

СУЧАСНІ ПОГЛЯДИ НА ТЕОРІЮ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ

Є.В. Устенко, В.Д. Петруняк, С.А. Вижва

*Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
м. Київ, Україна*

Моделювання вуглеводневих систем є одним з найефективніших методів прогнозування перспективності нафтогазоносності. Теорія ґрунтується на аналізі 5 ключових елементів – поширенні порід-покришок, колекторів, пасток, нафтоматеринських порід та часу осадонагромадження, і, як наслідок, формування покладів вуглеводнів. Проаналізовано основні етапи становлення теорії та основні елементи, що необхідні для побудови моделі.

Ключові слова: вуглеводнева система, моделювання, геологія нафти і газу, кероген, колектор, покришка, пастка, історія осадонагромадження.

Концепція вуглеводневих систем уперше була представлена в 1987 р. на конференції AAPG у Лос-Анджелесі. Першу монографію, в якій систематизовано напрацювання та сформовано теоретичну основу, було опубліковано в 1994 р. [Magoon, 1994]. З того часу концепція ВВС набула величезної популярності, ставши обов'язковим елементом дослідження родовищ нафти та газу у провідних світових компаніях, значно зросла кількість наукових публікацій, присвячених її дослідженню [Magoon, 2009], аналіз систем включено до програм освітніх курсів [Skalski, 2010].

При вивченні осадових басейнів ключову увагу приділяють стратиграфічним послідовностям та структурі осадових відкладів. Концепція вуглеводневих систем є узагальнюючою теорією, що поєднує всі елементи та процеси геології нафти і газу, описуючи генетичні зв'язки між активними нафтогазоматеринськими (надалі – материнськими) породами та накопиченням нафти і газу. На практиці її можна використовувати під час розвідки родовищ, оцінки ресурсів і в процесі наукових досліджень басейнів.

Ключовими елементами для утворення родовищ нафти та газу є материнська порода, породи-колектори, перекирвні породи-покришки та процеси, що приводять до утворення пасток і генерації–міграції–накопичення нафти. Всі ці елементи мають перебувати у просторовому і часовому співвідношенні для того, щоб могли утворитися родовища нафти і газу.

Материнські породи – це породи, які містять органічну речовину в достатній кількості, тому після нагромадження в осадовому басейні та нагрівання вони генеруватимуть вуглеводні (нафту та газ). Високим вмістом органічної речовини характеризуються зони із застійним водним режимом та високою продуктивністю рослинного і тваринного світу. Такими зонами можуть бути заболочені ділянки, багаті на поживні елементи прибережні зони, неглибокі моря та озера. Однак більшість органічної речовини, що накопичується в таких системах, переробляється протягом одного життєвого циклу. Для збереження органічної речовини вміст кисню в придонних водах має бути дуже низьким. Подібні умови можуть виникнути в разі появи занадто великої кількості органічної речовини або в середовищах, де погана циркуляція води зумовлює застійний режим.

Різні види органічної речовини приводять до утворення різних видів вуглеводнів. Органічна речовина, багата на м'які тканини, як у водоростей, спричинює утворення нафти із супутнім газом, тоді як деревина приводить до генерації лише газу. Втім газ може виділятися і з нафтогенеруючих порід, якщо під час нагромадження вони зазнають впливу високих температур [Gluyas, 2004].

Органічний матеріал накопичується у двох фракціях – розчинній у воді (бітумах) і нерозчинній (керогені). Кероген є найпоширенішою органічною речовиною на Землі, й часто цей термін використовують для назви різноманітних і складних систем, склад яких залежить від джерела накопичення органічної сировини.

Традиційно виділяють чотири типи керогену залежно від вмісту первісної органічної речовини.

Ліптиніт (тип 1) має велике співвідношення вмісту водню і вуглецю, але мале – кисню і вуглецю. Це переважно нафтогенеруючий тип, із значним відсотком вироблення (до 80 %). Він утворюється передусім з водоростей, багатих на ліпіди, що формуються в лагунних та озерних обстановках. Ліптиніт флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням.

Екзиніт (тип 2) має середні значення співвідношень водень/вуглець та кисень/вуглець. Цей тип генерує нафту і газ, вироблення становить 40–50 %. Джерелом утворення екзиніту є плівкові рештки рослин (спори, пилок, м'які тканини рослин), фітопланктон і бактеріальні мікроорганізми морських осадів. Екзиніт флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням.

Вітриніт (тип 3) має низький вміст водню та високий – кисню, генерує незначні об’єми вуглеводнів, переважно газу. Основним джерелом вітриніту є рештки вищих рослин, що знаходяться у вугіллі або вуглистих породах. Вітриніт не флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням, але має надзвичайно високу відбивну здатність на вищих стадіях дозрівання, а отже, його можна використовувати як індикатор ступеня зрілості материнської породи.

Інертиніт (тип 4) – продукт будь-якого з перелічених вище типів керогену, що не флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням. Він характеризується високим вмістом вуглецю і низьким – водню. Інертиніт не має значного потенціалу для генерації нафти та газу, за що одержав назву “мертвого вуглецю”.

Під впливом температури великі молекули керогену розпадаються на менші молекули рідких та газоподібних вуглеводнів.

Оскільки нафта і газ мають меншу густину, ніж вода, після міграції з нафтоматеринських порід вони починають підніматися по осадових породах під впливом сил плавучості доти, доки не досягнуть породи-покришки. Це, як правило, дрібнозернисті або кристалічні породи з дуже низькою проникністю. Типовими прикладами є глини та сланці, зцементовані вапняки, кременисті сланці, ангідрит і сіль (галіт). Багато нафтоматеринських порід водночас можуть бути і високоякісним покоришками. Покоришки для потоку вуглеводнів можуть утворюватися також уздовж зон тріщинуватості й розломів.

Наявність покоришок є дуже важливим фактором у формуванні родовищ нафти і газу. За відсутності покоришок вуглеводні продовжуватимуть підніматися доти, доки не досягнуть поверхні Землі, де під впливом поверхневих хімічних процесів, таких як діяльність бактерій, нафта буде зруйнована. Незважаючи на те що наявність покоришок є ключовим фактором родовища, жодна з них не є ідеальною – всі покоришки пропускають якусь частину вуглеводнів.

Під пасткою розуміють геометричний опис структури, в якій містяться нафта і газ. Нафта, що піднімається під впливом сил плавучості, не накопичуватиметься, якщо покоришка має синклінальне залягання. Вуглеводні продовжуватимуть мігрувати вздовж підшви цієї породи, доки не досягнуть межі, і тоді відбуватиметься міграція вгору. Однак якщо породи-покришки мають антиклінальне залягання, то пастка ловитиме всі вуглеводні, що до неї потраплятимуть.

Колектором вважають пористу та проникну породу, в якій накопичуються вуглеводні.

Розуміння часу міграції та його співвідношення з часом осадонагромадження є дуже важливим для аналізу родовищ нафти і газу. Якщо міграція нафти починається до утворення колекторів/покришок, то вуглеводні не зможуть накопичуватись. Якщо міграція проходить до того, як почалися структурні деформації і утворилися пастки, то вуглеводні не будуть накопичуватися. Для того щоб визначити, чи зможуть колектори, покришки та пастки захоплювати вуглеводні, що мігрують, необхідне чітке розуміння історії геологічного розвитку території.

Процес міграції вуглеводнів поділяють на три стадії:

- *первинна міграція* – вивільнення вуглеводнів з материнської породи;
- *вторинна міграція* – переміщення вуглеводнів від материнської породи до пастки;
- *третинна міграція* – просочування вуглеводнів на земну поверхню.

Кожен із зазначених вище елементів оцінюють окремо, але має однакову вагу. Якщо будь-який елемент відсутній (0), то родовище буде неперспективним. Якщо є всі елементи (1) – родовище міститиме економічно вигідні об’єми вуглеводнів. Отже, кожен із незалежних компонентів оцінюють за шкалою від нуля до одиниці (0 – 1,0).

Для кожного незалежного компонента потрібно оцінити декілька субкомпонентів (які також є незалежними). Наприклад, для оцінки пастки необхідна точна карта поширення порід-колекторів, властивості яких досліджують використовуючи основні геолого-геофізичні методики. Кожен із субкомпонентів, які репрезентують незалежний компонент – пастку, має бути оцінений за шкалою від 0 до 1,0

Дослідження вуглеводневих систем дає змогу ідентифікувати систему, розрахувати міру достовірності, відкартувати географічну, стратиграфічну та часову протяжність вуглеводневої системи. Основні компоненти, на які треба звертати увагу під час досліджень такі:

- геохімічна кореляція між складом вуглеводнів;
- геохімічна кореляція між складом вуглеводнів і материнських порід;
- історія осадонагромадження;
- картування ВВС;
- побудова розрізів вуглеводневих систем;
- побудова таблиць основних подій;

- побудова таблиць накопичення вуглеводнів;
- визначення якості генерації – акумуляції.

Першим кроком дослідження вуглеводневих систем є визначення їх наявності. Найпростіший спосіб – визначення наявності вуглеводнів (навіть дуже незначна кількість вуглеводнів є свідченням наявності вуглеводневої системи).

Другим кроком є визначення розміру вуглеводневої системи. Для цього поєднують генетично пов’язані прояви вуглеводнів з використанням геохімічних характеристик.

Наступний крок – визначення материнської породи за кореляційними зв’язками вуглеводні – материнська порода. Далі визначають поширення комплексу материнських порід, що відповідають за генетично пов’язані прояви вуглеводнів. Результатом є таблиця накопичень для визначення кількості вуглеводнів у вуглеводневій системі, а також колекторів, що міститимуть найбільшу кількість вуглеводневої сировини. Після виконання цих кроків вуглеводневій системі присвоюють назву [Allen, 2005; Галушкин, 2007; Бурлин, 2009].

У часовому просторі вуглеводневої системи є три аспекти: вік, критичний момент і час накопичення.

Під віком системи розуміють час, потрібний для процесів генерації–міграції–акумуляції вуглеводнів. Критичний момент – це час, що найкраще відображує генерацію, міграцію та акумуляцію вуглеводнів. Карти та розрізи, побудовані для критичного моменту, найкраще описують географічне і стратиграфічне простягання системи.

Час накопичення починається з процесів генерації–міграції–акумуляції і триває досі. Вона враховує всі зміни в накопиченні вуглеводнів протягом усього періоду. За цей час можуть відбутися реміграція, фізичний або біологічний розпад або повне руйнування вуглеводнів. Вуглеводні можуть ремігрувати (третинна міграція) і накопичитися в колекторах, що утворилися після формування вуглеводневої системи. Процеси реміграції виникають лише в разі інтенсивної тектонічної діяльності – складкоутворення, появи розломів, підняття блоків або ерозії. Якщо ж тектонічна активність є незначною, то третинної міграції не відбувається.

Географічне простягання вуглеводневої системи визначають за критичним моментом. Вона обмежується положенням материнських порід і всіх родовищ і проявів вуглеводнів, що пов’язані з певною материнською породою.

Стратиграфічне простягання – це інтервал літологічних одиниць, що оточують ключові елементи в межах географічного простягання вуглеводневої системи. Стратиграфічне простягання відображують на картах обстановок осадоагромадження та розрізах, побудованих на час критичного моменту [Magoon, 1994].

Сучасні системи моделювання і реконструкції геологічної обстановки. Для моделювання процесів генерації та міграції вуглеводнів в осадових басейнах, крім власне кількості вуглецю, найбільше значення мають температура і тиск (рис. 1, 2). На температурний режим басейну впливають різноманітні геологічні процеси протягом всієї історії басейну – його формування (геометрія басейну), осадоагромадження, ерозія відкладів, розломна тектоніка, процеси, пов’язані з ущільненням, теплоперенесенням і та рухом флюїдів.

Потенціал генерації вуглеводнів у багатьох басейнах є ключовим фактором перспективності потенційних пасток. Одним з інструментів, які використовують під час розвідки родовищ, є програми басейнового моделювання (рис. 3). Відносно прості методи пошуків і розвідки родовищ приводили до відкриття родовищ нафти та газу в структурних пастках. Багато цікавих площ, однак, характеризуються складною геологічною будовою, і для розвідки родовищ в цих регіонах потрібні складніші методики. Це зумовлює зростання інтересу до басейнового моделювання, застосування якого дає змогу враховувати складніші та комплексні геологічні процеси, що спричиняють генерацію та міграцію вуглеводнів. Розуміння процесів формування басейну підвищує якість передбачень особливостей його розвитку (рис. 4).

На сьогодні розроблено дві групи програмних продуктів для басейнового моделювання: а) програмні продукти, що вирішують окремі випадки моделювання басейнів; б) програмні продукти, орієнтовані на комплексне та однобічне моделювання.

До першої групи відносять програмні продукти BMT, TECMOD, систему “ГАЛО”, до другої – “PetroMod” компанії Schlumberger і “Temis Suite” компанії Veicip-Franlab.

У цій роботі для моделювання вуглеводневих систем використано програмний продукт PetroMod, розроблений німецькою компанією IES, яка з часом увійшла до складу компанії Schlumberger, запропонувавши одну з найпотужніших систем комплексного моделювання басейнів. PetroMod складається з 7 блоків – модулів для 1D, 2D та 3D моделюван-

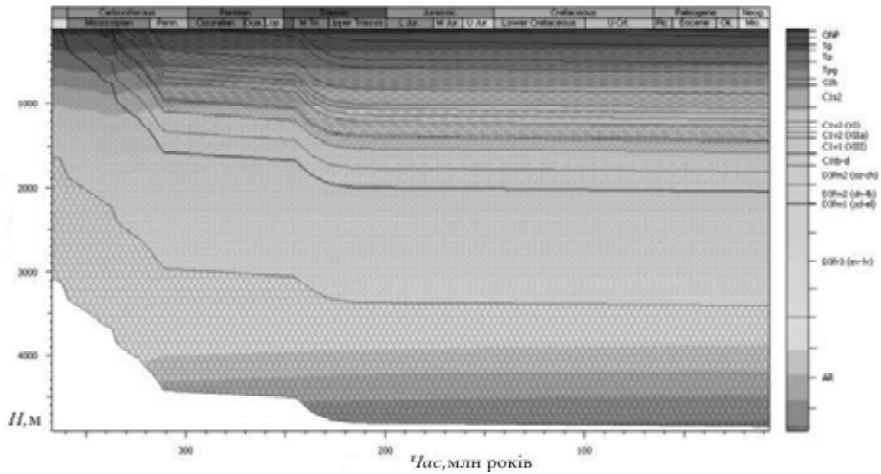


Рис. 1. Модель занурення осадового басейну

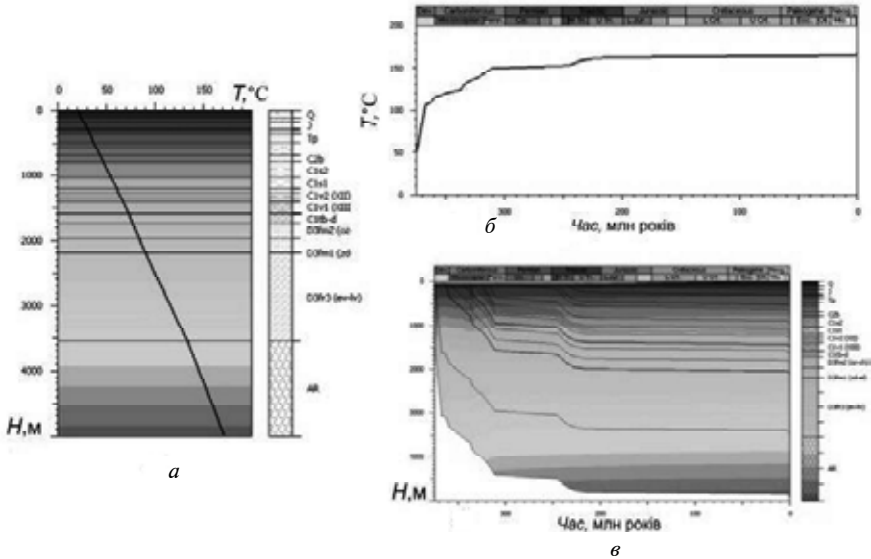


Рис. 2. Модель температурного режиму: а – температурний градієнт; б – модель зміни температурного градієнту з часом; в – модель зміни температурного режиму з глибиною та часом

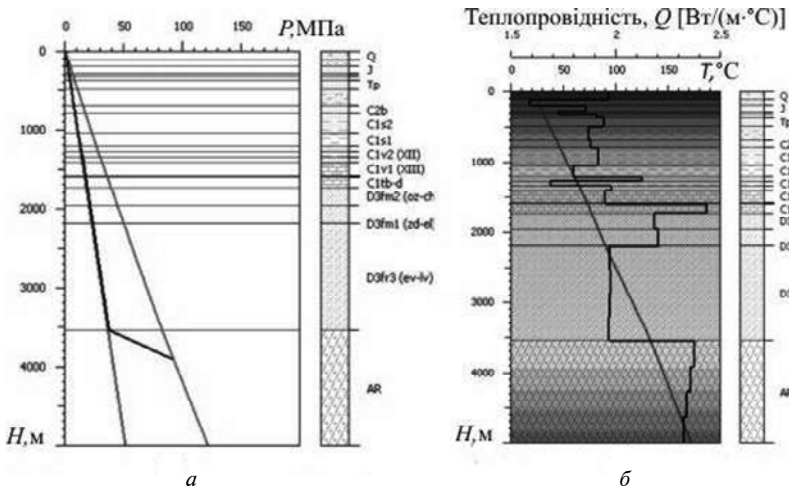


Рис. 3. Модель літостатичного, порового та гідростатичного тисків (а) і теплопровідності (б)

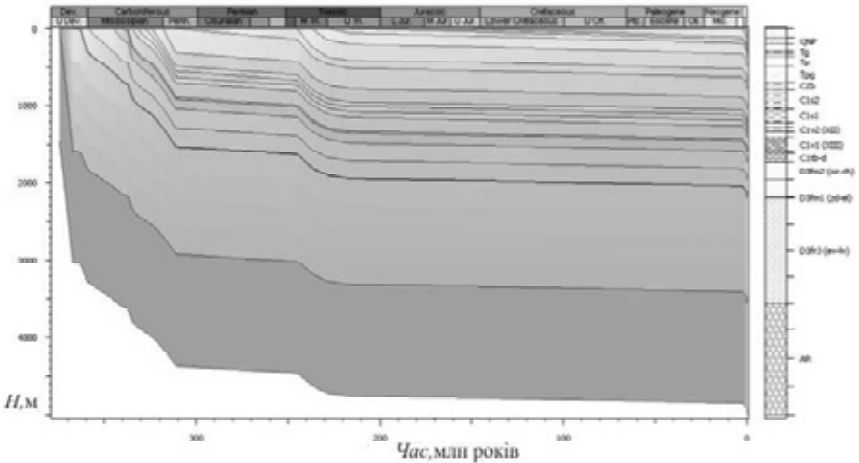


Рис. 4. Модель зміни пористості в басейні

ня, модулю аналізу ризиків Risk, модулю Petro і модулю редакторів вхідних даних Editors. Модуль для 1D моделювання використовують з метою моделювання історії осадонагромадження, температурного режиму, генерації вуглеводнів з нафтоматеринських порід на підставі даних свердловин. Ці моделі в подальшому також можна застосовувати для уточнення параметрів 3D моделей. 2D моделювання складається з чотирьох кроків – імпорт даних або оцифровка горизонтів, введення віку порід, розломної тектоніки і фаціальний розподіл; також враховують соляну тектоніку, ерозію тощо. Першим кроком побудови 3D моделі є імпорт карт горизонтів, задають інформацію щодо стратиграфії і літології тощо. Параметри 3D моделі можна корегувати з урахуванням попередніх 1D моделей. Модуль Petro містить додаткові застосування – аналіз кінетики, моделювання теплового потоку від фундаменту, майстер побудови звітів. Блок Editors містить декілька модулів, що дає змогу узагальнювати і систематизувати інформацію за фактичними даними, які використано у моделі (серед них інформація стосовно свердловин, літології, елементів вуглеводневої системи, геохімічні дані тощо).

Основні переваги пакету PetroMod: можливість моделювати широкий спектр геологічних процесів, що можуть привести до генерації вуглеводнів; моделювання процесів міграції вуглеводнів не за одним, а за декількома алгоритмами; урахування широкого спектра даних, інтерактивність.

1. *Бурлин Ю.К.* Бассейновый анализ / Ю.К. Бурлин, Г.Е. Яковлев – М.: Недра, 2009. – 74 с.
2. *Галушкин Ю.И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Науч. мир, 2007. – 456 с.
3. *Allen P.A.* Basin Analysis. – Oxford: Blackwell Science, 2005. – 550 с.
4. *Gluyas J.G.* Petroleum Geoscience. – Oxford: Blackwell Science, 2004. – 349 с.
5. *Magoon L.* History of the Petroleum System Concept // AAPG Hedberg Research Conference. – Napa, California, USA, 2009.
6. *Magoon L., Dow W.* The petroleum system. From source to trap. – AAPG, 1994.
7. *Skalskyi M., Gadiatskyi O., Miasoiedova I., Tsybul'skyi V., Ustenko I., Zamanska M.* Experience of geological and geophysical modeling of Merrimelia acreage (Cooper–Eromanga basin) as a part of Imperial Barrel Award program // II Всеукр. молодіжна конференція-школа "Сучасні проблеми геологічних наук". – К., 2010.

Современные взгляды на теорию углеводородных систем Е.В. Устенко, В.Д. Петруняк, С.А. Вижва

Моделирование углеводородных систем является одним из наиболее эффективных методов прогнозирования перспективности нефтегазоносности. Теория основывается на анализе 5 ключевых элементов – распространение пород-покрышек, коллекторов, ловушек, нефтематеринских пород и времени осадконакопления, и как следствие формирование залежей углеводородов. Проанализировано основные вехи становления теории, а также основные элементы необходимые для построения модели.

Ключевые слова: углеводородная система, моделирование, геология нефти и газа, кероген, коллектор, покрывка, ловушка, история осадконакопления.

Modern approach to the theory of hydrocarbon systems Ie.V. Ustenko, V.D. Petruniak, S.A. Vyzhva

Petroleum system modeling is one of the most effective methods of prediction oil or gas bearing strata. The theory is based on analysis of 5 key elements – distribution of seals, reservoirs, traps, source rocks and timing of sedimentation and burial of the basin, and as a result, formation of petroleum prospects. In the paper main milestones of the formation of theory and key elements required for creation of petroleum system model.

Keywords: petroleum system; modelling; petroleum geology; kerogen; reservoir; seal; trap; burial history.