

## ПІЗНАВАЛЬНІ АСПЕКТИ ВІЗУАЛІЗАЦІЇ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВОДОНАФТОГАЗОНОСНИХ НАДР У МІЖРЕПЕРНОМУ ПРОСТОРИ

© А.В. Хтема, В.М. Хтема, 2009

*Товариство з обмеженою відповідальністю “Феррекспо”, Київ, Україна  
Дочірнє підприємство “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”  
Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”, Київ, Україна*

“... у тумані нових, поки не вивчених явищ народжується нова загальна теорія формування покладів ВВ, яка, можливо, називатиметься енергетичною”.

*М.А. Єременко, 1984 р.*

The paper is the author's point of view on the capability of the problem solving in order to receive an additional content of geological-geophysical information using a paradigmatic model of the pulsing Universe. In the range of formal four-dimensional continuum, application capacities of mathematical methods are shown, which permit to improve informativity of geological log analysis. By means of structural-numerical modeling we received some information about the pattern of changes unknown before of filtration-capacitive characteristics in the range of water-oil-and-gas bearing layer.

### **Постановка проблеми та шляхи її вирішення.**

Узагальнення результатів “точкового” застосування комплексу “прямих” методів пошуків скупчень нафти і газу дало змогу обґрунтувати висновки про те, що створення та використання ефективнішої нафтогазопшукової технології потребує, крім зміни звичного способу дій, виходу за межі пізнавальних можливостей існуючих геолого-геофізичних матеріалів та принципово іншого інформаційного базису [1].

Передумовою появи принципово іншого інформаційного базису є вирішення проблеми отримання нових наукових фактів, під якими розуміють фіксацію результатів спостережень за наявністю того або іншого ефекту чи формалізованої ознаки. Разом з тим, як зауважив А.Ф. Зотов, “*науковий факт зазвичай є наслідком впливу таких теоретичних моментів: з одного боку, припущення щодо істотних характеристик об'єкта, що вивчається, а з іншого – припущення щодо переведення тих характеристик об'єкта, які нас цікавлять, у щось спостережуване*” (тут і далі курсив наш, цит. за: [2, с. 181]).

У свою чергу, необхідність створення та використання нової нафтогазопшукової технології спонукає і до розробки та впровадження інновацій [3], однією із причин появи яких, за І. Пригожиним, є “... консервативна поведінка наукових товариств, які наполегливо застосовують до природи одні і ті ж методи, одні і ті ж поняття,

завжди наштовхуючись на такий же наполегливий опір природи. І коли природа остаточно відмовляється відповідати на запропонованій їй мові, розпочинається криза...”.

Поява на межі тисячоліть не звичайної, а “*не-революційної системної кризи в науках про Землю*” [4], кожна з яких має свої власні методологічний базис, понятійний апарат та проблематику, прямо вказала на незадовільний стан саме в геології, яка тривалий час, посідаючи чільне місце серед наук про Землю, “... займається здебільшого такими процесами, за яких не тільки не були присутні ми, але і взагалі не була присутня жодна людина. Тому добування остаточних істин в останній інстанції пов'язане тут з *дуже великою працею, а результати її вкрай убогі*” [5, с. 85].

Гносеологічний потенціал зіставлення вищевказаних міркувань дає можливість зрозуміти, що *вкрай убогі результати дуже великої праці* можуть бути зумовлені тривіальним дефіцитом *теоретичних моментів*.

Зазначена обставина спонукає як до поглибленої структуризації наявних *теоретичних моментів* нафтогазопшукової геології – мультидисциплінарного виду діяльності, так і до переосмислення перспектив підвищення її наукового статусу. Останнє, а саме заміна статусу реципієнта на статус науки-донора, теж цілком можливе завдяки існуванню потужного джерела розвитку – визначального експерименту<sup>1</sup>, за яко-

<sup>1</sup> Науковий дослід націлений на виявлення проблеми.

го невідповідність між прогнозом нафтогазоносності (передбачення, не підтвердження якого засвідчує неправильність використаних геологічних *припущень*) та результатами буріння пошукової свердловини слугує мотиваційним “батоном”, що примушує, долаючи психологічний супротив, вносити постійні корективи у суб’єктивні уявлення. Тим самим невідворотно наближаючи їх до відтворення об’єкта пізнання таким, яким він існує поза свідомістю геолога-інтерпретатора<sup>2</sup>.

Якщо під системною кризою розуміти неможливість і нездатність системи у певний момент часу та надалі функціонувати в рамках існуючих умов без подальшої зміни або самої системи, або умов, у яких існує ця система, отримання додаткового інформаційного ресурсу за ustalеними межами потребує активізації пізнавальної діяльності на основі відповідного світосприйняття. У зв’язку з цим необхідно акцентувати увагу на тому, що криза в геології спостерігається на фоні здійснення значних обсягів інструментальних вимірювань тих чи інших петрофізичних властивостей зразків речовини та різноманітних параметрів геофізичних полів з метою подальшого їх геологічного узагальнення, у тім числі для обґрунтування напрямів пошукових робіт на нафту і газ. Ця історично сформована протягом майже століття інформаційна технологія дала змогу геологорозвідникам, які виступили в ролі експериментаторів, спорудити більше десятка тисяч глибоких свердловин, пробурити десятки мільйонів погонних метрів гірських порід і знайти декілька сотень родовищ вуглеводнів у межах Західного, Східного та Південного нафтогазоносних регіонів України.

Водночас застосування переважно індуктивного підходу призвело до нагромадження величезної кількості розрізаних відомостей і розпорошених цифрових масивів, перманентні спроби консолідації яких за допомогою вербального теоретизування, інтерпретаційних потуг та застосування засобів обчислювальної техніки в кінцевому підсумку спричинило, в умовах існування потужної доказової бази, появу “*високохудожніх фантазій*” [6] замість формалізованих нафтогазопошукових ознак. Тому за наявності дієвої парадигми способи подолання цього парадоксу, висвітленого завдячуючи працям Є.К. Лоссовського, мають бути у царині геоінформатики — єдиної дисципліни, на порядку денному якої стоїть “*наукова революція в геології*” (А.Є. Кулінкович, М.А. Якимчук).

Поява та розвиток геоінформатики, зокрема, обумовлені потребою геологічної спільноти, на нашу думку, переобтяженої “беззаконними” надбаннями ескізно-описового періоду, у високотехнологічній обробці цифрових геолого-геофізич-

них даних та отриманні, за допомогою реалізації ідеї механізації рутинної роботи, інтерпретаційного числового продукту з розширеними пізнавальними можливостями. За великим рахунком, йдеться про необхідність застосування переважно дедуктивного підходу до досліджень властивостей матерії (речовина+поле) та створення математичного робота, який за наперед заданими геологом-інтерпретатором *теоретичними моментами* із дотриманням строгих процедур поводження з даними, що породжені природними причинами, генеруватиме нову інформацію.

**Концептуальні засади.** Утворення Землі прийнято пов’язувати з конденсацією та диференціацією газопилоподібної речовини [7]. Проте загальновідомо, що, згідно з релятивістською теорією гравітації, яка об’єднала у струнку систему чотири фундаментальні поняття — час, простір, масу та енергію, вся без винятку реальність, яку ми спостерігаємо та вивчаємо, представлена сукупністю явищ — зовнішнього прояву безперервного руху самоорганізуючої матерії, зумовленого перетвореннями маси  $m$  в енергію  $E$  і навпаки, відповідно до формули А. Ейнштейна:

$$E = mc^2,$$

або

$$m = E/c^2,$$

або

$$c = (E/m)^{1/2}.$$

Відтворити картину гігантського за масштабами багатовимірного дійства — триєдиного колообігу в часопросторі маси, енергії та інформації, коли, за Г. Гегелем, “*змикається початок ( $t_0$ ) з кінцем ( $t_k$ )*”, неможливо. Втім це не заважає усвідомити те, що завдяки еквівалентності маси і енергії, шляхом енергомасоперенесення та енергомасообміну, відбуваються, зокрема, явище, що само себе називає *homo sapiens*, та явище, відоме під назвою “планета Земля”, середній радіус якої, за даними космічних досліджень НАСА, збільшується на  $2 \pm 0,8$  см/рік, а приріст маси оцінено у  $5,6 \cdot 10^{16}$  кг/рік [8].

Якщо сприймати речовину не як застиглу даність, відповідно до закону збереження енергії та маси, то з рис. 1 випливає те, що транспортування в межах Космосу енергії (маси) в напрямку від Сонця, яке внаслідок енерговиділення зменшує власну масу на кілька мільйонів тонн за секунду [9], до Землі відбувається переважно за допомогою світла. В свою чергу, світло, згідно із фундаментальним для теоретичної фізики поняттям квантової суперпозиції, коли функціонально єдиний об’єкт або система має одночасно кілька

<sup>2</sup> Йдеться не про фахову спеціалізацію, а про інтелект, здатний самостійно інтерпретувати геолого-геофізичні дані та самокритично оцінювати результати власної діяльності.

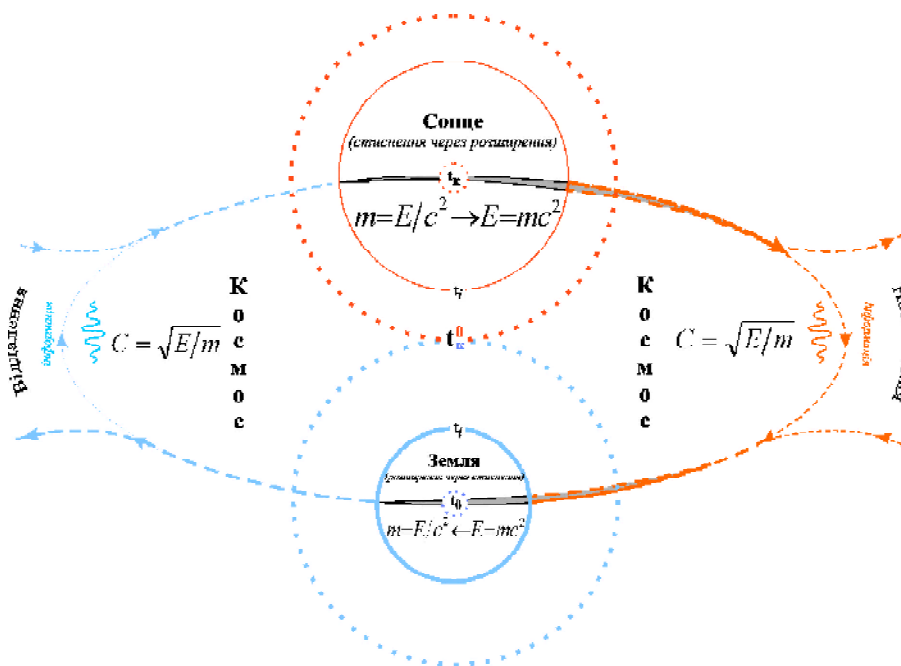


Рис. 1. Ідеалізована схема явища формування земної кулі

взаємовиключних ознак, являє собою потік дискретних частинок, які, крім маси та енергії, мають хвильові властивості. Цікавинкою, з верифікаційно-пізнавальної позиції, є те, що під їхньою дією навіть ті частинки, які вже консолідувалися під дією гравітаційного чинника у вигляді планети Земля<sup>3</sup>, продовжують бути активними учасниками широкомасштабних хвильових процесів, що поєднують нерозривним причинно-наслідковим ланцюгом минуле, сьогодення та майбутнє. Тому їх геометричні асоціації у вигляді різноманіття структурних форм, що виконують роль своєрідних мінімумів і максимумів, породжених автоколивальними процесами, є джерелом динамічної інформації, доступ до якої цілком можливий в разі застосування відповідного інструментарію.

**Мета, задача, предмет, засоби та особливості досліджень.** Спираючись на сучасну парадигмальну модель пульсуючого Всесвіту як сукупності об'єктів, що у межах часопростору за допомогою гармонійних коливань обмінюються між собою енергією і масою [10], та враховуючи наявність у осадовому чохла Землі явища низькочастотних хвилеподібних модуляцій [11, рис. 2], розглянемо деякі аспекти стосовно досягнення головної мети виконаних авторами досліджень – отримання в умовах неочевидності додаткових обсягів інтерпретаційного продукту. Цей віртуальний різновид інформації створюють за допомогою випереджувального конструювання принципів та алгоритмів візуалізації результатів розумової діяльності геолога-інтерпретатора. Завдячуючи цьому його індивідуальні психологічні реакції на

вхідні дані перетворюються в універсальні артефакти (від лат. artefaktum – штучно зроблене), тобто вихідні відомості, що продукує власне сам суб'єкт, коли у формальному просторі відтворює та вивчає те чи інше явище.

Відомо, що будь-яке явище має причину, встановивши яку, можна спрогнозувати її наслідки. Для цього потрібно схарактеризувати явище за допомогою тих чи інших параметрів, за якими визначають його місцезнаходження, масштаб, етап розвитку, динаміку цього розвитку, енергетичний рівень тощо. Їхня сукупність окреслює той конкретний стан інформаційного середовища, за допомогою якого індивідуум, що породжує думку, шляхом теоретично-вольового проникнення в це середовище може встановити відбувається або не відбувається те чи інше явище, у наслідках якого він зацікавлений.

Із наведеного випливає, що геолога-інтерпретатора цікавить розв'язок геоінформаційної задачі стосовно отримання нових наукових фактів через *переведення у щось спостережуване* невідомої причини “незримого” фізичного явища. Встановлено, що це явище в значних масштабах відбувається в різноманітних географічних умовах, у результаті чого гірські породи довільного віку та генезису, що залягають на різних глибинах, у тих чи інших структурних і термобаричних умовах, стають нафтогазонасиченими. Вивчити природу явища нафтогазонасичення гірських порід з досі невідомими віковими та просторовими обмеженнями за допомогою безпосередніх спостережень поки що неможливо. Тому можна стверджувати,

<sup>3</sup> Тимчасове у масштабах Всесвіту явище, фізичні та геометричні параметри якого в умовах вібрації через постійну дію змінних за величиною та напрямком зовнішніх аеродинамічних і внутрішніх термобаричних навантажень, під час руху зі змінною траєкторією та швидкістю безперервно змінюються.

що скупчення вуглеводнів знаходяться будь-де. Втім можна стверджувати і прямо протилежно – будь-де скупчень вуглеводнів немає.

Ця антиномія висвітлила ту обставину, яка через свою помітність не привертає до себе пильної уваги. Вона полягає в тому, що зазначене “незриме” явище є об’єктивною реальністю, внаслідок чого обов’язково має відбуватися та спостерігатися в межах кожного локального скупчення вуглеводнів. Завдяки виходу інформації про досліджуваний об’єкт у середовище, яке його оточує, відомості щодо просторово-часової сукупності тих універсальних чинників, які зумовлюють (або не зумовлюють) це “незриме” явище, має містити в собі будь-яке джерело достовірної інформації стосовно природного стану геологічного середовища, що адекватно сприймається індивідумом.

Зважаючи на це, як предмет досліджень були використані діаграми каротажу, які є “об’єктивною і безперервною характеристикою” розрізу розкритих свердловинами відкладів і “графічною формою запису рівняння із багатьма невідомими” [12], мінливість хвильової геометрії яких відображає фізичні властивості як речовини, так і поля. Важливим є і те, що ці коливання, які характеризують енергетику простору, ущільненого масою речовини, можна використовувати як своєрідний годинник, за допомогою якого можливо здійснити однікову кореляцію осадових утворень [13]. Все це дає змогу розглядати каротажні діаграми як матеріальні об’єкти з практично необмеженим інтерпретаційним ресурсом<sup>4</sup>, що фактично є носіями опосередковано (за допомогою глибин) стратифікованих відомостей про інформаційне середовище, в якому відображуються і ті фізико-геологічні процеси, що обумовлюють, зокрема, кількісні та якісні зміни природного розчину і стану гірської породи під час її нафтогазонасичення.

Парадоксально драгливим, з конструктивної позиції, є те, що під час досліджень, через неприйнятно високий ризик деформації інформаційного базису інтерпретаційною надбудовою, не використовувались результати сучасного тлумачення сейсмічних даних, завдячуючи яким нафтогазопощукова геологія з досягненням пошуковими свердловинами глибин понад 5000 м впритул наблизилась до коефіцієнта успішності в 0,50 і, отже, до рівня ймовірності альтернатив типу “орла” або “решки”.

Позитивним наслідком мінімізації апіорних даних та відчуття інтелектуального дискомфорту від усвідомлення, що “невидимість” явища нафтогазонасичення гірських порід зумовлена не специфікою об’єкта, а специфічністю суб’єкта, є очевидність того, що вирішення поставленої гео-

інформаційної задачі потребує від геолога-інтерпретатора використання неординарних способів організації даних. Адже якщо *бажаєш знати те, чого ніколи не знав, то маєш робити те, чого ніколи не робив* (майже за Д. Роном).

Послугуючись діалектикою логіки від супротивного, до факторів, що суттєво спрощують передумови отримання потрібних результатів, відносимо просторову та часову мега- макро- та мікромасштабність, випадковість і спонтанність геологічних низькочастотних подій, що характеризуються періодами від мільйонів до мільярдів років [14], дискретність і фрагментарність відомостей, отриманих у процесі буріння обмеженої кількості свердловин, розташованих за нерівномірною сіткою.

У цих умовах для того щоб не отримати хибні уявлення про причинно-наслідкові зв’язки або, борони Боже, не заплутатись у тенетах надлишкових артефактів, які починає продукувати дослідник тоді, коли він “за окремими деревами перестав бачити ліс і розпочинає вивчати листя”, виникає необхідність у строгій ідеалізації та схематизації для виявлення в хаосі наслідків безмежної кількості унікальних подій детермінантної складової явища нафтогазонасичення. Це, у свою чергу, зобов’язує застосовувати виключно математичні засоби для створення формалізованих інтерпретаційних моделей, що дає змогу кардинально зменшити кількість *припущень* і в короткостроковій перспективі визначитись з тими, які найадекватніше відображають реальність.

Зауважимо, що геологічна інтерпретація є творчим процесом, під час якого створюють і використовують *теоретичні моменти*, за якими можна *виконувати велику роботу малою працею*. І тим самим досягати результатів, які дають суспільству споживання визначальних матеріальних благ. Через те, реагуючи відповідним чином на егоцентрично орієнтовану комерціалізацію суспільно-виробничих відносин, що ставить під загрозу подальший розвиток геологічних наук в Україні, нами здійснено внутрішній захист інформації, в результаті чого, зокрема, були змінені назва родовища, номери пробурених свердловин і глибини залягання об’єкта досліджень.

**Методологічні принципи.** Якщо формування Землі розглядати як окрему похідну руху матерії, то сутність явища утворення в її надрах скупчень вуглеводнів полягає у наявності певних фізичних умов, за яких природний розчин, що містить, зокрема, воду та вуглеводні, переміщується в часі та просторі, при цьому вуглеводні переходять із розрідженого стану в концентрований [15]. Спираючись на єдність протилежностей, правомірно вважати, що в процесі переміщення природного

<sup>4</sup> Сучасні методи геологічної інтерпретації кривих діаграм каротажу використовують, на нашу думку, не більше 0,01 % їх інформаційного ресурсу.

розчину відбувається і зворотний процес – перехід вуглеводнів із концентрованого стану в розріджений, різноманітні прояви якого спостерігаються, зокрема, під час геохімічних досліджень.

З огляду на те, що будь-яку речовину можна перевести в твердий, рідкий та газоподібний стан (або навпаки) належним підбором тиску і температури, та з урахуванням явища необмеженої розчинності у воді<sup>5</sup> не лише вуглеводневих газів, а й нафти, експериментально встановленого під науковим керівництвом Е.Б. Чекалюка [16], зазначимо, що дуалізм флюїодинамічної концепції утворення вуглеводневих скупчень поєднав непокдануване і тим самим розкрив якісну складову “невидимого” явища, істотно підвищивши ймовірність вирішення поставленої геоінформаційної задачі.

Завдячуючи тому, що *рух є причиною всього існуючого* (К. Гельвецій), наявність та одноманітна дія єдиного механізму концентрації–розрідження вуглеводнів у водному середовищі дає нам змогу висловити *припущення* про те, що зміни у швидкості та траєкторії руху природного розчину є доміантною причиною виникнення, існування та зникнення в межах верхньої частини надр Землі<sup>6</sup> аномальної субстанції – скупчень нафти і газу.

Із наведених міркувань, які допомогли вивести проблему отримання нових геологічних фактів на рівень, з висоти якого відкрилась її сутність, стає очевидним і спосіб її практичного вирішення. Він полягає у необхідності візуалізації та реєстрації змін у швидкості та траєкторії руху природного розчину, оскільки саме ці показники набувають статус нафтогазопозукових орієнтирів.

Для цього, використовуючи сформульований Г.С. Сковородою принцип, *коли потрібність не трудна, а трудність не потрібна*, відповідь на відносно складне запитання, стосовно *переведення* у щось *спостережуване* особливостей руху природного розчину, нами була розділена на декілька окремих етапів, які є простішими для подальших досліджень.

Беручи до уваги те, що об’єм природного розчину, який знаходиться в гірській породі, в першу чергу визначається її порожнистістю, а його рухливість пропорційна проникності породи [17], фізичними параметрами, числові значення яких були визначені під час виконання цього етапу досліджень, є коефіцієнти пористості та проникності.

Згідно з логікою типізації, що наведена в [18], вказані геопараметри можна визначити за допомо-

гою математичного розв’язання множини елементарних або простих геологічних задач. Їх можна вирішити “правильно”, тобто використовуючи існуючі правила. Загальновідомо, що найдієвішими правилами, які регламентують творчу діяльність, є ті, що спираються на наукові закони, довершеною формою запису яких є математичні формули. За відсутності цих законів геолог-інтерпретатор вимушений *використовувати як правила канонізовані припущення*, що врешті-решт і призвело до появи *передреволюційної системної кризи*. Тому експертним способом оцінити ефективність вирішення елементарних або простих геологічних задач, у тім числі за допомогою геологічної інтерпретації каротажних діаграм, неможливо. На щастя, об’єктивна оцінка істинності використаних *припущень* стає можливою, “...коли вони включені в процедуру вирішення складних задач, відповіді на які можна перевірити та оцінити, виходячи із наперед заданих критеріїв” [18, с. 57]. До складних або справді наукових геологічних задач Ю.О. Воронін та Е.А. Єганов відносять тільки пошук похованих утворень із фіксованими властивостями (у нашому випадку – скупчень вуглеводнів – *авт.*) та передбачення їх поведінки у фізичному часі.

Тому на наступних етапах досліджень маємо надію отримати відомості про ФЄВ використати і як складову наперед заданого комплексного критерію – характеру вуглеводневого насичення (газоконденсат, нафта). Після здійснення певних процедур, необхідних для дотримання наукової чистоти вирішального експерименту<sup>7</sup>, цей критерій відносно легко тестувати за припливом вуглеводнів (або його відсутністю) із інтервалу, рекомендованого до випробування за даними геологічної інтерпретації каротажних діаграм, у разі відсутності позитивних висновків за результатами їх геофізичної інтерпретації<sup>8</sup>.

**Досліджувані об’єкт та параметри.** Довільно виокремленим об’єктом досліджень слугувала товща осадових утворень, представлена перешаруванням водо- та нафтогазонасичених інтервалів що розкриті свердловинами в межах N-ського родовища (ідентифікаційний шифр *xt-13/16*); товща загальною потужністю від 156 до 280 м виділена в діапазоні глибин, обмежених на каротажних діаграмах двома геофізичними реперами, за допомогою характерних точок (ХТ), що приурочені до локальних екстремумів.

Слід зауважити, що в результаті проведення геологорозвідувальних робіт уже досягнуто розуміння того, що у межах будь-якого об’єкта, виділеного за тими чи іншими критеріями, осадові утворення суттєво різняться за величинами фільтраційно-

<sup>5</sup> Молекулярна суміш двох легкозаймистих газів.

<sup>6</sup> Шарувате, різновікове, анізотропне, пористо-тріщинувате, проникне, напружено-деформоване середовище з нелінійною геометрією.

<sup>7</sup> Науковий дослід націлений на вирішення проблеми.

<sup>8</sup> І хай буде слово ваше: “так, так”, “ні, ні”, а що зверх цього, те від лукавого. Євангеліє від Матвія.

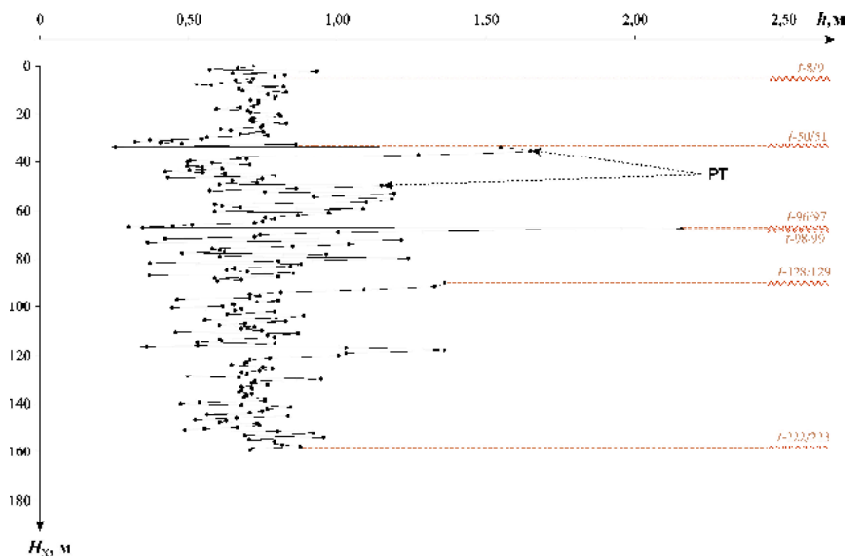


Рис. 2. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлова точка 28/26. Зміна з глибиною ( $H_x$ ) вертикальних потужностей ( $h$ ) ізохронних інтервалів

емнісних властивостей (ФЄВ). Тому, враховуючи ймовірність значних природних флуктуацій, додатково було здійснено виділення елементарних частин об'єкта досліджень за допомогою способу інтуїтивно-розрахункового зіставлення та розчленування розрізів свердловин [13]. Це дало змогу нейтралізувати фактор неоднозначності зорових вражень під час детальної кореляції діаграм ГДС у міжреперному просторі та встановити хвилеподібний характер змін з глибиною значень вертикальної потужності окремих ізохронних інтервалів (рис. 2). Вхідними даними, що також були задіяні при подальшому застосуванні технології структурно-числового моделювання (СЧМ), слугували результати, отримані способом інтегрованих тенденцій, який дає змогу визначати у вузлових точках (ВТ) гіпсометрію ізохронних поверхонь із прийнятним рівнем точності [11].

У межах формального геологічного простору, обмеженого просторовими ( $X, Y, Z$ ) та умовними часовими координатами ( $t$ ) ХТ і розрахункових точок (РТ), у кількості, відповідно, 40 та 427 592, було зафіксовано наявність шести похованих стратиграфічних неузгоджень в інтервалах  $t-8\9$ ,  $t-50\51$ ,  $t-96\97$ ,  $t-98\99$ ,  $t-128\129$  та  $t-222\223$  (рис. 3). Неузгодження виявлені завдяки явищу дефіциту часопростору за допомогою аналізу гіпсометрії 226 ізохронних поверхонь. Ці поверхні збігаються одна з одною в місцях первинної відсутності одновікових відкладів та взаємно перетинаються у місцях їх вторинної відсутності [19].

Згідно із результатами геофізичної інтерпретації матеріалів ГДС, нафтогазонасичені породи містяться в діапазоні  $t-4\193$ , а продуктивність ізохронних інтервалів  $t-45\46$ ,  $t-46\47$  і  $t-47\48$  встановлена максимальною кількістю свердловин – 11.

Будову товщі xt-13/16 та інтервали її продуктивності зображено на рис. 4–6.

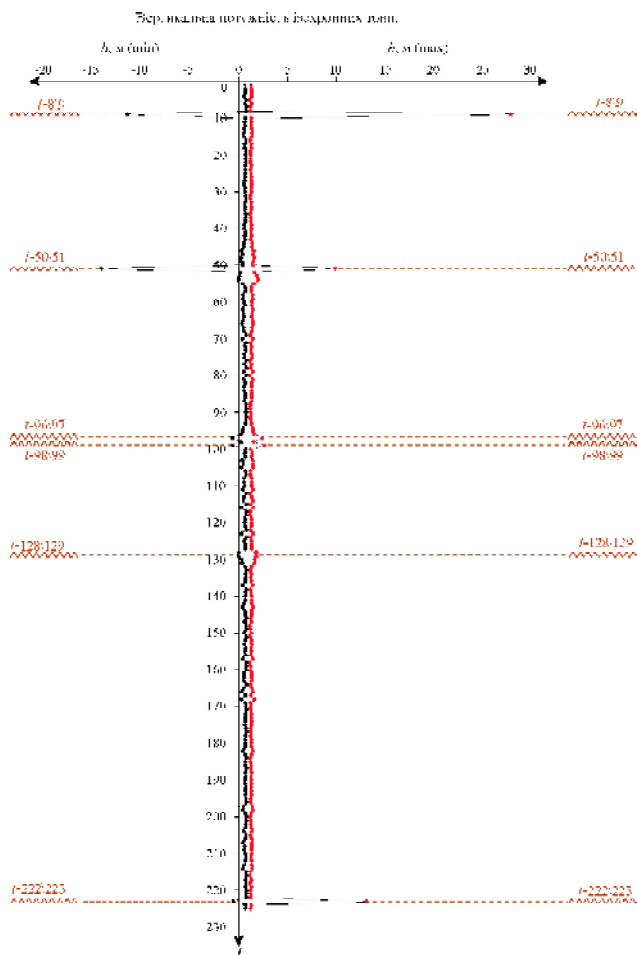


Рис. 3. Площа N. Товща xt-13/16. Результати виявлення інтервалів стратиграфічних неузгоджень

Порівняння площі “точкового” дослідження геологічного середовища за допомогою технології СЧМ, даних ГДС і ядра показано на рис. 7.

Унаслідок того що гірська порода є такою лише в умовах земної кори, а за межами свого природного місцезнаходження перетворюється на

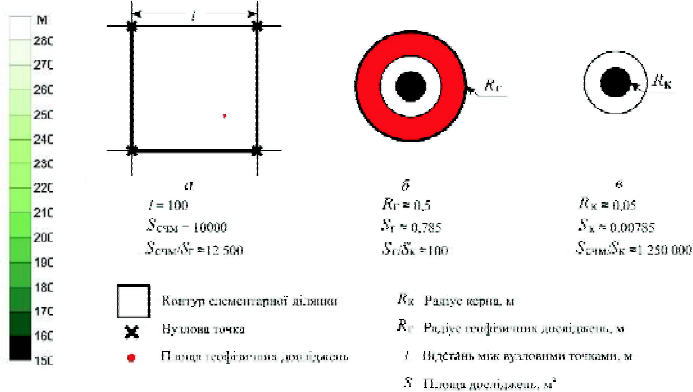
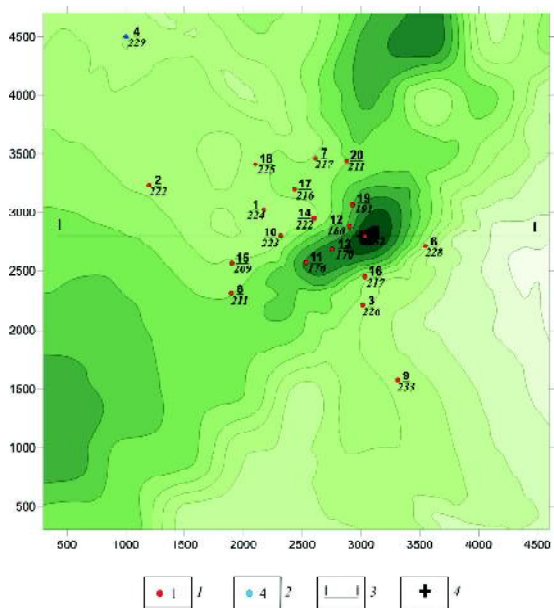


Рис. 7. Порівняння площі “точкового” дослідження геологічного простору різними методами: а – СЧМ; б – ГДС; в – kern

Рис. 4. Площа N. Товща xt-13/16. Карта ізопахіт. Свердловини: 1 – продуктивні за даними геофізичної інтерпретації діаграм ГДС, 2 – непродуктивні; 3 – профіль по лінії I–I; 4 – вузлова точка 28/26

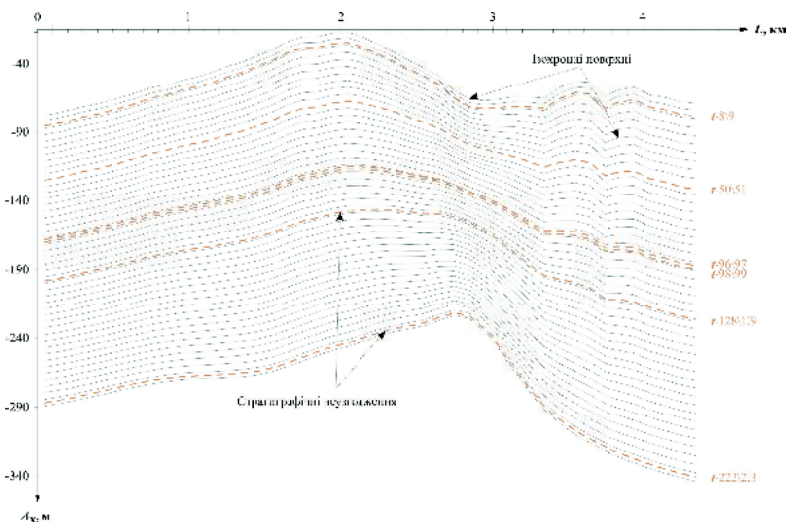


Рис. 5. Площа N. Товща xt-13/16. Профіль по лінії I–I

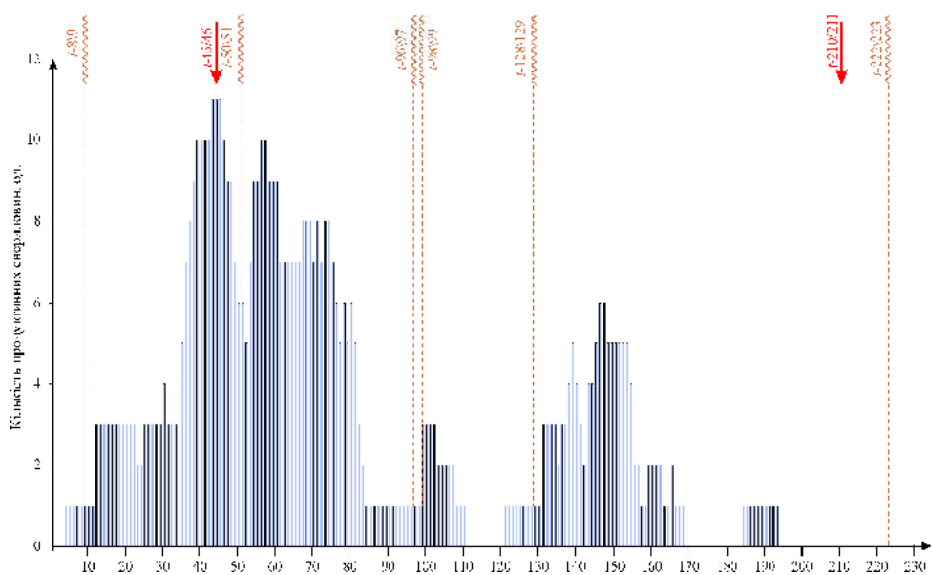


Рис. 6. Площа N. Товща xt-13/16. Гістограма розподілу продуктивних свердловин



власну подоби, ФЄВ, спричинені реально існуючими емерджентними властивостями “живої” породи, не можна визначити за детальним вивченням окремих “неживих” зразків, примусово вилучених із надр Землі навіть у значній кількості, втім числі через спорадичність відбору та неповноту, з геологічних або технічних причин, винесення керна, а також з огляду на незворотні зміни його фізичного стану під час відбору, транспортування й дослідження.

Нагадаємо, що під емерджентністю прийнято розуміти здатність системи мати властивості, які відсутні в її складових [20]. Наприклад, емерджентною властивістю такої системи, як літак, є здатність літати, і, ретельно вивчаючи його окремі вузли та деталі на рівні розсудливого мислення, можна і не здогадуватися, що вони теж “літають”.

Через те і для переходу з царини загального у площину конкретного та зосередженні вістря уваги на виявленні змінних у часі емерджентних властивостей природного геологічного середовища додатково вводимо в усталену систему понять та знакову символіку геології нафти і газу параметри, які розглянуті нижче.

**Коефіцієнт ситуативної загальної пористості** ( ${}^p m$ ) – числова безрозмірна величина, яка характеризує відношення поточного об’єму всіх видів пустот ( ${}^p V_p$ , тис. м<sup>3</sup>), включно з міжзерною порожнистістю та мега-, макро- і мікротріщинуватістю, до об’єму геологічного середовища, що досліджується у межах елементарної ділянки формального простору, відокремленої за допомогою ВТ та ізохронних поверхонь ( ${}^p V$ , тис. м<sup>3</sup>):

$${}^p m = {}^p V_p / {}^p V. \quad (1)$$

**Коефіцієнт ситуативно-активної проникності**  ${}^p k_a$  – числова величина (в м), що характеризує пропускну спроможність пористо-тріщинуватого геологічного середовища у межах елементарної ділянки формального простору залежно від точної структури порожнистості. Цей інтегральний показник, який прийнято позначати символом  $k_p$  [21], залежить від геометрії структури порових каналів та ступеня стиску цівки ідеально вагової рідини (модель рідини, яка нехтує питомою густиною). Він характеризує найактивнішу складову проникності, що зумовлена переважно тріщинуватістю.

Враховуючи значний діапазон, у межах якого змінюються значення коефіцієнта, для покращання візуального сприйняття розрахованих величин приймаємо:

$${}^p k_a = \log(k_p). \quad (2)$$

**Коефіцієнт ситуативної проникності**  ${}^p k_m$  – числова величина (в м<sup>2</sup>), що характеризує пропускну спроможність пористо-тріщинуватого середовища у межах елементарної ділянки формального простору, де відбувається рух ідеально в’язкої рідини (модель рідини, яка нехтує в’язкістю), залежно від поточних значень питомої поверхні, гідравлічного радіуса, діаметра зерен тощо [21]. Вона визначає проникність, що зумовлена загальною пористістю. Приймаємо:

$${}^p k_m = \log(k_\mu). \quad (3)$$

**Індекс часу**  $tp$  – параметр, який означає, що ситуативні (поточно змінні) величини ФЄВ визначені станом на час запису каротажних діаграм<sup>9</sup>. Вводимо з метою подальшого використання під час побудов темпоральних моделей, коли геологічні процеси співвідносяться з часовою віссю [8].

**Результати геолого-математичного моделювання.** Наївний натуралізм моделей, зображених на рис. 4, 5, через обмеженість його функціональних можливостей не дає можливості отримати уявлення про особливості змін ФЄВ у міжреперному просторі. З цієї причини за допомогою технології СЧМ<sup>10</sup> (версія 8.11), що ґрунтується на множині математичних формул, із використанням геометричних параметрів діаграм ГДС і нелінійних принципів їх інтерполяції та екстраполяції в позасвердловинному просторі за фізичними міркуваннями, для кожної елементарної ділянки були розраховані параметри  ${}^p m$ ,  ${}^p k_a$  і  ${}^p k_m$ .

Таким чином, силою думки вдалося сконцентрувати в межах локальної ділянки надр об’ємом 4,2 км<sup>3</sup> і 277 000 числових значень, що характеризують ФЄВ об’єкта досліджень.

Можна припустити, що ця статистично значуща кількість віртуальних (?) значень ФЄВ несуттєво відрізняється від сумарної кількості реальних (?) значень ФЄВ зразків керна, досліджених у лабораторних умовах протягом всього періоду пошуків скупчень нафти і газу на території України.

Зауважимо також, що параметри  ${}^p m$ ,  ${}^p k_a$  і  ${}^p k_m$ , числові значення яких умовно приурочені до окремих ВТ, характеризують інтегральні властивості геологічного середовища, незрівнянно більшого, ніж ділянка ГДС або керн, розміри яких в математичному сенсі є нікчемними (див. рис. 7).

Створення при моделюванні 5-вимірного континууму ( $X, Y, Z, t$ , параметри ФЄВ) у вигляді “куба ізохронних даних” дало змогу, зо-

<sup>9</sup> Строго кажучи, каротажні діаграми є різновіковими через те, що свердловини були пробурені протягом десятків років. Проте, враховуючи геологічні масштаби, з достатньою для практичних потреб точністю час їх запису розглянуто як однаковий.

<sup>10</sup> Технологічні перестороги структурно-числового моделювання: а) не застосовувати алгоритми, геологічні, фізичні та математичні обмеження яких невідомі; б) не використовувати як вхідні дані: матеріали геолого-геофізичної інтерпретації; дані, що отримані із різних, фізично відмінних, джерел природної інформації; результати інтуїтивного розчленування розрізу, отримані не одноосібно.



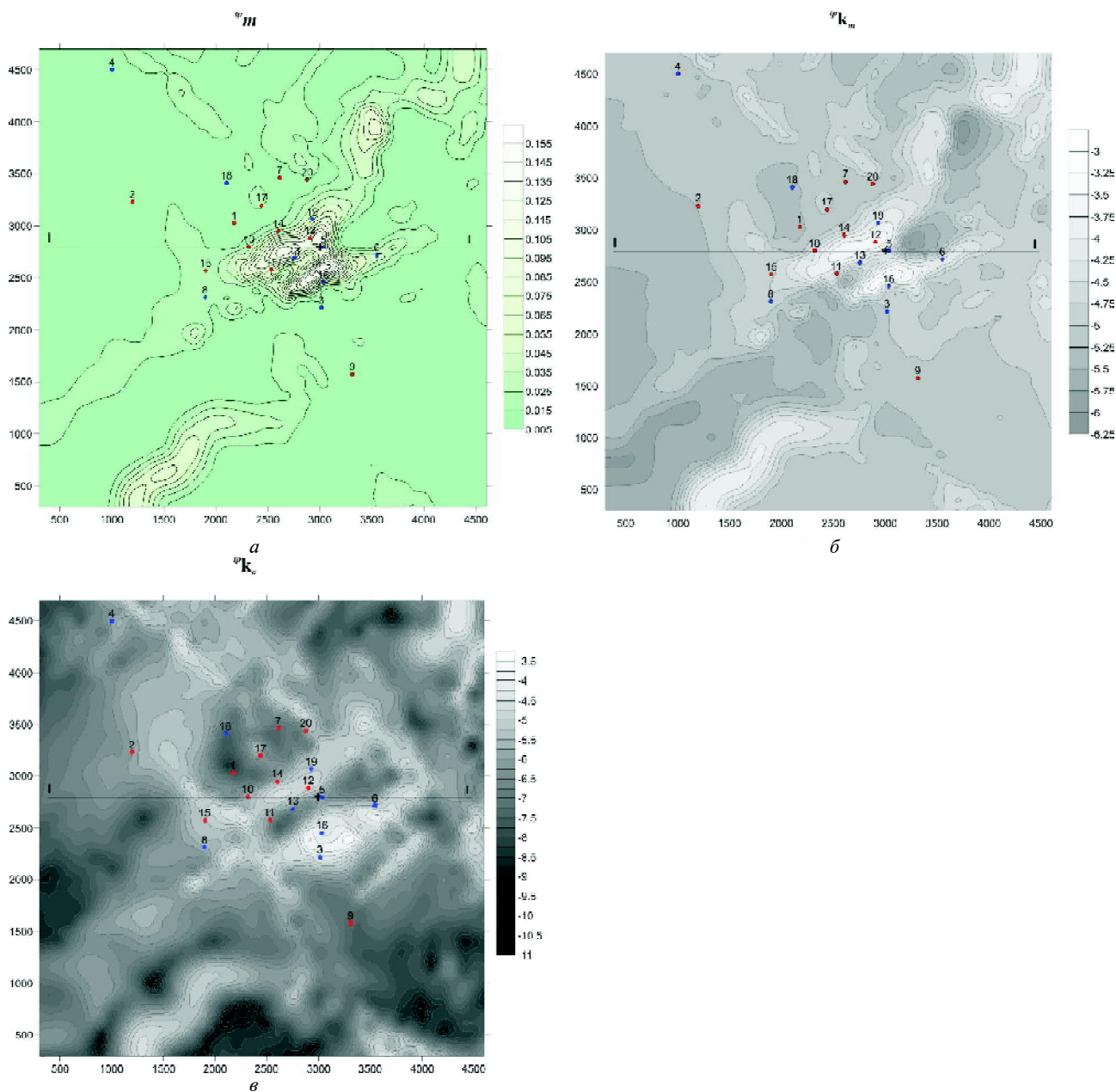


Рис. 8. Карти фільтраційно-ємнісних властивостей. Площа N. Товща xt-13/16. Інтервал t-45/46. Умовні позначення див. на рис. 4

крема, побудувати карти інтегральних ФЄВ інтервалу t-45/46 (рис. 8).

На рис. 9–12 показані діаграми геологічного каротажу, здійсненого у межах “куба ізохронних даних” з метою візуалізації змін ФЄВ у заданій ВТ по вертикалі та в заданому по горизонталі напрямку.

Відомості, що демонструють відмінності між дисперсністю (розпорошеністю) взаємозв’язків ФЄВ та зростання ентропії в межах продуктивного середовища відносно непродуктивного, зображені на рис. 13.

На наш погляд, цього досить, щоб *туман нових, поки не вивчених явищ* почав розсіюватися.

**Інтерпретація.** Моделі порожнистості геологічного середовища (див. рис. 10, 11) візуально і функціонально подібні трубці току, схема якої показана у праці [21]. Нагадаємо, що під труб-

кою току в гідромеханіці розуміють віртуальну конструкцію, складену із ліній току, що проходять через точки замкнутого контуру всередині рідини, яка рухається. Трубка току звужується або розширюється залежно від збільшення чи зменшення швидкості руху [9]. Враховуючи певні відмінності між геологічними та гідромеханічними моделями, далі будемо послуговуватися термінами “трубка загальної пористості” та “діаграми проникності”, які відображають зміни об’ємів порожнистості та пропускну здатності гірських порід. Тим самим це дає змогу візуально спостерігати наявність умов, які спричиняють, у разі руху природного розчину в напрямку від’ємних градієнтів тиску, пульсацію об’єму рідини в об’ємі порожнистості, що зумовлює появу в межах високодисперсного геологічного середовища вихроутворень, або турбулентність [19]. При-

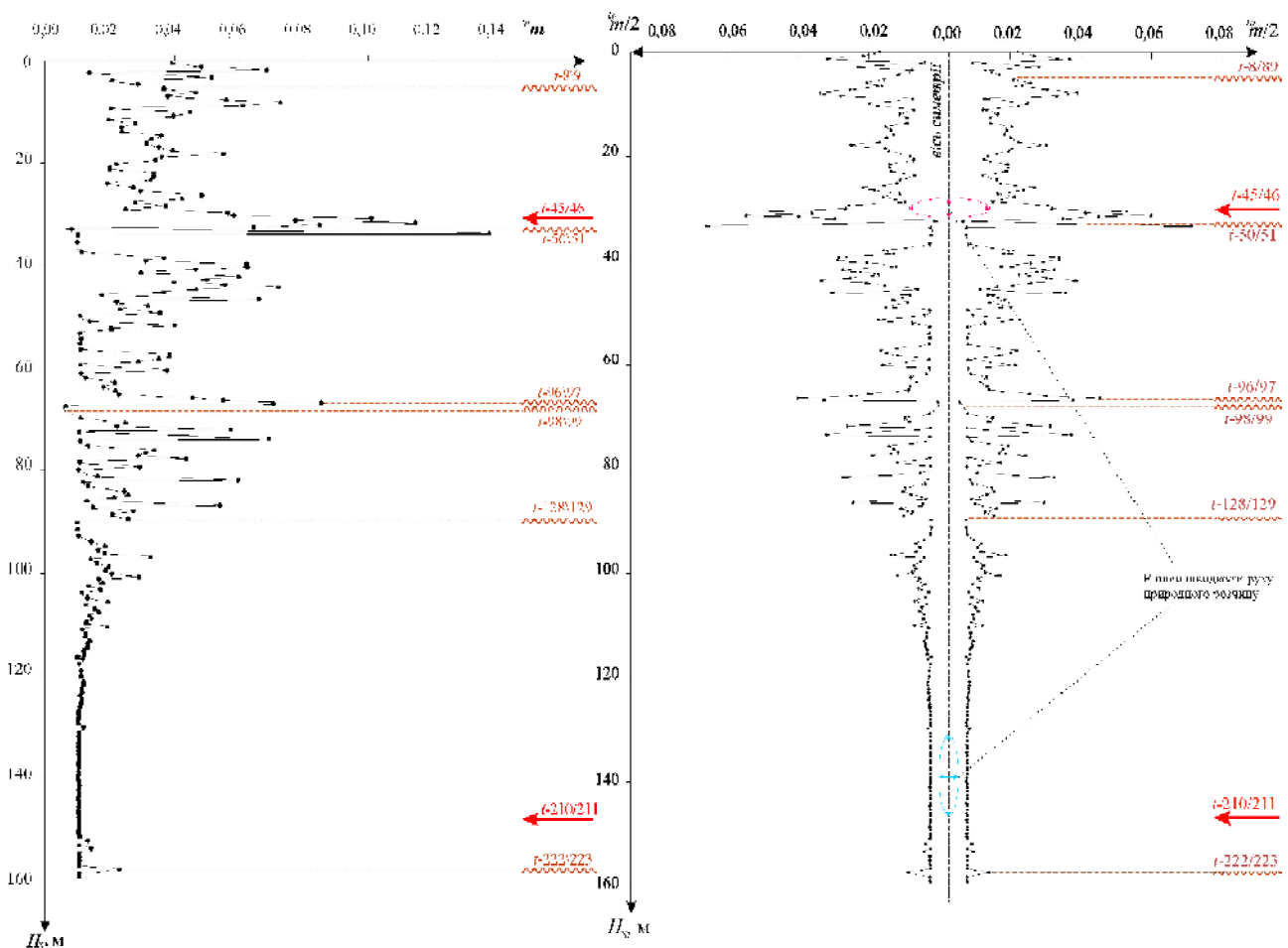


Рис. 9. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлова точка 28/26. Діаграма загальної пористості ( $m$ )

Рис. 10. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлова точка 28/26. Вертикальна трубка загальної пористості

нагідно зазначимо, що під турбулентністю прийнято розуміти явище, внаслідок якого гідродинамічні та термодинамічні параметри руху рідин і газів (швидкість, температура, тиск, густина) характеризуються хаотичними флуктуаціями, що приводить до підвищення здатності до перенесення зважених частинок, інтенсивного перемішування рідин і газів, прискорення швидкості хімічних реакцій тощо. Встановлено, що в природі переважна більшість видів руху рідин та газів є турбулентними [9].

Постає питання, як із урахуванням результатів, що зображені на рис. 6, 8–13, можна уявити та зрозуміти таїнство багатоаспектного явища формування скупчення вуглеводнів, зважаючи на те, що невичерпним джерелом вуглеводнів, втім як і будь-якої іншої речовини — тлінної енергетичної “консерви”, є безперервний процес перетворення енергії в масу (або навпаки), завдяки якому “... нафтогазонакопичення — всього лише незначний побічний процес на фоні набагато масштабнішого (в багато тисяч разів) процесу глибинної ВВ-дегазації Землі, за якого через розріз літосфери проходить велетенська кількість ВВ на шляху в гідросферу і атмосферу” [22, с.31].

Беручи до уваги, що “...основною формою всього руху є наближення і віддалення, стиснення і розширення...” [23, с. 52], та розглядаючи природний розчин як асоціативну структуру, окремі складові якої через їх відмінності схильні до сепаратизму, пропонуємо, не претендуючи на всеосяжність, механізм селекційної концентрації (або розрідження) вуглеводнів під час фільтрації через пористо-проникне геологічне середовище.

Заміна етапів відносного розширення на етапи відносного стиснення як по вертикалі, так і по латералі об’єму порового простору, за постійно “штовхаючої” дії змінних за напрямком та величиною градієнтів тиску, обумовлює пульсуючий характер змін швидкості руху природного розчину. В свою чергу, сумарний вплив значної кількості коливальних циклів (багаторазове мікродроселювання, за термінологією Е.Б. Чекалюка) залежно від інтенсивності колювання величин пустот та тиску спричиняє мінливість загального фізико-хімічного стану природного розчину. Наприклад, якщо природний розчин, який був під тиском  $P$ , починає займати більший (або менший) об’єм  $V$ , величина  $P$  стає меншою (або більшою) за тиск насичення. За певних значень  $PV$  та концентрації вуглеводнів розпочинається деградація (або

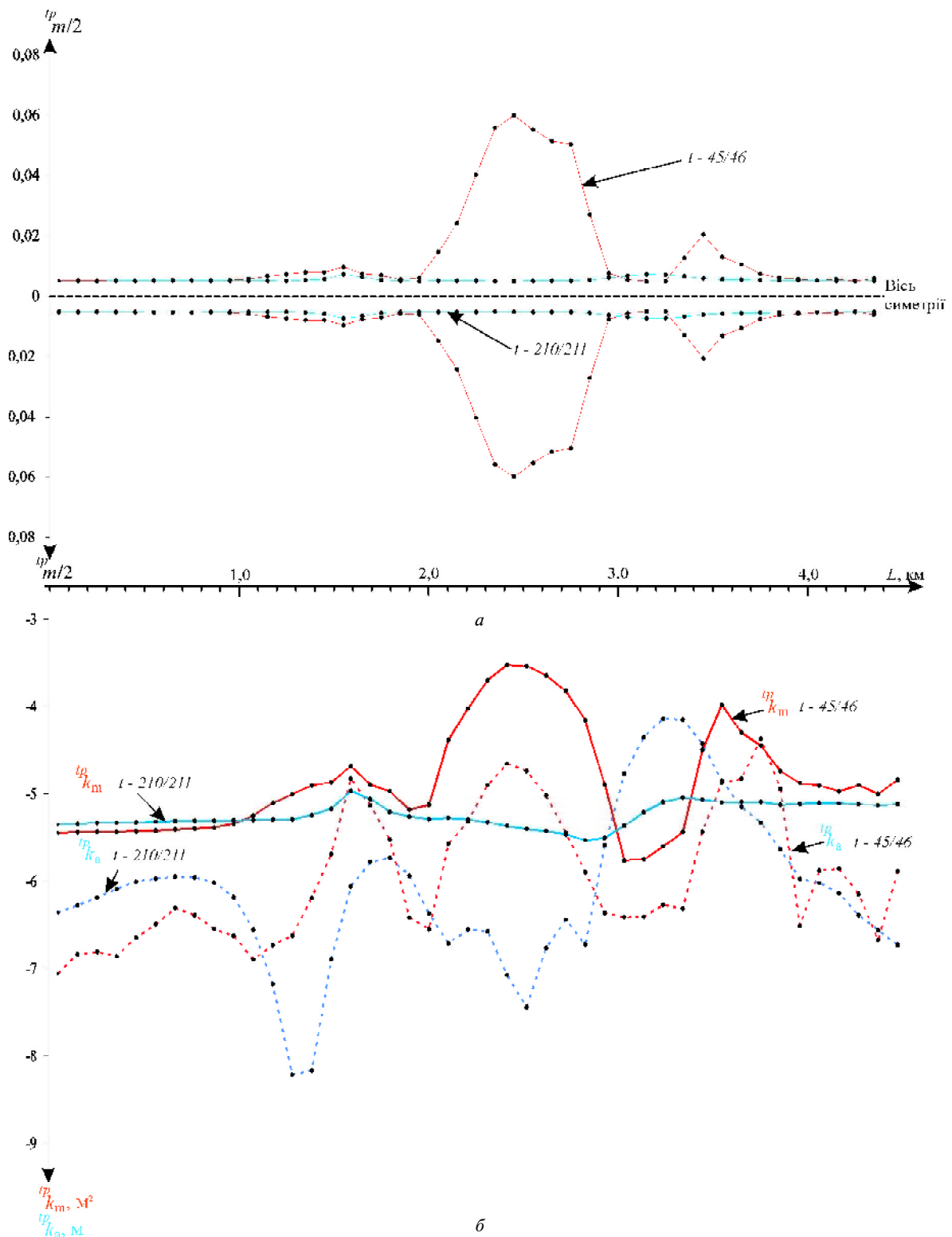


Рис. 11. Площа N. Товща  $\chi t-13/16$ . Профіль по лінії I–I. Горизонтальні трубки загальної пористості та діаграми проникності інтервалів  $t-45/46$  та  $t-210/211$

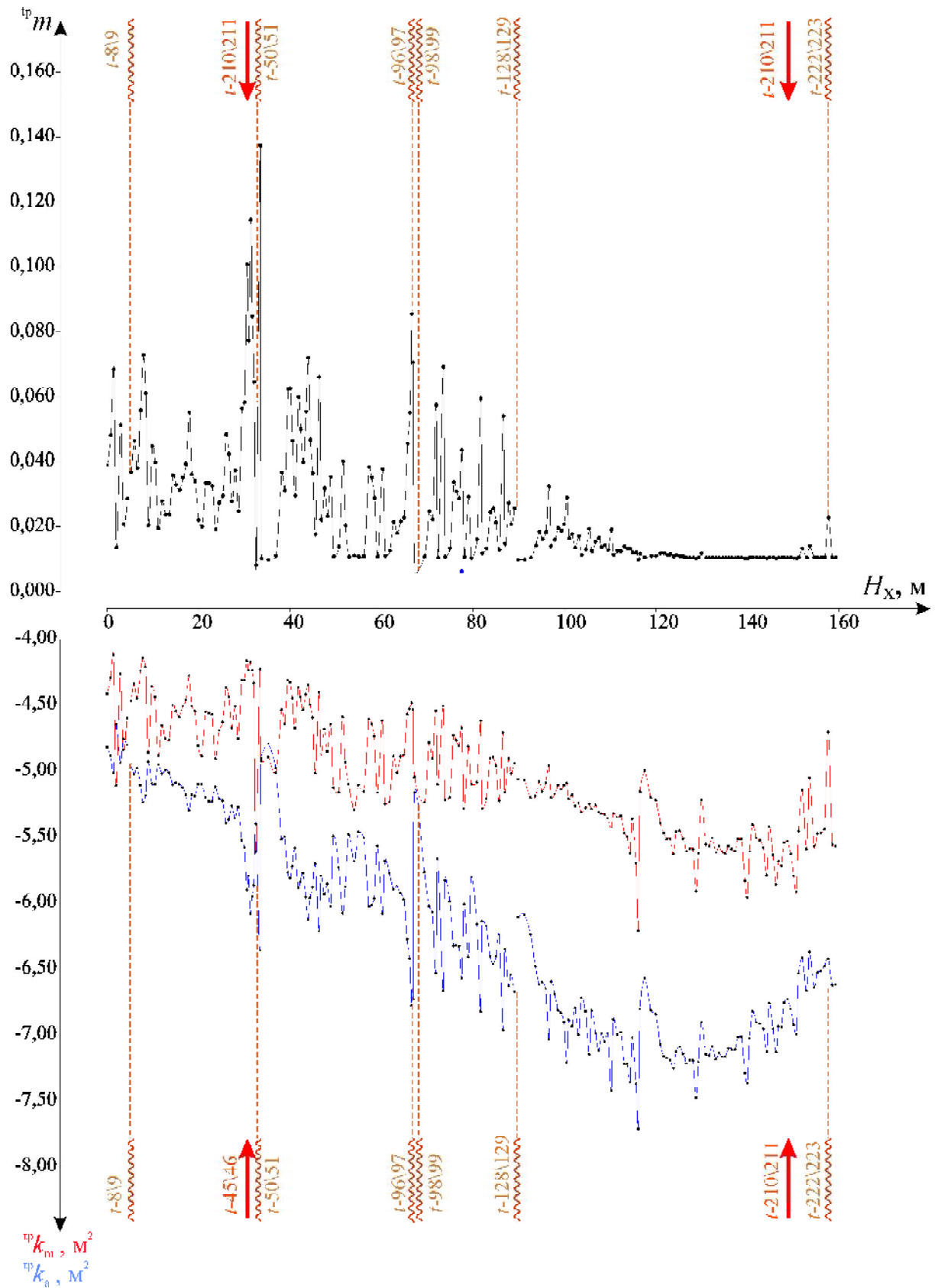


Рис. 12. Площа Н. Товща 13/16. Вузлова точка 28/26. Зіставлення діаграм  ${}^m m$ ,  ${}^m k_m$ ,  ${}^m k_a$

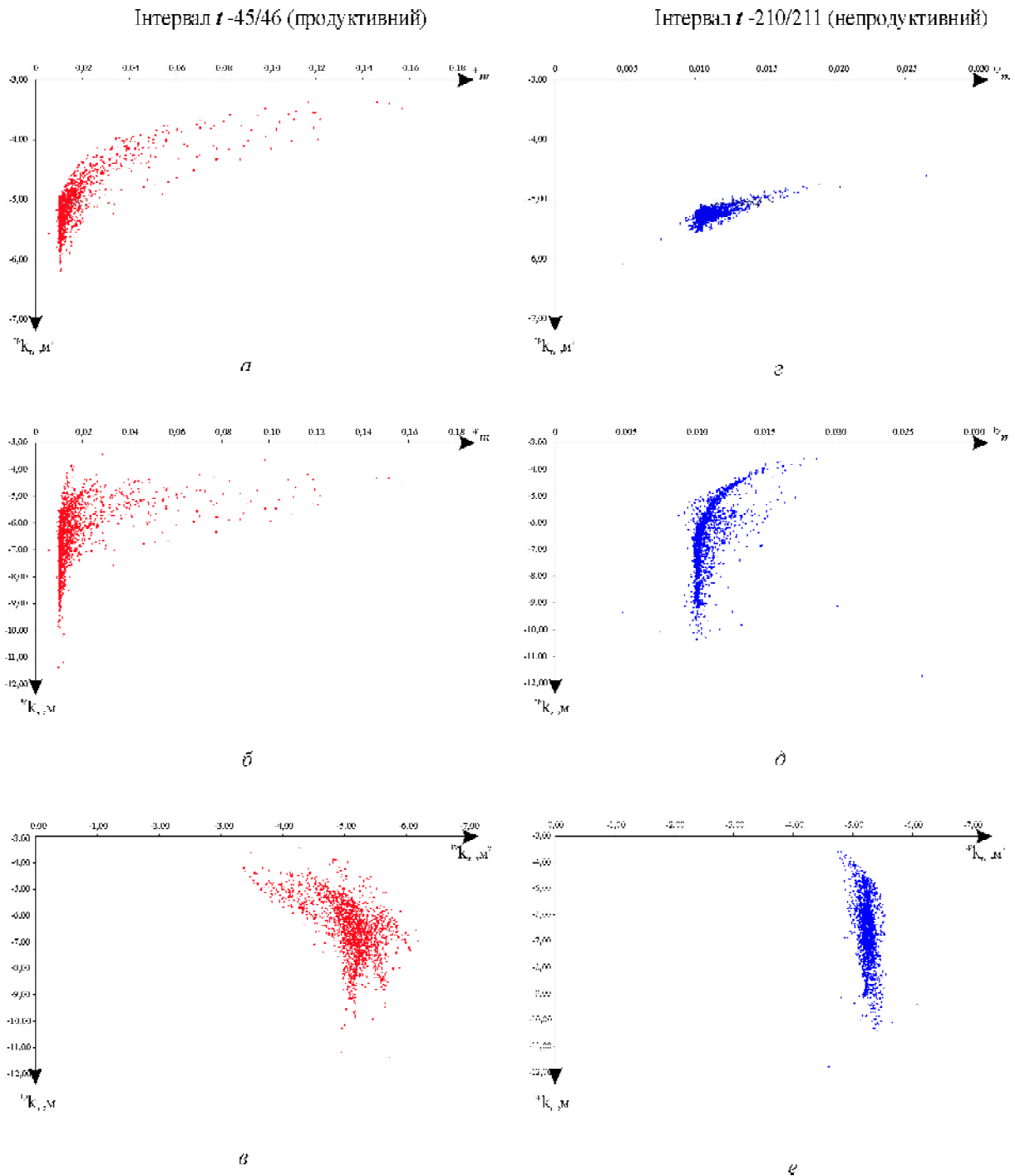


Рис. 13. Площа N. Товща  $xt-13/16$ . Інтервали  $t-45/46$  та  $t-210/211$ . Характер взаємозв'язків фільтраційно-ємнісних властивостей (загальна кількість визначень: 10 340)

відновлення цілості) природного розчину, внаслідок чого він перетворюється на емульсію (або асоціацію), з'являються (або зникають) вуглеводневі бульбашки. Таким чином, відносно збільшення порожнистості гірських порід, через появу гідродинамічного стресу – стрибкоподібного зменшення швидкості, та додаткових можливостей для диференціації окремих складових унаслідок відмінності питомих густин та прояву дії архімедових сил, сприяє тому, що природний розчин починає розподілятися на вуглеводні та воду. І навпаки, в умовах відносного зменшення порожнистості гірських порід виникають тісні симбіо-

тичні взаємини, коли вуглеводні та вода “об’єднуються” для продовження подальшого руху.

За наявності фізичного явища – “бар’єра тиску” [24], розгляд результатів візуалізації якого за допомогою застосування технології СЧМ виходить за межі обсягів цієї публікації, та внаслідок значних просторових масштабів вихроутворень окремі бульбашки вуглеводнів – маломасштабні події, спонтанно об’єднуючись одна з одною, спричиняють появу великомасштабних флуктуацій, утворюючи у водному середовищі, відповідно до закону переходу кількості в якість, істотні за розмірами та різні за фор-

мою і фазовим станом концентровані згустки вуглеводневої маси.

Образно кажучи, процес утворення скупчень газу і нафти – кам'яного масла (petroleum) із природного розчину, в загальних рисах нагадує процес отримання людиною вершкового масла із коров'ячого молока.

Процес сепарації Творець через поширення гідродинамічних хвиль у пористо-проникному середовищі значно підсилює за допомогою ефекту синергії, появі якого сприяють, зокрема, і приливно-відпливні деформації, що періодично виникають у верхній частині земної кори під дією гравітаційного тяжіння Місяця та Сонця. Так, за даними високоточних вимірювань величин приливно-відпливних деформацій в розрізі свердловини Заполярної площі встановлено, що відносне зміщення межі “вапняк–глина” на глибині 2665 м протягом доби становить  $\pm 2$  см і монотонно зростає в міру наближення повного місяця, досягаючи приблизно 20 см [25].

Наведені результати моніторингу стану деформаційного поля надр Землі дають підстави вважати, що тільки в результаті знакоперемінної дії “перпетуум-мобіле” вібраційного типу, за практично незмінного об'єму мінерального скелета гірської породи, порожнистість верхньої частини надр, що повністю заповнена природним розчином, який “блукає по розрізу” завдяки диханню Землі, в межах ділянки площею 1 км<sup>2</sup> протягом незначного відрізка часу змінюється на величину, що може становити орієнтовно від  $\pm 20$  тис. до  $\pm 200$  тис. м<sup>3</sup>.

Зокрема, на етапі стиснення порожнистості накопичується флюїдогеохімічна, тепла та пружна енергія, а на етапі розширення відбуваються її вивільнення, еміграція і транспортування флюїдів, у тім числі вуглеводневих. Інакше кажучи, все відбувається за аналогією з нафтогазоутворювальними наслідками ексфільтраційного катагенезу [26].

Наявність постійної дії механізму селекційної концентрації (або розрідження) вуглеводнів побічно підтверджується і результатами багаторічної експлуатації родовищ нафти і газу. Зокрема, у публікаціях [27, 28] наведені непоодинокі випадки природного відтворення запасів вуглеводнів, в тім числі на теренах України, що дало змогу їх авторам сформулювати тезу про те, що нафта і газ – швид-

ко відновлювані природні копалини. Приклади імпульсного відновлення запасів вуглеводнів з позицій геосолітонної концепції дегазації Землі та геологічна можливість отримання економічного ефекту, що перевищує узвичаєні стандарти в десятки разів, розглянуто у статті [29]. У праці [30], опублікованій ще у 1960 р., стверджується, що відновлення – це фундаментальна властивість будь-якого природного флюїду, яка зумовлює невичерпність його запасів.

**Висновки.** Вищенаведеного цілком достатньо для констатування того, що будь-яка геологічна задача, необхідність вирішення якої виникає в процесі пошуків скупчень вуглеводнів, по суті є фізичною задачею, яка, за умови достатності вхідної інформації, має математичний розв'язок.

Отримані результати дають можливість сформулювати таке:

- кожна “точка” геологічного середовища, яка визначається унікальними просторовими та часовими координатами, характеризується і унікальною сукупністю фізичних параметрів;
- величини порожнистості та проникності масиву гірських порід не досягають нульових значень;
- порожнистість масиву гірських порід заповнена гідравлічно-безперервним природним розчином, що перебуває у постійному русі;
- ансамбль гірських порід і природного розчину є невірніваженою відкритою системою, виникнення, організованість, функціонування та безперервна перебудова якої в межах чотири-вимірному континууму обумовлені неоднорідністю її складових<sup>11</sup>;
- за наявності позитивного міграційно-еміграційного балансу вуглеводні, в місцях їх скупчень, є корисною копалиною, яка (відносно швидко?) відтворюється природним способом<sup>12</sup>.

На нашу думку, ці узагальнення відображають реальні зв'язки та іманентні відносини, а тому за умов отримання позитивних результатів вирішального експерименту їх потрібно трактувати як геологічні закони – предтечу діалогового контакту геолога-інтерпретатора з планетою Земля.

*Автори дякують А.М. Пермінову, Я.В. Жарій, О.В. Опанасенку (ДГП “Чернігівнафтогазгеологія”) та З.П. Шевяковій (ЧВ УкрДГРІ) за допомогу у розрахунках.*

<sup>11</sup> У межах будь-якої природної системи, зокрема, через “вхід” та “вихід”, здійснюється активний обмін енергією (масою) із навколишнім середовищем. Тому поточний видобувний потенціал того чи іншого нафтогазозного резервуара можна визначати за допомогою ситуативної величини міграційно-еміграційного балансу вуглеводнів. Крім того, у межах контуру природного “входу-виходу” (геосолітонної трубки, за Р.М. Бембелем) можна очікувати максимальний дебіт свердловини (надвисокопродуктивної, за А. Леворсеном), сумарний накопичений видобуток з якої може перевищувати поточну величину геологічних запасів нафти і газу в цілому по резервуару.

<sup>12</sup> На етапах зародження, розвитку та стагнації явища скупчення вуглеводнів цей безперервний регенераційний процес відбувається найінтенсивніше. Це означає можливість отримання за допомогою використання лише фактора часу та донорського підходу (збереження природних енергій та значень ФЄВ) коефіцієнтів нафто- та газовилучення понад одиницю. Тим самим порушується статистично бездоганна, але інтелектуально неприваблива закономірність, відома під назвою “крива Хабберта”, коли обсяги видобутку вуглеводнів перестають залежати від обсягів геолого-геофізичної інформації – однієї із вагомих причин зниження рівня соціального статусу геолога-інтерпретатора на тлі підвищення залежності соціуму від результатів його фахової діяльності.

1. *Хтема В.М., Черниш П.А., Хтема А.В.* Результаты “точкового” застосування прямих методів досліджень нафтогазоперспективних надр північно-західної частини ДДз // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 2. — К.: ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, 2005. — С. 44–51.
2. *Парнюк М.А., Зубков И.Ф., Оноприенко В.И. и др.* Социальные, гносеологические и методологические проблемы геологических наук. — К., Наук. думка, 1979. — 343 с.
3. *Хтема В.М., Гладун В.В., Ченіль П.М.* Спонукальні мотиви інноваційної діяльності при пошуках нафти і газу // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип.6. — К.: ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, 2008. — С. 28–33.
4. *Лукин А.Е.* Пути развития современной литологии (о работах Г.А. Беленицкой) // Геол. журн. — 2007. — № 1. — С. 140–143.
5. *Энгельс Ф.* Анти-Дюринг. — М.: Политиздат, 1983. — 483 с.
6. *Лоссовский Е.К.* Размышления о чистой априорной математике как главной опорной идейно-конструктивной части современного теоретического естествознания // Геофиз. журн. — 2007. — 29. — № 2. — С. 80–98.
7. *Словарь по геологии нефти и газа.* — Л.: Недра, 1988. — 679 с.
8. *Якушин Л.М.* Физические поля и их взаимодействие между собой и веществом // Геология, геофизика и разработка нефт. и газ. м-ний. — 2007. — № 4. — С. 49–56.
9. *Физика.* Большой энциклопедический словарь / Гл. ред. А.М. Прохоров. — 4-е изд. — М.: Больш. Рос. энцикл., 1999. — 944 с.
10. *Кулінкович А.Є., Якимчук М.А.* Геоінформатика: історія становлення, предмет, метод, задачі (сучасна точка зору). Ст. XXII // Геоінформатика. — 2007. — № 2. — С. 13–21.
11. *Хтема В.М., Хтема А.В.* Оцінка точності карт гіпсометрії ізохронних поверхонь за співставленням з даними буріння // Геоінформатика. — 2007. — № 4. — С. 40–47.
12. *Долицкий В.А.* Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. — М.: Недра, 1966. — 264 с.
13. *Хтема В.М., Хтема А.В.* Возможности інтуїтивно-розрахункового зіставлення та розчленування розрізів свердловин з використанням діаграм ГДС // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 4. — К.: ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, 2006. — С. 52–62.
14. *Кулінкович А.Є., Якимчук М.А.* Проблемы геоинформатики. Ч. 2. — К.: ТОВ “Карбон Лтд”, 2003. — 137 с.
15. *Соколов Б.А., Старостин В.И.* Флюидодинамическая концепция образования рудных и углеводородных месторождений // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы: Сб. науч. раб.— М.: Изд-во Моск. ун-та, 1999. — С. 253–255.
16. *Яремійчук Р.С., Возний В.Р.* Освоєння та дослідження свердловин. — Львів: Оріяна-Нова, 1994. — 440 с.
17. *Маскет М.* Течение однородных жидкостей в пористой среде. — М.: Гостоптехиздат, 1949. — 627 с.
18. *Воронин Ю.А., Еганов Є.А.* Методологические вопросы применения математических методов в геологии. — Новосибирск, Наука, 1974. — 86 с.
19. *Хтема А.В.* Виявлення похованих стратиграфічних неузгоджень за допомогою аналізу гіпсометрії ізохронних поверхонь // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип.5. — К.: ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, 2007. — С. 61–71.
20. *Дементьев Л.Ф.* Математические методы и ЭВМ в нефтегазопроисковой геологии. — М.: Недра, 1983. — 183 с.
21. *Чекалюк Э.Б.* Основы пьезометрии залежей нефти и газа. — К.: Госиздаттехлит УССР, 1961. — 286 с.
22. *Валев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. — 1997. — № 9. — С. 30–37.
23. *Энгельс Ф.* Диалектика природы. — М.: Политиздат, 1964. — 328 с.
24. *Магара К.* Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. — Пер. с англ. — М.: Недра, 1982. — 296 с.
25. *Ахияров В.Х., Петросян Л.Г., Шимилевич Ю.С.* Об изменении геофизических характеристик верхнего слоя Земли под действием приливных явлений // Вопросы нелинейной геофизики. — М.: ВНИИЯГТ, 1981. — С. 109–112. — (Сб. науч. тр.).
26. *Григорчук К.Г.* Эксфільтраційний катагенез: головні процеси та нафтогеологічні наслідки // Геологія і геохімія горюч. копалин. — 2008. — № 1. — С. 44–55.
27. *Гаврилов В.П.* Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. — 2008. — № 1. — С. 56–64.
28. *Ченіль П.М.* Друге життя родовищ нафти і газу України — міф чи реальність? // Мінеральні ресурси України. — 2008. — № 2. — С. 37–38.
29. *Бембель Р.М., Мегеря В.М.* Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли // Геология нефти и газа. — 2006. — № 2. — С. 2–7.
30. *Куделин Б.И.* Принципы региональной оценки естественных ресурсов подземных вод. — М.: Недра, 1960. — 222 с.

Надійшла до редакції 14.01.2009 р.



*А.В. Хтема, В.М. Хтема*

#### **ПІЗНАВАЛЬНІ АСПЕКТИ ВІЗУАЛІЗАЦІЇ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВОДОНАФТОГАЗОНОСНИХ НАДР У МІЖРЕПЕРНОМУ ПРОСТОРІ**

У статті обґрунтовано авторську позицію щодо можливості розв'язання проблеми отримання додаткових обсягів геолого-фізичної інформації з використанням парадигмальної моделі пульсуючого Всесвіту. В межах формального чотиривимірного континууму показано прикладні можливості застосування математичних методів з метою підвищення інформативності геологічної інтерпретації каротажних діаграм. За структурно-числовим моделюванням отримано відомості про невідомий раніше характер змін фільтраційно-ємнісних властивостей в межах водонафтогазоносної товщі.

*А.В. Хтема, В.М. Хтема*

#### **ПОЗНАВАТЕЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ВИЗУАЛИЗАЦИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ВОДОНЕФТЕГАЗОНОСНЫХ НЕДР В МЕЖРЕПЕРНОМ ПРОСТРАНСТВЕ**

В статье обоснована авторская точка зрения о возможности решения проблемы получения дополнительных объемов геолого-физической информации с использованием парадигмальной модели пульсирующей Вселенной. В пределах формального четырехмерного континуума показаны прикладные возможности применения математических методов с целью повышения информативности геологической интерпретации каротажных диаграмм. Путем структурно-числового моделирования получены сведения о неизвестном ранее характере изменений фильтрационно-емкостных свойств в пределах водонефтегазоносной толщи.