

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

На правах рукопису

Гаранін Олександр Арсентійович

УДК 550.832+ УДК 550.834.05 (477.7)

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДОЛОГІЧНИХ ОСНОВ
ОЦІНЮВАННЯ ЗМІНИ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ
ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ
У ПРИСВЕРДЛОВИННІЙ ЗОНІ ЗА ДАНИМИ
ПЕТРОФІЗИЧНИХ І ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ**

Спеціальність 04.00.22 - геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник
Федоришин Дмитро Дмитрович
доктор геологічних наук, професор

Івано-Франківськ

2009

З М І С Т

Стор

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 Сучасний стан та проблеми вивчення зміни фільтраційно-емнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні.....	13
РОЗДІЛ 2 Геологічна будова Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища та умови розкриття порід-колекторів бурінням.....	22
2.1 Особливості геологічної будови продуктивних відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища	22
2.2 Характеристика бурових розчинів та хімреагентів, що добавляються до них і застосовуються на нафтогазових родовищах України при розкритті продуктивних пластів	29
РОЗДІЛ 3 Методика вимірювання петрофізичних характеристик та моделювання впливу фільтратів бурових розчинів на колекторські властивості гірських порід	37
3.1 Апаратура та устаткування для вимірювання петрофізичних характеристик гірських порід та моделювання впливу на них свердловинних факторів.....	39
3.2 Вивчення структури порового простору порід-колекторів.....	43
3.3 Моделювання адсорбційної та залишкової водонасиченості порід-колекторів.....	46
3.4 Вимірювання проникності зразків гірських порід	60
3.5 Вимірювання пористості зразків гірських порід.....	63

- 3.6 Вимірювання петрофізичних характеристик і параметрів зразків керна в умовах, наближених до пластових..... 66
- 3.7 Моделювання та вивчення впливу фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів..... 72

РОЗДІЛ 4 Результати експериментальних досліджень петрофізичних характеристик теригенних колекторів та впливу на їх властивості фільтратів бурових розчинів..... 76

4.1 Класифікація порід-колекторів на групи за даними комплексу петрофізичних і геофізичних вимірювань 76

4.2 Дослідження взаємозв'язків фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів та їх оцінка за даними свердловинних геофізичних вимірювань..... 85

4.2.1. Дослідження взаємозв'язків залишкового водонасичення з характеристиками порового простору порід-колекторів..... 85

4.2.2. Дослідження взаємозв'язків пористості та проникливості порід-колекторів з геофізичними параметрами..... 92

4.3 Дослідження впливу фільтратів промивних рідин на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів..... 104

4.4 Дослідження впливу хімічних реагентів на електричні властивості гірських порід..... 116

4.5 Застосування результатів геофізичних і петрофізичних досліджень для прогнозу закупорки присвердловинної зони пластів-колекторів..... 124

4.6 Результати апробації методики оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні..... 127

ВИСНОВКИ.....	134
ДОДАТОК А.....	136
ДОДАТОК Б.....	138
ДОДАТОК В.....	142
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	151

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ,
ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

ДДЗ	Дніпрово-Донецька западина
ПЗП	Присвердловинна зона пласта
КМЦ	Карбоксиметилцелюлоза
КССБ	Конденсована сульфiт-спиртова барда
r_3, r_p	Середній радіус звужень та розширень порових каналів
$R_{\text{ЕФ}}$	Ефективний радіус пор
$K_{\text{П}}$	Коефіцієнт пористості породи
$K_{\text{П.В}}$	Коефіцієнт відкритої пористості породи
$K_{\text{П.ЕФ}}$	Коефіцієнт ефективної пористості породи
$K_{\text{П.Д}}$	Коефіцієнт динамічної пористості породи
$V_{\text{ПОР}}$	Об'єм порового простору зразка породи
$V_{\text{ЗР}}$	Об'єм зразка породи
$V_{\text{В.З}}$	Об'єм залишкової води у зразку породи
$\Delta V_{\text{ПОР}}$	Зміна об'єму порового простору зразка породи
$K_{\text{В}}$	Коефіцієнт водонасичення породи-колектора
$K_{\text{В.З}}$	Коефіцієнт залишкового водонасичення породи-колектора
$K_{\text{В.АД}}$	Коефіцієнт адсорбційного водонасичення породи-колектора
$K_{\text{В.РУХЛ}}$	Частка пор, заповнених рухливою водою породи-колектора
$K_{\text{П.ГЛ}}$	Коефіцієнт пористості глин
$K_{\text{ГЛ}}$	Коефіцієнт об'ємної глинистості
$S_{\text{ГЛ}}$	Коефіцієнт масової глинистості
$K_{\text{ПР.Г}}$	Коефіцієнт газопроникності
$K_{\text{ПР.ЕФ}}$	Коефіцієнт ефективної проникності
Q	Розхід рідини через зразок породи
μ	В'язкість рідини
ΔP	Перепад тиску
$P_{\text{Г}}$	Всебічний тиск (гірський)
$P_{\text{Р}}$	Тиск рідини всередині пор (пластовий)

$P_{\text{ЕФ}}$	Ефективний тиск
$P_{\text{К}}$	Капілярний тиск
$P_{\text{О}}$	Атмосферний тиск
H	Глибина залягання гірських порід
V_t	Швидкість деформації текучості матеріала
$\rho_{\text{В.П}}$	Питомий електричний опір повністю водонасиченої породи
$\rho_{\text{В.Г.Н.П}}$	Питомий електричний опір породи насиченої частково водою, газом і нафтою
$\rho_{\text{В}}$	Питомий електричний опір води
P	Відносний опір (параметр пористості)
$P_{\text{Н}}$	Коефіцієнт збільшення опору (параметр насичення)
ΔT	Інтервальний час розповсюдження повздовжньої пружної хвилі у породі
R, r	Коефіцієнт множинної і парної кореляції
η	Кореляційне відношення
$K_{3.2}$ і $K_{3.1}$	Коефіцієнт закупорки порового простору, відповідно за рахунок фільтратів з добавками хімреагентів і без них
$K_{\text{С.2}}$ і $K_{\text{С.1}}$	Коефіцієнти зниження проникності, відповідно за рахунок фільтратів з добавками хімреагентів і без них
ГДС	Геофізичні дослідження свердловин
$\alpha_{\text{сп}}$	Відносна амплітуда потенціалу самочинної поляризації
СП	Самочинна поляризація

ВСТУП

Актуальність теми. У практиці розвідки і розробки нафтогазових покладів України поширені випадки, коли явні пласти-колектори мають малу продуктивність, або зовсім не дають припливу вуглеводнів у зв'язку з тим, що при розкритті їх бурінням фільтраційні властивості присвердловинної зони пластів (ПЗП) незворотно погіршилися. Детальні дослідження багатьох науковців (Ф.С. Абдуліна, В.А. Аміяна, В.С. Бойко, М.С. Вінарського, В.І. Грицишина, К.Ф. Жигача, М.І. Зазуляка, М.М. Іванюти, С.Т. Овнатанова, Л.І. Орлова, В.М. Подгорнова, О.В. Серженьги, Н.М. Свіхнушина, В.О. Федина та ін.) [1, 8, 21, 28, 31-38, 56, 61, 123, 124, 105, 107, 125, 137] показують, що основними причинами такого стану є переміщення твердих частинок у пласті, або фізико-хімічний вплив на породи бурових розчинів. Частіше спостерігається їх поєднання. Для досягнення і збереження максимальної продуктивності пластів-колекторів при їх розкритті в процесі буріння актуальною є розробка й впровадження у виробництво нових перспективних технологій детального вивчення нафтогазовмістких порід-колекторів та прогнозування зміни ефективної пористості і проникності ПЗП.

Одним з перспективних напрямків вивчення зміни фільтраційно-емнісних властивостей пластів є поєднання петрофізичних та промислово-геофізичних досліджень, значна ефективність котрих може бути досягнута за рахунок вимірювання петрофізичних параметрів керну в умовах, наближених до пластових. Відсутність серійного обладнання та єдиної методики ускладнює їх проведення та потребує спеціальних методологічних розробок.

Виходячи із вищенаведеного проблема прогнозування зміни ефективної пористості і проникності присвердловинної зони пластів при їх розкритті бурінням на сьогодні залишається недостатньо вивченою та актуальною.

· **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Тема досліджень пов'язана з науково-дослідними роботами за участю здобувача згідно угод з ДП «Науканафтогаз» в рамках завдань національної програми «Нафта і газ України до 2010 р.», затвердженої Постановою Кабінету Міністрів України № 665 від 21 червня 2001 року. Проведені дослідження є також складовою частиною науково-дослідних робіт бюджетної тематики (2004 - 2009 рр.) кафедри геофізичних досліджень свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ): «Оптимізація комплексу геофізичних досліджень складнобудованих колекторів».

Окремі наукові положення розроблялися здобувачем при виконанні в 1978 - 1981 рр. науково-дослідних угод з виробничою організацією ДГП «Укргеофізика», що безпосередньо займається геологорозвідувальними роботами на нафту і газ (держ. реєстр. №№ 77051212; 81073534; 01880003523).

Метою дисертаційної роботи є удосконалення методологічних основ оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні за результатами петрофізичних та геофізичних досліджень свердловин.

Для досягнення мети необхідно було вирішити наступні завдання:

- проаналізувати сучасний стан проблеми;
- удосконалити методику і обладнання для петрофізичних досліджень керну та моделювання фізичних процесів у присвердловинній зоні пласта;
- дослідити зв'язок закупорки порового простору порід-колекторів з їх адсорбційною здатністю;
- розробити методику поділу теригенних порід-колекторів на групи, що відрізняються здатністю до закупорки під впливом бурових розчинів;
- дослідити шляхом фізичного моделювання вплив фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості різних типів теригенних порід-колекторів нафтогазоконденсатних родовищ;

- розробити методику кількісної оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні пластів за даними петрофізичних і геофізичних досліджень.

Об'єкт дослідження: теригенні породи-колектори нафтогазо-конденсатних родовищ Дніпрово-Донецької нафтогазоносною провінції.

Предмет дослідження: фільтраційно-ємнісні характеристики і геофізичні параметри порід-колекторів теригенних нижньокам'яновугільних відкладів нафтогазоконденсатних родовищ Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ).

Методи дослідження: літологічні і петрофізичні дослідження керну, фізичне моделювання процесів проникнення фільтратів промивних рідин на зразках гірських порід, систематизація геологічної та геофізичної інформації, статистична обробка отриманих даних.

Фактичний матеріал: фондові та опубліковані геолого-геофізичні матеріали досліджень свердловин та експериментальних досліджень кернавого матеріалу нафтогазоконденсатних родовищ ДДЗ.

Наукова новизна виконаних досліджень полягає в тому, що:

1) уперше на основі зменшення контактного електричного опору та впливу кінцевого ефекту, обумовленого накопиченням змочуваної фази на вихідному торці зразка гірської породи при фільтрації вуглеводнів, розроблено метод підвищення точності вимірювання електричних і ємнісних параметрів зразків порід-колекторів;

2) уперше на основі аналізу причин похибок визначення адсорбційної здатності гірських порід запропоновано новий підхід до методики її оцінки за рахунок введення параметра адсорбційної водонасиченості та досліджено його зв'язок з фільтраційно-ємнісними властивостями порід-колекторів;

3) уперше розроблено методику поділу теригенних порід-колекторів на групи, що відрізняються здатністю до закупорки під впливом промивних рідин;

4) уперше для візейських відкладів Артюховсько-Липоводолинського валу ДДЗ встановлено залежність закупорки порід-колекторів у присвердловинній зоні пластів від петрофізичних і геофізичних параметрів;

5) встановлено, що спотворення геофізичної інформації, отриманої у процесі досліджень свердловин, та ступінь закупорки присвердловинної зони пластів-колекторів обумовлені вмістом у промивних рідинах карбоксиметилцелюлози і конденсованої сульфід-спиртової барди.

Практичне значення і реалізація одержаних результатів у промисловості. Основні положення дисертації у вигляді методичних рекомендацій та зразків розробленого обладнання використовувалися: при петрофізичних дослідженнях та інтерпретації матеріалів промислової геофізики в Ніжинській, Прикарпатській, Івано-Франківській та Ямальській експедиціях з геофізичних досліджень свердловин; у наукових та тематичних звітах; при викладанні курсів "Спецрозділи петрофізики" та "Теоретичні і прикладні моделі в петрофізиці колекторів і флюїдоупорів" студентам спеціальності «Геофізика» геологорозвідувального факультету ІФНТУНГ.

Особистий внесок здобувача. Основні теоретичні та методичні результати, винесені на захист, отримані автором особисто. Зокрема: розроблене та вдосконалене нове устаткування для дослідження зразків гірських порід в умовах, наближених до пластових; удосконалена методика визначення адсорбційної здатності гірських порід; проведені експериментальні дослідження з визначення петрофізичних характеристик зразків порід в залежності від впливу на них різних чинників. Дисертантом виконане узагальнення, інтерпретація та систематизація фактичного геолого-геофізичного матеріалу. Побудовані кореляційні залежності та розроблена методика оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні за даними петрофізичних і геофізичних досліджень.

Апробація роботи. Результати досліджень доповідались на 12 науково-технічних конференціях і семінарах, зокрема: на Республіканському наук.-техн. семінарі «Повышение эффективности геофизических

исследований глубоких и сверхглубоких скважин в нефтегазоносных провинциях Украины» (Сімферополь, 1982 р.); на Всесоюзній наук.-техн. конференції: «Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин» (Івано-Франківськ, 1982 р.); на III Всесоюзній конференції: «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах» (Москва, 1983 р.); на IX наук.-техн. конференції молодих вчених УкрДГРІ (Полтава, 1983 р.); на V Всесоюзному семінарі: «Нефтегазообразование на больших глубинах» (Москва, 1986 р.); на IV Всесоюзній конференції: «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах», (Москва, 1987 р.); на VI Всесоюзній нараді: «Повышение достоверности определения параметров сложных коллекторов и флюидоупоров» (Львів, 1987 р.); на II Всесоюзній наук.-техн. конференції: «Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин» (Івано-Франківськ, 1988 р.); на нараді «Проблемы интенсификации добычи нефти, газа и конденсата методами воздействия на продуктивный пласт» (Новий Уренгой, 1988 р.); на міжнародному семінарі: «Физические параметры минерального вещества Земли» (Ін-т геофізики НАН України, Київ, 2006 р.); на міжнародній наук.-техн. конференції: «Ресурсозберігаючі технології у нафтовій енергетиці» (Івано-Франківськ, 2007 р.); на VII міжнародній конференції: Крым, 2007, «Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины» (Сімферополь, 2007 р.).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи захищені одним винаходом, опубліковані в 16 працях, серед яких 7 статей у фахових виданнях, передбачених ВАК України.

Дисертація обсягом 168 сторінки складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел із 159 найменувань на 18 сторінках, 36 рисунків (11 на окремих сторінках) і 15 таблиць (11 на окремих сторінках).

Робота виконана на кафедрі геофізичних досліджень свердловин ІФНТУНГ під керівництвом доктора геологічних наук, професора

Федоришина Д.Д., якому автор висловлює подяку за постійну увагу, цінні поради та підтримку.

Здобувач висловлює щирі подяки за професійні поради та надану підтримку під час підготовки дисертаційної роботи доктору фіз.-мат. наук, зав. кафедри ПНГГ ІФНТУНГ О.П. Петровському, кандидатам геологічних наук, доцентам ІФНТУНГ В.І. Грицишину, В.А. Старостіну, М.В. Ляху, Г.О. Жученко.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПРОБЛЕМИ ВИВЧЕННЯ ЗМІНИ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ У ПРИСВЕРДЛОВИННІЙ ЗОНІ

Коло питань, що стосуються вивчення, прогнозування та оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні, висвітлено у працях багатьох науковців [8, 11, 12, 15, 21, 25, 38, 47, 55, 60, 61, 66, 68, 70, 71, 76, 99, 101, 102, 110, 136, 137, 144, 157 і ін.].

С.І. Іванов, М.Ю. Нестеренко, Г.Т. Овнатанов, В.А. Сідоровський [60, 101, 105, 126] своїми дослідженнями показали, що зміни рівноваги в розподілі тиску в ПЗП при бурінні залежно від природи колектора, можуть по різному вплинути на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів. В одних випадках зміна репресії на пласт може приводити до утворення нових тріщин, сприяючих збільшенню проникності ПЗП, в інших випадках, навпаки - до стулення наявних тріщин у пласті й до значного зниження фільтраційної здатності ПЗП.

Багато дослідників (В.А. Аміян, В.С. Бойко, К.Ф. Жигач, Б.В. Касперський, Л.І. Орлов, А.І. Фіонов, О.А. Черемісов та інші) у своїх працях [8, 21, 56, 68, 108, 143, 148 і ін.] вказують на різний характер проникнення промивної рідини і її фільтрату в ПЗП при бурінні і у статичних умовах. Так, у статичних умовах на стінках свердловин потужність глинистої кірки збільшується, а швидкість проникнення фільтрату бурового розчину різко знижується. При бурінні ж глиниста кірка систематично руйнується, внаслідок чого зростає швидкість надходження фільтрату в породу-колектор (в 200 - 400 разів).

Найістотніше змінюються фільтраційно-ємнісні властивості ПЗП унаслідок проникнення до неї в процесі буріння чужорідних для пласта рідин і частинок твердих речовин. Проникнення фільтрату промивної рідини в продуктивну породу починається ще до її розкриття долотом і викликається

випереджаючою фільтрацією. Кількість проникаючого фільтрату в основному визначається водовіддачею промивної рідини, проникністю породи та величиною репресії.

Фільтрат промивної рідини, що надійшов в порово-тріщиний простір породи, утримується між зернами породи і в тонких тріщинах капілярними силами і тим самим істотно знижує їх ефективний простір. Водонасичення у присвердловинній зоні пластів, у порівнянні з незміненою частиною пластів-колекторів значно зростає із збільшенням у породі глин і, особливо, при наявності в пласті малоактивної нафти. Як свідчать дослідження В.А. Аміяна, І.П. Васільової та Г.Т. Овнатанова із зростанням карбонатності породи та активності нафти, набута в процесі буріння водонасиченість ПЗП з часом знижується [8, 89].

В.Г. Алекперов, Л.І. Орлов [5, 104] за результатами експериментальних досліджень показали, що незалежно від величини репресії на пласт і природної проникності гірських порід зона кольматації (частина присвердловинної зони пласта, дотична безпосередньо із стовбуром свердловини, ефективний поровий простір порід-колекторів якої закупорений тонкою дисперсною фазою промивної рідини) утворюється в перший момент розкриття пласта (протягом 40 - 300 с) і практично стабілізується через 900 с. Надалі, при проникненні фільтрату в пласт через глинисту кірку і зону кольматації формується лише зона проникнення, тобто - частина присвердловинної зони пласта, у якій відбуваються зміни водонафтогазонасичення в часі та по радіальному напрямку від осі стовбура свердловини. Глибина проникнення у породу-колектор фільтрату і твердої фази промивної рідини визначається комплексом чинників, головними з яких є: перепад тиску, розмір пор і тріщин породи-колектора, частинок твердої фази промивної рідини та інші.

В.А. Аміяном, Б.В. Касперскім, Л.І. Орловим, Б.Д. Пановим, В.А. Сідоровським, А.І. Фіоновим та іншими вченими [8, 68, 107, 110, 122, 126, 143 та ін.] на підставі експериментальних даних і результатів

дослідження керну констатується незначна глибина проникнення твердих частинок у пористе середовище (0,01 - 0,05 м). Завдяки цьому існує точка зору стосовно того, що можна нехтувати зоною кольматації ПЗП. В.А. Аміян для збереження природної проникності продуктивного пласта обґрунтовує необхідність створювати штучну кольматацию продуктивних пластів при бурінні свердловин додаючи в промивну рідину спеціальні інертні добавки, що володіють підвищеною здатністю проникати в поровий простір породи-колектора і повністю закупорювати її присвердловинну частину [8]. Подібні вислови цілком могли би бути виправдані, якби ми мали справу з чистим поровим гранулярним колектором. Але в реальному пласті, що містить мікро- і макротріщини, розміри зон проникнення промивної рідини і кольматації можуть бути значно більшими глибин перфораційних каналів і досягати за даними багатьох дослідників 0,2 - 28 м [12, 28, 47, 99, 110, 113, 132].

На підставі експериментальних досліджень і теоретичних розрахунків впливу зон кольматації і проникнення на колекторські властивості ПЗП М.С. Вінарським, М.М. Міхаловим, М.М. Свіхнушиним, В.А. Сідоровським та М.М. Елланським [28, 99, 125, 126, 154] встановлено, що переважаючий вплив зони кольматації посилюється із збільшенням первинної проникності гірських порід. При цьому кількість кольматанта, проникаючого в породу з будь-якою проникністю, змінюється по товщині зони кольматації приблизно по експоненціальному закону [126, 154].

Все різноманіття явищ, які відбуваються в ПЗП при розкритті нафтогазоносних пластів в процесі буріння свердловин, тісно пов'язане з наявністю в породах-колекторах глинистих мінералів, які за рахунок своєї підвищеної сорбційної здатності можуть в присутності води значно збільшувати свій об'єм (набухати). Ступінь збільшення об'єму глинистих частинок в породі і, як наслідок цього, зниження проникності продуктивного пласта залежать від типу глинистого мінералу, ступеня його дисперсності, природи обмінних катіонів, властивостей фільтрату промивної рідини і ін.

Збільшенню ступеня набухання глин сприяє також збільшення лужності проникаючого в пласт фільтрату. Це пояснюється тим, що при дотику води з глинистими частинками електроліти діють як диспергатори, які полегшують механічне диспергування частинок глин внаслідок обмінної адсорбції іонів і зв'язують дисперсне середовище у вигляді гідратних оболонок значної товщини.

Таким чином, у породах з незначним вмістом глинистих мінералів, зниження ефективної пористості за рахунок утримуваної капілярними силами води буде тим більше, чим менше карбонатність породи, активність нафти та лужність води, що проникла у пласт. Згідно досліджень Г.Т. Овнатанова [104] остання умова пояснюється так: лужна вода добре взаємодіє з активними компонентами нафти і утворює різні мила, які, адсорбуючись на поверхні твердих частинок породи, зменшують її гідратацію, а адсорбуючись на розділі нафта-вода, знижують поверхневий натяг води на контакті з нафтою. У результаті цього збільшується можливість розриву гідратного шару і краплі води досить легко віддаляються потоком нафти.

Властивість глинистих мінералів набухати визначається в значній мірі мінералізацією пластової води. Дані експериментальних досліджень багатьох авторів (Ф.С. Абдулін, К.Ф. Жигач, Г.Т. Овнатанов, В.Т. Питкевич, В.А. Сідоровський та ін.) [1, 56, 105, 114, 126] свідчать про зменшення ступеня набухання глин при збільшенні мінералізації води.

Ф.С. Абдулін, М.М. Кусаков, А.А. Ханін [1, 89, 145] на підставі даних експериментальних досліджень показали, що залишкове водонасичення зростає із зменшенням мінералізації води. Отже, зниження ефективної пористості ПЗП буде значно більшим при слабомінералізованому фільтраті промивної рідини, ніж при його високій мінералізації.

Однією з основних причин, що знижують проникність присвердловинної зони пластів є зменшення ефективного порового простору породи за рахунок утворення нерозчинних сполук при змішуванні фільтрату

промивної рідини з пластовою водою. Процес утворення нерозчинних осадів у порово-тріщинному колекторі пояснюється порушенням у цій зоні при бурінні фізико-хімічної рівноваги, яка може бути викликана наступними основними причинами: зміною термобаричних умов; надходженням разом з фільтратом вуглекислого газу, кисню, гумінових кислот, хімреагентів, які є агресивними агентами по відношенню до порід і пластових флюїдів.

Деякі найбільш вивчені з цих чинників, що призводять до утворення в поровому просторі порід-колекторів нерозчинних сполук описані в роботах В.А. Аміяна, І.Н Гайворонської, М.М. Іванюти, С.Т Овнатанова та Б.А.Фукса [8, 29, 61, 105, 144]. Згідно з цими роботами у ПЗП можуть відбуватися наступні процеси:

- утворення кристалів гіпсу при взаємодії фільтратів, що містять сульфат-іони, з пластовою хлоркальцієвою водою;
- випадання в осад малорозчинних з'єднань при проникненні в пласти з високою температурою фільтрату, що містить бікарбонат кальцію;
- утворення нерозчинного сульфату барію при контакті фільтрату, що містить іони барію, з пластовою водою, яка має сульфати;
- утворення сірки та окислення двовалентного заліза до тривалентного з подальшим випаданням продуктів реакції в осад при проникненні в пласт кисню;
- утворення осадів вуглекислого кальцію, гуматів кальцію та магнію, гідроокислів кальцію й магнію при взаємодії лужних фільтратів з високо мінералізованими пластовими водами хлоркальцієвого або хлормagneйового типів;
- утворення нерозчинного у воді кальцієвого і магнієвого мила при проникненні жорсткого фільтрату, що містить значну кількість кальцієвих і магнієвих солей, у нафтові пласти з органічними кислотами та нафтовими вуглеводнями;



- висолювання карбосиметилцелюлози (КМЦ) з розчину з утворенням колоїдного осаду в умовах динамічного контакту хлоркальцієвої води з фільтратом, що містить натрієву карбосиметилцелюлозу.

Дослідженнями І.Л. Мархасіна [97] встановлено, що всі полярні речовини (до них відносяться і промивні рідини) здатні до утворення на твердих поверхнях граничних шарів з правильно орієнтованими молекулами. Хімообробка промивної рідини веде до ще більш вираженої орієнтації молекул на границі контакту з гірською породою. І.Л. Мархасін встановив також, що однакові за хімічним складом молекули промивної рідини на поверхні різних за літологією гірських порід мають різну ступінь орієнтації – від чітко вираженої до майже повної її відсутності.

Аналіз даних лабораторних досліджень та промислових спостережень за впливом на колекторські властивості порід фільтрату промивної рідини показує, що не дивлячись на індивідуальний характер зміни колекторських властивостей у зоні проникнення конкретного нафтогазового пласта, можна виділити загальні причини закупорки ПЗП. Основними з них є:

- проникнення води в ПЗП при бурінні й не витисненої при випробуванні свердловини;
- набухання глинистих мінералів;
- утворення твердих осадів;
- утворення водних емульсій.

Оцінити стан порід у присвердловинній зоні пластів-колекторів намагалися багато дослідників. Методики, які при цьому використовувались, висвітлені в численних опублікованих роботах В.А. Аміяна, І.Н. Гайворонської, В.І. Грицишина, Б.Ю. Гульгуна, Н.Н. Михайліва, В.А. Сідоровського та ін. [8, 29, 40, 47, 99, 126 і ін.]. Аналізуючи дану інформацію, ми дійшли висновку, що вивчати фільтраційно-ємнісні властивості присвердловинної зони продуктивних пластів-колекторів можна як за даними промислових досліджень свердловин (геофізичних і гідродинамічних), так і при моделюванні впливу різних чинників в процесі

розкриття пластів на зразках керна в лабораторії. В першому випадку одержана характеристика присвердловинної зони колекторів є інтегральною і не відображає вплив окремих чинників на зміни природних параметрів, що відбуваються при розбурюванні гірських порід. В другому випадку з'являється можливість істотно доповнити дані промислових досліджень свердловин, а головне - з'ясувати вплив різних факторів на зміни параметрів, зокрема - на закупорку порового простору в ПЗП.

Доведено (В.А. Амін, М.М. Іванюта, П.С. Лапшин та ін.), що оцінку зміни колекторських властивостей у ПЗП можна проводити різними способами, але практичного застосування останніми роками набули два: за визначенням коефіцієнта закупорки (K_3) та за визначенням скін-фактора (S) [8, 61, 90, 98 і ін.].

Коефіцієнт закупорки присвердловинної зони пласта K_3 показує відношення потенціального дебіту до фактичного при одній і тій же депресії. При цьому під потенціальним дебітом розуміємо дебіт, який мав би місце, якщо би проникність присвердловинної зони дорівнювала проникності усього пласта.

Передбачуючи те, що знаходження фактичного дебіту є досить складною задачею, на практиці використовують наближену формулу знаходження величини коефіцієнта закупорки K_3 :

$$K_3 = 1 - \frac{K_{\text{пр.ПЗП}}}{K_{\text{пр.ПЛ}}}, \quad (1.1)$$

де $K_{\text{пр.ПЗП}}$ і $K_{\text{пр.ПЛ}}$ - відповідно, проникність присвердловинної зони пласта та незміненого пласта.

Другий шлях оцінки закупорки ПЗП запропонував П.С. Лапшин методом визначення так званого скін-фактора (S) [90], що характеризує величину додаткового перепаду тиску, який треба надати до ділянки з заниженою проникністю навколо стовбура свердловини. Якщо $S > 0$, то

проникність ПЗП менше проникності пласта, якщо $S = 0$, то проникність пласта і ПЗП рівні один одному, якщо $S < 0$, то проникність ПЗП більше проникності пласта.

Недоліком оцінки характеристики ПЗП за допомогою скін-фактора є те, що він не дає кількісної оцінки зміни колекторських властивостей у ПЗП.

На відміну від скін-фактора коефіцієнт закупорки K_3 дозволяє оцінити погіршення колекторських властивостей у ПЗП як через дебіт, так і через проникливість, які є головними експлуатаційними характеристиками свердловини.

Особливу увагу при оцінці якості розкриття продуктивних пластів, на нашу думку, слід приділяти дослідженню процесів, що відбуваються в зоні проникнення фільтрату промивної рідини. Сказане ґрунтується на тому, що радіус зони проникнення, навіть за відсутності в породі тріщин, набагато перевищує глибину зони кольтатації [47, 107, 110, 114]. Окрім цього в зоні проникнення відбуваються складні фізико-хімічні взаємодії фільтрату промивної рідини з пластовими флюїдами й самою породою, багато з яких у даний час залишаються недослідженими із-за складності моделювання пластових умов у лабораторіях.

Висновки до 1 розділу

На підставі проведеного нами дослідження можна виділити природні й штучні умови, що сприяють збільшенню водонасичення присвердловинної зони пластів та її закупорці. До перших відносяться велика глинистість колектора, неактивність нафти, що міститься в ньому, мале залишкове водонасичення колектора і мала його карбонатність. До других - великі репресії на пласт під час розкриття його бурінням, збільшення часу контакту пласта з відкритим стовбуром свердловини, низька мінералізація фільтрату промивної рідини, велика її лужність і наявність у ній різних хімічних реагентів.

Практично всі добавки хімреагентів до бурових розчинів сприяють зниженню ефективного порового простору колекторів у ПЗП. Це зниження

відбувається за рахунок впливу ряду фізико-хімічних процесів, які в конкретних умовах проявляються по-різному й залежать від типу колектора, мінералізації й хімічного складу пластової води, наявності в пластовій нафті органічних кислот, кількості й типу хімічного реагенту, пластового тиску й температур.

Аналіз стану досліджень зміни фільтраційно-ємнісних властивостей присвердловинної зони порід-колекторів у процесі буріння показує, що розробка методики і технології оперативної оцінки такої зміни за комплексом геолого-геофізичних даних є актуальним завданням. У зв'язку з цим автор у дисертаційній роботі досліджує на прикладі нафтогазових родовищ ДДЗ можливість оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні пластів-колекторів за комплексом геолого-геофізичних даних.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях [34, 39, 42].

РОЗДІЛ 2

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПЕРЕКОПІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ТА УМОВИ РОЗКРИТТЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ БУРІННЯМ

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти і газу пов'язуються з Дніпрово-Донецькою западиною (ДДЗ) та із Передкарпатським прогином. В цих регіонах за результатами досліджень В.С. Бойко, В.М. Бортніцької, Н.І. Галобуди, В.Д. Косаченко, А.Н. Мазура, Б.Й. Маєвського і інших вчених основна концентрація запасів вуглеводнів пов'язана з породами-колекторами, що характеризуються низькими фільтраційно-ємнісними властивостями (проникність до $0,05 \text{ мкм}^2$) [21, 22, 30, 84, 94, 95 і ін.], збереження яких є надзвичайно важливою проблемою в процесі будівництва свердловин і експлуатації нафтогазових покладів. Автори вказаних праць доводять, що такий теригенний колектор складається з тонкодисперсного уламкового матеріалу, який зкріплений глинистим і карбонатним цементом та характеризується малими розмірами діаметрів пор (менше 5 мкм). У зв'язку з цим теригенні породи-колектори нафтогазових родовищ вказаних регіонів є гарними об'єктами для впровадження і випробовування нових методів підвищення ефективності розвідувальних і нафтогазовидобувних робіт. Отже, для наукового дослідження ми обрали продуктивні візейські теригенні відклади Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища, яке знаходиться в межах Артюховсько-Липоводолинського валу ДДЗ.

2.1. Особливості геологічної будови продуктивних відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

У геологічній будові нафтогазоконденсатних родовищ вказаної частини ДДЗ приймають участь осадові відклади палеозою, мезозою та кайнозою, які залягають на вивітреній докембрійській основі. В основному, ці відклади представлені пісковиками, алевролітами та аргілітами, рідше

зустрічаються прошарки вапняків, доломітів. В останній час, з погляду нафтогазоносності значний інтерес становлять глибокозалягаючі горизонти нижньокарбонного віку ДДЗ. Із цими відкладами пов'язуються великі перспективи нарощування промислових запасів нафти і газу в Україні [26, 81, 82], поклади яких прогнозуються на глибинах 4250-5150 м. Нижньокарбоніві відклади є основним нафтогазоносним комплексом ДДЗ і містять близько 40% запасів нафти й 30% газу [30]. Тут в останні роки відкрито ряд складних в освоєнні нафтогазоконденсатних родовищ, невеликих за площею та з порівняно невеликими за товщиною (від 1,5-5 м до 10-50 м) продуктивними пластами, які підстиляються пластовими водами, або відділеними від них малопотужними глинистими прошарками товщиною 1,5–3 м. Пласти-колектори по площах родовищ погано витримані по простяганню, часто літологічно заміщаються і виклинюються. Фільтраційно-ємнісні властивості пластів-колекторів також досить неоднорідні.

Дослідження свердловин на Перекопівському родовищі [64] (рис. А.1, А.2) встановили промислову нафтогазоносність візейських відкладів (умовні продуктивні горизонти порід: В-15, В-18, В-19, В-20, В-25 і В-26). Поклади нафти на родовищі пов'язані з верхньовізейськими пісковиками (частково алевролітами) продуктивних горизонтів В-18, В-19 і В-20, товщина яких змінюється від 1,5-5 до 50 м. Поклади газоконденсату містять пісковики, рідше гравеліти нижньовізейських відкладів (горизонти В-25 і В-26) різної товщини.

Літологопетрофізична характеристика. Верхньовізейські колектори, що залягають на глибинах 4100-4680 м характеризуються пластовою температурою в межах 387-392° К і пластовим тиском 45-49 МПа. Продуктивний горизонт гірських порід В-19 є основним за запасами вуглеводневої продукції родовища. Породини-колектори цього покладу представлені в основному сірими різних відтінків середньозернистими пісковиками, іноді гравелітистими та алевролітистими. Склад колекторів кварцовий, з одиничними зернами пелітизованих, слабо-серітизованих,

каолінізованих польових шпатів. Присутні також лусочки гідратизованого, каолінізованого біотиту.

Уламковий матеріал пісковиків кутастий, напівокатаний, нерівномірно регенований, окремі уламки кородовані. Діаметр зерен у шліфах становить $(42-840) \times 10^{-6}$ м. Основна частина зерен має розміри $(150-560) \times 10^{-6}$ м і переважно окатану форму. Мінеральний склад уламків в основному кварцовий, вміст зерен польових шпатів за даними досліджень зразків порід у шліфах не перевищує 10-15 %. Характер упакування уламкових зерен свідчить про досить сильний прояв ущільнюючого тиску. Багато контактів між зернами мають лінійний і ввігнуто-лінійний характер.

У поровому просторі між уламковими зернами розташовується дрібноуламкова пелітова фракція, радіус пор у якій за даними ртутної порометрії не перевищує $(2,5-4,0) \times 10^{-6}$ м. З урахуванням пористості самої пелітової фракції її вміст у поровому просторі між уламковими зернами в середньому становить 48 %.

У всіх зразках пісковиків продуктивних відкладів родовища відзначена наявність відносно твердого бітуму, що локалізується на облямівках цементу, у куточках пор і рідше на поверхні кварцових зерен. Його вміст становить від 0,4 до 5 % від об'єму породи. Загальний середній вміст мінерально-бітумного цементу становить 12,3 % від об'єму породи або 53,6 % від її порового простору між уламковими зернами.

У складі цементу породи відзначається як седиментаційна частина, так і новостворена в процесі літогенезу, яка представлена дрібною фракцією від дроблення на контактах зерен кварцу, регенованим кварцом, а також твердо-грузлим бітумом. Пелітову цементуючу фракцію досліджуваних порід-колекторів за складом можна розділити на три групи: кварцову, каолінітову та карбонатну.

Кварцовий цемент - регенераційний, неповнопорового типу, у вигляді гнізд (зростків) розвинений регенераційно-конформний, неповнопоровий. У найбільш грубозернистих пісковиках переважає конформний, рідше

інкорпораційно-конформний цемент із мікростілолітовими контактами уламків.

Каолінітовий цемент нерівномірно-порового типу становить 5-14 %. Структура каолініту крупнолусчата, крупнопакетна, в алевролітах переважає тонкозерниста.

Карбонатний цемент представлений пойкилобластиками доломіту, анкериту, кальциту, середній вміст яких становить 2,5 - 4,5 %. Максимальне значення карбонатності становить 12,5%.

Петрофізичними дослідженнями зразків керну, проведених нами, а також Р.М. Нестором і Н.В. Щукіним у лабораторіях Українського Державного геологорозвідувального інститута (УкрДГРІ) та виробничого об'єднання «Чернігівнафтогазгеологія» [64, 120] встановлено, що середні значення відкритої пористості $K_{ДВ}$ й газопроникності $K_{ПРГ}$ Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища становлять відповідно 10-15 % і $(10-170) \times 10^{-15}$ м². Більш детальна характеристика продуктивних пачок нами показана на прикладі Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища (табл. 2.1).

Нижньовізейські колектори горизонтів В-25 і В-26 представлені сірими кварцовими пісковиками, різнозернистої структури, часто із гравійними уламками. Уламковий матеріал кутастий, регенований, місцями частково кородований. Цемент каолінітовий нерівномірнопорового типу, вміст якого від 8 до 20%, досягаючи в окремих випадках 30 %. У досліджуваних колекторах в окремих зразках порід розвинений кварцовий цемент регенераційно-конформного типу. Відзначається також наявність карбонатного цементу, вміст якого може досягати 16-20 %.

Характерною особливістю піщаних нижньовізейських відкладів є підвищена гамма-активність порід та низький питомий електричний опір. Результати лабораторних досліджень цих порід та аналіз отриманих даних дозволив встановити наявність у їхній будові мінералів до складу яких входять радіоактивні ізотопи калію та торію, а також відмітити значну

**Характеристика продуктивних порід-колекторів візейських відкладів
Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища**

Продуктивний горизонт	Номер свердловини	Інтервал відбору керна, м	Товщина колектора, м	Кількість визначень за керном	Середнє значення величини	
					К _{ПВ} , %	К _{ПРГ} × 10 ⁻¹⁵ м ²
В-19	1	4387-4465	50.8	162	14.7	117
	2	4430-4504	16	11	10.6	31
	3	4420-4450	41.6	99	16.8	197
	4	4465-4548	18.8	14	13.1	84
	9	4422-4497	38.8	102	11.4	56
	26	4388-4462	30.2	65	13.9	85
В-25	1	4730-4755	6.8	4	9.7	27
	2	4730-4812	4	7	8.5	2.1
	3	4720-4763	8.8	13	11.9	73
	4	4818-4840	6.8	30	9.8	1.8
	26	4738-4760	10	5	11	55
В-26	1	4790-4874	36.4	11	11.5	11.8
	3	4827-4851	23.2	8	12.4	6.8
	4	4880-4940	22.4	15	9.6	10.5
	26	4784-4833	28.8	24	12.4	12.2

кількість сульфідів координаційної структури (групи халькозиту). Відмінними по кількості від кларкового вмісту породоутворюючих мінералів спостерігається наявність ряду мінералів таких, як польові шпати, циркон, гранат, пірохлор. У незначній кількості відмічено глауконіт, хоча у окремих пісковиках його вміст перевищує 5%. За даними мінералогічного дослідження шліфів виготовлених із зразків порід нижньовізейських відкладів, цемент більшості літотипів хлорито-кальцитовий, хлористо-

глинистий, кальцитовий та глинисто-кальцитовий. Таке розмаїття цементуючої речовини зумовлює неоднозначність інформативності геолого-геофізичних досліджень.

Ефективна потужність горизонту В-25 порівняно невелика: від 10 м у свердловині № 26-Перекопівська до 2-4 м у інших свердловинах. Газопроникність змінюється в межах $(1-10) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Переважне значення відкритої пористості порід-колекторів горизонту становить 8-10 %, в окремих випадках може досягати 14 %.

Продуктивний горизонт В-26 складений декількома пачками пісковиків з загальною ефективною товщиною 29-39 м. Породи-колектори горизонту представлені пісковиками, аналогічними таким як у горизонті В-25. Фільтраційно-ємнісні властивості В-26 трохи вище ніж у В-25 і змінюються в межах: пористість - від 6 до 16 %; газопроникність - від I до $1000 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Наведений короткий геолого-петрофізичний нарис про нафтогазоносні об'єкти нижньокарбонівих відкладів ДДЗ показує, що теригені породи-колектори досліджуваного комплексу гірських порід завдяки великоуламковому складу і невеликому вмісту цементу зберегли гарні фільтраційно-ємнісні властивості.

Пластові води. Підземні води продуктивних нафтогазоконденсатних відкладів ДДЗ вивчені в основному в центральній частині басейну. Відомо декілька водоносних горизонтів, які часто не зв'язані між собою. Водоносні горизонти високонапірні, води високомінералізовані, хлоридні, кальцієво-натрієві. Мінералізація їх змінюється від 10 - 50 до 150 - 260 г/л залежно від глибини залягання. Води вміщують йод 1,7 - 32,1 мг/л, бром 28,1 - 730 мг/л, бор і інші мікроелементи .

На прикладі Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища видно, що пластові води візейських відкладів відносяться до хлоркальцієвого типу і є складними розчинами електролітів з трьох і більше компонентів з високою загальною мінералізацією (табл. 2.2). Коефіцієнт метаморфізму вод

також високий і складає $Na/Cl = 0,55 - 0,8$. Сульфатність вод невисока і оцінюється відношенням $SO_4/Cl = 0,0004 - 0,0035$. Вміст йоду і броду високі і відповідно складають 5 - 15 мг/л і 110 - 250 мг/л.

Таблиця 2.2

Хімічний склад пластових вод візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

Інтервал відбору проб води, м	№ св.	РН	С, г/л	Вміст катіонів, г/л						Склад іонів, г/л	
				$K^+ + Na^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Fe^{2+}	NH_4	HCO_3	Cl	SO_4^{2-}
4467-4488	4	4	241,6	70	18,7	2,2	0,1	0,1	0,3	141,8	8,4
4515-4524	4	4	246,3	50	40,3	1,3	0,8	0,1	0,3	153,1	0,3

Характеристика нафти. По груповому складу нафти верхньовізейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища відносяться до метано-нафтового типу з вмістом метанових і нафтових вуглеводнів, відповідно, до 50% і до 30 % [120]. Ці нафти представляють собою вуглеводневу рідину темно-коричневого і коричневого кольору. Параметри нафти по окремих горизонтах і за площею родовища не постійні та коливаються в поверхневих умовах в таких межах: питома вага - 803-835 кг/м³, молекулярна вага - 151-177, кінематична в'язкість - 2,62-2,85 мм²/с, вміст сірки - до 0,07 %, вміст парафіну - 1,67-5,55 %, вміст смол - 1,49-7,2 %, вміст асфальтенів - 0,67-1,77 %. У приконтурних свердловинах поблизу водонафтового контакту відмічається закономірне збільшення у вказаних межах вмісту в нафті смол та асфальтенів, а також зміна інших її параметрів.

У пластових умовах нафти горизонтів, що вивчаються, характеризуються високим газонасиченням (420,8 - 686 м³/т), коефіцієнти

усадки нафти змінюються в межах 59,4 - 62,4 %, тиск насичення досягає 25,5 - 35,4 МПа. Густина пластової нафти варіює в межах 498 - 657 кг/м³.

2.2. Характеристика бурових розчинів та хімреагентів, що добавляються до них і застосовуються на нафтогазових родовищах України при розкритті продуктивних пластів

Під час розбурювання продуктивних відкладів у практиці застосовуються спеціальні промивні рідини, які повинні мати певні реологічні властивості. Через вплив високих температур, тиску, солей пластових вод і шламу гірських порід промивні рідини можуть змінювати свої фізичні властивості під час буріння. Для підтримки якісного стану промивної рідини до неї додають різні хімічні реагенти і добавки. Асортимент хімічних реагентів нараховує в даний час понад 500 найменувань, що являються різними модифікаціями близько 50 основних реагентів, призначених для загального покращення якості промивних рідин (А.І. Булатов, А.О. Васільченко, В.Д. Городнов, Г.З. Ібрагімов, Е.Г. Кістер, О.А. Лопушєєва, М.А. Мислюк, Г.Б. Проводніков, С.С. Сухарєв) [25, 32, 59, 73, 93, 100, 117, 118, 129].

При розбурюванні продуктивних відкладів на нафтогазових родовищах України досить часто застосовуються інгібіровані висококальцієві і калієві промивні рідини. Інгібіруюча їх здатність заснована на обмінній адсорбції глинистими породами іонів кальцію і калію [32].

Висококальцієві промивні рідини хлоркальцієвого типу характеризуються вмістом іонів кальцію у їх фільтратах в межах 0,4 – 0,9 %. Основна мета застосування цих рідин – кальцування глинистих порід та зниження їх властивості до набухання. Для регулювання висококальцієвих промивних рідин застосовують хімреагенти: вапно, карбоксиметилцелюлозу (КМЦ), конденсовану сульфат спиртову барду (КССБ) і крохмаль. При необхідності в ці рідини добавляють обважнювачі (крейду, глинопорошок, барит), або смазуючі добавки: нафту, графіт, сульфанол, окислений петролатум в суміші з дизельним паливом під назвою СМАД-1.

Для підвищення ефективності висококальцієвих промивних рідин, при розкритті продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ в Україні, згідно рецептів Українського Державного геологорозвідувального інституту (УкрДГРІ) [120], в склад цих розчинів додають продукти лісохімії (смоли, масла, полімери і ін.), які сприяють гідрофобізації глинистих порід і тим самим підвищується їх стійкість до дії фільтратів промивних рідин.

Калієві промивні рідини стабілізуються такими хімреагентами як КССБ, КМЦ, гіпаном. Додають до них також хлористий калій, змащуючі добавки (нафту, СМАД-1, сульфанол та ін.). При розкритті продуктивних горизонтів досить часто застосовуються різні модифікації калієвих промивних рідин – смолокалієві (полімеркалієві) промивні рідини з добавками продуктів лісохімії.

На думку дослідників Н.В. Щукіна, А.С. Непомнящего, А.Н. Строева та ін. [120] застосування смоло-емульсійних і полімер-калієвих промивних рідин дозволяє підтримувати в низьких межах склад твердої фази і показника фільтрації, завдяки чому забезпечується підвищення стійкості глинистих порід і зменшується проникнення твердих частинок в продуктивні пласти.

Хімічні реагенти використовуються окремо, а також застосовують комбіновану обробку промивних рідин, яка полягає у введенні декількох солестійких реагентів одночасно або послідовно через невеликий інтервал часу, що дозволяє використовувати позитивні властивості кожного з хімічних реагентів. При цьому недоліки одних реагентів виправляються за рахунок введення інших і, крім того, використовується синергетичний ефект, тобто посилення дії кожного з реагентів у присутності іншого [25, 93, 100].

У промивних рідинах нафтогазових родовищ України хімічні реагенти та змащуючі добавки у середньому часто присутні в таких кількостях: КМЦ-600 - 0,2-0,3 %; КССБ - 1-5 %; окзил - 1-2 %; гіпан - 0,08-0,3 %; хромпик - 0,3-0,5 %; нафта - 6-8 %; смоли, хімічні полімери і каніфольні масла - 1-2 %; СМАД-1 - 2-4 %; сульфанол - 0,05-0,1 %. В табл. 2.3 і 2.4 наведені дані про застосування хімічних реагентів для обробки промивних рідин на

**Застосування хімреагентів для обробки промивних рідин
на нафтогазоконденсатних родовищах Дніпрово-Донецької западини**

Хімреагенти	Кількість добавок хімреагентів, %		Застосування комбінації хімреагентів
	від і до	найбільш часто	
В інтервалах буріння від 1500 до 3000 м			
КМЦ	0,02 - 1	0,2	КМЦ+КССБ+гіпан+ кальцинована сода
КССБ	0,01 - 0,5	0,3	КМЦ+нафта
Окзил	0,5 - 2	0,1	КМЦ+окзил
Гіпан	0,11 - 6,4	0,1	КМЦ+сивушне масло
Кальцинована сода	0,1 - 1,2	0,2	З будь-якими хімреагентами
Нафта	0,2 - 6,25	3,0	З будь-якими хімреагентами
Графіт	0,1-0,6	0,3	З будь-якими хімреагентами
Сивушне масло	0,1-0,5	0,5	З будь-якими хімреагентами
CaCO ₃	0,0 - 1	0,05	З будь-якими хімреагентами
CaCl ₂	0,0 - 2,6	0,8	З будь-якими хімреагентами

Хіміканти	Кількість добавок хімікантив, %		Застосування комбінації хімікантив
	від і до	найбільш часто	
В інтервалах буріння від 3000 до 6000 м			
КМЦ	0,02-0,2	0,1	КМЦ+КССБ+окзил
КССБ	0,05-3	0,5	КССБ+КМЦ + окзил
Гіпан	0,08-0,3	0,15	Гіпан+КССБ+КМЦ
СаСО ₃	0,0 - 0,2	0,05	3 будь-якими хімікантими
СаСl ₂	0,0 - 2,2	0,6	СаСl ₂ +КССБ+гіпан
Кальцинована сода	0,04 - 1	0,2	Кальцинована сода+
			КССБ+сивушне масло
Нафта	0,5 - 10	2,0	Нафта+КССБ+КМЦ+сивушне масло
Окзил	0,1 - 2,4	0,15	Окзил+КМЦ+нафта
Гематит	0,3 - 4	1,5	3 будь-якими хімікантими
Графіт	0,08 - 1,5	0,8	3 будь-якими хімікантими
Барит	0,03 - 3	1,2	3 будь-якими хімікантими

Застосування хімірегентів для обробки промивних рідин нафтогазових родовищах Прикарпаття

Хіміреанти	Кількість добавок хімірегентів, %		Застосування комбінації хімірегентів
	від і до	найбільш часто	
В інтервалах буріння від 0 до 2500 м			
КМЦ	0,2 - 0,38	0,3	КМЦ+КССБ
КССБ	0,02 - 1,45	0,6	КССБ+КМЦ+хромпik
Хромпik	0,00 - 0,01	0,01	Хром пiк+КМЦ+окзил
Кальцинована сода	0,05 - 0,24	0,2	кальцинована сода+КМЦ
Окзил	0,05 - 0,38	0,12	Окзил+КМЦ+крохмаль
Нафта	0,2 - 1,7	1,0	З будь-якими хіміреантами
Графіт	0,08 - 2,1	0,7-	З будь-якими хіміреантами
Вгiльно-лужний реагент	0,06 - 0,5	0,2	КМЦ+КССБ+крохмаль
В інтервалах буріння більше 2500 м			
КМЦ	0,2 - 0,5	0,3	КМЦ+КССБ+хромпik
КССБ	0,45-2,05	1,0	КССБ+КМЦ+хромпik
Хромпik	0,05 - 0,4	0,08	Хром пiк+КССБ+CaCl ₂
Нафта	0,5 - 4,2	2,5	З будь-якими хіміреантами

нафтогазових родовищах ДДЗ та Передкарпаття. Хімічні реагенти, що найбільш часто використовують в бурінні, мають наступні характеристики.

Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ). Найбільше застосування має натрієва КМЦ, яка є натрієвою сіллю і використовується як реагент-понижувач фільтрації промивних рідин різної мінералізації. В'язкість водних розчинів КМЦ зростає із збільшенням концентрації і зменшенням температури. Активність КМЦ знижується із зменшенням рН розчину. Для буріння вітчизняною промисловістю випускається три марки КМЦ: КМЦ-500, КМЦ-600 і КМЦ-700. Цифра показує ступінь полімеризації, із зростанням якої стабілізуюча здатність, термо- і солестійкість розчинів КМЦ збільшуються. Поставляється КМЦ в бурові організації в сухому виді.

Конденсована сульфїт-спиртова барда (КССБ). Відноситься до лігносульфонатних реагентів і застосовується для зниження водовіддачі слабомінералізованих (до 10 % хлориду натрію), інгібованих (вапнякових, гіпсових, висококальцієвих) і інших промивних рідин. Завдяки добавкам КССБ промивні рідини набувають стійкості до високих температур (до 200°C) і тисків (до 80 Мпа). Промивні рідини, що оброблені цим реагентом, при фільтрації через пористе середовище відкладають тонкі щільні кірки. КССБ поставляється заводами виготівниками в бурові організації як в розчині 10-25 % концентрації, так і в порошкоподібній формі.

Окислений та заміщений лігносульфонат (окзил). Він представляє собою продукт окислення сульфїт-спиртової барди хромпіком. Відноситься до лігносульфонатних реагентів, володіє підвищеною термостійкістю, добре знижує вязкисить та водовіддачу слабомінералізованих промивних рідин. Він добре сумісний з більшістю відомими хімічними реагентами (КМЦ, КССБ, гіпаном і ін.). Найбільший розріджуючий ефект окзил виявляє при рН = 9- 10

Гіпан. Цей хімреагент є високомолекулярним акриловим полімером, порівняно солестійкий і температуростійкий. Застосовується для пониження фільтрації промивних рідин. Його основним недоліком є нестійкість до дії хлористого кальцію. В зв'язку з цим при розбурюванні нижньокарбонівих

відкладів ДДЗ, що містять хлоркальцієві води, він застосовується досить рідко.

Результати досліджень В.Ф. Малахова, Б.А. Фукса, В.В. Казанського та інших вчених показують, що при взаємодії фільтратів промивних рідин з пластовими водами можливе утворення солей і коагулянтів [119, 144]. Інтенсивність хімічних реакцій, що відбуваються, посилюється із зростанням температури, а сам характер новоутворень залежить від складу хімреагентів, що вводяться в промивну рідину та іонного складу пластових флюїдів.

Високомолекулярні хімічні реагенти, такі як КМЦ, гіпан мають в своєму складі катіони натрію, і при взаємодії з пластовою водою хлоркальцієвого типу легко обмінюють цей іон на іон кальцію. Ефективність взаємодії КМЦ і гіпана з розчинами солей в пластових водах значною мірою залежить від рН середовища. При низькому рН (<6) КМЦ і гіпан випадають в осад, при рН > 9 макромолекули згущуються під дією *NaOH*.

Хімічні реагенти на основі лігносульфонових кислот (КССБ, окзил) також вступають в реакції з катіонами полівалентних металів (*Ca, Mg*). Але їх перевагою є збереження розчинності осаду, що утворюється внаслідок реакції. Проте, промивні рідини, оброблені КССБ і окзилем можуть утворювати у присвердловинній зоні пластів-колекторів стійкі емульсії і жорсткі піни, які внаслідок великої їх в'язкості і малої текучості спричиняють суттєві зміни фільтраційно-ємнісних властивостей пористого середовища.

Висновки до 2 розділу

Наведені результати аналізу показують, що у даний час на нафтогазових родовищах і розвідувальних площах України при розбурюванні продуктивних об'єктів застосовують у більшості випадків промивні рідини на водній основі.

Добавки хімреагентів до промивних рідин досить часто носять хаотичний характер і важко піддаються кількісному обліку. У зв'язку з цим допускаються випадки високої водовіддачі промивних рідин та високі тиски на продуктивні пласти, які часто перевищують пластові у півтора, а в

окремих випадках - у два рази. Отже, у продуктивні пласти за таких технологічних умов буріння можливе надходження значної кількості промивної рідини і її фільтрату, що призводить до погіршення проникності присвердловинної зони пластів-колекторів. Численні результати промислової експлуатації і випробовувань свідчать, що пласти-колектори ідентичної геологічної будови та при однаковій прогнозній їх продуктивності за геолого-геофізичними даними, але за різних технологічних умов розкриття їх бурінням, характеризуються часто суперечливими результатами.

Породи-колектори візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища за своїми літологічними, фільтраційно-ємнісними і структурними особливостями являються сприятливими об'єктами для проведення на них різних експериментальних наукових досліджень, направлених на вивчення фізико-хімічних процесів у присвердловинній зоні.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [34, 39, 40, 42, 141].

РОЗДІЛ 3

МЕТОДИКА ВИМІРЮВАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТА МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ФІЛЬТРАТИВ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Методика лабораторних досліджень по даній проблемі знаходиться на стадії становлення. Тому нами були здійснені нові додаткові розробки, а також проведена модернізація наявного устаткування і апаратури, що дозволило нам вивчати фільтраційно-ємнісні властивості порід в умовах, наближених до пластових. Основну увагу на даному етапі дослідження надано вдосконаленню лабораторної методики і устаткування для вивчення петрофізичних характеристик зразків порід-колекторів та впливу свердловинних чинників на фільтраційно-ємнісні властивості. При цьому був врахований досвід досліджень таких відомих науково-дослідних установ як УкрДГРІ, інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, ВНІГеофізика, МІНГ і ГП ім. І.М. Губкіна, ІФНТУНГ та відомих фахівців (Г.М. Авчян, Ю.С. Губанов, Н.С. Гудок, А.В. Дахнов, В.М. Добринін, В.Ф. Індутний, О.М. Карпенко, В.П. Коболев, Л.М. Мarmorштейн, Г.І. Петкевич, Е.А. Поляков, , С.І. Шепель та ін.) [4, 45, 46, 49, 52, 66, 69, 76, 96, 111, 116, 150]. Розроблену і використану нами методику досліджень для вирішення поставленої задачі можна представити схемою, приведеною в табл. 3.1. Одним із важливих етапів дослідження при вивченні впливу фільтратів промивних рідин на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів є оцінка їх адсорбційної водонасиченості. Ці дані можна отримувати навіть за відсутністю керну, а саме - за шламом, що виноситься на поверхню буровим розчином.

Питання, пов'язані з умовами відбору зразків порід-колекторів з свердловин та з підготовкою їх до досліджень освітлені в численних інструкціях і методичних вказівках [46, 78, 103, 116 і ін.]. У зв'язку з цим

опису підготовки керну до досліджень ми приводити не будемо. Обмежимося лише посиланнями на відповідні джерела.

Таблиця 3.1

**Схема комплексу досліджень по вивченню впливу
фільтратів промивних рідин на фільтраційно-ємнісні властивості
порід-колекторів на зразках керну**

Номер етапу	Найменування дослідження	Мета дослідження, одержувані величини і параметри
1	Вивчення петрофізичних параметрів на зразках гірських порід	Характеристика порід-колекторів за сукупністю літологічних і петрофізичних ознак. Розділення порід на групи.
1.1	Вивчення структури порового простору порід-колекторів	Визначення розмірів та складності будови порових каналів порід
1.2	Визначення вмісту адсорбційної і залишкової води у зразках гірських порід	Оцінка коефіцієнтів адсорбційної і залишкової водонасиченості, ефективної пористості та їх взаємозв'язку з петрофізичними характеристиками
1.3	Вивчення петрофізичних характеристик зразків порід-колекторів в умовах наближених до пластових	Оцінка впливу термобаричних умов на петрофізичні характеристики колекторів. Встановлення петрофізичних залежностей
2	Моделювання впливу фільтратів промивних рідин на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів	Вивчення зміни ефективної пористості та проникності порід-колекторів під впливом проникнутих в них фільтратів промивних рідин
2.1	Вивчення впливу фільтратів без добавок хімреагентів на фільтраційно-ємнісні властивості колекторів	Оцінка впливу мінералізації фільтрату промивної рідини на ефективну пористість і проникність

Номер етапу	Найменування дослідження	Мета дослідження, одержувані величини і параметри
2.2	Вивчення впливу фільтратів з добавками хімреагентів на фільтраційно-ємнісні властивості колекторів.	Оцінка впливу добавок хімреагентів до промивної рідини на ефективну пористість і проникність
3	Вивчення можливостей застосування свердловинних і лабораторних досліджень для прогнозування зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в присвердловинній зоні	Апробація розробленої методики на конкретному родовищі.

3.1. Апаратура та устаткування для вимірювання петрофізичних характеристик гірських порід та моделювання впливу на них свердловинних факторів

Вимірювання петрофізичних параметрів зразків гірських порід виконувалося як у атмосферних умовах (при температурі 20°C і атмосферному тиску), так і в умовах, наближених до пластових. Для петрофізичних досліджень в атмосферних умовах застосовувалося серійне устаткування: аналітичні ваги, вакуумний насос, ексикатори, сушильна шафа з терморегулятором, апарат Сокслета, бюкси для зважування зразків гірських порід, центрифуга та інші прилади і пристосування, що дозволяють визначати в цих умовах на зразках порід їх загальну і відкриту пористість, проникність, гранулометричний склад, залишкову і адсорбційну водонасиченість (В.Н. Кобранова, Л.І. Орлов, Е.А. Поляков та ін.) [77, 108, 116 та ін.].

Лабораторні дослідження в умовах, наближених до пластових виконувалися за допомогою сконструйованої нами установки, блок-схема якої приведена на рис. 3.1. Аналогічних типів установок в різних виробничих і науково-дослідних організаціях сьогодні застосовується досить велика

кількість. Конструктивно ці пристрої відрізняються між собою типом кернотримача, системою створення і регулювання температури, всебічного та порового тисків на зразок породи, а також електронно-вимірювальною апаратурою, що застосовується для вимірювання петрофізичних характеристик [45, 52, 66, 96, 111 і ін.].

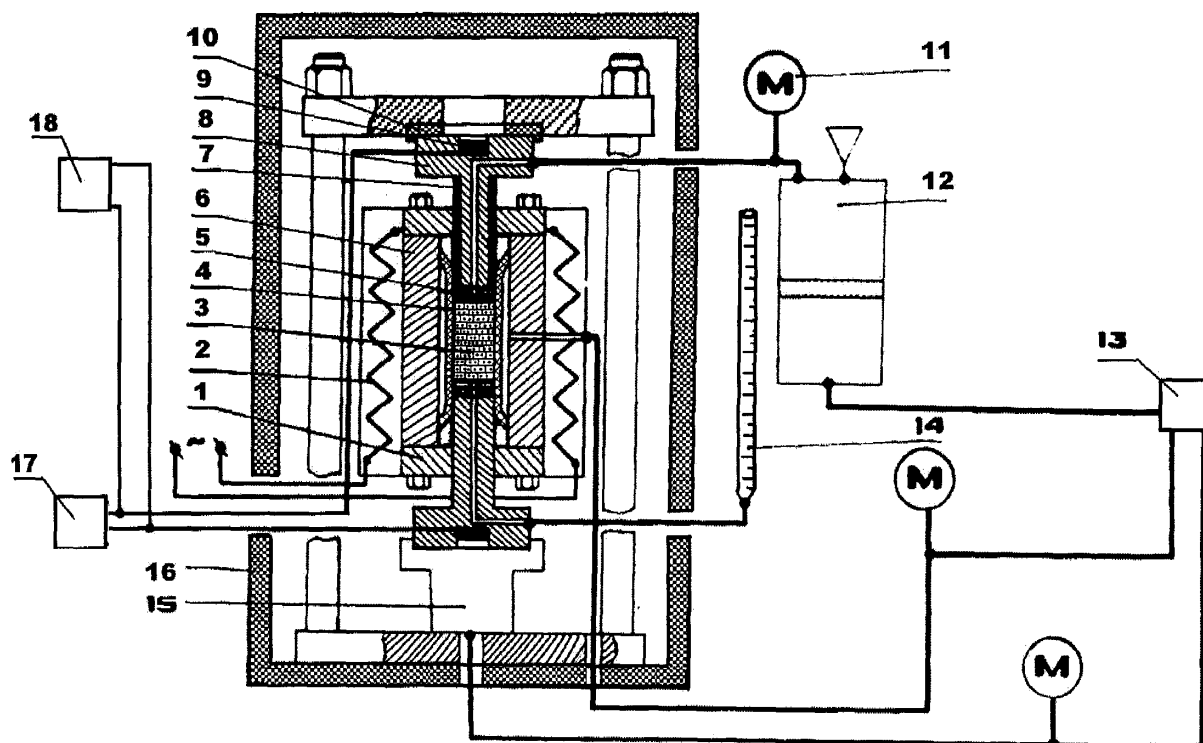


Рис. 3.1. Блок-схема установки для дослідження зразків гірських порід в умовах, наближених до пластових:

- 1 - фланець; 2 - електронагрівач; 3 - зразок породи;
- 4 - гумова манжета; 5 - складовий електрод; 6 - корпус кернотримача;
- 7, 10 - електроізоляційні прокладки; 8 - плунжер; 9 - п'єзодатчик;
- 11 - манометр; 12 - роздільник; 13 - маслонасос; 14 - мірна бюретка;
- 15 - силовий циліндр; 16 - термоізолятор; 17 - вимірювач акустичних сигналів (сейсмокоп); 18- вимірювач електричного опору.

Загальним недоліком пристроїв, що застосовуються для дослідження керну в умовах, близьких до пластових, є велика похибка при вимірюванні електричного опору нафтогазоводонасичених зразків порід-колекторів за

рахунок великого і непостійного перехідного контактного опору електродів. З метою усунення цього недоліку ми удосконалили кернотримач - один з основних вузлів пристроїв для дослідження зразків гірських порід, який визнаний інститутом державної патентної експертизи як винахід [135].

Вдосконалений кернотримач, розріз якого показаний на рис. 3.2, відрізняється наявністю двох додаткових складових електродів, кожний з яких складається з жорсткої металевої обійми 13 і електропровідного, еластичного в умовах досліджень робочого агента 14. Необхідна властивість робочого агента (низький перехідний контактний опір) з'являється завдяки явищу повільної текучості твердого електропровідного матеріалу під впливом постійних зусиль, або напруг на його робочу поверхню. Чим вище температура, тим швидше наростає деформація текучості що приводить до збільшення площі електричного контакту зразка породи з електродом і зменшення перехідного контактного опору. Деформація текучості визначається швидкістю деформації текучості V_t , яка згідно Н.М. Беляєва [19] визначається за формулою:

$$V_t = K \times P_r^n, \quad (3.1)$$

де K і n - деякі коефіцієнти, що залежать від властивостей матеріалу

і температури;

P_r - тиск, МПа.

Враховуючи, що час стабілізації зворотних деформацій зразків порід-колекторів за даними експериментальних досліджень становить не менше однієї години, а найбільша глибина нерівностей на торцях відшліфованих зразків грубозернистих пісковиків може досягати 0,001 м, то необхідно в якості робочого агента складових електродів брати такий матеріал, деформація текучості якого складала б в умовах експерименту, не менше 0,001 м за одну годину. Найдешевшим матеріалом, задовольняючим

вказаним вимогам, є свинець, який і використовується нами у вдосконаленому кернотримачеві.

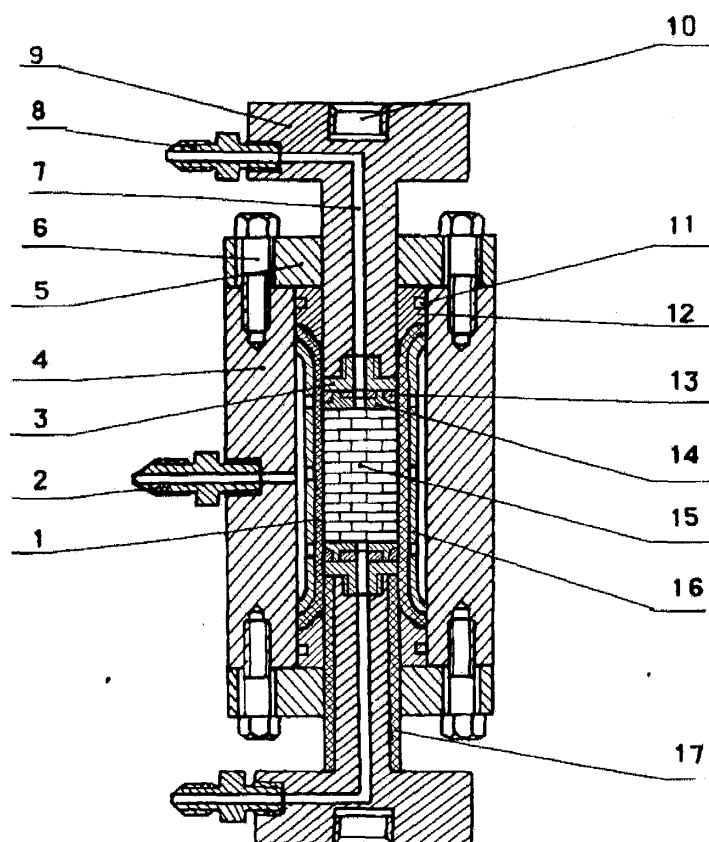


Рис. 3.2. Схема кернотримача:

1 - гумова манжета; 2 - штуцер бокового обтиску; 3 - наконечник плунжеру; 4 - корпус; 5 - фланець; 6 - стягуючий болт; 7 і 8 - відповідно канал і штуцер для підведення і відведення флюїдів або газів; 9 - плунжер; 10 - місце для п'єзокристалу; 11 і 12 - відповідно прокладка і конус для ущільнення; 13 - обойма електроду; 14 - робочий агент; 15 - зразок гірської породи; 16 - перфорована гільза; 17 - електроізоляційна прокладка.

У розробленому нами кернотримачеві ефект зменшення перехідного контактного електроопору досягається наступним чином. Складові електроди високого тиску з діаметром, рівним діаметру досліджуваного циліндрового зразка гірської породи, з невеликим зусиллям від руки притискаються плунжерами 9 свинцевою стороною до його торців. При всебічному стисненні зразка породи і складових електродів плунжерами 9 та гумовою

манжетою 1 робочий агент (свинець) заповнює нерівну торцеву поверхню зразка породи, при цьому площа електричного контакту зразка породи з електродом різко зростає, що і призводить до зменшення перехідного контактного опору. Обойма 13 оберігає свинець від розтікання його під тиском і дозволяє після закінчення досліджень легко витягувати зразок гірської породи з гумової манжети. При необхідності фільтрації через зразок породи флюїдів, а також створення і підтримки порового тиску по центру електродів просвердлюють отвори.

Розроблений нами кернотримач дозволяє досліджувати зразки гірських порід при ефективному тиску до 100 МПа і температурах до 150° С. При цьому нагрівання кернотримача разом із зразком здійснюється в термостаті. Рідина або газ для фільтрації через зразок породи 15 підводиться через штуцери 8 (див. рис.3.2). Плунжери 9 сполучають відповідними з'єднувальними дротами з вимірювальними приладами: сейсмоскопом для вимірювання швидкості пружної хвилі і мостом змінного струму для вимірювання електричного опору.

3.2. Вивчення структури порового простору порід-колекторів

Методичні прийоми пов'язані з вивченням структури пористих середовищ досить повно розроблені і представлені в роботах Т.П. Авдусіна, Ш.К. Гіматудінова, С. Грега, О.М. Карпенко, В.Н. Кобранової, М.І. Колоскової, І.Ф. Котяхова, В.А. Регуша, Б.І. Тульбовича, А.А. Ханіна і ін. [2, 31, 33, 69, 77, 81, 86, 121, 134, 145 та ін.]. Ми приведемо лише основні положення цієї методики стосовно рішення поставленої задачі.

Однією з основних характеристик порового простору є діаметр порових каналів і розподіл останніх за розмірами. Для вивчення розмірів пор гірських порід застосовуються як прямі методи вивчення (вивчення шліфів і сколів під мікроскопом), так і непрямі, засновані на вивченні різних властивостей порід (капілярність, адсорбція, фільтрація і т.д.).

Серед прямих методів найбільш точним є метод електронної растрової мікроскопії. Проте, зважаючи на складність і унікальність необхідного для

цих цілей устаткування, цей метод не поширений в практиці вивчення порід. В наших дослідженнях ми вивчали структуру пор оптичним мікроскопом в шліфах порід просочених бакелітовим лаком.

Для характеристики структури порового простору ми використовували також методику запропоновану В.М. Десятковим і Й.Г. Пилипом [51]. Суть її полягає в тому, що по шліфу визначається кількість порових каналів на одиниці площі фільтрації, а по зразках паралельних шматків породи - пористість і проникність. Враховуючи, що проникність визначається середнім радіусом звужень і кількістю порових каналів на одиниці площі, а пористість пов'язана з середнім розміром розширень, радіуси звужень і розширень можна розрахувати із співвідношень:

$$K_{\text{ПР.Г}} = \pi/8 \times n \div r_3^4 \times 10^{-12}, \quad (3.2)$$

$$K_{\text{П}} = \pi/8 \times n \times r_p^2, \quad (3.3)$$

де $K_{\text{ПР.Г}}$ - коефіцієнт газопроникності зразка породи, м^2 ;

n - кількість порових каналів на одиниці площі фільтрації;

r_3 - середній радіус звужень, м ;

$K_{\text{П}}$ - коефіцієнт пористості;

r_p - середній радіус розширень, м .

У зв'язку з тим, що звужені місця мають у багатьох випадках розміри менше роздільної здатності сучасних оптичних мікроскопів, та з метою встановлення комплексної характеристики порового простору нами був застосований непрямий метод вивчення - ртутна порометрія, яка дозволяє характеризувати розподіл звужень порового простору за розмірами. Роздільна здатність цього методу знаходиться в межах $(0,01-100) \times 10^{-6} \text{м}$.

Ртутна порометрія заснована на властивості ртуті не змочувати поверхню гірських порід і полягає у вимірюванні об'єму ртуті, що

вдавлюється в заздалегідь відвакуумований зразок гірської породи при різних перепадах зовнішнього тиску. В наших дослідженнях перепади тиску змінювалися від атмосферного до 20 МПа, що відповідало заповненню пор з діаметром більш $0,2 \times 10^{-6}$ м. Потім капілярна крива «насиченість ртуттю – тиск» перераховувалася згідно методики описаної М.І. Колосковою та Б.І. Тульбовичем [81, 134] в криву розподілу радіусів звужень порових каналів за розмірами за формулою:

$$r_3 = \frac{2\sigma \times \cos \theta}{P_r}, \quad (3.4)$$

де r_3 - радіус звужень порових каналів, м;

σ – поверхневий натяг;

θ - кут змочування;

P_r – тиск, МПа.

Оскільки характеристика порід по всіх виділених групах розмірів звужень дуже складна, нами використані, окрім величини максимального радіусу звужень, значення ефективного радіусу звужень $R_{E\Phi}$. Фізичне значення величини $R_{E\Phi}$ полягає в тому, що при участі у фільтрації різних груп пор порода характеризується радіусом звужень умовного однакового розміру при збереженні тієї ж проникності і кількості пор на одиниці площі. Ефективний радіус пор визначається із співвідношення [51]:

$$R_{E\Phi} = \sqrt{\sum_{i=0}^1 dm_i \times r_i^2} \quad (3.5)$$

де dm_i - частка кожної виділеної групи пор в загальному об'ємі

порового простору;

r_i - середній радіус звужень виділеної групи пор.

Параметри структури порових каналів гірських порід, одержані за приведеною методикою характеризують ефективну пористість і проникність порід-колекторів, а тому є важливими при вивченні впливу свердловини на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід у присвердловинній зоні пластів-колекторів.

3.3. Моделювання адсорбційної та залишкової водонасиченості порід-колекторів

Одна з найпоширеніших гіпотез формування нафтових і газових покладів припускає, що спочатку поровий простір порід-колекторів нафтогазових родовищ був заповнений водою, частина якої згодом при міграції в породах вуглеводнів була ними витіснена. Кількість води, що залишилася в породі (залишкової) визначається численними чинниками, основними з яких є: структура порових каналів; склад і властивості пластових рідин; термодинамічні умови; час формування; геологічна будова покладу; ступінь гідродинамічного зв'язку пластових і законтурних вод (Д.Амікс, А.В. Афанас'єв, О.М. Карпенко, І.Л. Кульчинський, М.М. Кусаков, Є.І. Леонт'єв, Б.І. Тульбович, А.А. Ханін і ін.) [6, 11, 69, 87, 89,92, 133, 145].

Залишкова вода, що міститься в колекторах нафти і газу, складається з різних видів, залежно від відстані її знаходження до поверхні твердих частинок і ступеню зв'язку з ними. У зв'язку з цим існує декілька різних класифікацій складових форм залишкової води, описаних у працях А.М. Блоха, А.В. Думанського, Р.І. Злочевської, А.А. Ханіна [20, 54, 58, 145], аналіз яких показує, що більшість дослідників у складі води нафтогазових родовищ виділяє хімічно зв'язану, фізично зв'язану і вільну води.

Хімічно зв'язана вода входить до складу кристалічних решіток мінералів. Наявність в породі цієї води виявляється тільки при нагріванні її до високих температур (більш 400°C), при яких ця вода видаляється з породи, істотно змінюючи при цьому механічні властивості породи - ослабляє або зміцнює її. Роль хімічно зв'язаної води у формуванні властивостей теригенних порід-колекторів не істотна.

Фізично зв'язана вода утворюється за рахунок дії адсорбційних сил на поверхні гідрофільних мінералів. Р.Г. Ахмадєєв, А.М. Блох виділяють у фізично зв'язаній воді два різновиди: міцнозв'язану (гігроскопічну, адсорбовану) і слабозв'язану (крихкозв'язану, ліосорбовану) [14, 20]. Остання найбільш характерна для глинистих порід, яка додає їм пластичні властивості. Виникнення крихкозв'язаної води обумовлено формуванням дифузних шарів рідини біля поверхні частинок мінералів. За своїми властивостями ця вода наближається до вільної води.

Вільна вода в нафтогазонасичених породах-колекторах знаходиться на поверхні кутів пор (контактна), у вигляді капілярної води, що утримується в дрібних порах капілярними силами, а також у вигляді гравітаційної води, яка заповнює крупні пори і переміщується в них під дією сил гравітації або тиску.

На підставі цих даних можна припустити, що домінуючою петрофізичною ознакою теригенних порід-колекторів, яка визначає вміст залишкової води в них, а отже, побічно і фільтраційно-ємнісні властивості цих порід, є їх адсорбційна здатність поглинати (згущувати) який-небудь компонент, речовину. При цьому порода будучи поглинаючою речовиною називається сорбентом, а поглинальна речовина (вода) – сорбтивом [14]. Залежно від глибини проникнення сорбтива в сорбент розрізняють адсорбцію (поглинання сорбтива поверхнею сорбенту) і абсорбцію (поглинання сорбтива всім об'ємом сорбенту). Розділити обидва процеси в глинистих породах сучасними методами часто буває важко. Проте, в сучасній літературі склалася думка, що основним є адсорбція.

Р.Г. Ахмадєєв, С. Брунауер, Н.В. Кельцев у своїх працях розрізняють фізичну адсорбцію, обумовлену міжмолекулярними взаємодіями, і хемосорбцію, обумовлену хімічними реакціями, що не виходять за межі поверхневого шару [14, 23, 72]. Між вказаними процесами немає чіткої межі, тому на практиці відділити хемосорбцію від фізичної адсорбції вельми скрутно.

Аналіз експериментальних досліджень, приведених у вище вказаних наукових працях, дозволяє адсорбційні процеси охарактеризувати наступними загальними властивостями.

Процеси адсорбції зворотні. Частинки речовин, що знаходяться в адсорбційних шарах, не закріплюються жорстко, вони можуть виходити за межі дії міжмолекулярних сил - десорбуватися. З часом середнє число десорбованих частинок стає рівним числу адсорбованих за той же період часу і в системі встановлюється адсорбційна рівновага.

Процеси адсорбції екзотермічні. Тобто протікають з виділенням тепла. Адсорбція характеризується малою енергією активації, тобто малим енергетичним бар'єром, великою швидкістю її протікання. Тому адсорбція має багато загального із зворотніми екзотермічними хімічними реакціями, відрізняється від них і від хемосорбції меншим тепловим ефектом.

Величина адсорбції Γ для даних адсорбенту і адсорбтива залежить від температури T і тиску P при газоподібному сорбтиві, або температури T і концентрації C при адсорбції з розчину. Всі три величини Γ , T , P (або C) знаходяться один з одним в певній залежності. Із зростанням концентрації C і тиску P адсорбція збільшується, але не нескінченно. Через деякий час встановлюється гранична величина Γ , що відповідає рівновазі між фазами.

Адсорбент має силове поле, внаслідок чого адсорбційний шар є полімолекулярним. Процес адсорбції ускладнюється капілярною конденсацією, яка представляє собою поглинання пари і газів при конденсації їх в порах адсорбенту.

Враховуючи теоретичні основи адсорбції процес фізичного зчеплення води з теригенною породою-колектором можна представити наступним чином.

Поверхня порових каналів гірської породи в тому або іншому ступені покрита частинками глин різних розмірів і розташованих хаотично. У присутності води набряклі частинки глин адсорбуються під впливом сил молекулярного тяжіння на поверхні більш крупних частинок породи. Таким

чином, поверхня крупних частинок, а отже і поверхня порових каналів вологої породи покривається «щіткою колоїдних частинок», що зменшують ефективний поровий простір порід-колекторів.

Вміст фізично зв'язаної води в глинистому матеріалі породи, виражений в частках об'єму цього глинистого матеріалу М.М. Елланський називає коефіцієнтом пористості глинистості $K_{П.ГЛ}$ [155]. На відміну від коефіцієнта пористості неглинистої породи або малоглинистої, якою є теригенний гранулярний колектор, величина $K_{П.ГЛ}$ може бути більше одиниці, тобто об'єм фізично зв'язаної води може бути більш ніж об'єм глин. Якщо помножити величину $K_{П.ГЛ}$ на коефіцієнт об'ємної глинистості породи-колектора $K_{ГЛ}$ то одержимо фізично зв'язану (адсорбційну) вологість породи:

$$W_{ЗВ} = K_{П.ГЛ} \times K_{ГЛ}, \quad (3.6)$$

де $W_{ЗВ}$ - вологість породи-колектора за рахунок вмісту в ньому фізично зв'язаної води.

Фізично зв'язана вода на відміну від хімічно зв'язаної води знаходиться в поровому просторі породи, отже, частку відкритого порового простору, що зайнята фізично зв'язаною водою можна виразити коефіцієнтом зв'язаної водонасиченості $K_{В.ЗВ}$, який визначається за формулою [155]:

$$K_{В.ЗВ} = \frac{K_{ГЛ} \times K_{П.ГЛ}}{K_{П}}, \quad (3.7)$$

де $K_{П}$ - коефіцієнт відкритої пористості гірської породи.

Для чистого неглинистого колектора ця величина дуже мала і наближається до нуля, для ущільненої глини вона може бути рівна одиниці. Коефіцієнт пористості глинистості для кожного конкретного покладу і навіть родовища в цілому може бути постійним або змінюватися в незначних межах. За даними М.М. Елланського [155] для відкладів нижнього карбону

Талалаєвського родовища ДДЗ величина $K_{п.гл}$ складає 20-25%. Отже, при оцінці зв'язаної водонасиченості пластів-колекторів з постійним значенням величини $K_{п.гл}$ можна застосовувати формулу:

$$K_{в.зв} = C \times \frac{K_{гл}}{K_{п}}, \quad (3.8)$$

де $K_{в.зв}$ - коефіцієнт зв'язаної водонасиченості;

C - постійний коефіцієнт, що враховує адсорбційну здатність глинистого матеріалу колектора і який може бути знайдений лабораторним шляхом на обмеженій колекції зразків порід;

$K_{гл}$ і $K_{п}$ - відповідно, коефіцієнти глинистості і пористості.

У працях багатьох вчених (В.А. Ам'ян, Р.І. Злочевська, Ф.Д. Овчаренко і ін.) доведено, що на поверхні глинистих частинок завдяки молекулярним силам структура зв'язаної води сильно спотворюється, її фізичні властивості різко відрізняються від властивостей структурно непорушеної води [8, 58, 106 і ін.]. У міру заповнення активних центрів в процесі зволоження породи структура зв'язаної води все більше наближається до структури вільної води. Активні центри все менше впливають на впорядкування молекул води, а молекули води з найближчого оточення все істотніше впливають на них. Фізичні властивості води вирівнюються.

Перший шар міцно зв'язаної води, безпосередньо прилеглої до поверхні глинистої частинки, П.І. Андріанов називає оболонкою міцно зв'язаної, або адсорбованої води [9]. Адсорбована вода, знаходячись під великим тиском молекулярних сил дуже ущільнена, густина її згідно даних приведених в працях Р.І. Злочевської, Л.І. Кульчинського, Ф.Д. Овчаренко, Є.А. Полякова [58, 88, 106, 116] досягає 1200 - 2400 кг/м³, молекули її позбавлені рухливості і орієнтовані в строгому порядку у вигляді ланцюжків. Адсорбована вода міцно прикріплена до глинистих частинок і в механічному

відношенні подібна щільній оболонці мінеральних зерен. Товщина цієї оболонки неоднакова і визначається формою зерен. По кутах і на опуклих місцях поверхні мінеральних частинок, де електромолекулярні сили проявляються значніше, товщина шару адсорбованої води більша ніж на плоских ділянках

Характер зв'язку води в глинах і кінетика їх обезводнення досліджені Е.А. Шуригіною [152]. Згідно даних 50% адсорбованої води в глинистих мінералах типу монтморіллоніта і бейделіта віддається при нагріванні до 20-40°C, близько 60 % води поволі видається при температурі 60-110°C. Нагрівання зразків порід від 110°C до 300°C не викликає значної втрати у них води.

Таким чином, вода, що видається при нагріванні зразків порід до 110°C є тією водою, кількість якої визначається структурою порового простору і властивостями поверхні порових каналів. По кількості цієї води можна оцінювати фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів.

Приведені уявлення про природу залишкової води в продуктивних теригенних глинистих породах дозволяють зробити висновки, що і фільтраційні властивості цих порід залежать багато в чому від гідрофільності, а отже і від адсорбційної здатності фільтруючих порових каналів. Отже, між фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів гірських порід, що вивчаються, і кількістю адсорбованої води повинен мати місце кореляційний статистичний зв'язок, причому, чим кращий колектор, тим цей зв'язок повинен бути тіснішим. Таким чином, за кількістю адсорбованої води можна прогнозувати фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід. Це особливо важливо при дослідженні свердловин, з яких kern представлений слабосцементованими зразками, що не дає можливості проводити прямі визначення його властивостей традиційними лабораторними методами.

Для моделювання залишкової водонасиченості на зразках гірських порід в практиці петрофізичних лабораторій на даний час широко застосовуються два методи: центрифугування і капілярного тиску.

Метод центрифугування. В роботах багатьох вітчизняних і зарубіжних дослідників (Л.І. Орлов, С.І. Шишигін, Р.Слобод і ін.) [108, 151, 159] немає єдиної думки про режими центрифугування зразків порід з різними властивостями колекторів, у зв'язку з чим при використанні цього методу потрібна диференціація його режимів та їх підбір у кожному конкретному випадку. В методі центрифугування, як правило лабораторні визначення значень коефіцієнтів залишкової водонасиченості $K_{в,з}$ проводять у атмосферних умовах на водонасичених зразках гірських порід у повітрі, оскільки центригування зразків порід у рідких вуглеводнях з моделюванням пластових умов здійснити технічно досить важко. З праці Д.Амікса відомо [6], що кількість залишкової води в породі залежить значною мірою від системи насичуючих породи флюїдів. Тому капілярні тиски в системі нафта-вода в пластових умовах будуть значно відрізнятися від капілярних тисків в системі повітря-вода в атмосферних умовах. Таким чином, значення $K_{в,з}$ отримані для одних і тих же зразків гірських порід в цих різних умовах можуть відрізнятися в декілька разів.

Метод капілярного тиску, який наведений у працях Б.І. Тульбовича, А.А. Ханіна, С.І. Шишигіна [134, 147, 151], серед непрямих методів визначення залишкової водонасиченості є одним з найнадійніших, оскільки дозволяє проводити експерименти в умовах близьких до пластових, і тим самим одержувати в лабораторних умовах більш точні дані про залишкову водонасиченість нафтогазових покладів. Цей метод теоретично найбільш обґрунтований і дозволяє одержувати відтворні результати в різних лабораторіях за схожих умов дослідження. Технологія проведення методу зводиться до наступного: водонасичений зразок породи встановлюється на напівпроникну мембрану (перегородку) і піддається тиску вуглеводневої рідини або газу. Витіснення води із зразка породи продовжується до тих пір,

поки величина сумарного капілярного тиску P_K в порах не врівноважиться тиском витіснення. С.И. Шишигінін було показано [151], що для витіснення вільної води потрібен тиск до 1,5 МПа. Практично в даний час є напівпроникні мембрани, які здатні витримати робочий тиск до 0,5 МПа. Тому реально в експериментах вода витісняється з каналів з радіусом більше $0,7 \times 10^{-6}$ м і на це потрібно 2-4 доби, що знижує широке застосування цього методу. Він застосовується лише для контролю і зіставлення з іншими методами.

Наведені методи моделювання залишкової водонасиченості зразків гірських порід можуть давати недостовірні результати внаслідок неточності моделювання розмірів пласта, часу витіснення води, змочуваності поверхні породи і міжфазового натягнення.

У наших дослідженнях для моделювання залишкової водонасиченості зразків гірських порід ми використовували метод фільтрації.

Метод фільтрації дозволяє визначати залишкову водонасиченість зразків гірських порід при одночасній дії на них основних пластових чинників: ефективного тиску і температури. Тобто цей метод можна ідентифікувати з існуючими на даний час поглядами з формування нафтогазових покладів. Метод фільтрації ще не одержав широке практичне застосування через складність необхідного устаткування, тому використовується лише окремими дослідниками (Ю.С. Губанов, М.М. Іванюта, Є.І. Леонт'єв, В.О. Федішин [45, 61, 92, 138]). Суть цього методу полягає в наступному. Водонасичений зразок гірської породи піддається в камері високого тиску дії пластових чинників (ефективному тиску і пластовій температурі). Через зразок прокачується рідкий вуглеводень. Вільна вода витісняється із зразка породи в спеціальну мірну пастку. Прокачування вуглеводню слід проводити до тих пір, поки кількість витисненої води в пастці не стабілізується. Зазвичай для досягнення залишкової водонасиченості зразків гірських порід необхідно прокачати через зразок породи від 1 до 4 літрів вуглеводню, залежно від проникності

породи. Час, необхідний для витіснення вільної води з одного зразка буває різним і складає: для сильно проникних 3-4 години, для слабопроникних - до двох діб.

Недоліком методу витіснення вільної води з породи рідким вуглеводнем полягає в тому, що на вихідному кінці зразка породи нагромаджується змочуюча рідина (вода), яка утримується капілярними силами - так званий "кінцевий ефект". Для усунення кінцевого ефекту деякі дослідники (Ю.С. Губанов, Н.С. Гудок, А.А. Ханін) [45, 46, 147] рекомендують використовувати в експериментах високу швидкість фільтрації через породу вуглеводневої рідини або ж застосувати з боку вихідного кінця зразка породи різні пористі насадки. Високу швидкість фільтрації рідких вуглеводнів через досліджуваний зразок породи для подолання кінцевого ефекту, здійснити практично неможливо. Використання з боку вихідного кінця зразка пористих насадок затрудняє в процесі видалення води із зразка породи проводити вимірювання її різних фізичних властивостей (питомого електричного опору, швидкості розповсюдження ультразвукових хвиль, фазової проникності і ін.).

Розроблений і вживаний нами кернотримач завдяки наявності в ньому складових електродів дозволяє понизити кінцевий ефект, який для слабопроникних зразків порід-колекторів практично не перевищує похибок вимірювань. Це устаткування дозволяє також досліджувати відносну зміну ефективної пористості і проникності зразків порід-колекторів до і після дії на них моделей фільтратів промивних рідин.

Для встановлення зв'язків між залишковою водонасиченістю та параметрами, що характеризують структуру пор і фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів приймалися середні значення за даними декількох вимірювань різними методами.

Значення залишкової водонасиченості для кожного зразка породи в пластових умовах обчислювали з урахуванням заздалегідь виміряного об'єму відкритого порового простору для цих же умов за формулою (3.9):

$$K_{B.3} = \frac{V_{B.3}}{V_{ПОР} - \Delta V_{ПОР}}, \quad (3.9)$$

де $K_{B.3}$ - коефіцієнт залишкової водонасиченості породи

при ефективному тиску;

$V_{B.3}$ - об'єм води в зразку породи після центрифугування, м³;

$V_{ПОР}$ - об'єм відкритого порового простору зразка породи

за атмосферних умов, м³;

$\Delta V_{ПОР}$ - зміна об'єму відкритого порового простору

зразка породи за рахунок ефективного тиску, м³.

Як вже наголошувалося нами раніше, характерною петрофізичною особливістю теригенних глинистих порід-колекторів, що визначають в них вміст залишкової води, є їх адсорбційна здатність. За рахунок дії адсорбційних сил на поверхні гідрофільних мінералів цих порід утворюється фізично зв'язана вода, основною складовою частиною якої є, на думку багатьох дослідників, міцнозв'язана (адсорбційна) вода, що знаходиться під дією молекулярних сил, які обумовлюють її аномальний фізичний стан: низьку температуру замерзання, значну питому вагу і ін.. На аномальних властивостях адсорбційної води теоретично обґрунтовано багато різних методів оцінки її кількості в гірських породах.

Серед методів визначення кількості адсорбційної води гірських порід найбільш широко висвітлених в літературі і заслуговуючих, на наш погляд, уваги, можна виділити наступні:

- метод описаний у працях Р.І. Злочевської, Н.В. Кельцева, Ф.Д. Овчаренко, і який заснований на визначенні теплоти змочування дисперсної фази в дисперсійному середовищі [58, 73, 106];

- метод заснований на різниці питомих ваг порід у воді і в неполярній рідині (Є.А. Поляков) [116];

- метод Мітчерліха [106], заснований на рівновазі ваги зразків порід з водяними парами над десятипроцентною сірчаною кислотою, коли відносний тиск пари при температурі 20° С дорівнює 95,9 - 96,2 %.

- метод сушки (випаровування) Е.С. Мессера [158], М.Ф. Казанського. [67], Л.К. Танкаєвої Л.К. [130, 131].

Перші два методи найбільш теоретично обґрунтовані, але практичне їх використання обмежено низькою точністю визначення початкових розрахункових параметрів. Головним недоліком останніх двох методів оцінки адсорбційної води є процес капілярної конденсації, що є поглинанням пари води внаслідок їх конденсації в порах досліджуваних зразків гірських порід.

Таким чином, аналіз опублікованих наукових праць вказує на те, що проблема оцінки кількості адсорбційної води в породах-колекторах і використання кількості останньої в комплексі з геолого-геофізичною інформацією для вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід в розрізах свердловин ще не вирішена і вимагає уваги дослідників.

У наших експериментах з визначення кількості адсорбційної води на зразках керну методом сушки вдалося виключити вплив капілярної конденсації за рахунок контролю в часі процесу насичення. Методика досліджень при цьому полягала в наступному. Екстраговані зразки гірських порід однакових розмірів (довжина і діаметр циліндрів були однакові і дорівнювали 30 ± 2 мм) висушувалися при температурі 110° С, при якій, згідно досліджень Е.А. Шуригіної [152], віддається з відкритого порового простору вся вільна і фізично зв'язана вода. Потім визначалася зміна ваги зразків гірських порід в часі за кімнатних умов, що підтримувались стабільними (при температурі 20° С і відносній вологості повітря 50-60 %). По різниці мас зразків порід з початковим часом вимірювань визначалася кількість поглиненої ними з повітря пари води, яку можна виразити або у відсотках до сухої ваги зразка породи, або у відсотках до об'єму породи, або ж віднести до об'єму відкритого порового простору цієї ж породи. У зв'язку з

тим, що густина адсорбційної води через експериментальні труднощі точно не визначена, більш надійною характеристикою адсорбційної здатності поверхні порового простору, на нашу думку, буде відношення ваги адсорбційної води до об'єму відкритого порового простору. Цю величину в наших дослідженнях ми називаємо коефіцієнтом адсорбційного водонасичення породи ($K_{В.АД}$). Величина $K_{В.АД}$ відображає адсорбційну здатність пор, внаслідок чого є однією з визначальних характеристик порід-колекторів, яка може пояснити поведінку ряду інших її характеристик і параметрів у відповідних пластових і присвердловинних умовах.

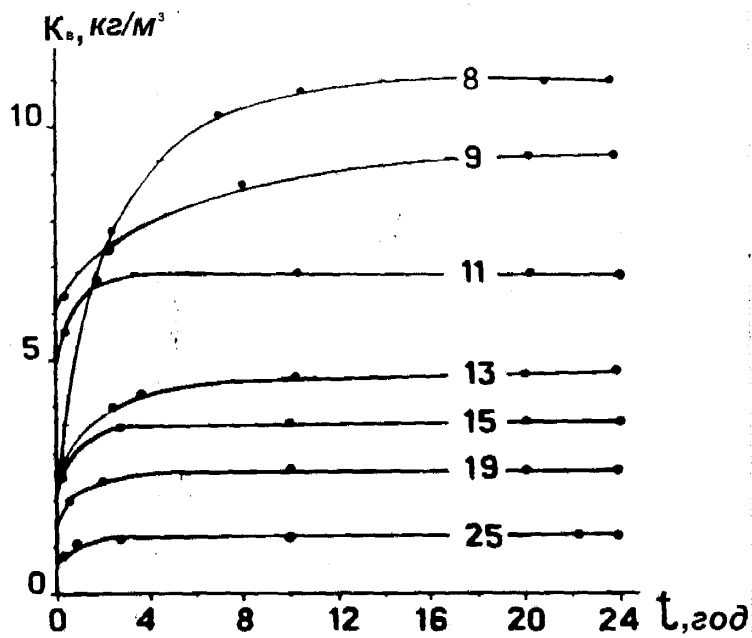
Експерименти по оцінці адсорбційної водонасиченості і її впливу на фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід були проведені нами на колекції з 90 зразків порід-колекторів, відібраних з теригенних відкладів нафтогазових родовищ ДДЗ. Колектори цих відкладів представлені в основному дрібнозернистими пісковиками кварцового складу. Цементуючим матеріалом є каолінит, а також вапняк і роздроблений кварц.

У результаті досліджень встановлено, що водонасиченість зразків порід досить швидко (протягом 3 - 10 годин від початку насичення) досягає деякого значення і стабілізується (рис. 3.3.а). Надалі градієнт зростання її сповільнюється, але процес поглинання вологи зразком породи продовжується за рахунок капілярної конденсації, коливаючись, залежно від зміни температури і вологості повітря (рис. 3.3. б).

Значення відношення кількості вологи, що стабілізується в початковий період насичення, до об'єму пор зразка породи, при постійних температурі і відносній вологості повітря, характеризує поверхневу адсорбційну активність порового простору і, як вже наголошувалося раніше, визначається коефіцієнтом адсорбційного водонасичення $K_{В.АД}$

Нами встановлено, що величина адсорбційного водонасичення має кореляційні зв'язки з пористістю і залишковим водонасиченням, які для порід-колекторів, що вивчаються, можуть бути виражені встановленими нами емпіричними формулами (3.10 - 3.12):

а



б

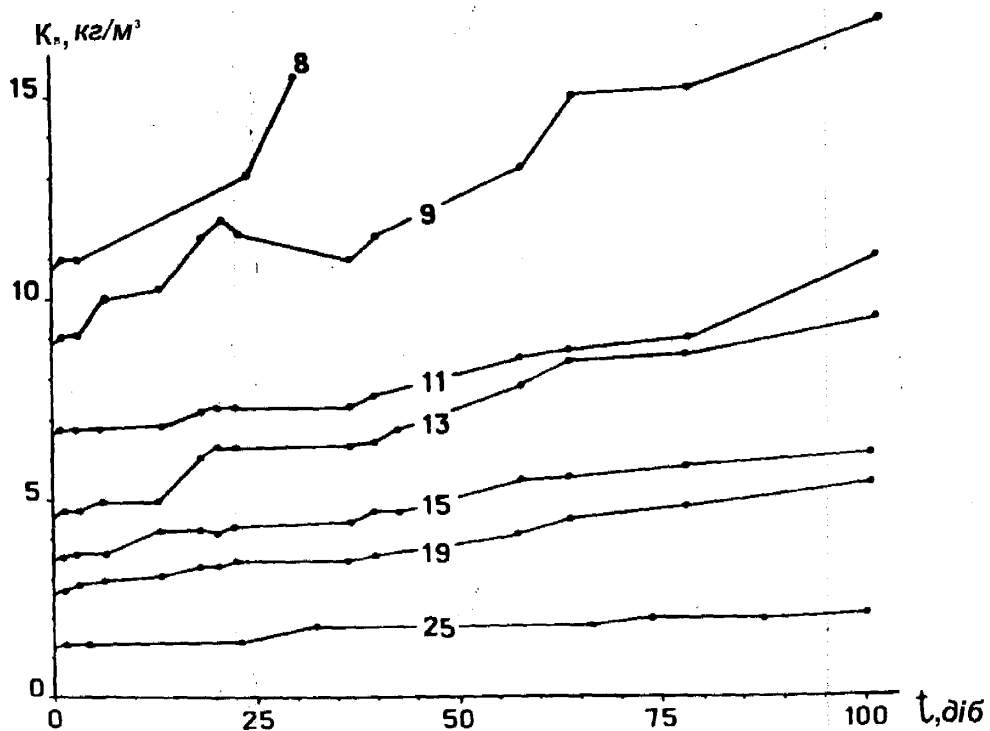


Рис. 3.3 Зміна водонасичення пісковиків в часі за рахунок адсорбції пари води:

- а) початковий етап насичення в проміжок 1 доби;
 б) подальший етап водонасичення з процесами капілярної конденсації.
 Шифр кривих - відкрита пористість, %.

$$K_{В.АД} = 1,25 + 0,169 \times K_{В.З} \quad (3.10)$$

$$r = 0,83; n = 53$$

$$K_{В.АД} = 20,8 - 6,47 \times \ln K_{П.В} \quad (3.11)$$

$$\eta = 0,7; n = 53$$

$$K_{В.АД} = 4,4 + 0,133 \times K_{В.З} - 0,193 \times K_{П.В}, \quad (3.12)$$

$$R = 0,86; n = 53$$

де $K_{В.АД}$ - адсорбційна водонасиченість, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$K_{В.З}$ - залишкова водонасиченість, %;

$K_{П.В}$ - відкрита пористість % ;

η – кореляційне відношення;

r і R – відповідно, коефіцієнт парної та множинної кореляції.

n – кількість зразків у виборці.

Діапазон зміни коефіцієнта пористості в рівняннях (3.10-3.12) 6 - 23 %, а коефіцієнта залишкового водонасичення - 5 - 70 %. Графіки цих рівнянь представлені на рис. 3.4, 3.5.

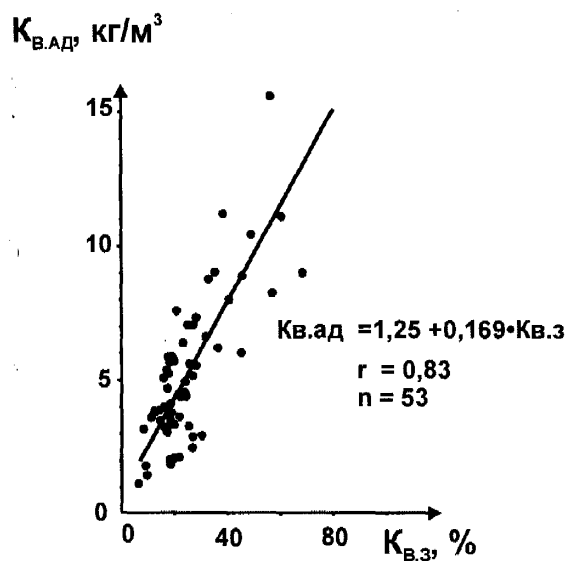


Рис 3.4. Зв'язок адсорбційної водонасиченості ($K_{В.ад}$) з залишковою водонасиченістю ($K_{В.з}$) для візейських пісковиків Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

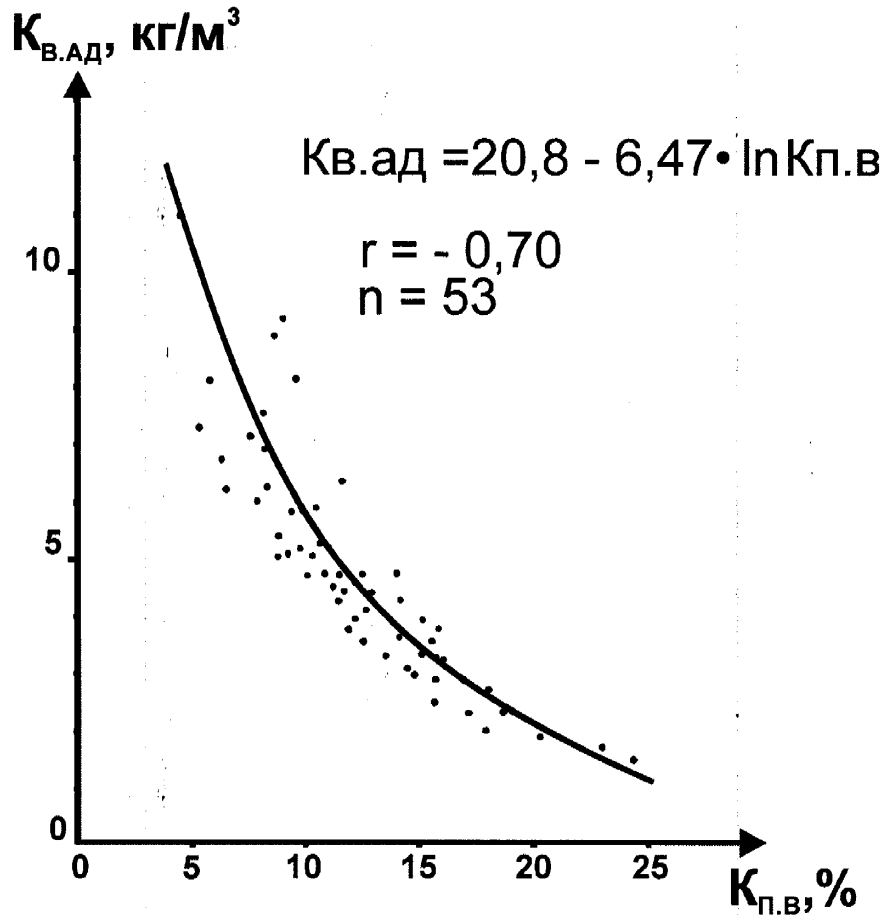


Рис 3.5. Зв'язок адсорбційної водонасиченості ($K_{в.ад}$) з відкритою пористістю ($K_{п.в}$) для візейських пісковиків Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

Порівняно високі коефіцієнти кореляції в рівняннях (3.10-3.12) підтверджують достовірність визначення адсорбційного водонасичення зразків гірських порід розробленим методом і дозволяють використовувати його для експресної оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей розбурюваних відкладів по невеликих пробах гірських порід будь-якої форми.

3.4. Вимірювання проникності зразків гірських порід

Проникність гірської породи – це параметр, що характеризує її здатність фільтрувати через себе газ, воду, вуглеводні та їх суміші при наявності перепаду тиску.

Якщо у породах-колекторах присутні і фільтруються одночасно усі три фази, то для характеристики нафтогазових колекторів введені поняття абсолютної, фазової та відносної проникності.

Якщо у породах-колекторах присутні і фільтруються одночасно усі три фази, то для характеристики нафтогазових колекторів введені поняття абсолютної, фазової та відносної проникності.

Широкого розповсюдження у практиці вивчення порід-колекторів набули методи визначення абсолютної проникності. Це пов'язано з досить простою методикою її вимірювання та позитивним співставленням отриманих результатів на одних і тих же взірцях, але в різних петрофізичних лабораторіях.

Абсолютною проникністю гірської породи прийнято називати таку, що виміряна при наявності в породі лише однієї із вказаних вище фаз. При цьому присутня фаза повинна бути фізично і хімічно інертна по відношенню до породи.

Фазовою називається проникність гірської породи для даного газу або рідини при наявності в породах породи інших фаз. Окремим випадком фазової проникності є ефективна проникність, під якою розуміють проникність гірської породи для якоїсь однієї фази при наявності інших нерухомих в умовах експерименту фаз. Величина фазової проникності дуже залежить від фізико-хімічних властивостей гірських порід та насичуючих їх флюїдів, а також від співвідношення останніх у породі.

Відотною проникністю гірських порід називають відношення фазової проникності даної породи до її абсолютної проникності.

Проникність гірських порід характеризується коефіцієнтом проникності, що виражається в одиницях площі і в наших дослідженнях для зразків гірських порід ми його розраховували на основі закону Дарсі за формулою:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q \times \mu \times L}{S \times \Delta P}, \quad (3.13)$$

де $K_{\text{пр}}$ – проникність, м^2 ;

Q – розхід рідини через зразок породи, $\text{м}^3/\text{с}$;

μ – в'язкість рідини, $\text{Па} \times \text{с}$;

L – довжина зразка, м ;

S – площа поперечного січення зразка породи, м^2 ;

ΔP – перепад тиску на торцях зразка породи, Па .

При вимірюванні проникності породи по газу у формулу (3.13) треба вставити середній розхід газу і середній тиск по довжині зразка породи. Зважаючи на це коефіцієнт проникності для стаціонарної фільтрації при лінійному потоці газу згідно [3] обчислювали за формулою:

$$K_{\text{пр.г}} = \frac{Q \times \mu \times L \times P_0}{S \times \Delta P \times (\Delta P / 2 + P_0)}, \quad (3.14)$$

де $K_{\text{пр.г}}$ – проникність по газу, м^2 ;

Q – розхід газу, виміряний на виході зразка породи при атмосферних умовах, $\text{м}^3/\text{с}$;

μ – в'язкість газу при умовах фільтрації (середніх тисках і температурі), $\text{Па} \times \text{с}$;

L – довжина зразка, м ;

P_0 – атмосферний тиск, Па ;

S – площа поперечного січення зразка породи, м^2 ;

ΔP – перепад тиску на торцях зразка породи, Па .

Прямої залежності між фільтраційно-ємнісними характеристиками гірських порід, а саме між пористістю і проникністю у природі не існує. Це викликане тим, що проникність залежить крім загального об'єму порового простору, ще й від тріщинуватості та структури порового простору (розміру порових каналів, їх звивистості та питомої поверхні порового простору). Але

для порід-колекторів, порівняно однакового літологічного типу, за даними наших експериментальних досліджень спостерігається вельми тісний зв'язок між їх пористістю і різними видами проникності. Отже, для порід-колекторів певного літологічного класу ефективним показником закупорки порового простору за рахунок свердловинних чинників може служити зміна їх ефективної проникності.

3.5. Вимірювання пористості зразків гірських порід

Під пористістю гірських порід розуміють сукупність усіх пустот, які знаходяться між твердими мінералами, що складають породу. За походженням пори діляться на первинні та вторинні. Первинні пори утворились в процесі формування породи (седиментогенезу, діагенезу, парагенезу). Вторинні пори виникають після формування породи під впливом різних факторів: тиску, температури, хімічного перетворювання та інших.

За типом пори гірських порід можуть бути відкритими та ізольованими. Відкриті пори сполучаються між собою та з атмосферою, чим обумовлюють так звану відкриту пористість. Закритою або ізольованою пористістю називається сумарний об'єм закритих пустот у породі.

За типом пористість також буває ефективна та динамічна. Ефективна пористість – це частина об'єму відкритої пористості, незайнятого залишковими водою та вуглеводнями при даних статичних фізико-хімічних умовах. Динамічна пористість - це частина об'єму відкритої пористості, в якому за даних умов можлива передача зовнішнього тиску флюїдам, що насичують породу.

Величина пористості оцінюється за допомогою безрозмірних коефіцієнтів загальної K_{Π} , відкритої $K_{\Pi.B}$ ефективної $K_{\Pi.EF}$ та динамічної $K_{\Pi.D}$ пористості, які розраховуються за формулами:

$$K_{\Pi} = V_{\Pi OP} / V_{ЗР}, \quad (3.15)$$

$$K_{\Pi.B} = V_{\Pi OP.B} / V_{ЗР}, \quad (3.16)$$

$$K_{\text{ПОР.ЕФ}} = V_{\text{ПОР.ЕФ}} / V_{\text{ЗР}}, \quad (3.17)$$

$$K_{\text{ПОР.Д}} = V_{\text{ПОР.Д}} / V_{\text{ЗР}}, \quad (3.18)$$

де: $V_{\text{ПОР}}$ —об'єм усіх пор, м³;

$V_{\text{ПОР.В}}$ —об'єм відкритих пор, м³;

$V_{\text{ПОР.ЕФ}}$ — об'єм ефективних пор, м³;

$V_{\text{ПОР.Д}}$ — об'єм динамічних пор, м³;

$V_{\text{ЗР}}$ — загальний зовнішній об'єм зразка породи, м³.

Коефіцієнти пористості вимірюються в долях одиниці або у відсотках.

Коефіцієнт загальної пористості знаходять ваговим або об'ємним способом. В загальному суть цих способів зводиться до знаходження загального зовнішнього об'єму зразка породи та об'єму її твердої фази. Ваговий спосіб (Мелчера) є більш точним, але потребує багато часу на його виконання. При масових визначеннях пористості, які не потребують значної точності, використовують об'ємний спосіб, тобто вимірювання тисків газу у сосуді відомого об'єму до і після внесення туди сухої породи [77].

Коефіцієнт відкритої пористості визначають ваговим, об'ємно-ваговим, об'ємним способом, а також способом, заснованим на вимірюваннях тиску газу. Найбільш точним є ваговий спосіб або метод рідинонасичення, який нами застосовувався при дослідженнях. Даний метод відомий як метод Преображенського [46, 77, 116].

Спеціальні дослідження, проведені нами по насиченню зразків порід-колекторів з теригенних відкладів нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища ДДЗ різними рідинами показали, що повнота насичення практично не залежить від типу вживаної рідини. Результати визначення коефіцієнтів відкритої пористості $K_{\text{П.В}}$ зразків порід при насиченні їх гасом, пластовою та дистильованою водами практично співпадають в межах похибок вимірювань (табл. 3.2).

**Співставлення визначень значень відкритої пористості
порід-колекторів Перекопівського родовища при насиченні
зразків порід різними рідинами**

Номер зразка	Номер свердловини	Інтервал відбору зразка, м	К _{п.в} по гасу, %	К _{п.в} по пластовій воді, %	К _{п.в} по дистильованій воді, %
19659	1	4410-4414	18,1	17,9	18,2
19677	1	4417-4420	19,4	19,2	19,2
19748	1	4435-4439	13,9	13,6	13,7
19998	1	4439-4446	14,6	14,3	14,5
20035	1	4439-4446	10,8	10,8	10,5
20057	1	4452-4460	8,8	8,7	8,6
20455	1	4828-4840	10,9	10,8	10,7
20459	1	4828-4840	9,8	9,9	10,0
19091	26	4428-4435	17,3	17,4	17,2
19363	26	4428-4435	12,9	12,7	12,8
19410	26	4437-4446	11,5	11,3	11,2
19779	26	4790-4797	14,4	14,4	14,1
19791	26	4790-4797	9,9	9,9	9,5
19806	26	4801-4809	10,3	10,3	10,0
19810	26	4809-4816	15,2	15,5	15,1

Коефіцієнт ефективної пористості розраховували за даними об'єму максимально вологого зразка породи і об'ємів ефективного порового простору. Об'єм максимально вологого зразка породи знаходили зважуванням його в повітрі та у воді або іншими методами, що не є складним завданням. Найбільш проблематичною є задача визначення відповідного об'єму порового простору. Для визначення ефективного об'єму порового

простору, як вже наголошувалося вище, ми використовували метод фільтрації, результати якого контролювалися за кривими капілярного тиску.

3.6. Вимірювання петрофізичних характеристик і параметрів зразків керн в умовах, наближених до пластових

Вивчення фізичних властивостей зразків порід в умовах, що моделюють пластові, передбачають в першу чергу експерименти по вимірюванню фізичних параметрів при ефективних тисках і пластових температурах. Методика комплексного вивчення фізичних властивостей порід-колекторів при ефективному тиску описана у працях багатьох дослідників (Г.М. Авчян, В.М. Добринін, В.Ф. Індутний, В.П. Коболев, Д.А. Кожевников, Ю.В. Кордіяк, Л.М. Марморштейн, Г.В. Нестерова, Н.І. Павлова, Г.І. Петкевич та ін.) [3, 52, 65, 66, 76, 79, 83, 96, 102, 109, 111 і ін.]. Нами врахований досвід робіт, описаний у вказаних джерелах, у зв'язку з чим процес вимірювань полягав в наступному.

Перед початком експериментальних досліджень зразків порід в умовах, близьких до пластових, весь наявний керн з продуктивних інтервалів свердловин, що вивчаються, характеризувався за літологією, структурно-текстурним особливостям, типом і складом цементу, пористості і проникності, дослідженими у поверхневих умовах. Після цього керн прив'язувався до конкретних геологічних об'єктів і відбиралася колекція зразків для досліджень, яка найбільшою мірою характеризує нафтогазоносний об'єкт, що вивчається в свердловинах родовища.

Достовірність петрофізичних досліджень багато в чому визначається підготовкою зразків керн до дослідів. З метою уникнення випадкових помилок, пов'язаних з неоднорідністю пластів-колекторів, необхідно прагнути до того, щоб проби гірської породи для всіх досліджень, потрібних для вирішення поставленої задачі, були узяті з одного і того ж зразка керну, однорідного за текстурними і структурними особливостями. Зразкам гірських порід надавалася строга геометрична циліндрична форма з віссю циліндриків паралельної нашаруванню

Далі зразки гірських порід піддавалися екстрагуванню від залишкового нафтонасичення спиртобензольною сумішшю в апараті Сокслета, відмивалися у воді від розчинних солей і поступали у лабораторію для загального їх дослідження у атмосферних умовах згідно методик, наведених у попередніх підрозділах. Після цього зразки гірської породи, насичені моделлю пластової води, по одному поміщалися в кернотримач (див. рис. 3.2). За допомогою маслососу на зразок породи поступово підвищувався всебічний тиск. Тиск припиняли підвищувати тоді, коли він ставав рівним ефективному тиску $P_{E\Phi}$ на глибині відбору зразка породи. Під ефективним тиском розуміємо різницю гірського і пластового тиску, діючого в природних умовах одночасно, але у різних напрямках. На підставі опублікованих праць В.М. Добриніна, В.Ф. Індутного, Ю.В. Кордіяка, Н.І Павлової [52, 66, 83, 109] значення $P_{E\Phi}$ на будь-якій глибині визначається із співвідношення:

$$P_{E\Phi} = P_{\Gamma} - n \times P_{P}, \quad (3.19)$$

де P_{Γ} - всебічний тиск (гірський), МПа;

P_{P} - тиск рідини в середині пор (пластовий), МПа;

n – коефіцієнт частки тиску пластової рідини, яку необхідно мати на увазі при визначенні деформацій у породі.

Для наближених розрахунків при середній густині гірських порід $\gamma_{п} = 2,5 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ і пластових вод $\gamma_{в} = 1,1 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ автори рекомендують брати величину $n = 0,85$. Отже, розрахований ефективний тиск на глибині H буде рівний:

$$P_{E\Phi} = 0,01565 \times H, \quad (3.20)$$

де $P_{E\Phi}$ - ефективний тиск, МПа;

H - глибина залягання гірських порід, м.

Оскільки результативний ефект визначається в основному різницею зовнішнього і внутріпорового тиску, вимірювання можна проводити при постійному внутріпоровому тиску.

Зразок породи під ефективним тиском витримувався до стабілізації його електричного опору. Після цього по капіляру визначався об'єм витисненої води із зразка породи, вимірюються електричні параметри, час розповсюдження в ньому повздовжніх ультразвукових хвиль. Далі, не витягуючи зразка гірської породи з кернотримача і не змінюючи ефективного тиску, імітувалося часткове насичення зразка гірської породи вуглеводнем. В якості вуглеводневої рідини ми застосовували гексан, який являє собою в умовах експериментів безбарвну рідину, що не взаємодіє з водою і породою, й тим самим не "засмічує" зразок. Це дозволило нам здійснювати повторні експерименти на одному і тому ж зразку без спеціального його очищення. Гексан продавлювався через зразок витісняючи при цьому вільну воду в мірну пастку. Процес витіснення води з порового простору породи триває до тих пір, поки розхід гексану при постійному перепаді тиску на торцях зразка породи не стабілізується. При цьому через зразок може пройти від 1 до 4 літрів гексану у зворотній залежності від фільтраційних властивостей породи. Тобто, для зразків гірських порід з більшою проникністю потребується більша кількість вуглеводневої рідини і її фільтрація повинна відбуватися на великих швидкостях.

Для визначення петрофізичних характеристик за наслідками вимірювань ми скористалися методикою, приведеною у попередніх підрозділах, а також у наукових працях [3, 46, 52, 66, 83, 109], згідно яких величини обчислювалися за формулами:

$$K_{П.ЕФ} = K_{П.В} \times (1 - K_{В.З}), \quad (3.21)$$

$$\rho_{В.П} = R \times S \times L^{-1}, \quad (3.22)$$

$$P = \rho_{B.П} \times \rho_B^{-1}, \quad (3.23)$$

$$\Delta T = t \times L^{-1}, \quad (3.24)$$

де $K_{П.ЕФ}$ - коефіцієнт ефективної пористості;

$K_{П.В}$ - коефіцієнт відкритої пористості;

$K_{В.З}$ - коефіцієнт залишкового водонасичення;

$\rho_{В.П}$ - питомий електричний опір зразка повністю водонасиченої породи, Ом·м;

R - електричний опір зразка породи, Ом;

S - площа поперечного перетину зразка породи, м²;

L - довжина зразка породи, м;

P - відносний опір;

ρ_B - питомий електричний опір води, якою насичений зразок породи, Ом·м;

ΔT - інтервальний час розповсюдження повздовжньої акустичної хвилі, мкс/м;

t - час проходження повздовжньої акустичної хвилі між торцями зразка породи, мкс.

Відкрита пористість і залишкова водонасиченість для пластових умов обчислювалися на основі даних цих величин, заміряних в атмосферних умовах і відносної зміни об'єму порового простору зразків порід при ефективному тиску за формулами:

$$\sigma = (V_{ПОР} - \Delta V_{ПОР}) \times V_{ПОР}^{-1}, \quad (3.25)$$

$$K_{П.В} = K_{П.В.А} \times \sigma, \quad (3.26)$$

$$K_{В.З} = K_{В.З.А} \times \sigma^{-1}, \quad (3.27)$$

де σ - відносна зміна об'єму відкритого порового простору породи при

ефективному тиску;

$V_{ПОР}$ - об'єм відкритого порового простору зразка в атмосферних умовах, m^3 ;

$\Delta V_{ПОР}$ - абсолютна зміна об'єму порового простору зразка при ефективному тиску, m^3 ;

$K_{П.В}$ і $K_{П.В.А}$ - відповідно, коефіцієнти відкритої пористості при ефективному тиску і в атмосферних умовах;

$K_{В.З}$ і $K_{В.З.А}$ - відповідно, коефіцієнти залишкового водонасичення при ефективному тиску і в атмосферних умовах.

Питомий електричний опір є однією з основних величин, що вимірюються при промислово-геофізичних дослідженнях розрізів свердловин. Тому, дослідження закономірностей зміни цього параметра під впливом різних чинників є предметом вивчення багатьох дослідників. В наукових працях Г.М. Авчяна, І.Н Єльцова, В.М. Ільїна, В.Ф. Индутного, Г.В. Нестерової, Г.І. Петкевича С.І. Шепеля та інших дослідників [4, 55, 65, 66, 102, 111, 150 і ін.], опублікованих з цього питання, автори відзначають, що електричний опір гірських порід - вельми чутливий параметр, залежний від багатьох чинників (літолого-петрографічних особливостей, ступеню водонасичення, концентрації мінеральних солей в насичуючих розчинах, температури, тиску і багатьох інших). Через виняткову різноманітність порід-колекторів поки не існує уніфікованих формалізованих критеріїв розрахунку цього параметра. Тому зазвичай розглядається вплив на цей параметр одного або декількох найважливіших чинників. У зв'язку з пошуком покладів нафти і газу на великих глибинах в даний час актуальні дослідження по вивченню термобаричних умов на електричний опір порід-колекторів. В опублікованих роботах за наслідками таких досліджень досить детально наводяться дані по впливу тиску на електричні параметри повністю водонасичених зразків порід-колекторів. Недостатньо і проблематично висвітлені дослідження по впливу температури на цей важливий, з погляду сучасної геофізики, параметр, особливо, для частково водонасичених колекторів.

Такий стан вивчення проблеми пояснюється перш за все складністю проведення експериментальних робіт при дослідженні частково водонасичених зразків керна при різних тисках і температурах. Тому в багатьох лабораторіях при масовому вивченні петрофізичних характеристик зразків гірських порід часто обмежуються моделюванням лише ефективного тиску. Поправку за вплив температури на той або інший параметр беруть приблизно за результатами попередніх досліджень на сусідніх родовищах або ж її зовсім не враховують, вважаючи при цьому, що вона дуже мала. Все це знижує достовірність петрофізичних залежностей, що рекомендуються для інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин.

З метою підвищення достовірності одержуваних петрофізичних залежностей, нами була проведена серія експериментів з метою оцінки впливу ефективного тиску і температури на електроопір зразків порід пісковиків при різній їх водонасиченості. Для експериментів були узяті зразки пісковиків з продуктивних нафтогазоносних пластів нижневізейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

Розроблені нами апаратура і устаткування дозволили вимірювати електричний опір зразків гірських порід при одночасній дії на них ефективного тиску до 100 МПа і температур до 150° С. В експериментальних дослідженнях спочатку вимірювався електроопір повністю водонасичених зразків керна при різних температурах і ефективному тиску. Потім шляхом витіснення води із зразків порід гасом створювалася часткова водонасиченість і повторювалися вимірювання їх електроопору за тих же термобаричних умов.

У даний час при узагальненні результатів дослідження впливу термобаричних умов на геофізичні параметри і петрофізичні характеристики зразків гірських порід часто користуються відносними характеристиками. При цьому всі виміри параметрів за змінних термобаричних умов відносять до так званих "нормальних" умов, тобто відповідним кімнатній температурі 18 - 20° С і атмосферному тиску. На нашу думку, це не є досить вірно,

оскільки "нормальні" умови часто у кожного дослідника виходять вельми різні. Для вимірювання параметрів зразка породи до нього необхідно прикласти зусилля (притиснення електродів, обжимання зразка при фільтрації рідин і газів і т.д.). За даними наших експериментальних робіт встановлено, що в початковий період підвищення ефективного тиску на зразки гірських порід їх властивості більш значно залежать від градієнтів тиску і температур, ніж при досягненні термобаричних умов, відповідних глибинам залягання. Все це призводить до того, що зіставлення відносних змін тих або інших параметрів і характеристик, замірених на зразках з однієї і тієї ж колекції, але в різних лабораторіях, часто не співпадають. Користування абсолютними значеннями також не дає позитивних результатів через значний розкид даних, пов'язаний з неоднорідністю гірських порід і як, наслідок цього, випадковим характером величин, вимірюваних на зразках порід.

Враховуючи ці напрацьовування та з метою кращого зіставлення петрофізичних даних, отриманих різними лабораторіями ми віддали перевагу відносним величинам. При цьому, замірени параметри при поточних значеннях температур і тиску слід, на нашу думку, відносити до значень параметрів, замірених при "граничних" температурах і тиску, тобто за термобаричних умов, відповідних глибинам залягання гірських порід, що вивчаються. Це підвищить ступінь порівняння та зіставлення отриманих результатів в різних лабораторіях.

3.7. Моделювання та вивчення впливу фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів

На зразках порід-колекторів, відібраних для експериментів, згідно описаної вище схеми (див. табл. 3.1) були змодельовані початкові умови нафтогазонасичених порід при залишковій водонасиченості. Згодом на зразки порід впливали моделями фільтратів шляхом продавлювання останніх через досліджувані зразки в кількостях, рівних 2 - 3 об'ємам кожного зразка породи. В результаті такої операції моделювалася дія фільтратів промивних

рідин на присвердловинну зону порід-колекторів, в якій фільтрат достатньо повно витісняв з пор породи початкові флюїди, про що свідчив однаковий питомий електричний опір фільтрату до і після фільтрації.

Моделі фільтратів промивних рідин виготовлялись за даними побового аналізу реальних таких рідин, що використовувалися при розкритті продуктивних пластів на родовищах ДДЗ. Модель фільтрату за вмістом мінеральних солей і основних хімреагентів КМЦ-600 і КССБ відповідала їх середньому вмісту в промивних рідинах. Окрім цього, з метою вивчення внеску дії добавок хімреагентів на фільтраційно-ємнісні властивості порід, що вивчаються, зразки порід обробляли також моделлю фільтрату з відповідною мінералізацією, але без добавок вказаних вище хімреагентів.

Оцінка впливу моделей фільтратів промивних рідин на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей пісковиків проводилася слідуючим чином. Коефіцієнти залишкової водонасиченості, ефективної проникності і пористості зразків керну, визначені описаними вище способами порівнювалися з аналогічними характеристиками цих же зразків після прокачування через них моделей фільтратів промивних рідин. При цьому обчислювалися коефіцієнти, що відображають зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в зоні проникнення фільтратів промивних рідин. У тому числі:

а) за рахунок проникнення фільтрату без добавок хімреагентів - коефіцієнт закупорки ефективного порового простору $K_{з.1}$ та коефіцієнт зниження ефективної проникності $K_{с.1}$

$$K_{з.1} = 1 - \frac{K_{П.ЕФ.1}}{K_{П.ЕФ}}, \quad (3.28)$$

$$K_{с.1} = 1 - \frac{K_{ПР.ЕФ.1}}{K_{ПР.ЕФ}}, \quad (3.29)$$

б) за рахунок проникнення моделі фільтрату з добавками хімреагентів - коефіцієнт закупорки ефективного порового простору $K_{3.2}$ та коефіцієнт зниження ефективної проникності $K_{C.2}$

$$K_{3.2} = 1 - \frac{K_{П.ЕФ.2}}{K_{П.ЕФ}}, \quad (3.30)$$

$$K_{C.2} = 1 - \frac{K_{ПР.ЕФ.2}}{K_{ПР.ЕФ}}, \quad (3.31)$$

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

Висновки до 3 розділу

Параметри структури порових каналів гірських порід, одержані за приведеною методикою характеризують ефективну пористість і проникність порід-колекторів, а тому є важливими при вивченні впливу свердловинних чинників на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід у присвердловинній зоні пластів-колекторів.

Високі значення коефіцієнтів кореляції зв'язку адсорбційного водонасичення зразків гірських порід з їх фільтраційно-ємнісними властивостями дають можливість використання цього параметра для експресної оцінки петрофізичних характеристик та закупорки порового простору порід-колекторів під дією різних чинників.

Розроблені нами апаратура для петрофізичних досліджень і методичні прийоми дозволили провести високоточні масові визначення петрофізичних властивостей зразків порід-колекторів та отримати достовірні вихідні дані для проведення розрахунків при вирішенні поставлених задач.

За допомогою удосконаленої апаратури можна виконувати фізичне моделювання процесів, що відбуваються у присвердловинній зоні продуктивних пластів, а саме - досліджувати відносну зміну ефективної пористості і проникності зразків порід-колекторів до і після дії на них моделей фільтратів промивних рідин.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [36, 43, 135].

РОЗДІЛ 4

РЕЗУЛЬТАТИ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ ТА ВПЛИВУ НА ЇХ ВЛАСТИВОСТІ ФІЛЬТРАТІВ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

4.1. Класифікація порід-колекторів на групи за даними комплексу петрофізичних і геофізичних вимірювань

Вплив фільтратів бурових розчинів (промивних рідин) на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів зручно розглядати на певних групах цих порід, що різняться між собою за петрофізичними характеристиками і геофізичними параметрами.

Над проблемою класифікації досліджуваних порід-колекторів у свій час працювало багато дослідників (Н.М. Свіхнушин, А.А. Ханін, О.А. Черніков, А.Н. Курєнков, І.Е. Ейдман та ін.) [125, 145, 149, 153 і ін.]. Підхід науковців до вирішення цієї проблеми різний, хоча залишається загальна позиція - залучення до поділу гірських порід на групи (класи) все більшого числа їх петрофізичних характеристик і геофізичних параметрів. Найбільш доступний підхід, що становить основу майже всіх розроблених класифікацій порід-колекторів, описаний А.А. Ханіним [146]. Він запропонував класифікувати породи-колектори за величиною їх проникності й пористості. Незважаючи на те, що ця методика прийнята багатьма лабораторіями та виробничими організаціями, вона недосконала, тому що поділ порід-колекторів лише за фільтраційно-ємнісними властивостями обмежує застосування її при вивченні колекторів новими геолого-геофізичними методами. У зв'язку із цим деякі дослідники [125, 149, 153] вважають за необхідне при класифікації колекторів враховувати комплекс петрофізичних, літологічних і експлуатаційних характеристик пластів, а також характер петрофізичних зв'язків.

Таким чином, у зв'язку з вищевикладеним поділ порід-колекторів на групи можна здійснювати різними методами залежно від кінцевої мети досліджень. При цьому необхідно враховувати доступність методів, їх інформативність і роздільну здатність.

З огляду на сказане, при вирішенні поставленого завдання - оцінки впливу свердловини на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів, слід, на нашу думку, для поділу їх на групи, враховувати наступні характеристики: характер зміни електричних геофізичних параметрів при мінливих термобаричних умовах, проникність, пористість, радіус порових каналів, залишкову водонасиченість і адсорбційну здатність. Аналіз зазначених параметрів порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища підтвердив доцільність такого поділу досліджуваних колекторів на групи (табл. 4.1, 4.2).

На рис. 4.1 - 4.4 представлені графіки залежності електричних параметрів відносного опору R та коефіцієнта збільшення опору R_n від ефективного тиску та температури. З рис. 4.1.а видно, що із збільшенням ефективного тиску $R_{\text{ЕФ}}$ при постійній температурі величина R досліджуваних зразків порід-колекторів зростає, причому найбільше інтенсивно зростає параметр R при збільшенні значень ефективного тиску до 30-40 МПа. Більш значні зміни параметра R спостерігаються в низькопористих колекторах з підвищеним вмістом глинистого матеріалу у цементі породи. Отримані результати підтверджують висновки Ю.С. Губанова та В.Ф. Індутного [45, 66] про вплив ефективного тиску на величину відносного опору пісковиків кам'яновугільних відкладів ДДЗ. Величини відношення R/R_1 (де R - відносний опір при ефективному тиску, що змінюється, R_1 - відносний опір при ефективному тиску рівному 0,1 МПа), відповідно для високопористих колекторів ($K_{\text{П.В}} = 12-19\%$) і низькопористих ($K_{\text{П.В}} = 7-14\%$) змінюються від 1,08 до 1,7 (див. рис. 4.1, 4.3).

Поділ порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського

нафтогазоконденсатного родовища на групі за комплексом петрофізичних і геофізичних параметрів

Виділена група порід-колекторів	Параметри порід-колекторів									
	$K_{в.ад},$ кг/м ³	P	$\Delta\gamma$	$\alpha_{сп}$	$K_{п.в},$ %	$K_{пр.еф}$ $\times 10^{-15},$ м ²	$K_{в.з},$ %	$\Delta T,$ мкс/м	Реф $\times 10^{-6},$ м	
Перша група (III клас по А.А. Ханіну)	$\frac{1,9-5,6}{4,7}$	$\frac{26-105}{48}$	$\frac{0-0,04}{0,03}$	1	$\frac{12-19}{15,6}$	$\frac{10-200}{115}$	$\frac{8-14}{10,7}$	$\frac{224-243}{230}$	$\frac{2,8-9,7}{6,4}$	
Друга група (IV-V клас по А.А. Ханіну)	$\frac{2,6-14,5}{8,6}$	$\frac{49-314}{166}$	$\frac{0-0,2}{0,1}$	$\frac{0,5-1}{0,8}$	$\frac{7-14}{9,9}$	$\frac{0,01-39}{4,1}$	$\frac{15-67}{33}$	$\frac{191-228}{207}$	$\frac{0,5-5,8}{4,2}$	

Примітки. 1. Чисельник – межі зміни величин.

2. Знаменник – середні значення величин.

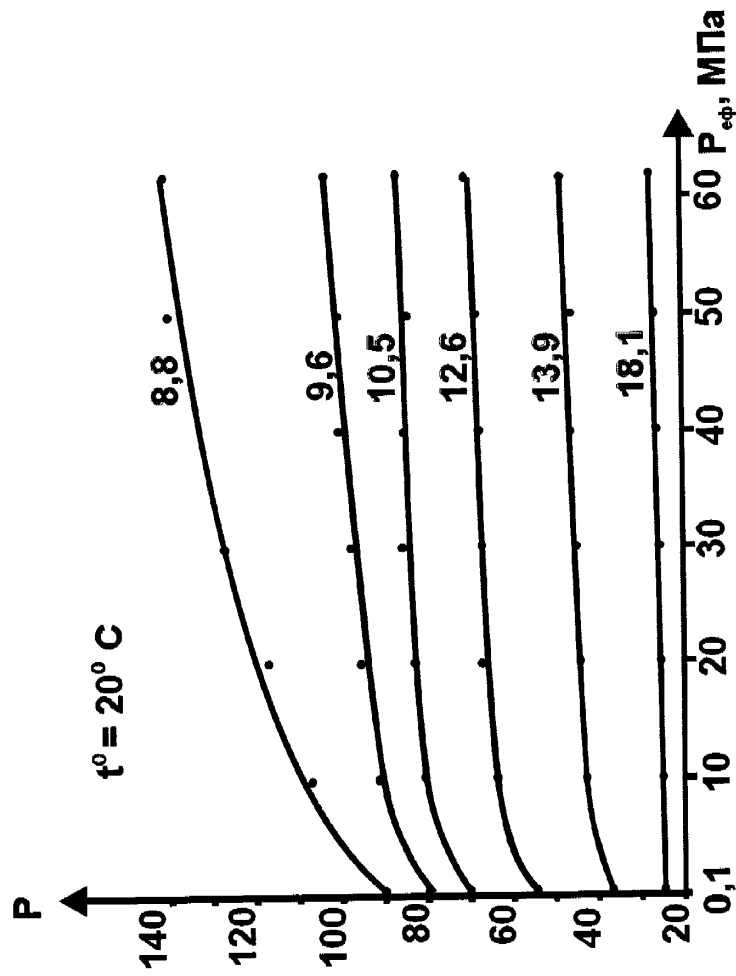
Результати дослідження зміни електричних параметрів P і P_H
в залежності від температури і ефективного тиску для порід-колекторів
візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

Тиск, МПа	Температура, С°							
	110	100	80	60	50	40	30	20
Перша група порід-колекторів								
62	1	<u>1,0</u> 0,98	<u>0,97</u> 1,17	<u>0,94</u> 1,34	<u>0,94</u> 1,35	<u>0,91</u> 1,5	<u>0,88</u> 1,51	<u>0,85</u> 1,53
40	<u>0,95</u> 0,91	<u>0,95</u> 0,89	<u>0,93</u> 1,06	<u>0,91</u> 1,23	<u>0,91</u> 1,23	<u>0,88</u> 1,35	<u>0,85</u> 1,35	<u>0,82</u> 1,37
20	<u>0,88</u> 0,73	<u>0,89</u> 0,75	<u>0,88</u> 0,75	<u>0,85</u> 0,96	<u>0,86</u> 0,98	<u>0,84</u> 1,08	<u>0,81</u> 1,1	<u>0,78</u> 1,09
10	<u>0,84</u> 0,64	<u>0,84</u> 0,63	<u>0,83</u> 0,7	<u>0,82</u> 0,77	<u>0,82</u> 0,78	<u>0,81</u> 0,87	<u>0,77</u> 0,9	<u>0,74</u> 0,92
5	<u>0,80</u> 0,56	<u>0,81</u> 0,57	<u>0,79</u> 0,6	<u>0,78</u> 0,67	<u>0,78</u> 0,67	<u>0,76</u> 0,75	<u>0,76</u> 0,77	<u>0,71</u> 0,79
Друга група порід-колекторів								
62	1	<u>0,96</u> 1,02	<u>0,85</u> 1,29	<u>0,75</u> 1,64	<u>0,73</u> 1,72	<u>0,71</u> 1,88	<u>0,70</u> 1,88	<u>0,69</u> 1,94
40	<u>0,92</u> 1,00	<u>0,87</u> 1,00	<u>0,78</u> 1,27	<u>0,69</u> 1,6	<u>0,67</u> 1,67	<u>0,65</u> 1,83	<u>0,65</u> 1,82	<u>0,64</u> 1,76
20	<u>0,81</u> 0,88	<u>0,78</u> 0,88	<u>0,70</u> 1,05	<u>0,62</u> 1,24	<u>0,60</u> 1,34	<u>0,58</u> 1,48	<u>0,58</u> 1,47	<u>0,57</u> 1,48
10	<u>0,74</u> 0,78	<u>0,71</u> 0,79	<u>0,65</u> 0,91	<u>0,57</u> 1,09	<u>0,55</u> 1,14	<u>0,52</u> 1,28	<u>0,53</u> 1,26	<u>0,53</u> 1,27
5	<u>0,67</u> 0,72	<u>0,66</u> 0,71	<u>0,59</u> 0,83	<u>0,54</u> 0,97	<u>0,52</u> 1,03	<u>0,49</u> 1,17	<u>0,49</u> 1,16	<u>0,49</u> 1,15

Примітки. 1. **Чисельник** - відношення значення параметра P при
текучих умовах до значення параметра P при пластових
умовах ($t = 110^{\circ}\text{C}$; $P_{\text{ЕФ}} = 62$ МПа);

2. **Знаменник** - відношення значення параметра P_H при
текучих умовах до значення параметра P_H при пластових
умовах ($t = 110^{\circ}\text{C}$; $P_{\text{ЕФ}} = 62$ МПа).

а)



б)

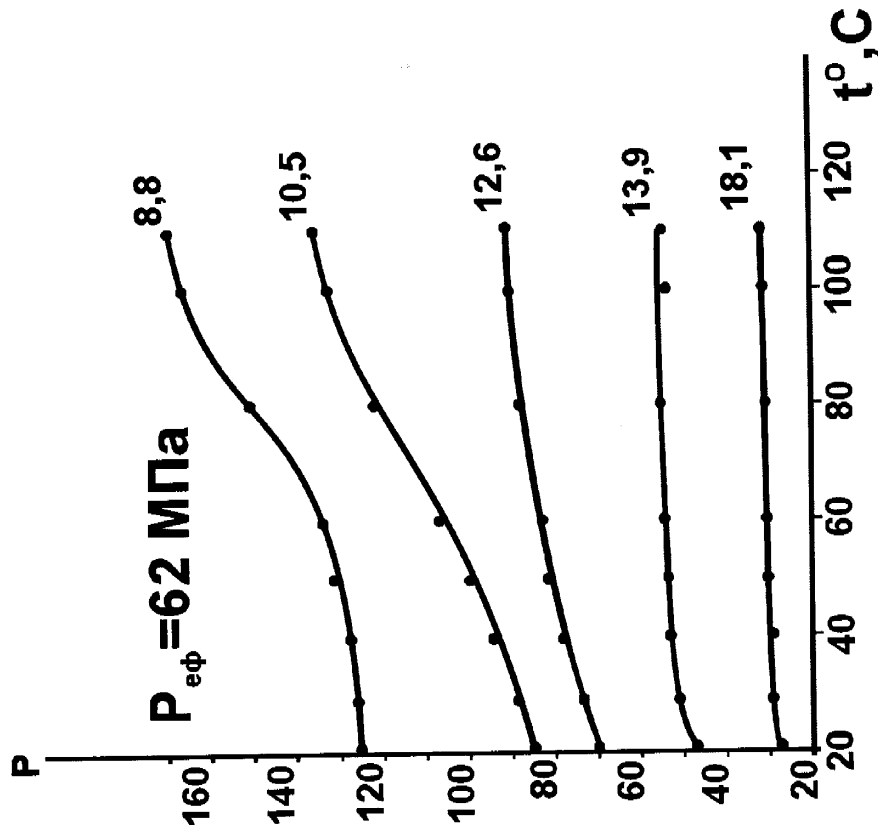


Рис. 4.1 Характер зміни відносного електричного опору (параметра пористості) P пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища в залежності: а) - від ефективного тиску $P_{\text{эф}}$; б) - від температури $t^{\circ}\text{C}$.

Шифр кривих - значення відкритої пористості $K_{\text{плв}}$, %.

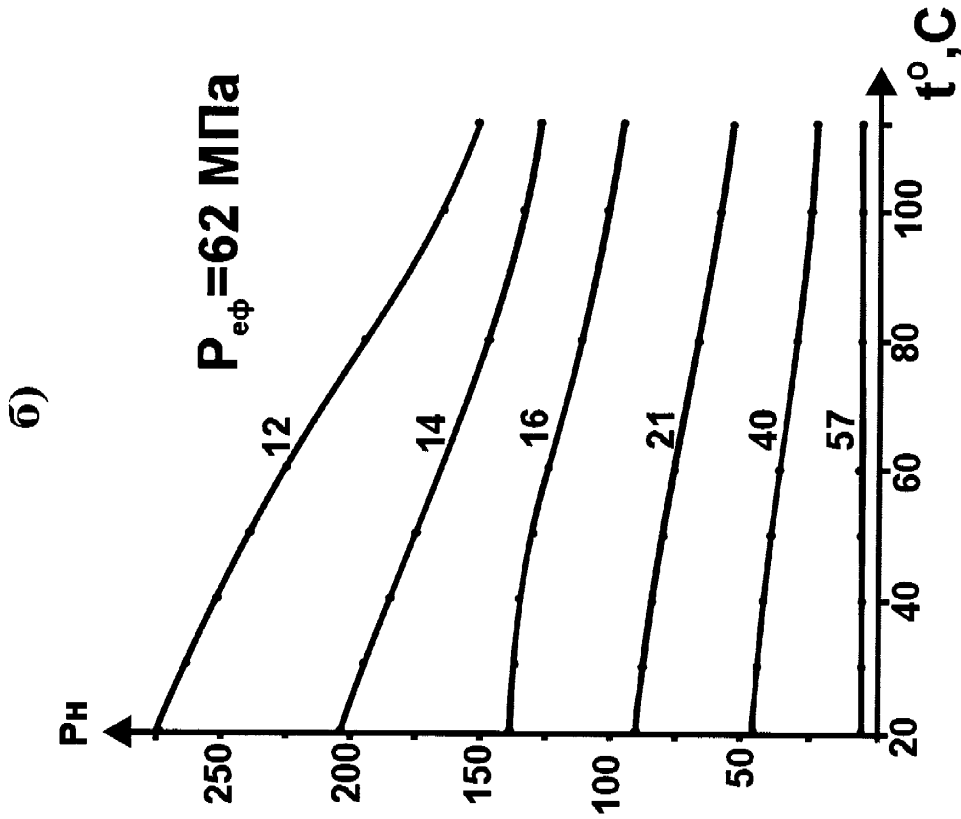
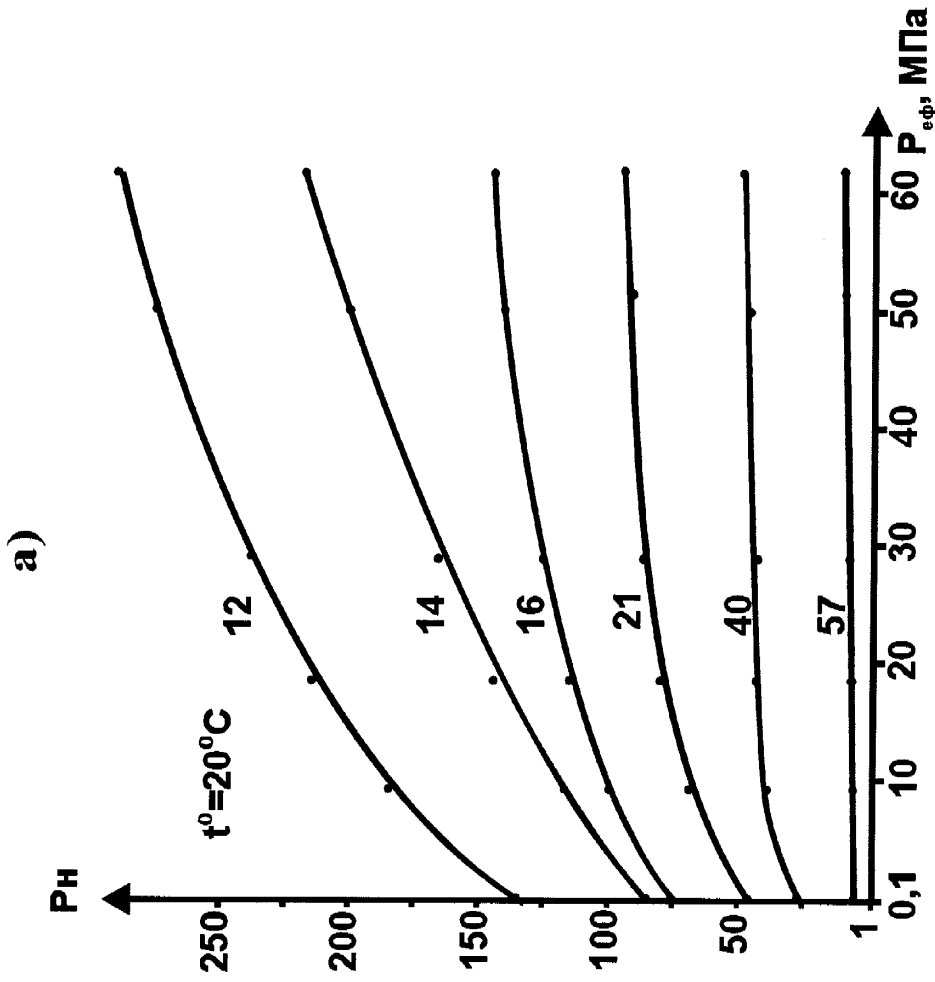


Рис. 4.2 Характер зміни коефіцієнта збільшення опору (параметра насичення) P_H пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища в залежності: а) - від ефективного тиску $P_{\text{эф}}$; б) - від температури $t^{\circ}\text{C}$.

Шифр кривих – значення залишкового водонасичення $K_{\text{в.з.}}, \%$

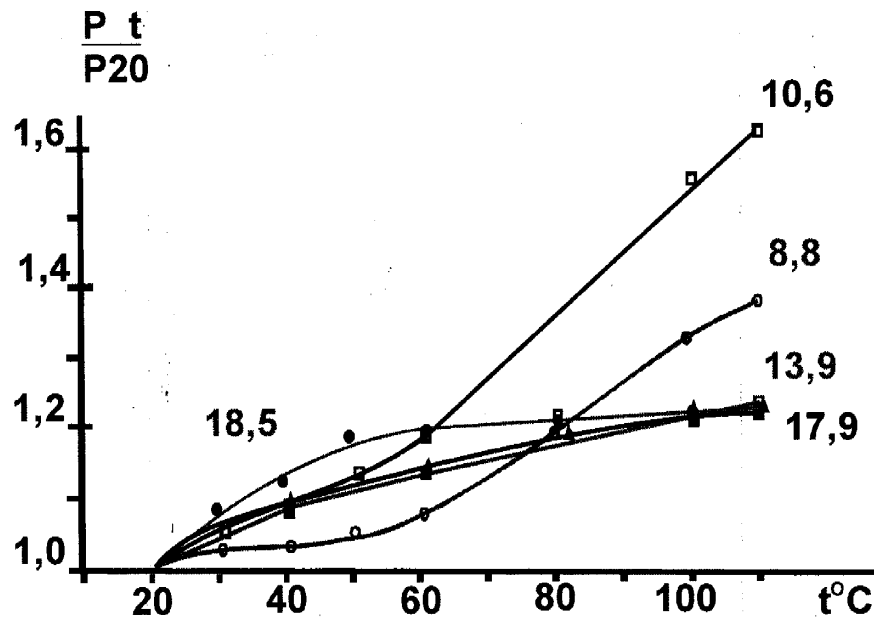


Рис. 4.3 Відносна зміна параметра пористості P в залежності від температури для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

Шифр кривих – значення відкритої пористості $K_{плв}$, %.

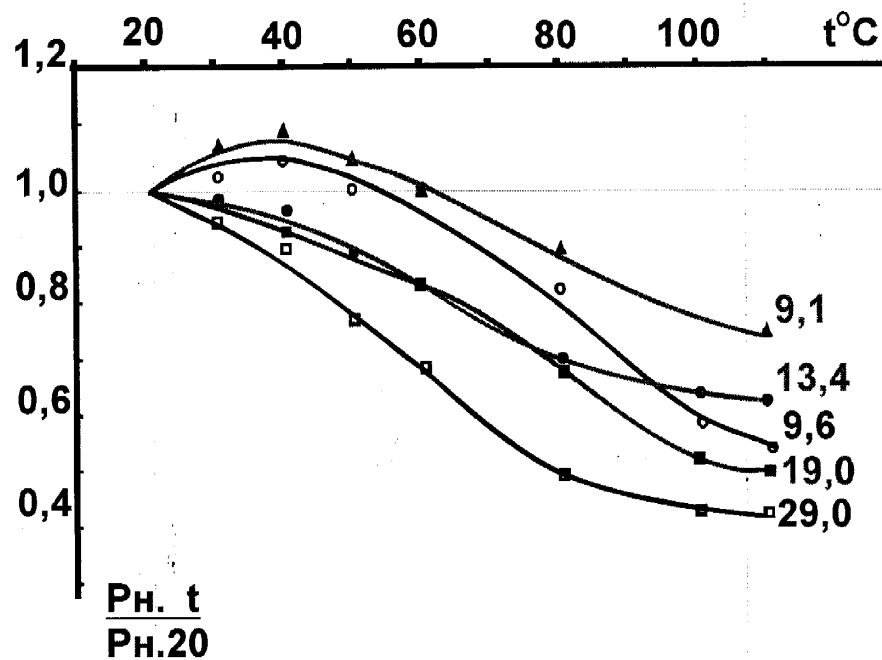


Рис. 4.4 Відносна зміна параметра насичення P_n в залежності від температури для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

Шифр кривих – значення залишкового водонасичення $K_{вз}$, %.

Вплив ефективного тиску на коефіцієнт збільшення опору R_H аналогічний впливу $P_{\text{ЕФ}}$ на відносний опір P (див. рис. 4.2.а), але при цьому спостерігається збільшення градієнта зміни параметра R_H у зразках пісковиків з низькою залишковою водонасиченістю і високою пористістю. При залишковій водонасиченості 12 - 14% і ефективному тиску, що відповідає глибині залягання досліджуваних порід ($P_{\text{ЕФ}} = 62$ МПа) величина R_H при незмінній температурі може вирости у два й більше рази.

З ростом температури при постійному ефективному тиску спостерігається також і ріст відносного опору P (див. рис. 4.1.б, 4.3). Причому, при температурі 50-70°C у зразків пісковиків із пористістю менш 10% відзначається більш різке збільшення крутості графіка залежності відносного опору від температури (див. рис. 4.3).

Відмінною рисою порід-колекторів першої виділеної групи є незначне збільшення величини відносного опору P при підвищенні температури від 20° до 110°C. Максимальне збільшення величини P досягає 20 %. Породи-колектори цієї групи відрізняються високим вмістом піщаної фракції, низьким вмістом глинистої фракції, високими значеннями пористості (12 - 19 %) і проникності $(10 - 200) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Цемент у них кварцовий, каолінітовий з домішками карбонатів і незначної кількості гідролюд. Відповідно до класифікації А.А. Ханіна [146], зазначені колектори можна віднести до III класу порід-колекторів.

Для порід-колекторів другої групи величина P після порівняно плавного, незначного збільшення в діапазоні температур 20 - 50°C різко збільшує градієнт росту при подальшому підвищенні температури, і при температурі 110°C збільшується на 40 - 50 %. Від порід першої групи остання відрізняється величиною пористості, проникності, глинистості, які відповідно варіюють у межах 7 - 14 %, $(0,01 - 39) \times 10^{-15} \text{ м}^2$, 8 - 18 %. За класифікацією А.А. Ханіна ці породи-колектори можна віднести до IV-V класів. Величина й характер зміни відносного опору порід другої групи при мінливості термобаричних умов, очевидно більшою мірою залежить від

нерівномірного розширення породоутворюючих мінералів, що значно ускладнює структуру їх порових електропровідних каналів.

При фіксованих значеннях водонасичення зразків гірських порід і ефективного тиску характер зміни коефіцієнту збільшення електричного опору R_H із ростом температури протилежно зміні параметра R , тобто з ростом температури значення R_H зменшуються, причому, більш значно у зразків порід з низькою залишковою водонасиченістю (див. рис. 4.1.б, 4.2.б).

Про характер зміни величин R і R_H при одночасній дії на зразки порід зростаючого ефективного тиску до 62 МПа й температури до 110° С можна судити за даними відносних змін цих параметрів (табл. 4.2). Наведені у таблиці дані показують, що величина R закономірно зростає при підвищенні ефективного тиску й температури. Причому, найбільш інтенсивна зміна значень R спостерігається у низькопористих пісковиків, тобто в другій групі виділених порід-колекторів.

Таким чином, результати дослідження мінливості електричних петрофізичних характеристик зразків порід-колекторів у термобаричних умовах, що змінюються, у комплексі з невеликою кількістю петрофізичних характеристик цих порід (див. табл. 4.1), дозволяють розділити їх на групи, які відрізняються за фільтраційно-ємнісними та геофізичними параметрами, що реєструються у свердловинах при геофізичних дослідженнях свердловин (рис. Б1, Б2). З наведених прикладів видно, що пласти-колектори II групи характеризуються такими геофізичними параметрами, які не дозволяють однозначно виділяти їх серед вмещаючих гірських порід.

Отримані результати досліджень показують також, що при глибині залягання порід 4000-5000 м пластові умови значно позначаються на залежностях $R=f(K_{II})$ і $R_H = f(K_B)$. Згідно табл. 4.2 у відповідні кореляційні зв'язки, встановлені при ефективних тисках, але при кімнатній температурі, варто, обов'язково вводити виправлення за температуру. При інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин з використанням петрофізичних зв'язків, що враховують не тільки вплив тиску, але й

температури отримують значення коефіцієнтів пористості пластів-колекторів на 1-1,5 % абсолютних вище, а водонасиченість пластів-колекторів - на 3-4 % абсолютних нижче. Отже, обґрунтовано зменшується ймовірність пропуску продуктивних пластів і підвищується достовірність визначення вихідних параметрів, які використовують при підрахунку запасів нафтогазових родовищ.

4.2. Дослідження взаємозв'язків фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів та їх оцінка за даними свердловинних геофізичних вимірювань

4.2.1. Дослідження взаємозв'язків залишкового водонасичення з характеристиками порового простору порід-колекторів. Працями видатних науковців (І.І. Колоскової, Л.К. Танкаєвої, А.А. Ханіна та інших вчених) [80, 130, 147] доведено, що вміст залишкової води в породі значною мірою залежить від структури порового простору та від кількості пор малого діаметру. Отже, від величини діаметрів порових каналів буде істотно залежати ступінь впливу проникних фільтратів промивних рідин на її фільтраційно-ємнісні властивості. Тому при з'ясуванні змін колекторських властивостей у присвердловинній зоні пластів-колекторів вважаємо за доцільне вивчати структуру порового простору цих порід, а саме, об'єм пор, їх сполученність між собою та розподіл за розмірами.

Мікроскопічними дослідженнями шліфів методом сітки (Т.П. Авдусін, М.А. Цветкова) [2] нами була визначена умовна пористість порового простору, укладеного між уламковими зернами, і зіставлена з пористістю за повітрям, рідиною, об'ємом закачаної ртуті, а також за площею бакеліту у шліфах. Цим же методом визначався вміст цементу без врахування твердо-грузлого бітуму, а також вміст цього бітуму. Про характер взаємин цих характеристик можна судити на прикладі даних по горизонту В-19 Перекопівського родовища, наведених у табл. 4.3. Аналіз табличних даних показує, що уламкова частина порід у значній мірі ущільнена. У порівнянні із найщільнішим упакуванням ідеальних сферичних зерен, при якій

Результати визначення особливостей будови порового простору пісковиків візейських відкладів
на зразках керну із свердловини № І-Перекопівська

Інтервал відбору зразка, м	Коефіцієнт пористості, %						Вміст цементу у об'ємі породи, %				Коефіцієнт залишкового водона- сичення, %
	умовний між зернами	по повітряю	по рідині	по ртуті	по бакеліту	мінера- льного	бітум- ного	зага- льного			
4414-4417	30.86	21.34	19.3	17.28	16.41	14.06	0.39	14.45	8.8		
4417-4420	25.00	18.49	18.6	16.94	13.67	10.94	0.39	116.33	4.7		
4417-4420	26.56	20.49	19.4	18.02	16.41	9.76	0.39	10.15	8.6		
4428-4429	24.61	20.22	17.5	17.03	15.62	7.43	1.56	8.99	9.1		
4436-4439	22.27	17.26	13.9	12.01	14.45	3.52	4.3	7.82	13.4		
4436-4439	22.66	15.69	13.9	12.14	11.72	6.25	4.69	10.94	12.0		
4414-4417	21.87	16.91	7.2	12.09	11.72	9.76	0.39	10.15	37.9		
4417-4420	24.22	19.02	17.0	13.75	12.5	10.94	0.78	11.72	10.5		
4417-4420	24.22	18.94	18.4	16.25	13.67	10.17	0.38	10.55	10.7		
4439-4446	20.7	15.21	13.82	11.1	10.55	8.98	1.17	10.55	13.8		
4439-4446	19.53	15.21	13.82	11.1	8.2	10.55	0.78	11.72	13.8		
4439-4436	19.92	12.79	10.8	7.45	2.73	16.02	1.17	17.19	18.7		
4439-4446	21.48	14.82	13.4	10.62	8.59	11.72	1.7	12.89	12.7		
4439-4446	22.27	16.59	13.5	12.22	11.72	7.6	1.17	8.77	13.3		
4452-4460	22.66	12.07	9.4	9.76	4.3	17.97	0.39	18.36	24.6		
4452-4460	19.14	9.62	8.8	5.77	2.34	13.67	3.13	16.8	28.2		
Середнє значення	22.0	16.54	14.3	12.73	10.91	10.58	1.39	12.0	15.1		

пористість агрегату таких зерен становить 25,88 %, умовна пористість між зернами досліджуваних пісковиків менша на 2,88 %, що обумовлено відхиленням форми зерен від сферичної, а також їх перегрупуванням і взаємним частковим переміщенням у процесі літогенезу з утворенням лінійно ввігнутих контактів. Вільний поровий простір, що фіксується за просоченням бакелітового лаку, є залишковою частиною порового простору ущільненої й зцементованої породи. У середньому пористість за бакелітом, яка на думку Т.П. Авдусіна і М.А. Цветкової [2] відповідає ефективній пористості, становить для продуктивного горизонту В-19 Перекопівського родовища 10,91 %.

Відносно пористості, визначеною за насиченням рідинами (гасом, пластовою водою), поровий простір заповнений бакелітом становить у середньому 76,3 %. Отже, прогнозована кількість залишкової води, виходячи із структури порового простору, у цілому для горизонту В-19 може дорівнювати 23,7%. За даними методу центрифугування для досліджуваних зразків порід-колекторів середній вміст залишкової води при капілярному тиску в порах зразків 1,5 МПа становить 15,1 %. Така розбіжність у прогнозах оцінки залишкової водонасиченості досліджуваних пісковиків свідчить про те, що товщина передбачуваної плівки залишкової води, укладеної між зернами породи й повітрям, у середньому буде у два рази менше, ніж прогнозована за вивченням шліфів. Порівняння результатів визначення пористості зразків за повітрям й за насиченням гасом показує, що пористість за повітрям в середньому на 2,24 % вища. Це може бути зв'язано з деяким завищенням пористості за повітрям внаслідок можливої адсорбції повітря породою. У цьому та в іншому випадку це перевищення зв'язується з дуже дрібними порами, які практично не беруть участі у фільтрації й не можуть бути насичені вуглеводнем. Величина середньої пористості, що визначається за об'ємом закаченої у зразок ртуті при тиску 20 МПа, займає проміжне значення, що пояснюється недостатнім тиском ртуті для заповнення дрібних пор при тиску 20 МПа.

Морфологія порового простору досліджуваних порід за даними мікроскопічних досліджень їх у шліфах в основному складається із двох елементів: звужених місць (звужень, пережимів) і розширень, які з'єднані між собою через звуження. У породах-колекторах, що досліджувалися, розміри розширень змінюються в межах $(10 - 170) \times 10^{-6}$ м при середньому значенні $(70 - 80) \times 10^{-6}$ м, розміри звужень, що визначені за ртутною порометрією, не перевищують 50×10^{-6} м. У табл. 4.4 як приклад для пісковиків горизонту В-19 Перекопівського родовища наведені результати визначення радіусів звужень, розширень і складності будови порового простору, оцінюваного за відношенням r_z^2/r_p^2 (де r_z і r_p – відповідно, середній радіус звужень і розширень порових каналів).

Аналіз наведених даних показує, що середні радіуси звужень r_z , які визначені за формулою (3.2) нижчі, ніж значення $R_{ЕФ}$, обчислені за даними ртутної порометрії з використанням формули (3.5). Середні розміри розширень, обчислені за формулою (3.3), практично відповідають розмірам розширень, отриманих за вимірами у шліфах. По складності будови порового простору можна зробити висновок, що в процесі інтенсивного ущільнення, а також за рахунок цементації відбувалося значне скорочення порового простору порід і в першу чергу - звужень. Як наслідок, сучасна структура порового простору порід-колекторів горизонту В-19 Перекопівського родовища складна і характеризується перевищенням розмірів розширень над звуженнями в 2-5 рази.

Однією із властивостей теригених порід, від якої в значній мірі залежить вміст у них залишкової води, є глинистість, яку часто пов'язують із вмістом у породі дисперсної пелітової фракції з діаметром зерен менш 0,01 мм. Однак, нами встановлено, що для порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського родовища залишкова водонасиченість практично не пов'язана з величиною глинистої фракції, оцінюваної за даними гранулометричного аналізу. Це, на нашу думку, пояснюється тим, що високодисперсна пелітова фракція досліджуваних гірських порід складається

з регенераційного кварцу, каолініту, доломіту, анкериту, кальциту. Вміст глинистого мінералу каолініту в цій фракції не перевищує 14 %.

Таблиця 4.4

Результати визначення розмірів звужень, розширень і складності будови порового простору порід-колекторів візейських відкладів на зразках керну із свердловини І-Перекопівська

Номер зразка	Інтервал відбору керну, м	$K_{\text{ПР.Г}} \times 10^{-15}, \text{ м}^2$	$K_{\text{П.В}}, \%$	$r_3 \times 10^{-6}, \text{ м}$	$r_p \times 10^{-6}, \text{ м}$	r_3^2 / r_p^2	Реф $\times 10^{-6}, \text{ м}$
19671	4414-4417	492	19,3	10,61	24,95	0,1808	7,83
19675	4417-4420	531	18,6	12,01	30,16	0,1586	9,72
19976	4417-4417	11,9	7,2	4,68	19,08	0,0602	4,37
19677	4417-4420	531	19,4	11,95	30,55	0,1530	9,53
19982	4417-4420	216	17,5	8,90	26,55	0,1124	5,32
19985	4417-4420	261	18,4	9,43	26,69	0,1262	6,64
19688	4428-4429	280	17,5	12,42	46,32	0,0719	7,73
19748	4435-4439	49,5	13,9	6,50	27,90	0,0543	2,84
19750	4435-4439	41,4	13,8	6,88	32,55	0,0446	3,61
20021	4439-4446	109	13,8	9,09	31,15	0,0717	5,84
20027	4439-4446	40,4	11,3	9,18	49,81	0,0340	6,32
20035	4439-4446	11,3	10,8	5,71	38,80	0,0217	2,75
20050	4439-4446	146	13,4	10,19	35,21	0,0838	6,19
20004	4439-4446	117	13,5	9,05	31,11	0,0846	7,32
20062	4452-4460	6,1	9,4	6,00	49,93	0,0144	5,48
20057	4452-4460	2,4	8,8	3,78	30,56	0,0153	0,96
20060	4452-4460	54,8	12,6	9,08	34,18	0,0422	4,84

Мікроскопічними дослідженнями встановлено також, що цемент, який переходить при роздробленні у пелітову фракцію, займає пори у вигляді гнізд (зростків). Вторинні процеси седиментогенезу сприяли

перекристалізації каолінітового і карбонатного цементу, що привело до зміни його структури від мікрозернистої до дрібнозернистої й крупнопакетної (для каолініту), а також обумовило появу додаткової ємності та ефективних шляхів фільтрації. Поверхня порових каналів досліджуваних порід в тому чи іншому ступені покрита частинками регенераційного цементу. Це дозволяє нам стверджувати, що в утворенні залишкової води порід-колекторів кам'яновугільних відкладів ДДЗ істотну роль відіграє поряд із субкапілярними поровими каналами також і поверхня усіх пор.

Статистична обробка даних, які характеризують параметри порового простору порід-колекторів і їх залишкову водонасиченість, дозволила встановити для досліджуваних порід-колекторів наступні кореляційні рівняння:

$$\begin{aligned} K_{B.3} &= 37,4 - 0,2 \times K_1 + 0,24 \times K_2 - 1,18 \times K_{П.В} + 0,28 \times K_3 \\ R &= 0,86; \delta_R = 0,09; n = 31 \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} K_{B.3} &= 16,4 + 0,44 \times K_2 - 1,16 \times K_{П.В} + 0,49 \times K_3 \\ R &= 0,86; \delta_R = 0,09; n = 31 \end{aligned} \quad (4.2)$$

де $K_{B.3}$ - коефіцієнт залишкової водонасиченості, %;

K_1, K_2, K_3 - частка об'єму пор відповідно з радіусом пор

більше 1 мкм, від 1 до 0,1 мкм, менш 0,1 мкм, %;

R - коефіцієнт множинної кореляції;

δ_R - довірчі межі коефіцієнта кореляції;

n - кількість зразків порід у вибірці.

Діапазон зміни коефіцієнта відкритої пористості в рівняннях (4.1 - 4.2) від 7 до 19 %.

Аналіз отриманих рівнянь регресії показує, що залишкова водонасиченість досліджуваних порід-колекторів обумовлена як наявністю в породах тонких капілярних пор, так і сумою поверхні всіх пор. Отже, оцінку

залишкової водонасиченості можна здійснювати за даними непрямих методів, покази яких залежать як від пористості, так і від структури порового простору. Із цією метою нами встановлені кореляційні зв'язки між залишковою водонасиченістю, пористістю і геофізичними параметрами. Серед геофізичних параметрів найбільш прийнятними для вирішення поставленої задачі є відносний опір P та інтервальний час поширення пружних хвиль ΔT . Ці параметри визначалися нами на зразках керну з дотриманням пластових умов. За результатами статистичної обробки результатів петрофізичних вимірювань (табл. В.1) отримані рівняння регресії:

$$\lg K_{B.3} = \frac{1}{0,46 + 0,03 \times K_{П.В}}, \quad (4.3)$$

$$\eta = -0,93; \delta_{\eta} = 0,04; n = 53$$

$$\lg K_{B.3} = \frac{\lg P}{0,614 \times e^{0,89}}, \quad (4.4)$$

$$\eta = -0,94; \delta_{\eta} = 0,03; n = 53$$

$$\lg K_{B.3} = \frac{97,56}{\Delta T - 137,5}, \quad (4.5)$$

$$\eta = -0,86; \delta_{\eta} = 0,06; n = 53$$

$$\lg K_{B.3} = 1,04 + 0,422 \times \lg P - 0,003 \times \Delta T, \quad (4.6)$$

$$R = -0,94; \delta_R = 0,03; n = 53$$

де $K_{B.3}$ – залишкова водонасиченість, %;

$K_{П.В}$ – відкрита пористість, %;

P – відносний електричний опір;

ΔT – інтервальний час поширення повздовжніх акустичних хвиль, мкс/м;

η – кореляційне відношення;

R – коефіцієнт множинної кореляції;

$\delta_R \delta_n$ - довірчі межі коефіцієнта кореляції;

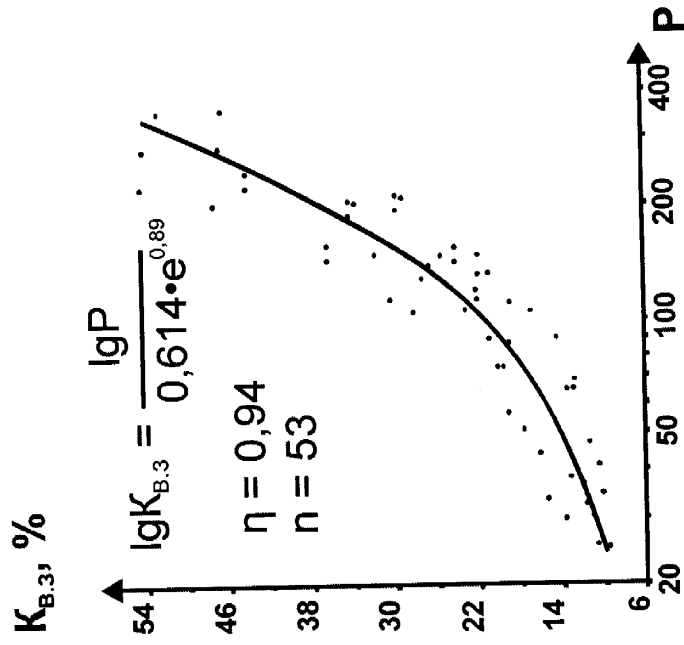
n - кількість зразків порід у вибірці.

Діапазон зміни відкритої пористості гірських порід у формулах (4.3-4.6) становить 7 - 19 %, відносного опору - 25 - 300, інтервального часу - 190 - 250 мкс/м. Графічний вигляд деяких отриманих зв'язків показано на рис 4.5.

Кожна із емпіричних залежностей (4.3 - 4.6) характеризується досить тісним зв'язком геофізичних параметрів з коефіцієнтом залишкової водонасиченості, що свідчить про можливість їхнього застосування для оцінки залишкової водонасиченості візейських пісковиків ДДЗ за даними геофізичних досліджень свердловин.

4.2.2. Дослідження взаємозв'язків пористості та проникливості порід-колекторів з геофізичними параметрами. Вірогідність оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів пластів-колекторів багато в чому залежить від обгрунтованості петрофізичних зв'язків, що використовуються при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. Сьогодні для визначення за даними ГДС пористості продуктивних відкладів перспективних нафтогазових площ ДДЗ в основному використовують електричний, акустичний та радіоактивний каротаж. При інтерпретації даних цих методів застосовуються класичні петрофізичні зв'язки між геофізичними параметрами й петрофізичними характеристиками гірських порід [48, 91 і ін.]. Однак в багатьох випадках визначення пористості пластів-колекторів за даними зазначених методів ускладнено необхідністю знання додаткових характеристик і параметрів гірських порід, а також значною неоднорідністю колекторів за різними ознаками (літологічними, структурними, фаціальними і ін.). При сучасному рівні техніки обробки матеріалів ГДС достовірність визначення підрахункових параметрів в багатьох випадках ґрунтується на надійності кореляційних петрофізичних зв'язків для кожного типу порід-колекторів. Із цією метою необхідно, на нашу думку, поряд з даними ГДС, проводити і використовувати результати дослідження зразків керна в умовах наближених до пластових.

б)



а)

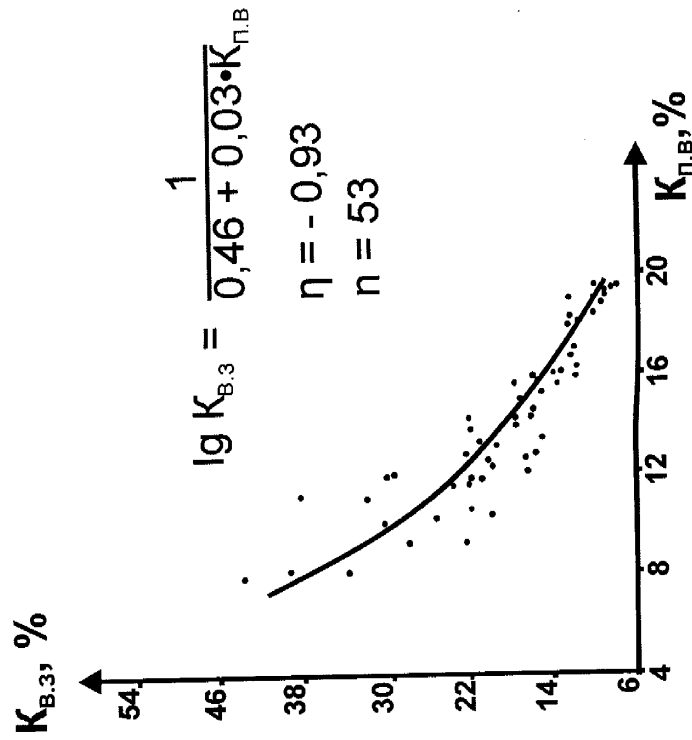


Рис. 4.5. Зв'язок залишкової водонасиченості ($K_{B.3}$) з відкритою пористістю (а) та з відносним електричним опором Р (б) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища,

Однією із сприятливих геологічних умов для визначення проникності за даними ГДС є наявність у породі залишкової води, кількість якої пропорційна загальній поверхні порових сполучених каналів, глинистості та іншим фізико-хімічним властивостям гірських порід і пластових флюїдів. Тобто, проникливість порід-колекторів залежить в основному від двох груп основних наступних факторів:

- структурних особливостей порового простору (розміру, кількісного співвідношення дрібних і великих пор, їхньої звивистості);
- фізико-хімічних властивостей породи й пластових флюїдів (гідрофільності породи, мінералізації і хімічного складу води, наявності в нафті нафтових і інших вуглеводнів, які сприяють гідрофобізації поверхні породоутворюючих мінералів).

Більшість із наведених факторів, що визначають кількість залишкової води в нафтогазоносних колекторах, більш-менш постійні для одного або групи пластів (покладу). Тому представляється цілком реальною можливість встановлення кореляційних зв'язків між геофізичними параметрами й коефіцієнтом проникності для окремих пластів або груп пластів і використовувати їх для оцінки проникності за даними ГДС. Це ми й спробували здійснити на прикладі продуктивних візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища. При цьому отримані петрофізичні зв'язки за результатами досліджень керну були підтверджені даними геофізичних досліджень свердловин. Із цією метою для прив'язки інтервалів відбору керну, що досліджувався, до даних вимірів геофізичними методами використовувалися ті інтервали розрізу свердловин, де був представницький керн. У випадку неповного виносу керну перевага віддавалася призабійній частині інтервалу відбору керну. Для кожного такого інтервалу будувалися безперервні графіки зміни пористості із глибиною в масштабі глибин 1:200. Даний масштаб обраний з тією метою, щоб надалі зробити співставлення цих графіків з даними ГДС, а саме - із кривими акустичного, електричного та радіоактивного каротажу. Глибинам

інтервального відбору керна приписувалися глибини того методу ГДС, із кривою якого було отримано найкраще співставлення діаграми пористості (у більшості випадків це була крива акустичного каротажу ΔT).

За результатами експериментальних вимірів петрофізичних параметрів на зразках керну і даних геофізичних досліджень свердловин Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища було отримано ряд статистичних петрофізичних зв'язків, рівняння регресії яких мають вигляд:

$$\begin{aligned} P &= 0,758 \times K_{П.В}^{-2,1} \\ \eta &= -0,78; \delta_{\eta} = 0,10; n = 62 \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} K_{П.В} &= -53,45 + 0,3 \times \Delta T \\ r &= -0,93; \delta_r = 0,03; n = 62 \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} K_{ПР.ЕФ} &= 1,74 \times 10^6 \times K_{В.З}^{-4,34} \\ \eta &= -0,67; \delta_{\eta} = 0,13; n = 53 \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} K_{ПР.ЕФ} &= 9303 \times K_{В.АД}^{-4,97} \\ \eta &= -0,65; \delta_{\eta} = 0,14; n = 53 \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$\begin{aligned} K_{ПР.ЕФ} &= 1,24 \times 10^{-4} \times K_{П.ЕФ}^{4,91} \\ \eta &= 0,75; \delta_{\eta} = 0,10; n = 53 \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$\begin{aligned} K_{ПР.ЕФ} &= 1,85 \times 10^{-6} \times K_{П.В}^{6,24} \\ \eta &= 0,87; \delta_{\eta} = 0,08; n = 53 \end{aligned} \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} K_{ПР.ЕФ} &= 1,04 \times 10^7 \times P^{-3,19} \\ \eta &= -0,65; \delta_{\eta} = 0,08; n = 89 \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$K_{ПР.ЕФ} = 2,18 \times 10^{-14} \times e^{0,154 \cdot \Delta T} \quad (4.14)$$

$$\eta = -0,69; \delta_{\eta} = 0,11; n = 89$$

де P – відносний електричний опір;

$K_{П.В}$ – відкрита пористість, %;

ΔT - інтервальний час поширення повздовжніх акустичних хвиль у породі, мкс/м ;

$K_{ПР.ЕФ}$ - ефективна проникність, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$;

$K_{В.З}$ - залишкова водонасиченість, %;

$K_{В.АД}$ - адсорбційна водонасиченість, %;

$K_{П.ЕФ}$ - ефективна пористість, %;

η - кореляційне відношення ;

r - коефіцієнт парної кореляції ;

δ_r, δ_{η} - довірчі межі коефіцієнта кореляції;

n - кількість зразків порід у вибірці.

Діапазон зміни відкритої пористості у формулах (4.7-4.8) 3-19%, у формулах (4.9-4.14) 7-19 %.

Придатність установлених залежностей для визначення за даними ГДС пористості пісковиків візейських відкладів Артюховско-Липоводолинського валу ДДЗ, у центральній частині якого розміщуються Перекопівське і Коржівське нафтогазоконденсатні родовища, ми оцінювали порівнянням значень коефіцієнтів відкритої пористості $K_{П.В}$ обчислених за рівняннями (4.7 - 4.8) і за керном [40]. Із цією метою в розрізах свердловин І, 3 - Перекопівська, 26 – Анастас'євська, 1,2 - Коржівська (у продуктивних горизонтах В-18 і В-19) були виділені інтервали з витриманою геофізичною характеристикою та представницькою вибіркою даних за керном. Для пластів-колекторів у цих інтервалах за даними акустичного каротажу й бокового мікрокаротажу визначалися відповідно значення інтервального часу і відносного опору.

Крім цього, значення пористості визначалися також за рівнянням середнього часу, приведеного В.Н. Дахновим [48], для реалізації якого з

урахуванням глибини залягання колекторів і мінералізації пластових вод було прийнято $\Delta T_p = 555$ мкс/м і, відповідно до рівняння (4.8), $\Delta T_{ск} = 178$ мкс/м.

Таким чином, для виділених пластів були отримані розподіли значень коефіцієнтів пористості за керном і даними ГДС із застосуванням отриманих кореляційних зв'язків. Для кожного розподілу коефіцієнтів пористості обчислювали статистичні характеристики: середнє значення коефіцієнта пористості - $K_{п.ср}$, дисперсію - D , середньоквадратичне відхилення дисперсії σ і коефіцієнт варіації - V . Найбільш придатними залежностями для оцінки пористості візейських відкладів досліджуваних родовищ вважалися ті, характеристики розподілів яких найбільш близькі до кернових. Числові характеристики $K_{п.ср}$ і V для найбільш достовірних розподілів значень пористості досліджуваних пластів-колекторів наведені в табл. 4.5.

Для підвищення вірогідності визначення пористості й проникності порід-колекторів за даними ГДС багато дослідників (С.Г. Астоян, О.Н. Кропотов, М.Г. Латишова, С.Д. Пірсон, М.М. Елланський та ін.) [13, 91, 113, 155] вважають за необхідне користуватися не двовимірними, а багатовимірними залежностями, які враховують не тільки геофізичні параметри, що у значній мірі залежать від пористості, але й ті на які суттєво впливає структура порових каналів (їх звивистість та питома поверхня). За пропозицією С.Д. Пірсона [113] для врахування структури порових каналів у формули для визначення пористості й проникності необхідно ввести відносний опір пласта. У зв'язку із чим оцінку зазначених фільтраційно-ємнісних характеристик теригених малоглинистих пластів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища, можна також здійснювати за встановленими нами багатовимірними залежностями виду $K_{п.в} = f(\Delta T, P)$ і $K_{пр.еф} = f(\Delta T, P)$, які представлені наступними кореляційними рівняннями (4.15, 4.16):

$$\begin{aligned} K_{п.в} &= -7,72 - 5,99 \times \lg P + 0,143 \times \Delta T \\ R &= 0,95; \delta_R = 0,02; n = 89 \end{aligned} \quad (4.15)$$

$$K_{\text{пр.эф}} = -1172 - 86,0 \times \lg P + 591 \times \lg \Delta T, \quad (4.16)$$

$$R = 0,72; \delta_R = 0,1; n = 89$$

де позначення такі ж, як і у формулах (4.7 - 4.14).

Графіки статистичних зв'язків ефективної проникності з петрофізичними параметрами представлені на рис. 4.6 - 4.11.

Таблиця 4.5

**Характеристика розподілу значень відкритої пористості пластів
колекторів візейських відкладів Перекопівського та Коржівського
гафтогазоконденсатних родовищ**

Назва родовища	За даними досліджень керну		За рівнянням (4.7)		За рівнянням (4.8)		За рівнянням середнього часу	
	К _{п.ср} , %	V, %	К _{п.ср} , %	V, %	К _{п.ср} , %	V, %	К _{п.ср} , %	V, %
Перекопівське	15,3	14,0	13,8	13,0	15,3	12,0	13,9	17,0
Коржівське	11,0	37,0	10,6	36,0	10,5	41,0	9,5	40,0
Перекопівське і Коржівське	12,6	32,0	11,9	29,0	12,3	35,0	11,2	34,0

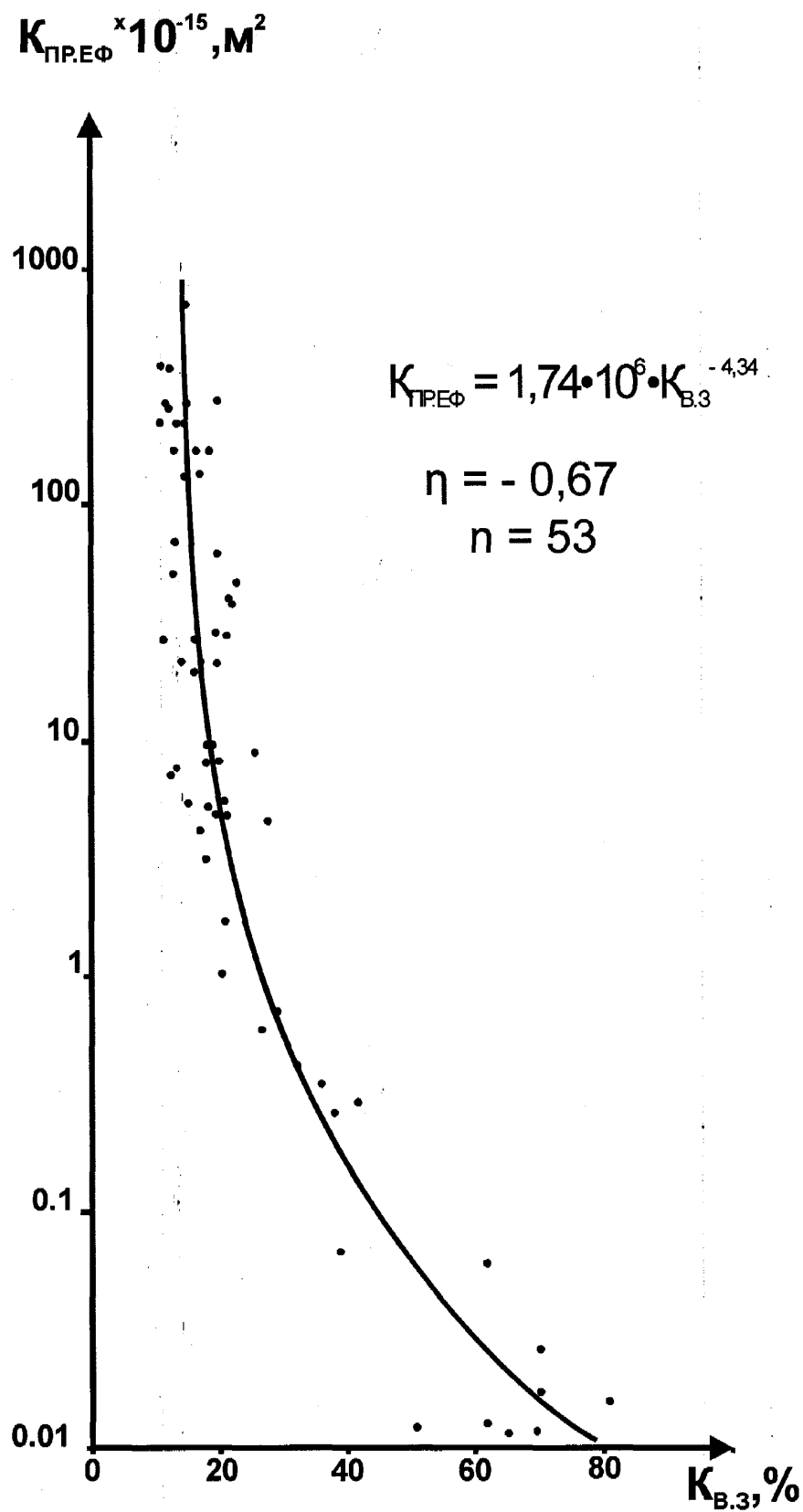


Рис. 4.6 Зв'язок ефективної проникності ($K_{гр.эф}$) з залишковою водонасиченістю ($K_{в.з}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

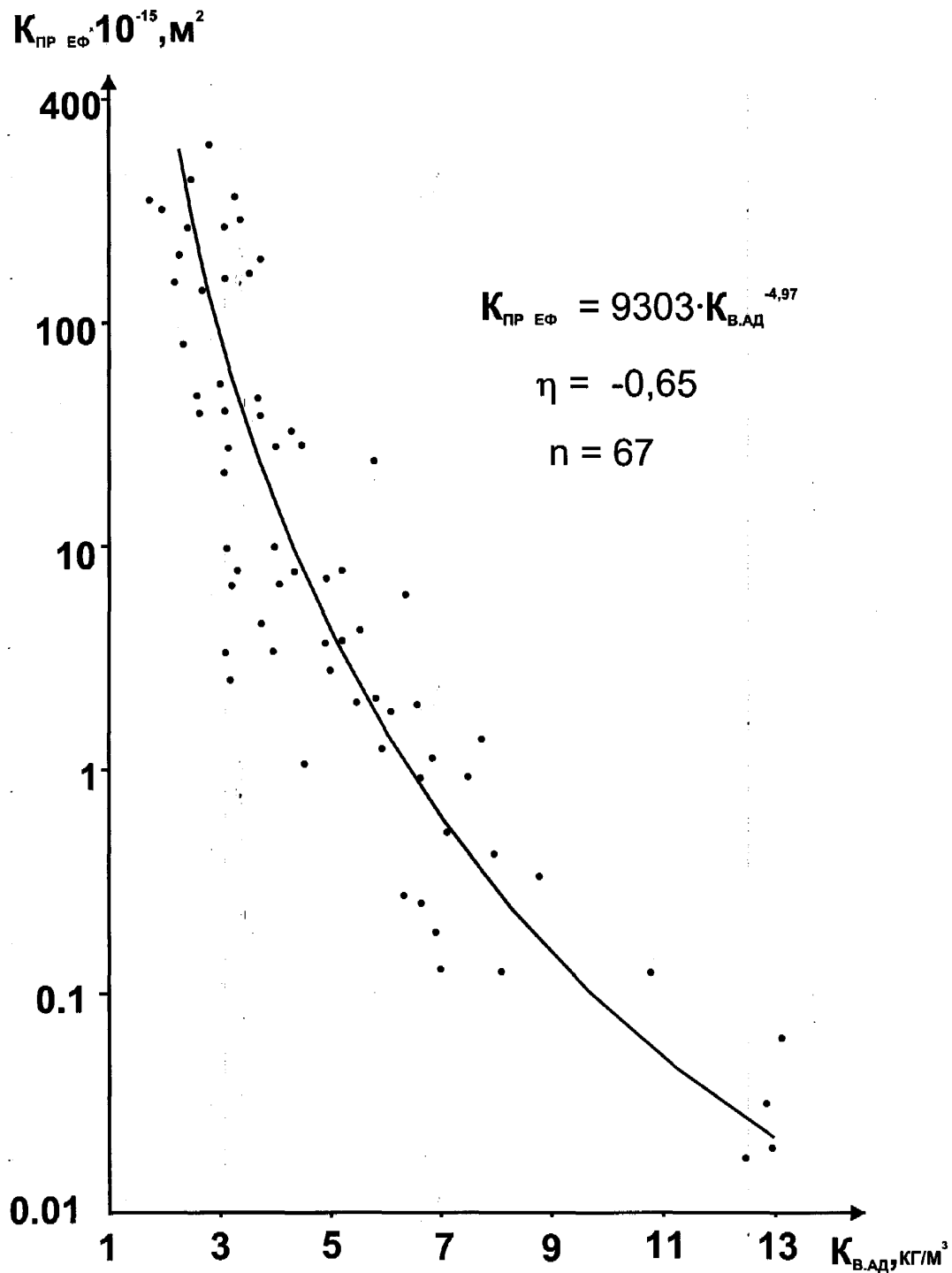


Рис. 4.7 Зв'язок ефективної проникності ($K_{\text{пр.эф}}$) з адсорбційною водонасиченістю ($K_{\text{в.ад}}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського та Коржівського нафтогазоконденсатних родовищ.

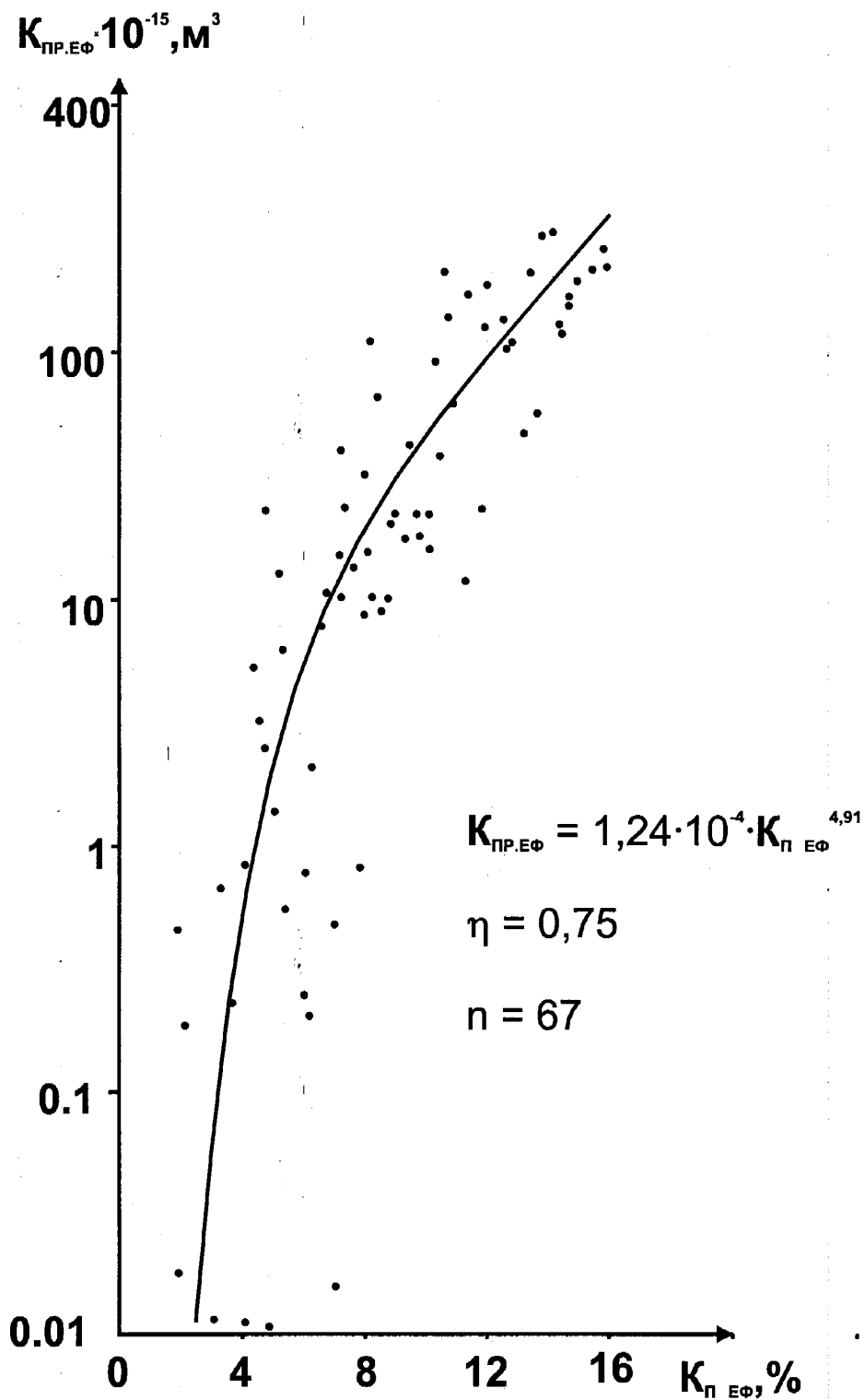


Рис. 4.8 Зв'язок ефективної проникності ($K_{\text{пр.эф}}$) з ефективною пористістю ($K_{\text{п.эф}}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського та Коржівського нафтогазоконденсатних родовищ.

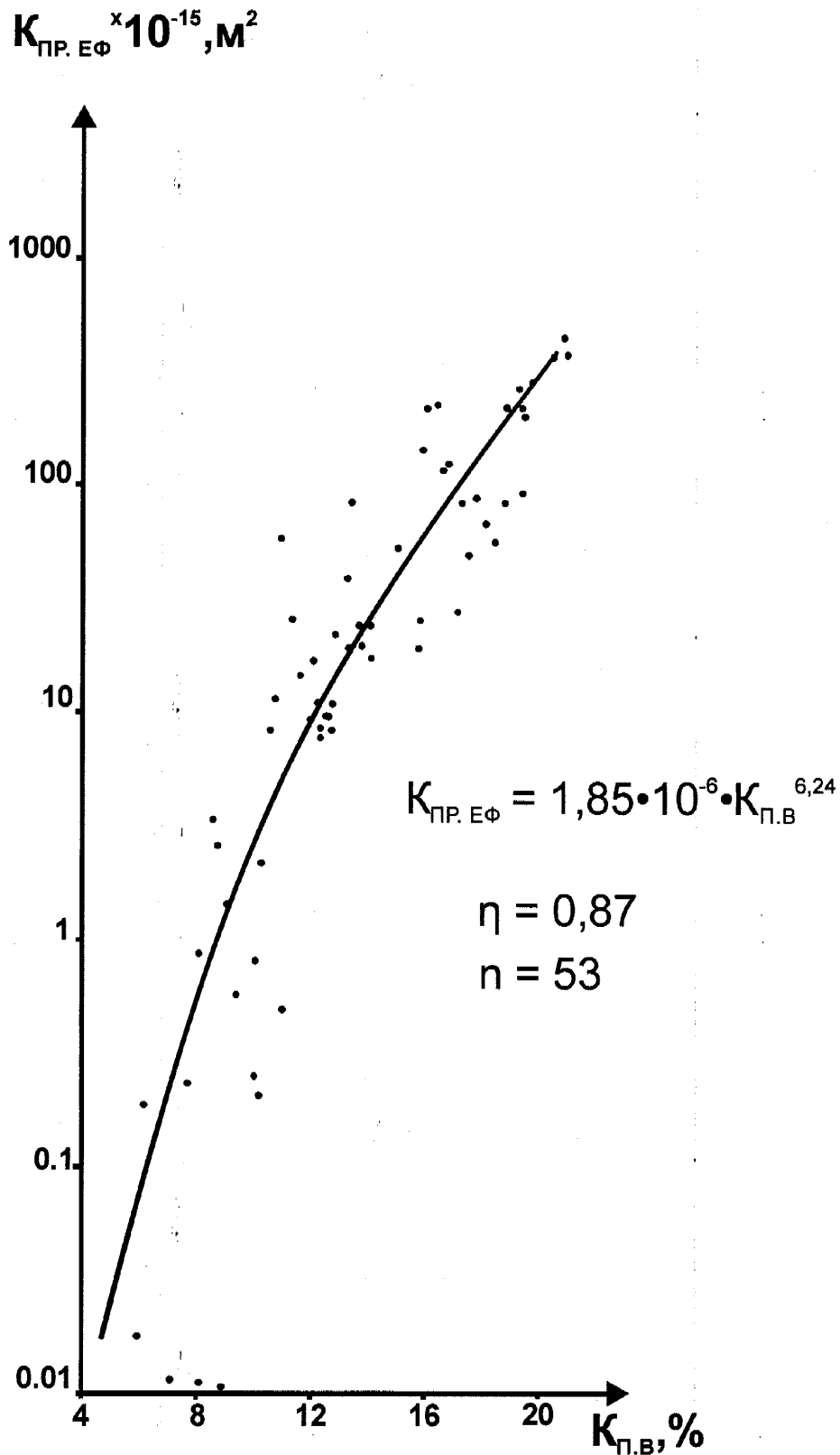


Рис. 4.9 Зв'язок ефективної проникності ($K_{\text{пр.эф}}$) з відкритою пористістю ($K_{\text{п.в}}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

б)

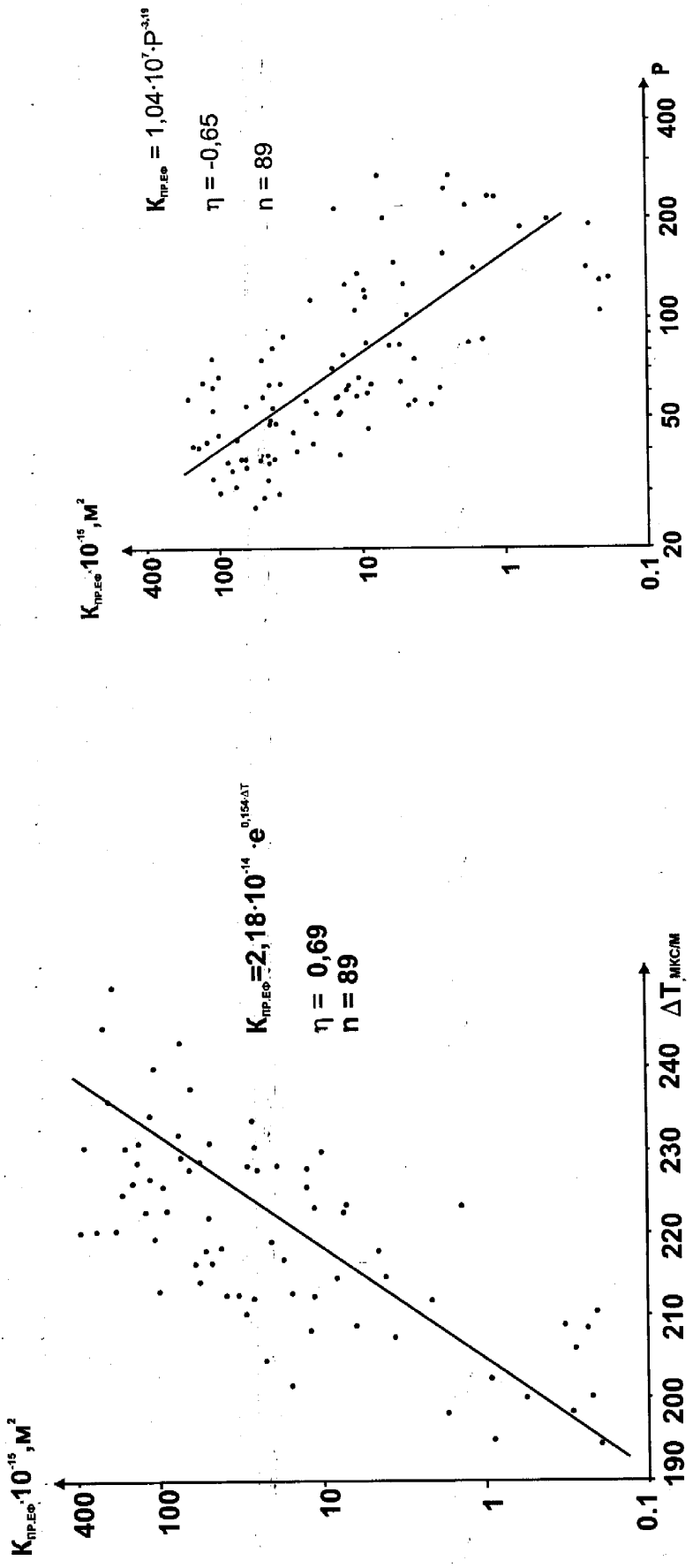


Рис. 4.10 Зв'язок коефіцієнта ефективної проникності $K_{\text{пр.эф}}$ з інтервальним часом розповсюдження повздовжніх пружних хвиль ΔT (а) та з відносним електричним опором P (б) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

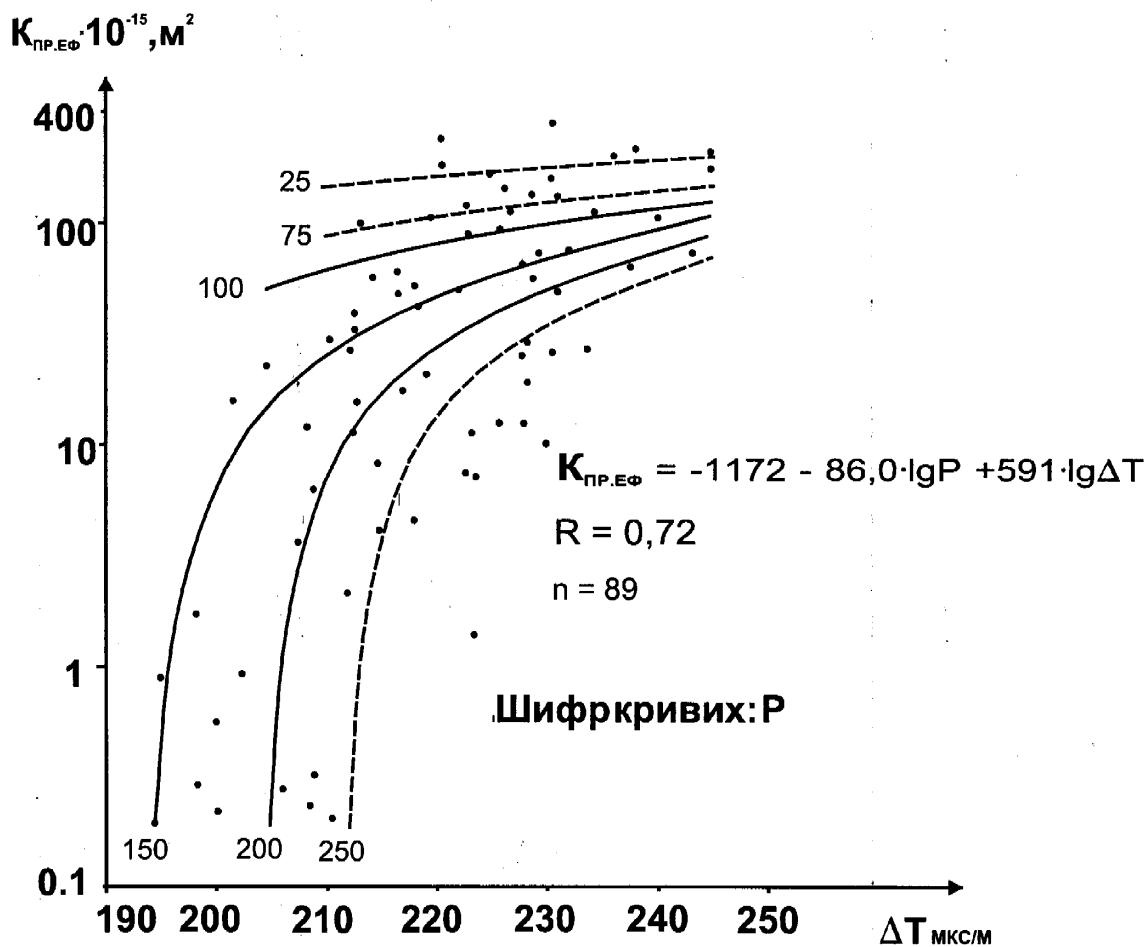


Рис. 4.11. Багатовимірний зв'язок ефективної проникності ($K_{\text{пр.эф}}$) з інтервальним часом розповсюдження повздовжних пружних хвиль (ΔT) та з відносним електричним опором (P) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

4.3. Дослідження впливу фільтратів промивних рідин на зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів

Як вже нами відзначалося в підрозділі 4.1, породи-колектори основних продуктивних горизонтів досліджуваних нафтогазових родовищ за комплексом ознак ми розділити на дві основні групи. Петрофізичні характеристики і параметри зразків відібраних із продуктивних відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища наведені у табл. В.1, з якої видно, що колекція зразків, яка досліджувалась, містила в собі різні гранулярні теригенні породи-колектори візейських відкладів.

На кожному зразку породи, згідно методики, наведеної нами у розділі 3, були проведені дослідження з визначення коефіцієнтів, що характеризують зміну ефективної проникності й ефективної пористості під впливом фільтратів промивних рідин. При цьому розраховувалися згідно формул (3.28 - 3.31) коефіцієнти зменшення ефективного порового простору (закупорки) за рахунок проникнення фільтрату без добавок хімреагентів $K_{3.1}$ та з добавками хімреагентів $K_{3.2}$, а також коефіцієнти зниження ефективної проникності, відповідно, $K_{C.1}$ і $K_{C.2}$ (табл. В1).

За результатами проведених нами експериментальних досліджень встановлено, що добавки до бурових розчинів таких хімреагентів, як КМЦ і КССБ, можуть суттєво змінити фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів у присвердловинній зоні [35, 38]. Найбільшої зміни ефективної пористості та ефективної проникності зазнають слабопроникні, низькопористі породи-колектори другої виділеної нами групи, які характеризуються підвищеною адсорбційною здатністю.

Очевидно, що зниження ефективної проникності порід-колекторів для вуглеводнів є наслідком зміни структури й зменшенням об'єму (закупоркою) ефективного порового простору. У зв'язку із цим вивчення взаємозв'язку між коефіцієнтами, що характеризують ці величини, тобто між коефіцієнтом зниження проникності K_C та коефіцієнтом закупорки ефективного порового простору K_3 представляє науковий і практичний інтерес. Для порід-колекторів, що досліджувалися, між цими величинами незалежно від того яким фільтратом викликано зниження ефективної пористості порід-колекторів, нами встановлено кореляційний статистичний зв'язок, який може бути виражений наступним статистичним рівнянням:

$$K_C = \sqrt{236 \times K_3 - 743} \quad (4.17)$$

$$\eta = 0,85; \delta_\eta = 0,05; n = 106'$$

де K_C - зниження ефективної проникності, %;

K_3 - закупорка ефективного порового простору, %;

η - кореляційне відношення;

δ_η - довірчі межі кореляції;

n - кількість зразків у вибірці.

Графік рівняння (4.17), що представлений на рис 4.12, наглядно показує як при незначному зниженні ефективного порового простору теригених гранулярних колекторів, виникають істотні зменшення ефективної проникності. Виходячи із цього можна константувати, що в першу чергу із процесу фільтрації виключаються вузькі пережими й звуження порових каналів, для повної закупорки яких потрібна незначна кількість поглиненого фільтрату або його компонентів.

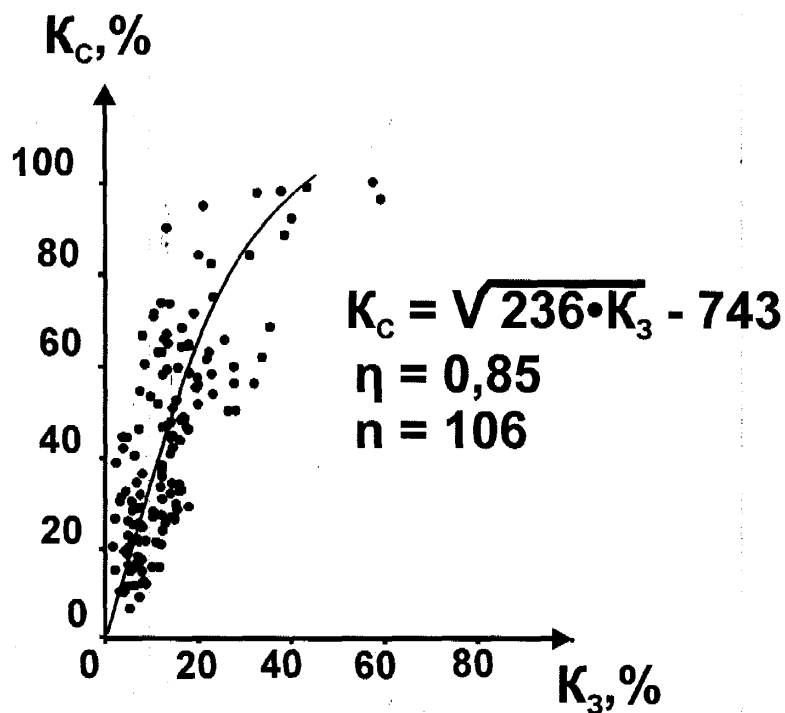


Рис. 4.12 Зв'язок зниження ефективної проникності (K_c) з закупоркою ефективного порового простору (K_3) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

Нами встановлено також, що на початковій стадії закупорки ефективного порового простору гірських порід фільтратом промивної рідини

зменшення її ефективної пористості на 5% може викликати зниження ефективної проникності до 24 % (див. рис. 4.12).

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

Таким чином, більш достовірні дані про вплив фільтратів промивних рідин на породи-колектори будуть отримані за визначенням і аналізом коефіцієнтів ефективної проникності продуктивного пласта і його присвердловинної зони.

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

Результати досліджень кернавого матеріалу теригенних відкладів нижнього карбону ДДЗ засвідчують (табл. В.1), що досліджувані породи-колектори мають певну адсорбційну здатність, яка обумовлена наявністю в цементі пісковиків і на самих зернах скелету деякої кількості глинистого матеріалу, що надає поровій поверхні порід-колекторів в основному гідрофільний характер. Тому проникнення в породу води меншої мінералізації у порівнянні з пластовою (навіть без добавок хімреагентів) призводить до збільшення товщини плівки зв'язаної води, а отже – до погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів (зменшується їх ефективна пористість на величину $K_{3.1}$ та знижується ефективна проникність на величину $K_{C.1}$). Від адсорбційної здатності поверхні порових каналів залежить також зниження фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід при проникненні в них фільтратів промивних рідин з добавками хімреагентів.

Вище викладене підтверджується наявністю статистичних зв'язків виду $K_{C.2} = f(K_{C.1})$ і $K_{3.2} = f(K_{3.1})$ та $K_{3.2} = f(K_{В.Ад})$ (рис. 4.13 - 4.15).

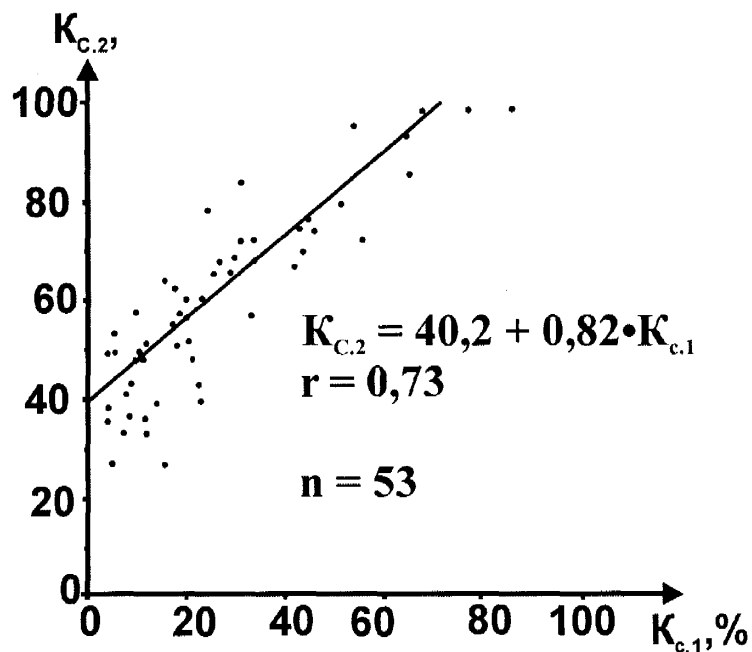


Рис. 4.13 Взаємозв'язок зниження ефективної проникності $K_{c,2}$ та $K_{c,1}$ для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

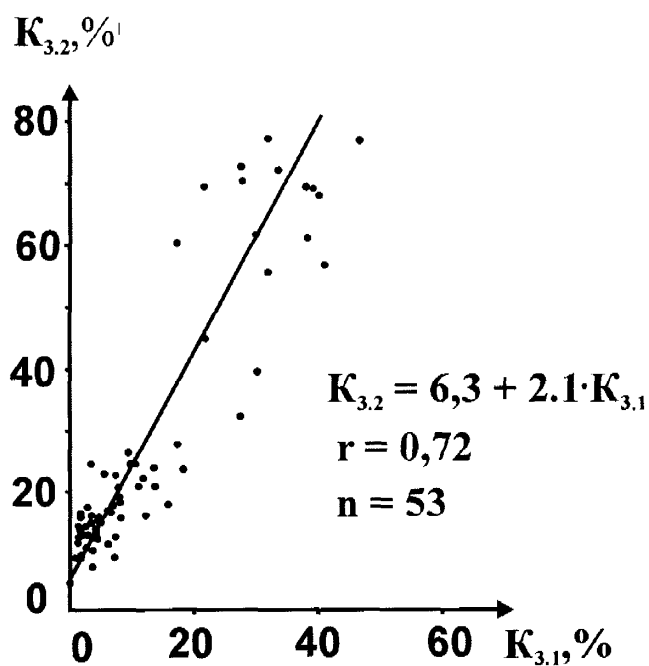


Рис. 4.14 Взаємозв'язок закупорки ефективного порового простору $K_{3,2}$ та $K_{3,1}$ для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

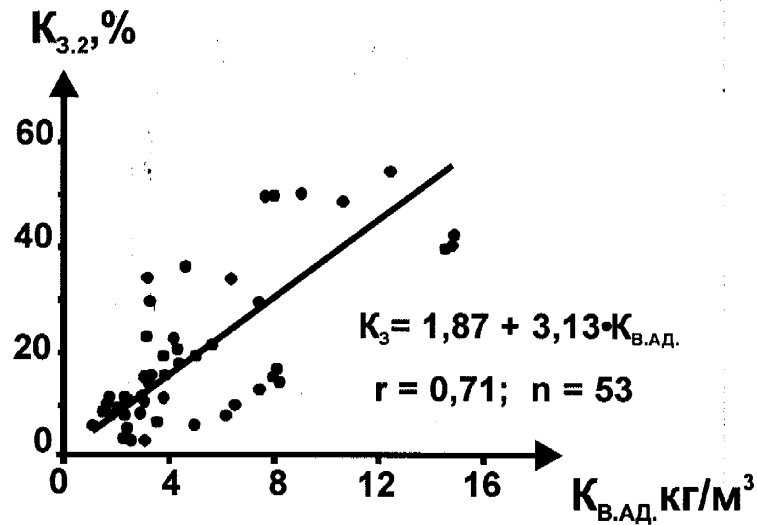


Рис 4.15 Зв'язок закупорки ефективного порового простору ($K_{3,2}$) з адсорбційною водонасиченістю ($K_{в.ад.}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

Рівняння регресії цих зв'язків можуть бути представлені аналітичними виразами (4.18-4.20):

$$K_{C,2} = 40,2 + 0,82 \times K_{C,1} \quad (4.18)$$

$$r = 0,73; \delta_r = 0,11; n = 53'$$

$$K_{3,2} = 6,3 + 2,1 \times K_{3,1} \quad (4.19)$$

$$r = 0,72; \delta_r = 0,12; n = 53'$$

$$K_{3,2} = 1,87 + 3,13 \times K_{в.ад.} \quad (4.20)$$

$$r = 0,71; \delta_r = 0,12; n = 53'$$

де $K_{C,2}$ і $K_{C,1}$ - зниження проникності порід-колекторів, відповідно за рахунок фільтратів з добавками хімреагентів ($K_{C,2}$) і і без них ($K_{C,1}$), % ;

$K_{3,2}$ і $K_{3,1}$ - закупорка ефективного порового простору порід-колекторів за рахунок фільтратів з добавками хімреагентів ($K_{3,2}$) і і без них ($K_{3,1}$), % ;

$K_{В.АД}$ - адсорбційна водонасиченість породи, $\text{кг}/\text{м}^3$;

інші позначення такі ж як у формулах (4.15-4.17).

Діапазон зміни адсорбційної водонасиченості гірських порід у формулі (4.20) становить 2 - 14 $\text{кг}/\text{м}^3$.

Статистична обробка даних, наведених у табл. В.1, В.2 дозволила також встановити ряд кореляційних зв'язків між коефіцієнтами, що характеризують погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей досліджуваних порід-колекторів і самими колекторськими властивостями та петрофізичними параметрами (рис. 4.16 - 4.22). Наведені графіки наочно показують вплив добавок хімреагентів КССБ і КМЦ до промивної рідини на погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів залежно від їх пористості, залишкової водонасиченості, проникності, відносного електричного опору та інтервального часу розповсюдження повздовжних акустичних хвиль.

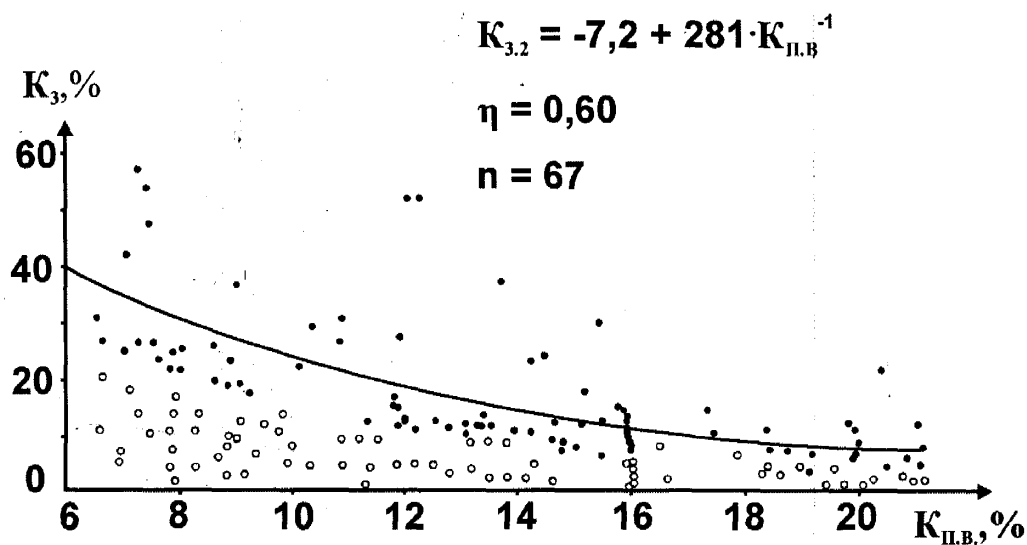


Рис. 4.16 Зв'язок закупорки (K_3) з відкритою пористістю ($K_{п.в}$)

для пісковиків нижнього карбону Перекопівського

нафтогазоконденсатного родовища:

○ - фільтрат без хімреагентів;

● - фільтрат з добавками хімреагентів КМЦ і КССБ.

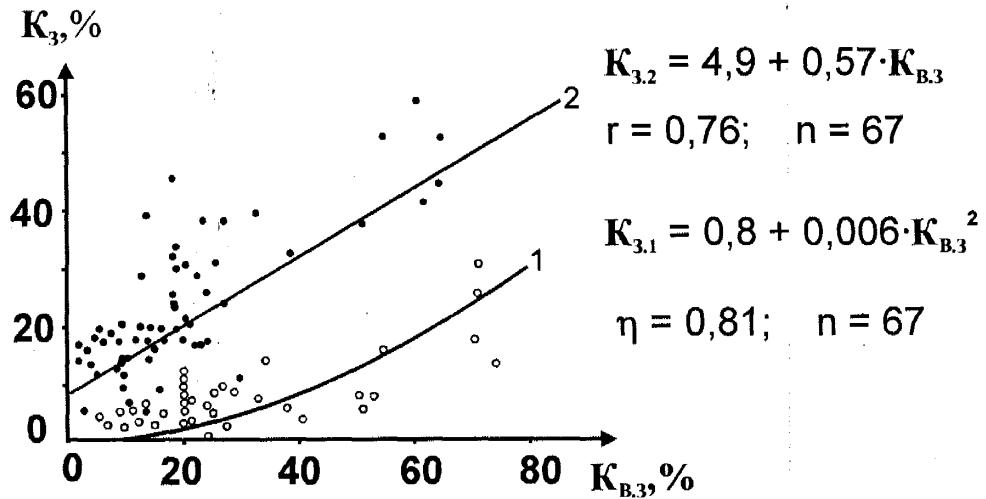


Рис. 4.17. Зв'язок закупорки (K_3) з залишковою водонасиченістю ($K_{B,3}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища:

- 1, ○ - фільтрат без хімреагентів;
 2, ● - фільтрат з добавками хімреагентів КМЦ і КССБ.

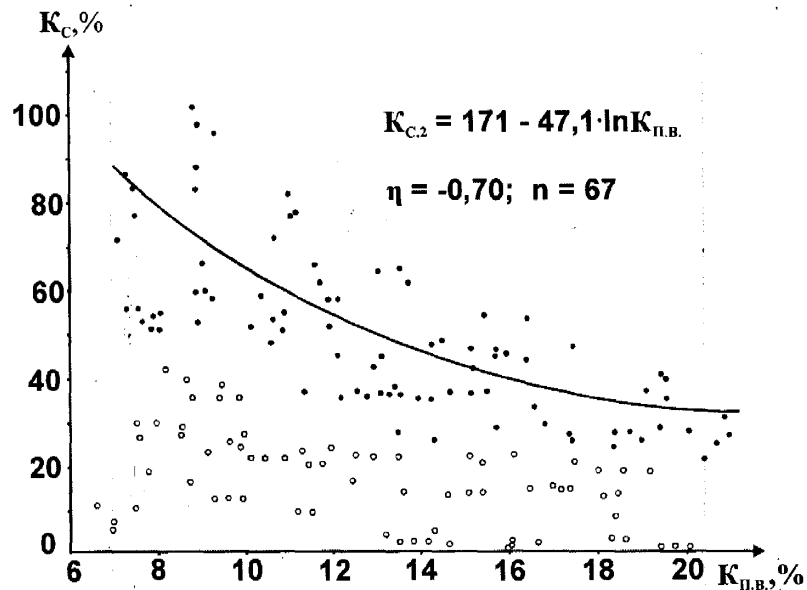


Рис. 4.18. Зв'язок зниження ефективної проникності (K_C) з відкритою пористістю ($K_{п,в}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища:

- - фільтрат без хімреагентів;
 ● - фільтрат з добавками хімреагентів КМЦ і КССБ.

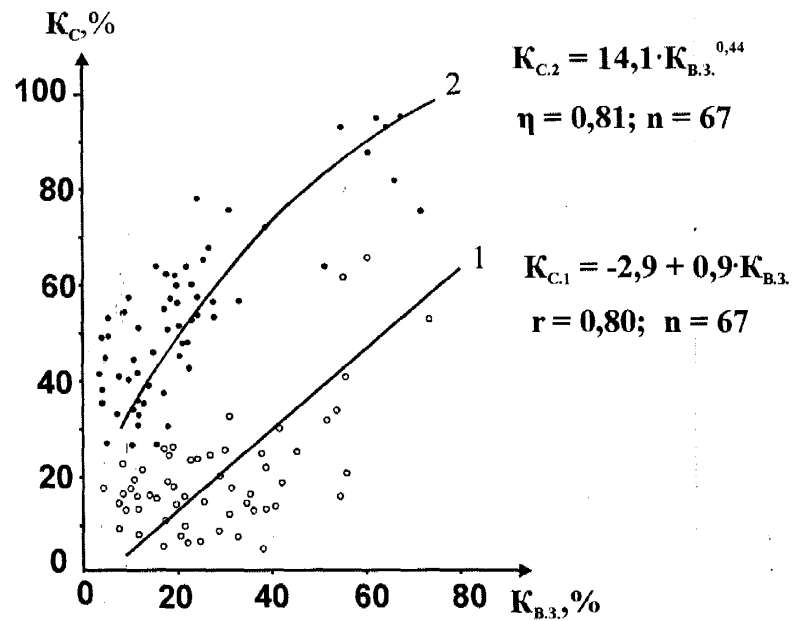


Рис. 4.19. Зв'язок зниження ефективної проникності (K_C) з залишковою водонасиченістю ($K_{B.3}$) для пісковиків нижнього карбону

Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища:

1, ○ - фільтрат без хімреагентів;

2, ● - фільтрат з добавками хімреагентів КМЦ і КССБ.

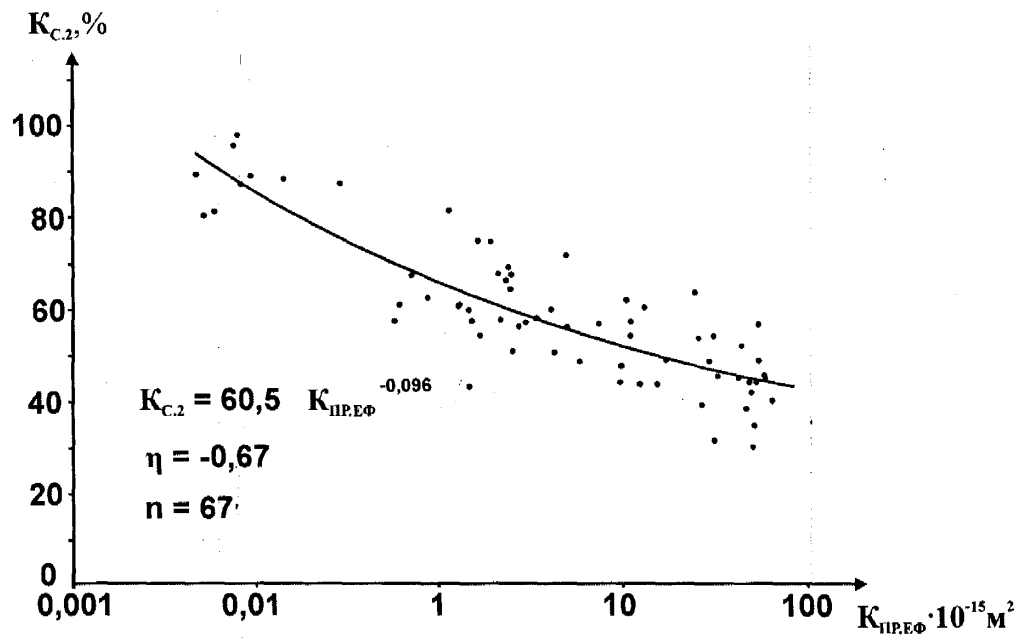


Рис. 4.20. Зв'язок зниження ефективної проникності ($K_{C.2}$) з ефективною проникністю ($K_{\text{ПРЕФ}}$) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища.

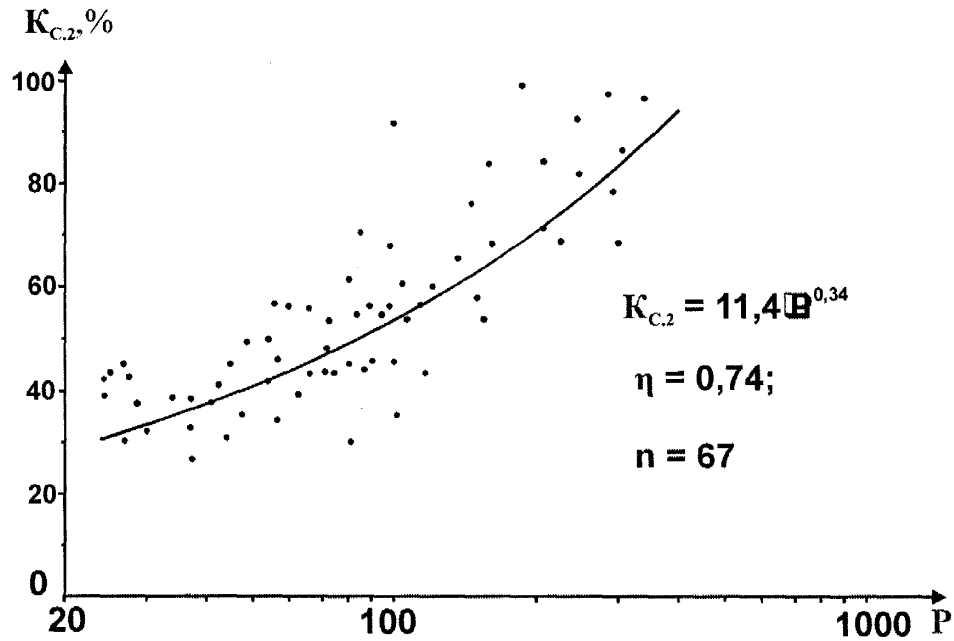


Рис. 4.21. Зв'язок зниження ефективної проникності ($K_{C.2}$) з відносним опором (P) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського та Коржівського нафтогазоконденсатних родовищ.

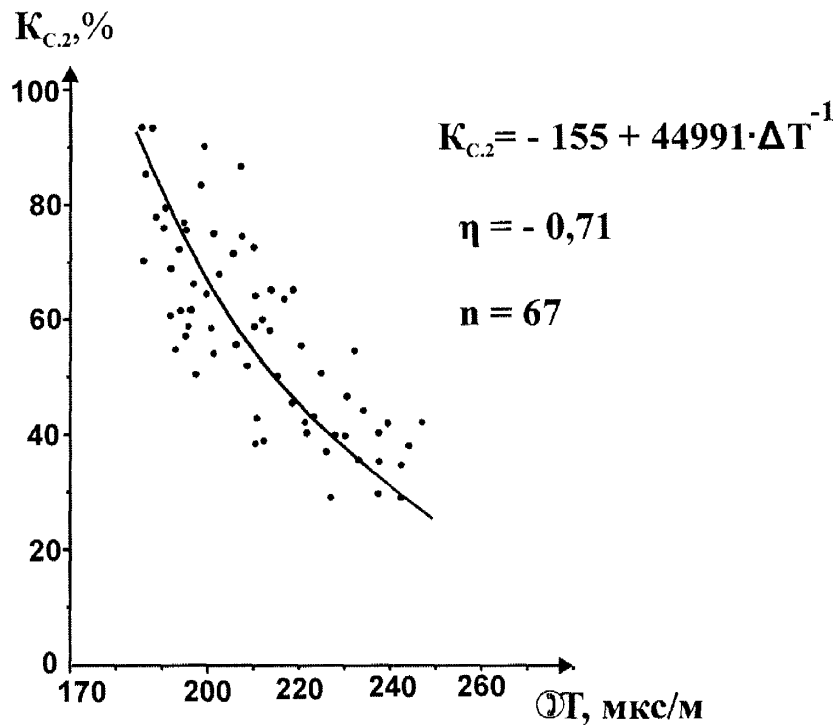


Рис. 4.22. Зв'язок зниження ефективної проникності ($K_{C.2}$) з інтервальним часом розповсюдження повздовжних пружних хвиль (ΔT) для пісковиків нижнього карбону Перекопівського та Коржівського нафтогазоконденсатних родовищ.

Рівняння регресії цих зв'язків представлені наступними виразами:

$$\begin{aligned} K_{3,2} &= -7,2 + 281 \times K_{П.В}^{-1} \\ \eta &= -0,65; \delta_{\mu} = 0,14; n = 67' \end{aligned} \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} K_{C,2} &= 171 - 47,1 \times \ln K_{П.В} \\ \eta &= -0,70; \delta_{\eta} = 0,12; n = 67' \end{aligned} \quad (4.22)$$

$$\begin{aligned} K_{3,1} &= 0,8 + 0,006 \times K_{B,3}^2 \\ \eta &= 0,81; \delta_{\eta} = 0,08; n = 67' \end{aligned} \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} K_{3,2} &= 4,9 + 0,57 \times K_{B,3} \\ r &= 0,76; \delta_r = 0,10; n = 67' \end{aligned} \quad (4.24)$$

$$\begin{aligned} K_{C,1} &= -2,9 + 0,9 \times K_{B,3} \\ r &= 0,8; \delta_r = 0,09; n = 67' \end{aligned} \quad (4.25)$$

$$\begin{aligned} K_{C,2} &= 14,1 \times K_{B,3}^{0,44} \\ \eta &= 0,81; \delta_{\eta} = 0,08; n = 67 \end{aligned} \quad (4.26)$$

$$\begin{aligned} K_{C,2} &= 60,5 \times K_{П.ЕФ}^{-0,096} \\ \eta &= -0,67; \delta_{\eta} = 0,13; n = 67' \end{aligned} \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} K_{C,2} &= 11,4 \times P^{0,34} \\ \eta &= 0,74; \delta_{\eta} = 0,11; n = 67' \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$\begin{aligned} K_{C,2} &= -155 + 44991 \times \Delta T^{-1} \\ \eta &= -0,71; \delta_{\eta} = 0,12; n = 67' \end{aligned} \quad (4.29)$$

$$K_{C.2} = 43,0 + 0,64 \times K_{B.3} + 1,21 \times K_{B.AД} - 0,58 \times K_{П.В} - 0,046 \times K_{ПР.ЕФ}, \quad (4.30)$$

$$R = 0,84; \delta_R = 0,07; n = 67$$

де $K_{3.2}$ і $K_{3.1}$ - закупорка ефективного порового простору,

відповідно за рахунок фільтратів з добавками

хімреагентів і без них, % ;

$K_{П.В}$ - відкрита пористість, % ;

$K_{C.2}$ і $K_{C.1}$ - зниження ефективної проникності

відповідно за рахунок

фільтратів з добавками хімреагентів і без них, %;

$K_{B.3}$ залишкова водонасиченість, % ;

$K_{B.AД}$ - адсорбційна водонасиченість, кг/м³;

$K_{ПР.ЕФ}$ - ефективна проникність, $\times 10^{-15}$ м²;

η - кореляційне відношення;

r, R - коефіцієнти парної та множинної кореляції;

P - відносний опір;

ΔT - інтервальний час розповсюдження повздовжних пружних хвиль;

$\delta_{\eta, r, R}$ - довірчі межі коефіцієнтів кореляції;

n - кількість зразків порід у вибірці.

Діапазон зміни відкритої пористості у формулах (4.21-4.30) 6-20 %, ефективної проникності $(0,01-300) \times 10^{-15}$ м², залишкової водонасиченості 5-70 %, адсорбційної водонасиченості 1-17 кг/м³.

У табл. 4.6 для виділених груп порід-колекторів наведені середні значення закупорки, які показують, що породи-колектори другої групи більше піддалися згубному впливу фільтратів промивних рідин. Ці породи при тривалій дії на них фільтратів з добавками таких хімреагентів як КССБ і КМЦ можуть повністю втратити свою фільтраційну здатність, яка не поновлюється навіть при депресіях 10 - 15 МПа.

Зміна фільтраційно-ємнісних властивостей виділених груп порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища під дією фільтратів бурових розчинів

Кількість досліджених зразків порід	$K_{П.В}$, %	$K_{ПР.ЕФ} \times 10^{-15}$, м ²	$K_{В.З}$, %	$C_{ГЛ}$, %	$R_{ЕФ} \times 10^{-6}$, м	$K_{З.2}$, %	$K_{С.2}$, %
24	Перша група порід-колекторів (III клас по А.А. Ханіну)						
	$\frac{12-19}{15,6}$	$\frac{10-200}{115}$	$\frac{8-14}{10,7}$	$\frac{1,2-17}{9,1}$	$\frac{2,8-9,7}{6,4}$	$\frac{3-19}{10,1}$	$\frac{19-54}{40,2}$
29	Друга група порід-колекторів (IV-V клас по А.А. Ханіну)						
	$\frac{7-14}{9,9}$	$\frac{0,01-39}{4,1}$	$\frac{15-67}{33}$	$\frac{3,7-35}{16,2}$	$\frac{0,5-5,8}{4,2}$	$\frac{10-56}{24,2}$	$\frac{27-100}{66,6}$

Примітки: 1. Чисельник - межі змін характеристик зразків гірських порід;

2. Знаменник - середні значення характеристик зразків гірських порід.

4.4. Дослідження впливу хімічних реагентів на електричні властивості гірських порід

Проведена нами комплексна обробка і інтерпретація результатів ГДС та аналіз отриманих експериментальних даних дозволили виявити у ряді свердловин нафтогазових родовищ Дніпрово-Донецької западини (Муратівське, Остапівське, Солохівське, Кобзівське, Шевченківське, Селюхівське) та Більче-Волинської зони Карпатської нафтогазової провінції (Сходницьке, Рожнятівське, Луквинське, Летнянське, Вишнянське, Вижомлянське) продуктивні об'єкти, що характеризуються аномально низькими питомими електричними опорами. Особливо це характерно для складнобудованих, неоднорідних, тонкошаруватих розрізів, які розкриті на високомінералізованих промивних рідинах. Визначити дійсний питомий

електричний опір таких об'єктів за стандартними електричними методами дослідження свердловин досить тяжко. Ефективність використання бокового каротажного зондування (БКЗ) в тонкошаруватому розрізі дуже низька. Використання бокового каротажу (БК) і мікробокового каротажу (БМК) ускладнено глибоким проникненням фільтрату промивної рідини у продуктивні пласти, завдяки чому покази цих методів дають відомості не про пласт, а про зону проникнення. Треба також відмітити, що покази електричних методів дослідження свердловин ускладнені впливом залишкових нафтопродуктів у пластах і тріщинуватістю присвердловинної зони.

В опублікованих працях з цього питання (Г.М. Авчян, Б.Ю. Вендельштейн, І.Н. Єльцов, В.М. Ільїн, Є.І. Леонт'єв, Г.В. Нестерова, Д.Д. Федоришин, О.А. Гаранін, О.В. Серженьга, С.І. Шепель та ін.) [4, 26, 55, 65, 92, 102, 124, 139, 150 та ін.] автори відзначають, що електричний питомий опір гірських порід залежить від ряду чинників (літолого-петрографічних особливостей будови матриці породи, ступеню водонасичення, концентрації та мінерального складу солей у насичуючих породи пластових водах і проникаючих у породи фільтратах промивних рідин, температури, тиску і багатьох інших). Однак, у науковій літературі недостатньо наведені результати дослідження впливу на електричні властивості гірських порід хімічних реагентів, присутніх у фільтратах бурових розчинів.

Виходячи із реальної ситуації виникає необхідність встановлення причин невідповідності зареєстрованих електричних параметрів методами ГДС характеру насичення пластів-колекторів. З цією метою нами проводились комплексні дослідження впливу різних факторів на величину електропровідності у породах-колекторах розкритих свердловинами. Експериментальні роботи виконувалися на керні, відібраному із продуктивних пластів як у процесі буріння, так і висвердленому із стінок свердловин за допомогою керновідбірників. Враховуючи те, що умови розкриття продуктивних порід-колекторів різні і обумовлені як геологічними

факторами так і технічним складом промивних рідин, які застосовуються при бурінні свердловин, нами моделювались різні можливі ситуації проникнення і взаємодії з пластовими флюїдами фільтратів промивних рідин.

За результатами проведених досліджень встановлено, що майже всі хімреагенти, які використовують для отримання потрібних властивостей бурових розчинів суттєво впливають на електричні параметри.

Промивні рідини з добавками хромпіку здатні до окислення, завдяки чому зменшується потенціал глин та зростає питомий електричний опір фільтратів бурових розчинів. Окрім цього добавка у розчин хромпіку зумовлює зменшення адсорбційно-дифузійної властивості гірських порід і призводить до зменшення рН розчинів.

Промивні рідини з добавками КССБ та КМЦ підсилюють адсорбційно-дифузійні властивості глинистих гірських порід. Лабораторні дослідження впливу КССБ та КМЦ на величину дифузійного потенціалу показали, що найбільш від'ємні його значення відповідають розчинам у яких хімреагенти підвищують їх загальну мінералізацію. На рис. 4.23 наведені отримані нами графіки зміни дифузійного потенціалу (U_d) від концентрації хімреагентів КМЦ та КССБ в одному із контактуючих між собою розчинів. З цих графіків видно, що збільшення концентрації КМЦ у розчині приводить до такої самої зміни дифузійного потенціалу, що і збільшення у розчині концентрації кухонної солі ($NaCl$), тобто значення U_d міняються від додатних до від'ємних (рис. 4.23,а). Розчини КССБ при контактах з розчинами $NaCl$ породжують тільки додатні значення дифузійних потенціалів (рис. 4.23,б). Аналогічні данні були отримані нами при дослідженні розчинів гіпану та окзилу.

За результатами проведених досліджень взаємозв'язку дифузійних потенціалів із електричним опором промивних рідин та сумарною концентрацією солей і хімреагентів у фільтраті цих рідини нами виявлено, що при збільшенні відношення електричного опору пластової води до електричного опору фільтрату промивної рідини, значення дифузійних

потенціалів зміщуються в сторону позитивних значень. Збільшення концентрації солей в моделі фільтрату промивної рідини призводить до зміни дифузійно-адсорбційних потенціалів від позитивних значень до від'ємних.

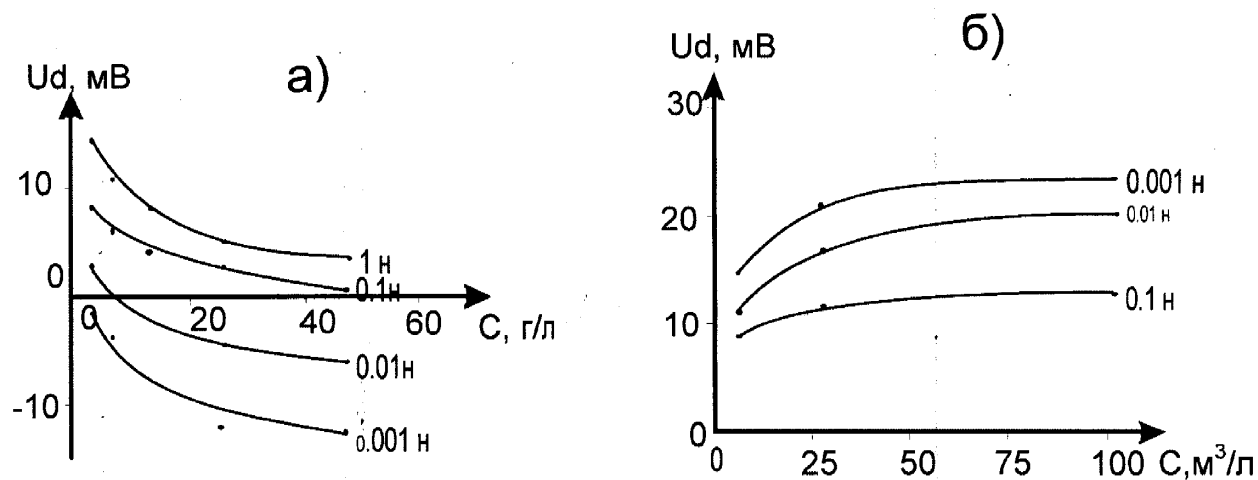


Рис. 4.23. Залежність дифузійних потенціалів від концентрації хімреагентів C в одному з контактуючих розчинів:

а – для розчинів з добавками КМЦ;

б – для розчинів з добавками КССБ.

Шифр кривих – мінералізація розчинів $NaCl$ в нормалях, до яких додавались хімічні реагенти.

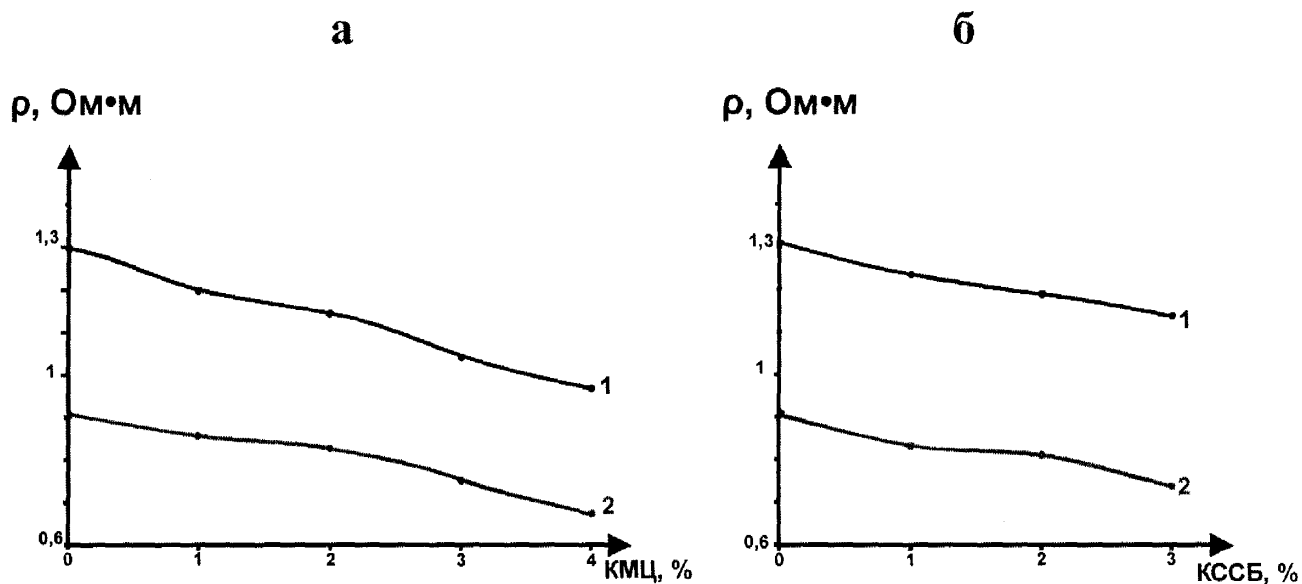
Дані експериментальних досліджень (Є.А. Баграмян, О.А. Гаранін, В.І. Грицишин) показали, що добавки хімреагентів до промивних рідин зумовлюють мінливість їх питомого електричного опору [16, 38]. За результатами проведених нами експериментальних досліджень по вивченню впливу добавок хімреагентів на електричний опір промивних рідин встановлено різний характер такого впливу.

Добавки в промивну рідину таких хімреагентів, як $NaCl$, $NaOH$, Na_2CO_3 , $CaCl_2$, $MgCl_2$, КМЦ, КССБ, окзилу та гіпану призводять до зменшення її питомого електричного опору, причому, найбільший вплив має $NaCl$ і найменший - гіпан.

Добавки в промивну рідину нафти та її продуктів, глинопорошку підважнювачів, сульфанолю, дисольвану призводять до збільшення її питомого електричного опору.

Для глинистих промивних рідин, що застосовуються при розкритті нафтогазових покладів на родовищах ДДЗ і Прикарпаття, нами встановлена залежність електричних питомих опорів промивних рідин від вмісту в них хімічних реагентів КМЦ і КССБ (рис. 4.24).

Зміна мінералізації глинистих розчинів за рахунок добавок до них хімреагентів, а також під впливом температур, тиску та солей пластових вод, обумовлює мінливість подвійного електричного шару на поверхні дисперсійної фази, що призводить до певної зміни фільтраційних і структурно-механічних характеристик промивних рідин. В одних випадках, коли електричний заряд обумовлює відштовхування частинок, має місце стабілізація агрегативного стану глинистих дисперсій, в інших, за відсутності зарядів - коагуляція системи.



➤ **1 - $\rho_p = f$ (% хімреагенту); 2 - $\rho_\phi = f$ (% хімреагенту)**

Рис. 4.24. Зв'язок електричних питомих опорів промивних рідин ρ_p

і їх фільтратів ρ_ϕ з вмістом в них добавок хімреагентів

при постійній температурі $t = 20^\circ\text{C}$:

(а) – для розчинів КМЦ; б) – для розчинів КССБ.

Нами встановлено, що фільтрація у високомінералізованих промивних рідинах значно більше ніж у прісних. Це пов'язано з тим, що вміст солей у промивних рідинах впливає на проникність глинистої кірки, яка збільшується пропорційно вмісту солей у розчині.

Погані коркоутворюючі властивості, висока водовіддача промивної рідини при бурінні свердловин у розрізах, що складені породами з невеликими колекторськими властивостями, є однією з причин утворення у проникних породах глибоких зон проникнення.

У зв'язку з тим, що добавки хімреагентів зазвичай знижують електричний опір промивних рідин, змінюється з часом і питомий електричний опір, що реєструється у свердловині методами БКЗ та мікрозондами.

У якості прикладу нами використані результати електрометрії по св. 2-Сходниця, 5-Рожнятів, 1-Луква, 25-Луква, що проведені у різний час при різних електричних опорах промивної рідини (рис. Б3 – Б4).

Із збільшенням розміру зонда вплив свердловинних умов на покази геофізичних параметрів збільшується (див. рис. Б3 – Б4). Особливо це характерно для випадків, коли уявний електричний опір гірських порід значно більше (≥ 1000 раз) уявного електричного опору промивної рідини.

Вплив добавок хімреагентів до промивної рідини через збільшення загальної мінералізації останньої у значній мірі позначається також на показах індуктивного каротажу (ІК) (див. рис. Б4).

Досить суттєвий вплив спричиняють добавки хімреагентів до промивних рідин на покази методу самочинної поляризації (СП), що підтверджує отримані нами результати експериментальних досліджень з вивчення впливу хімреагентів на зміну дифузійних потенціалів. При повторних геофізичних дослідженнях свердловин амплітуди аномалій СП напроти пластів-колекторів знижуються, деколи знак аномалії змінюється на протилежний, а лінія глини стає невтриманою. Наблюдаються інтервали значної зміни потенціалів глини по відношенню до пісковиків (рис. Б3 – Б4).

Слід відзначити, що при дослідженнях методами електрометрії порід-колекторів першої виділеної нами групи, які характеризувалися за даними лабораторних досліджень коефіцієнтом пористості в межах 14 – 19 %, не виявлено значної зміни знаку потенціалів самочинної поляризації. Питомий електричний опір виміряний стандартними потенціал- та градієнт-зондами напроти таких пластів визначається пористістю, характером насичуючого їх флюїду та мінералізацією останнього.

Результати експериментальних досліджень показали, що проникнення фільтратів промивних рідин з добавками хімреагентів КМЦ і КССБ до мало глинистих, добре проникних взірців гірських порід призводить до збільшення параметра насичення (коефіцієнту збільшення опору) при тому ж самому співвідношенні вуглеводнів і пластової води у породі. Це явище найбільш яскраво проявляється у випадку наявності у породах високо мінералізованої пластової води. Дія хімреагентів на зміну параметра насичення також відрізняється для хромпіку, КССБ і КМЦ: найбільш сильно збільшує параметр насичення обробка породи хімреагентом КМЦ, найменше – хромпіком.

Збільшення параметра насичення при обробці породи хімреагентами, на наш погляд можливо пояснити двома причинами:

- а) за рахунок гідрофобізації порових каналів при взаємодії хімреагентів з мінеральним скелетом породи;
- б) за рахунок збільшення звивистості порових струмопровідних каналів внаслідок випадіння твердого струмонепровідного осаду.

В реальних умовах у присвердловинній зоні пласта, найбільш імовірно, що ці два явища відбуваються одночасно, причому, закупорка порового простору порід нерозчинним осадом при наявності високомінералізованих пластових вод, на наш погляд, буде переважати.

Аналіз та узагальнення результатів геолого-геофізичних досліджень порід-колекторів показали наступне:

- геоелектрична модель пласта достатньо складна і складається із чотирьох шарів, а саме: свердловина, зона проникнення, облямовуюча зона та незаймана частина пласта;

- зона проникнення відіграє суттєву роль у формуванні електричних параметрів, які реєструються методами БКЗ, БК і ІК;

- найбільш чутливим до впливу хімреагентів серед електричних методів дослідження свердловин є БКЗ (малі зонди довжиною 0,5 м і 1 м) та індукційний каротаж, покази яких тісно пов'язані із концентрацією солей у розчині та процентним вмістом добавок хімреагентів, особливо це помітно при великих значеннях співвідношення питомого опору породи до питомого опору бурового розчину.

Невідповідність зареєстрованих питомих електричних опорів методами електрометрії дійсним електричним параметрам продуктивних порід-колекторів обумовлена в основному складною структурою геоелектричної моделі пласта, високим значенням глинистості, типом хімреагентів, які добавляють у буровий розчин, низьким електричним опором зони проникнення та високим вмістом зв'язаної води. Глибокі зони проникнення фільтратів промивних рідин в пласти призводять до неможливості оцінки дійсного електричного питомого опору незайманої частини пласта. Застосування зондів великого розміру (8 - 16 м) не призводить до очікуваних результатів.

Таким чином, хімообробка промивної рідини у багатьох випадках через зміну питомого електричного опору її фільтрату, глинистої кірки і зони проникнення призводить у кінцевому випадку до мінливості параметрів, що реєструються у свердловині електричними методами досліджень свердловин. Різні значення уявного електричного опору гірських порід, що реєструються у свердловинах методами ГДС при повторних вимірах, підтверджують це та указують на можливу зміну інших фізичних властивостей гірських порід у присвердловинній частині пласта в залежності від інтенсивності хімічної обробки промивних рідин.

4.5. Застосування результатів геофізичних і петрофізичних досліджень для прогнозу закупорки присвердловинної зони пластів-колекторів

Статистична обробка даних петрофізичних досліджень кернавого матеріалу із продуктивних відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища дозволила встановити кореляційні зв'язки (4.1-4.16), за допомогою яких можна оцінити ряд фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів за результатами ГДС, у тому числі розрахувати частку пор, що заповнена рухливою (вільною) водою за формулою (4.31):

$$K_{B.PYXЛ} = \frac{K_B - K_{B.З}}{1 - K_{B.З}}, \quad (4.31)$$

де $K_{B.PYXЛ}$ - частка пор, заповнених рухливою водою;

K_B - коефіцієнт водонасиченості, що визначається за залежностями

виду $P_H = f(K_B)$, або прямим методом на зразках керну в апараті Закса;

$K_{B.З}$ - коефіцієнт залишкової водонасиченості, що визначається за

залежностями (3.9, 3.12, 4.1 - 4.6), або прямим методом на зразках керну в апараті Закса.

Значення $K_{B.PYXЛ}$ змінюються від нуля (нафтогазонасичені пласти) до одиниці (водоносні пласти). За даними гідродинамічних досліджень свердловин можна виділити проміжні значення $K_{B.PYXЛ}$, що відповідають характеру продукції, одержуваної із пласта. Таким чином, для візейських відкладів Перекопівського родовища встановлено, що:

при $K_{B.PYXЛ} < 0,25$ очікується нафта (газ);

при $0,25 < K_{B.PYXЛ} < 0,5$ очікується нафта з водою;

при $0,5 < K_{B.PYXЛ} < 0,7$ очікується вода з нафтою;

при $K_{B.PYXЛ} > 0,7$ очікується вода.

Прогнозовані таким способом потенційні припливи вуглеводнів із пластів-колекторів при пробній експлуатації свердловин у деяких випадках

можуть не підтверджуватися, що є свідченням можливої закупорки присвердловинної зони проникних пластів. За відсутністю прогнозів величин закупорки порід-колекторів і зневаги методами інтенсифікації припливів можна пропустити продуктивний об'єкт при розвідці покладів вуглеводнів.

Одним з доказів про прямий вплив фільтрату промивної рідини на присвердловинну зону пласта, є наявність фільтрату в пробах при випробуванні пластів під час буріння свердловин із застосуванням розповсюджених останнім часом випробовувачів пластів на кабелі (ВПК) і випробувачів пластів на трубах (ВПТ). Результати таких випробувань пластів на Перекопівському родовищі показують, що чим більше часу пройшло від розкриття пласта до його випробування, тим більша ймовірність наявності в пробах фільтрату промивної рідини [120]. Це дозволяє зробити висновок про те, що із часом зона проникнення фільтрату збільшується. Ознаками закупорки присвердловинної зони порід-колекторів за даними випробування пластів у процесі буріння свердловин є також зниження на протязі певного часу припливу флюїду або газу із пласта.

Результати наших досліджень показують, що оцінити закупорку присвердловинної зони пластів на початковому етапі будівництва свердловини з достатнім ступенем вірогідності можна при наявності інформації про умови первинного розкриття порід-колекторів, петрофізичної, геофізичної характеристики пластів і даних експериментальних досліджень про закупорку цих порід під дією проникаючих у них фільтратів промивних рідин. При цьому алгоритм розробленої методики оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у присвердловинній зоні може бути зображений у вигляді схеми, що представлена на рис. 4.25.

Згідно розробленої методики на першому етапі досліджень вивчаються умови розкриття нафтогазових пластів під час буріння свердловини. При цьому досліджуються наступні параметри: величина репресії на пласт, кількість мінеральних розчинених солей у фільтраті промивної рідини, тип і кількість хімреагентів, що додавалися до промивних рідин, час контакту



Рис.4.25. Методика прогнозу закупорки порід-колекторів у присвердловинній зоні

промивної рідини із пластом-колектором, наявність поглинання промивної рідини пластом. За результатами проведених досліджень робиться висновок про можливе проникнення промивної рідини і її фільтрату у пласти-колектори.

На другому етапі вивчаються і аналізуються дані про хімічний склад і фізичні властивості пластових флюїдів і порід-колекторів, а також проводяться за необхідності додаткові спеціальні визначення інших петрофізичних параметрів кернавого матеріалу і шламу. За цими результатами уточнюються границі виділених пластів-колекторів, оцінюється їх потенційна продуктивність та робиться висновок про можливі фізико-хімічні процеси в ПЗП конкретних нафтогазових пластів, що призводять до їх закупорки.

На третьому етапі проводиться комплексний аналіз даних геофізичних досліджень свердловин, керну, результатів випробування пластів під час буріння свердловини та оцінюється величина зони проникнення з метою виділення пластів-колекторів, до яких потрапило багато промивної рідини і її фільтрату під час буріння.

На четвертому етапі по встановлених кореляційних зв'язках (4.20 - 4.30) визначаються коефіцієнти закупорки ефективного порового простору і зниження ефективної проникності для пластів-колекторів із зоною проникнення.

4.6. Результати апробації методики оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні

Розроблену методику прогнозу максимально можливої закупорки ефективної пористості у присвердловинній зоні пластів-колекторів ми випробували на продуктивних нижньовізейських відкладах Перекопівського, Коржівського, Солохівського, Муратівського і Остапівського нафтогазових родовищ. Необхідні параметри і характеристики пластів-колекторів були отримані за матеріалами петрофізичних і геофізичних досліджень розрізів свердловин. При цьому використовувались методики, наведені у ряді

опублікованих робіт [13, 40, 48], а також кореляційні зв'язки, представлені рівняннями (4.7-4.14).

Аналіз даних про технологію буріння досліджуваних свердловин показує, що при розкритті продуктивних відкладів вказаних родовищ, застосовувалися різні хімічні реагенти. Але переважаюча їх частина представлена була КССБ і КМЦ. Мінералізація фільтратів промивних рідин під час розкриття колекторів бурінням свердловин та подальшого контакту пластів з відкритим стовбуром свердловини становила 30-50 г/л. Репресія на пласти коливалася в межах 12-20 МПа. Час контакту пластів-колекторів з відкритим стовбуром свердловини складав 28-151 добу. Це свідчить про те, що у досліджуваних свердловинах вказаних родовищ були сприятливі умови для проникнення фільтратів промивних рідин у пласти-колектори та зменшення ефективного порового простору присвердловинної зони пластів.

За результатами узагальнення даних, отриманих при дослідженні керна матеріалу і ГДС з інтервалів пластів, що досліджувались, отримані необхідні вихідні петрофізичні характеристики і геофізичні параметри (див. табл. В.3), які були використані для прогнозу закупорки присвердловинної зони пластів за рівняннями (4.18-4.30).

Обробляючи в такий спосіб петрофізичну, технологічну і геофізичну інформацію по продуктивних горизонтах (див. табл. В.3) ми виявили, що не всі пласти-колектори володіють помітною за даними ГДС зоною проникнення. У тих пластах, де відзначається наявність зони проникнення, спостерігаються також і підвищені значення прогнозованих нами коефіцієнтів закупорки та непідтвердження геолого-геофізичних заключень про їх продуктивність.

Об'єктивність прогнозування коефіцієнтів закупорки пластів-колекторів шляхом застосування розробленої нами методики підтверджується результатами випробування нафтогазоносних об'єктів. У пластах з позитивною характеристикою про їхню продуктивність, але з підвищеними значеннями коефіцієнтів закупорки ефективного порового

простору ($K_3 > 17 - 20 \%$) припливів вуглеводневої продукції не отримано зовсім, або отримано з малими дебітами. Такими типовими об'єктами на Перекопівському нафтогазоконденсатному родовищі є (див. табл. В.3):

- пласти-колектори на глибинах 4742,0 – 4748,0 м (свердловина 1);
- пласти-колектори на глибинах 4801,0 - 4817,0 м, 4850,0 - 4852,0 м (свердловина 3);
- пласти-колектори на глибинах 4883,0 - 4885,0 м (свердловина 4);
- пласти-колектори на глибинах 4804,0 - 4832,0 м (свердловина 26).

У свердловині 1 в інтервалі глибин 4742,0 - 4748,0 м проводилися роботи з підвищення проникності присвердловинної зони пласта (соляно-кислотна обробка). Але у зв'язку з низькою карбонатністю колектора, отриманий позитивний ефект був досить слабкий.

Наведений нами приклад застосування методики прогнозу закупорки присвердловинної зони пластів-колекторів за допомогою комплексу петрофізичних, технологічних, геофізичних даних та встановлених нами емпіричних зв'язків дає підставу рекомендувати цю методику для оцінки закупорки теригенних колекторів на інших розвідувальних нафтогазових площах. При цьому необхідно провести уточнення рецептур промивних рідин для буріння свердловин і ввести при необхідності виправлення в емпіричні рівняння (у випадку застосування інших типів хімреагентів у якості добавок до промивних рідин).

Коржівське нафтогазоконденсатне родовище, як і Перекопівське, розташоване в межах Артюховсько-Липоводолинської зони похованих структур ДДЗ і представлене куполоподібною складкою південно-західного простягання, обмеженої розривним тектонічним порушенням північно-західного напрямку. За матеріалами буріння й дослідження свердловин на цьому родовищі встановлена промислова нафтогазоносність нижньовізейських і турнейських відкладів (умовні горизонти В-18, В-19, В-20, В-26 і Т-1). Поклади нафти на родовищі пов'язані з пісковиками (частково алевролітами) продуктивних горизонтів В-18, В-19 і В-20, товщина яких

змінюється від 1,5-5 до 50 м. Поклади газоконденсату приурочені до пісковиків, рідше гравелітів нижньовізейських і турнейських відкладів (горизонти В-26 і Т-1) різної товщини.

Глибина залягання продуктивних пластів від 4380 до 4580 м. Пластова температура на цих глибинах досягає 390-392 °К, а пластовий тиск не перевищує 45-49 МПа. Склад колекторів кварцовий з одиничними зернами пелітизованих, слабо-серитизованих, каолінітизованих польових шпатів. Тобто продуктивні пласти є аналогічні пластам-колекторам нижньовізейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища. За складом цементу також розглянуті колектори аналогічні таким на Перекопівському родовищі.

Аналіз проб пластової води у свердловинах І і 2 з глибини 4287-4320 м показав, що її мінералізація становить 220 - 243 г/л. За складом вона хлоридно-натрієва. Властивості промивних рідин, які використані при розкритті продуктивних відкладів Коржівського нафтогазоконденсатного родовища розроблялись і контролювались лабораторіями глинистих розчинів Чернігівського відділення УкрДГРІ та виробничого об'єднання «Чернігівнафтогазгеологія». За мінералізацією, добавками хімічних реагентів КССБ, КМЦ вони відповідають промивним рідинам Перекопівського родовища (див. розділ 2).

Таким чином, геологічні умови й технологічні фактори буріння свердловин Коржівського і Перекопівського нафтогазоконденсатних родовищ ідентичні (див. табл. В.3). Аналіз петрофізичних характеристик та кореляційних зв'язків для порід-колекторів цих родовищ (див. табл. 4.5) показує, що вони подібні. Тому петрофізичні залежності, встановлені для Перекопівського родовища можна застосувати для оцінки фільтраційно-емнісних властивостей пластів-колекторів Коржівського родовища.

Для з'ясування характеру впливу фільтратів промивних рідин на зміну ефективної пористості пісковиків продуктивних нижньовізейських відкладів Коржівського родовища нами були проведені лабораторні експериментальні

дослідження на колекції характерних зразків цих порід. Результати досліджень наведені в табл. В.2. Співставлення отриманих даних з аналогічними експериментальними даними по Перекопівському родовищі показують, що зміни ефективної пористості й проникності для порід-колекторів з однаковими петрофізичними характеристиками є близькі. Таким чином, встановлені нами статистичні зв'язки по оцінці закупорки присвердловинної зони проникних пластів Перекопівського родовища можна застосувати для цих же цілей і на Коржівському родовищі.

Для випробування розробленої нами методики з оцінки максимально-можливої закупорки ПЗП на Коржівському родовищі ми взяли кілька продуктивних об'єктів у двох свердловинах (див. табл. В.3). При цьому вибрали об'єкти з різною продуктивною характеристикою, й, по можливості, з наявністю даних гідродинамічних досліджень. Аналіз отриманих даних показав, що пласти-колектори другої виділеної нами групи, характеризуються підвищеним коефіцієнтом адсорбційної водонасиченості (більше 4 кг/м^3), мають, як правило, помітну за даними ГДС, зону проникнення фільтрату промивної рідини та характеризуються порівняно високими прогнозованими коефіцієнтами закупорки ефективного порового простору K_3 і зниження ефективної проникності K_C . Типовими такими пластами на розглянутому родовищі є (див. табл. В.3):

- пласти-колектори на глибинах 4286,0 - 4288,0 м (свердловина І);
- пласти-колектори на глибинах 4166,0 - 4185,0 м, 4319,0 - 4325,0 м (свердловина 2).

Порівнюючи отримані значення коефіцієнтів зниження ефективної проникності K_C для пластів-колекторів родовищ, що вивчалися, із коефіцієнтами зниження проникності, обчислених за даними прямих гідродинамічних досліджень, спостерігаємо деяку їхню розбіжність. Це пов'язано з тим, що гідродинамічні методи не можуть дати диференційовану попластову характеристику цього коефіцієнта. Вони показують реальну картину для групи пластів (продуктивного об'єкту). Розроблений і

представлений нами метод в дисертаційному дослідженні дає можливість розраховувати максимально можливі коефіцієнти закупорки для окремо взятих пластів-колекторів.

Висновки до 4 розділу

Доведено, що для класифікації порід-колекторів можна додатково використовувати дані визначення адсорбційної водонасиченості та результати досліджень мінливості електричних петрофізичних характеристик зразків порід-колекторів у термобаричних умовах.

Залишкова водонасиченість досліджуваних порід-колекторів обумовлена як наявністю в породах тонких капілярних пор, так і сумою поверхні всіх пор. Отже, оцінку залишкової водонасиченості можна здійснювати за даними непрямих методів, покази яких залежать як від пористості, так і від структури порового простору.

За результатами експериментальних вимірів петрофізичних параметрів на зразках керну і даних геофізичних досліджень свердловин Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища було отримано ряд статистичних петрофізичних зв'язків, які дозволяють визначати фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів за даними ГДС.

Хіміобробка промивних розчинів призводить до зміни фізичних властивостей порід-колекторів у присвердловинній частині пласта, що позначається на зареєстрованих геофізичних параметрах. За результатами проведених досліджень встановлено, що майже всі хіміреагенти, які використовують для отримання потрібних властивостей бурових розчинів суттєво впливають на електричні параметри.

Найбільш чутливим до впливу бурового розчину на властивості ПЗП серед електричних методів дослідження свердловин є БКЗ (малі зонди довжиною 0,5 м і 1 м) та індукційний каротаж, покази яких тісно пов'язані із концентрацією солей у розчині та процентним вмістом добавок хіміреагентів. Особливо це помітно при великих значеннях співвідношення питомого опору породи до питомого опору бурового розчину.

Експериментально встановлено суттєвий вплив на зміну дифузійних потенціалів розчинів хімреагентів КМЦ і КССБ, що також підтверджується даними вимірювання потенціалів самочинної поляризації у свердловинах із значним вмістом вказаних хімреагентів.

Наведені результати досліджень на прикладі відкладів нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища показують, що за комплексом петрофізичних і геофізичних параметрів можна прогнозувати закупорку ефективного порового простору порід-колекторів у присвердловинній зоні пластів.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [16, 34, 35, 37, 38, 39, 41, 42, 44, 139, 140, 141, 142].

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі висвітлено і практично обґрунтовано актуальну наукову проблему дослідження зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні. На підставі експериментальних вимірювань адсорбційної здатності, структурної будови порового простору, петрофізичних і геофізичних параметрів порід-колекторів та фізичного моделювання процесу проникнення фільтрату бурового розчину у породи наведено удосконалення методологічних основ оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні за даними петрофізичних і геофізичних досліджень, а саме:

1. Удосконалено обладнання для петрофізичних досліджень керну і моделювання фізичних процесів у присвердловинній зоні пласта та розроблено метод підвищення точності вимірювання електричних і ємнісних параметрів зразків порід-колекторів на основі зменшення контактного електричного опору і кінцевого ефекту.

2. Запропоновано новий підхід до методики визначення адсорбційної здатності гірських порід за рахунок введення параметра адсорбційної водонасиченості та досліджено його зв'язок з фільтраційно-ємнісними параметрами порід-колекторів і їх закупоркою у присвердловинній зоні пласта.

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

4. Обґрунтовано вплив фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості різних типів теригенних порід-колекторів шляхом фізичного моделювання і вимірювання петрофізичних параметрів на зразках керну.

5. За результатами статистичної обробки і аналізу даних фізичного моделювання на зразках керну і геофізичних вимірювань у свердловинах, розроблено методику кількісної оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні пластів за даними петрофізичних і геофізичних досліджень.

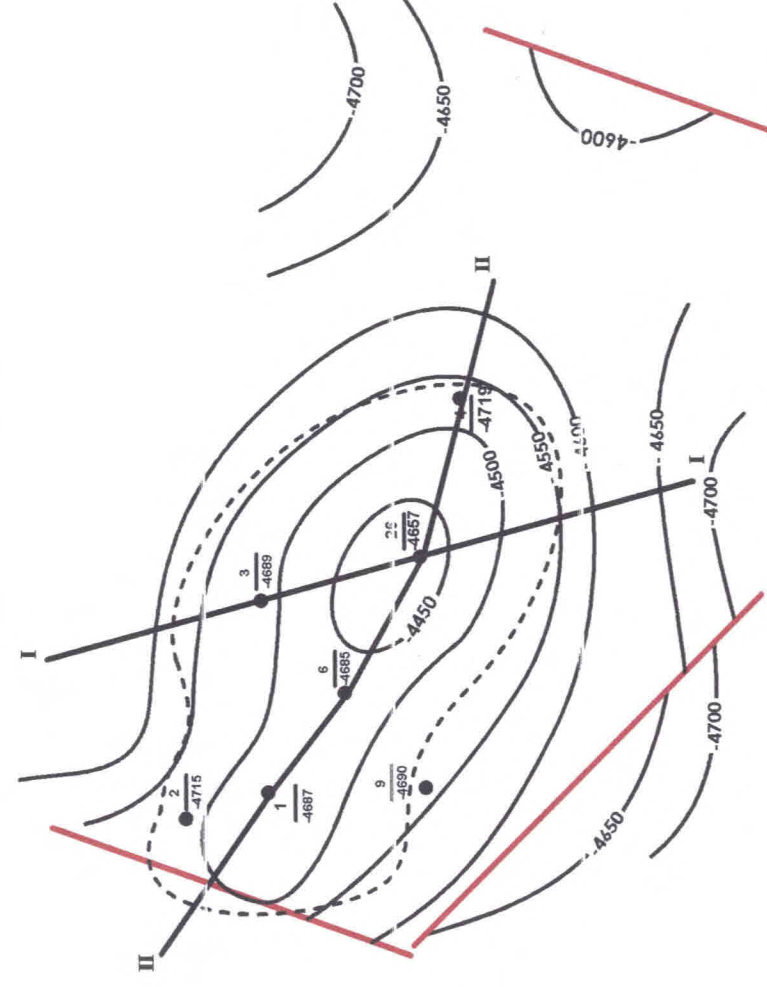
6. Підтверджено, що однією із важливих причин суттєвого зниження колекторських властивостей пластів у присвердловинній зоні та спотворення геофізичної інформації є вміст у бурових розчинах таких хімреагентів як карбоксиметилцелюлози (КМЦ) та конденсованої сульфід-спиртової барди (КССБ).

Реалізація результатів дисертаційних досліджень у вигляді методичних рекомендацій та зразків розробленого петрофізичного обладнання сприятимуть підвищенню ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, вирішенню проблеми пропуску складнопобудованих пластів-колекторів, що є ваговим внеском у стабілізацію та збільшення видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

Додаток А

СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ГОРИЗОНТУ В-19

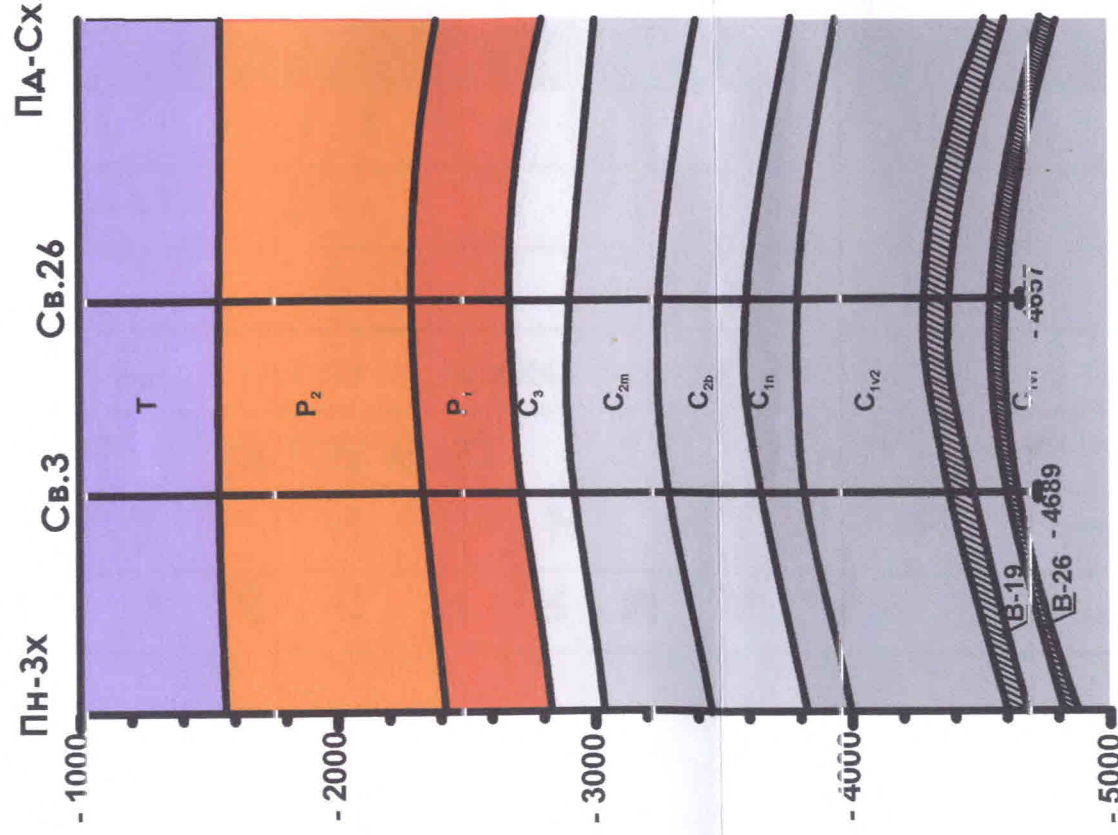
масштаб 1 : 25 000



ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ

ПО ЛІНІЇ I - I

масштаб горизонтальний 1 : 25 000
вертикальний 1 : 10 000



— тектонічні розломи

● -4689

— свердловини

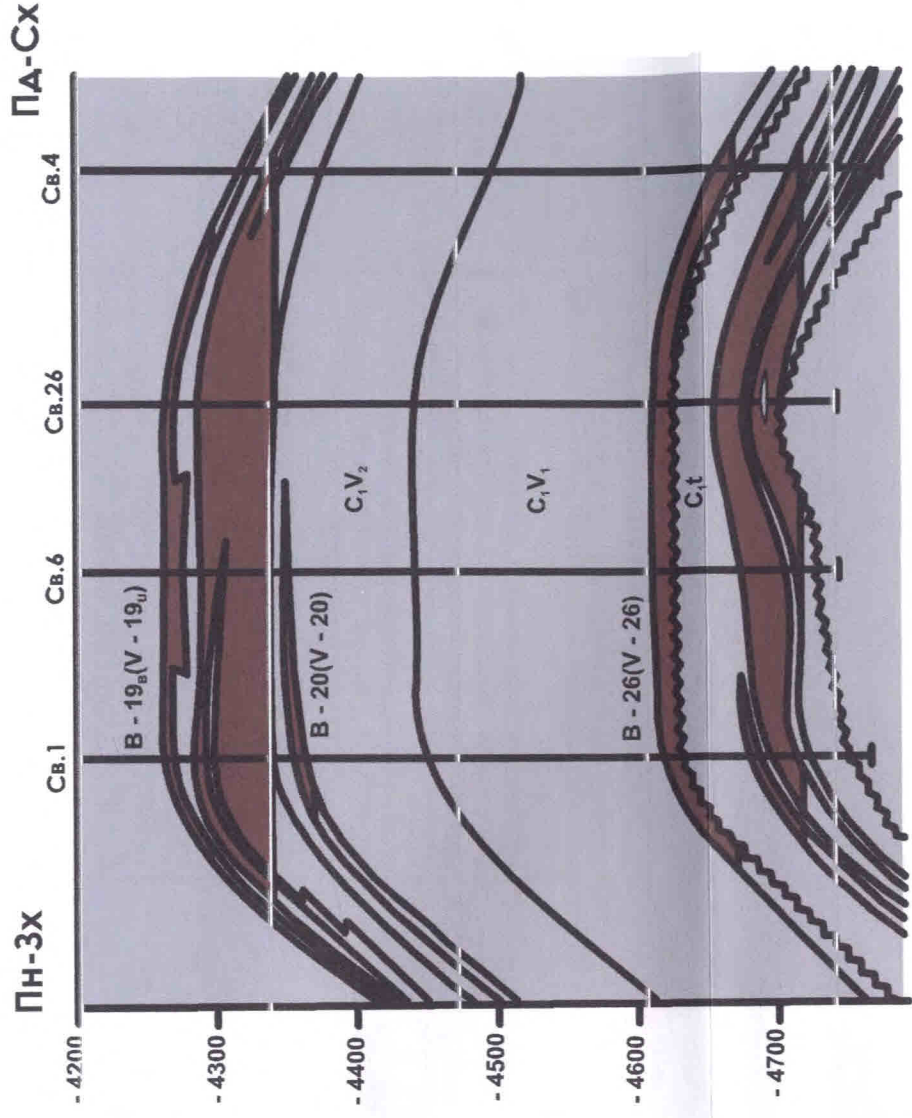
- - - контур нафтогазоносності

— узгоджені стратиграфічні межі

ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ

ПРОДУКТИВНИХ ВІДКЛАДІВ ПО ЛІНІЇ II - II

масштаб горизонтальний 1 : 25 000
вертикальний 1 : 2 000



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

— узгоджені стратиграфічні межі

— лінії виклинування продуктивних горизонтів

Т Триас

P₂ Верхня пермь

P₁ Нижня пермь

C₃ Верхній карбон

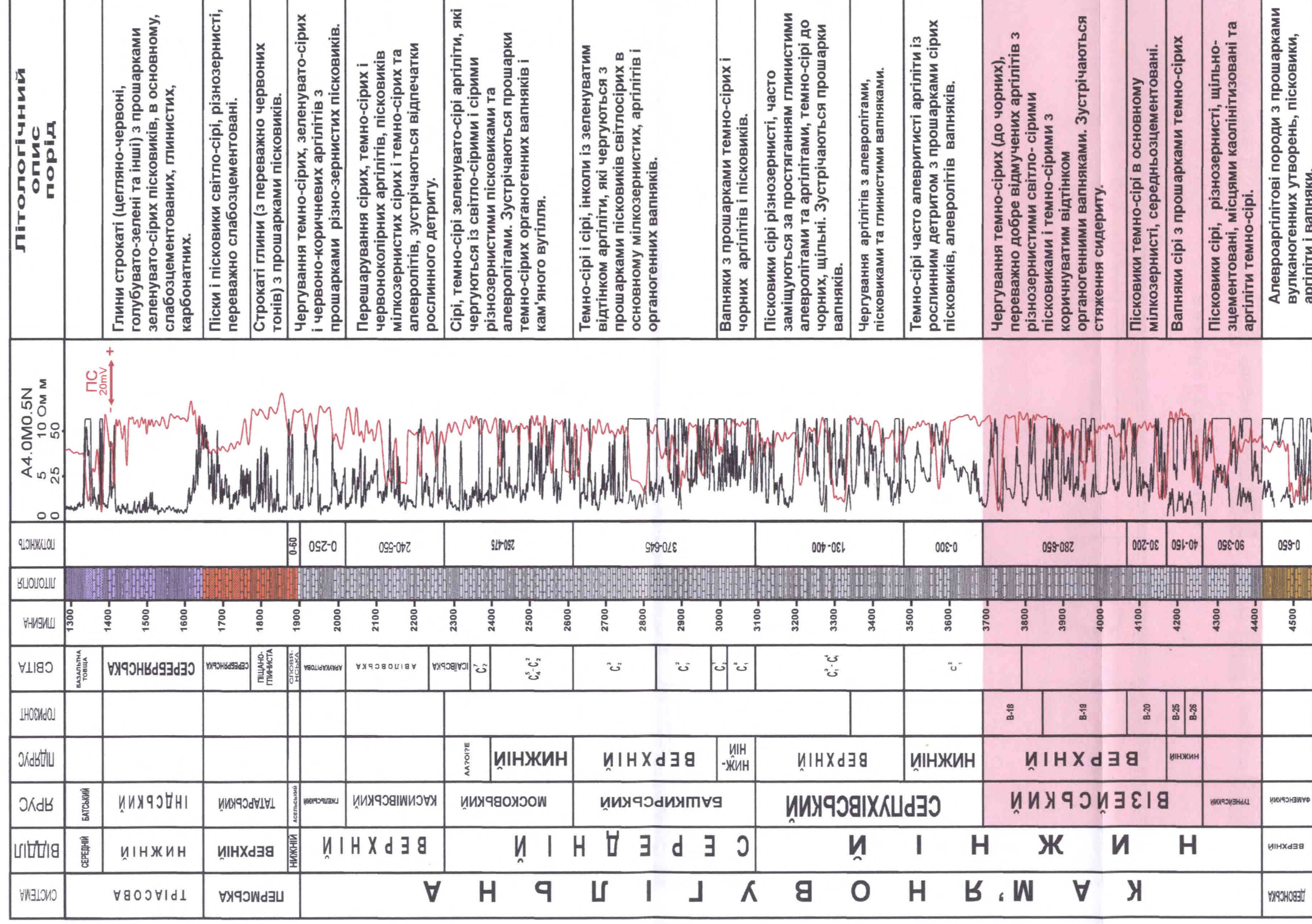
C₂ Середній карбон

C₁ Нижній карбон

Продуктивні пласти

Рис. А.1 Геологічна будова Перекопського нафтогазоконденсатного родовища (за матеріалами ВГО Укргеофізика).

Масштаб: 1:4000

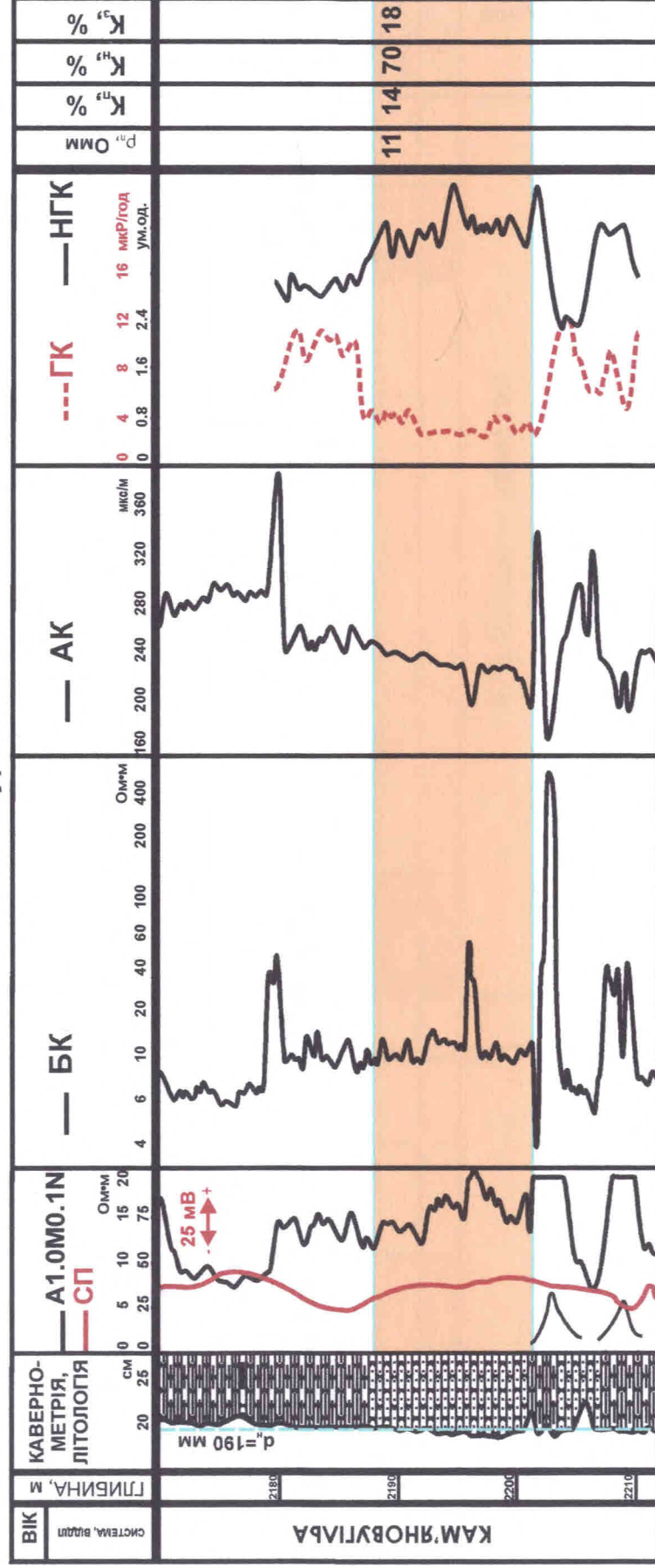


УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

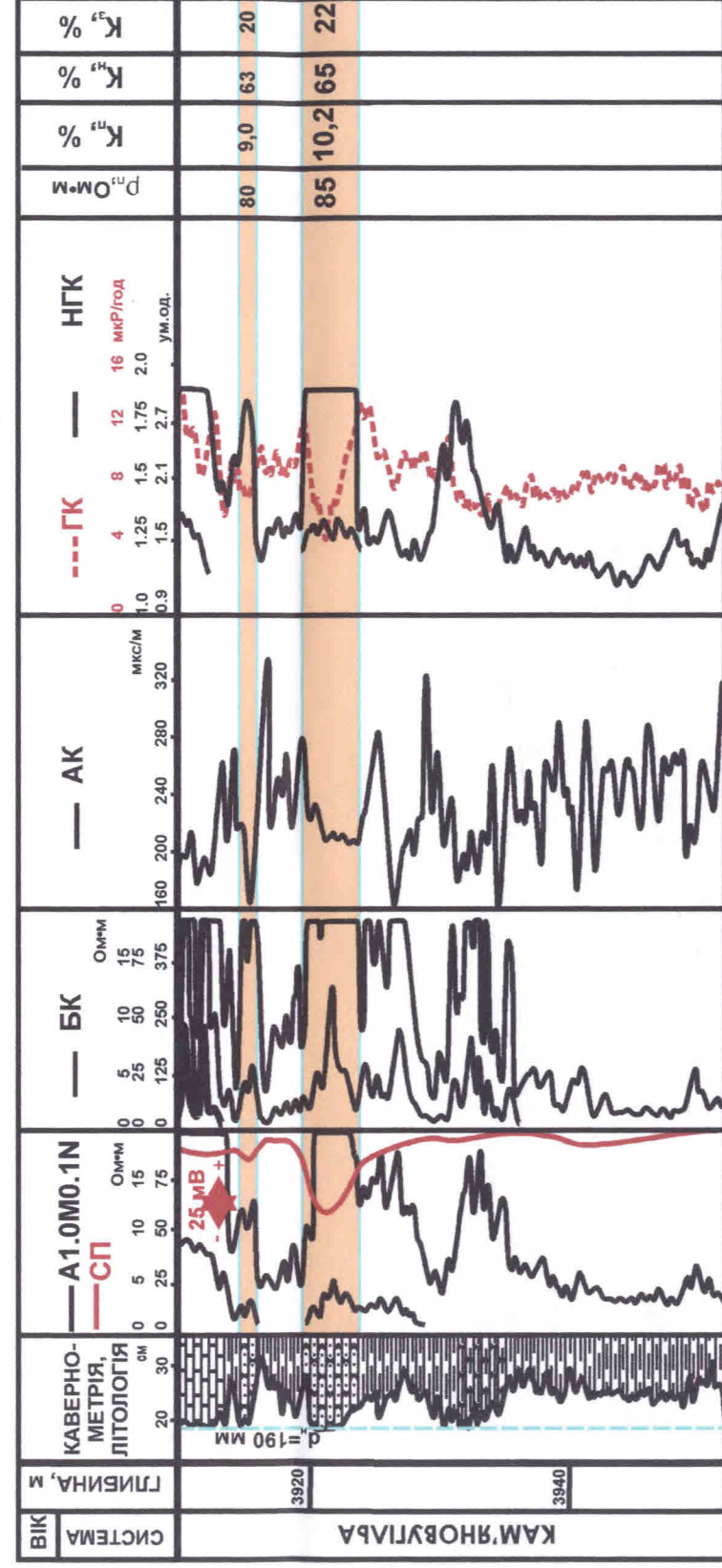
- Пісковик
- Піски
- Алевроліт
- Алевроліт
- Вапняк
- Аргіліт
- Об'єкт дослідження

Рис. А.2 Зведений геолого-геофізичний розріз кам'яновугільних продуктивних відкладів нафтогазоконденсатних родовищ Липово-Долинського структурного валу ДДЗ (за матеріалами ВГО Укргеофізика).

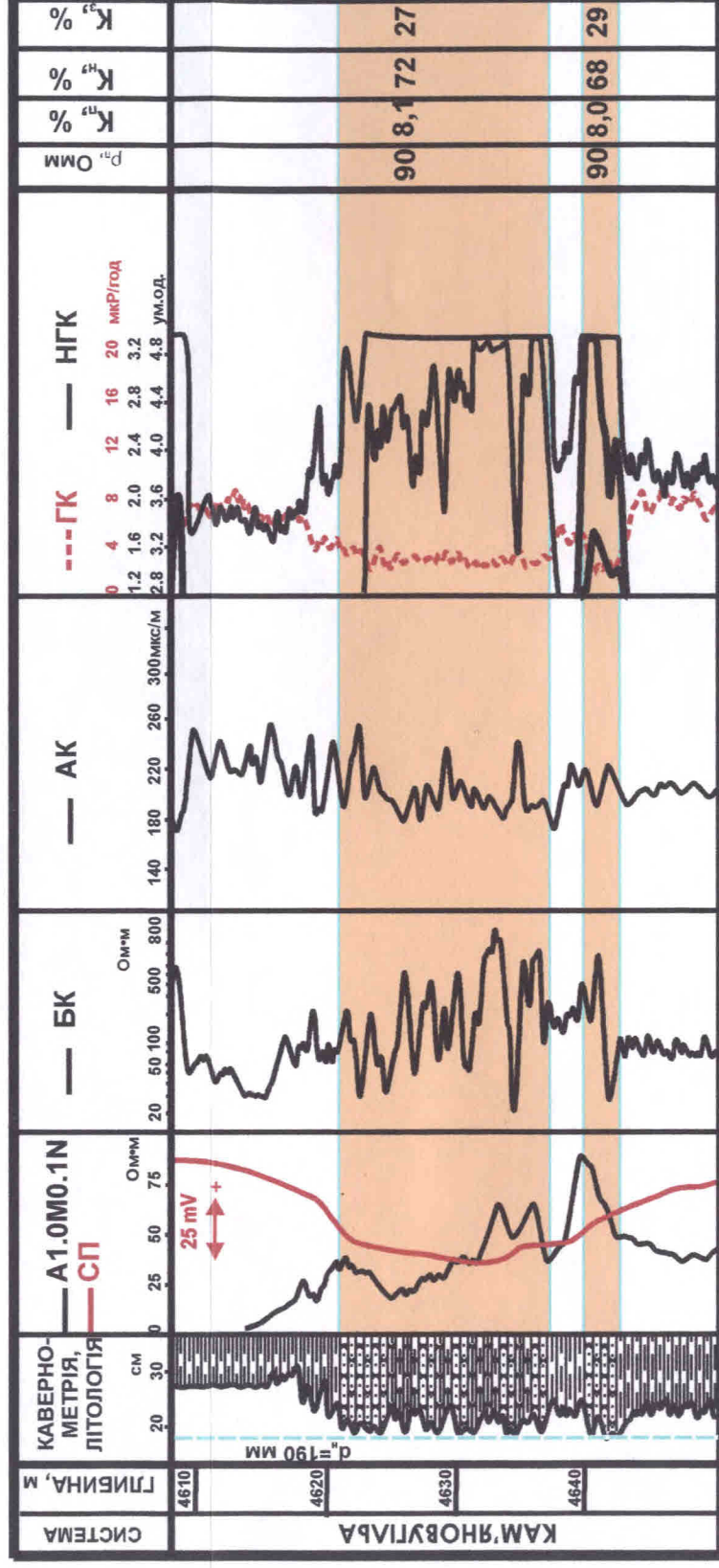
Св. № 8 - Муратівська



Св. № 36 - Остапівська



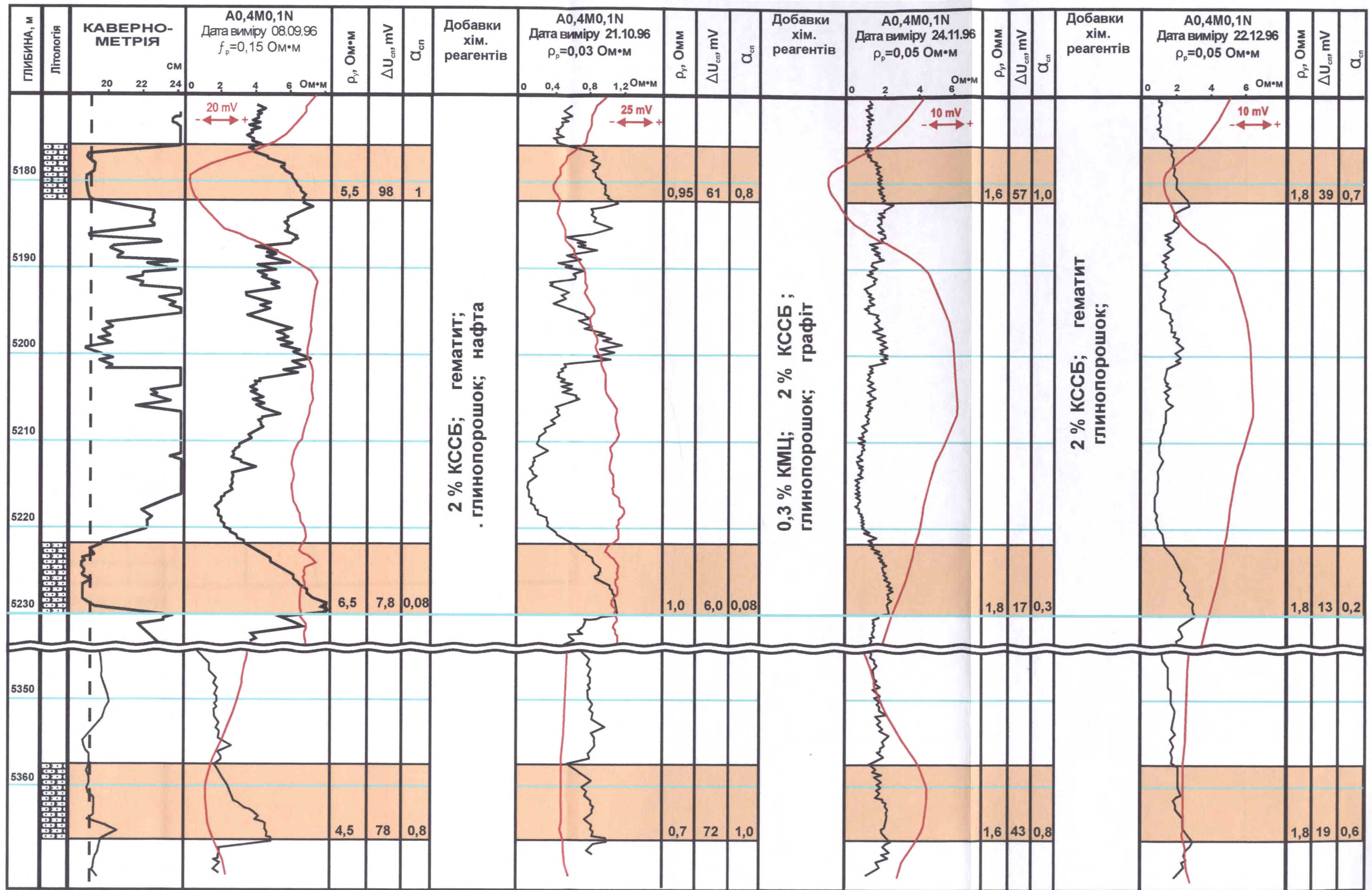
Св. № 64 - Солохівська



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

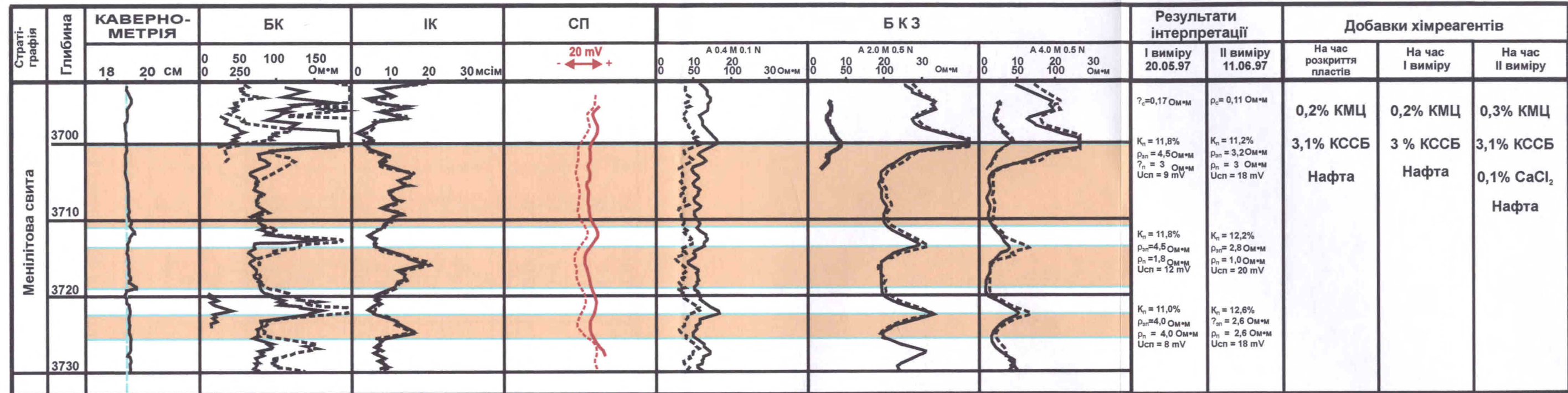
- Пісковик
- Аргіліт
- Пісковик+Аргіліт
- Валунок
- Виділені пласти

Рис. Б. 2 Геофізична характеристика пластів-колекторів другої групи (за матеріалами ВГО Укргеофізика)



Умовні позначення
 Виділені пласти
 Пісковик

Рис. Б.3 Вплив хіміобробки промивної рідини на форми кривих електричного каротажу (св. № 2- Східниця) (за матеріалами ВГО Укргеофізика)



Умовні позначення

- Виділені пласти
- Криві першого виміру
- Криві другого виміру

Рис. Б.4 Вплив хіміобробки промивної рідини на покази методів ГДС св. № 5-Рожнятів (за матеріалами ВГО Укргеофізика)

Додаток В

Результати експериментальних досліджень на зразках гірських порід

Таблиця В.І

Результати експериментальних досліджень впливу фільтратів промивних рідин на фільтраційно-ємнісні властивості

зразків пісковиків візейських відкладів Перекопівського нафтогазового родовища

Номер зразка	Номер свердловини	Інтервал відбору зразка, м	К _{п.в} , %	К _{в.ад} , кг/м ³	К _{в.з} , %	К _{пр.эф.} × 10 ⁻¹⁵ , м ²	Р	ΔТ, мкс/м	К _{с.1} , %	К _{з.1} , %	К _{с.2} , %	К _{з.2} , %
19659	I	4410-4414	17,9	2,4	9,6	86,0	30	243	5	1,8	39	9
19662	I	4410-4414	17,7	2,0	9,9	90,0	31	238	15	5	37	11
19671	I	4414-4417	19,1	2,0	8,8	148,0	26	235	18	1,4	40	8,3
19675	I	4417-4420	18,4	1,9	4,7	148,0	27	242	6	1,5	32	5
19677	I	4417-4420	19,2	2,1	8,6	140,0	27	235	10	0,5	32	3
19980	I	4417-4420	17,8	2,0	10,7	94,0	33	237	15	2,5	44	5,5
19982	I	4417-4420	17,3	2,2	10,5	73,0	33	234	8	3	31	6,0
19985	I	4417-4420	18,4	2,1	10,7	103,0	28	246	19	1	42	17
19688	I	4428-4429	18,5	2,0	9,1	114,0	32	229	17	1,7	27	3
19748	I	4435-4439	13,6	3,1	13,4	9,5	53	224	11	0,4	48	4
19750	I	4435-4439	13,5	4,7	12,0	16,0	48	228	6	3	38	17
19998	I	4439-4446	14,3	2,9	11,8	80,0	46	228	16	5,5	51	15
20021	I	4439-4446	13,8	2,6	13,8	39,0	49	223	11	0,6	54	12
20004	I	4439-4446	13,0	3,6	13,3	61,0	52	217	14	1,1	54	9
20060	I	4452-4460	12,0	3,6	13,9	28,0	89	218	3	0,3	46	7
21476	3	4773-4779	14,4	3,5	12,0	62,0	70	232	1,7	0,7	25	9,4

Продовження табл. В 1

Номер зразка	Номер свердловини	Інтервал відбору зразка, м	Кпв, %	Кв.ад, кг/м ³	Кв.з, %	Кпр.эф. × 10 ⁻¹⁵ м ²	Р	ΔТ, мкс/м	Кс.1, %	Кс.2, %	Кз.2, %	
19089	26	4420-4428	14,4	4,0	10,9	13,0	44	239	11,5	2,5	51	14
19091	26	4428-4435	16,6	2,8	10,0	170,0	34	232	13	0,3	29	6,7
19363	26	4428-4435	12,9	3,9	11,7	420	54	222	6,5	2	40	13
19370	26	4428-4435	17,8	2,7	9,0	94,0	33	235	1,5	0	35	10
19779	26	4790-4797	14,4	5,6	11,0	17,0	81	226	19	5	45	12,3
19795	26	4790-4797	11,6	4,5	14,0	34,0	103	219	11	4	50	15
19796	26	4797-4798	12,6	4,7	15,0	12,0	78	222	8	3	39	19
19816	26	4809-4816	16,3	4,1	13,1	8,2	48	226	2,7	0	45	11
Друга група порід колекторів (IV-V клас за А.А. Ханніним)												
19976	I	4414-447	6,9	5,3	37,9	0,2	262	201	24	9	72	17
20016	I	4439-4446	10,3	3,5	18,9	11,0	75	209	10	2,9	56	23
20021	I	4439-4446	13,8	2,6	13,8	39,0	49	223	11	0,6	54	12
20027	I	4439-4446	11,0	3,6	17,5	14,0	70	216	24	0,9	61	10
20035	I	4439-4446	10,8	4,5	18,7	7,0	88	216	29	0,8	68	12
20046	I	4439-4446	9,7	7,5	30,6	0,3	207	208	9	1,0	76	50
20023	I	4439-4446	7,8	8,0	25,0	1,5	148	208	11	3,4	80	18
20054	I	4452-4460	10,1	4,3	23,8	3,5	89	214	7,3	4,0	43	26
20151	I	4752-4762	8,3	5,9	72,0	1,3	210	199	39	10	64	21
20455	I	4828-4840	10,8	4,2	28,0	7,0	90	205	7,6	2,5	57	11
20456	I	4828-4840	12,1	7,0	66,0	0,4	63	228	18	5	40	13
20457	I	4828-4840	11,6	5,5	23,0	6,4	89	211	1,2	0	6,4	14

Номер зразка	Номер свердл о-вини	Інтервал відбору зразка, м	К _{п.в} , %	К _{в.ад} , кг/м ³	К _{в.з} , %	К _{пр.эф.} × 10 ⁻¹⁵ м ²	Р	ΔГ, МКС/М	К _{с.1} , %	К _{з.1} , %	К _{с.2} , %	К _{з.2} , %
21473	3	4759-4773	12,4	4,4	19,0	12,2	93	218	2,7	0,5	37	19
21474	3	4759-4773	9,9	5,0	19,0	0,2	133	208	13	6	55	14
21781	3	4817-4833	10,0	8,3	53,0	0,22	97	206	24	6	59	17
19765	26	4739-4747	7,4	13,5	70,0	0,02	280	192	80	44	100	51
19774	26	4748-4753	7,2	8,1	46,0	0,22	290	193	31	13	68	20
19780	26	4790-4797	11,3	6,5	18,8	9,2	116	216	0,8	1,0	27	11
19783	26	4790-4797	10,2	7,5	17,0	0,46	157	211	11,5	8,2	57	27
19791	26	4790-4797	9,9	10,6	51,0	0,01	173	207	33	9	97	31
19798	26	4797-4798	8,5	7,2	19,0	0,51	260	199	7,1	6,5	55	19
19800	26	4801-4809	8,3	5,6	18,0	2,3	220	197	9,5	2,9	52	19
19803	26	4801-4809	6,7	14,5	66,0	0,01	212	191	85	27	100	39
19806	26	4801-4809	10,3	6,4	19,0	0,75	135	202	20	6	62	30
19808	26	4809-4816	13,8	5,3	17,0	2,3	233	207	15	7,1	61	26
19812	26	4809-4816	9,0	10,5	48,0	0,01	180	200	18	6,4	90	20
19813	26	4809-4816	10	9,2	63,0	0,012	260	202	66	18	92	50
19819	26	4821-4829	7,3	7,7	67,0	0,01	314	201	70	30	98	56
19821	26	4821-4829	11	5,2	35,0	0,17	130	209	28	13	87	25

Результати експериментальних досліджень впливу фільтратів промивних рідин на фільтраційно-ємнісні властивості зразків пісковиків візейських відкладів Коржівського нафтогазового родовища

Номер зразка	Номер свердловини	Інтервал відбору зразка, м	Кпв, %	Квад, кг/м ³	Квз, %	Кпр.еф ×10 ⁻¹⁵ м ²	Р	ΔТ, мкс/м	Кс.1, %	Кз.1, %	Кс.2, %	Кз.2, %
Перша група порід колекторів (III клас за А.А. Ханінім)												
21182	1	4183-4191	16,9	2,0	12,5	164,0	31	228	12	1,5	31	7
21190	1	4183-4191	12,4	3,8	17,0	29,0	211	211	26	3,1	64	19
21207	1	4191-4204	13,3	3,6	15,0	21,0	73	209	15	1,1	59	12
21216	1	4195-4204	15,6	2,8	12,9	111,0	39	223	7,4	2	40	15
Друга група порід колекторів (IV-V клас за А.А. Ханінім)												
21185	1	4183-4191	9,5	5,1	26,0	7,4	214	192	19	2,4	62	19
21204	1	4183-4191	10,4	6,3	21,3	21,0	89	103	10	3	49	18
21223	1	4195-4204	9,3	3,8	27,0	5,0	118	200	10	6	52	12
21224	1	4195-4204	8,3	5,5	33,4	6,0	133	212	13	5	63	22
21242	2	4174-4177	12,2	4,1	18,8	14,0	56	213	27	7	65	33
21277	2	4187-4192	11,3	3,5	19,3	7,4	68	219	21	8,2	59	10
21285	2	4187-4192	7,2	7,4	30,0	0,7	214	196	14	2,7	57	30
21292	2	4192-4196	10,9	5,0	25,2	7,7	84	222	6,0	2	50	17

Таблиця В. 3

Результати прогнозування заупорки присередовинної зони пластів-колекторів на прикладі продуктивних відкладів нафтогазоконденсатних родовищ ДДЗ

№ п/п	Інтервал пластів, м	Технологічні фактори розкриття			Геофізичні параметри				Петрофізичні характеристики						Дебіт, м ³ /добу			К _з , %	К _с , %
		ΔР, Мпа	Час, діб	Д _{зп} , м	Фільтрат у пробах ВПК	Р	ΔТ, мкс/м	Δγ	α _{сп}	К _{вд} , кг/м ³	К _{пл} , %	К _{вз} , %	К _{пр.ф.} , ×10 ⁻¹⁵ , м ²	К _{нл} , %	газу ×10 ³	нафти	води		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Перекопівське родовище (св. І)																			
1	4404,4-4406,4	14,0	155	0,3	-	58	220	0,09	0,85	-	14,5	12,8	61	87				12	42
2	4408,8-4432,8	14,1	151	0,3	-	46	232	0,02	0,99	2,7	16,2	11,1	104	88				10	39
3	4414,2-4420,0	14,2	153	0,5	-	50	230	0,02	0,83	-	16,7	10,0	142	88				12	38
4	4424,1-4427,4	14,3	149	0,3	-	95	216	0,17	0,98	-	8,7	26,2	0,98	63	389,3	192	0	20	63
5	4435,0-4439,2	14,3	148	0,3	-	70	222	0,02	1,0	3,0	13,7	11,5	13	87				12	45
6	4439,2-4451,5	14,3	147	0,3	-	88	218	0,03	0,98	-	12,3	15,0	38	87				14	47
7	4473,6-4478,8	14,6	141	0,3	-	92	218	0,22	0,64	5,0	10,2	20,6	16,5	80	0,06	167	0	18	54
8	4741,6-4744,0	17,7	79	0,8	-	95	200	0,23	0,90	5,1	10,0	19,3	17,8	77	14	28	1	19	54
9	4745,2-4748,0	17,8	73	0,8	-	112	200	0,19	0,60	6,0	9,3	21,5	11,7	78				20	56
10	4821,6-4827,2	18,0	51	0,8	-	81	214	0,09	0,85	4,7	11,1	18,0	36,0	82	350	47	0	15	57
1	4829,6-4836,4	18,0	49	0,8	-	36	236	0,13	0,84	2,9	16,2	11,1	92	70	27	3,5	0	11	40
2	4839,6-4842,0	18,0	47	0,8	+	28	248	0,04	0,81	2,2	18,0	9,4	108	55	3,2	0	17,4	13	37
3	4846,8-4853,0	18,0	42	0,8	+	46	235	0,1	0,84	3,4	14,0	13,6	75	42			13	454	

№ п/п	Інтервал пластів, м		Технологічні фактори розкриття			Геофізичні параметри				Петрофізичні характеристики					Дебіт, м ³ /добу			Кз, %	Кс, %
	ΔР, Мпа	Час діб	Дзп, м	Фільтрат у пробах ВПК	Р	ΔТ, мкс/м	ΔГу	αсп	Кв.ад, кт/м ³	Кпл.в, %	Кв.з, %	Кпр.ф.ф, ×10 ⁻¹⁵ , м ²	Кплг, %	газу ×10 ³	нафти	води			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
14	4424,8-4426,4	10,0	160	0,8	+	60	220	0,08	0,96	-	13,7	11,2	37	-	7,7	76	0	11	44
15	4442,4-4444,0	10,0	152	0,8	+	40	236	0,06	0,9	-	16,7	13,2	65	83				12	41
16	4444,0-4448,0	10,0	150	0,8	+	40	236	0,05	1	-	17,2	10,1	150	91				11	38
17	4449,6-4451,2	10,0	145	1,1	+	42	240	0,05	0,86	-	17,2	8,5	170	95	24,4	138	0	10	36
18	4452,0-4458,8	10,7	138	0,8	+	50	232	0,06	0,95	-	15,8	8,8	183	92				10	38
19	4469,6-4471,2	11,0	131	1,5	-	65	224	0,02	1,0	-	12,7	15,1	52	74				14	46
20	4472,0-4473,6	11,5	127	1,5	-	65	224	0,02	0,98	-	12,6	14,2	76	65	0	0	0	13	46
21	4474,0-4476,0	11,0	125	1,5	-	95	218	0,05	0,96	-	9,7	19,2	9,5	43				16	55
22	4746,8-4749,6	12,1	96	1,1	-	108	228	0,09	0,65	3,7	12,5	12,8	78	80	0,35	197	0	14	45
23	4754,0-4769,0	12,1	92	1,1	-	144	211	0,3	0,69	5,3	9,2	19,6	27	68	0	0	0	20	54
24	4801,0-4817,0	13,8	85	1,6	-	142	206	0,13	0,24	6,0	8,6	24,4	1,6	57	0,2	0	0		62
25	4829,6-4833,6	14,4	83	1,6	+	100	216	0,2	0,65	-	10,1	18,0	8,2	80	28	0	0	18	55
26	4842,4-4844,8	14,8	77	1,6	+	125	220	0,3	0,65	-	8,8	25,2	32	52	13,8	0	0	19	58
27	4849,6-4852,2	15,2	70	1,6	+	43	228	0,04	0,86	3,1	15,0	12,0	8,1	38				12	45

Перекопівське родовище (св. 3)

№ п/п	Інтервал пластів, м	Технологічні фактори розкриття			Геофізичні параметри				Петрофізичні характеристики					Дебіт, м ³ /добу			Кз, %	Кс, %	
		ΔР, Мпа	Час діб	Дзл, м	Фільтрат у пробах ВПК	Р	ΔТ, мкс/м	Δγ	αсп	Кв.ад, кг/м ³	Кп.в, %	Кв.з, %	Кпр.эф, ×10 ⁻¹⁵ , м ²	Кн.г, %	газу ×10 ³	нафти			води
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
28	4501,2-4502,4	6,5	137	1,1	+	67	219	0,12	0,64	0,94	12,2	17,0	54	80	0	0	0	15	49
29	4518,1-4521,4	6,5	132	1,2	+	101	220	0,09	0,59	5,2	10,0	21,0	3,4	58	0,1	0	36	18	57
30	4823,6-4828,4	12,5	97	1,6	+	95	216	0,17	0,57	-	10,0	23,0	60	60	106,4	0	0	18	53
31	4883,2-4890,0	13	55	2,4	+	104	213	0,08	0,7	4,7	11,1	17,1	49	73	0	0	0	17	50
Перекопівське родовище (св. 4)																			
Анастасівське родовище (св. 26)																			
32	4415,2-4419,6	13,5	162	0,8	+	75	230	0,06	0,72	-	13,9	11,0	60	85				11	43
33	4420,4-4426,8	13,5	160	0,8	+	90	224	0,18	0,74	-	13,7	14,5	44	83				13	45
34	4428,0-4443,6	14,0	157	0,8	-	58	224	0,06	1,00	-	14,7	13,0	61	93	56,4	192	0	10	42
35	4443,6-4447,6	14,0	152	0,8	-	60	220	0,06	0,94	-	12,4	16,0	59	88				14	48
36	4452,0-4453,2	14,6	148	0,6	+	67	216	0,09	0,68	4,4	11,8	16,9	33	83	30	10,4	0	16	49
37	4738,4-4740,8	16,7	95	0,6	-	165	200	0,36	0,3	-	7,7	25,3	2,3	69	0	0	0	29	63
38	4742,0-4744,0	16,9	80	0,6	-	152	211	0,40	0,26	-	8,0	27,0	6,6	44				28	61
39	4748,0-4749,2	17,1	77	0,6	+	132	208	0,40	0,28	5,3	9,2	21,7	22	80	18,4	0	1	23	55
40	4784,4-4789,2	17,3	57	0,6	+	92	212	0,38	0,5	4,7	10,2	17,0	40	82				20	51
41	4791,2-4794,0	17,5	50	0,8	-	119	210	0,26	0,6	5,6	9,0	22,0	42	77	0	0	0	24	55

№ п/п	Інтервал пластів, м	Технологічні фактори розкриття			Геофізичні параметри					Петрофізичні характеристики					Дебіт, м ³ /добу			Кз, %	Кс, %	
		ΔР, Мпа	Час діб	Дзп, м	Фільтр-раг у пробах ВПК	Р	ΔТ, мкс/м	Δγ	αсп	Кв.ад, кг/м ³	Кпл.в, %	Кв.з, %	Кпр.эф, ×10 ⁻¹⁵ , м ²	Кнг, %	газу ×10 ³	нафти	води			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
42	4794,8-4799,6	18	45	0,8	+	71	226	0,16	0,8	4,4	11,5	12,0	60	80	0	0	0	16	46	
43	4804,4-4812,0	18	43	0,3	+	46	240	0,12	0,88	3,4	14,1	13,2	92	79				13	43	
44	4814,8-4818,8	19,5	42	0,3	+	51	232	0,26	0,58	3,7	13,5	14,1	79	74				19	44	
45	4818,8-4821,2	20	41	0,8	+	140	216	0,36	0,54	6,0	8,4	24,0	3,3	70	65	9,15	0	22	61	
46	4823,6-4828,0	20	40	0,8	+	110	224	0,18	0,7	4,0	12,4	15,0	37	82				14	47	
47	4828,6-4831,6	20	40	0,8	+	135	216	0,31	0,57	6,0	8,5	24,1	29	70				22	57	
Коржівське родовище (св. 1)																				
48	4176,0-4182,8	8,5	189	3,0	-	95	212	0,09	0,72	5,1	10	20,0	3,9	72	39,5	253	1	16	56	
49	4182,4-4184,4	8,6	185	1,6		44	232	0,06	0,79	-	15,2	12,3	95	88				12	45	
50	4184,4-4187,2	8,5	183	1,5	+	45	232	0,01	0,9	2,6	15,4	11,7	139	87				11	41	
51	4188,8-4191,2	8,5	180	1,6	+	44	232	0,02	0,93	-	13,7	12,8	97	81				13	43	
52	4194,0-4196,0	8,5	178	1,5	+	54	220	0,14	0,75	2,6	11,5	12,3	60	88				17	47	
53	4246,4-4273,2	9,0	152	2,2	+	47	216	0,03	0,99	3,7	13,4	14,2	15,4	53	0,52	0,13	0,5	13	47	
54	4286,8-4288,0	9,5	114	1,6	+	113	209	0,07	0,76	5,5	9,5	22,1	2,6	45	0,01	0	21	19	58	

№ п/п	Інтервал пластів, м	Технологічні фактори розкриття			Геофізичні параметри				Петрофізичні характеристики					Дебіт, м ³ /добу			К _с , %		
		ΔР, Мпа	Час діб	Д _з , м	Фільтрат у пробах ВІПК	Р	ΔТ, мкс/м	Δγ	α _{сп}	К _{в.ад} кг/м ³	К _{п.в.} %	К _{в.з.} %	К _{пр.ф.} × 10 ⁻¹⁵ , м ²	К _{н.г.} %	газу × 10 ³	нафти		води	К _з , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Коржівське родовище (св. 2)																			
55	4166,4-4174,0	5,3	106	0,8	-	26	242	0,16	0,56	5,2	9,2	21,0	3,4	82	0	0	0	17	58
56	4174,0-4190,0	5,4	101	1,6	+	37	239	0,07	0,84	4,4	11,8	16,9	8,2	88	0,2	0	0	16	52
57	4190,0-4195,2	5,4	89	1,6	+	49	229	0,03	0,95	3,2	15,0	12,7	30	81	2,9	112	26	12	43
58	4248,0-4254,0	5,8	85	1,6	+	63	217	0,13	0,71	4,3	12,0	17,0	8,8	68	0	0	146	15	48
59	4254,8-4258,4	6,0	73	1,6	-	39	231	0	0,98	3,2	15,7	14,0	38	65	0	0	146	13	43
60	4260,4-4263,2	6,0	70	1,5	-	40	236	0,03	1,0	-	12,7	13,2	38	69	0	0	0	12	46
61	4319,0-4325,0	6,0	68	0,3	-	37	232	0,25	0,79	4,3	12,0	15,1	8,8	77	58	9	9	14	47
Солохівське родовище (св. 64)																			
62	4621-4632	7,2	35	0,7	-	163	190	0,25	0,5	6,5	8,1	34,6	0,7	72	75	0	0	27	68
63	4640-4643	7,2	35	0,8	-	164	190	0,27	0,5	6,5	8,0	35,0	0,7	68	0	0	0	29	67
Мурагівське родовище (св. 8)																			
64	2188-2201	6,3	79	1,5	-	28	210	0,05	0,8	4,8	14,1	16,3	13,2	70	0	0	0	18	48
Остапівське родовище (св. 1)																			
65	3920-3924	5,4	62	1,3	+	56	200	0,09	0,7	6,6	10,2	24,5	2,2	65	0	0	0	19	55

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин / Ф.С. Абдулин. - М.: Недра, 1975. - 262 с.
2. Авдусин Т.П. Структура порового пространства песчаных коллекторов нефти / Т.П. Авдусин, М.А. Цветкова. // Сб. докладов ДАН СССР, 1969 - Т. 19-20. - С.2 - 3.
3. Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г.М. Авчян. - М.: Недра, 1972. - 145 с.
4. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвеев, З.Б. Стефанкевич. - М.: Недра, 1979. - 214 с.
5. Алекперов В.Г. Кольматация проницаемых пластов в процессе бурения и её последствия / В.Г. Алекперов, В.А. Никишин. // Нефтяное хозяйство. - 1972. - № 8. - С. 21 - 24.
6. Амикс Д. Физика нефтяного пласта : Пер. с англ / Д. Амикс, Д. Басе, Р. Уайтинг. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 572 с.
7. Амиян В.А. Рациональные методы вскрытия продуктивных пластов / В.А. Амиян, И.П. Васильева. // Нефтепромысловое дело.-1967. - № 11.- С. 18-29.
8. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, И.П. Васильева. - М.: Недра, 1980. - 384 с.
9. Андрианов П.И. Связанная вода почв и грунтов / П.И. Андрианов. // Тр. ин-та мерзлотоведения им. В.А. Обручева. - М. - Л.: Изд-во АН СССР, 1946. - С. 5 - 136.
10. Аникеенко Г.И. Технологические свойства кремнийэлементорганических реагентов для буровых растворов / Г.И. Аникеенко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2006. - №10. - С.26-28.
11. Афанасьев А.В. Принципы учёта адсорбционной деформации терригенной породы в петрофизических моделях интерпретации

- данных ГИС / А.В. Афанасьев, В.С. Афанасьев //НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. - 2009.- №11 (188). -С. 139-157.
12. Антонишин Г.И. Роль частиц дисперсной фазы промывочной жидкости при вскрытии продуктивных пластов бурением / Г.И. Антонишин, А.А. Борковский, Р.С. Яремийчук. // Разведка и разработка нефтегазовых и газовых месторождений. - Ивано-Франковск, 1981. - Вып.18.- С. 34 - 56.
 13. Астоян С.Г. Определение коэффициента проницаемости пластов-коллекторов по данным ГИС / [С.Г. Астоян, В.И. Дизин, О.Н. Кропотов, В.Г. Фоменко]. // Совершенствование методов аппаратуры и технологии геофизических исследований, испытания и контроля нефтегазоразведочных скважин. - М.: Недра, 1987. - С. 35 - 40.
 14. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных жидкостей и тампонажных растворов / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. - М.: Недра, 1981. - 152 с.
 15. Ахтиямов Р.А. Сравнительный анализ существующих методов оценки коллекторских свойств пород призабойной зоны / [Р.А. Ахтиямов, И.О. Сафилин, Р.Р. Заринов, В.С. Хакимов]. //Каротажник. - 2008. - Вып. 10 (175). - С. 37-39.
 16. Баграмян Е. А. Влияние минерализации насыщающего электролита на относительное сопротивление коллекторов палеогеновых отложений Предкарпатья / [Е. А. Баграмян, А.А. Гаранин, Б.Д. Никифорчин и др.] // Разведка и разработка нефт. и газов. месторождений. - 1984, - № 21. - С. 31-33.
 17. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа / К.И.Багринцева. - М.: Недра, 1977. - 231 с.
 18. Балугев А.А. Эффективность применения биополимерных буровых растворов при бурении боковых стволов с горизонтальным участком / [А.А. Балугев, О.А. Лушпеева, Е.А. Усачев, Т.В. Грошева] // Нефтяное хозяйство.- №9. - 2001. - С. 35-37.

19. Беляев Н.М. Сопротивление материалов / Н.М Беляев. - М.: Наука, 1976. - 607 с.
20. Блох А.М. Структура воды и геологические процессы / А.М. Блох. - М.: Недра, 1969, - 216 с.
21. Бойко В.С. Нафтогазовидобування: проблеми і перспективи / В.С. Бойко // Проблеми нафтогазового комплексу України. - Львів, Українська нафтогазова академія: Центр Європи. - С. 76-83.
22. Бортницкая В.М. Влияние геотермических условий на формирование залежей углеводородов и фильтрационно-ёмкостные свойства терригенных коллекторов / [В.М. Бортницкая, Р.М. Новосилецкий, А.Ю. Полутранко, Г.М. Ципенюк]. // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. - М.: Наука. - С. 48 - 53. .
23. Брунауэр С. Адсорбция газов и паров: Пер. с англ. / С. Брунауэр - М.: Издательство, 1948. - 781 с.
24. Бурдынь Т.А., Химия нефти, газа и пластовых вод / Т.А. Бурдынь, Ю.Б. Закс. - М.: Недра, 1978. - 277 с.
25. Васильченко А.О. Синергетичні композиції хімічних реагентів як основа систем бурових розчинів / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова, М.А. Мислюк // Нафтова і газова промисловість.-2007.-№ 1.-С. 24-31.
26. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов / Б.Ю. Вендельштейн. - М.: Недра, 1966. - 206 с.
27. Винарский М.С. Применение азрированных жидкостей при бурении скважин в поглощающих горизонтах / М.С. Винарский, Н.М. Гончаренко. - М.: Недра, 1969. - 152с.
28. Винарский М.С. Влияние свойств бурового раствора на состояние призабойной зоны продуктивных пластов / М.С. Винарский, В.К. Муратов, С.Н. Петрова. // Нефтяное хозяйство. - 1977. - № 6. - С. 27 - 29.
29. Гайворонская И.Н. Анализ результатов вскрытия продуктивных пластов на Возейском месторождении по данным гидродинамических

- исследований / И.Н. Гайворонская, А.А. Мордвинов. // РНТС «Бурение» - М.: ВНИИОЭНГ, 1978. - Вып. 7. - С. 15 - 17.
30. Галабуда Н.И. Распространение и свойства гранулярных коллекторов нижнего карбона Днепровско- Донецкой впадины на больших глубинах / Н.И. Галабуда, П.М. Лагола, Р.Ф. Сухорский. // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах : Тез. докл. III Всесоюзн. конф. I - 3 февр. 1983 г. -М.: Изд-во МИНХ и ГП, 1983. - С. 47 -48.
31. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. - М.: Недра, 1982. - 311с.
32. Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов - М.: Недра, 1985. - 206 с.
33. Грег С. Адсорбция, удельная поверхность, пористость: Пер. с англ / С. Грег, К. Синг. - М.: Мир, 1970. - 407 с.
34. Грицишин В.И. Комплексное изучение фильтрационно-ёмкостных свойств глубоко-залегающих коллекторов ДДВ / В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин**, И. Г. Пилип // Повышение эффективности геофизических исследований глубоких и сверхглубоких скважин в нефтега-зоносных провинциях Украины.: науч.-техн. конф., 1982 г.: тезисы докл - Киев, 1982. - С. 26-27.
35. Грицишин В.И. Влияние химреагентов на изменение петрофизических характеристик коллекторов в зоне проникновения / В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин**, Е.П. Грицай, А.Е. Кирилова // Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин: Всесоюзн. науч.-техн. конф., 1982 г.: тезисы докл. - Ивано-Франковск, 1982. - С. 38 - 40.
36. Грицишин В.И. К методике оценки изменения коллекторских свойств прискважинной зоны пластов на образцах горных пород / В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин** // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: III Всесоюзн. конф., I-3 февр. 1983г :тезисы докл. - М., 1983. - С. 183 - 184.

37. Грицишин В.И. Влияние химических реагентов на диффузионно-адсорбционные потенциалы горных пород / В.И. Грицишин, Е.А. Баграмян, **А.А. Гаранин** // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений.- 1983. -№20. - С. 46 - 48..
38. Грицишин В.И. Влияние химических реагентов на фильтрационно-ёмкостные свойства гранулярных коллекторов / В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин** // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. - М.: Наука, 1985. - С. 162 - 167.
39. Грицишин В.И. Прогнозирование нефтегазо-носности глубокозалегающих коллекторов по данным геолого-геофизических исследований скважин /В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин**, Д.Д. Федоришин // Нефтегазообразование на больших глубинах: V Всесоюзн. семинар, сент. 1986 г. : тезисы докл. - М., 1986. -С. 201-203.
40. Грицишин В.И. Оценка пористости коллекторов нефтегазовых месторождений ДДВ по данным геофизических исследований скважин /В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин** // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1987. - № 24. - С. 6 - 10.
41. Грицишин В.И. Влияние термобарических условий на петрофизические параметры низкопористых коллекторов Предкарпатья /В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин**, Е. П. Грицай, А. Е. Кирилова // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: IV Всесоюзн. конф., ч. II: тезисы докл. - М., 1987. -С. 175.
42. Грицишин В.И. Проблемы и пути совершенствования методов геолого-геофизических исследований нефтяных и газовых пластов в процессе их вскрытия бурением / В.И. Грицишин, **А.А. Гаранин**, Е. П. Грицай // Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин: Вторая Всесоюзн. науч.-техн. конф., 20-22 сент. 1988 г. : тезисы докл. - Ивано-Франковск, 1988. - С. 300 - 302.
43. Грицишин В.И. К методике оценки нижних значений коллекторов нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья / [В.И. Грицишин,

- А.А. Гаранин, Е. П. Грицай, А.Е. Кирилова] // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1989. - № 26. - С. 8-10.
44. Грицишин В.И. Учёт глубинных условий при прогнозировании продуктивности низкопористых коллекторов Предкарпатья по ГИС / [В.И. Грицишин, А.А. Гаранин, Е. П. Грицай, А.Е. Кирилова]. - Ивано-Франковск, 1990. - Деп. в Укр. НИИНТИ, ук. 90 ИФИНГ, № 1042.
45. Губанов Ю.С. Комплексные исследования петрофизических свойств коллекторов с целью повышения эффективности геологоразведочных работ: автореф. дис. на соискание степени канд. геол.-минерал. наук: спец. 04.00.17 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений" / Ю.С. Губанов. - Ивано-Франковск, 1982. - 17с.
46. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред / Н.С. Гудок. - М.: Недра, 1970. - 208 с.
47. Гульгун Б.Ю. Повышение эффективности вскрытия и опробования нефтегазоносных пластов / Б.Ю. Гульгун, М.И. Зазуляк, М.М. Иванюта. - М.:Недра, 1973. - 128с.
48. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. - М.:Недра, 1975.-344с.
49. Дахнов А.В. Исследование связей между физическими свойствами максимально влажных терригенных пород и их проницаемостью: автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук: спец. 04.00.17 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений" / В.Н. Дахнов; М.: Изд-во МИНХ и ГП, 1975. - 24 с.
50. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. - 2-е изд.переработаное. - М.: Недра, 1982.- 448 с.
51. Десятков В.М. К вопросу изучения условий формирования пород-коллекторов Калининградской области по параметрам их моделей / В.М. Десятков, И.Г. Пилип. // Особенности формирования пород-

- коллекторов впадин запада Русской платформы. - Минск: Изд-во БелНИГРИ, 1977.- С. 9 - 10.
52. Добрынин В.М. Деформации и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. - М.: Недра, 1970. - 239 с.
53. Допилко Л.И. Влияние гидродинамического давления в скважине на состояние приствольной зоны / Л.И. Допилко, Э.Н. Довгополь, В.Н. Лужаница. // Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин: тез. докл. Всесоюзн. науч.-техн. конф., октябрь, 1982р. – Ивано-Франковск, 1982. - С. 14 - 16.
54. Думанский А.В. Гидрофильность коллоидов и связанная вода / А.В. Думанский. - Киев: Наукова Думка, 1960. - 212 с.
55. Ельцов И.Н. Комплексная геоэлектрическая и гидродинамическая модель зоны проникновения / И.Н. Ельцов, М.Н. Спов, А.А. Кашеваров // Геофизический вестник. - 2004.- № 4.- С. 13-19.
56. Жигач К.Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов / К.Ф. Жигач, К.Ф. Паусс. // Нефтяное хозяйство. - 1957.- № 11.-С. 5 - 8.
57. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении / С.Ю. Жуховицкий. - М.: Недра, 1976. - 200 с.
58. Злочевская Р.И. Связанная вода в глинистых грунтах / Р.И. Злочевская. - М.: Изд-во МГУ, 1969. - 176 с.
59. Ибрагимов Г.З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов. - М.: Недра, 1983.- 312 с.
60. Иванов С.И. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин / [С.И. Иванов, А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар и др.]– М.: Недра, 2004, Книга 1. -250 с.
61. Иванюта М.М. Повышение эффективности вскрытия и опробования нефтеносных пластов / М.М. Иванюта, Б.Ю. Гульгун, М.И. Зазуляк и др.. - М.: Недра, 1975. - 228 с.

62. Изучение влияния химреагентов на характеристику геофизических параметров: отчет о НИР (закл.), х/т 55-77 / Ивано-Франковский институт нефти и газа; рук. Грицишин В.И. - исполн. **Гаранин А.А.** [и др.]— Ивано-Франковск, 1978. -55 с. -библиогр. С. 52. - № ГР 77051212.
63. Изучение промыслово-геофизическими методами влияния промывочной жидкости на коллекторские свойства горных пород в прискважинной части разреза и оценка качества вскрытия коллекторов: отчет о НИР (закл.), х/т 154-79 / Ивано-Франковский институт нефти и газа; рук. Грицишин В.И. - исполн. **Гаранин А.А.** [и др.]— Ивано-Франковск, 1980. - 86 с. - библиогр. С. 75-76. - № ГР 79020504.
64. Изучение параметров коллекторов и пластовых флюидов на месторождениях и площадях северо-западной части ДДВ (Яблуновская, Перекоповская, Коржевская, Щуровская и др площади): отчёт ОМП (ПГО «Черниговнефтегазгеология», тематическая партия по геологическим исследованиям) (закл.) ПБ.11.4/101/28/, 05/2/3-82-83; рук. Нестор Р.М. - исполн. Кривошеева М.Г [и др,]. - Чернигов, 1984. - 150 с.- библиогр. С. 146-147. - № ГР 398226/11.
65. Ильин В.М. Влияние температуры напористость и удельное электрическое сопротивление водонасыщенных полимиктовых коллекторов / В.М. Ильин, В.П. Сонич, О.А. Черников // Физические свойства коллекторов нефти и газа при высоких давлениях и температурах. - М.: Наука, 1979. - С. 44 - 52.
66. Индутный В.Ф. Закономерности изменения петрофизических свойств девонских образований Днепровско-Донецкого рифта на больших глубинах / В.Ф. Индутный - Киев: Наукова Думка, 1980. - 160 с.
67. Казанский М.Ф. Исследование кинетики тепло- и массообмена капиллярно-пористых материалов в процессе сушки: дис. д-ра техн. наук / М.Ф. Казанский - Минск, АН БССР, 1958. - 250 с.

68. Касперский Б.В. Проникновение твёрдой фазы глинистых растворов в пористую среду / Б.В. Касперский // Нефтяное хозяйство.-1971.-№ 9.- С. 30 - 32.
69. Карпенко О.М. Статистична модель залишкового водонасичення порід-колекторів нафти і газу / О.М. Карпенко, Д.Д. Федоришин // Мінеральні ресурси України.-2005.-№2.-С.-42-46.
70. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. / [Ю. Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук] - Львів: Центр Європи, 2004. – Кн. 1. -352 с.
71. Кашеваров А.А. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин /А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов, М.Н. Эпов // ПМТФ.- 2003.- Т.44, № 6.- С.148-157.
72. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники / Н.В. Кельцев - М. : Химия, 1976. - 511с.
73. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер - М.: Недра, 1972. - 392 с.
74. Коболев В.П. Петрофизические характеристики некоторых угленосных осадочных пород Донбасса / [В.П. Коболев, В.А. Корчин, А.А. Буртний и др.] // Геофизический журнал. -2008.- № 4 (Т.30).-С. 25-59.
75. Коболев В.П. Теплопроводность некоторых гранитоидов Украинского щита в термобарических условиях земной коры / [В.П. Коболев, И.Н. Свищук, В.И. Шаповал, Е.Е. Карнаухова] //Геофизический журнал.- 2007.-№3 (Т.29).-С.37-48.
76. Коболев В.П. Петрофизические исследования горных пород при высоких РТ-параметрах и глубинное вещественное моделирование литосферы / [В.П. Коболев, В.А. Корчин, П.А. Буртний и др.] // Физико-химические и петрофизические исследования в науках о Земле: материалы десятой международной конференции памяти проф. Ю.С. Геншафта. – Москва, 2009.–С. 174-177.

77. Кобранова В.Н. Определение петрофизических характеристик по образцам / [В.Н. Кобранова, Б.И. Извеков, С.Л. Пацевич, М.Д. Шварцман]. - М.: Недра, 1977. - 432 с.
78. Кобранова В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова - М.: Недра, 1986. -392 с.
79. Кожевников Д.А. Петрофизическое моделирование / Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко //НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. -2007.- № 1 (154).- С. 52-77.
80. Колоскова И.И. Исследование структуры порового пространства методом капиллярных давлений в связи с оценкой полезной ёмкости и фильтрующихся свойств пород-коллекторов / И.И. Колоскова, А.А. Ханин // Состояние и перспективы изучения коллекторов нефти и газа.-М.: Изд-во ВНИГНИ, 1971. - С. 19 - 22.
81. Колоскова М.И. Применение ртутного поромера для изучения структуры пород-коллекторов / М.И. Колоскова // Физика газовых пластов / Тр.ВНИИгаз- Л.: Недра, 1964. - С. 65 - 71.
82. Комплексное изучение коллекторов нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья: отчет о НИР (закл.), х/т 197-88 / Ивано-Франковский институт нефти и газа; рук. Грицишин В.И. - исполн. Гаранин А.А. [и др.]— Ивано-Франковск, 1988. -83 с. -библиогр. С. 62 - 63. - № ГР 01880003523, инв. № 0289. 0001433.
83. Кордияк Ю.В. О влиянии высоких давлений и температур на физические свойства пород-коллекторов. (Внутренняя зона Предкарпатского прогиба) / [Ю.В. Кордияк, П.М. Лагола, М.М. Сорока, В.Н. Шеленко] //Геология и геохимия горючих ископаемых. - Киев: Наукова думка, 1975. - Вып. 45- С. 26 - 30.
84. Косаченко В.Д. Типові моделі фацій нижньокам'яновугільних відкладів ДДЗ за даними промислово-геофізичних досліджень (морські та перехідні (дельтові) умови осадонакопичення) / В.Д. Косаченко, С.Н. Бурмакова // Нафтова і газова промисловість.-2004.-№2.-С.3-6.

85. Котов Ю.А. Иониты и ионный обмен / Ю.А. Котов - Ленинград: Химия, 1980.- 152с.
86. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов - М.: Недра, 1977. - 287 с.
87. Кульчинский Л.И, Глинистые минералы и гидратация глин / Л.И. Кульчинский // Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии. // Тр. ВСЕГИНГКО. - М.: Недра, 1971. - С. 125 - 143.
88. Кульчинский Л.И. Природа гидратации глинистых минералов и гидрофильность глинистых пород / Л.И. Кульчинский // Связанная вода в дисперсных системах. - М.: Изд-во МГУ, 1972. - Вып. 2. - С. 114 - 140.
89. Кусаков М.М. Толщина тонких слоев «связанной» воды / М.М. Кусаков, Л.И. Мекеницкая // Доклады на 1У Международном нефтяном конгрессе в Риме.- М.: Изд-во АН СССР, 1955.- С- 45 -49.
90. Лапшин П.С. Испытание пластов в процессе бурения / П.С. Лапшин М.: Недра, 1974. 200 с.
91. Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. 2-е изд., М.: Недра, 1990. – 270 с.
92. Леонтьев Е.И. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами /Е.И. Леонтьев - М.: Недра, 1974. - 239 с.
93. Лупшеева О.А. Выбор бурового раствора для зарезки бокового ствола. / [О.А. Лупшеева, А.А. Балуев, И.К. Диниченко и др.] // Бурение и нефть. №8,- 2002. -С. 46-48.
94. Мазур А.Н. Некоторые факторы сохранения первичных и возникновения вторичных высоких ёмкостных свойств пород нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины / А.Н. Мазур, З.А. Вовканыч // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. - М.:Наука, 1985.-С. 89 - 94.

95. Маєвський Б. Актуальні проблеми нафтогазової геології / Б. Маєвський ISBN 966-7327-69-8/ Навч. Посібник.Факел, Івано-Франківськ, 2001. - 183 с.
96. Марморштейн Л.М. Коллекторские и экраняющие свойства осадочных пород при различных термодинамических условиях / Л.М. Марморштейн - Л.: Недра, 1975. - 158 с.
97. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта / И.Л. Мархасин - М.: Недра, 1977. - 214 с. .
98. Методика определения состояния пристволенной зоны пласта геолого-геофизическими методами для условий нефтяных месторождений Украины - РД-39-4-848-82: Утв. Мин. нефт. пром. СССР 31.12.82- Ивано-Франковск.: 1982. - 60 с.
99. Михайлов Н.Н. Изменение свойств горных пород в околоскважинных зонах / Н.Н. Михайлов - М.: Недра, 1987. - 152 с
100. Мислюк М.А. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин // Нафтова і газова промисловість. - 2007.- №5.- С. 25-28.
101. Нестеренко М.Ю. Особливості фільтраційних процесів у низькопористих теригенних колекторах / М.Ю. Нестеренко // Мінеральні ресурси України. - 1996. № 3. -С. 40 - 41.
102. Нестерова Г.В. Моделирование проникновения сильнопроводящего бурового раствора в пласт / Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов //НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС.- 2008.- №9 (174). - С. 45-60.
103. Нефёдова Н.И. Определение нефтегазонасыщения теригенных коллекторов / Н.И. Нефёдова, Н.А. Пих -М.: Недра, 1989. - 165с.
104. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и опробование пластов /Г.Т. Овнатанов -М.: Недра, 1970. - 312 с.
105. Овнатанов С.Т. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений / С.Т. Овнатанов, К.А. Карапетов - М.: Недра, 1970. - 336 с.

106. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов / Ф.Д. Овчаренко - Киев: Изд-во АН УССР, 1961. - 291 с.
107. Орлов Л.И. Влияние промывочных жидкостей на физические свойства коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин - М.: Недра, 1976. - 89 с.
108. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа. / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков - М.: Недра, 1987.- 216 с.
109. Павлова Н.И. Деформационные и коллекторские свойства горных пород / Н.И. Павлова - М.: Недра, 1975. - 240 с.
110. Панов Б.Д. Оценка коллекторских свойств и строения продуктивного горизонта по результатам исследования скважин / [Б.Д. Панов, А.З. Бедчер, А.М. Шевченко, Г.М. Ливада] // Нефтяное хозяйство. 1979. - № 2. - С. 18 - 20.
111. Петкевич Г.И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях моделирующих пластовые / Г.И. Петкевич, О.В. Шеремета, Г.И. Притулко - Киев: Наукова думка, 1979. - 128 с.
112. Петренко В.И. Влияние физико-химических процессов на газоконденсатоотдачу / В.И. Петренко, Л.А. Ильченко // Газовая промышленность. 1981. - № 6. - С. 42 -44.
113. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте: Пер. с англ / С.Д. Пирсон - М.: Гостоптезиздат, 1961. - 570 с.
114. Питкевич В.Т. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость глинистых пластов / [В.Т. Питкевич, В.Е. Пешков, В.К. Фёдорцев, А.К. Ягафаров] // Нефтяное хозяйство. - 1978. - № 7.- С. 36-40.
115. Подгорнов В.М. Формирование призабойной зоны скважин / В.М. Подгорнов; учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. - 81 с.
116. Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа / Е.А. Поляков - М.: Недра, 1981. - 182 с.

117. Проводников Г.Б. Совершенствование рецептур буровых растворов для условий строительства скважин на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" / [Г.Б. Проводников, О.А. Лупшеева, В.И. Безденежных и др.] // Нефтяное хозяйство.- 2002.-№ 8.- С. 72-83.
118. Промывочные жидкости и тампонажные растворы (Физико-химия и основы применения) / [Булатов А.И. Круглицкий Н.Н. Мариампольский Н.А. Рябченко В.И.]. - Київ: Техніка, 1974. - 232 с.
119. Разработка и совершенствование методов вскрытия и обработки низкопроницаемых коллекторов Предкарпатья и Крыма: отчет о НИР (закл.), х/т XII Е 1.2; рук. В.Ф. Малахов - Львов.- Фонды УкрНИГРИ, 1979.-Т.І. - 141 с. -Библиогр. С. 138-139.- инв. № 101/28:113-2/1271:03.
120. Разработка технологии вскрытия и опробования сложных в освоении нефтяных и газоконденсатных залежей нижнего карбона в северо-западной части ДДВ: отчёт о НИР (закл.) / УкрНИГРИ, Черниговское отделение Мингео УССР; рук. Щукин Н.В., исп. Непомнящий А.С. [и др.] .- Чернигов, 1984. - 180 с. - Библиогр. С. 175-176. - Инв. № 2466.
121. Регуш В.А. Петрофизические методы определения параметров порового пространства терригенных коллекторов нефти: автореф. дис. на соискание степени канд. геол.-минерал, наук: спец. 04.00.17 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений" / В.А. Регуш-М.: 1967. - 22 с.
122. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей / В.Ф. Роджерс - М.: Недра, 1970.- 252 с.
123. Серженьга О.В. Вплив фільтрату бурового розчину та характеру насичення пластів на зміну параметрів зони проникнення (на прикладі досліджень юрських відкладів Кинського родовища) / О.В. Серженьга // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. -Вид. ІФТУНГ. - 2004. - №4 (13). - С.40-47.
124. Серженьга О.В. Характер изменения околоскважинного пространства во времени по данным исследования методом ВИКИЗ / О.В. Серженьга

// Мониторинг опасных геологических процессов и экологического состояния среды: материалы всеукр. науч.-техн. конф. 21 -24 сент.2006 г. - К.- 2006.- С.173-175

125. Свихнушин Н.М. Использование петрофизических связей при классификации поровых коллекторов нефти и газа / Н.М. Свихнушин // Тр. МИНХ и ГП. - Вып. 115. - М.: Недра, 1975. - С. 213 - 232.
126. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В.А. Сидоровский - М.: Недра, 1978. - 256 с.
127. Скальская У.Л. Улучшение качества вскрытия продуктивных пластов - важный резерв повышения эффективности производства / У.Л. Скальская, Ж.И. Карнаушевская, Ю.В. Манук // Нефтяное хозяйство.-1975. - № 10.- С.5-6.
128. Сургучёв М.Л. Влияние методов теплофизического воздействия на увеличение нефтеотдачи / М.Л. Сургучёв, С.А. Жданов, Э.М. Симкин // Нефтяное хозяйство. - № 9. - 1977. С. 33 - 36.
129. Сухарев С.С. Стабилизация и регулирование промывочных жидкостей при бурении скважин / С.С. Сухарев - М.: Недра, 1966.- 194 с.
130. Танкаева Л.К. Исследование метода определения остаточной водонасыщенности газосодержащих пород по кривым изотермической сушки образцов керна Л.К. Танкаева // Геология и разведка газовых и газонасыщенных месторождений. - № 4. - М.: Изд-во ВНИИЭГазпрома, 1969. - С. 34 - 44.
131. Танкаева Л.К. Гигроскопическая влажность как косвенная характеристика глинистости при оценке коллекторских свойств горных пород по промыслово-геофизическим данным / Л.К. Танкаева, М.И. Элланский // Нефтегазовая геология и геофизика. - 1971. - № 5. - С. 36 -40.
132. Ткачишин С.В. О зоне проникновения глинистого раствора в продуктивные пласты. / С.В. Ткачишин // Геофизические исследования на Украине. - Киев: Техника, 1970. - С. 221 - 223.

133. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород / Б.И. Тульбович - Пермь: Пермс. книжное изд-во, 1975. - 198 с.
134. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович - М.: Недра, 1979. - 199 с.
135. Устройство для исследования нефтегазоводонасыщенных кернов / **А.А. Гаранин**. - А.с. 1298367 СССР, МКл Е 21 В 49/00 (СССР). - № 3929206/22-03; заявл. 04.06.85; опубл. 23.03.87. Бюл. № 11.
136. Федин Л. М. Новые представления о зоне проникновения / Л.М. Федин, В.Г. Рейтенбах // Нефтяное хозяйство. - 1988. - № 8. - С. 28-33.
137. Федюшин В.О. Вплив промивальних рідин і технологічних чинників на фільтраційні властивості колекторів / В.О. Федюшин, М.І. Зазуляк // Нафтова і газова промисловість.- 2001.- № 5.- С. 28 - 32.
138. Федюшин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В.О. Федюшин - Київ.: УкрДГРІ, 2005.- 148 с.
139. Федоришин Д.Д. Взаємозв'язок петрофізичних параметрів із показаннями свердловинної апаратури / Д.Д. Федоришин, **О.А. Гаранін**, С.Д. Федоришин // Геофізический журнал. - 2007. - Т.29.- №3.- С.135-138.
140. Федоришин Д.Д. Основні геолого-промислові чинники, які зумовлюють високу електропровідність порід-колекторів / Д.Д. Федоришин, **О.А. Гаранін**, С.Д. Федоришин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2007.- №4(25). - С. 50 - 53.
141. Федоришин Д.Д. Комплексні геофізичні та петрофізичні дослідження продуктивних нафтогазових розрізів південного регіону України / Д.Д. Федоришин, **О.А. Гаранін**, С.Д. Федоришин., Я.М. Коваль // Геодинамика, тектоника і флюїдодинамика нефтегазоносных регионов Украины: VII міжнародна конф. "Крим-2007", 10-16 вересня 2007 р.: тези доп. - Сімферополь, 2007.- С. 182-184.

142. Федоришин Д.Д. До питання причин мінливості електричних параметрів порід-колекторів нафтогазових родовищ України / Д.Д. Федоришин, О.А. Гаранін, С.Д. Федоришин // Розвідка та розробка нафтових і газо-вих родовищ. - 2008. - № 1(26). - С. 89 - 92.
143. Фионов А.И. Определение проницаемости пород в зоне кольматации приборами на кабеле / А.И. Фионов, А.В. Бубеев, Е.М. Выгодский // Нефтяное хозяйство. - 1982. - № 11. - С. 23 - 25.
144. Фукс Б.А. Вскрытие и испытание скважин в условиях засоленного разреза / Б.А. Фукс, В.В. Казанский, Г.П. Москалец - М.: Недра, 1978. - 122 с.
145. Ханин А.А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа / А.А. Ханин - М.: Гостоптехиздат, 1963. - 208 с.
146. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин - М.: Недра, 1969. - 365 с.
147. Ханин А.А. Петрофизика коллекторов нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин - М.: Недра, 1976. - 295 с.
148. Черемисинов О.А. Влияние опережающей долото фильтрации на газокаротажные измерения / О.А. Черемисинов // Нефтегазовая геология и геофизика. - М.: Изд-во Всесоюз. научн.-исслед. ин-та упр. и экон. нефтегаз. пром-ти, 1964. - № 1. - С. 35 - 37.
149. Черников О.А. Классификация песчано-алевритовых коллекторов по совокупности их литологических особенностей / О.А. Черников, А.Н. Куренков // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах // Тр. МИНХ и ГЛ. - Вып. 123,124.-С. 83-86.
150. Шепель С.И. Роль минерального состава в изменениях электрических свойств кристаллических пород / С.И. Шепель, Н.И. Новик // Геофизический журнал.-2005.-Т.27, № 5. -С. 770-778.
151. Шишигин С.И. Методы и результаты изучения коллекторских свойств нефтегазонасыщенных горизонтов Западно-Сибирской провинции / С.И. Шишигин - М.: Недра, 1968. - 136 с.

152. Шурыгина Е.А. Термическое исследование адсорбированной воды в глинистых минералах и почвах / Е.А. Шурыгина // Исследование и использование глин (Материалы совещания во Львове в 1957 г.). - Львов: Изд-во Львовск. ун-та, 1958. - С. 760 - 768.
153. Эйдман И.Э. Видовой метод статистических оценок петрофизических свойств нефтегазоносных коллекторов / И.Э. Эйдман // Петрофизика коллекторов нефти и газа / Тр. МИНХ и ГП.-Вып. 115.- М.: Недра, 1975. - С. 238-244.
154. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики / М.М. Элланский - М.:Недра, 1978. - 215 с.
155. Элланский М.М. Изучение коллекторских свойств терригенных нефтегазоносных отложений для подсчёта запасов / М.М. Элланский // Обз. инф.ВНИИЭГазпром, сер. геол. и разв. газов, и газоконд. местор. - М.: 1978. - 53 с.
156. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Кочмар - Львов: Выща школа. Изд-во при Львовск. ун-те, 1982. - 152 с.
157. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний – Львів;Оріана-Нова, 1994.- 450 с.
158. Messer E.S. Interstitial Water Determination by an Evaporation Method / E.S. Messer //Petro1 Trans AIME - 1951.-v. 192. - P. 191, 269.
159. Slobod R. Use of centrifuge for determining connate water residual oiland capillari pressure of core samples /- R. Slobod, A. Chambers, W. Prehn // Petrol echn. - 1951.- v.192.- P.127-133.