

ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ З ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

А.В. Локтєв

Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІГаз),
61010, м. Харків, Червоношкільна набережна, 20, e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net

На даний час ріст попиту на природний газ змушує дослідників шукати особливі підходи для виявлення покладів вуглеводнів у піщано-глинистій товщі неогену Закарпатського прогину, при цьому важливо враховувати не тільки критерії піщаності, а й пісковитості порід.

У багатьох нафтогазоносних регіонах світу в глинистих породах, які можуть бути покривками, відкрито промислові поклади вуглеводнів. Як приклад, поклади нафти і газоконденсату в баженівській світі юрських відкладів Середнього Приоб'я Росії, у піщано-глинистих товщах олігоцену нафтогазоносного басейну Середньої і Верхньої Магдалени Колумбії, в майкопських глинах Скіфської плити, а також у тонкошаруватій піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність в них диференціації псамітової фракції, яка була названа пісковитістю та визначена шляхом встановлення зміни дисперсної розсіяності псамітів за розрізами свердловин, на відміну від піщаності, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Світовий і вітчизняний досвід проводки горизонтальних свердловин свідчить про те, що їхнє застосування дозволяє помітно поліпшити технологічні показники розробки низькопроникних порід-колекторів у тонкошаруватих піщано-глинистих пачках. Пропонується як приклад провести експериментальне буріння свердловини Х-Арданівська і Х-Буштинська з їх викривленням, починаючи з глибини 900 м і 400 м з подальшим бурінням в горизонтальному напрямку, на відстань 250-300 м від вертикального стовбура з подальшим застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

Результати експлуатації горизонтальних свердловин дають підстави вважати, що технологія розробки нафтогазових площ України може дати значний економічний ефект. Це можливо тільки внаслідок накопичення достатнього досвіду і проведення спеціальних науково-дослідних робіт.

Ключові слова: пісковитість, фракції, псаміти.

На сегодня возрастающее потребление природного газа вынуждает исследователей искать особенные подходы к выявлению залежей углеводородов в песчано-глинистых толщах неогена Закарпатского прогиба, при этом важно учитывать не только критерии песчаности, но и песковатости пород.

В многочисленных нефтегазоносных регионах мира в глинистых породах, которые могут быть покрывками, выявлены промышленные залежи углеводородов. Например, залежи нефти и газоконденсата в баженовской свите юрских отложений Среднего Приобья России, в песчано-глинистых толщах олигоцена нефтегазоносного бассейна Средней и Верхней Магдалены Колумбии, в майкопских глинах Скифской плиты, а также в тонкослоистой песчано-глинистой толще неогена Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

Главным критерием перспектив газоносности тонкослоистых песчано-глинистых пачек считается наличие в них дифференциации псаммитовой фракции, которая была названа песковатостью и установлена путём определения изменения дисперсной рассеяности псаммитов в разрезах скважин, в отличие от песчаности, когда изучаются только монолитные песчаные шари. Мировой и отечественный опыт бурения горизонтальных скважин говорит о том, что их внедрение позволит значительно улучшить технологические показатели разработки низкопроницаемых пород-коллекторов в тонкослоистых песчано-глинистых пачках. Предлагается провести экспериментальное бурение скважины Х-Ардановская и Х-Буштинская с искривлением, начиная с глубины 900 м и 400 м, с дальнейшим бурением в горизонтальном направлении на расстоянии 250-300 м от вертикального ствола с последующим применением гидроразрыва пласта через каждые 25 м.

Результаты эксплуатации горизонтальных скважин дают основания считать, что технология разработки нефтегазовых площадей Украины может дать значительный экономический эффект. Это возможно только на базе накопления достаточного опыта и проведения специальных научно-исследовательских работ.

Ключевые слова: песковитость, фракции, псаммиты.

Increase in natural gas demand makes the researchers to look for special approaches solutions to finding out discover hydrocarbon deposits in the Neogene sediments of the Transcarpathian depression.

The commercial deposits of hydrocarbons have been discovered in a lot of oil and gas bearing regions of the world which can be in the form cap rocks. As an example of it there are oil and gas condensate deposits in Bazhenovsk suite of Jurassic sediments of Middle Priobye in Russia, in the sand-clay Oligocene thicknesses of Middle and Upper Magdalena basin in Columbia, in Maikop sediments of Skif platform and also in laminated sand – clay piles of the Outer zone of the Carpathian Foredeep in Ukraine.

The main criterion of oil & gas bearing perspectives is the availability of psammit fraction differentiation, which was called "sandiness" and figured out by determining the change of the psammit disperse scattering according to the well cross-section on the contrary to the "sandanity" when only monolith sand layers are been studied. Domestic and world experience of horizontal well drilling testifies that their application allows to substantially increase technological indices of developing low-permeable reservoir-rocks in thin-layered sand-clay piles. The experimental drilling of X-Ardanivsk and X-Bushtyno deviation wells is suggested to be carried out with the further drilling

in horizontal direction at the distance of 250 – 300m from the vertical borehole with the next application of hydrofracturing.

The results of horizontal wells operation give us the possibility to support that the technology of oil and gas bearing areas of Ukraine can give substantial economic result. It is possible only on the basis of storing sufficient experience and special research works.

Key words: sandiness, fraction, psamits.

Вступ

На даний час ріст попиту на природний газ змушує дослідників шукати особливі підходи до виявлення покладів вуглеводнів (ВВ) у піщано-глинистій товщі неогену Закарпатського прогину. При цьому важливо враховувати не тільки критерії піщаності, а й пісковитості порід.

Всупереч загальноприйнятим поглядам про те, що глинисті породи можуть бути покришками, в багатьох нафтогазоносних регіонах світу в цих породах відкрито промислові поклади ВВ. Як приклад, можна вказати на встановлені значні запаси нафти і газоконденсату в аргілітовій товщі баженівської світи юри Середнього Приоб'я Росії, у піщано-глинистих товщах олігоцену нафтогазоносного басейну Середньої і Верхньої Магдалени Колумбії, в майкопських глинах Скіфської плити, а також на поклади газу у тонкошаруватій піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Тому ретельне вивчення піщано-глинистих товщ, визначення основних показників нафтогазоносності та встановлення особливостей їх дорозвідки (наприклад тонкошаруваті піщано-глинистої товщі неогенових відкладів Закарпатського прогину) є дуже важливою проблемою й для України – держави з дефіцитом власних вуглеводневих енергетичних ресурсів, які задовольняють її потреби у газі лише на 22-25%, а у нафті – на 10-12%. Слід зазначити, що вказане значною мірою впливає на загальний розвиток промисловості України. Тому геолого-промислові дослідження, що сприятимуть приросту запасів вуглеводнів та збільшенню їх видобутку на відомих родовищах нафти і газу, а також відкриттю нових скупчень вуглеводнів, мають стратегічне значення.

У зв'язку із сказаним вище, для вирішення проблеми дорозвідки піщано-глинистих товщ на промислову газоносність слід використовувати новий підхід, який би базувався не тільки на вивченні загальноприйнятих ознак (наявність сприятливих для накопичення вуглеводнів структурних форм, порід-колекторів, покришок), але й включав би нові критерії перспективності безпосередньо в розрізах пробурених свердловин [1,2,3,4,5,6].

Про те, що глинисті породи-покришки в певних геологічних умовах мають властивості не тільки флюїдоупорів, а можуть ще й накопичувати і віддавати флюїди (у тому числі і газ) вказували у 1977 р. В.В. Глушко і С.С. Круглов [1].

Слід відмітити, що в Закарпатському прогині відомі поклади вугілля, які залягають там у вигляді смуги, що простягається майже на

125 км у південно-східному напрямку від міста Ужгород. Пласти вугілля розміщені у відкладах верхнього тортону, середнього сармату і панон-левантину.

Як видно на рисунку 1, на карті розподілу теплового потоку на території Західної України спостерігаються підвищені його значення, що може зумовлювати підвищення інтенсивності метаморфічних перетворень бітумів з виділенням горючого газу. Крім цього, в тортон-сарматських відкладах повсюдно зустрічаються скам'янілі рослинні залишки [7].

Виклад основного матеріалу

У 2002-2004 рр. в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу під час проведення науково-дослідних робіт по темі ГМ-20 стосовно виявлення причин пропускання продуктивних горизонтів газу в піщано-глинистій товщі неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, були зроблені висновки, що в цій зоні промислові припливи газу можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних порід-колекторів, а, за певних умов, і з глинистих порід [8].

Справа в тому, що у піщано-глинистих товщах піщаність глини довший час розглядалась як відношення суми всіх піщаних пластів до загальної її товщі. Піщані пласти і їх перспективність на газ в розрізах піщано-глинистих товщ добре діагностуються методами ГДС, за результатами чого в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину було відкрито багато газоносних горизонтів саме у монолітних шарах пісковиків. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також велика кількість інтервалів, які є тонкошаруватими глинистими пачками з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. Такі піскуваті глинисті пачки за існуючими методами ГДС виділити дуже важко. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вміщуючих глинистих порід, у результаті цього в Передкарпатті було пропущено багато промислових газоносних горизонтів.

Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність в них диференціації псамітової фракції, яка була нами названа пісковитістю, на відміну від піщаності, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Було встановлено, що критерій диференціації піщаності фракції в піщано-глинистій пачці найкраще визначити шляхом ретельного дослідження шламів, що постійно виносяться на поверхню у процесі буріння свердловин. На відміну від керну, його можна досліджувати по всьому розрізу. При

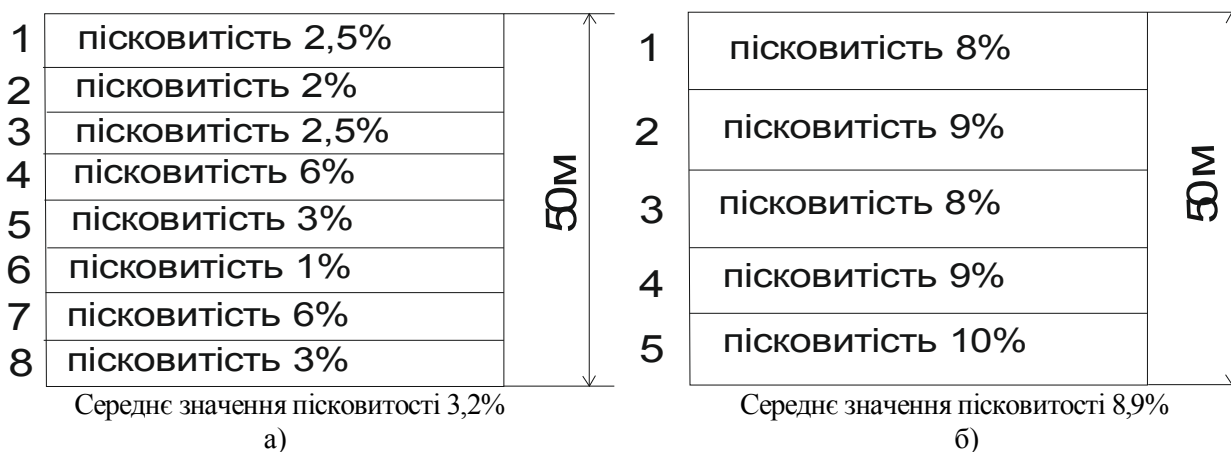


Рисунок 1 – Карта інтенсивності теплового потоку території західної України (за В.В.Гордієнко)

розмиванні піщано-глинистих порід у процесі буріння слід застосовувати досліджування на пісковитість проби промивальної рідини, що виходить з свердловини на поверхню [7, 8, 9].

Формування газових покладів в окремих прошарках піщано-глинистих пачок здійснюється за такою схемою: там, де пісковитість вища в пластах і прошарках, останні набувають властивостей природних резервуарів, так як ці пласти і прошарки опиняються серед шарів глин, які практично не володіють проникністю. У прошарки з підвищеною пісковитістю витис-

куються флюїди із вміщуючих глинистих порід. Далі проходить гравітаційне розділення флюїдів в прошарках з відносно високою пісковитістю. За сприятливих структурних умов або за наявності лінз, виклинювання пластів тощо у таких шарах і прошарках формуються газонасні горизонти, де, як правило, присутні підшовні води. Такі газонасні тонкошаруваті пачки, у яких, крім вуглеводневого накопичення, є пластові води, отримали в літературі образну назву «листового пирога». Саме тому, під час експлуатації газонасних горизонтів у піщано-глини-



а – середнє значення пісковитості 3,2%, завдяки її диференціації, прошарки 4 і 7 можуть бути природними резервуарами; б – середнє значення пісковитості 8,9%, але її диференціація дуже мала, і тому природних резервуарів у цій пачці, сприятливих для вбирання в себе флюїдів із вміщуючих порід з послідовною диференціацією за густиною і формування газових покладів, тут немає

Рисунок 2 – Теоретична модель впливу пісковитості в тонкошаруватих пачках піщано-глинистих товщ на можливість знаходження в них умов для вуглеводневого накопичення

стих товщах завжди із свердловини спочатку надходить чистий газ, а потім газ із водою. У зв'язку з вищенаведеним, до процесу пошуків і розвідки покладів ВВ у піщано-глинистих товщах потрібен особливий підхід. Він полягає у виявленні не тільки піщанистості, але й що важливо, ступеня дисперсно-розсіяних псамітів в окремих прошарках тонкошаруватих пачок глинистих товщ, тобто пісковитості. Шляхом вивчення тонкошаруватих пачок у піщано-глинистій товщі неогену Передкарпаття (на даний час у розрізах старих промислових площ) було виділено понад 150 перспективних на газ об'єктів [9].

При плануванні пошуків, розвідки і видобування газу з неогенових відкладів Закарпатського прогину шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщанистості, а й пісковитості порід. На рис. 2 наводиться теоретична модель формування газонаосних горизонтів, що характеризуються підвищеною пісковитістю.

Слід відзначити, що на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину наведена вище теоретична модель газонакопичень в окремих шарах і прошарках піщано-глинистих товщ неогену знайшла підтвердження: на старих промислових площах, навіть при бурінні вертикальних свердловин були відкриті нові поклади газу. Прикладом можуть служити одержані промислові припливи газу на площах Хідновичі (горизонти ВД-14 і НД-8), Макунів (горизонт ВД-14), Дашава-Кадобно (горизонт НД-3) та інші [9, 10].

Для підтвердження теоретичної моделі газонакопичень в окремих шарах і прошарках при застосуванні буріння горизонтальних свердловин за американською технологією в неогенових відкладах Закарпатського прогину теж можуть бути одержані набагато більші припливи газу порівняно з бурінням вертикальних свердловин. Тому в Закарпатському прогині

доцільно провести геолого-геохімічні дослідження для вибору перспективних ділянок з метою видобування газу горизонтальними свердловинами [11].

Завдяки підвищенню продуктивності свердловин і нафтогазоконденсатовилучення буріння горизонтальних свердловин широко застосовуються в розрізах нафтогазових родовищ у різних нафтогазоносних провінціях світу. У відповідних геологічних умовах буріння (пласти малої товщини, низької проникності за рахунок збільшення поверхні фільтрації, з вертикальною тріщинуватістю, з підшовною водою і т. ін.) горизонтальні свердловини забезпечують економічну доцільність і рентабельність при розвідці і експлуатації родовищ. Світовий і вітчизняний досвід провідки горизонтальних свердловин свідчить про те, що їхнє застосування дозволяє помітно поліпшити технологічні показники розробки низькопроникних порідколекторів, а в деяких випадках перевести умовно балансові та позабалансові запаси ВВ у балансові; зокрема, темпи відбору ВВ з горизонтальних свердловин у порівнянні із вертикальними підвищуються в 3–5 раз, збільшуються дебіти, скорочуються терміни розробки як на старих, так і на нових площах. Перевагою горизонтальних свердловин є те, що вони можуть буритись з доступного району під площу з гірським рельєфом, міськими спорудами і в умовах необхідності збереження екології території під руслами річок та озер. Довжина горизонтальної частини у більшості випадків знаходиться в межах 200-500 м, існує і багато прикладів довших горизонтальних стовбурів – 800-1000 м.

Із наведених даних в таблиці 1 порівняно дебіти горизонтальних свердловин з дебітами вертикальних [12].

Як видно з таблиці 1, продуктивність горизонтальних свердловин багаторазово перевищує продуктивність вертикальних, а високі позитивні результати підтвердили технічну мож-

Таблиця 1 – Результати розкриття нафтових пластів горизонтальними свердловинами (за J.F. Giannesini), які пробурені різними зарубіжними фірмами

Місце знаходження свердловин	Компанія	Довжина горизонтальної частини стовбура, м	Результати порівняння
Мічіган (США)	«Grand-Well Oil»	76	Дебіт попередньо непродуктивної свердловини 97,5 м ³ /добу нафти і 17,2 тис. м ³ /добу газу
Юта (США)	«Skyline-Oil»	67 і 145 (два горизонтальних стовбура)	3 попередньо непродуктивних свердловин за 2 роки видобуто 13,5 тис.т нафти
Данія	«Maersk»	460-760	Початкові дебіти у 2-4 рази вищі, ніж у вертикальних свердловин
Британський сектор Північного моря	«British Petroleum»	565	При випробуванні одержано 955 м ³ /добу нафти (набагато вище за дебіти вертикальних свердловин)
Уїллістонський басейн (США)	«Meridian»	610-1000	Одержані дебіти 41-44 м ³ /добу нафти і 9,5 тис. м ³ /добу газу (у вертикальних свердловинах 9,5 м ³ /добу нафти і 1000 м ³ /добу газу)
Прадхо-Бей, Аляска (США)	«Standard-Alasko-Production»	300-490	Початкова продуктивність в середньому у 3,5 рази вища, ніж у вертикальних свердловинах
Яванське море (Індонезія)	«Arco»	300-760 (тонкий пласт)	Коефіцієнт продуктивності в середньому у 5,4 рази вищий, ніж для вертикальних свердловин

лівість і технологічну ефективність застосування бокових горизонтальних стовбурів у діючих свердловинах, однак з незрозумілих причин цей спосіб максимального вилучення ВВ не одержав подальшого широкого розвитку в Україні.

Як приклад розглянемо розрізи Арданівської (рис. 3) і Буштинської площ (рис. 4), розташованих у межах Чоп-Мукачівської і Солотвинської западини Закарпатського прогину.

Арданівська площа розташована в межах Чоп-Мукачівської западини, на південний схід від Русько-Комарівського газового родовища, де пробурені свердловини № 1-Арданівська і № 3-Залужська, які досягли глибин 2206 м і 2700 м. В товщі неогенових відкладів інтервал залягання солотвинської світи розкритий в інтервалі глибин 1100 – 1350 м, який за даними промислово-геофізичних досліджень є найбільш перспективним. За результатами геолого-геохімічних досліджень $\Gamma_{\text{сум}}$ в процесі буріння свердловин складав 0,3-2,0 %.

Пропонується провести експериментальне буріння свердловини Х- Арданівська, з її викривленням, починаючи з глибини 900 м з подальшим бурінням в горизонтальному напрямку, на відстань 250-300 м від вертикального стовбура з подальшим застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

У межах Буштинської площі, яка розташована в межах Солотвинської западини на північний схід від Солотвинського газового родовища, за даними структурно-пошукового буріння товща порід солотвинської світи представлена темно-сірими аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків, туфітів товщиною до 1-

2 м. Газонасиченість туфо-піщаних горизонтів солотвинської світи (табл. 2) доведена випробуваннями свердловини № 1-Грушів та задокументованими газопроявами під час буріння структурно-пошукових свердловин № 11-Тячів, 10-Тересва, 40-Колодно.

Слід також зазначити, що товщина відкладів солотвинської світи (рис. 4) в межах Буштинської площі, де пробурені дві свердловини № 1-Буштинська і № 5-Буштинська, становить 500-850 м, зменшуючись в північно-західному напрямку. Відповідно буде змінюватись по площі і характер літологічного заповнення товщі солотвинської світи. За результатами геолого-геохімічних досліджень $\Gamma_{\text{сум}}$ у процесі буріння свердловин підвищувалося до 15 %.

За електрокаротажними характеристиками відклади солотвинської світи відрізняються від підстилаючих (верхньотереблянських) більш вираженою диференціацією кривих позірною опорю від 2-5 Ом до 8-12 Ом. Туфо-піщані горизонти відбиваються за характерним різким зміщенням кривих потенціалу в бік від'ємних значень і питомими опорами до 3 Ом.

Тут також пропонується провести експериментальне буріння свердловини Х-Буштинська, з її викривленням, починаючи з глибини 400 м з подальшим бурінням в горизонтальному напрямку на відстань 250-300 м від вертикального стовбура з наступним застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

Розглянувши як приклади розрізи порідколекторів солотвинської світи піщано-глинистої товщі неогену Закарпатського прогину, доцільно приймати один із варіантів як віднов-

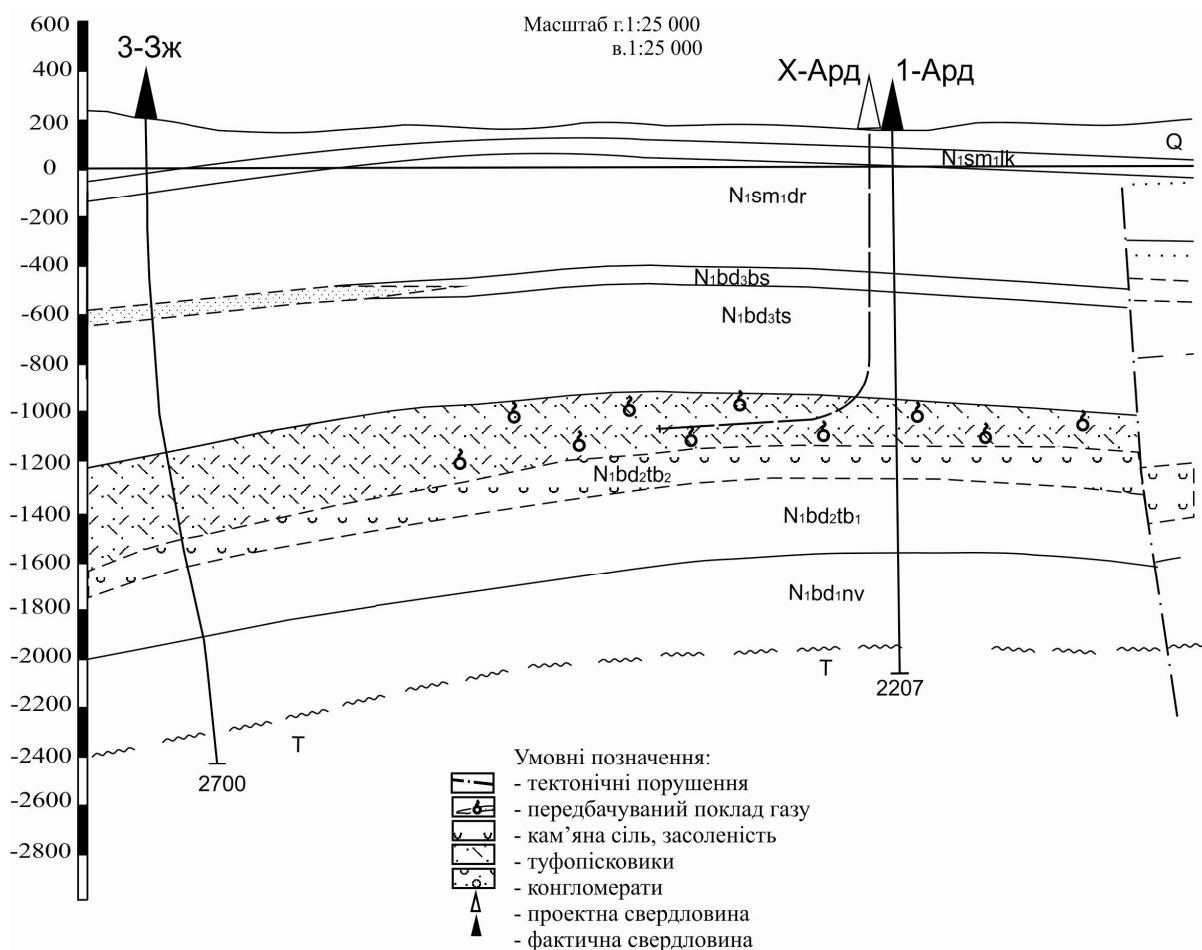


Рисунок 3 – Геологічний профіль Арданівської площі (Склали: Локтєв А.В., Русиняк Р.П.)

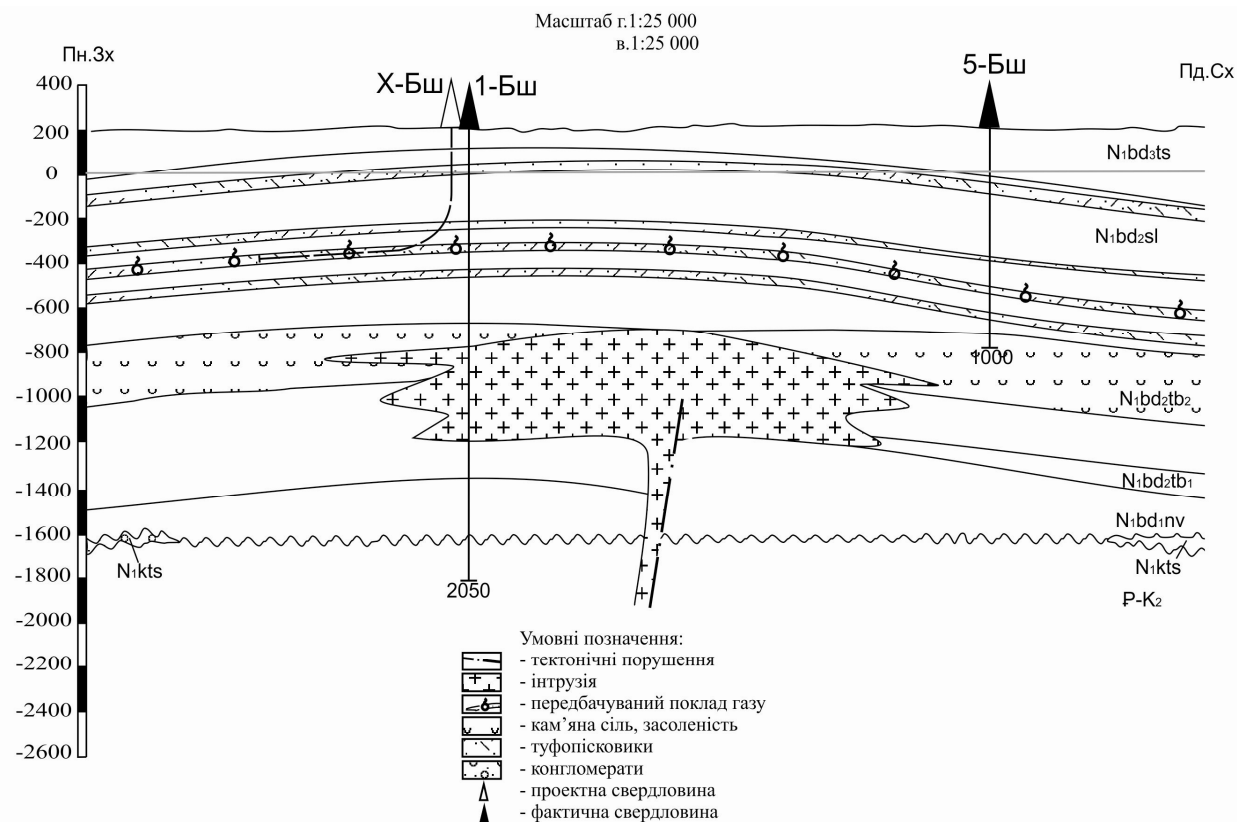


Рисунок 4 – Геологічний профіль Буштинської площі (Склали: Локтєв А.В., Русиняк Р.П.)

Таблиця 2 – Результати випробування свердловин у відкладах Солотвинської світи неогену Закарпатського прогину (склав Локтєв А.В.)

Свердловина	Інтервал випробування, м	Результати випробування
11-Тячів	570-600 640-750	Газопрояви у процесі буріння свердловини
10-Тересва	302-305 866-870 1054-1056 1108-1110	Газонасичені за результатами ГДС
8-Тересва	950-955	Водопрояви під час буріння свердловини
25-Тересва	410-430 590-690	
40-Колодно	1328-1338 1570-1575	газонасичені за даними ГДС та газопрояви під час буріння свердловини
1-Грушів	1810-1760 1733-1703 1413-1400 1290-1250	$Q_r=1,6$ тис.м ³ /д, $P_{пл\ 1730}=170$ атм приплив газу, довжина факелу 0,5 м приплив глинистого розчину, $Q=0,7$ м ³ /14год приплив глинистого розчину з газом

лення неглибоких свердловин пробурених та ліквідованих в минулому глибиною до 2000 м. Також слід розглядати варіант буріння нової свердловини, оскільки затрати на підготовку старої свердловини до відновлення мало відрізняються від початкової вартості.

Загалом доведено, що продуктивність горизонтальної свердловини залежить від її довжини. Практично оптимальна довжина знаходиться в межах 400-500 м.

Що стосується технологічного комплексу робіт у процесі буріння горизонтальних свердловин, то тут особливу увагу слід приділити типу бурових розчинів, здатних попередити ускладнення під час буріння на задану довжину. Це можливо тільки на базі накопичення достатнього досвіду і спеціальних науково-дослідних робіт.

Висновки

Отже, виходячи з вищенаведеного, слід зазначити, що результати експлуатації горизонтальних свердловин дають підстави вважати, що технологія розробки нафтогазових родовищ України може дати значний економічний ефект [12].

У разі успішності експерименту (отримання промислових припливів газу), можна буде розглянути проведення аналогічних робіт в неогеновій товщі порід на інших площах Закарпатського прогину при цьому враховувати не тільки критерій піщаності, а й пісковитості порід.

Настає час кардинально змінити ставлення до наявних запасів ВВ на старих родовищах, що розробляються, так і на нових, оскільки Україна має гостру потребу в цих енергоносіях, а закупає їх надто дорого, замість того, щоб менше витратити кошти на освоєння запасів ВВ. Без створення відповідних умов видобуток своїх ВВ щороку зменшуватиметься, а залежність України від везення ВВ з Росії та інших держав зростатиме.

Література

1 Глушко В.В. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат / В.В. Глушко, С.С. Круглов. – Киев: Наук. думка, 1977. – С. 171.

2 Орлов О.О. Нафтогазопромислова геологія: підручник / Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г., Трубенко О.М., Чорний М.І. – Київ: Наук. Думка, 2005. – 426 с.

3 Сеньковський Ю. Геологічна палеоокеанографія океану Тетис (Карпато-Чорноморський сегмент) / [Сеньковський Ю., Григорчук К., Гнідець В., Колтун Ю.]. – Київ: Наук. думка, 2004. – 171 с.

4 Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат; под редакцией В.В. Глушко и С.С. Круглова. – М.: Недра, 1971. – 343 с.

5 Семенович В.В. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: Альбом-справочник / В.В. Семенович. – М.: Недра, 1982. – 187 с.

6 Прошляков Б.К. Литология и литолого-фациальный анализ / Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов. – М.: Недра, 1982. – 283 с.

7 Снарский А.Н. Рассеяное органическое вещество как возможный источник газа в торто-сарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба / А.Н. Снарский, Б.И. Маевский, А.А. Орлов // Материалы респ. н.-т. конференции, Ивано-Франковск, 6-8 окт. 1970 г. – Ивано-Франковск, 1970. – С. 20-22.

8 Орлов О.О. Формування газових покладів в тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / О.О. Орлов, А.В. Локтєв, О.М. Трубенко та ін. // Матеріали 8-ої міжнародної н.-пр. конференції «Нафта і Газ України-2004», 29.09-01.10 2004. – Судак: УНГА, 2004. – С. 215-218.

9 Локтев А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: автореф. дис. ... канд. геол. наук. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. – 23 с.

10 Патент на корисну модель G01v3/00: Спосіб визначення перспективних на нафту і газ колекторів у піщано-глинистих товщах за даними псамітовості / [О.О. Орлов, В.В. Пилипів, А.В. Локтев та ін.]. – Київ: Укрпатент, 2005, бюл. № 8. – 4 с.

11 Орлов О.О. Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього / Орлов О.О., Омельченко В.Г., Локтев А.В. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2012. – С. 33-52.

12 Мислюк М.А. Буріння свердловин. Т.3: Вертикальне та скероване буріння / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
06.02.13*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол.-мінерал. наук Щербою О.С.
(ГТГК НАН України, м. Львів)*

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ УМОВ СЕДИМЕНТАЦІЇ У ПРОЦЕСІ ФОРМУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ФОРМИ ГЕОФІЗИЧНИХ КРИВИХ

І.О. Федак, В.А. Старостін, Я.М. Коваль, А.О. Сінцова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

Достовірність геологічних моделей, покладених в основу проведення геологорозвідувальних робіт, є запорукою ефективності розроблення нафтогазових родовищ. Базою для побудови таких моделей є дослідження процесів накопичення осади. Седиментологічний аналіз має великі можливості для виявлення закономірностей розповсюдження колекторів і прогнозування їх характеристик. Але не завжди є достатня кількість інформації, яка може дати уяву про генетичну природу відкладів на рівні пластів. Це пов'язано з поганим представленням геологічних розрізів свердловин керновим матеріалом і стосується, перш за все, поліфаціальних середовищ. Дана робота продовжує розвиток напрямку дослідження умов накопичення осади на основі аналізу геофізичних кривих. Нами для седиментологічного аналізу відкладів Семенівського нафтового родовища використано криві гамма-каротажу та на його основі побудовані уточнені схеми, які відображають динаміку зміни умов накопичення осади у періоді формування продуктивних пачок.

Ключові слова: седиментація, фація, геологічна модель, гамма-каротаж, геофізична крива, продуктивна пачка.

Достоверность геологических моделей, положенных в основу проведения геологоразведочных работ, является залогом эффективности разработки нефтегазовых месторождений. Базой для построения таких моделей является исследование процессов осадконакопления. Седиментологический анализ имеет большие возможности для выявления закономерностей распространения коллекторов и прогнозирования их характеристик. Однако не всегда есть достаточное количество информации, по которой можно судить о генетической природе отложений на уровне пластов. Это связано с плохим представлением геологических разрезов скважин керновым материалом и касается прежде всего полифациальных сред. Данная работа продолжает развитие направления исследования условий осадконакопления на основе анализа геофизических кривых. Нами для седиментологического анализа отложений Семеновского нефтяного месторождения использованы кривые гамма-каротажа, и на его основе построены уточненные схемы, отображающие динамику изменения условий осадконакопления в периоды формирования продуктивных пачек.

Ключевые слова: седиментация, фация, геологическая модель, гамма-каротаж, геофизическая кривая, продуктивная пачка.

The reliability of geological models underlying the exploration works is the key to the effectiveness of oil and gas fields development. The basis for the creation of such models is to study the processes of sediment accumulation. Sedimentological analysis has great potential to identify the regularities of reservoirs distribution, and predict their characteristics. But not always there is a sufficient amount of information that can give an idea of the genetic nature of the sediments at the formation level. This is due to a poor representation of core material from geological sections of wells and relates primarily to polyfacies environments. This work continues the development of research in terms of sediments accumulation by analyzing geophysical curves. We used curves of gamma logging for sedimentological analysis of Semenivske oilfield deposits and on its basis we built revised schemes that reflect the dynamics of changing sediment accumulation conditions during the productive packets formation.

Keywords: sedimentation, facies, geological model, gamma logging, geophysical curve, productive packets.

Основна частина нафтогазових родовищ України в наш час знаходиться на межі виснаження, що супроводжується різким обводненням продуктивних горизонтів і, відповідно, зниженням ефективності видобування нафти і газу. Дієвість заходів, спрямованих на зменшення кількості води у продукції, яку видобувають, багато у чому залежить від точності інформації про геологічну будову нафтогазового родовища та фільтраційно-ємнісні характеристики продуктивних пластів-колекторів.

На останніх стадіях розроблення нафтогазових родовищ, як правило, у розпорядженні інженерів наявна максимальна кількість геолого-геофізичної інформації, що дає змогу уточнити параметри геологічних тіл – вмістилищ

нафти і газу. Роботи з деталізації геологічних моделей, якими описується будова родовища, вимагає індивідуального підходу до кожного окремого об'єкту. Першочергове значення при цьому має встановлення фаціальної природи піщаних тіл. Тому виникає необхідність в уточненні (а в деяких випадках – частковому переосмисленні) їх будови, складу, морфології, умов формування, закономірностей просторового розміщення, характеру залягання, зміни фізичних властивостей тощо. У зв'язку з цим дана робота набуває неабиякої актуальності.

Для поняття “піщаного тіла” існує декілька визначень. Петтіджон Ф., Поттер П., Сівер Р. [1] трактують його як єдине, сформоване з органічно зв'язаних частин тіло, яке мо-

жна картувати. В.С. Муромцев [2] дає визначення, згідно з яким піщане тіло це – обмежене у просторі скупчення піщаного матеріалу, яке утворилось у певних палеогеографічних умовах, і відокремлене від інших піщаних скупчень глинистими або карбонатними утвореннями. На нашу думку, перше визначення не відображає особливостей будови і формування піщаного тіла як самостійного об'єкта дослідження. Тому наші роботи велися на основі визначення, яке дав В.С. Муромцев.

Піщані тіла могли формуватись в різних умовах накопичення осадів і в залежності від цього мають ту чи іншу форму поперечного перерізу, характеризуються власною текстурою і структурою, закономірностями просторового розміщення. Ці характеристики формують початкові генетичні ознаки, які зберігаються у процесі літогенезу. Вони можуть бути використані для реконструкції умов формування піщаних тіл. Тільки детальний фаціальний аналіз дає змогу визначити генезис піщаних тіл, розробити їх класифікацію і спрогнозувати просторове розташування та фізичні властивості.

Найбільший інтерес викликають осади прибережно-морського комплексу фацій, оскільки саме в прибережній частині моря формуються численні акумулятивні піщані тіла великої товщини і протяжності, здатні акумулювати значні скупчення вуглеводнів. В прибережній частині моря відбувається інтенсивне накопичення теригенного матеріалу, який поступає в морський басейн внаслідок руйнування морських берегів хвилями, в результаті підводних розмивів піщаних осадів, що раніше відклалися на дні. Частина теригенного матеріалу, що поступає з суші в прибережну частину моря, підхоплюється течіями і розноситься уздовж берега, а частково виноситься в прилеглу частину шельфу. Саме у прибережній частині моря відбувається формування різноманітних піщаних утворень: гирлових і вздовжберегових барів, підводних валів, бар'єрних островів, кос, пляжів, а також відкладів, пов'язаних з вздовжбереговими і розривними течіями [3, 4, 5, 6 та ін.].

Більшість дослідників у поняття “фація” включають ознаки, які відображають: речовинний склад осаду та рештки фауни, належність фації до одного стратиграфічного горизонту, фізико-географічної обстановки накопичення осадів. Дані ознаки важко встановити за умови обмеженості ядерного матеріалу. Але є можливість частину з них встановити опосередковано за даними геофізичних досліджень свердловин, що підтверджено роботами [7, 8, 9, 10].

Застосування даних свердловинної геофізики для встановлення умов накопичення осадів і проведення палеогеографічних реконструкцій набуває великого значення у зв'язку з обмеженням виходом ядра, що не забезпечує проведення детальних літологічних досліджень та ускладнює вивчення розташування продуктивних піщаних тіл і зон їх виклинювання, детальної будови продуктивних горизонтів та створення індивідуальних петрофізичних і геолого-геофізичних моделей.

Метою даної роботи є використання результатів геофізичних досліджень свердловин для встановлення динаміки зміни умов формування продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища. Досягнути поставленої мети можна, вирішивши такі **завдання**:

- проаналізувати форму геофізичних кривих на предмет відображення у них характеру зміни умов накопичення осадів та їх літолого-петрофізичних характеристик;

- провести класифікацію геофізичних кривих вибраного методу за їх формою і прив'язування класів до зон з різними умовами накопичення осадів (на прикладі Семенівського нафтового родовища);

- створити схеми, які відображають динаміку зміни умов накопичення осадів у період формування продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища.

Характеризуючи геологічний об'єкт складають опис його властивостей і виду взаємозв'язків між цими властивостями. Осадкові породи-колектори, які вміщують вуглеводні, описуються великою кількістю параметрів. Але одні властивості є важливішими, а інші – менш важливі. Зміна дисперсності порід у процесі накопичення вказує на умови накопичення осадів і дає змогу характеризувати зміну глибини басейну накопичення осадів у площинному відношенні та інтенсивність поступлення теригенного матеріалу.

Дисперсність, тобто характеристика осадових порід за розміром частинок мінерального скелету, визначає емнісні і фільтраційні властивості продуктивних порід та петрофізичні залежності, які використовуються при інтерпретації геофізичних досліджень. Характеристика продуктивних покладів за вмістом тонкодисперсної складової порід є дуже важливою інформацією для визначення змін у формуванні басейну накопичення осадів і аналізу умов вилучення вуглеводнів із продуктивних пластів. Зміна дисперсності порід у процесі формування геологічного тіла характеризує динаміку зміни умов накопичення осадів і дає змогу встановити зміну глибини басейну та інтенсивність поступлення теригенного матеріалу в різні періоди накопичення осадів [7].

Основним джерелом тонкодисперсної речовини у колекторі є глинистий матеріал, який зумовлює адсорбційні властивості породи у різних формах їх існування, і впливає на параметри водонасичення, природну питому радіоактивність, потенціали власної поляризації тощо. Наявність глинистого матеріалу визначає як колекторські властивості, так і параметри фізичного поля, які вимірюються у свердловині. Найбільш інформативними промислово-геофізичними методами для отримання літологічної інформації при дослідженні теригенних відкладів є методи самочинної поляризації (ПС) і природної гамма-активності (ГК).

Геологічний розріз Семенівського нафтового родовища, на якому проводились дані дослідження, представлений пластами-колекторами не тільки теригенного типу, але й пласта-

ми змішаного типу та карбонатними тілами, що обмежує можливості методу самочинної поляризації. У зв'язку з цим для встановлення фаціальної природи осадів і проведення палеогеографічних реконструкцій з метою локального прогнозування піщаних тіл-колекторів та зон їх виклинювання нами були використані криві гамма-каротажу (ГК). На нашу думку, метод гамма-каротажу є ефективнішим, ніж метод ПС при вирішенні задачі дослідження характеру розподілу дисперсних частинок в геологічних тілах. Інтенсивність природної радіоактивності гірських порід є стабільною у часі; покази ГК піддаються меншому впливу зовнішніх чинників, а природна радіоактивність гірських порід має тісний кореляційний зв'язок з їх дисперсністю. Це пов'язано з природою накопичення радіоактивних елементів у гірських породах.

Як відомо [11, 12, 13], основними радіоактивними елементами в гірських породах є калій, уран (радій) і торій. Сполуки урану при руйнуванні гірських порід транспортуються у вигляді уламкового матеріалу або переходять під дією поверхневих і ґрунтових вод в розчин і мігрують в басейн накопичення осадів. При міграції розчин урану збагачує глибоководні відклади, до яких відносяться глини, аргіліти, мергелі. В басейні накопичення осадів Семнівського родовища за інформацією літологічного опису кернавого матеріалу уламків вулканогенного походження, які можуть бути джерелом аномально високої радіоактивності, не виявлено [14]. Це підтверджується даними методу ГК. Такий характер розподілу урану зумовлює присутність в тонкодисперсних частинках породи комплексних солей урану за рахунок тільки адсорбційних процесів, і тому, концентрація $U(Ra)$ в глинистих породах буде зумовлена в першу чергу їх адсорбційними властивостями.

Торій, під час транспортування у водних потоках, переходить у колоїдний розчин і в такій формі може мігрувати на великі глибини басейну накопичення осадів, тим самим збагачуючи глинисті породи. Такий шлях міграції є загальноприйнятою моделлю зв'язку торію з характеристиками гірських порід [15]. Названі властивості сполук торію уможливають розповсюдження елемента торію і у вигляді уламкових залишків, що залишаються в породі при руйнуванні, чи шляхом транспортування у водному потоці з колоїдами і механічними уламками. Також нами припускається можливість міграції торію в розчині. Частка розчинених торієвих сполук є набагато меншою за частку уламкових.

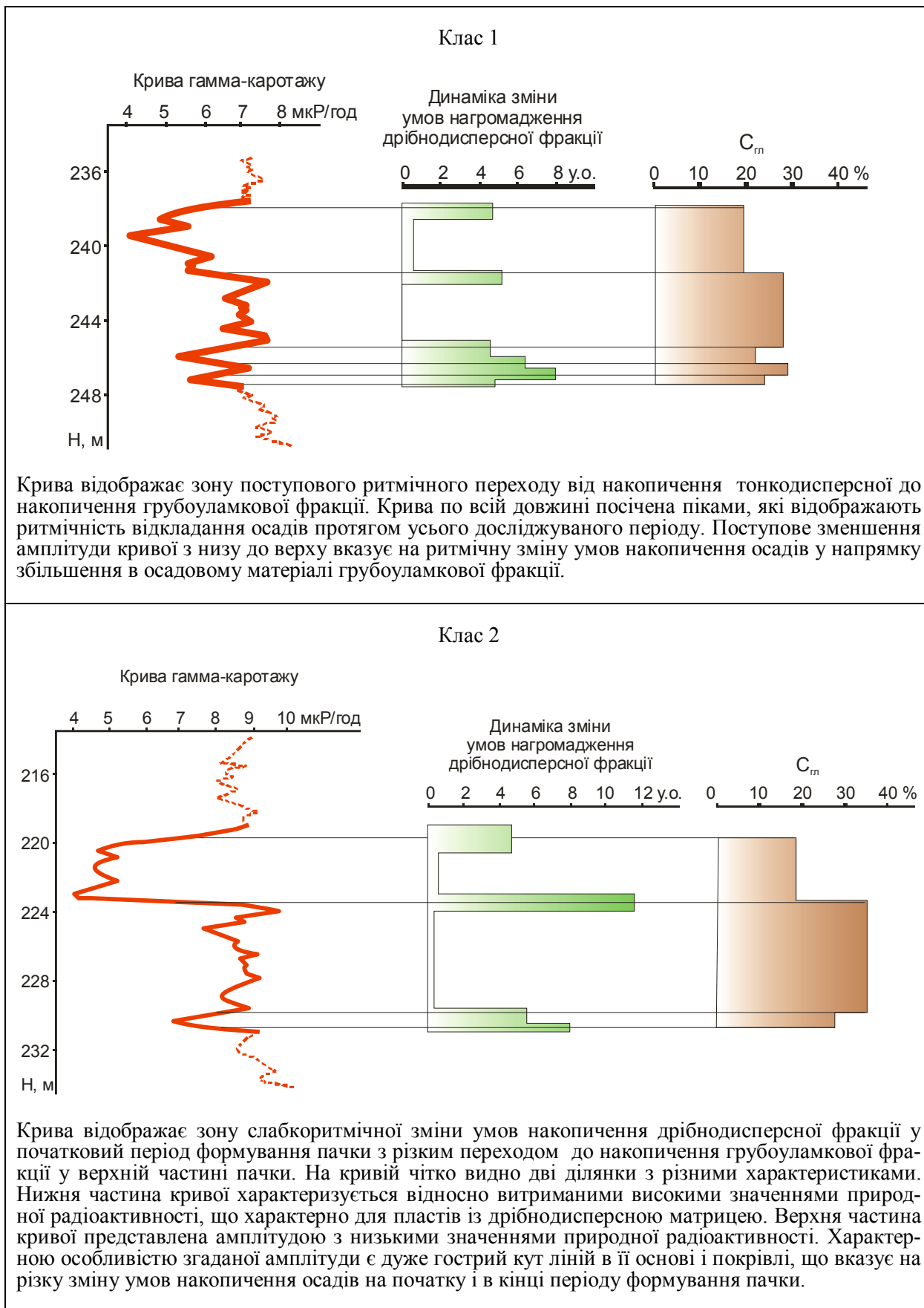
Присутність калію зумовлена, в основному, закономірностями розподілу глинистих мінералів. Калій знаходиться тут не тільки в мінеральній, але й у адсорбованій формі. Розподіл глинистих мінералів у межах одного родовища і навіть у межах одного структурного горизонту пов'язаний з дуже складними співвідношеннями мінерального складу. Глинисті мінерали істотно відрізняються за параметрами адсорбційних властивостей. Так, наприклад, величина ємності катіонного обміну каолініту у

20 разів менша за величину ємності катіонного обміну монтморилоніту. Таким чином, зміна концентрації калію в гірських породах тісно пов'язана з кількістю і мінеральним складом глинистого цементу. Певною мірою, за рахунок адсорбційних властивостей, концентрація калію може бути пов'язана з вмістом його розчинних сполук в басейні накопичення осадів.

Відомо, що збільшення в осаді піщаної фракції з зернами медіанного розміру і зменшення глинистої фракції свідчить про підвищення динаміки середовища седиментації, тобто збільшення швидкостей водяних потоків, у той час як протилежні характеристики вказують на зменшення енергетичних рівнів середовища. На ділянках, де переважали високі палеогідродинамічні рівні середовища седиментації, концентрувався найбільш грубий уламковий матеріал і формувались піщані тіла-колектори. У районах зі зниженою палеогідродинамічною активністю, відповідно накопичувалися тонкозернисті глинисті відклади. Таким чином, початкові ознаки фіксують ті чи інші умови середовища, в яких відбувалося накопичення осаду і його зміни. Початкові ознаки можуть бути об'єднані в групи так, що кожна група буде відповідати певному палеогідродинамічному рівню середовища седиментації. З іншого боку, багатьма дослідниками [2, 3, 6, 9, 16] було відмічено, що в теригенних відкладах зміна гранулометричного складу порід вказує на обставини накопичення осадів (континентальну або морську). Так, для континентальних обстановок характерне зменшення розмірності уламкових зерен вгору по розрізу, тоді як для відкладів морського генезису переважаючою є обернена послідовність розподілу уламкових зерен. Грунтуючись на цих закономірностях в зміні літологічного складу порід по розрізу, можуть бути визначені обставини накопичення осадів. Знаючи генезис відкладів і маючи в своєму розпорядженні моделі площинного розташування фації для даної обстановки накопичення осадів, можна передбачати загальне розміщення фації в межах тієї або іншої обстановки.

Одним з напрямків, який дає змогу локалізувати літологічні неоднорідності на родовищах нафти і газу та охарактеризувати їх індивідуальними геолого-геофізичними та петрофізичними моделями, є аналіз форм геофізичних кривих, зареєстрованих у свердловинах навпроти продуктивних пачок. В даному напрямку працювали ряд дослідників [2, 7, 16, 17], які для аналізу форм геофізичних кривих використовували різні критерії. В роботі [17] автор, класифікує криві за параметром, який характеризує динаміку зміни умов накопичення дрібнодисперсної фракції в період формування продуктивних пачок родовища та величиною глинистості прошарків цих пачок (табл.1), але не враховує різниці в літології, обґрунтовуючи це тим, що основним чинником впливу є структура порового простору. З цим можна погодитись, якщо врахувати те, що в процесі оцінки параметрів характеристику дають цілий пачці, а не окремим прошаркам.

Таблиця 1 – Класи кривих гамма-каротажу, зареєстрованих у IV продуктивній пачці Семенівського нафтового родовища



Закінчення табл. 1.



Крива відображає зону зі значною ритмічністю зміни умов накопичення осадових порід від тонкодисперсної до грубоуламкової фракції і швидким переходом до періоду накопичення грубоуламкової фракції у верхній частині. У нижній частині кривої видно ряд піків, які відображають прошарки з різними значеннями природного радіоактивного випромінювання, а отже, різною кількістю дрібнодисперсного і грубоуламкового матеріалу. Товщина прошарків дає змогу зробити висновок про ритмічність нижньої частини досліджуваного розрізу. Гострий кут аномалій, які лежать в основі покрівлі амплітуди, відображеної у верхній частині кривої, вказує на різку зміну умов накопичення осадових порід на межах періоду відкладання грубоуламкової фракції.

Для деталізації геологічних побудов нами на основі аналізу геофізичних кривих гамма-каротажу було досліджено окремі частини продуктивних пачок з урахуванням літології. Така деталізація доцільна, зважаючи на те, що не рідко одна пачка поєднує в собі і пласти пісковиків, і пласти вапняків. За таких умов різні частини пачки можуть володіти абсолютно різними фільтраційно-ємнісними характеристиками, що часто призводить до випереджуючого обводнення. Неврахування цієї обставини здійснює значний негативний вплив на ефективність розробки продуктивної пачки. Ефективність запропонованого підходу продемонструємо на прикладі IV продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища.

Семенівське нафтове родовище розташоване у північно-західній частині Керченського півострова у приосьовій зоні індо-кубанського прогину. У процесі буріння на родовищі свердловинами розкрито відклади торгонського ярусу, який включає чокракський, караганський, конкський горизонти і відклади верхньої частини майкопської серії [14, 18].

За даними ГДС та лабораторних досліджень керн [14] на родовищі виділено зверху до низу п'ять продуктивних літологічних пачок: II, III, IV, V, VI. Пачки розділені товстими глинистими шарами, що повністю забезпечує їх ізоляцію між собою. Літологічно – це однотипні товщі глин темно-сірих, зеленувато-сірих,

коричневих, невапняковистих, жирних, шаруватих, інколи піщанистих з рідкими конкреціями і прошарками сидеритів. Місцями зустрічаються тонкі прошарки сірувато-зелених, тонкозернистих пісків.

Пачка IV сформована відкладами караганського горизонту. Проникна частина пачки має 1-4 пласти сумарною ефективною товщиною 1,4-4,2м. Вони літологічно представлені пісками і органогенними пористими вапняками. Непроникні пласти складені вапняковими глинами, мергелями, щільними вапняками.

Для визначення генезису осадових порід за даними каротажу необхідно знати зміну умов седиментації в часі для відкладів кожної фації. Формування будь-якої фації відбувається в умовах поступової зміни палеогідродинамічних режимів. Кожен з цих рівнів характеризується рядом первинних ознак, що відображають динамічну активність середовища седиментації. Виділяють п'ять гідродинамічних режимів: дуже високий, високий, середній, низький, дуже низький [2].

1. Дуже високий. Переважають піски, пісковики, крупно і середньозернисті неглинисті. Піски можуть бути добре відсортовані; зустрічаються скупчення зерен гравію, галька і валуни різних порід; шаруватість коса; по сегментарних швах і межах косих серій – часта дрібна галька; в основі відкладів – сліди інтенсивного розмиву.

2. Високий. Переважають піски і пісковики дрібнозернисті. Шаруватість коса; сегментарні і серійні шви слабкопомітні; у підшві сліди розмиву.

3. Середній. Спостерігаються змішані (піщано-алевроліто-глинисті) породи. Шаруватість коса дрібна, іноді горизонтальна і хвиляста; сегментарні і серійні шви простежуються слабо; сліди розмиву слабо виражені або відсутні.

4. Низький. Широко розвинені алеврити і глинисто-алевритові породи. Шаруватість горизонтальна, переривчато-горизонтальна, хвиляста. Сліди розмивів відсутні.

5. Дуже низький. Спостерігаються алеврито-глинисті породи і глини. Шаруватість горизонтальна або відсутня.

У роботі [2] на основі аналізу форми кривих електрокаротажу створено седиментологічні моделі фацій, які дають змогу ідентифікувати умови накопичення осадов. Під седиментологічною моделлю фації тут розуміється зміна в певній послідовності палеогідродинамічних рівнів, що відображають умови седиментації в період формування відкладів даної фації.

Аналізуючи зміну палеогідродинамічних рівнів в окремих фаціях IV пачки Семенівського нафтового родовища, нами було ідентифіковано фації (табл. 2), які відповідають седиментологічним моделям фацій, запропонованим у роботі [2]. Але як реальні замість електричних моделей ми запропонували і використали радіоактивні моделі.

В пачці IV Семенівського нафтового родовища було два періоди формування проникних горизонтів, розділені тривалим періодом накопичення по всій площі глинистих і щільних порід (див. табл. 1).

За даними геофізичних досліджень нижня частина пачки IV представлена здебільшого двома проникними прошарками розділеними коротким періодом занурення досліджуваного басейну накопичення осадов, протягом якого відкладалась глинисті частинки. З врахуванням літології цих прошарків виділяються дві зони, одна з яких представлена пористими вапняками і локалізується у південній та південно-східній частинах проникного пласта. Інша зона, яка займає центральну та північно-західну частини, вивопнена пісками і пісковиками (рис. 1).

Верхня частина пачки IV представляє триваліший період формування проникних гірських порід, що відображається на товщині пластів. Порівняння схем, представлених на рис. 1 і рис. 2, дає підстави стверджувати, що розташування зон, з точки зору літології пластів, змінилось мало. У південній та південній частинах зменшилась зона вапняків. Там відбулася зміна умов седиментації, що призвело до часткового розширення зони пісків і пісковиків.

Різниця у диференціації кривих гаммакаротажу, зареєстрованих у різних свердловинах, вказує на існування зон пласта де зміна гідродинамічних рівнів відбувалась неоднаково. В межах IV продуктивної пачки виділено фації пляжів, вздовжберегових барів (регресивних і трансгресивних) і прибережних валів,

промивань і головних частин розривних течій (див. табл. 2).

Фація пляжів характеризується дуже високим енергетичним рівнем. Гідродинамічна активність в період формування піщаного тіла мала перервний характер. В кінцевих стадіях накопичення осадов вона збільшувалась. Піски пляжів є добре обкатаними і відсортованими, часто збагачені важкими мінералами. Можуть містити у великій кількості як цілі, так і биті мушлі. Добра обкатаність та відсортованість пісковиків робить пласти добре проникними. Наявність решток фауни призводить до зниження питомого електричного опору таких пластів унаслідок наявності залишкової води у мікротріщинах мушель.

Фація регресивних вздовжберегових барів і прибережних валів на 80-100% складена піщаними осадами. Піски від дрібно- до середньозернистих, добре відсортовані. Органічні рештки в барових пісках зустрічаються у вигляді цілих і битих мушель, але в деяких випадках можуть бути повністю відсутні. Прибережні вали характеризуються дрібнозернистим складом піщаних порід. Для регресивних барів у ряді випадків характерною є наявність залістистих кірок вздовж напластування і тонких прошарків різного типу солей, які утворюються внаслідок інтенсивного випаровування морської води в понижених ділянках поверхні бара. Наявність таких відкладів сильно впливає на покази електрокаротажу. Зважаючи на розміри зерен піску, фації регресивних вздовжберегових барів і прибережних валів у порівнянні з фаціями пляжів, можуть мати меншу проникність, але більшу пористість.

Для фацій трансгресивних вздовжберегових барів і прибережних валів енергетичні рівні водяного середовища змінюються від дуже високих на початку до низьких на кінець формування піщаного тіла. Тому збільшення кількості глинистого матеріалу відбувається вверху по розрізу. Для таких фацій піщаний матеріал є переважаючим і складає 80-100% тіла бара. Піски дрібно- і середньозернисті, добре обкатані. Органічні рештки частіше за все зустрічаються у вигляді мушель морських організмів, але можуть бути відсутні. Характерним є присутність глауконіту, залістистих кірок та солей. Тому, з точки зору впливу на результати геофізичних досліджень, ці фації аналогічні до фацій регресивних вздовжберегових барів і прибережних валів. Характер зміни розмірів частинок вздовж розрізу вказує на зменшення проникності таких пісковиків угору по розрізу.

Енергетичні рівні середовища седиментації у фації промивань розривних течій залишаються високими впродовж усього часу формування піщаного тіла і тільки дещо зменшуються у їх верхній частині. Кількість глинистого матеріалу слабо збільшується вверху по розрізу. Відклади цієї фації на 60-80% складаються з піщаних середньо- і дрібнозернистих порід з добре обкатаними і відсортованими уламковим матеріалом.

Таблиця 2 – Електрометричні моделі піщаних тіл-колекторів прибережно морських фацій (за В. С. Муромцевим) та відповідні їм радіоактивні моделі Семенівського нафтового родовища

Обстановка нагромадження осадів	Комплекс фацій		Група фацій	Фація	Формалізовані моделі фацій	Максимальне значення $\alpha_{ПС}$	Реальна електрометрична модель групи фацій	Мінімальне знач. I_p , мкР/год	Реальна радіоактивна модель групи фацій	Характер елементів моделі фацій			
	Гирлових барів і пляжів	Вздовж берегових барів								Покрівельна лінія	Бокова лінія	Підштовпна лінія	
Морська	Прибережно-морський			Пляжів		1,0-0,8		3,5-4,5		Св.№10	Горизонтальна пряма	Відсутня	Похила зубчата або розсічена
	Вздовж берегових барів	Вздовж берегових барів (регресивних) і прибережних валів											
				Вздовж берегових барів (транегресивних) і прибережних валів		1,0-0,6		3,5-5,5		Св.№22	Похила зубчата	Відсутня	Горизонтальна іноді ускладнена зубчастістю
	Розривних течій	Промивань розривних течій											
				Головних частин розривних течій		0,8-0,6		3,8-5,0		св.№26	Похила пряма, зубчата або розсічена	Відсутня	Похила пряма, зубчата або розсічена

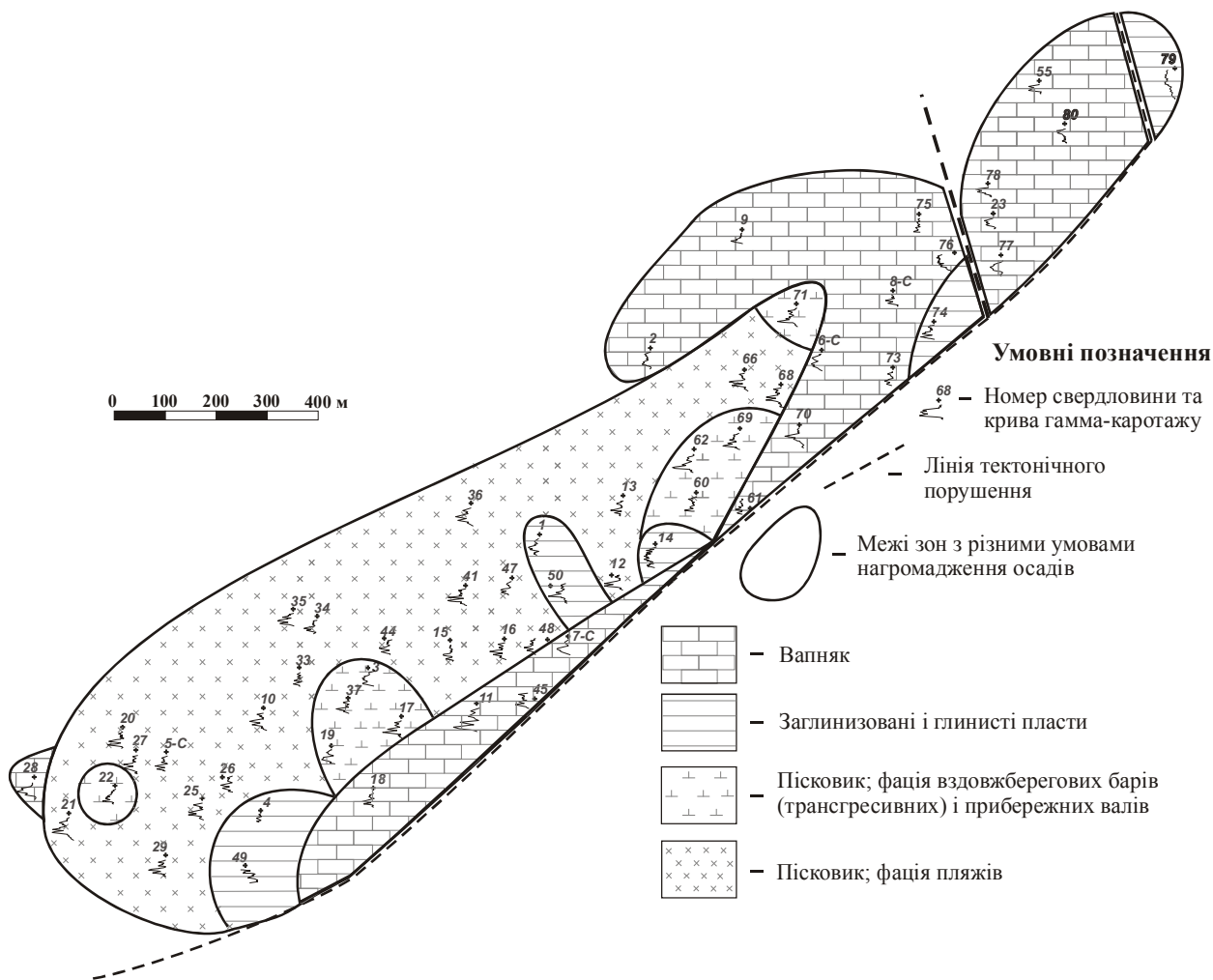


Рисунок 1 – Схема розташування зон із різними умовами накопичення осадів у нижній проникній частині IV продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

Загальний енергетичний рівень фації головних частин розривних течій є високим. Найбільша гідродинамічна активність пов'язана з утворенням середньої частини піщаного тіла. У цій частині є найменший вміст домішок глинистого матеріалу, кількість якого зростає вниз і вгору по розрізу піщаного тіла.

Отже, в даній роботі було обґрунтовано можливість методу гамма-каротажу та його переваги над іншими методами для аналізу зміни дисперсних властивостей піщаних тіл вздовж їх напластування і по розрізу, та, відповідно, можливості прогнозування фільтраційно-ємнісних характеристик пластів-колекторів. Проведено детальний аналіз форм кривих гамма-каротажу, зареєстрованих у продуктивних пачках Семенівського нафтового родовища, дав змогу виділити фації піщаних тіл, які формують продуктивні пласти, і побудувати уточнені схеми розташування зон з різними умовами накопичення осадів. Як приклад, в роботі наведено схему IV продуктивної пачки Семенівського родовища. Аналіз умов формування фацій різного генезису дає змогу оцінити фільтраційні властивості різних ділянок продуктивного пласта вздовж напластування та прогнозувати можливі шляхи випереджуючого обводнення. Окрім цього,

знаючи тип фації, а, відповідно, характер зміни дисперсності по її розрізу, у пачках продуктивних пластів можна виявити високопроникні прошарки, які часто стають причиною обводнення продукції, що відбувається із свердловини. Побудовані уточнені схеми розташування зон з різними умовами накопичення осадів, будуть використані на промислі для оптимізації процесу експлуатації свердловин Семенівського нафтового родовища.

Література

- 1 Пески и песчаники / Петтіджон Ф., Поттер П., Сівер Р.М. – Мир, 1976. – 534 с.
- 2 Муромцев В.С. Методика локального прогноза песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа по электрометрическим моделям фацій // В кн.: Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа (сборник трудов) – Л.: Недра, 1981. – 19с. (ВНИГРИ)
- 3 Крашенников Г.Ф. Учение о фациях / Г.Ф. Крашенников. – М.: Высшая школа, 1971. – 367 с.
- 4 Зенкович В.П. Основы учения о развитии морских берегов / В.П. Зенкович. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 710 с.

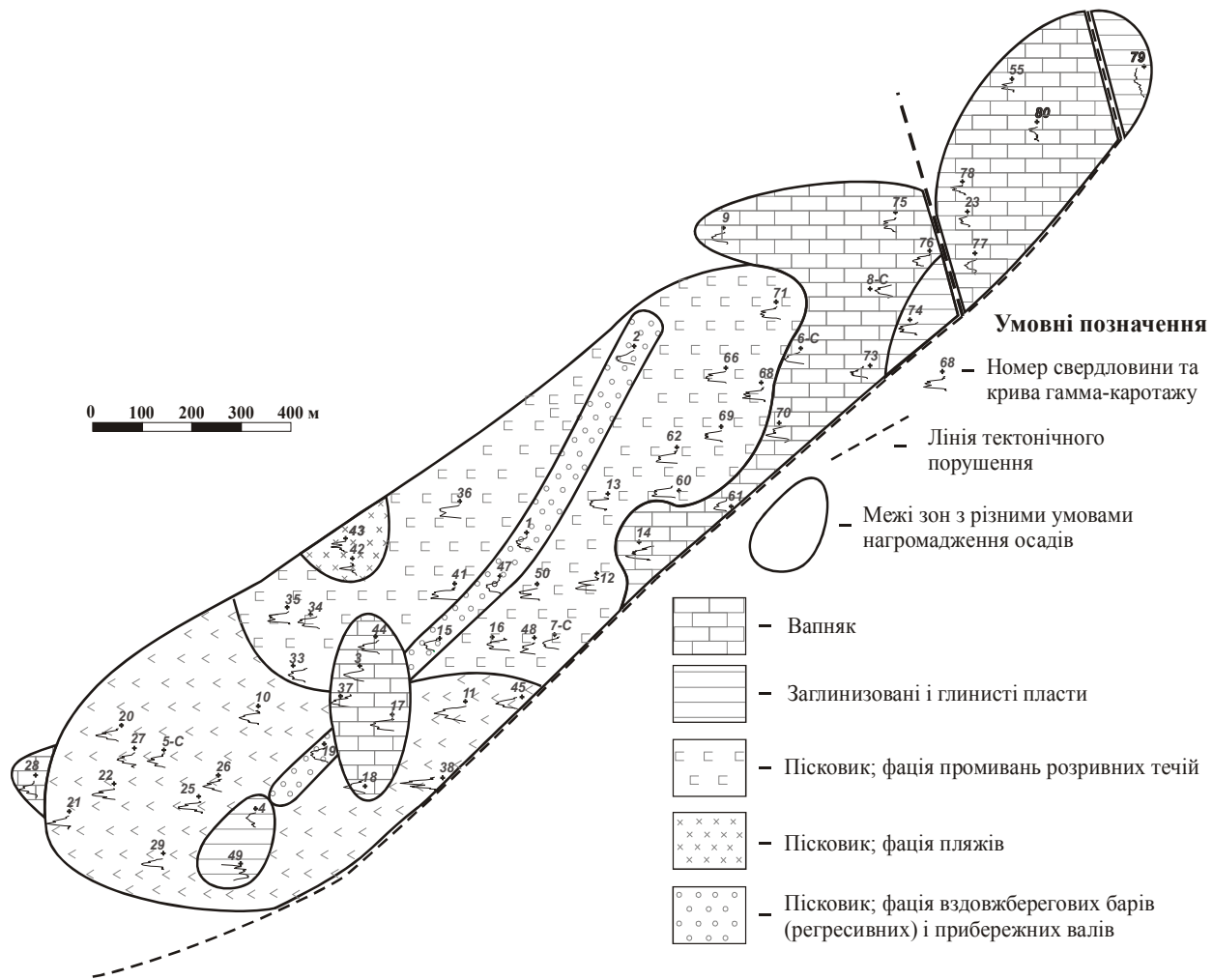


Рисунок 2 – Схема розташування зон із різними умовами накопичення осадів у верхній проникній частині IV продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

5 Ульст В. Г. Применение литологических методов для изучения процесса перемещения песчаного материала в прибрежной части моря / В. Г. Ульст // В кн.: Геоморфология и литология береговой зоны морей и других крупных водоемов. – М.: Наука, 1971. – 4 с.

6 Шепард Ф.П. Морская геология / Ф. П. Шепард. – М.: Недра, 1969. – 401 с.

7 Федак І.О. Оцінка літофасіальної неоднорідності продуктивних відкладів нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень свердловин / І.О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №4(29). – С. 28-33.

8 Старостін В.А. Побудова фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища за геофізичною інформацією / [В.А. Старостін, Д.Д. Федоришин, І.О. Федак, А.В. Старостін] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 3 (16). – С. 25-29.

9 Старостін В.А. Можливості ідентифікації колекторів Семенівського родовища за параметрами порового простору / В.А. Старостін, І.О. Федак, А.В. Старостін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13). – С.48 – 52.

10 Федак І.О. Використання ядерно-фізичних методів досліджень свердловин для оцінки мікротріщинуватості колекторів карбонатного типу / І.О. Федак, В.А. Старостін // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 16-23.

11 Ларионов В.В. Естественная радиоактивность карбонатных отложений верхнего мела Восточного Предкавказья / В. В. Ларионов, М. Д. Шварцман // Геофизические методы исследования скважин (МИНХ и ГП, Труды). – 1966. – Вып. 56. – С. 67-82.

12 Алексеев Ф.А. Использование спектрометрии гамма-излучения при изучении нефтегазовых бассейнов / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих // Советская геология. – 1978. – № 3. – С. 68-81.

13 Основы гамма-спектрометрии природных сред. / [Р.М. Коган, И.М. Назаров и др.] – М.: Атомиздат, 1969. – 468 с.

14 Підрахунок запасів нафти на Семенівському нафтовому родовищі: Звіт / [Мазур О.А., Королева Н.П., Бикова Л.В. та ін.] // Тематична експедиція “Кримгеологія”. – Сімферопіль: Кримгеологія, 1981-1982. – 150 с.

15 Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

16 Изотова Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисова, Б.Ю. Вендельштейн. – М. : Недра, 1993. – 183 с.

17 Федак І.О. Методичні та експериментальні основи оцінки процесу обводнення нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень (на прикладі Семенівського нафтового родовища) [Текст] : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук : спец. 04.00.22 «Геофізика» / Федак Ігор Орестович ; Івано-Франків. нац. тех. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2007. – 20 с.

18 Атлас родовищ нафти і газу України / [за заг. ред. М.М. Іванюти та ін.]. – Львів : Українська нафтогазова академія, 1998 – Т.6: Південний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 224 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.02.13*

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

ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ПЕТРОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВЗАЄМОЗВ'ЯЗКІВ ФІЗИЧНИХ ТА КОЛЕКТОРСЬКИХ ПАРАМЕТРІВ НИЗЬКООМНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

¹О.М. Трубенко, ¹С.Д. Федоришин, ²В.Я. Дмитерчук, ¹В.В. Федорів, ¹Я.М. Коваль, ¹А.П. Олійник

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 40155,
e-mail: geotom@iung.edu.ua

²Івано-Франківська ЕГДС, 76000, Івано-Франківськ, вул. Декабристів, 54

Розглядаються результати досліджень структури порового простору складнопобудованих порід-колекторів; обґрунтовано зв'язок структурних та літологічних параметрів із електропровідністю продуктивних порід неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. За результатами експериментальних досліджень керну в умовах, що наближені до пластових, визначено фільтраційно-ємнісні характеристики та встановлено петрофізичні взаємозв'язки між фізичними та фільтраційно-ємнісними параметрами низькоомних порід-колекторів. Отримано петрофізичні взаємозв'язки, які дають змогу достовірно визначити за даними ГДС петрофізичні параметри як чистих гранулярних кварцових порід-колекторів, так і пісковиків із аномальними електричними характеристиками. Розроблено фільтраційно-ємнісну модель петрофізичного зв'язку, яку можна використовувати як у ході підготовки оперативних геофізичних висновків, так і для підрахунку запасів нафти і газу.

Ключові слова: колектор, мінеральний склад, залишкова водонасиченість, структура порового простору

Рассматриваются результаты исследований структуры порового пространства сложнопостроенных пород-коллекторов; обосновывается связь структурных и литологических параметров с электропроводностью продуктивных пород неогеновых отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба. По результатам экспериментальных исследований керна в приближенных к пластовым условиях, определены фильтрационно-емкостные характеристики и установлены петрофизические взаимосвязи между физическими и фильтрационно-емкостными параметрами низкоомных пород-коллекторов. Получены петрофизические взаимосвязи, позволяющие достоверно определить по данным ГИС петрофизические параметры как чистых гранулярных кварцевых пород-коллекторов, так и песчаников с аномальными электрическими характеристиками. Разработана фильтрационно-емкостная модель петрофизической связи, которую можно использовать как при подготовке оперативных геофизических заключений, так и для подсчета запасов нефти и газа.

Ключевые слова: коллектор, минеральный состав, остаточная водонасыщенность, структура порового пространства

The results of investigations of complex built reservoir rock pore space structures are considered and the relationship of structural and lithological parameters with the electrical conductivity of producing formations in neogene deposits of the Precarpathian Foredeep Outer Zone is grounded. According to the results of core experimental study under conditions approached to the reservoir ones, filtration-capacity characteristics were determined and petrophysical relationship between physical and filtration-capacity parameters of low-ohm reservoir rocks was defined. Obtained petrophysical relationships that allow reliably measured petrophysical parameters which are determined with well logging data as pure granular quartz reservoir rocks and so sandstones with anomalous electrical characteristics. Filtration-capacity model of petrophysical relationship was developed and it can be applied both in preparing quick geophysical summary and for calculation of oil and gas reserves.

Keywords: reservoir rock, mineral composition, residual water saturation, the structure of pore space

Актуальність. За даними геологічно-геофізичних досліджень свердловин встановлюють причини та чинники, які зумовлюють неадекватну пластовим умовам електричну характеристику продуктивних порід-колекторів, здійснюють попередню оцінку їх характеру насичення та визначають положення міжфлюїдальних контактів. Однією з проблем, що обумовлює зниження видобутку вуглеводнів із нафтогазових покладів у межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, є складна будова порід-колекторів, які виповнюють тонкошаруваті неогенові відклади. Наявність таких порід-колекторів у геологічному розрізі свердловин

значно ускладнюють як технологію, так інтерпретацію результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Для усунення похибок при виділенні складнопобудованих порід-колекторів та оцінки характеру їх насичення виникає необхідність удосконалити методику інтерпретації результатів ГДС за рахунок моделювання петрофізичних взаємозв'язків параметрів порід-колекторів складної будови з даними геофізичних, петрофізичних взаємозв'язків в умовах, наближених до пластових.

Аналіз опублікованих праць. Ряд вчених – В.Н. Дахнов, Д.І. Д'яконов, М.Г. Латышова,

Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов та інші [1, 2, 3, 4] - займались вивченням цієї проблеми і стали основоположниками методик та способів обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. В основі всіх електричних методів лежить здатність гірських порід чинити опір проходженню електричного струму, проводити електричний струм та впливати на електричні параметри природних і визваних полів. Враховуючи те, що методи електричного опору є базовими для оцінки водонасиченості, а відповідно коефіцієнтів нафтогазонасиченості, значна кількість вчених працювала над встановленням чинників та причин змін електропровідності продуктивних порід-колекторів. Проблема побудови моделі електропровідності для конкретних геологічних розрізів є першочерговою задачею. Однак в свій час ці роботи не отримали дієвого розвитку в силу недостатнього інформативного апаратурного забезпечення свердловинних та лабораторних досліджень.

Мета даної статті – дослідити та встановити основні чинники, які впливають на електричні параметри гірських порід та покази методів електрометрії в процесі геофізичних досліджень складнопобудованих порід-колекторів неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Побудувати петрофізичні моделі взаємозв'язків фізичних та колекторських параметрів низькоомних порід-колекторів неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Методи дослідження. Основними методами досліджень є експериментальні лабораторні вимірювання електричних петрофізичних параметрів порід-колекторів на представницьких колекціях керну, відібраного з продуктивних горизонтів неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Обробка отриманих результатів виконувалася методом математичної статистики.

Перед початком експериментальних досліджень зразків керну, проводились роботи зі встановлення їх структурно-текстурних, літолого-петрофізичних особливостей будови, визначення типу цементу та величини коефіцієнта пористості. За результатами таких робіт оцінювалось представництво колекції кернів та відповідність його конкретним літотипам з врахуванням інформації геофізичних свердловинних досліджень. Виходячи з того, що неогенові відклади нафтогазових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину виповнені породами, які відрізняються між собою як структурою порового простору, так і мінералогічним складом матриці, враховуючи наявність порід-колекторів поліміктового типу, виникає необхідність для кожного окремо виділеного літолого-стратиграфічного комплексу встановити притаманні йому петрофізичні моделі та взаємозв'язки.

Екстраговані та висушені при $t = 105^{\circ}\text{C}$ зразки керну, відібраного із порід-колекторів різного типу (пісковики, алевроліти), насичувалися аналогом пластової води під вакуумом

методом капілярної просякнення. Насичення контролювалось ступенем стабілізації ваги зразків гірських порід. Повне водонасичення досягалося впродовж 30 - 40 діб, що залежало від величини пористості та коефіцієнта проникності. Дослідження залишкового водонасичення у породах-колекторах складної будови нами виконувалось за два способами: центрифугуванням та методом капілярного тиску [5]. Основні результати експериментальних досліджень були отримані за допомогою методу центрифугування (табл. 1).

Суть методики дослідження зводилась до наступного: зразок керну, повністю насичений аналогом пластової води, поміщався у спеціальній циліндр центрифуги і піддавався дії відцентрових сил, в результаті чого вільна вода виштовхувалась із порового простору у мірну пастку. Процес центрифугування тривав 40 хв, за оборотів ротора 3200 об/хв, що обумовлювало внутріпустотний тиск, рівний 0,9 МПа. Значення коефіцієнта залишкового водонасичення для кожного зразка породи у пластових умовах, розраховували з врахуванням відкритої пористості за формулою:

$$K_{e.z.} = \frac{V_{e.z.}}{V_{нустот} - \Delta V_{нустот}}, \quad (1)$$

де $K_{e.z.}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення при ефективному тиску, частки одиниць;
 $V_{e.z.}$ – об'єм води у зразках породи після центрифугування, м^3 ;
 $V_{нустот}$ – об'єм відкритого порового простору зразка породи за атмосферних умов, м^3 ;
 $\Delta V_{нустот}$ – зміна об'єму відкритого порового простору за ефективного тиску, м^3 .

У процесі вимірювання параметрів, які характеризують фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід, а саме: пористість, коефіцієнт проникності, коефіцієнт залишкового водонасичення низькоомних, а також низькопористих порід-колекторів, застосовують, в основному, типовий комплекс методів [6, 7, 8, 9].

Однак для визначення такого основного параметра, як коефіцієнт фільтрації флюїдів у породах-колекторах різної мінералогічної будови та неоднакової структури порового простору, необхідно виробити індивідуальний підхід з врахуванням тих чинників, які впливають на цей процес та видозмінюють закон Дарсі [10, 11, 12].

У згаданих роботах наведено вплив капілярних і поверхневих сил на зміну кута змочування і адсорбцію молекул газу при фільтрації останнього. Для цього випадку прийняті такі поняття, як перепад тиску прориву ($\Delta P_{пр}$) та початкового градієнту фільтрації (ПГФ), які детально описані у працях [11, 12].

З врахуванням величини тиску прориву, який створюється у процесі центрифугування, кут змочування буде залежати від структури порового простору породи і для пісковиків з гранулярним типом пористості, у яких переважають капіляри правильної, ізометричної форми, буде описуватися рівнянням Лапласа:

Таблиця 1 – Результати визначення фізичних параметрів зразків керна, відібраного із міоценових відкладів газових родовищ Більче-Волицької зони

Номер зразка	Інтервал, м	Коефіцієнт відкритої пористості, $K_{вп}$ %	Коефіцієнт зв'язаної води $K_{зв}$ %	Параметр пористості P_n	Інтервальний час пробігу поздовжніх кол. $\Delta T_{мкс/м}$	Коефіцієнт проникності $K_{пр} \cdot 10^{-15} м^2$	Параметр насичення при ефективному тиску $P_{ef} = 15 МПа$ P_n
2013	1652-1662	4,4	97	340	201	0,03	1,0
504	1190-1196	20,9	50	21	283	0,57	4,34
6387	1190-1196	20,7	29	23	299	0,51	7,5
6358	1256-1264	8,1	90	91	248	0,1	1,1
6359	1256-1264	19,5	45	24	290	0,2	3,9
510	1456-1465	15,2	94	43	274	0,073	1,0
5152	1714-1719	20,6	32	26	264	0,65	6,04
5153	1714-1719	13,9	67	81	262	0,61	2,27
6195	1264-1274	17,6	63		288	1,34	2,3
6198	1274-1284	17,8	50	26	281	4,34	3,2
6199	1338-1346	17,3	29	39	280	1,17	4,4
5451	1571-1579	12,9	58	57	263	2,45	2,1
5467	1510-1520	15,7	45	53	271	0,56	4,1
5680	1764-1770	9,5	95	79	243	0,05	1,0
5684	1879-1887	20,7	46	25	290	1,05	3,2
445	1055-1072	20,5	18	15	313	83,5	14,8
446	1055-1072	22,5	46	18	301	24,2	4,3
448	1055-1072	23,7	24	15	293	-	7,52
449	1055-1072	25,2	34	14	313	-	5,46
450	1055-1072	23,3	36	17	285	-	5,47
451	1055-1072	20,6	58	21	296	5,38	2,24
454	1055-1072	21,4	60	23	266	11,4	2,02
456	1055-1072	24,6	35	15	297	105,0	5,41
458	1055-1072	23,5	36	16	285	114,0	4,6
461	1055-1072	21,5	70	25	308	-	1,17
463	1055-1072	21,6	48	19	283	-	
468	1055-1072	24,6	32	13	286	127,0	
470	1055-1072	24,0	44	15	279	-	

$$P_n = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2)$$

де σ - поверхневий натяг на границі взаєморозчинних флюїдів, Н/м;

θ - крайовий кут змочування, $^\circ$;

r – радіус порового каналу, м.

Із врахуванням вище наведеного, нами визначались петрофізичні параметри міоценових відкладів газових і газоконденсатних родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, за методиками, висвітленими у роботах [13, 14, 15].

Одержані результати експериментальних досліджень зразків керну, відібраних із свердловин газових і газоконденсатних родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, наведені у таблиці 2.

Як видно із наведених у таблиці результатів, петрофізичні параметри пісковиків мають

різні значення за однакових умов залягання пластів. Значення пористості змінюється в межах від 5,8% до 23,9% відповідно при зміні коефіцієнта об'ємної глинистості від 0,3% до 37,0%. У зв'язку з такими широкими межами зміни вище наведених петрофізичних параметрів змінюється і коефіцієнт проникнення та коефіцієнт залишкового водонасичення порід відповідно від $K_{пр\ еф} = 0,01 \cdot 10^{-15} м^2$ до $K_{пр\ еф} = 396 \cdot 10^{-15} м^2$ та вміст зв'язаної води змінюється від 6% до 63 %.

Аналіз та узагальнення результатів лабораторних петрофізичних досліджень на кернах та даних свердловинних геофізичних досліджень Вижомлянського Летнянського та Гайського родовищ дав змогу встановити, що низькоомні породи-колектори зустрічаються в неогенових відкладах, у сарматського та гельветського ярусів. В основному це породи II класу (за класифікацією А.А. Ханіна) [16].

Таблиця 2 – Результати визначення петрофізичних параметрів складнопобудованих порід-колекторів неогенових відкладів газових і газоконденсатних родовищ при атмосферних умовах та ефективному тиску обжиму

Номер зразка породи	Номер свердловин	Інтервал відбору зразків породи (м)	Атмосферні умови				При ефективному тиску				
			K _п %	K _{в.з} %	K _{пр.газ} 10 ⁻¹⁵ м ²	C _{гл} %	K _{п.в} %	K _{в.з} %	P	K _{пр.эф} 10 ⁻¹⁵ м ²	ΔT мкс/м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Гайське газове родовище											
893	7	1256-1262	10.3	94	0,01	14,3	9.0	70	182		225
894	7	1260-1265	17.9	79	12,4	9,1	16.5	44	51	1.61	254
895	7	1262-1268	20.5	55	18,7	24,8	18.7	38	49	1.29	264
8349	7	1262-1270	20.9	57	17,8	27,1	18.9	36	40	1.03	267
8351	7	1270-1273	6.5	96	0,72	81,0	5.8	100	234	<0.001	195
8360	7	1270-1275	7.4	97	1,08	37,1	6.5	100	258	<0.001	209
901	7	1273-1278	22.0	41	19,0	22,4	19.8	45	67	2.6	272
8474	9	1120-1126	22.4	49	13,1	19,7	20.2	42	58	1.2	276
8478	9	1122-1125	9.9	93	-	-	8.6	76	121	0.006	211
909	9	1123-1128	8.0	93	-	-	6.7	100	178	<0.001	192
910	9	1124-1128	20.3	47	4,6	19,8	18.7	36	38	4.12	262
911	9	1126-1170	21.5	46	7,0	17,5	18.2	26	48	2.8	276
912	9	1152-1262	18.2	73	4,7	9,4	16.8	46	46	1.5	264
913	9	1262-1272	19.5	66	2,3	11,6	18.1	35	42	8.15	259
914	9	1272-1276	7.6	93	0,061	29,1	6.7	100	274	<0.001	193
915	9	1276-1282	13.4	86	0,84	9,6	12.3	63	202	0.19	221
916	9	1282-1305	21.6	56	11,6	10,8	17.6	43	46	4.15	278
918	9	1282-1315	21.0	59	13,4	9,8	19.5	34	36	7.22	277
Вижомлянське газове родовище											
1	7	1256-1262	10.3	94	0,01	14,3	9.0	70	182		225
2	7	1260-1265	17.9	79	12,4	9,1	16.5	44	51	1.61	254
3	7	1262-1268	20.5	55	18,7	24,8	18.7	38	49	1.29	264
4	7	1262-1270	20.9	57	17,8	27,1	18.9	36	40	1.03	267
5	7	1270-1273	6.5	96	0,72	81,0	5.8	100	234	<0.001	195
6	7	1270-1275	7.4	97	1,08	37,1	6.5	100	258	<0.001	209
7	7	1273-1278	22.0	41	19,0	22,4	19.8	45	67	2.6	272
8	9	1120-1126	22.4	49	13,1	19,7	20.2	42	58	1.2	276
9	9	1122-1125	9.9	93	-	-	8.6	76	121	0.006	211
10	9	1123-1128	8.0	93	-	-	6.7	100	178	<0.001	192
11	9	1124-1128	20.3	47	4,6	19,8	18.7	36	38	4.12	262
12	9	1126-1170	21.5	46	7,0	17,5	18.2	26	48	2.8	276
13	9	1152-1262	18.2	73	4,7	9,4	16.8	46	46	1.5	264
14	9	1262-1272	19.5	66	2,3	11,6	18.1	35	42	8.15	259
15	9	1272-1276	7.6	93	0,061	29,1	6.7	100	274	<0.001	193
16	9	1276-1282	13.4	86	0,84	9,6	12.3	63	202	0.19	221
17	9	1282-1305	21.6	56	11,6	10,8	17.6	43	46	4.15	278
18	9	1282-1315	21.0	59	13,4	9,8	19.5	34	36	7.22	277
Летнянське газоконденсатне родовище											
4184	2	1250-1261	23.1	36	56,1	7.4	20.4	26.2	20	9.0	292
4255	2	1250.8-1261.5	22.1	38	50,7	5.5	20.6	38.7	18		303
4258	2	1250.8-1261.5	20.6	41	51,8	9.1	18.5	46.8	27	1.75	278
4234	2	1250.8-1261.5	21.9	43	54,0		19.8	36.0	19	9.0	272
2889	2	1650.8-1660.9	4.4	66	0,07		1.7		290		186
3256	3	1240-1250	13.7	45	16,5	1.9	21.5	19.5	12	153.9	276
37	5	1246-1262	16.7	50	11,2		15.2	48	47	1.3	263

Продовження таблиці 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4951	5	1316-1332	23.0	38	64,1	9.2	20.7	31.8	21	7.3	283
5009	5	1430-1446	17.7	47	10,7	10.9	14.9	48.5	41		267
	5	1431-1447	20.9	49	49,6	0.3	19.8	15.0	18	396	251
5055	7	1470-1475.0	20.7	48	50,2	6.8	20	33	21	7.0	271
5061	7	1473-1476.0	17.9	41	12,6	15.8	13.6	46.2	44	1.75	251
5064	7	1567.1-1568.2	10.9	34	9,8	13.4	9.5	70	83		241
4397	9	1162-1168	25.1	17	14,5	6.9	24	15.2	14		283
53	9	1168-1178	26.0	-	-	7.9	24.6	21.0	13		308
4376	9	1252-1256	10.3	29	0,12	10.3	9.2	67.1	101	2.7	231
58	9	1256-1260	23.9	41	56,4	4.2	22.8	31.0	14	159.3	292
4391	9	1260-1262	23.6	38	47,9	9.3	21.7	33.0	21	13.8	289
69	9	1305-1310	18.4	43,5	41,4	3.0	17.3	22.0	25	159.7	255
4184	2	1250-1261	23.1	36	56,1	7.4	20.4	26.2	20	9.0	292
4255	2	1250.8-1261.5	22.1	38	50,7	5.5	20.6	38.7	18		303
4258	2	1250.8-1261.5	20.6	41	51,8	9.1	18.5	46.8	27	1.75	278
4234	2	1250.8-1261.5	21.9	43	54,0		19.8	36.0	19	9.0	272
2889	2	1650.8-1660.9	4.4	66	0,07		1.7		290		186
3256	3	1240-1250	13.7	45	16,5	1.9	21.5	19.5	12	153.9	276
37	5	1246-1262	16.7	50	11,2		15.2	48	47	1.3	263
4951	5	1316-1332	23.0	38	64,1	9.2	20.7	31.8	21	7.3	283
5009	5	1430-1446	17.7	47	10,7	10.9	14.9	48.5	41		267
	5	1431-1447	20.9	49	49,6	0.3	19.8	15.0	18	396	251
5055	7	1470-1475.0	20.7	48	50,2	6.8	20	33	21	7.0	271
5061	7	1473-1476.0	17.9	41	12,6	15.8	13.6	46.2	44	1.75	251

Діапазон зміни коефіцієнта пористості досить широкий і коливається у межах 9 - 35. З врахуванням вищевказаного нами здійснено градацію порід колекторів неогенових відкладів, в основу якої лягли петрофізичні та електричні параметри:

– пісковики слабкоцементовані: коефіцієнти пористості змінюються від 0,22 до 0,36, коефіцієнт проникнення - від $122 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $400 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, діапазон зміни питомого електричного опору ρ_n - від 3,8 Ом до 8,7 Ом;

– пісковики високопористі: коефіцієнт пористості змінюється від 0,20 до 0,30, коефіцієнт проникнення - від $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $166 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, питомий електричний опір - від 8,7 Ом до 19,5 Ом;

– пісковики середньої пористості: коефіцієнт пористості змінюється у межах від 0,10 до 0,20, коефіцієнт проникності - від $(0,2-0,6) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Питомий електричний опір ρ_n змінюється від 12,1 Ом до 31,5 Ом;

– пісковики низькопористі: коефіцієнт пористості змінюється від 0,045 до 0,083, коефіцієнт проникності змінюється від $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, питомий електричний опір змінюється у межах від $\rho_n=20,5$ Ом до 44,7 Ом.

Останній тип пісковиків тільки в окремих випадках може бути колектором [17].

Статистичне опрацювання експериментальних даних, отриманих у ході лабораторних досліджень зразків керну, відібраних із неогенових відкладів, які представлені тонкопрошарковою будовою, дозволило побудувати гісто-

грами розподілу пустот різного радіуса для порід-колекторів неогенових відкладів (рис. 1).

Отримані петрофізичні взаємозв'язки (рис. 2) дозволяють достовірно визначити за даними ГДС петрофізичні параметри як чистих гранулярних кварцових порід-колекторів, так і пісковиків із аномальними електричними характеристиками.

а) розподіл радіусів пор ($R_{\text{пор}}$) порід-колекторів;

б) залежність подвійного різницевого параметру гамма-каротажу від коефіцієнта глинистості;

в) залежність інтервального часу від коефіцієнта пористості;

г) залежність параметра насичення від коефіцієнта водонасичення.

Висновки та завдання подальших досліджень. За результатами експериментальних лабораторних досліджень на зразках керну встановлено особливості будови складнобудованих колекторів, які насичені вуглеводнями але відображаються на зареєстрованих кривих свердловинних геофізичних досліджень неадекватним пластовим умовам характеристиками. Нами встановлено, що характеристика електричної моделі мономінеральних пісковиків обумовлена, в основному, структурою порового простору, (співвідношенням радіусів пор великих і малих розмірів), характером насичуючого флюїду, величиною залишкового водонасичення та об'ємної глинистості. Для такого типу порід-колекторів розроблено зведену петрофі-

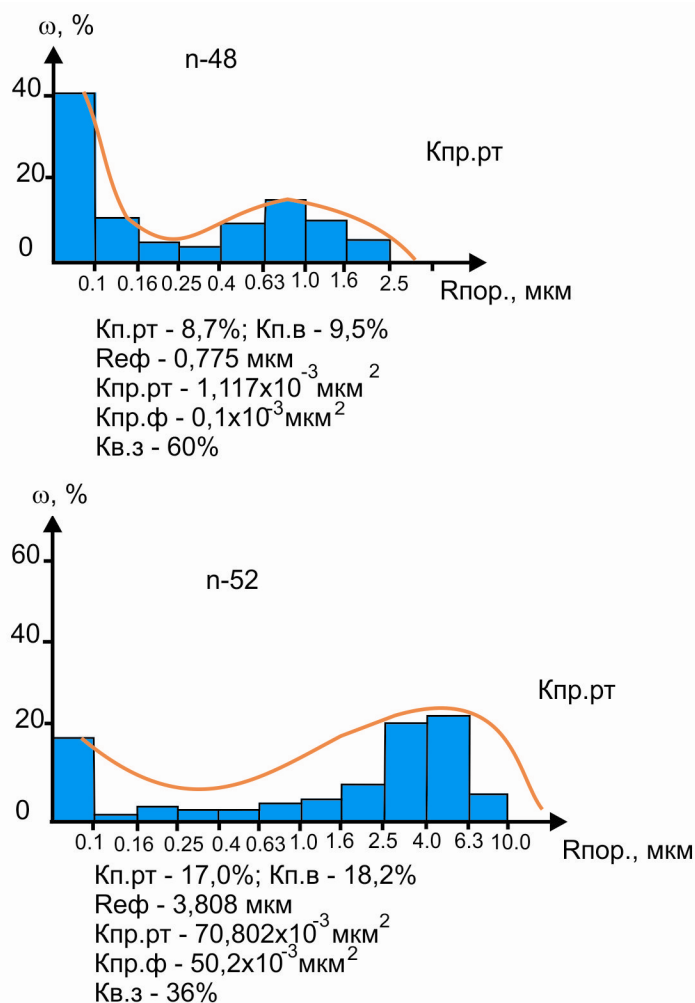


Рисунок 1 – Розподіл радіусів пор порід-колекторів неогенових відкладів у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину

зичну модель (рис. 2), яку можна використовувати як в процесі поточної та оперативної інтерпретації, так і при визначенні підрахункових параметрів для порід-колекторів складної будови.

Завданням подальших досліджень є встановлення характеристик електричної моделі полімінеральних пісковиків та розробка зведених петрофізичних моделей для такого типу порід-колекторів. Впровадження запропонованих петрофізичних моделей для оцінки підрахункових параметрів порід-колекторів складної будови та їх удосконалення.

Література

- 1 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
- 2 Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1972. – 365 с.
- 3 Дьяконов Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник для вузов; изд. 2-е перераб. / Д.И. Дьяконов, Е.И. Леонтьев, Г.С. Кузнецов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.

- 4 Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М.: Недра, 1990. – 312 с.

- 5 Дортман Н.Б. Горные породы и полезные ископаемые, справочник / Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1984. – 455 с.

- 6 ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М.: Госкомстандарт СССР, 1985.

- 7 Нестеренко Н.Ю. Обоснование граничных и кондиционных значений параметров пород-колекторов / Н.Ю. Нестеренко // Геология нефти и газа. – 1996. – №3. – С.40-41.

- 8 Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Тапорков. – М.: Недра, 1987. – 216 с.

- 9 Тульбович Б.И. Методы изучения пород-колекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

- 10 Аметов И.М. Нелинейные эффекты при фильтрации газа / И.М. Аметов // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №7. – С.30-31.

- 11 Мирзаджанзаде А.Х. О законе фильтрации газа в пористой среде / [А.Х. Мирзаджанзаде, А.И. Гриценко, И.М. Аметов, О.И. Ата-

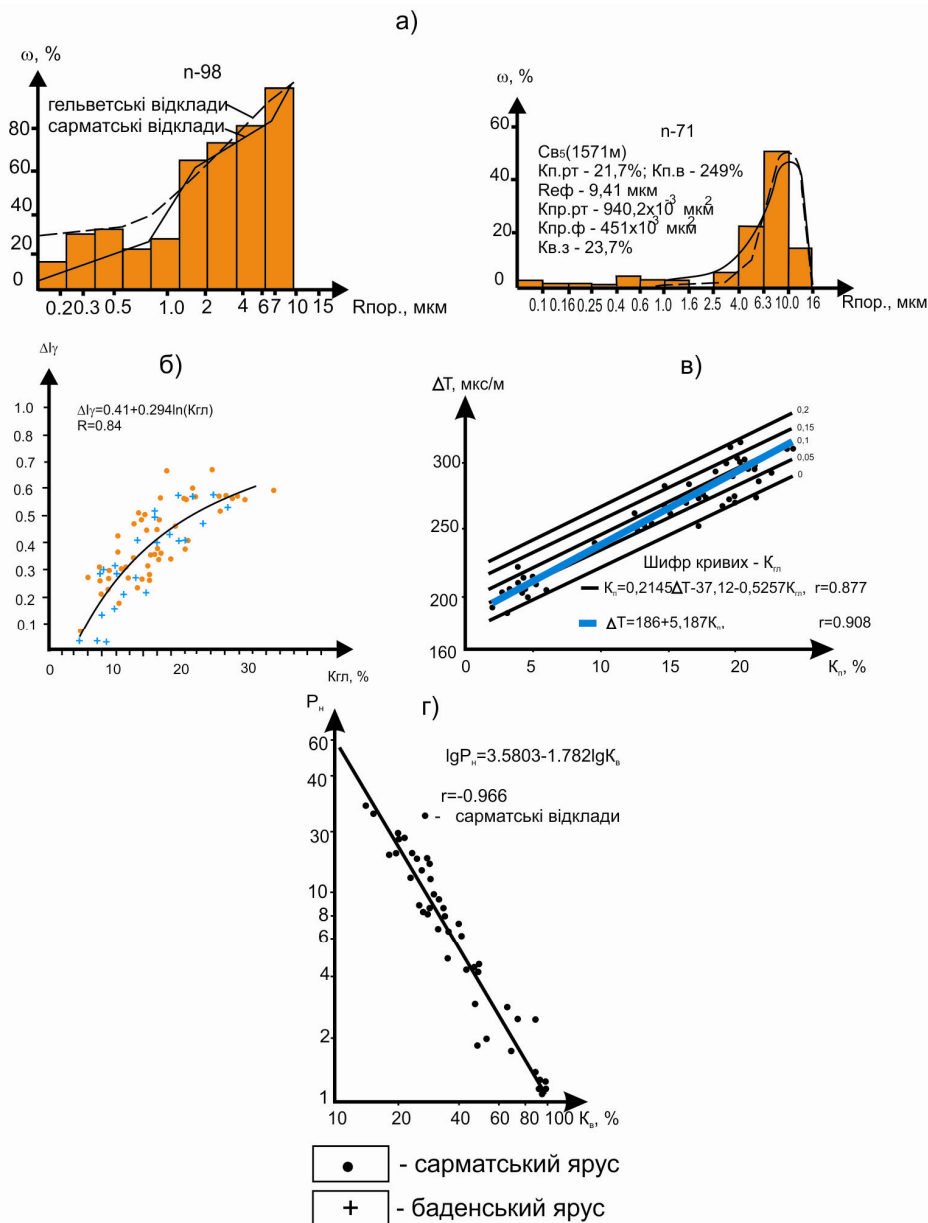


Рисунок 2 – Петрофізична характеристика порід-колекторів міоценових відкладів газових родовищ Більче-Волицької зони

баев] // Докл. АН СССР – 1969, Т.184, вып.4. – С. 794-795.

12 Федішин В.О. Дослідження водопроникності низькопористих порід / В.О. Федішин // Геологія і геохімія. – 1999. – №4. – С.111-116.

13 Бортниція В.М. Обоснование кондиционных параметров коллекторов нижнего сармата Предкарпатского прогиба по керну / [В.М. Бортниція, Н.Н. Оршинская, Б.П. Пилипчик и др.] // Геология нефти и газа. – 1982. – №11. – С.34-40.

14 ГСТУ 41-00032626-00-025-2000 Коефіцієнт водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювання методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.

15 Нефедова Л.И. Определение нефтегазо-насыщенных терригенных коллекторов / Л.И. Нефедова, Н.А. Пих. – М.: Недра, 1989. – 161 с.

16 Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и их изучение / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976. – 363 с.

17 Федішин В.О. Особливості фільтрації газу в низькопористих колекторах / В.О. Федішин // Вісник Львівського університету. Серія геологічна: – 2001. – Вип. 15. – С. 41–48.

Стаття надійшла до редакційної колегії 16.01.13

Рекомендована до друку професором Федоришиним Д.Д. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

канд. геол.-мінерал. наук Штурмаком І.Т. (НДП ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)