

уявлення на процеси вапнякового осадконакопичення. Так, вже сьогодні проведені роботи на добре вивченій ділянці ДДЗ дали змогу виявити нові об'єкти, поява яких не тільки не очікувалась, але й не прогнозувалась.

Література

1. Методическое руководство по зональному прогнозу нефтегазоносности / Министерство геологии УССР. – Львов, 1986. – 21 с.
2. Галицкий В.И. Основы палеогеоморфологии. – К.: Наукова думка, 1980. – 224 с.
3. Методика палеогеоморфологических исследований нефтегазоносных областей СССР // Тр. ВНИГНИ. – М.: Недра, 1985. — Вып. 250. – 190 с.
4. Пронищева М.В., Саввинова Г.Н., Васильев В.Б. Применение современных методов палеогеоморфологии для поисков и разведки залежей нефти и газа: Методические рекоменда-

ции) / Мингео СССР. Институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов. Тюменский филиал. – М., 1989. – 47 с.

5. Мачуліна С.О., Сергій Г.Б., Онуфришин С.В., Плотнікова О.Ф. Комплексна обробка та інтерпретація даних сейсмозв'язки при прогнозуванні пасток рифогенного типу // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – № 3. – С. 71-78.

6. Чупрынин Д.И., Гончаров В.Є. Эволюция представлений о строении и нефтегазоносности Волошковского месторождения неантиклинального типа в Днепровско-Донецкой впадине и перспективы развития работ на нем // Геология нефти и газа. – 1993. – №4. – С. 82-92.

7. Гончаров В.Є. Напрямки пошуків вуглеводнів в пастках неантиклинального типу на схилах Срібнянської западини ДДЗ // Тези доп. 6-тої міжнар. конф. УНГА "Нафта і газ України -2000". – Івано-Франківськ, 2000. – С. 183-184.

УДК 553.839

ПЕТРОФІЗИЧНІ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ ПОРИСТОСТІ НАФТОНОСНИХ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГУСТИННОГО ГАММА-ГАММА КАРОТАЖУ (НА ПРИКЛАДІ ЛОПУШНЯНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА)

В.Й.Прокопів

Івано-Франківська експедиція з геофізичних досліджень в свердловинах,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Українських Декабристів, 54,
тел./факс (03422) 24214, e-mail: exp@il.if.ua

Рассмотрены вопросы оценки пористости песчаных и карбонатных коллекторов по данным плотностного гамма-гамма каротажа на примере Лопушнянского нефтяного месторождения. Установлены зависимости между плотностными свойствами и пористостью коллекторов, а также связи поправочных коэффициентов для пересчета значения пористости к условиям залегания пород на соответствующих глубинах. Проведена оценка эффективности методов ГГК-Г, АК и НГК при определении коэффициентов пористости коллекторов.

У розрізах свердловин Лопушнянського нафтового родовища беруть участь три поклади: палеогеновий, крейдовий і юрський. За речовинним складом виділяються два типи порід: теригенний (палеогеновий та крейдовий) і карбонатний (верхньоюрський).

В теригенних відкладах колектори представлені кварцово-польовошпатовими пісковиками, алевролітами, гравелітами, конгломератами з широким діапазоном глинистості ($K_{гп} = 0...45\%$) і пористості ($K_p = 5...27\%$). Для більшості порід характерний вміст каолінітового, гідролюдистого і хлоритового цементу.

У карбонатному розрізі юри колектори представлені вапняками і доломітами з прошарками алевролітів, ангідритів і щільних пісковиків.

This article deals with porosity estimation of sandstone and carbonate reservoirs by the means of gamma-gamma ray logging (on the example of Lopushna oilfield). Derived are relations between density and porosity characteristics and correction factor for converting porosity to the in situ values. Carried out comparative analysis of gamma-gamma ray, acoustic, neutron logs effectiveness for reservoir porosity estimation.

Пористість коливається у межах від 5...7% до 18...19%, поровий простір вапняків і доломітів зумовлений міжзерновими порами, і ускладнюється мікротріщинуватістю та кавернозністю.

Роботи з вивчення можливостей методу густинного гамма-гамма каротажу (ГГК-Г) у свердловинах Передкарпаття розпочалися у 1988 році. На Лопушнянському родовищі дослідження цим методом проведені в 1990 році у свердловині 6-Лопушна, яка пробурена до глибини 4480 м. В інтервалі 4180...4255 м розкриті неоген-палеогенові відклади; крейда розкрита в інтервалі 4255...4317 м, а з глибини 4317 м до вибою (4480 м) розкриті верхньоюрські відклади. В інтервалі досліджень методом ГГК-Г бу-

ріння велося на високомінералізованому розчині ($\rho_c = 0,06 \dots 0,09$ Омм), $d_{\text{дол}} = 0,214$ м.

Вимірювання об'ємної густини порід у свердловині проводилось апаратурою СГП2-АГАТ. Дослідження свердловин цією апаратурою рекоментується проводити у свердловинах діаметром 0,160...0,300 м. Двобондова вимірювальна установка ГГК-Г дає змогу уникнути впливу проміжного середовища (глиниста кірка, локальні каверни), якщо його товщина не перевищує 20 мм. Застосування зондів різної довжини істотно покращує радіальну характеристику приладу і збільшує чутливість до змінювання густини порід. Джерело гамма-випромінювання — цезій-137, активністю $1,28 \pm 0,33 \times 10^{10}$ Бк створює на відстані 1 м потужність експозиційної дози $(5,95 \pm 1,55) \times 10^{-9}$ А/кг. Свердловинний прилад працює в діапазоні температур від -10°C до 200°C при гідростатичному тиску свердловинного приладу до 110 МПа.

На свердловинах реєструвалась крива об'ємної густини гірських порід σ_n і дві криві (контрольні) інтенсивності ГГК на малому і великому зондах. Масштаб реєстрації кривої густини приймалася $0,1$ г/см³ на 1 см шкали.

Оцінка якості діаграм виконувалась відповідно до методичних вказівок [1]. На діаграмах ГГК-Г відсутні спотворення кривої густини по всьому інтервалу досліджень, а розбіжність на основному і повторному замірах навпроти пластів різної товщини не перевищувала $0,03$ г/см³. Зареєстровані діаграми добре диференціюють розріз за літологічною і густинною характеристиками і корелюються з кривими інших методів ГДС, які несуть інформацію про загальну пористість порід (АК, НГК, ННК).

Наводимо алгоритм обробки і інтерпретації діаграм густини:

1) виділення пластів, визначення їх меж і товщин;

2) зняття суттєвих відліків напроти виділених пластів;

3) виправлення відліків за інерційність апаратури і товщину пластів;

4) виправлення відліків за вплив природного гамма-випромінювання досліджуваних пластів;

5) вибір петрофізичних моделей зв'язку між пористістю і густиною порід, що досліджуються; визначення пористості за даними ГГК-Г із врахуванням типу розрізу і характеру насичення;

6) оцінка достовірності одержаних значень пористості.

При зніманні суттєвих значень σ_n необхідно враховувати те, що амплітуда аномалії навпроти пласта зменшується і зміщується в напрямі руху приладу. При великих швидкостях максимальна позірна величина амплітуди густини на діаграмі напроти пласта відрізняється від дійсного значення густини на величину

$$\Delta \sigma = (\sigma_{\text{вм}} - \sigma_{\text{пл}}) \cdot M(h, v), \quad (1)$$

де: $\sigma_{\text{вм}}$ — густина вміщуючих порід, що залягають нижче пласта, г/см³;

$\sigma_{\text{пл}}$ — величина досліджуваного пласта на діаграмі, г/см³;

$M(h, v)$ — поправочний множник (відн. од), величина якого залежить від товщини пласта і швидкості реєстрації кривої σ_n .

Дійсне значення σ_n для пластів, густина яких є меншою від вміщуючих порід, дорівнює

$$\sigma_n = \sigma_{\text{пл}} - \Delta \sigma. \quad (2)$$

Для пластів, густина яких є більшою від вміщуючих

$$\sigma_n = \sigma_{\text{пл}} + \Delta \sigma. \quad (3)$$

Згідно з графіком [1] для визначення поправочного коефіцієнта M при товщині пласта $h = 0,8$ м і швидкості запису $v = 300$ м/год величина $M = 0,1$. Отже, для пластів з $h < 1$ м поправка на товщину становить 0,5% абсолютних на кожні $0,1$ г/см³ різниці між $\sigma_{\text{вм}}$ і $\sigma_{\text{пл}}$. Для колекторів, що вивчаються, максимальне значення цієї різниці не перевищує $0,2$ г/см³. Розрахункова величина поправки при цьому для пласта з $h = 0,8$ м при $v = 300$ м/год становить 1% абсолютних. Для пласта товщиною 1 м відповідно максимальна величина поправки не перевищує 0,5% пористості. Зі збільшенням товщини величина поправки зменшується і при $h = 1,2$ м, $v = 300$ м/год наближується до нуля. Слід зазначити, що для більшості піщаних колекторів з $h \geq 1$ м в розрізах свердловин південно-східної частини Передкарпатського прогину при дослідженнях методом ГГК-Г зі швидкістю до 300 м/год введення поправки за товщину не є обов'язковим.

Для побудови залежностей $\sigma_n = f(K_p)$ з врахуванням мінеральної густини порід були проаналізовані зразки керна, відібраного з продуктивних відкладів верхньої і нижньої крейди. За даними статистичних залежностей між густиною і пористістю для пісковиків нижньої та верхньої крейди з вмістом карбонатного матеріалу від 0 до 20% мінеральна густина σ_m становить $2,68 \cdot 10^3$ кг/м³, для вапняків юри — $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³.

Для встановлення зв'язків між пористістю і об'ємною густиною використана формула [2]

$$\sigma_n = \sigma_m - K_p (\sigma_m - \sigma_p), \quad (4)$$

де: σ_n — об'ємна густина, кг/м³;
 K_p — коефіцієнт загальної пористості;
 σ_m — мінеральна густина породи, кг/м³;
 σ_p — густина рідини, що наповнює поровий простір у промитій зоні пласта-колектора, кг/м³.

Оскільки між густиною залишкової нафти і фільтрату промивальної рідини (ПР) у промитій зоні колектора є деяка відмінність, то нами цей факт взятий до уваги, і формула (4) зведена до такого вигляду:

$$\sigma_n = \sigma_m - K_p (\sigma_m - P \sigma_p), \quad (5)$$

де P — відносна вологонасиченість породи в промитій зоні пласта.

Для більшості нафтових родовищ Передкарпаття середнє значення густини нафти σ_n дорівнює $0,85 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, залишкова нафтонасиченість у промитій зоні не є сталою величиною і змінюється у межах від 0,2 до 0,4 залежно від пористості [3]. Отже, змінювання вимірювальних значень густини за рахунок відмінності реального значення σ_p від одиниці становить

$$\Delta \sigma = K_n [(\sigma_p - 1) K_{ng} (\sigma_p - \sigma_{ng})], \quad (6)$$

що створює похибку оцінки пористості

$$\Delta K_n = \Delta \sigma / 1,7. \quad (7)$$

У водоносних пластах додатковими факторами, які впливають на густину флюїду, є температура і тиск. На рис. 1 зображена залежність густини води від температури і тиску [4]. З графіка виходить, що в середніх реальних умовах при $t = 100^\circ\text{C}$ і $P = 20 \dots 50 \text{ МПа}$, густина води зменшується до $0,96 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Це зумовлює збільшення значень пористості K_n на 0,6 і 1% (в одиницях K_n) відповідно для $K_n = 20\%$ і 30%. Похибка є пропорційною пористості, збільшується з підвищенням температури та зі зменшенням тиску.

В газонасних пластах, де густина газу становить $(0,1 \dots 0,2) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, заниження густини $\Delta \sigma = (0,8 \dots 0,9) K_n K_r$. Отже, для колектора з $K_n = 20\%$ і $K_r = 0,5$ $\Delta \sigma$ дорівнюватиме $(0,08 \dots 0,09) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, що еквівалентно похибці оцінки пористості (завищенню K_n) на $\Delta K_n = (5,0 \dots 5,5)\%$ від об'єму.

Вплив газонасиченості залежить від густини газу σ_r , яка в свою чергу визначається тиском P і температурою T у свердловині. На рис. 2 наведені графіки для визначення σ_r і $\Delta \sigma$ за величиною P/T і добутком $K_n K_r$, де P в МПа, T – в градусах К ($K = 273,2 + t^\circ\text{C}$). Спочатку за нижнім графіком через відношення P/T знаходиться густина газу σ_r , а за верхнім визначається значення $\Delta \sigma$, виходячи з величин $K_n \cdot K_r$ і σ_r . Похибку визначення пористості за рахунок цього фактора можна одержати, поділивши $\Delta \sigma$ на 1,7.

Для зручності обчислень величин пористості в різних геологічних і пластових умовах нами розраховані значення для σ_n для різних співвідношень $P \cdot \sigma_p$ і коефіцієнтів пористості, виходячи з реальних умов, і встановлені зв'язки $\sigma_n = f(K_n)$ окремо для нафтоносних, газонасних і водоносних колекторів.

Нафтоносні колектори. Приймавши для даного регіону $\sigma_n = 0,85 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ і $\sigma_\phi = 1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ при залишковій нафтонасиченості $K_{нз} = 0,2, 0,3, 0,4$ і $0,5$, розраховуємо добуток $P \cdot \sigma_p$ за формулою

$$P \cdot \sigma_p = [(1 - K_{нз}) \sigma_\phi + K_{нз} \cdot 0,85], \text{ кг/м}^3 \quad (8)$$

Звідси отримуємо $P \cdot \sigma_p = (0,97, 0,955, 0,94, 0,925) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. В формулі (8) σ_ϕ — густина фільтрату, кг/м^3 .

Оскільки розмірність кривої густини, зареєстрованої апаратурою СГП2, прийнята в г/см^3 , то подальші обчислення величин густини будуть виконуватись в такій же розмірності.

Обробка одержаних результатів для пісковиків нижньої та верхньої крейди дала можливість встановити такі залежності:

$$\sigma_{пн} = 2,68 - K_n \cdot 1,71; \quad K_{нз} = 0,2, \quad (9)$$

звідси $K_n (\%) = 2,68 - \sigma_{пн} / 0,0171$;

$$\sigma_{пн} = 2,68 - K_n \cdot 1,725; \quad K_{нз} = 0,3, \quad (10)$$

звідси $K_n (\%) = 2,68 - \sigma_{пн} / 0,01725$;

$$\sigma_{пн} = 2,68 - K_n \cdot 1,74; \quad K_{нз} = 0,40, \quad (11)$$

звідси $K_n (\%) = 2,68 - \sigma_{пн} / 0,0174$;

$$\sigma_{пн} = 2,68 - K_n \cdot 1,755; \quad K_{нз} = 0,5, \quad (12)$$

звідси $K_n (\%) = (2,68 - \sigma_{пн}) / 0,01755$.

Водонасні колектори. Для визначення K_n колекторів в водоносній частині розрізу неоген-палеогенових, верхньо- і нижньокрейдових відкладів залежність між густиною і пористістю порід має такий вигляд:

$$\sigma_{пв} = 2,68 - K_n \cdot 1,68; \quad K_{нз} = 0, \quad (13)$$

звідси $K_n (\%) = (2,68 - \sigma_{пв}) / 0,0168$,

де $\sigma_{пв}$ — об'ємна густина водоносних колекторів, г/см^3 .

При порівнянні величин пористості за даними ГТК-Г і керн необхідною умовою є те, щоби визначення K_n^a за даними керн в атмосферних умовах привести до пористості і K_n^p в умовах залягання пластів-колекторів. Для встановлення залежностей між пористістю K_n^a в атмосферних умовах і K_n^p при тиску на глибині залягання ($P_{эф} = 65 \text{ МПа}$) використані дані аналізу керн, проведеного на кафедрі ГДС [5].

Залежність $K_n^p = f(K_n^a)$ для міоценових і палеогенових відкладів Лопушнянського нафтового родовища має такий вигляд:

$$K_n^p = 0,9887 \cdot K_n^a - 0,9237; \quad (14)$$

$$n = 65; \quad R^2 = 0,9438.$$

Відклади верхньої і нижньої крейди (сеноман, альб і апт)

$$K_n^p = 0,957 \cdot K_n^a - 0,9494; \quad (15)$$

$$n = 50; \quad R^2 = 0,9879,$$

де n — кількість зразків у виборці.

Графіки цих залежностей представлені на рис. 3 і 4.

За цими ж даними побудовані графіки і встановлені залежності $\eta = f(K_n^p / (K_n^a))$ (рис. 5, 6).

Формули зв'язку між цими величинами: а) міоценові і палеогенові відклади

$$\eta = 0,5092 \cdot K_n^{a,0,271}; \quad R^2 = 0,7064; \quad (16)$$

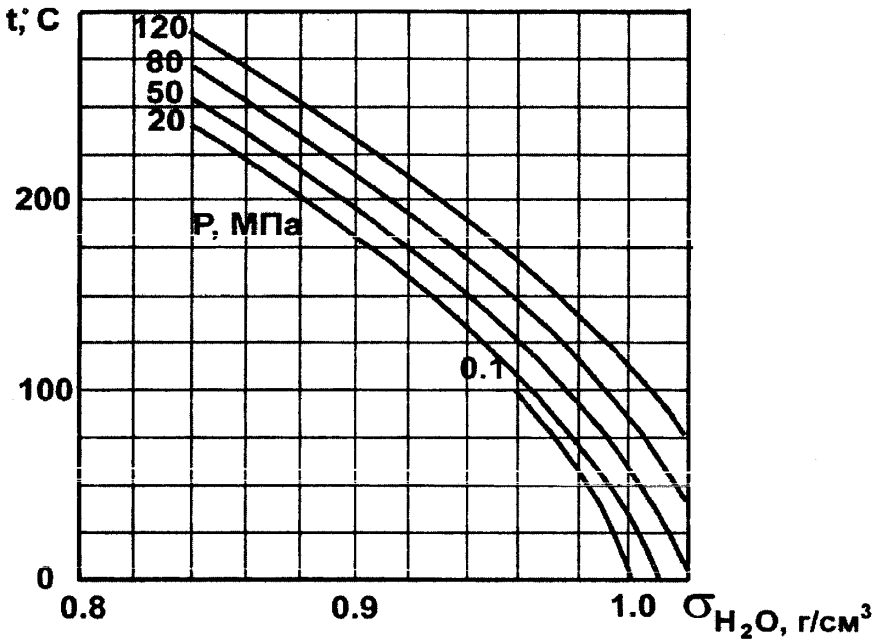


Рисунок 1 — Залежність густини води від температури і тиску

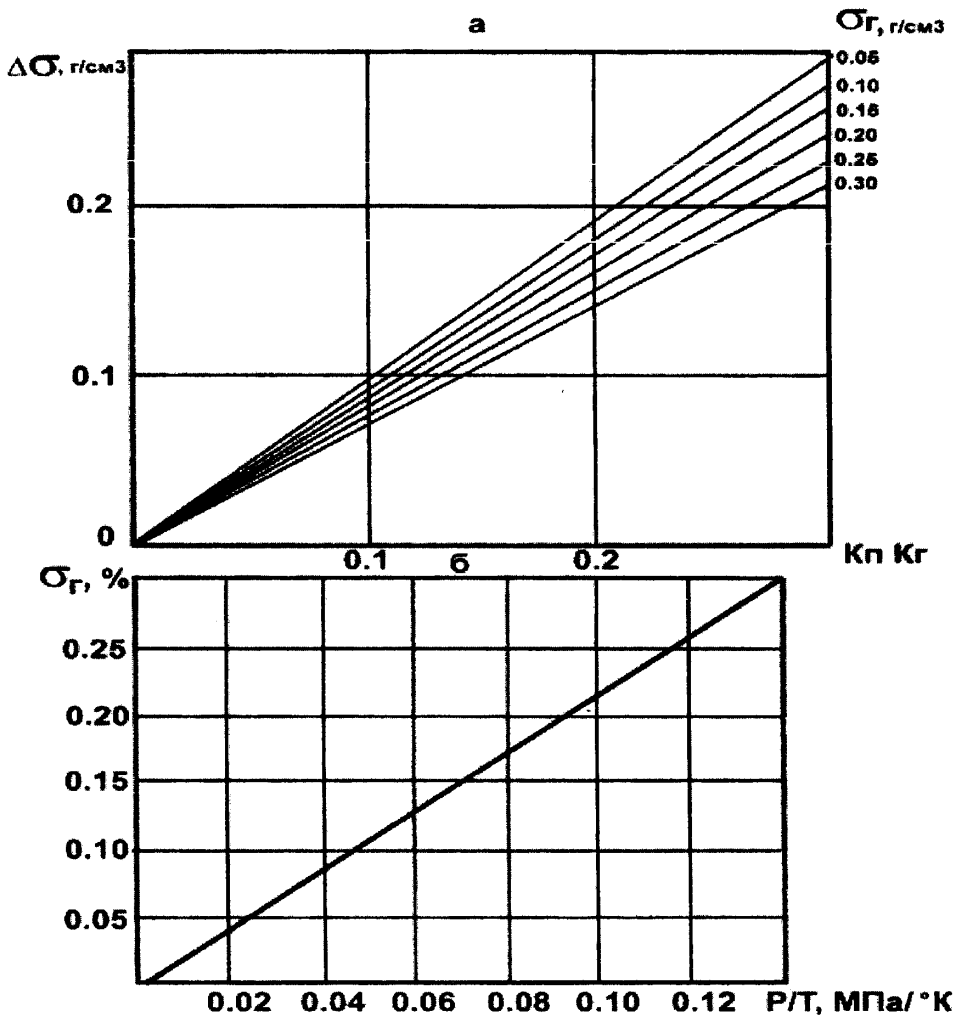


Рисунок 2 — Визначення густини газу (б) і поправки на газонасиченість порід (а) за величиною відношення P/T

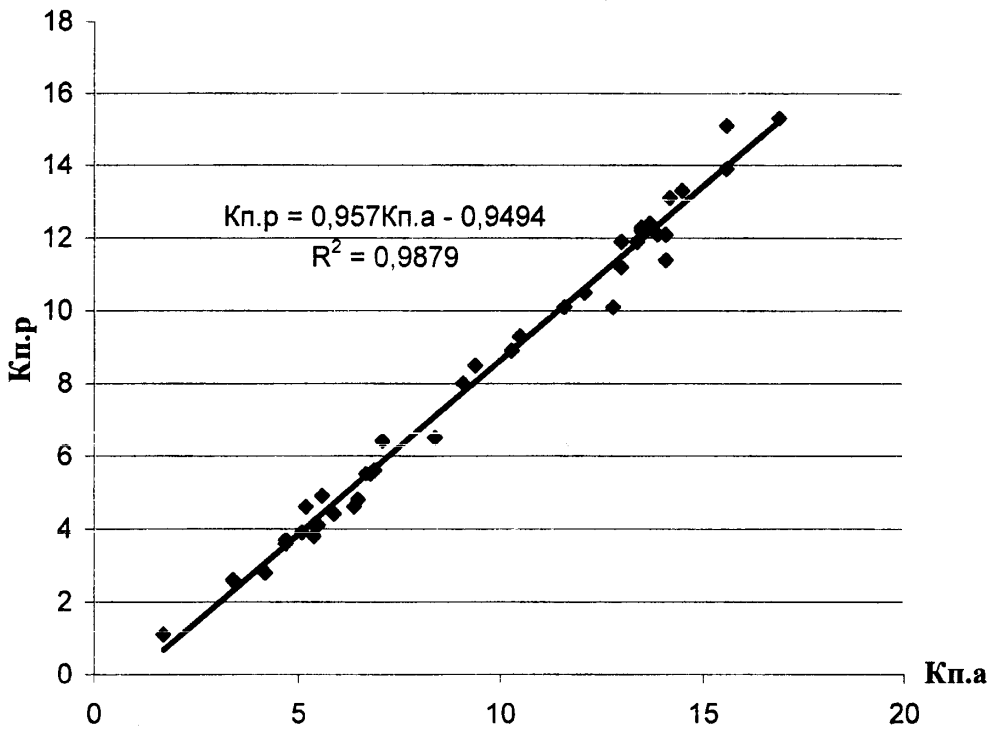


Рисунок 3 — Графік залежності $K_{п.р} = f(K_{п.а})$ (при Реф = 65 МПа) для відкладів сеноману, альбу і апту Лопушнянського родовища

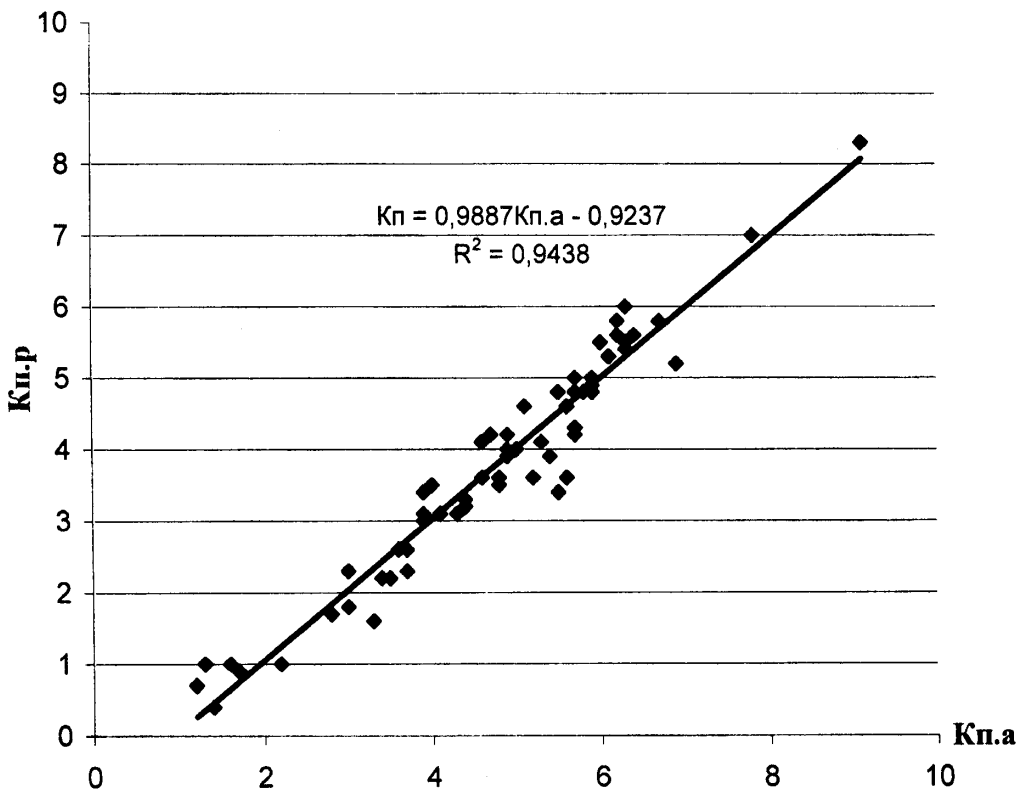


Рисунок 4 — Графік залежності $K_{п.р} = f(K_{п.а})$ (при Реф = 65 МПа) для міоценових і палеогенових відкладів Лопушнянського родовища

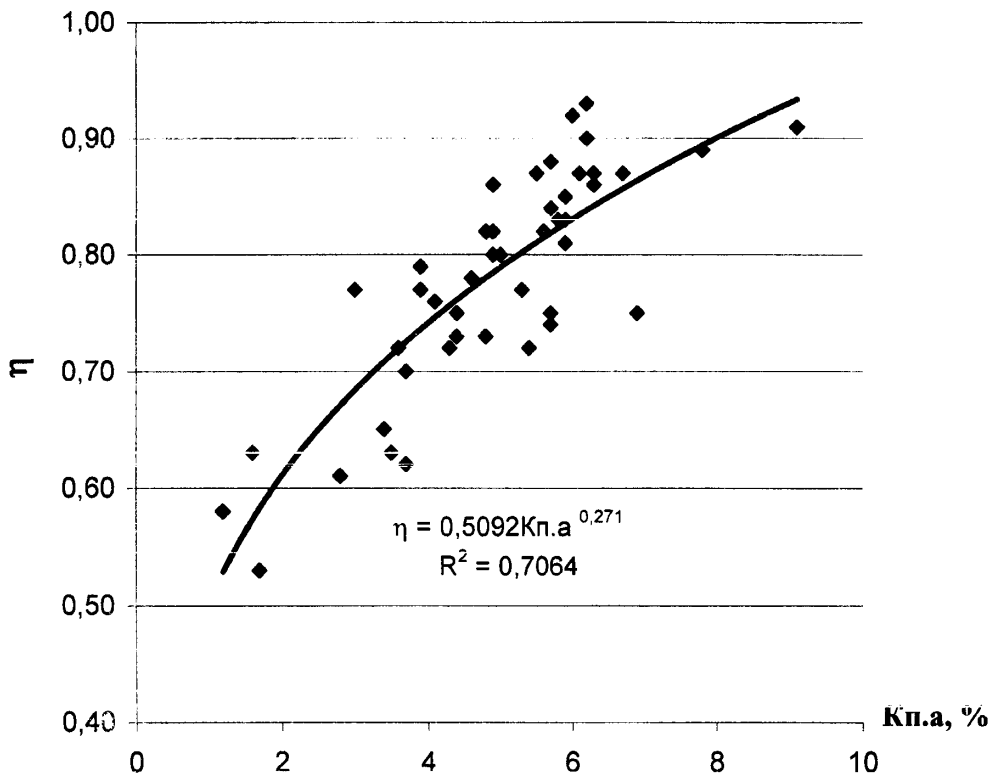


Рисунок 5 — Графік залежності $h = f(Кп.а)$ для міоцен-палеогенових відкладів Лопушнінського родовища

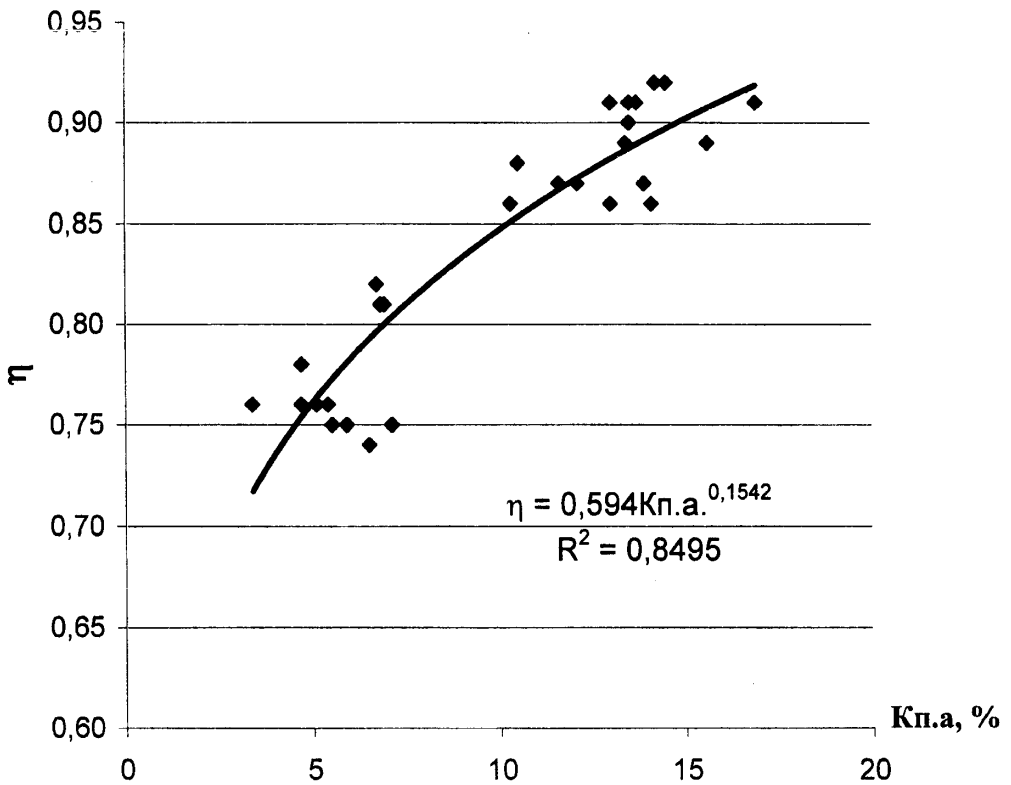


Рисунок 6 — Графік залежності $h = f(Кп.а)$ для відкладів сеноману, альбу і апту Лопушнінського родовища

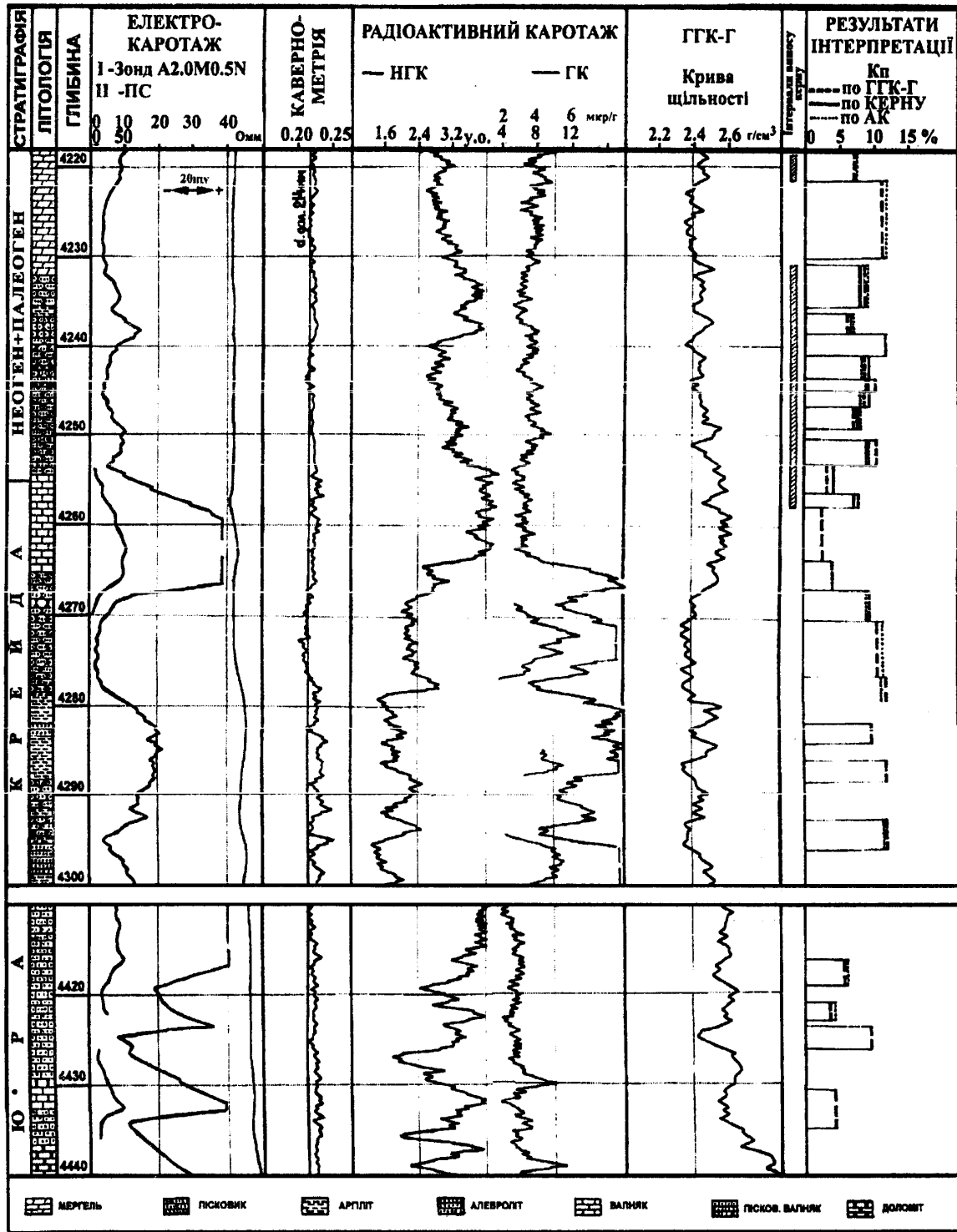


Рисунок 7 — Геофізична характеристика неоген-палеогенових відкладів у розрізі св. 6-Лопушна

б) відклади верхньої і нижньої крейди (се-
номан, альб і апт)

$$\eta = 0,594 \cdot K_p^{0,1542}; \quad R^2 = 0,8495, \quad (17)$$

де R^2 – коефіцієнт парної кореляції.

У свердловині 6-Лопушна відібраний керн
в інтервалі 4220...4257 м, який представлений

пісковиками. Пористість змінюється в межах
3,7...11,5%. Карбонатність не перевищує 10%.
Коефіцієнти пористості по цій свердловині ви-
значались за даними АК, НГК, ГГК-Г і ГГК-
НГК. Оскільки розріз свердловини в інтервалі
досліджень представлений водоносними колек-
торами, для визначення K_p теригенних колекто-
рів застосовувалась формула (13)

Таблиця 1 — Результати визначення Кп за даними ГГК-К в їх порівнянні з даними керна, АК і НГК (свердловина 6-Лопушна)

№№ з/п	Інтервал пласта, м	Товщина пласта, м	l _н , мкр/год	Δl _н	K _{гк} , %	ρ _{гк} , г/см ³	ΔT, мкс/м	ln _н , ум.од.	Кп за даними ГГК-К, %				K _н ^а , %	K _н ^{гк} , %	K _н ^а відкр. керн, %	η	K _н ^р , P _{эф} =70 МПа, %	σ ₁ = $\frac{K_{гк}^n}{K_{гк}^n - K_{н}^n}$, %	σ ₂ = $\frac{K_{ак}^n}{K_{ак}^n - K_{н}^n}$, %	σ ₃ = $\frac{K_{нгк}^n}{K_{нгк}^n - K_{н}^n}$, %	
									за формулою	з врахуванням K _н	з врахуванням погр. за ГК	K _н відкр.									
1	2	3	4	5	7	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20	20
1	4220.4 - 4229.6	9.2	4.0	0.18	7.9	2.48	220	3.28	11.9	11.0	10.5	11.15	11.0	5.5	11.5	0.89	10.24	7.42	7.4	46.3	46.3
2	4229.6 - 4234.0	4.4	3.0	0.09	3.9	2.53	210	3.84	8.4	7.98	7.9	8.06	8.7	2.9	8.6	0.85	7.27	9.76	-19.6	60	60
3	4234.8 - 4237.2	2.4	3.8	0.17	7.8	2.57	205	3.84	6.1	5.0	5.8	5.15	6.6	2.9	6.5	0.83	5.42	-7.74	-21.7	46.5	46.5
4	4237.2 - 4239.6	2.4	3.5	0.14	6.1	2.47	207	2.88	12.5	11.66	11.3	11.78	7.8	8	9.8	0.87	8.53	36.69	8.5	6.2	6.2
5	4239.6 - 4242.4	2.8	3.0	0.09	3.9	2.53	207	2.61	8.9	7.98	7.9	8.06	8.0	10	9.8	0.87	8.5	-6.44	6.2	-17.2	-17.2
6	4242.4 - 4244.0	1.6	3.6	0.15	6.6	2.50	207	2.88	10.7	9.78	9.7	9.91	8.0	8.0	9.8	0.87	8.5	14.65	6.2	6.2	6.2
7	4244.0 - 4245.6	1.6	4.0	0.18	8.1	2.53	205	3.20	8.9	7.91	7.9	8.06	7.3	6	8.3	0.85	7.5	5.46	2.7	20.0	20.0
8	4245.6 - 4248.0	2.4	3.6	0.15	6.6	2.55	207	3.28	7.7	6.69	6.8	6.82	8.0	5.5	7.7	0.85	6.55	2.13	-22.1	16	16
9	4248.8 - 4552.0	3.2	3.6	0.15	6.6	2.50	210	3.20	10.7	9.78	9.7	9.91	8.2	6.0	7.2	0.86	7.57	29.2	-8.3	20.7	20.7
10	4252.0 - 4255.2	3.2	2.8	0.07	3.1	2.62	190	4.0	3.6	2.91	3.1	2.97	4.7	2.5	4.7	0.79	3.7	-21.35	19.7	32.4	32.4
11	4255.2 - 4256.8	1.6	3.2	0.11	4.9	2.54	190	3.84	9.9	9.0	8.8	9.1	4.3	2.9	7.7	0.85	6.55	37.4	34.4	55.7	55.7
																		ef=72%	ef=72.7%	ef=45.4%	ef=45.4%

$$\sigma_{\text{пв}} = 2,68 - K_{\text{п}} \cdot 1,68,$$

для карбонатних порід —

$$K_{\text{п}} = (2,71 - \sigma_{\text{п}}) / 0,0171. \quad (18)$$

Дані інтерпретації результатів досліджень з визначення $K_{\text{п}}$ наведені в таблиці 1 і на рис. 7. З таб. 1 видно, що більш ефективним методом є метод ГГК-Г. Його ефективність з визначення $K_{\text{п}}$ становить 72%. Такою ж ефективністю володіє метод акустичного каротажа. Зате метод НГК не може бути використаний для оцінки пористості таких колекторів. Його ефективність не перевищує 45,4%. Слід зазначити, що даних керна недостатньо для всебічної оцінки ефективності окремих методів. На рисунку наведена геофізична характеристика по свердловині 6-Лопушна.

Висновки

1. Для визначення колекторських властивостей порід-колекторів в складних розрізах свердловин Передкарпатського прогину необхідна поглиблена комплексна інтерпретація радіоактивних методів ГДС (ГГК-Г, ГК, НГК, ННК) з використанням петрофізичних залежностей.

2. За ефективністю визначення $K_{\text{п}}$ за даними ГДС пріоритетність надається методу ГГК-Г в комплексі з методом АК. Нашими дослідженнями доведено, що у розрізах свердловин зі

складною будовою колекторів ефективність методу ГГК-Г становить 72...80%, що є необхідною умовою під час оцінки підрахункових параметрів нафто- і газових покладів в Передкарпатті.

Література

1. Методические указания по проведению плотностного гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СГП2-АГАТ и обработке полученных результатов. — Калинин: ВНИГИК, 1988.

2. Пирсон С. Справочник по интерпретации данных каротажа. — М.: Недра, 1966. — С. 243-250.

3. Уточнение геологического строения, физических свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов и установления достоверных ресурсов углеводородного сырья Северо-Долинского месторождения: Отчет. — К.: УкргипроНИИ нефть, 1978. — Т.П. — С. 138-150.

4. Комплексная интерпретация ГГК, НК, АК, ГК, полученных серийной аппаратурой для определения емкостных свойств горных пород: Методическое руководство. — Калинин: ВНИГИК, 1982. — С. 15-32.

5. Грицишин В.І. та ін. Комплексне вивчення колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття // Фонди ІФНТУНГ. — Івано-Франківськ, 1989. — 70 с.

УДК 622.245

ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ РІДИН ДЛЯ СПРЯМОВАНОЇ ДІЇ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ БАГАТОШАРОВИХ ПЛАСТІВ

Д.О.Єзер

ВАТ "Укрнафта", 04053, м. Київ, Нестерівський провул., 3/5, тел.(044) 2124335,
e-mail: exp@il.if.ua

Рассмотрены вопросы применения высоковязких жидкостей для селективного воздействия на отдельные пропластки многослойного продуктивного пласта. Получены зависимости для определения глубины проникновения высоковязкой жидкости в разнопроницаемые пропластки. Доказана возможность использования селективного воздействия на многослойные пласты с применением высоковязких жидкостей для уменьшения неоднородности продуктивного разреза и увеличения нефтеизвлечения.

Consider question of using high viscose liquid for selected influence on the individual semi-places of multilayered productive stratum. Upgraded dependents of determination the deep of permeation of high viscose liquid into the places with different permeability. Proved a possibility of using selected influence on multilayered places with using the high viscose liquids for decreasing of inhomogeneous of productive cut and increasing of petroleum recovery.

Велика група селективних методів дії на багатощарові пласти побудована на зміні фільтраційних опорів в прошарках за рахунок особливих фізичних властивостей рідин та технологічних режимів їх закачування. Ці методи не потребують використання реагентів або технологічних прийомів для деблокування тимчасово заблокованих прошарків, але разом з тим вони не забезпечують надійної селективності дії.

Розглянемо вплив загушення розчину на його рух в неоднорідному пласті та глибину обробки низькопроникних прошарків. Для простоти вважаємо, що в'язкість рідини, яка насичує пласт, нескінченно мала порівняно з в'язкістю загушеного кислотного розчину і нею можна нехтувати. Така ситуація характерна, наприклад, для газонасиченого пласта.