

тивними структурами, загалом, мають нижчі усереднені амплітуди сигналів АЕ, що особливо проявляється у дрібнозернистих зразках. Іншою характерною особливістю зразків із директивними текстурами (порід, що сформовані в нерівноважних полях деформацій) є переважання спектрів АЕ із різко неоднорідними, розтягнутими кривими з декількома цугами сигналів.

В умовах незворотних деформацій вплив флюїдонасичення проявляється у формі диференціально-пружних ефектів, які обумовлюються як кристалічною будовою, так і типом міжфазового зв'язку, температурою, тиском та іншими параметрами. В усередненому наближенні АЕ сигнал передає зростання швидкості V_{II} .

Іншим формоутворювальним фактором спектру АЕ став механізм емітування пружних хвиль від утворення тріщин в період становлення пружної рівноваги. На відміну від магматичних порід [4] для пісковиків більш характерним є наявність дворівневої ієрархії тріщин.

Висновки. З огляду на велику інформаційну насиченість методу АЕ, що показано на прикладі генезису пісковиків, є доцільним і виправданим використання цього методу для здійснення неруйнівного контролю структури зцементованих осадових дрібнозернистих пісковиків із гранулярною пористістю з точки зору розвитку теорії деформації геологічного середовища, утворення і розповсюдження тріщин, відновлення полів механічних напружень (стиск-розтяг) тощо. До очевидних переваг геологічного застосування методу АЕ можна віднести наступне: встановлення інтегральних змін напружено-деформаційного стану, які відображаються через структурно-текстурні особливості зразків порід, їх флюїдонасиченість, ієрархічну структуру тріщиноутворення та ін.; а також виразну кореляцію амплітуд АЕ з рівнями тектонофацій.

1. Абрахимов М.З. Роль физико-химических процессов в развитии межзерновой деструкции в силикатных горных породах: Автореф. дис. к.геол.-мин. наук. – М., 1988. 2. Александров К.С., Продайвода Г.Т. Анизотропия упругих свойств минералов и горных пород. – Н., 2000. 3. Астафьев С.В., Шилько Е.В., Ружин В.В., Псахье С.Г. Исследование влияния напряженного состояния на отклик границ раздела блоков в геологических средах при динамических воздействиях // Геология и

геофизика. – 2008. – Т. 49, № 1. – С. 67–77. 4. Безродний Д.А., Шабатура О.В., Ляшенко О.В., Велещук В.П. та ін. Акустична емісія в гетерозернистих плагіогранітах при неоднорідному термічному впливі // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2007. – Вип. 41. – С. 37–39. 5. Беспалько А.А., Гольд Р.М., Яворович Л.В., Дацко Д.И. Влияние текстурных особенностей образцов алевролита на параметры электромагнитного сигнала при акустическом возбуждении // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2002. №2. – С.27–31. 6. Беспалько А.А., Хорсов Н.Н. Аппаратурный комплекс для исследования напряженно-деформированного состояния горных пород в шахтах // Геодинамика и напряженное состояние недр Земли: Труды Международной конференции. – Новосибирск. 2004. – С. 210–213. 7. Вижева С.А. Геофизичний моніторинг небезпечних геологічних процесів. – К., 2004. 8. Ипатенко С.П., Ипатенко А.С. Новое о физике Земли (Начала геонии). – К., 2002. 9. Качарян Г.Т., Сливак А.А. Динамика деформирования блочных массивов горных пород. – М., 2003. 10. Кузнецов О.Л., Симкин О.Л., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. М.: Мир, 2001. – 260 с. 11. Лукієнко О.І. Структурна геологія. – К., 2008. 12. Маслов Б.П., Продайвода Г.Т., Вижева С.А. Новый метод математического моделирования процессов разрушения в литосфере // Геоинформатика. 2006, №3, с.53–61. 13. Павлишин В.І., Матковский О.І., Довгий С.О. Генезис минералов. – К., 2003. 14. Продайвода Г.Т., Вижева С.А., Куликов О.А. Пружні постійні і анізотропія об'ємних пружних хвиль пісковиків // Вісник КУ Вісник. 1995. №13. с.38–54. 15. Продайвода Г.Т., Маслов Б.П., Вижева С.А. Акустопругіе ефекти в мікротрещиноватой геологической среде // Геофизический журнал, 2001, т. 23, № 5, с. 92–100. 16. Савич А.И., Коптев В.И. Изучения напряженного состояния пород сейсмоакустическими методами // Физика Земли, 1991, № 9, с. 60 – 72. 17. Садовский М.А., Болховитинов Л.Г., Писаренко В.Ф. Деформирование геофизической среды и сейсмический процесс. Наука, М., 1987, 100 с. 18. Соболев Г.А., Пономарев А.В. Физика землетрясений и предвестники. М.: Наука. 2003. 270 с. 19. Толстой М.І., Гасанов Ю.Л., Костенко Н.В., Гожик А.П., Шабатура О.В. Петрогеохімія і петрофізика гранітоїдів Українського щита та деякі аспекти їх практичного використання : Довідник-навч. посібник. – К., 2003. 20. Томилин Н.Г., Дамаскинская Е.Е., Павлов П.И. Статистическая кинетика разрушения горных пород и прогноз сейсмических явлений // Физика твердого тела, 2005, Том 47, Вып. 5. С.955–959. 21. Томилин Н.Г., Куксенко В.С. Иерархическая модель разрушения горных пород. Науки о Земле: Физика и механика геоматериалов, Вузовская книга, М., 2002, с.116. 22. Хисматуллин Р.К. Динамика напряженно-деформированного состояния горной породы при разных типах насыщенности // Нефтегазовое дело, 2006. С. 1–14. 23. Шкуратник В.Л., Вознесенский А.С., Набатов В.В., Вильямов С.В. Об идентификации генотипов горных пород по их акустомиссионному отклику на термическое воздействие // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. №5, Ч.1, 2009, С.225–233. 24. Bogomolov L.M., il'ichev P.V., Novikov V.A. et al. AE response of rocks to electric power action as seismic-electric effect manifestation // Annals of Geophysics. 2004. V.47. N.1. P. 65–72.

Надійшла до редколегії 28.05.09

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

ГЛИНИСТІСТЬ ПОРІД КАРТАМИШСЬКОЇ СВІТИ КОБЗІВСЬКОГО ГКР ТА ЇЇ ВПЛИВ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ

(Рекомендовано членом редакційної колегії 0-ром геол.-наук, проф. О.М. Карпенком)

На основі лабораторних досліджень керна та геофізичних досліджень свердловин вивчається вплив глинистості на фільтраційно-ємнісні та промислові властивості порід картамишської світи Кобзівського ГКР. Описані моделі типу "Керн-ГДС" для встановлення значення глинистості досліджуваних відкладів за методом ГГ. Зроблені відповідні висновки щодо кореляційних зв'язків між ємнісними властивостями та параметрами глинистості порід-колекторів картамишської світи Кобзівського родовища.

On the basis of laboratory investigation the core and well logging influence of clayiness is probed on lauter-capacity properties of rocks kartamishs sedimentary complex Kobzivske deposit. The models of type "Core-Log" for establishment of value clayiness after the method Gamma Ray the investigation deposits are described. The proper conclusions to correlation connections between capacity properties and parameters of clayiness reservoirs rocks kartamishs sedimentary complex of Kobzivske deposit are done.

Вступ. Ефективна розробка покладів вуглеводнів і подальший підрахунок запасів неможливі без уявлення про геологічну будову родовища та фільтраційно-ємнісні властивості порід (ФЕВ). Останні десятиліття відзначаються бурхливим розвитком досліджень в області об'ємного геологічного моделювання. В цей період суттєво збільшились можливості сейсмічних методів завдяки застосуванню тривимірної сейсморозвідки та сучасних методів вертикального сейсмічного профілювання. Проте, застосування лише даних сейсморозвідки

при вирішенні 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 багатотакторної інтерпретації матеріалів сейсморозвідки, геофізичних досліджень в свердловинах, лабораторного аналізу керна, результатів буріння та ін. Як показує світовий досвід, на основі сформованої комплексної фізи-

ко-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) в надрах [1].

Отже, фільтраційно-ємнісні властивості порід, отримані на основі обробки та інтерпретації даних промислової геофізики є основою для подальшого прогнозування колекторських властивостей за даними 3D сейсморозвідки, створення геологічної, динамічної моделі родовища та підрахунку запасів вуглеводнів.

В основу рішення задач класифікації, пов'язаних з виділенням колектора та встановлення його нафтогазонасиченості за даними ГДС, покладена геофізична характеристика пласта та її зв'язок з петрофізичними властивостями, тобто визначення зв'язків між зареєстрованими каротажними даними та колекторськими властивостями порід (пористість, глинистість, проникність та ін.), визначеними за результатами лабораторних досліджень керну. Комплексна кількісна інтерпретація даних промислової геофізики, включаючи дані випробування, дає змогу встановити граничні значення (кількісні критерії) колекторських властивостей (коефіцієнтів пористості $K_{п.гр.}$, проникності $K_{п.гр.}$, об'ємної глинистості $K_{гн.гр.}$, відносної глинистості $\eta_{гн.гр.}$, нафто-газонасиченості $K_{н.гр.}$) або відповідних геофізичних параметрів (інтервального часу $\Delta t_{гр.}$, подвійного різницевого параметру по гама-каротажу $\Gamma K \Delta I_{\gamma.гр.}$ та нейтронному гама-каротажу $\text{НГК} \Delta I_{пн.гр.}$, відносній амплітуді потенціалів самочинної поляризації $\text{ПС} \alpha_{пс.гр.}$, питомого опору пласта $\rho_{п.гр.}$) для досліджуваних порід [8].

Саме така необхідність, кондиційне визначення петрофізичних зв'язків, кількісних критеріїв і ФЄВ за свердловинними даними, є актуальною та необхідною задачею для тонкошаруватих порід-колекторів картамишської світи Кобзівського газоконденсатного родовища (ГКР).

Об'єкт досліджень. Родовище розташоване на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області. В тектонічному відношенні знаходиться в межах центрального грабену Дніпрово-Донецької западини. Власне структура є західним елементом Кобзівсько-Мечебилівського антиклінального валу, по осі якого умовно трасується границя між південною прибортовою зоною та центральним грабеном у східній частині ДДЗ. На родовищі пробурені понад 70 пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин. Кобзівське ГКР – багатопластове родовище в теригенних відкладах $P_{1пк}$, $P_{1кт-C_3кт}$, що розташоване на валоподібному схилі між Октябрьським і Кегичівським підняттями з плямовим розповсюдженням колекторів у продуктивних горизонтах, де знаходяться літологічно-обмежені та літологічно-екрановані пастки. Продуктивна товща представлена теригенними піщано-глинистими утвореннями, колекторами є пісковики та алевроліти різної пористості та глинистості.

Мета статті. Фільтраційно-ємнісні, електричні властивості, пружні параметри та багато інших фізичних та петрофізичних властивостей порід, що вивчаються геофізичними методами досліджень, залежать не лише від пористості та мінералогічного складу скелету породи, а й значною мірою від вмісту глинистих мінералів, їх складу, властивостей та розподілу в поровому просторі. За відсутності, або незначному вмісті в колекторі карбонатного, силікатного чи залізного цементу, що характерно відкладам картамишської світи Кобзівського ГКР, вміст гли-

нистого матеріалу являється одним із вирішальних факторів при розділенні порід на колектори та неколектори, а колектори на пласти з різними ФЄВ. Тому представлено робота присвячена саме дослідженню впливу глинистості на колекторські властивості порід картамишської світи Кобзівського ГКР, адже з зміною вмісту глини у поріді-колекторі закономірно змінюються відкрита пористість, проникність, флюїдонасиченість та ін. Глинистість являється одним із основних факторів, що визначають можливість породи бути промисловим колектором.

Теоретичні відомості. Для характеристики вмісту глинистого матеріалу в породи використовують параметри вагової $C_{гн.}$, об'ємної $K_{гн.}$ та відносно $\eta_{гн.}$ глинистості.

Вагова, або гранулометрична, глинистість $C_{гн.}$ теригенних порід характеризується вмістом у мінеральному скелеті породи часток із ефективним діаметром <10 мкм.

Коефіцієнт об'ємної глинистості $K_{гн.}$ характеризує відношення об'єму глинистого матеріалу до всього об'єму породи, включаючи об'єм пор. При рівній (близькій) мінералогічній щільності глинистої фракції та скелету $\delta_{ск} = \delta_{гн.}$, $K_{гн.}$ розраховують наступним чином:

$$K_{гн.} = C_{гн.} (1 - K_{п.}) \quad (3)$$

Відносна глинистість $\eta_{гн.}$ характеризує ступінь заповнення глинистим матеріалом простору між скелетними зернами:

$$\eta_{гн.} = \frac{K_{гн.}}{K_{гн.} + K_{п.}} \quad (4)$$

Отже, для ефективного врахування впливу глинистості порід-колекторів на значення ФЄВ, коректного визначення петрофізичних рівнянь і констант, що входять в ці рівняння, необхідні відомості про глинистість, яка зазвичай отримана при гранулометричному аналізі ($C_{гн.}$).

Результати досліджень. Визначення глинистості піщано-алевролітових колекторів картамишської світи проводилось у лабораторії УкрНДІГаз методом відмучування після диспергації зразків шляхом попереднього руйнування, замочування, механічної та термічної дії. Хоча дослідження виконані для 42 зразків піщаних і алевролітичних порід, що відібрані з різних свердловин, діапазон зміни вагової глинистості доволі вузький, $C_{гн.}$ змінюється від 5,5 до 18,4 %. Це зумовлює зменшення надійності побудованих петрофізичних зв'язків для глинистих порід, але є достатнім для діапазону порід-колекторів.

Насамперед, для визначення глинистості за даними ГДС нами було виконано співставлення $C_{гн.}$ та $K_{гн.}$ з подвійним різницевою параметром по кривій $\Gamma K - \Delta I_{\gamma}$ [3]. Рівняння регресії для пластів, які за даними лабораторних досліджень та ΓK відносяться до помірно глинистих має наступний вид:

$$C_{гн.} = 0,408 \cdot \Delta I_{\gamma} + 0,060; r = 0,87 \quad (5)$$

$$K_{гн.} = 0,300 \cdot \Delta I_{\gamma} + 0,060; r = 0,903. \quad (6)$$

Як видно з рівнянь (5) та (6), кращий зв'язок ΔI_{γ} відмічається з коефіцієнтом об'ємної глинистості, це зумовлено тим, що зареєстровані криві ΓK характеризують об'єм породи загалом (включаючи поровий простір). Тому, для практичного визначення глинистості порід-колекторів картамишських відкладів Кобзівського ГКР рекомендується рівняння (6), тоді як рівняння (5) нами використане при співставленні з теоретичними класичними співвідношеннями [6, 9] (рис. 1).

Зв'язок вагової глинистості $C_{гн.}$ з параметром ΔI_{γ} вивчався багатьма дослідниками. При побудові лінійної геоакустичної моделі (ЛГАМ) за свердловинним даним, у яку входить компонентний склад породи, для відкладів ДДЗ зазвичай використовують рівняння В.В. Ларіонова [6], яке описує дану залежність поліномом другого порядку (рис. 1). На рис. 1 нанесені значення $C_{гн.}$ дослі-

джуваних взірців керну після ув'язки з каротажними даними та відповідні їм значення ΔI_γ . Хоча поліном за Ларіоновим має перевагу в тому, що компонента глинистості змінюється від 0 до 1, тобто охоплює весь можливий діапазон зміни $C_{гн}$, з лабораторними дослідженнями краще корелюється рівняння (5) $r=0,87$, та використовувати його доцільно лише в діапазоні ΔI_γ від 0 до 0,4–0,45, що охоплює значення в породах-колекторах, але недостатньо для розрахунку компонентного складу по-

рід і побудови ЛГАМ. З цією ціллю доцільно використовувати рівняння за М.М. Еланським [9]:

$$\Delta I_\gamma = A_2 \sqrt{\frac{1}{A_1} (C_{гн} - C_{гн}^{\min})}, \quad (7)$$

при константах $A_1=0,7$, $A_2=1,5$ рівняння (7) має коефіцієнт кореляції з керновими даними $r=0,84$.

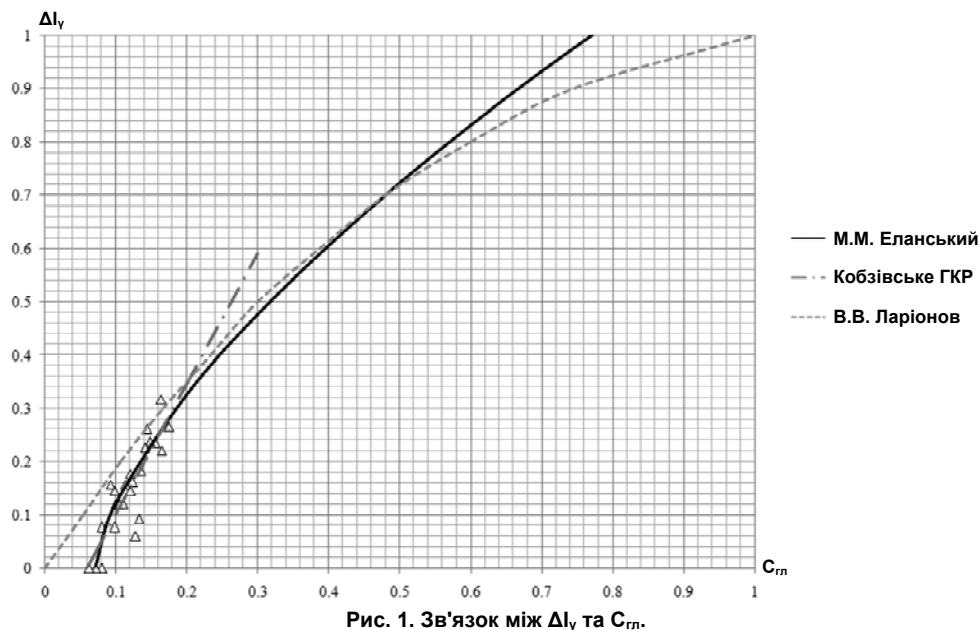


Рис. 1. Зв'язок між ΔI_γ та $C_{гн}$.

Дослідження зв'язку між пористістю та глинистістю. Пористість матриці М ($M = K_n + K_{гн}$) [4, 5], або так звана максимальна величина міжскелетного простору $K_{п.ск}$, характеризує співвідношення об'єму між зернами скелетної фракції до загального об'єму породи. При відсутності глинистого цементу пористість $K_n = K_{п.ск}$, в протилежному випадку $K_n = K_{п.ск} - K_{гн}$ [2]. Підставивши рівняння (3) отримаємо:

$$K_n = \frac{K_{п.ск} - C_{гн}}{1 - C_{гн}}. \quad (8)$$

З рівнянь (3) та (4) випливає:

$$K_n = \frac{C_{гн}(1 - \eta_{гн})}{C_{гн} + \eta_{гн} - \eta_{гн} \cdot C_{гн}}. \quad (9)$$

Залежність коефіцієнта пористості від вагової глинистості графічно представлена на рис. 2а, з шифром кривих $K_{п.ск} = \text{const}$ та $\eta_{гн} = \text{const}$, відповідно рівнянь (8) та (9), чорними трикутниками позначено кернові взірці з $K_{пр} < 0,27 (K_{пр.гр.})$. При цьому зв'язок $K_n = f(C_{гн})$ за керновими даними, без врахування $K_{п.ск}$ чи $\eta_{гн}$ доволі слабкий, $r=0,74$. Не набагато кращий коефіцієнт кореляції отриманий при співставленні K_n з $K_{гн}$, $r=0,78$. Кращий результат був отриманий для параметру вагової глинистості, при співставленні з пористістю $r=0,914$ (рис. 2б).

Одним із основних параметрів, що характеризує фільтраційні властивості породи є коефіцієнт проникності $K_{пр}$, який впливає з лінійного закону фільтрації Дарсі, та характеризує здатність гірських порід-колекторів пропускати через себе флюїд при наявності градієнту тиску [4]. Відзначається тісний зв'язок при співставленні $K_{пр}$ із коефіцієнтом залишкового водонасичення $K_{зв}$, отримані на більш повній вибірці досліджених зразків ($n=98$, $r=0,956$). Нажаль, оцінити $K_{зв}$ для порід-колекторів картамишської світи Кобзівського ГКР за виконаним комплексом ГДС практично неможливо, зокре-

ма це пов'язано із відсутністю даних ЯМК. При співставленні $K_{пр}$ з $C_{гн}$, $K_{гн}$ та $\eta_{гн}$ за керновими даними отримані наступні коефіцієнти кореляції, відповідно: 0,8; 0,822; 0,895. Кращий зв'язок відносної глинистості з коефіцієнтом проникності можна пояснити виходячи з міркувань, описаних в статті О.М. Карпенка та Д.Д. Федоришина [5], в якій автори пов'язують пористість глинистої компоненти ($K_{п.гн}$), від якої залежить здатність цементу утримувати воду, саме з $\eta_{гн}$.

Труднощі при вивченні зв'язків ФЄВ порід картамишської світи Кобзівського ГКР з отриманими дебітами вносять той факт, що випробування свердловин у експлуатаційній колонії здебільшого проводилось завдяки спуску фільтру. Це зумовлено геологічними та економічними умовами. Не отримання промислового припливу газу на ранньому етапі пошуково-розвідувальних робіт на початку 70-х рр у св. 4 (перфорація об'єктів) і його отримання в перших свердловинах, пробурених на теперішньому етапі розвідки (початок тисячоліття) – св. 10, 20 (фільтр) з подібних за даними ГДС пластів, пояснюються саме відмінністю в способі розкриття об'єктів. Значна кількість порід-колекторів у інтервалі фільтру (яка по деяких свердловинах досягала 12–14) зумовила те, що однозначно виявити вклад окремого колектора (із власними ФЄВ) практично неможливо. Отже, вибірку по випробуванням свердловин довелося фільтрувати наступним чином: насамперед відбирались свердловини, в інтервал фільтру яких входить один продуктивний колектор за матеріалами інтерпретації ГДС, або такий пласт відмічався єдиним працюючим за ГДС контролем (крива термокаротажу ТК), такі пласти переважно припадають на основний газоносний горизонт родовища Гб² та відзначаються найкращими дебітами (ліва частина точок на рис. 3); вибірка доповнювалась свердловинами, в інтервал фільтру яких входять декілька продуктивних пластів за ГДС, а працю-

ючих пластів за ТК налічувалось від 2 до 4 з близькими ФСВ. Колекторські властивості для таких випадків брались середніми серед працюючих інтервалів, а значення

дебіту при випробуванні з діаметром штуцера 9, або найближчому до нього. Це могло спричинити підвищену дисперсію на правій частині точок рис. 3.

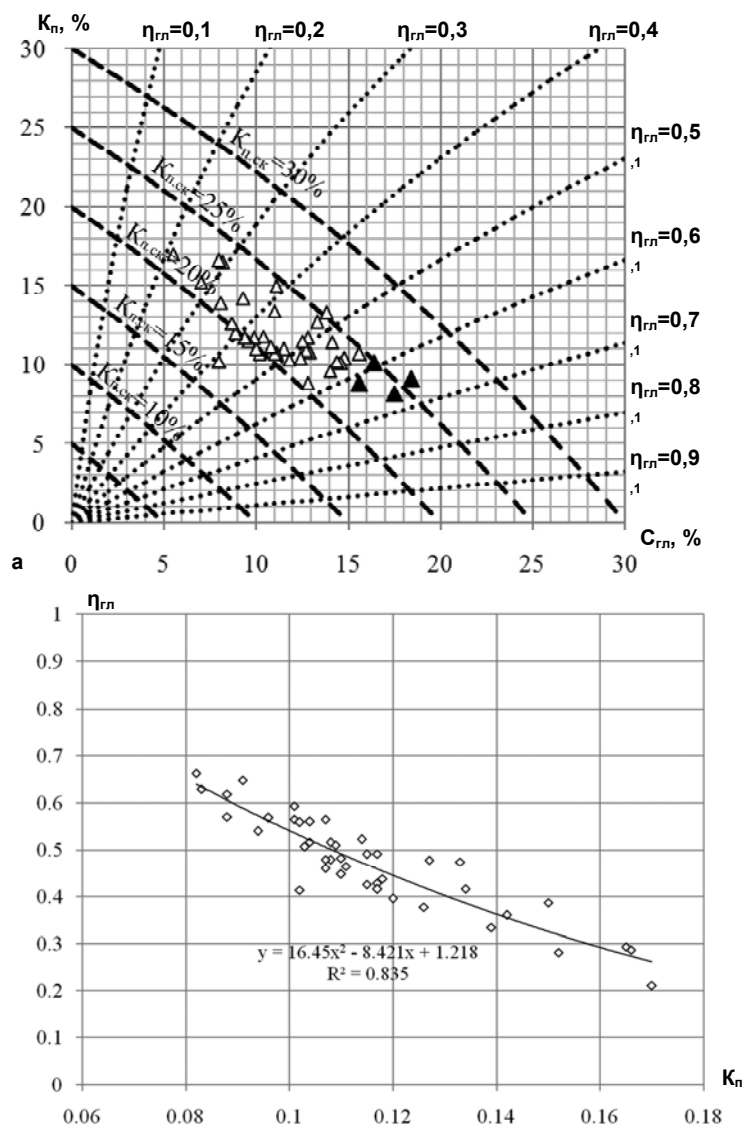


Рис. 2. Співставлення коефіцієнта пористості K_p з $C_{гп}$ (а) та $\eta_{гп}$ (б)

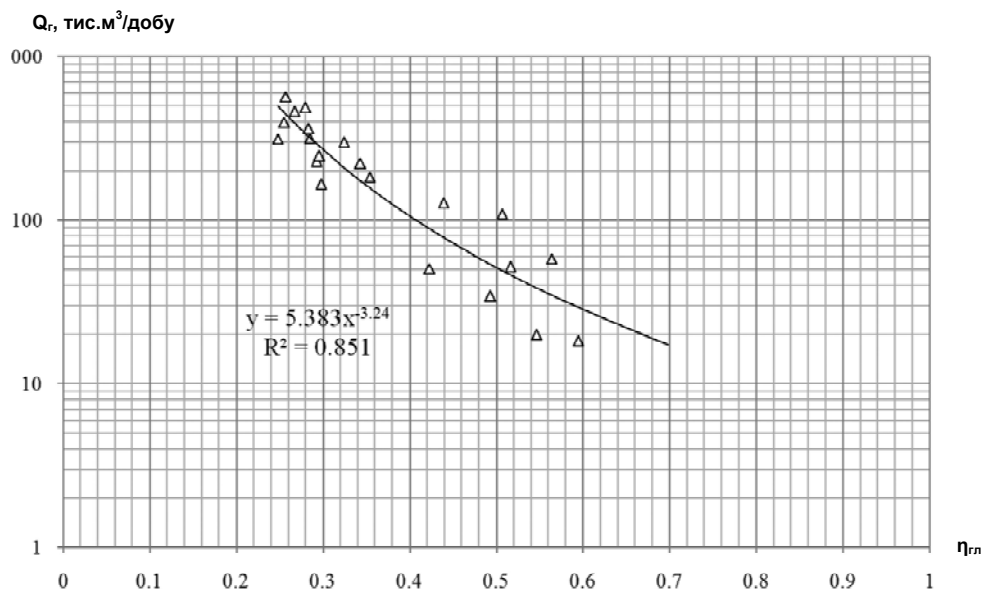


Рис. 3. Співставлення $\eta_{гп}$ з дебітами свердловин

При аналізі сформованої вибірки тісний кореляційний зв'язок дебітів газу (Q_r) відзначається з параметрами K_n ($r=0,931$) та $\eta_{гн}$ ($r=0,923$), при цьому K_n розраховано за даними ГДС на основі встановлених багатовимірних рівнянь, що описують зв'язок типу "Керн-ГДС" між пористістю визначеною за керном та геофізичними параметрами (Δt , ΔI_v та ΔI_{nv}), а $\eta_{гн}$ за рівняннями (6) та (4).

Висновки. Отже, із трьох параметрів, що характеризують вміст глинистого матеріалу в породі, для тонкошаруватих порід-колекторів картамишської світи Кобзівського ГКР з фільтраційно-ємнісними та промисловими параметрами найкраще пов'язаний коефіцієнт відносної глинистості. Він є більш цінним ніж $S_{гн}$ чи $K_{гн}$ при розподілі порід на колектори та неколектори, адже має кращий зв'язок із проникністю та результатами випробування. Слід відзначити цінність карт $\eta_{гн}$ побудованих за даними 3D сейсморозвідки та промислової геофізики при прогнозуванні зон розповсюдження колекторів на етапі дорозвідки та розробки родовищ в картамишських відкладах. Проведений аналіз таких робіт вказав на однакову достовірність прогнозних карт K_n та $\eta_{гн}$

($\omega=68\%$), по відношенню до даних по 46 свердловинах, закладених на основі даного прогнозу [7]. Загалом більше 90 % свердловин закладених на основі цих карт розкрили поклади газу.

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М., 2008. 2. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М., 1966. 3. Дахнов В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М., 1972. 4. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика: Физика горных пород. – М., 2004. 5. Карпенко О.М., Федоришин Д.Д. Статистическая модель залишкового водо насичення порід-колекторів нафти і газу. – К., 2005. – С. 42–47. 6. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. – М., 1969. 7. Малай В.О., Колісниченко В.Г. Возможности современной 3D сейсморозвідки при прогнозуванні ФСВ колекторів на прикладі тонкошаруватих порід картамишської світи // Современные методы сейсморозведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур: Матер. міжнар. наук.-практ. конф. – Феодосия, 2010. 8. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.-Тверь, 2003. 9. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М., 1991.

Надійшла до редколегії 23.02.11

УДК 553.8:551.71/72(477.62/64)

П. Пігулевський, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.

ЗАЛЕЖНІСТЬ РОЗТАШУВАННЯ МЕТАЛОГЕНІЧНИХ ЗОН ВІД БУДОВИ НИЗІВ ЗЕМНОЇ КОРИ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ УЩ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол.-наук, проф. В.А. Михайловим)

Розглянуті закономірності розташування Дніпровської та Приазовської металогенічних областей, Криворізько-Кременчуцької та Орхівсько-Павлоградської металогенічних зон у зв'язку з глибинною будовою південно-східної частини УЩ на зрізі 30 км. Наведена їх коротка характеристика. Показано розвиток перидотитової, базальтової, діоритової, кварцево-діоритової, гранодіоритової, гранітної, гранулітової, діафторованої гранулітової, габро-еклогітової, габросієнітової верств, зроблено висновок про зміщення на глибині основних розломів південно-східної частини УЩ.

Brief performance Dneprovsk and Priazov metallogenic fields, Krivorozhsko-Kremenchug and Orehovo-Pavlograd metallogenic zones is shown. The legitimacies of their intercoupling with plutonic constitution of the southeast part of Ukrainian Shield on depth 30 km are reviewed. The progressing granulite, gabbro-eclogite, peridotite, diorite, granite, granule, outlines mantle plum is shown, the conclusion about offset on depth of main faults of the southeast part of Ukrainian Shield is drawn.

Вступ. Проблема причин та механізму тектонічних, магматичних і метаморфічних процесів, становлячи теоретичний інтерес, одночасно має велике практичне значення, оскільки з ендеогенними процесами зв'язана переважна група корисних копалин або у своєму генезисі, або в умовах свого залягання.

За останнє десятиліття у результаті послідовних геофізичних, геологічних та геохімічних досліджень наші знання про будову земних надр зазнають еволюційних змін. На зміну статистичній моделі, відповідно до якої земна кора, розділена на осадові, "гранітний", "діоритовий" і "базальтовий" шари, що міняє свою товщину від місця до місця відповідно до денного рельєфу та поверхні мантиї (розділа Мохоровичича), що її підстилає. Ми припускаємо тепер, що основа речовини глибоких шарів створюється в результаті фізико-хімічних та метаморфічних процесів, які лише доповнюються процесами впровадження магматичного матеріалу з мантиї, а також процесами місцевого плавлення в земній корі. Тому вивчення глибинної будови земної кори та верхньої мантиї є однією з актуальних проблем сучасної геофізики та геології. Побудова комплексної обґрунтованої не тільки геофізичними методами, але і геохімічними, петрографічними дослідженнями коректної геологічної моделі будови земної кори на протязі чимало років будоражить думку багатьох фахівців геологічної науки. Дослідження в цьому напрямку почали активно розвиватися впродовж останніх 35–40 років в першу чергу шляхом створення моделей за даними глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ), обмінних хвиль землетрусів (МОХЗ) і

методу спільної глибинної точки (СГТ), магнітнотелуричного зондування (МТЗ) та магнітоваріаційного профілювання (МВП), петрогустинного і петромагнітного моделювання та вивчення теплового потоку Землі. Незважаючи на їх різномасштабність та різноглибинність кожний із застосованих методів вносить немаловажний вклад у зміст комплексної геофізичної моделі Українського щита (УЩ) по встановленню закономірностей розвитку різномірних структур земної кори та верхньої мантиї. Створення такої моделі і насичення її геолого-петрологічними даними дозволяє не тільки одержати нові відомості про літосферу, але й виявити загальні закономірності глибинної будови окремих перспективних регіонів, зрозуміти процеси утворення і закономірності розташування родовищ корисних копалин.

Всебічно обґрунтована 3–D геолого-геофізична модель була створена для однієї з найбільш перспективної на пошуки різних корисних копалин південно-східної частини УЩ – Середньопридніпровського та Приазовського мегаблоків. Вона дала змогу отримати не тільки нові дані про геологічну будову верхньої частини літосфери регіону, але й виявити загальні закономірності формування і розміщення родовищ корисних копалин.

В статті викладені деякі аспекти зв'язку розташування корисних копалин з петрологією нижньої частини земної кори на прикладі Середньопридніпровського та Приазовського мегаблоків південно-східної частини УЩ та відповідних їм металогенічних областей.

Короткий огляд стану питання. Вивчення особливостей будови літосфери УЩ здійснюється переважно