

КОМПЛЕКСНІ ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ КАРБОНАТНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЮРСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

¹Д.Д. Федоришин, ¹І.О. Пятковська, ²М.С. Махамбетова, ³Я.М. Фтемов

¹ІФНТУНГ; 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

²НДПІ ПАТ «Укрнафта»; 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, Пн. бульвар ім. Пушкіна, 2

³ПУБР ПАТ «Укрнафта»; 77504, Україна, м. Долина, вул. С.Бандери, 1

Розглядається можливість виділення глибинних продуктивних карбонатних порід-колекторів за даними геофізичних досліджень, основні методики інтерпретації геофізичної інформації, отриманої у ході досліджень карбонатних розрізів. З метою підвищення достовірності виділення продуктивних порід-колекторів у складнобудованих геологічних розрізах розроблено новий методологічний підхід до інтерпретації результатів геолого-геофізичних досліджень. Запропоновано використання статистичного аналізу, а саме, асиметрії та ексцесу під час інтерпретації даних акустичного каротажу. Наводяться математичні моделі петрофізичних взаємозв'язків, характерних для карбонатних порід. У статті відображаються підходи, застосовувані для визначення коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості за даними геолого-геофізичних досліджень, а також наведено результати використання акустичного широкопasmового каротажу для виділення та оцінки коефіцієнтів продуктивності у виповнених карбонатними породами геологічних розрізах.

Ключові слова: геофізичні дослідження, карбонатні породи, асиметрія, ексцес, петрофізичні моделі, акустичний широкопasmовий каротаж.

Рассматривается возможность выделения глубинных продуктивных карбонатных пород-коллекторов по данным геофизических исследований, рассмотрены основные методики интерпретации геофизической информации, полученной при исследованиях карбонатных разрезов. С целью повышения достоверности выделения продуктивных пород-коллекторов в сложнопостроенных геологических разрезах разработан новый методологический подход к интерпретации результатов геолого-геофизических исследований. Предлагается к использованию статистический анализ, а именно асимметрии и эксцесса при интерпретации данных акустического каротажа. Приводятся математические модели петрофизических взаимосвязей, характерных для карбонатных пород. В статье отображены подходы, используемые для определения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности по данным геолого-геофизических исследований, а также приведены результаты использования акустического широкополосного каротажа для выделения и оценки коэффициентов производительности в геологических разрезах, наполненных карбонатными породами.

Ключевые слова: геофизические исследования, карбонатные породы, асимметрия, эксцесс, петрофизические модели, акустический широкополосный каротаж.

The possible allocation of the underlying productive carbonate reservoir rocks according to geophysical logging was considered. In the article the main interpretation methods of geophysical information obtained during the study of carbonate cross-sections were analyzed. To improve the reliability of the allocation of productive reservoir rocks in complex geological sections, a new methodological approach to the interpretation of the results of geological and geophysical studies was developed. It was proposed to use the statistical analysis, such as asymmetry and kurtosis, in the interpretation of acoustic logging data. The mathematical models of petrophysical relationships characteristic of carbonate rocks. The approaches used to determine the coefficients of porosity and oil-gas saturation according to geologic-geophysical studies were reflected, and the results of the broadband acoustic logging use for the selection and evaluation of performance ratios in geological cross-section, filled with carbonates, were presented in the article.

Key words: geophysical survey, carbonate rocks, asymmetry, kurtosis, petrophysical models, broadband acoustic logging.

Вступ

Ефективне вивчення розрізів глибоких свердловин методами промислової геофізики є складним завданням. Буріння таких свердловин часто супроводжується обвалами, поглинанням промивальних рідин, прихопленням бурового інструменту, що ускладнює проходження геофізичних приладів до інтервалу досліджень або вибою. Характеристика геологічного розрізу глибоких свердловин в цьому випадку за результатами геофізичних досліджень, зокрема

електричних (мікробоковий, індукційний каротаж) є не достатньо інформативною. У зв'язку з цим розроблення підходів до інтерпретації результатів комплексних геофізичних досліджень свердловин є актуальним завданням у нафтогазовій галузі.

Вказані вище обставини зумовили необхідність пошуків нестандартних методів обробки та інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих (часто їх називають мілкошаруватими) се-

редовищах. Одним із таких підходів може бути використання апарату математичної статистики.

Для реалізації поставленої задачі сформульована мета, яка полягає у розробленні удосконаленої інтерпретаційної системи обробки даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) із використанням елементів математичної статистики вищих порядків.

Аналіз стану проблеми

Відомо, що асиметрія або коефіцієнт асиметрії (A) є мірою несиметричності розподілу статистичної величини x_i з ймовірністю P_i

(у випадку рівноквантової каротажної кривої $p_i = \frac{1}{n}$). Коли асиметрія суттєво відрізняється від нуля, то розподіл несиметричний, для нормального розподілу $A=0$. Асиметрія розподілу з довгим правим хвостом позитивна ($A>0$). Коли розподіл має довгий лівий хвіст, то від'ємна ($A<0$).

Ексцес або коефіцієнт ексцесу (E) вимірює „вершиноподібність” розподілу. Коли ексцес, який вказує на „гостроту вершини” розподілу, суттєво відмінний від нуля, то розподіл має або більш заокруглену вершину, ніж нормальний розподіл, або, навпаки, має більш гостру вершину (можливо, є декілька вершин - багатомодальний розподіл). Зазвичай, коли ексцес $E>0$, то вершина загострена, коли $E<0$, то вершина заокруглена, а при $E=0$ статистична величина має нормальний розподіл.

У роботі [1] показано, що асиметрія A (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес E (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) розподілу швидкостей за даними акустичного каротажу (АК), які осереднені на великих базах (10 м) по відношенню до товщини пластів, можуть бути інформативними для оцінки характеру флюїдонасиченості та піскуватості тонкошаруватих відкладів нижньодашавської підсвіти верхнього сармату.

Виділення порід-колекторів у тонкошаруватому розрізі неогенових відкладів, (зокрема нижнього сармату) є надзвичайно складним завданням [2, 3]. Використовуючи статистичний аналіз, нами виділено продуктивні прошарки вздовж геологічного розрізу у горизонталі НД-10 ÷ НД-11 свердловини №5 Летнянського родовища і здійснено порівняння отриманих даних із вже існуючими геолого-геофізичними даними з оцінкою достовірності та якості запропонованої методики.

Реалізація поставленої мети

Для аналізу та прогнозування використано асиметрію A (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес E (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) розподілу швидкостей за даними акустичного каротажу (АК), які осереднені на великих базах (15 м). База осереднення вибиралася, виходячи із середньої товщини пластів, що виповнювали геологічний розріз. Величина асиметрії та екс-

цесу, які розраховувалися для літологічних одиниць стратиграфічних товщин потужністю 600-1100 м, за знаками (плюс чи мінус) корелювалися з наявністю або відсутністю газонасичених пластів в інтервалі аналізу та коефіцієнтом середньозваженої піскуватості розрізу.

На рисунку 1, що показує асиметрію та ексцес, розрахований для горизонту НД-10, спостерігаємо лише одне ймовірне місце залягання газоносного пласта – це інтервал 1104-1110 м. В даному інтервалі знаходиться локальний мінімум ексцесу, що змінює свої значення від -0,62 до 0 та додатні значення асиметрії, що характеризують наявність в даному інтервалі пісковиків, тобто коефіцієнт піскуватості тут більше 0, а, значить, тут присутні вмішані цюго при комплексній інтерпретації результатів геофізичних досліджень виділено перспективний газоносний поклад в межах інтервалу 1096-1116 м. Порівнюючи отримані дані та результати розвідки, чітко простежується потрапляння виділеного нами інтервалу у прогнозовано перспективний відклад. Він є більш обмеженим і детальним.

Проведений аналіз дає підстави стверджувати, що використання статистичних моментів третього та четвертого порядків (асиметрії та ексцесу відповідно) для інтерпретації даних акустичного каротажу на прикладі свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища дає змогу виділяти у тонкошаруватому середовищі неогенових відкладів продуктивні породи-колектори у випадку, коли це складно зробити за даними стандартного комплексу методів ГДС. Однак дана методика потребує подальшої апробації. впровадження запропонованого методичного підходу у виробничих масштабах необхідно обробити дані комплексних геофізичних досліджень багатьох свердловин, що дозволить узагальнити та вибрати характерні граничні параметри для складних літолого-стратиграфічних комплексів.

Використання даного підходу до інтерпретації геофізичних даних досліджень карбонатних літолого-стратиграфічних товщ необхідно врахувати ряд для них характерних геологічних чинників.

В формуванні колекторських властивостей карбонатних порід суттєву роль відіграють пустоти вторинного походження, насамперед тріщинуватість. Значна твердість та слабка пластичність призводить до інтенсивного розтріскування карбонатних порід в процесі геотектонічних рухів земної кори.

Виділення, оцінка характеру насичення та властивостей складних карбонатних колекторів за комплексом геолого-геофізичних досліджень є складним завданням.

Труднощі вивчення карбонатних товщ обумовлені наступними основними причинами.

1. Карбонатні породи-колектори характеризуються складною будовою порового простору. Як правило, в карбонатних товщах переважають колектори з вторинною пористістю,

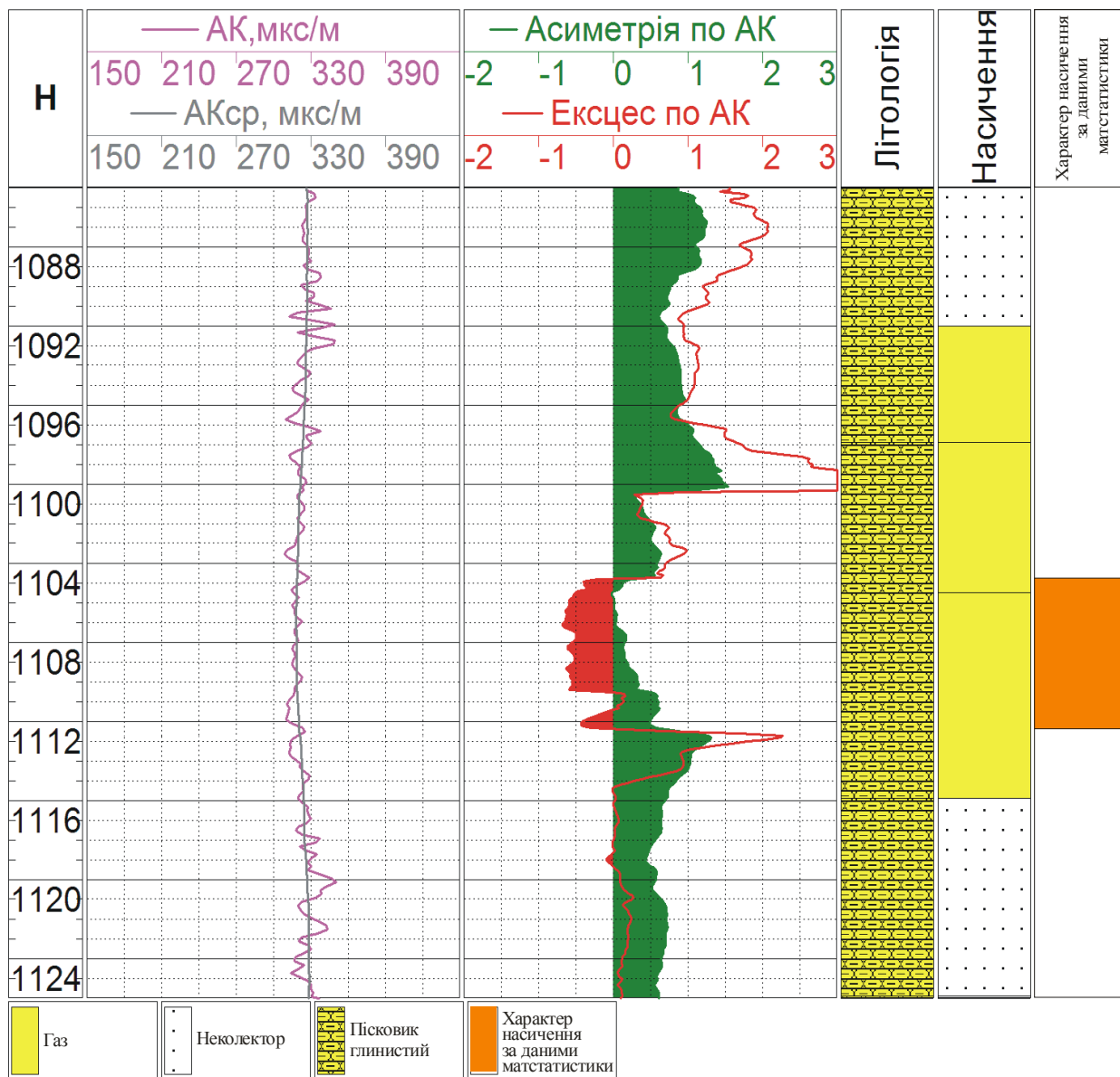


Рисунок 1 – Виділення порід-колекторів у горизонті НД-10 свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища

фільтраційні властивості яких переважно визначаються розвинутою системою тектонічних тріщин. Складна структура порового простору порід, наявність в них міжгранулярних, тріщинних та кавернозних порожнин значно ускладнює вивчення карбонатних порід-колекторів за комплексом геолого-геофізичних даних.

2. Карбонатні породи, що залягають особливо на великих глибинах, характеризуються низькою загальною пористістю (в межах 3-6%), що суттєво ускладнює її визначення за даними комплексу геофізичних досліджень. Зниження пористості суттєво ускладнює побудову основних петрофізичних залежностей та збільшує похибки визначення петрофізичних параметрів.

3. Характерною особливістю карбонатних колекторів є малий обсяг ефективних (нафтонасичених) пор. Як правило, в складних карбонатних колекторах нафтонасиченими є тріщини та каверни, частка яких рідко перевищує 10-

30% від загального обсягу пор. В зв'язку з цим, нафтонасиченість слабо відображається на зареєстрованих геофізичних параметрах, що ускладнює виділення в геологічному розрізі продуктивних інтервалів та кількісну оцінку коефіцієнта нафтонасиченості порід-колекторів.

4. Внаслідок неоднорідної структури порового простору карбонатні колектори характеризуються більш складним проникненням в них бурового розчину або фільтрату. При випереджуючому проникненні системою тріщин та каверн, можливе часткове або повне витіснення пластового флюїду, що створює додаткові труднощі при виділенні та оцінці характеру насичення порід-колекторів.

5. Внаслідок частої зміни умов осадконакопичення та значних постседиментаційних перетворень карбонатні товщі характеризуються неоднорідністю літологічного складу та мін-

лівістю колекторських властивостей по розрізу та площі. Все це призводить до мікро- та макроанізотропії фізичних властивостей карбонатних порід, що знаходить відображення в різкій диференціації геофізичних діаграм та значно ускладнює їх інтерпретацію.

6. Істотний вплив на геофізичні параметри чинить неоднорідність літологічного складу карбонатних порід (наявність теригенного, доломітового, ангідритового матеріалу). В зв'язку з цим, для отримання достовірних результатів інтерпретації потрібне розроблення кількісних способів врахування комплексного складу матриці породи на покази геофізичних методів.

7. Слабопластичні карбонатні породи внаслідок суттєвих навантажень, які виникають в процесі буріння, піддаються додатковому розтріскуванню, що відображається на результатах геофізичних методів з малим радіусом досліджень.

8. В карбонатних породах-колекторах із непроникуною матрицею, вода, що насичує міжзеренні пори, за мінералізацією може суттєво відрізнитись від вод, що заповнює тріщини та каверни, а також і отриманих при випробуванні свердловин. Це викликає додаткові труднощі під час інтерпретації даних каротажу за методом опору.

Наведені особливості карбонатних порід-колекторів найбільш чітко проявляються на великих глибинах. Під впливом жорстких термобаричних умов відбувається значна зміна колекторських властивостей порід і ускладнення характеру петрофізичних взаємозв'язків. Щільність порід із збільшенням глибини їх залягання зростає, і як наслідок цього, погіршуються колекторські властивості. Ущільнення і пов'язане з цим зменшення пористості порід, а також ускладнення структури порового простору на великих глибинах нівелює колекторські властивості порід-колекторів та непрониких пластів, а також колекторів з різним характером насичення, їх геофізичні ознаки вирівнюються.

Виходячи із вище викладеного нами розроблявся підхід до визначення коефіцієнта пористості карбонатного типу колектора за результатами комплексу методів електричного опору та нейтронного гамма-каротажу.

Із обробки діаграмного матеріалу стандартного, бокового та нейтронного гамма-каротажу видно, що питомі електричні опори карбонатних порід на великих глибинах сягають тисячі Ом, а покази НГК – до 5-6 ум.од. Пласти-колектори з розвинутою вторинною пористістю характеризуються більш низькими опорами (десятки та сотні Ом), пониженими значеннями НГК та часто наявністю від'ємної аномалії ПС.

Спільна інтерпретація даних методів опору та нейтронного гамма-каротажу здійснюється найчастіше графічним способом та способом нормалізації отриманих геофізичних кривих на діаграмних треках.

Графічний спосіб. Графічний спосіб P , I_{ny} базується на визначенні загальної пористості

$k_{n,заг}$ за даними НГК (I_{ny}), міжзернової (блокової) $k_{n,м}$, визначеної за відносним опором P і оцінкою вторинної пористості $k_{n,вт} = k_{n,заг} - k_{n,м}$. Величина $k_{n,заг}$ характеризує пористість сумарного об'єму всіх пустот (тріщин, каверн, міжзернових пор), $k_{n,м}$ – об'єм міжзернових пор, а $k_{n,вт}$ – об'єм всіх пустот вторинного походження (тріщини, каверни та ін..) по відношенню до об'єму породи. Більш точну вторинну пористість знаходять із виразу:

$$k_{n,вт} = (k_{n,заг} - k_{n,м}) / (1 - k_{n,м}). \quad (1)$$

Обробку величин P і I_{ny} проводять графічним способом, запропонованим А.М. Нечаєм. Для цього за результатами інтерпретації геофізичних досліджень в кожній свердловині на півлогарифмічному бланку будують криві залежності $\lg P_m = f(I_{ny})$, $\lg k_{n,заг} = f(I_{ny})$ і $\lg P = f(I_{ny})$. Тут I_{ny} – значення радіаційного гамма-випромінювання, розраховані за кривою НГК і приведені до середнього фактичного діаметру свердловини; P_m – відносний опір нетріщинуваті породи з міжзерною пористістю; P – умовний відносний опір тріщинуватих порід, що рівний відношенню $\rho_{n,мп}/\rho_с$, не залежно від насиченості породи нафтою чи водою та від типу колектора (гранулярний, тріщинуватий, змішаний).

Криву $\lg P_m = f(I_{ny})$ будують для щільних (нетріщинуватих) порід з міжзерною пористістю. На півлогарифмічному бланку криві відображаються в межах двох опорних точок прямою лінією. Верхня опорна точка відповідає щільним породам, які характеризуються високим значенням P_m і I_{ny} , а також відсутністю проникнення в них фільтрату бурового розчину. Найбільш надійно щільний непроникий інтервал визначають за відсутністю притоку рідини при опробуванні. Положення нижньої опорної точки визначається умовно координатами $\lg P_m \approx 2$ і $I_{ny} = 1$ ум.од. (за наявності в розрізі характерних і витриманих по площі глинистих пластів положення нижньої опорної точки визначається величинами $\lg P_m$ і I_{ny} навпроти такого пласта; величина P_m в глинистому пласті визначається за сумарним водньовмістом, який складає 30-40%).

Про характер пластів-колекторів судять за розміщенням точок $\lg P = f(I_{ny})$ відносно лінії щільних порід $\lg P_m = f(I_{ny})$. Для тріщинокавернозних порід, в яких вторинні пори містять нафту і газ чи заповненні прісним фільтратом промивальної рідини, а також для чисто кавернозних порід, незалежно від характеру рідини в кавернах, точки розміщуються лівіше і вище лінії щільних порід. Це обумовлено тим, що питомий опір вказаних порід мало відрізняється від питомого опору їх бокової (нетріщинуваті) частини. В той же час, збільшення загальної пористості за рахунок наявності вторинної обумовлює зниження показів I_{ny} . В тріщинуватих породах, що містять високомінералізовану воду, під впливом тріщин відбувається зниження питомого опору пласта і точки на графіку розташовуються правіше і нижче лінії щільних порід.

Таким чином, розподіл точок на графіку з координатами $\lg P$, I_{ny} залежить від структури порового простору та питомого опору рідини, що насичує пористи, і в загальному вигляді має складних характер.

Залежність $I_{ny} = f(\lg k_{n,заг})$, будують на основі встановленого зв'язку $P_M = f(k_{n,м})$ з використанням кривої $P_M = f(I_{ny})$. Залежність $P_M = f(k_{n,м})$ знаходять за аналізом кернового матеріалу і величиною P_M , визначеною для кожного району. Залежність $I_{ny} = f(\lg k_{n,заг})$ близька до прямої лінії.

Сімейство кривих залежності $\lg P' = f(I_{ny})$ будують для водоносних тріщинуватих пластів при різних значеннях відносного опору блоків P_M .

Задаються коефіцієнтом тріщинуватості пористості $k_{n,мп}$. Величина $k_{n,заг} = k_{n,мп} + k_{n,м}$, точніше $k_{n,заг} = k_{n,мп}(1 - k_{n,м}) + k_{n,м}$.

Відносний електричний опір тріщинуватих водоносних порід розраховується при заданих $k_{n,мп}$ і P_M

$$1/P' = (2/3) * (\rho_e / \rho_p) * k_{n,мп} + 1/P_M, \quad (2)$$

де ρ_p і ρ_e – питомий опір відповідно рідин, що заповнюють тріщини і води міжзеренних пор.

Величину I_{ny} визначають за залежністю $I_{ny} = f(\lg k_{n,заг})$, відповідно вибраному $k_{n,мп}$ і розрахованому $k_{n,заг}$.

У такий же спосіб розраховують інші значення P_M і $k_{n,м}$. Отриманий комплекс кривих $\lg P' = f(I_{ny})$ при $P_M = \text{const}$, $I_{ny} = f(\lg k_{n,заг})$ і $\lg P_M = f(I_{ny})$ є першоджерелами для кількісної оцінки загальної та вторинної пористості.

За даними одиничних визначень параметрів пористості розраховують середньозважене значення для кожної свердловини і оцінюють середню пористість пласта по площі.

Графічний метод має достатнє фізичне і теоретичне обґрунтування і за певних умов може бути використаний для оцінки колекторських властивостей тріщинно-кавернозних порід. Такими умовами є: наявність в розрізі щільних, гранулярно-непроникних, слабглинистих або неглинистих порід, зв'язок продуктивності пласта з його вторинною пористістю, насиченням міжзеренних пор водою, відносно невисокою мінералізацією пластових вод і їх слабкою зміною по площі та розрізу. Для застосування цієї методики оптимальним є заповнення тріщин слабопровідною рідиною (нафтою, фільтратом прісної води промивальної рідини).

У випадку насичення тріщин високомінералізованою водою методика дозволяє оцінити тільки тріщинувату пористість.

Математичним аналізом похибки оцінки вторинної пористості цією методикою встановлено, що в одиничних визначеннях можуть бути допущені суттєві похибки, особливо стосовно $k_{n,вт}$, що досягає 0,5% (найбільший вплив на точність визначення вторинної пористості здійснює похибка при визначенні I_{ny}). Однак, з врахуванням тієї умови, що похибки в початкових параметрах мають випадковий характер, при розрахунку середніх значень вторинної порис-

тості для великого числа інтервалів отримують задовільні результати. Тому дана методика повинна розглядатися для визначення середніх параметрів в межах великої вибірки вимірної випадкової величини конкретного родовища.

Значні труднощі виникають також при розділенні гранулярно-непроникних пластів з вторинною пористістю на водоносні та нафтогазоносні. В загальному випадку через глибоке проникнення фільтрату прісної промивальної рідини в тріщини вирішити цю задачу комплексною методикою можливо.

Описаний метод знайшов широке застосування при вивченні тріщино-кавернозних і карбонатних порід.

Спосіб нормалізації. Даний спосіб є різновидом графічного P , I_{ny} і полягає в комплексній інтерпретації матеріалів нейтронного гамма-бокового та індукційного каротажів. Цей спосіб запропонований Н.З. Заляєвим і базується на лінійній залежності логарифма питомого електричного опору від показів НГК, що підтверджується наступними простими розрахунками. Відповідно: $\lg \rho_n = \lg (\alpha \rho_e) - m * \lg k_{n,м}$.

Для деякого відомого комплексу порід можна допустити, що $\lg (\alpha \rho_e) = \text{const}$, тобто $\lg \rho_n = -m * \lg k_{n,м} + C$.

Інтенсивність радіаційного гамма-випромінювання I_{ny} також обумовлена пористістю гірських порід і виражається формулою

$$I_{ny} = -A * \lg k_{n,заг} + C. \quad (3)$$

В більшості випадків це характерно для порід з міжгранулярною пористістю, де $k_{n,заг} = k_{n,м}$. Отже, при відповідно підібраних масштабах реєстрації значень I_{ny} і $\lg P_n$ для відносно чистих порід-колекторів з міжзеренною пористістю, пори яких повністю заповнені слабомінералізованою водою, величини I_{ny} і $\lg \rho_n$ можуть бути поєднані. Цей висновок має практичне значення і використовується для поєднання діаграм НГК та питомого електричного опору, перетворених у відповідний логарифмічний масштаб. В якості діаграм питомого опору найбільш прийнятними є діаграми, що зареєстровані зондами бокового і індукційного каротажів.

Поєднанню діаграм питомого електричного опору та НГК передуює обробка діаграмного матеріалу – нормалізація діаграм, що полягає у виборі логарифмічного масштабу, трансформації кривих електричного опору, тобто в умовному приведенні величин I_{ny} і ρ_n до єдиного масштабу пористості. Для вибору масштабу у розрізі, що вивчається, виявляють опорні пласти, для яких в певному діапазоні зберігається лінійна залежність зміни геофізичних параметрів та пористості.

Опорними пластами можуть слугувати чисті неглинисті і незагіпсовані водонасичені карбонатні породи з міжзеренною пористістю потужністю не менше 2-3 м, навпроти яких спостерігається відповідність форми кривих питомого опору та НГК. Для цих пластів замість максимального питомого опору P_n допускається використання питомого опору ρ_n , оскі-

льки вважається, що в наступному інтервалі питомий опір пластової води ρ_v і температура змінюються вкрай мало.

Щоб визначити модуль логарифмування, будують залежності $\lg \rho_n = f(I_{ny})$ по опорних водонесних пластах (не менше двох) із значною різницею між пористістю. За ρ_n приймають ρ_{eLK} (при підвищуючому проникненні) і ρ_{eBK} (при понижаючому проникненні) із введенням відповідних поправок за потужність пласта, впливом свердловини та ін. Покази I_{ny} відкладають на осі абсцис в тому масштабі, в якому зареєстрована діаграма НГК.

Модуль логарифмічного масштабу визначають (в мм) за віссю абсцис; він відповідає 10-кратній зміні питомого електричного опору по осі ординат. Діаграми питомого електричного опору за відомим модулем перебудовують в логарифмічному масштабі і поєднують з діаграмами НГК. Під час побудови діаграм домагаються найкращого їх зівставлення навпроти водонесних пластів. Логарифмічний масштаб питомого опору калібрується також в масштабі пористості за залежністю $P_n = f(k_n)$, яка встановлена для порід, що розглядаються.

Інтерпретація нормалізованих діаграм здійснюється для виділення в розрізі нафтоносних пластів. Навпроти них нормалізовані діаграми питомого електричного опору та діаграми НГК розходяться (покази на кривих питомого опору значно вищі за покази кривої НГК). Різниця буде тим суттєвіша, чим вища нафтонасиченість пласта. В логарифмічному масштабі використовуються фіктивні (приблизні) значення коефіцієнта збільшення опору $P_{n,\phi} = \rho_{n,\phi} / \rho_{en}$.

Умовний (фіктивний) питомий електричний опір $\rho_{n,\phi}$ розраховують за показниками діаграм, знятими навпроти нафтоносного пласта $\rho_{eNB(BK)}$, а значення ρ_{en} отримують з використанням діаграми НГК, умовно вважаючи його еквівалентним діаграми питомого електричного опору при 100%-ій водонасиченості пласта (це відповідає основному положенню метода, що допускає для водонесних неглинистих і незагіпсованих колекторів збіжність амплітуд нормалізованих діаграм питомого електричного опору та НГК).

Для оцінки нафтонасиченості $P_{n,\phi}$ порівнюють з критичним значенням цього параметра $P_{n,кр}$. При $P_{n,\phi} > P_{n,кр}$ пласт відноситься до категорії промислово нафтоносних. Коефіцієнт $P_{n,\phi}$ визначається відстанню між діаграмами НГК і КС, що сприяє візуальному виділенню інтервалів, для яких $P_{n,\phi} > 1$. Розходження між дійсним значенням коефіцієнта збільшення опору і його фіктивною величиною може викликатися: наявністю підвищуючого проникнення фільтрату промивальної рідини в пласт, що понижує точність визначення питомого електричного опору $\rho_{eBK(К)}$, наявністю кавернозності, що підвищує питомий опір пласта, невідповідністю вихідної залежності $\rho_n = f(I_{ny})$ через літологічні і структурні фактори (тип колектора, глинистість, загіпсованість та ін.).

Для водонесних, неглинистих і загіпсованих пластів з міжзеренною пористістю (тип опорних), нормалізовані діаграми питомого електричного опору та НГК збігаються. В цьому випадку нормалізовані діаграми розглядаються як аналог кривих пористості; для них застосовується залежність $\rho_n = f(k_n)$.

Зниження точності оцінки пористості спостерігається при зміні літології колектора, а також внаслідок того, що калібрування шкали питомого опору проводять не за істинними значеннями ρ_n , а за приблизними значеннями ρ_{eBK} та ρ_{eLK} . З метою підвищення точності інтерпретації криві електричного каротажу еталюють за даними кернових досліджень. Для оцінки загальної пористості $k_{n,заг}$ нафтоносних пластів з міжзеренною пористістю, а також інших типів колекторів (тріщинуватих, кавернозних, змішаних) незалежно від характеру насичення (нафта, вода) використовують діаграму НГК. Найбільш прийнятні результати оцінки пористості при цьому можливі в діапазоні зміни коефіцієнта пористості від 2% до 16%.

Розподіл колекторів за типом за допомогою нормалізованих діаграм базується на різному впливі структури порового простору на величину питомого опору ρ_n (тріщинуватість призводить до зниження питомого опору, кавернозність – до її завищення). На нормальних діаграмах навпроти тріщинуватих колекторів спостерігається зміщення кривої питомого електричного опору вліво від показів на діаграмі НГК, а навпроти кавернозних – вправо.

Методику нормалізації в комплексі з іншими методами використовують, здебільшого, для виділення тріщинуватих колекторів та оцінки їх нафтогазонасиченості в карбонатних розрізах.

Проведений аналіз та узагальнення комплексних результатів електрометрії і нейтронного гамма-каротажу показав, що загалом він є достатньо інформативним і ефективним, особливо в геологічних розрізах із нормальним заляганням середньої і високою потужності літолого-стратиграфічних відкладів. Також слід відмітити, що суттєву роль при цьому відіграють промивні рідини, їх мінералізація. Враховуючи те, що юрські відклади, які в більшості випадків представлені вапняками і доломітами, а також високомінералізованими пластовими водами, виникає необхідність в обґрунтуванні можливостей акустичних досліджень такого типу колекторів.

Глибозалягаючі карбонатні породи-колектори змішаного і, особливо, тріщинуватого типу на діаграмах геофізичних методів не мають чітко виражених характеристик та їх розпізнання в розрізі свердловин. Зазвичай, виділення їх з використанням комплексу геофізичних досліджень пов'язано з великими труднощами.

Апаратура акустичного широкосмугового каротажу дозволяє реєструвати швидкість розповсюдження, амплітуди та коефіцієнти поглинання повздовжніх, поперечних хвиль та хвиль Лемба-Стоунлі. Одним з основних параметрів,

який визначає швидкість розповсюдження повздовжніх та поперечних хвиль, є пористість. Різні компонентні складові загальної пористості карбонатної породи – міжзеренна, тріщинна, кавернова по-різному впливають на швидкості повздовжніх та поперечних хвиль. Крім того, на розповсюдження хвильового поля буде впливати поровий простір карбонатних порід-колекторів, заповнений конкретними флюїдами або їх сумішами. В зв'язку з цим, практичний інтерес викликає можливість вивчення впливу на швидкості розповсюдження повздовжніх та поперечних хвиль саме таких ситуацій. Враховуючи вище наведене, нами запропоновані емпіричні формули, які встановлюють зв'язок між швидкостями пружних хвиль з коефіцієнтами Пуассона, модулем Юнга та коефіцієнтом пористості чистих, неглинистих порід-колекторів, які мають вигляд:

$$v_p = \sqrt{\frac{3(\beta_n + \beta_\phi)}{(K_n \beta_n + \beta_{m\phi})\beta_\phi + \beta_n \beta_{m\phi}}} \times \sqrt{\frac{1 - \sigma}{(\rho_{m\phi} - (\rho_{m\phi} - \rho_\phi)K_n)(1 + \sigma)}}; \quad (4)$$

$$v_s = \sqrt{\frac{1,5(\beta_n + \beta_\phi)}{(K_n \beta_n + \beta_{m\phi})\beta_\phi + \beta_n \beta_{m\phi}}} \times \sqrt{\frac{1 - 2\sigma}{(\rho_{m\phi} - (\rho_{m\phi} - \rho_\phi)K_n)(1 - \sigma)}}, \quad (5)$$

де $\beta_n, \beta_{m\phi}, \beta_\phi$ – відповідно коефіцієнти стискування пор, твердої фази та флюїду, що заповнює поровий простір;

$\rho_{m\phi}$ та ρ_ϕ – густини твердої фази та флюїду, σ – коефіцієнт Пуассона.

Для складних колекторів з хаотичним розподілом пустот коефіцієнт стискування пор буде мати вигляд:

$$\beta_n = \frac{K_n^m}{K_n^{3a_2}} \beta_m + \frac{K_n^k}{K_n^{3a_2}} \beta_k + \frac{K_n^M}{K_n^{3a_2}} \beta_M. \quad (6)$$

В ньому $K_n^m, K_n^k, K_n^M, K_n^{3a_2}$ – коефіцієнти тріщинної, кавернової, міжзернової та загальної (сумарної) пористості відповідно; $\beta_m, \beta_k, \beta_M$ – коефіцієнти стискування кожного типу пористості.

При обчисленні β_n використовуються наступні вирази [1/Па]: $\beta_k = 10^{-10}$

$$\beta_m = \frac{1350 * 10^{-9}}{P_2 - P_{nl}}, \quad (7)$$

$$\beta_M = \frac{87 * 10^{-9}}{P_2 - P_{nl}}, \quad (8)$$

в яких $P_2 - P_{nl} = \Delta P$ є величиною диференційного тиску (різниця між гірським P_2 та пластовим P_{nl} тисками). Цей параметр враховує зміну розкритості тріщин під дією тиску. Стискування каверн не залежить від тиску та має середню постійну величину.

Враховуючи те, що відношення v_p/v_s слабо залежить від диференційного тиску, а визначальний вплив на його величину здійснює коефіцієнт загальної пористості, виявляється принципово нова можливість оперативно оцінювати коефіцієнти загальної пористості складних порід-колекторів за допомогою доволі простої палеткової залежності $v_p/v_s = f(K_n^{3a_2})$.

Наведені властивості знайшли практичне застосування для виявлення перспективних інтервалів в карбонатних товщах. Нами вивчався вплив пустотного простору та характеру насичення складних карбонатних порід-колекторів на величину ΔT , яка є обернено пропорційною швидкості розповсюдження хвиль. При виділенні нафтогазонасичених пластів криві інтервального часу повздовжньої ΔT_p та поперечної ΔT_s хвиль розташовуються на одному треку, причому масштаби підбираються таким чином, щоб вони накладалися в інтервалах щільних порід (рис. 2). Таким чином, нафтогазонасичені інтервали виділяються приростом ΔT_s над ΔT_p .

На рисунку 2 показано результат інтерпретації даних ГДС за стандартною методикою і уточнена характеристика геологічного розрізу з використанням АКШ. Рекомендований за комплексом ГДС з використанням наших даних інтервал був випробуваний, в результаті чого отриманий промисловий приплив вуглеводнів. Однак, як свідчать дані гідродинамічних досліджень після випробування, приплив відбувається саме з інтервалу залягання порід, що збігається з виділеними за кривими повздовжньої та поперечної хвиль аномаліями.

Висновки

Отже, на основі вищевикладеного, проаналізувавши різні методики дослідження та визначення коефіцієнтів пористості і насиченості карбонатних порід-колекторів слід наголосити, що кожна з них має різну ефективність. Метод нормалізації відрізняється наглядністю, тому що дозволяє проводити безперервну інтерпретацію всього карбонатного розрізу, але є приблизним та може застосовуватись при виділенні порід-колекторів в інтервалі, що потребує подальшого детального кількісного аналізу з врахуванням різних факторів (літології, глинистості тощо). Графічний спосіб дозволяє з більшою точністю оцінити загальну пористість порід. Обробка повного акустичного сигналу з допомогою сучасного програмного забезпечення дозволяє більш оперативно отримувати інформацію про пружні та пластичні властивості порід геологічного розрізу та дає можливість достовірно оцінювати характер насичення колекторів. В подальшому необхідно розробити петрофізичні моделі для оперативної інтерпретації результатів геофізичних досліджень карбонатних складнобудованих юрських відкладів.

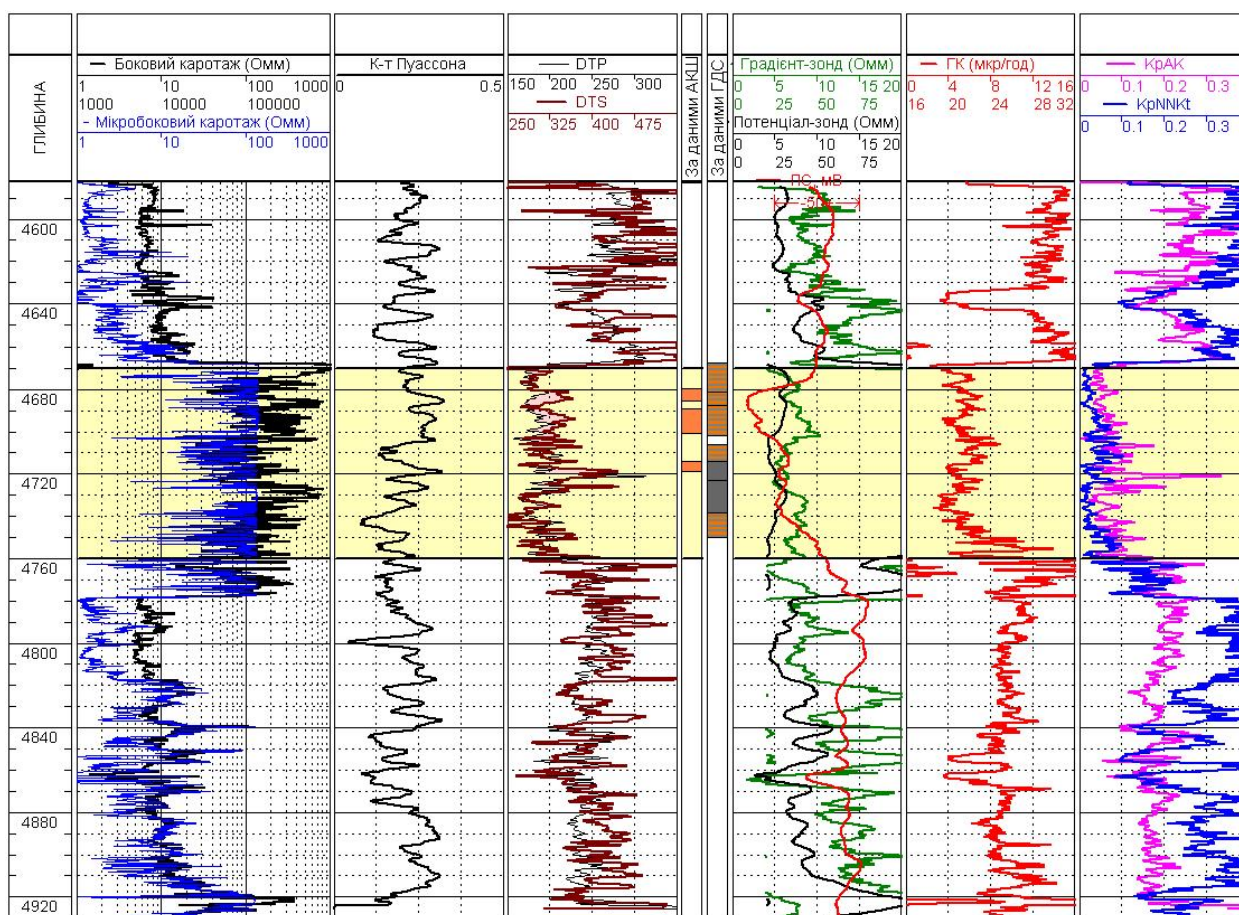


Рисунок 2 – Інтерпретація стандартних методів ГДС та методу АКШ

Література

1 Булатова Ж.М. Акустический каротаж / Ж.М.Булатова, Е.А.Волкова, Е.Ф.Дубров. – Л.: Недра, 1970. – 264 с.

2 Изотова Т.С. Интерпретация данных ГИС тонкослоистых разрезов сармата Предкарпатского прогиба на основе компьютерных технологий / Т.С.Изотова, О.В.Бондаренко, А.О.Пуш // Каротажник. – 2005. – Вып. 14(141). – С.112-118.

3 Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов [Текст] / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М.: Недра, 1984. – 256 с.

4 Дзєбань І.П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью / И.П. Дзєбань. – М.: Недра, 1981. – 296 с.

5 Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин / Н.З. Заляев. – Мн.: Университетское, 1990. – 358 с.

6 Латишова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латишова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П.Тузов. – М.: Недра, 1975. – 272 с.

7 Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1978. – 375 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
16.01.14

Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром фіз.-мат. наук **Максимчуком В.Ю.**
(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. Субботіна НАН України, м. Львів)