

МОДЕЛЮВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ (НА ПРИКЛАДІ ХІДНОВИЦЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА)

О.М. Трубенко, С.Д. Федоришин, Т.В. Потятинник, А.П. Олійник

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727180,
e-mail: geotom@nuing.edu.ua

Розглядаються результати вивчення фізико-літологічної характеристики геологічного розрізу порід неогенових відкладів Хідновицького газового родовища. Основними методами досліджень є експериментальні лабораторні вимірювання петрофізичних параметрів, зокрема структури порового простору зразків гірських порід за допомогою гранулометричного аналізу. Наведено результати визначення механічного складу зерен піщано-глинистого матеріалу неогенових відкладів Хідновицького родовища. У залежності від механічного складу, характеру і типу цементу розроблено структуру визначення фільтраційно-ємнісних параметрів такого типу порід-колекторів. Визначено коефіцієнти пористості колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин на основі петрофізичного моделювання, використавши кореляційні залежності типу "кern-кern", "кern-геофізика", "геофізика-геофізика" між пористістю і геофізичними параметрами. Наведені основні петрофізичні залежності, які можна використовувати для оперативної оцінки пористості продуктивних пластів неогенових відкладів Хідновицького газового родовища, як у процесі пошуків та розвідки, так і при підрахунку запасів газу.

Ключові слова: колектор, коефіцієнт пористості, питомий опір, структура порового простору, радіус пори

Рассматриваются результаты изучения физико-литологической характеристики геологического разреза пород неогеновых отложений Хидновыцкого газового месторождения. Основными методами исследований являются экспериментальные лабораторные измерения петрофизических параметров, в частности структуры порового пространства образцов горных пород с помощью гранулометрического анализа. Приведены результаты определения механического состава зерен песчано-глинистого материала неогеновых отложений Хидновыцкого месторождения. В зависимости от механического состава, характера и типа цемента разработана структура определения фильтрационно-емкостных параметров такого типа пород-коллекторов. Определены коэффициенты пористости коллекторов по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического моделирования, используя корреляционные зависимости типа "кern-кern", "кern-геофизика", "геофизика-геофизика" между пористостью и геофизическими параметрами. Приведены основные петрофизические зависимости, которые можно использовать для оперативной оценки пористости продуктивных пластов неогеновых отложений Хидновыцкого газового месторождения, как в процессе поисков и разведки, а также при подсчете запасов газа.

Ключевые слова: коллектор, коэффициент пористости, удельное сопротивление, структура порового пространства, радиус поры

The results of the study of physical and lithological characteristics of the geological cross-section of rocks of the Khidnovytske gas field Neogene deposits are considered. The main study methods are experimental laboratory measurements of petrophysical parameters, including the structure of the pore space of rock samples using particle size analysis. The results of determining the mechanical composition of sand and clay material grains of the Khidnovytske field Neogene deposits are shown. Depending on the mechanical composition, nature, and type of the cement, the structure for determining filtration and capacitive parameters of such reservoir rock types are developed. The porosity factor of reservoirs was calculated according to well logging data based on petrophysical modeling with the help of the correlation dependences of the "core-core", "core-geophysics", and "geophysics-geophysics" types between porosity and geophysical parameters. The basic petrophysical dependences which can be used for rapid assessment of the productive Neogene layers porosity of the Khidnovytske gas field both in the processes of exploration and survey, and gas reserves calculation are developed.

Key words: reservoir, porosity factor, resistivity, pore space structure, pore radius

Актуальність. Проблеми, що обумовлюють зниження видобутку вуглеводнів із продуктивних покладів нафтогазових родовищ України, значною мірою залежать від технологічних процесів та інтерпретаційних способів обробки геолого-геофізичної інформації отриманої на етапі пошуків і розвідки покладів газу.

Невід'ємною складовою цього процесу є встановлення промислової цінності відкритих родовищ нафти і газу з використанням інформації про фільтраційно-ємнісні параметри продуктивних порід-колекторів, технологію розро-

бки покладів та кількісної оцінки запасів газу. У зв'язку з вище наведеним дана стаття є актуальною і своєчасною.

Для вирішення приведеної проблеми нами досліджувалися фільтраційно-ємнісні характеристики порід-колекторів неогенових відкладів Хідновицького газового родовища. За експериментальними результатами досліджень зразків керну представницької колекції необхідно було встановити петрофізичні взаємозв'язки геофізичних та фільтраційно-ємнісних параметрів, які б враховували реальні геологічні умови.

Залягання продуктивних пластів на різних глибинах, при значній їх літологічній неоднорідності, яка виражається тонким перешаруванням пісковиків, глини і алевролітів, знижує ефективність свердловинних геофізичних досліджень. До такого типу порід-колекторів відносяться продуктивні горизонти сарматського ярусу дашавської світи Хідновицького газового родовища. Створення петрофізичної основи для інтерпретації результатів ГДС та оптимізація технологічних процесів досліджень такого типу геологічних розрізів є актуальним при пошуках вуглеводнів у Карпатській нафтогазоносній провінції.

Аналіз опублікованих праць. Методичні основи петрофізичних досліджень складнобудованих порід-колекторів Прикарпаття викладено у працях В.І. Грицишина [1-2], Д.Д. Федоришина [3], Т.С. Ізотова та ін. [4], І.В. Леськіва, В.М. Щерби [5], В.Й. Прокопів [6], М.Ю. Нестеренка [7], а також у нормативних документах [8]. У цих роботах наведено методики визначення фільтраційно-ємнісних характеристик порід різного літологічного складу та основні петрофізичні взаємозв'язки ряду газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Однак, не зважаючи на те, що основні емпіричні закономірності між фізичними та петрофізичними параметрами були встановлені для більшості нафтогазових родовищ Передкарпатського прогину, з появою додаткових даних буріння свердловин виникає необхідність в уточненні петрофізичних моделей та розробки нових з врахуванням специфіки їх геологічної будови та умов формування газового покладу.

Мета даної статті – дослідити та встановити зв'язки фільтраційно-ємнісних параметрів пісковиків неогенових відкладів Хідновицького родовища Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину з геологічною будовою та структурою порового простору гірських порід. Провести петрофізичне моделювання взаємозв'язків колекторських параметрів неоднорідних порід-колекторів неогенових відкладів Хідновицького родовища Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину та побудувати нову уточнену петрофізичну модель геологічного розрізу.

Методи дослідження. Основними методами досліджень є лабораторні електричні дослідження ядерного матеріалу в умовах наближених до пластових, ртутна порометрія, гранулометрія, петрофізичне моделювання, математична статистика, даних експериментальних досліджень керну, відібраного з продуктивних горизонтів неогенових відкладів Хідновицького родовища.

Хідновицьке газове родовище в адміністративному відношенні розташоване в Мостиському районі Львівської області на території, що прилягає до польсько-українського кордону. У тектонічному відношенні Хідновицьке газове

родовище розташоване в північно-західній частині Крукеницької западини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Крукеницька западина обмежена з північного сходу Краковецьким регіональним розломом, а з південного заходу Передкарпатським глибинним розломом, який вважається границею Більче-Волицької та Бориславсько-Покутської зон Передкарпатського прогину.

Структура розмитої поверхні рифейських відкладів на Хідновицькому родовищі представляє собою видовжену з північного заходу на південний схід брахіантиклінальну складку, склепіння якої знаходиться на території Польщі. Вищезалягаючі породи міоцену облямовують ерозійний рельєф докембрійських відкладів, утворюючи брахіантиклінальну складку. Склепіння складки розташоване поблизу Державного кордону (район свердловин 25, 114, 139) і продовжується на територію Польщі (рис. 1). Спостерігається незначне зміщення склепіння в південно-західному напрямку вгору по розрізу. Північно-східне крило складки пологіє, з кутами падіння 3-4°. Південно-західне крило більш круте і частково, а іноді повністю зрізане Стебницьким насувом. Вздовж лінії насуву породи нижнього сармату перем'яті. Кути нахилу площини насуву досить круті у приповерхневій частині (до 80° і більше). З глибиною кути нахилу площини насуву виположуються. За результатами структурно-картувального і пошуково-розвідувального буріння у свердловинах № 132, 133, встановлено, що площина насуву запрокинута на південний захід.

Із результатів сейсмозрозвідки в межах родовища на рівні порід фундаменту і гіпсоангідритового горизонту спостерігається декілька поперечних розривних порушень незначної вертикальної амплітуди, які носять характер скидо-зсувів. Вгору по розрізу вони поступово заступають. Можливо, що поперечні смуги погіршення колекторських властивостей порід пов'язані саме з цими порушеннями. У той же час результати пошукового буріння вище вказаних порушень не виявили.

Слід зазначити, що структурні карти побудовані за даними сейсміки і буріння по поверхнях більшості продуктивних горизонтів у цілому співпадають. Окремі локальні відмінності між ними обумовлені зміною товщини горизонтів. Розміри Хідновицької складки в межах української території 14 x 7 км. Висота складки 200 – 250 м.

У геологічній будові Хідновицького родовища беруть участь породи баденського та сарматського ярусів, котрі з різними кутовими та стратиграфічними неузгодженнями залягають на розмитій поверхні дислокованих та метаморфизованих утворень докембрію (рис. 2).

Продуктивні горизонти нижньо- та верхньодашавської підсвіт (НД-1,2,3,4,5,6,7,8 та ВД-13,14) складені перешаруванням сірих пісковиків, алевролітів, вапнякових аргілітів з рідкими прошарками туфів і туфітів. Колекторами є теригенні піщано-алевролітові породи.

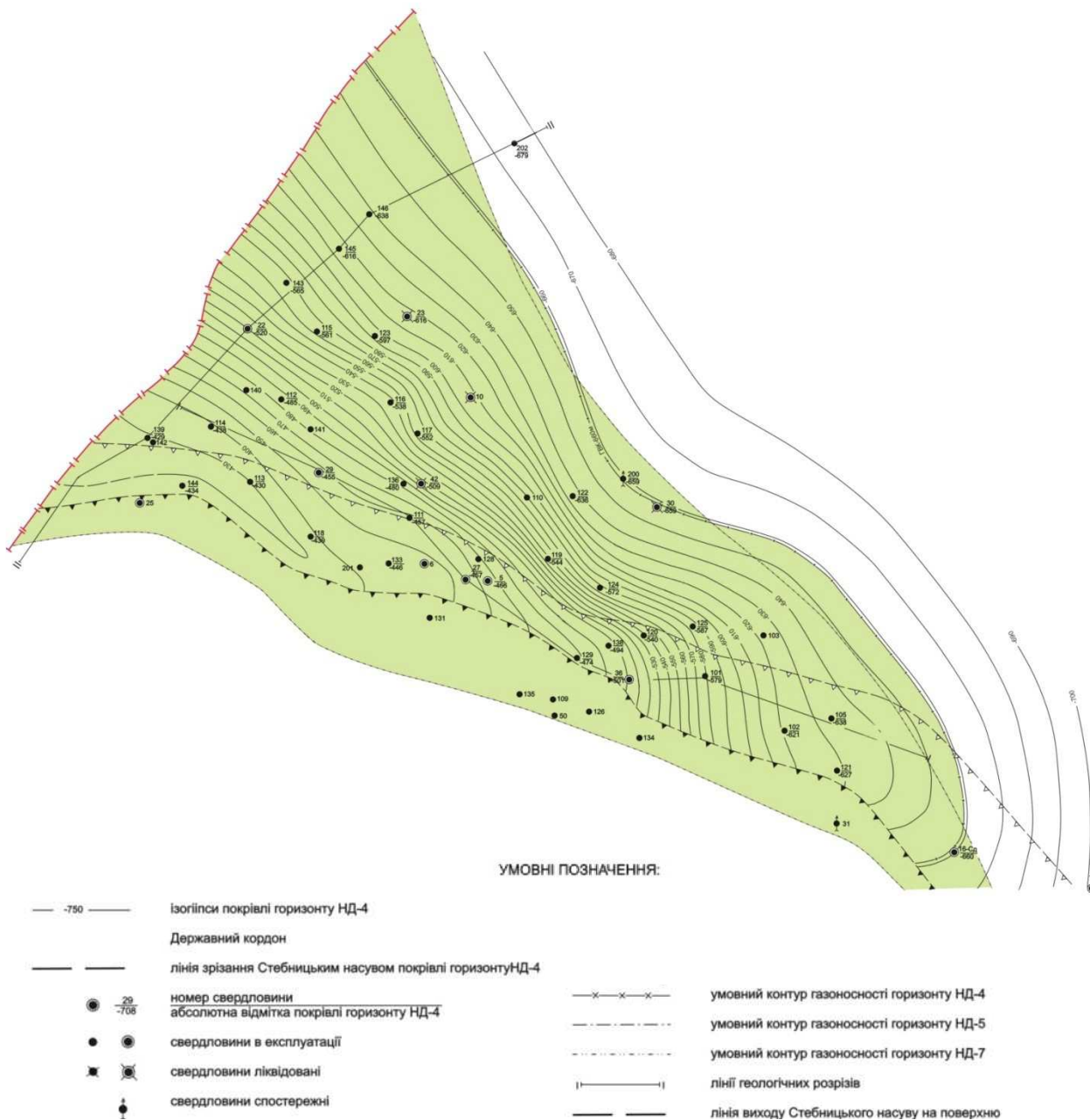


Рисунок 1 – Хідновицьке газове родовище. Структурна карта покрівлі горизонту НД-1 (N_{1s}) (за О.Чебаном, 2005 р.)

Пісковики дрібно- і різнозернисті, рідше грубозернисті, відносно добре відсортовані по зернистості (0,5-0,25 мм). Уламковий матеріал за результатами опису шліфів в основному представлений напівопуклими і голкуватими зернами до 70 %, 10-15 % складають уламки порід, до складу яких входять наступні мінерали: польові шпати, кальцитові уламки, луски мусковіту складають до 2 % об'єму від всього компонентного складу. Тип цементації контактово-поровий і базальний. Зустрічаються ділянки майже безцементного зчленування кварцових зерен. Пористий простір представлений як порожнинами, так і порами гідрослюди та іншою мінеральною речовиною, в залежності від цементу. Дуже часто проявляється пошарове ін'єкційне проникнення в породу бурі, майже чорної бітумної речовини. Вона не тільки запо-

внила весь міжзерновий простір, а також розсунула зерна, утворивши викручені між зернами тріщини, повністю заповнені бітумом. На наш погляд це наслідки окисно-відновних процесів, які відбуваються при термобаричних умовах формування покладу.

Щодо будови матриці алевролітів, то нами встановлено, що вона в більшості випадків виповнена олігоміктовими кварцовими, деколи з домішками гравелітового матеріалу, шаруватої текстури уламками порід. Уламкова частина в олігоміктових алевролітах складена із зерен кварцу до 70 % об'єму, до 20 % - з уламків кварцитів, глинистих порід, до 10 % припадає на долю пелітизованих польових шпатів, мусковіту і глауконіту. Цемент у алевролітів складний, а саме контактний, регенераційний, контактово-поровий і базальний змішаного типу. Алев-

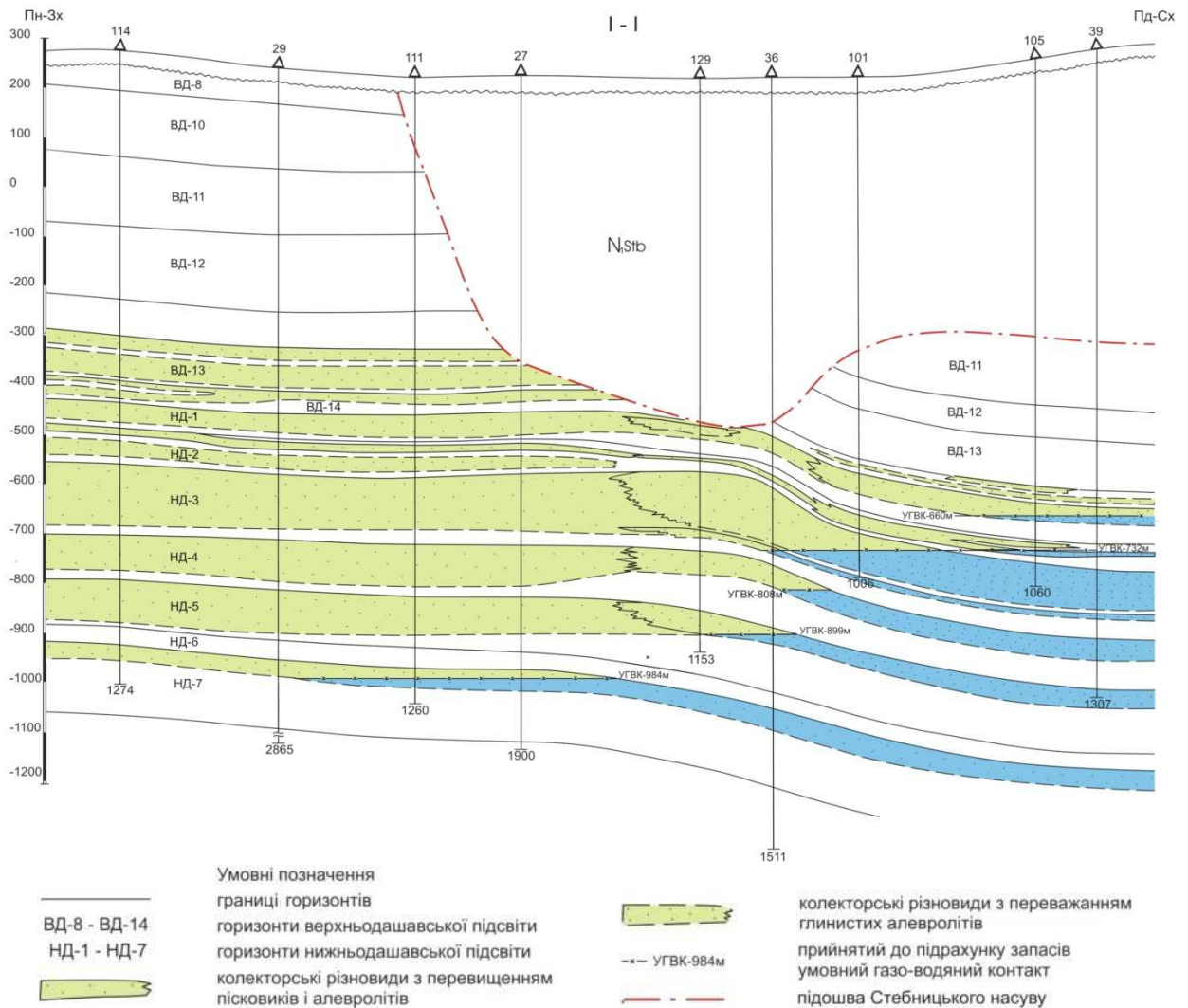


Рисунок 2 – Хідновицьке газове родовище. Геологічний розріз вздовж лінії свердловин 114-29-111-27-129-36-101-105-39 (за О.Чебаном, О. Іщенко, 2005 р.)

роліти зв'язані переходами в тонко-шаруватих розрізах з вапняковими, слюдистими аргілітами.

Аргіліти в дашавській світі являються флюїдоупорами, що представлені вапняковими, рідше – гідрослюдистими відмінностями алевро-пелітової структури. Зрідка простежується інтенсивна піритизація літолого-стратиграфічних відкладів.

Згідно досліджень [9], за колекторськими властивостями продуктивні відклади можна розділити на 3 групи, які відрізняються за вмістом пісковиків.

До першої групи відносяться продуктивні відклади горизонтів НД-2, НД-3 і НД-5 південно-східної периклінальної частини структури. Літологічно тут переважають середньо- та високопористі пісковики і алевроліти. Колектори чітко виділяються на каротажних діаграмах високими значеннями електричного опору (до 30 Ом) і негативними аномаліями на діаграмах методу самочинних потенціалів. На кавернограмах спостерігається характерне зменшення діаметрів свердловин.

До другої групи відносяться продуктивні відклади горизонтів НД-1, НД-7 по всій площі родовища і горизонтів НД-2, НД-3 і НД-5 пів-

нічно-західної частини структури. Вони складені середньопористими пісковиками і алевролітами. Пісковики займають другорядне місце. Глинисті алевроліти і піщано-алевролітистії глини не відносяться до промислових колекторів. Колектори цієї групи менш чітко виділяються на каротажних діаграмах.

До третьої групи відносяться продуктивні відклади горизонту ВД-13. Колектори тут складені алевролітами і низькопористими пісковиками. На каротажних діаграмах колектори явно не виділяються, що затрудняє визначення ефективної товщини газоносних пластів.

Вивчення фізико-літологічної характеристики розрізу проводилось за свердловинними геофізичними дослідженнями та експериментальними лабораторними визначеннями фізичних та петрофізичних параметрів зразків керну.

Мінералогічний склад порід визначався у шліфах і за допомогою результатів гранулометричного аналізу, компонентний склад піщано-алевролітового матеріалу вивчався імерсійним методом, а глинистої частини – методом ємкості катіонного обміну.

У результаті вивчення мінералогічного складу методом петрографії, у глинах виявлено

найдрібніші частинки глинистих мінералів, які вирізняються гідрослюдами з незначною домішкою монтморилоніту, а також кластичним матеріалом, який виповнений круглокутаними зернами кварцу розміром від 0,04 до 0,15 мм. До 5 % складають луски мусковіту, біотиту, рідше зерна глауконіту, халцедону, польових шпатів. Із непрозорих мінералів зустрічається пірит. Текстура порід однорідна. Алевроліти сірі, рідше темно-сірі, міцні, дрібнозернисті, вапнисті, кварцові, слюдисті. В основному складаються з кластичного матеріалу (65-80 %) і значної кількості глинистого та глинисто-карбонатного цементу (20-35%). У породи спостерігаються луски мусковіту, краплини польових шпатів, зерна глауконіту. Зерна циркону, гранату, турмаліну виявлено в одиничних випадках. Результати лабораторних досліджень на зразках керну, відібраних у свердловинах Хідновицького родовища, свідчать, що розподіл розміру зерен мінералів, що входять до складу матриці порід даного типу є наступний (табл. 1).

Таблиця 1 - Механічний склад зерен глинистих порід Хідновицького газового родовища

Розмір зерен, мм	Вміст, %
> 0,5	до 0,5
0,5-0,25	0,5 - 15
0,25-0,1	0,6 - 23
0,1-0,01	13 - 39
0,01 і менше	6 - 55 (переважно 30-35)

З таблиці 1 видно, що основна частина зерен має розмір 0,1-0,01мм.

Цемент породи на 20-35 % є карбонатний, карбонатно-глинистий, мікрозернистий, з домішкою серициту. Домішки глинистого матеріалу до 10 %. Тип цементації порово-базальний, поровий. За результатами досліджень мінерального складу пісковиків неогенових відкладів у геологічному розрізі Хідновицького газового родовища встановлено, що в більшості випадків вони світло-сірі, різнозернисті, вапняковисті, слюдисті, від слабозцементованих до міцних, поліміктові і олігоміктові.

Із структурних геологічних побудов за результатами ГДС видно, що у північно-західній частині структури переважають середньопористі пісковики в окремих випадках глинисті і алевроліти, а в південно-східній (периклінальній) частині структури переважають середньовисокопористі пісковики, а також різнозернисті, які переходять у дрібногалечні конгломерати, що складаються із зерен кварцу. Алевроліти глинисті, вапняковисті, міцні, а також слабозцементовані. Тип цементації базальний, порово-базальний, рідше поровий, цемент глинисто-карбонатний і карбонатний. Механічний склад даних порід наведено в таблиці 2.

Середньо- і високопористі пісковики за типом забарвлення сірі, середньої міцності і слабозцементовані розсипаються у пісок, олігоміктові (кварцові). Цемент матриці пісковиків

глинистий і глинисто-карбонатний. Тип цементації поровий, порово-базальний. Механічний склад розміру зерен мінералів даних порід наведено в таблиці 3.

Окрім вказаних пісковиків, на даній площі поширені низькопористі їх різновиди, міцні, дрібнозернисті, які відрізняються високими позірними електричними опорами на діаграмах електрометрії свердловин. Механічний склад розміру зерен мінералів матриці даних пісковиків є аналогічним до алевролітів, які наведені в таблиці 2.

Таблиця 2 - Механічний склад радіусів зерен мінералів породи, що виповнюють у північно-західній частині структури Хідновицького газового родовища

Розмір зерен, мм	Вміст, %
1,0-0,5	до 5
0,5-0,25	до 38
0,25-0,1	15 - 26
0,1-0,01	13 - 35

Таблиця 3 - Механічний склад розміру зерен мінералів середньо- і високопористих пісковиків Хідновицького газового родовища

Розмір зерен, мм	Вміст, %
1,0-0,5	8 - 28
0,5-0,25	15 - 22
0,25-0,1	13 - 37
0,1-0,01	5 - 17
0,01 і менше	2 - 3

Залежно від механічного складу, характеру і типу цементу змінюються колекторські властивості порід, їх газонасиченість, геофізичні та петрофізичні параметри і, як наслідок, коефіцієнти газовилучення.

Петрофізичною основою визначення ємкісних параметрів порід-колекторів за даними ГДС служать кореляційні залежності типу "кern-кern", "кern-геофізика", "геофізика-геофізика". При побудові моделі зв'язки "кern-геофізика" для визначення коефіцієнта гранулярної пористості за даними електрометрії використовувався відносний електричний опір (параметр пористості P_n).

Параметр пористості P_n для газоносних колекторів визначався за формулою:

$$P_n = \frac{\rho_{пз}}{\rho_{\phi} \cdot \Pi_n \cdot P_{пз}}, \quad (1)$$

де $\rho_{пз}$, ρ_{ϕ} – питомий електричний опір промитої зони і фільтрату промивної рідини, Ом·м;

Π_n – поправка за поверхневу провідність;

$P_{пз}$ – параметр залишкової газонасиченості у промитій зоні. Для водоносного пласта $P_{пз} = 1$.

Параметр $P_{пз}$ розраховувався за формулою:

$$P_{пз} = \frac{1}{(1 - K_{гз})^2}, \quad (2)$$

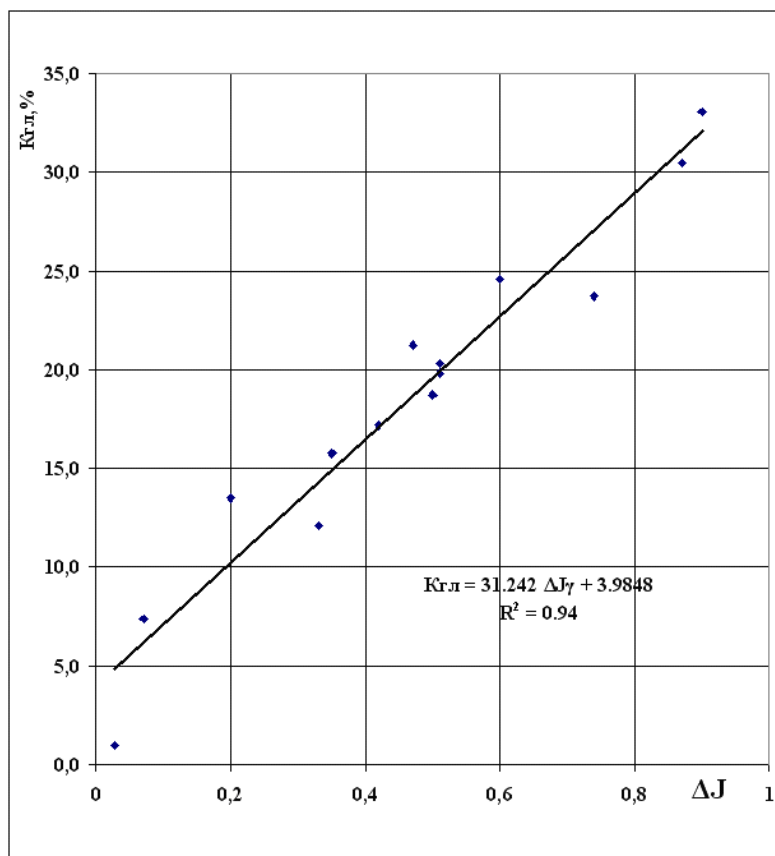


Рисунок 3 - Графік залежності K_{gl} від ΔI_γ для сармат-баденських відкладів Передкарпаття [2]

де $K_{гз}$ – коефіцієнт залишкової газонасиченості в промитій зоні пласта. Для газоносних колекторів Хідновицького родовища $K_{гз}=0,3$.

Питомий опір промивної рідини визначався лабораторним резистивіметром на пробах розчину, відібраного під час буріння. Значення ρ_c уточнювались за даними обробки кривих бокового каротажного зондування (БКЗ).

Питомий опір фільтрату бурового розчину визначався за формулою $\rho_\phi=0,75 \cdot \rho_c$.

Для анізотропних неогенових товщ характерним є те, що опір промитої зони за даними бокового мікрокаротажу (БМК) є заниженим через значну заглинизованість піщанистих пропластків і визначення K_p за даними БМК не дало позитивних результатів. Тому для нижньосарматських відкладів Хідновицького родовища були використані залежності, встановлені для аналогічних відкладів Залужанського родовища. Залежність має наступний вигляд:

$$K_p = 19,0845 - 3,1727 \cdot H + 0,0426 \cdot P_p, \quad (3)$$

де P_p - параметр пористості;
 H – глибина залягання пласта, км.

Одержані значення K_p^p зіставлялись з даними K_p^{AK} , $K_p^{ПС}$, $K_p^{ІК}$ і при їх збіжності приймалися усереднені величини пористості.

Коефіцієнти пористості за даними АК визначались відповідно для чистих і заглинизованих колекторів:

$$\Delta T = 186 + 5,187 \cdot K_p, \quad r = 0,91, \quad (4)$$

$$\Delta T = 173,09 + 4,66 \cdot K_p + 2,45 \cdot K_{gl}, \quad r = 0,88, \quad (5)$$

де ΔT – інтервальний час, мкс/м;
 K_p – коефіцієнт відкритої пористості, %;
 K_{gl} – коефіцієнт об'ємної глинистості, %.

У величину ΔT вводились поправки за розушльнення, а для заглинизованих порід і за глинистість. Коефіцієнт глинистості визначався за даними ГК. Для цього використовувались залежності між коефіцієнтом об'ємної глинистості K_{gl} і подвійним різницеvim параметром ΔI_γ (рис. 3). Формула цієї залежності має вигляд:

$$K_{gl} = 31,24 \cdot \Delta I_\gamma + 3,9848. \quad (6)$$

Для визначення K_p за даними АК також застосовувалось рівняння середнього часу з врахуванням глинистості:

$$K_p = \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{gl} \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (7)$$

де $\Delta T_{пл}$, $\Delta T_{гл}$, $\Delta T_{ск}$, ΔT_p – відповідно інтервальний час у пласті, в глинах, скелеті і промивній рідині.

Кореляційний зв'язок відносної амплітуди $\alpha_{ПС}$ і K_p отриманий, зіставленням цих параметрів у пластах, для яких є визначення K_p іншими методами, або за даними керн. Для відкладів Хідновицького родовища використана залежність $\alpha_{ПС} = f(K_p)$, побудована для нижньосарматських відкладів. Оскільки товщина окремих піщаних прошарків на даному родовищі невелика і крива ПС в таких інтервалах значною мірою знівельовано, то для подальших досліджень замість параметра $\alpha_{ПС}$ було використано

Таблиця 4 – Зіставлення даних $\alpha_{ПС}$ з пористістю піщанистих пластів

№№ св.	Інтервали пластів, м	$\Delta U_{ПС}$, мВ	$\Delta U_{ПС}^{max}$, мВ	$\alpha_{ПС}$	$K_{п}^{лаб}$, $K_{п}^{БКЗ}$, %	$K_{п}^{оп}$, %	Попр. коеф. за глинистість пласта
36	826,0-839,0	64	64	1,0	31,0	31,0	1,0
36	839,0-844,4	55	64	0,86	27,0	31,0	1,0
36	846,0-862,0	62	64	0,97	28,0	31,0	1,0
36	862,0-902,0	54	64	0,84	25,0	31,0	10,0
36	946,0-956,0	50	64	0,78	24,5	31,0	1,0
36	1032,0-1038,0	38	64	0,60	21,0	31,0	1,0
36	1038,0-1089,0	39	64	0,61	21,5	31,0	1,0
32	958,0-973,0	61	68	0,90	25,0	26,0	0,86
32	973,0-992,0	68	68	1,0	26,0	26,0	0,86
32	1034,8-1056,0	45	68	0,66	22,0	26,0	0,86
32	1056,0-1072,0	30	68	0,44	16,5	26,0	0,86
32	1236,0-1252,0	38	68	0,56	20,0	26,0	0,86
28	781,0-792,0	40	40	1,0	26,0	26,0	0,86
28	832,0-848,0	38	40	0,95	25,0	26,0	0,86
34	916,0-927,0	42	40	1,0	26,0	26,0	0,86
34	1020,0-1031,0	31	40	0,73	21,0	26,0	0,86
34	1254,0-1270,0	24	40	0,57	19,0	26,0	0,86
101	965,0-979,0	40	40	1,0	26,0	26,0	0,86
101	979,0-999,0	30	40	0,75	22,0	26,0	0,86
106	1000,0-1051,0	52	52	1,0	25,0	25,0	0,81
106	1099,0-1133,0	25	52	0,48	17,0	25,0	0,81

рівнозначний за амплітудою параметр $\alpha_{ГК}=1-\Delta\gamma$. Залежності між цими параметрами і пористістю мають такий вигляд:

$$K_{п}=19,7\alpha_{ПС}+4,74, \quad (8)$$

$$K_{п}=-33,9\Delta\gamma+26, \quad (9)$$

де $\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда ПС;
 $\Delta\gamma$ – подвійний різницеви параметр, визначений за даними ГК.

Остання формула представлена для пісковиків з наявністю розсіяної глинистості і пластів за товщиною, що перевищує 0,8-1,2м.

Для побудови графічної залежності $\alpha_{ПС}=f(K_{п})$ для колекторів Хідновицької площі були проінтерпретовані пласти пісковиків з мінімальною глинистістю і найбільшою пористістю. Такими є пісковики в покрівельній частині горизонтів НД-3 і НД-4. Коефіцієнт пористості розрахований за результатами, котрі отримані внаслідок інтерпретації даних БКЗ і пов'язані з лабораторними даними коефіцієнта пористості визначеного на керновому матеріалі та покладені в основу побудови залежності $\alpha_{ПС}=f(K_{п})$ (табл. 4).

Побудова залежності $\alpha_{ПС}=f(K_{п})$ проводилась у такій послідовності:

1. У свердловині визначався опорний пласт, який володіє найбільшою пористістю, як по розрізу, так і по площі, для якого будували графік залежності $\alpha_{ПС}=f(K_{п})$. Ця графічна залежність обиралась за основу під час побудови графіка залежності для всього Хідновицького родовища.

2. Наступна свердловина вибиралась з такими параметрами пористості, щоби максимальні величини $\alpha_{ПС}$ і $K_{п}$ знаходились у межах зміни цих величин в основній свердловині. Знаючи величину $K_{п}$ опорного пласта наступної свердловини за графічною залежністю $\alpha_{ПС}=f(K_{п})$ “основної” свердловини на осі ординат, знаходимо значення, яке й приймаємо як коефіцієнт, на величину якого необхідно помножити відносні значення $\alpha_{ПС}$ у наступній свердловині.

3. З іншими свердловинами проводиться аналогічна процедура.

Графічна залежність (рис. 4) може бути описана рівнянням (8), оскільки величини пористості за цим рівнянням і фактичні визначення у візрях керну майже співпадають. Отже, визначення пористості за даними ПС рекомендується для використання залежності (8).

При наявності методу АК одержані величини $K_{п}$ за даними даного методу, опору і ПС (ГК) порівнювались і за незначних розбіжностей можуть прийматись як середні. За більш значимих розбіжностей перевагу слід надавати методу АК.

Висновки та завдання подальших досліджень. Таким чином, найкращим критерієм оцінки точності визначення коефіцієнта пористості є порівняння значень пористості, визначених як за даними керна, так і за даними методів геофізичних досліджень свердловин. Але у більшості випадків усереднені значення за методами АК, ГК і електричного опору, що отри-

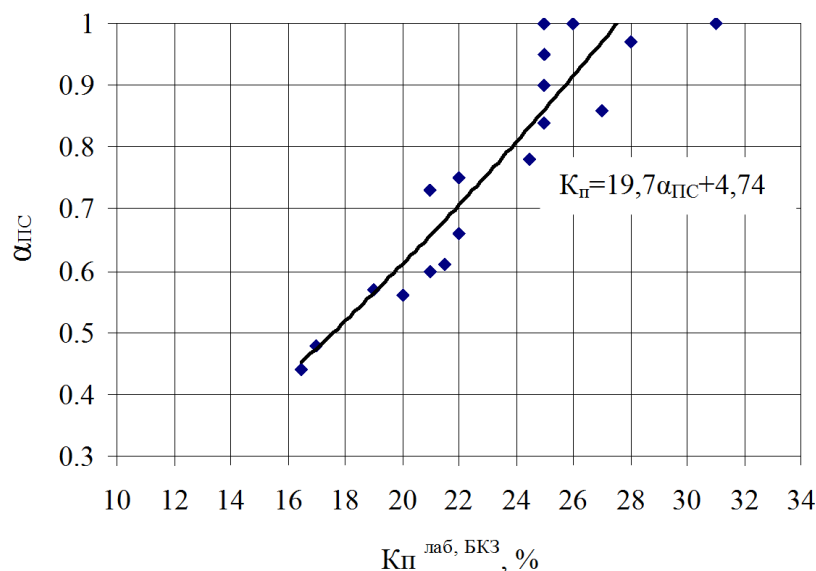


Рисунок 4 – Залежність $\alpha_{ПС}=f(K_P)$ для нижньосарматських відкладів Хідновицького родовища

мані за встановленими багатомірними залежностями. При наявності кернових матеріалів всі петрофізичні побудови узгоджувались між собою.

Встановлені та наведені вище залежності підтверджують дані геофізичних досліджень свердловин, і їх можна використовувати для оцінки пористості продуктивних горизонтів Хідновицького газового родовища при оперативній інтерпретації і при підрахунку запасів нафти і газу.

Подальші дослідження будуть спрямовані на розвиток напрямку виявлення кореляційних зв'язків фізичних та петрофізичних параметрів порід з різним типом цементу та компонентним складом насичуючого флюїду.

Література

1 Грицишин В.І. Визначення підрахункових параметрів колекторів Передкарпаття за даними ГДС / В.І. Грицишин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – вип. 31 – С. 45–50.

2 Грицишин В.І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини: монографія / В.І. Грицишин. – Івано-Франківськ: НТШ Івано-Франківський осередок, 2012. – 272 с.

3 Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносною провінції): Автореф. дис... д-ра геол. наук: 04.00.17; 04.00.12 / Д.Д. Федоришин ; НАН України. Ін-т геології і геохімії горючих копалин. — Л., 1999. — 34 с.

4 Изотова Т.С. Интерпретация данных ГДС тонкошаруватих розрізів сармату Передкарпатського прогину на основі комп'ютерних технологій / Т.С. Изотова, А.О. Пуш, О.В. Бондаренко,

Т.В. Вертепний, Г.Й. Кушта // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – 2006. – С. 74–79.

5 Леськів І.В. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині / І.В. Леськів, В.М. Щерба. – К.: Наук. думка, 1979. – С. 84.

6 Прокопів В.Й. Фізико-геологічні моделі для визначення ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови за даними ГДС (на прикладі нафтових і газових родовищ Карпатського регіону та Північного Донбасу): Автореф. дис... канд. геол. наук: 04.00.22 / В.Й. Прокопів ; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2004. – 21 с.

7 Нестеренко Ю.М. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

8 Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керн): Методичні вказівки / В. Рудько, В. Ловенюков та ін. – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2005. – затверджено наказом ДКЗ України від 26.12.2005 р., № 332. 58 с.

9 Щерба В.М. Газовые месторождения Внешней зоны Предкарпатского прогиба / В.М. Щерба, И.С. Павлюх, А.С. Щерба. – К.: Наук. Думка, 1987. 148 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
04.02.14

Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол.-мінерал. наук Штурмаком І.Т.
(НДП ВАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)