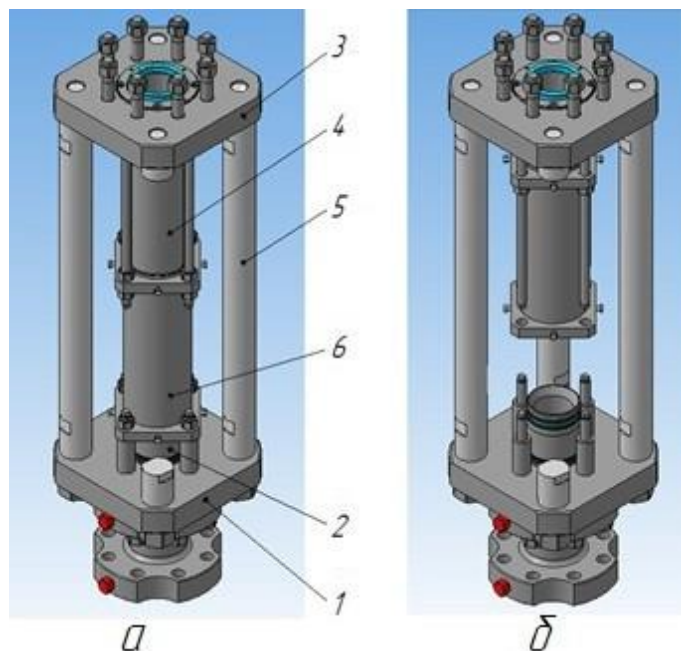


1 – корпус, 2 – рознімний клиновий трубний захват, 3 – сухарі, 4 – рознімний гумовий герметизатор, 5 – рознімний опорний башмак, 6 – стопорні гвинти

Рис. 1. Трубна підвіска Velocity String

Типову конструкцію робочого вікна наведено на рис. 2. Робоче вікно складається із силовій рами, що містить нижню плиту 1 з нижньою гільзою 2, верхню плиту 3 з верхньою гільзою 4 та чотири вертикальні стійки 5. На нижню та верхню шторки концентрично надягнута циліндрична шторка 6, яка має можливість осьового переміщення вздовж верхньої шторки, відкриваючи внутрішню порожнину вікна. У закритому стані шторка перекиває обидві гільзи.

Циліндричні зазори між гільзами і шторкою ущільнюються гідравлічними гумовими кільцями круглого перетину. Переміщення шторки відбувається за допомогою чотирьох ходових гвинтів.



а – вікно закрито; б – вікно відкрито; 1 – нижня плита, 2 – нижня гільза, 3 – верхня плита, 4 – верхня гільза, 5 – вертикальні стійки, 6 – циліндрична шторка

Рис. 2. Робоче вікно Velocity String

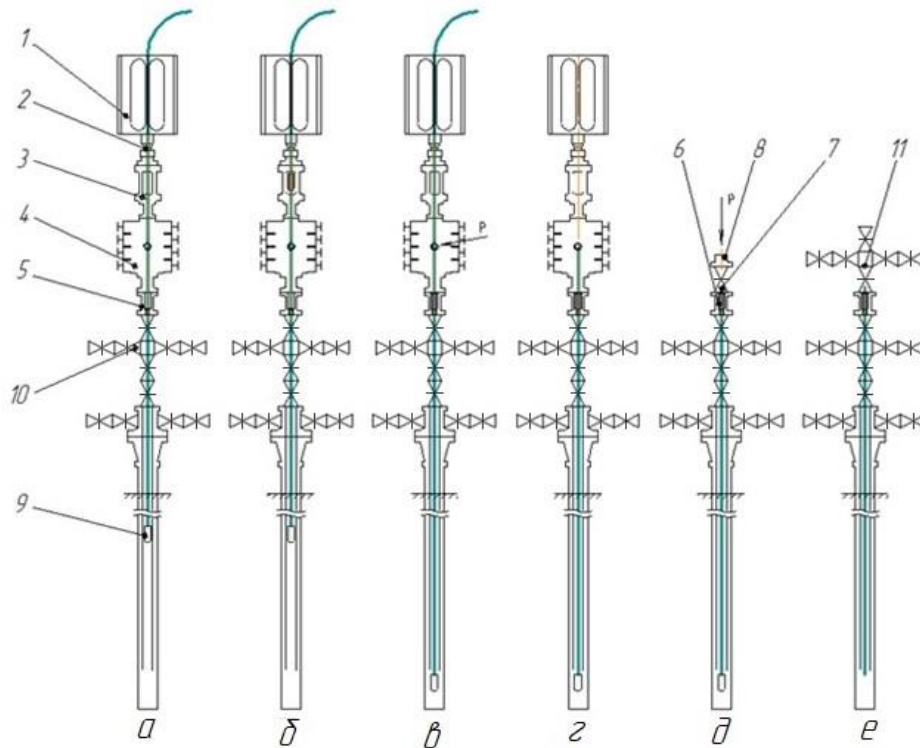
Кандидатами на такий спосіб експлуатації є свердловини, в яких вибійний тиск знижується настільки, що свердловина не може стабільно піднімати рідину по НКТ. Для вибору свердловини кандидатом на експлуатацію Velocity String важливо перекопатися, що конструкція швидкісної колони VS забезпечить такий свердловині підйом рідини достатньо довго, щоб окупувати витрати на установку, оскільки пластовий тиск продовжуватиме падати.

Формулювання завдань досліджень. Завданням досліджень було проаналізувати принцип роботи системи Velocity String та технології переведення свердловини на експлуатацію Velocity String з врахуванням вимог, які висуваються перед свердловинами АТ «Укргазвидобування». Технологія переведення свердловини на експлуатацію Velocity String викладена в стандарті організації України СОУ 09.1-30019775-367:2022 «Свердловини на нафту і газ. Поточний ремонт свердловин та інтенсифікація видобутку із застосуванням колтюбінгових установок. Класифікатор робіт та порядок їх проведення».

Мета роботи полягає в підвищенні ефективності видобутку вуглеводнів шляхом впровадження ефективного способу експлуатації свердловини за технологією Velocity String, викладеною в СОУ «Свердловини на нафту і газ. Поточний ремонт свердловин та інтенсифікація видобутку із застосуванням колтюбінгових установок. Класифікатор робіт та порядок їх проведення». Проаналізувати роботу свердловини експлуатаційного фонду ГПУ «Полтавагазвидобування», переведеної на таку форму експлуатації.

Виклад основного матеріалу досліджень. В розробленому класифікаторі робіт із застосуванням колтюбінгових установок наведено запровадження даної технології експлуатації свердловини наступним чином. Схема робіт наведена на рис. 3.

Розміщують на робочому майданчику технологічне обладнання, містки для обслуговування обладнання. Заводять кінець БДТ в інжектор. Закривають шлейфові та надкорінну засувки ФА, стравлюють тиск з ФА на факельний амбар до атмосферного, демонтують верхню частину ФА вище хрестовини, монтують та закріплюють над хрестовиною трубу підвіску VS.



1 – інжектор колтбінгової установки, 2 – стріп-пакер, 3 – робоче вікно, 4 – чотирикорпусний превентор, 5 – котушка корпусу трубної підвіски VS, 6 – рознімні елементи підвіски у зборі навколо колтбінгової труби, 7 – зовнішня опресувальна пробка, 8 – опресувальний фланець, 9 – башмачна пробка, 10 – ялинка ФА для обв’язування існуючої колони НКТ, 11 – «мала» ялинка ФА для обв’язування додаткової ліфтової колони

Рис. 3. Схема встановлення в свердловину додаткової ліфтової колони VS

Пропускають для контролю через перехідну котушку, превентор та робоче вікно утримуючі та ущільнюючі елементи підвіски VS, змонтовані на відрізьку-імітаторі колтбінгової труби (до монтажу на гирлі). Необхідно впевнитись, що всі елементи безперешкодно проходять через робочі отвори. Встановлюють на підвіску VS превентор та робоче вікно із стріп-пакером.

Встановлюють та закріплюють інжектор перед свердловиною для встановлення на кінець БДТ зрізної башмачної пробки, проводять тест на зрізання башмачної пробки на поверхні. Обладнують кінець БДТ пробкою. Встановлюють інжектор на противикидне обладнання. Опресовують змонтоване противикидне обладнання та обладнання водою на тиск, рівний тиску опресування ФА, у присутності представника САРС «ЛІКВО» (опресування проводити без закачування рідини в БДТ через блок глушіння чи боковий відвід на превенторі).

Перевіряють барабан та кінець БДТ на наявність збільшення тиску в БДТ. При наявності збільшення тиску необхідно переустановити зрізну пробку, перевірити фланцеві з’єднання та повторно провести опресування. Після цього потрібно скласти акт про опресування та отримати дозвіл на проведення робіт. Відкривають надкорінну засувку ФА. Виводять малий затрубний простір на факельний амбар чи систему збору. Спускають БДТ зі швидкістю до 10 м/хв до запланованої глибини без циркуляції (рис. 3, а). Кожні 500 м необхідно виконувати тягові випробування та стежити за вагою БДТ. При досягненні запланованої глибини закріплюють БДТ в превенторі (закривши утримуючі та трубні плашки). Фіксують закриття плашок за допомогою штурвалів (проводять закриття з урахуванням кількості обертів штурвалів). Перевіряють утримання труби превентором. Стравлюють тиск над трубними плашками. Відкривають робоче вікно та монтуєть рознімні ущільнюючі та утримуючі елементи підвіски VS на БДТ (перед тим очищують зовнішню поверхню БДТ у місці встановлення елементів утримувача) (рис. 3, б).

Заміряють та записують відстань від верху верхнього рознімного елементу підвіски до стопорних гвинтів котушки. Закривають робоче вікно. Врівноважують тиски під і над трубними плашками превентора. Необхідно впевнитись у герметичності робочого вікна. Фіксують превентор та проводять відкриття трубних та утримуючих плашок. Дотримуючись вимірної відстані, допускають БДТ із мінімальною швидкістю до посадки елементів підвіски в котушку (рис. 3, в). Розвантажують інжектор до ваги 0 т. Виконують тест утримуючих сухарів повільним розвантаженням БДТ до 1 т на ГІВ (гідравлічному індикаторі ваги). Стопорять стопорні гвинти котушки підвіски. Підбивають насосний агрегат до бокового фланця превентора. Опресовують нагнітальні лінії насосного агрегату водою на тиск, $1,5 P_{оч}$ (очікуваний тиск), але не більше тиску опресування ФА. Опресовують ущільнюючі елементи підвіски на тиск $1,1 P_{оч}$ на гирлі свердловини, у присутності представника САРС «ЛІКВО». Складають акт про опресування. Докріплюють стопорні гвинти котушки підвіски. Стравлюють тиск із порожнини між підвіскою і стріп-пакером. Проводять різання труби БДТ за допомогою зрізних плашок превентора. Піднімають інжектором відрізаний торець труби до рівня стріп-пакеру (рис. 3, г). Роз'єднують обладнання по верхньому фланцю трубної підвіски VS. Демонтують інжектор і противикидне обладнання. Відрізають і зачищають терпугом вільний кінець БДТ на рівні 70-90 мм над верхнім фланцем трубної підвіски VS. Встановлюють на торець БДТ зовнішню герметизуючу пробку. Монтують на верхній фланець підвіски VS буферну засувку з опресувальним фланцем (рис. 3, д). Підбивають насосний агрегат до фланця та проводять опресування пластовою водою з'єднання засувки тиском, рівним тиску опресування ФА. Демонтують опресувальний фланець. Демонтують через повністю відкриту буферну засувку зовнішню герметизуючу пробку (використовують штангу-знімач). Закривають буферну засувку.

Монтують «малу» ялинку фонтанної арматури. Проводять опресування «малої» ялинки ФА технічною водою при закритій буферній засувці на тиск $1,1 P_{оч}$, але не більше тиску опресування ФА. Опресування проводять у присутності представника САРС «ЛІКВО». Складають акт про опресування. Підбивають до бокового відводу «малої» ялинки ФА азотну установку для проведення зрізання башмачної пробки на нижньому кінці БДТ. Опресовують нагнітальні лінії насосного агрегату водою на тиск $1,5 P_{оч}$, але не більше тиску опресування ФА. Опресовують ущільнюючі елементи підвіски на тиск $1,1 P_{оч}$ на гирлі свердловини, у присутності представника САРС «ЛІКВО».

Закачують азот у БДТ до зрізання башмачної пробки (рис. 3, е), але не перевищуючи тиск 18-20 МПа (в залежності від кількості зрізних штифтів на пробці). Відстежують зростання та різке падіння тиску під час нагнітання азоту. Якщо зрізання не відбулося, повторюють процес, попередньо заповнивши БДТ необхідною кількістю пластової води за допомогою насосного агрегату. Необхідно впевнитись у зрізанні башмачної пробки за показаннями манометру.

Від'єднують азотну установку. Закривають фонтанну арматуру. Демонтують обладнання. Передають свердловину Замовнику.

Впровадження технології на свердловинах АТ «Укргазвидобування».

АТ «Укргазвидобування» провело декілька технологічних операцій із запровадження експлуатації Velocity String:

- св. № 18 Куличихінського НГКР (ГПУ «Полтавагазвидобування», роботи проведено 08-10.12.2020 р., БДТ спущено в інт. 0-2550 м);

- св. № 15 Південно-Грабівське ГКР (ГПУ «Львівгазвидобування», роботи проведено 05-23.07.2021 р., БДТ спущено в інт. 0-996 м, отримано дебіт 3,4 тис.м³/добу, видобуто за 2021 р. 210 тис.м³, очікуваного результату не отримано, необхідне тривале виведення на режим);

- св. № 3 Єфремівського ГКР (ГПУ «Шебелинкагазвидобування», роботи проведено 27-29.01.2022 р., БДТ спущено в інт.0-2456 м).

Пропонуємо розглянути досвід використання технології експлуатації свердловини із застосуванням швидкісної колони Velocity String на свердловині № 18 Куличихінського НГКР ГПУ «Полтавагазвидобування».

Свердловина № 18 Куличихінського НГКР ГПУ «Полтавагазвидобування» введена в експлуатацію у січні 1994 р. У січні 2005 р. під час КРС свердловина переведена га гор. ФМ-1-2а. Проведені ГДС визначили інтервали 4169-4172 як обводнений, а в інт. 4084-4086 відмічено

порушення цілісності експлуатаційної колони. З метою водоізоляції встановлено цементний міст в інт. 4150-4197. У серпні 2008 р. свердловина припинила фонтанування. У вересні 2015 р. свердловину введено в експлуатацію з дебітом 4 тис.м³/добу. Після КРС 12.2019-08.2020 проведено освоєння за допомогою КУ. Працювала нафтою з попутним газом, почала самозадавлюватись. Для запобігання зупинення свердловину було вибрано для впровадження технології експлуатації Velocity String.

На свердловині № 18 Куличихінського НГКР були проведені роботи з переведення на експлуатацію із застосуванням швидкісної колони Velocity String за технологією, наведеною вище. В свердловину були спущені БДТ діаметром 36,1 мм в інтервалі 0 - 2550 м. Після запровадження системи Velocity String свердловина почала працювати одночасно в нафтовому і газовому фонді (таблиця).

Робота св. № 18 Куличихінського НГКР після переведення на систему Velocity String

місяць	горизонт ФМ-1-2а (нафтовий)				горизонт В-196, 20 (газовий)				відпрацювання днів за місяць	примітки
	середньодобовий видобуток		видобуток в даному місяці		с/д видобуток газу, т.м ³ /добу	видобуток в даному місяці				
	нафти, т	води, м ³	нафти, т	води, м ³		газу, т.м ³	конденсату, т	води, м ³		
11.2020	63,19	0,00	315,93	0,00	-	-	-	-	5	продувка КУ
12.2020	28,68	0,00	430,16	0,00	-	-	-	-	15	газліфтна експлуатація
01.2021	15,72	0,00	330,08	0,00	-	-	-	-	21	очікує капремонту
02.2021	7,77	2,61	38,86	13,05	-	-	-	-	5	введення в роботу, система Velocity String
03.2021	9,24	0,15	286,39	4,77	-	-	-	-	31	система Velocity String
04.2021	2,60	0,00	75,29	0,00	-	-	-	-	29	система Velocity String
05.2021	3,18	0,02	98,46	0,50	-	-	-	-	31	система Velocity String
06.2021	1,06	0,00	31,90	0,00	65,1	1953,1	258,9	0,0	30	система Velocity String, працює одночасно в газовому і нафтовому фонді
07.2021	0,06	0,00	2,00	0,00	52,2	1619,4	138,4	0,0	31	-/-
08.2021	0,63	0,00	19,40	0,00	44,6	1382,5	56,8	28,4	31	-/-
09.2021	4,07	1,22	121,97	36,47	47,6	1427,4	56,8	28,4	30	-/-
10.2021	0,64	0,88	19,97	27,40	28,6	887,4	173,8	28,4	31	-/-
11.2021	0,18	0,27	5,30	7,99	32,2	964,4	266,9	14,0	30	-/-
12.2021	0,16	0,48	5,00	15,00	45,2	1400,4	409,1	32,0	31	-/-
01.2022	0,03	0,16	1,00	5,00	60,1	1862,7	293,5	5,0	31	-/-
02.2022	0,03	0,00	0,90	0,10	59,7	1671,6	203,2	7,0	28	-/-
03.2022	0,02	0,00	0,50	0,10	62,0	1920,6	208,2	10,6	31	-/-
04.2022	0,04	0,01	1,34	0,30	62,0	1860,1	254,7	15,8	30	-/-
05.2022	0,03	0,00	1,00	0,00	60,6	1878,2	154,7	9,0	31	-/-
06.2022	0,03	0,00	1,00	0,00	47,5	1425,7	87,1	37,3	30	-/-
07.2022	0,03	0,00	1,00	0,00	42,6	1320,4	100,2	7,2	31	-/-
08.2022	0,78	0,00	24,20	0,00	36,6	1133,8	87,3	0	31	працює одночасно в газовому і нафтовому фонді, вилучення Velocity String

- місяць вводу в експлуатацію системи Velocity String

Як видно з таблиці, до введення в роботу системи Velocity String свердловина працювала в нафтовому фонді по гор. ФМ-1-2а та швидко задавлювалася. Впровадження системи Velocity String сповільнило обводнення свердловини. Після долучення газового горизонту В-19б, 20 свердловина має досить високі та стабільні видобувні показники з видобутку газу, періодично видобувають нафту. В цілому, впровадження системи Velocity String дозволило не допустити повного обводнення свердловини та мати додатковий видобуток газу 21574 тис.м³ та 2662 тонн конденсату за рік експлуатації (станом на 08.2022 р.), за час експлуатації системи із свердловини видобуто 711 тонн нафти.

22 серпня 2022 р., з метою проведення ревізії, швидкісну колону було успішно вилучено із свердловини.

Висновки:

1. Здійснено аналіз технології експлуатації свердловини із застосуванням швидкісної колони Velocity String.

2. Наведено технологію експлуатації свердловини із застосуванням швидкісної колони Velocity String, викладену у класифікаторі робіт із застосуванням колтюбінгових установок СОУ 09.1-30019775-367:2022 «Свердловини на нафту і газ. Поточний ремонт свердловин та інтенсифікація видобутку із застосуванням колтюбінгових установок. Класифікатор робіт та порядок їх проведення».

3. Наведено досвід використання технології експлуатації свердловини із застосуванням швидкісної колони Velocity String на свердловині № 18 Куличихінського НГКР ГПУ «Полтавагазвидобування». Свердловина працює одночасно в нафтовому і газовому фонді.

Список літератури

1. *Галушка Р.* Наш головний напрямок розвитку – складні технологічні операції завдяки використанню високоефективного колтюбінгового обладнання [Текст] / *Р. Галушка* //Нафтогазовий бюлетень. Щотижневий дайджест новин "НЬЮФОЛК НКЦ". – 2020. – № 20 (326). – С. 12-15.

2. *Паршукова Л.О.* Ремонт скважин с использованием установки «Непрерывная труба» [Текст] / *Л.А. Паршукова, Д.С. Леонтьев.* – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 72 с.

3. *Катеринчук П.О.* Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин [Текст] / *П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик.* – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.

4. *Bharath Rao* Designing coiled tubing velocity string// CITES. L.S. April 9, 1999. (Дизайн швидкісної колони колтюбінгових труб// CITES, квітень, 1999 р.).

Надійшла до редакції 20.01.22

УДК 622.279.5

О.М. Шендрик
(УкрНДЦгаз)

ЩОДО ВИМОГ ДО КОНТРОЛЮ І КЕРУВАННЯ РОБОЧИМИ ПАРАМЕТРАМИ СВЕРДЛОВИН НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

Розглядаються особливості контролю та керування робочими параметрами свердловин на виснажених газоконденсатних родовищах. Наводиться спосіб організації роботи таких свердловин із залученням сучасного цифрового обладнання.

Peculiarities of control and management of operating parameters of wells in depleted gas condensate fields are considered. A method of organizing the work of such wells with the involvement of modern digital equipment is given.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Робота свердловин виснажених родовищ супроводжується такими найбільш поширеними проблемами, як обводнення, утворення солевих відкладень в насосно-компресорних трубах (НКТ) та пов'язані з ними зниженнями видобутку газу [1]. Ці показники впливають на продуктивність свердловин і тісно між собою пов'язані. Вони потребують на сумісний контроль та аналіз. Крім того, важливу роль у цьому питанні відіграють події несистемного характеру (зупинки, промивки, продувки свердловин), які здатні кардинально вплинути на роботу свердловини та на аналіз показників її роботи. Все це вимагає застосування нових технічних рішень та підходів до контролю за роботою свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. На даний час в газовидобувній промисловості ведеться контроль за роботою свердловин за індивідуальною схемою, при якій аналізуються параметри окремих свердловин незалежно від впливу на динаміку відбирання газу поточних змін газодинамічних та термобаричних параметрів газу, які обумовлені перемінними режимами роботи сусідніх свердловин, режимами роботи вихідних газопроводів, подіями несистемного характеру (зупинки, дослідження, ремонт свердловин тощо).

Разом із застосуванням аналогових приладів, застосування відокремлених цифрових кластерів контролю та керування робочими параметрами свердловин мають наступні недоліки:

- для аналізу беруться статичні усереднені дані про показники роботи свердловин, які вже не в змозі повноцінно відображати характер процесів, що відбуваються у підземному об'єкті свердловин;

- часто не враховується вплив подій несистемного характеру, які здатні докорінно змінити режим роботи свердловини і вносять значні похибки до аналізу процесів, які в ній відбуваються;

- відсутність синхронізації змін режимів роботи свердловин та подій несистемного характеру знижує достовірність контролю за роботою свердловин і ускладнює прогнозування ускладнень, які можуть виникати під час їх експлуатації.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. В цій роботі стоїть завдання вдосконалення підходів та вимог до контролю і керування робочими параметрами свердловин на виснажених газоконденсатних родовищах з метою стабілізації видобутку газу.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність. Часто робота свердловини на виснаженому родовищі відбувається в умовах нестабільних аномально-низьких пластових тисків, при яких формується певна динаміка фазових переходів складових флюїду. Це безпосередньо впливає на дебіти свердловин і вимагає посилення контролю робочих параметрів свердловин через застосування on-line моніторингу з використанням цифрових приладів та сучасних засобів internet-комунікацій. Якісний контроль параметрів та вчасний аналіз їх динаміки і використання у виробництві необхідні як важлива складова в роботі із стабілізації дебітів свердловин.

На вибої та в НКТ відбуваються процеси конденсації та випаровування важких домішок газу різної інтенсивності. У разі відносної стабільності дебітів і робочих параметрів свердловини динаміку обводнення свердловин та процесів солеутворення можна певною мірою спрогнозувати. Це дозволить вдосконалити прогнозування дебітів свердловин та підвищить якість планування виробничих показників газовидобувних підприємств.

В більшості випадків інтенсивність пластової фільтрації змінюється дуже повільно, тому її можна вважати незмінною протягом однієї чи кількох діб. Відповідно і приток рідини на вибій також змінюється повільно. А більш динамічні зміни дебіту свердловин виснажених родовищ найчастіше пов'язані з тимчасовими процесами накопичення рідини на вибої чи із солеутворенням в НКТ цих свердловин. При сталих режимах відбирання газу поступові природні процеси накопичення рідини на вибої та солеутворення мають інерцію і певні закономірності. За умов некритичних коливань тиску динаміка таких процесів піддається прогнозуванню, що значно полегшує і здешевлює ведення профілактичної роботи щодо недопущення цих ускладнень. Між тим, під час змін режимів відбирання газу змінюється і баричний режим, що безпосередньо впливає на дебіт [2], динаміку фазових переходів рідких домішок флюїду, динаміку

процесів обводнення і солеутворення в НКТ. І чим більша динаміка баричних змін, тим інтенсивніші ускладнення в роботі свердловини та коливання дебітів.

Також до причин динамічних змін тиску на вибої (протитиску по відношенню для пласту) та дебітів свердловин можна віднести зовнішні фактори. Це може бути тривала (сезонні коливання тиску у газопроводах) чи постійна (реконструкція ДКС для зниження тисків у газопроводах) зміна режиму відбирання газу, яка безпосередньо змінює тиски газу на вибої.

До зовнішніх факторів впливу на вибійний тиск та процеси фазових переходів в НКТ (випаровування, конденсації, кристалізації) також відносяться події несистемного (нециклічного) характеру – зупинки, промивки, продувки, освоєння, дослідження, поточний і капітальний ремонт свердловин, установки комплексної підготовки газу (УКПГ) чи дотискні компресорні станції (ДКС). Всі ці свердловинні операції пливають на закономірності і динаміку ускладнень в роботі підземного обладнання і погіршують прогнозованість роботи свердловин. За таких умов зростають вимоги до контролю робочих параметрів газовидобувного обладнання на родовищі в цілому, оскільки в умовах аномально-низьких тисків взаємний газодинамічний зв'язок навіть сусідніх по вузлу вхідних шлейфів (ВВШ) УКПГ свердловин має значний вплив (рис. 1). Тому для підвищення ефективності аналізу індивідуальна періодична схема контролю робочих параметрів свердловин не підходить.

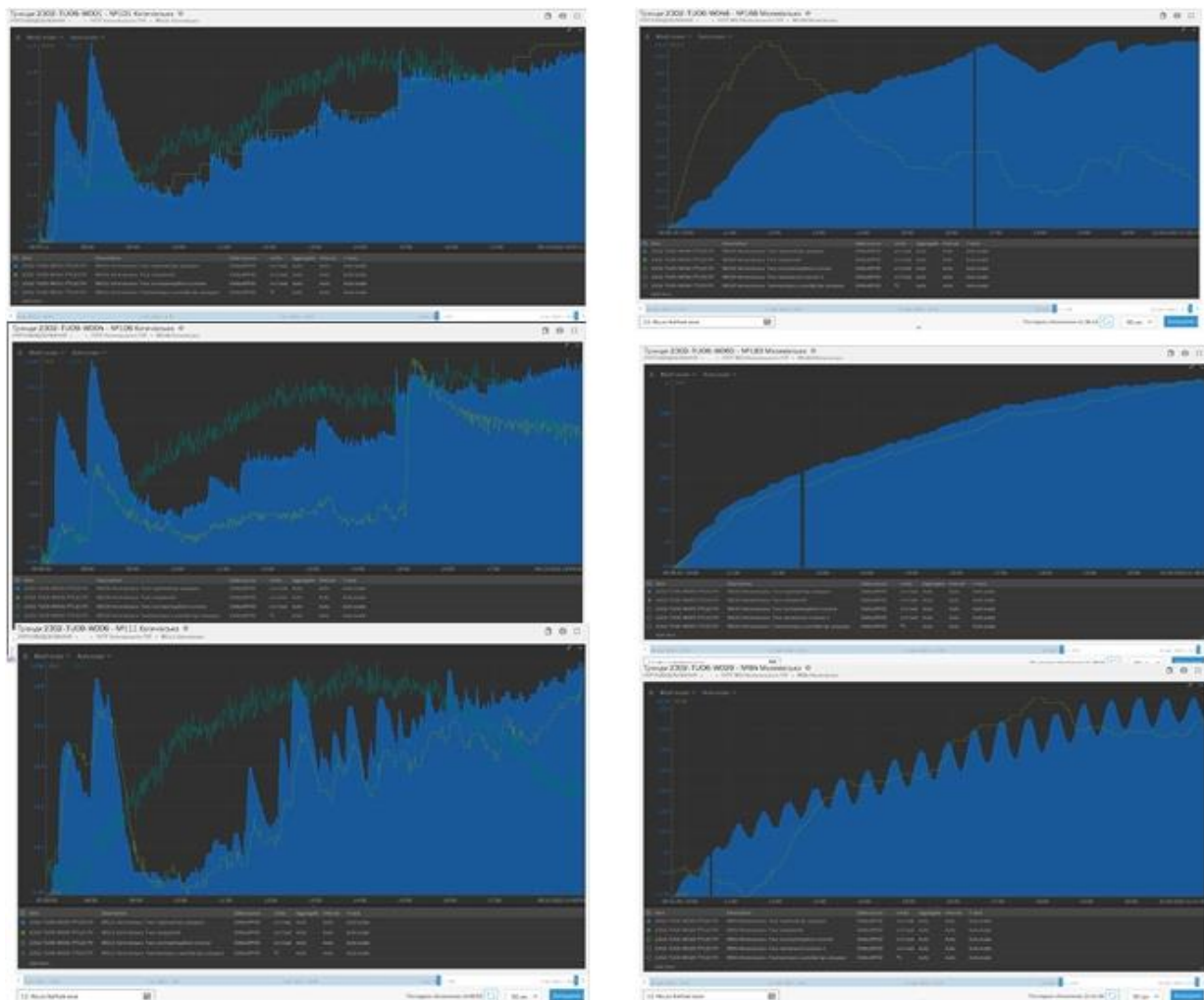


Рис. 1. Синхронні зміни устєвих тисків трубного простору на суміжних свердловинах, що підключені до спільного ВВШ

Важливим показником контролю робочих параметрів свердловин стає вологовміст газу, на відміну від температури точки роси він показує відношення маси пари до маси сухого газу і дає змогу відстежувати динаміку фазових переходів води у НКТ свердловин, яка є ключовою для прогнозування процесів солеутворення та обводнення свердловин. Для цього датчики вологомірів необхідно встановлювати на устях свердловин. Досвід експлуатації устевих систем моніторингу вже існує. Треба тільки доповнити існуючі схеми датчиками вологовмісту. Вартість таких сучасних датчиків постійно знижується, а їх функціонал вдосконалюється.

Таким чином, додаються вимоги і до архітектури сучасних систем - автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП), у складі яких необхідно поєднувати та синхронізувати вимірювальне обладнання на устях свердловин, їх вхідних вузлах підключення до УКПГ, на газовидобувному обладнанні УКПГ та вихідних газопроводах. До роботи таких АСК ТП треба додавати систему збирання інформації про події несистемного впливу з описом показників, які впливають на роботу свердловин (час, початковий та кінцевий тиск зупинки, кількість закачаної води чи розчину тощо) та додатково синхронізувати ці події з базою даних, яка формується в АСК ТП.

Саму АСК ТП необхідно інтегрувати за ієрархічним принципом [3] до MES, SAP та CRM рівнів керування газовидобувним підприємством (рис. 2).



Рис. 2. Ієрархічний принцип побудови рівнів керування газовидобувним підприємством

Висновки:

1. Вимоги ефективної організації контролю процесів у підземному обладнанні свердловин, які призводять до ускладнень видобутку газу і зниженню дебіту, передбачають обладнання та синхронізацію роботи датчиків робочих параметрів (тиск, температура, вологовміст) на устях та ВВШ свердловин, УКПГ та вихідних газопроводах, збирання та синхронізацію з АСК ТП інформації про події несистемного впливу на роботу свердловин.

2. АСК ТП необхідно інтегрувати до системних рівнів керування газовидобувним підприємством.

Список літератури

1. Фик І.М. Підвищення видобутку газу оптимізацією термобаричних умов експлуатації свердловини [Текст] / І.М. Фик, О.М. Шендрик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 4 (21). – С. 66-71.

2. Фесенко Ю.Л. Особливості визначення дебітів свердловин газових та газоконденсатних родовищ пізньої стадії розробки [Текст] / Ю.Л. Фесенко, І.М. Фик, С.В. Кривуля, О.М. Шендрик, В.І. Коцаба // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – С. 172-177.

3. Фесенко Ю.Л. Комплексне рішення контролю роботи газових свердловин та керування режимами відбору газу – інноваційний шлях підвищення ефективності розробки родовищ та зниження виробничих витрат [Текст] / Ю.Л. Фесенко, І.М. Фик, О.М. Шендрик // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 4 (9). – С. 43-47.

Надійшла до редакції 11.01.2022

УДК:620.193:622

А.П. Мельник, докт. техн. наук
(УкрНДГаз)

ЩОДО ОЦІНКИ ЗМІН КОРОЗІЙНОЇ АГРЕСИВНОСТІ ГАЗІВ

Запропоновано оцінювати зміни корозійної агресивності вуглекислого газу, сірководню і кисню за змінами парціальних тисків та за їх змінами оперативно впливати на захист від корозії інгібіторами. Для визначення абсолютної вологості по стовбуру свердловини і оцінки плівкового режиму течії води в процесі конденсації одержано модифіковані залежності і аналітичний вираз.

It is proposed estimate the corrosive aggressiveness of carbon dioxide, hydrogen sulfide, and oxygen based on changes in partial pressures and to quickly influence corrosion protection by these changes. To estimate the absolute humidity along the wellbore and to estimate the film regime of water flow in the process of condensation, modified dependences on pressure and temperature and an analytical expression were obtained.

Постановка проблеми. Під час експлуатації нафтових, газових і газоконденсатних свердловин, ємностей, газопроводів, комунікацій газових промислів і газопереробних заводів до 30 % пошкоджень обладнання відбувається через їх корозійні пошкодження, які інтенсифікуються у присутності вуглекислого газу, сірководню, кисню та різних інших корозійних середовищ [1-3]. На вітчизняних родовищах до найбільш корозійно небезпечних відносяться гази, які, розчиняючись у водній фазі, під впливом тиску і температури зумовлюють корозійні процеси та зменшують терміни працездатності, зокрема дуже вразливих до корозії насосно-компресорних труб. Поточний корозійний вплив вуглекислого газу і сірководню на обладнання оцінюють величинами їх парціальних тисків. Разом з цим, поточні парціальні тиски вказують тільки на відмінність від небезпечних меж та не надають уявлення про те, як вони змінюються порівняно з попереднім періодом і про те, як змінились корозійні умови у свердловині, що передбачає збільшення або зменшення інтенсивності проти корозійних заходів. У зв'язку з цим, з'ясування того, на що потрібно орієнтуватись стосовно коригування захисту від корозії під впливом корозійно небезпечних газів, складає актуальну задачу нафтогазової галузі.

Мета і задачі дослідження. Виходячи з актуальності, мета дослідження полягає у розробці підходу щодо оцінки зменшення чи збільшення корозійної агресивності вуглекислого газу, сірководню і кисню у нафтогазовидобувному обладнанні, зокрема по стовбуру насосно-компресорних труб, шляхом співставлення поточних парціальних тисків з попередніми парціальними тисками.

Аналіз літературних даних. Корозійний вплив вуглекислого газу, сірководню, кисню на нафтогазовидобувне обладнання оцінюють за їх концентраціями і парціальними тисками, які розраховують за добутком концентрації на загальний тиск. Для з'ясування впливу, наприклад, вуглекислого газу, досліджують, як у підході Де Ваарда - Мілліамса [4], вплив парціального тиску і температури, в моделі NORSOK M-506 [5] до цієї моделі додано вплив величини pH в межах 3,5-6,5, парціального тиску сірководню до менше 0,05 МПа, органічних кислот більше 100 мг/л, міцність металу за інтервалу температур 278–423 К. В [6] розглядається вплив леткості CO_2 через коефіцієнт фугитивності з додаванням впливу вуглеводнів, гліколів, швидкості рідинної фази і діаметру труби з обмеженнями загального тиску менше чи більше 25 МПа на швидкість корозії. В [7] досліджено вплив на швидкість корозії тиску в межах 5 – 30 МПа, величини pH в інтервалі 3,5-6,5, температури 283 – 394 К за концентрації вуглекислого газу 1 % мольний. В [8] розглянуто вплив на швидкість корозії концентрації іонів заліза у водній фазі як інтегрального показника, що враховує вплив всіх корозійних факторів, дебіту продукції і діаметру насосно-компресорних труб. Разом з тим, ці та інші дослідження і пропозиції, використовуючи складні математичні моделі, що потребують вимірювання цілого ряду параметрів, встановлюють фактичну швидкість корозії на момент вимірювання і не дають можливості

встановити як впливає той чи інший газ на корозійну агресивність у середовищі конкретної свердловини чи іншого нафтогазовидобувного обладнання в порівнянні з попередніми періодами.

Методи досліджень. Для оцінки збільшення і зменшення корозійної агресивності газів використано запропоновану математичну обробку парціальних тисків.

Результати і обговорення. Корозійну агресивність вуглекислого газу і сірководню оцінюють, порівнюючи поточні розраховані за концентрацією і загальним тиском, парціальними тисками, корозійно небезпечні межі яких прийнято 0,2 МПа і 0,35 кПа, відповідно. Їх перевищення вимагає застосування термінових протикорозійних заходів. З цього витікає те, що при змінах технологічних режимів видобування вуглеводнів, зокрема загального тиску, відбуваються зміни і парціального тиску. Як такі зміни впливають на корозійну агресивність того чи іншого газу невідомо. Зміни корозійної агресивності K_a можна оцінити шляхом визначення відношення різниці між поточним парціальним тиском P_p і парціальним тиском за минулий період P_m , віднесеної до парціального тиску за минулий період. При цьому, одержана величина зі знаком “+” свідчить про те що, корозійна агресивність газу збільшилась, а зі знаком “-” вказує на зменшення корозійної агресивності. Розраховані за таким підходом зміни корозійної агресивності (табл. 1) вуглекислого газу і сірководню у вибійній зоні (в), усті (у) і затрубному просторі (зт) свідчать про те, що на вибої $\approx 62\%$ свердловин та усті і затрубному просторі $\approx 48\%$ свердловин корозійна агресивність вуглекислого газу зменшилась на 2,7 - 48 %, 0,3 - 18 % і 0,4 - 49 %, відповідно.

Таблиця 1

Зміни корозійної агресивності вуглекислого газу і сірководню по свердловинах Березівського родовища

Св. №	Збільшення (+) або зменшення (-) агресивності K_a , %					
	$K_{авCO_2}$	$K_{ауCO_2}$	$K_{азтCO_2}$	$K_{авH_2S}$	$K_{ауH_2S}$	$K_{азтH_2S}$
Березівське родовище, західне склепіння						
102	+3,8	+3,1	-49,8	+0,1	+08	-50,7
108	+163	+170	+170	-18,1	-14,1	-20,3
122	-27,7	-13,4	-13,4	-27,4	-14,1	-14,1
202	-21,7	-13,4	+58,3	-21,3	-14,1	-23,7
128	-17,5	+12,6	-15,3	-17,7	+14,5	-14,1
130	-18,7	-9,3	-17,5	-18,5	-12,8	-18,4
136	-30,5	+0,6	-5,2	-30,3	+0,2	-7,8
203	-18,8	-29,3	-21,0	-18,0	-29,1	-24,0
150	+23	+25,9	+20,0	+22,1	+26,1	+24,8
200	-8,5	-18,5	-9,1	-8,0	-16,2	-7,4
201	+57,2	-5,8	+0,5	+56,6	-6,3	-0,1
206	-48,0	+4,0	+316	-48,1	+3,5	+284
Березівське родовище, східне склепіння						
33	-44,1	-4,7	-36,1	-63,2	-33,1	-57,1
116	+4,3	-1,8	-0,4	+4,8	+0,1	-0,2
123	-5,8	+7,6	-24,3	-8,2	+0,2	-24,7
117	-2,7	-1,4	+0,5	-3,4	-0,1	-0,2
120	+171	+395	+147	+6,7	+88,0	+6,8
124	-21,4	-0,3	-15,6	-22,5	+0,3	-16,9
126	+15,6	+15,4	+18	+14,1	+12,5	-99,2
135	+29,2	+48,2	+27	+29,3	+53,0	+29,2
204	-37,5	-85,0	-37,9	-93,3	-85,0	-74,5

Корозійна агресивність сірководню на вибої 62 % свердловин, на усті в 42 % і затрубному просторі на 66 % свердловин також зменшилась в порівнянні з попереднім періодом.

Розрахунки змін корозійної агресивності за максимальними тисками у свердловинах Котелевського родовища (табл. 2) свідчать про те, що у вибійній зоні 51,6 %, на усті 58 % і у затрубному просторі 67,7 % свердловин корозійна агресивність вуглекислого газу зменшилась. Корозійна агресивність сірководню зменшилась у вибійній зоні 70,9 %, на усті 64 % і затрубному просторі 67,7 % свердловин. На решті більшості свердловин корозійна агресивність газів збільшилась, а у деяких свердловинах змін агресивності не відбулось. При цьому, в одній і тій самій свердловині за рахунок, в основному, змін тисків корозійна агресивність вуглекислого газу і сірководню змінюється у широких межах – від зменшення до збільшення. Орієнтуючись на ці зміни, потрібно коригувати захист від корозії у сторону збільшення чи зменшення його інтенсивності.

Таблиця 2

**Зміни корозійної агресивності вуглекислого газу і сірководню по свердловинах
Котелевського родовища**

Св. №	Збільшення (+) або зменшення (-) агресивності Ка, %					
	КавСО ₂	КауСО ₂	КазГСО ₂	КауН ₂ S	КазГН ₂ S	КавН ₂ S
24	+2,6/-76	0/-42,4	-42,6/0	0/-76	0/-42	-42/0
17	+2,0	0	-0,4	0/0	0	0/0
78	-91,8	-75,6	-75,6	-18,5	-75,6	-75,6
91	+1,1	0	+0,6	0	0	0
157	+149	0	-69/+149	-70/+150	0	-69,9/+96
107	-2,5/-3,2	-2,5/-3,2	-14,3/-40	-77/-2,3	-31/-2,3	-40/-14
95	+14,5	-57,5	-59,4	+12	-57	-57
96	0/-50	-24,9	-37,6	-50/0	-60/-40	-60/-40
79	+2,3	0	+2,3	-88/+2,5	0	-88/+924
81	-8,8	-7,2	-7,4	-94/-39	-81/+822	-81/+825
87	+3,0	+7,1	+6,8	0	+6,5	+6,6
89	+1,9	-10,6	-11,4	0	-10,9	-11
98	-9,3	+1,4	-16,7	-11	-70/-16	-70/-16
106	-10,4	+4,0/-18	+4,8/-18	-11	-30/-11	-18/+4
110	-23,1	-3,4	-1,7	-22,5	-3,6	-1,8
164	-8,6	+0,6/+2,9	-29/-8,9	-10,1	-30/-10	-30/-9,8
168	0	-5,3	-5,9	0	-5,6	-5,7
174	-2,1	+205	+200	+12	+199	+199
111	-7,6	+13,3	+12,8	-7,4	+13,4	+12,8
118	-37,2	-33,7	-33,2	-37,1	+1,8	-33,5
120	-50	-5,6	-5,6	-50,1	-81,2	-5,5
121	-80	-80	-80	-79,9	-79,9	-80
124	-3,4	-5,5	+22,6	-3,9	-5,7	+112
125	+97	+97	+33,9	-3,8	-5,6	+123
114	+0,5	-14,8	-15,4	0	-14,6	-15,3
116	+315	+315	+314	+50	+312	+313
200	-9,5	-26/-53	-26/-25	-10	-53/-27	-53/-26
201	-32,7	-75,0	-32,5	-75	-32,5	-32,5
122	-9,5	-21,8	-29,6	-10,1	-47,7	-29,1
123	-5,0	-2,0	-2,8	-4,8	-2,3	-2,8
202	+0,2	-3,8	+11,1	0	-4,6	+11,7

Примітка. Корозійну агресивність в чисельнику і знаменнику розраховано, виходячи з інтервалів парціальних тисків. Там, де наведено 0, означає, що зміни порівняно з минулим періодом не відбулись.

Ще одним корозійно небезпечним компонентом природного газу є кисень, який постійно зумовлює корозію обладнання у зв'язку з тим, що його парціальний тиск більше, ніж рівноважний парціальний тиск через утворення твердих (т) продуктів корозії. Зокрема для реакції $2\text{Fe} + \text{O}_2 = 2\text{FeO}$ вільна енергія ΔG утворення FeO дорівнює $\Delta G_{\text{FeO}} = -244,3 \text{ кДж/моль}$, тобто реакція відбувається самовільно за стандартних умов при $P_{\text{O}_2} = 101,3 \text{ кПа}$ і $T = 298$. Оцінку парціального тиску P_{O_2} , за яким корозія за цією реакцією відбуватиметься, можна здійснити, виходячи з того, що константа рівноваги K_p цієї реакції $K_p = 1/P_{\text{O}_2}$, а $\Delta G = -RT \ln K_p$ або $\Delta G = -RT 2,303 \log K_p$. Тоді $\log K_p = -\Delta G / (8,315 \cdot 2,303 \cdot T) = -(-244,3) / (8,315 \cdot 2,303 \cdot 298) = 42,8$, звідки $K_p = 10^{42,8}$ і $P_{\text{O}_2} = 1/K_p = 1/10^{42,8}$ – дуже мала величина. Тобто рівноважний парціальний тиск значно менше парціального тиску в середовищі, як це видно в порівнянні з парціальними тисками (табл. 3) у деяких свердловинах Березівського ГКР. Реакція також відбуватиметься при $T = 393$ ($\log K_p = 32,4$) та $T = 493$ ($\log K_p = 25,8$). Для реакції утворення Fe_2O_3 константа рівноваги $K_p = 10^{132,19}$. Рівноважний тиск $P_{\text{O}_2} = 1/(10^{132,19})^{2/3} = 1/(10^{132,19})^{0,67}$ – ще менша величина. Тому можна говорити про те, що корозія у присутності кисню у природному газі в умовах технологічних режимів вітчизняних родовищ відбувається постійно, а свердловини потребують оцінки корозійної агресивності кисню, яку здійснено для деяких свердловин (табл. 4) Березівського ГКР, і захисту від кисневої корозії у свердловинах, де відбувається збільшення агресивності.

Таблиця 3

Парціальні тиски кисню по глибині свердловин родовища

Св. №	Парціальні тиски кисню $P_{\text{O}_2} 10^{-3}$, МПа				
	$P_{\text{ВO}_2}$	$P_{\text{УO}_2}$	$P_{\text{ЗТО}_2}$	$P_{\text{ПО}_2}$	$P_{\text{СО}_2}$
33	1,2	0,6	0,8	1,90	1,34
111	3,16	1,9	2,28	6,56	4,73
116	3,02	1,81	1,9	3,09	1,94
123	2,89	1,98	3,72	19,3	13,2
117	9,46	6,91	7,05	9,54	7,11
120	6,31	4,32	4,32	10,8	7,40
124	4,2	1,82	2,85	7,13	4,84
126	3,85	2,56	2,62	8,21	5,58
135	4,26	2,85	2,96	7,83	5,45
204	0,88	1,29	2,36	5,09	3,48
208	11,47	7,37	8,04	24,3	17,0

Таблиця 4

Зміни корозійної агресивності кисню у вибійній зоні деяких свердловин Березівського ГКР

Св. №	108	122	202	136	111
Ка, %	-61,6	+3,7	+13,5	-47,7	-16,2
Св. №	33	117	120	124	135
Ка, %	-30,5	-12,2	-24,8	-22,4	-9,4

Примітка. Розраховано в порівнянні з 2019 р.

Відомо, що корозія по глибині НКТ відбувається нерівномірно. Є ділянки, на яких вона відбувається з найбільшою швидкістю. Тому такі ділянки пошкоджуються в першу чергу, зокрема через конденсацію води, яка насичена агресивними газами. Ділянку, на якій можливі найбільші корозійні пошкодження, можна оцінити за кількістю води, що перебуває на тій чи іншій глибині з додаванням води рідинної фази. Об'єм води, що конденсується з парової фази визна-

чається абсолютною вологістю газу, яка є функцією температури і тиску, може бути оцінений згідно з графічною залежністю [9]. Тобто в кожному конкретному випадку необхідно кількість вологості вибирати з цих графіків для використання в подальших розрахунках. Для спрощення розрахунків вказані залежності перетворено в аналітичні вирази для серії тисків у вигляді залежностей (рис. 1-3) і рівняння: $\omega = A \cdot 10^{-B/T}$, в якому ω - абсолютна вологість природного газу, кг/1000 м³; T – температура, К; A , B , C – константи, характерні для кожної величини тиску.

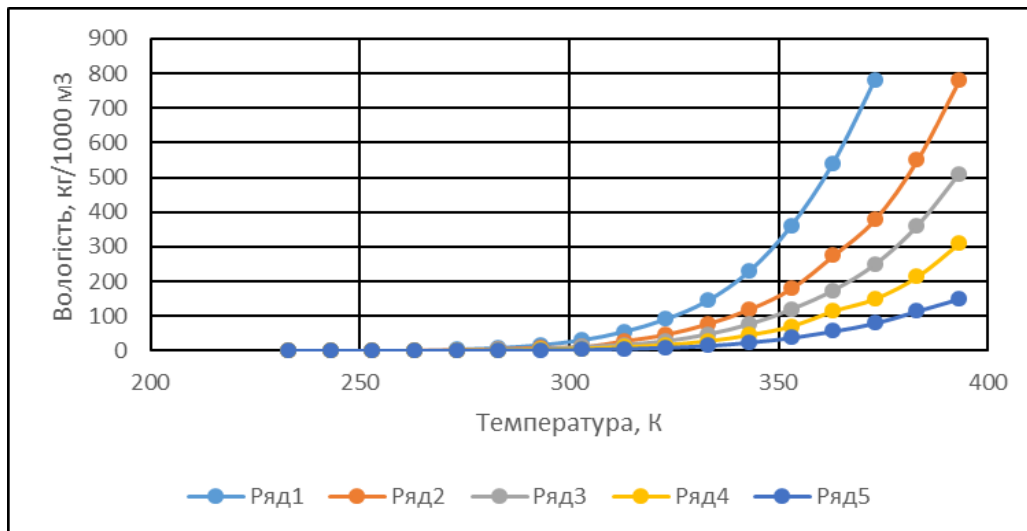


Рис. 1. Залежність абсолютної вологості від температури і тиску, МПа, де: 1 - 0,1; 2 - 0,2; 3 - 0,3; 4 - 0,5; 5 - 1,0

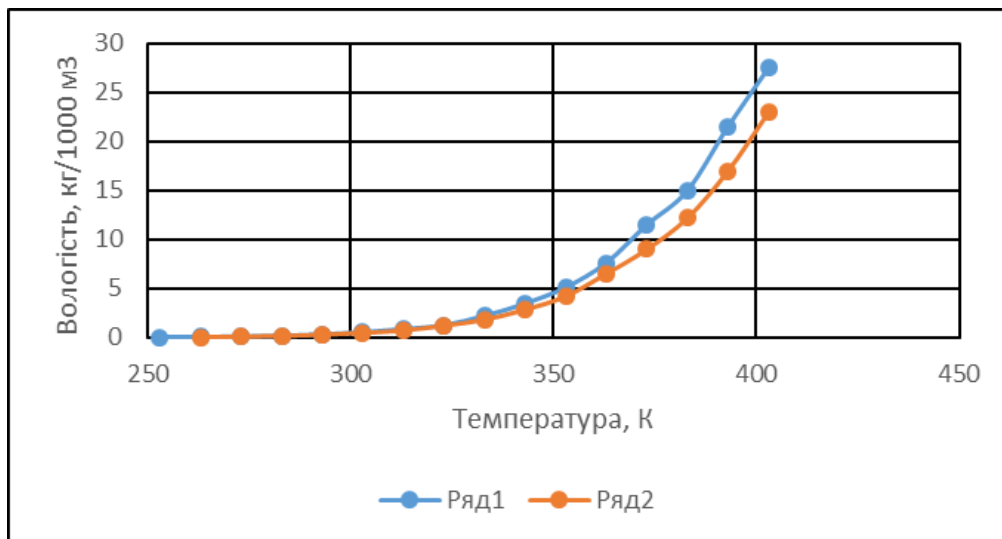


Рис. 2. Залежність абсолютної вологості від температури і тиску, МПа, де: 1 - 10; 2 - 12

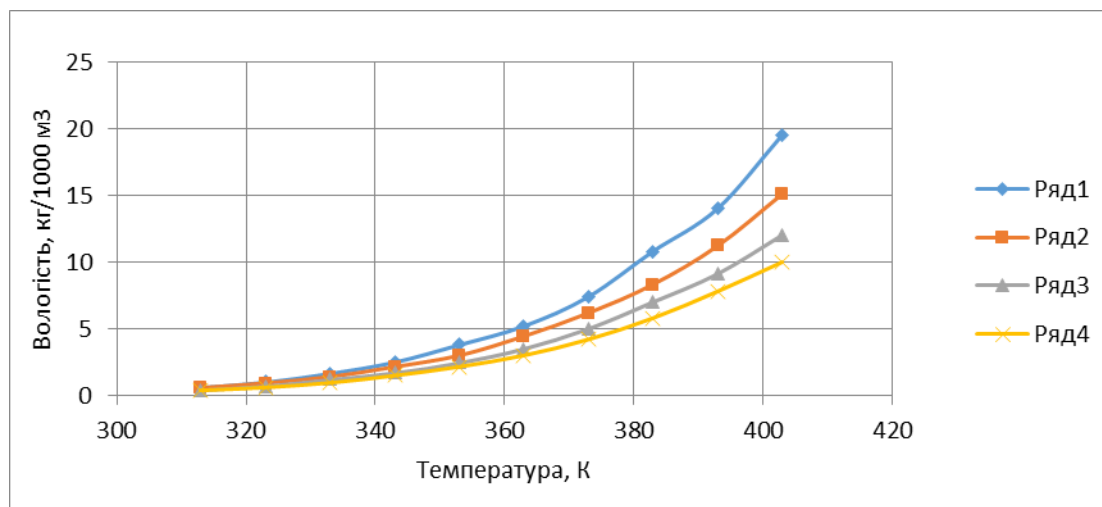


Рис. 3. Залежність абсолютної вологості від температури і тиску, МПа, де: 1 - 15; 2 - 20 ; 3 - 30; 4 - 40

Розрахунки абсолютної вологості за запропонованим модифікованим виразом за різних тисків і температур та коефіцієнти апроксимації R^2 констант порівняно з графічним методом [9] оцінки вологості природного газу наведено у таблиці 5.

Таблиця 5

Розрахункова абсолютна вологість ω_p природного газу за різних тисків і температур порівняно з літературними даними ω_l [9] та коефіцієнти рівняння і достовірності R^2 апроксимації

Тиск, МПа	A	B	C	R^2	ω_p , кг/ 1000 м ³	ω_l , кг/ 1000 м ³	$\omega_l - \omega_p$, кг/ 1000 м ³
0,1	2	-39	16,208	0,9979	33 ¹⁾	32,5	0,5
0,2	4	-38	15,54	0,9723	100 ²⁾	113	13
0,3	6	-42	16,98	0,9936	0,09 ³⁾	0,06	0,03
0,5	5	-42	16,943	0,9939	45,1 ²⁾	48	2,9
1,0	7	-42	16,767	0,9945	8,2 ⁴⁾	9,0	0,8
2,0	2	-42	16,88	0,9946	7,6 ⁵⁾	7,7	0,1
4,0	7	-41	16,165	0,9951	2,55 ⁴⁾	2,75	0,2
6,0	2	-40	15,894	0,9951	0,8 ⁶⁾	0,9	0,1
8,0	6	-40	15,691	0,9941	0,31 ⁷⁾	0,32	0,01
10,0	3	-39	15,385	0,9965	1,2 ⁴⁾	1,3	0,1
12,0	1	-37	14,746	0,9962	1,5 ⁵⁾	1,8	0,3
15,0	8	-35	13,593	0,9966	4,96 ⁸⁾	5,2	0,24
20,0	8	-34	13,172	0,9969	2,88 ⁹⁾	2,9	0,02
30,0	1	-33	13,092	0,9954	3,26 ⁸⁾	3,5	0,24
40,0	2	-33	12,968	0,9964	1,5 ²⁾	1,4	0,1

Примітка. Вологість відноситься до температури, К: 1-303, 2- 342, 3- 233, 4 – 323, 5 - 333, 6 -313, 7 - 293, 8 – 363, 9 – 353. 293 К, 2 – 333 К, 3 -323 К, 4 – 313 К, 5- 323К, 6- 343, 7 – 323, 8 – 333 К, 9 – 363 К, 9- 363, 10 – 353 К, 11 – 363 К, 12 – 343 К, 12 – 303 К, 13 – 343 К, 14 – 233 К.

Одержані результати свідчать про те, що отримані модифіковані залежності чи математичний вираз, як видно із співставлення розрахункових величин з літературними, можна використовувати для оцінки абсолютної вологості у природному газі, як по всій глибині стовбура свердловини, так і на окремих ділянках НКТ.

Відомо, що швидкість корозії більша тоді, коли на поверхні знаходиться плівка води, порівняно з швидкістю корозії, коли поверхня контактує з більшим об'ємом. Це обумовлено швидшим досягненням поверхні корозійно агресивних газів за рахунок дифузії, зокрема вуглекислого газу. Така плівка води утворюється під час конденсації водяних парів, що знаходяться у природному газі. За припущення того, що час перебування рідкої фази такий самий, як і час перебування природного газу у свердловині, крапельна волога відсутня та вода розподілена рівномірно на всій внутрішній поверхні НКТ, оцінено (табл. 6) можливі максимальні товщини плівок δ води з врахуванням конденсаційної вологи, що розрахована за запропонованим виразом, в ряді свердловин Березівського ГКР, які менші 1 мм та сприяють збільшенню корозійної агресивності газів. Також відомо, що пошкодження внутрішньої поверхні НКТ, як відмічено вище, відбуваються на певних ділянках. Можна допустити, що такі ділянки концентруються там, де температура нижче температури десорбції CO_2 , тобто дещо нижче температури 353 К, переважно в інтервалі 303 – 333 К.

Таблиця 6

Товщина плівок води у деяких свердловинах Березівського ГКР

Св. №	33	116	123	124	126	135	204	208
$\delta \cdot 10^{-3}$, мм	36,5	35,9	35,9	2,85	2,85	13,6	29,7	1,86

За плівкового режиму течії загальної і конденсаційної води, де останню оцінюють для заданих температур і тисків, корозійна агресивність вуглекислого газу, можна допустити і сірководню та кисню, зумовлює корозію НКТ з утворенням пошкоджень у вигляді продовгуватих канавок, виразок, які часто спостерігаються під час капітальних ремонтів свердловин.

Врахування змін корозійної агресивності газів дозволяє оперативно корегувати ефективність захисту від корозії кожної свердловини, наприклад, шляхом збільшення чи зменшення витрат інгібітору корозії до уточнення величин швидкості корозії за зразками-свідками чи концентрацією іонів заліза. Необхідно підкреслити те, що для одержання достовірних змін корозійної агресивності того чи іншого газу, необхідно достовірно визначати загальні тиски у відповідній зоні свердловини чи іншому обладнанні та концентрацію корозійно агресивного газу, за якими вираховують парціальний тиск і визначають, як пропонується, агресивність газу. При цьому відомо, що концентрація вуглекислого газу і сірководню з часом експлуатації майже не змінюється, або змінюється у незначній мірі.

Висновки:

1. Запропоновано оцінювати зміни корозійної агресивності вуглекислого газу, сірководню і кисню, що знаходяться у природному газі, за змінами відношення різниці між поточним парціальним тиском і попереднім парціальним тиском до попереднього парціального тиску.
2. Результати оцінки корозійної агресивності газів на прикладі свердловин різних родовищ свідчать про те, що у ряді свердловин корозійна агресивність зменшена порівняно з попереднім періодом експлуатації. В інших свердловинах корозійна агресивність збільшена, а тому вони потребують збільшення ефективності захисту від корозії.
3. Для визначення можливого плівкового режиму течії води, за якого відбувається збільшення корозійної агресивності газів, запропоновано аналітичний вираз і модифіковані закономірності для оцінки абсолютної вологості у природному газі залежно тиску і температури та оцінено максимально можливу товщину плівок у деяких свердловинах.

Список літератури

1. Shuai Zhao , Kexi Liao, Guoxi He, Tengjiao He, Di Chen, Min Qin, Qing Zou and Nan Ye Application of internal corrosion direct assessment in CO₂ slug flow submarine pipelines// People's Republic of China: School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 2012. – P. 34-41.
2. Маркин А.Н. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования [Текст]: моногр. / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. – 188 с.
3. Вигдорович В.И. Ингибирование сероводородной и углекислотной коррозии металлов. Универсализм ингибиторов [Текст] / В.И. Вигдорович, Л.Е. Цыганкова. – М.: КАРТЭК, 2011. – 244 с.
4. De Waard C., Lotz U, Milliams D.E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines//Corrosion. – 1991. – V. 47. – № 12. – P. 976-985.
5. Mysara M., Noaman E., Mokhtar I. Coupling NORSOK CO₂ corrosion prediction model with pipeline thermal/hydraulic models to simulate CO₂ corrosion along pipelines// Journal of Engineering Science and Technology School of Engineering, Taylor's University, 2019. – Vol. 6, No. 6 (2011) – P. 709-719.
6. Інформація з сайту: https://www//academia.edu/32439741/De-Waard_and_Milliams_metod/Yandi_Yandagi.
7. Power point presentation. A Technical Newsletter for the oil and gas Industry Corrosion Modeling: Comparison, Interpretation and Imitation static: squares pace. Com /static/ <https://www.gate.linc.com>. GaT 2004-2014-03.
8. Мельник А.П. До оцінки швидкості корозії хімічним методом [Текст] / А.П. Мельник // Фізико-хімічна механіка матеріалів. Сп. випуск. – Львів: ФМІ НАНУ. – 2002. – № 3. – С. 776-782.
9. Басниев А.С. Добыча и транспорт газа [Текст] / А.С. Басниев, А.И. Ширковский. – М., 1957. – С. 246.

Надійшла до редакції 08.02.2022

УДК 622.831.322+550.36/41+532.71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.В. Боровик
(УкрНДІгаз)

МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ. ЕФЕКТИВНА ТА ЕКОЛОГІЧНО БЕЗПЕЧНА ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУТКУ

Здійснено порівняльний аналіз технологій видобутку метану вугільних родовищ, запропонованих зарубіжними компаніями і розроблених вітчизняними фахівцями. Результати аналізу свідчать, що технологія видобутку метану вугільних родовищ, розроблена в Україні, є мало-витратною і екологічно безпечною. Елементи вітчизняної технології доцільно випробувати у промислових умовах.

A comparative analysis of coalbed methane extraction technologies proposed by foreign companies and developed by domestic experts has been carried out. The results of the analysis show that the technology of coalbed methane production developed in Ukraine is low-cost and environmentally friendly. Elements of domestic technology should be tested in industrial conditions.

Постановка проблеми. В засобах масової інформації з'явилася інформація [1] про підготовку НАК «Нафтогаз України» проекту з видобутку вугільного метану (ВМ) з покладів вугілля Львівсько-Волинського басейну. Передбачається залучити зарубіжні компанії, що мають досвід з видобування ВМ на американському континенті. Доцільно проаналізувати технології зарубіжних компаній та порівняти з тим, що розроблено в Україні.

Аналіз досліджень та публікацій. Україна має одне з найвищих значень вмісту метану на тонну вугілля (у Канаді - в середньому 2,5 куб. м/т; в Україні - до 25 куб. м/т) та 7-е місце у світі за запасами вугілля. В США видобуток метану вугільних пластів перевищує 60 млрд куб. м на рік, що майже втричі більше річного споживання газу в Україні. «У нас також є значні перспективи і ми маємо їх використовувати», – голова правління НАК "Нафтогаз України" Олексій Чернишов [1].

Очевидно, що вибору найбільш ефективної та екологічно чистої технології видобутку ВМ має передувати коректне визначення того, що являє собою метан у вугільних пластах. У вітчизняній науці певний час була поширена думка [2], що до раптових викидів вугілля у шахтах призводить газ у вільній фазі, який перебуває під високим тиском у породах-колекторах, ізольованих непроникиними породами.

Згідно з Вікіпедією [3], ВМ зустрічається в осадовому чохлаї земної кори у вигляді вільних скупчень (покладів), в розчиненому (в нафті, пластових і поверхневих водах), розсіяному, сорбованому (породами і органічними речовинами) і твердому (газогідратному) станах. В цьому випадку Вікіпедія наводить переважно інформацію, що потребує оновлення.

Більш як півстоліття тому німецький вчений В. Гімм [4] впевнено стверджував, що метан у карналітових пластах (район Верра) знаходиться у рідкому стані під високим тиском, розрідження якого призводить до раптових викидів у калійних рудниках.

У великій серії статей, виданих у Харкові, Києві та інших містах-центрах науки, багато років тому був наведений фізико-хімічний механізм самоорганізації теплової енергії у механічну та газу метану у рідину в гірських породах і нагромадженні у міжмолекулярних зв'язках великої кількості механічної енергії [5-10]. Стаття [7], наприклад, була передрукована без посилання на автора в інтернет виданні і її протягом року прочитало близько мільйона користувачів. У цих матеріалах, як і в статті [11], надрукованій у тижневику «Дзеркало тижня», про метан зі сланців і вугілля, висловлені такі ідеї:

- покладів сланцевого газу, подібних до тих, що розробляються у США, в Україні немає;

- в Україні є перспективні поклади ВМ, які необхідно розробляти;

- для видобутку ВМ необхідно використовувати технологію, яка спирається не на традиційний гідророзрив, а на гідророзрив «навпаки», який є маловитратним, не забруднює навколишнє середовище і не провокує виникнення техногенних землетрусів.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Очевидно, що в Україні вкрай необхідно розвивати видобуток МВ. Маловитратна, ефективна та екологічно безпечна технологія певною мірою вже представлена у статтях [5-12]. Існує необхідність викласти впорядковані елементи запропонованої технології з додатковим науковим, коректним і несуперечливим обґрунтуванням.

Виклад основного матеріалу досліджень. *Узагальнений механізм самоорганізації речовини та енергії у порах і тріщинах гірських порід.* Теорія самоорганізації речовини та енергії була розроблена в УкрНДІгазі [12]. Центральними елементами теорії є положення про надходження інформації до системи, що самоорганізується, та формування внаслідок цього довільного впорядкованого руху структурних елементів системи. Таким чином виявляє себе інформаційна причина процесу самоорганізації. Інформаційна причина самоорганізації неорганічних та органічних систем знайшла відображення в фундаментальному природному явищі, яке одержало назву *ентропоосмос*, і полягає у тому, що *рідина, структурні елементи якої пов'язані тривимірною мережею зв'язків, довільно рухається згідно з градієнтом її структурної організованості за рахунок власної енергії.* У стиснених умовах невинний рух структурних елементів рідини (атомів, молекул, складних сиботаксичних груп тощо) обумовлює зростання тиску і прояв дії позитивного зворотного зв'язку, що обумовлює необмежене накопичення механічної енергії, тобто тиску. Процес може зупинитись, якщо почне діяти негативний зворотний зв'язок або будуть порушені стиснені умови.

Процеси самоорганізації речовини та енергії надзвичайно поширені у природі. В геологічних системах, а саме у порово-тріщинному просторі гірських порід, безперервно діють ентропоосмотичні потоки, які в стиснених умовах забезпечують формування зон з аномально високим тиском, утворення і зростання кристалів тощо. Техногенне порушення стиснених умов в

певній геологічній системі призводить до раптового розрядження накопиченої енергії, яке може мати катастрофічні наслідки. В таблиці наведені приклади геологічних систем зі стисненими умовами, в яких ентропоосмотичні потоки різного типу флюїдів обумовили накопичення механічних напружень, що можуть дорівнювати і навіть перевищувати геостатичний тиск.

Приклади самоорганізації різних типів флюїдів у стиснених умовах порово-тріщинного простору гірських порід та результати техногенного розрядження накопиченої енергії

Тип флюїду	Тип гірської породи	Характер прояву флюїду в техногенному процесі	Способи попередження розрядження напруженого стану гірських порід
метан з домішками CO ₂ , N ₂ тощо	кам'яне вугілля	раптові викиди, простріли, суфлярні виділення тощо	видобуток метану
метан з домішками CO ₂ , N ₂ тощо	сильвініт, карналіт	раптові викиди, простріли, суфлярні виділення тощо	застосування профілактичних вибухів
метан з домішками CO ₂ , N ₂ тощо	аргіліт, пісковик на глинистому цементі	раптові підняття ґрунту в шахті	застосування профілактичних вибухів
нафта з розчиненими смолами та асфальтенами	гідрофобні глинисті сланці (баженіти)	нафтопрояви, каверноутворення	обваження бурового розчину, застосування способу завершення за патентом України № 87016
метан з домішками CO ₂ , N ₂ тощо	гідрофільні глинисті сланці (аргіліти)	газопрояви, осипи, каверноутворення	гідроізоляція стінок свердловини цементним шаром за патентами України № № 5649, 20699, 71329
ропа (вода, насичена солями, CO ₂ , N ₂ тощо)	ангідрити, карбонати	прояви ропи, прихвати колон кристалами солі	попередження проявів ропи згідно способу за патентом України № 16559
вода рудників	міцні кристалічні породи	простріли, гірські удари	гідроізоляція поверхні гірської виробки за авт. св. СРСР № 1746560
вода з водоносного пласта	пластичні глини	зім'яття обсадної колони	кріплення колони за патентом України № 152040

Перелік прикладів, наведених у таблиці, далеко не вичерпаний. Універсальний характер принципу самоорганізації речовини та енергії в системах з позитивним зворотним зв'язком, в яких впорядкований довільний рух, є проявом ентропоосмосу і свідчить про продуктивність нової теорії.

Додаткове експериментальне підтвердження дає аналіз результатів дослідження набрякання зразків вугілля метаном в стиснених умовах, здійснені Риженком І.О. [13]. У лабораторних умовах зразки вугілля зафіксували між пластинами під певним навантаженням, з камери відкачували повітря, витримували, потім запускали в камеру метан. Через певний час виявляли збільшення тиску приблизно вдвічі порівняно з початковим: якщо зовнішній підіймали до 25 кг/см², то внутрішній підвищувався приблизно до 50 кг/см², якщо зовнішній збільшували до 50 кг/см², то внутрішній зростав до 100 кг/см². Після закачування газу в камеру молекули метану спочатку утворювали адсорбційний шар на поверхні кожної тріщини, який являв собою двовимірну рідину. У вершині тріщини адсорбційні шари перекриваються, утворюючи мікрооб'єм тривимірної рідини, в якому природно утворюється градієнт СО рідини і відповідний йому ентропоосмотичний потік. Спрямований рух молекул метану обумовлює самостискання рідини і накопичення енергії. Збільшення механічної енергії в експерименті можна пояснити перетворенням внутрішньої теплової енергії руху молекул метану у ентропоосмотичний потік, який посилюється дією позитивного зворотного зв'язку. Треба зважати на те, що потік спрямований від відкритої частини тріщини до її закритої частини, що створює ефект зв'язування, консервування метану у вугіллі. В деяких експериментах здійснювали раптове зняття кришки з камери і

отримували викид подрібнених частинок вугілля, що досить точно моделює раптовий викид метану і вугільного пилу у шахтах.

Зауважимо, що ніхто з представників класичної науки не звернув уваги на видатний експеримент Риженка І.О. Неможливо пояснити появу вільної (механічної) енергії з нічого, тому що тепла зв'язана енергія молекул рідини не може перетворитися на механічну згідно з другим началом термодинаміки (ДНТ). Експерти Укрпатенту визнали «Спосіб стискання газів» [14] винаходом, при тому, що обґрунтуванням технічного рішення слугували результати експерименту Риженка І.О.

Проміжний висновок. Метан, як і CO_2 , N_2 , H_2 тощо, по розломах земної кори надходить у вугільний пласт, де бере участь у процесі самоорганізації, утворюючи рідину, яка сама себе ущільнює, доволно рухаючись згідно з градієнтом CO . Вивільнити метан з вугілля можливо шляхом керованого руйнування тріщин.

Особливості спорудження експлуатаційної свердловини для видобутку ВМ. Основні вимоги до технології спорудження свердловини: вона має бути високоефективною, маловитратною і екологічно безпечною. Показником ефективності є кількість метану, який видобуває свердловина. Величина цього параметру прямо пов'язана з довжиною і діаметром ствола свердловини у вугільному пласті. Тому траєкторія свердловини у вугільному пласті має бути похило-скерованою зі значними кутами чи мати субгоризонтальну частину ствола, а буріння у продуктивному інтервалі доцільно здійснювати долотом з розширеною ріжучою поверхнею.

Важливим фактором є буріння свердловини без аварій та ускладнень, що пов'язано зі стійкістю ствола свердловини. Це обумовлює вибір бурового розчину, який здатний закріплювати стінки свердловини. В інтервалі залягання теригенних порід найкращий результат можуть забезпечити безглинисті і малоглинисті бурові розчини на основі вапна за патентами України 5649, 20699, 71329 в екологічному варіанті. Після завершення буріння і зниження рН до рівня 8-9 вони стають екологічно безпечними і можуть утилізуватись на рельєф, в тому числі покращуючи родючість ґрунтів. В інтервалі залягання вугільного пласта доцільно перевести вапняний буровий розчин у вапняно-силікатний простою обробкою комплексним вапняно-силікатним реагентом за патентом [15], що забезпечить підвищену стійкість стінок.

Забезпечення надійної герметичності свердловини. Інтервал теригенних гірських порід необхідно закріпити експлуатаційною колоною згідно зі «Способом кріплення свердловин» за патентом України [16]: в нижній частині розташувати цементний тампонажний розчин, призначений для утримання колони у підваженому стані (50-100 м), наступні 50-100 м заповнюють пластичним розчином бітуму у вуглеводнях для забезпечення повної і надійної герметичності свердловини, а вище розташовують відпрацьований вапняний буровий розчин, що забезпечує стійкість стінок.

Технологія вивільнення метану з вугільного пласта. Після спуску і кріплення хвостовика переходять до здійснення флюїдорозриву вугільного пласта методом «навпаки». Флюїдорозрив «навпаки» є більш точним визначенням процесу розвантаження вугільного пласта на відміну від попереднього визначення «гідророзрив навпаки», тому що свою енергію для руйнування віддає інший флюїд, а не вода. Операція з флюїдорозриву «навпаки» включає спуск у свердловину насосно-компресорних труб, зниження рівня рідини у свердловині до розрахованої величини. У патентах України №№ 87016, 127265 [17], статті [18] наведено різні варіанти реалізації дії перепаду тиску на вугільний пласт шляхом раптового з'єднання з атмосферою. Перед здійсненням удару по вугільному пласту зі свердловини за допомогою компресора видаляють рідину до розрахованого рівня, щоб запобігти зім'яттю обсадної колони. По мірі виснаження пласта операцію флюїдорозриву «навпаки» можна повторити.

Таким чином, використання аномально високого тиску скрапленого метану у вугільному пласті дозволяє заощадити великі кошти, а також зробити це екологічно безпечно.

Після повного виснаження покладу метану в районі цієї свердловини є можливість вилучити обсадні труби, які не закріплені цементом.

Висновки.

В статті наведено альтернативну технологію видобування метану вугільних родовищ за допомогою відповідних методів буріння, включаючи траєкторію стволу, розкриття за допомогою спеціального бурового розчину і освоєння вугільних пластів методом флюїдорозриву «навпаки».

Список літератури

1. Інформація з сайту: "Нафтогаз" вивчає можливість видобутку газу з вугільних пластів. Українські Новини.
2. Анциферов А.В. Новый подход к проблеме внезапных выбросов [Текст] / А.В. Анциферов, А.А. Голубев, В.А. Канин и др. // Уголь Украины, май, 2006. – С. 34-37.
3. Інформація з сайту: Метан – Вікіпедія
4. Проскураков Н.М. Внезапные выбросы породы и газа [Текст] / Н.М. Проскураков. – М.: Недра. – 1980. – 264 с.
5. Васильченко А.А. Связанный газ: проявление в природе, механизм образования и возможность использования [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVII. – Х.: УкрНДІгаз. – 2000. – С. 185-187.
6. Васильченко А.О. Метан вугільних родовищ: фізичний стан у покладах і ефективні способи його видобування [Текст] / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 2. – С. 52-55.
7. Інформація з сайту: Вугільний метан: дарунок природи чи кара божа?
8. Інформація з сайту: Хто має очі, хай побачить, хто має вуха, хай почує.
9. Інформація з сайту: <http://gacurs.ua/293> Добыча сланцевого газа: последствия для рядового украинца.
10. Васильченко А.А. Модель формирования залежей газа в угольных пластах и глинистых сланцах [Текст] / А.А. Васильченко // Газовая промышленность. – 2011. – № 2. – С. 20-23.
11. Інформація з сайту: Сланцевий газ у наших умовах — трішки газу і багато лиха.
12. Васильченко А.А. Физико-химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVI. – Х.: УкрНДІгаз. – 1998. – С. 23-33.
13. Рыженко И.А. О напряжении набухания в системе уголь – метан в пласте [Текст] / И.А. Рыженко // Уголь Украины. – 1982. – № 10. – С. 27.
14. Пат. 32922 Україна, МПК7 C06D 5/00. Спосіб стискання газів / А.О. Васильченко; № 98073999; замовл. 21.07.1998, опубл. 15.02.2001.
15. Пат. 150778 Україна, МПК (2022.01) E21B 21/00, C09K 8/02 (2006.01) Спосіб приготування комплексного вапняно-силікатного реагенту / М.В. Боровик, А.О. Васильченко, Ю.І. Мілютенко та ін.; № u 2021 07031; замовл. 08.12.2021, опубл. 13.04.2022. Бюл. № 15.
16. Пат. 152040 Україна, МПК E21B 33/10 (2006.01), E21B 33/13 (2006.01), E21B 33/14 (2006.01). Спосіб кріплення нафтових і газових свердловин з аномально низьким пластовим тиском / А.О. Васильченко, М.В. Боровик, А.А. Лиско; № u 2022 0045(22); замовл. 04.02.2022, опубл. 19.10.2022. Бюл. № 42.
17. Пат. 127265 Україна, МПК E21B 43/26. Спосіб здійснення гідророзриву «навпаки» нафтових і газових свердловин / А.О. Васильченко; опубл. 25.07.2018 р. Бюл. № 14. 5 с.
18. Васильченко А.О. Гідророзрив «навпаки» vs традиційного гідророзриву пласта: підкорення природи чи співпраця з нею? [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик // Питання розвитку газової промисловості України: наук. виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз. – 2018. – С. 157-166.

Надійшла до редакції 08.02.2022

ПІДГОТОВКА І ПЕРЕРОБКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ

GAS PROCESSING AND TREATMENT

УДК 622.324

А.П. Мельник, докт. техн. наук, К.М. Діхтенко, канд. техн. наук, Д.О. Дегтярьов
(УкрНДІгаз)

ЩОДО КОРОЗІЙНИХ ФАКТОРІВ НА СОЛОХІВСЬКОМУ ВПП

В досліджених середовищах встановлено присутність ряду корозійних факторів. Ці фактори зумовлюють перебіг загальної і пітингової корозії. Рекомендується з вуглеводневої сировини відділяти воду з хлоридами і кислотними продуктами, природний газ очищати від CO₂. Для зменшення швидкості пітингової корозії запровадити технологію очищення від кисню.

The presence of a number of corrosion factors was established in the studied environments. These factors cause general and pitting corrosion of equipment. It is recommended from a hydrocarbon environment to separate to the bullock with chlorides and acid products, to clear natural gas from CO₂. For reduction of speed of pitting corrosion to use cleaning technology from oxygen.

Постановка проблеми. Під час експлуатації обладнання нафтових, газових і газоконденсатних свердловин, ємностей, газопроводів, комунікацій газоконденсатних промислів і газопереробних заводів до 30 % аварій відбувається через їх корозійні пошкодження, які інтенсифікуються у присутності двоокису вуглецю, та різні інші корозійні середовища [1-3]. У зв'язку з цим, з'ясування причин руйнування і попередження негативного впливу корозійних факторів на металеву поверхню газовидобувного і підготовчого обладнання, які знаходяться разом з вуглеводневою сировиною під час видобування і переробки, є актуальною задачею нафтогазовидобувних промислів.

Мета і задачі дослідження. Виходячи з актуальності, мета дослідження полягає у визначенні корозійних факторів шляхом вивчення їх змін з часом та корозійних пошкоджень, які діють та спостерігаються в обладнанні Солохівського ВПП.

Аналіз відомих даних. Відділення з переробки газу, газового конденсату, як і заводи, експлуатуються під дією різних корозійно небезпечних факторів таких, як вуглекислий газ, тиск, температура, швидкості потоку, мінералізація та компонентний склад і кислотність води, вода та хлористі солі у газовому конденсаті, У складі природного газу, підготовка якого проводиться на обладнанні Солохівського ВПП, разом з іншими корозійно активними компонентами міститься двоокис вуглецю і кисень, а у рідинній фазі - мінеральні солі, кислотні компоненти, кисень. Зокрема, концентрація вуглекислого газу змінюється у зразках природного газу, відібраного з сепаратора С-5, ємності Е-2, входу до теплообміннику Т-9-1, колони К-1, входу до сепаратора і в загальному колекторі (табл. 1). Найбільші зміни концентрації у межах 2,692 – 6,558 % мол. відбуваються в колоні К-1, в решті досліджуваного обладнання концентрація змінюється в інтервалі 2,82 % мол. - 4,9 % мол. з середньою 3,12 % мол. концентрацією. Тому для оцінки корозійного впливу на обладнання цього та інших корозійних факторів необхідно знати тенденції їх змін у часі та можливі корозійні пошкодження обладнання.

Методи дослідження. Визначення концентрації двоокису вуглецю визначено газохроматографічним методом [4] в умовах промислу. Мінералізацію та іонні компоненти води визначено хімічними титрометричними методами згідно з [5], аналіз концентрації елементів на поверхні металу у вигляді зразків-свідків зі сталі групи міцності Д, які перебували у корозійних середовищах, визначено рентгенофлуоресцентним методом з використанням приладу ProSektor, швидкість корозії - з використанням карусельної установки і зразків НКТ зі сталі групи міцності Д впродовж 4 год. при температурі 40 °С, згідно з [7].

Таблиця 1

Концентрація двоокису вуглецю в зразках природного газу у вибраному обладнанні

Зразок газу з:	Концентрація двоокису вуглецю, % м.		
	мінімальна	середня	максимальна
сепаратора С-5	3,084	3,213	3,513
ємності Е-2	2,825	3,463	4,136
колони К-1	2,692	5,532	6,558
входу Т-9-1	3,02	3,089	3,158
загального колектора	3,165	3,280	3,431
входу до сепаратора	3,021	3,210	4,900

Результати і обговорення досліджень. В зв'язку з тим, що середня концентрація в обладнанні знаходиться на рівні $\approx 3,2$ % мол., крім колони К-1, то було проаналізовано зміни концентрації CO_2 впродовж тривалого часу на вході Солохівського ВПГ, які наведені на рис. 1. Одержані результати свідчать про те, що його концентрація знаходиться на постійному рівні, який дещо більший 3 % мол. При робочому тиску 2,5 МПа парціальний тиск CO_2 в обладнанні змінюється від 0,07895 МПа до 0,1225 МПа при середньому тиску на вході 0,075 МПа. Тому можна говорити про те, що більшість обладнання фактично постійно перебуває, за виключенням окремих випадків, під парціальним тиском $\approx 0,075$ МПа, крім колони К-1, де він змінюється від 0,0673 МПа до 0,6558 МПа. Згідно з класифікацією API 6A [8] такі величини парціального тиску двоокису вуглецю є корозійно небезпечними, оскільки перевищують величину 0,05 МПа [9].

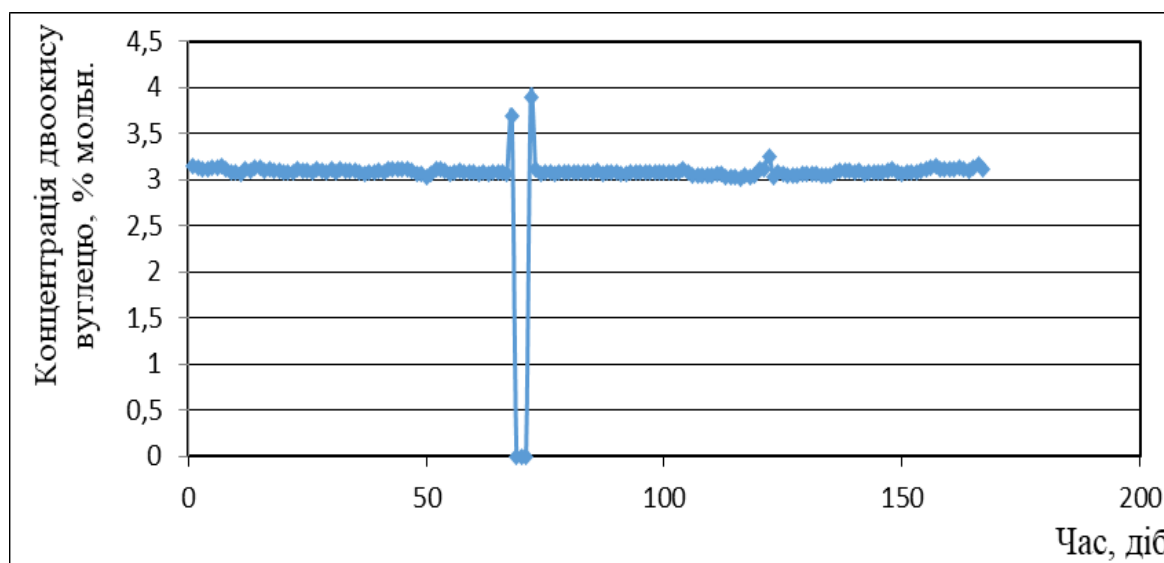


Рис. 1. Зміни концентрації двоокису вуглецю у природному газі на вході Солохівського ВПГ

Другим корозійним фактором, який зумовлює корозію в газовій фазі, є кисень, тенденція змін якого у природному газі на вході у ВПГ практично змінюється (рис. 2) в інтервалі 0,0012 – 0,0043 % мол. за винятком одиничних сплесків до 0,052 – 0,059 % мол., що може бути зумовлено впливом закачуваних реагентів. Необхідно відмітити, що у цей самий період спостерігалось збільшення концентрації двоокису вуглецю.

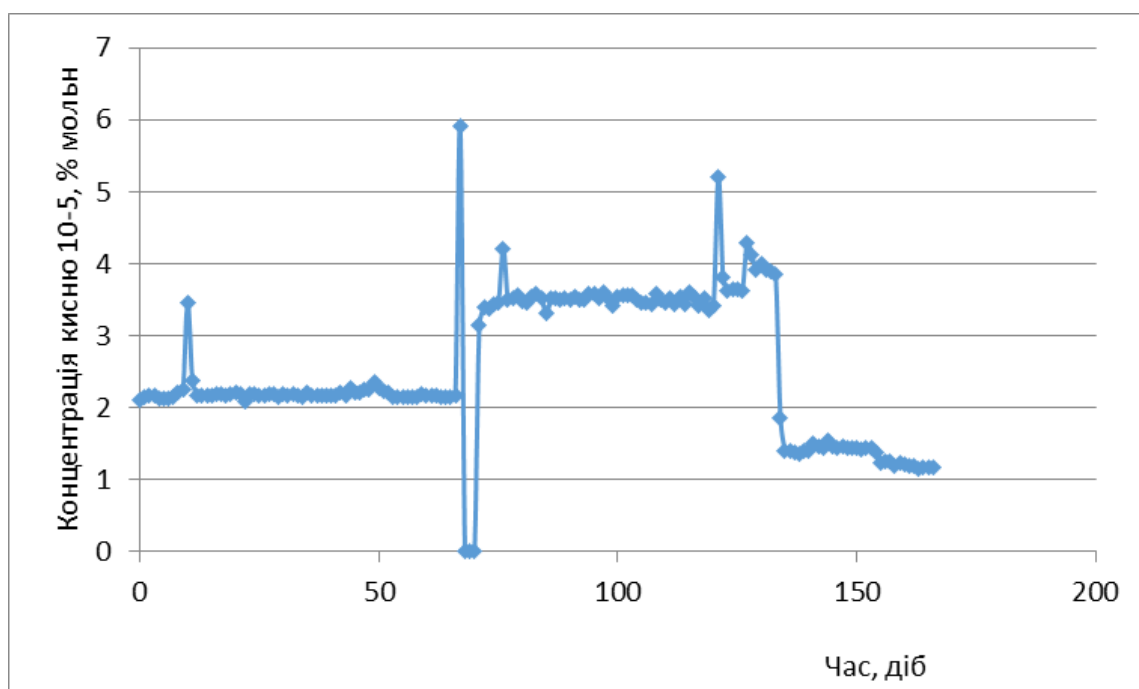


Рис. 2. Зміни концентрації кисню у природному газі на вході у Солохівське ВПП

Тому можна також говорити про те, що постійна присутність кисню підсилює корозійну дію двоокису вуглецю у вологих середовищах Солохівського ВПП.

Для визначення поточної агресивності рідинних середовищ оцінено корозійну агресивність промислових вод за змінами з часом загальної мінералізації M , величини pH , іонного складу. Для цього досліджено зразки рідинних фаз з дегідратора Д-1 і ємності Е-17. Одержані результати досліджень свідчать про те (табл. 2), що зразки води характеризуються мінералізацією, яка змінюється в інтервалі $\approx 43 - 212$ г/л. В ній переважно знаходяться хлорид-іони Cl^- в концентрації 41435 – 149421 мг/л, які здатні зумовлювати протікання пітингової корозії. Концентрації іонів кальцію і магнію змінюються в інтервалі 2565 – 32865 мг/л і 462 – 9606 мг/л відповідно. Концентрація карбонат іонів знаходиться в межах 61 – 732 мг/л. Кислотність середовища з величиною pH 4,7 – 5,9, а також леткі органічні кислоти, концентрація яких змінюється від 47 до 1452 мг/л, зумовлюючи перебіг кислотної корозії, ще більше підсилюють протікання корозійних процесів. Можлива присутність хлориду магнію, що гідролізується з утворенням соляної кислоти і може стимулювати швидке корозійно-кислотне руйнування, особливо при підвищених температурах. Присутність кисню у воді в концентрації 1,6 – 2,5 мг/л також сприяє корозії металевих обладнання. Отже, визначений склад води свідчить про її корозійну агресивність. Підтвердженням цього є присутність у воді іонів заліза (Fe), концентрація яких змінюються в межах $\approx 260 - 2227$ мг/л, що значно вище прийнятої межі для газовидобувного обладнання 50 мг/л, тимчасово 100 мг/л.

Аналіз тенденції змін мінералізації з часом (рис. 3а) і порівняння цих змін зі змінами хлорид-іонів (рис. 3б) за коефіцієнтами ліній тренду вказує на те, що частка хлоридів у загальній мінералізації оцінюється відношенням ≈ 55 % і повторює зміни мінералізації. Тенденція змін (рис. 4а) концентрації іонів кальцію Ca^{2+} , свідчить про її зменшення з часом при загальному середньому впливі на мінералізацію 17,9 %. Концентрація іонів магнію Mg^{2+} з часом експлуатації також зменшується (рис. 4б). При цьому частка впливу цих іонів на зміни мінералізації оцінюється в 4,9 % мас.

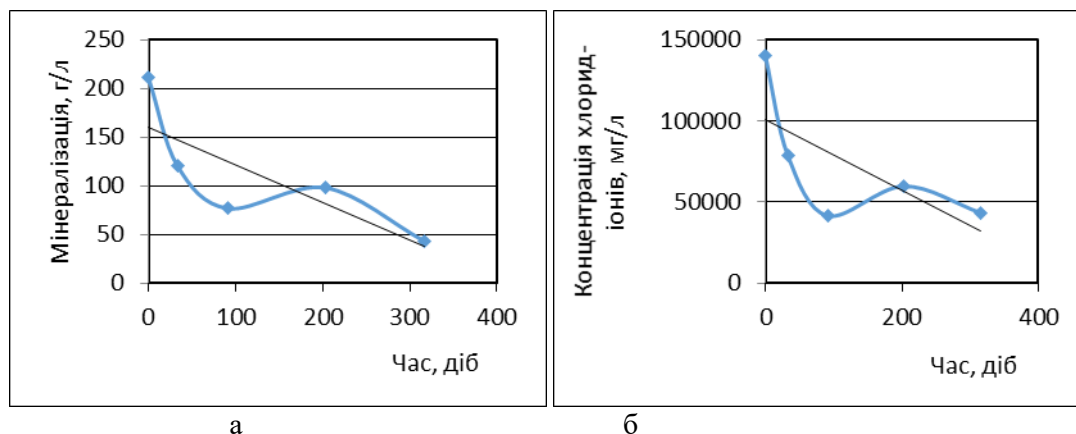


Рис. 3 Зміни мінералізації (а) і хлорид-іонів (б) від часу у воді Д-1

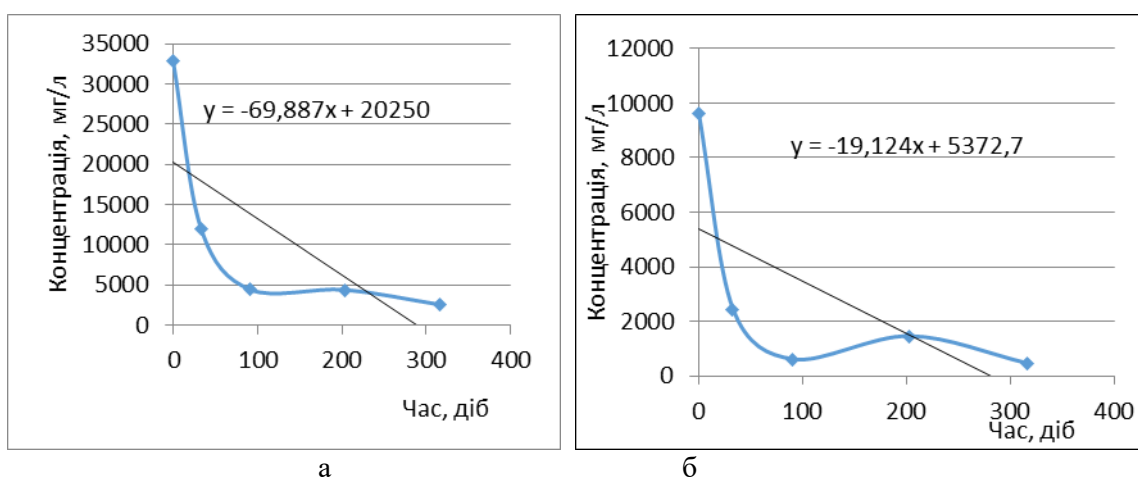


Рис. 4. Зміни концентрації іонів кальцію (а) і магнію (б) від часу

Якщо припустити, що іони магнію знаходяться у вигляді діхлориду магнію, який може гідролізуватися до соляної кислоти, то максимальна концентрація її може досягати при підвищеній температурі відповідно відношенню атомних мас 14,25 % мас. Це вказує на те, що не можна допускати нагрівання такої води до температур 100 °С і вище. Необхідно відмітити те, що співвідношення іонів кальцію до іонів магнію відрізняється зі змінами часу відбирання зразків водної фази і коливається у межах 2,28-1,2.

Зміни величини pH з часом (рис. 5а) свідчать про тенденцію до незначного збільшення кислотності (величина pH зменшується), тобто до збільшення корозійної небезпеки водного середовища. Таку ж тенденцію до збільшення корозійної небезпеки середовища підтверджує тенденція до збільшення концентрації органічних кислот (рис. 5б).

Одночасно тенденція впливу кисню на зміни корозійного стану обладнання з часом (рис. б) залишається постійною і відповідає його корозійній дії в концентрації 2 мг/л. Це та концентрація, яка може бути синергістом до корозійної дії інших корозійних факторів. Підтвердженням корозійної дії досліджуваних та інших корозійних факторів є вказані вище концентрації іонів заліза.

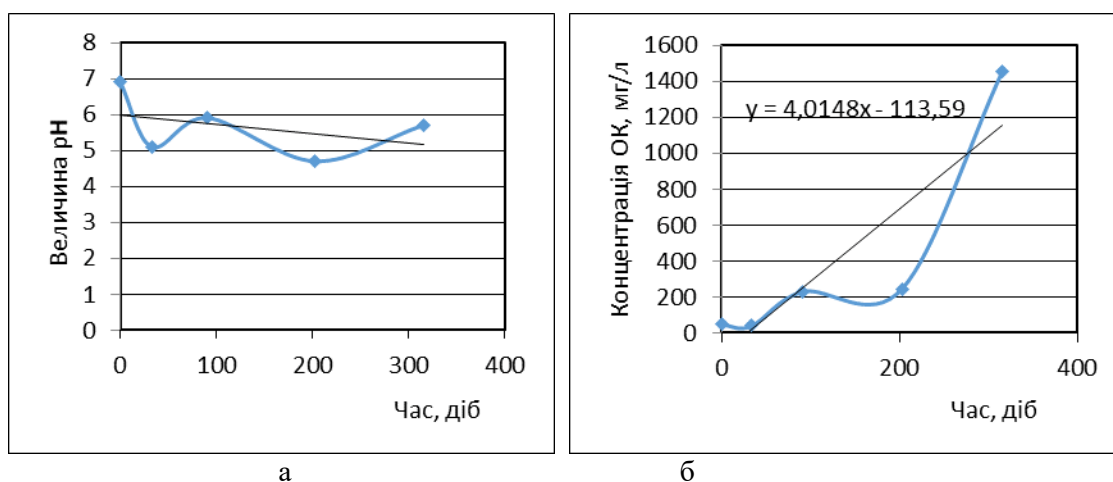


Рис. 5. Зміни величини рН (а) і органічних кислот (б) від часу

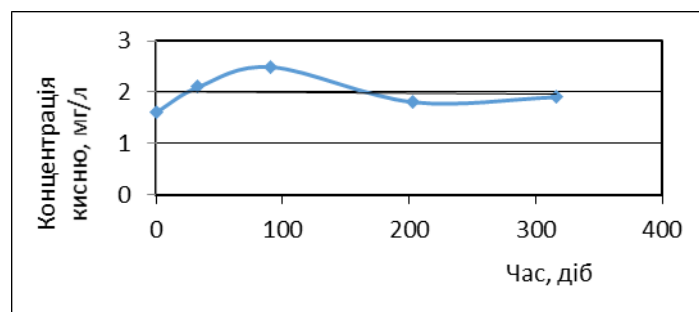


Рис. 6. Зміни концентрації кисню від часу у воді Д-1

Для уточнення можливого впливу інших компонентів водної фази рентгенофлуоресцентним методом аналізу визначено вміст ряду елементів у водній фазі після її висушування. Елементний склад сухого залишку (табл. 2) промислових вод свідчить про те, що крім кальцію, магнію, заліза у воді знаходяться сполуки алюмінію, стронцію, кремнію, свинцю, олова, бромю калію, титану. Серед цих елементів корозійну небезпеку можуть проявляти сполуки бромю, якщо будуть умови утворення бромоводневої кислоти. Необхідно відмітити і те, що зі змінами часу відбирання зразків водної фази змінюється співвідношення між іонами кальцію і магнію та коливається у межах 3,42-4,94, а співвідношення цих металів у сухих залишках – у межах 2,28- (0,75- 1,2), відповідно. Це вказує на те, що в обладнанні створюються умови, за яких концентрація солей магнію може перевищувати концентрацію солей кальцію, що відповідно може збільшувати корозійну небезпеку водного середовища при підвищених температурах.

У рідинній фазі, крім корозійних факторів водної фази, деякі з них знаходяться і у вуглеводневій фазі, зокрема хлориди у мікрокрапельках води та кислотні сполуки. За результатами аналізів зразків газового конденсату і нафти концентрації хлоридів у конденсаті і нафті Більської УКПНГ знаходяться, відповідно, на рівні 44303 мг/л і нафти 464 мг/л, на вході ГС Солоха з "Північного", "Котелевського", "Солохівського" напрямків - 35 – 44374 мг/л) і виході з ємності Е-2 до подачі демульгатора і після Micromotion - 41 – 44300 мг/л та свідчать про те, що концентрація хлоридів у вуглеводневій сировині змінюється у широких межах. Найменша концентрація хлоридів спостерігається на виході з ГС Солоха у підпірній ємності та у нафті при відвантаженні з Більської УКПНГ, де їх середні концентрації знаходяться на рівнях близьких до допустимої норми 300 мг/л, згідно з [9]. На решті досліджених об'єктів середні концентрації хлоридів перевищують 1000 мг/л, а максимальні – більше 40000 мг/л, що вказує на потенційну корозійну небезпеку для нафтогазопереробного обладнання при переробці без додаткового очищення.

Таблиця 2

Елементний склад сухих залишків води з дегідраторуД-1

Елемент	Концентрація ± похибка, % мас.			
	1	2	3	4
Кальцій	38,9± 1,2	35± 8	16,5 ± 0,8	4,6 ± 0,11
Кисень	32 ± 4,0	29 ± 12	36± 6	2,16± 0,04
Магній	17,0 ± 6	21,9 ± 1,2	25 ± 8	-
Залізо	4,34 ± 0,17	7,2 ± 0,4	11,5 ± 0,5	0,54 ± 0,01
Алюміній	2,9 ± 1,0	3,0 ± 1,0	5,9 ± 1,9	-
Стронцій	2,88± 0,1	1,99± 0,11	1,45± 0,07	0,21± 0,0
Бром	1,21± 0,04	0,78± 0,04	0,39± 0,02	0,06± 0,0
Сіліцій	0,4 ± 0,3	1,1 ± 0,7	2,1 ± 0,6	-
Свинець	0,23 ± 0,05	-	-	-
Олово	0,15± 0,12	0,12± 0,12	0,05± 0,12	0,01± 0,01

Примітка. Крім вказаних елементів в деяких випадках присутній калій 0,1-0,4 % мас і сліди титану 0,01 % мас. Зразки 1-4 сухих залишків отримано з вод, відібраних в різний час. Дослідження проведено за режимом роботи “руди” у два проходи.

Крім хлоридів до складу вуглеводневих середовищ Солохівського ВПГ входять кислотні сполуки, концентрація яких за величиною кислотного числа змінюється в межах 13,5 – 41 мг КОН/л і проявляє тенденцію до збільшення з часом, тобто до збільшення корозійної агресивності.

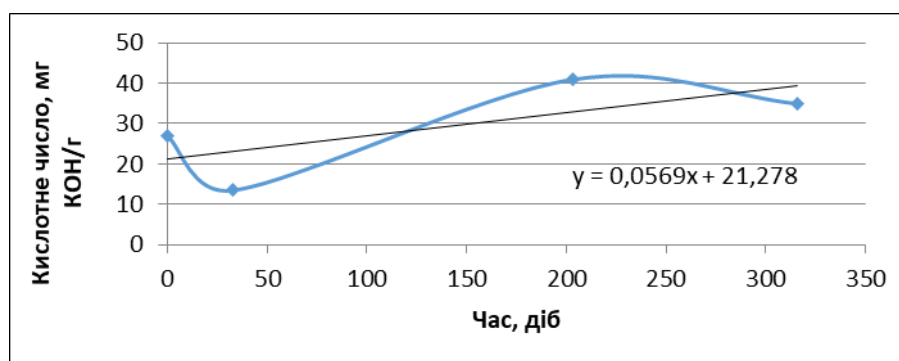


Рис. 7. Зміни кислотного числа від часу

Аналіз досліджених корозійних факторів та їх тенденцій змін з часом свідчать про те, що на об'єктах Солохівського ВПГ існує вірогідність корозійних пошкоджень нафтогазового обладнання. Такі пошкодження охарактеризовані швидкістю корозії у робочих середовищах Солохівського ВПГ (табл. 3). Результати досліджень (табл. 3) при температурі 313 К впродовж 4 год. свідчать про те, що швидкість корозії у нестабільному газовому конденсаті з густиною 0,76 г/см³ змінюється, в основному, у межах 0,02 – 0,07 мм/рік при середній величині 0,056 мм/рік, що менше допустимої величини. Тому такий газовий конденсат є корозійно безпечним як мінімум 170 діб і тільки в одному зразку спостерігалась швидкість корозії 0,17 мм/рік, вірогідність повторення якого може складати 20 %. При додаванні до нестабільного конденсату 5 % води з ємності Д-1 швидкість корозії з часом змінюється, знаходячись у межах 0,14 – 2,1 мм/рік, тобто швидкість корозії збільшується у 2 - 30 разів і в 12,3 рази при порівнянні максимальних величин швидкостей корозії без домішки і з домішкою води. Збільшення добавки води до 10 % зумовлює швидкість корозії сталі, яка змінюється у межах 0,21 - 2,4 мм/рік, що у 3 - 34 рази більше швидкості корозії у газовому конденсаті без добавки води чи у 1,23 - 14,11 рази порівняно зі вказаною вище максимальною швидкістю без добавки води.

Таблиця 3

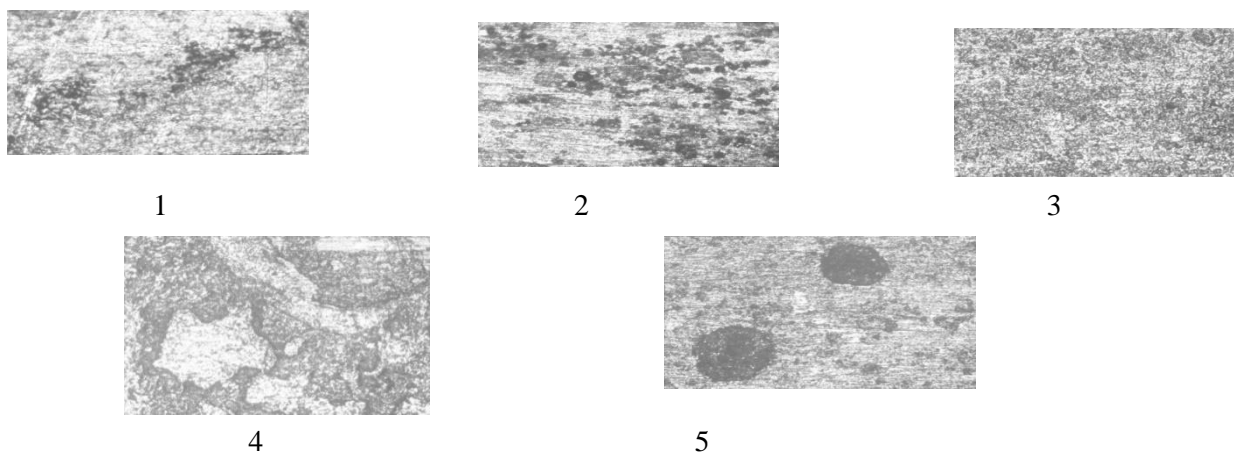
Швидкість корозії у робочих середовищах зразків сталі НКТ групи міцності Д при температурі 313 К впродовж 4 годин

Робоче середовище	Швидкість корозії за датою відбору, мм/рік									
	20.01.21		24.02.21		10.06.21		09.08.21		15.11.21	
	п	с	п	п	п	п	п	п	п	с
НГК	0,01	0,02	0,06	0,04	0,06	0,06	0,19	0,17	0,07	0,07
	0,03		0,02		0,06		0,15			
НГК+5 % води з Д-1	0,2	0,2	0,12	0,14	1,9	2,1	1,24	1,19	1,35	1,40
	0,2		0,16		2,3		1,14			
НГК+10 % води з Д-1	0,25	0,23	0,2	0,21	2,2	2,4	0,77	0,74	1,1	1,0
	0,22		0,22		2,6		0,71			
Вода з 27,2 % М	-	7,810 ⁻⁵		-	-	-	-	-	-	-
Вода з 45 % М	-	-	0,0074/1,55		-	-	-	-	-	-
Вода з 33,8 % М	-	-	-	-	0,1/1,7		-	-	-	-
Вода з М	-	-	-	-	0,05/0,46		-	-	-	-
Вода з 16,2 % М	-	-	-	-	-	-	0,07/0,35		-	-
Вода з М	-	-	-	-	-	-	0,04/0,4		-	-

Примітки: НГК – нестабільний газовий конденсат, М – метанол, вода з М – метанол не визначено, п – паралельні вимірювання; с – середнє значення. У знаменнику – пітингова корозія.

Ці результати дослідження вказують на те, що на збільшення швидкості корозії суттєво впливає навіть незначна кількість води у газовому конденсаті. Тому при переробці газового конденсату необхідно забезпечувати присутність у ньому мінімальної кількості води. Це свідчить про важливість забезпечення відсутності води або її мінімальної кількості у газовому конденсаті. Зменшення води у конденсаті зумовлюватиме зменшення швидкості корозії. Цьому сприяє і зменшення температури. Зокрема проведеними дослідженнями метанольної води (табл. 3) встановлено, що при температурі 288 – 293 К без перемішування швидкість корозії у середовищі вуглеводнів складає 0,0008 мм/рік, а в середовищі вуглеводнів, відібраних через 35 діб, - 0,0074 мм/рік, що значно менше, ніж величина 0,025 мм/рік. Згідно з [10] така швидкість загальної корозії вважається низькою і не представляє прямої корозійної небезпеки впродовж 30 років і 3,3 роки, відповідно, згідно з [7]. Разом з тим, крім перебігу загальної корозії, у метанольній воді встановлено перебіг пітингової корозії (рис. 8), швидкість якої досягає значних величин, що створює суттєву корозійну небезпеку через руйнування за таким механізмом промислового обладнання.

Можливо, що однією з причин протікання пітингової корозії є присутність у воді (табл. 3) значної кількості метанолу в концентраціях 16,2 – 45 % об. і тому, що в метанолі знаходиться розчинений корозійно-агресивний кисень в концентрації 2,5 мг/л. При цьому швидкість загальної корозії, яка визначена впродовж 35 діб при температурі навколишнього середовища, знаходиться у межах $7,8 \cdot 10^{-5}$ – 0,1 мм/рік, а перебіг пітингової корозії відбувається зі швидкістю в інтервалі 0,35 - 1,7 мм/рік. За цих швидкостей корозії такі пошкодження обладнання можуть відбуватись впродовж 5-26 діб згідно з [7]. Дослідженнями у промислових умовах підтверджено перебіг загальної корозії у воді ємності Е-17 з середньою швидкістю 0,04 мм/рік і явно вираженої пітингової корозії зі швидкістю 0,38 мм/рік в умовах перемінного верхнього рівня метанольної води. (рис. 8, зразок 5). Одночасно в умовах нижніх шарів пітингова корозія відсутня або відбувається з низькою, згідно з [10], швидкістю корозії 0,09 мм/рік.



1 – зразок внизу, 2, 3, 4 – проміжні зразки, 5 – зразок вверху

Рис. 8. Зовнішній вигляд зразків-свідків корозії після їх перебування у метанольній воді ємності Е-17

Виходячи з результатів проведених досліджень і встановленого можливого корозійного впливу ряду корозійних факторів для попередження корозії обладнання рекомендується на стадії підготовки, перед переробкою вуглеводневої сировини, максимально відділяти воду від рідинної вуглеводневої фази для зменшення впливу хлоридів і кислотних компонентів. Там, де це можливо, необхідно обмежити доступ кисню як у газову, так і у рідинну фази. Для зменшення швидкості пітингової корозії в процесі збирання і переробки метанольної води необхідно запровадити технологію очищення від кисню і/або застосовувати підібраний інгібітор корозії. Для зменшення корозійної агресивності перед колоною К-1 доцільно природний газ очищати від вуглекислого газу, наприклад, за рахунок відомих сорбційних технологій.

Висновки:

1. Встановлено, що концентрація двоокису вуглецю в зразках природного газу у колоні К-1 змінюється в інтервалі $\approx 2,7 - 6,6$ % об., в С-5, Е-2, К-3 – в межах $\approx 3,2 - 4,9$ % об. і на вході в Солохівський ВПП ≈ 3 % об., а парціальний тиск у колоні К-1 $0,067 - 0,656$ МПа і у решті обладнання - $0,078 - 0,122$ МПа, що свідчить про існування корозійної небезпеки щодо руйнування обладнання за рахунок протікання вуглекислотної корозії. Концентрація кисню знаходиться на середньому рівні $\approx 0,0032$ % об., що є постійним підсилюючим корозію фактором.

2. Дослідженнями водної фази встановлено, що мінералізація, іони металів, присутність ряду яких разом з калієм, алюмінієм, стронцієм, бромом, кремнієм, свинцем, оловом, титаном, підтверджено рентгенофлуоресцентним методом аналізу сухого залишку, хлориди, кислотність, кисень також є однією з причин можливого протікання корозійних процесів.

3. Доведено, що у вуглеводневій сировині концентрація хлоридів перевищує 1000 мг/л, досягаючи в ряді випадків більше 40000 мг/л, що зумовлює, як і кислотність, корозійну агресивність середовищ під час переробки.

4. Встановлено, що швидкість корозії при відсутності у газовому конденсаті води, в основному, знаходиться на корозійно безпечному рівні в межах $0,02 - 0,07$ мм/рік, а у присутності 5 % об. води швидкість корозії зростає до $0,14 - 2,1$ мм/рік, тобто у $2 - 30$ разів і середовище стає корозійно небезпечним, домішки 10 % об. води збільшують швидкість корозії у $3 - 34$ рази, що ще більше підвищує можливість корозійного руйнування обладнання.

5. Дослідженнями метанольної води Солохівського ВПП, в якій знаходиться $16,2 - 45$ % об. метанолу і кисень, встановлено перебіг безпечної загальної помірної корозії, швидкість якої в умовах навколишнього середовища не перевищує $0,1$ мм/рік, і пітингової корозії зі швидкістю $0,35 - 1,7$ мм/рік, яка є корозійно небезпечною і в промислових умовах можливо стимулюється впливом кисню.

6. Для попередження корозії обладнання рекомендується на стадії підготовки, перед переробкою вуглеводневої сировини, максимально відділяти воду з хлоридами і кислотними продуктами від рідинної вуглеводневої фази, а перед колоною К-1 - природний газ очищати від двоокису вуглецю. Для зменшення швидкості пітингової корозії в процесі збирання і переробки метанольної води доцільно запровадити технологію очищення від кисню і/або запровадити інгібіторний захист від корозії та обмежити доступ у промислове обладнання кисню як у газову, так і у рідинну фази.

Список літератури

1. Гафаров Н.А. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений [Текст] / Н.А. Гафаров, А.А. Гончаров, В.М. Кушнарченко; под ред. В.М. Кушнарченко. – ОАО "Издательство "Недра", 1998. – 437 с.
2. Вигдорович В.И. Ингибирование сероводородной и углекислотной коррозии металлов. Универсализм ингибиторов [Текст] / В.И. Вигдорович, Л.Е. Цыганкова. – М.: КАРТЭК, 2011. – 244 с.
3. Киченко С.Б. Об ингибиторах сероводородной коррозии, обладающих и не обладающих защитным действием в парогазовой фазе [Текст] / С.Б. Киченко, А.Б. Киченко // Практика противокоррозионной защиты. – 2007. – № 1(43). – С. 12-17.
4. ИСО 6974-1:2000. Газ природный. Визначення складу методом газової хроматографії. Частина 1. Керівництво по проведенню аналізу. Naturalgas-Determinationofcomposition with defined uncertainty by gas chromatography. Part 1. Guide lines for tailored analyses/ NEQ [Текст]. -13 р.
5. Резников А.А. Методы анализа природных вод [Текст] / А.А. Резников, Е.П. Муликовская, И.Ю. Соколов. – М.: Недра, 1970. – 488 с.
7. Методика прогнозування періодичності проведення планово-попереджувальних ремонтів із заміни насосно-компресорних труб в свердловинах АТ "Укргазвидобування" [Текст] /наказ № 390 від 01.09.2021 р. Харків: УкрНДІгаз, 2021. – 21 с.
8. API-6A. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment [Електронний ресурс] 18.01.2017–2012 р. - Режим доступу: <https://www.twirpx.com>.
9. Система забезпечення якості. Конденсат газовий нестабільний. Технічні умови: СОУ 11.2-30019775-184:2011. – Харків: УкрНДІгаз, 2010. – 32 с.
10. NACE SP0775(ASTM International) «Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations» [Електронний ресурс]. Engineering, 01.01.2018–2020 р. – Режим доступу: <https://standards.globalspec.com>.

Надійшла до редакції 07.02.22

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

INFORMATION

УДК 441.09.39.09.15.07

А.О. Васильченко, канд. техн. наук
(УкрНДІГаз)

ТЕХНОЛОГІЯ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ПОКЛАДІВ ВУГІЛЛЯ. ПРОБЛЕМИ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Наведено огляд історії розвитку технології підземної газифікації вугілля (ПГВ) і проаналізовано недоліки і переваги існуючих варіантів ПГВ. Представлено технічні рішення з підвищення економічних показників виробництва синтез-газу та вирішення супутніх екологічних проблем. Обґрунтовано упевненість у тому, що широке впровадження удосконаленої технології ПГВ в регіонах неглибокого залягання кам'яного та бурого вугілля, після її патентування та одержання перемоги у війні з РФ, сприятиме швидкому відновленню економіки країни. Наведено спробу аналізу причин ускладнень, що супроводжують впровадження нових технологій.

The following is an overview of the history of the development of underground coal gasification (UCG) technology and analyzes the disadvantages and advantages of existing UCG variants. Technical solutions for improving the economic indicators of synthesis gas production and solving related environmental problems are presented. Reasonable confidence that the widespread introduction of advanced UCG technology in the regions of coal and lignite, after its patenting and winning the war over the Russian Federation, will contribute to the rapid recovery of the country's economy. An attempt to analyze the causes of complications accompanying the introduction of new technologies is given.

Постановка проблеми. Видобування вугілля і у XXI столітті залишається важливим джерелом енергії, незважаючи на забруднення атмосфери, сплюндрування величезних площ поверхні Землі териконами або кар'єрами і, головне, дорогою платою людським життям: в таких країнах, як Україна, Китай, Російська федерація (РФ) тощо внаслідок катастрофічних раптових викидів вугілля та газу при видобуванні кожних 10 тисяч тонн вугілля гине одна людина. Незважаючи на наближення довгоочікуваної революції в енергетиці, видобування високоенергетичних продуктів (рідких, твердих і газоподібних) буде тривати безконечно. Далеко не всім країнам пощастило знайти на своїй території поклади нафти і газу, які легко вилучати з надр і транспортувати на денну поверхню. Натомість, величезні енергетичні ресурси перебувають у формі справжніх копалин, які потребують застосування спеціальних методів видобування, тобто не шахтним методом. До класу таких важковидобувних копалин належать: сланцеві нафта і газ, газогідрати, високов'язка нафта, горючі сланці, бітум (гільсоніт), буре і кам'яне вугілля тощо.

Аналіз досліджень та публікацій. Наприкінці XIX століття Д.І. Менделєєв та В. Рамсей захопилися ідеєю перетворення кам'яного вугілля на горючі гази безпосередньо на місці їхнього залягання. Д.І. Менделєєв писав [1]: «Настане час або така епоха, що вугілля із землі видобувати не будуть, а там, у землі, зможуть перетворювати у горючі гази і їх по трубах будуть транспортувати на далекі відстані». Перші промислово-дослідницькі роботи з підземної газифікації вугілля (ПГВ) були розпочаті у Британії у 1910 році. З початком першої світової війни роботи були припинені. В СРСР роботи з ПГВ були розпочато у 1933 році з лисичанським вугіллям у Донбасі. Технологічний рівень робіт був низький, а одержаний синтез-газ був низької якості і не підлягав транспортуванню.

У 1926 р німецькі хіміки Ф. Фішер і Г. Тропш, співробітники компанії Ruhrchemie, повідомили про отримання вуглеводнів з вугілля [2]. Перший промисловий реактор був запущений в Німеччині в 1935 р, у якому використовувався Co-Th осаджений каталізатор. У 1930-40-ві роки, на основі технології Фішера – Тропша, було налагоджено виробництво синтетичного бензину та синтетичної високоякісної дизельної фракції. Сировиною для процесу слугувало вугілля, з якого газифікацією отримували синтез-газ, а з нього - вуглеводні. Головною перевагою одержання синтез-газу за Ф. Фішером і Г. Тропшем над ПГВ є можливість простого і ефективного регулювання процесу в обмеженому просторі хімічного реактора. В таких умовах процес ПГВ вимагає великої винахідливості і прояву справжнього мистецтва.

Розвиток обох напрямків одержання рідкого палива з вугілля значною мірою загальмувався після відкриття та інтенсивної експлуатації практично необмежених ресурсів природного газу та нафти. Натомість, на даний час по всьому світу працюють високоефективні підприємства, які на основі синтез-газу, одержаного за технологію ПГВ, виробляють синтетичні моторні палива, які за якістю і економічними показниками не поступаються нафтопродуктам. Серед розробників технології ПГВ лідирують Японія, Німеччина, Франція та США. До групи лідерів долучились Китай, Індія, РФ та інші.

На даний час технологія ПГВ включає наступні елементи:

1. Буріння похило-горизонтальних свердловин для підведення дуття і відведення синтез-газу.
2. Об'єднання вибоїв цих свердловин у єдину систему (модуль) для одночасного розпалювання і забезпечення рівномірного руху фронту горіння.
3. Подавання у нагнітальні свердловини повітря або кисню разом з водяною парою для підтримання процесу газифікації.
4. Охолодження і очищення синтез-газу (водню і монооксиду вуглецю) для наступного перероблення на моторні палива або використання для одержання електроенергії на місці видобування.

Процес ПГВ на практиці схильний до різних проблем, які ускладнюють обслуговування і контроль ефективної тривалої експлуатації. Однією з основних проблем є необхідність переміщення точки нагнітання, де в вугільний пласт подається повітря або кисень з поверхні, в нові ділянки незгорілого вугілля в міру просування фронту горіння. Для досягнення кращого контролю процесу газифікації фахівці лабораторії Lawrence Livermore National Laboratory [3, 4] розробили пристрій силан-пропановий пропалювач і систему CRIP (the controlled retracting injection point or CRIP system), тобто контрольована точка втягування (приладу) і нагнітання (рис. 1). Принцип керованого втягування дозволяє оператору вибрати оптимальний час і відстань для переміщення точки нагнітання, а отже, і зони горіння, отримати максимально можливі показники від газифікатора.

Недоліком технології CRIP є висока вартість пристрою і складність реалізації технології, особливо при використанні модулю з кількома нагнітальними свердловинами, а також необхідність призупинювати процес нагнітання повітря під час перетягування приладу до нової точки для пропалювання отворів в обсадній колоні.

В РФ був розроблений і пройшов промислові випробування так званий традиційний [5] спосіб ПГВ (рис. 2). Для реалізації «традиційної» технології передбачається буріння значної кількості нагнітальних свердловин. Ще одним недоліком технології є використання незакріплених колоною експлуатаційних свердловин, оскільки передчасне обрушення кам'яного або бурого вугілля внаслідок дії перепаду тисків або сейсмічних хвиль природного або техногенного походження (гірські удари, наслідки потужних гідророзривів у свердловинах) можуть зруйнувати увесь модуль ПГВ.

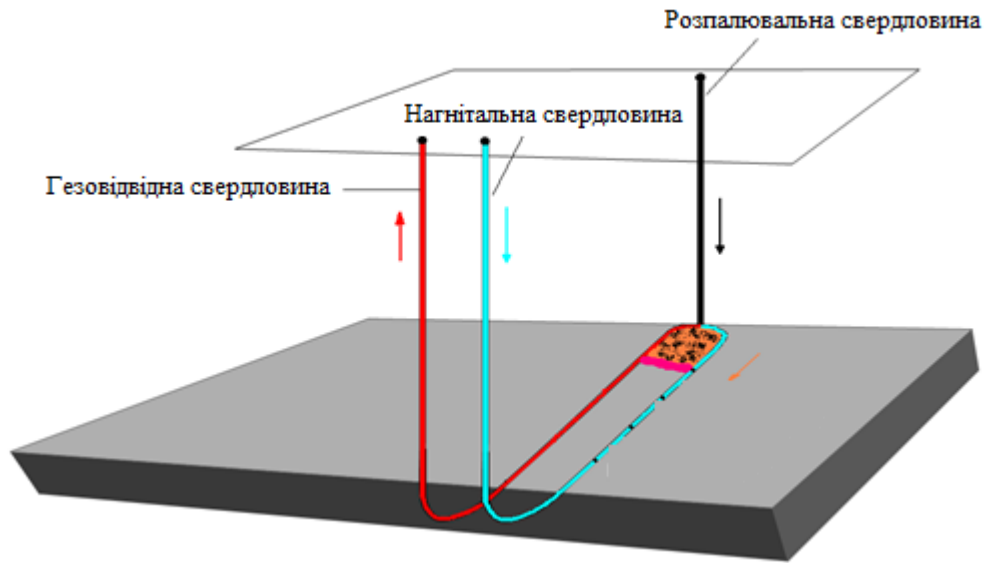


Рис. 1. Схема застосування технології CRIP

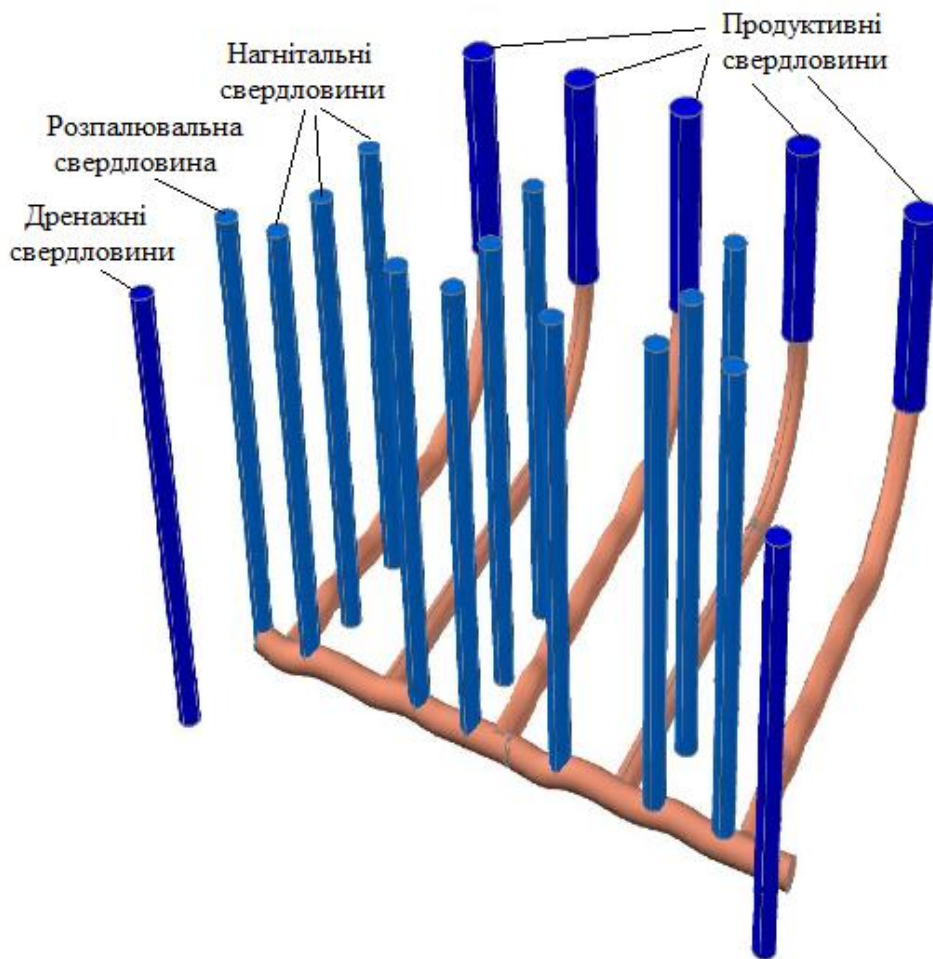


Рис. 2. Схема використання «традиційної» технології ПГВ

Наступна технологія РФ, яку назвали новою [5, 6, 7], мала на меті зменшення кількості пробурених свердловин (рис. 3 і 4). Натомість, розробники не спромоглися запропонувати достатньо досконалий засіб перенесення точки нагнітання повітря у вугільний пласт.

На рис. 3 пунктиром позначені 5 каналів, що об'єднують нагнітальну та експлуатаційну колони, як і канал 4 на рис. 4. Точки нагнітання повітря вздовж свердловини 7 на рис. 4 співпадають з каналами на рис. 4. З джерел [5, 6, 7] відомо, що утворення нової точки нагнітання здійснюють шляхом цементування відпрацьованого інтервалу нагнітальної свердловини і перфорації колони в інтервалі нового каналу між нагнітальною та експлуатаційною колонами. Даний спосіб є складним і витратним. Ще одним недоліком нової технології ПГВ є використання незакріплених колоною горизонтальних ділянок експлуатаційних свердловин 2.

Всі розглянуті вище технології ПГВ не вирішують проблеми втрати від 15 до 40% синтез-газу через негерметичність за колонного простору експлуатаційних свердловин. Відомо, що синтез-газ надходить до експлуатаційної свердловини при температурі $800-1200^{\circ}\text{C}$. Очевидно, що жодний цементний камінь не витримає такої температури, і підземні газогенератори будуть завжди втрачати значну частину продукції, забруднюючи атмосферу.

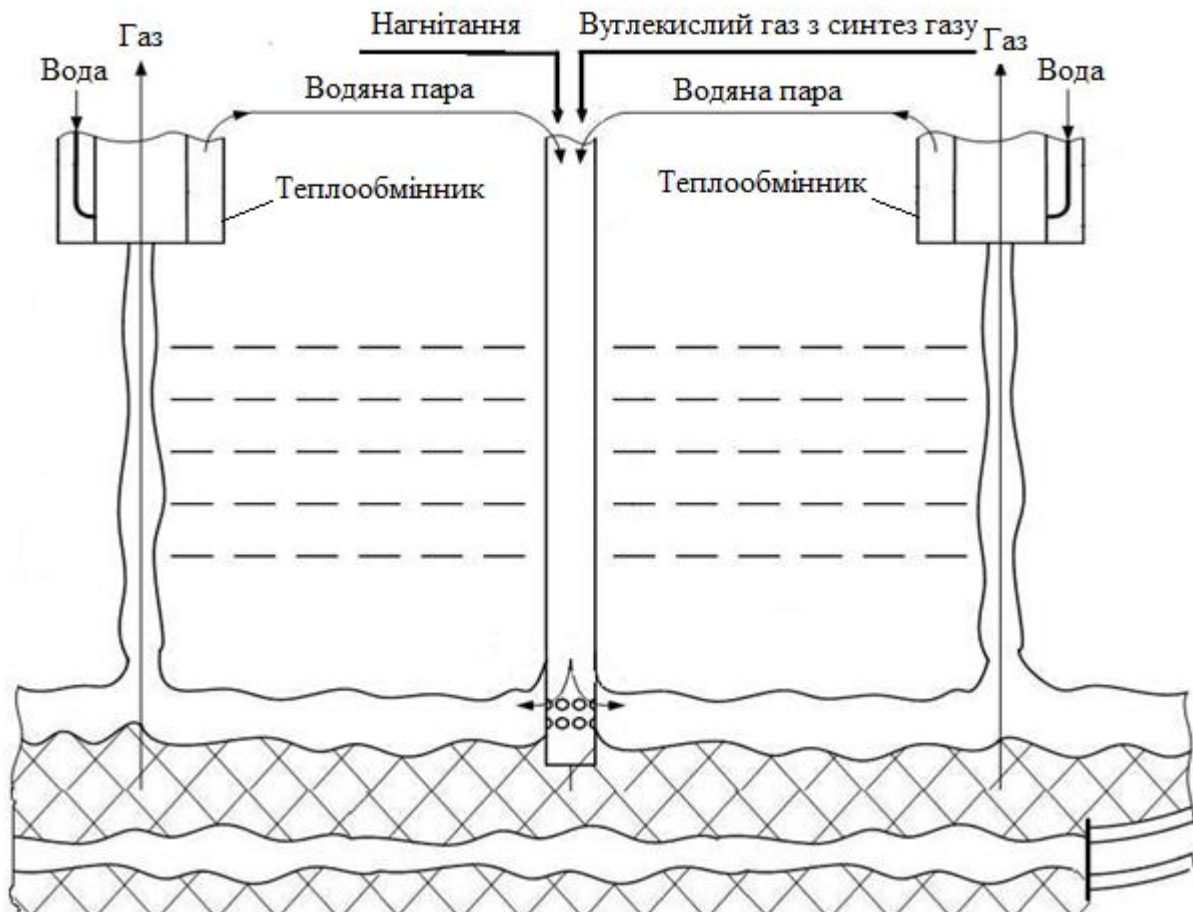
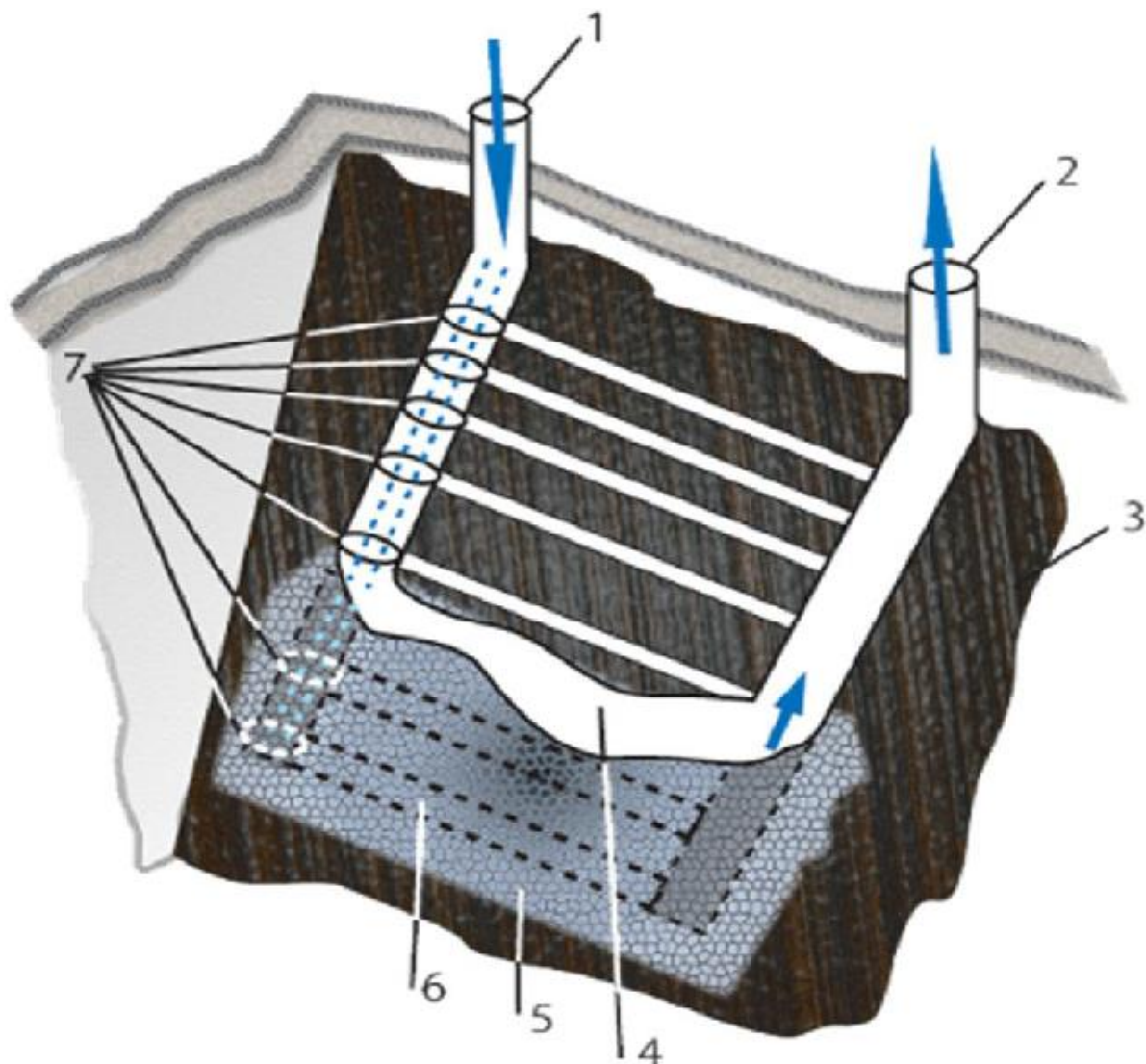


Рис. 3. Схема, відображена у площині вугільного пласта, нової технології ПГВ, розробленої в РФ



1 – нагнітальні свердловини, обсаджені колоною у вугільному пласті; 2 – експлуатаційні свердловини, не обсаджені колоною у вугільному пласті; 3 – вугільний пласт; 4 – канал між нагнітальною та експлуатаційною колонами; 5 – продукти обвалювання у відпрацьованій частині пласта; 6 – канал для розпалювання вугільного пласта; 7 точки нагнітання повітря вздовж свердловини

Рис. 4. Схема нової технології ПГВ, розробленої в РФ, відображена в аксонометрії

Ще одна не вирішена проблема – це утилізація пластової води, яку відкачують через дренажні свердловини для забезпечення розрахованого рівня води у вугільному пласті.

Формулювання мети статті. Недоліком технології ПГВ є:

- недосконала технологія перенесення точки нагнітання повітря;
- забруднення навколишнього середовища внаслідок втрати від 15 до 40% синтез-газу через негерметичність за колонного простору експлуатаційних свердловин;
- необхідність відкачувати та утилізувати пластові води при використанні підземного газогенератора.

Метою статті є аналіз засобів, які усувають недоліки попередніх технічних рішень.

Виклад основного матеріалу досліджень. УкрНДГаз, в якому автор відпрацював кілька десятків років, ніколи не торкався теми ПГВ. Тому автор статті опинився у складній ситуації, коли Юрій Федорович Макогон, всесвітньо відомий вчений, запропонував взяти участь у тендері на будівництво підземного газогенератора на родовищі бурого вугілля Рамнад у складі команди Індійського Інституту Технології Мадрас (ІТ Madras). Автор спробував пояснити метру газової промисловості, що ніколи не чув про проблеми ПГВ. Юрій Федорович відповів, що я людина розумна, зможу розібратися. Сам він не може їхати до Індії через брак часу. Крім того, Індія – красива країна, варто поїхати і подивитись. Автор, звичайно, дав згоду.

Необхідно пояснити несподівано високу оцінку розумових здібностей звичайного наукового співробітника. Справа в тому, що в ті часи відбувались гарячі суперечки щодо розвитку видобування в Україні сланцевого газу. Ясного розуміння, що собою являє сланцевий газ, фахівці газової індустрії ні в Україні, ні за кордоном не мають. Я на той час був вільною людиною (зі мною не продовжили контракту), тож мав час і бажання написати три статті у «Дзеркало тижня». Одну з них [8], «Сланцевий газ у наших умовах — трішки газу і багато лиха», приятель Ю.Ф. Макогона Інтернетом направив до Техасу, де Юрій Федорович очолював газогідратну лабораторію в університеті.

Далі 24 квітня я одержав електронною поштою листа від Раджеша Наїра, професора ІТ Madras, в якому мені запропонували взяти участь у тендері (мозковому штурмі) з 8 по 14 червня 2014 року в Нейвелі на тему «Підземна газифікація бурого вугілля» у якості ключового доповідача.

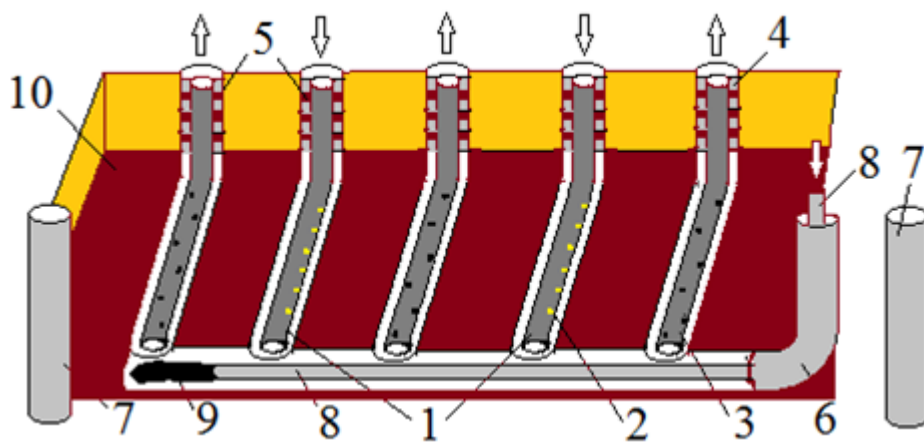
Протягом часу, що залишився до від'їзду до Ченнаї (Індія), я оформив візу і познайомився в Інтернеті з основними проблемами технології ПГВ. Дорогою до Борисполя на літак до Ченнаї я одержав подарунок – ідею, як здійснювати просте, автоматичне і надійне пересування точки нагнітання повітря. Що стосується забезпечення герметичності експлуатаційних свердловин підземного газогенератора, а також утилізації пластових вод, то вирішив запропонувати усунення цих проблем, використавши дещо із свого доробку минулих років.

Під час презентації пропозицій команди інституту ІТ Madras я запропонував простий і ефективний спосіб автоматичного пересування точок подавання повітря або кисню одразу по всіх нагнітальних свердловинах підземного газогенератора. Крім того, були запропоновані заходи із забезпечення герметичності заколонного простору експлуатаційних свердловин за рахунок використання пластичних пакерів з високоокисленого бітуму, які попереджують утворення заколонних перетоків синтез-газу при температурах у кілька сотень градусів [8,9].

Доповідь професора Є.В. Крейніна, ще одного ключового доповідача, була представлена заочно у слайдах [6].

В результаті мозкового штурму технічні рішення, запропоновані ІТ Madras, були прийняті державним підприємством Neyveli Lignite Corporation Limited (Індія). Таким чином, вдалося перемогти відомі компанії з Канади і США. Був складений договір терміном на три роки на будівництво підземного генератора на родовищі бурого вугілля Рамнад з можливістю продовження його ще на три роки. Одним з керівників проекту призначили автора цієї статті з фантастично великою платнею. Я відчув себе мільйонером. Почуття сильне, але не тривале. Нажаль, внаслідок зміни керівництва компанії Neyveli Lignite Corporation Limited, а також через помилкові дії менеджерів нашого проекту, роботи з будівництва генератора ПГВ не були розпочаті.

Натомість під час наступного візиту в Ченнаї, влітку 2014 року, була складена заявка на патент Індії. Схема генератора ПГВ, захищеного патентом Індії 5058/CHE/2014 [10], представлена на рис. 5.



1 - нагнітальна колона з отворами; 2 - отвори, закриті матеріалом, що плавиться при високій температурі; 3 - колона-фільтр експлуатаційної свердловини; 4 - цемент; 5 - пластичний бітумний пакер; 6 - горизонтальна свердловина, що зв'язує нагнітальні та експлуатаційні свердловини у єдину гідравлічну систему; 7 - свердловина для моніторингу відкачування пластової води; 8 - гнучка труба; 9 - в'язкий матеріал для розпалювання пласта бурого вугілля; 10 - пласт бурого вугілля

Рис. 5. Схема генератора ПГВ

Нагнітальні колони 1 модулю підземного генератора синтез-газу зображені з отворами, розташованими з певною періодичністю. В описі до патенту зазначено, що отвори 2 закриті матеріалом, який плавиться при наближенні фронту горіння вугілля. Вертикальна частина колон закріплена цементом 4. Пачки цементу чергуються пластичними бітумними пакерами 5. В патенті автором запропонований новий спосіб розпалювання вугільного пласту, який зменшує кількість розпалювальних свердловин до однієї.

Таким чином, нашій групі, що представляла ІТ Madras, вдалося перевершити технологію, розроблену славетною лабораторією Lawrence Livermore National Laboratory, і на два роки випередила створення фахівцями США аналогічного технічного рішення, захищеного у 2016 році патентом № 9228426. Нова технологія ПГВ була представлена інститутом ІТ Madras на конкурс кращої розробки року, запроваджений прем'єр-міністром Індії Н. Моді.

Усього професор Раджеш Наїр запрошував мене до Індії 6 разів (я скористався 5 запрошеннями), і ми втрьох (він, я і його співробітник Манджунат) мали довготривалі розмови про технологію буріння свердловин, бурові вапняні розчини, інтенсифікацію припливу нафти і газу, видобування та синтез газогідратів тощо. По кожному напрямку були оформлені заявки на патенти, і було одержано 15 патентів Індії, деякі з них були доведені до рівня міжнародних патентів, наприклад, patent WO 2017/037746 A2 "The method of implementation of versa fracking of oil and gas wells". Inventors: NAIR, Rajesh R; LINGAREDDY, Manjunath G.; SUNDARARAJAN, Thirumalachari; VASYLCHENKO, Anatolii O.

Впровадження нової технології ПГВ в Україні. Враховуючи катастрофічну ситуацію зі станом вугільних шахт на окупованих територіях Донбасу, доцільно підготувати і реалізувати проект з перетворення кам'яного вугілля на синтез-газ. Для цього технологія ПГВ за патентом [10] буде удосконалена і захищена патентом України. Даний напрямок являє найкоротший шлях для відновлення економіки Донбасу та вирішення надзвичайно серйозних екологічних проблем регіону.

На заході України є багато родовищ кам'яного вугілля, яке за якістю поступається донецькому. Використання процесу збагачення робить його ціну неконкурентною. Необхідно роз-

глянути варіант використання покладів низькоякісного вугілля як джерело синтез-газу з використанням вітчизняної технології ПГВ.

Відомо, що Україна має близько 2 млрд тонн покладів бурого вугілля, які залягають на території Кіровоградської, Дніпропетровської та Харківської областей. Частину покладів лігніту доцільно відкритим способом видобувати як найцінніше органічне добриво, що збільшує гумусову складову ґрунту. Ізраїль, наприклад, готовий купувати тисячі тонн бурого вугілля щороку. На даний час кар'єри поблизу міста Олександрія затоплені. Для відновлення видобування бурого вугілля необхідно побудувати свердловини на проникні пласти на глибині щонайменше 2000 м для утилізації води через свердловини, в яких передбачити використання бітумних пакерів для забезпечення герметичності за колонного простору.

Поклади бурого вугілля на більших глибинах доцільно використовувати головним чином як джерело синтез-газу.

На заході України виявлено родовища високоенергетичних менілітових сланців, загальні запаси яких оцінюють у 520 млрд тонн. Висунуто пропозиції розробляти ці поклади відкритим способом. Мені доводилося бачити результати видобування бурого вугілля відкритим способом на родовищі Рамнад (Індія): навколо кар'єру величезна площа вкрита шаром 20-30 м гірської породи. Очевидно, що для Львівської, Івано-Франківської, Закарпатської та Черновецької областей такий спосіб одержання енергії призведе до екологічної та туристичної катастрофи. В даному випадку також треба визначитись, чи варто в принципі розробляти менілітові сланці? А якщо розробляти, то екологічним способом підземної газифікації. Закордонними фірмами відпрацьована технологія буріння горизонтальних свердловин при малій глибині залягання пластів менілітових сланців.

Що зазвичай стоїть на заваді застосуванню нових технологій? Короткий аналіз. Автор має власний досвід створення надзвичайно ефективних, на його думку, технологій, які здатні забезпечити мільярдні прибутки буровим і видобувним підприємствам. Розглянемо для прикладу лише дві:

1. Забезпечення надійної (довічної) герметизації за колонного простору нафтових і газових свердловин [12].

2. Інтенсифікація видобутку нафтових і газових свердловин методом гідророзриву «на-впаки» [13, 14].

Забезпечення надійної (довічної) герметизації за колонного простору. З досвіду будівництва нафтових і газових свердловин відомо, що найслабшою ланкою усього комплексу робіт є кріплення свердловини. З численних можливих причин виявлення ознак негерметичності вже під час експлуатації свердловини, позначимо одну – використання твердого каменю для кріплення колони. Рано чи пізно цементний камінь розбивається тріщинами або порушується зчеплення каменю з поверхнями стінок свердловини і обсадної колони. Така природа каменю.

У 80-ті роки минулого століття було запропоновано разом з тампонажним матеріалом, що утворює камінь, використовувати практично вічний пластичний матеріал, здатний до руху і зміни форми під дією зовнішнього тиску. Лабораторні дослідження показали, що шар пластичного бітуму товщиною у лічені сантиметри здатний витримувати перепад тиску у кілька мегапаскалей.

Першу заявку на винахід способу кріплення свердловин з використанням бітумних пакерів патентне відомство СРСР відхилило внаслідок втручання позаштатного експерта з краснодарського інституту нафти і кріплення свердловин. Через 10 років по новій заявці був одержаний патент [12].

Ще за часів СРСР склалася процедура створення розробки технології і її впровадження: розробник подає заявку до тематичного плану, після затвердження плану виконує роботу, проводить дослідні випробування і в разі позитивного результату одержує дозвіл на впровадження нової технології. Тому розроблена за власною ініціативою технологія кріплення за походженням є незаконно народженою. Написання листів та безпосередні перемовини з менеджерами бурових та видобувних підприємств завершувалися логічними поясненнями:

- «Економічний ефект одержуватиме видобувне підприємство, тож нехай воно замовляє і фінансує тему»;

- «Впровадження технології буде здійснювати бурове підприємство, тож нехай воно замовляє і фінансує тему».

В результаті нафтогазова галузь втрачає протягом трьох десятиліть мільярди гривень на капітальний ремонт свердловин із забезпечення тимчасової герметичності свердловин. Крім того, для негерметичної свердловини проведення гідророзриву або здійснення сайклінг-процесу стають небажаними, тому що рідина гідророзриву і газ при закачуванні у свердловину підуть поза колоною, а не у продуктивний пласт.

Інтенсифікація видобутку нафтових і газових свердловин методом гідророзриву «навпаки». Приблизно 30 років тому виникла ідея, як забезпечити інтенсифікацію припливу нафти і газу за рахунок використання енергії продуктивного пласта, тобто гідророзрив «навпаки». Протягом свого розвитку ідея одержала захист авт. св-твом СРСР № 1700215, А.О. Васильченко (Україна), опубл. 1991 р.; патентом України № 53185, А.О. Васильченко та інші, опубл. 15.01.2003; патентом України № 87016 А.О. Васильченко (Україна), опубл. 27.01.2014; патентом України № 127265, А.О. Васильченко (Україна), опубл. 2018 р. Детально технологія гідророзриву «навпаки» була наведена у патенті [13] і статті [14]. Приватні розмови з менеджерами видобувних підприємств про випробування та впровадження технології гідророзриву «навпаки» були безрезультатними. Логіка в негативному ставленні до нової технології також є: «Американці, канадці, британці та інші – розумні фахівці. Чому вони роблять класичний гідророзрив, а не цей, що «навпаки»?». Гарне запитання.

Знайти відповідь може допомогти такий приклад. Мій знайомий довгий час працював у компанії Halliburton менеджером з бурових розчинів у Сибіру. Одного разу під час буріння похилої свердловини в небезпечному інтервалі набору кривизни, представленому аргілітами, він за домовленістю з буровим майстром обробив буровий розчин вапном, не погоджуючи це з Х'юстоном. В результаті небезпечний інтервал був пробурений без аварії в той час, як дві свердловини на тому самому родовищі, які проводили менеджери MI-SWACO, були в аварії внаслідок прихвату бурильного інструменту в інтервалі набору кривизни. Менеджери MI-SWACO діяли правильно, за стандартами Американського нафтового інституту (АНІ).

Далі дозволю собі крамольний вислів: розумний менеджер, який хоче одержати позитивний результат, не повинен бути абсолютно слухняним. По-перше, стандарти АНІ фіксують вчорашній день галузі, містять багато відвертих дурниць. По-друге, американці розумні, знають про рятівну силу вапняних систем, але в стандартах це не відображають і на курсах з бурових розчинів про це не інформують. Причина цього феномену комерційна, а я нічого не розумію у такій комерції.

Короткий проміжний висновок: менеджер тоді буде сприяти впровадженню нової технології, коли впевнений у позитивному результаті і готовий долати існуючі догми.

Досвід просування нових технологій в Індії. Коли Ю.Ф. Макогон пропонував мені їхати в Індію, він зробив важливе застереження: «Будьте обережні з висловлюванням нових ідей: спочатку домовляйтеся про оплату, потім розкривайте суть. Можуть не заплатити.» Юрій Федорович бував в Індії 15 разів, тож знав, що Схід – справа тонка. В Індії мене вразив щирий інтерес до нових ідей і, головне, бажання їх впроваджувати. Контраст з Україною був вражаючий, тому бажання нарешті реалізувати нові технології переважили власний матеріальний інтерес. Про оплату моїх послуг я жодного разу не торкнувся у розмовах з Раджешем Наїром, чекав кінець-кінцем пропозиції від нього. Раджеш розраховувався зі мною, як білий колонізатор з тубільцем дикого племені – скляними намистами. Це був, наприклад, європейський костюм, куплений для того, щоб я робив в ньому доповіді на презентаціях і виглядав достатньо порядно, тобто білою людиною.

Професор Наїр очолює Petroleum GeoMechanics Lab, Department of Ocean Engineering, ІТ Madras. При спілкуванні протягом тривалих розмов, з використанням мого poor English та колоніального варіанту англійської від Раджеша і Манджуната, він спромігся зрозуміти найважливіше і вирішив максимально все запатентувати і впровадити в Індії. Для цього він організував фірму “Petroversa”, в якій я став одним з трьох директорів. Petro з латинської перекладається як «камінь», а versa – «навпаки». “Versa” – це частина терміну “versa fracking”, терміну, яким я позначив технологію гідророзриву «навпаки» [13, 14].

Професору Раджешу Наїру найбільше сподобалась технологія *versa fracking*. Професор має смак! Для презентації цієї технології і проведення перемовин з компанією Oil of India Ltd ми полетіли у штат Ассам. В результаті презентації було прийнято рішення укласти договір на проведення випробування технології *versa fracking* для поновлення продуктивності нафтової свердловини старого фонду. Склали план робіт і калькуляцію. На цьому етапі повторилася помилка нашого менеджера, як і у випадку з компанією Neyveli Lignite Corporation Ltd: в калькуляції були виявлені невиправдані витрати. Підписання договору відклаталося. Я попросив собі помічника з України, щоб разом з ним працювати на свердловині. І зарплатню для нього такого розміру, яку одержує інженер-початківець компанії Halliburton у Сибіру. Наш менеджер не погодився. Підтвердилася народна мудрість - гроші псують людей.

Після повернення додому і обговорення ситуації з ближніми я вирішив, що мені досить подорожей за три моря, треба приділити увагу здоров'ю.

Висновки.

Для того, щоб впроваджувати вже винайдені технології, потрібні гроші, великі гроші та талановиті менеджери. Наші вітчизняні великі гроші і менеджери, що їх обслуговують, чекають на технології з умовного Заходу або далекого Сходу. Великі гроші та талановиті менеджери умовного Заходу та далекого Сходу, як мені відомо, згодні на застосування нових технологій не одразу після почутої інформації про нову супер ефективну технологію, а після відповіді на питання: «Де ця технологія була вже застосована?». На таке підступне запитання майже по всіх супер технологіям, розробленим автором, відповідь коротка: «Ніде!». Винятком є тільки найкраща у світі система бурових розчинів з закріплюючими властивостями, яка має неперевершені приклади застосування у складних геологічних умовах.

Видатна наша поетеса, переборюючи свої біди, змогла промовити: «Без віри таки сподіваюсь...». Я не пишу поезій, але також сподіваюсь. Трішки. Тому продовжую писати заявки на винаходи, тому що рукописи, як відомо, не горять і чекають на увагу читача.

Список літератури

1. Менделеев Д.И. Будущая сила, покоящаяся на берегу Донца [Текст] / Д.И. Менделеев // Северный вестник, СПб. – 1888. – № 8.
2. Процес Фішера-Тропша [Електронний ресурс] - Режим доступу: [https://uk.wikipedia.org/wiki/ процес_Фішера_ -_Тропша](https://uk.wikipedia.org/wiki/процес_Фішера_-_Тропша).
3. Patent US4499945A. Int.cl E21B36/02, "Silane-propane ignitor/burner". Inventor Richard W. Hill, Dewey F. Skinner, Charles B. Thorsness. Published 1985-02-19.
4. Hill R.W. Controlled retracting injection point (CRIP) system: a modified-stream method for in situ coal gasification [Текст] / R.W. Hill, M.J. Shannon // United States: N. p., 1981. Web.
5. Крейнин Е.В. Подземная газификация углей: основы теории и практики, инновации. [Текст] / Е.В. Крейнин. – М.: ОАО "Газпром промгаз". – 2010. – 365 с.
6. Kreynin_Presentation. International UCG Practices Overview: New Russian Method and its Engineering Solutions.
7. Пат. 2441980 РФ Способ технологии управляемой подземной газификации угля / Е.В. Крейнин; заявитель ОАО "Газпром промгаз". – заявл. 20.04.2010; опубл. 10.02.2012. Бюл. № 4.
8. Сланцевий газ у наших умовах – трішки газу і багато лиха [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://zn.ua/ukr/author/anatolij-vasilchenko/>.
9. Пат. 2068489 РФ, МКИ 7 E21B 33/13. Способ крепления скважин / А.А. Васильченко (Украина). – № 92003771/03; заявл. 26.10.1992; опубл. 27.10.1996. Бюл. № 30. 4 с.
10. Пат. 124447 Україна. МПК E21B 33/10. Спосіб кріплення нафтових та газових свердловин з аномально низьким пластовим тиском / А.О. Васильченко. – опубл. 10.04.2018. Бюл. №7. 3 с.
11. Patent of India Method for continuous underground coal gasification of coal and lignite seams. 5058/CHE/2014. Applicants: dr. NAIR, Rajesh R, LINGAREDDY, Manjunath G, dr. VASYLCHENKO, Anatolii O. Inventors: Indian Institute of Technology Madras.
12. Пат. 2068489 РФ, МКИ 7 E21B 33/13. Способ крепления скважин / А.А. Васильченко (Украина); заявл. 26.10.92; опубл. 27.10.96. Бюл. № 30. 4 с.

13. Пат. 127265 Україна, МПК E21B 43/26. Спосіб здійснення гідророзриву «навпаки» нафтових і газових свердловин / А.О. Васильченко; опубл. 25.07.2018. Бюл. № 14. 5 с.

14. Васильченко А.О. Гідророзрив навпаки vs традиційного гідророзриву пласта. Підкорення природи чи співпраця з нею? [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 157-166.

Надійшла до редакції 10.02.22

УДК 628.105+541.18.045+541.64+510.6+550.36/41+532/71/74 542.67

**А.О. Васильченко, канд. техн. наук
(УкрНДІгаз)**

НОВА ІНТЕНСИВНА ТЕХНОЛОГІЯ ДОВІЛЬНОГО ОЧИЩЕННЯ РІДИН ЗАБЕЗПЕЧИТЬ ЧИСТОЮ ВОДОЮ ЛЮДЕЙ НА ЗЕМЛІ

Здійснено аналіз попередніх етапів розвитку технології примусового опріснення морської води, а також розглянуто концепцію довільного опріснення. Запропоновано і обґрунтовано напрямки конструктивного спрощення та інтенсифікації технології довільного опріснення морської води.

The analysis of the previous stages of the development of the technology of forced desalination of sea water was carried out, as well as the concept of voluntary desalination was considered. Proposed and substantiated directions for constructive simplification and intensification of the technology of arbitrary desalination of sea water.

Постановка проблеми. Надплинний довільний потік рідини за своєю природою є таким, що виникає, коли молекули внаслідок дії зовнішньої інформації утворюють впорядкований колективний рух у тому напрямку, де їхня структурна організованість вища. Надплинний потік відбувається за рахунок використання внутрішньої теплової енергії. Довільний рух характеризують нашим стародавнім народним прислів'ям – охота пуще неволі. Дослідникам важливо дослухатися до рідини, намагатися зрозуміти, в чому полягає її охота, тобто виявлення волі, і дати їй реалізувати його на користь людям. Таким чином можна створити технологію довільного очищення рідини, наприклад, екологічну і найменш витратну технологію опріснення морської води.

Аналіз досліджень та публікацій. Стародавній Шумер, що існував на території нинішнього південного Іраку, колись був одним з найродючих регіонів стародавнього світу. Процвітання царства забезпечувало сільське господарство, висока продуктивність якого була пов'язана з використанням складної системи зрошування. Іронія долі Шумеру полягала у тому, що система зрошування, що збагатила царство, кінець кінцем призвела до його занепаду: вода для зрошування містила певну, невелику кількість солі, натомість солонувата вода за століття використання перетворила чорні родючі ґрунти на білі солончаки [1, с. 120].

Вода розчинює солі. Друге начало термодинаміки (ДНТ) стверджує, що не існує природного довільного процесу, в результаті якого могла б утворитися знесолена вода. Давні римляни нічого не чули про ДНТ, і пробували опріснити морську воду для потреб війська [1, с.127]. Позитивного результату не одержали.

Досвід Ізраїлю у вирішенні проблеми нестачі води. Вражаючий успіх у забезпеченні країни очищеною водою різними методами, в тому числі і за рахунок опріснення морської води, був одержаний в Ізраїлі. Відомо [1, с. 19], що шістьдесят відсотків території Ізраїлю – це пустеля, а решта – напівпустельні землі. З часу заснування держави в 1948 році її населення збільшилося більш ніж у десять разів. Річний обсяг дощів знизився майже на чверть. Однак, незважаючи на проблемний клімат і незручний ландшафт, Ізраїль не тільки не відчуває водної кризи

– води в країні надлишок. Ізраїльтяни навіть експортують воду деяким своїм сусідам. Такого феноменального успіху країна досягла в результаті того, що:

- по-перше, національна еліта за багато років до незалежності Ізраїлю усвідомила, що створення держави і її розвиток вирішальним чином залежать від вирішення проблеми нестачі води у землі обітованій;

- по-друге, необхідна була відбутися консолідація суспільства у підтримці надзвичайних законів щодо води. В середині 1950-х років Кнесет ухвалив закони [1, с. 29-30.], які обмежили право приватної власності на воду на користь державного контролю за використанням не тільки підземних вод, а й поверхневих, до яких було включено як воду не тільки у річках та струмках, але і на дощову воду та стічні води, що витікають з будинків. Далі було оголошено усі водні ресурси суспільною власністю, підконтрольною державі;

- по-третє, Ізраїлю належало стати світовим лідером у сфері наукових інновацій [1, с. 117], який рішуче взявся за вирішення проблем очищення стічних вод, а також опріснення морської води.

Перший проект з опріснення був запропонований Олександром Зархіним, який народився в Україні (СРСР). На початку 1930-х років у Зархіна, що мав диплом хіміка, народилася ідея опріснювання солонуватої води, заморожуючи її [1, с. 130]. Далі винахідник відбув свої 5 років у таборі за схильність до ідей сіонізму. Після звільнення, коли почалася Друга світова війна, був залучений до Червоної армії. Після війни йому вдалося в 1947 році переїхати у краї, які з часом стали країною Ізраїль. У 1954 році він зміг зустрітися з прем'єр-міністром Бен-Гуріоном і зацікавити його своїм проектом. Технологія заморожування в умовах глибокого вакууму так і не була промислово реалізована. Натомість за роки роботи над цим проектом була сформована потужна група фахівців в "Israel Desalination Engineering" (IDE), яка продовжила пошук нових ідей опріснення морської води.

Команда Беркмана з IDE виробила два нові енергоефективні методи опріснення [1, с. 138]. Обидва досі використовуються в усьому світі. Перший спосіб – термічний, названий механічною компресією пари. Другий – варіант першого, названий дистиляцією мультиефектної дії з використанням алюмінієвих трубок.

Науковий і технологічний прорив відбувся з переходом до використання методу зворотного осмосу. Це сталося за участі Сідні Лоба, що народився у Канзасі [1, с. 146]. На початку 1960-х років Лоб працював над докторською дисертацією у Каліфорнійському університеті в Лос-Анджелесі. Там він зацікавився темою опріснення солонуватих вод. Разом з колегою у 1965 році він розробив мембрану з нано-отворами, яку успішно випробували у каліфорнійському містечку Коулінга, де мембрана очистила від солі непридатну до пиття воду. У 1966 році Лоб поїхав до Ізраїлю у приватній справі. Ізраїльтян зацікавила можливість використання мембрани Лоба для знесолення солонуватої води у покладах під пісками пустелі Негев [1, с. 147].

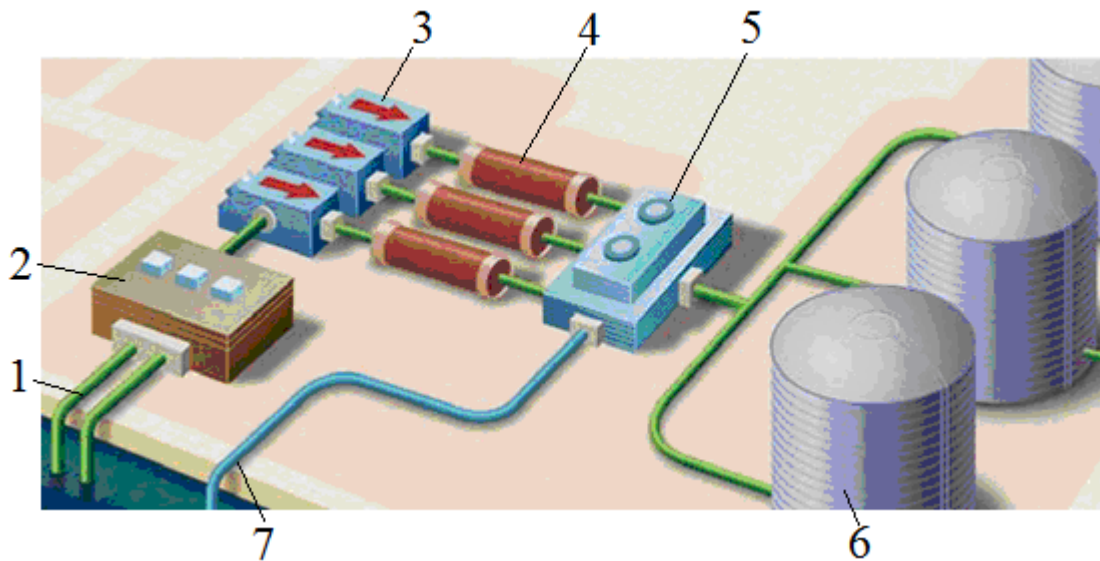
Сідні Лоб став батьком технології зворотного осмосу. На даний час за цією технологією опріснюють до 60 відсотків води на заводах по всьому світу. Сам Сідні Лоб не був бізнесменом, здатним заробляти гроші. Він не отримав тієї слави і грошей, що дісталися іншим [1, с.148].

Ізраїль – одна з дуже небагатьох країн, які лідирують у всіх елементах технології опріснення [1, с. 154]. Технологія опріснення принципіально змінила можливості подальшого розвитку країни. Наприклад, у пустелі Негев виявили великі поклади сланцевого газу. Сучасна загальноприйнята технологія розробки сланцевих родовищ нафти і газу ґрунтується на використанні потужних гідророзривів, кожний з яких потребує великої кількості прісної води. Натомість, слід привернути увагу ізраїльських фахівців, які схильні до інновацій, до нової технології гідророзриву «навпаки» [2], яка не потребує використання тисяч кубометрів рідини гідророзриву.

Вода, яку споживає Ізраїль, підрозділяється на природну – 38 % (Галілейське море – 10 % та водоносні пласти – 28 %) та таку, що підлягає очищенню та опрісненню – 62 % (солонувата вода – 11 %, стічні води – 21 %, морська вода – 27 %) [1, с. 295].

У більшості куточків планети вода роз'єднує людей. Ізраїль знайшов спосіб використати її для об'єднання нації [1, с. 283].

Для кращого розуміння технології опріснення морської води пропонуємо розглянути типову схему реалізації зворотного осмосу (рис. 1) [3].



1 – подавання морської води; 2 – попередня обробка; 3 – насоси; 4 – фільтри зворотного осмосу; 5 – завершальна обробка; 6 – ємності для прісної води; 7 – скидання солоної води

Рис. 1. Схема промислової реалізації технології опріснення морської води за методом зворотного осмосу

Науковці вже розробляють фільтри зворотного осмосу, що являють собою вуглецеві нанотрубки, які більш ефективні і мають потенціал для зниження вартості опріснення на 30 % [3]. Незважаючи на енергетичне підвищення цієї технології, застосування систем зворотного осмосу все одно обмежується її високою енергоємністю, і тому поширення її використання можливе лише за умови існування потужних джерел електричної енергії.

Розвиток напрямку довільного опріснення морської води. За ознакою причини, яка викликала рух матеріального тіла, вчені здавна вирізняють рух довільний і вимушений. Аристотель вважав довільний рух таким, що більше відповідає природі. Він в античні часи виявив причину виникнення довільного руху: здатність до початку руху виникає в результаті надходження інформації до матеріальної субстанції [4, Met. 1019a15-25]. Це найважливіше фізичне положення сучасної синергетики не привертало до себе увагу вчених до ХХ століття, коли знайшло відображення і підтвердження в теорії ентропоосмосу [5, 6]. Саме за допомогою такого інструменту пізнання, як ентропоосмос, можна побачити чудо, яке повсякчас творить довільний рух, ігноруючи заборони другого начала термодинаміки (ДНТ). В першу чергу, це повне перетворення теплової енергії на механічну і далі у роботу в ізотермічних умовах.

Нелінійний фільтраційний ефект (НФЕ). В 1856 році Дарсі виявив, що об'єм води, який протікає крізь шар піску з певними властивостями, є пропорційним товщині шару піску. З часом було визначено, що при низьких значеннях градієнту напору відбувається зміна режиму фільтрації з лінійного на нелінійний, що відзначають за різким зниженням витрати і коефіцієнту пропорційності, що не відповідає темпу зменшення градієнта напору. Це явище одержало найменування нелінійного фільтраційного ефекту (НФЕ) або початкового градієнту напору, хоч фільтрація не припиняється і при низьких значеннях напору [9]. Довгий час дослідники не могли дати несуперечливе пояснення природи НФЕ. З відкриттям ентропоосмосу була запропонована інформаційна модель НФЕ [8]. Суть явища полягає у тому, що в одній системі стикаються два типи руху: примусовий рух води згори під дією перепаду (градієнту) тиску крізь пори у шарі піску і довільний рух води назустріч, який має інформаційну природу і діє у напрямку градієнту структурної організованості (СО).

Інформаційна модель пояснює всі відомі особливості протікання НФЕ:

- посилення ефекту зі зменшенням розміру пор і зменшення зі зростанням температури;
- значну різницю у проходженні кількості води, якщо вона надходить з боку більш глибокої фракції піску до дрібної (приблизно у 1,26 разів менше), ніж у зворотному напрямі;
- зменшення ефекту зі збільшенням концентрації солей;
- ефект не проявляє себе при фільтрації неполярних рідин;
- при додаванні до неполярних рідин поверхнево-активних речовин ефект діє.

Опріснення морської води за методом зворотного осмосу. Метод зворотного осмосу головним чином полягає у протискуванні морської води крізь пори напівпроникної мембрани. Протискування рідини є тим фактором, який породжує вимушений рух з одного боку гідравлічної системи і довільний потік, що протидіє першому з іншого боку. Очевидно, що прояв НФЕ знижує ефективність технології за методом зворотного осмосу, збільшує витрати енергії. Таким чином, опріснення морської води за методом зворотного осмосу приречене бути енергетично дуже витратною технологією.

Приклади використання довільного руху рідин. У гірських породах довільний рух води ентропоосмотичного походження у тонкі щілини і пори призводить до утворення і зберігання протягом геологічного часу зон аномально-високих тисків, що можуть сягати і перевищувати геостатичний тиск.

Рідини в організмах тварин і людини, за винятком хіба що крові, рухаються довільно: їхнє очищення у печінці, нирках, концентрування у сечовому міхурі відбувається завдяки формуванню довільних потоків. Природа створена ідеально раціонально.

Особливий інтерес викликає спосіб забезпечення морських істот (риб, птахів, черепах, крокодилів тощо) прісною водою. Відомо, що оселедець, доки він у морі, ще зовсім не солоний. Всі морські істоти використовують спосіб довільного опріснення морської води. У птахів, черепах та крокодилів функцію опріснювача виконує носова гланда. Надлишкова сіль у вигляді концентрованого розсолу видаляється у вигляді сльози у красчку ока. Згадаємо вислів – крокодилові сльози.

Якщо у живій природі широко використовується спосіб довільного опріснення морської води, то нам, представникам виду *homo sapiens*, слід зрозуміти принцип, запропонований Творцем і реалізувати його. Можна бути впевненим, що він буде екологічним і економічним.

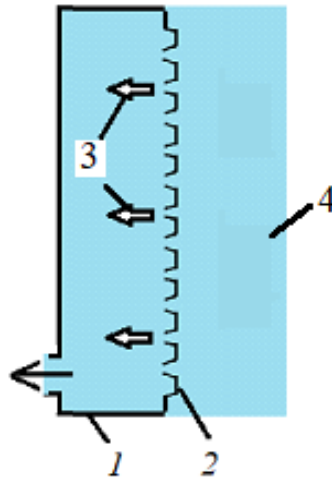
Спосіб довільного очищення рідин. У своїй знаменитій книзі «Характер фізичних законів» Р. Фейнман [10], на підтвердження торжества ДНТ, навів простий аргумент: якщо до води додати чорнила, то утвориться розчин, і не існує процесу, щоб вода і чорнила розділилися. Натомість французький фізик Л. Шамбадаль [11] теоретично довів, що за рахунок використання асиметричних напівпроникних перегородок можна здійснювати довільне розділення сумішей речовин. При цьому він вказував, що його спосіб не порушує ДНТ, тому що дія того не поширюється на процеси на молекулярному рівні. Л. Шамбадаль стверджував, що саме *асиметричні напівпроникні мембрани* з конічними отворами здатні боротися з ДНТ.

У 1955 році Б.Ф. Рельтов із співавторами у статті [12] описав красивий експеримент з аномального осмосу, у якому дослідники одержали перетікання води крізь асиметричну напівпроникну глинисту мембрану з об'єму з розчином солі до об'єму з чистою водою. Важливим в цьому експерименті було, по-перше, одержання довільного перетоку води крізь асиметричну напівпроникну мембрану, асиметрія якої виникла відносно параметра СО внаслідок руйнівної дії іонів солей на впорядковані граничні шари води в порах мембрани, з об'єму з розчином солі до об'єму з чистою водою і, по-друге, був реалізований процес довільного опріснення мінералізованої води за рахунок *внутрішньої енергії системи*.

Спираючись на експеримент [12] та на теорію ентропоосмосу [13], автор даної статті направив заявку до патентного відомства СРСР № 4812056/25 від 09.04.1990 р. на «Спосіб довільного очищення рідин». Патентне відомство у ті часи користувалось послугами позаштатних експертів. Заявка потрапила до співробітника кафедри Ю. Дитнерського в МХТІ ім. Д.І. Менделєєва. Далі було витрачено 8 років на відповіді на запитання не по суті. Приїзд до Москви і безпосередні пояснення в МХТІ ім. Д.І. Менделєєва слабо вплинули на експерта. В результаті був виданий патент на пристрій з використанням тільки глинистих мембран [14]. На протест

УкрНДІгазу і автора через деякий час керівник патентного відомства відреагував: вибачився і пообіцяв виправити формулу винаходу. Кінцевий результат досі не відомий.

У 1994 році в Укрпатенті був заявлений «Спосіб довільного очищення рідин» і одержано патент [15]. Для реалізації довільного очищення рідин було запропоновано використовувати ліофільні асиметричні напівпроникні мембрани з конічними отворами (рис. 2).



1 - пристрій для довільного опріснення морської води; 2 - асиметрична напівпроникна мембрана з конічними отворами; 3 - потоки чистої води; 4 - морська вода

Рис. 2. Схема реалізації способу довільного очищення рідин на прикладі довільного опріснення морської води

Очевидно, що такий спосіб є найдешевшим і екологічно чистим. Натомість він може задовольняти морських птахів, риб, черепах, але для людей низька продуктивність процесу довільного очищення рідини внаслідок використання тільки природної дифузії є не прийнятною. На початку ХХ століття К.Е. Цюлковський впевнено стверджував, що у майбутньому будуть обов'язково винайдені варіанти перетворення теплоти на механічну енергію, і що ці процеси будуть протікати «повільно і безкоштовно» [16]. Втім, про реальну можливість перетворення теплоти на роботу з опріснення морської води було повідомлено на XV Менделєєвському з'їзді у Мінську у 1993 році [17]. Заперечень, як і схвалення, не було.

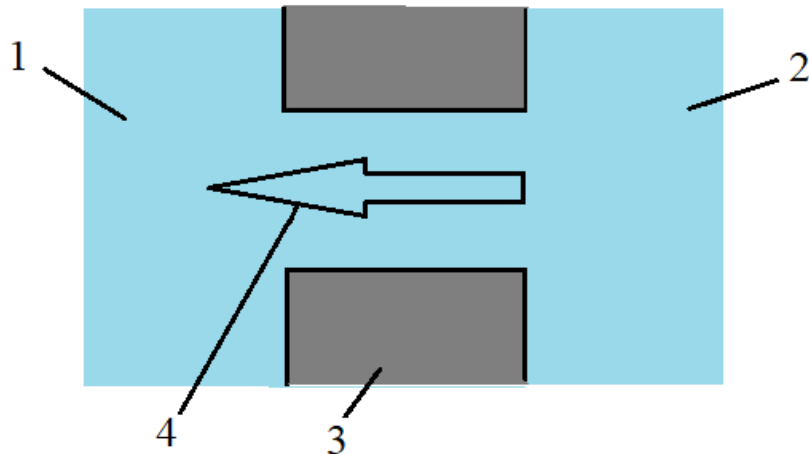
Природознавство свідчить, що у Всесвіті ніхто нікуди не поспішає. Все відбувається доволі повільно і безкоштовно. Натомість у людського суспільства на Землі існує нагальна необхідність забезпечити побутові і промислові потреби прісною водою у великій кількості і вже зараз.

Формулювання мети статті. Таким чином, після створення способу довільного очищення рідини [15] постала задача інтенсифікації і спрощення процесу. Мета статті полягає у тому, щоб обґрунтувати і позначити напрямки спрощення і інтенсифікації процесу довільного опріснення морської води.

Виклад основного матеріалу досліджень. *Конструктивне спрощення процесу довільного опріснення морської води.* Довільний рух води виникає тоді, коли молекули за безперервною мережею водневих зв'язків одержують інформацію про аномалію у структурі води, де ступінь впорядкованості вищий і насиченість енергією міжмолекулярних зв'язків більша. В роботі [12] асиметрію у структурі води у порах глинистої мембрани і формування градієнту СО створювали поступово, по мірі дифузійного надходження іонів солі у пори. Цей процес довільного опріснення з часом припиниться, коли іони солі дійдуть до виходу з мембрани. Фіксовану, довготривалу асиметрію можна одержати вже готовою, якщо використовувати гідрофільну мембрану, отвори в якій мають конічну форму [15]. Технологія виготовлення таких мембран існує

(наприклад, ядерні фільтри Фльорова), але промислове виробництво такого типу мембран – це вже область нанотехнологій, дуже складна і витратна.

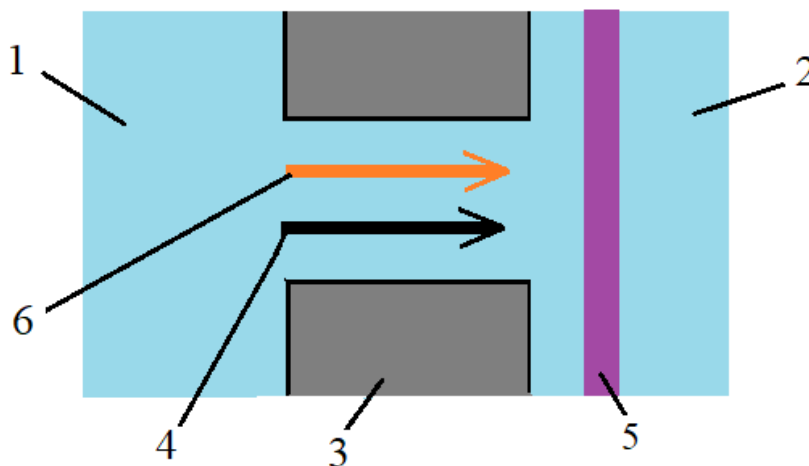
Нами [18] запропонований спосіб довільного очищення рідини, згідно з яким для довільного опріснення морської води достатньо використовувати звичайні гідрофільні симетричні напівпроникні мембрани, які в нормальних умовах забезпечують перетікання води крізь мембрану 3 в об'єм з мінералізованою водою 1 згідно з Вант-Гоффом (рис. 3).



1 – об'єм з мінералізованою водою (CO_1); 2 – об'єм з чистою водою (CO_2);
3 – напівпроникна симетрична мембрана; 4 – напрям перетоку води

Рис. 3. Відображення експерименту з класичного осмосу за Вант-Гоффом

Якщо в об'ємі з чистою водою 2 розташувати електрод 5, що випромінює неоднорідне електричне поле, і включити його, то в даній системі буде реалізований аномальний осмос, тобто звичайний ентропоосмотичний потік згідно з градієнтом CO 4, який породжений градієнтом неоднорідного електричного поля 6 (рис. 4).



1 – об'єм з мінералізованою водою; 2 – об'єм з чистою водою; 3 – напівпроникна симетрична мембрана; 4 – градієнт CO води; 5 – електрод; 6 – градієнт неоднорідного електричного поля.

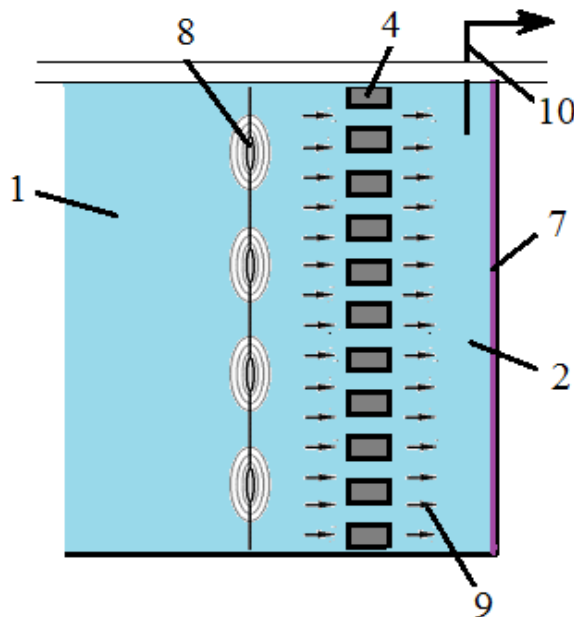
Рис. 4. Схема реалізації аномального осмосу, або звичайного ентропоосмотичного потоку

Короткий висновок. Використання дії стаціонарного електричного поля від електрода, розташованого з боку об'єму з чистою водою забезпечує, по-перше, перетворення симетричної напівпроникної мембрани на асиметричну відносно параметра CO і, по-друге, формування градієнту CO у воді в порах мембрани, а також утворення довільного ентропоосмотичного потоку в об'єм з чистою водою.

Інтенсифікація процесу довільного опріснення морської води.

Теорія ентропоосмосу обґрунтовано підводить до важливого висновку: якщо рушійною силою впорядкованого потоку молекул рідини є градієнт CO , то швидкість цього потоку пропорційна величині градієнту CO . Таким чином, для інтенсифікації потоку молекул рідини необхідно застосовувати фізичні фактори, які збільшують CO води у певній частині системи. Збереженню та зростанню CO води сприяють наступні фактори: стиснені умови (стілки пор мембрани), дія електричного поля, дія тиску звукових хвиль [18].

Здатність звукових хвиль здійснювати тиск на матеріальні об'єкти крізь повітряне середовище виявив В.Я. Альберг у 1903 році [19]. Коновалов відкрив ультразвуковий ефект у рідинах [20], в якому ультразвукові хвилі викликали посилення руху води у тому напрямі, який позначений градієнтом CO води [18]. Враховуючи можливість попередньо створювати асиметрію у воді у порах симетричної напівпроникної мембрани дією електричним стаціонарним полем, було створене технічне рішення [21], в якому були використані як конструктивне спрощення пристрою, так і способи інтенсифікації довільного потоку води (рис. 5).



1 – об'єм з водою, що підлягає очищенню; 2 – об'єм з очищеною водою;
4 – напівпроникна симетрична мембрана; 7 – електрод неоднорідного електричного поля; 8 – генератор ультразвуку; 9 – потік очищеної води; 10 – видалення очищеної води до місця накопичення

Рис. 5. Перетин пристрою для реалізації способу довільного очищення (опріснення) води із застосуванням інтенсифікації процесу довільного руху молекул води крізь напівпроникну і початково симетричну мембрану

Під час експлуатації пристрою його продуктивність регулюють підвищенням напруженості електричного поля і потужності генератора ультразвуку. Протягом усього періоду роботи пристрою рух води крізь мембрану залишається довільним і надплинним. Ознакою того, що процес перестав бути довільним, є його припинення, тобто коли зникає інформаційна причина утворення довільного потоку – градієнт CO води.

Висновки.

Схоже, глобальне потепління являє собою одвічне періодичне коливання температури на планеті. Природні процеси, як-то пробудження вулкану і викидання багатьох тисяч тонн оксиду вуглецю, метану, сірчаних газів тощо, значно перевищують аналогічні викиди усіх промислових підприємств і автотранспорту. Зростання чисельності людей на планеті також не є загрозою для екології за умови елементарного дотримання заходів з утилізації відходів і відмови від війн. Більшість попередніх цивілізацій загинула не від глобального потепління, а від глобальних війн. Найбільш нагальна і найгостріша проблема людства у XXI столітті – загострення дефіциту чистої води [3].

В даній статті, на мій погляд, достатньо аргументовано викладені принципи створення технології знесолення морської води. Центральний принцип – вода сама себе очищує, коли доволіно і без тертя ухається крізь пори напівпроникної мембрани. Технології на цьому принципі є поза конкуренцією за такими показниками:

- екологічна чистота;
- низька собівартість основного продукту – води;
- просте апаратне оформлення.

Автор в одній своїй статті вже використовував біблійний вислів: той, хто має вуха, нехай почує. Цьому вислову не одна тисяча років. З того ж джерела ще один вислів: немає пророка у своїй країні.

Список літератури

1. *Citel Set M.* Нехай буде вода. Ізраїльський досвід вирішення світової проблеми нестачі води [Текст] / *Set Citel M.* – Київ: Yakaboo Publishing, 2021. – 352 с.
2. *Васильченко А.О.* Гідророзрив навпаки vs традиційного гідророзриву пласта. Підкорення природи чи співпраця з нею? [Текст] / *А.О. Васильченко, М.В. Боровик* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 185-195.
3. *Роджерс П.* Перед лицом нехватки пресной воды [Текст] / *П. Роджерс* // В мире науки. – 2008. – № 11. – С. 22-28.
4. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 1. Метафизика [Текст] / *Аристотель.* – М.: Мысль, 1976. – С. 63-448.
5. *Васильченко А.А.* Новая модель осмоса и интенсификация процессов на полупроницаемых мембранах. [Текст] / *А.О. Васильченко* // В сб.: Тез. докл. Всес. научн. конф. "Повышение эффективности, совершенствование процессов и аппаратов химических производств". – Харьков. – 1985. – ч. IV. – С. 73.
6. *Васильченко А.О.* Універсальні принципи інтенсифікації довольного руху матеріальної субстанції [Текст] / *А.О. Васильченко* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2020. – С. 143-155.
7. *Васильченко А.О.* Теорія довольного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу [Текст] / *А.О. Васильченко, М.В. Боровик* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 195-206.
8. *Васильченко А.А.* Концептуальная модель нелинейного фильтрационного эффекта [Текст] / *А.А. Васильченко* // В сб.: Тез. докл. II Всес. научн.-техн. конф. "Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин"(20-22.09.1988, г. Ивано-Франковск). – М., 1988. – С. 320-321.
9. *Гольдберг В.М.* Исследование фильтрации в глинах с учетом влияния на этот процесс физико-химических условий [Текст] // В сб. Исследование фильтрации через глинистые породы. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1983. – С. 6-13.
10. *Фейнман Р.* Характер физических законов [Текст] пер. с англ. / *Р. Фейнман.* – М.: Наука, 1987. – 160 с.
11. *Шамбадаль П.* Развитие и приложение понятия энтропии [Текст] пер. с франц. / *П. Шамбадаль.* – М.: Наука, 1967. – 278 с.
12. *Рельтов Б.Ф.* Дальнейшие экспериментальные исследования осмотических явлений в связанных грунтах [Текст] / *Б.Ф. Рельтов и др.* // Известия ВНИИГМ. Т.52. – С. 147-164.

13. Васильченко А.А. Новая модель осмоса и интенсификация процессов на полупроницаемых мембранах [Текст] / А.О. Васильченко // В сб.: Тез. докл. Всес. научн. конф. "Повышение эффективности, совершенствование процессов и аппаратов химических производств". – Харьков, 1985. – ч. IV. – С. 73.

14. Пат. 2106187 РФ, МКИ В 01 Д 61/00. Устройство для самопроизвольной очистки воды от растворенных в ней солей / А.А. Васильченко. – №4812056/25; заявл. 09.04.90; опубл.10.03.98. Бюл. № 7. 5 с.

15. Пат. 25309А Україна, МКИ В 01Д 61/00, В 01Д 12/00. Спосіб довільного очищення рідини / А.О. Васильченко. – № 94127877; заявл. 05.12.94; опубл. 30.10.98. Бюл. № 6. 4 с.

16. Гвай И.И. К.Э.Циолоковский о круговороте энергии [Текст] / И.И. Гвай. – М.: Изд-во АН СССР, 1957. – 79 с.

17. Васильченко А.А. Экология и синергетика: самопроизвольная очистка воды – реальность. [Текст] / А.А. Васильченко // В сб.: XV Менделеевский съезд по общей и прикладной химии. – Минск: Наука и техника, 1993. – С. 178-179.

18. Пат. 125409 України, МПК В01D 12/00, В01D 61/00. Спосіб довільного очищення рідини / А.О. Васильченко; опубл. 10.05.2018, Бюл. № 9. 5 с.

19. Давление звукового излучения [Электронный ресурс] Інформація з сайту <https://www.youtube.com/watch?v=10VrvHbylow>.

20. Коновалов Є.Г. Наукове відкриття № 109 від 31 травня 1961 р.

21. Пат. України, МПК В01D 12/00, В01D 61/00. Спосіб довільного очищення рідини / А.О. Васильченко, М.В. Боровик, А.А. Лиско.

Надійшла до редакції 18.01.22

УДК 510.6+550.36/41+532/71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук
(УкрНДІгаз)

ГОЛОВНА ПРОБЛЕМА СУЧАСНОЇ НАУКИ – ПОДОЛАННЯ МІФІВ

Наведено спроби подолання наукових міфів у галузі астрономії (система Птолемея) та фізики (гравітація за Ньютоном). Обґрунтовано невідкладну необхідність спростування міфу, пов'язаного з постулатом Клаузіуса щодо Другого начала термодинаміки. Запропоновано найбільш ефективний інструмент для руйнування міфу Клаузіуса – антиентропійна теорія ентропоосмосу.

The attempts to overcome scientific myths in the field of astronomy (Ptolemy's system) and physics (newtonian gravity) are given. The urgent need to refute the myth associated with the postulate of Clausius regarding the Second Degree of Thermodynamics is substantiated. The most effective tool for the destruction of the Clausius myth is the antientropic theory of entropoosmosis.

Постановка проблеми. З давніх давен у людському суспільстві точиться боротьба між прибічників певного міфу, що спирається на спрощене пояснення очевидного явища природи, та на розумників, які не згодні з самоочевидною «істиною». Наприклад, те, що Сонце піднімається на сході і через кілька годин сідає на заході, тому що обертається довкола Землі. Або яблуко падає з дерева на землю, тому що на нього діє сила тяжіння. З цього ж ряду приклад: якщо у воді розчинити чорнила (сіль, цукор тощо), то не можна реалізувати процес довільного розділення розчину на чисту воду і розчинену речовину.

Більшість читачів знають, що обертання Сонця довкола Землі вже визнане міфом кілька століть тому, і що Джордано Бруно спалили через непорозуміння. Щодо притягуючої дії гравітації на яблуко на дереві та незворотного утворення розчину чорнил у воді, то ці пояснення освячені постулатами Ісаака Ньютона і Р. Клаузіуса (Друге начало термодинаміки) і є наріжними

ми каміннями фундаменту сучасної науки. Незгідних з цими положеннями в наш час вже не спляють на вогнищі. Натомість винайдене гуманне покарання – зробити голос авторів альтернативних теорій нечутним, схожим на волення людини, що заблукала у пустелі.

Аналіз досліджень та публікацій. А.Ф. Лосєв, видатний філософ ХХ століття, з неприхованим смутком стверджував, що усі наші уявлення про наш світ є міфом [1]. Луї де Бройль [2], як і багато інших вчених, відмічав, що прогрес науки постійно гальмується тиранічним впливом деяких концепцій, які кінець-кінцем стали догмами. Тому, на його думку, слід час від часу піддавати глибокому перегляду принципи, які були визнані як кінцеві і вже не обговорюються. Натомість можна відзначити, що в результаті важкого розвитку науки відбувається поступове заміщення у картині світу, складеної з суцільних міфів, клаптиками істини. У попередньому збірнику УкрНДІгазу [3], наприклад, була розглянута нова теорія гравітації В.Г. Катющика [4], яка у майбутньому поступово усуне міф від І. Ньютона. Макс Планк [5] оптимістично стверджував, що велика наукова ідея не стверджується шляхом поступового переконання незгодних. В дійсності все відбувається так, що опоненти поступово вимирають, а нове покоління від початку сприймає нову ідею. Великий фізик на початку ХХ століття не врахував те, що викладання нових ідей в школах та університетах є справою підцензурною, а публікація у провідних наукових журналах завжди була контрольованою науковою елітою. Доволі молодий вчений В.Г. Катющик може не дочекатися часу, коли його теорію про те, що гравітація є силою, яка розштовхує масивні тіла у Всесвіті, будуть викладати у всіх університетах, не тільки в м. Абакан.

А тепер про головний міф сучасної науки, а саме про Друге начало термодинаміки, яке було введено як постулат. Спочатку розберемося у тому, з чого складається, крім міфів, наукове знання. Згідно з Ф.М. Канарьовим [6], поступ науки полягає у виявленні аксіом та створенні постулатів. Різниця між цими двома типами наукових тверджень полягає у тому, що:

- аксіома – це очевидне ствердження, що не потребує експериментальної перевірки і таке, що не має виключень;

- постулат – неочевидне ствердження, достовірність якого доводиться тільки експериментально або витікає з експериментів.

Встановлення наукових істин постулатами, нехай від авторитетних вчених, – хибний шлях. Ще Ф. Бекон сформулював принцип: «Істинне знання - є знання причин». Штучні постулати створюють перешкоди на шляху до істини, які витіснили дослідників, чия діяльність полягає у виявленні реальних причин фізичних явищ.

Центральний і найбільш шкідливий міф сучасної науки – це Друге начало термодинаміки (ДНТ), що створене Р. Клаузіусом як постулат у середині ХІХ століття. Одне з багатьох формулювань проголошує: будь-який довільний процес протікає зі збільшенням ентропії. ДНТ вводить наступні важливі обмеження:

1. Довільні процеси протікають таким чином, що приводять систему до стана рівноваги.
2. Вільна енергія може переходити тільки від більшого потенціалу до меншого.
3. Процес дифузії завжди направлений від об'єму з високою концентрацією в об'єм з низькою концентрацією.

Очевидно, самоорганізація у Всесвіті відбувається тільки шляхом акумуляції речовини та енергії у системі, що самоорганізується, внаслідок формування довільного руху, який посилюється дією позитивного зворотного зв'язку. Таким чином, ДНТ унеможливує процес самоорганізації.

Треба бути таким розумним і винахідливим, як І.Р. Пригожин, який створив теорію самоорганізації, не порушуючи постулат Клаузіуса, за що одержав Нобелівську премію у 1978 р.

Замість пошуку відповідного природного довільного руху речовини, І.Р. Пригожин [7] запропонував концепцію «накачування» системи вільною енергією у такій кількості, щоб ця система перейшла у закритичний стан, в якому елементи (наприклад, молекули) виходять з соннамбулічного сну, починають відчувати один одного на значних (у кілька ангстремів) відстанях і набувають здатність діяти узгоджено, когерентно. Далі при досягненні точки біфуркації система елементів, що діє когерентно, випадково починає утворювати впорядковані структури, які І.Р. Пригожин назвав дисипативними. Така назва має нагадувати, що впорядковані структури виникли завдяки «накачування» системи вільною енергією, яка в результаті самоорганізації

речовини перетворюється на теплоту, яка розсіюється, тобто дисипатує. Це підкреслює торжество ДНТ: навіть самоорганізація призводить до викидання ентропії у зовнішнє середовище і загальне збільшення безладу. У своїй монографії [7] І. Пригожин та І. Стенгерс у черговий раз присягнули ДНТ: «Механічна енергія більш «високого гатунку» (більш когерентна), ніж тепло, і завжди може бути обернена на тепло. Зворотнє неможливе».

З теорією самоорганізації, ДНТ, забрудненням Всесвіту ентропією пов'язаний красивий епізод з історії науки античних часів, який не здатні побачити і в нього повірити сучасні вчені. Дослідження [8-11] творів античного генія Аристотеля показали, за 2300 років (за вже спростованою хронологією Скалігера) до проголошення постулата Клаузіуса і створення парових машин, вже була детально розроблена несуперечлива теорія самоорганізації, в якій головну роль відіграла інформація («форма» у Аристотеля) і ентелехія, тобто розумний план Творця, який скеровує еволюцію не до холодної смерті, а до довершених структур і торжества добра. Вже у давні часи Аристотель показав, що непримиренна боротьба двох начал нашого світу, інформації та ентропії («позбавленість» у Аристотеля, грецькою – «sterésis»), перевага в результаті самоорганізації завжди на боці інформації, а така ефемерна, не існуюча сутність, як ентропія знищується.

Теорія самоорганізації Аристотеля отримала підтвердження у наш час, а постулат Клаузіуса так ніколи не був доведений. Більш того, він вже багато разів був спростований [7-10 та ін.] і вже повинен був потрапити в архів історії науки. Але для цього необхідно, щоб люди у розвинутих країнах знали грамоту, вміли читати і думати.

Близько 50 років тому автор зрозумів, що вода завжди довільно рухається у напрямку, де її структура більш впорядкована. Розвиток цієї здогадки супроводжував природний страх: невже я перший, хто відкрив природне явище? Приблизно такий самий страх відчував В.Г. Каптюшик [4] з новою теорією гравітації. Тому він детально проаналізував версію Лесажа як теоретичний аналог своєї теорії і довів, що *взаємного відитовхування тіл* в моделі Лесажа немає.

У 80-ті роки вдалося опублікувати формулу нової теорії, яка з часом одержала назву теорія ентропоосмосу. Далі теорія була поширена не тільки на процеси довільного руху води і потім всіх рідин, але і на всі системи, що складаються з структурних елементів, об'єднаних зв'язками. Відкоригована формула ентропоосмосу на даний час викладена наступним чином: *система матеріальних частинок, в якій існує мережа зв'язків, кількість яких перевищує поріг перколяції, здатна довільно рухатись згідно градієнту структурної організованості, тобто у напрямку, де вищі впорядкованість та енергонасиченість зв'язків.*

Наведені вище обмеження, які накладає ДНТ на розвиток науки і створення нових технологій, слідування принципу ентропоосмосу повністю усуває експериментально підтвердженими висновками:

1. Довільні процеси є причиною розвитку системи до невірноваженого стану.
2. Ентропоосмос забезпечує надходження вільної енергії від меншого потенціалу до більшого і нагромадження її у стиснених умовах.
3. Ентропоосмос забезпечує протікання дифузії речовини від об'єму з низькою концентрацією в об'єм з високою концентрацією, що спричинює, наприклад, формування кристалів.

Таким чином, тепер доки хтось з дослідників не виявить випадок виникнення довільного руху рідини, що діє з області з високим рівнем СО до області з низьким рівнем, теорія повинна вважатися істинною.

І головне, що вбиває ДНТ, це перетворення ентропоосмосом теплової енергії на механічну з ККД = 100% без перепаду температури і без викидання ентропії у навколишнє середовище.

Світ, в якому діють перелічені принципи, пов'язані з ентропоосмосом, кращий того, який палає наче величезна піч, за висловом І. Пригожина [7], а енергія, хоч вона і зберігається, безперервно розсіюється, що призводить до холодної смерті.

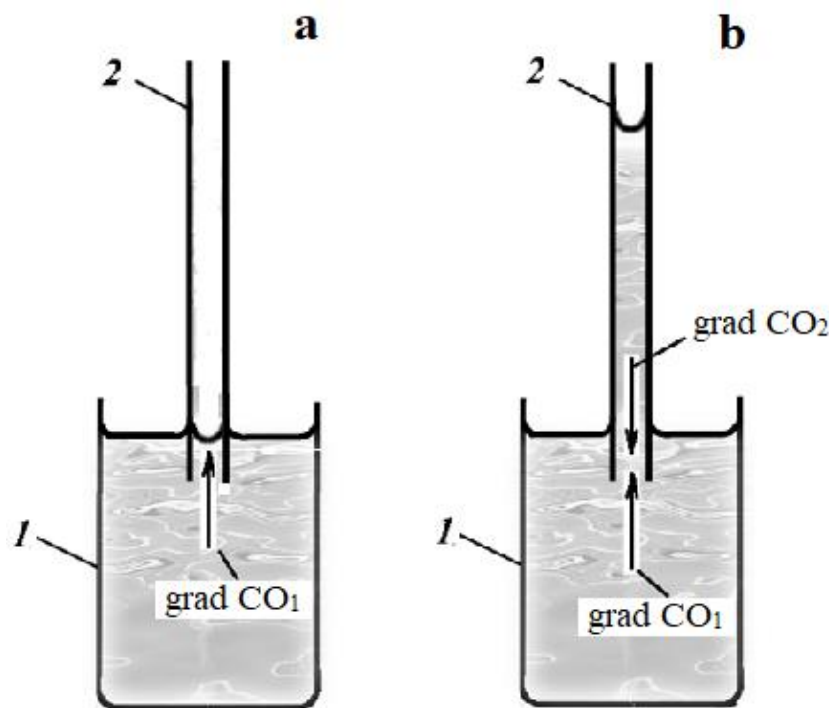
Доречно нагадати найпростіший фізичний експеримент, неупереджений аналіз якого з використанням лише елементарної логіки доводить, що ДНТ – мильна бульбашка, яка існує півтора століття і замилює очі нібито розумним вченим. Вже не одне тисячоліття відомо, що при дотиканні скляної трубки (капіляра) до поверхні води, вода швидко піднімається вгору. Після видалення води і при кожному наступному торканні підіймання води в капілярі буде по-

вторюватись нескінченну кількість разів. Для виявлення фізичної причини явища необхідно сформулювати розумні запитання. Наприклад, такі:

1. Яка енергія здійснює роботу з підймання води у капілярі і обумовлює утворення тиску?
2. Чому підймання води на певній висоті припиняється?
3. Чому капілярний тиск з часом не розсіюється, згідно з ДНТ, а може зберігатися необмежено довго?

Кілька десятків років тому автор даної статті вже дав відповіді на ці питання у статтях і доповідях на численних конференціях, які ніхто не спростував. Але і не підтримав. Нагадаємо, що першим дав правильну і несуперечливу відповідь на перше питання відомий літератор В.Н. Ланге. Він чітко заявив: *роботу з підймання води у капілярі здійснює її внутрішня теплова енергія* [12, с.117]. Після контактів з редактором видавництва вже не згадувалась здатність теплоти виконувати роботу.

Детально розглянемо цей найвідоміший і дуже давній фізико-хімічний процес. Як у Біблії - «Спочатку було Слово», так і в природі довільний рух, за Аристотелем, починається з того, що в матеріальну систему надходить інформація. При контакті води зі скляною поверхнею капіляра утворюються щільні впорядковані шари молекул води. За мережею водневих структурних зв'язків інформація про ці впорядковані структури передається до води у центрі устя капіляра 1, де рівень впорядкованості зростає на ΔCO . Згідно з градієнтом CO_1 , що направлений з об'єму води до устя капіляру 1 (рис. 1 а), починає діяти ентропоосмотичний потік.



а) момент контакту з водою; б) момент завершення підняття;
1 – посудина з водою; 2 – скляний капіляр

Рис. 1. Схема процесу капілярного підймання води у скляному капілярі

По мірі підймання води тиск та параметр ΔCO в усті капіляра зростають. В стиснених умовах, які забезпечують стінки капіляру, включається позитивний зворотний зв'язок, коли підвищення рівня в капілярі викликає локальне підвищення тиску в усті капіляру, що у свою чергу обумовлює зростання градієнту CO_1 . Одночасно у стовпчику води у капілярі формується градієнт тиску і відповідний йому градієнт CO_2 . Коли градієнти CO_1 та CO_2 врівноважують

один одного (рис. 1 б), процес підймання припиняється. Таким чином, відбувається самоорганізація теплової енергії у механічну без перепаду температури у системі і утворення не дисипативних, а акумулятивних структур. Викидання ентропії назовні не відбувається, тому що вона знищується в системі, як це зазначив в своїй теорії самоорганізації Аристотель.

Формулювання мети статті. В попередньому збірнику УкрНДІгазу автор [3] здійснив спробу співставити сучасну теорію гравітації, або міф від сера Ісака Ньютона, з альтернативною теорією В.Г. Катющика [4], згідно з якою гравітація проявляє себе як комплексне відштовхування. Крім того, були розглянуті уявлення вчених від античних часів до сучасності щодо природи та властивостей світового ефіру. Метою статті [3] було, з одного боку, намагання поширити інформацію про наукове відкриття В.Г. Катющика і, з другого боку, засвідчити прояв ентропоосмосу у довільному русі такого флюїду, як світовий ефір. На таку думку наводить давній принцип «що нагорі, те і внизу», який продуктивно використовував в своїх працях С.І. Сухоніс [13]: якщо на атомно-молекулярному рівні довільний рух флюїдів виникає і діє згідно ентропоосмосу, то і на рівні мікросвіту флюїд, представлений частинками ефіру, довільно рухається по градієнту структурної організованості, тобто у напрямку, де впорядкованість і щільність вищі, що забезпечує самоорганізацію елементарних частинок ефіру в атоми.

Десятки міфів, що виникли у ХХ столітті – планетарна модель атомів, швидкість світла є максимальною у Всесвіті, гравітація деформує простір, Всесвіт виник в результаті Великого вибуху, Всесвіт розширюється з прискоренням, обидві теорії відносності, бозон Хігса, теорія струн і багато інших – є продуктом мільярдних витрат на науку і свого роду белетристику, добре оплачувану science fiction. Головним нещастям сучасної науки є ДНТ, яке гальмує розвиток і скеровує пошук дослідників у глухі кути. Тому є необхідність продовжити «лупати сю скалу». Найбільш ефективне «кайло» для цієї непростой роботи – поширення і роз'яснення антиентропійної теорії ентропоосмосу.

Для подальшого пояснення теорії ентропоосмосу необхідно сформулювати уточнюючі питання, а саме:

1. Чому відсутня математична інтерпретація теорії ентропоосмосу?
2. Інформаційна причина породжує довільний рух. А яка фізична причина реалізує процес?
3. Яка «користь» від створення і поширення нової теорії? І без ентропоосмосу вода підіймалася у капілярах, проходила крізь напівпроникні мембрани тощо.

Виклад основного матеріалу досліджень. *Проблеми з математичною інтерпретацією теорії ентропоосмосу.* Сенс теорії ентропоосмосу можна викласти одним коротким реченням: довільний рух рідини направлений по градієнту її СО, тобто у тому напрямку, де впорядкованість і щільність більші. Принцип ентропоосмосу можна поширити на всі системи матеріальних частинок будь-якого агрегатного стану за умови, що кількість зв'язків між частинками сягає порогу перколяції (певного ступеню їх зв'язаності).

В науковій літературі категорію «структура» характеризують як інформацію, що зафіксована в матерії. Ентропоосмосу, який має інформаційну природу, можна дати додатково найменування «інформотаксис», оскільки молекули довільно і колективно рухаються в ту область системи, де в структурі нагромаджено більше інформації та енергії в структурних зв'язках.

Структура, як і інформація та ентропія, не мають абсолютної величини. Зафіксувати і вирахувати можна тільки ΔI та ΔS , які позначають $+\Delta CO$ або $-\Delta CO$ відповідно. Інформація та ентропія не є фізичними параметрами, тому що не можуть бути вимірювані безпосередньо.

Автором запропоновано використовувати структурно-чутливі фізико-хімічні для визначення $+\Delta CO$ або $-\Delta CO$ у тій чи іншій області системи за змінами, наприклад, густини, в'язкості, діелектричної проникності тощо. Такий підхід дозволяє якісно визначати напрям результуючого потоку рідини у складних системах, в яких одночасно діють і змінюються багато фізичних параметрів. Це дає можливість обійтися без суперечки, яку треба вирішувати голосуванням, щоб вирішити, який процес дослідники спостерігали: прояв осмосу, чи термоосмосу, чи електрокапілярний ефект, або ультразвуковий ефект, якщо всі фізичні поля діють на систему одночасно.

Ентропоосмос є узагальнюючим явищем, яке в кінцевому порядку визначає в якому напрямку буде довільно рухатися рідина, використовуючи власну внутрішню енергію. Молекули

одержують інформацію про напрямок руху по тривимірній мережі структурних зв'язків, як прийнято говорити у *знятому вигляді*, тобто одержують інтегральну інформацію про зміну всіх фізичних полів, відображених в структурі. Автор вже наводив метафору: молекула наче павук у павутинні уловлює найменші зміни у напруженні у мережі і миттєво скеровує свій рух до здобичі – виявленому надлишку енергії. В результаті молекула-павук не одержує своєї частини бажаного надлишку, а навпаки – додає частину своєї кінетичної енергії до колективного здобутку.

Спричинений інформацією довільний рух рідини, а не накачана досхочу вільною енергією система, породжує довершені матеріальні структури та забезпечує самоорганізацію теплового руху молекул, атомів, сиботаксичних груп у потік, який здійснює роботу з формування кристалів і мінералів, живих клітин тощо. Розвиватись до впорядкованих структур, до порядку, за Аристотелем, означає розвиватись по природі. Так заведено у нашому Всесвіті. Нажаль, у часи Аристотеля запропонованому ним принципу не надали статусу закону і не карали за його порушення. Згідно з Аристотелем, самоорганізація - це закономірний, детермінований і незворотний процес, направлений до утворення більш довершених форм (структур) [12, Phys.196a5-10]. А руйнування структур, позбавлення матеріальної субстанції її форми – процес випадковий, побічний і також незворотний. Таким чином, у природі самоорганізація відбувається закономірно завдяки надходженню інформації у систему, а не внаслідок випадку. Нагадаємо влучний вислів А. Ейнштейна [14]: «Господь Бог не грає у кості». Тобто не творить Світ навмання у розрахунку на випадок.

Далі є сенс навести фавулу оповідання Айзека Азімова «Останнє запитання», яке дуже сподобалося І. Пригожину. У середині ХХІ століття молоді вчені винайшли нескінченне джерело якісної енергії. За пляшкою віски у них виникло питання: «Як користуватись цим джерелом так, щоб не забруднювати Землю і Всесвіт величезним викиданням ентропії?» це запитання вони адресували найпотужнішому аналоговому комп'ютеру МультівАК. Той довго роздумував і відповів: «Бракує даних для відповіді».

Минуло 10 біліонів років, люди заселили весь Всесвіт, стали біологічно безсмертними, їхні інтелекти утворили єдину потужну систему, яка об'єдналася з розумом Всесвітнього АК. Люди з сумом спостерігали затухання і деградацію Всесвіту. Нарешті остання людина запитала у Всесвітнього АК: «Чи можна обернути процес зростання ентропії? Чи можна цей безлад знов перетворити на Всесвіт?» Всесвітній АК відповів: «Для зваженої відповіді все ще бракує даних.»

Вже і матерія і енергія зникли, а разом з ними простір та час. Нарешті Всесвітній АК зрозумів як обернути стрілу ентропії. І тоді АК сказав: «Нехай буде світло!» І настало світло...

В Інтернеті багато коментарів щодо цього оповідання. Додамо і свій коментар.

Всесвіт, що був створений невідомо ким, загинув через помилку у програмі розвитку. По ньому залишився Всесвітній Розум, який винайшов більш досконалу програму створення і розвитку нового Всесвіту. Програма (ентелехія за Аристотелем) відрізняється від попередньої лише тим, що ентропія в результаті процесів самоорганізації знищується, а Всесвіт розвивається у бік добра і довершеності. Зважимо на те, що у геніального письменника Айзека Азімова Всесвіт загинув без загального колапсу і утворення точки сингулярності, а виникнення нового Всесвіту обійшлося без Великого вибуху.

А.Ф. Лосєв [1] в своєму дослідженні творів Аристотеля виділяв його ідею щодо того, що благо, або добро, є доцільне породження дійсності; а краса є структурна впорядкованість дійсності. У відповідності з цим природа є те, що закономірно створює порядок в усьому, що існує.

На підтримку ідеї Розумного Всесвіту слід додати вислів Пола Девіса [15]: невинне розгортання організованої складності у всесвіті – це фундаментальна властивість природи.

Ще раз нагадаємо, що самоорганізація речовини і енергії на Землі і Всесвіті відбувається без утворення і викидання назовні ентропії. Процес ентропоосмосу можна описати, використовуючи як зразок формулу Фіка для дифузії, простим рівнянням:

$$J = D \operatorname{grad} CO, \quad (1)$$

де: J – ентропоосмотичний потік;

CO – інформаційний параметр порядку (структурна організованість);

D – коефіцієнт, що залежить від: балансу позитивних та негативних зворотних зв'язків; асиметрії, обумовленої геометричною формою; асиметрії, обумовленої інформаційною дією фізичних полів тощо.

У формулі дифузії Фіка перед правою частиною стоїть знак «мінус», що позначає перенесення речовини у напрямку від більшого потенціалу до меншого і встановлення у системі стану рівноваги. У випадку ентропоосмосу (рівняння 1) відсутність знаку «мінус» пов'язана з тим, що процес перенесення речовини і енергії відбувається згідно градієнту CO у бік зростання потенціалів концентрації та енергії, що робить ентропоосмос головним фактором самоорганізації речовини та енергії на атомно-молекулярному рівні. Визначальну роль в самоорганізації відіграє «включення» у дію позитивного зворотного зв'язку, яке забезпечує існування в системі стиснених умов.

Теорію ентропоосмосу доповнює узагальнений принцип синергетики, згідно з яким самоорганізація у системі відбувається закономірно і неотвратно, якщо ззовні надходить інформація, яка обумовлює виникнення асиметрії в системі, формується градієнт CO , далі виникає кооперативна поведінка структурних елементів у вигляді впорядкованого потоку і в системі переважає дія позитивного зворотного зв'язку, який посилює ентропоосмотичний потік.

Для математизації процесів самоорганізації за участю ентропоосмотичних потоків рідин, структурні елементи яких утворюють єдину мережу зв'язків, та з урахуванням впливу позитивних та негативних зворотних зв'язків необхідно подолати проблему розв'язання системи нелінійних рівнянь з багатьма невідомими.

Наприкінці XIX століття Л. Больцман здійснив спробу створити математичну теорію еволюції фізичних систем на кшталт теорії еволюції внаслідок випадкового відбору Дарвіна. В результаті замість еволюції у напрямку прогресу та ускладнення, він одержав торжество безладу та деградації [7]. Причина, яка призвела Л. Больцмана до невдачі, полягала в тому, що він взяв за вихідні умови існування хаосу та відсутність взаємодії між молекулами. Врахування міжмолекулярної взаємодії у конденсованих середовищах, які з часом можуть ускладнюватись, могло б привести до іншого результату [7]. Для цього потрібний математичний апарат надзвичайно складний навіть для XXI століття.

Так само і І.Р. Пригожин в своїй теорії дисипативних структур [7], щоб уникнути складності математизації невірноважених процесів, ввів умовну локальну рівновагу, що неминуче призвело до торжества ДНТ та зростанню ентропії поза системою. Таким чином, систему зробили «трішки вагітною», але на виході одержали щось потворне. На тему математичних проблем в науці знов таки влучно висловився А. Ейнштейн [16]: «Наші математичні утруднення Бога не турбують. Він інтегрує емпірично». Дійсно, точно виявлений закон природи при використанні на практиці має бути корисним. Практика є об'єктивною мірою істини щодо нової теорії.

Досі більшість вчених вважає, що наукова теорія – це 5-10 сторінок з рівняннями та формулами, а в кінці півсторінки з подяками тим, дав корисні поради. Автор підтримує думку тих вчених, які вважають, що зріла теорія – це кілька сторінок людською мовою, яку здатний зрозуміти учень старших класів середньої школи.

Інформаційна причина породжує довільний рух. А яка фізична причина реалізує впорядкований довільний рух рідини згідно з градієнтом CO ?

З сучасної фізики відомо, що рушійна сила – це енергія, яка є проявом асиметрії параметрів [17]. Звернемось за поясненням терміну «енергія» до вічної мудрості Аристотеля. Згідно Стагіриту, енергія – це рух, діяльність. Діло – це мета, а діяльність – це діло, тому і «діяльність» (*energeia*) походить від «діла» (*ergon*) і скерована на «здійсненність» (*entelecheia*) [18, Met.1069b20]. Таким чином, інформація (форма) і ентелехія пов'язують матерію з енергією, надають матерії активності, спричиняють довільний рух і розвиток до довершених структур.

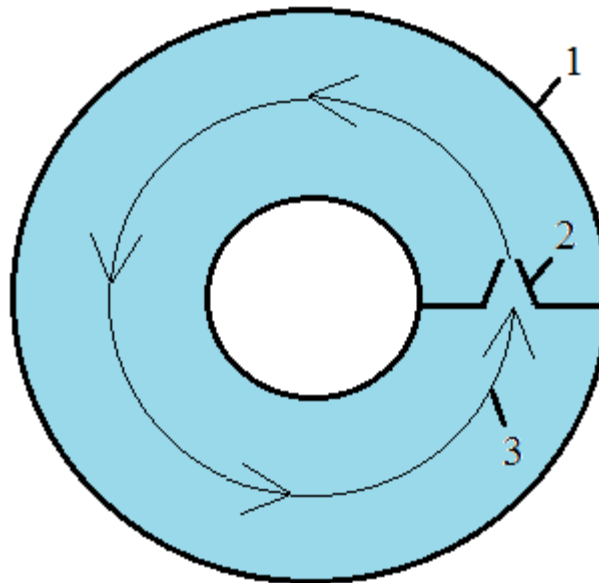
В наш час до теорії Аристотеля наблизився Р. Шелдрейк [19]: хоч енергія може рахуватися причиною зміни у системі, проте порядок зміни залежить від просторової структури полів. Ці структури породжують фізичні ефекти, але самі не є видами енергії; вони діють як «геомет-

ричні», або просторові, причини. Р. Шелдрейку не вистачило заключного уточнення, що то діє інформаційна причина.

Механізм довільного руху молекул рідини можна пояснити тим, що у момент розриву (час життя водневого зв'язку складає близько 10^{-11} – 10^{-12} с) молекули поступово рухаються у бік більш енергоємного джерела електричного поля шляхом утворення нових зв'язків у напрямку дії градієнту СО. Легкий надрив (руйнування на короткий час) зв'язків, наприклад, в результаті дії ультразвуку або електромагнітних імпульсів значно посилює довільний рух згідно з градієнтом СО. Водневі зв'язки вважаються слабкими, тому що їх легко розірвати. Натомість вони перетворюються у силу планетарного масштабу, коли у підземній гідросфері акумулюється величезна кількість механічної енергії завдяки ентропоосмосу та дії позитивного зворотного зв'язку.

Яка практична користь від заміни багатьох відомих теорій фізико-хімічних явищ (осмос, капілярні процеси тощо) єдиною теорією ентропоосмосу?

Один з постулатів А. Ейнштейна свідчить: дифузійний рух частинок у рідині можна розглядати як рух з тертям. Натомість відомо, що в термодинамічно ізольованій системі *довільний дифузійний рух* частинок рідини триває безконечно. Тертя – вид роботи, на виконання якої витрачається енергія. Тертя виникає тоді, коли довільний характер руху змінюється на примусовий. Згадаємо прислів'я: охота пуще неволі, тобто довільний рух кращий, продуктивніший ніж примусовий. Завдяки відсутності тертя можна одержати вічний впорядкований рух молекул (рис. 2).



1 – тороїдальна скляна ємність; 2 – перетинок з конічним отвором; 3 – вічний впорядкований довільний рух рідини

Рис. 2. Реалізація вічного впорядкованого довільного руху рідини

Відсутність втрат енергії на тертя є ознакою *ефекту надплинності*. Наочно цей ефект можна спостерігати у простому приладі (рис. 2), якщо у ємність додати краплю чорнил. Конструкція на рис. 2 являє собою вічний двигун другого роду, необхідно лише передбачити перетворення потоку рідини на роботу. Найпростіший та найвідоміший спосіб використання енергії потоку для здійснення роботи – це *вловлювання довільного потоку шляхом створювання просторових утруднень*, перешкод для нагромадження механічної енергії.

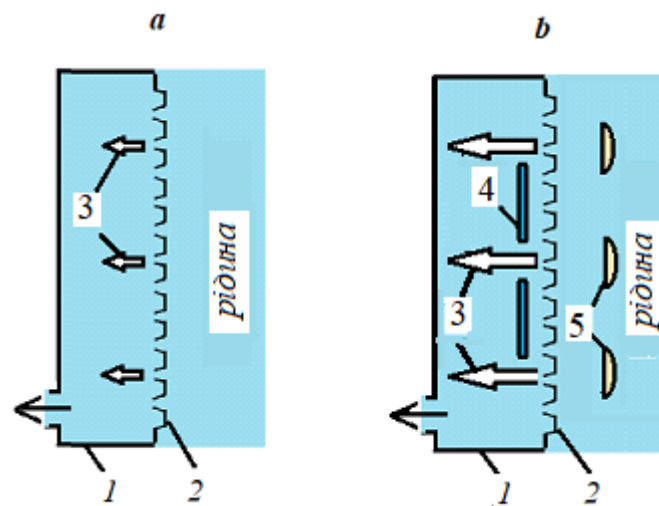
Наведений у попередньому абзаці висновок є конструктивною рекомендацією для створення нових технологій, що у згоді з природою, без насильства над нею і забруднення середовища здатні здійснювати корисну роботу завдяки використанню внутрішньої енергії системи.

До цього можна додати ще одну рекомендацію: якщо винахідливий дослідник бажає порушити існуючі заборони і створити технологію з мінімальною витратою енергії, то необхідно звернутись до необмежених можливостей ентропоосмосу.

У 1998 році Укрпатент, наприклад, видав автору даної статті патент на «Спосіб (довільного) стиснення газів» (патент України № 32922), в опису до якого цей природний і дещо парадоксальний ефект пояснюється тим, що спочатку відбувається конденсація газу у поровому просторі матеріалу, далі виникає градієнт СО у скрапленому газі, формується довільний рух рідини згідно з градієнтом, виникає тиск, який зростає в результаті дії позитивного зворотного зв'язку. У тексті опису було сказано, що тиск у системі виникає внаслідок самоорганізації теплового руху молекул рідини у впорядкований потік, тобто всупереч ДНТ.

Проблема довільного очищення рідин. З одного боку, Р. Фейнман у знаменитій книзі [20], на підтвердження торжества ДНТ, навів простий аргумент: якщо до води додати чорнил, то утвориться розчин, і не існує процесу, щоб вода і чорнила розділилися. Натомість французький фізик Л. Шамбадаль [19] теоретично довів, що за рахунок використання асиметричних напівпроникних перегородок можна здійснювати довільне розділення сумішей речовин.

У 1998 році був виданий патент на «Спосіб довільного очищення рідини» (патент України № 25309). Для реалізації способу пропонується використовувати напівпроникну мембрану, наприклад, ядерні фільтри Фльорова, з конічною формою отворів (рис. 3, а). Натомість недоліком способу є низька продуктивність процесу довільного очищення рідини внаслідок використання тільки природної дифузії молекул розчинника крізь мембрану. Після створення першого способу довільного очищення рідини постала задача інтенсифікації процесу.



- а) довільні потоки рідини 3, спричинені лише формою отворів асиметричної напівпроникної мембрани 2 у пристрої 1;
 б) довільні потоки рідини 3, посилені дією неоднорідного електричного поля (або електричних імпульсів) від джерела 4, а також ультразвуку від генератора 5

Рис. 3. Схеми варіантів реалізації процесу довільного очищення рідини

Для збільшення рушійної сили процесу і швидкості довільного руху необхідно збільшити асиметрію параметрів, тобто градієнт головного параметра. Параметром, який формує довільний потік рідини, є градієнт СО. Для інтенсифікації процесу опріснення морської води, наприклад, необхідно підібрати фізичні поля такої величини, щоб максимально збільшили існуючий градієнт СО води у порах мембрани (діюча причина руху) і не зруйнували систему в цілому. Такими фізичними полями можуть бути ультразвук, неоднорідне електричне поле [22] (рис. 1, б), електричні імпульси тощо. Патент [23] на подібний спосіб був одержаний у 2018 р.

Холодний ядерний синтез. Ідея використання асиметричної перегородки з конічними отворами у 1991 році була запропонована для реалізації процесу самоорганізації хімічних елементів, тобто реакції холодного ядерного синтезу (ХЯС) [24]. У грудні 2010 року була подана заявка № а 2010 15741 на «Спосіб здійснення низькотемпературного ядерного синтезу та пристрій для його реалізації», згідно з яким запропоновано на довільні потоки конденсованих ізотопів водню у порах і тріщинах асиметричної перегородки, як у [22], додатково діяти ультразвуком і неоднорідним електричним полем від катода, розташованого з боку виходу рідини з отворів перегородки. У видачі патенту було відмовлено патентною експертизою і Апеляційною палатою (два засідання) на підставі того, що, по-перше, явища ХЯС не існують у природі, по-друге, явища і теорії ентропоосмосу також не існують (тому що не було публікації у журналах “Current Contents”) і, по-третє, сучасна наука не використовує категорію «інформація» для створення фізичних теорій. Чиновники Міністерства освіти і науки та експерти Апеляційної палати проігнорували інформацію про те, що у 1957 році Іван Степанович Філімоненко винайшов спосіб одержання енергії за рахунок ХЯС [25]. Створений ним космічний апарат «Топаз» з реактором ХЯС реально використовувався в СРСР. Важливо зазначити, що через вороже ставлення академіків, які одержували мільярди на розвиток безнадійного проекту гарячого ядерного синтезу, І.С. Філімоненко був звільнений з роботи і репресований. Повз чиновників та експертів пройшла інформація про успішну роботу Талейархана та Лейхі з одержання енергії в результаті реалізації кавітаційного ХЯС. Далі наукова еліта спробувала звинуватити винахідників у фальшуванні результатів експериментів у статті в журналі Nature в 2006 році. Після публічного скандалу журнал тихо вибачився. Цей приклад свідчить про те, що Nature не є гарантом захисту наукової істини.

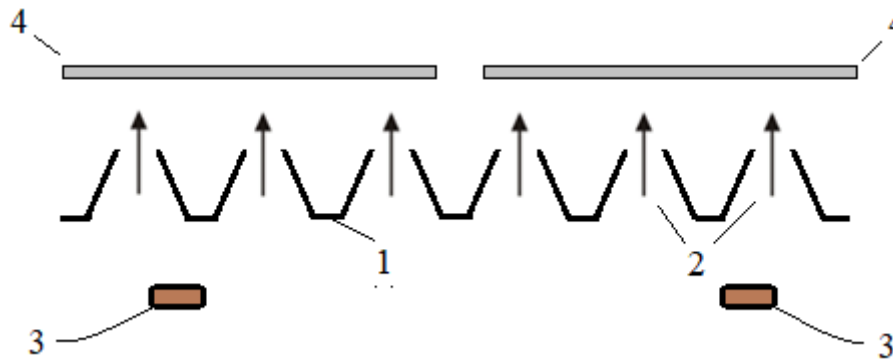
Синтез газогідратів. Чергову відмову у патентуванні технології, що ґрунтується на використанні довільного руху рідини у конічних отворах перегородки, посиленого дією ультразвуку, було одержано і у випадку заявки на винахід № а 2016 07925 «Спосіб одержання газогідратів». Теорія процесу була представлена на міжнародній конференції [26], детально розглянута у статті [27] і була представлена на конференції з газгідратів у Полтаві у 2014 р.

Тим не менше, підстава для відмови у видачі патенту була типова: немає публікації у порядному заморському журналі. Таким чином, спрацьовує серйозна методологічна вада Укрпатенту і його патентної експертизи, що закріплена у «Правилах», розроблених і затверджених Міністерством освіти і науки. Ця установа стоїть на сторожі точного слідування науковим «істинам», які є загальноновизнаними. Чиновники-невігласи вирішили, що розвиток науки вже завершено, і революцій, тобто зміни наукових парадигм більше не буде, тому слід заборонити «Правилами» порушення зафіксованих «істин». Думаю, що принцип, який певною мірою може використовуватись у середній школі, не може бути поширений на роботу патентного відомства, яке зобов'язане шукати нетривіальні технічні рішення, які обов'язково супроводжують наукові відкриття, тобто відхилення від загальноприйнятих теорій.

Універсальна схема пристрою, який формує довільний впорядкований потік і посилює його.

Основні елементи пристрою (рис. 4) вже використані при формуванні довільних потоків, посилені дією фізичних полів, наприклад, для опріснення морської води, або довільних потоків розчину дейтерію для реалізації ХЯС, а також для утворення потоків розчину метану у воді для одержання кристалів газогідратів. У статті [28] також була наведена аналогічна схема для формування довільного потоку ефіру, посиленого дією ультразвуку та неоднорідного електричного поля, що у пристрої В.С. Гребеннікова забезпечував політ пристрою разом з пілотом.

При цьому матеріальна субстанція, що утворює потік, представляє собою систему матеріальних частинок, в якій існує мережа зв'язків, кількість яких перевищує поріг перколяції. Така система здатна довільно рухатись згідно з градієнтом СО, тобто у напрямку, де вищі впорядкованість та енергонасиченість зв'язків. Дія звукового та електричного поля не є енергетичною причиною утворення довільного потоку, але є лише фактором, який посилює потік.



1 – пластина з отворами конічної форми; 2 – довільний впорядкований потік матеріальної субстанції; 3 – генератор звукових коливань різного діапазону; 4 – електрод для випромінювання неоднорідного електричного поля або електричних імпульсів

Рис. 4. Універсальна схема пристрою, який формує довільний впорядкований потік і посилює його

Висновки.

На даний час наука розподілена на дві різновеликі та відмінні за якістю частини:
 - частина більша за чисельністю та фінансовим забезпеченням, але практично безплідна, тому що від мертвонароджених теорій народжується лише багато нежиттєздатних відгалужень;
 - значно менша частина, що тримається за рахунок ентузіазму, натомість налаштована зруйнувати халтурно складений фундамент і на руїнах возвести світлу будівлю храму Науки.

Список літератури

1. Лосев А.Ф. История античной эстетики. Аристотель и поздняя классика [Текст] / А.Ф. Лосев // История античной эстетики, том IV. – М.: Искусство, 1975.
2. Луи де Бройль Революция в физике [Текст] / Луи де Бройль. – М.: Госатомиздат, 1963. – С. 32-33.
3. Васильченко А.О. Аналіз сучасних теорій природи світового ефіру та його ролі в самоорганізації матерії і енергії у всесвіті / [Текст] / А.О. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2021. – С. 166-179.
4. Катюцик В.Г. Гравитационное взаимодействие, основы космологии [Текст] / В.Г. Катюцик. – Абакан: Хакаское книжное издательство, 2009. – 104 с.
5. Планк М. Происхождение научных идей и влияние их на развитие науки [Текст] / М. Планк. Под ред. А.Ф. Иоффе и А.Т. Григорьяна // Сб. к столетию со дня рождения Макса Планка. – М.: Изд-во АН СССР. – 1958. – С. 46-63.
6. Канарёв Ф.М. Начала физхимии микромира [Текст] / Ф.М. Канарёв. – Часть 2. Главы 16-20. – С. 92.
7. Пригожин И. Порядок из хаоса. Новый диалог человека с природой [Текст] / И. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Прогресс, 1986. – 432 с.
8. Васильченко А.О. Самоорганізація та інформаційні процеси у підземній гідросфері [Текст] / А.О. Васильченко // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: зб. наук. праць. – К.: Всеукраїнська асоціація геоінформатики. – 2009. – С. 209-222.
9. Васильченко А.О. Кристали газогідратів – результат самоорганізації речовини та енергії [Текст] / А.О. Васильченко // Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. – 2014. – № 1(3). – С. 149-160.
10. Васильченко А.О. Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 195-206.

11. Васильченко А.О. Універсальні принципи інтенсифікації довільного руху матеріальної субстанції [Текст] / А.О. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVIII. – Х.: УкрНДІгаз, 2020. – С. 143-155.
12. Ланге В.Н. Физические парадоксы, софизмы и занимательные задачи [Текст] / В.Н. Ланге. – М.: Просвещение, 1967. – С.117.
13. Сухонос С.И. Гравитационные «бублики» или «вихри эфирные веют над нами» [Текст] 2-е изд. / С.И. Сухонос. – М.: Новый Центр, 2007. – 224 с.
14. Господь Бог не играет в кости – Альберт Эйнштейн [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://ru.citatu.net/tsitatu/656808-albert-einshtein-gospod-bog-ne-igraet-v-kosti/>
15. Дэвис П. Проект Вселенной. Новые открытия творческой способности природы к самоорганизации [Текст] / П. Дэвис. – М.: URSS, 2011. – 254 с.
16. Наши математические затруднения Бога не беспокоят. Он интегрирует эмпирически – Альберт Эйнштейн [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://ru.citatu.net/tsitatu/473635-albert-einshtein-gospod-bog-vychisliaet-differentsialy-empiricheski/>
17. Режабек Е.Я. Становление понятия организации. Очерки развития философских и естественнонаучных представлений [Текст] / Е.Я. Режабек. – Изд-во Ростовского ун-та, 1991. – 136 с.
18. Аристотель. Сочинения в четырех томах. Т. 1. Метафизика [Текст] / Аристотель. – М.: Мысль, 1976. – С. 63-448.
19. Шелдрейк Р. Новая наука о жизни [Текст] / Р. Шелдрейк. – М.: РИПОЛ классик, 2005. – 352 с.
20. Фейнман Р. Характер физических законов [Текст] пер. с англ. / Р. Фейнман. – М.: Наука, 1987. – 160 с.
21. Шамбадаль П. Развитие и приложение понятия энтропии [Текст] пер. с франц. / П. Шамбадаль. – М.: Наука, 1967. – 278 с.
22. Пат. 125409 Україна, МПК В01D 12/00, В01D 61/00. Спосіб довільного очищення рідини. Публ. 10.05.2018, Бюл. № 9.
23. Васильченко А.О. Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 195-206.
24. Васильченко А.А. Синергетический подход к проблеме холодного ядерного синтеза [Текст] А.А. Васильченко // В сб. тез. докл. Рабочего семинара «Реакции ядерного синтеза в конденсированных средах». ОИЯИ, г. Дубна, 22-24 марта 1991 г. И Всесоюзной конференции «Холодный ядерный синтез» (состояние проблемы, теория и эксперимент). – МГУ, Москва, 25-26 марта 1991 г. С. 67-68).
25. Алхимия и холодный ядерный синтез [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://esoteric.lv/alchemy/sparigy/43-alximiya-i-holodnyj-yadernyj-sintez>.
26. Васильченко А.А. Физико-химическая модель зарождения и роста кристаллов газогидратов / А.А. Васильченко // В сб. докл. Межд. конф. «Вскрытие и крепление газоконденсатных скважин». – Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г. - Секция 6 «Фундаментальные и поисковые научные исследования». – С. 130-132.
27. Васильченко А.О. Кристалли газогідратів – результат самоорганізації речовини та енергії [Текст] / А.О. Васильченко // Науковий журнал «Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа». – 2014. – 1(3). – С. 149-160.
28. Васильченко А.О. Універсальні принципи інтенсифікації довільного руху матеріальної субстанції [Текст] / А.О. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVIII. – Х.: УкрНДІгаз, 2020. – С. 144-153.

Надійшла до редакції 03.02.22

УДК 510.6+550.36/41+532/71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук
(УкрНДІГаз)

ПРИЧИНИ ФОРМУВАННЯ ПОТОКІВ ЕФІРУ, СПОСОБИ ЇХ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ТА МОЖЛИВІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ

Проведено аналіз експериментів В.С. Гребеннікова, М.О. Козирєва, С.М. Маслоброда, а також наукових положень Аристотеля щодо наступних властивостей світового ефіру:

- бути носієм, який розносить інформацію по всьому Всесвіту практично миттєво;
- бути носієм (на киталт ентелехії) мети і способу самоорганізації матеріальної системи;
- мати здатність утворювати потоки, які проявляють відштовхуючу силу відносно матеріальних тіл, що реалізувалася у Всесвіті як гравітація;
- підтримувати життєві процеси і поширювати Всесвітом ентелехію як життєве начало і прагнення подібних за природою часток до об'єднання у довершені структури.

The analysis of the experiments of V.S. Grebennikov, M.O. Kozzyrev, S.M. Maslobrod, as well as the scientific provisions of Aristotle regarding the following properties of the world ether was carried out:

- to be a carrier that carries information throughout the Universe almost instantly;
- to be the carrier (like entelechia) of the goal and method of self-organization of the material system;
- the ability to form streams that exhibit a repulsive force relative to material bodies, which was realized in the Universe as gravity;
- to support life processes and spread entelechia by the Universe as a life principle and the desire of particles similar in nature to unite into perfect structures.

Постановка проблеми. Увесь космічний простір заповнений світовим ефіром, з якого все у Всесвіті утворилось. Кожний акт творення матеріальних продуктів з ефіру супроводжується виділенням величезної енергії, а потоки ефіру у космічному просторі породжують ефект гравітації. Використання енергії, що вивільнюється під час самоорганізації ефіру у матеріальні продукти, дозволить людству відмовитися від спалювання вугілля, вуглеводнів та використання ядерного палива, а оволодіння способами управління потоками ефіру дозволить долати дію гравітації і здійснювати польоти на апаратах, що не відкидають маси.

Є нагальна потреба сучасній науці повернутися до вивчення світового ефіру, як це робили мудрі люди в античній Греції, стародавніх Індії, Китаю тощо.

Аналіз досліджень та публікацій. У попередніх статтях [1, 2] автором вже був наведений огляд наукових уявлень про світовий ефір і способи використання потоків ефіру у живій природі та людьми. З великого масиву наукової інформації, головним чином з праць А.В. Ацюковського [3], а також статті В.Г. Катюшика [4], були відібрані положення, які викликають найбільшу довіру. Тому у подальшому дослідженні будемо виходити з того, що весь Всесвіт є заповненим ефіром, який є матеріальним началом і субстанцією, що складається з найменших частинок, які Демокрит назвав амерами. які перебувають у безперервному русі, не мають ваги і здатні проникати у будь-які тверді тіла.

У таких тілах, як зірки, планети, астероїди тощо, ефір нагромаджується і утворює всі інші хімічні елементи, які мають вагу, а також відбувається зростання маси небесних тіл. В результаті цих процесів самоорганізації, виділяється величезна кількість енергії, яка підтримує функціонування зірок та обумовлює виникнення життя на планетах. Утворення і нагромадження маси і ваги у тілах породжує взаємодію між тілами, яка проявляє себе як *відштовхуюча сила* [4]. Цю силу назвали гравітацією. Гравітація забезпечує рівномірне розташування матеріальних тіл у Всесвіті. У довільно обраній точці простору сила гравітації дорівнює нулю внаслідок всебічної дії *комплексного відштовхування*.

Д.І. Менделєєв [5] зазначив, що ефір представлений хімічно неактивними елементами і за агрегатним станом є газом, хоча його можна вважати «рідиною» у широкому значенні цього слова. Д. Міллер і Е. Морлі [3] у 1925 році, завдяки численним експериментам, проведеним за бездоганною методикою, підтвердили факт існування світового ефірного вітру. Згідно з А.В. Ацюковським [2], ефір – це фізичне тіло з конкретною *структурою*.

І. Ньютон у листі до Р. Бойля [3] розглянув роль ефіру в утворенні *приштовхуючої сили* між тілами (гравітації). В своїх теоретичних міркуваннях І. Ньютон припустився вирішальної помилки: він висунув гіпотезу, що у вузькому просторі при наближенні тіл відбувається розрідження ефіру і відповідно виникає область з низьким тиском. В результаті ефір, що оточує тіла ззовні, притискає їх одне до одного. Сучасні фізико-хімічні дослідження свідчать, що при утворенні вузького простору між тілами щільність структури флюїдів (газів та рідин) зростає у більшості випадків. Виключенням є зближення гідрофобних тіл у воді. Частинки ефіру через свою електронейтральність поведуть себе однаково у всіх порожніх структурах, тобто у порах і тріщинах твердих тіл їхня щільність збільшується, що є передумовою процесу самоорганізації.

А.В. Ацюковський своє фундаментальне дослідження ефіру та гравітації [3] почав з вибору інструментів, тобто наукових категорій, які є загальними для всіх без виключення фізичних явищ. Його категоріальний апарат включає «матерію», «простір» і «час» та їхня сукупність – «рух». А.В. Ацюковський стверджує: існує усього чотири начала, п'ятого не існує!

Одразу слід зауважити, що на початку ХХІ століття офіційна, академічна наука зігнорувала таку категорію як «інформація». Думаю, що такий вибір сильно здивував би Аристотеля.

Далі А.В. Ацюковський абсолютно справедливо позначає, що ніяких «особливих» фізичних законів в мікросвіті немає, в ньому діють ті самі закони, що і в макросвіті. Тому для аналізу процесів мікросвіту слід використовувати аналогії макросвіту. При цьому А.В. Ацюковський посилається на думку видатного фізика кінця ХІХ – початку ХХ століття лорда Релея.

В результаті проведеного аналізу А.В. Ацюковський виділяє для елементарного об'єму ефіру три форми руху:

- дифузійна, яка включає три види: перенесення маси (якщо щільність в різних областях простору різна); перенесення кількості руху (якщо в газі є градієнт швидкостей потоків); перенесення енергії (якщо в газі є різниця температур);

- поступна, яка включає два види: ламінарна течія (типу вітру) і перший звук (передання малого збільшення тиску);

- обертова, яка включає два види: відімкнене обертання (типу торнадо) і замкнене обертання (типу тороїда).

Всі три форми руху ефіру за А.В. Ацюковським являють собою рух вимушений, спричинений зовнішньою силою.

На противагу А.В. Ацюковському необхідно навести концепцію Аристотеля. Все у Всесвіті виникає з матеріальної сутності і форми (інформації) [6; Phys. 190b15-20]. Будь-який рух може бути вимушеним або довільним [6; Phys. 215a5]. Форма (інформація), згідно з Аристотелем, це таке начало, що викликає довільний рух матеріальної субстанції. Форма (інформація) є початком і причиною руху [7; Met.202a10]. З цих двох начал форма (інформація) є первинною, матеріальна сутність – вторинною. Первинна, початкова матеріальна сутність – це світовий ефір, що заповнює простір і усі тіла у ньому, і складається з найтонших елементарних неподільних невагомих частинок - амерів. Один амер не може забезпечити ефекту виникнення. Здатність до утворення матеріальних речей можлива тільки тоді, коли матеріальна сутність представлена потоком амерів, що рухаються впорядковано.

Ще одне начало, згідно з Аристотелем, - це позбавленість (ентропія), яка позначає таку характеристику системи, як «не може забезпечити», «нездатний», «позбавлений» та інші. Як і ентропія Р. Клаузіуса, позбавленість є тим, що не існує. На відміну від ентропії Р. Клаузіуса позбавленість (грецькою - *sterêsis*) зменшується або гине в результаті дії форми (інформації) та протіканню процесів самоорганізації [6; Phys. 192a20]. Таким чином, начало є три: форма (інформація), позбавленість (форми) та матерія [7; Met 1070 a 15].

Формулювання завдань досліджень та мети статті. З наведеного вище огляду видно, що слабким місцем сучасних наукових поглядів щодо ефіру є:

- відсутність концепції причини початкового довільного руху;

- характер його взаємодії з матеріальними системами;
- відсутність уявлень про причину утворення потоків амерів та можливість їх інтенсифікації;
- відсутність концепції самоорганізації речовини та енергії в результаті взаємодії ефіру з матеріальними системами.

Таким чином, метою статті є спроба певною мірою заповнити згадані вище теоретичні прогалини. Для цього необхідно здійснити аналіз описаних в науковій літературі експериментів з взаємодії потоків різних флюїдів та плинину часу на матеріальні системи з опором на загальні начала нашого Всесвіту.

Виклад основного матеріалу досліджень.

І. Ньютон: *природа є простою і уникає витрат на зайві причини*. Цей вислів геніального вченого у своїй роботі [8] навів М.О. Козирев. Іншими словами думку І. Ньютона можна представити так: природне явище або принцип дії, які успішно функціонують на певному рівні еволюції Всесвіту і досліджені науковцями, можуть бути використані природою і на інших рівнях.

Проблему самоорганізації матерії за участю ефіру на даний час вирішити шляхом проведення тонких експериментів поки неможливо. Натомість, слідуючи підказці І. Ньютона, доцільно обрати надійні моделі самоорганізації речовини на молекулярному рівні і спробувати перенести виявлені закономірності на нанорівень, рівень амерів.

Відомо, що утворення вагової матеріальної речовини і відповідно сили гравітації відбувається в результаті самоорганізації ефіру. Очевидно, що процес самоорганізації можливий тільки за умови зближення амерів внаслідок довільного руху і наступного притискання їх таким чином, щоб утворилася впорядкована структура атомарного рівня. Прийmemo до уваги принцип П. Кюрі [9], згідно з яким *асиметрія може виникнути тільки під впливом причини, що має такий самий рівень асиметрії*. У нашому випадку самоорганізації ефіру потік амерів, що є причиною самоорганізації, має нести структури вже такої самої (не меншої) асиметрії, як і одержаний продукт самоорганізації.

Для ілюстрації дії цього фундаментального принципу коротко згадаємо синергетичну модель утворення кристалів з насиченого розчину [10]. Згідно з моделлю, спочатку у насиченому розчині речовини (наприклад, солі) утворюються сиботаксичні групи молекул розчиненої речовини, які формують тривимірну мережу зав'язків, що надає цій частині розчину функцію розчинника. Ознакою появи нового розчинника (замість води) є здатність сиботаксичних груп довільно рухатися згідно з градієнтом структурної організованості (СО). Коли у розчин потрапляє зародок кристалізації, то він локально збільшує СО нового розчинника, що викликає довільний рух розчинника у напрямку до зародка. Потік, який можна назвати ентропоосмотичним [11], стискає сиботаксичні групи, що є готовими фрагментами кристалу, і формує тіло кристалу. Відомо, що тиск зростаючого кристалу долає будь-яку перешкоду на своєму шляху. А тиск невпинного зростання кристалів спричинений довільним впорядкованим потоком сиботаксичних груп.

Головними деталями наведеної моделі утворення кристалів є наступні моменти:

- фрагменти майбутнього кристалу (сиботаксичні групи) утворюються безпосередньо у розчині;

- додавання зародка утворення кристалу, дія звукової хвилі або інший фактор, що порушує стан рівноваги, формують у розчині області з високим рівнем СО, у напрямку до яких починають діяти мікропотоки сиботаксичних груп;

- механічна енергія, яка виконує роботу з побудови кристалу, є результатом перетворення теплового хаотичного руху сиботаксичних груп у потік, тобто у механічну енергію.

Основу синергетичної моделі утворення кристалів складає теорія ентропоосмосу [12].

Для побудови можливої моделі процесу самоорганізації ефіру необхідно спочатку відповісти на питання, *яка причина здатна сформувати впорядкований довільний рух ефіру?*

Формування експериментаторами та їх дослідження. Вірогідно експеримент з формування потоку ефіру від Сонця крізь стіни у приміщенні перший здійснив німецький професор О. Коршельд [13]. Його пристрій у вигляді мідної спіралі (рис. 1), зорієнтований тильною частиною у бік Сонця, переважно позитивно впливав на пацієнтів.

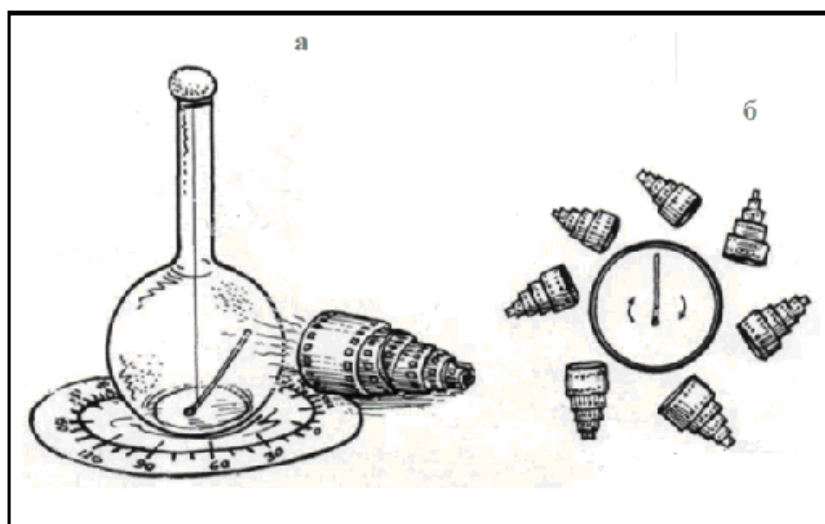


Рис. 1. Рисунок з книги [8], що відображає використання пристрою професора О. Коршельда для позитивної дії на пацієнта

Професор О. Коршельд назвав свій апарат сонячним ефірно-випромінювачем. Про наукові дослідження, виконані за допомогою цього пристрою, нічого не відомо. Для нас важливе те, що О. Коршельд пов'язав виявлений ним фізіологічний ефект на людей з потоком ефіру, сформованим простим пристроєм [13].

Майже через століття, незалежно від О. Коршельда, геніальний дослідник природних явищ Віктор Степанович Гребенніков, який народився у Сімферополі і працював ентомологом у Сибіру, відкрив ефект порожніх структур (ЕПС) [13]. У реєстрації наукового відкриття патентне бюро у Москві йому відмовило.

В.С. Гребенніков в домашніх умовах досліджував дію потоку ефіру, сформованого ЕПС. Принципіальна схема експерименту зображена на рисунку 2.



а) загальний вид; б) вид зверху

Рис. 2. Принципіальна схема експерименту В.С. Гребеннікова [4] з демонстрації механічної дії потоку ефіру від мультипорожньої структури на матеріальні речі

У якості чутливого елементу, що відхилявся на певний кут внаслідок дії ЕПС, В.С. Гребенніков використовував соломинки або обпалені гілки, підвішені на нитці з нахилом у герметичній скляній посудині (рис. 2,а). *Концентратор і випромінювач потоку – комплекс скріплених разом циліндрів з будь-якого матеріалу* (рис. 2,б). Довготривале обертання індикатора і закручування нитки забезпечувало певне розташування мультипорожніх структур (рис. 2,б).

В.С. Гребенніков встановив, що *циліндричні порожні структури формують потік ефіру при будь-якій орієнтації відносно небесних тіл, але орієнтація на Сонце або на центр Землі породжує більш інтенсивний потік*.

М.О. Козирев в лабораторних умовах ініціював випромінювання ефіру з твердого тіла, яке було піддане незворотній деформації, і дослідив фізичні наслідки випромінювання [14]. Експеримент полягав у здійсненні удару кульки о металеву плиту і наступному їх зважуванні. Коли брали свинцеву кульку, а плиту сталеву, то зважування показувало зменшення ваги свинцевої кульки, яка отримала незворотні деформації на кілька міліграмів. Коли брали сталеву кульку і свинцеву плиту, то зважування показало зменшення ваги свинцевої плити. Цікаво те, що повторні зважування показали відновлення ваги деформованих тіл протягом десятка годин. Зазначимо, що тривала післядія є характерним результатом випромінювання ефіру. Нагадаю, що у попередній статті [1] ми домовилися замінити терміни М.О. Козирева «час», «плин часу», «щільність часу» на терміни «ефір», «потік ефіру», «щільність ефіру» відповідно.

Експеримент підтверджує гіпотетичну *властивість ефіру реагувати випромінюванням на руйнування матеріальних об'єктів*.

Незрозумілим і таким, що потребує пояснення, є ефект утворення потоку ефіру циліндричними формами. Для наближення до пояснення цього ефекту необхідно розглянути подібні явища з рідинами на молекулярному рівні.

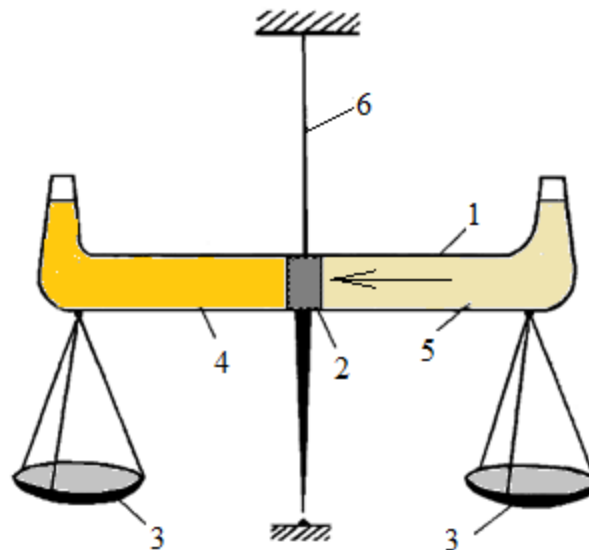
Явище підіймання води у скляному капілярі. З давніх віків відомо, що при торканні устям капіляру поверхні води відбувається швидке підіймання води до певного рівня. Якщо з капіляра видалити воду (крім шару змочування), і знов торкнутися поверхні води, то знов відбудеться таке саме підіймання. Зовсім нещодавно, трохи менше півстоліття тому, було запропоновано несуперечливе пояснення капілярного ефекту [10,12] із залученням теорії ентропоосмосу. При торканні устя капіляру поверхні води утворюються гідратні шари на поверхні капіляру з високим рівнем CO_1 . Асиметрія структури води у гідратному шарі передається до центру капіляру. Вода в об'ємі одержує інформацію по мережі структурних водневих зв'язків і реагує довільним рухом згідно з градієнтом CO_1 . Процес припиняється, коли у воді в капілярі виникає ще один градієнт CO_2 , породжений гідростатичним тиском стовпчика, який діє назустріч градієнту CO_1 і врівноважує його.

З теорії ентропоосмосу витікає, що довільний рух води спричинений утворенням градієнту CO_1 . Електрофільні і сильно полярні молекули води відчули аномальну кількість електричної енергії у водневих структурних зв'язках і скерували свій хаотичний тепловий колективний рух в область з більшим запасом енергії. Таким чином, утворився впорядкований рух молекул, самоорганізація теплової хаотичної енергії у механічну і відбулось здійснення роботи за рахунок власного ресурсу системи.

За весь час існування теорії ентропоосмосу питань і заперечень до цієї моделі явища капілярного підіймання не було.

Щодо аналогії з утворенням потоку ефіру справедливо виникає заперечення: вода – речовина електрофільна, а ефір є флюїдом електро нейтральним і взагалі хімічно інертним.

Утворення потоку гідрофобної рідини у порожніх структурах. У 70-ті роки минулого століття був здійснений експеримент з утворення довільного потоку вуглеводневої рідини крізь гідрофільні пори пісковика за рахунок власної теплової енергії системи внаслідок одержання молекулами інформації про існування зони з підвищеним рівнем структурної організованості. Досліджувалися потоки вуглеводневих рідин в осмотичній чарунці (рис. 3).



- 1 – циліндрична скляна посудина; 2 – циліндрична перегородка з пісковіку; 3 – шальки терезів;
 4 – низькомолекулярні вуглеводні; 5 – високомолекулярні вуглеводні;
 6 – нитка для підвішування осмотичної чарунки; 7 – стрілка для врівноважування

Рис. 3. Схема приладу для дослідження довірних перетоків у вуглеводневих системах

В ході експерименту скляну циліндричну посудину 1, розділену циліндричною перегородкою 2, виготовленою з керна пісковіку завдовжки 3 см, заповнювали вуглеводневими рідинами різної молекулярної маси і в'язкості, підвішували на нитці 6 і врівноважували, як терези. У ліву частину посудини залили дизельне паливо, а у праву частину - петролейний ефір. Вже через три години було зафіксоване надходження петролейного ефіру у посудину з дизельним паливом. За 24 години загальна вага петролейного ефіру, що перетекла крізь перегородку, склала 1,8 г.

Таким чином було підтверджено, що причиною довірального руху рідин є перепад рівнів або градієнт структурної організованості (СО), тобто згідно з теорією ентропоосмосу. У 2001 році на захисті кандидатської дисертації в ІФДТУНГ цей експеримент був наведений як один з доказів існування природного явища ентропоосмосу, а саме вирішальний експеримент (*experimentum crucis*), який доводить, що *рідини довірально рухаються згідно з градієнтом СО*.

На відміну від ефекту капілярного підймання, коли рідина взаємодіє з поверхнею капіляру і утворює градієнт СО безпосередньо в ньому, у порах гідрофільного пісковіку вуглеводні не змочують поверхню пісковіку, а визначення і порівняння рівнів СО відбувається на виході з перегородки з боку дизельного пального. На подолання відстані у 3 см вуглеводнями петролейного ефіру було витрачено приблизно 3 години. Далі у постійному режимі запрацювала інформаційна (нефізична) причина довірального руху молекул вуглеводнів.

Даний експеримент певною мірою моделює експерименти О. Коршельда та В.С. Гребеннікова з формування потоків ефіру у порожніх структурах, з поверхнею яких амери не взаємодіють. Тоді причина, яка обумовлює виникнення впорядкованого руху ефіру, як і в експерименті з вуглеводнями у порах пісковіку, має бути на певній відстані від виходу потоку з порожніх структур. Тепер постає проблема: *визначити, що є цією віддаленою причиною*.

Філософський (нефізичний) варіант вирішення фізичної проблеми.

Астрофізик зі світовим ім'ям М.О. Козирєв у своїй статті «Людина і природа» [15] показав себе глибоким філософом. Особливо сильною, на наш погляд, є тема про *життєві сили* Всесвіту від якого на Землю надходить потік життєвих сил, що додають гармонію і стабільність природі на нашій планеті. З сумом він зазначає, що в наших наукових знаннях відсутні дослі-

дження щодо *життєвого начала*. Через складну політичну та ідеологічну ситуацію в СРСР у середині ХХ століття М.О. Козирєв не міг познайомитися з працями Аристотеля, який висловив філософські ідеї, яких бракує і нам у нашому ХХІ столітті.

Наведемо найбільш важливі положення доробку античного генія, які безпосередньо торкаються нашої проблеми дослідження самоорганізації ефіру. Аристотель на початку свого дослідження розділив рух на два типи: довільний, який він вважав природним і найбільш поширеним, і вимушений. На його думку здатність до початку руху виникає в результаті *взаємодії форми (інформації) та матерії* [6, Met. 1019a15-25]. Форма (інформація) є початком і причиною руху [7; 202a10]. Матерія не може існувати окремо від форми (інформації), але «форма первинна відносно матерії» (6, Met.1020a10). За посередництва форми (інформації) матерія реалізується у більш довершених предметах. При цьому проявляє себе *ентелехія* як мета і процес становлення і завершення. *Матерія є носієм ентелехії (інформації, мети)* (6, Met.1038b5), як своєї здатності до самоорганізації.

В системі Аристотеля є три основних начала – матерія, форма (інформація) і позбавленість (ентропія) [5, Met.1070b15]. Форма (інформація) і позбавленість форми (ентропія) є непримиренними протилежностями (5, Phys. 192a5). Аристотель вважав, що нездатність до руху, до активної дії, до змін до кращого – це є прояв позбавленості (ентропії) [4, Met.1019b15]. Позбавленість (ентропія), згідно з Аристотелем, є тим, що реально не існує [4, Phys.192a5]. Якщо перемагає форма (інформація) і збільшується порядок, то позбавленість (ентропія) зменшується, гине. У нові часи у Клаузіуса ентропія є тим, що ніколи не нищиться.

Окремо у книзі «Про душу» [16] Аристотель розглянув проблему, до якої підійшли і ми у своєму розслідуванні, а саме до питання, чого бракує матерії, чому вона рухається у певному обраному напрямку? Аристотель дав геніально просте і єдине правильне пояснення: очевидно, що *рухає те, що є предметом прагнення* [16; On soul 433a10-30].

Предмет прагнення – це те, що є зовнішнім. А уявлення про предмет прагнення містить у собі ентелехія, яка керує рухом і еволюцією як конкретної матеріальної субстанції, так і Всесвіту в цілому. Аристотель тричі підкреслює, що форма – це і є ентелехія [16; On soul 414a10,15,20].

Звісно, що сучасного вченого певним чином лякає застосування категорії, як «душа». А у Аристотеля це ефективний інструмент дослідження Всесвіту, який вміщує не лише грубу матерію. Аристотель розглядав душу як сутність буття та форму (logos) не такого тіла, як сокира, а такого природного тіла, яке у самому собі має начало руху. *Душа є ентелехією тіла, ентелехія у розумінні знання* [16; On soul 412 b15].

Викладене вище можна представити наступним чином:

- матеріальна субстанція від природи налаштована на самоорганізацію;
- самоорганізація реалізується довільним рухом за рахунок власної енергії матеріальної субстанції, що виникає в результаті її взаємодії з інформацією;
- інформацію про напрямок розвитку і наступну більш довершену структуру, як мету самоорганізації, містить у собі кожний структурний елемент матеріальної субстанції.

Проміжний висновок 1. Експериментами В.С. Гребеннікова, М.О. Козирєва та інших дослідників було безсумнівно доведено, що потік ефіру проявляється як *відитовхуюча сила*, коли викликає обертання матеріального тіла, підвішеного на нитці і ізольованого склом або непрозорою перетинкою. Якщо виходити з тверджень, що потоки ефіру породжують гравітацію, то експерименти В.С. Гребеннікова та М.О. Козирєва підтверджують модель В.Г. Катющика відносно *відитовхуючої дії гравітації*.

Важливо підкріпити центральну думку Аристотеля «*Ентелехія є життєвим началом*» розвитком цієї концепції у працях науковців протягом наступних кількох віків. Лейбніц припустив існування у світі монад, які є певною аналогією ентелехії; біолог Дріш був переконаний, що ентелехія – це життєве начало; філософ Шеллінг називав ентелехію життєвою силою тощо.

Варто звернути нашу увагу на хід думок відомого філософа Тейяра де Шардена, викладені ним у книзі «Феномен людини» [17], друк якої був заборонений католицькою церквою:

1. Ніщо не може раптом з'явитися у кінці, після кількох здійснених еволюційних переходів, якщо воно непомітно не перебувало вже на початку.

2. Якби у молекул не існувало внутрішнього прагнення, то фізична любов не могла би виникнути вище.

3. Для того, щоб світ дійшов до своєї довершеності під дією сил любові, *фрагменти світу шукають один одного. Прагнення тіл до єднання – це те, що реально забезпечує еволюцію природи.*

Розглянемо можливу модель самоорганізації ефіру. Модель, очевидно, повинна мати два варіанти – планетарний та зірковий. Різниця полягає у тому, що у планетах, астероїдах та інших твердих тілах існують природні порожні структури, в яких проявляє ЕПС та явище ентропоосмосу.

Потоки ефіру, що надходять до небесного тіла з космічного простору, переважно направлені у глибину планети, де ефір більш щільний внаслідок дії гірського тиску. Причиною руху у глибину надр є властивість всіх флюїдів обирати рух згідно з градієнтом СО (чим вище щільність, тим вище СО флюїду). У стиснених умовах порово-тріщинного простору «включається» дія позитивного зворотного зв'язку, яка обумовлює зростання тиску, що перевищує рівень гірського. Зростання тиску обмежене лише міцністю гірських порід. Довільний рух флюїду і надзвичайно високий тиск є необхідними і достатніми умовами для протікання синтезу протонів з амерів ефіру за аналогією синтезу нових хімічних елементів [18, 19]. Поява вільних протонів у великій кількості закономірно інтенсифікує процеси холодного ядерного синтезу.

Реальність протікання подібних процесів підтверджують експерименти І.О. Риженка [20] з довольного руху газу у порово-тріщинний простір стиснутої у герметичній камері подрібненої гірської породи. І.О. Риженко виявив, що підвищення тиску обтискання гірської породи в камері викликало додаткове надходження газу і підвищення тиску у порово-тріщинному просторі гірської породи приблизно у двічі більше, ніж зовнішній тиск. Тобто газ прагне довольно рухатися від області пониженого тиску в область з підвищеним тиском, що суперечить законам класичної фізики. У роботі [21] наведено несуперечливе пояснення ефекту Риженка. З часом з посиланням на І.О. Риженка було складено заявку на винахід і одержано патент [22] на «Спосіб стискання газів». Правильно було б назвати «Спосіб реалізації самостискання газів».

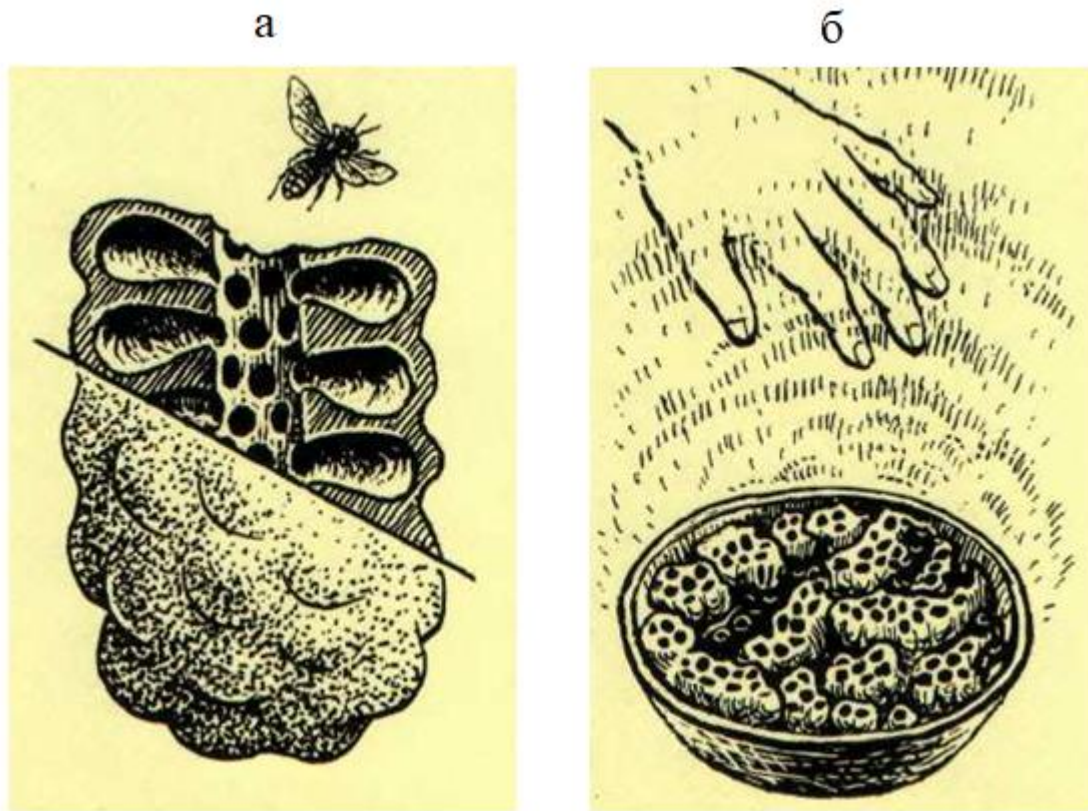
Повернемося до ефіру, який також прагне довольно рухатися у надра зірки, збільшуючи тиск і створюючи умови для синтезу протонів (для початку) та забезпечуючи світило енергією. У надрах зірки або у газових планетах типу Урана відсутні пори і тріщини, і ЕПС не може себе проявити. Натомість турбулентні потоки флюїдів породжують локальні області з високою щільністю, в яких виникає рух ентропоосмотичних потоків, що додатково підвищує тиск. Дія звукових та електромагнітних хвиль є також потужним інтенсифікуючим фактором. В результаті починається процес синтезу протонів. Енергія, яка виділяється під час синтезу, підтримує процес самоорганізації.

Наведена модель підтверджує думку М.О. Козирєва [23], що зірка – це машина, яка виробляє енергію. Далі він припустив, що зірка повинна одержувати енергію ззовні. З свого боку ми можемо додати, що зірка одержує ззовні потоки ефіру, який і виробляє енергію та більш довершену речовину.

Проміжний висновок 2. Структурні елементи такої матеріальної субстанції, як ефір, утворюють довольні потоки внаслідок одержання інформації щодо градієнту СО. Потік ефіру, що надходить у надра планет, астероїдів тощо, у порово-тріщинному просторі стискається власним довольним рухом згідно з градієнтом СО, який посилюється позитивним зворотним зв'язком, що виникає у стиснених умовах порожньої структури, і далі утворює більш впорядковані структури – протони. У зірках, в надрах яких не діє ЕПС, синтез протонів з амерів ефіру виникає внаслідок флуктуації щільності потоку ефіру та самопідтримування процесу самоорганізації енергією синтезу.

Тепер коротко розглянемо ЕПС, який вже мільйони років використовують живі істоти. Частково ця тема була розкрита у статті [1]. З використанням надзвичайно цікавого матеріалу В.С. Гребеннікова [13] було показано, що жуки та і всі комахи, які здатні літати, використовують порожні структури (отвори на надкрилках) для подолання сили гравітації та деякі фізичні фактори, що посилюють підймальну силу.

Тепер наведемо приклади використання у живій природі життєдайної сили ефіру. Почнемо з бджілок виду Галіктус квадрицинктус. Вони вибудовують складні гнізда під поверхнею землі, в яких розміщують свої личинки у вигляді лялечок [13] (рис. 4,а).



а – гніздо з комірками для личинок; б – випромінювання потоків ефіру фрагментами гнізда

Рис. 4. Порожні структури, виготовлені бджілками-галіктами, що випромінюють потоки ефіру

Гнізда являють собою порожні структури. Їхнє розташування виявив В.С. Гребенніков, коли відчув сильну фізіологічну дію на себе. Крім того, ділянка землі з гніздами поблизу водойми відрізнялась тим, що не була вкрита травою. Через рік, коли край берега з гніздов'ям обвалився, В.С. Гребенніков назбирав уламки гнізд та досліджував їх вдома (рис. 4,б). В результаті досліджень зробив видатне відкриття – *ефект порожніх структур*, а також виявив наступні закономірності, що супроводжують випромінювання ефіру [13]:

- в зоні дії ЕПС помітно пригнічується розвиток сапрофітових бактерій у ґрунті, дріжджових та інших грибків, проростання зерен пшениці, личинки бджіл-листорізів починають світитися;

- ЕПС нічим не екранується, подібно гравітації;

- якщо перемістити предмет з чарунками на нове місце, то людина відчує ЕПС не одразу, а через кілька секунд або хвилин, а на попередньому місці залишається «слід», який можна відчуту рукою через десятки хвилин і навіть через місяці;

- вплив ЕПС з відстанню зменшується не рівномірно, а оточує їх цілою системою невидимих, але іноді дуже відчутних «оболонок»;

- тварини (білі миші) та люди, що потрапили до зони дії сильного ЕПС, через деякий час звикають до нього, адаптуються;

- «стовп» або «промінь» ЕПС сильніше діє на живу істоту тоді, коли він направлений у протилежний бік, а також вниз, до центру Землі;

- в сильному полі ЕПС іноді починають показувати неправильний час годинники і механічні, і електронні.

Таким чином, бджілки не тільки використовують потоки ефіру для польотів, але й захищають своє потомство.

Функціональне призначення життєвого начала у потоці ефіру, який разом з променевою енергією Сонця надходить до Землі [8], не обмежується підтримкою лише комах. Життєве начало, або ентелехія постачає те, що є найголовнішим та найціннішим у Всесвіті – інформацію. У своїй еволюції одержану від світила інформацію активно використовують і неорганічні матеріальні утворення (вода, мінерали тощо), і живі органічні створіння (рослини, комахи, тварини тощо), і звичайно люди. Такі різні адресати космічної інформації неминуче підштовхують до питання: інформація оформлена вербально чи готовим фрагментом думки, команди, сигналу тощо? Офіційна наука тільки починає виділяти гроші на подібну тематику і лише у порядку виключення.

Таким цікавим виключенням є результати, одержані головним науковим співробітником Інституту генетики, фізіології та захисту рослин при Академії наук Молдови С.М. Маслобродом на Біотроні [24]. В камерах Біотрону за допомогою датчиків здійснюється дослідження фізіологічних процесів рослин у відповідь на дію різних факторів: рух води, температури, зростання, фотосинтезу, дихання і електричних потенціалів. Дуже багато дослідів С.М. Маслоброд здійснював поза планом і потайки, оскільки це було пов'язано з серйозними наслідками для нього. Такі теми були неакадемічні, але дуже цікаві.

Серед своїх багатьох досягнень С.М. Маслоброд виділяє відтворення ефекту дальності між «заплутаними» частинками, як їх називають у квантовій фізиці [24]. Цей квантовий ефект Ейнштейн так і не визнав, тому що в ньому зафіксовані надсвітлові швидкості реакції, практично миттєві. Ефект, як відомо, полягає у тому, що коли дві частинки віддалити на величезні відстані і на одну з них діяти певним чином, то друга миттєво відреагує так само.

Цей ефект був багаторазово підтверджений експериментально. Наприклад, було виявлено, що дія гама-радіацією на одну частину насіння і пошкодження хромосом, передається другій частині, віддаленій, на яку гама-промені не діяли. У Німеччині це явище назвали «ефект Маслоброда» [24].

Цікавий напрямок досліджень С.М. Маслоброда – це поле фотографій. Відомо, що медична практика екстрасенсів включає дистанційне встановлення діагнозу хвороби та дистанційний вплив на організм з метою зцілення. С.М. Маслоброд досліджував невідомої природи поля фотографій за допомогою датчиків, якими були рослини та насіння. Було виявлено, що це поле містить інформацію як про живі, так і вже не живі об'єкти дослідження. С.М. Маслоброд навіть припустив, що ймовірно існує певне загальне джерело цієї інформації. За допомогою фото, як посередника, оператор подумки дистанційно впливав на рослини. При цьому реагували на думки саме ті об'єкти, яким була адресована інформація [24]. Рослини розбірливо реагували на характер думок: на позитивні – зростанням електропотенціалу, а на негативні – зниженням.

В дистанційному експерименті (Кишинів - Санкт-Петербург) було вкотре підтверджено миттєве поширення думки. Експеримент полягав у дії думки оператора (С.М. Маслоброда) на фото зразка крові, що досліджувався під мікроскопом. Важливим є також одержання позитивної реакції зразка крові внаслідок дистанційної дії на нього молитвою.

С.М. Маслоброд припустив [24], що думка – це певна *матеріальна субстанція*, яка не є продуктом роботи самої людини. При цьому він посилається на Н.П. Бехтереву, яка вважала, що думки формуються не у мозку: мозок лише передавач, ретранслятор.

Короткий аналіз результатів досліджень С.М. Маслоброда. Думки є матеріальною субстанцією, яка передається адресно і практично миттєво. Так само миттєво пересуваються Всесвітом лише світовий ефір та породжена ним гравітація. Спираючись на Аристотеля, можна припустити, що ефір є носієм інформації-ентелехії, що забезпечує утворення та еволюцію Всесвіту. Згідно з Аристотелем (і дослідженням С.М. Маслоброда) ефір скеровує розвиток у напрямку до добра і блага. Наука повинна досліджувати світовий ефір відкрито і інтенсивно.

С.М. Маслоброд посилається на чийсь свідчення [24], що цивілізація Атлантиди загинула, оскільки люди втратили розуміння про добро і зло, але вже оволоділи здатністю діяти дум-

кою. Виходить, що світовий ефір з його безмежними інформаційними багатствами доступний і для дурних суб'єктів.

Висновки. Досліджувати світовий ефір необхідно. Пізнавальний процес зупинити неможливо. Винагородою буде безмежне море чистої і дешевої енергії. Якщо людство виживе.

Список літератури

1. *Васильченко А.О.* Аналіз сучасних теорій щодо природи світового ефіру та ролі його в самоорганізації матерії та енергії у Всесвіті [Текст] / *А.О. Васильченко* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2021. – С. 137-150.
2. *Васильченко А.О.* Універсальні принципи інтенсифікації довільного руху матеріальної субстанції [Текст] / *А.О. Васильченко* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2020. – С. 143-155.
3. *Ацюковский В.А.* Общая эфиродинамика. Моделирование структур вещества и полей на основе представлений о газоподобном эфире [Текст] 5-е изд. / *В.А. Ацюковский*. – М.: ИИ Радио Софт. – 2018. – 680 с.
4. *Катюцик В.Г.* Гравитационное взаимодействие, основы космологии [Текст] / *В.Г. Катюцик*. – Абакан: Хакаское книжное издательство, 2009. – 104 с.
5. *Менделеев Д.И.* Попытка химического понимания мирового эфира» [Текст] / *Д.И. Менделеев*. – СПб: типолитография М. П. Фроловой, 1905. – С. 5-40.
6. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 3. Физика [Текст] / *Аристотель*. – М.: Мысль, 1981. – С. 59-262.
7. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 1. Метафизика [Текст] / *Аристотель*. – М.: Мысль, 1976. – С. 63-448.
8. *Козырев Н.А.* О воздействии времени на вещество [Текст] / *Н.А. Козырев* // Физические аспекты современной астрономии: сб. научн. тр. – Л.: АН СССР Главная астрономическая обсерватория, 1985. – С. 82-91.
9. *Вернадский В.И.* Живое вещество [Текст] / *В.И. Вернадский*. – М.: Наука, 1978. – С. 1-358.
10. *Васильченко А.О.* Дифузія і метасоматоз. Синергетичний підхід до проблеми [Текст] / *А.О. Васильченко* // Геолог України. – 2006. – № 4. – С. 47-52.
11. *Васильченко А.О.* Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу [Текст] / *А.О. Васильченко, М.В. Боровик* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 195-206.
12. *Васильченко А.А.* Физико-химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах [Текст] / *А.А. Васильченко* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. пр. Вип. XXVI. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – С. 23-33.
13. *Гребенников В.С.* Мой мир [Текст] / *В.С. Гребенников* // Copyleft 2006, TedBeer.
14. *Козырев Н.А.* О возможности уменьшения массы и веса тел под воздействием активных свойств времени [Текст] / *Н.А. Козырев, И.А. Еганова* / Аналитический обзор идей и экспериментов современной хронометрии. – Новосибирск, 1984. – С. 92-98.
15. *Козырев Н.А.* Человек и Природа [Текст] Избранные труды / *Н.А. Козырев*. – Л.: Изд-во Ленинградского ун-та, 1991. – С. 404-409.
16. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 1. О душе / [Текст] *Аристотель*. – М.: Мысль, 1981. – С. 369-450.
17. *Тейяр де Шарден П.* Феномен человека [Текст] / *Пьер Тейяр де Шарден*. – М.: Наука, 1987. – С. 240.
18. *Васильченко А.О.* Синергетичний механізм протікання холодного ядерного синтезу в геологічних системах [Текст] // В зб.: Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції з міжнародною участю «Сучасні проблеми нафтогазової геології». – Київ: Інститут геологічних наук НАН України, 16-17 червня 2016 р. – С. 97-99.
19. *Васильченко А.О.* Холодний ядерний синтез – важливий елемент енергетичного балансу землі і еволюції речовини на планетарному рівні [Текст] / *А.О. Васильченко* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 143-155.

20. Рыженко И.А. О напряжении набухания в системе уголь – метан в пласте [Текст] / И.А. Рыженко // Уголь Украины. – 1982. – № 10. – С. 27.

21. Васильченко А.А. Связанный газ: проявление в природе, механизм образования и возможность использования [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. пр. Вип. XXVII. – Х: УкрНДІГаз, 2000. – С. 18-187.

22. Пат. № 32922 Україна, МПК7 C06D 5/00. Спосіб стискання газів / А.О. Васильченко; – № 98073999: заяв. 21.07.1998; опубл. 15.02.2001.

23. Козырев Н.А. Астрономические наблюдения посредством физических свойств времени [Текст] / Н.А. Козырев // Вспыхивающие звезды: труды симпозиума, приуроченного к открытию 2,6-м телескопа Бюроканской астрофизической обсерватории, Бюракан, 5-8 октября 1976 года. Ереван, 1977. – С. 200-227.

24. Інформація з сайту: АллатРа Наука Наука о влиянии мысли на живые объекты, Контроль теней, АЛЛАТРА Наука.

Надійшла до редакції 03.02.2022

УДК 622.279.5

О.М. Шендрик¹, Д.О. Шендрик²
(УкрНДІГаз¹, ХНУ ім. В.Н. Каразіна²)

ГЕНЕРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЧЕРЕЗ ВИКОРИСТАННЯ ХІМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПЛАСТОВИХ РЕЧОВИН

Розглядаються можливості генерації електричної енергії за рахунок різниці електричних потенціалів різних пластів, яка обумовлена різним вмістом підземних електролітів.

The paper considers the possibility of generating electrical energy due to the difference in electrical potentials of different layers, which is due to the content of underground electrolytes.

Постановка проблеми в загальному вигляді. В процесі розробки газоконденсатних родовищ поступово змінюються вміст і склад флюїду, який надходить до вибоїв свердловин. У привибійній зоні свердловин відбуваються природні процеси накопичення рідини та обводнення свердловин. Крім того, під час спорудження свердловин бурінням свердловина розкриває потужні водонасичені пласти. Існують непоодинокі випадки, коли пластова вода на різних стадіях розробки має високу мінералізацію і являє собою природній електроліт. Такі пласти мають свій електрохімічний потенціал та геологічну локацію (обмеження по стовбуру свердловини). Це дає підстави для розробки технологій електричної генерації через відокремлення пластів з різним електрохімічним потенціалом.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Гальванічні властивості деяких хімічних з'єднань електролітів відомі і використовуються людством ще з давніх часів. Ще у 1779 році Луїджи Гальвані в своєму «Трактаті про електричні сили під час м'язового руху» описував електрохімічні властивості електролітів.

В сучасному світі властивості електролітів добре вивчені і дуже широко використовуються в акумуляторах (автотехніка, цифрова техніка, комунікації), в медицині, в машинобудуванні, побутовій та харчовій промисловості. В газовій промисловості властивості ґрунтових електролітів враховуються та використовуються при захисті підземних трубопроводів від електрохімічної корозії.

Більшість свердловин за своєю геологічною будовою мають власні електричні потенціали з причин вмісту у породі пластових електролітів, а будова підземного обладнання дозволяє проводити роботи з розділення цих потенціалів та отримання електричної рушійної сили та відповідно електричного струму. В процесі розробки газових родовищ відбувається перене-

сення та акумулювання в привибійній зоні свердловин негазових складових флюїду – води, солей, важких вуглеводнів тощо. Ці речовини змінюють електрохімічний баланс покладу, особливо на пізніх стадіях розробки родовищ і можуть підвищувати електрохімічні потенціали електронасичених пластів (не обов'язково виснажених газоносних), розкритих свердловиною. Крім того, електрохімічні потенціали таких пластів можна штучно підвищувати за допомогою обробок (аналогічно кислотним обробкам) привибійних зон або за допомогою закачок відповідних реагентів на підставі моделювання пластових процесів.

З врахуванням світових процесів декарбонізації, природнього виснаження родовищ та розвитку альтернативної енергетики електрогенерація на основі газовидобувного обладнання і пластових електролітів набуває все більшої актуальності.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Ця робота спрямована на викривання можливостей та технологій генерації електричної енергії через використання хімічних властивостей пластових речовин.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність. Використання підземного обладнання свердловин та хімічної енергії пластових речовин для отримання електричної енергії – це один з логічних напрямків розвитку технологій надрокористування на завершальних стадіях розробки газових родовищ. Обводнення родовища та свердловин, підвищення мінералізації пластових вод, вивільнення діючої інфраструктури з причин зупинки та ліквідації свердловин, необхідність обслуговування бездіючого фонду вимагають додаткових фінансових втрат. А прагнення людства до зменшення використання вуглеводнів в перспективі примусить лімітувати газовидобувні потужності та обмежити експлуатацію значної кількості низькодебітних свердловин. Тому актуальність питань альтернативного використання виробничих фондів газовидобувних підприємств буде постійно зростати.

Пропонується реалізувати генерацію електроенергії за рахунок різниці електричних потенціалів окремих пластів, що обумовлено перерозподілом природніх електролітів в породах пластів з різними електрохімічними потенціалами. Для цього треба розділити такі пласти діелектричними розділювачами та за рахунок різниці електричних потенціалів на металевих стінках обсадної колони отримувати електричний струм.

На першому етапі реалізації цієї технології необхідно провести дослідження вмісту електролітів у пластовій породі (в тому числі, від техногенного впливу людини на пласт під час розробки родовищ), для визначення знаків та потужностей електричних потенціалів пластових електролітів. За результатами досліджень визначається електрохімічний профіль покладу, на основі якого проводять розділення обсадної колони діелектричними розділювачами на окремі ділянки, з яких за допомогою дротів та пакерів-фіксаторів знімається різниця потенціалів та отримується електричний струм. При цьому, за результатами аналізу геологічних даних залягання порід, які були отримані під час розвідки і розробки родовищ, та за результатами аналізу промислових даних техногенного обводнення пластів і зміни мінералізації пластового флюїду будується геологічна електролітична карта енергетичного родовища, яке в наступному розробляється за спеціальними технологіями. Можливе використання груп існуючих газових чи нафтових свердловин у комплексі з новими енергетичними свердловинами, спорудженими за принципами видобування енергії. В таких випадках обрані свердловини поєднуються в електричну мережу через перемикачі та перетворювачі за послідовною, паралельною чи іншою технологічною схемою в залежності від завдань до цього енергетичного кластеру – генерації постійного та змінного струму, збільшення напруги чи сили струму, ремонту чи контрольної організації відновлювального циклу для електролітів тощо. Інтенсифікація чи відновлення властивостей пластових електролітів можуть здійснюватися за допомогою відомих газовидобувних технологій (ГРП, перфорація, кислотні обробки), відомих електротехнічних технологій (контрольно тренувальний цикл електролітів) та додаткових нових спеціальних технологій вузької спрямованості.

По даному технічному рішенню було складено заявку на промисловий зразок [1] і отримано позитивне рішення про видачу патенту.

Висновки:

1. Технології спорудження та експлуатації свердловин можна застосовувати не тільки для видобування нафти і газу, а й для прямого отримання електричної енергії різними альтернативними способами, зокрема за рахунок електрохімічної енергії пластових електролітів.

2. У газовидобувних технологіях є значний потенціал трансформації у напрямку створення відновлюваних джерел енергії.

Список літератури

1. Заявка на корисну модель № u 2022 02811 від 05.08.2022 Спосіб перетворення енергії пластових речовин у електричну енергію / О.М. Шендрик, Д.О. Шендрик; заявники та патенто-власники О.М. Шендрик, Д.О. Шендрик.

Надійшла до редакції 10.02.22

УДК 622.279.5

О.М. Шендрик¹, Д.О. Шендрик²
(УкрНДГаз¹, ХНУ ім. В.Н. Каразіна²)

ГЕНЕРАЦІЯ ТА АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ ПІДЗЕМНОГО ОБЛАДНАННЯ СВЕРДЛОВИН

Підіймається питання з використання обладнання та інфраструктури виснажених родовищ, яке виведено з експлуатації, для інтеграції у системи електрогенерації з відновлювальних джерел енергії, акумуляції та відбирання енергії під час коливання генерації та споживання електричної енергії. Запропоновано технологію такої інтеграції.

The paper raises the issue of using decommissioned equipment and infrastructure of depleted fields for integration into power generation systems from renewable energy sources, accumulation and extraction of energy during fluctuations in the production and consumption of electrical energy. A technology for such integration is proposed.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Нові напрямки розвитку енергетики на основі відновлювальних джерел енергії тісно пов'язані з сонячною та вітровою електрогенерацією, які мають періодичний характер. Так, сонячна генерація має добовий цикл – вдень - максимум, вночі - мінімум, а вітрова генерація часто має сезонні коливання. За таких умов велике значення набувають системи акумуляції значної кількості енергії для компенсації та покриття піків генерації та споживання електричної енергії. В розвиток світових процесів декарбонізації енергетики стають актуальними технології адаптації газовидобувного обладнання та інфраструктури, що вивільняється на виснажених родовищах, для використання у альтернативній енергетиці, зокрема для акумуляції та зворотної генерації значної кількості енергії, яка отримується з відновлювальних джерел.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. З розвитком альтернативної енергетики на основі вітрової та сонячної генерації все більшу популярність набувають системи акумуляції енергії на основі хімічної, теплової та гравітаційної енергії. Розробляються та будуються нові складні блоки великої потужності, які потребують значних інвестицій і мають свої екологічні недоліки. Хімічні акумулятори потребують відповідних хімічних виробництв, а по завершенні терміну використання - утилізації хімічних відходів. Гравітаційні системи гідроелектростанцій потребують затоплення значних земельних ділянок для водосховищ, теплові системи на основі твердих наповнювачів (піску) та механічні вагові боки не можуть акумулювати велику кількість енергії.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. В цій роботі розглядаються можливості трансформації газовидобувної інфраструктури виснажених родовищ (тієї, що виведена з експлуатації – ліквідованих свердловин, відключених шлейфів, зупинених УКПГ чи ДСК для акумуляції та зворотної генерації електроенергії, яка надлишково могла б вироблятися системами альтернативної енергетики.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність. На даний час альтернативна енергетика переважно базується на використанні сонячної та вітряної енергії, які мають певну періодичність. В період максимальної генерації з'являється надлишок енергії, яку буде втрачено, якщо її не акумулювати, а під час зниження генерації (ніч чи штіль) енергії може не вистачати. Тому в системах альтернативної енергетики завжди є потреба в акумулюванні частки надлишкової енергії у значних об'ємах.

Під час геологічно-пошукових робіт та розробки родовищ поступово з'являється та збільшується фонд спостережних та ліквідованих свердловин, які знаходяться у бездії і потребують додаткових витрат на обслуговування та моніторинг технічного стану. Ці свердловини можна використовувати для накопичення надлишкової енергії енергосистем альтернативної енергетики.

Технологія реалізовується за рахунок того, що надлишкова енергія альтернативної або «класичної» електрогенерації спрямовується на роботу повітряного компресора, який нагнітає повітря у трубний простір недіючої свердловини, з якої вже не видобувають природний газ. Таку свердловину відокремлюють від пластів цементним мостом і заповнюють водою. При цьому із свердловини через затрубний простір в накопичувальну ємність витісняється вода, але не більше об'єму трубного простору. Накопичувальну ємність треба розташувати на рівні вище за рівень устя свердловини. У такий спосіб накопичується потенційна гравітаційна енергія води. Під час дефіциту електрогенерації вода з накопичувальної ємності і під впливом сили тяжіння направляється у затрубний простір свердловини, проходячи при цьому через гідрогенератор, а стиснене повітря випускається через турбіну повітряного генератора. Використовується об'єм води, який дорівнює трубному простору. В зимовий період до води може додаватись інгібітор для попередження замерзання води (метанол чи діетиленгліколь). У разі великої кількості недіючих свердловин із розвинутою інфраструктурою шлейфів, наявності дотискувальних компресорних станцій (ДКС) можливе використання елементів інфраструктури для централізованого накопичення води, нагнітання повітря, генерації електроенергії за допомогою обладнання, яке розташовано на установці комплексної підготовки газу (УКПГ) або ДКС.

Використання запропонованої технології дозволить акумулювати електричну енергію, яка отримана шляхом використання альтернативних джерел енергії, перетворити надлишок енергії у потенційну гравітаційну, використати потенційну гравітаційну енергію для перетворення в електричну під час пікових навантажень на систему електропостачання та під час зниження генерації електроенергії за допомогою альтернативних джерел (вночі та під час штилю).

На рисунку наведено загальну схему обладнання для акумуляції і зворотної генерації енергії. Система містить накопичувальну ємність 1, що через генератор 2 під'єднана до затрубного простору свердловини та повітряного компресора 3, що під'єднаний до трубного простору недіючої свердловини і нагнітає повітря 4, при цьому свердловина заповнена водою 5. На ділянці між повітряним компресором 3 і свердловиною встановлений повітряний генератор 6.

Для реалізації технології обирають недіючу свердловину, видобувати газ чи нафту з якої економічно або технічно недоцільно. За необхідності стовбур свердловини відокремлюють від пластів цементним мостом та встановлюють необхідне обладнання. Надлишкова енергія альтернативної або «класичної» електрогенерації направляється на роботу повітряного компресора 3, який нагнітає повітря 4 у трубний простір бездіючої свердловини. Із свердловини через затрубний простір в накопичувальну ємність 1, що розташована на рівні вище за рівень устя свердловини, витісняється вода 5, але не більше об'єму трубного простору. Таким чином, накопичується потенційна гравітаційна енергія води. За необхідності електрогенерації вода 5 з ємності 1 під впливом сили тяжіння направляється у затрубний простір свердловини, проходячи через гідрогенератор 2, при цьому стиснене повітря 4 випускається через турбіну повітряного генератора 6.

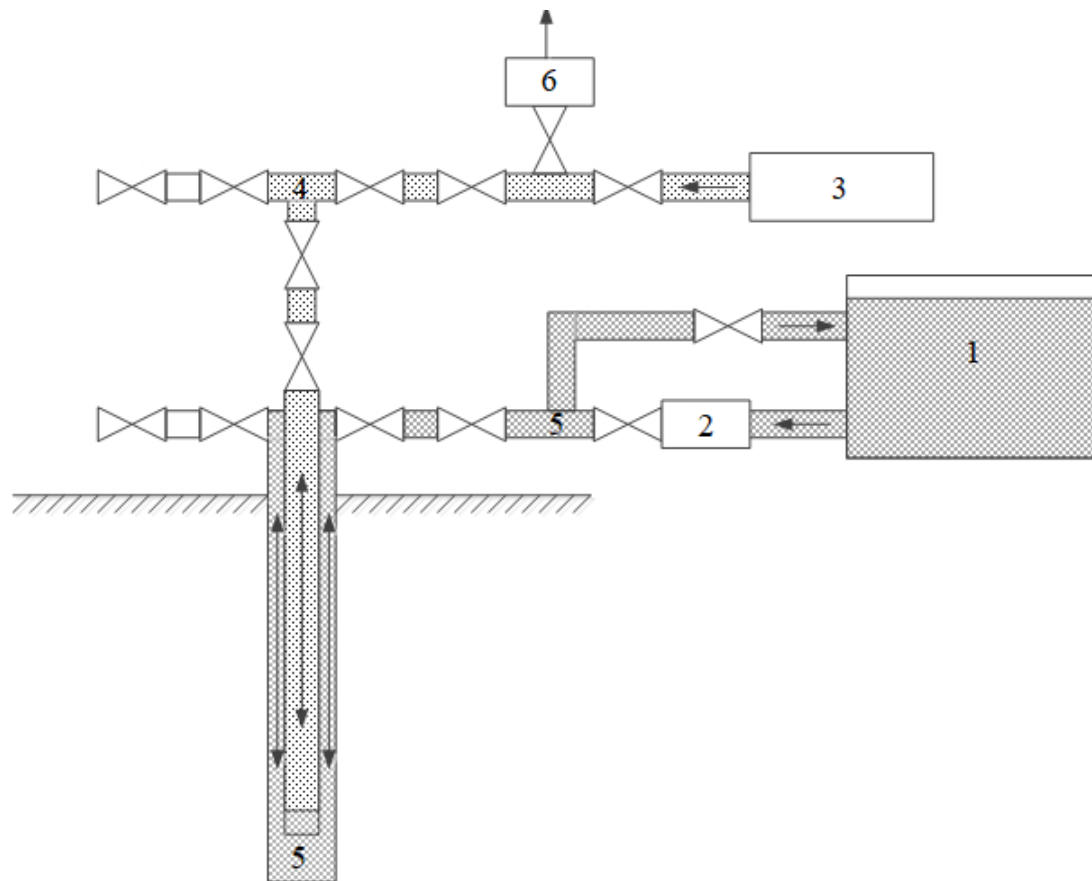


Рис. Схема використання газовидобувного обладнання для акумуляції та зворотної генерації електричної енергії

У разі великої кількості недіючих свердловин використовуються шлейфи свердловин родовища для централізованого накопичення води, нагнітання повітря, генерації електроенергії за допомогою існуючого чи додаткового обладнання, яке розташовано на УКПГ або ДКС.

На даний час складнено заявку для отримання патенту на корисну модель по цій технології [1].

Висновок.

Інфраструктура виснажених родовищ, яка виведена з експлуатації, може бути використана для акумуляції та зворотної генерації в системах електричної генерації на основі відновлюваних джерел енергії.

Список літератури

1. Заявка на корисну модель № u 202300295 від 27.01.2023. Спосіб генерації акумулювання електричної енергії / О.М. Шендрик, Д.О. Шендрик; заявники та патентовласники О.М. Шендрик, Д.О. Шендрик.

Надійшла до редакції 03.02.22

ЗМІСТ

ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

*І.В. Височанський, Г.Є. Святенко, В.М. Абелєнцев, С.В. Кривуля, Є.Є. Волосник,
А.О. Некрасов, М.В. Купчинська, А.С. Захаров, Ю.М. Спічакова*

Перспективи і напрямки геологорозвідувальних робіт з пошуків гідродинамічних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині..... 3

С.Ф. Поверєнний, В.М. Бухтатий, О.В. Піддубна

До методики лабораторного визначення змочуваності порід-колекторів..... 26

С.Ф. Поверєнний, О.В. Піддубна, С.А. Капран

Особливість застосування центрифуги для побудови кривих капілярного тиску при вивченні перехідних зон газових родовищ..... 33

С.Ф. Поверєнний, О.В. Піддубна

Уточнення результатів лабораторного визначення залишкової водонасиченості по висоті покладу..... 40

І.І. Галицька, Є.Л. Черевко, С.О. Бажан, Н.Й. Комарицук, Л.П. Соляник, Н.О. Сорокан

Структурно-тектонічні та фаціальні умови девонсько-пізньовізейської седиментації Південно-Русанівської ділянки північної прибортової зони в зв'язку з нафтогазоносністю..... 47

РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

А.П. Мельник, К.М. Діхтенко

Щодо прогнозування корозійного пошкодження насосно-компресорних труб..... 57

*О.М. Щирба, С.В. Кривуля, Л.З. Письменна, В.П. Краснікова, І.П. Криволапчук,
А.І. Стецюк*

Оптимізація дорозробки Шебелинського ГКР..... 70

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.А. Діц, Ю.І. Мілютенко, О.М. Фуглевич, Г.О. Тарасова, М.С. Грига, Л.А. Балабуха

Якісні проектні рішення та новий підхід до буріння свердловин як запорука суттєвого підвищення показників буріння..... 74

А.О. Васильченко, М.В. Боровик

Технологічні та економічні резерви використання природного або нафтового бітуму як обов'язкового компонента бурового розчину на водяній основі..... 79

O.S. Beizyk, A.I. Vasko, K.A. Vasko, Ye.M. Stavychnyi, M.V. Gordiichuk

The selection of rational inhibitors of the degradation of starch reagents during the initial opening of productive horizons..... 82

М.В. Боровик, А.П. Вовк, Я.Ю. Кущенко, Л.В. Діденко

Наукові рішення для зменшення аварійності при бурінні свердловин..... 86

ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

А.П. Мельник, К.М. Діхтенко, С.Г. Малік, А.В. Литвиненко, Д.О. Дегтярьов

Використання Фур'є-ІЧ-спектрометрії для визначення концентрації метанолу у супутніх пластових водах нафтогазоконденсатних родовищ..... 94

Є.В. Троцька, В.Л. Отрішко, М.С. Ліннягов

Підвищення ефективності видобутку вуглеводнів шляхом впровадження технології Velocity String..... 101

О.М. Шендрик

Щодо вимог до контролю і керування робочими параметрами свердловин на виснажених газоконденсатних родовищах..... 107

А.П. Мельник

Щодо оцінки змін корозійної агресивності газів..... 111

А.О. Васильченко, М.В. Боровик

Метан вугільних родовищ. Ефективна та екологічно безпечна технологія видобутку..... 118

ПІДГОТОВКА ТА ПЕРЕРОБКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ

А.П. Мельник, К.М. Діхтенко, Д.О. Дегтярьов

Щодо корозійних факторів на Солохівському ВПГ..... 123

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

А.О. Васильченко

Технологія підземної газифікації покладів вугілля. Проблеми впровадження нових технологій..... 132

А.О. Васильченко

Нова інтенсивна технологія довільного очищення рідин забезпечить чистою водою людей на Землі..... 142

А.О. Васильченко

Головна проблема сучасної науки – подолання міфів..... 150

А.О. Васильченко

Причини формування потоків ефіру, способи їх інтенсифікації та можливість використання..... 162

О.М. Шендрик, Д.О. Шендрик

Генерація електричної енергії через використання хімічних властивостей пластових речовин..... 173

О.М. Шендрик, Д.О. Шендрик

Генерація та акумулювання електричної енергії з використанням підземного обладнання свердловин..... 175

Питання розвитку газової промисловості України

Науково-виробничий збірник

Випуск L

Геологія газових і газоконденсатних родовищ

Розробка газових і газоконденсатних родовищ

Буріння газових свердловин

Видобування природного газу

Підготовка і переробка природного газу

Інформаційні повідомлення

Підп. до друку 19.12.2022. Формат 60 x 84 1/8.

Надруковано у відділі ІТЗВНДтаДКР УкрНДІгазу.
Обсяг 11,25 ум. друк. арк. Тираж 50 прим.

Засновник і видавець: Український науково-дослідний інститут природних газів.
Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна.
E-mail: office.ndigas@ugv.com.ua, факс (057) 733-17-55
Ціна договірна.

УКРНДІГАЗ

Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна

office.ndigas@ugv.com.ua

