

АЛГОРИТМ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТОНКОШАРУВАТИХ ВІДКЛАДІВ ЗА ДАНИМИ ГДС (НА ПРИКЛАДІ ВІДКЛАДІВ МАЙКОПСЬКОЇ СЕРІЇ УКРАЇНСЬКОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ)

МУРАСТА В. Науковий співробітник ДП «Науканафтогаз»

Описаны интерпретационные модели определения пористости применительно к тонкослоистым песчано-алевритовым отложениям майкопской серии украинской части шельфа Черного моря. Проведен анализ и сравнение результатов определения пористости коллекторов по данным ГИС и по результатам лабораторных исследований. Приведены основные причины расхождений между полученными значениями пористости по данным ГИС и по лабораторным данным.

Here is described the interpretative models for determination of porosity of sandy-aleurite cross-section of Maicopian stage to Ukrainian part of shelf Black sea. The analysis and comparison of the results of determining the porosity of log data and for the core data. Are the main reasons for the discrepancies between the results of porosity log data and core data.

Ключові слова: майкопська серія, каротаж, тонкошаруватий розріз, пористість, порода-колектор.

Ключевые слова: майкопская серия, каротаж, тонкослоистый разрез, пористость, порода-коллектор.

Keywords: Maikopian series, logging, thin-layered cross-section, porosity, reservoir rock.

На сьогоднішній день більша частина видобутку нафти і газу припадає на колектори так званого традиційного типу. Вони характеризуються відносно простою будовою порового простору і можуть бути описані класичними петрофізичними інтерпретаційними моделями. Однак останні дані вітчизняних та світових науковців вказують на те, що перспективи нарощування розвіданих запасів нафти і газу слід пов'язувати з «нетрадиційними» колекторами, для яких характерні складні літолого-петрофізичні умови. Вивчення петрофізичних властивостей колекторів такого типу має значну практичну цінність для нафтогазової промисловості.

Прикладом таких «нетрадиційних» колекторів у межах української частини шельфу Чорного моря є складнобудовані колектори у відкладах майкопського комплексу. Вони характеризуються тонкоритмічним чергуванням прошарків пісковиків та/або алевролітів з прошарками глин, товщини яких коливаються в межах від міліметрів до перших сантиметрів. Такий тип відкладів називається тонкошаруватим.

Визначення петрофізичних показників тонкошаруватих відкладів є досить складною, але разом з тим актуальною проблемою геології, вивченням якої протягом останніх десятиріч займалося багато науковців [2, 3, 5, 8, 9, 11, 13]. Дана тематика не втратила актуальності дотепер з огляду на стрімке скорочення роз-

віданих запасів нафти і газу та, як результат, гостру потребу у відкритті нових родовищ.

Труднощі у визначенні петрофізичних параметрів тонкошаруватих відкладів обумовлені, з одного боку, фізичною обмеженістю роздільної здатності геофізичних приладів та недосконалістю існуючих петрофізичних моделей, а з іншого – недоліками методологічних підходів щодо визначення фільтраційно-ємнісних властивостей зразків керна.

Опираючись на комплекс геофізичних методів, що традиційно застосовуються в Україні, було розроблено методика, націлену на визначення петрофізичних параметрів тонкошарових майкопських відкладів на основі методів радіоактивного, бокового електричного та акустичного каротажу.

Відклади майкопської серії української частини шельфу Чорного моря представлені переважно тонкоритмічним чергуванням прошарків глин і прошарків пісковиків та/або алевролітів та – в меншій мірі – пісками, пісковиками, алевролітами та «не чистими» глинами. Отже, з точки зору колекторних властивостей, породи майкопської серії можуть бути представлені як «класичний» тип – пісками, пісковиками, алевролітами (рис. 1а) та «некласичний» – тонкошаровими відкладами (рис. 1б).

На рис 1а показано приклад моделі породи-колектору з розсіяним типом глинистості, що за гранич-

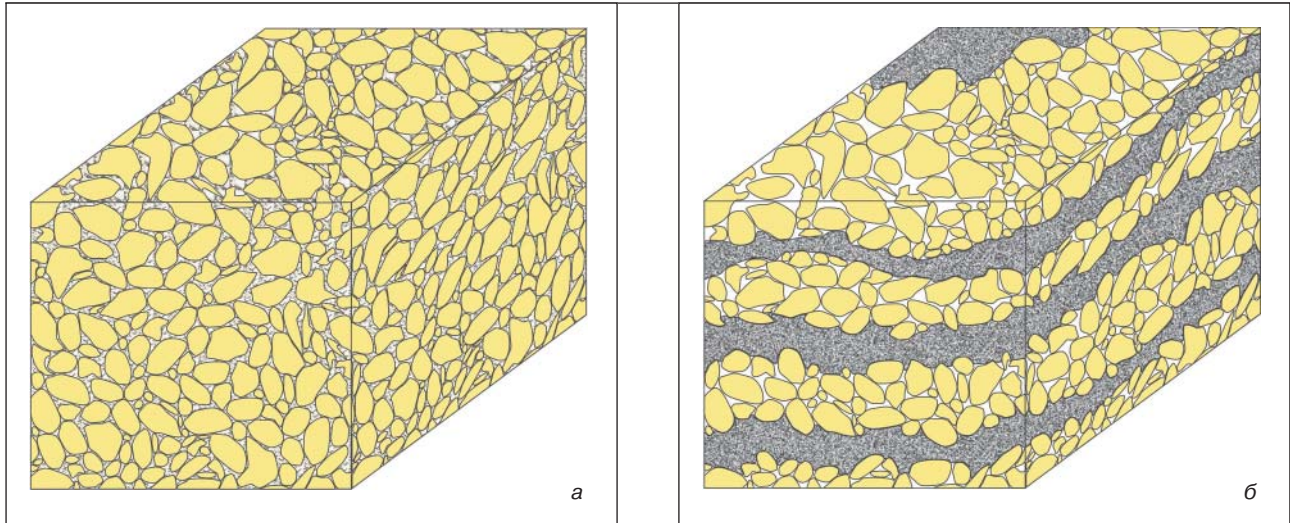


Рис. 1. *a* – модель пісковика або алевроліту з розсіяним типом глинистості; *b* – модель тонкошаруватих відкладів з шаруватим типом глинистості

ними умовами має достатню пористість та проникність, щоб бути конвенційним, «класичним» колектором. На рис 1б показано приклад моделі породи-колектору з шаруватим типом глинистості, значення якої можуть коливатись у великому діапазоні – від 20% до 85%. Пористість та проникність відкладів такої моделі обумовлені прошарками пісковиків та/або алевролітів.

За умови однакової загальної глинистості колектори, представлені пісковиками або алевролітами з розсіяним типом глинистості, мають значно нижче загальне значення відкритої пористості порівняно з колекторами, які представлені тонкошаровими відкладами. Це пояснюється для моделі *a* (рис. 1) тим, що під час седиментації відбувається заміщення «потенційного» пустотного простору глинистим матеріалом, а для моделі *b* – тим, що пористість тонкоритмічної товщі залежить від пористості прошарків пісковиків та алевролітів, які характеризуються низьким вмістом глинистої компоненти (до 10%) [14, 15].

Зрозуміло, що однією з найважливіших характеристик колекторів є відкрита пористість, тому що вона визначає здатність породи вміщувати флюїди. У випадку тонкошаруватих колекторів флюїди вміщуються у алевро-псамітових прошарках.

Для тонкошарових відкладів майкопської серії необхідно нівелювати вплив глинистості на визначення пористості за різними геофізичними методами. Для визначення загальної глинистості товщі пропонується застосовувати метод природної гамма-активності, оскільки він дає більш точні результати порівняно з методом самочинної поляризації. Коефіцієнт глинистості визначається за формулою:

$$K_{gl} = a \cdot \Delta I_{\gamma}^b, \quad (1)$$

де ΔI_{γ} – подвійний різницевий параметр потужності експозиційної дози γ -випромінювання гірської поро-

ди, д.о., *a* та *b* – коефіцієнти, що обираються відповідно до розрізу. Для відкладів майкопської серії приймаються наступні значення: $a = 0,975$; $b = 1,42$.

За рахунок інерційності геофізичних приладів АК, НК, БК та реальних розмірів зондів електрокаротажу, що в десятки разів перевищують середню потужність піщано-алевритових прошарків, зони порід з підвищеними колекторними властивостями будуть виділятися інтегрально в межах приблизно перших дециметрів розрізу. Попри таке осереднення, товщина зони колекторської частини тонкошарових відкладів повинна значно перевищувати зону осереднення. А інакше зона колекторів з малою потужністю не буде фізично виділена. Хоча, з точки зору промислової геофізики, така зона колекторів за умови малої загальної товщини не буде представляти промислової цінності.

Незважаючи на інерційність методу ГК, роздільної здатності реєстрації достатньо для проведення корегування впливу глинистості на розрахунок пористостей за даними акустичного, нейтронного та бокового каротажу, тому що роздільна здатність приладів АК, НК та БК ще менша, ніж у ГК.

Отже, для визначення пористості розрізу відкладів майкопської серії необхідно чітко розділяти інтервали розрізу з тонкоритмічним перешаруванням піщано-алевролітових прошарків з глинистими прошарками та «типові» піщано-алевритові відклади з розсіяним типом глинистості. Таке розділення необхідне для коректного вибору петрофізичних моделей до відповідного літологічного типу розрізу з метою визначення пористості порід.

Із задовільною достовірністю, за конкретним значенням глинистості та апріорною інформацією, розріз можна розділити на товщу з розсіяним типом глинистості та з шаруватим типом глинистості. Опираючись на роботи Карпенка О.М, Комарова С.Г., Миколаєвської Є.Ю. та ін., можна зазначити, що товщі з

розрахунковим коефіцієнтом глинистості менше 25% мають переважно розсіяний тип глинистості, а товщі з глинистістю більше 30% мають переважно шаруватий тип глинистості.

Загалом, непрямыми ознаками тонкоритмічного перешарування є збільшення діаметра свердловини із зигзагоподібною формою кривих, дуже диференційовані криві методів мікрозондування та мікробокового каротажу, зигзагоподібні форми записів кривих БК та АК.

Для визначення пористості «типових» порід-колекторів пропонується застосовувати класичні алгоритми інтерпретації, описані в роботах Вендельштейна Б.Ю. та Латишової М.Г. [4, 10]. Для визначення пористості тонкоритмічних порід-колекторів пропонується застосовувати моделі, описані нижче.

Модель розрахунку пористості за акустичним каротажем

Модифікована модель Заляєва [7], що підходить як для розсілених, так і для зрілих гірських порід:

$$K_n = Q \cdot \left[\frac{1/\Delta T_{ck} - 1/\Delta T_n}{1/\Delta T_{ck} - 1/\Delta T_\phi} - K_{cl} \frac{1/\Delta T_{ck} - 1/\Delta T_{zl}}{1/\Delta T_{ck} - 1/\Delta T_\phi} \right], \quad (2)$$

де Q – коефіцієнт критичної пористості акустичної жорсткості матриці, д.о.; $\Delta T_n, \Delta T_{ck}, \Delta T_{zn}, \Delta T_\phi$ – інтервальний час пробігу пружної поперечної хвилі по гірській породі, по скелету породі, по глинистій складовій гірської породі, по флюїду, мкс/м; K_{cl} – коефіцієнт загальної глинистості, д.о.

Модель розрахунку пористості за нейтронним каротажем

Для визначення пористості за даними нейтронного каротажу використовується типова модель [10]:

$$K_n = \omega - (K_{zл.ш} \cdot \omega_{zл.ш} + K_{zл.р} \cdot \omega_{zл.р}). \quad (3)$$

Враховуючи, що $\omega_{zл.ш} \approx \omega_{zл.р}$ та $K_{zл.р}$ алевросамітових прошарків дуже мала, модель набуде наступного вигляду:

$$K_n = \omega - K_{zл} \cdot \omega_{zл}, \quad (4)$$

де $K_{zn}, K_{zn.ш}, K_{zn.р}$ – коефіцієнти загальної, шаруватої та розсіяної глинистості, д.о.; ω – питомий водневий вміст породі, д.о.; $\omega_{zn}, \omega_{zn.ш}, \omega_{zn.р}$ – питомий водневий вміст загальної, шаруватої та розсіяної глинистості гірської породі, д.о.

Водневий вміст глин відкладів майкопської серії за результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу коливається в межах від 0,18 до 0,29 д.о., середнє значення – 0,22 д.о.

Вважається, що за даною моделлю розраховується осереднена відкрита пористість тонкошарової

товщі, обумовлена міжзерновою пористістю алевросамітових прошарків та літогенетичною тріщинуватою пористістю.

За поправку K_{zn} приймається загальна глинистість, що складається з шаруватої та розсіяної глини.

Модель параметра пористості тонкошарових відкладів

Ця модель базується на параметрі пористості [6]:

$$P_n = \frac{K_b^2 \cdot \rho_n \cdot \rho_{zл}}{\rho_b \cdot (\rho_n \cdot K_{zл} - \rho_{zл})} = \frac{a}{K_n^m}, \quad (5)$$

де K_b – коефіцієнт водонасичення, д.о.; ρ_n, ρ_{zn} – питомий електричний опір породі та глини, Омм.

Загальноприйнята відкрита пористість розрізу обирається за співвідношенням:

$$K_{n.пр} = A \cdot K_n^{AK} + B \cdot K_n^{HK} + C \cdot K_n^{Pn},$$

$$A + B + C = 1, \quad (6)$$

де A, B, C – вагові коефіцієнти, що залежать від дисперсії пористостей, визначених за методами АК, НК та параметром пористості.

Зрозуміло, що важливим моментом в оцінці якості визначення відкритої пористості, з одного боку, є порівняння значень пористості, отриманих за вищеприписаними моделями, а з іншого боку – співставлення пористостей, визначених за даними геофізичних досліджень свердловин, з результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу.

При порівнянні значень пористості, розрахованих за даними ГДС, зі значеннями, отриманими за кернавим матеріалом, виявилось, що майже у всіх випадках пористості за даними лабораторних досліджень мають значно більші значення (у середньому на 12–15%).

Розбіжність розрахованих значень пористостей за АК, НК та параметром пористості пояснюється накопиченням стохастичних похибок при визначенні геофізичних параметрів та ступенем відповідності прийнятої моделі конкретним геолого-геофізичним умовам. Стосовно ж розбіжності між пористістю, визначеною з високою точністю за даними ГДС, з пористістю, визначеною за даними лабораторних досліджень кернавого матеріалу, можна зробити висновки, що вона досить неоднозначна. Така різниця може бути пояснена невірною прив'язкою інтервалів відбору керна за каротажними матеріалами, невірно визначеною пористістю за результатами лабораторних досліджень керна, або невірно визначеними пористостями за рекомендованими моделями.

Достовірність значень пористості, отриманих за кернавим матеріалом, досить сумнівна. На сумніви про

достовірність розрахованих значень відкритої пористості тонкошарових товщ в лабораторних умовах наштовхують: по-перше – пористості, визначені за даними ГДС, мають достатньо малу розбіжність; по-друге – тонкошаруваті відклади мають тенденцію до руйнування за нашаруванням, що ускладнює можливість відбору зразків; по-третє – більшість аналізів кернавого матеріалу проводились переважно методом визначення відкритої пористості за державним стандартом – ГОСТ 26450.1-85, що передбачає просушування зразків керна при температурі 105 ± 2 °С.

Дослідно-аналітичним шляхом було встановлено, що розбіжність між пористостями відкладів майкопської серії, визначеними за даними ГДС та даними лабораторних досліджень, зумовлена пористістю глин.

Для визначення пористості глин з відкладів майкопської серії була застосована модель пористості розсіяної глинистості [1]:

$$K_{п.г.р} = \frac{1}{1.729 + (5.17 \cdot 10^{-5}) \cdot H^{1.5}} \quad (7)$$

та модель пористості шаруватих глин [12]:

$$K_{п.г.шр} = 0.3674 \cdot e^{-0.0007 \cdot H^{1.5}}, \quad (8)$$

де $K_{п.г.р}$, $K_{п.г.шр}$ – коефіцієнт пористості розсіяних та шаруватих глин, д.о.; H – глибина, м.

Наприклад, в свердловинах Архангельської, Безіменної, Голіцинської та ін. площ в інтервалах відкладів майкопської серії величина відкритої пористості за лабораторними даними коливається в межах 26–35%, а за даними ГДС – 6,5–27,5%. Приклад розбіжності значень пористості, визначених за даними ГДС та за лабораторним аналізом, за величини пористості глин наведено на рис. 2–5.

Унікальним прикладом «достовірності» високих значень відкритої пористості тонкошарових товщ, розрахованих у лабораторних умовах, є однотипні до майкопської серії відклади верхнього еоцену. На рис. 6 наведено приклад випробування пластів у колоні, в результаті якого не було отримано припливу пластових флюїдів.

Протилежним прикладом є родовище Субботіна, де значення пористості, розраховані за наведеними моделями, мають більш тісний зв'язок із пористостями, отриманими за лабораторними даними. Такий взаємозв'язок може бути пояснений більш досконалою методологією визначення пористості в лабораторних умовах, що базується на газоволюметричному методі визначення K_p . Слід зазначити, що більшість свердловин української частини шельфу Чорного моря були пробурені в період з 1974-го по 1989 р., і лише незначна їх кількість – протягом

1990–2011 рр., а саме: на Євпаторійській, Південно-бортовій площах, родовищі Субботіна та ін., а також добурено декілька свердловин на Одеському та Голіцинському газових родовищах. Приклад співставлення значень пористості, розрахованих за даними ГДС і за лабораторними даними, наведено на рис. 7.

Із прикладу, наведеного на рис. 7, видно, що в деяких інтервалах розрізу свердловини існує істотна різниця між пористостями, розрахованими за даними ГДС та за даними лабораторних аналізів. Значне перевищення значення $K_{пв}^{(кern)}$ над $K_{пв}^{(ГДС)}$ можна пояснити тим, що зразок міг бути відібраний із зони з підвищеними колекторськими властивостями прошарку малої товщини (менше за 0,4 м). Випадок, коли $K_{пв}^{(кern)}$ менше за $K_{пв}^{(ГДС)}$, пояснюється тим, що у тонких піщано-алевритових прошарках глинистість сягає більше 10%, що не вписується в область застосування обраних інтерпретаційних моделей, або ж зразок був відібраний з інтервалу з підвищеним вмістом глинистої компоненти, товщина якого становить менше 0,2 м.

На даний час відкритим і досить складним для вирішення залишається питання стосовно визначення ефективної товщини зони з підвищеними колекторськими властивостями, що об'єднуються одним поняттям – колектор.

З метою оцінки ефективної товщини складнопобудованого колектору пропонується використовувати вираз:

$$\chi = \frac{\sum K_{пщ}}{\sum (K_{пщ} + K_{гп})}; h_{эф} = \chi_{пщ} \cdot h, \quad (9)$$

де χ – коефіцієнт ефективної товщини колектору, м; $h_{эф}$, h – ефективна товщина та товщина колектору, м; $K_{пщ}$ – коефіцієнт піщаності в кожній точці реєстрації, д.о.

Визначення граничних петрофізичних параметрів колектору, таких як пористість, глинистість, питомий електричний опір і т.д., можуть бути виконані класичним шляхом, шляхом прямих досліджень або ж за допомогою методико-технічних заходів, описаних в роботі [16].

Висновок

На основі використання вищенаведених моделей проведено інтерпретацію даних ГДС по 83 свердловинах. Результати інтерпретації проаналізовані та співставлені з даними прямих випробувань пластів і даними лабораторних досліджень кернавого матеріалу. За результатами проведеного аналізу встановлено, що для підрахунку запасів вуглеводнів (об'єкт) в умовах складнопобудованих порід-колекторів не можна спиратися лише на результати лабораторних досліджень, що проводились протягом 1974–1990 рр. За таких умов слід орієнтуватись в основному на дані інтерпретації матеріалів ГДС.

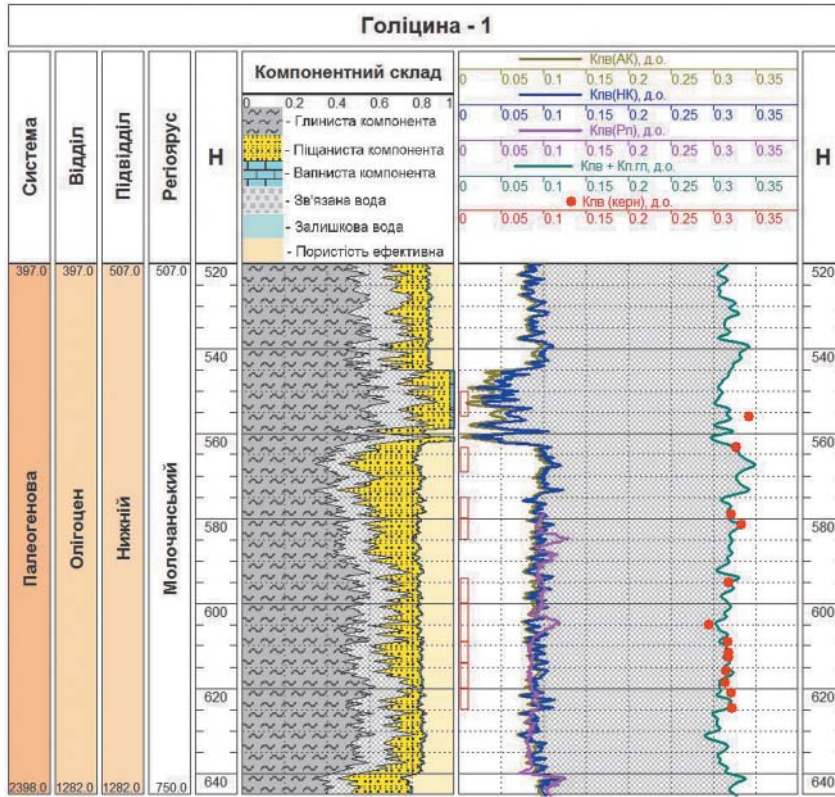


Рис. 2. Приклад співставлення розрахованих $K_{пв}^{(AK)}$, $K_{пв}^{(BKЗ+BK)}$, $K_{пв}^{(HK)}$ з $K_{пв}^{(керн)}$.
Св. № 1 Голіцинського газового родовища

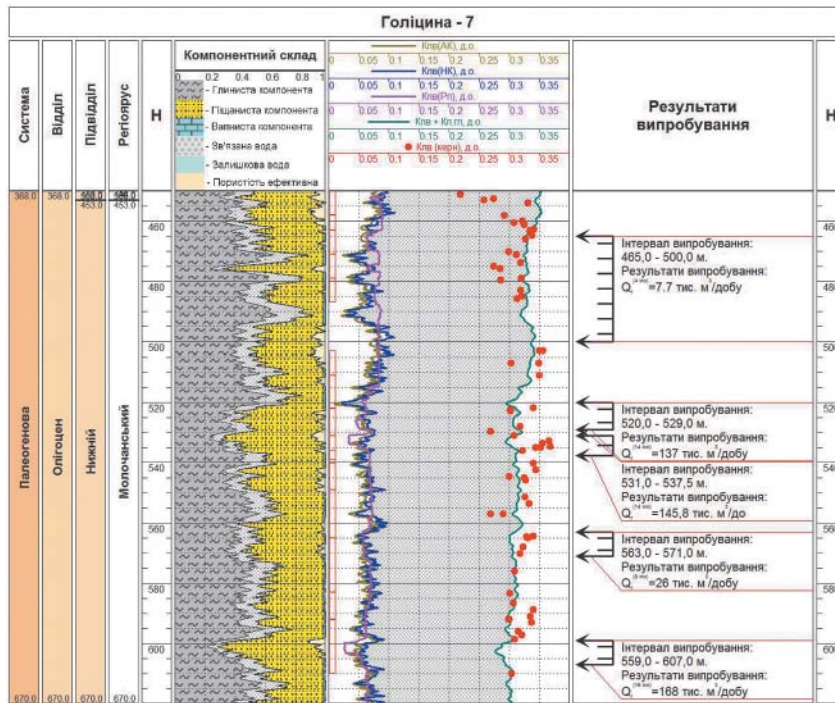


Рис. 3. Приклад співставлення розрахованих $K_{пв}^{(AK)}$, $K_{пв}^{(BKЗ+BK)}$, $K_{пв}^{(HK)}$ з $K_{пв}^{(керн)}$.
Св. № 7 Голіцинського газового родовища

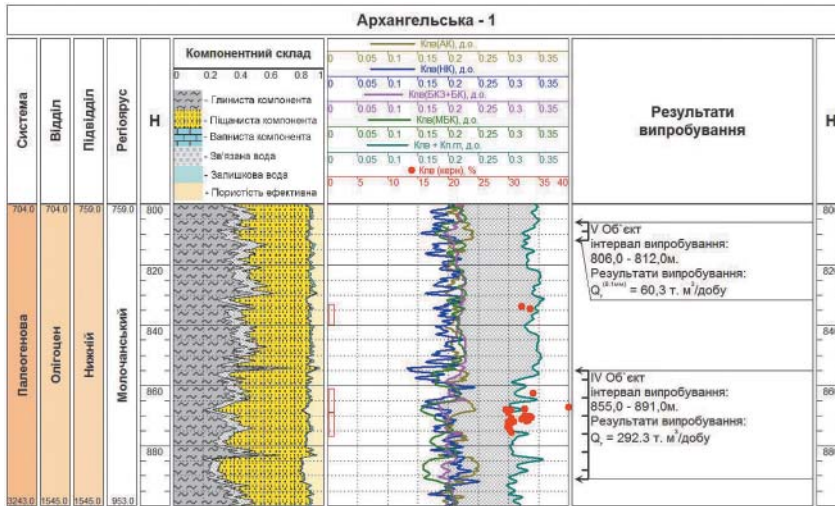


Рис. 4. Приклад співставлення розрахованих $K_{пв}^{(АК)}$, $K_{пв}^{(НК)}$, $K_{пв}^{(БКЗ+БК)}$, $K_{пв}^{(МК)}$ з $K_{пв}^{(кern)}$. Св. № 1 Архангельського газового родовища

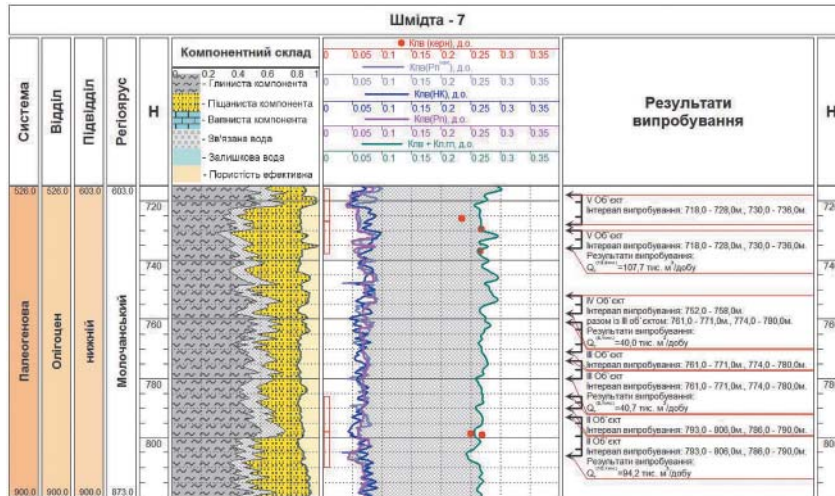


Рис. 5. Приклад співставлення розрахованих $K_{пв}^{(МК)}$, $K_{пв}^{(НК)}$, $K_{пв}^{(БКЗ+БК)}$ з $K_{пв}^{(кern)}$. Св. № 7 газового родовища Шмідта

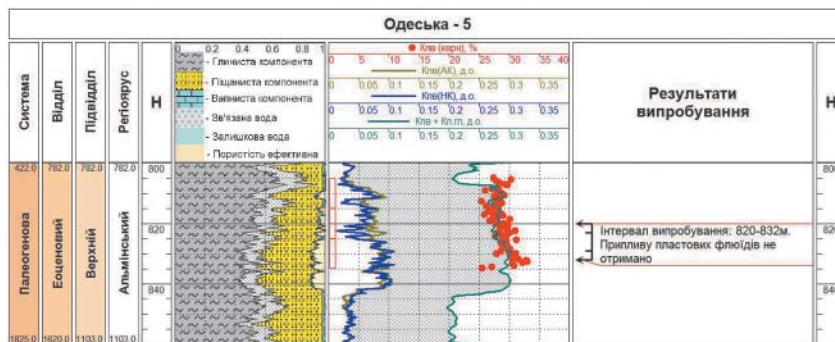


Рис. 6. Приклад співставлення розрахованих $K_{пв}^{(МК)}$, $K_{пв}^{(НК)}$, $K_{пв}^{(БКЗ+БК)}$ з $K_{пв}^{(кern)}$. Св. № 5 Одеського газового родовища

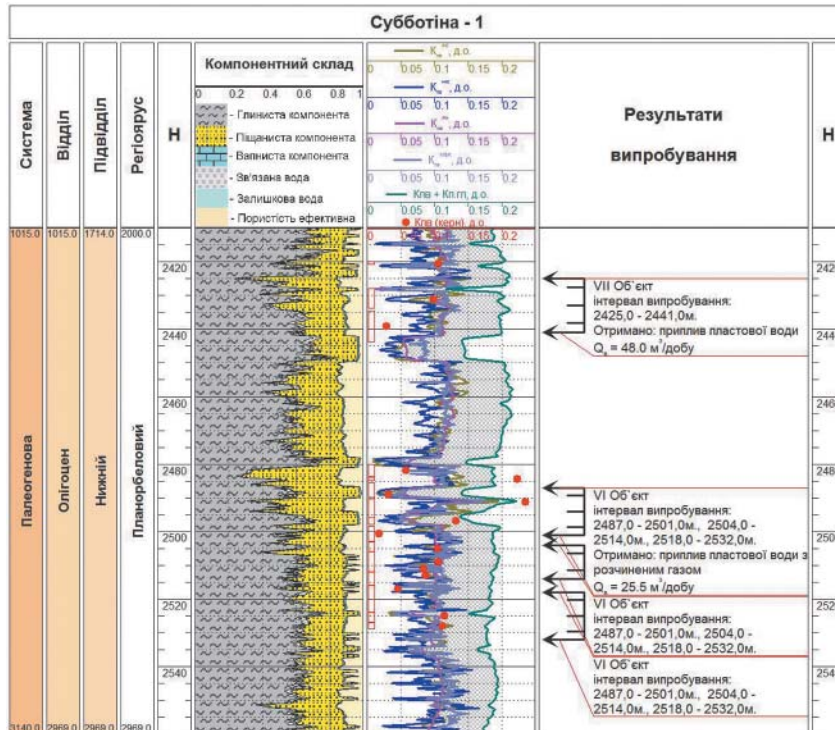


Рис. 7. Приклад співставлення розрахованих $K_{пв}^{(AK)}$, $K_{пв}^{(HK)}$, $K_{пв}^{(BKЗ+BK)}$, $K_{пв}^{(MEK)}$ із $K_{пв}^{(керн)}$. Св. № 1 родовища Субботіна

1. Авчян Г.М., Озерская М.Л. Петрофизическая характеристика осадочного покрова нефтегазоносных провинций СССР: Справочник. – М.: Недра, 1985. – 192 с.
2. Ахияров А.В. Методика интегрированного анализа геолого-геофизической информации для количественной и качественной оценки неоднородности терригенных отложений прибрежно-морского генезиса / НТВ «Каротажник». – 1996. – Вып. 36. – С. 72–74.
3. Бондаренко В.Г. Мезокайнозойские отложения северо-западного шельфа Черного и Азовского морей по данным поисково-разведочного бурения // Геология и разведка морских нефтяных и газовых месторождений. – М., 1980. – Вып. 4. – С. 17–27.
4. Вендельштейн Б.Ю., Козьяр В.Ю., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керн, опробований и испытаний продуктивных пластов. – Калининград: Союзпромгеофизика, 1990. – 261 с.
5. Гафич І.П., Колісніченко В.Г. Методичні аспекти вивчення колекторських властивостей тонконашаруваних терригенних розрізів (на прикладі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину) // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики: Зб. наук. пр. – К.: УкрДГРІ. – 2001.
6. Диева Э.В., Фоменко В.Г., Пантюхин В.А. Интерпретационные модели для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород по данным ГИС. – М., 1988. – 50 с.
7. Залая Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск: Университетское, 1990. – 144 с.
8. Карпенко О.М., Локтев А.В. Підвищення інформативності геофізичних досліджень свердловин при вивченні глинисто-піщаних

- розрізів тонкошаруватої будови // Наук. вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ. – 2001. – № 1. – С. 20–24.
9. Куровець І.М., Пritулко Г.Й. Особливості інтерпретації даних ГДС для тонкошаруватих розрізів сармату Передкарпаття // Нафта і газ України-2000: Матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2000.
10. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1990. – 312 с.
11. Митасов В.И. Некоторые аспекты проблемы выделения в глинистых толщах тонкослоистых глинисто-алевритовых пород и коллекторов и перколяционной оценки их емкостных свойств по интегральным характеристикам геофизических параметров / НТВ «Каротажник». – 1996. – Вып. 22.
12. Осипов В.И., Соколов В.Н., Ермеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 238 с.
13. Прокопів В.Й., Федоришин Д.Д. Оцінка геолого-геофізичних неоднорідностей при дослідженнях складнобудованих порід-колекторів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2(7). – С. 28–34.
14. Саркисян С.Г., Котельников Д.Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1980. – 462 с.
15. Сахібгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
16. Imaging technologies in oilfield applications / Xie C.G., North R., Wilt Metc. // Journal of Zhejiang University Science. – 2005. – P. 1394–1400.