

А.В. Хтема, В.М. Хтема

## В'ЯЗКІСТЬ ПРИРОДНОГО РОЗЧИНУ В МЕЖАХ ГІДРОДИНАМІЧНОЇ ПАСТКИ РЕЦИРКУЛЯЦІЙНОГО ТИПУ

Великі вихори народжують малі завихрення,  
які живляться їх швидкістю.  
Малі завихрення породжують ще менші,  
поки все не погубить в'язкість.

Л. Річардсон

Висвітлено невідому раніше геоінформацію, що отримана за допомогою геологічної інтерпретації каротажних діаграм. З використанням інтегральних фізико-математичних моделей у межах окремих інтервалів водонафтогазоносно осадової товщі визначено характер флуктуацій значень динамічної та кінематичної в'язкостей природного розчину. Наведені відомості можна застосовувати для кількісної оцінки та графічної візуалізації змін у швидкості та траєкторії руху природного розчину, локалізації аномалій типу "поклад" і виявлення скупчень вуглеводнів.

**Ключові слова:** в'язкість, вуглеводні, геоінформація, геологія, параметри, інтерпретація, модель, осадові утворення, природний розчин, турбулентність, віскозиметр, пастка.

Метою публікації є демонстрація результатів, що одержані за допомогою поглибленого розкриття наявного інформаційного потенціалу діаграм геофізичних досліджень свердловин (ГДС), які стосуються в'язкості природного розчину. Результати були отримані протягом шостого етапу досліджень, що здійснюються в межах формалізованого геологічного середовища<sup>1</sup> для знаходження аномалій типу "поклад" (АТП) за визначенням тих фізичних параметрів, які дають змогу виявляти у камеральних умовах відмінності між водоносними і нафтогазоносними осадковими утвореннями в їх природному заляганні [8–12].

Принадно нагадаємо, що під в'язкістю прийнято розуміти властивість речовини у газоподібному, рідкому та твердому стані чинити опір переміщенню однієї її частини відносно іншої під дією зовнішніх сил. Зокрема, динамічна в'язкість природного розчину ( ${}^p\mu_{i+1}^i$ ) характеризує його здатність до опору, а кінематична в'язкість ( ${}^p\nu_{i+1}^i$ ) – величину, яка визначається відношенням динамічної в'язкості природного розчину до його питомої густини ( ${}^p g_{i+1}^i$ ) [5]. Таким чином,

$${}^p\nu_{i+1}^i = {}^p\mu_{i+1}^i / {}^p g_{i+1}^i, \quad (1)$$

де індекс "tp" означає, що параметри природного розчину у межах ізохронного інтервалу  $i - (i + 1)$  розраховані на час, коли були здійснені записи каротажних діаграм.

Із формули (1) випливає, що за питомої густини природного розчину  $1,0 \text{ г/см}^3$  числові значення динамічної та кінематичної в'язкості є однакови-

ми. Інтерпретаційною родзинкою є те, що у межах нафтогазоперспективного розрізу ( ${}^p g_{i+1}^i < 1,0 \text{ г/см}^3$ ) різниця між кінематичною та динамічною в'язкістю ( ${}^p\Delta\nu_{i+1}^i$ ) набуває додатних, а у межах мало-перспективного розрізу ( ${}^p g_{i+1}^i > 1,0 \text{ г/см}^3$ ) – від'ємних значень.

Строгій теорії в'язкості поки що не існує, тому на практиці широко застосовують емпіричні і напівемпіричні формули, які відображають залежність в'язкості окремих рідин і газів від температури, тиску та хімічного складу. Експериментально встановлено, що в'язкість суміші не реагуючих одна з одною рідин з різною в'язкістю є осередненою величиною. Якщо ж у разі змішування рідин утворюється нова хімічна сполука, то її в'язкість може бути в десятки разів більша за в'язкість окремих інгредієнтів [6].

В'язкість є базовою характеристикою вуглеводнів, тому що безпосередньо впливає не тільки на процеси формування скупчень нафти і газу, а й на умови їх техногенного вилучення з надр, підймання на земну поверхню, промислового збору і підготовки, перевезення транспортом, перекачування по трубопроводах тощо. Розмірність динамічної в'язкості: пуаз, сантипуаз, мегапаскаль на секунду (МПа · с) та ін. Розмірність кінематичної в'язкості – стокс, сантискс, квадратний сантиметр на секунду (см<sup>2</sup>/с), а також градуси Енглера, секунди Сейболта. Застосування тих чи інших одиниць зумовлено відмінностями між властивостями різних речовин, традиціями та умовністю вимірювань.

<sup>1</sup> Це "тонкошарувате" середовище, яке визначено просторово-часовими координатами та числовими значеннями тих чи інших геопараметрів, що розраховані математичними засобами на засадах нелінійної інтерполяції та екстраполяції обмеженої кількості вхідних дискретних даних, отриманих за допомогою геологічної інтерпретації діаграм ГДС.

Огляд загальнодоступних джерел засвідчив, що вуглеводні характеризуються динамічною в'язкістю від тисячних і сотих часток мегапаскаля на секунду (газ) до сотень тисяч і навіть мільйонів мегапаскалей на секунду (високов'язка нафта). Динамічна в'язкість нафтових скупчень, які розробляють традиційними способами, здебільшого становить 0,5–25 МПа·с, значно рідше сягає 70 МПа·с. Це дає підстави розглядати значення в'язкості 70 МПа·с як свого роду межу вилучення нафти без застосування методів інтенсифікації. У загальному випадку динамічна в'язкість нафти зростає в міру збільшення її питомої густини та наближення до водонафтової зони, що пояснюється окисненням нафти під час взаємодії із хімічно активними підшовними водами. Динамічна в'язкість пластової води залежно від термобаричних умов, мінералізації та кількості водорозчинного газу змінюється у значно вужчому діапазоні і може досягати одиниць мегапаскалей на секунду. З урахуванням певного “перекриття” значень динамічної в'язкості води і нафти прагматичний інтерес становить те, що сумарна динамічна в'язкість водонафтового потоку, внаслідок синергетичної взаємодії, може у декілька разів перевищувати динамічну в'язкість як води, так і нафти. Наприклад, за даними російських фахівців ТОВ “ГИС–ГДИ–ефект”, які досліджували властивості системи вода–нафта, за в'язкості води 0,3 МПа·с та нафти 0,7 МПа·с в'язкість водонафтового потоку досягла 3,2 МПа·с [13]. Завдяки існуванню цього феномену, що не був розглянутий у наших попередніх публікаціях [9–11], інформацію про наявність синергетичного збільшення динамічної в'язкості водонафтового потоку або синергетичного зменшення ди-

намірної в'язкості водогазового потоку можна було б використовувати для визначення місцезнаходження як субгоризонтальних – ГВНП (ГВГП), так і субвертикальних водонафтових (водогазових) потоків – ВВНП (ВВГП). Це є необхідною умовою вирішення першочергового завдання нафтогазопошукової геології – виявлення фізично обґрунтованих АТП<sup>2</sup>, можливість існування яких демонструє ідеалізована синергетична аномалія динамічної в'язкості (АС) за глибиною ( $H$ ) і по горизонталі ( $L$ ) (рис. 1).

У цьому контексті слухним є доповнення про те, що в'язкість, характеризуючи реальні властивості речовини (внутрішнє тертя), належить до штучно створених, не існуючих у природі показників. Тому відомості про в'язкість, зокрема, рідин і газів можна порівняно легко отримати у лабораторних умовах [3], але “вимірювання” в'язкості теоретично навіть звичайної води у стандартних умовах, не кажучи про в'язкість багатоконпонентного природного розчину у пластових умовах, є проблематичним. Це об'єктивно обмежує можливість застосування цього високоінформативного показника для виявлення АТП і розкриття, за допомогою “гри розуму на папері”, тих фізико-геологічних закономірностей формування скупчень вуглеводнів, які доцільно використовувати для підвищення ефективності їх пошуків. Разом з тим, беручи до уваги пророцтво В. Вернадського про неминучість досягненням людством “психозойської ери” і ту обставину, що осмислена нафтогазопошукова діяльність стає можливою тільки на рівні “психозою”, оскільки спирається на чуттєво-наочні образи, принципи, ідеї, ідеали, знання та психологічні особливості окремих індивідумів, які на грані непізнаного за допомогою інтелекту тлумачать невидиме, важливим є те, що

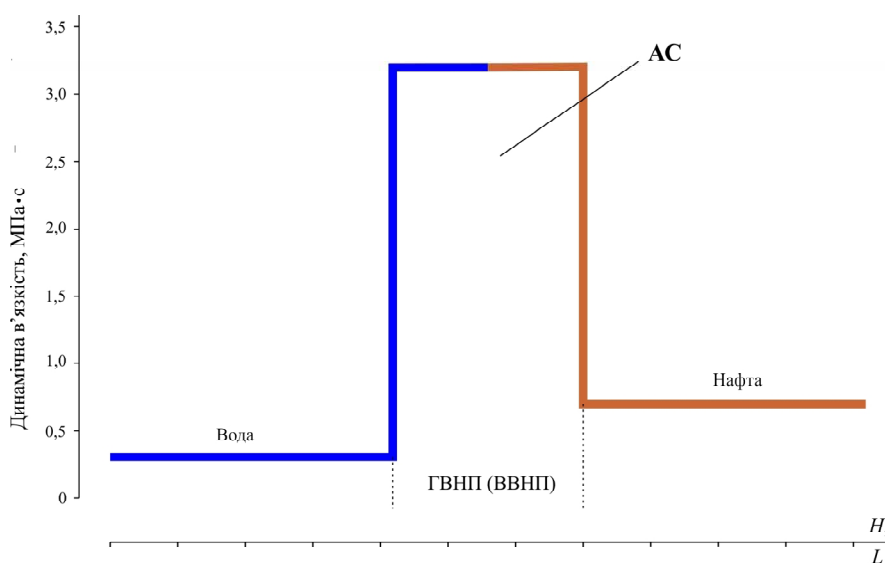


Рис. 1. Ідеалізована синергетична аномалія динамічної в'язкості природного розчину, за даними [13]

<sup>2</sup> АТП – ділянка геологічного середовища, де відбуваються фізичні явища та процеси, які приводять до утворення скупчень вуглеводнів.

існує ще один – інтелігібельний<sup>3</sup> – метод визначення в'язкості. Сприятлива ситуація, коли представники природничих наук уже усвідомили, що головним їх завданням стає не пошук “абсолютної” істини як такої, а створення вірогідніших<sup>4</sup> моделей реальності, на основі яких можна дівіше вирішувати науково-практичні завдання [4], дала змогу авторам скористатися цим методом. Своєрідним капілярним віскозиметром<sup>5</sup> слугувала вертикальна трубка загальної пористості – віртуальна фізико-математична конструкція [10, рис. 10]. У межах попередньо обумовленого абстрактно-смыслового середовища цю конструкцію розглядали як справжню або близьку до справжньої геологічну реальність, де геометрія пустотного простору нагадує канали із змінними поперечними перетинами, що сприяє утворенню турбулентності та кавітації [2].

З огляду на вищенаведене, предметом подальшого розгляду є латентна геоінформація, яка стосується як динамічної, так і кінематичної в'язкості природного розчину, що різноспрямовано рухається у межах глибоко зануреної водонафтогазоносної товщі осадових утворень *xt-13/16 N*-ської площі Дніпровсько-Донецької западини. Ця геоінформація, через об'єктивну неповноту первинних відомостей та обмеженість експериментальних можливостей, була отримана опосередковано – за допомогою геліогеологічних уявлень [10], геологічної інтерпретації діаграм ГДС, використання оцінних суджень<sup>6</sup> та структурно-числового моделювання. Вона кількісно описує флуктуації в'язкості природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу, де у пульсуючому гідравлічно-безперервному середовищі виникає турбулентна течія – нестационарне у масштабах геологічного часу фізичне явище, для якого характерні хаотичні, на перший погляд, потоки рідин і газів. У результаті швидкість, тиск, питома густина, в'язкість та інші показники природного розчину змінюються у просторі та часі повільно-стрибокподібно<sup>7</sup>, що ускладнює його розмежування на окремі взаємопов'язані компоненти – воду, нафту і газ.

Якщо стисло сформулювати принципову відмінність сучасної геофізики від сучасної геології, то геофізика – це інструмент створення геоінформації за допомогою реальності та розуму, а геологія – це інструмент відтворення реальності за допомогою розуму та геоінформації. Згідно з цією думкою, теоретичним базисом вирішення геоінформаційної задачі щодо визначення в'язкості природного розчину є гіпотеза про те, що появу турбулентності, за в цілому ламінарної течії, зумовлює змінний, як за швидкістю, так і за напрямком, рух природного розчину в межах неоднорідного середовища тріщинувато-порового типу, спричинений мінливістю пустотності та проникності, модуля і напрямку вектора градієнта пластового тиску та існуванням екранувальних нуль-поверхонь. Унаслідок цього у природному розчині, який у результаті саморуху опинився в умовах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу, утворюються вихороподібні потоки різних розмірів, а його гідродинамічні й термодинамічні геопараметри характеризуються різними за знаком та інтенсивністю аномаліями. Завдяки вихровому перемішуванню турбулентна течія володіє підвищеною здатністю передавати кількість руху і силову дію на мінеральний скелет, переносити тепло і прискорювати перебіг хімічних реакцій, транспортувати зважені часточки та генерувати (або розсіювати) геофізичні поля, тим самим активізуючи в надрах Землі безперервний колообіг процесів перетворення речовини в енергію і навпаки, що детальніше висвітлено у статтях [9, 10].

Правомірність зазначеної гіпотези підтверджують числові моделі (рис. 2–8), які побудовано за цілеспрямованою трансформацією реальних вхідних даних із використанням методики структурно-числового моделювання [10]. На рис. 2 показано по вертикалі (глибини) флуктуації ситуативних значень динамічної в'язкості природного розчину, які були визначені у вузловій точці (ВТ) 27|26, що розташована у безпосередній близькості від продуктивної свердловини 13. У межах товщі *xt-13/16* ця свердловина розкрила 4 продуктивні інтервали. Рівню 1-го продуктивного інтервалу відповідають початкові видобувні запаси нафти,

<sup>3</sup> Інтелігібельний – той, що досягається розумом, мисленням [1].

<sup>4</sup> Тим самим визнається слушність думки шведського хіміка та мінералога Я. Берцеліуса: “Хто видає ймовірність за істину, стає свідомим або несвідомим обманщиком”.

<sup>5</sup> Капілярний віскозиметр – прилад для вимірювання в'язкості за визначенням тривалості протікання певного об'єму рідини або газу через відкалібрований тонкий канал.

<sup>6</sup> Оцінні судження – сукупність фрагментарно-відомих відомостей, результатів науково-інтуїтивного мислення та математично-формалізованих процедур отримання геоінформації, за допомогою яких геолог-інтерпретатор суб'єктивно тлумачить первинні геолого-геофізичні дані, визначає, класифікує та прогнозує штучно виокремлені ним об'єкти, реальні фізичні явища і процеси, приписуючи їм, інколи доволіно і упереджено, певні властивості та числові значення. Беручи до уваги ту обставину, що “наукова інтуїція як атрибут пізнання є чуттєвим сприйняттям діалектики природи” (М.Е. Мартянов), суцільно індивідуальні за своєю природою оцінні судження є підґрунтям психодіагностичної, або олюдної, геоінформації, яка, потребуючи об'єктивних доказів або спростувань її достовірності, є головним чинником як успіхів, так і невдач нафтогазопошукової діяльності.

<sup>7</sup> Наочний образ фізичної картини турбулентності, який належить перу англійського фізика Л. Річардсона, використано як епіграф запропонованої публікації.

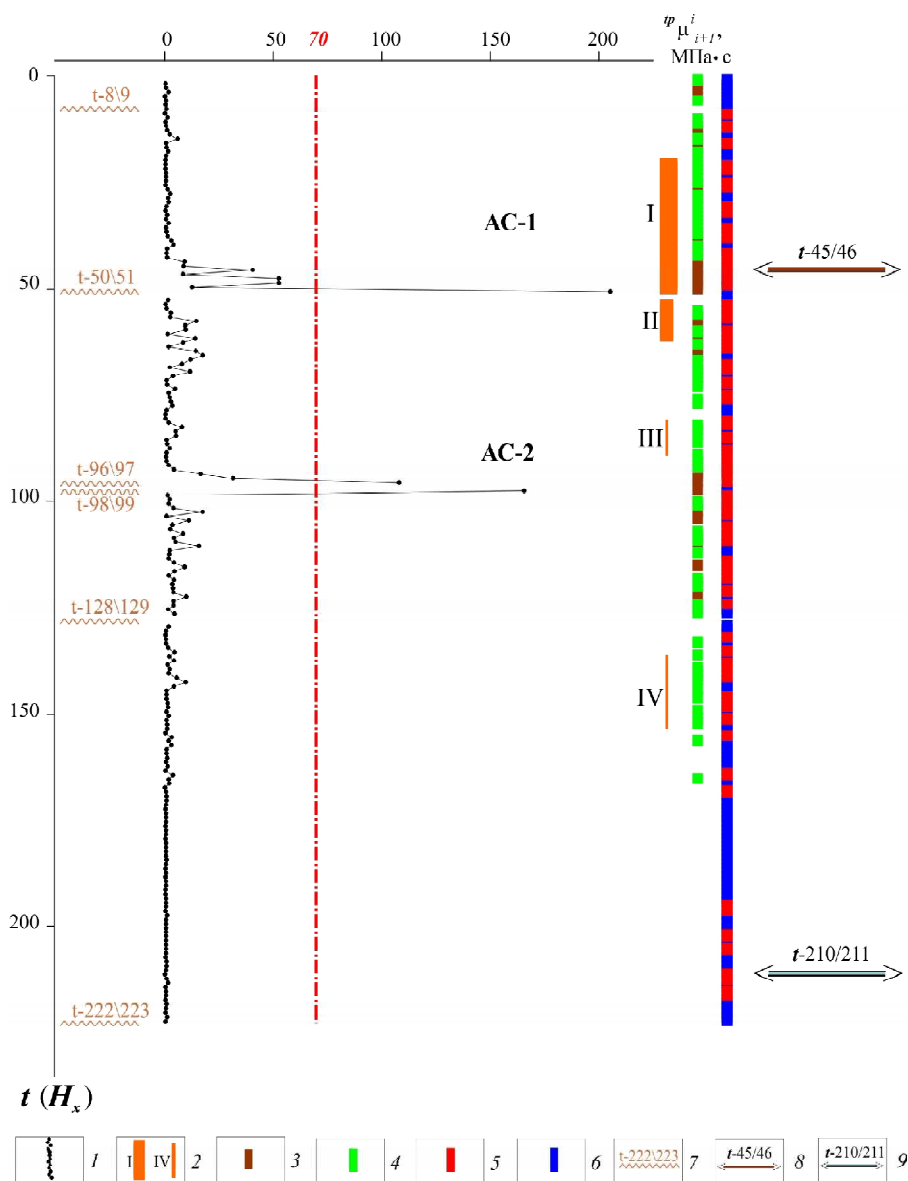


Рис. 2. Площа *N*. Товща *xt-13/16*. Вузлова точка 27|26 (ділянка продуктивної свердловини 13). Флуктуації значень динамічної в'язкості природного розчину за результатами вертикального геологічного каротажу: 1 – значення  $\mu_{i+1}^p$ , МПа·с; 2 – нафтогазоносні інтервали за результатами геофізичної інтерпретації діаграм ГДС св. 13, у тому числі: I–IV – номери продуктивних інтервалів; інтервали дефіциту питомої густини природного розчину за результатами геологічної інтерпретації діаграм ГДС: 3 –  $\rho_{i+1}^p < 0,95$  г/см<sup>3</sup>; 4 –  $0,95 \leq \rho_{i+1}^p < 1,0$  г/см<sup>3</sup>; значення вертикального градієнта загального тиску, МПа/м: 5 –  $\text{grad}^p P < 0$  (низхідний рух природного розчину); 6 –  $\text{grad}^p P > 0$  (висхідний рух природного розчину); 7 – стратиграфічні неузгодження; ізохронний інтервал: 8 – продуктивний; 9 – непродуктивний (за даними [11, рис. 1])

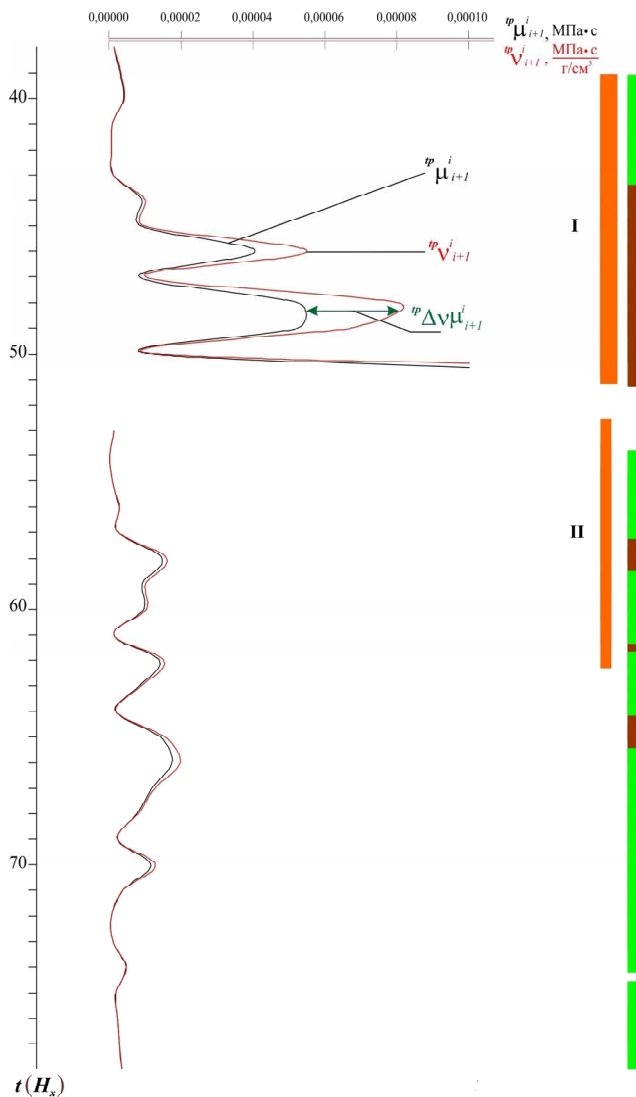


Рис. 3. Площа *N. Товща* *x**t*-13/16. Вузлова точка 27|26. Співвідношення параметрів  $\mu_{i+1}^i$  та  $\mu_{i+1}^i V_{i+1}^i$  (фрагмент)

частка яких становить 0,84 від початкових видобувних запасів нафти всього родовища. На рівні 2-го інтервалу частка цих запасів становить 0,11, 3-го та 4-го інтервалів – 0,02. У межах товщі, на фоні підвищених значень динамічної в'язкості природного розчину, чітко спостерігаються дві найбільші синергетичні аномалії – АС-1 та АС-2, до яких приурочені ГВНП. Нафтогазопошуковий інтерес викликає те, що ці аномалії розміщуються в інтервалах глибин, де за результатами раніше проведених досліджень [7] встановлено наявність стратиграфічних неузгоджень – фізично контрастних контактів між осадовими утвореннями, напружено-деформований стан яких у часі та просторі сформувався за геологічно різними сценаріями. Звертає на себе увагу і те, що АС-1, яка розміщується безпосередньо над поверхнею неузгодження, має мінімальну “точкову” потужність порівняно із значно більшою за вертикальною потужністю АС-2, що розташована як зверху, так і знизу поверхні неузгодження. З урахуванням межі вилучення нафти без застосування

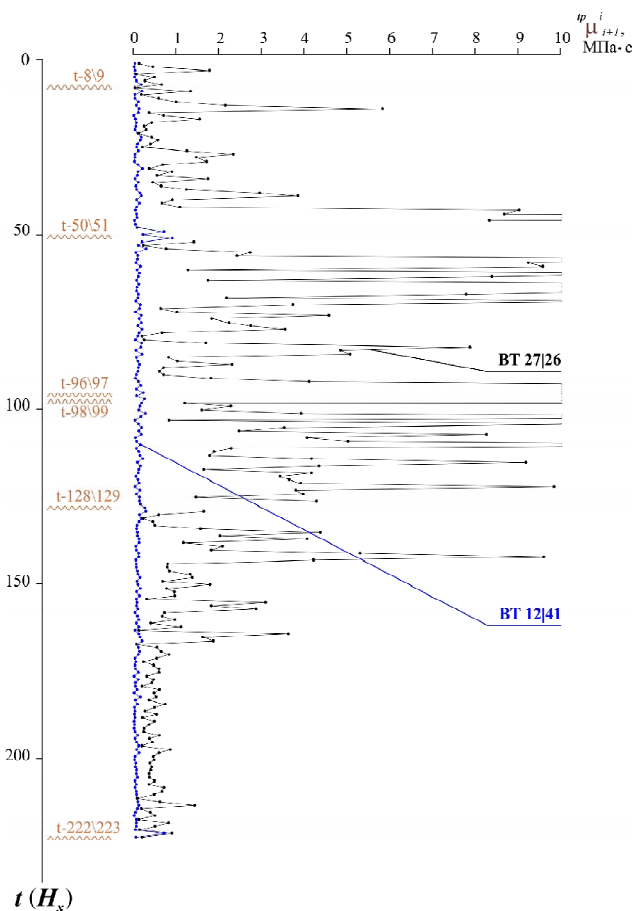


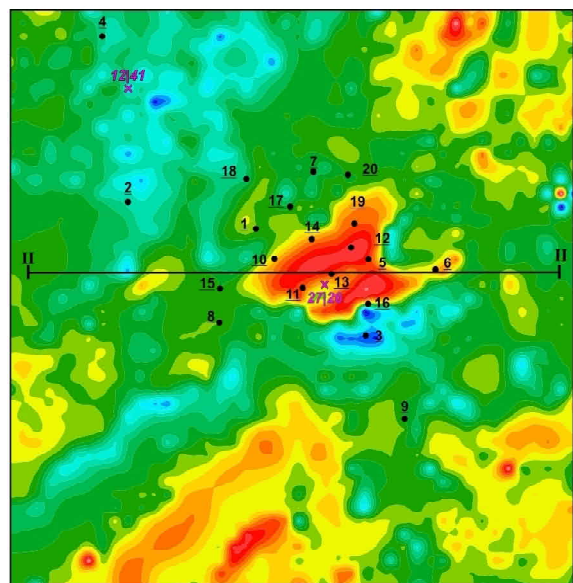
Рис. 4. Площа *N. Товща* *x**t*-13/16. Вузлові точки 12|41 (ділянка непродуктивної свердловини 4) та 27|26 (ділянка продуктивної свердловини 13). Зіставлення значень динамічної в'язкості природного розчину

інтенсифікації ця несуттєва, на перший погляд, обставина може спричинити негативні наслідки – неотримання припливу із інтервалу АС-2 під час випробування свердловини. Внаслідок цього продуктивні осадові утворення з високими ємнісними властивостями, особливо за відсутності ядра, у подальшому можуть розглядати як “сухі”.

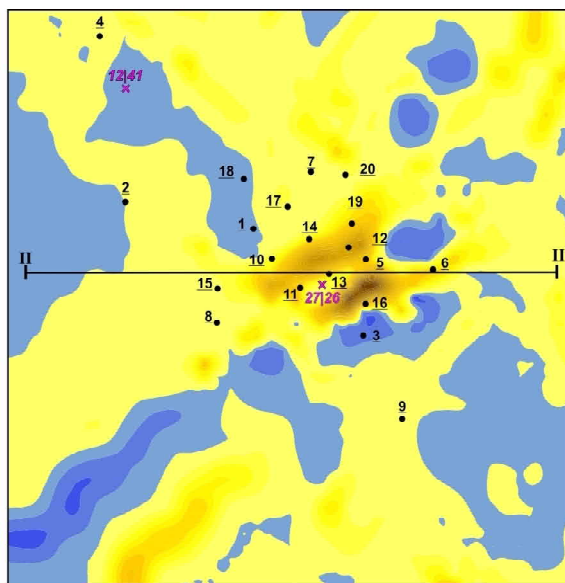
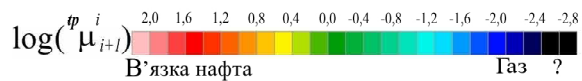
На рис. 3 продемонстровано наявність відмінностей між числовими значеннями кінематичної та динамічної в'язкості природного розчину, що впливають із формули (1).

Зіставлення ситуативно змінних значень динамічної в'язкості природного розчину (рис. 4) дало змогу встановити, що у гідродинамічній пастці рециркуляційного типу динамічна в'язкість природного розчину у високопористих і малопористих утвореннях значно більша, ніж розчину, що перебуває поза її межами. Це вказує на існування в умовах пастки водонафтогазових потоків, завдяки яким та функціонуванню рециркуляційного механізму є цілком реальною можливість досягнення коефіцієнтів нафто- та газовилучення значно більших за одиницю.

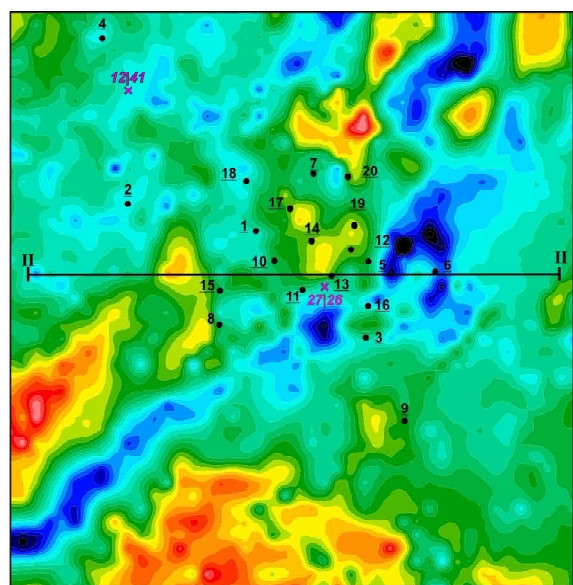
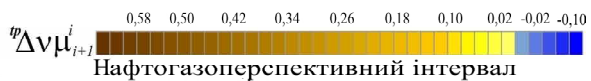
Рис. 5, а, б демонструє морфологічну схожість флуктуацій динамічної в'язкості природного розчину у межах як продуктивного ізохронного інтер-



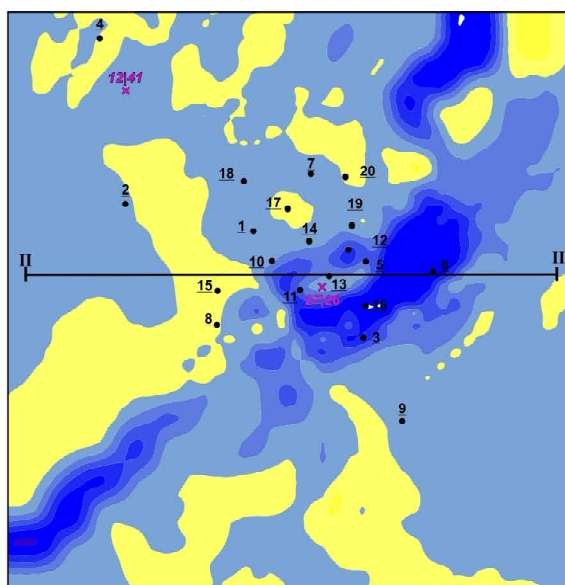
*a*



*б*



*б*



*з*

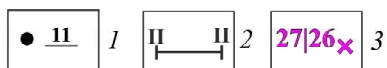


Рис. 5. Площа N. Товща xt-13/16. Карти-схеми параметрів  $\log(\mu_{i+1}^p)$  та  $\Delta\nu\mu_{i+1}^p$ . Інтервали: *a, б* – *t*-45/46 (продуктивний); *б, з* – *t*-210/211 (непродуктивний); *1* – пробурені свердловини; *2* – профіль по лінії II-II; *3* – вузлова точка



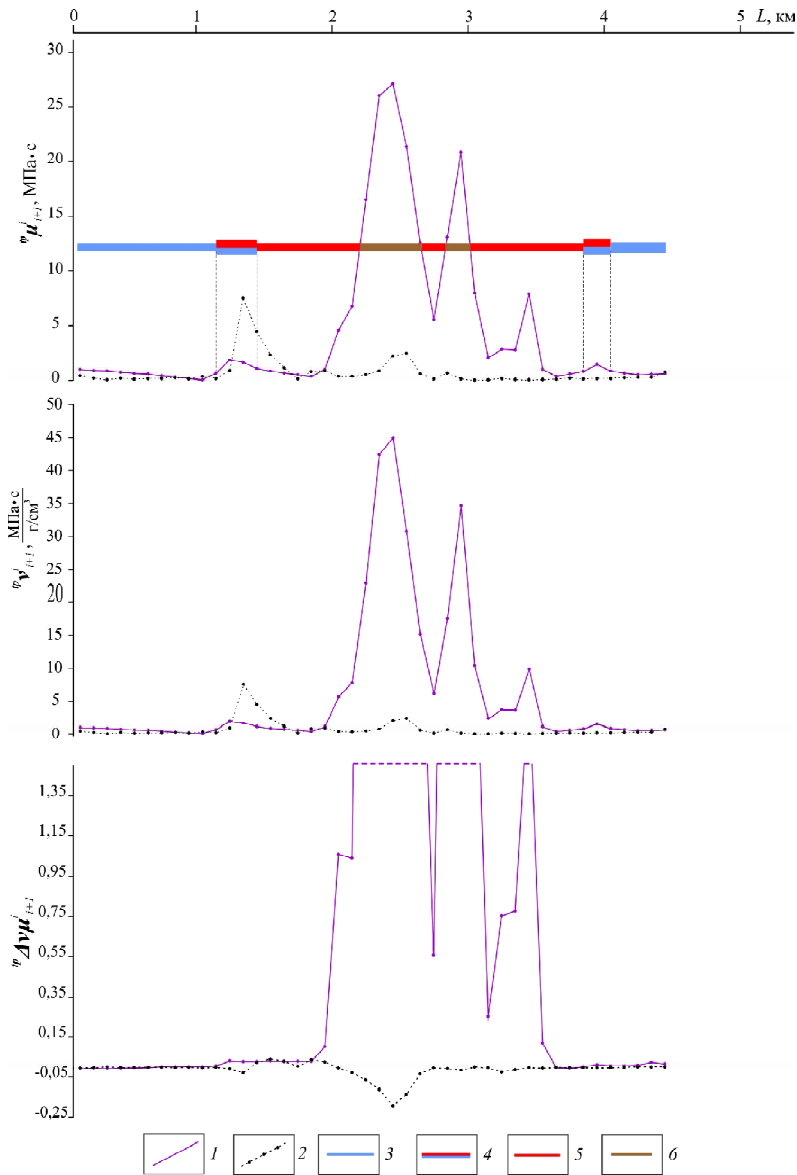


Рис. 6. Площа N. Товща xt-13/16. Профіль по лінії II–II. Зіставлення параметрів  ${}^p\mu_{i+1}^i$ ,  ${}^p v_{i+1}^i$  та  ${}^p\Delta v\mu_{i+1}^i$  за результатами горизонтального геологічного каротажу. Інтервали: 1 – t-45/46 (продуктивний); 2 – t-210/211 (непродуктивний); 3 – вода; 4 – ВВНП; 5 – нафта; 6 – в'язка нафта

валу, представленого переважно високопористими теригенними утвореннями (так звані породи-колектори), так і низькопористих глинистих відкладів (породи-покришки у фізично наївному розумінні<sup>8</sup>). Це свідчить про подібність гідродинамічних процесів, що одночасно відбуваються у природних резервуарах різних за літологічним складом і фільтраційно-ємнісними властивостями, що дає підстави розглядати не лише пастку, а й весь осадовий розріз як гідродинамічну відкриту систему. Про існування відмінностей між продуктивним і непродуктивним інтервалами, які виявлено завдяки використанню параметра  ${}^p\Delta v\mu_{i+1}^i$ , свідчать числові моделі зображені на рис. 5, в, г. Продуктивний інтервал t-45/46, на протигагу інтервалу t-210/211, характеризується наявністю значного за лінійни-

ми розмірами поля додатних значень  ${}^p\Delta v\mu_{i+1}^i$ . Візуально це поле нагадує розгалужену єдину дренажну систему, в центрі якої різниця між кінематичною та динамічною в'язкістю сягає найбільших значень.

Результати інтерпретації діаграм горизонтального геологічного каротажу за зіставленням значень  ${}^p\mu_{i+1}^i$ ,  ${}^p v_{i+1}^i$  та  ${}^p\Delta v\mu_{i+1}^i$  показано на рис. 6.

Наявність у вертикальній площині візуально чітких АТП пластово-жильного та вихороподібного типу демонструє рис. 7. За допомогою параметра  $\log({}^p\mu_{i+1}^i)$  локалізовано декілька ГВНП. Крім того, виразно спостерігається ВВНП, контур якого приурочений до утворень з невизначеним характером насичення ( $0,95 \leq {}^p g_{i+1}^i \leq 1,0$  г/см<sup>3</sup>), а також частково до водоносних утворень ( ${}^p g_{i+1}^i > 1,0$  г/см<sup>3</sup>).

<sup>8</sup> На умовність розподілу гірських порід на породи-колектори та породи-покришки, зокрема, вказує практика російських (нафта баженівських аргілітів) та американських геологів (газ сланцевих товщ).

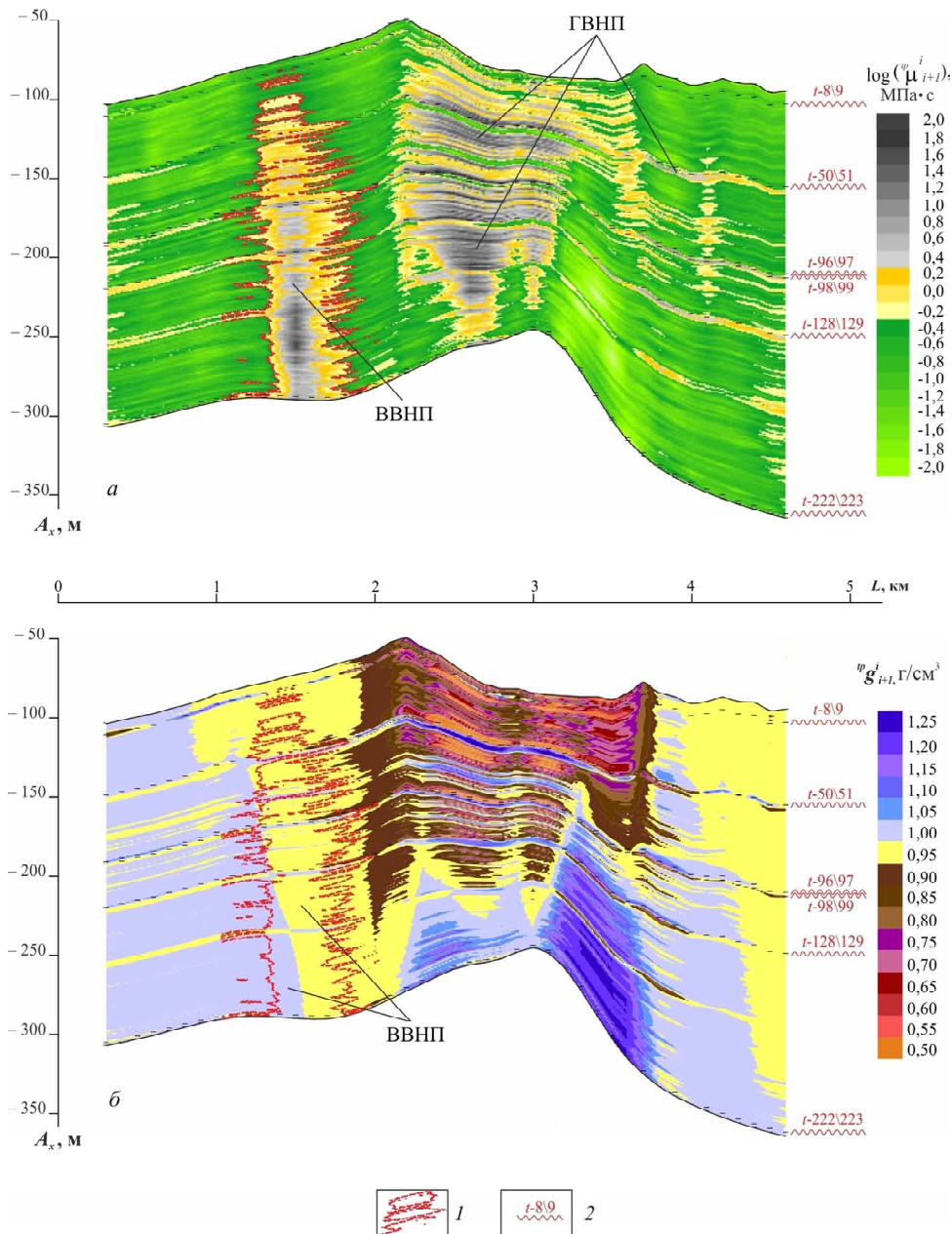


Рис. 7. Площа *N*. Товща *xt-13/16*. Профіль по лінії П–П. Параметри  $\log(\mu_{i+1}^n)$  та  $\rho_{i+1}^n$ : *a* – динамічна в'язкість природного розчину; *b* – питома густина природного розчину [11, рис. 5]; 1 – контур ВВНП; 2 – стратиграфічні неузгодження

Це пояснюється наявністю окремого різновиду природного розчину – водонафтової квазістійкої сполуки, динамічна в'язкість якої може досягати значень в'язкої нафти, а питома густина – питомої густини води. За аналогією можна очікувати, що водогазовий потік характеризуватиметься динамічною в'язкістю газу та питомою густиною води.

За порівняння рис. 7, *a* та рис. 3 [12] встановлено, що ГВНП приурочені до ділянки найнестабільнішого осадоагромадження, яка характеризується мінімальними палеоглибинами. Ця ділянка просторово збігається з аномаліями, що становлять підвищений нафтогазопошуковий інтерес, – максимальної щільності фільтраційних бар'єрів (нуль-поверхонь), реверсійних воронки та аномального енергетичного збудження природного

розчину [11, рис. 7]. У свою чергу, ВВНП і ВВГП розміщуються у межах субвертикально успадкованих ділянок стабільного осадоагромадження на значно більших палеоглибинах.

Характер взаємозв'язку між динамічною в'язкістю та питомою густиною природного розчину, встановлений за використання статистично значущої кількості їх дискретних значень (рис. 8, *a*), засвідчив закономірне збільшення динамічної в'язкості природного розчину в діапазоні значень питомої густини 0,94–1,04 г/см<sup>3</sup>. Наявність численних синергетичних аномалій, з якими пов'язують ГВНП і ВВНП, дає змогу однозначно ідентифікувати осадові утворення товщі *xt-13/16* як нафтогазоносні, незважаючи на майже однакові значення динамічної в'язкості мінералізованої води та нафти, особливо за значень  $\rho_{i+1}^n > 1,04$  і



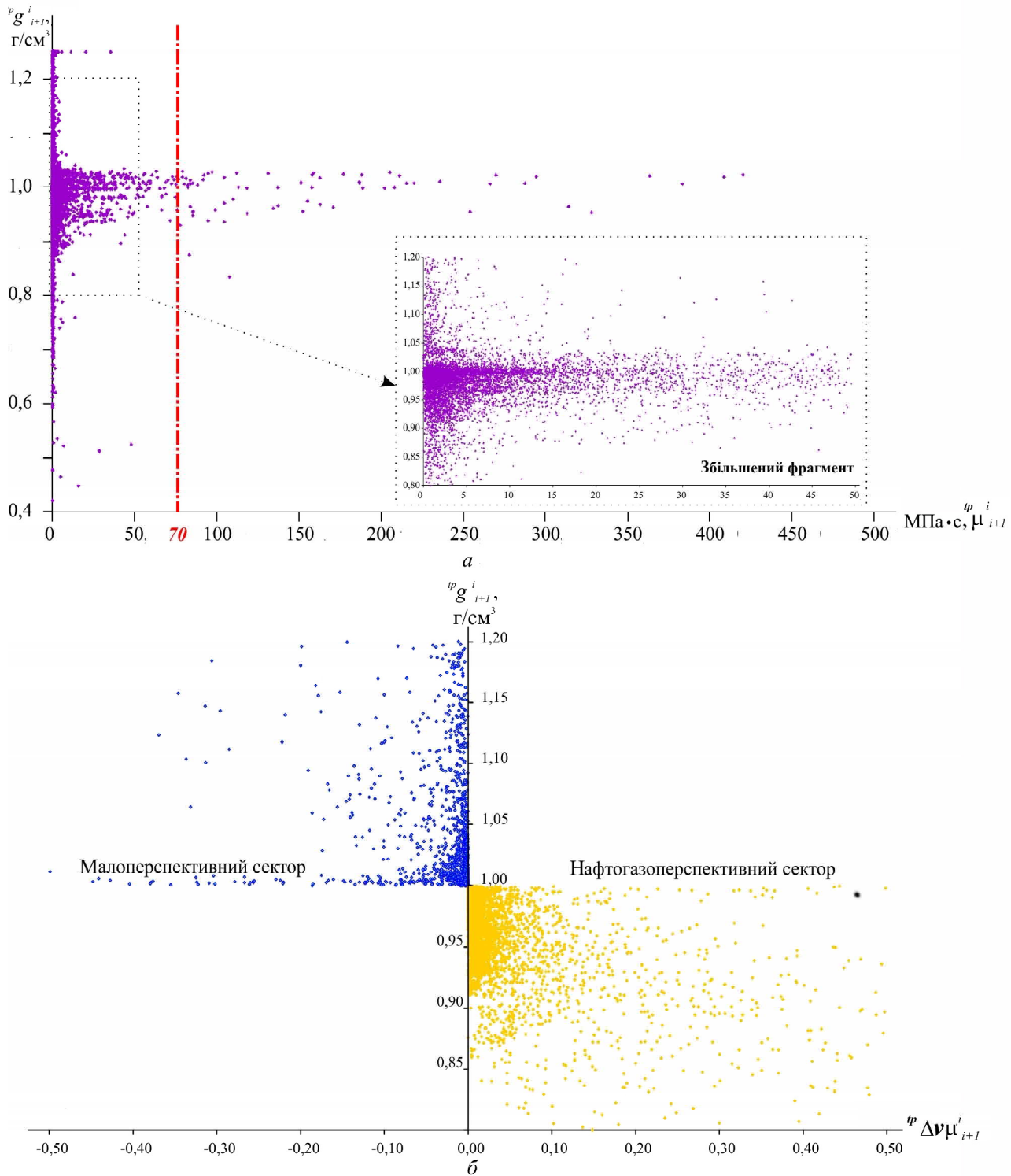


Рис. 8. Площа N. Товща xt-13/16. Взаємозв'язок параметрів  ${}^p \mu_{i+1}^i$ ,  ${}^p \Delta \nu \mu_{i+1}^i$  та  ${}^p g_{i+1}^i$  (у площині профілю П–П). Пояснення у тексті

${}^p g_{i+1}^i < 0,88$  г/см<sup>3</sup>. Рис. 8, б демонструє результати, отримані за допомогою параметра  ${}^p \Delta \nu \mu_{i+1}^i$ , щодо розподілу осадових утворень на нафтогазоперспективні та малоперспективні.

Підсумовуючи результати авторських розрахунків, слід зазначити, що додаткові обсяги геоінформації, отримані у площині застосування нестандартних рішень, є тим кроком уперед, який, на нашу думку, сприятиме вирішенню наступної ключової геоінформаційної задачі щодо кількісної оцінки та візуалізації змін у швидкості руху природного

розчину – домінуючого чинника, дія якого власне і зумовлює появу та зникнення скупчень вуглеводнів. Успішний розв'язок цієї задачі, за умови його практичного підтвердження загально визначним геологічною спільнотою способом, дасть шанс вийти на теоретично перспективніші вихідні позиції, вкрай необхідні для створення в досяжному майбутньому на засадах one person think-tank (англ. – аналітичного центру, який складається із однієї людини) результативнішої, порівняно із існуючою, нафтогазопошукової технології.

1. *Великий* тлумачний словник сучасної української мови / Уклад. і гол. ред. В.Т. Бусел. – К. : ВТФ “Пє-рун”, 2002. – 1440 с.
2. *Маскет* М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 627 с.
3. *Наукові* та методичні засади дослідження пластових вуглеводневих систем для підрахунку запасів нафти і газу / Фешишин В.О., Багнюк М.М., Сініцин В.Я. та ін. – Київ; Черкаси: ЛВ УкрДГРІ, ДКЗ України, 2008. – 168 с.
4. *Неймарк* А.А. Полвека дискуссии фиксированных и неомобилизованных: анализ реальности или гипотез, поиск истины или “удобной” теории? / А.А. Неймарк // Вестн. КРАУНЦ. Науки о Земле. – 2006. – № 2, вып. 8. – С. 177–187.
5. *Словарь* по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
6. *Физика*. Большой энциклопедический словарь. – 4-е изд. / Гл. ред. А.М. Прохоров. – М.: Большая Рос. энцикл., 1999. – 944 с.
7. *Хтема* А.В. Виявлення похованих стратиграфічних неузгоджень за допомогою аналізу гіпсометрії ізохронних поверхонь / А.В. Хтема // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 5. – К.: ДП “Наука-нафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, 2007. – С. 61–71.
8. *Хтема* А.В. Візуалізація тріщинуватості за результатами геологічної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин / А.В. Хтема // Геоінформатика. – 2010. – № 1. – С. 58–65.
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. Пізнавальні аспекти візуалізації фільтраційно-ємнісних властивостей водонафтогазоносних надр у міжреперному просторі / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Там само. – 2009. – № 4. – С. 64–79.
11. *Хтема* А.В. Результати визначення питомої густини природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу / А.В. Хтема, В.М. Хтема // Там само. – 2011. – № 3. – С. 36–45.
12. *Хтема* А.В. Характер флуктуацій геогустинних властивостей водонафтогазоносних осадових утворень за результатами геологічної інтерпретації каротажних діаграм / А.В. Хтема, В.Г. Омельченко, В.М. Хтема // Там само. – 2012. – № 2. – С. 15–26.
13. <http://gisgdieffect.ru/archive/GDI/Core/>

Товариство з обмеженою відповідальністю “Променерго продукт”, Київ, Україна

Надійшла до редакції 19.04.2012 р.

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

А.В. Хтема, В.М. Хтема

## ВЯЗКОСТЬ ПРИРОДНОГО РАСТВОРА В ПРЕДЕЛАХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЛОВУШКИ РЕЦИРКУЛЯЦИОННОГО ТИПА

Освещена неизвестная ранее геоинформация, полученная с помощью геологической интерпретации каротажных диаграмм. При использовании интегральных физико-математических моделей в пределах отдельных интервалов водонефтегазоносной осадочной толщи определен характер флуктуаций значений динамической и кинематической вязкостей природного раствора. Представленные сведения можно использовать для количественной оценки и графической визуализации изменений в скорости и траектории движения природного раствора, локализации аномалий типа “залежь” и выявления скоплений углеводородов.

**Ключевые слова:** вязкость, углеводороды, геоинформация, геология, параметры, интерпретация, модель, осадочные образования, природный раствор, турбулентность, вискозиметр, ловушка.

A.V. Khtema, V.M. Khtema

## VISCOSITY OF NATURAL FLUID WITHIN A HYDRODYNAMIC TRAP OF RECYCLING TYPE

Described in this article is a previously unknown geo-information obtained by geological interpretation of well logs. The nature of fluctuation values of the dynamic and kinematic viscosities of the natural fluid was defined with the usage of integrated physical and mathematical models within individual intervals of water-oil-gas sedimentary strata. This information can be used for quantitative assessment and graphical visualization of changes in speed and trajectory of the natural solution, the localization of deposit-type anomaly (DTA) and the identification of hydrocarbon accumulations.

**Keywords:** viscosity, hydrocarbons, geoinformation, geology, options, interpretation, model, sedimentary formations, natural fluid, turbulence, viscometer, trap.