

ОГЛЯД ПЕРСПЕКТИВНИХ ДЖЕРЕЛ НЕКОНВЕНЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

**О. С. Бейзик^{id}, А. І. Васько^{id}, І. М. Ковбасюк^{id},
В. М. Чарковський^{id}, В. І. Колісник^{id}**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, Україна, вул. Карпатська 15;
тел./факс +380 (3422) 72 71 37; e-mail: drill@nung.edu.ua*

Наведено приклади об'єктів альтернативних джерел сировини, описано особливості геологічної будови типових осадових басейнів та родовищ, вказано можливі глибини залягання та фізико-механічні властивості вуглеводневмісних порід. Проведено аналіз умов утворення та залягання неконвенційних видів вуглеводнів, приурочених до різноманітних структур і формацій. Вказано визначення сланцевого газу, сланцевої нафти, газу щільних порід, метану вугільних пластів, газогідратів, нафтоносних пісків тощо. З'ясовано, які чинники впливають на вибір техніки і технології нафтогазопромислових робіт з урахуванням локалізації родовищ залягання кожного виду неконвенційних вуглеводнів. Зокрема, відзначено, що основними показниками є економічна рентабельність та собівартість видобутих вуглеводнів. Показано, що на сьогодні найбільш перспективними серед усіх перелічених вуглеводнів є сланцевий газ та сланцева нафта завдяки тому, що для їх видобування можна використовувати технології для традиційних покладів нафти і газу. Показано, що метан вугільних родовищ є перспективною супутньою корисною копалиною зі значними запасами. Проведено аналіз умов поширення газогідратних покладів Азово-Чорноморського басейну та перспектив нафтогазоносності імпактних структур України. Розглянуто коротко питання охорони довкілля та забезпечення безпечних умов роботи для персоналу. Показано важливе значення неконвенційних типів вуглеводнів для збільшення мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного сектору країни. Коротко проаналізовано можливість виробництва та застосування біогазу з різних джерел, зокрема органічних відходів та стічних вод.

Ключові слова: *сланцевий газ, сланцева нафта, метан вугільних пластів, катагенез, геоморфізм.*

Вступ.

Потреба у використанні природних вуглеводнів для галузей промисловості та побутових споживачів спричиняють виснаження запасів традиційних колекторів на нафтових і газових родовищах та постійне

підвищення цін на енергоносії. Це зумовило розширення кола інтересів і пошук інших джерел вуглеводнів, зокрема, родовищ неконвенційного типу (unconventional sources) та з біоресусів.

Колекторами можуть бути бітумінозні пісковики, наприклад, родовище Ата-Баска в Канаді, сланцевий газ (США, Канада, Україна та ін.), газогідрати (шельф Північного Льодовитого океану, глибинні частини Чорного і Північного морів) [1, 2]. Для економіки багатьох країн вагомі наслідки має залучення до промислової розробки нетрадиційних джерел енергетичної сировини, ресурси яких, за попередніми оцінками, перевищують ресурси традиційних покладів вуглеводнів набагато. Неконвенційні джерела вуглеводнів починають інтенсивно вивчатися та розроблятися в Австралії, країнах Південної та Північної Америки, Європи. Такі тенденції формують актуальність вивчення, дослідження та розвитку і удосконалення техніко-технологічних рішень у цьому напрямі.

Класифікація джерел вуглеводнів на конвенційна та неконвенційні більше пов'язана з економічними тенденціями та чинниками, рентабельністю, ніж гірничо-геологічними умовами їх залягання.

Виклад основного матеріалу. Розвиток технологій видобутку вуглеводнів та удосконалення параметричних і пошукових робіт сприяють створенню напрямів видобутку вуглеводнів з неконвенційних джерел природного газу і нафти [1, 2]:

- сланцевий газ (shale gas) – газ, що міститься в дрібнозернистих осадових породах, які одночасно є і колекторами, і материнськими породами, характеризуються високим вмістом органічної речовини, мають низьку пористість і дуже низьку проникність;

- ущільнений природний газ (tight natural gas) – газ, що міститься в щільних малопроникних пісковиках, аргілітах, сланцях чи інших породах зі зниженими ємнісними властивостями, утвореними за рахунок ущільнення та зцементованості породи, для вилучення якого необхідні засоби стимуляції;

- метан вугільних пластів (coalbed methane) – сорбований та вільний газ, зосереджений у вугільних пластах і вуглевмісних породах;

- сланцева нафта (shale oil) – нафта, зосереджена в дрібнозернистих осадових породах з низькими ємнісними параметрами та високим вмістом керогену, що здатний під час нагрівання до певної температури трансформуватись у нафту або природний газ;

- газогідрати (methane hydrates) – кристалічні сполуки змінного складу, які утворюються за певних термобаричних умов з води і газу у вигляді кристалічної ґратки льоду з молекулами газу всередині, які зовні подібні до снігу чи льоду з комірками бульбашок;

- глибокозалеглий природний газ (deep natural gas), пов'язані з імпактними структурами – покладами, приуроченими до зон

розущільнення і тріщинуватості в породах, що виникли в результаті ударної дії під час падіння небесних тіл.

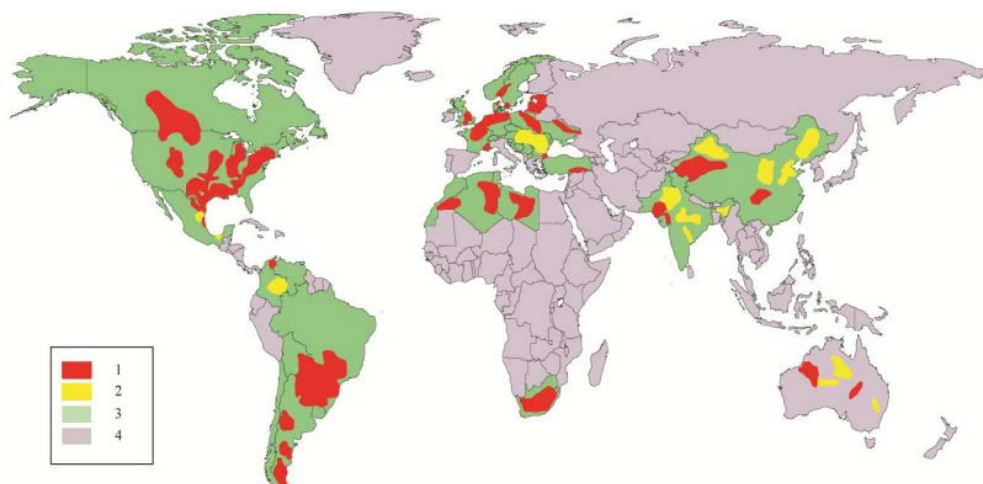
Ще одним видом альтернативного природного газу є зріджений природний газ (ЗПГ) – liquefied natural gas (LNG) та біогаз (biogas), отриманий внаслідок з відходів ферм, органічних відходів, стічних вод, переробки зеленої маси тощо.

Зріджений природний газ отримують під час охолодження метану до - 162 С та зберігають за низьких температур в особливих кріогенних ємностях, які підтримують низьку температуру газу за тиску 0,4 МПа. ЗПГ – екологічно чистий і безпечний з усіх видів палива, що масово використовуються. Його перевагою є відсутність проблеми транспортування через треті країни, для його доставки до споживача використовуються спеціальні танкери і відпадає потреба у газопроводах великого діаметру та довжини. Частка ЗПГ у світовій промисловості щорічно збільшується. Зараз на нього припадає майже 7 % світового споживання газу.

Біогаз має кілька різнопланових джерел, який утворюється під час мікробіологічного розкладання метановим бродінням біомаси чи біовідходів (розкладання біомаси відбувається під впливом трьох видів бактерій), твердих і рідких органічних відходів: на звалищах, болотах, каналізації, вигрібних ямах тощо. Склад біогазу нестабільний і залежить від багатьох факторів: курячий послід, коров'ячий та свинячий гній мають в своєму складі бактерії, здатні підтримувати метанове бродіння, але залишковий матеріал не сприяє особливо високому вмісту метану. Більший вміст метану може дати введення в цю суміш відходів з підприємств підготовки і переробки м'яса великої рогатої худоби, особливо, якщо вони містять жир. Послід та гній може бути лише джерелом бактерій, основним матеріалом можуть бути відходи деревообробної промисловості чи опале листя, але вони бідні на зв'язаний азот необхідний для розвитку бактерій (може бути внесений із сечею) [2].

Варто зауважити, що скупчення неконвенційного природного газу потребують менш рентабельних та складніших розвідувальних і експлуатаційних технологій порівняно зі звичайними джерелами вуглеводнів. Але ресурси неконвенційного газу значно більші за традиційні і за оцінкою Міжнародного Агентства з Атомної Енергії (МАГАТЕ) сягають 1000 трлн. м³, що майже у п'ятеро перевищують їх. Найбільші запаси альтернативних джерел зосереджено Катарі, Ірані, Сполучених Штатах Америки, що становить сумарно до 120 трлн. м³, у Китаї зосереджено 36 трлн. м³, Австралії 22 трлн. м³. Значні запаси розташовані у Канаді, Індії, Німеччині, ПАР, Україні та Казахстані (рис. 1). Віднедавна деякі країни Європи, зокрема Швеція, Австрія, Польща, Франція, Угорщина почали інтенсивно розвивати і впроваджувати сучасні видобувні технології на метановугільних та сланцевих родовищах, щоб зменшити, а надалі і відмовитися від російських енергоносіїв. Стратегія

пошуків потребує глибокого аналізу гірничо-геологічних умов залягання та структурних особливостей материнських глин. Вагомий вплив у цьому напрямі мають також і програми урядів країн, споживчі потреби промисловості, світові тренди.



1 – басейни з оціненими ресурсами; 2 – басейни з неоціненими ресурсами;
3 – країни, що розглядалися; 4 – країни, що не розглядалися

Рис. 1. Схема поширення родовищ неконвенційного газу у світі [2]

Для встановлення меж родовищ неконвенційних вуглеводнів оцінюють комплекс факторів, зокрема, вагоме місце займають літологічний та мінералогічний склад материнських порід та їх структурні і текстурні особливості, товщина продуктивної зони, глибина залягання продуктивних відкладів тощо.

Для сланцевих і щільних колекторів мінералогічний склад продуктивної частини може спричинити підвищення вартості робіт через високий вміст глинистих мінералів групи монтморилонітів, які мають найвищу схильність до гідратації та набухання, що суттєво погіршує первинну проникність цих порід [3].

Літологічна характеристика всіх покладів вуглеводнів впливає на вибір технології і техніки для розкриття через високий відсоток глинистих чорних сланців, пелітоморфних алевролітів та аргілітів. Темне забарвлення цих порід зумовлено їх збагаченням органічною речовиною. Вміст глинистих порід коливається від 40 до 70 %, карбонатів – від 0 до 30 %.

Структурні і текстурні особливості газовмісних сланцевих порід спричинені умовами утворення і формування шаруватих товщ, що залягають переважно горизонтально, а інколи полого складчасто, для яких характерна система тріщинуватості.

За хронологічними характеристиками такі відклади приурочені найчастіше до палеозойської ери і частково – до кайнозойської та мезозойської ер.

Глибина розробки для сланцевих басейнів, які приурочені до низько проникних тріщинуватих колекторів, економічно обґрунтована і не повинна перевищувати 4500 м [2]. Обмеження глибини пов'язано з тим, що в таких свердловинах велика частка обсягу робіт припадає на буріння похило скерованих стовбурів і горизонтальних ділянок великої довжини, яку прокладають у пластах, щоб максимально забезпечити доступ до покладів вуглеводнів. Значна частка коштів також витрачається на виконання операцій з гідророзриву пластів, під час яких використовують спеціальні багато компонентні технологічні рідини, у рецептурі яких використовують дорогі хімічні компоненти та наповнювачі [3].

Товщина продуктивної зони, яку можна вводити до перспективних планів розробки, на сьогодні має геологічні та технологічні обмеження і не повинна бути меншою за 30–40 м [2]. Це зумовлено бурінням горизонтальних свердловин, які дають змогу розкрити інтервал на значну віддаль і розкрити колектор для тривалої та ефективної експлуатації. Ще одним економічно обґрунтованим методом є буріння багатостовбурних свердловин, які дають змогу створити кілька відгалужень завдяки зарізуванню вікон у вертикальній частині основного стовбура свердловини. Такий підхід знижує матеріальні та енергетичні витрати, порівняно із повним циклом спорудження похило скерованої свердловини з одним стовбуром.

Серед геологічних факторів важливими показниками вважають пористість, проникність, маловодність та підвищену тріщинуватість порід. За даними досліджень Зейкана О. Ю., Михайлова В. А., Чепіла П. М., Куровця І. М. та ін. сланцеві глини є сильно ущільненими внаслідок діагенетичних і катагенетичних перетворень і їх пористість приблизно становить 2–5 % іноді збільшується до 8–10 %, а проникність менше 0,1 мД в переважній частині порід, хоча інколи може коливатися від 0,005 мД до 500 мД [2]. Ці показники залежать від фракційного та мінералогічного складу порід та визначається ущільненням, карбонатацією, окременінням тощо.

Тріщинуватість зумовлена мінералогічним складом порід, глибиною їх залягання та близькістю до інтервалів, насичених пластовими водами. Величина пористості і тріщинуватості впливають на ефективність виконання операцій з гідророзриву гірських порід. Маловодність сланцевих глини зумовлює відсутність традиційних газоводяних контактів і газ утримується катагенетичними мало проникними екранами та капілярними силами [1, 2].

Сланцева нафта може бути відома, як горючі сланці, що містять від 10 % до 50 % кєрогену, утвореного з відмерлих решток найпрості-

ших водоростей. Видобування і розроблення цього виду неконвенційного палива зазвичай відбувається на поверхні, а суть технології полягає у нагріванні відібраного керогену і подальшого його перероблення на збагачувальних фабриках.

Для збагачення нафтових сланців використовують технології піролізу, гідрогенізації або термічного оброблення керогену. Отриману рідину можна використовувати як котельне пальне або як сировину для нафтопереробки. З однієї тони горючих сланців можна одержати від 0,5 до 2 барелів нафти і понад 700 кг породи, що містить домішки ртуті, кадмію, свинцю тощо. На собівартість видобувних робіт суттєвий вплив має обсяг використаної енергії для роботи устаткування, підведення води, відведення технічної води та відходів тощо [2].

Не зважаючи на всі ризики та витрати, перспектива та передумови для промислових робіт з розробки горючих сланців. До перспективних районів належать нафтогазоносні басейни крайнього північного заходу Дніпровсько-Донецької западини (Бахмацьке, Холмське, Тваньське родовища важкої нафти), схили Воронезького кристалічного масиву та Українського щита, в яких потенціал щодо сланцевої нафти оцінюють в межах 280–350 млн. т. В межах Волино-Подільської нафтогазоносної області теж є перспективи розробки нафтобітумних ресурсів, які за властивостями та гірничо-геологічними умовами дуже подібні до родовищ Канади [1, 2].

На території України найбільш перспективним родовищем нафтових сланців вважають Бовтиське, яке розташоване на території Кіровоградської та Черкаської областей. За попередніми експертними оцінками його ставлять на третє місце в Європі за розміром. Бовтиське родовище має 5 нафтоносних горизонтів, що залягають на глибинах до 300 м сумарною корисною товщиною до 15 м. Обсяг нафтових сланців оцінюють до 3,7 млрд. т.

Технології видобування нафти з горючих сланців аналогічні, як і для видобування сланцевого газу: закачування спеціальних технологічних рідин на водній основі з високими структурно механічними властивостями, до складу яких входять великі обсяги піску, хімічних реагентів, під високим тиском. Внаслідок цього у масиві гірських порід утворюється велике число тріщин, з яких вилучають вуглеводні, а технологічна рідина проникає і формує гідродинамічну структуру породи, що забезпечує збереження міцності і проникності масиву. Тим більше, що з розвитком і застосуванням сучасних технологій в галузі нафтогазовидобутку вартість робіт у сланцевих відкладах знизилась порівняно, а прибутки зростають.

Сучасні аспекти технологічних інновацій у бурінні та видобуванні сланцевих вуглеводнів зосереджені на застосуванні похило скерованого багатостовбурного буріння свердловин, у ході якого споруджують вертикальний стовбур і від нього на великих глибинах розходяться гори-

зонтальні стовбури довжиною від кількох сотень до кількох тисяч метрів. Окрім цього, такий підхід у технології знижує матеріальні витрати, бо відпадає потреба у буріння вертикальної частини стовбура для кожного похило скерованого.

На подальшому етапі застосовують технологію гідравлічного розриву пласта рідиною з високими тиксотропними властивостями, які спричиняють утворення системи поперечних та поздовжніх тріщин (рис. 2), які руйнують перегородки між насиченими вуглеводнями породами та підвищують ефективну пористість і проникність сланцевих колекторів. Застосування такої технології зменшує потребу у великій кількості внутрішніх комунікацій для підготовки газу і нафти, а сейсмічне 3D моделювання забезпечує оперативний контроль та оптимізацію процесу спорудження свердловин [2].

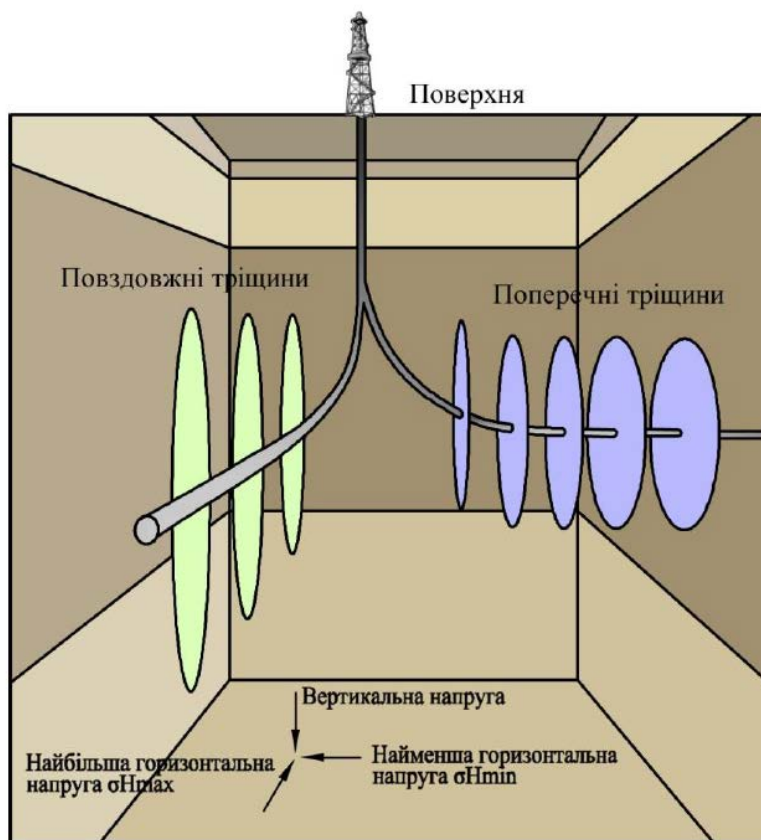


Рис. 2. Схеми формування поперечних і поздовжніх тріщин під час гідравлічного розриву пласта [2]

З точки зору геоморфології шельф Чорного та Азовського морів теж можна внести до майбутніх перспектив видобування неконвенційних вуглеводнів, проте на сьогодні реалізація таких планів та робіт неможлива через агресію росії.

Газ щільних колекторів перебуває в центральній зануреній частині нафтогазоносного басейну і займає дуже великі площі до 8000 кв. км [2]. З точки зору напрацьованих технологій видобування вуглеводнів з неконвенційних відкладів є найбільш перспективним. Для розробки родовищ щільних колекторів, методики прогнозування запасів та оцінки обсягу ресурсів, буріння пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, експлуатації та підготовки до транспортування можна використовувати напрацьовані і відомі технології для конвенційних вуглеводнів. Освоєння таких покладів має довготривалі помисли для забезпечення енергоносіями багатьох потреб у різних галузях народного господарства.

За геологічними та сейсмічними даними в Україні прогнозовані запаси газу щільних порід сягають до 8,5 трлн. куб. м у центральній та південно-східній частинах Дніпровсько-Донецької западини, зокрема, у серпухівському комплексі нижньокам'яновугільних відкладів зосереджено майже 1,4 трлн. куб. м [2].

Метан вугільних пластів називають зв'язаним або сорбованим газом. Газонасиченість вугільного пласта – результат абсорбції, тобто об'ємного злиття двох речовин, що перебувають у різних агрегатних станах, в нашому випадку – газу і вугілля. Поглинання газу відбувається не рідиною, а твердим тілом, тому часто використовують термін «оклюзія».

Фізична причина абсорбції полягає у взаємному притягуванні молекул газу і вугілля, тобто тіла, що абсорбується (газу), і тіла, що абсорбує (вугілля). Тому, на відміну від традиційних покладів, об'єм сорбованого газу визначається не об'ємом порового та тріщинного простору у вугіллі, а силою міжмолекулярних зв'язків між молекулами газу та вугілля. Для оцінки вмісту газу величини пористості і проникності вугільних пластів не використовуються і є недоречними [2].

Синтез метану серед інших вуглеводневих сполук, відбувається адіабатично і дискретно впродовж різних геологічних періодів і є всі підстави стверджувати наявність сталого практично невичерпного їхнього джерела. Поповнення ресурсів метану у вуглепородних масивах газовугільних родовищ здійснюється завдяки його міграції в складі глибинних вуглеводневмісних флюїдів потужними флюїдопровідними розломними зонами [4].

Метанвугільних пластів залягає на відносно малих глибинах до 1200 м і переважно зосереджений у вугільних пластах, малопроникних пісковиках і сланцях міжвугільної товщі на Донбасі і Львівсько-Волинському басейні.

Перспективи видобування сорбованого метану вугільних пластів на вугільних родовищах Дніпровсько-Донецької западини найбільше залежать від метановості та газовіддачі вугілля і геологічних факторів, зокрема таких, як складність геолого-тектонічної будови родовища,

ступінь метаморфозу пластів, вугленості, газоемності, сорбційні властивості та щільність пластів, проникність та тріщинуватість вугільних та газонесних пластів, глибина залягання вугільних пластів, гідро-геологічні фактори, наявність та товщина покривних відкладів, глибина залягання верхньої та нижньої меж метанової зони [5].

Окрім геологічних факторів, на доцільність проєктування і виконання видобувних робіт незаперечно впливає економічна складова. Одним із вагомих економічних показників рентабельних і прибуткових робіт є обсяг загальних сумарних ресурсів вуглеводневих газів та щільність геологічних запасів. Згідно з даними НАН України, мінімальні загальні сумарні ресурси газу повинні бути в межах приблизно 1–2 млрд м³, що відповідає обсягам запасів, встановлених для дрібних родовищ природного газу, а щільність геологічних запасів газу вугільних пластів не повинна бути меншою за 30–50 млн м³/км².

Для вилучення метану можна використовувати вугілля не всіх марок. Зокрема, родовища довгополуменового вугілля бідні на метан. Антрацити багаті на метан, але його неможливо вилучати через високу щільність і низьку проникність покладів такого вугілля. Найперспективнішими щодо видобутку метану є марки вугілля, проміжні між бурим і антрацитом. На газовугільних родовищах метан буває сорбований вугіллям або затиснений у тріщинах дуже малих розмірів. Видобуток метану вугільних пластів здійснюють з використанням спеціальних технологій: гідророзрив масиву вугільних порід і відкачування пластових вод. Існує два різних способи видобутку вугільного метану: шахтний (на полях діючих шахт) і свердловинний. Метан збирається і подається на поверхню через спеціально пробурені свердловини глибиною від 150 до 1000 м. Середній період від зневоднення пласта до виходу на максимальний видобуток метану триває до двох років [2, 3].

На сьогоднішній день більшість робіт на вугільних родовищах пов'язані з дегазацією шахтних полів, а не на промислові роботи. Також розглядаються варіанти видобування метану вугільних родовищ, розділених на два етапи: спочатку здійснюють дегазацію у ході розробки родовища, а відтак – на другому етапі – перейти до традиційної технології видобування вугілля.

Гідрати газу (газогідрати) – це кристалічні тверді сполуки, утворені з води та менших молекул. Вони належать до сполук, відомих як клатрати або сполуки включення, в яких молекула однієї речовини укладена в структуру, побудовану з молекул іншої речовини. До основних факторів, що визначають утворення покладів газогідратів, належать інтенсивність міграції вуглеводнів, термодинамічний режим, ступінь насиченості газом, склад газів, фазовий склад, мінералізація пластових вод, літологія розрізу, геотермічний градієнт, структурні та текстурні особливості колекторів тощо [1, 2].

Гідрати утворюються внаслідок поєднання з водою багатьох компонентів, що є у природному газі. У видобуванні, транспортуванні, переробці природного газу вагомою проблемою є утворення гідратів, які погіршували якість робіт та потребували додаткових витрат на удосконалення технологічних операцій. Тому на ранніх етапах газовидобутку їх користь не була належно оцінена. Науковцями розроблено кілька фільтраційних моделей, завдяки яким є змога систематизувати перспективи розробки цього виду покладів, зокрема, елізійна, грязьовулканічна, газоструминна та кріогенна моделі. Варто зауважити, що кріогенна модель притаманна для арктичного шельфу, де формування гідратів відбувалося поступово тривалим промерзанням внаслідок екзогенного охолодження.

Газогідрати належать до дуже великих природних запасів і роблять їх перспективним джерелом вуглеводнів. Саме завдяки водневому зв'язку вода може утворювати гідрати. Водневий зв'язок змушує молекули води вирівнюватися в регулярних орієнтаціях. Присутність певних сполук призводить до стабілізації вирівняних молекул і осадження твердої суміші.

Для утворення гідрату потрібні три умови [2]:

1. Правильне поєднання температури та тиску. Утворенню гідратів сприяє низька температура та високий тиск.

2. Повинна бути присутня речовина, що утворює гідрати. До речовин, що утворюють гідрати, належать метан, етан та вуглекислий газ.

3. Достатня кількість води – не забагато, не замало.

Однак гідрати утворюються за температур понад 0°C (32°F), тобто, точки замерзання води. Гідрати класифікують за розміщенням молекул води в кристалі, за будовою кристалічної структури. У нафтогазовій галузі найчастіше трапляються два типи гідратів: тип I та тип II, які іноді називають структурою I та II. А третім типом гідрату є тип H, також відомий як структура H, хоча трапляється набагато рідше.

Донні відклади Чорного моря мають добрі перспективи щодо промислових запасів. Вперше газогідрати Чорного моря були зафіксовані у донних відкладах на глибині 2000 м, де в порожнинах мулів виявили білі кристали, покриті памороззю. Газовий склад гідратів слугує визначальним аспектом для оцінки термодинамічних умов формування клатратів та їх поширення і за площею, і в геологічному розрізі [2].

За оцінками науковців у глибоководних западинах Чорного моря виявлено сприятливі умови для формування клатратів газу. Зокрема, однією з умов для зони гідратоутворення є наявність товщі води понад 300–350 м, а для чистого метану – не менше 700–750 м. Такі зони локалізовано зазвичай у четвертинних осадових відкладах, товщина яких сягає до 1000–3000 м, інколи поширені в неогенових відкладах. Ваго-

мою ознакою наявності газогідратів є грязьові вулкани, приурочені до діапирових структур [5].

Сумарні ресурси газу глибоководної частини Чорного моря української економічної зони оцінюють від 7 до 10 трлн кубометрів і відсоток вмісту метану значно переважає вміст інших газів.

Для розробки родовищ гідратів газу вагомим напрямом є розробка технології переведення з твердого стану у газоподібний нагріванням вище температури формування та зниження пластового тиску нижче тиску рівноваги клатратів. Варто також враховувати всі ризики, що можуть виникнути внаслідок вивільнення спонтанних великих об'ємів газу. Вважають, що основним способом видобування клатратів газу в умовах морських глибин є перетворення їх у газоподібний стан в умовах пласта з подальшим відбиранням традиційними технологіями. Але такі методи мають геологічні обмеження, пов'язані з термодинамічними та гідродинамічними характеристиками покладів [2].

Окрім газогідратів перспективними можуть бути підгазогідратні поклади, газові мули, вулкани, грязьові вулкани газові факели, які слугують основними чинниками, що підтверджують наявність газогідратів.

Віднедавна ще одним підтвердженням альтернативним джерелом вуглеводнів вважають біоенергетичні ресурси (БЕР) – біогаз. Цей енергоносіє є продуктом ферментації біологічних відходів тваринництва, побутових стічних вод, сміттєзвалищ твердих побутових відходів.

Біогаз можна використовувати як паливо для установок з вироблення електричної та теплової енергії, альтернативу природному газу, біопаливо для автомобільного транспорту тощо. Виробництво біогазу є доволі ефективним методом зниження інтенсивності забруднення довкілля та зменшення емісії парникових газів. Розвиток і удосконалення технологій переробки відходів різного походження сприятиме повторному використанню технічної води, а ферментований осад можна застосовувати сільськогосподарське добриво.

В умовах України, в якій поширені аграрна та тваринницька галузі, можна розглянути варіанти спорудження енергетичних установок, локалізованих неподалік тваринницьких чи аграрних підприємств. Віддалі 10–20 км нададуть змогу збільшувати потужність альтернативних енергетичних об'єктів. Технології виробництва біогазу впроваджуються на сьогодні повільно через дефіцитність власних інвестиційних ресурсів, відсутність чіткої державної стратегії у фінансуванні науково-дослідних робіт і агресію російської федерації.

Під час проектування технологій видобування вуглеводнів на сучасному етапі варто враховувати екологічні ризики, що можуть призвести до забруднення довкілля через порушення правил роботи з хімічними речовинами, які можуть потрапити у ґрунт та ґрунтові води, зокрема, важких металів, органічних хімікатів, радіоактивних речовин внаслідок утилізації шламу та інших відходів. Особливо ретельно треба

прогнозувати можливі ризики під час спорудження свердловин на нафту і газу у сланцевих та вугільних породах через значно вищу щільність свердловин, великі об'єми відпрацьованої технічної води, яка потраплятиме у водозабірні системи, і більші обсяги застосування технологічного транспорту для зниження сукупних викидів шкідливих газів і забруднення верхніх водоносних горизонтів, усунення ймовірності виникнення техногенних та соціальних проблем.

Питання екологічної безпеки повинні регулюватись законами, стандартами, статутами підприємств, посадовими інструкціями і іншими документами. За виконанням правил збереження довкілля повинні стежити відповідні органи місцевого самоврядування та державної екологічної інспекції.

Висновки.

Альтернативні джерела вуглеводнів України є перспективними на тлі виснаження запасів традиційних родовищ та постійного зростання їх вартості. Більшість з них можуть розроблятися із застосуванням відомих технологій та не потребують додаткових капіталовкладень. Першочерговий інтерес становлять вуглеводні сланцевих та щільних порід, як напрям, що потребує найменше додаткових ресурсів порівняно з традиційною технологією, окрім того, тут вже є створена необхідна інфраструктура для транспортування і підготовки газу і нафти. Другими у перспективності можна вважати метан вугільних пластів. Біоенергетичні ресурси теж мають локальні перспективи для циклічного використання в генерувальних енергетичних установках.

Література

- 1 Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія. у 8 кн. кн. 8. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України / В.А.Михайлов та ін.; Нац.акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – К.: Ніка-Центр, 2014. – 280 с.
- 2 Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія. У 8 кн. Кн. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / Куровець І.М. та ін.; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – К.: Ніка-Центр, 2014. – 208 с.
- 3 Beizyk, O., On The Quality of the Drilling-in of Low-Permeability Productive Horizons under Conditions of Low Reservoir Pressure in the Carpathian Region. Riznychuk, I., Charkovskii, V., Philipchuk, A. XVI International Scientific Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Kyiv, 15 – 18 November 2022, Kyiv, Ukraine.
- 4 Наумко І. М. Гази вугільних родовищ: нове вирішення проблеми синтезу-генезису метану. І. М. Наумко, М. І. Павлюк, Й. М. Сворень, М. І. Зубик, – *Доповіді НАН України*, 2016, 3. – с. 61–68.

- 5 Чепіжко О. В. Окреслення перспектив використання газогідратів у Чорному морі як критерій пошуку природного газу. / О. В. Чепіжко, В. М. Кадурін, С. В. Кадурін, Ч. Д. Какаранза, Л. Ю.Лосєва. – Мінеральні ресурси України, 2016, №3. – с. 29-33.

Стаття надійшла до редакційної колегії 01.10.2025 р.

Прийнято до друку 19.10.2025 р.

REVIEW OF PROMISING SOURCES OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBONS IN THE FIELDS OF UKRAINE

**O. S. Beizyk^{id}, A. I. Vasko^{id}, I. M. Kovbasyuk^{id},
V. M. Charkovsky^{id}, V. I. Kolisnyk^{id}**

*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gaz;
76019, Ivano-Frankivs'k, st/ Carpats'ka, 15; tel +380 (3422)727137;
e-mail: drill@nung.edu.ua*

Examples of alternative sources of raw materials are given, the features of the geological structure of typical sedimentary basins and deposits are described, possible depths of occurrence and physical and mechanical properties of hydrocarbon-bearing rocks are indicated. The conditions of formation and occurrence of unconventional types of hydrocarbons confined to various structures and formations are analyzed. The definitions of shale gas, shale oil, tight rock gas, coalbed methane, gas hydrates, oil sands, etc. are given. The factors influencing the choice of equipment and technology for oil and gas industry operations are given, taking into account the localization of deposits of each type of unconventional hydrocarbons. In particular, it is noted that the main ones are economic profitability and the cost of the extracted. It is shown that today the most promising among all the listed types are shale gas and shale oil due to the fact that technologies for traditional oil and gas deposits can be used for their extraction. It is shown that coalbed methane is a promising associated mineral with significant reserves. An analysis of the conditions for the distribution of gas hydrate deposits in the Azov-Black Sea basin and the prospects for the oil and gas bearing capacity of impact structures in Ukraine is carried out. The issues of environmental protection and ensuring safe working conditions for personnel are briefly considered. The importance of unconventional types of hydrocarbons for increasing the mineral raw material base of the fuel and energy sector of the country is shown. The possibilities of biogas production and application from various sources, in particular organic waste and wastewater, are briefly analyzed.

Keywords: shale gas, shale oil, coalbed methane, catagenesis, geomorphism.