

РЕЗУЛЬТАТИ ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОЇ ГУСТИНИ ПРИРОДНОГО РОЗЧИНУ В МЕЖАХ ГІДРОДИНАМІЧНОЇ ПАСТКИ РЕЦИРКУЛЯЦІЙНОГО ТИПУ

© А.В. Хтема, В.М. Хтема, 2011

ТОВ “Променерго продукт”, Київ, Україна
ДП “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”
НАК “Нафтогаз України”, Київ, Україна

A specific density of natural solution within a hydrodynamic trap of recycling type was determined through the instrumentality of heliogeological idea, geological interpretation of well logs and structural-numerical modeling. Low values of the specific density of natural solution are related to oil and gas saturation intervals. It was confirmed the postulate, which specifies a conceptual principle of oil and gas exploration geology, i.e. rocks gasify under the certain geological and physical processes.

Keywords: anomaly, hydrocarbons, geoinformation, geology, density, energy, interpretation, model, trap, motion, accumulation, pressure.

*Intelligenti pausa –
розуміючому потрібно небагато (лат.)*

У рамках досліджень закономірностей формування скупчень вуглеводнів з метою наступного їх використання для підвищення ефективності подальших пошуків нижче продемонстровано результати, які отримані в процесі вирішення геоінформаційної задачі стосовно визначення питомої густини природного розчину, що рухається у межах міжреперної водонафтогазоносною ізохронної товщі $x_t-13/16$ N -ської площі, розташованої в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ).

Результати, які є предметом розгляду статті, були отримані протягом четвертого етапу досліджень, що здійснюються з використанням геліологічних уявлень¹, геологічної інтерпретації діаграм геофізичних досліджень свердловин (ГДС) і структурно-числового моделювання (СЧМ) для виявлення аномалій типу “поклад” (АТП) за фізико-математичними моделями тих геопараметрів, що зумовлюють зміни у траєкторії та швидкості руху природного розчину [1–3].

Найближчим аналогом способу вирішення цієї задачі є гравіметрія, за допомогою якої виявляють аномалії, що пов’язані зі змінами по глибині та латералі питомих густин гірських порід. Проте задіяний авторами спосіб є оригінальним, що унеможливило використання наукових доробок попередників. І для того щоб ненароком не опинитись

заручниками тривіальної ситуації, коли вирішення другорядних питань розпочинається ще до початку вирішення головних, попередньо скористалися загальновідомими світоглядними судженнями про те, що “природа рухомих тіл впливає з форм руху” (Ф. Енгельс) та “активність матерії пов’язана із неврівноваженими умовами, що породжені самою матерією” (І. Пригожин). Це дало підстави припустити, що саморух матерії, зумовлений нескінченними перетвореннями маси в енергію та навпаки, завдячуючи чому “ейнштейнівська” маса спочатку перетворюється в енергію, яка згодом трансформується в “ньютонівську” масу (див. рис. 1 [3]), спричиняє безперервні зміни “внутрішньої сутності речей і явищ”. Беручи до уваги те, що “...основною формою всякого руху є наближення та віддалення, стиснення і розширення...” [4, с. 52], можна також припустити, що *речовина – це стиснена у часі та просторі енергія, а енергія – це розширена у просторі та часі речовина* (тут і надалі – курсив авторів). Ця прагматично багатообіцяюча, теоретично спрощена конструкція – *тотожність речовини і енергії*, дала можливість уможливити розглядати багатокомпонентний природний розчин – атрибут життєдіяльності Землі, що постійно утворюється та циркулює в надрах, як похідну її енергетичного стану. А якщо це так, то енергетичні пертурбації геофізичних полів мають спричинити зміни у параметрах фізичного стану природного розчину, зокрема його питомої

¹ Геліологічні уявлення ґрунтуються на ідеї домінуючого впливу Сонця, як джерела енергії та речовини, на процеси формування Землі, яку окремі представники сучасної геофізичної науки схильні розглядати тільки як “купу самогравітуючого каміння” [5, с. 166]. Проте якщо на найвищому, духовному, рівні абстрагуватись від того, що homo sapiens це теж “купа самогравітуючих кісток”, і при цьому пригадати, що “все безупинно міняється... Всі істоти перетворюються одна в іншу... Будь-яка тварина є більш-менш людина... Кожна рослина є більш-менш тварина... Кожен мінерал є більш-менш рослина...” (Д. Дідро), то на тлі перманентно-безрезультативних спроб відшукати грань між “органічною” та “неорганічною” матерією, способом існування якої є безперервний рух, стає зрозумілим, що Земля, яка породила Життя, яке, у свою чергу, породило Розум, відповідно до закону подібності – *подібне породжує подібне*, є однією із форм існування не тільки ЖИТТЯ, але і РОЗУМУ. Тому геліологічні уявлення співзвучні ідеям А.Л. Чижевського – творця геліобіології, науки про дію космічних процесів, в першу чергу сонячної активності, на явища та процеси, які відбуваються у земній біосфері, людському організмі та суспільстві.

густини. І навпаки, зміна питомої густини має спричинити зміни у параметрах геофізичних полів, графічною формою високоточного запису яких на час спостережень є діаграми ГДС.

На попередньому етапі геологічної інтерпретації діаграм ГДС під час відтворення латентного енергетичного стану природного розчину було встановлено наявність умов, необхідних для існування в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу вихороподібної течії – нестационарного в масштабах геологічного часу фізичного явища. Вона пов'язана зі змінним як за швидкістю, так і за напрямком рухом природного розчину в межах проникної порово-тріщинуватої матриці. В ній нуль-поверхні створюють можливість виникнення в гідравлічно-безперервному середовищі² великомасштабних квазістійких структур, які просторово можуть бути представлені скупченнями речовини (рідина та газ) з різними фізичними властивостями.

Опираючись на закон – тиск є причиною і наслідком як руху, так і не-руху природного розчину, стає зрозумілим, що наявність динамічних ефектів, різних за величиною та знаком, є причиною появи відносного профіциту або дефіциту значень поля тиску природного розчину. Тим самим породжується поява добавок (додатних або від'ємних) щодо штучного еталона – класично нерухомого природного розчину із стабільною питомою густиною (для розрахунку умовного гідростатичного тиску приймають 1,00 г/см³).

Для переходу від словесних конструкцій до математичних символів фізичних величин, задіяних з метою отримання невідомої раніше геоінформації, яка характеризує на момент спостережень питому густину природного розчину, надамо їм зміст, якого будемо дотримуватися у подальшому.

Ситуативна питома густина природного розчину в межах ізохронного інтервалу (${}^p g_{i+1}^i$, г/см³) – відношення маси природного розчину (${}^p M_{i+1}^i$) до об'єму всіх видів пустот (${}^p V_{i+1}^i$), який він займає на певному проміжку часу в межах окремого елементарного ізохронного інтервалу ($i \div i + 1$). Розраховують цю величину в кожній вузловій точці (ВТ) за формулою:

$${}^p g_{i+1}^i = {}^p M_{i+1}^i / {}^p V_{i+1}^i. \quad (1)$$

Відомості щодо значень ${}^p M_{i+1}^i$ та ${}^p V_{i+1}^i$ було отримано опосередковано – через трансформацію математичними засобами хвильової геометрії діаграм каротажу та параметрів енергетичного стану природного розчину.

Ситуативна питома густина природного розчину в межах ізохронної товщі (${}^p G$, г/см³) – відношення всієї маси природного розчину до об'єму всіх видів пустот ізохронної товщі. Розраховують у кожній вузловій точці (ВТ) за формулою

$${}^p G = \frac{\sum_{i=1}^n {}^p g_{i+1}^i \cdot h_{i+1}^i \cdot m_{i+1}^i}{\sum_{i=1}^n {}^p h_{i+1}^i \cdot m_{i+1}^i}, \quad (2)$$

де m_{i+1}^i – коефіцієнт загальної пористості, який обчислюють у кожній ВТ у межах елементарних ізохронних інтервалів із вертикальною потужністю h_{i+1}^i .

Питому густину природного розчину розраховують із використанням СЧМ – сукупності умовних критеріїв, рівнянь, нерівностей, ланцюжків формул, логічних операторів, неочевидних правил нелінійної інтерполяції та екстраполяції тощо, які, через використання вхідних дискретних даних, отриманих за допомогою обмеженої кількості пробурених свердловин, виявляють тільки ознаки наявності тих чи інших фізико-геологічних процесів та окреслюють панівні тенденції.

Беручи до уваги, що кожна “точка” геологічного середовища характеризується унікальними просторово-часовими координатами та індивідуальними фізичними параметрами, для того щоб отримати результати, які можна протестувати з точністю, прийнятною для практичних потреб, до нафтогазоперспективних формально віднесли ізохронні інтервали, в яких розрахована густина природного розчину є меншою за 0,95 г/см³, а до водоносних – понад 1,00 г/см³. До об'єктів із невизначеним характером насичення зарахували інтервали, де густина природного розчину становить від 0,95 до 1,00 г/см³.

Для перевірки нафтогазоперспективних інтервалів на відповідність інтервалам із встановленою нафтогазоносністю було зіставлено результати геологічної та геофізичної інтерпретацій³ каротажних

² Гідравлічна безперервність природного розчину дає підстави розглядати трубку загальної пористості і як пристрій для вислуховання шумів – аналог стетоскопа, воронка якого звукується із глибиною, що невпинно передає повідомлення по двосторонньому інформаційному каналу від поверхні до надр планети і навпаки. Образно кажучи, Земля чує все те, що ми з нею коїмо, а ми можемо почути те, що нас за це очікує.

³ Окремі різновиди творчого вирішення опосередкованим способом задачі розпізнавання водоносних і нафтогазоносних об'єктів, специфічним недоліком якого є похибки як першого (об'єкт, що розпізнається як нафтогазоносний, є водоносним), так і другого роду (об'єкт, що розпізнається як водоносний, є нафтогазоносним). Їхньою спільною ознакою є створення та використання *олюдненої* геоінформації, під якою, спираючись на висловлювання: “те, що ми бачимо, визначається тією теорією, якою ми користуємось” (А. Ейнштейн), розуміємо відомості, які отримані індивідуумом у разі тлумачення первинних геофізичних даних у межах використаної ним парадигми завдяки мисленню, уяві, інтуїції, досвіду, ноу-хау тощо. Характерною вадою *олюдненої* геоінформації є її повсякчасне моральне старіння, спричинене безперервною появою нових даних, нових методів досліджень і нових знань.

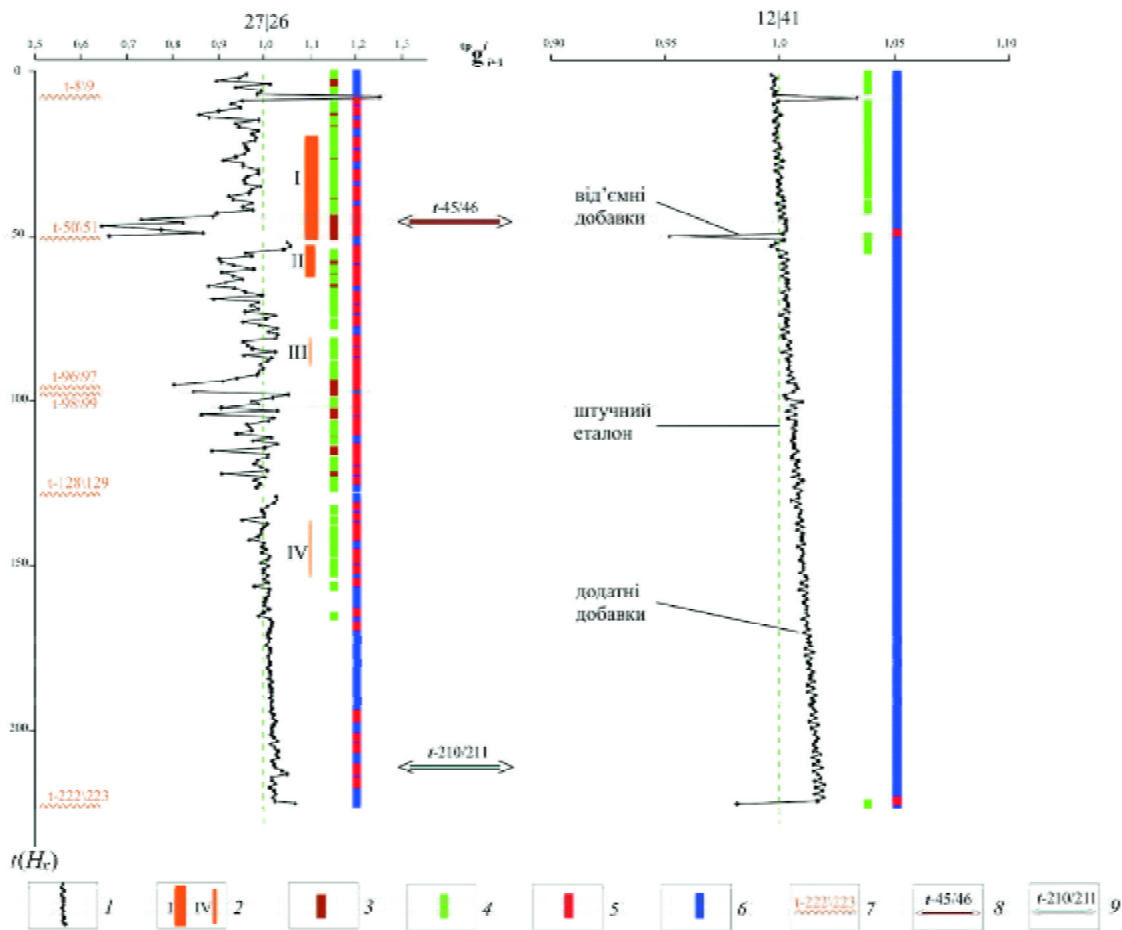


Рис. 1. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 27/26 (продуктивний розріз) та 12/41 (непродуктивний розріз). Питова густина природного розчину в межах ізохронних інтервалів за результатами вертикального геологічного каротажу: 1 – значення ${}^p g_{i+1}^i$, г/см³, 2 – нафтогазоносні інтервали за результатами геофізичної інтерпретації діаграм ГДС свердловини 13, у тому числі I–IV – номери продуктивних інтервалів; інтервали дефіциту питомої густини за результатами геологічної інтерпретації діаграм ГДС, г/см³: 3 – $g_{i+1}^i < 0,95$; 4 – $0,95 \leq g_{i+1}^i < 1,00$; значення вертикального градієнта загального тиску, МПа/м: 5 – ${}^p \text{grad} P < 0$ (низхідний рух природного розчину), 6 – ${}^p \text{grad} P > 0$ (висхідний рух природного розчину); 7 – стратиграфічні неузгодження; ізохронні інтервали: 8 – нафтогазоносний, 9 – водоносний

діаграм (рис. 1, ВТ 27|26 розташована біля продуктивної св. 13, ВТ 12|41 – біля непродуктивної св. 4). Зазначимо, що св. 13 у межах міжреперної товщі xt-13/16 розкрила 4 продуктивні інтервали. До рівня 1-го продуктивного інтервалу приурочені початкові видобувні запаси нафти, частка яких становить 0,84 від початкових видобувних запасів нафти всього родовища, до рівня 2-го інтервалу – 0,11, 3-го та 4-го – 0,02.

Перед тим як приступити до коментарів з приводу зіставлення різних за методологією інтерпретацій, крім поширеної практики коригування постфактум результатів геофізичної інтерпретації діаграм ГДС у відповідності до результатів випробування свердловин, що, підкреслимо, є технологічно неможливим під час їх геологічної інтерпретації, звернімо увагу ще на деякі специфічні аспекти. Вони полягають у тому, що перенесення даних, отриманих при СЧМ, на “натуру” ускладнюється умовністю вибору місця положення ВТ, яким присвоюються числові значення, що характеризують інтегральні фізичні властивості геологічного середовища, за лінійни-

ми розмірами (100×100 м) незрівнянно більшого, ніж “точкова” область ГДС (див. рис. 7 [3]).

Конфлікт розмірів посилюється і фундаментальною властивістю геологічного середовища – його неперервною неоднорідністю. Тому різні за масштабами явища, які виявляють і досліджують за допомогою геологічної або геофізичної інтерпретації діаграм ГДС, не є подібними. Через те, відповідно до положень теорії подібності, навіть застосування масштабних коефіцієнтів не дає змоги олюднену інформацію, яка отримана за допомогою однієї інтерпретації, строго співвідносити з олюдненою інформацією, отриманою за допомогою іншої.

Незважаючи на існування застережень, діаграми вертикального геологічного каротажу (рис. 1) дають підстави констатувати, що виявлені скупчення вуглеводнів приурочені до діапазону, який характеризується максимально стрибкоподібними змінами значень питомої густини природного розчину. А найбільш інвестиційно-привабливі об’єкти, які пов’язані з основними за запасами нафтогазовими скупченнями, де зосереджено близько 95 % початко-

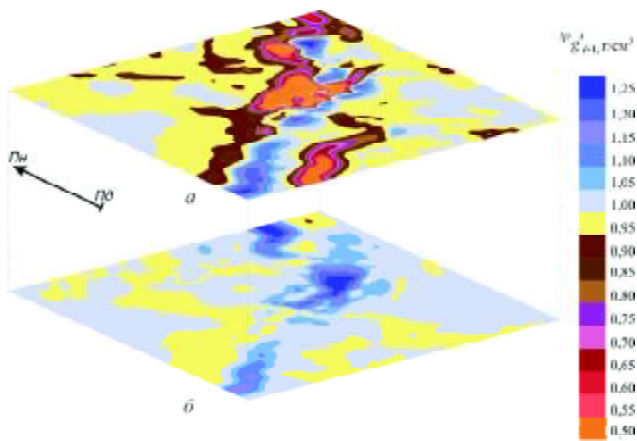


Рис. 2. Площа *N*. Товща *xt-13/16*. Інтервали: *a* – *t-45/46* (продуктивний); *b* – *t-210/211* (непродуктивний). Карти значень ${}^p g_{i+1}^i$

вих видобувних запасів нафти, приурочені до інтервалів мінімальних значень питомої густини природного розчину. Це вже можна розглядати як доказ на користь того, що використані робочі гіпотези і припущення та здійснені на їх основі розрахунки адек-

ватні реальності⁴, що додатково підтверджується і числовими моделями, зображеними на рис. 2.

Крім того, за використання понад 10 тис. пар значень було отримано зображення невідомого раніше взаємозв'язку між коефіцієнтом загальної пористості та питомою густиною природного розчину (рис. 3). Візуально це “незриме” явище нагадує процес гідравлічно-впорядкованого розсіювання, коли розчин, що перебуває під тиском, нагнітається через двостороннє сопло-розпоршувач. У цьому випадку його функцію виконують осадові утворення із коефіцієнтом загальної пористості близько 0,010 – точка біфуркації, геологічним призначенням якої є “відділення зерна (води) від плевели (вуглеводнів)”.

Наочною ілюстрацією існування ще одного “незримого” явища – різноспрямованого руху по вертикалі, що приводить до формування скупчень гравітаційного та інверсійного⁵ типу, є рис. 4, на якому зображено взаємозв'язок між вертикальним градієнтом загального тиску та питомою густиною природного розчину.

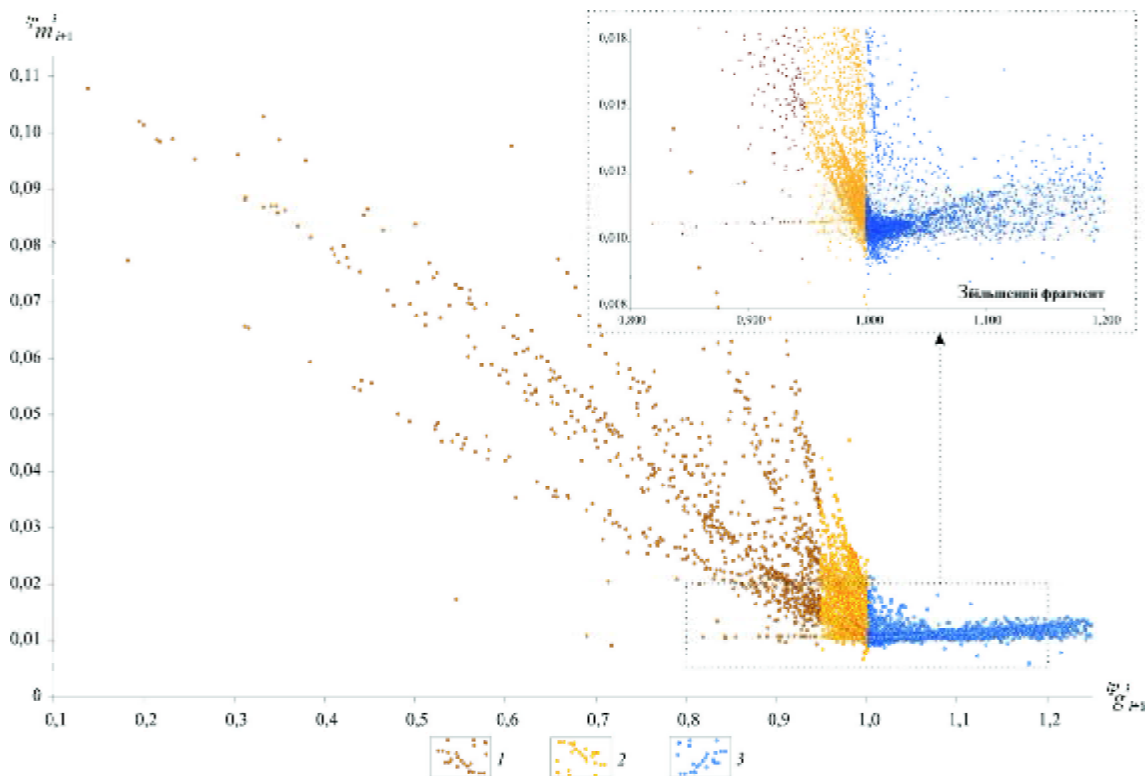


Рис. 3. Площа *N*. Товща *xt-13/16*. Залежність між значеннями ${}^p g_{i+1}^i$ та ${}^p m_{i+1}^i$. Профіль І–І: 1 – ${}^p g_{i+1}^i < 0,95$; 2 – $0,95 \leq {}^p g_{i+1}^i < 1,00$; 3 – ${}^p g_{i+1}^i \geq 1,00$

⁴ На рис. 1 спостерігається декілька формально нафтогазоперспективних інтервалів (${}^p g_{i+1}^i < 0,95$ г/см³), нафтогазонасність яких не була встановлена. Це можна пояснити такими чинниками, що розташовані у порядку від найбільш вірогідного:

- впливом водорозчинного газу;
- наявністю скупчень вуглеводнів із незначними розмірами;
- недосконалістю фізико-математичних моделей, в тому числі через використання різновікових каротажних діаграм;
- помилками другого роду при геофізичній інтерпретації матеріалів ГДС;
- дефіцит питомої густини природного розчину є обов'язковою, але не достатньою умовою наявності скупчень вуглеводнів.

⁵ Скупчення гравітаційного типу – зона порово-тріщинуватого середовища, де спостерігається збільшення з глибиною питомої густини природного розчину. Скупчення інверсійного типу – зона порово-тріщинуватого середовища, де спостерігається зменшення з глибиною питомої густини природного розчину.

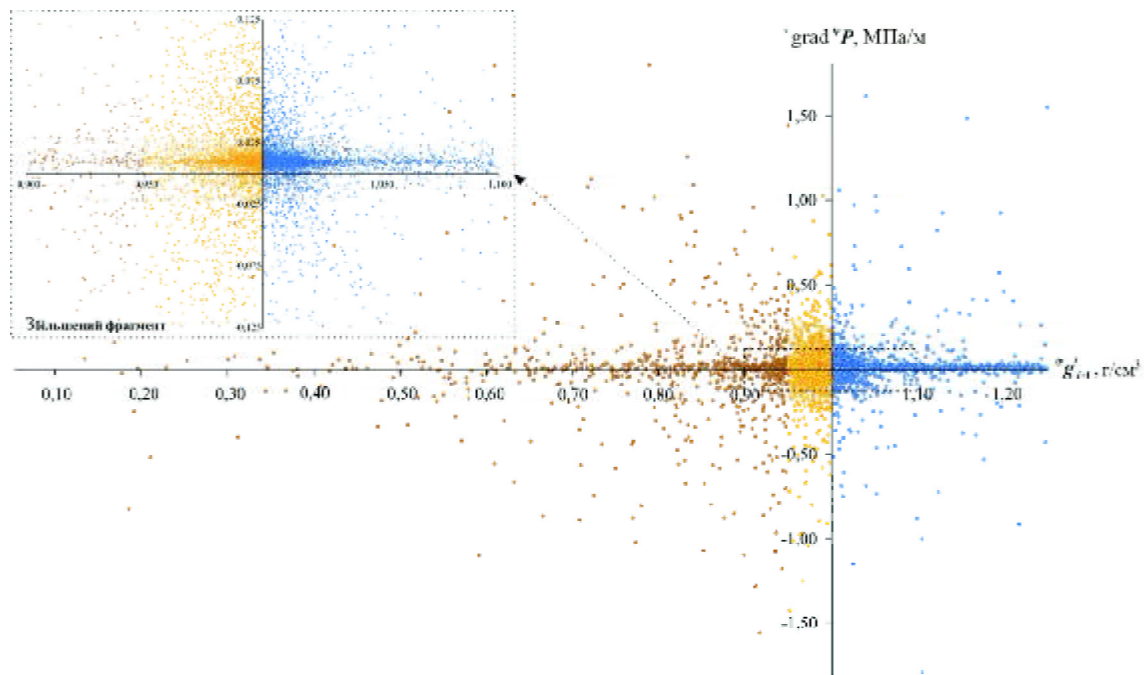


Рис. 4. Площа N. Товща xt-13/16. Залежність між значеннями ρg_{i+1}^i та $\text{grad} P$. Профіль I–I. Умовні позначення див. на рис. 3

Взаємовідносини між нафтогазоперспективними та водоносними інтервалами у вертикальній площині демонструє рис. 5. Звертають на себе увагу конусоподібна (вихороподібна) морфологія нафтогазоперспективного розрізу та пластово-жильна його будова. На фоні домінування вертикальних потоків спостерігаються і канали латерального транспортування вуглеводнів, які переважно приурочені до аномально тріщинуватих інтервалів стратиграфічних неузгоджень – “нерукотворне” підтвердження думки про те, що “величезна кількість нафтових і газових покладів, можливо навіть їх більшість, тим або іншим чином асоціюється із неузгодженнями” [6, с. 320].

Нижче у таблиці наведено підсумкові результати, отримані за формальними показниками в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу для міжреперної ізохронної товщі xt-13/16.

Згенероване за допомогою унікальних алгоритмів та сучасного програмного забезпечення зображення у горизонтальній площині інтег-

Показник, г/см ³	Об'єм природного розчину,	
	тис. м ³	%
$\rho g_{i+1}^i < 0,95$	12 870	21,38
$0,95 \leq \rho g_{i+1}^i < 1,00$	22 968	38,16
$\rho g_{i+1}^i \geq 1,00$	24 354	40,46

Примітки: досліджена площа 19 800 тис. м²; об'єм порожнечності 60 192 тис. м³; $\rho G = 0,98$ г/см³.

ральних значень густини природного розчину (рис. 6) демонструє згусткоподібний характер конфігурації нафтогазоперспективних об'єктів, або явище вуглеводневого геотромбозу – утворення скупчень вуглеводнів у трубках загальної пористості, що утруднює рух природного розчину. Слід зазначити, що відповідно до числової моделі 15 продуктивних свердловин із 20 пробурених (75 %) опинились у межах території, яка характеризується дефіцитом питомої густини ($\rho G < 1,00$ г/см³). У контурах нафтогазоперспективних ділянок ($\rho G < 0,95$ г/см³) пробурені 9 продуктивних свердловин, 8 з яких (89 %) характеризуються підвищеними значеннями питомого нафтогазонасиченого об'єму, за даними як геофізичної, так і геологічної інтерпретації матеріалів ГДС. Збіг контурів нафтогазоперспективних ділянок, максимальної щільності фільтраційних бар'єрів, реверсійних воронки та аномального енергетичного збудження природного розчину – різних за інформаційною сутністю задіяних числових показників, дає підстави розглядати ці аномальні ділянки як такі, що становлять найбільший нафтогазопошуковий інтерес (рис. 7). Разом з тим підкреслимо, що 5 свердловин (25 %) не підтвердили результати формального ранжування площі досліджень.

Ця обставина висвітлює необхідність подальшого удосконалення використаного як прототип геолого-математичного алгоритму не-

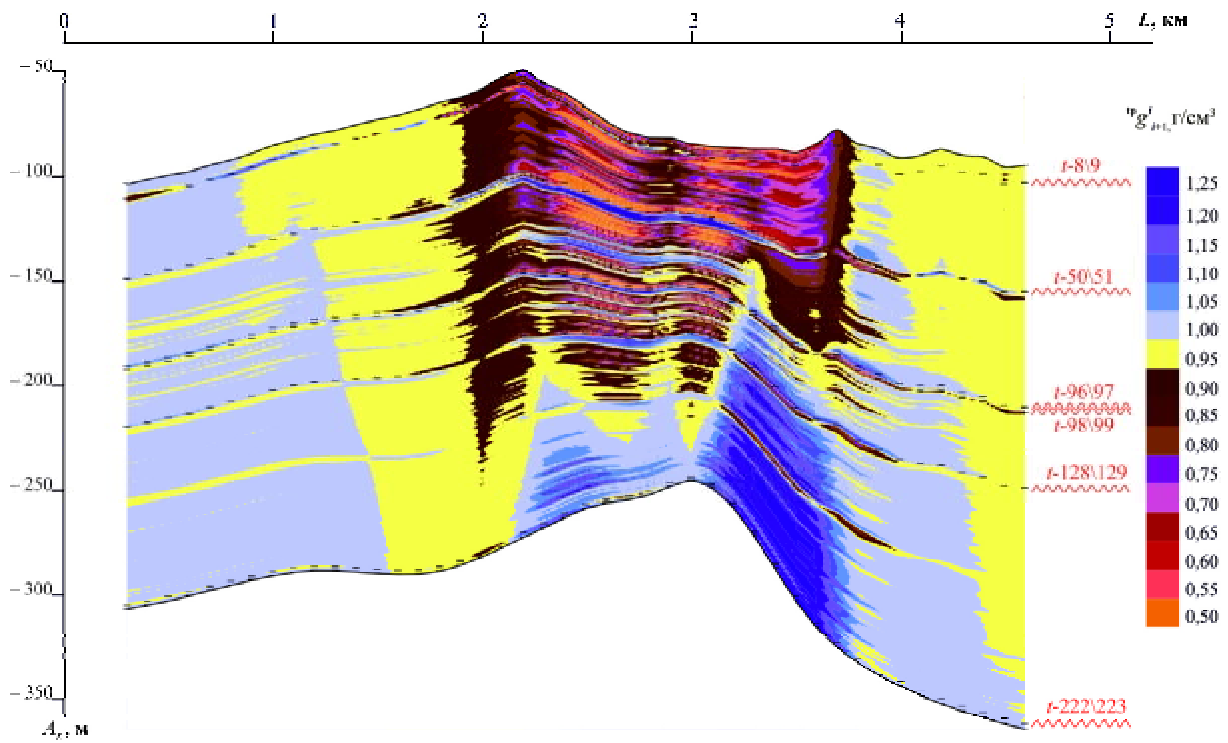


Рис. 5. Площа N. Товща xt-13/16. Питома густина природного розчину. Профіль II-II ($Y = 2700$)

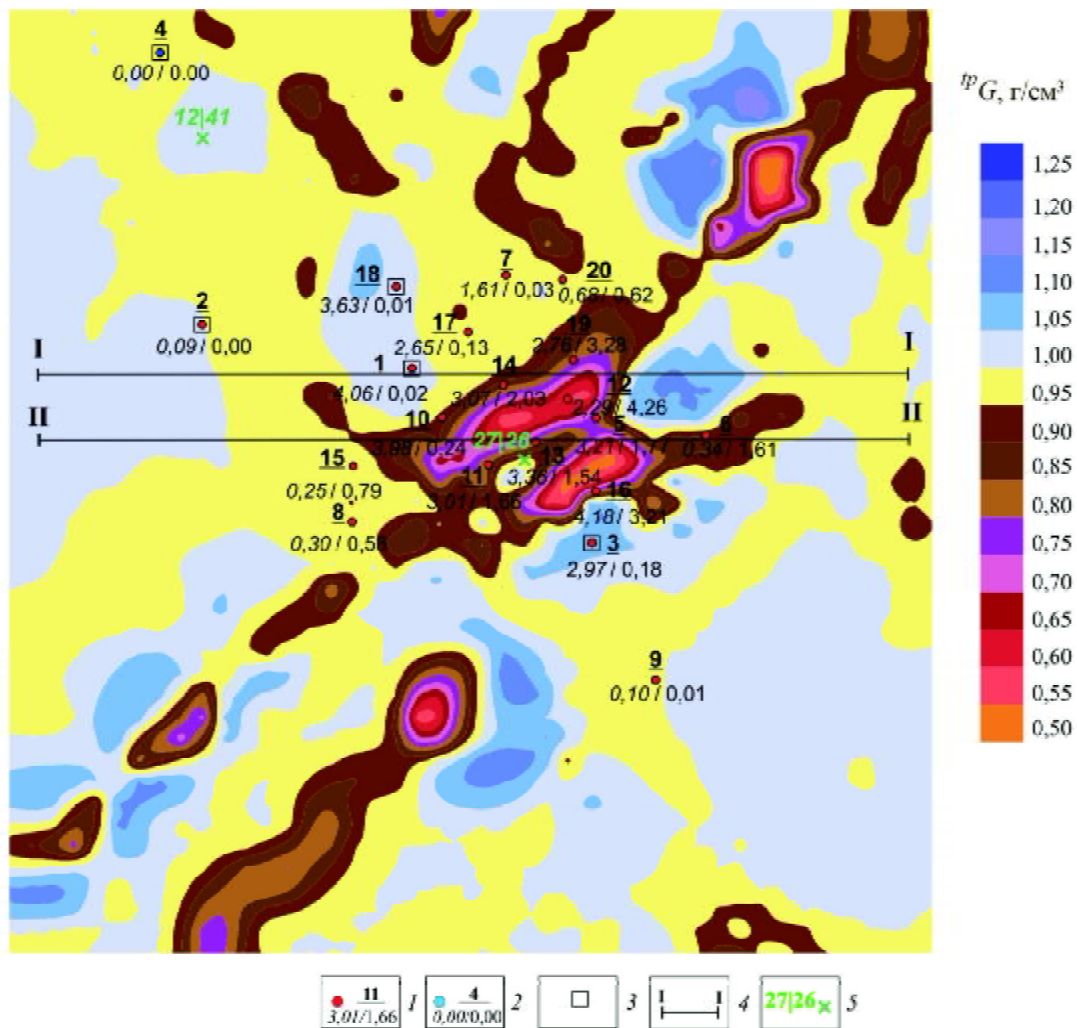


Рис. 6. Площа N. Товща xt-13/16. Карта значень ρG : 1 – свердловини продуктивні (номер свердловини/питомий нафтогазонасичений об'єм за ГДС/питомий нафтогазонасичений об'єм за СЧМ); 2 – свердловина непродуктивна; 3 – “проблемні свердловини”; 4 – лінія профілю; 5 – вузлова точка

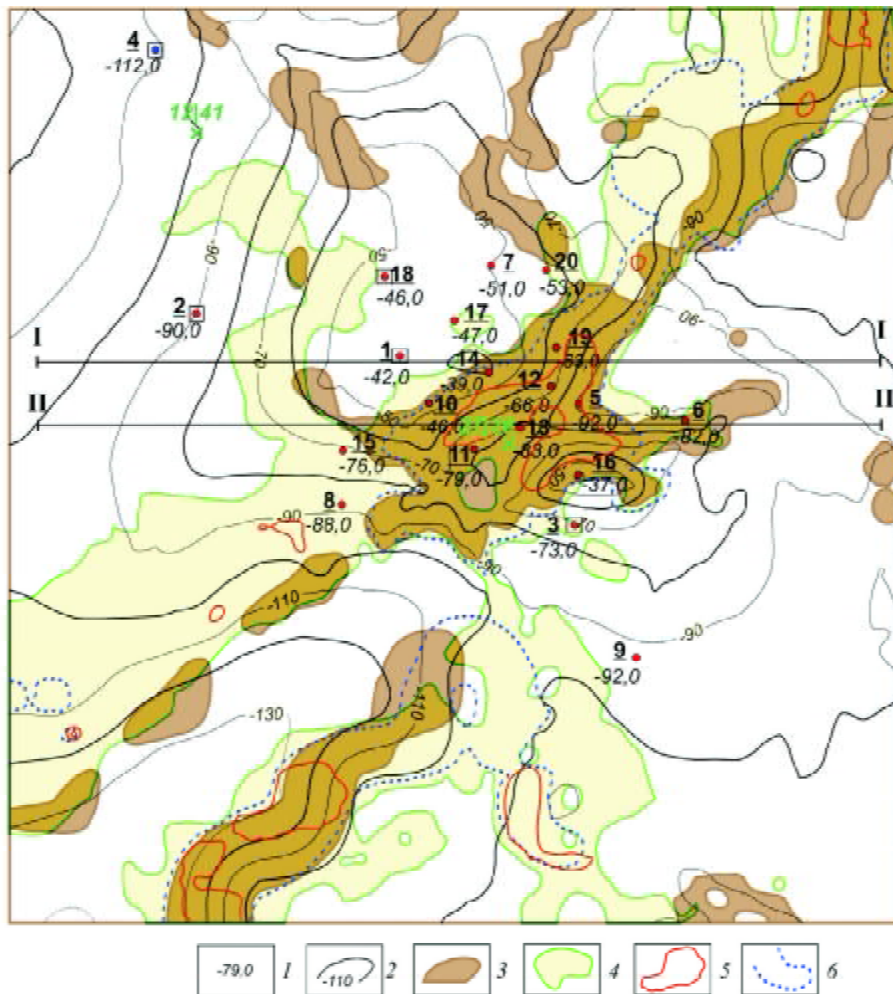


Рис. 7. Площа N. Структурна карта покрівлі товщі xt-13/16: 1 – абсолютна позначка (A_x , м); 2 – ізогіпси, м; 3 – контур нафтогазоперспективної ділянки ($^p G < 0,95$ г/см³); 4 – контур максимальної щільності фільтраційних бар'єрів [1, рис.7]; 5 – контур реверсійної воронки [1, рис.8]; 6 – контур аномального енергетичного збудження [1, рис. 9]. Інші умовні позначення див. на рис. 6

лінійної інтерполяції та екстраполяції вхідних даних⁶. Крім того, враховуючи те, що всі 5 “проблемних” свердловин пробурені в межах ділянок, де можуть формуватись енергетично-пасивні скупчення вуглеводнів (поза контуром енергетичного збудження природного розчину), не можна виключати ситуацію, коли, наприклад, за коефіцієнта нафтогазонасиченості $K_{nr} = 0,65$, $g_{\text{нафти}} = 0,88$ г/см³, $g_{\text{води}} = 1,25$ г/см³ усереднене значення $^p g_{i+1}^i$ дорівнюватиме 1,01 г/см³. Інакше кажучи, продуктивний ізохронний інтервал за формальними ознаками помилково буде віднесений до водоносних. Недопущення цієї похибки потребує в подальшому створення та використанні під час геологічної інтерпретації каротажних діаграм і числових моделей значень K_{nr} .

У загальному підсумку зіставлення результатів геофізичної та геологічної інтерпретації діа-

грам ГДС засвідчило, що за допомогою останньої та комп'ютерної симуляції фізико-геологічних процесів у другому наближенні вдалося виявити та просторово локалізувати АТП, ототожнивши її з дефіцитом питомої густини природного розчину. Враховуючи те, що “жоден із геофізичних методів (каротажу – авт.) не дає змоги надійно класифікувати колекторні пласти на нафтоносні або водоносні” [7, с. 17], поява альтернативи дає реальний шанс у досяжному майбутньому “ігнорувати” як відсутність, так і наявність раніше отриманої, а отже, морально застарілої, олюдної геоінформації – результатів геофізичної інтерпретації діаграм ГДС. Це – обов'язкова умова перегляду первинних геолого-геофізичних матеріалів на предмет пошуків об'єктів так званого пізнього виявлення, які, унаслідок дії тих чи інших неврахованих суб'єктивних і об'єктивних чинників,

⁶ Сучасні геоінформаційні технології вже розпочали активно перетворювати геологічні знання в інформацію, пізнання в інформування, а їхні “кнопкотиснучі” регламенти потребували безумовного дотримання. За цих обставин, враховуючи характерну особливість первинних геофізичних даних – багатоваріантне трактування та необхідність постійного тлумачення зростаючих у часі їх обсягів, дуже схоже на те, що геолого-інтерпретатору залишаються тільки два шляхи подальшого виконання соціально-фахових зобов'язань: або він усвідомлено створює та експлуатує контрольований фізико-математичний геоінформаційний робот, або функції неконтрольованого геоінформаційного робота неусвідомлено виконуватиме сам.

були пропущені в розрізі пробурених свердловин через похибки другого роду [8–16].

Звертаємо увагу, що ймовірність здійснення в минулому похибок другого роду є досить високою. Особливо якщо згадати, що широкомасштабне вивчення надр ДДЗ відбувалось у той час, коли вже було зрозуміло: “...геологія, певною мірою законно претендуючи на керівну роль, виявилась теоретично погано озброєною до такої міри, що фактично майже повністю втратила контроль над геофізикою...” [17].

Крім того, геологорозвідники були змушені успішно, проте поспішно, вирішувати ще і несумісне із довготривалими пошуками завдання — освоєння значних фінансових і матеріальних ресурсів у стислі терміни, що були заздалегідь заплановані хомо-економікус. Останні за допомогою усупільнених коштів, неадекватних економічних показників та строго періодичної бухгалтерської звітності фактично керували пошуковим процесом, примудрившись при цьому постійно отримувати прибутки (!) за рахунок буріння “пустих” свердловин, тим самим, воленс-ноленс, сприяючи появі відомої ситуації, коли, щоб не замерзнути, замість вуглеводнів довелося “спалювати” знецінені асигнації.

Ще парадоксальнішим виглядає те, що нафтогазова геологія, яку прийнято вважати теоретико-інформаційною основою пошуків скупчень вуглеводнів, ще і до цього часу не спромоглася вийти із передпарадигмальної стадії розвитку. А тому, незважаючи на її понад 200-літню історію, продовжує бути актуальною проблема, де і як шукати промислові скупчення нафти та газу і якими критеріями при цьому керуватися [18].

З огляду на згадані обставини та реалії сьогодення, породжує геологічний оптимізм цілком логічний умовивід. Суть його полягає в тому, що за умов довготривалої теоретичної невизначеності пошукове буріння по щільній та майже рівномірній сітці у межах високоперспективної території ДДЗ (див. рис. 1 [1]) має характеризуватись, подібно до статистично значущої кількості рівномірних подій, усередненою “успішністю” близько 50 %. У дійсності усереднене значення показника промислових відкриттів, встановлене

для всього розрізу, дослідженого бурінням, дорівнює 35 % [19]. Ця, відносно висока⁸, “успішність” зумовила відкриття 231 родовища нафти і газу (станом на 01.01.2010 р.), хоча при 50 % їх мало бути 330. Така значна розбіжність дає підстави підозрювати, що близько 100 родовищ могло бути пропущено в розрізі раніше пробурених свердловин через похибки другого роду.

Отже, із можливістю ретроспективного виявлення та подальшого виправлення похибок другого виду доцільно пов’язувати, зокрема, подальші перспективи пошуків і відкриття в ДДЗ у межах раніше розбурених ділянок на порівняно невеликих глибинах значних за запасами скупчень вуглеводнів. При цьому слід дотримуватися трьох відправних принципів нафтогазопшукової діяльності [10]:

- “...кожен об’єкт перспективний, якщо є докази його можливої нафтогазоносності”;
- “...кожен об’єкт перспективний, якщо відсутні докази його непродуктивності”;
- “...будь-яку невизначеність або сумнів слід розглядати як аргумент на користь думки про пласт як про перспективний об’єкт” [10].

Аналітичні дослідження з виявлення похибок другого роду за допомогою СЧМ найдоцільніше здійснювати на стадії дорозвідки родовища або в процесі його розбурювання експлуатаційними свердловинами. Їх також можна проводити у зв’язку зі зміною суб’єкта господарювання та рекомендується обов’язково виконувати перед прийняттям соціально відповідального рішення про необхідність ліквідації наявної інфраструктури через “виснаження” родовища.

Вважаємо, що виявлення та виправлення похибок другого роду, і не тільки на теренах України, є “тестовою” проблемою, нагальна необхідність вирішення якої, постала перед геологами-інтерпретаторами⁹. Отримання високодебітного припливу вуглеводнів із “водоносних” або “ущільнених” утворень, за умови свідомого обмеження дезорієнтувального чинника — випадкового “успіху”, об’єктивно свідчитиме про те, що використані робочі гіпотези та припущення набули статусу енергетичної теорії формування покладів вуглеводнів (за термінологією М.А. Єре-

⁷ “Многие геологи подобны колбасам: чем их начиняют геофизики, то и носят в себе” (рос., жартівливе перефразування неперевершеного Козьми Прутковка, за допомогою якого звертаємо увагу на промовисту обставину — залежність геологічної (де-факто вторинної!?) думки від геофізичного (де-факто первинного) трактування інформаційних першоджерел. З позицій базового положення інформатики — “Garbage in, Garbage out” (англ.), ситуація, коли геолог-інтерпретатор вимушений тлумачити не ним проінтерпретоване, є технологічний нонсенс.

⁸ Аналіз підтвердження геологічних прогнозів у межах РФ засвідчив “...що в середньому він справджується тільки в 3–10 випадках із 100 при прогнозуванні рудних родовищ і в 15–20 випадках при пошуках і розвідці родовищ нафти і газу. Такі показники дають підстави вважати недосконалими методи прогнозу, які застосовуються, і взяти під сумнів надійність теоретичних посилянь і закономірностей, що використовуються” [20, с. 6].

⁹ Як найбільш плідний бачиться підхід, що передбачає наявність декількох, конкуруючих між собою уособлених версій (умовно геологічна, геофізична, геохімічна тощо) прогнозу просторових координат скупчень вуглеводнів (X , Y , Z) інформаційно та технологічно не пов’язаних одна з одною. Цілком очевидно, що реалізувати бажане та отримати інсайдерську геоінформацію, здатну суттєво змінити ринкову вартість активів конкретного надрокористувача, за допомогою “високохудожніх фантазій” та “наївного натуралізму” неможливо. Для цього потрібне число — досконаліший різновид олюдної геоінформації, яка необхідна для більш успішного вирішення завдання розпізнавання.

менка), здатної практично вирішувати прикладні нафтогазопошукові завдання.

Проте на досягнутому рівні, узагальнюючи вищенаведене, доходимо лише висновку, що за допомогою геліогеологічних уявлень, геологічної інтерпретації каротажних діаграм і структурно-числового моделювання сформульовано постулат¹⁰, який конкретизує концептуальні засади нафтогазопошукової геології – *гірські породи стають нафтогазонасиченими за наявності певних геолого-фізичних процесів.*

1. *Хтема А.В., Хтема В.М.* Знаходження вертикальних фільтраційних бар'єрів відтворенням латентної структури енергетичного стану природного розчину // *Геоінформатика.* – 2010. – № 4. – С. 52–63.
2. *Хтема А.В.* Візуалізація тріщинуватості за результатами геологічної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин // Там само. – 2010. – № 1. – С. 58–65.
3. *Хтема А.В., Хтема В.М.* Пізнавальні аспекти візуалізації фільтраційно-ємнісних властивостей водонафтогазоносних надр у міжреперному просторі // Там само. – 2009. – № 4. – С. 64–79.
4. *Энгельс Ф.* Диалектика природы. – М.: Политиздат, 1964. – 328 с.
5. *Хазан Я.М.* Не тратьте времени на ознакомление с чужими ошибками // *Геофиз. журн.* – 2010. – 31, № 6. – С. 164–166.
6. *Леворсен А.* Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 638 с.
7. *Хургин Я.И.* Проблемы неопределенности в задачах нефти и газа. – Москва; Ижевск: Ин-т компьют. исследований, 2004. – 320 с.
8. *Зайковский Н.Я., Егурнова М.Г., Каледин Г.И.* О некоторых особенностях коллекторов нефти и газа месторождений Днепровско-Донецкой впадины // *Нефть и газ. пром-сть.* – 1974. – № 4. – С. 6–8.
9. *Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П.* Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1975. – 286 с.
10. *Соколов В.Я.* О некоторых причинах пропуска продуктивных горизонтов при поисках залежей нефти

и газа // *Геология нефти и газа.* – 1983. – № 2. – С. 43–47.

11. *Алферов С.Е.* Новые достижения нефтеразведки в Мексике // Там же. – 1983. – № 10. – С. 59–62.
12. *Вендельштейн Б.Ю., Ильинский В.М., Лимбергер Ю.А. и др.* Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1984. – 268 с.
13. *Шаниро Д.А.* О критериях эффективности промыслово-геофизической интерпретации // *Геология нефти и газа.* – 1984. – № 10. – С. 9–13.
14. *Косаченко В.Д., Бурманова С.Н., Квітченко Т.М.* Виділення в розрізах нафтогазових свердловин продуктивних колекторів з низьким електричним опором // *Мінеральні ресурси України.* – 2008. – № 4. – С. 43–46.
15. *Барташук О.В., Костів А.Л., Полуніна Л.Ю., Здоровенко М.М.* Досвід виявлення пропущених первинними геофізичними дослідженнями продуктивних пластів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини (на прикладі Солохівського газоконденсатного родовища). Матеріали міжнар. наук.-практ. конф. “Нафтогазова геофізика – стан та перспективи”. – Івано-Франківськ, 2009. – С. 27–30.
16. *Крупський Б.Л., Гладун В.В., Костюк Ю.О. та ін.* Проблеми і можливі шляхи розвитку промислово-геофізичних досліджень. Матеріали міжнар. наук.-практ. конф. “Нафтогазова геофізика – стан та перспективи”. – Івано-Франківськ, 2009. – С. 117–120.
17. *Круть И.В.* Исследование оснований теоретической геологии. – М.: Наука, 1973. – 208 с.
18. *Баренбаум А.А.* Научная революция в нефтегазообразовании // *Урал. геол. журн.* – 2009. – № 2. – С. 16–29.
19. *Кучма Л.М.* Просторовий розподіл покладів вуглеводнів і шляхи підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у Дніпровсько-Донецькій западині: Автореф. дис... канд. геол. наук. – Івано-Франківськ, 2001. – 17 с.
20. *Алексеев Ф.Н.* Теория накопления и прогнозирования запасов полезных ископаемых. – Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1996. – 172 с.

Надійшла до редакції 16.02.2011 р.

А.В. Хтема, В.М. Хтема

РЕЗУЛЬТАТИ ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОЇ ГУСТИНИ ПРИРОДНОГО РОЗЧИНУ В МЕЖАХ ГІДРОДИНАМІЧНОЇ ПАСТКИ РЕЦИРКУЛЯЦІЙНОГО ТИПУ

За допомогою геліогеологічних уявлень, геологічної інтерпретації каротажних діаграм і структурно-числового моделювання в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу визначено питому густину природного розчину, понижені значення якої приурочені до нафтогазоносних інтервалів. Сформульовано постулат, що конкретизує концептуальні засади нафтогазопошукової геології, – *гірські породи стають нафтогазонасиченими за наявності певних геолого-фізичних процесів.*

Ключові слова: аномалія, вуглеводні, геоінформація, геологія, густина, енергія, інтерпретація, модель, пастка, рух, скупчення, тиск.

¹⁰ Переведення цього постулату в ранг аксіоми за допомогою вирішального експерименту дасть змогу нарешті перейти від прогнозу нафтогазоносності не існуючих в дійсності статично-унікальних геологічних об'єктів до прогнозу реальних процесів, які генерують скупчення вуглеводнів.

**РЕЗУЛЬТАТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ ПРИРОДНОГО РАСТВОРА
В ПРЕДЕЛАХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЛОВУШКИ РЕЦИРКУЛЯЦИОННОГО ТИПА**

С помощью гелиогеологических представлений, геологической интерпретации каротажных диаграмм и структурно-числового моделирования для гидродинамической ловушки рециркуляционного типа определена удельная плотность природного раствора, пониженные значения которой приурочены к нефтегазоносным интервалам. Сформулирован постулат, конкретизирующий концептуальный базис нефтегазопроисходной геологии, – горные породы становятся нефтегазоносными при наличии определенных геолого-физических процессов.

Ключевые слова: аномалия, углеводороды, геоинформация, геология, плотность, энергия, интерпретация, модель, ловушка, движение, скопление, давление.