

## ВИДІЛЕННЯ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ТА ОЦІНКА ЇХ ПРОДУКТИВНОСТІ ЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИМИ МАТЕРІАЛАМИ

<sup>1</sup>Д.Д. Федоришин, <sup>2</sup>М.С. Махамбетова

<sup>1</sup> ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,  
e-mail: [geophys@nung.edu.ua](mailto:geophys@nung.edu.ua)

<sup>2</sup> ПЕГДС, 38751, Полтавська обл., с. Розсошенці, вул. Фрунзе, 6, тел. (053222) 590543,  
e-mail: [makhamarina@yandex.ru](mailto:makhamarina@yandex.ru)

*Сегодня возникает острая проблема детального изучения карбонатного типа коллектора, который характеризуется сложным строением внутреннего порового пространства, сложным минералогическим составом и хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Именно эту проблему пытаются решить авторы статьи. В ней они проводят детальное изучение геологического строения и оценку производительности карбонатных пород башкирского яруса, который был раскрыт рядом скважин на Опшняхском и Липоводолинском нефтегазоконденсатных месторождениях Днепровско-Донецкой западины.*

*Today the sharp problem of the detailed study of carbonate type of collector which is characterized by the difficult structure of interstitial space gets up, by difficult mineralogical composition and good filter-capacity properties. The authors below the article try to decide exactly this problem. They conduct the detailed study of geological structure and estimation of productivity of carbonate breeds of bashkirscogo tier which was exposed by the row of mining holes on the Opishnyanscomou and Lipovodolinscomou naftogazokondensatnih deposits of Dnepr-Donetsk notch.*

Розвідка та пошук нових продуктивних об'єктів, передбачає подальше розширення досліджень різного типу порід-колекторів, вивчення їх фільтраційно-ємнісних властивостей і особливостей мінералогічної будови. Карбонатні породи-колектори на нафтогазових родовищах України недостатньо вивчені та ідентифіковані на кривих геофізичних досліджень свердловин. Виходячи зі сказаного, нами проводилися роботи з петрофізичного моделювання колекторських параметрів карбонатних порід, здійснювалось удосконалення методик їх виділення за даними ГДС.

У формуванні колекторських властивостей карбонатних порід істотну роль відіграють пустоти вторинного походження і в першу чергу тріщинуватість. Значна твердість і слабка пластичність карбонатних порід призводить до їх інтенсивного розтріскування в процесі геотектонічних рухів земної кори, внаслідок чого утворюється доволі густа сітка тріщин. [1]

Загалом карбонатна порода являє собою складну багатокомпонентну систему. Основні її складники – це власне порода та тріщини, які перетинають її на окремі блоки, каверни і карстові пустоти, розвинуті переважно по тріщинах [1].

Виділення, оцінка характеру насичення та властивостей карбонатних колекторів за комплексом геолого-геофізичних даних є складним завданням, яке не завжди має однозначне рішення.

Найбільш широко для досліджень карбонатних розрізів використовують методи електричного (БКЗ, БК, МБК, мікрозонди), радіоактивного (НК і ГК), акустичного (АК) і густин-

ного (ГТК-Г) каротажу. Однак зустрічається чимало ділянок в карбонатних товщах, в яких за даними цього комплексу неможливо достовірно визначити характер їх насичення і мінералогічний склад матриці за результатами типових методик обробки результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Особливо це відчувається за відсутності ядерного матеріалу, який необхідний для надійної прив'язки результатів геофізичних досліджень. Недостатня ефективність зазначеного комплексу методів ГДС зумовлена також геотехнологічними умовами буріння свердловин, часом проведення досліджень після розкриття порід.

У статті розглядається інформативність комплексу стандартних методів геофізичних досліджень і аналізуються загальноприйняті методики виділення колекторів, їх ефективність при якісних та кількісних оцінках карбонатних колекторів, що залягають в різних стратиграфічних комплексах Дніпровсько-Донецької западини, а також обґрунтовується необхідність впровадження додаткових методів геофізичних досліджень свердловин в складнопобудованих розрізах.

Розглянемо особливості геофізичних досліджень на прикладі нафтогазових родовищ (ДДЗ). Основні скупчення вуглеводнів в геологічних розрізах цієї зони сконцентровані у візейському, турнейському, нам юрському, башкирському ярусах, кожен із яких характеризується притаманними йому ознаками і геологічними чинниками. Так, наприклад, Башкирська „плита” в літологічному відношенні на нафтогазових родовищах центральної та північно-західної частин ДДЗ представлена монолітними

карбонатами. У північно- та південно-східних частинах западини відмічено карбонати різної глинистості, розділені аргілітами, карбонатизованими пісковиками та алевролітами. В останніх випадках виникають певні труднощі, пов'язані з їх виділенням у розрізі свердловин [2].

Аналогічні випадки мають місце на Опішнянському родовищі, яке розташоване на території Зінківського та Котелевського районів Полтавської області. Опішнянська структура є складовою частиною Солохівсько-Диканьського валоподібного підняття і розташована в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини. [3]

Відклади башкирського ярусу в межах Опішнянського газового родовища залягають з кутовим неузгодженням на розмитій поверхні осадів намюрського ярусу нижнього карбону, що пов'язано з початком та подальшим розвитком башкирської трансгресії. В складі ярусу виділені два під'яруси: нижній та верхній. [3]

Нижньобашкирський під'ярус літологічно представлений чергуванням зеленувато-сірих аргілітів, дрібнозернистих слюдистих алевролітів, прошарків вапняків та пісковиків – в нижній частині та двома потужними групами вапняків з прошарками аргілітів та алевролітів – у верхній. Товщина відкладів під'ярусу 125-150 м. [3]

Осади верхньобашкирського під'ярусу літологічно представлені чергуванням глинистих та піщаних порід з прошарками карбонатних утворень. Глинисті породи здебільшого це – щільні алевритисті аргіліти, які місцями переходять в алевроліт. Пісковики дрібнозернисті, слюдисті, слабозцементовані. Алевроліти міцні, слюдисті. [3]

Мінералізація пластових вод башкирських та намюрських відкладів змінюється в межах 160-180 г/л. Опір пластової води змінюється від 0.032 Ом·м до 0.028 Ом·м. Тип вод хлор-кальцієвий [3].

Свердловина № 1 пробурена на Опішнянській площі в 1968 році з метою вивчення геологічної будови та перспектив нафтогазоносності відкладів нижнього карбону, за сейсмічними даними свердловина знаходиться в склепінні підняття за нижньокам'яновугільними відкладами. Цією свердловиною було розкрито 12 нафтогазоносних горизонтів у товщі осадів візейського, намюрського та башкирського ярусів. Цією ж свердловиною була встановлена промислова нафтогазоносність відкладів башкирського ярусу середнього карбону. В подальшому результати буріння та випробування свердловин засвідчили, що будова покладу доволі складна. В решті свердловин нафтогазоносні пласти в башкирських відкладах заміщені щільними породами або ж є водоносними.

Карбонатні породи башкирського ярусу характеризуються високими опорами, високою активністю вторинного гамма-випромінювання та низькою природною радіоактивністю. Пласти-колектори представлені кварцовими та поліміктовими пісковиками, які при однаковій

пористості відрізняються за величиною природної гамма-активності.

За даними комплексу геофізичних досліджень (рис. 1) чітко виділяються газонасичені інтервали горизонту Б-10. Діаграма власних потенціалів добре диференційована, на ній чітко виділяються від'ємні аномалії, що відображає колекторські властивості порід. Наявність глинистої кірки на кавернограмі також дає змогу впевнено виділяти колектори. За додатним приростом на кривих мікрозондів колектори виділяються однозначно. Встановлення характеру насичення проводиться за величинами питомого опору порід.

Продуктивність горизонту Б-10 підтверджена випробуванням після перфорації обсадної колони в інтервалі 2777-2788 м, в результаті якого отриманий фонтан газу дебітом 440 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Карбонатна „плита” по всій території Дніпровсько-Донецької западини однозначно характеризується високим питомим опором за результатами електричних досліджень, значним підвищенням показів НГК, зменшенням  $\Delta T$  АК від 180-160 м/с. За геофізичною характеристикою та положенням у розрізі ця товща є одним з найчіткіших маркуючих горизонтів, що відіграє важливу роль у кореляції розрізів свердловин [2].

В межах Липоводолинської структури візейські карбонатні породи складають один масив вапняків різної глинистості, яка виділяється в окремих прошарках або в розсіяному (структурному) вигляді. За кернами матеріалом вапняки кристалічні, місцями органогенно-детритові, середньої міцності з прошарками аргілітів. За площею карбонати є різного ступеня розущільнення, піскуватості, доломітизовані. Товщина „плити” змінюється від 90 до 120 метрів. Нижня частина відзначається підвищеною гамма-активністю (16-20 мкр/год), що нагадує зону перерви осадконакопичення чи нафтогазоносності.

Візейська „плита” або ж вапняковий горизонт В-23 на Липоводолинській площі, що розташована в Сумській області північно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини, вперше був розкритий свердловиною № 453 в 1975 році. За результатами аналізу керна, піднятого з інтервалу горизонту В-23 даної свердловини, було встановлено, що розріз складений вапняками темносірими, кристалічними та глинистими, місцями органогенно-детритовими з прошарками аргілітів, вапняками приховано-кристалічними середньої міцності. За результатами випробування на трубах в цьому інтервалі — „сухо”.

Розглянемо можливості промислової геофізики при виділенні та оцінці продуктивності карбонатного розрізу на прикладі результатів геофізичних досліджень свердловини № 35, заповненої високомінералізованою промивною рідиною, Липоводолинського родовища. За результатами комплексу методів геофізичних досліджень в карбонатній товщі відмічається тріщинуватість та проникнення фільтрату бурового

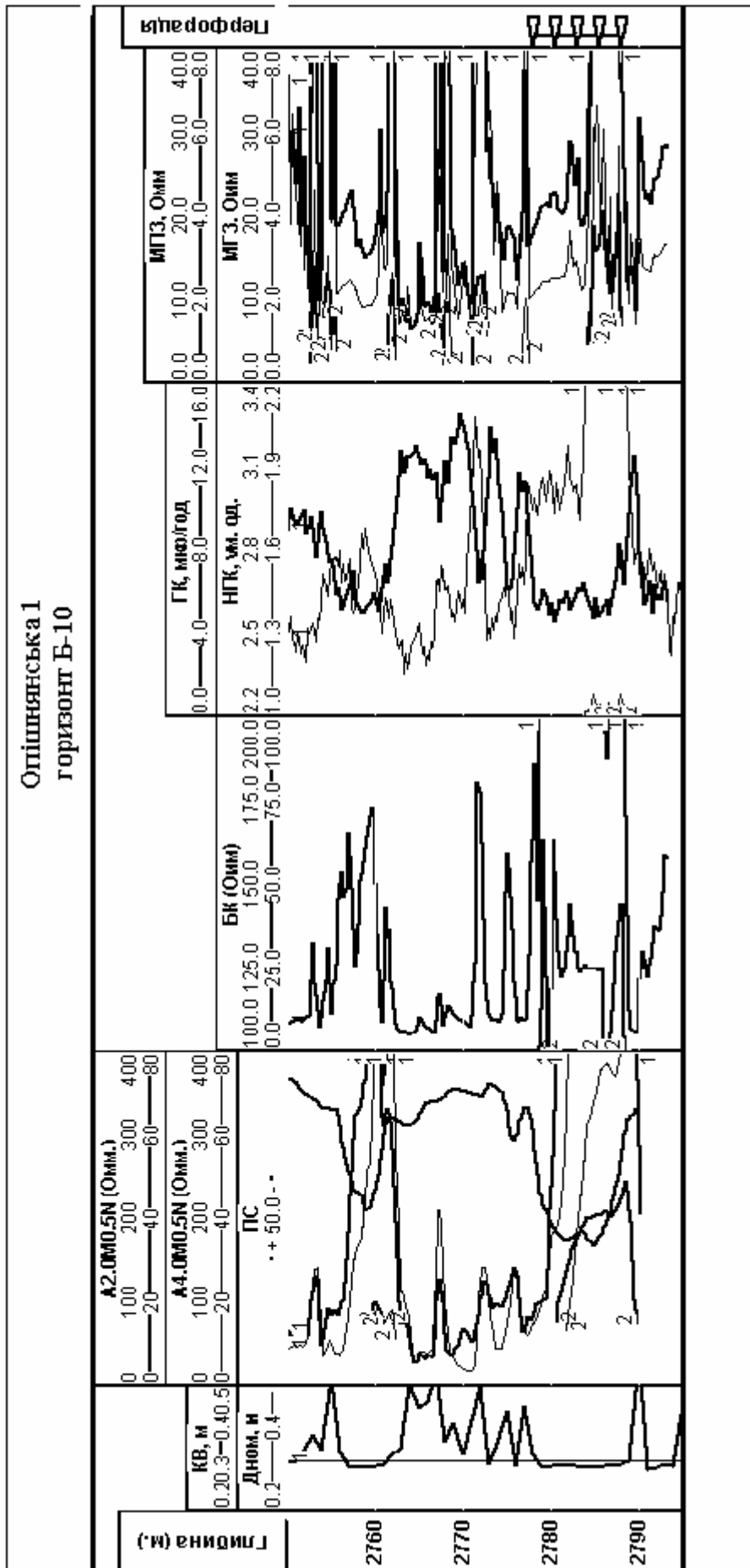


Рисунок 1 – Геофізична характеристика горизонту Б-10 Опішнянського родовища

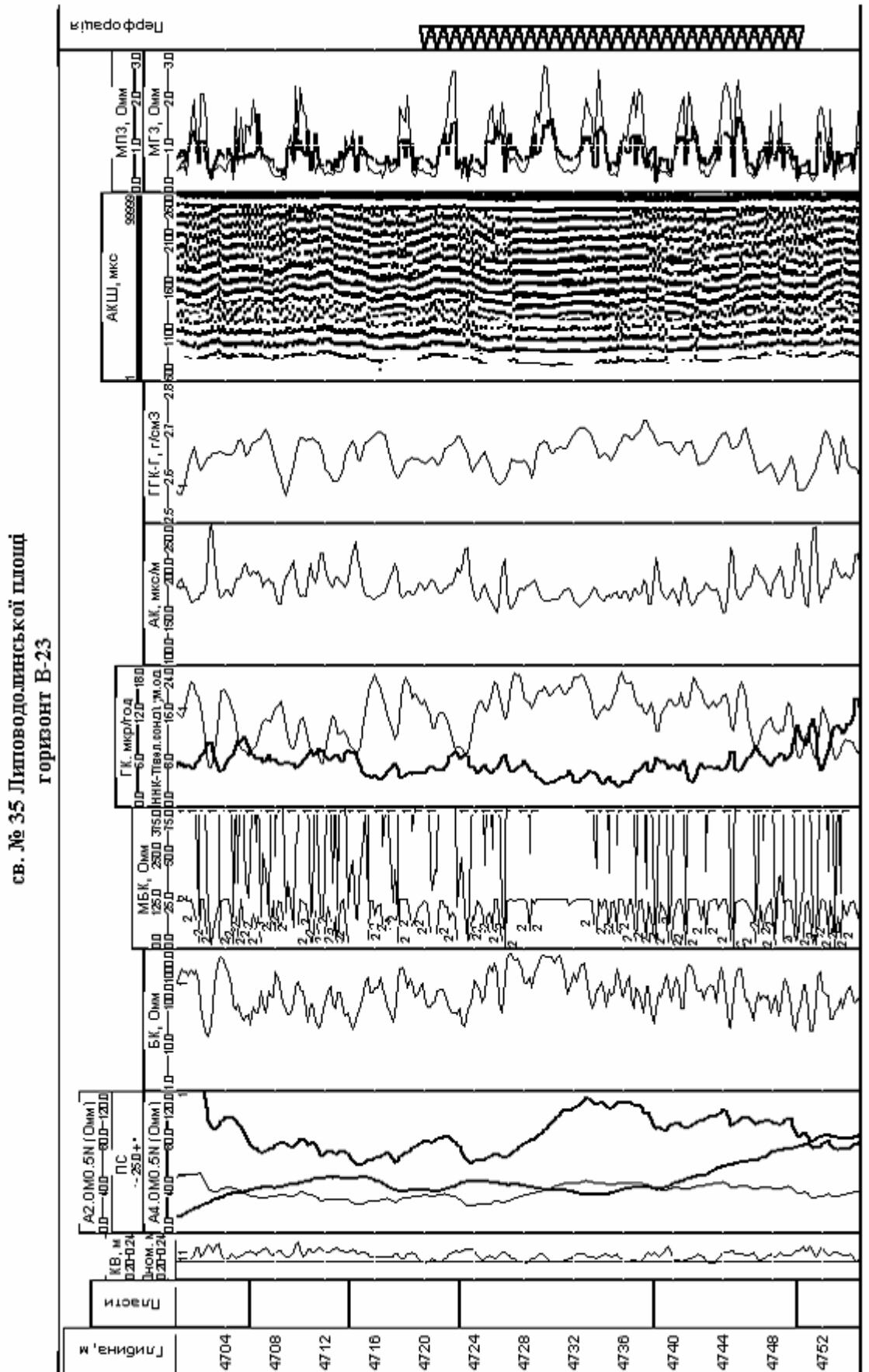


Рисунок 2 – Геофізична характеристика горизонту В-23 Липоводлинського родовища

Таблиця 1 – Результати обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень по св. № 35 Липово-Долинської площі

Інтервал, м	Стратиграфія	Товщина пласта, м	Умовний опір (Ом*м)				Значення пл. пористість				ГК, мкр/год.	Літологія	Характер насичення	
			$R_s, Ом$	$\frac{RZ, Ом}{DZ, Ом}$	РБКЗ, Ом	РБК, Ом	РІК, Ом	АК, мсек/м	ННКт, ум.од.	БК, Ом				ГК <sub>3</sub> , г/см <sup>3</sup>
4706.0-4714.0	В-23	8.0	0.07	$\frac{51.5}{51.5}$	51.5	25.0-40.0-97.7	25.2	$\frac{190.6}{0.04-0.07}$	$\frac{12.8}{0.09}$	$\frac{17.0-65.4}{0.06}$	$\frac{2.58-2.68}{0.02-0.07}$	5.6	Вапняк тріщин.	Ущільнений нафтогазоносний
4714.0-4722.8	В-23	8.8	0.07	$\frac{58.8}{58.8}$	58.8	31.0-76.0-137.7	29.3	$\frac{180.0}{0.05}$	$\frac{16.6}{0.06}$	$\frac{28.0-84.7}{0.04}$	$\frac{2.65-2.7}{0.04}$	4.0	Вапняк тріщин.	Ущільнений
4722.8-4738.4	В-23	15.6	0.07	$\frac{115.8}{115.8}$	115.8	27.0-45.0-300.0	37.2	$\frac{176.3}{0.04-0.05}$	$\frac{18.7}{0.05}$	$\frac{27.0-108.0}{0.04}$	$\frac{2.62-2.7}{0.05}$	3.6-5.0	Вапняк тріщин.	Ущільнений
4738.4-4750.0	В-23	11.6	0.07	$\frac{98.6}{98.6}$	98.6	10.0-30.0-160.1	32.2	$\frac{181.5}{0.04-0.06}$	$\frac{16.5}{0.06}$	$\frac{17.0-95.6}{0.06}$	$\frac{2.6-2.7}{0.06}$	5.0-5.6	Вапняк тріщин.	Ущільнений нафтогазоносний

розчину в пласт (рис. 2). Підвищена радіоактивність порід в цьому інтервалі пояснюється їх доломітизацією. Діаметр свердловини дорівнює номінальному або трохи збільшений через нерівність за рахунок тріщинуватості порід та можливого їх руйнування.

Питомий опір карбонатних порід змінюється від десятків до сотень ометрів, на кривій власних потенціалів відмічаються невеликі від'ємні аномалії. Отже, бокове каротажне зондування і метод самочинних потенціалів є інформативним для виділення тріщинуватих колекторів.

Інтервали залягання тріщинуватих порід на кривих мікробокового методу та мікрокаротажу однозначно виділяються різкою диференціацією цих кривих. Це може бути наслідком неоднорідності порід, нерівності стінок свердловини, відсутності глинистої кірки. На діаграмі методів мікрокаротажу відмічаються інтервали, навпроти яких спостерігається приріст мікропотенціал-зонда над мікроградієнт-зондом, що є якісною ознакою колектора. Товщина проникних зон за мікробоковим методом становить 0,4-0,8 м.

Відзначається висока ефективність використання методу гамма-гамма густинного каротажу за рахунок відсутності впливу характеру насичення на його покази, що розширює його можливості для оцінки пористості компонентного складу породи. Аналіз та узагальнення результатів інтерпретації даних ГДС засвідчив, що найбільш чутливими до наявності тріщин в гірських породах є динамічні параметри поперечної хвилі та енергія повного акустичного сигналу. Зміни параметрів пружних хвиль чітко спостерігаються на записі повного акустичного сигналу (див. рис. 2). Тріщинуваті зони виділяються на фоні інтегрального послабленням амплітуди поперечної хвилі і всього акустичного сигналу. Затухання пружних хвиль відбувається за рахунок утворення вторинних хвиль (відбитих, обмінних, дифрагованих). Таким чином, тріщинним породам-колекторам властива наявність акустичного образу, який дає можливість їх виділяти у геологічному розрізі. Виділені за акустичними ознаками породи-колектори та за результатами інших геофізичних методів характеризуються як ущільнені та нафтогазонасичені. [4] Значення пористості для пластів цього інтервалу, вирахована за даними ГДС, наведена в табл. 1.

Розходження у значеннях пористості, отриманої за даними різних методів, свідчить про те, що інтервал виповнений тріщинуватими породами, які характеризуються різною специфікою відображення на реєстрованих кривих. На швидкість поширення пружних хвиль вертикальні тріщини та каверни мають значний вплив, що видно із величини інтервального часу пробігу поздовжньої хвилі.

При випробуванні інтервалу 4710-4750 м, де мають місце згадані породи, після перфорації обсадної колони був отриманий слабкий приплив нафти і газу дебітом до 2 м<sup>3</sup>/добу. Після закачки кислоти (приблизно 10%-ї концент-

рації) почали отримувати нафтогазовий приплив дебітом до 12 м<sup>3</sup>/добу. Після простою в закритому стані протягом 6 діб дебіт збільшився до 21-22 м<sup>3</sup>/добу і з часом зріс до 33 м<sup>3</sup>/добу.

Нафтогазонасиченість і колекторські властивості порід горизонту В-23 на даний час вивчені недостатньо, що призупинило темпи його розробки. Аналіз та узагальнення результатів нових технологічних досліджень та інтенсифікація продуктивних пластів дали змогу отримати промислові припливи нафти, що привернуло увагу спеціалістів нафтогазової галузі.

Як видно із результатів досліджень труднощі при вирішенні методами каротажу геологічних завдань для складнобудованих колекторів, зумовлюються мінливістю колекторських та фізичних властивостей по об'єму порід, відсутністю достовірних конкретних фізичних ознак, за якими можна впевнено ідентифікувати колектор та адаптувати його до конкретних умов залягання. Застосування стандартних методичних прийомів в цьому випадку є неефективним. Підвищенню ефективності та інформативності геофізичних досліджень, на наш погляд, може сприяти додаткове залучення даних нових ядерно-фізичних, геолого-геофізичних спостережень складнобудованих порід при їх розбурюванні, оперативне випробування розрізу свердловин випробувачами на трубах.

### Література

1. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. – М.: Недра, 1984. – 256 с.
2. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Нафтогазонасиченість та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини. – Київ: Наукова думка, 2005. – 196 с.
3. Сводное заключение по результатам интерпретации материалов геофизических исследований каменноугольных обложений Опольского газового месторождения. – Полтава, 1975. – 194 с.
4. Ильинский В.М., Лимбергер Ю.А. Геофизические исследования коллекторов сложно строения. – М.: Недра, 1981. – 207 с.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учеб пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 375 с.