

А.В. Хтема, В.М. Хтема

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТОЧНОГО РУХУ ПРИРОДНОГО РОЗЧИНУ В МЕЖАХ ВОДОНАФТОГАЗОНОСНОЇ ОСАДОВОЇ ТОВЩІ

Висвітлено невідому раніше геоінформацію, що отримана за допомогою геологічної інтерпретації каротажних діаграм. З використанням інтегральних фізико-математичних моделей у межах окремих інтервалів водонафтогазоносною осадовою товщею визначено характер змін швидкості сучасного руху природного розчину, значень мікротурбулентності, числа Рейнольдса та їх зв'язок із питомою густиною і в'язкістю. Сформульовано визначення гідродинамічної пастки рециркуляційного типу, що можна використовувати для локалізації скупчень вуглеводнів.

Ключові слова: швидкість, вуглеводні, геоінформація, сейсморозвідка, інтерпретація, модель, природний розчин, рух, турбулентність, ламінарність, пастка.

Геологія є поверхнева наука
про приповерхневі шари Землі...
Однак геофізики геології по суті не знають!
В. Страхов, геофізик^{1*}[17]

Відомо, що буріння пошукових свердловин на нафту і газ, доцільність якого визначають науково обґрунтованим прогнозом нафтогазоносності, характеризується середньостатистичною успішністю, меншою ніж 50 %, тобто переважна кількість пошукових свердловин не досягає бажаної мети – відкриття нових скупчень вуглеводнів. Якщо задіяти евристичний потенціал думки А. Кулінковича про те, що *“цінність геологічної інформації визначається економічним ефектом від рішень, прийнятих на її основі”* (тут і надалі – курсив авторів), то пошукові невдачі – витратні геологічні проєкти, що не призвели до очікуваного економічного ефекту, є достеменною ознакою дефіциту *“цінної”* геоінформації. Тривале існування цього дефіциту, за логікою речей, свідчить про наявність інституціональної пастки – використання теоретично та організаційно усталеної сукупності неефективних дій.

В процесі пошуків вуглеводнів величезні масиви геоінформації про глибинну будову і нафтогазоносність земних надр отримують за допомогою буріння та проведення переважно польових геофізичних досліджень. За обсягами і темпами отримання геоінформації беззаперечним є багаторічне панування сейсморозвідки – наукоємної бізнес-індустрії³. З точки зору геолога, який в умовах теоретичної скрути, назва якої *відсталість* [8], стає схильним до відповідальності, розподіленої на невизначене коло осіб, це колективна, високопродуктивна, майже ідеальна геоінформаційна індустрія конвеєрного типу, що побудована на інноваційних технологічних рішеннях із використанням відомого маркетин-

гового способу – залучення *“клієнта”* до замкненого циклу споживання фірмового продукту. І саме це тло допомагає окреслити загальні контури ситуації, за якої результати інтерпретації⁴ даних сейсморозвідки протягом значного відрізка часу використовують як основу позитивного геологічного прогнозу, або передбачення нафтогазоносності, вибору оптимального місцеположення і глибин пошукових свердловин, які у більшості випадків виявляються непродуктивними. Більше того, тисячі *“сухих”* пошукових свердловин доказово засвідчують не окремі прикрі непорозуміння, а наявність системної інформаційної кризи⁵, яка зримо проявила себе в умовах, коли значна частина нафтогазоперспективних земель Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) виявилася розбуреною банальним *“квадратно-гніздовим”* способом⁶ (див. [22, рис.1]).

При цьому з'ясувалось і те, що *“...якість розвіданих запасів нафти і газу в Україні можна охарактеризувати як дуже низьку, коли введення їх в розробку стає економічно ризиковим”* [9]. Отже, довготривале панування сейсморозвідки окреслило ситуацію, особливість якої полягає у тому, що сейсмічні дослідження, з прогресом яких пов'язують перспективи відкриття нових скупчень вуглеводнів, одночасно є основною причиною регресу нафтогазопошукової діяльності. Тому ігнорувати й надалі геологічно невисоку результативність пошуків, інформаційною основою яких слугують результати інтерпретації матеріалів сейсмічних досліджень, стає неможливо.

Фахово та дохідливо описати результат від такого поєднання прогресу із регресом у процесі геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, що розпочинаються із проведення сейсмічних досліджень, вдалося Ю. Амплілову. У роботі [3] він зазначив: *“Прислів'я «за деревами лісу не бачиш»*

*Примітки 1–15 – у кінці статті, с. 18–19.

саме про нас – сейсморозвідників, про нашу дуже вузьку спеціалізацію. Польовик піклується лише про відсутність порожніх трас у сейсмограмі, співвідношення сигнал/шум і тому подібне. Її наступний опрацьовувач, «витягуючи» цільові горизонти і застосовуючи для цього потужні процедури, безнадійно спотворює інші частини запису. Інтерпретатор вишукує у них деталі геологічної будови, не маючи найменшого уявлення про те, що могло відбутись із сейсмічним сигналом після його реєстрації і обробки. Так з'являються неіснуючі рифи, дельти, конуси виносу, численні розломи, аномалії типу «поклад» і так далі. Ті фахівці, що підраховують запаси, про це нічого знати не хочуть і від сейсміків беруть лише структурні карти із часто неіснуючими розломами, а інколи із сумнівними картами підрахункових параметрів. Розробники-проектанти, оперуючи величинами, отриманими від фахівців, які підраховують запаси, розраховують проектні профілі видобутку по роках освоєння і передають результати економістам. Ті, у свою чергу, приймаючи все за чисту монету, розраховують показники ефективності на 20–30 років уперед за теперішніх цін на сировину та з урахуванням існуючої податкової бази. І тут, так би мовити, «приїхали». Все це виявляється дуже далеким від реальності. Але чому? Начебто кожен на своїй ділянці роботи все робив правильно і сумлінно. А вийшло, як у відомій інтермедії Аркадія Райкіна: окремо до гудзиків, рукавів, кишень та інших деталей претензій немає, а «костюмчик не сидить». У моїй практиці роботи в ДКЗ (РФ – авт.) такі випадки спостерігались досить часто”.

Для того щоб дистанціюватися від цієї геоінформаційної технології, до якої “претензій немає”, а до її кінцевого результату – ефективності пошуків, через послідовне нагромадження похибок⁷, “претензії є”, доцільно згадати основні способи отримання індивідуумом додаткової інформації.

Головний із способів отримання додаткової інформації – створення гіпотези та здійснення переконливого експерименту для її практичної перевірки. Другий спосіб – знайти новий об’єкт досліджень або винайти і застосувати іншу методику досліджень. Третій, що поєднує як перший, так і другий способи, полягає у мисленні за допомогою логіки та інтуїції, утворенні нових понять і суджень, придумуванні, як розширити межі сприйняття тих фундаментальних властивостей реальності, які раніше не брали до уваги, а тому не спостерігали, не вимірювали та не досліджували.

Роботою методологічного спрямування [15] показано, що геологічна реальність за станом і формами свого прояву, відповідно до принципу діалектичної тріадичності, сприймається у трьох видах. Перший – стан структурного прояву ма-

теріальних систем, в основі яких лежить речовина, що володіє масою спокою. Цей стан сприймають за допомогою органів відчуття. Другий вид – стан прояву матеріальної субстанції як енергії, що не володіє масою спокою. Цей різновид матерії у вигляді фізичних випромінювань і полів іноді сприймають безпосередньо або ж фіксують за допомогою технічних засобів. Третій вид – стан непроявленої сутності, що лежить за гранню відомого і поки що недоступного для експериментального способу виявлення. Перший вид сприйняття матерії, що, як відомо, перебуває у вічному і нескінченному русі, умовно можна віднести до сфери діяльності геології, другий – до геофізики. А третій вид – до царини креативних дій геолога-інтерпретатора, де, завдяки езотеричній мудрості – “рух є причиною всього існуючого”⁸, в умовах неповноти інформації та обмеженості експериментальних можливостей правомірним є трактування нафтогазоносності надр як окремої похідної руху матерії. Внаслідок цього, зокрема, відбуваються утворення і зникнення скупчень вуглеводнів у результаті безперервного перетворення енергії та маси на “живу” і “мертву” земну речовину та навпаки [24]. В інформаційному аспекті це дає змогу розглядати пастку для вуглеводнів як енергетичний процес – невід’ємну складову геологічного часо-простору, де, власне, і відбувається рух природного розчину. У зазначеному контексті слід зауважити, що будь-який рух можна схарактеризувати швидкістю, прискоренням і спрямованістю, а відомості про їх значення є тим різновидом інформації, яку, відповідно до положень загальної теорії інформації, прийнято вважати простою, або примітивною. І здебільшого саме цей різновид інформації кожній людині доводиться постійно кодувати, перекодувати та декодувати у процесі своєї життєдіяльності. Тому висвітлення у нафтогазопшуківій площині деяких характерних особливостей цієї, так би мовити, примітивної геоінформації, отриманої за допомогою третього виду сприйняття, є метою даної публікації – реакції на стимулюючі психологічні подразники, що були використані як епіграф.

Необхідні відомості одержано протягом сьомого за рахунком етапу досліджень, який здійснено на засадах one person think-tank (англ. – аналітичного центру, який складається із однієї людини) у межах формалізованого геологічного середовища для знаходження у камеральних умовах аномалій типу “поклад” (АТП) за допомогою тих фізичних характеристик, які були визначені раніше [19–25]. Отримані при цьому мислелобудови⁹ характеризують сучасну поточно-змінну швидкість руху природного розчину в межах глибокостанурної водонафтогазоносної товщі осадових утворень *xt-13/16 N*-ської площі ДДЗ. Підкреслимо, що під

час геологічної інтерпретації каротажних діаграм були отримані результати, для яких у рамках існуючої нафтогазопозукової парадигми¹⁰ відсутні необхідні дані. Більше того, на цей час прийнято вважати, що досліджена товща приурочена до зони дуже сповільненого водообміну, в межах якої флуктуації швидкості руху (течії) відбуваються лише у масштабах геологічного часу. Разом з тим відомості, які отримали різні дослідники в процесі вивчення механізму природного відновлення запасів нафтових і газових родовищ, свідчать про можливість інтенсивного руху вуглеводнів у реальному часі. Наприклад, експерименти, що були проведені на Таллінському родовищі Західного Сибіру способом фіксації часу появи індикаторів у продукції видобувних свердловин, дали змогу визначити швидкість переміщення нафтового флюїду по латералі (від однієї свердловини до іншої), яка становила майже 6 км/добу (близько 7 см/с) [10]. У межах Терсько-Судженського регіону зафіксовано швидкість вертикальної міграції нафти, яка досягає сотень метрів за рік, що становить приблизно 1 м/добу (0,001 см/с) [4]. За даними [16], середня швидкість фільтрації під час видобування нафтогазової суміші сягає близько 10^{-4} м/с (0,01 см/с). Якщо враховувати активізуючий вплив техногенного чинника, то остання величина, ймовірно, дещо перевищує усереднену швидкість фільтрації природного розчину, числове значення якої достеменно невідоме. Тому, взявши до уваги і ту обставину, що кожне вимірювання є порівнянням з тим чи іншим умовно прийнятим еталоном, та розуміючи під флуктуацією відхилення у певному діапазоні простору і у певний момент часу розрахованих величин від етальонних, для комп'ютерної візуалізації особливостей сучасного руху природного розчину, відповідно до методичних засад, розглянутих у попередніх публікаціях [24, 25], було використано як невідомий еталон (x -величину) значення середньої швидкості руху природного розчину – 0,001 см/с. Це дало змогу, на нашу думку, отримати якісно правильні результати, хоча теоретично строго обґрунтувати застосування саме цієї величини не вдалося.

Слід також зауважити, що реальна картина нестационарної фільтрації природного розчину є актуальною науковою проблемою, розв'язання якої поки що не піддається “точним” математичним розрахункам. Проте якщо усвідомлено не прагнути досягти “абсолютної точності”, зважаючи на відносність наукового знання¹¹, та скористатися думкою І. Ньютона, який стверджував, що “відносні кількості не суть ті самі кількості, які імена їм зазвичай надають, а суть лише результати вимірів указаних кількостей (істинні або помилкові), що досягаються відчуттями і сприймаються зазвичай за самі кількості”, то здійснення “точних” роз-

рахунків виявляється не потрібним. Суттєво і те, що геолога-інтерпретатора цікавлять лише відмінності у фізичних властивостях продуктивних і непродуктивних відкладів. Тому, щоб отримати загальні уявлення про характер аномальних флуктуацій окремих параметрів руху природного розчину, достатньо схематизації реальних явищ та процесів у вигляді фізико-геологічних моделей, заміни дії маси випадкових факторів їх середніми значеннями та використання певною мірою спрощених розрахунків. Такий підхід, який відображає часткове розв'язання зазначеної проблеми, дає змогу дослідити рух природного розчину з динамічної позиції, розглядаючи його фізичні характеристики в умовах безперервних змін та виявляючи при цьому ті процеси і явища, які безпосередньо стосуються нафтогазоносності надр.

Теоретичним підґрунтям реалізованого варіанта розв'язання цієї геоінформаційної задачі є гіпотетичні уявлення про те, що у межах загальної порожнистості геологічного середовища гідравлічно-безперервний різноспрямований рух природного розчину відбувається, певною мірою, аналогічно течії рідин і газів у розгалужених напірних трубопровідних системах різного діаметра, де можлива наявність як ламінарного (впорядкованого), так і турбулентного (невпорядкованого) режиму руху. Ламінарний рух зазвичай є типовим для дуже в'язкого розчину або течії з достатньо малою швидкістю, а також спостерігається у разі обтікання тіл незначних розмірів, наприклад частинок мінерального скелета пористо-тріщинуватої матриці. Із збільшенням швидкості руху ламінарна течія у більшості випадків переходить у турбулентну, що спричиняє у межах загальної порожнистості появу значних за розмірами вихороподібних потоків, унаслідок чого відбувається інтенсивне перемішування природного розчину. При цьому істотно змінюються його фізичні властивості, зокрема, питома густина (${}^p g_{i+1}^i$, г/см³) та динамічна в'язкість (${}^p \mu_{i+1}^i$, мПа·с). Різні режими течії характеризуються різними значеннями числа Рейнольдса (Re). За ламінарного руху число Re менше за критичне значення $Re_{кр}$, рух стає турбулентним, якщо $Re > Re_{кр}$. Наприклад, для течії у круглих трубах $Re_{кр} \approx 2300$. При $Re < 2300$ течія у трубі буде ламінарною, при $Re > 2300$ – турбулентною [18]. Крім того, атрибутом напружено-деформованого геологічного середовища є міжзернова й тріщинувата (різномасштабні, від мікро- до макропорущень суцільності матриці) порожнистості – два окремі різновиди загальної порожнистості [19]. В загальному випадку рух природного розчину одночасно і попеременно відбувається як по гідродинамічно сполучених порах, так і по гідродинамічно сполучених тріщинах. Різниця між швидкостями природного розчину, коли він

переходить від руху по тріщинах до руху по порах і навпаки (пульсація швидкостей, відповідно до [5]), зумовлює появу в системі пора–тріщина явища мікротурбулентності – ще однієї форми прискорення (додатного або від’ємного) течії рідин або газів, за якої вони рухаються із змінною швидкістю по різних траєкторіях. Поява кавітації (коливання об’єму рідини та газу залежно від об’єму порожнистостей) та мікроскопічних за розмірами вихорів спричиняє істотне збільшення гідравлічного опору, що також суттєво змінює фізичні властивості природного розчину, в тому числі внаслідок його розподілу на воду і вуглеводні. Отже, мікротурбулентність є вагомим чинником, який компенсаційно тісно пов’язаний як з ламінарним, так і турбулентним режимами руху.

З метою отримання геоінформації, що характеризує сучасний рух природного розчину, з огляду на відомості і співвідношення, що фізико-математично поєднані одне з одним та у загальному вигляді наведені у [5, 11, 18], були використані фізичні характеристики, адаптовані до отриманих нами раніше даних [19–25]:

- швидкість руху (течії) природного розчину (${}^pV_{i+1}^i$, x -см/с) – векторна величина, поточне числове значення модуля якої визначається відношенням об’єму потоку, що на момент спостережень рухається за одиницю часу через одиницю площі поперечного перерізу пористо-тріщинуватої матриці (швидкість фільтрації), до коефіцієнта загальної пористості (${}^pm_{i+1}^i$) окремого ізохронного інтервалу;
- мікротурбулентність (${}^pMT_{i+1}^i$) – безрозмірний показник, який визначають як логарифм відношення квадрата різниці між швидкостями течії природного розчину у тріщинах та порах до логарифму середньої швидкості його течії у межах усередненої загальної порожнистості;
- число Рейнольдса (${}^pRe_{i+1}^i$) – безрозмірний комплексний показник, який характеризує співвідношення між інерціальними силами і силами в’язкості за ламінарної або турбулентної течії природного розчину.

З метою опосередкованого визначення наведених характеристик (усього отримано 2,277 млн дискретних значень по 224 ізохронних інтервалах) проведено розрахунки і побудовано структурно-числові моделі. Їх зіставлення за глибиною (рис. 1) засвідчило наявність суттєвих відмінностей між продуктивною та непродуктивною ділянками. За результатами вертикального геологічного каротажу¹² продуктивна ділянка відносно непродуктивної характеризується пониженими швидкостями руху природного розчину (рис. 1, а), наявністю інтервалу підвищеної мікротурбулентності (рис. 1, б) та невисокими значеннями числа

Рейнольдса, характерними для ламінарного режиму (рис. 1, в, з). На рис. 1, д, е показано характер флуктуацій швидкості течії природного розчину окремо у порах (${}^pV_{i+1}^{i,por}$, x -см/с) і окремо у тріщинах (${}^pV_{i+1}^{i,tr}$, x -см/с). За практично подібного характеру течії як у порах, так і у тріщинах у межах продуктивної ділянки (вузлова точка 27|26) відношення швидкості руху по тріщинах до швидкості руху по порах (${}^pV_{i+1}^{i,tr}/{}^pV_{i+1}^{i,por}$) становить від 54 до 106 за середнього значення 85, для непродуктивної ділянки (вузлова точка 12|41) – 49–61, середнє – 57.

Характер взаємовідношень у системі пора–тріщина між параметрами ${}^pV_{i+1}^i$, ${}^pg_{i+1}^i$ та ${}^pMT_{i+1}^i$ (рис. 2) вказує на існування відмінностей між швидшим і лінійним рухом природного розчину в межах малоперспективних (водоносних) інтервалів та нелінійним, більш мікротурбулентним рухом природного розчину у межах нафтогазоперспективних інтервалів.

Симетричні структури (рис. 3, а), для яких залежності між параметрами ${}^pV_{i+1}^i$, ${}^pg_{i+1}^i$ та ${}^p\mu_{i+1}^i$ аналогічні як для висхідної $\uparrow(+)$, так і для низхідної $\downarrow(-)$ течії, наглядно ілюструють самоорганізацію у єдиний контур протилежних напрямків руху природного розчину, внаслідок чого його фізико-хімічні властивості постійно змінюються через безперервне подання та відведення найактивніших складових – води та вуглеводнів. Рис. 3, б відображає наявність швидкісного бар’єра (у цьому випадку приблизно 0,0045 x -см/с) між нафтогазоперспективними та малоперспективними інтервалами.

Зв’язки експоненціального типу між значеннями числа Рейнольдса та окремими фізичними параметрами природного розчину демонструє рис. 4. Для нафтоперспективних інтервалів типовим є ламінарний режим течії, для малоперспективних – турбулентний.

Про існування відмінностей у характері руху природного розчину в межах продуктивного та непродуктивного інтервалів свідчить і зіставлення карт параметрів ${}^pV_{i+1}^i$ та ${}^pRe_{i+1}^i$ (рис. 5), а також результати горизонтального геологічного каротажу (рис. 6).

Наявність у площині профілю візуально чітких осередків підвищених і понижених швидкостей, ламінарного та турбулентного режимів руху природного розчину, за домінування субвертикального напрямку руху над рухом по латералі, показано на рис. 7. У межах продуктивного розрізу (рис. 7, а) локалізовано декілька високошвидкісних латеральних водних потоків (швидкість руху води перевищує швидкість руху нафти в середньому в 50–60 разів). Ці водні потоки розташовані під поверхнями стратиграфічних неузгоджень і приурочені до осадових утворень, що характеризуються підвищеною тріщинуваті-

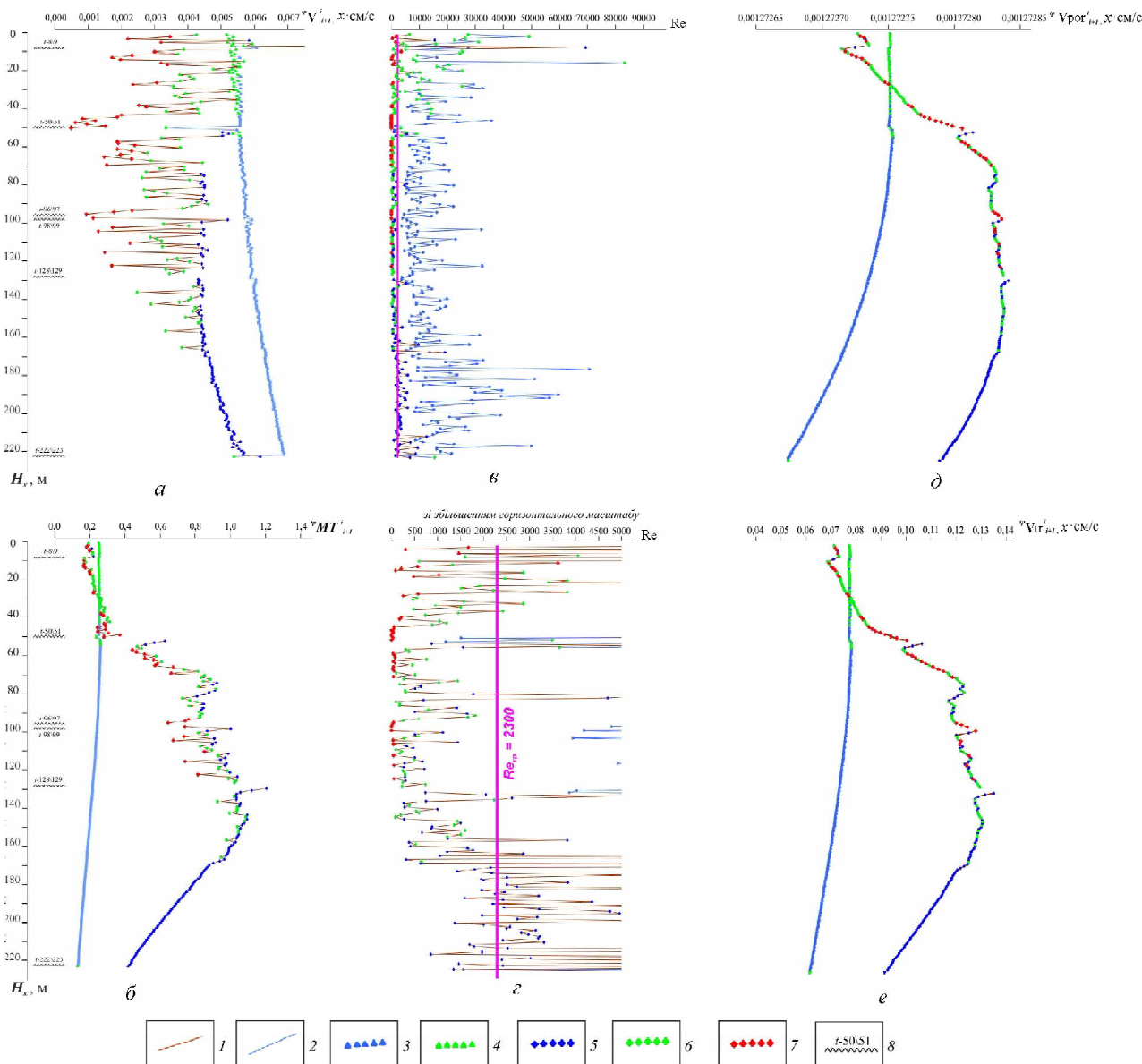


Рис. 1. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 12|41 (ділянка непродуктивної свердловини) та 27|26 (ділянка продуктивної свердловини). Зіставлення за глибиною параметрів руху природного розчину. Ділянка свердловини: 1 – продуктивної, 2 – непродуктивної; вузлова точка 12|41: 3 – $\rho_{i+1}^i \geq 1,0$ г/см³, 4 – $0,95 \leq \rho_{i+1}^i < 1,0$ г/см³; вузлова точка 27|26: 5 – $\rho_{i+1}^i \geq 1,0$ г/см³, 6 – $0,95 \leq \rho_{i+1}^i < 1,0$ г/см³, 7 – $\rho_{i+1}^i < 0,95$ г/см³; 8 – стратиграфічне неузгодження

стю [19]. Тому поєднання цих геологічних факторів може спричинити швидке обводнення свердловин у процесі їх випробування або експлуатації. Зростання турбулентності у покрівлі водонафтогазоносної товщі, що сприяє евакуації із пастки вуглеводнів, демонструє рис. 7, б. Звертає на себе увагу аномальна ділянка (АД), яка характеризується високими швидкостями за ламінарної течії, що можна пояснити аномальними фізичними властивостями водогазового потоку в низькопористому середовищі.

Графіки максимальних, мінімальних і середніх значень $\log({}^pV_{i+1}^i)$ та $\log({}^pRe_{i+1}^i)$ (рис. 8) дали змогу встановити, що у кожному ізохронному інтервалі водонафтогазоносної товщі одночасно відбувається різний за масштабами як ламінарний, так і турбулентний рух природного розчину. На фоні

тенденції до незначного збільшення середньої швидкості течії природного розчину із глибиною максимальне значення ${}^pV_{i+1}^i$ досягає 5, мінімальне – 0,00001 х см/с. Максимальне значення ${}^pRe_{i+1}^i$ – 10 000 000 (високошвидкісний струмінь газу), мінімальне – 0,0001 (малорухома високов'язка нафта).

Узагальнення отриманих результатів, що характеризують водонафтогазоносну осадову товщу як динамічно активну термобарично відкриту систему, що еволюціонує в часі, дало змогу сформулювати таке: *гідродинамічна пастка рециркуляційного¹³ типу (для нафти) – це процес розмежування гідравлічно безперервного природного розчину на воду і вуглеводні, що відбувається внаслідок градієнтної нестабільності поля загального тиску у турбулентному середовищі, у якому через підвищену мікро-*

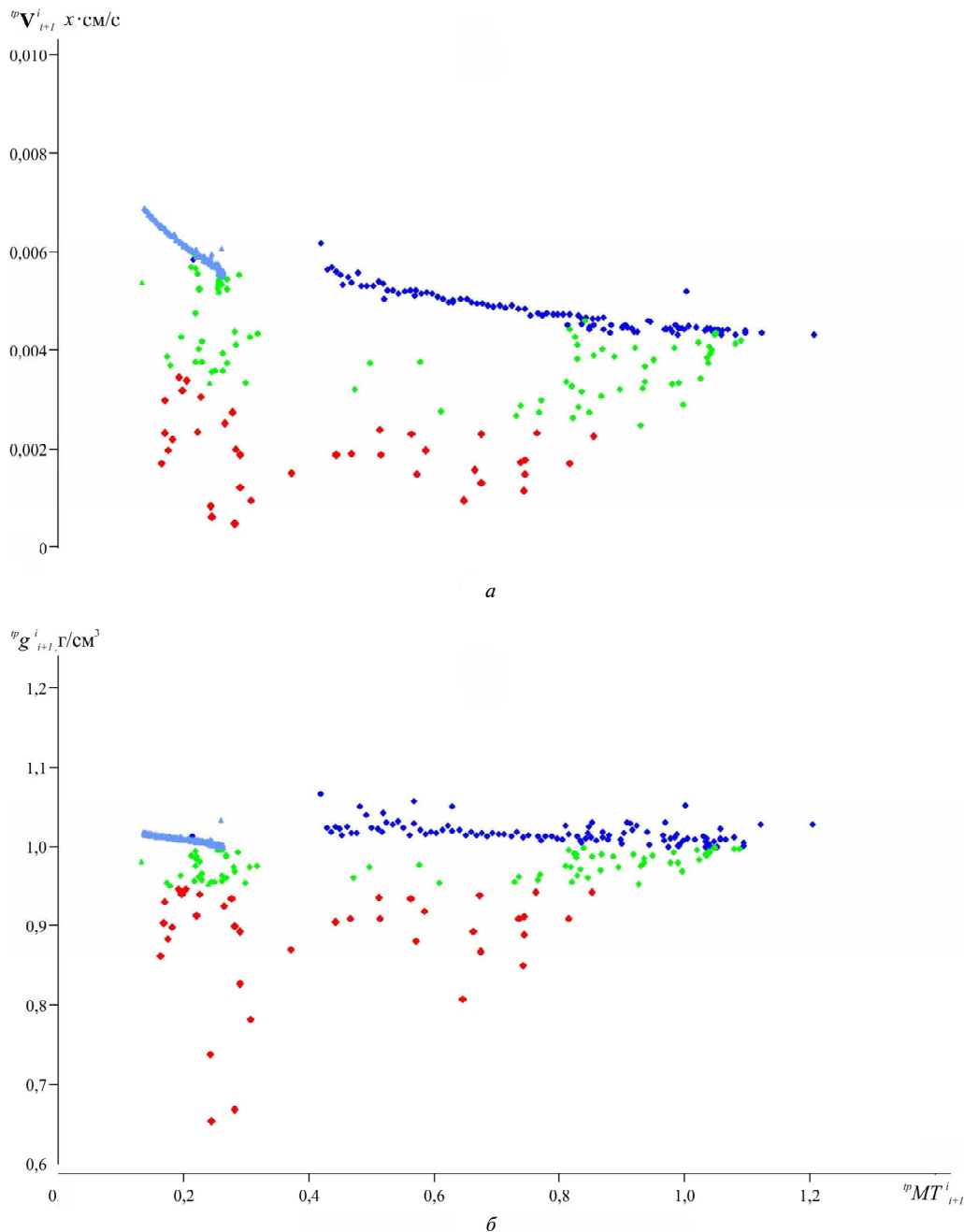


Рис. 2. Площа *N*. Товща *xt-13/16*. Вузлові точки 12|41 та 27|26. Взаємозв'язок параметрів ${}^n \mathbf{V}_{i+1}^i$, ${}^n g_{i+1}^i$ та ${}^n MT_{i+1}^i$. Умовні позначення див на рис. 1

турбулентність утворюються осередки **ламінарної** течії, де залежно від палеоумов формування неоднорідності гірських порід та їх поточного напружено-деформованого стану відбувається вихороподібний рух вуглеводнів із **мінімальною** швидкістю.

Спираючись на принципи дзеркальної симетрії, ризикнемо припустити, що гідродинамічна пастка рециркуляційного типу (для газу) – це процес розмежування гідралічно безперервного природного розчину на воду і вуглеводні, що відбувається внаслідок градієнтної нестабільності поля загального тиску у **ламінарному** середовищі, у якому через **понижену** мікротурбулентність, утворюються осередки **турбулентної** течії, де залежно від палеоумов формування неоднорідності

гірських порід та їх поточного напружено-деформованого стану відбувається вихороподібний рух вуглеводнів із **максимальною** швидкістю.

Узагальнений геометричний образ АТП (рис. 9), відтворений відповідно до отриманих результатів, засвідчив, що це інверсійно-гідралічний імпульс, який візуально асоціюється, як по вертикалі (*H*), так і по горизонталі (*L*), із хвилями синусоїдального типу. Цей енергетично потужний імпульс, крім розподілу природного розчину на воду і вуглеводні, збуджених нуль-поверхнями мембранного типу, що ускладнюють їх рух (див. [22, рис. 5]), зумовлює появу аномально високої тріщинуватості (див. [19, рис. 5]) внаслідок явища природного гідророзри-

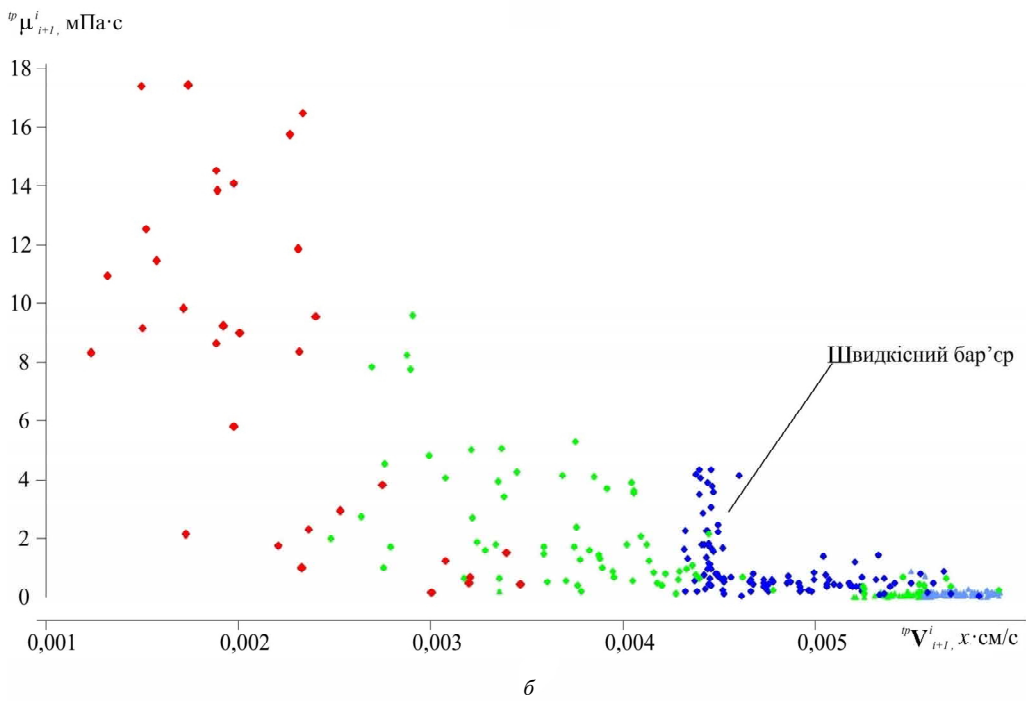
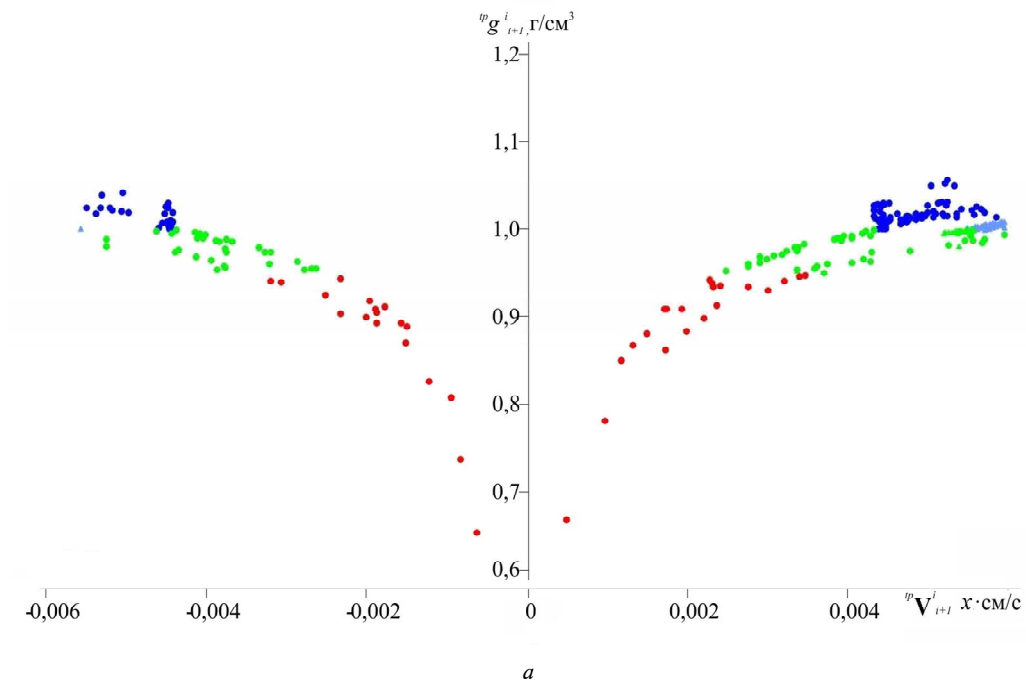


Рис. 3. Площа *N*. Товща *хт*-13/16. Вузлові точки 12|41 та 27|26. Взаємозв'язок параметрів ${}^p g_{i+1}^i$, ${}^p \mu_{i+1}^i$ та ${}^p V_{i+1}^i$. Умовні позначення див. на рис. 1

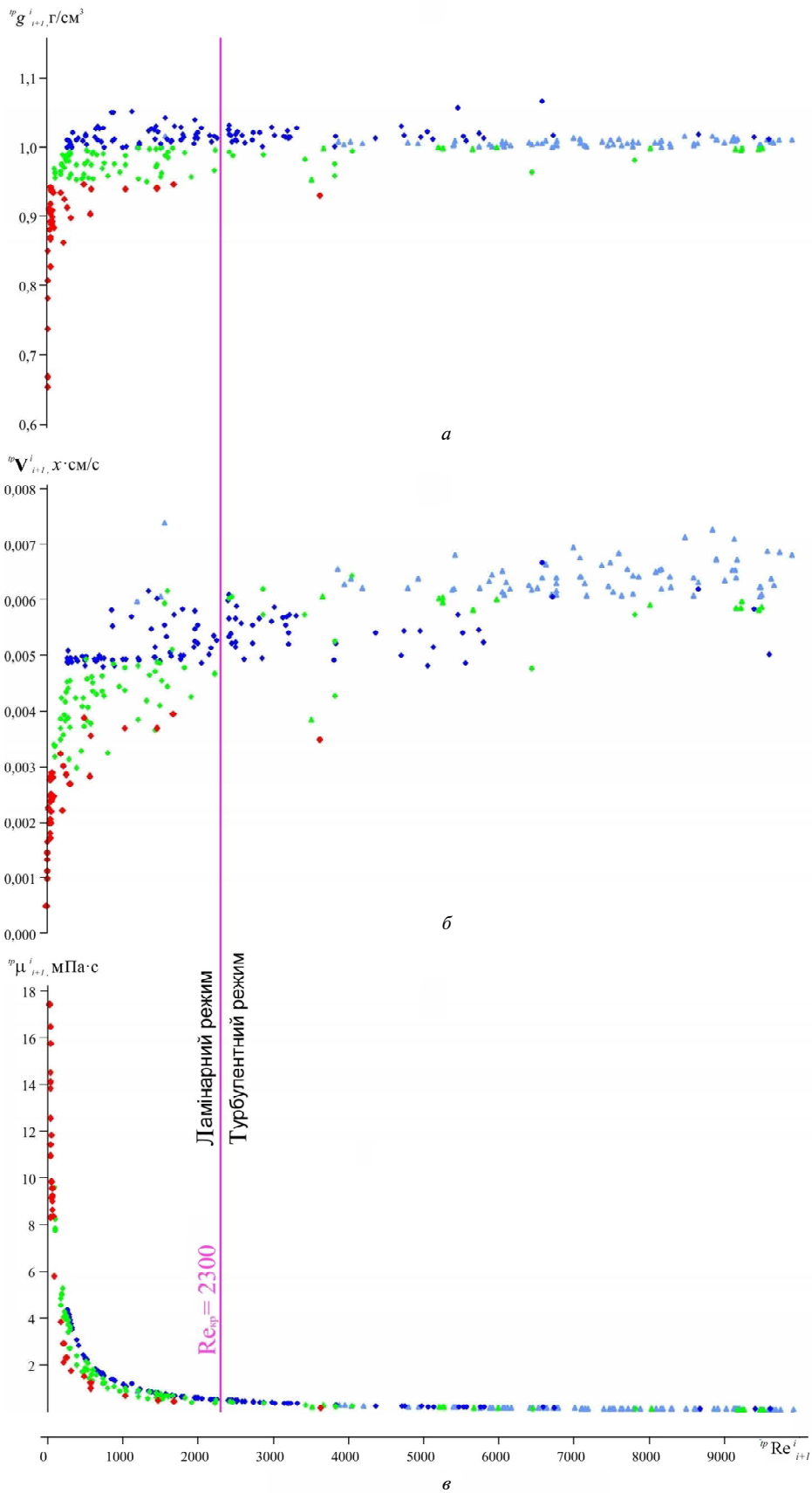


Рис. 4. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 12|41 та 27|26. Взаємозв'язок параметрів ${}^{\mu}g_{i+1}^i$, ${}^{\mu}\nu_{i+1}^i$, ${}^{\mu}\mu_{i+1}^i$ та ${}^{\mu}Re_{i+1}^i$. Умовні позначення див. на рис. 1

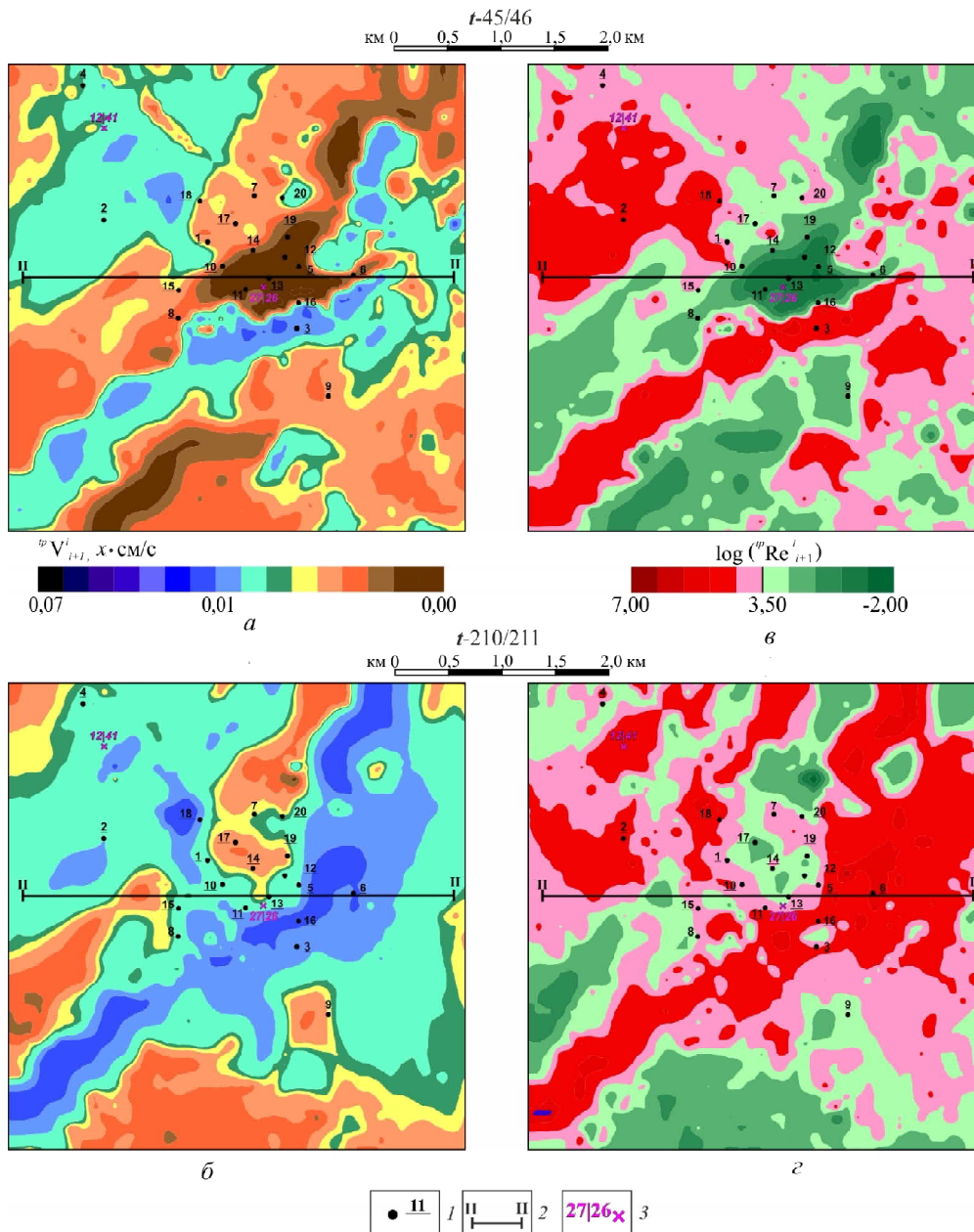


Рис. 5. Площа *N. Товща xt-13/16*. Ізохронні інтервали $t=45/46$ (продуктивний) і $t=210/211$ (непродуктивний). Карто-схеми параметрів ${}^i V_{i+1}^i$ та $\log({}^i \text{Re}_{i+1}^i)$: 1 – свердловини пробурені; 2 – профіль по лінії II–II; 3 – вузлові точки

ву, спричиненого гідроударами із періодично змінною інтенсивністю. Це явище має супроводжуватися ритмічними “потріскуванням” і “постукуванням”, зумовлених мікрODEФОРМАЦІЯМИ земних надр у напрямках “вгору–вниз”¹⁴.

Крім того, пастка для вуглеводнів характеризується принаймні ще трьома функціональними особливостями. Перша із них – турбулентність. За допомогою водонафтових потоків (див. [21, рис. 7]) вона забезпечує евакуацію надлишкової кількості (на даному етапі розвитку пастки) води та нафти, які внаслідок явища необмеженої розчинності нафти у воді, експериментально встановленого під науковим керівництвом Е.Чекалюка [26], у стані водонафтової сполуки продовжують спіралеподібно рухатися до зустрічі із наступною гідродинамічною пасткою, і так до

виходу на земну поверхню (якщо здійсненню просторової експансії вуглеводнів сприятиме фактор геологічного часу). Для евакуації із пастки та міграції надлишкового газу, який відносно легко розчиняється у воді, утворюючи водогазові струмені та бульбашки, достатньо і ламінарного режиму. Друга особливість – саме газ є тією корисною копалиною, яка у межах пастки найінтенсивніше відтворюється природним чином. З прагматичної точки зору, це означає технологічну можливість порівняно просто та швидко досягти значень коефіцієнта газовилучення більше одиниці (використовуючи фактор реального часу та донорський підхід до збереження природно-нормальних пластової енергії та фільтраційно-ємнісних властивостей). Третя особливість – фізико-геологічні чинники, що

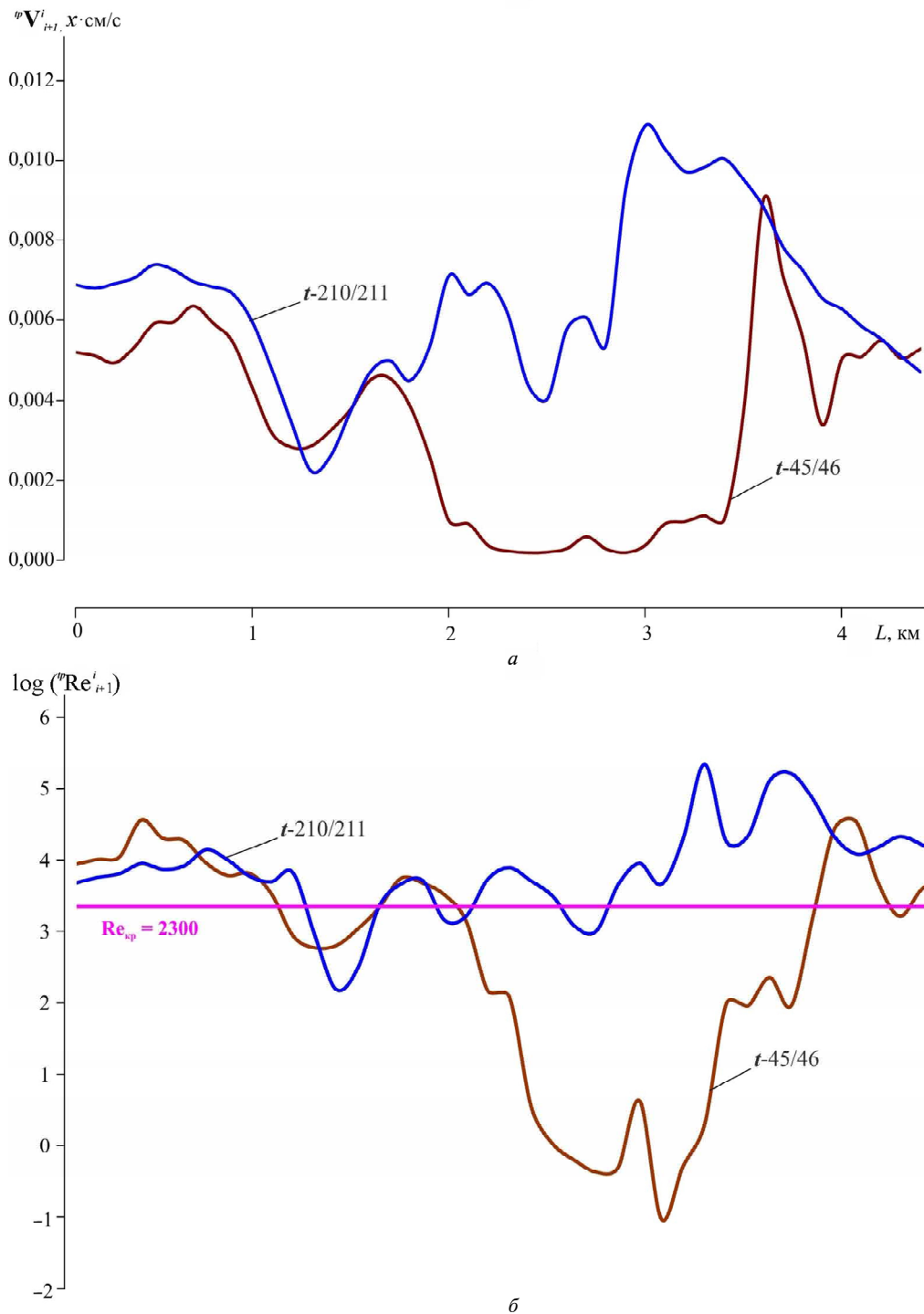


Рис. 6. Площа *N*. Товща *xт-13/16*. Ізохронні інтервали *t-45/46* (продуктивний) та *t-210/211* (непродуктивний). Профіль по лінії II–II. Зіставлення параметрів ${}^pV_{i+1}^i$ та $\log({}^pRe_{i+1}^i)$ за результатами горизонтального геологічного картування

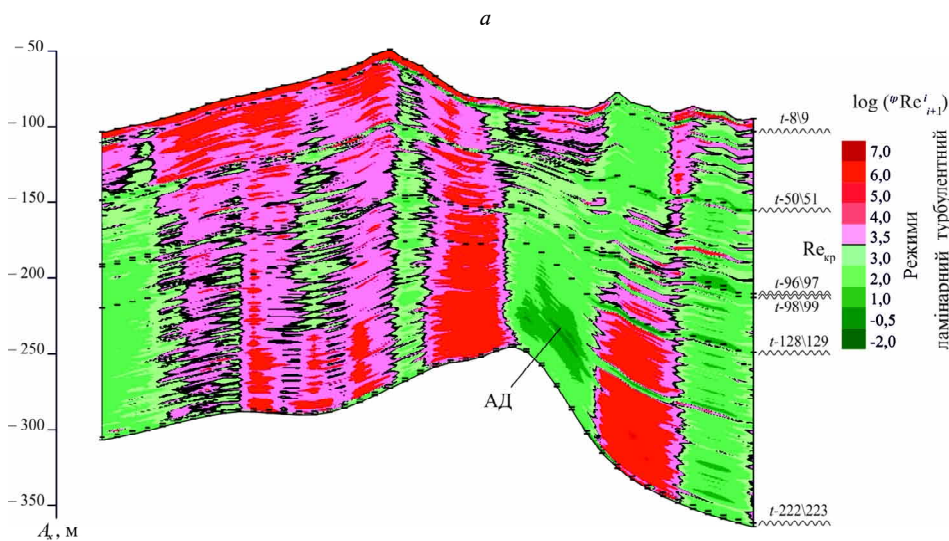
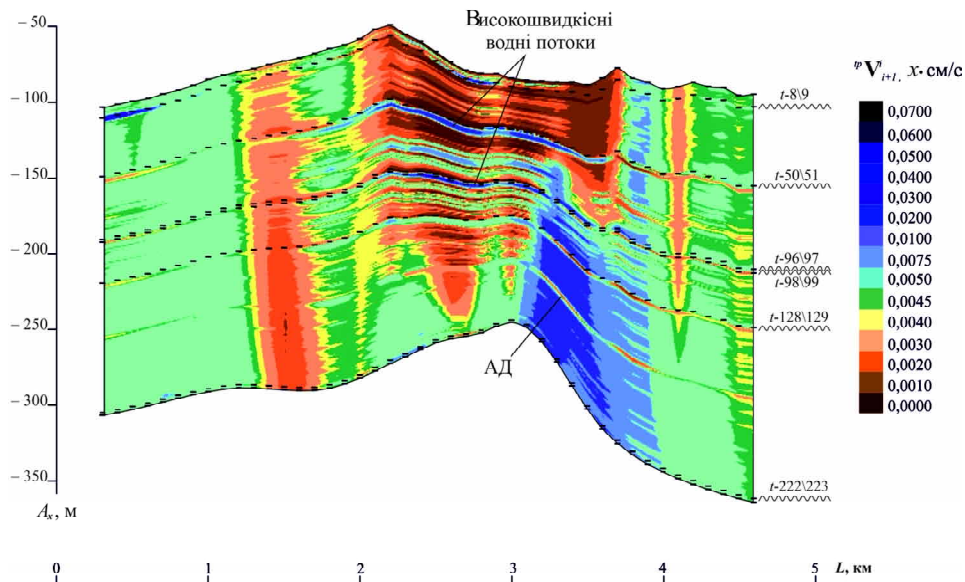


Рис. 7. Площа *N*. Товща *xт-13/16*. Профіль по лінії П–П. Параметри V_{i+1}^p та $\log(Re_{i+1}^p)$

приводять до утворення і функціонування пастки (знакозмінні ритмічні флуктуації напружено-деформованого стану пористо-тріщинуватої матриці гірських порід, ускладненої стратиграфічними неузгодженнями та палеоумовами формування первинної неоднорідності фільтраційно-ємнісних властивостей), є досить поширеними, чим, зокрема, і пояснюється той загальновідомий факт, що місцезнаходження скупчень вуглеводнів, різних за фазовим складом, розмірами та запасами, не обмежується ні географічно, ні за глибиною.

Підбиваючи підсумок вищевикладеному, слід зазначити, що в процесі геологічної інтерпретації каротажних діаграм були створені фізико-геологічні моделі, які дають змогу у камеральних умовах за допомогою структурно-числового моделювання виявляти та локалізувати гідравлічні АТП. Правило аналогії, згідно з яким подібні явища і процеси

обов'язково відбуваються тоді, коли є фізично подібні умови та обставини, зумовлює доцільність подальшого використання геологічної інтерпретації каротажних діаграм та структурно-числового моделювання для виявлення на відносно невеликих глибинах раніше пропущених нафтогазових скупчень із значними запасами. Досягнення під час виробничої апробації цих моделей значень коефіцієнта успішності понад 0,5 слугуватиме експериментально доведеним фактом закінчення початкового рівня “навчання” та подолання нафтогазопшуковою геологією системної інформаційної кризи шляхом інтенсивного приросту обсягів олюдної геологічної інформації¹⁵. А статистично значуща успішність пошукового буріння на рівні 0,80–1,00 (оцінка “дуже добре” відповідно до шкали бажаності Е. Харрінгтона) означатиме, що нафтогазопшукова геологія першою із геологічних дисциплін досягла статусу “точної” науки.

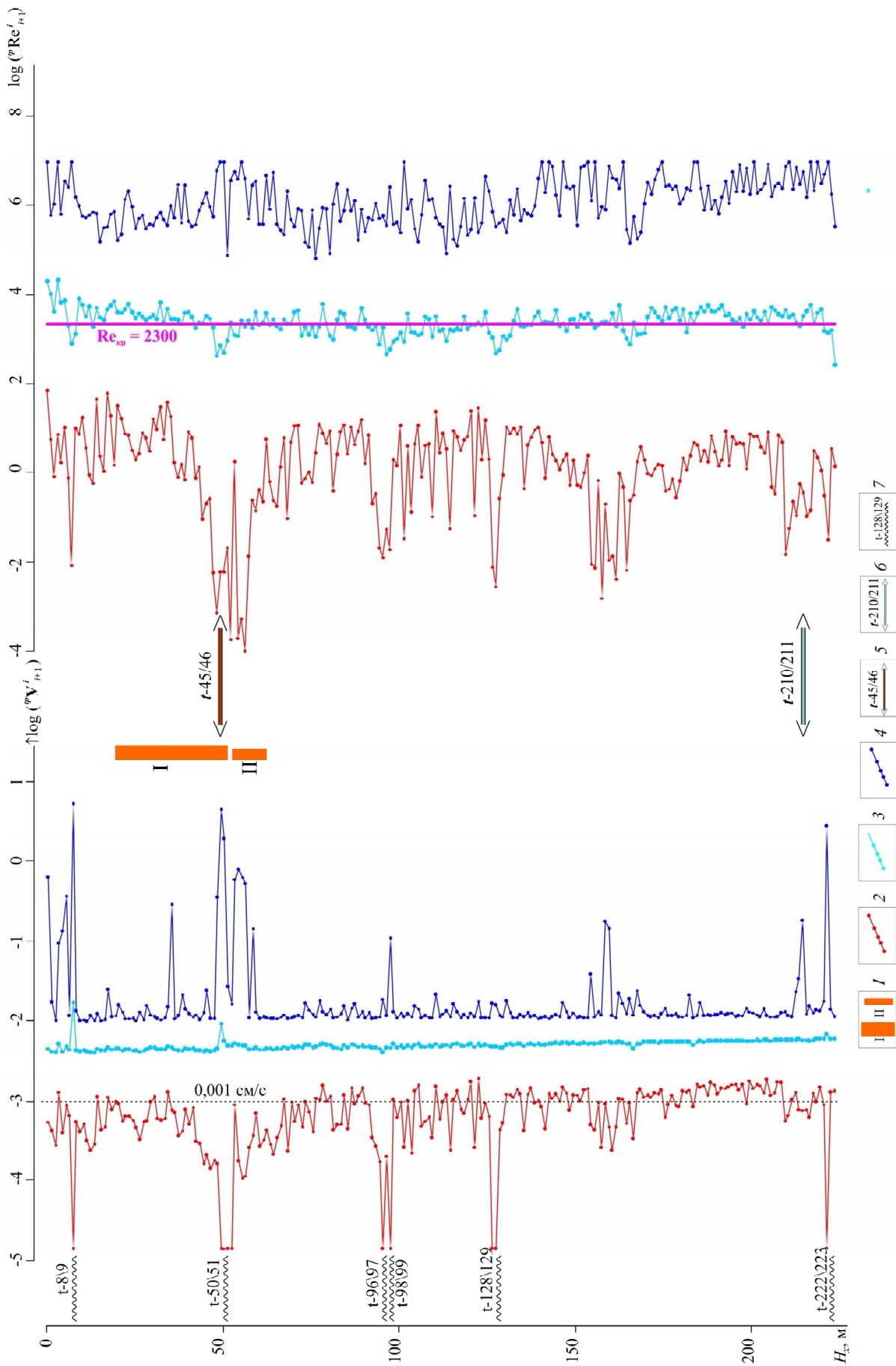


Рис. 8. Площа χ -Товща χ -13/16. Графіки середніх та екстремальних значень $\log({}^p \text{V}_{sp}^i)$ та $\log({}^p \text{Re}_{sp}^i)$: 1 – основні за запасами (95% запасів родовища) нафтогазоносні інтервали; значення: 2 – мінімальні, 3 – середні, 4 – максимальні; ізохронний інтервал: 5 – продуктивний, 6 – непродуктивний, 7 – стратиграфічний; 7 – стратиграфічний неузгодження

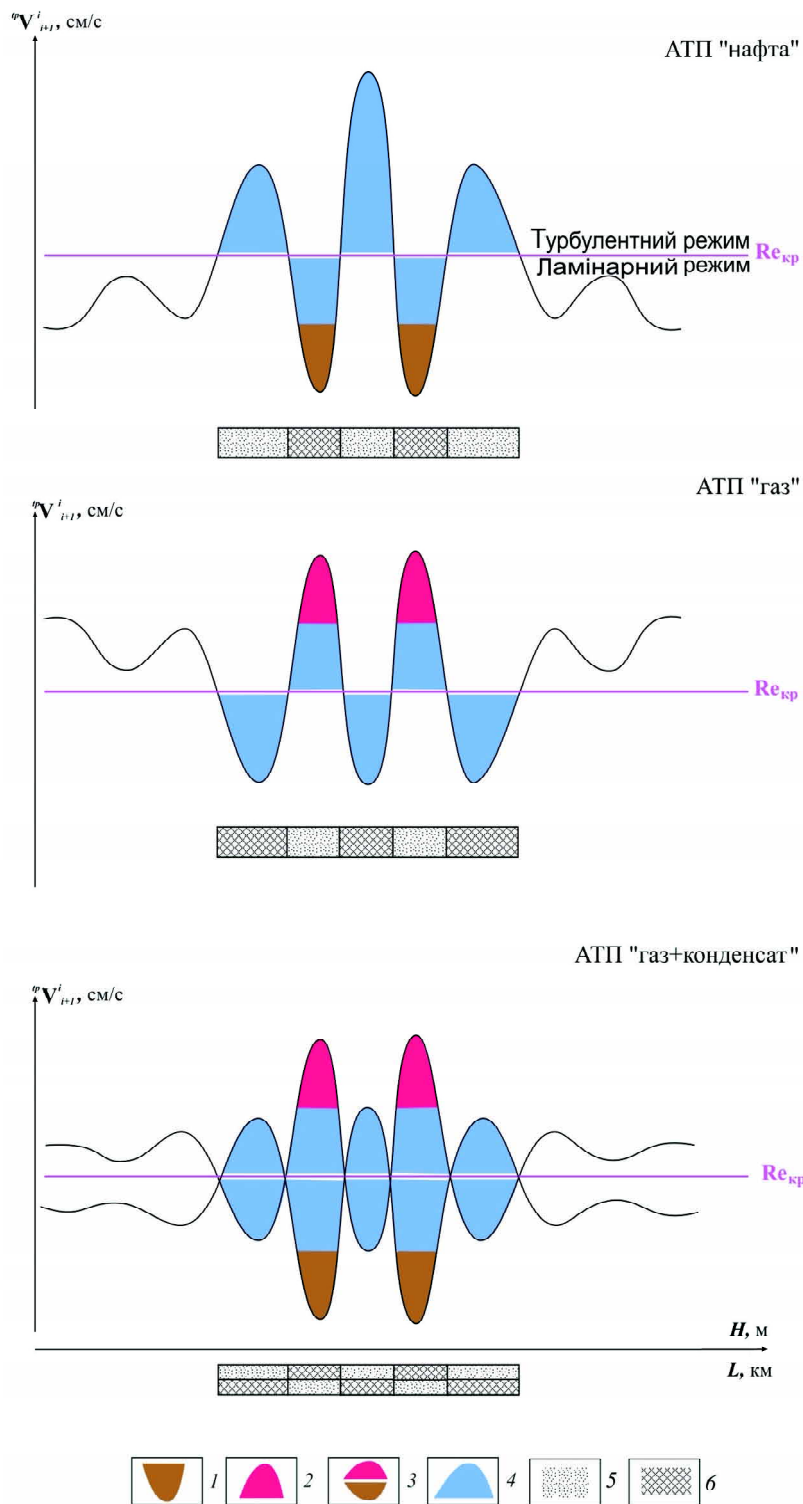


Рис. 9. Ідеалізовані імпульсно-хвильові аномалії гідродинамічного поля у межах пасток нафти, газу та газоконденсату: 1 – нафта; 2 – газ; 3 – газ+конденсат; 4 – вода; 5 – понижена мікротурбулентність; 6 – підвищена мікротурбулентність

Примітки

¹ “Геофізик – це суб’єкт, здатний із бадьорою силою духу продукувати нескінченні ряди незбагнених формул, виведених із мікроскопічною точністю, виходячи із невідомих припущень, на спірних даних, отриманих із непереконливих експериментів, які виконані з неконтрольованою апаратурою особами підозрілої надійності та сумнівних розумових здібностей. І все це – що відкрито визнається, з метою дратувати і плутати химерну групу фанатиків, відомих під ім’ям геологів, які, у свою чергу, є паразитичним нашаруванням, що оточує чесно і тяжко працюючих буровиків” – більше ніж просто дотепне визначення, яке опубліковано у виданні “Journal of Petroleum Technology” в 1957 р. [27].

² Аномалія-конфуз сучасної нафтогазопошукової геології, тому що у повсякденному житті, далекому від науково обґрунтованих стандартів прогнозування, передбачення (прогноз) із шансами його подальшого підтвердження навіть п’ятдесят на п’ятдесят відсотків, зазвичай, трактують як “ворожіння на кавовій гущі”, що, згідно із фразеологічним словником, означає “будувати безпідставні домисли та здогади”.

³ У разі потреби поєднання науки (творча діяльність із невизначеними часовими межами та негарантованими результатами) із підприємницьким ремеслом (творча діяльність із визначеними часовими межами та гарантованими результатами) слід пам’ятати про застереження А. Навої та А. Лінкольна: “Хто із наук вирішив здобути дохід, той і себе обдуриє і народ” та “Можна дурити мало народу багато часу, можна дурити багато народу мало часу, але не можна дурити увесь народ увесь час”.

⁴ Інтерпретація (лат. interpretatio – посередництво) – різновид психологічної діяльності найвищого гатунку, що здійснюється з метою творчого тлумачення (олучнення) геоінформації, багатоваріантна сутність якої визначається використаною парадигмою, інтелектом індивідуума, його помислами та прагненнями.

⁵ Основний симптом кризи (процес творчої руйнації, за Й. Шумпетером) – наявність аномалії, існування якої не передбачено існуючою парадигмою або яка суперечить їй. Аномалії існують практично завжди, і їх подолання є завданням кожної науки. Кризу спричинюють аномалії, які протягом значного проміжку часу не піддаються спробам охопити їх цією парадигмою. Іншими словами, криза з’являється лише тоді, коли парадигма перестає виконувати функції з розв’язання проблем, що виникають. Не всяка аномалія здатна призвести до кризи, а лише та, яка займає у цій науці достатньо помітне місце [13]. Кризи не вирішуються на тому рівні пізнання, на якому виникають, і для їх подолання слід піднятися на вищий інтелектуальний щабель. Так міркував А. Ейнштейн. Кризи, як правило, закінчуються науковими революціями, головною рушійною силою яких є суспільні потреби, що “просуває науку вперед більше ніж десяток університетів” (Ф. Енгельс). Тому наукові революції обов’язково зумовлюють появу додаткової інформації та нових знань, які часто суперечать “загальновідомим істинам”.

⁶ Неначе і не було безкомпромісних зіткнень різних наукових концепцій, багаторічних емоційних дискусій з приводу незбігу точок зору на глибинну будову та нафтогазонасність надр, досягнень у створенні та застосуванні ефективніших пошукових методів і способів, вибору нових напрямів геологорозвідувальних робіт, проведення у значних обсягах сейсмічних досліджень тощо. Разом з тим екстенсивний етап процесу колективного пошуку оптимального способу вирішення завдання цивілізаційного рівня затребував від його учасників величезних витрат психічної енергії, яка рано чи пізно, відповідно до їх прагнень та закону збереження енергії, обов’язково має трансформуватись у вигляді коефіцієнта успішності пошуково-геологічного буріння на рівні 0,99.

⁷ Відомо, що кожній людині властиво помилятися, оскільки абсолютно правильна діяльність можлива лише за на-

явності абсолютно правильних знань та абсолютно достовірної і повної інформації, що є недосяжним ідеалом. Тому позитивом довготривалого застосування існуючої нафтогазопошукової технології є те, що завдяки похибкам 2-го роду (продуктивні інтервали сприймаються як водонесні) у процесі буріння свердловин обов’язково були пропущені, в неустановлених поки що масштабах, скупчення вуглеводнів (показовим прикладом може слугувати родовище Чиконтенек (Мексика), яке займає площу понад 11 тис. км² і було виявлено на глибинах близько 1000 м за результатами аналізу та узагальнення геологічних даних по 1200 свердловинах, що були пробурені раніше на глибшій горизонті [2]). Тому саме ця науково “чиста” обставина, враховуючи всю складність об’єктивної верифікації олюдної геолого-геофізичної інформації, сприятиме тестуванню нової, результативнішої пошукової технології за допомогою переконливого вирішального експерименту – виявлення раніше пропущених скупчень вуглеводнів, які в рамках існуючої пошукової парадигми до цього часу є “невидимими”. Позитивний результат означатиме не стільки відкриття нових високорентабельних скупчень вуглеводнів, скільки насамперед прорив у розумінні та розв’язанні низки теоретичних проблем нафтогазопошукової геології, створення ефективнішого наукового інструменту та адекватного геоінформаційного сервісу, на відміну від безплідних дискусій з приводу епатажного, убивчого за репутаційними наслідками висловлювання А. Глікмана стосовно сейсморозвідки [7]. Критично розглянувши у ретроспективі концептуальні засади сейсморозвідки, він слушно зауважив: “Будь-який дослідницький, у тому числі геофізичний, метод може бути ефективним тільки тоді, коли він ґрунтується на цілком конкретному фізичному ефекті. І навпаки, якщо основою методу виявляється не фізичний, тобто експериментально спостережуваний, а суто умоглядний, подумки сконструйований ефект, то розвиток цього методу неминуче йтиме у туниковому напрямі” [6]. У цьому зв’язку, пам’ятаючи про сказане у Біблії, що хороше дерево від поганого сліду відрізняти за їх плодами, надзвичайно цікаво з’ясувати, особливо після результатів буріння Кольської надглибокої свердловини, яка не підтвердила прогнозного розрізу земної кори, обґрунтованого сейсмічними даними [14], що може слугувати переконливим вирішальним експериментом для сейсморозвідки як сукупності правдоподібних міркувань, які за допомогою попередньо обумовлених критеріїв необхідно перевести у доказову площину. Адже відомо, що К. Поппер саме вирішальний експеримент трактував як головну умову демаркації між фізикою і метафізикою. А теоретичні конструкції, що не передбачають можливості проведення вирішального експерименту, він пропонував відразу відкидати як такі, що не заслуговують на увагу в рамках науки, яка шанує себе. І саме завдяки усвідомленню доцільності проведення вирішального експерименту нарешті проявила себе парадоксальна ситуація у нафтогазопошуковій справі. Якщо на тлі статистично невідомих результатів пошуків скупчень вуглеводнів буде доказово продемонстровано, що сучасна сейсморозвідка справді успішно вирішує структурно-тектонічні, стратиграфічні, літологічні та інші геологічні завдання, то це фактично означатиме, що стратиграфія, тектоніка, літологія та інші геологічні дисципліни, на “беззаконні” здобутки яких, принаймні поки що, спирається сучасна нафтогазопошукова геологія, не мають прямого відношення до нафтогазонасності надр. Якщо навпаки, то домінує становище сейсморозвідки є “химерною”, породженою симбіозом “фанатиків поверхневої науки” з тими, хто її “по суті не знає”. Через це, “виходячи із невизначених припущень, заснованих на спірних даних, особами підозрілої надійності та сумнівних розумових здібностей”, з успішністю, яка нижча за ймовірність випадкових подій, “із бадьорою силою духу” (задя об’єктивності використані словосполучення неупереджених попередників) протягом майже сто років наполегливо вирішується геоінформаційна задача, яка належить до некоректних: йди туди, не знаю куди, та знайди то, не знаю що. Інакше кажучи, відмова від вирішення складнішого геологічного завдання (виявлення фізично реальних АТП) та заміна його на відносно простіше та другорядне (картування структур) є головною причиною надлишку “безцінної” геоінформації при нестачі її “цінної”

складової. В умовах сьогодення, коли стало зрозумілим, що той, хто володіє “цінною” геоінформацією, володіє не тільки минулим, а й сучасним та майбутнім, у реаліях України ця неочевидна обставина призвела до очевидно – закономірного краху найбільших геологічних підприємств нафтогазопозукової профілю. Після симпатичного зникнення із геоінформаційної сфери цих головних “довірливих клієнтів” сейсморозвідки, остання мимоволі опинилась у ролі “душечки” – присновідомої героїні однойменного оповідання А. Чехова. Більше того, колапс нафтогазопозукової діяльності цілком логічно призвів і до критичного скорочення кількості науковців – шанувальників “безцінної творчості” сейсморозвідки, які здійснювали науковий моніторинг та супровід геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Через те знову набув актуальності висновок геолога Г. Щуровського (1803–1884), що “...розвитку науки на цей час більше всього перешкоджають: відсутність взаємного зближення між ученими діячами та обмежена кількість самих діячів”. Пікантності додає те, що все це дійство відбувається саме тоді, коли попит світової спільноти (яка, борсаючись у тенетах ілюзій про невідновлюваність природних ресурсів, передчасно розпочала смертельно небезпечну внутрішньовидову боротьбу за виживання) на “цінну” геоінформацію досяг апогею.

⁸ Абстрактне, на перший погляд, судження К. Гельвешія винятково конкретно окреслює використаний авторами підхід до візуалізації АТП, які постаралися глибше розкрити прикладний зміст прочитаного за допомогою сукупності тих випадків, що можуть знайти практичне застосування під час пошуків скупчень нафти і газу (із використанням процедури “знеособлення” вхідних первинних даних та нерозкриттям всієї сукупності дій, пов’язаних з їх подальшою обробкою, для персонального захисту інтелектуальної власності від несанкціонованого використання – запоруки відносної організаційної та фінансово стабільної діяльності геолога-інтерпретатора в Україні нестабільних умовах комерційного надрокористування).

⁹ Мислєпобудови – метод комп’ютерної візуалізації умовно виокремлених у межах безперервно-неоднорідного геологічного середовища властивостей віртуальних об’єктів, реальних явищ та процесів за допомогою результатів геологічної інтерпретації каротажних діаграм, фізико-математичних конструкцій та структурно-числового моделювання, чим принципово відрізняється від фізично незмістовних і морально застарілих традиційних структурних мислєпобудов (фактично натюрмортів, фр. – мертва природа), які досі широко використовують під час пошуків скупчень нафти і газу.

¹⁰ У цьому випадку під нафтогазопозуковою парадигмою розуміємо відоме у межах колишнього СРСР визначення частки для вуглеводнів – “об’єм порід, що може (! – без коментарів – авт.) вмщати нафту або газ незалежно від її форми і умов виникнення (!? – заперечення єдності форми та змісту, зв’язку між минулим, сучасним і майбутнім – авт.), але за наявності здатності до акумуляції і консервації (?? – терміни, що не відповідають операційному визначенню – необхідної умови переведення абстрактних суджень у площину реалій, де вони можуть бути відтворено ідентифіковані – авт.) нафти і газу...” [5], яку в структурному аспекті гранично стисло можна схарактеризувати двома словами – антиклінальна та НЕантиклінальна. Враховуючи нескінченне морфологічне різноманіття скупчень вуглеводнів і те, що головним завданням будь-яких пошуків є конкретна відповідь на конкретне запитання про наявність (так) або відсутність (ні) шуканого, використання цієї “парочки” слів із протилежними значеннями відкриває необмежені можливості. Хочеш – шукаєш щось “таке”, хочеш – щось “НЕтаке”. А при бажанні та відповідному умінні можна комбінувати – одночасно шукати і щось “таке”, і щось “НЕтаке”. Чи не з цієї прозаїчної причини, на відміну від пошукового буріння, сейсмічні пошуки практично завжди закінчуються успішно – виявленням та картуванням *може* нафтогазоносних *може* об’єктів? За такого кінцевого результату сейсморозвідки нафтогазопозукова наука перетворюється, певною мірою, у

висококваліфіковані фантазії-прогнози. Неправильні із часом будуть забуті, а ті з них, які випадково підтвердяться, даватимуть змогу багаторазово нагадувати про них.

¹¹ Поняття, ідеї, концепції, моделі, теорії, висновки з них і тому подібне, як відомо, завжди відносні та обмежені. Через те, за Б. Расселом, “кожна точна наука ґрунтується на приблизності”. Більше того, у переважній більшості теоретичних задач прямі розрахунки є взагалі неможливими. Тому “точні” науки, досягнення статусу яких є першочерговим завданням нафтогазопозукової геології (враховуючи високу вартість спорудження пошукових свердловин), по суті займаються моделюванням, замінюючи реальний об’єкт його спрощеною фізико-математичною моделлю, яку власне і досліджують.

¹² Геологічний каротаж – множина розрахунків, які здійснюють у межах структурно-числової моделі геологічного середовища з метою отримання в заданому напрямку в числовому та графічному вигляді характеристик окремих фізичних параметрів гірських порід і природного розчину залежно від глибини або часу.

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

¹⁴ Виявлення у повністю формалізованому віртуальному геологічному просторі цих реальних фізичних ефектів дає можливість створення та використання для пошуків скупчень вуглеводнів *сейсмологорозвідки*, націленої на локалізацію в надрах гідравлічних АТП за допомогою характерного гармонічного складу, або спектра сигналів, які фіксують сейсмографи під час реєстрації безперервних коливань вібраційного типу – кардіограми аритмічного серцебиття надр (замість сейсморозвідки – поверхового знаряддя праці поверхневої нафтогазопозукової теорії та практики минулого тисячоліття). При цьому, враховуючи те, що “*освоєння майбутнього, прагнення до передбачення – одна із найхарактерніших рис живої речовини*” (В. Вернадський), головним та вкрай нагальним геологічним завданням стає діалогово-інформаційний контакт із тимчасовою формою існування ЖИТТЯ та РОЗУМУ – планетою ЗЕМЛЯ. Ієрархічна схема контакту, для якого не потрібно, фігурано висловлюючись, шосили дубасити по ЗЕМЛІ, бездушно фіксуючи її больові відчуття та гнівні зойки, доволі проста – геолог-інтерпретатор формулює і ставить запитання, а геофізик тихо і уважно слухає та із пієтетом записує відповіді на них ЗЕМЛІ. Крім того, існування довготривалих явищ природного гідроудару і гідророзриву порід, акустичних, електромагнітних (завдяки змінному в часі й просторі ефективному тиску [20], що спричиняє виникнення прямого п’єзоефекту – “п’єзозапальничка”, який вперше був досліджений братами Кюрі на кристалі кварцу [18] – найпоширенішому у верхній частині земної кори породоутворювальному мінералі) та інших взаємопов’язаних геофізичних аномалій, що супроводжують ці явища, дає змогу позитивно оцінювати потенційні можливості деяких новітніх пошукових методів, технологічно не пов’язаних із результатами інтерпретації даних сейсморозвідки. Зокрема, це результати високоточних досліджень поточних деформацій земної кори аерокосмічними методами [1] та дослідження некласичними геоелектричними методами, які застосовують у рамках принципово іншої “речовинної” парадигми, завдяки якій здійснюється “прямий” пошук конкретної речовини [12].

¹⁵ Підкреслимо принципний момент, що демонструє потенційні можливості інтенсивного пізнання геологічної реальності у стані її проявленої сутності. Під час проведення досліджень на початковому рівні нафтогазопозукового “навчання” на прикладах фізично універсальних закономірностей формування скупчень вуглеводнів було використано лише вкрай незначну частину наявного геологічного потенціалу каротажних діаграм, який стосується тільки однієї водонафтогазоносної товщі, розкритої обмеженою кількістю свердловин тільки у межах однієї ділянки.

1. *Азімов О.Т.* Основоволожні принципи методології вивчення структури земної кори аерокосмічними методами // *Геоінформатика*. – 2008. – № 1. – С. 67–71.
2. *Алферов С.Е.* Новые достижения нефтеразведки в Мексике // *Геология нефти и газа*. – 1983. – № 10. – С. 59–62.
3. *Ампилов Ю.П.* Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. – М.: Геоинформмарк, 2004. – 277 с.
4. *Гаврилов В.П.* Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // *Геология нефти и газа*. – 2008. – № 1. – С. 56–64.
5. *Геологический словарь*. Т. 1, 2. – М.: Недра, 1973. – 942 с.
6. *Гликман А.Г.* Так что же такое сейсморазведка? – <http://www.newgeophys.spb.ru/ru/article/report/>
7. *Гликман А.* Сейсморазводка // *Нов. газ.* – 2005. – № 58. 11 авг. – <http://www.novayagazeta.ru/arts/26619.html>
8. *Горайнов С.В.* О кризисном состоянии в современной украинской геологии // *Геоінформатика*. – 2008. – № 2. – С. 16–21.
9. *Діак І.В.* Сировинна база та потенційні можливості видобутку нафти і газу // *Нафт. і газ. пром-сть*. – 1999. – № 3. – С. 3–6.
10. *Запивалов Н.П.* Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / Н.П. Запивалов, М.П. Попова; Отв. ред. В.Г. Каналин. – Новороссийск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2003. – 198 с.
11. *Косте Ж.* Механика грунтов / Ж. Косте, Г. Санглера; Практ. курс; пер. с фр. – М.: Стройиздат, 1981. – 455 с.
12. *Левашов С.П.* О возможности применения мобильных геофизических методов для обнаружения и картирования геотермальных источников / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Р.И. Кутас, Д. Майцин, Д.Н. Божежа // *Геоінформатика*. – 2012. – № 2. – С. 7–14.
13. *Леглер В.* Научные революции при социализме. – http://www.socionavtika.net/Staty/diegesis/Legler/Legler_G11_4.htm
14. *Осадчий А.* Легендарная Кольская сверхглубокая // *Наука и жизнь*. – 2002. – № 5.
15. *Параев В.В., Молчанов В.И., Еганов Э.А.* О философии геологии. – Новосибирск: Ин-т геологии и геофизики СО РАН, 2008. – http://www.philosophy.nsc.ru/journals/philsience/16_03/00_PARAEV.htm
16. *Словарь по геологии нефти и газа*. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
17. *Страхов В.Н.* О роли человеческого фактора в развитии науки // *Геофиз. журн.* – 2003. – № 4. – С. 3–16.
18. *Физика*. Большой энциклопедический словарь. – 4-е изд. / [Гл. ред. Прохоров А.М.]. – М.: Большая Рос. энцикл., 1999. – 944 с.
19. *Хтема А.В.* Візуалізація тріщинуватості за результатами геологічної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин // *Геоінформатика*. – 2010. – № 1. – С. 58–65.
20. *Хтема А.В., Омельченко В.Г., Хтема В.М.* Характер флуктуацій геогустинних властивостей водонафтогазоносних осадових утворень за результатами геологічної інтерпретації каротажних діаграм // *Там само*. – 2012. – № 2. – С. 15–26.
21. *Хтема А.В., Хтема В.М.* В’язкість природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу // *Там само*. – 2012. – № 4. – С. 36–45.
22. *Хтема А.В., Хтема В.М.* Знаходження вертикальних фільтраційних бар’єрів відтворенням латентної структури енергетичного стану природного розчину // *Там само*. – 2010. – № 4. – С. 52–63.
23. *Хтема А.В., Хтема В.М.* Результати визначення питомої густини природного розчину в межах гідродинамічної пастки рециркуляційного типу // *Там само*. – 2011. – № 3. – С. 36–45.
24. *Хтема А.В., Хтема В.М.* Пізнавальні аспекти візуалізації фільтраційно-ємнісних властивостей водонафтогазоносних надр у міжреперному просторі // *Там само*. – 2009. – № 4. – С. 64–79.
25. *Хтема В.М., Хтема А.В.* Оцінка точності карт гіпсонометрії ізохронних поверхонь за зіставленням з даними буріння // *Там само*. – 2007. – № 4. – С. 40–47.
26. *Яремійчук Р.С.* Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів: Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.
27. <http://www.damirjan.narod.ru/Docs/geofisik.htm>

ТОВ “Пром-енерго продукт”, Київ, Україна
E-mail: anna.khtema@gmail.com

Надійшла до редакції 05.03.2013 р.

ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”,
Вишневе, Україна

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО ДВИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО РАСТВОРА В ПРЕДЕЛАХ ВОДОНЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ

Отражена неизвестная ранее геоинформация, полученная с помощью геологической интерпретации каротажных диаграмм. С использованием интегральных физико-математических моделей в отдельных интервалах водонефтегазоносной осадочной толщи определены характер изменения скорости современного движения природного раствора, значений микротурбулентности, числа Рейнольдса и их связи с удельной плотностью и вязкостью. Сформулировано определение гидродинамической ловушки рециркуляционного типа, которое можно использовать для локализации скоплений углеводородов.

Ключевые слова: скорость, углеводороды, геоинформация, сейсморазведка, интерпретация, модель, природный раствор, движение, турбулентность, ламинарность, ловушка.

CHARACTERISTICS OF CURRENT MOVEMENT OF NATURAL FLUID WITHIN WATER-OIL-AND-GAS SEDIMENT FORMATION

Presented here is previously unknown geoinformation obtained by the geological interpretation of well logs. Using integrated physical and mathematical models, within certain intervals of water-oil-and-gas sediment formation, characteristics of speed variation of current movement of natural fluid were determined. Also values of micro-eddy, the Reynold's number and their relation to specific density and viscosity were defined. The definition of hydrodynamic trap of recycle type was given, which can be used to locate of hydrocarbon accumulations.

Keywords: speed, hydrocarbons, geoinformation, seismic survey, interpretation, model, natural fluid, movement, eddy, laminarity, trap.