

553.98.0614
Г85

В. І. ГРИЦИШИН

**ПЕТРОФІЗИЧНА
ХАРАКТЕРИСТИКА
КОЛЕКТОРІВ НАФТОВИХ
І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ
КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ
І ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ
ЗАПАДИНИ**

ПЕТРОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ
КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ І ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

В. І. ГРИЦИШИН



НАУКОВЕ ТОВАРИСТВО ІМ. Т. ШЕВЧЕНКА
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ОСЕРЕДОК

В. І. ГРИЦИШИН

ПЕТРОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА
КОЛЕКТОРІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ
КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ
І ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

*Посібник з вивчення фізичних властивостей
гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів
нафти і газу об'ємним методом*



Івано-Франківськ
« Лілея НВ »
2012

В. І. Грицишин. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини: монографія. — Івано-Франківськ: НТП Івано-Франківський осередок, 2012. 272 с. Рис. 106. Табл. 31. Бібл. - 146.

Розглянуто результати досліджень з вивчення колекторів палеогенових і сармато-баденських відкладів Карпатського нафтогазоносного регіону і нижньовізейсько-турнейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини на прикладі окремих родовищ нафти і газу. Досліджено вплив фільтратів і хімреагентів на присвердловинну зону колекторів і ступінь їх закупорки при розкритті бурінням. Розроблено класифікаційну схему розподілу колекторів на окремі групи і встановлено критерії їх класифікації. Дослідження з визначення петрофізичних характеристик проводили в умовах, наближених до пластових. Установлено петрофізичні залежності для колекторів з різними літологічними особливостями і поровою характеристикою, обґрунтовано кондиційні значення фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів окремих родовищ України. Наведено приклади підрахунку запасів окремих родовищ за даними геофізичних досліджень свердловин.

Для фахівців з нафтогазопромислової геології і геофізики підрахунку запасів та розробки родовищ нафти і газу, а також для студентів геологічної і геофізичної спеціальностей.

Рецензенти:

М. Ю. Нестеренко, доктор геологічних наук (Львівське відділення УкрДІРІ);

О. П. Петровський, доктор технічних наук, професор (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу);

І. Т. Штурмак, кандидат геолого-мінералогічних наук, начальник геологічного відділу НДПІ ПАТ «Укрнафта».

*Ухвалила до друку видавнича рада Івано-Франківського осередку
Наукового товариства ім. Шевченка*

ПЕРЕДМОВА

Для вивчення розрізів нафтових і газових свердловин широко застосовують геофізичні методи, які за відсутності керна або при його обмеженому відборі дозволяють розв'язувати основні геологічні завдання. Ефективність методів геофізичних досліджень свердловин при розвідувальних роботах на окремих площах значною мірою залежить від петрофізичного забезпечення кожного з методів, які застосовуються при дослідженні свердловин.

В основу побудови необхідних петрофізичних моделей покладено відомості про фізичні властивості порід геологічних об'єктів, отримані за даними досліджень кернавого матеріалу, відібраного у процесі буріння свердловин.

За значної неоднорідності порід продуктивних відкладів палеогену Бориславсько-Покутської зони, сармато-бадена Більче-Волицької зони результати лабораторних досліджень фізичних властивостей гірських порід не завжди в достатній мірі інформативні. Отже, вивчення розрізів свердловин слід вести з застосуванням широкого комплексу досліджень геологічного і геофізичного матеріалу, а також параметрів технологічного характеру при проведенні свердловин. Тільки широке комплексування лабораторних досліджень керна, його ув'язка з об'єктами, які виділяються за даними ГДС, дозволяють розробляти необхідні критерії для визначення основних параметрів пластів-колекторів за даними ГДС.

У цій праці розглянуто результати досліджень з вивчення колекторів палеогенових і сармато-баденських відкладів Карпатського нафтогазопосного регіону і пижньовізейсько-турнейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини на прикладі окремих родовищ нафти і газу.

Петрофізична характеристика геологічного розрізу тісно пов'язана з умовами формування порід, їх літологічним складом, процесами епігенетичних змін середовища, типом флюїду, який заповнює поровий простір порід, та іншими факторами технологічного характеру.

Багаторічна праця як у науково-дослідному напрямку, так і в практичній діяльності при обробці матеріалів ГДС і їх інтерпретації спонукала автора до узагальнення у нафтопромисловій геології і промисловій геофізиці за період роботи в геофізичних експедиціях (1961 – 1971 рр.) і на педагогічній

ниві на кафедрі промислової геофізики в Івано-Франківському інституті нафти і газу (1972–2000 рр.).

Дослідження гірських порід за фізичними властивостями, які відображаються в геофізичних полях і які можна вимірювати у свердловинах, обумовлює необхідність визначення взаємозв'язків між фізико-літологічними, мінералогічними і структурними параметрами.

Моделювання петрофізичних характеристик і залежностей геофізичних параметрів гірських порід на базі дослідження зразків керна є одним із найрозповсюдженіших шляхів вивчення властивостей колекторів в умовах, наближених до умов залягання на відповідних глибинах.

Експериментальні роботи з питань вивчення петрофізичних характеристик порід-колекторів проводили на кафедрі промислової геофізики за такими напрямками:

модернізація апаратури досліджень зразків в умовах, наближених до пластових;

вивчення електричних параметрів (питомого електричного опору порід-колекторів, параметрів пористості і насичення) з урахуванням ефективних тисків і температур; встановлення зв'язків між цими параметрами, пористістю і нафтогазонасиченістю;

вивчення інтервального часу поширення пружної хвилі у породах і її зв'язку з пористістю і глинистістю;

вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей зразків гірських порід, встановлення взаємозв'язків між цими властивостями і геофізичними параметрами;

вивчення природи радіоактивності гірських порід за даними гамма-спектрометрії;

вивчення структури порового простору за даними ртутної порометрії;

визначення елементного складу порід і глин за даними рентгено-структурного аналізу;

вивчення пористості і залишкової водонасиченості методом ядерно-магнітного резонансу;

мікроскопічне дослідження шліфів.

Експериментальні дослідження з вивчення літолого-петрографічних, фільтраційно-ємнісних, петрофізичних та інших характеристик виконували на установках Галузевої науково-дослідної лабораторії №6 (Івано-Франківський інститут нафти і газу), а також у лабораторіях науково-дослідного сектору геологорозвідувального факультету ІФІНГ. Апробацію встановлених петрофізичних залежностей проводили на діаграмних матеріалах ГДС при оцінюванні запасів вуглеводнів на багатьох родовищах нафти і газу Передкарпаття і ДДЗ.

Найкращими виконавцями експериментальних досліджень на кафедрі промислової геофізики були: Олександр Арсентійович Гаранін, Василь Якович Бардовський, Йосип Григорович Пилип, Йосип Ілліч Прокопів, Віктор Андрійович Старостін, Дмитро Дмитрович Федоришин, Альбіна Єгорівна Кирилова та ін.

У Стрийській промислово-геофізичній експедиції в 1961–1966 рр. авторові монографії доводилось співпрацювати з Дмитром Дмитровичем Глаголою (начальник експедиції), Григорієм Петровичем Федоровичем (головний геолог), Василем Івановичем Шпариком (начальник каротажної партії), Євгеном Федотовичем Янушем (начальник тематичної партії), Ростиславом Йосиповичем Клейзором (старший геофізик) та ін.

В Івано-Франківській ЕГДС у 1966–1971 роках доводилось співпрацювати з Михайлом Степановичем Гудзієм (начальник експедиції), Віктором Олександровичем Щербініним (головний інженер), Марком Васильовичем Николюком (начальник геологічного відділу), Віктором Васильовичем Кузьменком (головний геолог), Йосипом Іллічем Прокопівим (старший інженер-геофізик), Станіславом Яковичем Біликом (інженер-геофізик), Галиною Миколаївною Ужвій (інженер-геофізик).

У Карпатському управлінні геофізичних робіт плідно працюють над впровадженням у виробництво петрофізичних залежностей головний геолог Степан Федорович Кучер, геофізики: Ірина Ярославівна Чорній, Оксана Миколаївна Яремак, Михайло Васильович Саварин, Анна Едуардівна Будіна, Оксана Олексіївна Чистякова, Олена Ігорівна Картавих, Ігор Анатолійович Ясінський і Олександра Володимирівна Цепенда.

Автор щиро вдячний за участь у плідній дискусії з обговорення результатів експериментальних досліджень і впровадження їх у виробництво провідним фахівцям-геологам: Йосипові Йосиповичу Курильцю і Володимирові Степановичу Іванишину, а також професору ІФНТУНГ Василеві Петровичу Степанюку.

З почуттям глибокої поваги віддаю шану світлій пам'яті професора Олександра Павловича Булмасова, завідувача кафедри промислової геофізики і керівника моєї наукової дисертації.

Висловлюю глибоку подяку за сприяння у виданні посібника головному геологу, заступникові голови Правління ПАТ «Укрнафта» Володимирові Йосиповичу Прокопіву, голові Правління ВАТ «Карпатське УГР» Андрієві Івановичу Гуцулу, головному геологу КУГР Степанові Федоровичу Кучеру, співпрацівникам геологічного відділу КУГР, інженерам-геофізикам: Ірині Ярославівні Чорній, Оксані Миколаївні Яремак і Михайлові Васильовичу Саварину.

Особливу вдячність у моєму серці я носитиму нині покійному Григорієві Петровичу Федоровичу за те, що він спрямував мене на стежину інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

ФІЗИКО-ПЕТРОГРАФІЧНІ ТА ГЕОФІЗИЧНІ ПАРАМЕТРИ КОЛЕКТОРІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ КАРПАТСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ

Розділ 1. Колектори та їхні властивості Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину

1.1. Фізико-петрографічні та геофізичні параметри порід-колекторів палеогенових відкладів Передкарпаття

Розглянуто питання вивчення фізико-петрографічних параметрів порід-колекторів палеогенових відкладів Бориславсько-Покутської зони (південно-східна частина) Передкарпатського прогину з використанням даних керна, відібраних у свердловинах при бурінні, результатів випробування нафтогазоносних об'єктів з урахуванням результатів геофізичних досліджень свердловин. Зіставлено дані літолого-петрофізичних властивостей порід з геолого-геофізичними параметрами, що дозволило розділити пісковики і алевроліти на дві категорії: промислові колектори (група А) і непромислові (група Б). Іл. 14. Бібл. 19.

Ключові слова: колектор, геофізичні параметри, палеогенові відклади, питомий електричний опір, нейтронні властивості порід, швидкість пружних коливань, пористість, проникність.

Передкарпатський прогин у геотектонічному відношенні являє собою передовий прогин Карпатської гірської споруди. В українській частині він простягається з північного заходу на південний схід на відстані біля 300 км. Завдяки наявності в Передкарпатті родовищ цінної мінеральної сировини (нафта, газ, озокерит, кухонна і калійна солі, сірка та ін.) протягом багатьох десятиріч тут ведуть геологічні і геофізичні дослідження, спрямовані на вивчення геологічної будови цієї території, пошуки і розвідку родовищ корисних копалин. Нагромаджений у процесі цих досліджень матеріал узагальнено у працях В. І. Антипова, А. А. Богданова, В. С. Бурова, О. С. Вялова, В. В. Глушка, Л. В. Григорчака, Г. Н. Доленка, В. С. Іванишина, Й. Й. Курильця, М. Р. Ладигенського, Є. В. Пав-

ловського, І. П. Сафарова, М. М. Сороки, С. І. Субботіна, Б. М. Улізла, В. М. Утробіна, Е. Б. Чекалюка, М. М. Чайки, М. І. Шубіна, Б. І. Яроша та інших дослідників.

За особливостями геологічної будови і історії розвитку Передкарпатський прогин ділиться на дві зони — Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку), які відрізняються як за віком порід, з яких вони складаються, так і за ступенем їх дислокованості. Основним критерієм районування є те, що Внутрішня зона сформувалася у крайовій частині, а геосинкліналі і міоценові моласи залягають над палеогеновим флішем, а Зовнішня являє собою субплатформне крило крайового прогину і фліш там відсутній.

Бориславсько-Покутську зону було закладено в ранньоміоценовий час на крейдовій і палеогеновій складчастій геосинклінальній основі, а Більче-Волицьку — в середньоміоценовий період на платформному фундаменті.

У Бориславсько-Покутській зоні розвинуті головню, нижні моласи (аквітан, бурдигал, карпатій), які залягають на крейдо-палеогенових флішових утвореннях, а в Більче-Волицькій — верхні (баденій, сармат), які залягають на розмитій поверхні мезозойських (крейда, юра), палеозойських (девон, силур, кембрій) і рифейських відкладах.

Зважаючи на те, що об'єктом наших досліджень у цьому розділі в основному є палеогенові відклади Бориславсько-Покутської зони, ми наводимо літолого-петрофізичну характеристику цієї зони.

Всебічно вивчали фізичні параметри порід Передкарпатського прогину за даними керна протягом багатьох років у лабораторіях УкрДГРІ, ІГГГК АН України, тресту «Львівнафтогазрозвідка», ЦНДЛ об'єднання «Укрнафта», Галузевій науково-дослідній лабораторії № 6 (ІФІНГ) та ін.

Результати досліджень узагальнено в багатьох роботах і звітах відповідних організацій [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 та ін.].

За результатами досліджень встановлено, що колекторські різновиди продуктивних відкладів характеризуються широким діапазоном фізичних параметрів (питомого електричного опору, швидкості пружних коливань, природної і наведеної радіоактивності, густини та ін.) і фільтраційно-ємнісних властивостей (проникності і пористості).

Високі дебіти нафти і газу, одержані із свердловин Долинського, Битківського і Бориславського родовищ, неоднакові дебіти із свердловин, пробурених на одні і ті ж горизонти, навели деяких дослідників [12, 13, 14, 15 та ін.] на думку, що колектори Внутрішньої зони прогину є

здебільшого тріщинними. Підтвердженням цього є велика кількість тріщин майже в усіх літологічних різновидів, винесених у процесі буріння або при проведенні тунелів у гірській місцевості. Тріщини виповнені кальцитом, бітумом і мають сліди нафти на стінках. Отже, ряд дослідників [5, 6, 12, 13, 15, 16, 17] на основі різних матеріалів робить висновки, що тріщини в породах Передкарпатських нафтових родовищ, можливо, слугують шляхами міграцій нафти і газу до свердловин.

Однак існують й інші думки щодо цього питання. Л. С. Мончак, Р. О. Гнатюк [18], М. Р. Ковальчук та ін. [19] вивчали колекторські властивості палеогенових порід Долинського і Бориславського нафтових родовищ, і вони вважають, що високі дебіти у свердловинах обумовлені поровою проникністю. На основі значного фактичного матеріалу з дослідження колекторських властивостей порід В. М. Бортницька, Д. В. Кутова, Е. Альошкіна [6] дійшли висновку, що на території нафтових родовищ Передкарпаття розповсюджено колектори «тріщинно-порового типу, вирішальними оціночними критеріями яких є фільтраційні властивості тріщин і ємнісна характеристика порового простору». Отже, тріщинуватість, на їх думку, слід враховувати при оцінюванні колекторських властивостей порід, підрахунку запасів нафти або газу і розробці вторинних методів експлуатації. У процесі розвідки й експлуатації нафтових і газових родовищ трапляються випадки одержання промислових дебітів нафти і газу (родовище Росільна, Бухтівець і ін.) з колекторів тріщинного типу. Але переважно в розрізі продуктивних горизонтів існують колектори порового типу, і в основному з них ми одержуємо припливи пластового флюїду.

Слід зауважити, що породи-колектори Передкарпаття вивчено досить нерівномірно. Найвивченішими є колектори продуктивних ділянок нафтогазових товщ, менше керна відбирається у водоносній частині розрізу. На великих глибинах (4000 м і нижче) керна відбирають у незначному об'ємі, що створює труднощі у висвітленні розрізу щодо колекторських властивостей і розподілу їх у просторі.

В осадовій товщі, розкритій свердловинами південно-східної частини Передкарпатського прогину, виділяються чотири літолого-стратиграфічні комплекси порід, які відповідають основним етапам геологічного розвитку цієї території: рифейсько-палеозойський, мезозойський, крейдо-палеогеновий (Внутрішня зона прогину) і неогеновий. Ці комплекси відрізняються як умовами осадонакопичення, тектонічною історією, так і характером порід-колекторів та їх співвідношенням з породами-покришками. Нижче наводимо коротку характеристику колекторів

палеогенового флішу, складену за даними опублікованих матеріалів, а також результатів вивчення фізичних і колекторських властивостей, виконаних в указаних лабораторіях.

Ось що є особливістю флішових палеогенових відкладів:

а) розріз відкладів представлено частим чергуванням піщано-алевролітистих і глинистих пропластків;

б) товщина окремих пропластків є різною — від часток сантиметра до декількох (рідше десятків) метрів;

в) літолого-петрографічна характеристика, а отже і петрофізичні властивості пластів (пропластків), є непостійними як уздовж, так і впоперек напластування;

г) фізичні властивості окремих пластів (питомий електричний опір, природна і штучна радіоактивність, нейтронні властивості, швидкість пружних коливань) змінюються у широких межах;

г) існує значна диференціація літолого-петрографічних властивостей і геофізичних параметрів у межах незначної товщини розрізу або пласта.

Колекторами нафти і газу в палеогеновому комплексі, як правило, є пісковики і алевроліти, які у вигляді прошарків завтовшки від декількох сантиметрів до 10—15 м і більше залягають серед аргілітів. По розрізу вони поширюються нерівномірно. В деяких частинах комплексу кількість піщанистих прошарків і їх товщина збільшуються, і вони утворюють окремий пласт, хоча значною мірою неоднорідний. Іноді утворюються окремі піщанисті пачки, які виразно виділяються на діаграмах геофізичних методів. У деяких частинах, навпаки, переважають аргіліти, що призводять до утворення товщ із чергуванням тонких прошарків (макроанізотропія) пісковиків, алевролітів і аргілітистих порід. Спостерігається також значна мінливість піщанистості за площею. Наприклад, потужну товщу ямненських пісковиків розповсюджено на значній частині Бориславсько-Покутської зони, але в південно-східному напрямку її заміщують аргіліти. Розрізи манявської та вигодської світ є найпіщанистішими в районі Биткова. На ділянці між Долиною і Битковим кількість пісковиків у розрізі цих світ зменшується як завдяки скороченню товщини окремих пісковиків, так і завдяки частковому заміщенню їх аргілітами. Навпаки, в деяких свердловинах, які розкрили складки третього ярусу, спостерігається значне збільшення піщанистості як менілітової, так і вигодської світ (св. 452-Битків — складка Пасічнянська, а також у свердловинах Делятинської площі). Бистрицьку світ в південно-східній частині зони представлено в основному аргілітами.

У розрізі менілітової світи пісковики найрозповсюдженіші в районі сіл Спаса і Струтина (Спаська і Верхньо-Струтинська складки).

На південному сході від цього району загальна товщина пісковиків менілітової світи зменшується як завдяки скороченню товщини окремих пластів і пачок, так і завдяки розмиванню окремих ділянок менілітової світи. Відносна піщанистість менілітової світи на ділянці Долина – Битків збільшується в північно-східному напрямку впоперек простягання Бориславсько-Покутської зони [1].

Ряд дослідників [1, 2, 3 та ін.] поряд з регіональною зміною піщанистісті окремих ділянок розрізу палеогенового комплексу встановив локальну зміну на окремих структурах. Характерним є те, що зони максимальної піщанистісті, пористості і проникності цих світ збігаються з ділянками максимальної товщини.

Пісковики й алевроліти палеогенового комплексу характеризуються значною неоднорідністю фізичних параметрів. Їх відкрита пористість змінюється від 0,2 до 21,7%, а міжзернова проникність — від тисячних часток до $510 \cdot 10^{-15} \text{м}^2$ (табл.). Для тонких (до 1–1,5 м) прошарків пісковиків і алевролітів властива підвищена карбонатність [5], унаслідок чого їхня пористість не перевищує 6%. Такі літологічні різновиди практично непроникні. Низькою пористістю, а також відсутністю ефективної проникності володіють пісковики й алевроліти великої товщини, якщо вони дуже цементовані карбонатним або карбонатно-глинистим цементом з базальним типом цементациї. Такі пласти за відсутності тріщинної пористості є непроникними, і їх ми відносимо до неколекторів.

Нижче ми пропонуємо розглянути літолого-петрофізичні властивості порід для окремих світ.

Еоценові відклади

Пісковики еоценових відкладів переважно кварцові, дрібно-середньо- і різнозернисті, здебільшого міцні, щільні, рідше — слабкоцементовані, часто тріщинуваті [6]. Кластичний матеріал становить 75–85% породи. Цемент — глинистого складу з домішкою карбонатного, кременистого і глауконітового матеріалу. Тип цементациї — поровий, базальний, рідше — контактний. Унаслідок різного ступеня цементациї порового простору і поганої відсортованості уламкового матеріалу колекторські властивості піщанистих осадів змінюються в широких межах (табл.). Об'ємна густина їх змінюється від $2,2 \cdot 10^3$ до $2,7 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$. На Битківському родовищі у вигодсько-пасічнянській світі переважають щільні пісковики з пористістю до 8%.

У манявських відкладах південно-східної частини зони, крім низькопористих піщано-алевролітових різновидів з $K_n < 8\%$, спостерігаються пласти з досить доброю міжгранулярною пористістю і проникністю ($K_n = 8-21,7\%$; $K_{пр} = (10-510) \cdot 10^{-15} \text{м}^2$). Такі колектори зустрічаються в розрізах свердловин, що розкрили глибинні складки, на розвідувальних площах Старуня, Гвізд, Росільна, Яблушка-Кричка, Пасічна та ін. У пісковиках з високою пористістю відсутній карбонатний цемент, низька глинистість, тип цементації — плівковий або контактний. Зерна кварцу добре відсортовані.

Менілітова світа

Менілітову світу порід складено чергуванням щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів з переважанням останніх. Товщина світи непостійна — від декількох сотень метрів до 600—800 м і більше. Піщано-алевролітові різновидності становлять 15—40% від усієї товщі.

Менілітова світа в південно-східній частині Бориславсько-Покутської зони поділяється на нижньоменілітову і середньоменілітову підсвіти.

Аргіліти сірі до чорних, не вапнисті, слюдисті, щільні, володіють добре виразною шаруватістю, часто сланцюваті, тріщинуваті, місцями зкременілі. Аргіліти складаються із пелітоморфної маси глинисто-серицитового складу з домішкою кременистої, частково карбонатної речовини, просякнутої бітумом. Структура переважно алевропсамітова, часто з нерівномірно розсіяними алевролітовими зернами кварцу і глауконіту. Карбонатність аргілітів є незначною. Аргіліти в менілітах є непроникними навіть для газу. Сланцюваті аргіліти (за даними Є. І. Вульчина [7], В. М. Бортницької та ін. [5,6]) містять значну кількість (до 30%) органічної речовини. Бітумний матеріал зустрічається у вигляді лінзоподібних скупчень, орієнтованих паралельно до нашарування. Глинисті різновидності не можуть вміщувати промислової нафти, оскільки їм притаманні дуже тонкі порові канали. Значне перешарування їх з тонкими прошарками пісковиків і алевролітів, тріщинуватість за нашаруванням свідчать про можливість міграції нафти в аргілітовій товщі.

Алевроліти світло-сірі, до темно-сірих, слабко слюдисті, вапнисті, рідше не вапнисті. Мікроскопічно порода складається з кластичного матеріалу і цементу. Кластичний матеріал становить 70—75% породи і представлений зернами кварцу, польового шпату, циркону, глауконіту, лусок мусковіту й уламків серицитових і кварцово-слюдистих сланців. Кварц становить 90—95% кластичного матеріалу і представлений

Результати аналізу колекторських властивостей зразків гірських порід у південно-східній частині
Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину

Площа	Вік	Літологія	Кількість зразків, шт.		Межі змінювання пористості				Розподіл пористості у ґрулах			Середнє значення відкр.		Проникність, $\times 10^{-3} \text{зжкм}^2$				
			$K_{п.зг.}$, %	$K_{п.}$, %	мінім. значення $K_{п.зг.}$, %	максим. значення $K_{п.зг.}$, %	$K_{п. < 8}$, %	$K_{п. > 8}$, %	%	для $K_{п. < 8\%}$	для $K_{п. > 8\%}$	кіль-ксть, шт.	межі змінювання	кіль-ксть, шт.	межі змінювання	кіль-ксть, шт.	серед-не значення	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
m ₂	Пісковики і алеврол.	18	18	19	2,2	0,6	18,1	15,5	12	64	7	36	13,9	-	-	6	27,5-388	206,9
			41	41	2,9	1,5	19,8	19,0	8	19,5	33	80,5	14,5	3	<0,01-0,04	20	4,39-457	53,75
bs	Пісковики і алеврол.	2	2	2	5,2	2,9	12,2	8,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			6	6	1,5	0,9	12,8	11,6	4	67	2	33	11,3	-	-	-	-	-
v-р	Пісковики і алеврол.	1	1	1	-	-	7,4	3,6	1	100	-	-	-	1	<0,01	-	-	-
			2	2	1,5	1,1	8,6	8,3	1	50	1	50	8,3	1	<0,01	-	-	-
mv	Пісковики	4	4	4	1,5	0,6	4,4	1,3	4	100	-	-	-	-	-	-	-	-
			5	5	2,9	0,77	22,4	21,7	1	20	4	80	20,7	1	<0,01	4	66,9-264	178,5

Битків		m ₂	Пісковики і алеврол.	195	86	0,1	0,4	21,6	13,8	75	87	11	13	11,0	57	<0,1-1,0	14	1,0-60,0	28,0
		m ₁	Пісковики і алеврол.	200	69	1,6	0,1	19,7	19,6	132	66	68	34	14,0	22	<1,0	20	0,1-45,7	8,3
		v-p	Пісковики і алеврол.	-	54	-	0,05	-	18,2	48	89	6	11	-	-	-	-	0,1-47,6	-
		mv	Пісковики і алеврол.	88	60	-	0,4	-	20,4	32	53	28	47	12,3	-	-	-	0,1-68,0	-
		ml	Пісковики і алеврол.	-	22	-	0,8	-	7,1	22	100	-	-	-	-	<0,1	-	-	-
		bs	Пісковики і алеврол.	-	74	-	0,3	-	16,7	72	97	2	3	13,2	-	<0,1-1,5	-	-	-
		vd	Пісковики і алеврол.	-	38	-	0,8	-	6,4	38	100	-	-	-	-	<0,1-60,1	-	-	-
		mv	Пісковики і алеврол.	-	155	-	0,1	-	12,7	153	98	2	2	11,1	-	-	-	0,1-3,4	-
		ml	Пісковики і алеврол.	-	101	-	0,2	-	17,8	55	54	46	44	12,4	-	-	-	0,1-134,7	-
		bs	Пісковики і алеврол.	-	38	-	0,2	-	7,3	38	100	-	-	-	-	<0,1-1,1	-	-	-
		vd	Пісковики і алеврол.	-	56	-	0,2	-	10,7	55	98	1	2	10,7	-	<0,1-0,9	-	-	-
		mv	Пісковики і алеврол.	-	126	-	0,05	-	13,3	125	99	1	1	13,3	-	<0,1	-	11,5	-
Загальна кількість зразків, шт.				562	959														

кутасто-заокругленими зернами завбільшки 0,04–0,2 мм, переважають алевролітові зерна 0,05–0,1 мм. Цемент – базального типу, складається із серицито-глинистого матеріалу. Структура породи – алевролітова, текстура – мікрошарувата.

Неоднаковий вміст цементу, погана або недостатня відсортованість і округлість матеріалу, з якого складається ця порода, зумовлюють низькі значення колекторських властивостей – невелику ємність і незначну проникність.

Пісковики нижньоменілітової підсвіти сірі, нерівномірно зернисті, кварцові. Мікроскопічно порода складається з уламків, (80–90% породи). Уламковий матеріал складається з кутасто-округлених зерен кварцу і поодиноких зерен польового шпату, лусочок слюди й уламків кременисто-слюдистих порід. Цемент породи глинисто-кременистий і належить до типу нарощування і заповнення пор. Структура породи алевропсамітова.

Пісковики середньоменілітової підсвіти сірі, темно-сірі, бурі, дрібно- і середньозернисті, слюдисті, вапнисті, щільні, місцями крихкі, мікроскопічно порода складається з кутасто-заокруглених і округлих зерен кварцу (80–95%), розміри зерен – 0,04–2,0 мм. Кластичний матеріал становить 60–85% породи і представлений зернами кварцу, польового шпату, глауконіту, лусочками мусковіту.

Цемент пісковиків поровий, за складом глинистий, з невеликою домішкою карбонатного матеріалу. Структура породи – алевропсамітова, текстура – мікрошарувата.

На розвідувальних площах (газоконденсатне родовище Космач, Росільнянське газове родовище, нафтові родовища Пнів, Бухтівець, Рудавець, Верхня Луква та інші) одержано в достатній кількості керна, що дало змогу вивчити петрофізичні властивості піщано-алевролітових порід. Для відповідних світ побудовано статистичні залежності між колекторськими властивостями, мінералогічними параметрами і речовинним складом цементу.

Аналіз кернового матеріалу сприяє глибшому вивченню геофізичного матеріалу. Ті чи ті невідповідності літолого-петрофізичної характеристики за керном успішно розв'язують залученням промислово-геофізичного матеріалу. За даними керна встановлено зв'язки між окремими петрофізичними параметрами і обумовленими ними промислово-геофізичними характеристиками.

Статистичні залежності між літологічними властивостями, речовинним складом цементувальної речовини, фільтраційно-ємнісними

властивостями допомагають використати геофізичні методи для поділу порід на колектори і неколектори, визначення колекторських властивостей порід і характеру їх насичення.

Частотні графіки розподілу пористості піщано-алевролітових порід менілітової світи Битківської Глибинної складки, складок Старуня і Гвізд, площі Росільнянської і газоконденсатного родовища Космач (рис. 1–5) свідчать про наявність у цих відкладах відкритої пористості від часток % до 21,7%. Зіставлення відкритої і загальної пористості за цими площами (рис. 6, 7, 8) свідчать про значну розбіжність цих величин у діапазоні низьких значень і тісніший зв'язок у діапазоні пористості понад 7–8%. Це обумовлено, по-перше, наявністю змішаного цементу в низькопористих пісковиках, а також поганою відсортованістю кластичного матеріалу і присутністю різних мінералів у породі. Про це свідчать графіки залежності пористості з карбонатністю (рис. 9, 10). Як видно з рисунків, на окремих площах у діапазоні низьких пористостей ($K_n < 7\%$) спостерігаються підвищений вміст карбонатного цементу і, навпаки, незначна карбонатність ($C_k = 3-4\%$) або повна її відсутність у діапазоні підвищеної пористості ($K_n \geq 7-8\%$). Як бачимо з рисунків, на родовищі Старуня – Гвізд у менілітових відкладах підвищеною

Площа Космач

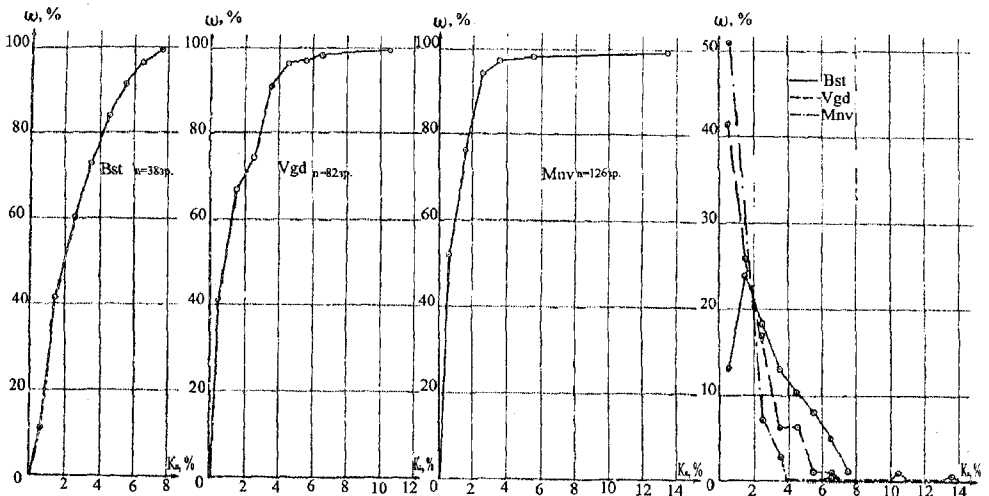


Рис. 1. Розподіл пористості по родовищу Космач (еоценові відклади)

* Примітка: На рисунках проникність зображено в мД, у тексті — в m^2 ; $1\text{ мД} \approx 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Площа Росільна

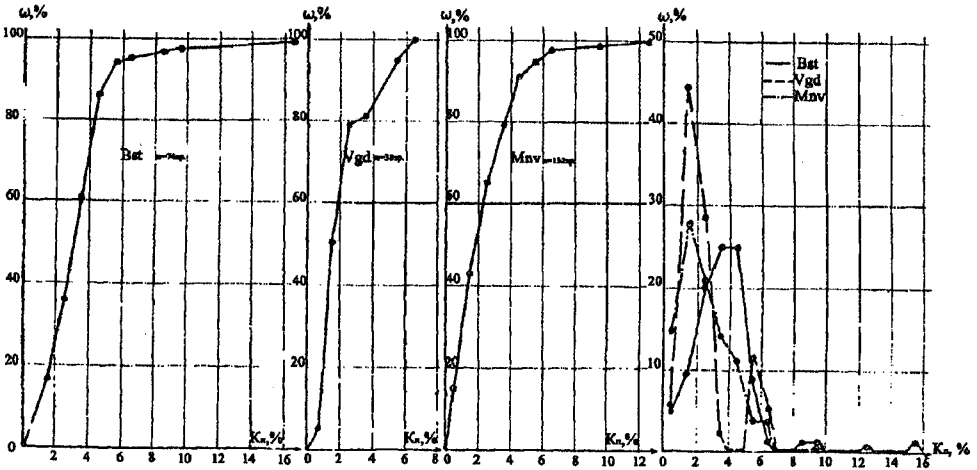


Рис. 2. Розподіл пористості по родовищу Росільна (еоценові відклади)

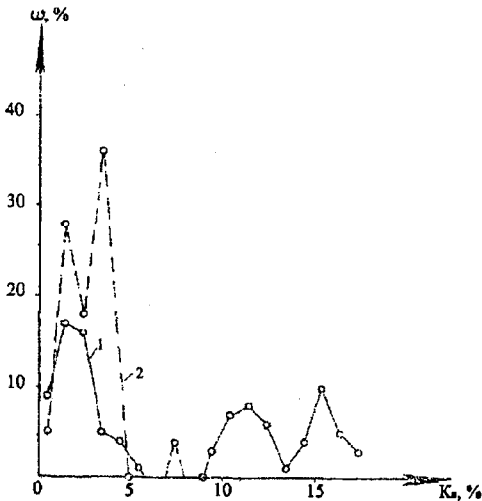


Рис. 3. Диференціальні криві розподілу відкритої пористості менілітової світи для родовищ Космач (1) і Росільна (2)

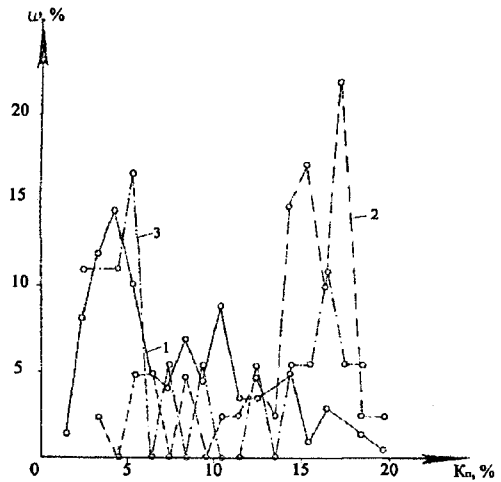


Рис. 4. Диференціальні криві розподілу відкритої пористості родовищ: Битків, 1 – нижньоменілітова підсвіта, Старуня, 2 – нижньоменілітова підсвіта, Гвізд, 3 – середньоменілітова підсвіта

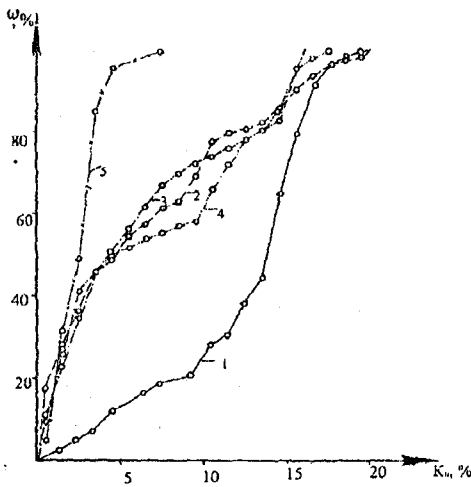


Рис. 5. Інтегральні криві розподілу відкритої пористості для менілових відкладів родовищ: Старуня – Гвізд, 1 – нижньоменілова підсвіта; Битків, 2 – нижньоменілова підсвіта, 3 – середньоменілова підсвіта; Росільна, 5 – менілова підсвіта

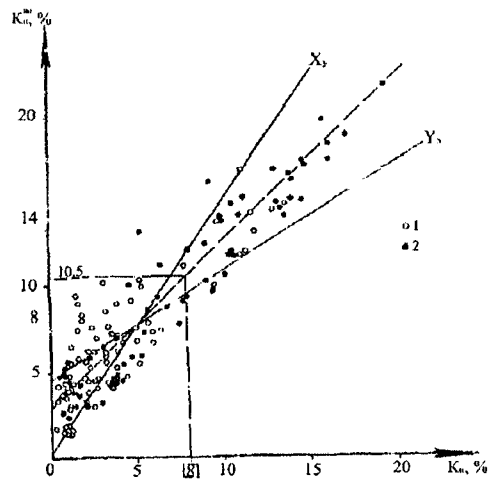


Рис. 6. Графік зв'язку загальної і відкритої пористості складки Глибинна: 1 – середньоменілова підсвіта; 2 – нижньоменілова підсвіта

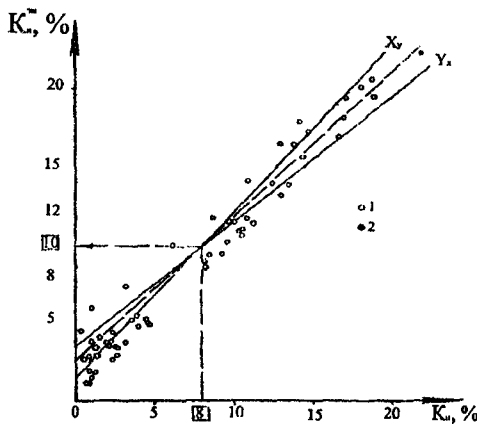


Рис. 7. Графік зв'язку загальної і відкритої пористості складки Глибинна: 1 – манявська світа; 2 – ямненська світа

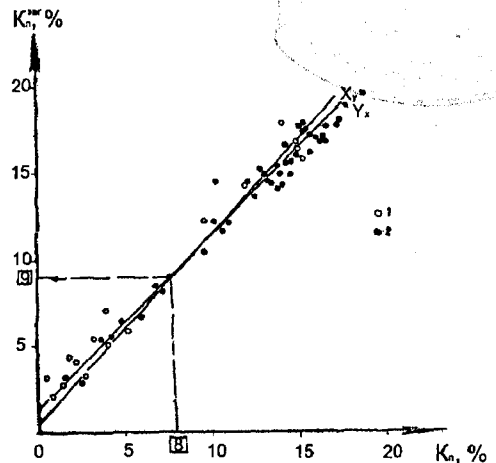


Рис. 8. Графік зв'язку загальної і відкритої пористості складки Глибинна: 1 – середньоменілова підсвіта; 2 – нижньоменілова підсвіта

карбонатністю володіють піщано-алевролітисті породи з відкритою пористістю нижче 3–4%. У породах з більшою пористістю карбонатність відсутня. Майже подібною є характеристика в менілітових відкладах площ Космач, Росільна і в нижньоменілітовій підсвіті складки Глибинна (Битківське родовище). Середньоменілітова підсвіта характеризується підвищеною карбонатністю в діапазоні пористості від 0 до 6% (рис. 9). Також спостерігається підвищена карбонатність деяких зразків ($C_k \leq 7\%$) в інтервалі величин пористості 6–12%.

Для з'ясування впливу карбонатності на проникність на графіку $K_{II} = f(C_{гп} + C_k)$ (рис. 11), побудованому для менілітових і еоценових відкладів, умовними позначеннями зазначено межі змінювання проникності, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$. Як видно з рисунка, підвищеною проникністю ($K_{II} > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) володіють зразки з пористістю $K_{II} > 8\%$. Зразки з проникністю $(10-100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ володіють відкритою пористістю $K_{II} = 8-15\%$, а для зразків з проникністю понад $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ пористість змінюється від 12 до 21%. Незначна карбонатність у діапазоні ефективної пористості ($K_{II} > 8\%$) не впливає на проникність, оскільки зразки з карбонатністю 2–3% характеризуються такою ж проникністю, як і зразки без карбонатності.

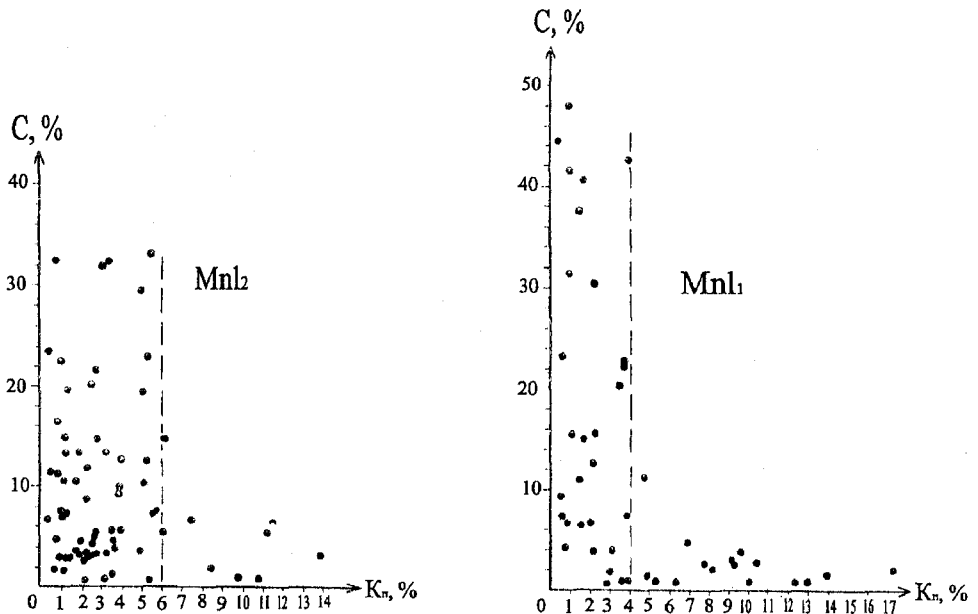


Рис. 9. Залежність K_{II} від карбонатності, відклади, складки Глибинна

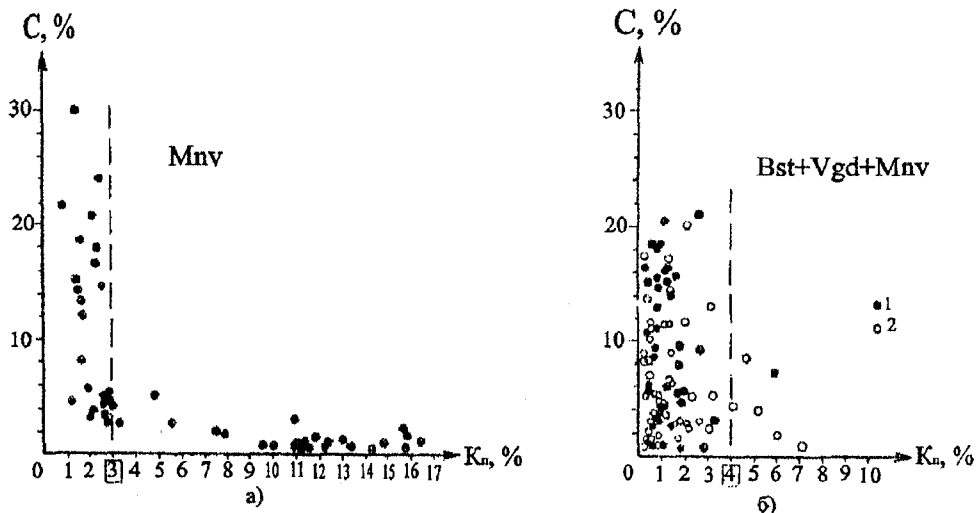


Рис. 10. Залежність K_n від карбонатності:
 а) менітлова світа, б) еоценові відклади пл. Космач

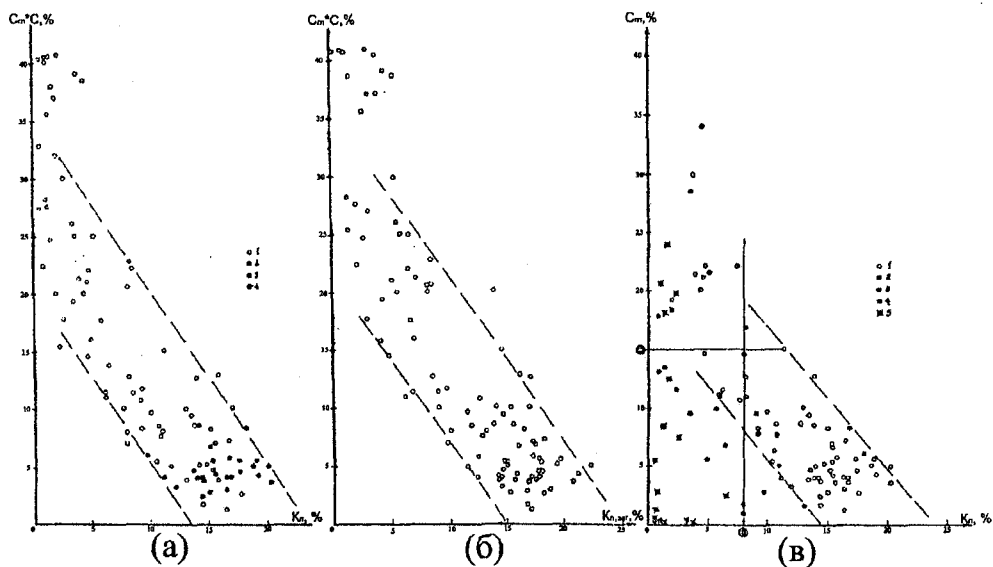


Рис. 11. Графіки залежності відкритої пористості від загальної пористості з відсотковим вмістом цементувальної речовини:
 а) 1 - K_{np} не визначається, 2 - $K_{np}=1-10$ мД, 3 - $K_{np}=10-100$ мД, 4 - $K_{np}=100-500$ мД
 б) зв'язок $K_n^{заг}$ із сумарним складом цементу.
 в) зв'язок K_n з глинистістю; 1 - карбонатність відсутня, 2 - $C < 4\%$; 3 - $C=4-6\%$, 4 - $C=6-13\%$, 5 - $C > 13\%$.

Для з'ясування впливу цементу на колекторські властивості (пористість, проникність) побудовано залежності $K_{пн} = f(C_{гг} + C_{к})$, $K_{пн}^{заг} = f(C_{гг} + C_{к})$, $K_{пн} = f(C_{гг})$ (рис.11), а також залежності між глинистим і розчинним складниками цементної речовини в піщано-алевритистих породах (рис.12).

Як видно з рисунка 12, зв'язок між цементувальною речовиною ($C_{гг} + C_{к}$) і пористістю існує, але надто слабкий, оскільки на пористість впливає неоднорідність гранулометричного складу скелетної фракції породи. Гранулометричний аналіз свідчить про погану відсортованість кластичного матеріалу, а вивчення шліфів – про різну округлість зерен.

Графік $K_{пн} = f(C_{гг})$, побудований з урахуванням розподілу карбонатної речовини (рис. 11^в), свідчить про відсутність кореляційного зв'язку між

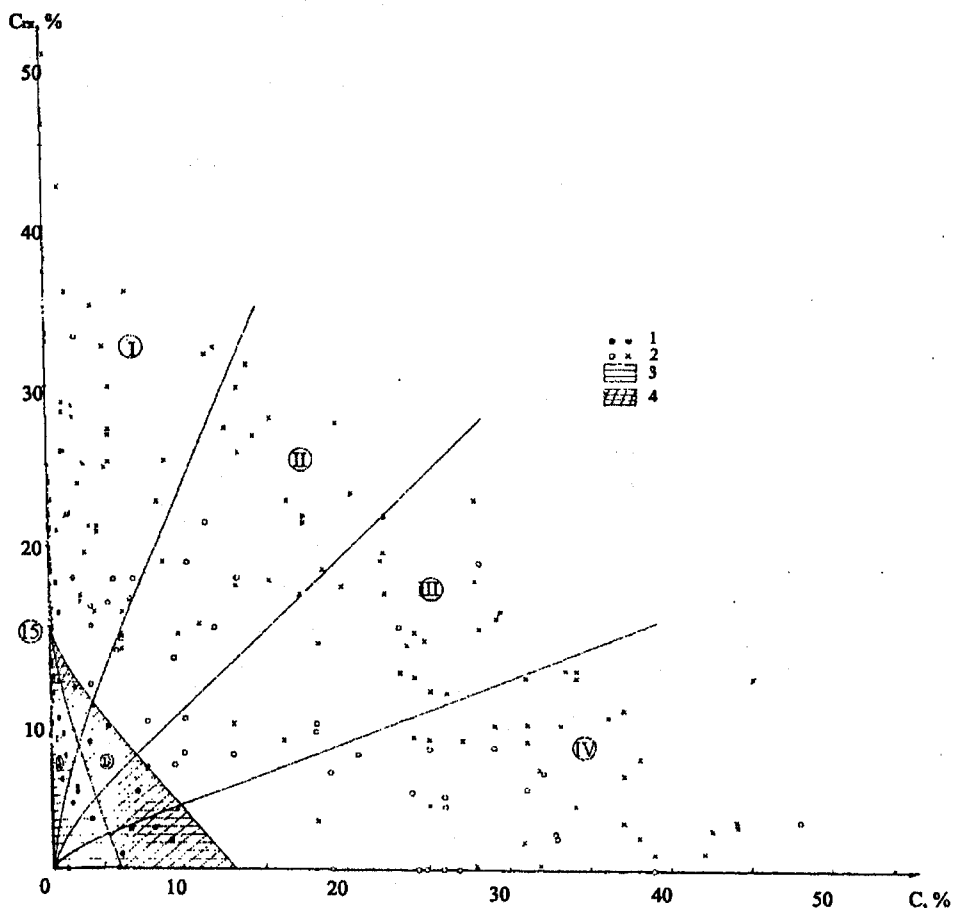


Рис. 12. Графік зв'язку глинистості з карбонатністю піщаних порід:
 1 – $K_{пр} > 0,1 мД$; 2 – $K_{пр}$ не визначалось; 3 – $K_{пр} < 0,1 мД$; 4 – $K_{пр} = 0,1-1 мД$

пористістю і глинистістю в діапазоні пористості від 1–2 до 8%. Як видно з цієї залежності, піщано-алевролітисті породи з пористістю менше 8% володіють змішаним складом цементу.

Зв'язок цементувальної речовини з проникністю також свідчить про домінуючий вплив структури скелетної фракції на фільтраційні властивості.

Для з'ясування зв'язку проникності з відкритою пористістю побудовано графік залежності $K_{mp} = f(K_n)$ для колекторів палеогенових відкладів родовищ Космач, Битків, Старуня – Гвізд (рис. 13). У результаті статистичної обробки (кількість визначень 119) отримано такі рівняння регресії для напівлогарифмічної залежності:

$$Y_x = 0,1271 \cdot X - 0,3853; \quad r = 0,61 \pm 0,05$$
$$X_y = 2,8908 \cdot Y + 9,3,$$

де $Y = \lg K_{mp}$, $X = K_n$.

Як видно з рисунка, тісного зв'язку між проникністю та пористістю не існує ($r = 0,61$), і особливо в діапазоні величин проникності від $10 \cdot 10^{-15}$ до $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Досліджуючи зв'язок між карбонатним і глинистим складниками цементувальної речовини піщано-алевритистих порід (рис. 12), спостерігаємо, що для колекторів з $K_{mp} > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ характерний в основному глинистий цемент, і лиш незначний відсоток припадає на змішаний цемент. Максимальна глинистість для таких колекторів не перевищує 15% від ваги. Мінімальне значення глинистості в колекторах за відсутності карбонатного матеріалу становить біля 1%. Пісковики з низькою глинистістю переважно володіють високою пористістю і проникністю. Пісковики, для яких сумарна величина глинистої і карбонатної речовини становить понад 15%, характеризуються низькими колекторськими властивостями, і, як правило, їм притаманний змішаний склад цементу.

Залежно від ступеня заглинизованості і карбонатизації піщано-алевритисті породи характеризуються різними величинами питомого електричного опору – низькими і пониженими за значної заглинизованості і, навпаки, високими – при збільшенні карбонатної речовини в породі. Через це ми поділили піщано-алевролітисті породи на чотири типи: породи з глинистим (переважно з глинистим) цементом (I), глинисто-карбонатним (II), карбонатно-глинистим (III) і переважно з карбонатним цементом (IV) (рис. 12).

Для унормування колекторських властивостей піщано-алевролітових порід Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину з класифікаційними схемами інших геологічних районів ми зіставили дані літолого-петрофізичних властивостей порід і геолого-геофізичних

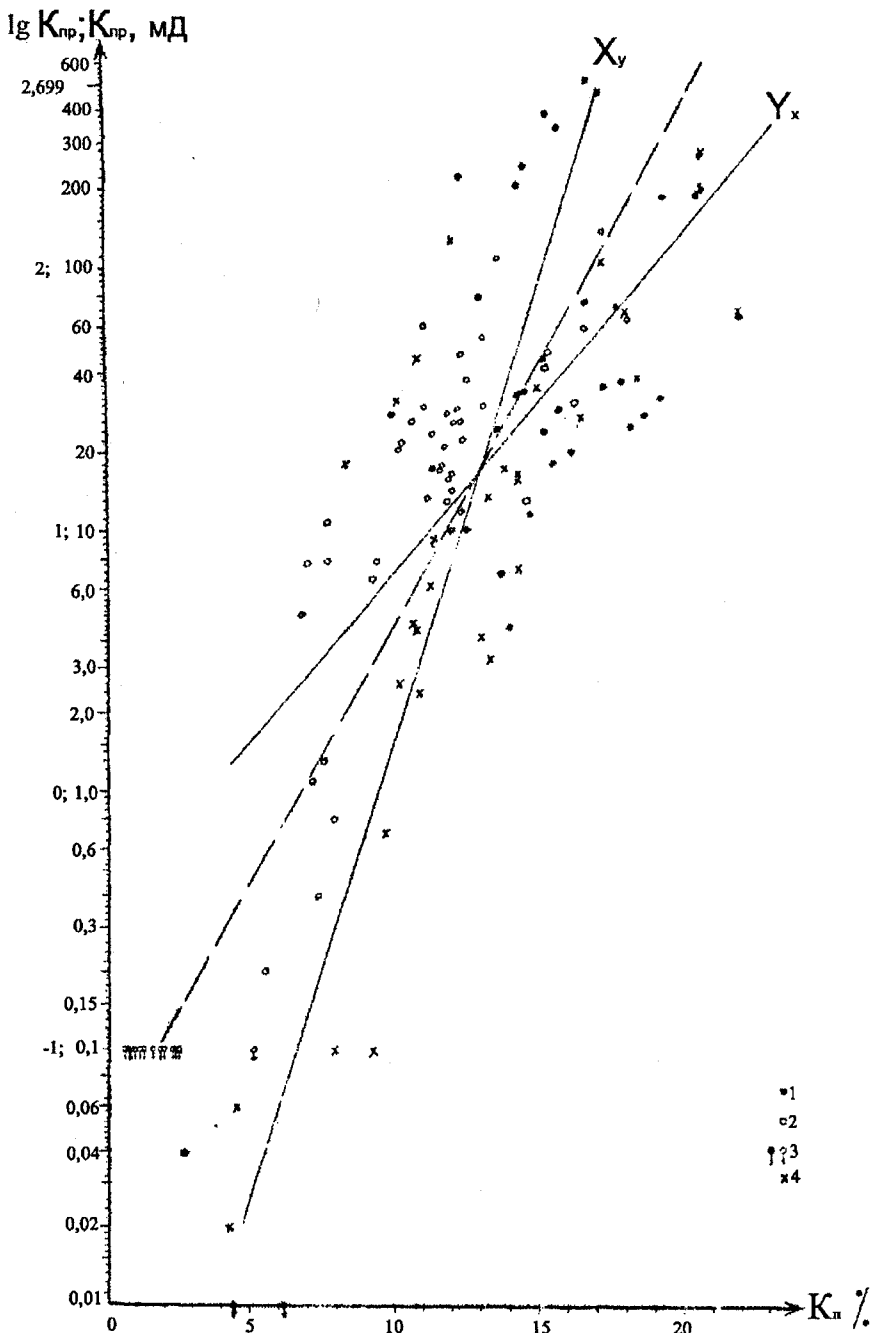


Рис. 13. Зіставлення відкритої пористості з проникністю за даними керна.
 1 – родовище Старуння – Гвізд, 2 – родовище Космач, 3 – $K_{пр} < 0,1$
 і $0,1 мД$, 4 – родовище Битків

параметрів, унаслідок чого рекомендуємо нову схему поділу піщанистих порід палеогенових відкладів на окремі групи.

Згідно з цією схемою піщано-алевролітові породи розрізів свердловин поділено на дві категорії: промислові колектори (група А) і непромислові колектори (групи Б). До групи промислових колекторів віднесено пласти пісковиків і алевролітів, здатних при сучасних методах розкриття пластів і їх освоєння отримувати промислові припливи нафти, газу або рівнозначні за дебітом припливи пластової води (змішаної продукції).

До непромислових колекторів віднесено всі піщано-алевролітисті породи, які характеризуються низькою ефективною пористістю (субколектори). За відповідних умов розкриття з них можна отримувати дуже незначні (непромислові) припливи пластового флюїду.

Промислові (А) і непромислові (Б) колектори поділяються на окремі класи. Промислові поділено на чотири класи, а непромислові – на два класи: важкопроникні і дуже слабопроникні (практично непроникні) (рис. 14).

Нижче наводимо літолого-петрографічну і промислово-геофізичну характеристику колекторів за окремими групами.

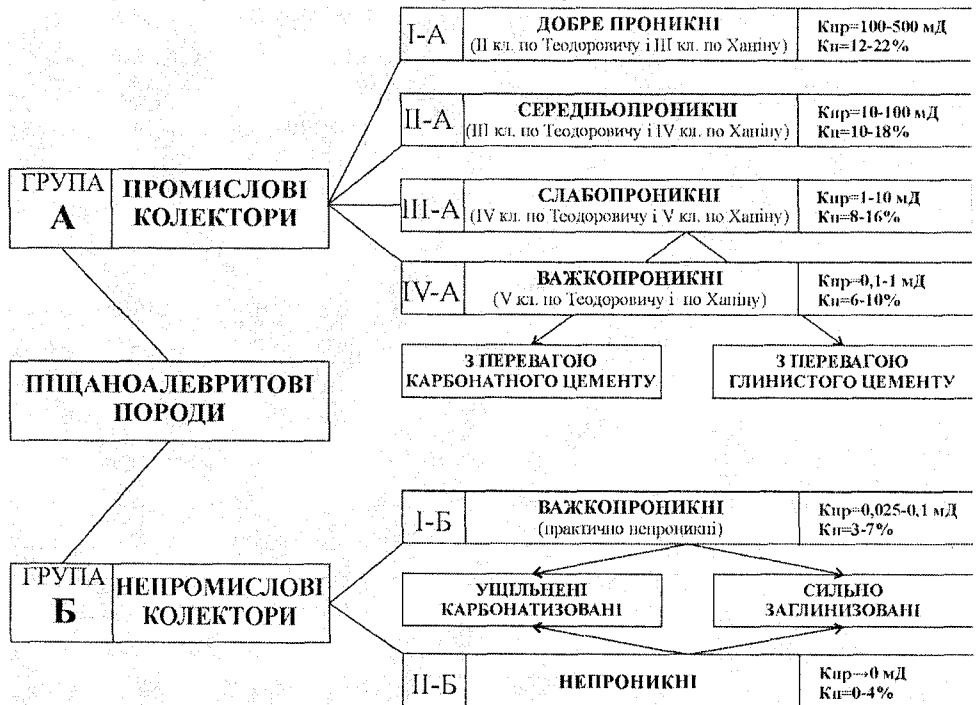


Рис. 14. Схема розподілу на окремі групи піщанистих порід палеогенових відкладів Передкарпаття

Промислові колектори (група А)

Клас I-A. До цього класу віднесено пісковики з проникністю $(100-500) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і більше і з відкритою пористістю – 12–22% (III кл. за А. А. Ханіним).

Пісковики кварцового складу (90–98%) з кутасто-округлою формою зерен – добре відсортовані, дрібно-середньозернисті, середньо- і слабозцементовані. Цемент глинистий (2–10%), тип цементациї – контактний, порово-контактний, контактно-поровий. Карбонатність відсутня або дуже незначна ($C_k \leq 1,5\%$). Відкрита пористість майже дорівнює абсолютній. Об'ємна густина $\delta_{\text{н}} = (2,1-2,35) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. У фільтрації пластових флюїдів беруть участь міжпорова ємність і проникність. Кислотна обробка не збільшує фільтраційних властивостей колекторів.

У нафтогазонасній частині розрізу питомі електричні опори пластів $\rho_{\text{н}} = 10-40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, іноді при високій нафтонасиченості (родовище Старуня – Гвізд, газове родовище Космач) питомий опір досягає декількох сотень Ом·м. Криві зондування – двошарові, проникнення фільтрату неглибоке ($D/d < 4$, де D – діаметр зони проникнення, d – діаметр свердловини).

У водоносній частині розрізу $\rho_{\text{н}} = 0,5-2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; неглибоке проникнення фільтрату ($D/d \leq 4$), утворюється глиниста кірка. Формування зони триває 2–3 доби. Процес розформування зони триваліший – 2–3 місяці.

На діаграмах методу ПС колектори відзначаються від'ємними амплітудами (при $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} > 1$). Природна радіоактивність невисока – 3–4 мкР/год.

При розкритті продуктивних нафтових пластів одержують стабільні дебіти, які сягають десятків і сотень т/добу.

Клас II-A. До цього типу порід віднесено пісковики, які володіють проникністю $(10-100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при відкритій пористості $K_{\text{н}} = 10-18\%$ (IV клас за А. А. Ханіним).

Пісковики – дрібно- і різнозернисті, слабо- і середньозцементовані, кварцового складу, кластичний матеріал (85–90%) з кутасто-округлою і напівкруглою формою зерен, цемент глинистий (10–15%), з невеликою домішкою карбонатної речовини ($C_k = 0-2,5\%$). Тип цементациї – порово-контактний, контактно-поровий, контактний. Об'ємна густина $\delta_{\text{н}} = (2,26-2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Фільтраційні властивості порового середовища цього класу залежать від характеру розподілу цементу в породі. За нерівномірного його розподілу в погано відсортованих різновидах проникність знижується при відповідно високій пористості. Під дією солянокислотної обробки карбонатний

цемент розчиняється і фільтраційні властивості можуть бути близькі до колекторів I класу. При високій пористості ефект від солянокислої обробки незначний або відсутній.

У нафтогазоносній частині розрізу питомий електричний опір пластів $\rho_n = 15-50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, іноді $150-200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Глибина проникнення фільтрату $D = (5-6)d$. Утворюється глиниста кірка. Формування зони триває декілька тижнів і місяців. Глибина зони у водоносній частині є трохи більшою, ніж у продуктивній, і сягає 5-6, а іноді 8 діаметрів свердловини. Зона проникнення зберігається тривалий час після обсадження свердловини колоною.

На діаграмах ПС пласти-колектори відзначаються від'ємними аномаліями при $\rho_\phi > \rho_v$. Природна радіоактивність – 4-5 мкР/год.

Колектори цього класу поширені в розрізах усіх свердловин, які розкрили палеогенові відклади і є основними резервуарами нафтових і значною мірою газових покладів у родовищах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

При розкритті з пластів одержують дебіти в декілька десятків т/добу.

Клас III-A. До цього класу віднесено пісковики й алевроліти з проникністю $K_{np} = (1-10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, відкритою пористістю $K_n = 8-16\%$ (V клас за А. А. Ханіним).

Пісковики – дрібно- і різнозернисті, слабо- і середньозцементовані.

Алевроліти – грубозернисті, піщані, щільні. Склад пісковиків і алевролітів кварцовий, кластична частина становить 85-90%. Цемент пісковиків в основному глинистий, зустрічається карбонатний; в алевролітах цемент, в основному, глинистий. Тип цементації – плівковий, поровий, контактово-поровий. Відсоток цементуючої речовини в породі становить 10-15% від її ваги. Карбонатність пісковиків $C_k = 0-5\%$, для алевролітів карбонатність відсутня. Об'ємна густина $\delta_n = (2,25-2,45) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Зниження фільтраційних властивостей колекторів обумовлено різнозернистістю кластичного матеріалу, збільшенням цементувальної речовини, збільшенням щільності упакування зерен. Незважаючи на значну пористість деяких піщаних різновидів, фільтраційні властивості породи можуть бути низькі; що залежить від характеру розподілу цементу в породі. Навіть при рівномірному розподілі цементу в погано відсортованих відмінностях фільтраційні властивості породи є низькими. Обумовлено це складною структурою порового простору. Власне ця причина і є домінуючою в значній частині порід менілітової, вигодської і манявської світ. Пористість таких порід становить 10-15% [8].

Промислово-геофізична характеристика колекторів така.

Питомий електричний опір пісковиків у продуктивній частині коливається в межах від 30–80 до 150–250 Ом·м. Криві зондування – двошарові. Проникнення фільтрату досить глибоке, про що свідчить і понижувальне проникнення при розкритті порід на високомінералізованих промивальних рідинах. У водоносній частині розрізу опір пластів $\rho_{\text{н}} = 5\text{--}10$ Ом·м при тришарових підвищувального типу кривих зондування. Глиниста кірка – невеликої товщини. Формування зони проникнення триває декілька (2–2,5) місяців при перепаді тиску 10–20 МПа. Розформування зони після обсадження свердловини колоною триває біля року і більше.

Амплітуди ПС – незначної величини, змінюються з часом (при $\rho_{\text{с}} = 1,0$ Ом·м $\Delta U_{\text{ис}} = 15\text{--}20$ мВ). Природна радіоактивність при $d_{\text{н}} = 0,10$ м – 5–7 мкР/год. Високі значення інтенсивності вторинного гамма-випромінювання (метод НГК).

Клас IV-A. До цього класу віднесено пісковики й алевроліти з проникністю $(0,1\text{--}1) \cdot 10^{-15}$ м² і відкритою пористістю 6–10% (V клас за А. А. Ханіним).

Пісковики – грубо- і середньозернисті, міцні, іноді окварцовані, цемент – глинистий і карбонатний, карбонатно-глинистий. Тип цементації – поровий, базальний, рідше контактово-поровий. Відсоток цементувальної речовини становить 15–20%. Карбонатність – 5–7%. Об'ємна густина породи $\delta_{\text{н}} = (2,4\text{--}2,52) \cdot 10^3$ кг/м³.

Алевроліти – дрібнозернисті, шаруваті, глинисті, міцні. Цемент – в основному глинистий. Кількість цементу – 20–30%. Тип цементації – такий, як і в пісковиках.

За даними геофізичних досліджень свердловин пісковики характеризуються високими значеннями питомих електричних опорів ($\rho_{\text{н}} = 50\text{--}100$ Ом·м, іноді 150–350 Ом·м). У разі збільшення глинистого складника в цементі або й зовсім глинистого цементу питомий опір у водоносній і продуктивній частинах порід майже однаковий. Криві зондування – двошарові. Проникнення фільтрату в пласти не спостерігається, хіба що в пласти з тріщинною проникністю. Незначні припливи нафти або газу спостерігаються в розрізах, де розвинена ефективна тріщинуватість порід. Під дією солянокислої обробки карбонатний цемент розчиняється, внаслідок чого звільняється частина порового простору породи з карбонатністю 7–8% і спостерігається збільшення пористості у 2–3 рази [8]. На Битківському родовищі після кислотної обробки дебіти збільшувались на 33–47%, а в окремих

випадках – у 3,5 рази. Різкому підвищенню дебітів сприяє також звільнення кальцитових тріщин від заповнювачів.

Значний вплив на фільтраційні властивості цього класу порід має глиниста речовина, яка внаслідок високої пластичності вповнює пори в породі і значно знижує її ємнісні і фільтраційні властивості. Дослідження показали [8, 9], що присутність у піщанистих породах менілітової світи 30% частинок завбільшки 0,01 мм знижує пористість до 5%, проникність – до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і нижче. Мікроскопічні дослідження алевролітів і аргілітів підтверджують присутність у них тонкодисперсного кремнезему, підвищений вміст якого зменшує поровий простір алевролітів і одночасно робить породи крихкішими і твердішими. При тектонічних рухах породи деформуються з утворенням тріщин.

На діаграмах ПС спостерігаються незначні амплітуди потенціалу, вторинна гама-активність досягає максимальних значень ($I_{\text{пу}} = 3,0 - 3,5$ ум.од.), гама-активність вища, ніж у попередніх класах ($I_{\gamma} = 6 - 9 \text{ мкР/год.}$. Іноді $I_{\gamma} = 3 - 5 \text{ мкР/год.}$, що свідчить про перевагу карбонатного складника цементу в породі).

Непромислові колектори (група Б)

Клас І-Б. До цього класу віднесено ущільнені піщанисті і заглинизовані піщано-алевролітисті породи. Проникність $K_{\text{пр}} = (0,025 - 0,1) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, відкрита пористість – 3–7%.

Пісковики – грубо- і середньозернисті, міцні, щільні, цемент – глинистого і змішаного складу, іноді кременистого. Тип цементації – поровий, базальний. Відсоток цементації речовини становить 25–35%, карбонатність – 6–13%. Об'ємна густина породи $\delta_{\text{н}} = (2,5 - 2,6) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Алевроліти – дрібнозернисті, шаруваті, глинисті, міцні. Цемент – глинистий, кількість цементу – 30–40%. Тип цементації – базальний.

Пісковики характеризуються високими значеннями питомих електричних опорів ($\rho_{\text{н}} = 150 - 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$), алевроліти і заглинизовані пісковики – пониженими опорами (20–100 Ом · м).

Криві зондування двошарові. Амплітуда ПС – відсутня або дуже незначна. Іноді, за наявності в розчині хімічних реагентів, навпроти високоомних пластів з підвищеною карбонатністю спостерігаються досить глибокі від'ємні амплітуди ПС, непостійні в часі, які пояснюються електрохімічною природою виникнення окислювально-відновного характеру.

Природна радіоактивність може бути різною – від низьких значень (пісковики з карбонатним цементом) $I_{\gamma} = 4 - 6 \text{ мкР/год.}$ – до високих $I_{\gamma} = 6 -$

$12 \text{ мкР} / \text{год}$. Радіаційна гама-активність набуває також різних величин: для пісковиків з карбонатним складником у цементі $I_{\text{пн}} = 3,5 - 4,0 \text{ ум.од.}$, а для алевролітів зі значним вмістом водню, пов'язаним з підвищеною глинистістю, покази НГК понижені (1,5–2,0 ум.од.). На кавернограмі такі пласти характеризуються номінальним діаметром.

Клас II-Б. Цей клас охоплює щільні і глинисті пісковики і алевроліти з дуже низькою відкритою пористістю ($K_{\text{п}} = 0-4\%$) і відсутністю міжзернової проникності.

Літолого-петрографічна і геофізична характеристики такі ж, як і в породах класу I-Б, тільки щільні пісковики карбонатизованіші, а отже і величини питомих електричних опорів досягають іноді декількох тисяч Ом·м. Ці пласти визнають за опорні при визначенні подвійного різницевого параметра $\Delta I_{\text{пн}}$.

Вищенаведена характеристика піщано-алевролітових порід за даними керна, промислової геофізики і результатів випробувань дозволяє зробити висновок, що в розрізі відкладів палеогенового флішу поряд з низькопористими піщанистими породами є пласти пісковиків з високими колекторськими властивостями (з відкритою пористістю від 8 до 22%, проникністю — від одиниць до $(10-500) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Такі породи в регіоні є основними резервуарами нафти і газу.

Література

1. Субботін С. І. Про будову глибинних зон Карпат / С. І. Субботін // Праці ін-ту геології корисних копалин: матеріали з геології західних областей УРСР. — АН УРСР, 1960. — Т. II.
2. Богданов А. А. Основные черты тектоники Восточных Карпат / А. А. Богданов // Сов. Геология. — 1949. Вып. 40.
3. Вялов О. С. — Общие структурные подразделения западных областей УРСР / О. С. Вялов // Изв. АН СССР. — 1969. Вып. 5.
4. Ладыженский Н. Р. Геологическое строение и нефтегазоносность Северного Предкарпатья / Н. Р. Ладыженский, В. И. Антипов. — Гостехиздат, 1961.
5. Бортницкая В. М. — Коллекторы нефти палеогена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и методика их исследования: автореф. канд. дисс. / В. М. Бортницкая. — Ленинград, 1966.
6. Бортницкая В. М. Характеристика коллектирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья. Геология и нефтеносность Советских Карпат / В. М. Бортницкая, Д. В. Кутовая, Э. Алешкина. — М.: Гостехиздат, 1963.
7. Вульчин Е. И. Порода-коллекторы нефти менилитовой серии в свете детального петрографического исследования (глинистые породы) /

Е. И Вульчин // В кн. «Геология и геохимия ископаемых». — К.: Наукова думка, 1969. — Вып. 20.

8. Бортницкая В. М. Связь коллекторских свойств терригенных пород Предкарпатья с вещественным составом / В. М. Бортницкая // Нефтяная и газовая промышленность. — К., 1969. — Вып. 1.

9. Павловський Е. В. Литофациальні особливості відкладень менилітової серії юго-східної частини Внутрішньої зони Предкарпатського прогибу в межах Долинського і Битківського нафтопромислових районів / Е. В. Павловський, В. К. Сельський, Л. В. Григорчак // Нефтегазовая геология и геофизика. — М.: Недра, 1966. Вып. 9.

10. Характеристика коллекторов Оров-Уличнянского нефтяного месторождения. / В. И. Грицишин, Р. М. Новосилецкий, Н. С. Предтеченская, Г. П. Федорович и др. // Нефтяная и газовая промышленность. — 1968. — Вып. 1.

11. Курилец И. И. Тектоника и нефтегазопосность Внутренней зоны Предкарпатского прогиба в междуречье Сукеля и Прута и перспективы нефтяных и газоконденсатных месторождений. Автореферат канд. дисс., И. И. Курилец. — Львов, 1970.

12. Копистянський Р. С. Значення тріщинуватості порід у формуванні нафтових родовищ Радянських Карпат / Р. С. Копистянський. — К.: Вид-во АН УРСР, 1959.

13. Линецкий В. Ф. Трещиноватые коллекторы нефтяных месторождений Восточных Карпат / В. Ф. Линецкий // Тр. совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. — М.: Гостоптехиздат, 1966.

14. Шишигин С. И. О трещинных коллекторах нефти и газа в Восточных Карпатах / С. И. Шишигин // Научные записки Львовского политехн. ин-та, серия геолого-разведочная. — Львов, 1956.

15. Бортницкая В. М. Изучения трещиноватости коллекторов палеогена нефтяных месторождений Предкарпатского прогиба / В. М. Бортницкая, Д. В. Кутовая // Тр. УкрНИГРИ. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — 4.

16. Гурьба П. К. Коллекторы нефти палеогеновых отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Дисс. ... канд. наук. — Борислав, 1961.

17. Сафаров И. П. Физические параметры коллекторов нефти и газа Внутренней зоны Предкарпатского прогиба / И. П. Сафаров // Труды НТС по проблеме нефтеносности Украины, К., 1959.

18. Гнатюк Р. А. Исследование вопросов повышения нефтеотдачи на месторождениях Предкарпатья: дис. ... канд. наук. / Р. А. Гнатюк — Ивано-Франковск, 1966.

19. Иванюта М. М. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов Бориславского, Битковского и Долинского нефтяных месторождений / М. М. Иванюта, Н. Р. Ковальчук, В. Ф. Малахов // Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений. К.: Наукова думка, 1965. № 1.

1.2. Вивчення фізичних параметрів гірських порід в умовах, наближених до пластових

У цій праці наведено результати визначення в умовах, наближених до пластових, величин відкритої і динамічної пористості і насиченості порід-колекторів. Установлено зв'язки між цими параметрами і фільтраційно-ємнісними властивостями для зразків гірських порід, відібраних із палеогенових відкладів у глибоких свердловинах нафтових і газових родовищ Передкарпаття.

Проведено зіставлення петрофізичних зв'язків, установлених у різних лабораторіях. Доведено їх адекватність і високу ефективність при оцінюванні колекторських властивостей порід-колекторів за даними ГДС. Іл. 12. Бібл. 19.

Ключові слова: колектор, геофізичні параметри, палеогенові відклади, питомий електричний опір, пористість, проникність.

Вступ

Аналіз геолого-геофізичного матеріалу у свердловинах нафтогазових родовищ Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину свідчить, що породи-колектори родовищ цього регіону є неоднорідними за своїми складом і будовою. На сьогодні стан теорії петрофізичних моделей порід-колекторів є таким, що не дозволяє отримати надійні й універсальні інтерпретаційні рівняння способом, який пропонують автори [1, 2, 3], а тому достовірно оцінити підрахункові параметри можна, встановивши надійні кореляційні зв'язки колекторських властивостей порід-колекторів з геофізичними параметрами. Для розв'язання вказаних завдань на кафедрі промислової геології і геофізики ІФІНГ проводили науково-дослідні роботи за темою: «Підвищення точності і достовірності підрахункових параметрів при їх визначенні за даними геофізичних досліджень свердловин» (тема №54/81 – керівник теми доцент В. І. Грицишин) [4].

Дослідження проводили у таких напрямках:

визначення коефіцієнтів відкритої і динамічної пористості зразків гірських порід в умовах, наближених до пластових;

визначення коефіцієнтів залишкової водонасиченості порід;

встановлення зв'язків між відкритою і ефективною пористістю; між ефективною проникністю і пористістю; між параметром пористості і відкритою пористістю; між параметром насичення пласта і його водонасиченістю.

Нижче наведено характеристику колекторів і пластових вод родовищ нафти і газу Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та результати експериментального визначення петрофізичних характеристик гірських порід в умовах, наближених до пластових.

1.2.1. Характеристика колекторів і пластових вод родовищ нафти і газу Передкарпаття

Бориславсько-Покутська зона в геологічному відношенні є складно побудованою тектонічною структурою Карпатської нафтогазоносною провінції. Промислові запаси нафти і газу пов'язані в основному з відкладами палеогену і у меншій мірі з відкладами стрійської світи верхньої крейди.

Теригенну товщу палеогену представлено в основному піщано-алевролітовими і аргілітовими різновидами. Колекторами нафти і газу є пісковики і алевроліти, які у вигляді пропластків від декількох сантиметрів до 10–15 м і більше залягають серед аргілітів. Переважають товщини 1–5 м. За розрізом пісковики розподілені нерівномірно. Іноді утворюються цілі пачки пісковиків, які наочно вирізняються на діаграмах геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Пісковики за своїм складом кварцові. Деякі зразки керна порушені тріщинами, більшість з яких заповнена кальцитом. Спостерігаються зразки пісковиків з відкритою тріщинуватістю. Уламковий матеріал (біля 80–90% породи) представлено кутасто-округлими зернами кварцу і одиничними зернами польового шпату, лусок слюди й уламків кременисто-слюдистих порід.

Структура породи – алевропсамітова, переважає середньозерниста. Цемент – глинисто-карбонатний, глинисто-кременистий, карбонатно-кременистий. Тип цементації – поровий і контактний, рідше базальний. Глинистість пластів-колекторів коливається від 5 до 20%. Карбонатність колекторів в основному невелика (менше 5%), але зустрічаються пісковики з карбонатністю до 30–40%. Вони володіють дуже низькою пористістю (1–2%) і практично є непроникними.

Різний вміст цементу, погана відсортованість і обкатаність матеріалу, з якого складаються породи, обумовлює значну диференціацію колекторських властивостей пластів пісковиків.

Відкрита пористість пісковиків змінюється від 0,2 до 21,7%. Абсолютна проникність відповідно змінюється від тисячних часток до сотень мілідарсі (10^{-3} мкм²). Тісного кореляційного зв'язку між абсолютною проникністю зразків пісковиків і їх відкритою пористістю не існує. Але в умовах,

наближених до пластових, отримано досить тісний зв'язок між ефективною проникністю пісковиків і їх динамічною пористістю.

Критерієм розподілу пластів на колектори і неколектори є величина нижньої межі відкритої пористості. Для пластів, представлених тонкоритмічним чергуванням пропластків різної пористості, величина нижньої межі пористості визначається усередненим значенням вказаного параметра. Враховуючи вищесказане і те, що в ряді випадків отримано приплив нафти і газу з колекторів з тріщинною пористістю, коефіцієнт міжзернової відкритої пористості не завжди служить критерієм розподілу пластів на колектори і неколектори.

Питомий електричний опір водоносних колекторів коливається від 1,5 до 10 Ом · м, нафтонасичених — від 90 до 200 Ом · м і більше. Питомий опір щільних непроникних порід сягає сотень, а то й тисяч Ом · м. У ряді випадків значення ρ_n нафтогазоносних пластів не перевищує опору заглинених порід, що ускладнює їх виділення в розрізі свердловин за методом опору. Пласти пісковиків у водоносній частині розрізу з великим вмістом карбонатного і глинистого цементу характеризуються високими значеннями опору.

1.2.2. Фізико-хімічна характеристика пластових вод і промивальних рідин

Палеогенові відклади Передкарпатського прогину характеризуються наявністю високомінералізованих пластових вод. Характерною особливістю Передкарпатського артезіанського басейну є те, що підземні води високої мінералізації формувались не тільки на великих глибинах, але й поблизу поверхні внаслідок вилуговування солей із соленосних порід [5].

Водоносними породами палеогенових відкладів у межах Бориславсько-Покутської зони є тріщинуваті масивні пісковики і гравеліти (ямненська світа), тонкі прошарки пісковиків і алевролітів (відклади еоцену і олігоцену). Мінералізація вод палеогенових відкладів на всіх родовищах нафти і газу збільшується з глибиною, але прямої залежності між мінералізацією вод і глибиною залягання водоносних горизонтів не спостерігається.

Сульфатність і гідрокарбонатність вод палеогенових відкладів зменшуються вслід за збільшенням мінералізації і ступеня метаморфізму. Вміст йоду в підземних водах коливається від 0 до 64 мг/л. Вміст броду збільшується паралельно зі збільшенням мінералізації вод. У пластових водах всюди простежуються розчинені гази, які складаються із вуглеводнів, вуглекислоти й азоту.

Водоносний комплекс флішових відкладів олігоцену охоплює ряд водоносних горизонтів, розташованих на різних гіпсометричних рівнях у пісковиках і алевролітах менілітової і поляницької світ. Мінералізація сягає $(202-271) \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$. Високомінералізовані води – переважно хлоридно-натрієві, зустрічаються хлоридно-гідрокарбонатно-натрієві і рідше – гідрокарбонатно-натрієві. Вміст іонів $\text{Mg}^{++} + \text{Ca}^{++}$ перебуває в межах 42–48913 мг/л.

Розкриття продуктивних горизонтів у розвідувальних і експлуатаційних свердловинах Бориславсько-Покутської зони здійснюють долотами діаметром 190 мм, іноді 214 мм. Як промивальну рідину застосовують глинисті розчини з питомою вагою від 1,24 до 1,5 г/см³. В'язкість промивальної рідини змінюється від 50 до 120 с. Для регулювання фізико-хімічних і технологічних властивостей промивальних рідин до них додають: барит, гематит, бентонітову глину, нафту і нафтопродукти, КМЦ, КССБ, гіпан, ВЛР (вуглелужну рідину), крохмаль, сивушну олію, каустичну соду, окзил, солі хрому та ін. Рецептатура промивальних рідин у різних бурових організаціях різна, а в межах однієї організації – нестала у різних свердловинах.

Піщанисті колектори, які розкриваються свердловинами на нафтогазових родовищах Передкарпаття, характеризуються такими ознаками:

частим перемежуванням піщаних і алевролітових прошарків з глинистими породами;

великим діапазоном змінювання товщин піщанистих і алевролітових пластів (від декількох сантиметрів до десятків метрів);

різкою мінливістю літологічних характеристик і фізичних властивостей пластів як за розрізом, так і за площею;

мінливістю петрофізичних характеристик у присвердловинній частині пласта завдяки взаємодії пластів з різними за своїми фізико-хімічними властивостями промивальними рідинами.

1.2.3. Методика експериментальних досліджень з вивчення фізичних параметрів гірських порід в умовах, наближених до пластових

Для дослідження кернового матеріалу олігоценових відкладів розвідувальних площ південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони (площі: Верхня Луква, Рудавець, Чечва, Рожнятів) відібрано 143 зразки гірських порід. З еоценових і олігоценових відкладів північно-західної частини Бориславсько-Покутської зони було відібрано додатково 33 зразки на площах Північної Долини і Східниці.

Керн для дослідження відбирали в основному з інтервалів колекторів, виділених за даними комплексу ГДС з урахуванням даних випробування на продуктивність. Підбір зразків керна проводили з урахуванням рівномірного розподілу їх за пористістю — від 3 до 20—22%. Охоплювали всі колекторські різновиди на окремих площах розвідки.

Зразки гірських порід після надання їм необхідних розмірів і форми, піддавали екстрагуванню від залишкової нафтонасиченості і ретельно відмивали в дистильованій воді від розчинених солей.

Відкриту пористість визначали за методом Преображенського. Спеціальні дослідження з насичення породи різними рідинами свідчать, що повнота насичення не залежить від застосованої рідини [1].

1.2.4. Умови лабораторного вивчення фізичних властивостей зразків гірських порід

Висушені зразки гірських порід насичували мінералізованою водою ($C_n = 180 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$) методом капілярного просочування. Насичення контролювали стабілізацією ваги й електричного опору зразків гірських порід.

Досить цікавими для вивчення пористих середовищ є експерименти з вивчення фізичних параметрів при ефективних тисках. Методику комплексного вивчення фізичних властивостей колекторів при ефективних тисках описано у працях [6, 7].

Значення ефективного тиску для зразків гірських порід, відібраних із свердловин однієї площі, у процесі експериментів підтримували сталим, і воно відповідало глибинам відбору керна [8]. За результатами наших досліджень, а також за даними, наведеними у працях [2, 9 та ін.], виходить, що петрофізичні параметри інтенсивно змінюються в інтервалах тиску до 30—40 МПа. При подальшому підвищенні тиску петрофізичні параметри і колекторські властивості змінюються повільно і графіки цих залежностей стають пологими. На нашу думку, дослідження на керновому матеріалі слід проводити при тисках 40—60 МПа і більше. В такому діапазоні тисків залежності фізичних параметрів набувають пологого вигляду.

У праці [8] вказується, що вік окремих складників флішової товщі при вивченні властивостей порід-колекторів Передкарпаття не має істотного значення.

Лабораторні дослідження виконували за допомогою апаратури, виготовленої за зразком аналогічної установки в УкрДГРІ.

Комплект апаратури, який застосовували для досліджень керна в умовах, наближених до пластових, містить такі основні вузли: мастильний

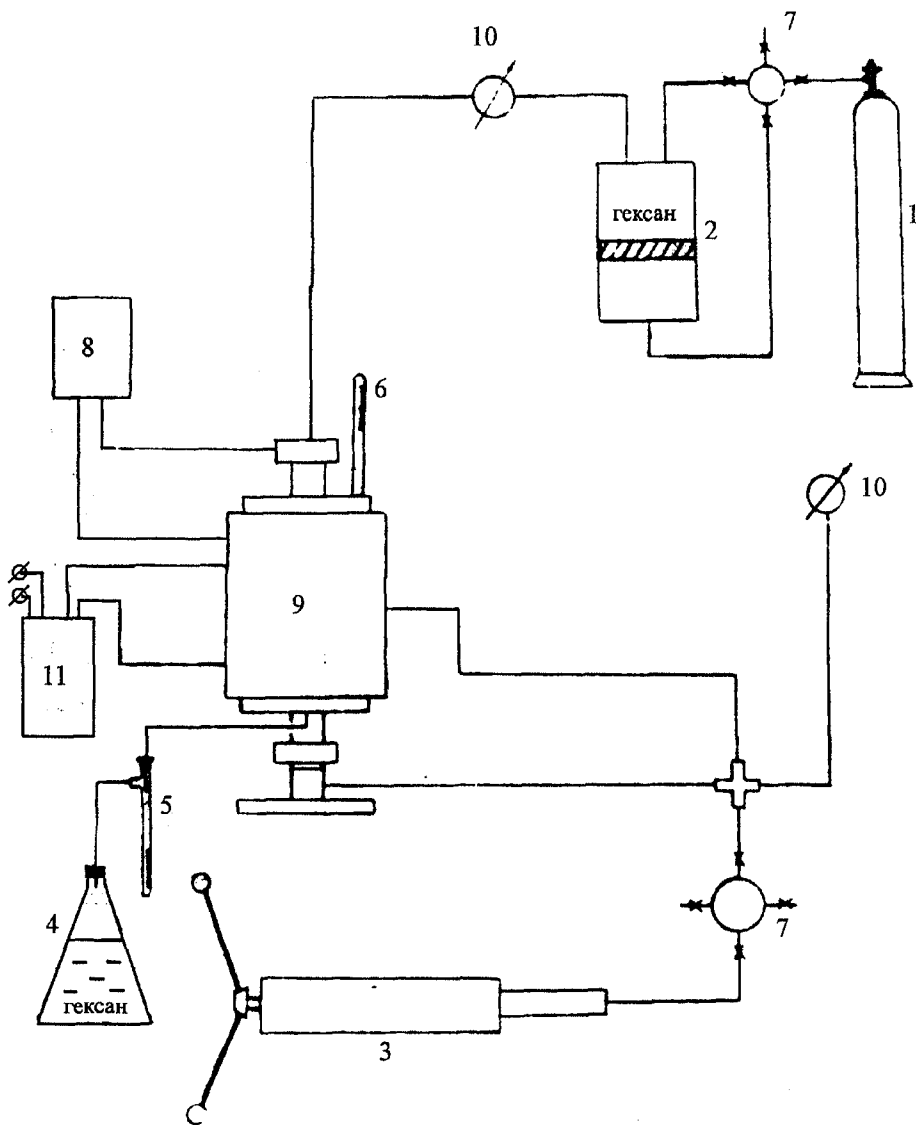


Рис. 1. Схема установки для вивчення фільтрації при високих тисках і температурах

Умовні позначення:

- 1 – газовий балон; 2 – поршневий розділювач (газ гексан);
 3 – ручний прес; 4 – колба для гексану; 5 – вимірювальна бюретка; 6 – термометр; 7 – меніфольди; 8 – вимірювач питомого електричного опору; 9 – кернотримач; 10 – манометр, 11 – латр

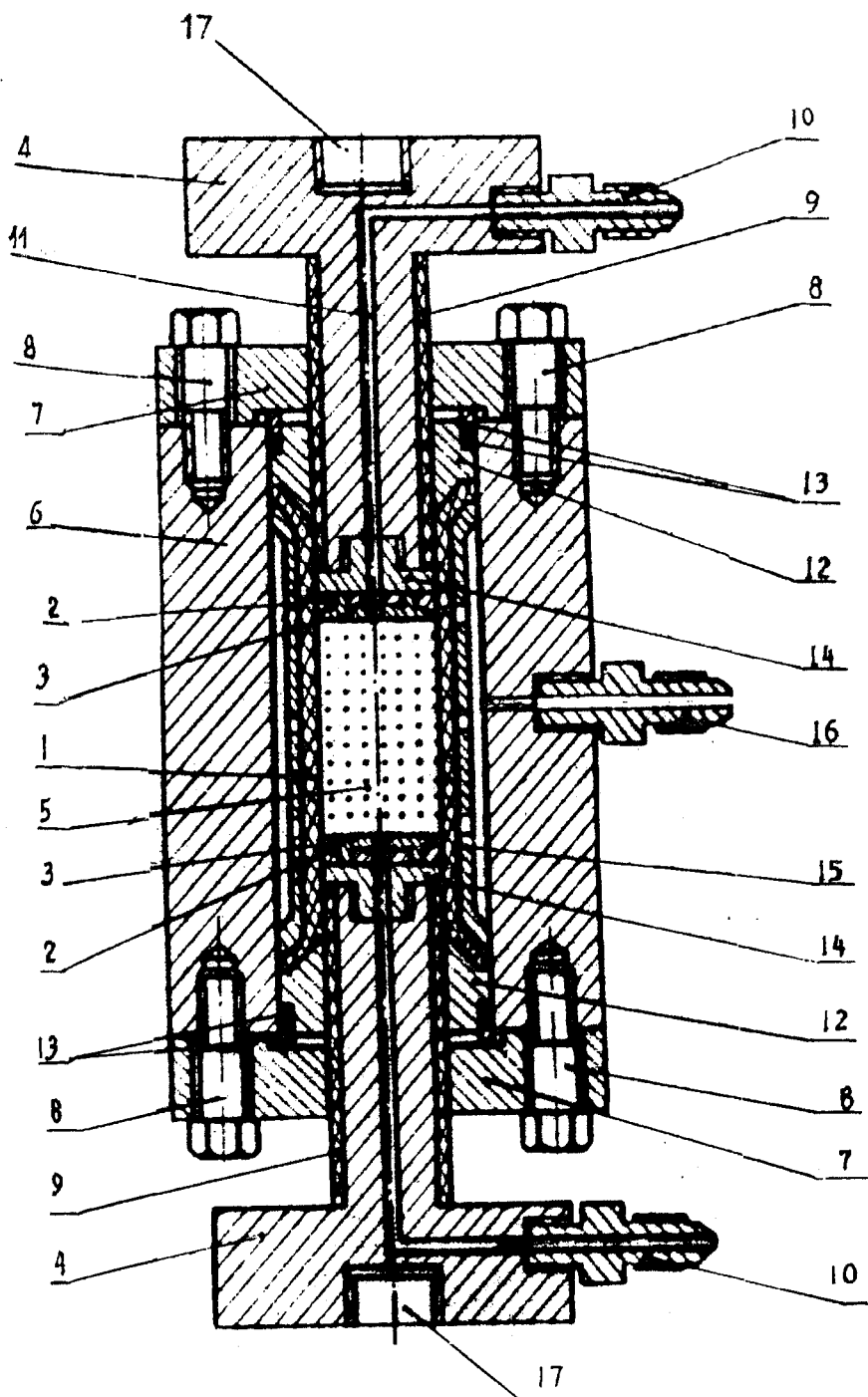


Рис. 1А. Пристрій для дослідження керна

насос високого тиску (див. рис. 1), кернотримач, пристрій для регулювання всебічного і внутрішньопорового тиску на зразках породи, комплект електронно-вимірjuвальної апаратури для вимірювання електричних і акустичних характеристик порід. На рис. 1А показано розріз кернотримача, який вміщує гумову манжету 1, складні електроди, кожен з яких складається з твердої обойми 2, виготовленої з іржостійкої сталі у вигляді перфорованих дисків з прорізами й електропровідного еластичного робочого агента 3, запресованого в обойми 2 з боку прорізів; плунжери 4; досліджуваний зразок гірської породи 5; корпус 6; фланці 7; болт для стягування 8; ізоляційні прокладки 9; штуцери 10; канали для підведення і відведення фільтрувальних флюїдів і газів 11; ущільнювальні конуси 12; перфоровану сталеву гільзу 15, штуцер бокового обтискування 16; гнізда для п'єзоканалів 17.

Удосконалений кернотримач дозволяє одночасно вимірювати декілька фізичних параметрів зразка породи, а саме: проникність, електричний опір, швидкість поширення пружної хвилі, змінювання об'єму відкритого порового простору.

Наближену величину ефективного тиску в умовах Передкарпаття визначали за формулою:

$$P_{\text{еф}} = 0,01565H, \quad (2.1)$$

де $P_{\text{еф}}$ – ефективний тиск, Мпа;

H – глибина відбору зразка породи, м.

Оскільки результаційний ефект визначають в основному різницею зовнішнього і внутрішньопорового тисків, вимірювання проводились при сталому внутрішньопоровому тиску, який не перевищував 1–2 Мпа.

Фазову (ефективну) проникність зразка керна у присутності залишкової води визначали при фільтрації через зразок гексану.

При обчисленні петрофізичних характеристик за результатами вимірювань використовували формули і методику, наведені у праці [10].

Відкриту пористість і залишкову водонасиченість для пластових умов обчислювали на основі даних цих величин, заміряних в атмосферних умовах і відносної зміни об'єму порового простору зразка породи під дією тиску за формулами:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{п}}^+ \cdot \eta, \quad (2.2)$$

$$K_{\text{в.з}} = K_{\text{в.з}}^+ \cdot \eta^{-1}, \quad (2.3)$$

$$\eta = (V_{\text{п}} - \Delta V_{\text{п}}) \cdot V_{\text{п}}^{-1}, \quad (2.4)$$

де $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{п}}^+$ – відповідно коефіцієнт відкритої пористості при ефективному тиску і в атмосферних умовах; $K_{\text{в.з}}$ і $K_{\text{в.з}}^+$ – відповідно

коефіцієнт залишкової водонасиченості при ефективному тиску і в атмосферних умовах, визначений методом центрифугування; η – відносна зміна об'єму відкритого порового простору породи під дією ефективного тиску; V_{Π} – об'єм порового простору в атмосферних умовах; Δv_{Π} – абсолютна зміна об'єму порового простору під дією ефективного тиску.

Між коефіцієнтом відкритої пористості в атмосферних умовах і величиною η для відкладів нафтогазових родовищ Передкарпаття ми встановили кореляційні залежності:

для продуктивних відкладів палеогену (на прикладі продуктивних відкладів Заводівської площі) в діапазоні значень $K_{\Pi}^+ = 2-12\%$ при $P_{\text{эф}} = 70\text{МПа}$:

$$\eta = 0,942 - (0,802/K_{\Pi}^+); \quad r = 0,72 \quad (2.5);$$

для продуктивних відкладів неогену (на прикладі продуктивних відкладів Летнянської площі) в діапазоні значень $K_{\Pi}^+ = 2-25\%$ при $P_{\text{эф}} = 22\text{МПа}$:

$$\eta = 0,897 - (0,428/K_{\Pi}^+); \quad r = 0,65 \quad (2.6);$$

для продуктивних відкладів Лопушнянської площі в діапазоні значень $K_{\Pi}^+ = 1-13\%$ при $P_{\text{эф}} = 70\text{МПа}$:

$$\eta = 0,894 - (0,185/K_{\Pi}^+); \quad r = 0,78 \quad (2.7).$$

1.2.5. Результати експериментального визначення фізичних властивостей гірських порід

Основним завданням цієї праці є уточнення встановлених раніше залежностей і пошуки нових кореляційних зв'язків між геофізичними параметрами порід-колекторів і їх фільтраційно-ємнісними властивостями для розвідувальних нафтогазових площ Передкарпаття. Ми вивчали фізичні параметри зразків гірських порід, відібраних із продуктивних відкладів вищевказаних площ.

Кореляційні зв'язки відкритої пористості колекторів з їх параметрами пористості досліджували, щоб установити рівняння для визначення пористості порід продуктивних відкладів за даними ГДС з урахуванням пластових умов. Опрацьовані результати досліджень порід для кожної з площ обробляли за спеціальною програмою «Кореляція». Було встановлено рівняння зв'язків між коефіцієнтами відкритої пористості K_{Π} і параметром пористості P_{Π} для теригенних порід палеогенових відкладів на площах Верхня Луква, Рудавець, Чечва і Рожнятів. Результати досліджень занесено до таблиці 1.

Таблиця 1

Залежності $P_n = f(K_n)$ для менілітових відкладів південно-східної частини
Передкарпатського прогину

Площа	Інтервали залягання порід, м	Кількість зразків, шт.	Ефективний тиск, МПа	Залежності $P_n = f(K_n)$	Коефіцієнти кореляції, R
Верхня Луква	1373-2080	52	50	$P_n = 0,59 \cdot K_n^{-2,3}$	-0,93
Рудавець	1114-2193	31	25	$P_n = 0,89 \cdot K_n^{-2,1}$	-0,94
Чечва	2453-2721	31	45	$P_n = 1,01 \cdot K_n^{-2,21}$	-0,89
Рожнятів	4350-5217	14	70	$P_n = 0,47 \cdot K_n^{-2,39}$	-0,91
Для всіх площ разом	1100-5217	128	25-70	$P_n = 0,658 \cdot K_n^{-2,29}$	-0,95

Графіки отриманих залежностей зображено на рисунках 2-6.

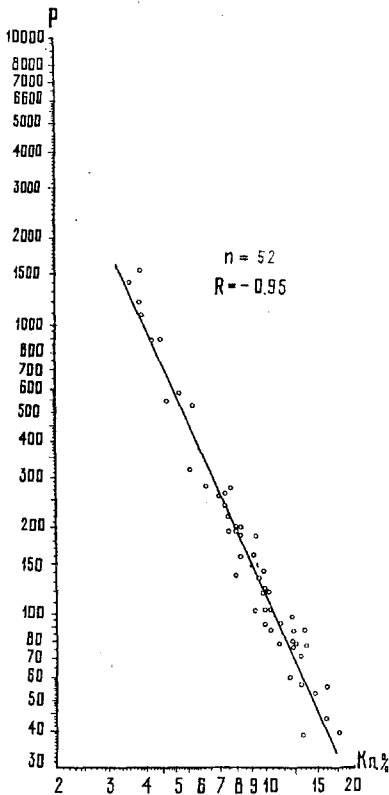


Рис. 2. Залежність $P_n = f(K_n)$ для пісковиків менілітової світи пл. Верхня Луква

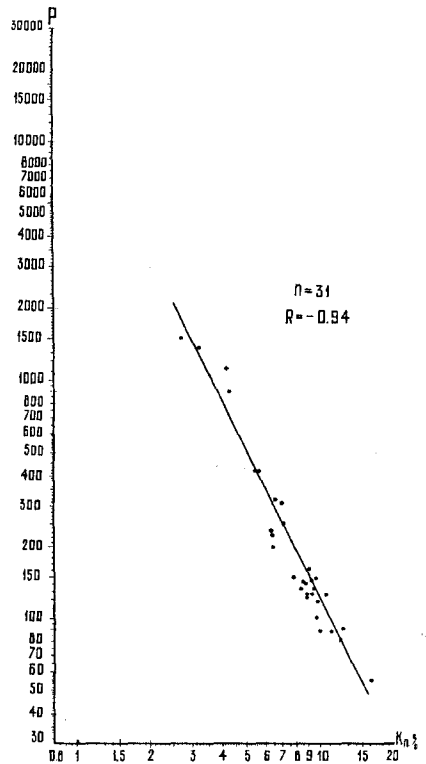


Рис. 3. Залежність $P_n = f(K_n)$ для пісковиків менілітової світи пл. Рудавець

Рис. 4. Залежність $P_n = f(Kn)$
для пісковиків менілітової
світи пл. Чечва

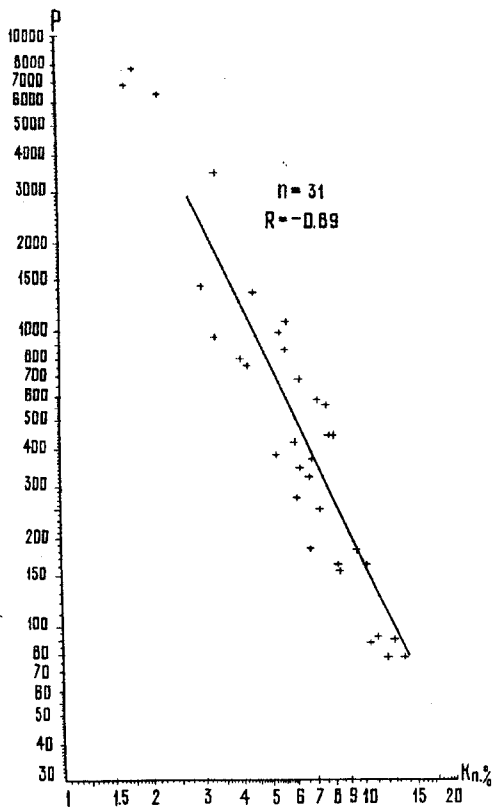
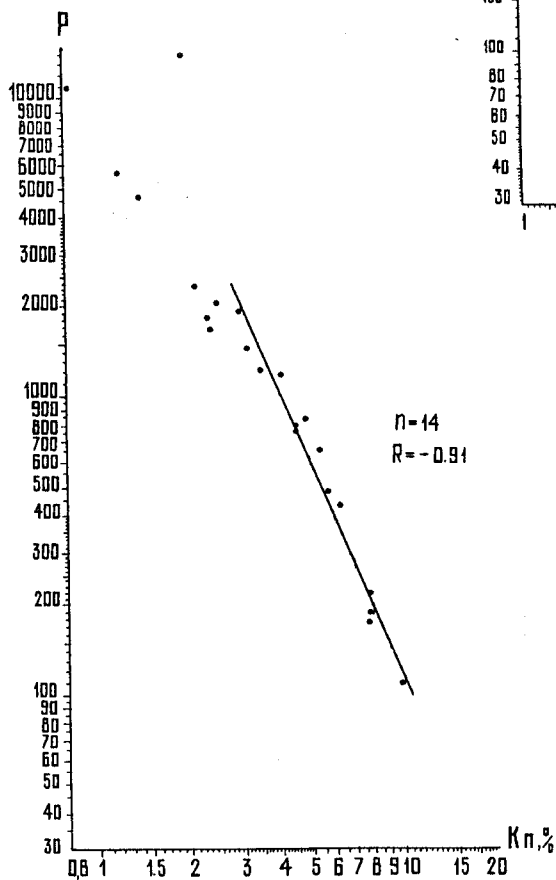
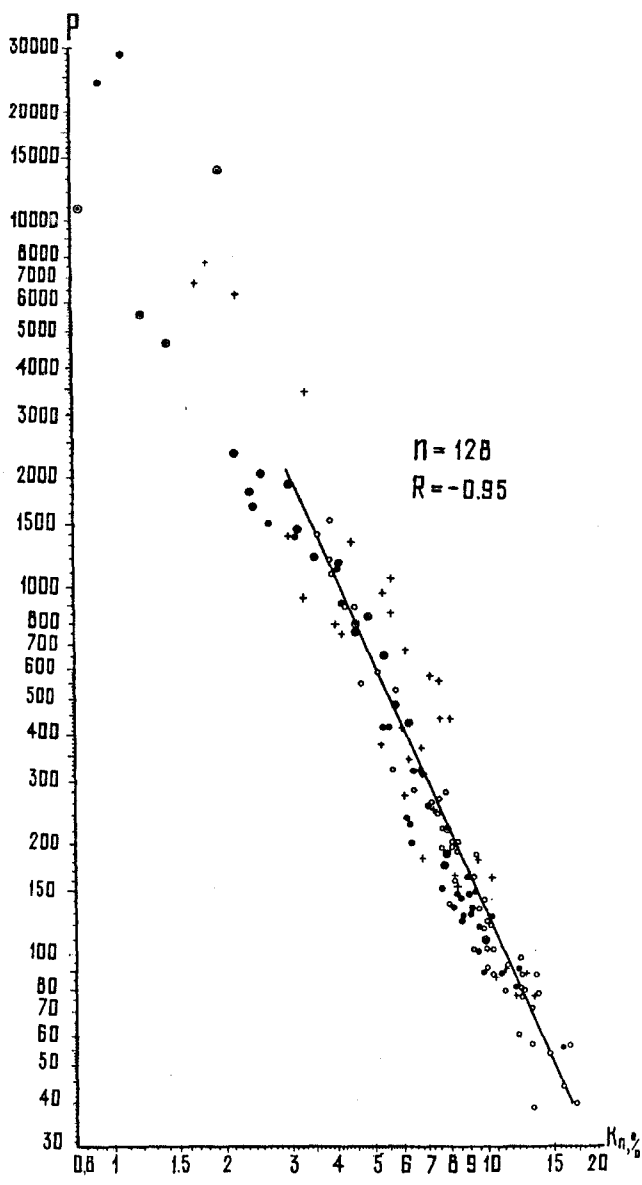


Рис. 5. Залежність $P_n = f(K_n)$
для пісковиків палеогену
пл. Рожнятів



Умовні позначення:

- — площа Верхня Луква;
- — площа Рудавець;
- + — площа Чечва;
- ⊙ — площа Рожнятів

Рис. 6. Узагальнена залежність $P_n = f(K_n)$ для пісковиків палеогену Прикарпаття

У 1982—1983 рр. в ІФІНГ (тема №64/82) продовжували дослідження на керованому матеріалі, відібраному додатково із свердловин Верхня Луква, Рудавець, Чечва, Рожнятів, а також з Північної Долини і Східниці. Загальна кількість керн становила 293 зразки [4, 11]. Зразки прив'язували до конкретних геологічних розрізів свердловин. Слід зазначити, що для всіх перспективних площ Передкарпаття не вдалося відібрати достатньо представницьку колекцію зразків гірських порід. Найповнішу колекцію відібрано з продуктивних відкладів площ: Верхня Луква, Чечва, Рудавець. Для інших площ зразки з пористістю 10—20% у колекції представлено недостатньо.

За отриманими даними обчислювали пористість породи при ефективному тиску, її відносний опір (параметр пористості) P_n і інтервальний час поширення поздовжніх хвиль ΔT . Внаслідок математичного опрацювання експериментальних даних отримано такі залежності:

площа Чечва:

$$P_n = 1,38 \cdot K_n^{-2,056} \quad r = -0,71 \quad (2.1)$$

$$K_n = -52,8 + 0,28\Delta T, \quad r = 0,82 \quad (2.2)$$

площа Верхня Луква:

$$P_n = 0,69 \cdot K_n^{-2,26} \quad r = -0,75 \quad (2.3)$$

площа Рожнятів:

$$P_n = 0,5 \cdot K_n^{-2,1} \quad r = -0,61 \quad (2.4)$$

$$K_n = -24,82 + 0,145\Delta T, \quad r = 0,81 \quad (2.5)$$

площа Північна Долина:

$$P_n = 3,31 \cdot K_n^{-1,48} \quad r = -0,73 \quad (2.6)$$

$$K_n = -17,75 + 0,128\Delta T, \quad r = 0,58 \quad (2.7)$$

площа Східниця:

$$K_n = -29,82 + 0,186\Delta T, \quad r = 0,62 \quad (2.8)$$

площі Рожнятів і Східниця:

$$P_n = 1,78 \cdot K_n^{-1,74}, \quad r = -0,61 \quad (2.9)$$

площі Рудавець, Чечва і Верхня Луква:

$$P_n = 0,96 \cdot K_n^{-2,1}, \quad r = -0,79 \quad (2.10)$$

- площі Рудавець і Чечва:

$$K_n = -39,57 + 0,22\Delta T, \quad r = 0,88 \quad (2.11)$$

- для всіх вищевказаних площ:

$$P_n = 0,92 \cdot K_n^{-2,09}, \quad r = -0,76 \quad (2.12)$$

$$K_n = -32,8 + 0,185\Delta T, \quad r = 0,91 \quad (2.13)$$

де P_n — параметр пористості;

K_n — коефіцієнт відкритої пористості, у формулах (2.2), (2.5), (2.7), (2.8), (2.11), (2.13) K_n в %;

ΔT — інтервальний час пробігу пружної поздовжньої хвилі, мкс/м;
 r — коефіцієнт парної кореляції.

Аналіз рівнянь регресії свідчить, що за тісною зв'язку вони близькі між собою для виборок усіх площ. Для визначення пористості колекторів палеогенових відкладів перспективних площ Передкарпаття слід віддати перевагу узагальнювальним рівнянням регресії, графіки яких наведено на рисунках 6 і 6а. Рівняння $P_{II} = 0,96 \cdot K_{II}^{-2,1}$ характеризується гарною тісністю зв'язку, $r = -0,79$. Помилка визначення пористості у цьому випадку буде менша від тих, які отримано при недостатній наявності ядра окремо для кожної з площ. Цю залежність можна використовувати для практичних визначень відкритої пористості в інтервалі $K_{II} = 3-20\%$.

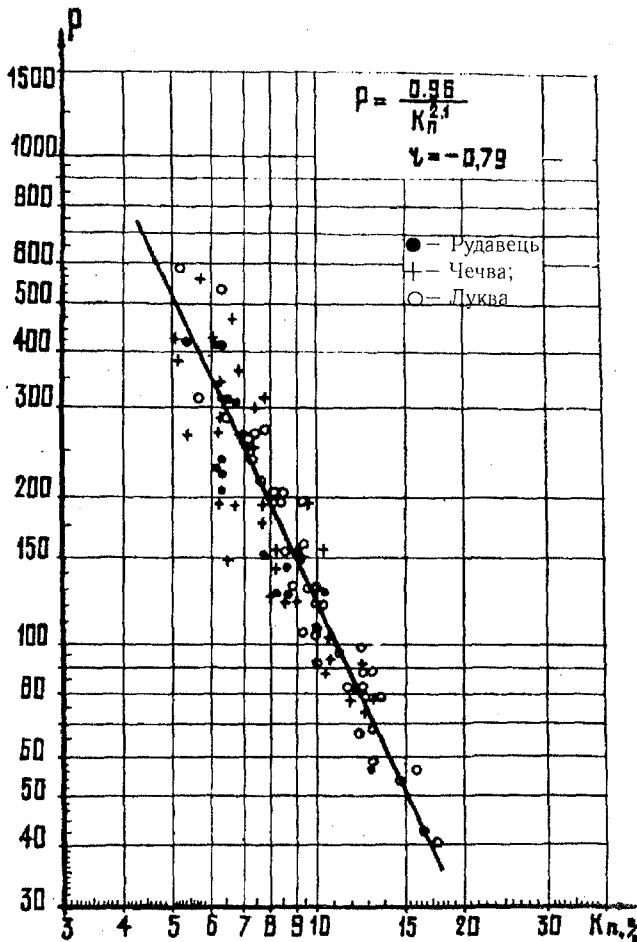


Рис. 6а. Графік залежності $P=f(K_{II})$ для менітових відкладів площ Рудавець, Чечва, Верхня Луква

Залежність $\Delta T = f(K_n)$ для площ Рудавець і Чечва (рис. 6б) характеризується достатньою тісною зв'язку і рекомендується для практичного використання.

Інші залежності для площ: Північна Долина, Східниця, Рожнятів для практичного використання не рекомендуються (недостатня кількість зразків).

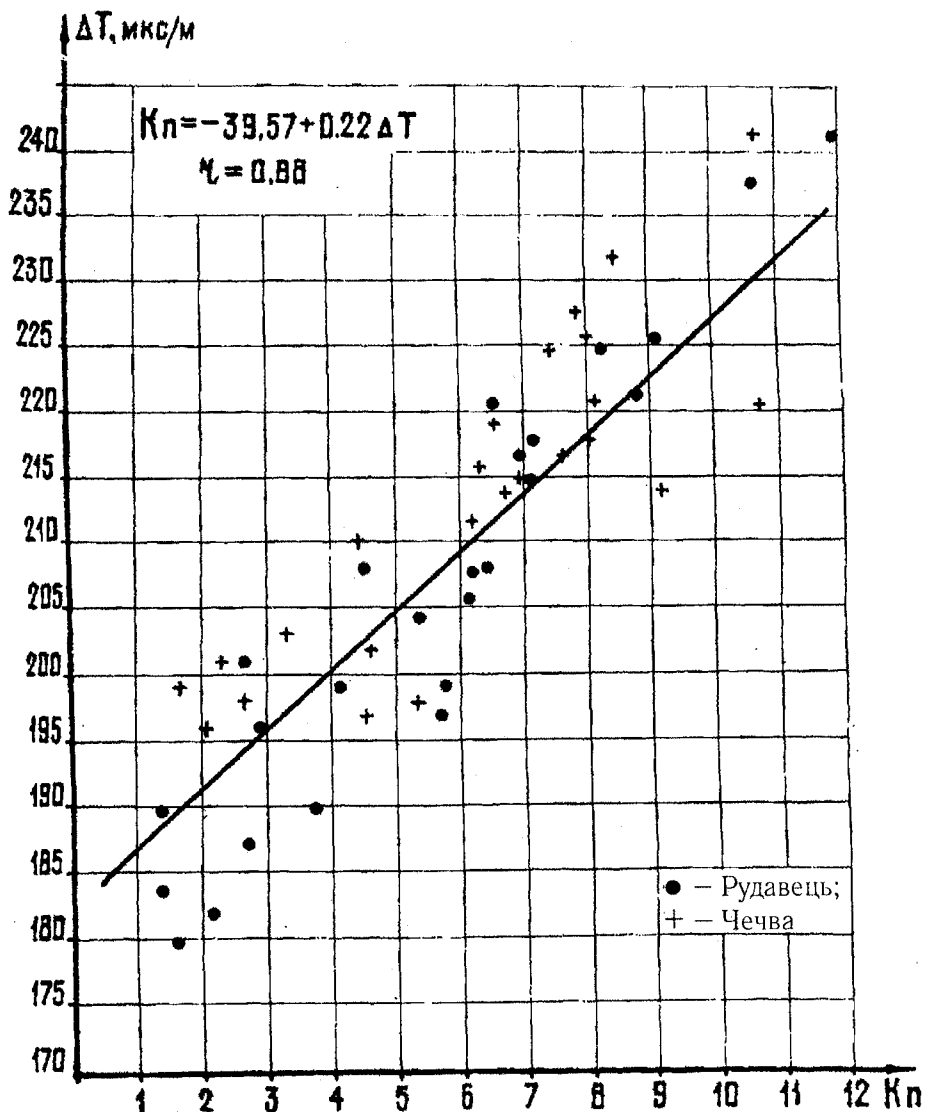


Рис. 6б. Графік залежності $\Delta T = f(K_n)$ для менітових відкладів площ Рудавець, Чечва

Для побудови узагальненої залежності для площ Рудовець, Чечва, Верхня Луква було використано дані, наведені в [11].

Для оцінювання коефіцієнтів водонасиченості колекторів за даними ГДС використовують зв'язок величини параметра насичення P_{II} і коефіцієнта водонасиченості K_v . Але вона менш стійка і більшою мірою залежить від ступеня заглинизованості піщанистих порід і типу глинистого цементу. Отже, виникла необхідність для палеогенових відкладів ряду площ установити свої характерні зв'язки $P_{II}=f(K_v)$. Для цього було використано дані, які ми отримали при визначенні залишкової водонасиченості зразків проникних гірських порід.

На рис. 7а наведено кореляційні залежності $\lg P_{II}=f(\lg K_v)$ для площі Верхня Луква. Для отримання цих кореляційних зв'язків було використано дані 36-ти зразків гірських порід, відкрита пористість яких змінюється від 6,5 до 18%. Порівнюючи кореляційне поле P_{II} і K_v із залежностями $P_{II}=f(K_v)$, наведеними в праці [12], можна зробити висновок, що основна

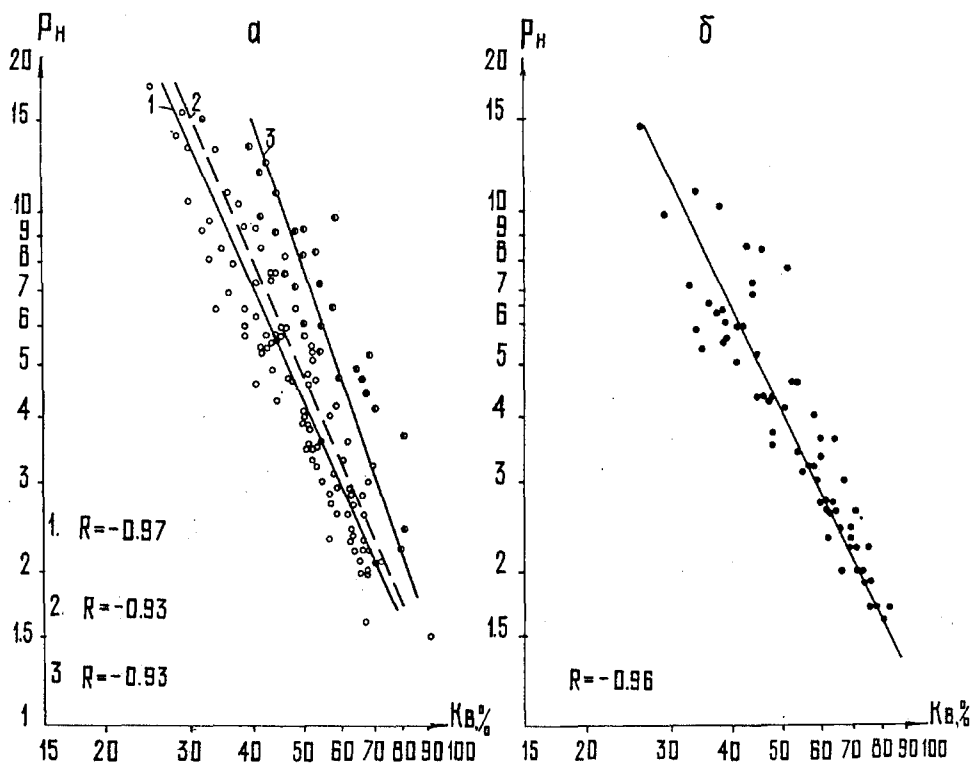


Рис. 7. Залежність $P_{II}=f(K_v)$ для пісковиків менілітової світи площ Верхня Луква (а) та Рудавець (б)

маса зразків гірських порід (28 шт.) характеризує породи як гідрофільні і тільки вісім зразків – як гідрофобні породи. Вибірки даних для кожної з груп зразків і для всієї площі обробляли на ЕОМ за допомогою програми «Кореляція». Внаслідок цього було отримано відповідно рівняння зв'язків P_{II} і K_v .

Для площі Верхня Луква:

$$1. P_{II} = \frac{1,03}{K_a^{2,11}}, R = -0,97 \quad (2.14)$$

$$2. P_{II} = \frac{1,26}{K_a^{2,7}}, R = -0,93 \quad (2.15)$$

$$3. P_{II} = \frac{1,02}{K_a^{2,14}}, R = -0,93 \quad (2.16)$$

де K_v – коефіцієнт водонасиченості.

Порівнюючи отримані криві залежностей $P_{II} = f(K_v)$ досліджуваних зразків з аналогічними кривими, наведеними в праці [3], ми встановили, що крива 1 відповідає незаглинизованим зразкам гірських порід, а крива 3 – глинистішим.

Для площі Рудавець за результатами вивчення 22-х проникних зразків гірських порід також отримано досить тісний кореляційний зв'язок величин P_{II} і K_v , який описується рівнянням регресії:

$$P_{II} = \frac{1,07}{K_a^{1,96}}, r = -0,96 \quad (2.17)$$

Графік залежності представлений на рис. 76.

Порівнюючи отриману залежність з кривими, наведеними у працях [3 і 12], бачимо, що вона відповідає гідрофільним неглинистим зразкам гірських порід.

Для площ Чечва і Рожнятів через недостатню кількість зразків із продуктивних відкладів окремо зв'язки P_{II} і K_v не побудовані. Але побудувавши узагальнений кореляційний зв'язок для вказаних площ, ми отримали таке рівняння регресії:

$$P_{II} = \frac{0,92}{K_a^{2,08}}, r = -0,94 \quad (2.18)$$

Аналіз отриманих зв'язків P_n і K_n свідчить, що для цієї колекції зразків гірських порід характерною для більшості випадків є гідрофільна природа при незначній їх глинистості. Для практичних визначень водонасиченості продуктивних палеогенових відкладів у Передкарпатті слід надавати перевагу узагальненому рівнянню регресії (2.18), оскільки у цьому випадку (див. рис. 8) помилки при визначенні водонасиченості пісковиків будуть менші від отриманих при визначенні K_n за залежностями з меншою кількістю вибірки.

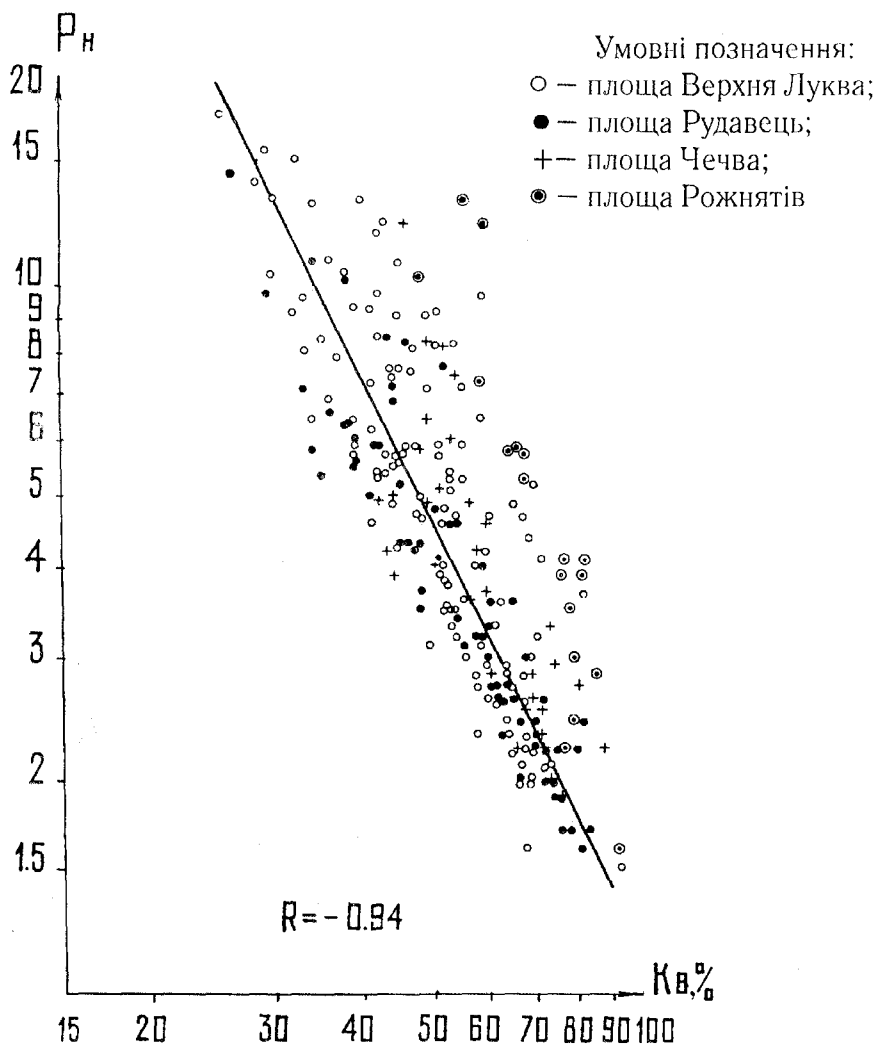
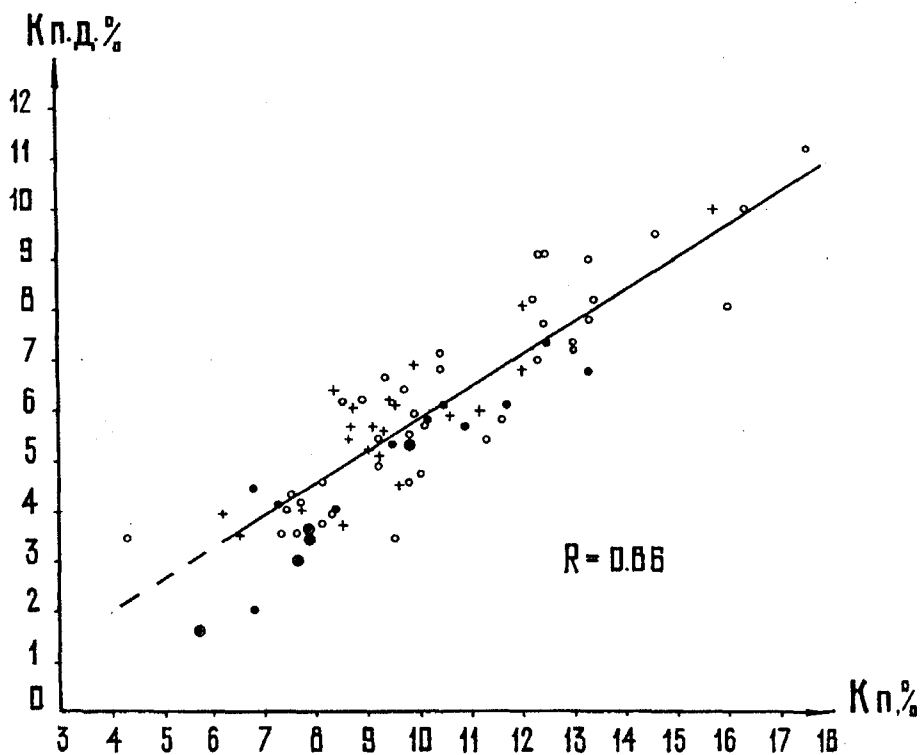


Рис. 8. Узагальнена залежність $P_n = f(K_v)$ для пісковиків палеогену Прикарпаття

1.2.6. Вивчення динамічної пористості

Динамічна пористість $K_{п.д.}$ залежить від ступеня відкритості порових каналів, від форми і розміру зерен і складності порових каналів фільтрації. Оскільки загальноприйнятого способу визначення динамічної пористості ще не розроблено, для наближеного оцінювання величини $K_{п.д.}$ ми використали метод витіснення води гексаном. Для пісковиків палеогенових відкладів інтерес становить узагальнений кореляційний зв'язок між коефіцієнтом динамічної пористості $K_{п.д.}$ і коефіцієнтом відкритої пористості $K_{п.}$ (рис. 9). Отримана залежність характеризується рівнянням регресії:

$$K_{п.д.} = 0,631 \cdot K_{п.} - 0,468. \quad R = 0,86 \quad (2.19)$$



Умовні позначення:

- — площа Верхня Луква;
- — площа Рудавець;
- + — площа Чечва;
- ⊙ — площа Рожнятів

Рис. 9. Залежність $K_{п.д.} = f(K_{п.})$ для пісковиків палеогену Прикарпаття

Ця залежність дозволяє частково характеризувати фільтраційно-емнісні властивості колекторів, оскільки $K_{п.д.}$ залежить не тільки від властивостей пористого середовища, але й від властивостей рідини і характеру її взаємодії з породою.

Між динамічною пористістю і залишковою водонасиченістю колекторів не спостерігається тісного кореляційного зв'язку. Залежність (рис. 10), яку ми побудували, практичного застосування не має.

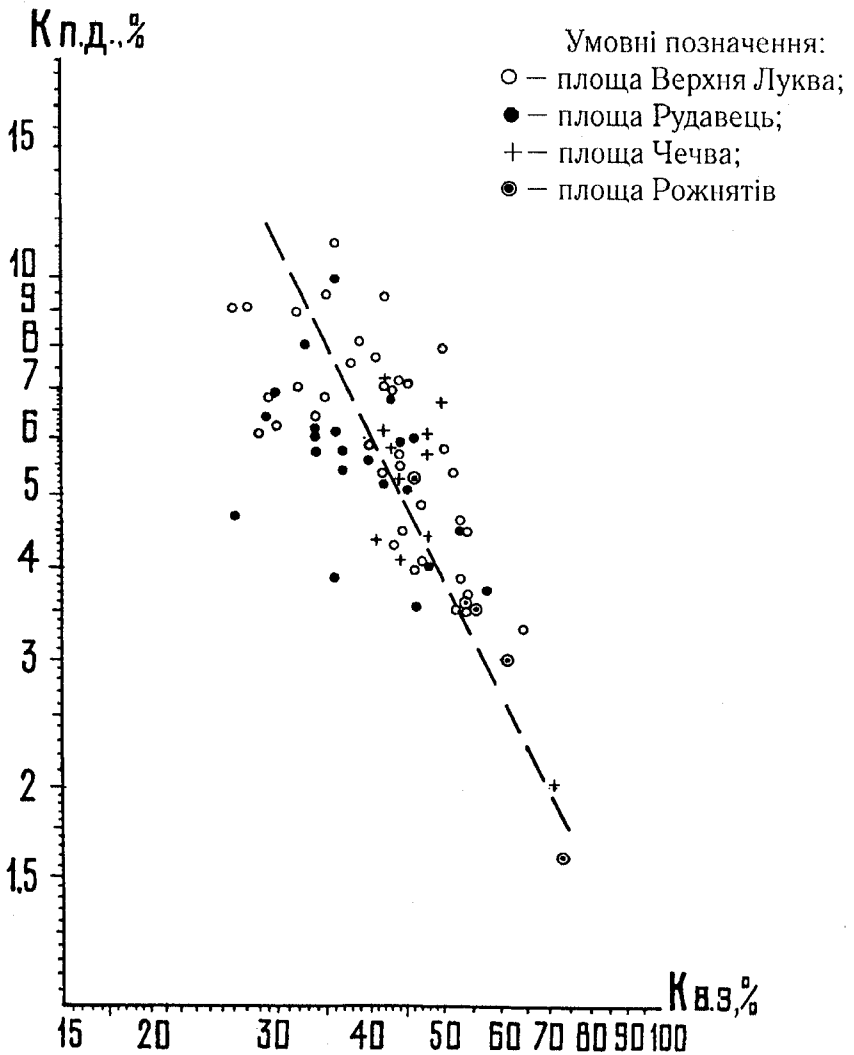


Рис. 10. Зв'язок динамічної пористості пісковиків палеогену Прикарпаття із залишковим водонасиченням

Ми досліджували ефективну (фазову) проникність зразків гірських порід за гексаном при наявності у породі залишкової води. Під ефективною проникністю [10] прийнято розуміти проникність порід для однієї з рідин або газу при русі в них багатофазних систем або за наявності в порах нерухомої рідини. До ефективною проникності нафтонасичених порід відноситься і їх проникність у природних умовах при двофазному або трифазному насиченні. А що ефективна проникність, як і динамічна пористість, поряд з фізичними властивостями породи характеризує її фізико-хімічні властивості рідин і характер руху їх у порових каналах, то між коефіцієнтом ефективною проникності $K_{пр.еф}$ і коефіцієнтом динамічної пористості $K_{п.д}$ повинен існувати тісний кореляційний зв'язок. Цей висновок свідчить про існування кореляційного зв'язку $K_{пр.еф} = f(K_{п,} K_{п.д})$, наведеного на рисунках (11, 12).

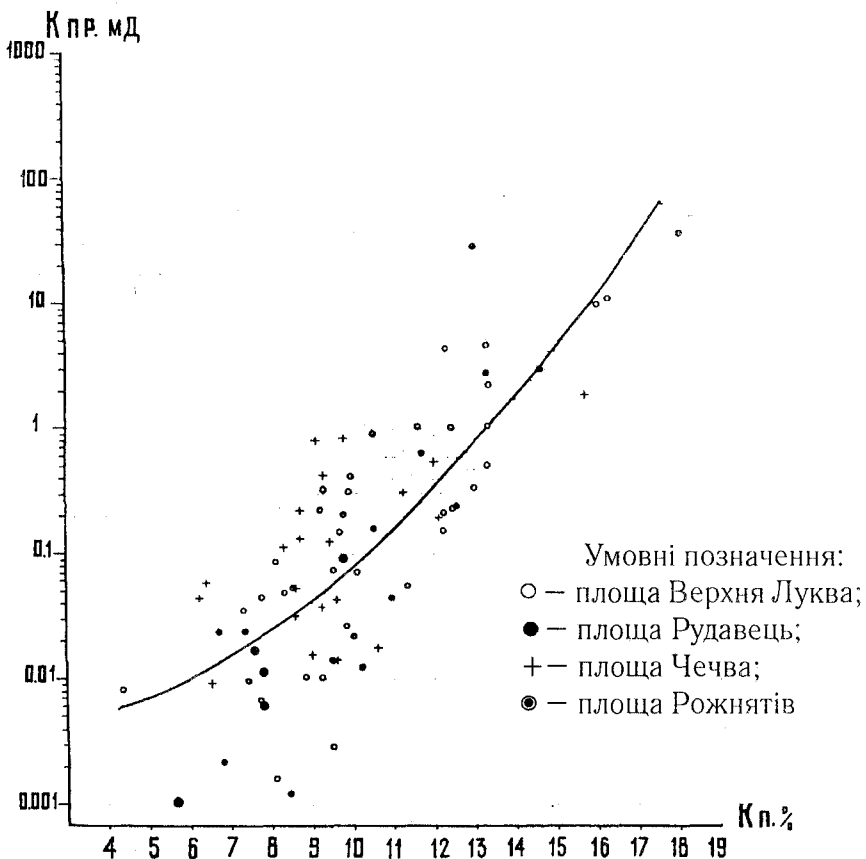


Рис. 11. Залежність проникності від відкритої пористості для пісковиків палеогену Прикарпаття

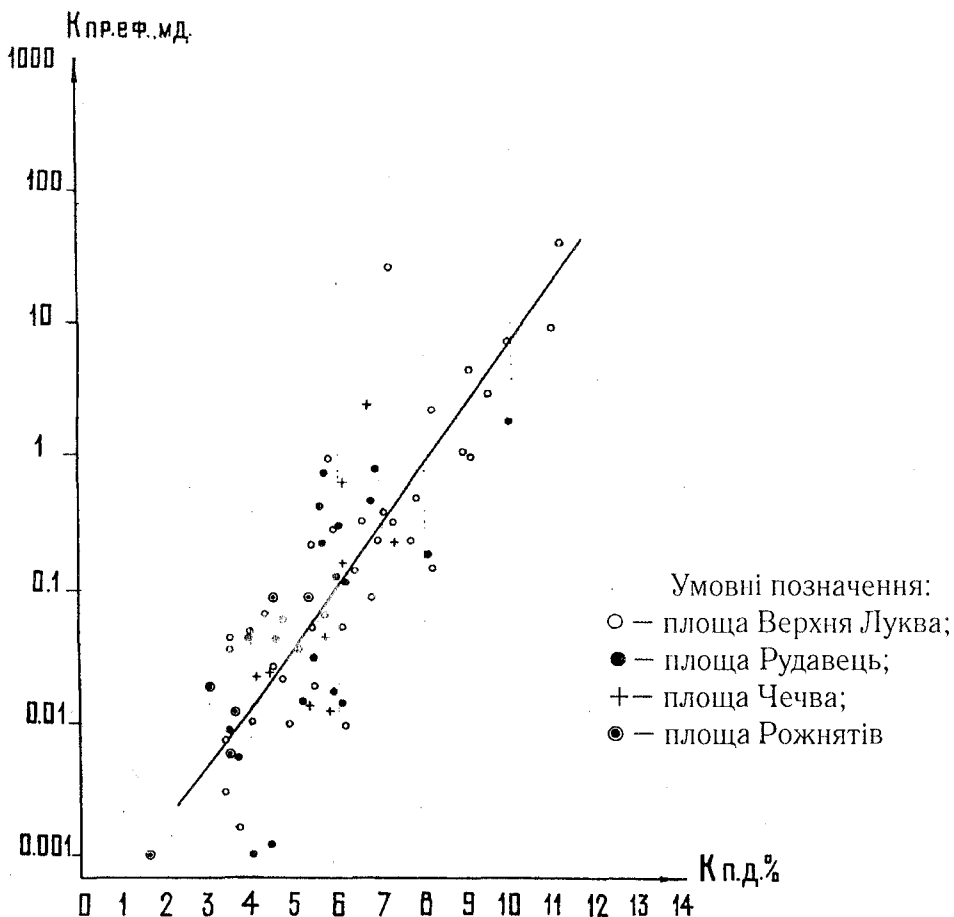


Рис. 12. Залежність ефективної проникності від динамічної пористості для пісковиків палеогену Прикарпаття

Рівняння регресії для цих зв'язків мають такий вигляд:

$$K_{\text{пр.еф}} = 0.00341 \cdot e^{0.00318 \cdot K_n^2} \quad (2.20)$$

$$K_{\text{пр.еф}} = 0.00024 \cdot e^{1.032 \cdot K_{n,d}} \quad (2.21)$$

Отримана кореляційна залежність (2.21) дозволяє за даними ГДС (електричного і акустичного каротажів) оцінювати ефективну проникність колекторів цієї площі.

Встановлені залежності (2.20) і (2.21) можна використовувати і для інших нафтогазоносних площ Передкарпаття при проведенні інженерних розрахунків, пов'язаних з оцінюванням запасів нафти і газу.

1.2.7. Вивчення впливу тиску і температури на електричні і пружні властивості гірських порід надглибоких свердловин

У центральній науково-дослідній лабораторії об'єднання «Укрнафта» проводили дослідження з вивчення впливу тиску і температури на електричні властивості гірських порід надглибоких свердловин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину [13]. Вивчали такі властивості зразків гірських порід: стисливість і пористість порід, вплив температури на проникність і питомий електричний опір осадових порід; зв'язок питомого електричного опору з проникністю; поверхнева провідність та ін.

Коефіцієнт стисливості

При вивченні деформації породи залежно від всебічного тиску розрізняють три основні коефіцієнти стисливості [14]: коефіцієнт стисливості скелета породи, коефіцієнт стисливості пор і коефіцієнт стисливості твердої фази. Для врахування стисливості рідини, що міститься у порах, вводять коефіцієнт стисливості рідини.

При вивченні зв'язку між стисливістю породи і всебічним тиском беруть до уваги ефективний тиск.

Проведені експериментальні дослідження на пісковиках і алевролітах із свердловин нафтових родовищ Передкарпаття свідчать, що зі збільшенням ефективного тиску коефіцієнт стисливості пор зменшується. Але закономірності зміни цього параметра не встановлено. Це пов'язано з літологічним складом порід, особливо з наявністю в породі глинистого матеріалу. Зі збільшенням глинистості породи коефіцієнт стисливості зростає.

Пористість на величину коефіцієнта стисливості впливає меншою мірою, ніж глинистість, спостерігається зменшення коефіцієнта стисливості зі збільшенням пористості порід.

Для практичних розрахунків при визначенні коефіцієнта пружності пласта використовують середні значення коефіцієнтів стисливості пор з урахуванням глинистості пласта.

Розрахунки показують, що значні зміни коефіцієнта пружності пласта спостерігаються до глибини залягання порід 2000–3500 м.

Зменшення об'єму пор породи під дією зовнішнього тиску призводить до зменшення коефіцієнта пористості, який визначається за формулою:

$$K_n = \frac{V_n}{V} , \quad (3.1)$$

де V_n – об'єм породи під тиском; V – початковий об'єм в атмосферних умовах. Встановлено, що значні зміни пористості спостерігаються при збільшенні тиску до 20–40 МПа. При подальшому збільшенні тиску до 100 МПа пористість зменшується повільніше і криві зміни відносного значення K_n стають пологими.

Коефіцієнт проникності

Результати досліджень свідчать про те, що зі збільшенням всебічного тиску зменшується і коефіцієнт проникності.

Для кількісного визначення можна використати таке рівняння:

$$\frac{K_{np}^p}{K_n} = \left(\frac{K_n^p}{K_n} \right)^{\frac{3+\alpha}{2+\alpha}}, \quad (3.2)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності в нормальних умовах; K_{np}^p – те ж при тиску; α – структурний показник, який характеризує структуру порових каналів.

Для зцементованих пісковиків за даними В. М. Добриніна α змінюється від 1,25 до 1,80. Проведені в ЦНДЛ дослідження на окремих зразках показали, що K_{np} при $p_{ef} = 100$ МПа може змінюватись у 1,5÷2,0 раза [13].

Змінювання проникності залежно від всебічного стиску можна розраховувати за формулою [13]:

$$K_{np}^p = K_{np} \cdot P^{-v}; \quad (3.3)$$

де v – показник, який залежить від структури порових каналів. Значення показника v змінюється в межах – 0,09–0,11. Для розрахунків слід приймати $v = -0,1$.

Питомий електричний опір

Результати експериментальних досліджень [13] показали, що зі збільшенням всебічного стиску питомий електричний опір пористих зразків осадових порід збільшується, при цьому найбільший градієнт змінювання опору відповідає тискові до 20–40 МПа, а при дальшому збільшенні тиску ріст опору сповільнюється.

Найбільше зростання опору характерне для зразків порід з низькою пористістю і проникністю, тобто для порід з мінімальним радіусом капілярів. Величина зміни питомого опору залежить як від абсолютної величини пористості, так і від глинистості.

При побудові залежностей між параметрами пористості і пористістю слід вводити поправки за вплив тиску.

Для розрахунків залежності $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ в ЦНДЛ [13] проводили дослідження на 80-ти зразках пісковиків, відібраних на різних нафтових родовищах Передкарпаття (Долина, Битків, Борислав), для яких проводили вимірювання питомих опорів і змінювання коефіцієнтів пористості при ступінчастому підвищенні всебічного тиску (через 20 МПа) до 100 МПа.

Насичення зразків проводили високомінералізованим розчином NaCl ($200 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$).

Нижче наводимо окремі залежності між пористістю і параметром пористості для різних глибин (див. табл. 2).

Таблиця 2

Залежності $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ при різних тисках палеогенових відкладів Передкарпаття

Глибина залягання, м	Тиск, МПа	Залежність $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$	a	m
0	0	$P_{\text{п}} = 1,41 K_{\text{п}}^{-1,65}$	1,41	1,65
400–500	5	$P_{\text{п}} = 1,08 K_{\text{п}}^{-1,85}$	1,08	1,85
1500–2000	20	$P_{\text{п}} = 0,82 K_{\text{п}}^{-2,0}$	0,82	2,0
2500–3000	40	$P_{\text{п}} = 0,74 K_{\text{п}}^{-2,1}$	0,74	2,10
3500–4000	60	$P_{\text{п}} = 0,72 K_{\text{п}}^{-2,15}$	0,72	2,15
4500–5000	80	$P_{\text{п}} = 0,70 K_{\text{п}}^{-2,18}$	0,70	2,18
5500–6000	100	$P_{\text{п}} = 0,69 K_{\text{п}}^{-2,19}$	0,69	2,19

Як бачимо з таблиці, структурний показник «m» зі збільшенням тиску зростає і при $P = 100$ МПа сягає величини 2,19.

Узагальнена залежність $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ для мінілітових відкладів у родовищах Верхня Луква, Рудавець, Чечва (глибина 2000–2500 м, $P = 40$ МПа) має такий вигляд:

$$P_{\text{п}} = 0,96 \cdot K_{\text{п}}^{-2,1}, \quad r = -0,79 \quad (3.4)$$

Порівнюючи цю залежність з аналогічними в таблиці 2.1 ($P_{\text{сф}} = 40$ –60 МПа), бачимо, що вони адекватні.

З наведених у табл. 2 даних видно, що коефіцієнт «a» і структурний показник «m» змінюються в досить широких межах. Зі збільшенням тиску до 100 МПа «a» зменшується більш ніж удвічі, а «m» збільшується в 1,3 раза.

Змінювання структурного показника «m» можна виразити формулою:

$$m=0,9 \cdot P^{0,08}+0,65 \quad (3.5)$$

Найрізкіше збільшення структурного показника «m» відбувається при тисках до 40 МПа. Зі збільшенням показника «m» відбувається зменшення коефіцієнта «a». Залежно від тиску змінювання величини коефіцієнта «a» визначається таким рівнянням:

$$a=P^{-0,25}+0,52. \quad (3.6)$$

Отже, для родовищ Передкарпаття за даними [13] значення параметра пористості можна обчислити за рівнянням:

$$P_n = \frac{P^{-0,25} + 0,52}{K_n^{0,9P^{0,08}+0,65}}. \quad (3.7)$$

Через те, що між колекторами нафтових родовищ Передкарпаття не існує суттєвої різниці в мінералогічному складі скелета породи, в структурі порового простору, в типі цементу цементувальної речовини, формулу (3.4) слід вважати придатною для розрахунку пористості для всіх родовищ Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину [13].

Петрофізичні рівняння з визначення пористості за даними акустичного каротажу

Для оцінювання величин пористості за даними ГДС в умовах великих глибин (Н=3500-4500м) найперспективнішим є метод акустичного каротажу. В попередньому розділі ми торкнулися цього питання. Для окремих площ були встановлено кореляційні рівняння між пористістю K_n і інтервальним часом ΔT . Недостатня кількість зразків на окремих площах не дозволила отримати надійних зв'язків між цими параметрами. На наш погляд, рівняння (2.13) може бути репрезентативним для визначення пористості колекторів-пісковиків у менілітових відкладах. Для інших світ (еоцену і палеоцену) потрібно було розширити вибірку кернового матеріалу в окремих розвідувальних площах. Таку роботу було проведено в ЦНДЛ об'єднання «Укрнафта» в 1986–1988 роках. Лабораторні дослідження зразків керна в ЦНДЛ [16,17] дозволили встановити залежність між інтервальним часом і пористістю при ефективному тиску $P_{\text{эф}}=50\text{МПа}$ (глибини 3000–3500 м). Установлено такі рівняння регресії:

$$\Delta T=170,14+K_n \cdot 4,40338, \quad r=0,9 \quad (3.8)$$

$$K_n=-30,7754+0,187114 \cdot \Delta T, \quad (3.9)$$

Ці дослідження показали, що рівняння у швидкостях пружних хвиль у породах, насичених різними флюїдами, нівелюються зі збільшенням тиску на скелет породи. Присутність нафти спричиняє зниження швидкості в атмосферних умовах на 16%, у породах з низькою стисливістю – на 10%. При тиску 40МПа зменшення швидкості не перевищує відповідно 7% і 3% [14, 17]. При глибокому проникненні фільтрату бурового розчину поправки на залишкову нафту і газ можуть бути ще нижчі. А що радіус дослідження акустичним методом не перевищує 10–20 см і перебуває в межах зони проникнення фільтрату, то поправку за залишкову нафту можна не вводити. Але поправку за залишкову газонасиченість колектора в зоні проникнення треба вводити. На жаль, спеціальних досліджень у лабораторіях Передкарпаття не проводили. Деяку спробу в цьому напрямку зроблено, але для умов невеликих глибин [18].

З урахуванням лабораторних досліджень і рекомендацій у праці [17] рівняння інтервального часу для визначення коефіцієнта пористості за даними АК набуває такого вигляду:

$$K_p = \frac{\Delta T_{пл} \left(\frac{H}{3000} \right)^{0,06} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (3.10)$$

де $\Delta T_{пл}$ – замірний інтервальный час пласта, мкс/м;

$\Delta T_{ск}$, ΔT_p – відповідно інтервальный час скелета породи і пластової рідини;

H – глибина залягання пласта, м.

Правильне визначення $\Delta T_{ск}$ і ΔT_p є необхідною умовою при визначенні пористості за даними АК. Величина $\Delta T_{ск}$ значною мірою залежить від мінерального складу скелета породи. Для пісковиків палеогенових відкладів Передкарпаття у працях [16, 17] рекомендується визнавати $\Delta T_{ск} = 170$ мкс/м. Згідно з рівнянням (3, 9) $\Delta T_{ск} = 165$ мкс/м, що узгоджується із загально визначеними значеннями $\Delta T_{ск}$ для кварцових пісковиків [19]. Згідно з рівнянням (2.13) для менілітових відкладів (пл. Рудавець, Чечва, Рожнятів) $\Delta T_{ск} = 177$ мкс/м. Як бачимо, в різних лабораторіях отримано неадекватне рішення щодо цього важливого параметра. На наш погляд, дослідження у цьому напрямку слід продовжувати. Для практичного використання методу акустичного каротажу при оцінюванні пористості слід застосовувати рівняння 3.10. В розрахунках пористості за даними акустичного каротажу можна

користуватися значеннями $\Delta T_{\text{ск}} = 165 - 170 \text{ мкс/м}$ залежно від літологічної характеристики порід-колекторів. Для чистих карбонатизованих пісковиків перевагу слід віддавати значенню $\Delta T_{\text{ск}} = 165 \text{ мкс/м}$.

Вивчення залежності $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ в умовах, наближених до пластових

Для вивчення зв'язку між параметром насичення $P_{\text{н}}$ і водонасиченістю породи користуються емпіричною формулою

$$P_{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{нн}}}{\rho_{\text{нв}}} = \frac{\alpha_{\text{н}}}{K_{\text{в}}^n}, \quad (3.11)$$

де $P_{\text{н}}$ – параметр насичення;

$\rho_{\text{нн}}, \rho_{\text{нв}}$ – відповідно питомий електричний опір нафтогазонасиченої і водонасиченої породи;

$\alpha_{\text{н}}$ – стала для цього типу порід (наближена до 1);

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт водонасиченості;

n – показник, який враховує структуру і характер розподілу флюїду в поровому просторі породи.

Залежність $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ будують за результатами експериментальних досліджень, вимірюючи при цьому спочатку опір повністю водонасичених зразків з подальшим витисненням води непровідною рідиною (гасом, гексаном, олією) і вимірюванням опору частково водонасичених порід.

Такі залежності було побудовано в ЦНДЛ об'єднання «Укрнафта» за результатами досліджень на капілярмомембранному резистивіметрі у поверхневих умовах [2, 12] і за даними, отриманими в умовах, наближених до пластових, з використанням кернотримача високого тиску [1, 13, 15].

Витіснення води із зразка у першому випадку проводили гасом, в іншому – газованою нафтою.

Зіставлення результатів дослідження показало, що в обох випадках вони досить близькі між собою.

Крива, отримана в умовах, наближених до пластових, має такий вигляд:

$$P_{\text{н}} = 1 \cdot K_{\text{в}}^{-1,92} \quad (3.12)$$

Порівнюючи залежності $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$, отримані в різних лабораторіях (у ЦНДЛ об'єднання «Укрнафта» і в ГНДЛ-6 на кафедрі промислової геофізики в ІФІНГ), спостерігаємо, що суттєвої різниці між ними не існує. Розрахунки коефіцієнтів нафтонасиченості в продуктивній частині розрізу за обома формулами показують, що відносна похибка δ не перевищує 2,6%. Отже, обидві формули є адекватними в оцінюванні коефіцієнтів нафтогазонасиченості в продуктивних розрізах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Висновки

1. Для визначення пористості і нафтогазонасиченості піщанистих колекторів палеогенових відкладів Передкарпаття рекомендують залежності (2.12) і (2.13), встановлені на узагальнених вибірках кернавого матеріалу.

2. Для оцінювання коефіцієнтів проникності в колекторах палеогенових відкладів Передкарпаття рекомендують залежності між відкритою і динамічною пористістю (2.19); між динамічною пористістю і ефективною проникністю (2.21) (рис. 12).

3. Для оцінювання коефіцієнтів пористості за даними акустичного каротажу слід застосовувати рівняння 3.10. В розрахунках пористості за даними АК можна користуватись значенням $\Delta T_{\text{ск}} = 170 \text{ мкс/м}$. Для чистих карбонатизованих пісковиків перевагу слід віддавати значенню $\Delta T_{\text{ск}} = 165 \text{ мкс/м}$.

Література:

1. Гудок Н. С. Изучение физических свойств пористых сред. — М.: Недра, 1970. — 208 с.

2. Петкевич Г. И., Шеремета О. В., Притулко Г. И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях моделирующих пластовые. — Киев: Наукова думка, 1979. — 128 с.

3. Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. — М.: Недра, 1978. — 214 с.

4. Отчет по НИР «Повышение точности и достоверности подсчетных параметров при определении их по данным ГИС». Хозтема 54/81. Авторы: В. И. Грицишин, А. А. Гаранин и др. Фонды ИФИНГ, г. Ивано-Франковск, 1981. 56 с.

5. Руденко Ф. А. Гідрогеологія Української РСР. — Київ: Вища школа, 1972. — 176 с.

6. Авчян Г. М., Матвеевко А. А., Стефанкевич З. Б. О методике комплексного определения физических параметров при высоких давлениях. — М.: Прикладная геофизика. Вип. 49, 1967. — С. 164–173.

7. Авчян Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. — М.: Недра, 1972. — 145.

8. Кордяк Ю. Е., Лагола П. М., Сорока М. М., Шеленко В. И. О влиянии высоких давлений и температур на физические свойства пород-коллекторов (Внутренняя зона Предкарпатского прогиба). Сб. Геология и геохимия горючих ископаемых, вып. 45. — Киев: Наукова думка, 1975. — С. 26–30.

9. Дубинюк П. Ф., Блинова А. Ф., Сорока М. М., Шеленко В. И., Щербаков В. Т. Об учете влияния пластовых условий при определении пористости коллекторов по методу сопротивлений. Сб. Геофизические исследования в ДДв и Предкарпатье. — Львов: Укр НИГРИ, 1979. — С. 64–70.

10. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. — М.: Недра, 1977. — 287 с.

11. Отчет по НИР «Изучение петрофизических характеристик глубокозалегающих коллекторов нижнего карбона северо-западной части ДДв и палеогеновых отложений Предкарпатъя с целью повышения эффективности геофизических исследований скважин», хозтема № 64/82. Авторы отчета: Грицишин В. И. и др. Фонды ИФИНГ. Ивано-Франковск, 1984. С. 19–24.

12. Кобранова В. Н. и др. Определение петрофизических характеристик по образцам. — М.: Недра. 1977. — 429 с.

13. Звіт по темі №301: «Вивчення впливу тиску і температури на електричні властивості гірських порід надглибоких свердловин Внутрішньої Зони Передкарпатського прогину». Кер. теми Шеленко В. Й. м. Івано-Франківськ, ЦНДЛ об'єднання «Укрнафта», інв. №100, 1972 р.

14. В. М. Добрынин. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М.: Недра, 1965.

15. Н. А. Николаенко, Р. А. Гнатюк. Кернадержатель для больших давлений конструкции. ЦНИЛ Станиславского совнархоза. Труды ВНИГНИ, вып. XVII, М.: Недра, 1966.

16. Ищенко П. Н. Петрофизическое обеспечение месторождений Предкарпатъя с целью повышения достоверности подсчетных параметров по материалам геофизических исследований. Отчет ЦНДЛ. Ивано-Франковск, 1986.

17. Сорока М. М. Комплексное изучение коллекторов месторождений Предкарпатъя. Отчет ЦНИЛ. Ивано-Франковск, 1988.

18. В. І. Грицишин, В. Й. Прокопів. Особливості вивчення колекторських властивостей верхньобаденських відкладів за даними ГДС в умовах невеликих глибин. Науковий вісник ІФНТУНГ, №1, 2002. С. 20–23.

19. Б. Н. Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978, с. 256–257.

1.3. Оцінка критеріїв граничних величин промислово-геофізичних параметрів для колекторів родовищ Передкарпаття

Наведено результати аналізу петрофізичних і геофізичних параметрів, щоб установити граничні величини геофізичних параметрів для розділення порід палеогенового віку в Передкарпатті на колектори і неколектори ($C_{\text{гл.ср}}$, $C_{\text{ср}}$, $\Delta I_{\text{г.ср}}$, $\Delta I_{\text{п.г.ср}}$, $\alpha_{\text{пс.ср}}$). Наведено залежності $K_{\text{зл}} = f(\Delta I)$ і її формулу. Іл. 4. Бібл. 1.

Статтю опубліковано в збірнику «Обработка и интерпретация результатов геофизических исследований». — Киев: Техніка, 1976. — С. 115—118.

Ключові слова: колектор, глинистість, карбонатність, подвійний різницевий параметр.

Розподіл порід на колектори і неколектори за суттю зводиться до встановлення граничних (межових) значень основних параметрів колекторів, які здатні в конкретних геолого-промислових умовах забезпечити промисловий приплив пластового флюїду.

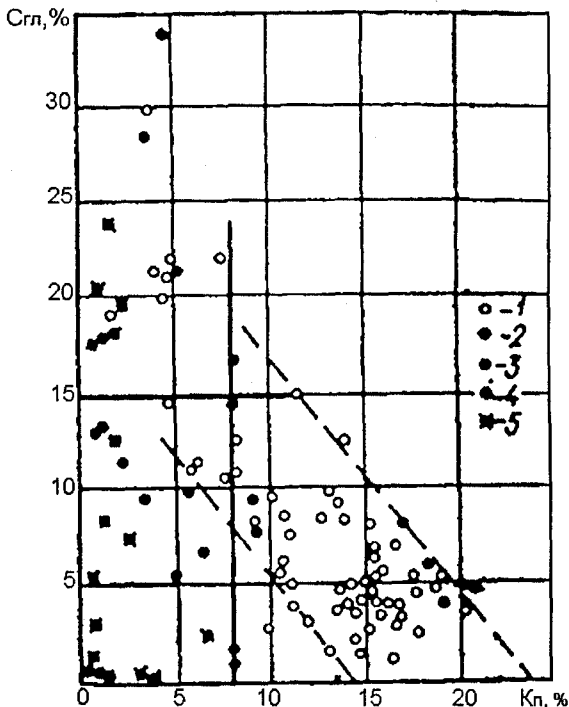


Рис. 1. Графік залежності відкритої пористості від відсоткового вмісту глинистіості:

- 1 — карбонатність відсутня; 2 — карбонатність менше 4%; 3 — карбонатність 4—6%; 4 — карбонатність 6—13%; 5 — карбонатність більше 13%

При вивченні колекторських і фізичних властивостей порід і параметрів пластів для обґрунтування кондицій слід враховувати всі властивості пласта, що характеризують породу як промисловий колектор. До цих властивостей належать пористість, проникність, нафтогазонасиченість, гранулометричний склад, товщина та фізичні властивості (електричний опір, дифузійно-адсорбційна активність, природна радіоактивність, швидкість поширення пружних хвиль та ін). У практиці досліджень розрізів свердловин не завжди доступні ці властивості колекторів, а тому вагома роль належить геофізичним параметрам, які взаємопов'язані з цими властивостями.

При розгляді графіків залежностей між відкритою пористістю K_n і ваговою глинистістю C_{rn} (рис. 1) спостерігається кореляційний зв'язок між цими параметрами, якщо значення пористості перевищує 8%. Нижче від цього значення пористості закономірного зв'язку між пористістю і глинистістю не спостерігається. Пояснюється це збільшенням кількості карбонатного матеріалу і пелітової фракції у порах пісковика. В цих випадках карбонатність іноді сягає 30–40%. Навпаки, у пористих пісковиках при $K_n > 8\%$ карбонатність невелика ($C < 4\%$). У розрізі відкладів нижньоменілової підсвіти родовищ Битків, Старуня – Гвізд і Космач спостерігається і низька карбонатність у пісковиках із значно нижчою пористістю ($K_n \geq 3-4\%$) (рис.2). Очевидно, для цих відкладів

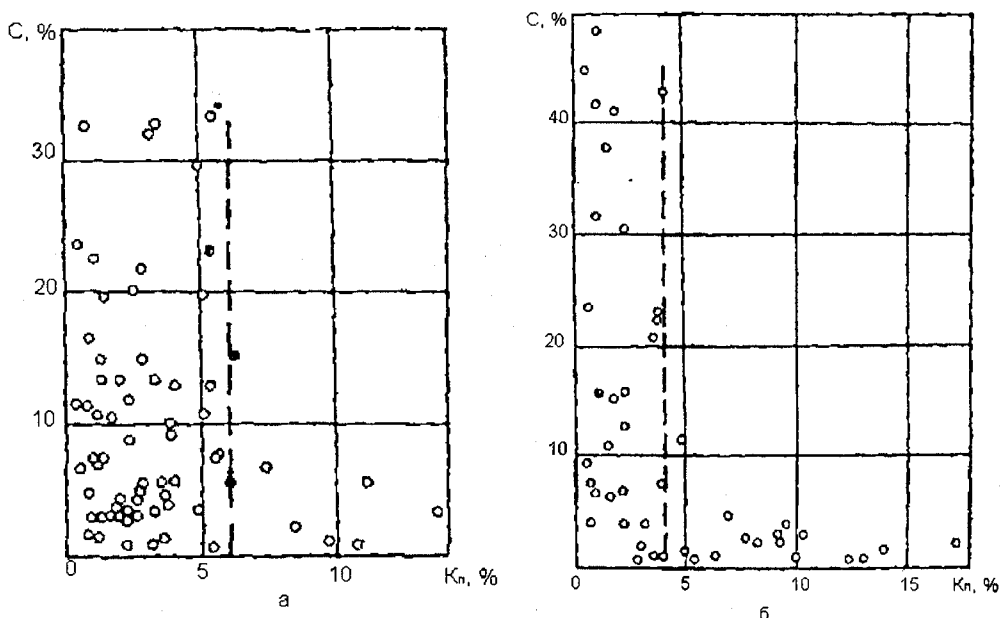


Рис. 2. Залежність K_n від карбонатності менілових відкладів складки Глибинна (Битків) а, б – середньо- і нижньоменілової підсвіти

колекторами можуть бути пласти пісковиків з пористістю, меншою від 7–8%.

Для колекторів палеогенових відкладів Передкарпаття значну роль відіграє глинистість. У продуктивних горизонтах не всі піщанисті пласти є колекторами, а тому дані про глинистість сприяють вірогіднішому розподілові пластів пісковиків на колектори і неколектори. Для цього було вивчено зв'язки між величинами вагової глинистості $C_{гн}$ і карбонатності C з проникністю, а також між глинистістю і інтенсивністю природної радіоактивності ΔI_{γ} (рис. 3), між параметрами ΔI_{γ} і $\Delta I_{\text{пр}}$ (рис. 4). Графіки цих залежностей дозволяють визначати значення петрофізичних і геофізичних параметрів для встановлення кондицій колекторів. Дослідженнями встановлено, що коефіцієнт вагової глинистості $C_{гн}$ пористих порід-колекторів ($K_{\text{пр}} \geq 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) не перевищує 15%, карбонатність – менше 4%. Для більшості зразків пісковиків карбонатність відсутня. Для слабо- і важкопроникних порід, де $K_{\text{пр}} \leq 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, карбонатність може сягати 10% і більше і при невеликій заглинизованості ($C_{гн} \leq 15\%$). Отже, для колекторів палеогенових відкладів встановлено, що їх відкрита пористість залежить від

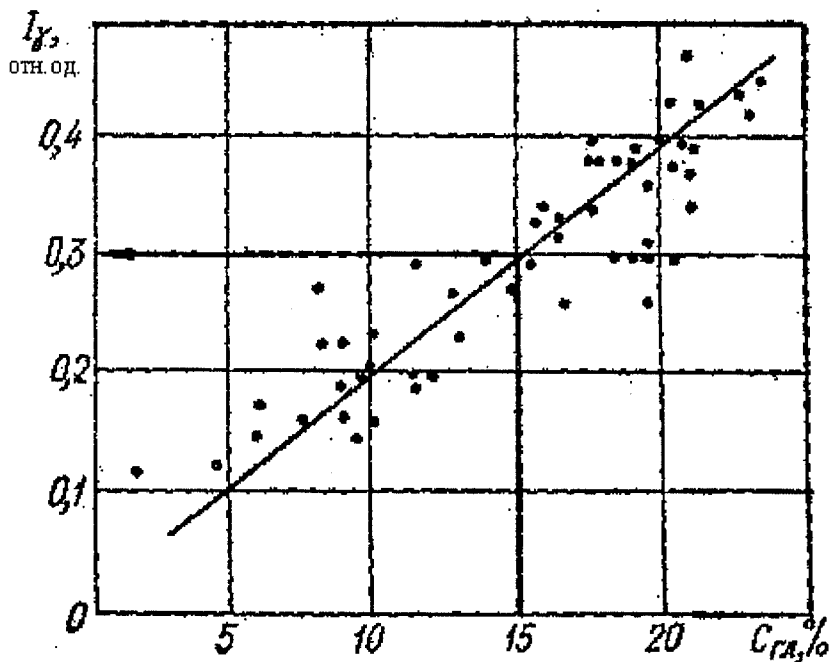


Рис. 3. Залежність ΔI_{γ} від глинистості $C_{гн}$ для палеогенових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

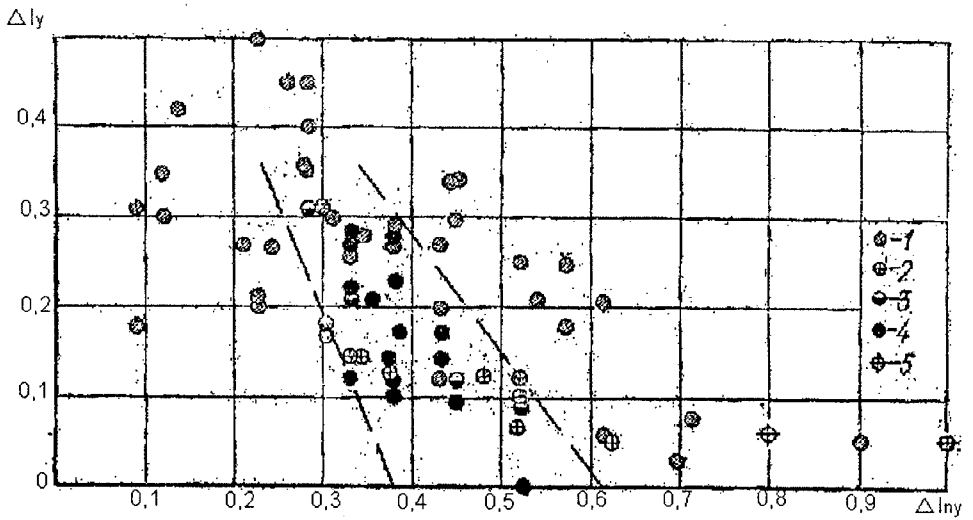


Рис. 4. Графік зв'язку ΔI_γ з $\Delta I_{n\gamma}$ для піщанистих порід менілітової світи площі Бухтівець:

- 1 — пісковики водоносні; 2 — пісковики нафтоносні;
- 3 — пісковики водоносні з низькими колекторськими властивостями;
- 4 — низькопористі пісковики (неколектори);
- 5 — нафтоносні пісковики з тріщинною пористістю

міжгранулярної пористості скелета і сумарного вмісту глинистого та карбонатного матеріалу. Її вигляд такий:

$$K_n = 22 - (C + K_{гн}),$$

де K_n — відкрита пористість, C — ваговий вміст карбонатної речовини, %; $K_{гн} = C_{гн} (1 - K_{п,гн}) = 0,93 C_{гн}$ — коефіцієнт об'ємної глинистості; $K_{п,гн}$ — коефіцієнт пористості глинистого цементу ($K_{п,гн} \approx 0,07$). Якщо карбонатний і глинистий матеріали в піщанистій породі в сумі перевищують граничне значення ($C_{гн} + C > 15\%$), то така порода стає неколектором.

Для встановлення граничного значення глинистості піщанистих порід вивчали зв'язки між параметрами, що залежать від глинистості — ΔI_γ і $\alpha_{ПС}$. Для цього вибирали пласти, з яких отримано промислові припливи нафти або газу. Внаслідок цього для колекторів встановлено такі величини цих параметрів: $\Delta I_\gamma \leq 0,3$; $\alpha_{ПС} \geq 0,35$. Величину $\Delta I_\gamma = 0,3$ при $C_{гн} = 15\%$ одержано із графіків $\Delta I_\gamma = f(C_{гн})$ і $\Delta I_\gamma = f(\Delta I_{n\gamma})$ (див. рис. 4). Подвійний

різницевий параметр ΔI_γ дорівнює відношенню $\frac{I_{\gamma,n} - I_{\gamma,\min}}{I_{\gamma,\max} - I_{\gamma,\min}}$, де $I_{\gamma,n}$, $I_{\gamma,\min}$,

$I_{\gamma,\max}$ — відповідно природна радіоактивність пласта, який вивчається,

чистого неглинистого пісковика і горизонту аргілітів. Параметр

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{\Delta U_{\text{ПС}}^{\text{П}}}{\Delta U_{\text{ПС}}^{\text{max}}} \quad \text{визначається за методикою УкрДГРІ [1]. За графіком,$$

побудованим за даними ΔI_{γ} і $\alpha_{\text{ПС}}$, можна зробити висновок, що ці параметри для колекторів палеогенових відкладів нерівнозначні щодо визначення глинистості. Найкращі результати у визначенні глинистості одержують за даними ГК. Залежність між глинистістю і ΔI_{γ} набуває такого вигляду:

$$K_{\text{гн}} = 51,42\Delta I_{\gamma} - 0,4. \quad r=0,85$$

Одним із недоліків при визначенні параметра $\alpha_{\text{ПС}}$ є відсутність у деяких свердловинах опорного пласта з максимальною пористістю. Часте перешарування непроникних пропластків у колекторі призводить до заниження амплітуди ПС. Для підвищення ефективності цього методу, на наш погляд, слід застосовувати метод екранованого ПС.

У комплексі з параметром природної радіоактивності використовують

$$\text{і подвійний різницевий параметр } \Delta I_{\text{пг}} = \frac{I_{\text{пг.п}} - I_{\text{пг.ст}}}{I_{\text{пг.макс}} - I_{\text{пг.ст}}}, \text{ де } I_{\text{пг.п}}, I_{\text{пг.ст}}, I_{\text{пг.макс}}$$

— активності вторинного гама-випромінювання навпроти пласта, який вивчається, глинистого горизонту і чистого щільного пісковика. Колектори характеризуються значеннями $\Delta I_{\text{пг}} = 0,25 \dots 0,55$ (див. рис. 4). На думку автора, дані НГК можна використовувати для оцінки карбонатності, а також для вилучення із загальної товщини ущільнених піщанистих пластів, глинистість яких є незначною. Ці пласти характеризуються підвищеними значеннями вторинного гама-випромінювання.

У випадку неоднорідних колекторів наведені граничні значення геофізичних параметрів можуть набувати інші значень, що дозволяє однозначно відносити їх до класу колекторів. Для таких пластів не завжди вдається однозначно провести оцінку їх характеру насичення. Як правило, їх рекомендують до вивчення характеру насичення способом випробування.

Поряд з переліченими параметрами з розподілу порід на колектори і неколектори важливу роль відіграють і методи електрометрії з фокусуванням струму — боковий та мікробоковий каротажі.

Література:

Методическое руководство по определению пористости теригенных отложений по данным измерений потенциалов собственной поляризации. Львов, 1968. (Авторы: В. И. Грицишин, П. Ф. Дубинюк, М. М. Иванюта и др.).

1.4. До питання вивчення колекторів менілітових відкладів Надвірнянського нафтопромислового району за даними промислової геофізики

У статті розглянуто питання застосування комплексу ГДС для вивчення електричних властивостей гірських порід, показано складність при інтерпретації кривих зондування у пластах різної товщини і дано рекомендації з використання методів БКЗ, БК, БМК, МК, ПС та ін. Наведено величини модулів пластів для різних зондів БКЗ. Бібл. 2.

Статтю опубліковано в науково-технічному збірнику «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений». — Львів: Вища школа, 1972. — Вип. 9. — С. 60—63.

Ключові слова: поклад нафти і газу, електричний питомий опір пластів-колекторів, зона проникнення.

Питанню вивчення колекторів менілітових відкладів Внутрішньої (Бориславсько-Покутської) зони Передкарпатського прогину приділяють багато уваги, оскільки основні нафтові поклади приурочено власне до цієї товщі. Відкритий новий поклад нафти і газу під Битківською глибинною складкою підтвердив нафтогазоносність менілітової світи на глибинах 4000 м і глибше.

На сьогодні є досить геологічного і кернавого матеріалу, на основі якого можна провести оцінювання ефективності промислово-геофізичних даних для якісної і кількісної інтерпретації у розрізах свердловин цього району.

Багато дослідників розглядало різні способи інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень, але в більшості для обробки відбирали пласти однорідні і великої товщини. Інтерпретацію геофізичних матеріалів навпроти пластів незначної товщини (4—6 м) не проводили зовсім або для її проведення не використовували дані всього комплексу геофізичних досліджень.

Труднощі, які виникали при інтерпретації матеріалів ГДС у менілітових відкладах, обумовлено такими факторами:

а) розріз складається з піщано-глинистих прошарків різної товщини і питомого опору;

б) товщина окремих прошарків неоднакова — від часток сантиметра до декількох (рідше десятків) метрів;

в) літолого-петрографічна характеристика, а отже і колекторські властивості пластів (прошарків), змінюється у широких межах як за літераллю, так і навхрест напластування;

г) фізичні властивості окремих пропластків (питомий електричний опір, природна і радіаційна гама-активність, нейтронні властивості, швидкість пружних коливань та ін.) змінюються у широких межах;

г) значною диференціацією літолого-петрофізичних властивостей і геофізичних параметрів у межах незначної товщини розрізу або пласта;

д) низьким відсотком виносу керна, що ускладнює будову безперервної літологічної характеристики розрізу в межах досліджуваного інтервалу.

Вищевказані особливості геологічного розрізу, а також відсутність або недосконалість окремих методів промислової геофізики не завжди сприяють в отриманні необхідних і достовірних величин параметрів, які вивчають (коефіцієнтів пористості, нафтогазонасиченості й ефективної товщини) як за геологічними, так і за промислово-геофізичними даними. Безумовно промислово-геофізичні методи, за допомогою яких реєструють необхідні параметри безперервно по всьому розрізу, володіють більшою інформативністю, і при комплексному їх застосуванні вони можуть відтворити якісну і кількісну характеристику складного за літологією розрізу в інтервалі менілітової світи.

На сьогодні комплекс ГДС складається з таких методів: 1) стандартного електрокаротажу двома зондами (градієнт- і потенціал-зонд) із записом кривої ПС; 2) бокового каротажного зондування (БКЗ) шістьма зондами різних довжин (0,45–8,5м); 3) бокового каротажу (БК); 4) мікрокаротажу (МК) і бокового мікрокаротажу (БМК); 5) радіоактивного каротажу (РК) у двох модифікаціях – гамма-каротажу (ГК) і нейтронного гамма-каротажу (НГК). В окремих випадках при контролі за розробкою й оцінюванням характеру насичення в закріпленій колоною свердловині застосовують імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).

Методи індукційного (ІК) і мікробокового каротажу (МБК) перебувають на стадії освоєння.

Основним геофізичним параметром пласта-колектора є його питомий електричний опір (опір зони проникнення і опір незміненої частини пласта). Вірогідність визначення питомого опору пласта за даними електрометрії залежить від багатьох факторів, з яких не всі можна врахувати при інтерпретації. В умовах значної анізотропії розрізу менілітової світи визначення питомого опору не завжди можливе. Особливо це стосується пластів, товщина яких є невеликою або сумірною із зондами БКЗ, а самі пласти-колектори залягають серед високоомної товщі ущільнених алевроліто-аргілітових різновидностей. Низька і

ефективність БКЗ і при оцінці питомого опору низькопористих колекторів високого опору.

Для уточнення межових умов для зондів БКЗ при відповідних опорах бурових розчинів і діаметрах свердловин 190–214 мм, ми зіставили оптимальні значення позірнього опору ρ_{no} різних зондів з питомим опором потужних за товщиною високоомних пластів. Питомий опір визначали за даними БКЗ з орієнтацією на значення ρ_{no} великих градієнт-зондів і уточнювали за даними бокового каротажу. Дані

зіставлення збігаються з теоретичними залежностями $\frac{\rho_{no}}{\rho_c} = f\left(\frac{\rho_n}{\rho_c}\right)$, одержаними В. М. Дахновим [1].

Для установок БКЗ, які застосовують при дослідженнях свердловин у Передкарпатті, достовірні значення ρ_{no} можна отримати при модулях пластів (ρ_n/ρ_c), які є меншими від указаних нижче величин. Для зонда А0.5М0.1N (або А0.4М0.1N) модуль пласта μ не повинен перевищувати 80. Для інших зондів встановлено такі модулі: зонд А1.0М0.1N – $\mu \leq 100$; зонд А2.5М0.5N – $\mu \leq 130$; зонд А4.0М0.5N – $\mu \leq 400$; зонд А8.0М1.0N – $\mu \leq 1000$, де $\mu = \rho_n/\rho_c$.

Буріння свердловин у Передкарпатті виконують на промивальних рідинах з низьким питомим опором ($\rho_c = 0,05 - 0,5$ Ом • м, рідше 1,0 Ом • м), що негативно впливає на оцінювання електричного опору пластів за даними БКЗ, оскільки навпроти пластів без проникнення (неколекторів) одержуємо криві зондування типу А, які важко відрізнити від кривих зондування навпроти пластів-колекторів з понижувальним проникненням. Треба мати великий досвід і слід провести додатковий аналіз усього комплексу промислово-геофізичних досліджень, щоб відокремити пласти з проникненням від пластів без проникнення. Якщо ж незначний ефект понижувального проникнення ускладнюється екранувальним впливом високоомного пласта, то використання даних опору зони проникнення при визначенні пористості призводить до завищення величин пористості.

Мова йшла про пласти значної товщини. Якщо ж пласт за товщиною менший від 4–8 м (або чергуються такі пласти), то оцінювання опору пласта за даними БКЗ виконують з великими похибками. І, як правило, величини ρ_n є заниженими. Отже, у таких випадках доцільно застосовувати боковий каротаж.

Пласти з підвищеною пористістю характеризуються, як правило, нижчими питомими опорами щодо вміщувальних порід, а позірні опори на великих зондах завжди є завищеними через екранувальний вплив

вміщувальних порід. Спотворювальний вплив вміщувальних порід зростає зі зменшенням товщини досліджуваного пласта і збільшенням відношення опору вміщувальних порід до опору пласта. Криві зондування в цьому випадку також мають тришаровий характер, і за їх допомогою неможливо визначити питомий опір пласта. Низькою є ефективність БКЗ і при вивченні питомого опору пачки пластів з різним опором. У водоносній частині опір піщанистих прошарків переважно завищений. У таких пластах у багатьох випадках досить важко визначати характер насичення. Збільшуються затрати на випробування. Прикладом служить свердловина 20-Делятин, де пласти-колектори за даними БКЗ не отримали означеної характеристики насичення. Товщина пластів-колекторів у цій свердловині не перевищує 3 м.

Отже, по Надвірнянському нафтопромислового районі біля 80% пластів-колекторів у менілітових відкладах завтовшки 4–5 м отримують невизначену характеристику насичення.

Із сказаного випливає, що при застосуванні БКЗ для оцінки питомого опору колекторів, а отже і характеру насичення менілітових відкладів, виникають значні труднощі.

Достовірніші результати можна отримати при дослідженні зони проникнення пласта. Як відомо, питомий опір зони проникнення залежить від опору розчину, часу впливу фільтрату на пласт, характеру пластового флюїду та інших факторів. Унаслідок проведення повторних вимірювань методом БКЗ у свердловинах Бухтівецької площі при різних опорах бурового розчину вдалося встановити змінювання опору зони з часом.

При цьому спостерігається нерівність $\frac{\rho_{зп1}}{\rho_{\phi1}} \neq \frac{\rho_{зп2}}{\rho_{\phi2}}$, де $\rho_{\phi1}$ і $\rho_{зп1}$, $\rho_{\phi2}$ і

$\rho_{зп2}$ — опори фільтрату і зони при першому і другому замірах відповідно. Нерівність відносних опорів у зоні проникнення свідчить про нерівномірне промивання (витіснення) фільтратом пластового флюїду, що слід враховувати при визначенні параметра пористості за величиною $\rho_{зп}$. П. М. Муляр [1] стверджує, що в зоні проникнення може відбуватись і зворотний процес, тобто може відбуватись розформування зони проникнення в процесі буріння. Отже, при використанні даних БКЗ для визначення пористості за даними опору зони проникнення слід враховувати зміни у величинах опору. Поточний опір зони проникнення потрібно приводити до умов встановленої (сталой в часі) зони проникнення. Для низькопористих колекторів ($K_{п} < 10\%$) такий час триває 1,5–2 місяці. Для середньо- і високопористих пластів

формування зони проходить швидше і триває 10–15 днів після розкриття пласта.

Нестабільність зони проникнення потребує диференційного підходу до вибору величини коефіцієнта за перемішування фільтрату із залишковою водою, що практично не завжди можна здійснити. На практиці допускають, що в зоні вільна вода повністю відтісняється фільтратом, і виходячи з цього, вибирають поправний коефіцієнт. Останнє при нестабільній зоні проникнення призводить до завищення величин пористості, яка визначається за даними $\rho_{\text{зп}}$.

Якщо врахувати, що в заглинених пісковиках при визначенні критичних величин параметра пористості треба вводити поправку за вплив поверхневої провідності, то буде зрозуміла вся складність визначення колекторських властивостей пісковику менілітової світи за даними БКЗ з використанням опору зони проникнення.

Величина питомого опору водоносних колекторів може бути придатна для визначення параметра пористості тільки для пластів значної товщини ($h > 10\text{м}$).

Комплексне використання результатів бокового мікрокаротажу і бокового каротажу дозволяє проводити оцінку пористості і характеру насичення низькоомних пластів малої товщини, які розкриваються на високомінералізованому буровому розчині. Розкриття таких пластів на розчині з $\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$ позбавляє необхідності введення поправок за поверхневу провідність і перемішування фільтрату із залишковою водою. Разом з цим за даними бокового каротажу досить достовірно визначають величини питомого опору пласта. Відомо, що радіус дослідження боковим каротажем значно більший від глибини проникнення фільтрату в пласт (для більшості колекторів менілітової світи діаметр зони проникнення становить чотири – вісім діаметрів свердловин). Якщо опір фільтрату бурового розчину значно перевищує опір пластових вод ($\rho_{\phi} > 4\rho_{\text{в}}$), то питомий опір таких пластів за даними бокового каротажу практично не визначається, оскільки $\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}}$ і зона проникнення є тим бар'єром, що не дозволяє достовірно оцінювати $\rho_{\text{п}}$ в незмінній частині пласта. У таких випадках для визначення опору пластів слід застосовувати метод індукційного каротажу. Інтерпретація діаграм ІК у розрізі менілітових відкладів свідчить про високу ефективність цього методу при розкритті колекторів на прісному буровому розчині ($\rho_{\text{с}} > 0,5\text{Ом} \cdot \text{м}$). Але опір продуктивних відкладів повинен коливатись у межах 10–40 Ом · м. Визначення питомого опору високоомніших пластів виконують методами БКЗ, бокового каротажу і бокового мікрокаротажу. Ефективність останніх

методів досить висока, якщо розкриття колекторів проводять на високомінералізованих бурових розчинах.

Отже, для оцінки колекторських властивостей і характеру насичення менілітових відкладів доцільно застосовувати високомінералізовані бурові розчини з обов'язковим проведенням бокового мікрокаротажу і бокового каротажу. Слід враховувати, що для кореляції розрізів і розділення порід на колектори і неколектори метод ПС іноді набуває вирішального значення (крива природної радіоактивності не завжди адекватна кривій ПС). Отже перед спуском колони або при повному розкритті продуктивного горизонту рекомендують частково опріснювати розчин для проведення комплексу електрометрії (БКЗ, БК, ІК і БМК) з обов'язковим заміром кривої ПС.

Література

1. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезом скважин. Гостоптехиздат. М. 1962.

2. Муляр П. Н. О некоторых особенностях формирования зоны проникновения в теригенных коллекторах Днепровско-Донецкой впадины. В сб.: Геофизические исследования на Украине, К.: Техніка, 1969.

1.5. Вивчення зони проникнення піщанистих колекторів відкладів палеогенового флішу Передкарпаття

У статті розглянуто питання формування зони проникнення в колекторах різної пористості. Побудовано залежності взаємозв'язку опору зони проникнення від часу формування зони і пористості пласта. Дано практичні рекомендації з використання цієї залежності. Іл. 2. Бібл. 1.

Статтю опубліковано в міжвідомчому республіканському науково-технічному збірнику «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», — Львів: Вища школа, 1977 — Вип. 14, с. 30—32.

Ключові слова: колектор, зона проникнення, діаметр зони проникнення, питомий опір зони проникнення.

Палеогенові відклади у Внутрішній (Бориславсько-Покутській) зоні Передкарпатського прогину складаються в основному з пісковиків, аргілітів і алевролітів. Рідше зустрічаються вапняки й окременілі породи. Колекторами є пісковики з відкритою пористістю від 6—8 до 20—22%. Високопористі пісковики відповідають III класу за А. А. Ханіним.

Розкриття пластів-колекторів палеогенових відкладів на великих глибинах виконують на розчинах низького електричного опору

($\rho_c = 0,05 - 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Питомий опір пластових вод залежно від глибини залягання пластів-колекторів набуває значення $\rho_v = 0,04 - 0,02 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (на глибинах 2500–5000 м). На великих глибинах (6000–7000 м) при розкритті відкладів верхньої крейди у свердловинах І-Луґи і І-Шевченкове питомий електричний опір пластових вод становить $0,01 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Проникнення фільтрату в нафтоносні і водоносні пласти спричиняє утворення зони проникнення. Як правило, в нафтогазоносних пластах опір зони проникнення нижчий, ніж опір у незмінній частині пласта, у водоносних пластах — значно вищий. У водоносних колекторах при цьому опір зони проникнення з часом змінюється, набуваючи вищих значень ρ_{zn} , ніж попередні.

Щоб з'ясувати, як впливає час на характеристику відносних опорів зони проникнення в колекторах палеогенового флішу, ми провели аналіз результатів досліджень з вивчення зміни величин опору колекторів у присвердловинній зоні за даними бокового каротажного зондування (БКЗ). Досліджено пласти-колектори в законтурній частині розрізу, де проводились повторні записи БКЗ. При вивченні питомого опору зони проникнення ми визначили таку мету: 1) виявити оптимальні умови, за яких з достатньою надійністю можна скористатись величинами питомих опорів зони проникнення для визначення коефіцієнтів пористості; 2) вивчити процес формування зони проникнення (її глибину зміни електromетричної характеристики з часом) для колекторів із широким діапазоном пористості; 3) використати ці дані для вивчення колекторів малої товщини ($h \leq 6 \text{ м}$), для яких спостерігаються труднощі при визначенні їх питомого опору за даними БКЗ (вплив високоомних вміщувальних порід).

Для вивчення динаміки зміни питомого опору зони проникнення з часом вибирали водоносні пласти з відносно незначною глинистістю. Проводили ретельний аналіз якості діаграм БКЗ. Враховували час впливу фільтрату на питомий опір пласта. Значення пористості пластів брали за даними керн. Досліджували пласти, для яких перепад тиску був приблизно однаковий. Для з'ясування закономірності характеру зміни електричного опору зони проникнення з часом для різних пластів було побудовано графіки залежності $\rho_{\Delta} / \rho_c = f(t, K_n)$, де ρ_{Δ} і ρ_c — опори зони проникнення і розчину на час заміру методом БКЗ; t — час від початку розкриття пласта до моменту запису БКЗ, доба; K_n — відкрита пористість пласта, %. Перепад тиску ΔP становив 5–10 МПа. Результати досліджень для окремих свердловин зведено на узагальнюючий графік, на якому способом інтерполяції зображено

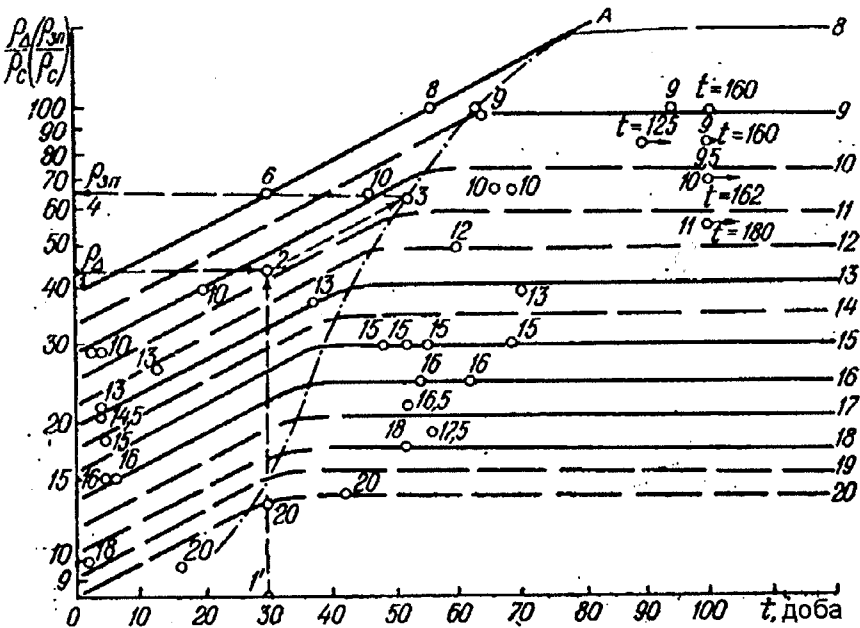


Рис. 1. Зміна відносного опору зони проникнення палеогенових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину в часі.
Шифр кривих – відкрита пористість

графічні залежності з урахуванням усереднених величин пористості пластів (рис. 1).

Як видно з рис. 1, час формування зони проникнення до повного заміщення вільної пластової води фільтратом промивальної рідини є неоднаковим для пластів з різною ємнісною характеристикою. Якщо в пластах з високою пористістю ($K_n = 18-20\%$) час формування зони проникнення становить 15–25 діб, то в низькопористих колекторах ($K_n = 8-9\%$) він досягає два місяці і більше. Для з'ясування глибини проникнення фільтрату в пласти-колектори побудовано графік залежності $D/d = f(K_n)$, де D – діаметр зони проникнення за даними БКЗ; d – діаметр свердловини, (рис. 2). Для колекторів палеогенових відкладів з пористістю 8–20% глибина зони проникнення становить (2–10) d .

Встановлена закономірність зміни опору в зоні проникнення водоносних колекторів має практичне значення, оскільки дозволяє приводити поточне значення опору зони проникнення ρ_Δ до величини опору сформованої зони проникнення ρ_{zn} . Знаючи фактичну величину ρ_Δ і час впливу фільтрату на пласти (від розбурювання пласта до моменту заміру), користуючись рис. 1 можна за величиною ρ_Δ і часом t визначити оптимальне значення ρ_{zn} . Таке визначення показано крапками

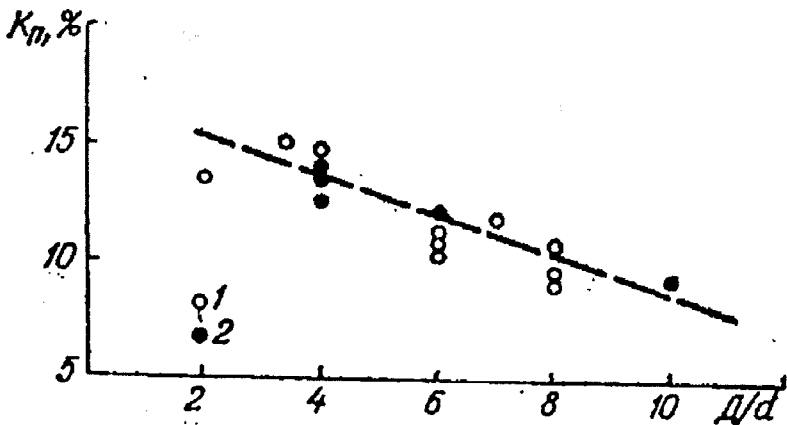


Рис. 2. Зв'язок глибини проникнення фільтрату з пористістю пласта:
 1 - $d=0,19$ м; 2 - $d=0,3$ м

на рис. 1: 1, 1', 2, 3, 4. Опір зони проникнення ρ_{Δ} на час проведення досліджень методом БКЗ значно відрізняється за величиною від значення $\rho_{\text{зн}}$ повністю сформованої зони проникнення.

Закономірність формування зони проникнення у водоносних колекторах дозволила виробити методику дослідження колекторів невеликої товщини, які залягають серед високоомних вміщувальних порід (неколекторів). А ще можна докладніше визначати пористість водоносних колекторів за даними опору зони проникнення, а також здійснювати оцінку характеру насичення колекторів у нафтогазоносній частині розрізу. При оцінці параметра пористості за даними опору зони проникнення слід враховувати час впливу фільтрату на пласт, тобто величину ρ_{Δ} приводити до умов сформованої зони проникнення. Крім цього, залежність $\rho_{\Delta}/\rho_c = f(t, K_p)$ дозволяє безпосередньо визначати пористість водоносного колектора, що має практичне значення в процесі буріння свердловин. Для нафтоносних колекторів слід враховувати залишкову нафтонасиченість у зоні проникнення, яку можна визначити за даними мікроелектрометрії (мікрокаротажу і бокового мікрокаротажу).

Слід зазначити, що аналогічні залежності отримав І. Є. Ейдман із співавторами [1] при дослідженні колекторів у нижньому Поволжі. При цьому за величину, що характеризує вид колектора, брали відносний диференційний параметр нейтронного гамма-каротажу.

Література:

Эйдман И. Е. и др. Проблема геофизических исследований газонефтеносных коллекторов Нижнего Поволжья. — Разведочная геофизика, 1967, вып. 19. — С. 33–42.

1.6. Наближена оцінка питомого опору пластів малої товщини, які залягають серед порід високого опору

Наведено методику наближеної оцінки питомого опору пластів-колекторів малої товщини, які залягають серед порід з вищим опором. Зображено графіки для приведення показів опору великих зондів до умов пластів великої товщини. Іл. 2.

Статтю опубліковано в збірнику «Геофизические исследования на Украине», – Киев: Техніка, 1974. – С. 158–161.

Ключові слова: позірний опір пласта, понижувальне проникнення, підвищувальне проникнення, екранізаційний вплив вміщувальних пластів.

Розрізи свердловин, які розкривають палеогенові відклади глибинних складок Передкарпаття, складаються з пластів і пропластків різної товщини і опору. Окремі пласти-колектори завтовшки в декілька метрів залягають серед високоомної товщі низькопористих пісковиків і алевролітів, і їхній опір, як правило, нижчий від опору неколекторських відмінностей. Розкриття таких порід на високомінералізованому буровому розчині, що спостерігається в Передкарпатті і особливо на великих глибинах, різко знижує можливості БКЗ при визначенні питомого електричного опору пластів невеликої товщини. Навпроти пластів малої товщини, які залягають серед високоомних порід, криві зондування мають дуже завищену праву вітку, і за наявності палеток досягти вірогідних значень опору при інтерпретації таких кривих практично неможливо.

Завдяки аналізу даних БКЗ за наявності екранізаційного впливу високоомних порід пропонують спосіб приведення кривих зондування навпроти пластів невеликої товщини до умов пластів необмеженої товщини.

Враховуючи труднощі при розв'язанні цієї проблеми як теоретичним шляхом, так і способом моделювання, для цього як модель використано пласти малої товщини, представлені щільними, не розмитими аргілітами, які залягають серед порід з високим питомим опором. Оскільки вибирали пласти без проникнення (двошарове середовище), криві зондування навпроти них також повинні бути двошарового типу. За допомогою палеток двошарових кривих визначали питомий опір пластів з орієнтацією на ρ_{no} (позірний опір) малих зондів. Праві вітки кривих зондування добували за теоретичними кривими такого ж модуля, як і модуль лівої вітки. Після ділення значень фактичного позірного опору великих зондів на величину опору, знятого для цих же зондів з теоретичної кривої палетки, було встановлено коефіцієнти за формулою:

$$K = \frac{\rho_{no}}{\rho_{no}^{icm}}$$

де $\rho_{\text{по}}$ — фактичний позірний опір навпроти пласта; $\rho_{\text{по}}^{\text{іст}}$ — позірний опір, визначений за теоретичною двошаровою кривою БКЗ.

Було побудовано графіки залежності K від співвідношення $\rho_{\text{вм}}/\rho_{\text{п}}$, довжини зонда AO і товщини пласта h .

На рис. 1 видно, що на покази великих зондів при $h < AO$ і однаковому відношенні $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$ найбільше впливає відношення $\rho_{\text{вм}}/\rho_{\text{п}}$.

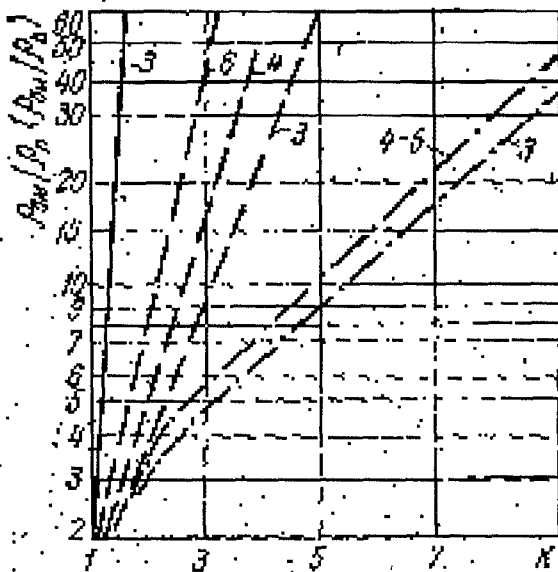


Рис. 1. Графіки залежностей:

— — — градієнт-зонд, $AO=2,25\text{м}$; - - - - градієнт-зонд, $AO=4,25\text{м}$;
 - · - · - градієнт-зонд, $AO=8,5$. Шифр кривих — товщина пласта, м

Одержані емпіричні залежності дозволяють проводити наближену оцінку опорів за даними БКЗ для пластів невеликої товщини, які залягають серед однорідних висоомних вмщувальних порід, і визначати їх характер насичення. Це особливо необхідно при дослідженні розрізу свердловини, в якому відсутні плати-колектори великої товщини ($h < AO$).

Залежності, побудовані для двошарових середовищ, цілком придатні для оцінки питомого опору пластів з підвищувальним і понижувальним проникненням. Нижче наведено способи інтерпретації таких пластів із застосуванням установлених залежностей.

Пласт без проникнення, або $\rho_{\text{зп}} = \rho_{\text{п}}$. За оптимальними значеннями $\rho_{\text{по}}$ малих зондів за допомогою палеток БКЗ визначають $\mu_{\text{п}} = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$. За

величиною опору вміщувального середовища $\rho_{\text{вм}}$ з боку віддаленого електрода градієнт-зонда визначають $\mu_{\text{вм}} = \rho_{\text{вм}} / \rho_{\text{с}}$. Знаходять відношення $\mu_{\text{вмп}} / \mu = \rho_{\text{вмп}} / \rho_{\text{с}}$ і для відповідних зондів за вищенаведеною залежністю визначають коефіцієнт K .

Для приведення позірного опору великих зондів до умов пласта необмеженої товщини величину опору $\rho_{\text{по}}$ ділять на знайдений коефіцієнт K :

$$\rho_{\text{по}}^{\text{випр}} = \frac{\rho_{\text{по}}}{K}$$

Будують криву зондування з урахуванням виправлених значень. Подальшу інтерпретацію кривої зондування ведуть звичайним способом.

Пласт з підвищувальним проникненням ($\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}}$). За лівою віткою кривої зондування визначають $\rho_{\text{зп}}$, розраховують відношення $\rho_{\text{вм}} / \rho_{\text{зп}}$, за яким для відповідних зондів встановлюють поправні коефіцієнти K . Наводимо позірні опори великих зондів до умов пласта необмеженої товщини з опором $\rho_{\text{зп}}$.

Якщо існує підвищувальне проникнення $\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}}$, то права вітка кривої зондування при зіставленні її з палеточними двошаровими кривими перетинає останні від високих до нижчих значень модулів. А що на величину $\rho_{\text{по}}$ чотириметрового зонда при значному проникненні фільтрату ($D/d > 4$) в основному впливатиме зона проникнення, то величина $\rho_{\text{по.4}}^{\text{випр}} = \frac{\rho_{\text{по.4}}}{K_4}$ наближається до значення позірного опору пласта великої товщини.

За даними малих зондів і виправлених значень позірних опорів великих зондів будують криву зондування і визначаємо наближений опір пласта $\rho_{\text{п}}^{\text{пп}}$ в незмінній частині. Для відшукування точнішого значення опору пласта слід визначити коефіцієнт K_8 для восьмиметрового зонда і розрахувати значення $\rho_{\text{по.8}}^{\text{випр}} = \frac{\rho_{\text{по.8}}}{K_8}$. Для цього визначають відношення $\rho_{\text{вм}} / \rho_{\text{п}}^{\text{пп}}$ і за знайденим значенням за допомогою графіка, наведеного на рис. 1, знаходять K_8 . Розділивши $\rho_{\text{по.8}}$ на K_8 , встановлюють величину $\rho_{\text{по.8}}^{\text{випр}}$.

Будують криву зондування, за якою визначають питомий опір незміненої частини пласта.

На рис. 2 наведено фактичні і виправлені криві зондування в інтервалі 2399,0–2405,6 м свердловини №9 площі Бухтівець. У

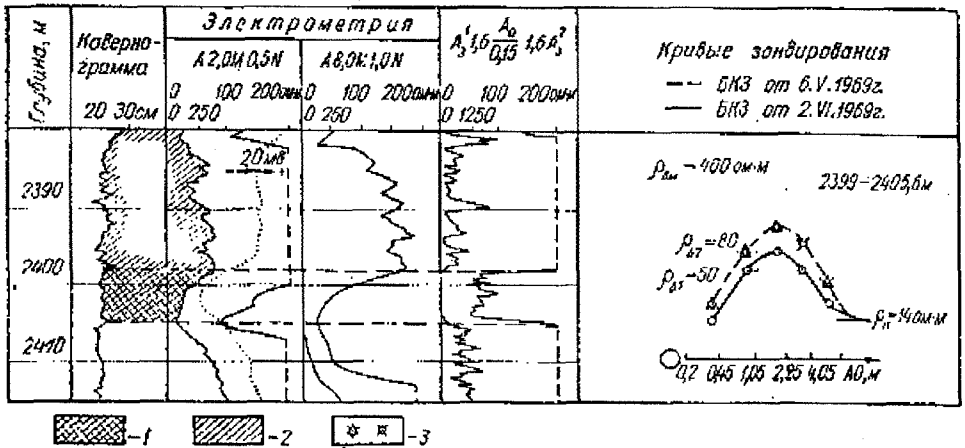


Рис. 2. Приклад екранізаційного впливу вміщувальних порід на покази великих градієнт-зондів:

- 1 — водонасичений колектор; 2 — вміщувальні породи;
3 — величини ПО, завищені впливом високоомних вміщувальних порід

наведеному інтервалі проводили повторні заміри БКЗ. Унаслідок переінтерпретації кривих зондування одержано величину опору пласта $\rho_{ин} = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при $\rho_{зп,1} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (за 06.05.1969 р.) і $\rho_{зп,2} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (за 02.06.1969 р.). Пласт оцінено як водонасичений, що підтверджено випробуваннями.

Інтерпретація матеріалів БКЗ для таких пластів у різних свердловинах Передкарпаття і півдня Молдови довела високу ефективність цієї методики. Результати випробувань довели правильність оцінки характеру насичення колекторів подібного типу.

Варто також уточнювати опір нафтогазонасних колекторів малої товщини, які залягають серед порід високого опору, оскільки багато пластів без урахування екранізаційного впливу вміщувальних порід приймали з явно завищеною нафтогазонасиченістю. Зіставлення опорів пластів з різною товщиною, але з однаковими колекторськими властивостями довело правильність вищенаведеного. Якщо враховувати, що в деяких розвідувальних свердловинах при невизначеній і неправильній оцінці нафтогазонасиченості було спущено обсадні колони і проведено випробування свердловин методом перфорації колон, то легко зрозуміти, який значний економічний ефект становить рекомендований спосіб інтерпретації.

1.7. Оцінка нафтогазоносності колекторів малої товщини, які залягають серед порід високого опору

Показано способи комплексної інтерпретації даних БКЗ і БК при визначенні питомих опорів і оцінки нафтогазоносності колекторів малої товщини, які залягають серед порід високого опору. Подано рекомендації із застосування комплексу ГДС для дослідження таких колекторів. Іл. 2. Бібл. 1.

Статтю опубліковано в міжвідомчому республіканському науково-технічному збірнику «Разведка и разработка нефтяних и газовых месторождений», Изд-во Львов. университета, вып.8, 1971, с. 24–27.

Ключові слова: бокове каротажне зондування, боковий картаж, низькоомні породи, нафтогазонасиченість колекторів.

Нафтогазоносні колектори палеогенових відкладів Передкарпатського прогину приурочено до піщано-алевролітових порід, і в більшості випадків вони залягають серед щільних аргілітів і алевролітів з високим електричним опором (рис. 1).

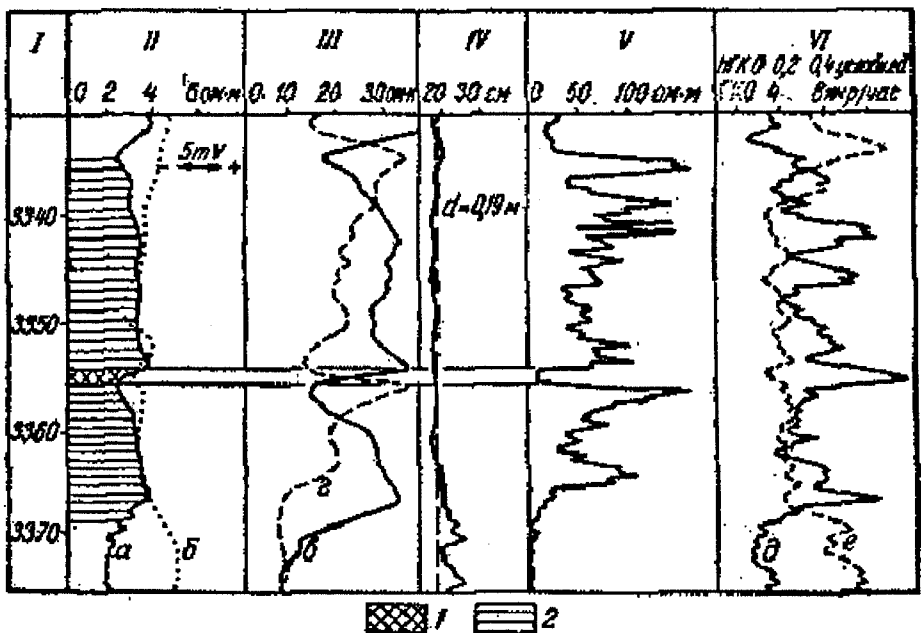


Рис. 1. Ефективність БК при дослідженні низькоомних колекторів на високомінералізованому буровому розчині (св.16-Пнів).

1 – пористий, водонесний пласт; 2 – щільний високоомний пласт.

I – глибина, м; II, а – А0,5М0,1N; б – ПС; III, в – А8,0М1,0N;

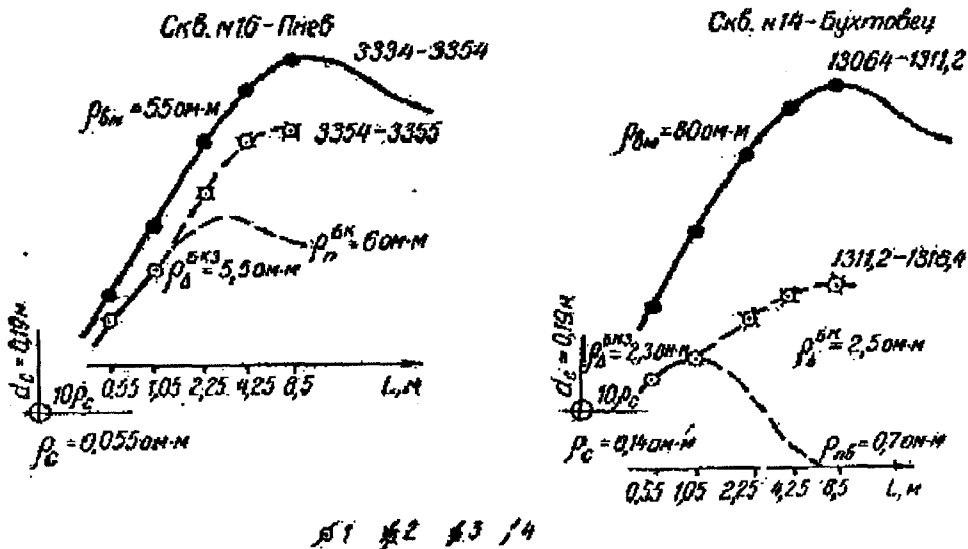
2 – N0,5M2,0A; IV – кавернометрія; V – боковий картаж; VI, д – НГК; е – ГК

Як відомо, на сьогодні не існує методики інтерпретації низькоомних колекторів завтовшки в декілька метрів, які залягають серед високоомних вміщувальних порід, хоча у виробничих умовах доводиться розв'язувати питання оцінювання нафтогазоносності таких колекторів. Складність полягає ще й у тому, що колектори значною мірою неоднорідні й анізотропні. Коефіцієнт анізотропії сягає в них декількох одиниць. Врахувати ефект анізотропії у більшості випадків не завжди можливо, що спричиняє значні похибки при визначенні питомого електричного опору пласта, особливо у водоносній частині розрізу. Це у свою чергу призводить до зниження дозвільної здатності методу при визначенні колекторських властивостей і оцінки їх характеру насичення.

Якщо питомий опір порід-колекторів за величиною близький до опору вміщувальних порід і їх загальна товщина пластів перевищує довжину великих зондів БКЗ, то інтерпретацію кривих зондування навпроти таких пластів проводять з використанням палеток БКЗ, призначених для пластів необмеженої товщини. Більш або менш вірогідні результати можна одержати при $\rho_{\text{вм}}/\rho_{\text{п}} \leq 2$, де $\rho_{\text{вм}}$ – питомий електричний опір вміщувальних порід; $\rho_{\text{п}}$ – питомий опір пласта, який вивчають. У таких випадках величина опору пласта ($\rho_{\text{п}}$) не перевищує $3/4$ дійсного значення опору ($\rho_{\text{п}}^{\text{іст}}$) [1]. Похибка визначення питомого електричного опору ($\Delta\rho_{\text{п}}$) не більша за ту, яка передбачена для геофізичної апаратури, і становить $\pm 0,16 \rho_{\text{п}}^{\text{іст}}$.

На практиці електричних досліджень свердловин трапляються випадки, коли відношення $\rho_{\text{вм}}/\rho_{\text{п}}$ досягає декількох десятків, а то й сотень, і тоді спостерігаються завищені значення показів на зондах завдовжки понад $1/3$ товщини пласта (h). Із збільшенням розміру зонда ефект екранізаційної дії вміщувальних порід підсилюється, позірний опір зростає і при великих значеннях $\rho_{\text{вм}}/\rho_{\text{п}}$ форми кривих зондування нагадують криві з понижувальним проникненням (рис. 2). За такими кривими можна наближено оцінювати тільки питомий опір зони проникнення ($\rho_{\text{зп}}$).

Як видно з рис. 2, крива зондування навпроти водоносного пісковика завтовшки 1 м має тришарову форму із своєрідним різким зростанням опорів на зондах, довжина яких більша за товщину пласта. Покази опорів на малих зондах (A0,5M0,1N і A1,0M0,1N) можна сприймати за дійсні. Аномальне збільшення позірного опору починається на установках, що мають розмір, більший від метрового зонда, і вже на зонді A2,0M0,5N позірний опір відрізняється від дійсного значення удвічі і більше при $\rho_{\text{вм}} = 55 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і $\rho_{\text{зп}} = 5,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (пласт в інтервалі 3354–3355 м, св.16-Пнів). На великих зондах (A4,0M0,5N і A8,0M1,0N) навпроти цього пласта позірні опори завищено більш ніж у 10 разів.



(свердловина — пласт), а навпроти нафтогазоносних пластів — тришарове середовище (свердловина — зона проникнення — незмінена частина пласта). Завдання з оцінки характеру насичення значно спрощується, оскільки у водоносному пласті спостерігається нейтральне проникнення ($\rho_{zn}^{BKЗ} \approx \rho_n^{BK}$), а в нафтоносному понижувальне — ($\rho_{zn}^{BKЗ} < \rho_n^{BK}$).

У Надвірнянському нафтопромислового районі нижньою межею пористості для колекторів менілітових відкладів слід вважати $K_{n,гр.} = 8\%$. При питомому опорі пластових вод для глибин 2,5–3 тис. м $\rho_n \approx 0,03 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ опір водоносних пісковиків $\rho_{пв} = P_n \cdot \rho_n = 160 \cdot 0,03 = 4,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Враховуючи значну неоднорідність і деяку залишкову нафтонасиченість у законтурній частині розрізу, опір водоносних низькопористих колекторів буде вищий від розрахованих величин опору і може сягати 10–12 Ом · м. Опір нафтонасиченого пласта-колектора при верхній межі пористості ($K_n = 20\%$ і $K_n = 70\%$) і пластовій воді з тією ж мінералізацією ($\rho_n = 0,03 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) буде такий: $\rho_{пв} = P_n \cdot P_n' \cdot \rho_n = 20 \cdot 8 \cdot 0,03 = 4,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, де P_n і P_n' — параметри пористості і нафтонасичення.

Враховуючи неоднорідність і складний тип порових каналів, опір нафтоносних колекторів з високою пористістю набуває таких же величин, як і водоносні низькопористі пісковики. Отже, оцінка нафтогазоносності колекторів за відсутності даних про пористість пов'язана з досить великими труднощами. Тут доцільно використати відносну величину $\rho_n^{BK} / \rho_{zn}^{BKЗ}$ як параметр насичення, де ρ_n^{BK} — питомий опір пласта за даними бокового каротажу; ρ_{zn} — опір зони проникнення, визначений за даними малих зондів БКЗ або за даними потенціал-зонда.

При розкритті розрізу на високомінералізованому розчині для нафтоносних пісковиків зберігається умова перевищення опору пласта над опором зони проникнення, і нафтоносним слід вважати колектор при $\rho_n^{BK} / \rho_{zn}^{BKЗ} > 3$. Якщо розкриття таких колекторів проводять на прісному розчині ($\rho_\phi > \rho_n$), то оцінювати нафтонасиченість пластів дуже важко. Інтерпретацію в таких випадках проводять з деякими припущеннями.

За величиною опору зони проникнення питомий опір пласта за умови стовідсоткової його водонасиченості визначають за формулою:

$$\rho_{пв} = \frac{\rho_m}{\Pi \cdot P_n'} \cdot \frac{\rho_n}{\rho_\phi}$$

де Π — поправний коефіцієнт за поверхневу провідність; P_n' — параметр залишкового насичення в зоні проникнення. Для чистих незаглинизованих пісковиків опір $\rho_{пв}$ визначають за формулою:

$$\rho_{пв} = \rho_m \cdot \frac{\rho_n}{\rho_\phi}$$

Опір водонасиченого пласта можна також оцінити за даними гама-каротажу і ПС, якщо можливо за цими даними визначити пористість і параметр пористості. Можна також використати опори в законтурній частині для пластів подібного типу.

Параметр насичення пласта визначається за формулою $P_n = r_n^{BK} / r_{пв}$; при цьому ж питомий опір пласта приймають за даними бокового каротажу. Якщо $r_n^{BK} \gg r_{zn}$, то характер насичення однозначно не визначається. Якщо ж $r_n^{BK} > r_{zn}$, то слід установити, за яких співвідношень r_n^{BK} і r_{zn} пласт може бути нафтонасиченим.

Розгляньмо випадок, коли $\rho_\phi = 3\rho_n$. Опір зони проникнення ρ_{zn} , який визначається за даними малих зондів БКЗ, дорівнюватиме $\rho_{zn} = P_n \cdot P_n / \rho_\phi = P_n \cdot P_n / 3\rho_n$, а опір пласта при стовідсотковій водонасиченості становить $\rho_{пв} = \rho_{zn} \cdot \frac{\rho_a}{\rho_\phi} = \frac{1}{3} \rho_{zn}$. Якщо $\rho_n^{BK} = \rho_{zn}$, то $P_n = \rho_n^{BK} / \rho_{пв} = 3$; коефіцієнт нафтонасиченості $K_{nr} = 50\%$. Пласт може віддавати воду або воду з нафтою. Отже, для нафтоносного пласта P_n має бути більший за 3, а опір пласта ρ_n^{BK} повинен перевищувати ρ_{zn} .

У Надвірнянському нафтопромисловому районі нафтоносними вважаються пласти з $P_n \geq 7$. При $\rho_\phi = 3\rho_n$ опір такого пласта буде $\rho_n^{BK} = 7/3 \cdot \rho_{zn} = 2,3\rho_{zn}$. Щодо ρ_{zn} параметр насичення дорівнюватиме

$$P_n = \frac{\rho_n^{BK}}{\rho_{zn}} = \frac{2,3\rho_{zn}}{\rho_{zn}} = 2,3.$$

Як видно з прикладу, нафтоносним буде пласт, для якого $\rho_n^{BK} > 2,3\rho_{zn}$. При розкритті пласта на розчині з $\rho_\phi = 5\rho_n$ умова нафтоносності його повинна спостерігатись при $\rho_n^{BK} = 1,4\rho_{zn}$. Але тоді важко визначити опір зони проникнення за лівою віткою БКЗ.

Отже, завдання визначення характеру насичення з достатньою точністю можна розв'язати при комплексному використанні малих зондів БКЗ і БК і при застосуванні бурових розчинів з $\rho_\phi \leq 4\rho_n$.

Література:

В. Н. Дахнов. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1967.

1.8. Можливості визначення пористості глинистих колекторів за даними НГК в умовах Передкарпаття

Описано зв'язок між пористістю і радіоактивною гамма-активністю для заглинзованих колекторів Передкарпаття. Наведено спосіб визначення пористості глинистих колекторів даними НГК. Табл. 1. Іл. Бібл. 4.

Статтю опубліковано в збірнику «Геофизические исследования на Украине», – Киев, 1972. – С. 188–191.

Співавтори: В.Я. Бардовський, В. П. Степанюк.

Ключові слова: нейтронний гамма-каротаж, коефіцієнт глинистості, водовміст глинистих порід.

Продуктивна товща родовищ Передкарпаття представлена в основному піщано-глинистими відкладами. Колекторами є пісковики і алевроліти, які у вигляді пластів і пропластків залягають серед аргілітів. Середня величина відкритої пористості для палеогенових відкладів становить 10–12%, для неогенових – 14–16%, сягаючи максимального значення – відповідно 20 і 26%. Абсолютна пористість перевищує відкриту на 1,5–2,0%. Проникність змінюється від часток мілідарсі до 400–500 мД. Цемент – глинистий, карбонатний і змішаного складу.

Кількісно оцінюють пористість у наш час за методом опору і природних потенціалів ПС. Проте зазначені методи залежно від геологічних і свердловинних умов не завжди розв'язують це завдання. Метод НГК, який є обов'язковим у комплексі промислово-геофізичних досліджень, використовують тільки для якісної характеристики досліджуваного розрізу.

До сьогодні багато дослідників [1,2,3] провело значні роботи з установлення залежності показів НГК від пористості порід, з розробки методики еталонування і проведення дослідження на свердловині, методики інтерпретації результатів спостережень. Це дозволило використовувати метод НГК для визначення пористості чистих (неглинистих, незагіпсованих) пісковиків і карбонатних колекторів [2, 3]. Застосування методу НГК для визначення пористості глинистих пластів пов'язано з труднощами обліку водовмісту, який залежить від кількості і мінералогічного складу глинистої речовини.

У роботі [4] запропоновано спосіб визначення водовмісту глинистого матеріалу і його врахування при кількісній інтерпретації даних НГК. Для цього треба знати про глинистість у досліджуваних пластах. Її можна визначити за даними ГК і ПС. В умовах Передкарпаття, як установили автори, спостерігається однозначніший і тісніший зв'язок між глинистістю і природною гамма-активністю (для різних ділянок розрізу коефіцієнт

кореляції становить 0,71–0,93). Через це метод ГК рекомендують використовувати для кількісних визначень глинистості.

Для конкретних геологічних і свердловинних умов (Надвірнянський нафтопромисловий район) автори побудували залежність реєстраційного радіаційного гамма-випромінювання $I_{\text{пг}}$ від загального водовмісту пласта ω_{Σ} (див. рисунок)

$$I_{\text{пг}} = f(\omega_{\Sigma}). \quad (1)$$

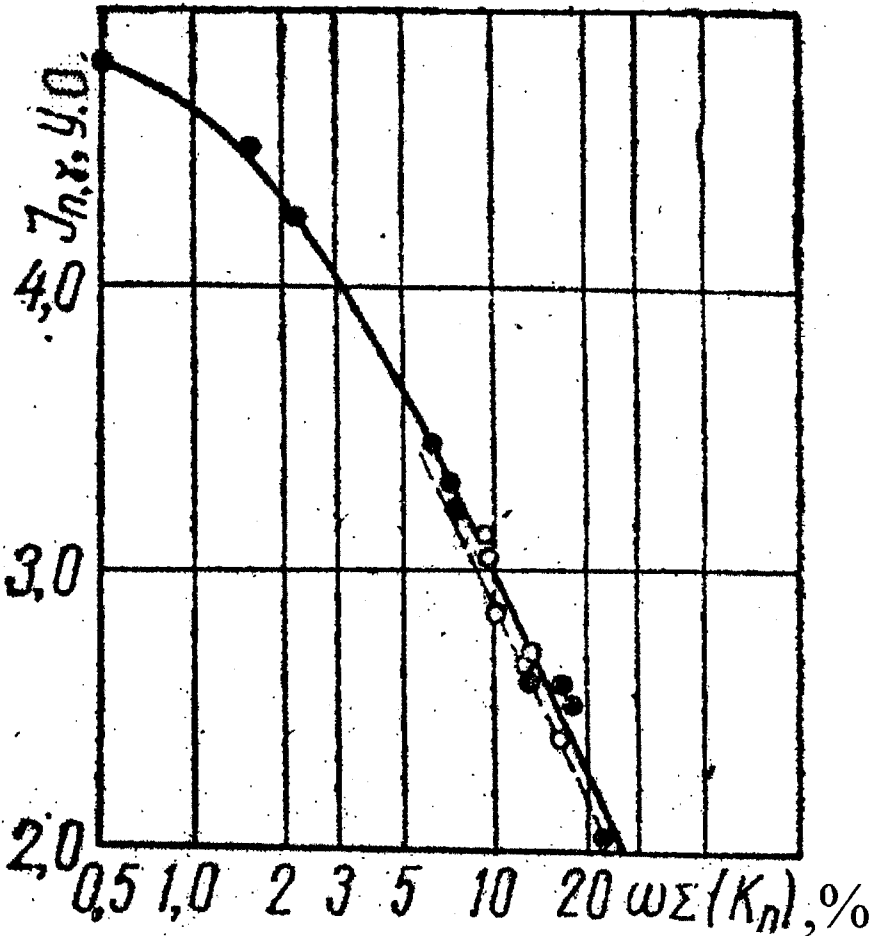


Рисунок. Графік залежності радіаційного гамма-випромінювання від загального водовмісту пласта

- крива для свердловин діаметром 190 мм;
- - - крива для свердловин діаметром 214 мм;
- — дані K_n за керном;
- o — дані K_n за методом опору

Для побудови цієї залежності в розрізі було відібрано пласти чистих, практично неглинистих ($C_{гг} < 5\%$) пісковиків.

Допускалося, що їх водовміст обумовлений тільки тією водою, яка заповнює поровий простір, тобто $\omega_{\Sigma} = K_{п}$. Величину пористості вибраних пісковиків визначали за даними аналізу ядра і промислово-геофізичних досліджень. Оскільки літологічна характеристика опорних пластів змінюється за площею, для побудови залежності (1) значення $I_{пг}$ приймали в умовних одиницях. На графіку наведено дві криві: для діаметра свердловини 190 мм (суцільна лінія) і 214 мм (штрихпунктирна лінія). Взаємне розташування наведених кривих узгоджується з даними інших авторів [2, 3]. Спостерігається лінійна залежність $I_{пг}$ від $\lg \omega_{\Sigma}$ в інтервалі пористості 6–25%.

Середнє значення зв'язаної води в глинах оцінювали таким способом. У ряді свердловин досліджуваної площі відбирали пласти глини і аргілітів із вмістом глинистого матеріалу не менше 30–40%. Використовуючи залежність (1), можна визначити водовміст цих аргілітів, а за величиною глинистості – середнє значення зв'язаної води в глинах.

За залежністю $I_{\gamma} = f(C_{гг})$ визначали значення $C_{гг}$ у досліджуваному пласті (де I_{γ} – відносне значення природної гама-активності; $C_{гг}$ – ваговий вміст глинистої речовини за даними аналізу ядра).

Об'ємний вміст глинистого матеріалу $K_{гг}$ розраховували згідно з виразом [4]

$$K_{гг} = C_{гг}(1 - K_{п.гг}),$$

де $K_{п.гг}$ – коефіцієнт пористості глини. Водовміст $\omega_{гг}$ досліджуваного пласта, який обумовлений глинистим матеріалом, визначали з використанням графіка (1) за значенням $I_{пг,гг}$ (покази НГК у глинистих породах). Коефіцієнт пористості колектора обчислюють за формулою:

$$K_{п} = \omega_{\Sigma} - \omega_{гг} \quad (2)$$

За вказаною методикою визначали коефіцієнти пористості глинистих колекторів у свердловинах родовищ Старуня – Гвізд, Бухтівець і Космач. Для контролю вибирали пласти, які охарактеризовані даними ядра або даними геофізичних досліджень свердловин. Зіставлення значень пористості, визначених за даними НГК і іншими методами, наведено в таблиці.

Свердловина	Глибина, м	$K_{\text{керна}}$	$K_{\text{БКЗ}}$	$K_{\text{БМК}}$	$K_{\text{НГК}}$	$K_{\text{НГК}} / K_{\text{БКЗ}}$
6 Бухтівецьке родовище	1153-1160	0,5	-	-	3,7	-
	1236-1239	-	9,8	-	11,3	+1,5
	1280-1283	-	10,8	-	8,8	-1,2
	2085-2090	12,0	12,5	-	11,0	-1,5
	2512-2522	-	10,0	14,0	10,7	+0,7
11 Космачівське родовище	2574-2581	-	12,0	9,5	10,7	-1,3
	2587-2600	-	12,0	11,0	9,7	-2,3
	2602-2606	-	13,0	10,0	10,0	-3,0
	2644-2648	-	8,0	7,0	11,4	+3,4
	2726-2727	-	7,5	-	9,7	+2,2
	2716-2720	-	9,0	9,0	13,5	+4,5
100 Старуня-Гвіздянське родовище	1752-1758	-	8,9	-	9,2	+0,3
	1780-1785	-	4,7	-	4,0	-0,7
	1785-1787	-	11,7	-	9,5	-2,2
	1788-1790	-	11,2	-	11,0	-0,2
	1793-1795	-	10,4	-	15,2	+4,8
	1798-1800	16,5	14,3	-	10,2	14,1-0,2
	1800-1804	13,3	16,5	-	16,2	-3,0
	1810-1813	-	14,1	-	13,5	-3,0
	1814,4-	17,5	14,1	-	9,3	-4,8
	1816,8	-	13,9	-	12,8	-1,3
	1820-1822	-	8,0	-	12,8	-1,1
	1823-1825	15,0	-	-	8,3	+0,3
	1827,6-	14,3	13,4	-	15,8	-
	1829	-	-	-	14,3	+0,9
	1829-	-	-	-	-	-
1832,4	-	-	-	-	-	
1844-1846	-	-	-	-	-	

За даними зіставлення $K_{\text{НГК}}$ і $K_{\text{БКЗ}}$ середньоквадратичне відхилення одиночного визначення становить $\pm 2,36\%$. Відносна похибка оцінки пористості за даними НГК порівняно з обчисленими за даними БКЗ становить $16,5\%$. Як видно з таблиці, в шістьох випадках зіставлень $K_{\text{НГК}}$ відрізняється від $K_{\text{БКЗ}}$ більш ніж на 3% . Проте із двох відзначених випадків дані НГК при великій розбіжності з результатом БКЗ добре узгоджуються з даними БМК і керна. При зіставленні значень пористості, обчислених за даними БКЗ, з визначеними за даними БМК і керна у п'яти випадках з 12-ти відхилення перевищують $2,5\%$. Із шести зіставлень даних керна і НГК тільки в одному випадку спостерігається значна розбіжність, в інших – збіжність досить висока. Наведені зіставлення значень пористості вказують на рівноцінність цих методів з визначення пористості в цих геологічних умовах.

Отже, методи НГК і ГК можна використовувати для кількісної оцінки емнісних властивостей колекторів Передкарпаття самостійно, а також у комплексі з іншими промислово-геофізичними дослідженнями. Особливо це стосується тих випадків, коли за даними електричного каротажу кількісні визначення зазнають труднощів.

Література:

1. Басин Я. Н. и др. Методика количественной оценки пористости нефтегазовых коллекторов по материалам НГК и НКК. — В сб. «Ядерная геофизика», М.: Недра, 1968.

2. Иванкин В. П. Использование нейтронных методов исследования скважин для оценки пористости пород. Труды ВНИИЯГГ. Вып. 4. Изд. Саратовского университета, 1966.

3. Ларионов В. В. Радиометрия скважин. М.: Недра, 1969.

4. Ларионов В. В., Манчева Н. В. Оценка по данным радиометрии скважин коэффициентов пористости заглинизированных коллекторов. — В сб.: «Петрофизика и промысловая геофизика». Вып. 89 М.: Недра, 1969.

1.9. Характеристика колекторів Орів-Уличнянського нафтового родовища

У розрізі Орів-Уличнянського нафтового родовища розглянуто чотири нафтові горизонти, для яких наведено літологічну характеристику і методику вивчення підрахункових параметрів за даними ГДС. Іл. 3. Бібл. 2.

Статтю опубліковано в збірнику «Нефтяная и газовая промышленность», — Киев, 1968. — №1.

Співавтори: Р. М. Новосілецький, Н. С. Предтечинська, Г. П. Федорович, П. Ф. Шпак, В. І. Шпарик.

Ключові слова: теригенна товща, колектор, пористість, проникність, кореляція розрізів.

Теригенна товща Орів-Уличнянського нафтового родовища складається осадами крейдової, палеогенової і неогенової систем.

У розрізі Орів-Уличнянського родовища виділяються чотири нафтові горизонти: перший, приурочений до нижньоменілітової світи, другий і третій — до верхнього і нижнього піщаних горизонтів бистрицької світи і четвертий — до піщанистої товщі вигодської світи.

Нижньоменілітова підсвіта (перший продуктивний горизонт) розчленовується на верхню — аргілітову і нижню — піщанисту товщі. Колекторами нафти є пісковики і алевроліти. Пісковики — кварцові і кварцово-глауконітові, невапнисті, дрібно- і середньозернисті. Густина

пісковиків змінюється від $2,2 \cdot 10^3$ до $2,65 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, абсолютна пористість коливається в межах 4,2–23%. Проникність $(0,1–101) \cdot 10^{-12} \text{ мкм}^2$. Карбонатність у більшості випадків не перевищує 1%.

Відзначається загальне поліпшення ємнісної характеристики колекторів від Орівської ділянки до Уличнянської. Якщо на Орівській ділянці абсолютна і відкрита пористість становить 11,7 і 10,6% відповідно, то на Уличнянській – 14,6 і 11,6%. В цьому ж напрямку значно підвищуються фільтраційні властивості колекторів. Найвища проникність (до $10,5) \cdot 10^{-12} \text{ мкм}^2$ відзначається на свердловинах 2 і 13-Уличне, які характеризуються найвищими дебітами. Це підтверджує закономірне поліпшення колекторських властивостей порід у напрямку до склепінних ділянок структур. Наявність у розрізі витриманих реперів у вигляді низькоомних глинистих пластів дозволяє розчленувати товщу нижньоомнілітових відкладів на п'ять кореляційних пачок.

Найнижча V пачка об'єднує пласт роговиків і горизонт підроговикового пісковика. Літологічно пачка представлена сильно- і середньозцементованими пісковиками з прошарками кременів, вапняків і роговиків. За своєю електрометричною характеристикою ця пачка найвисокоомніша. Високі значення питомих опорів (до 2000 Ом·м) визначаються в основному літологічним складом порід. Навпроти цієї пачки спостерігаються і максимальні відхилення кривих ГК і НГК. Крива ПС не має стійкого характеру. Ефективна товщина пачки коливається від 0 до 21,8м.

Пачка IV – надроговиковий пісковик характеризується значною фаціальною мінливістю літологічних відмінностей. Так, пісковики, які простежуються в центральній і північно-східній частинах площі, заміщуються алевролітами і навіть аргілітами в західній частині (св. 24, 26, 14, 18, 11-Орів і 9-Уличне) і на прилеглому із заходу Іванківському блоці. Основними колекторами є середньозцементовані пісковики. Питомі опори піщанистих пластів становлять від 15–20 до 40–60 Ом·м. Інтенсивність вторинного гамма-випромінювання збільшується зі зменшенням величини пористості колекторів. На кавернограмах пласти пісковиків відзначаються зменшенням діаметра свердловини. Проникні пласти можна виділити також на кривій ПС з урахуванням значень питомого опору. Ефективна товщина пачки коливається від 0 до 24,6 м.

Пачка III – долинські пісковики, як і відклади, що залягають нижче, характеризуються фаціальною мінливістю порід, які складають пачку. Відмінність за ступенем зцементованості і розмірами зерен створює широкий діапазон піщано-алевролітових різновидностей. Основними колекторами пачки є слабозцементовані пісковики і алевроліти. На діаграмах електрокаротажу колектори вирізняються підвищеними

опорами і від'ємними відхиленнями на кривій ПС різної амплітуди. Питомий опір пластів-колекторів становить 15–35 Ом·м. На кавернограмі навпроти колекторів спостерігається зменшення діаметра свердловини. Ефективна товщина цієї пачки становить 7–37,8 м.

Пачка II — це анізотропна товща аргілітів і пісковиків. Піщано-алевритові породи займають у цій товщі підлеглий стан. Особливо це відноситься до північно-західної частини площі (св. 14, 11, 18 — Орів). До півночі і сходу в покрівлі і підшві пачки з'являються пласти низькопористих алевролітів і пісковиків, які являють собою другорядні колектори, що виділені в центральній частині площі (св. 2, 10 — Орів, 13-Уличне), де їх ефективна товщина становить 2,4–6,4 м.

Пачка I складається в основному з аргілітів. У ряді свердловин виділяються одиничні пласти середньозцементованих пісковиків, досить чітко відзначених на кривій ПС. Ефективна товщина цих пластів — 0,8–7,2 м.

Бистрицька світа (другий і третій продуктивні горизонти) являє собою флішове переверстування аргілітів з пісковиками і алевролітами. Розріз бідний на колектори, що обумовило характер кривих електро- і радіометрії. Різко виявлена анізотропія створює труднощі при виділенні у розрізі проникних пластів. За геофізичними матеріалами у розрізі бистрицької світи виділяються два продуктивні горизонти.

Піщано-алевролітовий горизонт у покрівельній частині розрізу (другий продуктивний горизонт) представлено чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики — кварцові, тонко-, дрібно- і середньозернисті, вапнисті. За небагатьма лабораторними даними густина пісковиків змінюється від $2,15 \cdot 10^3$ до $2,58 \cdot 10^3$ кг/м³. Абсолютна пористість коливається у межах 3,39–18%. Проникність їх змінюється від часток 10^{-12} мкм до $18,6 \cdot 10^{-12}$ мкм². Спостерігається поліпшення колекторських властивостей у північно-східному напрямку в бік св. 2-Уличне. Товщина горизонту — 30–35 м.

У нижній частині бистрицької світи виділяється третій продуктивний горизонт завтовшки 60–70 м, розкритий свердловинами 10, 18, 26 — Орів і 13-Уличне. Літологічно горизонт представлено чергуванням алевролітів, пісковиків і аргілітів. Алевроліти — кварцові, невапнисті, грубозернисті. Пісковики — кварцові, невапнисті і слабовапнисті, дрібно- і середньозернисті.

Вигодську світу (четвертий продуктивний горизонт) літологічно представлено вапнистими пісковиками і алевролітами з прошарками і лінзами гравелітів, конгломератів, вапняків, мергелів і глинистих сланців. Відклади вигодської світи на Орів-Уличнянській площі повністю розкрито свердловинами 13-Уличне, 18 і 26-Орів. У покрівельну частину світи ввійшла св. 10-Орів, яка розкрила слабозцементовані глинисті пісковики,

алевроліти і аргіліти, що фаціально замінили пісковики, поширені в центральній частині площі.

З літологічним складом порід і кількістю колекторських різновидностей безпосередньо пов'язана промислово-геофізична характеристика розрізу вигодських відкладів. Дуже високі значення позірною опору, відзначені в склепінній частині структури (св. 13-Уличне), змінюються поступово підвищеними опорами в північно-західній частині (св. 18-Уличне). Ступінь диференціації кривих НГК, ГК і ПС збільшується в тому ж напрямку. Незважаючи на фаціальне розмаїття і мінливість порід вигодської світи за розрізом і площею і пов'язані з цим труднощі при простежуванні окремих пластів, загалом вигодська світа є надійним промислово-геофізичним репером.

Цікавими є ефективні товщини, коефіцієнти пористості і нафтогазонасиченості, визначені методами ГДС. Виділення колекторів проводили за даними ПС, позірною опору, кавернометрії, гама-каротажу і мікрозондування.

Для вилучення з пласта, який виділяється, неколекторських різновидностей використовували криві електрометрії (малі зонди БКЗ, мікрокаротаж) і мікрокавернометрії. На базі отриманих величин ефективної товщини побудовано мапу ізопакіт (рис. 1), згідно з якою найбільша кількість піщаних колекторів спостерігається у межах смуги, що проходить з півночі на схід, і простежується в св. 13-Уличне, 10, 15, 2, 8 і 25-Орів. Другий, менш чіткий максимум спостерігається в північно-східній частині площі, на ділянці свердловин 2, 20, 8-Уличне. Обидва максимуми розкриваються в напрямку лінії насуву, який проходить поблизу антиклінального перегину складки.

За наявності у розрізі палеогенових відкладів колекторів, які відрізняються за своїм мінералогічним і гранулометричним складом, характером цементації і ступенем ущільнення, виникла потреба випробувати і застосувати різні методики визначення пористості. Найефективнішими в цих умовах є метод опору і метод потенціалів ПС. При цьому використовували експериментальну криву $P = f(K_p)$, побудовану за даними вимірювань пористості і питомого опору зразків, проведених у лабораторіях КТП тресту «Львівнафтогазрозвідка», Стрийської промислово-геофізичної експедиції і УкрНДГРІ. Параметр пористості P визначали як відношення питомого опору зони проникнення до питомого опору фільтрату бурового розчину. Для врахування впливу насичувального пласта флюїду вводили поправки — за залишкову нафтонасиченість — 1,2 і за змішування фільтрату бурового розчину з пластовою водою — 0,6. Для деяких пластів вводили поправку за глинистість. Глинистість враховували за даними гамма-каротажу і ПС.

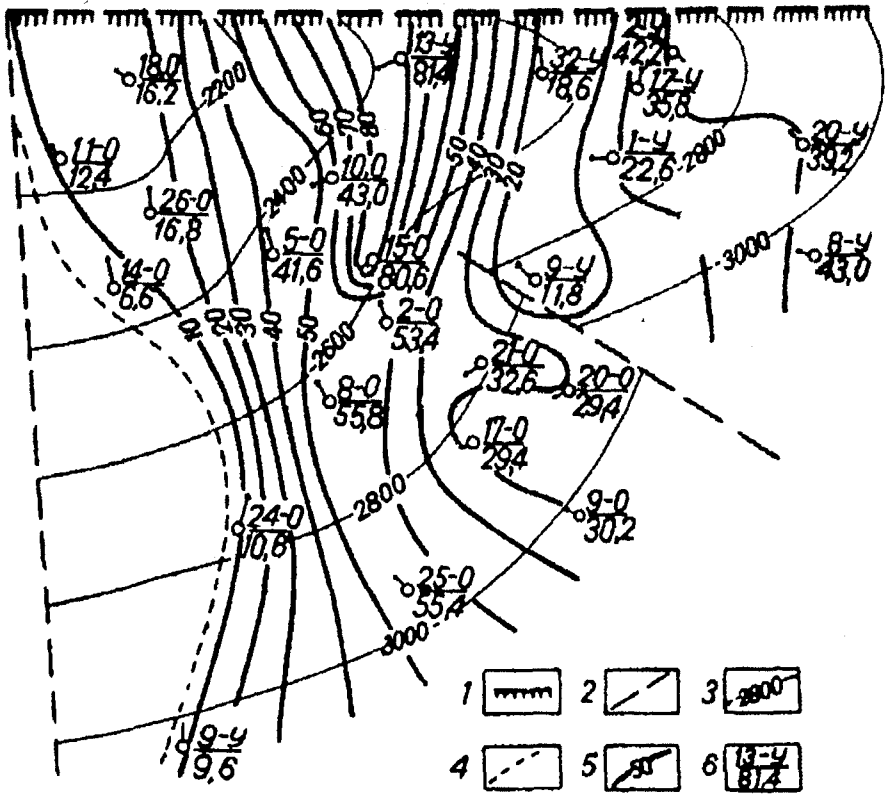


Рис. 1. Мапа ізопакіт піщаних колекторів менітової світи
Орів-Уличнянського родовища:

- 1 — лінія насуву; 2 — тектонічні порушення; 3 — ізопіси покрівлі пісковиків менітової світи; 4 — ізолінія нижньої межі пористості (7%);
- 5 — ізопакіти піщаних колекторів; 6 — в чисельнику номер свердловини, в знаменнику — ефективна товщина пісковиків у метрах

Визначення пористості за методом потенціалів самочинної поляризації ґрунтувалось на використанні зв'язку між відносними значеннями амплітуди кривої ПС і величинами пористості, і його проводили за допомогою графіка цього зв'язку, побудованого для продуктивних відкладів внутрішньої зони [2]. Одержані за даними методу опору і методу ПС величини пористості усереднювали. Порівняння усереднених величин з даними лабораторних визначень показало їх добру збіжність.

На мапі рівних пористостей, побудованій за промислово-геофізичними і лабораторними даними, виділяються ділянки скупчення найвисокоємніших колекторів (з пористістю 13–15%) в районі св. 13-Уличне і 2, 8, 10-Орів (рис. 2). Порівнюючи мапи рівних товщин і рівних

узгоджуються з результатами випробування свердловин. Дані визначень нафтонасиченості послужили вихідним матеріалом для побудови мапи нафтогазонасиченості (рис. 3) і визначення середньої величини нафтогазонасиченості за площею. При цьому з'ясувалося, що, крім установленого вище зв'язку між ефективною завтовшки і пористістю, існує і чіткий зв'язок між пористістю і нафтонасиченістю (див. рис. 2 і 3).

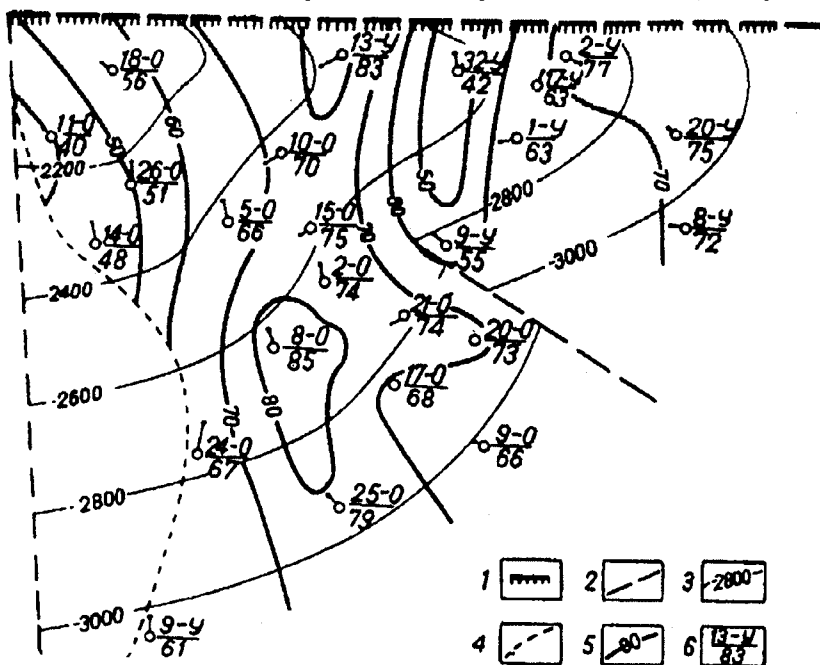


Рис. 3. Мапа ізолій нафтоносності піщаних колекторів менілітової світи Орів-Уличнянського родовища:

- 1 — лінія насуву; 2 — тектонічні порушення; 3 — ізогіпси покрівлі пісковиків менілітової світи; 4 — ізолінія нижньої межі пористості (7%);
- 5 — ізолінія нафтонасиченості; 6 — в чисельнику номер свердловини, в знаменнику — середньозважене за завтовшки значення нафтонасиченості у %.

Отже, колекторами в продуктивній товщі палеогенових осадів Орів-Уличнянського нафтового родовища є кварцові пісковики і алевроліти пористістю 7–23%, в основному слабопроникні.

Істотну роль при вивченні колекторів відіграють методи геофізичних досліджень свердловин. Незважаючи на труднощі, пов'язані зі складним характером геологічної будови цього району і особливістю літофасіальної характеристики розрізу, геофізичні методи успішно застосовуються при розв'язанні таких завдань, як кореляція розрізів, відбивка водонафтового контакту, визначення ефективних товщин, пористості і нафтогазонасиченості.

Література:

1. Новосилецкий Р. М. Закономерности уплотнения коллекторов в залежах с большими этажами нефтегазоносности. «Нефтяная и газовая промышленность», №2, 1962.
2. Иванюта М. М., Ковальчук Н. Р., Малахов В. М. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов Бориславского, Битковского и Долинского нефтяных месторождений. «Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений», №1, Изд-во «Наукова думка», К., 1965.

1.10. Застосування гамма-гамма-каротажу (густинного) для вивчення колекторів у Передкарпатті

Вивчено закони розподілу мінералогічної густини піщанистих порід у розрізах нафтогазоносних родовищ Передкарпаття (Битків, Делятин, Росільна, Долина, Струтин, Північна Долина, Танява). Встановлено, що аномальними значеннями густини володіють пісковики і алевроліти нижньоменілітових відкладів Струтинського нафтового родовища ($\delta_m = 2,73 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$). Обумовлено це присутністю у породі мінералів глауконіту, рутилу, граната та ін. Встановлено, що глинистість на мінералогічну густину істотно не впливає. Іл. 1. Табл. 1. Бібл. 4.

Статтю опубліковано в збірнику «Нефтяная и газовая промышленность», — Киев, 1993. — №4. С. 21—24.

Співавтори: Ж. Й. Дуліба, З. Д. Хоминець.

Ключові слова: мінеральна густина, палеогенові відклади, пористість, карбонатність.

Впровадження у виробництво густинного гамма-гамма-каротажу (ГГК-Г) дозволяє істотно підвищити ефективність геофізичних методів дослідження свердловин при розв'язанні геологічних завдань з оцінки літологічного складу відкладів і визначення їх колекторських властивостей. Для розв'язання вищеперелічених завдань за методом ГГК-Г у розрізах відкладів палеогену Передкарпатського прогину ми вивчили результати визначення мінералогічної густини δ_m піщанистих порід нафтогазових родовищ Битків, Делятин, Росільна, Північна Долина, Долина, Струтин, Танява.

Для вивчення закону розподілу мінералогічної густини піщанистих порід у розрізах нафтогазових родовищ Передкарпаття, а також для з'ясування впливу на мінералогічну густину розсіяної карбонатної речовини ми побудували варіаційні графіки розподілу мінералогічної густини для окремих родовищ. Для цього ми використали аналізи густини, відкритої пористості і карбонатності на 1647 зразках із відкладів вигодської, бистрицької і менілітової світ (лабораторні дослідження керна

проведено в ЦНДЛ об'єднання «Укрнафта»), до яких в основному приурочені промислові запаси нафти і газу.

Криві розподілу ми будували для всієї сукупності вибірки і окремо для зразків з пористістю і проникністю колекторів цього регіону, які відносяться до промислових кондицій. При побудові кривих розподілу враховували і карбонатність цих порід.

Результати дослідження наведено в таблиці 1. Для відкладів менітової світи площ Битків, Долина, Тянява одержано такі результати (див. таблицю):

1. При використанні всіх зразків керна математичне очікування δ_m становить $2,65 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$, що відповідає мінеральній густині кварцу.

2. Для порід з карбонатністю понад 20% $\delta_m = 2,69 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$. Якщо прийняти, що в зразку породи, крім кварцу і глинистих мінералів, густина яких у досліджуваних відкладах співмірна з густиною кварцу, є 20% карбонатної речовини, представлені доломітом, то $\delta_m = (2,65 \cdot 0,8 + 2,85 \cdot 0,2) \cdot 10^3 \text{кг/м}^3 = 2,69 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$, що узгоджується з даними експериментальних досліджень. Отже, збільшення мінеральної густини піщанистих порід цієї світи в розрізах свердловин родовищ Битків, Долина, Тянява обумовлено в основному вмістом

Таблиця 1

Розподіл мінералогічної густини піщано-глинистих порід палеогену Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину

Площа, літологія	Вік	Межі пористості	Кількість зразків	Середнє значення $\delta_m, 10^3 \text{кг/м}^3$
Струтин, пісковики	P _{3ml}	всі зразки	294	2,730
		$K_n < 7\%$	58	2,714
		$K_n \geq 7\%$	236	2,730
Північна Долина, пісковики	P _{2bs+vg}	всі зразки	155	2,670
		$K_n < 7\%$	46	2,668
		$K_n \geq 7\%$	109	2,678
Битків, Долина, Тянява, пісковики	P _{3ml}	всі зразки	392	2,660
		$K_n < 7\%$	214	2,660
		$K_n \geq 7\%$	178	2,660
Битків, Долина, Тянява, алевроліти	P _{3ml}	всі зразки	190	2,670
		$K_n < 7\%$	127	2,665
		$K_n \geq 7\%$	63	2,689
Делятин, Росільна, Космач, пісковики+ алевроліти	P	всі зразки	616	2,679
		$K_n < 7\%$	350	2,676
		$K_n \geq 7\%$	266	2,680
Бориславсько-Покутська зона, алевроліти+ пісковики	P	всі зразки	1647	2,658
		$K_n < 7\%$	795	2,656
		$K_n \geq 7\%$	852	2,676

доломіту в карбонатній речовині. Це підтверджується висновком, що в Передкарпатському прогині з глибиною на тлі зменшення загальної карбонатності збільшується відсотковий вміст доломіту і сидериту [1].

3. При дослідженні зразків породи з відкритою пористістю, яка відповідає промисловій кондиції, одержано дві криві розподілу з математичним очікуванням $\delta_m = 2,65 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$ для зразків з карбонатністю 0–10% і $\delta_m = 2,67 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$ для сукупності зразків з карбонатністю 10–20%. Підвищена мінералогічна густина колекторів при наявності карбонатного матеріалу ($C > 10\%$), очевидно, також обумовлена присутністю доломіту в породі. Якщо вважати, що порода з карбонатністю 10% в основному представлена доломітом (середнє значення $\delta_d = 2,85 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$), розраховане значення $\delta_m = 2,67 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$, що також узгоджується з експериментальними даними.

Із таблиці 1 видно, що аномальними значеннями мінералогічної густини володіють пісковики і алевроліти нижньоменілітових відкладів Струтинського нафтового родовища ($\delta_m = 2,73 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$). Карбонатність цих відкладів невелика (до 6%), і її вплив на густина незначний. Отже, причину аномальності мінералогічної густини порід на цій площі слід пояснити присутністю в породі важких мінералів (глауконіт, рутил, гранат та ін.) і залізного цементу, питома вага яких істотно відрізняється від густини основних породоутворювальних мінералів.

Незбігання даних мінералогічної густини по окремих родовищах свідчить про неоднакові геологічні умови осадоагромадження і формування товщ; цю ознаку можна використати як пошукову щодо причетності тієї чи тієї структури до тектонічного ярусу. При визначенні пористості за даними ГГК-Г мінералогічну густина для кожної площі слід вибирати диференційовано.

За відсутності важких домішок збільшення δ_m можна пояснити впливом карбонатної речовини в цементі. Це видно на прикладі площ Биткова, Тяняви, Долини. Вплив карбонатності на величину мінералогічної густини наведено нижче (табл. 2).

Таблиця 2

Залежність мінералогічної густини піщанистої породи від карбонатності

Вміст карбонатності, С, %	Мінеральна густина $\delta_m \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$
0-10	2,65
>10	2,68
10-20	2,67
>20	2,69
$\leq 10 (K_n \geq 7\%)$	2,65
$\geq 0 (K_n \geq 7\%)$	2,67

На мінералогічну густину порід-колекторів значною мірою впливає і глинистий матеріал, який виповнює пори скелета породи. За даними [1], глинистий матеріал у розрізах палеогенових відкладів Передкарпаття складається з гідрослюди, неупорядкованих змішано-слюдистих зростків гідрослюди і хлориту. Хлорит і монтморилоніт можуть бути присутні й у вільному стані. За кількістю домінує гідрослюда, сумарний вміст монтморилоніту, каолініту і хлориту має підлегле значення. З глибиною вміст монтморилоніту помітно зменшується.

Залізистість порід невелика – 1,5–4,22%. Найбільшою залізистістю, за даними [1], відзначаються глинисті породи завдяки присутності залізозміщувальних шаруватих гідросилікатів і в першу чергу хлориту.

Питома вага глинистих мінералів в основному співмірна з питомою вагою кварцу, який становить у породі 70–90 загальної ваги. Отже, вплив глинистості на мінералогічну густину алевролітів і пісковиків у Передкарпатті практично зводиться до нуля, якщо відсутній монтморилоніт. Але і присутність монтморилоніту також істотно не вплине на мінералогічну густину піщанистої породи, оскільки його вміст у відкладах палеогену щодо основних породоутворювальних мінералів незначний. Із даних аналізу мінералогічної густини на різних площах видно, що глинистість на змінювання мінералогічної густини піщанистих порід істотно не впливає.

Глибинність методу ГГК-Г, як правило, не виходить за межі промитої зони [2], а тому заповнювач пор у промитої зоні являє собою суміш фільтрату промивальної рідини, залишкової води і нафти з розчиненим у них газом. Щільність заповнювача можна визначити за формулою:

$$\delta_3 = K_{\phi} \delta_{\phi} + K_{\text{в.з}} \delta_{\text{в.з}} + K_{\text{нз}} \delta_{\text{н}} + K_{\text{гз}} \delta_{\text{г}}, \quad (1)$$

де K_{ϕ} , $K_{\text{в.з}}$, $K_{\text{нз}}$, $K_{\text{гз}}$ – відповідно об'ємний вміст у порах фільтрату, залишкової води, нафти і газу;

δ_{ϕ} , $\delta_{\text{в.з}}$, $\delta_{\text{н}}$, $\delta_{\text{г}}$ – відповідно густина фільтрату, води, нафти і газу.

Густина води і фільтрату залежить від їх мінералізації і температури. Способи визначення густини води, фільтрату, нафти і газу у відповідних умовах наведено в [3].

Глинистість визначаємо за залежностями [4], густину глинистого матеріалу одержуємо за формулою:

$$\delta_{\text{гн}} = K_1 \delta_1 + K_2 \delta_2 + \dots + K_n \delta_n, \quad (2)$$

де K_1 , K_2 , K_3 , ... K_n – відсотковий вміст глинистих мінералів у глинистому цементі;

δ_1 , δ_2 , ... δ_n – відповідно значення густин мінералів, які входять до складу глинистого цементу.

При відомому значенні пористості можна визначити мінералогічну густина породи за формулою:

$$\delta_m = \frac{\delta_n - K_n \delta_z - K_{zл} \delta_{zл}}{1 - K_n - K_{zл}} \quad (3)$$

Дані про мінералогічну густина дозволяють визначити карбонатність породи і співвідношення між основними компонентами карбонатної речовини.

Для пісковиків палеогенових відкладів максимальний коефіцієнт міжзернової пористості чистих неглинистих порід становить 0,22 [4]. Отже, за наявності у порак глинистої і карбонатної речовин коефіцієнт відкритої пористості можна визначити за формулою:

$$K_n = 0,22 - K_{гг} - K_k - K_d, \quad (4)$$

де K_k і K_d – об'ємний вміст кальциту і доломіту в цементі; $K_{гг}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості.

За наявності в піщанистій породі глинистості і карбонатної речовини мінералогічну густина можна представити так:

$$\delta_m = K_{кв} \delta_{кв} + K_{гг} \delta_{гг} + K_k \delta_k + K_d \delta_d, \quad (5)$$

де $K_{кв}$ – об'ємний вміст кварцу (або основного породоутворювального мінералу); $\delta_{кв}$ – густина кварцу.

Розв'язавши систему рівнянь (4) і (5), одержимо

$$K_d = \frac{\delta_m - \delta_{кв} K_{кв} - \delta_{гг} K_{гг} - \delta_k (0,22 - K_n - K_{zл})}{\delta_d - \delta_k} \quad (6)$$

$$K_k = 0,22 - K_n - K_{гг} - K_d. \quad (7)$$

Як зазначалось вище, впливом глинистості можна знехтувати. Із формул (6) і (7) одержимо:

$$K_d = \frac{\delta_m - \delta_{кв} K_{кв} - \delta_k (0,22 - K_n)}{\delta_d - \delta_k} \quad (8)$$

$$K_k = 0,22 - K_n - K_d. \quad (9)$$

Методика визначення компонентного складу карбонатного матеріалу становить окремий інтерес і для карбонатних колекторів. У цьому випадку треба виходити з таких співвідношень:

$$K_n = 1 - K_k - K_d - K_{н.з}, \quad (10)$$

$$\delta_m = K_k \delta_k + K_d \delta_d + K_{из} \delta_{из}, \quad (11)$$

де $K_{из}$ – об’ємний вміст нерозчинного залишку;

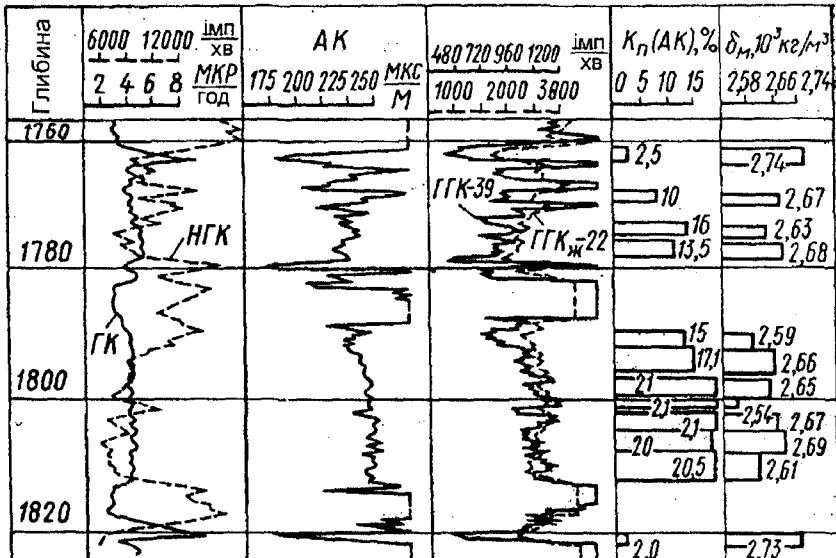
$\delta_{из}$ – мінералогічна густина нерозчинного залишку.

Із формул (10) і (11) одержимо

$$K_d = \frac{\delta_m - \delta_k(1 - K_n - K_{из}) - K_{из} \delta_{из}}{\delta_d - \delta_k} \quad (12)$$

$$K_k = 1 - K_n - K_{из} - K_d. \quad (13)$$

У Передкарпатті до сьогодні дослідження методом ГГК-Г не проводили. Для апробації запропонованої методики ми використали дані за св. 2014 Туймазинського нафтового родовища, геологічні умови якого аналогічні передкарпатським родовищам. За цією свердловиною ми визначили мінералогічну густину за цією методикою. За даними, одержаними внаслідок інтерпретації матеріалів ГГК-Г, гамма-каротажу (ГК) і акустичного каротажу (АК) в інтервалі 1760–1822 м (див. рисунок), видно, що мінералогічна густина пластів-колекторів коливається в межах $(2,54-2,69) \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$, становлячи в середньому $2,663 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$. Це значення відповідає мінералогічній густині кварцових пісковиків з невеликою домішкою карбонатного матеріалу. В покрівлі і підшві продуктивного горизонту виділено два пласти, мінералогічна густина яких становить $2,74 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$ і $2,73 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$ відповідно. Такі значення густини характерні для вапняків з домішкою доломіту. Ми наводимо приклад визначення літологічного складу цих пластів.



Геофізична характеристика і результати мінералогічної густини колекторів св. 2014-Туймази

1. Пласт в інтервалі 1761,4–1763,8 м. Пористість за даними АК становить 0,025; коефіцієнт нерозчиненого залишку за даними ГК $K_{\text{нз}}=0,10$; $\delta_{\text{нз}}=2,66 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$ (прийнятий як середнє значення мінералогічної густини піщанистого горизонту); $\delta_{\text{к}}=2,71 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$; $\delta_{\text{д}}=2,85 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$. Виконавши розрахунки за формулами (12) і (13), одержимо $K_{\text{к}}=0,735$ і $K_{\text{д}}=0,165$. Отже, породу представляють вапняк (73,5%), доломіт (16,5%) і піщано-глинисті мінерали (10%).

2. Пласт в інтервалі 1820,0–1821,4 м. Пористість за даними АК становить 0,02; $K_{\text{нз}}=0,05$; інші параметри аналогічні першому пласту. Використавши ті ж формули, одержимо $K_{\text{к}}=0,621$; $K_{\text{д}}=0,309$. Тут породу представляють вапняк (62,1%), доломіт (30,9%), піщано-глинистий мінерал (5%). На підставі вищенаведеного для вивчення літологічного складу порід-колекторів у Передкарпатті, оцінки карбонатності і визначення мінерального складу карбонатної речовини за даними геофізичних методів дослідження можна рекомендувати такий комплекс: гама-гама-каротаж (густинний), акустичний каротаж, гама-каротаж і кавернометрію.

Література:

1. Габинет М. П., Кульчицкий Я. О., Матковский О. И. Геология и полезные ископаемые Украинских Карпат. В 2-х т. — Львов: Вища школа, 1976. — Т. 2. 217 с.

2. Гулин Ю. А. Гамма-гамма-метод исследования нефтяных скважин. — М.: Недра, 1975. 160 с.

3. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М. Недра, 1975. — 344 с.

4. Грицишин В. И. Оценка критериев граничных величин промыслово-геофизических параметров для коллекторов месторождений Предкарпатья. — В кн.: Обработка и интерпретация результатов геофизических исследований. К., 1976, С. 115–118.

1.11. Ефективність індукційного каротажу при вивченні колекторів у Передкарпатті

Наведено результати досліджень геофізичними методами свердловин, пробурених на нафтоемультійних розчинах, і дано оцінку ефективності індукційного каротажу в комплексі з іншими методами (БКЗ, РК, АК) для розв'язання геологічних завдань і визначення нафтогазонасиченості колекторів. Табл.2. Бібл.2.

Статтю опубліковано в науково-виробничому збірнику «Нефтяная и газовая промышленность», вип. 4, Київ, 1985, с.18–20.

Співавтор: О. П. Грицай.

Ключові слова: індукційний каротаж, нафтоемультійний розчин, колектор, зона проникнення.

Для вивчення ефективності геофізичних методів дослідження свердловин при розкритті колекторів на нафтоемультійних розчинах у Передкарпатті, а також для удосконалення способів інтерпретації даних індукційного каротажу (ІК) при оцінці коефіцієнта нафтогазонасиченості колекторів ми проаналізували результати досліджень, виконаних на Довбушанській площі, де при бурінні свердловин 2 і 51 використовували нафтові емульсії.

Розкриття пластів-колекторів із застосуванням промивальної рідини на вуглеводневій основі дозволяє якнайкраще зберегти природні властивості колекторів, що сприяє поліпшенню експлуатаційних характеристик продуктивних об'єктів, особливо на першій стадії їх освоєння.

Відсутність зони проникнення, що спостерігається в цьому випадку, також підвищує ефективність геофізичних методів малого радіуса досліджень (радіоактивні і акустичні методи, ІК). Однак у цих умовах немає можливості виконати електричні дослідження методами бокового каротажного зондування (БКЗ), бокового каротажу (БК) і мікрокаротажного зондування (БМК, МК) та ін.

У св. 51 продуктивні відклади менілітової світи розкривали тільки на нафтоемультійному розчині густиною 980–1000 кг/м³. Тут застосовували кавернометрію, індукційний каротаж зондом 6Ф1, нейтронний гамма-каротаж (НГК-60), гамма-каротаж (ГК) і акустичний каротаж (АК). Метод радіоактивного каротажу (криві ГК і НГК) у продуктивних відкладах проводили повторно.

У св. 2 продуктивні відклади розкривали до глибини 2700 м на нафтоемультійному розчині з такими ж параметрами, як і у св. 51, але при поглибленні свердловини розчин замінили на глинистий густиною 1160 кг/м³ з питомим електричним опором в умовах глибин $\rho_c = 0,22 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Отже, дослідження проводили в присутності нафтоемультійного (кавернометрія, ІК і ГК) і глинистого розчинів (БКЗ, БК, ІК, БМК, АК, РК). Після обсадження свердловини колоною радіоактивний каротаж (ГК і НГК) застосували повторно. Комплекс досліджень, проведених у цій свердловині з використанням різних розчинів, дозволив виконати порівняльну оцінку коефіцієнтів нафтонасиченості за даними БКЗ і ІК і встановити ефективність індукційного каротажу в умовах розкриття колекторів на електропровідних розчинах.

При заповненні свердловини електронепровідним розчином питому електропровідність σ_n брали рівною $\sigma_{\text{ноз}}$ за даними ІК (зона проникнення відсутня, товщина пластів для цього методу велика). Якщо використовували глинистий розчин, значення $\sigma_{\text{ноз}}$ при опрацюванні даних ІК приводили до умов електронепровідної свердловини.

Розподіл піщанистих порід на колектори і неколектори і оцінку коефіцієнтів нафтонасиченості проводили з урахуванням пористості, визначеної за даними АК. Пористість розраховували за рівнянням середнього часу [1]:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{зг} \cdot \frac{\Delta T_{зг} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} \quad (1)$$

де ΔT , $\Delta T_{ск}$, ΔT_p і $\Delta T_{гг}$ – відповідно інтервальний час пробігу пружної хвилі в пласті, скелеті піщанистої породи, рідини, яка насичує пласт, і у глинах, що вміщує пласт.

Геофізичними дослідженнями встановлено, що в пласті переважає шарувата глинистість, для якої інтервальний час $\Delta T_{гг} \approx \Delta T_{гг.вм.}$. Для пісковиків палеогенових відкладів у Передкарпатті в інтервалі глибин, що розглядаються, $\Delta T_{ск} = 165 \text{ мкс/м}$; значення ΔT_p при мінералізації пластових вод $145 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, а також з урахуванням ефективного тиску і температури взято рівним 580 мкс/м . При розкритті колекторів на глинистому розчині величину ΔT_p визначали з урахуванням мінералізації фільтрату промивальної рідини; для свердловини №2 ΔT_p взято 625 мкс/м .

Коефіцієнт об'ємної глинистості $K_{гг}$ одержали за даними ГК за допомогою залежності, виведеної для палеогенових відкладів Передкарпаття [2]:

$$C_{гг} = 51,42 \cdot \Delta I_{\gamma} - 0,4, \quad (2)$$

де $C_{гг}$ – вагова глинистість, %;

ΔI_{γ} – подвійний різницевий параметр, визначений за даними ГК:

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma.x} - I_{\gamma.min}}{I_{\gamma.max} - I_{\gamma.min}} \quad (3)$$

де $\Delta I_{\gamma.x}$, $\Delta I_{\gamma.max}$, $\Delta I_{\gamma.min}$ – відповідно інтенсивність гама-випромінювання в пласті, який досліджується, і в пластах, узятих за опорні з максимальною і мінімальною гама-активністю. Значення коефіцієнта об'ємної глинистості $K_{гг}$ розраховували за формулою:

$$K_{гг} = C_{гг} (1 - K_{\Pi}), \quad (4)$$

де величину K_{Π} у пласті брали за даними АК без урахування впливу глинистості.

Значення пористості, одержані за даними АК для інтервального часу ΔT , використовували для розрахунку величин питомої електропровідності

повністю насичених водою пластів $\sigma_{п.в}$. Для цього ж визначали питомий електричний опір водонасиченого пласта

$$\rho_{п.в} = P \rho_v, \quad (5)$$

де P – відносний опір; ρ_v – питомий опір пластової води, що дорівнює 0,048 Ом·м.

Величину P розраховували за формулою, яку ми вивели для аналогічних відкладів площі Луква:

$$P = 0,658 \cdot K_{п}^{-2,29}, \quad (6)$$

де $K_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості, який ми брали за даними АК.

Значення $\rho_{п.в}$ для всіх пластів приводили до питомої електропровідності $\sigma_{п.в} = 10^3 / \rho_{п.в}$, мСм/м.

Розраховані $\sigma_{п.в}$ і фактичні значення $\sigma_{п}$ дозволяють якісно оцінити характер насичення інтерпретаційних пластів за величиною різниці $\Delta\sigma = \sigma_{п.в} - \sigma_{п}$. В нафтонасичених пластах значення $\Delta\sigma$ сягає декількох сотень мілісіменсів на метр, у водоносних – декількох десятків.

Знаючи $\sigma_{п.в}$ і $\sigma_{п}$, визначали коефіцієнт збільшення опору $P_{п} = \sigma_{п.в} / \sigma_{п}$. Коефіцієнти нафтонасиченості $K_{п}$ для продуктивних пластів розраховували за залежністю, яку ми одержали для менілітових відкладів:

$$P_{п} = 0,92 \cdot K_{п}^{-2,08}, \quad (7)$$

де $K_{п}$ – коефіцієнт водонасиченості.

Враховуючи лінійність масштабу електропровідності в усьому діапазоні шкали $\sigma_{поз}$, точність способу визначення $P_{п}$ за даними ІК беремо еквівалентною до точності оцінки цього параметра за даними БКЗ. У тих випадках, коли значення $\sigma_{поз} > 0$, для виключення невизначеності при оцінці відношення $\sigma_{п.в} / \sigma_{п}$ величину $\sigma_{поз}$ брали рівну 5 мСм/м. В усіх інших випадках значення $\sigma_{поз}$ знімали з діаграм з точністю, яка відповідає масштабові запису цього параметра.

Як видно з таблиці 1, значення $K_{п}$, одержані за даними БКЗ і ІК, близькі між собою. Середня величина відносної похибки по свердловині становить 7%. Спостерігаються як і завищені, так і занижені порівняно з одержаними за даними БКЗ значення $K_{п}$, які визначені за даними ІК. Середньозважена за товщиною величина $K_{п}$ для цієї свердловини становить за даними БКЗ 67,8%, а за даними ІК – 72,4%.

Для підтвердження ефективності методу ІК при визначенні параметра $K_{п}$ продуктивних пластів у св. 2 було визначено коефіцієнт

нафтонасиченості за даними методу балансу пористості (БП) за допомогою формули:

$$K_n^{\text{БП}} = \frac{K_n^{\text{АК}} - K_n^{\text{ІК}}}{K_n^{\text{АК}}} \quad (8)$$

де $K_n^{\text{АК}}$ – пористість, одержана за даними АК за допомогою формули (1); $K_n^{\text{ІК}}$ – коефіцієнт пористості за даними σ_n нафтонасиченого пласта. У цьому випадку, визначивши пористість за відносним опором $P = \sigma_n / \sigma_n$, одержуємо ємність пустот, зайнятих зв'язаною водою в нафтонасиченому пласті. Різниця двох цих величин дає об'єм пустот, заповнених нафтою, а відношення різниці пористості пласта, визначених за даними АК і ІК, до пористості $K_n^{\text{АК}}$ і являє собою коефіцієнт нафтонасиченості.

Дані, отримані цим методом, представлено в таблиці 1. Як бачимо, значення $K_n^{\text{БП}}$ займають проміжне становище між величинами K_n , одержаними за даними БКЗ і ІК ($K_{n, \text{сер.зв}} = 71,8\%$), що підтверджують високу ефективність методу ІК при вивченні нафтогазоносних колекторів у процесі їх розкриття на електропровідних промивальних рідинах.

Висока збіжність значень K_n спостерігається і в аналогічних пластах, розкритих на нафтоемульсійному розчині у св. 51 (див. табл. 2), що узгоджується з даними нафтонасиченості у св. 2. Середньозважене за товщиною значення K_n для цієї свердловини становить 75,2%.

Аналіз результатів інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин на площі Довбушанка дозволяє зробити висновок про високу ефективність цих методів для розв'язання геологічних завдань при бурінні свердловин на нафтоемульсійних розчинах. Крім цього, розкриття колекторів на таких розчинах не обмежує інтервальності дослідження методами геофізики. Через це значно скорочується використання геофізиками свердловинного часу, що особливо важливо при високих темпах буріння експлуатаційних свердловин.

Виходячи з вищенаведеного, для досліджень свердловин, які розкривають на електронепровідних промивальних рідинах, ми рекомендуємо використовувати кавернометрію (профілеметрію), індукційний каротаж, акустичний каротаж і радіоактивний каротаж (ГК і НГК). Для підвищення вірогідності підрахункових параметрів, особливо коефіцієнтів пористості, запропонований комплекс геофізичних методів слід доповнити методом густинного гамма-гамма-каротажу.

Порівняння коефіцієнтів нафтонасиченості за даними БКЗ, ІК і методу БП (св. 2-Довбушанка)

Інтервал, м	Товщина пласта, м	K _п ^{ак} , %	ІК				БКЗ			σ _в / σ _п	K _п ^{оп} , %	ΔK _п , %	σ _{кп} , %
			σ _п , мСМ/м	σ _{п,в} , мСМ/м	R _п	K _п , %	R _п	R _п , Ом·м	K _п , %				
2566,8-2577,2	10,4	9,8	5	151	30,2	76	200	30,0	76	4166	78	0	0
2594,0-2596,4	2,4	6,8	10	77	7,7	54	60	4,4	39	2083	39	+15	+38,0
2611,6-2618,4	6,8	14,3	5	380	76,0	86	200	76,0	86	4166	85	0	0
2625,2-2637,4	2,2	7,5	5	79	16,0	67	240	18,7	70	4166	71	-3	-4,3
2631,8-2634,0	2,2	10,6	4	192	48,0	82	230	44,0	80	5208	82	+2	+2,5
2636,2-2645,6	9,4	7,4	22	78	3,6	33	55	4,3	38	947	45	-5	-13,0
2664,4-2668,4	4,0	7,4	22	78	3,6	33	55	4,3	38	947	45	-5	-13,0
2676,4-2683,6	7,2	8,8	4	123	30,7	76	150	18,5	70	5208	78	+6	+8,6
2684,4-2688,0	3,6	9,8	5	164	33,0	77	250	40,9	79	4166	78	-2	-2,5
2697,2-2703,6	6,4	7,4	18	79	4,8	42	400	5,0	44	1156	50	-2	-4,6
2713,0-2724,4	11,2	8,1	5	103	21,0	72	220	22,6	72	4166	73	0	0

*Питома електропровідність σ_в для колекторів цього родовища взято рівною 20833 мСм/м.

Результати визначення коефіцієнтів нафтонасиченості за даними ІК
(св. 51-Довбушанка)

Інтервал, м	Товщина пласта, м	$K_{п}^{ак}, \%$	ІК			
			$\sigma_{п.мСМ/м}$	$\sigma_{п.в.}, мСМ/м$	$P_{п}$	$K_{п.}, \%$
2492,6–2499,2	6,6	8,4	5	112	22,4	73
2505,6–2512,8	7,2	9,2	20	139	6,9	51
2522,6–2531,0	8,4	13,9	5	357	71,4	84
2548,4–2551,2	2,8	11	5	270	54,0	82
2552,6–2558,4	5,8	12,9	10	294	29,4	76
2590,4–2601,6	11,2	12,7	5	294	59,0	83
2624,8–2626,0	1,2	11,4	20	222	11,0	60
2632,8–2635,2	2,4	7,2	5	79	16,0	67
2646,8–2648,8	2,0	7,2	5	79	16,0	67
2656,8–2660,8	4,0	7,7	5	91	18,2	69
2664,4–2675,2	10,8	10,7	5	196	39,0	79
2686,4–2689,6	3,2	10,6	5	189	38,0	78
2700,0–2703,6	3,6	13,4	5	322	64,0	83
2716,0–2718,8	2,8	10,5	5	185	37,0	78
2718,8–2720,0	1,2	11,5	30	227	7,6	53
2720,0–2723,6	3,6	10,5	15	185	12,3	63

Література:

1. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород. — М.: Недра, 1975. — 341с.
2. Грицишин В. И. Оценка критериев граничных величин промыслово-геофизических параметров для коллекторов месторождений Предкарпатья. — В кн.: Обработка и интерпретация геофизических исследований. К., 1976, с. 115–118.

1.12. Інтерпретація додатних термоаномалій при перетоках води в умовах великих перепадів тисків

Розглянуто питання інтерпретації додатних термоаномалій унаслідок перетоків води (нафти) у свердловину із пласта або із свердловини у пласт. Наведено результати визначення інтервалів робочих пластів на великих глибинах, а також місце пориву обсадних колон. Іл. 2. Бібл. 2.

Статтю опубліковано в збірнику «Геофизические исследования на Украине», — Киев, 1972. — С. 191–193.

Співавтори: М. В. Николук, М. С. Гудзій, Й. І. Прокопів.

Ключові слова: термоаномалія, адіабатичний ефект, коефіцієнт Джоуля-Томсона, тепловий еквівалент.

При проведенні технічних робіт з визначення місць обриву колони, інтервалів водовіддавальних пластів у ряді свердловин у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину методом термометрії виявлено значні додатні аномалії.

Як відомо, від'ємні термоаномалії, які виникають при нагнітанні великої кількості холодної води в пласт за однакових пластових і за вибійних тисків легко інтерпретуються при виділенні поглинальних горизонтів [1]. Протилежний характер мають термоаномалії при перепадах тисків у 100–200 атм з перевищенням пластового тиску $P_{пл}$. Такі аномалії характеризуються додатним знаком.

Виходячи з теоретичних основ методу термометрії, на утворення таких аномалій впливає як дросельний, так і адіабатичний ефекти. Дросельний ефект у пласті виникає завдяки фільтрації флюїду, енергія якого тратиться на подолання сил тертя і цілком перетворюється на тепло [2]. Коефіцієнт ε , що визначає величину нагрівання на одиницю перепаду тисків (депресія на пласт), дорівнює

$$\varepsilon = \frac{AV}{C_p}, \quad (1)$$

де A – тепловий еквівалент роботи, що дорівнює $1,344 \cdot 10^{-3}$ ккал/кгм; V – об'єм флюїду, що перетікає в пласті; C_p – теплоємність флюїду за сталого зовнішнього тиску.

Адіабатичний ефект, пов'язаний з розширенням флюїду при зниженні тиску в пласті, спричиняється до зниження температури і визначається коефіцієнтом

$$\eta = \frac{AV}{C_p} \cdot \alpha T, \quad (2)$$

де T – початкова температура флюїду в пласті; α – коефіцієнт температурного розширення.

Сумарний коефіцієнт (коефіцієнт Джоуля-Томсона)

$$\Sigma = \frac{AV}{C_p} (1 - \alpha T) \quad (3)$$

Його значення для газу має від'ємну величину і змінюється у межах 0,25–0,4⁰С. Для нафти і води коефіцієнт Σ_1 відповідно набуває додатних значень температури

$$\Delta T = \Sigma_1 (P_{\text{пл}} - P_{\text{внб}}), \quad (4)$$

де $P_{\text{пл}}$ і $P_{\text{внб}}$ – відповідно тиски пластовий і вибійний. При припливі води (нафти) з пласта або при нагнітанні води у свердловину в умовах значного перепаду тисків ($P_{\text{внб}} \gg P_{\text{пл}}$) переважає дросельний ефект.

Виходячи з теоретичних викладок, проведено інтерпретацію додатних термоаномалій, виялених при проведенні технічних робіт з визначення місць порушень у колоні й інтервалів водовіддавальних пластів. Так, у св. 63 Спаської площі при перевірці колони на герметичність тиск змінювався від 200 до 50 атм протягом 5 хв. Для визначення місця порушення колони проводили термозаміри при закачуванні у свердловину 12 і 5 м³ води під тиском до 200 атм. На двох термограмах (рис. 1) виявлено

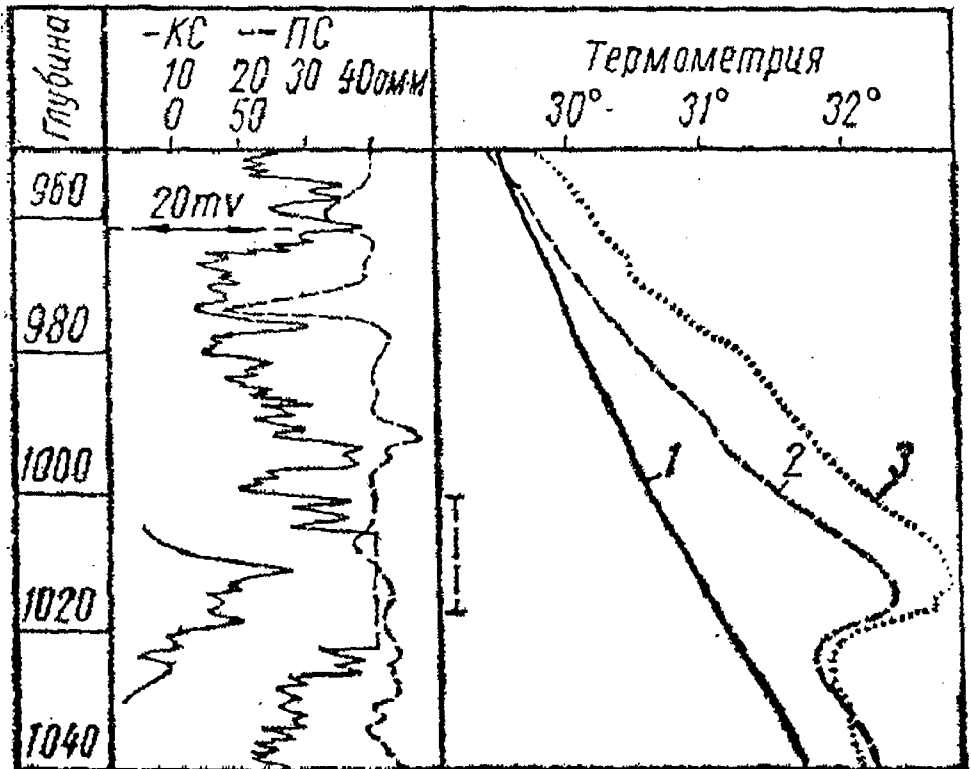


Рис. 1. Визначення інтервалу негерметичності обсадної колони методом термометрії у св. 63 Спаської площі:

- 1 – контрольний замір; 2,3 – замір проводили після прокачування свердловини водою (відповідно 12 і 5 м³) під тиском 200 атм

чітко виражені додатні аномалії зі збільшенням температури до 1,12 і 0,75⁰С. Розраховано за формулою (4) при $P_{\text{пл}} - P_{\text{внб}} = 50 \div 100$ атм значення $\Delta T = 1,2 - 2,4$ ⁰С, що близьке до фактичних даних. Місце порушення колони визначено на глибині 1000–1017 м. Після повторного цементажу цього інтервалу герметичність колони було відновлено. У св. 1 на Луговській площі було записано термограми для визначення інтервалів водовіддавальних горизонтів, перекритих хвостовиком технічної колони в інтервалі 2300–4500 м. Оскільки цементаж хвостовика колони, за винятком його башмака, було виконано неякісно, за колоною спостерігались газонакопичення, що сприяло зменшенню питомої ваги бурового розчину. Поступлення газу в колону виявлено на місці стику колони з хвостовиком (на глибині 2300 м). Унаслідок значного зменшення тиску на пласт у свердловині почались водопрояви. Термозаміри в інтервалі 4185–4240 м виявили додатну термоаномалію $\Delta T = 7$ ⁰С (рис. 2). Для визначення її розрахункової величини за формулою (4) для глибини 4200 м $P_{\text{пл}} = 1,8 \cdot 4200 \times 10^{-1} = 756$ атм взято з міркувань, що зрівноваження пластових тисків (відсутність газо- і водопроявлень при бурінні) відбувалося при бурінні свердловини на розчині з питомою вагою $1,8 \cdot 10^3$ кг/м³. Водопрояви відзначались при питомій вазі бурового розчину $1,2 \cdot 10^3$ кг/м³. Отже, $P_{\text{внб}} = 1,2 \cdot 4200 \cdot 10^{-1} = 504$ атм. Отже, $\Delta T = 0,024 \cdot (756 - 504) = 6,1$ ⁰С. Отже, отримано досить високу збіжність значень температур. Додатна термоаномалія свідчить про наявність водовіддавальних горизонтів. Для зрівноваження тисків колону було перфоровано на глибині 4200 м, після чого водо- і газопрояви призупинено (рис. 2).

Одержані результати дозволяють зробити необхідні рекомендації для розв'язання промислових і технічних завдань у свердловинах. Вони торкаються дотримання умов спеціальної підготовки свердловин до досліджень, які сприяють одержанню додатних термоаномалій, а також їх правильній інтерпретації.

Для успішного виявлення інтервалів водовіддавальних низькопористих горизонтів протидію на пласт слід понизити не менше ніж на 100–200 атм.

Додатні термоаномалії навпроти окремих інтервалів істотно доповнюють дані з виділення колекторів у розрізах нафтогазоносних свердловин.

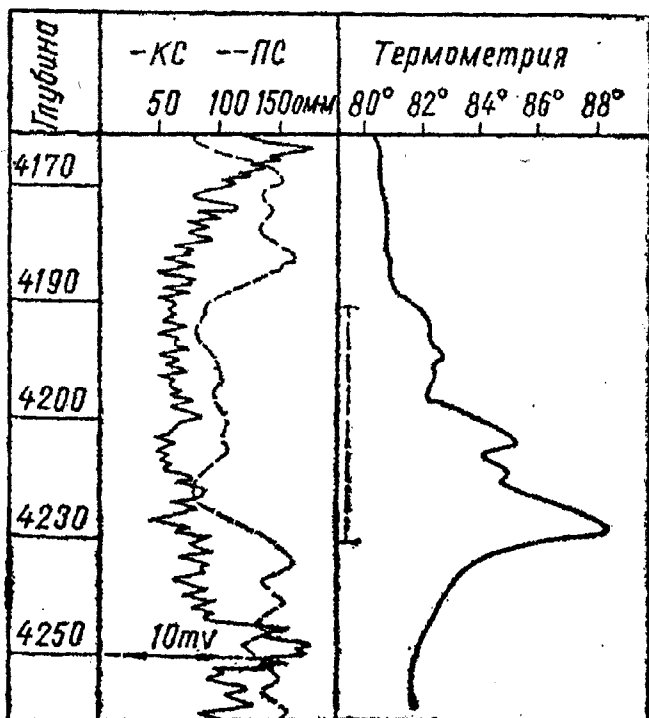


Рис. 2. Визначення інтервалу водовіддавального горизонту методом термометрії у св. 1-Луги

Література:

1. Дахнов В. Н. Термические исследования нефтяных скважин. Киев, Гостехиздат УССР, 1962.
2. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.

1.13. Визначення підрахункових параметрів колекторів Передкарпаття за даними ГДС

Наведені петрофізичні залежності для визначення коефіцієнтів пористості і нафтогазонасиченості за даними ГДС. Дано рекомендації із застосування встановлених зв'язків для оцінки підрахункових параметрів глибокозалягальних колекторів (4500–5200 м) у Передкарпатті. Табл. 2.

Статтю опубліковано в збірнику «Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ», – Івано-Франківськ, 1994. – Вип. 31. С. 45–50.

Ключові слова: пористість, нафтогазонасиченість, баричні умови залягання порід, параметр пористості, параметр насичення, коефіцієнт зв'язаної води.

Визначення коефіцієнтів пористості і нафтогазонасиченості при підрахунку запасів нафти та газу здійснюють в основному за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Для одержання вірогідних величин підрахункових параметрів установлюють петрофізичні залежності, на основі яких розв'язують завдання з використанням геофізичних характеристик пластів.

Петрофізичні залежності встановлюють на основі досліджень колекції зразків гірських порід, відібраних із продуктивних відкладів у процесі буріння свердловин. Зразки порід для дослідження відбирають в інтервалах пластів-колекторів, місцезнаходження яких встановлюють за даними ГДС.

При вивченні електричних параметрів порід встановлено, що питомий електричний опір зразка найінтенсивніше змінюється при наданні йому всебічного стиску до 30–40 МПа. При подальшому стискуванні зразка породи відносний опір його стабілізується. Отже, для глибин 4000–6000 м дослідження при визначенні питомого опору зразків доцільно проводити в інтервалі тисків 40–60 МПа, за яких відносна зміна електричних параметрів зразка стабілізується. Отже, пористість кожного зразка визначають з урахуванням баричних умов залягання порід.

Питомий опір зразка з урахуванням пористості і ступеня водонасиченості лягає в основу визначення параметра пористості $P_{\text{п}}$ і параметра насичення $P_{\text{н}}$. Побудувавши парні залежності $P_{\text{п}} - K_{\text{п}}$ і $P_{\text{н}} - K_{\text{в}}$ для колекції зразків різної пористості і водонасиченості, встановлюють необхідні рівняння регресії між цими параметрами.

Для визначення пористості порід за даними акустичного каротажу (АК) в цих же умовах здійснюють вимірювання інтевального часу поширення пружних хвиль для встановлення залежності $\Delta T - K_{\text{п}}$. Для врахування впливу глинистості на геофізичні параметри за даними гранулометрії вилучають високодисперсну фракцію породи з діаметром

зерен менше 0,01 мм. Дані ці використовували для встановлення залежності $\Delta I_{\gamma} - K_{\text{пл}}$. Параметр $\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma,x} - I_{\gamma,\text{min}}}{I_{\gamma,\text{max}} - I_{\gamma,\text{min}}}$, де $I_{\gamma,x}$, $I_{\gamma,\text{min}}$, $I_{\gamma,\text{max}}$ відповідно інтенсивності гамма-активності в пластах, які вивчають, і в пластах з мінімальною і максимальною глинистістю.

Для адаптації одержаних залежностей у конкретних геолого-геофізичних умовах проводили інтерпретацію комплексу ГДС з використанням різних способів визначення пористості. В цій статті використано результати досліджень геофізичними методами у розрізах

відкладів ямненської та манявської світ нафтового родовища Завода. Глибина залягання продуктивних відкладів перебуває в межах 4700–5300 м. Для колекторів цієї площі встановлено і рекомендовано для визначення підрахункових параметрів $K_{п}$ і $K_{нр}$ такі залежності:

$$P_{п} = 0,773 \cdot K_{п}^{-2,12}; \quad r = -0,82 \quad (1)$$

$$P_{н} = 1,04 \cdot K_{н}^{-2,486}; \quad r = -0,91 \quad (2)$$

$$K_{в,з} = \frac{159,6}{e^{0,147K_{п}}}; \quad r = -0,80 \quad (3)$$

$$K_{п} = 0,236 \cdot \Delta T - 5,397 \cdot \Delta I_{\gamma} - 38,117; \quad R = 0,95, \quad (4)$$

де $P_{п}$ – параметр пористості; $P_{н}$ – параметр насичення; $K_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості (у формулі (4) $K_{п}$ в %); $K_{в}$ і $K_{в,з}$ – відповідно коефіцієнти поточної та залишкової водонасиченості (у формулі (3) $K_{в,з}$ в %); ΔT – інтервальний час поширення поздовжньої хвилі, мкс/м; ΔI_{γ} – подвійний різницевий параметр, який визначається за даними ГК.

Для визначення пористості і водонасиченості за даними опору доцільно використовувати методи бокового каротажного зондування (БКЗ), бокового каротажу (БК) і бокового мікрокаротажу (БМК). При визначенні пористості за даними ГДС перевагу надавали методу АК. За цим методом пористість визначали із застосуванням залежності (4) і рівняння середнього часу:

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{р} - \Delta T_{ск}} - K_{гн} \frac{\Delta T_{гн} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{р} - \Delta T_{ск}}, \quad (5)$$

де ΔT , $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{р}$, $\Delta T_{гн}$ – відповідно інтервальний час у породі, в скелетній фракції, в рідині, що заповнює пори, і в глинистому матеріалі; $K_{гн}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості для палеогенових відкладів Передкарпаття. $K_{гн}$ визначають за формулою:

$$K_{гн} = 51,42 \cdot \Delta I_{\gamma} - 0,4. \quad r = 0,85 \quad (6)$$

Розбіжність значень пористості, одержаних різними способами, незначна і свідчить про надійність рекомендованих залежностей (табл. 1) та про правомірність застосування їх і для аналогічних відкладів інших розвідувальних площ.

Для встановлення достовірності коефіцієнтів нафтонасиченості колекторів, одержаних за рівнянням (2), розраховані величини $K_{нр}$ порівнювали з так званими максимально можливими значеннями

коефіцієнтів нафтонасиченості $K_{пг.мм} = K_{п.еф} / K_{п.}$. Ефективну пористість визначали за формулою:

$$K_{п.еф} = K_{п.} \cdot (1 - K_{п.з}). \quad (7)$$

Таблиця 1

Результати визначення пористості за даними ГДС

Інтервал пачки, м	Вихідні дані ГДС			Пористість, %			
	ΔT , мкс/м	$\rho_{пз}$, Ом·м	$\Delta \gamma$	За рівн. (1)	За рівн. (4)	За рівн. (5)	Взяті значення $K_{п.}$ %
Свердловина 6 – Завода, ямненські відклади							
4781,2-4784,4	200	50	0,28	7,4	7,5	7,8	7,8
4788,6-4790,4	224	15	0,41	9,5	12,5	13,4	12,5
4800,0-4808,0	204	22	0,41	8,0	7,8	8,7	8,0
4810,0-4812,8	208	13	0,33	10,2	9,5	9,7	9,7
4814,0-4826,8	192	21	0,10	11,0	6,5	6,0	6,5
4826,8-4833,2	192	21	0	11,0	7,0	6,0	7,0
4834,0-4841,2	188	24	0,07	10,0	6,0	5,6	6,0
Свердловина 24 – Завода, ямненські відклади							
5043,2-5046,4	214	14	0,31	8,3	10,7	11,2	10,7
5048,4-5053,2	208	13	0,01	12,0	10,8	9,8	10,8
5053,2-5056,4	200	11	0,07	12,5	13,0	12,6	12,5
5056,4-5058,8	200	11	0,07	12,5	8,5	7,9	8,6
5060,4-5066,4	224	12	0,40	9,0	12,5	13,5	12,5
5090,0-5092,0	200	12	0,07	11,8	8,5	7,9	8,5
5094,4-5096,8	220	14	0,07	11,2	13,0	12,6	13,0
5100,4-5105,2	192	14	0,07	11,2	6,5	6,0	6,5
5255,6-5261,2	206	6	0,37	12,5	8,8	9,8	8,8
5264,4-5280,0	212	9	0,03	13,5	11,8	10,7	11,8
5287,2-5290,8	200	10	0,06	13,0	9,0	7,9	9,0
5291,2-5295,6	200	13	0,03	12,0	9,0	7,9	9,0

Залишковою водонасиченість $K_{в.з}$ з урахуванням відкритої пористості визначали за формулою (3). Згідно з логічними припущеннями у продуктивних відкладах $K_{пг.мм} = K_{п.}$. Як випливає з результатів зіставлення (табл. 2), значення $K_{пг.мм}$ трохи нижчі від одержаних за даними питомого опору з використанням рівняння (2). На наш погляд, це обумовлено наявністю в колекторі прошарків ущільнених пісковиків і алевролітів з неефективною пористістю та високим опором. Розбіжність значень $K_{пг.мм}$ і $K_{п.}$ зростає в низькопористих колекторах, а в колекторах з ефективною пористістю $K_{п.еф} \geq 4\%$ вона не перевищує допустимих значень.

Таблиця 2

**Результати визначення коефіцієнтів нафтогазонасиченості
продуктивних пластів**

Інтервали пластів, м	Вихідні дані				$K_{п, мм} = \frac{K_{п, еф}}{K_{п, в}}$ %	$P_{п}$	$K_{п}^{БКЗ}$, %
Свердловина 6 – Завода, ямненські відклади							
4781,2-4784,4	35	7,8	50	3,9	50	20,8	66
4788,6-4790,4	25	12,5	30	8,75	70	32	75
4800,0-4808,0	35	8,0	49	4,1	51	16	60
4810,0-4812,8	20	9,7	37	6,1	63	15,3	56
Свердловина 7 – Завода, ямненські відклади							
4667,6-4676,8	30	8,0	49	4,1	51	14	59
4679,6-4687,0	40	8,4	46	4,5	54	22	68
4688,4-4700,4	40	11,3	32	7,7	68	36	77
4700,4-4704,0	40	10,3	35	6,7	65	33	75
4707,2-4712,0	100	8,5	45	4,7	55	55	83
4712,8-4716,4	100	8,9	43	5,1	57	62	83
4716,6-4720,6	100	7,4	54	3,4	46	21	70
4722,0-4724,4	140	8,3	47	4,4	53	23	69

Висновки

1. Петрофізичні залежності для визначення коефіцієнтів пористості і нафтонасиченості колекторів слід встановлювати для окремих літологічних товщ з урахуванням термобаричних умов залягання порід-колекторів.

2. Залежність «Керн-керн» і «Керн-геофізика», встановлені для продуктивних відкладів ямненської і вигодської світ площі Завода, придатні для визначення пористості і коефіцієнтів нафтогазонасиченості за даними ГДС.

3. В неоднорідних низькопористих колекторах, для яких $K_{п, еф} \geq 4\%$, визначені за даними БКЗ і БК коефіцієнти нафтонасиченості завищено на 20–30%. Для такого типу колекторів слід встановлювати окремі

залежності $P_{п} - K_{п}$ або $P_{п} - K_{п}K_{п}$, де $P_{п} = \frac{\rho_{пн}}{\rho_{с}}$.

1.14. Вплив хімічних реагентів на дифузійно-адсорбційні потенціали гірських порід

Наведено результати експериментального вивчення впливу хімреагентів на дифузійно-адсорбційні потенціали гірських порід. Побудовані графіки можна використати для визначення поправок за вплив хімреагентів. Іл. 1. Бібл. 4.

Статтю опубліковано в науково-технічному збірнику «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», вип.20, Львів: Вища школа, 1983, с. 46–48.

Співавтори: О. А. Баграм'ян, О. А. Гаранін.

Ключові слова: хімреагенти, дифузійно-адсорбційні потенціали, промивальні рідини.

При дослідженні розрізів свердловин геофізичними методами спостерігаються випадки значної зміни амплітуд аномалій кривої природної поляризації (ПС) за величиною і навіть за знаком. Останнє призводить до неможливості кількісно інтерпретувати дані цього методу. Однією з причин змінювання амплітуд потенціалів природної поляризації є і обробка промивальних рідин різними хімреагентами: конденсованою сульфітно-спиртовою бардою (КССБ), карбоксиметилцелюлозою (КМЦ), хромпіком, гіпаном та ін. [1, 3, 4].

Вплив різних хімреагентів у промивальних рідинах на дифузійно-адсорбційні потенціали порід вивчали на зразках, відібраних із різних свердловин родовищ Передкарпаття: Делятин, Верхня Луква, Рудавець, Рожнятів. Літологічно зразки представлені кварцовими і поліміктовими пісковиками з пористістю від 4,5 до 13,6%, глинистість і карбонатність яких змінюється від 0 до 24%.

Зразки порід насичували аналогом пластової води з загальною мінералізацією $C_{\text{в}} = 126\text{г/л}$ і $C_{\text{ф}} = 5\text{г/л}$. Аналогами промивальної рідини були електроліти хімічного складу, ідентичного до пластової води, але з мінералізацією $C_{\text{ф}} = 70\text{г/л}$, 20г/л і 5г/л , а також ті ж промивальні рідини, але з домішками хімічних реагентів: КССБ (2 і 5%), КМЦ (0,3 і 2%), хромпіку (0,05 і 0,5%), гіпану (2 і 5%) (тільки в розчин з $C_{\text{ф}} = 5\text{г/л}$). Обробляли промивальні рідини і двокомпонентними домішками: КССБ (5%) + КМЦ (0,3%), хромпик (0,05%) + КССБ (3%), хромпик (0,5%) + КССБ (3%) (об'ємна частка). Тип і кількість домішок вибрано, виходячи з досвіду застосування хімічних реагентів у свердловинах Передкарпаття.

Вимірювання рН і Eh всіх розчинів показали, що розчини з домішками хромпіку мають кислотний характер і здатні до окислення, з домішками

КССБ — слаболужний і здатні до відновлення, з домішками гіпану і КМЦ — лужний характер.

Згідно з [2] домішки хромпіку зменшують потенціали глини і послаблюють адсорбційні ефекти порід, домішки КССБ, гіпану і КМЦ збільшують потенціали глини. Останні змінюють потенціали пісковиків на 30...40%, які збільшуються із збільшенням значення рН.

За даними визначень дифузійних E_d і дифузійно-адсорбційних потенціалів $E_{д.а}$ одержано залежності $E_d = f(\lg \rho_\phi)$ і $E_{д.а} = f(\lg \rho_\phi)$. Межі змінювання значень K_d становлять 2...3 мВ і пояснюються змінюванням рН і E_h .

За залежностями $E_d = f(\lg c_\phi)$ встановлено, що всі домішки хімреагентів у прісному розчині збільшують від'ємні значення E_d ; домішки хромпіку значно збільшують від'ємні значення E_d (на 15...30%), причому в мінералізованих розчинах більше, ніж у прісних; домішки КМЦ зменшують від'ємні значення E_d .

Зіставлення і аналіз результатів вивчення дифузійно-адсорбційних потенціалів зразків пісковиків з «чистими» розчинами (без домішок) і розчинами, в яких є домішки хімреагентів КССБ, хромпіку, КМЦ, гіпану і двокомпонентні, показали ось що. Всі домішки реагентів у промивальних рідин змінюють значення дифузійно-адсорбційних потенціалів порівняно з «чистими» і більше для щільних глинистих порід, ніж для пористих. За ступенем впливу на змінювання значень $E_{д.а}$ порід домішки хімреагентів розміщуються так: КССБ (75%) > гіпан (50...25%) > хромпик (50...15%) > КМЦ (30%). Двокомпонентні домішки: хромпик і КССБ, КССБ і КМЦ можуть збільшувати або зменшувати значення $E_{д.а}$ від 20 до 70%. При насиченні порід прісними водами ($C_b = 5\text{г/л}$) діапазон змінювання $E_{д.а}$ значніший, ніж при насиченні їх мінералізованим ($C_b = 126\text{г/л}$) розчином.

За заміряними значеннями $E_{д.а}$ для всіх зразків і розчинів розраховували коефіцієнт дифузійно-адсорбційного потенціалу $K_{д.а}$ за формулою

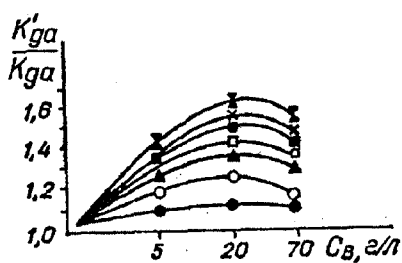
$$K_{д.а} = \frac{E_{д.а}}{\lg \rho_\phi / \rho_\phi}$$

Усереднені значення $K_{д.а}$ зіставляли послідовно для високо-, середньо- і низько- пористих зразків.

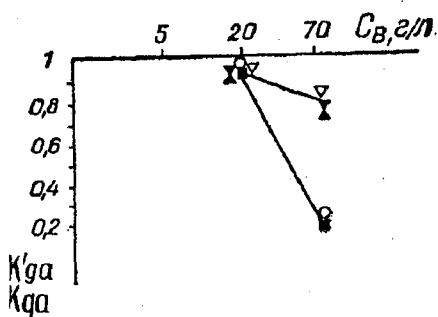
На підставі цих розрахунків визначали відносне змінювання $\frac{K'_{д.а}}{K_{д.а}}$, де $K'_{д.а}$ — коефіцієнт дифузійно-адсорбційного потенціалу з домішками

хімреагентів у розчині; $K_{д.а}$ — те ж для «чистого» розчину. Значення $\frac{K'_{д.а}}{K_{д.а}}$ визначає міру змінювання амплітуди кривої власної поляризації у свердловині при різних домішках хімреагентів у промивальній рідині.

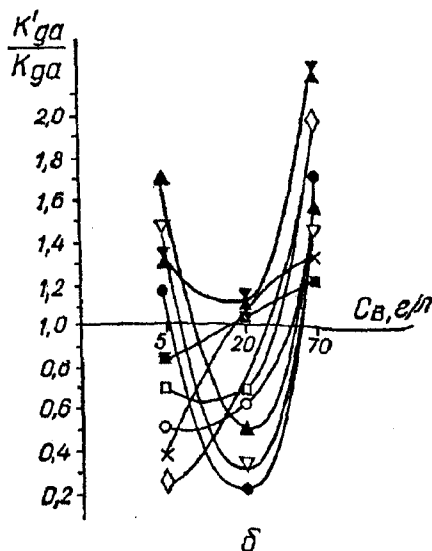
Змінювання значення $\frac{K'_{д.а}}{K_{д.а}}$ перебуває в межах від 0,2 до 2,5 і залежить від мінералізації початкового розчину, типу і кількості домішок хімреагенту. Для високопористих порід домішки хімреагентів збільшуватимуть від'ємну амплітуду кривої ПС від 1,1 до 1,7 раза (див. рисунок, а). Найбільші зміни амплітуди кривої ПС у межах 20...250% спостерігаються для низькопористих вапнистих порід (див. рисунок, б). Для порід середньої пористості $\frac{K'_{д.а}}{K_{д.а}}$ значення змінюється в межах від 0,2 до 0,9 (див. рисунок, в).



а



б



в

- 1 ▲-2 □-3 ■-4 ×-5 ∑-6
▽-7 ○-8 ◇-9

Рис. Залежності значень від домішок хімреагентів для порід різної пористості: а — $K_p=12\%$; б — $K_p=4,5\%$; в — $K_p=7,5\%$. 1 — 2% КССБ; 2 — 5% КССБ; 3 — 0,3% КМЦ; 4 — 2% КМЦ; 5 — 0,05% хромпіку; 7 — КМЦ+КССБ; 8 — КССБ + 0,05% хромпіку; 9 — КССБ + 0,5% хромпіку

Побудовані графіки (див. рисунок) можна використовувати для введення поправок в амплітуди кривої ПС для певних порід, типу і кількості хімеагенту, який додається в різні промивальні рідини.

Література:

1. Жуховицький С. Ю. Промывные жидкости в бурении. — М.: Недра, 1976.
2. Мирошниченко Е. М. Влияние рН промывочной жидкости на величину диффузионно-адсорбционных потенциалов. — Тр.МИНХ и ГП, 1962, вып. 41.
3. Мищенко В.Н. Влияние химического состава контактирующих растворов на величину диффузионно-адсорбционного потенциала горных пород. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1962, №8.
4. Шапиро Д. А. Физико-химические явления в горных породах и их использование в нефтепромысловой геофизике. — М.: Недра, 1977.

1.15. До методики оцінки нижніх значень колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття

Наведено кореляційні зв'язки між фільтраційно-ємнісними характеристиками і петрофізичними параметрами для палеогенових відкладів (Заводівське родовище) і сарматських відкладів (Летнянське родовище) в умовах, наближених до пластових. Встановлено граничні значення пористості і проникності колекторів вищеназваних відкладів. Іл. 1. Бібл. 4.

Статтю опубліковано в міжвідомчому республіканському науково-технічному збірнику «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», — Львів: Вища школа, 1989 — Вип. 26, с. 8—10.

Співавтори: О. А. Гаранін, О. П. Грицай, А. Є. Кирилова.

Ключові слова: ефективний радіус пор, газонасиченість, структура порового простору, петрофізичні параметри, залишкова водонасиченість.

До промислово продуктивних колекторів відносять породи, в яких ефективними поровими каналами радіусом понад $0,1 \cdot 10^{-6}$ м охоплено понад 50% усього порового простору [1—4]. Ця позиція підтверджується експериментальними даними, які свідчать, що таке співвідношення радіусів пор характерне для зразків гірських порід з газопроникністю понад $0,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Через це деякі дослідники доводять, що методика оцінки нижніх меж колекторів може ґрунтуватись на вивченні структури порового простору [4]. Автори [1], крім даних про структуру порового простору, при вивченні нижніх граничних значень колекторів Заводівського нафтового родовища застосували комплекс додаткових методів лабораторних досліджень керна, який охоплює люмінесцентно-

крапельний аналіз, мікроскопічне вивчення шліфів, визначення пористості, проникності і залишкової водонасиченості.

Отже, в розвитку комплексу досліджень з оцінки нижніх граничних характеристик піщано-алевролітових колекторів Передкарпаття спостерігається тенденція залучення всіляких лабораторних методів, до яких, на наш погляд, слід залучати і дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей і петрофізичних параметрів в умовах, наближених до пластових.

Методику оцінки значень нижніх границь колекторів із залученням даних вивчення петрофізичних характеристик зразків порід в умовах, наближених до пластових, випробували на Заводівському нафтовому і Летнянському газовому родовищах. Для цього в колекціях із 46-ти і 92-х зразків піщано-алевролітистичних порід, відібраних відповідно з ямненсько-вигодських відкладів Заводівського і гелъвето-сарматських відкладів Летнянського родовищ, визначено відкриту пористість, залишкову водонасиченість методом центрифугування, фазову (ефективну) проникність за наявності в породі залишкової води. На зразках, які представляють окремі різновидності порід-колекторів, методом ртутної порометрії вивчали структуру порового простору.

Аналіз даних досліджень керна з відкладів Заводівського і Летнянського родовищ свідчить, що породи-колектори цих родовищ відрізняються між собою ступенем ущільнення, викликаного неоднаковими умовами літогенезу. Через це останні характеризуються відносно підвищеним вмістом глинистої фракції (до 20%) і низькою механічною стійкістю до технологічних факторів буріння.

Статистичне опрацювання експериментальних даних дозволило одержати кореляційні зв'язки між фільтраційно-ємнісними характеристиками досліджуваних колекторів (див. рисунок), а також установити залежності, які дозволяють вносити поправки за ефективний тиск $P_{\text{еф}}$ у результати оцінки пористості і залишкової водонасиченості за формулами:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{п},\alpha} \eta; \quad (1)$$

$$K_{\text{в},\beta} = K_{\text{в},\beta,\alpha} \eta^{-1} \quad (2)$$

де $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{п},\alpha}$ – коефіцієнти відкритої пористості за ефективного тиску і в атмосферних умовах, (%); $K_{\text{в},\beta}$ і $K_{\text{в},\beta,\alpha}$ – коефіцієнти залишкової водонасиченості за ефективного тиску і в атмосферних умовах, (%); η – відносна зміна об'єму відкритого порового простору породи завдяки ефективному тискові.

Значення η для досліджуваних порід-колекторів Заводівського і Летнянського родовищ пов'язано з коефіцієнтом відкритої пористості такими кореляційними рівняннями:

$$\text{Заводівське нафтове родовище } (P_{\text{еф}} = 70 \text{ МПа}) \\ \eta = 0,942 - 0,802 \cdot K_{\text{п},\alpha}^{-1}, \quad r = 0,72 \quad (3)$$

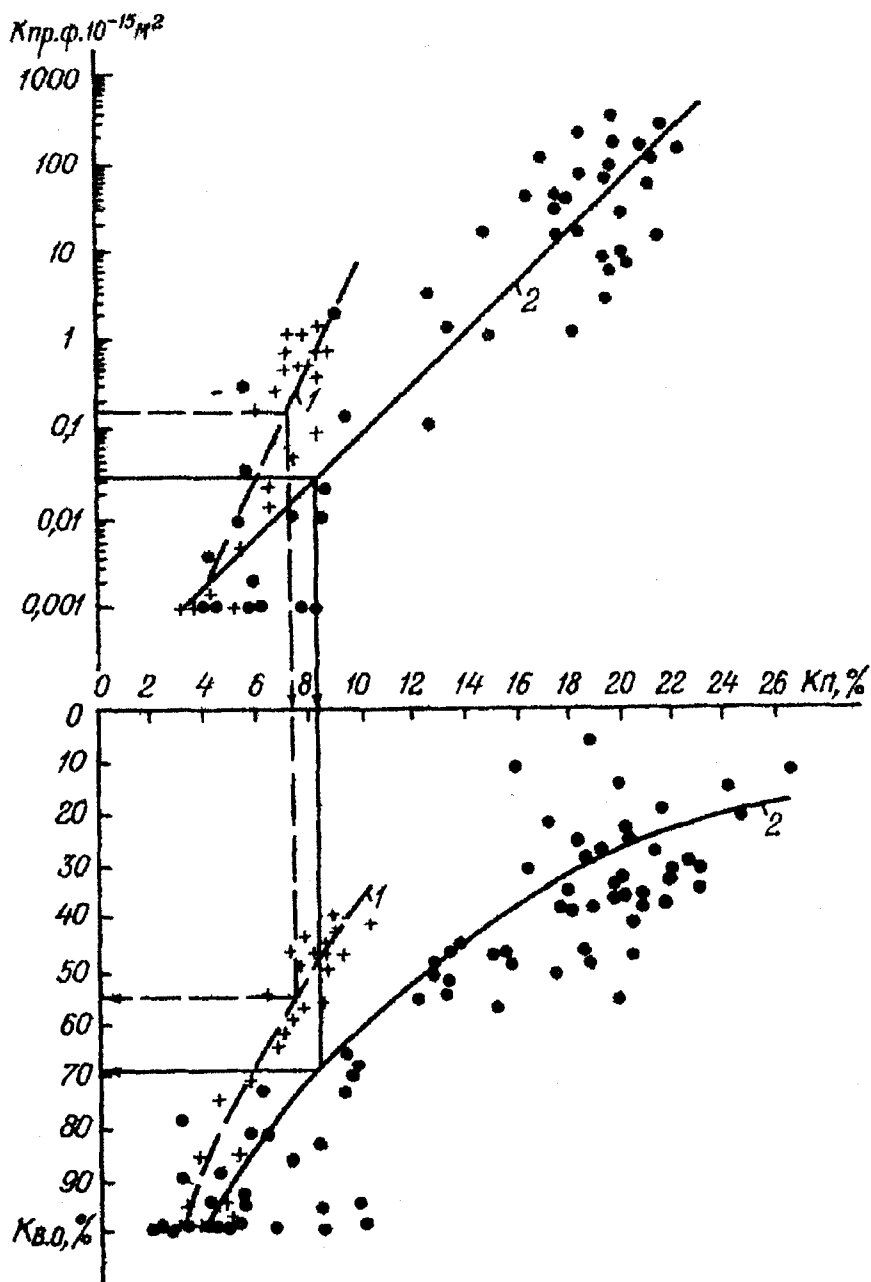


Рис. Петрофізичні зв'язки для піщано-алевритових порід
Передкарпаття:

- 1 — яменсько-вигодські відклади Завадівського нафтового родовища;
- 2 — гелъвето-сарматські відклади Летнянського родовища

$$\begin{aligned} & \text{Летнянське газове родовище (P}_{\text{сф}} = 22 \text{ МПа)} \\ & \eta = 0,897 - 0,428 \cdot K_{\text{п.г}}^{-1}, \quad \gamma = 0,65 \end{aligned} \quad (4)$$

де γ — коефіцієнт парної кореляції.

За результатами досліджень кернового матеріалу продуктивних відкладів Заводівського нафтового родовища встановлено, що в піщано-алевритових порід, в яких порових каналів з радіусом понад $0,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ є понад 50%, коефіцієнт фазової проникності $K_{\text{пр.ф}}$ становить $0,125 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Отже, це значення можна взяти за граничне для цих колекторів. За залежностями, зображеними на рисунку, знаходимо відповідні граничні значення коефіцієнтів пористості $K_{\text{п.г}} = 7,3\%$ і залишкової водонасиченості $K_{\text{в.з}} = 54\%$. Одержані дані відрізняються від граничних значень, наведених авторами в [1], які відповідно дорівнюють $0,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, 6,2% і 40%. Це пояснюється тим, що ми визначили значення граничних величин з дотриманням пластових умов.

Аналіз експериментальних даних з вивчення порід гелъвето-сарматських відкладів Летнянського родовища за наведеною вище схемою дозволив установити для колекторів цього родовища такі граничні значення параметрів: $K_{\text{пр.ф.г}} = 0,027 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_{\text{п.г}} = 8,3\%$; $K_{\text{в.з.г}} = 69\%$.

Література:

1. Баранова Т. А., Бортницкая В. М. Коллекторы Заводовского месторождения // Нефть. и газовая пром-сть. К., 1987, №1. С. 18–20.
2. Василечко В. П., Гнатюк Р. А., Николаенко Н. А. и др. Оценка нижних границ коллекторов Долинского нефтепромыслового района // Нефть. и газовая пром-сть. 1977, №1. С. 19–21.
3. Засадный Р.Н., Пятигорская М.Л. К обоснованию кондиционных пределов пористости Оров-Уличнянского месторождения // Нефть. и газовая пром-сть. 1981, №3. С. 13–15.
4. Николаенко Н. А. Исследование структуры порового пространства низкопроницаемых песчано-алевритовых пород-коллекторов (на примере отложений эоцена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба): Автореф. дисс. канд. геол.-минерал. наук. Ивано-Франковск, 1970.

1.16. Визначення пористості теригенних відкладів

за даними вимірювання потенціалів самочинної поляризації

Методичний посібник опубліковано окремим виданням під назвою «Методическое руководство по определению пористости терригенных отложений по данным измерений потенциалов собственной поляризации» — Львов, УкрНИГРИ, 1966, 27с.

Методичний посібник склав колектив відділу промислової геології УкрДГРІ (П. Ф. Дубинюк, М. М. Іванюта, М. Р. Ковальчук, А. Ю. Ланцман, В. Ф. Малахов) за участі працівників Стрийської промислово-геофізичної експедиції (В. І. Грицишин, Г. П. Федорович) та міністра геології УРСР П. Ф. Шпака.

У методичному посібнику дано короткий огляд теперішніх методів визначення пористості з використанням методу ПС, обґрунтовано особливість запропонованої залежності $K_n = f(\Delta U_{ПС}^{відн.})$ і наведено окремі приклади застосування цієї залежності.

Вокремі таблиці наведено результати визначення пористості пластів за даними ПС у багатьох свердловинах Битківського і Долинського нафтових родовищ. Іл. 6. Таб. 3. Бібл. 17.

Ключові слова: потенціали самочинної поляризації, теригенні відклади, опорний пласт, відносна амплітуда ПС, продуктивні горизонти, температурний коефіцієнт.

Підвищення точності підрахунку запасів нафти і газу та ефективності розробки нафтових і газових родовищ потребує достовірної інформації про колекторські властивості і продуктивні пласти, про характер і ступінь їх неоднорідності як за завтовшки, так і за площею.

Теперішня методика вивчення колекторів за даними лабораторних аналізів керна гірської породи внаслідок незначного його виносу не може задовольнити вимог виробництва. А тому сьогодні більшу увагу приділяють даним геофізичних досліджень свердловини (ГДС), за допомогою яких досліджують породи в умовах їх природного залягання і в об'ємі всього розрізу свердловин.

На сьогодні існує ряд методик визначення колекторських властивостей пласта за даними ГДС, які з тією чи тією точністю можна застосувати для конкретного регіону. Проведені в УкрДГРІ і Стрийській промислово-геофізичній експедиції дослідження з вивчення залежності між $\Delta U_{ПС}$ і пористістю для теригенних товщ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину дозволили запропонувати нову методику визначення пористості продуктивних пластів за даними вимірювання потенціалів самочинної поляризації ПС. Як свідчать дослідні роботи, її можна використовувати і в інших нафтогазових регіонах.

Ця розробка призначена для її використання при визначенні пористості теригенних відкладів науково-дослідними установами і виробничими організаціями, які займаються вивченням колекторських властивостей пластів, підрахунком запасів нафти і газу, а також розробкою нафтових і газових родовищ.

1.16.1. Короткий огляд теперішніх методів визначення пористості за даними вимірювання ПС

Потенціали самочинної поляризації, які спостерігаються в гірських породах в умовах їх природного залягання, обумовлено дифузійно-адсорбційними, фільтраційними й окисно-відновними процесами, з яких основним у нафтових свердловинах є перенос електричних зарядів при дифузії солей із пластових вод у буровий розчин або з останнього у води пласта. Характер цього процесу значною мірою залежить від адсорбції іонів з розчинів частинками породи, внаслідок чого потенціали, що виникають у цьому випадку, можна назвати дифузійно-адсорбційними. Потенціали, викликані фільтрацією і особливо окисно-відновними процесами в нафтових і газових свердловинах, переважно мають другорядне значення.

Потенціали дифузійно-адсорбційного походження залежать від літологічних властивостей порід – хімічного складу, дисперсності і структури. А тому їх величина дозволяє уточнити літологічну характеристику відкладів, визначати окремі параметри пласта, зокрема пористості.

Основні теоретичні передумови можливості використання потенціалів самочинної поляризації дифузійно-адсорбційного походження для оцінки коефіцієнта пористості розробили Б. Ю. Вендельштейн [2], В. М. Дахнов [4, 5], Д. А. Шапіро [16], і вони зводяться ось до чого.

На межі дотику двох електролітів, які відрізняються за концентрацією солей, виникає різниця потенціалів, яку визначають рівнянням Нернста:

$$\Delta U = K_d \lg \frac{a_v}{a_\phi} \quad \text{або} \quad \Delta U = K_d \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_v}, \quad (1)$$

де a_v і a_ϕ – активності розчинів, що контактують між собою; ρ_v і ρ_ϕ – їх питомі опори; K_d – коефіцієнт е.р.с. дифузії (функція рухомості катіонів і аніонів, їх валентності і абсолютної температури).

Наведена рівність справедлива, оскільки в досить великому діапазоні концентрації опори електролітів обернено пропорційні до їх активностей.

Дифузійно-адсорбційні потенціали реєструються на контакті порід з електролітами. Вони зумовлені дифузійними процесами й іонно-

сорбційною здатністю порід, і різниця їх у першому наближенні задовольняє рівняння такого вигляду:

$$\Delta U_{\text{да}} = K_{\text{да}} \frac{a_{\text{в}}}{a_{\text{ф}}} = K_{\text{да}} \lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}, \quad (2)$$

де $a_{\text{в}}$, $a_{\text{ф}}$, $r_{\text{в}}$ і $r_{\text{ф}}$ – відповідно активності і питомий опір двох електролітів, що контактують через породу; $K_{\text{да}}$ – коефіцієнт дифузійно-адсорбційної е.р.с. Останній можна подати сумою:

$$K_{\text{да}} = K_{\text{д}} + A_{\text{да}}, \quad (3)$$

де $A_{\text{да}} = f(A, S, K_{\text{п}}, K_{\text{н}})$. Тут A – адсорбційна здатність породи, значення якої залежить від хімічного складу самої породи і пластових вод; S – питома поверхня зерен породи; $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт пористості; $K_{\text{н}}$ – коефіцієнт нафтогазонасиченості; $A_{\text{да}}$ – дифузійно-адсорбційна активність – специфічний параметр породи, який характеризує її властивості і вказує величину і знак дифузійно-адсорбційних потенціалів.

Основним фактором, що визначає дифузійно-адсорбційну активність $A_{\text{да}}$ породи і коефіцієнт дифузійної е.р.с., є питома поверхня пор S . А що вона залежить головно від вмісту глинистої фракції в породі, то за наявності статистичного зв'язку між величинами глинистості і пористості можна очікувати тісної залежності величини потенціалу самочинної поляризації від пористості. У разі, коли потенціали $\Delta U_{\text{пс}}$ утворено тільки дифузійно-адсорбційним процесом, величину зміни їх амплітуди в пласті, який вивчають, відносно потенціалу в пласті зі сталою дифузійно-адсорбційною активністю, прийнятою за опорний, $\Delta U_{\text{пс.оп}}$ визначають так:

$$\Delta U_{\text{пс}} = \Delta U_{\text{пс}}^{\text{пл}} - \Delta U_{\text{пс.оп}} = (A_{\text{да}} - A_{\text{да.оп}}) \sim K_{\text{пс}} \cdot b_{\text{с}} \cdot \lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}, \quad (4)$$

де $A_{\text{да}}$ і $A_{\text{да.оп}}$ – відповідно дифузійно-адсорбційні активності досліджуваного пласта і пласта, прийнятого за опорний, а їх різниця – $K_{\text{пс}}$; $b_{\text{с}}$ – коефіцієнт приведення залежності $\Delta U_{\text{пс}} = f\left(\lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}\right)$ до лінійного вигляду внаслідок того, що відношення опорів розчинів є обернено пропорційне відношенню концентрацій тільки у відповідних

межах. Звідси витікає, що величина амплітуди аномалії ΔU_{nc} залежить від коефіцієнта пористості породи, якщо $A_{да.оп}$ є сталою величиною і $A_{ля}(K_{ля})$ є функцією $K_{п}$. Отже, вимірюючи ΔU_{nc} і знаючи залежність $\Delta U_{nc} = f(K_{п})$, можна визначити величину коефіцієнта пористості досліджуваної породи. Необхідні умовами при цьому такі:

1) постійність мінералізації і хімічного складу пластових вод на ділянці розрізу, яку вивчають, а також постійні величини хімічного складу і питомого опору фільтрату бурового розчину на цій ділянці;

$$2) \text{ відношення } \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{в}} \geq 10;$$

3) переважання в колекторі глинистого цементу і низький вміст інших його видів — карбонатного залізного та ін.

На сьогодні запропоновано декілька способів визначення коефіцієнта пористості за даними методу ПС. Їх можна поділити на дві групи. До першої відносяться способи, в яких коефіцієнт пористості визначають за відносною величиною амплітуди потенціалів самочинної поляризації (М. В. Вилков [3], В. М. Дахнов [4, 5], А. М. Нечай [12] і М. Ш. Перніков [13, 14]). У другій групі колекторів коефіцієнт пористості визначають за абсолютним значенням амплітуди ΔU_{nc} (Л. П. Долина [6, 7], А. І. Крінарі [9], Г. С. Морозов [10], А. М. Нечай [11], С. А. Султанов [15] і Д. А. Шапіро [17]).

Всі вказані методи розроблено для колекторів палеозою Волго-Уральської нафтогазоносною провінції, і тільки метод А. М. Нечая — для нижньокрейдових і юрських відкладів Східного Передкавказзя.

При визначенні коефіцієнта пористості за даними потенціалів самочинної поляризації спільним для обидвох груп методів є виконання таких операцій:

1. Знаходять величину амплітуди ΔU_{nc} на кривій ПС пласта пісковіку. За амплітуду відхилення кривої ПС беруть різницю між мінімальним значенням потенціалу навпроти пласта і лінією відліку, або «лінією глин». Останню проводять через додатні аномалії ПС, які відповідають глинистим інтервалам.

2. За величиною знятої амплітуди ΔU_{nc} визначають приведені її значення з урахуванням поправок на вплив товщини і опір колектора.

Однак існують різні думки щодо залежності величини амплітуди аномалії ΔU_{nc} від товщини і опору колектора. Одні дослідники (М. В. Вилков [3] і А. М. Нечай при використанні абсолютних величин аномалії ПС [11]) заперечують вплив обмеженої товщини колектора при $h > 0,6$ м. На фактичному матеріалі вони показують, що зменшення

амплітуди ΔU_{nc} зі зменшенням товщини в піщанистих колекторах в основному пов'язано зі збільшенням глинистого матеріалу, тобто обумовлено зменшенням пористості пласта. Інші автори (В. М. Дахнов [4, 5], Л. П. Доліна [7], А. І. Крінарі [9], Г. С. Морозов [10], С. А. Султанов [15], М. Ш. Перников [13, 14], Д. А. Шапіро [17]) пропонують поправки різної величини за вплив товщини колектора.

У методах М. В. Вилкова [3], В. М. Дахнова [4, 5], А. М. Нечая [11, 12] і С. А. Султанова [15] поправку, яка враховує вплив нафтонасиченості (питомий опір пласта) на амплітуду ΔU_{nc} , не вносять. В інших же способах вносять різні за величиною поправки.

У методах першої групи для вилучення впливу мінералізації бурового розчину і неточності масштабу запису кривої ПС використовують відношення величини амплітуди ΔU_{nc} навпроти пласта до величини амплітуди $\Delta U_{nc,оп}$ навпроти пласта в дослідній частині з найбільшою пористістю. Цей пласт беруть за опорний. Пористість його повинна бути відома (визначена методом опору, акустичним методом чи іншими геофізичними методами або лабораторними визначеннями на зразках керна).

Як опорний використовують значної товщини однорідний пласт пісковика або вапняку, добре витриманий за площею. Так, у методі М. В. Вилкова за опорний беруть великої товщини горизонт з найменшим потенціалом ПС, у методі М. Ш. Пернікова – великої товщини, краще за все карбонатний пласт, зі сталою за площею літологічною характеристикою. За відсутності в розрізі опорного карбонатного пласта М. Ш. Перніков [13] пропонує користуватися «фіктивним» опорним горизонтом, розуміючи під ним пласт, що відсутній, величина амплітуди $\Delta U_{nc,оп}$ навпроти якого повинна дорівнювати амплітуді $\Delta U_{nc,оп}$ навпроти літологічно витриманого карбонатного пласта, якби останній був присутній у розрізі. При використанні «фіктивного» горизонту втрачається основна перевага методу – виключення похибок, обумовлених неточністю масштабу запису кривої ПС і похибками у визначенні питомого опору бурового розчину. Він постає рівноцінним будь-якому з методів знаходження пористості за абсолютними значеннями амплітуди потенціалів самочинної поляризації.

Необхідність наявності в досліджуваній ділянці розрізу пласта, витриманого за площею, зі сталим значенням пористості робить практично неможливим застосування методів першої групи в інших нафтогазоносних регіонах, де такі пласти відсутні. Ба більше, навіть у сприятливих умовах, коли в розрізі вдається виділити опорний пласт,

пористість його все ж таки не залишається сталою за площею, що, звісно, призводить до похибок при її визначенні.

У методах другої групи дослідників абсолютні величини амплітуди аномалії ΔU_{nc} приводять до так званих нормальних умов (до взятого стандартного питомого опору бурового розчину). Із зіставлення методу визначення коефіцієнта пористості порід за даними абсолютних і відносних значень амплітуд ПС видно, що методи першої групи володіють значними перевагами, оскільки в них вилучаються похибки, пов'язані з неточністю масштабу запису кривої ПС і встановленням питомого опору бурового розчину, його фільтрату і температури колектора.

Всі недоліки методів другої групи притаманні і методіві М. Ш. Пернікова [13], який ґрунтується на використанні «фіктиваного» опорного горизонту.

1.16.2. Особливості запропонованого методу визначення пористості за даними вимірювання ПС

Застосування розглянутих вище методів кількісного визначення пористості піщаних пластів за даними ПС в умовах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину через складність його геологічної будови стає неможливим. Характерними тут є різка літологічна мінливість порід і їх неоднорідний характер, що не дозволяє виділити єдиного пласта зі сталими фізичними параметрами, який міг би слугувати на розвідувальній площі як опорний. Колектори-пісковики – переважно кварцові, в основному міцні, щільні, рідше – слабозцементовані. За складом уламкового матеріалу вони олігоміктові і поліміктові. Цемент – глинистий, з домішкою кременистого, глауконітового, рідше карбонатного матеріалу. Тип цементації – поровий, рідше – контактний. Пісковики – слабкарбонатні або зовсім не вміщують карбонатів у своєму складі. Слід зауважити, що окремі аномально високі значення карбонатності (до 30%) в усіх літологічних різновидностях порід обумовлені наявністю вторинного кальциту, який відклався в тріщинах.

Визначення пористості продуктивних пластів, які проводять до сьогодні за даними ГДС, характеризуються переважно невисокою точністю, що викликано або наближеними значеннями вихідних параметрів, або відсутністю надійної методи досліджень і опрацювання даних. Кожен з методів можна застосовувати тільки за сприятливих для нього фізичних і геологічних умов.

Передумовою для застосування методу потенціалів самочинної поляризації порід є таке:

1. Пісковики продуктивних горизонтів — слабокарбонатні або позбавлені карбонатного матеріалу у своєму складі зовсім. Цемент— в основному глинистий.

2. Криві ПС володіють значною диференціацією, і пластам з більшою пористістю притаманні від’ємні аномалії ПС більшої амплітуди.

Для вивчення характеру зв’язку між потенціалами самочинної поляризації і пористістю пісковиків продуктивних горизонтів родовищ ми рекомендуємо використати відносні значення амплітуд кривої ПС — $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}}(\alpha_{\text{пс}})$. Їх розраховують як відношення потенціалу навпроти пласта до потенціалу пласта, який має максимальне його значення у розрізі цієї свердловини. Останній беруть за умовний опорний пласт у цій свердловині з максимальним значенням пористості.

Значення $\Delta U_{\text{пс}}$ відраховують від «лінії глин», яку проводять на рівні усереднених максимальних показів кривої ПС, пов’язаних у розрізі з відкладами глин.

Як встановлено досвідом на прикладі Внутрішньої (Бориславсько-Покутської) зони Передкарпатського прогину, для пластів з завтовшки, що перевищує п’ять діаметрів свердловин, у відрахованні значення амплітуд $\Delta U_{\text{пс}}$ поправку за товщину можна не вносити.

Питання про вплив нафтонасиченості на величину аномалії ПС через відсутність достовірних даних не досліджено.

При побудові графіка залежності $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = f(K_{\text{п}})$ ми рекомендуємо брати середні значення пористості піщаних пластів, добре охарактеризованих достатньою кількістю зразків керна. При цьому, якщо визначення пористості за керном для цього пласта відрізняються між собою більш ніж на 20%, його не використовують.

Зіставлення графіків $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = f(K_{\text{п}})$, побудованих для свердловин, які характеризуються різними значеннями пористості в умовних опорних пластах (від 9,7 до 22,0%), показало, що всі залежності на ділянках з $K_{\text{п}} \geq 4,0\%$ досить точно апроксимуються прямими лініями. Кутові коефіцієнти останніх змінюються пропорційно до пористості використаних опорних пластів. Це дозволило всі отримані залежності об’єднати в одній, застосовуючи перемінний масштаб відносних значень $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}}$. Для кожного значення пористості умовного опорного пласта такий масштаб визначають розміщенням на осі ординат точки $\Delta U_{\text{пс}} = 1$.

Побудову графіка $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = f(K_{\text{п}})$ зручніше починати із свердловини, в якій значення пористості умовного опорного пласта є максимальним для досліджуваної площі (регіону). Дані за своєю свердловиною наносять на бланк з довільним масштабом осей пористості і $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}}$. В

подальшому масштаб першої з них залишається сталим, а другої змінюється, зменшуючись пропорційно зменшенню пористості умовного опорного пласта свердловини порівняно з тією, в якій результати нанесено спочатку.

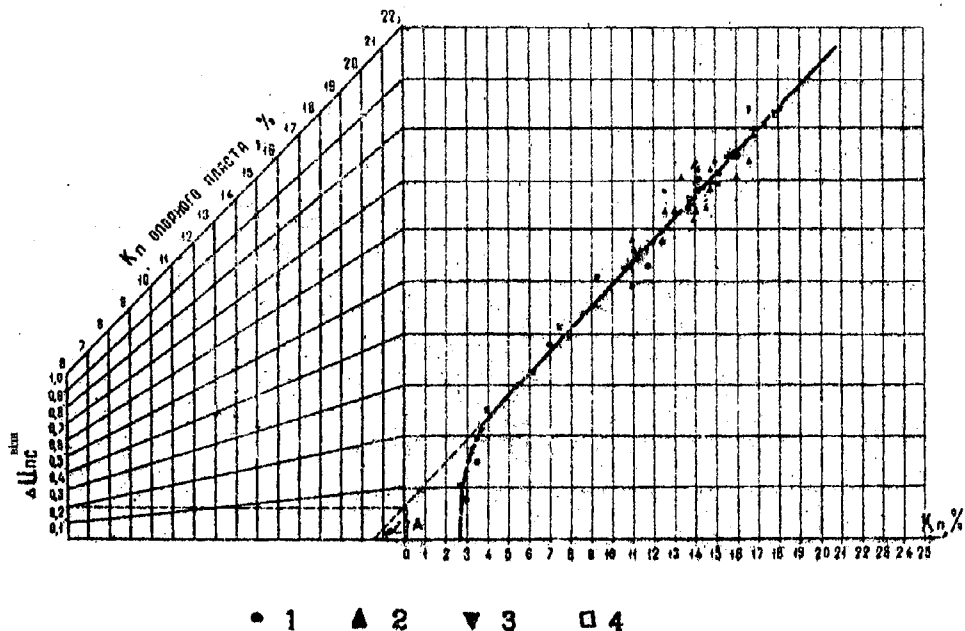


Рис. 1. Графічна залежність відносної амплітуди $\Delta U_{пс}^{відн}$ від пористості пісковиків продуктивних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину:

- 1 — пісковики менітових відкладів;
- 2 — пісковики вигодських відкладів;
- 3 — пісковики манявських відкладів;
- 4 — пісковики попельських відкладів

Наприклад, при пористості умовного опорного пласта 16% у першій свердловині, з якої почато побудову залежності, розміщення точки $\Delta U_{пс}^{відн} = 1$ для наступної свердловини з пористістю умовного опорного пласта 12% становитиме $\frac{12}{16} = 0,75$ шкали першої свердловини; для пласта з пористістю 8% — 0,5 і т. д.

Для практичного використання залежності $\Delta U_{пс}^{відн} = f(K_{п})$ можна побудувати номограму осі ординат із системою похилих прямих, які

являють собою геометричне місце точок рівних значень $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}}$ від 0 до 1 за різних значень пористості умовних опорних пластів. За однакового масштабу осі пористості графіка і номограми пряма номограми з модулем $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = 1$ буде паралельною прямою до залежності $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = f(K_{\text{п}})$.

На рис. 1 зображено графічну залежність $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = f(K_{\text{п}})$ для продуктивних відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Долина, Битків, Борислав). Дані, використані для її побудови, наведено в табл. 1 Додатку.

У наведеній графічній залежності (рис. 1) пористість умовного опорного пласта змінюється в межах 6–22%.

Прямолінійну ділянку її аналогічно можна виразити у вигляді:

$$\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = AK_{\text{п}} + B,$$

де A – кутовий коефіцієнт залежності (при змінюванні коефіцієнта пористості умовного опорного пласта від 6 до 22%. A перебуває в межах від 12,4 до 4,4);

B – стала для кожного масштабу осі ординат (на цій граничній залежності для цих же умов величина B відповідно змінюється від 0,2 до 0,06).

Для використання запропонованої графічної залежності необхідними є наявність даних про пористість умовного опорного пласта або можливість визначити її за пористістю будь-якого іншого пласта в розрізі свердловини.

У разі відсутності пласта з відомою пористістю ми пропонуємо застосовувати отриману емпіричним шляхом формулу, яка дозволяє привести (перерахувати) зняті з діаграм відмітки $\Delta U_{\text{пс}}$ до умов свердловини, в розрізі якої такі пласти розміщені:

$$\Delta U_{\text{пс}}^{\text{пр}} = \Delta U_{\text{пс}} \frac{a_{\text{т2}} \left(\lg \frac{\rho_{\text{ф2}}}{\rho_{\text{в2}}} \right)^2}{a_{\text{т1}} \left(\lg \frac{\rho_{\text{ф1}}}{\rho_{\text{в1}}} \right)^2}, \quad (5)$$

де $\Delta U_{\text{пс}}$ – величина потенціалів ПС у свердловині з питомим опором фільтрату бурового розчину $\rho_{\text{ф1}}$ і опором пластової води $\rho_{\text{в1}}$; $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{пр}}$ – величина потенціалу ПС, приведеного до умов свердловини, в якій опір фільтрату бурового розчину і пластової води відповідно $\rho_{\text{ф2}}$ і $\rho_{\text{в2}}$; $\alpha_{\text{т1}}$, $\alpha_{\text{т2}}$ – коефіцієнти, які враховують вплив пластових температур на величину потенціалу $\Delta U_{\text{пс}}$.

Приведення поправок за вплив температури пласта, як свідчить досвід, потрібне лиш у випадку, якщо різниця температур зіставних пластів перевищує 20°C , що практично зустрічається не часто.

Придатність формули було перевірено на значній кількості пластів, які містяться як в одній свердловині на ділянках розрізу з неоднаковими значеннями ρ_{ϕ} і ρ_n , так і в інших свердловинах, розташованих на одній або на сусідніх площах.

На рис. 2 і 3 наведено діаграми електрометрії у восьми найхарактерніших із 11-ти використаних для ілюстрації свердловин, за якими результати наведено в табл. 3 Додатку. Пласти підбрано так, щоб охопити можливість весь діапазон зміни опорів пластової води і бурового розчину при нерізних значеннях пористості пластів. Основні параметри пластів і свердловин, для яких наведено результати в табл. 3, додано в табл. 2 Додатку.

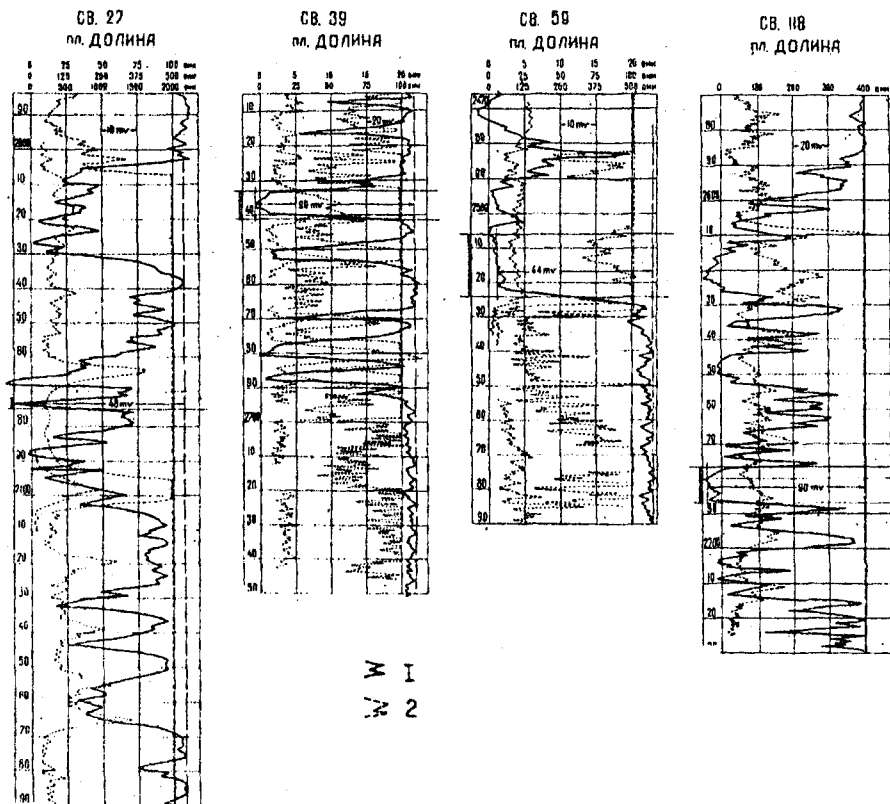


Рис. 2. Діаграми електрометрії деяких свердловин, використаних у табл. 3. Додатку:
1 — крива ПС; 2 — крива градієнт-зонда М2,5А0,25В.

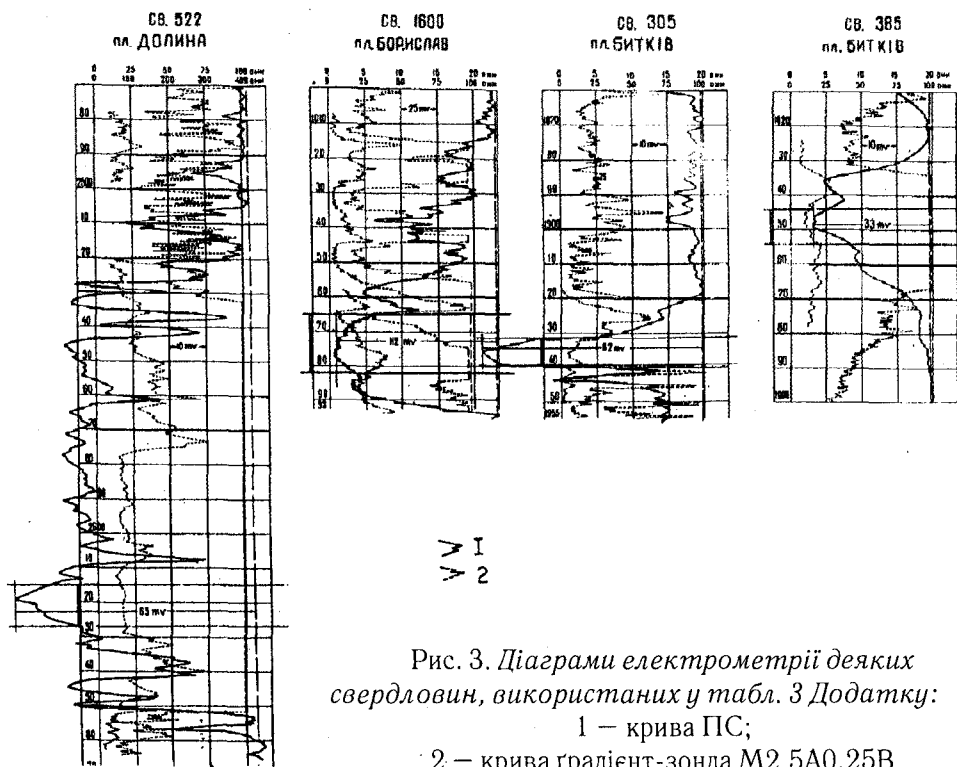


Рис. 3. Діаграми електрометрії деяких свердловин, використаних у табл. 3 Додатку:
 1 — крива ПС;
 2 — крива градієнт-зонда М2,5А0,25В

В окремій графі табл. 3 наведено величину відносної похибки визначення пористості у відсотках, розраховану за формулою:

$$\delta = \frac{K_{п.кери} - K_{п.ПС}}{K_{п.кери}} \cdot 100\% \quad (6)$$

Основна кількість визначень характеризується відносною похибкою, яка не перевищує 10%. Середня величина її для всіх 110-ти визначень становить $\pm 7,15\%$. При цьому зауважмо, що всі відхилення одержаних коефіцієнтів пористості за методом ПС від прийнятих за керном для свердловини 39 мають додатний знак, а для свердловини 305 — від'ємний. Отже, взяті середні значення пористості за керном для вказаних свердловин не зовсім точно відображають дійсне значення цього параметра (для першої свердловини він трохи занижений, для другої — завищений). Так можна контролювати достовірність взятої за керном величини пористості умовного опорного пласта. Ба більше, стає принципово можливим на площах, для яких немає подібних визначень, задаючись орієнтовною величиною пористості умовних опорних пластів декількох свердловин, методом поступових наближень віднайти її дійсне значення.

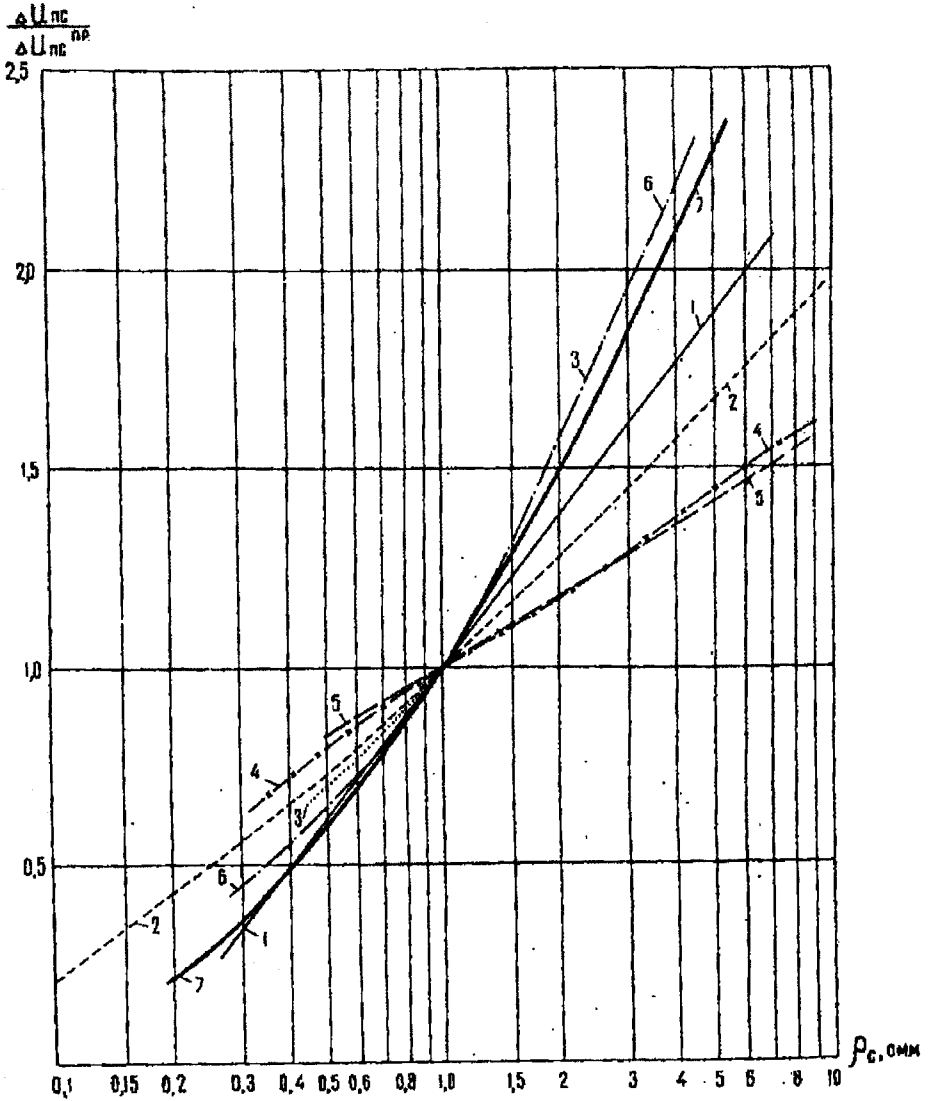


Рис. 4. Криві для приведення амплітуди кривої ПС при питомому опорів бурового розчину ρ_c до амплітуди кривої ПС при $\rho_c = 0,04$ Ом·м.

1 — за Шапіро; 2 — за експериментальними даними; 3 — за Султановим; 4 — за Морозовим; 5 — за Кринарї; 6 — за Перніковим; 7 — за методом УкрДГРІ:

$$\Delta U_{\text{пс}}^{\text{np}} = \Delta U_{\text{пс}} \frac{(\lg \frac{\rho_{\phi 2}}{\rho_{\phi 1}})^2}{\rho_{\phi 2}}$$

На рис. 4 нанесено криві для приведення амплітуди ПС при питомому опорі бурового розчину ρ_c до амплітуди кривої ПС при питомому опорі бурового розчину $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і опоріві пластових вод $0,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ($\frac{\Delta U_{\text{ПС}}}{\Delta U_{\text{ПС}}^{\text{нр}}} = f(c_c)$), які запропонували різні автори [8], і аналогічну криву, розраховану за формулою (5), яка для цих умов набуває такого вигляду:

$$\Delta U_{\text{ПС}}^{\text{нр}} = \Delta U_{\text{ПС}} \frac{\left(\lg \frac{0,83}{0,04} \right)^2}{\left(\lg \frac{\rho_{\phi}}{0,04} \right)^2} = \Delta U_{\text{ПС}} \frac{1,737}{\left(\lg \frac{\rho_{\phi}}{0,04} \right)^2} \quad (7)$$

Питомий опір бурового розчину (і відповідно ρ_{ϕ}), а також пластової води взято такими, для яких наведено криві в роботі [8].

Широке застосування методу і його точність значною мірою визначають достовірністю значень ρ_{ϕ} і ρ_b . Величину ρ_{ϕ} обчислюють за відомим питомим опором бурового розчину ρ_c з використанням залежностей $\frac{\rho_{\phi}}{\rho_c} = f(\rho_c)$ або розрахунковим способом. Наведені в табл. 2 величини ρ_{ϕ} визначено за формулою:

$$\rho_{\phi} = 0,83 \cdot \rho_c, \quad (8)$$

яка допомагає визначити середнє значення опорів фільтратів бурових розчинів для умов Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Питомі опори бурового розчину, зняті з кривої резистивіметра, слід уточнювати за даними інтерпретації БКЗ.

Питомий опір пластових вод визначають за даними хімічних аналізів їх проб з урахуванням пластових температур. Для площ, де існує достатня кількість таких аналізів, доцільно будувати графіки змінювання питомого опору пластових вод з глибиною. Температурні коефіцієнти ρ_{11} , ρ_{12} визначають за графіком (рис. 5) який перебуває в роботі [6].

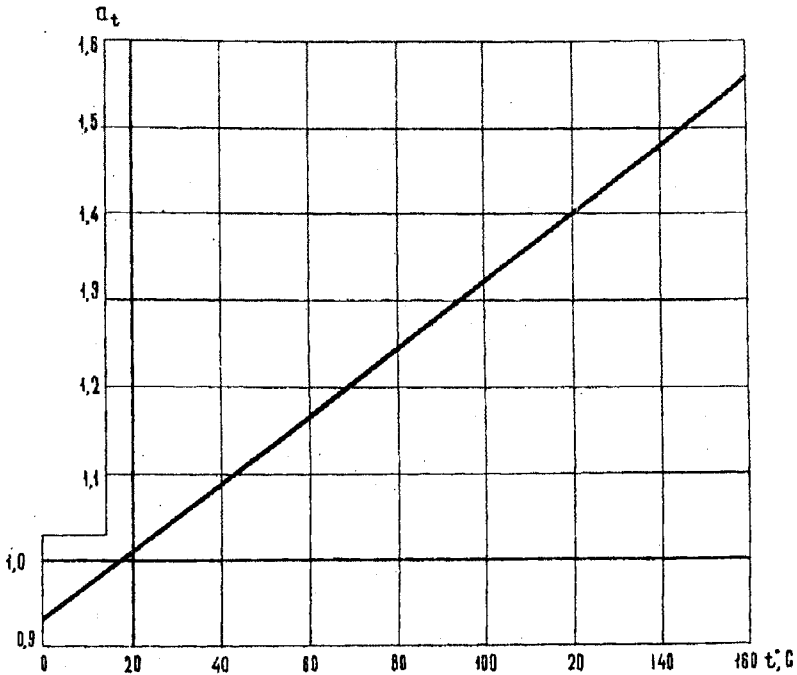


Рис. 5. Залежність температурного коефіцієнта $\alpha_t = \frac{K_{пс}}{K_{пс}(18^{\circ}\text{C})}$ від температури t ($^{\circ}\text{C}$)

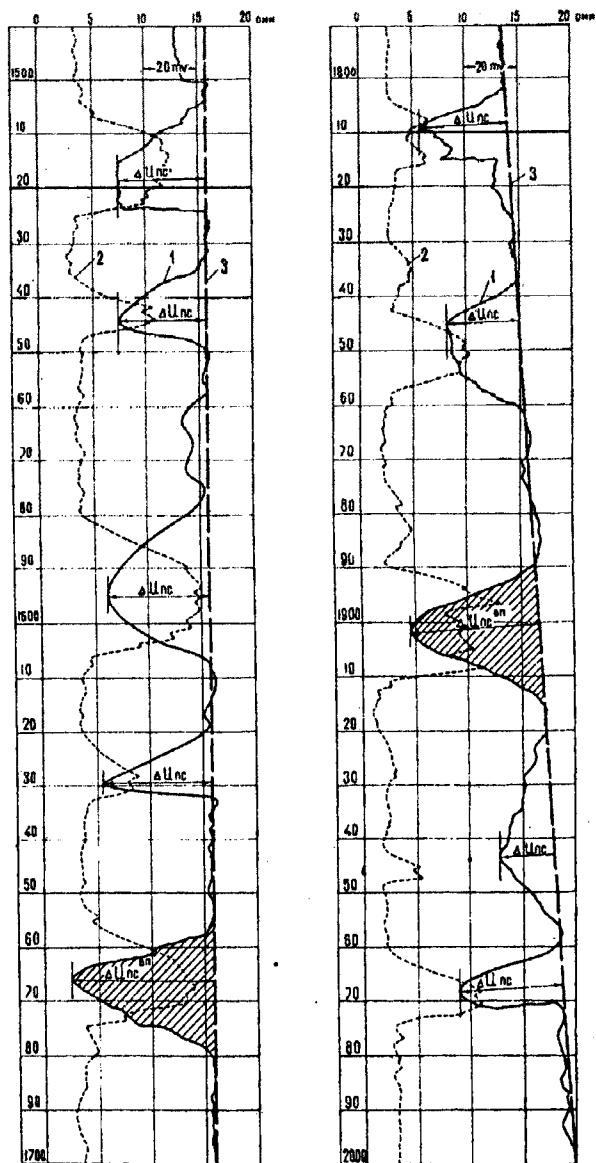
1.16.3. Практичні способи визначення пористості за запропонованою методикою

Практичне використання запропонованого методу для визначення пористості пластів зводиться ось до чого:

1. В інтервалі дослідження по кривій ПС правильно віднайти розташування «лінії глин», тому що в іншому разі надалі неминучі значні похибки. Для цього слід зіставити лінійку з найбільшою кількістю крайніх відхилень кривої ПС, які відповідають глинистим пластам, і накреслити лінію (рис. 6). Переважно (але не завжди) вони є паралельними до осі глибин.

2. Відлік амплітуди кривої ПС для однорідного пласта слід провести за максимальним відхиленням її від «лінії глин» усередині пласта, а в разі похилого положення «лінії глин» — у напрямку, перпендикулярному до неї (рис. 6).

3. В дослідженому інтервалі розрізу виділити пласт з максимальним відхиленням кривої ПС, який беруть за умовний опорний. Для пластів, пористість яких визначається з використанням одного і того ж умовного опорного пласта, питомий опір бурового розчину повинен бути сталий.



а

б

Рис. 6. Приклад визначення «лінії глин» і відліку величини аномалії $\Delta U_{пс}$.

а – «лінія глин», паралельна осі глибин;

б – «лінія глин» похила;

1 – крива ПС;

2 – крива позірного опору;

3 – «лінія глин»

4. Розрахувати відносні значення потенціалу ПС – $\Delta U_{nc}^{відн}$ як відношення потенціалу досліджуваного пласта до потенціалу умовного опорного пласта.

5. При відомій пористості умовного опорного пласта за відносними значеннями аномалій кривої ПС визначити пористість інших пластів. Для цього на вертикальній осі номограми, яка відповідає пористості умовного опорного пласта, відкласти розраховане значення $\Delta U_{nc}^{відн}$ і від цієї точки, рухаючись вправо до перетину з прямою залежністю $\Delta U_{nc}^{відн} = f(K_n)$, на горизонтальній осі зробити відлік пошукованого значення пористості.

Приклад 1. У свердловині 39 на площі Долина (рис. 2) як умовний опорний вибрано пласт в інтервалі 2633–2641 м, середня пористість якого (за чотирма визначеннями – 18,8; 16,7; 19,4; 17,8%) становить 18%, амплітуда ΔU_{nc}^{max} – 90 мВ. Знаходимо пористість пласта в інтервалі 2649–2653 м, ΔU_{nc} якого дорівнює 81 мВ.

$$\Delta U_{nc}^{відн} = \frac{81}{90} = 0,9.$$

Для отриманого значення $\Delta U_{nc}^{відн} = 0,9$ за вертикальною віссю палетки (рис. 7) з пористістю умовного опорного пласта 18% визначаємо пористість пошукового пласта, яка дорівнює 16%.

6. Якщо пористість умовного опорного пласта невідома, то її треба визначити за будь-яким іншим пластом у розрізі цієї свердловини, пористість якого відома.

Приклад 2. У свердловині 118 на площі Долина (рис. 2) керном добре охарактеризований пласт пісковик, який залягає в інтервалі 2644,5–2650 м. Середня пористість його (за чотирма визначеннями – 15; 15,5; 14,9 і 14,1%) становить 14,9%. На кривій ПС йому відповідає амплітуда 82 мВ. Максимальна амплітуда 90 мВ спостерігається навпроти пласта пісковика в інтервалі 2677–2683,5 м, пористість якого за даними зразків керна невідома. Зазначений пласт узято за умовний опорний. Значення відносної амплітуди в інтервалі 2644,5–2650 м становить:

$$\Delta U_{nc}^{відн} = \frac{82}{90} = 0,91.$$

За палеткою рис. 7 від точки перетину прямої, яка відповідає пористості пласта 14,9%, і прямої графічної залежності $\Delta U_{nc}^{відн} = f(K_n)$, рухаючись вліво до перетину з вертикальною віссю, яка відповідає значенню $\Delta U_{nc}^{відн} = 0,91$, визначаємо пористість умовного опорного пласта, яка дорівнює 16,2%.

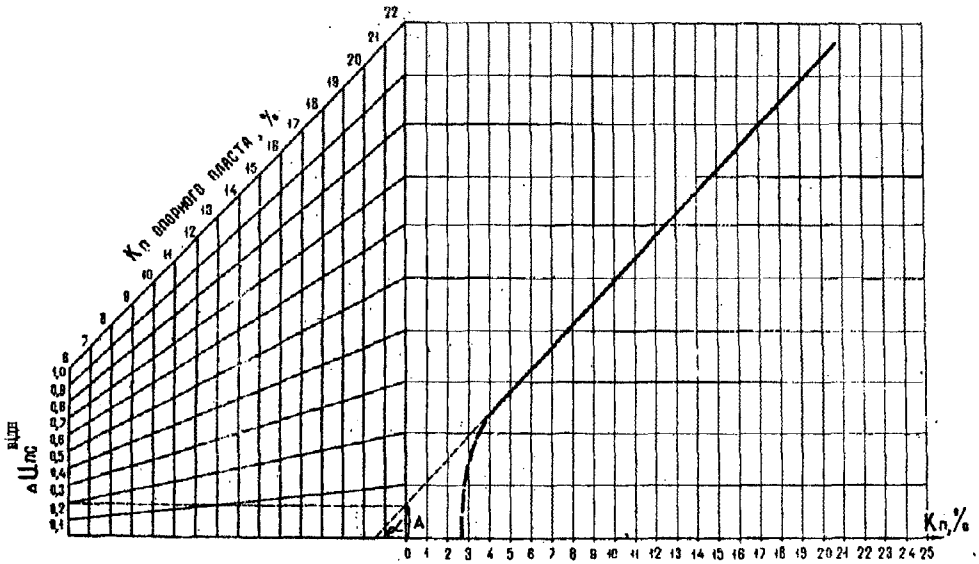


Рис. 7. Палетка для визначення пористості пісковиків K_p продуктивних відкладів Внутрішньої (Бориславсько–Покутської) зони Передкарпатського прогину за відносними значеннями амплітуди $\Delta U_{пс}^{відп}$.

Пористість інших пластів у розрізі цієї свердловини — як указано в пункті 5.7. У разі відсутності в розрізі свердловини пластів з відомою пористістю пористість умовного опорного пласта визначають з використанням формули (5) і палетки (рис. 7) за іншими свердловинами, де є пласти з достовірно відомою пористістю.

Для цього слід:

а) вибрати свердловину, в розрізі якої є пласти з достовірно відомою пористістю;

б) за допомогою формули (5) здійснити перерахунок значення амплітуди кривої $\Delta U_{пс}$ умовного опорного пласта свердловини, в якій відсутні визначення пористості (опори фільтрату бурового розчину і пластової води — $\rho_{ф1}$ і $\rho_{п1}$), до умов вибраної свердловини, в якій пористість пластів відома (опори — $\rho_{ф2}$ і $\rho_{п2}$);

в) визначити відносне значення амплітуди $\Delta U_{пс}^{відп}$ як відношення приведеної амплітуди $\Delta U_{пс}^{пр}$ до амплітуди опорного пласта $\Delta U_{пс}^{оп}$ свердловини, до умов якої перераховують амплітуду $\Delta U_{пс}$. За отриманою величиною $\Delta U_{пс}^{пр}$ і пористістю використаного опорного пласта знаходять пористість умовного опорного пласта свердловини, в якій відсутні кернові визначення. Для обчислення її достовірнішого значення визначення слід

здійснювати за декількома свердловинами з відомою пористістю і брати їх середню величину.

г) пористість інших пластів у досліджуваному розрізі визначають згідно з формулою (5).

Приклад 3. Свердловина на площі Долина 118 (рис. 2). Припустімо, що пористість пластів у цій свердловині невідома. Інтервал дослідження цієї свердловини прокаратовано при опорі бурового розчину $2,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ($\rho_{\phi} = 2,16 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) і опорі пластової води $0,02 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Умовний опорний пласт залягає в інтервалі $2676,5 - 2687,5 \text{ м}$ (табл. 2), $\Delta U_{\text{ис}} = 90 \text{ мВ}$. Температурний коефіцієнт становить $1,22$. За формулою (5) приводимо $\Delta U_{\text{ис}}$ умовного опорного пласта свердловини 118 до умов свердловин 27, 39, 59 (рис. 2), питомі опори фільтрату бурового розчину і пластової води яких відповідно дорівнюють: $0,66$ і $0,028$; $1,83$ і $0,02$; $1,08$ і $0,021$.

Умовні опорні пласти залягають:

св.27 – 2072-2075м, $\Delta U_{\text{ис}} = 48 \text{ мВ}$;

св.39 – 2633-2641м, $\Delta U_{\text{ис}} = 90 \text{ мВ}$;

св.59 – 2506-2524м, $\Delta U_{\text{ис}} = 44 \text{ мВ}$.

Температурні коефіцієнти відповідно дорівнюють: $1,16$; $1,22$; $1,20$.

Значення амплітуди кривої ПС $\Delta U_{\text{ис}}$ свердловини 118, приведені до умов свердловини 27:

$$\Delta U_{\text{ис}}^{\text{пр}} = 90 \cdot 0,95 \frac{\left(\lg \frac{0,66}{0,028} \right)^2}{\left(\lg \frac{2,16}{0,02} \right)^2} = 39 \text{ мВ}.$$

Відносна амплітуда для умовного опорного пласта свердловини 27

$$\Delta U_{\text{ис}}^{\text{відн}} = \frac{39}{48} = 0,82.$$

На палетці рис. 7 при пористості умовного опорного пласта свердловини 27 – $17,5\%$ і $\Delta U_{\text{ис}}^{\text{відн}} = 0,82$ визначаємо пористість умовного пласта свердловини 118. Вона дорівнює $14,3\%$. Аналогічно розраховують приведені амплітуди $\Delta U_{\text{ис}}^{\text{пр}}$, їх відносні величини $\Delta U_{\text{ис}}^{\text{відн}}$ і визначають пористість умовного опорного пласта свердловини 118 за даними свердловин 39 і 59, яка дорівнює відповідно $16,5$ і $14,7\%$. Середнє значення пористості за даними трьох визначень становить $15,1\%$.

Основною вимогою, яка забезпечує максимальну ефективність рекомендованої методики, є суворе виконання технічних умов підготовки

свердловин і проведення в них промислово-геофізичних досліджень. Крім цього:

а) відношення опору бурового розчину до опору пластової води повинно бути понад десять

$$\frac{\rho_c}{\rho_v} \geq 10;$$

б) зміна бурового розчину з відмінним від попереднього питомим опором допускається не менш ніж за 3–4 доби перед проведенням електричних робіт для унеможливлення впливу фільтрату попереднього бурового розчину;

в) після закінчення буріння свердловини або перед спуском колони при завершальних електрометричних роботах криві стандартного електрокаротажу, і зокрема кривої ПС, слід записувати по всьому відкритому стовбурі свердловини.

Додатки

Таблиця 1

**Вихідні дані для побудови залежності $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}} = f(K_{\text{п}})$
для продуктивних відкладів Внутрішньої (Бориславсько-Покутської)
зони Передкарпатського прогину**

Пло- ща	№№ св.	Інтервал, м	Вік	ΔU^{max} , мВ	$\Delta U_{\text{пс}}$, мВ	$\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відн}}$, мВ	Середня пористість пласта за керном, %
1	2	3	4	5	6	7	8
	27	2072,0-2075,0	P ₃ ml	48	48	1,0	17,5
		1765,0-1768,0	P ₃ ml		25	0,52	7,5
		1837,5-1840,0	P ₃ ml		9	0,19	3,5
		1981,5-1984,0	P ₃ ml		5	0,1	3,0
		2004,5-2010,0	P ₃ ml		34	0,71	12,5
		2024,5-2028,0	P ₃ ml		42	0,87	14,3
		2029,0-2031,5	P ₃ ml		38	0,80	13,8
		2142,0-2145,0	P ₃ ml		31	0,64	9,3
	39	2633,0-2641,0	P ₂ mv	90	90	1,0	18,0
		2467,0-2477,0	P ₂ vg		80	0,89	15,1
		2517,0-2532,0	P ₂ vg		81	0,90	15,7
		2557,0-2565,5	P ₂ vg		77	0,85	13,5
		2567,5-2589,0	P ₂ vg		80	0,59	14,2

Долина	56	2883,5–2886,0	P ₂ vg		115	0,88	13,9
		2902,0–2908,0	P ₂ vg	130	130	1,0	16,0
	59	2506,0–2524,0	P ₂ vg	44	44	1,0	-
		2620,5–2622,0	P ₂ mv		10	0,23	2,8
	106	2452,0–2454,0	P ₂ vg		83	0,85	14,1
		2462,5–2466,0	P ₂ vg		85	0,88	15,3
		2470,0–2472,5	P ₂ vg	97	97	1,0	17,0
		2487,0–2505,0	P ₂ vg		90	0,93	16,8
		2505,0–2526,0	P ₂ vg		86	0,89	16,2
	116	2303,0–2316,0	P ₂ vg		45	0,85	14,2
		2331,0–2335,0	P ₂ vg		44	0,83	14,1
		2338,0–2344,0	P ₂ vg		45	0,85	13,2
		2348,0–2352,0	P ₂ vg		40	0,75	11,5
		2356,0–2360,0	P ₂ vg	53	53	1,0	-
	118	2644,5–2650,0	P ₂ vg		82	0,91	14,9
		2677,0–2683,5	P ₂ vg	90	90	1,0	-
		2702,0–2705,5	P ₂ vg		83	0,92	14,2
	522	2543,0–2550,0	P ₂ vg		50	0,77	14,9
		2550,0–2557,0	P ₂ vg		45	0,69	14,1
		2558,0–2560,0	P ₂ vg		39	0,60	11,2
		2576,0–2581,0	P ₂ vg		51	0,78	14,1
		2581,0–2588,0	P ₂ vg		45	0,69	12,7
	522	2614,0–2627,0	P ₂ vg	65	65	1,0	-
Битків	305	1679,0–1682,0	P ₃ ml		31,5	0,51	7,0
		1710,0–1714,0	P ₃ ml		21,5	0,35	4,0
Битків	305	1931,5–1939,5	P ₃ ml	62	62	1,0	16,0
	385	1844,0–1854,0	P ₃ ml	33	33	1,0	18,3
Борислав	1600	1065,0–1082,0	P ₂ bs	112	112	1,0	20,2
		2270,0–2285,0	P ₂ bs		48	0,43	8,0
		2319,0–2324,0	P ₂ bs		49	0,44	8,0
Північна Долина	17	2847,0–2850,0	P ₂ vg	38,5	38,5	1,0	-
		2879,0–2882,0	P ₂ vg		32,0	0,83	14,7
		2887,0–2889,0	P ₂ vg		29,5	0,76	11,1
	24	2988,0–2998,0	P ₂ vg		48,0	0,85	11,1
		3000,0–3008,0	P ₂ vg	56	56	1,0	11,8
	9	3075,0–3122,0	P ₂ vg	52	52	1,0	14,0

Вихідні дані визначення пористості пластів, наведених в таблиці 3

Площа	№№ Св.	Інтервал залигання	Вік	Питомий опір, Ом·м			Пластова температура, t _с	Температурні поправки, α _t	$\frac{\rho_{\phi}}{\rho_c}$	$\frac{\rho_{\phi}}{\lg \rho_c}$	$\frac{\rho_{\phi}}{(\lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_c})^2}$	$\Delta U_{\text{гк}},$ МВ	K _п за сервом, %	
				Глиннистого розчину	Фільтрату	Пластової води								
Долина	27	2072,0-2075,0	P _{3ml}	0,8	0,66	0,028	57	1,16	23,6	1,37	1,88	48	17,5	
	39	2633,0-2641,0	P _{2mv}	2,2	1,83	0,02	73	1,22	91,6	1,96	3,84	90	18,0	
	56	2902,0-2908,0	P _{2vg}	4,0	3,32	0,016	81	1,25	207,5	2,32	5,38	130	16,0	
	59	2506,0-2524,0	P _{2vg}	1,3	1,08	0,021	70	1,20	51,4	1,71	2,92	44	9,7	
	106	2470,0-2472,5	P _{2vg}	2,2	1,82	0,021	68	1,18	86,7	1,94	3,76	97	17,0	
	116	2356,0-2360,0	P _{2vg}	1,0	0,83	0,023	65	1,17	36,1	1,56	2,43	53	16,0	
	118	2676,5-2687,0	P _{2vg}	2,6	2,16	0,02	74	1,22	108	2,03	4,12	90	16,0	
	522	2615,0-2627,0	P _{2vg}	0,7	0,58	0,02	73	1,22	29	1,46	2,13	65	20,5	
	1600	1065,0-1082,0	P _{2bs}	4,0	3,32	0,028	34	1,07	118,6	2,07	4,28	112	20,2	
	Битків слав	305	1931,5-1939,5	P _{3ml}	1,3	1,08	0,028	54	1,14	38,6	1,59	2,53	62	16,0
		385	1844,0-1854,0	P _{3ml}	0,5	0,41	0,029	52	1,13	14,6	1,16	1,34	33	18,3

Таблиця 3

Результати визначення пористості пластів за даними $\Delta U_{\text{лс}}^{\text{відн}}$, одержаних з використанням формул (5), і розрахунок відносних похибок окремих визначень

№ Св.	Параметри	27-Долина	39-Долина	56-Долина	59-Долина	106-Долина	116-Долина	118-Долина	522-Долина	1600-Ворислав	305-Витків	385-Витків	
27	α_2/α_1		1,05	1,07	1,03	1,01	1,00	1,05	1,05	0,92	0,99	0,98	
	C^*		2,04	2,86	1,55	2,0	2,0	1,29	2,19	2,28	1,34	0,71	
	$\Delta U_{\text{лс}}^{\text{пр}}, \text{мВ}$		103	146	76	96	96	62	110	101	63	33	
	$\Delta U_{\text{лс}}^{\text{пр}}/\Delta U_{\text{лс}}$		1,15	1,12	1,72	0,99	1,75	1,17	1,22	0,88	1,02	1,00	
	$K_{\text{п}}, \%$	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	
	$K_{\text{лс}}, \%$		20,8	18,0	17,6	16,8	18,9	19,7	17,5	17,5	18,0	16,4	18,3
	$\delta_{\text{відн}}, \%$		-18,8	-2,8	-0,5	+4,0	-8,0	-12,5	0,0	-2,8	+6,3	-4,6	
	α_2/α_1	0,95		1,02	0,98	0,97	0,96	0,96	1,0	1,0	0,88	0,94	0,98
	C^*	0,49		1,4	0,76	0,98	0,98	0,63	1,03	0,56	1,11	0,66	0,35
	39	$\Delta U_{\text{лс}}^{\text{пр}}, \text{мВ}$	42,0	129	67	86	86	55	97	50	88	50	30
$\Delta U_{\text{лс}}^{\text{пр}}/\Delta U_{\text{лс}}$		0,89	0,99	1,52	0,89	1,04	1,08	1,08	0,77	0,79	0,91	0,91	
$K_{\text{п}}, \%$		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
$K_{\text{лс}}, \%$			15,5	15,9	15,6	15,0	16,8	17,5	15,5	15,7	14,6	16,3	
$\delta_{\text{відн}}, \%$		+13,9		+11,7	+13,5	+16,7	+6,6	+2,7	+13,9	+12,7	+18,9	+9,4	
α_2/α_1		0,98			0,96	0,94	0,94	0,97	0,98	0,86	0,91	0,90	
C^*		0,35		0,71	0,54	0,70	0,45	0,77	0,39	0,79	0,47	0,25	
$\Delta U_{\text{лс}}^{\text{пр}}, \text{мВ}$		43	90	67	86	86	54	97	50	89	56	29	
$\Delta U_{\text{лс}}^{\text{пр}}/\Delta U_{\text{лс}}$		0,9	1,0	1,52	0,89	1,02	1,08	0,77	0,8	0,77	0,9	0,88	

1600	α_{12}/α_{11}	1,07	1,14	1,17	1,12	1,10	1,09	1,13	1,14	-	1,06	1,05
	C	0,44	0,90	1,25	0,68	0,88	0,57	0,96	0,5	-	0,59	0,31
	$\Delta U_{nc}^{np}, MB$	52	114	163	85	107	69	123	64	-	70	37
	$\Delta U_{nc}^{np}/\Delta U_{nc}$	1,08	1,27	1,25	1,93	1,1	1,3	1,36	0,98	-	1,13	1,12
	$K_n^*, \%$	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
	$K_{nc}^{nc}, \%$	19,0	23,0	20,2	20,1	18,9	21,2	22,2	19,9	-	18,5	20,4
	$\delta_{вднр}, \%$	+5,9	-13,8	0,0	+0,5	+6,4	+5,0	+9,9	+1,4	-	+8,4	-1,0
305	α_{12}/α_{11}	1,02	1,07	1,09	1,05	1,03	1,02	1,08	1,07	0,94	-	0,99
	C*	0,74	1,52	2,13	1,15	1,49	0,92	1,62	0,84	1,69	-	0,53
	$\Delta U_{nc}^{np}, MB$	47	100	144	74	95	58	109	55	99	-	33
	$\Delta U_{nc}^{np}/\Delta U_{nc}$	0,98	1,11	1,11	1,70	0,98	1,09	1,21	0,84	0,88	-	1,0
	$K_n^*, \%$	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
	$K_{nc}^{nc}, \%$	17,2	20,0	18,0	17,5	16,6	17,5	19,5	16,6	17,6	-	18,3
	$\delta_{вднр}, \%$	-7,5	-25,0	-12,5	-9,3	-3,7	-9,3	-21,9	-3,7	-10,0	-	14,4
385	α_{12}/α_{11}	1,03	1,08	1,11	1,06	1,04	1,03	1,09	1,08	0,95	1,01	-
	C*	1,4	2,86	4,02	2,18	2,8	1,81	3,08	1,59	3,2	1,89	-
	$\Delta U_{nc}^{np}, MB$	48	102	150	76	97	62	111	56	101	63	-
	$\Delta U_{nc}^{np}/\Delta U_{nc}$	1,0	1,13	1,15	1,73	1,0	1,17	1,23	0,86	0,90	1,02	-
	$K_n^*, \%$	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
	$K_{nc}^{nc}, \%$	17,5	20,4	18,5	18,0	17,0	18,9	19,8	17,2	18,0	16,4	-
	$\delta_{вднр}, \%$	+4,3	-11,5	-1,1	+1,6	+7,0	-3,3	-8,2	+6,0	+1,6	+10,4	-

$$\text{Примітка: } C = \frac{\left(\lg \frac{\rho_{\phi 2}}{\rho_{e 2}} \right)^2}{\left(\lg \frac{\rho_{\phi 1}}{\rho_{e 1}} \right)^2}; \delta_{\text{вдн}} = \pm 7,15\%.$$

K_n^* — пористість умовних опорних пластів, визначена за даними керн і ГДС.

Література:

1. М. М. Альпин, С. М. Шейнман, Некоторые расчеты по спонтанной поляризации. Бюллетень нефтяной геофизики. Выпуск III ОНТИ, 1936.
2. Б. Ю. Вендельштейн. О природе диффузионно-адсорбционных потенциалов. В сб.: «Прикладная геофизика». Вып. 26, Гостоптехиздат, 1960.
3. Н. В. Вилков. Опыт определения пористости пластов по параметру ПС. «Геология нефти», № 12, 1958.
4. В. Н. Дахнов. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Гостоптехиздат, 1955.
5. В. Н. Дахнов. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1959.
6. В. Н. Дахнов, Л. П. Долина. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. Гостоптехиздат, 1959.
7. Л. П. Долина. Определение пористости и нефтенасыщенности по геофизическим данным и опыт использования их для подсчета запасов нефти. В сб. «Вопросы нефтепромысловой геологии». Труды ВНИШ, вып. XX. Гостоптехиздат, 1959.
8. С. Г. Комаров, З. И. Кейвсар, З. К. Козина, Г. И. Скобликова, И. Г. Гузанова. Определение пористости по ПС. В сб.: «Прикладная геофизика». Вып. 25, Гостоптехиздат, 1960.
9. А. И. Кринари. Опыт определения пористости горных пород, по каротажным диаграммам. «Нефтяное хозяйство», № 12, 1954.
10. Г. С. Морозов. Методы изучения коллекторских свойств девонских песчаников по данным электрического каротажа. Уч. Зап. Казанского гос. ун-та. Геология, т. 114, кн. 7, 1954.
11. А. М. Нечай. Определение литологических свойств горных пород по результатам геофизических исследований в скважинах. В сб.: «Прикладная геофизика». Вып. 11, Гостоптехиздат, 1954.
12. А. М. Нечай. Методика интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований, скважин нефтяных месторождений Затеречной равнины. Ч. П. Фоды ВНИИ геофизики, 1956.
13. М. Ш. Перников. Временная инструкция определения пористости по данным ПС. Фонды треста «Башнефтегеофизика», 1957.
14. М. Ш. Перников. Определение пористости терригенных отложений разрезов Башкирии по диаграммам ПС. В сб.: «Прикладная геофизика». Вып. 17, Гостоптехиздат, 1957.
15. С. А. Султанов. О методике измерения коллекторских свойств песчано-глинистых отложений девона. «Новости нефтяной техники», сер. геологич., вып. 3, 1957.
16. Д. А. Шапиро. Некоторые вопросы теории диффузивно-адсорбционных (мембранных) потенциалов в буровых скважинах. В сб.: «Прикладная геофизика». Вып. 19, Гостоптехиздат, 1958.
17. Д. А. Шапиро, П. А. Пискунов. Временная инструкция по определению пористости пластов терригенных отложений девона по диаграммам ПС. Фонды треста «Татнефтегеофизика», Бугульма, 1957.

Розділ 2. Колектори та їхні властивості Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину

2.1. Статистичні зв'язки фізико-мінералогічних параметрів і ємнісних властивостей колекторів верхньобаденських відкладів

Наведено зв'язки між пористістю і геофізичними параметрами (ΔU , ΔI_r , σ , P_n) для відкладів верхнього бадена газоносної площі Богородчани. Запропоновано залежності природної радіоактивності від глинистості. Встановлена залежність пористості від карбонатності з урахуванням проникності дозволяє проводити класифікацію колекторів. Іл. 3. Бібл. 4.

Статтю опубліковано в міжвідомчому республіканському науково-технічному збірнику «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», Изд-во Львов. университета, вып. 8, 1971, с. 28–31.

Співавтори: В. Я. Бардовський, В. П. Степанюк.

Ключові слова: пористість, проникність, мінералогічна густина, параметр пористості, відносна амплітуда ПС, подвійний різницевий параметр, карбонатність.

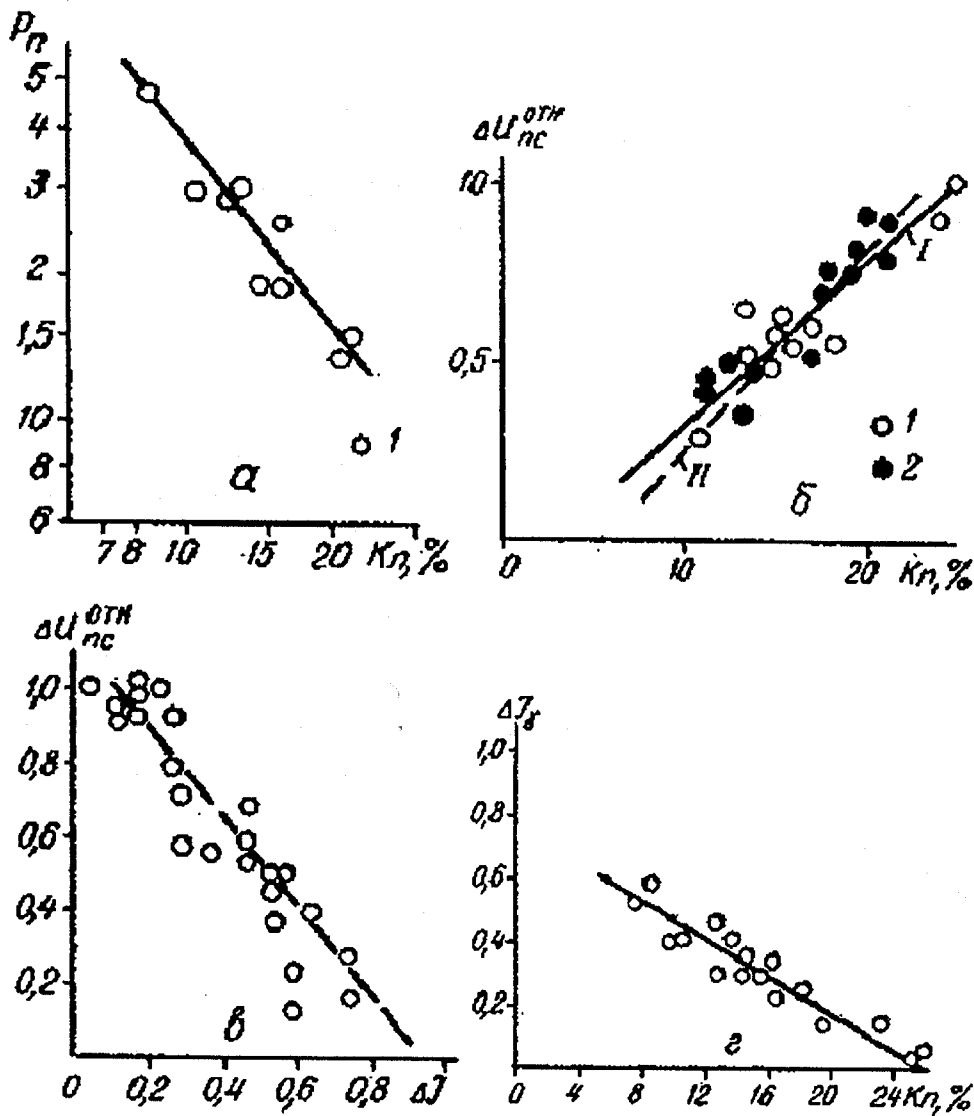
Верхньотортонські (верхньобаденські) відклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину представлено пісковиками і піщано-глинистими відкладами. Колекторами газу є слабо- і середньозцементовані пісковики, які залягають у вигляді однорідних потужних пластів (5–30 м), або малої товщини пісковики і алевроліти, які часто чергуються з прошарками вапнистих глин.

У цій статті наведено статистичні зв'язки геофізичних параметрів, фізичних і ємнісних властивостей цих відкладів на прикладі газового родовища Богородчани.

Пористість піщано-алевролітових різновидів за даними досліджень керна становить 2–28,5%, проникність – $(0,01-491,6) \cdot 10^{-3}$ мкм². Густина для цих порід змінюється в межах $(1,9-2,6) \cdot 10^3$ кг/м³. Склад цементу – глинистий з домішкою карбонатної речовини.

Для використання даних БКЗ, щоб визначити пористість, побудовано графік залежності $P_{II} = f(K_{II})$ (рис.1, а). Значення коефіцієнта пористості взято за даними аналізу керна, а параметр пористості визначали як відношення $\frac{\rho_{зп}}{\rho_{\phi} \cdot q}$ і ρ_{II}/ρ_{ϕ} для водоносних пластів і $\rho_{зп}/\rho_{\phi}$ — для газоносних.

Як видно з графіка, для водоносних пластів коефіцієнт кореляції $r = -0,95$ і вказує на досить тісний зв'язок. Для газоносних пластів тісної залежності $\rho_{зп}/\rho_{\phi} = f(K_{II})$ не встановлено, і це обумовлено, мабуть,



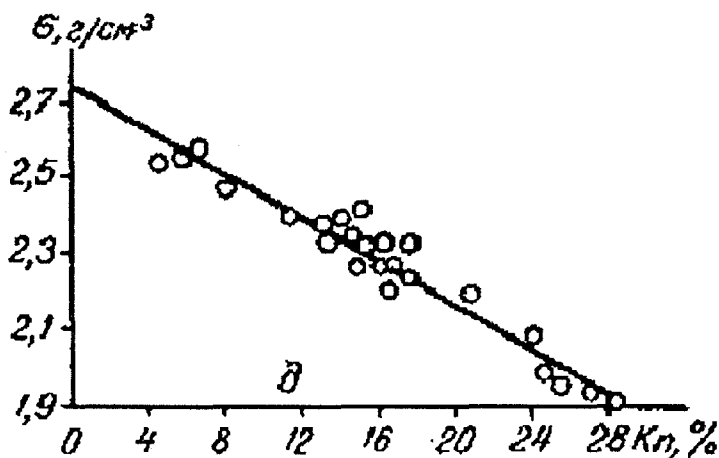


Рис. 1. Графіки залежностей фізико-мінералогічних параметрів і колекторських властивостей порід верхньотортонських відкладів.

а – $P_{II} = \frac{0,73}{K_{II}^{1,29}}$; $r=0,95 \pm 0,04$; б – I. $\Delta U_{nc}^{відн} = 0,046 \cdot K_{II} - 0,135$; II. $K_{II} = 17,27$

$\Delta U_{nc}^{відн} + 5,56$; $r=0,89 \pm 0,04$; в – $\Delta U_{nc}^{відн} = -1,22 \Delta I_{\gamma} + 1,15$; $r=0,91 \pm 0,05$;
 $r - K_{II} = -33,9 \cdot \Delta I_{\gamma} + 26$; $r=0,95 \pm 0,03$; д – $\delta = -0,029 K_{II} + 2,74$; $r=0,97 \pm 0,01$;

1 – усереднені величини відкритої пористості за керном;

2 – значення пористості за даними БКЗ (бокового каротажного зондування)

неоднаковим значенням залишкової газонасиченості в зоні проникнення, що не піддається обліку.

Параметр ΔU_{nc} меншою мірою залежить від залишкової газонасиченості в зоні проникнення, що підтверджується встановленою залежністю $\Delta U_{nc}^{відн} = f(K_{II})$ (рис.1, б). Графік побудовано за методикою УкрДГРІ [1]. Коефіцієнт пористості визначають таким співвідношенням:

$$K_{II} = 17,27 K \cdot \Delta U_{nc}^{відн} + 5,56, \quad r=0,89 \pm 0,04,$$

де $K = \frac{K_{II}^{on}}{22,83}$; коефіцієнт 22,83 – значення K_{II} при $\Delta U_{nc}^{відн} = 1$; K_{II}^{on}

– величина пористості опорного пласта.

Як видно з рисунка (1, б), для газоносних пластів залежність $\Delta U_{nc}^{відн} = f(K_{II})$ доволі тісна ($r=0,89$), що дозволяє використовувати її для кількісних розрахунків величин пористості.

При зіставленні діаграм ГК і ПС на цьому родовищі спостерігається чітка відповідність аномалій природної радіоактивності і самочинної поляризації – підвищеним значенням амплітуд ПС відповідають підвищення гама-активності. Графік залежності $\Delta U_{nc}^{відн} = f(\Delta I_{\gamma})$ (рис.1, в)

підтверджує тісний зв'язок цих параметрів ($\gamma = -0,91$). Очевидно, вияв такої закономірності обумовлює вплив спільного фактора — глинистості.

На рис. 1, г наведено графік залежності природної радіоактивності і пористості. Коефіцієнти пористості визначали за даними аналізу керна, а параметр природної радіоактивності визначено способом двох опорних пластів:

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma, n} - I_{\gamma, \min}}{I_{\gamma, \max} - I_{\gamma, \min}}$$

де $I_{\gamma, \text{пл.}}$ — покази навпроти досліджуваного пласта, $I_{\gamma, \max}$, $I_{\gamma, \min}$ — покази відповідно навпроти опорного горизонту глин і опорного горизонту пісковиків з мінімальним вмістом глинистого матеріалу. З порівняння зв'язків $\Delta I_{\gamma} = f(K_n)$ і $\Delta U_{\text{nc}}^{\text{відн}} = f(K_n)$ випливає, що ці залежності рівнозначні. На величину реєструвального значення природної радіоактивності в основному впливає об'ємний вміст глинистості. Такі фактори, як густина і мінералізація бурового розчину, конструкція свердловин, зміна чутливості апаратури при побудові кореляційних залежностей, вилучають. Впливом товщини пласта (при $h > 1\text{ м}$) можна знехтувати при відповідній методиці дослідження.

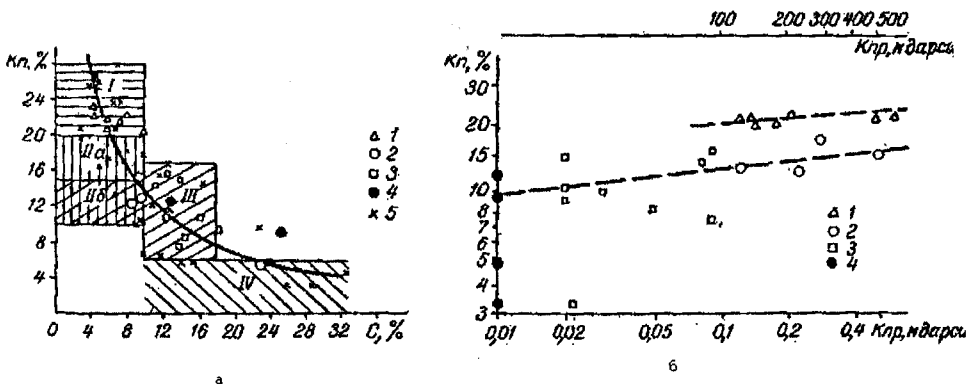


Рис. 2. Графіки залежностей пористості від карбонатності (а) і пористості від проникності (б):

1 — проникність понад 100 м дарсі; 2 — проникність 0,1–1 м дарсі;
3 — проникність 0,01–0,1 м дарсі; 4 — проникність менше 0,1 м дарсі;

5 — вимірювання проникності не проводили;

I — $K_n > 20\%$; $K_{\text{пр}} > 100$ м дарсі; $C < 10\%$; IIa — $K_n = 15–20\%$; $K_{\text{пр}} = 1–100$ м дарсі;
 $C < 10\%$; IIб — $K_n = 10–15\%$; $K_{\text{пр}} = 0,1–1$ м дарсі; $C = 10–18\%$; III — $K_n = 6–17\%$;
 $K_{\text{пр}} = 0,01–0,1$ м дарсі; $C = 10–18\%$; IV — (неколектори): $K_n = 6\%$; $K_{\text{пр}} = 0,01$ м дарсі;
 $C = 14\%$

На величину ПС впливає значно більше факторів: товщина пласта, питомий опір пласта, зони проникнення і вміщувальних порід, зміна співвідношень мінералізації фільтрату і пластових вод, температура, глибина зони проникнення. Ряд цих факторів враховують іноді з великою похибкою або зовсім не враховують через відсутність необхідних даних.

Отже, для цього району спосіб визначення пористості з використанням природної радіоактивності має явну перевагу порівняно з методом ПС.

Слід зауважити, що залежність $\Delta I_{\gamma} = f(K_{\text{п}})$ встановлено для колекторів-пісковиків з глинистим цементом зі значним вмістом карбонатної речовини (до 32%). Незначний вплив карбонатності на залежності $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відл}} = f(K_{\text{п}})$, $\Delta I_{\gamma} = f(K_{\text{п}})$ пояснюється, очевидно, тим, що вміст карбонатної речовини в одиниці об'єму глин, що заповнює пори, витримується сталим. Це знаходить свій відбиток на графіку зв'язку карбонатності з пористістю (рис. 2, а). Тут пористість залежить і від карбонатності. Як видно з рис. 2, а, характер залежності $K_{\text{п}}$ і карбонатності криволінійний, але в інтервалі пористості від 7–8% і більше криву може апроксимувати пряма.

На графік залежності $C = f(K_{\text{п}})$ нанесено значення проникності для відповідних проб, унаслідок чого виокремилися ділянки з певними значеннями пористості і проникності, з одного боку, і карбонатності — з другого. Колектори з карбонатністю, меншою від 10–11%, належать до середньо- і високопроникних (0,1–491,6 м дарсі) з інтервалом пористості 10–28,5%. Колектори, для яких карбонатність становить 11–18%, малопроникні ($K_{\text{пр}} = 0,01–0,1$ м Дарсі), з пористістю 6–16%. Якщо карбонатність більша за 18%, породи практично непроникні ($K_{\text{пр}} < 0,01$ м дарсі).

На рис. 3 представлено залежність між відкритою і абсолютною пористістю. Лінія регресії пролягає приблизно під кутом 45°. Свідчить це, очевидно, про те, що тип цементації контактний, за якого зв'язок цементу з уламковим матеріалом дуже слабкий. Цей висновок підтверджується низьким структурним коефіцієнтом $m = 1,29$ в залежності $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ (рис. 1, а). Встановлену залежність між відкритою і абсолютною пористістю можна використати для визначення відкритої пористості за даними акустичного і радіоактивного каротажу.

Для досліджуваних колекторів спостерігається досить тісний зв'язок між відкритою пористістю і проникністю (рис. 2, б). Враховуючи кореляційну залежність пористості з геофізичними параметрами, з одного боку, пористістю і проникністю — з другого, рекомендується використовувати геофізичні методи для визначення проникності.

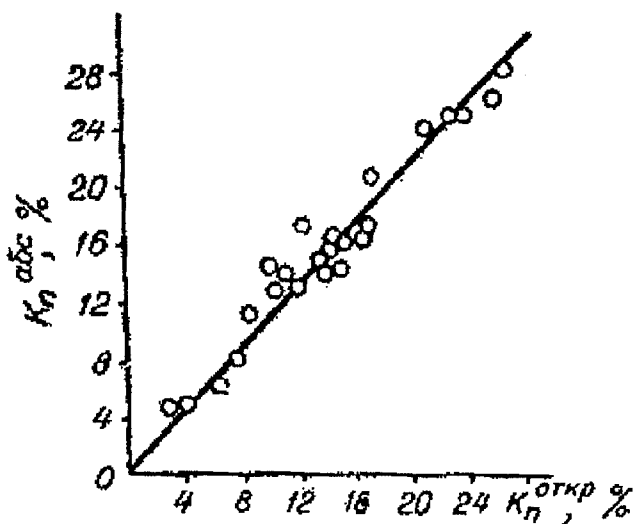


Рис. 3. Графік залежності відкритої і абсолютної пористості

Для верхньоторгонських відкладів цієї площі спостерігається тісний зв'язок між пористістю і густиною колекторів, який описується рівнянням регресії:

$$\sigma_{п} = -0,029K_{п} + 2,74, \quad r = 0,97 \pm 0,01.$$

Діапазон зміни густини $(1,9 - 2,6) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ відповідає змінам пористості від 4 до 26%. При зміні пористості на 1% густина колектора змінюється на $0,03 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Якщо вважати, що дозвільна здатність гамма-гамма-каротажу густинного становить $0,01 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ [2, 3], то з урахуванням указаної диференціації за густиною можна очікувати високої ефективності ГГК-Г для визначення абсолютної пористості.

Література:

1. Методическое руководство по определению пористости теригенных отложений по данным измерений потенциалов собственной поляризации. УкрНИГРИ, Львов, 1966.
2. Арцыбашев В. А., Иванюкович Г. А. Абсолютные определения плотности пород и руд в скважинах алмазного бурения по данным ГГК. «Разведочная геофизика», №28, : Недра, 1968.
3. Арцыбашев В. А., Иванюкович Г. А. Зонды плотностного ГГК и контрольно-калибровочные устройства к ним. «Геофизическая аппаратура», №37, Недра, 1968.
4. Долин А. М. Математическая статистика в технике. «Советская наука», 1958.

2.2. Особливості визначення підрахункових параметрів колекторів Богородчанського газового родовища

Наведено літолого-геофізичні особливості розрізу верхньобаденських відкладів, фізичні і колекторські властивості пісковиків і алевролітів. Розглянено коротку характеристику способу визначення підрахункових параметрів ($h_{\text{эф}}$, K_n , K_c) неоднорідних тонкошаруватих піщано-глинистих порід. Табл. 1. Бібл. 5.

Статтю опубліковано в збірнику «Геофизические исследования на Украине». Київ, 1972 р., с. 180–184.

Співавтори: В. В. Кузьменко, М. В. Николик, С. Я. Білик.

Ключові слова: прошарки пісковиків, анізотропна товщина, об'ємна глинистість, ефективна товщина, подвійний різницевий параметр, фіктивний коефіцієнт газонасиченості.

Богородчанське газове родовище приурочено до відкладів косівської світи верхньотортонського (верхньобаденського) під'ярусу зовнішньої зони Передкарпатського крайового прогину, який залягає безпосередньо під насунутим комплексом стебницьких відкладів. Колекторами газу на родовищі є пласти і прошарки пісковиків і алевролітів, нерівномірно поширених серед аргілітів, які становлять основну частину розрізу. Розріз свердловин у газonosній частині складається з окремих значної товщини (2–10 м) піщаних пластів і пропластків незначної товщини (20–40 см), які чергуються між собою.

Промислово-геофізична характеристика відкладів у газonosній частині розрізу також є неоднаковою – у верхній частині розрізу більшості свердловин виділяється пачка відносно малоглинистих пісковиків з підвищеними питомими опорами ($\rho_n = 5 \div 35 \text{ Ом} \cdot \text{м}$), а в нижній частині залягає товща прошарків пісковиків і глин (анізотропна товща) з пониженими опорами ($\rho_n = 1,2 \div 4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Іноді анізотропні газonosні пачки за даними електрометрії (ПО, ІК) володіють нижчим опором, ніж опір умішувальних однорідних глин, які розташовані за межами піщано-глинистих пачок.

При бурінні свердловин із верхньотортонських відкладів відібрано зразки керна, на яких у лабораторних умовах вивчали колекторські властивості. Вивчено всього 66 зразків, з яких 19 припадає безпосередньо на газonosну частину. Їхня пористість становить 7,6–26,4%, проникність – від сотих часток до 580 мД. Середньоарифметичне значення усереднених по свердловинах величин пористості в продуктивній частині становить 16,4%.

При обробці кернавого матеріалу і промислово-геофізичних даних встановлено залежності зв'язку геофізичних параметрів з колекторськими властивостями порід, які дозволили визначати величини пористості за даними геофізичних досліджень свердловин.

Внаслідок аналізу промислово-геофізичних досліджень і кернавого матеріалу встановлено, що в газоносній частині розрізу всім піщанистим різновидностям відповідають підвищений опір на діаграмах мікрозондів, зменшення (або мінімальні значення) діаметра свердловини понижене значення природної радіоактивності і підвищення значень вторинної гама-активності. На кривій ПС навпроти колекторів спостерігається наявність від'ємних аномалій. Амплітуда ПС — пропорційна піщанистості розрізу.

Виділення пластів-колекторів значної товщини і визначення їх меж не викликають ніяких труднощів. Значно важче виділити піщанисті перевірки в анізотропних пачках. Для цього автори використовували діаграми мікрозондів у комплексі з іншими методами [5]. Для контролю товщин піщанистих різновидностей у пачках застосовувались методи ПС і ГК, які дозволяють проводити оцінку коефіцієнта об'ємної глинистості $C_{гн}$. Ефективну товщину пачки визначали за формулою

$$h_{ef} = (1 - C_{гн}) H_{заг},$$

де $H_{заг}$ — загальна товщина пачки, включаючи і глинисті прошарки.

Глинистість по кривій ПС визначали за методом, викладеним у праці [2], з використанням формули

$$C_{гн} = \frac{H_{заг} - \frac{S}{E_s}}{H_{заг}}$$

де S — площа, розташована між лінією глин і амплітудою кривою ПС; E_s — статична величина амплітуди ПС.

За методом гама-каротажу глинистість визначали за параметрами ΔI_γ . А що на величину реєструвального значення природної радіоактивності в основному впливає об'ємний вміст глинистості [4], то ΔI_γ прирівнювали до величини об'ємної глинистості анізотропної пачки,

тобто $\Delta I_\gamma = C_{гн}$. Параметр $\Delta I_\gamma = \frac{I_{\gamma.p} - I_{\gamma.n}}{I_{\gamma.гн} - I_{\gamma.n}}$ (де $I_{\gamma.p}$ — покази гамма-активності навпроти досліджуваного пласта; $I_{\gamma.гн}$, $I_{\gamma.n}$ — покази відповідно навпроти опорного горизонту глин і горизонту пісковиків з мінімальним вмістом глинистого матеріалу, але максимальною пористістю).

Аналіз результатів визначень глинистості за методом ГК і ПС дозволяє зробити висновок про перевагу кривої природної радіоактивності, оскільки на запис ГК меншою мірою виявляється вплив товщини пропластків і особливо відсутній вплив зміни мінералізації розчину і пластових вод за розрізом. В основу розрахунків глинистості, а звідси і піщанистості, покладено усереднені коефіцієнти глинистості, визначені за даними мікрокаротажу, гама-каротажу і методу ПС:

$$C_{\text{гл}} = \frac{C_{\text{ст}}^{\text{МК}} + C_{\text{ст}}^{\text{ГК}} + C_{\text{ст}}^{\text{ПС}}}{3}$$

За відсутності замірів мікрокаротажу ефективну товщину визначали за даними ГК і ПС у комплексі з кавернометрією і боковим каротажем.

Внаслідок глибокого проникнення фільтрату в пласт, а в багатьох випадках відсутності зони проникнення в газоносній частині розрізу використання методу опору для визначення коефіцієнтів пористості пластів недоцільне.

Пористість за даними методу опорів визначали тільки для колекторів у законтурній частині розрізу. Для цього застосовували залежність $P_{\text{п}} = 0,73 \cdot K_{\text{п}}^{-1,29}$, одержану за даними пористості ядра і відносного опору, який визначали за даними $\rho_{\text{зп}}$ і $\rho_{\text{пв}}$. Коефіцієнт за перемішування фільтрату з пластовою водою в зоні проникнення обчислювали за формулою

$$q = \frac{1}{1 - z + z \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}}, \text{ де } z = 0,05.$$

Визначення пористості в газоносній частині розрізу проводили за методом ПС з використанням графіка залежності $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відп}} = f(K_{\text{п}})$, аналітичний вираз якої

$$K_{\text{п}} = 19,7\alpha \Delta U_{\text{пс}}^{\text{відп}} + 4,74,$$

де $\alpha = \frac{K_{\text{п}}^{\text{он}}}{24,44}$, коефіцієнт 24,44 – значення $K_{\text{п}}^{\text{он}}$ при $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{відп}} = 1$ для свердловини з максимальною пористістю; $K_{\text{п}}^{\text{он}}$ – величини пористості опорного пласта у кожній свердловині [3].

Для приведення спостережних величин $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{x}}$ до статичних значень $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{?}}$ обчислювали поправні коефіцієнти за палетками, наведеними в праці [1]. Враховуючи неоднорідність пластів і різну товщину піщаних проверстків, кінцеву амплітуду $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{?}}$ визначали як середньозважувальне відхилення від лінії глин.

На цій площі зроблено спробу використати природну радіоактивність порід для визначення пористості. Для цього встановлено залежність $\Delta I_\gamma = f(K_n)$, аналітичний вираз якої такий:

$$K_n = -33,9 \Delta I_\gamma + 26,0, \quad r = -0,95.$$

У таблиці наведено порівняльну оцінку пористості за методом ПС і ГК у св. № 4 Богородчанської площі.

Інтервал пачки, м	$I_{\gamma,р.}$ мкР/год	ΔI_γ	$K_n^{ГК}$, %	$K_n^{ПС}$, %	$\Delta\delta = \frac{\Delta K_n}{K_n^{ПС}} \cdot 100\%$
1213,2-1217,6	6,0	0,35	14,0	12,2	+14,8
1222,0-1230,0	6,2	0,38	13,0	12,8	+1,5
1231,0-1233,2	5,5	0,28	16,4	11,6	+41,1
1240,6-1243,6	7,2	0,55	7,4	10,0	-26,0
1243,6-1246,4	7,2	0,55	7,4	10,2	-27,0
1249,6-1252,2	6,8	0,47	10,0	11,2	-10,7
1253,4-1254,8	6,4	0,42	11,8	10,0	+18,0
1258,8-1260,0	6,8	0,48	9,8	10,0	-2,0
1272,6-1276,0	6,3	0,40	12,4	9,0	+38,0
1276,0-1283,6	5,8	0,32	15,0	14,5	+3,4

Як видно з таблиці, для більшості піщаних пачок спостерігається досить добра збіжність величин пористості, визначених за даними ГК, ПС, що дозволяє використовувати дані природної радіоактивності для визначення пористості пісковиків в анізотропних пачках.

Враховуючи неоднорідність колекторів продуктивного горизонту, визначення коефіцієнтів газонасиченості проводили двома способами.

Для пачки чистих пісковиків параметр насичення визначали загальноприйнятим способом з використанням залежності $P_n = K_n^{-2}$. Питомі опори пластових вод при температурі пласта для глибин 1000–1800 м брали рівними 0,042–0,028 Ом·м. Середньозважені величини коефіцієнтів газонасиченості для пластів перебувають у межах 70–85% при пористості 14,2–24,7%.

Для анізотропної пачки визначення коефіцієнта чистих піщаних прошарків проводили за формулою

$$K_r = \frac{H_{зас} \cdot K_{r,ф}}{h_{эф}}$$

де $K_{r,ф}$ – фіктивний коефіцієнт газонасиченості для всієї пачки, який визначають за цією ж залежністю $P_{гг} = K_{гг}^{-2}$. Питомі опори $\rho_{гг}$ і $\rho_{гг,ф}$ пачки визначають за даними БКЗ відповідно в газоносній і в законтурній частинах розрізу.

Наприклад, для пласта в інтервалі 1140–1143,6 м (св. №9 Богородчанської площі) $K_{r,ф} = 0,51$. Коефіцієнт чистих піщанистих прошарків

$$K_r = \frac{H_{зав} \cdot K_{гг,ф}}{h_{гг,ф}} = \frac{3,6 \cdot 0,51}{2,2} \approx 0,83$$
 Зіставляючи одержане значення

коефіцієнта газонасиченості із середньозваженою за завтовшки величиною $K_r = 0,85$ однорідної піщанистої пачки тієї ж свердловини, одержимо доволі добру збіжність величин коефіцієнтів газонасиченості.

Коефіцієнт газонасиченості анізотропної пачки, визначений за методикою, описаною в праці [1], становить 0,68. Розбіжність між величиною $K_r = 0,68$ і розрахунковим значенням $K_r = 0,83$ можна пояснити похибкою, яка виникає через неточне визначення опорів глин у пачці. Як правило, за даними БКЗ одержуємо завищені значення опорів глинистих прошарків малої товщини, що призводить до одержання занижених значень K_r . При випробуванні анізотропних пачок із них одержано промислові припливи газу, які підтверджують високий ступінь насиченості піщанистих прошарків в анізотропній товщі.

Отже, коефіцієнти газонасиченості піщанистих прошарків анізотропних пачок доцільніше знаходити розрахунковим способом. Ефективну товщину пачки слід визначити за даними мікрокаротажу, методів ГҚ і ПС.

Література:

1. Вендельштейн Б. Ю. Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.

2. Дахнов В. И. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Гостоптехиздат, 1962.

3. Дубинюк П. Ф. и др. Определение пористости коллекторов-песчаников нефтяных месторождений Предкарпатья по данным метода СП. – В сб. – «Нефтяная и газовая промышленность», Вып. 4 Киев, 1966.

4. Каменев С. П. К оценке пористости песчаных коллекторов по данным каротажа. – В сб.: «Прикладная геофизика», Вып. 53 М.: 1968.

5. Кравчук М. С. Определение эффективных мощностей в тонкочередующихся пластах (по данным электрического каротажа). – В сб.: «Нефтяная геология и геофизика», Вып. 1, 1963.

2.3. Особливості газоносних неогенових порід Летнянського родовища

Описано літолого-петрофізичні особливості порід-колекторів Летнянського газового родовища. Запропоновано класифікаційну характеристику порід-колекторів гельветських (карпатієвих) відкладів. Наведено результати гамма-спектрометрії продуктивних сармато-карпатієвих відкладів, дано пояснення підвищеної радіоактивності сармато-карпатієвих пісковиків. Іл. 1.

Статтю опубліковано в науково-виробничому збірнику «Нефтяная и газовая промышленность», Київ, №4, 1990, с. 8–9.

Співавтори: Н. Х. Білоус, Д. Д. Федоришин

Ключові слова: гамма-спектрометрія, рентгено-структурний аналіз, ртутна порометрія, радіоактивні елементи.

Зміна платформних і субгеосинклінальних умов осадконакопичення на крайовій приплатформній ділянці Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину обумовлює складність літолого-фаціальних і палеогеографічних умов формування порід, що ускладнює виділення і розвідування газоносних колекторів. Це зумовило потребу проведення детального вивчення порід Летнянського родовища літолого-петрофізичними і ядерно-фізичними методами для виявлення їх специфічних ознак, які б дозволили виділяти горизонти колекторів серед вміщувальних порід.

Досліджено 133 зразки гірських порід із сарматських і гельветських відкладів зазначеної площі. На 30-ти зразках із продуктивної товщі проведено літолого-петрографічні, рентгено-структурні, гамма-спектрометричні дослідження і заміри пористості ртутною порометрією.

У районі родовища кайнозойські і неогенові товщі неузгоджено залягають на зеленувато-сірих філітах з прошарками суцільних кварцових пісковиків, які відносяться до рифейського фундаменту платформи. Газоносні горизонти родовища залягають у гельветських і нижньосарматських відкладах.

У нижньосарматських відкладах (дашавська світа) виявлено 17 досить потужних піщанистих горизонтів серед зеленувато-сірих алевритоглинистих порід, які характеризуються ритмічним заляганням. Кожний ритм переважно починається глинистим прошарком, вище за розрізом глини і аргіліти збагачуються піском (при обмілінні басейну), переходять у горизонти пісковиків, які у свою чергу різко перекриваються глинами нового ритму. У верхньодашавській підсвіті до них приєднуються горизонти

туфів і туфітів, які з'являються при опусканні фундаменту прогину, що супроводжується процесами вулканізму.

У гельветських відкладах специфіка порід менше вивчена, а геофізична характеристика неоднозначна (див. рисунок), а тому нижче ми наводимо літологічну класифікацію і деякі характерні властивості піщанистих порід, які становлять розріз свердловин 5 і 9-Летнянські.

Пісковики:

гравійні з цементом (1587–1588 м, св. 5-Летнянська) хлористоглинистим і хлористокальцитовим (лагунні);

різнозернисті з хлористо-глинистим цементом;

середньозернисті з глауконіто-глинистим і кальцитовим цементом (1593 м, св. 5 –Летнянська);

дрібнозернисті з цементом (1590–1592 м, св. 5 – Летнянська) хлористоглинистим, хлористокальцитовим і глауконітом, кальцитовим і глауконітом (лагунні);

алевритисті з глинисто-кальцитовим цементом (лагунні) (1484 м, св. 9-Летнянська);

гравійно-піщанисті алевроліти з цементом (1588–1596 м, св. 5-Летнянська) хлористоглинистим і кварцовим, глинисто-кальцитовим.

Вапнисті аргіліти (1485 м, св. 9-Летнянська).

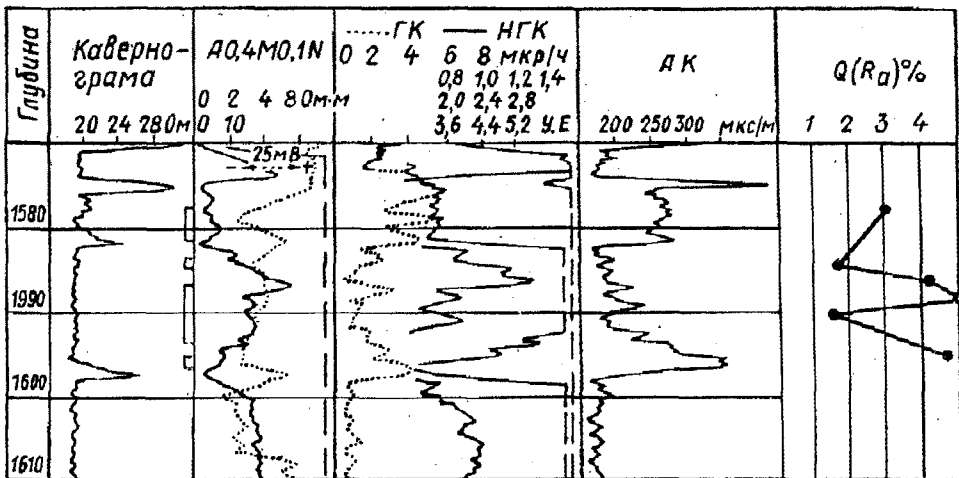
Вапняки гравійно-піщанисті, піщано-глинисті, з глауконітом і форамініферами.

Пісковики сформувались в умовах інтенсивного розмиву молодих порід при обмілнні і регресії басейну, вапняки — в мілководних лагунних умовах і при розмиві молодих порід, що утворилися раніше, а також при активному привнесенні чужих уламків із прибережних островів платформи, які піднялися над рівнем моря.

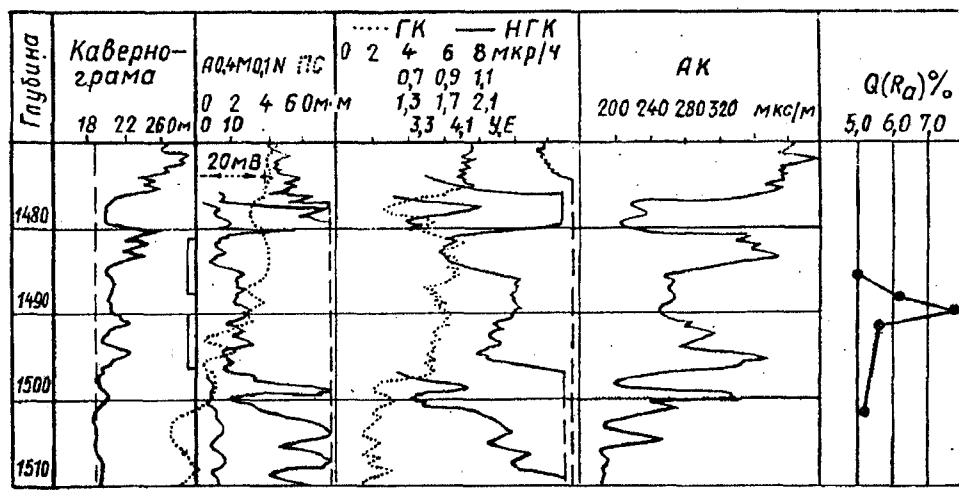
Слід зауважити, що формування ряду піщанистих горизонтів відбувалось в умовах імпульсного підняття древніх порід на островах платформи, оскільки серед уламків є багато частинок інтенсивно метаморфізованого кварцу, а також циркону і гранату.

Наявність цих мінералів зумовлює деяке підвищення радіоактивності. Наприклад, у св. 2-Летнянська в пробі, взятій з глибини 1673,5 м, вміст циркону сягає 4%, а хлориту — 5%. За даними гама-спектрометрії вміст торію, урану і калію в цьому зразку становить відповідно $2,5 \cdot 10^{-4}\%$, $1,3 \cdot 10^{-4}\%$ і 0,5%.

Очевидно, вміст радіоактивних елементів пов'язаний як з наявністю в пробі циркону, так і з адсорбційними властивостями хлоритів, глауконіту і глинистих мас.



а



б

Рис. Геофізична характеристика гельветських відкладів Летнянського газового родовища:
а — св. 5-Летнянська; б — св. 9-Летнянська

Вміст калію в усіх пробах гельветських порід змінюється від 0,2 до 1,1% при середньому значенні біля 0,5%, урану — від 0 до $3,6 \cdot 10^{-4}\%$ при середньому значенні $2,5 \cdot 10^{-4}\%$, торію — від $0,3 \cdot 10^{-4}$ до $5,1 \cdot 10^{-4}\%$ при середньому значенні $3,3 \cdot 10^{-4}\%$.

Вміст усіх радіоактивних елементів у гельветських породах удвічі — втричі нижчий, ніж у сарматських. Зелене забарвлення гельветських пісковиків зумовлено наявністю хлоритів і глауконіту.

Характерною особливістю нижньосарматських і гельветських відкладів є незначне підвищення гама-активності і порівняно нижчий електричний опір газоносних колекторів.

На закінчення відзначмо, що гельветські породи відзначаються пониженим вмістом радіоактивних елементів порівняно як із сарматськими відкладами, що залягають вище, так і з середнім вмістом урану, торію і калію в осадових товщах планети; вміст радіоактивних елементів, що перевищує кларкові значення, зафіксовано в алевритистих пісковиках з кальцито-глинистим цементом і з домішками глауконіту, фосфориту і органічної речовини; підвищений вміст радіоактивних елементів у гельветських і сарматських породах, ймовірно, пов'язаний не тільки з наявністю циркону, але й з підтоком кременистих гідротерм по розломах, які утворилися раніше від появи сарматського вулканізму, про що свідчать скупчення халцедону і сульфідів у вапняках, які нетипові і не змогли б утворитись в умовах мілководдя.

2.4. Особливості вивчення колекторських властивостей верхньобаденських відкладів за даними ГДС в умовах невеликих глибин

У статті розглянуто питання оцінки пористості верхньобаденських відкладів за даними акустичного і гамма-гамма-каротажу в умовах невеликих глибин на прикладі Черногузького, Славецького, Шереметівського і Дебеславецького газових родовищ.

Встановлені залежності між петрофізичними, геофізичними і колекторськими властивостями можна застосувати для аналогічних відкладів інших перспективних на газ родовищ. Іл. 2. Табл. 2. Бібл. 1.

Статтю опубліковано в науковому віснику ІФНТУНГ, Івано-Франківськ, 2002, №1, с. 20–23.

Співавтор: В. Й. Прокопів.

Ключові слова: об'ємна густина, об'ємна глинистість, інтервальний час, коефіцієнт ущільнення, зв'язана вода, коефіцієнт пористості, газонасиченість.

Для збільшення видобутку газу на Прикарпатті треба впроваджувати в розробку нові перспективні площі та райони. Одним із перспективних районів є південно-східна частина Більче-Волицької зони Передкарпатського крайового прогину, в межах якої розташовано газові родовища: Черногузьке, Славецьке, Шереметівське, Дебеславецьке та інші. Промислові поклади газу на цих родовищах пов'язані з пісковиками

і алевролітами сармата і бадена. Роль непроникних покришок виконують глинисті і соленосно-глинисті товщі верхніх і нижніх молас.

Для успішної оцінки колекторських властивостей за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) слід розробити петрофізичні моделі, які б адекватно відтворювали реальні властивості порід-колекторів в умовах їх залягання на різних глибинах і при значній літологічній неоднорідності продуктивних горизонтів.

На прикладі Черногузького, Славецького і Шерметівського газових родовищ для продуктивних горизонтів верхньобаденських відкладів проведено аналіз результатів дослідження кернавого матеріалу та даних ГДС і встановлено взаємозв'язки між петрофізичними, геофізичними параметрами і фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЕВ) піщаних порід. Оскільки за літолого-петрофізичними властивостями породи в розрізах верхньобаденських відкладів на Дебеславецькому родовищі аналогічні тим, що залягають у горизонтах Черногузького, Славецького і Шерметівського родовищ, установлені петрофізичні зв'язки для цих родовищ було використано для вивчення ФЕВ колекторів Дебеславецького газового родовища. Потребу використання таких зв'язків зумовлює відсутність кернавого матеріалу на Дебеславецькій площі.

Продуктивні відклади на Дебеславецькому родовищі залягають на невеликих глибинах (200–300 м), і їх вивчення за допомогою залежностей, установлених на глибинах 500–1400 м, потребує введення певних поправок у геофізичні параметри, які використовують для визначення коефіцієнтів пористості. Особливо це стосується методу акустичного каротажу.

Виникли деякі труднощі і при оцінці питомих електричних опорів за даними електрометрії, особливо при їх використанні для визначення коефіцієнтів газонасиченості. Стандартні методики з використанням коефіцієнта збільшення опору на цьому родовищі непридатні, оскільки у розрізах продуктивних відкладів мінералізація пластових вод змінюється в межах $(1,26-8,4) \cdot 10^3$ кг/м³, і тільки у глибших горизонтах (Б-1) на глибинах 250–300 м мінералізація сягає величин $(11-12,93) \cdot 10^3$ кг/м³. Відповідно питомий опір пластових вод змінюється в межах 1,5–0,65 Ом·м. При розкритті колекторів на промивальних рідинах пониженого опору ($\rho_c < 0,5$ Ом·м) криві потенціалів самочинної поляризації (ПС) мають обернений характер.

Пісковики й алевроліти верхньобаденських відкладів характеризуються пористістю 1,1–34% і проникністю від $0,018 \cdot 10^{-15}$ м² до $2 \cdot 10^{-12}$ м².

Карбонатність порід верхнього бадена з пористістю $K_n > 10\%$ невисока (здебільшого до 10% і рідше до 16%).

Для баденських відкладів спостерігається тісний зв'язок коефіцієнта пористості і об'ємної густини. Зі зміною пористості від 1,1 до 34% об'ємна густина водонасичених зразків змінюється від $2,1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ до $2,7 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ (рис. 1). Для зразків з тією ж пористістю, але частково газонасичених ($K_{гз}=0,3$) об'ємна густина змінюється в межах $(1,98 - 2,638) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ (рис. 2).

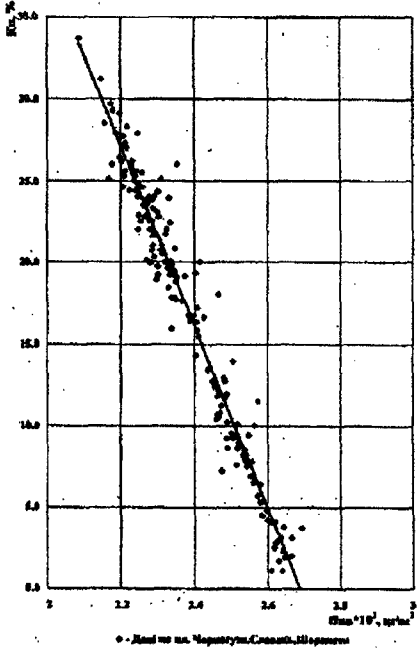


Рис. 1.

Залежність $K_n = f(\delta_{пв})$, $K_{гз}=0$

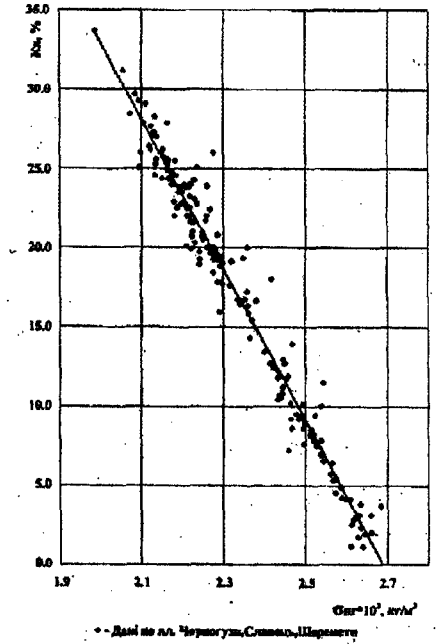


Рис. 2.

Залежність $K_n = f(\delta_{пв})$, $K_{гз}=0,3$

Залежності між пористістю і об'ємною густиною (щільністю) мають такий вигляд:

а) для колекторів водонасичених

$$K_n = -55,412 \cdot \sigma_{пв} + 149,08; \quad R^2 = 0,9562, \quad (1)$$

б) для колекторів із залишковою газонасиченістю ($K_{гз}=0,3$)

$$K_n = -47,779 \cdot \sigma_{пг} + 128,45; \quad R^2 = 0,9578, \quad (2)$$

де K_n – коефіцієнт відкритої пористості, %;

$\sigma_{пв}$, $\sigma_{пг}$ – відповідно об'ємна густина водонасичених і частково газонасичених порід, г/см^3 ;

R – коефіцієнт множинної кореляції.

Залежність між пористістю, інтервальним часом і об'ємною глинистістю має такий вигляд:

$$K_{\Pi} = 0,001427 \cdot \Delta T - 0,0166 \cdot \Delta I_{\gamma} - 0,2134; \quad R^2 = 0,74, \quad (3)$$

де ΔT – інтервальний час пробігу пружної хвилі, мкс/м; ΔI_{γ} – подвійний різницевий параметр, який визначають за даними гамма-каротажу за формулою

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma.\text{пл}} - I_{\gamma.\text{min}}}{I_{\gamma.\text{max}} - I_{\gamma.\text{min}}} \quad (4)$$

де $I_{\gamma.\text{пл}}$, $I_{\gamma.\text{min}}$, $I_{\gamma.\text{max}}$ – відповідно інтенсивності природної гамма-активності пласта чистих неглинистих пісковиків і глинистих порід в інтервалі продуктивних горизонтів.

Встановлено залежність між коефіцієнтами об'ємної глинистості і відносним параметром ΔI_{γ}

$$K_{\text{гл}} = 31,242 \cdot \Delta I_{\gamma} + 3,9848; \quad R^2 = 0,94, \quad (5)$$

де $K_{\text{гл}}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості, %.

Щоб визначити граничне значення пористості для колекторів верхньобаденських відкладів, встановлено залежність між пористістю і проникністю порід

$$K_{\text{пр}} = 0,008 \cdot e^{0,43K_{\Pi}}; \quad R^2 = 0,89, \quad (6)$$

де $K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт абсолютної проникності, 10^{-15} м^2 ;

e – основа натурального логарифму ($e = 2,71828\dots$);

K_{Π} – коефіцієнт відкритої пористості, %.

Для оцінки коефіцієнтів пористості і газонасиченості за даними методу опорів для верхньобаденських відкладів встановлено такі залежності:

$$P_{\Pi} = 1,3589 \cdot K_{\Pi}^{-1,7042}; \quad R^2 = 0,9617, \quad (7)$$

$$P_{\Pi} = 1,038 \cdot K_{\text{в}}^{-1,782}; \quad R^2 = 0,966, \quad (8)$$

де P_{Π} – відносний опір; K_{Π} – коефіцієнт відкритої пористості; P_{Π} – коефіцієнт збільшення опору (параметр насичення); $K_{\text{в}}$ – коефіцієнт водонасиченості.

Дослідна інтерпретація результатів ГДС на Дебеславецькому газовому родовищі показала їх високу ефективність при виділенні колекторів і визначенні коефіцієнтів пористості K_{Π} . Щодо визначення K_{Π} рівнозначними за ефективністю слід вважати методи акустичного і гама-гама щільнісного каротажу.

Коефіцієнти пористості за даними акустичного каротажу розраховували за рівнянням (3). Оскільки залежність $K_{\Pi} = f(\Delta T)$ встановлено для глибинних

інтервалів залягання пластів (500–1400 м), ми для обчислення K_n за даними АК на Дебеславецькому родовищі вводили поправки у величину ΔT для приведення цього параметра до вказаних глибин. Дійсну величину пористості визначали за формулою фірми Шлюмберже [1].

$$K_{n, \text{іст}} = K_{n, \text{фікт}} \cdot 330 / \Delta T_{\text{гн}} \cdot C_6, \quad (9)$$

де $K_{n, \text{фікт}}$ – пористість, визначена за величиною ΔT без введення поправки за глибину залягання; $\Delta T_{\text{гн}}$ – інтервальний час у глинах на рівні залягання досліджуваних порід; C_6 – коефіцієнт ущільнення, який обчислюють за формулою

$$C_6 = \frac{K_n}{K_{n, \text{іст}}} \cdot \frac{330}{\Delta T_{\text{гн}}} \quad (10)$$

де K_n – пористість визначена за даними АК без введення поправки за глибину; інші параметри ми розкрили у попередньому рівнянні.

Для газонесних пластів вводили поправку на залишкову газонасиченість колекторів у зоні проникнення. Поправку K визначали як відношення $\Delta T_{\text{газ}} / \Delta T_{\text{вод}}$ у пластах приблизно з однаковою пористістю. Одержане значення пористості (або величину ΔT) перемножували на коефіцієнт K .

Для продуктивних пластів проводили оцінку максимально можливої газонасиченості з використанням коефіцієнта зв'язаної води $K_{в.з}$ у колекторі. Величину цього коефіцієнта обчислювали за рівнянням

$$K_{в.з} = 106,2 - 5,28 \cdot K_n + 0,0684 \cdot K_n^2, \quad R^2 = 0,92, \quad (11)$$

де $K_{в.з}$ – коефіцієнт зв'язаної води, %; K_n – коефіцієнт відкритої пористості, %.

Нижче в таблицях 1 і 2 наведено результати інтерпретації матеріалів ГДС у свердловинах Дебеславецького газового родовища, де показано величини геофізичних параметрів ΔI , ΔT , δ_n і обчислені за цими параметрами значення $K_{\text{гн}}$, K_n , K_c . Показано збіжність коефіцієнтів пористості, визначених методами акустичного і щільнісного гама-гама-каротажу. Виявлено недоцільність визначення коефіцієнтів газонасиченості за даними методу опору в умовах низьких мінералізацій пластових вод. Розроблені і наведені вище зв'язки підтверджують дані геофізичних досліджень свердловин, і їх використовують для оцінки пористості і газонасиченості продуктивних відкладів Дебеславецького газового родовища при оперативній інтерпретації і при підрахунку запасів газу.

Література:

Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. – М.: Недра, 1988, с. 175–186.

Таблиця 1

Порівняльна характеристика пористості за даними АК і ГГК-Щ

№ з/п	Інтервал пластів, м	h ₃ , м	d _с , м	ρ _с , Ом.м	ρ _ф , Ом.м	I _г , API	Δy	K _{гп} , %	ΔT, МКС/М	K	K _{гп} ^{AK} , %	σ _{гп} , Г/СМ ²	K _{гп} ^{ГГК} , %	ΔK _с , %	δ _{гп} , %
Свердловина 8-Дебеславецька (пласти водоносні)															
1	224,0-226,2	2,2	0,21	0,4	0,22	1,3	0,12	7,7	550	0,795	437	1,9	41,0	-	0
2	229,0-230,2	0,8	0,21	0,4	0,22	1,3	0,15	8,7	460	0,795	365	2,0	38,2	7,7	25,2
3	230,8-236,8	6,0	0,21	0,4	0,22	1,3	0,02	4,6	460	0,795	365	2,0	38,2	7,7	25,2
4	238,0-246,4	8,4	0,21	0,4	0,22	1,3	0,05	5,5	430	0,795	342	2,1	32,6	5,2	18,9
5	248,2-255,6	7,4	0,21	0,4	0,22	1,3	0,1	7,1	460	0,795	363	2,1	32,6	2,3	7,5
Свердловина 31-Дебеславецька (пласти водоносні)															
1	223,6-224,8	1,2	0,2	0,2	0,14	1,3	0,49	19,3	395	0,78	308	2,2	21,6	0,8	3,5
2	229,2-230,4	1,2	0,2	0,2	0,14	1,3	0,49	19,3	400	0,78	312	2,2	25,0	-2,5	11,0
3	234,4-235,4	1,0	0,2	0,2	0,14	1,3	0,62	23,4	400	0,78	296	2,02	27,3	-4,8	21,0
4	257,8-259,4	1,6	0,2	0,2	0,14	1,1	0,46	18,3	375	0,78	296	2,02	22,4	-2,2	10,8

Таблиця 2

Оцінка пористості і газонасиченості за даними ГДС

Св.32-Дебеславецька

№ з/п	Інтервал пластів, м	h ₃ , м	d _с , м	ρ _с , Ом.м	ρ _ф , Ом.м	I _г , API	Δy	K _{гп} , %	σ _{гп} , Г/СМ ²	K _{гп} ^{ГГК} , %	P _г , Ом.м	P _ф , Ом.м	P _{гп} , Ом.м	K _с , %	K _с ^{ГГК} , %	K _с ^{AK} , %	K _с ^{ГГК} , %	K _с ^{AK} , %	Характер тер. ефекти
1	214,2-216,0	1,8	0,19	0,5	1,3	60	0,2	10,2	2,1	28,1	6,4	20	8,32	2,4	42	11,84	88,1	88,1	газ
2	217,0-218,0	1,0	0,19	0,5	1,3	50	0,1	7,1	2,1	28,1	6,4	20	8,32	2,4	42	11,84	88,1	88,1	газ
3	220,2-225,0	4,8	0,18	0,5	1,3	50	0,1	7,1	2,02	31,9	6,1	40	7,93	5,04	63	7,4	92,6	92,6	газ
4	226,4-232,4	6,0	0,18	0,5	1,3	50	0,1	7,1	2,1	28,1	6,4	40	8,32	4,8	62	11,8	88,2	88,2	газ
5	237,6-238,6	1,0	0,18	0,5	1,3	60	0,2	10,2	2,2	23,3	10,1	15	13,1	1,14	5	20,2	-	-	водя
6	243,8-247,0	3,2	0,18	0,5	1,3	55	0,15	8,7	2,2	23,3	10,1	18	13,1	1,37	20	20,2	-	-	водя

Розділ 3. Колекторські властивості теригенних порід Закарпатського прогину

Вивчення продуктивних неогенових відкладів Закарпатського прогину за даними ГДС

Досліджено розрізи неогенових відкладів бадена в Закарпатському прогині, вивчено радіоактивні властивості методом гамма-спектрометрії, наведено середній вміст урану, торію і калію в породах різного літологічного складу. Встановлено петрофізичні залежності для визначення коефіцієнтів пористості і газонасиченості за даними ГДС. Наведено оцінку ефективності цих залежностей на прикладі свердловин Русько-Комарівського газового родовища. Табл. 2. Бібл. 1.

Статтю опубліковано в міжвідомчому науково-технічному збірнику «Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин». – Івано-Франківськ, 1995, №32, с. 26–32.

Ключові слова: туфи, пісковики, рентгено-структурний аналіз, інтервальний час, гамма-спектрометрія, радіоактивність.

Газові поклади в Закарпатському прогині приурочено до неогенових відкладів бадена і нижнього сармата [1]. Ми розглянули результати геолого-геофізичних досліджень на Русько-Комарівському газовому родовищі, де пробурено значну кількість розвідувальних свердловин і відкрито промислові поклади газу.

Баденські відклади цього родовища представлені великою товщею порід з прошарками пісковиків і алевролітів. За даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у відкладах бадена (згори вниз) виділено три газонасичені горизонти (Б-1, Б-2, Б-3).

У нижньосарматських відкладах продуктивними є породи доробратівської світи, представлені глинами з пачками і прошарками пісковиків, алевролітів і лінзами вапняків, туфів і туфітів.

Для уточнення літологічного розчленування продуктивних горизонтів Русько-Комарівського родовища було проведено дослідження кернавого матеріалу методами гама-спектрометрії і рентгено-структурного аналізу. Вивчення одержаних даних свідчить про зміну з глибиною розподілу концентрації урану, торію і калію. Встановлено, що в сарматських відкладах доробратівської світи горизонти Д-5, Д-6, Д-7 і Д-9 за вмістом

природних радіоактивних елементів практично не відрізняються. Але помітне збільшення концентрації урану, торію і калію спостерігається у глибших горизонтах Д-8 і Д-10.

Відклади бадена характеризуються в основному підвищеним вмістом урану, торію і калію.

Відмінність вмісту природних радіоактивних елементів у сарматських і баденських відкладах пояснюється умовами осадоагромадження, а також привнесенням алотигенного матеріалу, пов'язаного з процесами трансгресії моря. Також встановлено, що середній вміст концентрації радіоактивних елементів у пісковиках не залежить від вмісту органіки.

Розподіл калію в сарматських і баденських відкладах досить рівномірний. Середній вміст калію в цих відкладах відповідно дорівнює 2,2 і 3,4%.

Із результатів рентгено-структурного аналізу гірських порід сарматських відкладів видно, що із калієвмісних мінералів в усіх породах присутній мусковіт. Наявність цього мінералу підтверджується даними опису шліфів із зразків порід. У пісковиках і алевролітах у тонкодисперсній фракції практично відсутні такі мінерали, як іліт, серицит, ортоклаз і монтморилоніт.

У табл. 1 наведено середній вміст природних радіоактивних елементів для окремих літотипів відкладів нижнього сармата і бадена.

Таблиця 1

Середній вміст радіоактивних мінералів у відкладах нижнього сармата і бадена

Літологія	Середній вміст, %		
	U(Ra) · 10 ⁻⁴	Th · 10 ⁻⁴	K, %
Глини	7	12,1	3,0
Чисті алевроліти	4,9	6,6	2,2
Чисті пісковики	2,8	5,4	2,2
Пісковики з органічною речовиною	3,3	7,1	2,2
Пісковики з прошарками глин	3,5	10,0	2,0
Туфи сірі	6,7	8,8	1,8
Туфи зелені	4,8	7,2	1,3

У ряді свердловин Русько-Комарівського родовища у відкладах сарматського ярусу виділяється досить велика за завтовшки (до 90 м) пачка вулканогенних порід-туфів, яка відрізняється від вміщувальних

порід і пісковиків петрофізичними і геофізичними параметрами: $U(Ra) \cdot 10^{-4}$ — від 4,1 до 8,2%; $Th \cdot 10^{-4}$ — від 6,7 до 10%; K — від 1,3 до 2,2%.

Туфи володіють високими значеннями коефіцієнтів пористості і водонасиченості, що змінюються відповідно в межах 20–35% і до 90–100%. Фазова проникність за вуглеводнем у присутності залишкової води в таких породах практично відсутня. Електричний опір туфів, на відміну від пісковиків, при стовідсотковій водонасиченості й однакої пористості дещо вищий.

Мікроскопічно туфи складаються з дрібних уламків вулканічного скла (понад 50%), піщаних уламків (біля 40%) і плагіоклазів (до 10%). Спостерігаються домішки тонкодисперсної глинистої речовини, окремих кристалів піроксену і уламків ефузивних порід з андезитовою структурою.

Фільтраційно-ємнісні властивості туфів визначаються перш за все їх мікроструктурою — переважанням порових каналів малого діаметра зі складною будовою порового простору.

Щоб установити петрофізичні залежності між петрофізичними параметрами і колекторськими властивостями, а також газонасиченістю, ми провели експериментальні дослідження на керні в умовах, наближених до пластових. Зразки гірських порід (100 шт.) відібрано з продуктивних інтервалів у баденських і сарматських відкладах.

Методика вимірювань електроопору зразків керна не відрізнялась від загальноприйнятих для атмосферних умов. Відкриту пористість зразків порід у пластових умовах вичисляли на основі пористості, заміряної в атмосферних умовах, і відносної зміни об'єму порового простору зразка породи під дією тиску.

Часткове водонасичення зразків порід при вимірюванні їх коефіцієнтів збільшення опору (параметра насичення) здійснювали шляхом поступового зволоження моделлю пластової води з мінералізацією $46 \cdot 10^3$ кг/м³. Отже, для кожного зразка порід ми одержували декілька пар значень коефіцієнтів водонасиченості K_v і коефіцієнтів збільшення опору $P_{\text{н}}$.

Породи-колектори продуктивних відкладів Русько-Комарівського газового родовища (баденські і сарматські відклади) характеризуються як слабкою механічною пористістю (слабкою зцементованістю мінеральних зерен, здатністю до набухання, мікротріщинуватістю вздовж нашарування), так і значною диференціацією за літологічними ознаками. Глибини їх залягання становлять 800–1600 м.

Середня глибина продуктивного комплексу порід становить приблизно 1200 м. Для приведення інтервального часу ΔT до цієї глибини встановлено експериментальну залежність, рівняння регресії якої має вигляд

$$\Delta T = -11,1 + 0,97 \Delta T^* + 0,0151H, \quad r=0,98, \quad (1)$$

де ΔT — інтервальний час поширення поздовжніх хвиль для умов глибини 1200 м, мкс/м;

ΔT^* — інтервальний час на глибині H , мкс/м (за даними акустичного каротажу); H — глибина залягання порід, м; r — коефіцієнт парної кореляції.

На основі оцінки достовірності встановлених петрофізичних статистичних зв'язків шляхом дослідної інтерпретації даних ГДС з їх застосуванням рекомендують такі кореляційні рівняння:

1) для пісковиків баденського ярусу

$$K_n = 0,206 \Delta T - 7,317 \Delta I_\gamma - 36,265, \quad R=0,89; \quad (2)$$

2) для пісковиків сарматського ярусу

$$K_n = 0,214 \Delta T - 8,8 \Delta I_\gamma - 39,3, \quad R=0,95; \quad (3)$$

3) для пісковиків баденського і сарматського ярусів

$$\lg P_n = 3,8604 - 1,951 \lg K_n \quad \text{або} \quad P_n = 0,913 K_n^{-1,9} \quad r = -0,93 \quad (4)$$

$$\lg P_n = 3,3597 - 1,6797 \lg K_n \quad \text{або} \quad P_n = K_n^{-1,68} \quad r = -0,97, \quad (5)$$

де K_n — коефіцієнт відкритої пористості, %; для залежностей (4) K_n — у частках одиниці; ΔT — інтервальний час, мкс/м; ΔI_γ — відносна інтенсивність гамма-активності; P_n — відносний опір; P_n — коефіцієнт збільшення опору; K_n — коефіцієнт водонасиченості; R і r — коефіцієнти множинної і парної кореляції.

Досвід інтерпретації даних ГДС у продуктивних відкладах Русько-Комарівського газового родовища свідчить, що для реалізації формули (5) у продуктивних пластах це рівняння слід перетворити до такого вигляду:

$$K_r = 1 - \left(\frac{\rho_{n.в}}{\rho_n} \right)^{0,595}, \quad (6)$$

де K_r — коефіцієнт газонасиченості пісковика ($K_r = 1 - K_n$); $\rho_{n.в}$ — питомий електричний опір повністю водонасиченої породи, Ом·м;

$\rho_{пн}$ – питомий електричний опір газонасиченого пласта, Ом·м. Значення $\rho_{пн}$ в рівнянні (6) можна визначити за такою формулою:

$$\rho_{пн} = \rho_{в} \cdot 7251 \cdot K_{п}^{-1,95}, \quad (7)$$

де $\rho_{в}$ – питомий електричний опір води, яка насичує породу при температурі пласта, Ом·м; $K_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості, %.

При мінералізації пластових вод $46 \cdot 10^3$ кг/м³ рівняння має вигляд

$$\rho_{пн} = \frac{\rho_{в.0}}{1,75 - 0,00118H}, \quad (8)$$

де $\rho_{в.0}$ – питомий електричний опір води при температурі 18⁰С (при цій мінералізації $\rho_{в.0} = 0,165$ Ом·м).

Алгоритм визначення за даними ГДС коефіцієнта пористості і газонасиченості пісковиків баденських і сарматських відкладів Русько-Комарівського родовища зводиться до послідовної реалізації рівняння (2) – (8). В табл. 2 показано результати дослідної інтерпретації матеріалів ГДС у свердловині 6 – Руські Комарівці.

Таблиця 2

**Результати інтерпретації даних ГДС (св. 6-Руські Комарівці)
з визначення підрахункових параметрів**

Інтервали пластів, м	H, м	Вихідні дані				K _п , %	K _г , %	Результати випробування
		ΔT, мкс/м	ρ _{пн} , Ом·м	ρ _в , Ом·м	Δγ			
1149,6–1153,2	3,6	290	8,0	0,065	0,64	16,6	57	Q _г =3,5 тис.м ³ /добу Q _в =1,2 м ³ /добу
1158,8-1163,2	4,4	290	15,0	0,065	0,24	20,2	76	
1163,2-1168,4	5,2	290	9,0	0,065	0,42	18,6	65	
1175,2-1179,6	4,4	290	9,0	0,065	0,13	31,2	70	
1187,0-1190,8	3,8	245	10,0	0,064	0,38	9,7	30	
1260,8-1263,6	2,8	298	7,0	0,062	0,42	20,6	64	Q _г =84,5 тис. м ³ /добу
1263,6–1268,6	5,0	314	15,0	0,062	0,09	26,8	83	
1272,0-1280,0	8,0	290	9,0	0,062	0,33	19,7	68	
1304,8-1307,6	2,8	266	4,4	0,061	0,67	11,9	11	
1333,2-1337,2	4,0	290	5,0	0,061	0,48	18,7	52	
Баденський ярус								
1403,6–1408,8	5,2	270	8,0	0,058	0,27	17,8	63	Q _г =112,3 тис. м ³ /добу
1410,0-1413,6	3,6	262	15,0	0,058	0,27	16,2	71	
1420,0-1423,6	3,6	290	15,0	0,058	0,33	21,4	79	
1430,0-1433,6	3,6	274	5,0	0,058	0,73	15,3	41	
1440,0-1442,8	2,8	266	6,5	0,057	0,64	14,5	46	
1444,0-1448,4	4,4	274	6,5	0,057	0,79	14,9	49	

Висновки

1. За даними гамма-спектрометрії і рентгено-структурного аналізу підвищеною концентрацією урану, торію і калію володіють відклади в горизонтах Д-8, Д-9, Д-10. У вказаних горизонтах радіоактивність змінюється в таких межах: $U(Ra) \cdot 10^{-4} - 3,4-4,6\%$; $Th \cdot 10^{-4} - 6,4-9,2\%$; $K - 1,8-2,2\%$. Найрадіоактивнішими породами в названих та інших горизонтах є глини, пісковики з прошарками глин і туфи з різним мінеральним складом. Їх радіоактивність змінюється в таких межах: глини $U(Ra) \cdot 10^{-4} - 7,0\%$; $Th \cdot 10^{-4} - 12,1\%$; $K - 2,0\%$; туфи $U(Ra) \cdot 10^{-4} - 4,8\%$; $Th \cdot 10^{-4} - 7,2\%$; $K - 1,3\%$.

2. За даними аналізу порово-фільтраційної характеристики туфів і туфопісковиків встановлено, що незважаючи на їх значну товщину в розрізах свердловин, ці породи володіють низькою проникністю і відносяться до неколекторів.

3. Встановлено експериментальні залежності для визначення коефіцієнтів пористості і газонасиченості за даними ГДС. Вказані залежності придатні для визначення фільтраційно-ємнісних характеристик порід неогенових відкладів Закарпатського прогину. Найінформативнішими є методи акустичного каротажу, електрометрії і гамма-каротажу. Для уточнення літологічного складу порід рекомендують свердловинну гамма-спектрометрію.

Література

Шпарик В. И. Перспективы газоносности Русско-Комаровского месторождения по данным ГДС // Нефтяная и газовая промышленность, Київ, 1987, №3, с. 16–17.

Розділ 4. Результати геофізичних досліджень у свердловинах, пробурених на південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи

4.1. Петрофізична характеристика колекторів Лопушнянського нафтогазоконденсатного родовища

У розрізах свердловин Лопушнянського родовища беруть участь три поклади: палеогеновий, крейдовий і юрський. За речовинним складом виділяються два типи порід: теригенний (палеогеновий і крейдовий) та карбонатний (крейдовий і верхньоюрський).

У теригенних відкладах колектори представлено кварцово-польовошпатовими пісковиками, алевролітами, гравелітами, конгломератами з широким діапазоном глинистості ($K_{гн}=0-45\%$) і пористості ($K_{п}=5\div 27\%$). Для більшості порід характерний вміст каолінітового, гідрослюдистого і хлоритового цементу.

У карбонатному розрізі юри колектори представлено вапняками і доломітами з прошарками алевролітів, ангідритів і щільних пісковиків. Пористість коливається у межах від 5–7% до 18–19%, поровий простір вапняків і доломітів обумовлено міжзерновими порами, і він ускладнюється мікротріщинуватістю та кавернозністю [1].

Одним із перспективних геофізичних методів з вивчення колекторів такого типу є метод густинного гамма-гамма каротажу (ГГК-Г). Роботи з вивчення можливостей такого методу у свердловинах Передкарпаття почалися у 1988 році. На Лопушнянському родовищі дослідження цим методом проведено в 1990 році у свердловині 6-Лопушна, яку пробурено до глибини 4480 м. В інтервалі 4180–4255 м розкрито неогеново-палеогенові відклади; крейду розкрито в інтервалі 4255–4317 м, а з глибини 4317 м до вибою (4480 м) залягають верхньоюрські відклади. Буріння свердловин проводили на високомінералізованому розчині ($\rho_c=0,06-0,09 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), долотом діаметром $d_{\text{дол}}=0,214\text{м}$.

Вимірювання об'ємної густини порід проводили апаратурою СГП2-АГАТ. Двезондова вимірювальна установка ГГК-Г дозволяє уникнути впливу проміжного середовища (глиниста кірка, локальні каверни), якщо його товщина не перевищує 20 мм. Застосування зондів різної довжини поліпшує радіальну характеристику приладу і збільшує чутливість до

змінювання густини порід. Джерело гама-випромінювання — цезій-137 активністю $(1,28 \pm 0,33) \cdot 10^{10}$ Бк на відстані 1 м створює потужність експозиційної дози $(5,95 \pm 1,55) \cdot 10^{-9}$ А/кг. Свердловинний прилад працює в діапазоні температур від -10 до 200°C при гідростатичному тиску свердловинного приладу до 110 МПа.

У свердловинах реєструвались дві криві (контрольні) інтенсивностей ГГК на малому і великому зондах і крива об'ємної густини порід $\sigma_{\text{н}}$. Масштаб реєстрації кривої густини брали $0,1 \text{ г/см}^3$ на 1 см шкали.

Оцінку якості діаграм виконували відповідно до методичних вказівок [2]. На діаграмах ГГК-Г якість кривої густини у всьому інтервалі досліджень висока, а розбіжність на основному і повторному замірах навпроти пластів різної товщини не перевищувала $0,03 \text{ г/см}^3$. Зареєстровані діаграми добре диференціюють розріз за літологічною і густинною характеристиками і корелюються з кривими інших методів ГДС, які несуть інформацію про загальну пористість порід (акустичний, нейтронно-гамма-каротаж, нейтронно-нейтронний каротаж).

При зніманні суттєвих значень $\sigma_{\text{н}}$ слід враховувати те, що амплітуда аномалії навпроти пласта зменшується і зміщується в напрямку руху приладу. При великих швидкостях максимальна позірна величина амплітуди густини на діаграмі навпроти пласта відрізняється від дійсного значення густини на величину:

$$\Delta \sigma = (\sigma_{\text{вм}} - \sigma_{\text{пл}}) \cdot M(h, v) \quad (1)$$

де $\sigma_{\text{вм}}$ — густина вміщувальних порід, що залягають нижче пласта, г/см^3 ;

$\sigma_{\text{пл}}$ — величина досліджуваного пласта на діаграмі, г/см^3 ;

$M(h, v)$ — поправний множник (відн. од), величина якого залежить від товщини пласта і швидкості реєстрації кривої $\sigma_{\text{н}}$.

Справжнє значення $\sigma_{\text{н}}$ для пластів, густина яких менша від вміщувальних порід, дорівнює:

$$\sigma_{\text{н}} = \sigma_{\text{пл}} - \Delta \sigma \quad (2)$$

Для пластів, густина яких більша від вміщувальних:

$$\sigma_{\text{н}} = \sigma_{\text{пл}} + \Delta \sigma \quad (3)$$

Згідно з графіком [2] для визначення поправного коефіцієнта M при товщині пласта $h = 0,8 \text{ м}$ і швидкості запису $v = 300 \text{ м/год}$ величина $M = 0,1$. Отже, для пластів з $h < 1 \text{ м}$ поправка за товщину становить $0,5 \%$ абсолютних на кожні $0,1 \text{ г/см}^3$ різниці між $\sigma_{\text{вм}}$ і $\sigma_{\text{пл}}$. Для колекторів, які вивчають, максимальне значення цієї різниці не перевищує $0,2 \text{ г/см}^3$.

Розрахункова величина поправки при цьому для пласта з $h = 0,8$ м при $v = 300$ м/год становить 1 % абсолютних. Для пласта завтовшки 1 м відповідно максимальна величина поправки не перевищує 0,5 % пористості. Зі збільшенням товщини величина поправки зменшується і при $h = 1,2$ м, $v = 300$ м/год наближається до нуля. Слід зазначити, що для більшості піщаних колекторів з h і 1 м у розрізах свердловин південно-східної частини Передкарпатського прогину при дослідженнях методом ГТК-Г зі швидкістю до 300 м/год введення поправки за товщину необов'язкове.

Для побудови залежностей $\sigma_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ з урахуванням мінеральної густини порід було проаналізовано зразки керна, відібраного з продуктивних відкладів верхньої і нижньої крейди. За даними статистичних залежностей між густиною і пористістю для пісковиків нижньої та верхньої крейди з вмістом карбонатного матеріалу від 0 до 20 % мінеральна густина $\sigma_{\text{м}}$ становить $2,68 \cdot 10^3$ кг/м³, для вапняків юри – $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³.

Для встановлення зв'язків між пористістю і об'ємною густиною використано формулу [2]:

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{м}} - K_{\text{п}}(\sigma_{\text{м}} - \sigma_{\text{р}}) \quad (4)$$

де: $\sigma_{\text{п}}$ – об'ємна густина, кг/м³;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт загальної пористості;

$\sigma_{\text{м}}$ – мінеральна густина породи, кг/м³;

$\sigma_{\text{р}}$ – густина рідини, що наповнює поровий простір у промитій зоні пласта-колектора, кг/м³.

А що між густиною залишкової нафти і фільтрату промивальної рідини (ПР) у промитій зоні колектора існує деяка відмінність, то ми цей факт узяли до уваги і формулу (4) звели до такого вигляду:

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{м}} - K_{\text{п}}(\sigma_{\text{м}} - P \sigma_{\text{р}}) \quad (5)$$

де: P – відносна вологонасиченість породи в промитій зоні пласта.

Для більшості нафтових родовищ Передкарпаття середнє значення густини нафти $\sigma_{\text{п}}$ дорівнює $0,85 \cdot 10^3$ кг/м³, залишкова нафтонасиченість у промитій зоні не є сталою величиною і змінюється у межах від 0,2 до 0,4 залежно від пористості [3]. Отже змінювання вимірювальних значень густини завдяки відмінності реального значення $\sigma_{\text{р}}$ від одиниці становить $\Delta\sigma$:

$$\Delta\sigma = K_{\text{п}}[(\sigma_{\text{р}} - 1) - K_{\text{пр}}(\sigma_{\text{р}} - \sigma_{\text{пр}})], \quad (6)$$

що створює похибку оцінки пористості:

$$\Delta K_{\text{п}} = \Delta\sigma / 1,7 \quad (7)$$

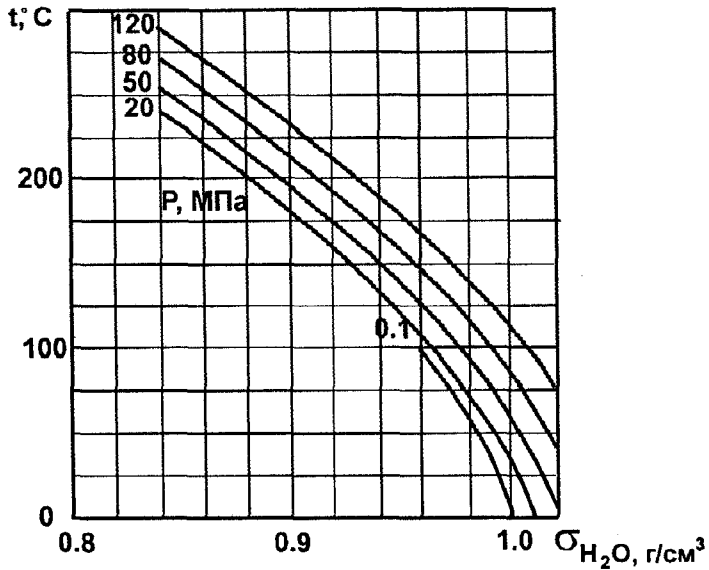


Рис. 1. Залежність густини води від температури і тиску

У водоносних пластах додатковими факторами, які впливають на густину флюїду, є температура і тиск. На рис. 1 зображено залежність густини води від температури і тиску [4]. З графіка виходить, що в середніх реальних умовах при $t = 100^\circ\text{C}$ і $P = 20\text{--}50$ Мпа густина води зменшується до $0,96 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Це зумовлює збільшення значень пористості K_n на 0,6 і 1% (в одиницях K_n) відповідно для $K_n = 20\%$ і 30% . Похибка пропорційна пористості і збільшується з підвищенням температури та зі зменшенням тиску.

У газоносних пластах, де густина газу становить $(0,1 \text{ ÷ } 0,2) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, заниження густини $\Delta\sigma = (0,8 - 0,9) \cdot K_n \cdot K_r$. Отже, для колектора з $K_n = 20\%$ і $K_r = 50\%$ $\Delta\sigma$ дорівнюватиме $(0,08 \div 0,09) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, що еквівалентно похибці оцінки пористості (завищенню K_n) на $\Delta K_n = (5,0 \div 5,5)\%$ від об'єму.

Вплив газонасиченості залежить від густини газу σ_r , яка у свою чергу визначається тиском P і температурою T у свердловині. На рис. 2 наведено графіки для визначення σ_r і $\Delta\sigma$ за величиною P/T і добутком $K_n \cdot K_r$, де P в МПа, T – в градусах К ($K = 273,2 + t^\circ\text{C}$). Спочатку за нижнім графіком через відношення P/T знаходять густину газу σ_r , а за верхнім графіком визначають значення $\Delta\sigma$, виходячи з величин $K_n \cdot K_r$ і σ_r . Похибку визначення пористості завдяки цьому факторові можна одержати, поділивши $\Delta\sigma$ на 1,7.

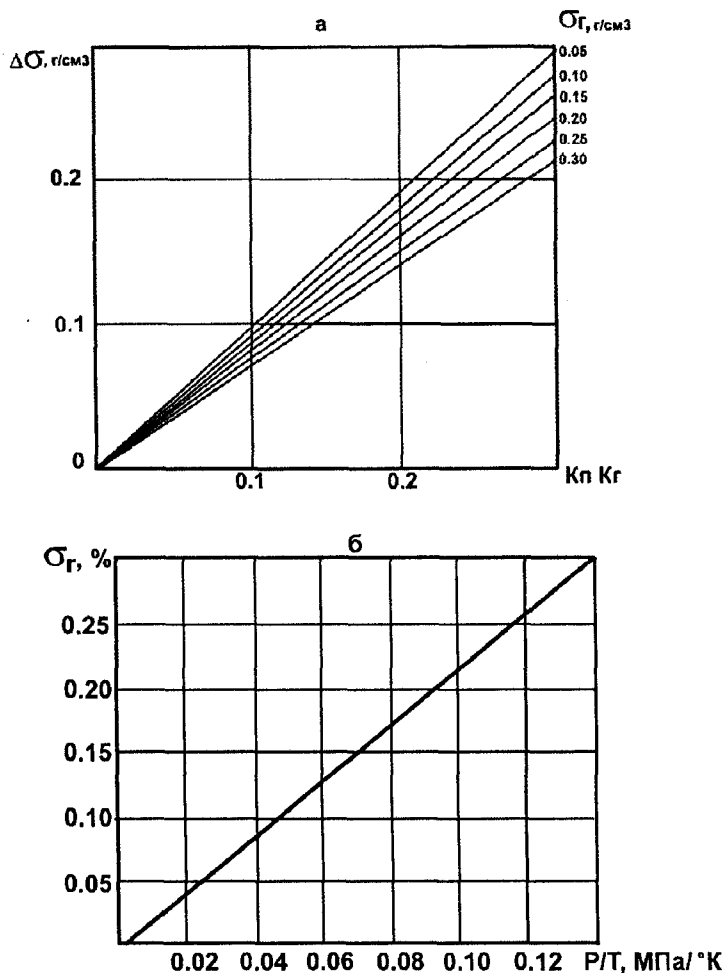


Рис. 2. Визначення густини газу (б)
і поправки на газонасиченість порід (а)

Для зручності обчислень величин пористості в різних геологічних і пластових умовах ми розраховували значення для $\sigma_{п}$ для різних співвідношень $P \cdot \sigma_p$ і коефіцієнтів пористості, виходячи з реальних умов, і встановили зв'язки $\sigma_{п} = f(K_{п})$ окремо для нафтоносних, газоносних і водоносних колекторів.

Нафтоносні колектори. Взявши для цього регіону $\sigma_{п} = 0,85 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ і $\sigma_{ф} = 1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ при залишковій нафтонасиченості $K_{нз} = 0,2, 0,3, 0,4$ і $0,5$ розраховуємо добуток $P \cdot \sigma_p$ за формулою:

$$P \cdot \sigma_p = [(1 - K_{нз}) \sigma_{ф} + K_{нз} \cdot 0,85], \text{ кг/м}^3 \quad (8)$$

Звідси отримуємо $P \cdot \sigma_p = (0,97, 0,955, 0,94, 0,925)10^3 \text{ кг/м}^3$. У формулі (8) σ_ϕ — густина фільтрату, кг/м^3 .

А що розмірність кривої густини, зареєстрованої апаратурою СГП2, узято в г/см^3 , то подальші обчислення величин густини слід виконувати в такій же розмірності.

За даними опрацювання результатів обчислень для пісковиків нижньої та верхньої крейди встановлено такі залежності:

$$\sigma_{\text{ни}} = 2,68 - K_{\text{п}} \cdot 1,71; K_{\text{пз}} = 0,2 \quad (9)$$

$$\text{звідси } K_{\text{п}} (\%) = (2,68 - \sigma_{\text{ни}}) / 0,0171;$$

$$\sigma_{\text{ни}} = 2,68 - K_{\text{п}} \cdot 1,725; K_{\text{пз}} = 0,3 \quad (10)$$

$$\text{звідси } K_{\text{п}} (\%) = (2,68 - \sigma_{\text{ни}}) / 0,01725;$$

$$\sigma_{\text{ни}} = 2,68 - K_{\text{п}} \cdot 1,74; K_{\text{пз}} = 0,4 \quad (11)$$

$$\text{звідси } K_{\text{п}} (\%) = (2,68 - \sigma_{\text{ни}}) / 0,0174;$$

$$\sigma_{\text{ни}} = 2,68 - K_{\text{п}} \cdot 1,755; K_{\text{пз}} = 0,5 \quad (12)$$

$$\text{звідси } K_{\text{п}} (\%) = (2,68 - \sigma_{\text{ни}}) / 0,01755.$$

Водоносні колектори. Для визначення $K_{\text{п}}$ колекторів у водоносній частині розрізу неогеново-палеогенових, верхньо- і нижньокрейдових відкладів залежність між густиною і пористістю порід має вигляд:

$$\sigma_{\text{ни}} = 2,68 - K_{\text{п}} \cdot 1,68; K_{\text{пз}} = 0 \quad (13)$$

$$\text{звідси } K_{\text{п}} (\%) = (2,68 - \sigma_{\text{ни}}) / 0,0168,$$

де $\sigma_{\text{ни}}$ — об'ємна густина водоносних колекторів, г/см^3 .

Для порівняння величин пористості за даними ГГК-Г і керна необхідною умовою є приведення величини пористості за даними керна $K_{\text{п}}^a$ в атмосферних умовах до пористості і $K_{\text{п}}^p$ в умовах залягання пластів-колекторів на відповідних глибинах. Для встановлення залежностей між пористістю $K_{\text{п}}^a$ в атмосферних умовах і $K_{\text{п}}^p$ при тиску на глибині залягання ($P_{\text{сф}} = 65 \text{ МПа}$) використано дані аналізу керна, проведеного на кафедрі ГДС в ІФНТУНГ [5]. Залежність $K_{\text{п}}^p = f(K_{\text{п}}^a)$ для міоценових і палеогенових відкладів Лопушнянського нафтового родовища має такий вигляд:

$$K_{\text{п}}^p = 0,9887 \cdot K_{\text{п}}^a - 0,9237; n = 65, R^2 = 0,9438 \quad (14)$$

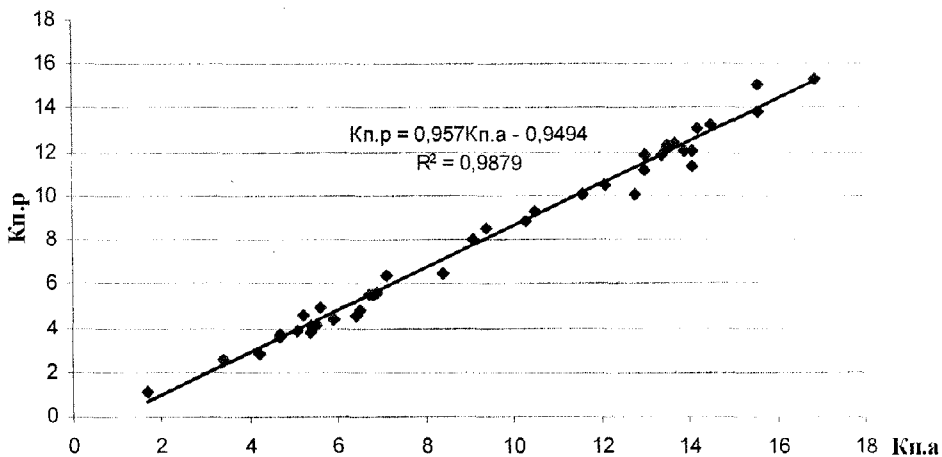


Рис. 3. Графік залежності $K_{п.р} = f(K_{п.а})$ (при $Ref = 65$ мПа) для відкладів сеномана, альба і апта Лопушнянського родовища

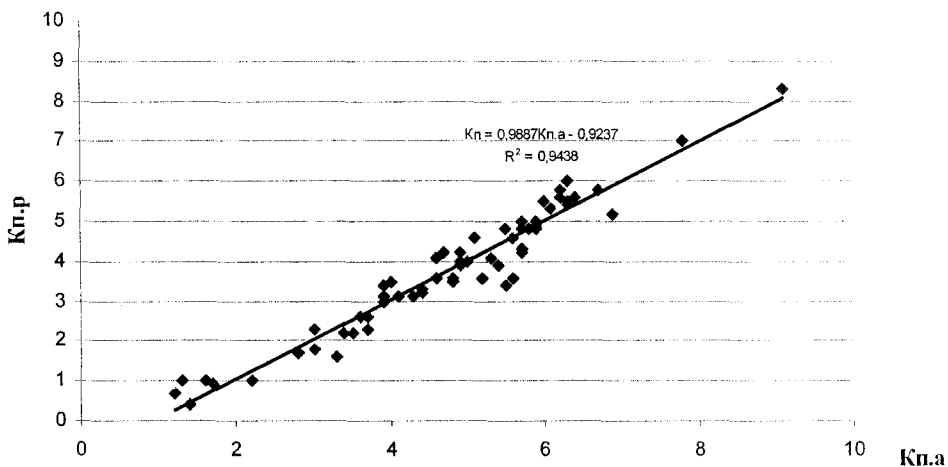


Рис. 4. Графік залежності $K_{п.р} = f(K_{п.а})$ (при $Ref = 65$ Мпа) для міоценових і палеогенових відкладів Лопушнянського родовища

Відклади верхньої і нижньої крейди (сеноман, альб і апт):

$$K_{п.р} = 0,957 \cdot K_{п.а} - 0,9494; n = 50, R^2 = 0,9879 \quad (15)$$

де n — кількість зразків у вибірці, шт.

Графіки цих залежностей представлено на рис. 3 і 4.

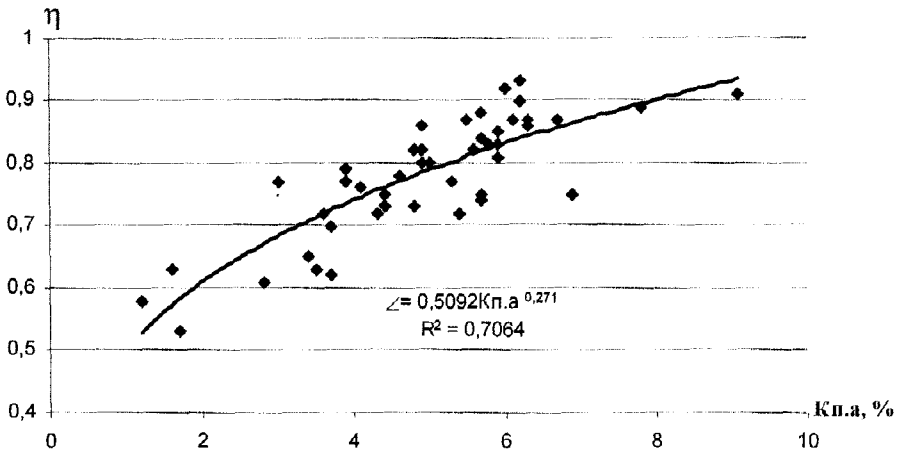


Рис. 5. Графік залежності $\eta = f(K_{п.а})$ для міоцен-палеогенових відкладів Лопушнянського родовища

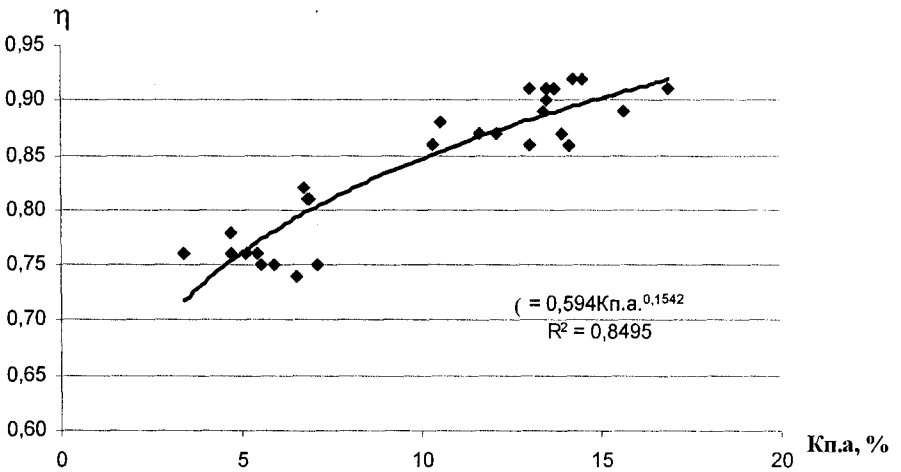


Рис. 6. Графік залежності $\eta = f(K_{п.а})$ для відкладів сеноману, альбу і апту Лопушнянського родовища

За цими ж даними побудовано графіки і встановлено залежності $\eta = f(K_{п.п} / K_{п.а})$ (рис. 5, 6).

Формули зв'язку між цими величинами:

а) міоценові і палеогенові відклади:

$$\eta = 0,5092 \cdot K_{п.а}^{0,271}; \quad R^2 = 0,7064 \quad (16)$$

б) відклади верхньої і нижньої крейди (сеноман, альб і апт):

$$\eta = 0,594 \cdot K_{п.а}^{0,1542}; \quad R^2 = 0,8495 \quad (17)$$

де R^2 – коефіцієнт парної кореляції.

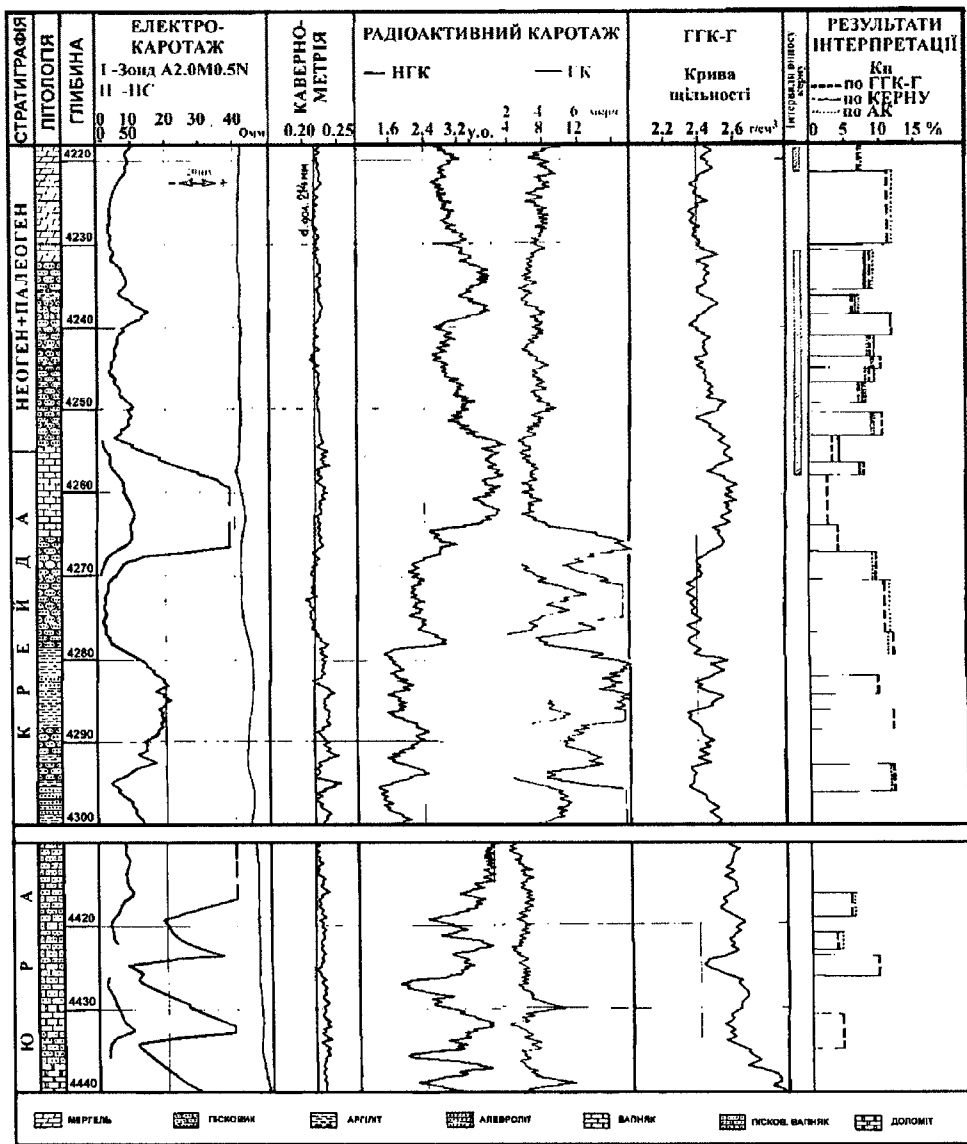


Рис.7. Геофізична характеристика неоген-палеогенових і мезозойських відкладів у розрізі св. 6-Лопушна

У свердловині 6-Лопушна відібрано kern в інтервалі 4220–4257 м, представлений пісковиками. Пористість змінюється в межах 3,7–11,5 %. Карбонатність не перевищує 10 %. Коефіцієнти пористості в цій свердловині визначали за даними АК, НГК, ГГК-Г і ГГК-НГК. Оскільки

Результати визначення K_n за даними ГГК-Г в їх порівнянні з даними керна, АК і НГК
Свердловина 6-Лопушна

№№ з/п	Інтервал пласти, м	Товщина пласта, м	$\gamma, \text{мкР/год}$	$\Delta \gamma$	$K_{\text{тв}}, \%$	$\sigma_{\text{ГГК}}, \text{г/см}^2$	$\Delta T, \text{мкс/м}$	$\ln \mu, \text{ум.од}$	K_n за даними ГГК-Г, %				$K_{\text{НК}}, \%$	K_n відкр. керн, %	\bar{K}_n	$K_n, P_{\text{ср}}=70\text{МПа}, \%$	$q = (K_{\text{ГГК}} - K_n) / K_n$	$q = (K_{\text{НК}} - K_n) / K_n$	$q = (K_{\text{НК}} - K_n) / K_n$
									За формулою	з урахуванням K_n	з урахуванням погр за ГК	K_n відкр.							
1	4220,4-4229,6	9,2	4,0	0,18	7,9	2,48	220	3,28	11,9	11,0	10,5	11,1	5,5	0,89	10,24	7,42	7,4	46,3	60
2	4229,6-4234,0	4,4	3,0	0,09	3,9	2,53	210	3,84	8,4	7,98	7,9	8,06	2,9	0,85	7,27	9,76	-19,6	60	60
3	4234,8-4237,2	2,4	3,8	0,17	7,8	2,57	205	3,84	6,1	5,0	5,8	5,15	6,6	0,83	5,42	-7,74	-21,7	46,5	46,5
4	4237,2-4239,6	2,4	3,5	0,14	6,1	2,47	207	2,88	12,5	11,6	11,3	11,7	8,0	0,87	8,53	36,69	8,5	6,2	6,2
5	4239,6-4242,4	2,8	3,0	0,09	3,9	2,53	207	2,61	8,9	7,98	7,9	8,06	10,0	0,87	8,5	-6,44	6,2	-17,2	-17,2
6	4242,4-4244,0	1,6	3,6	0,15	6,6	2,50	207	2,88	10,7	9,78	9,7	9,91	8,0	0,87	8,5	14,65	6,2	6,2	6,2
7	4244,0-4245,6	1,6	4,0	0,18	8,1	2,53	205	3,20	8,9	7,91	7,9	8,06	6,0	0,85	7,5	5,46	2,7	20,0	20,0
8	4245,6-4248,0	2,4	3,6	0,15	6,6	2,55	207	3,28	7,7	6,69	6,8	6,82	8,0	0,85	6,55	2,13	-22,1	16,0	16,0
9	4248,8-4552,0	3,2	3,6	0,15	6,6	2,50	210	3,20	10,7	9,78	9,7	9,91	8,2	0,86	7,57	29,2	-8,3	20,7	20,7
10	4252,0-4255,2	3,2	2,8	0,07	3,1	2,62	190	4,0	3,6	2,91	3,1	2,97	4,7	0,79	3,7	-21,35	19,7	32,4	32,4
11	4255,2-4256,8	1,6	3,2	0,11	4,9	2,54	190	3,84	9,9	9,0	8,8	9,1	4,3	0,85	6,55	37,4	34,4	55,7	55,7
																$e_{\text{ГГК}} = 7,2\%$	$e_{\text{НК}} = 72,2\%$	$e_{\text{НК}} = 45,4\%$	

розріз свердловини в інтервалі досліджень представлений водоносними колекторами, для визначення K_n теригенних колекторів застосовували формулу (13): $K_n = (2,68 - \sigma_m) / 0,0168$.

Для карбонатних порід застосовували формулу:

$$K_n = (2,71 - \sigma_n) / 0,0171. \quad (18)$$

Дані інтерпретації результатів досліджень з визначення K_n наведено в таблиці і на рис. 7. З таблиці видно, що ефективнішим методом є метод ГГК-Г. Його ефективність становить 72 %. Такою ж ефективністю володіє метод акустичного каротажу. Зате ефективність методу ІГК не перевищує 45,4 %.

Висновки

Для визначення колекторських властивостей порід-колекторів у складних розрізах свердловин Передкарпатського прогину потрібна поглиблена комплексна інтерпретація радіоактивних методів ГДС (ГГК-Г, ГК, НГК, ННК) з використанням петрофізичних залежностей.

За ефективністю визначення K_n за даними ГДС пріоритетності надають методів ГГК-Г в комплексі з методом АК. Наші дослідження довели, що у розрізах свердловин зі складною будовою колекторів ефективність методу ГГК-Г становить 72–80 %, що є необхідною умовою при оцінці підрахункових параметрів нафтових і газових покладів у Передкарпатті.

Література

1. В. Й. Прокопів. Петрофізичні моделі для оцінки пористості нафтоносних колекторів за даними ГГК-Г (на прикладі Лопушнянського нафтового родовища). «Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ», Івано-Франківськ, 2002, – вип. 1(6). – С. 53–61.
2. Методические указания по проведению плотностного гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СПП2-АГАТ и обработке полученных результатов ВНИГИК, Калинин, 1988.
3. Пирсон С. Справочник по интерпретации данных каротажа. М. Недра, 1966, с. 243–250.
4. Комплексная интерпретация ГГК, НК, АК, ГК, полученных серийной аппаратурой для определения емкостных свойств горных пород. Методическое руководство ВНИГИК, Калинин, 1982, с. 15–32.
5. Грицишин В.І. та ін. Комплексне вивчення колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття. Фонди ІФНТУНГ, Івано-Франківськ, 1989, 70 с.

4.2. Прогнозна оцінка характеру насичення відкладів верхньої юри Лопушнянського нафтового родовища

Наведено результати експериментальних досліджень кернавого матеріалу з відкладів верхньої юри Лопушнянського родовища. Встановлено залежності між петрофізичними параметрами, коефіцієнтами пористості і нафтогазо-насиченості. Проведено інтерпретацію матеріалів ГДС для апробації цих залежностей. Доведено високу ефективність отриманих петрофізичних залежностей. Іл. 1. Табл. 1.

Статтю опубліковано в державному міжвідомчому науково-технічному збірнику «Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин». Івано-Франківськ, 1995, №32, с. 20–25.

Ключові слова: керна, шліф, вторинна пористість, відносний опір, пористість, нафтогазонасиченість.

Відклади юрської системи неузгоджено перебиваються утвореннями палеозою і представлені коханівською, рава-руською і нижнівською світами. Оскільки промислові поклади нафти і газоконденсату в цій системі розвідано в розрізі нижнівської світи, нижче розгляньмо літолого-петрофізичну характеристику відкладів цього стратиграфічного відділу.

Керна, відібраний з цих відкладів, представлено вапняками. Переважна більшість вапняків крейдоподібні, кавернозні, еродовані і тріщинуваті. Керн дуже подрібнений, тріщини переважно не заповнені кальцитом, на свіжому зламі із запахом вуглеводнів або нафтонасичені. Пористість окремих уламків становить від 7,6 до 18,2%. Шліфи, виготовлені із зразків, відібраних в інтервалах цих відкладів, свідчать про наявність мікротріщин складної структури і форми. Виявлено відкриті щілиноподібні пори і пори, пов'язані з наявністю каверн різної форми та об'єму. Через тріщинуватість винос керна незначний. Із свердловин №4 і №11, де відібрано найбільшу кількість керна винос становив 55,7 (св. 4) і 38,5% (св. 11). Кількість визначень пористості у цих свердловинах становив 35 шт. При розгляді кривої розподілу пористості за даними керна (рис.) видно, що основна кількість зразків (біля 70%) характеризується пористістю від 8 до 15%. Середнє значення пористості становить 11% (св. 4) і 14% (св. 11). Слід зазначити, що це в основному стосується блокової пористості. Дані геофізичних методів (нейтронний гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, акустичний каротаж) підтверджують наявність вторинної пористості. Свідченням цього є аналізи шліфів, виготовлених з окремих уламків винесеної породи.

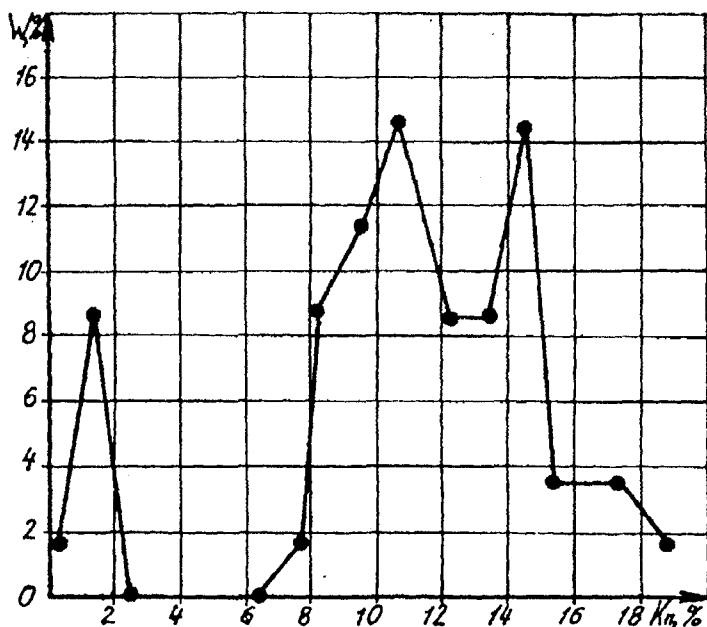


Рис. Графік розподілу відкритої пористості за даними керн ($n=35$), (св. № 4, 11 - Лопушна) K_p – пористість, %;
 W – частота випадків, %

Для визначення пористості і нафтогазонасиченості за даними ГДС на підставі кернового матеріалу в лабораторії при кафедрі ГДС ІФНТУНГ встановлено такі залежності:

$$\lg R_p = 4,0667 - 2,06 \lg K_p, \quad n=33; \quad \eta = -0,78, \quad \delta \eta = 0,05; \quad (1)$$

$$\Delta T = 150 + 2,96 K_p, \quad n=33; \quad r = 0,91; \quad \delta r = 0,03; \quad (2)$$

$$\lg R_n = 3,4761 - 1,72 \lg K_v, \quad n=36; \quad \eta = -0,83, \quad \delta \eta = 0,04; \quad (3)$$

де K_p – коефіцієнт відкритої пористості; R_p – відносний опір; R_n – коефіцієнт збільшення опору; K_v – коефіцієнт водонасиченості; ΔT – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі, мкс/м; n – кількість зразків у вибірці; r – коефіцієнт парної кореляції; η – кореляційне відношення; $\delta r(\eta)$ – границі довіри кореляції.

Щоб установити ефективність комплексу ГДС при визначенні характеру насичення юрських відкладів та апробації одержаних петрофізичних залежностей (експериментальні дослідження з визначення окремих петрофізичних характеристик провів О. А. Гаранін), для оцінки пористості і нафтогазонасиченості проводили інтерпретацію геофізичних матеріалів за свердловиною 11-Лопушна, розріз якої в інтервалі

продуктивних порід представлено найбільшою кількістю керна. В цій свердловині проінтерпретовано пласти в інтервалі 4156–4228 м. Для цього виділяли пласти різної товщини і з неоднаковою пористістю, для яких за даними бокового мікрокаротажу (БМК), бокового каротажного зондування (БКЗ), бокового й індукційного каротажу (БК і ІК) визначено питомий електричний опір.

Для оцінки ефективності окремих методів електрометрії (БКЗ, БК-3, БК-2 і БМК) як опорні пласти вибирали великої товщини (6–10 м) з найкращою пористістю. Зіставлення даних вищевказаних методів дозволило зробити висновок про співмірність величин питомого електричного опору в незмінній частині пласта $\rho_{\text{н}}$ за даними БКЗ і БК-3, а опору зони проникнення – за даними БМК і малого зонда апаратури БК-2.

Коефіцієнти пористості в цій свердловині було визначено за даними БМК. Методи радіоактивного й акустичного каротажу не використовували через низьку якість останніх. Одержані величини пористості зіставляли з пористістю, визначеною за керном, надаючи перевагу керновим визначенням. Для цих же пластів було визначено коефіцієнти нафтонасиченості за даними БКЗ і БК-3.

У св.11-Лопушна виділено 15 пластів (інтервал 4156–4228 м). Продуктивними в цій свердловині слід вважати пласти до глибини 4206 м, оскільки визначені за даними БКЗ і БК-3 коефіцієнти нафтогазонасиченості набувають значення в межах 58–72% (див. табл.). За даними керна та методів ГДС пористість цих пластів перебуває в межах від 5,1 до 16,7%. Нижче подаємо порівняння одержаних коефіцієнтів нафтогазонасиченості з урахуванням критичних значень водонасичення, одержаних за даними капілярметрії. Для колекторів верхньоюрських відкладів, представлених вапняками, за даними капілярметрії одержано такі значення $K_{\text{в. кр}}$:

а) для колекторів III класу за А. А. Ханіним середнє значення $K_{\text{в. кр}}=0,40$;

б) для колекторів IV класу за А. А. Ханіним середнє значення $K_{\text{в. кр}}=0,63$;

в) для колекторів V класу за А. А. Ханіним середнє значення $K_{\text{в. кр}}=0,56$.

Результати інтерпретації щодо визначення коефіцієнтів нафтогазонасиченості за даними БКЗ і БК-3 представлено в табл. За відсутності даних залишкової водонасиченості $K_{\text{в}}$ з не всі пласти охарактеризовано значеннями $K_{\text{в. кр}}$. Але для більшості пластів у

Прогнозна оцінка нафтогазонасиченості колекторів верхньої юри (св.11-Лопушна) за даними керн і ГДС

Інтервали пластів, м	Кп, %		Кв.з, %	Кв.кр, %	БК-3,		Кнг, %	БКЗ		Клас кол.	Характер насичення
	Керн	ГДС			рп, ОмМ	ОмМ		рп, ОмМ	Кнг, %		
4156,0-4161,0	5,1	4,9	0,32	0,6	10,5	10,5	73	7,2	67	V	нафтонасичений
4165,0-4168,0	10,1	10	-	-	12,0	12,0	60	6,7	45	IV	нафтонасичений
4168,0-4170,0	10,1	10	-	-	30,0	30,0	72	15,8	60	IV	нафтонасичений
4176,0-4178,0	15,7	14	0,14	-	24,0	24,0	72	-	-	IV	нафтонасичений
4178,0-4180,0	14,9	15	0,19	0,43	13,5	13,5	67	32,0	79	II-III	нафтонасичений
4180,0-4184,0	15,7	14	0,18	0,38	7,5	7,5	58	12,0	67	III	нафтонасичений
4188,0-4191,4	13,5	14	0,24	0,45	6,0	6,0	65	4,3	58	III	нафтонасичений
4191,4-4192,8	9,9	8,5	0,24	0,45	7,0	7,0	72	9,3	75	III	нафтонасичений
4192,8-4195,0	5,8	8,5	-	-	8,0	8,0	67	-	-	IV	нафтонасичений
4197,0-4200,0	6,4	7,7	-	-	3,6	3,6	60	3,7	60	V	нафтонасичений
4200,0-4204,0	6,7	9,0	-	-	6,0	6,0	60	7,0	64	V	нафтонасичений
4204,0-4206,0	13,7	15,5	0,29	-	4,5	4,5	55	4,0	58	IV	нафтонасичений
4206,0-4208,0	13,7	15,5	0,28	-	1,7	1,7	18	1,6	16	IV	водонасичений
4208,0-4212,0	16,1	20,0	0,23	-	4,7	4,7	45	2,2	26	IV	водонасичений
4212,0-4216,0	13,6	12,0	0,31	-	2,6	2,6	35	2,7	35	IV	водонасичений

продуктивній частині такий аналіз зроблено, що дозволило стверджувати про ефективність методів БК-3 і БКЗ при визначенні коефіцієнтів нафтогазонасиченості.

Визначення $K_{нг}$ за даними індукційного каротажу значно нижчі від таких, що визначені за даними БКЗ і БК-3.

Випробування пластів у св. 11-Лопушна в інтервалах 4063–4072 м, 4080–4103 м і 4160–4191 м підтвердили вищенаведену оцінку продуктивності. З цих інтервалів одержано такі дебіти нафти: 50 м³/добу, 9 м³/добу і 90 м³/добу. Пласти, що залягають нижче глибини 4206 м, охарактеризовано як обводнені і водоносні. Коефіцієнти нафтонасиченості перебувають у межах 10–35%. Їх випробування на вивчення характеру насичення дозволило б підтвердити оцінку за даними ГДС. Враховуючи те, що колектори в цій частині розрізу відносяться до IV класу, K_v кр для цієї групи колекторів становить 45%. Одержані за даними БКЗ і БК-3 значення K_v для пластів у цій частині сягають високих значень (90–65%), що значно перевищує критичне значення водонасичення колекторів такого класу.

Порівнюючи дані БКЗ і БК-3, можна зробити висновок про їх рівнозначність щодо визначення характеру насичення колекторів у цій свердловині, але це за умови застосування при бурінні високомінералізованих бурових розчинів. У разі застосування при бурінні прісних розчинів ($\rho_c > 0,2$ Ом · м) метод БК придатний для визначення питомого електричного опору тільки в продуктивній частині розрізу при нейтральному і понижувальному проникненні фільтрату в пласт. У водоносній частині розрізу при бурінні на прісному розчині опір зони проникнення ρ_{zn} значно перевищує опір пласта в незмінній частині ρ_n . Така ситуація несприятлива для визначення характеру насичення колекторів за даними бокового каротажу. Отже, для уточнення питомого електричного опору колекторів у законтурній частині розрізу поряд з методом БКЗ слід застосовувати метод індукційного каротажу.

4.3. Порометрична і петрофізична характеристики колекторів складної будови в теригенних і карбонатних відкладах Лопушнянського нафтогазоконденсатного родовища

Розглянуто питання порометричної характеристики карбонатних відкладів і її вплив на фільтраційно-ємнісні властивості колекторів складного типу. Наведено петрофізичні залежності для неоген-палеогенових, верхньокрейдових і верхньоюрських відкладів Лопушнянського родовища нафти, газу і конденсату.

Статтю опубліковано у збірнику міжнародної наукової конференції «Геологія горючих копалин України» – Львів, 2001, с. 225–226.

Співавтор: В. Й. Прокопів.

Ключові слова: проникність, пористість, ртутна порометрія, ефективний радіус пор, параметр пористості, параметр насичення.

Нафтогазоконденсатні поклади на Лопушнянському родовищі пов'язані з палеогеновими, альбсько-сеноманськими та юрськими утвореннями трьох тектонічних блоків [Атлас родовищ нафти і газу України. УНА. Львів, 1998]. Колекторами палеогенового покладу служать пісковики невитриманої товщини з відносно невисокими фільтраційно-емнісними властивостями. Палеогеновий поклад – пластовий, літологічно обмежений, установлений в одному блоці свердловини №8.

Альбсько-сеноманські пісковики мають високі фільтраційно-емнісні показники і характеризуються низьким електричним опором, спричиненим наявністю мінералів з електронною провідністю (глауконіт, пірит, мусковіт та ін.).

Юрський поклад пов'язаний з вапняками нижнівської світи верхньої юри. Світу складають органогенно-уламкові вапняки з високими фільтраційними властивостями.

За даними ртутної порометрії вказані породи характеризуються складною структурою порового простору і відносяться до колекторів складної будови. Дослідження на зразках із свердловини 4-Лопушна (інтервал 4142–4278 м) і 8-Лопушна (інтервал 4065–4222 м) дозволили встановити такі особливості порометричних характеристик [Грицишин В. І., Гаранин А. А. и др. «Комплексное изучение коллекторов нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья». Ивано-Франковск, ИФИНГ, 1990]: ефективна пористість за ртуттю змінювалась у межах 4,78–16,28%, ефективний радіус звужень порових каналів $R_{\text{эф}}$ – від 0,089 мкм до 7,085 мкм, проникність за ртуттю змінювалась від $0,0103 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $418,304 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Результати ртутної порометрії матриці карбонатних порід без урахування тріщин і каверн дозволяють стверджувати, що фільтраційна характеристика таких порід значно вища, ніж у породах теригенного типу. При відкритій пористості 3–8% $R_{\text{эф}}$ становить 6–30 мкм, а колектори з $K_{\text{п}} > 8\%$ характеризуються ефективним радіусом пор понад 30 мкм. Щодо проникності, то їхня величина сягає декількох сотень 10^{-15} м^2 : $(284,87–289,42) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при пористості $K_{\text{п,рт}} = 17–20\%$.

Петрофізичні характеристики і параметри зразків гірських порід, відібраних із продуктивних відкладів родовища, ми досліджували в умовах, наближених до пластових.

Отримані петрофізичні залежності подано такими кореляційними рівняннями:

а) для піщано-алевролітових неогеново-палеогенових відкладів:

$$\lg P = 3,0118 - 1,946 \cdot \lg K_p, \quad r = -0,8 \quad (1)$$

$$\lg P_n = 3,1183 - 1,5586 \cdot \lg K_p, \quad r = -0,94 \quad (2)$$

$$\Delta T = 169,6 + 4,09 \cdot K_p, \quad r = 0,8 \quad (3)$$

б) для піщано-алевролітових відкладів крейди:

$$\lg P = 3,4692 - 1,4946 \cdot \lg K_p, \quad r = -0,93 \quad (4)$$

$$\lg P_n = 3,777 - 1,83 \cdot \lg K_p, \quad r = -0,92 \quad (5)$$

$$\Delta T = 175,8 + 3,2 \cdot K_p, \quad r = 0,89 \quad (6)$$

в) для карбонатних відкладів верхньої юри:

$$\lg P = 4,0667 - 2,06 \cdot \lg K_p, \quad r = -0,78 \quad (7)$$

$$\lg P_n = 3,4761 - 1,72 \cdot \lg K_p, \quad r = -0,83 \quad (8)$$

$$\Delta T = 150 + 2,96 \cdot K_p, \quad r = 0,91, \quad (9)$$

де P – відносний опір (параметр пористості);

K_p – коефіцієнт відкритої пористості;

P_n – параметр насичення;

K_v – коефіцієнт водонасиченості;

ΔT – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі, мкс/м;

r – коефіцієнт парної кореляції.

Наведені вище зв'язки підтверджуються даними геофізичних досліджень свердловин і використовуються для оцінки пористості і нафтогазонасиченості продуктивних відкладів Лопушнянського родовища як при оперативній інтерпретації, так і при підрахунку запасів нафти і газу.

4.4. Вивчення тріщинних колекторів районів Передкарпаття методами промислової геофізики

Наведено результати геофізичних досліджень свердловин, пробурених на південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи, де розкрито колектори різних типів пористості.

Виявлено особливості формування зон проникнення фільтрату промивальної рідини в колектори тріщинного типу. Вперше застосовано апаратуру акустичного каротажу типу ЛАК-1, яка дозволила виявити в розрізах свердловин колектори тріщинного типу. Іл. 4. Бібл. 3.

Статтю опубліковано в науково-технічному збірнику «Нефтегазовая геология и геофизика», вып.9, М.: ВНИИОЭНГ, 1966, с. 35–37.

Співавтори: Г. П. Федорович, Є. Ф. Януш, М. Д. Дзюрак.

Ключові слова: гранулярні колектори, тріщинні колектори, кавернозні колектори, гідрохвилі, хвилі Лемба, хвильова картинка.

На південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи і в Передкарпатті в розрізі свердловин зустрічаються колектори різних типів – гранулярні (з міжзерною пористістю), тріщинні, кавернозні, колектори змішаного типу.

Тріщинуватість порід на південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи і в Зовнішній зоні Передкарпаття приурочена в основному до мезозойських і палеозойських карбонатних відкладів і обумовлена, з одного боку, перекристалізацією і вилуговуванням порід, а з другого – тектонічними процесами. Система тріщин, заповнених продуктами вторинної мінералізації (кальцит, кремнезем, глина та ін.), добре проявляється на керні. Тріщинні породи можна спостерігати також у стовбурах шахт Львівсько-Волинського басейну.

У нижньодевонських, кам'яновугільних, юрських і верхньокрейдових відкладах поряд з тріщинними широко поширені гранулярні і змішані колектори. В тріщинних, кавернозних і тріщинно-гранулярних колекторах спостерігається глибоке, найчастіше понижувальне проникнення фільтрату бурового розчину, і для них характерними є тришарові криві бокового каротажного зондування (БКЗ). У ряді випадків за даними БКЗ вдається визначити питомий електричний опір зони проникнення (ліва вітка кривої БКЗ), питомий електричний опір пласта (права вітка кривої БКЗ) і виконати кількісну інтерпретацію, використовуючи формули А. М. Нечая [2].

Глибина проникнення в багатьох випадках така велика, що вимірювання градієнт-зондом завдовжки 8,5 м недостатні для того, щоб крива БКЗ вийшла на праву асимптоту, що відповідає питомому опоріві пласта. А тому ми використовували градієнт- і потенціал-зонди великого розміру (А32М4N і N60M12A).

Для тріщинних низькопористих колекторів характерним є дуже глибоке проникнення, криві БКЗ мають двошаровий характер, вони відповідають зоні проникнення. Згодом при подальших дослідженнях модуль кривої переважно збільшується. Наприклад, у свердловині 12-Великі Мости, де в 1962 р. БКЗ проводили тричі, для однієї з тріщинних зон (1243–1260 м) одержано:

дата вимірювання: 02.06.1962; 08.09.1962; 08.11.1962;

відповідно питомий опір зони проникнення за даними БКЗ, Ом • м: 1100; 2500; 9000.

Криві ПС і кавернограми навпроти тріщинних і кавернозних колекторів нестабільні.

Було встановлено, що після підйому бурового інструменту відбувається дифузія газу з газоносних пластів у свердловину. Цей процес, очевидно, триває до утворення надійної глинистої кірки. Дифузія змінює теплове поле поблизу свердловини; внаслідок цього газоносні і нафтогазоносні пласти надійно відзначаються на термограмах аномальними зниженнями температур (рис. 1). Стало можливим виділяти на діаграмах акустичного каротажу, одержаних з допомогою лабораторії ЛАК-1, тріщинні і кавернозні зони і визначати тип колектора [3]. Тріщинні і кавернозні зони виділяються за затуханням коливань — амплітудами перших вступів поздовжньої і поперечної хвиль, а також перших вступів гідрохвилі і хвиль Лемба. Тип колектора (гранулярний, тріщинно-кавернозний, змішаний) виділяється за тривалістю сигналу (часу від першого вступу до повного затухання коливань). Щільні пісковики і вапняки характеризуються великою тривалістю сигналу, в гранулярних колекторах (пісковики середньо- і високопористі) тривалість сигналу невелика і досить незначна навпроти кавернозних і тріщинних зон. Ці зони виділяються за хвильовими картинками, які звужені як з боку перших вступів, так і кінцевої частини сигналу («двостороннє затухання»).

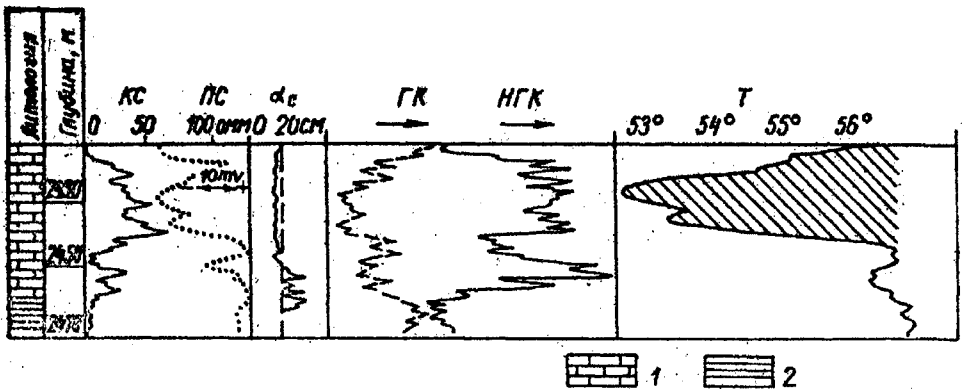


Рис. 1. Приклад виділення газоносного пласта на термограмі (св. 12-Великі Мости): КС (ПО) — крива позірнього опору, зареєстрована зондом А2,25М0,25N; ПС — крива ПС; dс — кавернограма; ГК — крива гамма-каротажу; НГК — крива нейтронного гамма-каротажу; Т — термограма; 1 — вапняки; 2 — аргіліти

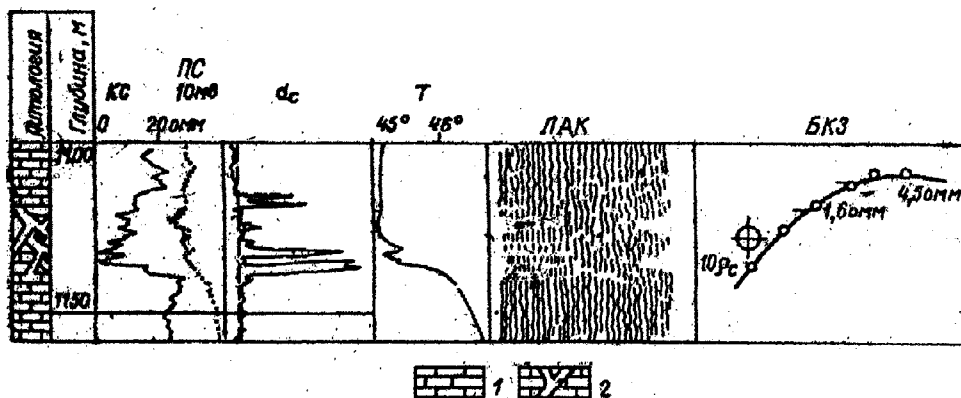


Рис. 2. Приклад виділення тріщинної зони (св. 3-Нестерів; діаметр долота 0,222 м, опір промивної рідини $\rho_c = 0,08$ Омм); КС (ПО) – крива позірнього опору, зареєстрована зондом В2,25А0,25М; ПС – крива ПС; d_c – кавернограма; Т – термограма; ЛАК – діаграма лабораторно-акустичного каротажу, зонд В1, 6П, підсилення «5»% 1 – вапняки; 2 – аргіліти

На рис. 2 наведено приклад тріщинно-кавернозної зони у св. 3-Нестерів (Жовква) (1120–1140 м), виділеної за допомогою кавернограми й ефекту поглинання розчину. Ця зона чітко виділяється на діаграмі ЛАК за значним затуханням і звуженням хвильової картини. Для спостереження тривалості сигналу треба підібрати відповідне підсилення на вході наземної панелі відносно літологічного типу породи. Доцільно записати декілька діаграм ЛАК при різному підсиленні. Значна частина геологічного розрізу Внутрішньої зони Передкарпаття і складчастої ділянки Карпат складається з теригенних і карбонатних порід палеогенового і крейдового флішу. Серед цих порід також розвинена тріщинуватість, обумовлена в основному тектонічними процесами.

Для колекторів цих відкладів, які характеризуються як тріщинуватістю, так і високою гранулярною пористістю, типовою є зміна глибини зони проникнення з часом. Якщо проводити навпроти них бокове каротажне зондування в різний час, то криві БКЗ спочатку (через невеликий проміжок часу після розкриття пласта) будуть тришарові, а опісля – двошарові зі збільшенням модуля в міру зростання часу; крива зондування в цьому випадку характеризуватиме зону проникнення.

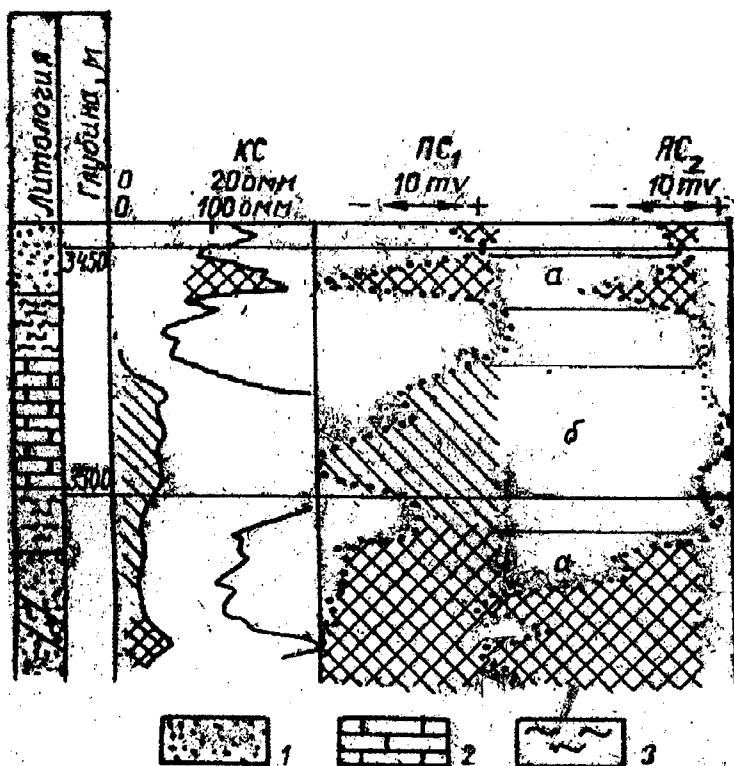


Рис. 3. Зміна аномалії ПС у часі навпроти тріщинного колектора (8-Уличне): КС (ПО) – крива позірного опору, зареєстрована зондом N8.5M0.5A за 19.09.1964 р., ПС1 – замір ПС 19.09.1964 р.; ПС2 – замір ПС 16.10.1964 р. 1 – пісковик; 2 – низькопористий пісковик; 3 – глини; а – низькопористий тріщинуватий колектор; б – високопористий тріщинуватий колектор

Трапляються випадки, коли внаслідок глибокого проникнення розчину в тріщинні колектори амплітуда ПС зменшується або аномалія ПС зовсім зникає [1] (рис. 3). Особливо помітно вплив тріщинуватості в зонах інтенсивного розвитку тріщин, приурочених до диз'юнктивних порушень, зон різних тектонічних елементів.

Встановлено, що для цього типу розрізу на термограмі навпроти водо- і нафтонасичених тріщинних колекторів спостерігаються зони підвищених температур (рис. 4). Вказані вище ознаки використовують при виділенні у цих відкладах колекторів і визначенні їх типу.

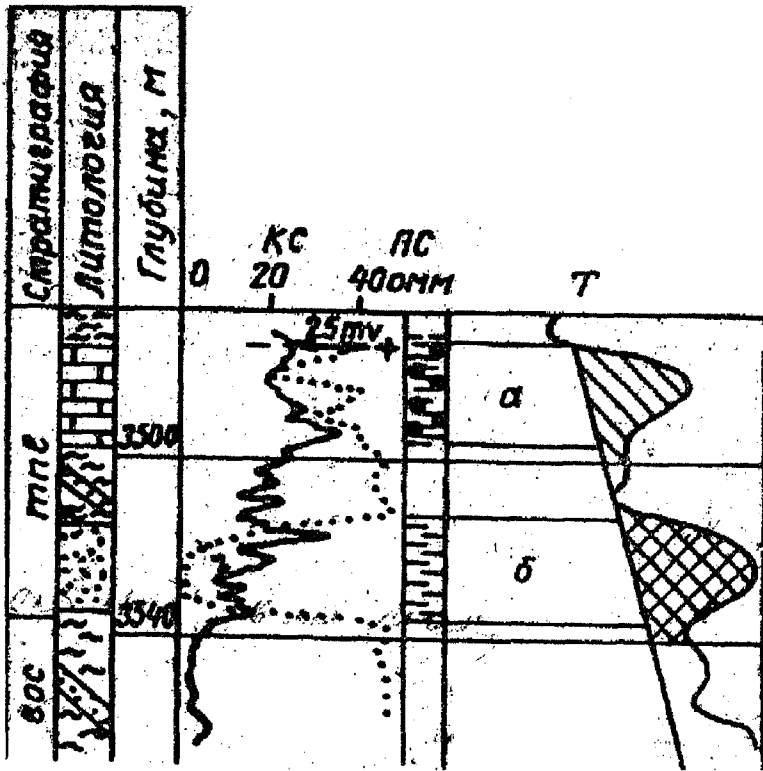


Рис. 4. Приклад термограми, зареєстрований навпроти водоносного і нафтоносного колектора (св. 9 – Орів): КС (ПО) – крива позірнього опору, зареєстрована зондом N20M0.5A; ПС – крива ПС; Т – термограма. Інші позначення ті ж, що на рис. 3

Література

1. Анпилогов А. П. Изменение формы кривой ПС при глубоком проникновении раствора. «Разведочная и промысловая геофизика». Вып. 50. Гостоптехиздат, 1963.
2. Нечай А. М. Оценка продуктивности и коллекторских свойств трещиноватых карбонатных пород. «Прикладная геофизика», вып. 26. Гостоптехиздат, 1960.
3. Щербакова Т. В. Изучение трещиноватых пород методами каротажа. «Нефтегазовая геология и геофизика», № 10, 1964,

ФІЗИКО-ПЕТРОГРАФІЧНІ ТА ГЕОФІЗИЧНІ ПАРАМЕТРИ КОЛЕКТОРІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Петрофізична і фільтраційно-ємнісна характеристика колекторів нафтогазових родовищ ДДЗ

1. Оцінка пористості колекторів нафтогазових родовищ ДДЗ за даними геофізичних досліджень свердловин

У статті наведено результати петрофізичних досліджень при ефективному тиску порід-колекторів нижнього карбону Перекопівського та ряду інших нафтогазових родовищ ДДЗ. Установлено, що глиниста фракція пісковиків нижньовізейських відкладів Перекопівського і Коржівського родовищ не впливає на швидкість поширення поздовжніх акустичних хвиль, і це відрізняє її від подібних порід інших родовищ ДДЗ. Іл. 1. Табл. 2. Бібл. 4.

Статтю опубліковано в республіканському міжвідомчому науково-технічному віснику «Разведка и разработка нефтеносных и газоносных месторождений». – Львів, 1987, – вип.. 24. – С. 6–10.

Співавтор: О. А. Гаранін.

Ключові слова: електричний опір, швидкість поширення акустичних хвиль, ефективний тиск, пористість, проникність, водонасиченість.

Достовірність оцінки пористості пластів–колекторів, одного з основних підрахункових параметрів нафтогазоносних родовищ, багато в чому залежить від обґрунтування петрофізичних зв'язків, які використовують при інтерпретації геофізичних досліджень свердловин (ГДС). На цей час для визначення пористості продуктивних відкладів перспективних нафтогазоносних площ ДДЗ в основному використовують електричні методи й акустичний каротаж (АК). При інтерпретації каротажних даних цих методів застосовують класичні зв'язки між геофізичними параметрами і петрофізичними характеристиками гірських порід [1,2]. Однак у багатьох випадках при визначенні пористості пластів-колекторів за даними вказаних методів виникають труднощі через

необхідність залучення додаткових характеристик і параметрів гірських порід, а також пов'язані із значною неоднорідністю колекторів за різними їх ознаками (літологічними, структурними, фаціальними та ін.).

При сучасному рівні техніки обробки матеріалів ГДС полегшити завдання підвищення достовірності підрахункових параметрів, на наш погляд, можна тільки шляхом установаження кореляційних петрофізичних зв'язків для кожного типу порід-колекторів конкретного нафтогазового родовища. Для цього поряд з даними ГДС широко використовують результати досліджень зразків керна в умовах, наближених до пластових [3, 4].

Ми на колекціях зразків гірських порід, відібраних із відкладів нижнього карбону Перекопівського і ряду інших нафтогазових родовищ ДДЗ, провели петрофізичні дослідження при ефективних тисках. Апаратура і обладнання, які застосовували при дослідженні керна, дозволили визначити комплекс петрофізичних параметрів і фільтраційно-ємнісних характеристик зразків гірських порід (електричний опір, швидкість поширення поздовжньої хвилі, змінювання відкритої пористості завдяки тискові, проникність і водонасиченість). Статистичне опрацювання даних досліджень дозволило одержати ряд парних і багатомірних зв'язків. Найхарактерніші з них наведено в табл. 1. Тут же наведено для порівняння аналогічні залежності з наукових праць [3, 4], позначені зірочкою.

Придатність цих залежностей для визначення за даними ГДС пористості пісковиків нижньокам'яновугільних відкладів Артюхівсько-Липово-Долинського валу ДДЗ, до центральної частини якого приурочені Перекопівське і Коржівське нафтогазоносні родовища, ми оцінювали, порівнюючи значення $K_{\text{п}}$, обчислені за зв'язками, наведеними в табл. 1, і за керном. Для цього в розрізах свердловин 1, 3 – Перекопівські, 26 – Анастасівська, 1, 2 – Коржівські (в продуктивних горизонтах В-18 і В-19) виділено інтервали з витриманою геофізичною характеристикою і представницькою вибіркою даних керна. Для пластів-колекторів у цих інтервалах за даними АК і бокового мікрокаротажу (БМК) визначали відповідно значення інтервального часу і відносного опору.

Крім цього, значення пористості знаходили і за рівнянням середнього часу [1], для реалізації якого з урахуванням глибини залягання колекторів і мінералізації пластових вод було прийнято $\Delta T_{\text{р}} = 555$ мкс/м і згідно з рівнянням (3) $\Delta T_{\text{ск}} = 177$ мкс/м. Слід зауважити, що значення коефіцієнтів пористості, які визначали за рівнянням середнього часу, систематично занижені відносно даних $K_{\text{п}}$ за керном на 1,5...2,0%, що виключає можливість застосування їх для оцінки підрахункових параметрів Перекопівського родовища.

Рівняння регресії петрофізичних зв'язків для вибірок зразків пісковиків
нижньокам'яновугільних відкладів ДДЗ

Рівняння регресії	Парний і множинний коефіцієнти кореляції	Кіль- кість зразків у вибірці	Діапазон змінювання пористості зразків у вибірці, %	Номер рівняння
Перекопівська і Коржівська площі (горизонти В-18, В-19)				
$P = 0,758 \cdot K_n^{-2,1}$	-0,78	40	7-19	(1)
$K_n = -53,45 + 0,3 \Delta T$	0,93	44	4-19	(2)
$K_n = -51,46 + 0,29 \cdot \Delta T + 0,024 \cdot K_{rn}$	0,91	36	4-19	(3)
$K_n = -7,72 - 5,99 \lg P + 0,143 \cdot \Delta T$	0,95	36	4-19	(4)
$K_n = -8,97 - 6,04 \lg P + 0,15 \cdot \Delta T + 0,036 \cdot K_{rn}$	0,95	36	4-19	(5)
Яблунівська площа (горизонт В-26, Т-1)				
$P = 0,62 \cdot K_n^{-2,23}$	-0,80	59	7-17	(6)
$K_n = -74,36 + 0,4 \cdot \Delta T$	0,71	83	2-17	(7)
$K_n = -41,04 + 0,252 \cdot \Delta T - 0,319 \cdot K_{rn}$	0,87	38	2-17	(8)
$K_n = 9,54 - 6,74 \lg P + 0,068 \cdot \Delta T$	0,92	38	7-17	(9)
$K_n = 0,164 - 5,46 \lg P + 0,104 \cdot \Delta T - 0,113 \cdot K_{rn}$	0,93	38	2-17	(10)
Андріяшівська площа (горизонти В-18, В-20)				
$P = 0,86 \cdot K_n^{-2,08}$	-0,83	32	7-17	(11)
$K_n = -74,36 + 0,411 \cdot \Delta T$	0,85	38	2-17	(12)
Великобубнівська площа (візейські відклади)*				
$K_n = -25,83 + 0,187 \cdot \Delta T - 0,49 \cdot K_{rn}$	0,836	62	1-23,2	(13)
$K_n = 4,16 + 0,101 \cdot \Delta T - 6,3471 \lg P - 0,324 \cdot K_{rn}$	0,894	62	1-23,2	(14)
Гніденцівська, Мильківська, Прилуцька і Талалаївська площі				
$\Delta T = 3,63 \cdot K_n + 179,4$	0,83	45	-	(15)
Богданівська, Великобубнівська і Монастирищенська площі*				
$\Delta T = 3,63 \cdot K_n + 178,7$	0,76	112	-	(16)

Примітка. Позначення у формулах: P – параметр пористості; K_n – коефіцієнт пористості; ΔT – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі, мкс/м; K_{rn} – коефіцієнт об'ємної глинистості, %.

Отже, для виділених пластів одержано величини значень K_n за керном і за даними ГДС із застосуванням установлених зв'язків. Для кожної групи коефіцієнтів пористості обчислювали статистичні характеристики: середнє значення коефіцієнта пористості $K_{n, \text{сеп.}}$, дисперсію D , середньоквадратичне відхилення дисперсії δ і коефіцієнт варіації V . Найпридатнішими залежностями для визначення пористості нижньовізейських відкладів вищевказаних родовищ слід вважати ті, характеристики розподілу яких найближчі до одержаних за

представницьким керном. Числові характеристики $K_{п, сер.}$ і V для найвірогідніших розподілів значення пористості пластів-колекторів, які вивчали, наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Характеристика розподілу значень $K_{п}$ пластів-колекторів горизонтів В-18, В-19

Родовище	За керном		За рівнянням (1)		За рівнянням (2) і (3)		За рівнянням (4)		За рівнянням середнього часу	
	$K_{п, сер.}$ %	$V, \%$	$K_{п, сер.}$ %	$V, \%$	$K_{п, сер.}$ %	$V, \%$	$K_{п, сер.}$ %	$V, \%$	$K_{п, сер.}$ %	$V, \%$
Перекопівське	15,3	14,0	13,8	13,0	15,3	12,0	14,8	8,5	13,9	17,0
Коржівське	11,0	37,0	10,6	36,0	10,5	41,0	11,0	40,0	9,5	40,0
Перекопівське і Коржівське	12,6	32,0	11,9	29,0	12,3	35,0	12,5	31,0	11,2	34,0

Аналіз одержаних даних дозволяє зробити такі висновки.

Кореляційні зв'язки (2), (7), (12), (15), (16) для пісковиків нижньокам'яновугільних відкладів досліджуваних площ істотно відрізняються. А тому застосування цих рівнянь для подібних відкладів сусідніх площ потребує попередньої апробації їх придатності. На рисунку на тлі точок, координати яких обчислено за даними ГДС і керна Перекопівського родовища, наведено графіки залежностей, які ми аналізуємо. Графік рівняння (2) найпридатніший щодо усереднення наведених точок. Про це свідчать числові характеристики розподілів пористості за керном і рівнянням (2), які досить близькими між собою (табл. 2).

Пісковики нижньокам'яновугільних відкладів Перекопівського і Коржівського родовищ за характером багатомірних залежностей (табл. 1) відрізняються від аналогічних порід інших площ ДДЗ, що проявляється в незначному впливі глинистості порід-колекторів на швидкість поширення в них поздовжніх акустичних хвиль.

Враховуючи значно вищу залишкову нафтонасиченість промитої зони, яка спостерігається за даними ГДС у ряді свердловин (26 – Анастасівська, 2 – Коржівська), користуватися методом БМК для обчислення параметра R , що входить до формул (4), (5), (9), (10), (14), (табл. 1), можна при збереженні умови, якщо $\rho_{по}/\rho_{ф} = 1,5...2,5 R$, де $\rho_{по}$ – позірний опір

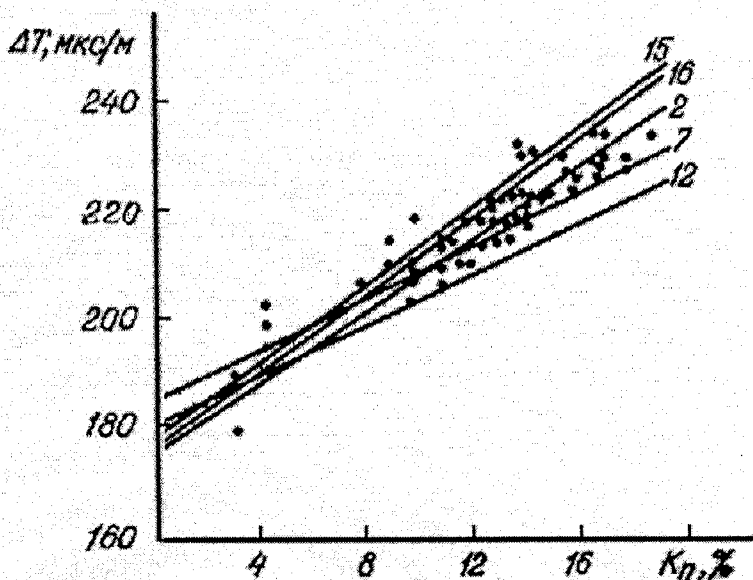


Рис. Графіки залежностей $\Delta T=f(K_n)$ для пісковиків нижньокам'яновугільних відкладів північно-західної частини ДДЗ (шифр лінії – номер рівняння)

опорного пласта з відомою пористістю за даними БМК, Ом·м; ρ_{ϕ} – опір фільтрату промивальної рідини, Ом·м; P – параметр пористості, розрахований за формулою (1) при відомій пористості опорного пласта.

Рівняння (1), (2), (4), (8), (9), (10) використовують при оперативній інтерпретації матеріалів ГДС і підрахунку запасів відповідних родовищ у виробничих організаціях об'єднання «Укргеофізика» і «Чернігівнафтогазгеологія».

Література

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщения горных пород. М., 1975.
2. Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1975.
3. Петкевич Г. И., Шеремета О. В., Притулко Г. И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях, моделирующих пластовые. К.: Техника, 1979.
4. Петкевич Г. И., Усенко Ю. Н., Притулко Г. И. Применение акустического каротажа при решении геологических задач для разрезов песчано-глинистых пород. К., 1982.

2. Визначення пористості теригенних відкладів середнього карбону Північного Донбасу за даними потенціалів самочинної поляризації

У статті розглянуто питання встановлення залежності між пористістю і потенціалами самочинної поляризації для теригенних відкладів середнього карбону Марківського газоконденсатного родовища. Показано високу ефективність методу ПС в умовах розрізів свердловин Євгенівської розвідувальної площі. Іл. 2. Табл. 1. Бібл. 4.

Статтю опубліковано в державному міжвідочовому науково-технічному збірнику «Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин». – Івано-Франківськ, 2002, №2(3), с. 31–35.

Співавтор: В. Й. Прокопів.

Ключові слова: самочинна поляризація, нейтронні методи, керн, пористість, пісковик, вапняк.

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

У цій статті ми торкнемося питання визначення пористості теригенних відкладів середнього карбону Північного Донбасу на матеріалах розрізів свердловин Марківського газоконденсатного родовища і Євгенівської розвідувальної площі з використанням діаграм методу потенціалів самочинної поляризації (ПС). Незважаючи на створення за останні десятиріччя нових, досконаліших способів визначення K_p за матеріалами ГДС, потенціали ПС не втратили свого значення для розв'язання цього завдання. Потреба використання методу ПС для оцінки пористості колекторів у розрізах свердловин родовищ Північного і Північно-Східного Донбасу пов'язана з неглибоким заляганням продуктивних відкладів, через що виникають певні труднощі при інтерпретації інших методів ГДС, зокрема методу АК. Важливим є те, що інформацію про дифузійно-адсорбційні потенціали ми отримуємо на перших стадіях каротажу свердловин, коли детальні методи (акустичний каротаж, нейтронні методи) ще не виконано. Деякі з них (особливо радіоактивні) можна виконати тільки в закріпленій колоною свердловині, що призводить до втрати цінної інформації про особливості фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів. Щодо впливу геометричних і омичних факторів, які впливають на величину потенціалу ΔU_{nc} , то їх легко визначають за даними електрокаротажу і квернометрії, проведених на ранній стадії каротажних робіт у свердловині.

Оцінка K_p за кривою ПС можлива для теригенних колекторів з глинистим цементом розсіяного типу. Наявність у колекторі інших

цементів, залізного, карбонатного, не є перешкодою, якщо їх кількість щодо глинистого невелика [1].

Для свердловин, які розбурюють на площах північного Донбасу, характерне те, що піщані пласти-колектори значною мірою заглинизовані (про що свідчать методи ГК і ПС), але в розрізі свердловин присутні і високопористі незаглинизовані пісковики, а також слабопіщанисті глини; співвідношення мінералізацій пластових вод і фільтрату промивних рідин є великим ($C_{\text{п}} / C_{\text{ф}} \geq 10$).

Кореляційний зв'язок відносної амплітуди $\alpha_{\text{пс}}$ з $K_{\text{п}}$ отримують, зіставляючи ці параметри у пластах, для яких є визначення $K_{\text{п}}$ іншими методами ГДС, або за даними представницького ядра [2]. Щоб побудувати залежність $\alpha_{\text{пс}} - K_{\text{п}}$ для теригенних відкладів Марківського родовища, проведено попередній аналіз результатів ГДС для літологічного розчленування розрізу на окремі літотипи пісковиків і вапняків. Ефективність розподілу порід середнього карбону (московський та башкирський яруси) за літологічним складом за даними методів гамма-каротажу, нейтронного гамма-каротажу й акустичного каротажу сягає 90%, що є необхідною запорукою ефективності методу ПС при визначенні $K_{\text{п}}$.

Для приведення амплітуд $\Delta U_{\text{пс}}$ у виділених пластах пісковиків до єдиних свердловинних умов використовували емпіричну залежність [3]:

$$\Delta U_{\text{пс.пр}} = \Delta U_{\text{пс}} \cdot \frac{a_{\text{т2}}}{a_{\text{т1}}} \cdot \frac{(\lg \frac{\rho_{\text{ф2}}}{\rho_{\text{в2}}})^2}{(\lg \frac{\rho_{\text{ф1}}}{\rho_{\text{в1}}})^2}, \quad (1)$$

де $\Delta U_{\text{пс}}$ – величина потенціалу ПС у свердловині з питомим електричним опором фільтрату промивальної рідини $\rho_{\text{ф1}}$ і опором пластової води $\rho_{\text{в1}}$;

$\Delta U_{\text{пс.пр}}$ – величина потенціалу ПС, приведеного до умов свердловини з опором фільтрату і пластової води відповідно $\rho_{\text{ф2}}$ і $\rho_{\text{в2}}$;

$\alpha_{\text{т1}}$ і $\alpha_{\text{т2}}$ – коефіцієнти, які враховують вплив пластових температур на величину $U_{\text{пс}}$.

Величину $\alpha_{\text{т}}$ вираховують за формулою:

$$a_{\text{т}} = \frac{t + 273}{291}, \quad (2)$$

де t – температура на глибині пласта.

Для пластів з проникненням вносили поправки за діаметр зони проникнення $D_{\text{зп}}$ і опір зони проникнення $\rho_{\text{зп}}$ [4].

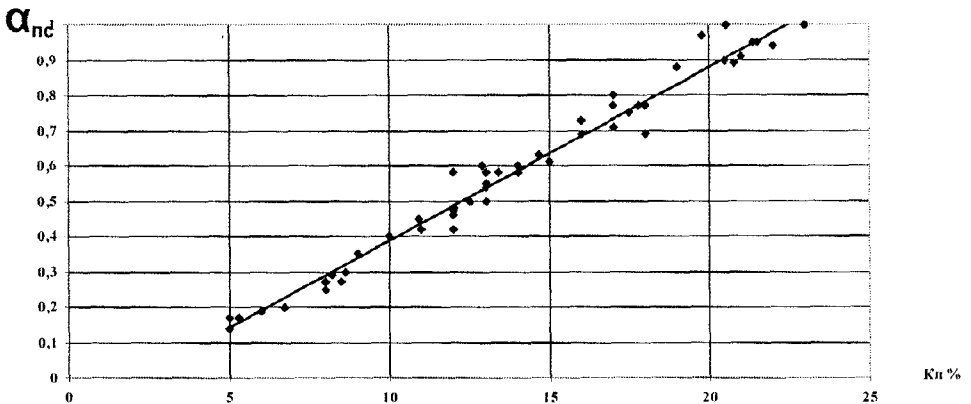


Рис 1. Залежність $\alpha_{nc} = f(K_n)$

При побудові залежності $\alpha_{nc} = f(K_n)$ для теригенних відкладів Марківського родовища ми використали 47 визначень пористості за даними аналізу керн і даних ГДС. Одержану залежність порівнювали з аналогічною, встановленою за даними керн свердловин Марківського родовища, що розташовані на території Російської Федерації.

Залежність, яку ми встановили (рис.1), має такий вигляд:

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

де K_n – коефіцієнт пористості, %;

α_{nc} – відносна амплітуда ПС;

R^2 – коефіцієнт кореляції.

Аналогічною є залежність російських геофізиків:

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

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

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

Формула (3) набуває такого вигляду:

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

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

Щоб перевірити придатність установленної залежності $\alpha_{nc} = f(K_p)$ для визначення пористості на інших розвідувальних площах Північного Донбасу, ми провели аналіз результатів інтерпретації комплексу ГДС на Євгенівській площі. В інтервалі 1450–1910 м розрізу свердловини 7-Євгенівська виділено 12 пластів з різною геофізичною характеристикою, для яких було розраховано коефіцієнти пористості за даними акустичного каротажу (АК), нейтронного гамма-каротажу (НГК) і методу ПС. Для цих же пластів за даними ГК було визначено коефіцієнти об'ємної глинистості $K_{гн}$. Свердловину 7-Євгенівську вибрали тому, що її розріз в указаному інтервалі представлено водоносними колекторами, для яких визначення коефіцієнтів пористості за даними ГДС надійніше порівняно з аналогічними нафтогазонасиченими колекторами в продуктивній частині розрізу свердловин.

Оцінку пористості газоносних пластів за даними АК і НГК з урахуванням залишкової газонасиченості у цьому регіоні належно ще не розроблено.

Геолого-геофізичну характеристику свердловини 7-Євгенівська наведено на рис. 2, а результати визначень K_p за даними комплексу ГДС – у таблиці.

Аналіз даних пористості, отриманих різними методами, свідчить, що в заглинених колекторах значних розходжень між величинами K_p , визначених різними методами, не спостерігається.

Отже, метод ПС за точністю визначення коефіцієнтів пористості K_p не поступається перед іншими методами, зокрема перед методом АК. Розбіжність спостерігається у високопористих колекторах, де K_p сягає величин 28–30%. Для таких пластів, зрозуміло, метод ПС для визначення пористості колекторів не слід застосовувати, оскільки пористість таких колекторів пов'язана не з глинистістю, а з гранулометричними факторами. Зате в глинистих пісковиках розходження у величинах K_p за даними ПС, АК і НГК перебувають у допустимих межах ($\delta \leq \pm 10\%$). В окремих пластах, заглиненої яких аномальна ($K_{гн} \geq 25\%$), розходження у величинах пористості також зростає, що свідчить про низьку

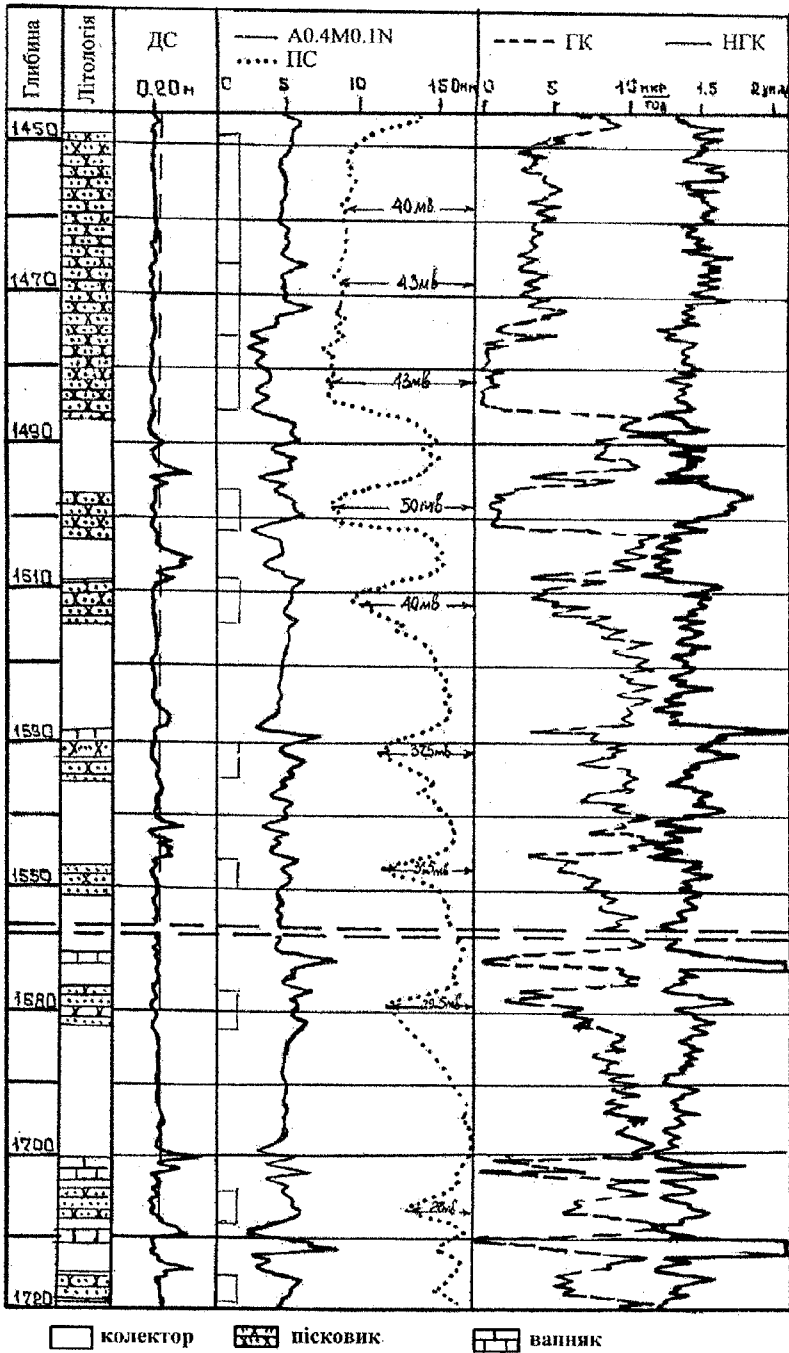


Рис. 2. Геолого-геофізична характеристика відкладів середнього карбонату св. 7-Євгенівська

Визначення коефіцієнтів пористості за даними ПС, АК і НГК (свердловина 7-Євгенівська)

Інтервали пластів, м	H, м	d _p , м	p _c , Ом ² м	p _{вк3} , Ом ² м	p _{вк3} , Ом ² м	ΔU _{вк3} , МВ	α _{пк}	K _{пк} , %	K _{пк} , %	ΔT, мксВ	K _{пк} , %	I _n , ум.од.	K _{пк} , %	δ = $\frac{K_{пк}^{АК} - K_{пк}^{НГК}}{K_{пк}^{АК}}$ %	Літологія, характер насування
1449.0-1465.0	16.0	0.22	0.25	5.5	1.8	40	0.8	18.3	19.5	295	20	1.6	18.0	6	піск.водоносн.
1465.0-1473.0	8.0	0.22	0.25	5.5	1.8	43	0.86	19.5	20.5	295	16	1.65	17.2	4.9	піск.водоносн.
1475.0-1487.0	12.0	0.22	0.25	4.8	1.0	50	1.0	22.3	28.0	325	4	1.45	28.8	20.3	піск.водоносн.
1496.0-1500.8	4.8	0.22	0.25	10.0	5.0	50	1.0	22.3	28.6	320	6	1.7	21.2	22	піск.газоносн.
1500.8-1503.0	2.2	0.22	0.25	3.0	1.4	50	1.0	22.3	28.6	320	6.5	1.4	28.0	22	піск.водоносн.
1508.0-1514.0	6.0	0.22	0.25	6.0	1.9	40	0.8	18.3	16.8	280	19.0	1.5	18.3	- 8.9	піск.водоносн.
1532.0-1535.0	3.0	0.22	0.25	10.0	3.8	37,5	0.75	17.3	16.0	270	28	1.6	14.4	- 8.9	піск.водоносн.
1546.0-1550.0	4.0	0.22	0.25	7.5	2.3	31,5	0.63	14.9	16.2	280	28	1.55	12.8	8.0	піск.водоносн.
1628.0-1630.4	2.4	0.22	0.25	10.0	3.0	39	0.78	17.9	16.5	280	20	1.6	18.0	- 8.5	піск.водоносн.
1677.0-1682.0	5.0	0.22	0.25	10.0	3.8	29,5	0.59	14.1	13.6	275	14	1.75	15.8	- 3.6	піск.водоносн.
1704.0-1708.0	4.0	0.22	0.25	10.0	3.8	27	0.54	13.1	13.7	270	32	1.6	13.8	5.0	піск.водоносн.
1715.0-1719.0	4.0	0.22	0.25	10.0	4.0	22	0.44	11.2	11.4	275	28	1.65	10.8	1.8	піск.водоносн.

спроможність методів АК і НГК в оцінці пористості таких колекторів. Для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей таких колекторів метод ПС є пріоритетним. Кінцеві висновки з питань оцінки кожного з методів ГДС можна зробити на підставі спеціальних досліджень. Надалі слід провести типізацію розрізів свердловин для удосконалення методики визначення фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів цього регіону.

Література

1. Б. Ю. Вендельштейн. «Исследования разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов». М., Недра, 1966, 209 с.
2. «Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин». Справочник. М., Недра, 1988, 323 – 325 с.
3. Методическое руководство по определению пористости терригенных отложений по данным измерений потенциалов собственной поляризации» (Автори: В. І. Грицишин, П. Ф. Дубинюк, М. М. Іванюта та ін.). Львов, 1968, 26 с.
4. Б. Ю. Вендельштейн. «Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин». М. Гостоптехиздат, 1963.

3. Вплив хімічних реагентів на фільтраційно-ємнісні властивості гранулярних колекторів

На зразках порід-колекторів вивчали дії моделей фільтратів промивальних рідин з домішками хімічних реагентів (КССБ і КМЦ). Встановлено негативний вплив на фільтраційно-ємнісні властивості досліджуваних зразків порід фільтратів з домішками хімреагентів. Табл. 1. Іл. 2. Бібл. 6.

Статтю опубліковано в збірнику: «Коллекторские свойства пород на больших глубинах», М.: Наука, 1985, с. 162–167.

Співавтор: О. А. Гаранін.

Ключові слова: хімреагенти, моделі фільтратів, коефіцієнт закупорки, ефективна проникність, ефективний радіус пор.

При розбурюванні продуктивних нафтогазоносних відкладів промивальна рідина або її фільтрат, оброблені хімічними реагентами, можуть проникати в пласти-колектори на значну відстань. Для проникних пластів нижньовізейських відкладів Перекопівського і Коржівського нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини діаметр зони проникнення за даними бокового каротажного зондування сягає 8–16 діаметрів свердловини. При цьому відзначається глибше проникнення

промивальної рідини в породи з низькими значеннями пористості і проникності, у породах з високими колекторськими властивостями, в яких коефіцієнт пористості (K_p) за даними акустичного каротажу перевищує 15%. Воно невелике і ледве сягає двох діаметрів свердловини. Пояснення цього явища детально наведено в роботі В. О. Сидоровського [1978].

У вітчизняній і зарубіжній літературі [Сидоровський, 1978; Амиян та ін., 1980; Гіматудинов, 1974; Пірсон, 1961] неодноразово йшлося про шкідливий вплив фільтратів промивальних рідин на проникність присвердловинної зони пластів-колекторів (ПЗП). Проте наведені в літературі дані про вплив на колекторські властивості ПЗП хімічних реагентів, які додають до промивальних рідин, не охоплюють усієї різноманітності фізико-хімічних умов, які існують на окремих конкретних нафтогазових родовищах. Завдання оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП залишається актуальним, оскільки його розв'язання дозволить якісніше випробовувати і досліджувати газонафтові поклади, які перебувають у розвідці, а також правильно вибирати і вживати заходи з відновлення проникності в ПЗП. Це завдання частково розв'язують гідродинамічними дослідженнями свердловин. Але для детального вивчення впливу різних типів промивальних рідин на колекторські властивості порід, на нашу думку, потрібні лабораторні роботи на зразках керна з моделюванням глибинних умов. Через це ми випробували в лабораторних умовах дію на зразки порід-колекторів моделей фільтратів промивальних рідин з домішками хімічних реагентів, які застосовують найчастіше: конденсованої сульфітно-спиртової барди (КССБ) і карбоксиметилцелюлози (КМЦ). Колекцію зразків порід було відібрано з продуктивних нижньовізейських відкладів вищевказаних нафтогазових родовищ і охарактеризовано основними, необхідними для подібних досліджень петрофізичними даними (див. таблицю). Мінералізація моделей фільтратів C_{ϕ} і відсоток додатка в них хімічних реагентів $C_{x,p}$ відповідали реальним величинам таких у промивальних рідинах, які застосовують при розбурюванні продуктивних відкладів Перекопівського і Коржівського родовищ ($C_{\phi}=35\text{г/л}$; $C_{x,p}\text{ КССБ}=2\%$; $C_{x,p}\text{ КМЦ}=0,2\%$).

Обґрунтування методики досліджень наведено в роботі В. І. Грицишина і О. А. Гараніна [1983]. Вкажімо тільки основні умови при проведенні експерименту. В нашій роботі ми використовували спеціальне обладнання, що дозволило замірювати в умовах, наближених до

пластових, різні петрофізичні характеристики циліндричних зразків гірських порід (електричний опір, швидкість поздовжніх ультразвукових хвиль, проникність і залишкову водонасиченість методом витіснення), а також фільтрувати через досліджуваний зразок промивальну рідину або її фільтрат. Зразки суворої однакової циліндричної форми (діаметр $29,5 \pm 0,1$ мм і висота $30 \pm 0,5$ мм) екстрагували, відмивали від солей і насичували моделлю пластової води під вакуумом. Такий зразок клали в кернотримач, де його піддавали ефективному тиску і температурі, які відповідали глибині його відбору, і при стабілізації електричного опору зразка породи моделювали залишкову (яка не знижувалась) водонасиченість методом витіснення гексаном, а також заміряли ефективну проникність за гексаном. Гексан в умовах експерименту являв собою світлу рідину, яка легко випаровується і не взаємодіє з породою [Овнатанов, Карапетов, 1970]. Це дозволило повторювати експеримент на одному і тому ж зразку породи без попередньої його очистки. Через зразок прокачували модель фільтрату промивальної рідини в об'ємі, що дорівнює потрібному об'ємові пустотного простору зразка породи. Під вакуумом зразок донасичували фільтратом до повного заповнення ним порового простору і витримували у фільтраті промивальної рідини при пластовій температурі добу. Далі повторювали процес моделювання залишкової водонасиченості зразка породи і змінювання ефективної проникності.

За результатами вимірювань вели обчислення коефіцієнта закупорки K_3 і відносної зміни коефіцієнта ефективної проникності σ :

$$K_3 = \left(1 - \frac{K_{np}^{ef+}}{K_{np}^{ef}} \right) 100\% \quad (1)$$

$$\sigma = \frac{K_n^{ef+}}{K_n^{ef}} ; \quad (2)$$

де K_{np}^{ef+} і K_{np}^{ef} — відповідно коефіцієнти ефективної проникності зразка породи за гексаном після насичення його моделями фільтрату і пластової води; K_n^{ef+} і K_n^{ef} — відповідно коефіцієнти ефективної пористості зразка породи при насиченні його моделями фільтрату і пластової води.

Петрофізичні характеристики зразків порід і результати експериментальних досліджень наведено в таблиці.

**Характеристика зразків пісковиків
до і після взаємодії їх з моделями фільтратів промивальних рідин**

Інтервали відбору зразків порід, м	Фізичні властивості пісковиків, насичених моделлю пластової води				Змінювання колекторських властивостей зразків пісковиків під впливом моделей фільтратів				
	K _n ^{эф} , %	K _{пр} , М ²	K _{пр} ^{эф} , М ²	Ефективний радіус порових каналів R _{эф} , мкм	Без хімічних реагентів K _з , %	З додатком 2% КССБ		З додатком 0,2% КМЦ-600	
						K _з , %	σ	K _з , %	σ
Перекопівське родовище, св. 1									
4410-4414	15,9	0,295	0,09	-	25	-	-	37	0,91
4417-4420	17,7	0,531	0,14	9,5	0	32	1,0	-	-
4417-4420	16,1	0,280	0,094	-	31	47	1,0	-	-
4417-4420	16,4	0,261	0,103	6,6	39	68	0,76	-	-
4428-4429	17,2	0,280	0,114	7,7	17	56	0,97	-	-
4435-4439	12,0	0,044	0,095	2,8	11	-	-	56	1,0
4435-4439	12,1	0,041	0,016	3,6	6	38	0,83	-	-
4439-4446	12,9	0,190	0,08	6,3	40	-	-	67	0,85
4439-4446	12,1	0,108	0,039	5,9	15	64	0,93	-	-
4439-4446	9,3	0,040	0,014	6,3	10	-	-	56	0,10
4439-4446	8,9	0,011	0,005	2,8	29	71	0,90	-	-
4439-4446	11,7	0,1169	0,061	7,3	34	54	0,97	-	-
4439-4446	6,1	0,0036	0,0015	-	0	80	0,93	-	-
4452-4460	10,8	0,0548	0,028	4,8	0	-	-	46	0,97
Коржівське родовище, св. 1									
4183-4191	15,1	0,172	0,164	14,2	24	-	-	62	1,0
4183-4191	7,1	0,0096	0,0074	5,6	35	-	-	77	0,86
4183-4191	8,3	0,0129	0,0074	6,3	0	32	1,0	-	-
4191-4195	-	0,014	0,0205	7,7	21	54	-	-	-
4195-4204	13,8	0,0158	0,111	12,2	15	-	-	82	1,0
4195-4204	-	0,0095	0,005	5,1	10	-	-	52	-
Св. 2									
4174-4177	10,4	0,0128	0,014	0,68	27	-	-	65	0,67
4187-4192	-	0,0116	0,0074	5,7	41	59	-	-	-
4187-4192	5,5	0,0078	0,0007	-	14	57	0,53	-	-

*Під ефективним радіусом порових каналів розуміємо середній радіус циліндричних каналів уявного зразка, еквівалентного за своїми розмірами, формою і газопроникністю досліджуваному.

Аналіз одержаних даних дозволяє зробити такі висновки:

1. Колектори продуктивних відкладів нижнього карбону родовищ, які вивчали, при проникненні в них моделей фільтратів промивальних рідин можуть значно зменшувати свою ефективну проникність (на 30–80%). При цьому коефіцієнт ефективної пористості найістотніше змінюється в породах з ефективним радіусом $R_{\text{эф}} = 1 \div 10$ мкм. Для колекторів з $R_{\text{эф}} > 10$ мкм зміна $K_n^{\text{эф}}$ є незначною.

2. Коефіцієнти закупорки K_3 і відносного змінювання ефективної пористості у залежать від ефективного радіуса пор (рис. 1, 2). А тому дані порометрії можуть істотно доповнити дослідження з вивчення зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у присвердловинній зоні.

3. Між величиною K_3 і логарифмом коефіцієнта газопроникності спостерігається обернений кореляційний зв'язок.

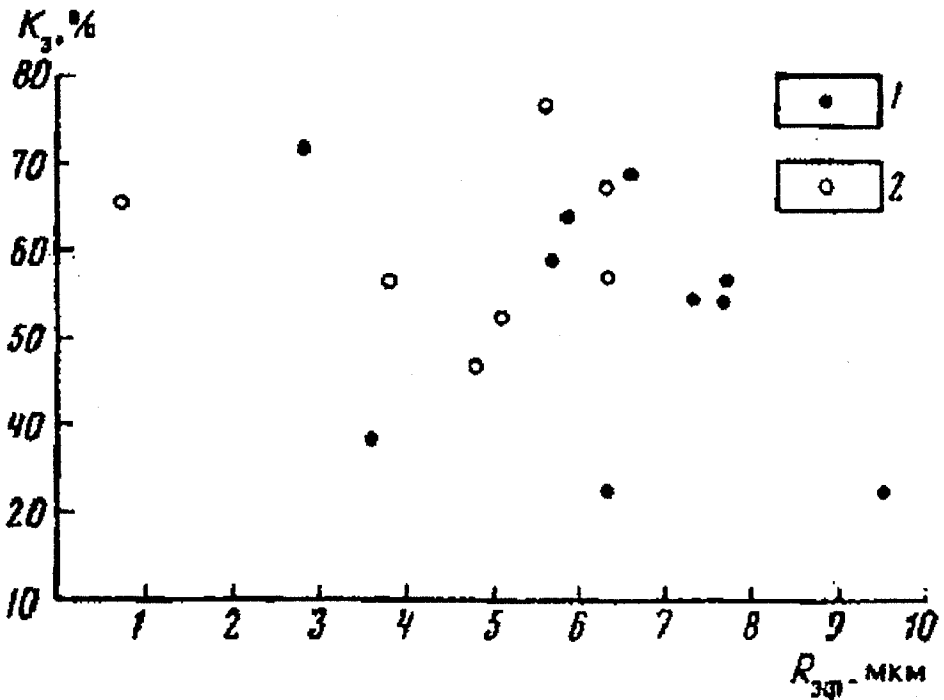


Рис. 1. Зв'язок коефіцієнта закупорки з ефективним радіусом пор:

- 1 – добавка до фільтрату 2% КССБ;
- 2 – добавка до фільтрату 0,2% КМЦ

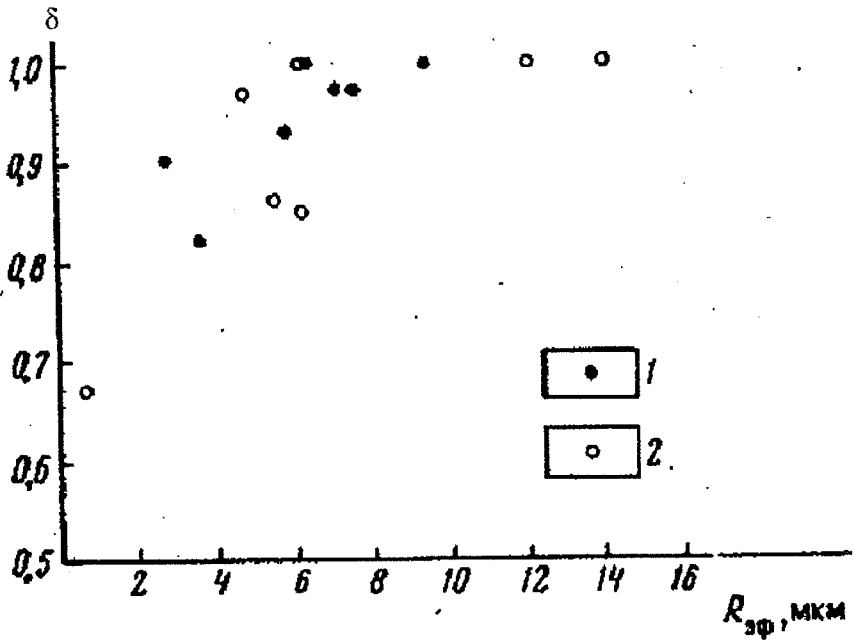


Рис. 2. Зв'язок відносної зміни ефективної пористості з ефективним радіусом пор:

1 — добавка до фільтрату 2% КССБ; 2 — добавка до фільтрату 0,2% КМЦ

4. Моделі фільтратів з додатком 0,2% КМЦ-600 і з 2% КССБ для досліджуваних зразків порід однаковою мірою змінюють їх фільтраційно-ємнісні властивості.

Література

1. Аммян В. А., Аммян А. В., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых скважин. М.: Недра, 1980. 384 с. Гиматулинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974. 703 с.

2. Грицишин В. И., Гаранин А. А. К методике оценки изменения коллекторских свойств прискважинной зоны пластов на образцах горных пород. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. на III Всесоюз. конф. М.: МИНХ и ГП, 1983, с. 183—184.

3. Овнатанов С. Т., Карапетов К. А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. 336 с.

4. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте: Пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1961. 570 с.

5. Сидоровский В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. М.: Недра, 1978. 256 с.

Загальний висновок

Для ефективного засвоєння теорії і практики викладеного матеріалу в попередніх розділах ми рекомендуємо як приклад реальні розділи зі звітів з підрахунку запасів окремих родовищ Передкарпаття і ДДЗ, виконані в інтерпретації автора монографії. Наведено окремі розділи інструкції ДКЗ України, в яких дано рекомендації до написання розділу звіту **«Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, методика та результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів»** [Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. Київ, 1999, 67 с.].

У звіті слід відобразити такі питання:

1. Умови проведення геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та відповідність їх інструктивним положенням (типи і розміри зондів, масштаб реєстрації параметрів, швидкість запису, фізичні властивості промивальної рідини та ін.), якість матеріалів. Обсяги ГДС, комплекс застосованих методів, його ефективність і достовірність. Перелік свердловин, у яких комплекс не виконано у повному обсязі, причини цього і сутність зниження інформативності в таких свердловинах. Використання новітніх геофізичних методів і апаратури.

2. Методика інтерпретації результатів ГДС: петрофізичні моделі, покладені в основу виділення реперів, колекторів і продуктивних пластів; визначення ефективної товщини пластів, коефіцієнтів пористості, нафтогазонасиченості, глинистості і проникності, а також положення контактів нафта – вода (ВНК), газ – нафта (ГНК) і газ – вода (ГВК), обґрунтування правомірності використання визнаного методу, оцінка точності встановлення параметра.

У табличній формі навести параметри об'єктів підрахунку (покладів, пластів) за окремими свердловинами та їх середнє значення. Параметри продуктивних пластів, одержані за геофізичними методами, зіставити з даними лабораторних досліджень керна. Виконати аналіз результатів зіставлення.

Здійснити обґрунтування показників кондицій щодо нижньої межі параметра за даними ГДС, при якій за сучасною технологією розробки

економічно доцільно вилучати нафту і газ, їх узгодження із визначенням за керном та промисловими дослідженнями свердловин.

3. Для родовищ, які розробляли і запаси яких раніше затверджували ДКЗ, слід зіставити кондиції та підрахункові параметри за матеріалами ГДС у попередній і новій ГЕО і в разі змін проаналізувати причини розбіжності. Аналіз достовірності отриманих параметрів і рекомендацій з її підвищення.

При переінтерпретації результатів ГДС, використаних раніше для підрахунку запасів, слід обґрунтувати внесені зміни. Параметри, взяті за даними попереднього підрахунку запасів, навести з посиланням на відповідний звіт.

Вимоги до звіту й оформлення матеріалів дослідження гранулярних порід-колекторів наведені в методичному посібнику. [Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом. Методичні вказівки. Київ – Львів, 2010, 43 с.].

1. Матеріали з підрахунку запасів, які подаються на розгляд ДКЗ України за результатами лабораторних досліджень керна, повинні містити такі текстові відомості.

Окремий розділ слід присвятити літолого-фізичним властивостям порід продуктивних горизонтів і покришок, і він має містити таку інформацію:

аналіз представницькості керового матеріалу для оцінки ФЄВ підрахункових об'єктів;

збереженість керна;

методика і результати прив'язки керна до розрізу;

організація і методика досліджень керна;

лабораторне обладнання, яке застосовують для проведення петрофізичних досліджень;

загальні відомості про державну атестацію вимірювальної лабораторії, де проводили петрофізичні дослідження з наданням завіреної копії свідоцтва про атестацію.

2. Для колекторів кожного продуктивного пласта слід навести:

літологічну характеристику за комплексом петрофізичних досліджень;

розподіл ФЄВ – проникності, відкритої пористості, залишкового водонасичення;

методику і результати побудови основних петрофізичних залежностей;

обґрунтування достовірності визначення підрахункових параметрів за даними ГДС на основі комплексних петрофізичних досліджень керового матеріалу:

характеристику літолого-фізичних властивостей порід – покришок.

Геолого-економічна оцінка запасів газу Макунівського газового родовища Львівської області

Родовище розташовано у Мостиському і Самбірському районах Львівської області на відстані 22 км від м. Самбора.

Макунівську структуру підготовлено сейсмозвідкою МВХ СГТ в 1976–1977 рр. за відбиваючим нижньосарматським горизонтом ІД-15. У пошукове буріння введено в 1978 р., а в 1980 р. відкрито газове родовище. У свердловині 2 (інтервал 2130–2150 м) одержано приплив газу 38,9 тис. м³/добу через 4,06 мм діафрагму при буферному тиску 13,1 МПа і пластовому – 24,4 МПа.

Пробурено шість глибоких свердловин, з яких три розташовано в межах продуктивного блоку. Крім того, пробурено дві структурно-пошукові свердловини, які не випробовували. Запаси підраховано в 1990 і 2008 рр.

Нижче подаємо геофізичну частину звіту:

«Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, методика та результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів».

1. Умови проведення досліджень свердловини (ГДС) та відповідність їх інструктивним положенням.

Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах Макунівського газового родовища визначаються фізичними властивостями промивальних рідин (ПР) у свердловинах, діаметрами доліт, фізико-механічними властивостями розбурювальних порід та умовами вимірювань [1,2].

На Макунівській площі було пробурено пошукові й експлуатаційні свердловини для розкриття газових порід неогену (нижньосарматські, верхньобаденські і відклади мезозою).

Пласти і прошарки пісковиків нижньосарматських відкладів характеризуються незначною товщиною (0,2–1,0 м) і невеликим питомим опором. Опір пісковиків у газоносній частині незначною мірою перевищує опір глинистих пропластків, що утруднює їх виділення за даними ГДС. У водоносній частині опір піщанистих пропластків дещо занижено, але при збільшенні заглинизованості розрізу опір їх наближається до опору вміщувальних порід.

Промивальні рідини – звичайні глинисті розчини на водяній основі невеликої густини [(1,10–1,38) · 10³ кг/м³], прісні за своєю мінералізацією ($\rho_c = 1,0–1,5$ Ом · м). Пластові води – слабомінералізовані ($\rho_v = 0,096–0,119$ Ом · м).

Конструкції свердловин, які бурили на пошуки газу, однотипні: технічний напрямком діаметром 620 мм до глибини 4–5 м; кондуктор діаметром 304,8 мм до глибини 30–187 м; технічна колона діаметром 203,2–228 мм до глибини 500–3000 м; експлуатаційна колона діаметром 143–168 мм на глибину 1575–3000 м.

Розкриття порід проводили долотами діаметром 215,9–394 мм.

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, у свердловинах застосовували такі методи:

стандартний електрокаротаж;

бокове каротажне зондування (БКЗ);

мікрокаротаж (МК) та боковий мікрокаротаж (БМК);

боковий каротаж (БК);

індукційний каротаж (ІК);

радіоактивний каротаж (РК) у різних модифікаціях: гамма-каротаж (ГК), нейтронний гамма-каротаж (НГК);

акустичний каротаж (АК);

термометрію свердловин.

Роботу за контролем технічного стану стовбура свердловини, обсадної колони і розкриття колекторів проводили методами:

кавернометрії і профілемертії;

термометрії для виділення робочих пластів;

акустичної цементометрії;

інклінометрії;

перфорації і прострільно-вибухових робіт.

Застосовували інші методи для визначення технічного стану колони і визначення інтервалів перфорації, а також визначення зон перетоків пластової води поза колоною і визначення характеру насичення колекторів випробувачами на трубах.

Стандартний електрокаротаж виконували градієнт- і потенціал-зондами з реєстрацією кривої самочинної поляризації (ПС). Розмір потенціал-зонда становить $AM=0,5$ м (N6.0M0.5A; N8.0M0.5A; N11.0M0.5A), а градієнт-зонда — $AO=2,25$ м (A2.0M0.5N). Криві стандартного каротажу записувались в аналоговій і цифровій формах. Масштаб запису — $1,0$ Ом·м/см. Масштаб кривої ПС — 5; 10 мВ/см.

Бокове каротажне зондування (БКЗ) проводили у розрізі продуктивних відкладів градієнт-зондами: A0.4M0.1N; A1.0M0.1N;

A2.0M0.5N; A4.0M0.5N; A8.0M1.0N; покрівельний зонд N0.5M4.0A. Криві БКЗ записувались в аналоговій і цифровій формах. Масштаб запису – 1,0 Ом · м/см. Методом БКЗ охоплено всі свердловини.

Мікрокаротаж (МК) проводили в пошуково-розвідувальних свердловинах для виділення тонких піщанистих прошарків і визначення їх питомих опорів у промитій зоні пластів. Криві МК реєстрували в аналоговій і цифровій формах, масштаби глибин – 1:200. Швидкість запису – 800–1000 м/год. Записували апаратурою типу МДО-3. Зонди МК такі: А0.05М і А0.025М0.025N.

Боковий мікрокаротаж (БМК) проводили апаратурою КМБК-3М і МБК-У для виділення тонких піщанистих прошарків, визначення питомого електричного опору промитої зони пластів і оцінки за цими даними пористості і залишкової газонасиченості. Запис кривої проводили в аналоговій і цифровій формах. Криві виводили у масштабі глибин 1:200, швидкість запису – 900-1200 м/год.

Боковий каротаж (БК) проводили триелектродним зондом БК-3. Апаратура – ЕК-1Б, АБКТ-1, ЕК-1. Криві БК реєстрували в аналоговій і цифровій формах у масштабах глибин 1:200. Швидкість запису – 1200–3000 м/год. Методом БК охоплено всі свердловини. Криві БК використовували для виділення піщанистих прошарків і визначення їх питомого опору.

Індукційний каротаж (ІК) проводили апаратурою АІК-3 і АІК-М (зонд 6Ф1) для визначення питомого опору низькоомних колекторів ($\rho_{\text{н}} = 0,5-30$ Ом · м). Швидкість запису – до 1800 м/год. Масштаб запису електропровідності – 50 мСм/м/см. Методом ІК охоплено всі свердловини.

Гамма-каротаж (ГК) проводили у всіх свердловинах по всьому інтервалу розрізу для пошуків порід з підвищеною радіоактивністю, для виділення піщанистих прошарків і визначення коефіцієнта глинистості. Запис ГК проводили за допомогою апаратури ДРСТ-3 реєстратором НО-15У і НО-13. Швидкість запису не перевищувала 1200 м/год. Криві записували в аналоговій формі, фізична одиниця гама-активності – 1 мкР/год/1см.

Нейтронний гамма-каротаж (НГК) записували для літологічного розчленування розрізу і відбивки ГВК. Метод НГК виконували апаратурою ДРСТ-3 за допомогою реєстратора НО-13 і НО-15У. Застосовували полонієво-берилієві джерела з потужністю від 3,8 до $9,2 \cdot 10^6$ н/с. У каналі НГК застосовували кристал NaJ завбільшки 40*40 мм. Швидкість запису не перевищувала 1200 м/год. Криві записували у масштабі 1:500 і 1:200. Масштаб запису НГК – 0,05 ум.од/см. Розмір зонда – 60 см.

Акустичний каротаж (АК) проводили для розчленування геологічного розрізу і оцінки пористості піщанистих прошарків. Реєстрували криві часу — t_1 , t_2 , і ΔT , а також криві амплітуд затухання — A_1 , A_2 і $\lg A_1/A_2$. Апаратура — СПАК-8 (зонд В₂0,4В₁1,2П). Швидкість запису не перевищувала 1200 м/год. Криві t_1 і t_2 реєстрували у масштабі 50 мкс/см, крива ΔT — 25 мкс/м/см.

Акустичний контроль цементування (АКЦ) проводили для оцінки якості цементування колон. Застосовували апаратуру АКЦ-4, зонд В2,8П. Реєстрували криві Ак, Ап і Тп. Швидкість вимірювання — 1200 м/год. Масштаб глибин — 1:500.

Термометрію свердловин проводили в неустановленому режимі для оцінки температури пластів при інтерпретації даних електрометрії свердловин (БКЗ, БК, ІК, БМК, МК) і в окремих випадках для визначення робочих пластів і поступлення у свердловину пластових флюїдів. Вимірювали температуру у свердловинах за допомогою електронних термометрів типу ТЕГ-36, Т-5 і Т-60. Масштаб запису — 0,5°C /см. Термометрію проводили у всіх свердловинах.

Оцінку технічного стану свердловин проводили для визначення геометрії стовбура свердловини і об'єму затрубного простору (профілометрія і кавернометрія) і визначення кількості цементу за колоною. Вимірювання профілю свердловин проводили приладами типу СКП-1. Швидкість запису — 1400 м/год.

Інклінометрію свердловин проводили для вимірювання zenітних кутів нахилу стовбура свердловини і азимуту її напрямку. Крок вимірювання кутів і азимутів становив 25 м, інколи — 10 м, на перекритті — 5 м. Визначали такі параметри: дирекційний кут, зміщення, абсолютну глибину і видовження стовбура внаслідок кривизни. Застосовували прилади типу КІТА.

Розкривали пласти-колектори, закріплені колоною, за допомогою перфораторів. Застосовували перфоратори типу ПКС-80, ПКС-105 та інші; кількість отворів на 1 пог.м — 12–18 шт.

Інтервали перфорації визначали за допомогою магнітного локатора муфт. Прив'язку інтервалів перфорації проводили свердловинним приладом ПЗП-1 (апаратура ПЗПТ).

Слід зазначити, що комплекс ГДС, який застосовували, і якість матеріалів дозволили визначити ефективні товщини колекторів, провести оцінку їх пористості і коефіцієнтів газонасиченості. Виконаний комплекс занесено до таблиці 1.

Таблиця 1

Виконаний комплекс геофізичних досліджень свердловин

№ свердловини	Гори-зонг	Методи та масштаби запису діаграм																											
		1:500						1:200																					
		Ст. каротаж	Каверном.	ГК	НГК	ВЦК	АКЦ	AO=0,45m	AO=1,05m	AO=2,25m	AO=4,25m	AO=8,5m	ПС	Мікрозонд.	Каверном.	Резистивім.	ГК	НГК	ІК	БК	БМК	ННК(ННК)	АК	Термом.	Інкліном.				
2-Макунівська	ВД-14 НД-7 НД-15	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+			+	+	+	+		
3-Макунівська	ВД-14 НД-7	+	+	+	+																						+		
4-Макунівська	ВД-14 НД-7 НД-15	+	+	+	+																						+	+	+

2. Методика інтерпретації результатів ГДС

2.1. Петрофізичні властивості колекторів

До колекторів на цій площі віднесено піщанисті породи, які здатні вмщувати газ або воду і віддавати їх при розробці. За умовами утворення колектори Макунівського родовища відносяться до осадових відкладів. За речовинним складом піщанисті породи є теригенного типу.

Породи нижнього сармата широко розповсюджені в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину. Нижньосарматський під'ярус N_1sr_1 складається з піщано-глинистої товщі дашавської світи. Світа ділиться на дві підсвіти: нижньодашавську (НД), піщанисту, і верхньодашавську (ВД). Світа переважно виражена глинами з прошарками алевролітів, пісковиків і туфів. У нижньодашавській підсвіті більшою мірою розповсюджені пісковики (НД-3, НД-4, НД-5). Глини і алевроліти – сірі і темносірі, вапнисті, слюдисті, піщанисті.

Пісковики – сірі, світлосірі, дрібно- і середньозернисті, слабозцементовані, часом глинисті, завтовшки від декількох міліметрів до декількох метрів.

Туфи мають своєрідну електричну характеристику і на каротажних діаграмах виділяються різкими мінімумами електричного опору, а при підвищеному вмісті піриту – позитивними аномаліями ПС.

У розрізах горизонтів відзначається циклічність, яка виражається поступовою зміною глинистих порід на піщанисті з наявністю у покрівлі циклів прошарків низькоомних туфів.

Найпотужніші ритмосерії виділяються в окремі піщано-глинисті горизонти завтовшки від десятків до сотень метрів. Вони розділені між собою глинистими перемичками завтовшки від декількох до 10–20 м.

Літолого-фізичну характеристику колекторів продуктивних горизонтів вивчено в основному за результатами інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів, за керовим матеріалом продуктивні горизонти охарактеризовані мало.

За даними лабораторних аналізів керна, відібраного в аналогічних відкладах для горизонтів НД-5 – НД-8 (пл. Залужани), пористість змінюється в межах 15–20%. За даними ГДС у горизонті НД-7 пористість змінюється від 14,1% (св. 2-Підгайчики) до 15,9% (св. 4-Макунів).

Горизонт ВД-14 керовим матеріалом не охоплено. За даними ГДС у цьому горизонті пористість змінюється від 15,9% (св. 10-Макунів) до 22,6% (св. 4-Макунів), хоча піщанистість горизонту ВД-14 невелика. Кращими за піщанистістю слід вважати свердловини : 2-Макунів, 6-Макунів, 12-Макунів і 2-Підгайчики.

Для нижньосарматських відкладів на Летнянській площі, аналогічних за літолого-петрографічною характеристикою до відкладів на цьому родовищі, на кернавому матеріалі встановлені такі залежності:

$$P_n = 0,845 \cdot K_n^{-1,83}, \quad r = -0,95, \quad (5.1)$$

$$\Delta T = 186 + 5,187 \cdot K_n, \quad r = 0,908, \quad (5.2)$$

де P_n – параметр пористості;

K_n – коефіцієнт відкритої пористості;

ΔT – інтервальний час, мкс/м.

Для анізотропних товщ характерним є те, що опір промитої зони за даними БМК занижений через значну заглибленість піщанистих проверстків і визначення K_p за даними БМК не дає позитивних результатів. Для нижньосарматських відкладів площі Залужани було встановлено залежності між пористістю, опором промитої зони або опором пласта і глибиною залягання пласта H (км).

Залежності мають такий вигляд:

$$K_n = 19,0845 - 3,1727 \cdot H + 0,0426 \cdot \rho_n / \rho_b, \quad (5.3)$$

$$K_n = 21,4629 - 2,756 \cdot H - 0,0797 \cdot \rho_{zn} / \rho_\phi, \quad (5.4)$$

де $\rho_n, \rho_{zn}, \rho_b, \rho_\phi$ – відповідно питомий електричний опір пласта, зони проникнення пластової води, фільтрату ПР, Ом · м; H – глибина залягання пласта, км.

Одним з важливих питань на цій площі є питання визначення коефіцієнта газонасиченості за даними методу опору. В роботі [4] для оцінки K_g сарматських відкладів встановлено залежність $P_n = f(K_n)$ для гідрофільних колекторів:

$$P_n = 1,038 \cdot K_b^{-1,782}, \quad r = -0,97, \quad (5.5)$$

де P_n – параметр насичення; K_b – коефіцієнт водонасиченості.

Для порівняння величин K_r , одержаних за даними опору з використанням залежності (5.5), ми проводили оцінку газонасиченості виділених колекторів у продуктивній частині розрізу через ефективну пористість. Для цього визначали коефіцієнти зв'язаної води $K_{n,з}$ за залежністю:

$$K_{n,з} = 125,9 \cdot e^{-0,0727K_n} \quad r = -0,94, \quad (5.6)$$

де $K_{n,з}$ – коефіцієнт залишкової водонасиченості, %.

Цю залежність встановлено для неогенових відкладів Передкарпаття [4].

Отже, використавши залежність (5.6), за величиною $K_{n,з}$ і K_n для колекторів у контурі газонасиченості розраховуємо коефіцієнт ефективної пористості за формулою:

$$K_{n,эф} = K_n(1 - K_{n,з}), \quad (5.7)$$

Звідси ми визначаємо максимальне можливе значення $K_{r,mm}$ за формулою:

$$K_{r,mm} = K_{n,ef} / K_n = 1 - K_{v,3}, \quad (5.8).$$

Вказані вище залежності нанесено на рисунках 1–4.

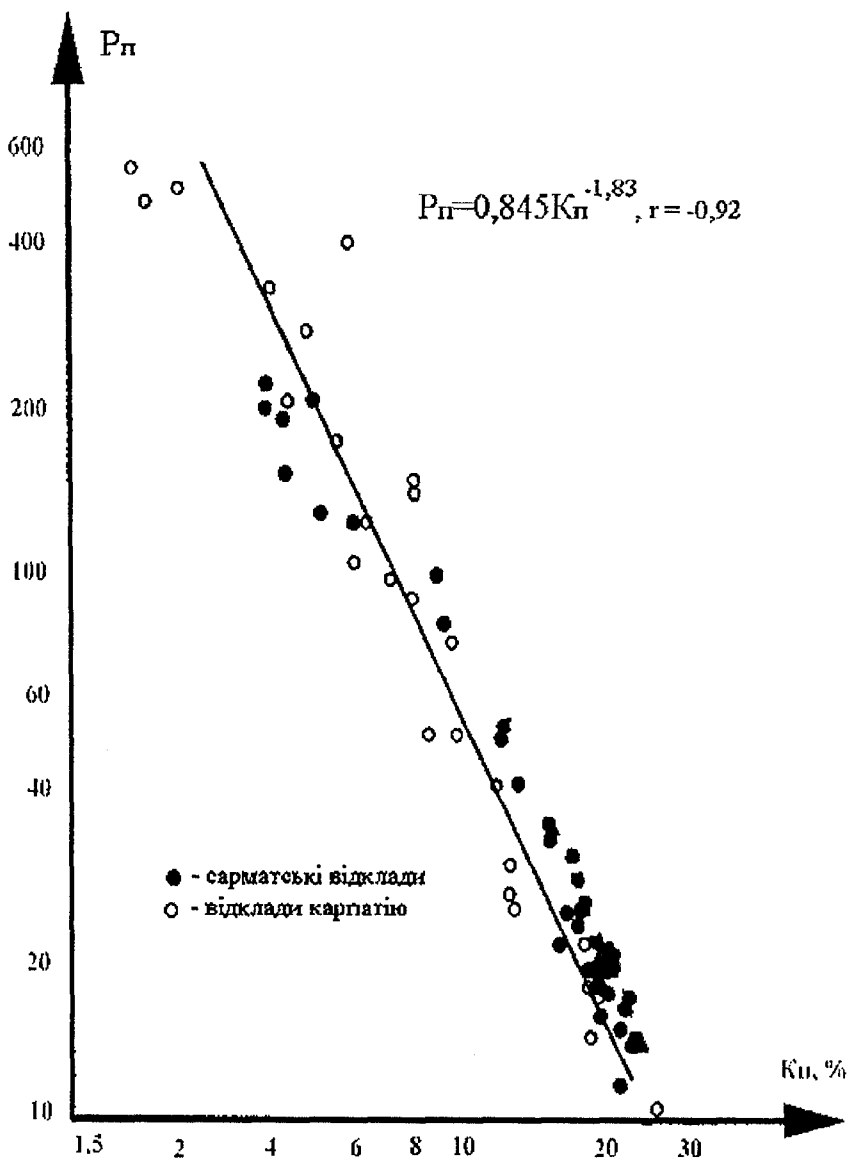


Рис. 1. Графік залежності $P_n = f(K_n)$ для відкладів сармата Летнянського газового родовища

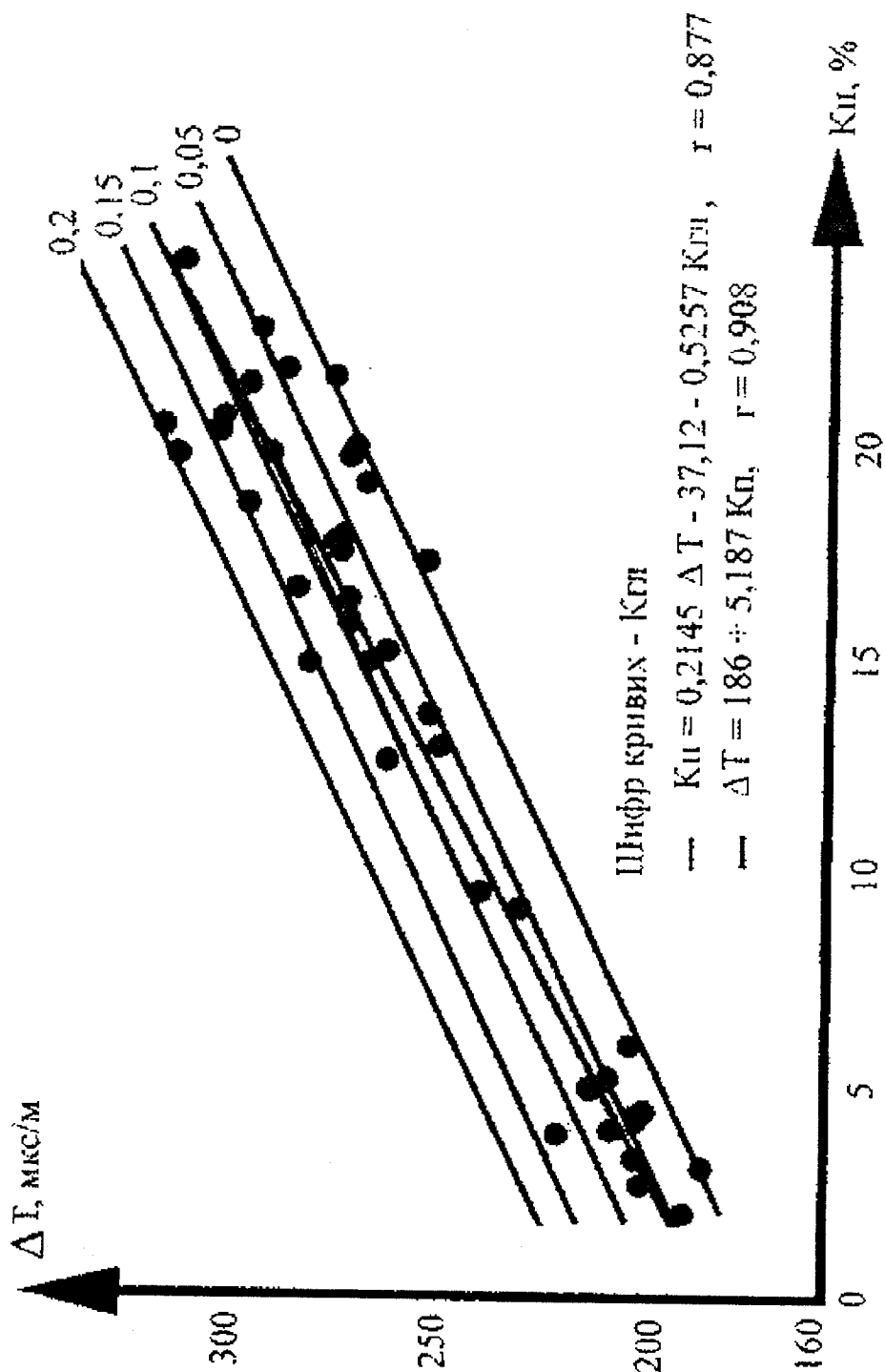


Рис. 2. Графік залежності $\Delta T = f(K_{п})$ для відкладів сармата Летнянського газового родовища

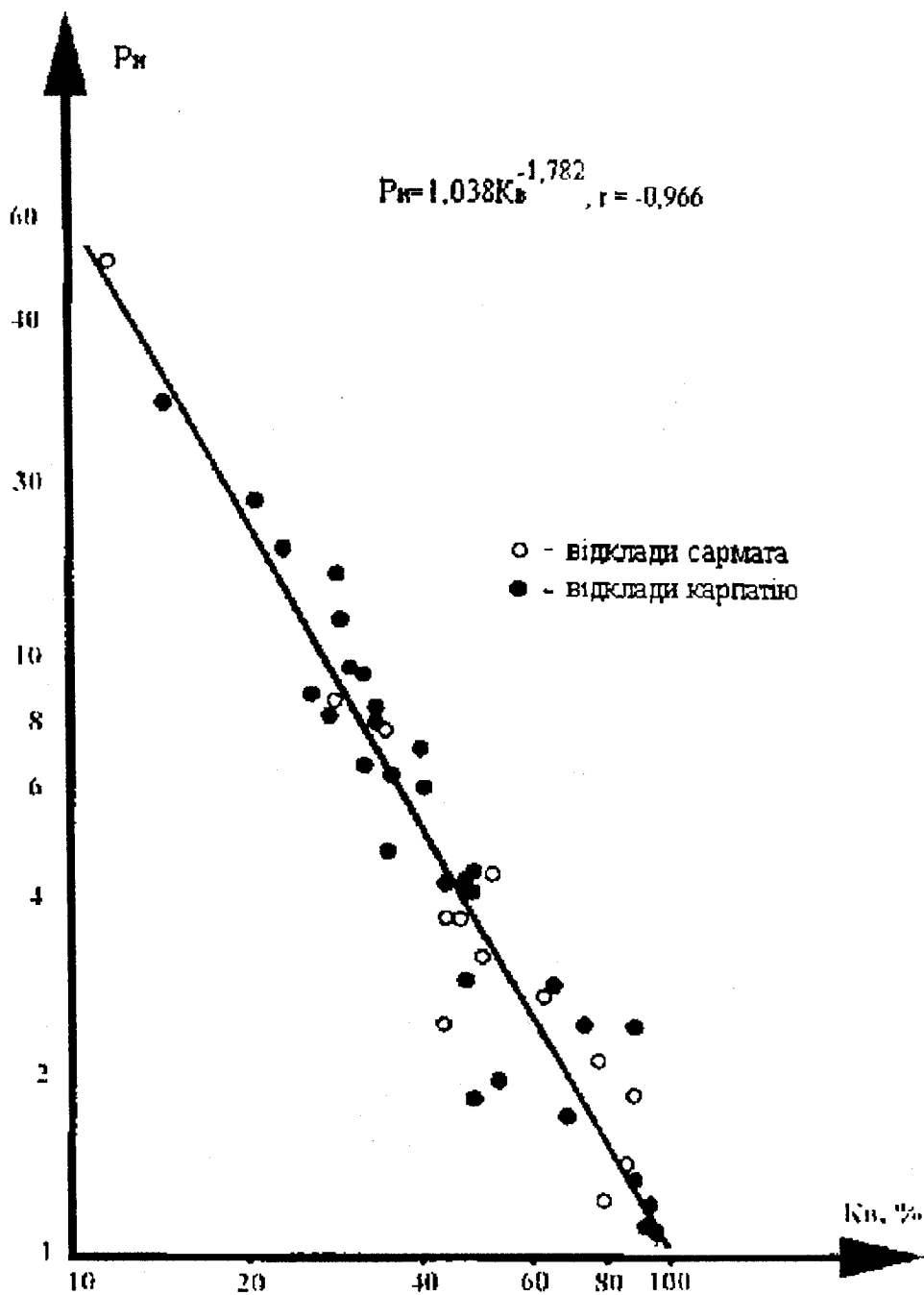


Рис. 3. Графік залежності $P_n = f(K_v)$ для відкладів сармата Летнянського газового родовища

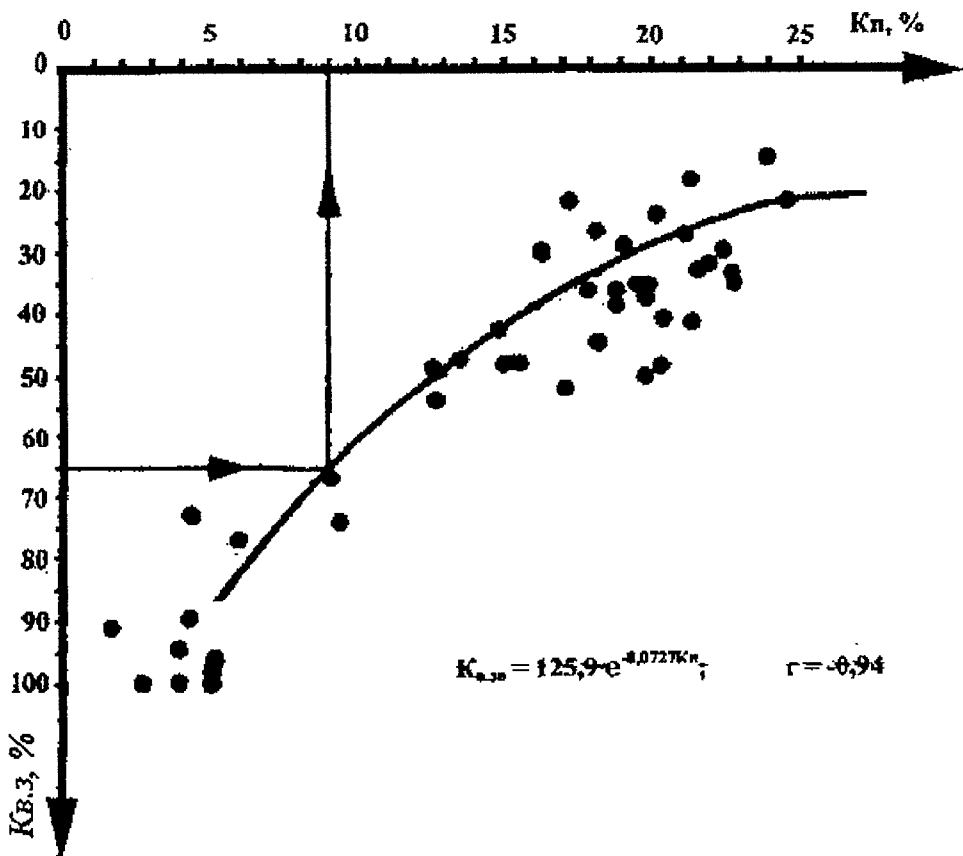


Рис. 4. Графік залежності $K_{абс.} = f(K_n)$ для відкладів сармата Летнянського газового родовища

2.2. Обґрунтування нижніх меж параметрів колекторів

Петрофізичні залежності між параметрами порід і зв'язки між ними мають кореляційний характер.

Для визначення граничних параметрів колекторів ми використали дослідження на керовому матеріалі для Летнянського родовища, зокрема залежності між пористістю, проникністю і ефективним радіусом пор.

Залежність між фазовою і абсолютною проникністю (рис. 5) має такий вигляд:

$$K_{пр.абс.} = 8,1557 \cdot K_{пр.фаз.}^{0,8811} \quad R^2 = 0,9662 \quad (5.9)$$

де $K_{пр.абс.}$ – абсолютна проникність, мД; $K_{пр.ф.}$ – фазова проникність за гексаном, мД.

Згідно з цією залежністю абсолютна проникність завбільшки $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (≈ 1 мД) відповідає значенню $K_{пр.ф.} = 0,065 \cdot 10^{-3}$ мкм².

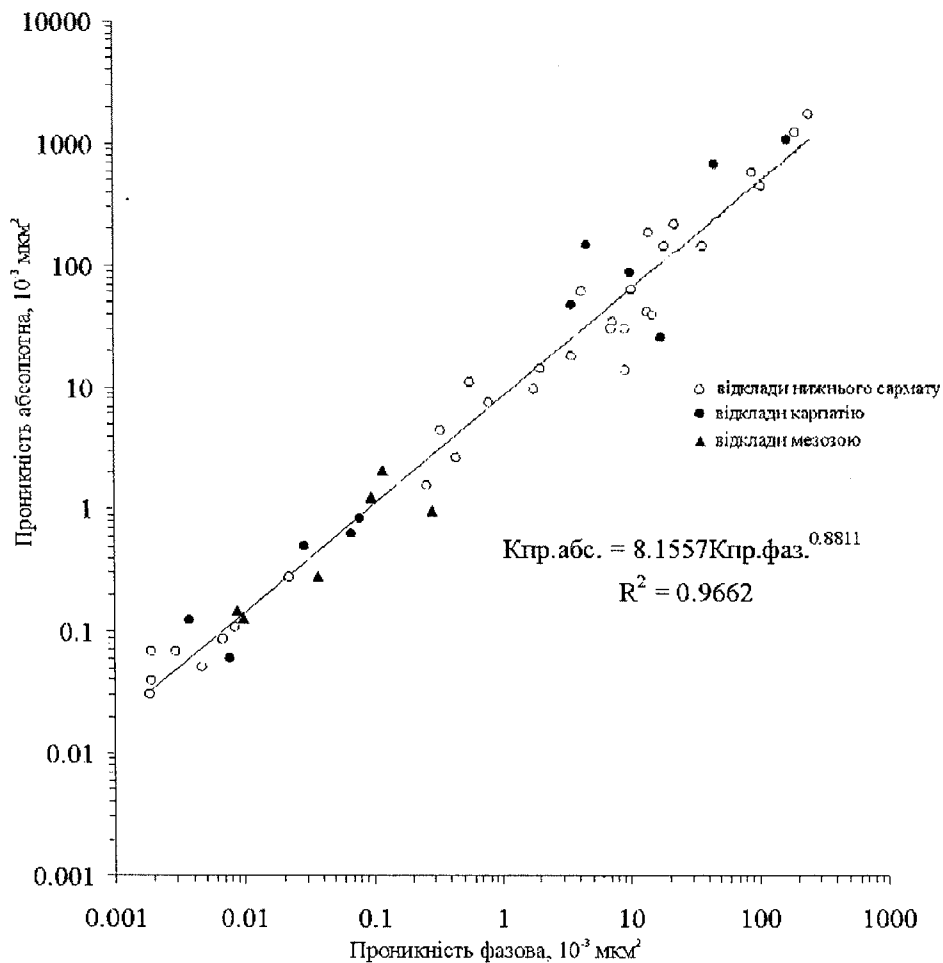


Рис. 5. Залежність абсолютної проникності від фазової порід-колекторів Летнянського газового родовища

Цю величину слід вважати граничною, оскільки за графіком $Q_g = f(K_{пр.ф})$ (рис. 6) при значенні $K_{пр.ф} = 0,065 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ отримано промислові припливи газу від 5,77 тис. $\text{м}^3/\text{д}$ (св. 5-Вижомлянська) до 8,57 тис. $\text{м}^3/\text{д}$ (св. 1-Вижомлянська) (див. рис. 6). На Летнянській площі на представницькій вибірці взірців визначено залишкову водонасиченість методом капілярометрії, а також вивчено ємнісно-фільтраційні властивості від кількості і складу цементу. За наявності цементу в породі 25% і більше порода стає неколектором.

Отже, нижні межі значень фазової і абсолютної проникності, відкритої пористості та залишкової водонасиченості, взяті на основі

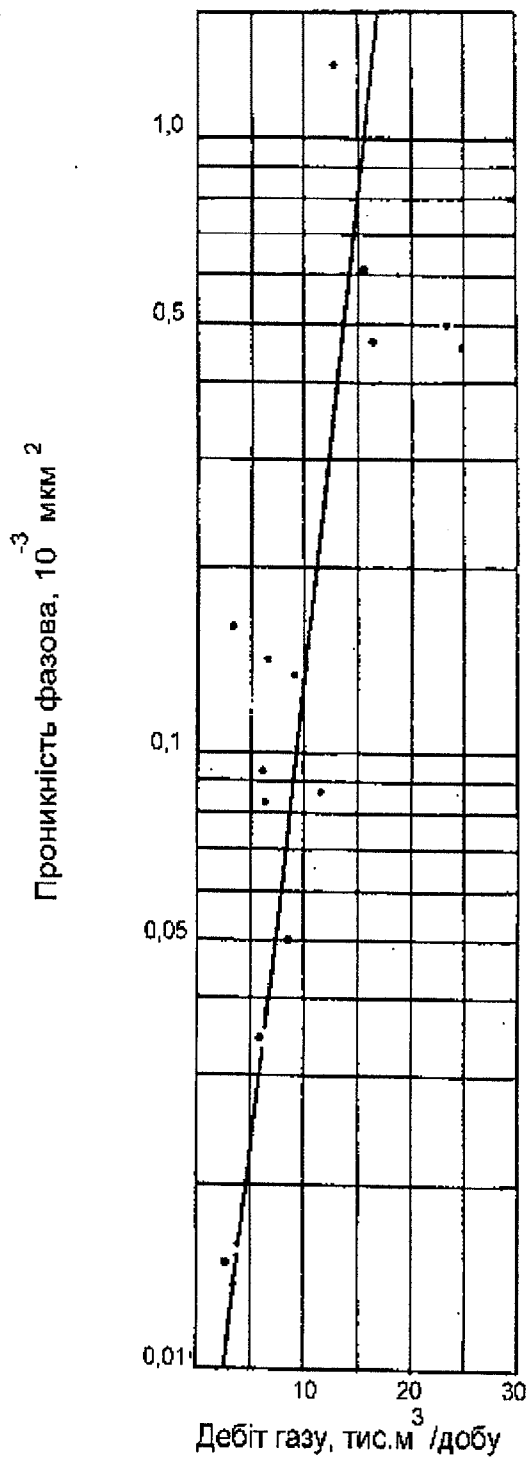


Рис. 6. Залежність дебіту газу від фазової проникності за КВТ Вижомлянського газового родовища

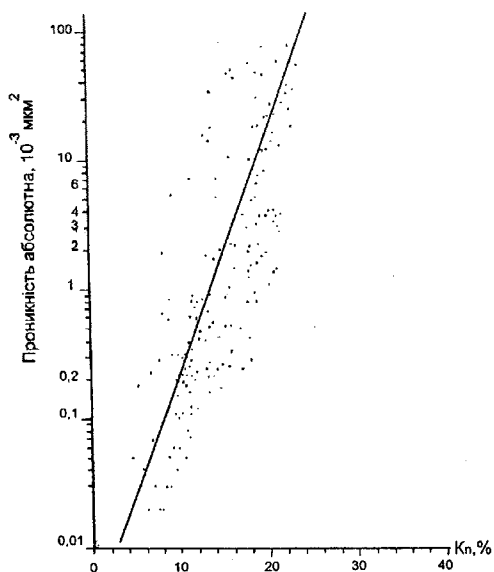


Рис. 7. Залежність між пористістю і абсолютною проникністю сарматських колекторів Вижомлянського і Летнянського газових родовищ

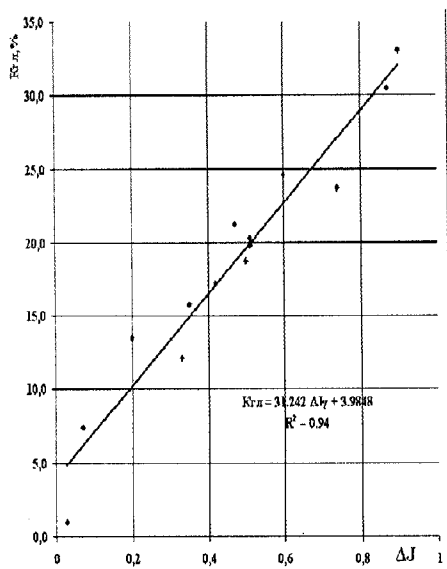


Рис. 8. Графік залежності K_{20} від ΔJ для сармато-верхньобаденських відкладів Передкарпаття

опрацювання матеріалів по Вижомлянському і Летнянському родовищах, становлять [4]:

$K_{\text{пр.ф}} = 0,065 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{\text{пр.абс}} = 0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{\text{п.гр}} = 9,0\%$;
 $K_{\text{в.з.гр}} = 63\%$; $K_{\text{г.мін}} = 37\%$; $K_{\text{г.кр}} = 50\%$. Отже, вказані нижні межі значень пористості та водонасиченості за аналогією можна використати і для колекторів Макунівського газового родовища. Умови осадоутворення одновікових нижньосарматських відкладів у межах вказаних родовищ були подібні, а фізико-літологічні властивості порід у розрізах свердловин — ідентичні.

2.3. Виділення колекторів і визначення ефективних товщин

Порові теригенні колектори характеризуються найстійкішими ознаками. Для них характерні кількісні критерії, які ділять колектори і непроникні породи за даними проникності, пористості і ряду геофізичних характеристик. Найявність чітко визначених якісних ознак і кількісних критеріїв полегшує виділення порових колекторів, які розбурюють на прісних розчинах ($\rho_c \geq 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

Прямі якісні ознаки порового колектора обумовлено проникненням у пласти фільтрату ПР, що спричиняється до формування глинистої або шламової кірок на стінках свердловини і зони проникнення фільтрату в породі. При розбурюванні теригенних колекторів, до яких належать породи цього родовища, на прісному глинистому розчині ознаками проникнення служать:

а) звуження діаметра свердловини на кривих кавернометрії і профілометрії;

б) радіальний градієнт опорів, заміряних зондами з різною глибинністю досліджень: мікрокаротажу, бокового каротажного зондування і комплексу бокового каротажу, бокового мікрокаротажу та індукційного каротажу.

До непрямих якісних ознак відносяться:

а) аномалії на кривій ПС при невисокій відносній глинистості ($\eta_{\text{гн}} < 0,4-0,5$);

б) аномалії амплітуд ПС, що мають від'ємний знак, якщо $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$;

в) низькі покази гама-активності на кривих гамма-каротажу.

Для визначення питомого опору пластів-колекторів використовували палетки БКЗ і ЕКЗ. Для тонких пластів ($h \leq 4\text{м}$) питомий опір визначали методом БК.

Для розрахунку параметра насичення для тонких пластів використовували величини $\rho_{\text{п}}$, визначені за даними методу БКЗ і ІК. В окремих випадках брали також дані БК. Виділення колекторів за даними непрямих кількісних критеріїв обумовлено такими передумовами:

в досліджуваному розрізі породи-колектори відрізняються від неколекторів значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей, а відповідно і значеннями геофізичних характеристик, які відображають пористість ($\Delta T_{\text{гр}}$, $I_{\text{п.гр}}$) і глинистість ($\alpha_{\text{ПС.гр}}$, $\Delta I_{\text{гр}}$) порід.

Згідно з роботами [7] одним з петрофізичних способів установавання граничних значень може послужити зіставлення коефіцієнтів пористості із залишковою водонасиченістю $K_{\text{в.з}}$ гідрофільного колектора. За величиною $K_{\text{в.з}}$ розраховують коефіцієнт ефективної пористості $K_{\text{п.еф}}$ (див. формулу 5.7), що характеризує частку об'єму пор, яку можуть займати вуглеводні. Значення $K_{\text{п}}$, яке відповідає $K_{\text{в.з}} = 1$ або $K_{\text{п.еф}} = 0$, можна брати за $K_{\text{п.гв}}$. Воно є нижнім граничним значенням пористості для гідрофільного міжзернового колектора, оскільки при $K_{\text{п}} = K_{\text{п.гв}}$ гідрофільна порода не містить вуглеводнів. Однак при виділенні промислово-продуктивних колекторів для підрахунку запасів і проектування розробки покладу

потрібно користуватись критерієм визначення $K_{п,пр}$, який відповідає значенню $K_{в.з} = K_{в} - K_{г.з}$, де $K_{г.з}$ – коефіцієнт залишкової газонасиченості.

Для продуктивних відкладів Макунівського газового родовища ми використали залежність зв'язку $K_{в.з} = f(K_{п})$, встановлену для сарматських відкладів Летнянського родовища (див. рис. 4), яку представлено рівнянням (6). Отже, для сарматських відкладів при граничному значенні $K_{в.з,гр} = 65\%$, $K_{п,гр}$ становить 9%. За даними [4] залежність між $K_{в.з}$ і $K_{п}$ для Вижомлянської площі має такий вигляд:

$$K_{в.з} = 0,04 \cdot K_{п}^{-1,7}, \quad (5.10)$$

Згідно з цією формулою при $K_{п} = 9\%$ $K_{в.з}$ становить 67%, що майже відповідає вищевказаному значенню $K_{в.з}$ і за формулою (5.6), одержаному для Летнянського родовища. Отже, для колекторів згідно з [4] слід відносити піщанисті породи з $K_{п} \geq 9\%$ і $K_{пр} \geq 0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{в.з} \leq 65\%$. Мінімальну товщину прошарків в інтервалі виділених пластів брали 0,4 м.

2.4. Визначення коефіцієнтів пористості колекторів

Петрофізичною основою визначення коефіцієнтів пористості колекторів за даними ГДС служать кореляційні залежності типу «кern – kern», «кern – геофізика» між пористістю $K_{п}$ і геофізичними характеристиками $P_{п}$, ΔT , $\Delta I_{пг}$, $\alpha_{пс}$ та ін. Як указувалось у попередніх розділах, керна на Макунівському родовищі на сьогодні не збереглося. Петрофізичні параметри, що лягли в основу кореляційних залежностей, встановлено для аналогічних відкладів на сусідніх розвідувальних площах (Летнянська, Вижомлянська, Вишнянська та ін.).

2.4.1. Визначення коефіцієнта пористості за даними методу опору

Параметр пористості $P_{п}$ для газоносних колекторів визначали за формулою:

$$P_{п} = \rho_{пз} / \rho_{ф} \cdot \Pi_{п} \cdot P_{пз}, \quad (5.11)$$

де $\rho_{пз}$, $\rho_{ф}$ – питомий електричний опір промитої зони і фільтрату $P_{р}$, Ом · м; $\Pi_{п}$ – поправка за поверхневу провідність; $P_{пз}$ – параметр залишкової газонасиченості у промитій зоні. Для водоносного пласта $P_{пз} = 1$.

Параметр $P_{пз}$ розраховують за формулою:

$$P_{пз} = 1 / (1 - K_{гз})^2, \quad (5.12)$$

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

Одержані значення $K_{п}^c$ зіставляли з даними $K_{п}^{AK}$, $K_{п}^{пс}$, за їх збіжності брали усереднені величини $K_{п}$.

2.4.2. Визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу

Коефіцієнт пористості за даними АК визначали відповідно для чистих і заглинзованих колекторів за формулою (5.2). У разі використання даних АК у величину ΔT вводили поправку за розуцільнення, а для заглинзованих порід – за глинистість. Коефіцієнт глинистості визначали за даними ГК.

2.4.3. Визначення коефіцієнта пористості за даними методів ПС і ГК

Для відкладів Макунівського родовища ми використали залежність $\alpha_{ПС} = f(K_n)$, побудовану для нижньодашавських відкладів Дашавського газового родовища.

Вигляд цієї залежності такий:

$$K_n = 25,2 \alpha_{ПС} + 4,74 . \quad (5.13)$$

У розрізах свердловин, де відсутні пласти з максимальною пористістю, що дорівнює 29,94 % і більше, за опорний пласт вибирають такий, амплітуда ДУпс якого є найбільшою у розрізі свердловини, але з пористістю меншою, ніж в опорному пласті іншої свердловини, пористість якого є максимальною на цій площі. Отже, для визначення відносних амплітуд у свердловинах з неоднаковою пористістю в опорних пластах слід застосовувати коефіцієнт $K = K_{n,оп} / 29,94$, де $K_{n,оп}$ – коефіцієнт пористості опорних пластів у свердловинах з нижчими фільтраційно-ємнісними властивостями. Формула набуває такого вигляду:

$$K_n = 25,2 \alpha_{ПС} \cdot K + 4,74, \quad (5.14)$$

Спостерігаються випадки, коли в розрізі є пласти, пористість яких перевищує вказану величину $K_{n,макс} = 29,94\%$. Для таких пластів коефіцієнт пористості слід визначити іншими методами, оскільки в таких пластах статична величина потенціалу ПС є сталою величиною і залежить не від пористості, а від співвідношення ρ_f / ρ_v . У таких пластах значення пористості контролюється не тільки глинистістю (а вона може бути відсутня), а і ступенем відсортованості мінеральних зерен.

У горизонтах ВД-14, НД-15 і частково НД-7 товщина окремих піщанистих прошарків невелика і крива ПС в інтервалах пластів значною мірою знівельована, отже замість параметра $\alpha_{ПС}$ ми використали рівнозначний за амплітудою параметр $\alpha_{ГК} = 1 - \Delta\gamma$. Цей параметр ми підставляли у формулу (5.14).

2.5. Визначення коефіцієнтів газонасиченості

Коефіцієнт газонасиченості (K_r) визначають відношенням об'єму пор, зайнятих газом, до всього об'єму порового простору породи в гідрофільних колекторах, де зерна породи постійно змочуються водою $K_r < 1$. Решту порового простору займає пластова вода, що ділиться на зв'язану і рухому воду.

Відносний вміст у порах фізично зв'язаної води характеризується коефіцієнтом $K_{в,з}$, рухомої води – $K_{в,рух}$. Коефіцієнт водонасиченості породи дорівнює:

$$K_n = K_{в,з} + K_{в,рух} \quad (5.15)$$

Для гідрофільних колекторів справедлива рівність:

$$K_b + K_r = 1 \quad (5.16)$$

Це співвідношення ми використали для визначення K_r через K_b . У зоні максимальної газонасиченості рухома вода відсутня і $K_b = K_{в,з}$.

Коефіцієнт водонасиченості породи визначали за даними електричних (БКЗ, БК) і електромагнітних (ИК) видів ГДС. Визначення коефіцієнтів газонасиченості за даними електричних методів опору засновано на експериментально отриманих залежностях між електричним опором, пористістю і водонасиченістю порід:

$$P_n = a \cdot K_n^{-m}, \quad (5.17)$$

$$P_n = a_n \cdot K_b^{-n}, \quad (5.18)$$

де $P_n = \rho_{ин} / \rho_b$ – параметр пористості; $P_n = \rho_n / \rho_{ин}$ – параметр насичення; ρ_n , $\rho_{ин}$, ρ_b – відповідно питомий електричний опір при її фактичній насиченості флюїдами (газом), цієї ж породи при 100% водонасиченості і пластової води, Ом·м; a і a_n – сталі, значення яких із формул (5.1) і (5.5) відповідно дорівнюють 0,845 і 1,038 і m – показник, значення якого визначають структурою порового простору і згідно з формулою (5.1) $m=1,83$; n – показник, значення якого визначають змочувальністю і глинистістю порід; для цього типу порід за формулою (5.5) $n=1,782$.

Для розранкунків величин питомого електричного опору пластів при 100% насиченості водою $\rho_{ин}$ брали значення $\rho_b = 0,09-0,134$ Ом·м (рис. 9). Розрахунки коефіцієнтів збільшення опорів (параметрів насичення) P_n здійснювали за формулою:

$$P_n = \frac{\rho_n}{P_n \cdot \rho_a}. \quad (5.19)$$

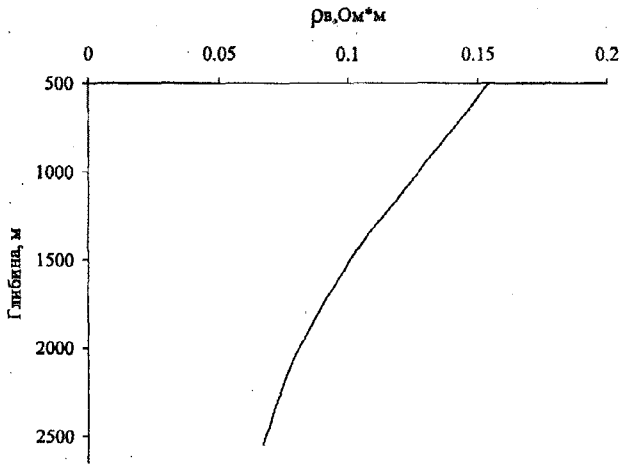


Рис. 9. Залежність питомого опору пластових вод ρ_v від глибини H

Ця методика визначення коефіцієнтів газонасиченості за даними методу опору придатна для колекторів горизонту ВД-14, але не для всіх пластів, а для тих, глинистість яких невисока ($K_{гг} < 18\%$). Розрахунки параметра $P_{гг}$ для визначення K_g за даними методу опору придатні, якщо опір газонесних пластів перевищує опір вмішувальних порід (і порід, насичених водою) утричі і більше разів. У розрізі продуктивних відкладів Макунівського родовища опір глинистих проверстків змінюється у вузьких межах ($\rho_{гг} = 2,5-2,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), а питомий опір піщанистих газонесних прошарків при коефіцієнті прошаркової глинистості $X_{гг} = 0,5-0,6$ не перевищує $3,5-4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Отже, для колекторів піщано-глинистих горизонтів коефіцієнти газонасиченості ми розраховували за формулою (5.8) з використанням $K_{в,з}$, який у свою чергу визначали за формулою (5.6)

2.6. Визначення положення контактів між пластовими флюїдами.

Розподіл продуктивних колекторів на водо- і газонасичені

За умовами формування фільтрації флюїдів інтервал продуктивного пласта, в якому одночасно розміщуються рухомі вуглеводні і вода, становить перехідну зону. Залежно від фазової проникності породи для вуглеводнів і води перехідна зона ділиться на три частини:

а) нижню, в якій основну частину потоку становить вода; водонасиченість у підшві більша від критичного значення $K_{в,кр}$;

б) середню — з незначною водонасиченістю, в якій більшу частину потоку становлять вуглеводні і незначну — вода;

в) верхню — з відносно незначною водонасиченістю, яка у верхній частині наближається до залишкової, для якої відносна проникність для води дорівнює нулю і можлива тільки однорідна фільтрація газу.

Пласт вміщує газ, якщо $\rho_{\text{н}} > \rho_{\text{нв}}$, при рівності $\rho_{\text{н}} = \rho_{\text{нв}}$ він водоносний. Промислові припливи газу отримують із пластів, для яких $\rho_{\text{н}}$ або $P_{\text{н}}$ перевищують деяке критичне для цього пласта значення $\rho_{\text{н,кр}}$ і $P_{\text{н,кр}}$. Останню умову визначають залежністю $P_{\text{н,кр}}$ від коефіцієнтів $K_{\text{в}}$ водонасичених порід.

Для цього родовища експериментальних досліджень на керновому матеріалі щодо визначення критичних значень водонасиченості $K_{\text{н,кр}}$, а значить і $\rho_{\text{н,кр}}$, не проводили.

Ми провели аналіз питомого електричного опору в газоносній і водоносній частинах розрізу окремо для кожного горизонту. Встановлено, що для горизонтів ВД-14, а також для НД-7 і НД-15 різниця в опорах для окремих пачок опорів як у газоносній, так і у водоносній частинах розрізу невелика ($\rho_{\text{н}}/\rho_{\text{нв}} = 1,2-3,46$) і не може служити критерієм розподілу їх за характером насичення. Обумовлено це в першу чергу значною заглинизованістю виділених пачок пластів. Коефіцієнт прошаркової глинистості $X_{\text{г}}$ для горизонтів ВД-14, НД-7 і НД-15 становить у середньому 0,6. Індукційний каротаж дає співмірні значення $\rho_{\text{н}}$ з даними БКЗ. Розраховані значення $\rho_{\text{нв}}$ у водоносній частині за формулою $\rho_{\text{нв}} = P_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{в}}$ сягають таких же величин, які ми одержуємо за даними електричних методів (БКЗ, ІК). Отже, як ми стверджували раніше, метод опору в розрізах нижньосарматських відкладів на цьому родовищі не дозволяє з достатньою точністю визначати коефіцієнти газонасиченості. Тож усі пласти для горизонтів ВД-14, НД-7 і НД-5 в інтервалах продуктивності охарактеризовано коефіцієнтами газонасиченості за методом зв'язаної води й ефективної пористості (див. табл. 2).

Нижче наводимо значення глибин газоводяних контактів або нижні межі газоносних пластів.

Горизонт ВД-14

Свердловина 2-Макунівська – нижня межа газоносних пластів (НМГП) на глибині 936,8 м.

Свердловина 3-Макунівська – ГВК на глибині 913 м.

Свердловина 4-Макунівська – ГВК на глибині 890 м.

Горизонт НД-7

Свердловина 2-Макунівська – НМГП на глибині 1690,8 м.

Свердловина 3-Макунівська – НМГП на глибині 1795 м.

Свердловина 4-Макунівська – НМГП на глибині 1679 м.

Горизонт НД-15

Свердловина 2-Макунівська – НМГП на глибині 2178 м.

Свердловина 4-Макунівська – НМГП на глибині 2359 м.

2.7. Оцінка точності встановлення параметрів

Через відсутність на цьому родовищі кернавого матеріалу навести оцінку точності встановлення величин пористості неможливо. Така оцінка можлива тільки за даними комплексу ГДС.

Найкращим з методів є акустичний каротаж. Величини пористості, визначені за даними АК, узгоджуються з такими, що визначені за формулами (5.13) і (5.14) з використанням параметра $\alpha_{гк} = 1 - \Delta I_{\gamma}$. Близькими до визначень K_p за даними АК є значення K_p , визначені за багатомірними залежностями (5.3) і (5.4). У свердловинах, де відсутній метод АК, ми були змушені усереднити значення пористості, встановлені за методом опору (багатомірні залежності) і за даними ГК. У сильнозаглинизованих горизонтах перевагу надавали методі ГК.

Дані підрахункових параметрів у продуктивних пластах ($h_{эф}$, K_p , K_r), а у водоносній частині розрізу ($h_{эф}$, K_p) зведено у загальну таблицю, де поряд з геофізичними характеристиками наведено середньозважувальні величини пористості і газонасиченості по кожному з об'єктів підрахунку запасів газу (див. табл. 2).

Література:

1. Галузевий стандарт України. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги. Київ, 2000, 40 с.
2. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М.: Недра, 1985, 216 с.
3. О. В. Шеремета, О. С. Зубко. Петрофизические особенности пород-коллекторов тортон-сарматских отложений Предкарпатского прогиба в пластовых условиях. В сб. «Геофизические исследования нефтегазоносных толщ Украины». — К.: Наукова думка, 1984, с. 99—106.
4. Комплексне визначення колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття. Автори: Грицишин В. І., Гаранін О. А. та ін. Фонди ІФНТУНГ, 1987, 123 с.
5. Отчет по теме: «Подсчет запасов газа Залужанского месторождения Львовской области УССР», том, книга 1, Львов, 1980, с. 117—117.
6. Б. Ю. Вендельштейн. «Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследований скважин», М. Гостоптехиздат, 1963.
7. Б. Ю. Вендельштейн, В. Ф. Козяр, Г. Г. Яценко. «Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов», г. Калинин, 1990, 261 с.
8. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. Б. Ю. Вендельштейн, Т. М. Золоева, Н. В. Царева и др. — М.: Недра, 1985, с. 10—17.

Таблиця 2

Зведена таблиця геофізичних та підрахункових параметрів продуктивних пластів

№ свердловини, площа	Горизонт	Інтервали пластів, м	$H_{пл}, м$	$h_{эф}^{пл}$	ДС, м	$R_c, Ом\cdot м$	$R_{ф}, Ом\cdot м$	$R_{п}, Ом\cdot м$	$R_{пк}^{вк}, Ом\cdot м$	$R_{пк}^{жк}, Ом\cdot м$	$R_{пк}, Ом\cdot м$	$R_{пк}^{жк}, Ом\cdot м$	$I_p, мкР/год$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
2 - Макунів	ВД-14 (900-940)	902,0-904,4	2,4	1,4	0,210	0,4	0,3	0,133	4,2	3,0	4,0	2,8	7,2	
		914,4-929,0	14,6	7,0	0,210	0,4	0,3	0,133	4,2	2,8	4,0	2,5	7,0	
		931,0-936,8	5,8	2,0	0,210	0,4	0,3	0,133	4,8	3,0	4,5	2,5	6,5	
	НД-7 (1608-1686)	$\Sigma h_{эф}=10,4$												
		1612,0-1616,4	4,4	2,2	0,193	0,3	0,22	0,094	-	3,6	4,0	-	6,0	
		1618,0-1625,6	7,6	2,8	0,193	0,3	0,22	0,094	-	3,8	4,8	-	5,5	
		1628,4-1635,2	6,8	3,6	0,193	0,3	0,22	0,094	8,0	4,2	6,5	-	6,0	
		1641,2-1645,6	4,4	2,8	0,193	0,3	0,22	0,094	6,0	3,8	5,4	-	6,0	
		1647,2-1653,6	6,4	2,2	0,193	0,3	0,22	0,094	5,2	3,6	4,7	-	6,2	
		1673,6-1783,6	10,0	3,6	0,192	0,3	0,22	0,094	6,2	4,2	5,7	-	5,5	
	1684,0-1690,8	6,8	1,6	0,193	0,3	0,22	0,094	4,6	4,0	4,7	-	5,6		
	НД-15 (2114-2226)	$\Sigma h_{эф}=18,8$												
		2115,4-2116,8	1,4	1,4	0,210	0,28	0,21	0,077	5,0	4,2	5,4	5,0	8,5	
		2132,0-2133,6	1,6	1,6	0,190	0,28	0,21	0,077	-	7,5	7,8	6,5	6,0	
		2134,8-2135,6	0,8	0,8	0,210	0,28	0,21	0,077	-	4,3	4,2	3,7	8,5	
		2138,6-2139,6	1,0	1,0	0,190	0,28	0,21	0,077	-	4,6	5,2	3,8	8,2	
		2143,2-2148,0	4,8	2,4	0,190	0,28	0,21	0,077	4,4	4,0	5,2	4,1	8,2	
		2159,4-2162,0	2,6	2,2	0,195	0,28	0,21	0,077	4,0	3,8	5,4	3,8	8,1	
	2165,2-2166,4	1,2	1,2	0,190	0,28	0,21	0,077	4,2	4,0	6,5	4,2	8,3		
	2172,2-2178,0	5,8	2,6	0,230	0,28	0,21	0,077	4,2	3,8	5,4	3,7	8,3		
	3 - Макунів	ВД-14 (910-960)	$\Sigma h_{эф}=13,2$											
912,0-913,0			1,0	1,0	0,300	1,5	1,12	0,3	6,0	3,0	-	-	10,0	
915,0-924,0			9,0	4,0	0,300	1,5	1,12	0,3	3,0	2,6	-	-	5,0	
928,0-939,0			11,0	6,0	0,300	1,5	1,12	0,3	2,6	2,2	-	-	5,0	
940,0-950,0		10,0	7,0	0,300	1,5	1,12	0,3	4,0	2,0	-	-	15,0		
НД-7 (1693-1885)		$\Sigma h_{эф}=18,0$												
		1711,0-1720,0	9,0	7,0	0,210	1,5	1,12	0,09	7,0	4,6	-	-	22,0	
		1722,0-1736,0	14,0	9,0	0,210	1,5	1,12	0,09	7,0	6,0	-	-	20,0	
		1738,0-1740,0	2,0	2,0	0,210	1,5	1,12	0,09	7,0	5,0	-	-	15,0	
		1747,0-1756,0	9,0	7,0	0,210	1,5	1,12	0,09	7,0	3,6	-	-	18,0	
		1761,0-1777,0	16,0	9,0	0,210	1,5	1,12	0,09	7,0	5,0	-	-	20,0	
1781,0-1795,0		14,0	5,0	0,210	1,5	1,12	0,09	7,0	4,0	-	-	14,0		
4 - Макунів		ВД-14(866-909)	$\Sigma h_{эф}=39,0$											
	866,8-870,0		3,2	1,4	0,290	1,5	1,12	0,134	3,8	2,8	4,6	3,0	7,0	
	877,2-890,0		12,8	4,0	0,290	1,5	1,12	0,134	4,0	2,8	4,6	2,8	6,5	
	892,4-902,0	9,6	4,4	0,290	1,5	1,12	0,134	3,6	2,0	4,0	2,3	6,0		
	НД-7 (1570-1745)	$\Sigma h_{эф}=9,8$												
		1588,4-1590,0	1,6	1,0	0,210	0,3	0,22	0,095	7,0	4,0	7,8	7,0	4,4	
		1592,0-1600,4	8,4	4,0	0,210	0,3	0,22	0,095	6,8	4,6	10,4	5,5	6,0	
		1601,6-1605,3	3,7	1,8	0,210	0,3	0,22	0,095	6,8	5,5	11,0	5,0	6,2	
		1614,0-1616,0	2,0	1,8	0,220	0,3	0,22	0,095	5,4	4,6	7,8	4,3	7,0	
		1617,6-1625,0	7,4	3,6	0,210	0,3	0,22	0,095	7,5	4,2	11,0	6,0	5,0	
		1626,8-1627,8	1,0	1,0	0,210	0,3	0,22	0,095	7,0	6,0	9,0	5,0	7,0	
		1630,8-1642,8	12,0	5,4	0,210	0,3	0,22	0,095	7,0	5,2	13,0	6,0	5,0	
		1643,2-1645,6	2,4	1,6	0,210	0,3	0,22	0,095	7,5	6,0	12,0	6,0	5,2	
		1646,8-1654,4	7,6	3,2	0,220	0,3	0,22	0,095	7,0	5,0	10,0	5,0	7,0	
		1658,0-1660,8	2,8	1,2	0,220	0,3	0,22	0,095	6,4	4,8	7,8	4,3	6,4	
		1662,0-1667,0	5,0	2,0	0,230	0,3	0,22	0,095	6,0	4,6	7,5	4,2	7,2	
		1675,0-1679,0	4,0	2,0	0,240	0,3	0,22	0,095	5,2	4,0	7,0	4,0	7,5	
		1682,0-1686,0	4,0	1,6	0,240	0,3	0,22	0,095	5,2	4,0	7,0	4,0	7,5	
		НД-7 (157-0)	$\Sigma h_{эф}=28,6$											
2138,8-2140,4			1,6	-	0,260	0,4	0,3	0,072	5,0	3,2	6,0	4,0	7,0	
2154,0-2158,2	4,2		-	0,250	0,4	0,3	0,072	5,0	3,0	6,0	4,0	7,5		

ΔI_r	$K_{n, \text{г}}$ %	ΔT , мкс/м	$K_{n, \text{г}}$ %	σ_n , г/см ³	$K_{n, \text{г}}$ %	$K_{n, \text{г}}$ %	$K_{n, \text{г}}$ %	P_n	$\rho_{n, \text{Одн}}$	P_k	K_r^p %	K_r^k %	$K_r^{\text{гмв}}$ %	Примітка
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
0,40	16,5	310	19,1			17,9	18,5	18,5	2,46					$I_{\text{гмв}} = 11,0 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $I_{\text{гмв}} = 4,0 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $\Delta T_{\text{гк}} = 186 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $\Delta T_p = 650 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$
0,38	15,9	320	21,6			17,9	19,7	16,5	2,18					
0,31	13,7	320	22,6			17,6	20,1	15,9	2,08					
						$K_{\text{гмв}} = 19,6$								
0,28	12,7	292	15,8			15,6	15,7	25,0	2,35	1,70	-	60	60	
0,21	10,5	282	15,6			15,7	15,7	25,0	2,35	2,04	-	60	60	
0,28	12,7	260	14,9			15,8	15,4	25,9	2,4	2,7	-	59	59	
0,28	12,7	265	15,0			15,7	15,3	26,2	2,44	2,2	-	59	59	
0,31	13,8	275	15,2			15,5	15,3	26,2	2,44	1,92	-	59	59	
0,21	10,5	265	15,0			15,6	15,3	26,2	2,44	2,33	-	59	59	
0,23	11,2	270	14,6			15,6	15,1	26,9	2,47	1,90	-	58	58	
						$K_{\text{гмв}} = 15,4$						$K_{\text{гмв}} = 59$		
0,64	24,0	240	14,0			14,6	14,3	29,7	2,28	2,36	-	55	55	
0,28	12,7	230	14,7			16,5	15,6	25,3	1,95	3,33	-	60	60	
0,64	24,0	260	16,6			14,6	15,6	25,3	1,92	2,18	-	60	60	
0,60	22,7	260	15,8			14,9	15,4	25,9	1,97	2,63	-	59	59	
0,60	22,7	240	14,4			14,6	14,5	28,9	2,20	2,50	-	56	56	
0,58	22,1	240	14,4			14,4	14,4	29,3	2,20	2,45	-	56	56	
0,61	23,0	220	12,5			14,5	14,5	28,9	2,17	1,94	-	56	56	
0,61	23,0	230	14,5			14,4	14,5	28,9	2,17	2,49	-	56	56	
						$K_{\text{гмв}} = 14,9$						$K_{\text{гмв}} = 57$		
0,40	16,5					17,8	16,3	19,0	2,48					В колонці 10 $\rho_{n, \text{г}}$ В колонці 11 $\rho_{n, \text{г}}$ В колонці 14 $\Delta U^{\text{гк}}$ В колонці 15 $\alpha^{\text{гк}}$ В колонці 16 $K_{n, \text{г}}$ $\Delta U_{\text{гмв}}^{\text{гк}} = 25 \text{ мВ}$
0,20	10,2					16,6	13,2	34,4	10,3					
0,20	10,2					16,4	13,1	34,8	10,5					
0,60	20,7					16,4	18,2	19,1	5,72					
						$K_{\text{гмв}} = 15,3$								
0,37	15,5					15,9	15,0	27,3	2,45	1,88	-	58	58	
0,33	14,3					16,4	14,8	27,9	2,50	2,40	-	58	58	
0,25	11,8					15,9	13,5	33,0	2,97	1,68	-	53	53	
0,30	13,4					15,2	13,8	31,7	1,92	1,87	-	54	54	
0,33	14,3					15,8	14,5	28,9	2,60	1,92	-	58	58	
0,23	11,2					15,3	13,0	35,4	3,18	1,26	-	51	51	
						$K_{\text{гмв}} = 14,2$						$K_{\text{гмв}} = 55$		
0,43	17,4	340	25,1		19,4	17,7	20,7	15,0	2,01					$I_{\text{гмв}} = 11,0 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $I_{\text{гмв}} = 4,0 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $\Delta T_p = 650 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$
0,36	15,2	335	25,1		21,1	17,7	21,3	14,0	1,88					
0,28	12,7	335	26,0		23,2	18,7	22,6	12,8	1,71					
						$K_{\text{гмв}} = 21,8$								
0,07	6,2	260	16,8			17,2	17,0	21,7	20,6	3,79	51	63	63	$I_{\text{гмв}} = 10,0 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $I_{\text{гмв}} = 4,0 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $\Delta T_{\text{гк}} = 186 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$ $\Delta T_p = 625 \text{ мкс}^p/\text{гмв}$
0,33	14,3	260	16,8			16,5	16,6	22,6	2,15	4,0	52	62	62	
0,37	15,5	255	15,7			16,2	16,0	24,2	2,30	5,07	58	61	61	
0,50	19,6	255	15,7			15,9	15,8	24,7	2,33	4,20	55	61	61	
0,17	9,3	265	17,9			16,6	17,3	20,9	1,97	5,58	60	63	63	
0,50	19,6	260	16,8			16,2	16,5	22,8	2,15	4,19	54	62	62	
0,17	9,3	260	16,8			16,6	16,7	22,4	2,10	6,19	72	63	63	
0,20	10,2	265	17,9			16,6	17,2	21,2	1,97	6,09	72	63	63	
0,50	19,6	275	16,2			16,2	16,1	16,2	23,6	2,20	55	61	61	
0,40	16,5	290	17,7			15,8	16,8	22,1	2,06	3,79	51	63	63	
0,53	20,5	285	15,0			15,8	15,4	25,9	2,38	3,15	46	59	59	
0,58	22,1	270	15,0			15,6	15,3	26,2	2,41	2,90	43	59	59	
0,58	22,1	270	15,0			15,6	15,3	26,2	2,41	2,90	43	59	59	
						$K_{\text{гмв}} = 16,4$						$K_{\text{гмв}} = 62$		
0,57	21,8	255	7,7			7,7	7,7	92,0	6,6					Неколектор
0,64	24,0	260	7,9			7,9	7,9	88,0	6,3					Неколектор

Геолого-економічна оцінка запасів газу Леляківського газового родовища (Дніпровсько-Донецька западина)

Леляківське нафтогазоконденсатне родовище розташовано у Прилуцькому районі Чернігівської області. Його відкрили у 1962 році, коли у свердловині №2 з горизонту П-1+2 отримали промисловий приплив нафти дебітом 58 т/д.

У 1964 році для нафтових покладів виконано підрахунок запасів вуглеводнів, результати якого затверджено ДКЗ СРСР (протоколом №4395 від 28.08.1964 р.).

1964 р. родовище введено у дослідно-промислову розробку, а 1965-го промислову розробку (нафтові поклади).

У 1978 р. параметрична свердловина 500, пробурена на Леляківському склепінні Леляківського родовища, на глибині 3636–3726 м відкрила газові поклади у відкладах нижнього карбону – в горизонті В-27 та горизонті Т турнейського ярусу.

1985 р. після буріння великої кількості експлуатаційних та розвідувальних свердловин інститут «УкрДіПРОНДІнафта» виконав та затвердив ДКЗ СРСР «Перерахунок запасів нафти і газу Леляківського родовища (протокол № 10635 від 12.04.1989 р.)».

Розробку покладів горизонту В-27 ведуть з 1982 р., горизонту В-26 – з 1998-го, а горизонту В-21-22 – з 2010 року. Поклади горизонтів у турнейських відкладах та у горизонті В-20 у розробці не перебували.

У поданому звіті виконано підрахунок запасів вільного газу та конденсату по горизонтах В-20, В-21-22, В-26, В-27, Т-2 і Т-3 на двох склепіннях – центральному і Леляківському. Окрім вищезазначених газоконденсатних покладів, за матеріалами ГДС газонасиченими є горизонти В-24–25 («карбонатна плита» св. 503-центральне склепіння) і Т-1 (св.2- центральне склепіння), але через критично низькі дебіти газу з горизонту В-24–25 й отримання при випробуванні води з газом з горизонту Т-1 їх на Державному балансі не облікували і оцінку в них запасів вуглеводнів не проводили.

Видобуток вуглеводнів з газоконденсатних покладів здійснює НГВУ «Чернігівнафтогаз» ВАТ «Укрнафта».

Накопичені геолого-геофізичні та промислові матеріали дали змогу здійснити геолого-економічну оцінку запасів вуглеводнів як об'ємним, так і методом падіння пластового тиску.

Згідно з одержаними результатами техніко-економічної оцінки підрахункові запаси газу і конденсату виявлених покладів ми пропонуємо віднести до групи балансових.

Нижче наводимо геофізичну частину звіту з підрахунку запасів цього родовища.

Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, методика та результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів

1. Умови проведення геофізичних досліджень свердловини (ГДС) в відповідність їх інструктивним положенням

Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах Леляківського газового родовища визначаються фізичними властивостями промивальних рідин (ПР) у свердловинах, діаметрами доліт, фізико-механічними властивостями розбурювальних порід і їх водо- і нафтогазонасиченістю.

Склад комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС) обумовлено призначенням свердловин, геолого-геофізичною характеристикою розрізу, який вивчають, та умовами вимірювань [9, 10, 11, 12, 14].

На Леляківській площі було пробурено розвідувальні й експлуатаційні свердловини для розкриття продуктивних порід у пермських, верхньокам'яновугільних і нижньовізейських горизонтах, які літологічно виражені чергуванням пісковиків, алевролітів і глин. Значно рідше зустрічаються дрібногалькові і гравійні конгломерати. Товщина продуктивної товщі коливається від 0,8 м (свердловини 500 і 503-Леляки) до 5,6 м (2-Красляни).

Розкриття продуктивних горизонтів для пермських, верхньокам'яновугільних і нижньовізейських проводилось долотами діаметром 0,190–0,214 м. Як промивальну рідину використовували глинисті розчини на водяній основі густиною 1180–1220 кг/м³. Умовна в'язкість ПР становила 40–80 с. Глинистий розчин обробляли різними хімеагентами (КССБ, УЩР, гіпан, КМЦ та ін.). Питомий електричний опір при пластових умовах змінюється в широких межах від 0,1 до 1,0 Ом · м.

2. Комплекс, методика і ефективність геофізичних досліджень свердловин

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, у свердловинах застосовано такі методи:

- стандартний електрокаротаж;
- радіоактивний каротаж;
- кавернометрію;
- термометрію.

Деталізаційні дослідження в інтервалах перспективних на нафту і газ у масштабі глибин 1:200:

- бокове каротажне зондування (БКЗ);
- мікрокавернометрія (МДС);
- боковий каротаж (БК);
- боковий мікрокаротаж (БМК);
- мікрокаротаж (МК);
- індукційний каротаж (ІК);
- акустичний каротаж (АК);
- радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ННК);
- імпульсний нейтронно-нейтронний каротаж (ІННК).

Для контролю технічного стану стовбура свердловини, а також результатів випробування (ВПТ) проводили:

- інклінометрію;
- кавернометрію і профілометрію;
- термометрію;
- контроль якості цементування (АКЦ і ГГК).

Для кореляції, виділення колекторів і загальної характеристики розрізів свердловин у масштабі 1:500 записували криві стандартного каротажу, радіоактивного каротажу та кавернометрії. Для детального розчленування розрізу, виділення ефективних товщин, визначення пористості і насичення пластів у масштабі 1:200 реєстрували криві електричних методів (БКЗ, МК, БМК, БК, ІК), радіоактивного й акустичного каротажів.

Реєстрацію кривих стандартного каротажу і бокового каротажного зондування (БКЗ) проводили приладами К-3, апаратурою АБКТ. Стандартний каротаж виконували підшовним градієнт-зондом А2,25М0,5N (А2,0М0,5N) і потенціал-зондом N11,0М0,5A (N6,0М0,5A) з одночасною або окремою реєстрацією кривої самочинної поляризації (ПС). Масштаб кривих питомого опору (ПО) – 2,5; 12,5; 62,5 Ом · м/см, кривої ПС – 12,5 мВ/см. Швидкість запису становила до 2000 м/год.

Запис кривих БКЗ проводять набором підшовних градієнт-зондів: А0.4М0.1N (А0.5М0.1N); А1.0М0.1N; А2.0М0.5N; А4.0М0.5N; А8.0М1.0N і покрівельним зондом N0.5M2.0A. Швидкість запису становила до 2000 м/год. Масштаб кривих ПО становив 1; 5; 25 Ом · м/см, кривої ПС – 12,5 і 25 мВ/см. Криві БКЗ використовували для визначення питомого опору пластів, характеру насичення та визначення ВНК.

Діаграми мікрокаротажу (МК) записували апаратурою МДО-3, МБКУ і МК-АГАТ зі швидкістю запису до 1000 м/год і масштабом опору

1 Ом·м\см. МК записували мікропотенціал-зондом А0,05М і мікроградієнт-зондом А 0,025М0,025N. За діаграмами МК визначали ефективну товщину пластів та проводили розчленування розрізу на проникні і непроникні пласти.

Боковий каротаж (БК) записано апаратурою АБКТ і приладами К-3. Дані БК використовували для кореляції розрізів, визначення товщин та питомого опору пластів і літологічного розчленування. Швидкість запису становила до 2000 м/год.

Боковий мікрокаротаж (БМК) виконано в лінійному і логарифмічному масштабах приладами МБКУ-2, МК-АГАТ зі швидкістю запису до 1000 м/год. Метод використовували для уточнення літологічного складу порід, визначення товщини пластів і підрахункових параметрів у комплексі з іншими методами.

Індукційний каротаж (ІК) проводили апаратурою АІК-4 і АІК-5, зондами — 8,0И1,4; 7И1,6. Криві записувались в одиницях провідності 10, 50 мСм/м/см в лінійному масштабі. ІК разом з іншими електричними методами каротажу використовували для визначення питомих опорів низькоомних колекторів, визначення характеру насичення, визначення водонафтового контакту.

Мікрокавернометрію (МДС) виконували апаратурою СКПД-1, СКПД-3 із швидкістю запису до 2000 м/год і використовували при інтерпретації кривих електричного каротажу й уточнення геологічного розрізу свердловин.

Акустичний каротаж (АК), який є основним методом для визначення пористості колекторів, виконували приладами СПАК-6, СПАК-8, АКВ-1 зондами В₂ 0,4 В₁ 1,2 П, де В₂ і В₁ — випромінювачі пружних коливань, П — приймач сигналів.

Одночасно реєстрували: інтервальний час (крива ΔТ), час розповсюдження пружних хвиль (криві Т₁ і Т₂), амплітуди пружних хвиль (криві А₁ і А₂). Масштаб запису ΔТ — 20 мкс/м/см зі швидкістю реєстрації 1000 м/год. Результати вимірювання використовували для літологічного розчленування розрізу і визначення коефіцієнта пористості.

Радіоактивний каротаж (РК) записували свердловинними приладами ДРСТ-3, СРК, СРК-1. Для дослідження використовували полонієво-берилієві джерела потужністю від $0,52 \cdot 10^7$ до $1,2 \cdot 10^7$ нейтронів за 1 с з довжиною зонда 60 см. Масштаб реєстрації запису кривої ΔI_γ — 0,1; 0,2 ум.од/см, або імп/хв./см, а гамма-каротаж (ГК) — 2 мкР/год/см. Швидкість реєстрації кривих РК становила 600—800 м/год. Матеріали РК використовували для літологічного розчленування розрізу свердловин,

їх кореляції, виділення колекторів, визначення глинистості, пористості і насиченості колекторів.

Імпульсний нейтронно-нейтронний каротаж (ІННК) виконували апаратурою ІГН-6Т, ІГН-7, ІГН-9 з нейтронним генератором потужністю від $1,2 \cdot 10^7$ до $1,7 \cdot 10^7$ нейтронів за 1 с. Реєстрували інтегральну і диференціальну криві на затримках 1020, 1200, 1350, 1500 мкс. Швидкість реєстрації кривих ІННК — до 200 м/год. Масштаб запису вибирали залежно від свердловинних умов. ІННК використовували для виділення продуктивних пластів, визначення водонафтових контактів.

Інклінометрію проводили інклінометрами типу КІГ-4. Крок замірів кутів і азимутів становить 25 м, а на перекриттях — 5 м.

Кавернометрію і профілеметрію проводили, щоб підрахувати об'єм затрубного простору свердловини при цементуванні, для врахування геометрії стовбура при проведенні аварійних робіт, уточненні геологічного розрізу свердловин. Масштаб реєстрації діаграм — 5 см/см.

Термометрію проводили для вивчення геотермічного градієнта, контролю технічних операцій у свердловині, робочих пластів. Заміри проводили термометрами ТЕГ-36, ТЕГ-60, Т-5, ТР-7. Масштаб запису кривої — $0,5 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{см}$. Швидкість запису становила до 1000 м/год.

Дані ГДС опрацьовували з урахуванням розподілу температури по розрізу, зафіксованої термометрією.

Опір пластових вод установлювали за їх мінералізацією.

Якість цементування обсадних колод визначали методами АКЦ і ГГК. Криві ГГК записували апаратурою ДРСТ з розміром зонда 50–60 см і з джерелом гама-випромінювання потужністю до $3,7 \cdot 10^{10}$ імп/сек. Якість цементування, характеристику зчеплення цементу з колоною і породами визначали акустичним методом контролю цементування колоди (АКЦ) апаратурою АКЦ-4, використовуючи зонди И1,5П, И1,9П, И2,8П.

Для виділення колекторів, вивчення їх фільтраційних властивостей і визначення характеру насичення в процесі буріння проводили дослідження випробувачем пластів на кабелі ОПН-140 та випробувачем на трубах МИГ-146, ВПТ-146, КИИ-2М-146.

Розкриття продуктивних пластів після спуску експлуатаційних колон проводили перфораторами ПКС-80, ПКС-105, ПКС-89 зі щільністю прострілу від восьми до 18-ти отворів на погонний метр.

Геофізичні дослідження виконували каротажними станціями ЛКЦС-10, ЛКС-7-АУ-03 і підіймачами ПКС-3, ПКС-5 з використанням одно- і трижильних кабелів з розривною потужністю від 53 до 90 кН і

максимальною робочою температурою від 70 до 200 °С. Якість матеріалів ГДС задовільна і дозволяє використовувати їх для виділення ефективних товщин, оцінки емнісно-фільтраційних властивостей і визначення характеру насичення.

Виконаний комплекс ГДС у розрізах свердловин для нижньовізейських продуктивних відкладів наведено в таблиці 1.

Оцінюючи якість матеріалів ГДС, можна зробити висновок, що геофізичний матеріал відповідає вимогам технічних інструкцій і забезпечує отримання необхідної інформації для визначення типу колектора, ефективною товщини, коефіцієнта пористості і газонасиченості.

Межі зміни мінералізації пластових вод для продуктивних горизонтів верхнього карбону, середні її значення і відповідні їх питомі електричні опори пластових вод при температурі пласта такі:

$$K_1 - 139,3 - 154,5 \text{ г/л}; 145,9 \text{ г/л}, 0,040 \text{ Омм}$$

$$K_2 - 137,6 - 185,0 \text{ г/л}; 154,9 \text{ г/л}, 0,038 \text{ Омм}$$

Температура гірських порід у відкладах верхнього карбону змінюється в межах 45 – 50 °С. За вимірами у свердловині 2-Гнідинцівська геометричний ступінь становить 45 м/°С, геотермічний градієнт – 2,2 °С на 100 м.

Мінералізація пластових вод для газоносних горизонтів нижньокам'яновугільних відкладів змінюється від 232 до 258 мг/л, середнє значення становить 245 мг/л. За результатами безпосереднього виміру в лабораторії фізики пласта КТП опір пластової води для Гнідинцівського родовища дорівнює 0,020 Ом · м при температурі 96 °С.

3. Методика інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень у свердловинах

3.1. Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин

Відмінність у літологічному складі та фізичних властивостях гірських порід, що становлять розріз родовища, обумовила задовільну диференціацію відкладів геофізичними методами і дозволила провести літологічне розчленування порід, кореляцію розрізів свердловин, виконати необхідні структурні побудови.

Основні запаси газу родовища пов'язано з піщано-алевролітовими породами нижнього карбону.

Кореляцію розрізів здійснювали за допомогою регіональних і локальних реперів, які дають можливість прослідкувати стратиграфічні комплекси й окремі горизонти північно-західної частини ДДЗ, і проводили за діаграмами стандартного каротажу і радіометрії.

У відкладах візею слід відначити дуже складну побудову колектора горизонту В-26. Лінзоподібно виклинюючись, пісковики горизонту ймовірно являють собою конуси виносів тимчасових потоків, які залягають серед аргілітів і які відклалися в застійних умовах болотистої лагуни. Саме цим пояснюється різка мінливість і гідродинамічна ізолюваність пластів як за площею (між свердловинами), так і за розрізом (залягання водоносних пластів-колекторів горизонту вище за продуктивні).

У загальному можливі дві моделі побудови горизонту:

- 1) пласти пісковиків виклинюються між свердловинами, і в сусідніх свердловинах з'являються інші;
- 2) пласти пісковиків простягаються від свердловини до свердловини, а гідродинамічна ізолюваність пояснюється глинизацією, вторинним цементуванням або іншими епігенетичними процесами.

3.2. Петрофізична модель і обґрунтування граничних значень колекторських властивостей

Використання геофізичних методів для кількісного вивчення колекторських властивостей гірських порід, установлення закономірностей їх просторового розміщення в межах покладу газу, визначення ступеня неоднорідності продуктивних горизонтів засновано на результатах петрофізичних досліджень. Основне завдання таких досліджень – вивчення впливу речовинного складу і структури порід, які вміщують газ, на їх колекторські властивості і повноту вилучення вуглеводнів.

Колекторські властивості оцінювали такими фізичними параметрами: відкритою пористістю ($K_{\text{п}}$), яка визначає частку об'єму породи, заповненої рідиною або газом у вільному стані; значенням вагової $C_{\text{га}}$ і абсолютної $K_{\text{га}}$ об'ємного вмісту поверхнево активних мінералів, що міцно адсорбують рідини і гази, які не вилучають з надр; величиною коефіцієнта проникності, який характеризує здатність порового середовища пропускати різні кількості флюїду.

Автори при вивченні колекторських властивостей порід Лесяківського родовища використовували результати лабораторних досліджень зразків кернів, літолого-петрографічних аналізів, для сусідніх площ північно-західної частини ДДЗ (Гнідинцівська та ін.). Кореляційні зв'язки між відкритою пористістю і проникністю для відкладів верхнього карбону наведено в таблиці 2 і на рисунках 1–3.

Результати кореляційно-регресійного аналізу проникності і пористості

Вік	Рівняння регресії	Корел. віднос.	Стандарт відхилення, част. од.	Кількість визначень
K ₁	$\lg K_{np} = 0,34 - 6,87 \lg K_n + 5,84 \lg^2 K_n$	0,88	0,685	103
	$\lg K_{np} = -3,78 + 4 \lg K_n$	0,76	0,956	103
K ₂	$\lg K_{np} = 7,9 - 19 \lg K_n + 10,76 \lg^2 K_n$	0,86	0,686	48
	$\lg K_{np} = -5,81 + 5,76 \lg K_n$	0,81	0,772	48
P ₁	$\lg K_{np} = -1,87 - 7,36 \lg K_n + 5,49 \lg^2 K_n$	0,82	0,751	268
	$\lg K_{np} = -2,91 + 3,43 \lg K_n$	0,73	0,901	268
C ₃	$\lg K_{np} = 0,93 - 6,62 \lg K_n + 5,67 \lg^2 K_n$	0,87	0,700	151
	$\lg K_{np} = -4,13 + 4,34 \lg K_n$	0,76	0,916	151

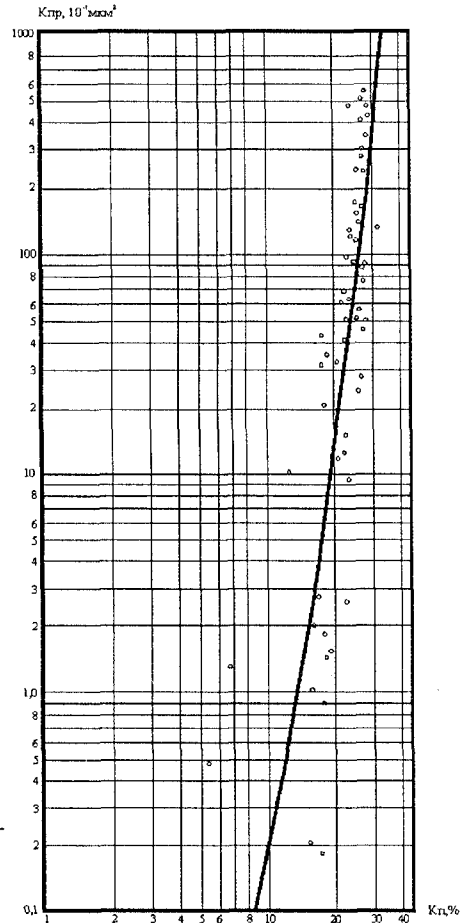


Рис. 1. Результати зіставлення пористості і проникності піщано-алевритових колекторів горизонту К-1 (C₂)

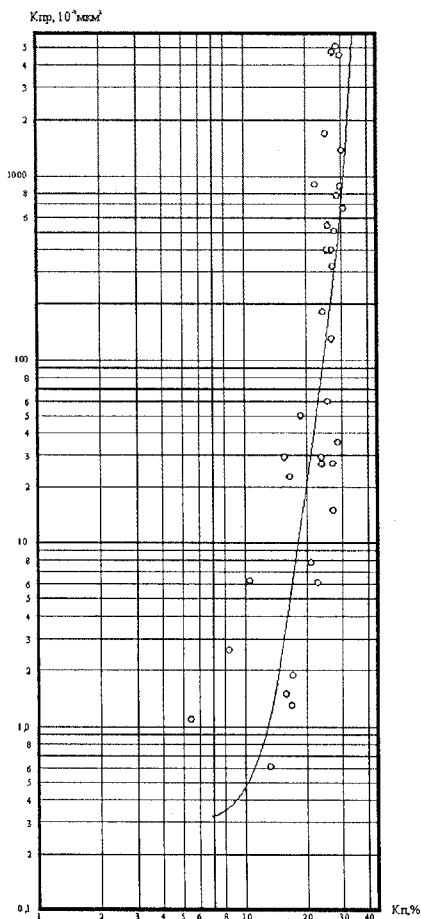


Рис. 2. Результати зіставлення пористості і проникності піщано-алевритових колекторів горизонту К-2 (C_2)
 1 – P_1 , 2 – C_3 , 3 – $P_1 + C_3$

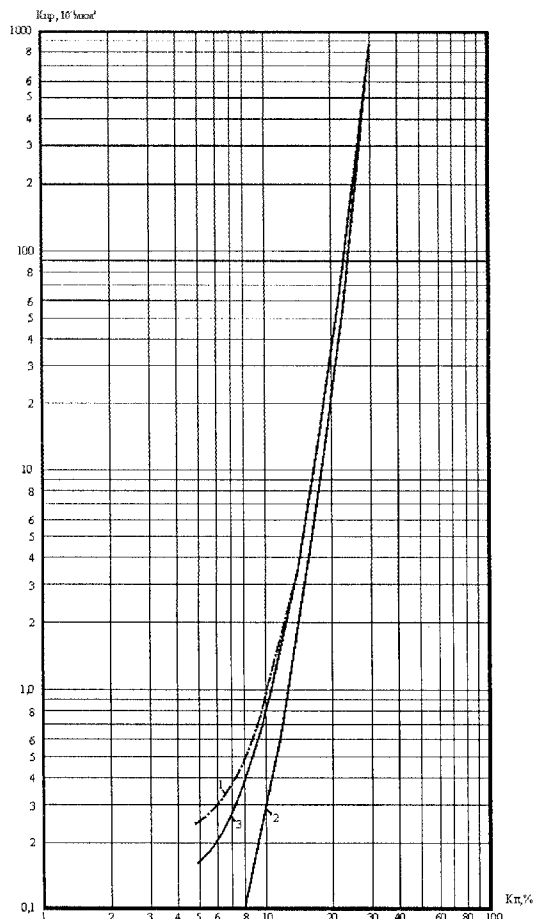


Рис. 3. Графік залежності проникності від пористості для продуктивних відкладів Гнідинцівського родовища

Як видно з наведених даних, залежності характеризуються досить високими кореляційними відношеннями, і їх можна використовувати для якісної оцінки фільтраційних властивостей колекторів $K_{пр} \geq 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Порівняння залежностей $K_{пр} = f(K_{п})$ для різних продуктивних горизонтів показує, що найкращими ємнісно-фільтраційними властивостями володіють продуктивні горизонти верхнього карбону.

Отже, на основі аналізу встановлено наявність статистичних зв'язків між колекторськими властивостями пісковиків і алевролітів досліджуваних відкладів.

Основою для визначення ефективної товщини, проникності і пористості пластів є петрофізичні зв'язки між параметрами, які визначали за даними ГДС і параметрами, які характеризують їх колекторські властивості.

Виходячи з фізико-літологічних властивостей колекторів верхнього карбону і нижнього візею, комплексу ГДС і результатів його інтерпретації, найефективнішим у розрізі станом на 1983 р. був метод оцінки пористості за відносною амплітудою потенціалів ПС. По перше, в досліджуваному розрізі величину пористості визначають перш за все вмістом глинистого матеріалу. Карбонатний цемент зустрічається значно рідше і за ступенем дисперсності й адсорбційної властивості в багатьох випадках рівномірний з глинами.

Залежність між пористістю і відносною амплітудою α_{nc} для всієї кількості зразків продуктивних відкладів родовища зображено на рисунку 4 і описано рівнянням:

$$K_p = 25,94 \alpha_{nc} + 2,46, \quad r = 0,912 \quad (5.1)$$

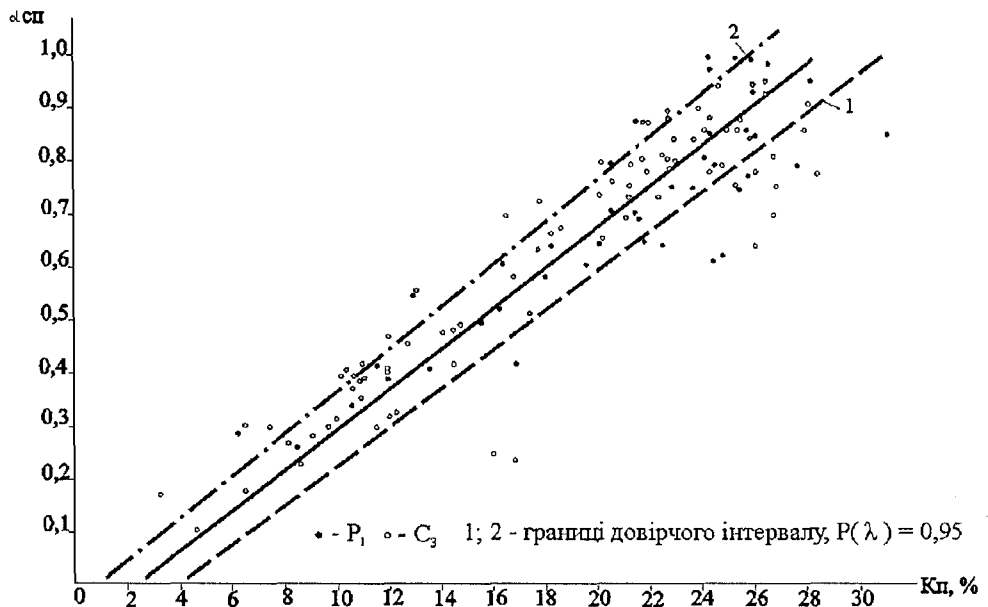


Рис. 4. Залежність для визначення пористості K_p за відносною амплітудою α_{nc} у нижньопермських і кам'яновугільних відкладах Гнідинцівського родовища

Середня відносна похибка оцінювання K_n і середнє квадратичне відхилення відповідає 13 % і 2,3 %.

У досліджуваному розрізі умови для оцінки пористості методом опору менш сприятливі, оскільки до його недоліків відносять вагомї впливи глинистості і можливість збільшення похибок при визначенні K_n нафтогазонасичених колекторів. Труднощі обумовлено тим, що питомий опір зони проникності фільтрату бурового розчину ρ_{zn} переважно неможливо точно оцінити, особливо в К-1, К-2, через неглибоке проникнення і прояви U – еквівалентності. З цієї причини для оцінювання пористості при підрахунку запасів станом на 01.01.71 р. використовували значення малого зонда А0,5М0,1N – $\rho_{0,5}$.

$$K_n = 2,69 + 1,49\alpha_{cn} - 0,088 \lg \frac{\rho_{0.5}}{\rho_{\phi}} - 0,147 \lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_s} \quad (5.2)$$

Середньоквадратичне відхилення і середньоарифметична похибка визначення K_n кварцових і поліміктових пісковиків і алевролітів за цим рівнянням становлять відповідно 3,7 і 20 %.

На основі вищесказаного для оцінювання коефіцієнта пористості пластів продуктивних горизонтів автори звіту з підрахунку запасів використовували залежність $K_n = f(\alpha_{nc})$, розраховану для відкладів верхнього карбону.

Розподіл порід на класи колектор – неколектор за кількісними ознаками є складним завданням, для розв'язання якого використовують комплекс багатьох ознак. Найінформативнішими є ознаки, які базуються на головній властивості колектора – його проникності. Нижню межу проникності встановлюють за емпіричною залежністю між проникністю окремих інтервалів пласта за керном і питомими коефіцієнтами продуктивності цих інтервалів за промисловими даними [20]. Нижню межу коефіцієнта продуктивності, вище від якої доцільно експлуатувати свердловину цього родовища, визначають, виходячи з визнаної раціональної системи й економічної рентабельності розробки покладу. У відкладах верхнього карбону пласти з K_{np} менше $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² слід віднести до неефективних.

Для визначення кондиційних значень ємнісно-фільтраційних властивостей теригенних колекторів для вказаних відкладів використовували комплексний параметр P_k . Його величину визначали в

кожній свердловині (Гнідинцівського родовища) для всього інтервалу перфорації за формулою:

$$P_k = K_n \lg K_{np}, \quad (5.3)$$

де K_n і K_{np} – середньоарифметичні значення пористості і проникності за взірцями ядра з інтервалів випробування. На основі зіставлення P_k і $K_{нит.пр}$ визначають граничне значення P_k для непромислових колекторів.

Виходячи із вищевикладеного, за нижню границю K_{np} при підрахунку запасів у верхньокам'яновугільних відкладах взято значення $K_{np} = 1 \cdot 10^{-3}$ мкм². За встановленою вище залежністю $K_{np} = f(K_n)$ йому відповідає $K_n = 10\%$ для верхньокам'яновугільних. Із зіставлення лабораторних значень пористості, глинистості і проникності очевидно, що пластам з проникністю понад $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² відповідає в основному сфера значень пористості 10–14%. Рідко зустрічаються взірці з $K_{np} > 1 \cdot 10^{-3}$ мкм² і $K_n = 6 - 10\%$, $K_{np} < 1 \cdot 10^{-3}$ мкм² і $K_n = 14-18\%$. Сфері колектор – неколектор для пісковиково-алевролітистих порід відповідає значення вагової глинистості $C_{гн} = 40-50\%$.

Нижня межа коефіцієнта газонасичення тісно пов'язана з колекторськими властивостями порід. При його обґрунтуванні вивчають характер зміни фазової або відносної проникності залежно від газонасичення. Досліджень з визначення фазової проникності на Леляківському родовищі не проводили, тому при оцінюванні нижньої межі K_n виходили від отриманих вище граничних значень коефіцієнта пористості.

У газоносному гідрофільному колекторі $K_n = 1 - K_{в'зали}$, де $K_{в'зали}$ – початкове залишкове водонасичення, величину якого визначають питомою поверхнею твердої фази і її мінеральним складом. Найбільший об'єм залишкової води асоційовано з глинистими частинками. Поширені в продуктивних відкладах родовища такі породоутворювальні мінерали глин, як каолінит, монтморилоніт, вміщують до 30–38% лише кристалізаційної води.

За даними різних досліджень вміст залишкової води у верхньокам'яновугільних відкладах змінюється від 10 до 70% і в середньому становить 30–40% [16, 17]. Результати визначення залишкової водонасиченості на взірцях Гнідинцівського родовища отримано методом гідродинамічного витіснення.

Літопетрофізичні властивості порід Леляківського родовища адекватні породам Гнідинцівського родовища. Отже ми використали

залежність $K_{в.з} = f(K_{п})$ цього родовища і для колекторів Лесяківського родовища. Рівняння цієї залежності таке:

$$K_{в.зв} = 56,9 - 1,52 K_{п}, r = - 0,604 \quad (5.4)$$

Коефіцієнт кореляції r невисокий, математичне очікування – 30 %, середнє відхилення – 6,18%. Відповідно при $K_{п} = 10\%$, $K_{в.зв} = 42\%$ або $K_{п} = 58\%$. Для встановлення межових значень $K_{п}$ автори звіту з підрахунку запасів по Гнідинцівському родовищу порівнювали близькі за колекторськими властивостями і промислово-геофізичною характеристикою пласти у двох свердловинах. Перша містилася у водонафтовій зоні, а друга – за зовнішнім контуром газонасиченості. При рівних відносних амплітудах ПС визначали $P_{п}$ і $K_{п}$ в інтервалах, які розташовувались на різній відстані від границі газ – вода. На підставі отриманих даних кондиційне значення $K_{п}$ до підрахунку запасів узято рівним 50%.

Отже критерієм колектора в продуктивному розрізі є: $K_{пр} > 1 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, $K_{п} > 10\%$ для верхньокам'яновугільних відкладів. Узагальнивши наведені дані, для підрахункових параметрів нижньокам'яновугільних відкладів узято такі значення:

$$K_{пр} = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2; K_{п} = 10\%; K_{пр} = 50\%; \rho_{п}^{пр} = 9 \text{Омм}; \\ \Delta t = 230 \text{мс}; \alpha_{пс} = 0,3.$$

Мінімальна величина пористості нижньовізейських відкладів, при якій отримано газ, – вище 10%.

Для розділення пластів колекторів на водоносні і газонасні автори вивчили розподіл $K_{пр}$ у водоносних і газонасних пластах в інтервалах випробування. Крім того, для розподілу пластів за характером насичення було визначено критичне значення опору пласта (за БКЗ) в інтервалах випробування і встановлено, що границею між водоносними і газонасними інтервалами є значення 9 Ом, що відповідає пористості пісковиків 10%, і $K_{пр} = 40-52\%$. Звідси граничне значення коефіцієнта газонасиченості становить 50%.

Середні значення пористості і газонасиченості по кожній свердловині визначали шляхом зважування пористості окремих пластів за їх товщинами. Отримані у свердловинах значення пористості, нафтонасиченості і сумарної ефективної нафтонасиченої товщини наведено у табличному додатку (3).

3.3. Виділення колекторів і визначення підрахункових параметрів

3.3.1. Ефективна товщина

Можливість виділення колекторів за геофізичними даними засновано на таких властивостях порід — проникності, пористості і величині вмісту поверхнево активних мінералів.

Диференціацію порід за пористістю використовували для виділення переважно середньовисокопористих колекторів ($K_n = 15-20\%$). Їх пошуковими ознаками є низькі значення параметра пористості, позірною опору, виміряного малим градієнт-зондом, підвищені значення інтенсивності на діаграмах НГК і ГГК-Г, високий інтервальний час за даними АК, низькі значення тривалості проходки.

Фізико-літологічні особливості колекторів верхнього карбону дозволяють виконувати їх розділення за вмістом поверхнево активних мінералів, на вивченні якого засновано метод самочинної поляризації і гама-каротаж. У продуктивних горизонтах Лесяківського родовища широко розповсюджено олігоміктові (кварцові) і поліміктові колектори, які вміщують глинистий цемент різного мінерального складу. В кластичній частині поліміктових колекторів розповсюджено пелітизовані польові шпати і глинисто-карбонатні уламки пелітоморфної будови. За даними гранулометричного аналізу колектори характеризуються значним вмістом пелітової фракції, яка в середньому становить 20% для кварцових і 40% — для поліміктових пісковиків.

За даними [21] найодноріднішими і, як правило, у більшості кварцовими є пласти В-20-В-26, скелетна фракція яких на 75–90% складається з кварцу, решта — польові шпати, часто пелітизовані, особливо в горизонтах В-20-22.

При виділенні колекторів використовували дані випробування свердловин, результати описання й аналізу кернового матеріалу, прив'язані до даних ГДС [7]. Дані ГДС виявились основними матеріалами при виділенні колекторів, оскільки висвітленість керном продуктивних горизонтів загалом по родовищу низька (~3,7%).

На основі аналізу всього комплексу промислово-геофізичних досліджень, результатів лабораторних, літолого-петрографічних аналізів і даних випробування свердловин встановлено, що ознаками пласта-колектора в цьому геологічному розрізі є наявність від'ємної аномалії ПС, підвищення показів потенціал-зонда або малого градієнт-зонда над показами великих зондів, зменшення діаметра свердловини на кавернограмі, додатний приріст на кривих мікрозондування, зменшення інтенсивності гама-випромінювання і підвищення показів НГК. Проти

чистих пісковиків і алевролітів спостерігається найбільше відхилення кривої ПС, мінімальна гамма-активність, утворення глинистої кірки. Амплітуда відхилення кривої ПС у глинистих пісковиках і алевролітах значно менша, ніж проти чистих піщаних пластів. За відсутності або незначного вмісту карбонатного цементу (горизонти В-21-26) вони характеризуються підвищеним вмістом зв'язаної води і невисоким питомим електричним опором.

Наявність колектора остаточно встановлювали за кривими БКЗ. У водоносних пластах спостерігається підвищувальне проникнення ($\rho_{zn} > \rho_n$) і в основному тришарові криві БКЗ. Підвищувальне проникнення в газоносних пластах пояснюється їх значною глинистістю і як її наслідком високим вмістом зв'язаної води. Рідше в розрізах свердловин зустрічаються газонасичені пласти, яким відповідають двошарові криві БКЗ. Це, як правило, газонасичені карбонатні і кременисті пісковики й алевроліти.

Вивчення поліміктових пісковиків, виділених у розрізі, який досліджують, за комплексом лабораторних визначень фізичних властивостей, за даними гранулометричних, літолого-петрографічних і промислово-геофізичних досліджень з урахуванням результатів випробування свердловин дозволяє зробити такі висновки. Поліміктові пісковики характеризуються більшим порівняно з кварцовими вмістом пелітової фракції, меншими амплітудами власних потенціалів при близьких колекторських властивостях за керном. На діаграмах мікрозондування вони відзначаються наявністю додатних приростів, таких самих, як і проти слабоглинистих кварцових пісковиків; на кривій гамма-методу поліміктовим пісковикам відповідає підвищена гамма-активність, обумовлена вмістом калію.

Ефективну товщину пластів-колекторів встановлювали в основному за кривими мікрозондування з урахуванням усього комплексу промислово-геофізичних досліджень, результатів лабораторних аналізів і випробування.

Як зазначено вище, проти проникних пластів у розрізі, які досліджують, спостерігається перевищення показів потенціал- над градієнт-мікрозондом, тобто додатний приріст, а позірний опір у 2–10 разів перевищує питомий опір бурового розчину. Як правило, додатний приріст спостерігається в проникних піщано-алевролітових пластах з глинистою кіркою невеликої товщини і питомим опором пласта, в 5–20 разів меншим від опору зони проникнення. При оцінці ефективної товщини на ділянках додатного приросту виключали щільні прошарки,

які виділяються різко підвищеними значеннями $\rho_{\text{пор}}$, і глинисті прошарки, проти яких прирости близькі до нуля.

Труднощі при визначенні ефективної товщини колекторів обумовлено такими причинами. В окремих свердловинах проти рихлих водоносних пісковиків, розміщених переважно в нижній частині продуктивних горизонтів В-20 і В-26 і які володіють високою проникністю по вертикалі, зона проникнення і додатні прирости на мікрозондах відсутні. Від'ємні прирости на кривих позірних опорів спостерігаються в добре проникних водоносних пластах горизонту В-19-22 з питомими електричними опором, утричі меншим від опору бурового розчину. Зрідка простежується значна, яка не відповідає колекторським властивостям пласта, диференціація кривих мікрозондів, обумовлена нерівномірною завтовшки глинистої кірки (понад 2 см).

У всіх указаних випадках і за відсутності якісних замірів мікрозондами використовували дані БКЗ, діаграми ПС і РК. Як показали порівняння з лабораторними даними, методика, яку застосовують для визначення ефективної товщини колектора, найдостовірніша, оскільки на кривих мікрозондів додатними приростами, як правило, відзначаються пласти з проникністю, вищою за $(1-2) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, і пористістю, більшою за 10–12%.

З урахуванням установленної вище інформативності промислово-геофізичних методів у відкладах верхнього карбону виділено пласти-колектори, визначено їх загальну й ефективну товщину.

Колектори нижньовізейських продуктивних відкладів за геофізичними даними виділяли також за загальними ознаками для теригенних розрізів:

від'ємна аномалія на кривій ПС;

зменшення діаметра свердловини завдяки глинистій кірці;

наявність додатних приростів на кривих мікрозондів;

низькі і середні значення природної радіоактивності;

наявність проникнення за даними методів опорів.

3.3.2. Коефіцієнт пористості

У свердловинах, які бурили на нижньокам'яновугільні відклади після 1983 р. (свердловини Леляки: 500, 501, 503), коефіцієнт пористості визначали як за акустичним каротажем, так і за даними ПС.

Кількісне визначення колекторських властивостей з погляду теорії інтерпретації — це завдання багатозначне, і тому використовують комплексну інтерпретацію. При визначенні пористості за даними АК у рівняння середнього часу вводили поправку з урахуванням глинистості

за даними інших методів. Закономірність зміни зв'язку $\Delta\Phi=f(K_n)$ для теригенних порід кам'яновугільних відкладів північно-західної частини ДДЗ відображено багатомірними статистичними рівняннями, які відображують аналітичні моделі авторів [24]:

$$K_n = -72,29 + 0,172 \cdot \Delta T + 4,72 \cdot \ln H + 9,988 \cdot \alpha_{nc}, \quad (5.5)$$

$$K_n = -66,11 + 0,1924 \cdot \Delta T + 4,54 \cdot \ln H - 11,3 \cdot \Delta I_\gamma, \quad (5.6)$$

Додавання до ΔT аргументів α_{nc} і глибини H , що корелюються з K_n , суттєво зменшує похибку і збільшує коефіцієнт кореляції.

Збільшення точності оцінювання K_n за багатомірними статистичними залежностями досягають непрямим врахуванням петрофізичних особливостей порід. Останні показують певний вплив на геофізичні параметри, які є аргументами рівнянь. Зв'язок цих параметрів ускладнено впливом глинистості і структурних особливостей порід. У свою чергу вміст глинистого матеріалу є основним фактором, який визначається значенням параметрів α_{nc} і ΔI_γ . Структурні й інші петрофізичні особливості змінюються з глибиною H , що виражається в зменшенні ΔT з глибиною. Наявність тісних зв'язків, з одного боку, між K_n і ΔT , ΔT і H , а з другого — між глинистістю і α_{nc} , ΔI_γ дозволяє врахувати вплив факторів, які спостерігаються у багатомірних зв'язках. Багатомірні моделі мають певний фізичний зміст і добре узгоджуються з апіорними уявленнями про зв'язок пористості з геофізичними параметрами.

Для визначення пористості за даними АК використовували рівняння [8]:

$$\Delta T = 3,63 \cdot K_n + 179,4. \quad (5.7)$$

Використання коефіцієнта пористості методом відносних значень потенціалів ПС можливе при дотриманні таких умов [22, 23]:

постійність мінералогічного складу глин і глинистого цементу в колекторах;

постійність хімічного складу солей у пластових водах і їх мінералізації; використання бурових розчинів з опором $\rho_\phi > \rho_n$.

Визначення K_n проводили за такою методикою:

- 1) в інтервалі досліджень проводили лінію глин;
- 2) навпроти пластів від лінії глин відраховували амплітуду $\Delta U_{ПС}$;
- 3) у відраховані амплітуди вводили відповідні поправки;
- 4) розраховували відносну амплітуду $\alpha_{ПС}$.

Залежність між пористістю і відносною амплітудою для відкладів і нижнього карбону наведено на рисунку 5, і вона має вигляд:

$$K_n = 13,91 \cdot \alpha_{nc} + 4,69 \quad r = 0,78 \quad (5.8)$$

На рисунках 6–8 подано результати зіставлення коефіцієнта пористості за даними ПС, ΔT , ρ_{zn} з даними керна.

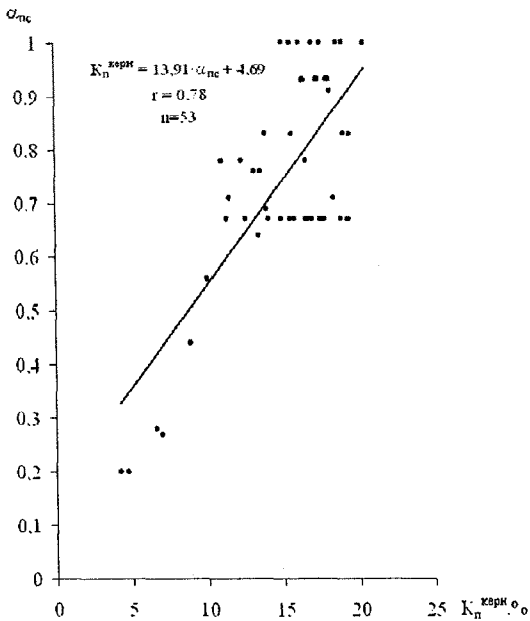


Рис. 5. Залежність $K_n = f(\alpha_{\text{пс}})$ для продуктивних відкладів нижнього карбону

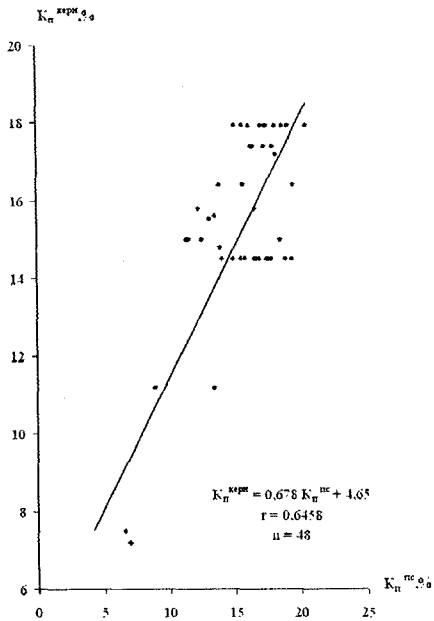


Рис. 6. Зіставлення K_n , визначеного за зерном з $K_n^{\text{пс}}$

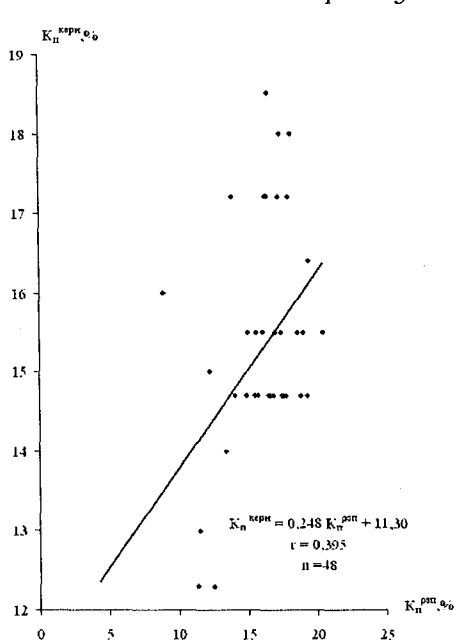


Рис. 7. Зіставлення K_n , визначеного за зерном з $K_n^{\text{сп}}$

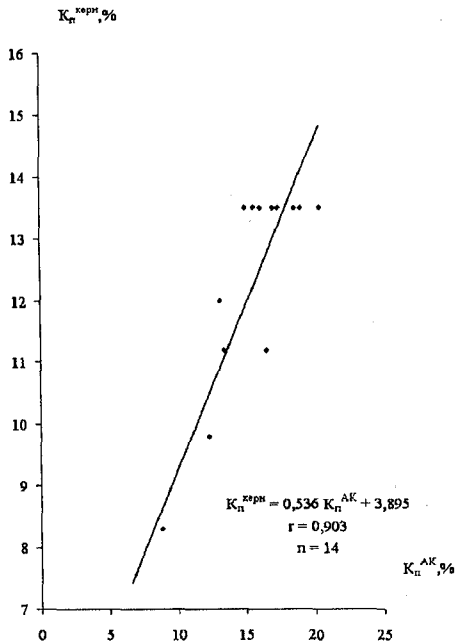


Рис. 8. Зіставлення K_n , визначеного за зерном з $K_n^{\text{ак}}$

Визначення пористості за даними АК проведено у більшості свердловин (див. табл. 3). Тому метод АК у визначенні пористості взято як основний. Метод ПС є допоміжним методом.

Таблиця 3

Рівняння залежностей параметра пористості від коефіцієнта пористості

Вік	Рівняння регресії	Коеф.корел.	Кільк.визн.
P ₁	$\lg P_n = 3,25 - 1,275 \lg K_n$	- 0,762	112
C ₃	$\lg P_n = 3,37 - 1,453 \lg K_n$	- 0,910	96
P ₁ +C ₃	$\lg P_n = 3,34 - 1,4 \lg K_n$	- 0,836	208

3.3.3. Коефіцієнт нафтогазонасиченості і визначення положення водонафтового контакту

Імовірну газоносність колекторів у розрізі кам'яновугільних відкладів встановлювали на основі комплексного аналізу даних геофізичних досліджень свердловин і за результатами їх випробування. Найінформативнішим критерієм для розділення піщано-глинистих порід продуктивної товщі є їх питомий електричний опір ρ_n . Для водоносних пісковиків і алевролітів його величина змінюється в основному в межах 0,8–3,5 Ом·м, для газоносних 3,0–45,0 Ом·м. У щільних різноманітностях або пластах з карбонатним і кремнистим цементом ці границі дещо менші – ρ_n водоносних пластів сягають 10 Ом·м, газоносні – 60,0–120,0 і більше Ом·м.

Аналізуючи роль мінерального складу породи у формуванні їх фізичних властивостей, багато авторів [22, 25] вказує на особливість поліміктових колекторів, обумовлену значною ефективною глинистістю – високим вмістом залишкової води, низьким питомим опором, високою дифузійно-адсорбційною активністю при високих колекторських властивостях за керном і промисловими даними, високою продуктивністю за даними випробування. Низький питомий опір газоносних пластів у досліджуваному розрізі також є наслідком високого вмісту залишкової води в них, навіть при невеликій кількості глинистого цементу, оскільки частину залишкової води обумовлено глинистим матеріалом змінених зерен і уламків кластичної частини. Ця особливість досліджуваних колекторів ускладнює розв'язання завдання розділення пластів за характером їх насичення, оскільки поліміктовий колектор може виявитись

газоносним при електричному питомому опорі, близькому до опору чистого водонасиченого колектора (3–4 Ом · м).

У необсаджених свердловинах положення ВГК визначали за методом опору, рідше за даними мікрозондів, БМК, ІК. Границю ВГК визначалася за кривими ПО, записаними послідовним градієт-зондом великого розміру (АО=2,25; 4,25; 8,5м), точкою, розташованою нижче від точки з максимальним питомим опором на половині відстані між вимірювальними електродами. При неглибокому проникненні в колектор для уточнення положення ВГК використовували криві $\rho_{\text{зп}}$ малих зондів і криву мікропотенціал-зонда, на які впливає залишковий газ продуктивного пласта. На кривій мікропотенціал-зонда перехід від водоносної частини колектора до продуктивної визначали за середньою точкою ділянки підняття питомого опору. В ряді свердловин при переході газоносної частини до водоносної спостерігається збільшення показів на діаграмах НГК.

3.4. Коефіцієнт газонасиченості

Коефіцієнт газонасиченості K_g піщано-алевритових порід продуктивних відкладів визначають методом опорів [18]. При цьому розраховують параметр газонасиченості:

$$P_n = \frac{\rho_{n0}}{\rho_{0n}} \quad (5.9)$$

де ρ_{n0} – питомий електричний опір газонасиченої породи; ρ_{0n} – питомий електричний опір цієї ж породи при її 100% водонасиченості.

Питомий електричний опір вивченої породи ρ_{n0} визначають за даними БКЗ, ІК, БК, а опір в умовах 100 % водонасичення ρ_{0n} установлюють розрахунковим способом за залежністю $P_n = f(K_n)$. Далі за залежністю $P_r = f(K_r)$ визначають величину коефіцієнта газонасиченості. Залежності $P_r = f(K_r)$ і $P_n = f(K_n)$ розраховували за експериментальними даними.

Вивчення залежності $P_n = f(K_n)$ для відкладів нижнього карбону, виконане за результатами досліджень керн лабораторіями різних організацій, показало, що вони значно відрізняються від відомих для середньо- і слабозцементованих пісковиків і алевролітів, особливо у сфері високих значень K_n . Тому надалі автори використовували залежність Б. Е. Архіноса та ін., підсумовуючи матеріал для верхньокам'яновугільних відкладів по родовищах північно-західної частини ДДЗ, включаючи Гнідинцівське і Леяківське [18]. Залежність встановлена на 200 зразках, має високий коефіцієнт кореляції.

$$P_n = \frac{1}{K_n^{1.74}}, \quad r=0,96, \quad (5.10)$$

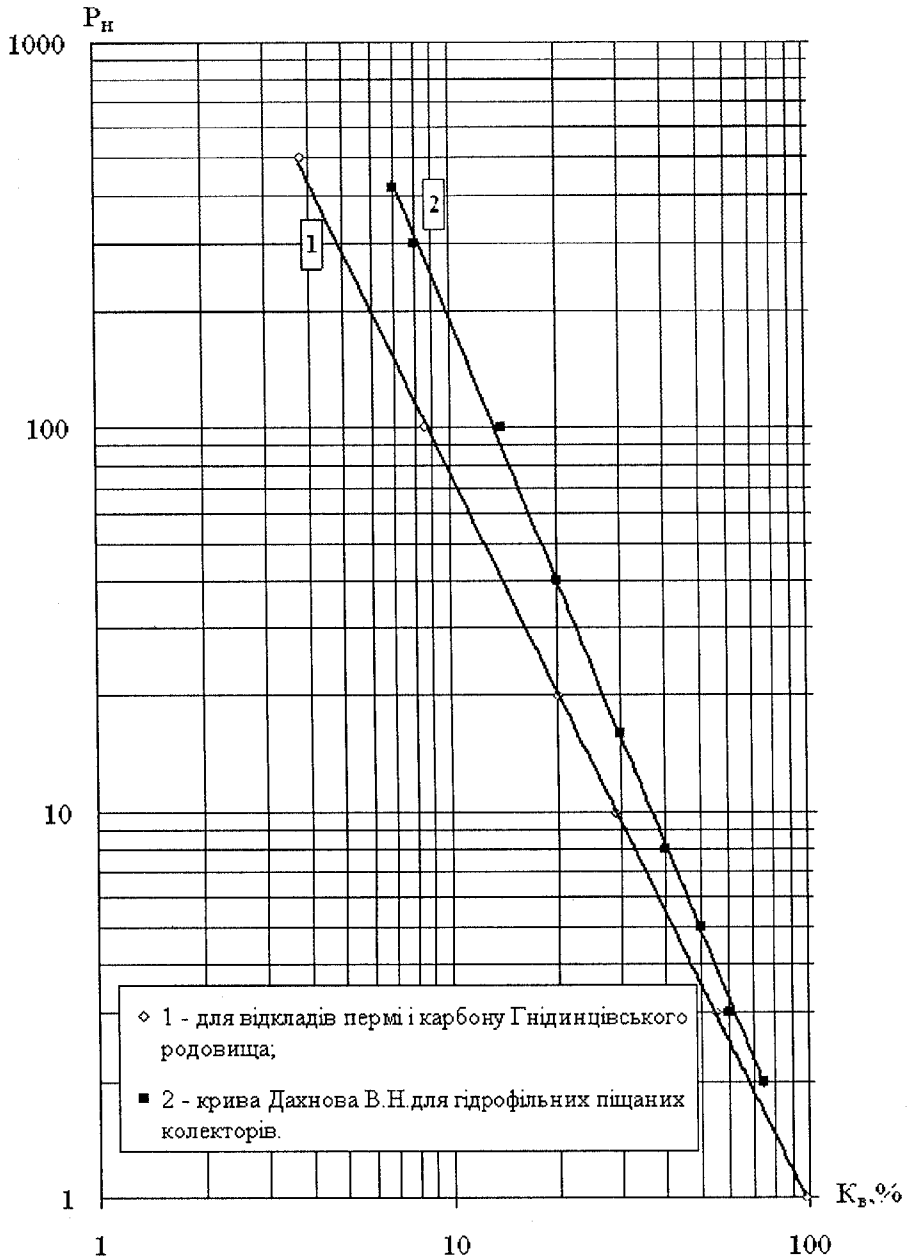


Рис. 9. Залежність параметра насиченості P_n від коефіцієнта водонасиченості K_b

На характер залежності $P_n = f(K_b)$ впливає ступінь гідрофільності або гідрофобності поверхні зерен колектора; його структура і наявність провідникових включень. З перерахованих факторів перший є головнішим. Як показало дослідження експериментальних залежностей $P_n = f(K_b)$ для різноманітних відкладів Гнідинцівського родовища (як аналога Леляківського родовища), основний тип колектора в досліджуваному продуктивному розрізі – гідрофільний, оскільки експериментальна залежність $P_n = f(K_b)$ для відкладів верхнього карбону практично збігається з аналогічною залежністю для гідрофільних колекторів [19]. Надалі цю загальну залежність для відкладів P_1 і C_1 , використано для розрахунку K_r .

Для визначення K_r нижньокам'яновугільних відкладів автори [14] використали залежність $P_n = f(K_r)$, розраховану за 97-ма визначеннями для відкладів карбону, зображену на рисунку 9.

Рівняння має такий вигляд

$$\lg P_n = 3,78 - 1,86 \cdot \lg K_r, \quad r = -0,927 \quad (5.11)$$

Рівняння залежностей параметра насичення від коефіцієнта водо- і газонасичення показано в таблиці 4.

Таблиця 4

Рівняння залежностей параметра насичення від коефіцієнта водо- і газонасичення

Вік	Рівняння регресії	Коеф.корел.	Кільк.визн.
P_1	$\lg P_n = 3,376 - 1,67 \lg K_b$	- 0.929	29
C_3	$\lg P_n = 3,865 - 1,907 \lg K_b$	- 0.921	49
$P_1 + C_3$	$\lg P_n = 3,656 - 1,804 \lg K_b$	- 0.918	78
$P_1 + C_3 + C_2 + C_1$	$\lg P_n = 3,78 - 1,86 \lg K_b$	- 0.924	97

За даними комплексу промислово-геофізичних досліджень свердловин вивчали ємнісні властивості колекторів.

Комплекс геофізичних досліджень, виконаний у свердловинах Леляківського родовища, з достатньою достовірністю забезпечує визначення ефективних товщин коефіцієнтів пористості і газонасиченості.

3.5. Визначення положення контактів між пластовими флюїдами.

Поділ продуктивних колекторів на водо- і газонасичені

За умовами формування фільтрації флюїдів інтервал продуктивного пласта, в якому одночасно розміщуються рухомі вуглеводні і вода, становить перехідну зону. Залежно від фазової проникності породи для вуглеводнів і води перехідна зона ділиться на три частини:

а) нижню, в якій основну частку потоку становить вода; водонасиченість у підшві більша від критичного значення $K_{в, кр.}$;

б) середню – з незначною водонасиченістю, де більшу частку потоку становлять вуглеводні і незначну – вода;

в) верхню – з відносно незначною водонасиченістю, яка у верхній частині наближається до залишкової, для якої відносна проникність для води дорівнює нулю і можлива тільки однорідна фільтрація газу.

Пласт уміщує газ, якщо $\rho_{п} > \rho_{пв}$, за рівності $\rho_{п} = \rho_{пв}$ він водоносний. Промислові припливи газу отримують із пластів, для яких $\rho_{п}$ або $P_{п}$ перевищують деяке критичне для цього пласта значення $\rho_{п, кр.}$ і $P_{п, кр.}$. Останню умову визначають залежністю $P_{п, кр.}$ від коефіцієнтів $K_{в}$ водонасичених порід. Для цього родовища експериментальних досліджень на керновому матеріалі щодо визначення критичних значень водонасиченості $K_{в, кр.}$, а значить і $\rho_{п, кр.}$, не проводили.

Нижче наводимо значення глибин газоводяних контактів або нижні межі газоносних пластів

Горизонт В-20

Свердловина 503-Леляки – нижня межа газоносних пластів (НМГП) на глибині 3260,0 м.

Горизонт В-21-В-22

Свердловина 503-Леляки – ГВК на глибині 3282,0 м.

Горизонт В-24–25

Свердловина 503-Леляки – НМГП на глибині 3383,2 м.

Горизонт В-26

Свердловина 503-Леляки – ГВК на глибині 3412,8 м.

Горизонт В-27

Свердловина 500-Леляки – ГВК на глибині 3644,0 м.

Горизонт Т-2

Свердловина 500-Леляки – ГВК на глибині 3726,4 м.

**Зведена таблиця геофізичних
та підрахункових параметрів продуктивних пластів**

№ свердловини, площа	Горизонт	Інтервали пластів	H _{вер.} , м		ДС, м	ρ _с , Ом·м	ρ _ф , Ом·м	ρ _а , Ом·м	ρ _{вз} , Ом·м	ρ _{вз} , Ом·м	ρ _{вк} , Ом·м	ρ _п , Ом·м	ΔU ^к , мВ	α ^{кв}	
			H _{вер.} , м	h _{ср.} , м											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
500-Леляки	В-27	3638,0-3642,4	4,4	4,0	0,270	0,2	0,15	0,018		21,0	17,0	18,0	52	0,59	
		3642,4-3644,0	1,6	1,0	0,270	0,2	0,15	0,018		11,0	21,0	4,5	56	0,64	
			∑h _{ср.} =5,0												
		3645,6-3659,6	14,0	6,2	0,270	0,2	0,15	0,018		0,6	1,0	0,2	56	0,64	
			∑h _{ср.} =6,2												
		Всього∑h _{ср.} =11,2													
	Т-2	3720,8-3724,8	4,0	2,8	0,350	0,2	0,15	0,017		28,0	20,0	15,0	40	0,45	
		3725,2-3726,4	1,2	0,8	0,350	0,2	0,15	0,017		14,0	12,0	5,5	37	0,42	
			∑h _{ср.} =3,6												
		3726,8-3728,0	1,2	0,6	0,350	0,2	0,15	0,017		10,0	5,0	1,3	36	0,41	
Т-2	3729,2-3732,0	2,8	1,8	0,350	0,2	0,15	0,017		4,0	4,5	1,3	25	0,28		
		∑h _{ср.} =2,4													
		Всього∑h _{ср.} =6,0													
501-Леляки	В-27	3664,4-3667,6	3,2	1,0	0,210	0,8	0,6	0,018	7,0	1,2	8,0	1,2	72	0,96	
			∑h _{ср.} =1,0												
	Т-2	3746,8-3756,8	10,0	4,8	0,210	0,8	0,6	0,017	8,0	0,8	6,0	0,9	54	0,72	
		∑h _{ср.} =4,8													
503-Леляки	В-20	3252,0-3255,6	3,6	2,4	0,200	0,1	0,075	0,02		20,0	30,0	23,0			
		3257,6-3260,0	2,4	0,8	0,210	0,1	0,075	0,02		10,0	10,0	12,0			
		∑h _{ср.} =3,2													
	В-21-В-22	3266,8-3269,2	2,4	0,8	0,200	0,1	0,075	0,02		5,0	6,0	4,0			
		3270,8-3272,0	1,2	0,8	0,200	0,1	0,075	0,02		3,5	4,5	3,8			
		3272,0-3275,2	3,2	2,6	0,200	0,1	0,075	0,02		3,0	4,5	3,0			
		3280,4-3282,0	1,6	0,8	0,200	0,1	0,075	0,02		8,0	20,0	7,0			
			∑h _{ср.} =5,0												
		3282,8-3285,6	2,8	1,6	0,200	0,1	0,075	0,02	4,0	2,0	3,5	2,0			
		∑h _{ср.} =1,6													
		Всього∑h _{ср.} =6,6													
	В-24-25	3334,0-3338,8	4,8	2,2	0,210	0,1	0,075	0,019		300,0	180,0	>50			
		3340,0-3346,0	6,0	2,8	0,210	0,1	0,075	0,019		250,0	230,0	>50			
		3352,8-3356,4	3,6	1,6	0,210	0,1	0,075	0,019	28,0	120,0	40,0	18,0			
		3356,4-3360,8	4,4	2,0	0,210	0,1	0,075	0,019	14,0	55,0	30,0	16,0			
		3362,4-3367,2	4,8	1,8	0,210	0,1	0,075	0,019		40,0	80,0	40,0			
		3373,2-3379,2	6,0	1,8	0,210	0,1	0,075	0,019		150,0	100,0	45,0			
		3379,2-3383,2	4,0	1,2	0,210	0,1	0,075	0,019		200,0	400,0	100,0			
			∑h _{ср.} =13,4												
	В-26	3399,6-3403,6	4,0	2,4	0,210	0,1	0,075	0,018	20,0	10,0	15,0	9,0			
3403,6-3406,0		2,4	1,6	0,220	0,1	0,075	0,018		20,0	30,0	20,0				
3410,8-3412,8		2,0	0,8	0,210	0,1	0,075	0,018	20,0	4,0	7,0	4,5				
		∑h _{ср.} =4,8													
3414,0-3418,4		4,4	4,0	0,210	0,1	0,075	0,018	4,0	2,0	4,0	2,0				
	∑h _{ср.} =4,0														
Т-1	3495,0-3497,0	2,0		0,210	0,1	0,075	0,018		24,0	32,0	24,0				
Т-3	3531,2-3533,6	2,4	0,6	0,210	0,1	0,075	0,018	6,0	2,0	3,5	2,0				
		∑h _{ср.} =0,6													

I_{γ} , мкР/год	ΔI_{γ}	$K_{\text{н}}$, %	ΔT , мкс/м	$K_{\text{н}}^{\text{ак}}$, %	$K_{\text{н}}^{\text{ант}}$, %	$K_{\text{н}}^{\text{р}}$, %	$K_{\text{н}}^{\text{геоф}}$, %	P	$\rho_{\text{на}}$, Ом·м	$P_{\text{н}}$	$K_{\text{г}}^{\text{р}}$, %	$K_{\text{г}}^{\text{кп}}$, %	$K_{\text{г}}^{\text{пробн}}$, %	Примітка
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
3,6	0,06	2,6	245	18,1	12,9		18,1	34,7	0,62	33,8	84	71	84	$I_{\gamma \text{max}}=15,0$ мкР/год
4,2	0,11	4,8	240	16,9	13,6		16,9	38,9	0,70	15,7	75	69	75	$I_{\gamma \text{min}}=2,8$ мкР/год
							$K_{\text{плев}}=17,9$							$\Delta U_{\text{max}}^{\text{пс}}=88$ мВ
3,8	0,08	3,5	230	13,9	13,6		13,9	51,3						
							$K_{\text{плев}}=13,9$							
3,2	0,03	1,3	235	15,3	10,9		15,3	44,7	0,76	36,8	85	66	85	
4,2	0,11	4,8	235	15,3	10,5		15,3	44,7	0,76	18,5	78	66	78	
							$K_{\text{плев}}=15,3$						$K_{\text{гезв}}=83$	
5,2	0,20	8,8	230	13,9	10,3		13,9	51,3						
4,0	0,10	4,4	216	10,1	8,6		10,1	81,3						$I_{\gamma \text{max}}=15,0$ мкР/год
							$K_{\text{плев}}=11,0$							$I_{\gamma \text{min}}=2,8$ мкР/год
4,0	0,10	4,4	234	15,0	18,0		16,5	39,8						$I_{\gamma \text{max}}=18,0$ мкР/год
							$K_{\text{плев}}=16,5$							$I_{\gamma \text{min}}=2,4$ мкР/год
4,4	0,13	5,7	240	16,7	14,7		15,7	42,7						$\Delta U_{\text{max}}^{\text{пс}}=75$ мВ
							$K_{\text{плев}}=15,7$							
4,0	0,08	3,5	235	15,3			15,3	44,7	0,89	22,5	80	66	80	$I_{\gamma \text{max}}=16,0$ мкР/год
8,8	0,45	19,6	225	12,3			12,3	58,9	1,18	8,5	65	62	65	$I_{\gamma \text{min}}=3,0$ мкР/год
							$K_{\text{плев}}=14,6$						$K_{\text{гезв}}=77$	
5,2	0,17	7,4	240	16,9			16,9	38,9	0,78	6,4	60	69	60	
4,8	0,14	6,2	240	16,9			16,9	38,9	0,78	4,5	52	69	52	
3,9	0,07	3,0	240	16,9			16,9	38,9	0,78	5,8	58	69	58	
7,6	0,35	15,4	250	19,4			19,4	31,6	0,63	12,7	73	73	73	
							$K_{\text{плев}}=17,3$						$K_{\text{гезв}}=60$	
7,6	0,35	15,4	235	15,9			15,9	44,7						
							$K_{\text{плев}}=15,9$							
4,2	0,09	3,9	180	4,3			4,3	570,0	10,8	28,0	87		87*	
4,0	0,08	3,5	175	3,5			3,5	816,0	15,5	16,0	83		83*	
3,8	0,06	2,6	175	3,7			3,7	730,0	13,9	8,6	75		75*	
3,6	0,05	2,2	180	4,5			4,5	520,0	10,0	5,5	69		69*	
3,6	0,05	2,2	175	3,9			3,9	657,0	12,1	3,3	58		58*	
4,2	0,09	3,9	180	4,3			4,3	570,0	10,8	4,2	62		62	
3,6	0,05	2,2	175	3,5			3,5	816,0	15,5	6,4	71		71	
							$K_{\text{плев}}=4,0$						$K_{\text{гезв}}=73$	
4,0	0,08	3,5	225	12,6			12,6	58,9	1,06	9,4	68	62	68	
4,0	0,08	3,5	255	20,8			20,8	18,2	0,51	39,4	85	75	85	
4,4	0,11	4,8	235	15,3			15,3	44,7	0,8	5,0	55	66	55	
							$K_{\text{плев}}=15,8$						$K_{\text{гезв}}=73$	
4,6	0,12	5,3	240	16,9			16,9	38,9						
							$K_{\text{плев}}=16,9$							
8,0	0,38	16,7	180	2,0			2,0	851,0		Ущільнений				
5,6	0,20	8,8	225	12,1			12,1	62,6						
							$K_{\text{плев}}=12,1$							

Примітка: Розрахунок $K_{\text{г}}^*$ проведений за опором $K_{\text{п}}$ менше граничного значення

Перелік посилань

1. Вендельштейн Б. Ю. Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследований скважин. Москва, Гостоптехиздат, 1963.
2. Вендельштейн Б. Ю., Козяр В. Ф., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, апробований и испытаний продуктивных горизонтов. Калинин, 1990, 261с.
3. Галузевий стандарт України ГСТУ – 00032626-00-016-2000. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ (порядок проведення). Київ, Мінекоприроди України, 2000.
4. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. Москва, Недра, 1985, 246 с.
5. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. Київ, ДКЗ України, 1999.
6. Технологическая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах: Москва, Недра, 1985, с. 6–10.
7. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом (методичні вказівки). Київ-Львів, 2010, с. 22–23.
8. В. И. Грицишин, А. А. Гаранин. Оценка пористости коллекторов нефтегазовых месторождений ДДВ по данным геофизических исследований скважин. Львов, узд-во «Вища школа», 1987.
9. Клепинин В. Я., Кисель Н. Т., Рудниченко В. М. Геологическое строение и подсчет запасов нефти Гнединцевского месторождения (по состоянию на 1 июля 1961 г.). Чернигов, 1961 г., фонды Укрگیпрониінефть.
10. Оноприенко В. П., Загнетко А. М. и др. Технологический проект разработки Гнединцевского нефтяного месторождения. Киев. 1964г., фонды Укрگیпрониінефть.
11. Крашена П. А., Бриченко И. П., Руденко Н. Г. и др. Подсчет запасов нефти и газа Гнединцевского нефтяного месторождения (по состоянию на 01.01.1967 г.), г. Прилуки, 1967 г., фонды Укрگیпрониінефть.
12. Клепинин В. Я., Бриченко И. П., Набокова В. В. и др. Геологическое строение и подсчет запасов газа Гнединцевского месторождения (по

состоянию на 1 августа 1967 г.), г. Чернигов, 1967 г., фонды Укрگیпрониінефть.

13. Мельник Л. И., Пономарчук Т. Ф. и др. Отчет по теме Г 2-70 «Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям объединения Укрнефть». Посчет запасов нефти Гнединцевского месторождения. Киев, 1971 г., фонды Укрگیпрониінефть.

14. Сомин М. Л., Пономарчук Т. Ф., Микитко И. Т. Пересчет запасов нефти Гнединцевского месторождения. Киев. 1983 г. Фонды Укрگیпрониінефть.

15. Архинос Б. Е., Савченко В. И. Коллекторские свойства вскрываемых бурением отложений в пределах Гнединцевской, Прилуцкой, Холмской, Озырянской и Леяковской разведочных площадей за 1962—1963 г. Чернигов, 1964, УТГФ.

16. Мартынцив О. Ф. Анализ коэффициента нефтенасыщенности по наиболее крупным месторождениям УССР и его экспериментальная оценка по данным исследования керна, отобранного на нефилтующейся промывочной жидкости. Киев, 1975. Фонды Укрگیпрониінефть.

17. Мухаринская И. А. Остаточная водонасыщенность, эффективная пористость и коэффициент газонефтенасыщения пород-коллекторов юго-восточной части ДДВ. Киев, Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР, ИТИ, 1963.

18. Сомин М. Л. Отчет по теме 01.44. Подсчет запасов газа Гнединцевского месторождения. Киев. 1984г. Фонды Укрگیпрониінефть.

19. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М., Недра, 1975.

20. Гомзиков В. К., Емельянов Н. Н. и др. К методике обоснования нижнего предела проницаемости промышленно-продуктивных коллекторов. М., Труды ВНИИ, вып. XLVIII Недра, 1967.

21. Пугач А. Л., Савченко В. И. Влияние пелитовой фракции на коллекторские свойства пород. Геология нефти и газа, 1967, №3.

22. Вендельштейн Б. Ю. Исследование нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М., Недра, 1966.

23. Пономарчук Т. Ф. Изучение петрофизических особенностей и методов интерпретации промыслово-геофизических данных продуктивных отложений нефтяных месторождений ДДВ для подсчета запасов и проектирования разработки. Киев. 1975 г. Фонды Укрگیпрониінефть.

24. Вендельштейн Б. Ю. Альбом номограмм и палеток для интерпретации геофизических методов исследований. М. Гостоптехиздат. 1963.

25. Клубова Т. Т. Глинистые материалы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М., Недра, 1973.



ПРО АВТОРА

Василь Іванович ГРИЦИШИН — педагог, учений, дослідник надр.

Майбутній учений народився 7 листопада 1929 року в селі Зарішному Жидачівського району на Львівщині в селянській родині. Здобувши середню освіту в смт Журавні, з 1949 по 1952 рік служив у радянській армії.

З 1952 по 1957 рік Василь Грицишин навчався на геологорозвідувальному факультеті Львівського політехнічного інституту за спеціальністю «Геофізичні методи пошуків і розвідки корисних копалин». Після закінчення інституту працював на сибірських просторах, відкриваючи

залізородні і поліметалічні родовища в Кузнецькому Алатау і Гірській Шорії.

З 1961 року трудова діяльність Василя Івановича була пов'язана з пошуками і розвідкою нафтових і газових родовищ в Україні. Працюючи в геофізичних експедиціях на Прикарпатті, а після захисту наукової дисертації в 1972 році — в Івано-Франківському інституті нафти і газу, Василь Іванович присвятив себе науковій і педагогічній роботі в галузі геофізичних досліджень свердловин, створивши на кафедрі промислової геофізики галузеву лабораторію з досліджень кернавого матеріалу в умовах, наближених до пластових. Результати досліджень лягли в основу побудови багатьох петрофізичних залежностей між геофізичними характеристиками і фільтраційно-ємнісними властивостями порід-колекторів.

Збагачений матеріалами геофізичних досліджень у свердловинах Передкарпатського і Закарпатського прогинів та своїм баченням критеріїв оцінки продуктивних відкладів, Василь Іванович розробляє методику вивчення колекторів малої товщини, їх особливостей при

розкритті на промивальних рідинах з додатками різних хімреагентів і вперше в Україні встановлює прогнозні величини ступеня закупорки порових каналів у присвердловинній зоні пласта-колектора.

Під безпосереднім керівництвом В. І. Грицишина було виконано значні роботи в галузі геологічних та геофізичних досліджень, встановлено двомірні і багатомірні залежності між петрофізичними і геофізичними параметрами, які лягли в основу обґрунтування підрахункових параметрів для оцінки запасів нафти і газу багатьох родовищ України. Результати досліджень було опубліковано в галузевих наукових журналах.

Сам автор наукових розробок у співавторстві з геофізиками та геологами Прикарпаття безпосередньо брав участь у підрахунку запасів багатьох нафтових і газових родовищ: Борислав, Північна Долина, Спас, Струтин, Орів-Уличне, Хідновичі, Північні Мединичі, Битків, Богородчани, Бухтівець та багатьох інших.

На основі багаторічної наукової діяльності Василь Іванович одноосібно й у співавторстві з іншими дослідниками опублікував понад 50 наукових праць, звітів, тез до наукових конференцій. Неодноразово він брав участь у наукових семінарах, конференціях та нарадах республіканського, всесоюзного і міжнародного значення, які проходили в галузевих науково-дослідних інститутах СРСР (ВНИИ Геофизика, ВНИГИК, НПЦ «Тверь-геофизика» та др.).

В. І. Грицишин є співавтором «Російсько-українського нафтогазо-промислового словника» [Товариство «Знання» України, Київ, 1992, 175 с.] та «Довідника з нафтогазової справи» [Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу, Львів, 1996, 619 с.].

Велику увагу Василь Іванович приділив госпдоговірній тематиці, а будучи науковим керівником галузевої науково-дослідної лабораторії, проводив досліді з вивчення петрофізичних і колекторських властивостей порід-колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття, Закарпаття та Дніпровсько-Донецької западини. Звіти за результатами досліджень на захисті в об'єднанні «Укргеофізика» завжди отримували високі оцінки.

Студентів-геофізиків, які проводили наукові дослідження під керівництвом В. І. Грицишина, неодноразово відзначали медалями і грошовими преміями на всесоюзних студентських конференціях. За 30 років педагогічної діяльності (1968–2000 рр.) Василь Іванович підготував тисячі фахівців геологічного та геофізичного профілю, які

успішно працюють у геологічних і геофізичних організаціях на теренах України та країн СНД і досягли високих виробничих і наукових показників, стали провідними спеціалістами, а також науковцями високих рангів.

Після звільнення з ІФТУНГ у зв'язку з виходом на пенсію Василь Іванович не зміг довго перебувати на заслуженому відпочинку. Він прагне і надалі працювати на ниві промислової геофізики, віддавати свої знання, набутий досвід педагога-наставника. Отож з лютого 2001-го по 2004 рік він продовжує активну творчу діяльність в Івано-Франківській експедиції з геофізичних досліджень у свердловинах.

Під його керівництвом група геофізиків-інтерпретаторів установила підрахункові параметри для геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів по Дебеславецькому, Черемхів-Струпківському, Яблунівському, Мало-Горожанківському газових родовищах, а також Лопушнянському нафтоконденсатному родовищу.

Спільно з колективом співробітників геологічного відділу він працює над удосконаленням інтерпретації результатів геофізичних досліджень на родовищах Прикарпаття та Дніпровсько-Донецької западини.

З листопада 2004 року по серпень 2011-го В. І. Грицишин працює консультантом-геофізиком у ВАТ «Карпатське управління геофізичних робіт». Науково-творчий досвід, методичний підхід до інтерпретації ГДС, уміння розв'язувати складні завдання поєдналися в одній особі – викладача та практика, що є справжньою знахідкою для молодого колективу геофізиків-інтерпретаторів геологічного відділу.

Упродовж 2004–2011 рр. спеціалісти ВАТ «Карпатське управління геофізичних робіт» відкрили Турабівське, Дубаневецьке, Добрянське, Дібровське та Стриганецьке газові родовища, нові поклади газу і нафти, чого раніше не відзначалося. Вперше на підприємстві група підрахунку запасів під керівництвом Василя Івановича видала підрахункові параметри для геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів по Любешівському, Рубанівському, Північно-Богородчанському, Ретиченському, Макунівському, Турабівському, Лугівському, Стриганецькому, Комарівському, Залужанському, Дашавському, Вишнянському газових родовищах та Орховицькому нафтовому й успішно їх захистила в ДКЗ України.

Враховуючи величезний професійний та науковий досвід Василя Івановича, керівництво ДКЗ України призначило його експертом ДКЗ. Експертизи з геофізики проводили на нафтових і газових родовищах ВАТ «Укрнафта» та ДК «Укргазвидобування», що сприяло

успішному захистові запасів вуглеводнів нафтогазових родовищ України.

Багаторічна праця як у науково-дослідному напрямку, так і в практичній діяльності при опрацюванні матеріалів ГДС і їх інтерпретації спонукала Василя Івановича до узагальнення в нафтопромисловій геології і промисловій геофізиці за період з 1961-го по 2011 рік. Підготовлена до друку праця «Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини» ляже в основу вивчення розрізів нафтових і газових свердловин із застосуванням широкого комплексу досліджень геологічного і геофізичного матеріалу. Тільки широке комплексування лабораторних досліджень керна, його ув'язка з об'єктами, які виділяються за даними ГДС, дозволять розробити необхідні критерії для визначення основних параметрів пластів-колекторів при оцінюванні запасів вуглеводнів на родовищах Карпатського нафтопромислового регіону і Дніпровсько-Донецької западини. Збірник наукових праць Василя Івановича в науковому і методичному аспекті відповідає всім інструктивним документам ДКЗ України і рекомендується до опублікування.

С. Ф. Кучер,
головний геолог
ВАТ «Карпатське управління
геофізичних робіт»

ЗМІСТ

Передмова	3
ЧАСТИНА I	
Фізико-петрографічні та геофізичні параметри колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського нафтогазового регіону	6
Розділ 1. Колектори та їхні властивості Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину	6
1. 1. Фізико-петрографічні та геофізичні параметри порід-колекторів палеогенових відкладів Передкарпаття	6
1. 2. Вивчення фізичних параметрів гірських порід в умовах, наближених до пластових	30
1.3. Оцінка критеріїв граничних величин промислово-геофізичних параметрів для колекторів родовищ Передкарпаття	60
1.4. До питання вивчення колекторів менілітових відкладів Надвірнянського нафтопромислового району за даними промислової геофізики	65
1.5. Вивчення зони проникнення піщанистих колекторів відкладів палеогенового флішу Передкарпаття	70
1.6. Наближена оцінка питомого опору пластів малої товщини, які залягають серед порід високого опору	74
1.7. Оцінка нафтогазоносності колекторів малої товщини, які залягають серед порід високого опору	78
1.8. Можливості визначення пористості глинистих колекторів за даними НГК в умовах Передкарпаття	83
1.9. Характеристика колекторів Орів-Уличнянського нафтового родовища	87
1.10. Застосування гамма-гамма-каротажу (густинного) для вивчення колекторів Передкарпаття	94
1.11. Ефективність індукційного каротажу при вивченні колекторів у Передкарпатті	100
1.12. Інтерпретація додатних термоаномалій при перетоках води в умовах великих перепадів тисків	106
1.13. Визначення підрахункових параметрів колекторів Передкарпаття за даними ГДС	110
1.14. Вплив хімічних реагентів на дифузійно-адсорбційні потенціали гірських порід	115
1.15. До методики оцінки нижніх значень колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття	118
1.16. Визначення пористості теригенних відкладів за даними вимірювання потенціалів самочинної поляризації	121

Розділ 2. Колектори та їхні властивості Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину	147
2.1. Статистичні зв'язки фізико-мінералогічних параметрів і емнісних властивостей колекторів верхньобаденських відкладів	147
2.2. Особливості визначення підрахункових параметрів колекторів Богородчанського газового родовища	153
2.3. Особливості газоносних неогенових порід Летнянського родовища	158
2.4. Особливості вивчення колекторських властивостей верхньобаденських відкладів за даними ГДС в умовах невеликих глибин	161
Розділ 3. Колекторські властивості теригенних порід Закарпатського прогину	167
1. Вивчення продуктивних неогенових відкладів Закарпатського прогину за даними ГДС	167
Розділ 4. Результати геофізичних досліджень у свердловинах, пробурених на південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи	173
4.1. Петрофізична характеристика колекторів Лопушнянського нафтогазоконденсатного родовища	173
4.2. Прогнозна оцінка характеру насичення відкладів верхньої юри Лопушнянського нафтового родовища	184
4.3. Порометрична і петрофізична характеристики колекторів складної будови в теригенних і карбонатних відкладах Лопушнянського нафтогазоконденсатного родовища	188
4.4. Вивчення тріщинних колекторів районів Передкарпаття методами промислової геофізики	190
 ЧАСТИНА II	
Фізико-петрографічні та геофізичні параметри колекторів нафтових і газових родовищ Дніпровсько-Донецької западини	196
Петрофізична і фільтраційно-емнісна характеристика колекторів нафтогазових родовищ ДДЗ	196
1. Оцінка пористості колекторів нафтогазових родовищ ДДЗ за даними геофізичних досліджень свердловин	196
2. Визначення пористості теригенних відкладів середнього карбону Північного Донбасу за даними потенціалів самочинної поляризації	201
3. Вплив хімічних реагентів на фільтраційно-емнісні властивості гранулярних колекторів	207
Загальний висновок	213
<i>Додаток А</i>	215
<i>Додаток Б</i>	238

В. І. ГРИЦИШИН

**ПЕТРОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА
КОЛЕКТОРІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ
КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ
І ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

*Посібник з вивчення фізичних властивостей
гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів
нафти і газу об'ємним методом*



Підписано до друку 17.02.2012 р. Формат 50x70/16.
Папір офсетний. Друк офсетний.
Гарнітура «Literaturnaya». Умовн. друку. арк. 15,8.

За редакції *Ярослава Довгана*
Верстка *Стефанії Шеремети*
Коректура *Лідії Левицької*

Видавництво «Лілея-НВ»
А/С 250

вул. Незалежності, 18/2
м. Івано-Франківськ
76018

Свідоцтво ІФ № 8 від 28.12.2000 р.