

**ВИЯВЛЕННЯ ТА АНАЛІЗ ПЕРІОДИЧНИХ СКЛАДОВИХ В КРИВИХ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН***О.М.Карпенко, О.М.Онищук**ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42098  
e-mail: pngg@nung.edu.ua, alexbrig@inbox.ru*

*Розглянуті можливості використання параметрів, що відображають морфологічні особливості каротажних кривих комплексу геофізичних досліджень нафтових свердловин. Визначені геолого-геофізичні задачі, вирішення яких є можливим при використанні параметрів мікрошаруватості товщі. Новий спосіб оцінки уявного періоду мікроциклічності за даними мікрометодів каротажу дозволяє дослідити вплив товщини прошарків на величину питомого опору тонкошаруватой товщі, виявленої по даним БКЗ. Показано застосування статистичних характеристик кривої гамма-каротажу для виявлення ділянок розрізу, представлених тонкошаруватими пластами-колекторами.*

*Рассмотрены возможности использования параметров, отображающих морфологические особенности каротажных кривых комплекса геофизических исследований нефтегазовых скважин. Определены геолого-геофизические задачи, решение которых возможно с использованием параметров микрослоистости толщи. Новый способ оценки кажущегося периода микроциклічності по данным микрометодов каротажу позволяет исследовать влияние толщины пропластков на величину удельного сопротивления тонкослоистой толщи, определенной по данным БКЗ. Показано применение статистических характеристик кривой гамма-каротажу для выявления участков разреза, представленных тонкослоистыми пластами-коллекторами.*

*The possibilities of using well log morphological parameters are considered in this article. The main geological and geophysical task was defined and it can be solved using the parameters of microlayer medium. The new method for evaluation of micro-cycle apparent period using micromethod's well log data allows to examine the influence of seam thickness on specific resistance value in microlayer medium. The application of statistic characteristics of gamma-log for thin layer revelation is achieved.*

Як відомо, суттєва частка вітчизняних газових родовищ приурочена до тонкошаруватих неогенових відкладів Передкарпатського прогіну. Тому питання підвищення ефективності вивчення та оцінки ємнісно-фільтраційних характеристик тонкошаруватих колекторів залишається актуальним.

Фаціальний і літологічний склад продуктивної товщі неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогіну не відрізняється різноманіттям. Колекторами газу у сарматських відкладах є пісковики і алевроліти. Товщина пластів газонасичених пісковиків змінюється від 0,1 до 1-2 м, рідко до 5 м. Найбільш поширені пласти пісковиків товщиною 5-30 см. Багатолітній досвід розвідки газових родовищ свідчить, що мікрошаруваті розрізи наведених відкладів іноді діагностують як глинисті, тому що на кривих електричних зондів вони характеризуються низькими значеннями опору (2-5 Ом), а на кривих гамма-каротажу – підвищеною (6-9 мкР/год.) потужністю експозиційної дози природного гамма-випромінювання. Результати розрахункових робіт з комп'ютерного моделювання показів екранованих зондів БК, БМК, ІК свідчать про те, що у випадку шаруватих проникних пластів пісковиків і глин товщиною менше 0,8 м, пористістю понад 0,15 і газонасиченістю понад 0,8 значення позитивного електричного опору занижується більше, ніж у 10 разів порівняно з подібним пластом великої (понад 4 м) товщини за рахунок ефекту анізотропії [1]. Досить часто оцінка ємнісних властивостей порід-колекторів для типових тонкошаруватих товщ на етапах оперативного

заключення або визначення підрахункових параметрів за ГДС базується на теоретичній геоелектричній моделі анізотропної тонкошаруватой пачки порід. Насправді, як свідчать результати розрахунків з використанням геофізичних даних, отриманих із зазначених відкладів, реальні значення питомого опору пачки суттєво відрізняються від “модельних” (поздовжнього або поперечного опорів) [2]. Логічно припустити, що такі відхилення значною мірою пов'язані із тим, що реальні тонкошаруваті пачки за своїми текстурними особливостями не відповідають характеристикам мікрошаруватого анізотропного пласта (за В.М. Дахновим, товщини шарів у складі товщі повинні бути набагато меншими за розмір зонда). Як відомо, максимальні розміри великих градієнт-зондів БКЗ дорівнюють 4,25 або 8,5 м. На практиці існують певні проблеми щодо визначення реальних товщин прошарків у таких пластах за каротажними даними, оскільки в ручному режимі це є дуже копіткою справою, а в автоматичному – недостатньо враховуються умови вимірювання (зміни діаметра свердловини, вимірювання зондами різних розмірів та методів дослідження).

З метою покращення оцінки уявних товщин прошарків розроблено оригінальний спосіб визначення ефективного періоду основної гармонічної складової у мікрошаруватих товщах, складених перешаруванням порід двох основних літотипів – глинистих і піщано-алевровитових. Слід зауважити, що під час проведення підрахунків запасів природного газу в родовищах, що зосереджені у названих неогенових відкладах, важливим питанням є встановлення

ефективних товщин і піскуватості тонкошаруватих пачок (у першу чергу, мікрошаруватих). Здебільшого для цього використовують дані методів БМК і БК. Так, при визначенні підрахункових параметрів по Залужанському газовому родовищу за мінімальну кондиційну товщину прошарків пісковиків-колекторів прийняте значення 0,25 м для горизонтів ВД-13, НД-5 – НД-8 і 0,35 м – для горизонтів НД-9 – НД-15 дашавської світи. Тонкі пласти товщиною в декілька десятків сантиметрів доцільно виділяти за даними фокусованих зондів БК і БМК, певною мірою – за даними акустичного каротажу.

Низка важливих задач геологічного і геофізичного характеру пов'язана із виявленням та аналізом явних або прихованих періодичностей у зміні літотипів гірських порід по вертикалі в геологічному розрізі [3–5]. Геофізична реалізація процесу седиментогенезу яскраво позначається на морфологічній формі каротажних діаграм, зареєстрованих різними методами. Ритмічна поведінка обраної геофізичної характеристики по розрізу свердловини повинна проявлятися у вигляді суперпозиції невеликої кількості періодичних складових (гармонік), що ускладнені завадами [3]. Математичний вираз такого процесу зазвичай описують у вигляді рівняння Фур'є. Часова шкала замінена шкалою глибини. Гармонічні компоненти, що присутні у рівнянні – розподілі Фур'є, є відображенням розподілу самої характеристики, що може бути обумовлено різним порядком коливних рухів земної кори в процесі седиментації осаду. Розмах цих рухів відображено в амплітуді коливань геофізичного параметра – у величинах спектральних коефіцієнтів, частково – у зміщеннях фаз. Саме накладання різних за частотними характеристиками складових геофізичної кривої створює проблеми під час виділення основної гармоніки. Аналогічні причини призводять до утворення кривої автокореляційної функції, що виявляється неефективною під час встановлення основного періоду квазіритмічної мінливості геофізичного параметра вздовж стовбура свердловини. Проте, навіть за відсутності строгої періодичності часто існує послідовність у зміні шарів певної літології, яка повторюється впродовж багатьох приблизно однакових циклів. Під час розв'язання задач нафтогазової геології та геофізики, величина, що характеризує частоту повторюваності мікроциклів, їх розмір, має широке коло застосування – від оцінки коефіцієнта нафтогазонасичення за значеннями питомого електричного опору тонкошаруватих пластів [2, 6] до прогнозу наявності колекторів, однорідності ізолювальних покриттів, міжсвердловинної та стратиграфічної кореляції геологічних розрізів [3].

Саме ритмічність, як одна з основних морфологічних характеристик геофізичних кривих, покладена в основу розробки способу оцінки уявного періоду (частоти) гармонічної складової шаруватої товщі. Як аналог ритмічної складової прийнято модель синусоїди. Найбільш відповідає така модель для геофізичних кривих із симетричною формою аномалій за наявності

вираженої ритмічності. За результатами досліджень величина періоду синусоїдальної кривої в межах трьох і більше циклів може бути виражена через її градієнт:

$$T = 4.5262 \cdot \frac{0.2}{\Delta h} \cdot \sigma(\text{grad}(f^*(h)))^{-1.0574}, \quad (1)$$

де:  $T$  – уявний період, м;  $\Delta h$  – крок квантування з глибиною, м;  $f^*(h)$  – приведена випадкова функція геофізичного параметра від глибини  $h$  свердловини;  $\text{grad}(f^*(h))$  – градієнт приведеної випадкової функції в точці дослідження, м<sup>-1</sup>;  $\sigma(\text{grad}(f^*(h)))$  – середньоквадратичне відхилення градієнта приведеної випадкової функції геофізичного параметра в межах вікна дослідження (або інтервалу тонкошаруватої пачки порід).

Рівняння перетворення випадкової функції геофізичного параметра у приведений вигляд таке:

$$f^*(h) = \frac{f(x)}{1.4867 \cdot \sigma(f(x))}, \quad (2)$$

де:  $f(x)$  – випадкова функція геофізичного параметра від глибини  $h$  свердловини;  $\sigma(f(x))$  – середньоквадратичне відхилення випадкової функції геофізичного параметра в межах вікна дослідження.

Особливості запропонованого алгоритму є простота реалізації, змістовність (аналог – гармонійна складова) і можливість оцінки енергетичного внеску основної і другорядної (див. далі) гармонік. У наведеному випадку слід оцінювати співвідношення середньоквадратичного відхилення показів геофізичного параметра в межах тонкошаруватої пачки до відповідної статистичної характеристики, що визначає похибку реєстрації сигналу. За наявності незначної мінливості геофізичного параметра оцінка величини періоду гармонійної складової не проведеться.

Існуючі алгоритми оцінки товщин окремих прошарків в основному базуються на обробці даних мікротомодів [Г.С. Ізотова, Г.П. Федорович, В.І. Грицишин та ін.]. Так, Г.П. Федоровичем рекомендується виділення піщано-алевритових прошарків і визначення їх товщин за даними БМК, БК, МКЗ на ділянках з піскуватістю понад 40% шляхом оцінки ширини аномалії на рівні 1/3 її висоти від основи; на ділянках із середньою піскуватістю (близько 20%) – на рівні 1/2 її висоти, а на ділянках із малою піскуватістю – на рівні 2/3 висоти від основи аномалії. Для оцінки середньозважених товщин прошарків або їх сумарної товщини у шаруватих пачках або пластах безперервно по розрізу свердловини наведений спосіб не є ефективним та зручним, особливо під час машинної інтерпретації. На відміну від нього розроблений нами підхід із застосуванням рівнянь (1-2) дає змогу оцінити середню (уявну) товщину прошарків на основі оцінки величини пе-

Отформатовано: Шрифт: 11 пт, ниже на 2 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт, ниже на 3 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт, ниже на 5 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт, ниже на 3 пт

Код поля изменен

Отформатовано: Шрифт: 11 пт, ниже на 5 пт

Отформатовано: надстрочные

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт

Отформатовано: Отступ: Первая строка: 0,75 см, Междустр.интервал: множитель 0,85 ин, Запрет висячих строк

Отформатовано: По правому краю, Отступ: Первая строка: 0,75 см, Междустр.интервал: одинарный, Запрет висячих строк

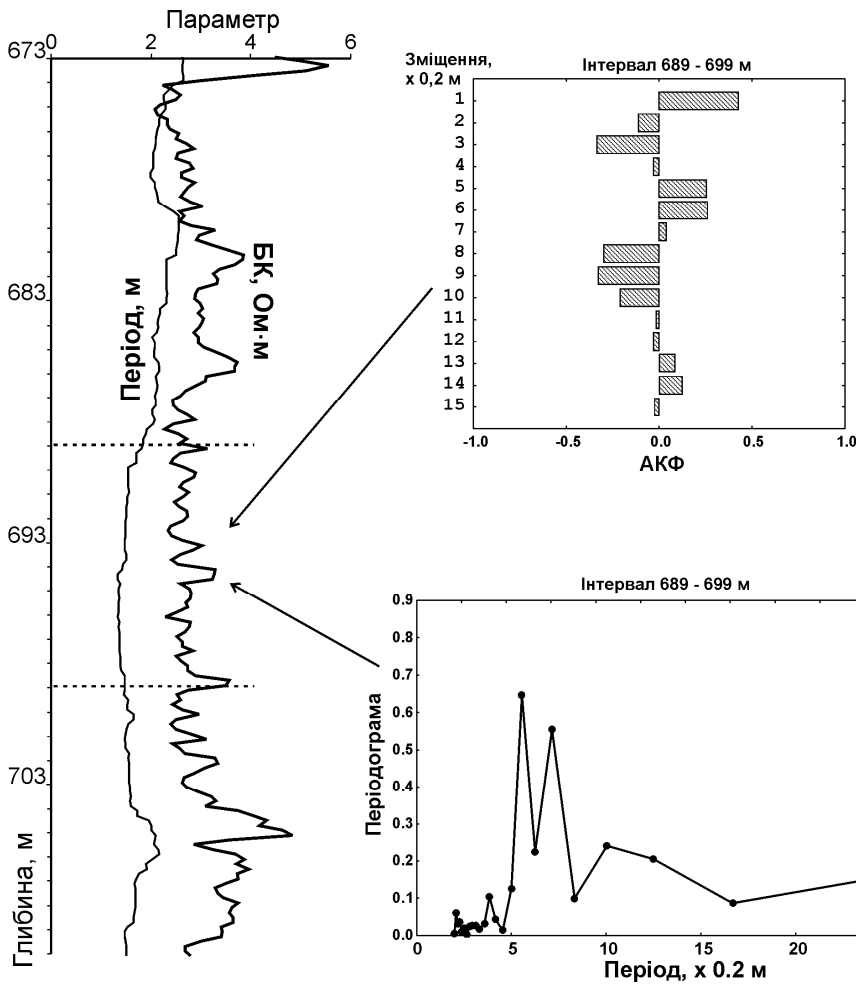
Отформатовано: Шрифт: 11 пт, ниже на 14 пт

Отформатовано: Шрифт: 11 пт, ниже на 5 пт

Код поля изменен

Удалено: ¶

ріоду гармонійної складової. На рис. 1 зобра-



**Рисунок 1 – Фрагмент діаграми розрахованого уявного періоду гармонічної складової за даними методу БК у розрізі дашавської світи Комарівського газового родовища та оцінка періоду статистичними методами – з використанням АКФ і перетворення Фур'є**

жено приклад визначення уявного періоду основної гармоніки чергування пластів в шаруватій товщі неогенових відкладів Комарівського газового родовища в межах вікна ковзання вздовж стовбура свердловини. Перевірка значень періодів традиційними методами – з використанням АКФ і гармонійного аналізу Фур'є – вказують на достатньо високу збіжність результатів у випадку наявності помітної тонкоритмічної шаруватості. Так, в інтервалі 689-699 м за результатами трьох способів отримано значення періоду в межах 1,2-1,4 м (рис. 1).

З метою вибору методів для розрахунків уявних періодів тонкошаруватих товщ, були застосовані статистичні методи кластерного аналізу і головних компонент. На дендрограми

аналізу, виявляються дві основні групи методів. До першої відносяться методи, за кривими яких можна виділити мікрошарувату квазіперіодичну складову (криві уявного опору 0,45 м градієнт-зонда, БК, БМК, ГК і НГК). Градієнт-зонди великих розмірів та ІК дають змогу виявляти аномалії і періодичність іншого порядку. Тут високочастотна складова, має другорядне, підпорядковане значення.

У табл. 1, побудованій за результатами методу головних компонент після обертання факторних осей за способом "варімакс" виявляються окремо дві групи мікрометодів: перша – ГК, НГК, 0,45 м градієнт-зонд і друга – БК, 1,05 м градієнт-зонд. Той факт, що в першій групі виявився ще один метод – ПС, може бути пояснено спільною геологічною природою аномалій і

гармонічних складових із більшими періодами породах різної літологічної приналежності. у різних методів, в першу чергу, за рахунок мілливості вмісту глинистої фракції у теригенних

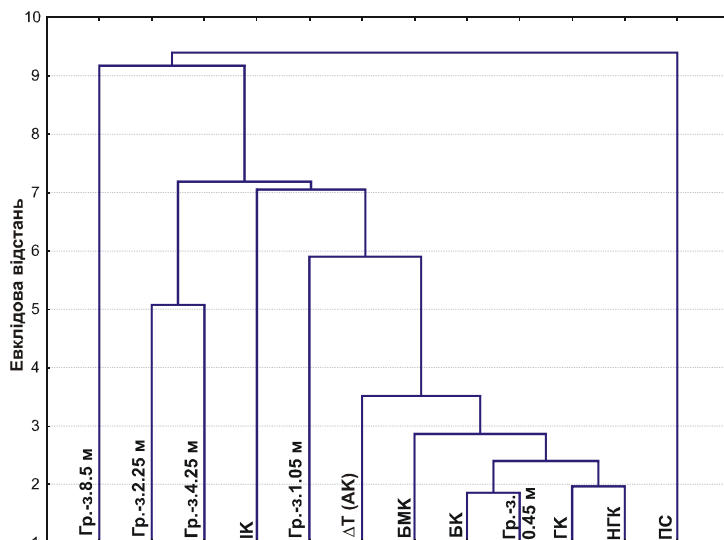


Рисунок 2 – Дендрограма, побудована за результатами кластерного аналізу розрахованих значень уявних періодів за даними методів ГДС у розрізі дашавської світи

Таблиця 1 – Результати аналізу уявних періодів для кривих різних методів за допомогою методу головних компонент (Комарівське газове родовище)

Метод	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3	Фактор 4	Фактор 5	Фактор 6
а) без обертання факторних осей						
ПС	<b>0.81</b>	0.04	-0.14	-0.39	0.21	-0.08
НГК	<b>0.78</b>	0.16	-0.36	-0.14	-0.11	0.22
Гр.-зонд А8.0М1.0N	0.47	0.55	0.48	-0.06	0.27	-0.38
Гр.-зонд А4.0М0.5N	0.55	0.10	0.68	0.19	-0.07	0.35
Гр.-зонд А2.0М0.5N	<b>0.81</b>	-0.04	0.33	0.01	-0.04	0.18
Гр.-зонд А1.0М0.1N	0.60	-0.65	0.03	0.21	0.29	0.04
Гр.-зонд А0.4М0.1N	<b>0.87</b>	-0.12	-0.21	0.14	-0.18	-0.20
ГК	<b>0.78</b>	0.00	-0.20	-0.44	0.20	0.13
БМК	<b>0.77</b>	0.25	-0.05	0.02	-0.49	-0.11
БК	<b>0.70</b>	-0.23	-0.11	0.58	0.05	-0.20
АК (ΔТ)	0.05	0.67	-0.41	0.50	0.25	0.20
Сумарний внесок	0.48	0.12	0.11	0.10	0.05	0.05
б) із застосуванням процедури "варімакс"						
ПС	<b>0.90</b>	0.08	-0.02	0.09	-0.11	0.23
НГК	<b>0.86</b>	-0.22	0.08	0.05	0.16	-0.15
Гр.-зонд А8.0М1.0N	0.29	-0.09	0.27	-0.02	0.05	<b>0.89</b>
Гр.-зонд А4.0М0.5N	0.24	0.02	<b>0.91</b>	0.13	0.04	0.18
Гр.-зонд А2.0М0.5N	0.60	0.09	0.58	0.26	0.06	0.12
Гр.-зонд А1.0М0.1N	0.39	0.22	0.18	<b>0.76</b>	-0.30	-0.13
Гр.-зонд А0.4М0.1N	<b>0.71</b>	0.00	0.04	0.51	0.36	0.04
ГК	<b>0.93</b>	0.06	0.02	0.01	-0.20	0.04
БМК	0.66	-0.05	0.21	0.11	0.64	0.11
БК	0.36	-0.18	0.12	<b>0.84</b>	0.20	0.06
АК (ΔТ)	0.04	<b>-0.98</b>	-0.04	0.01	0.02	0.07
Сумарний внесок	0.38	0.10	0.12	0.15	0.07	0.09

Розглянутий новий спосіб оцінки уявних періодів гармонійних складових каротажних кривих має широке коло практичної реалізації у нафтогазовій геофізиці. Так, під час виявлення ділянок з наявністю потенційних порід-колекторів як контролюючий фактор, що визначає ступінь згладжування кривої каротажу у разі чергування глинистих і піщаних прошарків у тонкошаруватому розрізі, використовуватиметься параметр уявного періоду мікроциклічної неоднорідності пачок пластів. Тобто ступінь диференціації розрізу, представленого чергуванням аргілітів і піщаних пластів-колекторів, залежатиме не тільки від геофізичних параметрів останніх, але й від середньої товщини прошарків (або періодів мікроциклів).

Використання ж як діагностичних характеристик інших геофізичних параметрів – інтервального часу поздовжньої хвилі, потужності вторинного гама-випромінювання НГК, показів методів БК, ДННК під час спільної інтерпретації за наведеною схемою дає змогу виявляти у типовому тонкошаруватому розрізі ритмічні пачки з кондиційним вмістом пластів-колекторів. Застосування додатково результатів визначення питомого електричного опору тонкошаруватих пластів в таких інтервалах з врахуванням уявних періодів мікроциклічності гірських порід уможливлуватиме оцінювання значення коефіцієнта нафтогазонасичення для піщано-алевритової компоненти, що досі було досить складною проблемою.

### Література

1 Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин [Текст] / С.С. Итенберг. – М. : Недра, 1978. – 375 с.

2 Карпенко О.М. Перколяційна оцінка нафтогазонасичення гірських порід у тонкошаруватому розрізі свердловини [Текст] / О.М. Карпенко // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики : зб. наук. праць. – Київ, 2006. – С. 80-92.

3 Деч В.Н. Нетрадиционные методы комплексной обработки геолого-геофизических наблюдений в разрезах скважин [Текст] / В.Н. Деч, Л.Д. Кноринг. - Л. : Недра, 1978. - 192 с.

4 Крамбейн У. Статистические модели в геологии [Текст] / У. Крамбейн, Ф. Грейбилл. – М. : Мир, 1969. – 397 с.

5 Крамбейн У. Модели геологических процессов [Текст] / У. Крамбейн, М. Кауфман. – М. : Мир, 1973. – 150 с.

Формат: Список

*Стаття поступила в редакційну колегію*

*13.10.08*

*Рекомендована до друку професором*

*Е. Д. Кузьменком*