

підтвердженням теорії так званої Non-double couple, тобто у вогнищі землетрусу існують подвійні пари сил, що представлені на рис. 2, а також доданок, який відповідає за компенсацію зміни об'єму за рахунок руху частинок у площині, перпендикулярній до напрямку дії сили стиску.

1. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: Теория и методы. — М., 1983. — Т. 1, 2. 2. Малицький Д.В. Аналітично-числові підходи до обчислення часової залежності компонент тензора сейсмічного моменту // Геоінформатика. — 2010. — Т. 1. — С. 79–86. 3. Молотков Л.А. Матричний метод в теорії розповсюдження волн в слоистых, упругих и жидких средах. — М., 1984. 4. Andersen L.M.

A relative moment tensor inversion technique applied to seismicity induced by mining: PhD thesis, University of Witwatersrand. — Johannesburg, 2001. 5. Dreger D., Tkalčić H., Johnston M. Dilational processes accompanying earthquakes in the long valley caldera // Science. — 2000. — 288 (5463). — P. 122-125. 6. Finck F., Kurz J.H., Grosse C.U., Reinhardt H.-W. Advancer in moment tensor inversion for civil engineering. Non-destructive testing in civil engineering. — 2003. 7. Fowler C.M.R. The Solid Earth — An Introduction to Global Geophysics. — New York, 1990. 8. Jost M.L., Hermann R.B. A students guide to and review of moment tensors // Seism. Res. Letters. — 1989. — Vol. 60. — P. 37-57. 9. Knopoff L., Randall M.J. The compensated linear vector dipole: a possible mechanism for deep earthquakes // Journal of geophysical research. — 1970. — Vol. 75, № 26. — P. 4957-4963.

Надійшла до редколегії 02.09.10

УДК 550.832+550.834

В. Курганський, д-р геол.-мінералог. наук,
В. Колісниченко, канд. геол.-мінералог. наук,
В. Маляр, асп.

ОЦІНКА ДОСТОВІРНОСТІ ПРОГНОЗНИХ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КОЛЕКТОРІВ КАРТАМИШСЬКОЇ СВИТИ ЗА ДАНИМИ ЗД СЕЙСМОРОЗВІДКИ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

Наведено загальні відомості про місце проведення робіт та матеріали, за якими зроблено прогноз. Описано методику обґрунтування та побудови моделей типу "кern-ГДС" на прикладі пористості. На основі даних буріння нових свердловин проаналізовано прогнозні карти ФЄВ на достовірність по 11 інтервалах.

The general information about the place of leadthrough of works and materials which a prognosis was done are considered. The method of establishment and ground of type "Core-well survey" models on the example of porosity is described. On the basis of new wells information the prognosis maps of lauter-capacity properties on authenticity for to 11 intervals are analysed.

Вступ. Ефективна розробка покладів вуглеводнів та подальший підрахунок запасів неможливі без уявлення про геологічну будову родовища та фільтраційно-ємнісні властивості порід. Останні десятиліття відзначаються бурхливим розвитком досліджень у галузі об'ємного геологічного моделювання, в цей період можливі сейсмічних методів суттєво збільшились завдяки застосуванню тривимірної сейсморозвідки та сучасних методів вертикального сейсмічного профілювання. Проте, застосування лише даних сейсморозвідки при розв'язанні задач побудови моделей прогнозних параметрів геологічного середовища може призвести до неоднозначних результатів.

Тому, з метою підвищення надійності та достовірності результатів нафтогазорозвідувальних робіт на сучасному етапі найбільш ефективною є методика та технологія комплексної багатофакторної інтерпретації матеріалів сейсморозвідки, геофізичних досліджень у свердловинах, лабораторного аналізу керну, результатів буріння та ін. Як показує світовий досвід, на основі сформованої комплексної фізико-геологічної моделі родовища можна за багатовимірними геолого-геофізичними характеристиками не тільки виявити контури покладу вуглеводнів у рамках площ вивчення, але за наявності даних промислової геофізики виконати з достатнім ступенем достовірності кількісну оцінку характеру зміни різних прогнозних параметрів, які визначають колекторські властивості порід, ступінь нафтогазонасиченості, та дати оцінку прогнозних ресурсів вуглеводнів (ВВ) у надрах [1].

Метою статті є встановлення достовірності побудованої за даними ЗД сейсморозвідки та промислової геофізики моделі фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, тобто визначити (наскільки це можливо за наявними даними) її відповідність реальним геологічним умовам залегання покладів вуглеводнів, у тонкошаруватих відкладах картамишської світи центральної частини ДДЗ. Це стало можливим завдяки інтенсивній розробці та надходженню нових матеріалів про Кобзівське газоконденсатне родовище (ГКР).

Об'єкт досліджень. У 2004–2006 рр на вже відкритому на той час газоконденсатному родовищі було проведено сейсморозвідувальні дослідження МСГТ (ЗД). Польові роботи проводилися силами ЗАТ "Укрнафтогазгеофізика". Завдання, які покладалися на сейсморозвідувальні дослідження, включали в себе не лише деталізацію геологічної будови Кобзівського ГКР та його оконтурення по відкладах нижньої пермі, а й параметричний аналіз хвильового поля з прогнозуванням зон розповсюдження колекторів і флюїдонасичення та подальшу побудову тривимірної моделі резервуарів флюїдонасичення.

Коротко про родовище: воно розташоване на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області, в тектонічному відношенні – у межах центрального грабену Дніпрово-Донецької западини. Власне структура є західним елементом Кобзівсько-Мечибилівського антиклінального валу, по осі якого умовно трасується границя між південною прибортовою зоною та центральним грабеном у східній частині ДДЗ. На родовищі пробурено понад 70 пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Кобзівське ГКР – багатопластове родовище у теригенних відкладах P_1^{nk} , P_1^{kt} - C_3^{kt} , що розташоване на валоподібному схилі між Октябрьським та Кегичівським підняттями з плямовим розповсюдженням колекторів у продуктивних горизонтах, де знаходяться літологічно-обмежені і літологічно-екрановані пастки.

Якість спостережених даних доволі висока, що дало змогу успішно провести обробку та інтерпретацію матеріалів (рис. 1).

В узагальненому вигляді прогноз проводився за такою схемою: 1) збирались геолого-геофізичні матеріали та формувались фізико-геологічної моделі об'єкту; 2) створювались еталонні вибірки свердловин; 3) розраховувались додаткові параметри фізичних полів за даними ЗД сейсморозвідки та кількісні характеристики порід картамишської світи на основі матеріалів промислової геофізики; 4) при узгодженні сейсмічного хвильового поля з даними ГДС використовувалась геоакустична модель середовища; 5) оцінювалась інфор-

мативність атрибутів хвильового поля (миттєві фази, амплітуди, частоти, їх середньозважені значення, параметр поглинання та ін.), ФЄВ і встановлювались кореляційні зв'язки між ними; б) на основі цих зв'язків був виконаний прогноз ФЄВ в 3D кубі та на 2D профілях, вирізаних з 3D кубу (рис. 2), та складені прогнозні карти параметрів ФЄВ: відносної глинистості, пористості, піщаності та лінійних запасів (рис. 3) з метою уточнення розподілу колекторів у продуктивних горизонтах [2]. Для здійснення цих прогнозів використовувались

дані за 22 свердловинами Кобзівського та 8 свердловинах Кегичівського родовищ [3]. Ппродуктивну товщу кубу 3D було розбито на інтервали по 28 м, що відповідають 14 мс сейсмічного запису. Товща горизонтів А-6-7-8 включала в себе 7 інтервалів по 28 м від поверхні IVг2, а товща Г-6-7 – 4 інтервали від поверхні P₁^{kt} mch. На основі побудованих сумарних карт характеристик ФЄВ по горизонтах А-6-7-8 (P₁kt) і Г-6 (C₃kt) були виділені зони аномальних параметрів як перспективні для постановки розвідувального буріння.

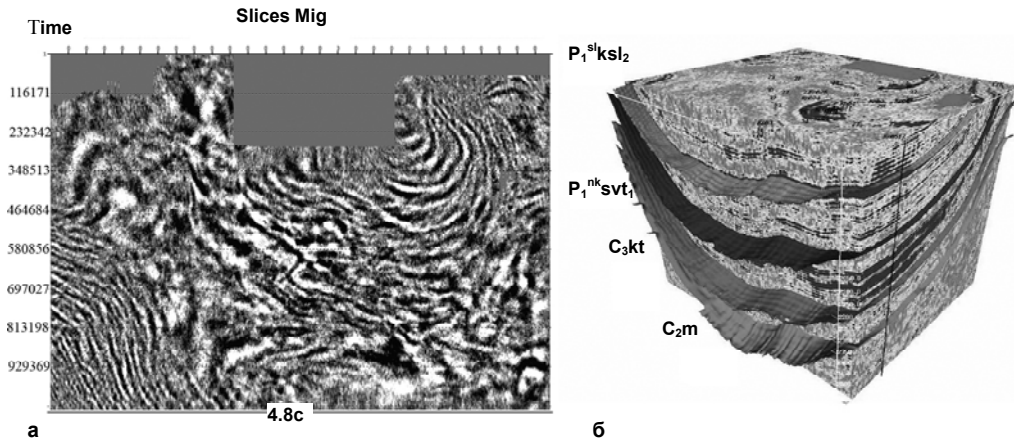


Рис. 1. Матеріали обробки та інтерпретації сейсмічних досліджень. а) горизонтальний розріз мігранованого кубу (час 4.8 секунди); б) структурна інтерпретація сейсмічного кубу

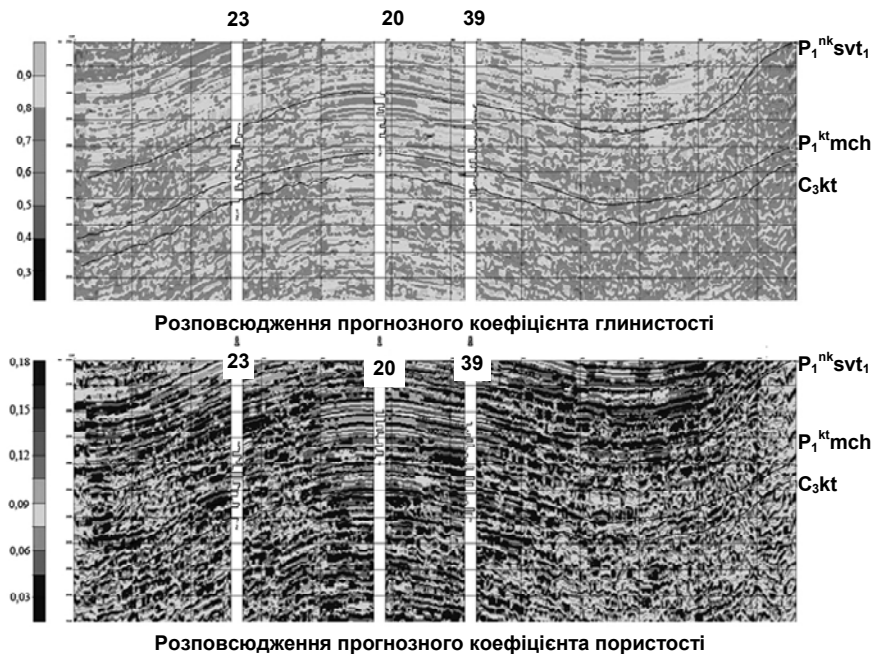


Рис. 2. Приклад розповсюдження по вертикальному розрізу ФЄВ порід картамишської світи, отриманих на основі комплексування даних 3D сейсморозвідки та промислової геофізики

Результати досліджень. Вивчення фізичних властивостей порід продуктивної товщі Кобзівського родовища за даними ядерного матеріалу та ГДС потребує підвищеної уваги. Це зумовлено особливостями генезису відкладів картамишської світи нижньої пермі (P₁kt) та верхів араукаритової світи верхнього карбону (C₃kt), полімінеральним складом колекторів, слабким відсортуванням та широким спектром літотипів порід (пісковики, пісковики поліміктові, алевроліти, брекчії, глини, доломіти, вапняки та ін.).

Оскільки петрофізичні зв'язки типу "кern-кern", "кern-ГДС" та граничні значення геолого-геофізичних параметрів, одержані на основі аналізу даних ГДС, лабораторних досліджень керну та результатів буріння, є

основною для прогнозування ФЄВ за допомогою 3D сейсморозвідки, наведемо приклад обґрунтування та побудови залежностей для визначення коефіцієнту пористості, проведений авторами.

Для розв'язання цієї задачі був здійснений детальний аналіз лабораторних визначень пористості K_{п.кern} з подальшою прив'язкою до діаграм ГДС. З метою побудови кореляційних залежностей між K_{п.кern} та геофізичними параметрами на базі цих таблиць була сформована відповідна вибірка, до якої включалися лише ті пласти, які мають впевнену геофізичну характеристику та для яких отримано достовірні значення K_{п.кern}.

Розраховано такі кореляційні рівняння оцінки пористості:

$$K_n = 0,120 \cdot \Delta T - 5,317 \cdot \Delta l \gamma + 0,89 \cdot \Delta l n \gamma - 16,861, \quad r = 0,925; n = 67 \quad (1)$$

$$K_n = 0,118 \cdot \Delta T - 5,725 \cdot \Delta l \gamma - 15,784, \quad r = 0,924; n = 67 \quad (2)$$

Враховуючи важливість надійної оцінки коефіцієнтів пористості за даними ГДС, нами застосовано такий підхід

до побудови моделі "кern – ГДС" [4]. Вихідна таблиця на час побудови рівняння 1 складалась із вибірки, яка налічувала 67 надійних пластів. Із застосуванням датчика випадкових чисел ця вибірка була розподілена на дві підвибірки, за якими було отримано два відповідні рівняння:

$$K_n = 0,127 \cdot \Delta T - 5,392 \cdot \Delta l \gamma + 0,341 \cdot \Delta l n \gamma - 17,800, \quad (3)$$

$$K_n = 0,115 \cdot \Delta T - 5,164 \cdot \Delta l \gamma + 1,929 \cdot \Delta l n \gamma - 16,348, \quad (4)$$

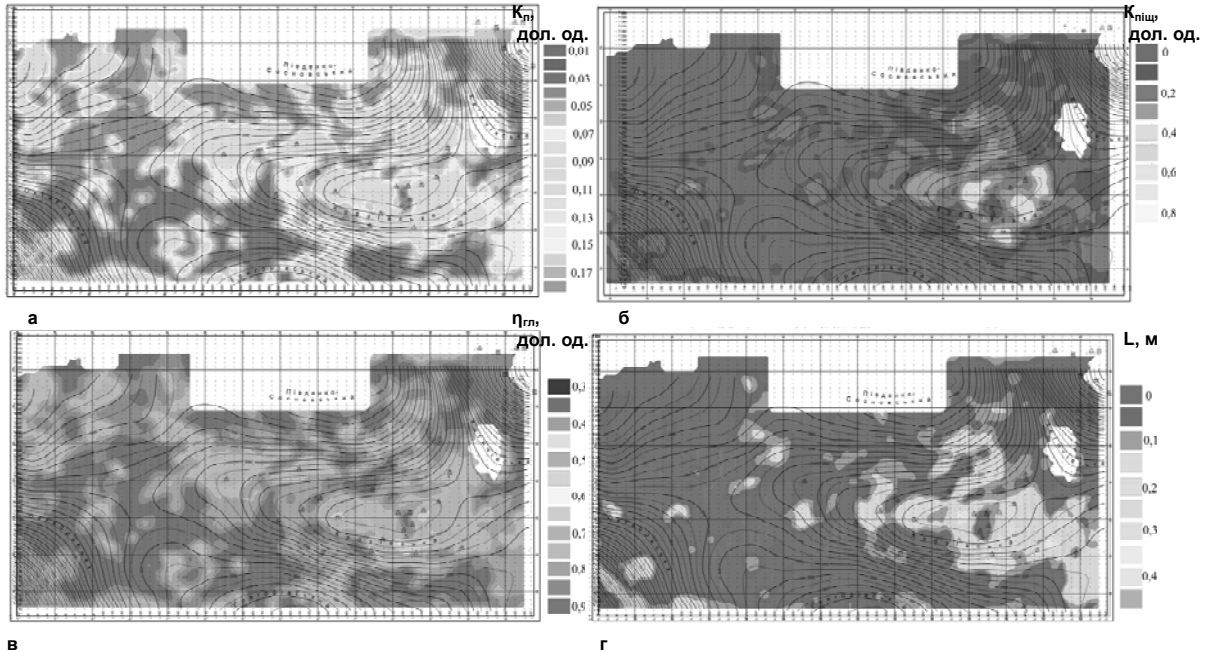


Рис. 3. Карти прогнозних параметрів ФЄВ у інтервалі 1 а) пористості; б) піщаності; в) відносної глинистості; г) лінійних запасів

Надалі було виконано прогнозні розрахунки коефіцієнта пористості для тих частин вибірки, які не брали участі при побудові рівнянь (3) та (4). Тобто, вихідна вибірка для отримання рівняння (3) у той самий час є контрольною для перевірки рівняння (4) і навпаки. На рис. (4) показано, що якість прогнозних рівнянь досить пристойна, похибка оцінок пористості знаходиться в межах допуску (<20 %). Виконані за нижченаведеною методикою розрахунки відносних середньоквадратичних похибок коефіцієнтів пористості за контрольними вибірками дорівнюють 6,0-7,0 %. За такою схемою було виконано десятиразове моделювання, шляхом усереднення коефіцієнтів при ΔT , $\Delta l \gamma$ та ін. отримано рівняння, яке з високою точністю співпало з рівняннями (1), що підтверджує надійність вихідної вибірки.

Для розв'язання питання, яке з вищенаведених формул (1 чи 2) є найбільш точним, ми використовували методику, що базується на методах теорії похибок [4, 6]. Суть методики зводиться до встановлення наявності систематичних похибок (Δ) та оцінок середньоквадратичних похибок – загальної ($\sigma_{заг.}$) та випадкової ($\sigma_{вип.}$), у даному випадку коефіцієнта пористості за даними ГДС у порівнянні з пористістю, визначеною за даними лабораторних досліджень керну.

Прийнято, що величину систематичної похибки можна вважати несуттєвою, якщо $|\sum d_i| \leq 0,25 \sum |d_i|$ (де d – різниця між вимірюною та розрахованою величинами), тоді $\sigma_{заг.} \approx \sigma_{вип.}$. Оцінка середньоквадратичної похибки параметрів, що вивчаються, проводиться, як для випадку двійних рівноточних вимірювань:

$$\sigma_{заг.} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n d_i^2}{2(n-1)}}, \quad (5)$$

$$\sigma_{вип.} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (d_i - \Delta)^2}{2(n-1)}} \quad (6)$$

Відносна середньоквадратична похибка розраховується як:

$$\delta_{K_n} = \frac{\sigma_{заг.}}{\left(\sum_{i=1}^n K_{п.ГДС} + \sum_{i=1}^n K_{п.кern.} \right) / 2} \quad (7)$$

Аналіз похибок вказав на близькість отриманих результатів за формулами (1) і (2). Відносні середньоквадратичні похибки складають для формули (1): $\delta_{K_n(ф.1)} = 6,3 \%$, а для формули (2) – $\delta_{K_n(ф.2)} = 6,36 \%$ за відсутності значимої систематичної похибки оцінки K_n . Трішки ліпший результат δ_{K_n} було отримано, якщо розраховувати пористість як середнє значення, отримане за формулами (1) та (2). Отже як основне рівняння для оцінки пористості за даними ГДС нами рекомендовано середнє значення, отримане за формулами (1) та (2), для якого умова відсутності систематичної похибки виконується, а відносна середньоквадратична похибка є найменшою – 6,3 %, що суттєво менше граничного рівня випадкової похибки окремого підрахункового параметра, який у роботі [7] Я. Басінім та іншими авторами визначено в 20 %, при цьому 20 % – більш жорсткий критерій, який застосовується за наявності систематичної похибки параметра в 5 %.

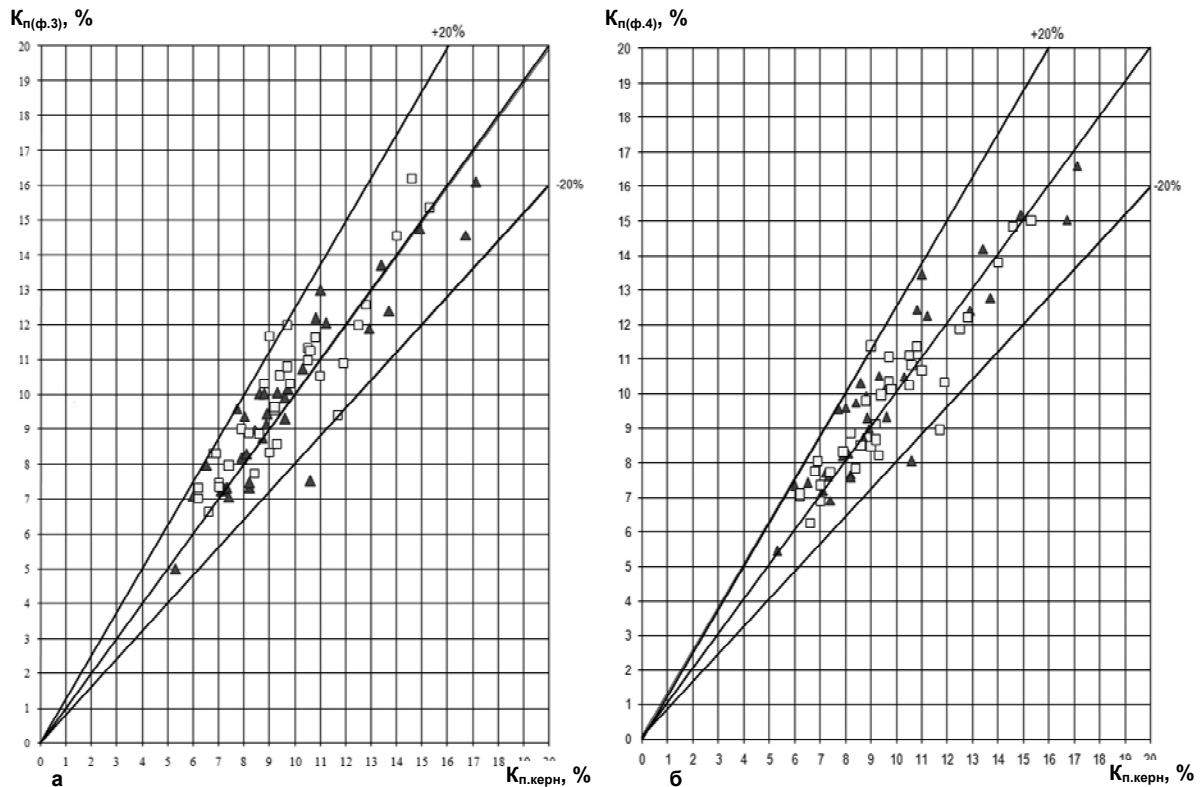


Рис. 4. Співставлення $K_{п.кern}$ та $K_{п.ГДС}$, обчисленого за формулою (3) – а ($K_{п(ф.3)}$) та (4) – б ($K_{п(ф.4)}$).
 ▲ – дані першої випадкової половини вибірки, ■ – дані другої випадкової половини вибірки

Загалом, умови для проведення моделювання ФЄВ колекторів на Кобзівській площі доволі складні. Наприклад, як видно з рис. 4, діапазон розподілу пористості вузький, за результатами лабораторних досліджень керну коливається від 6 до 17 %, а для продуктивної частини розрізу ще менший, оскільки граничне значення визначене для колекторів $K_{п.гр}=8,8$ %. Хоча ефективна товщина пропластків коливається від 1,2 до 14,2 м, переважна їх більшість не перевищує 4 м, а самі продуктивні пачки є досить неоднорідними, для її оцінки ми використали коефіцієнт, запропонований О.В. Ахіяровим, що розраховувався за формулою (8):

$$KH = K_{H_n} \cdot K_{H_p} = \frac{K_{п.мин} \cdot H_k}{K_{п.мах} \cdot H_0 \cdot N_k}, \quad (8)$$

де K_{H_n} – коефіцієнт неоднорідності за пористістю; $K_{H_n} = K_{п.мин} / K_{п.мах}$, значення $K_{п.мин}$ і $K_{п.мах}$ відповідають мінімальним та максимальним величинам пористості пластів, що вивчаються, у межах пачки.

Коефіцієнт неоднорідності за розчленуванням розрізу:
 $K_{H_p} = H_k / H_0 \cdot N_k$

де H_k – загальна товщина колекторів пачки; H_0 – загальна товщина пачки; N_k – кількість колекторів у пачці.

Для проведення аналізу досліджувану товщу було розбито на 4 пачки, відповідно до продуктивних горизонтів А6, А7, А8 та Г6. Найменше значення коефіцієнта виявилось по розрізу свердловини № 58, для горизонту Г6 $KH=0,008894$, а найкраще значення св. № 20 (А8) $KH=0,22903$. За середніми показниками найбільш неоднорідною є пачка Г6 $KH_{cp}=0,02686$, а найменш – А8, для якої значення $KH_{cp}=0,05858$. Відповідно для пачок А6 та А7 $KH_{cp}=0,02957$ та $KH_{cp}=0,04475$.

Таким чином, отримані результати свідчать про дуже складну будову досліджуваних об'єктів картамишської світи Кобзівського ГПР.

На сьогоднішній день є актуальним питання, які прогнозні параметри є найбільш достовірними та інформативними. Дані за 46 свердловинами, котрі пробурені після проведеного прогнозу, дали змогу провести аналіз побудованих на основі 3D сейсмозвідки та промислової геофізики прогнозних карт колекторських параметрів.

Для оцінки достовірності з карт були зняті значення в місцях розкриття горизонту кожною новою свердловиною. На основі встановлених за даними ГДС та лабораторного дослідження керну моделях, типу "кern-кern" та "кern-ГДС", для кожного прогнозного параметра з 11 інтервалів були розраховані значення відповідних параметрів, які і були прийняті за "істину", як більш достовірні та основані на матеріалах буріння. Велика кількість пробурених свердловин дала змогу оцінити достовірність (ω , %) методом співставлення прогнозованих і розрахованих параметрів між собою, при цьому враховувалася кількість свердловин, які підтвердили прогноз (незважаючи на незначні похибки) по відношенню до загального їх числа.

Аналіз проводився для двох вибірок, перша (в. 1) містила дані за всіма 46 свердловинами, до другої (в. 2) включались лише ті, що розкрили продуктивну частину (колектор) у досліджуваному інтервалі. Отже, для пористості достовірність 11 прогнозних карт $\omega_{п(в.1)}$ змінюється від 52 % до 83 %, для вибірки 2 $\omega_{п(в.2)}$ – від 30 % до 80 % (рис. 5), середнє значення для всієї досліджуваної товщі становить $\omega_{п(в.1)cp}=68$ %, $\omega_{п(в.2)cp}=61$ % (рис. 6). Карти піщаності: $\omega_{пщ(в.1)}$ змінювалась від 41 % до 80 %, вибірка 2 $\omega_{пщ(в.2)}$ – від 20 % до 76 %, середні значення $\omega_{пщ(в.1)cp}=64$ %, $\omega_{пщ(в.2)cp}=55$ %. Відносна глинистість: $\omega_{л(в.1)}$ від 48 % до 76 %, вибірка 2 $\omega_{л(в.2)}$ – від 14 % до 62 %, середні значення $\omega_{л(в.1)cp}=68$ %, $\omega_{л(в.2)cp}=44$ %. Лінійні запаси: $\omega_{L(в.1)}$ від 37 % до 80 %, для вибірки 2 $\omega_{L(в.2)}$ – від 17 % до 77 %, середні значення $\omega_{L(в.1)cp}=61$ %, $\omega_{L(в.2)cp}=39$ %.

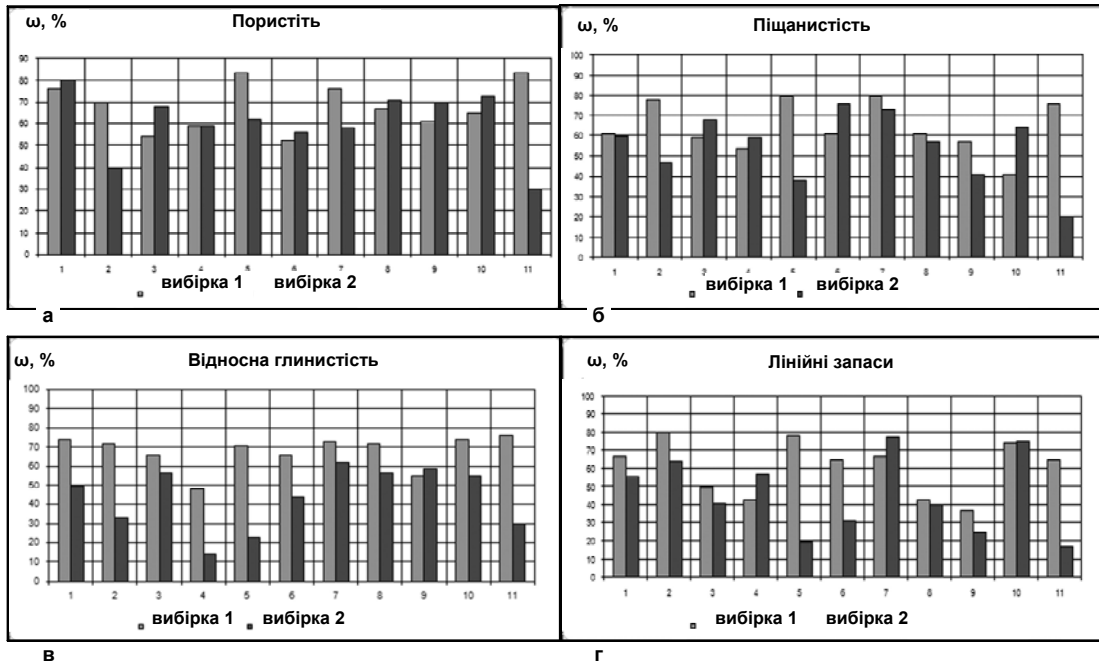


Рис. 5. Гістограми достовірності прогнозних карт за 11 інтервалами для: а) пористості; б) піщаності; в) відносної глинистісті; г) лінійних запасів

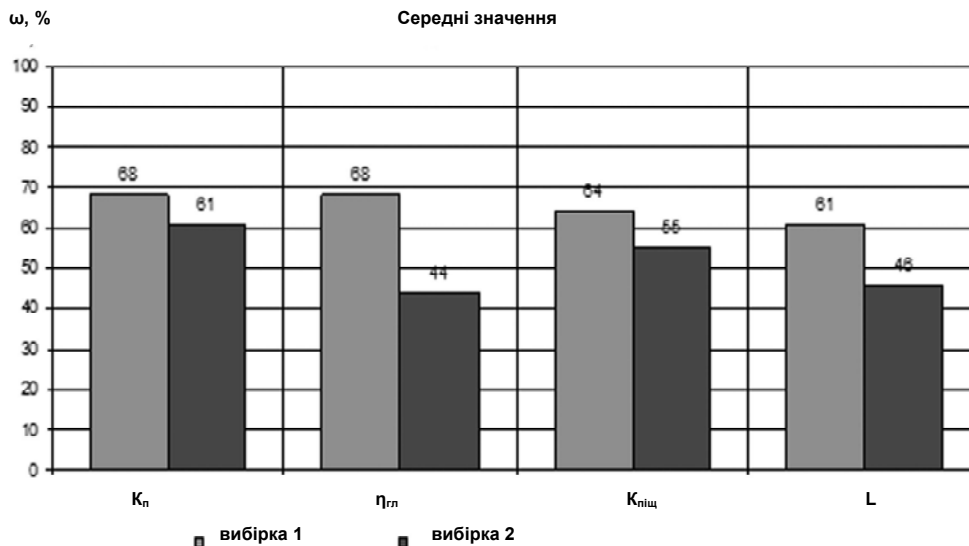


Рис. 6. Гістограма середніх значень достовірності прогнозних параметрів

Очевидно, що спочатку увагу слід звернути на результати, отримані для першої вибірки (де беруть участь всі пробурені після прогнозу свердловини), оскільки вона більш повна і краще відображає загальну картину, в той час, як вибірка 2 є допоміжною і кількість свердловин в ній коливається від 7 до 28 для різних прогнозних інтервалів. Найбільш ефективними виявилися прогнозні карти пористості, середнє значення достовірності яких дорівнює 68 %. На другому місці відносна глинистість, хоча $\omega_{\eta(v,1)cp}$ для неї теж дорівнює 68 %. Точність прогнозу в продуктивній частині значно менша ($\omega_{\eta(v,2)cp}=44\%$), ніж для пористості ($\omega_{\eta(v,2)cp}=61\%$). Наступними за точністю виявилися карти піщаності, зі значеннями $\omega_{під(v,1)cp}=64\%$ і наостанок для лінійних запасів $\omega_{L(v,1)cp}=61\%$.

Висновки. Отже, побудовані на основі комплексування даних промислової геофізики та 3D сейсморозвідки прогнозні карти ФЄВ колекторів картамишських відкладів Кобзівського родовища виявились достатньо надійними. Переважна більшість свердловин, при проектуванні яких використовувались ці карти, розкрили поклади газу. Хоча точність прогнозу пористості виявилась більш достовір-

ною, важливість інших прогнозних параметрів не викликає сумнівів, наприклад, відносна глинистість більш повно характеризує колектор ніж пористість, а лінійні запаси цікаві при розробці та подальшому підрахунку запасів родовища. Питання, які з розглянутих та інших колекторських параметрів більш інформативні, доволі актуальне та заслуговує окремої теми.

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М., 2008. 2. Золотаренко В.В., Гаращенко В.П. Звіт про проведення сейсморозвідувальних досліджень МСГТ (3D) на Кобзівському родовищі. – К., 2006. 3. Колісниченко В.Г., Яреценко С.П., Прилико І.П. Параметрическое обеспечение сейсморозведки по данным ГИС и бурения с целью оптимизации разведки и разработки месторождений углеводородов (на примере изучения картамишских отложений Кобзевского газоконденсатного месторождения). – Тверь, 2008. – С. 20-29. 4. Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа. – К., 1999. 5. Кемниц Ю.В. Математическая обработка зависимых результатов измерений. – М., 1970. 6. Чадаев П.А., Большаков В.Д. Теория математической обработки геофизических измерений. – М., 1969. 7. Басин Я.Н., Новгородов В.А., Петерсилье В.И. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. – М., 1987.