

Міністерство освіти і науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

МАТЕРІАЛИ КРУГЛОГО СТОЛУ



«ІННОВАЦІЙНІ РІШЕННЯ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ»

Полтава

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

30 квітня 2026 року

УДК 622.2/.6(06)

М34

Рекомендовано до друку вченою радою Навчально-наукового інституту нафти і газу та енергетики Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» (протокол №3 від 07.05.2026 р.).

«Інноваційні рішення в енергетичному комплексі України»: збірник матеріалів Круглого столу (30 квітня 2026 р., Полтава). – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2026. – 52 с.

Редакційна колегія:

Голова редакційної колегії – Іван ЗЕЗЕКАЛО, професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», доктор технічних наук, професор.

Члени редакційної колегії:

Олена СТЕПОВА – проректор з наукової роботи Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», доктор технічних наук, професор;

Вікторія ДМИТРЕНКО – завідувач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», кандидат технічних наук, доцент;

Юрій ВИННИКОВ – завідувач кафедри буріння та геології Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», доктор технічних наук, професор;

Максим ХАРЧЕНКО – доцент кафедри буріння та геології Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», кандидат технічних наук, доцент;

Олена МИХАЙЛОВСЬКА – доцент кафедри буріння та геології Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» кандидат технічних наук, старший науковий співробітник;

Лариса ПЕДЧЕНКО – доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», кандидат технічних наук, доцент;

Анна ЛЯШЕНКО – старший викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», учений секретар круглого столу;

Вікторія РУБЕЛЬ – доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», кандидат технічних наук, доцент;

Олександр МАТЯШ – доцент кафедри буріння та геології Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», кандидат технічних наук, доцент;

Марина РИБАЛКО – старший викладач кафедри буріння та геології Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», кандидат технічних наук.

Розглянуто проблеми та перспективи розвитку нафтогазової галузі для забезпечення енергонезалежності держави. Матеріали подано мовами оригіналів. За викладення, зміст і достовірність матеріалів відповідають автору.

© Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2026 р

Зміст

<i>Зур'ян О.В.</i> ВІДНОВЛЮВАНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ЗЕЛЕНИЙ ВОДЕНЬ: СВРОІНТЕГРАЦІЙНІ ПЕРСПЕКТИВИ УКРАЇНИ	5
<i>Голуб О, Дворецький Р., Матвієнко А.</i> СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ ПОКЛАДІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ	8
<i>Лубков М.В.</i> ПРО МОЖЛИВОСТІ ПІДТРИМКИ ВИДОБУТКУ НАФТИ У СЛАБОПРОНИКНИХ ПЛАСТАХ.....	11
<i>Бучинський А.М., Бучинський М.Я.</i> ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ МОБІЛЬНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН.....	14
<i>Лазєбна Ю.В., Зезекало І. Г.</i> ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЙНОЇ АКТИВНОСТІ РОЗЧИНУ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВІДНОСНО НКТ ТА ОБСАДНИХ ТРУБ.....	17
<i>Винников Ю.Л., Харченко М.О. Марченко В.І., Кічасов О.С.</i> ДОСВІД ЗАХИСТУ ОБ'ЄКТІВ КРИТИЧНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ВІД БПЛА	20
<i>Харченко І.Г., Ю.Л. Винников</i> ІННОВАЦІЙНИЙ ВИБІР ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ	23
<i>Михайловська О.В., Молодча А.С., Ухін О.О.</i> ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ВОД БОРИСЛАВСЬКОГО РОДОВИЩА	27
<i>Огар В.В., Вовк М.О.</i> ПАЛЕОГЕОГРАФІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ФОРМУВАННЯ НЕСТРУКТУРНИХ ПАСТОК В ЗОНІ ЗЧЛЕНУВАННЯ ПІВНІЧНОГО БОРТУ І ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ПРОТЯГОМ ВІЗЕЙСЬКОГО ВІКУ (РАННІЙ КАРБОН)	30

<i>Пишк В.Я., Рубель В.П.</i> ГЕОМЕТРІЯ І ОРІЄНТУВАННЯ ТРІЩИНИ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА.....	33
<i>Ляшенко А.В., Першін М.Ю.</i> ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ НАФТОВИДОБУТКУ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДУ.....	37
<i>Нестеренко Т.М., Нестеренко М.М., Черненко В.В.</i>	
ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТ ПРИ СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ.....	40
<i>Грабовський В.</i> СВІТОВИЙ ДОСВІД ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ВОДНЮ У ВИСНАЖЕНИХ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ ТА ПОТЕНЦІАЛ УКРАЇНСЬКИХ НАДР	44
<i>Бугрова Т.М.</i> ІМПЛЕМЕНТАЦІЯ ПАКЕТА ВОДНЕВОГО ТА ДЕКАРБОНІЗОВАНОГО ГАЗОВОГО РИНКУ ЄС В УКРАЇНІ	47
<i>Педченко Н.М., Педченко Л.О., Педченко М.М.</i> АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ВПЛИВУ НА ПРОДУКТИВНІЙ ПЛАСТ ПРИ РОЗРОБЦІ ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ	49

УДК 621.311.25

Зур'ян О.В., д.т.н.,
Інститут відновлюваної енергетики НАН України,
alexey_zuryan@ukr.net

ВІДНОВЛЮВАНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ЗЕЛЕНИЙ ВОДЕНЬ: ЄВРОІНТЕГРАЦІЙНІ ПЕРСПЕКТИВИ УКРАЇНИ

Сучасний енергетичний сектор України перебуває на етапі глибоких структурних змін, зумовлених одночасно потребами післявоєнного відновлення, підвищенням енергетичної безпеки держави, інтеграцією до європейського енергетичного простору та глобальними процесами декарбонізації економіки. Україна володіє значними ресурсами сонячної та вітрової енергії, науковим потенціалом, інженерною школою та досвідом експлуатації великомасштабної енергетичної інфраструктури. Це створює сприятливі передумови для масштабного розвитку відновлюваної енергетики та виробництва зеленого водню відповідно до європейських технічних і ринкових вимог.

Саме тому питання поєднання ВДЕ та зеленого водню слід розглядати не лише як технологічний напрям, а як один із стратегічних механізмів євроінтеграції України, зміцнення енергетичної незалежності та формування нової конкурентоспроможної економіки.

Світова енергетика демонструє стійкий курс на заміщення викопних палив. У 2024 році частка ВДЕ у глобальному виробництві електроенергії досягла 31,9 %, а в країнах Європейського Союзу щорічні введення нових потужностей сонячної та вітрової генерації за останні роки більш ніж подвоїлися. Паралельно формується новий сегмент економіки - ринок чистого водню. Ініціатива ЄС «2×40 GW Green Hydrogen Initiative» передбачає

створення до 2030 року 40 ГВт електролізерних потужностей у межах ЄС та ще 40 ГВт у країнах-партнерах для забезпечення імпорتنих поставок. Це свідчить про стратегічну роль водню у майбутній енергетичній системі Європи.

Україна має об'єктивні передумови для активної участі в цих процесах. До 2022 року встановлена потужність об'єктів ВДЕ в Україні становила близько 10 ГВт, а з урахуванням великих гідроелектростанцій — понад 14 ГВт. Основу розвитку склали сонячні та вітрові електростанції, що активно будувалися у 2017–2021 роках. Повномасштабна війна суттєво змінила умови функціонування енергетики, однак сектор ВДЕ продемонстрував високу стійкість. У 2022–2025 роках в Україні введено понад 2000 МВт нових відновлюваних потужностей. Особливо показовим стало зростання децентралізованої сонячної генерації — електростанцій домогосподарств, малого бізнесу та промислових підприємств для власного споживання. У 2025 році суттєвий приріст продемонструвала і вітроенергетика - 324 МВт нових потужностей за рік. Крім того, в Україні вже встановлено понад 500 МВт систем накопичення енергії, хоча цього обсягу поки недостатньо для системних потреб балансування.

Зі зростанням частки сонячної та вітрової генерації виникають нові технічні виклики: нерівномірність виробітку, сезонні та добові коливання генерації, локальні перевантаження мереж, потреба у резервних маневрових потужностях і додаткових засобах гнучкості. Традиційні акумуляторні системи ефективні переважно для короткострокового балансування, проте не вирішують проблему сезонного накопичення енергії. Саме тому зелений водень розглядається як стратегічний елемент майбутньої енергосистеми.

У 2025 році в Інституті відновлюваної енергетики НАН України виконано перше в державі геопросторове оцінювання технічного потенціалу сонячної та вітрової генерації у розрізі територіальних громад. За попередніми оцінками, потенційно можливий середньорічний обсяг виробництва зеленого водню в

Україні може сягати до 45 млн тонн, що суттєво перевищує прогнозований внутрішній попит і формує значний експортний потенціал.

Окремого значення набуває питання сертифікації зеленого водню. У сучасних умовах недостатньо лише виробити водень із використанням ВДЕ - необхідно офіційно підтвердити його відновлюване походження, низький вуглецевий слід та відповідність міжнародним екологічним критеріям. Для експорту до країн ЄС необхідна відповідність вимогам RED II, RED III та пов'язаним делегованим актам щодо Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO).

З цією метою Інститут відновлюваної енергетики НАН України бере участь у спільному українсько-німецькому науковому проєкті “German-Ukrainian Research Cooperation on the Certification of Green Hydrogen”, який реалізується разом з Hamburg Institut Research за підтримки Федерального міністерства досліджень, технологій та космосу Німеччини. Проєкт спрямований на створення науково обґрунтованих принципів верифікації та сертифікації зеленого водню для торгівлі між Україною та ЄС, формування прозорої системи підтвердження походження продукції та адаптацію українських підходів до європейських вимог. Це є важливою передумовою залучення інвестицій, розвитку ринку та інтеграції України до європейської водневої економіки.

Наукова новизна представленого підходу полягає у комплексному поєднанні просторового аналізу потенціалу ВДЕ, сучасних моделей виробництва зеленого водню та розроблення принципів його міжнародної сертифікації. Практичне значення роботи полягає у можливості використання отриманих результатів органами державної влади, громадами, енергетичними компаніями та інвесторами для планування нових енергетичних проєктів.

Таким чином, інноваційне поєднання відновлюваної енергетики, систем накопичення енергії та зеленого водню здатне стати одним із фундаментів нової енергетичної архітектури України. Реалізація цього напрямку сприятиме післявоєнному відновленню економіки, розвитку регіонів, декарбонізації

промисловості та зміцненню позицій України у європейському енергетичному просторі.

УДК 553.98

Голуб О,

*заступник генерального директора,
головний інженер, olegprgp@ukr.net;*

Дворецький Р.,

головний геолог, r.dvoretskyi@gmail.com;

Матвієнко А.,

*заступник директора департаменту з виробництва,
інженерно-технічної та проектної роботи, novator11977@ukr.net
ДП «Укрнаукагеоцентр»,*

СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ ПОКЛАДІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

Сучасний стан енергетичної безпеки України зумовлює необхідність активного залучення нетрадиційних джерел вуглеводнів, серед яких сланцевий газ займає провідне місце. Значні прогнозні ресурси та позитивний міжнародний досвід їх освоєння визначають доцільність проведення комплексних геолого-геофізичних досліджень з метою обґрунтування перспективних ділянок надр.

Сланцевий газ – це природний газ, локалізований безпосередньо в нафтоматеринських породах, який зберігся в зоні генерації та не мігрував у традиційні колектори. Такі породи характеризуються низькою пористістю та проникністю. Досягнення промислово рентабельного рівня видобутку сланцевого газу пов'язане із застосуванням технологій горизонтального буріння та гідравлічного розриву пласта, що забезпечують істотне підвищення продуктивності свердловин.

Світовим лідером з видобутку газу зі сланцевих товщ є США. За даними міжнародних енергетичних оглядів, у 2025 році загальний видобуток природного газу в США становив більше 900 млрд. м³, при цьому частка газу

з низькопроникних і сланцевих формацій перевищувала 75-80 % загального обсягу.

В Європі Україна розглядається як одна з перспективних держав за ресурсами сланцевого газу. Водночас наявні оцінки мають переважно ресурсний (прогнозний) характер, оскільки промисловий видобуток сланцевого газу в країні не здійснюється. За різними джерелами, ресурси газу в нетрадиційних покладах коливаються в широкому діапазоні – від 1,2 до 10–15 трлн м³. Зокрема, за оцінкою Міжнародного енергетичного агентства ресурси сланцевого газу України можуть становити близько 5,5 трлн м³, за оцінкою Управління енергетичної інформації США (EIA) – 3,6 трлн м³, а за даними ДП «Український геологічний науково-виробничий центр» – до 14,3 трлн м³.

Перспективними для проведення пошукових робіт на газ сланцевих товщ є Західний та Східний нафтогазоносні регіони України.

У межах Західного регіону найбільш перспективною є територія Волино-Подільської плити (північна частина Львівської, частково Тернопільської та Івано-Франківської областей). Об'єктом досліджень є силурійський комплекс глинистих сланців. Глибини залягання перспективних товщ становлять 2000-4000 м.

У Східному нафтогазоносному регіоні перспективний комплекс глинистих сланців охоплює інтервал від девонських до башкирських відкладів. Глибини залягання перспективних товщ становлять 2000-5000 м.

ДП «Укрнаукагеоцентр», за завданням ПрАТ НАК «Надра України», виконаний комплекс робіт з аналізу геолого-геофізичних матеріалів та визначення перспективних ділянок для реалізації інвестиційних проєктів. Проведено переінтерпретацію матеріалів геофізичних досліджень свердловин приблизно по 2500 об'єктах із застосуванням сучасних методик, зокрема методики «ΔLogR» (Q.R.Passey), що використовується для виявлення та кількісної оцінки органічної речовини в сланцевих породах. Також виконано аналіз відбивної здатності вітриніту для понад 2400 зразків із побудовою

відповідних картографічних матеріалів та переробкою петрографічних і палеонтологічних даних .

Проведено лабораторні дослідження керна матеріалу, що тривалий час (понад 40 років) зберігався у фондах підприємства. Дослідження включали дегазацію зразків у вакуумному середовищі з подальшим аналізом отриманих газових сумішей методом газової хроматографії. За результатами досліджень у ряді зразків встановлено наявність газової фази, вміст якої досягав 30 %, що свідчить про перспективність відповідних товщ щодо нафтогазоносності.

За результатами узагальнення виділено шість основних зон поширення сланцевих порід із значними прогностичними ресурсами:

Західний регіон: територія Волино-Подільської плити (північна частина Львівської, частково Тернопільської та Івано-Франківської областей) (4,9 трлн м³);

Східний регіон – п'ять основних зон поширення сланцевих порід із значними прогностичними ресурсами: Кибинцівсько-Близнаківська (2,7 трлн м³); Валюхівсько-Ведмежанська (2,4 трлн м³); Петрівсько-Берестянська (1,9 трлн м³); Макіївсько-Кружилівська (1,1 трлн м³); зона Складчастого Донбасу (1,3 трлн м³).

У межах окремих зон визначено першочергові ділянки для буріння пошукових свердловин.

Загальні прогностичні ресурси сланцевого газу в Україні оцінюються як значні, що створює передумови для нарощування власного видобутку та зміцнення енергетичної незалежності держави.

Водночас впровадження технологій видобутку нетрадиційного газу потребує дотримання високих стандартів екологічної безпеки. Світовий досвід свідчить, що за умови належного технологічного контролю та державного нагляду ризики негативного впливу на довкілля можуть бути мінімізовані.

Таким чином, сланцевий газ є перспективним напрямом розвитку нафтогазової галузі України, а подальші дослідження та залучення інвестицій у цей сектор є стратегічно доцільними, особливо в умовах воєнного стану,

коли енергетична незалежність держави є одним із ключових чинників національної безпеки.

Література

1. U.S. Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook. January 2026. Washington, DC: EIA, 2026.
2. Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2025. 74th edition. London: Energy Institute, 2025.
3. Державна служба геології та надр України. Звіт про результати виконання річного плану роботи Державної служби геології та надр України за 2024 рік. Київ, 2025.

УДК 553.982

Лубков М.В., д. ф.-м. н., с.н.с.
Полтавська гравіметрична обсерваторія ІГФ НАНУ,
mikhail.lubkov@ukr.net

ПРО МОЖЛИВОСТІ ПІДТРИМКИ ВИДОБУТКУ НАФТИ У СЛАБОПРОНИКНИХ ПЛАСТАХ

В наш час актуальними залишаються проблеми ефективної підтримки стабільного рівня видобутку нафти у неоднорідних слабопроникних пластах. Для цього на практиці використовуються різні сучасні технології збільшення інтенсифікації фільтраційного процесу навколо системи нафтовидобувних свердловин. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри ділянки пласта такі, як насичуваність, проникність, пористість, в'язкість та інші важливі фактори нафтовіддачі пласта. Для ефективного використання цих технологій на практиці необхідно розуміти повну картину фільтраційних процесів розглянутої ділянки пласта. В цій ситуації

необхідними є методи комп'ютерного моделювання фільтраційних процесів навколо видобувних та нагнітальних свердловин [1], тому що вони дозволяють отримати уявлення про динаміку виснаження і відповідного підтримання видобувних пластів у різних практичних випадках.

З іншого боку в наш час залишається ряд проблем, які пов'язані з точністю та адекватністю моделювання у неоднорідних слабопроникних нафтоносних пластах в умовах промислової експлуатації нафтоносних родовищ. Запропонований в даній роботі комбінований скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності, з урахуванням неоднорідного розподілу фільтраційних параметрів всередині деформованого колекторського пласта та на його границях, дозволяє адекватно розрахувати динаміку фільтраційних процесів навколо системи видобувних і нагнітальних свердловин для забезпечення підтримання промислового рівня видобутку нафти. В подальшому будемо розглядати продуктивні слабопроникні нафтоносні пласти, в яких вміст газової фази є незначним у порівнянні з нафтовою фазою. Припускаючи, що середня потужність нафтоносного пласта значно менше горизонтальних розмірів розглянутої області, достатньо скористатися двовимірною нестационарною анізотропною моделлю п'єзопровідності [1, 2]. В даному випадку, загальна постановка нестационарної задачі п'єзопровідності, з урахуванням умови проникності нафтової фази на межах розглянутої області, в декартовій системі координат (x, y) має вид:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right) + \gamma; \quad (1)$$

$$P(t = 0) = P_0; \quad (2)$$

$$kgradP = \alpha(P - P_m). \quad (3)$$

Тут (1) – нестационарне анізотропне рівняння п'єзопровідності; (2) – початкова умова; (3) – гранична умова інфільтрації нафтової фази на межах розглянутої

області; $P(x, y, t)$ – тиск, як функція координат і часу; $\chi = \frac{k}{\eta(m\beta_1 + \beta_2)}$ – коефіцієнт п'єзопровідності; k – коефіцієнт проникності нафтової фази; β_1 – коефіцієнт стискання нафти; β_2 – коефіцієнт стискання скелету порід нафтоносного пласта; η – динамічна в'язкість нафти; m – пористість нафтоносного пласта; γ – параметр потужності видобутку нафти в свердловині; P_0 – початковий тиск нафти в пласті; α – коефіцієнт інфільтрації газової фази на межах розглянутої області; P_m – тиск нафти на межах розглянутої області.

Для розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності (1) – (3) застосовується варіаційний скінчено-елементний метод, що приводить до розв'язання варіаційного рівняння п'єзопровідності:

$$\delta I(P) = 0. \quad (4)$$

Тут $I(P)$ – функціонал задачі п'єзопровідності (1) – (3):

$$I(P) = \frac{1}{2} \iint_S \left\{ k \left[\left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right)^2 \right] + 2 \int_{P_0}^P \frac{k}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t} dP - 2\gamma P \right\} dx dy - \frac{1}{2} \int_L \alpha (P - 2P_m) P dl. \quad (5)$$

S – площа перерізу області, яка досліджується, L – контур, що охоплює площу S , dl – елемент контуру. Для розв'язання варіаційної задачі (4) на кожному кроці за часом використовується різницевий метод, де похідна за часом апроксимується на основі неявної різницевої схеми [4]. Результати моделювання показують, що процес виснаження та відповідної підтримки розглянутої ділянки нафтовидобувного пласта головним чином залежить від сумарної потужності видобувних свердловини та повного надходження нафтової фази або через нагнітальні свердловини, або через границі розглянутої ділянки пласта. При цьому процес підтримання рівня видобутку всередині розглянутої ділянки мало залежить від геометрії розташування та потужності окремих нагнітальних свердловин, але в основному визначається їх сумарною потужністю. Процес виснаження розглянутої ділянки пласта також визначається як сумарною потужністю видобувних свердловин так й сумарними характеристиками зниження проникності на межах розглянутої

ділянки. Результати моделювання показують, що зменшення проникності та збільшення в'язкості всередині розглянутої ділянки видобувного нафтоносного пласта призводять до деякого сповільнення процесу його виснаження при заданому навантаженні видобування.

Література

1. Лубков М.В. Моделювання продуктивного тиску в неоднорідних нафтоносних пластах. *Геоінформатика*. 2017. Т. 63, №3. С. 23 – 29.
2. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. *Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics*, 2006. 521 p.

УДК 622.23.05

Бучинський А.М., аспірант, асистент кафедри НГіТ
*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
 Кондратюка»*
abuchynskyi@ukr.net
Бучинський М.Я., к.т.н.,
 головний інженер ТОВ «ЕКСПЕРТНАФТОГАЗ»
mbuchynskyi@ukr.net

ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ МОБІЛЬНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН

Ефективність виконання капітального ремонту свердловин безпосередньо визначає рівень видобутку вуглеводнів і втрати від простоїв. Значна частка таких робіт виконується мобільними установками, при цьому в умовах контрактної роботи простої з технічних причин призводять до штрафів і втрат доходу. Існуючі підходи до вибору обладнання, що базуються на окремих показниках (вартість, надійність), не забезпечують комплексної оцінки технічної ефективності, особливо з урахуванням тривалого життєвого циклу установок.

Запропоновано метод порівняльної оцінки технічної ефективності мобільних установок капітального ремонту свердловин за критерієм вартості життєвого циклу.

Запропоновано метод інженерного прогнозування технічної ефективності на основі показника питомих накопичених витрат, сформованого за модифікованою формулою Дж. Тейлора з урахуванням вартості нової установки, її залишкової вартості, витрат на підтримання технічного стану, коефіцієнтів технічного рівня та готовності. Для забезпечення коректності порівняння показники приведено до вартості базової установки.

Дослідження виконано на основі статистичних даних по установках вантажопідйомністю 80–180 т і потужністю 350–1100 к.с. за період 2005–2020 рр. Використано вибірки вартості нових і вживаних установок (26 та 91 од. відповідно), а також дані експлуатації (8 установок, сумарно ≈ 131 тис. мотогод). Регресійні залежності отримано методом найменших квадратів. Витрати приведено до однакових умов експлуатації (≈ 4500 мотогод/рік).

Встановлено, що зниження залишкової вартості залежить від надійності: для більш надійних установок характерний ефективний період експлуатації 24–38 років, для менш надійних — 17–27 років, що відповідає різниці 30–35%. Витрати на підтримання технічного стану зростають з часом і на 25-му році становлять 46–69% вартості нової установки. Коефіцієнт готовності зменшується з віком, але для більш надійних моделей залишається вищим.

Порівняння технічної ефективності показало, що момент зрівноваження питомих накопичених витрат настає на 4–5 році експлуатації, після чого більш надійна установка стає економічно ефективнішою. За 25 років її питомі витрати на 9–16% менші, а досягнення аналогічного рівня витрат менш надійними установками відбувається лише на 29–33 році, що відповідає збільшенню строку ефективної експлуатації на 20–30%. Зниження коефіцієнта готовності на 3% призводить до недоотримання доходу за цей період у межах 1–2 вартості нової установки.

Показано, що більш дорогі установки (на 20–25%) за рахунок вищої надійності забезпечують на 10–15% кращу технічну ефективність і довший строк експлуатації. Запропонований метод дозволяє кількісно оцінювати технічну ефективність у часі, визначати доцільність використання установок та обґрунтовувати вибір обладнання на основі доступних техніко-економічних показників.

Література

1. Воловецький, В.Б., Щирба, О.М., & Витязь, О.Ю. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 2014. (3(52), 154 –165
2. Mansour, H., Munir Ahmad, M., Dhafr, N. and Ahmed, H., Evaluation of operational performance of workover rigs activities in oilfields, *International Journal of Productivity and Performance Management*, 2013, Vol. 62 No.2, pp. 204-218. <https://doi.org/10.1108/17410401311295740>
3. Miguel A. Fernández Pérez, Fabricio Oliveira, Silvio Hamacher. Optimizing Workover Rig Fleet Sizing and Scheduling Using Deterministic and Stochastic Programming Models. *Ind. Eng. Chem. Res* 2018, 57, 22, 7544–7554 <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b04500>.
4. Stalin Mark Fernandes, Sanjay Joshi. Efficiency of Time Comparing with Modular Rigs for Workover Operation *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, Vol. 4 Issue 06, June-2015 DOI <http://dx.doi.org/10.17577/IJERTV4IS060216>.
5. Mansour, Haitham, Ahmad, Mohammad Munir Ahtita, Fadala. Practical Evaluation Workover Framework (PEWF) for evaluation and process improvement of Workover Rigs in the Oilfields. *Proceedings of the 24th International Conference on Flexible Automation & Intelligent Manufacturing FAIM 2014*. <http://dx.doi.org/10.14809/faim.2014.1153> .
6. Кусий Я.М., Ступницький В.В., Литвиняк Я.М., Ментинський С.М., Панчук, В.Г. Формування вихідних параметрів виробу на стадії створення

його життєвого циклу. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2021. №1(50). С.77–90.
[https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-1\(50\)-77-90](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-1(50)-77-90)

УДК 622.276.6:66.097.8

Лазєбна Ю. В., ст. викладач
nning.laziebna@nipp.edu.ua,

Зезекало І. Г., д.т.н., професор, заслужений діяч науки і техніки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
nning.zezekalo@nipp.edu.ua

ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЙНОЇ АКТИВНОСТІ РОЗЧИНУ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВІДНОСНО НКТ ТА ОБСАДНИХ ТРУБ

Розчини інтенсифікації вилучення вуглеводнів із низькопроникних колекторів зазвичай містять у рецептурі агресивні складники, котрі є нещадними до обладнання свердловини. У більшості випадках це кислоти або суміші сполук такі, як фтористоводнева кислота (HF), соляна кислоти (HCl), біфторид амонію ($\text{NH}_4\text{F}\times\text{HF}$) і т.п. [1]. Як показує досвід, їх вплив характеризується корозійною активністю, що призводить до швидкого зношування насосно-компресорних та обсадних труб. Проявляється це виникненням різних типів корозії – рівномірної чи пітингової. Рівномірна корозія розповсюджується по всій площині поверхні і зазвичай не несе тотальної шкоди. Пітингова ж є небезпечною, оскільки призводить до локального пошкодження металу утворюючи наскрізні отвори у стінках труб свердловини. Такий тип корозії спричиняє ускладнення роботи або взагалі унеможлиблює експлуатацію свердловини, а також сприяє витокам у середовище шкідливих речовин забруднюючи довкілля [2].

З метою пом'якшення впливу застосовуваних розчинів, у склад додають інгібітори корозії, як, наприклад, неол, карбозолін, ОЕДФ, ДЕОЛ 4241, ТАРІН–РЕНА, гідрофосфат амонію, оксиетилендекфосфонову кислоту та ін.

[2, 3]. Головними чинниками ефективності інгібітору є склад розчину та тип сплаву з яким відбувається взаємодія [3].

У цій роботі виконано дослідження корозійної здатності рідини для інтенсифікації вилучення газу із низькопроникних теригенних колекторів на зразки сталюї пластини та сплаву для виготовлення обсадних труб класу Р110.

Для досліджень використано 13 %-й базовий розчин із фтористим амонієм (NH_4F) і органічною сірковмісною сполукою на водній основі без додавання інгібітору корозії та із уротропіном у складі. Зразки сталюї пластини та сплаву Р110 попередньо підготовлялись шляхом протравлювання в розчині HCl , зачищення абразивним матеріалом, обробкою спиртом й ацетоном, після чого зразки просушувались, зважувались та замірялись їх геометричні параметри.

Зразки сталі та сплаву Р110 витримувались у розчинах в умовах пластової температури (80°C) впродовж 2 год. Далі вони оглядались, знову зачищались, промивались, просушувались, зважувались та перемірялись, після чого за формулою 1 визначався показник корозії (V_k):

$$V_k = \frac{m_1 - m_2}{S \times T}, \quad (1)$$

де m_1 , m_2 – маса зразка початкова і кінцева відповідно (кг), T – час обробки зразка (с), S – площа зразка (m^2).

За результатами досліджень визначено, що базовий розчин із сумішшю NH_4F та органічної сірковмісної сполуки має низьку корозійну активність по відношенню до опрацьованих зразків. На зразках сплаву Р110 спостерігається незначна рівномірна корозія, що проявляється у вигляді окислів заліза, а $V_k=0,082 \text{ м}^2/\text{с}$. На зразках сталюї пластини ж іржа відсутня, але наявні невеликі сліди в місцях розчинення поверхні зразків складниками рідини. V_k для зразку сталюї пластини сягає $0,031 \text{ м}^2/\text{с}$, що на 62 % нижче, ніж для сплаву обсадної труби – це пояснюється відмінністю складу матеріалів зразків.

Але такі показники V_k є мізерно низькими у порівнянні з допустимими значеннями, тому розчин можна вважати не корозійно-активним.

З огляду на можливу активізацію корозійності розчину в пластових умовах, виконано дослідження з додаванням у склад інгібітору корозії. У розглянутий розчин додано аніонний інгібітор амінного типу – уротропін. На зразок сталюї пластини корозійний вплив такого складу не знизився. Для сплаву Р110, що використовують для виготовлення обсадних труб, із введенням уротропіну на поверхні суцільні сліди іржі відсутні, а корозійна активність знижується на 32 % у порівнянні зі зразками без інгібітору (рисунку 1).

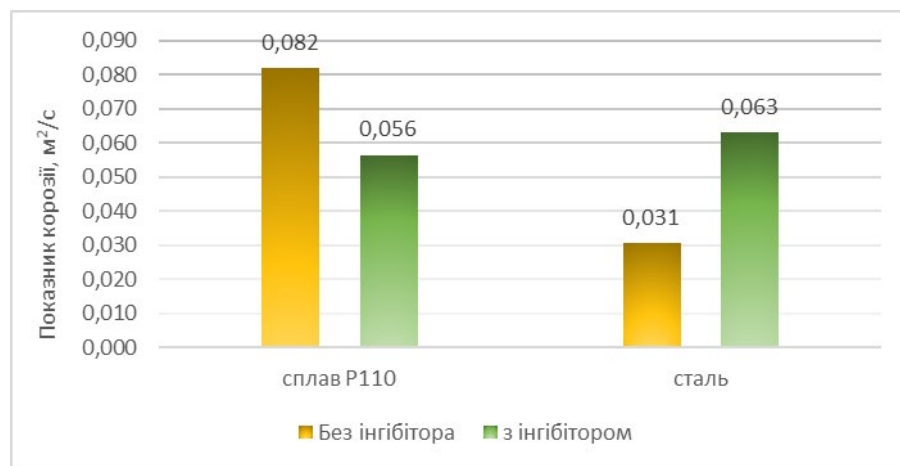


Рисунок 1. Порівняння показників корозії

За результатами проведених експериментів визначено, що досліджуваний 13 %-й розчин із фтористого амонію (NH_4F) та сірковмісної сполуки не характеризується інтенсивною корозійною активністю. Введення у склад аніонного інгібітору (уротропіну) знижує V_k обсадних труб на 32 % за рахунок формування захисної плівки на поверхні, що може бути корисним в умовах діючої свердловини. З метою поліпшення фільтраційних властивостей розчину інтенсифікації рекомендується також додавання неіоногенного ПАРу, як неонол чи сольпен.

Література

1. Возний, В. Р., & Дудра, О. В.. Аналіз методів інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищах НГВУ «Бориславнафтогаз» і оцінка коефіцієнта нафтогазовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2013. 1(46), С. 215–225. http://nbuv.gov.ua/UJRN/rnng_2013_1_26

2. Гомеля, М. Д., Степова, О. В., & Камаєв, В. С. Розроблення інгібіторів корозії металів у водних середовищах із різним рівнем мінералізації. *Екологічні науки*, 2019. №3. С. 21–27. <https://doi.org/10.32846/2306-9716-2019-4-27-4>

3. Ониськів, І. М., Романчук, В. В., & Топільницький, П. І. Дослідження захисних властивостей інгібіторів корозії, одержаних з відновлювальної сировини. *НУ “Львівська політехніка”*, 2017. С. 147–152. <https://science.lpnu.ua/sites/default/files/journalpaper/2018/aug/14300/1709522p15-p20.pdf>

УДК 699.85:624.07

Винников Ю.Л., д.т.н., професор, yunnykov@ukr.net,

Харченко М.О., к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія

Кондратюка», kharchenkoto@ukr.net

Марченко В.І., к.т.н., провідний інженер,

design@almagroup.com.ua

Кічасов О.С., інженер-проектувальник,

ТОВ «НТП «АЛЬМАГРУП»

oleksiikichasov@gmail.com

ДОСВІД ЗАХИСТУ ОБ'ЄКТІВ КРИТИЧНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ВІД БПЛА

З початком збройної агресії підприємства критичної інфраструктури регулярно зазнають атак із застосуванням БПЛА, що зумовлює потребу у влаштуванні спеціальних укриттів і засобів інженерного захисту.

Чинна Концепція визначає три рівні інженерного захисту елементів об'єктів критичної інфраструктури. Перший рівень розрахований на поодинокі

непрямі влучання БпЛА на відстані понад 5 м від систем інженерного захисту та поодинокі непрямі влучання ракети на відстані понад 15 м. Другий рівень передбачає захист від поодинокого прямого влучання БпЛА, а також від поодинокого непрямого влучання ракети на відстані понад 15 м.

Характеристики укриттів для підприємств критичної інфраструктури мають узгоджуватися з положеннями концепції «Країна-Фортеця» та водночас враховувати реальні технічні й економічні можливості досягнення потрібного рівня захисту. Тому на практиці доцільним є раціональне поєднання окремих рішень першого і другого рівнів захисту. Рішення першого рівня відзначаються відносною простотою реалізації, швидкістю впровадження та нормативно встановленим строком експлуатації не менше 5 років [1].

Для існуючих будівель і споруд одним із найбільш раціональних підходів є формування захисного контуру приєднанням нових захисних конструкцій до наявних несучих елементів будівлі. Його реалізація потребує попереднього обстеження технічного стану конструкцій і оцінки можливості прийняття ними додаткових навантажень. Нові елементи доцільно приєднувати так, щоб забезпечити якісну зміну розрахункової схеми споруди з утворенням просторових статично невизначених систем із підвищеними резервами несучої здатності та жорсткості. Концептуальний варіант цього підходу подано на рисунку 1.

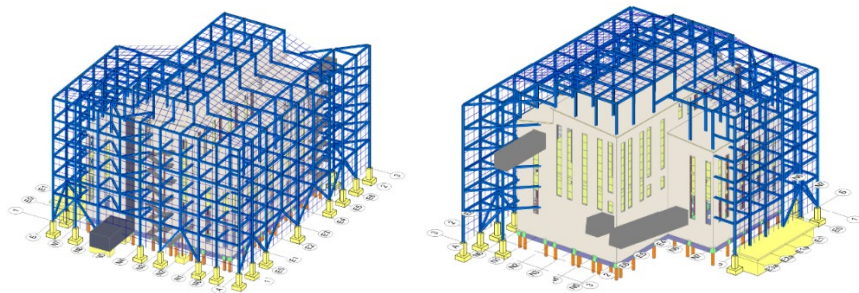


Рисунок 1. Концепція влаштування захисного екрану споруди шляхом приєднання до існуючих конструкцій каркасу будівлі

Захист віконних і дверних прорізів на рівні перших поверхів доцільно здійснювати створенням багаторядних систем із габіонів чи біг-бегів,

заповнених піском. Висота цих захисних елементів може бути суттєво збільшена шляхом використання метало-габійонних конструкцій – жорстких просторових металевих рам із габійонним заповненням [1]. Для закриття віконних прорізів на вищих поверхах для захисту від уламкового ураження доцільні частково-проникні екрани із закріпленням до існуючих несучих конструкцій [2]. Для віддалення точки вибуху від грані будівлі й істотного зменшення впливу вибухово-ударної хвилі, доцільні системи утримувальних сіток. Ці сітки, зазвичай, виконують із високоміцних сталевих канатів, розміщених з регулярним кроком 1–1,5 м. Досвід експлуатації подібних рішень у прифронтових регіонах свідчить, що вибух БПЛА на поверхні цих сіток викликає локальні руйнування канатів у зоні вибуху.

При зведенні захисних екранів дуже важливі: швидкість виготовлення та монтажу; ремонтпридатність і взаємозамінність окремих елементів. Тому поряд з традиційними конструкціями практичний інтерес становить модульні системи на базі важких будівельних риштувань типу «Layher» чи їх аналогів, які дають змогу формувати жорсткі просторові швидкозбірні конструкції. Такий підхід є перспективним насамперед для тимчасових або адаптивних рішень інженерного захисту, що потребують швидкого розгортання і подальшої модернізації залежно від зміни характеру загроз. Варіант такого рішення наведено на рисунку 2.

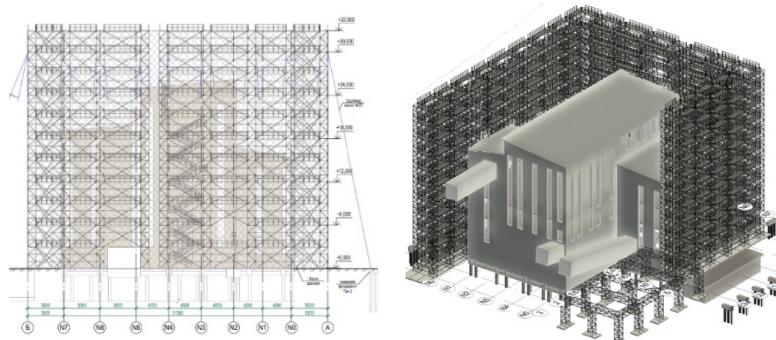


Рисунок 2. Концепція влаштування захисного екрану споруди шляхом виконання приставних легких швидкозбірних конструкцій

Водночас несуча здатність і допустимі прольоти таких швидкозбірних систем часто є обмеженими, що зумовлює необхідність зменшення власної ваги

захисних елементів, зокрема утримувальних сіток. За умови відповідного розрахункового обґрунтування доцільним може бути модифікований підхід, який полягає у збільшенні кроку основних сталевих канатів із формуванням комірок розміром 4–6 м та заповненні їх середини легкими синтетичними чи метало-синтетичними сітками. Порівняно із суцільнометалевими сітками таке рішення дає змогу істотно зменшити масу захисної споруди та суттєво спростити ремонт пошкоджених ділянок, у т. ч. без залучення спеціальної техніки.

Література

1. Постанова Кабінету Міністрів України «Деякі питання інженерного захисту критичної інфраструктури» від 26 квітня 2024 р. № 471.
2. Білик А., Коцюрба В. & Михайловський Д.. Обґрунтування раціональних параметрів захисних конструкцій типу частково-проникних екранів під час інженерного захисту об'єктів критичної інфраструктури. *Випробування та сертифікація*, 2025. 4(10). С. 76-85.

УДК 622.2

Харченко І.Г., аспірант, інженер з бурових розчинів ЛБР
Хрестищенського ВБР БУ «Укрбургаз» АТ «Укргазвидобування»,
samsunguser271017@gmail.com,

Ю.Л. Винников, д.т.н, професор,
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка», *vunpukov@ukr.net*

ІННОВАЦІЙНИЙ ВИБІР ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

Мета зведення свердловини – якісне первинне розкриття продуктивного пласта, бо від цього залежить дебіт свердловини та її подальша експлуатація. Стандартні розчини (полімерно-глинисті, мінералізовані, КСІ-полімерні і т. ін.) при спорудженні свердловини завдають шкоди продуктивному пласту,

оскільки суттєво забруднюють його від проникання в товщу пласта фільтрату, а в структуру фільтраційної кірки потрапляє активна колоїдна фаза [1]. Після застосування цих рідин якісно очистити привибійну зону пласта від колоїдних глинистих частинок, які входять до складу фільтраційної кірки і частково потрапили в структуру пласта, практично не можливо. Тому передові рішення при первинному розкритті продуктивних пластів зводяться до коректного вибору типу промивальної рідини та чіткого контролю за принциповими параметрами цієї рідини в процесі розкриття продуктивного горизонту [2].

Для цього використовують спеціальні бурові розчини для розкриття продуктивних пластів (RDF – Reservoir Drill-In Fluids), які майже не шкодять колекторським властивостям пласта і мінімізують його забруднення. В якості таких рідин застосовують розчини на водній, вуглеводневій і синтетичній основах. Ключовий чинник при цьому – мінімізація впливу рідини на властивості пласта-колектора і його забруднення при первинному розкритті.

Оскільки застосування RDF на вуглеводневій і синтетичній основах містить істотні ризики (значних поглинань розчинів у пористих і проникних пластах, потрапляння пластових флюїдів у стовбур свердловини при розкритті горизонтів з надвисокими пластовими тисками АВПТ, зависока вартість цих розчинів і т. ін.), то популярність отримують саме RDF на водній основі, які є безглинистими біополімерними розчинами з основними компонентами:

- водний розчин солі як основа рідини (водний розчин KCl, оскільки іони K^+ забезпечують чудове інгібування свіжобурених стінок свердловини);

- біополімер-загущувач (очищена ксантанова смола чи ксантанова камедь), який є природним високорозгалудженим полісахаридом і забезпечує надвисоку в'язкість при низьких швидкостях зсуву $LSRV > 30000 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ (Low Share Rotate Viscosity) навіть при незначних концентраціях 3-5 кг/м³;

- полімерний понижувач фільтрації (в ідеалі – модифікований крохмаль, але за умов високих вибійних температур на родовищах України допускається комбінування крохмалю з поліаніонними целюлозами ПАЦ), цей компонент

створює також певну синергетичну комбінацію з біополімером-загущувачем для забезпечення додаткової в'язкості;

- кислоторозчинний кольматант CaCO_3 (мармурова крихта різної фракції та крейда мелена) для забезпечення швидкого закупорювання пор колектора при розкритті пласта та формування щільної фільтраційної кірки, яку можна буде легко розчинити і видалити при освоєнні свердловини;

- регулятор лужності в поєднанні з бактерицидом (оксид магнію, гідроксид калію чи каустична сода) для створення та підтримання необхідного рівня рН і попередження розкладу біополімера та крохмалю.

Додаткові складові RDF на водній основі – це різні змащувальні домішки для зменшення коефіцієнту тертя сформованої фільтраційної кірки (актуально при бурінні горизонтальних ділянок) й інгібітори гідратації для забезпечення необхідної стабільності стінок свердловини при бурінні на конкретній площі.

Формула даної промивальної рідини гнучка і може суттєво варіюватися відповідно до властивостей конкретного продуктивного горизонту. Ключовим аспектом при використанні цього типу бурового розчину є те, що ця система є безглинистою (показник вмісту активної твердої фази в розчині при розкритті продуктивного горизонту МВТ не перевищує 9-14 кг/м³). Саме цей параметр потребує особливого контролю при розкритті продуктивного горизонту.

Важливим є і механізм формування фільтраційної кірки при використанні цього типу RDF. Кірка утримує дрібні частки, що можуть призвести до забруднення пласта-колектора, і попереджає їх проникнення в пласт. Якщо тверді частки в RDF дуже дрібні, щоб забезпечити якісне кольматування та формування фільтраційної кірки, то вони проникнуть в скелет колектора і можуть створити внутрішню фільтраційну кірку, що теж призведе до забруднення пласта. Фільтраційну кірку значно легше видалити з поверхні пласта, ніж зсередини. Приклад якісно і неякісно сформованих фільтраційних кірок при використанні RDF на водній основі подано на рисунку. 1.

Кірку, сформовану в лабораторії на керамічному диску при тестуванні цього типу RDF у приладі НРНТ (High pressure High temperature), наведено на

рисунку 2. До речі, на даному приладі імітуються саме вибійні свердловинні умови (вибійна температура й перепад тисків). На рисунку 3 подано схему формування і типову будову кірки при використанні RDF на водній основі.

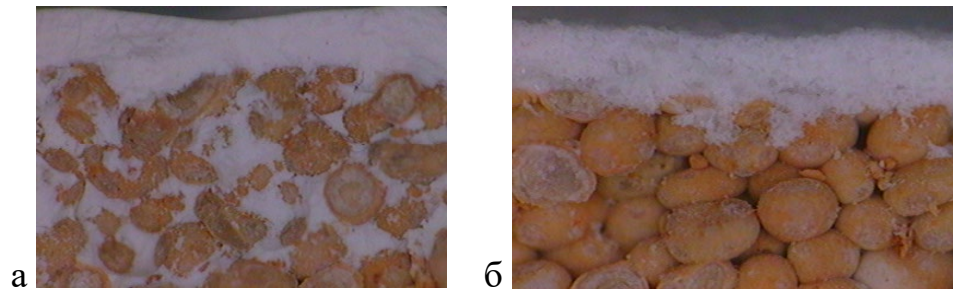


Рисунок 1. Приклади сформованих фільтраційних кірок при використанні RDF: *а* – неякісна фільтраційна кірка, значне забруднення колектора; *б* – якісно сформована фільтраційна кірка, забруднення колектора мінімальне



Рисунок 2. Вигляд сформованої фільтраційної кірки при тестуванні RDF на приладі НРНТ

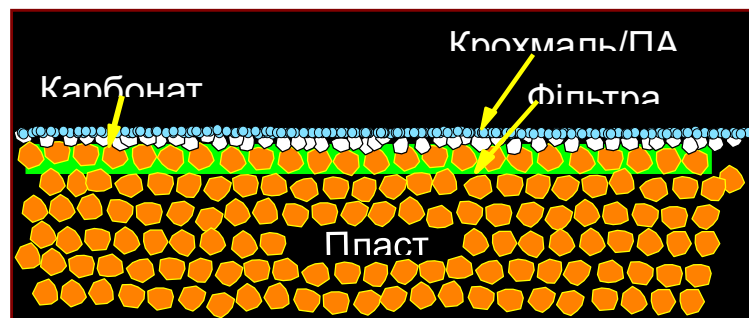


Рисунок 3. Структура фільтраційної кірки при використанні RDF на водній основі

При закінчуванні свердловини без цементування «хвостовика» в інтервалі продуктивного пласта слід забезпечити видалення розчину та утвореної кірки. В даному RDF цю опцію реалізовано застосуванням кислот (як правило, соляна кислота), окислювачів (гіпохлорити натрію, кальцію,

літій) й ензимів. Можливе і використання внутрішніх руйнівників фільтраційної кірки, які безпосередньо будуть входити до її складу.

Отже, модифікації систем розчинів для первинного розкриття продуктивних пластів – це перспективні рішення в енергетичному комплексі України, що спільно з іншими новітні технологіями (горизонтальне буріння вздовж товщі пласта, спуск заздалегідь перфорованих фільтрів-хвостовиків, облаштування привибійної зони пласта без необхідності цементування заколонного простору тощо) забезпечують якісне первинне розкриття продуктивних пластів і практично повне збереження їх колекторських властивостей. Удосконалення технології використання промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів має значний потенціал розвитку при бурінні нафтових і газових свердловин.

Література

1. Коровяка Є.А., Винников Ю.Л., Ігнатов А.О., Матяш О.В., Расцветаєв В.О. Промивальні рідини в бурінні: Підручник. Дніпро: Журфонд, 2023. 420 с.

2. Булатов А.І., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремійчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: Монографія. Львів: Сполом, 2018. 476 с.

УДК 628.112.2

Михайловська О.В., к.т.н., с.н.с,

Молодча А.С., студентка

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»*

Ухін О.О., старший інженер

*сектор промислових дослідницьких робіт відділу розробки родовищ
АТ «Укргазвидобування»
helena_2005@ukr.net*

**ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ВОД БОРИСЛАВСЬКОГО
РОДОВИЩА**

Бориславське нафтогазоконденсатне родовище — це унікальний промисловий об'єкт, розташований у Передкарпатті, що має статус одного з найдавніших осередків видобутку вуглеводнів у світі (рисунок 1). Його історія розпочалася ще в середині XIX століття з примітивного збору «скельного олії» у копанках, що згодом перетворило Борислав на світовий нафтовий центр.



Рисунок 1. Загальна схема розташування родовища [1]

Геологічна структура родовища пов'язана з Бориславсько-Покутською зоною, де основні запаси нафти й газу зосереджені у глибинних складках флішових відкладів палеогену, зокрема в потужних пластах пісковиків та алевролітів.

З погляду гідрогеології, родовище характеризується наявністю високомінералізованих пластових вод хлоридно-кальцієвого типу. Ці підземні розсоли відзначаються надзвичайно високою концентрацією специфічних елементів, таких як йод та бром, що теоретично дозволяє розглядати їх як цінну сировину для хімічної промисловості. Відсутність сульфатів у складі води та значна присутність розчинених вуглеводневих газів (метану, етану) є прямим показником герметичності нафтових покладів.

На даний час родовище залишається стратегічним об'єктом для паливно-енергетичного сектору України, зберігаючи потенціал для подальшого дорозвідання глибших горизонтів.

Актуальним залишається питання вивчення хімічного складу супутніх розсолів, що видобуваються разом із вуглеводнями. На жаль, ця цінна мінеральна сировина наразі не утилізується, а безповоротно втрачається через закачування назад у пласти. Широкий спектр компонентів у водах різних стратиграфічних горизонтів підтверджує їхній складний генезис і відкриває значні перспективи для видобутку окремих хімічних елементів, зокрема для потреб фармацевтики та медицини [2-4].

За побудованим графіком зміни вмісту йоду у воді залежно від її мінералізації для Бориславського родовища виявлено кореляційну залежність у вигляді

$$M=2,89I+7909,6 \quad (1)$$

де M - мінералізація пластових вод мг-екв/л, I – вміст йодид-іону, мг/л.

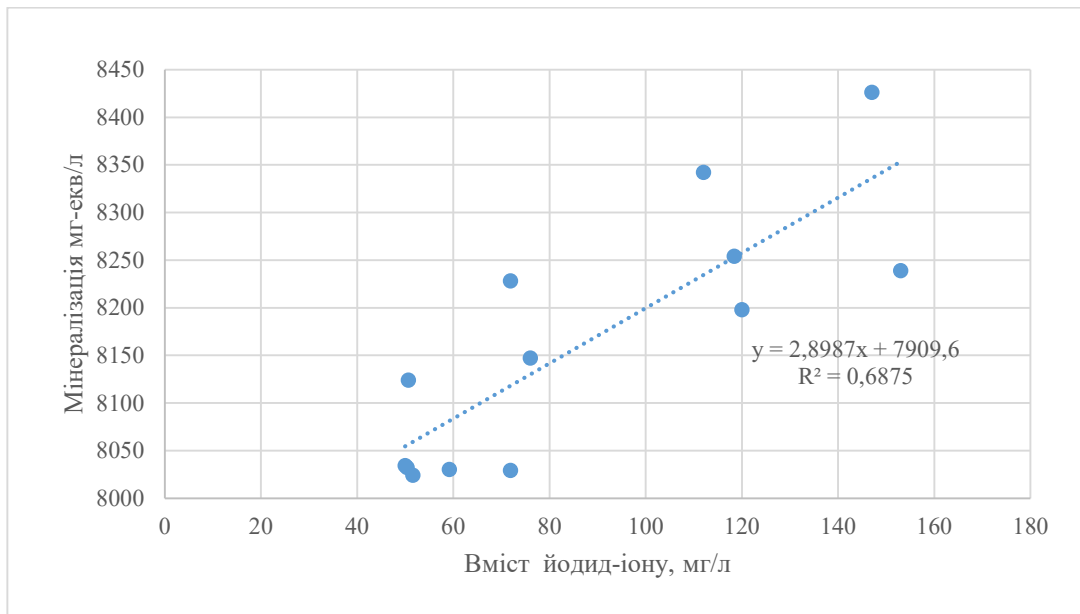


Рисунок 2. Залежність вмісту йоду від мінералізації пластових вод

Залежність побудовано з урахуванням ступеня достовірності апроксимації $R^2 = 0,68$ який було обрано як найвищий.

Висновки. Під час проведення досліджень по свердловинах кожного родовища обиралося середнє значення концентрації йоду, починаючи з 1954 р. З'ясовано, що вміст йоду зростає зі збільшенням мінералізації. Мінералізація збільшується в напрямку занурення водоносних комплексів, тобто до прогинів та вниз по розрізу.

Література

1. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. за ред. М. М. Іванюти. Львів: УНГА, 1998. Т. 5 : Західний нафтогазоносний регіон. 705 с.
2. Колодій В., Медвідь Г., Спринський М., Гарасимчук В., Паньків Р., Величко Н., Добушак М.. Гідрогеологія нафтових і газових родовищ

карпатської нафтогазоносною провінції. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2007. № 1. С. 60.

3. Суярко В. Г. Геохімія підземних вод східної частини Дніпровсько-Донецької западини. Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2006. 225 с.

4. Сіра, Н.В. Геологічні особливості попередження обводнення газоконденсатних покладів *ScienceRise*, 5 (1), 2014. С. 48 -53.

УДК 551.735.1:553.9(477.5)

Огар В.В., д.геол.н., професор
*Київський національний університет імені Тараса Шевченка, ННІ
 «Інститут геології», victor_ogar@knu.ua*
Вовк М.О., старший викладач, аспірантка
*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
 Кондратюка»
 nning.vovk@nipp.edu.ua*

ПАЛЕОГЕОГРАФІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ФОРМУВАННЯ НЕСТРУКТУРНИХ ПАСТОК В ЗОНІ ЗЧЛЕНУВАННЯ ПІВНІЧНОГО БОРТУ І ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ПРОТЯГОМ ВІЗЕЙСЬКОГО ВІКУ (РАННІЙ КАРБОН)

Потенціал нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) далеко не вичерпаний, але виявлення нових значних за розмірами структурних об'єктів антиклінального типу мало ймовірно. Тому сучасні пошуково-розвідувальні роботи спрямовані переважно на картування невеликих за розмірами малоамплітудних структурних елементів. Поряд з цим значні перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують з виявленням неструктурних об'єктів – локальних літологічних тіл і пасток, обумовлених стратиграфічними перервами і незгідностями (Височанський, 2013; Краюшкін, 2006). Виявлення подібних об'єктів важко уявити без застосування сучасної сейсмозвідки. Однак їх різновиди і просторово-часові закономірності поширення можна прогнозувати на підставі узагальнення масиву геолого-геофізичних даних по окремим тектонічним зонам. При цьому межі тектонічних зон заслуговують

на особливу увагу, оскільки проявляються в зміні тектонічних стилів, підкреслюються появою частих літологічних виклинювань, фаціальних заміщень і стратиграфічних незгідностей. Північний борт ДДЗ і суміжна північна прибортова зона є яскравим прикладом можливого розвитку подібних неструктурних об'єктів.

Нами охарактеризована центральна частина цієї території, що розташована південніше м. Харкова, де сейсмічними дослідженнями виявлена ціла низка малоамплітудних невеликих за розмірами тектонічних структур, серед яких – Денисівська, Безлюдівська, Роганська, Логівська, Докучаївська, Васищівська, Чугуївська та ін. Здебільшого це субширотні геміантиклінали, обмежені з півночі незгідними скидами. Частина з цих структур містить поклади вуглеводнів і достатньо детально вивчена. Всі відкриті тут родовища пов'язані з структурними пастками. Метою наших досліджень є обґрунтування розвитку поряд із структурним також і неструктурних пасток у візейських відкладах. Як добре відомо, останні містять переважну частину відкритих покладів вуглеводнів ДДЗ. Формування неструктурних пасток у цих відкладах насамперед обумовлено особливостями палеогеографії візейського етапу розвитку території.

Переважно континентальні алювіально-дельтові умови седиментації початку візейського віку змінились трансгресією і формуванням карбонатної платформи (нижньовізейської карбонатної «плити»), яку за результатами вивчення форамініфер прийнято виділяти як XIII мікрофауністичний горизонт (МФГ). Морський басейн перекривав значні території північного борту. Трансгресія завершилась формуванням збагачених біогенним кремнеземом і насичених органічною речовиною карбонатно-глинистих чорносланцевих порід – рудівських верств (ранньотульський час) та наступною регресією і перервою в седиментації. Гумідний клімат сприяв надходженню кремнезему з латеритних кір вивітрювання і органічної речовини з заболочених територій пенепленізованої Східноєвропейської платформи (Огар, 2009). Інтенсивні процеси латеритного вивітрювання відбувались і на осушених бортах ДДЗ.

На початку пізнього візе (пізньотульський час) в центральній частині западини, утворюється піщано-глиниста товща XIIa МФГ, поширення якої здебільшого обмежено крайовими розломами. В цей відносно короткий період докембрійські породи на бортах западини і карбонатні породи нижньовізейської «плити» перебували в зоні гіпергенезу з розвитком латеритів і карсту, відповідно.

Обширна (окська) трансгресія, що відбулася наприкінці візейського віку, охопила всю територію ДДЗ, а поліфаціальна товща XII-X МФГ перекрила рештки кір вивітрювання та карстову поверхню карбонатної «плити».

Загалом, палеогеографічні реконструкції візейського віку дозволяють прогнозувати розвиток неструктурних об'єктів, пов'язаних з такими геологічними утвореннями:

1. Ранньотульськими корама вивітрювання докембрійського фундаменту на північному борті ДДЗ, що могли зберегтися лише на ділянках, де вони безпосередньо перекриваються верхньовізейським трансгресивним комплексом.

2. Локальними піщаними тілами XIIa МФГ та їх регіональним стратиграфічним виклинюванням у північній прибортовій зоні і на північному борті.

3. Карстовими породами верхньої частини нижньовізейської карбонатної «плити» на північному борті ДДЗ, що виникали під час формування XIIa МФГ (пізньотульський час) в її приосьовій зоні.

Виявлення та подальше вивчення глибоким бурінням потенційно нафтогазоносних неструктурних пасток в умовах зчленування північного борту і прилеглої прибортової зони для мінімізації ризиків має відбуватись одночасно з структурними об'єктами.

Література

1. Височанський І. В. Геологічні фактори формування несклепінних пасток в особливих зонах нафтогазонакопичення Дніпровсько-Донецького

авлакогена. *Вісник Харківського національного університету, Серія «Геологія – географія – екологія», 2013. 1084(39), 45-65.*

4. Краюшкін В.О (2006). *Нафтогазоперспективні об'єкти України. Перспективи нафтогазоносності бортових зон западин України.* К.: Варта.

5. Огар, В.В. Візейська кременисто-кабонатна субформація Донбасу та Східноєвропейської платформи. *Мінеральні ресурси України, 2009. №1. С.10–15.*

УДК 622.242.44.3

Пшик В.Я., аспірант
Рубель В.П., к.т.н., доцент
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», vesa.rubel@gmail.com

ГЕОМЕТРІЯ І ОРІЄНТУВАННЯ ТРІЩИНИ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

Дебіт видобувної свердловини можна значно збільшити за допомогою гідравлічного розриву пласта, основою якого є створення оптимальної тріщини і якомога кращої її провідності. Існує безліч залежностей у механіці тріщин, які впливають на характер розвитку тріщини в реальних геологічних умовах. Розуміння цих взаємозв'язків є дуже важливим для моделювання тріщин та комп'ютерного проектування.

Орієнтування тріщини. Проведені раніше діагностики свердловин у поєднанні з лабораторними дослідженнями показали, що більшість тріщин є вертикальними. Напруження гірських порід визначає орієнтацію тріщини, що утворюється, а також впливає на її азимут.

Для аналізу впливу гірських напружень на розвиток тріщини їх можна розділити на три основні складові: два горизонтальних напруження (σ_x і σ_y) та одне вертикальне (σ_z), як показано на рисунку 1. Результуюче напруження є сумою трьох складових та порового тиску (або пластового тиску p_r). Тиск у

пористому просторі компенсує гірські напруження. Тиск обумовлений присутністю в порах флюїдів (в основному нафти та газу) і тиском вищезалягаючих порід. Поровий тиск компенсує кожен з основних складових гірського напруження.

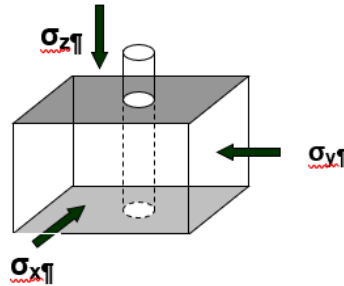


Рисунок 1 – Основні напруження гірських порід

Для утворення тріщини під час проведення ГРП необхідно подолати межу міцності породи на розрив. Напрямок і розвиток тріщини залежать від природних напружень гірських порід. Розвиток тріщини відбуватиметься у напрямку, перпендикулярному до мінімального гірського напруження. Наприклад, якщо σ_x – найменше гірське напруження, то розвиток тріщини відбуватиметься у площині, перпендикулярній цьому напруженню, як показано на рисунку 2.

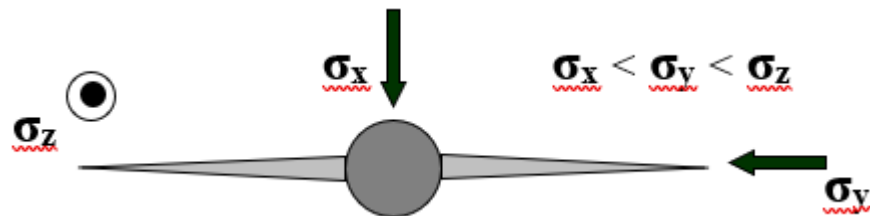


Рисунок 2 – План вертикальної тріщини, яка перпендикулярна σ_x

Якщо вертикальне напруження σ_z є найменшим, то тріщина, що утворюється, розвивається в горизонтальній площині. Досвід показує, що горизонтальні тріщини виникають на невеликих глибинах, де тиск верхніх товщ σ_z є мінімальним. Звичайно ж, у регіонах з аномальними гірськими напруженнями внаслідок складкоутворення та утворення підкидів і скидів можливе утворення похилих тріщин та інших відхилень. Однак у більшості випадків ми маємо справу з вертикальними тріщинами. Багато технічних

досягнень у розробці моделей та аналізі поведінки тріщин і тисків розриву базуються на системі вертикальних тріщин.

Азимут тріщини. Основні напруження гірських порід впливають не тільки на горизонтальний або вертикальний розвиток тріщини, а й на її азимут (у разі вертикального розвитку тріщини). Знання азимута тріщини важливе з наступних причин: 1) внаслідок мінімізації інтерференції свердловин і 2) внаслідок використання переважного розташування азимутів свердловин при вторинному та третинному видобутку. На рисунку 3 представлено випадок інтерференції двох свердловин. Знання азимута тріщини може бути використано на практиці.



Рисунок 3 – Схема інтерференції двох свердловин

Незважаючи на те, що тенденції утворення тріщин у певному геологічному регіоні відомі, у деяких свердловинах слід розглянути передбачувані азимуту тріщин. Існує кілька методик для визначення або приблизної оцінки азимута тріщини. Деякі методи для точного визначення азимута тріщини включають: нахилеміри, лабораторні дослідження профілю напружень та анізотропії спрямованих кернів, глибинна сейсмозв'язка, вимірювання еліптичності діаметра свердловини.

Висота, ширина та довжина тріщини. Здатність тріщини збільшувати видобуток із пласта залежить від трьох основних характеристик геометрії тріщини: висоти, ширини та ефективною довжини. Ці параметри взаємопов'язані та визначаються гірничими напруженнями. Схема тріщини, закріпленої пропантом, зображена на рисунку 4.

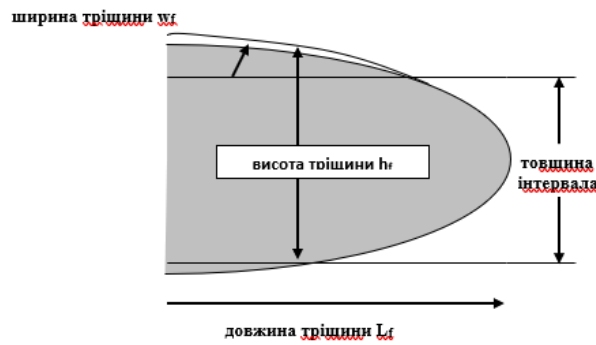


Рисунок 4 - Схема геометрії тріщини

Зображення на рисунку 4 є лише половиною повної геометрії тріщини. У такому випадку довжина тріщини насправді являє собою її напівдовжину, оскільки передбачається, що завжди існує дзеркальне відображення цієї тріщини з іншого боку свердловини з такими ж параметрами, як ширина, висота та довжина. Про це завжди потрібно пам'ятати під час аналізу впливу тріщини на продуктивність свердловини.

Що стосується геометрії тріщини, можна сказати, що дуже важливою є ширина тріщини w_f , оскільки її добуток на проникність тріщини k_f визначає її провідність $w_f \cdot k_f$ або її здатність проводити флюїди до свердловини. Висота тріщини важлива з точки зору її співвідношення до ефективної товщини продуктивного пласта. Надмірна висота тріщини обмежує довжину тріщини, яка могла б бути досягнута при даному обсязі закачування. Довжина тріщини L_f - ступінь розвитку тріщини вглиб продуктивного пласта. Довжина тріщини є важливим параметром, оскільки визначає площу зони дренування рідини з пласта.

Література

1. Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2003. 168 .
2. Rubel V., Pshyk V. Prediction of hydraulic fracturing parameters in terrigenous reservoirs at Rakytnyanske gas field with regard to geomechanical properties of rocks. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*.
3. Montgomery, C.. Hydraulic Fracturing. 2015
4. Smith, M. B., & Montgomery, C.. Hydraulic fracturing. *CRC press*. 2015

УДК 622.279

Ляшенко А.В., старший викладач,
Першін М.Ю., студент групи 402-НГ
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»
anliashenko14@gmail.com

ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ НАФТОВИДОБУТКУ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДУ

Упродовж останніх десятиліть у світовій нафтогазовій галузі дедалі чіткіше проявляється тенденція зростання частки важковидобувних нафт, зокрема, в Україні за цей період фіксується суттєве зростання частки важкодоступних запасів: порівняно з 1990-ми вона збільшилася приблизно удвічі й уже на початку 2000-х перевищила 54 %, а в середині 2000-х – 60 % [1, 2].

За даними провідних нафтовидобувних компаній, частка важковидобувних запасів оцінюється в межах 40-65 %. У загальній структурі ресурсів близько 17 % припадає на високов'язкі нафти, 71 % становлять запаси в низькопроникних колекторах, а ще 12 % – на нафтогазові поклади [2]. Протягом останніх 20-25 років спостерігається стале скорочення як обсягів, так і результативності геологорозвідувальних робіт [2,3].

Останні 15 років стали періодом активного розвитку третинних (EOR) методів підвищення нафтовилучення, які забезпечили збільшення видобутку в середньому у 2,5 рази та формують близько 3,5 % від загального світового обсягу видобутої нафти. До таких методів належать теплові, газові, хімічні та комбіновані технології впливу на пласт. Вони демонструють особливо високий ефект на родовищах зі складними геолого-промисловими умовами та високов'язкими нафтами, де традиційні підходи виявляються недостатньо ефективними.

Аналіз літературних джерел засвідчує, що фізичні методи інтенсифікації – акустичні, вібраційні, магнітні та кавітаційні – є одними з найбільш перспективних через здатність змінювати в'язкісно-температурні властивості нафти при мінімальних енергетичних витратах [3-5].

Згідно з даними, потенціал підвищення нафтовилучення за рахунок таких методів становить 12-15 %, що робить їх стратегічно важливою складовою EOR-процесів для виснажених та важковидобувних запасів.

За результатами model test – фільтрації пластової нафти в ультразвуковому полі на насипній моделі піску різних гранулометричних складів, встановлено такі закономірності:

- без ультразвукового впливу швидкість фільтрації зменшувалася на 35-50 % протягом 12 годин залежно від фракції піску;
- при ультразвуковій обробці швидкість фільтрації не лише не знижувалася, а й зростала, переходячи у стаціонарний режим;
- для фракції 0,1-0,4 мм зростання швидкості становило 14-58 %;
- для фракції 0,4-0,8 мм – 44-63 % .

Зміна швидкості фільтрації пояснюється кількома фізичними механізмами:

- локальним зменшенням в'язкості флюїду;
- частковим руйнуванням структурних елементів асфальтеново-смолистої системи;
- підвищенням проникності через мікровібрації зерен породи;
- полегшенням руху розгазованої нафти через посилення мікроциркуляції.

Окрему увагу приділено складності видобутку високов'язких нафт, значна частка яких містить смоли, асфальтени та парафіни. Висока частка таких компонентів призводить до утворення надмолекулярних структур і підвищеної агрегативної стійкості нафти, що ускладнює її депресорну та фільтраційну поведінку

Традиційні підходи (використання розчинників) потребують великих витрат реагентів, що робить їх економічно не вигідними. Додавання депресаторів або лужних розчинів також має обмежений ефект і працює переважно для парафіністих нафт.

У цьому контексті комбінований ультразвуково-хімічний вплив виявляється значно ефективнішим. Результати роботи показують:

– ультразвук + 2 % ІХН-100 → зниження в'язкості на 75 %;

– ультразвук + 2 % Р-12 → зниження на 83 %, що на 10-30 % краще за окреме застосування реагентів або ультразвуку.

Це демонструє синергетичний ефект: ультразвук сприяє розпаду асфальтенових структур, збільшуючи доступ хімічних реагентів до агрегованих систем.

На свердловинах Яблунівського, Скоробагатівського та Середняківського родовищ отримано такі ефекти:

– збільшення середньодобового дебіту нафти на 24-27 %,

– зростання середньодобового дебіту рідини на 11-41 %,

– підвищення коефіцієнта продуктивності на 20 %,

– тривалість ефекту – від 1 до 8 місяців.

Ці показники відповідають рівню ефективності провідних третинних методів і підтверджують потенціал комбінованої технології як гнучкого інструмента EOR.

Висновки. Комбінована термоакустична та хімічна обробка пласта підвищує нафтовилучення на 20-40 %, покращує фільтраційні властивості нафти та породи, збільшуючи швидкість фільтрації на 14-63 %, та знижує в'язкість на 75-83 % завдяки синергетичному ефекту ультразвуку та хімічних реагентів. Експериментальні випробування підтвердили тривалий ефект (1-8 місяців) та економічну доцільність, а методи є ефективними для третинних технологій і розробки виснажених родовищ.

Література

1. Мороз, Л.Б. Огляд впроваджень технологій з інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на родовищах світу. *Нафтогазова енергетика*. 2014. № 1. С. 22-31.
2. Guntis Moritis. New companies, infrastructure, projects. *Oil and Gas Journal*. 2001. May 14. P. 68-73.
3. Hamidi H., Mohammadian E., Junin R., Rafati R., Manan M., Azdarpour A., Junid M. A technique for evaluating the heavy-oil viscosity changes under ultrasound in a simulated porous medium. *Ultrasonics*. 2014. Vol. 54. P. 655-662.
4. Guoxiang Y...Xiaoping L., Fei P, Pingfang H., Xuan S..Pretreatment of Crude Oil by Ultrasonic-electric United Desalting and Dewatering *Chinese Journal of Chemical Engineering*. 2008. Vol. 16. № 4. P. 564-569.
5. Нагорний В.П., Денисюк І.І. Імпульсні методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Київ: Ессе, 2012. 323 с.

УДК 622.323

Нестеренко Т.М., к.т.н., доцент,
Нестеренко М.М., к.т.н., доцент
Черненко В.В., аспірант
*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
 Кондратюка»*
tnesterenko2021@gmail.com

ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТ ПРИ СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

Оскільки енергетичний сектор є джерелом майже двох третин усіх антропогенних викидів парникових газів, саме ця галузь повинна відігравати визначальну роль у реалізації заходів, спрямованих на скорочення викидів і зменшення екологічного навантаження на довкілля. Одним із напрямів такого технологічного розвитку в нафтогазовій промисловості є впровадження ультразвукових методів впливу. Традиційно для усунення пошкодження пласта та інтенсифікації вилучення нафти застосовувалися хімічні реагенти, однак їх використання пов'язане з токсичністю та підвищеним ризиком забруднення

навколишнього середовища. На цьому тлі ультразвукова технологія розглядається як загалом безпечніша альтернатива [1].

Ультразвуковий метод належить до відносно маловитратних та екологічно безпечних технологій, які можуть застосовуватися в нафтогазовій галузі для підвищення нафтовилучення з підземних резервуарів у межах методів збільшення нафтовіддачі або заходів зі стимулювання свердловин. Ультразвукові перетворювачі, розміщені навпроти продуктивних інтервалів, випромінюють ультразвукові хвилі в пласт, що дає змогу усувати пошкодження у привибійній зоні та інтенсифікувати приплив нафти до вибою свердловини. У більшості випадків ультразвуковий вплив ефективно усуває перешкоди для руху нафти, а позитивний ефект у вигляді підвищення видобутку може зберігатися протягом тривалого часу. До основних переваг цього підходу належать низьке енергоспоживання, відсутність необхідності у хімічній взаємодії в системах «порода–флюїд» і «флюїд–флюїд», можливість зонального впливу, придатність до оперативного моніторингу в реальному часі, а також ефективність застосування в складних геолого-технічних умовах, зокрема в горизонтальних і похило-скерованих свердловинах [2].

Частина нафти, що залишається у пласті в зв'язаному або малорухомому стані, не може бути вилучена лише за рахунок природної пластової енергії. У зв'язку з цим для інтенсифікації вилучення вуглеводнів було розроблено широкий спектр методів і технологій впливу на пласт [3]. У практиці нафтовидобування суттєве поширення отримали хімічні, теплові, змішувальні та електромагнітні методи, які виявили помітну ефективність у процесах підвищення нафтовіддачі [4]. Разом із тим сучасний розвиток нафтогазової галузі потребує впровадження більш екологічно безпечних і технологічно доцільних підходів до вилучення залишкової нафти. Аналіз опублікованих досліджень свідчить про суттєвий позитивний вплив ультразвуку на підземні флюїдодинамічні та масопереносні процеси. Зокрема, його застосування є перспективним для інтенсифікації вилучення важкої нафти, виявлення та очищення підземних вод, а також для усунення ускладнень, пов'язаних із

солевідкладенням, кольматацією та пошкодженням привибійної зони пласта під час інтенсифікації видобутку вуглеводнів [4, 5]. З метою наочного відображення складної сукупності взаємодій, характерних для ультразвукової обробки підземних систем, на рисунку 1 наведено узагальнену схему основних фізико-хімічних механізмів, які активуються під дією ультразвукового випромінювання в системі «флюїд – гірська порода».

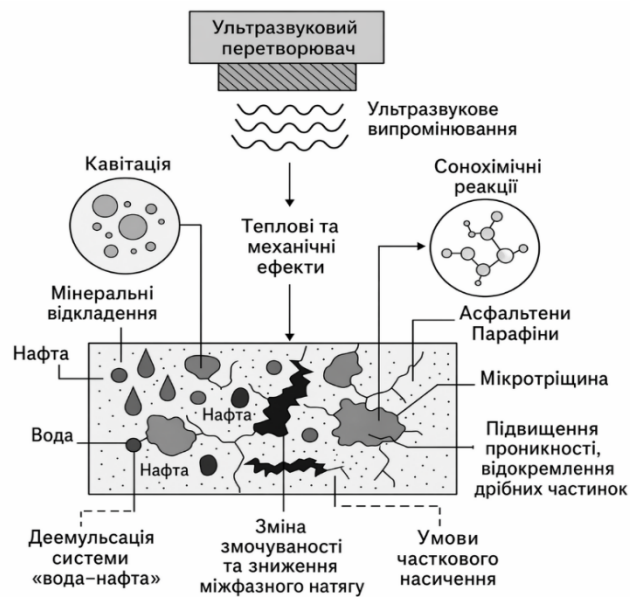


Рисунок 1. Основні фізико-хімічні механізми дії ультразвуку в системі «пластовий флюїд – гірська порода»

Стосовно сирової нафти встановлено, що ультразвукова обробка забезпечує істотне зниження її в'язкості за рахунок руйнування важких вуглеводневих компонентів, зокрема асфальтенів і парафінів. Одночасно такий вплив перешкоджає утворенню парафінових і мінеральних відкладень, а також зменшує ймовірність формування стійких емульсій. Що стосується порід-колекторів, то дія ультразвуку виявляється у підвищенні проникності завдяки усуненню закупорювання порових каналів і модифікації порової структури. Додатково ультразвуковий вплив сприяє зменшенню набухання глинистих мінералів і зниженню напруженого стану порід, що позитивно позначається на пористості та рухливості флюїдів.

Отже, сукупність таких ефектів, як зниження в'язкості нафти, підвищення проникності колектора та мінімізація пошкодження пласта, свідчить про

доцільність застосування ультразвукових хвиль як ефективного інструменту оптимізації процесів вилучення вуглеводнів, особливо за складних гірничо-геологічних і фільтраційних умов.

Література

1. Agi, A., Junin, R., Arsad, A., Abbas, A., Gbadamosi, A., Azli, N. B., Oseh, J.. Ultrasound-assisted weak-acid hydrolysis of crystalline starch nanoparticles for chemical enhanced oil recovery. *International Journal of Biological Macromolecules* 2020 №148, 1251–1271. <https://doi.org/10.1016/j.ijbiomac.2019.10.099>
2. Hamidi, H., Sharifi Haddad, A., Otumudia, E. W., Rafati, R., Mohammadian, E., Azdarpour, A., Pilcher, W. G., Fuehrmann, P. W., Sosa, L. R., Cota, N., García, D. C., Ibrahim, R. M., Damiev, M., & Tanujaya, E.. Recent applications of ultrasonic waves in improved oil recovery: A review of techniques and results. *Ultrasonics*, 2021 №110, 106288. <https://doi.org/10.1016/j.ultras.2020.106288>
3. Meribout, M. On using ultrasonic-assisted enhanced oil recovery (EOR): Recent practical achievements and future prospects. *IEEE Access*, 2018, 6, 51110–51118. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2859774>
4. Mohsin, M., Meribout, M. An extended model for ultrasonic-based enhanced oil recovery with experimental validation. *Ultrasonics Sonochemistry*. 2015. №23, 413–423. <https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2014.08.007>
5. Otumudia, E., Hamidi, H., Jadhawar, P., Wu, K.. Effects of reservoir rock pore geometries and ultrasonic parameters on the removal of asphaltene deposition under ultrasonic waves. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2022, 83, 105949. <https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2022.105949>.

УДК 620.92, 662.769.2, 553

Грабовський В., аспірант
*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»*
Vjcic2000@gmail.com

СВІТОВИЙ ДОСВІД ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ВОДНЮ У ВИСНАЖЕНИХ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ ТА ПОТЕНЦІАЛ УКРАЇНСЬКИХ НАДР

Глобальний енергетичний перехід, орієнтований на декарбонізацію економіки, стимулює розвиток водневої енергетики як одного з ключових напрямів трансформації енергосистем. Однією з головних технологічних проблем є забезпечення масштабного та довготривалого зберігання водню, що необхідне для балансування енергосистем і інтеграції відновлюваних джерел енергії [1]. У цьому контексті підземне зберігання водню розглядається як стратегічно важливе рішення, зокрема із використанням виснажених нафтогазових родовищ, які вже мають доведену герметичність та сформовану інфраструктуру [2].

Світовий досвід свідчить, що технології підземного зберігання водню активно розвиваються, хоча більшість діючих об'єктів наразі зосереджені у соляних кавернах (США, Велика Британія, Німеччина), де водень зберігається ще з середини ХХ століття [3]. Однак сучасні дослідження та пілотні проєкти все більше орієнтовані на використання виснажених газових і нафтових родовищ, які мають значно більші об'єми зберігання та можуть забезпечити сезонне балансування енергосистем [4].

У країнах Європейського Союзу розвиток підземного зберігання водню інтегровано у стратегічні документи, зокрема Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe [1]. У Нідерландах реалізується проєкт HyStock, спрямований на створення водневого сховища на базі газової інфраструктури, а також досліджується потенціал використання родовища Groningen [5]. У Норвегії

розглядається можливість поєднання технологій зберігання водню та захоронення CO₂ у виснажених офшорних родовищах, що формує інтегровану модель управління підземним простором [6].

У Німеччині та Австрії реалізуються науково-дослідні проекти, зокрема Underground Sun Storage, які спрямовані на вивчення поведінки водню у пористих колекторах, включаючи його взаємодію з мінералами та пластовими водами [7]. Значна увага приділяється також мікробіологічним процесам, які можуть впливати на стабільність зберігання водню та призводити до його втрат [4].

У Великій Британії проєкт HyNet передбачає створення водневої інфраструктури з використанням як соляних каверн, так і виснажених газових родовищ для формування регіональних енергетичних кластерів [8]. Подібні підходи застосовуються також у Данії та інших країнах Північного моря, де розглядається використання існуючої нафтогазової інфраструктури для зберігання відновлюваних газів.

Міжнародний досвід демонструє, що основними перевагами використання виснажених родовищ є значні об'єми зберігання, наявність детально вивченої геологічної будови та можливість використання існуючої інфраструктури [2]. Водночас ключовими викликами залишаються забезпечення герметичності, контроль за втратами водню, вплив геохімічних і мікробіологічних процесів, а також необхідність модернізації старих свердловин [4].

Україна має значний потенціал для впровадження технологій підземного зберігання водню, що обумовлено наявністю великої кількості виснажених родовищ та розвиненою газотранспортною системою. Геологічні умови основних нафтогазоносних регіонів загалом відповідають критеріям, що використовуються у міжнародній практиці для відбору об'єктів зберігання [2]. При цьому адаптація світового досвіду потребує врахування специфіки українських родовищ, стану інфраструктури та нормативно-правового середовища.

Таким чином, міжнародний досвід підтверджує перспективність підземного зберігання водню у виснажених нафтогазових родовищах як одного з ключових елементів майбутньої енергетичної системи. Для України цей напрям відкриває можливості інтеграції у європейський водневий ринок, підвищення енергетичної безпеки та ефективного використання власного ресурсного потенціалу.

Література

1. European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. 2020: офіц. сайт. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301> (дата звернення: 28.04.2026).
2. Heinemann, N., Alcalde, J., Miocic, J. M., Hangx, S. J. T., Kallmeyer, Enabling large-scale hydrogen storage in porous media. *The scientific challenges. Energy & Environmental Science*, 2021 14(2), 853–864. <https://doi.org/10.1039/D0EE03536J>
3. Lord, A. S., Kobos, P. H., & Borns, D. J. Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2014, 39(28), 15570–15582. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.121>
4. Panfilov, M. Underground storage of hydrogen: In situ self-organisation and methane generation. *Transport in Porous Media*. 2016.112(2), 321–335. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0605-7>
5. Gasunie. . HyStock project: Hydrogen storage in the Netherlands. Retrieved April 22, 2026,
6. Equinor. Hydrogen and CCS projects. Retrieved April 22, 2026, офіц. сайт. URL: <https://www.equinor.com> (дата звернення: 28.04.2026).
7. Underground Sun Storage. Project overview. Retrieved April 22, 2026, from офіц. сайт. URL: <https://www.underground-sun-storage.at> (дата звернення: 28.04.2026).
8. HyNet North West. Project description. Retrieved April 22, 2026, from офіц. сайт. URL: <https://hynet.co.uk> (дата звернення: 28.04.2026).

УДК 620.95

Бугрова Т.М., к.т.н., доцент кафедри НГІТ
*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»*
nning.t_nesterenko@nipp.edu.ua

ІМПЛЕМЕНТАЦІЯ ПАКЕТА ВОДНЕВОГО ТА ДЕКАРБОНІЗОВАНОГО ГАЗОВОГО РИНКУ ЄС В УКРАЇНІ

Мета дослідження полягає в аналізі положень пакета ЄС щодо розвитку водневого та декарбонізованого газового ринку, а також оцінці особливостей і перспектив його імплементації в Україні з урахуванням національних економічних, правових та енергетичних умов.

Методика та організація дослідження.

Методологічною основою дослідження є сукупність загальнонаукових і спеціальних методів пізнання. У процесі роботи використано методи аналізу та синтезу — для узагальнення положень пакета водневого та декарбонізованого газового ринку ЄС; порівняльно-правовий метод — для зіставлення європейського та українського законодавства у сфері енергетики; системний підхід — для дослідження ринку газу та водню як складної інтегрованої системи.

Результати дослідження. У травні 2024 року Рада ЄС остаточно ухвалила «Пакет водневого та декарбонізованого газового ринку» (Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package), що складається з Регламенту (ЄС) 2024/1789 та Директиви (ЄС) 2024/1788. [1] Нові правила створюють єдину рамку для транспортування, постачання та зберігання «відновлюваних» і «низьковуглецевих» газів разом з природним газом та воднем, зокрема сприяють розвитку окремої водневої інфраструктури. Пакет спрямований на поступову відмову від викопного газу (нові контракти на природний газ після 2049 року заборонені) і широке впровадження зеленого водню та біометану. Основні інструменти включають сертифікацію водню/низьковуглецевих газів,

пріоритет підключення виробництва біометану, знижки тарифів для відновлюваних газів (75–100 % знижки)[2], створення Європейської мережі операторів систем транспортування водню (ENNOH - European Network of Network Operators of Hydrogen) та DSO-об'єднання для розподілу, а також вимагають оновленого планування мереж та заходів безпеки[2], [3]. В ЄС очікується, що пакет пришвидшить інвестиції у нову інфраструктуру (до 9 040 км водневих мереж у Німеччині до 2032 року), розширить конкуренцію на ринку енергоносіїв та сприятиме інтеграції з електроенергетикою. Реалізація пакета посилить захист споживачів (система «постачальника останньої інстанції», прискорена зміна постачальника, смарт-лічильники газу/водню) і враховує заходи безпеки (розширена регуляція безпеки газу на відновлювані/водневі гази, кібербезпека тощо).

Для України ці зміни створюють як можливості (нові ринки для українського водню, інтеграція з ЄС), так і серйозні виклики. Серед бар'єрів – необхідність оновити національне законодавство (включити водень до концепції «газового» ринку), модернізувати ГТС під водень та знайти інвестиційні кошти. Україна має право і є власником значних розгалужених газових мереж, проте їх експлуатація в умовах війни, а також фізична адаптація (заміна клапанів, сальників, металургія труб) потребує значних вкладень і часу. Водночас суспільний попит і державний курс на «водневу економіку» зростають: ОГТСУ бере участь у проєкті Центрально-європейського водневого коридору (СЕНС) для експорту водню до ЄС[4].

Висновком є необхідність цілеспрямованих реформ: створити чи адаптувати законодавчу базу для водню і біометану, інтегрувати планування енергосистеми з урахуванням водню, використовувати міжнародні гранти (CEF, WB) та створювати стимули для інвесторів.

Література

1. Official Journal of the European Union. Directive (EU) 2024/1788 on common rules for the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen

офіц. сайт. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj/eng?utm_source=chatgpt.com (дата звернення: 28.04.2026).

2. Official Journal of the European Union. Regulation (EU) 2024/1789 on the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen офіц. сайт. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1789/oj/eng?utm_source=chatgpt.com (дата звернення: 28.04.2026).

3. Офіційний вебсайт Європейської Комісії: «Hydrogen and decarbonised gas market» - Hydrogen and decarbonised gas market <https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market>

4. Європейська школа енергетики (Florence School of Regulation): аналітичні статті про зміст пакета - офіц. сайт. URL: <https://fsr.eui.eu/the-eu-hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package> (дата звернення: 28.04.2026).

5. Офіційні сайти ENTSOG і ENNOH: документи з планування мереж (TEN-E, TYNDP). - <https://www.entsog.eu>

6. «Українська енергетика» - аналітичні статті <https://ua-energy.org/uk/posts>

УДК 665. 612

Педченко Н.М., к.т.н., ст. викладач

Педченко Л.О., к.т.н., доцент

Педченко М.М., к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратка»

jashafenix@ukr.net, pedchenkomm@ukr.net

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ВПЛИВУ НА ПРОДУКТИВНІЙ ПЛАСТ ПРИ РОЗРОБЦІ ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ

За останні десятиліття значно зросла цікавість до проблеми газогідратів. Цю зацікавленість можна пояснити низкою факторів. Різко підвищилась потреба пошуку альтернативного вуглеводневого джерела палива, особливо в

економічно розвинених державах, які мають не достатню забезпеченість ресурсами енергоносіями. Підвищення цікавості до газових гідратів також зумовлено значною поширеністю гідратовмісних пластів на дні морів та океанів найбільших держав-імпортерів: США, Європа та Японія. Беручи до уваги високу концентрацію природно газу в газових гідратах (до $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$), не глибоке залягання (під морським дном починаючи від 300 – 500 м) газогідрати роздивляються, як реальну альтернативу поставки природного газу в указані регіони. На сьогоднішній час прогнозується ключова роль газогідратів в перерозподілу газового ринку та розробці нових технологій видобування та постачання вуглеводневої сировини. Газогідрати нагадують своїм зовнішнім виглядом сніг або рихлий лід з загальною формулою $M \times nH_2O$, де M – молекула гідратоутворювача. Дослідження газових гідратів являє собою значну теоретичну цікавість, оскільки вони дозволяють сформулювати загальні закономірності, які описують фізичні властивості широкої групи клатратних з'єднань, у яких кристалічна решітка побудована із молекул води, але, тим паче, відрізняється від решітки звичайного льоду.

Вже не секрет, що нафти і газу на нашій планеті з кожним роком стає все менше. Світова енергетична криза все сильніше і сильніше б'є по світовій економіці. В результаті чого виникає гостра проблема пошуку альтернативного джерела енергії. Природні газогідрати, існування яких було доведено в 60-х рр.. XX ст., є одним з основних джерел енергії в перспективі на найближчі десятиліття. До активного дослідження і освоєння природних газогідратів приступили в ряді провідних країн світу. Комплексне вивчення родовищ газових гідратів, розробка способів і засобів видобутку, моделювання геоекологічних систем і процесів свердловинного видобутку газу є актуальними науково-технічними проблемами, вирішення яких відповідає сучасним потребам. Ідея отримання метану з газогідратів не так вже нова. Спочатку, людство зіткнулося з газогідратів в рамках організації підводних газопроводів. Коли волога, яка потрапляла до трубопроводу приводила до утворення газогідратів і закупорці трубопроводів. Вивчення

газогідратів відкрило перед людством масу нових цікавих можливостей, місцями навіть не пов'язаних з роботою нафтогазового комплексу. Але існує ряд серйозних перешкод. У першу чергу це, звичайно, відсутність прийнятних технологій їх видобутку. Крім того, розробка газогідратних родовищ може привести до збільшення обсягів викиду природного газу в атмосферу і, як наслідок, до посилення парникового ефекту. Також газогідрати мають властивість «детонувати» при незначних струсах. При цьому кристали швидко проходять фазу трансформації в газоподібний стан і займають об'єм, що у десятки разів перевищує вихідний. Таким чином газогідратні поклади мають високий ризик аварійності, а отже і різке зниження рентабельності розробки гідратних родовищ.

На сьогоднішній день у світі визначено 220 зон покладів гідратів метану в шельфових зонах морів і океанів. Активні пошуки технологій їх видобутку ведуться в США, Канаді та Японії. Однак жодна з запропонованих технологій не забезпечує таких результатів, коли б вартість видобутих гідратів метану можна було зрівняти з вартістю інших енергоносіїв. Хоча для розвитку технології розробки газогідратних покладів потрібні значні капіталовкладення, газогідрати залишаються одними із найперспективнішими альтернативними джерелами енергії.

Література

1. Kvenvolden K.A. Gas hydrates – geological perspectives and global change *Rev. Geophysics*. 1993. Vol. 31. P. 173 – 187.
2. Golmshtok A.Y., Duchkov A.D., Hutchinson D.R. e. a. Heat how and gas hydrates of the Baikal Rift Zone *Int. J. Earth Sci.* 2000. Vol. 89.P. 193 – 211.

Електронне наукове видання комбінованого використання
КРУГЛИЙ СТІЛ
«Інноваційні рішення в енергетичному комплексі України»
30 квітня 2026 року

ЗБІРНИК МАТЕРІАЛІВ
Круглого столу
«Інноваційні рішення в енергетичному комплексі України»
(30 квітня 2026 року, Полтава)

Комп'ютерна верстка
та редагування Юрій ВИННИКОВ, Олена МИХАЙЛОВСЬКА

Видавець: Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
36011, Полтава, проспект Віталія Грицаєнка, 24