

УДК 550.835

## КОМПЛЕКСНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ПОВТОРНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ І МЕТОДУ ВІКІЗ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ГЛИБИНИ ГАЗОНАФТОВОГО КОНТАКТУ

<sup>1</sup>Д.Д.Федоришин, <sup>2</sup>О.В.Серженяга<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул.Карпатська,15, тел.(03422) 42056,  
e-mail: public@nung.edu.ua<sup>2</sup>ОАО "Пургеофизика", Ямало-Ненецький а.о., м. Губкінський, 6-й мкр., тел.(35346)53278  
e-mail: gorgan@hotmail.ru

Описаны стандартные методики определения водонефтяного и газонефтяного контактов залежей в терригенных отложениях Западной Сибири. Проведено сопоставление результатов интерпретации повторного нейтронного каротажа и метода ВИКИЗ, полученных при исследовании межфлюидальных контактов. Обоснованы возможности метода ВИКИЗ при определении глубин межфлюидальных контактов на нефтяных залежах с газовой шапкой и подошвенной водой.

In article are described the standard techniques of definition oil-water and gas-oil contacts of accumulations in terrigenous sediments of Western Siberia. The comparison of results of interpretation repeated neutron logging and method VIKIZ, received is out at research oil-water and gas-oil contacts. The opportunities of a method VIKIZ are reasonable at definition of depths oil-water and gas-oil contacts on petroleum deposits with a gas cap and by water in bottom of layer.

Значну частину запасів вуглеводнів терригенних порід-колекторів складає нафта поклавів, що мають низьку проникність і часткове насичення. До цієї категорії запасів відносяться поклади нафти з газовою шапкою і водою у підшві пластів. Така специфікація покладу вимагає особливої уваги при його розробці та експлуатації.

Перехідна зона пласта з нерівномірним розподілом нафти від водонафтового контакту (ВНК) до газонафтового контакту (ГНК) являє собою об'єкт із складними електричними властивостями в навколосвердловинному просторі. Розробка таких покладів вимагає залучення нових свердловинних методів геофізичних досліджень, а також удосконалення методик їх інтерпретації. При розвідці і подальшій розробці родовищ нафти і газу дані про розташування контактів ГНК і ВНК дають змогу створити флюїдальні моделі покладів. Ця інформація, отримана на початковому етапі розвідки родовища, дозволяє раціонально проектувати наступні свердловини, щоб правильно оцінити розміри і запаси покладу. При розробці родовищ побудова цілком визначеної флюїдальної моделі дає можливість передбачати склад припливу із пласта і збільшити повноту витягу вуглеводнів.

В практиці інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) визначення ВНК здійснюється по критичному значенню питомого електричного опору  $\rho_n^*$ , значення якого встановлювалося за результатами порівняння питомого електричного опору (ПЕО) з величинами  $K_n$  (коефіцієнт пористості) або  $\alpha_{nc}$  (відношення показань ПС у досліджуваному і опорному пластах) в інтервалах випробуваних пластів, з яких були отримані однозначні

притоки газу, нафти або води. Аналогічно визначення ВНК можна здійснювати з використанням параметра насичення пласта ( $P_n$ ), значення якого порівнюється з критичним значенням параметра насичення ( $P_n^*$ ). Якщо  $\rho_n > \rho_n^*$ , або  $P_n > P_n^*$ , то порода-колектор промислово-продуктивна, при випробуванні якої будуть отримані безводні або з незначною кількістю води припливи нафти, газоконденсату, газу. Поділ продуктивних пластів на нафтонасичені і газонасичені за критичними значеннями  $\rho_n^*$ ,  $P_n^*$  неможливий.

Газонасичена і нафтонасичена частини пласта мають практично однакові електричні характеристики. Тому методи електричного каротажу, такі як стандартний комплекс БКЗ-БК-ІК, не можуть бути використані для визначення глибини ГНК.

Стандартні методики виділення в продуктивному розрізі газонасичених пластів і визначення глибини ГНК базуються на проведенні повторних замірів стаціонарними (НК) або імпульсними (ІННК) видами нейтронного каротажу. Пласти, насичені газом і газоконденсатом, за вмістом водню відрізняються від водонасичених і нафтонасичених. При однакових ємнісних параметрах ці пласти за результатами нейтронних методів характеризуються більш низьким вмістом водню і меншою густиною і, отже, більш низькою пористістю.

Проведення повторного нейтронного каротажу (ПНК) відбувається переважно в обсаджених свердловинах у процесі розформування зони проникнення і зміни ефекту впливу газу на результати вимірів. Ефективність виділення газонасичених пластів за даними ПНК у свердловинах Західно-Сибірської платформи (ЗСП)

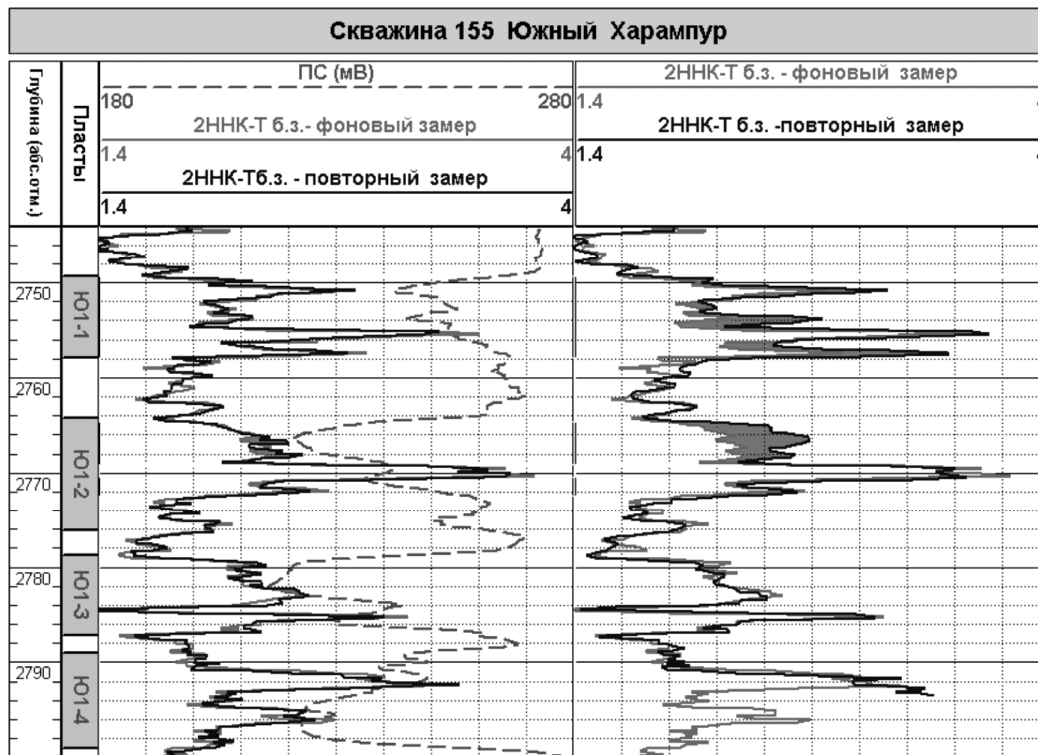


Рисунок 1 — Виділення газонасичених інтервалів по повторному нейтронному каротажу (ПНК) залежно від часового фактору

низька. Ефекти впливу газу при розформуванні зони проникнення часто порівняні з погрішностями вимірів. Дані ПНК виявляються інформативними лише при строгому дотриманні рекомендованої у методичному посібнику з технології і методики проведення досліджень [1] і потребують застосування спеціальних прийомів обробки.

Розформування зони проникнення (ЗП) в пластах з погіршеними колекторськими властивостями у юрських відкладах триває від декількох місяців до двох років. Тому результати виділення газонасичених інтервалів методом ПНК можуть використовуватися на етапі підрахунку запасів або при оперативній інтерпретації для встановлення ГНК в сусідніх свердловинах. Абсолютні позначки ГНК в сусідніх свердловинах можуть змінюватися в досить широких межах. Зумовлено це причинами як геологічними так технічними.

Перша причина – складна геологічна і тектонічна будова, наявність тектонічних розломів, що призводять до різного положення ГНК і ВНК у кожному блоці.

Друга причина – зміна фільтраційно-емнісних параметрів у зоні ГНК і ВНК.

Третя причина – погрішність при визначенні глибин і абсолютних позначок за даними ГДС. Ця погрішність складається з інструментальної погрішності інклінометра і погрішності у визначенні глибини по кривих ГДС за рахунок розтяжки кабеля.

У зв'язку з цим на даний момент виникає необхідність впровадження нових приладів і технологій дослідження свердловин або створення нових інтерпретаційних моделей вже існуючих комплексів і методів, які б дали змогу більш однозначно вирішувати завдання щодо поділу продуктивних колекторів на нафто- і газонасичені.

Розглянемо можливе вирішення цієї проблеми на прикладі Харампурського родовища.

На Харампурському родовищі перспективними є відклади юрського горизонту Ю1. Це родовище має блокову будову. Найбільш реальним для цього родовища є те, що в межах кожного блоку ВНК має свою певну глибину.

За даними ГДС, у свердловинах, які розкрили деякі занурені блоки, виділяється збільшена перехідна зона від нафти до води, тоді як в інших блоках ця зона помітно менша. Виміри газового фактора в процесі експлуатації продуктивних пластів і результати дослідження розвідувальних свердловин свідчать про те, що газові шапки, встановлені на родовищі, поширені в межах певних тектонічних блоків. Створюється враження що газ у вільній фазі утворився тільки в тих блоках, що перетерпіли порівняно більше підняття.

У тектонічних блоках, де відмічено наявність газової шапки, були проведені виміри ПНК. Аналіз результатів проведених вимірів ПНК засвідчив таке. Для якісного виділення газонасичених порід-колекторів юрського горизонту на Харампурському родовищі повторний вимір нейтронного каротажу повинен проводитися не менш ніж через рік після фоновий. Прикладом, що підтверджує цей висновок, можуть служити результати інтерпретації даних ПНК, проведеного у свердловині 155 Південно-Харампурського родовища (рисунок 1). На рисунку 1 зображено фрагменти діаграм фоновий

і повторного вимірів нейтронного каротажу. Ми чітко можемо простежити залежність прояву газонасичених інтервалів по повторному нейтронному каротажу від часового фактора. Фоновий і повторний виміри НК проведені нейтрон-нейтронним методом по теплових нейтронах в двозондовому варіанті (апаратура РКС-3М). Для інтерпретації взяті криві, записані великим зондом. На першому треку представлені діаграми фонового і повторного виміру НК, проведеного через 1,5 місяця. Незначні збільшення результатів ПНК відзначаються в пласті Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в інтервалі глибин 2765,8–2768,8 м. Колектори цього інтервалу характеризуються більш високими значеннями пористості і проникності порівняно з колекторами, що лежать вище в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> і Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. На другому треку представлена діаграма повторного виміру ПНК, проведеного через 2 роки 6 місяців. Тут уже чітко видно ріст показів НК у пласті Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (інтервал 2749,4–2758,0 м) і в пласті Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (інтервал 2764,4–2768,8 м). При проведенні вимірів ПНК треба виходити з таких закономірностей:

по-перше, виділення газонасичених інтервалів залежить від ступеня розформування зони проникнення (ЗП);

по-друге, період розформування ЗП залежить від пористості і проникності колектора. Чим більша проникність – тим менший період розформування ЗП;

по-третє, оптимальний час проведення ПНК треба визначати, ґрунтуючись на статистичному аналізі раніше проведених вимірів.

При виділенні інтервалів колекторів з високим газовмістом застосовувалася методика нормування повторного виміру НК до фонового. Опорні значення вимірів ПНК для нормування вибиралися в тих інтервалах, де прояви газу були неможливі. Це інтервали щільних пропластків поза продуктивними пластами, інтервали глин, каверн, водонасичених колекторів. Нормування і обробка кривих нейтронного каротажу виконувалися в програмі “ГеоПошук” (розробка – інститут “УкрДГРІ”). Ця методика була застосована при інтерпретації результатів ПНК у свердловинах 156 і 171, винесених на кореляційну схему на рисунку 2.

До комплексу досліджень відкритого стовбура експлуатаційних свердловин на Харампурському родовищі, як і на більшості родовищ Західного Сибіру, включений метод ВКІЗ. Апаратура ВКІЗ – це п'ять геометрично і електродинамічно подібних індукційних зондів, які заміряють різницю фаз  $\Delta\phi$ , і зонд, який заміряє криву СП. Індукційні зонди “сфокусовані” на дослідження електродовідності певної області середовища, починаючи з деякої відстані від свердловини. Головна перевага ВКІЗ порівняно зі стандартними методами електрометрії полягає в можливості зондувати геологічне середовище з високою роздільною здатністю. Технічні можливості ВКІЗ дають змогу виявляти дрібні текстурні особливості будови порід зондами малої довжини поблизу свердловини, встановлювати техногенний вплив на зміну

електричних властивостей порід зондами середньої довжини, оцінювати властивості порід-колекторів у їхній незмінній області. Унікальна можливість радіальних характеристик зонда ВКІЗ полягає також в тому, що визначення питомого опору незміненої частини пласту зберігається як при підвищеному так і при понижуючому проникненні фільтрату бурового розчину.

Про можливість методу ВКІЗ і його переваги порівняно зі стандартним комплексом БКЗ-БК-ІК і іншими методами, які працюють на визначення опору незміненої частини пласта і визначення параметрів зони проникнення, наведено в багатьох статтях [2, 3, 4, 5].

Порівняємо результати інтерпретації методу ВКІЗ і результати досліджень ПНК, які проведені у сусідніх свердловинах. На рисунку 2 зображено кореляційну схему по профілю експлуатаційних свердловин, що знаходяться в одному тектонічному блоці Південно-Харампурського родовища. У свердловині 156 повторний вимір НК був проведений через 10 місяців, а в свердловині 171 повторний вимір НК був проведений через 2 роки 5 місяців (таблиця 1). Виділення інтервалів газонасичених колекторів у цих свердловинах було проведено за результатами ПНК. ГНК у свердловині 156 відзначається на глибині 2803,5 м, у свердловині 171 відзначається на глибині 2795,0 м. Різниця глибин ГНК в цих свердловинах викликана різницею гіпсометричної позначки по покривлі горизонту Ю1. Результати повторного розкриття пластів перфорацією підтверджують результати інтерпретації ПНК (таблиця 1). Із колекторів, що характеризуються за виміром ПНК високим газовмістом, було отримано приплив газоконденсату з газовим фактором 1000 м<sup>3</sup>/т і вище. За результатами гирлових проб середній газовий фактор для нафти Південно-Харампурського родовища становить 300 м<sup>3</sup>/т.

У свердловинах 139, 185, 200 були проведені дослідження методом ВКІЗ. Інтерпретація результатів цього методу проводилася в попластовому режимі в програмі обробки “МФС ВИКІЗ”. Це багатофункціональна система обробки, візуалізації й інтерпретації даних височастотного каротажу ВКІЗ. Технологія ВКІЗ і програма обробки розроблена інститутом геофізики СВ РАН (Сибірське відділення Російської академії наук) і науково-виробничим підприємством “Луч”. У дану систему обробки закладений альбом палеток, розроблених для різних умов залягання і типів флюїдонасичення пластів-колекторів.

У процесі буріння відбувається проникнення в пласти фільтрату бурового розчину, і в навколосвердловинному просторі утворюються геоелектричні неоднорідності. Вони виникають як наслідок фільтраційних і масообмінних процесів, що відбуваються в цій зоні. Основними факторами, які впливають на зміну геоелектричних властивостей пластів в навколосвердловинному просторі є: фільтраційно-ємнісні властивості (пористість і проникність), тип флюїду,

Таблиця 1 — Дані результатів перфорації в свердловинах, де був проведений ПНК

| № свр. | Дата розкриття розрізу | Дата фонов. виміру НК | Дата повт. виміру НК | Інтервал перфорації (пласт)  | Склад припливу (газовий фактор)                               |
|--------|------------------------|-----------------------|----------------------|--|---|
| 156    | 16.04.2002             | 18.04.2002            | 19.02.2003           | 2799 – 2808 (Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> )   | 16т/доб<br>газоконденсат +<br>нафта (964 м <sup>3</sup> /т)   |
| 171    | 23.11.2001             | 29.11.2001            | 03.05.2004           | 2800 – 2808 (Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup> )   | 20т/добу – нафта<br>(365 м <sup>3</sup> /т)                   |
| 171    |                        |                       |                      | 2800 – 2808 (Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup> )<br>2788.5 – 2796.5 (Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> )<br>2774 – 2780 (Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ) | 26т/добу<br>газоконденсат +<br>нафта (3348 м <sup>3</sup> /т) |

що насичує пори колектора, реологічні властивості бурового розчину, а також режими буріння і терміни проведення каротажу. Одним з визначальних факторів є рухомість флюїду і його відносна в'язкість.

Результатом інтерпретації даних ВІКІЗ є побудова геоелектричної моделі пластів-колекторів. Визначають такі параметри: питомий електричний опір (ПЕО) пласта, зони проникнення (ЗП), облямовуючої зони (ОЗ), а також потужності ЗП і ОЗ. Грунтуючись на цих даних, був побудований геоелектричний розріз по свердловинах 139, 185 і 200, який зображено на рисунку 2.

Умови буріння в свердловинах:

- діаметр долота 215,9 мм;
- середня швидкість буріння — 7-8 м/год.

Розкриття досліджуваного інтервалу відбувалося протягом доби;

– пласти розкривалися при низькій репресії;

– параметри бурового розчину – питома вага 1,12-1,13 г/см<sup>3</sup>, динамічна в'язкість 40-50 с;

– дослідження проводилися в середньому через 8 годин після повного розкриття розрізу, тобто в період неповного сформування ЗП.

Насичення колекторів оцінювалося за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ, а також залучалися дані досліджень ПНК і результати повторного розкриття пластів перфорацією у сусідніх свердловинах. На кореляційній схемі (рисунком 2) в цих свердловинах виведені такі характеристики: відносний параметр  $\alpha_{nc}$ , який характеризує ємнісні властивості розрізу;  $r_{zn}$  – радіус ЗП і потужність ОЗ –  $h_{oz}$ , отримані в результаті інтерпретації методу ВІКІЗ. Розглянемо більш детально геоелектричний розріз по даних свердловинах.

Свердловина 139. У пласті Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> до глибини 2780,0 м відзначається понижуюче проникнення, радіуси ЗП міняються в межах 0,97-1,07 м. Нижче цієї глибини проникнення підвищується, радіуси ЗП зменшуються вдвічі і з'являється ОЗ. Нижче глибини 2810,0 м облямовуюча зона зникає, ПЕО пластів падає і за значенням стає нижче граничного значення продуктивності  $\rho_n^*$ , що на Харампурському родовищі у юрських відкладах становить 6,8-7,5 Ом·м. Сверд-

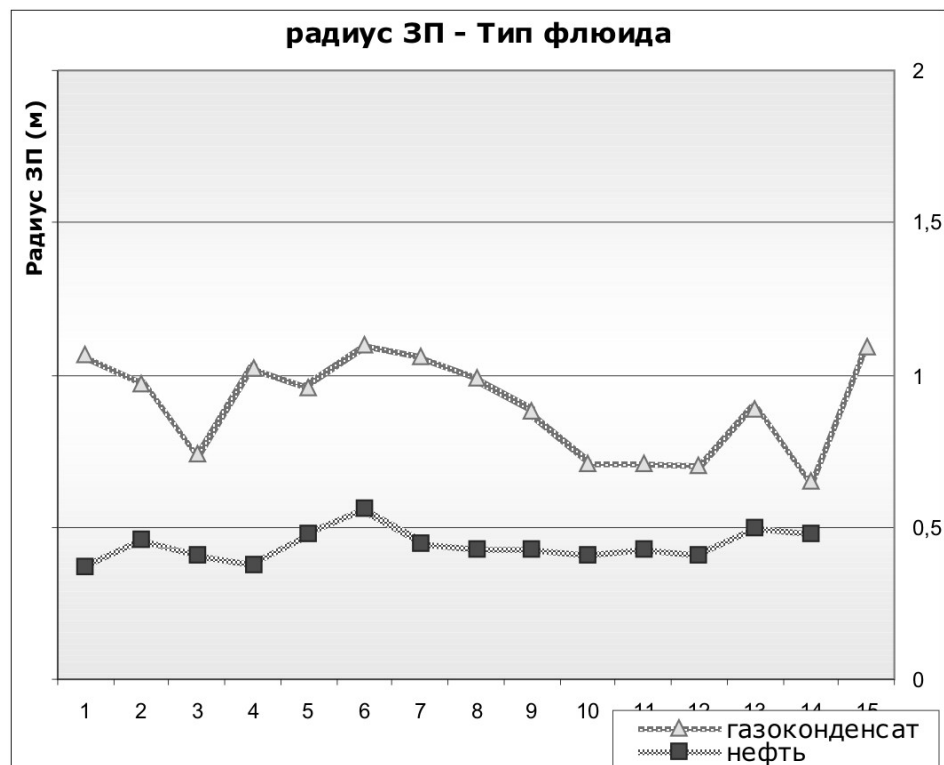
ловина перфорована в інтервалі 2790,0–2798,0 м, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Отримано приплив нафти з газовим фактором 300 м<sup>3</sup>/т.

Свердловина 185. Для пластів Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> до глибини 2796,0 м характерне понижуюче проникнення, рідкопідвищуване, з радіусами ЗП у межах 0,74–1,1 м. У пластах Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> і Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> нижче глибини 2796,0 м з'являється ОЗ, і радіуси ЗП зменшуються майже вдвічі. ПЕО пластів досить високий, у кілька разів перевищує  $\rho_n^*$ . У цій свердловині перфорований пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> в інтервалі 2804,0–2813,0 м. Отримано приплив нафти з газовим фактором 384 м<sup>3</sup>/т.

Свердловина 200. Пласти Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> до глибини 2790,0 м характеризуються великими радіусами ЗП: 0,7–1,1 м. Відзначається як понижуюче, так і підвищуване проникнення. Нижче глибини 2790,0 м з'являється ОЗ, і радіуси ЗП зменшуються майже в два рази. ПЕО пластів високий і у кілька разів перевищує  $\rho_n^*$ . Перфорований пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> в інтервалах 2798,0–2803,0 м, 2805,5–2807,5 м. Отримано приплив нафти з газовим фактором 390 м<sup>3</sup>/т. Після проведення гідророзриву пласта (ГРП) на пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> газовий фактор збільшився до 3000 м<sup>3</sup>/т за рахунок перетоку газоконденсату із пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> із глибини 2786,0 м.

Аналізуючи дані, наведені вище, ми бачимо, що при однакових ємнісних властивостях пласти можуть сильно відрізнятися за електричними властивостями за рахунок типу проникнення, радіуса ЗП, наявності або відсутності ОЗ. Відмінності в електричних властивостях зумовлюються різним типом флюїду, який насичує пори колектора: газоконденсат, нафта, вода, а також процесами витиснення їх фільтратом бурового розчину.

В інтервалах пластів, де відмічається ОЗ, присутня не тільки рухлива нафта, але й рухлива вода. Входження в пласт “з-під долота” слабосоленого фільтрату бурового розчину витісняє у першу чергу рухливу нафту, а відтак сильносолену пластову воду і її суміш з фільтратом. В результаті відбувається скупчення пластової води за фронтом витиснутої нафти. Цей інтервал пластів, так звана нафтова облямівка, розташована над контактом нафти з водою в підшві пласта і містить воду, підняту силами капілярного тиску на всю її товщу. На глибині,



**Рисунок 3 — Порівняння радіусів ЗП для колекторів з насиченням газоконденсат і нафта**

де зникає ОЗ, (свердловина 139 – глибина 2810,0 м) відзначається водонафтовий контакт. Відбувається повне обводнювання пласта, відсоток наявності вільної нафти зменшується практично до нуля [6].

При підйомі від рівня ВНК до певної глибини, вище якої зникає ОЗ, спостерігається понижуюче, рідко підвищуване проникнення, а радіуси ЗП збільшуються в два рази. З цієї глибини відбувається витиснення фільтратом бурового розчину газоконденсату. Так у свердловині 139 різка зміна електричних властивостей проходить в пласті Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на глибині 2780,0 м, а в свердловинах 185 і 200 в пласті Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на глибині 2796,0 м і 2790,0 м відповідно. Глибину, де відбувається така різка зміна електричних властивостей, можна прийняти за ГНК. Ця глибина збігається з глибиною ГНК, визначеною за повторним нейтронним каротажем у сусідніх свердловинах.

Колектори з насиченням газ + нафта за параметрами ЗП не виділяються. Інтервали колекторів з таким насиченням визначені теоретично, спираючись на дані про те, що при міжфлюїдному контакті газоконденсат – нафта повинна існувати зона, що містить газ, газоконденсат і залишкову нафту.

Ми бачимо, що радіуси ЗП залежать від в'язкості і дифузійності пластових флюїдів. Колектори, що характеризуються великими радіусами ЗП, насичені газоконденсатом із густиною 0,74г/см<sup>3</sup>. А колектори, у яких відзначається підвищене проникнення і радіуси ЗП знаходяться в межах 0,4–0,5 м, насичені нафтою з густиною 0,85г/см<sup>3</sup>. Значення густини газоконденсату і нафти визначені за результатами до-

сліджень поверхневих проб, відібраних з розвідувальних свердловин. Насичення, визначене за результатами інтерпретації методу ВІКІЗ, підтверджується результатами повторного розкриття пластів перфорацією.

На рисунку 3 винесений масив даних, який відповідає радіусам ЗП у колекторах з різним типом пластового флюїду. Наведені дані по трьох свердловинах, які входять до кореляційної схеми на рисунку 2. Ми бачимо, що межі області значень радіусів ЗП нафтонасичених колекторів не перетинаються з межами області значень радіусів ЗП у колекторах з насиченням газоконденсат. Відзначимо, що радіуси ЗП у колекторах з насиченням нафта практично в два рази менші порівняно з радіусами ЗП у колекторах з насиченням газоконденсат. Різниця в параметрах ЗП для цих колекторів достатньо видима і може мати практичне застосування при вирішенні промислових завдань.

Виходячи з наведеного, можна зробити такі висновки.

Комплексна інтерпретація результатів ВІКІЗ та нейтронних методів дала можливість встановити, що густина і в'язкість флюїду, який насичує пори колектора, впливає на параметри ЗП, зумовлює її радіус та форму.

Результати досліджень геологічного розрізу нейтронними методами та методом ВІКІЗ дають змогу достовірно визначати радіуси ЗП колекторів. Співвідношення величин радіусів ЗП для однотипних колекторів вказують на ступінь вмісту газу. Окрім цього в свердловинах, де не проводилися нейтронні дослідження, стає можливим за даними ВІКІЗ оцінювати глибину газонафтового контакту.

## Література

1. Методическое руководство по проведению и обработке данных повторного радиоактивного каротажа нефтяных и газовых скважин // ОНТИ, ВНИИЯГГ, 1982.

2. Кузнецов С.Н., Третьякова Л.И. Сопоставление результатов обработки данных ВИКИЗ и комплекса БКЗ-БК-ИК по высокоомным отложениям месторождений севера Тюменской области // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 1999. – Вып. 54. – С. 54-68.

3. Поздеев Ж.А., Пасечник М.П., Антонен С.И., Яковлева Л.М. Основные результаты внедрения аппаратуры ВИКИЗ и ИКЗ в Ноябрьском нефтегазовом районе // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 1999. – Вып. 59. – С.95-102.

4. Эпов М.И., Глинских В.Н., Ульянов В.Н. Оценка характеристик пространственного разрешения систем индукционного и высокочастотного электромагнитного каротажа в терригенных разрезах Западной Сибири // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 2001. – Вып. 81. – С.19-55.

5. Антонов Ю.Н., Эпов М.Ю., Карогодин Ю.Н., Юшин Д.П. Интерпретация данных ВИКИЗ в комплексе актуальных задач нефтяной геологии // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 2002. – Вып. 100. – С. 172-192.

6. Антонов Ю.Н. Выделение и оценка насыщения коллекторов при навигации скважин с горизонтальным завершением по данным ВИКИЗ // Доклад на геофизической научно-практической конференции ТюменьОЕАГО, 12-13 октября 2004 г.

УДК 550.832

## ОЦІНКА ТОЧНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ ЗА ДАНИМИ ГДС В УМОВАХ НЕОДНОРІДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ

О.М.Карпенко

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

*Рассмотрены проблемы, возникающие при количественных определениях точности способов и методик интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). На отдельных примерах показано, что во многих случаях использование результатов анализа кернового материала в качестве эталонных значений является методически неправильным, а результаты сравнения данных определения пористости по керну и с помощью методов ГИС нельзя назвать достоверными. Предложены приемы оценки точности способов интерпретации с помощью данных лабораторных анализов керна и путем сравнения результатов геофизических способов со средними попластовыми определениями определяемого параметра.*

*There are considered the problems, which arise at quantitative definitions of accuracy of methods and techniques of well-logging data interpretation. On the separate examples it is shown, that in many cases the using of core analysis results as reference values is methodically wrong, and results of comparison of the definition of porosity by the core and with the help of well-logging cannot be named reliable. There are offered the receptions of an estimation of accuracy of techniques of well-logging data interpretation with the help of the given laboratory analyses of a core and by comparison of results of geophysical methods with the average data of the determined parameter.*

Серед проблем оцінки ефективності і точності нових способів кількісної інтерпретації даних ГДС в умовах тонкошаруватих розрізів свердловин з підвищеним вмістом глинистого матеріалу в товщах до 60-70% і наявністю переважно слабоконсолідованих порід-колекторів на малих глибинах (типових для відкладів гелльвету і сармату Передкарпаття) слід назвати [1-4]:

– малий винос кам'яного матеріалу з інтервалів відбору керна при бурінні;

– неповне статистичне представлення всіх існуючих в розрізі різновидів порід внаслідок викришування найбільш крихких зразків, як правило, колекторів з найкращими емнісними характеристиками;

– неможливість забезпечення адекватності умов проведення лабораторних і свердловинних

досліджень гірських порід в зазначених розрізах;

– великий відсоток спірних результатів промислових випробувань пластів в інтервалах перфорації, які не відповідають висновкам за даними ГДС, а також геологічним умовам будови розрізу.

Вказані труднощі не дають змоги повною мірою використовувати стандартний підхід до перевірки ефективності та достовірності методик і результатів інтерпретації даних ГДС шляхом порівняння їх з матеріалами лабораторних аналізів керна і результатами випробувань. Безумовно, такі роботи слід виконувати, але їх обсяги унеможливають повноцінну перевірку ефективності кількісної інтерпретації даних ГДС в усіх можливих варіантах її проведення. Вказані особливості ГДС в умовах тонкошару-