

ЗНАХОДЖЕННЯ ВЕРТИКАЛЬНИХ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ БАР'ЄРІВ ВІДТВОРЕННЯМ ЛАТЕНТНОЇ СТРУКТУРИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО СТАНУ ПРИРОДНОГО РОЗЧИНУ

© А.В. Хтема, В.М. Хтема, 2010

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

The nonuniform energy state of natural solution was researched by the instrumentality of interdisciplinary integration and physical-mathematical models of water-oil and gas section. Permanent connections and phenomenon, which objectively exist, were determined within formal geological space. Particularly, they are: the regular vertical motion of solution, the presence of filtration barriers and wave-frequency anomalies of vertical gradient of general pressure. Data increment of wave-frequency anomalies are confined to the oil-and-gas intervals.

Keywords: anomaly, barrier, hydrocarbon, gradient, energy, information, hydrocarbon saturation, trap, porosity, permeability, motion, pressure, section.

Нафта і газ – рухливі речовини.
Переміщення їх у земній корі
регулюється законами фізики.

М.А. Єременко

Використане як епіграф висловлювання стисло окреслює підхід, що відображає гранично ясно можливість вирішення окремих нафтогазопошукових завдань способом “переведення” їх із однієї галузі знань (геологія) в іншу (фізика). Розглянемо цей підхід на конкретних прикладах міждисциплінарної інтеграції, які глибше розкривають зміст процитованого.

Авторами [1–5] отримано додаткові обсяги геоінформації за допомогою інтегральних фізико-математичних моделей, що створені з метою виявлення в процесі геологічної інтерпретації каротажних діаграм аномалій типу “поклад” (АТП) за візуалізації траєкторії та швидкості руху природного розчину. При цьому траєкторію та швидкість руху розглядали як багатокомпонентне невідоме X , що функціонально залежить від сукупності окремих невідомих аргументів x_1, x_2, \dots, x_n . Аналогічного типу задачі-головоломки, зазвичай, математично розв'язують з використанням процедури послідовного визначення окремих невідомих. Відшукавши невідоме x_1 , знання першої компоненти доповнюють знанням другої компо-

ненти – x_2 , і так далі, аж до визначення власне невідомого X .

З позиції геоінформатики, вибраний вищезгаданими роботами напрям є спробою визначити, яку інформацію треба мати, щоб спрогнозувати місцеположення та глибину успішної пошукової свердловини. При цьому конкретизувати ті геофізичні умови, за наявності яких спостерігається явище скупчення вуглеводнів, та одночасно отримати відповіді на запитання: що, як, де, коли і з якою метою відбувається в надрах Землі?

Прикметним є і те, що на кожному наступному етапі досліджень інформацію², яку отримували раніше, використовують як базову для прирощення подальшої інформації, наближаючись з кожним новим кроком до узагальнюючого геологічного припущення, що підлягає перевірці практикою – просторової локалізації в межах розбуреної ділянки надр нових нафтогазоперспективних об'єктів. При цьому спираються на правило аналогії, згідно з яким подібні явища обов'язково відбуваються, якщо існують фізично подібні умови та обставини.

Звертаємо увагу на принциповий момент – мають на увазі ті нові об'єкти, які не були виявлені свердловинами, пробуреними та дослідженими, відповідно до домінуючої парадигми³. Результ-

¹ Що відбувається в надрах Землі – проблема, яка під номером 10 знаходиться в списку 25 головних проблем сучасної науки, опублікованому журналом Science до свого 125-річчя (Ірина Заугольных, <http://www.utro.ru/articles/2005/07/06/455621.shtml>).

² Відомості про геоінформаційні компоненти: x_1 – міжреперна кореляція із залученням віртуальних ізохронних поверхонь [1]; x_2 – структурні побудови з використанням нелінійних принципів інтерполяції та екстраполяції дискретних даних [2]; x_3 – виявлення похованих стратиграфічних неузгоджень [3]; x_4 – візуалізація фільтраційно-ємнісних властивостей геологічного середовища [4]; x_5 – виділення системи гідродинамічно сполучених пор і тріщин [5].

³ Під домінуючою парадигмою розуміємо сукупність загально визнаних теоретичних конструкцій, уможливленіх припущень, особистих переконань і узвичаєних колективних традицій тощо, які в межах нафтогазопошукової геології використовують з метою тлумачення геофізичної інформації, тобто в межах тієї “нормальної” (за термінологією Т. Куна)

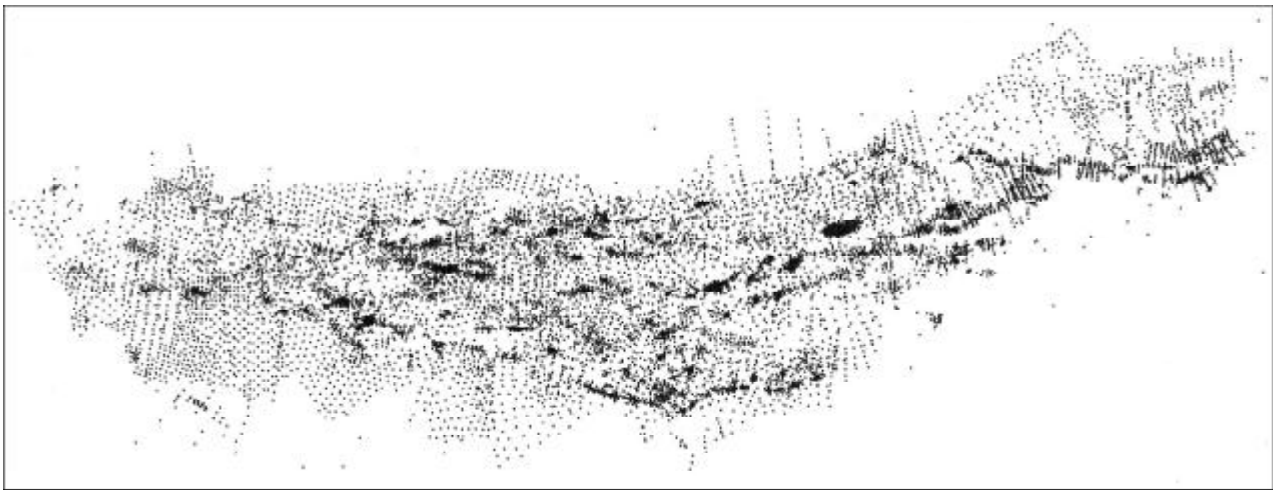


Рис. 1. Дніпровсько-Донецька западина. Схема розташування пробурених свердловин

тати її багаторічного застосування на теренах Дніпровсько-Донецької западини ілюструє рис. 1.

Знаходження панівних тенденцій у масивах унікально-випадкової інформації, геометрично представленої каротажними діаграмами, дало нам змогу виокремити деякі загальні принципи функціонування геологічного середовища як механізму двоєдиного призначення. З одного боку, неоднорідне геологічне середовище є носієм змінної порожнистості, де відбуваються міграція, акумуляція та еміграція флюїдів різного типу, з іншого – його безперервна неоднорідність продукує змінну швидкість руху природного розчину – носія вуглеводнів.

Спираючись на геологічні закони, які сформульовані у статті [4], доходимо висновку і про те, що неврівноважена неоднорідність напружено-деформованого геологічного середовища також може слугувати джерелом прирощення енергії. В свою чергу, поява додаткової енергії, за наявності осередків підвищеного гідравлічного опору, спричиняє енергетичне збудження та формування гідродинамічно нестабільних потоків, у результаті чого може змінюватись фізико-хімічний склад природного розчину. Отже, наблизитись до “божевільної” гіпотези про існування і на невеликих глибинах явища трансмутації речовини – перетворення в результаті безперервного колообігу енергії та речовини одних хімічних сполук на інші, теоретичну можливість синтезу яких, у тому числі вуглеводневого, в умовах великих глибин та енергозбудження надр обґрунтовано у статті [7].

науки, беззаперечно досягнення якої спричинили появу та функціонування високорентабельної нафтогазодобувної галузі. Проте якщо розглядати результати буріння пошукової свердловини під кутом ретельно продуманого носіями геологічної думки наукового експерименту, вартість якого сягає десятків мільйонів гривень, то коефіцієнт успішності пошукового буріння потрібно трактувати як об’єктивну оцінку досягнутого ними прогностичного рівня, який “відрізняє справжнє наукове рішення від суто метафізичних спекуляцій, гри слів або математичних забав” [6]. Тому якщо не використовувати оцінки за заниженою шкалою, стагнація значень коефіцієнта успішності на рівні $< 0,5$ на фоні екстенсивного зростання обсягів геофізичних даних є ознакою того, що домінуюча парадигма нафтогазопошукової геології, через теоретичну аморфність пошукових критеріїв та використання квазіформального простору [2], не відповідає вимогам економіки інвестиційного типу – буріння пошукових свердловин із коефіцієнтом успішності 1,0. Показово, що ця вимога сьогодення безпосередньо перекликається із головним призначенням геологічної науки: бути знаряддям достовірного прогнозу.

Крім того, в межах загального енергетичного підходу за результатами вирішення декількох геоінформаційних задач показано [2, рис. 2; 4, рис. 11], що однією з причин енергетичного збудження природного розчину є поздовжньо-поперечні пульсації об’єму порожнистості, які зумовлюють зміни швидкості та траєкторії його руху. Розглядаючи міграцію, акумуляцію та еміграцію природного розчину як окремі ланки безперервного процесу “помпування” земної кулі масою, енергією та інформацією [4, рис. 1] і враховуючи при цьому дискретно-хвильову природу всесвітнього енергомасообміну, енергомасоперенесення, переміщення та накопичення інформації, логічно припускати, що досягнення нафтогазогенеруючого рівня збудження та поява нової речовинної структури – скупчення вуглеводнів у гідравлічно-безперервному природному розчині, який до цього був квазіоднорідним, відбуваються внаслідок імпульсно-хвильових процесів із аномальною інтенсивністю.

Суттєво спрощує процес пізнання та обставина, що ці, поки що недостатньо вивчені природні процеси мають бути принципово подібними до відомих техногенних процесів, які спричинені змінами тиску в рідині через зміни швидкості та напрямку її руху в розгалужених напірних трубопроводних системах змінного діаметра. Наприклад, стрибкоподібне зростання тиску в рухомій рідині за її різкого гальмування або зупинці за допомогою запірнього вентиля (дроселя) зумовлює появу в трубах гідравлічного удару, за якого виникають від’ємні прискорення. Одночасно відбу-

вається і явище мінливості градієнта тиску⁴ – зміна напрямків вектора та величини його модуля, яке виникає на межі окремих шарів рідини, що рухаються у протилежні боки. Принагідно зазначимо, що протидія та взаємодія зустрічних потоків також спричиняють виникнення ефекту їх позірної нерухомості. В результаті цього в рідині утворюються повільно релаксуючі окремі ділянки, у межах яких тиск деякий час залишається відносно підвищеним або пониженим. Важливим є і те, що в процесі зіткнення двох різноспрямованих потоків рідини, в умовах гідродинамічної нестабільності, спричиненої стрибками швидкості, утворюється третя субстанція – результуючий потік, що розходить в різні боки. В гідродинаміці цей потік прийнято називати пеленою [8].

У реальному геологічному просторі існування нестабільного поля тиску та різноспрямованих речовинно-енергетичних потоків також може привести до трансформації фізико-хімічних властивостей природного розчину через зміну концентрації його динамічно активних і пасивних компонентів. Тому слід очікувати, що в межах ситуативно генеруючого осередку⁵, де найінтенсивніше реалізується вуглеводневий потенціал природного розчину, відбувається безперервне відновлення енергетично-активних вуглеводнів, які завдяки пелені надходять до ситуативно акумулюючого осередку⁶, де мають формуватись їхні енергетично-пасивні скупчення. Тому, цілком ймовірно, що саме видобуток енергетично-активних вуглеводнів, із застосуванням відповідної технології та використанням фактора часу, надає шанс досягти значень коефіцієнтів нафто- та газовилучення, значно більших за одиницю.

Якщо із візуалізацією АТП поєднати можливість дієвішого, порівняно з методом “дикої кішки, яку научили стрибати квадратно-гніздовим способом” (див. рис. 1), вирішення суто прикладних геологічних завдань, у тому числі підвищення коефіцієнта успішності буріння пошукових свердловин $> 0,5$, знаходження в межах уже розбуреної території на відносно невеликих глибинах скупчень вуглеводнів із значними запасами та виявлення ділянок їх надвисокорентабельного видобутку, неминуче постає прагматичне запитання: як за допомогою триєдності *енергія (E) – маса (m) – інформація*⁷ (с) можна пояснити механізм, а головне, практично вия-

вити та локалізувати у формальному просторі явище екранування та утворення скупчень вуглеводнів у природному розчині, який має необмежені степені вільності стосовно вибору в межах реального простору напрямків власного руху? Спроба відповісти на це запитання і є метою запропонованої статті.

У межах домінуючої парадигми прийнято вважати, що скупчення вуглеводнів екрановані породами-покришками, які залягають над породами-колекторами. Ще відносно недавно геологічна спільнота розглядала породи-покришки, як породи, *непроникні* для нафти і газу. За відсутності *непроникних* порід-покришок формування та збереження в породах-колекторах скупчень рідких або газоподібних вуглеводнів стає неможливим [9]. Вважали також, що екранувальні властивості порід-покришок покращуються із збільшенням їхньої загальної потужності.

Через брак способів установлення *непроникності* гірських порід геолог-інтерпретатор у практичній діяльності певний час був вимушений задовольнитись логічними конструкціями на кшталт того, що “найдостовірнішим показником високої якості покришок є наявність безпосередньо під ними або на певній відстані великих покладів нафти і газу” [10, с. 61].

Згідно з результатами експериментальних досліджень *проникності* гірських порід, на сьогодні прийнято вважати, що породи-покришки, які представлені здебільшого глинистими, вапняковими, евапоритовими та криогенними утвореннями, характеризуються *незначною проникністю* [12]. Втім це не розв’язує проблеми, тому що породи-покришки, є непроникними або проникними, і третього не дано. Отже, використання терміна “*незначна проникність*”, який надає необмежено зручні можливості для його довільного тлумачення⁸, засвідчує не стільки неспроможність ототожнити явище скупчення вуглеводнів із динамічними просторово-часовими процесами, скільки маскування тієї очевидної у філософській системі координат⁹ обставини, що будь-які утворення матеріального світу, де “все тече і все змінюється”, є не закритими, а відкритими системами. Ці системи, як відомо, складаються із окремих взаємно *проникних* елементів, фундаментальною властивістю яких є “вхід” та “вихід” через необхідність постійно обмінюватись із навко-

⁴ Градієнт – швидкість зміни в просторі якої-небудь величини під час переміщення на одиницю довжини в деякому напрямку.

⁵ Ситуативно генеруючий осередок – ділянка природного розчину, яка на час спостережень генерує автоколивальні збудження з максимальною амплітудою.

⁶ Ситуативно акумулюючий осередок – ділянка природного розчину, яка на час спостережень нагромаджує в собі продукти його фізико-хімічної диференціації.

⁷ Інформація – матеріальна сутність, яка має фізичну реалізацію [11]. Інформація – те, що робить все навколо залежним одне від одного (Є. Бурлаченко).

⁸ Вещи бувають великими і малими не токо по воле судьбы и обстоятельств, но также по понятиям каждого (Козьма Прутков) – рос.

⁹ Яку б позу не приймали дослідники природи, над ними володарює філософія (Ф. Енгельс).

лишнім середовищем речовиною, енергією та інформацією. Так, з метою поглибленого вивчення екранувальних властивостей глинистих порід на прийнятному технологічному рівні були виконані лабораторні дослідження керн, за допомогою яких визначено абсолютну газопроникність та перепад тиску прориву газу. На основі отриманих результатів дослідники дійшли неординарного висновку щодо можливості геологічно масштабної еміграції вуглеводнів через низькопроникні глинисті породи-покришки та кількісно оцінили можливі обсяги цього процесу залежно від величини перепадів тиску та тріщинуватості [13].

Зіставлення вищенаведеного в історичному аспекті дало змогу усвідомлено згенерувати теоретико-емпіричний парадокс¹⁰ – свого роду момент істини для геолога-інтерпретатора. З одного боку, прийнято вважати, що наявність окремих літологічних різновидів, які перешкоджають еміграції вуглеводнів, є обов'язковою умовою утворення та збереження скупчень вуглеводнів. З іншого боку, експериментально встановлено, що вони є своєрідним ситом, решітчастість якого зумовлена тріщинуватістю – атрибутом напружено-деформованого стану геологічного середовища [5].

Наявність парадоксу та обмеженість еволюційного ланцюжка уявлень про породи-покришки як про *непроникні* → *малопроникні* → *проникні* літологічні різновиди прямо вказують на необхідність креативного пошуку іншої причини екранування вуглеводнів, яка має бути інваріантом, тобто бути наявною завжди і всюди, зумовлюючи утворення їхніх скупчень. Логіка досліджень особливостей “невидимих” геофізичних полів підказує, що це має бути властивість, яку цілком можливо розпізнати теоретично.

Для цього, враховуючи те, що рух природного розчину закономірно відбувається в напрямку від зони підвищеного тиску до зони пониженого тиску, скористаємось фізичним явищем, яке відоме геологам-нафтовикам принаймні ще з кінця 1970-х років під назвою “бар'єр тиску” – інтервал розвитку утворень із підвищеним тиском, який протидіє міграції флюїдів [14].

Із рис. 2 випливає, що діагностичною ознакою існування “бар'єра тиску” є наявність інтервалів відносного як профіциту, так і дефіциту тиску та екстремальних точок, де змінюється на протилежний знак вектора градієнта тиску. Важливим є те, що безпосередньо в точках екстремуму градієнт тиску стає незначною величиною, яка у математичному сенсі дорівнює нулю.

З дещо інших позицій причини змін у швидкості руху природного розчину в межах геологічного середовища розглянуто у статті [15].

¹⁰ Парадокс – конфлікт із логікою закону несуперечності, який характеризується наявністю двох протилежних, взаемовиключних тверджень з одного і того самого питання, причому кожне з тверджень має власні аргументи. Теоретико-емпіричний парадокс – протиріччя між загальноновизнаними умоглядними положеннями та експериментальними результатами.

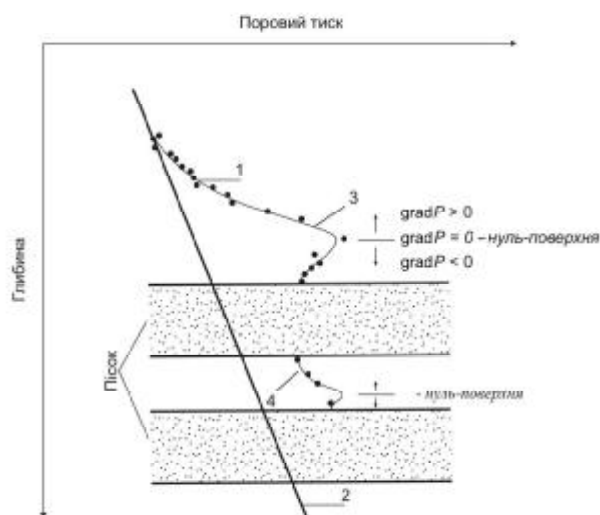


Рис. 2. Залежність порового тиску від глибини в басейні Бофорта, Канада (за даними [14], з доповненнями). Тиск: 1 – розрахунковий, 2 – гідростатичний; 3 – профіцит тиску; 4 – дефіцит тиску; $\text{grad } P$ – градієнт тиску

В ній обґрунтовано гіпотетичну можливість існування фільтраційних бар'єрів, що спричиняють затримку руху флюїдів. За визначенням її авторів, фільтраційний бар'єр – це ділянка геологічного середовища, де на короткій відстані відбувається різке зменшення інтенсивності руху (затримка) рідких і газоподібних флюїдів. Характерним є те, що, на відміну від деяких інших геологічних суджень описового характеру, у правильності наведеного висловлювання можна пересвідчитись за допомогою фізико-математичних міркувань. Їхня суть полягає в тому, що затримка флюїду на короткій відстані означає зменшення до нуля величини модуля вектора швидкості фільтрації.

Спрощеним інтегратором викладеного слугує функція (1), згідно з якою модуль вектора швидкості фільтрації (V , см/с) прямо пропорційний градієнту тиску [16], а саме:

$$V = k_{\mu} / \mu \cdot dP/dl, \quad (1)$$

де k_{μ} – проникність ($\neq 0$), мкм²; μ – в'язкість природного розчину ($\neq 0$), Па · с; $\text{grad } P = dP/dl$ – градієнт тиску природного розчину ($\neq 0$), Па/м.

У декартових координатах

$$V = (V_x^2 + V_y^2 + V_z^2)^{0.5}, \quad (2)$$

де V_x^2 , V_y^2 , V_z^2 – складові швидкості по осях X , Y , Z .

Якщо $\text{grad } P = 0$, швидкість фільтрації теж дорівнює нулю. Внаслідок цього будь-які проникні утворення, в яких величина $\text{grad } P$ досягає нульових значень, набувають властивостей фільтраційного бар'єра, або “незримого” фізичного явища, яке перешкоджає безперервному руху природного розчину. А це, у свою чергу, дає підстави ствер-

джувати, що в неоднорідному геологічному середовищі тиск є причиною і наслідком як руху, так і не-руху природного розчину¹¹.

Математично-графічна візуалізація характеру поведінки в межах формального часопростору змінної за величиною та напрямком траєкторії *V* потребує виходу безпосередньо в кіберпростір, де ризику підміни творчої складової нафтогазопозукової діяльності формальними процедурами, втрати зв'язку із реальністю та біороботизації георетично та мотиваційно дезорієнтованого індивідуума є максимальними. Отже, до моменту локалізації АТП у традиційному двовимірному просторі та отримання позитивних результатів вирішального експерименту [4] здійснення громіздких векторних і тензорних розрахунків, на наш погляд, є передчасним. Тому, беручи до уваги і те, що *“ціле знаходиться в своїх частинах у будь-якій частині через будь-яку частину”* (Н. Кузанський), на цьому етапі досліджували поведінку тільки вертикальної складової градієнта тиску, абстрагуючись, до пори та часу, від існування суттєвих відмінностей між фільтраційними властивостями міжзернової та тріщинуватої порожнистості, що були встановлені на попередньому етапі досліджень [5].

Відповідно до виразу (1), в точці екстремуму, де вертикальний градієнт тиску математично дорівнює нулю, швидкість вертикальної фільтрації природного розчину теж математично дорівнює нулю, тобто його рух в напрямку знизу вгору (або згори вниз) призупиняється. Важливим є те, що із зменшенням вертикальної складової одночасно збільшується горизонтальна складова, яка спричиняє рух природного розчину по латералі, швидкість якого у багато разів може перевищувати швидкість по вертикалі [8].

В умовах існування різноспрямованих рухів вертикальний фільтраційний бар'єр можна розглядати як інтервал з практично нульовою потуж-

ністю, сукупність яких утворює свого роду плівку-мембрану, що отримала назву “нуль-поверхня”. Морфологію нуль-поверхні, яка ситуативно перебуває у метастабільному стані, визначають просторовими координатами масиву екстремальних точок, в яких знак вертикального вектора градієнта тиску та, відповідно, вертикальна складова вектора напрямку руху природного розчину змінюються на протилежний. Разом з тим у результаті безперервних деформацій (розтягнення, згинання, скручування, стискання) та циклів різноамплітудних, різночастотних і різноперіодичних поперечно-подовжніх коливань надр Землі¹², що постійно фіксують сейсмографи, морфологія нуль-поверхні весь час змінюється. Будь-яка зміна її форми у просторі та часі приводить до порушення “суцільності” фізичного екрана та продовження вертикальної фільтрації природного розчину внаслідок того, що в результаті проходження через поровотріщинувате середовище хвиль різної частоти та інтенсивності зменшується капілярний опір та збільшується фазова проникність [17].

Виконані дослідження, в основу яких покладено теоретичні міркування про нестабільний рух природного розчину та існування нуль-поверхонь, що розділяють одне від одного відмінні за фізичними властивостями квазістійкі вихрові утворення, є третім етапом геологічної інтерпретації каротажних діаграм з метою виявлення у формальному просторі аномальних тенденцій у поведінці абстрактних геопараметрів, що спричиняють у реальному геологічному середовищі появу флуктуацій у траєкторії та швидкості руху природного розчину [4]. Подальше демонструє практичні результати вирішення тих геоінформаційних задач, які стосуються визначення енергетичного стану природного розчину та знаходження вертикальних фільтраційних бар'єрів, місцеположення та морфологія яких були встановлені за допомогою структурно-числового моделювання.

¹¹ Універсальність цієї тези не залишає жодних сумнівів стосовно того, що за допомогою міждисциплінарної інтеграції та досліджень тих значень аргументів, за яких функція швидкості фільтрації дорівнює нулю, відкрито ще один геологічний закон. Якщо так буде продовжуватись і надалі, то висока ймовірність того, що в досяжному майбутньому нафтогазопозукове дійство із мистецтва створення неповторних інтерпретаційних шедеврів, регламентованого інвестиційно-непривабливими організаційними та правовими формами, недосконалими інструкціями і балансами бухгалтерського штубу, під впливом яких воно поступово перетворюється у малоцікаве ремесло, трансформується у генеруючу ймовірнісні знання “точну” науку. За її допомогою буде повністю стандартизована обробка суб'єктивних результатів розумових актів геолога-інтерпретатора, а його психічна енергія, лєвова частка якої витрачається на інтерпретаційне самочинство, за допомогою геофізичних моделей та математичних символів буде спрямована у русло виявлення об'єктивно існуючої множини “непостережуваних суттєвостей”. Правомірно також очікувати, що наукова оптимізація приведе до реалізації інноваційно-інвестиційного сценарію подальшого розвитку нафтогазопозукової геології, коли кількість та якість вихідних артефактів обмежуватиметься лише обсягами та достовірністю вхідних геофізичних даних, інтелектуальним потенціалом геолога-інтерпретатора, його фаховим досвідом і персональною відповідальністю у межах персонального роаялі (частки короля, від фр. *royal* – король) за надання інвестору ризикованих, проте потенційно високоприбуткових рекомендацій.

¹² Пластично-крихкий, тонкостінно-тріщинуватий, вибухо- та пожежонебезпечний резервуар, заповнений високотемпературно-в'язкою та енергоємно-неоднорідною речовиною, яка в умовах надмірного тиску перебуває у динамічно-неврівноваженому твердому, рідкому та газоподібному стані. Якщо це вмістилище Всесвітнього Розуму розглядати і як детерміноване явище, хоча би через те, що явищем, детермінованим Творцем, є вся реальність, то на якому саме етапі знаходиться планета Земля – зародження, розвитку, стагнації, деградації чи загибелі? Відповідь на це запитання визначатиме подальшу долю людства – або воно з плином часу все більше і більше потерпатиме від наслідків катаклізмів, спричинених прогресуючим та незбалансованим, як техногенним, так і природним, енергомасоперенесенням, або ж розпочне інформаційну взаємодію з планетою Земля задля досягнення тривалого гармонічного взаєморозвитку.

Відомості щодо латентної (прихованої) структури енергетичного поля природного розчину (тиск та градієнти тиску) отримано опосередковано – через трансформацію математичними засобами у позасвердловинному просторі особливостей хвильової геометрії діаграм каротажу в діапазоні залягання ізохронної водонафтогазоносної міжреперної товщі xt-13/16 N-ського родовища з використанням результатів, наведених у публікаціях [1–4].

Для отримання геоінформації, яка б давала максимально можливе уявлення про енергетику, інтенсивність і масштаби явища дискретно-хвильового функціонування водонафтогазоносної товщі, надаємо такі значення задіяним показникам і символам.

Ситуативний загальний тиск (${}^{\text{т}}P$, МПа) – тиск, під яким знаходиться природний розчин у межах загальної порожнечості геологічного середовища на певному проміжку часу (без урахування дії техногенного чинника). Величина тиску характеризує ступінь пружного стиснення природного розчину та обтискання ним мінерального скелета [18].

Ситуативний вертикальний градієнт загального тиску (${}^{\text{г}}\text{grad } {}^{\text{т}}P$, МПа/м) – перепад ситуативного загального тиску по вертикалі на одиницю глибини (H , м), який розраховували у кожній вузловій точці (ВТ) у межах елементарних ізохронних інтервалів за формулою

$${}^{\text{г}}\text{grad } {}^{\text{т}}P = ({}^{\text{т}}P_{n+1} - {}^{\text{т}}P_n) / (H_{n+1} - H_n). \quad (3)$$

Ситуативний коефіцієнт аномальності загального тиску ($KA^{\text{т}}P$) – безрозмірний показник, який обчислювали у кожній ВТ у межах елементарних ізохронних інтервалів за формулою

$$KA^{\text{т}}P = {}^{\text{т}}P / P_r, \quad (4)$$

де P_r – умовний гідростатичний тиск, МПа.

Ситуативна щільність фільтраційних бар'єрів (${}^{\text{т}}\text{ЩФБ}$, м^{-1}) – показник, який знаходили у кожній ВТ у межах товщі xt-13/16 за формулою

$${}^{\text{т}}\text{ЩФБ} = \frac{\sum_{i=1}^n n_0}{h}, \quad (5)$$

де $\sum_{i=1}^n n_0$ – кількість нуль-поверхонь; h – вертикальна потужність товщі xt-13/16, м.

Ситуативна інтенсивність реверсного руху природного розчину (${}^{\text{т}}IPP$) – безрозмірний показник, який розраховували у кожній ВТ у межах товщі xt-13/16 за формулою

$${}^{\text{т}}IPP = \frac{\uparrow \sum_{i=1}^n h_{i+1}^i \cdot m_{i+1}^i}{\updownarrow \sum_{i=1}^n h_{i+1}^i \cdot m_{i+1}^i}, \quad (6)$$

де m_{i+1}^i – коефіцієнт загальної пористості [4], який обчислювали у кожній ВТ у межах елементарних ізохронних інтервалів із вертикальною потужністю h_{i+1}^i , м; $\uparrow\downarrow$ – висхідний та низхідний напрямки вертикального руху природного розчину.

Показник ${}^{\text{т}}IPP$ використовували як умовний критерій. Нижче наведено класифікацію руху природного розчину залежно від значень цього показника:

висхідний потік (\uparrow) $-0,90 < {}^{\text{т}}IPP \leq 1,00$;
 висхідна рециркуляція (\updownarrow) $-0,55 < {}^{\text{т}}IPP \leq 0,90$;
 збалансована рециркуляція (\downarrow) $-0,45 < {}^{\text{т}}IPP \leq 0,55$;
 низхідна рециркуляція (\updownarrow) $-0,10 < {}^{\text{т}}IPP \leq 0,45$;
 низхідний потік (\downarrow) $-0,00 < {}^{\text{т}}IPP \leq 0,10$.

Ситуативне аномальне енергетичне збудження природного розчину (${}^{\text{т}}AE3$) – безрозмірний показник, який визначали у кожній ВТ у межах товщі xt-13/16 за формулою

$${}^{\text{т}}AE3 = \frac{\sum_{i=1}^n \left| \frac{{}^{\text{г}}\text{grad } {}^{\text{т}}P_{i+1}^i}{0,098\,066} \cdot KA^{\text{т}}P_{i+1}^i \cdot h_{i+1}^i \cdot m_{i+1}^i \right|}{\sum_{i=1}^n h_{i+1}^i \cdot m_{i+1}^i} - 1, \quad (7)$$

де 0,098 066 – градієнт умовного гідростатичного тиску, МПа/м.

Схарактеризуємо результати розрахунків, які підтверджують реальність використаних теоретичних уявлень (рис. 3–9).

За даними рис. 3, можна візуально оцінити відмінності у неоднорідності енергетичного стану природного розчину в межах непродуктивної (a, d) та продуктивної ділянок ($b-z, e-ж$) і встановити наявність інтервалів як профіциту, так і дефіциту загального тиску.

Вертикальні трубки загальної пористості (рис. 4) демонструють існування двох протилежно спрямованих по вертикалі напрямків руху природного розчину та відмінності параметрів енергетичного стану геологічного середовища між ВТ 27/26 та ВТ 12/41, величини яких зведено у порівняльну таблицю.

Структуру енергетичного стану природного розчину в площині профілю показано на рис. 5, де зафіксовано наявність у нижній частині товщі xt-13/16 осередків надлишкової пластової енергії (рис. 5, a) та існування складнобудованої щільно-переривчастої системи фільтраційних бар'єрів (рис. 5, b), які тяжіють до поверхонь похованих стратиграфічних неузгоджень та функціонально виконують роль “тарілок із отворами” – технологічного атрибуту ректифікаційної колоні.

Узагальнену мінливість з глибиною значень вертикального градієнта загального тиску, що спричиняє аналогічну пульсацію швидкості природного розчину в межах проникної пористотріщинуватої матриці, та чітко виражені

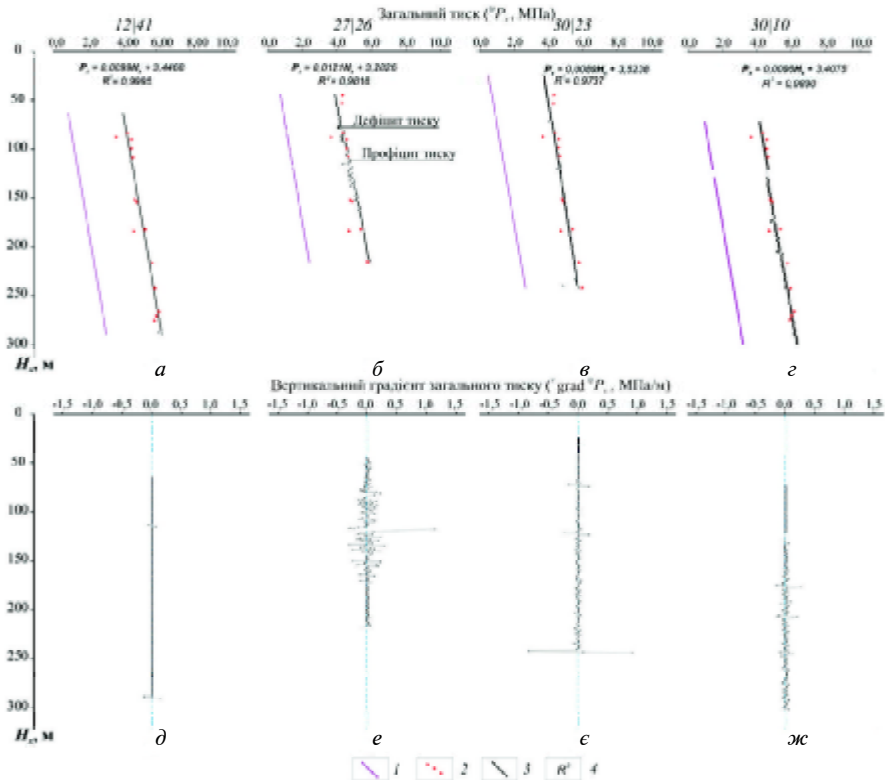


Рис. 3. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 12/41, 27/26, 30/23, 30/10. Енергетичний стан природного розчину за результатами вертикального геологічного каротажу: 1 – умовний гідростатичний тиск; 2 – тиск, заміряний у пошуково-розвідувальних свердловинах до початку видобутку вуглеводнів; 3 – тиск, визначений за даними геологічної інтерпретації каротажних діаграм; 4 – коефіцієнт кореляції

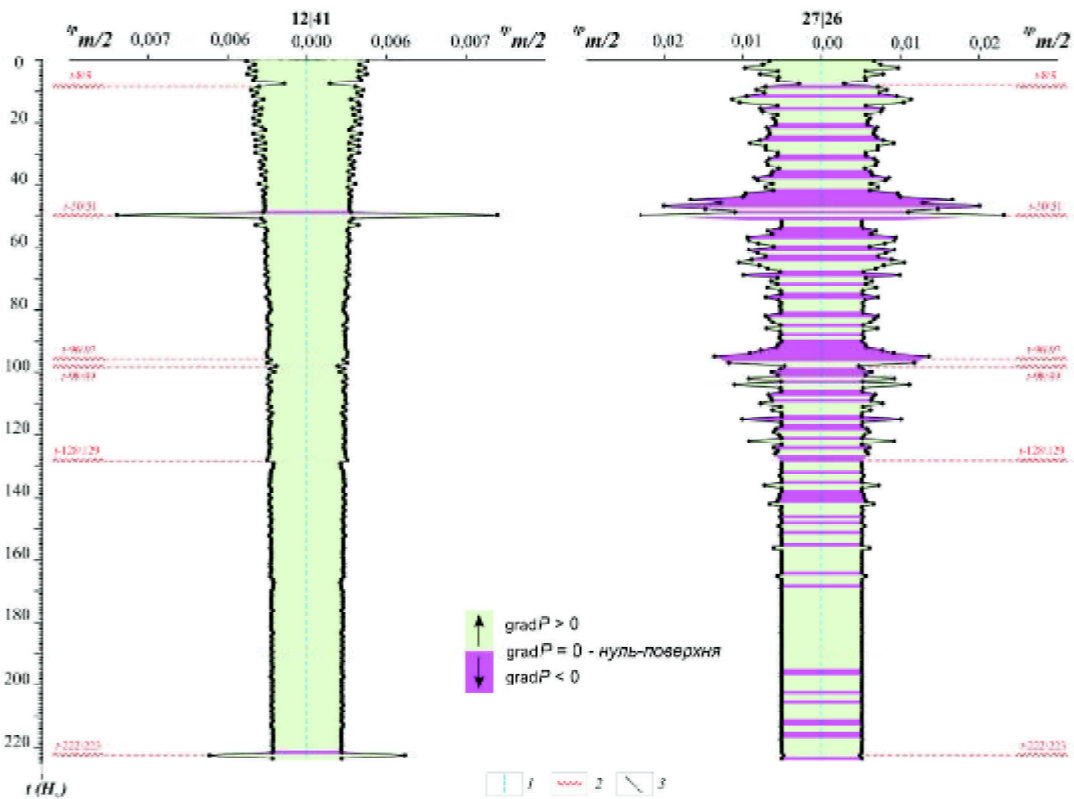


Рис. 4. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 12/41 та 27/26. Вертикальні трубки загальної пористості: 1 – вісь симетрії; 2 – стратиграфічні неузгодження; 3 – розрахункові точки

Порівняльна таблиця

Вузлова точка	Потужність товщі $\chi t-13/16$, м	$\sum_{i=1}^n n_0$	$\mu_{ЩФБ}$, м ⁻¹	$\mu_{АЕЗ}$	$\mu_{ІРР}$	Характер руху природного розчину
27/26 – ділянка навколо продуктивної свердловини	171,73	81	0,472	0,069	0,655	Висхідна рециркуляція (↑↓)
12/41 – ділянка навколо непродуктивної свердловини	225,89	4	0,018	-0,876	0,991	Висхідний потік (↑)

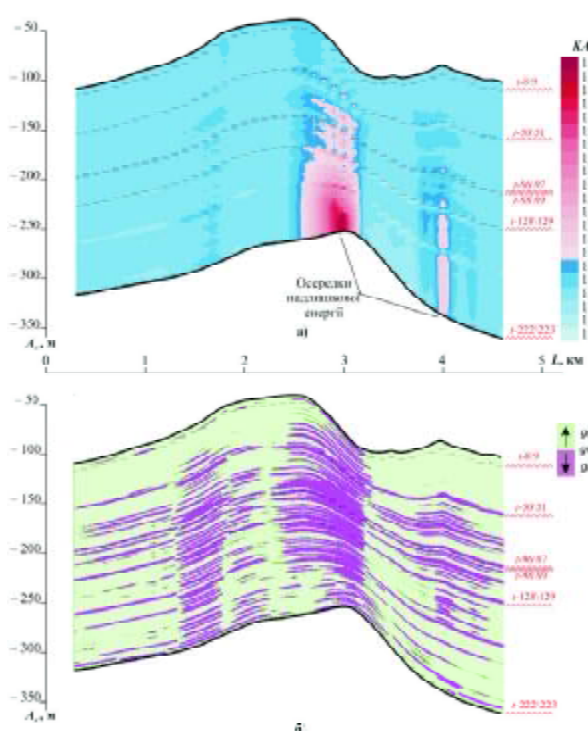


Рис. 5. Площа N. Товща $\chi t-13/16$. Енергетичний стан природного розчину. Профіль по лінії І-І ($Y = 3000$)

відмінності продуктивного середовища відносно непродуктивного ілюструє рис. 6.

На рис. 7–9 показано результати картування щільності фільтраційних бар'єрів, інтенсивності реверсного руху та величини аномального енергетичного збудження природного розчину, що зумовлюють наявність у межах товщі $\chi t-13/16$ енергетично-активних та енергетично-пасивних запасів вуглеводнів.

В кінцевому підсумку особливості сукупності ситуативно змінних геопараметрів, їх взаємозумовленість і просторова переривчастість фільтраційних бар'єрів за наявності різноспрямованого як по вертикалі, так і по латералі руху природного розчину зі змінною швидкістю, засвідчили існування гідродинамічної пастки рециркуляційного типу¹³, де відбу-

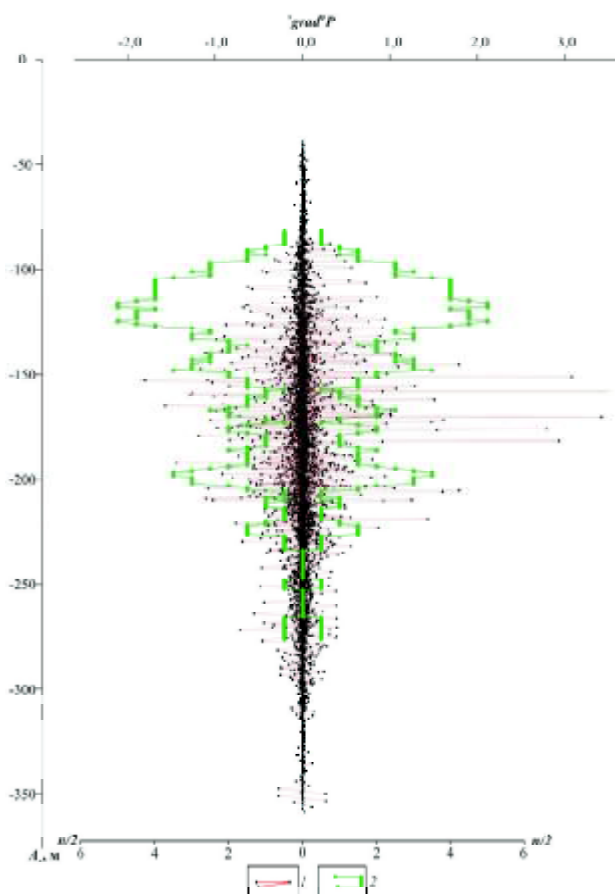


Рис. 6. Площа N. Товща $\chi t-13/16$. Змінення величини $\text{grad } P$ по лінії І-І: 1 – енергетичний імпульс ($\text{grad } P$) за результатами геологічної інтерпретації каротажних діаграм; 2 – кількість продуктивних свердловин (n) за результатами геофізичної інтерпретації каротажних діаграм

вається явище природного відтворення вуглеводнів (рис. 10). І саме це явище із завзятістю, гідною іншого застосування, нищить homo ekonomus¹⁴ незбалансованим вилученням вуглеводнів, активізуючи неусвідомленими діями вкрай небезпечні процеси самодеформування геологічного середовища, інтенсивність, масштаби та енергія руйнування яких зростають за експонентою зі збільшенням глибини, інтенсивності та обсягів видобутої із надр речовини.

¹³ Рециркуляція – багаторазове повне або часткове повернення потоку газів, рідких і твердих речовин у технологічний процес з метою регулювання температури, концентрації компонентів у сумішах та збільшення виходу цільової речовини (БСЭ).

¹⁴ homo ekonomus – людина, яка прагне сьогочасної вигоди, ігноруючи тривалу перспективу (Т. Шеллінг).

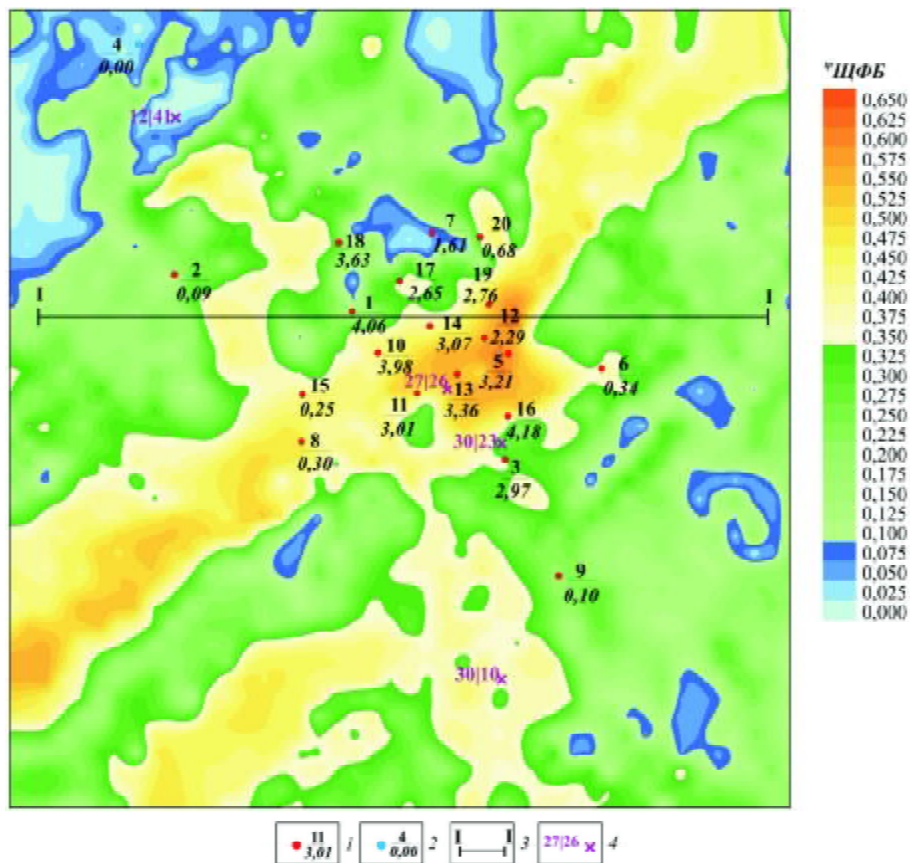


Рис. 7. Площа N. Товща xt-13/16. Карта значень $^{\circ}\text{ЩФБ}$. Свердловини: 1 – продуктивні, за даними геофізичної інтерпретації діаграм ГДС (номер свердловини / питомий нафтогазонасичений об'єм), 2 – непродуктивна; 3 – профіль по лінії I-I ($Y = 3000$); 4 – вузлова точка та її номер.

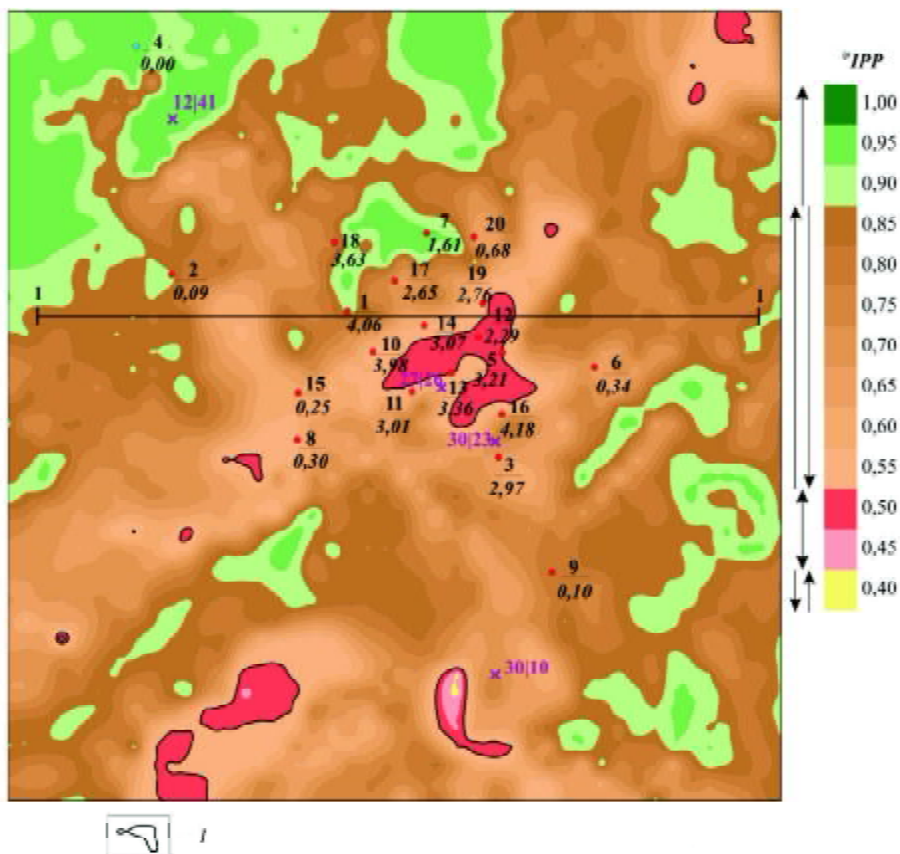


Рис. 8. Площа N. Товща xt-13/16. Карта значень $^{\circ}\text{IPP}$: 1 – контур реверсійної воронки. Інші умовні позначення див. на рис. 7

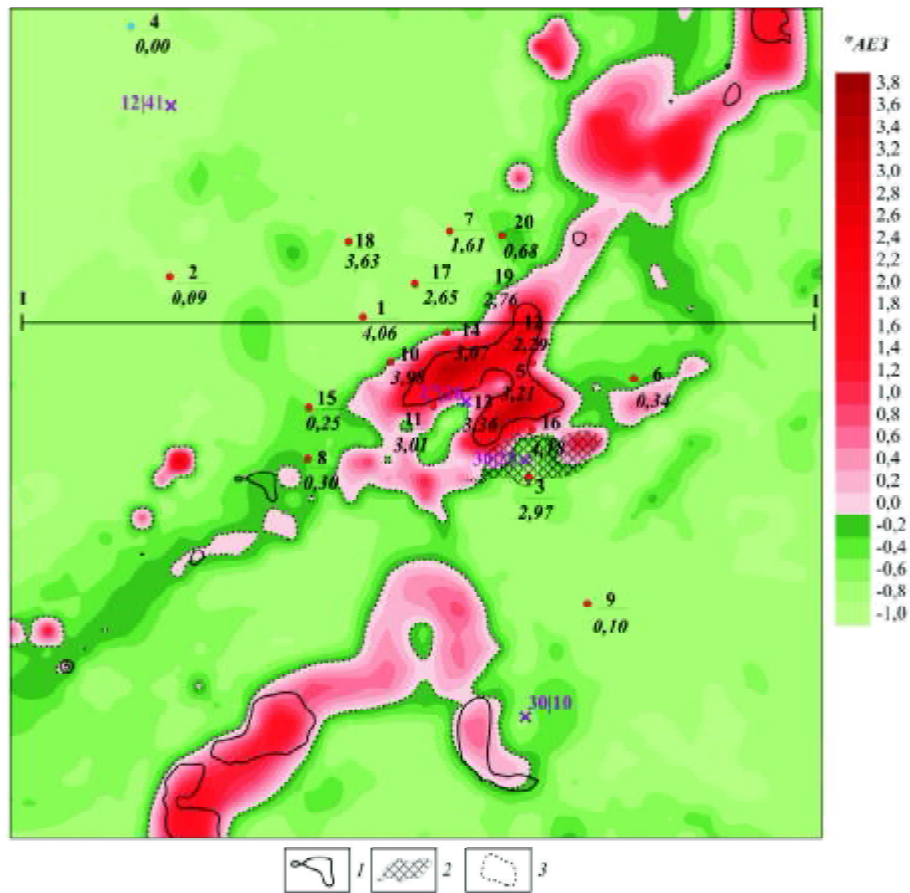


Рис. 9. Площа Н. Товша μ -13/16. Карта значень $\%AEZ$: 1 – контур реверсійної воронки; 2 – контур максимальної тріщинуватості ([5], рис. 5); 3 – контур енергетичного збудження. Інші умовні позначення див. на рис. 7

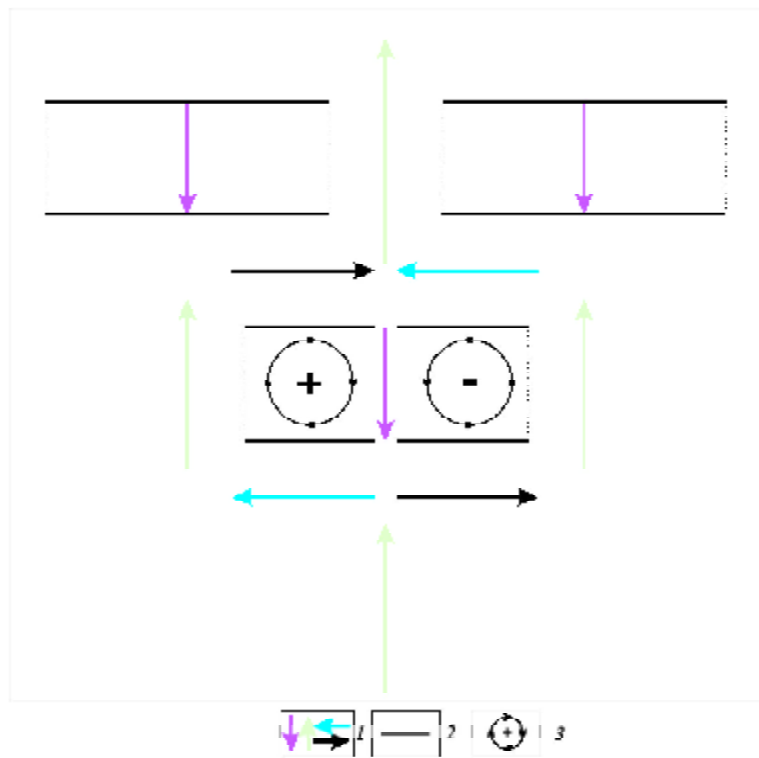


Рис. 10. Ідеалізована схема функціонування гідродинамічної пастки рециркуляційного типу: 1 – вектори швидкості фільтрації; 2 – фільтраційні бар'єри; 3 – вихрове кільце

Підсумовуючи наведене, слід зазначити, що отримана за допомогою фізико-математичних конструкцій геоінформація стосовно емерджентних властивостей водонафтогазоносної товщі дала змогу не лише локалізувати у першому наближенні явище екранування, а й схарактеризувати декілька геофізичних ситуацій, за наявності яких формуються скупчення вуглеводнів:

- існування осередків додаткової пластової енергії та інтервалів як профіциту, так і дефіциту загального пластового тиску;
- аномально мінлива нестабільність вертикальних градієнтів загального тиску та підвищена щільність вертикальних фільтраційних бар'єрів;
- наявність реверсних воронки у межах ділянок максимального енергетичного збудження природного розчину.

З урахуванням виразу (1) отримані результати дають підстави дійти висновку щодо реальності кількісної оцінки швидкості вертикальної фільтрації та візуалізації її траєкторії за умови знаходження значень останнього, поки що невідомого аргументу – в'язкості природного розчину в межах водонафтогазоносної товщі.

1. *Хтема В.М., Хтема А.В.* Можливості 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.
2. *Хтема В.М., Хтема А.В.* Оцінка точності карт гіпсометрії ізохронних поверхонь за співставленням з даними буріння // Геоінформатика. – 2007. – № 4. – С. 40–47.
3. *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.
4. *Хтема А.В., Хтема В.М.* Пізнавальні аспекти візуалізації фільтраційно-ємнісних властивостей водонафтогазоносних надр у міжреперному просторі // Геоінформатика – 2009. – № 4. – С. 64–79.

5. *Хтема А.В.* Візуалізація тріщинуватості за результатами геологічної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин // Там само. – 2010. – № 1. – С. 58–65.
6. *Кун Т.* Структура наукових революцій. – К.: Port-Royal, 2001. – 228 с.
7. *Скворень Й.М., Наумко І.М.* Надра Землі – природний фізико-хімічний реактор // Доп. НАН України. – 2009. – № 9. – С. 138–143.
8. *Майер В.В.* Кумулятивный эффект в простых опытах. – М.: Наука, 1989. – 192 с.
9. *Словарь по геологии нефти.* – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – 776 с.
10. *Корчагин В.И.* Стратиграфическое положение глобальных покрышек и искусственные ловушки нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2. – С. 61–65.
11. *Зеркаль О.В.* Понятия “информация” и “геоинформация”. Развитие взглядов и современные воззрения // Геоинформатика. – 2008. – № 4. – С. 21–32.
12. *Овчаренко А.В., Ермаков Б.В., Мятчин К.М., Шлезингер А.Е.* Флюидоупоры в месторождениях углеводородов // Литология и полезн. ископаемые. – 2007. – № 2. – С. 201–213.
13. *Багнюк М.М., Даніленко В.А., Пилип Я.А.* До проблеми вивчення фільтраційних властивостей порід-покришок та їх ролі у формуванні і збереженні нафтогазових покладів // Мінерал. ресурси України. – 2007. – № 2. – С. 35–37.
14. *Магара К.* Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти: Пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
15. *Хрущов Д.П., Белевцев Р.Я., Бублясь В.М. та ін.* Бар'єрні властивості геологічного середовища // Геол. журн. – 2008. – № 4. – С. 51–59.
16. *Чекалюк Э.Б.* Основы пьезометрии залежей нефти и газа. – Киев: Госиздатгехлит УССР, 1961. – 286 с.
17. *Бажалюк Я.М., Карнаш О.М., Климишин Я.Д. та ін.* Експериментальні дослідження впливу пружних коливань на умови фільтрації газоводяної суміші в пласті // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2008. – № 4. – С. 45–49.
18. *Словарь по геологии нефти и газа.* – Л.: Недра, 1988. – 679 с.

Надійшла до редакції 31.03.2010 р.

А.В. Хтема, В.М. Хтема

ЗНАХОДЖЕННЯ ВЕРТИКАЛЬНИХ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ БАР'ЄРІВ ВІДТВОРЕННЯМ ЛАТЕНТНОЇ СТРУКТУРИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО СТАНУ ПРИРОДНОГО РОЗЧИНУ

За допомогою міждисциплінарної інтеграції та фізико-математичних моделей водонафтогазоносної товщі досліджено неоднорідний енергетичний стан природного розчину. В межах формального геологічного простору виявлено об'єктивно існуючі стійкі зв'язки та явища, зокрема, знакозмінний вертикальний рух розчину, наявність фільтраційних бар'єрів та частотно-хвильові аномалії вертикального градієнта загального тиску, підвищені значення якого приурочені до інтервалу нафтогазоносності.

Ключові слова: аномалія, бар'єр, вуглеводні, градієнт, енергія, інформація, нафтогазоносність, пастка, пористість, проникність, рух, тиск, товща.

ПОИСК ВЕРТИКАЛЬНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ БАРЬЕРОВ ВОССОЗДАНИЕМ ЛАТЕНТНОЙ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНОГО РАСТВОРА

С помощью междисциплинарной интеграции и физико-математических моделей водонефтегазоносной толщи исследовано неоднородное энергетическое состояние естественного раствора. В пределах формального геологического пространства установлены объективно существующие стойкие связи и явления, в частности, знакопеременное вертикальное движение раствора, наличие фильтрационных барьеров и частотно-волновые аномалии вертикального градиента общего давления, повышенные значения которого приурочены к интервалу нефтегазоносности.

Ключевые слова: аномалия, барьер, углеводороды, градиент, энергия, информация, нефтегазоносность, ловушка, пористость, проницаемость, движение, давление, толща.