

ВІЗУАЛІЗАЦІЯ ТРІЩИНУВАТОСТІ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОЛОГІЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ МАТЕРІАЛІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

© А.В. Хтема, 2010

Товариство з обмеженою відповідальністю "Феррекспо сервіс", Київ, Україна

Executed research work shows additional possibilities of a new knowledge receiving by means of geological interpretation of well logging. The nature of jointing of water-oil and gas mass was studied through the instrumentality of physico-mathematical models.

Keywords: drill hole (well), geological interpretation, reservoir type anomaly (flat spot), natural reservoir, fracturing, porosity, geological parameters, isochronous intervals, stratigraphic unconformity, hydrocarbon saturation.

Знання деяких принципів легко компенсує незнання деяких фактів.

К. Гельвецій

Відомо, що значна частина світових запасів нафти і газу приурочена до колекторів тріщинувато-порового типу. Тріщинуватість геологічного середовища зумовлює існування ділянок високо-рентабельного видобутку вуглеводнів і є неодмінним чинником формування їх комерційних скупчень навіть у низькопористих утвореннях. Інтенсивність тріщинуватості, як правило, збільшується із зростанням глибини, а розкриття колекторів тріщинувато-порового типу в деяких випадках спричиняє значні ускладнення під час буріння та освоєння свердловин. Характерною особливістю тріщинуватості є її висока чутливість до зменшення пластового тиску, оскільки збільшення ефективного напруження спричинює швидке змикання тріщин та суттєве зменшення проникності. На цей час не існує загально-визнаного способу оцінки тріщинуватості геологічного середовища за допомогою геофізичних методів досліджень свердловин, а її масштабність призводить до недостатньої інформативності результатів петрофізичних досліджень спорадично відібраного керна [1–7].

Появу тріщинуватості, зазвичай, спричиняють змінні в часі зовнішні сили, під дією яких послаблюються та руйнуються внутрішні структурні зв'язки між окремими елементами мінерального скелета. В процесі розривних деформацій по верхній водно-колоїдній плівці, що облямовує мінеральні часточки, порушується тою чи іншою мірою цілісність геологічного середовища, тому

тріщинуватість є неодмінним атрибутом його напружено-деформованого стану, а міжзернова та тріщинувата порожнистість – окремими різновидами загальної порожнистості. Рух природного розчину одночасно відбувається як по гідродинамічно сполучених (відкритих) порах, так і по системі гідродинамічно сполучених (відкритих) тріщин.

У статті розглянуто результати вирішення сукупності геоінформаційних задач стосовно візуалізації тріщинуватості геологічного середовища – другого етапу розпочатих раніше досліджень з виявлення аномалій типу “поклад” за допомогою геологічної інтерпретації каротажних діаграм¹ та створення інтегральних фізико-математичних моделей² геопараметрів, що зумовлюють зміни в траєкторії та швидкості руху природного розчину [8].

З метою конкретизації показників тріщинуватості, задіяних у дослідженнях, надаємо їм зміст, якого будемо дотримуватись у подальшому.

Коефіцієнт ситуативної порожнистості тріщин (${}^p m_{tr}$) – числова безрозмірна величина, яка характеризує поточно змінне відношення об'єму мега-, макро- і мікротріщин (${}^p V_{tr}$, тис. м³) до загального об'єму геологічного середовища, досліджуваного на певному проміжку часу в межах локальної ділянки формального простору (${}^p V$, тис. м³):

$${}^p m_{tr} = {}^p V_{tr} / {}^p V. \quad (1)$$

Коефіцієнт порожнистості ситуативно-відкритих тріщин (${}^p m_{tr, v}$) – величина, яка характеризує відношення об'єму гідродинамічно сполу-

¹ Геологічна інтерпретація каротажних діаграм – опосередковане визначення за допомогою строго формалізованих процедур природного стану геологічного середовища через величини, виміряні за даними геофізичних досліджень свердловин.

² Фізико-математична модель геологічного середовища – заміна геологічних явищ і реального часопростору математичними символами та числовими знаками так, щоб у формальному просторі збереглась їхня фізична сутність.

чених між собою мега-, макро- і мікротріщин (${}^pV_{tr}v$) до загального об'єму геологічного середовища:

$${}^pm_{tr}v = {}^pV_{tr}v / {}^pV. \quad (2)$$

Коефіцієнт порожнистості ситуативно-закритих тріщин (${}^pm_{tr}z$):

$${}^pm_{tr}z = {}^pV_{tr}z / {}^pV, \quad (3)$$

де ${}^pV_{tr}z$ – об'єм закритих тріщин.

Коефіцієнт ситуативної міжзернової порожнистості (pm_z) – величина, яка характеризує відношення об'єму міжзернової порожнистості (pV_z) до загального об'єму геологічного середовища:

$${}^pm_z = {}^pV_z / {}^pV, \quad (4)$$

$${}^pm = {}^pm_{tr} + {}^pm_z, \quad (5)$$

де pm – коефіцієнт ситуативної загальної пористості [8].

Коефіцієнт міжзернової ситуативно-відкритої порожнистості (pm_zv):

$${}^pm_zv = {}^pV_zv / {}^pV, \quad (6)$$

де pV_zv – об'єм відкритих міжзернових пор.

Коефіцієнт міжзернової ситуативно-закритої порожнистості (pm_zz):

$${}^pm_zz = {}^pV_zz / {}^pV, \quad (7)$$

де pV_zz – об'єм закритих міжзернових пор.

Коефіцієнт ситуативної тріщинуватості (${}^pK_{tr}$):

$${}^pK_{tr} = {}^pV_{tr} / {}^pV_z = {}^pm_{tr} / {}^pm_z. \quad (8)$$

Значення ${}^pK_{tr}$ використано як оцінювальний критерій. Залежно від його величини формальний геологічний простір умовно розподілено на такі середовища:

- порове (П) – $0 \leq {}^pK_{tr} < 0,1$;
- порово-тріщинувате (ПТ) – $0,1 \leq {}^pK_{tr} < 1$;
- тріщинувато-порове (ТП) – $1 \leq {}^pK_{tr} < 10$;
- тріщинувате (Т) – ${}^pK_{tr} \geq 10$.

Відповідно до існуючої класифікації способів отримання нової геологічної інформації [9], відомості про тріщинуватість напружено-деформованого геологічного середовища були отримані опосередковано – через трансформацію у математичному вигляді особливостей хвильової геометрії діаграм каротажу, використання нелінійних принципів їх інтерполяції та екстраполяції в позасвердловинному просторі за фізичними міркуваннями в діапазоні залягання ізохронних інтервалів водонафтогазоносної міжреперної товщі xt-13/16 N-ського родовища [8].

З метою покращання візуального сприйняття даних, зображених на рис. 1–3 та рис. 7, ізо-

хронні інтервали, різні за проміжками безрозмірного геологічного часу (t) та глибиною (H), розглянуто як однакові.

На рис. 1 представлені вертикальні трубки загальної пористості, порожнистості тріщин та міжзернової порожнистості, отримані за допомогою геологічного каротажу³ у вузловій точці 25|22.

Найхарактерніші конфігурації вертикальних трубок порожнистості тріщин, що розраховані в різних вузлових точках, та їх взаємозв'язок із похованими стратиграфічними неузгодженнями (інтервали $t-8\backslash 9$, $t-50\backslash 51$, $t-96\backslash 97$, $t-98\backslash 99$, $t-128\backslash 129$, $t-222\backslash 223$) зображені на рис. 2.

Рис. 3 відображає характер змін з глибиною максимальних значень коефіцієнтів загальної пористості та тріщинуватості для кожного окремого ізохронного інтервалу в межах всієї ділянки досліджень. Зіставлення з гістограмою розподілу по розрізу кількості продуктивних свердловин дало можливість установити три рівні аномально високої тріщинуватості, які тісно пов'язані із поверхнями похованих стратиграфічних неузгоджень, та закономірний зв'язок між локальним максимумом коефіцієнта загальної пористості і нафтога-

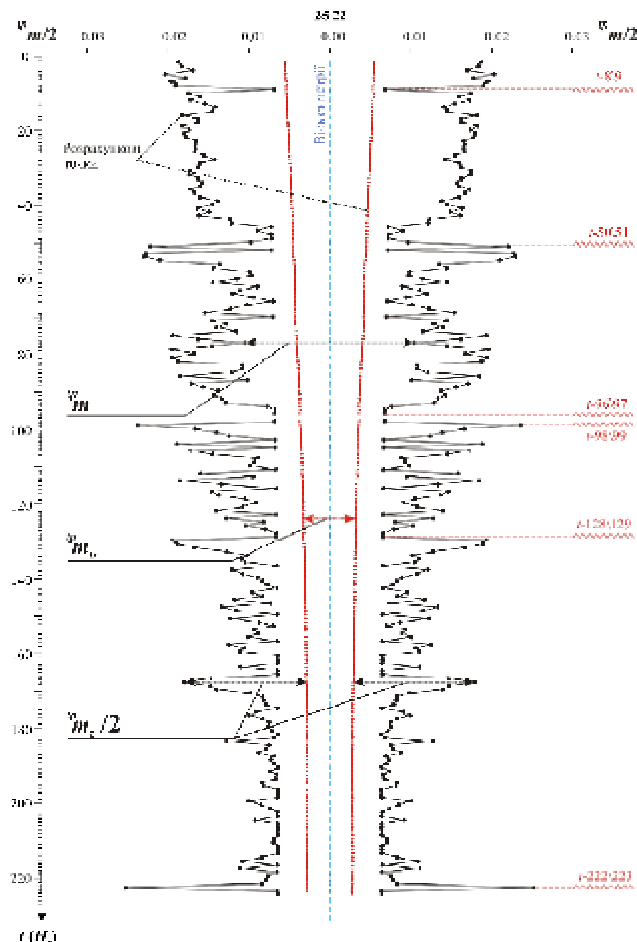


Рис. 1. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлова точка 25|22. Вертикальні трубки загальної пористості (pm), порожнистості тріщин (pm_z) та міжзернової порожнистості (pm_zv)

³Геологічний каротаж – множина розрахунків, які здійснюють у межах фізико-математичної 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.

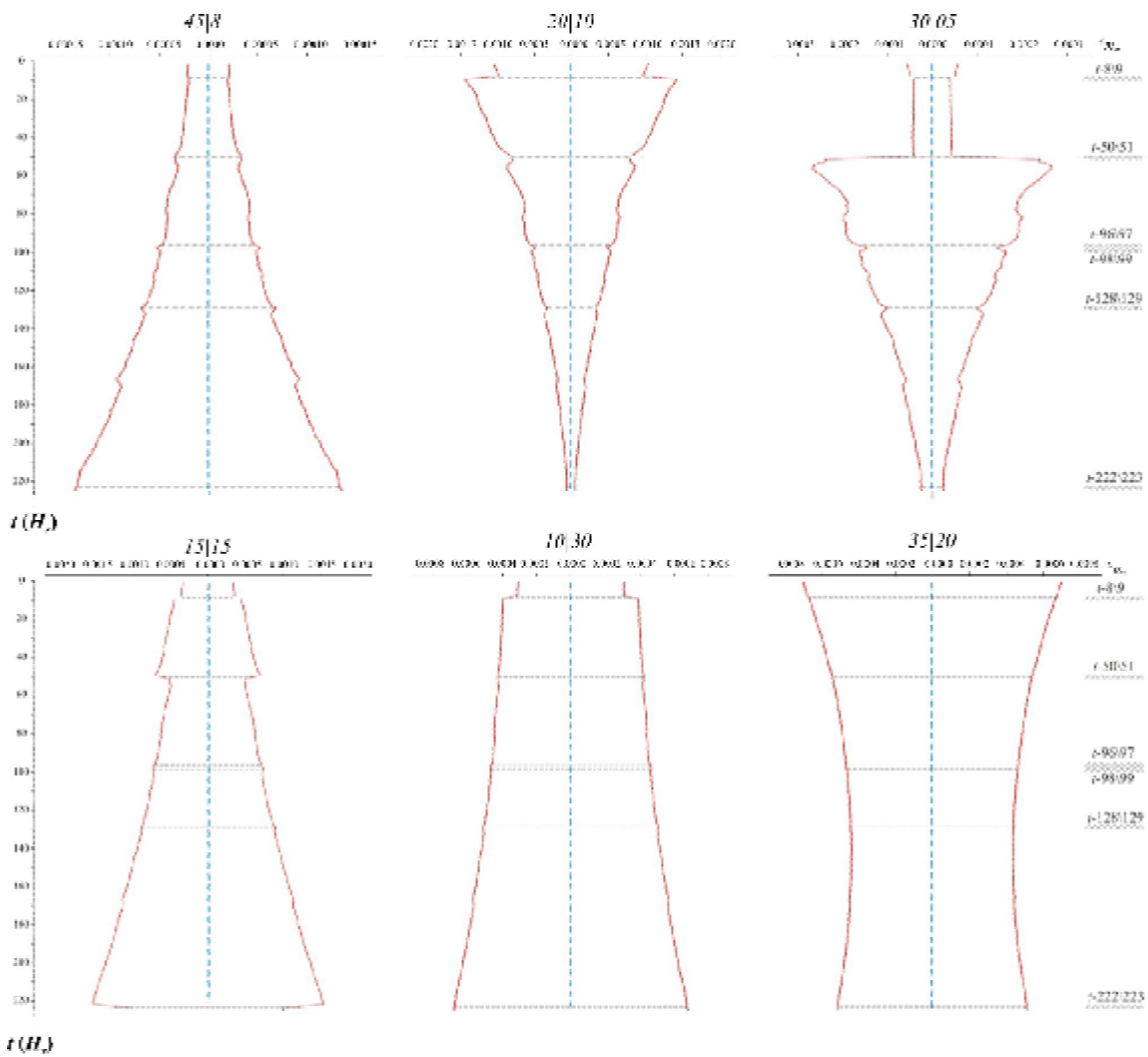


Рис. 2. Площа N. Товща xt-13/16. Характерні конфігурації вертикальних трубок порожнесті тріщин (m_p)

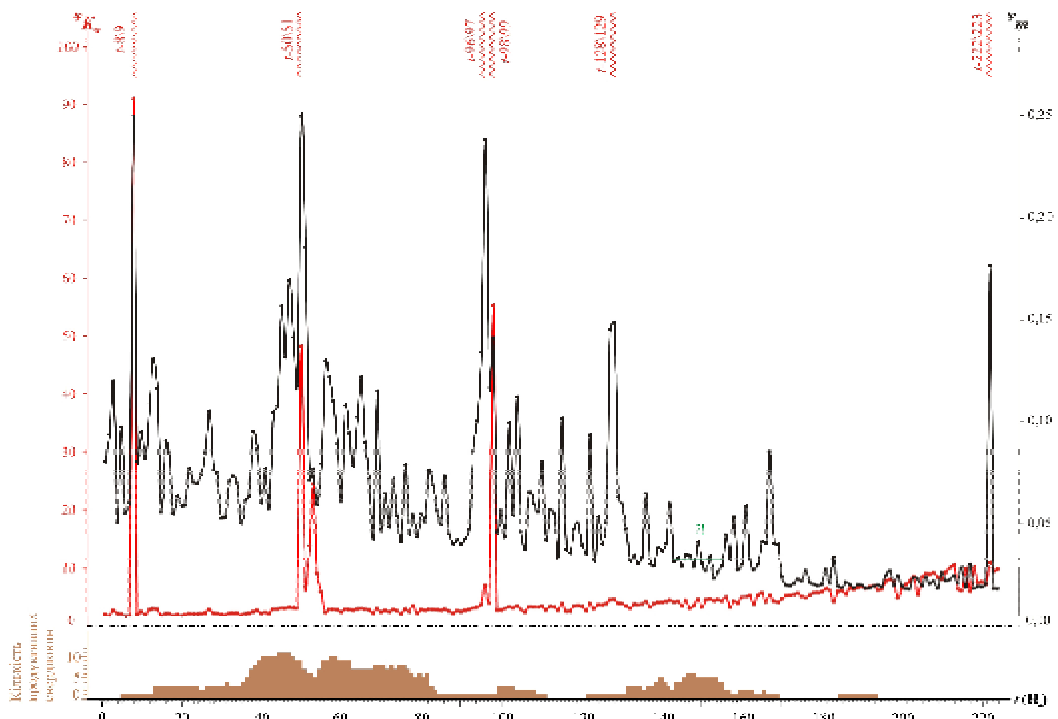


Рис. 3. Площа N. Товща xt-13/16. Діаграми максимальних значень коефіцієнтів тріщинуватості (K_p) та загальної пористості (m)

зональністю інтервалу $x\tau-35/84$, частка видобутку вуглеводнів із якого становить 80 % накопиченого видобутку в цілому по родовищу. Звертає на себе увагу значна тріщинуватість низькопористого інтервалу $t-52/55$, літологічно представленого переважно глинистими утвореннями, які просторово розміщуються у товщі з максимальною нафтогазоносністю.

Принадно зазначимо, що підвищена проникність глинистих порід у межах продуктивного розрізу, яка пояснюється їх тріщинуватістю, була встановлена і під час дослідження процесу фільтрації флюїдів за результатами експлуатації Шебелинського газоконденсатного родовища [10].

На особливу увагу заслуговує і те, що локальний максимум нафтогазоносності в діапазоні $t-143/155$ (на рис. 3 позначений знаками “?!”), представлений ізохронними інтервалами потужністю від 0,4 до 1,5 м, які характеризуються розрахованими значеннями коефіцієнта загальної пористості 0,020–0,040. У цьому діапазоні в розрізі опорної св. 1 для теригенних нафтогазонасичених колекторів за результатами геофізичної інтерпретації діаграм ГДС коефіцієнти пористості сягають значень 0,08–0,011.

Якщо врахувати застереження фізика-теоретика В. Гейзенберга стосовно того, що “...те, що ми спостерігаємо – це не сама природа, – а природа, яка виступає в тому вигляді, в якому вона виявляється завдяки нашому способу постановки питань”, то існування розбіжностей пояснюється тим, що розраховані значення тих чи інших геопараметрів, числові значення яких умовно приурочені до окремих взаємопов’язаних вузлових точок інтегральної фізико-математичної моделі, характеризують усереднені властивості геологічного середовища. Проте невідповідність між дискретністю розрахункових точок (РТ) по вертикалі (0,4–1,5 м) і горизонталі (100 м), що зумовлено сіткою пробурених свердловин, за наявності прошарків невеликої потужності та обмеженого їх поширення по площі в умовах, коли літологічно “однорідні” пласти є різновірними в різних своїх частинах (закон М.А. Головінського), може спричинити появу певних розбіжностей між реально існуючими та розрахованими величинами.

За ситуації, що зображена на рис. 4, яка є однією із можливих, прошарок піщано-алевролітових відкладів з коефіцієнтом загальної пористості 0,10 і площею поширення 50×50 м разом з глинисто-алевролітовими утвореннями із коефіцієнтом загальної пористості 0,01 в межах елементарної комірки 100×100 м характеризуватиметься фактично неспостережуваним усередненим коефіцієнтом пористості 0,03. Тому ймовірність появи недостатньо коректного, з геологічного погляду, результату, який одночасно є коректним з

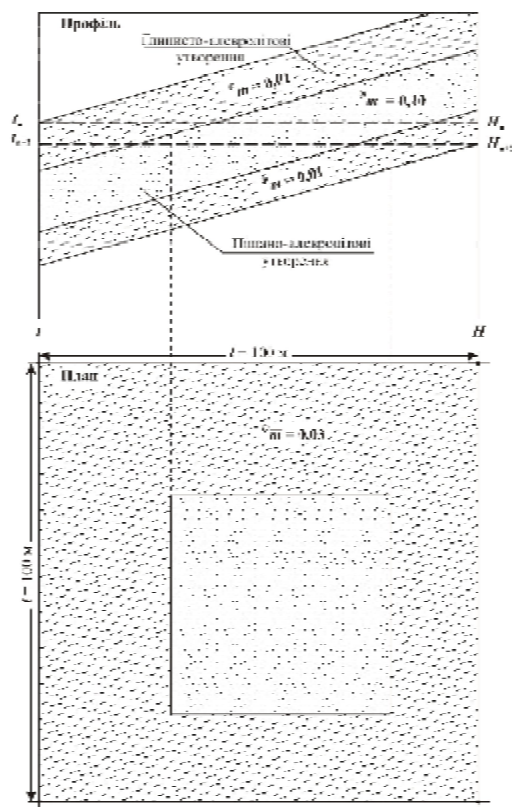


Рис. 4. Середня загальна пористість (\bar{m}) геологічних утворень у межах елементарної комірки

позицій абстрактної математики, потребує гармонізації дискретності РТ і по вертикалі, і по горизонталі та створення методології та технології розрахунків точкових фізико-математичних моделей. Враховуючи те, що “жоден із геофізичних методів не дає змоги надійно класифікувати колекторні пласти на нафтоносні і водоносні” [11, с. 17], використання під час геологічної інтерпретації каротажних діаграм не лише інтегральних, а й точкових фізико-математичних моделей сприятиме виявленню у розрізі раніше пробурених свердловин пропущених нафтогазоносних об’єктів.

За допомогою картографічної моделі числових значень коефіцієнтів тріщинуватості (pK_r) міжреперної товщі $x\tau-13/16$ локалізовано ділянку максимальної тріщинуватості, або максимального розвитку розривних деформацій, яка розташована у контурі максимальних питомих нафтогазонасичених об’ємів (рис. 5).

Рис. 6 ілюструє наявність в умовах переходу від низькопористих до високопористих утворень наскрізного субвертикально розташованого об’єкта, у межах якого формальне геологічне середовище характеризується аномально високою тріщинуватістю.

На рис. 7 зображені результати досліджень характеру тріщинуватості та фільтраційно-ємнісних властивостей товщі $x\tau-13/16$ у точках, що розташовані в межах ділянок максимальних

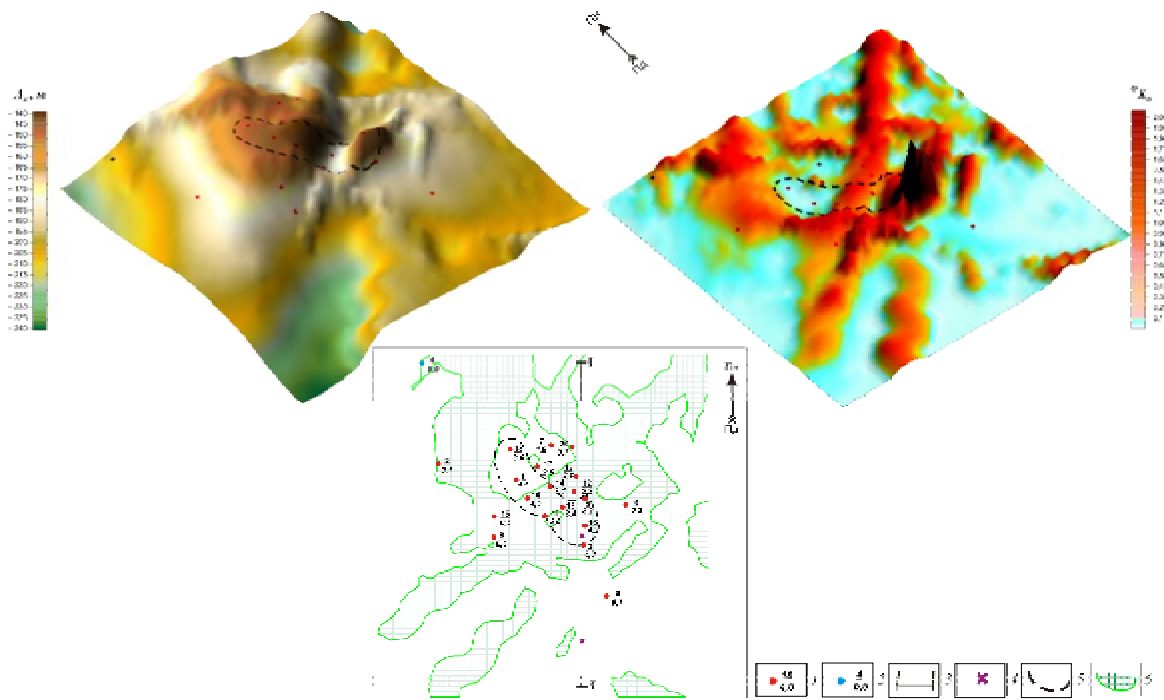


Рис. 5. Площа N. Товща xt-13/16. Картографічні моделі гіпсометрії покрівлі (A_i) і коефіцієнта тріщинуватості (${}^{\circ}K_{fr}$): 1 – свердловини продуктивні, за даними геофізичної інтерпретації діаграм ГДС (номер свердловини/питомий нафтогазонасичений об'єм); 2 – свердловина непродуктивна; 3 – профіль по лінії I–I; 4 – вузлові точки; 5 – контур максимальних питомих нафтогазонасичених об'ємів ($V = hmK_{fr}$, де h – ефективна нафтогазонасичена потужність, м; m – коефіцієнт відкритої пористості; K_{fr} – коефіцієнт нафтогазонасиченості); 6 – контур коефіцієнта тріщинуватості ${}^{\circ}K_{fr} \geq 0,1$

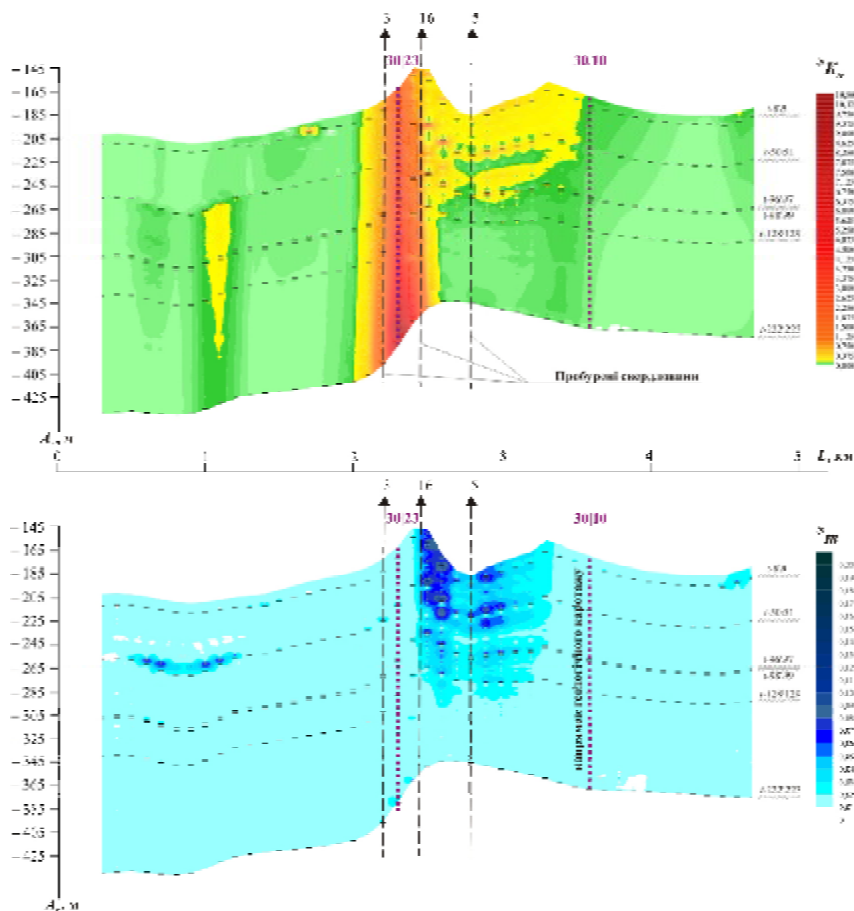


Рис. 6. Площа N. Товща xt-13/16. Масив значень коефіцієнтів тріщинуватості (${}^{\circ}K_{fr}$) і загальної пористості (${}^{\circ}m$). Профіль по лінії I–I

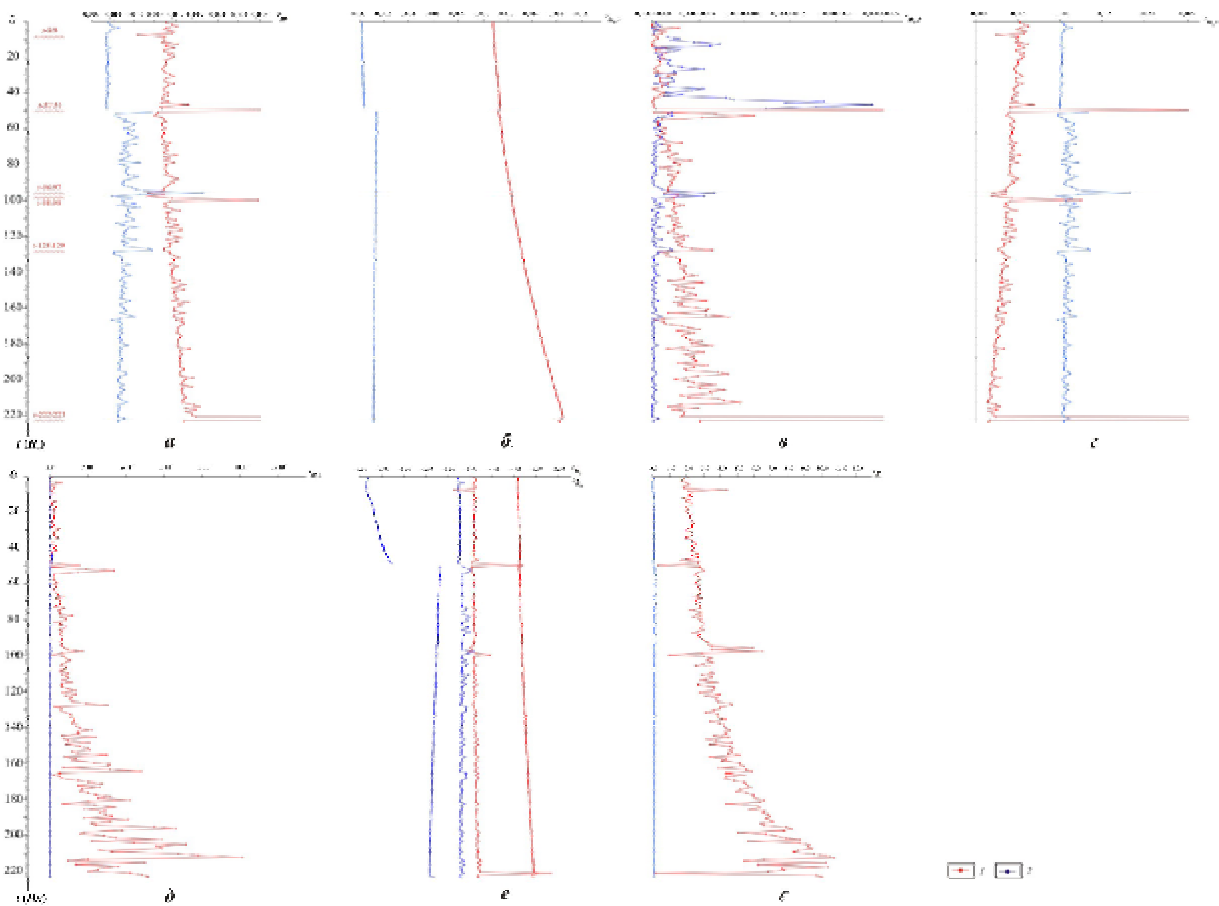


Рис. 7. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 30|23 (1) і 30|10 (2). Діаграми фільтраційно-ємнісних властивостей та тріщинуватості геологічного середовища за результатами вертикального геологічного каротажу

(вузлова точка 30|23) і мінімальних розривних деформацій (вузлова точка 30|10). У результаті їх зіставлення встановлено низку відмінностей (див. порівняльну таблицю).

Рис. 8, а демонструє не лише наявність однакової, незалежно від глибини, фізико-математичної поведінки окремих різновидів осадових утворень, а й прогресуюче зростання їх тріщинуватості в межах ділянки максимального розвитку розривних деформацій. В цих умовах навіть незначне зменшення об'єму міжзернової порожнистості, відповідно до принципу Ле Шательє–Брауна, коли “кожна дія, що виводить будь-яку систему із рівноваги, зумовлює в ній процеси, які спрямовані на послаблення її результату”, спричиняє значне зростання тріщинуватості. Тому осадові утворення з надвисоким ступенем ущільнення мінерального каркасу, в принципі, можуть одночасно набувати і властивостей надрозушльненого середовища. Таким чином, діалектичне поєднання взаємовиключних фізичних характеристик створює необхідні передумови для подальшого переходу речовини із твердого стану

Порівняльна таблиця

Параметр	Вузлова точка 30 23	Вузлова точка 30 10
Коефіцієнт ситуативної загальної пористості ($^p m$, рис. 7, а)	Збільшується з глибиною	Зменшується з глибиною
Коефіцієнт порожнистості ситуативно-відкритих тріщин ($^p m_v$, рис. 7, б)	Те саме	Те саме
Коефіцієнт порожнистості ситуативно-закритих тріщин ($^p m_z$, рис. 7, в)	”	”
Коефіцієнт міжзернової ситуативно-відкритої порожнистості ($^p m_z v$, рис. 7, г)	Значення < 0,01	Значення > 0,01
Коефіцієнт міжзернової ситуативно-закритої порожнистості ($^p m_z z$, рис. 7, д)	Збільшується з глибиною	Міжзернові ситуативно-закриті пори практично відсутні
Коефіцієнт активної проникності [8] ($^p k_a$, рис. 7, е)	> $^p k_m$ – коефіцієнт проникності [8]. Збільшується з глибиною	< $^p k_m$. Зменшується з глибиною
Коефіцієнт ситуативної тріщинуватості ($^p K_{tr}$, рис. 7, е)	Збільшується з глибиною. П-середовище відсутнє. Частина ПТ – 0,0145; ТП – 0,9632; Т – 0,0223	Зменшується з глибиною. Частина П – 0,2471; ПТ – 0,7529; ТП і Т відсутні
Статистично значущий взаємозв'язок між коефіцієнтами тріщинуватості ($^p K_{tr}$) та відкритої міжзернової порожнистості ($^p m_z v$, рис. 8, а, б)	Існує	Відсутній

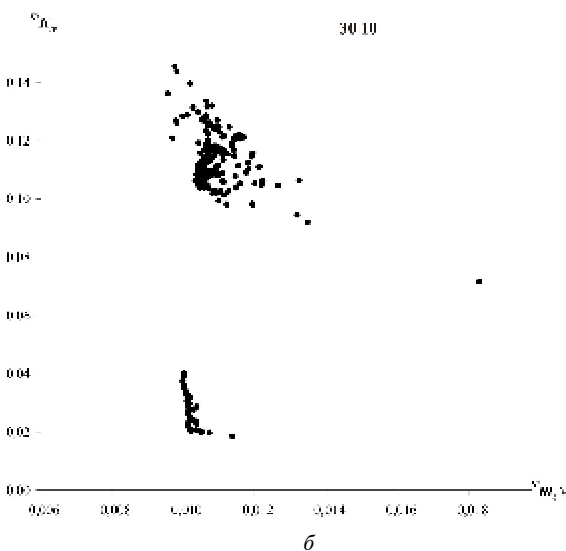
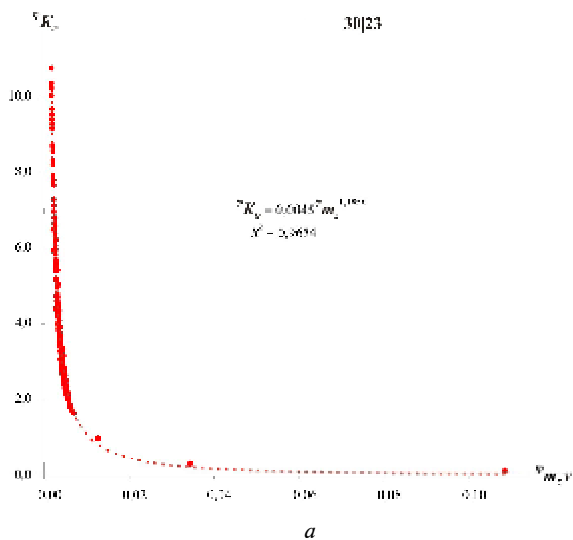


Рис. 8. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 30|23 та 30|10. Характер залежностей між коефіцієнтами тріщинуватості (pK_p) та міжзернової відкритої порожнистості (pm_z)

в аморфний, коли різнорідна консолидована речовина починає вести себе і як однорідна високов'язка рідина.

Тенденції, зафіксовані на рис. 9, а, б, свідчать про існування в межах ділянки максимального розвитку розривних деформацій точки псевдороздвоєння, з координатами у цьому конкретному випадку ${}^pm = 0,012$; ${}^pm_r = {}^pm_z = 0,006$, “перестрибнувши” яку, порово-тріщинувате середовище стає тріщинувато-пористим.

Отже, відтворення за допомогою математичних символів і числових знаків 5-вимірного континууму (X, Y, Z, t , показники тріщинуватості) дало змогу не тільки підвищити інформативність геологічної інтерпретації каротажних діаграм, а й отримати низку конкретних ознак, які можна використовувати як діагностичні для виявлення ділянок максимального розвитку розривних деформацій.

Підбиваючи підсумок вищевикладеному, зазначимо, що існування об'єктів з діаметрально про-

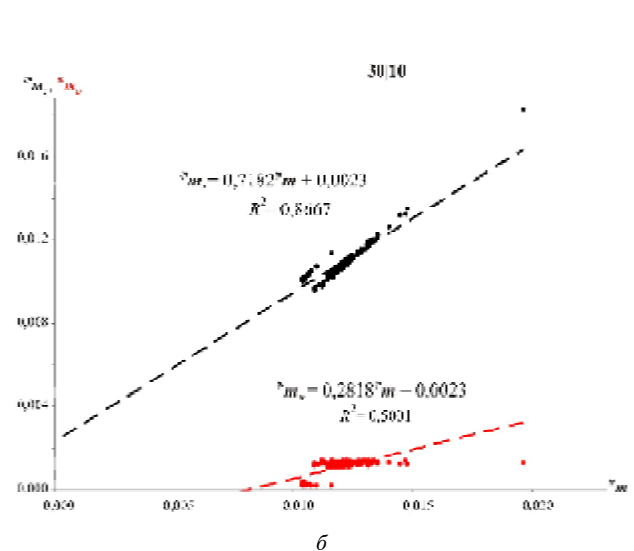
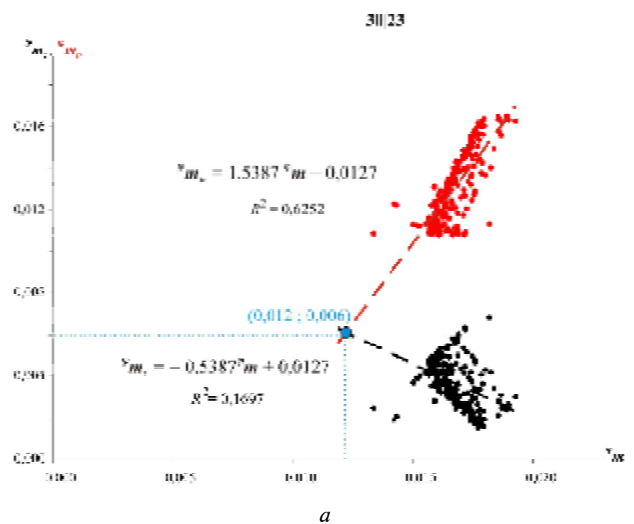


Рис. 9. Площа N. Товща xt-13/16. Вузлові точки 30|23 та 30|10. Характер залежностей між коефіцієнтами міжзернової порожнистості (pm), порожнистості тріщин (pm_r) і загальної пористості (pm)

тилежними тенденціями і суттєві відмінності між фільтраційно-ємнісними властивостями міжзернової та тріщинуватої порожнистості прямо вказують на можливість функціонування в межах водонафтогазоносної товщі xt-13/16 гідродинамічно двоякого середовища. Останнє потрібно враховувати при визначенні швидкості фільтрації та траєкторії руху висхідних і низхідних потоків природного розчину окремо, як по системі гідродинамічно сполучених пор, так і по системі гідродинамічно сполучених тріщин.

1. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Донгарян Л.Ш. и др. Современные представления о формировании скопленных углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры // Геология нефти и газа. – 2003. – № 1. – С. 2–8.
2. Маєвський Б.Й., Манюк М.І., Храбатинко І.В., Хомин В.Р. Вплив тектонічної тріщинуватості на характер нафтоносності та продуктивності свердловин на родовищах Прикарпаття // Теоретичні та при-

- кладні проблеми нафтогазової геології та промислової геофізики: Зб. наук. праць. – К., 2000. – С. 110–118.
3. *Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р.* Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 2–7.
 4. *Лопатин Н.В., Зубайраев С.Л.* Природные резервуары в кремнисто-глинистых нефтематеринских толщах как перспективный источник коммерческой нефтеносности // Нефть и газ. – 2006. – № 1. – С. 8–24.
 5. *Лимбергер Ю.* Расчеты и просчеты // Нефтегаз. вертикаль. – 2005. – № 3. – С. 8–15.
 6. *Омельченко В.Г., Трубенко О.М.* Оцінка розкритості тріщин при проведенні гідродинамічних досліджень. Наук.-техн. конф. “Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України”: Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – С. 80–84.
 7. *Толстой М.И., Гожик А.П.* “Динамическая” петрофизика и основные перспективы ее использования // Геофиз. журн. – 2007. – 29, № 3. – С. 15–24.
 8. *Хтема А.В., Хтема В.М.* Пізнавальні аспекти візуалізації фільтраційно-ємнісних властивостей водонафтогазоносних надр у міжреперному просторі // Геоінформатика. – 2009. – № 4. – С. 64–79.
 9. *Червоный В.Г.* Четыре пути получения новой геологической информации об одиночных объектах // Мінеральні ресурси України. – 2007. – № 4. – С. 30–34.
 10. *Огняник М.С., Лютий Г.Г.* Передумови фільтрації флюїдів через слабопроникні шари глинистих порід глибоких горизонтів Дніпровсько-Донецької западини // Зб. наук. праць. – К.: УкрДГРІ, 2005. – Вип. 2. – С. 161–172.
 11. *Хургин Я.И.* Проблемы неопределенности в задачах нефти и газа. – Москва; Ижевск: Ин-т компьютер. исследований, 2004. – 320 с.

Надійшла до редакції 23.04.2009 р.

А.В. Хтема

ВІЗУАЛІЗАЦІЯ ТРІЩИНУВАТОСТІ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОЛОГІЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ МАТЕРІАЛІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Розглянуто додаткові можливості отримання нових знань за геологічної інтерпретації каротажних діаграм. За допомогою інтегральних фізико-математичних моделей досліджено характер тріщинуватості водонафтогазоносною товщі.

Ключові слова: свердловина, геологічна інтерпретація, аномалія типу “поклад”, колектор, тріщинуватість, пористість, геопараметри, ізохронні інтервали, стратиграфічні неузгодження, нафтогазоносність.

А.В. Хтема

ВІЗУАЛІЗАЦІЯ ТРЕЩИНОВАТОСТІ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОЛОГІЧЕСКОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ МАТЕРІАЛІВ ГЕОФІЗИЧЕСКИХ ІССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Рассмотрены дополнительные возможности получения новых знаний при геологической интерпретации каротажных диаграмм. С помощью интегральных физико-математических моделей исследован характер трещиноватости водонефтегазоносной толщи.

Ключевые слова: скважина, геологическая интерпретация, аномалия типа “залежь”, колектор, трещиноватость, пористость, геопараметры, изохронный интервал, стратиграфические несогласия, нефтегазоносность.