

ЛІТОФАЦІАЛЬНЕ ЗОНУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ З ВИКОРИСТАННЯМ ШТУЧНОЇ НЕЙРОННОЇ МЕРЕЖІ

І. О. Федак, Я. М. Коваль*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: geophys@nupg.edu.ua*

Якість проєкту розроблення нафтогазового родовища значною мірою залежить від точності прогнозування процесів, які будуть відбуватися у поровому просторі пластів-колекторів під час вилучення вуглеводнів за визначених технологічних умов у експлуатаційних свердловинах. Таке прогнозування можливе за умови наявності геологічної моделі родовища. І чим детальніша модель, тим точніше прогнозування. Увесь об'єм інформації, який використовується для створення геологічної моделі родовища, має дискретний характер, а її детальність визначається кількістю свердловин, які розкрили продуктивні пласти. Характер зміни колекторських властивостей продуктивних пластів за їх простяганням та перпендикулярно до нашарування є одним з найважливіших елементів геологічної моделі. Створення елементів даного типу потребує інформації лабораторних досліджень кернавого матеріалу, інтерпретації результатів геофізичних досліджень та методики прогнозування характеру зміни колекторських властивостей у міжсвердловинному просторі. Наявність заданих елементів дає змогу встановити, у якій обстановці відбувалося нагромадження осадових порід у межах існуючих свердловин та якому типу фації відповідають геологічні розрізи відкритих продуктивних інтервалів. Літофаціальне зонування площі продуктивного пласта за даною інформацією дає змогу прослідкувати закономірності розповсюдження фацій різного типу, встановити їх взаємне розташування, та, відповідно, прогнозувати характер зміни колекторських властивостей у міжсвердловинному просторі. Відсутність достатньої кількості кернавого матеріалу, що є типовою проблемою, суттєво ускладнює можливість ідентифікації фацій. Існує інший спосіб вирішення даної задачі – це ідентифікація фацій за морфологією геофізичних кривих. У наш час така задача вирішується на якісному рівні. У даній роботі запропоновано застосувати кількісну методику ідентифікації фацій з використанням штучної нейронної мережі. Зокрема, морфологія кривих формалізується рядом параметрів, які формують вхідний вектор штучної нейронної мережі. На виході мережі формуються кластери каротажних кривих з подібною морфологією, які аналітичним шляхом відносять до певного виду фацій. На основі отриманої інформації проводять літофаціальне зонування продуктивних горизонтів.

Ключові слова: морфологія геофізичних кривих; штучна нейронна мережа; геологічна модель родовища; колекторські властивості продуктивних пластів; осадові геологічні фації.

Качество проекта разработки нефтегазового месторождения в большой степени зависит от точности прогнозирования процессов, происходящих в поровом пространстве пластов-коллекторов при извлечении углеводородов в определенных технологических условиях в эксплуатационных скважинах. Такое прогнозирование возможно при наличии геологической модели месторождения. И чем более подробная модель, тем точнее прогнозирование. Весь объем информации, используемой для создания геологической модели месторождения, имеет дискретный характер, а ее детальность определяется количеством скважин, раскрывших продуктивные пласты. Характер изменения коллекторских свойств продуктивных пластов по их простиранию и перпендикулярно наложению является одним из важнейших элементов геологической модели. Создание элементов данного типа требует информации лабораторных исследований кернавого материала, интерпретации результатов геофизических исследований и методики прогнозирования характера изменения коллекторских свойств в междускважинном пространстве. Наличие упомянутых элементов позволяет установить, в какой обстановке происходило осадконакопление в пределах существующих скважин и каким типам фаций соответствуют геологические разрезы вскрытых продуктивных интервалов. Литофациальное зонирование площади продуктивного пласта по данной информации позволяет проследить закономерности распространения фаций различного типа, установить их взаимное расположение, и, соответственно, прогнозировать характер изменения коллекторских свойств в междускважинном пространстве. Отсутствие достаточного количества кернавого материала, является типичной проблемой, существенно затрудняющей возможность идентификации фаций. Существует другой способ решения данной задачи - это идентификация фаций по морфологии геофизических кривых. В наше время такая задача решается на качественном уровне. В данной работе предложено применить количественную методику идентификации фаций с использованием искусственной нейронной сети. В частности, морфология

кривых формализуется рядом параметров, формирующих входной вектор искусственной нейронной сети. На выходе сети формируются кластеры каротажных кривых с подобной морфологией, которые аналитическим путем относят к определенному виду фаций. На основе полученной информации проводят литофациальное зонирование продуктивных горизонтов.

Ключевые слова: морфология геофизических кривых; искусственная нейронная сеть; геологическая модель месторождения; коллекторские свойства продуктивных пластов; осадочные геологические фации.

The quality of an oil and gas field development project depends greatly on the accuracy of forecasting the processes that occur in the pore space of reservoirs during the extraction of hydrocarbons under certain technological conditions in production wells. The forecasting is possible if there is a geological model of the field. The more detailed the model is, the more accurate the prediction will be. The whole amount of information used to create a geological model of a field is of discrete nature, and its level of detail is determined by the number of wells that have discovered pay formations. One of the most important elements of the geological model is the nature of changes in reservoir properties of productive formations along their stretch and perpendicular to bedding. The creation of elements of this type requires information from laboratory studies of core material, interpretation of the wells logging results and methods for predicting the nature of changes in reservoir properties in the interwell space. The presence of these elements makes it possible to investigate the situation in which sedimentation (within the existing wells) took place and what types of facies the geological sections of the drilled producing intervals correspond to. Lithofacial zoning of the productive formation according to this information makes it possible to trace the regularities of distribution of facies of various types, to establish their mutual location, and accordingly to predict the nature of changes in reservoir properties in the interwell space. The lack of a sufficient amount of core material is a typical problem that makes it difficult to identify facies. There is another way to solve this problem – this is the identification of facies according to the morphology of logging curves. Nowadays, this problem is solved at a qualitative level. In this paper, it is proposed to apply a quantitative method for identifying facies using an artificial neural network. In particular, the morphology of curves is formalized by a number of parameters that form the input vector of an artificial neural network. At the output of the network, the clusters of logging curves with a similar morphology are formed. The authors refer these clusters to a certain type of facies analytically. On the basis of the information obtained, lithofacial zoning of the productive formations is carried out.

Key words: morphology of logging curves; artificial neural network; geological model of the deposit; reservoir properties of productive formations; sedimentary geological facies.

Вступ

Наявність в Україні власних ресурсів вуглеводнів дає змогу розвиватись різним галузям промисловості, а продукції українських підприємств успішно конкурувати на світових ринках. Але розвідані запаси нафти і газу є обмеженими, що вимагає як пошуку та розвідки нових покладів вуглеводнів, так і забезпечення високого коефіцієнту нафтогазовилучення з продуктивних горизонтів існуючих родовищ.

Ефективність процесу видобування нафти і газу залежить, насамперед, від якості проекту розроблення родовища. Основою такого проекту є геологічна вивченість продуктивних товщ, яка формалізується у вигляді геологічної моделі родовища. Складовими частинами такої моделі є геологічні побудови у вигляді карт та профілів зміни вздовж продуктивних горизонтів петрофізичних параметрів, важливих для розуміння існуючої у пласті ситуації та прогнозування її розвитку у процесі нафтогазовилучення. Інформаційним наповненням геологічних побудов є, окрім інших, дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Недоліком такого інформаційного забезпечення є те, що дані ГДС дають змогу отримати тільки дискретні знання в кожній конкретній свердловині. Тому прогнозування зміни петрофізичних властивос-

тей пластів-колекторів у просторі між свердловинами залишається **актуальною проблемою**.

Метою даної роботи є обґрунтування методики диференціювання продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ на ділянки з різними умовами нагромадження осадів за морфологічними ознаками кривих ГДС з використанням штучних нейронних мереж.

Огляд літератури

Причиною мінливості петрофізичних характеристик пластів-колекторів вздовж їхнього простягання є відмінність в умовах нагромадження гірських порід у площинному відношенні та у часі. Седиментологічний аналіз, який дає змогу вивчати згадані процеси, – один з основних напрямів геології, закладений ще у XVII сторіччі Леонардом да Вінчі і Н. Стеноном, та розвинутий у працях Ж. Бюффона, М. Ломоносова (“Про шари земні”, 1763 р.) та ін. З появою мікроскопа седиментологія отримала новий поштовх, що вилилось у праці У. Х. Твенховела (“Вчення про утворення осадів”, 1936 р.), Ф. Д. Петтіджона (“Осадкові породи”, 1981 р.), М. М. Страхова (“Основи теорії літогенезу”, 1960 р.) тощо. У наш час згадані дослідження розвиваються у напрямку реконс-

трукції умов нагромадження осадів. Піонером таких досліджень став Х. Редінг, який у своїй праці “Обстановки осадконакопления и фации” (1990) [1, 2] остаточно сформулював головні положення, розробив методу, структуру і методи фаціального аналізу.

Одними з таких методів стали геофізичні дослідження, результати яких у своїх роботах з визначення умов седиментації гірських порід використовували Р. Г. Нанц (1954 р.), Д. А. Буш (1959 р.), С. Г. Вішер (1965 р.), С. І. Пірсон (1970 р.). У вітчизняній геологічній науці цьому напрямку приділили увагу такі науковці, як Н. І. Чернишов, В. С. Муромцев, Т. С. Ізотова та ін. У своїй праці [3] Ізотова Т. С., Денісов С. Б., Вендельштейн Б. Ю. виділили ряд генетичних показників гірських порід, які відображаються на кривих ГДС: літотипи та їх парагенез, структура та текстура пісковиків і глин, шаруватість, частота і відносна швидкість зміни фаций, перерви у процесі нагромадження осадів, циклічність. Ними було створено ряд методик, які дають змогу за комплексом методів ГДС та досліджень керна матеріалу детально виділяти різні зони пластів континентальних та морських обстановок нагромадження осадів. Даний напрямок досліджень отримав розвиток у працях Старостіна В. А., Федака І. О. [4, 5, 6], де автори обґрунтували методу літофаціального зонування продуктивних горизонтів на основі аналізу морфології геофізичних кривих.

Дана робота є продовженням досліджень у цьому напрямку. Процес нагромадження осадів створює образ гірської породи, що знаходить своє відображення у геофізичних кривих, проаналізувавши який, можна уявити часовий перебіг подій та обставини, за яких відбувалося її формування: характер та швидкість зміни кліматичних умов, глибину басейну нагромадження осадів, динаміку водних потоків, інтенсивність геологічних рухів твердої поверхні тощо. Стрімкий розвиток штучного інтелекту дає новий інструмент для розпізнавання цих образів – штучні нейронні мережі. Автори роботи створили, налаштували та використали штучну нейронну мережу для літофаціального зонування продуктивних горизонтів Білокам’янського нафтового родовища за морфологією геофізичних кривих.

Вхідні дані і методи

У роботі використані діаграми ГДС, проведені у свердловинах Білокам’янського родовища Кримською геофізичною експедицією та результати петрофізичних досліджень, представлені у звіті з підрахунку запасів нафти на

Білокам’янському нафтовому родовищі, складеному тематичною експедицією Кримгеологія [7].

В якості інструменту для проведення класифікації геофізичних кривих за їх морфологією використано штучну нейронну мережу (ШНМ) типу мережі Кохонена. Однією із задач, яка вирішується за допомогою мережі Кохонена, є задача кластеризації – поділ досліджуваної множини об’єктів на групи “схожих” об’єктів, які називаються кластерами. Формально задача кластеризації описується наступним чином [8].

Мережа Кохонена забезпечує відображення потоку n -вимірних вхідних векторів $x(i) = (x_1(i), x_2(i), \dots, x_n(i))$, де $i = 1, 2, \dots, k$, у вихідний вектор $y = (y_1, y_2, \dots, y_m)$. З кожним із вихідних нейронів асоціюється вектор вагових коефіцієнтів $w_j = (w_{1j}, w_{2j}, \dots, w_{nj})$, елементам якого спочатку надають невеликі випадкові значення. Вхідний вектор x порівнюють з усіма векторами вагових коефіцієнтів w_j . Критерієм такого порівняння найчастіше вибирають квадрат евклідової відстані. Відстань між вектором вагових коефіцієнтів нейрона-“переможця” та вхідним вектором:

$$d_j = \min \left\| \sum_{i=1}^n (x_i - w_{ij}) \right\|^2 = \min \left\| (x - w_j) \right\|^2 = \left\| (x - w_c) \right\|^2, \quad (1)$$

де w_c — вектор вагових коефіцієнтів нейрона-“переможця” c .

Визначення нейрона-“переможця” ініціює процес навчання області, яка включає сам нейрон та його деякий окіл, за ітераційною формулою:

$$w_j(n+1) = w_j(n) + \Phi_{cj}(n) [x(n) - w_j(n)]. \quad (2)$$

Функція сусідства $\Phi_{cj}(n) = \Phi(\|l_c - l_j\|, n)$, залежить від відстані між координатою l_c нейрона-“переможця” c та координатою l_j поточного нейрона j на карті Кохонена. Найпростіша функція сусідства фіксує область активізації процесу навчання $L_c(n)$, розташовану навколо нейрона-“переможця”:

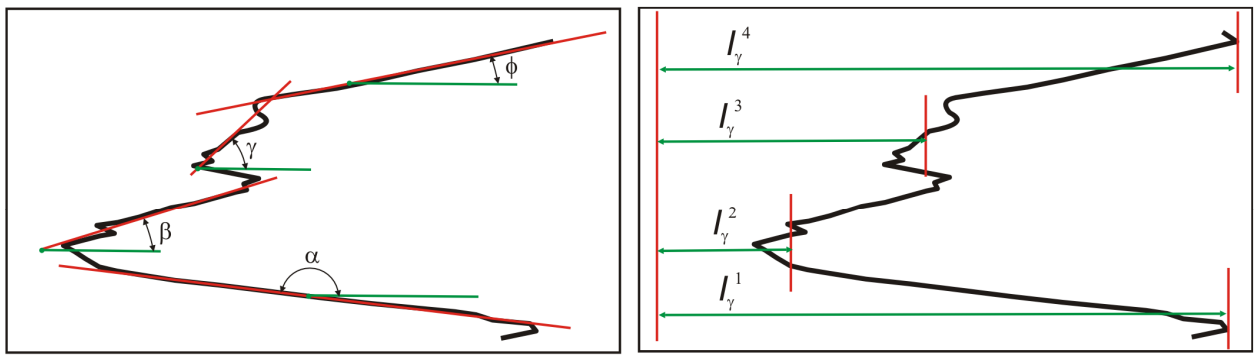
$$\Phi_{cj}(n) = \begin{cases} \alpha(n) \text{ при } j \in L_c(n), \\ 0 \text{ в інших випадках,} \end{cases} \quad \lim_{n \rightarrow \infty} L_c(n) = 1, \quad (3)$$

де $\alpha(n)$ – коефіцієнт навчання.

Як функцію сусідства використовуємо функцію, яка базується на законі розподілу Гауса:

$$\Phi_{cj}(n) = \alpha(n) \exp \left(-\frac{\|l_c - l_j\|^2}{2\sigma^2(n)} \right), \quad (4)$$

де $\sigma(n)$ – параметр, що задає розмір області сусідства та монотонно зменшується з часом.



а) $\alpha, \beta, \gamma, \phi$ – кути нахилу осереднюючих лінії до умовної горизонтальної лінії;
 $I_{\gamma}^1, I_{\gamma}^4$ – величини зареєстрованих геофізичних параметрів

Рисунок 1 – Формалізація морфологічних ознак геофізичних каротажних кривих

На вхід мережі подають перший вектор вхідних даних $x(0)$ і виконують пошук нейрона, який характеризується найменшою відстанню між даним вхідним вектором і відповідним вектором вагових коефіцієнтів w_k . Такий нейрон є нейроном-“переможцем” s даного етапу навчання.

На наступному етапі виконують модифікацію вагових коефіцієнтів за формулою (2) з урахуванням функції сусідства, яка задає допустиму область модифікації. У випадку негативного результату перевірки критерію збіжності починають новий цикл навчання. Першим кроком цього циклу є модифікація функції сусідства Φ_{sj} , яка спричиняє зменшення області збудження навколо нейрона-“переможця”. Далі на вхід надходить черговий вектор вхідних даних $x(n)$, і процес навчання продовжується до досягнення позитивного результату оцінки критерію збіжності.

Результати. Обговорення і аналіз

Саме кластеризація, а не класифікація, дає змогу провести літофаціальне зонування продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ. Рішенням задачі класифікації є віднесення кожного з об'єктів до одного із заздалегідь визначених класів. У задачі кластеризації відбувається віднесення об'єкта до одного із заздалегідь невизначених класів. Розбиття об'єктів за кластерами здійснюється при одночасному формуванні кластерів. Кластеризація дозволяє згрупувати подібні дані, що полегшує вирішення такого завдання, як прогнозування. Відносячи новий об'єкт до одного з кластерів, можна прогнозувати його петрофізичні властивості, оскільки вони будуть схожими за поведінкою з об'єктами цього кластеру. Необхідно зауважити, що виявити чіткі границі між фаціями практич-

но неможливо. Вони можуть плавно переходити одна в одну. Ця особливість обов'язково призведе до появи об'єктів з невизначеного (проміжного або перехідного) класу, що значно ускладнює вирішення поставленого завдання. Саме кластеризація дозволяє уникнути цієї проблеми. Користувачу дається змога самому інтерпретувати кожен кластер. У зв'язку з цим, важливо зазначити роль змістовної інтерпретації кластерів. Кожний кластер (у нашому випадку зону) необхідно умовно віднести до фації певного виду, а точніше присвоїти об'єктам кластеру колекторські характеристики. Для цього на основі апріорної геолого-геофізичної інформації необхідно виявити ознаки, які об'єднують об'єкти в зону.

За допомогою мереж Кохонена кластеризують об'єкти, які описуються кількісними характеристиками. Тому, для забезпечення можливості використання нейронної мережі з метою літофаціального зонування продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ за морфологією геофізичних кривих, у роботі створено вектор вхідних даних, який містить величини, що кількісно описують морфологію геофізичних кривих.

Аналізуючи седиментологічні моделі фацій, описані у роботах [3, 9], нами було виділено ряд ознак, які відображаються на формі кривих, та запропоновано спосіб їх формалізації. Процес нагромадження осадових порід, які формують фації, у різні періоди седиментації характеризується різним гідродинамічним рівнем. Зміна гідродинамічного рівня у часі на каротажних кривих відображається крутизоною відповідної ділянки аномалії, і може бути формалізована як кут нахилу осереднюючої її лінії до умовної горизонтальної лінії (рис. 1, а). Інтенсивність процесу нагромадження осадових порід також оціню-

ється величиною зареєстрованих геофізичних параметрів (рис. 1, б). На основі таких параметрів було сформовано вхідний вектор та проведено кластеризацію.

Для означення отриманих кластерів було проаналізовано геологічні процеси, які відбувалися у період формування продуктивних горизонтів Білокам'янського нафтового родовища.

В чокракський (N_1ck) час нагромадження осадів у досліджуваному районі відбувалося в умовах внутрішнього шельфу. Поверхня майкопських відкладів до початку чокраку була вирівняна і мала невеликий кут нахилу. У басейні нагромадження осадів відбувався площинний змив теригенного тонкозернистого матеріалу з північної суші. Річкові системи приносили, в основному, піщано-алевритовий матеріал. В умовах авандельти на шельфі чокракського моря відбувалося формування піщано-алевритових осадів. Гірські породи чокракського ярусу представлені кварцовими пісковиками, піщано-вапняковим черепашником або вапняками з великою кількістю решток фауни. Товщина відкладів коливається у межах від 15 до 45 м. У занурених частинах ярус складений глинами з прошарками піску і пісковика. Також до чокракського ярусу належать черепашково-детритові вапняки з прошарками конгломератів, пухкі піски і пісковики. На Керченському півострові чокракські відклади беруть участь у будові діапирових зон з численними грязьовими вулканами. Піщаний матеріал осідав в руслах та рукавах, де потік зберігав найбільшу силу. У розрізі піщані тіла характеризуються лінзоподібною будовою. В окремих зонах потоки поступово втрачали свою силу, і піщаний матеріал розподілявся ширше за площею, займаючи більші простори. Описана обстановка нагромадження осадів існувала до кінця чокраку. Необхідно відзначити, що в чокракський період нагромадження осадів відбувалося на тлі постійного диференційованого тектонічного прогинання території, що зумовило великі товщини продуктивного комплексу.

Відклади караганського (N_1kg) ярусу мають генетичний зв'язок з підстилаючими його чокракськими породами, тому часто вони виділяються як єдина чокрак-караганська товща. Ярус складений переважно кварцовими, часто піщанистим темно-сірими глинами з прошарками пісковиків, вапняками з рештками прісноводних і наземних молюск. Караганські утворення Керченського півострова на заході представлені мілководними мергелями і пісками, глинистими пісковиками, рідше вапняками, конгломератами. У східному напрямку відкла-

ди стають більш глибоководними – глини з прошарками вапняку, мергелю, піску.

У посткараганський час нахил морського дна був практично вирівняний осадами, підводно-зсувні явища завершилися. Глибина басейну поступово зменшувалася, і нагромадження осадів відбувалося, в основному, в умовах дельт, лиманів і плавнів.

У результаті проведеного аналізу отримані кластери, віднесені нами до наступних видів фацій.

Фації пляжів [6, 9] містять середньо- і дрібнозернисті добре відсортовані кварцеві і детритові пісковики з домішками гравію, дрібної гальки, детриту. За геофізичною інформацією такі пласти характеризуються від'ємними аномаліями на діаграмах методу потенціалів самочинної поляризації (ПС), низьким ступенем диференціації кривих мікробокового каротажу (МБК), середньою або низькою природною радіоактивністю (рис. 2).

Фація жолобів розривних течій [6, 9]. Піски, які наповнюють жолоби розривних течій, дрібнозернисті, добре відсортовані з карбонатним цементом. Вверх за розрізом пласта розмір уламкових частинок поступово зменшується. У покрівлі пласта залягають дрібнозернисті пісковики або алевроліти з органічними рештками. Крива ГК має форму правильної чотирикутної аномалії з незначними ускладненнями у підошовній частині декількома зубцями, які відображають збережену від розмиву частину барових пісків, що є діагностичною ознакою даної фації (рис. 3).

Фація регресивних вздовжберегових барів і берегових валів [6, 9]. В умовах регресуючого морського басейну зона грубозернистих осадів, яка формується при високому гідродинамічному рівні, переміщується у напрямку відступу моря, перекиваючи собою дрібнозернисті і частково заглинизовані осади. Відповідно, крива ГК своїм нахилом відображає поступове зниження рівня природної радіоактивності. Осереднююча її лінія формує з умовною горизонтальною лінією тупий кут, а біля покрівлі пласта приймає горизонтальну (наближено) форму (рис. 4). Збільшення розмірності уламкового матеріалу і зменшення глинистості угору за розрізом пласта, зумовлене динамічними умовами нагромадження вздовжберегових барів і берегових валів в регресуючому морському басейні, знаходить своє відображення і на кривих електричного каротажу. За формою аномалія представляє собою прямокутний трикутник і знаходиться в зоні максимальних значень ГК.

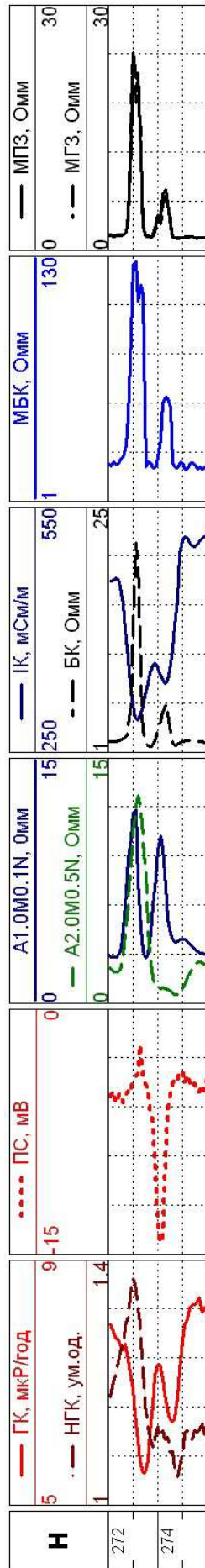


Рисунок 2 – Геофізична характеристика фації пляжів (св. №50 Білокам'янського нафтового родовища)

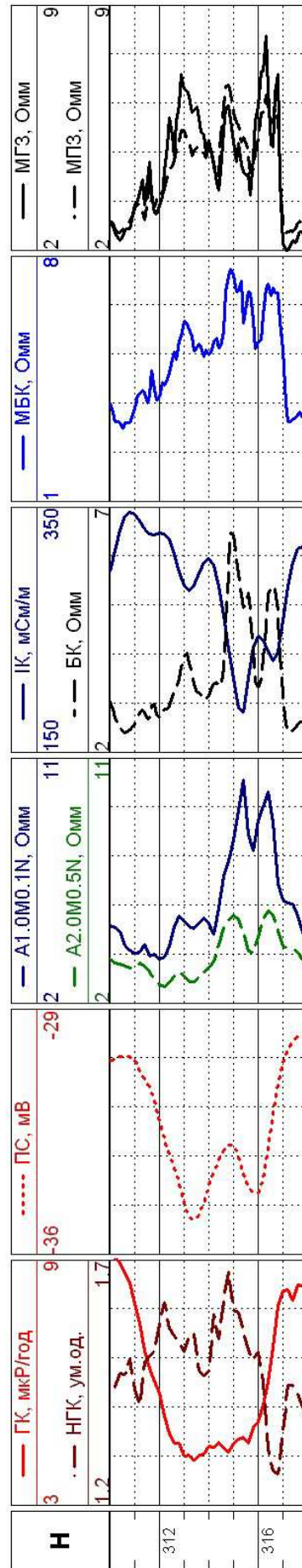


Рисунок 3 – Геофізична характеристика фації жолобів розривних течій (св. №1 Білокам'янського нафтового родовища)

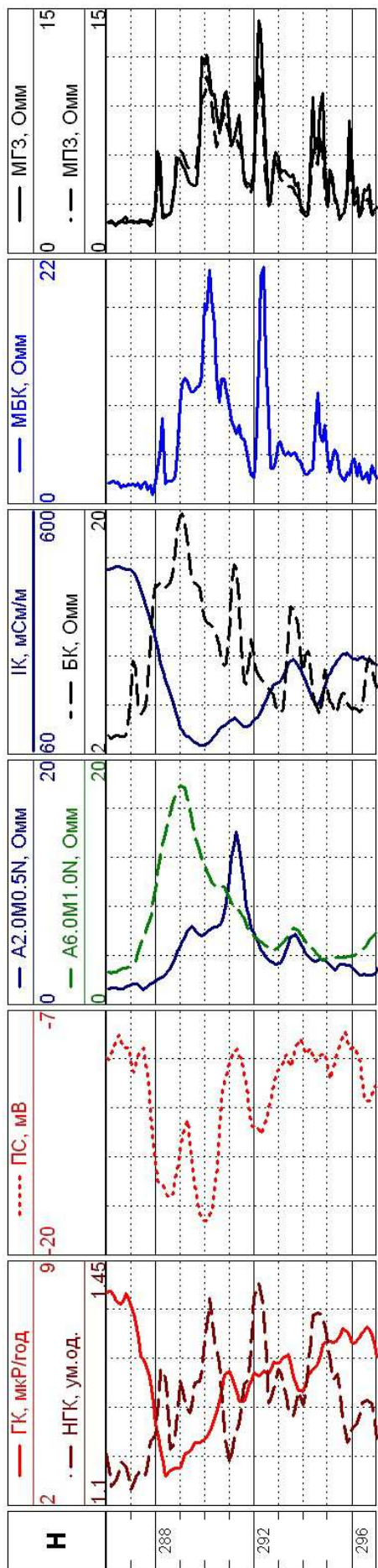


Рисунок 4 – Геофізична характеристика фації регресивних вздовжберегових барів і берегових валів (св. №15 Блокам’янського нафтового родовища)

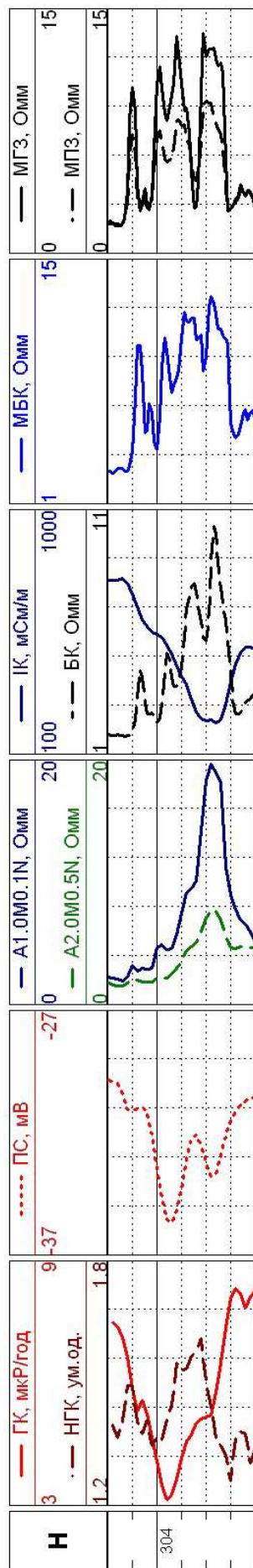


Рисунок 5 – Геофізична характеристика фації головних частин розмивних течій (св. №26 Блокам’янського нафтового родовища)

Седиментологічна модель *фації головних частин розмивних течій* [6, 9] характеризується поступовим зростанням гідродинамічної активності середовища нагромадження осадових, а з досягненням максимального гідродинамічного рівня – її поступовим спадом. Тому аномалія ГК має форму рівнобедреного трикутника (рис. 5).

На основі кластеризації проведено літофаціальне зонування продуктивних горизонтів Білокам'янського нафтового родовища та виділено зони з різними умовами нагромадження осадових, а, відповідно, і різними колекторськими властивостями (рис. 6).

Висновки

Геофізичні каротажні криві, зареєстровані навпроти продуктивних інтервалів нафтогазових свердловин, є важливим джерелом інформації про їх колекторські властивості. Але не завжди існуючі методики інтерпретації даних ГДС дають змогу повною мірою оцінити процеси, які відбуваються у пласті під час вилучення вуглеводнів. Зокрема, мало уваги приділяється аналізу морфології геофізичних кривих, не зважаючи на те, що рядом вчених доведено тісний зв'язок між формами каротажних кривих та седиментаційними геологічними моделями. Дана робота є продовженням досліджень у даному напрямку і розвиває методику кількісної інтерпретації морфологічних особливостей геофізичних каротажних кривих з метою визначення типу фацій, до яких відносяться досліджувані пласти, і подальшого літофаціального зонування продуктивних горизонтів як елемента геологічної моделі родовища. У роботі запропоновано параметри кількісної оцінки форм аномалій геофізичних кривих, які відображають зміни динаміки седиментаційних процесів у період нагромадження осадових досліджуваних гірських порід. Для виключення впливу суб'єктивних чинників обробку визначених параметрів запропоновано проводити з використанням штучної нейронної мережі типу мережі Кохонена, в результаті роботи якої формалізовані аномалії каротажних кривих розбиваються на декілька кластерів, що відображають певні умови седиментації. Побудовані за даною методикою схеми розташування зон з різною динамікою нагромадження осадових підтверджуються результатами геолого-геофізичних досліджень та промислової експлуатації продуктивних горизонтів.

Використання даної методики у процесі геологічного моделювання дасть змогу під час аналізу морфології геофізичних кривих отримати

додаткову цінну інформацію про колекторські властивості продуктивних горизонтів у міжсвердловинному просторі, скоротити час оброблення геофізичної інформації, виключити помилки, які виникають за рахунок суб'єктивних чинників, підвищити інформативність геологічної моделі родовища.

Література

1. Рединг Х. Обстановки осадконакопления. М.: Мир, 1990. Т. 1. 352 с.
2. Рединг Х. Обстановки осадконакопления. М.: Мир, 1990. Т. 2. 384 с.
3. Изотова Т. С., Денисов С. Б., Вендельштейн Б. Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. М.: Недра, 1993. 176 с.
4. Старостін В. А., Федоришин Д. Д., Федак І. О., Старостін А. В. Побудова фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища за геофізичною інформацією. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2005. № 3 (16). С. 25 – 29.
5. Федак І. О. Оцінка літофаціальної неоднорідності продуктивних відкладів нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 4 (29). С. 28–33.
6. Федак І. О., Старостін В. А., Коваль Я. М., Сінцова А. О. Дослідження зміни умов седиментації в процесі формування продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ на основі аналізу форми геофізичних кривих. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2013 № 1(34). С. 44-53.
7. Мазур О. А., Королева Н. П., Бикова Л. В. Підрахунок запасів нафти на Семенівському нафтовому родовищі: Звіт. Сімферопіль: Тематична експедиція “Кримгеологія”, 1982. 150 с.
8. Новотарський М. А., Нестеренко Б. Б. Штучні нейронні мережі: обчислення. *Праці Інституту математики НАН України*. Київ: Ін-т математики НАН України, 2004. Т. 50. 408 с.
9. Муромцев В. С. Методика локального прогноза песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа по электрометрическим моделям фаций. В кн.: Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа (сборник трудов). Л.: Недра, 1981. 19 с.

References

1. Redynh Kh. Obstanovky osadkonnoplenyia. M.: Myr, 1990. Vol. 1. 352 p.
2. Redynh Kh. Obstanovky osadkonnoplenyia. M.: Myr, 1990. Vol. 2. 384 p.
3. Izotova T. S., Denisov S. B., Vendelshteyn B. Yu.. Sedimentologicheskiiy analiz danyih promyislovoy geofiziki. M.: Nedra, 1993. 176 p.
4. Starostin V. A., Fedoryshyn D. D., Fedak I. O., Starostin A. V. Pobudova filtratsiinoi modeli Semenivskoho naftovoho rodovyshcha za heofizichnoiu informatsiieiu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2005. No 3 (16). P. 25 – 29.
5. Fedak I. O. Otsinka litofatsialnoi neodnorodnosti produktyvnykh vidkladiv naftohazovykh rodovyshch za rezultatamy heofizichnykh doslidzhen sverdlovin. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2008. No 4 (29). P. 28-33.
6. I Fedak. O., Starostin V. A., Koval Ya. M., Sintsova A. O. Doslidzhennia zminy umov sedymentatsii v protsesi formuvannia produktyvnykh horyzontiv naftohazovykh rodovyshch na osnovi analizu formy heofizichnykh kryvykh. *Naukovyi visnyk IFNTUNH.* 2013. No 1(34). P. 44-53.
7. Mazur O. A., Koroleva N. P., Bykova L. V. Pidrakhunok zapasiv nafty na Semenivskomu naftovomu rodovyshchi: Zvit. Simferopil: Tematychna ekspedytsiia “Krymheolohiia”, 1982. 150 p.
8. Novotarskyi M. A., Nesterenko B. B. Shtuchni neironni merezhi: obchyslennia. *Pratsi Instytutu matematyky NAN Ukrainy.* Kyiv: In-t matematyky NAN Ukrainy, 2004. T. 50. 408 p.
9. Muromtsev V. S. Metodika lokalnogo prognoza peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza po elektrometricheskim modelyam fatsiy. V kn.: *Metodika prognozirovaniya litologicheskikh i stratigraficheskikh zalezhey nefti i gaza (zbirnik trudov).* L.: Nedra, 1981. 19 p.