

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

На правах рукопису

Федак Ігор Орестович

УДК 550.832+553.98.061.4(470.111)

**МЕТОДИЧНІ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ОСНОВИ ОЦІНКИ
ПРОЦЕСУ ОБВОДНЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ЗА
РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
(на прикладі Семенівського нафтового родовища)**

Спеціальність 04.00.22 – Геофізика

Дисертація на здобуття наукового
ступеня кандидата геологічних наук

Науковий керівник
Старостін В. А.
к. геол.-мін. н., доцент

Івано-Франківськ – 2009



d 350

З М І С Т

№	Назва розділу	стор.
п/п		
	Вступ.....	5
1	Аналіз проблеми оцінки характеру обводнення нафтових пластів за результатами геофізичних досліджень свердловин	11
1.1	Використання геофізичних методів дослідження відкритих стовбурів свердловин для контролю за процесом обводнення продуктивних горизонтів нафтових родовищ.....	17
1.2	Контроль за обводненням продуктивних інтервалів нафтових пластів з використанням геофізичних досліджень закритих стовбурів свердловин	20
2	Локалізація літологічних неоднорідностей за даними геофізичних досліджень свердловин	37
2.1	Узагальнена геолого-петрофізична характеристика відкладів продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища	38
2.2	Використання геофізичних даних для побудови фаціальних схем дисперсної характеристики осадів продуктивних пачок	47
2.3	Характеристика дисперсності гірських порід за даними комплексу методів ГК і НГК	51
2.4	Класифікація форм геофізичних кривих за фаціальними ознаками	57
2.5	Характеристика фаціальних схем дисперсності порід продуктивних комплексів	60
3	Фільтраційна модель Семенівського нафтового родовища	73
3.1	Характеристика методики побудови фільтраційної моделі	73
3.2	Визначення фільтраційних властивостей пластів-колекторів Семенівського нафтового родовища	79
3.3	Ідентифікація пластів-колекторів Семенівського нафтового	

родовища	98
3.4 Опис фільтраційної моделі продуктивних відкладів і аналіз характеру обводнення	112
4 Використання радонового індикаторного методу та термоактиваційного каротажу для контролю за обводненням продуктивних пластів-колекторів	123
4.1 Використання радонового індикаторного методу для виділення обводнених інтервалів продуктивних пластів-колекторів	124
4.2 Використання термоактиваційного каротажу при контролі за обводненням нафтових пластів низького дебіту	132
Висновки	157
Додатки	160
Список використаних джерел	196

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АК – акустичний каротаж
ВНК – водонафтовий контакт
ГДС – геофізичні дослідження свердловин
ГК – гамма-каротаж
ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
ЕПР – метод електронного парамагнітного резонансу
ІМР – індикаторний метод за радоном
ІНГК - імпульсний нейтронний гамма-каротаж
ІННК – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
К_{вз} – коефіцієнт зв'язаної води
К_{нз} – коефіцієнт залишкового нафтонасичення
КО – каротаж опору
К_п – коефіцієнт пористості
К_{пр} – коефіцієнт проникності
МБК – мікробоковий каротаж
НА – метод наведеної активності
НГК – нейтронний гамма-каротаж
ННК – нейтрон-нейтронний каротаж
ННК-Т – нейтрон-нейтронний каротаж за тепловими нейтронами
ПС – метод потенціалів самочинної поляризації
СПХ – склопластиковий хвостовик
ХДК – хвильовий діелектричний каротаж
С_{гл} – коефіцієнт масової глинистості
С/О-каротаж – метод вуглецево-кисневого каротажу

ВСТУП

Актуальність теми. На початку нового тисячоліття людство чітко усвідомило проблему обмеженості запасів вуглеводнів на Землі. Перед науковцями постало важливе завдання підвищення ефективності вилучення нафти і газу на уже розвіданих родовищах.

Більшість розвіданих родовищ нафти і газу на Україні перебувають на середній та пізній стадіях розроблення. На цих стадіях вилучення вуглеводнів існує ймовірність випереджуючого обводнення продуктивних пластів, що знижує коефіцієнт їх віддачі, тому проблема контролю процесу обводнення нафтогазових родовищ та його прогнозування є актуальною.

Вирішення цієї проблеми лежить у площині інформаційного геофізичного забезпечення. Геофізичні дослідження успішно розв'язують багатомірні завдання розроблення, проте існують стереотипи, що перешкоджають використанню у повній мірі усієї наявної інформації у ході проведення інтерпретації геофізичних матеріалів. Поглиблений аналіз даних геофізичних досліджень свердловин, вироблення нових підходів до їх оцінки дасть змогу ефективніше проводити контроль і прогнозувати процеси обводнення продуктивних горизонтів.

На ефективність геофізичних досліджень істотно впливають промислово-геологічні особливості родовища, такі як низька мінералізація пластової води і малі дебіти експлуатаційних свердловин. Вказані чинники знижують інформативність геофізичних методів, тому вирішення проблеми можливе шляхом удосконалення існуючих методик застосування геофізичних методів для контролю за обводненням.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Науковий напрямок даної роботи тісно пов'язаний з виробничими планами та завданнями ДАТ “Чорноморнафтогаз” та НАК “Нафтогаз України”, науково-дослідними роботами кафедри геофізичних досліджень свердловин ІФНТУНГ з ДАТ “Чорноморнафтогаз” та ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”.

Окремі результати, які увійшли до положень, що захищаються, одержані у ході виконання тем: “Проект розроблення Семенівського нафтового родовища” (затверджено протоколом №50 від 24.12.2008р. Центральної комісії з питань розроблення газових, газоконденсатних, нафтових родовищ та експлуатації підземних сховищ газу (ЦКР) Міністерства палива та енергетики України); “Удосконалення методики визначення характеру насичення порід-колекторів за даними нейтронних і електричних методів”(державний реєстраційний номер 0108U010040); “Визначення нафтогазоперспективних ділянок в межах другого тектонічного поверху Бориславсько-Покутської зони, створення петрофізичних моделей, визначення колекторських властивостей і насичення карбонатів в Карпатській НГП та побудова комплексних моделей ділянок перспективних на нафту і газ в межах південно-східної частини Волино-Поділля” (державний реєстраційний номер 0105U005076).

Мета і завдання досліджень. Головною метою роботи є розроблення методичних основ використання геофізичної інформації для побудови детальної геолого-фільтраційної моделі, адаптованої до існуючих геологічних умов родовища, з метою прогнозування випереджуючого обводнення продуктивних пластів-колекторів. Створення методичних основ для виділення обводнених інтервалів продуктивних пластів за даними геофізичних досліджень свердловин у складних промислово-геологічних умовах.

Для досягнення мети в роботі необхідно було розв’язати такі завдання:

- дослідити особливості відображення структурно-літологічних неоднорідностей пластів-колекторів Семенівського нафтового родовища в полі їх природної гамма-активності;
- провести класифікацію аномалій геофізичних кривих, зареєстрованих у продуктивному комплексі Семенівського нафтового родовища, та на їх основі побудувати схеми розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсного матеріалу продуктивних горизонтів;

- дослідити можливість використання даних геофізичних досліджень свердловин для оцінки фільтраційних властивостей пластів-колекторів шляхом виявлення кореляційних зв'язків товщини плівки зв'язаної води з параметрами геофізичної характеристики гірських порід;
- розробити теоретичні основи використання даних геофізичних досліджень свердловин для ідентифікації порід-колекторів Семенівського нафтового родовища за літолого-структурними ознаками при визначенні коефіцієнтів проникності;
- побудувати детальну просторову фільтраційну модель Семенівського нафтового родовища з використанням схем розміщення зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсного матеріалу продуктивних горизонтів;
- обґрунтувати можливість використання радонового індикаторного методу для виділення обводнених продуктивних пластів-колекторів, насичених в'язкою нафтою;
- обґрунтувати можливість використання термоактиваційного каротажу для виділення обводнених інтервалів продуктивних пластів-колекторів у геологічних розрізах свердловин з низькими дебітами.

Об'єкт досліджень. Нижньоміоценові продуктивні відклади Семенівського нафтового родовища.

Предмет досліджень. Процес обводнення продуктивних пластів Семенівського нафтового родовища

Методи дослідження. Статистичне оброблення результатів лабораторних досліджень керна і свердловинних геофізичних досліджень продуктивних інтервалів. Аналіз теоретичних і експериментальних моделей петрофізичних характеристик продуктивних комплексів. Геофізичні дослідження у свердловині методом термоактиваційного каротажу.

Фактичний матеріал. Результати геофізичних і гідродинамічних досліджень та аналізу керна матеріалу, що отримані в процесі вивчення геологічних розрізів свердловин Семенівського нафтового родовища;

результати випробовувань продуктивних відкладів; фондові та опубліковані матеріали науково-дослідних, а також проекти пошуково-розвідувальних і експлуатаційних робіт.

Наукова новизна одержаних результатів. Проведення теоретичних і практичних досліджень уможливило отримання таких наукових і практичних результатів:

- уперше на прикладі Семенівського нафтового родовища використання седиментаційно-каротажного аналізу дало змогу скласти класифікацію кривих природного гамма-поля, що лягла в основу побудови схем розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції у продуктивних відкладах;
- доведено, що запропонований нормований параметр водонасичення глинистої фракції порід-колекторів нижньоміоценових відкладів Семенівського нафтового родовища дає змогу проводити їх ідентифікацію, а використання встановленого зв'язку цього параметру з товщиною плівки зв'язаної води удосконалює методику визначення коефіцієнтів проникності гірських порід під час моделювання їх фільтраційних властивостей;
- уперше доведено на прикладі Семенівського нафтового родовища, що використання ідентифікації порід-колекторів за літолого-структурними ознаками при визначенні коефіцієнта проникності та схем розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції у продуктивних горизонтах дає змогу деталізувати геолого-фільтраційну модель і підвищити її інформативність;
- теоретично обґрунтовано, що за рахунок різниці між фазовими проникностями високов'язкої нафти і пластової води, радоновий індикатор, при закачуванні у пласти-колектори, проникає у водоносні інтервали значно швидше ніж у нафтоносні, що відображується на кривій гамма-каротажу аномаліями підвищеної гамма-активності, вказуючи на місця обводнення продуктивних пачок;

– доведено, що використання динамічного режиму вимірювання теплопровідності гірських порід у свердловині дає змогу виділяти обводнені інтервали пластів-колекторів продуктивної товщі.

Практичне значення одержаних результатів. Детальна геолого-фільтраційна модель Семенівського нафтового родовища, побудована з використанням розроблених за геофізичною інформацією схем розташування зон продуктивних відкладів із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції та ідентифікації гірських порід за літолого-структурними ознаками, застосовується ДАТ «Чорноморнафтогаз» для оптимізації і удосконалення системи його розроблення, а також прогнозування обводнення продуктивних інтервалів. Запропоновані способи виділення обводнених інтервалів продуктивних пластів-колекторів з використанням радонового індикаторного та термоактиваційного методів в умовах прісних пластових вод та високов'язкої нафти уможливають проведення ефективного контролю за процесом обводнення родовища.

Особистий внесок здобувача. Протягом своєї професійної діяльності автор дисертації науково обґрунтував застосування окремих геофізичних методів і методик з метою підвищення ефективності геофізичних досліджень. Ним здійснено аналіз результатів дослідження керна, побудовано графіки і розраховано низку залежностей між колекторськими та геофізичними параметрами порід нижньоміоценових відкладів Семенівського нафтового родовища. На базі геофізичної інформації автором побудовано схеми розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції продуктивних відкладів Семенівського родовища та розроблено спосіб ідентифікації гірських порід за літолого-структурними ознаками. Винайдено два нові способи виділення обводнених інтервалів продуктивних пластів-колекторів в умовах прісних пластових вод та високов'язкої нафти.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень, викладених у дисертації, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме: Міжнародній науково-практичній конференції «Наукові дослідження –

теорія та експеримент '2005» (Полтава, 2005); Міжнародній науково-практичній конференції «Розвиток наукових досліджень '2005» (Полтава, 2005); Міжнародній науковій конференції до 100-річчя від дня народження члена-кореспондента НАН України Миколи Романовича Ладиженського та 55-річчя Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України (Львів, 2006); VII Міжнародній конференції «Крым-2007. Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины» (Сімферополь, 2007).

Публікації. За темою дисертації автором опубліковано 11 праць, з них: наукових статей - 7, тез доповідей - 4, одноосібних статей – 1, тез доповідей без співавторів - 1. За темою дисертації опубліковано у фахових журналах, рекомендованих ВАК України, 6 статей.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел. Повний обсяг дисертації – 206 сторінок друкованого тексту, ілюстрованого 29 таблицями, 42 рисунками; до списку використаних джерел входить 97 найменувань.

Автор вважає своїм обов'язком висловити щире подяку науковому керівникові кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту В.А. Старостіну за керівництво і постійну підтримку у процесі виконання дисертаційної роботи.

Автор висловлює подяку за цінні поради докторові геологічних наук, професору Д.Д.Федоришину, докторові технічних наук, професору В.С. Бойку, докторові геолого-мінералогічних наук, професору Б.Й. Маєвському, кандидатові геолого-мінералогічних наук, професору В.П. Степанюку, докторові фізико-математичних наук, старшому науковому співробітнику О.П. Петровському, кандидатові геолого-мінералогічних наук, доценту Г.О. Жученко.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ОЦІНКИ ХАРАКТЕРУ ОБВОДНЕННЯ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Проектування системи розроблення нафтового родовища та оцінка її ефективності на кожному етапі роботи базується на аналізі існуючих геолого-промислових даних. Серед задач, які вирішуються під час проектування, важливою є задача прогнозування характеру обводнення нафтових пластів. Звичайно, обводнення продуктивних інтервалів свердловин є явищем негативним, і призводить до зниження ефективності процесу видобування нафти. Вирішення такої задачі на основі тільки промислової інформації неможливе. Це пов'язано з тим, що здебільшого технологічні показники розроблення залежать від геолого-фізичних характеристик нафтового покладу. Першим етапом геолого-промислового аналізу є аналіз саме геологічної інформації. Основні літолого-фізичні характеристики об'єкту розроблення уточнюються за даними досліджень керна, результатами геофізичних та гідродинамічних досліджень у свердловинах. Ці дослідження можуть бути як стандартними, так і спеціальними. Різниця між ними зумовлюється тільки набором досліджуваних властивостей порід-колекторів і тими задачами, які необхідно вирішити для конкретного об'єкту розроблення.

В умовах водонапірного режиму розроблення нафтових родовищ, обводнення експлуатаційних свердловин та продуктивних пластів є природним і неминучим наслідком. Обводнення можливе унаслідок просування води, що нагнітається (або контурних вод), тобто, в основному це пошарове обводнення, обводнення за рахунок підйому рівня водонафтового контакту (сюди можна віднести обводнення підошвеними водами і підтягування конусів), а також обводнення з технічних причин. Дослідження обводнення повинно включати в себе вивчення характеру пересування ВНК для наступного вирішення питань з вироблення запасів нафти. Під час

вивчення цього питання, пересування ВНК повинно бути зв'язано з проникністю по площі і пошаровою проникністю. У результаті необхідно пояснити швидкість його пересування і підйому на окремих ділянках та ділянках обводнення окремих свердловин. Характер обводнення нафтових пластів може бути різним і залежить від властивостей продуктивних пластів (степені їх неоднорідності), властивостей нафти і води, від умов залягання нафти в пласті, режимів експлуатації свердловин та інших чинників.

Одним з головних чинників, який має вплив на обводнення, є неоднорідність пластів за товщиною і вздовж простягання, що викликає нерівномірне обводнення по площі покладу. Нерівномірність обводнення підсилюється за умови великої різниці між в'язкістю нафти і води. Різноманітність причин обводнення продукції експлуатаційних свердловин Семенівського нафтового родовища зумовлена особливостями пересування ВНК і фронту закачуваної води по пластах, які характеризуються складною будовою. Водонасичена товща у неоднорідному пласті збільшується унаслідок різноманітних перетоків між слабкопроникними пластами і прошарками локального підтягування води в зонах з вертикальним напрямком градієнтів тисків. Інтенсивність обводнення збільшується, якщо за ділянкою злиття пластів вздовж напрямку руху води йде зона різкого погіршення проникності у водоносному пласті. Фаціальною неоднорідністю пласта вздовж простягання і його анізотропністю можна пояснити різну швидкість підйому ВНК на різних ділянках покладу і різний характер обводнення продукції свердловин. Прошарки з низькою проникністю, які розміщені вище водонафтового контакту, порушують рівномірне його пересування, затримуючи на тривалі проміжки часу у залежності від довжини прошарку.

Вивчення особливостей геологічної будови пласта, виявлення наявності слабо- або зовсім непроникних прошарків невеликої товщини, характеру чергування слабкопроникних і добре проникних прошарків у геологічному розрізі експлуатаційних свердловин має велике практичне значення. Така

інформація необхідна під час вибору заходів для вирішення конкретних задач розроблення і досягнення проектної нафтовіддачі.

Уточнення неоднорідності продуктивних пластів пов'язано в першу чергу з вивченням розчленованості об'єкта розроблення на окремі пласти і прошарки, визначенням їх товщини і проведенням детальної пошарової кореляції, коли прослідковується зміна по площі кожного прошарку, складеного як колекторами, так і щільними породами. Як правило, детальна пошарова кореляція проводиться на базі попередньо проведеної загальної кореляції, але вже за більшою кількістю пробурених свердловин. Зведений розріз, який часто використовується для характеристики неоднорідності об'єкту розроблення, враховує тільки присутність або відсутність колектора у розрізі. Цей розповсюджений метод [1,2] не містить даних про значення основних літолого-фізичних параметрів об'єкта розроблення (пористість, проникність, нафтонасичення, тощо), що знижує інформативність таких зведених розрізів. Основним джерелом інформації для детальної кореляції є стандартний комплекс геофізичних досліджень свердловин, а також дані про взаємодію свердловин і пластів, характер обводнення свердловин, дані з перфорації, опис керна, тощо.

При пошаровій кореляції розрізів свердловин [3] необхідно знати і враховувати усі внутріформаційні розмиви, які могли бути в період накопичення осадів продуктивного горизонту. Інформацію для цього отримують за допомогою методів літології, петрографії та інших досліджень кернавого матеріалу. Але не в повній мірі використовуються геофізичні криві, які несуть в собі важливу інформацію про процес накопичення осадів.

Карбонатні породи, які формують частину пластів-колекторів Семенівського нафтового родовища, представлені різними типами вапняків і доломітів, характеризуються високою неоднорідністю і містять високов'язкі та слабкогазонасичені нафти. Звідси низька продуктивність свердловин і низька нафтовіддача. Детальна кореляція таких пластів ускладнена.

Під час геолого-промислового аналізу уточнюються характеристики неоднорідності об'єкту розроблення: середні значення і варіації параметрів, коефіцієнти піщаності, розчленування, проводиться побудова карт цих параметрів для вибраних об'єктів продуктивного пласта (пачок, прошарків, тощо). Визначення цих показників проводиться під час проектування розроблення [4]. Під час аналізу розроблення, на основі додаткових вихідних даних, отриманих у результаті лабораторних, геофізичних і промислових досліджень нових та тих, що вийшли з буріння свердловин, проводиться уточнення цих параметрів.

Для вирішення питання прогнозування напрямку руху води, виходячи з літолого-колекторської мінливості продуктивних пластів, будуються карти розповсюдження колекторів [5]. Такі карти будуються по кожному з пластів багатопластового родовища на основі даних про умови накопичення осадів, які формують продуктивні пласти. При складанні карт розповсюдження колекторів, найбільшу складність представляє визначення положення границь між різними ділянками. Для цього, в першу чергу, необхідно виявити загальні закономірності: покращення або погіршення властивостей колекторів в якомусь певному напрямку, смугоподібне залягання колекторів або ділянок з покращеними колекторськими властивостями, тощо.

Під час геолого-промислового аналізу розроблення нафтового покладу виникає необхідність провести типізацію неоднорідних колекторів. Рекомендується проводити типізацію, побудовану на тому, яка доля гідродинамічно зв'язаних колекторів і яка доля переривистих колекторів та сильно переривистих колекторів міститься в об'ємі пласта. Ознакою належності пласта або окремої його ділянки до того або іншого типу будови є коефіцієнт піщаності. Побудова карти рівної піщаності продуктивного пласта, дає можливість виділити на території нафтового покладу зони розповсюдження колекторів різного типу.

Вияснення того як ведуть себе окремі прошарки на площі між свердловинами визначає достовірність пошарової детальної кореляції. Для

цього використовують методику, яка базується на статистичній обробці розрізів свердловин, пробурених на продуктивний горизонт [6,7].

За цією методикою спочатку складають три схеми-моделі пластів, які різко відрізняються одна від одної за умовами відпрацювання запасів нафти. Перша модель – це монолітний пласт-колектор з лінзоподібними прошарками щільних порід, для якої характерним є достатньо повне витіснення нафти водою по всій товщині пласта і добрий перерозподіл пластового тиску як по вертикалі, так і вздовж простягання. Друга модель представляє собою перешарування проникних і щільних прошарків, довжина яких перевищує відстань між сусідніми свердловинами, для якої є характерним витіснення нафти за рахунок пошарового просування ВНК і перерозподіл тиску тільки вздовж простягання даного прошарку. Третя модель – це пласт складений щільними породами з лінзоподібними включеннями проникних прошарків обмеженої довжини. Для такої схеми-моделі характерною є експлуатація на режимі виснаження, без просування води і перерозподілу тиску. Виходячи з наведених моделей, пошарова детальна кореляція важлива для другої моделі. Для цього попередньо обробляють розріз кожної свердловини окремо. На основі існуючого комплексу ГДС та результатів дослідження керна, розріз розчленовують за типами порід. Це є основою для складання кореляційних схем шляхом графічних побудов. Спочатку позначають лінію прив'язки в горизонтальному масштабі, на яку наносять положення свердловин, що входять в профіль співставлення, а у вертикальному масштабі з точок свердловин відкладають всі елементи розрізу. Після цього з'єднують покрівлі і подошви всіх однойменних маркуючих прошарків.

Другий етап складання схеми співставлення – нанесення на неї приблизних зональних інтервалів пластів. Потім проводиться кореляція та індексація пластів і прошарків колекторів, які вписуються в “скелетну” схему. На тих ділянках, де пласт не відповідає “скелетній” схемі, зображується внутріформаційний розмив.

Проникність, як один з основних параметрів пласта, визначається за матеріалами лабораторних і геофізичних досліджень, методом складання статистичних рядів розподілу. Попередньо складається ранжований ряд, під яким розуміють розміщення існуючих даних у наростаючому або спадаючому порядку. Потім при вибраному кроці складається статистичний ряд. За початок першого інтервалу приймають або значення нижньої границі проникності, або перший член ранжованого ряду. В статистичному ряді для подальших досліджень знаходиться величина накопиченої частоти до кінця кожного інтервалу, а потім і статистичні показники.

Традиційна методика розрахунку коефіцієнта проникності базується на використанні залежності $K_{np}^{керн} = f(K_n^{керн})$. Але такий підхід дозволяє визначати проникність тільки орієнтовно. Існує велика похибка. В.А. Хабаров і П.К. Федоров [8] для врахування впливу літофаціальної мінливості продуктивних пластів на взаємозв'язок K_{np} і K_n запропонували використовувати комплексний параметр якості колекторів, який представляє собою добуток сумарної ефективної товщини на коефіцієнт піщаності і параметр $\alpha_{ПС}$ ($P_k = H_{ef} \times K_{пщ} \times \alpha_{ПС}$). Згаданий параметр дозволяє провести обґрунтовану типізацію колекторів і, відповідно, створити власні для кожного типу порід залежності $K_{np}^{керн}$ від $K_n^{керн}$. Згаданий спосіб оцінки проникності колекторів не застосовується для відкладів, які регіонально відповідають прибережно-морським і мілководно-морським умовам седиментації. А саме такими є відклади Семенівського нафтового родовища. Незважаючи на це, проведення робіт з врахування літофаціальної неоднорідності порід для оцінки проникності пластів-колекторів підтверджує правильність вибраного у дисертації шляху вирішення проблеми оцінки характеру обводнення продуктивних горизонтів.

1.1. Використання геофізичних методів дослідження відкритих стовбурів свердловин для контролю за процесом обводнення продуктивних горизонтів нафтових родовищ

Окремі задачі з контролю за розробленням нафтогазових родовищ з використанням геофізичних досліджень у свердловинах вирішувались ще на початку ХХ століття. Єдиним доступним засобом контролю на той час була електрометрія свердловин, яка включала два основних методи: метод уявного питомого електричного опору (КО) і метод потенціалів самочинної поляризації (ПС). Використання цих методів давало можливість визначати початкові контури нафтоводоносності і встановлювати характер насичення інтервалів пласта, намічених для перфорації. Удосконалення техніки дослідження і методики інтерпретації результатів електрокаротажу дозволило чіткіше визначати положення ВНК та кількісно оцінювати степінь нафтоводонасичення колекторів.

Визначення положення ВНК у потужних однорідних пластах проводиться за даними КО за різницею між питомими електричними опорами нафтоносної і водоносної частин пласта-колектора. Дослідження проводяться стандартними зондами каротажу опору великого розміру. Водонафтовий контакт виділяється різким зниженням уявного питомого електричного опору (ρ_k) навпроти водоносної частини пласта. Задача вирішується однозначно за умови відсутності глибокого проникнення фільтрату промивальної рідини у пласт і відсутності ефекту екранування.

Пересування ВНК у процесі розроблення родовища призводить до виникнення у пласті перехідної зони між його нафтонасиченою і водонасиченою частинами. Співвідношення вмісту води і нафти в перехідній зоні змінюється у вертикальному напрямку в залежності від літології пласта та його фільтраційно-ємнісних характеристик. Наявність такої зони спотворює чітку границю переходу від нафтоносної до водоносної частини пласта на діаграмі уявного питомого електричного опору і вимагає

додаткових досліджень для встановлення положення ВНК. Над вирішенням цієї проблеми у свій час працював Н. К. Кухаренко [9]. Запропонована ним методика є ефективною тільки в окремих випадках перехідної зони і тому не знайшла широкого застосування.

Ефективніший підхід запропонував Н.Н. Сохранов [10]. Він дослідив, що уявний питомий електричний опір у перехідній зоні залежить від типу і розміру зонда, яким проводять дослідження, діаметру свердловини, товщини і питомого опору повністю водонасиченої і нафтонасиченої частин пласта, а також від параметрів зони проникнення. Проведені дослідження дозволили створити палетки для перехідної зони і запропонувати методику, яка дає можливість за даними КО визначити границі перехідної зони та положення ВНК. Дана методика передбачає використання поінтервального випробування перехідної зони на притік рідини для визначення критичного питомого електричного опору, при якому пласт віддає чисту нафту. В окремих випадках ВНК також можна визначити за діаграмами мікрозондів [11]. У цьому випадку ВНК буде відбиватись на кривих мікропотенціал-зонда у всіх випадках, коли зона проникнення у пласті невелика.

У багатьох випадках заводнення продуктивних горизонтів проводять прісною водою. Заміщення нафти або мінералізованої пластової води прісною водою унеможливорює визначення методами уявного питомого електричного опору обводненого інтервалу через схожість питомих електричних опорів пластів, насичених прісною водою і нафтою. Інтервали пластів, обводнені прісною водою, характеризуються на діаграмах КО як нафтоносні, і виділення ВНК стає неможливим. Таке обводнення можна виявити за даними каротажу потенціалів самочинної поляризації. Обводнена прісною водою частина пласта характеризується нульовими або додатними аномаліями ПС. Теоретичним обґрунтуванням можливості вирішення цієї задачі займався А.П. Анпілогов [12]. Він довів, що при певних умовах за діаграмами потенціалів власної поляризації у комплексі з іншими методами можна виявити обводнення частини пласта прісною водою.

Для контролю за пересуванням прісної води інколи використовують хвильовий діелектричний каротаж (ХДК) [13]. Розділення пластів з різним характером насичення методом ХДК базується на різкій різниці між діелектричними проникностями води і нафти. Перевагою цього методу над багатьма іншими є можливість контролю за переміщенням прісної води. Але малий радіус дослідження зонда ХДК обмежує його можливості в умовах великої зони проникнення фільтрату промивальної рідини у пласт.

Впровадження на початку 50-х років минулого століття методів розроблення нафтогазових родовищ із законтурним заводненням зумовило необхідність ретельніше контролювати і регулювати пересування водонафтового контакту та контурів нафтоносності. У зв'язку з цим було запропоновано будувати контрольні свердловини з відкритим вибоєм, що дало можливість використовувати електричні методи для періодичного контролю пересування ВНК. Але аналіз даних вимірювань показав, що часто через поглинання пластом рідини, в одних випадках розріз реєструвався як водоносний (у випадку поглинання мінералізованої рідини), а в інших як повністю нафтоносний (у випадку поглинання прісної рідини) [14]. Тому, таке нововведення вирішило проблему тільки частково, оскільки через значний вплив зони проникнення фільтрату промивальної рідини, що заповнює стовбур свердловини, ефективність вирішення поставленої задачі в багатьох випадках виявилась низькою.

Теоретичну можливість використання обсадних труб з склопластиковими хвостовиками (СПХ), які дають можливість проводити контроль за розробленням нафтогазових родовищ електричними методами у стовбурах обсаджених свердловин, було обґрунтовано в роботах [15, 16, 17]. З 1983 року в ОАО "Сургутнефтегаз" почали практикувати технологію кріплення контрольних свердловин склопластиковими хвостовиками в інтервалах продуктивних відкладів [18]. Спорудження контрольних свердловин з СПХ проводилось на пізніх стадіях розроблення, і частина контрольованих об'єктів на момент буріння виявилась частково обводненою.

Дослідження свердловин електричними методами в інтервалах з СПХ дало можливість прослідкувати підйом ВНК, а в окремих виявити випереджуюче обводнення. Але через низьку якість склопластикових труб через 6 років експлуатації всі свердловини виявились аварійними.

Незважаючи на досягнутий прогрес у техніці і методиці дослідження геологічних розрізів свердловин електричними методами та інтерпретації їх результатів, розвиток нафтогазової галузі у середині минулого століття вимагав нових, значно ефективніших методів контролю за розробленням нафтогазових родовищ. Революційним кроком у цьому напрямку була поява радіоактивних методів, що дозволяли проводити дослідження в обсаджених сталевими колонами свердловинах.

1.2. Контроль за обводненням продуктивних інтервалів нафтових пластів з використанням геофізичних досліджень закритих стовбурів свердловин

З появою радіоактивних методів дослідження свердловин виникла реальна можливість створити способи розділення нафто- і водонасичених колекторів в обсаджених сталеву колоною експлуатаційних свердловинах. Над вирішенням цієї проблеми в лабораторії ядерної геофізики МІНХ і ГП ім. І.М. Губкіна працював колектив учених під керівництвом В.Н. Дахнова і А.І. Холіна. Результатом роботи стала розробка декількох модифікацій радіоактивних методів і на основі усебічного геолого-промислового аналізу матеріалів свердловинних досліджень була доведена геологічна достовірність та ефективність таких методів для контролю за розробленням нафтогазових родовищ [19,20].

У другій половині 60-х років минулого століття М.Х. Хуснулліним була розроблена теорія і запропонований радіогеохімічний метод дослідження свердловин, що полягає у використанні ефекту аномального підвищення природної радіоактивності пластів-колекторів [21,22]. Цей спосіб полягає у

вимірюванні природного гамма-випромінювання до і після заводнення продуктивних пластів. Характер зміни природної радіоактивності між двома вимірюваннями є критерієм для визначення насичення пластів: природна радіоактивність нафтоносних пластів залишається без змін, а обводнених пластів аномально підвищується.

При нагнітанні води у поклад на передній частині фронту витіснення утворюється буферна облямівка, що представляє собою суміш закачуваної води із залишковими водами покладу. Оскільки вважається, що радій в нафтовому покладі міститься у залишкових водах, то буферна облямівка збагачується радієм, концентрація якого досягає 3,5-10 Бк/дм³. Під впливом поверхневих сил капілярних систем, пластова вода набуває властивостей низькополярних розчинників і її розчиняюча здатність різко зростає. Тому, сульфати і карбонати кальцію, барію, радію, що випадають в осад у нормальних умовах, в капілярній системі пласта знаходяться у розчиненому стані. Поступаючи у свердловину, пластова вода відновлює свої властивості високополярного розчинника. Сульфати і карбонати кальцію, барію, радію частково осідають на цементному камені і стінках фільтра у вигляді радіокальцита і радіобарита, частково виносяться на поверхню. У результаті виникають радіогеохімічні аномалії на ділянках, де їх раніше не було, тобто поява нових радіогеохімічних аномалій пов'язана з початком обводнення [23,24,25].

У перфорованих експлуатаційних свердловинах виникають певні ускладнення під час інтерпретації гамма-аномалій. У випадку одночасної експлуатації декількох пластів одним фільтром між пластами виникають перетоки рідини. Порушення цілісності цементного каменя призводить до виникнення затрубного руху рідини. В цих умовах випадання радіоактивних солей спостерігається не тільки навпроти заводнених пластів, але й навпроти інтервалів, що не беруть участі у процесі розроблення нафтових пластів і затрубного руху вод. Другою причиною, яка знижує ефективність радіогеохімічного методу є відсутність підвищення природної

радіоактивності навпроти деяких завідомо обводнених пластів. Зазвичай це явище спостерігається у пластах, де відбулось сильне опріснення пластових вод.

Ефективним методом для виділення ВНК у обсаджених свердловинах є метод нейтронного гамма-каротажа (НГК), який реагує на вміст у насичуючому пласт флюїді атомів хлору, що мають великий мікроскопічний радіус захоплення теплових нейтронів. У цьому випадку інтенсивність радіаційного гамма-випромінювання у водоносній частині пласта (за умови високої мінералізації води – 150-200 г/л) суттєво відрізняється від інтенсивності радіаційного гамма-випромінювання в його нафтоносній частині. Водонафтовий контакт визначається однозначно без використання матеріалів інших геофізичних методів дослідження у свердловинах. Для урахування літологічних неоднорідностей колекторів на покази НГК під час контролю за переміщенням ВНК, проводять контрольне вимірювання в інтервалі досліджуваних порід після обсадки свердловини. Це дає можливість впевненіше спостерігати за переміщенням контакту у часі.

Обмеження для цього методу існують при наявності великої зони проникнення прісного фільтрату промивальної рідини у пласт, що пов'язано з малим радіусом дослідження зондів НГК. При значній неоднорідності колектора за пористістю, однозначне розчленування нафтоносних і водоносних інтервалів пластів нейтронним гамма-методом нерідко ускладнюється. У таких випадках необхідно комплексувати НГК з методом нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами (ННК-Т).

На відміну від методу НГК, на діаграмах нейтрон-нейтронного методу водоносна частина пласта відмічається нижчою інтенсивністю реєстрації теплових нейтронів у зв'язку з більшим їх захопленням у мінералізованій пластовій воді, ніж у нафті. Перевагою методу ННК-Т перед НГК є менший вплив літології пласта. Але нейтрон-нейтронний метод за тепловими нейтронами володіє меншою глибиною дослідження ніж НГК. Тому, до недоліків цього методу відносять великий вплив цементного кільця, води, що

заповнює свердловину і обсадної колони. Дослідження Б.М. Орлінського [26] доводять, що радіус дослідження нейтрон-нейтронного метода за тепловими нейтронами, за умови осолонення цементу, не перевищує радіусу свердловини, і диференціацію діаграм ННК-Т за хлором під час вимірювань у обсадженої свердловині можна пов'язувати з осолоненням цементу в інтервалі водоносних пластів. Використавши ці дослідження В.М. Іванов розробив і випробував методику розчленування порід за нафтоводонасиченням за допомогою вимірювання вмісту хлору у цементному камені [27]. Навпроти водоносних інтервалів свердловини після цементування обсадної колони цементний камінь починає інтенсивно осолонюватись. Навпроти нафтоносних інтервалів цей процес відбувається набагато повільніше. Досліджено, що осолонення відбувається незалежно від мінералізації води у пласті. Це вказує на акумулюючі властивості цементу. Тому, такий ефект дає можливість виділяти у розрізі водоносні пласти навіть через декілька років після буріння свердловини.

Окремою проблемою є дослідження фонтануючих свердловин, які вимагають демонтажу фонтанних труб і задавлювання свердловини соленою водою. Після закінчення досліджень виникає необхідність спуску труб і збудження свердловини. Це вимагає багато часу і часто призводить до забруднення привибійної зони пласта та погіршення його продуктивності. Інколи наслідком задавлювання соленою водою нафтового пласта є спотворення дійсної картини розподілу нафти і води у пласті, що ускладнює виділення водонафтового контакту за діаграмами радіоактивних методів. На сьогодні цю проблему вирішують використанням малогабаритної радіометричної апаратури безпосередньо у фонтануючій свердловині, що позбавляє необхідності проведення підготовчих операцій. Складністю під час визначення інтервалів обводнення у таких свердловинах є імовірність обводнення унаслідок затрубної циркуляції води. Тому, комплекс ННК-Т і НГК доповнюють вимірюваннями свердловинним резистивіметром.

Основним недоліком стаціонарних нейтронних методів, який суттєво впливає на можливість виділення за їх допомогою водонафтових контактів і оцінки характеру обводнення продуктивних інтервалів, є малий радіус дослідження і значний вплив свердловинних умов. Використання цих методів можливе тільки на родовищах з пластовими водами високої мінералізації. Для карбонатних розрізів свердловин стаціонарні нейтронні методи малоефективні загалом.

Частково усунути ці проблеми дозволили нові модифікації методу нейтронного каротажу, в яких використовуються генератори нейтронів, що працюють в імпульсному режимі. Методи імпульсного нейтронного каротажу (ІНК) базуються на вивченні нестаціонарного поля теплових нейтронів (метод імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу – ІННК) та гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів ядрами хімічних елементів гірських порід (метод імпульсного нейтронного гамма-каротажу – ІНГК) [28, 29, 30, 31].

Покази ІНК в основному визначаються часом життя теплових нейтронів τ_n , який у свою чергу залежить від присутності в гірській породі хімічних елементів з високим перетином захоплення теплових нейтронів. В геологічних розрізах нафтогазових свердловин таким хімічним елементом є хлор. У водоносному пласті середнє значення τ_n менше, ніж в нафтоносному. Тому, густина теплових нейтронів у водоносному пласті зменшується швидше, ніж у нафтоносному. Розрахунки [28] показують, що покази методу ІНГК навпроти нафтоносних пісковиків повинні бути у 10 разів більші ніж навпроти пластів, які містять високомінералізовану воду. Інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення у пласті пропорційна густині теплових нейтронів. ІНГК дозволяє розділяти пласти за нафтоводонасиченням за тими самими критеріями інтерпретації за величиною параметру τ_n , що і під час досліджень методом ІННК. Криві загасання гамма-випромінювання радіаційного захоплення у загальному схожі на криві загасання густини теплових нейтронів.

Вивчення водонафтонасичення розрізу свердловин імпульсними методами проводиться поточною, шляхом вимірювання середнього часу життя теплових нейтронів τ_n при зупиненому приладі та під час неперервної реєстрації кривих густини потоку теплових нейтронів або інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення на одній фіксованій часовій затримці. Імпульсні методи ефективні для розділення порід за нафтоводонасиченням як у теригенних, так і у карбонатних відкладах. Висока чутливість методу до мінералізації пластових вод дозволяє використовувати його у геологічних районах з низькою мінералізацією води [32,33].

Метод ІНГК має наступні переваги перед методом ІННК: свердловина впливає на його покази значно менше; швидкість ліку при однакових часових затримках в 5-10 разів вища.

Методику визначення інтервалів і нафтонасичення обводнених пластів в експлуатаційних свердловинах розробив М.Х. Хуснуллін [24]. Вона базується на проведенні поточкових досліджень методом ІНК навпроти пласта з почерговим закачуванням у нього водних розчинів з різною мінералізацією. Необхідно зауважити, що дана методика може бути використана не тільки у обводнених пластах з метою визначення коефіцієнта залишкового нафтонасичення $k_{н.з.}$, але й у нафтонасичених для визначення декременту загасання щільності теплових нейтронів у скелеті гірської породи $\lambda_{ск}$. Вона володіє наступними перевагами визначення коефіцієнта залишкового водонасичення:

- 1) у порівнянні з гідродинамічними моделями дозволяє визначати $k_{н.з.}$ диференційовано вздовж перетину пласта і не потребує додаткових вимог до стабільності закачування і відбору у районі досліджуваної свердловини;
- 2) у порівнянні з електричними методами дає можливість визначати $k_{н.з.}$ незалежно від солоності пластових вод і в ширшому фонді свердловин.

До недоліків методики слід віднести велику трудомісткість робіт і залежність результативності досліджень від приймальності пласта.

Дуже надійний, але одночасно складний метод виділення обводнених інтервалів у перфорованих інтервалах пластів зі зниженим тиском, передбачає використання штучного закачування високомінералізованої води у пласт і наступне відновлення притоку до повної очистки пластів від закачаної води [34]. Багаторазові вимірювання методом ІНК (або ІНКГ) виконуються у процесі і після закачування води і очистки пласта. Вивчення за цими даними динаміки зміни насичення пластів у процесі згаданих операцій дозволяє практично вирішувати основні задачі з вивчення цих пластів. Ознакою обводнення пласта або прошарку є факт поглинання ним солоної води, а потім у результаті відкачування, його повна очистка від солоної води. Ознакою нафтонасиченого пласта є його неповне очищення від солоної води (нафта не може витіснити всю задавлену в пласт воду); нафтові пласти зі зниженим тиском приймуть воду, і вона там залишиться після повторної інтенсифікації притоку у свердловині.

Добрі результати отримують під час застосування методики повторних різночасових вимірювань методом ІНК. Однак, необхідно зауважити, що свердловини, які виходять з буріння рідко досліджуються імпульсним нейтронним методом, оскільки до сьогоднішнього дня він не входить в обов'язковий комплекс ГДС. Тому, через відсутність фонового вимірювання ІНК, часто немає можливості використати методику різночасових вимірювань. Шлях вирішення цієї проблеми запропонував Л.А. Путкарадзе [35]. Зокрема, було запропоновано статистично відновлювати фонову криву ІНК шляхом обробки діаграми текучого вимірювання методом ІНК разом з однією із діаграм стандартного комплексу ГДС, яка записана в тій самій свердловині і характеризує початкове нафтонасичення та літологію колекторів. Методика базується на наявності тісного кореляційного зв'язку між нейтронними параметрами, які визначаються за матеріалами ІНК, та іншими геофізичними характеристиками колекторів, що зберегли початкове нафто- і газонасичення. Ефективність методу знижується зі зниженням пористості, збільшенням глинистості і карбонатності колекторів, зниженням

мінералізації пластових і закачуваних вод. Методика є ефективною для використання під час вивчення геологічних об'єктів, в яких мінералізація пластових флюїдів складає 20 г/л та більше (для якісної інтерпретації) та 40 г/л і більше (для кількісної інтерпретації). Вона застосовується для неперфорованих свердловин, у випадку коли методика одноразових вимірювань методом ІНК не може бути використана з геологічних причин [36].

Значний досвід із застосування методу ІНК для контролю за розробленням нафтогазових родовищ накопичений на ОАО “Нижневартовскнефтегеофизика”. За результатами робіт для родовищ Західного Сибіру розроблена комплексна технологія дослідження та інтерпретації цього методу, що дозволяє на основі петрографічного, петрофізичного і ядерно-фізичного аналізу кернового матеріалу виключати вплив мінерального скелету і виділяти флюїдальну складову в зареєстрованих показах ІНК [37]. Технологія базується на статистичному аналізі накопиченої інформації з контрольних свердловин, результатів випробувань, апріорної інформації, стану розроблення та інших результатів ГДС. Ефективність досліджень з визначення ВНК близька до 100 % для неглинистих теригенних колекторів з пористістю більшою за 20 % при мінералізації пластових вод більшої за 18 г/л. Задача виділення інтервалів, обводнених прісними і слабкомінералізованими водами, за допомогою почасових вимірювань по мережі контрольних свердловин також вирішувалась досить однозначно. Ефективність вирішення аналогічної задачі за одноразовими вимірюваннями за технологією розробленою ОАО “Нижневартовск-нефтегеофизика” складала близько 70-80 %.

Існуюча до цього часу методика обробки та інтерпретації результатів ІНК не враховувала впливу колекторських властивостей пластів, що знижувало ефективність методу в неоднорідних і низькопорових заглинених пісковиках. Сьогодні для врахування цих параметрів проводять три блоки досліджень на одній колекції керна: петрографічний,

петрофізичний і ядерно-фізичний. Отже, підвищення ефективності обробки та інтерпретації тягне за собою значне збільшення трудоемності робіт, що є обмежуючим чинником. Різко знижується ефективність досліджень при насиченні колекторів прісними водами. Що стосується карбонатних колекторів, які характеризуються складною будовою порового простору та значною зміною пористості за об'ємом пласта, то метод не завжди дає однозначні результати. При пористості, яка більша за 12-15 %, метод ефективний за умови переважання кавернозної пористості і менш ефективний за умови тріщинуватої пористості. Найважливішою умовою коректності кількісної інтерпретації матеріалів ІНК в комплексі з даними інших методів ГДС є правильний вибір петрофізичної моделі об'єкта досліджень. При наявності у інтервалі досліджень різних за літологією різновидів, матеріал попередньо розділяється на однотипні за літологією інтервали і для кожного типу вибираються свої петрофізичні моделі. Під час вибору моделі враховуються мінеральний склад порід, в тому числі вміщуючих глини і глинистого цементу, склад пластових флюїдів, мінералізація пластових вод, пластовий тиск і температура, густина і газовий фактор нафти в пластових умовах. У загальному, можна зробити висновок, що на сьогоднішній день метод ІНК не втратив свого значення для вирішення даної задачі. Зокрема він є ефективним у теригенних колекторах з низькою мінералізацією пластових вод, у карбонатному розрізі у високопористих органогенних вапняках з мінералізацією пластових вод більшою за 100 г/л. У низькопористих карбонатних колекторах метод неефективний.

У окремих випадках для вивчення процесу обводнення нафтоносних пластів використовується нейтронний активаційний метод (НА), суть якого полягає у вивченні гірських порід за даними вимірювання штучно викликаної радіоактивності, що виникає під час опромінення порід нейтронами. Використання методу НА для розчленування нафтоносних і водоносних порід базується на тому, що кількість ядер натрію і хлору у водоносному

колекторі значно більша ніж у нафтоносному. Тому, водоносні породи відмічаються підвищеними інтенсивностями активації у порівнянні з нафтоносними. Значна різниця у показах методу НА навпроти водоносних і нафтоносних пластів за наведеною активністю натрію, що спостерігається на практиці, пояснюється впливом осолонення цементу навпроти водоносних пластів. Область застосування методу НА для розчленування нафтоносних і водоносних порід ширша ніж у стаціонарних методів нейтронного каротажу. У однорідних за літолого-петрографічними властивостями колекторах метод наведеної активності дає позитивні результати при мінералізації пластових вод за хлористим натрієм понад 40-70 г/л. Недоліками згаданого методу є вимірювання у точках і великі витрати часу на дослідження.

Одним з ефективних способів оцінки характеру обводнення продуктивних пластів, є використання методу радіоактивних ізотопів [38]. Збагачення води, яка закачується у нагнітальну свердловину, радіоактивними ізотопами і визначення їх вмісту у воді експлуатаційних свердловин дає можливість робити висновки про характер обводнення продуктивного інтервалу. Враховуючи, що робота з радіоактивними ізотопами небезпечна, особливо під час закачування з поверхні, то їх застосовують тільки у випадку, якщо іншими методами задача не вирішується. Для роботи вибираються короткоживучі ізотопи (радон, натрій, йод-131, тритій), які не адсорбуються породою. Найпривабливішим є гамма-випромінюючий ізотоп йод-131. Однак він має обмеження за періодом напіврозпаду – 8,1 доби. Мала тривалість життя лімітує час дослідження 2 – 3 місяці. В окремих випадках використовується радоновий індикатор. Недолік використання радону для міжсвердловинних досліджень той самий, що і у йоду-131 – короткий період напіврозпаду – 3,8 доби. Тому, його успішно застосовують тільки в умовах неглибоко залягаючих пластів при невеликих відстанях між свердловинами [39]. Найпоширенішою у якості міченої рідини є тритієва вода, радіоактивний ізотоп якої має достатньо великий період напіврозпаду (12,46 року), не сорбується породою, але енергія гамма-розпаду дуже мала (0,019

MeV), що дозволяє фіксувати тритій тільки у лабораторних умовах на спеціальних установах.

Нейтронні методи міченої рідини базуються на закачуванні у пласт речовини з високим поглинанням теплових нейтронів. Як правило, це розчини солей барію (бура), що володіють аномально високими нейтронними характеристиками. Вимірювання виконуються методом імпульсного нейтронного каротажу або нейтронного каротажу. У якості речовини з великим (аномально високим) перетином поглинання також використовуються сполуки таких елементів як хлор, бор, кадмій, рідкоземельні елементи. Однак, одних даних з розподілу теплових нейтронів для вирішення задачі виділення обводнених ділянок недостатньо. Тому у цій методиці використовуються дані з фазової проникності.

Перше контрольне вимірювання генератором проводиться у відкритому стовбурі при проникненні у пласти фільтрату бурового розчину (прісного). Потім, під тиском у інтервал об'єкта розроблення закачується мічена рідина, відбувається спуск колони і проводиться друге вимірювання для реєстрації розподілу міченої речовини. Через 2-3 тижні проводять третє вимірювання для контролю за розформуванням зони проникнення. Аномалії, які частково або повністю зникли під час третього вимірювання відповідають інтервалам активного руху (фільтрації) рідини. Збереження аномалій вказує на нерухомість рідини у цій частині пласта.

Окрім нерадіоактивних індикаторів, що містять елементи з великим перетином захоплення теплових нейтронів, застосовують у вигляді індикаторів сполуки із класу азотистих (сечовина, аміачна селітра), стабільні нітроксильні радикали та їх похідні [40]. Суть індикаторного методу полягає у тому, що у закачувану в пласт воду додається трасуюча речовина, а відібрані з видобувних свердловин проби аналізуються на вміст закачаного трассера.

Індикатори радикального типу – стабільні нітроксильні радикали та їх похідні (аміни, органічні і неорганічні солі амінів), добре розчиняються у

пластовій і закачуваній воді (особливо аміни), не мають аналогів у природі, біологічно неактивні (екологічно чисті), хімічно не взаємодіють з нафтою, стійкі у пластових умовах, дозволяють створити гаму індикаторів з подібними фізико-хімічними властивостями і єдиним методом реєстрації.

Реєстрація радикальних індикаторів відбувається методом електронного парамагнітного резонансу (ЕПР) з чутливістю до 10^{-7} – 10^{-9} моль/л. Ця технологія може застосовуватись на будь-яких родовищах. Єдине обмеження за температурою – не більше 70 °С.

Використати різну швидкість розформування зони проникнення ув нафтоносних і водоносних пластах після їх вскриття на соленій промивній рідині для виділення нафтоносних і обводнених прісною водою інтервалів, запропонували у ТатНИПНефть [25,41]. Фільтрат мінералізованої промивальної рідини під час розформування зони проникнення витісняється з водонасиченого інтервалу прісною водою. Зона проникнення у нафтоносному інтервалі розформовується набагато довше. Такий ефект створює передумови для використання почасових вимірювань методу ІНГК. Зменшення мінералізації флюїду, що насичує пласт призводить до збільшення показів на діаграмі ІНГК навпроти водоносного пласта, натомість покази навпроти нафтоносного інтервалу з нерозформованою зоною проникнення залишаються незмінними. Застосування такої методики вимагає багато часу, але дозволяє ефективно розділяти нафтоносні і водоносні інтервали в умовах прісних пластових вод.

М.Х. Хуснуллін усунув цей недолік, запропонувавши схожу методику [42], яка базується на тому ж ефекті, але передбачає примусове закачування мінералізованої води в експлуатаційний інтервал та наступне дренавання пласта за допомогою компресора. У результаті дренавання високомінералізована вода заміщується прісною і обводнені інтервали виділяються приростом показів ІНГК між двома вимірюваннями.

Використання перфорації пластів-колекторів з уведенням хімічного реагенту, який містить незначну кількість гамма-випромінюючого ізотопу

проводилось на Шкаповському і Туймазінському нафтових родовищах [43]. Після посадки хімічного реагента за допомогою куль перфоратора відбувається поступове його розчинення у воді. Проведення почасових вимірювань гамма-активності навпроти перфорованого пласта дозволяє за різницею показів виділити водоносний інтервал, де хімічний реагент розмився і покази з часом, відповідно, знизились. Навпроти нафтоносної частини розмивання не відбувається, і покази залишаються стабільними.

Існують приклади визначення водонафтового контакту в умовах прісних підшовних вод методом ІННК за різним вмістом газу у нафтоносній і водоносній частинах пласта [44]. Вміст газу у нафті збільшує середній час життя теплових нейтронів.

Також відомий спосіб розділення водоносних та нафтоносних пластів за даними широкосмугового акустичного методу дослідження обсаджених свердловин. Фізичні принципи вирішення цієї задачі на основі аналізу хвильових сигналів АК розроблені професором О.Л. Кузнецовим, а потім розвинуті іншими вітчизняними і закордонними дослідниками [45]. Для її вирішення використовується низькочастотний акустичний сигнал. Теоретичні та експериментальні роботи показали, що нафтоносні і водоносні колектори відрізняються за акустичними параметрами незалежно від мінералізації пластової води. У режимі багаторазових акустичних досліджень об'єктів інформаційна складова хвильових сигналів визначається співставленням фонових та контрольних вимірювань відносно базової моделі насичення. Таким чином, виникає можливість визначення поточного нафтогазонасичення і положення ВНК у експлуатаційних обсаджених свердловинах. Принципово важливим є встановлений інверсійний характер зміни швидкості і загасання повздовжніх і поперечних хвиль при зміні характеру насичення колекторів. У колекторах з покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями коефіцієнти поглинання повздовжніх і поперечних хвиль для середовищ з різним насиченням можуть відрізнятися у 2-5 разів. Єдиною умовою успішності застосування такої методики є хороша якість

цементування обсадної колони та наявність щеплення цементу з гірською породою. Метод втрачає свою ефективність у тріщинуватих колекторах через сильне загасання акустичного сигналу у скелеті породи [46].

У наш час найефективнішим методом з визначення характеру обводнення продуктивних пластів є метод вуглецево-кисневого каротажу (С/О-каротаж), який не має обмежень під час застосування за мінералізацією пластових вод. Теоретичне обґрунтування методу було зроблено ще у середині минулого століття [30, 31]. Але через відсутність апаратури довгий час його не використовували. Під час обробки даних вуглецево-кисневого каротажу використовується методика розрахунку відношень сумарних показів у вікнах вуглецю і кисню, взятих зі спектру гамма-випромінювання непружного розсіювання, та у вікнах кальцію і кремнію, взятих зі спектру гамма-випромінювання радіаційного захоплення. За співвідношенням С/О оцінюється насичення пластів. Колектори з додатними приростами на кривій співвідношень С/О відносно водоносного пласта характеризуються як продуктивні. Дослідження свердловин в Сургутському районі показали ефективність методу С/О-каротажу під час дослідження неперфорованих нафтоводонасичених поліміктових пісковиків і алевролітів з глинистим і карбонатним цементом, різним станом обводнення та мінералізацією пластових вод 10-18 г/л [20]. Цей метод вимагає застосування складної свердловинної апаратури і висококваліфікованого складу операторів та інтерпретаторів.

За даними термометрії у неперфорованих пластах відслідковують положення закачаних у пласт вод і можливий їх перетік в затрубному просторі. Вирішення цієї задачі базується на різниці температур пластових вод і води, яку закачують у нагнітальну свердловину. Обводнений пласт, у який закачується вода з меншою температурою, ніж температура пластової води, відмічається на термограмі від'ємною аномалією у порівнянні з геотермою.

Ефективність вирішення задач контролю розроблення діючих свердловин з перфорованими пластами підвищується при доповненні комплексу досліджень методами, що базуються на вимірюванні різних фізичних властивостей поступаючої із пласта рідини (резистивіметрії, вологометрії і гамма-гамма-густинометрії).

Резистивіметрія полягає у вимірюванні питомого електричного опору рідини, що заповнює свердловину і використовується для визначення місць притоку води у свердловину. Покази резистивіметра суттєво залежать від характеру водонафтової суміші, яка може бути гідрофільною і гідрофобною. Перехід гідрофільної суміші в гідрофобну відмічається на діаграмі чітко вираженим збільшенням питомого опору. Такий перехід відмічається при критичному вмісті нафти у воді (30-60 %) і може відповідати притокам нафти у свердловину. Використання резистивіметра у діючій свердловині має ряд обмежень, пов'язаних з емульсійною структурою рідини притоку. Цей метод слід розглядати як допоміжний, що дає додаткову інформацію.

Вологометрія свердловини полягає у вимірюванні вмісту води у рідині, що заповнює свердловину і базується на різкій різниці між діелектричною проникністю води і нафти. Градування вологоміра дозволяє кількісно оцінювати обводнення потоку рідини у стовбурі свердловини. Теоретичні розрахунки показують, що верхня межа кількісного визначення вологовмісту обмежується 50%. При обводненні пласта, яке становить понад 50%, апаратура дозволяє тільки якісно виділяти водовіддаючі інтервали. Основним недоліком всіх вологомірів є залежність їх показів від властивостей нафти, води і структури водонафтових сумішей, які залежать від температури, тиску, газонасичення і можуть змінюватись по площі і товщині навіть одного нафтового горизонту, що під час кількісної оцінки компонентного складу суміші вимагає проведення додаткових робіт з побудови градуювальних залежностей з врахуванням всіх негативних факторів.

Різниця густини нафти і води дає можливість визначати інтервали обводнення пластів, відкритих перфорацією, за даними селективної

модифікації гамма-гамма-каротажу густинного, який базується на інтенсивності поглинання гамма-квантів флюїдом, що заповнює свердловину. Розроблена апаратура гамма-гамма-густиноміра забезпечує визначення густини рідини у стовбурі діючих свердловин в діапазоні 0,7-1,2 г/см³ з точністю до $\pm 0,01$ г/см³. На кривих, отриманих густиноміром, перехід від води до нафти відмічається підвищенням інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання.

ВИСНОВКИ

Проведений аналіз проблеми оцінки характеру обводнення нафтових пластів за результатами геофізичних досліджень свердловин дав змогу зробити наступні висновки:

1. Детальне моделювання геолого-фільтраційних властивостей продуктивних пластів-колекторів нафтогазових родовищ дає чітке розуміння геологічної будови та властивостей об'єкта дослідження і дозволяє прогнозувати їх обводнення з метою підвищення ефективності видобування вуглеводнів.
2. Контроль обводнення продуктивних пластів-колекторів, яке відбувається на більшості нафтогазових родовищ України з природних, технічних та технологічних причин і перешкоджає ефективному видобуванню вуглеводнів, можливий тільки методами геофізичних досліджень свердловин.
3. Використання електричних методів для вирішення проблеми контролю за обводненням продуктивних пластів-колекторів є ефективним тільки у відкритих стовбурах свердловин. Зважаючи на те, що на нафтогазових родовищах, які перебувають на пізніх стадіях розроблення, нові свердловини буряться дуже рідко, а старий фонд свердловин обсаджений стальними колонами, виникає ситуація, коли не існує умов для застосування електричних методів.

4. Методи нейтронного каротажу (у тому числі й імпульсний нейтронний каротаж), які широко застосовуються для контролю обводнення продуктивних пластів-колекторів як у обсаджених, так і у необсаджених свердловинах є ефективними за умови високої (і середньої для ІНК) мінералізації пластової води. На Семенівському нафтовому родовищі пластові води характеризуються низькою мінералізацією, що обмежує використання цих методів.

5. Метод радіогеохімічних аномалій дозволяє виявляти обводнені інтервали продуктивних пластів за умови виникнення на родовищі радіогеохімічного ефекту. Але такий ефект проявляється не на усіх родовищах. Зокрема, на Семенівському нафтовому родовищі радіогеохімічного ефекту не виявлено, і тому використання такого методу не є можливим.

6. Розроблено ряд технологій з використанням геофізичних досліджень свердловин, які покликані виділяти обводнені інтервали продуктивних пластів, але вони, як правило, характеризуються дороговизною, великою трудоемністю робіт та вимагають тривалого часу досліджень. Окрім того, застосування таких технологій часто ускладнює процес подальшого видобування вуглеводнів.

Отже, проблема поставлена у дисертаційній роботі на сьогодні залишається актуальною. Прогноз обводнення продуктивних пластів і контроль цього процесу вимагають комплексного підходу із застосуванням геологічного моделювання на основі геолого-геофізичної інформації. Вирішення цієї проблеми необхідно розпочати з вивчення особливостей геологічних умов, існуючих на об'єкті дослідження.

РОЗДІЛ 2

ЛОКАЛІЗАЦІЯ ЛІТОЛОГІЧНИХ НЕОДНОРІДНОСТЕЙ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Результати геофізичних досліджень свердловин є основним джерелом інформації, яка дає можливість проводити моніторинг та управління процесами розроблення будь-якого нафтогазового родовища. Точність отриманих результатів досліджень у цьому випадку є визначальним чинником для забезпечення ефективності видобутку вуглеводнів. Існуючі технології геофізичних досліджень свердловин і методики обробки та інтерпретації отриманих даних на сьогоднішній день потребують удосконалення, оскільки у наш час на родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розроблення ускладнюються умови видобування нафти та газу, що пов'язано з виснаженням продуктивних горизонтів, а нові родовища часто відкриваються у районах зі складною геологічною будовою покладів. Одним із шляхів удосконалення існуючих технологій та методик є вивчення особливостей мінералогічної будови скелета пластів-колекторів, структури порового простору, мікро- та макронеоднорідностей з метою дослідження та врахування їх впливу на покази геофізичних методів.

Семенівське нафтове родовище, на прикладі якого проводиться робота, характеризується складною геологічною будовою і знаходиться на пізній стадії розроблення. Існуючі чинники значно ускладнюють контроль за пересуванням флюїдів у пластах-колекторах, що не дає змоги ефективно вилучати з продуктивних горизонтів нафту. Одним із способів покращення ситуації є адаптація існуючих технологій та методик до геологічних умов Семенівського родовища шляхом врахування особливостей його геологічної будови.

2.1. Узагальнена геолого-петрофізична характеристика відкладів продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища

Семенівське нафтове родовище знаходиться у північно-західній частині Керченського півострова у приосьовій зоні індо-кубанського прогину. У процесі буріння на родовищі свердловинами розкриті відклади тортонського ярусу, який включає чокракський, караганський, конкський горизонти і відклади верхньої частини майкопської серії [47,48].

За даними ГДС та лабораторних досліджень керна [48] на родовищі виділено зверху до низу п'ять продуктивних літологічних пачок: II, III, IV, V, VI (додаток А). Пачки розділені товстими глинистими шарами, що повністю забезпечує їх ізоляцію між собою. Літологічно – це одноподібні товщі глин темно-сірих, зеленувато-сірих, коричневих, невапняковистих, жирних, шаруватих, інколи піщанистих з рідкими конкреціями і прошарками сидеритів. Місцями зустрічаються тонкі прошарки сірувато-зелених, тонкозернистих пісків.

Відклади чокракського горизонту неузгоджено залягають на майкопських відкладах. Нижня частина горизонту – переважно глинисті відклади, у верхній частині – пласти вапняків, які чітко прослідковуються у всіх свердловинах. Вапняки органогенно-детритові, інколи оолітові з прошарками мергелів. У верхній частині чокракських відкладів залягають дві літологічно проникні пачки: V і VI.

Проникна частина V пачки має 1-5 пластів сумарною ефективною товщиною 6,0-10,8 м. Проникні пласти літологічно представлені вапняками органогенно-детритовими, непроникна – мергелями, вапняковими глинами. Проникна частина пачки групується у два пласти: V_1 – верхній і V_2 – нижній. Пласт V_2 представляє собою потужне витримане у плані вапнякове тіло, яке добре корелюється за матеріалами ГДС. Пласт V_1 складений перешаруванням малопотужних проникних і непроникних пластів.

Проникна частина VI пачки складається з двох проникних пластів сумарною ефективною товщиною у зоні розповсюдження 3,0-3,4м. Проникна частина пачки представлена переважно вапняками, непроникна частина – глинистими породами. Коефіцієнт піщаності дорівнює 0,41, коефіцієнт розчленування – 2.

Виходячи із аналізу порід на карбонатність, переважно чітко розділяються теригенні і карбонатні породи. Вище пачки IV переважають теригенні породи. Нижче пачки IV в складі пачок переважають карбонатні породи.

Караганські відклади поділяються на дві пачки: нижню – карбонатно-глинисту і верхню – глинисту. Нижня частина караганського горизонту представляє собою пачку перешарованих карбонатних і теригенних порід. Вапняки, в основному, органогенно-детритові, світло-сірі, середньої щільності, нерівномірно-глинисті, піщано-алевритові, щільні. У верхній частині пачки зустрічаються прошарки алевритів і пісковиків темно-сірих, олігоміктових, щільних. Верхня частина горизонту складається з одноподібних глинистих відкладів. Глини шаруваті, щільні, інколи сильно піщаністі, вапнякові. В складі нижньої частини горизонту виділяється три проникні літологічні пачки: II, III і IV.

Проникна частина II пачки має один-два пласти сумарною ефективною товщиною 0,4-1,2 м. Проникні пласти літологічно представлені пісками і органогенними вапняками, непроникна частина – піщанистими і вапняковими глинами і мергелями. Коефіцієнт піщаності дорівнює 0,06, коефіцієнт розчленування – 1,3, коефіцієнт розповсюдження проникної частини у плані – 0,8.

Проникна частина III пачки має 2-5 пластів сумарною ефективною товщиною 1,2 - 4,4 м. Проникні пласти літологічно представлені пісками і вапняками. Непроникна частина складена карбонатними різновидами глин і глинистих вапняків. Коефіцієнт піщаності дорівнює 0,33, коефіцієнт розчленування – 2,7, коефіцієнт розповсюдження проникної частини – 1.

Проникна частина IV пачки має 1-4 пласти сумарною ефективною товщиною 1,4 - 4,2 м. Проникні шари літологічно представлені пісками і органогенними пористими вапняками. Непроникні пласти складені вапняковими глинами, мергелями, щільними вапняками. Коефіцієнти піщаності, розчленування і розповсюдження проникної частини відповідно складають 0,29; 1,9; 1,0.

Узагальнюючи результати проведеного аналізу можна сказати, що продуктивні відклади Семенівського нафтового родовища представлені: пісковиками дрібнозернистими, олігоміктовими, з присутністю уламків ооліту, мікрофауни та вапняками органогенними, оолітовими, детритовими, різної степені щільності і кавернозності з домішками пісковикової фракції. Така кількість різновидів у матриці гірської породи зумовлює неоднорідність порового простору пластів-колекторів, що призводить до неоднозначності в інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин і ускладнює функції взаємозв'язків петрофізичних параметрів.

Проведений аналіз вказує на складний характер зв'язку фільтраційних і колекторських властивостей та наглядно відображається на діаграмі розподілу коефіцієнта відкритої пористості і абсолютної проникності (рис.2.1), які визначені на зразках керна. З діаграми видно, що зв'язок хаотичний. Так, наприклад, в діапазоні пористості 32%÷33% виділяється ділянка малої проникності $18 \cdot 10^{-3} \div 30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а в межах пористості 27%÷29% проникність досягає $450 \cdot 10^{-3} \div 750 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в межах $K_p=14\% \div 18\%$ проникність досягає $180 \cdot 10^{-3} \div 320 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Установлений характер розподілу вказує на те, що основний чинник, який зумовлює коефіцієнт проникності колекторів Семенівського родовища, є структура порового простору і характер взаємозв'язку з флюїдом. Об'єм порового простору, як видно з діаграми (див. рис.2.1), не зумовлює проникність.

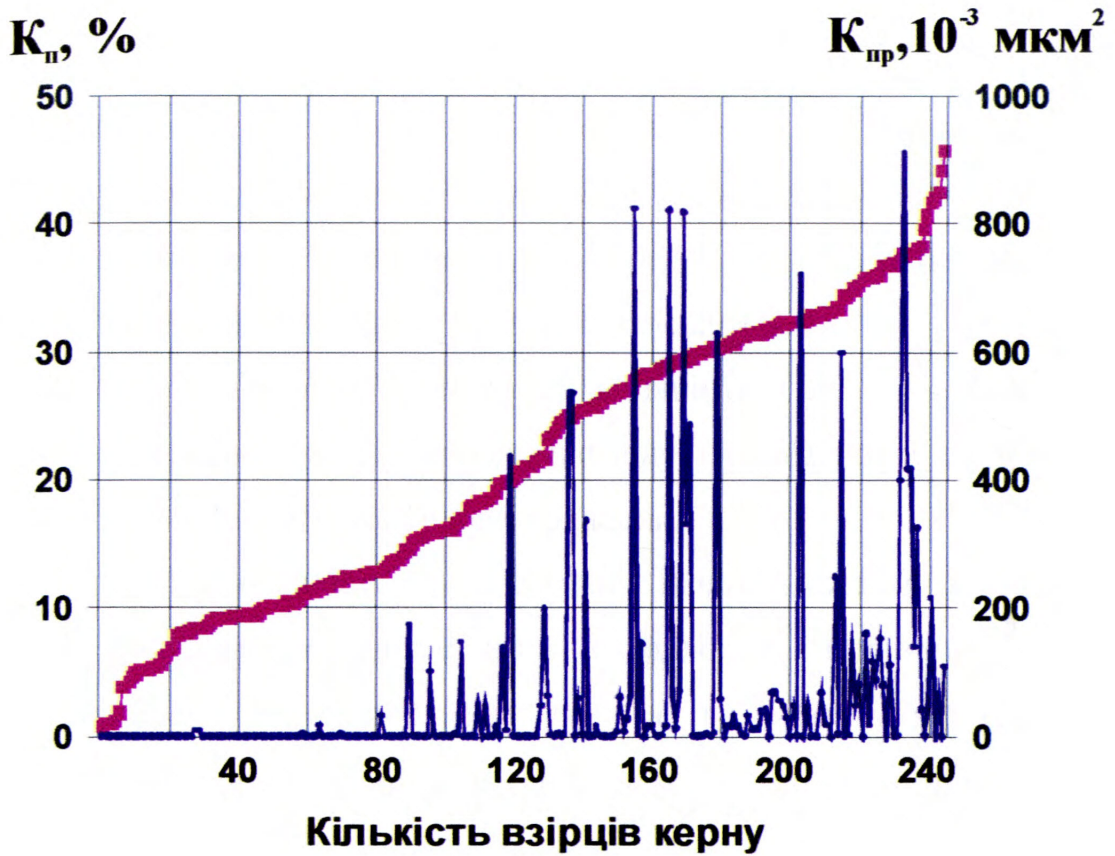


Рис.2.1. Діаграма розподілу коефіцієнта пористості і коефіцієнта проникності:

- - ранжирований ряд коефіцієнта пористості;
- - значення коефіцієнта проникності.

За геофізичною інформацією виділяються дві зони, які відрізняються не за літологічною характеристикою, а за літолого-структурними ознаками.

2.1.1. Коефіцієнт відкритої пористості продуктивних пачок вивчався за керном і ГДС. Одичні визначення коефіцієнтів пористості порід, які складають продуктивні пачки коливаються в межах від 2% до 45%. Середні значення пористості II, III, IV, V та VI продуктивних пачок за керном відповідно рівні 31,5%; 23,5%; 27,9%; 25,1%; 31,8%.

За даними ГДС визначена пористість, значення якої охоплюють усю відкриту проникну частину продуктивної товщі. Значення пористості коливаються в межах від 14,2% до 35,7%. Середні значення за пачками з II по VI рівні відповідно 28,0%; 28,5%; 25,8%; 26,0%; 29,4%.

Порівнюючи значення пористості за даними ГДС і лабораторними дослідженнями керна, переконуємось, що існує значна похибка, зумовлена неоднорідностями геологічної будови покладів.

Коефіцієнт проникності продуктивних пачок вивчався за керном і даними гідродинамічних досліджень свердловин. Величини окремих визначень змінюються від $0,01 \times 10^{-3}$ мкм² до 1036×10^{-3} мкм². Найбільшу проникність мають органогенні вапняки і слабкосцементовані піски. Середні значення проникності продуктивних пачок рівні $44,1 \times 10^{-3}$ мкм²; $42,2 \times 10^{-3}$ мкм²; 10×10^{-3} мкм²; $102,9 \times 10^{-3}$ мкм²; $32,6 \times 10^{-3}$ мкм². Визначені значення проникності за геофізичною інформацією змінюються в межах від 10^{-3} мкм² до 1000×10^{-3} мкм².

У цьому випадку порівняння результатів визначення коефіцієнтів проникності за лабораторними дослідженнями керна і гідродинамічними дослідженнями проникних пластів, як і у випадку з дослідженнями пористості, вказують на існування похибки.

Проведено аналіз й інших петрофізичних характеристик гірських порід продуктивних покладів родовища, які опосередковано відображають їх фільтраційно-ємнісні властивості.

Розподіл густини гірських порід, визначених на зразках кернавого матеріалу, представлено у вигляді гістограми на рис.2.2а, при побудові якої використано 530 зразків.

В області низьких значень густини від $1,45 \cdot 10^3 \div 2,0 \cdot 10^3$ кг/м³ виділяється асиметрична крива, яка підпорядковується нормальному закону розподілу. В області великих значень немає чіткого характеру розподілу.

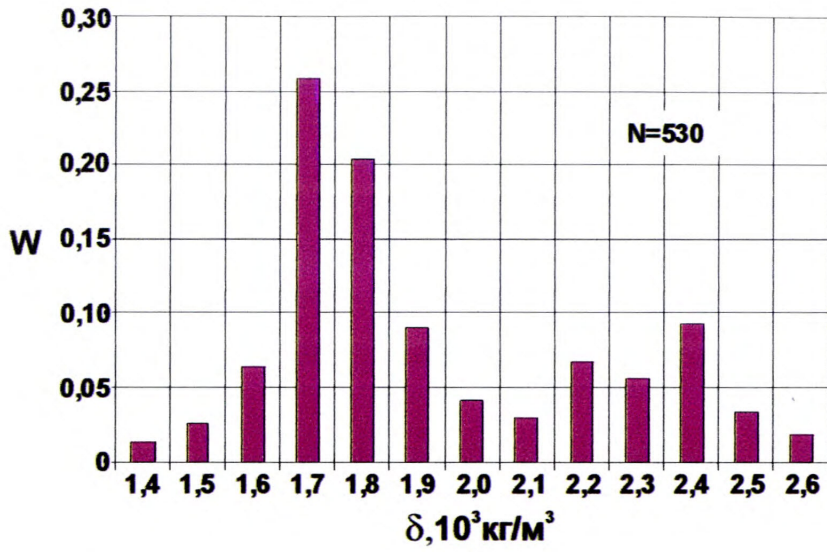
Нормальний закон розподілу вказує на існування можливості характеризувати визначеними оцінками генеральну сукупність для усього комплексу порід Семенівського родовища. Гістограма розподілу відкритої пористості, представлена на рис.2.2б. На гістограмі чітко відмічається нормальний закон розподілу коефіцієнта пористості в області великих значень (25-43%), а в області малих значень розподіл характеризується значною варіацією, що вказує на його неоднорідність.

Коефіцієнт залишкового водонасичення вивчався за лабораторним аналізом керна. Середні значення залишкового водонасичення продуктивних пачок з II по VI рівні відповідно 0,703; 0,575; 0,660; 0,685; 0,599. На рис.2.3 представлена гістограма розподілу об'єму залишкової води у поровому просторі колектора продуктивних пачок.

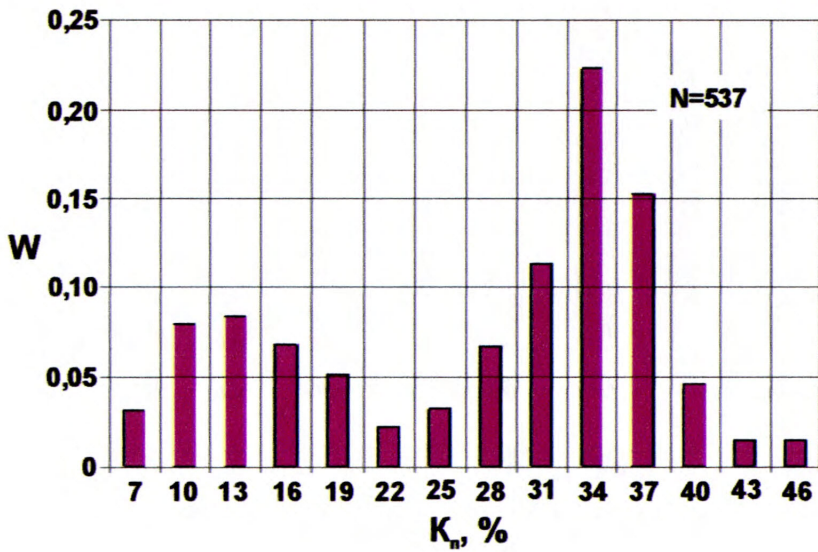
Візуально видно, що виділяється не менше чотирьох компонент, які характеризують властивості ($K_{зв}$) гетерогенного середовища. Розглянемо можливості визначення параметрів кожної компоненти.

Для вирішення поставленої задачі використаємо адитивну модель результатів вимірювань коефіцієнта залишкової води [49]. Припустимо, що генеральна сукупність параметрів порід складається з N компонент. Кожна з них характеризується часткою α_i від загального об'єму і підпорядковується нормальному закону, параметрами якого є m_i – середнє значення параметру і σ_i – дисперсія. Модель запишемо наступним виразом:

$$\zeta(\xi(\bar{X})) = \sum_{i=1}^N \alpha_i \zeta_i(\xi) \quad (2.1)$$



а



б

Рис. 2.2. Гістограми розподілу густини (а) і пористості (б) порід Семенівського родовища

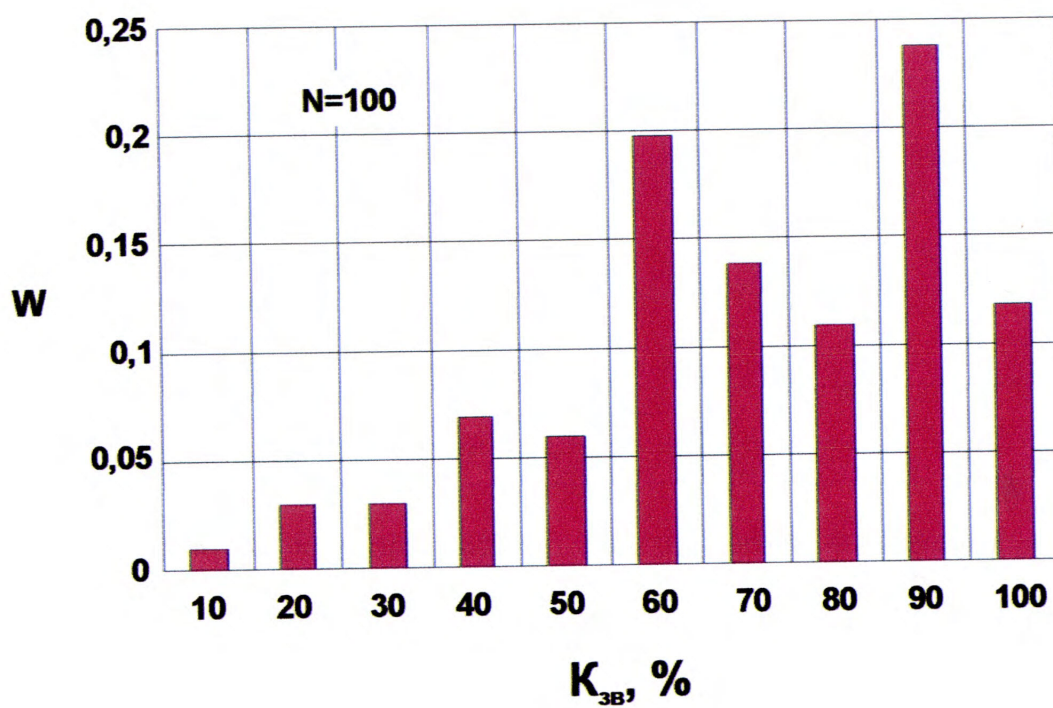


Рис. 2.3. Гістограма розподілу коефіцієнта залишкової води

де

$$\zeta_i(\xi) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\xi - m_i)^2}{2\sigma_i^2}\right] \quad (2.2)$$

Розглянемо граничні умови існування рішення поставленої задачі.

Необхідно використати умову:

$$\int_{-\infty}^{\infty} \zeta(\xi) d\xi = 1, \quad (2.3)$$

яка пов'язана з рівнянням:

$$\sum_{i=1}^N \alpha_i = 1. \quad (2.4)$$

Для отримання рішення першої задачі, тобто визначення вектора $\vec{X}[\alpha_i, m_i, \sigma_i]$ скористаємося методами оптимізації. Представимо функціонал:

$$F(\vec{X}) = \sum_{n=1}^m \left[\zeta^*(\xi_n) - \zeta_i(\xi_n(\vec{X})) + \left(1 - \sum_{i=1}^N \alpha_i\right) \right]^2 \rightarrow \min X \in E^4, \quad (2.5)$$

де $\zeta^*(\xi)$ – гістограма, яка побудована на результатах вимірювання ξ ядерного матеріалу; m_1 – середнє значення коефіцієнта залишкової води.

Для визначення значень оптимального рішення функціоналу $F(\vec{X})$ використаємо метод Ньютона. Відносна похибка сходження функціоналу до мінімуму складає $\epsilon=0,01$.

Приведені розрахунки дозволили виділити чотири компоненти з гетерогенної сукупності, які характеризуються за параметром m . Для першої

компоненти – $K_{зв.1}=24,5\%$, другої – $K_{зв.2}=42,1\%$, третьої – $K_{зв.3}=66,2\%$ і четвертої компоненти – $K_{зв.4}=91,4\%$.

Представлена інформація і проведені розрахунки вказують на існування чотирьох груп, які характеризуються однотипним зв'язком порового простору з характером насичення.

Розподіл колекторських властивостей K_p і $K_{зв}$ на різний компонентний склад підтверджує гіпотезу про домінуючий вплив літолого-структурних особливостей колектора на його фільтраційні властивості.

Отже, аналіз петрофізичних досліджень кернового матеріалу вказує на існування у продуктивних покладах Семенівського нафтового родовища літологічних неоднорідностей, які чинять значний вплив на результати досліджень.

2.2. Використання геофізичних даних для побудови фаціальних схем дисперсної характеристики осадів продуктивних пачок

Одним з чинників, які визначають фізичні властивості пластів-колекторів та суттєво впливають на параметри геофізичних полів є літолого-структурна характеристика гірських порід.

Реальні гірські породи є складними гетерогенними системами, кожна компонента якої характеризується значною мінливістю, навіть у межах одного геологічного об'єкта. Тому, детальна класифікація неоднорідностей з відповідним рівнем достовірності можлива тільки для окремого горизонту. Тобто, така класифікація є дуже індивідуальною. Використання результатів досліджень певного горизонту на предмет літологічної неоднорідності для характеристики іншого горизонту без додаткової адаптації може призвести до значних неточностей під час інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

Неоднорідність гірських порід необхідно розглядати з точки зору її впливу на фізичне поле, за допомогою якого проводиться дослідження геологічних об'єктів, враховуючи зміст вирішуваної задачі.

Може бути дуже багато класифікацій неоднорідностей, існуючих у пластах гірських порід. Незважаючи на існування згаданих вище особливостей, існують загальні підходи до вивчення літологічних неоднорідностей гірських порід.

За масштабами прояву неоднорідності властивостей, розрізняють мікрота макронеоднорідності середовища.

Мікронеоднорідність характеризує відхилення мікроелементів гірської породи у своєму розташуванні від системного (ідеального) розташування і дисперсію параметрів, які описують цей мікроелемент.

Розглядаючи мікронеоднорідність, можна говорити про окремі мікроелементи, такі як зерна мінерального скелету (їх взаєморозташування, форму, розмір, густину, хімічний склад, тощо), пори пластів-колекторів (їх форму, об'єм, взаєморозташування, тощо), тріщини (їх розкритість, направленість, щільність розташування, тощо), характер і властивості насичуючих флюїдів. Більшість задач, які вирішуються геологами на нафтогазових родовищах, пов'язані з мікронеоднорідністю пластів-колекторів. Параметри, що відображають мікронеоднорідність пластів можуть бути визначені шляхом свердловинних і лабораторних досліджень.

Макронеоднорідність, відповідно, характеризує відхилення макроелементів гірських порід в своєму розташуванні від системного (ідеального) розташування та враховує розміри цих макроелементів, напрямок розповсюдження, форму, тощо.

Макронеоднорідність важко прослідкувати, використовуючи дослідження тільки в одній свердловині, і взагалі неможливо виявити за допомогою петрофізичних досліджень. Тільки наявність комплексних геофізичних досліджень у великій кількості свердловин може стати основою для виявлення і вивчення існуючих макронеоднорідностей.

За напрямком зміни властивостей у межах досліджуваного середовища розрізняють вертикальну, радіальну та азимутальну неоднорідності [50]. Характеристиками будь-якого середовища, у тому числі і неоднорідного, є фізичні і геометричні параметри. Фізичні параметри – це фізичні величини, що відображають властивості окремих структурних ділянок (окремих зон області проникнення промивальної рідини у пласт; окремих прошарків у пачці пластів, тощо). Геометричні параметри відображають структуру досліджуваного геологічного об'єкта. До таких параметрів можна віднести товщину пласта, товщину глинистої кірки, напрямок розповсюдження тріщин, тощо.

Характеристика будь-якого геологічного об'єкта складається з опису його властивостей і виду взаємозв'язків між цими властивостями. Осадові породи-колектори, які вміщують вуглеводні, описуються великою кількістю параметрів. Але одні властивості є важливіші, а інші – менш важливі. При дослідженні фільтраційно-ємнісних властивостей осадових порід-колекторів для оцінки можливостей вилучення з них вуглеводнів, головним питанням є вивчення дисперсності порід.

Дисперсність, тобто характеристика осадових порід за розміром частинок мінерального скелету, визначає ємнісні і фільтраційні властивості продуктивних порід та петрофізичні залежності, які використовуються при інтерпретації геофізичних досліджень. За розподілом дрібнодисперсних частинок у гірській породі у просторових координатах можна відтворити зміну умов накопичення осадів.

Фаціальна характеристика продуктивних покладів нафтогазових родовищ може бути подана за ознаками: органічних решток; структури і текстури гірських порід; форми, гранулометрії зерен і уламків; типу і речовинного складу відкладів; геохімічних умов; наявності і типу ритмічності; характеру залягання і розповсюдження породи по площі; вапняково-доломітового складу; умов накопичення осадів, тощо.

Побудова фаціальних схем за вказаними ознаками дає корисну інформацію для оцінки структури родовища, встановлення зон літологічного заміщення, неоднорідностей фільтраційних характеристик, тощо [51]. Окремі ознаки несуть, насамперед, індивідуальну характеристику покладів родовища, яка є частиною комплексної характеристики.

Такі дослідження проводяться методом від окремого до загального і тому, дуже складно один об'єкт описати багатьма параметрами одночасно, що залежить від комплексності лабораторних досліджень, об'єму відібраного керна, можливості проведення аналізів, тощо.

Ми пропонуємо для складання фаціальних схем продуктивних відкладів Семенівського нафтового родовища використовувати геофізичну інформацію.

Комплексна геофізична інформація, записана у свердловині, відображає взаємозв'язки властивостей, які характеризують поклади. Таким чином, розробка фаціальних схем проводиться від загального до окремого. Особливістю такого підходу є те, що інформація, яка містить дані про об'єкт, записується неперервно одним вимірювальним устаткуванням (геофізичним приладом) та характеризує фізичні і геологічні властивості продуктивних порід. Тобто, є інформацією про реальний геологічний об'єкт.

Лабораторні дослідження є індивідуальною випадковою інформацією. Для прикладу, пористість порід покладу оцінюється за обмеженою кількістю взірців керна, а методика такого дослідження вимагає штучного насичення взірців. За геофізичною інформацією пористість визначають у реальних умовах з реальною насиченістю взірців природним флюїдом і використовуються всі фізичні поля, що відображають об'єм порового простору.

Складання фаціальних схем за геофізичною інформацією відрізняється використанням узгодженої інформації про характеристики продуктивних відкладів, взятої з різних фізичних полів. Використання геофізичних даних, за якими можна будувати схеми, забезпечує більшу достовірність побудов,

але дослідження необхідно проводити тільки в комплексі з геологічною інформацією.

Результати геофізичних досліджень, окрім ємнісно-фільтраційних властивостей і характеру насичення, відображають ритмічність процесу накопичення осадів, характер залягання відкладів, швидкість накопичення осадів, тощо. Визначитися, який геофізичний параметр або комплекс параметрів необхідно використати для побудови фаціальної схеми, можна шляхом дослідження фізичних і фільтраційно-ємнісних характеристик порід продуктивного комплексу.

2.3. Характеристика дисперсності гірських порід за даними комплексу методів ГК і НГК

Інтерпретація геофізичної інформації базується на дослідженні зв'язків фізичних характеристик гірських порід з їх геолого-промисловими параметрами [52]. Існує ряд геофізичних методів, які використовуються для вивчення дисперсності порід-колекторів. У вивченні Семенівського нафтового родовища вагоме значення займають дослідження методами радіоактивного каротажу. У загальному, за результатами методів радіоактивного каротажу визначають коефіцієнти пористості і глинистості. Ми вважаємо, що можливості методів радіоактивного каротажу не обмежуються дослідженнями фільтраційно-ємнісних властивостей пластів-колекторів. Покажемо можливість оцінки літолого-геофізичних характеристик продуктивних пачок за ознаками нейтронних і природно-радіоактивних властивостей гірських порід. Необхідно звернути увагу, що важливо дослідити характеристики як продуктивних відкладів, так і порід, які перекривають пачку.

За описом керна глини покрівлі характеризуються темно-сірим, блакитно-сірим кольорами, домішками уламків слюди, сильною і слабкою вапняковистістю і, в окремих інтервалах, пісковитістю (наприклад

свердловина № 5 інтервал 255–260 м). Глинистий матеріал, в основному, ущільнений, що позитивно характеризує якість покрівлі.

За геофізичною інформацією глиниста пачка характеризується неоднорідністю природної радіоактивності. Діапазон коливання цього параметру – 8,2÷15,3 мкР/год. Необхідно відмітити, що в межах глинистої пачки спостерігається різка варіація значення інтенсивності природного гамма-випромінювання I_γ . Так, у свердловині № 6 варіація складає 0,7–0,9 мкР/год на фоні середнього значення 12,6 мкР/год, у свердловині № 8 варіація дорівнює 0,9–1,2 мкР/год на фоні середньої значення 9,2 мкР/год. Для пояснення такого характеру зміни показів методу гамма-каротажу (ГК) розглянемо природу радіоактивності гірських порід.

Природна радіоактивність гірських порід зумовлена присутністю радіоактивних елементів і їх концентрацією. При вивченні природної радіоактивності порід одним із головних питань є дослідження існування зв'язку між умовами утворення відкладів окремих літотипів із вмістом у них природних радіоактивних елементів. З цього приводу розглянемо природу накопичення радіоактивних елементів у гірських породах.

Дослідження багатьох авторів [53,54,55] вказують на те, що основними радіоактивними елементами в гірських породах є калій, уран (радій) і торій.

Сполуки урану при руйнуванні гірських порід транспортуються у вигляді уламкового матеріалу або переходять під дією поверхневих і ґрунтових вод у розчин і мігрують у басейн накопичення осадів. Первинні уранові мінерали зустрічаються частіше в гранітних пегматитах та породах, що утворились при застиганні залишкової силікатної магми. У водних розчинах уран може знаходитись у декількох валентних сполуках. Частіше у водних розчинах зустрічається UCl_3 . Уран дуже вільно утворює комплексні сполуки. Особливо міцні комплекси утворюються з такими комплексоутворювачами, як карбонат-, ацетат-, фосфат-, сульфат-іони. При міграції розчин урану збагачує глибоководні відклади, до яких відносяться глини, аргіліти, мергелі.

Такий характер розподілу урану зумовлює присутність у тонкодисперсних частинках породи комплексних солей урану за рахунок тільки адсорбційних процесів, і тому концентрація $U(Ra)$ у глинистих породах буде зумовлена мінеральним складом глинистої фракції, тобто її адсорбційними властивостями. У басейні накопичення осадів Семенівського родовища за інформацією літологічного опису кернавого матеріалу уламків вулканогенного походження не виявлено. За даними методу ГК не спостерігається аномальних відхилень природної радіоактивності.

Сполуки торію, які знаходяться у гірських породах, характеризуються основними мінералами: торіанідом ThO_2 з домішками урану і церію, торітом і гуттонітом, які є силкатами торію $Th(SiO_4)_4$, монацитом. Важкорозчинним у воді є гідроокис торію $Th(OH)_4$, який виділяється з водного розчину у вигляді гелевого осаду при додаванні лугу або гідроокису, але він може розчинятися у комплексоутворювачах – наприклад, у карбонатах. При транспортуванні у водних потоках торій переходить у колоїдний розчин і в такій формі може мігрувати на великі глибини басейну накопичення осадів, тим самим збагачуючи глинисті породи. Такий шлях міграції є загальноприйнятою моделлю зв'язку торію з характеристиками гірських порід [56,57,58].

Названі властивості сполук торію дозволяють характеризувати розповсюдження елемента торію у вигляді уламкових залишків, що залишаються у породі при руйнуванні або транспортуються у водному потоці з колоїдами і механічними уламками, а також нами припускається можливість міграції торію у розчині. Частка розчинених торієвих сполук є набагато меншою за частку уламкових.

Присутність калію зумовлена, в основному, закономірностями розподілу глинистих мінералів. Калій знаходиться тут не тільки в мінеральній, але й у сорбованій формі. Розподіл глинистих мінералів у межах одного родовища і навіть у межах одного структурного горизонту пов'язаний з дуже складними співвідношеннями мінерального складу. Глинисті мінерали істотно

відрізняються за параметрами адсорбційних властивостей. Так, наприклад, величина ємності катіонного обміну каолініту є у 20 разів меншою величини ємності катіонного обміну монтморилоніту. Таким чином, зміна концентрації калію у гірських породах тісно пов'язана з кількістю і мінеральним складом глинистого цементу. У деякій мірі за рахунок сорбційних властивостей концентрація може бути пов'язана з вмістом розчинних сполук калію у басейні накопичення осадів.

При дослідженні характеристик колекторів звертається значна увага на вивчення дисперсних властивостей породи [59]. Основним джерелом тонкодисперсної речовини у колекторі є глинистий матеріал, який зумовлює адсорбційні властивості породи у різних формах їх існування, і впливає на параметри водонасичення, природну питому радіоактивність, потенціали власної поляризації, тощо. Наявність глинистого матеріалу визначає як колекторські властивості, так і параметри фізичного поля, які вимірюються у свердловині.

Особливості розподілу радіоактивних елементів дають змогу пояснити результати спостережень методом ГК у глинистих пачках. Варіація значень I_{γ} свідчить про збільшення фракційного складу з низькими адсорбційними властивостями. За описом кернавого матеріалу – це присутність пісковикових уламків і вапняків у глинистих породах.

Проведений аналіз зв'язку природної радіоактивності з умовами накопичення осадів дозволив розширити можливості кореляції і групування продуктивних прошарків у пачках.

Для прикладу розглянемо породи V продуктивного горизонту. Наведемо їх загальну характеристику та опишемо нейтронні властивості порід і їх здатність накопичувати природні радіоактивні елементи. V продуктивна пачка характеризується за інформацією ГК підвищеною природною радіоактивністю, що пояснюється заглинизованістю порід. За інформацією опису кернавого матеріалу зустрічаються вапняки органічно-детритусові, глинисті нафтонасиченні, які у свердловині №3 (інтервал 238–240м)

характеризуються природною радіоактивністю до 7 мкР/год і нейтронпоглинаючими властивостями ($I_{n\gamma}$) 1,38 у.о. Вапняки органогенні, ущільнені характеризуються у свердловині №5 в інтервалі 260–265 м значеннями $I_\gamma = 5$ мкР/год та $I_{n\gamma} = 2,1$ у.о. Вапняк органогенний піщанистий ущільнений нафтонасичений характеризується у свердловині №6 в інтервалі 268–273 м значеннями $I_\gamma = 5,9–6,0$ мкР/год та $I_{n\gamma} = 1,33$ у.о. Вапняк органогенний, пухкий з включенням крупного сірого піску характеризується у свердловині №7 в інтервалі 227–229 м значеннями $I_\gamma = 7,3$ мкР/год та $I_{n\gamma} = 1,36$ у.о. Вапняк органогенний, високої густини у свердловині №8 в нижній частині інтервалу 261–266 м характеризуються значеннями $I_\gamma = 2,9–3$ мкР/год та $I_{n\gamma} = 1,56$ у.о.

Нейтронні властивості гірських порід і характер розподілу у них природної радіоактивності відображають реальну характеристику колекторських властивостей продуктивних покладів. Детальне дослідження зв'язку параметрів гамма-поля і нейтронних властивостей значно підвищує об'єктивність створення схем розташування зон з різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції у продуктивних горизонтах з використанням яких проводиться побудова фільтраційної моделі родовища.

Розглянемо теоретично можливі моделі взаємозв'язку параметрів природного радіоактивного поля гірських порід та інтенсивності гамма-квантів радіаційного захоплення теплових нейтронів. Представимо модель карбонатного колектора вапняками (оолітовими, детритовими, з органогенними залишками) з домішками глинисто-піщаних фракцій.

Збільшення I_γ при $I_{n\gamma} = const$ можна пояснити двома причинами. Перша – зумовлена різною природною радіоактивністю гірських порід при постійних колекторських властивостях пластів. Подібна ситуація можлива тільки при різних радіогеохімічних умовах басейну накопичення осадів. Друга причина може існувати у випадку пропорційного збільшення об'єму глинистої фракції у скелеті, при умові збереження постійним загального об'єму порового

простору глинистої фракції і об'єму порового простору скелету. Подібна ситуація в реальних умовах накопичення є мало ймовірною.

Зміна I_{ny} при $I_\gamma = const$ можлива за наступних умов. Однакові значення I_γ пов'язані із стабільністю глинистого матеріалу за об'ємом, складом і умовами накопичення осаdів. Збільшення або зменшення I_{ny} пов'язане тільки з об'ємом порового простору. Дослідження гранулярних моделей колектора, представлених Козені, вказує на те, що подібна ситуація можлива тільки за рахунок зміни діаметра частинок скелету породи. У карбонатних породах ця ситуація ймовірна тільки у вапняках оолітових і вапняках детритових, які можуть характеризуватися зміною діаметру утворення ооліту або уламків детриту [60,61]. Враховуючи інформацію літологічного опису керн і нейтронно-фізичних досліджень, які вказують на те, що колекторські властивості цих порід змінюються в невеликому діапазоні, важко припустити описану вище ситуацію.

Пропорційне збільшення параметрів I_γ і I_{ny} свідчило б про те, що збільшення глинистого матеріалу призводить до зменшення водневмісту породи. Така ситуація для колекторів однорідного класу є неможливою. Це підтверджує різноманітність складу порід-колекторів.

Співвідношення параметрів I_γ і I_{ny} при якому збільшення одного з них призводить до зменшення іншого може свідчити про збільшення водневмісту із зростанням глинистості. Для порід вапняково-глинистого складу ситуація є геологічно реальною. Збільшення водневмісту зумовлено не тільки зростанням кількості глинистої фракції, але і розуцільненням вапнякової складової.

Проведений аналіз фактичного геофізичного матеріалу з використанням аналітичного моделювання геологічних ситуацій показав, що в умовах Семенівського нафтового родовища, яке містить гірські породи з складними літолого-структурними характеристиками, використання комплексу параметрів природної радіоактивності і нейтронних властивостей гірських

порід дає змогу описати характер їх дисперсності та розширює можливості розділення у розрізі свердловин різних літотипів.

2.4. Класифікація форм геофізичних кривих за фаціальними ознаками

Проведений аналіз геологічної будови Семенівського нафтового родовища вказує на значну неоднорідність колекторських властивостей пластів продуктивних пачок, що зумовлює утворення великої кількості пасток вуглеводнів, які складно між собою з'єднані або взагалі ізольовані одна від одної. Традиційні методики оброблення геолого-геофізичної інформації є малоефективними для вирішення задачі оконтурення окремих пасток вуглеводнів. Просторове дослідження морфології геофізичних кривих, які несуть інформацію про послідовність накопичення осадів дозволяє ефективно спостерігати за змінами літологічних характеристик і умов накопичення осадів у латеральному і вертикальному напрямках [62,63]. З цією метою проведемо класифікацію кривих геофізичних досліджень свердловин. Можливість такої класифікації розглянемо на прикладі V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища.

П'ята продуктивна пачка Семенівського нафтового родовища належить до відкладів чокракського ярусу середнього міоцену. На початку цього періоду відбувався процес ерозії поверхні майкопських глин і формувалася ряд каньйонів субмеридіального і північ-північно-східного напрямків. Накопичення осадів чокракського ярусу відбувалося у великих мілководних басейнах морів та озер, які були погано з'єднані із світовим океаном. Окрім того, у цей період відбувалися тектонічні рухи земної кори, що періодично змінювали територію, яку займали басейни морів та озер, а отже, змінювали характер осадів – їх літологію, товщину і площу. Згадані вище особливості накопичення осадів у період чокраку є причиною складної геологічної будови продуктивних покладів Семенівського нафтового родовища, зокрема будови V продуктивної пачки. Виявлення закономірностей у зміні умов

накопичення осадів по площі родовища у період чокраку дасть можливість змодельовати будову продуктивного покладу і, відповідно, прогнозувати колекторські властивості та характер розповсюдження проникних прошарків.

З цією метою, використовуючи результати геофізичних досліджень свердловин, розділимо криві гамма-каротажу, які зареєстровано навпроти V продуктивної пачки, відкритої свердловинами Семенівського нафтового родовища, на класи за умовами накопичення осадів. Мінливість процесу накопичення осадів, як уже згадувалось вище, спричиняє зміну характеристик продуктивної пачки з глибиною, що, в свою чергу, впливає на покази геофізичних методів. Чим інтенсивніше відбувалася зміна умов накопичення осадів, тим різкіше змінювались характеристики пластів. На кривих геофізичних методів досліджень свердловин такі зміни відображаються у їх формі. Тобто, ці зміни мають вплив на морфологію кривих. Для розподілу на класи геологічних розрізів продуктивної пачки використаємо результати досліджень методом гамма-каротажу, який має високу роздільну здатність, стабільність показів і за своїми фізичними основами дає можливість ефективно розділяти пласти за ознаками дисперсності. Цьому сприяє фізична основа природи утворення радіоактивності осадових відкладів. До першого класу віднесемо ті свердловини, у яких V продуктивна пачка представлена однорідним пластом значної товщини, що характеризується постійною значенням інтенсивності природного гамма-випромінювання вздовж усього проникного інтервалу.

У верхній частині пачки проглядається вклинювання у цей пласт глинистого прошарку, який характеризується підвищеним значенням на кривій гамма-каротажу, у порівнянні зі значенням природної радіоактивності основної частини продуктивної пачки (рис.2.4). Покрівля і підшва на кривій гамма-каротажу виділяються різкою зміною значень, тобто на цих ділянках існує значний градієнт величини інтенсивності природного гамма-випромінювання.

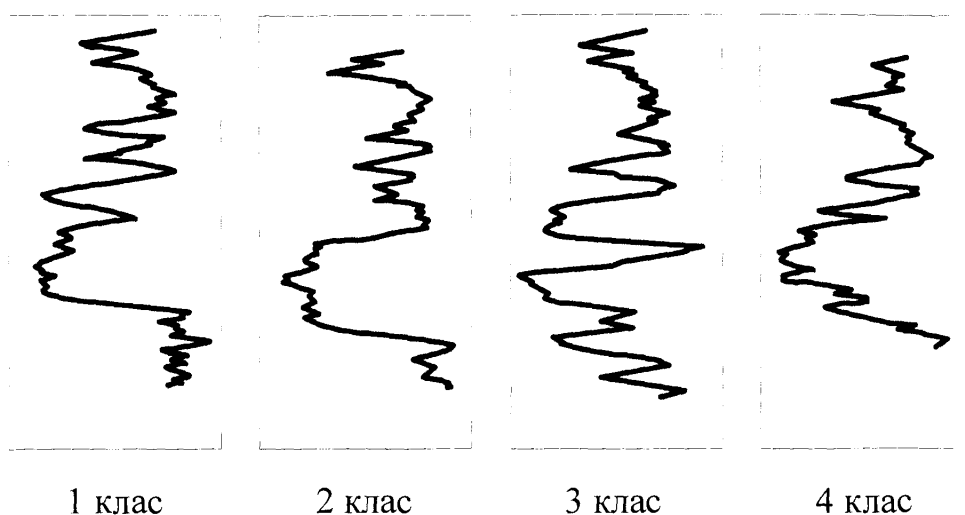


Рис. 2.4. Класифікація форм геофізичних кривих за фаціальними ознаками (V продуктивна пачка)

У другий клас об'єднаємо ті свердловини, в яких V продуктивна пачка також представлена однорідним проникним пластом значної товщини, що характеризується постійним значенням інтенсивності природного гамма-випромінювання вздовж усього проникного інтервалу. Але у середній частині пачки з'являється прошарок, який характеризується пониженим значенням інтенсивності природного гамма-випромінювання, у порівнянні із значенням основної частини продуктивної пачки (див. рис.2.4). Це вказує на те, що на пізньому етапі формування пачки відбулася тимчасова зміна умов накопичення осадів, яка сприяла значному збільшенню дрібнодисперсної фракції у відкладах даного періоду.

Третій клас представляють ті свердловини, у яких V продуктивна пачка має, у порівнянні з пачками, об'єднаними у перший і другий класи, більшу товщину за рахунок появи одного або декількох глинистих пластів значної товщини. У такій пачці йде перешарування проникних і непроникних глинистих пластів, які характеризуються, відповідно низькими і високими значеннями природного гамма-випромінювання (див. рис.2.4). Перехід від одного пласта до іншого відображається на кривій великим градієнтом зміни зареєстрованих значень.

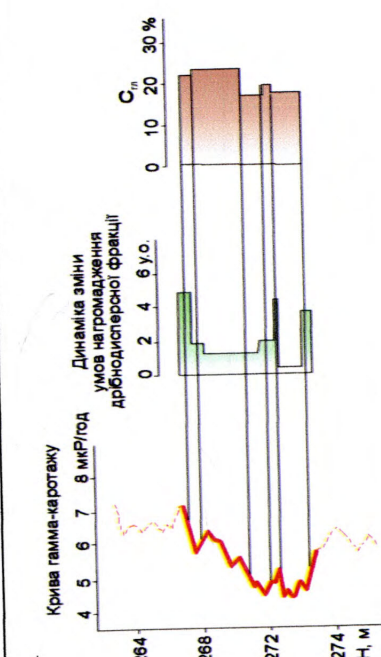
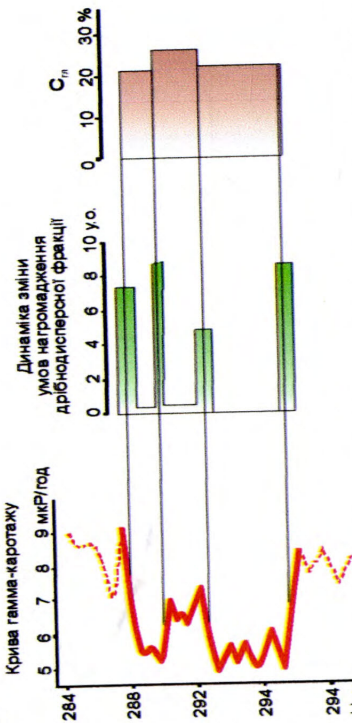
Четвертий клас об'єднує свердловини, що відкрили V продуктивну пачку, яка заповнена проникними породами з підвищеним коефіцієнтом глинистості. Загальна товщина проникної частини пачки, у порівнянні з попередніми класами, менша, а зареєстрована природна радіоактивність завищена, у порівнянні з чистими проникними пластами цієї пачки (див.рис.2.4). Характерною ознакою цього класу є малий градієнт зміни значень природної радіоактивності у підшві і покрівлі пачки. Крива на цих ділянках має плавну форму, що вказує на повільну зміну умов накопичення осадів протягом тривалого періоду, а отже, поступову зміну співвідношення дрібнодисперсної і крупної фракцій пластів.

Розглянутий методологічний підхід, на прикладі п'ятої продуктивної пачки, дав змогу скласти загальну класифікацію для продуктивних горизонтів Семенівського нафтового родовища (табл.2.1). Розглянуту класифікацію використано для опису дисперсної характеристики окремих пачок.

2.5. Характеристика фаціальних схем дисперсності порід продуктивних комплексів

Характеристика продуктивних покладів за вмістом тонкодисперсної складової порід є дуже важливою інформацією для визначення змін у формуванні басейну накопичення осадів і аналізу умов вилучення вуглеводнів із продуктивних пластів. Зміна дисперсності порід у процесі накопичення вказує на умови накопичення осадів і дає можливість характеризувати зміну глибини басейну накопичення осадів у площинному відношенні та інтенсивність поступлення теригенного матеріалу.

Класифікація кривих гамма-каротажу, зареєстрованих у продуктивних пачках Семенівського нафтового родовища

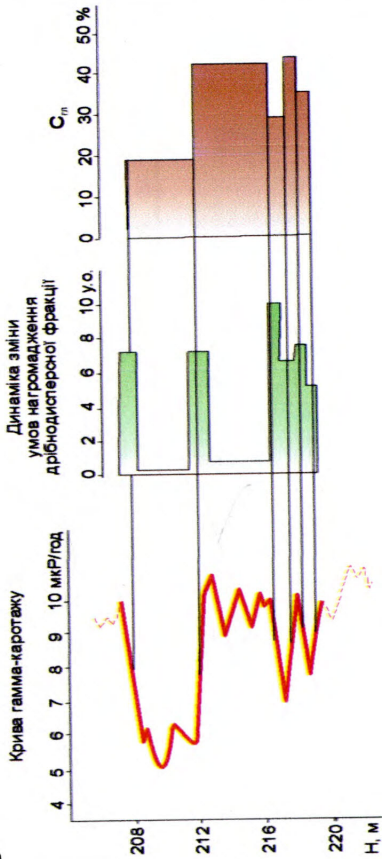
Форма кривих гамма-каротажу	Класифікація кривих гамма-каротажу
<p align="center">1</p> 	<p align="center">2</p> <p>Крива відображає зону підвищеного вмісту дрібнодисперсної фракції. Для кривої характерне плавне зростання ліній на межі прошарків; значення природної радіоактивності пласта-колектора завищене у порівнянні з чистими колекторами і мало відрізняється від лінії глин, що пов'язано зі збільшенням у матриці породи дрібнодисперсної фракції.</p>
<p align="center">2</p> 	<p>Крива відображає зону швидкого переходу від дрібнодисперсної фракції до грубоуламкової фази накопичення. Кут зростання ліній є дуже гострим, що вказує на різку зміну умов накопичення осадів; лінія колектора значно відрізняється від лінії глин, що вказує на формування матриці прониклих прошарків переважно з уламкового матеріалу.</p>

1	2
<p>3</p> <p>Крива гамма-каротажу</p> <p>Динаміка зміни умов нагромадження дрібнодисперсної фракції</p> <p>0 2 4 6 у.о. 10 20 %</p> <p>4 5 6 7 8 9 10 11 12 мкр/год</p> <p>260 264 268 272 Н, м</p>	<p>Крива відображає зону повільного зменшення накопичення дрібнодисперсної фракції. Велика різниця значень природної радіоактивності на кривій свідчить про наявність на дослідженій ділянці розрізу як пласта колектора, так і пластів із великою кількістю дрібнодисперсного матеріалу. Плавність переходу лінії вказує на повільну зміну умов накопичення дрібнодисперсного матеріалу на протязі різних періодів формування відкладів.</p>
<p>4</p> <p>Крива гамма-каротажу</p> <p>Динаміка зміни умов нагромадження дрібнодисперсної фракції</p> <p>0 10 20 30 40 50 %</p> <p>4 5 6 7 8 9 10 11 12 14 у.о.</p> <p>256 260 264 268 272 Н, м</p>	<p>Крива відображає зону з різким переходом до стабільного грубоуламкового накопичення з наступним поступовим переходом до накопичення дрібнодисперсної фракції у ритмічному режимі. У нижній частині кривої лінія з гострим кутом зростання відображає різкий перехід від дрібнодисперсного до грубоуламкового періоду накопичення осадів; стабільність аномалії, яка характеризує пласт-колектор, вказує на тривалість періоду накопичення грубоуламкового матеріалу. Плавність зростання лінії кривої у верхній частині згаданої аномалії вказує на тривалий повільний перехід від періоду грубоуламкового до періоду дрібнодисперсного накопичення осадів.</p>

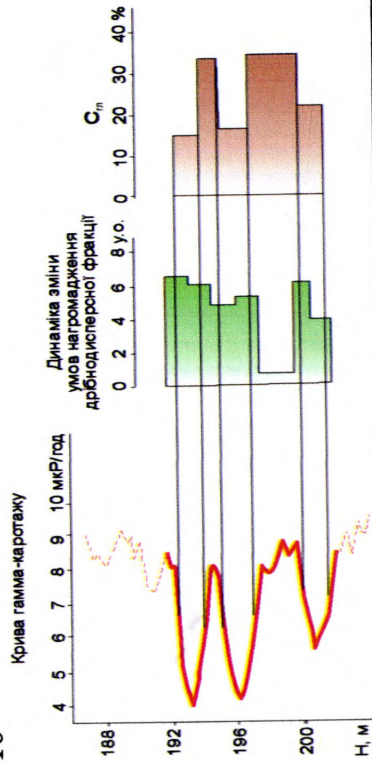
2	
1	2
5	<p>Крива відображає зону зменшення часу накопичення грубоуламкової фракції та подальшої ритмічної зміни періодів накопичення дрібнодисперсної та грубоуламкової фракцій. Невеликий розмір аномалії у нижній частині кривої відображає відносно короткий період накопичення грубоуламкового матеріалу. Наявність у верхній частині кривої ряду піків, вказують на тривалий період ритмічного накопичення дрібнодисперсної та грубоуламкової фракцій.</p>
6	<p>Крива відображає зону стабільного накопичення грубоуламкового матеріалу і подальшого швидкого переходу до накопичення дрібнодисперсної фракції без суттєвих перерв. Чітка велика аномалія у нижній частині кривої відображає тривалий період накопичення грубоуламкової фракції. Гострий кут зростання лінії кривої у верхній частині згаданої аномалії вказує на різку зміну умов накопичення осадів і перехід до накопичення дрібнодисперсної фракції. Товщина пачки глинистих прошарків, відображеної у верхній частині кривої, вказує на тривалий період її накопичення. Амплітуда піків цієї пачки вказує на переважне відкладання дрібнодисперсного матеріалу з короткими періодами грубоуламкового накопичення осадів.</p>
5	6
<p>Крива гамма-керстажу</p> <p>Динаміка зміни умов нагромадження дрібнодисперсної фракції</p>	<p>Крива гамма-керстажу</p> <p>Динаміка зміни умов нагромадження дрібнодисперсної фракції</p>

2	1
<p>Крива відображає зону поступового ритмічного переходу від накопичення тонкодисперсної до накопичення грубоуламкової фракції. Крива по всій довжині посічена пічками, які відображають ритмічність відкладання осадів протягом усього досліджуваного періоду. Поступове зменшення амплітуди кривої з низу до верху вказує на ритмічну зміну умов накопичення осадів у напрямку збільшення в осадовому матеріалі грубоуламкової фракції.</p>	<p>7</p>
<p>Крива відображає зону слабкоритмічної зміни умов накопичення дрібнодисперсної фракції у початковий період формування пачки з різким переходом до накопичення грубоуламкової фракції у верхній частині пачки. На кривій чітко видно дві ділянки з різними характеристиками. Нижня частина кривої характеризується відносно витриманими високими значеннями природної радіоактивності, що характерно для пластів із дрібнодисперсною матрицею. Верхня частина кривої представлена амплітудою з низькими значеннями природної радіоактивності. Характерною особливістю згаданої амплітуди є дуже гострий кут ліній в її основі і покрівлі, що вказує на різку зміну умов накопичення осадів на початку і в кінці періоду формування пачки.</p>	<p>8</p>

9



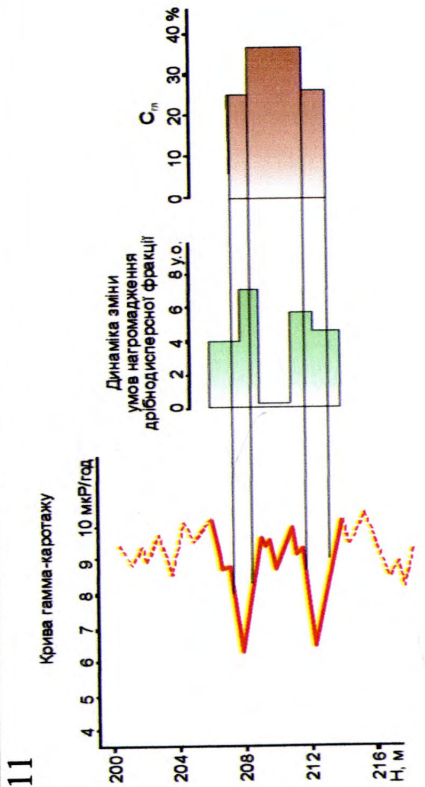
10



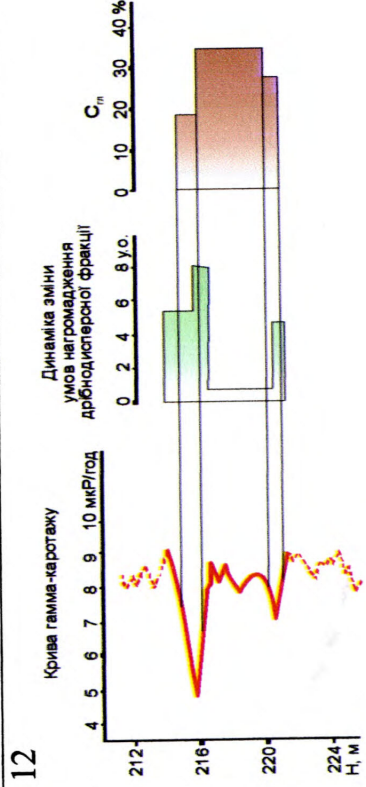
Крива відображає зону зі значною ритмічністю зміни умов накопичення осадів від тонкодисперсної до грубоуламкової фракції і швидким переходом до періоду накопичення грубоуламкової фракції у верхній частині. У нижній частині кривої видно ряд піків, які відображають прошарки з різними значеннями природного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

Крива відображає зону ритмічної зміни умов накопичення осадів від тонкодисперсної до грубоуламкової фракції. Крива характеризується чергуванням декількох піків, які відображають пласти з різною кількістю грубоуламкового і дрібнодисперсного матеріалу. Плавність ліній переходу від одного піка до іншого вказує на поступовість зміни умов накопичення осадів у різні періоди формування пачки.

Крива відображає три практично однакові за часом періоди накопичення осадового матеріалу. Нижня аномалія кривої ГК відображає період накопичення грубоуламкового матеріалу. Зміна умов накопичення осадів у другому періоді призвела до зміни дисперсності геологічного матеріалу, що на кривій відобразилось зареєстрованими підвищеними значеннями природної радіоактивності. Наступна зміна геологічних умов призвела до відновлення формування грубоуламкових порід, подібних до порід, які формувались у перший період. Це підтверджується ідентичністю нижньої і верхньої аномалій.



Крива відображає зону зі змішаним накопиченням грубоуламкових і тонкодисперсних осадів у ранній період та накопиченням грубоуламкових осадів у пізній період формування пачки. На кривій прослідковуються дві аномалії, які вказують на наявність двох пластів-колекторів. Аномалія у нижній частині погано розвинута, що вказує на наявність у пласті, окрім грубоуламкового матеріалу, тонкодисперсної фази. Верхня аномалія добре розвинута з основними переходами ліній, що свідчить про окремий тривалий період накопичення чистого грубоуламкового матеріалу.



<p style="text-align: center;">1</p> <p>13 Крива гамма-каротажу 6 7 8 мкР/год</p> <p style="text-align: center;">Динаміка зміни умов накопичення дрібнодисперсної фракції</p> <p style="text-align: center;">C_m</p> <p style="text-align: center;">0 2 4 у.о. 0 10 20 30 40 %</p> <p style="text-align: center;">196 200 204 208 Н, м</p>	<p style="text-align: center;">2</p> <p>Крива відображає зону домінування тонкодисперсної фази у відкладах пачки. Крива характеризується незначними плавними аномаліями, які проявляються на фоні незначних флуктуацій, що відображають прошарки тонкодисперсних відкладів. Наявність грубоуламкових частинок незначна, що дає змогу зробити висновок про заглиблення басейну накопичення і відсутність фільтраційних властивостей у досліджуваних пластах.</p>
---	--

Основним джерелом тонкодисперсної речовини у колекторі є глинистий матеріал, який зумовлює адсорбційні властивості породи у різних формах їх існування. Наявність глинистого матеріалу визначає як колекторські властивості, так і параметри фізичних полів, які вимірюються у свердловині.

Проведений аналіз відображення характеру дисперсності гірських порід у взаємозв'язку параметрів їх природної гамма-активності і нейтронної гамма-активності дав змогу використати результати геофізичних досліджень свердловин Семенівського нафтового родовища для побудови схем розташування зон з різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції у продуктивних горизонтах [64]. На побудованих схемах (додаток Б) представлено інформацію про динаміку зміни інтенсивності природної радіоактивності вздовж продуктивної пачки для кожної свердловини. Виділено зони, які локалізують ділянки з однаковими умовами накопичення дрібнодисперсної фази, а отже з однаковими умовами формування осадів.

Характеристика умов накопичення дозволила прослідкувати зони тектонічної активності в межах окремої пачки і загалом для Семенівського родовища. Ця інформація дала змогу уточнити структурні карти продуктивних горизонтів і виділити різний вплив тонкодисперсної складової.

Розглянемо фаціальні схеми дисперсності продуктивних відкладів. На схемах, окрім виділених зон, наведено геофізичну криву методу гамма-каротажу. Для виділення зон також використовувалась інформація методу нейтронного каротажу і встановлено зв'язки нейтронних характеристик та інтенсивності природного радіоактивного випромінювання. Виділені на схемі зони (додаток Б1) дозволили охарактеризувати як зміну умов накопичення осадів, так і зміну об'єму дрібнодисперсної фракції. Для виділення зон використано класифікацію геофізичної кривої методу ГК за морфологічною ознакою.

2.5.1. VI пачка. У південно-західній частині (св.№ 25, 27, 21) і північно-східній частині структури шостої продуктивної пачки (св.№ 8, 23, 80)

виділено зони з подібними характеристиками та умовами накопичення осадів. Для цієї зони характерний швидкий перехід від періоду накопичення дрібнодисперсної фази до періоду накопичення грубоуламкових осадів. У період накопичення грубоуламкової фази спостерігається незначне короткотривале накопичення дрібнодисперсної компоненти. У центральній частині структури виділяється зона, яка характеризується повільним переходом у процесі накопичення від фази дрібнодисперсних уламків до фази грубоуламкових відкладів. У центральній частині виділено зону високого вмісту у породах дрібнодисперсної фракції. Ця зона представлена на структурній карті як зона літологічного виклинювання шостої пачки. У північно-західній частині (св. № 20, 28) також виділяється зона високого вмісту дрібнодисперсної фракції.

2.5.2. V пачка. У додатку Б2 представлена схема дисперсної характеристики відкладів п'ятої продуктивної пачки. Загалом V пачка характеризується значною часткою грубоуламкової фракції. Тільки невелика частина структури зайнята зоною з підвищеним вмістом дрібнодисперсної фракції (св. № 5, 26, 25, 49, 79).

У центральній і північно-західній частинах виділяється зона періоду різкого переходу стабільного грубоуламкового накопичення з наступним поступовим переходом до періоду накопичення дрібнодисперсної фракції. Аналізуючи морфологію кривих, бачимо, що у період накопичення відбувалася ритмічна зміна грубоуламкової і дрібнодисперсної фракцій.

Амплітуда коливань інтенсивності природної радіоактивності у період ритмічної зміни для зони майже однакова, що вказує на ідентичність уламкового матеріалу у цей період накопичення осадів. Джерело утворення уламків було одне і те саме.

Від центральної частини відділяється зона, в якій період накопичення грубодисперсної фракції є значно меншим у порівнянні з попередньою зоною. Тобто, товщина нижньої частини пачки зменшилась. Перехід від

дрібнодисперсної частини до грубодисперсної і навпаки протікає повільно, на що вказує невеликий градієнт кривої гамма-каротажу (св. № 41, 48, 7, 16, 55, 80).

У межах свердловин № 9, 8, 74, 70 відмічається зона стабільного накопичення грубоуламкового матеріалу і подальшого швидкого переходу до накопичення дрібнодисперсної фракції. Слід відмітити, що за геофізичною інформацією спостерігається подальше накопичення дрібнодисперсної фракції.

2.5.3. IV пачка. Характеристика дисперсності продуктивних порід четвертої продуктивної пачки представлена в додатку Б3. У центральній частині (св.№ 13, 14, 60) розміщується зона, яка характеризується малою ритмічністю нижньої частини пачки і стрімким переходом до грубоуламкового періоду накопичення осадів. У початковий період накопичення IV пачки ця зона знаходилась у спокої і була заглибленою. Ефективна товщина пластів-колекторів у такій зоні є мінімальною.

З правого і лівого боків від центральної зони виділяються зони, які відмічаються ритмічним переходом умов накопичення від дрібнодисперсної до грубоуламкової фаз, з різким характером переходу, на що вказує високий градієнт зміни амплітуд на кривій гамма-поля.

Зміна амплітуди аномалій для верхнього і нижнього прошарків майже однакова, що вказує на ідентичність матеріалу, який зносився у період накопичення IV пачки.

Південно-західна і північно-східна частини структури характеризуються поступовим ритмічним переходом від періоду відкладання дрібнодисперсної фракції до періоду відкладання грубоуламкової фракції. У період накопичення дрібнодисперсної фракції амплітуда вертикальних коливань була незначна.

Спостерігаються окремі свердловини, де нижній прошарок заглинизований (св.№ 33, 15), але це окремі випадки. Загалом ця зона

характеризується підвищеним вмістом дрібнодисперсної фракції у нижньому прошарку.

2.5.4. III пачка. Третя продуктивна пачка (додаток Б4) відмічається незначними змінами у характері накопичення уламкового матеріалу. Але ці зміни дали змогу виділити три зони. У межах свердловин № 43, 42, 3, 37, 30, а також свердловин № 75, 8, спостерігається зона підвищеного вмісту дрібнодисперсної фракції, що призводить до зменшення ефективної товщини пластів-колекторів. У центральній, південно-західній і північно-східній частинах структури III пачки виділяється зона ритмічної зміни умов накопичення дрібнодисперсної і грубоуламкової фракцій. Для цієї зони характерним є те, що у процесі циклічної зміни умов накопичення осадів, період заглибленого стану поверхні, тобто період утворення дрібнодисперсної фракції, був незначним, що мало знижує колекторські властивості порід пачки.

Між вказаними ділянками (див. додаток Б4) виділяється зона з повільним переходом від дрібнодисперсної до грубоуламкової фаз накопичення осадів.

Характерною ознакою цієї зони є ритмічний перехід між фазами і дуже малий час стабілізації умов накопичення осадів, як для грубоуламкової, так і для дрібнодисперсної фаз. Такий процес за морфологією кривих ГК має вигляд гострокінцевих аномалій (св.№ 66, 62, 69, 11).

2.5.5. II пачка. Умови накопичення осадів у межах другої продуктивної пачки (додаток Б5), майже такі самі як і III пачки, та відрізняються тільки часом накопичення дрібнодисперсної або грубоуламкової фаз. Відмічаються ділянки, які характеризуються домінуванням дрібнодисперсної фази (св.№ 42, 33, 10, 80, 77, 79). Зона у межах свердловин № 28, 35, 44, 47, 66, 69, характеризується послідовністю накопичення різнодисперсних фаз.

Верхній прошарок має значну амплітуду, що свідчить про малий вміст дрібнодисперсної фази.

Інша зона (св. № 37, 17, 15, 48, 8, 75) характеризується ритмічністю зміни фаз накопичення осадів, але має значно більшу частку дрібнодисперсної фази.

Представлені схеми розташування зон з різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції у продуктивних горизонтах дали змогу уточнити структурні карти та провести деталізацію схем проникності фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища за рахунок урахування границь локалізованих ділянок літологічних неоднорідностей пластів-колекторів.

ВИСНОВКИ

Проведені дослідження фізичних властивостей гірських порід продуктивного комплексу Семенівського нафтового родовища та аналіз результатів геофізичних досліджень свердловин, дали змогу зробити наступні висновки:

1. Дисперсність гірських порід, яка визначає літолого-структурні особливості пластів-колекторів, відображається у взаємозв'язку параметрів, зареєстрованих методами гамма- і нейтронного-гамма каротажів та співставляється з літологічним описом кернавого матеріалу.
2. Особливості нагромадження частки дрібнодисперсного матеріалу гірських порід протягом періоду формування продуктивних пачок обумовлюють характер літологічних неоднорідностей і відображаються на кривих гамма-каротажу свердловин.
3. На основі седиментаційно-каротажного аналізу геолого-геофізичної інформації проведено класифікацію кривих гамма-каротажу і на основі цієї класифікації побудовано схеми розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції у продуктивних горизонтах Семенівського нафтового родовища на яких локалізовані ділянки літологічних неоднорідностей.

РОЗДІЛ 3

ФІЛЬТРАЦІЙНА МОДЕЛЬ

СЕМЕНІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

Фільтраційна модель родовища містить важливу інформацію для вибору технології проведення розроблення родовища. На Семенівському нафтовому родовищі у процесі розвідки проведено петрофізичні дослідження кернавого матеріалу з визначенням ємнісних і фільтраційних характеристик порід продуктивного комплексу, виконані роботи з гідродинамічних досліджень свердловин. Існуюча інформація дозволяє скласти узагальнену характеристику фільтраційних властивостей продуктивних пачок. Однак на завершальній стадії розроблення родовища дуже важливим питанням є побудова детальної моделі фільтраційних властивостей пластів-колекторів, яку можна створити тільки з використанням геофізичної інформації.

3.1. Характеристика методики побудови фільтраційної моделі

Застосування геофізичних методів досліджень свердловин для контролю розроблення родовищ і використання геофізичних даних для проектування оптимальних систем розроблення покладів нафти і газу, передбачає проведення спостережень за динамікою параметрів розроблення і дослідження геологічних чинників, що обумовлюють можливість прогнозу ефективності вилучення продукту і обводнення продуктивних пластів. Головним напрямком вирішення проблеми є моделювання фізичних процесів на основі зв'язку геологічних і фізичних параметрів, а також моделювання розподілу фільтраційних властивостей у геологічному просторі для продуктивних товщ [65, 66, 67].

Інформація про фільтраційні властивості пластів-колекторів продуктивних пачок допомагає ефективно проводити вилучення нафти. Найбільш інформативним джерелом у даній ситуації є фільтраційна модель

родовища. Дослідження фільтраційних характеристик пластів є дуже складною задачею, яка потребує вивчення петрофізичних і геофізичних характеристик продуктивних порід.

На Семенівському родовищі встановлена значна неоднорідність продуктивних пластів, яка проявляється у структурно-літологічних особливостях будови резервуара, що може призвести до утворення локальної зони недонасичення пласта-колектора. Вирішення цієї проблеми потребує детального опису об'єкта розроблення, і розділення порід-колекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями, що можна зробити тільки з використанням усієї наявної геофізичної інформації розвідувальних і експлуатаційних свердловин. Головною особливістю деталізації є вивчення взаєморозташування ділянок продуктивних пачок з різними фільтраційними і ємнісними властивостями у вертикальному і латеральному напрямках. Вертикальна неоднорідність фільтраційних властивостей може призвести до випереджуючого обводнення. У наших дослідженнях [68] показано, що висока проникність прошарків у підшовній частині V продуктивної пачки свердловини №8 Семенівського нафтового родовища стала причиною швидкого обводнення свердловини за рахунок випереджуючого прориву води з цієї частини.

Побудова детальної геолого-фільтраційної моделі за геофізичними даними дає можливість проводити прогноз відхилень від прийнятої оптимальної схеми розроблення відповідно до реальних геологічних умов родовищ, особливо на пізніх стадіях розроблення.

На сьогодні для визначення коефіцієнта проникності породи запропоновано значну кількість емпіричних залежностей на основі використання геофізичної інформації. У загальному їх можна поділити на три групи за визначенням K_{np} : для чистих пісковиків з доброю укладкою зерен скелету породи; для слабкоглинистих колекторів з складною структурою порового простору; для пісковиків з великим діапазоном зміни

вмісту глинистого матеріалу. Представимо основні методики визначення коефіцієнта проникності.

Визначення K_{np} для породи, яка складена однорідними кварцовими зернами з високим ступенем відсортованості і слабкозаглинизованої, Морозовим Г.С. [69] пропонується модель, у якій використовується коефіцієнт збільшення опору (P_n). Визначення сталих залежностей проводилось на основі статистичних оброблень вимірювань на керновому матеріалі:

$$K_{np} = 50 P_n^{0,5}, \quad (3.1)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності;

P_n – параметр насичення.

Дослідження коефіцієнтів залежності проводились експериментально для певної площі [69,70]. Досвід використання залежності для порід пісковиків мономіктового складу вказує на практичну ефективність її використання для однорідних за діаметром зерен порід колекторів.

Для колекторів із значною глинистістю, що характеризуються складною структурою порового простору, рекомендується складніша формула [1]:

$$K_{np} = B \sqrt{P_n K_n}, \quad (3.2)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності;

P_n – параметр насичення;

K_n - коефіцієнт пористості;

B - постійний коефіцієнт, який визначається геологічними умовами.

Необхідно зазначити, що P_n є функцією параметрів K_v і K_n , що описує вільний об'єм порового простору. Структура порового простору визначає фільтраційні властивості колектора. Представлена залежність має доцільність

тому, що вона фізично обґрунтована, тобто вказує на зв'язок залишкової води порового простору з динамічною пористістю для конкретного геологічного середовища.

Для розширення можливостей урахування неоднорідностей і структурних особливостей порового простору В.М. Добринін і С.А. Султанов [71] додатково використовують параметр середньої товщини плівки зв'язаної води $\tau_{зв.ср}$. Модель, описується залежністю:

$$P_n = \frac{0.700 \cdot P_n^{1.075}}{(2.013 \cdot 10^5 \tau_{зв.ср})^{2.15}} \cdot K_{пр}^{1.075}, \quad (3.3)$$

де $K_{пр}$ - коефіцієнт проникності;

P_n – параметр насичення;

P_n – параметр пористості;

$\tau_{зв.ср}$ - середня товщина плівки зв'язаної води.

Для встановлення коефіцієнтів залежності використовують результати лабораторних досліджень на досліджуваному родовищі. Значення товщини плівки зв'язаної води ($\tau_{зв}$) визначаються на зразках керна у лабораторних умовах. Визначення величини $\tau_{зв}$ є дуже складною операцією і не завжди коректною [72]. У роботі [73] рекомендується використовувати осереднене значення $\tau_{зв.ср}$. Проведені дослідження з моделювання проникності на зразках порід з колекції взірців керна, відібраного із свердловин Кулічихінської площі, вказують на значний діапазон зміни товщини плівки зв'язаної води для порід з різними ємнісно-фільтраційними властивостями. Можливість використання залежності обумовлена необхідністю отримання інформації про величину товщини плівки зв'язаної води по площі. Товщина плівки зв'язаної води тісно пов'язана з структурою порового простору, діаметром каналів фільтрації, що обмежує використання представленої формули.

Науковими роботами В.Н. Дахнова [1] для дрібнозернистої теригенної породи пропонується використовувати формулу:

$$K_{np} = A \frac{P_n^{\frac{2}{n}}}{P_n^{\frac{1}{m}}}, \quad (3.4)$$

де A – коефіцієнт пропорційності;

K_{np} – коефіцієнт проникності;

P_n – параметр насичення;

P_n – параметр пористості;

b, n, m – сталі коефіцієнти.

Структурні коефіцієнти b, n, m визначаються на основі встановлених петрофізичних залежностей $P_n=f(K_d)$ і $P_n=f(K_n)$ на зразках кернового матеріалу для конкретної геологічної площі. Вона, на основі електропровідності породи-колектора, зв'язує об'єм вільного порового простору і характер насичення з фільтраційними властивостями. На мою думку, для пластів з однорідною структурою порового простору і наявністю результатів досліджень фізичних властивостей на зразках керна, ця модель може забезпечити високу достовірність визначення коефіцієнта проникності, але завжди залишається проблема вибору сукупності порід з однаковими структурними параметрами порового простору.

На основі рівняння Козені-Кармана, що описує фільтраційну модель породи, у 1972р. В.Н. Дахновим [1] була удосконалена залежність (3.3) для визначення коефіцієнта проникності шляхом уведення у формулу електричних параметрів гірських порід. Одержана залежність має вигляд:

$$K_{np} = \tau_{36}^2 (1 - P_n^{\frac{1}{n}})^3 P_n^{\frac{2}{n}} / P_n \quad (3.5)$$

де τ_{36} - середня товщина плівки зв'язаної води;

P_n – параметр пористості;

K_{np} - коефіцієнт проникності;

P_n – параметр насичення.

Одним з основних параметрів у цій формулі, який потребує адаптації до конкретних геологічних умов, є товщина плівки зв'язаної води і показник степеня n . Для визначення середньої товщини плівки зв'язаної води використовують лабораторні дослідження кернавого матеріалу, за якими розраховуються середні значення для конкретного родовища. Відсутність кернавого матеріалу значно ускладнює визначення товщини плівки зв'язаної води. Діапазон зміни товщини плівки зв'язаної води за результатами досліджень [74] характеризується значною величиною (від 0,4 до 0,7 мкм). Коливання товщини плівки τ_{36} призводить до великої похибки у визначенні K_{np} . Окрім цього, функція зміни товщини плівки зв'язаної води τ_{36} має нелінійний характер.

У роботі В.А. Старостіна і О.М. Карпенка [75] пропонується розширити можливості рівняння (3.3) шляхом використання залежності між об'ємом порового простору і товщиною плівки зв'язаної води $\tau_{36} = f(K_n)$, яка встановлюється за лабораторними дослідженнями для конкретного геологічного простору. Величина коефіцієнта пористості визначається за геофізичними даними і використовується для розрахунку товщини плівки зв'язаної води. За висновками авторів використання залежності $\tau_{36} = f(K_n)$ значно підвищує достовірність визначення коефіцієнта проникності.

Різний підхід авторів [75,76,77] до використання моделі Козені-Кармана для представлення моделі фільтрації, яка описується параметрами електропровідності породи-колектора, у загальному зводиться до необхідності адаптації моделі до геолого-петрофізичних характеристик родовищ. Методичні аспекти відрізняються тільки необхідними параметрами адаптації, тобто товщиною плівки зв'язаної води. У природних умовах товщина плівки зв'язаної води є функцією радіусу порових капілярів [78]. З

іншої сторони, розподіл радіусу пор за діаметром у породі-колекторі визначає структуру порового простору. Отже, розглянуті способи пов'язані з необхідністю урахування геометричних параметрів структури порового простору.

3.2. Визначення фільтраційних властивостей пластів-колекторів Семенівського нафтового родовища

3.2.1. Для визначення абсолютної проникності пластів-колекторів необхідно враховувати: форму та гранулометричний склад зерен мінерального скелету, їх медіанний і ефективний діаметри, однорідність і відсортованість зерен, питомий вміст глинистої цементуючої компоненти – чинники, які визначають структуру порового простору. Оптимальними параметрами для опису порового простору є об'єм порового простору, питома поверхня і геометрія пор. Спосіб визначення об'єму пор геофізичними методами має фізичну основу і широко використовується в наш час на практиці. Проблема полягає у тому, щоб знайти індивідуальний геофізичний параметр, який характеризував би питому поверхню і геометричні параметри пор. Над вирішенням цієї складної задачі працювали провідні фахівці у галузі петрофізики: В.Н. Кобранова, Г.С. Морозов, В.М. Добринін, В.Ю. Дахнов, М.М. Елланський, Л.Л. Раймер, Б.Ю. Вендельштейн, але суттєвих зрушень у цьому питанні не відбулося.

Необхідно відмітити, що структура порового простору грає домінуючу роль у щільності зв'язку коефіцієнтів пористості та проникності, і визначає значення коефіцієнтів залежності цих параметрів. Дослідженнями [49,79] встановлено, що у межах одного геологічного об'єкту можуть існувати значні відмінності у структурі порового простору колектора. Якщо при адаптації алгоритму визначення коефіцієнта проникності за геофізичними даними не будуть враховані характеристики структури порового простору, можуть виникнути значні похибки. У дисертації пропонується не визначати

геометричні параметри порового простору, а ідентифікувати колектори за ознаками літолого-структурних особливостей.

Для побудови детальної моделі Семенівського нафтового родовища вибрано запропонований у роботі [80] новий технологічний підхід з визначення абсолютної проникності гірських порід. Вибір методики визначення абсолютної проникності пов'язано з тим, що фільтраційна модель буде вказувати на ємнісно-фільтраційні властивості колектора, а не на здатність до віддачі продукту. Тобто, вона буде підкреслювати геологічні особливості будови гірської породи. На Семенівському родовищі для визначення коефіцієнта абсолютної проникності проведена ідентифікація колекторів за ознаками літолого-структурних особливостей. Можливості такої ідентифікації розглядаються у наступному підрозділі.

Для визначення абсолютної проникності використовується стохастичне рівняння зв'язку геофізичних параметрів з коефіцієнтом абсолютної проникності:

$$\ln K_{np} = -C_1 \ln(P_n / \Delta T(K_n)) + C_2 \quad (3.6)$$

де C_1, C_2 – коефіцієнти рівняння;

K_{np} – коефіцієнт проникності;

K_n – коефіцієнт пористості;

ΔT – інтервальний час.

Дослідженнями доведено, що величина коефіцієнта C_2 визначається літолого-структурними особливостями пластів-колекторів. Інакше кажучи, кожен тип гірських порід, який володіє індивідуальними літолого-структурними особливостями, характеризується конкретним значенням коефіцієнта C_2 . У межах гірських порід одного типу зв'язок коефіцієнта проникності і пористості характеризується високою щільністю.

Необхідно відмітити, що нерівномірність відбору керн при проведенні досліджень дає змогу характеризувати поклади тільки середніми значеннями

петрофізичних параметрів і тому створює уявні характеристики при оцінці геологічного простору. Особливо, це відноситься до визначення коефіцієнта проникності. Використання тільки результатів лабораторних досліджень не дає змоги повністю формалізувати фільтраційну модель. Для оптимізації алгоритму визначення проникності за геофізичними даними нами використано результати гідродинамічних досліджень у свердловинах.

Гідродинамічні дослідження у свердловинах № 5, 6, 7, 2, 8, 3 Семенівського родовища проводились у 1980-1981рр. За результатами аналізу кривих відновлення тиску розраховано коефіцієнт фазової проникності. У таблиці 3.1 наведені фактичні результати гідродинамічних досліджень.

Таблиця 3.1 –

Результати гідродинамічних досліджень свердловин Семенівського нафтового родовища

№ свердловини	Інтервал, м	Ефективна товщина $h_{\text{эф}}$, м	Фактичний дебіт до зупинки свердловини $Q_{\text{ф}}$, м ³ /добу	Пластовий тиск $p_{\text{пл}}$, МПа	$\mu_{\text{пл}}$, мПа·с	$k_{\text{пр}}^{\text{ф}} \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Буферний тиск $\Delta P_{\text{б}}$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8
2	283,0-286,0	3,0	4,83	2,66	46,10	2300	0,14
5	261,0-270,0	6,8	4,83	2,55	45,60	577	0,33
5	272,0-274,0	1,2	0,80	2,41	36,80	264	0,32
5	281,0-286,0	3,0	5,09	2,80	34,10	807	0,23
6	217,0-219,0	0,8	4,75	2,11	24,00	4600	0,62
6	231,0-237,0	2,6	0,69	2,29	43,00	792	0,27
6	274,0-277,0	2,8	2,28	2,76	30,80	968	0,07
7	204,0-208,0	2,8	2,41	1,92	32,20	609	0,12
7	226,0-233,5	5,0	4,32	2,72	24,10	67	0,09
8	283,0-288,0	2,6	5,96	2,89	48,20	4500	0,04

Визначений коефіцієнт проникності є інтегральною характеристикою фільтраційних властивостей у зоні перфорації і тому, дослідження

неоднорідних покладів за фільтраційними властивостями дуже ускладнюється. Але гідродинамічні дослідження є об'єктивною характеристикою фільтраційних властивостей продуктивного інтервалу, яка поєднує як кондиційні, так і петрофізичні параметри покладів [81].

Визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією проводиться за наступною залежністю:

$$K_{np}^{\Sigma} = \varphi(K_n, \rho_{nn}, C_j) \quad (3.7)$$

де ρ_{nn} – питомий опір пласта;

C_j – коефіцієнти залежності, які обумовлені літолого-структурними особливостями пластів-колекторів.

Для визначення коефіцієнтів C_j використаємо результати гідродинамічних досліджень. Розглянемо послідовність побудови моделі.

За результатами досліджень А.А. Ханіна [56] коефіцієнт проникності системи паралельних прошарків у випадку переміщення рідини у напрямку напластування дорівнює:

$$k_{np}^{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1} F_{n,i} \cdot k_{np,s}}{\sum_{i=1} F_{n,i}}, \quad (3.8)$$

де F_{ni} – поперечний перетин окремих прошарків;

$k_{np,i}$ – коефіцієнт проникності окремих прошарків.

Для визначення коефіцієнтів C_j складемо функціонал:

$$F(X) = |Q_i^{\Phi} - Q^P| \rightarrow \min, \quad (3.9)$$

де Q^Φ – фактичний дебіт до зупинки свердловини при проведенні гідродинамічних досліджень;

Q^P – дебіт, розрахований за інтегральним значенням коефіцієнта проникності для прошаркової моделі.

Розрахунок значення дебіту проводиться за формулою Дюпюї :

$$Q_n^P = \frac{2\pi k_{np}^\Sigma h (\bar{p}_{nl} - \bar{p}_e)}{6\mu \ln \frac{R_k}{r_c} + C}, \quad (3.10)$$

де μ – динамічна в'язкість рідини;

\bar{p}_{nl} – пластовий тиск;

\bar{p}_e – вибійний тиск;

R – радіус контуру живлення;

r_c – радіус свердловини в інтервалі продуктивних пластів;

Q_n^P – дебіт нафти;

k_{np}^Σ – інтегральний коефіцієнт проникності інтервалу перфорації.

Визначення значень C_j для рівняння коефіцієнта проникності здійснюється шляхом розв'язання наступної задачі [82].

Знайти $\min \{F(X)\}$ при обмеженнях розв'язку задачі рівнянням $b(X) \geq 0$, $X \in L^2$ де $X = [C_j]$.

Розглянемо рівняння обмеження:

$$b(X) = |k_{np}^g - k_{np}^p| \rightarrow \min, \quad (3.11)$$

де k_{np}^g – коефіцієнт проникності, який визначено гідродинамічними дослідженнями;

k_{np}^p – коефіцієнт проникності, визначений за методами ГДС.

Застосування функції обмеження зменшує еквівалентність рішення задачі. Досягнути мінімуму функціоналу (3.11) можна не тільки за рахунок коефіцієнтів C_j , але і за рахунок зміни параметрів роботи свердловини. Обмеження $b(X)$ дає змогу формалізувати модель видобутку і мінімізувати її за параметрами C_j для рівняння проникності.

Пошук \min функціоналу (3.11) проводиться в L^2 просторі, який характеризується крутизною екстремуму, що дозволяє з більшою достовірністю знаходити мінімум.

Знайдені значення коефіцієнтів рівняння (3.9) дають змогу визначити коефіцієнт проникності і скласти диференційну модель коефіцієнта проникності, в якій оптимально пов'язані параметри гідродинамічних і геофізичних досліджень.

На наш погляд, у складних геолого-петрофізичних умовах карбонатного розрізу Семенівського родовища розглянутий шлях побудови фільтраційної моделі є найбільш прийнятним. Результати розрахунків наводяться у таблицях 3.2 - 3.19.

Як видно, розраховані і виміряні значення коефіцієнта проникності співпадають у межах відносної похибки визначення $k_{пр}$. У трьох інтервалах свердловин № 7,8,2 спостерігається значне розходження.

Розходження не є систематичним. Диференціація параметрів моделі не може спричинити таке розходження. Тому, існуюче розходження пов'язано не з чинником, який прогнозується, а імовірно, з похибкою.

3.2.2. Методика, запропонована для визначення фазової проникності буде використовуватись для прогнозу дебіту свердловини. Нами пропонується розширити використання геофізичної інформації при визначенні коефіцієнта проникності на основі моделі Козені-Кармана. Зв'язана вода поділяється на міцнозв'язану і пухкозв'язану воду. Кількість зв'язаної води у породі визначається різними чинниками, у тому числі складом та кількістю глинистого матеріалу, який є цементом гірської породи. Мінеральний склад глини характеризується різними адсорбційними властивостями.

Визначення коефіцієнта проникності за групами пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини

№2

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$k_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$k_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
283,0-285,2	2,2	1002,26	2204,98	-3,00	1,29
285,2-286,8	1,6	323,08	516,93	-3,00	1,29
Σ	3,8		2721,91		
<i>Зведений коефіцієнт проникності</i>				716,29	

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №2)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{\text{еф}}, \text{ м}$	$\mu_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	$R, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	S	B	$k_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$Q_{\text{розр.}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{\text{факт.}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Ln(R/r)$
ГДД	3,8	46,1	411879	4,2	20	0,1	1	0,75	2300	10	4,83	5,627
ГДС	3,8	46,1	411879	4,2	20	0,1	1	0,75	716,2	3,13	4,32	5,627

Таблиця 3.4 –

Визначення коефіцієнта проникності за групами пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини

№5

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$k_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$k_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
261,0-270,0	3,0	792,08	2376,25	-2,80	1,29
	2,0	10,94	21,88	-2,80	1,29
	1,2	1053,50	1264,20	-2,80	1,29
Σ	6,2		3662,33		
Зведений коефіцієнт проникності				590,70	

Таблиця 3.5 –

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №5)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{\text{еф}}$, м	$\mu_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	$R, \text{ м}$	$r_{cs}, \text{ м}$	S	B	$k_{пр} \cdot 10^3 \text{ мкм}^2$	$Q_{\text{розр.}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{\text{факт.}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$L_n (R/r)$
ГДД	6,8	45,6	338329	3,45	20	0,1	1	0,6	577	4,68	4,83	5,627
ГДС	6,8	45,6	338329	3,45	20	0,1	1	0,6	590,6	4,79	4,83	5,627

Визначення коефіцієнта проникності по групах пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини №5

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$k_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$k_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C ₁	C ₂
280,8-284,4	3,6	710,80	2558,89	-2,80	1,29
285,0-286,4	1,4	1005,62	1407,87	-2,80	1,29
Σ	5,0		3966,76		
Зведений коефіцієнт проникності				793,35	

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №5)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{еф}, \text{ м}$	$\mu_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	R, м	$r_c, \text{ м}$	S	B	$k_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$Q_{розн.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{факт.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Ln(R/r)$
ГДД	5,0	34,1	235360	2,4	20	0,1	1	0,53	807	5,07	5,09	5,627
ГДС	5,0	34,1	235360	2,4	20	0,1	1	0,53	793,5	4,98	5,09	5,627

Визначення коефіцієнта проникності по групах пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини №6

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$K_{пр}, 10^{-3} \text{ МКМ}^2$	$K_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ МКМ}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
217,0-219,0	1,2	1730,45	2076,54	-3,00	1,29
Σ	1,2	1005,62	0,00	-2,80	1,29
Зведений коефіцієнт проникності					
1730,45					

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №6)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{еф}, \text{ м}$	$\mu_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	$R, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	S	B	$K_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ МКМ}^2$	$Q_{розн}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{факт}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Ln(R/r)$
ГДД	1,2	24	627626	6,4	20	0,1	1	1,1	4600	12,7	4,75	5,627
ГДС	1,2	24	627626	6,4	20	0,1	1	1,1	1730	4,76	4,75	5,627

Визначення коефіцієнта проникності по групах пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини №6

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
231,4-218,2	0,6	299,66	179,80	-3,00	1,29
231,4-232,0	1,2	719,14	862,97	-2,80	1,29
233,6-234,8	1,0	18,18	18,18	-2,80	1,29
Σ	2,8		1060,95		
<i>Зведений коефіцієнт проникності</i>		378,91			

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №6)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{еф}, \text{ м}$	$\mu_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ ат}$	R, м	$r_c, \text{ м}$	S	B	$K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$Q_{розр.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{факт.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	Lп (R/r)
ГДД	2,8	43	274586	2,8	20	0,1	1	1	792	1,37	0,69	5,627
ГДС	2,8	43	274586	2,8	20	0,1	1	1	378,9	0,65	0,69	5,627

Визначення коефіцієнта проникності по групах пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини №6

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
274,0-277,0	2,8	702,07	1965,80	-3,00	1,29
Σ	2,8		1965,80		
<i>Зведений коефіцієнт проникності</i>					
		702,07			

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №6)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{\text{еф}}, \text{ м}$	$\mu_{\text{пл}}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	$R, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	S	B	$K_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$Q_{\text{розр.}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{\text{факт.}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Ln(R/r)$
ГДД	2,8	30,8	465816	4,75	20	0,1	1	1,2	968	3,29	2,28	5,627
ГДС	2,8	30,8	465816	4,75	20	0,1	1	1,2	702	2,39	2,28	5,627

Визначення коефіцієнта проникності по групах пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини №7

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$k_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$k_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
204,0-208,0	1,4	1006,08	1408,51	-2,80	1,29
	1,2	198,73	238,48	-2,80	1,29
Σ	2,6		1646,99		
<i>Зведений коефіцієнт проникності</i>					
				633,46	

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №7)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{\text{еф}}, \text{ м}$	$\mu_{\text{пл}}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	R, м	$r_c, \text{ м}$	S	B	$k_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$Q_{\text{розр}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{\text{факт}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$L_n (R/r)$
ГДД	2,8	32,2	333426	3,4	20	0,1	1	0,8	609	2,13	2,41	5,627
ГДС	2,8	32,2	333426	3,4	20	0,1	1	0,8	633,4	2,21	2,41	5,627

Визначення коефіцієнта проникності по групах пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини №7

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$K_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
226,0-226,8	0,6	415,67	249,40	-2,80	1,29
228,4-233,6	5,1	331,18	1689,01	-2,80	1,29
Σ	5,7		1938,41		
Зведений коефіцієнт проникності					
					340,07

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних

досліджень свердловин (свердловина №7)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{еф}, \text{ м}$	$\mu_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	$R, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	S	B	$K_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$Q_{розр.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{факт.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$L_n (R/r)$
ГДД	5,7	24,1	529559	5,4	20	0,1	1	1	67	0,81	4,32	5,627
ГДС	5,7	24,1	529559	5,4	20	0,1	1	1	340	4,11	4,32	5,627

Визначення коефіцієнта проникності по групах пластів в інтервалі гідродинамічних досліджень свердловини №8

Інтервал, м	Товщина пропластка, м	$K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{пр} \cdot h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	C_1	C_2
282,8-287,2	4,4	1104,78	4861,04	-2,90	1,29
287,2-288,6	1,4	915,31	1281,44	-3,00	1,29
Σ	5,8		6142,48		
<i>Зведений коефіцієнт проникності</i>				1059,05	

Порівняльна характеристика розрахунку коефіцієнта проникності за даними гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин (свердловина №8)

Вид досліджень	Ефективна товщина $h_{эф}, \text{ м}$	$\mu_{пл}, \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P, \text{ атм}$	$R, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	S	B	$K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$Q_{розр.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$Q_{факт.}, \text{ м}^3/\text{добу}$	$L_n (R/r)$
ГДД	5,8	48,2	333426	3,4	20	0,1	1	1,1	4500	15,8	4,83	5,627
ГДС	5,8	48,2	333426	3,4	20	0,1	1	1,1	1241	4,36	4,32	5,627

Так, наприклад, монтморилонітові глини характеризуються ємністю катіонного обміну 80 г.екв./100, а каолінітові – 4,6 г.екв./100. Це визначає кількість міцнозв'язаної води. Тому, залишкова водонасиченість може суттєво відрізнятись для різних порід. Окрім впливу глинистого цементу, на коефіцієнт залишкового водонасичення також впливає пілітизація зерен скелету породи і наявність вторинної мікропористості. Наявність мікропористості у мінеральному скелеті продуктивних порід Семенівського нафтового родовища доведено у попередньому підрозділі. Зокрема, аналізуючи літологічний опис порід продуктивних пачок і взаємозв'язок природної радіоактивності з нейтронними властивостями гірських порід, виявилось, що гірські породи карбонатного типу мають нетипові геофізичні характеристики. За умови повного нафтонасичення пласти-колектори з малими значеннями природної радіоактивності характеризуються низькими показами методу НГК, що свідчить про наявність у пластах води. Детальніший аналіз геолого-геофізичної інформації дав змогу довести наявність великої кількості мікропор з міцнозв'язаною водою. Цей чинник ускладнює можливість кількісного розділення міцнозв'язаної і вільної залишкової води для пластів-колекторів з граничним насиченням. Але за допомогою параметрів природного гамма-поля і нейтронного гамма-поля, зареєстрованих у свердловинах Семенівського нафтового родовища, вдалося означити величину зв'язаної у мікропорах води. Для цього вводимо нормований параметр водонасичення глинистої фракції порід-колекторів, який представляється виразом:

$$D_n = \frac{I_\gamma}{I_{n\gamma} \cdot K_n}, \quad (3.12)$$

де I_γ – інтенсивність природного гамма-поля;

$I_{n\gamma}$ – інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів;

K_n – коефіцієнт пористості.

Оскільки природна радіоактивність гірських порід визначається їх дисперсними властивостями, а інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів вмістом води у гірській породі, то згаданий параметр дозволяє виділити частку зв'язаної мінеральним скелетом води. Нормування параметру водонасичення глинистої фракції гірських порід коефіцієнтом пористості призводить значення параметру до одиниці об'єму порового простору.

Доцільність використання цього параметру обумовлена тим, що покази нейтронного каротажу залежать від водневмісту гірської породи. Частка води яка відповідає одиниці глинистості вказує на кількість і характер глинистого матеріалу даного колектора. Нормалізація параметру D за об'ємом порового простору дозволяє врахувати вплив водневмісту, який обумовлений динамічною пористістю.

Для розширення можливостей використання рівняння Козені-Кармана нами проведені дослідження зв'язку товщини плівки зв'язаної води ($\tau_{зв}$) з нормованим параметром водонасичення глинистої фракції порід-колекторів $\tau_{зв} = f(D_n)$.

Для визначення частки водовмісту дрібнодисперсної фази породи, нами використано рівняння зв'язку коефіцієнта проникності з ємнісно-фільтраційними властивостями (рівняння Козені-Кармана), водонасиченістю і товщиною плівки зв'язаної води :

$$\tau_{зв} = K_{вз} \cdot T \sqrt{\frac{K_{np} \cdot f}{(1 - K_{зв})^3 \cdot K_n}} \quad (3.13)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;

$K_{зв}$ – коефіцієнт зв'язаної води;

K_n – коефіцієнт пористості;

T – звивистість порових каналів;

f – коефіцієнт, який враховує форму порових каналів.

Для дослідження залежності товщини плівки зв'язаної води від нормованого параметру водонасичення глинистої фракції порід-колекторів використані взірці керн чистих малоглинистих колекторів, які відібрані з свердловин Кулічихінської площі ДДЗ і взірців керн заглинзованих колекторів Семенівського нафтового родовища. На рис 3.1 спостерігається кореляційний зв'язок товщини плівки зв'язаної води і нормованого параметру водонасичення глинистої фракції порід-колекторів, який описується функцією логарифмічного типу.

Дана залежність побудована для порід-колекторів Кулічихінської площі, які характеризуються низькими значеннями залишкового водонасичення $K_{вз}=6\div 12\%$. На рис.3.2 наведено аналогічну залежність для порід-колекторів Семенівського нафтового родовища. Ці породи представлені: пісковиками дрібнозернистими, олігоміктовими, з присутністю уламків ооліту, мікрофауни; вапняками органогенними, оолітовими, детритовими, різної степені міцності і кавернозності з домішками пісковикової фракції, які характеризуються підвищеним значенням залишкової води $K_{вз}=12\div 37\%$. Залежність також описується логарифмічною функцією. Коефіцієнт кореляції становить 0,9. Проведені розрахунки вказують на те, що товщина плівки зв'язаної води у глинистих порід Семенівського нафтового родовища більші ніж у порід чистих пісковиків Кулічихінської площі. Це, імовірно, пов'язано з наявністю мікропористості у мінеральному скелеті породи.

Однаковий характер залежності товщини плівки зв'язаної води від нормованого параметру водонасичення глинистої фракції порід-колекторів для чистих і заглинзованих порід підтверджує можливість використання нормованого параметру водонасичення глинистої фракції для оцінки товщини плівки зв'язаної води.

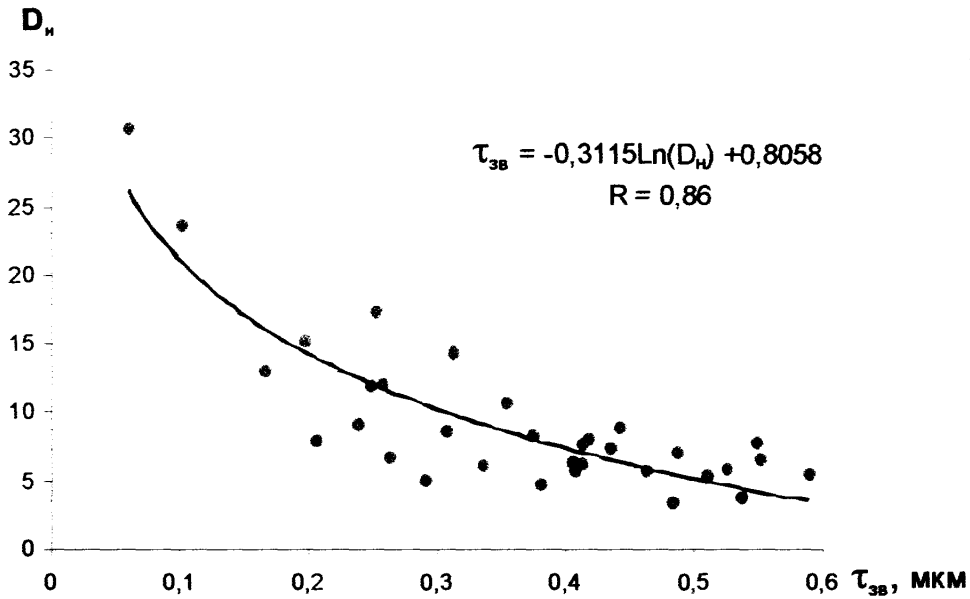


Рис. 3.1 – Зв'язок товщини плівки зв'язаної води $\tau_{зв}$ і нормованого параметру водонасичення глинистої фракції D_n порід-колекторів Кулічихінської площі.

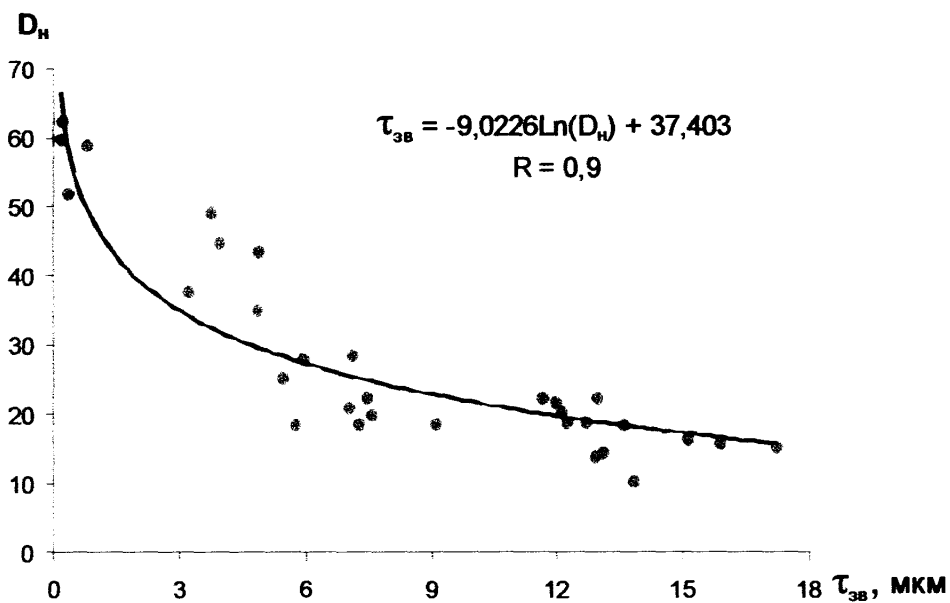


Рис. 3.2 – Зв'язок товщини плівки зв'язаної води $\tau_{зв}$ і нормованого параметру водонасичення глинистої фракції D_n порід-колекторів Семенівського нафтового родовища.

Використання результатів нейтронного- і гамма-каротажів розширює можливість застосування геофізичних методів для оцінки фазової проникності гірських порід.

Інформація методів нейтронного гамма-каротажа і гамма-каротажа має фізичний зв'язок з дисперсними властивостями порід і з вмістом у них води, що дозволяє визначати фазову проникність з урахуванням товщини плівки зв'язаної води. Необхідно зауважити, що використання формули (3.6) для розрахунку коефіцієнта проникності буде коректне для випадків гранично насичених колекторів.

3.3. Ідентифікація пластів-колекторів Семенівського нафтового родовища

Використання запропонованих вище методик визначення абсолютної і фазової проникності пластів-колекторів тісно пов'язано з ідентифікацією гірських порід за літолого-структурними особливостями. Лабораторним шляхом дуже складно визначити і формалізувати літолого-структурні характеристики гірських порід. Відома залежність проникності і пористості $K_{np} = f(K_n) \delta^2$ характеризується невизначеністю, оскільки параметр δ , який характеризує діаметр пор, неформалізований. Проведено аналіз результатів лабораторних досліджень керна на основі якого опосередковано досліджено параметри порового простору. Для цього повернемося до описаних у розділі 2 досліджень природного і нейтронного гамма-полів і знайдемо зв'язок між параметрами, які їх характеризують.

Приведений на рисунку 3.3 (а) розподіл значень інтенсивності природного гамма-поля та інтенсивності гамма-квантів радіаційного захоплення теплових нейтронів атомами гірських порід у загальному для продуктивного комплексу Семенівського нафтового родовища, вказує на відсутність кореляційного зв'язку між цими параметрами, що спричинено значною неоднорідністю як колекторських властивостей, так і глинистості порід.

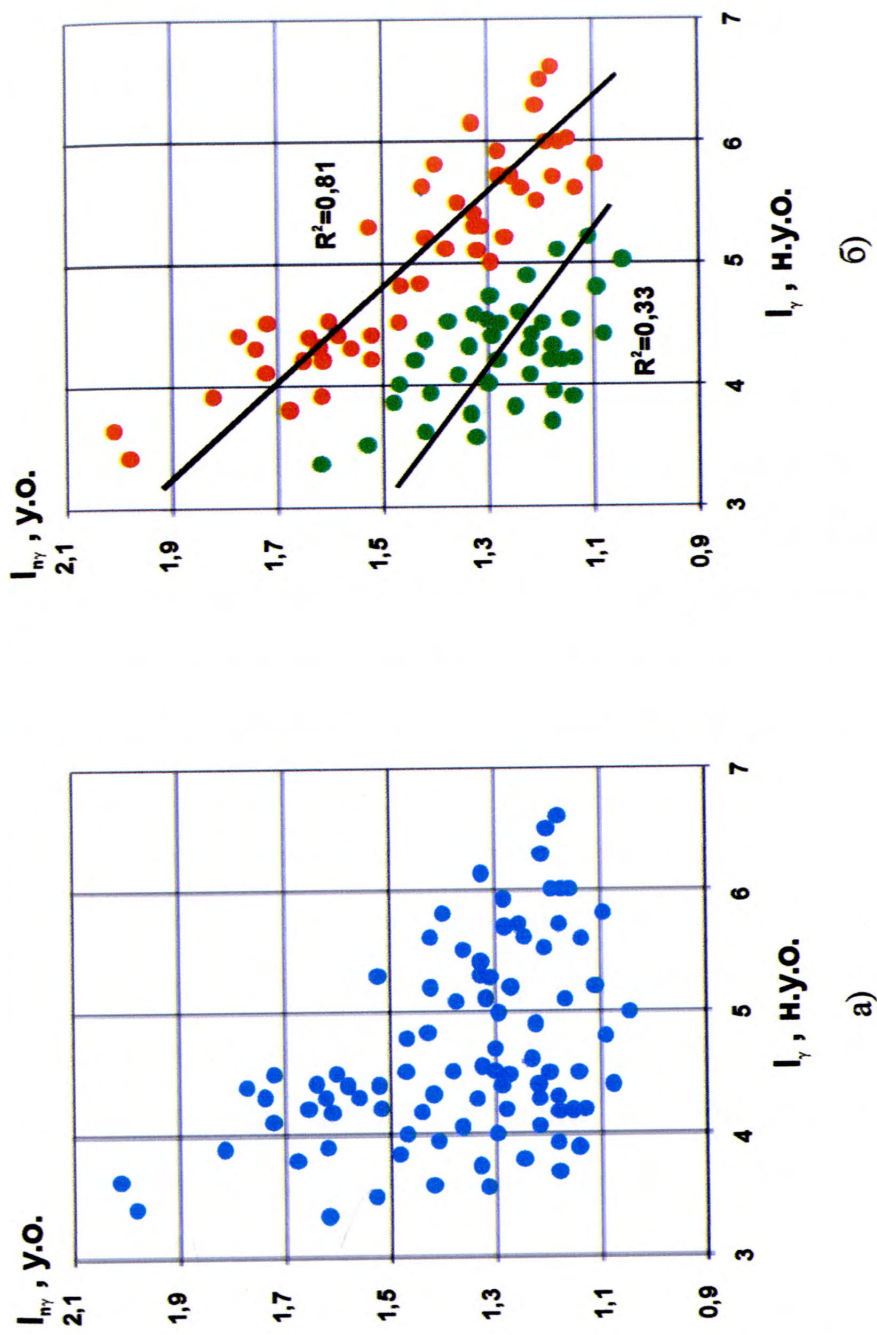


Рис. 3.3. Дослідження взаємозв'язку природної радіоактивності та нейтронних властивостей гірських порід Семенівського нафтового родовища:

- - перша зона
- - друга зона

Це підтверджується і літологічним описом керна. Провівши співставлення даного розподілу з літологічним описом керна, вдалось охарактеризувати сукупність окремими зонами [83].

Виділилось дві зони (рис.3.3 (б)), з яких перша характеризується досить високою тісністю зв'язку радіоактивних властивостей порід ($R^2=0,81$), а друга зона – дуже слабким зв'язком ($R^2 = 0,32$). Подана на рис.3.4 діаграма розподілу нейтронних властивостей з природною гамма-активністю підтверджує існування двох зон з різною літолого-структурною характеристикою.

Використовуючи дані літологічного опису керового матеріалу, які наведені в таблиці 3.20, встановлено, що до першої зони відносяться породи: пісковики глинисто-вапнякового складу; пісковики дрібнозернисті карбонатні; вапняки органогенні, міцні, щільні. Вапняки оолітові, щільні і кавернозні відносяться до першої і до другої зон, знаходяться у перехідній зоні, що пояснюється різним діаметром оолітової фракції породи. Зменшення діаметру ооліту призводить до ущільнення породи і ці взірці попадають у першу зону.

До другої зони відносяться породи: вапняки органогенні з включенням грубозернистого піску; вапняки органогенні рихлі, вапняки органогенні детритові, кавернозні, вапняки кавернозні окремілі.

Порівняльний аналіз літотипу породи з радіоактивними властивостями вказує на те, що поділ на зони обумовлено не мінералогічними особливостями порід, а літолого-структурними особливостями. Прикладом є породи оолітового складу.

Породи, які відносяться до першої зони, характеризуються заниженими значеннями ємнісно-фільтраційних характеристик, а породи другої зони мають високі значення. Так, коефіцієнт пористості другої зони змінюється у межах від 2% до 36%, а коефіцієнт проникності – у межах від $3,5 \times 10^{-3}$ мкм² до 1000×10^{-3} мкм².

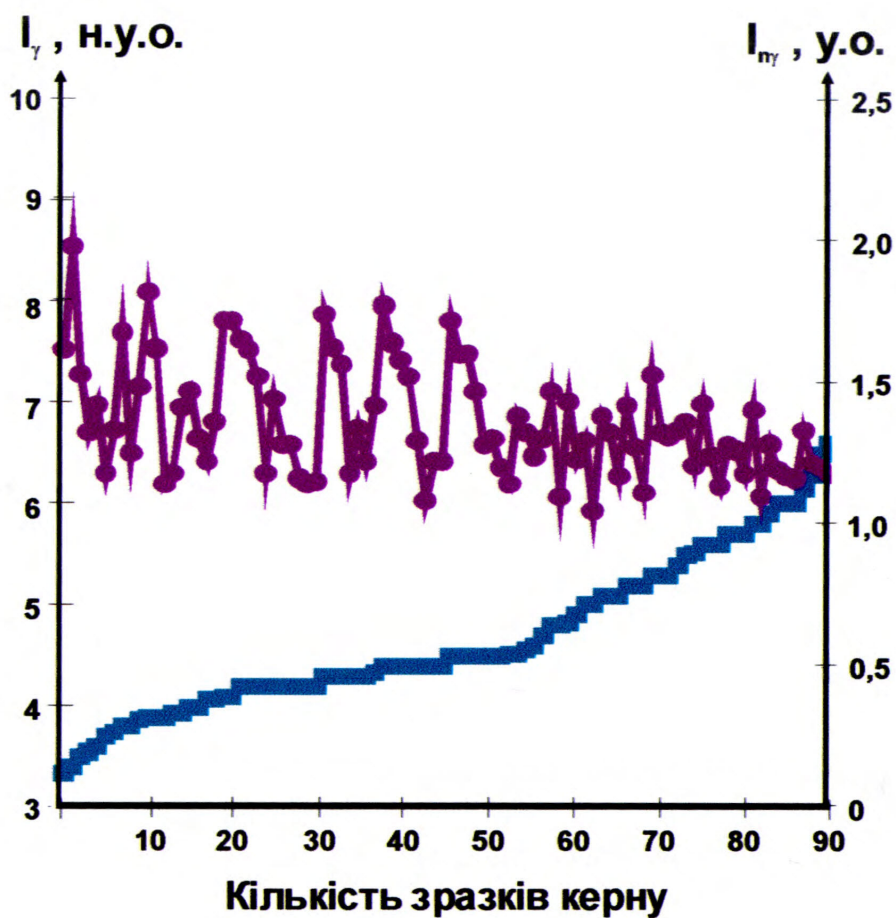


Рис. 3.4. Діаграма розподілу нейтронних властивостей гірських порід з природною радіоактивністю:

- - ранжований ряд значень гамма-поля
- - значення інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів

**Характеристика радіоактивних властивостей порід різного
літологічного типу**

№ п/п	№ свердло -вини	Інтервал відбору, м	I_{γ} н.у.о.	$I_{\gamma\gamma}$ н.у.о.	Літологічний опис керна
1	2	3	4	5	6
1	7	229-231	4,5	13,6	Вапняки жовтувато-сірі, рихлі, органогенні включення піску крупнозернистого
2	7	231-233	4,5	1,33	Вапняк сірий, органогенний, пухкий, включення крупнозернистого піску
3	8	230-235	5,6	1,18	Пісковик зеленувато-сірий, дрібнозернистий, карбонатний
4	8	230-235 (0,2м низ)	4,4	1,29	Вапняк зеленуватий, органогенний, кавернозний.
5	8	235-240	3,6	1,42	Вапняк сірий, кавернозний, частково окремнілий
6	8	266-271	3,7	1,26	Вапняк світло-сірий, органогенний, кавернозний, тріщинуватий
7	8	266-271 (верх)	3,6	1,52	Вапняк сірий, органогенний, кавернозний, тріщинуватий
8	6	235-237	4	1,26	Вапняк оолітовий, сірий, місцями міцний окремнілий, кавернозний

1	2	3	4	5	6
9	6	243-245	3,9	1,23	Вапняк сірий, міцний, місцями окремнілий, з прошарками сидериту
10	6	268-273	3,9	1,47	Вапняк жовто-сірий, органігенний, піщанистий, щільний
11	6	268-273 (низ)	3,9	1,18	Вапняк світло-сірий, міцний із включеннями макрофауни
12	5	255-260 (низ)	5,6	1,21	Вапняк жовто-сірий, органігенний, окремнілий, пухкий
13	5	260-265	5,3	1,45	Вапняк світлий, органігенний, щільний, міцний
14	5	265-271	5,2	1,19	Вапняк сірий, органігенно-детритусовий, пухкий з включеннями макрофауни
15	5	265-271	4,6	1,82	Вапняк сірий, з включеннями макрофауни
16	5	265-271	5	1,32	Вапняк оолітовий, сірий, міцний, щільний, кавернозний
17	5	271-275 (сер)	6,2	1,16	Пісковик дрібнозернистий, карбонатний з включенням макрофауни
18	5	271-273	5,4	1,36	Вапняк сірий, органігенний, щільний, міцний

1	2	3	4	5	6
19	5	281-286 (сер)	5,4	1,33	Пісковик глинистий, зеленувато-сірий, середньозернистий, глауконітовий, вапняковистий
20	3	240-245	6,2	1,37	Мергель зеленувато-сірий, щільний, міцний
21	3	240-245	5,2	1,3	Вапняк світло-сірий, міцний органогенний
22	3	240-245	4,9	1,41	Вапняк сірий, органогенний, щільний, міцний
23	3	240-245	4,9	1,58	Мергель зеленувато-сірий, щільний, міцний
24	3	245-247	4,8	1,59	Вапняк світло-сірий, міцний органогенний, щільний

Проведений аналіз радіоактивної і нейтронної характеристик порід продуктивного комплексу Семенівського нафтового родовища дозволив скласти уяву про характеристику зв'язку фізичних і колекторських властивостей.

Характеристика зв'язку $K_{пр}=f(K_{п})$ для пачок продуктивних порід Семенівського нафтового родовища є невизначеною (див.рис.2.1), але на загальному фоні зростання $K_{п}$ виділяються окремі літотиби порід, для яких щільність зв'язку значно збільшується і коефіцієнт кореляції складає $0,76 \div 0,88$. Це, як правило, породи з подібними літолого-структурними особливостями – наприклад мергель (табл.3.21).

Таблиця 3.21 –

Петрофізична характеристика щільних порід

№ св.	Інтервал, м	Густина, г/см ³	$K_{п,від}$, %	$K_{пр}$, 10 ⁻³ мкм ²	Порода
1	2	3	4	5	6
7	237-239	2,09	26,06	2,13	Мергель
7	220-222	2,58	5,14	0,13	Мергель
2	276	1,81	31,29	33,4	Мергель-глин.
3	230-232 (низ)	2,31	16,10	0,42	Мергель-глин.

Розподіл коефіцієнта залишкового водонасичення (див.рис.2.3) вказує на існування багатокомпонентного за структурою порового простору, геологічного середовища. Зв'язок коефіцієнта залишкового водонасичення і коефіцієнта пористості має дуже великі варіації для порід вапнякового комплексу (табл.3.22)

Таблиця 3.22–

Петрофізична характеристика порід вапнякового комплексу

№ св.	Інтервал, м	Густина, г/см ³	$K_{п,від}$, %	$K_{пр}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{вз}$, %	Порода
6	258-268(сер)	1,93	24,92	536	12,2	Вапняк
6	268-273	1,64	37,61	417	54,9	Вапняк органог.
6	273-276	1,79	32,01	68,3	51,2	Вапняк глин.
6	273-276	1,83	31,36	12,3	60,0	Вапняк глин.

Варіація за об'ємом порового простору невелика, а варіація за проникністю і залишковим водонасиченням значно збільшена.

При різних значеннях $K_{зв}$ зразки мають однакову проникність і навпаки, при однаковій характеристиці залишкового водонасичення різко змінюється проникність (див. табл. 3.22). Цей приклад підтверджує різне співвідношення гранулярної і мікропористої структури порового простору.

Другий приклад відсутності зв'язку K_n і $K_{зв}$ на однотипних літологічних різновидах представлений у табл.3.23. Зменшення залишкової води пов'язане

зі зміною частки компоненти кавернозної пористості і мікропористості при однакових колекторських властивостях.

Таблиця 3.23 –

Петрофізична характеристика порід вапнякового комплексу

№ св.	Інтервал, м	Густина, г/см ³	$K_{п}^{від}$, %	$K_{пр}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{зв}$, %	Порода
6	273,5-274,0	2,48	8,82	0,06	82,2	Вапняк органог.
6	274,0-274,5	2,02	23,57		84,0	Вапняк органог. слабосцемент.
6	274,5-275,0	2,04	23,09		37,5	Вапняк органог. слабосцемент.

Характеристика дисперсності породи визначається глинистістю. У лабораторних умовах для досліджень використовувався метод гранулометрії. Діаметр частинок глинистої породи, менший за діаметр сита 0,01мм. Розглянемо особливості зв'язку глинистості і залишкового водонасичення. Аналіз зв'язку дисперсності породи ($C_{2л}$) з параметрами, які характеризують колекторські властивості ($K_{пвід}$, $K_{преф}$, $K_{вз}$) вказує на те, що у продуктивному розрізі виділяються інтервали, для яких при низьких значеннях $C_{2л}$ відносно високе залишкове водонасичення і висока проникність (табл.3.24).

Таблиця 3.24 –

Петрофізична характеристика порід теригенного комплексу

№ св.	Інтервал, м	δ , г/см ³	$K_{п}^{від}$, %	$K_{пр}^{еф}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{пр}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{зв}$, %	$C_{гл}$, %	Порода
5	238-243 (низ)	1,93	27,99	134,5	144,7	38,2	8,85	Пісковик дрібнозерн. карб.цемент

Така характеристика підтверджує наявність мікропористості карбонатного цементу.

Вапняки оолітового типу за рахунок щільності окремих частинок мають класичну характеристику зв'язку $K_{зв}$ і $C_{зл}$ (табл.3.25). Для розглянутого прикладу відкрита пористість пов'язана з міжгранулярним простором.

Таблиця 3.25 –

Петрофізична характеристика порід вапнякового комплексу

№ св.	Інтервал, м	δ , г/см ³	$K_p^{від}$, %	$K_{пр}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{зв}$, %	$C_{гл}$, %	Порода
5	265-271	2,13	18,3	49,7	16,7	13,65	Вапняк оолітовий

Вапняки оолітового типу за рахунок щільності окремих частинок мають стандартну характеристику зв'язку $K_{вз}$ і $C_{зл}$, тобто є пропорційне зростання залишкової води від вмісту дисперсної фракції, а відкрита пористість пов'язана з міжгранулярним простором (табл.3.26).

Таблиця 3.26 –

Петрофізична характеристика

№ св.	Інтервал, м	δ , г/см ³	$K_p^{від}$, %	$K_{пр}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{зв}$, %	$C_{гл}$, %	Порода
5	271-273	1,65	39,13	0,89	47,6	11,8	Вапняк орган.-детритовий

Низькі значення проникності обумовлюють збільшення компоненти порового простору з дрібнопоровою структурою.

Проведений аналіз дозволив встановити, що різновиди структури порового простору відображаються у взаємозв'язках параметрів колекторських властивостей. Було показано, що результати дослідження природної радіоактивності і нейтронних властивостей дозволяють ідентифікувати продуктивні породи за літолого-структурними особливостями.

Розглянемо можливості опису порового простору колекторів за даними нейтронного і електричного каротажів [84,85]. Нейтронна характеристика гірських порід відображає їх колекторські властивості за рахунок сповільнення швидких нейтронів на атомах водню, який займає поровий простір породи. Електричні властивості відображають вміст пластової води і нафтогазового флюїду у поровому просторі за законом:

$$\rho_{nn} = \Pi_n \cdot P_n \cdot P_n \cdot \rho_v, \quad (3.14)$$

де Π_n – параметр поверхневої електропровідності;

P_n – коефіцієнт збільшення електричного опору;

P_n – коефіцієнт відносного електричного опору;

ρ_v – електричний питомий опір пластової води.

Нафтогазонасичені колектори Семенівського нафтового родовища характеризуються як низькоомні. Питомий електричний опір пластів визначався за інформацією методів бокового та індукційного каротажів. Він змінюється у межах від 9 Ом×м до 230 Ом×м, але основний об'єм зразків (до 85 %) характеризується низьким опором до 40 Ом×м. Детальне дослідження природи низькоомних колекторів і побудова залежності $P_n=f(K_n)$ для літологічних різновидів порід Семенівського родовища ускладнені певними проблемами. Вони пов'язані з дуже малим об'ємом керна, на якому проводилось визначення питомого електричного опору водонасичених колекторів. Об'єктивно цей факт пояснюється низькою механічною міцністю зразків при їх виготовленні. Обмеженість досліджень електричних властивостей колекторів на зразках керна спонукає до проведення аналізу двох геофізичних параметрів – ρ_n та $I_{n\gamma}$, які по різному описують колекторські властивості продуктивних покладів.

Нейтронні властивості порід-колекторів характеризують процес сповільнення на атомах водню і захоплення теплових нейтронів, яке протікає та інших елементах з високим січенням поглинання теплових нейтронів,

зокрема, на атомах хлору. Відомо, що при мінералізації пластової води, меншій ніж 35 г/л, хлорвміст впливає на поглинання теплових нейтронів не суттєво [11]. Пластова вода Семенівського родовища має мінералізацію 17,2 г/л, а питомий електричний опір становить 0,38 Ом×м. Таким чином, I_{ny} є функцією об'єму порового простору. Для порід вапняків органогенних, пухких, кавернозних, поровий простір складається з пор між зернами скелету, пор глинистого матеріалу і мікропор.

На рис.3.5 представлена характеристика взаємозв'язку нейтронних властивостей колекторів з їх електричним опором. Точки з вказаними координатами розподіляються хаотично. Більша щільність точок у нижній частині графіка вказує тільки на кількість зразків з даною характеристикою і зробити висновки про взаємозв'язок буде важко. Тобто, опір дійсно залежить від двох параметрів: пористості і залишкового водонасичення.

Розглянемо як розташовуються попередньо виділені зони за інформацією I_γ і I_{ny} на даній залежності. Окремо побудований зв'язок I_{ny} і ρ_n для першої і другої зони був об'єднаний і представлений на рис.3.5 (б). Видно, що розмежування не існує. Тобто, опір продуктивного пласта дуже складно пов'язаний з літолого-структурними особливостями і характером насичення.

Покажемо, що опір пов'язаний не тільки з об'ємом порового простору і характером насичення, але і з вмістом тонкодисперсних частинок. Для цього використаємо нормований параметр водонасичення глинистої фракції порід-колекторів D_n .

На рис.3.6 представлено зв'язок електричного опору колектора з нормованим параметром водонасичення глинистої фракції порід-колекторів. З поля точок видно, що нижня частина суттєво розширилась, а верхня приймає спрямований характер. Нижня частина (подовжена область) вказує на відсутність залежності параметрів ρ_n і D_n , але розширення області вказує на вплив додаткового чинника, тобто дисперсної частинки породи, що підтверджує чинник впливу глинистості на загальний опір породи.

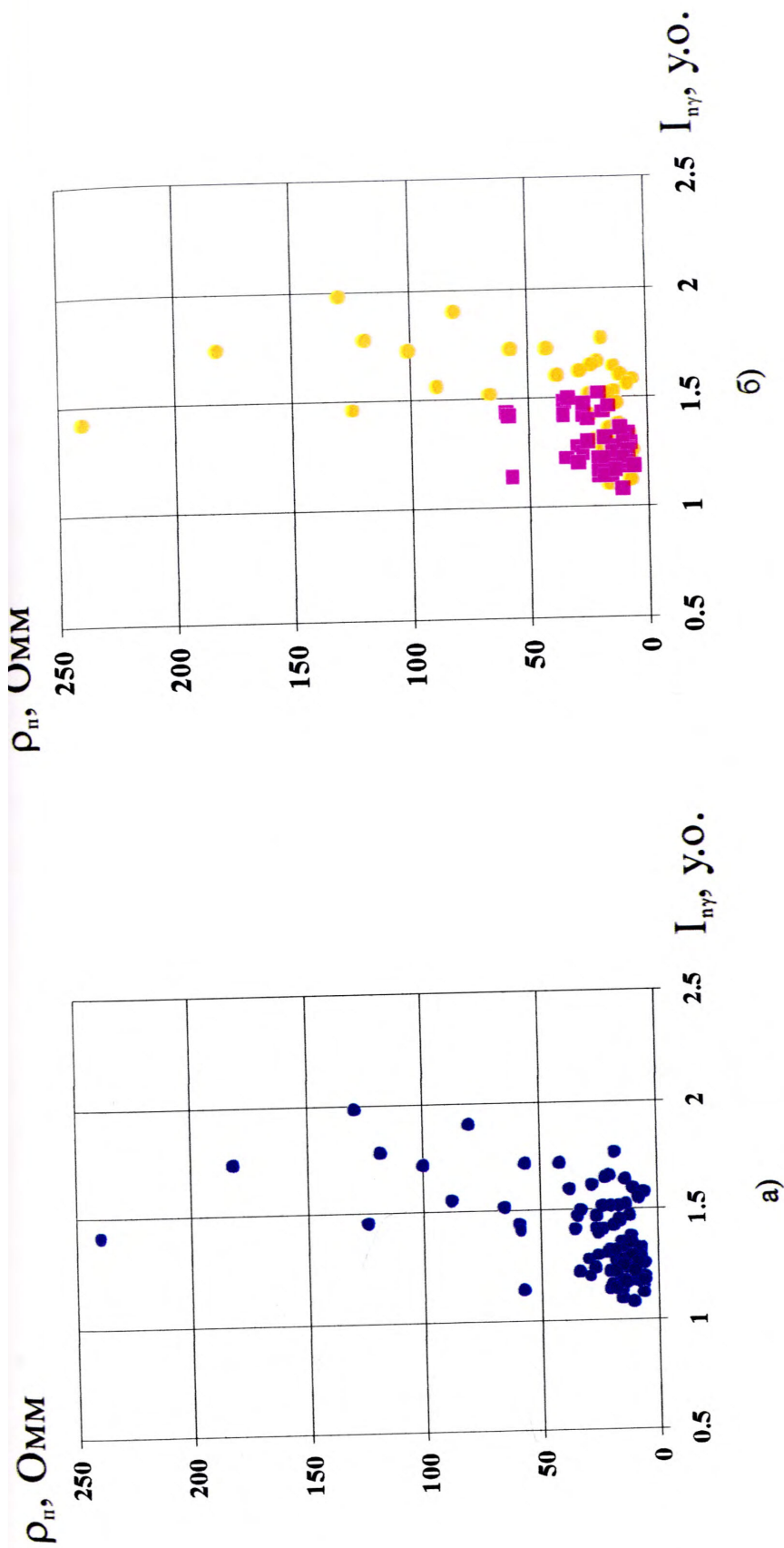


Рис. 3.5 – Співставлення інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів атомами гірських порід з їх питомим електричним опором:

■ - перша зона;

● - друга зона.

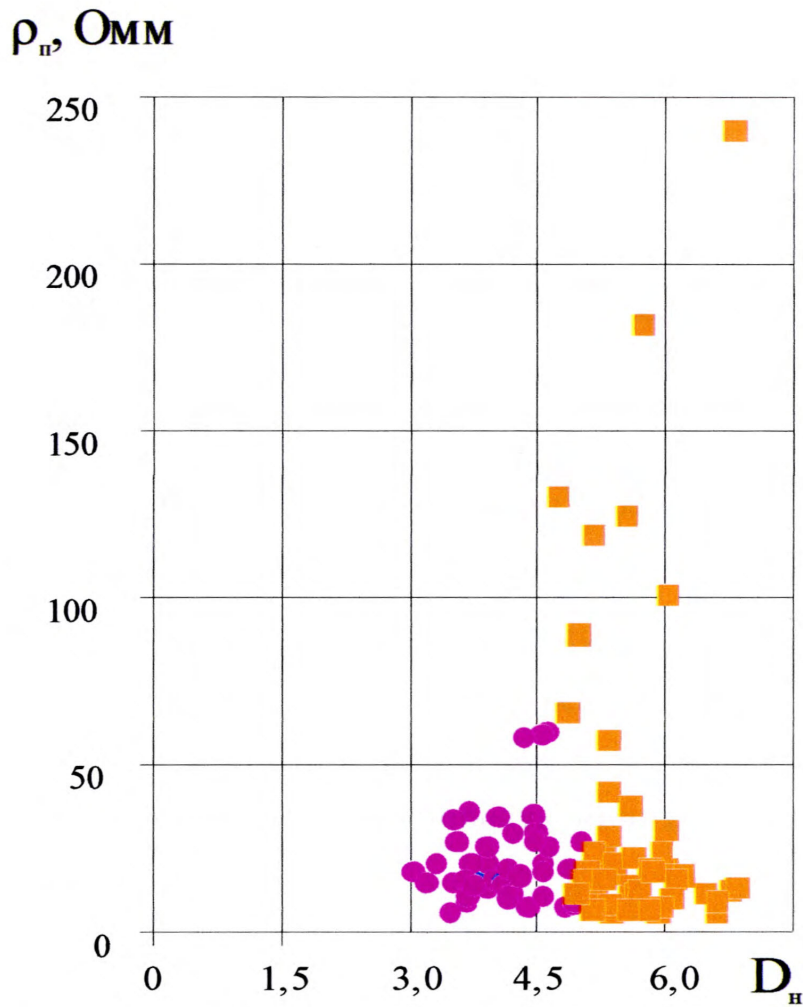


Рис. 3.6 – Співставлення електричного опору гірських порід з нормованим параметром водонасичення глинистої фракції порід-колекторів:

● - перша зона;

■ - друга зона.

Спрямування емпіричної залежності верхньої частини також вказує на вплив дисперсних частинок на електричний опір і низьку насиченість порід. Імовірно це пов'язано з малою пористістю.

Повертаючись до характеристики першої і другої зон розглянемо їх властивості в плані використання нормованого параметру водонасичення глинистої фракції порід-колекторів. Залежність $\rho_n = f(D_n)$ представлена з врахуванням розподілу за зонами. Видно, що перша і друга зони чітко розмежувалися, тобто підтверджується висновок, що виділені зони мають різні літолого-структурні характеристики.

Проведений аналіз дає можливість виділяти карбонатні породи з мікропористістю за геофізичною інформацією [86]. Неформальний підхід до аналізу має більшу цінність у порівнянні з стандартним статистичним аналізом, хоча елементи статистичного аналізу звичайно необхідно використовувати.

Дослідження взаємозв'язків геофізичних параметрів гірських порід вказали на можливість використання результатів геофізичних досліджень свердловин для проведення ідентифікації гірських порід Семенівського нафтового родовища за літолого-структурними особливостями.

3.4. Опис фільтраційної моделі продуктивних відкладів і аналіз характеру обводнення

Розглянемо фільтраційну модель Семенівського родовища на основі побудованої системи профілів. Схема розташування профілів представлена у додатку Д. На схемі вказані три повздовжніх і чотири поперечних профілі. Ця система повністю описує особливості розподілу коефіцієнта проникності. Розглянемо окремо кожну продуктивну пачку.

Пачка II. Проникна частина пачки містить 1-2 прошарки. Непроникні прошарки представлені вапняковими пісковиками, вапняковими глинами і

мергелями. У межах продуктивної пачки спостерігається заміщення проникних прошарків непроникними.

Характер розповсюдження II пачки можна побачити на профілях проникності (додаток Д). На ділянках свердловин №42, 2, 62, 10, 23, 73, 43, 79 (профілі I, II, III, V, VI) проникна частини пачки заміщується непроникними гірськими породами.

Як було відзначено вище, проникність окремої пачки розраховувалась з врахуванням коефіцієнта проникності і потужності прошарків. Вказані значення проникності на профілях є середньозваженою величиною по пачках.

У додатку Е.1 представлена схема проникності II пачки. У загальному модель другої пачки характеризується мозаїчною структурою, на якій спостерігається певна закономірність.

На північно-східному крилі структурно-фільтраційні властивості змінюються плавніше і рівномірніше у порівнянні з розподілом цих властивостей на південно-західному крилі. Це вказує на те, що пласти колектори північно-східної частини II пачки мають однорідніші властивості, ніж пласти-колектори південно-західної частини. Найкращими фільтраційними властивостями характеризується південна краєва зона пачки (свердловини № 38, 12).

Продуктивна пачка залягає у інтервалі глибин 197-238м. Початковий водонафтовий контакт знаходився на глибині 235м. Приплив нафти отримано із свердловин №№ 3, 6, 12 з початковим дебітом від 1,8 до 4,6 м³/добу. У свердловині № 7 отримано приплив газу близько 1000 м³/добу.

Положення свердловин на схемі профілів проникності вказує на те, що вони знаходяться у зоні високих значень коефіцієнта проникності (додаток Е.1). Співставлення двох різних інформаційних просторів – прогнозу буріння та реальних дебітів з одного боку, та схеми проникності з іншого, дає можливість переконатись у достовірності побудови фільтраційної моделі.

Збільшення обводнення продукції спостерігається з листопада 2002р. Обводнення імовірно пов'язане з пересуванням водонафтового контакту.

У напрямку свердловини №12 фільтраційні властивості покращуються і зростає загальна товщина пачки, що є сприятливою передумовою для продовження експлуатації свердловини. Свердловина № 12 у період з травня 2002р. має дуже малий коефіцієнт обводнення – від 0 до 7%.

Свердловина № 6 введена у розробку в лютому 1987р. На момент введення обводнення складало від 0 до 3-4 %. Під час експлуатації почалися інтенсивні стрибки коефіцієнта обводнення. Пропорція об'єму нафти до об'єму води збільшилась до рівня 1:1,2 – 1:2,2. На нашу думку, стрибки коефіцієнта обводнення пов'язані з технологічними факторами, що, мабуть, і послужило причиною переведення свердловини на роботу третьої пачки.

Пачка III. У центральній частині структури загальна потужність пачки характеризується незначними змінами і коливається у межах 4,3 м. У районі свердловини №43 товщина зменшується до 1,2 м. Поступове зменшення товщини пачки, а місцями її заміщення непроникими породами спостерігається на краєвих ділянках північно-східного крила структури (профілі I, III). Зменшення товщини обумовлено поступовим літологічним заміщенням високопористих органогенних вапняків непроникими прошарками.

Побудована схема розподілу фільтраційних властивостей III пачки представлена у додатку Е.2. Розподіл середньозваженого коефіцієнта проникності характеризує загальні фільтраційні властивості пачки, тобто відображає не тільки фільтраційно-колекторські властивості, але і літологічне заміщення колектора непроникими прошарками.

Ізолінії вказують на мозаїчний характер розподілу параметру. У центральній частині структури у межах свердловин № 18, 17, 41, 47, 50, 7 виділяється зона підвищеної проникності (профіль III додаток Д.4).

Нижчими значеннями проникності відмічаються ділянки у межах свердловин № 26, 10, 43, 1, 75. Краєва зона північно-східного крила у районі свердловин № 73, 74, 77, 80 характеризуються погіршеними фільтраційними властивостями.

Можливості нафтоносності III пачки були доведені випробуваннями свердловин № 2, 3, 6, дебіти яких склали відповідно – 4,0 м³/добу, 1,8 м³/добу, 0,72 м³/добу. Сьогодні пачка експлуатується свердловинами № 6, 60, 47, 38. Слід відмітити, що вказані свердловини знаходяться у розглянутій зоні високих значень коефіцієнта проникності.

Свердловини № 35, 41, 48 також розташовані у зоні підвищених фільтраційних властивостей, але експлуатуються на V продуктивну пачку. На профілях I, II, III видно, що початкове положення ВНК розташоване на 13-15 м нижче покрівлі продуктивних інтервалів у цих свердловинах. Для оцінки їх видобувних можливостей необхідно провести геофізичні роботи з визначення поточного положення ВНК і при сприятливих результатах ці свердловини можуть бути переведені на III пачку. Видобуток з V пачки характеризується значним обводненням (17%, 40%, 35 %) і малими дебитами. Тому, перехід може підвищити ефективність роботи свердловин.

Найбільшим коефіцієнтом обводнення характеризується свердловина № 6 (15 %), що пояснюється невеликою відстанню положення покрівлі пачки від ВНК (профіль II, додаток Д.3). Пачка у свердловині №6 характеризується високим середньозваженим значенням коефіцієнта проникності ($177 \cdot 10^{-3}$ мкм²). За експлуатаційними характеристиками свердловин № 47, 38, 60, пачка має дуже низький рівень обводнення.

Пачка IV. Поклади пачки відносяться до низів караганського горизонту і залягають у інтервалі глибин 203-268м. Пачка відноситься до типу пластових, тектонічно екранованих з абсолютною відміткою ВНК мінус 190 м і висотою близько 21 м. У загальній товщині пачки виділяються 1-4 прошарки колекторів, які представлені пісками, органогенними вапняками. Непроникні прошарки складені вапняковими глинами, мергелями, щільними

вапняками. Товщина пачки змінюється від 1,5 до 8,1м. З аналізу повздовжніх і поперечних профілів пачки (додаток Д) можна сказати, що її загальна товщина по площі є витриманою. Але товщина проникної частини коливається, що пов'язано із літологічним заміщенням проникних прошарків глинистими вапняками і мергелями. У поперечному перетині пачка характеризується значною диференціацією фільтраційних властивостей, що, імовірно, сприяло обводненню. Випробуванням свердловин № 3, 7 встановлено промисловий притік нафти з дебітом 3,0 м³/добу і 3,8 м³/добу. Експлуатація IV пачки здійснювалась свердловинами № 11, 12, 17, 38, 45, 27, 26, 35, 42, 5, 8, 15, 16. Вказані свердловини розташовані в зонах підвищеної проникності колекторів, в чому можна переконатись, поглянувши на схему (додаток Е.3).

Прослідкуємо характеристику обводнення IV пачки. Почнемо аналіз процесу обводнення з 1986р. Інформація про дебіт нафти і води вказує на те, що свердловини № 5, 8 до жовтня 1989р. працювали безводною нафтою. Свердловини № 11, 15, 16 до кінця 1990р. також працювали в безводному режимі. Свердловини № 5, 8, які знаходяться на схилах склепіння структури, у 1991р. переведені на V продуктивну пачку (імовірно з приводу початку обводнення).

Свердловини № 11, 17, 45, 27, 35, 26 працюють з великим коефіцієнтом обводнення – 50-60%. Діаграми розподілу об'ємів видобутку нафти і рідини (рис.3.7) з цих свердловин за річний період вказують на рівномірний характер співвідношення об'ємів нафти і рідини. Такий характер співвідношення вказує на не технологічну причину обводнення свердловин. На нашу думку, до значного обводнення колекторів IV пачки призвело достатньо високе першопочаткове положення ВНК – мінус 190 м.

Пачка V. Продуктивна пачка відноситься до типу пластових, тектонічно екранованих структур. Початкове положення ВНК має абсолютну відмітку мінус 267м і висоту 80м.

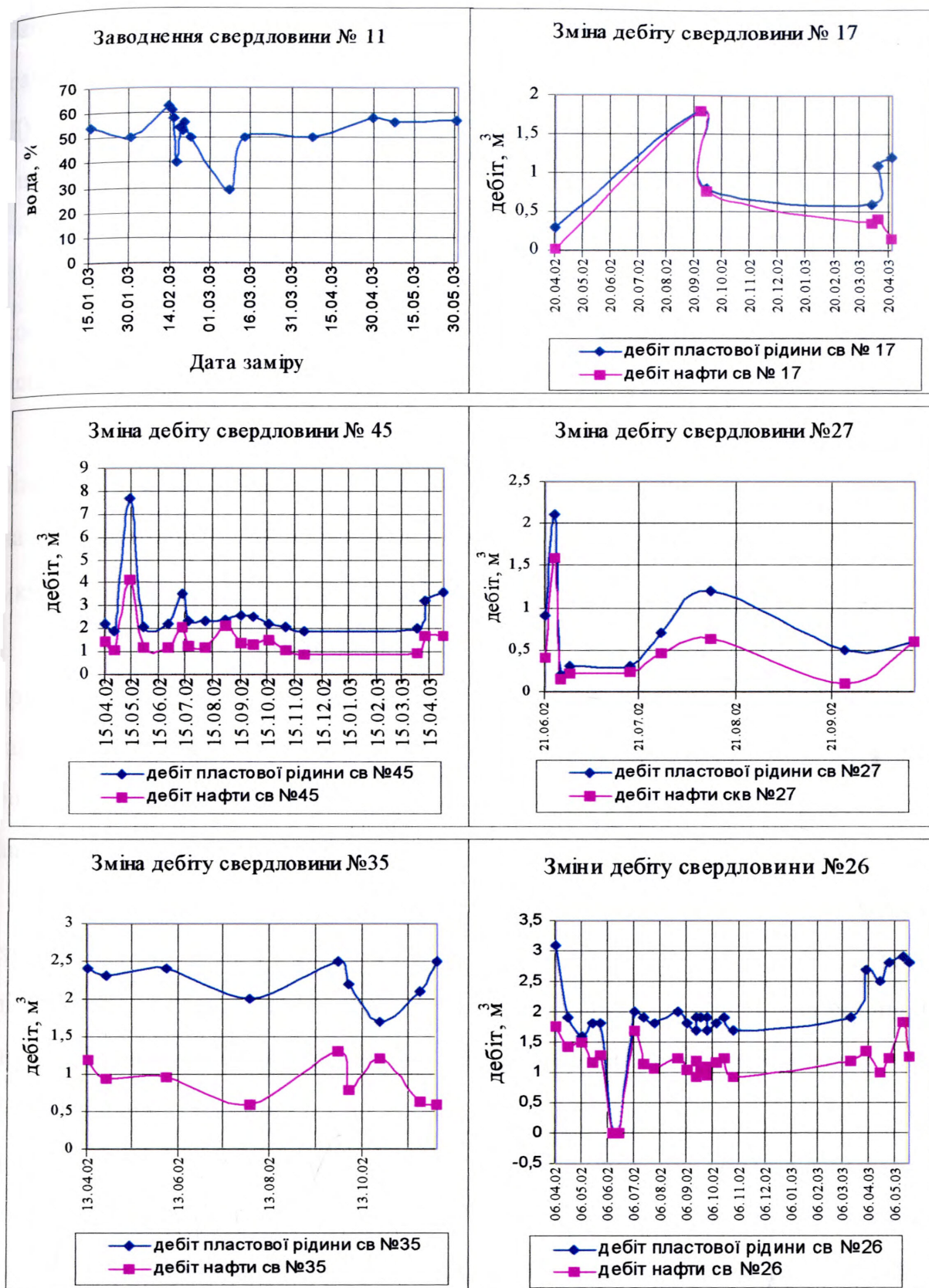


Рис. 3.7. Діаграми розподілу об'ємів видобутку нафти і рідини із свердловин № 11, 17, 45, 27, 35, 26.

Загальна товщина пачки змінюється від 6 до 11 м. В центральній частині пачка характеризується витриманістю за товщиною (профілі I-VII, додаток Д). За фільтраційними властивостями ця частина структури характеризується високим коефіцієнтом проникності від $340,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² (свердловина № 43) до $507 \cdot 10^{-3}$ мкм² (свердловина № 8).

У південно-західній частині структури піщана пачка має різні значення коефіцієнта проникності, а у свердловинах № 12, 59 зовсім виклинюється, шляхом заміщення непроникними породами.

Фільтраційні властивості прошарків V пачки змінюються у широкому діапазоні – від $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $588 \cdot 10^{-3}$ мкм². У загальному їх можна поділити на дві групи: пласти з високими фільтраційними властивостями – $70 \div 588 \cdot 10^{-3}$ мкм² і пласти з низькими фільтраційними властивостями – $2 \div 30 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перша група представлена вапняками органогенно-детритовими, а друга – вапняками глинистими. На кривих методів гамма- і нейтронного гамма-каротажів ці групи чітко виділяються і простежуються. Характер розповсюдження пластів високої і низької проникності можна спостерігати на профілях (додатки Д.7 і Д.8).

Враховуючи те, що основний об'єм експлуатаційних свердловин спрямовано на V пачку, нами побудована детальна фільтраційна модель для цієї пачки окремо. На профілях (додатки Д.7 і Д.8) представлено і прокорельовано окремі прошарки за фільтраційною характеристикою.

Загальна характеристика фільтраційних властивостей V пачки представлена на схемі (додаток Е.4), з якої видно, що середньозважені за товщиною коефіцієнти проникності відображають високі фільтраційні властивості пачки. Виділяються тільки окремі ділянки пониженої проникності – свердловини № 56, 30, 75, 79.

Розподіл коефіцієнта обводнення V пачки має дуже складний характер. Свердловини, які розташовані відносно близько одна від одної можуть мати дуже різний процент обводнення. Така ситуація свідчить про те, що

обводнення V пачки може бути пов'язане як з технічними причинами, так і з природним підйомом рівня пластової води.

Розглянемо детальніше характер обводнення. Нафта, яка видобувається із свердловин № 20, 22, 24 містить багато пластової води – 30-70%. Зміна кількості води з часом для свердловин № 22, 24 характеризується, в основному, монотонною залежністю, але спостерігаються і окремі відхилення. Так, свердловина № 24 з листопада 2002р. збільшила вміст води; свердловина № 20 до жовтня 2002р. працювала при низькому обводненні, а з січня вміст води різко зріс до 50-60%. Різкі зміни імовірно пов'язані з технічними причинами. У загальному, на цій ділянці обводнення протікає за рахунок підйому водонафтового контакту.

На характеристику процесу обводнення має дуже значний вплив наявність прошарків з високою і низькою проникністю. Поступлення води у свердловину може відбуватися за рахунок високопроникних прошарків. Свердловини № 8, 76 відмічаються високим вмістом води в отриманому продукті. Інтервали перфорації знаходяться у нижній частині продуктивної пачки і тому, поступлення води може відбуватися тільки з пласта.

Надходження води до свердловини № 8 може відбуватися по нижньому прошарку, який характеризується високою проникністю (профіль II, додаток Д.7), за рахунок високої фазової проникності води. Верхні прошарки мають меншу проникність і зміна режиму роботи свердловини може призвести до підтягування води по нижньому прошарку і, відповідно, порушення співвідношення води та нафти у суміші [87].

Так, діаграма зміни дебіту від часу показує, що у грудні 2002р. дебіт нафти складав $1,9 \text{ м}^3/\text{добу}$, а води – 0%; у січні 2003р. дебіт нафти складав $1,87 \text{ м}^3/\text{добу}$, а води – 66%; у квітні 2003р. дебіт нафти складав $2,45 \text{ м}^3/\text{добу}$, а води – 2%. Таким чином, при зміні режимів роботи, тобто зупинці свердловини і наступному уведенні в експлуатацію через деякий час, спостерігається відновлення притоку нафти і зменшення кількості води. Цей

факт підтверджує припущення про поступлення води з нижнього високопроникного прошарку, а чинник часу, протягом якого свердловина була зупинена, сприяє гравітаційному розподілу нафти і води у пласті. Свердловина, на мою думку, повинна працювати в іншому режимі, або її необхідно перевести на експлуатацію з меншою депресією, щоби нафта встигала рухатись вздовж пласта і не було прориву води.

Свердловини, які знаходяться у центральній частині структури № 68, 62, 41 характеризуються низьким вмістом води. Проаналізуємо характер обводнення ряду свердловин, скориставшись профілем II (додаток Д.3) Так, свердловина №68 має середнє значення вмісту води 57%, свердловина № 62 – вміст води близько 20%, свердловина № 41 – вміст води 15%, свердловина №44 – вміст води 10%, свердловина № 22 – вміст води 45%. Такий розподіл вмісту води в отриманій продукції вказує на природу обводнення, пов'язану з підйомом ВНК.

З цієї точки зору, важко пояснити обводнення свердловини №13, яка знаходиться в склепінні структури, але має високу степінь обводнення. Не виключено, що високий вміст води пов'язаний з її поступленням за рахунок порушення герметичності колони.

Пачка VI. Характерною особливістю цієї пачки є наявність у центральній частині структури великої ділянки літологічного заміщення пластів-колекторів (додаток Е.5). Фактично, пачка розбита на дві гідродинамічно роз'єднані частини.

Центральна ділянка південно-західної частини пачки характеризується мозаїчною структурою з високими значеннями коефіцієнтів проникності. Тільки дві ділянки (в районі свердловин № 56 і № 22) характеризуються погіршеними фільтраційними властивостями.

Північно-східна частина пачки навпаки характеризується невисокими фільтраційними властивостями, за винятком ділянки, обмеженої свердловинами № 6, 8, 9, 73.

Аналіз профілів проникності (додаток Д) вказує на закономірність, відповідно до якої середньозважені коефіцієнти проникності пластів-колекторів зростають зі зменшенням товщини пласта. Звідси можна зробити висновок про те, що ефективна товщина продуктивної пачки по площі родовища залишається витриманою на одному рівні. Збільшення видимої товщини пачок спричинене вклинюванням у пачку низькопроникних і непроникних прошарків.

ВИСНОВКИ

Проведений у розділі аналіз взаємозв'язків петрофізичних і геофізичних параметрів гірських порід, зроблені розрахунки коефіцієнтів проникності на основі моделі Козені-Кармана та побудова детальної фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища вказують на наступне:

1. Нормований параметр водонасичення глинистої фракції гірських порід, запропонований на основі аналізу взаємозв'язку природної гамма-активності гірських порід та інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів атомами гірських порід, дає можливість розділяти гірські породи за літолого-структурними особливостями.
2. Використання схем розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції у продуктивних горизонтах Семенівського нафтового родовища та значень товщини плівки зв'язаної води, визначених за встановленим зв'язком цього параметра з нормованим параметром водонасичення глинистої фракції гірських порід, підвищує точність визначення коефіцієнтів проникності за формулою Козені-Кармана для побудови фільтраційної моделі.
3. Детальна фільтраційна модель Семенівського нафтового родовища, побудована з використанням ідентифікації гірських порід за нормованим параметром водонасичення глинистої фракції гірських порід і на основі

удосконаленої методики визначення коефіцієнтів проникності, налаштованої за гідродинамічними дослідженнями свердловин, детально відображає зміну фільтраційних властивостей пластів у пачці і ефективно використовується для прогнозування можливих шляхів обводнення продуктивних пачок.

РОЗДІЛ 4

ВИКОРИСТАННЯ РАДОНОВОГО ІНДИКАТОРНОГО МЕТОДУ ТА ТЕРМОАКТИВАЦІЙНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ЗА ОБВОДНЕННЯМ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ

Аналіз застосування існуючих методів і методик контролю за обводненням продуктивних пластів та визначення положення водонафтових контактів, проведений у розділі 1, вказує на їх низьку ефективність в умовах Семенівського нафтового родовища. Зокрема, на завершальній стадії розроблення родовища, буріння нових свердловин не відбувається, що обмежує застосування методів електрокаротажу для контролю за обводненням продуктивних пластів. Низька мінералізація пластових вод знижує ефективність нейтронних методів, які застосовують для контролю за положенням водонафтових контактів. Ще одним чинником, який знижує ефективність геофізичних досліджень, є низькі дебіти свердловин. За таких умов не має змоги чітко визначити за даними ГДС інтервали обводнення за характером рідини, яка поступає у свердловину з працюючого інтервалу. У даній ситуації існує необхідність подальшого пошуку ефективніших способів визначення інтервалів обводнення.

Наша робота у цьому напрямку дала можливість провести теоретичне обґрунтування застосування радонового індикаторного методу та використання термоактиваційного каротажу на основі результатів експериментальних досліджень теплопровідності гірських порід у свердловині для контролю за обводненням продуктивних пластів Семенівського нафтового родовища.

Враховуючи високу в'язкість нафти, що насичує продуктивні пласти-колектори Семенівського родовища, нами запропоновано використати різницю між фазовими проникностями пластів-колекторів для води і в'язкої нафти та застосувати метод радонової індикації для визначення інтервалів обводнення у діючих свердловинах.

Можливість застосування другої методики для вирішення поставленої задачі базується на використанні різниці у теплопровідності пластів-колекторів з різним характером насичення. Для дослідження згаданих вище характеристик пропонується використати технологію термоактиваційного каротажу, що дасть можливість виділяти у свердловинах обводнені інтервали.

4.1. Використання радонового індикаторного методу для виділення обводнених інтервалів продуктивних пластів-колекторів

Основи методу радіоактивних індикаторів і технологія застосування були запропоновані В.Н.Дахновим і уперше успішно реалізовані в 1952 році. Індикаторний метод за радоном (ІМР) сформувався, як самостійний геофізичний метод у 70-х роках минулого століття. Для нього у 1985 році Д.А. Кожевніков запропонував методику і алгоритм кількісної інтерпретації. Суть методу полягає у нагнітанні у свердловину рідини, збагаченої радіоактивним агентом і, як наслідок, проникненні радіоактивних частинок у пласти-колектори. Унаслідок цього у присвердловинній зоні навпроти проникних пластів утворюються об'ємні джерела радіоактивного випромінювання, які фіксуються на кривій ГК, що дає можливість визначити границі проникних інтервалів. В 1963 році Р.Н. Шехалієв і А.А. Алі-Заде запропонували використовувати у якості індикатора радон.

Головною особливістю застосування методу радонової індикації для розділення водоносної і нафтоносної частин продуктивного пласта є значна різниця між фазовими проникностями пластів-колекторів для в'язкої нафти і пластової води, унаслідок чого об'єм поступлення рідини індикатора у ці частини пласта буде різним.

Розглянемо моделі пласта під час витіснення нафти і води міченою рідиною. Проведені теоретичні розрахунки положення границі поступлення міченої рідини. Головною умовою створення радіоактивного джерела за

рахунок міченої рідини є переміщення у радіальному напрямку границі не більше ніж на відстань, що дорівнює радіусу r , який зумовлений глибиною дослідження методу ГК. На радіус проникнення міченої рідини впливає тільки вертикальна неоднорідність пласта. У горизонтальному напрямку за фільтраційними властивостями пласт приймається однорідним. Припускаємо, що проникні пласти розташовані між непроникними прошарками, тому витіснення нафти міченою рідиною має характер поршневого ефекту. Гравітаційним ефектом можна знехтувати.

Пластовий тиск на контурі P_k і на вибої P_n приймається постійним $P_k = P_n$. Швидкість витіснення нафти визначається за законом Дарсі, за умови однорідного складу рідини: води, нафти, активованої рідини. Для спрощення приготування активованої рідини використовуємо дизельне паливо, яке характеризується високим, у порівнянні з водою, коефіцієнтом розчинення Ω радону (більшим ніж у води у 34 рази). Швидкість фільтрації активованої рідини визначалась за формулою:

$$V_{\phi} = \frac{K_{np}^a \cdot \bar{K}_{npj}}{\mu_j} \cdot \frac{(P_c - P_n)}{(r' - r_c)}, \quad (4.1)$$

де K_{np}^a – абсолютна проникність;

K_{npj} і μ_j – відносна фазова проникність і динамічна в'язкість рідини (j – індекс, який вказує тип рідини під час фільтрації: 1 - нафта; 2 - вода);

P_n, P_c – пластовий і вибійний тиски;

r_c – радіус свердловини;

r' – радіус поступлення активованої рідини.

Для розрахунку швидкості фільтрації міченої рідини нами приймалася умова, що максимальний радіус r' залежить від глибинності методу ГК. Іншими словами, розв'язувалась задача дослідження швидкості фільтрації міченої рідини на відстань, що дорівнює радіусу дослідження методу ГК, за

умови різного флюїдонасичення. Швидкість переміщення границі контакту залежить від характеру флюїду, що насичує пласт. Розрахунки базувались на результатах визначення абсолютної і фазової проникностей флюїдів з використанням даних геофізичних досліджень свердловин та підтверджені лабораторними дослідженнями на керновому матеріалі. Розглянемо функцію швидкості пересування границі контакту “флюїд - мічена рідина”. Швидкість руху границі у нафтовій частині пласта буде знаходитись у прямій залежності від властивостей нафти та фільтраційних характеристик пласта. Слід зауважити, що завжди буде виконуватись умова $V_{гр.н} \ll V_{гр.мр}$ ($V_{гр.н}$ – швидкість руху границі “нафта - мічена рідина”; $V_{гр.мр}$ – швидкість руху умовної границі “мічена рідина - мічена рідина”). Для границі “вода - мічена рідина” ця умова буде: $V_{гр.в} \approx V_{гр.мр}$. Функція швидкості руху границі контакту від коефіцієнта динамічної в'язкості характеризується степеневою залежністю. При значеннях в'язкості $\mu = 28$ мПа·с, швидкість пересування контакту у водоносній частині пласта перевищує швидкість пересування контакту у його нафтоносній частині у 100-300 разів. Тобто, при фіксованому часі впливу на пласт, об'єм міченої рідини, що надходить у пласт буде різним для його частин з різним характером насичення. На рисунку 4.1 наведений розрахований приклад надходження міченої рідини у пласти-колектори п'ятої продуктивної пачки свердловини №11 Семенівського нафтового родовища.

З результатів розрахунків видно, що у процесі закачування міченої рідини, основний її об'єм поступить у пласти, насичені водою. У результаті в цих пластах утворяться об'ємні джерела радіоактивного випромінювання, що відобразиться на кривій ГК-індикаторного навпроти водоносних пластів високими показами інтенсивності гамма-випромінювання. Порівняння кривої ГК фонового гамма-випромінювання з кривою ГК індикаторного гамма-випромінювання (значення якого були розраховані) показує, що існує можливість чіткого виділення у розрізі свердловин водоносних інтервалів.

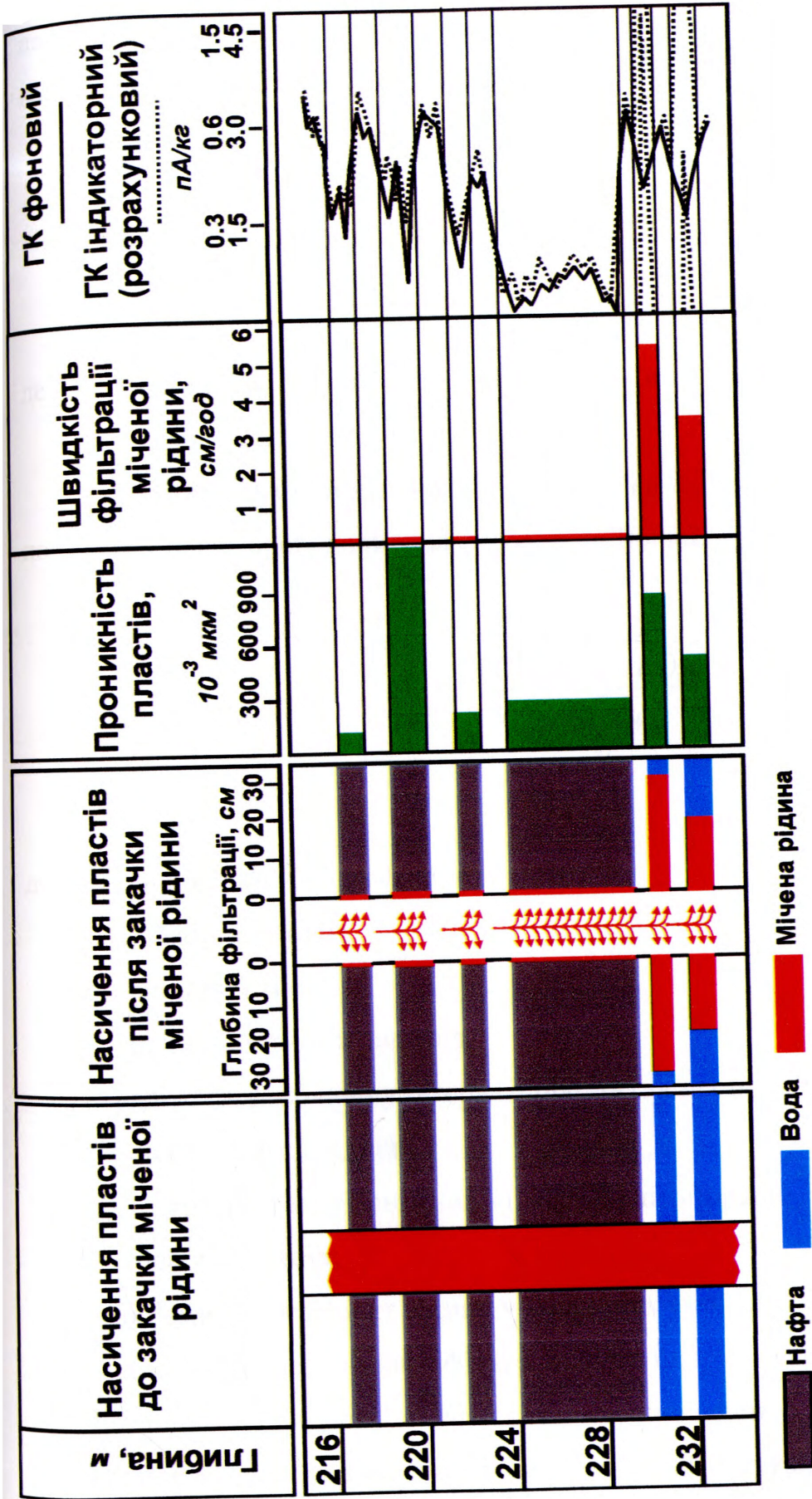


Рис. 4.1. Ілюстрація результатів виділення у геологічному розрізі свердловин водонесних пластів-колекторів з використанням радіонового індикаторного методу (на прикладі V продуктивної пачки свердловини №111 Семенівського нафтового родовища).

Для розрахунків об'єму поступлення міченої рідини у пласти-колектори використано результати досліджень А.А. Ханіна [56]. Проникність системи паралельних прошарків у випадку переміщення рідини у напрямку напластування дорівнює:

$$K_{np}^{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1} F_{n,i} \times K_{np,i}}{\sum_{i=1} F_{n,i}}, \quad (4.2)$$

де $F_{n,i}$ – поперечний перетин окремих прошарків;

$K_{np,i}$ – проникність окремих прошарків.

Для багатопластових покладів розрахунки об'єму міченої рідини, яка поступає у пласт проводились за формулою Дюпюї:

$$Q^p = \frac{2\pi K_{np}^{\Sigma} H (P_{nl} - P_e)}{v\mu \ln \frac{R_k}{r_c} + C}, \quad (4.3)$$

де μ - динамічна в'язкість флюїду;

P_{nl} – пластовий тиск;

P_e – вибійний тиск;

R_k – радіус контуру живлення;

r – радіус свердловини у інтервалі продуктивних пластів;

Q^p – дебіт міченої рідини;

K_{np}^{Σ} – інтегральна проникність інтервалу перфорації;

H - товщина пласта;

v - об'ємний коефіцієнт рідини у пластових умовах;

C - коефіцієнт додаткового фільтраційного опору.

Розподіл величини коефіцієнта проникнення вздовж інтервалу продуктивного пласта визначає об'єм рідини, що поступає у пласт; інтервал

обводненої частини відмічається максимальним радіусом і об'ємом поступлення.

Радоновий індикатор, який представляє собою одноатомний газ з періодом напіврозпаду $T=3,823$ доби і утворює гамма-кванти з енергією $E_\gamma=0,38\div 3,92\cdot 10^{-3}$ Дж, є безпечним радіоактивним джерелом. Радон дифундує у газах і рідинах так само як важкі молекули органічних сполук. Розчинений радон не адсорбується на буровому і каротажному обладнанні, на глинистій кірці та скелеті породи.

Радіоактивна рівновага між радоном і гамма-випромінюючими короткоживучими продуктами його розпаду у замкнутій системі настає достатньо швидко – не пізніше ніж через 3-4 години.

Тому, гамма-активність радонової рідини прямо залежить від концентрації у ній еманції радію і змінюється у часі за законом розпаду радону $e^{-\lambda t}$ (λ - постійна розпаду).

Для проведення робіт у свердловині потрібно не менше 10 нг радону на 2-5 м³ носія. Отримання такої кількості радону можливе за допомогою рідинно-фазового генератора радону. Методика отримання радону широко висвітлена у літературі і застосовується у медичних закладах для підготовки радонових ванн.

Приготування радонового індикатора відбувається на гирлі свердловини. Уведення у свердловину проводиться двома способами. Перший спосіб полягає у розчиненні радону в дизельному пальному і подальшому його закачуванні у продуктивну частину свердловини. Другий спосіб дозволяє за допомогою спеціального глибинного обладнання розчинити радон у стовбурі свердловини безпосередньо у інтервалі досліджуваного пласта.

У період протікання радіоактивної рівноваги між радоном і гамма-випромінюючими короткоживучими продуктами його розпаду, рекомендуємо проводити контроль рівномірності розподілу радону за допомогою проведення вимірювань методом гамма-каротажу (ГК-розподіл).

Отримавши у стовбурі свердловини навпроти досліджуваного інтервалу рівномірну індикаторну рідину починають підвищувати тиск, впливаючи тим самим на продуктивну область. Час дії підвищеного тиску визначається геометричними факторами і фільтраційно-ємнісними властивостями пласта. Після зниження тиску проводиться вимірювання інтенсивності гамма-поля методом ГК (ГК-індикаторний). Результати дослідження будуть вказувати на інтервали підвищеної ефективної проникності, тобто на водоносну частину.

Інтерпретацію результатів вимірювань необхідно починати з оцінки очікуваної амплітуди I_a корисних ефектів за умови відомих значень концентрації радону C і пористості K_n породи, впливу похибки визначення I_a і деяких інших чинників на результати досліджень. Для розрахунків використовують залежність:

$$I_a^n = \frac{4 \cdot \pi \cdot K_\gamma \cdot K_n \cdot C}{100 \cdot \mu_{ef} \cdot \rho} \cdot X(\rho l) \cdot Y(\rho h) \cdot (1 - F) \quad (4.4)$$

де I_a^n - складова I_a , зумовлена проникненням радону в породу (для центральної частини пласта), пА/кг;

K_γ - гамма-стала радону, (пА/кг)·(см²/нг);

K_n - ефективна пористість породи, %;

C - концентрація радону в рідині, що проникла в пласт (в момент вимірювання інтенсивності гамма-випромінювання), нг/см³;

μ_{ef} - ефективний масовий коефіцієнт ослаблення гамма-випромінювання, см²/Г;

ρ - густина породи після проникнення в неї радонової рідини, г/см³;

$X(\rho l)$ - функція відносної зміни I_a^n по мірі проникнення радону у пласт;

l - глибина проникнення;

$Y(\rho h)$ - функція відносної зміни I_a^n по мірі збільшення товщини h пласта;

F - доля гамма-випромінювання, що поглинається буровим розчином, обсадною колоною, тощо.[88]

На амплітуду гамма-ефектів впливає не тільки той радон, що знаходиться у порах породи, але і той, що знаходиться у свердловині. Тому, під час проведення ГК-індикаторного необхідно щоб концентрація радону у досліджуваному пласті була б значно вища ніж у стовбурі свердловини. Для підвищення достовірності диференціювання розрізу за глибиною проникнення міченої рідини, слід забезпечити активування усіх досліджуваних інтервалів радоновим індикатором однакової концентрації. Важливо також під час інтерпретації даних ІМР враховувати вплив радону, що знаходиться у стовбурі свердловини. За інших рівних умов цей вплив можна ослабити, якщо використовувати свердловинні прилади найбільшого діаметру.

Для об'ємних джерел з різною середньою віддаленістю у радіальному напрямку атомів радону від каротажного приладу під час аналізу матеріального балансу використовують замість інтенсивності I_a концентрацію еманачії C . У простих випадках, коли ГК виконують у колоні і носієм радону є прісна вода, концентрацію еманачії приблизно визначають за емпіричною формулою:

$$C = \frac{12,5 \cdot I_a}{d_k - d_{np}} \quad (4.5)$$

де d_k, d_{np} - діаметри колони і каротажного приладу, мм.

Інтерпретація значно спрощується, якщо уведена у свердловину (або приготовлена у ній) індикаторна рідина зумовлює аномальні гамма-поля високої інтенсивності. Тому, до початку індикаторних робіт оцінюють за теоретичною або емпіричною формулами очікувану амплітуду гамма-поля при заданих значеннях C .

Запропонована методика використання індикаторного методу за радоном дає реальну можливість чітко розділяти у розрізі свердловин водоносні і нафтоносні пласти (або частини одного пласта) [89,90]. Зважаючи на малий період напіврозпаду радону можна говорити про абсолютну безпеку використання методу. Широке використання радону у вітчизняній медицині свідчить також і про економічну ефективність застосування запропонованої методики, особливо у випадку, коли немає іншої можливості виділити обводнені інтервали продуктивних пластів.

4.2. Використання термоактиваційного каротажу при контролі за обводненням нафтових пластів низького дебіту

Термокаротаж вирішує дуже широкий спектр задач з дослідження процесу експлуатації свердловин. При створенні потоку рідини у свердловині порушується температурний баланс і утворюються аномалії температури, які є джерелом інформації при оцінці інтервалу поступлення води і нафти у свердловину. Існуюча свердловинна апаратура забезпечує високу роздільну здатність температурних аномалій ($0,02^{\circ}\text{C}$).

Аномальний ефект, який може виникнути у свердловинах Семенівського родовища унаслідок руху рідини має дуже малі значення різниці температури. Це пов'язано з низькою швидкістю руху суміші та невеликим градієнтом тиску. Тому, ефективність методу термометрії при визначенні обводнених інтервалів продуктивних пластів знаходиться на межі чутливості апаратури і дуже важко провести інтерпретацію теплових аномалій.

При проведенні інтерпретації, як правило, використовують тільки значення температури і форми аномалії. У дисертації пропонується проводити дослідження динаміки зміни значень параметрів теплового поля у пластах, що розширить можливості вимірювання процесу теплообміну у свердловинному середовищі. Визначення теплопровідності продуктивних

пластів за такою схемою підвищує достовірність розділення нафтонасичених і водонасичених інтервалів пластів і може бути основою для визначення інтервалів обводнення.

Проведені дослідження спрямовані на вивчення можливостей використання штучного теплового поля для визначення теплопровідності продуктивних покладів з метою контролю за обводненням продуктивних пластів. Параметри утворення і розповсюдження температурних аномалій характеризують теплопровідність порід-колекторів.

Використання термометричних досліджень свердловин з метою визначення теплофізичних властивостей порід та інтервалів обводнення продуктивних покладів, у значній мірі залежить від петрофізичних властивостей порід-колекторів і характеру насичення порового простору.

Наявність у гірських породах порового простору, заповненого флюїдом, ускладнює процес передачі тепла, оскільки він залежить від кондуктивної теплопередачі тепла у мінералах скелету та на контактах з'єднання зерен скелету породи, на границі розділу скелету і порового простору та конвективної теплопередачі у флюїді, який заповнює поровий простір.

Структура порового простору впливає на теплофізичні властивості породи. Так для конгломератів, гравелітів, пісковиків спостерігається закономірність: теплопровідність породи (λ) зменшується зі зменшенням розмірів зерен [91]. Але за умови $l_{\phi} \ll d_3$, (де l_{ϕ} – довжина вільного пробігу фонона – кванта теплового поля коливань кристалічної ґратки з енергією $E \approx 6,6 \times 10^{-21}$ Дж; d_3 – діаметр зерен) коефіцієнт теплопровідності не залежить від розмірів зерен, а залежить від теплофізичних властивостей скелету. Для урахування мінливості величини теплопровідності порід, необхідно досліджувати природу чинників, що обумовлюють диференціацію λ . Не завжди є можливість провести такі дослідження на кожній свердловині через відсутність лабораторних досліджень керна. Тому, для дослідження впливу флюїдонасичення породи-колектора на теплопровідність продуктивних

покладів, необхідно враховувати їх ідентичність за параметрами структури порового простору.

Залежності теплопровідності порід-колекторів від пористості та від водонасичення мають протилежний характер. При зростанні пористості коефіцієнт теплопровідності зменшується, а зростання водонасичення порового простору призводить до збільшення теплопровідності. У роботі [92] показано, що зв'язок теплопровідності сухих і водонасичених зразків породи характеризується високою щільністю. Така залежність представлена на рис.4.2(а). Вона характеризується коефіцієнтом кореляції $R=0,7$. Використовуючи результати лабораторних досліджень [93] (таблиця 4.1), нами проведено аналіз зв'язку теплопровідності зразків сухої і водонасиченої порід з урахування фільтраційно-ємнісних властивостей.

Колекція зразків поділена на три частини за зростанням коефіцієнта проникності. На рис. 4.3 (а) наведена залежність для першої групи зразків де проникність змінюється у межах $0,01 \times 10^{-3} \div 9,6 \times 10^{-3}$ мкм². Видно, що коефіцієнт кореляції збільшився. На рис. 4.3 (б, в) наведені залежності для другої і третьої частин колекції і вказані межі зміни коефіцієнта проникності. Спостерігається зростання коефіцієнтів кореляції до $R=0,85$. Зростання коефіцієнта кореляції спостерігається зі збільшенням коефіцієнта проникності, тобто для зразків високої проникності $33 \times 10^{-3} \div 442 \times 10^{-3}$ мкм², зв'язок коефіцієнта теплопровідності сухого і водонасиченого зразків характеризується більшою тісністю зв'язку. Характеристика згаданих зразків відображена на рис.4.2 (б) в третій групі точок у верхній частині графіка. Такий зв'язок зумовлений зміною будови порового простору.

Зі збільшенням коефіцієнта проникності збільшується просвітленість порового простору, тобто рух рідини стає вільним, що у свою чергу зумовлює збільшення коефіцієнта теплопровідності.

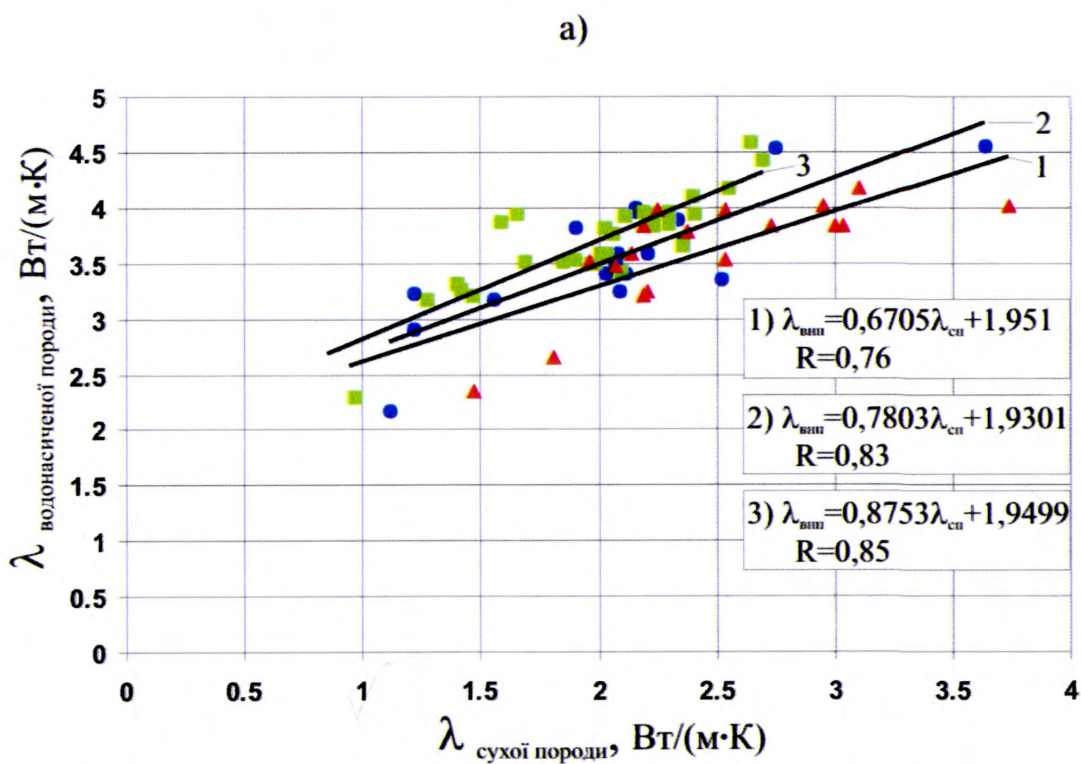
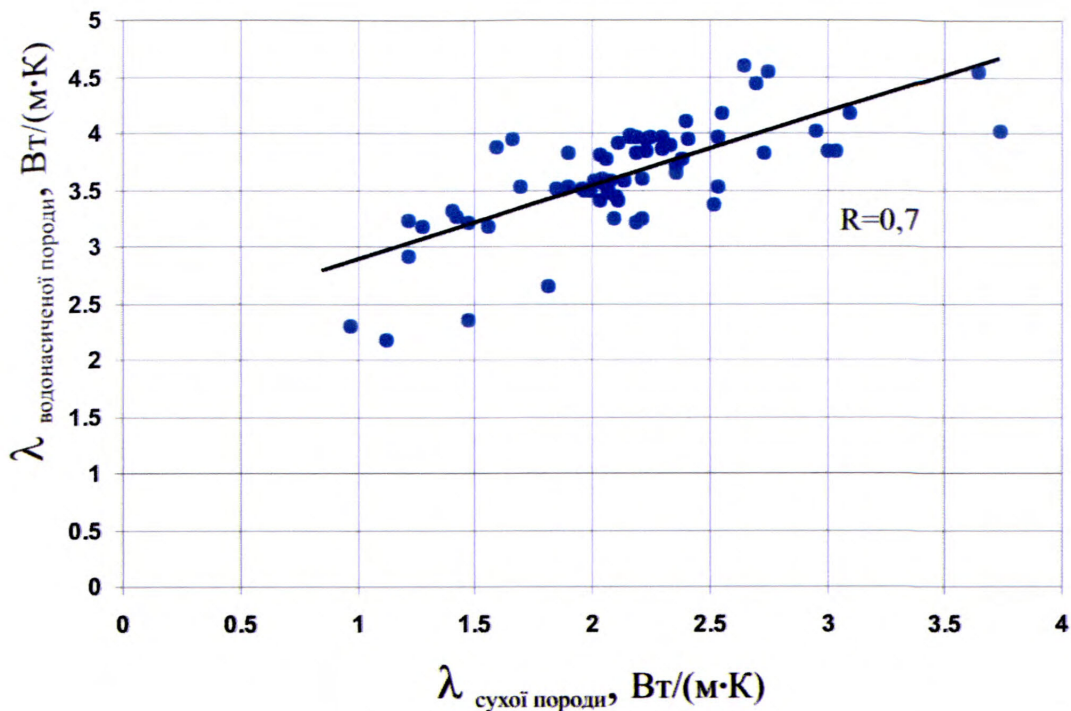
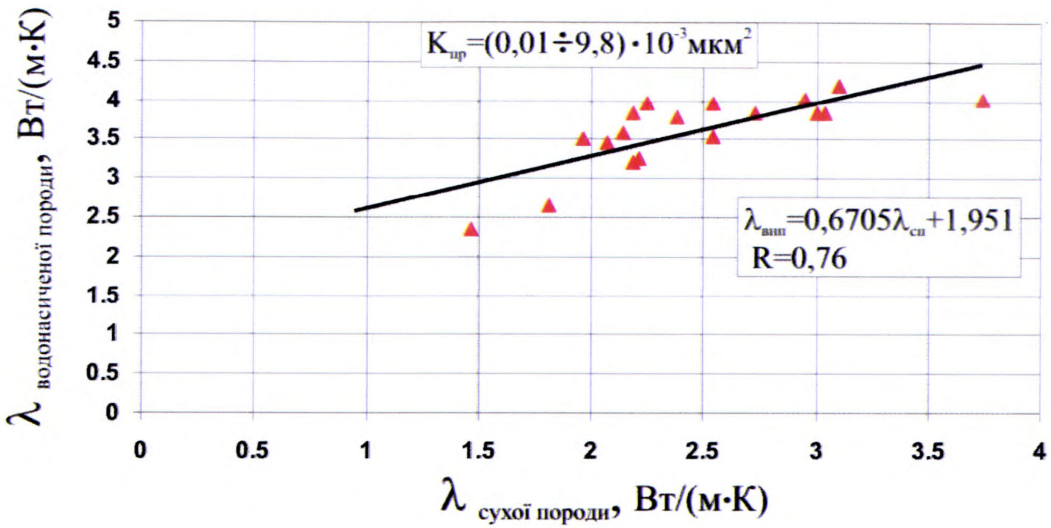


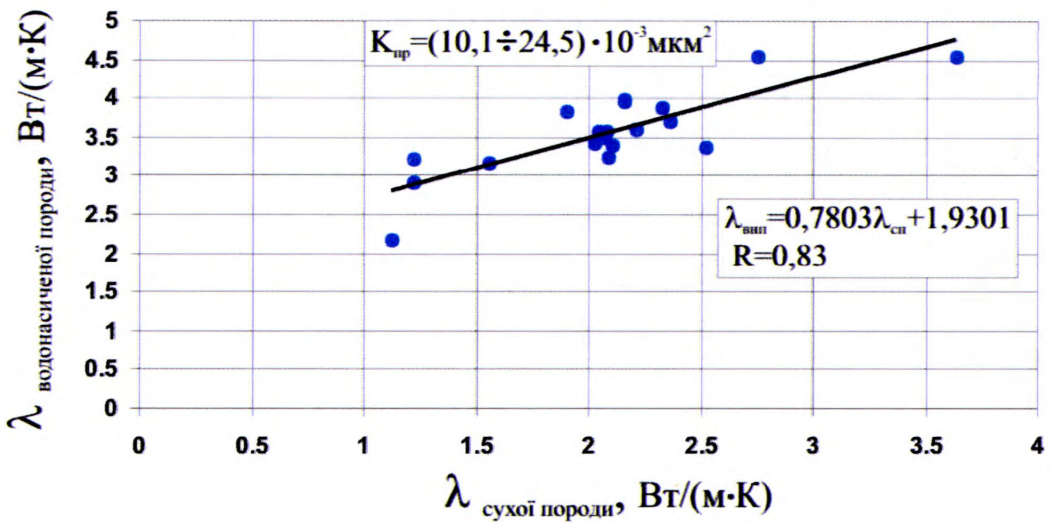
Рис. 4.2. Залежність теплопровідності водонасичених і сухих зразків гірських порід.

Фізичні параметри гірських порід

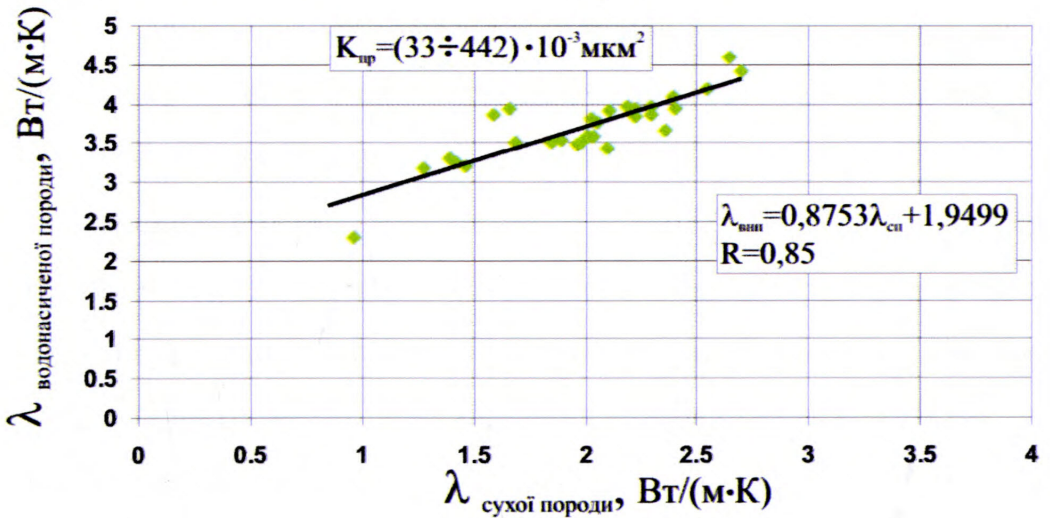
Площа, № свердловини	Глибина відбору, м, вік	Коефіцієнт			Питомий електри- чний опір ρ , Омм	Пори- стість K_p , %	Густи- на, $\sigma \times 10^3$, кг/м ³	Проник- ність $K_{пр} \times 10^{-18}$, м ²	Глинис- тість, %
		Теплопровідності λ , Вт/(м×К)		темпе- ратуро- провідності, $\alpha \times 10^{-7}$, м ² /с					
		сухі	волого- насичені						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Середньозернисті пісковики									
Дружелюбовська, 2	2298-2307, C ₂ ³	2,25	3,97	8,2	2,6	14,4	2,3	4,4	4,9
Дружелюбовська, 3	2261-2268, C ₂ ³	2,1	3,43	8,1	2,3	18,9	2,2	44,6	18,6
	2268-2275, C ₂ ³	2,54	3,97	13	4,4	12,8	2,3	2,4	15,0
	2268-2275, C ₂ ³	3,10	4,18	3	5,8	10,5	2,4	1,4	-
	2275-2284, C ₂ ³	2,73	3,83	16	4,3	12,2	2,4	2,0	17,3
	2275-2284, C ₂ ³	2,40	4,10	6,6	1,7	20,1	2,1	179,5	11,5
	2275-2284, C ₂ ³	2,41	3,94	7	3,1	16,9	2,2	56,7	9,6
	2275-2284, C ₂ ³	2,30	3,86	7,5	2,5	21,5	2,1	443,5	8,3
	2275-2284, C ₂ ³	2,36	3,65	12	1,8	19,1	2,2	124,3	9,0
	2202-2209, C ₂ ⁴	1,22	3,22	3,32	3,8	14,4	2,3	13,5	10,4
	2202-2209, C ₂ ⁴	2,95	4,02	6,2	8,97	9,1	2,5	0,6	15,3
	2689-2699, C ₂ ¹	3,74	4,02	6	21,6	1,7	2,7	0,01	-
	2689-2699, C ₂ ¹	3,00	3,84	10,5	7,8	9,8	2,5	1,1	-
Дружелюбовська, 2	1791-1974, C ₂ ⁷	2,09	3,24	11	3,6	16,8	2,2	12,9	-
	1791-1974, C ₂ ⁷	1,96	3,51	11,1	3,2	16,4	2,2	5,8	-
	2194-2204, C ₂ ⁴	3,64	4,55	9,2	3,5	17,3	2,2	23,1	9,4
	2203-2212, C ₂ ⁴	2,14	3,58	10,5	2,9	13,9	2,2	3,3	4,4
	2203-2212, C ₂ ⁴	2,75	4,54	11,3	3,7	17,4	2,2	24,3	13,0
	2203-2212, C ₂ ⁴	2,07	3,49	6,2	2,7	16,9	2,2	24,5	8,7
	2212-2221, C ₂ ⁴	2,03	3,41	6,5	2,3	16,9	2,2	17,5	11,7
	2212-2221, C ₂ ⁴	2,36	3,70	6,3	3,5	15,0	2,3	19,1	3,1
	2212-2221, C ₂ ⁴	2,23	3,94	10	2,0	19,4	2,1	112,7	7,4
	2212-2221, C ₂ ⁴	2,16	3,99	5,4	3,2	15,4	2,3	21,9	-
	2212-2229, C ₂ ⁴	2,19	3,96	5,3	2,5	20,3	2,1	137,5	4,9
	2212-2229, C ₂ ⁴	2,52	3,36	7,3	4,3	13,0	2,3	13,4	-
	2212-2229, C ₂ ⁴	2,07	3,47	5,2	2,9	15,3	2,3	9,6	-
	2229-2238, C ₂ ⁴	2,04	3,56	6,5	2,8	16,1	2,2	11,2	16,5
Дружелюбовська, 5	2120-2125, C ₂ ⁴	2,11	3,92	4,7	1,7	18,8	2,2	68,2	10,4
	2125-2130, C ₂ ⁴	1,12	2,17	13	3,6	13,8	2,4	11,2	-
	2125-2130, C ₂ ⁴	1,99	3,50	7,6	3,0	16,8	2,2	33,3	6,3
	2191-2198, C ₂ ³	1,22	2,91	8	4,0	15,6	2,2	14,2	21,3
	2191-2198, C ₂ ³	1,97	3,49	9,2	4,2	17,9	2,0	45,1	7,8
	2191-2198, C ₂ ³	1,4	3,32	9,4	3,3	18,1	2,3	33,0	3,5
	2191-2198, C ₂ ³	2,7	4,43	8,7	4,5	15,5	2,3	35,9	12,0
	2191-2198, C ₂ ³	1,56	3,17	12,6	3,9	16,5	2,3	10,8	-
	2191-2198, C ₂ ³	1,9	3,53	10	4,6	20,9	2,0	68,6	10,8
	2191-2198, C ₂ ³	2,04	3,59	8	1,6	21,6	2,1	130,6	-
	2191-2198, C ₂ ³	1,59	3,87	5	4,3	18,9	2,2	35,8	15,8
	2191-2198, C ₂ ³	1,66	3,95	9,5	2,8	23,4	2,0	337,1	-
Дружелюбовська, 6	2226-2232, C ₂ ⁴	3,04	3,84	7,7	8,6	13,0	2,4	2,0	-
	2226-2232, C ₂ ⁴	2,30	3,96	9,5	3,5	20,4	2,1	80,0	-
	2226-2232, C ₂ ⁴	2,16	3,96	6,5	4,3	18,1	2,2	18,8	13
	2278-2288, C ₂ ⁴	2,55	4,18	7,2	2,3	19,8	2,1	74,2	17,0
	2278-2288, C ₂ ⁴	2,23	3,84	9,5	2,4	20,6	2,1	84,1	12,2
	2278-2288, C ₂ ⁴	2,06	3,77	12,5	2,8	21,1	2,1	103,2	-
	2288-2298, C ₂ ⁴	1,47	3,21	16	4,0	15,2	2,2	51,3	12,1
	2326-2336, C ₂ ³	2,03	3,81	12,5	2,2	23,1	2,0	212,7	-
	2345-2357, C ₂ ³	2,33	3,89	5,7	3,4	17,4	2,2	18,8	-
Дружелюбовська, 2	1801-1812, C ₂ ⁵	2,21	3,59	13	2,8	15,2	2,3	20,0	12,1
	2212-2221, C ₂ ⁴	2,19	3,83	3	3,5	13,8	2,3	5,8	-
	2221-2229, C ₂ ⁴	2,01	3,58	19	2,5	18,5	2,2	65,4	15,5
	2221-2229, C ₂ ⁴	2,08	3,58	10	3,2	14,1	2,3	10,8	11,6
	2221-2229, C ₂ ⁴	2,54	3,53	3,5	6,7	7,7	2,4	0,1	17,3
	2221-2229, C ₂ ⁴	2,38	3,78	9,5	3,8	11,1	2,4	0,5	16,1
	2229-2238, C ₂ ⁴	1,9	3,82	11	3,7	15,2	2,3	10,1	12,8
Дружелюбовська, 7	1810-2238, C ₂ ⁷	1,42	3,26	12	2,6	23,0	2,0	166,2	-
	1810-1817, C ₂ ⁵	1,28	3,18	11	2,0	23,3	2,0	255,9	13,6
	1817-1823, C ₂ ⁵	2,65	4,59	24	3,45	24,6	2,0	237,2	3,3
	1876-1885, C ₂ ⁵	0,97	2,30	12	1,4	23,4	2,1	171,8	16,1
	2053-2059, C ₂ ⁵	1,69	3,52	4,6	2,1	19,9	2,1	129,9	11,8
	2053-2059, C ₂ ⁵	1,85	3,51	6,4	2,0	21,9	2,1	114,8	13,4
	2081-2089, C ₂ ⁵	1,47	2,35	11	3,6	18,4	2,2	4,7	14,5
	2402-2409, C ₂ ³	2,11	3,40	13	3,0	17,9	2,2	22,4	11,4



а)



б)



в)

Рис. 4.3. Розподіл значень теплопровідності водонасичених і сухих зразків гірських порід у різних діапазонах їх проникності

Для виділених груп порід нами проведено дослідження зв'язку теплопровідності сухих зразків з об'ємом їх порового простору, які вказують на дуже низькі коефіцієнти кореляції ($R=0,09\div 0,1$). Тобто, на зв'язок λ з K_n впливають інші чинники, які характеризують будову скелета породи.

Встановлений зв'язок теплопровідності сухої і вологої порід з проникністю вказує на домінуючий вплив структури порового простору на процес переносу тепла у породі-колекторі, де поровий простір насичений водою.

Дослідимо зв'язок теплопровідності з пористістю. Для розглянутої колекції зразків (див. табл. 4.1) співставимо коефіцієнт теплопровідності з об'ємом порового простору рис. 4.4 (а). Зв'язок характеризується низькою щільністю ($R=0,48$), що вказує на різні теплофізичні властивості мінерального скелету і цементу породи, які входять до колекції. У загальному теплопровідність зменшується при збільшенні пористості.

Виділимо зразки з глинисто-карбонатним і карбонатно-глинистим цементом і розглянемо залежність $\lambda_{\text{сух}}$ від K_n (рис. 4.4 (б)). У верхній частині представлено графік $\lambda_{\text{сух}}=f(K_n)$ для порід з карбонатно-глинистим цементом, а в нижній частині – для порід з глинисто-карбонатним цементом. Перша залежність характеризує зразки підвищеною теплопровідністю, що зумовлено покращенням тісноти контакту карбонатним цементом. Для другої залежності відмічається нижча теплопровідність за рахунок збільшення глинистої фракції.

Розглянемо взаємозв'язки фізичних полів електричного каротажу і термокаротажу, що дозволить встановити аналогію використання термометрії і електрометрії для виділення міжфлюїдних контактів.

Аналіз законів Фур'є і Ома [94] свідчить про їх подібність. Закон передачі тепла крізь гірську породу описується рівнянням:

$$q = \frac{dQ}{d\tau} = \lambda S \frac{dt}{dx}, \quad (4.6)$$

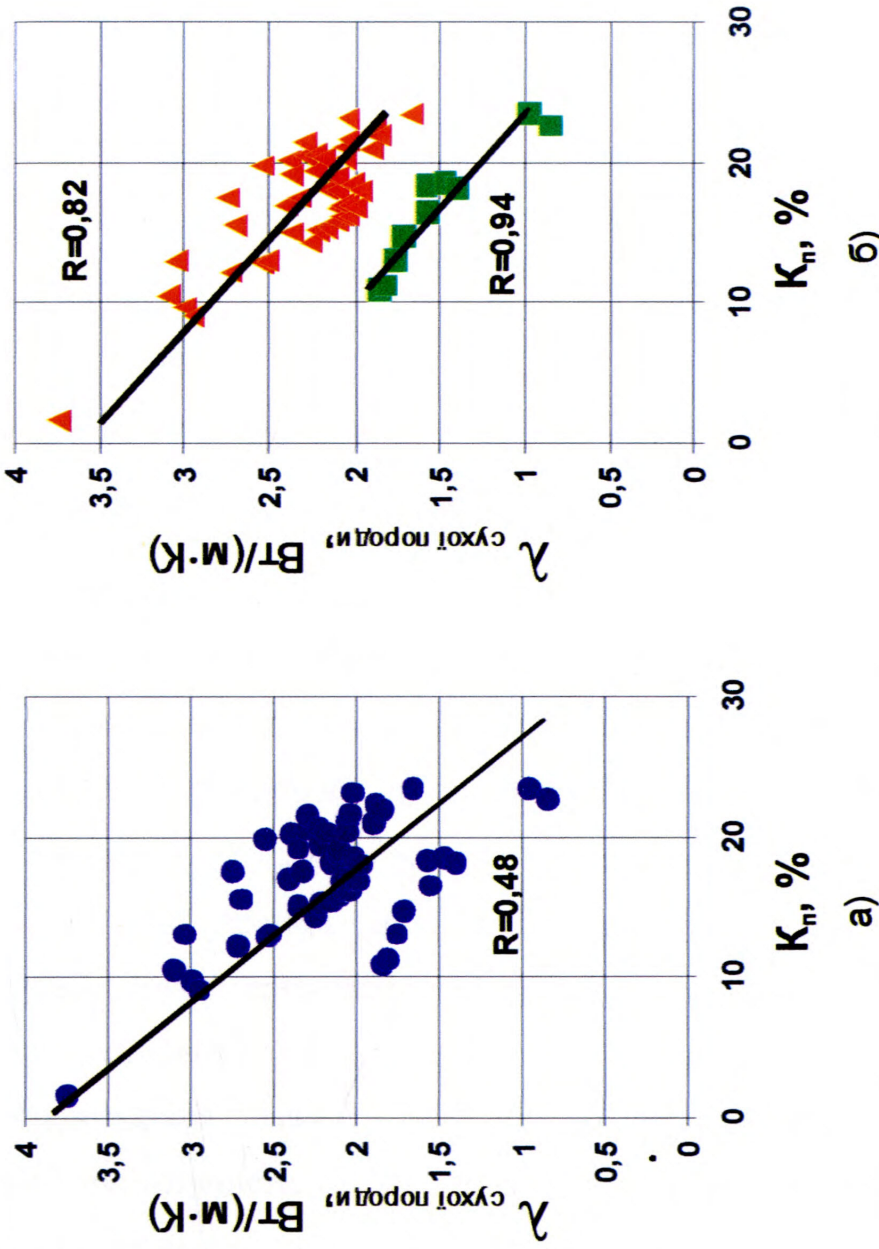


Рис. 4.4. Залежність теплопровідності сухих зразків гірських порід від коефіцієнта пористості без врахування типу цементу (а) і з врахуванням типу цементу (б):

- - зразки гірських порід з глинисто-карбонатним цементом;
- ▲ - зразки гірських порід з карбонатно-глинистим цементом.

де q – витрата тепла;

$\frac{dt}{dx}$ - градієнт температури;

S – площа поперечного перетину;

λ – теплопровідність;

Q – кількість тепла. Витрати зумовлені градієнтом температури.

Передача електричного струму крізь породу-колектор описується рівнянням:

$$I = \frac{dQ}{d\tau} = \sigma S \frac{dV}{dx}, \quad (4.7)$$

де I – сила струму;

σ – електропровідність;

$\frac{dV}{dx}$ – градієнт потенціалу;

Q – кількість електрики.

Величина струму зумовлена градієнтом електричного потенціалу.

Для вибраних двох груп зразків з різним складом цементу побудуємо залежність теплопровідності зразків гірських порід від їх електричних властивостей ($\lambda = f(P_n)$). На рис. 4.5 наведені графіки залежностей для першої і другої груп зразків, що характеризуються високими коефіцієнтами кореляції. Другій групі властиві низькі значення електричного опору при низькій теплопровідності. Окрім того, можна відмітити, що друга група характеризується заниженими значеннями коефіцієнта проникності і підвищеною глинистістю. Це і зумовлює низький електричний опір зразків. Завищені значення електричного опору для першої групи при тих самих значеннях теплопровідності другої групи вказує на зменшення глинистості і покращення тісноти контакту між зернами.

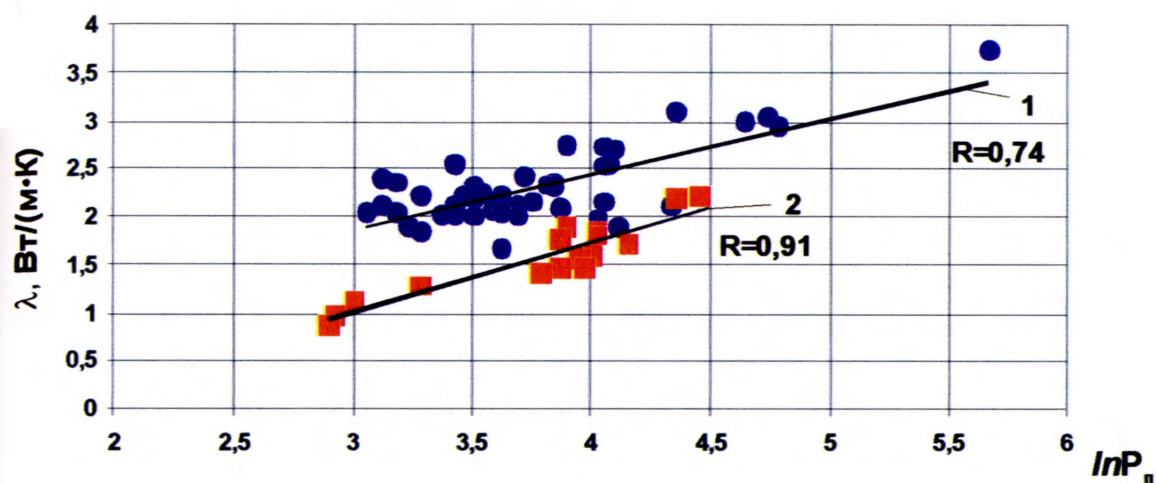


Рис. 4.5. Залежність теплопровідності зразків гірських порід від їх електричних властивостей:

- 1 – залежність для порід з карбонатно-глинистим цементом;
- 2 – залежність для порід з глинисто-карбонатним цементом.

Зв'язок електропровідності і теплопровідності порід-колекторів, за умови урахування об'єму порового простору, використовується нами для ідентифікації колекторів.

Можливість виділення порід з однаковими теплофізичними властивостями дозволить підвищити достовірність визначення інтервалів пластів, насичених нафтою або водою, що дасть змогу визначати положення обводнених інтервалів продуктивних пластів.

Можливість виділення водонасиченого інтервалу продуктивних покладів зумовлена різницею теплопровідності води і нафти. Коефіцієнт теплопровідності дистильованої води у атмосферних умовах складає $0,582 \frac{Вт}{м \times К}$. Величина λ_v зі збільшенням температури до 120°C коливається у невеликому діапазоні і практичного значення немає. Теплопровідність нафти змінюється у межах $\lambda_n = 0,13 \div 0,14 \frac{Вт}{м \times К}$. Компоненти нафти (пентан, н-гексан, н-оксан, н-декан) за величиною λ_n мало відрізняються [74]. У роботі [94] вказується, що на теплопровідність нафтонасиченої породи більше впливає в'язкість нафти, яка збільшує різницю між водонасиченими і нафтонасиченими пластами.

У нашому випадку нафта Семенівського родовища, яка залягає в караганських та чокракських відкладах, має темно-коричневе забарвлення, густину $0,8970 - 0,9141 \text{ г/см}^3$, є важкою малопарафінистою, малосмолистою, малосірчистою та характеризується високою в'язкістю ($21,1 \text{ мПа/с} - 55,9 \text{ мПа/с}$), що є сприятливою умовою для проведення температурних досліджень при визначенні інтервалів обводнення.

Сучасна геофізична апаратура дозволяє проводити високоточні вимірювання температури та розв'язувати різні задачі з моніторингу розроблення нафтогазових родовищ [95]. Дослідження наведених температурних аномалій високоточною термометрією розширили можливості контролю процесу обводнення продуктивних нафтонасичених пластів.

Теплове поле у свердловині створюється джерелом тепла у вигляді електронагрівача свердловинної суміші. Динаміка розповсюдження теплового поля у навколишній простір відповідає теплофізичним властивостям порід-колекторів. Розподіл температури у свердловині постійно змінюється з часом, тому що тепловий потік є нестационарним.

Електронагрівач при проходженні електричного струму виконує роботу $W = UI\tau$ (де W – робота електричного струму; I – сила струму; τ – час) унаслідок чого свердловина нагріється до температури $\Delta t = t_2 - t_1$ (t_1 – початкова температура).

Кількість тепла, яка необхідна для підняття температури однорідного середовища на величину Δt , розраховується за формулою:

$$Q = cm \Delta t, \quad (4.8)$$

де c – питома теплоємність речовини;

m – маса тіла.

Свердловина є неоднорідним простором, який представимо коаксіальним розміщенням складових “колона–цемент–порода”. Для неоднорідного середовища теплоємність c представимо формулою:

$$c = \frac{Q}{\Delta t} = \sum_{s=1}^N c_s m_s, \quad (4.9)$$

де c_s , m_s – питома теплоємність і маса окремих компонент.

Проведені розрахунки вказують на те, що нагрівач ($L=1$ м) у свердловині з колоною діаметром 146 мм і цементним кільцем діаметром 195 мм створить в точці різницю температур 3,6 °С при $I=10$ А, $U=220$ В і часі нагріву $\tau = 90$ хв.

Виходячи з цього, тепла аномалія, яка утворюється у процесі наведення теплового поля зумовлена величиною W роботи електричного

струму. Таким чином, основним чинником, який визначає параметри аномалії теплового поля буде час перебування нагрівача у точці дослідження пласта.

Розглянемо модель, коли породи продуктивного комплексу і свердловина є однорідними та ізотропними. Розподіл температури у свердловині описується змінними x, y, z і τ , $T(x, y, z, \tau)$. Якщо у свердловинному просторі представити $d\sigma$ - обмежену площинку у точці $P(\xi, \eta, \zeta)$ з нормаллю n , то кількість тепла, яке протікає через $d\sigma$ за одиницю часу, згідно із законом Фур'є, буде дорівнювати:

$$W_n d\sigma = -\lambda \frac{\partial T}{\partial n} d\sigma, \quad (4.10)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності;

W_n – щільність потоку тепла;

$T(x, y, z, \tau)$ – температура;

dT/dn – похідна у напрямку нормалі n до $d\sigma$.

Для переходу до рівняння теплопровідності у просторі розглянемо об'єм середовища V , який обмежений поверхнею S . Рівняння балансу тепла у об'ємі V за час $\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1$, буде мати наступний вигляд:

$$\iiint_v c\rho [T(P, \tau_2) - T(P, \tau_1)] dV_p = - \int_{\tau_1}^{\tau_2} d\tau \iint_s W_n d\sigma + \int_{\tau_1}^{\tau_2} d\tau (\iiint_v F(P, \tau) dV)_p \quad (4.11)$$

де $P = P(\xi, \eta, \zeta)$ – точка інтегрування;

$dV_p = d\xi, d\eta, d\zeta$ - елемент об'єму;

$c\rho$ - теплоємність одиниці об'єму.

Представлене рівняння характеризує закон динаміки тепла у об'ємі V , обмеженого граничною поверхнею за інтервал часу $\Delta\tau$.

Для переходу від інтегрального рівняння балансу до диференційного припустимо, що функція $T(M, \tau) = T(x, y, z, \tau)$ двічі диференційована по x, y, z і один раз по τ , а також вони неперервні в області V . Використовуючи формулу Остроградського і замінюючи $W_n = -\lambda \text{grad}T$ отримуємо диференційне рівняння теплопровідності:

$$c\rho T_\tau = \text{div}(\lambda \text{grad}T) + F(P, \tau) \quad (4.12)$$

де F – неперервна функція аргументів P і τ .

Для спрощення дослідження динамічних характеристик температурних аномалій, утворених унаслідок дії нагрівача, розглянемо однорідне середовище для якого:

$$T_\tau = a^2(T_{xx} + T_{yy} + T_{zz}) + \frac{F(P, \tau)}{c\rho} \quad (4.13)$$

де $a^2 = \lambda / c\rho$ - коефіцієнт температуропроводності.

Для розв'язання нашої задачі необхідно визначитись з існуванням єдиного рішення. Єдиність рішення рівняння (4.12) можливо отримати тільки при уведенні початкових і граничних умов задачі.

Задача з початковими і граничними умовами збільшує достовірність отримання рішення, але при вирішенні практичних задач необхідно визначатися з існуванням рішення і неперервністю залежності рішення від додаткових умов.

Виберемо випадок, коли умови визначаються неперервністю функції температури і теплового потоку для випадку $\tau > 0$:

$$T(x_i - 0, \tau) = T(x_i + 0, \tau), \quad (4.14)$$

$$\lambda(x_i - 0) \frac{\partial T}{\partial x}(x_i - 0, \tau) = \lambda(x_i + 0, \tau) \frac{\partial T}{\partial x}(x_i + 0, \tau) \quad (4.15)$$

Визначимося з граничними умовами існування рішення. Розглянемо процес теплопровідності у стержні довжиною l нормально спрямованого до джерела тепла (стілки свердловини). За невеликий проміжок часу вплив температурного режиму, який заданий на границі “термонагрівач–свердловина”, залишається невеликим і температура визначається початковим її розподілом.

Для спрощення отримання розв’язку рівняння, джерело теплової енергії сприймається як точкове. Величина впливу може знаходитись у межах $\pm \varepsilon$ похибки вимірювального приладу. У цьому випадку поставимо задачу з початковими умовами розподілу температури на нескінченному відрізку (стержні), тобто знайдемо розв’язок рівняння теплопровідності в області $-\infty < x < \infty$ і $\tau \geq \tau_0$, яке задовольняє умові:

$$T(x, \tau_0) = \varphi(x) \quad -\infty < x < \infty \quad (4.16)$$

де $\varphi(x)$ – задана функція розподілу температури при граничних умовах.

Якщо ділянка стержня, температура якої нас цікавить, знаходиться поблизу одного кінця і далеко від іншого, то температура практично визначається температурним режимом ближнього кінця і початковими умовами (t_0). У такій постановці задачі вважається, що стержень напівнескінчений і координати змінюються у межах $0 \leq x \leq \infty$ при $\tau_0 \leq \tau$.

Розв’язання рівняння теплопровідності повинно задовольнити умовам:

$$\left. \begin{aligned} T(x, t) &= \varphi(x) (0 < x < \infty) \\ T(0, t) &= \mu(t) (t \geq t_0) \end{aligned} \right\} (\tau \geq 0) \quad (4.17)$$

де $\varphi(x)$, $\mu(t)$ – задані функції.

Враховуючи, що вплив початкових умов на розподіл температури у стержні зменшується на протязі певного часу, зміна початкових умов не змінює температурний стан стержня у межах точності вимірювань. У цих умовах можна розглядати задачу без початкових умов.

У нашому випадку, враховуючи, що джерело тепла знаходиться у свердловині і тепло розповсюджується у пласт, доцільно розглянути ситуацію зміни температури від $x > 0$ до l .

Розв'язання рівняння теплопровідності (4.13) для випадку $0 < x < l$ і $\tau > 0$, проведено за початковими умовами:

$$T(x, 0) = \varphi(x), \quad 0 \leq x \leq l, \quad (4.18)$$

і граничними умовами:

$$\left. \begin{aligned} T(0, \tau) &= \mu_1(\tau) \\ T(l, \tau) &= \mu_2(\tau) \end{aligned} \right\} (\tau \geq 0) \quad (4.19)$$

Визначившись з початковими і граничними умовами (4.18) (4.19) та використовуючи метод відокремлення змінної [96] для розв'язку рівняння на відрізок l отримуємо ряд, який задовольняє граничним умовам:

$$T(x, \tau) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n e^{-\left(\frac{\pi n}{l}\right)^2 a^2 \tau} \sin \frac{\pi n}{l} x, \quad (4.20)$$

де C_n – коефіцієнти Фур'є заданої функції $\varphi(x)$, і при розкладанні у ряд за синусами в інтервалі $(0, l)$ отримуємо:

$$C_n = \varphi = \frac{2}{l} \int_0^l \varphi(\xi) \sin \frac{\pi n}{l} \xi \cdot d\xi . \quad (4.21)$$

Ряд (4.20) з коефіцієнтами C_n задовольняє усім умовам задачі (4.13).

Перетворивши рівняння (4.20) шляхом заміни C_n їх значеннями, отримуємо:

$$T(x, \tau) = \int_0^l \left[\frac{2}{l} \sum_{n=1}^{\infty} e^{-\left(\frac{\pi n}{l}\right)^2 a^2 \tau} \sin \frac{\pi n}{l} x \cdot \sin \frac{\pi n}{l} \xi \right] \varphi(\xi) d\xi . \quad (4.22)$$

Ряд в дужках сходиться рівномірно за ξ при $\tau > 0$.

Позначивши вираз в дужках:

$$G(x, \xi, \tau) = \frac{2}{l} \sum e^{-\left(\frac{\pi n}{l}\right)^2 a^2 \tau} \sin \frac{\pi n}{l} x \cdot \sin \frac{\pi n}{l} \xi , \quad (4.23)$$

представимо функцію $T(x, \tau)$ у вигляді:

$$T(x, \tau) = \int_0^l G(x, \xi, \tau) \varphi(\xi) d\xi \quad (4.24)$$

В отриманому рівнянні $G(x, \xi, \tau)$ є функція температурного впливу точкового джерела тепла, якою опишемо процес впливу нагрівача і визначимо розподіл температури у свердловині у межах інтервалу $0 \leq x \leq l$, в момент часу τ після початку нагріву. Треба зауважити, що система координат спрямована так, що вісь x ортогональна до осі свердловини.

Враховуючи те, що умовою розв'язку задачі закладено $\tau=0$, температура на відрізку l також рівна нулю. У момент включення нагрівача виділяється певна кількість тепла, а на кінцях ще підтримується нульова температура

(температура пласта). Тому, для розрахунків використовується різниця значень фонові і вимірної температур. У нашому випадку – це різниця між нижнім і верхнім термодавачем.

Розглянемо функцію (4.24). Зміна температури $\varphi_\varepsilon(\xi)$, яка виникає при виділенні тепла біля точки, буде за межами інтервалу $(\xi - \varepsilon, \xi + \varepsilon)$ дорівнювати умовному нулю, а в межах інтервалу $\varphi_\varepsilon(\xi)$ її можна характеризувати як додатну неперервну функцію, яка диференціюється:

$$c\rho \int_{\xi-\varepsilon}^{\xi+\varepsilon} \varphi_\varepsilon(\xi) d\xi = W_n \quad (4.25)$$

Кількість тепла, яке обумовило зміну температури на величину $\varphi_\varepsilon(\xi)$ визначається з характеристик і параметрів джерела тепла (електронагрівача). Таким чином, процес розповсюдження температури визначається рівнянням (4.24).

Виконаємо граничний перехід при $\varepsilon \rightarrow 0$. Приймаючи до уваги неперервність функції G при $\tau \rightarrow 0$, рівняння (4.25) і теорему середнього значення при фіксованих значення x , τ отримаємо:

$$T_\varepsilon(x, \tau) = G(x, \xi^*, \tau) \int_{\xi-\varepsilon}^{\xi+\varepsilon} \varphi_\varepsilon(\xi) d\xi = G(x, \xi^*, \tau) \frac{W_n}{c\rho} \quad (4.26)$$

де ξ^* - середня точка інтервалу $(\xi - \varepsilon, \xi + \varepsilon)$. З рівняння виходить що $G(x, \xi^*, \tau)$ представляє температуру точки x в момент τ , яка виникла при дії точкового джерела потужністю W_n , розташованого у момент $\tau = 0$ в точці ξ з границями $(0, l)$. Отримане рівняння використовувалось при розрахунках прямої задачі розподілу температури на час проведення вимірювань і дозволяє прогнозувати процес протікання теплообміну.

Розрахунки теплової аномалії, враховуючи теплопровідність колони, цементу і породи, вказують на симетричність її форми відносно інтервалу прогріву на початковій стадії теплообміну. Нами проведені експериментальні дослідження розповсюдження теплового поля у свердловині, яке утворено електронагрівачем. Результати дослідження процесу теплообміну представлені на рис. 4.6. За температурними аномаліями, які відповідають фоновому значенню (до прогріву інтервалу) і вимірюваннями в різний інтервал часу, вивчимо процес теплообміну.

Прогрів свердловини здійснювався в першому інтервалі 81 – 88 м в точці на протязі 60 хв і в другому інтервалі 123 – 140 м у режимі спуско-підйому з швидкістю руху 40 м/год.

Форма кривих вказує на симетричний характер аномалій, що підтверджує проведені розрахунки. Амплітуди аномалій, які зафіксовані після другого і третього вимірювання. На перших стадіях теплообміну теплова аномалія значно збільшується (рис.4.6) і амплітуда першого вимірювання більша за амплітуди аномалій, які зафіксовані після другого і третього вимірювання. З часом зменшення величини амплітуди температури буде непропорційне до збільшення розмірів зони аномалії. Цей факт пояснюється наявністю ефекту конвекції у процесі теплообміну.

Окрім розглянутих чинників на динаміку утвореної температурної аномалії впливають конвекційний вільний перенос тепла у стовбурі свердловини, а також кондукційний перенос тепла у пласті. Фактор руху флюїду може здійснювати інший вплив на форму теплової аномалії, оскільки якщо існує рух рідини з пласта і він значний, то задача оцінки ефективності розкриття пласта переходить в іншу площину.

Розглянемо можливості існування і впливу вільної конвекції у стовбурі свердловини на протікання теплообміну. У вертикальній свердловині, заповненій рідиною, при наявності джерела тепла у нижній її частині, рідина із стану спокою переходить у стан ламінарного руху, і в залежності від величини ΔT рухається за різною траєкторією.



Рис.4.6. Почасові вимірювання термоактиваційного каротажу за умови точкового нагріву ділянок свердловини:

- 1 – термокаротаж безпосередньо після проведення нагріву інтервалів;
- 2 – термокаротаж через 1 год після проведення нагріву інтервалів;
- 3 – термокаротаж через 2 год після проведення нагріву інтервалів.

При значному градієнті температур нагріта рідина переміщається вздовж центральної частини колони, а охолоджена опускається вздовж стінок.

Початок конвекційного руху рідини характеризується параметром Релея:

$$R = [g\beta / (\alpha_p \nu)] d r \Delta T (d^2)^4 \quad (4.27)$$

де d – діаметр колони;

g – прискорення вільного падіння;

ν - кінематична в'язкість;

α_p і β - температуропровідність і температурний коефіцієнт рідини.

На початок конвекції також впливає співвідношення теплопровідності рідини і колони. Так, наприклад, для необсадженої свердловини відношення цих параметрів змінюється від 2 до 6, а для обсадженої свердловини до 100. Такі особливості співвідношення вказують на те, що для початку вільної конвекції у експлуатаційних колонах треба створити набагато більший градієнт температур. У роботі [97] вказується, що характеристика теплової аномалії, яка вимірювалася на протязі 3 годин 30 хвилин, з інтервалом часу 30 хвилин, не змінюється за формою, а за амплітудою зменшується пропорційно до часу. Цей факт вказує на відсутність конвекційного потоку тепла, тим самим підтверджується умова впливу співвідношення теплопровідності рідини і колони на початок вільної конвекції. Така характеристика вказує на перевагу ефекту теплопровідності колони, при формуванні теплової аномалії, перед конвекційним ефектом.

Нами проведені дослідження процесу конвекції за умови, коли співвідношення теплопровідності рідини і колони складає 5. Тобто, стінки свердловини обсажені азбестоцементними трубами. Свердловина у інтервалі 80м – 180м прогрівалась протягом 2 год 25 хв нагрівачем потужністю $P=1680$ Вт, за рахунок чого відбулося прогрівання гірських порід, які знаходяться у цьому інтервалі. Досліджуваний розріз складається з:

пластів піщанистих глин (інтервали 80,0-112,0 м, 129,5-130,5 м та 136-160 м)

теплопровідність яких становить $0,36 \frac{\text{Дж}}{\text{м} \cdot \text{сек} \cdot ^\circ \text{C}}$; пластів пісковиків

(інтервали 112,0-118,0 м та 120-122 м) теплопровідність яких становить

$0,41 \frac{\text{Дж}}{\text{м} \cdot \text{сек} \cdot ^\circ \text{C}}$; прошарка доломіта (інтервал 118,0-120,0 м)

теплопровідність якого становить $1,08 \frac{\text{Дж}}{\text{м} \cdot \text{сек} \cdot ^\circ \text{C}}$; пластів гіпсу (інтервали

122,0-129,5 м та 130,5-136,0 м) теплопровідність яких становить

$0,52 \frac{\text{Дж}}{\text{м} \cdot \text{сек} \cdot ^\circ \text{C}}$.

За діаграмою фонові кривої термокаротажу (рис. 4.7), яка записана до прогрівання розрізу і представлена у детальному горизонтальному масштабі можна спостерігати аномалії, які відображають різницю у теплопровідності гірських порід. Пласти з більшою теплопровідністю віддають більше природного тепла ніж пласти з меншою теплопровідністю.

Термокаротаж досліджуваного інтервалу проведено через 1 год, 1,5 год та 2 год після прогрівання, результатом чого є три температурні криві зображені на рис. 4.7. Детальний горизонтальний масштаб представлених на діаграмі кривих дає можливість побачити процес вистигання пластів у часі. Але візуально на кривих видно тільки загальні тенденції зниження температури з часом, хоча утворені аномалії дають змогу якісно оцінити теплофізичні властивості пластів.

Визначення різниці температур за каротажними кривими дало можливість провести розрахунок теплофізичних властивостей порід різного літологічного складу у свердловинних умовах. Максимальна різниця температурної аномалії склала $0,52 ^\circ \text{C}$.

Вимірювання першої кривої проведено через 60 хвилин після прогріву. На кривій спостерігається декілька аномальних зон (рис.4.7).

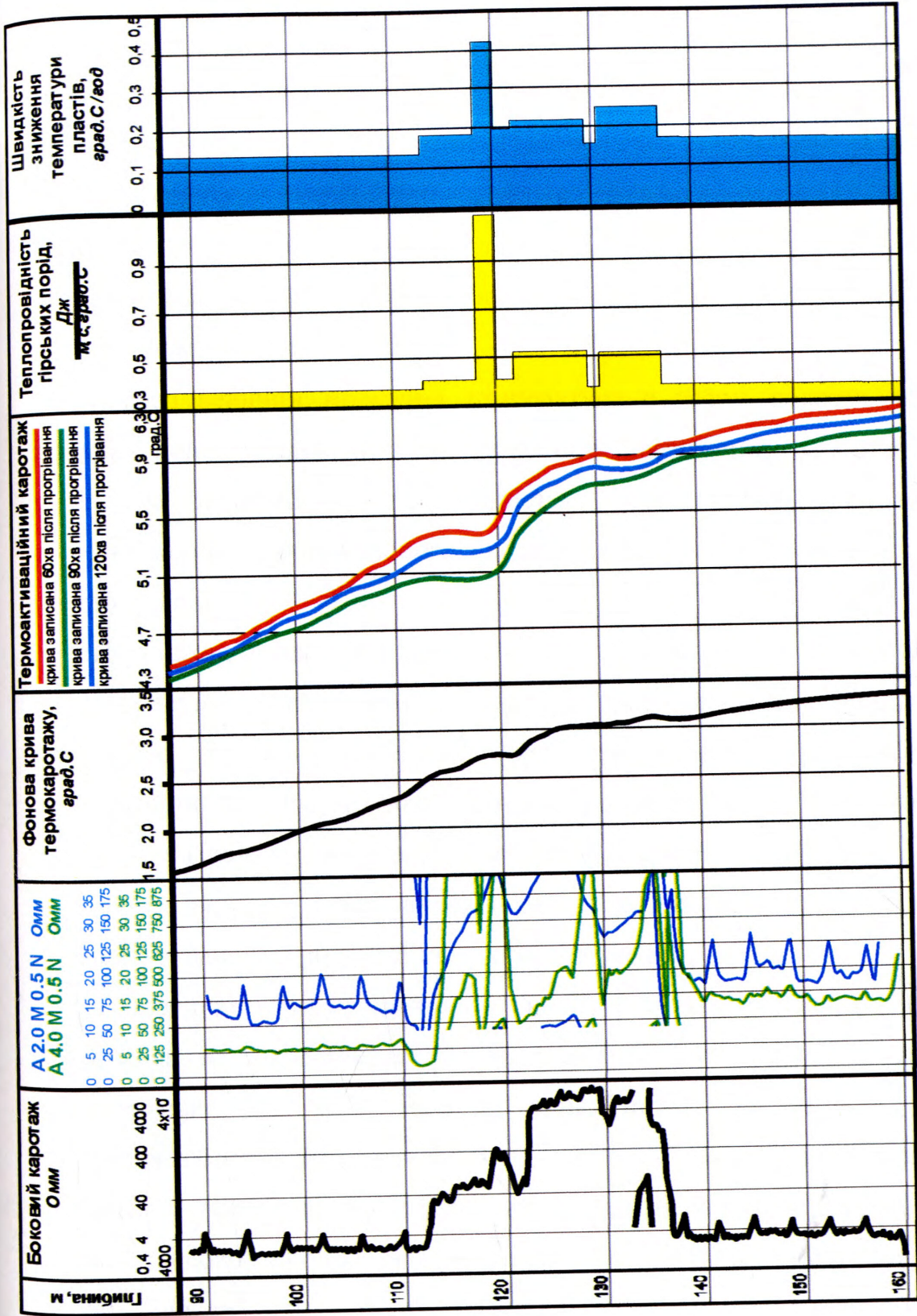


Рис.4.7. Почасові вимірювання термоактивационного каротажу після нагріву свердловини в інтервалі 80-160 м в режимі спуско-підйому

У верхній частині прогрітого інтервалу свердловини спостерігається збільшення амплітуди на $\Delta t_1=2,90^\circ\text{C}$. Але зі зміною літології у інтервалі пісковиків амплітуда дещо зменшується до значення $\Delta t_1=2,88^\circ\text{C}$. Прошарок доломіту, який вклинився у пласт пісковика показав зміну температури $\Delta t_1=2,55^\circ\text{C}$. Нижче пісковиків спостерігається зниження приросту температури до значення $\Delta t_1=2,82$. Пласти глин, підстилаючі гіпси, змінили свою температуру у порівнянні з фоновою кривою на $\Delta t_1=2,88^\circ\text{C}$. Криві 2 і 3, записані, відповідно, півтора і дві години після прогріву, вказують на зменшення згаданих вище температурних аномалій Δt_2 і Δt_3 , що пов'язано з вистиганням пластів.

Аналіз величин зниження температури з часом показав, що пласти гірських порід з більшою теплопровідністю вистигають швидше за пласти порід з меншою теплопровідністю, що підтверджує теоретичне обґрунтування запропонованого способу оцінки теплопровідності гірських порід у свердловині.

Дослідження характеристик теплових аномалій штучного походження методом термоактиваційного каротажу вказують на те, що спостереження за динамікою теплових аномалій, які утворилися у процесі нагріву експлуатаційної колони, дозволяють визначити теплофізичні властивості пластів і визначити інтервали обводнення; наведений алгоритм миттєвого точкового джерела тепла використовується для проведення розрахунків розподілу температури у часі після проведення нагрівання.

Теоретичне обґрунтування і аналіз результатів експериментальних досліджень теплових аномалій вказує на реальну можливість визначення характеристик теплового поля у динамічному режимі для виділення інтервалів обводнення. Особливо важливим у застосуванні розглянутого напрямку є дослідження продуктивних покладів, які обводнюються за рахунок високої проникності прошарків у загальній товщі продуктивної пачки. Такі об'єкти можуть привести до випереджуючого обводнення. Застосування термоактиваційного каротажу дасть змогу визначати інтервали обводнення навіть на локальних ділянках.

ВИСНОВКИ

Отже, за результатами проведеної роботи встановлено наступні результати:

1. Використання радонового індикаторного методу для виділення обводнених інтервалів продуктивних пластів-колекторів Семенівського нафтового родовища буде ефективним, оскільки різниця між фазовими проникностями нафтонасичених і водонасичених пластів дозволить під час закачування міченої рідини створити у них джерела радіоактивного випромінювання різної інтенсивності, що дає змогу на основі порівняння фонові та індикаторної кривих гамма-каротажу визначити інтервали обводнення продуктивних пачок.
2. Надавши пластам гірських порід додаткової енергії, шляхом нагрівання рідини у стовбурі свердловини, можна у динамічному режимі вимірювання температури за даними високочутливої термометрії дослідити теплопровідність пластів з різним характером насичення, а отже різною теплопровідністю, що буде вказувати на обводнені інтервали продуктивних пластів-колекторів.
3. Встановлено вплив структури порового простору гірських порід на величину їх теплопровідності. Експериментально підтверджено можливість реєстрації різниці теплопровідності гірських порід методом термоактиваційного каротажу.

ВИСНОВКИ

Проведені у дисертаційній роботі дослідження уможливили розв'язання актуальної проблеми підвищення ефективності геофізичного контролю обводнення продуктивних пластів-колекторів. Використання нових підходів до інтерпретації каротажних кривих та удосконалення методики визначення коефіцієнтів проникності пластів-колекторів дало змогу побудувати детальну геолого-фільтраційну модель Семенівського нафтового родовища, на основі якої проводиться прогнозування інтервалів випереджуючого обводнення продуктивних пачок. Теоретичне обґрунтування нової технології використання радонового індикаторного методу та теоретичне обґрунтування на основі експериментальних досліджень нової технології термоактиваційного каротажу дало змогу розробити методичні основи використання геофізичних методів для контролю обводнення продуктивних пачок у складних геолого-технологічних умовах.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи такі:

1. Проведено класифікацію за морфологічними ознаками аномалій кривих гамма-каротажу, зареєстрованих у продуктивному комплексі порід Семенівського нафтового родовища, та на її основі побудовано схеми розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсного матеріалу продуктивних горизонтів, на яких локалізовані літологічні неоднорідності гірських порід;
2. Запропоновано нормований параметр водонасичення глинистої фракції порід-колекторів, який розраховується за даними геофізичних досліджень свердловин і дає змогу проводити ідентифікацію порід продуктивного комплексу Семенівського нафтового родовища при визначенні коефіцієнтів проникності пластів-колекторів;
3. Удосконалено методику визначення коефіцієнтів проникності гірських порід за рахунок використання встановленого кореляційного зв'язку

товщини плівки зв'язаної води та нормованого параметра водонасичення глинистої фракції порід-колекторів на основі моделі Козені-Кармана;

4. Побудовано детальну геолого-фільтраційну модель Семенівського нафтового родовища з використанням схем розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсного матеріалу, яка є основою для проведення контролю та прогнозування обводнення продуктивних горизонтів;

5. На основі теоретичного моделювання процесу проникнення індикаторної рідини у пласти-колектори з різним характером насичення обґрунтовано і створено технологію використання радонового індикаторного методу для виділення обводнених інтервалів продуктивних пачок, насичених високов'язкою нафтою. Нова технологія дає змогу проводити контроль за обводненням продуктивних пластів-колекторів навіть в умовах прісних пластових вод, коли інші геофізичні методи є малоефективними;

6. Обґрунтовано можливість використання термоактиваційного каротажу для виділення обводнених інтервалів продуктивних пачок на основі теоретичного та експериментального моделювання термодинамічних процесів у свердловині. Ефективність даної технології забезпечується за рахунок використання динамічного режиму проведення каротажу та запропонованого способу урахування впливу літолого-структурних особливостей пластів-колекторів на їх теплофізичні властивості.

Отримані у дисертації наукові і практичні результати є основою комплексного підходу до вирішення проблеми оцінки процесу обводнення нафтогазових родовищ у складних геолого-технологічних умовах. Вони є науково обґрунтованими, базуються на великій кількості фактичного матеріалу і перевірені на прикладі Семенівського нафтового родовища. Окремі результати отримані на основі експериментальних досліджень у свердловині.

Побудовану геолого-фільтраційну модель покладено в основу нового проекту розроблення Семенівського нафтового родовища. Така модель є ключовим елементом прогнозування випереджуючого обводнення

продуктивних пачок. Використання моделі дасть змогу підвищити ефективність експлуатації родовища.

Впровадження нових способів застосування радонового індикаторного та термоактиваційного каротажів із використанням наукових результатів, отриманих у дисертаційній роботі, сприятиме значному підвищенню ефективності геофізичного контролю обводнення продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища у складних геолого-технологічних умовах.

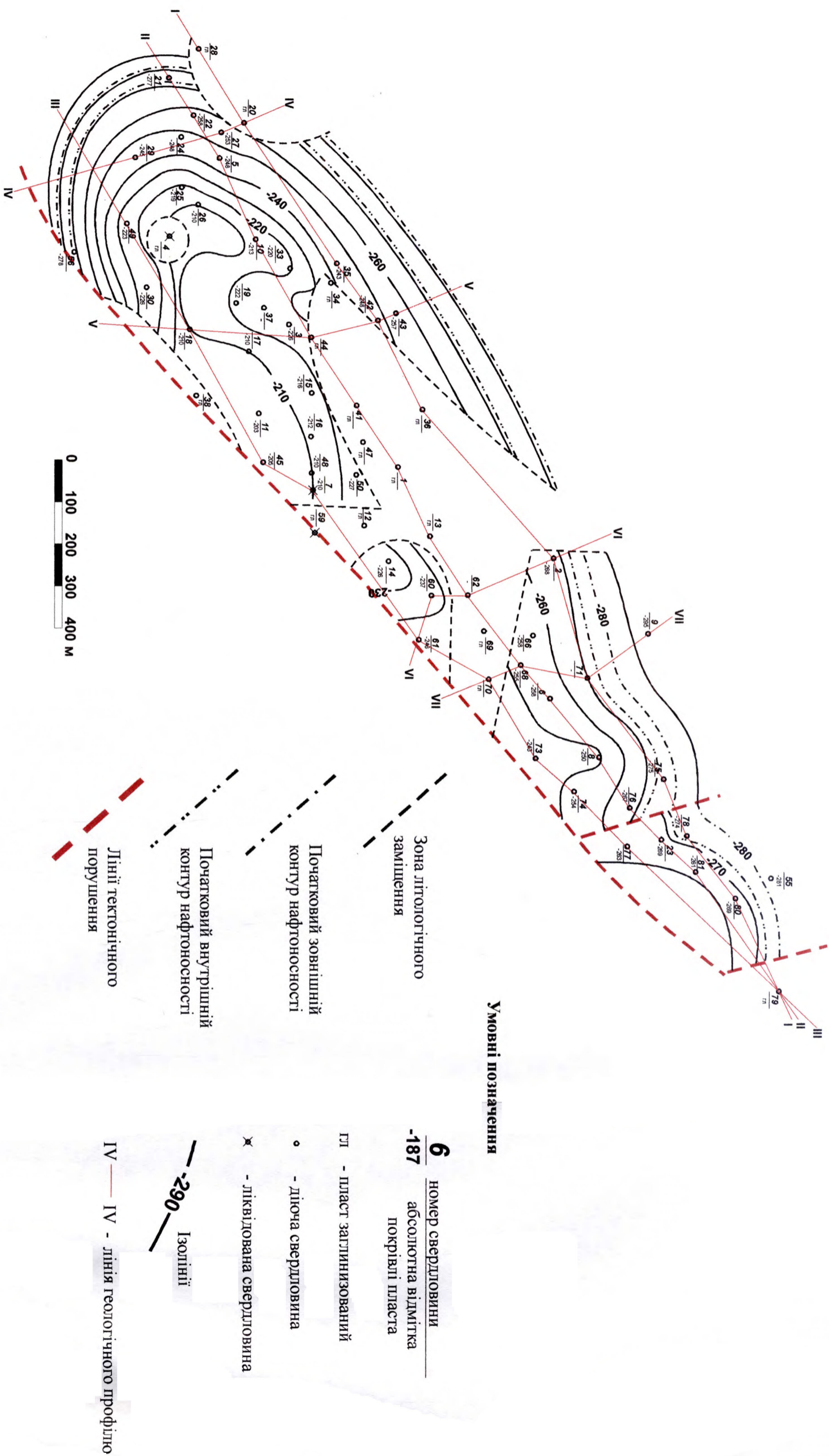


Рис. А.1. Структурна карта покривлі VI продуктивної пачки Семенівського родовища (М 1:10000)

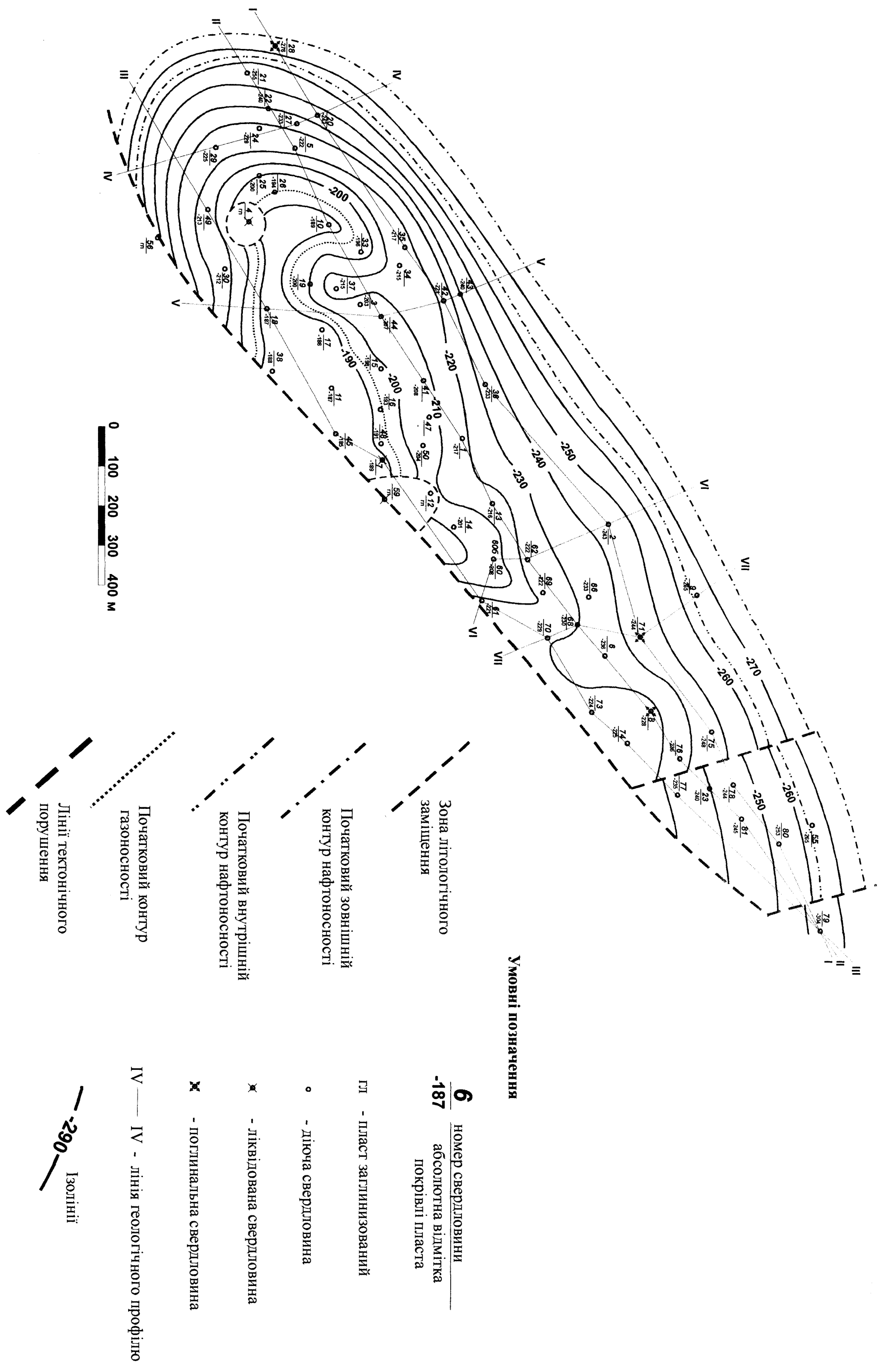


Рис. А.2. Структурна карта покрівлі V продуктивної пачки Семінівського нафтового родовища (М 1:10000)

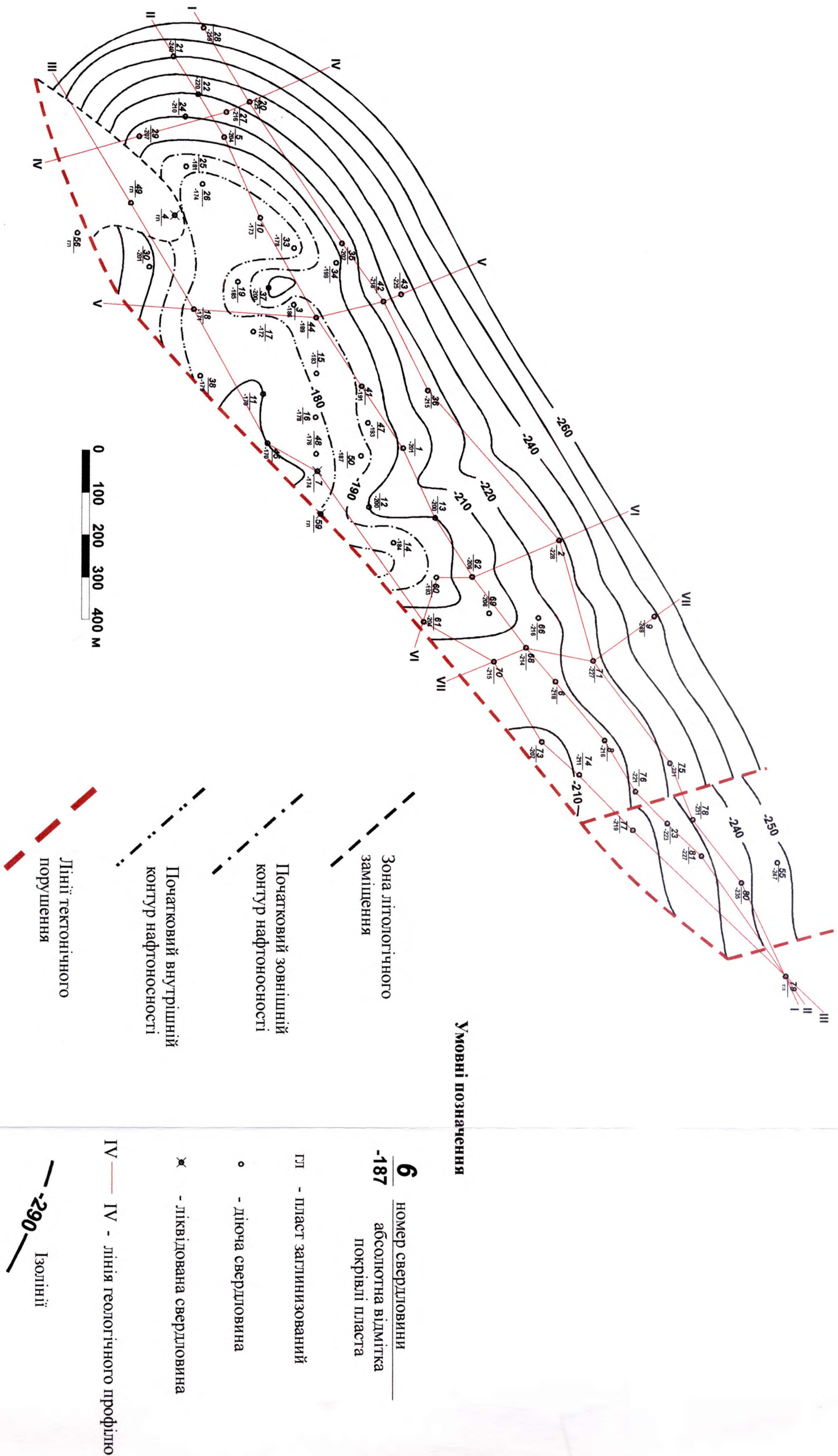


Рис. А.3. Структурна карта покривні IV продуктивної пачки Семенівського родовища (М 1:10000)

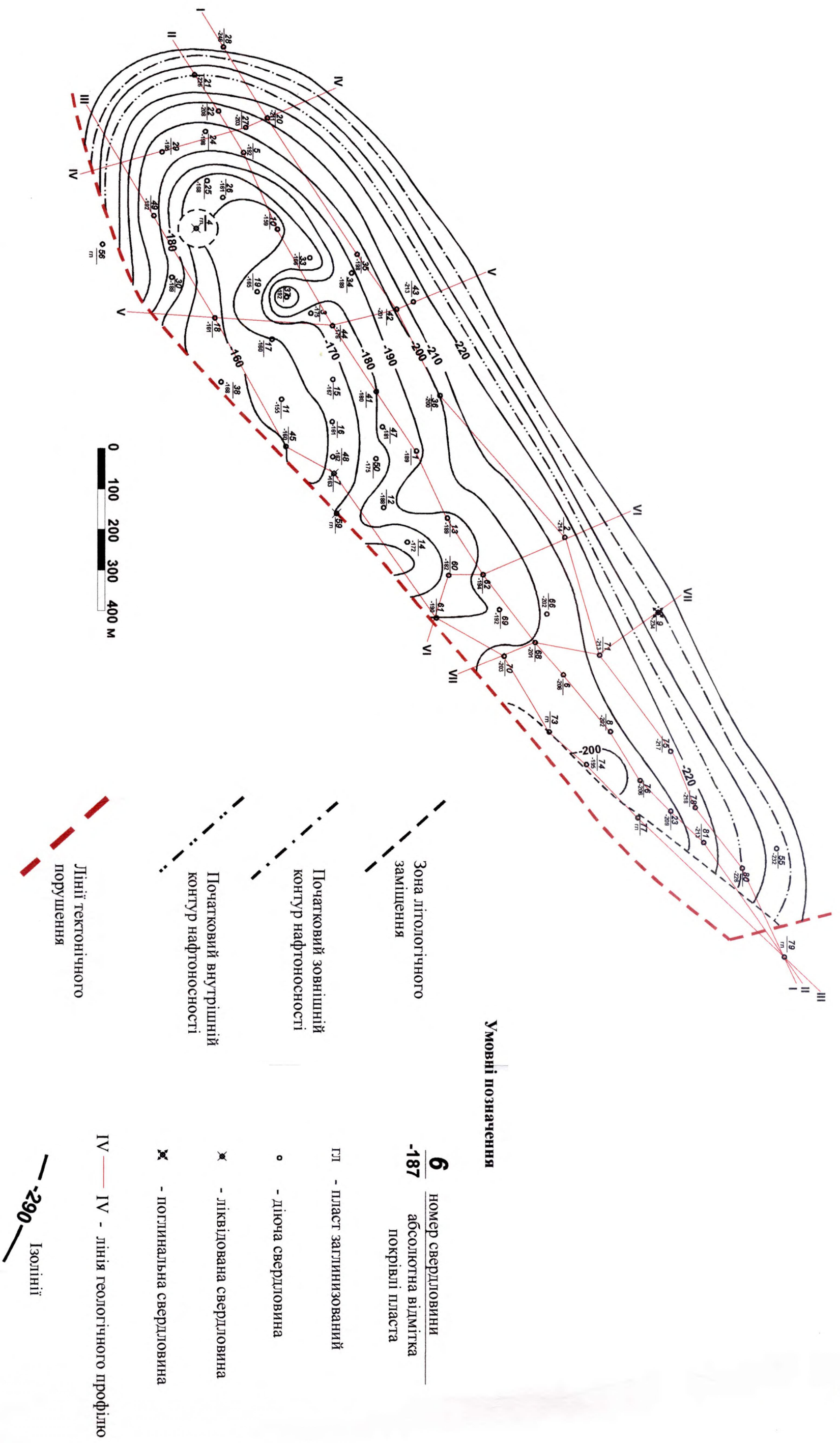


Рис. А.4. Структурна карта покрівлі III продуктивної пачки Семінівського нафтового родовища (М 1:10000)

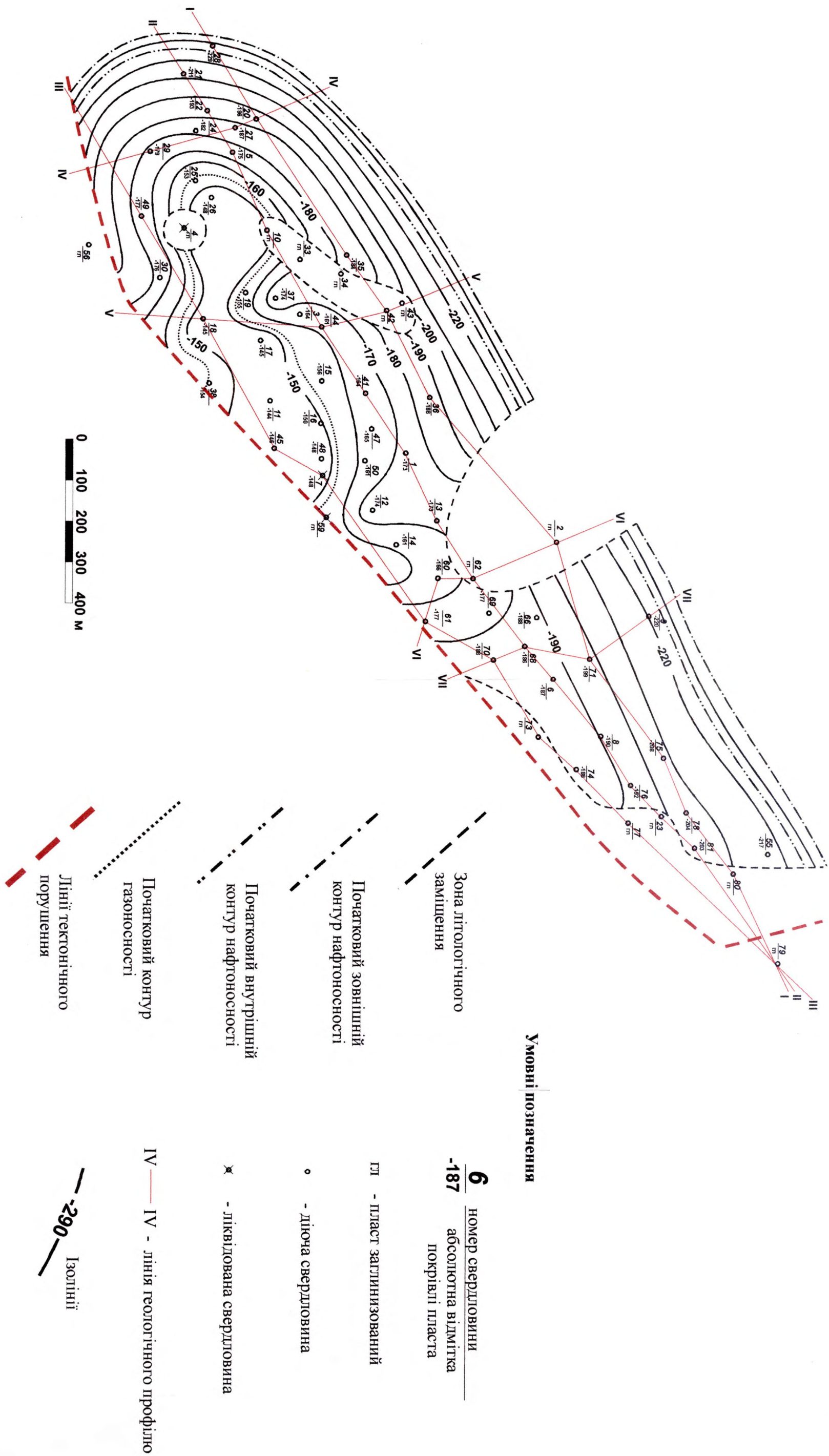


Рис. А.5. Структурна карта покрівлі II продуктивної пачки Семенівського родовища (М 1:10000)

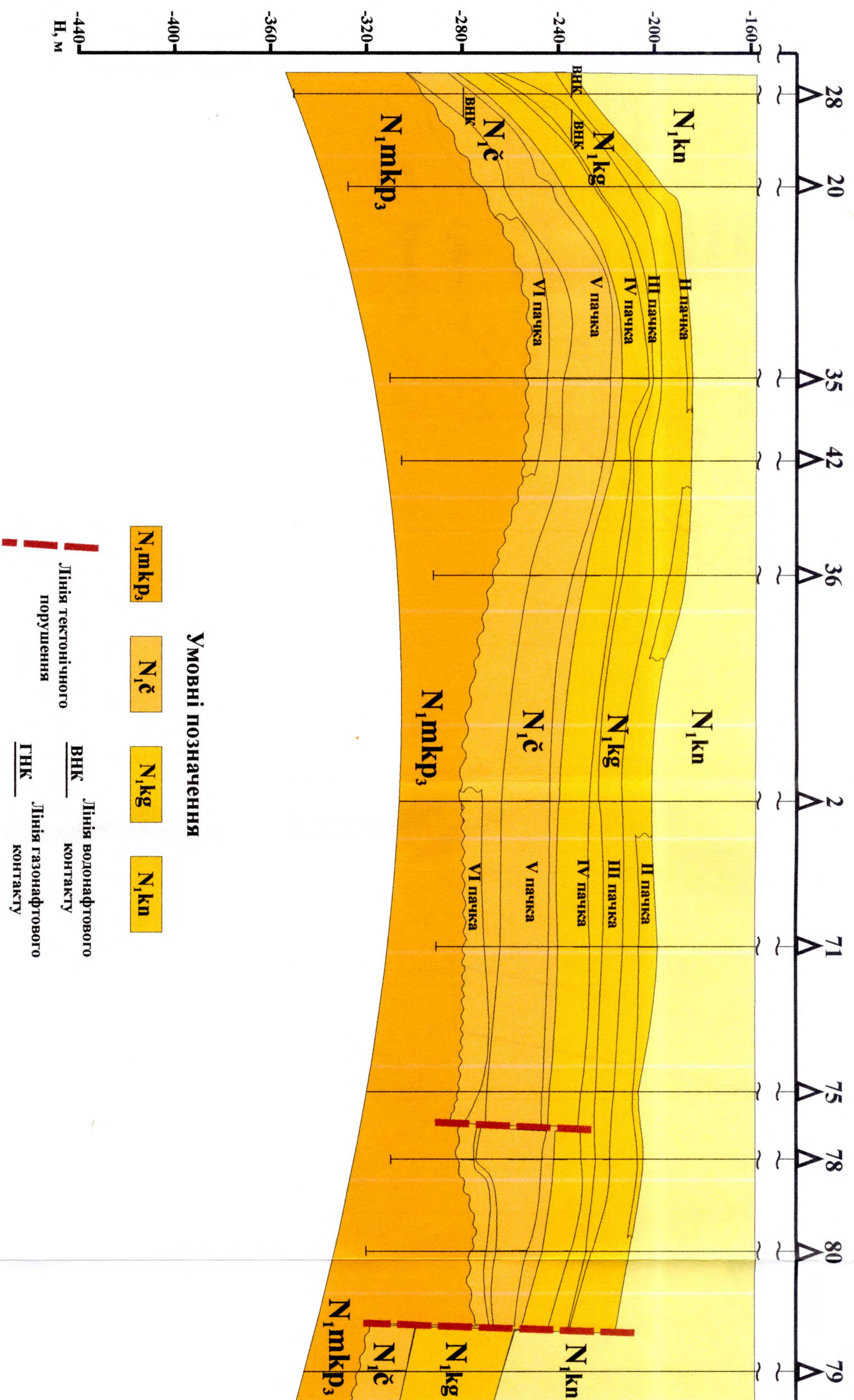
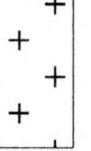


Рис. А.6. Геологічний профіль продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища вздовж лінії свердловин 28, 20, 35, 42, 36, 2, 71, 75, 78, 80, 79 (повздовжній профіль вздовж лінії I-I)

Умовні позначення

 Зона підвищеного вмісту в породах дрібнодисперсної фракції (відбувається інтенсивна зміна грубодисперсної фракції на тонкодисперсну)

 Зона повільного зменшення і накопичення дрібнодисперсної фракції

 Зона швидкого переходу від дрібнодисперсної до уламкової фази накопичення

 Границі зон

 Крива гамма-каротажу в межах пачки

 Свердловина

 Лінії тектонічного порушення

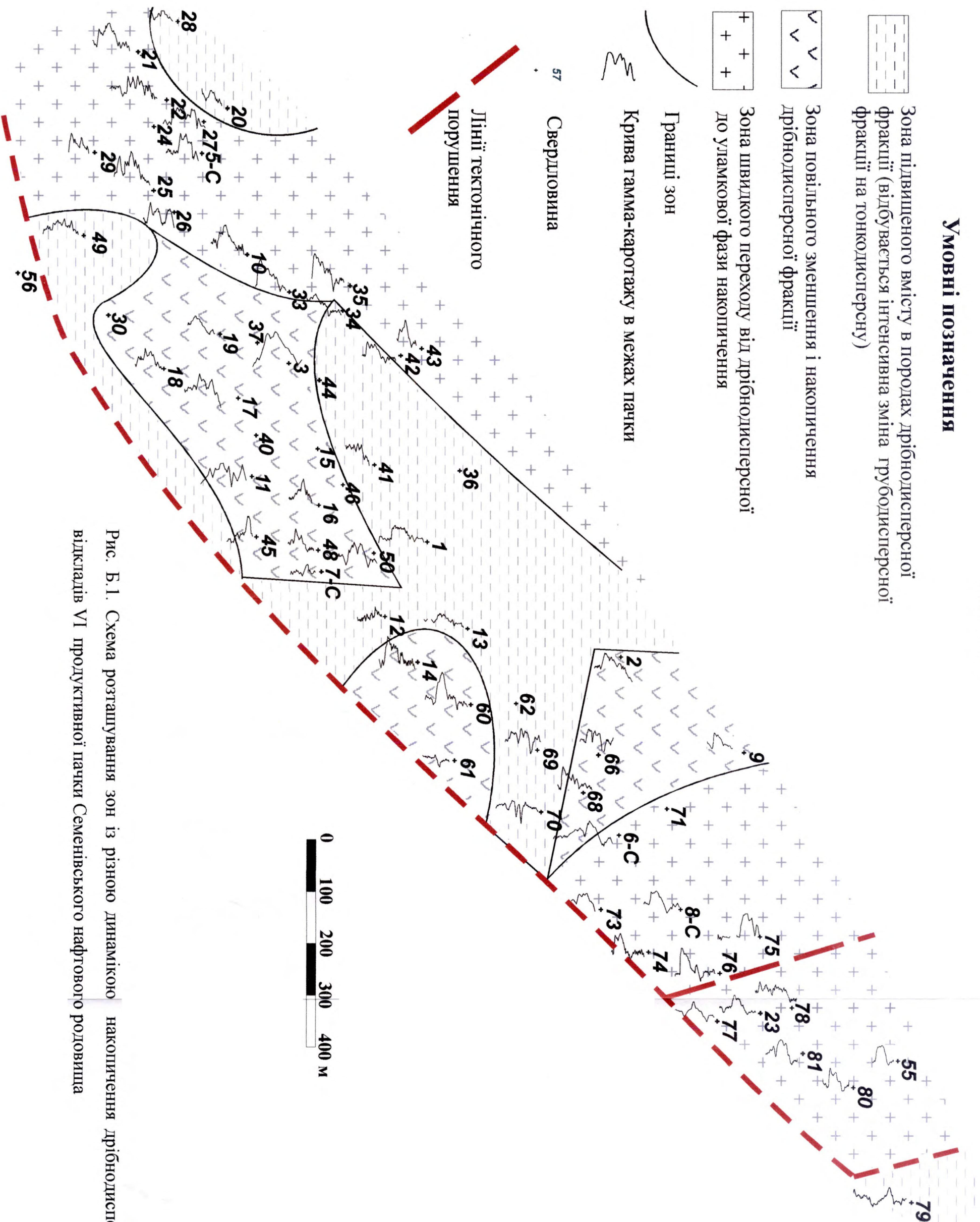
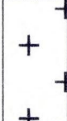
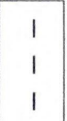
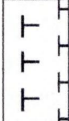



Рис. Б.1. Схема розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції відкладів VI продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

Умовні позначення

 Зона різкого переходу до періоду стабільного груболам-
 кового накопичення з наступним поступовим переходом
 до накопичення дрібнодисперсної фракції у
 ритмічному режимі

 Зона підвищеного вмісту в породах дрібнодисперсної фракції
 (відбувається інтенсивна зміна грубодисперсної фракції на
 тонкодисперсну)

 Зона обмеженого часу накопичення груболамкової фракції
 та подальшої ритмічної зміни періодів накопичення
 дрібнодисперсної та груболамкової фракції

 Зона стабільного накопичення груболамкового матеріалу і
 подальшого швидкого переходу до накопичення
 дрібнодисперсної фракції без істотних перерв

Границі зон

 Крива гамма-каротажу
 в межах пачки

 57 Сverdlovina

 Лінії тектонічного
 порушення

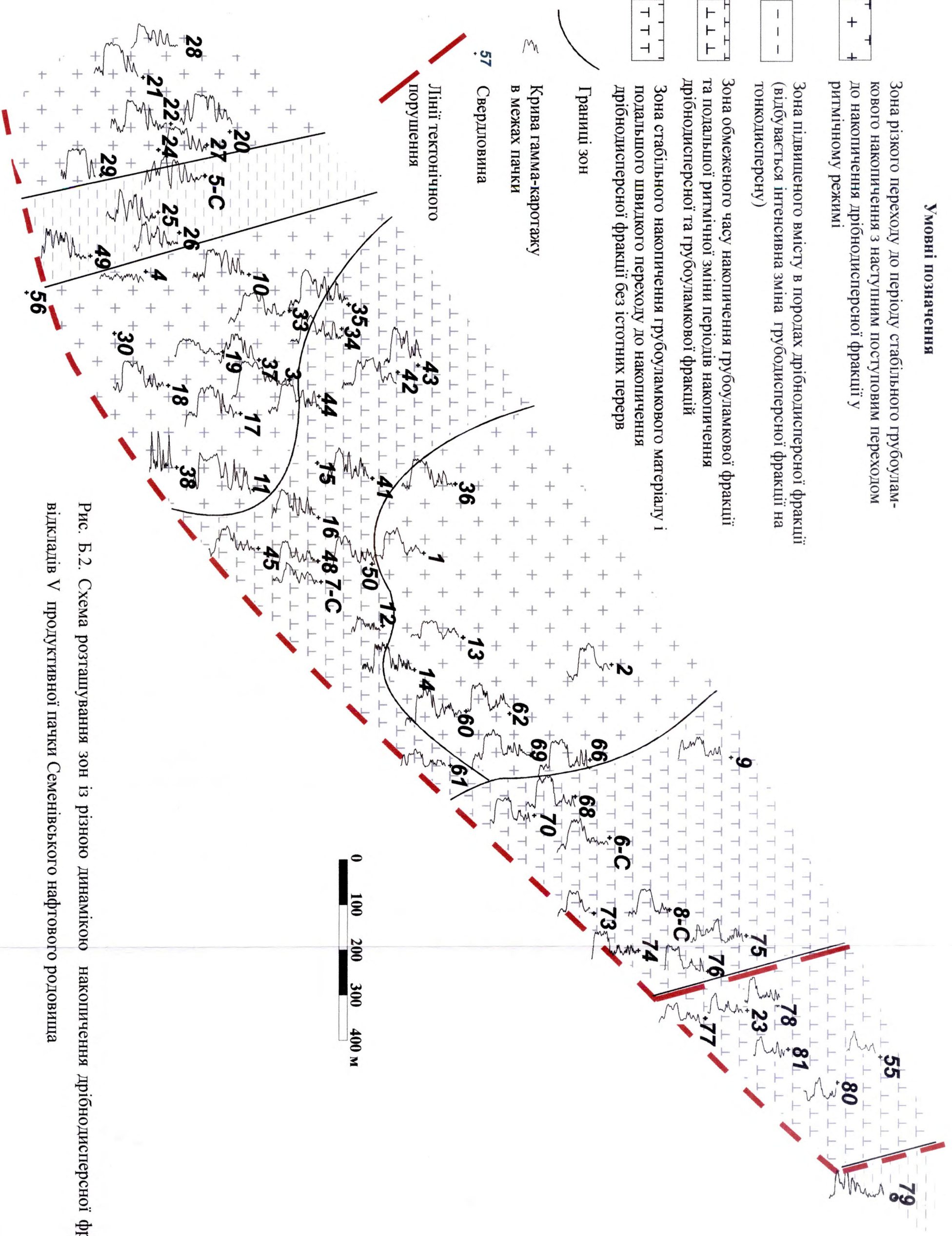
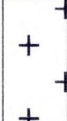
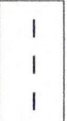
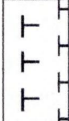



Рис. Б.2. Схема розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції відкладів V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

Умовні позначення

 Зона різкого переходу до періоду стабільного груболам-
 кового накопичення з наступним поступовим переходом
 до накопичення дрібнодисперсної фракції у
 ритмічному режимі

 Зона підвищеного вмісту в породах дрібнодисперсної фракції
 (відбувається інтенсивна зміна грубодисперсної фракції на
 тонкодисперсну)

 Зона обмеженого часу накопичення груболамкової фракції
 та подальшої ритмічної зміни періодів накопичення
 дрібнодисперсної та груболамкової фракції

 Зона стабільного накопичення груболамкового матеріалу і
 подальшого швидкого переходу до накопичення
 дрібнодисперсної фракції без істотних перерв

Границі зон

 Крива гамма-каротажу
 в межах пачки

 57 Сverdlovina

 Лінії тектонічного
 порушення

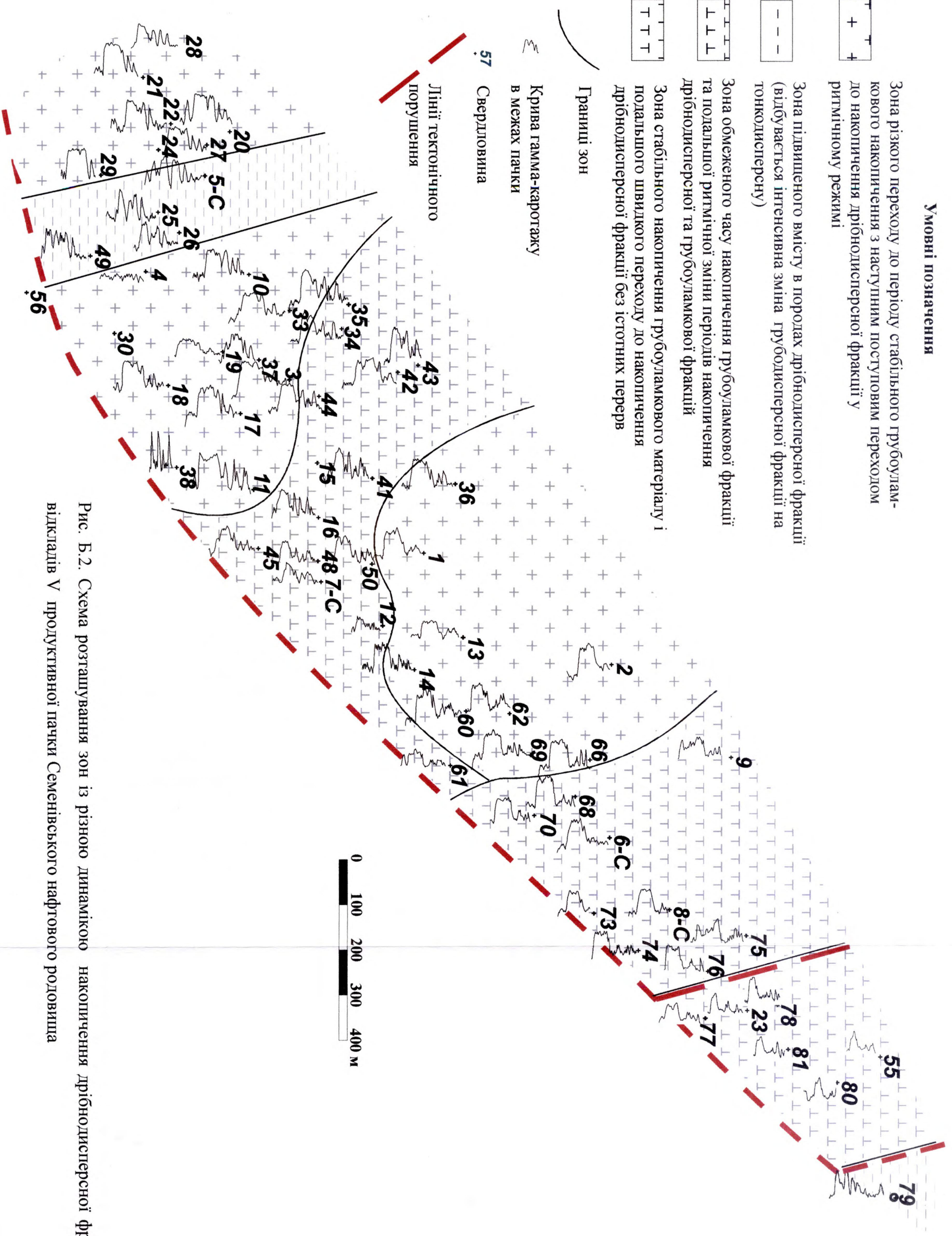
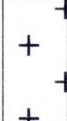
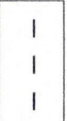
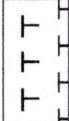



Рис. Б.2. Схема розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції відкладів V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

Умовні позначення

 Зона різкого переходу до періоду стабільного груболам-
 кового накопичення з наступним поступовим переходом
 до накопичення дрібнодисперсної фракції у
 ритмічному режимі

 Зона підвищеного вмісту в породах дрібнодисперсної фракції
 (відбувається інтенсивна зміна грубодисперсної фракції на
 тонкодисперсну)

 Зона обмеженого часу накопичення груболамкової фракції
 та подальшої ритмічної зміни періодів накопичення
 дрібнодисперсної та груболамкової фракції

 Зона стабільного накопичення груболамкового матеріалу і
 подальшого швидкого переходу до накопичення
 дрібнодисперсної фракції без істотних перерв

Границі зон

 Крива гамма-каротажу
 в межах пачки

 57 Сverdлoвина

 Лінії тектонічного
 порушення

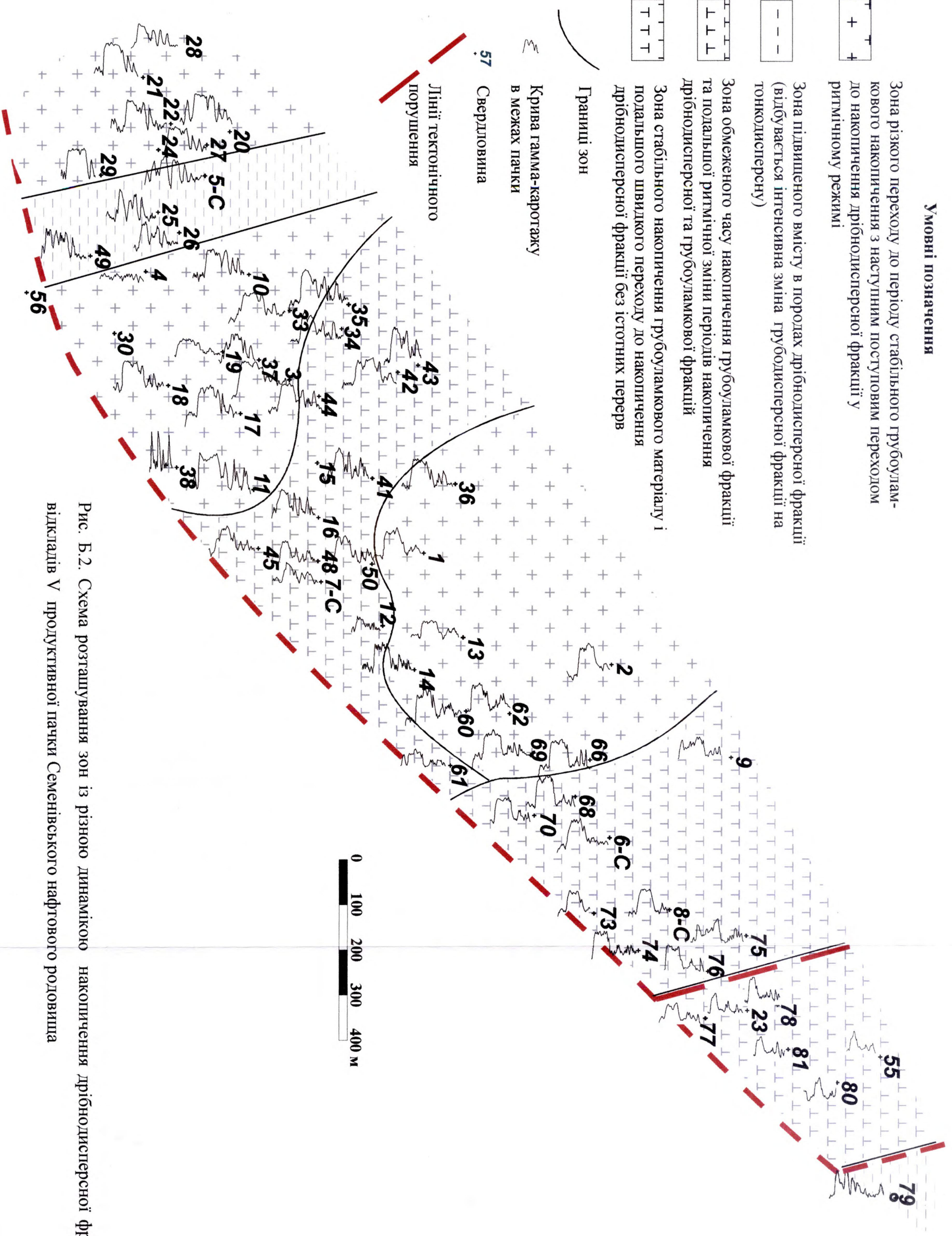


Рис. Б.2. Схема розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції відкладів V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

Умовні позначення

Зона різкого переходу до періоду стабільного груболам-
кового накопичення з наступним поступовим переходом
до накопичення дрібнодисперсної фракції у
ритмічному режимі

Зона підвищеного вмісту в породах дрібнодисперсної фракції
(відбувається інтенсивна зміна грубодисперсної фракції на
тонкодисперсну)

Зона обмеженого часу накопичення груболамкової фракції
та подальшої ритмічної зміни періодів накопичення
дрібнодисперсної та груболамкової фракції

Зона стабільного накопичення груболамкового матеріалу і
подальшого швидкого переходу до накопичення
дрібнодисперсної фракції без істотних перерв

Границі зон

Крива гамма-каротажу
в межах пачки

57 Сverdlovina

Лінії тектонічного
порушення

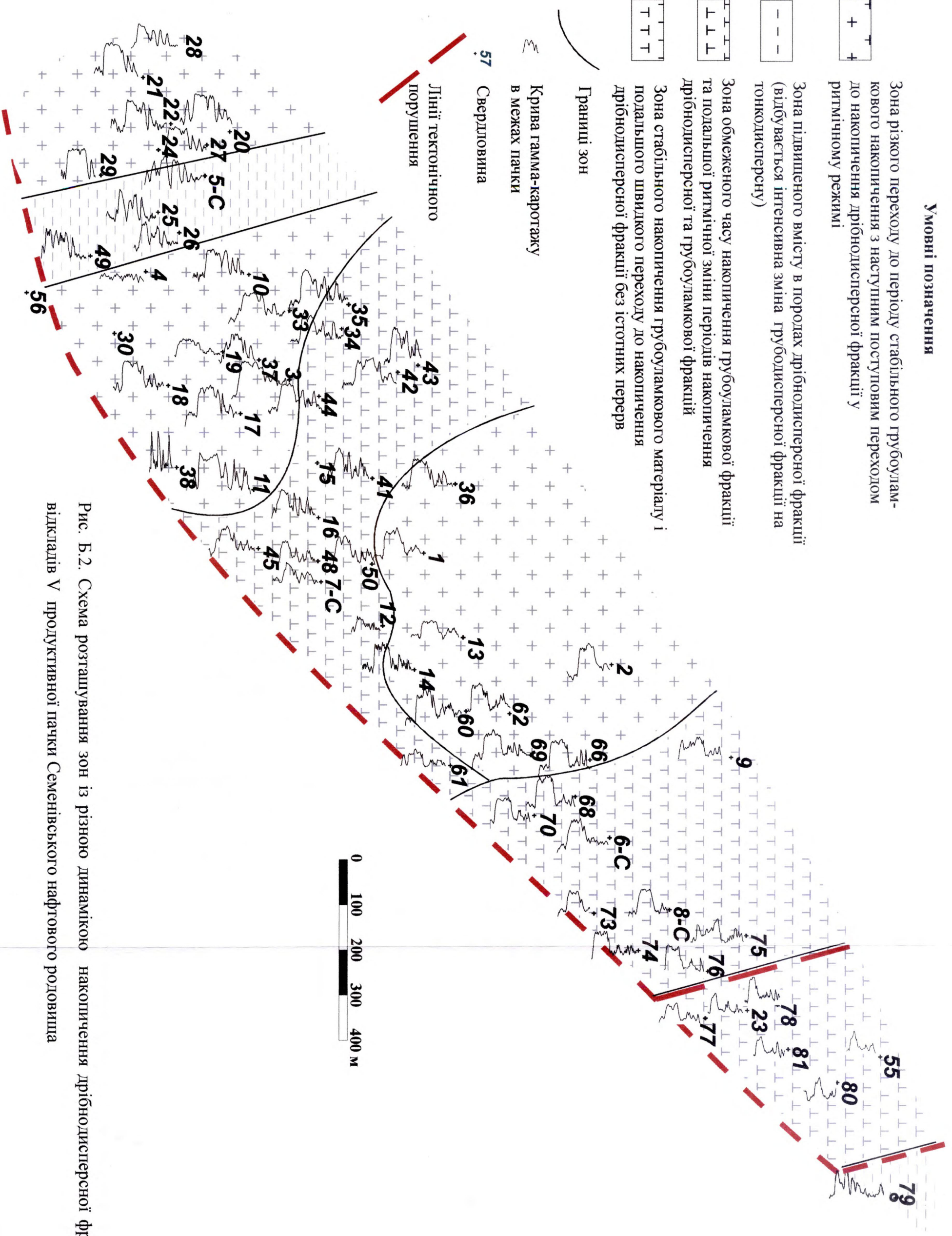


Рис. Б.2. Схема розташування зон із різною динамікою накопичення дрібнодисперсної фракції
відкладів V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

Додаток В

Таблиця В.1 –

**Результати петрофізичних досліджень керна, отриманого із свердловин
Семенівського нафтового родовища (за даними УкрДГРІ)**

№ п/п	Лабор. номер зразка	№ сверд.	Інтервал відбору, м	Густина, г/см ³	К _п , %	К _{пр} ^{абс} , ×10 ⁻³ мкм ²	К _{зв} , %	Нерозч. залишок, %	С _{кар.} , %
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
1	6311	2	247	1,89	28,18	-	-	-	3,3
2	6312	2	248	1,75	34,46	-	-	-	5,0
3	6313	2	249	1,83	31,71	-	-	-	6,6
4	6314	2	250	1,88	30,02	4,50	-	89,3	5,0
5	6315	2	258	1,80	33,02	18,30	-	85,1	12,3
6	6316	2	259	1,87	29,98	-	-	-	9,0
7	6317	2	260	1,74	33,70	-	-	-	6,0
8	6318	2	261	1,97	25,77	-	-	-	3,3
9	6319	2	224	1,75	33,29	-	-	-	83,0
10	6320	2	276	1,81	31,29	33,40	-	80,3	44,0
11	6321	2	277	1,82	31,89	-	-	-	5,0
12	6326	2	286	2,30	15,17	-	-	-	58,0
13	6327	2	286	2,40	11,00	-	-	-	87,0
14	6328	2	287	2,43	9,72	0,04	-	-	62,0
15	6329	2	288	1,74	33,01	20,00	-	51,9	79,0
16	6330	2	289	2,29	15,68	-	-	-	77,0
17	6331	2	290	1,76	35,14	-	-	-	84,0
18	6332	2	292	1,74	36,02	-	-	-	9,0
19	6333	2	293	2,38	12,64	-	-	-	85,0
20	6334	2	301	1,81	31,26	-	-	-	39,0
21	6335	2	302	1,97	26,58	0,89	-	86,8	10,7
22	6336	2	303	1,92	28,61	2,80	-	74,7	10,7
23	6337	2	304	1,80	31,82	-	-	-	16,5
24	6970	3	207-212	2,46	9,26	0,01	-	-	82,0
25	6971	3	212-217	1,77	34,55	-	-	-	29,0
26	6972	3	217-225	1,81	31,00	-	-	-	-
27	6973	3	217-225	1,80	33,11	-	-	-	12,3
28	6974	3	225-230	1,78	34,46	-	-	-	8,2
29	6975	3	230-232	2,31	16,10	0,42	-	-	58,0
30	6975a	3	230-232	2,62	1,04	0,01	-	-	69,0
31	6976	3	235-238	1,69	38,22	-	-	-	14,8
32	6977	3	235-238	1,58	41,78	-	-	-	17,0
33	6978	3	240-245	2,23	18,56	0,07	-	-	54,0
34	6979	3	240-245	2,37	12,44	0,07	-	-	84,0
35	6980	3	240-245	2,43	10,11	0,06	-	-	82,0
36	6981	3	245-247	2,16	21,09	0,11	-	-	57,0
37	6982	3	245-247	2,54	5,22	0,02	-	-	82,0
38	6983	3	247-250	2,50	8,10	0,03	-	-	74,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	6984	3	250-252	2,24	18,19	-	-	-	68,0
40	6985	3	252-255	1,78	34,51	-	-	-	9,0
41	6987	3	260-264	1,78	34,38	-	-	-	8,2
42	6589	3	195-202	1,79	32,27	0,21	-	92,5	3,3
43	6590	3	212-217	1,87	27,62	-	-	-	2,4
44	6591	3	217-225	1,82	30,68	-	-	-	3,3
45	6592	3	235-238	1,73	35,56	0,06	-	-	11,6
46	6593	3	238-240	2,45	8,59	0,05	-	-	83,0
47	6594	3	240-245	2,38	11,74	<0,01	-	-	84,0
48	6595	3	245-247	2,53	6,09	<0,01	-	-	89,0
49	6596	3	267-271	1,87	30,88	-	-	-	3,3
50	6597	3	277-281	1,75	32,49	-	-	-	-
51	6606	3	240-245	2,35	12,08	4,50	-	46,1	95,0
52	6607	3	240-245	2,36	11,54	434	-	43,9	83,0
53	6608	3	260-264	2,44	9,98	0,57	-	63,3	80,0
54	6595a	3	245-247	2,54	6,35	0,01	-	-	-
55	6607a	3	240-245	2,36	12,96	0,07	-	-	-
56	6970a	3	207-213	2,47	9,54	0,01	-	-	-
57	6975a	3	230-232	2,64	1,27	0,03	-	-	-
58	6978a	3	240-245	2,25	18,32	0,07	-	-	-
59	6979a	3	240-245	2,40	11,23	0,06	-	-	-
60	6980a	3	240-245	2,46	9,41	0,21	-	-	-
61	6982a	3	245-247	2,54	6,89	0,12	-	-	-
62	6593a	3	238-240	2,31	12,89	33,6	-	-	-
63	6970	3	207-212	2,46	9,26	0,01	-	-	82,0
64	6971	3	212-217	1,77	34,55	-	-	-	29,0
65	6972	3	217-225	1,81	31,00	-	-	-	0,0
66	6973	3	217-225	1,80	33,11	-	-	-	12,3
67	6974	3	225-230	1,78	34,46	-	-	-	8,2
68	6975	3	230-232	2,31	16,10	0,42	-	-	58,0
69	6975a	3	230-232	2,62	1,04	0,01	-	-	69,0
70	6976	3	235-238	1,69	38,22	-	-	-	14,8
71	6977	3	235-238	1,58	41,78	-	-	-	17,0
72	6978	3	240-245	2,23	18,56	0,07	-	-	54,0
73	6979	3	240-245	2,37	12,44	0,07	-	-	84,0
74	6980	3	240-245	2,43	10,11	0,06	-	-	82,0
75	6981	3	245-247	2,16	21,09	0,11	-	-	57,0
76	6982	3	245-247	2,54	5,22	0,02	-	-	82,0
77	6983	3	247-250	2,50	8,10	0,03	-	-	74,0
78	6984	3	250-252	2,24	18,19	-	-	-	68,0
79	6985	3	252-255	1,78	34,51	-	-	-	9,0
80	6987	3	260-264	1,78	34,38	-	-	-	8,2
81	7642	5	209	2,25	15,82	101,40	17,1	-	-
82	7643	5	210	1,44	45,72	109,90	-	-	-
83	7644	5	227	2,29	16,43	-	78,9	-	85,0
84	7645	5	227	2,20	19,41	-	-	-	86,0
85	7646	5	228	2,32	14,20	-	-	-	82,0

Продовж. табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
86	7647	5	228-229	2,43	8,57	-	-	-	7,4
87	7648	5	229	1,79	29,29	13,50	71,7	-	5,8
88	7649	5	230	1,92	27,37	-	-	-	32,0
89	7650	5	239	1,97	24,41	-	-	-	90,0
90	7651	5	246	1,80	31,49	40,70	79,1	-	59,0
91	7652	5	248	1,85	30,30	6,70	80,1	-	8,2
92	7653	5	262	1,80	33,21	-	55,2	-	87,0
93	7654	5	262	1,75	35,02	-	-	-	87,0
94	7655	5	263	1,68	37,19	-	-	-	85,0
95	7656	5	263	2,26	15,53	0,04	86,5	-	54,0
96	7657	5	264	2,07	21,69	199,00	-	-	81,0
97	7658	5	264	2,19	19,93	436,00	-	-	86,0
98	7659	5	264	2,26	14,62	175,30	-	-	85,0
99	7660	5	264	1,74	35,57	-	36,0	-	89,0
100	7661	5	265	1,87	27,97	2,90	-	-	86,0
101	7662	5	269	2,02	24,43	-	-	-	76,0
102	7663	5	270	2,22	17,09	-	77,8	-	60,0
103	7664	5	270	2,05	25,69	15,00	78,3	-	51,0
104	7665	5	273	2,56	9,11	0,05	82,9	-	-
105	7666	5	273	1,81	29,31	71,50	-	-	49,0
106	7667	5	274	1,77	34,91	48,00	92,6	-	54,0
107	7668	5	274	1,69	37,99	-	-	-	11,6
108	7669	5	274	1,82	33,60	-	-	-	5,6
109	7670	5	284	1,88	30,32	-	-	-	86,0
110	7671	5	285	1,92	28,75	-	-	-	82,0
111	7672	5	285	1,88	29,88	1,90	74,8	-	2,4
112	7673	5	286	1,94	27,79	-	-	-	3,3
113	7674	5	286	1,96	26,90	-	-	-	60,0
114	7675	5	287	1,90	29,44	-	50,0	-	49,0
115	7676	5	287	1,89	29,13	62,80	42,6	-	-
116	7677	5	292	1,74	34,24	-	-	-	8,2
117	7678	5	293	2,41	9,53	0,09	-	-	87,0
118	7679	5	293	1,96	27,12	28,50	64,5	-	7,4
119	7680	5	296	1,99	29,38	331,00	-	-	11,6
120	7681	5	297	1,86	30,74	-	-	-	6,6
121	7682	5	300	1,93	27,94	-	-	-	4,1
122	7683	5	301	2,00	27,17	-	-	-	15,7
123	7684	5	301	1,64	36,67	-	-	-	16,5
124	7521	5	225-229	2,17	21,49	2,30	48,7	16,3	71,0
125	7522	5	225-229	1,75	34,53	-	-	-	9,9
126	7523	5	225-229	1,78	33,14	-	-	-	3,3
127	7524	5	229-233	-	-	87,70	37,6	24,5	15,7
128	7525	5	229-233	1,79	32,54	-	-	-	2,4
129	7526	5	229-233	1,87	31,24	0,95	-	-	87,0
130	7527	5	265-271	1,48	45,24	-	-	-	44,0
131	7528	5	265-271	1,97	28,57	-	-	51,6	43,0
132	7529	5	265-271	2,22	16,22	5,76	47,0	7,2	91,0

Продовж. табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
133	7685	5	271-273	2,15	20,31	0,20	87,5	-	63,0
134	7686	5	271-273	1,67	38,24	42,20	60,8	38,7	56,0
135	7687	5	271-273	2,33	15,48	0,09	96,1	19,2	78,0
136	7688	5	281-286	1,94	28,39	2,80	87,2	-	9,9
137	7636	5	281-286	1,90	30,02	1,94	83,4	-	29,0
138	7637	5	281-286	2,06	23,73	2,50	64,2	-	32,0
139	7638	5	281-286	1,97	26,97	8,40	74,2	41,6	20,6
140	7639	5	281-286	1,97	27,17	62,70	-	56,0	33,0
141	7689	5	281-286	1,93	28,36	19,00	54,9	49,0	18,1
142	7640	5	281-286	1,92	28,30	-	45,0	41,2	51,0
143	7641	5	281-286	1,85	29,75	-	-	27,1	69,0
144	7883	5	233-238	1,72	33,83	-	-	-	3,3
145	7884	5	238-243	1,67	36,61	-	-	-	5,0
146	7885	5	238-243	1,93	27,99	144,70	38,2	8,9	43,0
147	7886	5	243-248	2,14	18,42	46,30	30,8	16,2	83,0
148	7887	5	243-248	1,75	33,98	-	-	-	4,1
149	7888	5	248-252	1,74	35,81	-	-	-	6,6
150	7889	5	248-252	2,62	4,68	<0,01	-	10,3	89,0
151	7890	5	252-255	1,75	33,51	-	-	-	4,1
152	7891	5	252-255	1,74	35,49	-	-	-	7,4
153	7892	5	255-260	1,71	36,65	-	-	-	8,2
154	7893	5	255-260	2,21	18,02	1,70	-	22,1	69,0
155	7894	5	260-265	1,69	38,04	-	-	-	9,0
156	7895	5	260-265	2,30	13,76	0,08	-	16,6	82,0
157	7896	5	265-271	2,25	15,26	1,70	82,6	4,7	82,0
158	7897	5	265-271	2,13	18,30	49,70	16,7	13,6	86,0
159	7898	5	265-271	1,81	32,77	0,27	-	-	41,0
160	7899	5	265-271	2,49	7,86	<0,01	-	9,0	85,0
161	7900	5	265-271	2,45	9,21	<0,01	-	10,8	83,0
162	7901	5	271-273	2,33	14,00	0,11	88,7	10,6	83,0
163	7902	5	271-273	1,77	35,84	-	-	-	40,0
164	7903	5	276-281	1,92	30,24	-	-	-	5,8
165	7904	5	281-286	1,93	27,15	-	-	24,9	63,0
166	7905	5	281-286	1,99	26,57	-	-	-	30,0
167	7906	5	281-286	2,03	24,04	7,30	56,5	-	56,0
168	7907	5	281-286	2,03	25,20	1,00	84,9	4,4	35,0
169	7908	5	281-286	2,01	26,00	3,40	71,9	-	62,0
170	7944	5	225-229	2,45	11,59	0,11	-	11,1	81,0
171	7945	5	225-229	1,69	37,29	-	-	-	4,1
172	7946	5	289-233	1,84	31,40	-	-	-	5,0
173	7947	5	289-233	2,18	20,29	-	-	7,4	90,0
174	7948	5	289-233	2,43	11,69	0,16	55,4	-	84,0
175	7949	5	289-233	2,62	4,22	0,66	76,6	-	91,0
176	7950	5	238-243	2,08	21,58	49,20	27,3	11,3	44,0
177	7951	5	243-248	1,75	35,66	-	-	-	6,6
178	7952	5	260-265	2,21	19,66	0,89	90,7	-	74,0
179	7953	5	265-271	2,18	21,00	0,98	56,0	8,9	76,0

Продовж. табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
180	7954	5	265-271	2,39	12,07	0,08	77,0	-	76,0
181	7955	5	265-271	2,46	9,47	0,02	74,9	8,3	86,0
182	7956	5	271-273	1,76	33,62	-	-	-	5,0
183	7957	5	271-273	1,65	39,53	0,89	47,6	11,8	78,0
184	7958	5	271-273	2,34	13,81	0,08	83,7	17,8	69,0
185	7959	5	271-273	2,41	11,32	0,03	52,3	10,0	84,0
186	7960	5	281-286	2,03	25,60	0,30	88,1	37,5	44,0
187	7961	5	281-286	1,96	27,67	-	-	-	36,0
188	7962	5	281-286	1,93	28,80	16,3	66,9	54,1	19,0
189	7963	5	281-286	2,31	14,99	1,40	29,0	-	72,0
190	7964	5	286-291	1,98	26,84	61,00	-	9,4	87,0
191	7965	5	286-291	1,75	35,76	18,20	-	30,3	11,6
192	7966	5	291-296	1,85	30,71	33,70	57,0	-	2,4
193	7967	5	296-300	1,94	28,26	-	-	46,6	4,1
194	7968	5	296-300	2,54	6,85	1,20	-	16,5	82,0
195	7969	5	305-310	1,84	32,13	-	-	-	6,6
196	7970	5	310-313	1,83	31,46	11,20	82,1	-	0,0
197	7971	5	313-316	1,83	31,82	0,54	-	-	5,0
198	7972	5	316-320	1,85	30,42	0,08	-	-	1,6
199	7973	5	320-325	1,85	31,65	-	-	-	3,3
200	7974	5	325-330	1,83	32,99	-	-	-	5,8
201	7975	5	345-350	1,84	32,57	-	-	-	0,0
202	7036	6	233-235	1,79	32,66	-	-	-	8,2
203	7037	6	235-239	2,55	4,94	<0,01	-	-	90,0
204	7038	6	235-237	1,86	29,36	-	-	-	70,0
205	7039	6	235-237	-	-	-	-	-	5,0
206	7040	6	237-239	2,47	8,42	0,57	-	-	94,0
207	7041	6	237-239	1,77	32,71	10,12	62,8	-	4,1
208	7042	6	241-243	1,72	36,25	-	-	-	6,6
209	7043	6	243-245	1,74	34,04	-	-	-	4,1
210	7044	6	243-245	2,54	8,52	-	-	-	66,0
211	7045	6	245-247	1,74	34,10	0,11	88,2	-	4,1
212	7046	6	247-250	-	-	-	-	-	4,1
213	7047	6	250-252	1,7	34,90	-	-	-	4,1
214	7048	6	252-254	1,74	34,68	-	-	-	5,8
215	7049	6	254-256	-	-	-	-	-	61,0
216	7050	6	254-256	-	-	-	-	-	4,1
217	7051	6	256-258	1,76	32,86	-	-	-	4,1
218	7052	6	258-261	1,75	35,28	-	-	-	8,2
219	7053	6	258-261	1,47	46,30	-	-	-	29,0
220	7054	6	258-261	1,93	24,92	-	-	-	84,0
221	7055	6	258-261	1,83	32,83	536,00	12,2	-	14,8
222	7056	6	261-263	1,71	36,80	0,18	93,8	-	12,3
223	7057	6	263-266	1,74	34,12	2,26	-	-	4,1
224	7058	6	263-266	1,79	32,59	-	-	-	4,1
225	7059	6	263-266	1,73	35,06	-	-	-	74,0
226	7060	6	266-268	1,76	34,21	-	61,8	-	8,2

Продовж. табл.В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
227	7061	6	268-273	1,64	37,51	-	-	-	17,3
228	7062	6	268-273	1,64	37,61	-	-	-	85,0
229	7063	6	268-273	1,60	38,91	417,00	54,9	-	86,0
230	7064	6	268-273	2,45	10,21	-	-	-	82,0
231	7065	6	273-276	2,50	8,21	<0,01	-	-	85,0
232	7066	6	273-276	1,79	32,01	<0,01	-	-	68,0
233	7067	6	273-276	1,83	31,36	68,30	51,2	-	71,0
234	7068	6	276-279	1,77	33,49	12,20	60,0	-	78,0
235	7069	6	276-279	2,28	15,26	-	-	-	66,0
236	7070	6	279-283	1,76	35,55	-	91,0	-	9,0
237	7092	6	235	1,8	31,91	-	-	-	-
238	7093	6	236	1,83	30,64	-	-	-	-
239	7094	6	237	-	-	16,10	53,5	-	5,8
240	7095	6	238	1,95	26,40	-	-	-	-
241	7096	6	244	-	-	0,07	77,0	-	9,0
242	7096a	6	244	-	-	-	-	-	5,0
243	7097	6	245	-	-	-	-	-	6,6
244	7098	6	245	-	-	-	-	-	5,8
245	7099	6	246	-	-	-	-	-	8,2
246	7100	6	246	-	-	-	-	-	5,0
247	7101	6	247	1,89	29,07	-	-	-	60,0
248	7102	6	248	2,47	10,43	-	-	-	-
249	7103	6	248	1,70	36,53	0,08	89,0	-	13,2
250	7104	6	269	-	-	-	-	-	84,0
251	7105	6	269	2,26	17,89	-	-	-	71,0
252	7106	6	270	1,82	31,40	-	-	-	72,0
253	7107	6	271	2,38	11,89	-	-	-	-
254	7108	6	271	1,63	38,61	-	-	-	-
255	7109	6	272	1,71	35,33	-	77,3	-	-
256	7110	6	272	2,30	15,13	-	84,0	-	-
257	7111	6	273	2,29	15,66	-	82,0	-	-
258	7112	6	273	2,30	15,40	-	-	-	-
259	7113	6	273	2,48	8,82	-	-	-	85,0
260	7114	6	274	2,02	23,57	-	-	-	-
261	7115	6	274	2,04	23,09	-	82,2	-	-
262	7116	6	275	1,69	36,12	-	84,0	-	68,0
263	7117	6	275	1,72	34,87	-	37,7	-	69,0
264	7118	6	276	1,77	33,47	-	-	-	74,0
265	7119	6	286	1,99	25,27	-	-	-	-
266	7120	6	287	-	-	-	-	-	43,0
267	7121	6	289	1,79	32,81	-	62,8	-	25,0
268	7122	6	290	1,83	30,94	-	-	-	51,0
269	7125	6	283-287	1,91	29,92	-	-	-	41,0
270	7126	6	287-290	1,90	29,24	-	-	-	-
271	7127	6	287-290	1,81	32,45	-	-	-	-
272	7128	6	287-290	1,82	32,36	-	-	-	-
273	7129	6	287-290	1,81	32,26	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
274	7130	6	220-225	1,78	32,81	-	-	-	3,3
275	7131	6	225-229	1,78	33,70	-	-	-	7,4
276	7132	6	233-235	1,78	34,32	-	-	-	5,8
277	7133	6	235-237	1,86	29,15	-	-	-	70,0
278	7134	6	235-237	2,43	10,52	0,86	-	-	86,0
279	7135	6	237-239	2,60	5,25	-	-	-	95,0
280	7136	6	243-245	1,58	42,16	0,74	63,6	-	67,0
281	7137	6	243-245	2,53	9,42	<0,01	98,6	24,9	67,0
282	7138	6	247-250	2,66	1,81	-	-	-	91,0
283	7139	6	256-258	1,94	29,80	-	-	-	76,0
284	7140	6	258-261	1,81	33,93	0,04	99,2	-	3,3
285	7141	6	261-263	1,85	31,71	<0,01	48,6	-	22,0
286	7142	6	261-263	1,79	32,40	0,31	86,5	-	86,0
287	7143	6	261-263	1,73	36,33	-	-	-	14,0
288	7144	6	268-273	1,55	42,47	-	-	-	49,0
289	7145	6	268-273	2,41	13,55	-	-	-	68,0
290	7146	6	268-273	2,45	9,51	3492,0	7,3	-	94,0
291	7147	6	268-273	2,33	14,47	-	-	-	94,0
292	7148	6	268-273	1,51	41,65	66,20	57,7	-	84,0
293	7149	6	268-273	1,59	36,76	0,06	99,5	-	83,0
294	7150	6	268-273	2,37	12,74	0,15-0,170	95,0	-	77,0
295	7151	6	268-273	2,45	11,37	0,11- 0,20	75,0	-	85,0
296	7152	6	273-276	2,48	9,17	217,40	38,4	-	87,0
297	7153	6	273-276	2,29	16,58	112,30	29,2	-	74,0
298	7154	6	273-276	1,72	34,85	0,09	97,9	-	66,0
299	7155	6	273-276	1,73	35,86	1,24	77,8	-	72,0
300	7156	6	273-276	1,69	36,66	0,05	85,3	-	72,0
301	7157	6	273-276	2,40	13,31	3,00 - 0,53	84,3	-	87,0
302	7158	6	276 -279	1,74	33,82	128,5- 88,5	49,7	-	68,0
303	7563a	6	277 -279	1,71	36,65	88,30	57,7	-	-
304	7564	6	276-279	1,82	31,62	60,90	53,0	-	84,0
305	7565	6	276-279	1,59	40,66	2,90	55,4	-	68,0
306	7566	6	276-279	1,80	32,18	0,17	59,6	-	76,0
307	7567	6	276-279	2,54	9,93	-	-	-	74,0
308	7568	6	279-283	1,80	34,08	80,10	38,5	-	8,3
309	7569	6	287-290	1,81	32,10	42,10	-	-	19,0
310	7570	6	287-290	1,88	29,50	47,60	52,0	-	40,0
311	7037a	6	238-237	2,42	10,14	48,90	-	-	-
312	7040a	6	237-239	2,41	10,77	0,05	92,4	-	-
313	7041a	6	237-239	2,54	5,49	-	-	-	-
314	7063a	6	268-273	1,67	36,96	57,40	-	-	-
315	7064a	6	268-273	1,59	37,99	-	-	-	-
316	7065a	6	268-273	2,46	10,47	0,12	-	-	-
317	7066a	6	273-276	2,50	8,91	4,40	-	-	-
318	7067a	6	273-276	1,80	32,32	0,01	-	-	-
319	7068a	6	273-276	1,79	32,48	400,00	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
320	7069a	6	276-279	1,84	30,96	325,00	-	-	-
321	7036	6	233-235	1,79	32,66	0,03	-	-	8,2
322	7037	6	235-239	2,55	4,94	0,01	-	-	90,0
323	7038	6	235-237	1,86	29,36	48,30	-	-	70,0
324	7039	6	235-237	-		46,10	-	-	5,0
325	7040	6	237-239	2,47	8,42	15,30	-	-	94,0
326	7041	6	237-239	1,77	32,71	-	-	-	4,1
327	7042	6	241-243	1,72	36,25	<0,01	-	-	6,6
328	7043	6	243-245	1,74	34,04	-	-	-	4,1
329	7044	6	243-245	2,54	8,52	-	-	-	66,0
330	7045	6	245-247	1,74	34,10	0,57	-	-	4,1
331	7046	6	247-250	--		10,12	62,8	-	4,1
332	7047	6	250-252	1,70	34,90	-	-	-	4,1
333	7048	6	252-254	1,74	34,68	-	-	-	5,8
334	7049	6	254-256	-		-	-	-	61,0
335	7050	6	254-256	-		0,11	88,2	-	4,1
336	7051	6	256-258	1,76	32,86	-	-	-	4,1
337	7052	6	258-261	1,75	35,28	-	-	-	8,2
338	7053	6	258-261	1,47	46,30	-	-	-	29,0
339	7054	6	258-261	1,93	24,92	-	-	-	84,0
340	7055	6	258-261	1,83	32,83	-	-	-	14,8
341	7056	6	261-263	1,71	36,80	-	-	-	12,3
342	7057	6	263-266	1,74	34,12	-	-	-	4,1
343	7058	6	263-266	1,79	32,59	-	-	-	4,1
344	7059	6	263-266	1,73	35,06	-	-	-	74,0
345	7060	6	266-268	1,76	34,21	536,00	12,2	-	8,2
346	7061	6	268-273	1,64	37,51	0,18	93,8	-	17,3
347	7062	6	268-273	1,64	37,61	2,26	-	-	85,0
348	7063	6	268-273	1,60	38,91	-	-	-	86,0
349	7064	6	268-273	2,45	10,21	-	-	-	82,0
350	7065	6	273-276	2,50	8,21	-	61,8	-	85,0
351	7066	6	273-276	1,79	32,01	-	-	-	68,0
352	7067	6	273-276	1,83	31,36	-	-	-	71,0
353	7068	6	276-279	1,77	33,49	417,00	54,9	-	78,0
354	7069	6	276-279	2,28	15,26	-	-	-	66,0
355	7070	6	279-283	1,76	35,55	<0,01	-	-	9,0
356	7092	6	235	1,80	31,91	<0,01	-	-	-
357	7093	6	236	1,83	30,64	68,30	51,2	-	-
358	7094	6	237	-		12,20	60,0	-	5,8
359	7095	6	238	1,95	26,40	-	-	-	-
360	7096	6	244	-		-	91,0	-	9,0
361	7096a	6	244	-		-	-	-	5,0
362	7097	6	245	-		-	-	-	6,6
363	7098	6	245	-		16,10	53,5	-	5,8
364	7099	6	246	-		-	-	-	8,2
365	7100	6	246	-		0,07	77,0	-	5,0
366	7101	6	247	1,89	29,07	-	-	-	60,0

Продовж. табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
367	7102	6	248	2,47	10,43	-	-	-	-
368	7103	6	248	1,70	36,53	-	-	-	13,2
369	7104	6	269	-	-	-	-	-	84,0
370	7105	6	269	2,26	17,89	-	-	-	71,0
371	7106	6	270	1,82	31,40	-	-	-	72,0
372	7107	6	271	2,38	11,89	-	-	-	-
373	7108	6	271	1,63	38,61	0,08	89,0	-	-
374	7109	6	272	1,71	35,33	-	-	-	-
375	7110	6	272	2,30	15,13	-	-	-	-
376	7111	6	273	2,29	15,66	-	-	-	-
377	7112	6	273	2,30	15,40	-	-	-	-
378	7113	6	273	2,48	8,82	-	-	-	85,0
379	7114	6	274	2,02	23,57	-	77,3	-	-
380	7115	6	274	2,04	23,09	-	84,0	-	-
381	7116	6	275	1,69	36,12	-	82,0	-	68,0
382	7117	6	275	1,72	34,87	-	-	-	69,0
383	7118	6	276	1,77	33,47	-	-	-	74,0
384	7119	6	286	1,99	25,27	-	-	-	-
385	7120	6	289	1,79	32,81	-	82,2	-	25,0
386	7121	6	290	1,83	30,94	-	84,0	-	51,0
387	7125	6	283-287	1,91	29,92	-	37,7	-	41,0
388	7126	6	287-290	1,90	29,24	-	-	-	-
389	7127	6	287-290	1,81	32,45	-	-	-	-
390	7128	6	287-290	1,82	32,36	-	-	-	-
391	7129	6	287-290	1,81	32,26	-	62,8	-	-
392	6800	7	204-208	2,44	12,49	-	-	-	49,0
393	6801	7	204-208	2,57	5,45	-	-	-	86,0
394	6802	7	212-214	1,70	35,47	-	-	-	5,0
395	6803	7	212-214	2,05	20,72	-	-	-	92,0
396	6804	7	214-216	2,17	15,94	-	-	-	69,0
397	6805	7	214-216	1,76	37,80	-	-	-	4,1
398	6808	7	220-222	1,84	31,11	-	-	-	73,0
399	6809	7	220-222	1,89	29,36	0,09	-	-	79,0
400	6810	7	222-225	1,77	35,24	0,02	-	-	5,8
401	6813	7	225-227	1,58	39,93	-	-	-	40,0
402	6814	7	227-229	1,71	36,88	0,59	-	-	80,0
403	6815	7	229-231	1,79	34,95	4,20	-	-	24,0
404	6816	7	229-231	1,73	35,73	-	-	-	89,0
405	6817	7	231-233	2,35	12,80	5,20	-	-	86,0
406	6818	7	231-233	1,68	36,10	818,00	-	-	91,0
407	6819	7	233-235	1,63	37,69	-	-	-	74,0
408	6820	7	233-235	2,22	16,02	-	-	-	80,0
409	6821	7	235-237	1,88	30,76	-	-	-	27,0
410	6822	7	237-239	2,04	23,16	-	-	-	78,0
411	6823	7	239-241	1,71	37,69	161,00	-	-	17,3
412	6825	7	243-245	1,99	26,74	0,07	-	-	34,0
413	6872	7	245-249	1,82	30,78	154,20	50,3	-	16,5

Продовж. табл.В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
414	6873	7	249-253	1,82	29,47	140,80	-	-	0,0
415	6874	7	253-257	1,80	29,94	3,10	64,4	-	0,0
416	6731	7	195-205	2,35	14,28	-	-	-	67,0
417	7242	7	179	1,81	32,80	64,00	50,9	-	-
418	7243	7	179	2,08	24,04	-	-	-	-
419	7244	7	180	1,72	34,22	8,65	66,4	-	8,2
420	7245	7	181	1,82	32,08	-	-	-	-
421	7246	7	185	1,81	30,18	-	-	-	-
422	7247	7	185	1,71	35,15	1,90	-	-	5,8
423	7248	7	185	1,91	29,05	-	-	-	7,4
424	7249	7	186	1,97	26,96	0,23	-	-	-
425	7250	7	186	1,89	29,53	-	-	-	-
426	7251	7	187	1,80	32,55	-	-	-	9,9
427	7252	7	195	2,43	13,98	-	-	-	77,0
428	7253	7	195	2,45	8,71	-	-	-	4,1
429	7254	7	196	1,91	27,67	-	-	-	-
430	7255	7	197	1,81	30,91	-	-	-	5,0
431	7256	7	198	1,81	31,72	-	-	-	57,0
432	7257	7	199	1,79	32,49	1,60	-	-	54,0
433	7258	7	223	1,84	32,33	-	-	-	-
434	7259	7	205	2,06	25,65	3,80	-	-	39,0
435	7260	7	206	1,91	27,29	-	-	-	5,0
436	7261	7	207	1,85	29,25	-	-	-	24,0
437	7262	7	208	1,81	30,63	-	-	-	7,4
438	7263	7	208	1,68	38,60	-	-	-	35,0
439	7264	7	209	1,82	33,19	-	-	-	59,0
440	7265	7	209	1,50	44,43	2,50	-	-	32,0
441	7266	7	210	1,49	44,69	0,48	-	-	66,0
442	7267	7	214	1,80	32,91	-	-	-	26,0
443	7268	7	215	2,35	12,11	-	-	-	-
444	7269	7	216	1,81	32,24	-	-	-	-
445	7270	7	217	1,90	30,35	-	-	-	-
446	7271	7	221	1,74	35,77	-	-	-	9,0
447	7272	7	222	1,89	31,04	-	-	-	-
448	7273	7	228	2,00	26,91	-	-	-	60,0
449	7274	7	231	1,80	33,00	-	-	-	65,0
450	7275	7	232	1,48	44,13	0,09	-	-	-
451	7276	7	233	1,84	30,21	30,40	-	-	66,0
452	6800a	7	204-208	2,46	12,06	58,30	-	-	-
453	6803a	7	212-214	2,00	23,31	117,00	-	-	-
454	6804a	7	214-216	2,14	16,97	-	-	-	-
455	6812a	7	225-227	1,30		-	-	-	-
456	6817a	7	231-233	2,37	12,66	-	-	-	-
457	6820a	7	233-235	2,24	16,16	0,77	-	-	-
458	7003a	7	212-214	2,42	12,40	-	-	-	-
459	7006a	7	218-220	2,27	17,06	0,19	-	-	-
460	7015a	7	229-231	2,21	18,07	3,50	-	-	-

Продовж. табл. В. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
414	6873	7	249-253	1,82	29,47	140,80	-	-	0,0
415	6874	7	253-257	1,80	29,94	3,10	64,4	-	0,0
416	6731	7	195-205	2,35	14,28	-	-	-	67,0
417	7242	7	179	1,81	32,80	64,00	50,9	-	-
418	7243	7	179	2,08	24,04	-	-	-	-
419	7244	7	180	1,72	34,22	8,65	66,4	-	8,2
420	7245	7	181	1,82	32,08	-	-	-	-
421	7246	7	185	1,81	30,18	-	-	-	-
422	7247	7	185	1,71	35,15	1,90	-	-	5,8
423	7248	7	185	1,91	29,05	-	-	-	7,4
424	7249	7	186	1,97	26,96	0,23	-	-	-
425	7250	7	186	1,89	29,53	-	-	-	-
426	7251	7	187	1,80	32,55	-	-	-	9,9
427	7252	7	195	2,43	13,98	-	-	-	77,0
428	7253	7	195	2,45	8,71	-	-	-	4,1
429	7254	7	196	1,91	27,67	-	-	-	-
430	7255	7	197	1,81	30,91	-	-	-	5,0
431	7256	7	198	1,81	31,72	-	-	-	57,0
432	7257	7	199	1,79	32,49	1,60	-	-	54,0
433	7258	7	223	1,84	32,33	-	-	-	-
434	7259	7	205	2,06	25,65	3,80	-	-	39,0
435	7260	7	206	1,91	27,29	-	-	-	5,0
436	7261	7	207	1,85	29,25	-	-	-	24,0
437	7262	7	208	1,81	30,63	-	-	-	7,4
438	7263	7	208	1,68	38,60	-	-	-	35,0
439	7264	7	209	1,82	33,19	-	-	-	59,0
440	7265	7	209	1,50	44,43	2,50	-	-	32,0
441	7266	7	210	1,49	44,69	0,48	-	-	66,0
442	7267	7	214	1,80	32,91	-	-	-	26,0
443	7268	7	215	2,35	12,11	-	-	-	-
444	7269	7	216	1,81	32,24	-	-	-	-
445	7270	7	217	1,90	30,35	-	-	-	-
446	7271	7	221	1,74	35,77	-	-	-	9,0
447	7272	7	222	1,89	31,04	-	-	-	-
448	7273	7	228	2,00	26,91	-	-	-	60,0
449	7274	7	231	1,80	33,00	-	-	-	65,0
450	7275	7	232	1,48	44,13	0,09	-	-	-
451	7276	7	233	1,84	30,21	30,40	-	-	66,0
452	6800a	7	204-208	2,46	12,06	58,30	-	-	-
453	6803a	7	212-214	2,00	23,31	117,00	-	-	-
454	6804a	7	214-216	2,14	16,97	-	-	-	-
455	6812a	7	225-227	1,30		-	-	-	-
456	6817a	7	231-233	2,37	12,66	-	-	-	-
457	6820a	7	233-235	2,24	16,16	0,77	-	-	-
458	7003a	7	212-214	2,42	12,40	-	-	-	-
459	7006a	7	218-220	2,27	17,06	0,19	-	-	-
460	7015a	7	229-231	2,21	18,07	3,50	-	-	-

Продовж. табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
508	7998	8	281-286	1,82	31,61	-	-	-	3,3
509	7999	8	286-290	1,86	30,66	-	-	-	13,2
510	8000	8	290-295	1,86	30,93	-	-	-	2,4
511	8001	8	290-295	1,83	31,72	0,05	-	-	4,1
512	8002	8	290-295	1,88	29,81	-	-	-	-
513	8003	8	295-300	1,88	29,99	1,10	-	-	-
514	8004	8	300-304	1,75	29,92	-	-	-	-
515	8005	8	304-310	1,70	31,77	-	-	-	-
516	8006	8	315-320	1,94	29,38	-	-	-	15,7
517	8007	8	244-248	1,78	32,13	-	-	-	1,6
518	7728	8	225-230	1,80	32,92	-	-	-	5,8
519	7729	8	230-235	1,78	33,78	-	-	-	4,1
520	7730	8	230-235	1,85	30,30	-	-	-	73,0
521	7731	8	230-235	1,61	40,99	-	-	-	14,8
522	7732	8	230-235	2,01	22,38	-	-	-	71,0
523	7733	8	235-240	2,43	9,98	-	-	-	90,0
524	7734	8	235-240	2,52	6,46	-	-	-	90,0
525	7735	8	240-244	1,78	33,04	-	-	-	2,4
526	7736	8	244-248	1,75	33,60	-	-	-	2,4
527	7737	8	252-256	2,56	8,28	-	-	-	87,0
528	7738	8	261-266	2,21	17,80	629,80	33,8	-	82,0
529	7739	8	290-295	1,83	32,48	-	-	-	49,0
530	7740	8	304-310	1,73	32,53	-	-	-	0,0
531	7741	8	315-320	1,84	32,24	0,18	72,5	-	3,3
532	7742	8	300-304	1,75	32,33	<0,01	-	-	0,0
533	7754	8	220	1,72	34,43	-	-	-	22,0
534	7755	8	220	1,70	36,14	-	-	-	14,8
535	7756	8	233	1,89	29,98	<0,01	-	-	16,5
536	7758	8	234	1,82	32,39	1,38	76,1	-	5,8
537	7759	8	235	1,76	32,41	-	-	-	2,4
538	7760	8	235	1,92	28,02	-	-	-	4,1
539	7761	8	239	1,83	29,81	-	-	-	46,0
540	7762	8	240	1,74	32,55	-	-	-	8,2
541	7763	8	240	1,78	31,37	3,90	74,5	-	10,7
542	7765	8	249	1,69	35,39	-	-	-	15,7
543	7766	8	250	1,78	31,97	-	-	-	4,1
544	7767	8	251	2,14	23,37	-	-	-	54,6
545	7768	8	251	1,77	33,83	0,75	-	-	6,6
546	7769	8	252	1,79	32,93	0,16	76,6	-	8,2
547	7771	8	256	1,88	30,69	-	-	-	10,7
548	7772	8	257	1,52	44,11	-	-	-	29,0
549	7774	8	259	1,75	36,04	-	-	-	13,2
550	7775	8	260	1,78	34,77	-	-	-	14,8
551	7776	8	263	2,40	13,04	-	-	-	87,0
552	7777	8	266	1,84	29,19	-	-	-	78,0
553	7778	8	266	1,67	37,35	1,70	-	-	66,0
554	7779	8	267	1,99	24,48	-	-	-	78,0

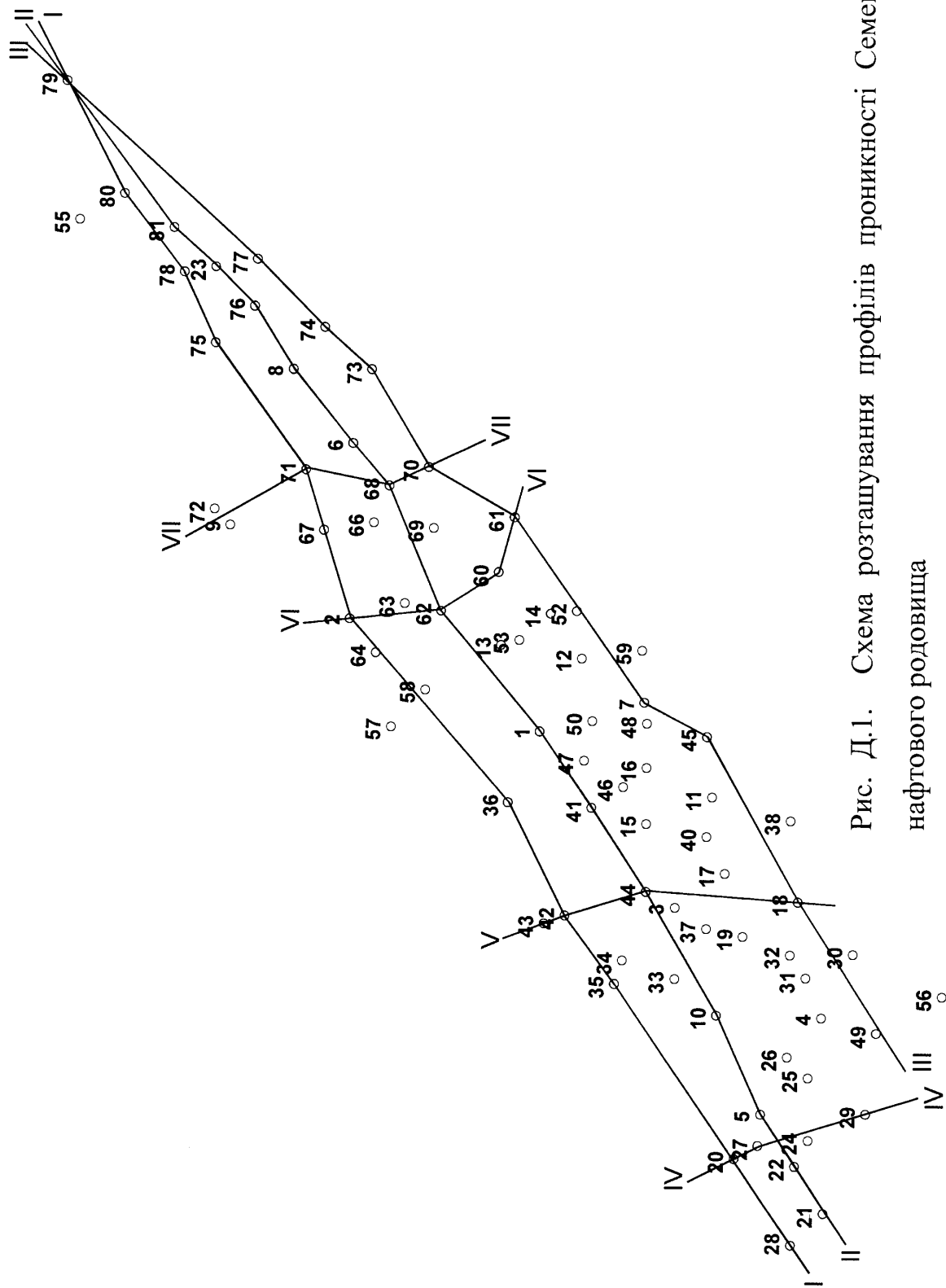


Рис. Д.1. Схема розташування профілів проникності Семенівського нафтового родовища

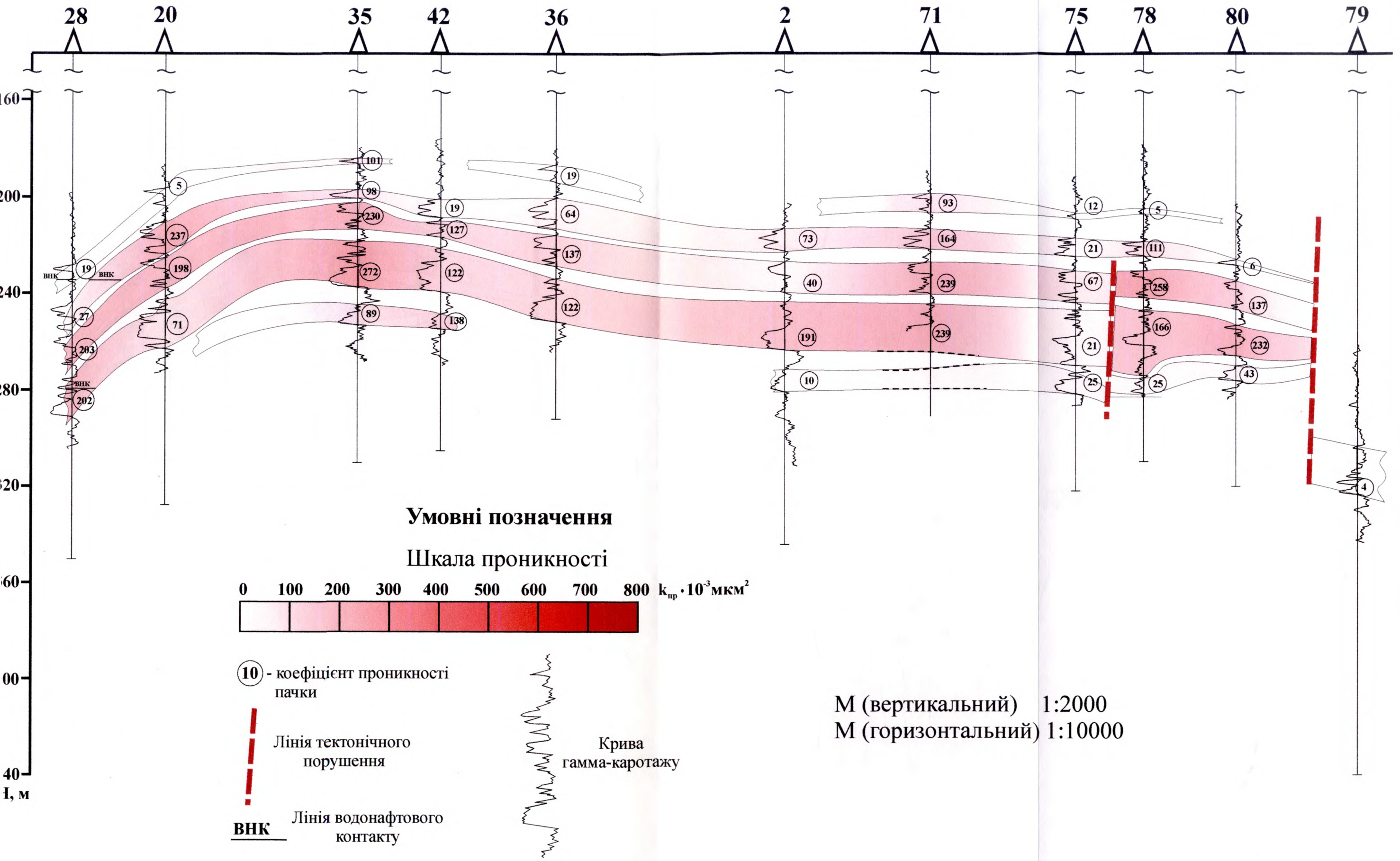


Рис. Д.2. Профіль розподілу коефіцієнта проникності продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища вздовж лінії свердловин 28, 20, 35, 42, 36, 2, 71, 75, 78, 80, 79 (повздовжній профіль вздовж лінії I-I)

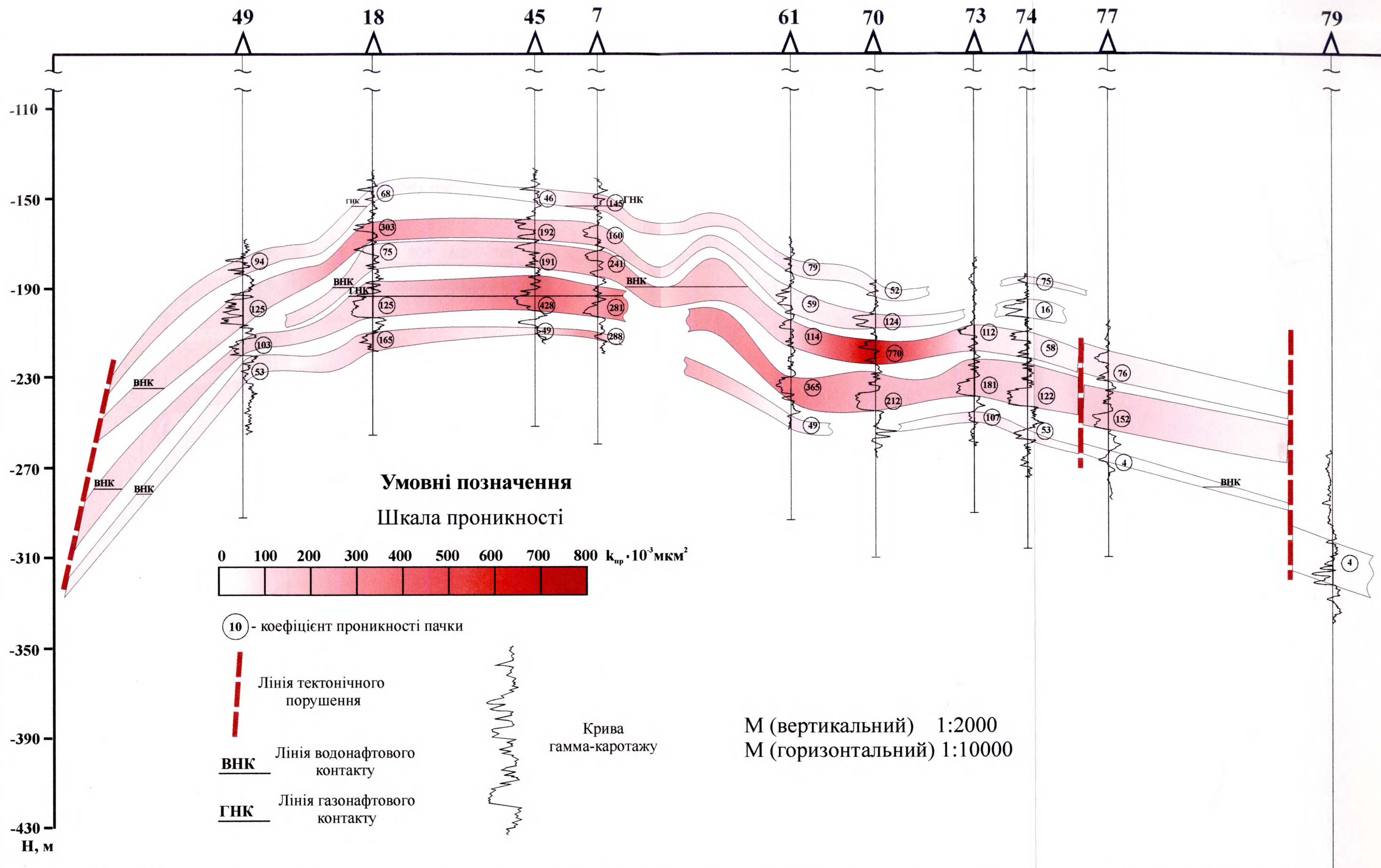
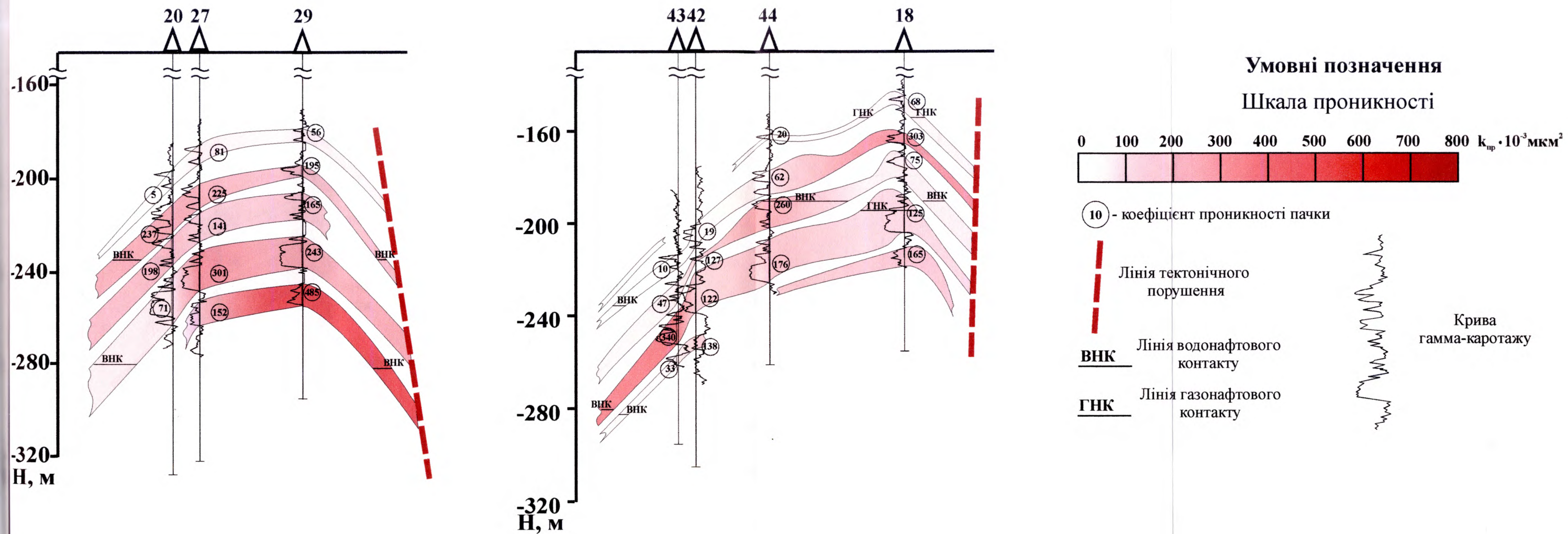
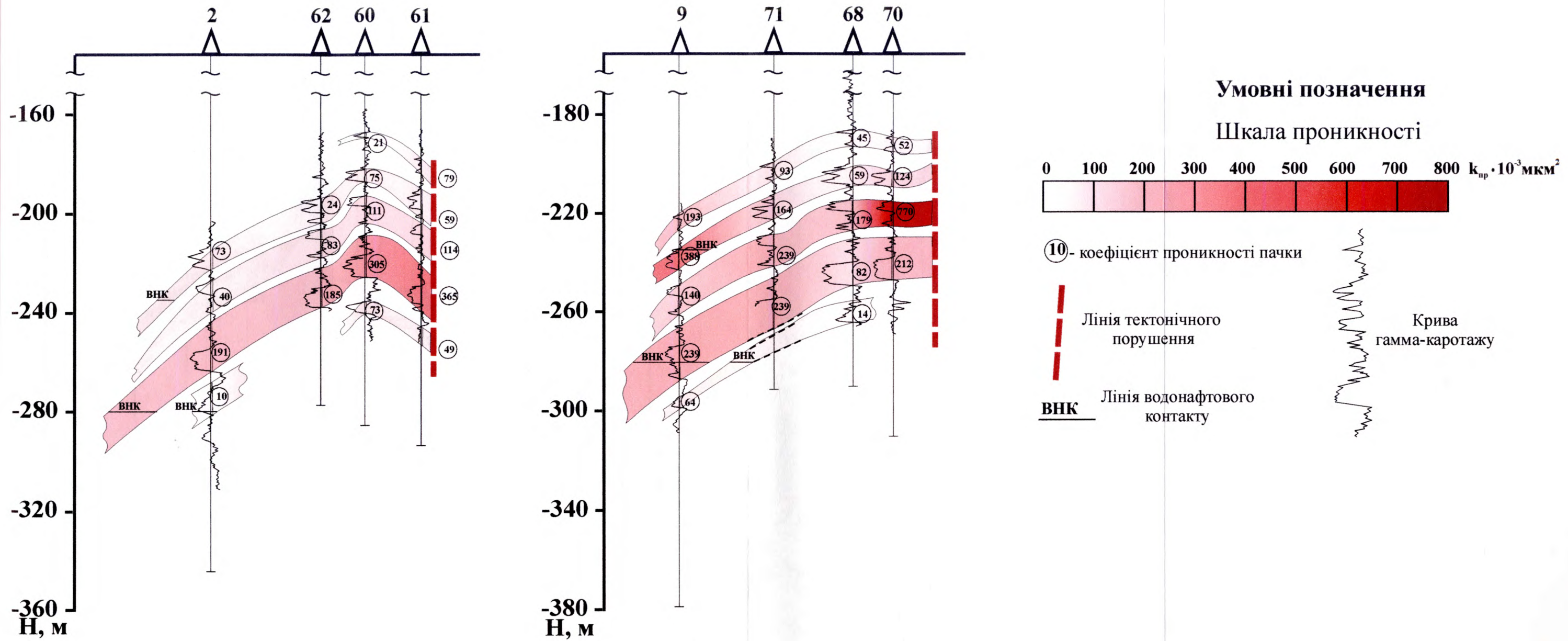


Рис. Д.4. Профіль розподілу коефіцієнта проникності продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища вздовж лінії свердловин 49, 18, 45, 7, 61, 70, 73, 74, 77, 79 (повздовжній профіль вздовж лінії III-III)



М (вертикальний) 1:2000
 М (горизонтальний) 1:10000

Рис. Д.5. Профіль розподілу коефіцієнта проникності продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища вздовж лінії свердловин 20, 27, 29 (поперечний профіль вздовж лінії IV-IV) та 43, 42, 44, 18 (поперечний профіль вздовж лінії V-V)



М (вертикальний) 1:2000
 М (горизонтальний) 1:10000

Рис. Д.6. Профіль розподілу коефіцієнта проникності продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища вздовж лінії свердловин 2, 62, 60, 61 (поперечний профіль вздовж лінії VI-VI) та 9, 71, 68, 70 (поперечний профіль вздовж лінії VII-VII)

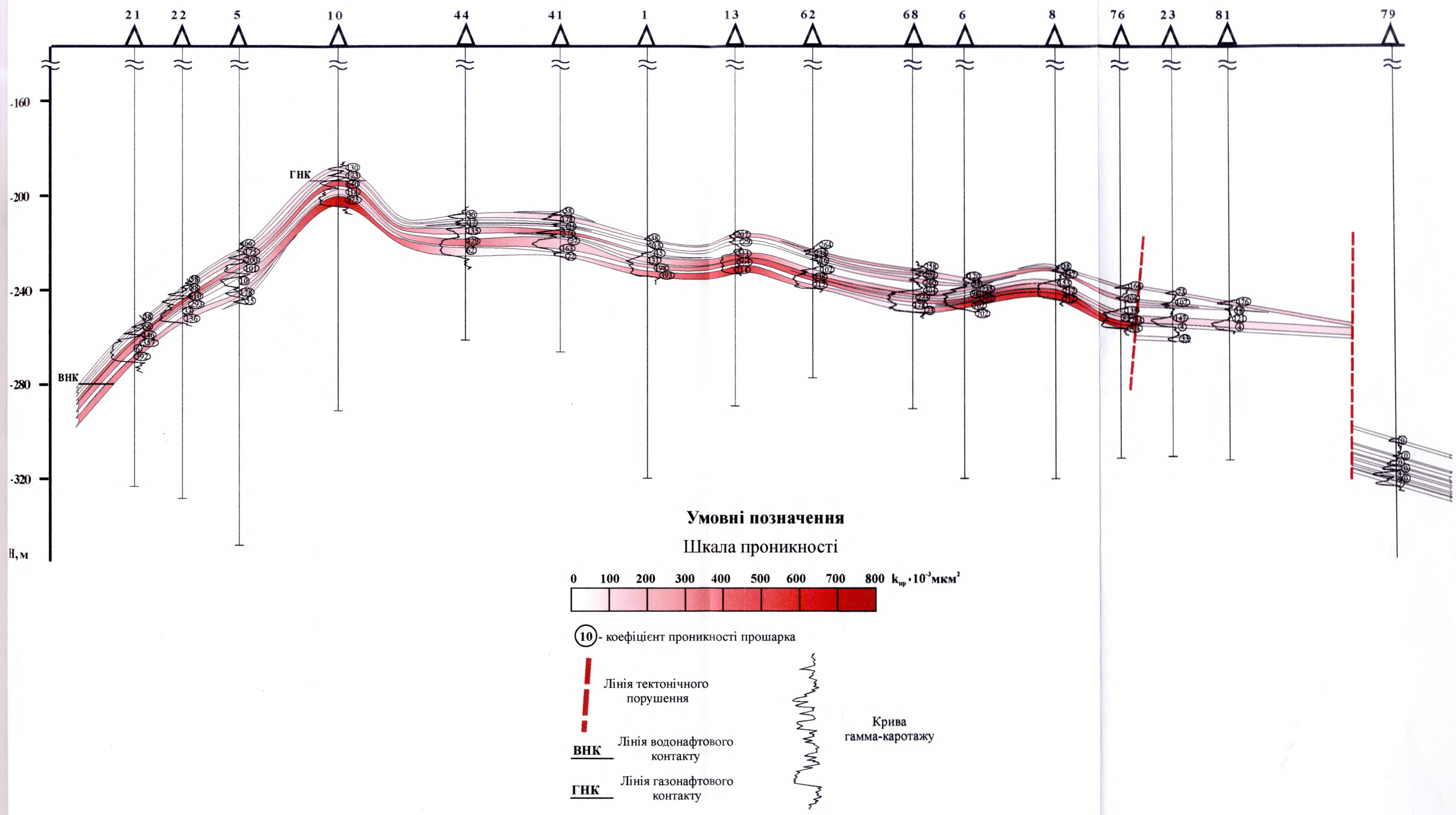


Рис. Д.7. Профіль розподілу коефіцієнта проникності V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища вздовж лінії свердловин 21, 22, 5, 10, 44, 41, 1, 62, 68, 6, 8, 76, 23, 81, 79 (повздовжній профіль вздовж лінії П-П)

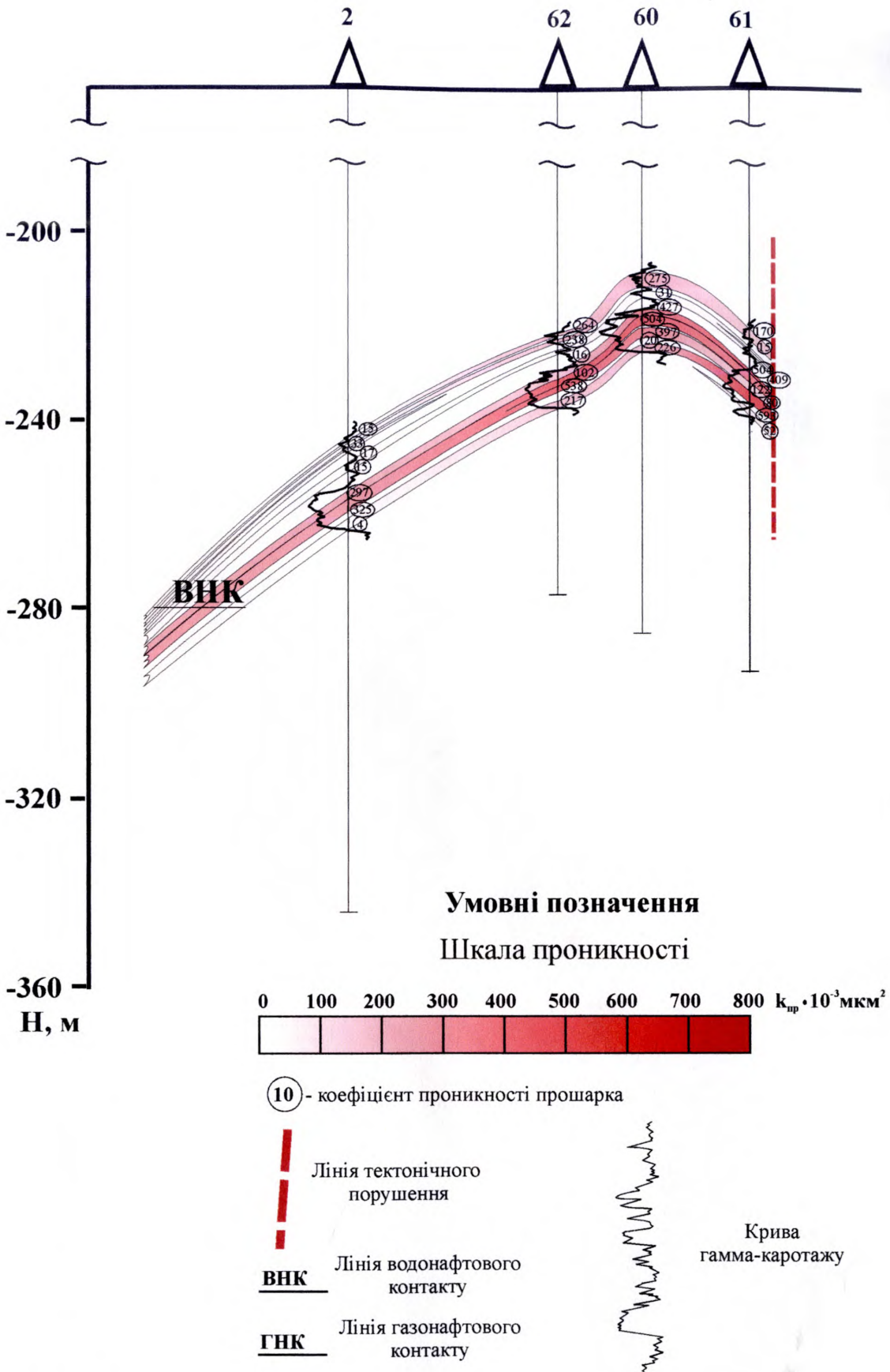


Рис. Д.8. Профіль розподілу коефіцієнта проникності V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища вздовж лінії свердловин 2, 62, 60, 61 (повздовжній профіль по лінії VI-VI)

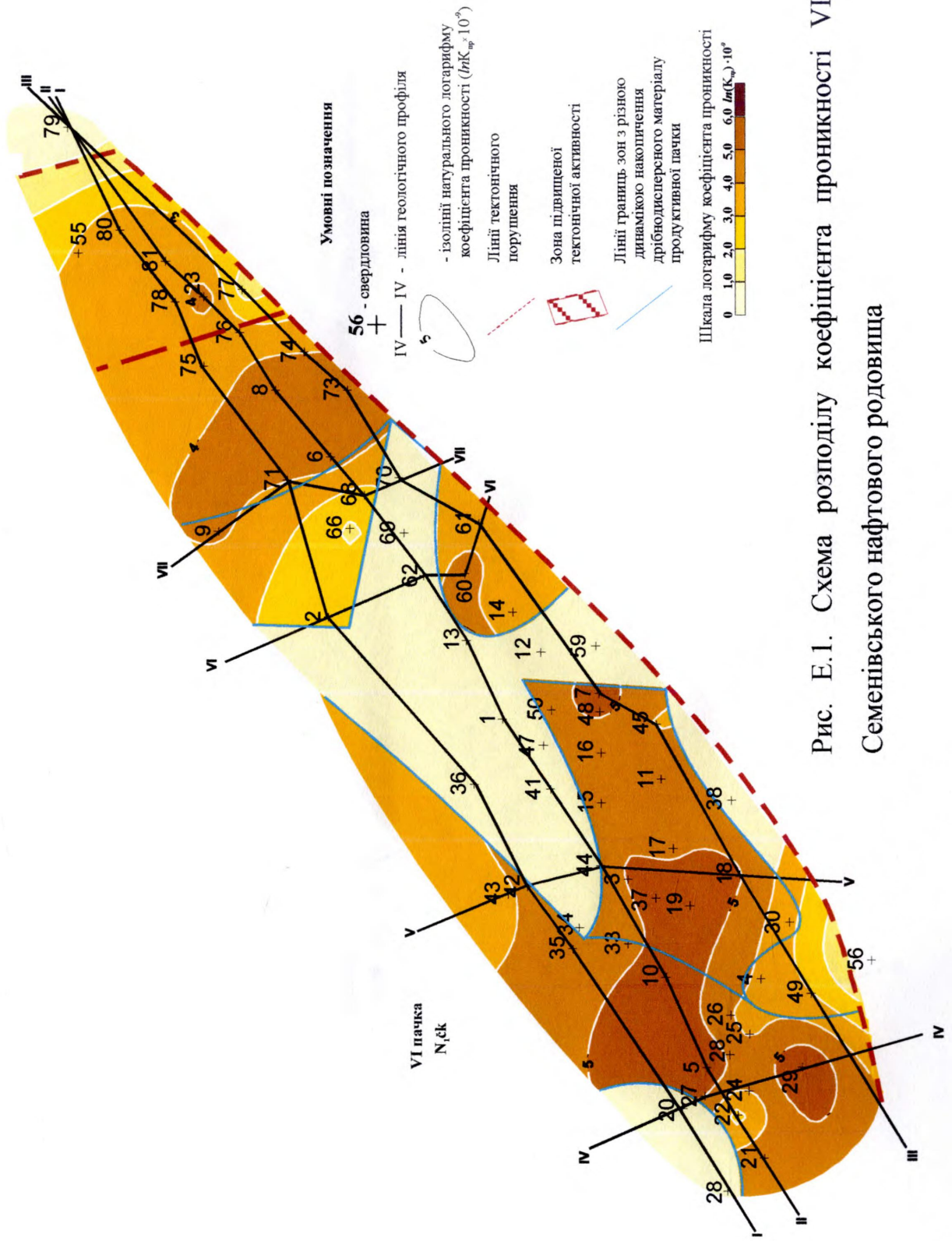


Рис. Е.1. Схема розподілу коефіцієнта проникності VI продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

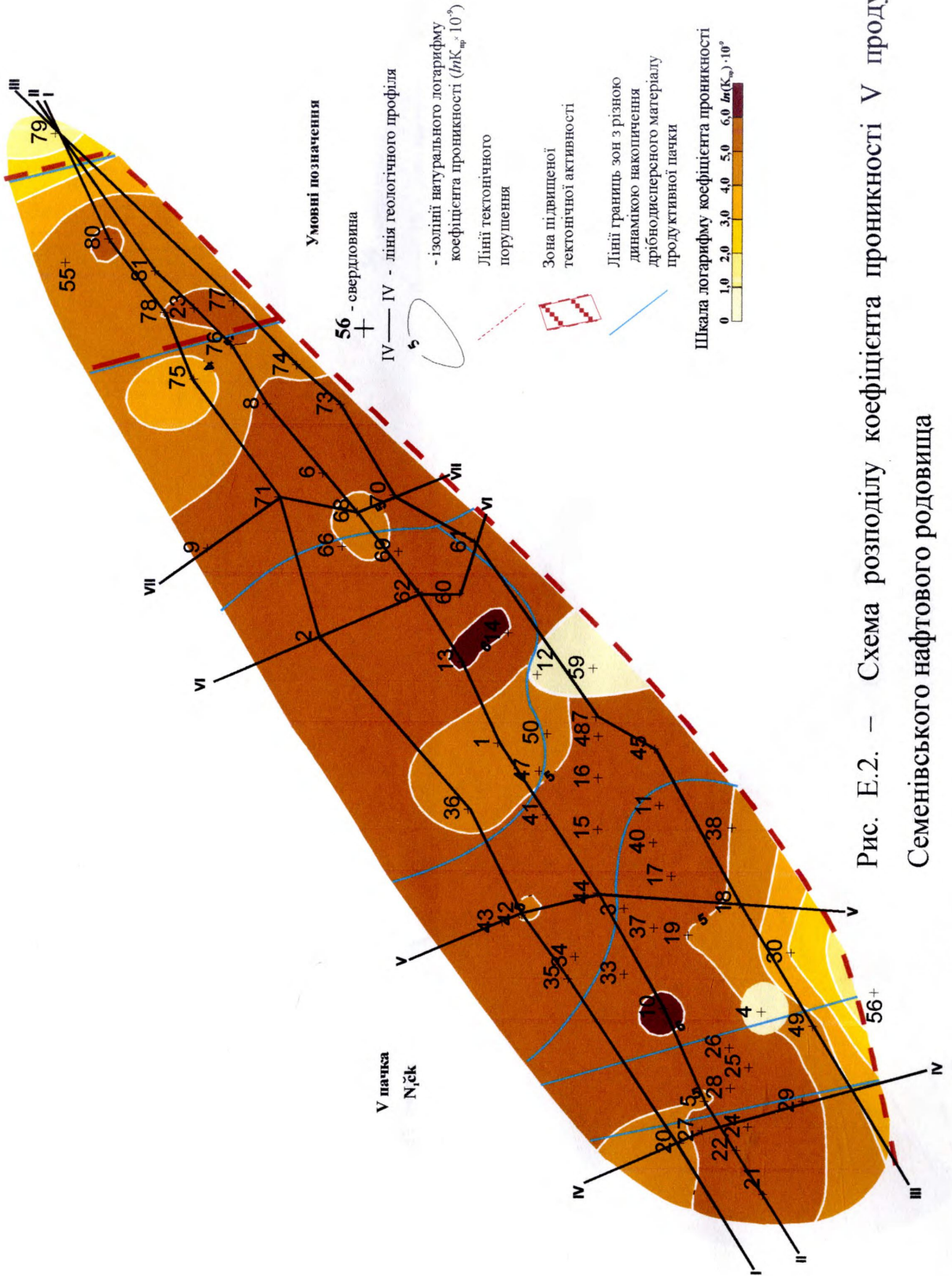


Рис. Е.2. - Схема розподілу коефіцієнта проникності V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

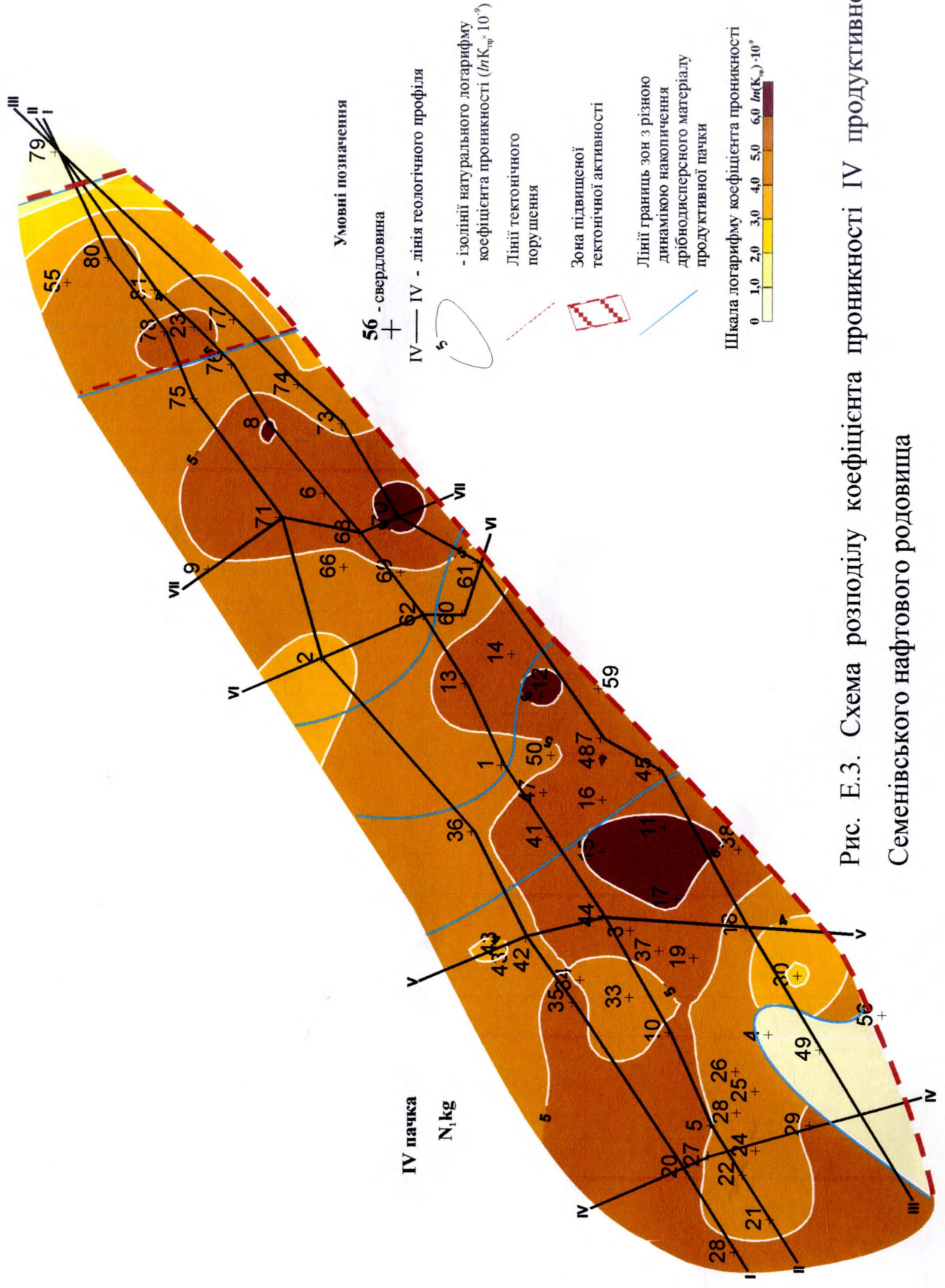


Рис. Е.3. Схема розподілу коефіцієнта проникності IV продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

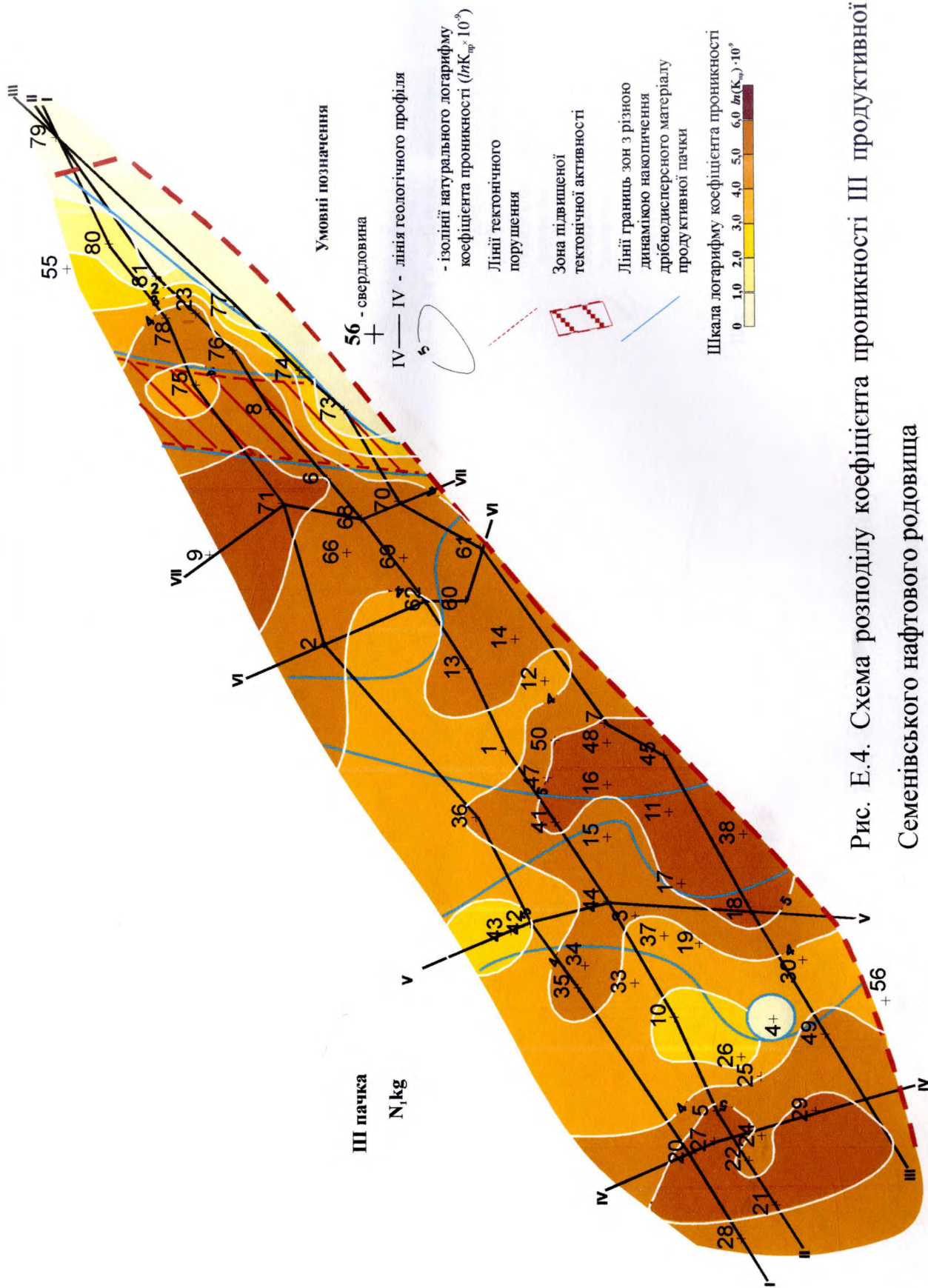


Рис. Е.4. Схема розподілу коефіцієнта проникності III продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

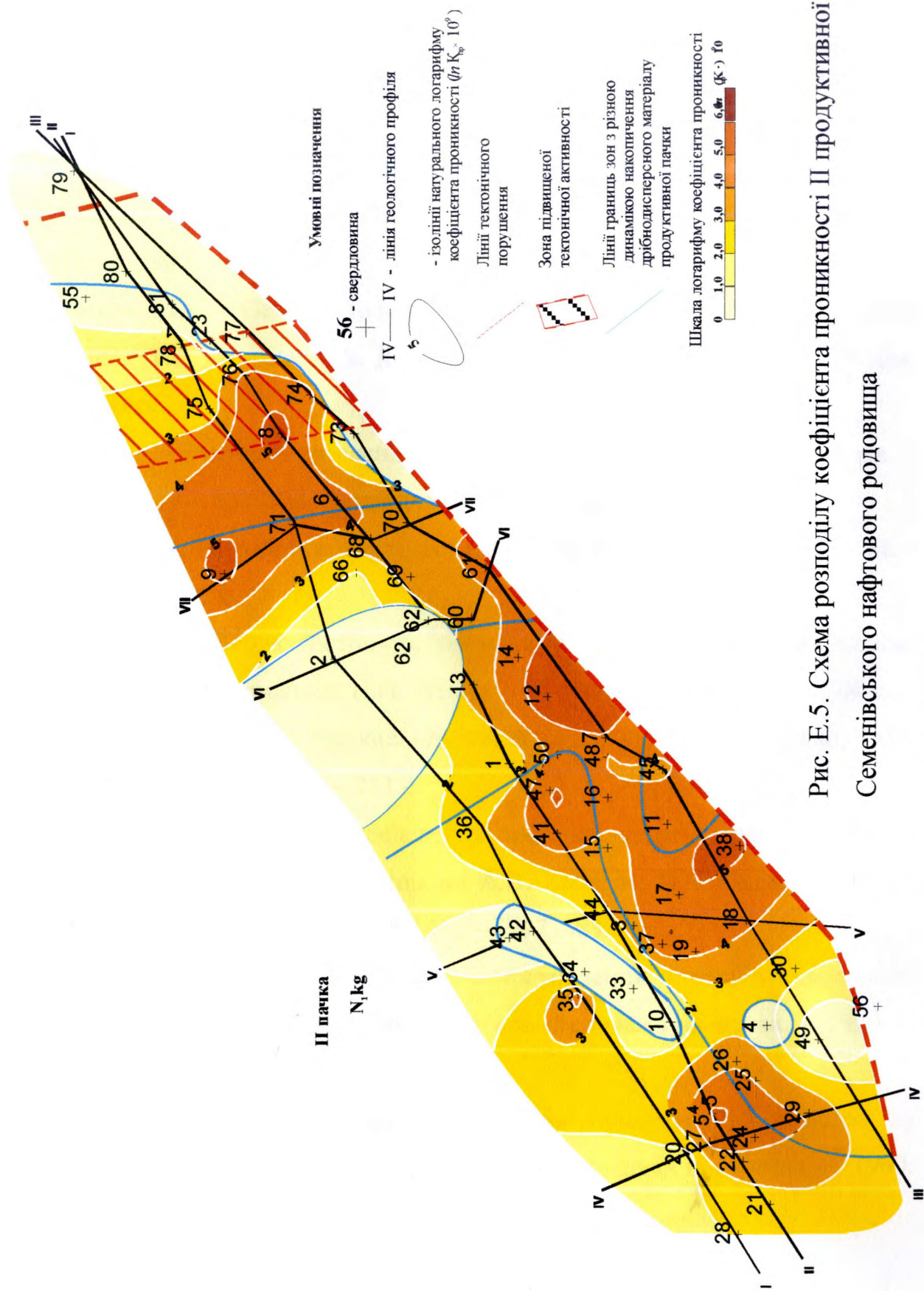


Рис. Е.5. Схема розподілу коефіцієнта проникності II продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М. : Недра, 1972. – 368 с.
2. Латышева М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышева, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М. : Недра, 1990. – 312 с.
3. Изотова Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисова, Б.Ю. Вендельштейн. – М. : Недра, 1993. – 183 с.
4. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ : Підручник. / В.С. Бойко. – 3-є доповнене видання. – К.: Реал-принт, 2004. – 695с.
5. Желтов Б.П. Разработка нефтяных месторождений/ Б.П. Желтов. – М. : Недра, 1986. – 332 с.
6. Жуков Н.Н. Вероятностно-статистические методы анализа геолого-геофизической информации / Н.Н. Жуков. – К. : Вища школа, 1975. – 304 с.
7. Каждан А.Б. Математические методы в геологии / А.Б. Каждан, О.И. Гуськов. – М. : Недра, 1990. – 251 с.
8. Хабаров А.В. Методика определения проницаемости по данным ГИС с учетом типизации пород-коллекторов / А.В. Хабаров, П.К. Федоров // НТВ Каротажник. – Тверь, 2006. – № 5(146). – С.77 – 83.
9. Кухаренко Н.К. Оценка удельного сопротивления пласта в переходной зоне / Н.К. Кухаренко // Разведочная и промысловая геофизика. – 1956. – №15. – С.23 – 31
10. Сохранов Н.Н. Изучение переходной зоны продуктивных пластов по электрическому каротажу / Н.Н. Сохранов // Прикладная геофизика. – 1960. – №24. – С.29 – 39

11. Султанов С.А. Использование методов промысловой геофизики для изучения нефтеотдачи пластов / С.А. Султанов, Н.М. Свихнушин – М. : Недра, 1967. – 115 с.
12. Анпилогов А.П. Выделение заводненных пластов и прослоев по данным промыслово-геофизических исследований / А.П. Анпилогов, Н.Н. Сохранов // Прикладная геофизика. – 1962. – №24. – С.32 – 41
13. О возможности выявления прорывов пресных вод с помощью волнового диэлектрического каротажа / Д.С. Даев, С.Б.Денисов, Т.Р. Озолин [и др.] // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1971. – №6. – С.41 – 44
14. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов / С.А. Султанов. – М. : Недра, 1974. – 224 с.
15. Токарев М.А. О необходимости внедрения новых методов контроля за разработкой нефтяных месторождений / М.А. Токарев, В.М. Шаховкин, Е.Н. Шевкунов // Физико-химия и разработка нефтяного пласта : труды Уфимского нефт. ин-та. – М. : Недра, 1970. – №6. – С.44 – 59
16. Токарев М.А. О характере выработки пласта Д1 Серафимовского месторождения (по данным оценочных скважин) / М.А. Токарев, М.Г. Ованесов, В.А. Калинин // НТС Сер. Нефтепромысловое дело. – 1971. – №2. – С.9 – 12
17. Шаховкин В.Н. Исследование возможности и целесообразности создания обсадных труб из электропроводного стеклопластика / В.Н. Шаховкин, М.А. Токарев, Ф.С. Гарифуллин // НТС Сер. Нефтепромысловое дело. – 1970. – №6. – С.15 – 22
18. Ахметов К.Р. Технологии геофизического контроля за выработкой запасов нефти на месторождениях ОАО “Сургутнефтегаз” / К.Р.Ахметов // НТВ Каротажник. – 2000. – №67. – С. 9-16
19. Султанов С.А. Практическое применение радиометрии скважин для определения водонефтяного контакта / С.А. Султанов // Нефтяник. – 1956. – №4. – С.29 – 30

20. Султанов С.А. Применение радиометрии скважин для контроля за процессом разработки / С.А. Султанов // Опыт разработки нефтяных месторождений : мат-лы Куйбышевского тех. совета Мин-ва нефт. пром-ти. – М. : Гостоптехиздат, 1956. – С.34 – 42
21. Хуснуллин М.Х. Способ разделения нефтеносных и обводненных от закачки пластов. Авт. свид. №201556. / М.Х. Хуснуллин // Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки. – 1967. – №18. – С.21 – 30
22. Хуснуллин М.Х. Радиогеохимический метод изучения движения пластовых вод при разработке нефтяных месторождений : дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. / М.Х. Хуснуллин – М., 1989. – 190 с.
23. Дворкин В.И. Использование радиогеохимического эффекта в очаге нагнетания для оценки заводненной толщины пласта / В.И. Дворкин // НТВ Каротажник. – 2001. – №85. – С. 45-54
24. Дудаев С.М. Возможности использования радиогеохимических эффектов на поздней стадии разработки многопластового нефтяного месторождения Узень / С.М. Дудаев, В.Г. Наумов, Ж.Е. Тулесинов // НТВ Каротажник. – 2003. – №109. – С. 124-137
25. Ипатов А.И. Опыт изучения радиогеохимических эффектов в пластах для контроля “поршневого” вытеснения нефти водой / А.И. Ипатов, И.В. Хромецкая // НТВ Каротажник. – 2007. – №4(157). – С. 31-48
26. Орлинский Б.М. Контроль за заводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики / Б.М. Орлинский, В.М. Арбузов М. : Недра, 1971. – 153 с.
27. Иванов В.М. Изучение осолонения цементного кольца обсаженных скважин методом нейтронного каротажа с целью оценки характера насыщенности коллекторов : дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук / Иванов В.М. – М., 1970. – 189 с.
28. Ерозолимский Б.Г. Метод разделения водонефтенасыщенных пластов, основанный на применении импульсного нейтрон-нейтронного источника /

Б.Г. Ерозолимский, А.С. Школьников // Ядерная геофизика. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – С.16 – 24

29. О результатах применения нейтронных импульсных методов и аппаратуры для исследования разреза скважин / Ф.А. Алексеев, Б.Г. Ерозолимский, Д.Ф. Беспалов [и др.] // Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – С.20 – 27

30. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / [Шимелевич Ю.С., Школьников А.С., Поляченко А.Л. и др.] ; ред. Шимелевич Ю.С. ; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М. : Ротапринт, 1965. – 195 с.

31. Основы импульсных нейтронных методов каротажа (методическое пособие) / [Кедров А.И., Новгородов В.А., Поляченко А.Л. и др.] ; ред. Кедров А.И. ; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М. : Ротапринт, 1969. – 225 с.

32. Попов Н.В. Разработка аппаратуры и методики кислородного каротажа / Н.В. Попов, В.Ф. Горбунов // Ядерная геофизика : труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии. – М. : Недра, 1968. – С.39 – 49. (вып. 1)

33. Путкарадзе Л.А. Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов по результатам ИНК обсаженных скважин / Л.А. Путкарадзе // НТВ Каротажник. – Тверь, 2001. – № 84. С 125 – 136.

34. Басин Я.Н. Принципы и методология применения геофизических исследований скважин для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений / Я.Н. Басин, А.М. Блюменцев // НТВ Каротажник. – 2000. – №56. – С. 29-52

35. Путкарадзе Л.А. Методические указания по оценке текущей нефтенасыщенности и степени выработки коллекторов в неперфорированных интервалах обсаженных скважин : Утверждены

миннефтепромом, Мингазпромом и Мингео СССР в 1987 году / Л.А. Путкарадзе. – М. : Недра, 1987. – 35с.

36. Сеидов В.М. Определение остаточной нефтенасыщенности пластов по данным ИННК / В.М. Сеидов // НТВ Каротажник. – Тверь, 2007. – № 3(156). – С.80– 84.

37. Теленков В.М. Определение текущей нефтенасыщенности методом ИННК. Опыт работ. / В.М. Теленков, Г.А. Калмыков // НТВ Каротажник. – 2002. – №88. – С. 49-62.

38. Соколовский Э.В. Применение радиоактивных изотопов для контроля за разработкой нефтяных месторождений / Э. Соколовский. – М. : Недра, 1968. – 180 с.

39. Скважинная ядерная геофизика : справочник геофизика / [под ред. О.Л. Кузнецова, А.Л. Поляченко]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1990. – 318 с.

40. Радиоактивные методы исследования нефтяных и газовых скважин. / [О.А. Барсуков, Н.М. Блинова, С.Ф. Выборных и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – 278 с.

41. Регламент проведения контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами // Нефтяная компания “Юкос” ЗАО “Юкос ЭГ”. – Версия 1.0. – М.: Юкос, 2002. – 62с.

42. Султанов С.А. Контроль за обводнением коллекторов нефтяных месторождений Татарии и пути повышения его интенсивности / С.А. Султанов, Б.М. Орлинский // Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – Уфа : Башкнигоиздат, 1969. – 251 с.

43. Хуснуллин М.Х. Способ определения источника обводнения нефтяной скважины. Авт. свид. №265309 / М.Х. Хуснуллин, В.А. Шумилов // Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки. – 1970. – №10. – С.11 – 18.

44. Анализ результатов опытно-промысловых испытаний способа выделения обводненных интервалов нефтеносных пластов с помощью радиоактивных индикаторов на промыслах Башкирии. / М.М. Акчурин, С.Н. Коновалов, Е.В. Лозин [и др.] // – НТС Сер. Нефтепромысловое дело. – 1970. – №5. – С.15 – 20.
45. Азимов П.К. Методика контроля за перемещением фронта воды при законтурном заводнении, применяемая на нефтепромысле Ходжи-Абад / П.К. Азимов, И.Б. Розенберг // НТС Сер. Нефтепромысловое дело. – 1960. – №7. – С.28 – 36.
46. Акустический метод контроля за обводнением продуктивных пластов / О.Л. Кузнецов, Л.З. Цлав, Л.А. Сергеев [и др] // Нефтегазовая геология и геофизика. М. : Всесоюз. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегаз. пром-ти, 1970. – №2. – С.36 – 40
47. Атлас родовищ нафти і газу України / [за загал. редакц.: М.М. Іванюти та ін.]. – Львів : Українська нафтогазова академія, 1998 – Т.6 : Південний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 224 с.
48. Підрахунок запасів нафти на Семенівському нафтовому родовищі. Звіт / [Мазур О.А., Королева Н.П., Бикова Л.В. та ін.] // Тематична експедиція “Кримгеологія”. – Сімферопіль : Кримгеологія, 1981-1982, с.150.
49. Иванов В.А. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В.А. Иванов, В.Г. Храмова, Д.О. Дияров. – М. : Недра, 1974. – 97с.
50. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований скважин / Н.Н. Кривко. – М. : Недра, 1991. – 384 с.
51. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкости через пористые среды / А.Э. Шейдеггер. – М. : Гостехиздат, 1960. – 249 с.
52. Ильинский В.М. Геофизические исследования коллекторов сложного строения / В.М. Ильинский, Ю.А. Лимбергер. – М. : Недра, 1981. – 208с.
53. Ларионов В.В. Естественная радиоактивность карбонатных отложений верхнего мела Восточного Предкавказья / В.В. Ларионов, М.Д. Шварцман //

Геофизические методы исследования скважин (МИНХ и ГП). Труды. – 1966. – №56 – С.67 – 82.

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

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

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

57. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений / [Ф.А. Алексеев, И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин и др.]. – М. : Недра, 1978. – 359 с.

58. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин : учебник для вузов / Р.А. Резванов. – М. : Недра 1982. – 368 с.

59. Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа / Е.А. Поляков. – М. : Недра, 1981. – 182 с.

60. Прошляк Б.К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа / Б.К. Прошляк. – М. : Недра, 1974. – 232 с.

61. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М. : Недра, 1970. – 239 с.

62. Лукин А.Е. Опыт фациального анализа терригенных коллекторов нефти и газа по промыслово-геофизическим и геохимическим данным / А.Е. Лукин // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – М. :ВИЭМС, 1978. – 37с.

63. Косаченко В.Д. Встановлення особливостей осадинокоччення нафтогазоперспективних структур / В.Д. Косаченко, С.Н. Бурманова, Л.Г. Головцина // Нафтова і газова промисловість. – К. : 2001. – №4. – С.10-14.

64. Федак І.О. Оцінка літофациальної неоднорідності продуктивних відкладів нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень свердловин /

- І.О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №4(29). – С.28 – 33.
65. Медведев А.И. Построение интерпретационной модели по данным ГИС и испытаний / А.И. Медведев // НТВ Каротажник. – Тверь, 1997. – № 36. – С.52 – 63.
66. Кузнецов С.В. Об одной модели пористого грунта (геометрические параметры и коэффициент фильтрации) / С.В. Кузнецов // Журнал прикладной механики и технической физики. – М. : 1961. – № 1. – С 85 – 94.
67. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике / Е.И. Леонтьев. – М. : Недра, 1978. – 124с.
68. Старостин В. А. Оценка характера обводнения нефтяных месторождений на основе построения фильтрационной модели по результатам ГИС / В.А. Старостин, Д.Д. Федорышин, И.О. Федак, А.В. Старостин // НТВ Каротажник. – Тверь, 2005. – № 3-4(130 – 131). – С.102 – 110.
69. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева. – М. : Недра, 1985. – 276 с.
70. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М. : Недра, 1984. – 256 с.
71. Добрынин В.М. Проблемы подсчета запасов нефти по залежам со сложными коллекторами / В.М. Добрынин // Методы подсчета запасов нефти и газа. М. : Наука, 1986. – 183 с.
72. Вендельштейн Б.Ю. О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционными свойствами терригенных пород / Б.Ю. Вендельштейн // Труды МИНХ и ГП. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – № 31. – С. 16-30.
73. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В.Н. Кобранова. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 490 с.

74. Кобранова В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова. – М. : Недра, 1986. – 396 с.
75. Старостін В.А. Визначення ефективної проникності колекторів за даними ГДС / В.А. Старостін, О.М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С.4 – 9.
76. Промысловая геофизика : учебник для вузов / [В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян] : под ред. В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1986. – 342 с.
77. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики / М.М. Элланский. – М. : Недра, 1978. – 215 с.
78. Иванов В.А., Храмов В.Г., Дияров Д.О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В.А. Иванов, В.Г. Храмов, Д.О. Дияров // Труд. КНИГНИ. – М. : Недра, 1974. – № 9. – 96 с.
79. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. – М.: Недра, 1964. – 232 с.
80. Старостін В.А. Аналіз методик визначення фільтраційних властивостей колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин / В.А. Старостін, А.В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3(4). – С.18 – 23.
81. Павленко Г.А. Достоверность результатов гидродинамических исследований и их влияние на адаптивность постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей к реальным горно-геологическим условиям залежи / Г.А. Павленко // НТВ Каротажник. – Тверь, 2008. – № 10(175). – С.16 – 30.
82. Старостін В.А. Побудова фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища за геофізичною інформацією / В.А. Старостін, Д.Д. Федоришин, І.О. Федак, А.В. Старостін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 3 (16). – С.25 – 29.
83. Федак І.О. Можливості розділення пластів-колекторів за структурою порового простору / І.О. Федак // Наукові дослідження – теорія та

експеримент 2005 : Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, [Полтава], 16-20 трав.2005р. – Полтава : ПолтНТУ ім. Ю.Кондратюка, 2005. – Т.10. – С.11-13.

84.Афанасьев В.С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев. – Тверь, ГЕРС, 1993. – 28 с.

85. Федак І.О. Особливості визначення положення водонафтового контакту в пластах-колекторах карбонатного типу на прикладі Семенівського нафтового родовища / І.О. Федак // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины : Тезисы докл. VII Междунар. Конференции Крым-2007 [Крим, Сімферопольський р-н, с.Ніколаєвка], 10-16 верес.2007р. – Сімферополь, 2007. – С.179-181.

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

87. Старостин В. А. Оценка характера обводнения нефтяных месторождений на основе построения фильтрационной модели по результатам ГИС / В.А. Старостин, Д.Д. Федорышин, И.О. Федак, А.В. Старостин // НТВ Каротажник. – Тверь, 2005. – № 3-4 (130-131). – С.102 – 110.

88. Методическое руководство по применению радонового индикаторного метода для определения технического состояния скважин и выделения проницаемых пластов. РД 39-4-957-83. : за станом на 26 грудня 1984р. / Министерство нефтяной промышленности. – Волгоград : ВолгоградНИПИнефть, 1984. – 69 с.

89. Старостін В.А. Перспективи радонового індикаторного методу у визначенні обводнених інтервалів продуктивних пластів, насичених в'язкою нафтою (на прикладі Семенівського нафтового родовища) / А.В. Старостін,

І.О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2 (19). – С.15 –19.

90. Федак І.О. Застосування методу наведеної активності для дослідження процесу обводнення пластів-колекторів з низькою мінералізацією пластової води / І.О. Федак // Розвиток наукових досліджень 2005 : Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, [Полтава], 7-9 листоп.2005р. – Полтава : ІнтерГрафіка, 2005. – Т.8. – С.157-159.

91. Зинченко В.С. Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных : учеб. пособ. / В.С. Зинченко. – М.-Тверь : АИС, 2005. – 392 с. – ISBN 5-94789-117-4

92. Теплофизические свойства горных пород / В.В. Бабаев, В.Ф. Будымка, Т.А. Сергеева, М.А. Домбровский – М. : Недра , 1987. – 156 с.

93. Федак І.О. Використання термоактиваційного каротажу під час контролю за обводненням низькодебітних нафтових пластів / І.О. Федак, В.А. Старостін // Науковий вісник ІФНТУНГ – 2009. – №3(21). – С.51 – 58.

94. Дахнов В.Н. Термические исследования скважин / В.Н. Дахнов, В.И. Дьяконов. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1952. – 252 с.

95. Старостін В.А. Аналіз застосування теплових перетворювачів для дослідження теплофізичних параметрів в діючих свердловинах / Віктор Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ – 1997. – Т.1, №34. – С.105 – 114.

96. Воронов П.И. Термодинамика и теплопередача горных пород / П.И. Воронов ; Московский институт радиоелектроники и горной электромеханики. – М.: Московский институт радиоелектроники и горной электромеханики, 1963. – 122 с.

97. Использование искусственных тепловых полей в скважинной термометрии / Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарофутдинов, В.Ю. Сорокань, А.А. Шилов // НТВ Каротажник. – 2002. – №100. – С.124 – 137.