

УДК 553.98.550.8(477.52/6)

А. М. КРИШТАЛЬ, директор ТОВ "Єврогаз Україна"

СВІТОВИЙ ДОСВІД ВИВЧЕННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ

У статті наведено спільні й відмінні характеристики традиційних і нетрадиційних вуглеводневих ресурсів і синхронізовані визначення їх основних видів за українською та англійською термінологіями. Визначено головні пошуково-прогнозні критерії та ознаки основних видів нетрадиційних вуглеводневих ресурсів. Проаналізовано світовий досвід пошуку й видобутку вуглеводнів нетрадиційних скупчень. Визначено основні завдання щодо вирішення проблеми використання значного ресурсного потенціалу нетрадиційних вуглеводневих джерел України.

Ключові слова: нафта, газ сланцевих товщ, метан вугільних пластів, щільні пісковики, газ центральнобасейнового типу.

A. M. Kryshstal, director of LTD "Eurogas Ukrain", annakry0109@gmail.com.

WORLD EXPERIENCE OF STUDY AND USE UNCONVENTIONAL HYDROCARBON RESOURCES

The article presents common and distinctive characteristics of conventional and unconventional hydrocarbon resources and synchronized determinations their main types in Ukrainian and English terminology. The major prospecting-prognosis criteria and features of the unconventional hydrocarbons resources main types were defined. The geological conditions syngeneses of forming unconventional resources different types were established for the Dnieper-Donets depression and quantity of their potential was defined, which much exceeds the general assessment of traditional resources (6.8 trillion m³ gas). The world experience in prospecting and extraction of unconventional hydrocarbons was analyzed. The main tasks in solution the problem of use Ukrainian unconventional hydrocarbon sources significant resources potential were defined.

Keywords: oil, shale gas, coal bed methane, tight sands, basin-central gas.

Вступ. Проблема пошуку, розвідки та видобутку нафти й газу з нетрадиційних джерел (порід вугленосних товщ, сланців, ущільнених пісковиків, кристалічних комплексів і масивів) на сьогодні є надзвичайно актуальною, вона обговорюється в академічному науковому середовищі та фахівцями (а часто й не тільки ними) нафтогазової галузі. Але якщо на Північно-Американському континенті вже розпочато повномасштабний видобуток нафти й газу з нетрадиційних джерел, то в інших регіонах світу і зокрема в Україні освоєння такого типу нетрадиційних запасів вуглеводнів перебуває на початковій стадії.

Необхідність дослідження світового досвіду пошуку, розвідки та видобутку нафти й газу з нетрадиційних джерел зумовлена передусім нагальною потребою забезпечення України власними енергоресурсами та визначення можливості використання досвіду досягнення успіху США та інших країн у цій сфері.

Початок проведення пошукових робіт і буріння свердловин для виявлення покладів газу в нетрадиційних колекторах на Юзівській та Олеській пошукових площах з не до кінця вирішеними проблемами екологічного характеру й відсутністю позитивних результатів пошукових робіт у Польщі, яка активно розвиває цей напрям робіт (з 24-х свердловин, в яких виконано гідророзрив пласта, жодна не перебуває в промисловій експлуатації), а також в Україні (на Юзівській ліцензійній площі з ущільнених пісковиків не отримано промислового дебіту газу) свідчить про необхідність активного та цілеспрямованого вивчення територій поширення нетрадиційних скупчень вуглеводнів в Україні, спираючись на світовий досвід.

Аналізуючи досвід зарубіжних країн щодо вивчення та освоєння нетрадиційних резервуарів, варто зазначити, що на сьогодні виділяють такі основні види нетрадиційних вуглеводневих ресурсів (рис. 1), видобуток яких на промисловому рівні нині проводиться передусім у США та Канаді:

1. Нафта й газ сланцевих товщ (англ. shale oil та shale gas).
2. Газ метан вугільних пластів (англ. coal bed methane).
3. Бітумінозні, нафтові піски (англ. oil sands, oil-bearing sands, bituminous sands).
4. Нафта з горючих сланців (англ. oil shale).
5. Газ щільних пісковиків:
 - а) газ центральнобасейнового типу (англ. basin-central gas);
 - б) газ щільних пісковиків (англ. tight sands gas).

Геологічні умови розміщення нетрадиційних скупчень газу так званого неконвекційного газу, на відміну від традиційного (конвекційного) газу, можна охарактеризувати як скупчення природного газу, які містяться в породах з низькою проникністю.

Резервуари нетрадиційного газу мають як спільні характеристики, так і суттєво відмінні. Основні спільні характеристики, які характеризують усі типи нетрадиційних вуглеводнів:

– скупчення газу поширені регіонально. Наявність газу не асоціюється з геологічними пастками (структурними, стратиграфічними та літологічними) (рис. 2);



Рис. 1. Основні види нетрадиційних вуглеводневих ресурсів

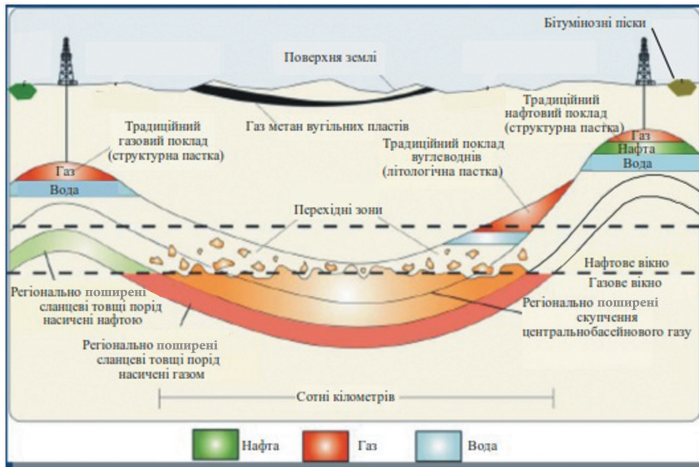


Рис. 2. Основні форми залягання вуглеводнів у надрах

– бідні петрофізичні властивості, які змінюються в широкому діапазоні в межах товщі (пористість і проникність);
 – буріння горизонтальної свердловини й застосування в горизонтальній свердловині багатоступінчастого гідророзриву пласта, а також застосування інших складних технологій видобутку (кар’єрний метод видобутку, внутрішньо-пластовий свердловинний метод видобутку).

Основні відмінні характеристики, які характеризують усі типи нетрадиційних вуглеводнів:

– сланцеві породи, вугілля та горючі сланці є материнською породою, яка здатна генерувати вуглеводні, оскільки може накопичувати та захоронювати в необхідній кількості органічну речовину (рис. 3);

Діапазон зміни проникності різних типів порід:

– щільні пісковики, нафтові та бітумінозні піски є породами-колекторами, в які вуглеводні мігрували після генерування термічно зрілою материнською породою та зазнали вторинних змін як колекторських властивостей, так і фазового стану флюїдів;

– вуглеводні в материнській породі перебувають у вільному (природні мікропори й мікротріщини) стані та адсорбованому органічною речовиною стані, водночас як у щільних пісковиках, нафтових та бітумінозних пісковиках вуглеводні перебувають у вільному стані.

Досвід видобутку в американських сланцевих басейнах показує, що кожне родовище потребує індивідуального наукового підходу й має цілковито унікальні геологічні особливості, характеристики експлуатації, а також істотно різні проблеми видобутку. До останнього часу використовувалася класифікація порід, за якою порода не вважалася колектором, якщо її проникність була менше ніж 0,1 мДарсі, а пористість теригенних порід – менше 6 %. Наразі при технічному прогресі видобувної галузі колекторами вважаються породи, які мають проникність менше 0,001 мДарсі.

Для докорінної зміни геологічної думки про нетрадиційні колектори необхідні нові фактичні лабораторні дані та науково-аналітичні напрацювання.

Проводячи дослідження у сфері вивчення сланцевих порід, світові компанії для аналізу потенціалу сланцевого газу/нафти та оцінки запасів використовують цілу низку геологічних, геохімічних, геофізичних та механічних параметрів.

Основною проблемою під час вивчення басейну сланцевого газу є не визначення місця розміщення сланцевого газу, а саме визначення якості гірської породи.

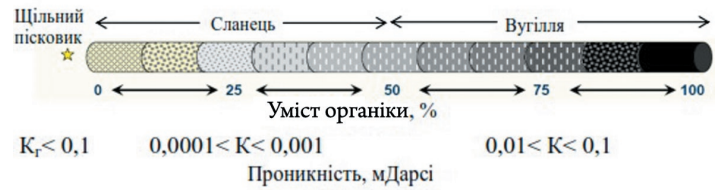


Рис. 3. Діапазон зміни вмісту органічної речовини різних типів порід

Пошукові роботи на нафту й газ нетрадиційних колекторів у світовій практиці визначили новий підхід до пошуку перспективних ділянок. Виявлення в осадовому чохлі товщ, які б могли генерувати вуглеводні, проводять за кількісними критеріями, а саме:

– наявність глинистих товщ з умістом сапропелевої або гумусової органічної речовини;

– підвищений уміст органічної речовини понад 1,5–2 % при потужності не менше 10 м;

– достатня для генерації вуглеводнів термальна зрілість порід, яка визначається за показником відбиття вітриніту при R^o від 0,8 до 1,2. Також під час спостереження за керогеном на шліфі в прямому світлі визначається колір спор і пилку (palyno-morphes), за зміною кольору можна визначити ступінь термальної зрілості відкладів. Індекс теплових змін є показником, починаючи від 1 до 7, що охоплює всі рівні зрілості, з незрілих до органічного метаморфізму;

– у складі породи кількість глинистих матеріалів не має перевищувати 50 %;

– відношення перспективних відкладів до відновлювальної геохімічної фації.

Дослідження науковців НАН України показали, що серед чинників газонакопичення в щільних породах, насамперед чорних сланцях, головним є явище нерівномірної гідрофобізації (як у результаті генерації керогеном бітумоїдів, так і внаслідок присутності сингенетичної вугільної й бітумної органіки). Саме вона ініціює процеси капілярного усмоктування метану з різних джерел (катагенетична генерація його керогеном, водорозчинний метан підземних вод, струминна міграція з великих глибин). Це дає можливість не тільки зрозуміти причину феномену вказаної невідповідності, але й припустити нові, надійніші критерії пошуків і розвідки сланцевого, центральnobасейнового, а також вугільного газу. Мало того, у світлі концепції природного капілярного насоса з накачкою газу в гідрофобні нано- та мікропроникні породні середовища є підстави розглядати їх як нетрадиційні ресурси, що відновлюються [9].

За визначенням у праці [11], газ сланцевих товщ – нетрадиційний промисловий тип горючого природного газу, який відрізняється нерухомістю (малорухомістю), залягає в замкненому поровому просторі або в сорбованому стані в непроникних сланцевих вмісних породах, видобувається внаслідок припливу вуглеводневого флюїду до видобувних свердловин через ефективний тріщинно-поровий простір штучного резервуара, що утворюється впровадженням технології гідророзриву чи інших технологій розущільнення продуктивних пластів.

Як свідчить досвід США, газосносними є сланцюваті пелітоморфні породи, які називають чорними сланцями (black shales). Цей термін, на думку О. Ю. Лукіна [9], є не зовсім коректним. На родовищі Біг-Сенді (відкрито в 1927 р. у США) газосносність пов’язана з верхньодевонськими чорними сланцями світи Огайо завтовшки 120–1200 м, глибина залягання 370–950 м, площа

поширення близько 15 000 км². Це тонко- та мікрошаруваті (тонкоплитчасті, листуваті) чорні або коричневі пелітоморфні “бітумінозно-глинисті породи” (з умістом органічної речовини 2–15 %), які близькі до порід таких девонських і кам'яновугільних світ (формацій), як Чатануга, Барнет, Марцелус тощо, за назвами яких згодом були найменовані відомі родовища сланцевого газу. Загалом за видобутком у Північній Америці виділяють [9] два типи газових родовищ.

До першого типу належить більшість відомих у США родовищ – Барнет, Марцелус та ін. Це великі (тисячі км²) ареали палеозойських чорних сланців, що залягають на невеликих глибинах (до 1 500 м). Ступінь катагенезу відповідає різним градаціям прото- та мезокатагенезу (ПК₂-МК₃), але найбільші палеотемператури зазвичай суттєво (на 20–100 °С) вищі за сучасні. Їх розробка має екстенсивний характер.

Площі родовищ другого типу (Хейнесвіл – США, Хорн-Рівер, Монтей – Канада) є набагато меншими, а глибини залягання значно більшими. Дебіти свердловин є вищими та стабільними, що зумовлене специфікою геотермобаричних умов. Якщо для родовищ першого типу сучасні температури та тиски нижче максимальних, система сланець-газ стабілізувалася після максимального прогріву та процеси генерації газу нині не відбуваються, то для родовищ другого типу притаманна активна сучасна генерація газу. Завдяки цьому в них набагато вища пористість і ступінь розкритості тріщин, незважаючи на значні (3 600–4 500 м і більше) глибини залягання.

Генетично газ сланцевих товщ – це газ органічного походження, вуглеводневого складу (переважно метан – до 96 %), що утворився внаслідок катагенетичних перетворень розсіяної органічної речовини (POR) у сланцевих товщах осадових формацій, залягає безпосередньо в пластах газогенерувальних сланців або мігрує на невеликі відстані в межах сланцевої товщі [9].

Вмісними породами сланцевих товщ є осадові породи з переважанням глинистої складової (до 50 %), сланцюватої (шаруватої) текстури, збагачені POR (від 1 до 25 %), що за ступенем катагенетичних перетворень здатні генерувати й акумулювати вуглеводневі гази [9].

Отже, сланцевий газ утворюється внаслідок деградації керогену (органічної речовини), частка якого від загального об'єму тонкодисперсної осадової породи, переважно аргілітів, може коливатися від 1 до 25 % . Текстура сланців переважно шарувата, зрідка масивна. Тобто для присутності газу зі сланців обов'язкова наявність органічної речовини – керогену. Сланці, які вміщують органічну речовину, є водночас і нетрадиційним природним резервуаром, і місцем формування сланцевого газу. Сланцевий газ, як і в кам'яному вугіллі, розміщений у сланцях переважно в сорбованому стані, а також у тріщинах. Сорбційні властивості газових сланців безпосередньо залежать від наявної кількості керогену в материнській породі, а також цей газ може бути сорбованим глинистими мінералами сланців.

За генезисом сланцевий газ поділяють на два типи [1, 10, 13]:

– газ біогенного походження, що утворився внаслідок діяльності анаеробних мікроорганізмів під час раннього діагенетичного етапу поховання або пізнього етапу внаслідок вторгнення насичених бактеріями атмосферних опадів;

– газ термобаричного походження, що сформувався внаслідок деградації керогену під впливом високих температур і пластових тисків унаслідок термодеструкції.

З'ясовано, що газ біогенного походження формується на глибинах до 1 000 м. Проте він може зберігатись у пастках і на

глибинах до 5 000 м. Як зазначалось, газ біогенного походження може утворюватися на пізнішому етапі геологічного розвитку внаслідок циркуляції в породах ґрунтових вод, насичених киснем. Загалом це глибини до 500 м. Такий газ неглибинного залягання утворився впродовж останніх 22 000 років завдяки діяльності бактерій, привнесених ґрунтовими водами.

Газ термобаричного походження формується на більших глибинах, порівняно з газом біогенного походження. Окрім тиску й температури, обов'язковим критерієм формування такого газу є часова витриманість сланців, тобто має минути деякий час, доки під дією термобаричних чинників органічна речовина перетвориться на газ.

У цьому зв'язку в праці [1] відзначається, що в породах, які збагачені органічною речовиною й перебувають на стадіях катагенезу МК₄-МК₅ та метагенезу АК₁, фіксується швидке зростання до максимуму вмісту метану, унаслідок чого цей етап отримав назву головної фази газоутворення.

Найважливіші пошуково-прогнозні критерії та ознаки газозносних сланцевих товщ за геологічними умовами утворення та гірничо-геологічними умовами залягання [11]:

– наявність літолого-стратиграфічних комплексів осадових порід, збагачених POR, представлених сланцями й аргілітами з умістом POR від 1 до 25 %;

– ступінь катагенетичних перетворень POR сланцевих товщ відповідає основній фазі газоутворення, тобто відбивна здатність вітриніту становить від 0,8 до 2,5 % (стадії МК₂-АК₂ або вугілля марок від газових до антрацитів);

– за показниками пористості й проникності сланці майже непроникні і в традиційній нафтогазовій геології належать до порід-покришок;

– уміст глинистої та гідролудистої складових у сланцевих товщах не перевищує 50 %, з огляду на гірничотехнічні умови розробки, уміст кварцової складової забезпечує достатню для штучного розуцільнення крихкість порід;

– наявність у сланцевих породах рослинного вуглистої детриту, а також прожилків, плівок та крапель бітумінозної речовини;

– наявність у зразках кернів метану та його гомологів;

– підвищений електричний опір газонасичених продуктивних пластів стосовно аналогічних, але водонасичених порід в інших свердловинах чи інших інтервалах глибин у досліджуваній свердловині;

– підвищена радіоактивність за даними гамма-каротажу та гамма-гамма-каротажу;

– подовжений час за даними акустичного каротажу;

– знижена водонасиченість, яка не перевищує 45 %.

Наведені вище пошуково-прогнозні критерії та ознаки не є остаточними. Важливим регіональним чинником пошуку сланцевого газу є наявність осадових товщ з високим генетичним потенціалом щодо генерування вуглеводнів.

Пошуки й розвідка вуглеводневих покладів в осадових товщах завжди спрямовувалися на виявлення резервуара для їх скупчення в породах зі сприятливими для видобутку фільтраційно-ємнісними параметрами. При цьому аргілітам (глинисті сланці), на відміну від сучасних уявлень, відводилася роль екрануючої товщі. Перші відомості про роль сланцевих порід як колектора надійшли із зарубіжних країн – Сполучених Штатів Америки та інших.

У Північній Америці пошуки й розробку нетрадиційного газу проводять у сланцях різного віку:

– середньодевонські Marcellus Shale обмежені зверху сланцями (Hamilton Group) і вапняком (Tristates Group)

нижче. Територіально розміщені в штатах Нью-Йорк, Пенсильванія, Вірджинія, Огайо;

– Barnett Shale сланці обмежені вапняком Marble Falls зверху й нижче вапняком Chappel та належать до відкладів Mississippian, що розміщені в басейні Форт-Уорт північної частини штату Техас;

– Fayetteville Shale, обмежені вапняком Pitkin зверху й нижче піщаником Batesville, розміщені в басейні Arkoma Північного Арканзасу та сходу штату Оклахома й належать до відкладів Mississippian;

– верхньояорські Haynesville Shale (також відомий як Haynesville Bossier), обмежені вище піщаником Cotton Valley Group і вапняком Smackover Formation нижче, розміщені в солонному басейні, у північній частині штату Луїзіана й на сході Техасу;

– The Woodford Shale – це формація сланців девонського віку, яка обмежена вапняком Osage Lime вище та недиференційованими верствами нижче, розміщена на півдні центральної частини штату Оклахома;

– Antrim Shale сланці пізньодевонського віку розміщені в північній частині півострова Мічиган. Сланці Antrim Shale обмежені сланцями (Bedford Shale) зверху й вапняком (Squaw Bay Limestone);

– New Albany Shale розміщені в південно-східній частині штату Іллінойс, Південно-Західній Індіані й північно-західній частині штату Кентукі. Утворення New Albany Shale належать до верхньодевонсько-нижньоміссісіпського часу. Сланці обмежені вапняком Rockford Limestone, зверху й знизу вапняком North Vernon Limestone [27].

В Європі перспективними є сланці різного віку:

– палеозойські в Південній Швеції;

– пермсько-кам'яновугільні в Боненсійській западині в Південно-Західній Німеччині;

– нижньояорські в Нижньосаксонському басейні в Німеччині;

– нижньояорські в Паризькому басейні у Франції;

– нижньояорські й нижньо- і верхньокрейдові в Південно-Східному басейні у Франції;

– верхньояорські у Віденському басейні;

– нижньокрейдові в Англії;

– кайнозойські в западині Мако в Угорщині;

– нижньопалеозойські, в основному верхньордовіцькі та нижньосилурійські граптолітові сланці Балтійського й Люблінсько-Підляського басейнів у Польщі;

– еоценові, крейдяні та кам'яновугільні сланці на глибинах від 6–11 тис. футів у Кантабрійському басейні Північної Іспанії.

Перспективи пошуків сланцевого газу в Північній Африці та на Близькому Сході.

За даними праць [28, 33], у цьому регіоні найперспективніші відклади силуру, проте девонські й ордовіцькі утворення також можуть бути локально перспективними.

Початок видобутку газу з вуглих і горючих сланців (Barnett Shale та інші) у США стимулювався економічною політикою. У 1980 році Конгрес США запровадив політику фінансових заохочень для виробників палива, отриманого з неконвенційних джерел під назвою **Nonconventional Fuels Tax Credit** [8]. Ці регуляції охоплювали газ зі сланців, метанвугільних родовищ та щільний газ.

У США видобуток з конвенційних родовищ, який досяг максимуму в 1973 р. (615 млрд м³), систематично зменшувався, швидко зростав імпорту газу, а запаси конвенційних родо-

вищ почали зменшуватись. Упровадження Nonconventional Fuels Tax Credit мало на меті освоєння власних запасів неконвенційного газу, які використовувалися раніше в незначній мірі, оскільки їх видобуток до цього був нерентабельним.

Незабаром тенденція спаду видобутку газу була зупинена, і з 1987 р. видобуток газу почав зростати й тримається до цього часу, а в 2008 р. досяг рівня, близького до рівня початку 70-х років.

У США 70 % запасів пов'язані з басейном Barnett в Техасі, а 80 % ресурсів припадає на два нових басейни: Haynesville і Marcellus.

У Канаді – Colorado Group – у провінціях Альберта та Саскачеван сланцевий газ перебуває на ранніх стадіях вивчення. Станом на липень 2011 року, під час видобутку сланцевого газу в провінції Альберта, не використовувалося горизонтальне буріння з методологією багатоступеневого гідророзриву пласта (ГРП), яка широко застосовується на інших родовищах сланцевого газу. Замість цього сланцевий газ видобувався в провінції Альберта насамперед завдяки використанню вертикальних свердловин, а також кількох горизонтальних.

– У Montney formation видобуток сланцевого газу з горизонтальних свердловин у Північно-Східному Montney зріс від нуля у 2005 році до 10,7·10⁶ м³ на добу і, як очікується, буде продовжувати зростати.

– Horn River Basin – Уельс, у цьому басейні на північному сході Британської Колумбії роботи щодо видобутку сланцевого газу досить успішні. У середньому видобувають 230 000 м³ на добу.

– У Utica Group сланцеві відклади розміщені між Монреалем і Квебеком, по фронті Аппалачських гір. Потенціал сланцевого газу з групи Utica все ще перебуває на ранній стадії оцінки.

– У Horton Bluff Group сланцеві відклади перебувають ще на ранній стадії оцінки, пробурено дві вертикальні свердловини в провінції Нью-Брансвік [30].

Хоча на сьогодні видобуток сланцевого газу невеликий, у Канаді його ресурси оцінюються в межах від 2,4 до 28 трлн м³ [17].

У 2009 р. “сланцевий бум” дійшов і до Європи. Величезні ресурси газомісних сланців очікуються в Нідерландах, Польщі, Франції, Швеції та інших європейських країнах. Сланцеві проекти незабаром стартуватимуть у Китаї, Індії, Аргентині, Австралії, інших державах.

На території Європи пошуки нетрадиційного газу на сьогодні веде понад 40 компаній. Так, Royall Dutch Shell веде пошуки в Швеції та Україні, Exxon Mobil- а Conoco Philips і Chevron – у Польщі [40].

В Австрії компанія “OMW” почала вивчення поблизу Відня перспективного басейну, складеного верхньояорськими мергелями Мікулов (Mikulov Marl) [12].

У Болгарії американські компанії Chevron і Integrity Towers планують розробку родовищ сланцевого газу в північно-східній частині в Нові-Пазаре, яка за попередніми розрахунками може розпочатися через 5–10 років. Ресурси сланцевого газу в Болгарії оцінюються в 25 млрд м³. Це при тому, що кожний рік Болгарія закуповує в Газпрому 17 млрд м³ [3].

У Данії дослідження й розвідка сланцевого газу на цей час зосереджені на вивченні палеозойських сланців саме нижньояорської палеозою Alum Shale. Перспективи стосовно сланцевого газу погано вивчені в Данії, за межами острова Борнхольм. Ключові питання, які ще належить розглянути

– це здатність концентрації та зберігання газу в сланцях, їх мінералогія і як вони реагують на ГРП [30].

В Іспанії Realm Energy у співпраці з Halliburton Consulting провели оцінку сланців в осадових басейнах Іспанії. Після детальної оцінки компанія надала 10 заявок щодо п'яти окремих осадових басейнів, що становлять площу в 8 903 км². Realm Energy на сьогодні офіційно має два дозволи загальною площею 858 км² у Кантабрійському басейні (Cantabrian Basin) у Північній Іспанії [32].

Щодо Німеччини, то Exxon Mobil придбала ліцензію на ділянку площею 750 тис. акрів у Нижній Саксонії, де проводяться пошукові роботи на сланцевий газ.

Польща є однією з найперспективніших країн Європи стосовно пошуків сланцевого газу. Нижньопалеозойський басейн на західному схилі Східноєвропейського кратону (СЕК) визнано [29] одним з найцікавіших регіонів для дослідження сланцевого газу в Європі. Тут ордовіцькі й нижньосилурійські граптолітові сланці є головною потенційно колекторською формацією. Окрім того, галунові сланці, багаті на органічну речовину, від верхньокембрійських до тремадокських є додатковим об'єктом локальних досліджень у північній частині Прибалтійського басейну [29]. За багатьма геолого-геохімічними ознаками сланцеві товщі Прибалтійського басейну подібні з аналогічними відкладами Львівсько-Волинського басейну.

У Польщі видані концесії на пошук сланцевого газу, але поки що не видано жодної на його видобування [30]. Таких концесій видано вже 62, залишилося ще декілька ділянок потенційної перспективності сланців, де можуть бути запаси газу.

У Росії родовища сланцевого газу не розвідують, тому що це поки не є доцільним за наявності величезних запасів і ресурсів традиційного газу.

В Угорщині у 2009 р. Exxon Mobil пробурила перші свердловини на сланцевий газ у трозі Мако (Мако Trough). Через неотримання позитивних результатів компанія Exxon Mobil відмовилася від свого проекту в Угорщині, так і не знайшовши там запасів сланцевого газу промислового значення [19].

У Швеції Shell Oil має ліцензію на вивчення ранньопалеозойських бітумінозних сланців Алюм (Alum Shale) в південній частині країни (район Скен) як можливого джерела сланцевого газу. Уміст органічної речовини в породах цієї формації досягає 20 %. Запаси сланцевого газу Швеції оцінюються в 300 млрд м³. У січні 2010 р. Royal Dutch Shell Plc пробурила першу свердловину на сланцевий газ, отримані результати поки що не оприлюднені [35].

В Азійсько-Тихоокеанському регіоні активно ведуться пошуки сланцевого газу.

В Австралії Beach Petroleum Limited оголосила про плани буріння на сланцевий газ у басейні (Cooper Basin). Але собівартість виробленої енергії з дешевого австралійського вугілля у два рази нижча за аналогічний гігаджоуль сланцевого. Питання розробки сланцевого газу перебуває на розгляді екологічних та економічних служб країни [20].

В Індії Reliance Industries Limited (RIL) та інші компанії зацікавлені в можливості розробки сланцевого газу, але це ускладнюється законодавчою базою, якою не передбачена оренда земель для видобутку газу з нетрадиційних джерел.

Індія має величезні поклади сланцю в Індо-Гангській рівнині, Ассам, Гуджарат, Раджастхан і багатих прибережних районах. У Дургапурі вчені ONGC знайшли “необмежений запас” сланцевого газу на глибині 1 770 м у породах басейну Дамодар на площі 1 250–1 300 км² [14].

У березні 2011 року Інформаційне агентство США з енергетики оцінило технічно запаси сланцевого газу в Китаї в 36,1 трлн м³, що значно вище запасів сланцевого газу США, які оцінюються в 24,4 трлн м³.

Уряд Китаю планує до кінця 2015 року почати на території країни видобуток сланцевого газу.

За оцінкою Че Чангбо (Che Changbo), запаси Китаю оцінюються в 26 трлн м³ сланцевого газу [18].

Північна Африка має значний потенціал сланцевого газу, необхідний для комерційного видобутку, в Illzi Basin (Алжир), Ghadames Basin (Туніс, Алжир, Західна Лівія) та West Risha (Йорданія). Марокко й Західний Алжир теж мають чималий потенціал сланцевого газу, проте він характеризується високими комерційними ризиками.

Щодо ПАР, то за даними KPMG's Global Energy Institute, у Південній Африці оцінені запаси сланцевого газу становлять 7,3 % від розвіданих світових. Нещодавно були знайдені великі ресурси сланцевого газу в басейні Карру. Проте після активних протестів з боку громадськості та екологів уряд увів мораторій на “fracking” у Карру у квітні 2011 року [34].

У Аргентині найбільша енергетична компанія цієї держави YPF виявила на півдні країни родовище сланцевого газу із запасами близько 150 млрд м³. Загалом аналітики оцінюють запаси газу в Аргентині приблизно в 500 млрд м³ [4].

У Росії, Бразилії, Колумбії, Венесуелі і, можливо, на Близькому Сході є величезні запаси сланцевого газу, але їх традиційні газові можливості настільки великі, що немає ніякої стратегічної необхідності проводити дослідження й ще менше причин розробляти високозатратні родовища сланцевого газу.

Україна, на думку експертів, має великі ресурси сланцевого газу. Зокрема дуже перспективними передбачаються ресурси сланцевих товщ Люблінського (Львівсько-Волинського) вугільного басейну.

Крім того, газоносність сланцевих товщ України пов'язана з відкладами менілітових сланців олігоцену Карпат, палеогенових сланців Бовтиської западини Українського щита (УЩ), верхньокрейдових – північно-східного схилу Українського щита (Ротмістрівський прояв), кайнозойських западин ДДЗ (Новодмитрівський та Пісочинський прояви), у нижньому сарматі та верхньому тортоні Волино-Подільської плити (Флоріанівський, Слобода-Савицький, Новоселівський, Михайлівський прояви), у верхньому протерозої прикордонної частини України та Молдови (Наславчинський прояв), у таврійській серії триас-юрських сланців Криму. До цього часу вони не оцінювалися й навіть не розглядалися як можливі джерела нетрадиційних вуглеводнів.

Газ щільних пісковиків. Пошук та освоєння родовищ газу щільних колекторів в умовах, коли з кожним роком можливості відкриття нових покладів традиційного газу звужуються, варто вважати важливим напрямом розвитку світової газової галузі. Разом з тим втілення в життя газодобувних проектів містить суттєві ризики, пов'язані з високою собівартістю розробки родовищ і ціновими коливаннями на ринку.

Газ щільних пісковиків (центральнобасейновий газ – basin-central gas; газ щільних пісковиків – tight gas sands) – газова суміш, що міститься в низькопористих і низькопроникних колекторах і сланцях. На відміну від традиційних газових ресурсів усіх типів, цей газ не пов'язаний з традиційними пастками, а перебуває у всій центральній та південній частині (у депресіях, улоговинах) нафтогазоносного басейну, займаючи великі площі (до 8 000 км²). У межах великих скупчень

такого газу наявні й звичайні газові поклади. Колектори газу ущільнених пісковиків та газу центральнобасейнового типу формуються так само, як і колектори традиційного газу, проте порода, яка насичується газом з материнських порід, має дуже низьку проникність. За робочим визначенням Міжнародного енергетичного агентства, газ ущільнених пісковиків – це газ колекторів, які не можуть бути розроблені за допомогою традиційних технологій вертикального буріння через слабкий дебіт. Зазвичай такі породи мають кращі порівняно із сланцями показники відбору газу, а отже й більшу концентрацію вуглеводнів на одиницю площі поверхні.

Серед газу щільних пісковиків виділяють:

- а) газ центральнобасейнового типу (англ. basin-central gas);
- б) газ щільних пісковиків (англ. tight gas sands).

Газ центральнобасейнового (ЦБ) типу – це природний газ, скупчення якого не пов'язані з традиційними структурними або літолого-стратиграфічними пастками, а займають центральні занурені частини нафтогазоносних басейнів (депресії, сідловини), мають регіональне й зональне поширення в межах басейну, переважно в ущільнених теригенних, глинистих та карбонатних породах. Колекторські властивості глибокозалегаючих ущільнених порід є, безумовно, вторинними.

Скупчення центральнобасейного газу принципово відрізняються від звичайних вуглеводневих родовищ. Вони займають центральні, найбільш занурені частини НГБ, поширені на великих площах, містять у собі й ділянки хороших колекторів, мають великі й дуже великі об'єми ресурсів газу, який генетично пов'язаний з породами, в яких він утворився та акумулювався. Тому прогноз ЦБ газу в нових регіонах необхідно пов'язувати з умовами його генерації та накопичення.

На сьогодні скупчення ЦБ газу розвідані й видобуваються в мезозойських басейнах Скелястих гір і палеозойських на Північноамериканській платформі. За закономірностями розміщення та особливо природою екранів для ЦБ газу ці дві групи НГБ відрізняються між собою. Палеозойські басейни на Північноамериканській платформі більш подібні до ДДЗ. Скупчення ЦБ газу розвідані в низці мезозойських басейнів Скелястих гір (Сан-Хуан, Грейт Грін-Рівер, Денвер, Уінта-Пайсенс, Західноканадському та ін.), хоча з ДДЗ мають менше подібних рис, ніж палеозойські, але вони також становлять інтерес для проведення аналогії стосовно проблеми ЦБ газу з нафтогазоносними басейнами України. За опублікованими матеріалами [6, 7, 15, 16, 21, 24–26, 31, 36, 37] ми проаналізували й визначили діагностичні ознаки для виділення скупчень газу центральнобасейнового типу.

Скупчення газу центральнобасейнового типу характеризуються такими діагностичними ознаками:

1. Скупчення ЦБ газу не пов'язані з традиційними структурними чи літолого-стратиграфічними локальними пастками, а займають центральні занурені частини нафтогазоносних басейнів (депресії, улоговини), мають регіональне й зональне поширення, займаючи великі площі (до 8000 км² і більше).

2. Колектори найчастіше складені пісковиками. Відрізняються такі колектори:

- а) прибережно-морські пластові (пісковики, алевроліти, карбонати) типи резервуарів, які добре реагують на гідророзрив;
- б) лінзоподібні, відкладені системою потоків (пісковики, алевроліти), в яких реакція на гідророзрив неоднозначна;
- в) мілкозалегаючі морські (пісковики, алевроліти, крейда, глинисті сланці).

Резервуари скупчень газу простежуються у вигляді поодиноких пластів або потужних (до 1000 м) переверстува-

них товщ. Нерідко спостерігається більше одного резервуара в межах одної площі. Видобувається газ на ділянках з поліпшеними колекторами, за термінологією американських спеціалістів у “sweet spots” (“солодких місцях”), але все ж таки переважно із застосуванням методів інтенсифікації.

За віком відкладів, які містять колектори, певних закономірностей не спостерігається, але в мезозойських нафтогазових басейнах (НГБ) вони частіше мають крейдовий вік, а в палеозойських – карбон.

3. Скупчення ЦБ газу поширені в щільних колекторах зі ступенем катагенезу порід (термальна зрілість) від 0,7 % R° (78 од. 10 R^a), тобто це верхи зони МК₂ (Г), згідно зі стадією катагенезу по вітриніту, або середина ГЗН (“нафтове вікно” за західною термінологією), і до 1,3 % R°(114 од. 10 R^a) і більше, тобто до головної зони газу (ГЗГ). Загалом найхарактерніша закономірність проявляється в тому, що в мезозойських НГБ центральнобасейнові скупчення розміщені в умовах головних зон нафти (ГЗН), а палеозойських – ГЗГ.

У басейнах без інверсії, де рівні термальної зрілості порід перебувають у рівновазі із сучасними температурами (тобто сучасні температури відповідають їх максимальним значенням), покрівля скупчень ЦБ газу збігається із сучасними температурами до 100 °С. Але більшість басейнів, особливо в Скелястих горах, через інверсії в рухах перебувають у термальній нерівновазі, і в них сучасна температура в покрівлі скупчення газу значно менше 100 °С.

4. Пористість змінюється від менше 5 до 25 %, переважно менше 5 % – у пісковиках, глинистих сланцях, карбонатах; проникність – переважно менше 0,1 мд, а загалом змінюється в інтервалі від 0,5·10⁻⁶ до 5·10⁻¹⁸ м² (у середньому 1·10⁻⁹–1·10⁻¹⁰ м²) (від 500 до 0,005 мд, у середньому 1,0–0,1 мд).

У скупченнях ЦБ газу виділяють два типи щільних колекторів:

- а) ті, які залегають на малих (до 1 220 м) глибинах і мають високу пористість і низьку проникність унаслідок того, що складені дрібними зернами, пористість їх первинна;

- б) низькопористі резервуари, що залегають на значних (понад 2000 м) глибинах і є щільними внаслідок діагенетичних і катагенетичних перетворень. Перший тип характерний для мезозойських басейнів, другий – для палеозойських [18].

Низькопористі резервуари майже завжди природно-тріщинуваті, а тріщинна проникність на порядок вища, ніж самої материнської породи. Обидва типи щільних резервуарів характеризуються високим капілярним тиском. До низькопористого типу належать прибережно-морські та лінзоподібні резервуари, а до високопористого – мілкозалегаючі морські пластові резервуари.

5. Резервуари центральнобасейнового газу здебільше перебувають під аномальним тиском у зонах аномально високого пластового тиску (АВПТ) або аномально низького пластового тиску (АНПТ). У деяких басейнах можуть траплятися високі й низькі тиски разом.

6. Скупчення ЦБ газу характеризуються маловодністю продуктивної товщі; через низьку проникність порід газ не може переміщуватися внаслідок плавучості, тому скупчення його не мають традиційних газоводяних контактів і переважно розміщуються гіпсометрично нижче водонасиченого резервуара. У цьому разі верхні водонасичені резервуари відділяються від нижніх газонасичених щільними діагенетично та катагенетично перетвореними породами, а також по простяганню інтервалом газоводонасичених порід (до 600 м).

7. Екрани скупчень ЦБ газу здебільшого не пов'язані з літолого-стратиграфічними границями, а зумовлені поєднанням капілярних сил з чинниками катагенетичних (вторинних) процесів, що вплинули на фільтраційно-емнісні властивості порід, особливо це стосується верхнього екрана. Нижній екран частіше підпорядкований літологічним границям. Катагенетичні екрани, під якими розвинуті вторинно-порово-тріщинні або тільки тріщинні колектори, поширені в палеозойських басейнах, а капілярні – у мезозойських.

8. За поверхню поширення скупчення ЦБ газу американські геологи звичайно приймають гіпсометрію поверхні АВПТ (або АНПТ). У разі коли для цього немає достатніх даних рекомендують використовувати катагенетичний критерій. При рівні термальної зрілості 0,8–0,9 % R^o (зона МК₂) у породах з низькою проникністю і вмістом C_{орг} у 1,5 % спостерігається збіжність покрівлі газового скупчення ЦБ типу з поверхнею АВПТ. Зважаючи на це, американські геологи рекомендують використовувати в такому разі поверхню порід, перетворених до стадії катагенезу 0,85–0,9 % R^o (низи зони МК₂). У палеозойських басейнах такої збіжності не простежується, тому постає питання про використання іншого (температурного) критерію для визначення поверхні скупчення ЦБ газу.

Глибина поверхні залягання ЦБ газу в басейнах США та Канади змінюється від 305 до 4575 м, у зонах АВПТ глибина звичайно понад 2000–3000 м, а в зонах АНПТ – менше 800 м. Спостерігається також менша глибина залягання цієї поверхні в мезозойських НГБ порівняно з палеозойськими.

9. Після визначення на основі вищезазначених діагностичних ознак просторового розміщення газового скупчення ЦБ типу в регіональному (зональному) плані настає другий етап вирішення цієї проблеми – пошуки ділянок поліпшених колекторів, з яких при менших витратах можна отримати промислові припливи газу, тобто пошуки "sweet spots." Насамперед американські спеціалісти рекомендують їх виділяти у верхніх 300–400 м газового скупчення, де більш імовірно, ніж у глибоких горизонтах, відшукати ліпші колектори.

Виділяють два типи "солодких місць" – седиментаційний і структурний. Седиментаційний – це морські бари, руслові піщані тіла, дельтові відклади та ін., де, найімовірніше, колектори підвищеної пористості й проникності. Для цього використовуються керни свердловин, каротажні та сейсмічні дані. "Солодкі місця" структурного типу – це ділянки підвищеної тріщинуватості порід, зумовлені розривоутворенням, вони здатні забезпечити підвищені припливи газу до свердловин. Ці ділянки визначаються за результатами аналізу розривних порушень і складчастості.

Найсприятливішою умовою виконання другої стадії прогнозу скупчень ЦБ газу є виявлення ділянок з поєднанням на одній площі седиментаційних і структурних "солодких місць" – колекторів.

10. Випробування свердловин і видобуток газу із щільних колекторів, виходячи з американського досвіду, майже завжди потребують інтенсифікації припливів. Найчастіше це гідророзрив пластів, для чого там розроблені спеціальні технології, щоправда, лише до глибини 4500 м. Крім того, у зв'язку з тим, що природні тріщини найчастіше мають вертикальний напрямок, використовується буріння похилих і горизонтальних свердловин.

Ні один з наведених вище критеріїв (діагностичних ознак виділення скупчень ЦБ газу) не є універсальним і визначальним. Для умов України вони потребують доповнення й уточнення.

Метановий газ вугільних родовищ. На сьогодні у світі вугільні пласти розглядають як нетрадиційні колектори газу.

Метан вугільних родовищ оцінюють не лише як супутню корисну копалину, яка міститься у вугільних пластах і вмісних породах, але й як окрему корисну копалину, видобування якої можливе в економічно доцільних об'ємах за умови застосування гідралічного розриву пласта [22]. Вугленосні формації – значні джерела й місця скупчення метану в земній корі. Газова суміш, яка супроводжує вугільні пласти й вмісні породи, міститься у вугленосних відкладах і формується внаслідок біохімічних і фізичних процесів перетворення рослинного матеріалу на вугілля. Уміст газу у вугіллі залежить від глибини залягання пластів, ступеня метаморфізму вугілля, умов залягання (структури) та багатьох інших чинників. У вугільних пластах метан утримується в трьох станах: вільному, сорбованому та розчиненому (у воді). Більша його частина (понад 88 %), сорбована вугіллем, зосереджена в пластах і розсіяна в масиві порід; близько 10 % перебуває у вільному стані, заповнюючи пори й тріщини; близько 2 % розчинено у воді. Нерозвантажений від гірського тиску вугільний пласт являє собою природну, слабопроникну систему, що має замкнуті між собою пори і є газоносним, погано фільтруючим середовищем.

Реальні успіхи у видобуванні шахтного метану досягнуті в США. Промислове видобування шахтного метану розпочалося в цій країні в 1984 р., коли було отримано 280 млн м³ газу через 284 свердловини. До 1997 р. було пробурено вже 7300 свердловин, а об'єм видобування досяг 32 млрд м³, що становило 6 % загального об'єму споживання газу. У 2000 р. число пробурених свердловин досягло 8000, а об'єм видобування становив 35 млрд м³. Основна частина газу, що видобувається на вугільних родовищах США, отримується завдяки застосування методів інтенсифікації припливу газу у свердловини, зокрема методу гідророзриву пластів. Водночас з полів діючих шахт видобувається й використовується 1,8 млрд м³. Загальні запаси шахтного метану в США за останніми даними оцінюються в 27 трлн м³, а видобувні за різними оцінками становлять від 1,35 до 3,8 трлн м³.

Перші повідомлення про виділення газу під час розробки вугільних пластів у Донбасі відомі з 1878 року. У 1888 році видатний учений Д. І. Менделєєв уперше виконав хімічний аналіз двох проб газу, який виділявся з тріщин пласта кам'яного вугілля Макіївського рудника (нині це шахта "Капітальна"). Аналіз проб показав наявність у них горючих газів: метану (13,5–20,5 %) та водню (5,8–7,5 %) [5].

Геологічні прогнозні запаси метану у Великому Донбасі (Складчастий Донбас разом з ДДЗ), генераторами якого є тільки катагенезовані карбонові вугленосні товщі, перевищують 20 трлн м³. Довугленосні товщі потужністю в кілька тисяч метрів складені карбонатами, чорно- та сіроколірними формаціями, а також графітоносні метаморфічні товщі при високих термобаричних режимах здатні продукувати значні додаткові кількості вуглеводнів. Крім того, глибинні магмогідротермально-метасоматичні процеси створюють свої потужні воднево-вуглеводневі підтоки у верствуваті верхні частини літосфери по зонах розуцільнення та ін'єктивних дислокацій.

На сьогодні основні запаси вуглеводнів (насамперед газу) у Великому Донбасі, зокрема і в Складчастому Донбасі, не оцінені й залишаються недостатньо вивченими для подальшого видобутку.

Бітумінозні піски. Бітумінозні піски – це горюча корисна копалина, органічна частина якої складена природним бітумом [23]. Бітумінозні піски складаються із суміші піску, сирові

нафти та води, інакше кажучи, це породи, насичені нафтою або іншими бітумами.

Природні бітуми – органічні речовини (дистиляційні рештки нафти, вугілля), що розчиняються в органічних розчинниках (сірковуглець, бензол, спирт та ін.). Залягають у надрах у твердому, в'язкому та в'язко-пластичному стані. З генетичного погляду до природних бітумів належать нафта, природні горючі гази, газовий конденсат, а також природні похідні нафти (мальти, асфальти, асфальтити, керити, гумінокерити, озокерити, антраксоліти) та їх аналоги – нафтоїди. Природні бітуми складаються з високомолекулярних вуглеводнів і гетероатомних (кисневих, сірчистих, азотистих, металовмісних) сполук.

Фізико-хімічні властивості природних бітумів такі: консистенція – від в'язкорідких (мальти) до пухких (гумінокерити); густина відповідно 0,965; 1,5 г/см³; температура розм'яшення від 35 °С (мальти) до неплавких (керити, антраксоліти, гумінокерити); розчинність у хлороформі від 100 % (мальти, асфальти) до нерозчинних (антраксоліти).

Основні запаси природних бітумів приурочені до монокліналей (рис. 4). Родовища розміщуються на зовнішніх бортах мезозой-кайнозойських крайових прогинів, що прилягають до щитів і склепінь древніх платформ і розміщені в зоні дії активної інфільтрації. Родовища подібного типу утворилися в епохи інтенсивного підняття крайових антекліз, коли створювалися умови для висхідної латеральної міграції нафти із суміжних прогинів та окиснення її сульфатами й киснем інфільтраційних вод [23].

Основні параметри нафтоносних пісків:

1. Мінеральний склад.
2. Петрофізичні характеристики (пористість, проникність, гранулометричний склад).
3. Тип нафти.
4. Геохімічний склад нафти.
5. В'язкість. В'язкість бітуму в пісках настільки велика, що у свою чергу впливає на динаміку флюїду. Отже, для вилучення бітуму з піску необхідно додати розчинник, щоб його розрідити.
6. Гідрофільність. Нафтові піски можуть бути змочені водою.

Гідрофільні піски характеризуються наявністю між піском і нафтою плівки води. Вони ефективніші для вилучення бітуму, бо в гідрофільній породі капілярний тиск у системі порода-вуглеводні-вода прагне не допустити переміщення вуглеводневого флюїду з крупнозернистих порід у дрібнозернисті, на контакт яких виникає певної сили капілярний бар'єр.

Олеофільні піски – це піски, в яких нафта перебуває в безпосередньому контакті із зернами піску. В олеофільних



Рис. 4. Схематичне зображення розміщення скупчення природних бітумів

породах простежується протилежна тенденція переміщення вуглеводнів, де під дією капілярного тиску вуглеводні проникають у найменші з можливих пустот, відбувається насичення вуглеводнями пор найменшого розміру, що ускладнює процес їх вилучення.

Для вилучення бітуму використовують буріння вертикальних і горизонтальних свердловин, за допомогою яких проводиться підземна обробка бітуму гарячим водяним паром.

Горючі сланці. Сланцева нафта. Горючі сланці – це глинисті, мергельні або вапнякові бітумні породи коричневого, бурого, шоколадного, темно-сірого, а інколи світло-жовтого кольорів, які розколюються на плитки. У свіжому вигляді ріжуться ножом та утворюють стружку. Легко запалюються від сірника. Під час горіння виділяють кіптяву з характерним запахом бітуму. Хімічний склад горючих сланців такий: вуглець – 60–75 %, водень – 6–10 %, кисень, азот, сірка – 14–20 %, решта – важкі метали та різні сполуки. Горючі сланці містять органічну речовину (кероген) у кількості від 10–15 до 60–80 %. Органічна речовина рівномірно поширена в переважаючій пелітовій масі. Горючі сланці належать до твердих каустобіолітів та є органо-мінеральним утворенням, які сформувалися у водних умовах.

Сланцева нафта – високов'язка сланцева смола з горючих сланців, яка потребує додаткової переробки для отримання звичайної нафти. Це нафта, яку видобувають з горючих сланців, але яка за властивостями (густина, в'язкість) дуже різниться від традиційної легкої нафти.

Під час підігріву сланців без доступу кисню утворюються рідкі й газоподібні вуглеводні (20–70 % від початкової маси). Рідкі вуглеводні являють собою сланцеве масло – смола, яка близька за складом до нафт.

Видобування нафти зі сланців – промисловий процес нетрадиційного видобування нафти. Видобутий з горючих сланців кероген перетворюють на сланцеву нафту із застосуванням піролізу, гідрогенізації або термічної обробки. Отримана сланцева нафта використовується як мазут або після очищення від сірчистих та азотних домішок і додавання водню як сировина для нафтопереробки.

Основні ресурси сланцевої нафти (24–25 трлн т сланцевої смоли) зосереджені в США (штати Колорадо, Юта, Вайомінг) і пов'язані з формацією Грін-Рівер. Великі поклади горючих сланців є в Бразилії, КНР, менші в Болгарії, Великобританії, Росії, ФРН, Франції, Іспанії, Австрії, Канаді, Австралії, Італії, Швеції, на території колишньої Югославії.

У межах України розміщене Бовтиське родовище горючих сланців.

Висновки

Ураховуючи необхідність зростання видобутку природного газу в Україні, актуальною проблемою є комплексне вивчення нафтогазоносних територій, насамперед нетрадиційних вуглеводневих покладів.

Для відкриття покладів сланцевого газу основним об'єктом досліджень варто вважати алевроліто-аргілітові трициноваті та сланцювато-аргілітові типи порід, зокрема товщі яких розміщені в нафтогазопродуктивному розрізі й розділяють поверхні нафтогазоносності.

За аналогією з поширенням центральнобасейнового газу в нафтогазоносних басейнах Північної Америки в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області відкриття покладів такого типу можна очікувати у відкладах з термальною зрілістю не нижче МК₁₂, тобто в ГЗН або ГЗГ (голов-

ні зони нафто- та газоутворення). Визначення генетичної відповідності традиційних скупчень газу вмісним відкладам нафтогазогенеруючих комплексів і дослідження умов накопичення центральнобасейнового та сланцевого газу сприятиме відкриттю покладів вуглеводнів нетрадиційного типу в цьому регіоні.

Геологічні запаси сорбованого у вугіллі газу та вільний газ у малопроникних пісковиках і сланцях міжвугільних товщ Донбасу потребують довивчення для комплексної оцінки метаносності та газовіддачі вуглепородних товщ на технічно досяжну глибину розкриття для подальшого переведення їх у видобувні. Зважаючи на наявність геологічних умов для вертикальних потоків з мантиї (“газових колон”) або зі зруйнованих інверсією вуглеводневих покладів, зон підвищеної тріщинуватості та відсутність надійних гідро- та газоекранів, можна прогнозувати поширення всередині кам’яновугільних товщ Донбасу покладів вуглеводнів різних типів і в різних резервуарах.

Загалом на основі сингенетичності геологічних умов формування нетрадиційних джерел вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині величина їх потенційних ресурсів має значно перевищувати загальну оцінку традиційних ресурсів по западині, яка становить 6,8 трлн м³ газу.

Дослідження історії та результатів геологопошукових і видобувних робіт як у світі, так і в Україні дає можливість визначити основні завдання для вирішення проблеми використання значного ресурсного потенціалу нетрадиційних вуглеводневих джерел нашої держави:

- збір, узагальнення та аналіз даних світових ресурсів вуглеводнів, пов’язаних з нетрадиційними покладами та резервуарами їх накопичення й збереження: геологічна будова басейнів та окремих родовищ, їх склад, літологічні особливості порід, технології розробки;
- геологічний і літолого-стратиграфічний аналіз потенційних структур і товщ;
- аналіз матеріалів буріння й геофізичних досліджень свердловин у межах цих структур;
- вивчення речовинного складу, петрофізичних, петрографічних, мінералогічних особливостей, їх систематизація та типізація як можливих газовмісних об’єктів;
- вивчення форми знаходження вуглеводнів, їх компонентного складу, ізотопії;
- аналіз можливостей геофізичних методів, зокрема 3D моделювання, для попередньої оцінки потенційного значення нетрадиційних джерел вуглеводнів;
- створення геолого-геохімічної моделі формування родовищ природного газу;
- розробка наукових засад оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів;
- геолого-економічна оцінка доцільності використання родовищ вуглеводнів для забезпечення енергетичних потреб держави;
- виявлення, підготовка та еколого-економічна оцінка першочергових об’єктів для проведення геологорозвідувальних робіт для відкриття родовищ;
- виконання пілотних проектів пошуку, розвідки та видобутку вуглеводнів на найпріоритетніших об’єктах;

В Україні питання пошуків, розвідки, отримання припливів газу з нетрадиційних джерел перебувають на стадії вивчення й розробок методик підготовки об’єктів. Для вирішення науково-практичних завдань пошуку, розвідки та видобування вуглеводнів такого типу, крім залучення фінансів, передових технологій та обладнання, необхідно забезпечити

грунтовний науковий підхід із залученням фахівців наукових і виробничих підприємств, оскільки подібні роботи є новими як для регіону, так і для держави.

ЛІТЕРАТУРА

1. Актуальні аспекти геології та геохімії сланцевого газу Волино-Поділля/Губич І., Крупський Ю., Лазарук Я., Сирота Т.//Геолог України. – 2012. – № 1–2. – С. 135–140.
2. *Бескровный Н. С.* Рациональные пути освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. – С.-Петербург, 1993. – 223 с.
3. Болгария вслед за Хорватией откажется от российского газа/[Електронний ресурс] <http://korrespondent.net/business/economics/1236825-bolgariya-vsled-za-horvatiej-otkazhetsya-ot-rossijskogo-gaza>
4. В Аргентине нашли крупное месторождение сланцевого газа/[Електронний ресурс] <http://www.rosbalt.ru/business/2010/12/09/798712.html>
5. Газосность угольных бассейнов и месторождений СССР: в 3-х томах. – М.: Недра, 1979. – 672 с.
6. *Кабшиев Ю. Б.* Закономерности генерации и прогноз скупчень газа центральнобасейнового типа в Дніпровсько-Донецькій западині//Дисертація на зд. канд. геол. наук. ІГН НАН України, 2002. – 183 с.
7. *Кабшиев Ю. Б.* Критерии выделения скопленных газов центральнобасейнового типа//Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона. – Симферополь: Вид. АГЕО, 1999. – С. 45–46.
8. *Лукин А. Е.* Палеобасейны эвксинского типа – мегаловушки сланцевого газа//Материалы Всероссийской конференции с международным участием “Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения.” – Москва: ГЕОС, 2013. – С. 148–151.
9. *Лукин А. Е.* О природе и перспективах газосности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли//Доповіді НАН України. – 2011. – № 3. – С. 114–123.
10. Леткі компоненти флюїдних включень у мінералах і закритих пор порід перспективно сланцевогазоносних комплексів палеозою Волино-Поділля/І. М. Наумко, І. М. Куровець та ін.//Доповіді НАН України. – 2013. – № 11. – С. 116–123.
11. Методика оцінки ресурсів родовищ природних горючих газів: сланцевих товщ, вугільних родовищ, центрально-басейнового типу/С. Ф. Литвинюк, В. І. Ловинюков, В. Г. Григіль, О.В. Сушко//Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин України та проблема надкористування (20 років ДКЗ): Зб. наук. пр. – Київ-Чернівці: Букрек, 2013. – С. 38–49.
12. Мінеральні ресурси та добувна промисловість Австрії/[Електронний ресурс] <http://resource.geolba.ac.at/GeologicTimeScale/>.
13. *Харкевич В.* Видобуток сланцевого газу на Олеській ділянці – загроза якості питних прісних і мінеральних підземних вод/В. Харкевич, Я. Місюра//Вісник Львів. університету. – 2011. – Вип. 25. – С. 88–104.
14. Asia’s first shale gas pool found near Durgapur/[Електронний ресурс] <http://timesofindia.indiatimes.com/business/india-business/Asia-first-shale-gas-pool-found-near-Durgapur/articleshow/7364812.cms>.
15. Atlas of major low-permeability sandstone gas reservoirs in the continental United States/S. P. Dutton, S. J. Clift, D. S. Hamilton, else – Austin Texas: 1993. – 460 p.
16. *Baskin D. K. Atomik H. C.* Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion//Bulletin AAPG. – 1997. – № 9. – P. 1415–1437.
17. Canada Oil-Shale Deposits. Reprint of: United States Geological Survey scientific Investigations Report 2005-5294 By John R. Dyni/[Електронний ресурс] <http://geology.com/usgs/oil-shale/canada-oil-shale.shtml>.
18. China may start shale gas production by 2015/[Електронний ресурс] <http://www.bloomberg.com/news/2011-04-14/china-may-start-shale-gas-production-by-2015-ministry-says-1.html>.
19. Europe Won’t Match U.S. Shale Boom Soon to Gazprom’s Relief/[Електронний ресурс] <http://yandex.ru/yandsearch?clid=160096&text=+Europe+Won%E2%80%99t+Match+U.S.+Shale+Boom+Soon+to+Gazprom%E2%80%99s+Relief>.
20. Explorers target shale gas for Australia’s next energy boom/[Електронний ресурс] <http://www.theaustralian.com.au/archive/business-old/explorers-target-shale-gas-for-australias-next-energy-boom/story-e6f9gef-1225858745153>.

21. Estimates of gas resources in overpressured low-permeability cretaceous and tertiary sandstone reservoirs, Greater Green River basin, Wyoming, Colorado, and Utah/B. E. Law, C. W. Spenser, R. R. Charpentier, R. A. Crovelli, else -J. L. Eisert ed./Gas resources of Wyoming: Wyoming Geological Association Field Conference, 40th, Casper, Wyo. – 1989. – Guidebook. – P. 39–62.
22. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf.
23. Impacts and Mitigations of In Situ Bitumen Production from Alberta Oil Sands Neil Edmunds, P.Eng. V.P. Enhanced Oil Recovery Laricina Energy Ltd. Calgary, Alberta Submission to the XXIst World Energy Congress Montréal 2010.
24. Law B. E., Spencer C. W. Gas in tight reservoirs - an emerging major source of energy//The future of energy gases. -US Government Printing office, Washington: – 1993. – P. 233–252.
25. Masters I. A. Deep Basin gas trap Western Canada//AAPG Bulletin. – 1979. – Vol. 63. – № 2. – P. 152–186.
26. Megacompartiment Complex in the Anadarko Basin: a Completely Sealed Overpressured Phenomenon/Z. Al-Shaieb, J. O. Puckette, A. A. Abdalla, P. B. Ely –AAPG Memoir 61 “Compartment and seals” – 1994. – P. 55–68.
27. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer Work Performed Under DE-FG26-04NT15455 Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, Prepared by Ground Water Protection Council Oklahoma City, OK 73142 405-516-4972 www.gwpc.org, and ALL Consulting Tulsa, OK 74119 918-382-7581. www.all-llc.com/. April 2009. – 116 p.
28. Paul Stevens. The ‘Shale Gas Revolution’: Hype and Reality/[Електронний ресурс]/<http://www.unioviado.es/catedrahunosa/archivos/gasL7.pdf>.
29. Pawel Poprawa. Potencjal występowania złoży gazu ziemnego w lupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim//Przegląd Geologiczny. – Vol. 58. – № 3. – 2010. – P. 226–249.
30. Polska potęga w lupkach? Agnieszka Lakoma, Jakub Kurasz 12-04-2011/[Електронний ресурс]/<http://prostoroologia.forbb.org.ua/viewtopic.php?id=208>.
31. Rice D. D., Threlkeld C. N., Vuletich A. K. Characterisation and origin of natural gases of the Anadarko basin//Anadarko basin symposium. – The University of Oklahoma, 1989. – P. 47–52.
32. Realm Energy Announces Shale Concessions in Spain/[Електронний ресурс]/<http://realm-energy.com/realm-energy-announces-shale-concessions-in-spain.htm>.
33. Shale Gas Potential of Selected Countries in Europe, North Africa and the Near East By Jessica Hill & Stewart Whiteley/[Електронний ресурс]/<http://www.findingpetroleum.com/files/event10/petrenel.pdf>.
34. Shale gas – opportunities and concerns/[Електронний ресурс]/<http://www.kpmg.com/za/en/issuesandinsights/articlespublications/managementconsulting/pages/shale-gas-opportunities-and-concerns.aspx?m=weekly.com>.
35. Shale gas investigations in Denmark: Lower Palaeozoic shales on Bornholm/http://www.geus.dk/publications/bull/nr23_p09-12.pdf.
36. Schmoker J. W. Thermal maturity of the Anadarko basin//Oklahoma Geol. Survey Circular 90. – 1989. – P. 25–31.
37. Three levels of compartmentation Within the overpressured interval of the Anadarko basin/Z. Al-Shaieb, J. O. Puckette, A. A. Abdalla, P. B. Ely/AAPG Memoir 61 “Compartments and seals” – 1994. – P. 69–83.
38. The shale frenzy comes to Europe/[Електронний ресурс]/<http://www.epmag.com/Magazine/2010/3/item53280.php>.
39. Understanding Canadian Shale Gas – Energy Brief/[Електронний ресурс]/<http://www.nebone.gc.ca/clfnsi/rnrgynff/mtn/nrgyprpt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-eng.html>.
40. Where the European shale gas plays are/[Електронний ресурс]/<http://blogs.ft.com/energysource/2010/03/12/where-the-european-shale-gas-plays-are/>.
3. Bulgaria after Croatia will refuse of the Russian gas/<http://korrespondent.net/business/economics/1236825-bolgariya-vsled-za-horvatie-jokazhetsya-ot-rossijskogo-gaza>
4. The large deposit of shale gas were found in Argentina/<http://www.rosbalt.ru/business/2010/12/09/798712.html>
5. Gas bearing of coal basins and deposits of the USSR: in 3 vol. – Moskva: Nedra, 1979. – 672 p. (In Russian).
6. Kabyshev Yu. Patterns of basin-central gas generation and accumulations prognosis in the Dnieper-Donetsk depression//Dysertatsiya na zdobuttya kand. geol. nauk. IGN NAN Ukrayiny, 2002. – 183 p. (In Ukrainian).
7. Kabyshev Yu. Criteria for identifying of basin-central gas accumulation//Tektonika i neftegazonosnost Azovo-Chernomorskoho regiona. – Simferopol, 1999. – P. 45–46. (In Russian).
8. Lukin A. Paleobasins of Evksinski type – megatraps of the shale gas//Materialy Vserossiyskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiyem “Netraditsionnye resursy uglevodorodov: rasprostranenie, genesis, prognozy, perspektivy osvoeniya” – Moskva: GEOS, 2013. – P. 148–151. (In Russian).
9. Lukin A. About gas nature and prospects of low-permeability rocks of Earth sedimentary shell//Dopovidi NAN Ukrainy. – 2011. – № 3. – P. 114–123. (In Russian).
10. Naumko I., Kurovets I. et. al. Volatile components of fluid inclusions in minerals and rocks closed pores of the promising gas shale Paleozoic complexes of the Volyno-Podillya//Dopovidi NAN Ukrainy. – 2013. – № 11. – P. 116–123. (In Ukrainian).
11. Lytvynuk S., Lovynyukov V., Hryhil V., Sushko O. Valuation method of the natural combustible gases resources: shale gas, coal bed methane, basin-central gas//Geologo-ekonomichna otsinka rodovysch korysnykh kopalyn Ukrainy ta problema nadrokorystuvannya (20 rokiv DKZ). Zbirnyk nauk. prats. –Kyiv-Chernivtsi: Bukrek, 2013. – P. 38–49. (In Ukrainian).
12. Austria mineral resources and mining industry/<http://resource.geolba.ac.at/GeologicTimeScale/>
13. Kharkevych V., Misiura Ya. Extraction of shale gas on the Oles'k area is a threat to the quality of drinking fresh and mineral groundwater//Visnyk Lvivskoho universytetu. – 2011. – Iss. 25. – P. 88–104. (In Ukrainian).
14. Asia's first shale gas pool found near Durgapur/[Електронний ресурс]/<http://timesofindia.indiatimes.com/business/india-business/Asia-first-shale-gas-pool-found-near-Durgapur/articleshow/7364812.cms>.
15. Atlas of major low-permeability sandstone gas reservoirs in the continental United States/S. P. Dutton, S. J. Clift, D. S. Hamilton, else – Austin Texas: – 1993. – 460 p.
16. Baskin D. K. Atomik H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion//Bulletin AAPG. – 1997. – № 9. – P. 1415–1437.
17. Canada Oil-Shale Deposits. Reprint of: United States Geological Survey scientific Investigations Report 2005-5294 By John R. Dyni/[Електронний ресурс] <http://geology.com/usgs/oil-shale/canada-oil-shale.shtml>.
18. China may start shale gas production by 2015/[Електронний ресурс]/<http://www.bloomberg.com/news/2011-04-14/china-may-start-shale-gas-production-by-2015-ministry-says-1.html>.
19. Europe Won't Match U.S. Shale Boom Soon to Gazprom's Relief/[Електронний ресурс]/<http://yandex.ru/yandsearch?clid=160096&text=.+Europe+Won%E2%80%99t+Match+U.S.+Shale+Boom+Soon+to+Gazprom%E2%80%99s+Relief>.
20. Explorers target shale gas for Australia's next energy boom/[Електронний ресурс]/<http://www.theaustralian.com.au/archive/business-old/explorers-target-shale-gas-for-australias-next-energy-boom/story-e6frg9ef-1225858745153>.
21. Estimates of gas resources in overpressured low-permeability cretaceous and tertiary sandstone reservoirs, Greater Green River basin, Wyoming, Colorado, and Utah/B. E. Law, C. W. Spenser, R. R. Charpentier, R. A. Crovelli, else -J. L. Eisert ed./Gas resources of Wyoming: Wyoming Geological Association Field Conference, 40th, Casper, Wyo. – 1989. – Guidebook. – P. 39–62.
22. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf.
23. Impacts and Mitigations of In Situ Bitumen Production from Alberta Oil Sands Neil Edmunds, P.Eng. V.P. Enhanced Oil Recovery Laricina Energy Ltd. Calgary, Alberta Submission to the XXIst World Energy Congress Montréal 2010.

REFERENCES

1. Gubych I., Krupskiy Yu., Lazaruk Ya., Syrota T. Actual aspects of shale gas geology and geochemistry of the Volyno-Podillya//Geolog Ukrainy. – 2012. – № 1–2. – P. 135–140. (In Ukrainian).
2. Bezkrivnyi N. Rational ways of conventional and unconventional hydrocarbon resources development. – Sankt-Peterburg, 1993. – 223 p. (In Russian).

ina Energy Ltd. Calgary, Alberta Submission to the XXIst World Energy Congress Montréal 2010.

24. Law B. E., Spencer C. W. Gas in tight reservoirs - an emerging major source of energy//The future of energy gases. -US Government Printing office. - Washington. - 1993. - P. 233-252.

25. Masters I. A. Deep Basin gas trap Western Canada//AAPG Bulletin. - 1979. - Vol. 63. - № 2. - P. 152-186.

26. Megacompartiment Complex in the Anadarko Basin: a Completely Sealed Overpressured Phenomenon/Z. Al-Shaieb, J. O. Puckette, A. A. Abdalla, P. B. Ely -AAPG Memoir 61 "Compartment and seals" - 1994. - P. 55-68.

27. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer Work Performed Under DE-FG26-04NT15455 Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, Prepared by Ground Water Protection Council Oklahoma City, OK 73142 405-516-4972 www.gwpc.org, and ALL Consulting Tulsa, OK 74119 918-382-7581. www.all-llc.com/. April 2009. - 116 p.

28. Paul Stevens. The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality/[Електронний ресурс]/http://www.unioviiedo.es/catedrahusosa/archivos/gasL7.pdf.

29. Pawel Poprawa. Potencjal występowania złoz gazu ziemnego w lupkach dolnego paleozoiku w basenie baltyckim i lubelsko-podlaskim//Przegląd Geologiczny. - Vol. 58. - № 3. - 2010. - P. 226-249.

30. Polska potega w lupkach? Agnieszka Lakoma, Jakub Kurasz 12-04-2011/[Електронний ресурс]/http://prostorologia.forbb.org.ua/view-topic.php?id=208.

31. Rice D. D., Threlkeld C. N., Vuletich A. K. Characterisation and origin of natural gases of the Anadarko basin//Anadarko basin symposium. - The University of Oklahoma, 1989. - P. 47-52.

32. Realm Energy Announces Shale Concessions in Spain/[Електронний ресурс]/http://realm-energy.com/realm-energy-announces-shale-concessions-in-spain.htm.

33. Shale Gas Potential of Selected Countries in Europe, North Africa and the Near East By Jessica Hill & Stewart Whiteley/[Електронний ресурс]/http://www.findingpetroleum.com/files/event10/petrenel.pdf.

34. Shale gas - opportunities and concerns/[Електронний ресурс]/http://www.kpmg.com/za/en/issuesandinsights/articlespublications/managementconsulting/pages/shale-gas-opportunities-and-concerns.aspx-mining wwweekly.com.

35. Shale gas investigations in Denmark: Lower Palaeozoic shales on Bornholmhttp://www.geus.dk/publications/bull/nr23_p09-12.pdf.

36. Schmoker J. W. Thermal maturity of the Anadarko basin//Oklahoma Geol. Survey Circular 90, 1989. -P. 25-31.

37. Three levels of compartmentation Within the overpressured interval of the Anadarko basin/Z. Al-Shaieb, J. O. Puckette, A. A. Abdalla, P. B. Ely/AAPG Memoir 61 "Compartments and seals";1994. - P. 69-83.

38. The shale frenzy comes to Europe/[Електронний ресурс]/http://www.epmag.com/Magazine/2010/3/item53280.php.

39. Understanding Canadian Shale Gas - Energy Brief/[Електронний ресурс]/http://www.nebone.gc.ca/clfnsi/rnrgynff/mtn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-eng.html.

40. Where the European shale gas plays are/[Електронний ресурс]/http://blogs.ft.com/energysource/2010/03/12/where-the-european-shale-gas-plays-are/.

Рукопис отримано 8.12.2014.

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ

З метою подальшого підвищення наукового рейтингу журналу та його дописувачів варто звернути увагу на таке:

Обсяг анотації англійською мовою разом з назвою статті, ініціалами та прізвищами всіх авторів має містити мінімум 1000 знаків.

Вимоги до анотацій англійською мовою: інформативність (відсутність загальних слів); змістовність (відображення основного змісту статті та результатів досліджень); застосування термінології, характерної для іноземних спеціальних текстів; єдність термінології в межах анотації; відсутність повторення відомостей, що містяться в заголовку статті.

Прізвища авторів статей надаються в одній з прийнятих міжнародних систем транслітерації (з української — відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України № 55 від 27.01.2010 "Про впорядкування транслітерації українського алфавіту латиницею", з російської — відповідно до "Системы транслитерации Библиотеки конгресса США"). Зазначення прізвища в різних системах транслітерації призводить до дублювання профілів (ідентифікаторів) автора в базі даних (профіль створюється автоматично в разі збігу його даних по двох публікаціях).

Для повного й коректного створення профілю автора дуже важливо наводити місце його роботи. Дані про публікації автора використовуються для отримання повної інформації щодо наукової діяльності організацій і загалом країни. Застосування в статті офіційної, без скорочень, назви організації англійською мовою запобігатиме втраті статей у системі аналізу організацій та авторів. Бажано вказувати в назві організації її відомство за належністю.

В аналітичній системі SCOPUS потрібні пристатейні списки використаної літератури латиницею. Можливості SCOPUS дають змогу проводити такі дослідження: за посиланнями оцінювати значення визнання робіт конкретних авторів, науковий рівень журналів, організацій і країн загалом, визначати актуальність наукових напрямів і проблем. Стаття з представленим списком літератури демонструє професійний кругозір та якісний рівень досліджень її авторів.

Правильний опис джерел, на які посилаються автори, є запорукою того, що цитовану публікацію буде враховано в процесі оцінювання наукової діяльності її авторів, а отже, й організації, регіону, країни. За цитуванням журналу визначається його науковий рівень, авторитетність тощо. Тому найважливішими складовими в бібліографічних посиланнях є прізвища авторів і назви журналів. В опис статті треба вносити всіх авторів, не скорочуючи їх кількості.

Для українсько- та російськомовних статей з журналів, збірників, матеріалів конференцій структура бібліографічного опису така: автори (транслітерація), переклад назви статті англійською мовою, назва джерела (транслітерація), вихідні дані, в дужках — мова оригіналу.

Список використаної літератури (References) для SCOPUS та інших закордонних баз даних наводиться повністю окремим блоком, повторюючи список літератури до українсько- та російськомовної частини, незалежно від того, містяться в ньому чи ні іноземні джерела. Якщо в списку є посилання на іноземні публікації, вони повністю повторюються в списку, який створюється в латинському алфавіті.

Подання рукопису статті до редакції супроводжується підписами авторів.