

Фізико-технічні проблеми видобування енергоносіїв

УДК 550.835

КОМПЛЕКСНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ІМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ ТА ПАРАМЕТРІВ МАТЕМАТИЧНОЇ СТАТИСТИКИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ ІЗ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТОНКОШАРУВАТИХ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ

Д.Д. Федоришин, І.О. Пятковська

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42056;
e-mail: geophys@nung.edu.ua

Геологічні розрізи свердловин в більшості випадків представлені складно-побудованими літолого-стратиграфічними комплексами. Тонкошарувата будова неогенових відкладів та неоднозначність матриці породи-колектора значно ускладнює вирішення питання визначення її фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру флюїдонасичення. Діагностика порід, які вповнюють складнопобудовані геологічні розрізи, за результатами ГДС ускладнена і не завжди є ефективною, особливо при оцінюванні характеру насичення породи-колектора та визначенні його фільтраційно-ємнісних параметрів. Запропоновано новий підхід до вирішення цього питання. Обґрунтовано спосіб експрес-інтерпретації даних ГДС з використанням статистичних центральних моментів вищих порядків (асиметрія, ексцес), які розраховуються за каротажними кривими. Аналізується геофізичний матеріал, отриманий в процесі дослідження неогенових відкладів, результати продемонстровані на прикладі тонкошаруватого розрізу свердловини №5 Летнянського газового родовища. Отримані результати експериментальних та аналітичних досліджень можливостей використання моментів вищого порядку (асиметрія та ексцес) в процесі інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин із складною геологічною будовою підтвердили їхню значущість та наукову новизну.

Ключові слова: свердловина, асиметрія, ексцес, породи-колектори, флюїдонасичення

Геологические разрезы скважин в большинстве случаев представлены сложно-построенными литолого-стратиграфическими комплексами. Тонкослойное строение неогеновых отложений и неоднозначность матрицы породы-коллектора значительно усложняет решение задачи определения ее фильтрационно-емкостных свойств и характера флюидонасыщения. Диагностика пород, наполняющих сложнопостроенные геологические разрезы, по результатам ГИС затруднена и не всегда эффективна, особенно при оценке характера насыщения породы-коллектора и определении ее фильтрационно-емкостных параметров. Обоснован способ экспресс-интерпретации данных ГИС с использованием статистических центральных моментов высших порядков (асимметрия, эксцесс), которые рассчитываются по каротажным кривым. Анализируется геофизический материал, полученный в процессе исследования неогеновых отложений, результаты продемонстрированы на примере тонкослойного разреза скважины №5 Летнянского газового месторождения. Полученные результаты экспериментальных и аналитических исследований возможностей использования моментов высшего порядка (асимметрия и эксцесс) в процессе интерпретации данных геофизических исследований скважин со сложным геологическим строением подтвердили их значимость и научную новизну.

Ключевые слова: скважина, асимметрия, эксцесс, породы-коллекторы, флюидонасыщение.

The article deals with the complex interpretation of impulsive neutron-neutron well logging results and characteristics of mathematical statistics for the improvement of gas production from the thin-layer Neocene reservoir deposits. Geological sections of wells are in most cases presented by the compound-structure of lithologic and stratigraphic complexes. Thin-layer structure of neogene sediments and ambiguity of the reservoir-rock matrix greatly complicates the determination of their filtration-capacitive properties as well as fluid saturation nature. The diagnostics of rocks which fill up complex geological sections, according to the results of well logging, are complicated and not always effective, especially in assessing the nature of reservoir-rock saturation and in determining

their filtration-capacitive properties. The author of the article points out that the method of well logging data express interpretation was also grounded. The method was carried out with the use of statistic central high-order moments (asymmetry, excess) which were calculated according to the well log. Geophysical data obtained during the study of the Neocene deposits were also analyzed. The results were demonstrated on the example of thin-layer well log (well N°5, Letnyansk gas field). The obtained experimental and analytical study results of possible high-order moments application (asymmetry and kurtosis) in the interpretation of well logging data with the complex geological structure confirmed their significance and academic novelty.

Key words: well, asymmetry, excess, reservoir-rocks, fluid saturation

Вступ

Проблеми, пов'язані з видобутком вуглеводнів на родовищах нафти і газу, обумовлені не тільки геологічними умовами та техногенними чинниками, але й інформативністю методів геолого-геофізичних досліджень геологічних розрізів.

Діагностика порід, які виповнюють складнопобудовані геологічні розрізи, за результатами геофізичних досліджень свердловин не завжди є однозначною і ефективною, особливо при оцінюванні характеру насичення породи-колектора та визначенні його фільтраційно-ємнісних параметрів. Одним із шляхів підвищення інформативності та ефективності ГДС є вдосконалення способів обробки та інтерпретації результатів геолого-геофізичних досліджень.

Аналіз стану досліджень та публікацій

Найширшого використання на виробництві для дослідження як відкритих, так і закритих стовбурів свердловин з метою визначення початкового і поточного значення газонасичення набув імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).

Кількісна оцінка насичення колекторів за даними ІННК базується на залежності середнього часу життя τ теплових нейтронів в породах від характеру насичення і вмісту насичуючих пори флюїдів [1, 2, 3, 4].

Просторово-часовий розподіл нейтронів у двохшаровому середовищі (свердловина – пласт) залежить від співвідношення нейтрон-поглинаючих властивостей пласта $A_{пл}$ і свердловини $A_{св}$. Однак, якщо нейтрон-поглинаючі властивості пласта менші, ніж свердловини, то при великих значеннях часу затримки зміна щільності нейтронів у свердловині відбувається за експоненціальним законом $e^{-t/\tau_{пл}}$. Цей ефект майже повністю виключає вплив свердловини на форму часового розподілу щільності теплових нейтронів при великих значеннях затримки t (більше 0,7-1 мс), що дозволяє оцінити величину τ , а в подальшому – насичення і колекторські властивості порід. Для зручності під час розрахунку використовують декремент затухання теплових нейтронів $\lambda = 1/\tau$.

Для багатокомпонентного середовища, окремі фази якого просторово відокремлені, λ приймається як адитивна величина [4]:

$$\lambda = \sum \lambda_i P_i, \quad (1)$$

де λ_i – декремент затухання теплових нейтронів у i -тій складовій, $мс^{-1}$;

P_i – частка окремих складових в одиниці об'єму середовища, ч.од.

Нейтронні властивості нафтогазоносного пласта ($\lambda_{нзн}$) теригенного типу з незначною глинистістю можна представити відомою моделлю [1, 47]:

$$\lambda_{нзн} = \lambda_{ск}(1 - K_n) + K_n(\lambda_в K_в + \lambda_n K_n + \lambda_г K_г), \quad (2)$$

де $\lambda_в, \lambda_n, \lambda_г, \lambda_{ск}$ – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у воді, нафті, газі і скелеті породи, $мс^{-1}$;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

$K_в, K_n, K_г$ – коефіцієнти водо-, нафто-, газонасичення порового простору породи, ч.од.

У роботах [5, 8] розглянута методика кількісної оцінки нафтонасичення за допомогою ІННК, що дозволяє враховувати систематичні похибки, пов'язані із різницею між дійсними і визначеними значеннями часу життя теплових нейтронів у пласті. В основу даної методики покладено використання реперних пластів із відомим максимальним та мінімальним значеннями нафтонасичення. Дані про нейтронні властивості реперних пластів отримують шляхом вимірювання часу життя теплових нейтронів у водонасиченому та нафтонасиченому пластах з максимальним насиченням у кожній свердловині.

До основних недоліків використання цієї методики відносяться однорідність нейтронних властивостей скелета породи водонасиченої і нафтонасиченої частин пласта. Невиконання цих умов значно збільшує похибку визначення $K_{н.ном}$.

Контроль за зміною коефіцієнта насичення пласта в роботі [8, 9, 10] пропонується проводити почасовими вимірами з наступним зіставленням двох діаграм ІННК. Одна з діаграм повинна бути фоновою, виміри якої проводяться у свердловині до початку експлуатації об'єкта. Друга діаграма характеризує поточне насичення пласта. Такий методологічний підхід дозволяє виключати вплив мінливості мінерального складу скелету породи і хімічної неоднорідності нафти. Декремент затухання теплових нейтронів у скелеті змінюватись не буде.

Складністю застосування такої методики є те, що до комплексу геофізичних досліджень свердловин після закінчення буріння не включаються дослідження методом ІННК, тому фонні заміри відсутні. Особливо це характерно для свердловин старого фонду при вивченні поточних коефіцієнтів насичення. Враховуючи складність отримання фонової діаграми, в роботі [6] пропонується статистично відновлювати фонову криву методу ІННК шляхом обробки діаграми ІННК-Т разом з діаграмами стандартного комплексу ГДС, який записаний у тій самій свердловині в умовах початкового нафто-

насичення. Методика базується на встановленні кореляційного зв'язку між нейтронними параметрами і колекторськими властивостями, які характеризують початкове нафто- і водонасичення. Головною ознакою методики є необхідність обґрунтування статистичного зв'язку нейтронних і колекторських параметрів для пластів реперного класу. Розрахунки параметрів рівняння регресії і його використання проводяться для кожної свердловини. Моделювання фонові діаграми методу ІННК виконується на основі побудованого рівняння регресії в межах кожного продуктивного пласта за умови, що насичення пласта-колектора у свердловині не відрізняється від насичення реперних пластів-колекторів.

В останні роки все більшого розвитку та впровадження у виробництво набули двозондові модифікації імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ДІННК) [4, 5, 9]. У даному методі за нейтронними характеристиками пласта-колектора (τ – середній час життя теплових нейтронів у породи, D – коефіцієнт дифузії) можна кількісно оцінити коефіцієнт пористості та нафтогазонасичення.

Принциповою перевагою двозондової методики є те, що оцінка значення коефіцієнта дифузії D не залежить від особливостей присвердловинної зони і нейтронних характеристик порід. Радіус свердловини, ексцентричне розміщення приладу у свердловині і ступінь мінералізації пластів вод несуттєво впливають на результати визначення D .

Обмеженням даної методики є необхідність поточкових вимірювань просторово-часового розподілу щільності теплових нейтронів, для яких необхідно тривалий час.

Виділення невіршених частин

Нейтронні дослідження мають важливе значення при розв'язанні завдань із визначення характеру насичення пластів-колекторів. Особливо інформативним є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. Покази методу ІННК значно менше залежать від властивостей присвердловинної частини пласта і містять більшу кількість однозначної інформації про нейтронні властивості порід-колекторів. Неоднозначність даного методу пов'язана з впливом локальних неоднорідностей геологічного простору, що вимагає детальних комплексних досліджень геофізичного матеріалу та лабораторних досліджень керна матеріалу. Тому, проблема визначення коефіцієнта газонасичення методом ІННК є на сьогоднішній день актуальною, що спонукає до пошуку шляхів її вирішення.

Формування цілі

Інтерпретація результатів імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу та параметрів математичної статистики, на прикладі свердловини №5 Летнянського газового родовища, для виділення продуктивних порід-колекторів у тонкошаруватих неогенових відкладах.

Викладення основного матеріалу

Застосування методів математичної статистики в комплексі із геофізичними методами для досягнення цієї мети, на нашу думку, є одним із найбільш дієвих способів підвищити ймовірність та точність виділення порід-колекторів, підвищити інформативність методів ГДС у процесі інтерпретації результатів дослідження.

В існуючих методах обробки, як правило, застосовуються такі числові величини: математичне сподівання M_x (або середнє зважене \bar{x}), дисперсія D_x , середнє квадратичне відхилення (стандарт) $\sigma = \pm\sqrt{D_x}$, коефіцієнт варіації $V = \sigma/\bar{x}$, центроване та нормоване відхилення $\bar{x}_i = (x_i - \bar{x})/\sigma$ [9].

Згідно з теорією неоднорідності ці параметри описують масштабні ефекти першого роду (зміна середнього значення досліджуваної ознаки) та другого роду (зміна дисперсії або стандарту). Масштабні ефекти вищих порядків в ГДС практично не використовуються. Ми будемо стверджувати, що асиметрія A (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес E (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) швидкостей за даними акустичного каротажу (АК) та імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК), які осереднені на великих базах (10 м) по відношенню до товщини пластів, можуть бути інформативними для оцінки характеру флюїдонасиченості та піскуватості тонкошаруватих відкладів.

Статистичні моменти вищих порядків фіксують загальну геологічну неоднорідність порід в області нафтогазового покладу і можуть бути використані для експрес-прогнозування розриву на наявність газонасичених колекторів.

Покажемо, на чому ґрунтується такий підхід з точки зору математичної статистики та особливостей геологічної будови двокомпонентних розривів (перешарування пісковиків-глин чи алевролітів-глин), або багатоконпонентних розривів (перешарування пісковиків-алевролітів-аргілітів-глин) [7]. Відомо, що асиметрія або коефіцієнт асиметрії A є мірою несиметричності розподілу статистичної величини x_i з ймовірністю p_i (у випадку рівноквантової каротажної кривої $p_i = 1/n$):

$$A = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\sigma^3} \quad (3)$$

Коли асиметрія суттєво відрізняється від нуля, то розподіл - несиметричний, а для нормального розподілу $A=0$. Асиметрія розподілу з довгим правим хвостом позитивна ($A>0$). Коли розподіл має довгий лівий хвіст, то $A<0$.

Ексцес або коефіцієнт ексцесу E вимірює „вершиноподібність” розподілу

$$E = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{\sigma^4} - 3. \quad (4)$$

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.

Як робоча гіпотеза приймалися такі зміни петрофізичних параметрів порід від характеру флюїдонасичення та колекторських властивостей: величина показів ІННК в пісковиках (алевролітах) для водонасиченого розрізу або у щільних породах-колекторах менша, ніж у глинах. За наявності газонасичених колекторів покази ІННК збільшуються і наближаються за значеннями до глин. В такому випадку для інтервалів розрізу, які містять газонасичені колектори, ексцес зменшується, а при співвідношенні глин до пісковиків рівному 1:1 набирає від’ємних значень. При домінуванні пісковиків (алевролітів) ексцес приймає позитивні значення, але має локальний мінімум. Величину цього мінімуму можна розрахувати теоретично для ідеалізованих моделей середовищ або визначити емпірично. Асиметрія дає „грубу” оцінку співвідношення сумарних товщин глин і колекторів в інтервалі аналізу (середній коефіцієнт піскуватості- K_{nc}): при $A < 0$ коефіцієнт піскуватості $K_{nc} < 0.5$, а при $A > 0$ він набуває значення $K_{nc} > 0.5$, тобто при додатній асиметрії сумарна товщина пісковиків більша за сумарну товщину глин.

Статистичні центральні моменти, які розраховані за даними ГДС (зокрема акустичних та імпульсних нейтронних методів) у свердловині 20-Вижомлянська одноім’яного родовища, чітко вказують на газоносний поклад як неоднорідність з масштабними ефектами третього-четвертого родів і тому можуть бути використані для експрес-інтерпретації. Аналогічні матеріали отримані і для свердловин №7 та №53 Вишнянського газового родовища в продуктивних горизонтах НД-10, НД-12, для яких відзначається висока середня піскуватість $K_{nc} = 0,6-0,7$. Гістограма розподілу геофізичних параметрів має одну моду (середньоарифметичне значення ІННК характеризує пісковики) при невеликій, і навіть від’ємній, асиметрії та додатньому ексцесі.

Асиметрія A (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес E (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) за даними імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК), які осереднені на великих базах (15 м) по відношенню до товщини пластів, можуть бути інформативними для оцінки характеру флюїдонасиченості та піскуватості

сті тонкошаруватих відкладів. На прикладі інтерпретації теригенних відкладів Летнянського родовища показано, що величина асиметрії та ексцесу, які розраховані для літотипів товщ потужністю 600-1100 м, за знаками (плюс чи мінус) корелюються з наявністю (відсутністю) газонасичених пластів в інтервалі аналізу та середньоозваженою піскуватістю розрізу. Таким чином, цей приклад свідчить, що статистичні моменти вищих порядків фіксують загальну геологічну неоднорідність порід в області нафтогазового покладу і можуть бути використані для експрес-прогнозування розрізу на наявність газонасичених колекторів.

Для перевірки такого підходу до експрес-інтерпретації матеріалів ГДС було використано каротажні діаграми ІННК свердловини 5-Летнянська, яка пробурена в контурі одноім’яного газового родовища. Проаналізовано інтервали з водонасиченими, ущільненими та газонасиченими колекторами, виділені за комплексом ГДС та підтверджені результатами випробувань.

На рис. 1 зображено результати, отримані після аналізу та розрахунку асиметрії та ексцесу за даними ІННК для свердловини №5 Летнянського газового родовища. Перший локальний мінімум для ексцесу спостерігається в інтервалі 1096-1117 м. В цьому ж інтервалі спостерігається і локальний максимум для асиметрії, що може означати наявність в даному розрізі продуктивного покладу. За даними комплексу ГДС газоносний поклад виділяється в межах даного інтервалу, що свідчить про достовірність отриманих даних за результатами статистичних моментів третього та четвертого порядків.

Наступний локальний мінімум та максимум спостерігається в інтервалі 1181-1196 м (рис. 2), що свідчить про можливий продуктивний пласт-колектор в даному інтервалі. За даними комплексу ГДС газонасичений інтервал виділяється в межах 1177-1197 м.

Локальні максимуми та мінімуми спостерігаються також в інтервалах 1237-1269 м (рис. 3) та 1288-1308 м (рис. 4). Асиметрія в даних проміжках набуває додатних значень, але не перевищує +1, в той час, як ексцес набуває значень до -1,5. Дані інтервали майже співпадають із висновками, що отримані при комплексній інтерпретації даних ГДС.

Ще два локальні мінімуми та максимуми, що співпадають, можна спостерігати в інтервалах 1447-1496 м (рис. 5) та 1520-1525 м (рис. 6). Асиметрія та ексцес на даних глибинах незначні відхилення від нуля, але вони якісно характеризують продуктивні поклади. Отримані дані практично співпадають із висновками, що розраховані за даними ГДС.

В інтервалі 1537-1555 м спостерігається локальний мінімум ексцесу, що досягає значення -3, але асиметрія практично не набуває додатних значень. Це може означати, що в даному інтервалі переважають глинисті породи, перешаровані продуктивними пісковиками, але їхня товщина по відношенню до загальної

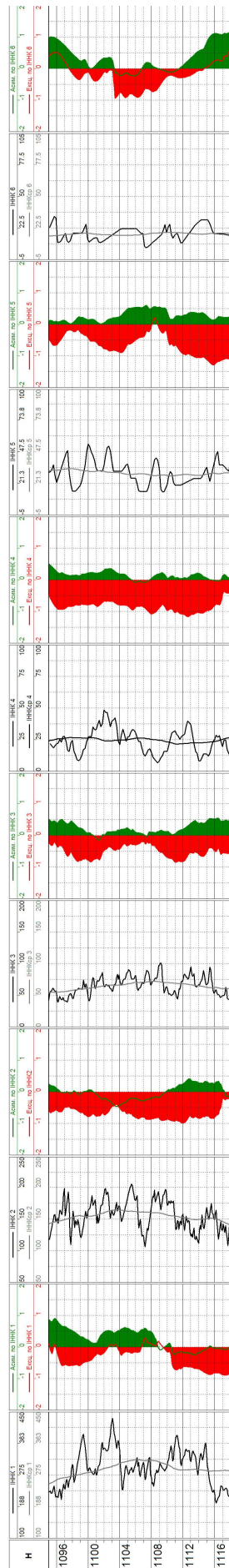


Рисунок 1 – ІННК та статистичні моменти вищих порядків (асиметрія та ексцес) для свердловини №5 Летнянського газового родовища (інтервал 1095-1118 м)

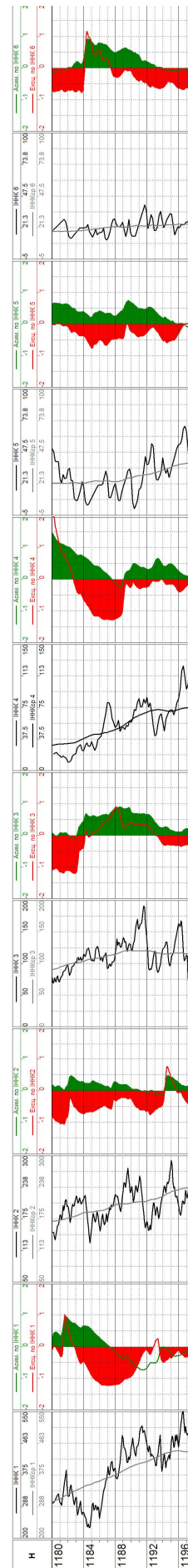


Рисунок 2 – ІННК та статистичні моменти вищих порядків (асиметрія та ексцес) для свердловини №5 Летнянського газового родовища (інтервал 1180-1198 м)

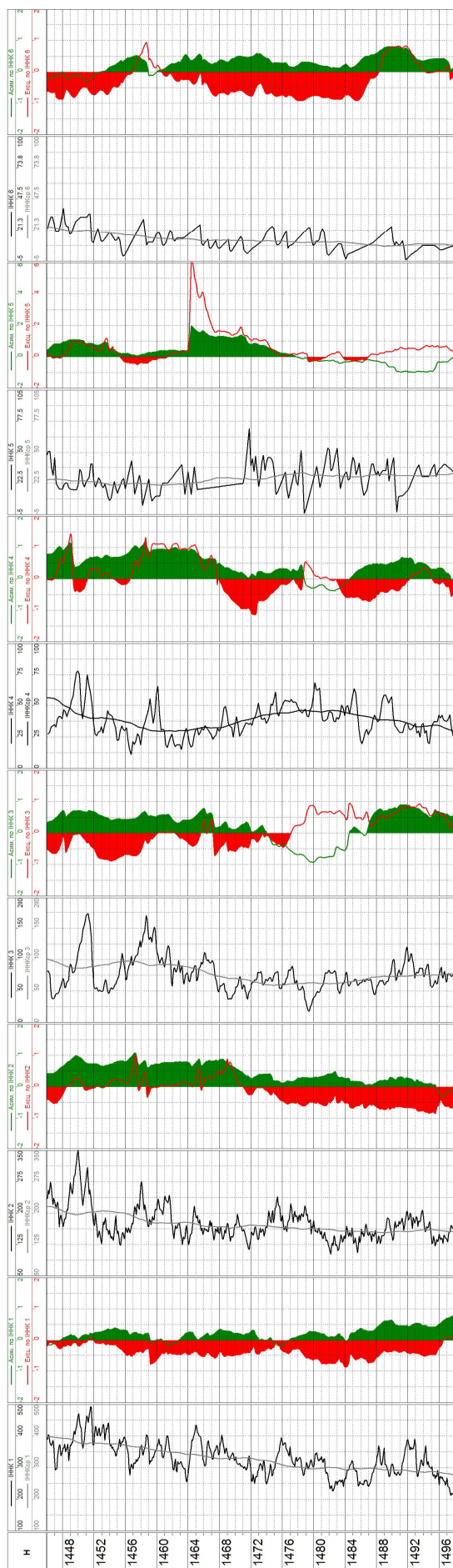


Рисунок 5 – ІННК та статистичні моменти вищих порядків (асиметрія та ексцес) для свердловини №5 Лєтнянського газового родовища (інтервал 1446-1498 м)

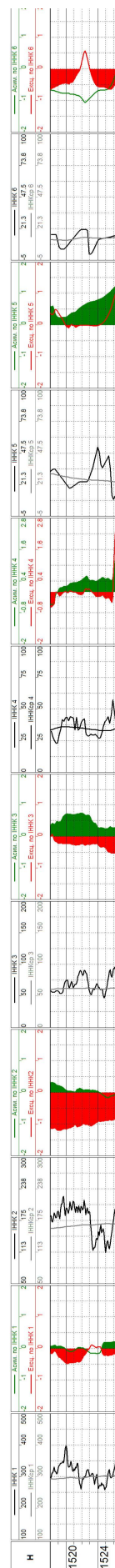


Рисунок 6 – ІННК та статистичні моменти вищих порядків (асиметрія та ексцес) для свердловини №5 Лєтнянського газового родовища (інтервал 1518-1527 м)

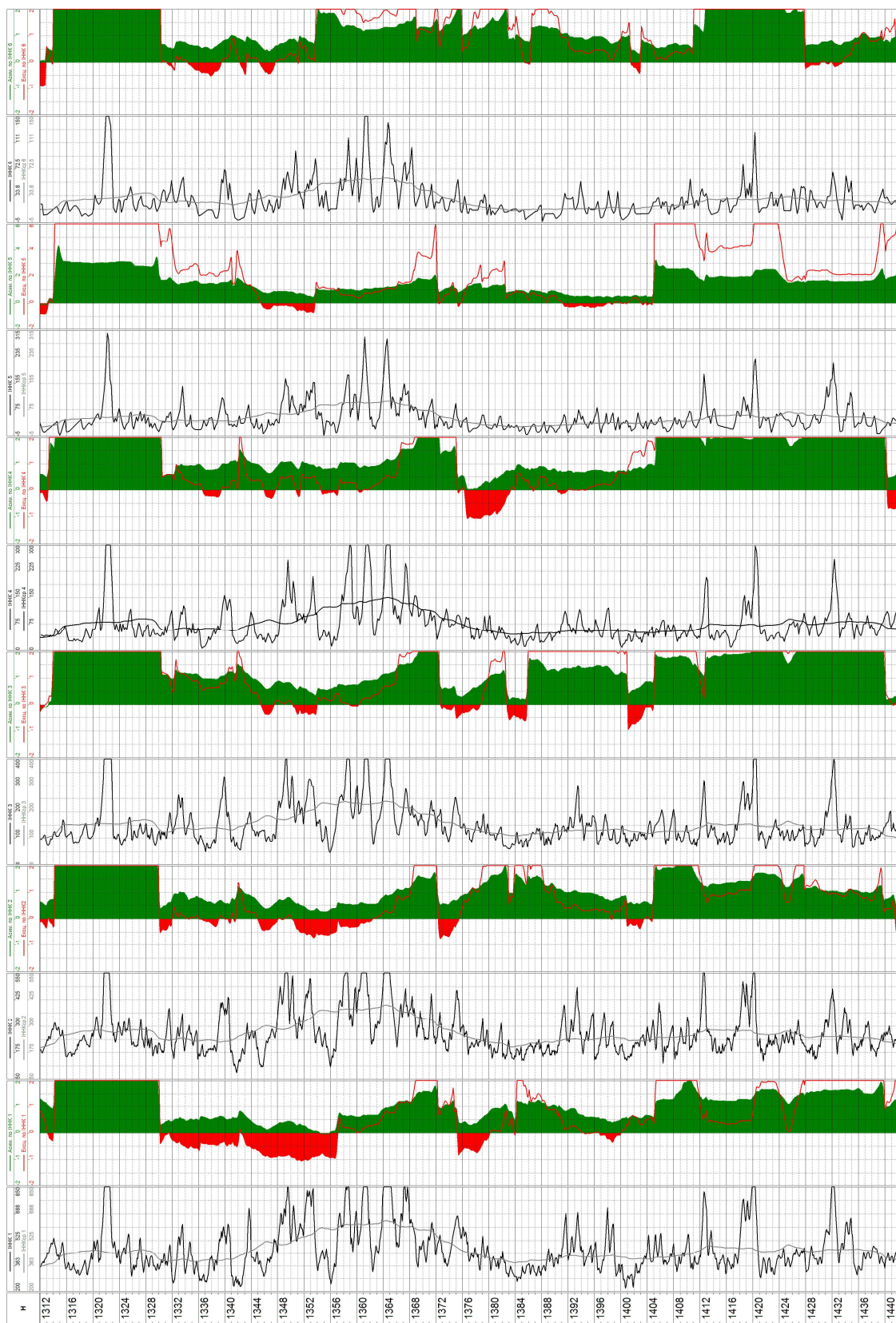


Рисунок 7 – ІННК та статистичні моменти вищих порядків (асиметрія та ексцес) для свердловини №5 Летнянського газового родовища (інтервал 1312-1442 м)

товщі незначна (коефіцієнт піскуватості менший 0,5).

В інтервалі 1314-1442 м (рис.7) проявляється додатна асиметрія, що набуває значень до +2,5 та ексцес, що також є додатним. Це пояснюється тим, що практично вся новоселківська товща (горизонт НД-10 ÷ НД-15) представлена піщано-глинистими породами та характеризується невисокою піщанистістю колекторів з переважанням глинистих прошарків, за винятком горизонту НД-13, що є більш піщаним та знаходиться на глибині 1308-1447 м. Покази асиметрії гарно відбили даний горизонт, але ексцес вже не набуває від'ємних значень, отже в даному горизонті виділити продуктивні поклади неможливо.

Висновки

Аналіз отриманих даних дає підстави стверджувати, що статистичні моменти третього та четвертого порядків, асиметрія та ексцес відповідно розраховані на основі імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу, відображають можливі продуктивні поклади тільки в піщанко-глинистих породах із значним перешаруванням глинистих прошарків. Дана методика дає змогу провести експрес-інтерпретацію в інтервалах, де класичні методи дослідження ГДС не дають однозначного результату у зв'язку із складною геологічною будовою розрізу.

Ці фактичні матеріали слугували основою для обґрунтування та розробки алгоритмів і програм оброблення даних ГДС з використанням статистичних моментів, які можуть бути подані як самостійний блок, вписані в технологію „Геопшук” [6]. Для цього на певній базі L (вибирається експериментально, зазвичай L=10-50 м) методом інтервального середнього розраховуються та записуються до робочої бази даних і можуть бути видані на планшет значення каротажної діаграми x_i та його статистики \bar{x} , σ , A, E. Програму з використанням прийнятого в технології «Геопшук» формату (LAS-файли) написав В.М.Суятінов. У випадках тонкошаруватого розрізу цей підхід дозволяє до отриманої додаткової інформації долучити покрокові значення статистичних характеристик даних інших геофізичних і петрофізичних параметрів, що дає можливість більш точно виконати експрес-інтерпретацію, особливо у тих випадках, коли товщина пластів не перевищує 0.6 м і стандартні методи в таких умовах не спрацьовують.

Таким чином, як видно із вище наведеного, використання комплексного підходу до інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин з врахуванням центральних моментів вищого порядку дозволяє підвищити однозначність виділення продуктивних газонасичених пластів у тонкошаруватих геологічних розрізах, що дасть змогу приурочити видобувні запаси газу у межах газоконденсатних родовищ України.

Література

1 Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / [Шимелевич Ю.С., Школьников А.С., Поляченко А.Л. и др.]; ред. Шимелевич Ю.С.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии. – М.: Ротапринт, 1965. – 195 с.

2 Основы импульсных нейтронных методов каротажа: методическое пособие / [Кедров А.И., Новгородов В.А., Поляченко А.Л. и др.]; ред. Кедров А.И.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии. – М.: Ротапринт, 1969. – 225 с.

3 Ерозолимский Б.Г. Метод разделения водонефтенасыщенных пластов, основанный на применении импульсного нейтрон-нейтронного источника / Б.Г. Ерозолимский, А.С. Школьников // Ядерная геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 16-24.

4 О результатах применения нейтронных импульсных методов и аппаратуры для исследования разреза скважин / Ф.А. Алексеев, Б.Г. Ерозолимский, Д.Ф. Беспалов [и др.] // Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – С. 20-27.

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

6 Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопшук» / М.Д.Красножон, В.Д.Косаченко. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 254 с.

7 Петкевич Г.Н. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г.Н.Петкевич, Р.П.Морошан, Ю.В.Філатов. – Киев: Наук. думка, 1985. – 232 с.

8 Путкарадзе Л.А. Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов по результатам ИНК обсаженных скважин / Л.А. Путкарадзе // НТВ Каротажник. – Тверь, 2001. – №84. – С 125-136.

9 Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физических свойств / М.В.Рац. – М.: Наука, 1968. – 100 с.

10 Хуснулин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М.Х. Хуснулин. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

04.12.12

Рекомендована до друку професором

Е. Д. Кузьменком