

додатні аномалії, зануреним — від'ємні. Висока достовірність такого зв'язку між гіпсометриєю дофлішової поверхні й розподілом різнице-вих аномалій зумовлена теоретичною відповідністю глибин залягання джерел різнице-вих аномалій і дофлішової поверхні. Крім того, лінійна зональність гравітаційного поля свідчить більше про відповідну структурно-тектонічну будову регіону.

Приуроченість тектонічних блоків до конкретних покривів може свідчити про багатофазність тектонічних активізацій, внаслідок чого поверхня різних фаз насуву не була горизонтальною.

Дані результати інтерпретації гравіметричних матеріалів свідчать на користь можливості прогнозу гіпсометричних особливостей блоків фундаменту земної кори за аномаліями трансформацій гравітаційного поля в умовах дефіциту сейсмічних даних.

УДК 553.981

## СТАТИСТИЧНА МОДЕЛЬ ТОНКОШАРУВАТОГО РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИНИ ЗА ДАНИМИ ГДС

*О.М.Карпенко, Д.Д.Федоришин*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,  
e-mail: doberman@open.ru*

*Рассмотрены вопросы создания статистической модели геолого-геофизического разреза скважины в условиях тонкослоистых терригенных отложений по результатам комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. Предложена интерпретационная модель тонкослоистой среды на основе решения системы петрофизических уравнений с использованием новых петрофизических коэффициентов и приведен пример ее реализации.*

Дослідження складних за геологічними умовами розрізів нафтових і газових свердловин проводяться, як правило, з використанням звичайних геофізичних методів — електричних, радіоактивних, акустичних. Такі методи добре себе зарекомендували при вивченні типових "класичних" відкладів, складених відносно однорідними пластами значної товщини простого літологічного складу. Ефективність стандартного комплексу методів промислової геофізики значно погіршується в умовах розкриття пластів тонкошаруватої будови [1, 2]. Актуальними залишаються пошуки та розробка нових способів і методик інтерпретації результатів ГДС з метою вилучення і використання цінної геолого-промислової інформації. На жаль, в останнє десятиліття значно скоротився обсяг науково-дослідних і тематичних робіт, на-

### Література

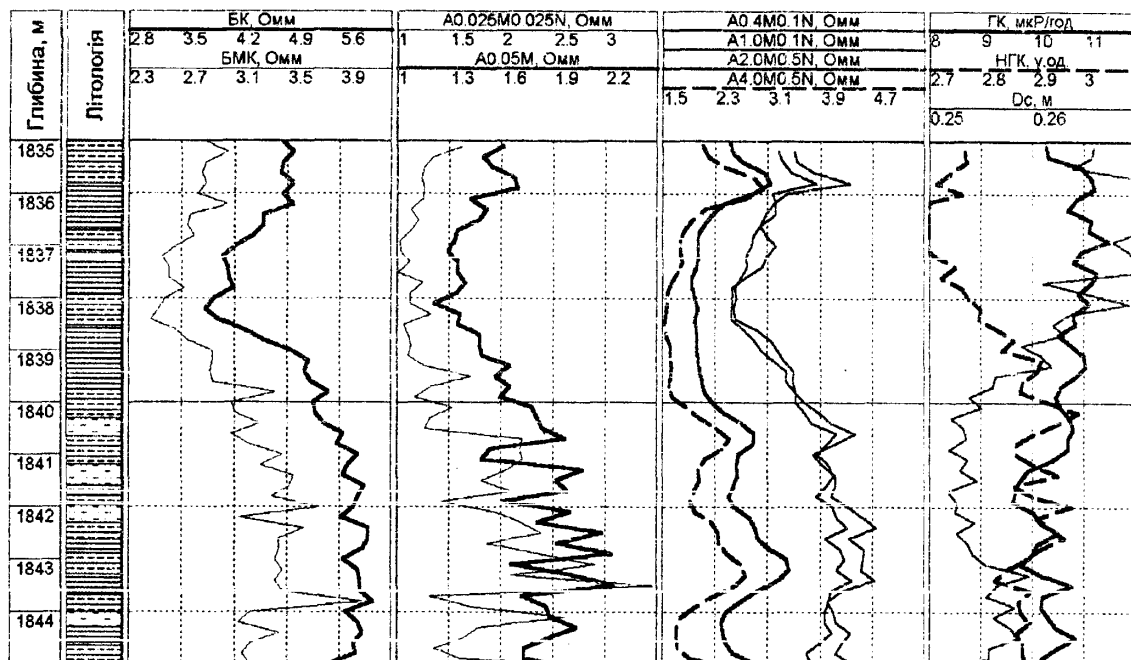
1. Біліченко В.Я. Структурно-тектонічні особливості параавтохтона Українських Карпат та прилеглих територій за матеріалами детальної гравіметрії // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – №3. – С.131-138.
2. Біліченко В.Я. Прогнозування перспективних нафтогазоносних об'єктів Карпат та прилягаючих прогинів на основі геогустинного моделювання по гравітаційному полю // Тези науково-практичної конференції "50 років ЗУГРЕ". – Львів, 1998. – С.50-52.
3. Андреев Б.А., Клушин И.Г. Геологическое истолкование гравитационных аномалий. – Л., 1962. – 495 с.
4. Тектоника Украинских Карпат. Масштаб 1:200000 / Отв. ред. Крушов В.С. –К.: УкрНИГРИ, 1986,
5. Структурно-тектонічна карта західних областей України. Масштаб 1:200000 / Ред. Бударкевич Н.Д. і Дворянин Є.С. – К.: УкрГеофізика, 1991.

*The problems of making the statistical model of a geological-geophysical section in conditions of terrigenous thin-layer deposits by results of complex interpretation of well-logging data are reviewed. It is proposed the interpretation model of thin-layer rocks on the base of a solution of system petrophysical equations with using the new petrophysical coefficients and it is given the example of its achievement.*

правлених на підвищення ефективності ГДС при дослідженнях нестандартних, зокрема тонкошаруватих і заглинзованих розрізів свердловин, хоча за таких умов в Україні зосереджена значна частина покладів вуглеводнів.

Одним з напрямків таких робіт є розробка і використання іншої, відмінної від класичних уявлень, концепції геолого-геофізичної моделі розрізу і створення на її основі системи комплексної інтерпретації даних звичайних методів ГДС з отриманням якісно більш повної та достовірної геологічної інформації.

Почнемо з опису особливостей зв'язків між окремими об'ємними параметрами гірських порід в умовах значної мінливості вмісту глинистої фракції і кількісних характеристик порового простору гірських порід на прикладі типових тонкошаруватих терригенних відкладів



3 моделі літологічного розрізу

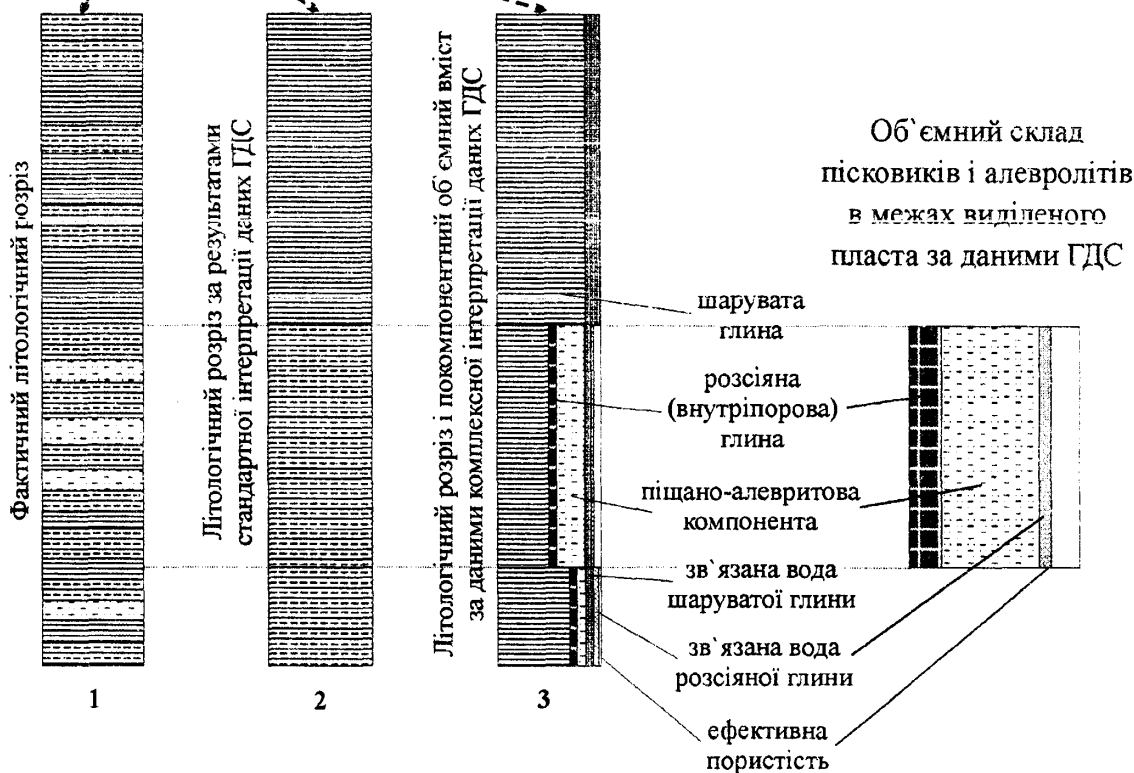


Рисунок 1 — Геолого-геофізичні моделі тонкошаруватих розрізів свердловин (дашавська світа, Орховицьке газове родовище)

Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Зміни геометричних параметрів окремих компонент гірських порід суттєво впливають на зареєстровані геофізичні характеристики і повинні враховуватись при інтерпретації. На жаль, часто при обробці та інтерпретації результатів ГДС при дослідженні складних неоднорідних за літологічними і гранулометричними параме-

трами товщ гірських порід підходять спрощено до представлення і подальшої інтерпретації виділених окремих пластів-об'єктів. На рис. 1 наведено ділянку типового розрізу тонкошаруватих відкладів дашавської світи Орховицького газового родовища. Масштаби геофізичних кривих підібрані таким чином, щоб показати існування мікронеоднорідностей пластів на

рівні прошарків 30-70 см. Локальні неоднорідності, невеликі аномалії на кривих мікроелектричних методів — МКЗ, БМК і бокового каротажу контролюються мінливостями літологічного складу по вертикалі, які меншою мірою відбиваються на кривих радіоактивних методів — ГК, НГК і градієнт-зондів БКЗ. В лівій частині планшета каротажних діаграм наведено літологічну колонку, яка за диференціацією наближена до змін у конфігураціях вказаних методів ГДС. Така детальна колонка може бути побудована за даними комплексу ГДС, але практично надалі вона не може бути використана при кількісній інтерпретації. Справа в тому, що в кількісній інтерпретації за стандартними методиками використовують при оцінці пористості в основному методи АК, НГК, ДННГ, інколи — БМК. Роздільна здатність перелічених методів окрім БМК, не дає змогу впевнено виділяти окремі пласти і визначати їх уявні геофізичні характеристики, якщо потужності окремих пластів-прошарків менші 0,8 м. Таким чином, бачимо парадоксальну ситуацію: за наявності величезної за кількістю безперервно записаної по стовбуру свердловини різноманітної геофізичної інформації її неможливо використати навіть для оцінки пористості прошарків у тонкопрошарковому розрізі.

На рис. 1 наведено 3 варіанти представлення моделі тонкошаруватого розрізу свердловини. Крім звичайного (№ 1 на рис. 1), який відповідає фактичному розподілу окремих, різних за літолого-геофізичними характеристиками прошарків, наведені 2 інших (№ 2, 3), побудовані при інтерпретації даних ГДС. Розріз 2 є типовим відображенням розбивки інтервалу дослідження при попластовій інтерпретації на окремі пласти-ділянки. Така розбивка звичайно виконується при оперативній інтерпретації даних ГДС і оцінці колекторських властивостей гірських порід вдовж розрізу свердловини в геофізичних експедиціях. При розчленуванні розрізу на окремі пласти необхідно дотримуватись правила однорідності гірських порід за літологічними і геофізичними параметрами в межах їх границь. Для типового "класичного" розрізу, представленого пластами із значними товщинами (більше 3-5 м), таке розчленування виправдане і є початковим етапом при кількісній інтерпретації результатів ГДС.

При проведенні поділу тонкошаруватого розрізу на окремі однорідні ділянки за геофізичними кривими в геофізичних організаціях технологія розчленування часто залишається аналогічною, як і для "класичних" розрізів. Така хибна практика може бути пояснена тим, що окремі пласти невеликої товщини слабо відбиваються на діаграмах більшості методів, а амплітуди геофізичних аномалій навпроти них не досягають своїх істинних значень. Тобто, відбувається нівелювання, згладжування розрізу на каротажних кривих. Більш чітко виділяються лише окремі товщі (пласти), які суттєво відрізняються за літологічними і колекторськими характеристиками своїх складових. Дрібне розчленування розрізу за даними мікрометодів не

має сенсу, тому що при подальшій кількісній інтерпретації неможливо використати спотворені уявні геофізичні характеристики інших методів для таких прошарків через малу диференціацію каротажних кривих.

Розріз 3 на відміну від попереднього являє собою статистичний (осереднений) розподіл окремих літологічних компонент та їх емнісних властивостей як в межах виділених пластів або товщ, так і вздовж стовбура свердловини. Тобто, в межах пласта великої товщини, складного за характером розподілу окремих прошарків, визначені і графічно відображені:

- сумарний вміст глинистих прошарків (шарувата глинистість);
- вміст піщано-алевритової фракції;
- розсіяної внутріпорової глини, що знаходиться у поровому просторі матриці прошарків пісковиків і алевролітів;
- вміст зв'язаної води порового простору вільної глини глинистих прошарків;
- вміст зв'язаної води у складі розсіяної глини;
- вміст порового простору пісковиків і алевролітів, зайнятого рухомими флюїдами (ефективна пористість).

Такий розподіл емнісних характеристик літологічних компонент пласта або товщі дає змогу оцінити колекторський потенціал в даному інтервалі розрізу свердловини. Безумовно, наведені типи розрізу не відображають всієї мінливості літологічних і колекторських характеристик порід за розрізом свердловини, а літо-типи взагалі представлені лише двома типами — шаруватою глиною і піщано-алевритовою (далі — піщаною) породою. Більш детальна характеристика теригенного тонкошаруватого розрізу свердловини за результатами досліджень ГДС, на нашу думку, неможлива або буде виконана з недостатньою достовірністю.

Розглянемо основні передумови, які дають змогу проводити кількісну інтерпретацію результатів стандартного комплексу ГДС і визначати наведені вище характеристики розрізу. Оцінку декількох геологічних або колекторських характеристик гірських порід доцільно виконувати шляхом створення і розв'язання системи петрофізичних інтерпретаційних рівнянь [3]. Для тонкошаруватого типу розрізу така система має загальний вигляд [4]

$$\left\{ \begin{aligned} \sigma_n &= \sigma_{ск} \cdot (1 - K_n - K_{гп}) + \sigma_g \cdot K_n + \sigma_{гп.розс} \times \\ &\times K_{гп} \cdot \frac{1 - K_{шар}}{1 - K_{пшар}} + \sigma_{гп.шар} \cdot K_{гп} \cdot \frac{K_{шар}}{1 - K_{пшар}} ; \\ \Delta T_n &= \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_n - K_{гп}) + \Delta T_g \cdot K_n + T_{гп.розс} \times \\ &\times K_{гп} \cdot \frac{1 - K_{шар}}{1 - K_{пшар}} + \Delta T_{гп.шар} \cdot K_{гп} \cdot \frac{K_{шар}}{1 - K_{пшар}} ; (1) \\ \omega_n &= K_n + \omega_{гп.розс} \cdot K_{гп} \cdot \frac{1 - K_{шар}}{1 - K_{пшар}} + \\ &+ \omega_{гп.шар} \cdot K_{гп} \cdot \frac{K_{шар}}{1 - K_{пшар}} \end{aligned} \right.$$

де:  $\sigma_n$  – інтегральна густина глинисто-піщаної породи (пласта);

$\sigma_{ск}$  – густина скелета піщано-алевритової компоненти породи (мінералогічна густина);

$Kп$  – коефіцієнт загальної пористості породи;

$K_{гл}$  – коефіцієнт об'ємної глинистості породи;

$\sigma_v$  – густина води в поровому просторі породи;

$\sigma_{гл.розс.}$  – густина твердої частини (мінеральна густина) розсіяної глини у породі;

$K_{шар.}$  – коефіцієнт шаруватості глини, який дорівнює відношенню об'єму твердої частини шаруватої глини до об'єму твердої частини скелета глини в породі [4];

$K_{п.шар.}$  – коефіцієнт пористості шаруватої глини;

$\sigma_{гл.шар.}$  – густина твердої частини (мінеральна густина) шаруватої глини у породі;

$\Delta T_n$  – інтегральна величина інтервального часу поздовжньої хвилі глинисто-піщаної породи (пласта);

$\Delta T_{ск}$  – інтервальний час поздовжньої хвилі в скелеті піщано-алевритової компоненти породи;

$\Delta T_v$  – інтервальний час поздовжньої хвилі у воді в поровому просторі породи;

$\Delta T_{гл.розс.}$  – інтервальний час поздовжньої хвилі в твердій частині розсіяної глини у породі;

$\Delta T_{гл.шар.}$  – інтервальний час поздовжньої хвилі в твердій частині шаруватої глини у породі;

$\omega_n$  – інтегральна величина вмісту водню глинисто-піщаної породи (пласта);

$\omega_{гл.розс.}$  – вміст водню в твердій частині розсіяної глини у породі;

$\omega_{гл.шар.}$  – вміст водню в твердій частині шаруватої глини у породі.

В системі з 3-х петрофізичних рівнянь 3 невідомих — коефіцієнт загальної пористості породи, коефіцієнт об'ємної глинистості і коефіцієнт шаруватості глини  $K_{шар.}$ . Така система є визначеною і може бути розв'язана. За відсутності результатів досліджень густини гірських порід методом ГТК кількість рівнянь у системі зменшується до двох, а коефіцієнт глинистості  $K_{гл}$  визначається за даними досліджень природної радіоактивності методом ГК. Всі інші компоненти розрізу, що вказані на 3-му типі розрізу на рис. 1, визначаються шляхом нескладних математичних операцій. Сумарний вміст прошарків пісковиків і алевролітів  $K_{ніск.}$  розраховується так:

$$K_{ніск.} = 1 - \frac{K_{гл} \cdot K_{шар.}}{1 - K_{п.шар.}} \quad (2)$$

Інші усереднені в межах виділених пластів або товщ параметри піщаних прошарків

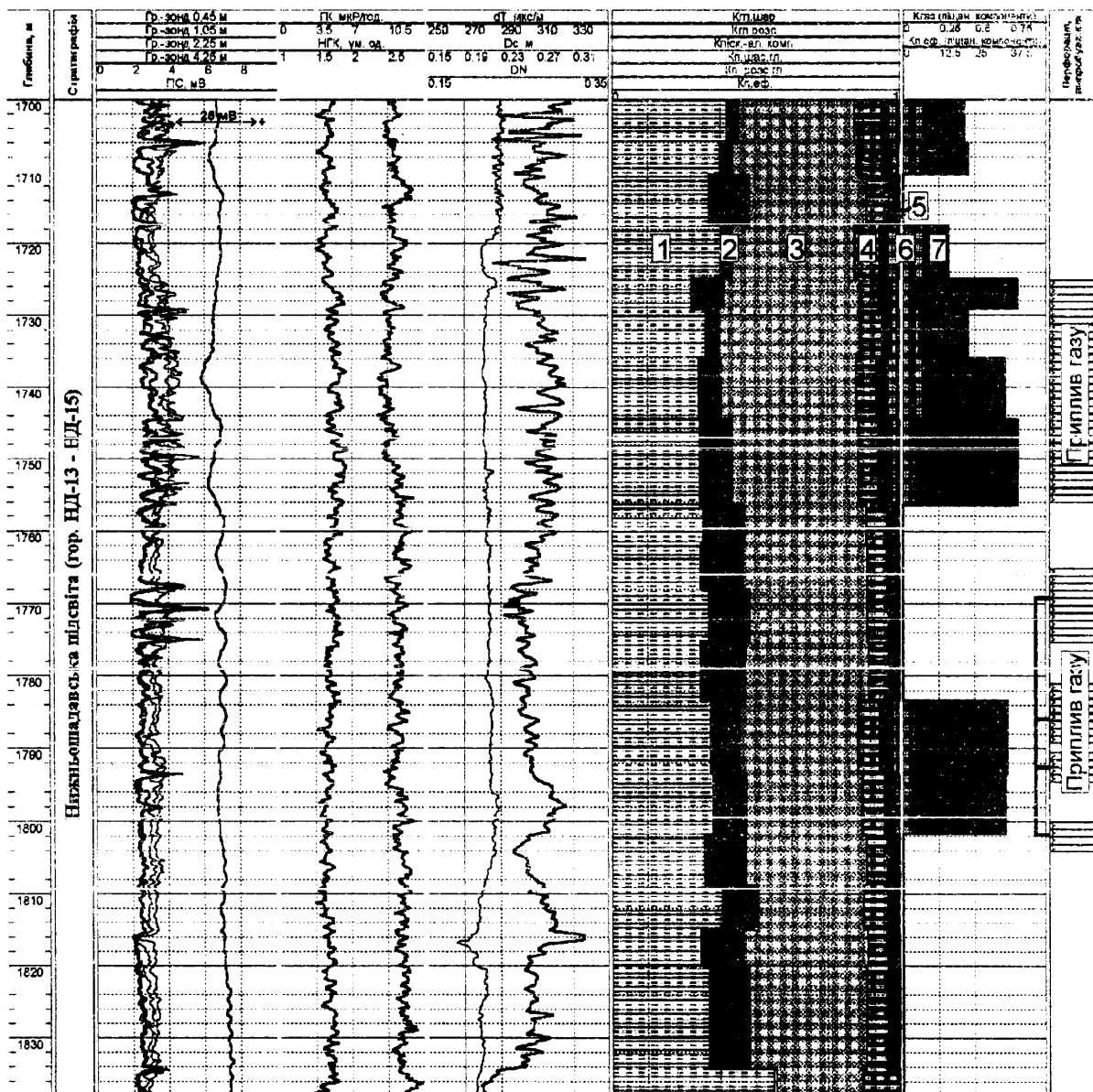
(коефіцієнти розсіяної глинистості, вміст зв'язаної води та коефіцієнт ефективно пористості) розраховуються шляхом множення отриманих при розв'язанні системи рівнянь на  $K_{ніск.}$

Нами доведено, що властивості шаруватої глинистої компоненти розрізу і розсіяної, внутріпорової глини суттєво відрізняються. Два типи глини характеризуються різними значеннями пористості, різним мінеральним складом, різним вмістом водню у складі твердої компоненти, різними залежностями інтервального часу поздовжньої хвилі від глинистості породи і пористості. Вказані особливості фізичних і геофізичних характеристик шаруватої і розсіяної глини у неогенових відкладах дашавської і косівської світ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину встановлені на основі вивчення петрофізичних залежностей типу "керн-геофізика" і "геофізика-геофізика", і на їх основі з використанням наведених вище петрофізичних рівнянь створена система комплексної інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватому розрізі. Система пройшла апробацію при оцінці колекторських характеристик гірських порід у розрізах свердловин Рубанівського, Орховицького, Макунівського газових родовищ шляхом порівняння отриманих даних з результатами випробувань пластів. На рис. 2 наведено приклад реалізації системи (1) комплексної інтерпретації при дослідженні розрізу свердловини Орховицького газового родовища. Розріз родовища є типовим для неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Криві методів електрокаротажу, ГК, НГК, двозондового нейтронного каротажу ДННК слабо диференційовані і взагалі за абсолютними значеннями подібні до кривих навпроти глинистості непрониких пластів. При звичайних способах інтерпретації в такому розрізі виявити породи-колектори і оцінити їх характер насичення досить складно [5].

Оцінка коефіцієнта газонасичення піщано-алевритових пластів проводилась із застосуванням моделі електропровідності тонкошаруватої піщано-глинистої товщі [6]. Створення такої моделі базується на використанні відомого рівняння електропровідності для паралельного вмикання пластів малої товщини, рівняння Доля для пластів з розсіяним типом глинистості і коефіцієнта шаруватості глин [6]. Загальний вигляд такої моделі продемонстровано на рис. 3. З цього рисунка видно, що розподіл фактичних даних з відкладів різної глибини дашавської світи добре погоджується із теоретичною моделлю електропровідності, створеною для умов тонкопрошаркових відкладів. Інше підтвердження працездатності запропонованої моделі — на рис. 2. У виявлених за результатами комплексної інтерпретації даних ГДС інтервалах розрізу з наявністю прошарків газонасичених порід-колекторів під час випробування отримано значні припливи природного газу.

#### Висновки

1. Розглянуто та запропоновано статистичну модель представлення тонкошаруватого пі-



1 - вміст шаруватої глини; 2 - вміст розсіяної внутріпорової глини; 3 - вміст піщано-алевритової компоненти; 4 - вміст зв'язаної води шаруватої глини; 5 - вміст зв'язаної води розсіяної глини; 6 - об'єм породи, зайнятий вільним флюїдом (в об'ємі всієї товщі на лівій колонці та у вигляді ефективного пористості прошарків піщано-алевритових порід на правій колонці); 7 - коефіцієнт газонасичення піщано-алевритових порід товщі.

Рисунок 2 — Приклад комплексної інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватому розрізі свердловини Орховицького газового родовища

шано-глинистого розрізу свердловини як результат інтерпретації даних методів ГДС.

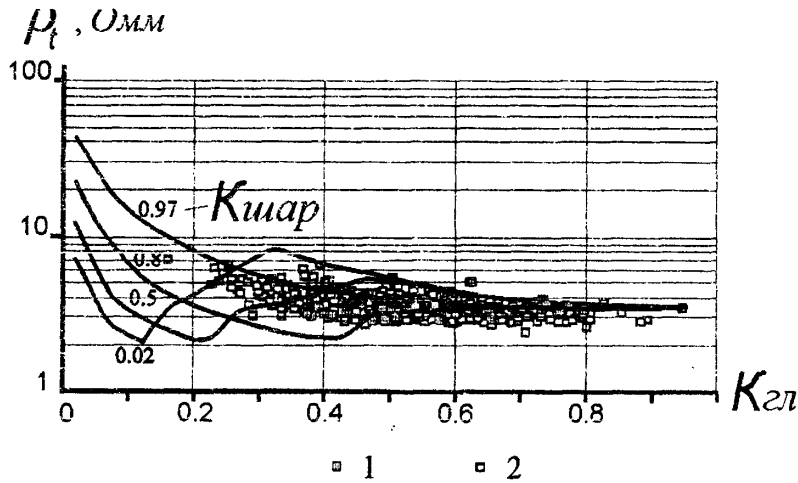
2. Запропоновано інтерпретаційну модель оцінки літологічних і колекторських характеристик окремих складових тонкошаруватого розрізу свердловини за результатами звичайних методів ГДС.

3. На прикладах теоретичної моделі електропровідності і результатах інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Орховицького газового родовища підтверджена можливість використання інтерпретаційної моделі в умовах

тонкошаруватих теригенних розрізів дашавської світи Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

### Література

1. Прокопів В.Й., Федоришин Д.Д. Характеристика фізико-геологічного моделювання і визначення основних напрямків побудови моделей колекторів складної будови // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2002. – № 4(5). – С. 48-52.



1 - відклади верхньодашавської підсвіти св. Рубанівська-17 (74-380 м);  
2 - відклади нижньодашавської підсвіти св. Макунівська-10 (1480-1930 м)

Рисунок 3 — Модель електропровідності шаруватої піщано-глинистої товщі з використанням коефіцієнта шаруватості глин

2. Карпенко О.М. Прогнозне оцінювання газоносності тонкошаруватих розрізів родовищ Передкарпаття за даними електрокаротажу // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 1. – С. 8-11.

3. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991. – 205 с.

4. Карпенко О.М. Вплив мінерального складу глинистого цементу на похибку визначення пористості тонкошаруватих порід при геологічній інтерпретації даних ГДС // Розвідка

та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2002. – № 4(5). – С. 44-47.

5. Изотова Т.С., Бондаренко О.В. Компьютерная технология интерпретации данных ГДС для тонко- и микрошаруватих розрізів міоцену Передкарпатського прогину // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 113-117.

6. Карпенко А.Н. Петрофизическая модель электропроводности тонкослонистой глинисто-песчаной толщи // Геофизический журнал. – 2002. – Т. 24. – № 1. – С. 103-109.

УДК 553.981:553.3.078:552.18

## ОСОБЛИВОСТІ ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ТА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НАДР ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

В.Р.Хомин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,  
e-mail: khomyn@rambler.ru

С использованием геолого-статистического моделирования определены термобарические условия недр Предкарпатья на больших глубинах (5000-8000 м). В результате сопоставления термобарических условий Предкарпатского прогиба и других нефтегазоносных регионов мира доказывается возможность существования залежей редких углеводородов в исследованном районе до глубин 7000-8000 м.

Сьогодні у зв'язку з врахуванням умов обмеженого фінансування окремо на перше місце в усіх нафтогазоносних регіонах України виходить проблема виявлення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів на невеликих глибинах. Однак пошуки нафти і газу на малих глибинах не вирішують проблеми значного наро-

By the geology-statistical modeling is carried out, therefore is established thermobarical precondition in the depth (5000-8000 m). In result of comparison thermobarical conditions of the Precarpathion deflection and other oil and gas bearing regions of world existence of pool rare hydrocarbons in the researches region to the depth 7000-8000 m, have been estimated.

шування їх запасів. Тому для подальшого перспективного розвитку нафтогазового комплексу необхідно зосередитись на пошуках значних покладів нафти і газу, які прогнозуються на глибинах 5000-7000 м. Так, у західному регіоні України нерозвідані ресурси вуглеводнів на глибинах 5000-7000 м становлять близько 53%