

Дослідження перепаду тиску прориву газу через водонасичені породи показало і те, що не існує реальної фізичної межі між колекторами і неколекторами (покришками), тим більше між високо- і низькопористими колекторами. За певних умов проникні для флюїдів навіть глинисті породи, а відмінність полягає лише в істотній різниці абсолютних значень цього параметра. Отже, поділ колекторів на кондиційні і некондиційні є умовним і для кожного покладу вуглеводнів має розглядатися окремо. Такий поділ має базуватися на величині можливого видобутку вуглеводневої сировини із даного колектора, реалізація якої окупить витрачені кошти.

### Література

1. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 606 с.
2. Оркин Г.К., Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта. – М: Гостоптехиздат, 1955. – 297 с.
3. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 263 с.

4. Катц Д., Корнел Д., Кобаяши Р. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. – М.: Недра, 1965. – 676 с.
5. Линецкий В. Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. – К.: Наук. думка, 1974. – 134 с.
6. Ханин А. А. Оценка экраняющей способности глинистых пород-покрышек газовых залежей // Геология нефти и газа. – 1968. – № 9. – С. 34-39.
7. Thomas L.K., Katz D., Tek M.R. Threshold pressure phenomena in porous media // Soc. Petrol. Eng. I. – 1968. – Vol. 8, № 2. – P. 174-184.
8. Марморштейн Л.М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. – М.: Недра, 1985. – 190 с.
9. Даниленко В.А., Пилип Я.А., Иванов В.В. Фильтрационные особенности слабопроницаемых толщ нефтяных и газовых месторождений Украины // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1985. – Вып. 64. – С. 15-21.

УДК 550.839

## ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДІВ СЕРЕДНЬОГО КАРБОНУ ПІВНІЧНОГО ДОНБАСУ ЗА ДАНИМИ ПОТЕНЦІАЛІВ САМОЧИННОЇ ПОЛЯРИЗАЦІЇ

В. І. Грицишин, В. Й. Проконів

Івано-Франківська експедиція з геофізичних досліджень в свердловинах,  
76002, м. Івано-Франківськ, вул. Українських Декабристів, 54, тел. (03422) 24214,  
e-mail: exp@il.if.ua

*В статье рассмотрены вопросы установления зависимости между пористостью и потенциалами самопроизвольной поляризации для теригенных отложений среднего карбона по материалам разрезов скважин Марковского газоконденсатного месторождения. Показана высокая эффективность этого метода в условиях разрезов скважин на Евгеньевской разведочной площади.*

*The article deals with relation definition between porosity and spontaneous polarization for middle Carbonic sedimentary rocks on the example of Markivske gas-condensate field. Also it is shown how the method finds an application in wells conditions on Evgenivska exploratory field.*

Підвищення точності визначення підрахункових параметрів за даними ГДС вимагає одержання достовірної інформації про колекторські властивості продуктивних пластів.

У даній статті ми торкнемось питання визначення пористості теригенних відкладів середнього карбону Північного Донбасу на матеріалах розрізів свердловин Марківського газоконденсатного родовища та Євгенівської розвідувальної площі з використанням діаграм методу потенціалів самочинної поляризації (ПС). Незважаючи на створення за останні десятиріччя нових, більш досконалих способів визначення  $K_p$  за матеріалами ГДС, потенціали ПС не втратили свого значення для розв'язання цього

завдання. Необхідність використання методу ПС для оцінки пористості колекторів у розрізах свердловин родовищ північного і північно-східного Донбасу пов'язана з неглибоким заляганням продуктивних відкладів, у зв'язку з чим виникають певні труднощі при інтерпретації інших методів ГДС, зокрема методу АК. Важливим є те, що інформацію про дифузійно-адсорбційні потенціали ми отримуємо на перших стадіях каротажу свердловин, коли детальні методи (акустичний каротаж, нейтронні методи) ще не виконані. Деякі з них (особливо радіоактивні) можуть бути виконані тільки в закріпленій колоні свердловині, що призводить до втрати цінної інформації про особливо-

сті фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів. Щодо впливу геометричних і омичних факторів, які впливають на величину потенціалу  $\Delta U_{nc}$ , то вони легко визначаються за даними електрокаротажу і кавернометрії, проведеними на ранній стадії каротажних робіт у свердловині.

Оцінка  $K_n$  за кривою ПС можлива для теригенних колекторів з глинистим цементом розсіяного типу. Наявність у колекторі інших цементів (залізистого, карбонатного) не є перешкодою, якщо їх кількість відносно глинистого є невеликою [1].

Для свердловин, що розбурюються на площах північного Донбасу, характерним є те, що піщані пласти-колектори значною мірою заглинизовані (про що свідчать методи ГК і ПС), але в розрізі свердловин присутні і високопористі незаглинизовані пісковики, а також слабопіщані глини; співвідношення мінералізацій пластових вод і фільтрату промивних рідин є великим ( $C_a/C_\phi \geq 10$ ).

Кореляційний зв'язок відносної амплітуди  $\alpha_{nc}$  з  $K_n$  отримують, порівнюючи ці параметри у пластах, для яких  $K_n$  визначений іншими методами ГДС, або за даними представницького ядра [2]. Для побудови залежності  $\alpha_{nc} - K_n$  для теригенних відкладів Марківського родовища проведений попередній аналіз результатів ГДС з метою літологічного розчленування розрізу на окремі літотипи пісковиків і вапняків. Ефективність розподілу порід середнього карбону (москівський та башкирський яруси) за літологічним складом за даними методів гамма-каротажу, нейтронного гамма-каротажу і акустичного каротажу досягає 90 %, що є необхідною запорукою ефективності методу ПС при визначенні  $K_n$ .

Для приведення амплітуд  $\Delta U_{nc}$  у виділених пластах пісковиків до єдиних свердловинних умов використовувалась емпірична залежність [3]

$$\Delta U_{nc.np} = \Delta U_{nc} \cdot \frac{a_{12}}{a_{11}} \cdot \frac{\lg \frac{\rho_{\phi 2}}{\rho_{e 2}}}{\lg \frac{\rho_{\phi 1}}{\rho_{e 1}}}, \quad (1)$$

де:  $\Delta U_{nc}$  – величина потенціалу ПС у свердловині з питомим електричним опором фільтрату промивної рідини  $\rho_{\phi 1}$  і опором пластової води  $\rho_{e 1}$ ;

$\Delta U_{nc.np}$  – величина потенціалу ПС, приведенного до умов свердловини з опором фільтрату у пластової води, відповідно  $\rho_{\phi 2}$  і  $\rho_{e 2}$ ;

$a_{11}$  і  $a_{12}$  – коефіцієнти, які враховують вплив пластових температур на величину  $U_{nc}$ .

Величина  $a_i$  вираховується за формулою

$$a_i = \frac{t + 273}{291}, \quad (2)$$

де  $t$  – температура на глибині пласта.

Для пластів з проникненням вносились поправки на діаметр зони проникнення  $D_{zn}$  і опір зони проникнення  $\rho_{zn}$  [4].

При побудові залежності  $\alpha_{nc} = f(K_n)$  для теригенних відкладів Марківського родовища нами було використано 47 визначень пористості за даними аналізу ядра і даних ГДС. Одержана залежність порівнювалась з аналогічною, встановленою за даними ядра свердловин Марківського родовища, що розташовані на території Російської Федерації.

Залежність, встановлена нами (рис. 1), має такий вигляд:

$$K_n = 19,949 \alpha_{nc} + 2,3531, \quad R^2 = 0,979, \quad (3)$$

де:  $K_n$  – коефіцієнт пористості, %;

$\alpha_{nc}$  – відносна амплітуда ПС;

$R^2$  – коефіцієнт кореляції.

Аналогічна залежність за російськими геофізиками

$$K_n = 20 \alpha_{nc} + 2,0. \quad (4)$$

Розбіжність між вказаними залежностями є дуже незначною, що є доказом придатності обох рівнянь для визначення пористості за даними методу ПС.

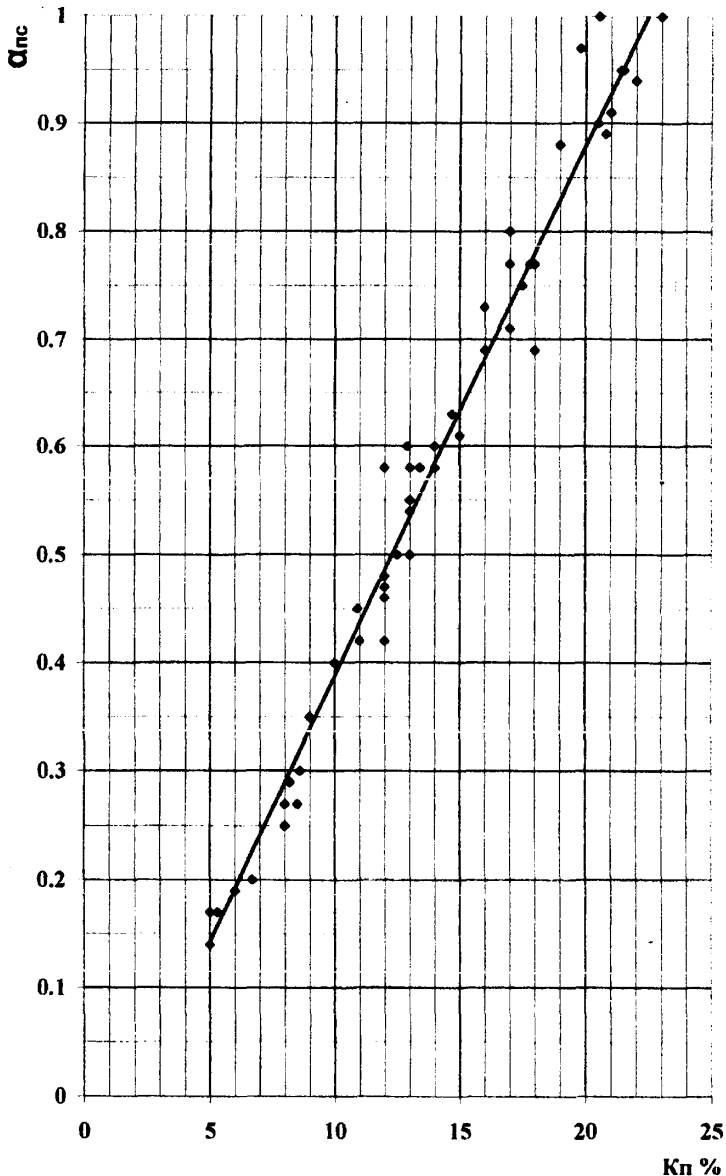
У розрізах свердловин, де відсутні пласти пісковика з максимальною пористістю  $K_{n \max}$ , що дорівнює 22,3 % і більше, за опорний пласт може бути вибраний і такий, для якого амплітуда  $\Delta U_{nc}$  є найбільшою у розрізі свердловини, але пористість якого є меншою за величину  $K_n = 19,949 + 2,3531 = 22,3\%$ . Отже, для вирівнювання відносних амплітуд у свердловинах з неоднаковою пористістю в опорних пластах слід застосувати коефіцієнт  $K = K_{n \text{ on}} / 22,3$ , де  $K_{n \text{ on}}$  – коефіцієнт пористості опорних пластів у свердловинах з нижчими фільтраційно-ємнісними властивостями.

Формула (3) набуває такого вигляду:

$$K_n = 19,949 \alpha_{nc} \cdot K + 2,3531. \quad (5)$$

Спостерігаються випадки, коли у розрізі є пласти, пористість яких перевищує вказану величину  $K_n = 22,3\%$ . Для таких пластів коефіцієнт пористості слід визначати іншими методами, оскільки для таких пластів статична величина потенціалу ПС є сталою величиною і залежатиме від співвідношення  $\rho_{\phi} / \rho_e$ . В таких пластах значення пористості контролюються не тільки глинистістю, а й ступенем відсортованості мінеральних зерен [3].

Для перевірки придатності встановленої залежності  $\alpha_{nc} = f(K_n)$  для визначення пористості на інших розвідувальних площах Північного Донбасу нами проведений аналіз результатів інтерпретації комплексів ГДС на Євгенівській площі. В інтервалі 1450-1910 м розрізу свердловини 7 – Євгенівська виділено 12 пластів

Рисунок 1 – Залежність  $\alpha_{nc} = a(K_n)$  на Марківській площі

тів з різною геофізичною характеристикою, для яких були розраховані коефіцієнти пористості за даними акустичного каротажу (АК), нейтронного гамма-каротажу (НГК) і методу ПС. Для цих же пластів за даними ГК були визначені коефіцієнти об'ємної глинистості  $K_{gl}$ . Свердловина 7 – Євгенівська вибрана тому, що її розріз у вказаному інтервалі представлений водонесними колекторами, для яких визначення коефіцієнтів пористості за даними ГДС є більш надійним порівняно з аналогічними нафтогазонасиченими колекторами в продуктивній частині розрізу свердловин.

Оцінка пористості газонесних пластів за даними АК і НГК з врахуванням залишкової газонасиченості у цьому регіоні належним чином ще не розроблена.

Геолого-геофізична характеристика свердловини 7 – Євгенівська наведена на рис. 2, а результати визначень  $K_n$  за даними комплексу ГДС – в таблиці 1.

Аналіз даних пористості, отриманих різними методами, свідчить, що в заглизованих колекторах значних розходжень між величинами  $K_n$ , визначеними різними методами, не спостерігається.

Отже, метод ПС за точністю визначення коефіцієнтів пористості  $K_n$  не поступається іншим методам, зокрема методу АК. Розбіжність спостерігається у високопористих колекторах, де  $K_n$  досягає величин 28-30%. Для таких пластів, зрозуміло, метод ПС для визначення пористості колекторів не слід застосовувати, оскільки пористість таких колекторів пов'язана не з глинистістю, а з гранулометричними факторами, проте в глинистих пісковиках розходження у величинах  $K_n$  за даними ПС, АК і НГК знаходяться в допустимих межах ( $\delta \leq \pm 10\%$ ). В окремих пластах, заглизованість яких аномальна ( $K_{gl} \geq 25\%$ ), розходження у величинах пористості також зростає, що

Таблиця 1 – Визначення коефіцієнтів пористості за даними ПС, АК і НГК (свердловина 7 – Євгенівська)

| Інтервали<br>пластів, м | H <sub>г</sub> ,<br>м | d <sub>с</sub> ,<br>м | ρ <sub>с</sub> ,<br>Омм | БКЗ                      |                          | U <sub>пес</sub> ,<br>мВ | α <sub>пс</sub> | K <sub>пс</sub> <sup>пс</sup> ,<br>% | K <sub>пн</sub> <sup>пн</sup> ,<br>% | T,<br>мкс м | K <sub>пн</sub> <sup>ак</sup> ,<br>% | I <sub>пн</sub> γ,<br>у.од. | K <sub>пн</sub> <sup>пн</sup> ,<br>% | δ =<br>$\frac{K_{пн}^{ак} - K_{пн}^{пс}}{K_{пн}^{ак}}$ ,<br>% | Літологія,<br>характер<br>насичення |
|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------|--------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|---|-------------------------------------|
|                         |                       |                       |                         | ρ <sub>пн</sub> ,<br>Омм | ρ <sub>пн</sub> ,<br>Омм |                          |                 |                                      |                                      |             |                                      |                             |                                      |   |                                     |
| 1449.0-1465.0           | 16.0                  | 0.22                  | 0.25                    | 5.5                      | 1.8                      | 40                       | 0.8             | 18.3                                 | 20                                   | 295         | 19.5                                 | 1.6                         | 18.0                                 | 6   | піск.водоносн.                      |
| 1465.0-1473.0           | 8.0                   | 0.22                  | 0.25                    | 5.5                      | 1.8                      | 43                       | 0.86            | 19.5                                 | 16                                   | 295         | 20.5                                 | 1.65                        | 17.2                                 | 4.9   | піск.водоносн.                      |
| 1475.0-1487.0           | 12.0                  | 0.22                  | 0.25                    | 4.8                      | 1.0                      | 50                       | 1.0             | 22.3                                 | 4                                    | 325         | 28.0                                 | 1.45                        | 28.8                                 | 20.3  | піск.водоносн.                      |
| 1496.0-1500.8           | 4.8                   | 0.22                  | 0.25                    | 10.0                     | 5.0                      | 50                       | 1.0             | 22.3                                 | 6                                    | 320         | 28.6                                 | 1.7                         | 21.2                                 | 22  | піск.газоносн.                      |
| 1500.8-1503.0           | 2.2                   | 0.22                  | 0.25                    | 3.0                      | 1.4                      | 50                       | 1.0             | 22.3                                 | 6.5                                  | 320         | 28.6                                 | 1.4                         | 28.0                                 | 22  | піск.водоносн.                      |
| 1508.0-1514.0           | 6.0                   | 0.22                  | 0.25                    | 6.0                      | 1.9                      | 40                       | 0.8             | 18.3                                 | 19.0                                 | 280         | 16.8                                 | 1.5                         | 18.3                                 | -8.9  | піск.водоносн.                      |
| 1532.0-1535.0           | 3.0                   | 0.22                  | 0.25                    | 10.0                     | 3.8                      | 37.5                     | 0.75            | 17.3                                 | 28                                   | 270         | 16.0                                 | 1.6                         | 14.4                                 | -8.9  | піск.водоносн.                      |
| 1546.0-1550.0           | 4.0                   | 0.22                  | 0.25                    | 7.5                      | 2.3                      | 31.5                     | 0.63            | 14.9                                 | 28                                   | 280         | 16.2                                 | 1.55                        | 12.8                                 | 8.0   | піск.водоносн.                      |
| 1628.0-1630.4           | 2.4                   | 0.22                  | 0.25                    | 10.0                     | 3.0                      | 39                       | 0.78            | 17.9                                 | 20                                   | 280         | 16.5                                 | 1.6                         | 18.0                                 | -8.5  | піск.водоносн.                      |
| 1677.0-1682.0           | 5.0                   | 0.22                  | 0.25                    | 10.0                     | 3.8                      | 29.5                     | 0.59            | 14.1                                 | 14                                   | 275         | 13.6                                 | 1.75                        | 15.8                                 | -3.6  | піск.водоносн.                      |
| 1704.0-1708.0           | 4.0                   | 0.22                  | 0.25                    | 10.0                     | 3.8                      | 27                       | 0.54            | 13.1                                 | 32                                   | 270         | 13.7                                 | 1.6                         | 13.8                                 | 5.0   | піск.водоносн.                      |
| 1715.0-1719.0           | 4.0                   | 0.22                  | 0.25                    | 10.0                     | 4.0                      | 22                       | 0.44            | 11.2                                 | 28                                   | 275         | 11.4                                 | 1.65                        | 10.8                                 | 1.8   | піск.водоносн.                      |

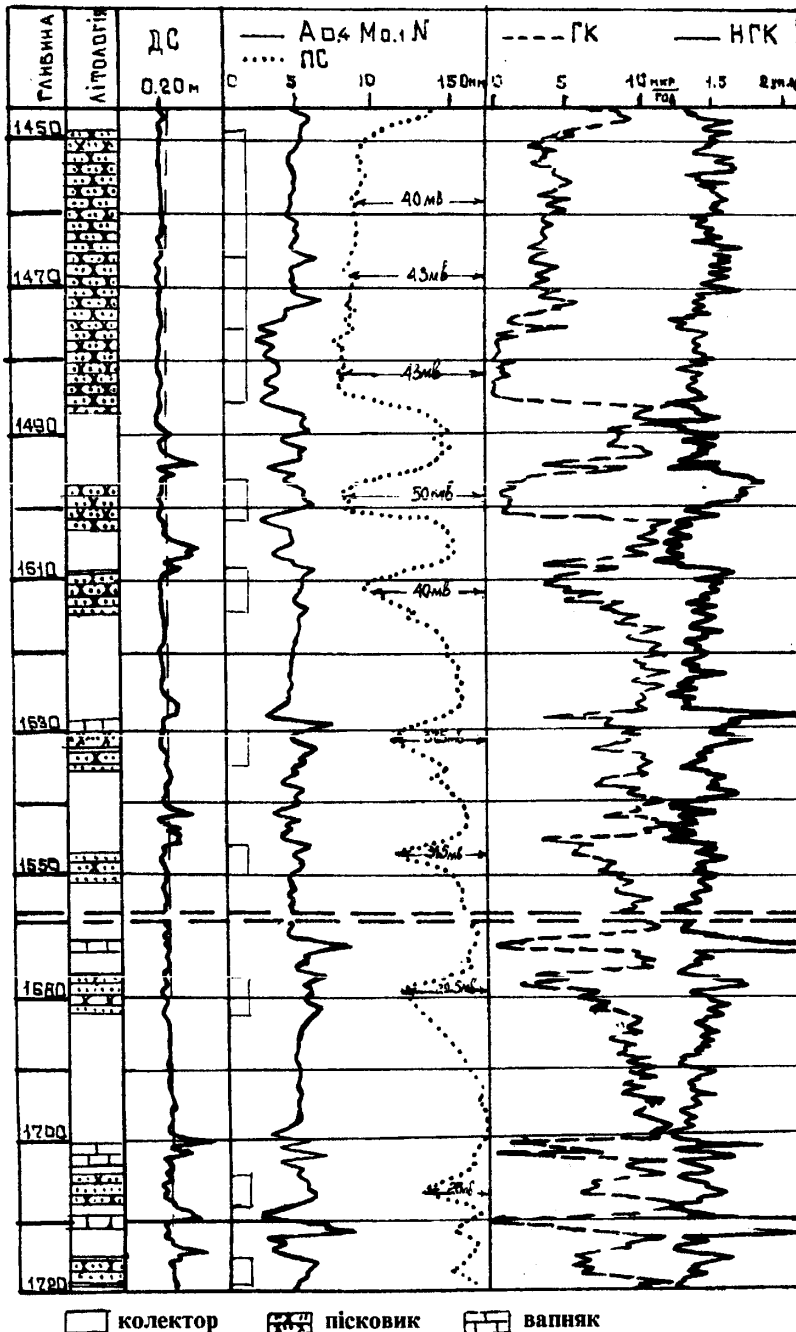


Рисунок 2 – Геолого-геофізична характеристика свердловини 7 – Євгенівська

свідчить про низьку спроможність методів АК і НГК при оцінці пористості таких колекторів. Для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей таких колекторів метод ПС є пріоритетним. Кінцеві висновки з питань оцінки кожного з методів ГДС можуть бути зроблені на підставі спеціальних досліджень. В подальшому необхідно провести типізацію розрізів свердловин з метою удосконалення методики визначення фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів даного регіону.

#### Література

1. Вендельштейн Б.Ю. Исследования разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966. – 209 с.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник. – М.: Недра, 1988. – С. 323-325.
3. Грицишин В.І., Дубинюк П.Ф., Іванюта М.М. та ін. Методическое руководство по определению пористости теригенных отложений по данным измерений потенциалов собственной поляризации. – Львов, 1968.
4. Вендельштейн Б.Ю. Альбом номограм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1963.