УДК 553.98:550.812 (477.5)

А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

ХАРАКТЕР ФЛУКТУАЦІЙ ГЕОГУСТИННИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВОДОНАФТОГАЗОНОСНИХ ОСАДОВИХ УТВОРЕНЬ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОЛОГІЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ КАРОТАЖНИХ ДІАГРАМ

Показано можливості отримання додаткової геоінформації геологічною інтерпретацією каротажних діаграм. За допомогою інтегральних фізико-математичних моделей у межах окремих ізохронних інтервалів визначено питомі густини осадових утворень, досліджено характер флуктуацій геогустинних властивостей водонафтогазоносної товщі в умовах її природного залягання.

Ключові слова: флуктуація, вуглеводні, геоінформація, геологія, густина, мінеральний скелет, інтерпретація, модель, тиск, осадові утворення, еталон.

> Кожен вчений повинен піклуватися про майбутнє своєї науки, і розвиток нових методів досліджень має бути його найпершим обов'язком.
>
> *Ю.О. Воронін, Є.А. Єганов*

Відомо, що теоретичним підґрунттям створення та застосування "прямих" методів пошуків скупчень вуглеводнів є реально існуючі відмінності між фізичними властивостями водоносних і нафтогазоносних порід [1]. Для того щоб виявити ці відмінності у масивах геофізичних даних та виокремити аномалії типу "поклад" (АТП), потрібно детально знати характеристики багатьох геопараметрів, у тому числі ті, що визначають геогустинні властивості водо- і нафтогазоносних порід. З цією метою, зокрема, застосовують високоточну гравірозвідку, яка виявляє аномалії поля сили тяжіння, що зумовлені різницею у питомих густинах гірських порід в умовах їх природного залягання [2]. Однак гравірозвідка для розв'язування прямої задачі оперує моделями з доволі простими властивостями та геометрією (однорідна куля, горизонтальний круговий циліндр тощо), а обернена задача належить до класу некоректних [3]. Тому подальший прогрес гравірозвідки дослідники пов'язують із застосуванням геогустинного моделювання, що дає змогу деталізувати глибинну будову надр та підвищувати обґрунтованість прогнозу нафтогазоносності. Для цього під час інтерпретації геофізичних даних використовують результати "точкових" петрофізичних вимірювань окремих "сухих" зразків спорадично відібраного керна, що здійснені у лабораторних умовах [4–6]. Проте зростання обсягів і точності петрофізичних вимірювань привело до поглибленого розуміння того, що "одним із основних наслідків інтенсивного впровадження в петрофізику сучасних аналітичних технологій є досягнення такого рівня досліджень, за якого помилка у визначенні фізичних властивостей стає меншою (на порядки), ніж флуктуації досліджуваного параметра в природному об'єкті ... По суті склалася ситуація, коли використання досконаліших методів вимірювань без корекції традиційних для петрофізики підходів до вирішення геологічних задач (і без відповідного зростання інформативності) стає недоцільним" [7, с.15].

Враховуючи необхідність у "корекції традиційних підходів та зростанні інформативності", завданням статті є демонстрація характеру природних флуктуацій геогустинних властивостей осадових утворень у межах водонафтогазоносної міжреперної товщі *xt*-13/16 N-ської площі. Це завдання виконано за допомогою геологічної інтерпретації діаграм геофізичних досліджень свердловин (ГДС) із використанням геліогеологічних уявлень і застосуванням методології та технології, що наведені у статтях [8–11]. При цьому діаграми ГДС, які володіють практично необмеженим пізнавальним ресурсом, розглянуто як інформаційне джерело, яке потребує відповідного декодування та перекодування. Це джерело хвилеподібних сигналів із різною амплітудою та частотою, у кінцевому підсумку породжених потоком дискретних частинок, які, крім маси і енергії, мають хвильові властивості, містять не лише інформацію про геологічний (або інформаційно-генетичний) код формування дослідженої товщі, а й відомості про геогустинні властивості тих чи інших осадових утворень, набуті ними під впливом місцевих, зональних, регіональних та планетарних явищ і процесів, свого роду геологічний релікт гравітаційних хвиль, зафіксований кам'яним літописом Землі.

Теоретичний базис вирішення зазначеної геоінформаційної задачі спирається на загальновідомі уявлення про те, що у межах напружено-деформованого неоднорідного геологічного середовища існують дві системи тисків: тиск мінерального скелета – ефективний тиск (P_z), і тиск природного розчину, або нейтральний тиск (P_w). Важливим є те, що для будь-якого моменту часу

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

$$P = P_z + P_w, \quad (1)$$

тобто повний, або зовнішній, тиск (P) дорівнює сумі ефективного та нейтрального тисків. З цієї надзвичайно цікавої обставини випливає, що зміна однієї змінної (за сталого зовнішнього тиску) спричиняє зміну іншої [12].

Фізико-математичний симбіоз змінних P_z та P_w дає змогу використати явище відносного профіциту та дефіциту значень поля тиску гідравлічно-безперервного природного розчину[1], виявлене на ранішому етапі досліджень [9], для характеристики просторових флуктуацій геогустинних властивостей осадових утворень.

У цьому контексті нагадаємо, що кожне вимірювання є порівнянням з тим чи іншим еталоном. Тому, розуміючи під флуктуацією відхилення у певній ділянці простору чи у певний момент часу виміряних величин від еталона як еталонне значення, подібно до чисельного еталона питомої густини води – 1,00 г/см^3, для розрахунків була задіяна питома густина кварцу[2] – 2,65 г/см^3.

Для конкретизації математичних символів та фізичної суті використаних геопараметрів надамо їм зміст, якого будемо дотримуватись у подальшому.

Ситуативна питома густина мінерального скелета осадових утворень у межах елементарного ізохронного інтервалу ($^{tp}\gamma sk^i_{i+1}$, г/см^3) – відношення маси частинок мінерального скелета ($^{tp}Msk^i_{i+1}$, г) до їхнього об'єму ($^{tp}Vsk^i_{i+1}$, см^3), який вони займають на певному проміжку часу (за відсутності порожнистості) в межах інтервалу $i-(i+1)$. Цей показник опосередковано характеризує речовинний склад мінерального скелета осадових утворень. Крім того, відповідно до загальної схеми механічної диференціації осадових утворень, він є індикатором зміни їх складу від важчих у прибережній мілководній частині до менш важких у віддаленій від берега найбільш глибоководній частині басейну [14]. Враховуючи те, що питома густина мінерального скелета загалом зменшується зі збільшенням глибини басейну седиментації, числові значення $^{tp}\gamma sk^i_{i+1}$ можуть слугувати своєрідним глибиноміром. Цей показник розраховано в кожній вузловій точці (ВТ) фізико-математичної моделі за формулою

$$^{tp}\gamma sk^i_{i+1} = {}^{tp}Msk^i_{i+1} / {}^{tp}Vsk^i_{i+1}. \quad (2)$$

Ситуативна питома густина мінерального скелета осадових утворень у межах ізохронної товщі (^{tp}Gsk, г/см^3) – відношення сумарної маси частинок мінерального скелета до їхнього об'єму, який вони займають у межах всієї товщі:

$$^{tp}Gsk = \frac{\sum_{i=1}^{n} {}^{tp}Msk^i_{i+1}}{\sum_{i=1}^{n} {}^{tp}Vsk^i_{i+1}}. \quad (3)$$

Ситуативна питома густина осадових утворень у межах елементарного ізохронного інтервалу ($^{tp}\gamma^i_{i+1}$, г/см^3) – відношення в межах ізохронного інтервалу маси частинок мінерального скелета до об'єму "сухих" осадових утворень із урахуванням їх порожнистості ($^{tp}V^i_{i+1}$, см^3):

$$^{tp}\gamma^i_{i+1} = {}^{tp}Msk^i_{i+1} / {}^{tp}V^i_{i+1}. \quad (4)$$

Ситуативна питома густина флюїдонасичених осадових утворень у межах елементарного ізохронного інтервалу ($^{tp}\gamma f^i_{i+1}$, г/см^3) – відношення маси флюїдонасичених утворень ($^{tp}Mf^i_{i+1}$, г) до їхнього об'єму:

$$^{tp}\gamma f^i_{i+1} = {}^{tp}Mf^i_{i+1} / {}^{tp}V^i_{i+1}. \quad (5)$$

Значення $^{tp}Msk^i_{i+1}$, $^{tp}Vsk^i_{i+1}$, $^{tp}Mf^i_{i+1}$ і $^{tp}V^i_{i+1}$ були отримані опосередковано – через трансформацію математичними засобами діаграм ГДС та здійснення структурно-числового моделювання.

Результати розрахунків по окремих ВТ, що виконані без урахування даних польової геофізики, використання результатів опису та вивчення керна, проведення петрофізичних досліджень і без застосування відповідних технічних засобів і апаратури, наочно ілюструють графіки (рис. 1). В інформаційному аспекті ці графіки не лише демонструють зміни по горизонталі геогустинних властивостей осадових утворень у межах окремих ізохронних інтервалів, а й підтверджують правомірність одного із можливих варіантів тлумачення закону М.О. Головкінського (1869 р.) – *одновікові осадові утворення в різних своїх частинах літологічно неоднакові.* Отримані графіки засвідчили пульсуючу в часі (по вертикалі) зміну

[1] Питома густина природного розчину в межах елементарного ізохронного інтервалу ($^{tp}g^i_{i+1}$, г/см^3) – це відношення маси природного розчину до об'єму всіх видів пустот, який він займає на певному проміжку часу в межах окремого елементарного ізохронного інтервалу.

[2] Кварц – найпоширеніший у верхній частині земної кори породоутворювальний мінерал, який наявний практично в усіх осадових утвореннях. Суттєвим є те, що кварц дуже стійкий як до механічного, так і до хімічного впливу (розчиняється тільки у плавиковій кислоті). Його фізичні властивості на глибинах, доступних бурінню, майже не залежать від глибини, віку, тиску та температури. Тому кварц практично індиферентний до діагенезу – процесу перетворення осаду в породу, який супроводжується розчиненням і видаленням з осаду малостійких мінералів, появою нових мінералів, перерозподілом речовини в результаті її винесення назовні або привнесення ззовні, утворенням конкрецій, перекристалізацією та цементацією [13]. Крім того, беручи до уваги діапазон мінімальних і максимальних значень густини мінерального скелета найпоширеніших різновидів осадових утворень від 2,50 до 2,80 г/см^3, встановлений пікнометричним способом [12], показовим є те, що питома густина кварцу збігається із питомою густиною мінерального скелета абстрактно усередненої осадової породи – 2,65 г/см^3.

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

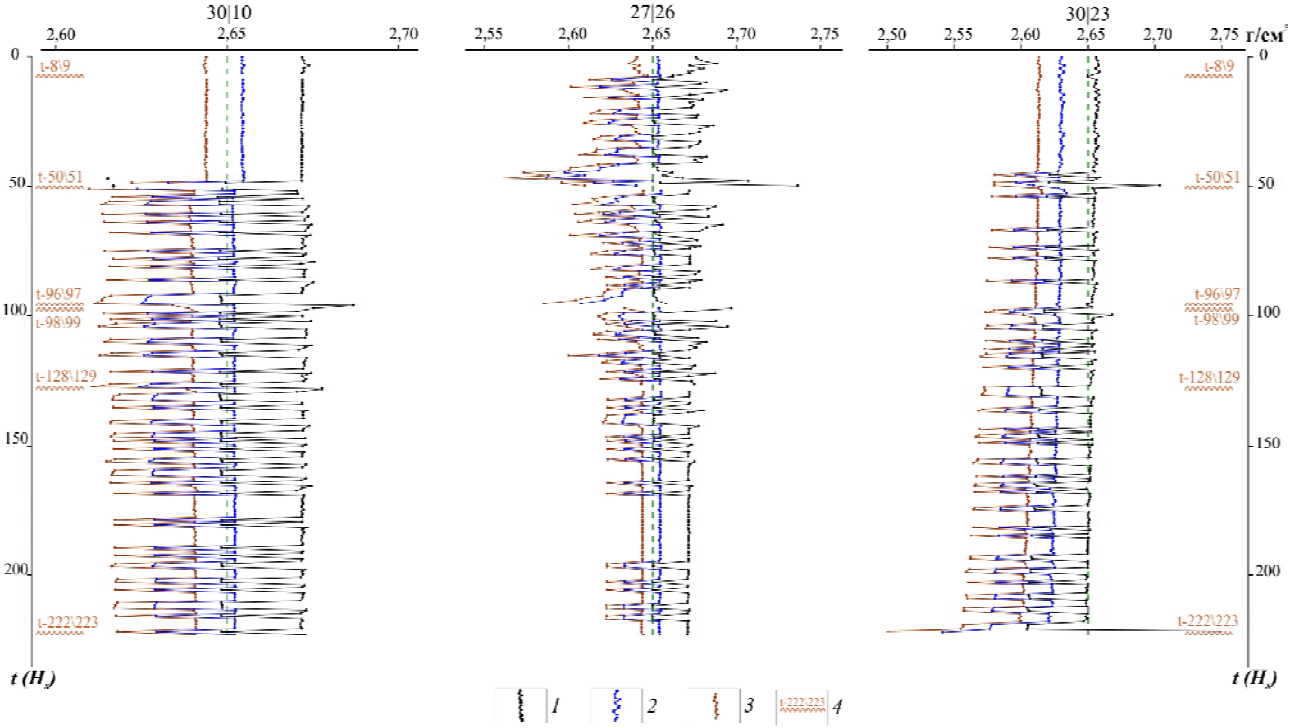

Рис. 1. Площа N. Товща ***xt***-13/16. Вузлові точки 30|10, 27|26 і 30|23. Флуктуації значень ситуативної питомої густини за результатами вертикального геологічного каротажу, г/см³: *1* – ${}^{tp}\gamma_{i+1}^{i}$; *2* – ${}^{tp}\gamma f_{i+1}^{i}$; *3* – ${}^{tp}\gamma sk_{i+1}^{i}$; *4* – стратиграфічні неузгодження

палеогеографічних умов формування ізохронних інтервалів. Крім того, флуктуації дискретних значень геогустинних властивостей також можна трактувати як візуалізацію домінуючої складової процесу осадонагромадження – квазіперіодичної повторюваності, спричиненої коливальними рухами земної кори та седиментацією трансгресивно-регресивного типу. Згідно із сучасними теоретичними уявленнями, націленими на зміну статусу історичної геології з науки описової на науку точну, головною причиною цих рухів є ритміка від нано- і мікрочастинок до пульсацій зірок, галактик і метагалактик [15].

На карті питомої густини мінерального скелета осадових утворень ізохронної товщі ***xt***-13/16 (рис. 2) відображена хрестоматійна ситуація – наявність окремих ділянок, що суттєво різняться поміж собою особливостями палеогеографічних умов осадонагромадження. Чітко виділяються складні за морфологією, лінійно витягнуті руслоподібні ділянки, що зазнали протягом розглянутого відрізку часу найбільшого прогинання, а також декілька незначних за лінійними розмірами (довжина 350–750 м, ширина 150–350 м) куполоподібних ділянок, які характеризуються тенденцією до розвитку переважно висхідних рухів. Ця тенденція виявлена завдяки ефекту гравітаційного збагачення (природного шліхування) осадових утворень важчими фракціями в результаті дії динамічно активної "неглибокої" води. Збіг у плані ділянок мінімальних палеоглибин з контурами нафтогазоперспективних ділянок, а також ділянки максимальних палеоглибин з контуром максимальної тріщинуватості вказує на існування генетичного зв'язку між давніми умовами осадонагромадження та сучасними фізичними властивостями природного розчину і осадових утворень.

Рис. 3 демонструє у площині вертикального розрізу як субвертикальний консерватизм, так і різноманіття палеогеографічних умов осадонагромадження товщі ***xt***-13/16. На нашу думку, це зумовлено особливостями евстатичного коливання рівня води і варіаціями палеоглибин водного басейну, що спричинені перманентними порушеннями ізостатичної рівноваги, в тому числі внаслідок транспортування мінеральних часточок із підвищених ділянок, де відбувалась ерозія, на понижені, де накопичувався матеріал, який зносився. Виразно спостерігається ділянка максимальних палеоглибин, а також ділянка найнестабільнішого осадонагромадження. Остання збігається з аномаліями, що становлять підвищений нафтогазопошуковий інтерес, – максимальної щільності фільтраційних бар'єрів, реверсійних воронок, аномального енергетичного збудження природного розчину та найбільших значень питомого нафтогазонасиченого об'єму [8, рис. 7]. Звертає на себе увагу також наявність значної кількості трансгресивно-регресивних циклів осадонагромадження, з яких тільки деякі контролюються стратиграфічними неузгодженнями (дефіцит часо-простору обумовлений неповнотою геологічного літопису), які найімовірніше, мають не покривний, а "острівково-клаптиковий" характер, що спри-

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

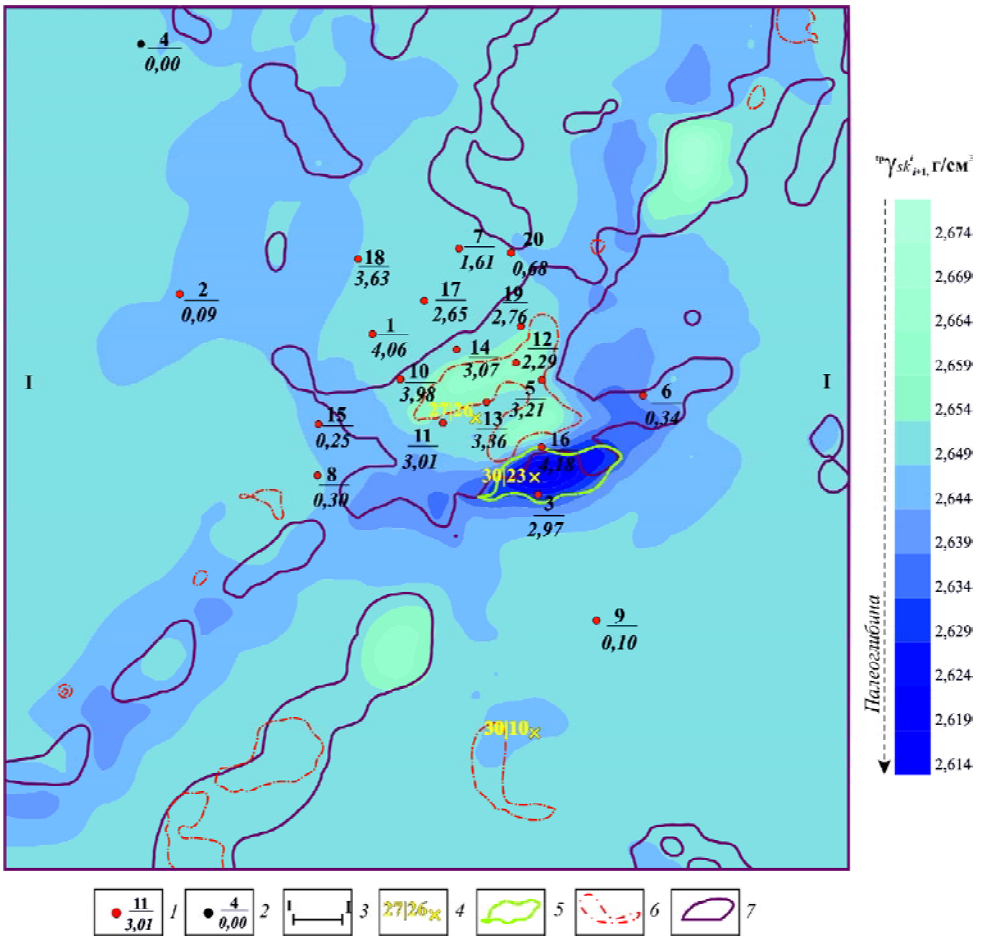

Рис. 2. Площа N. Товща ***xt***-13/16. Карта параметра ${}^{tp}Gsk$: *1* – свердловини, продуктивні за даними геофізичної інтерпретації діаграм ГДС (номер свердловини/питомий нафтогазонасичений об'єм); *2* – свердловина непродуктивна; *3* – профіль по лінії I–I (Y = 2700); *4* – вузлові точки; *5* – контур максимальної тріщинуватості [5, рис. 5]; *6* – контур реверсійної воронки [1, рис. 7]; *7* – контур нафтогазоперспективної ділянки ${}^{tp}G$ < 0,95 г/см³

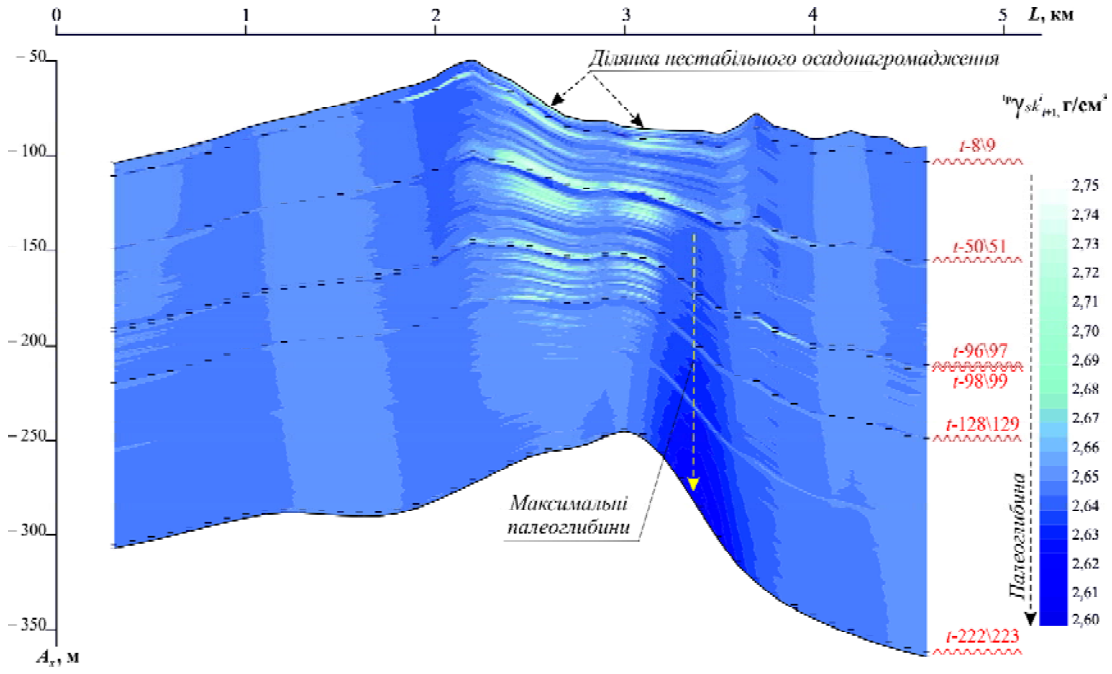

Рис. 3. Площа N. Товща ***xt***-13/16. Параметр ${}^{tp}\gamma sk^{i}_{i+1}$. Профіль по лінії I–I (Y = 2700)

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

чинено значною диференціацією палеоглибин басейну седиментації.

Зіставлення картографічних числових моделей просторово-часових флуктуацій геогустинних властивостей продуктивного та непродуктивного ізохронних інтервалів (рис. 4, 5) показало, що формування відкладів продуктивного ізохронного інтервалу відносно непродуктивного відбувалось у менш глибоководних умовах, доказом чого слугує наявність декількох локальних ділянок максимальних значень питомої густини мінерального скелета. Саме навколо цих ділянок бароподібного типу пізніше сформувались скупчення вуглеводнів, де за результатами визначення питома густина природного розчину ($^{тр}g^{i}_{i+1}$) менша за 0,95 г/см³ [8].

За характером відмінностей між флуктуаціями окремих геогустинних параметрів продуктивного та непродуктивного інтервалів у площині профілю (рис. 6) найсуттєвішими є флуктуації питомої густини природного розчину.

Зіставлення по лінії профілю місцеположення АТП ($^{тр}g^{i}_{i+1}$ < 1,00 г/см³) та аналіз значень додатково використаного безрозмірного показника – коефіцієнта відмінностей (КВ):

$$КВ = (П_{пр} - П_{непр}) / (П_{пр} + П_{непр}), \qquad (6)$$

де $П_{пр}$ – геогустинний параметр продуктивної товщі ($^{тр}g^{i}_{i+1}$, $^{тр}\gamma sk^{i}_{i+1}$, $^{тр}\gamma^{i}_{i+1}$, $^{тр}\gamma f^{i}_{i+1}$), $П_{непр}$ – аналогічний параметр непродуктивної товщі, зафіксували (рис. 7), що всі геогустинні властивості продуктивної товщі на відрізку АТП певною мірою відрізняються від геогустинних властивостей непродуктивної товщі. Разом з тим звертає на себе увагу те, що на фоні аномалій $КВ^{тр}g^{i}_{i+1}$ аномалії значень $КВ^{тр}\gamma sk^{i}_{i+1}$, $КВ^{тр}\gamma^{i}_{i+1}$, $КВ^{тр}\gamma f^{i}_{i+1}$ є слабоконтрастними (меншими в десятки та сотні разів).

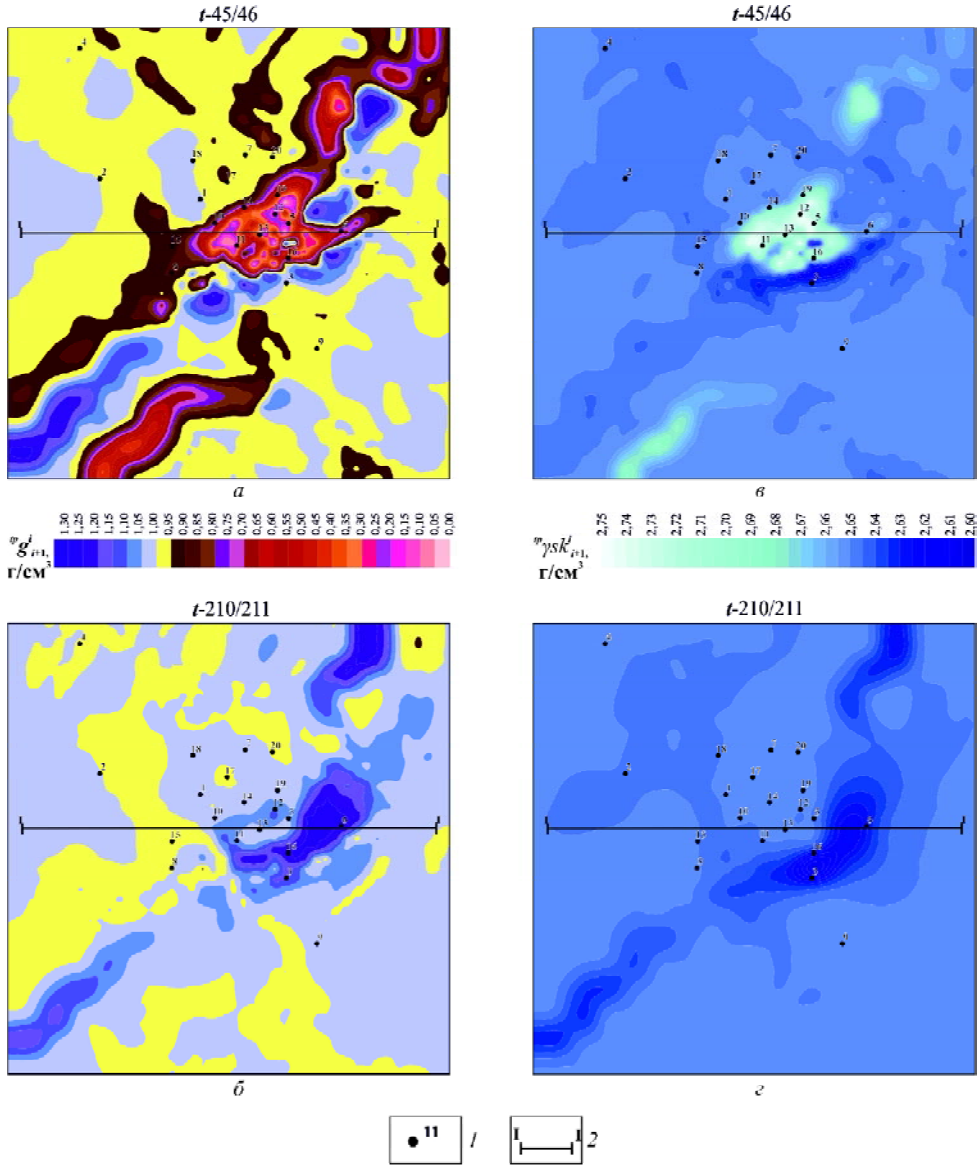

Рис. 4. Площа N. Товща ***xt***-13/16. Інтервали *t*-45/46 (продуктивний) та *t*-210/211 (непродуктивний). Зіставлення карт параметрів $^{тр}g^{i}_{i+1}$, $^{тр}\gamma sk^{i}_{i+1}$: *1* – пробурена свердловина та її номер; *2* – профіль по лінії I–I

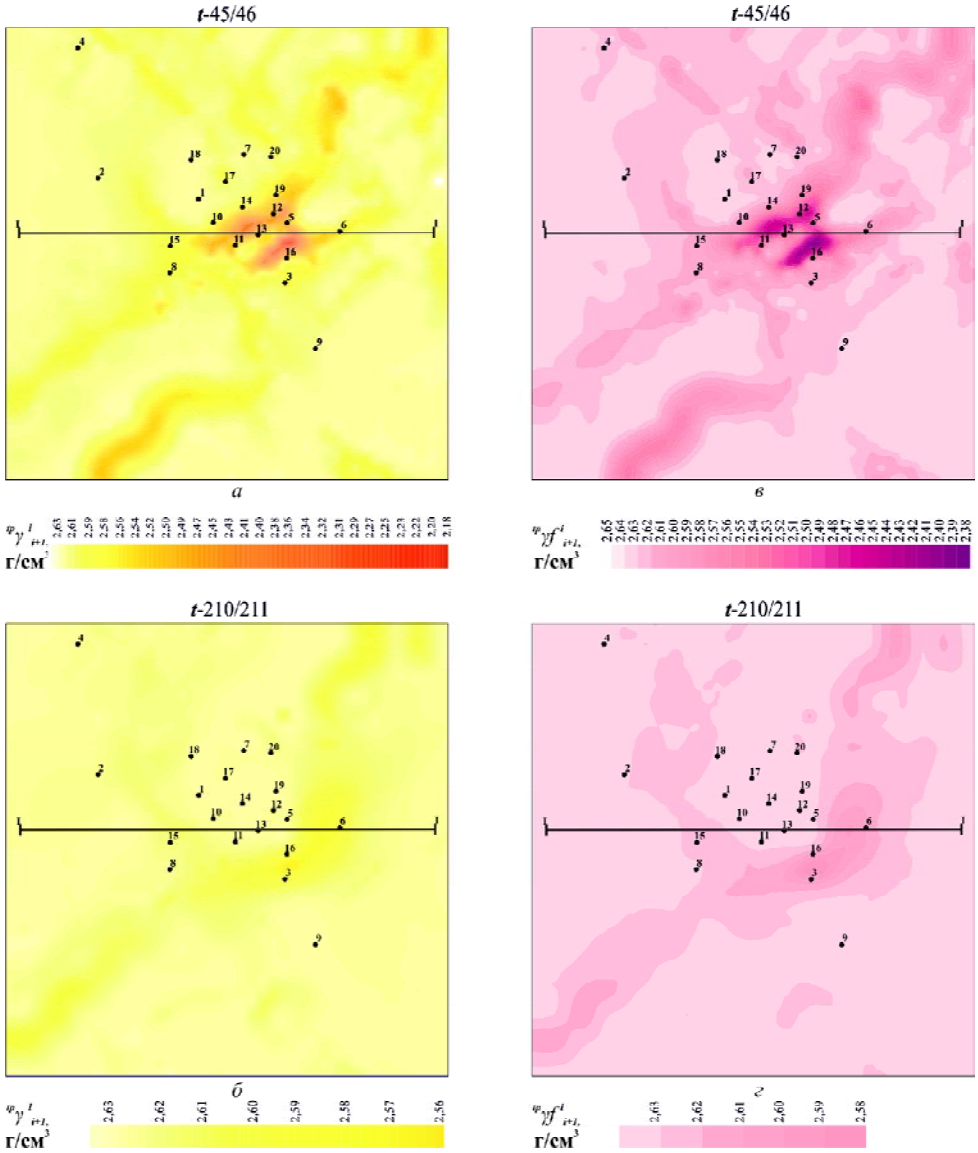

Рис. 5. Площа N. Профіль по лінії I–I. Товща ***xt***-13/16. Інтервали *t*-45/46 (продуктивний) і *t*-201/211 (непродуктивний). Зіставлення карт параметрів ${}^{tp}\gamma_{i+1}^{i}$ та ${}^{tp}\gamma f_{i+1}^{i}$. Решту позначень див. на рис. 4

Картина розподілу за гіпсометрією дискретних значень ${}^{tp}\gamma sk_{i+1}^{i}$ (рис. 8), згідно із законом: *кожна "точка" геологічного середовища, яка визначається унікальними просторовими та часовими координатами, характеризується і унікальною сукупністю фізичних параметрів* [11], наочно демонструє їхню невпорядкованість та непередбачуваність, тобто явище, що відоме у сучасній фізиці під назвою "стохастичний хаос". Разом з тим, головний принцип детермінізму, відповідно до якого "...у світі все без винятку перебуває у загальному взаємному зв'язку, причому зв'язок може бути або безпосереднім, або більш-менш опосередкованим через ряд проміжних ланок, число яких може зростати практично до безкінечності" [16, с. 6], дає змогу розглядати цей "стохастичний хаос" і як детермінований процес. Наприклад, відповідним чином організована геоінформація (рис. 9) засвідчила, що в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу між питомою густиною мінерального скелета осадових утворень і питомою густиною природного розчину спостерігається взаємозв'язок хрестоподібного типу. Це дало змогу увиразнити аксіому – *нафтогазоносність осадових утворень не пов'язана з їхнім мінеральним складом*, яка ставить "хрест" на використанні параметра ${}^{tp}\gamma sk_{i+1}^{i}$ з метою "прямих" пошуків скупчень вуглеводнів.

У пошуковому сенсі інформативнішими є комплексні геопараметри (рис. 10, 11). Вони свідчать про можливість існування певних діапазонів продуктивності (у наведених прикладах ${}^{tp}\gamma_{i+1}^{i}$ – 2,53÷2,58 г/см³, ${}^{tp}\gamma f_{i+1}^{i}$ – 2,50÷2,57 г/см³), де осадові утворення ідентифіковано як нафтогазонасичені.

Графіки максимальних і мінімальних значень питомих густин мінерального скелета осадових утворень у межах товщі ***xt***-13/16 (рис. 12) дали змогу виокремити елементарні ізохронні інтервали, перспективні на пошуки скупчень мінералів, що

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

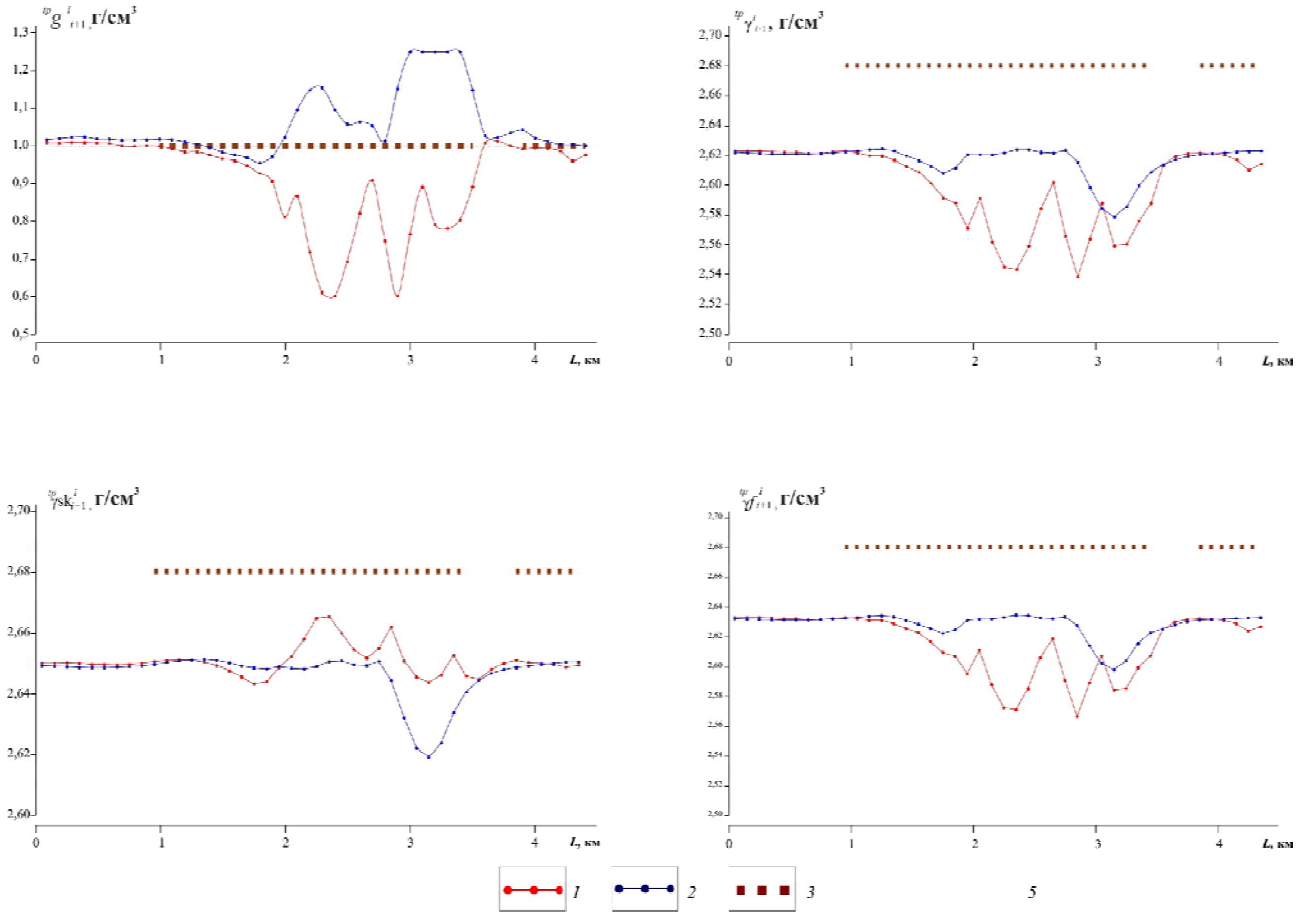

Рис. 6. Площа N. Профіль по лінії I–I. Товща ***xt***-13/16. Графіки зіставлення параметрів ${}^{tp}g^{i}_{i+1}$, ${}^{tp}\gamma sk^{i}_{i+1}$, ${}^{tp}\gamma^{i}_{i+1}$ і ${}^{tp}\gamma f^{i}_{i+1}$. Інтервали: *1* – продуктивний (*t*-45/46); *2* – непродуктивний (*t*-201/211); *3* – АТП (${}^{tp}g^{i}_{i+1}$ < 1,0 г/см³)

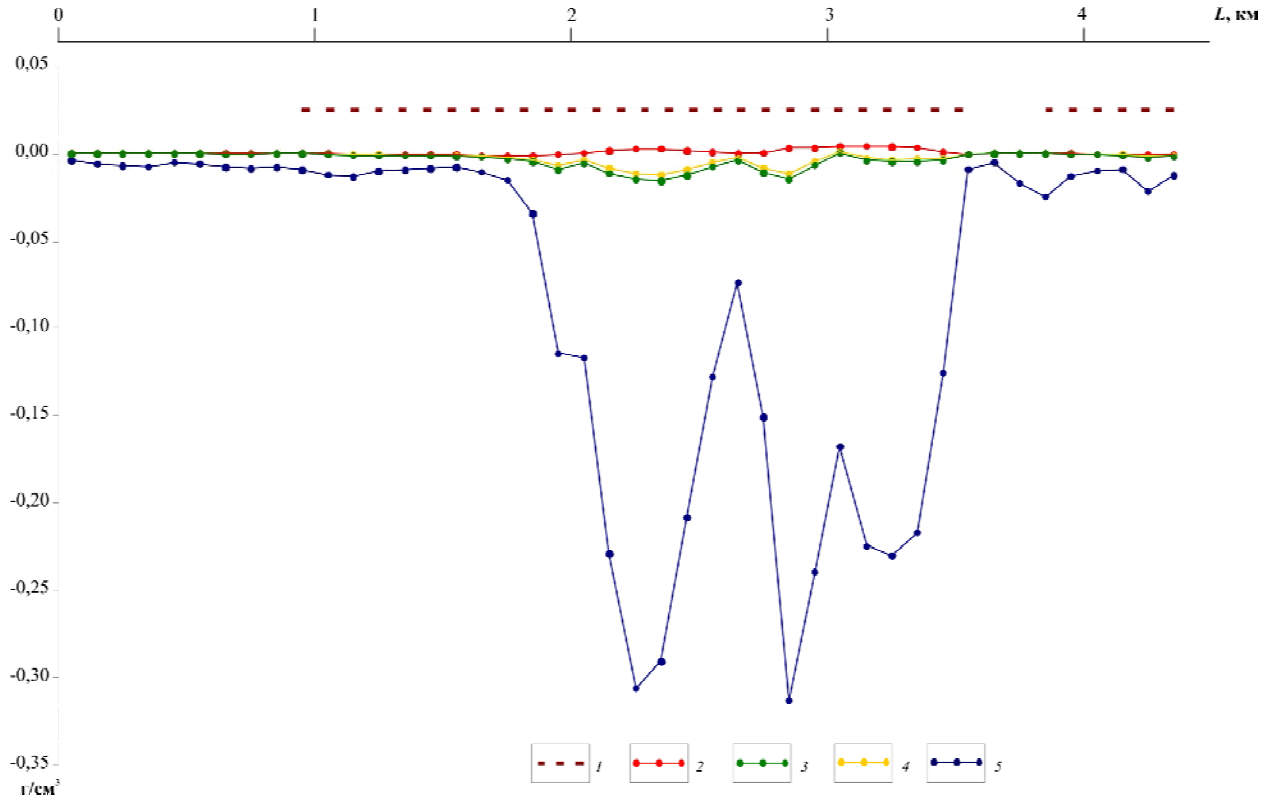

Рис. 7. Площа N. Профіль по лінії I–I. Товща ***xt***-13/16. Графіки значень коефіцієнта відмінностей (КВ): *1* – АТП (${}^{tp}g^{i}_{i+1}$ < 1,0 г/см³); *2* – ${}^{tp}\gamma sk^{i}_{i+1}$; *3* – ${}^{tp}\gamma^{i}_{i+1}$; *4* – ${}^{tp}\gamma f^{i}_{i+1}$; *5* – ${}^{tp}g^{i}_{i+1}$

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

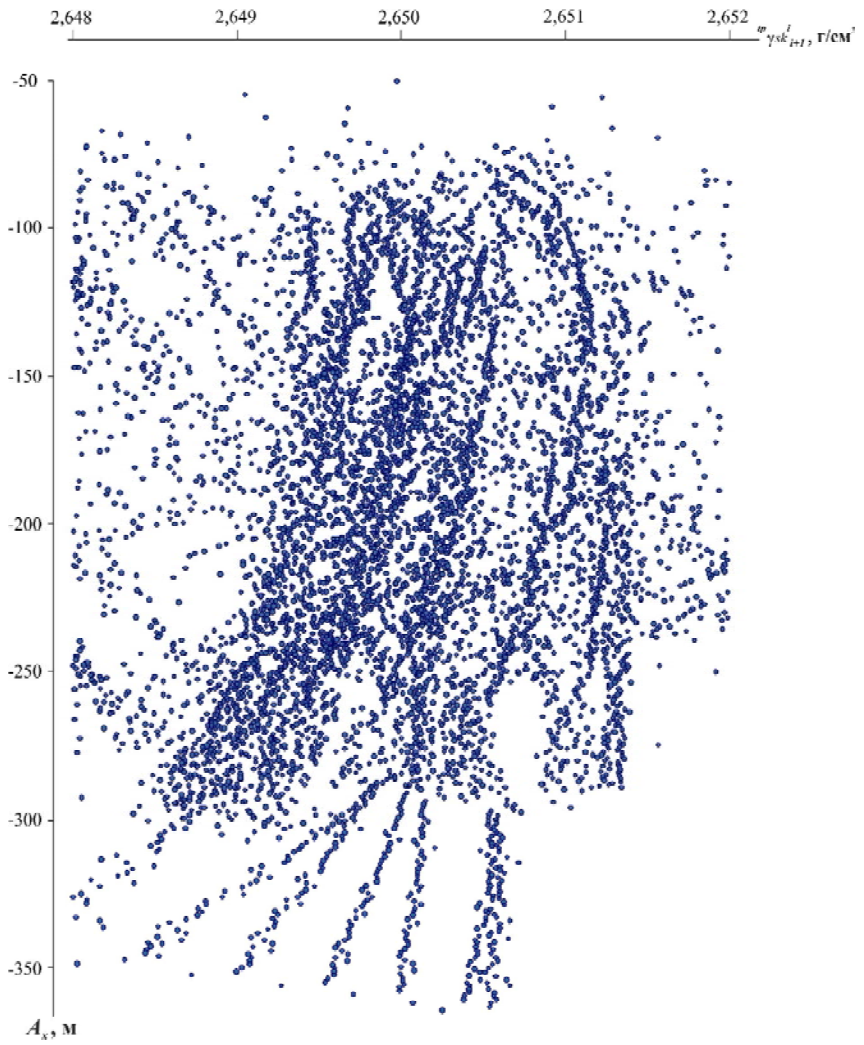

Рис. 8. Площа N. Профіль по лінії I–I (фрагмент). Товща ***xt***-13/16. Розподіл за гіпсометрією значень $^{tp}\gamma sk^{i}_{i+1}$

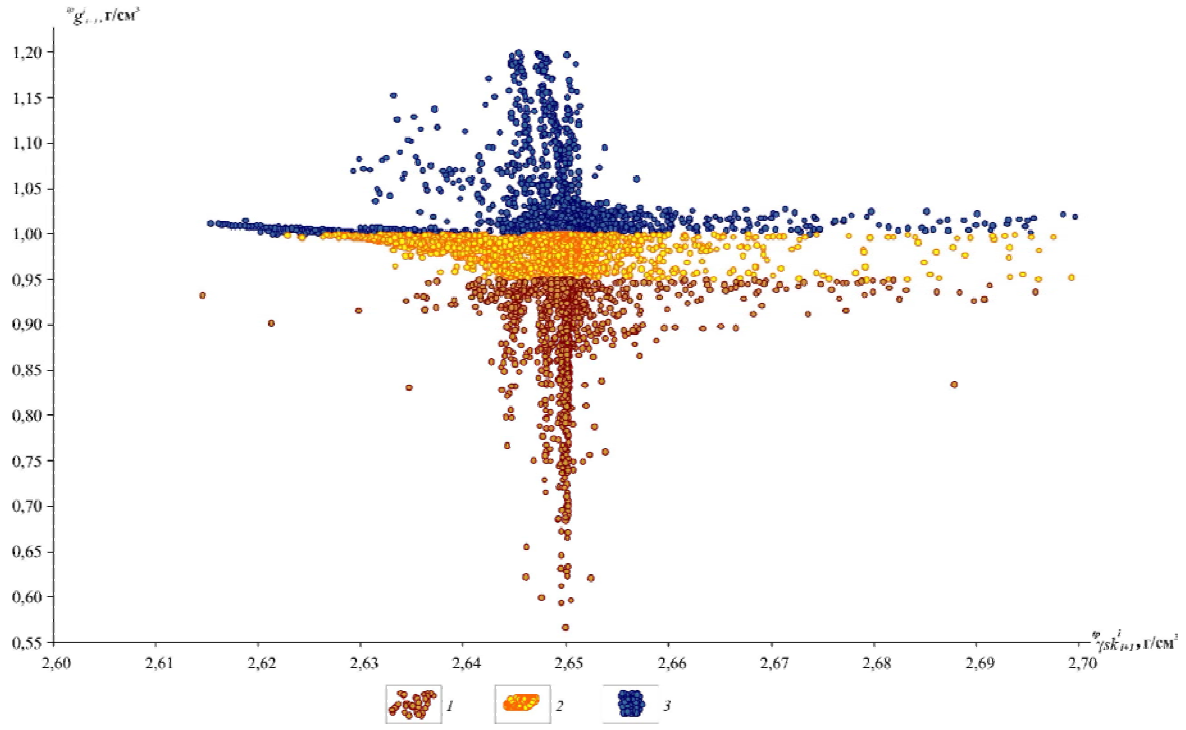

Рис. 9. Площа N. Профіль по лінії I–I. Товща ***xt***-13/16. Взаємозв'язок параметрів $^{tp}\gamma sk^{i}_{i+1}$ та $^{tp}g^{i}_{i+1}$: *1* – $^{tp}g^{i}_{i+1}$ < 0,95 г/см³; *2* – 0,95 ≤ $^{tp}g^{i}_{i+1}$ ≤ 1,00 г/см³; *3* – $^{tp}g^{i}_{i+1}$ > 1,00 г/см³

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

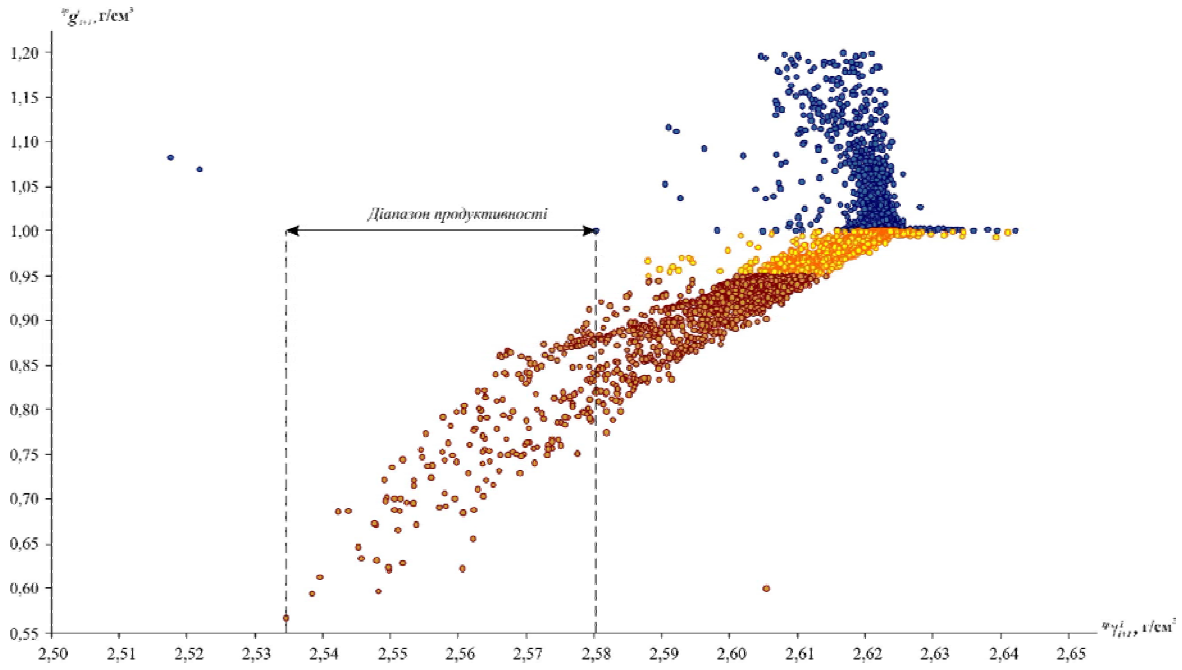

Рис. 10. Площа N. Профіль по лінії I–I. Товща ***xt***-13/16. Взаємозв'язок параметрів ${}^{tp}\gamma^{i}_{i+1}$ та ${}^{tp}g^{i}_{i+1}$. Умовні позначення див. на рис. 9

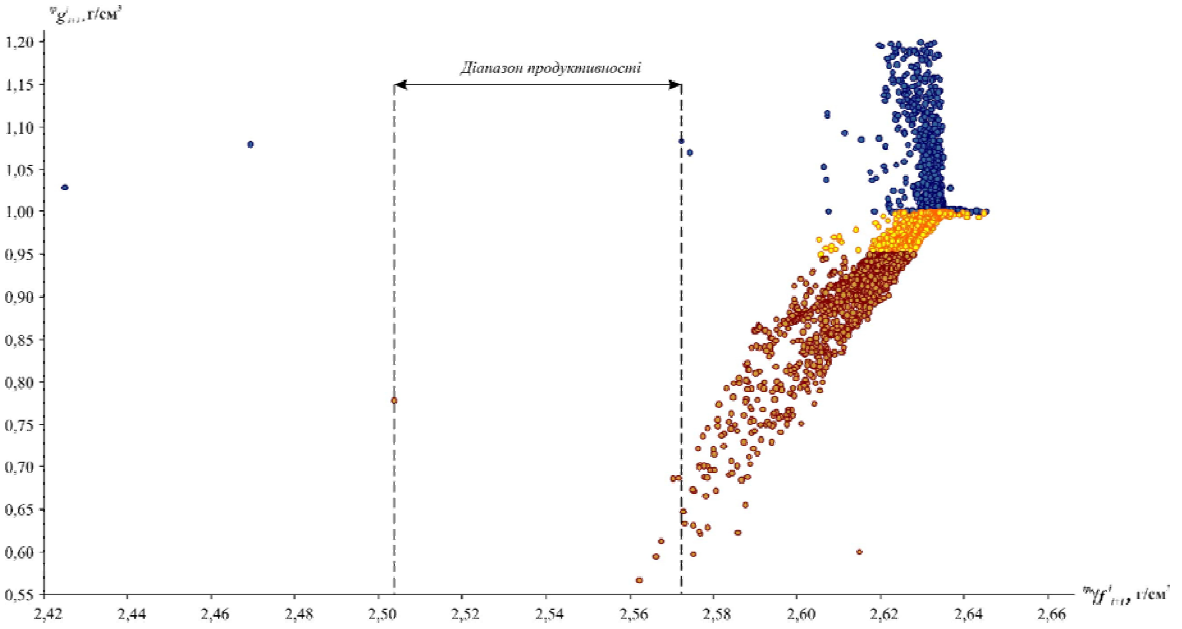

Рис. 11. Площа N. Профіль по лінії I–I. Товща ***xt***-13/16. Взаємозв'язок параметрів ${}^{tp}\gamma f^{i}_{i+1}$ та ${}^{tp}g^{i}_{i+1}$. Умовні позначення див. на рис. 9

© *А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема*

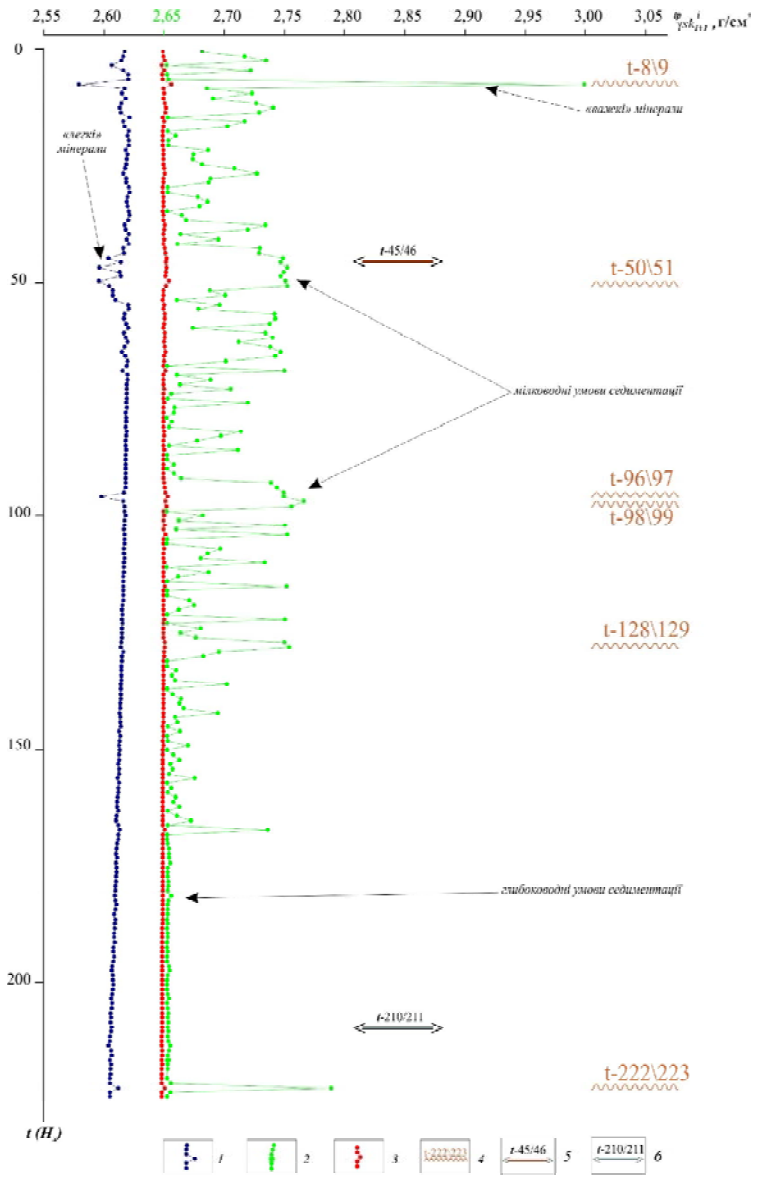

Рис. 12. Площа N. Товща ***xt***-13/16. Графіки екстремальних значень ${}^{tp}\gamma sk^{i}_{i+1}$: *1* – мінімальні; *2* – максимальні; *3* – середні; *4* – стратиграфічні неузгодження; ізохронні інтервали: *5* – продуктивний; *6* – непродуктивний

характеризуються найбільшою або найменшою питомою густиною. Цікавим є те, що на фоні стрибкоподібно непередбачуваних флуктуацій максимальних значень спостерігається відносна стабілізація їх середніх величин. Математично це можна пояснити дією законів великих чисел, які, зокрема, стверджують, що середнє арифметичне великого числа випадкових подій "стабілізується" із зростанням їхньої кількості. І як би кожна випадкова подія не відхилялась в той чи інший бік від свого середнього положення, за підсумовування ці відхилення "взаємно компенсуються", тому середнє арифметичне наближається до сталої величини. Фізико-геологічне пояснення феномена просторово-часової стабілізації осереднених геогустинних властивостей ізохронних інтервалів, на нашу думку, полягає у прагненні відкрито-неврівноваженої самоорганізуючої системи до динамічно стійкої рівноваги. Це дає можливість мінімізувати ймовірність появи небажаної нестабільності (розбалансованості), яка зазвичай виникає у складних природних процесах, коли незначні причини можуть несподівано призвести до появи широкомасштабних, у деяких випадках катастрофічних, подій.

Підбиваючи підсумок вищевикладеному, слід зазначити, що результати, які отримані протягом п'ятого етапу досліджень тих геопараметрів, що впливають на траєкторію та швидкість руху природного розчину, висвітлили масив невідомої раніше геоінформації, яка може бути використана для кількісного вирішення широкого кола інших теоретичних і прикладних геолого-фізичних задач, пов'язаних не тільки із "комп'ютеризованими" пошуками родовищ корисних копалин, а й із здійсненням детальних числових реконструкцій окремих палеогеографічних чинників, зокрема: визначення просторових меж трансгресивних і регресивних циклів, швидкості, глибин, інтенсивності та часу формування осадових утворень тощо.

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

Це дасть змогу в досяжній перспективі не лише синхронізувати геологічно неочевидні події, що необхідно для поглибленого розуміння у масштабах реального часу особливостей динаміки функціонування природного механізму напружено-деформованого стану планети Земля, а й виявити планетарну ритміку низькочастотних хвилеподібно-резонансних модуляцій – головну причину, поряд із незбалансованим техногенним і природним енергомасопереносом, появи небезпечних геодинамічних процесів.

1. *Прямой* поиск углеводородов геофизическими методами / [Мандельбаум М.М., Пузырев Н.П., Рыхлинский Н.И. и др.]. – М. : Наука, 1988. – 160 с.
2. *Прогнозування*, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / [Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М.]. – К. : Наук. думка, 2004. – 446 с.
3. *Утемов Э.В.* Гравиразведка / Утемов Э.В. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2009. – 28 с.
4. *Петровський О.П.* Прогноз нафтогазоносності відкладів осадового чохла північно-західного шельфу Чорного моря / О.П.Петровський, Т.О. Федченко, Б.Б. Габльовський // Наук. вісн. – 2010. – № 4. – С. 12–20.
5. *Ганженко Н.С.* Особливості поведінки геогустинних властивостей різновікових відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини / Н.С. Ганженко, О.Ю. Зейкан // Там само. – 2010. – № 4. – С. 21–26.
6. *Маєвський Б.* Прогнозування глибинних пасток вуглеводнів у Долинському нафтопромисловому районі за результатами геогустинного моделювання / Б. Маєвський, Л. Мончак, В. Степанюк, С. Анікеєв, В. Хомин // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2010. – № 3–4. – С. 19–26.
7. *Толстой М.И.* “Динамическая” петрофизика и основные перспективы ее использования / М.И. Толстой, А.П. Гожик // Геофиз. журн. – 2007. – Т. 29, № 3. – С. 15–24.
8. *Хтема А.В.* Результати визначення питомої густини природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Геоінформатика. – 2011. – № 3. – С. 36–45.
9. *Хтема А.В.* Знаходження вертикальних фільтраційних бар’єрів відтворенням латентної структури енергетичного стану природного розчину / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Там само. – 2010. – № 4. – С. 52–63.
10. *Хтема А.В.* Візуалізація тріщинуватості за результатами геологічної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин / А.В. Хтема // Там само. – 2010. – № 1. – С. 58–65.
11. *Хтема А.В.* Пізнавальні аспекти візуалізації фільтраційно-ємнісних властивостей водонафтогазоносних надр у міжреперному просторі / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Там само. – 2009. – № 4. – С. 64–79.
12. *Цытович Н.А.* Механика грунтов / Цытович Н.А. – М. : Высш. шк., 1979. – 272 с.
13. *Горшков Г.П.* Общая геология / Г.П. Горшков, А.Ф. Якушова. – М. : Изд-во Моск. ун-та, 1957. – 466 с.
14. *Историческая* геология / [Немков Г.И., Муратов М.В., Гречишникова И.А. и др.]. – М. : Недра, 1974. – 320 с.
15. *Кулінкович А.Є.* Геоінформатика. Історія становлення, предмет, метод, задачі (сучасна точка зору). Стаття XXXVII / А.Є. Кулінкович, М.А. Якимчук // Геоінформатика. – 2011. – № 1. – С. 5–21.
16. *Кедров Б.М.* Научная концепция детерминизма. // Современный детерминизм, законы природы. – М. : Мысль, 1973. – 182 с.

Товариство з обмеженою відповідальністю "Променерго продукт", Київ, Україна

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

Дочірнє підприємство "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості" Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України", Київ, Україна

Надійшла до редакції 10.08.2011 р.

А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

ХАРАКТЕР ФЛУКТУАЦИЙ ГЕОПЛОТНОСТНЫХ СВОЙСТВ ВОДОНЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ

Показаны возможности получения дополнительной геоинформации геологической интерпретацией каротажных диаграмм. С помощью интегральных физико-математических моделей в пределах отдельных изохронных интервалов определены удельные плотности осадочных образований, исследован характер флуктуаций геоплотностных свойств водонефтегазоносной толщи в условиях ее естественного залегания.

Ключевые слова: аномалия, углеводороды, геоинформация, геология, плотность, минеральный скелет, интерпретация, модель, давление, осадочные образования, эталон.

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема

A.V. Khtema, V.G. Omelchenko, V.M. Khtema

CHARACTER OF FLUCTUATION OF DENSITY PROPERTIES OF WATER-OIL-AND-GAS BEARING SEDIMENTARY FORMATIONS ON THE RESULTS OF WELL SURVEY GEOLOGICAL INTERPRETATION

This work demonstrates ability of receiving additional geoinformation by the way of well logs' geological interpretation. Within defined isochronal intervals the density of sedimentary rocks was discovered by the way of integral physico-mathematic models. The character of fluctuation of density properties was discovered in water-oil-and-gas saturated layers in the natural bearing conditions.

Keywords: anomaly, hydrocarbons, geoinformation, geology, density, mineral skeleton, interpretation, model, pressure, sedimentary rocks, etalon.

© А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема