

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.832

ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ТА ДИНАМІКУ ЗМІНИ КОЕФІЦІЄНТА ГАЗОВИЛУЧЕННЯ

¹Д.Д. Федоришин, ¹О.А. Гаранін, ¹С.Д. Федоришин, ²Т.В. Потятинник

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

²Львівське відділення ГПУ «Полтавагазвидобування»; м. Львів, вул. Рубчака, 27,
e-mail: Taras2088@mail.ru

Зниження видобутку газу та газоконденсату обумовлені як виснаженістю продуктивних пластів, так і недостатньою інформативністю інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин. У зв'язку з цим визначені основні чинники і ознаки, які впливають на величину коефіцієнта вилучення газу із неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Прикарпаття. Досліджено геологічну будову сарматського, гелльветського та баденського ярусів, а також встановлено особливості складу матриці продуктивних порід-колекторів. Доведено, що тонкопрошаркова та ритмічна геологічна будова знижує роздільну здатність комплексу методів геофізичних досліджень в інтервалах залягання цих відкладів. За результатами експерименту встановлено, що зміна величини петрофізичних параметрів в більшості випадків обумовлена умовами розкриття продуктивних пластів.

Проаналізувавши основні чинники, що визначають фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони, авторами запропоновано ввести параметр адсорбційної водонасиченості, який за дослідженнями авторів тісно пов'язаний з фільтраційно-ємнісними властивостями і з закупорюванням порового простору порід у присвердловинній зоні пласта.

Ключові слова: порода-колектор, фільтраційно-ємнісні властивості, геофізичні дослідження свердловин, ефективна пористість, ефективна проникність, адсорбційна водонасиченість, закупорювання, присвердловинна зона.

Снижение добычи газа и газоконденсата обусловлено не только истощением залежи, но и недостаточной информативностью результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин, особенно в сложно-построенных геологических разрезах. В связи с этим, определены основные причины, которые влияют на величину добычи газа из неогеновых отложений газоконденсатных месторождений Бильче-Волицкой зоны Предкарпатья. Исследовано геологическое строение сарматского, гелльветского и баденского ярусов, установлено особенности строения матрицы газонасыщенных пород-коллекторов. Доказано, что тонкослоистое и ритмичное строение неогеновых отложений, снижает информативность комплексных геофизических исследований, в результате чего возникает неоднозначность выделения продуктивных газонасыщенных пород-коллекторов. По результатам экспериментальных данных, полученных при исследовании образцов керна, доказано влияние химических реагентов на величину коэффициента проницаемости пород-коллекторов. В отдельных случаях это приводит к полной закупорке порового пространства.

Ключевые слова: порода-колектор, фильтрационно-ёмкостные свойства, геофизические исследования скважин, эффективная пористость, эффективная проницаемость, адсорбционная водонасыщенность, закупорка, прискважинная зона.

The decrease of gas and gas condensate recovery is caused both by the producing formations depletion and by the insufficient informativeness of data interpretation results of geophysical well surveys, especially in complex-structured geological cross-sections. Thereby the main reasons influencing the volume of gas recovery from the Neogene deposits of the gas condensate fields of the Precarpathian Bilche-Volytsa zone were found out. The geological structure of Sarmatian, Helwetian, and Baden stages was studied, the peculiarities of matrix composition of gas saturated reservoirs were been defined. It was proved that thin-bed and cyclic structure of the Neogene deposits reduces the informativeness of complex geophysical surveys and as a result of what there is an ambiguity of finding productive gas saturated reservoirs. The influence of chemical agents on the reservoir permeability factor was proved in accordance with the experimental data results, obtained during core samples examination. In some cases it leads to complete porous volume plugging.

Key words: reservoir rock, porosity and permeability properties, geophysical well survey, effective porosity, effective permeability, adsorption water saturation, plugging, downhole zone.

Зниження видобутку вуглеводнів з покладів нафтогазових родовищ в значною мірою обумовлено геологічною будовою розрізу та технологією розробки покладу. В результаті пошукового та розвідувального буріння у більшості випадків відбувається погіршення фільтраційних властивостей присвердловинної зони продуктивних пластів, що в подальшому впливає на якість їх розробки. На сьогоднішній день є вже багато напрацювань щодо врахування впливу геологічної будови на розробку нафтогазових покладів. Однак, різні геологічні умови формування пасток вуглеводнів, блочна та тонкошарувата будова розрізу пошукових нафтогазових родовищ визначають необхідність встановлення основних чинників, що впливають на колекторські властивості продуктивних пластів та технологію їх розробки. Для встановлення цих чинників необхідно виділити основні критерії їх впливу на фільтраційно-ємнісні параметри гірських порід. Одним з перспективних напрямків вивчення зміни фільтраційно-ємнісних властивостей пластів є поєднання петрофізичних та промыслово-геофізичних досліджень.

У зв'язку з цим з продуктивних неогенових відкладів Більче-Волинської зони Прикарпаття нами було відібрано kern та створено представницьку експериментальну колекцію зразків гірських порід. Відклади неогенової системи в кайнозойській групі представлені алохтонними утвореннями, що виповнюють отназький ярус Самбірської підзони і автохтонними відкладами карпатя, бадена та сармату Крукеницької підзони.

Породи Самбірського покриву представлені маласовими утвореннями стебницької світи. В основному це монотонне чергування пісковиків, алевролітів і глин, рідше – конгломератів, гравелітів, солей, гіпсів і ангідритів. Пісковики сірі, слюдисті, міцні. Алевроліти темно-сірі з зеленуватим відтінком, слюдисті, вапнисті, щільні з дзеркалами ковзання. У наведеному вище розрізі відсутні реперні пласти і горизонти, що утруднює його кореляцію.

На розмитій поверхні мезозою залягають відклади карпатію, які є перспективними на поклади газу в кайнозойській системі. В межах цього ярусу домінують сірі дрібно- і середньозернисті пісковики з зеленуватим відтінком. За літологічним типом пісковики кварцові і глауконітові з карбонатно-глинистим, глинистим цементом. Алевроліти сірі, темно-сірі з легким зеленуватим та буруватим відтінком, кварцові.

Характерною особливістю порід-колекторів гелветських відкладів є незначна їх потужність (від 0,1 м до 0,3 м, рідше до 0,5 м) [1]. До особливостей порід-колекторів гелветських відкладів можна віднести низькі питомі електричні опори газонасичених пластів (від 1,5 до 3,0) Ом·м та підвищену їх гамма-активність (від 14 до 25) мкр/год, які виявлено у свердловинах, що розкрили гелветські відклади Летнянського газового родовища.

Геологічна будова сарматського ярусу визначалась накопиченням піщано-глинистих порід в мілководно-морських умовах, а в окремі періоди – в лагунних, що обумовило ряд притаманних їм особливостей, які вплинули на колекторські властивості. Формування порід відбувалось на фоні зміни слабоокислюваного середовища слабовідновним, інколи із виділенням незначного сірководню, яке визначало масове утворення глинистих, гідролудистих, кальцитових цементів та незначної кількості хлориту, глауконіту і піриту. Мала і середня потужність утворених прошарків свідчить про значну тектонічну активність фундаменту і дна басейну осадо накопичення. Повільні занурення дна сарматського моря супроводжувалися швидкими захороненнями осадів, що склалися з округлих і напівкруглих уламків. Занурення змінювалися різкими підняттями, конседиментаційними розмивами мілин, барів, перемиванням молодих осадів і порід, підсиленням гідродинамічної активності води. Така тектонічна активність сприяла формуванню перемитих порід, утворенню складної будови їх матриці та зміни фільтраційно-ємнісних властивостей. Відклади сарматського ярусу незгідно залягають на розмитій поверхні верхнього бадену, який представлений двома відділами: нижнім – баранівські верстви та верхнім – тираською та косівською світами. Баранівські верстви не узгоджено залягають на відкладах карпатію. Товщина їх складає від 1 м до 13 м. Тираська світа є хорощим маркуючим горизонтом, оскільки представлена гіпс-ангідритовим горизонтом, виповненим гіпсами, ангідритами сірими, темносірими, молочнобілими, щільними з прошарками аргілітоподібних глин темносірих, сірих, майже чорних. В глинах присутні гнізда і кристали піриту. Товщина світи коливається від 4 м до 20 м.

Косівська світа, яка незгідно залягає на тираській представлена глинами сірими, темносірими, сланцюватими, вапнистими, слюдистими з прошарками алевролітів і пісковиків сірих,

кварцових і слюдистих. Особливістю порід, що виповнюють цю світу, є їх низький питомий електричний опір. Характерною рисою геологічного розрізу сарматського ярусу є ритмічна літологічна циклічність в його будові. Кожний ритм починається з тонкого шару глинистих порід, які у верхній частині розрізу збагачуються піщаним матеріалом і в кінці ритму повністю заміщаються пісковиком. Така особливість будови розрізу достатньо впевнено відображається на формі каротажних кривих електричних геофізичних методів дослідження свердловин. Зокрема, покрівля пласта чітко виражена, а підосва розпливчата. За величиною питомого електричного опору пісковики виділяються максимальними значеннями показів, а глинисті прошарки та туфи – різкими мінімумами. Треба зазначити, що така поведінка геофізичних параметрів характерна для найбільш потужних ритмів. Товщина піщано-алевритистих та глинистих пластів в інтервалах ритму змінюється в межах від декількох сантиметрів до 5 м.

Основними за величиною запасів газу в неогенових відкладах сарматського ярусу є газоконденсатні поклади гелвету та горизонти дашавської світи від НД-1 до НД-17. За площею розповсюдження спостерігається значна літологічна мінливість нижньодашавських відкладів, яка відображена на діаграмах комплексних геофізичних досліджень (рис. 1). В межах Хідновицької структури спостерігається різне розподілення піщано-глинистих горизонтів. Якщо в південно-східній периклінальній частині цієї структури в розрізі переважають піщані різновиди гірських порід, які представлені середньозернистими пісковиками, то в північно-західному напрямку в бік склепінної структури відбувається поступове заміщення середньо- і крупнозернистих пісковиків їх дрібнозернистими різновидами та глинами.

Таким чином, виходячи із геологічної будови неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони, нами встановлено ряд характерних особливостей впливу фізичних та петрофізичних параметрів продуктивних пластів на результати свердловинних геофізичних досліджень.

Для гелветських відкладів характерною особливістю є підвищена гамма-активність і порівняно малий питомий електричний опір газонасичених порід-колекторів.

Для сарматських відкладів характерна наявність порід-колекторів з великим вмістом зв'язаної води при коефіцієнті проникності $824,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ та коефіцієнті пористості 19,7 %, що відповідає третьому класу порід-колекторів за класифікацією А.А. Ханіна [2]. Окрім цього, за колекторськими властивостями продуктивні відклади дашавської світи за вмістом пісковиків можна розділити на дві групи.

На Хідновицькому родовищі до першої групи належать продуктивні відклади горизонтів НД-2, НД-3, НД-5 південно-східної периклінальної частини структури. Літологічно тут переважають середньо- та високопористі породи-колектори, які на діаграмах електрометрії

виділяються високими значеннями питомого електричного опору від 29 Ом·м до 35 Ом·м. До другої групи відносять продуктивні відклади горизонтів НД-2 і НД-5 північно-західної частини структури. Відклади цієї групи складені середньопористими пісковиками і алевролітами. Пісковики займають другорядне місце. Глинисті алевроліти і піщано-алевролітистії глини не відносяться до промислових колекторів. На діаграмах електричного каротажу такі породи-колектори виділяються менш чітко і мають неоднозначність при їх визначенні.

Враховуючи складність геологічної будови сарматського та гелветського ярусів неогенової системи, нами проводились дослідження по встановленню основних причин зниження коефіцієнтів проникності ($K_{пр}$) порід-колекторів сарматського та гелветського ярусів при однакових достатньо високих значеннях коефіцієнтів пористості ($K_{п}$): (св. 5-Летня, глибина 1590 м, $K_{п}=19,7 \%$, $K_{пр}=824,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$); (св. 9-Летня, глибина 1588,5 м, $K_{п}=18,9 \%$, $K_{пр}=127,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$); (св. 28-Хідновичі, глибина 677,5 м, $K_{п}=14,8 \%$, $K_{пр}=231 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$); (св. 29-Хідновичі, глибина 1600 м, $K_{п}=16,1 \%$, $K_{пр}=389 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Із наведених вище глибин отримано притоки газу.

Як видно із розрахунків петрофізичних параметрів відбувається різка зміна коефіцієнта проникності, а як наслідок і зниження реальних дебітів видобутку газу із порід-колекторів однакового літолого-стратиграфічного комплексу неогенової системи. За результатами дослідження технологічних умов буріння нами встановлено, що у свердловинах, які використовували для приготування промивальної рідини хімічні реагенти, мало місце різке зниження коефіцієнтів проникнення порід-колекторів аж до їх повного закупорення.

При вирішенні оцінки впливу свердловинних умов на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів, слід, на нашу думку, поділити їх на групи, враховуючи геофізичні та петрофізичні параметри. Аналіз зазначених параметрів порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття підтвердив доцільність такого поділу досліджуваних колекторів на групи (табл. 1, 2).

На колекції зразків гірських порід, відібраних з продуктивних відкладів цих площ нами були проведені дослідження з визначенням впливу моделей фільтратів промивальних рідин на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів. Моделі фільтратів виготовлялись за даними подового аналізу компонентного складу реальних промивальних рідин, що використовувалися при розкритті продуктивних пластів на газоконденсатних родовищах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Модель фільтрату за кількістю мінеральних солей і основних хімрегентів (карбоксиметилцелюлози (КМЦ) і конденсованої сульфід-спиртової барди (КССБ)) відповідала їх середньому вмісту у промивальних рідинах. Окрім цього, з метою вивчення внесення дії добавок хімрегентів на фільтраційно-ємнісні

Таблиця 1 - Поділ порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття на групи за комплексом геофізичних параметрів

Виділена група порід-колекторів	Геофізичні параметри			
	P	$\Delta I\gamma$	$\alpha_{СП}$	ΔT , мкс/м
Перша група (III клас за А.А. Ханіним)	$\frac{26-105}{48}$	$\frac{0-0,04}{0,03}$	1	$\frac{224-243}{230}$
Друга група (IV-V клас за А.А. Ханіним)	$\frac{49-314}{166}$	$\frac{0-0,2}{0,1}$	$\frac{0,5-1}{0,8}$	$\frac{191-228}{207}$

Примітки: P - відносний електричний опір; $\Delta I\gamma$ - подвійний різницевий параметр радіоактивності; $\alpha_{СП}$ - відносна амплітуда самочинної поляризації; ΔT - інтервальний час розповсюдження повздовжніх пружних хвиль; **чисельник** - межі зміни величин; **знаменник** - середні значення величин.

Таблиця 2 - Поділ порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття на групи за комплексом петрофізичних параметрів

Виділена група порід-колекторів	Геофізичні параметри				
	$K_{ПВ}$, %	$K_{ПРЕФ}$, $\times 10^{-15}$, м ²	$K_{В.АД}$, кг/м ³	$K_{В.З}$, %	$R_{ЕФ}$, $\times 10^{-6}$, м
Перша група (III клас за А.А. Ханіним)	$\frac{12-19}{15,6}$	$\frac{10-200}{115}$	$\frac{1,9-5,6}{4,7}$	$\frac{8-14}{10,7}$	$\frac{2,8-9,7}{6,4}$
Друга група (IV-V клас за А.А. Ханіним)	$\frac{7-14}{9,9}$	$\frac{0,01-39}{4,1}$	$\frac{2,6-14,5}{8,6}$	$\frac{15-67}{33}$	$\frac{0,5-5,8}{4,2}$

Примітки: $K_{ПВ}$ - коефіцієнт відкритої пористості; $K_{ПРЕФ}$ - коефіцієнт ефективної проникності; $K_{В.АД}$ - коефіцієнт адсорбційної водонасиченості; $K_{В.З}$ - коефіцієнт залишкової водонасиченості; $R_{ЕФ}$ - ефективний радіус порових каналів; **чисельник** - межі зміни величин; **знаменник** - середні значення величин.

Таблиця 3 – Схема комплексу досліджень із вивчення впливу фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів

Номер етапу	Найменування дослідження	Мета дослідження
1	Вивчення петрофізичних і геофізичних параметрів на зразках гірських порід	Характеристика порід-колекторів за сукупністю літологічних, петрофізичних і геофізичних ознак. Поділ порід на групи.
2	Моделювання впливу фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів	Отримання експериментальних даних про вплив фільтратів бурових розчинів з добавками хімреагентів на зміну ефективної пористості та проникності порід-колекторів
3	Вивчення можливостей застосування петрофізичних і геофізичних досліджень для прогнозування закупорювання порід-колекторів у присвердловинній зоні	Розроблення методики оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у присвердловинній зоні за даними петрофізичних і геофізичних досліджень та апробація її на конкретному родовищі.

властивості порід, що вивчаються, зразки обробляли також фільтратом з відповідною мінералізацією, але без добавок вказаних вище хімреагентів.

Схема комплексу досліджень для вирішення поставленої задачі наведена в табл. 3.

Лабораторні дослідження виконувалися як в атмосферних умовах, так і в умовах, наближених до пластових. Методичні прийоми, пов'язані з вивченням петрофізичних властивостей зразків гірських порід у атмосферних умовах, змістовно викладено у працях багатьох вітчизняних та зарубіжних дослідників (Н.С. Гу-

док, В.Н. Кобранова, Н.І. Нефьодова, Е.А. Поляков, Л.І. Орлов та ін.).

Петрофізичні вимірювання в умовах, наближених до пластових, виконувалися за допомогою спеціально сконструйованої установки. Сьогодні застосовується велика кількість аналогічних типів установок в різних виробничих і науково-дослідних організаціях, загальним недоліком яких є значна похибка вимірювання електричного опору нафтогазоводонасичених зразків порід-колекторів, що пов'язано з великим і непостійним перехідним контактним електричним опором електродів.

З метою усунення цього недоліку розроблено спеціалізований кернотримач - один із основних вузлів пристроїв для дослідження зразків гірських порід [3]. Особливістю даного кернотримача є наявність двох додаткових складових електродів, кожний з яких складається з жорсткої металевої обойми і електропровідного та еластичного в умовах досліджень робочого агента. Розроблений кернотримач дає змогу досліджувати зразки гірських порід при ефективних тисках від 0,1 до 100 МПа і температурах - від 20 до 150°C. При цьому нагрівання кернотримача разом із зразком здійснюється в термостаті. Був поставлений спеціальний експеримент, в якому одні й ті самі зразки гірських порід з однаковим ступенем водонасичення вимірювались при рівних термобаричних умовах із застосуванням розробленого кернотримача та звичайним способом. Отримані результати підтвердили зменшення контактного електричного опору електродів до 30% при дослідженні нафтоводонасичених зразків гірських порід.

За допомогою вдосконаленого кернотримача вдалося провести точні масові визначення петрофізичних параметрів на зразках гірських порід та отримати достовірні дані для проведення розрахунків. Це дало змогу змоделювати початкові умови нафтогазонасичених порід при залишковій водонасиченості. Через певний проміжок часу на них впливали фільтратом бурового розчину шляхом продавлювання його через досліджувані зразки в кількостях, рівних 2-3 об'ємам кожного зразка. Для стабілізації фізико-хімічних процесів, які відбуваються у присвердловинній зоні пласта (ПЗП), зразки витримувались в бюксах при кімнатних умовах впродовж трьох місяців (середнього терміну контакту гірських порід із буровим розчином до проведення тампонажних робіт).

Оцінка впливу моделей фільтратів промишальних рідин на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей пісковиків проводилася наступним чином. Коефіцієнти залишкової водонасиченості, ефективної проникності і пористості зразків керну, визначалися традиційними способами. За результатами вимірювань обчислювались коефіцієнти, що відображають зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в зоні проникнення фільтратів промишальних рідин за формулами:

$$K_{3.1} = 1 - \frac{K_{П.ЕФ.1}}{K_{П.ЕФ}}, \quad (1)$$

$$K_{C.1} = 1 - \frac{K_{ПР.ЕФ.1}}{K_{ПР.ЕФ}}, \quad (2)$$

$$K_{3.2} = 1 - \frac{K_{П.ЕФ.2}}{K_{П.ЕФ}}, \quad (3)$$

$$K_{C.2} = 1 - \frac{K_{ПР.ЕФ.2}}{K_{ПР.ЕФ}}, \quad (4)$$

де $K_{3.1}$, $K_{3.2}$ - коефіцієнти закупорювання ефективного порового простору, відповідно, за рахунок проникнення фільтрату без та з добавками хімреагентів;

$K_{C.1}$, $K_{C.2}$ - коефіцієнти зниження ефективної проникності, відповідно, за рахунок проникнення фільтрату без та з добавками хімреагентів;

$K_{П.ЕФ}$, $K_{П.ЕФ.1}$, $K_{П.ЕФ.2}$ - коефіцієнти ефективної пористості порід-колекторів, насичених попередньо відповідно пластовою водою, фільтратом без хімреагентів та з добавками хімреагентів;

$K_{ПР.ЕФ}$, $K_{ПР.ЕФ.1}$, $K_{ПР.ЕФ.2}$ - коефіцієнти ефективної проникності порід-колекторів насичених попередньо відповідно пластовою водою, фільтратом без хімреагентів та з добавками хімреагентів.

Очевидно, що зниження ефективної проникності порід-колекторів для вуглеводнів є наслідком зміни структури й зменшення об'єму (закупорюванням) ефективного порового простору. У зв'язку із цим вивчення взаємозв'язку між коефіцієнтами, що характеризують ці величини, тобто між коефіцієнтом зниження проникності K_C та коефіцієнтом закупорювання ефективного порового простору K_3 представляє науковий і практичний інтерес. Для порід-колекторів, що досліджувалися, між цими величинами незалежно від того яким фільтратом викликано закупорювання ефективної пористості порід-колекторів, нами встановлено кореляційну залежність (рис. 2).

Графік, що представлений на рис. 2, наглядно показує як при незначному зниженні ефективного порового простору теригених гранулярних колекторів, виникають істотні зменшення ефективної проникності. Виходячи із цього можна константувати, що, в першу чергу, із процесу фільтрації виключаються вузькі пережими й звуження порових каналів, для повного закупорювання яких потрібна незначна кількість поглиненого фільтрату або його компонентів.

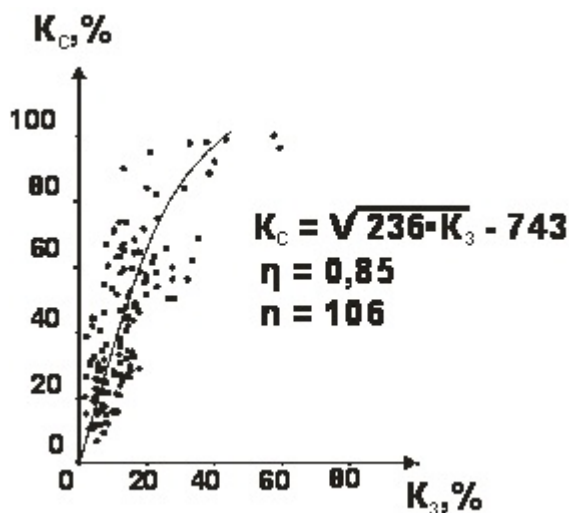


Рисунок 2 – Зв'язок зниження ефективної проникності (K_C) з закупорюванням ефективного порового простору (K_3) для пісковиків неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття

Таблиця 3 – Зміна фільтраційно-ємнісних властивостей виділених груп порід-колекторів неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття під дією фільтратів бурових розчинів

Кількість досліджених зразків порід	$K_{п.в}, \%$	$K_{пр.еф} \times 10^{15}, м^2$	$K_{в.з}, \%$	$C_{зл}, \%$	$Ref \times 10^{-6}, м$	$K_{з.2}, \%$	$K_{с.2}, \%$
24	Перша група порід-колекторів (III клас за А.А. Ханіним)						
	$\frac{12-19}{15,6}$	$\frac{19-200}{115}$	$\frac{8-14}{10,7}$	$\frac{1,2-17}{9,1}$	$\frac{2,8-9,7}{6,4}$	$\frac{3-19}{10,1}$	$\frac{19-54}{40,2}$
29	Друга група порід-колекторів (IV-V клас за А.А. Ханіним)						
	$\frac{7-14}{9,9}$	$\frac{0,01-39}{4,1}$	$\frac{15-67}{33}$	$\frac{3,7-35}{16,2}$	$\frac{0,5-5,8}{4,2}$	$\frac{10-56}{24,2}$	$\frac{27-100}{66,6}$

Примітки: **чисельник** - межі змін характеристик зразків гірських порід;
знаменник - середні значення характеристик зразків гірських порід

На практиці величина K_c може бути визначена при гідродинамічних дослідженнях продуктивних об'єктів у свердловинних, за даними яких іноді представляється можливість оцінити проникність самого пласта і його присвердловинної частини.

Результати досліджень керна матеріалу свідчать, що досліджувані породи-колектори мають певну адсорбційну здатність, яка обумовлена наявністю в цементі пісковиків і на самих зернах скелету деякої кількості глинистого матеріалу, що надає поровій поверхні порід-колекторів в основному гідрофільний характер. Тому проникнення в породи води меншої мінералізації у порівнянні з пластовою (навіть без добавок хімреагентів) призводить до збільшення товщини плівки зв'язаної води, а отже – до погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів (зменшується їх ефективна пористість на величину $K_{з.1}$ та знижується ефективна проникність на величину $K_{с.1}$). Від адсорбційної здатності поверхні порових каналів залежить також зниження фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід при проникненні в них фільтратів промивальних рідин з добавками хімреагентів (рис. 3).

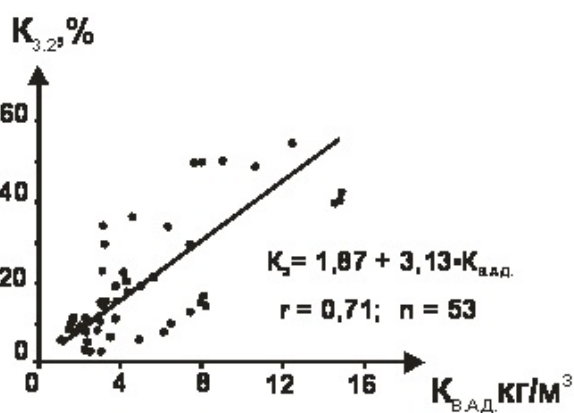


Рисунок 3 – Зв'язок закупорювання ефективного порового простору ($K_{3,2}$) з адсорбційною водонасиченістю ($K_{в.ад}$) для пісковиків неогенових відкладів Летнянської та Хідновицької площ Прикарпаття.

У табл. 3 для виділених груп порід-колекторів наведені середні значення закупорювання, які свідчать про те, що слабопроникні, низькопористі породи-колектори другої виділеної нами групи, які характеризуються підвищеною адсорбційною здатністю, більше піддалися згубному впливу фільтратів промивальних рідин. Ці породи при тривалій дії на них фільтратів з добавками таких хімреагентів як КССБ і КМЦ можуть повністю втратити свою фільтраційну здатність, яка не поновлюється навіть при репресіях 10-15 МПа.

Нами встановлено також, що на початковій стадії закупорювання ефективного порового простору гірських порід фільтратом промивальної рідини зменшення її ефективної пористості на 5% може викликати зниження ефективної проникності до 24% (див. рис. 2).

Отже, із двох розглянутих величин, що характеризують погіршення колекторських властивостей гірських порід коефіцієнт K_c , який характеризує зменшення проникності, є більше чутливішим, чим коефіцієнт закупорювання ефективного порового простору K_3 .

Дієздатність методики прогнозування закупорювання присвердловинної зони пластів-колекторів підтверджуються також результатами випробування нафтогазових об'єктів. У пластах з позитивною характеристикою про їх продуктивність, але з підвищеними значеннями коефіцієнтів закупорювання ефективного порового простору ($K_3 > 17\%$) припливів вуглеводневої продукції не отримано зовсім або отримані досить незначні.

Апробація розробленого нами методу оцінки закупорювання колекторів на конкретних нафтогазових родовищах відображає його високу ефективність. Прогнозні коефіцієнти зниження ефективної проникності мають кореляційний зв'язок з тими геофізичними параметрами, які характеризують (або залежать) від пористості, мінерального складу та мінералізації пластового флюїду (рис. 4, 5).

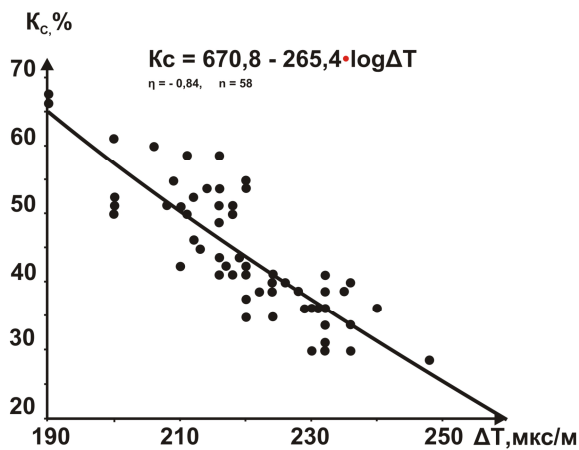


Рисунок 4 - Зв'язок коефіцієнта зниження ефективної проникності присвердловинної зони пластів-колекторів з інтервальним часом поширення поздовжніх пружних хвиль ΔT

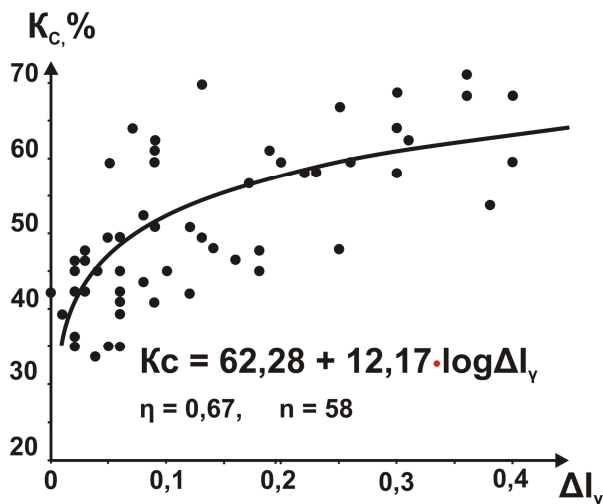


Рисунок 5 - Зв'язок коефіцієнта зниження ефективної проникності присвердловинної зони пластів-колекторів з подвійним різницею параметром радіоактивності ΔI_{γ}

Висновки

За результатами комплексного вивчення адсорбційних та інших літолого-петрофізичних властивостей гірських порід розроблено методику поділу теригенних порід-колекторів на групи, що відрізняються здатністю до закупорювання під впливом промивальних рідин.

Проникаючий у породу фільтрат промивальної рідини з хімреагентами КССБ і КМЦ призводить до погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів залежно від їх пористості, залишкової водонасиченості та проникності, що підтверджується наявністю кореляційних зв'язків між коефіцієнтами закупорювання та фільтраційно-ємнісними властивостями досліджуваних порід-колекторів.

Адсорбційна водонасиченість гірських порід, є величиною, що характеризує здатність порової поверхні порід адсорбувати різні речовини, у тому числі і компоненти фільтрату промивальної рідини. Це дає змогу використувати встановлену характеристику для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів та визначення ступеню закупорювання її ефективного порового простору під впливом проникних в породу фільтратів промивальних рідин.

Література

- 1 Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В.О. Федішин. – Київ.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
- 2 Ханін А.А. Породы-колекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханін. – М.: Недра, 1969. – 365 с.
- 3 А.с. 1298367 СССР, МКл Е 21 В 49/00 Устройство для исследования нефтегазоводонасыщенных кернов / А.А. Гаранин (СССР). – № 3929206/22-03; заявл. 04.06.85; опубл. 23.03.87. Бюл. № 11.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.01.14

Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Максимчуком В.Ю.**
(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. С.І Субботіна НАН України, м. Львів)