

КИЇВСЬКИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

На правах рукопису

УДК 550.3.551.241.7(47.1)

Курганський Валерій Микитович

ПЕТРОФІЗИЧНІ ТА ГЕОФІЗИЧНІ ПРОБЛЕМИ
ВИВЧЕННЯ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ КАРБОНАТНИХ
КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ

Спеціальність 04.00.05 - геоінформатика

Автореферат
дисертації на здобуття вченого ступеня
доктора геологічних наук

Київ - 1996

110555
Дисертацією є рукопис.

Робота виконана на кафедрі геофізики геологічного факультету Київського університету імені Тараса Шевченка

Офіційні опоненти:

1. Доктор технічних наук, професор Кулінкович А.Є.
2. Доктор геолого-мінералогічних наук Лизун С.О.
3. Доктор геолого-мінералогічних наук Краюшкін В.О.

Провідна установа - Інститут геофізики ім. С.І. Суботіна
НАН України, м. Київ.

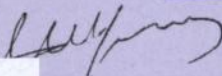
Захист дисертації відбудеться 2 липня 1996 р. о 10
годині на засіданні спеціалізованої Вченої ради геологічного
факультету Київського університету ім. Тараса Шевченка
Д.01.01.25 за адресою:
252022, м. Київ-22, вул. Ломоносова, 90.
факс: (044)-266-23-14

З дисертацією можна ознайомитися у бібліотеці Київського
університету ім. Тараса Шевченка.

Автореферат розісланий "29" Травня 1996 р.

Вчений секретар
спеціалізованої Вченої ради
кандидат технічних наук,

позивит



М.Н. Жуков

ЛНБ ім. В. Стефаника
АН України

ЛНБ України ім.В.Стефаника



00753796 (.)

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ.

Актуальність роботи

В останні роки в СНД і за кордоном частка запасів і видобуток нафти і газу, яка припадає на родовища у карбонатних колекторах, постійно збільшується. Вже сьогодні більше 60% світового видобутку вуглеводневої сировини пов'язана з карбонатними відкладеннями, які широко поширені як у складчатих, так і у платформених областях і характеризуються широким стратиграфічним діапазоном нафтогазонасності (від нижнього кембрію до міоцену). В нафтогазонасних регіонах Близького і Середнього Сходу, США карбонатним колекторам належить ведуча роль. В СНД нараховується більше 200 родовищ нафти і газу, які приурочені до карбонатних колекторів різних типів (порового, тріщинного, змішаного). Це відомі родовища Урало-Поволжжя, Тімано-Печорської провінції, Середньої Азії, Східного Передкавказзя, Білорусії. Нафтопроявлення і промислові притоки вуглеводнів свідчать про перспективність такого роду колекторів і на території України (ДДЗ, Крим, Передкарпаття). Але сучасний стан вивчення карбонатних порід дозволяє оцінювати запаси нафти і газу в них дуже орієнтовно. Залишається фактом, що кількість покладів, в тому числі і на Україні, зі значними запасами в карбонатних колекторах поки що відносно невелика.

Полімінеральний склад скелета, неоднорідна структура порового простору, тріщинуватість і глибоке проникнення фільтрату, а іноді і самого бурового розчину, заважає робити висновки про істинні фізичні властивості породи і характері її насичення. Глинизація і бітумінозність, співставлення в ряді випадків шуканої ефективної ємності колектора з можливими при кількісній інтерпретації помилками - ці та інші особливості об'єкту досліджень, вимагають особливої якості, особливої обгрунтованості і точності вихідних геолого-геофізичних даних, положень і петрофізичних залежностей (моделей) на основі яких передбачається вести вивчення такого типу колекторів.

Особливості умов геофізичних вимірювань у свердловинах, вскриваючих карбонатні розрізи: часто підвищена солоність (мінералізація) бурильного розчину, швидке формування великих зон його проникнення в пласти-колектори та ін. різко знижують ефективність

більшості методів ГДС, які застосовуються на практиці, в першу чергу електричних. Характерний для складнопобудованих карбонатних порід низький винос керну (особливо високопористих тріщинувато-кавернозних різновидів), відсутність ефективних прямих контрольних способів їх вивчення в термобаричних умовах залягання *in situ*, знецінюють результати лабораторних досліджень (диференційні характеристики), утруднюють їх співставлення із даними каротажу (інтегральні характеристики).

Все вище сказане говорить про складність і актуальність проблеми, що розглядається. Незважаючи на достатньо велику кількість науково-дослідних робіт та реальних досягнень у цій області, карбонатні колектори багато в чому, ще залишаються непізнаними, залишаються "річчю в собі". Ось чому вдосконалення відомих і розробка нових конкурентноздатних методів виділення та вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів за промислово-геофізичними даними є важливим науковим напрямком, який сприяє нарощуванню розвіданих запасів нафти та газу і забезпечує розвиток та укріплення енергетичної бази країни.

Мета

На основі петрофізичного моделювання - всебічного вивчення і аналізу петрофізичних властивостей гірських порід, зв'язків (в тому числі багатомірних) між ними та геофізичними параметрами, - розробити ефективні способи вирішення задач класифікації і кількісної оцінки ємнісних властивостей складнопобудованих карбонатних колекторів за даними методів промислової геофізики, які сьогодні реально застосовуються у СНД.

Основні завдання досліджень

Мета роботи визначила постановку і рішення ряду задач пов'язаних з обробкою та інтерпретацією промислово-геофізичних даних. Головні з них наступні:

1. Короткий аналіз сучасного стану проблеми вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів за даними ГДС.

2. Використовуючи методи теорії ймовірностей і математичної статистики дати не тільки загальну схему побудови кореляційних, в тому числі багатомірних, зв'язків між геофізичними параметрами та фізичними властивостями гірських порід, але і розглянути деякі питання тлумачення отриманих рівнянь регресії (область існування, фізична сутність знайденої залежності, оцінка результатів регресійного аналізу, корисність рівняння регресії та ін.).

Розробити, апробувати і впровадити у практику обробки та інтерпретації зручний для користувача спосіб еталонування діаграм ГДС, який базується на статистичних характеристиках розрізу.

3. Вивчити петрофізичні властивості карбонатних порід, встановити характер взаємозв'язків між ними, приділити при цьому увагу фізичній сутності, фізичному обґрунтуванню встановлених закономірностей петрофізичних моделей, в тому числі таких важливих, як:

- співвідношення між величиною нерозчинного залишку $S_{но}$ і величиною глинистості $S_{гл}$;
- співвідношення між сумарним вмістом водню W , пористістю породи та її глинистістю;
- зв'язок колекторських властивостей карбонатів із величиною нерозчинного залишку - петрофізична модель типу $K_p \leftrightarrow S_{но}$;
- залежність між дифузійно-адсорбційною активністю $A_{ад}$, пористістю K_p і глинистістю $S_{гл}$ - петрофізична модель виду $A_{ад} = f(K_p, S_{гл})$;
- залежність акустичних властивостей карбонатних порід ($\Delta T_{ск}$) від ступеня їх доломітизації (кальцитизації);
- залежність між параметром пористості R_p , пористістю K_p та глинистістю - петрофізичні моделі $R_p = f(K_p)$ ($K_p = f(R_p)$) і $K_p = f(R_p, \Delta U_{вп})$;
- залежність між величиною нерозчинного залишку і природньою гамма-активністю;
- залежність між природньою радіоактивністю та бітумінозністю;
- залежність між пористістю, параметром пористості і величиною інтенсивності вторинного (радіаційного) гамма-випромінювання $I_{н\gamma}$: модель виду $K_p = f(R_p, I_{н\gamma})$.

4. На основі отриманих зв'язків типу "кern-кern", "кern-геофізика" перейти до залежностей типу "геофізика-геофізика" та розробити нові способи виділення і вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів за даними методів ГДС, які реально використовуються зараз.

5. Розробити алгоритми і відповідні програми, які забезпечують технологічність та входження запропонованих способів в існуючі системи комплексної обробки і інтерпретації матеріалів ГДС.

6. Спільно з виробничими організаціями апробувати та впровадити розроблені методи виділення і вивчення карбонатних колекторів у практику інтерпретаційних служб з кінцевою метою підвищення

ефективності геолого-розвідувальних робіт на нафту та газ.

Методи досліджень:

- петрофізичні дослідження керну;
- промислово-геофізичні дослідження свердловин;
- узагальнення і аналіз геолого-геофізичної інформації, формування вихідної бази даних;
- виявлення взаємозв'язків між фізичними і геофізичними параметрами вивчаємих порід (петрофізичне моделювання), знаходження та аналіз кореляційних рівнянь (рівнянь регресії), в т.ч. багатомірних рівнянь, які описують знайдені зв'язки (статистичне моделювання);
- обробка і інтерпретація геолого-геофізичної інформації на основі розроблених автором способів виділення та вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів;
- широке застосування ЕОМ, в т.ч. алгоритмізація і програмне забезпечення з метою реалізації запропонованих методів інтерпретації;
- апробація і впровадження результатів досліджень у виробництво, авторський нагляд;

Наукова новизна

1. Розроблена методологія побудови аналізу багатомірних кореляційних зв'язків між фізичними та геофізичними параметрами карбонатних порід.

2. Розроблено зручний для практики спосіб статистичного еталонування діаграм радіоактивних методів дослідження свердловин, який використовує статистичні характеристики геологічного розрізу. (Ідея Губермана Ш.А. - Овчиннікової М.А.)

3. Побудована єдина (еталонна) кореляційна залежність між величиною нерозчинного залишку (глинистістю) і показаннями гамма-методу для карбонатних порід Прип'ятської западини. Знайдено відношення між величиною нерозчинного залишку та глинистістю.

4. Показано, яке значення має нерозчинний залишок (коефіцієнт глинистості) в формуванні колекторських властивостей карбонатних порід. Встановлено критичне значення величини нерозчинного залишку (глинистості), яке є досить стійкою ознакою при розділенні карбонатних порід на колектори і неколектори для карбонатів різного віку та різних нафтогазоносних провінцій СНД: Прип'ятська, Дніпровсько-Донецька і Афгансько-Таджикська западини, Тімано-Печорська провінція та інші.

5. Вивчено співвідношення між величиною нерозчинного залишку і пористістю для карбонатних порід, які складають розрізи різних нафтогазоносних провінцій СНД. Показана стійкість петрофізичної моделі $K_p \leftrightarrow S_n$.

6. Обґрунтована, побудована і проаналізована єдина кореляційна залежність між показаннями нейтронного гамма-методу та пористістю для карбонатних порід Прип'ятського прогину.

7. Вивчена залежність між швидкістю розповсюдження пружних коливань у скелеті карбонатних порід (інтервальним часом $\Delta t_{ск}$) і ступенем їх доломітизації (кальцитизації). Доведено стрибкоподібність цієї залежності при переході від літотипу "вапняк" (переважно вапняк) до літотипу "доломіт" (переважно доломіт). Останнє дозволило, використовуючи дані акустичного і нейтронного гамма-каротажу, обґрунтувати і розробити спосіб класифікації карбонатів на вапняки та доломіти, що є суттєво важливим не тільки при кількісній оцінці ємносних властивостей, але і при кислотній обробці порід-колекторів.

8. Петрофізична модель $K_p \leftrightarrow S_n$ ("кern-кern") дозволила перейти до моделі $In\gamma \leftrightarrow I\gamma$ ("геофізика-геофізика") і розробити методику оперативного виділення порід-колекторів, яка передбачає співставлення діаграм нейтронного гамма-методу та гамма-методу, записаних (перебудованих) в одних одиницях, наприклад, в одиницях пористості $K_{pн}$. Для трансформації і подальшого співставлення перебудованих кривих НГМ та ГМ автор скористався розробленим ним способом статистичного еталонування геофізичних діаграм.

9. Вивчена залежність між природною гамма-активністю і величиною нерозчинного залишку. Запропоновані критерії виділення карбонатних порід із підвищеною природною радіоактивністю (зокрема бітумінозні), які можуть бути колекторами, на відміну від сильно заглинених.

10. Розроблено метод, який дозволяє одночасно класифікувати породи за характером їх насичення та типом порового простору і кількісно оцінювати ємнісні властивості пластів, що вивчаються. Метод базується на вирішенні системи рівнянь:

$$\begin{cases} K_p = f(P_n) \\ K_p = f(P_n, In\gamma) \end{cases}$$

Основні положення, що захищаються

1. Методологія обґрунтування, побудови і аналізу багатомірних кореляційних рівнянь між фізичними та геофізичними параметрами гірських порід.

2. Варіант статистичного еталонування (стандартизації) діаграм радіоактивного каротажу і перевірки її результатів.

3. Побудова, фізичне тлумачення і аналіз петрофізичних моделей $K_p \leftrightarrow C_{\text{до}}$ та $\Delta T_{\text{ск}} = f(C_{\text{до}})$.

4. Методика оперативного виділення порід-колекторів та порід із підвищеною природною радіоактивністю, яка використовує модель класу "кern-кern" $K_p \leftrightarrow C_{\text{до}}$ і яка реалізована на основі класу "геофізика-геофізика" $I_n \leftrightarrow I_{\text{г}}$.

5. Спосіб класифікації карбонатних порід на вапняк та доломіт, який використовує стрибкоподібність у поведінці залежності $\Delta T_{\text{ск}} = f(C_{\text{до}})$ при переході від літотипу "вапняк" (переважно вапняк) до літотипу "доломіт" (переважно доломіт).

6. Методика класифікації карбонатних порід за типом порового простору і характером насичення з одночасною оцінкою їх ємнісних властивостей, яка базується на спільному рішенні системи двох кореляційних рівнянь: $K_p = f(P_p)$ та $K_p = f(P_p, I_{\text{г}})$.

Практична цінність і впровадження результатів роботи

Розроблені автором принципи побудови і аналізу петрофізичних моделей, оснований на широкому використанні теорії ймовірностей, математичної статистики із застосуванням ЕОМ. Вони дозволили йому запропонувати ряд практичних способів і методик виділення та вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів за даними ГДС. Основні серед них:

1) спосіб статистичного еталонування діаграм РМ та її перевірки, який дозволив співставляти діаграми, що записані різною апаратурою, в різних масштабах і одиницях вимірювання;

2) спосіб розділення карбонатів на вапняки та доломіти за даними акустичного і нейтронного гамма-методу, що дозволяє більш точно оцінювати колекторські властивості цих літотипів та ціленаправлено проводити реанімацію карбонатних пластів за допомогою кислотної обробки;

3) методика оперативного виділення колекторів за даними гамма-нейтронного гамма-методів, ефективність та конкурентноздатність якої базується на її простоті і технологічності.

Методика може бути застосована при ревізії старого фонду об-

саджених свердловин з метою виявлення пропущених інтервалів порід-колекторів;

4) метод, який базується на рішенні системи рівнянь виду: $K_p = f(P_p)$ і $K_p = f(P_p, I_{\gamma})$ і дозволяє судити не тільки про тип колектора, що вивчається, характер його насичення, але і оцінювати найбільш ймовірну міжзернову блокову (матричну) пористість породи.

Всі основні розробки автора знайшли практичне застосування на різних етапах обробки та інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів при виділенні і вивченні складнопобудованих карбонатних колекторів різних нафто-газових регіонів СНД: Східного Передкавказзя, Прип'ятського прогину, Дніпровсько-Донецької западини, Криму, Тімано-Печорської провінції, Афгано-Таджикської западини.

Зокрема, спосіб статистичної стандартизації діаграм ГМ, НГМ та метод спільного використання двомірних і багатомірних кореляційних рівнянь був широко використаний при виділенні, вивченні порід-колекторів та підрахунку запасів нафти і газу в них на таких родовищах, як Речицьке, Осташковичське, Вишанське, Давидовське, Тишковське та ін. (Білорусія); Малгобек-Вознесенське, Карабулак-Ачалукське, Хаян-Кортоське (Східне Передкавказзя).

Метод оперативного виділення карбонатних колекторів, який використовує петрофізичну модель $K_p \leftrightarrow \sigma_{no} (I_{\gamma} \leftrightarrow I_{\gamma})$, випробуваний в десятках свердловин Лабаганській, Наульській, Леккеягинській, Північно-Сарембійській, Хосолтинській, Колвінській та ін. площах (Тімано-Печорська провінція); Вештентякській, Узунхорській площах (Афгано-Таджикська западина); Загорянській, Мачехській, Селюхівській, Чутівській та ін. (Дніпровсько-Донецька западина).

Спільно з зацікавленими організаціями (ВГО "Архангельськгеологія", ДГП "Укргеофізика") на етапі впровадження результатів досліджень у виробництво з метою підвищення технологічності і ефективності запропонованих автором способів та методик інтерпретації промислово-геофізичної інформації розроблені алгоритми і програми для мікро-ЕОМ та персональних комп'ютерів.

Апробація роботи

Основні положення дисертації та результати досліджень доповідались на Міжнародних, Всесоюзних, Республіканських і регіональних наукових та науково-практичних конференціях, семінарах і нарадах, головні з яких наступні: "Физика горных пород и процес-

сов" (Москва, 1968); "Методики подсчета запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах и определение коллекторских свойств пористо-кавернозных пород для подсчета запасов." (Пермь, 1973); "У науково-технічна конференція молодих геофізиків України" (Київ, 1973); "Трассирование геофизическими методами зон, перспективных на литолого-стратиграфические залежи нефти и газа" (Пермь, 1979); "Развитие геофизических исследований на нефть и газ в Западной Сибири" (Тюмень, 1982); "Применение геофизических методов при гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях и охране окружающей среды." (Симферополь, 1987); "Петрофізичні і геофізичні аспекти вивчення складнобудованих карбонатних колекторів." (Київ, 1994); "Анізотропія. Фрактали. Проблеми практичного застосування." (Київ, 1994); "Сучасні технології геофізичних, бурових і експлуатаційних робіт на нафту та газ" (Феодосія, 1995).

Результати досліджень доповідались і обговорювались на НТР виробничих організацій "Архангельськгеологія" (1983-1992 рр.), "Таджикнафта" (1987-1992 рр.), "Укргеофізика" (1971-1973 рр., 1981-1983 рр., 1992-1995 рр.), а також на щорічних наукових конференціях Київського університету ім. Тараса Шевченка.

За матеріалами дисертації опубліковано 50 праць. В рамках поставленої теми під керівництвом автора підготували і захистили кандидатські дисертації Лахнюк В.М. та Храпак В.В.

Склад і обсяг роботи

Дисертація складається із вступу, 5 глав та заключення, викладена на 254 сторінках, ілюстрована 16 таблицями і 55 рисунками. Список літератури включає 185 найменувань.

Робота виконана на кафедрі геофізики Київського університету ім. Тараса Шевченка. Вона базується на результатах досліджень, які проведені автором і під його керівництвом та при безпосередній участі в 1968-1995 рр. Спочатку (1968-1970рр.) в Українському науково-дослідному і проектному інституті нафтовидобувної промисловості (м. Київ), де під керівництвом автора були розроблені та впроваджені нові способи обробки та інтерпретації даних ГДС з метою визначення і обґрунтування підрахункових параметрів при підрахунку запасів нафти та газу по ряду родовищ Вілорусії, потім (1970-1995 рр.) на кафедрі геофізики Київського університету ім. Тараса Шевченка, де автор здійснює наукове керівництво і виконує дослідження, які пов'язані з виділенням та вивченням складнобудованих карбонатних колекторів за даними ГДС у Тімано-Печорській,

Дніпровсько-Донецькій, Афгано-Таджикській та інших нафтогазових провінціях СНД.

У виконанні досліджень та впровадженні їх результатів у різний час приймали участь Капканшикова І.А., Лахнюк В.М., Овсєєнко Г.І., Златопольський С.С., Храпак В.В., яким автор висловлює щирю подяку за плідне співробітництво і допомогу. Автор дякує Глаголі Д.Д., Заворотько Я.М., Зайковському М.Я., Муляру П.М., Книшману О.Ш. (ДГП "Укргеофізика"); Яралову В.А., Аввакумову Б.М., Кисельману А.Л., Требсу В.Р., Добриніній М.І. (ВГО "Архангельськгеологія"); Попову В.В., Акимову В.В., М'якотиній Г.І. (ВО "Таджикнафта") за підтримку та увагу до роботи.

Автор вдячний Колісниченку В.Г. (ДГП "Укргеофізика") і Сало А.І. (ВГО "Архангельськгеологія") за активне сприяння та критичні зауваження при опробуванні та впровадженні запропонованих автором способів і методик у виробничу практику обробки та інтерпретації матеріалів ГДС із застосуванням персональних комп'ютерів і мікро-ЕОМ.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ.

В першій главі конспективно викладено сучасний стан проблеми, основні напрямки досліджень.

Очевидно, що проблема вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів є комплексною, так як підходи до вирішення і самі конкретні рішення задач на різних етапах дослідження взаємопов'язані та в багатьох випадках визначають один одного.

Вирішенню окремих задач (прямих і обернених) в рамках окресленої проблеми присвячена велика кількість науково-практичних досліджень, виконаних вітчизняними і зарубіжними вченими та практиками. В області, в якій автор представляє цю роботу - обробка і комплексна інтерпретація даних промислової геофізики з метою виділення та вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів, - накопичено не тільки представницький геолого-геофізичний матеріал та досвід його узагальнення, але і створено ряд теоретично обґрунтованих методик і способів вивчення таких порід, які знайшли широке практичне застосування.

Всебічне вивчення карбонатних колекторів починається з початку 50-х років, зокрема в бувшому СРСР з 1954-1956 рр., коли були відкриті родовища нафти у Передураллі та Східному Передкав-

каззі.

На самому початку вивчення карбонатів дослідники зіштовхнулись із такими особливостями цих порід, як надзвичайна неоднорідність їх колекторських властивостей, швидке формування великих зон проникнення і погане винесення керну. Цим та іншим особливостям карбонатів (глинистість і нерозчинний залишок, тріщинуватість і кавернозність, доломітизація і кальцитизація, загіпсованість і галітизація, піритизація, бітумінозність та ін.), впливаючих на фізичні, в тому числі колекторські властивості та нафтогазонасичення порід, та, як наслідок, на показання геофізичних методів дослідження свердловин, присвячені роботи Абдухалікова Я.Н., Александрова Б.Л., Арчі Г.Е., Афанасьєва В.С., Вагрінцевої Е.М., Бродського П.А., Везірової А.Д., Вендельштейна В.Ю., Віллі М.Р., Гмід Л.Г., Дахнова В.М., Добриніна В.М., Ларіонова В.В., Манчевої Н.В., Нечая А.М., Орлова Л.І., Петерсільє В.І., Пірсона С.Д., Ручкіна А.В., Смехова Е.М., Шнурмана Г.А., Фарманової Н.В. та інших.

Непредставницький керновий матеріал (вноситься, як правило, тільки ущільнена частина породи) істотно утруднює вивчення таких порід за результатами лабораторних досліджень керну і приводить до необхідності комплексного використання петрофізичних, геофізичних, гідродинамічних і промислових даних.

Основні способи та методики виділення і вивчення порід-колекторів в умовах їх природнього залягання базуються на даних промислової геофізики, класичні прийоми обробки та інтерпретації яких приведені у працях Дахнова В.М., Комарова С.Г., Ітенберга С.С., Вендельштейна В.Ю., Ларіонова В.В., Латишевої М.Г., Дебранда Р., Пірсона С.Д., та інших.

Вивчення складнопобудованих карбонатних колекторів здійснювалось і здійснюється за кількома напрямками, основні з яких наступні:

1. Напрямок, який розвиває застосування нових методів петрофізичного дослідження керну: визначення фізичних властивостей з урахуванням термобаричних умов залягання шару, реконструкція структури порового простору, вивчення нерозчинного залишку, карбонатності та доломітизації і їх значення у формуванні колекторських та інших фізичних властивостей породи (Авчян Г.М., Вендельштейн В.Ю., Дахнов В.М., Орлов Л.І., Петерсільє В.І. та інші); застосування теорії пружності і методів тензорної петрофізи-

ки з метою вивчення ємнісних властивостей карбонатних колекторів (Добринін В.М., Продайвода Г.Т. та ін.).

2. Напрямок, який розвиває спеціальні технологічні методи дії на вивчаємий пласт, які приводять до помітних змін геофізичних характеристик колекторів на фоні уміщуючих порід: метод двох розчинів, часові повторні вимірювання, спосіб "каротаж-випробування-каротаж", методи наведеної активності та ізотопів, гідродинамічний каротаж і інші. (Басін Я.М., Дахнов В.М., Нечай А.М., Ручкін А.В., Шнурман Г.А. та інші).

3. Напрямок, який розвиває спеціальні методи геофізичних досліджень свердловин (метод акустичного телебачення, боковий і мікробоковий каротаж, мікрокавернометрія, широкосмуговий акустичний каротаж та інші), які дозволяють фіксувати і вивчати спеціальні властивості складних колекторів: тріщинуватість, кавернозність та інші (Дзєбань І.П., Долль Х.Р., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. і інші).

4. Напрямок, в основі якого лежить комплексний підхід до вивчення колекторів і який використовує дані ГДС, петрофізики, гідродинамічних та промислових спостережень, результати інших супровідних досліджень. Ефективність цього напрямку різко підвищилась із впровадженням у практику промислової геофізики математичних методів і ЕОМ. Праці Аксельрода С.М., Альпіна Л.М., Зверева Г.М., Кулінковича А.Е., Сохранова Н.Н., а також Афанасьева В.С., Заляєва М.З., Інгермана В.Т., Кнеллера Л.Е., Колосова А.Л., Чурінової І.М., Елланського М.М. та багатьох інших дослідників, дозволили суттєво просунути теорію і практику вирішення прямих та обернених задач.

До цього напрямку належать і основні дослідження, які виконані автором.

Аналізуючи праці вищенаведених напрямків, можна відмітити наступні способи та методики виділення і вивчення карбонатних колекторів, які найбільш часто застосовуються на практиці.

Як відомо, карбонатні колектори відрізняються від теригенних більшою різноманітністю структури ємнісного простору, меншою глинистістю та більш низькими граничними значеннями пористості ($K_p^{гп} = 2-6\%$). Ці особливості визначають ефективність тих геофізичних методів, показання яких залежать головним чином від величини і типу пористості. Такими є електричні, ядерні та акустичні методи, які лежать в основі практично всіх зараз відомих способів

виявлення карбонатних колекторів і визначення їх підрахункових параметрів. Ознаки виділення карбонатних колекторів з переважно міжзерною пористістю аналогічні ознакам для теригенних колекторів, передусім граничних значень K_p^{gr} , K_{gl}^{gr} , або геофізичних параметрів, пов'язаних з коефіцієнтом пористості і глинистості: $ln\gamma$, ΔT , $l\gamma\gamma$, $l\gamma$ та інші.

Способи виділення колекторів з ефективною вторинною ємністю визначаються попереднім встановленням того виду пористості, який має перевагу. Задача вирішується порівнюванням значень K_p , визначених за даними різних геофізичних методів. При цьому, якщо $K_{pr} \approx K_{pn} \approx K_{p\Delta T} \approx K_{p\gamma\gamma}$, пласти, пористість яких нижче граничного значення K_p^{gr} , відносяться до неколекторів, а пласти з $K_p > K_p^{gr}$ є колекторами з переважно міжзерновим типом порового простору. При умові $K_{pn\gamma} \approx K_{\gamma\gamma} > K_{pr} \approx K_{p\Delta T}$ має перевагу каверозна пористість. Умова $K_{pn} \approx K_{p\gamma\gamma} < K_{pr} \approx K_{p\Delta T}$ означає, що в колекторі перевагу має тріщинний тип пористості.

Розглянутий спосіб співставлення значень пористості, визначений за даними різних геофізичних методів, може бути реалізований у попластовому (пористість визначається для окремих пластів) і у безперервному графічному варіантах.

Широко відомий метод Віллі-Нечая, поряд із визначенням ємнісних властивостей породи, у сприятливих випадках дозволяє оцінювати і характер насичення колектора (нафта, вода). Метод базується на спільній інтерпретації даних одного із методів електрометрії (звичайно БКЗ або БК) та методу пористості (НГМ). Суть у тому, що показання НГМ практично не залежать ні від структури порового простору, ні від характеру насичення, в той же час, як питомий опір визначається пористістю колектора, типом пор і характером насичення ємнісного простору. Існує ряд модифікацій цього методу.

1. Власне метод Віллі-Нечая, який передбачає побудову по кожній свердловині лінії залежності $R_p = f(ln\gamma)$ для водонасичених порід із міжзерною пористістю. За розташуванням точок з координатами R_p , $ln\gamma$, які відповідають пластам, що інтерпретуються, відносно цієї лінії, судять про тип колектора та характер його насичення (попластова обробка).

2. Спосіб нормалізації кривих БК-НГМ - спосіб Заляєва Н.З., який передбачає співставлення нормалізованих діаграм БК і НГМ по

всьому розрізу свердловини (безперервна обробка). При такому співставленні нормалізовані криві БК та НГМ суміщуються напроти водонасичених пластів із міжзерною пористістю. У решті випадках за характером розходження кривих судять про насиченість розрізу і його ємнісні властивості.

Недоліком цих модифікацій є те, що для їх реалізації необхідно вибрати у розрізі хоч би два опорних пласта з явною міжзерною пористістю і насичених водою. Але для цього необхідно знати літологію розрізу, колекторські властивості порід та характер їх насичення, тобто те, що є кінцевим результатом інтерпретації даних ГДС. Суб'єктивний, не завжди обгрунтований підхід до вибору таких пластів призводить до істотних, іноді грубих помилок при оцінці властивостей порід, що вивчаються.

3. Спосіб запропонований автором, базується на вирішенні системи двомірних і багатомірних кореляційних рівнянь виду $K_p = f(P_p)$ та $K_p = f(P_p, I_n)$, вільний від суб'єктивізму, зручний, технологічний при використанні, так як не потребує вибору для кожної окремої свердловини опорних пластів і досить легко реалізується на ЕОМ (див. гл.4).

Графічний спосіб спільної інтерпретації даних електричного і акустичного каротажу, запропонований Девісом К.Р., у сприятливих умовах може використовуватися для виділення пластів, насичених нафтою та водою.

Методика, яка була запропонована Вендельштейном Б.Ю. і Манчевою Н.В. та базується на комплексній інтерпретації матеріалів електро- і радіометрії, дозволяє враховувати вміст зв'язаної води у глинистих частинках породи, що дуже важливо при виділенні та вивченні карбонатних глинистих колекторів.

При вивченні вторинної пористості колекторів, яка, як правило, є ефективною нафтонасиченою, всі дослідники додержуються однієї і тієї ж схеми:

- 1) визначається повна ємність породи;
- 2) визначається первинна міжзернова пористість породи (в багатьох випадках неефективна пористість блоку);
- 3) різниця між повною та міжзерною дає вторинну пористість: $(K_{пвт} = K_{пов.} - K_{п0} - K_{пк} + K_{пт})$.

Точність кінцевого результату, в тому числі розділення вторинної ємності на кавернозну і тріщинувату складові, залежить в першу чергу від правомірності та точності методів оцінки повної і

міжзернової пористості. І якщо загальна ємність породи достатньо точно визначається за даними одного із нейтронних методів дослідження свердловин (у СНД, як правило, за НГМ), то підходи до визначення міжзернової та вторинної пористості дуже різноманітні.

Ларіоновим В.В. і Фармановою Н.В. запропонован спосіб оцінки вторинної пористості за даними НГМ та керну. Повна пористість визначається методом двох опорних горизонтів за діаграмами НГМ, міжзернова оцінюється, як середня за даними аналізів керну. Недолік такого підходу очевидний. Міжзернова пористість оцінюється по вибірці (зауважимо, не завжди представницькій) даних, які характеризують щільні частини розрізу (нагадаємо, що керн виноситься і характеризує здебільшого щільні породи), і в якості константи переноситься на проникливі частини, де порода може мати інші колекторські властивості: іншу інтергранулярну пористість, глинистість, водонасиченність та ін.

Диференційне (попластове) визначення міжзернової пористості, яке пропонується багатьма дослідниками, так або інакше пов'язане з використанням залежності $R_p = f(K_p)$. Проте це можливо для колектора, в якому нафта і газ заповнюють тільки вторинну ємність, а первинна міжзернова пористість блоку породи насичена водою.

Спосіб спільного використання двомірної $K_p = f(R_p)$ та тримірної $K_p = f(R_p, I_n)$ кореляційних залежностей, запропонованих автором, дозволяє оцінювати міжзернову пористість пласту, як найбільш вірогідну при певних значеннях R_p і I_n .

Своєрідний підхід до вивчення середовищ зі складною будовою ємнісного простору, запропонований Добриніним В.М. Його методика ґрунтується на понятті про ізотермічний коефіцієнт стискання пористого тіла $\beta_0 = f(K_p, \beta_p, \beta_{тв}, \beta_{ф}, \mu_p)$, де K_p - пористість гірської породи; $\beta_p, \beta_{тв}$ та $\beta_{ф}$ - коефіцієнти стискання відповідно пор, скелету породи і флюїду, що насичує ці породи; μ_p - коефіцієнт, який враховує вплив стискання включень (глинистих та інших) у порах породи. Величина β_0 входить у відоме рівняння, що визначає швидкість (інтервальний час ΔT) пружних хвиль. Визначивши величину ΔT за даними АМ і K_p за даними НГМ, знаючи літологію пласта та відповідні цій літології фізико-механічні константи, можна розрахувати міжзернову пористість для гранулярного колектора, або частку тріщин і каверн у загальній пористості складного карбонатного колектора.

Математичне моделювання породи-колектора на базі понять тен-

зорної петрофізики, яке застосовується Продайвудою Г.Т. у його дослідженнях складнопобудованих середовищ, дозволяє, в принципі, використовуючи дані НГМ, АМ та ЕМ, оцінювати вторинну пористість колектора. Проте широке впровадження цієї методики у практику інтерпретації стримується поки що, відсутністю спеціальних модифікацій акустичного і електричного каротажу, за допомогою яких, можна було б вивчати гірську породу в різних напрямках.

Але, як немає панацеї від усіх бід, так і немає універсальних однаково ефективних для усіх випадків методик вирішення задач у рамках проблеми, що стоїть перед нами.

Розглянуті та інші існуючі способи вивчення карбонатних колекторів за даними ГДС мають свої переваги і недоліки, свою область застосування, свої обмеження. Останні пов'язані, як правило, або з відсутністю, або із нестачею необхідної для реалізації способу вихідної геолого-геофізичної інформації (керну та результатів його дослідження, даних ГДС, результатів опробування і ін.), або характером розрізу (велика загіпсованість, глинистість, галітисація та ін.) і умовами його вивчення (тип промивочної рідини, зони АВПТ або АНПТ, великі зони проникнення у колекторах, наявність обсадної колони та ін.). Різноманітність альтернативних конкурентноздатних прийомів обробки та інтерпретації геолого-геофізичних даних дозволяє інтерпретатору вибрати той спосіб вирішення конкретної задачі, який є в даних умовах найбільш ефективним.

Як вже говорилося у вступі, складнопобудовані карбонатні колектори, незважаючи на успіхи в їх вивченні, у багатьох випадках залишаються "річкою в собі", особливо на етапі ранньої розвідки, коли гостра нестача первинної геологічної і геофізичної інформації істотно утруднюють їх виділення у розрізах перших свердловин, не кажучи вже про оцінку характеру насичення та визначення ємнісних властивостей. На етапі підрахунку запасів і розробки свої труднощі, які пов'язані із визначенням типу колектора, з точним знанням де знаходиться нафта та газ (тільки у тріщинах? у тріщинах і кавернах? у тріщинах, кавернах та матриці?), із кількісною оцінкою коефіцієнтів ефективної нафтогазонасиченої пористості, коефіцієнтів насичення, ефективних товщ та ін. Для проведення до-розвідки в обсаджених свердловинах вимагається свій комплекс геофізичних досліджень і технічних засобів, а отже і свої спеціальні способи виділення та вивчення колекторів.

Своє бачення даної проблеми і деякі шляхи вирішення її окремих задач, автор подає в цій роботі.

Друга глава присвячена питанням методології досліджень.

В теперішній час наукове пізнання, в тому числі пізнання в геофізичних науках, іде двома основними шляхами.

1. Теоретичним, який можна схематично представити наступним. Нагромаджені евристичні знання людства - відкриті і опробовані закони природи, які сприяють установленню істини, підтвержуються теоретичним моделюванням - мисленна модель, мислений експеримент і теоретичні міркування, на основі яких приймаються рішення - математична формула, фізичний закон, логічне заключення і т. п.

2. Експериментальним шляхом, при якому експериментальні дані (результати лабораторних дослідів, польових і свердловинних досліджень) піддаються логіко-математичному аналізу (попередня обробка одержаних даних, вибір петрофізичної, фізико-математичної моделі алгоритм і програма обчислень), на основі яких дається рішення задачі.

Теоретичне моделювання є найвищим шляхом наукового пізнання. Тут не допускається довільних допущень, структура моделі і відношення між її елементами будуються після усвідомлення суті моделюваного процесу. При цьому мислений (теоретичний) експеримент є розумовою операцією над моделлю (модель - наближене відображення дійсності), яка відтворює реальний процес, що відбувається в самій природі за її законами. Але, по-перше, не завжди можливо відтворити придатну для дослідження мисленну модель, яка була б достатньо простою для ймовірних теоретичних міркувань і в той же час відображала дійсність. По-друге, мисленна модель, як правило, дуже ідеалізована, детермінована, тобто упрощена у порівнянні з натурною моделлю. По-третє, не завжди є необхідні відповідні евристичні знання для теоретичних міркувань, або, якщо такі є, то їх використання веде до дуже складних доказів і математичних викладок.

Якщо розглядати перераховані обмеження, як недоліки першого шляху дослідження, то стане зрозумілим поява і бурхливий розвиток емпіричного шляху пізнання (особливо в останній час, з появою швидкодючих ЕОМ). Емпіричний (пробний) шлях пізнання прийнятний, як для вивчення простих об'єктів, так і для вивчення складних натурних моделей, які найкращим чином наближують нас до пізнання

реальних середовищ, процесів і залежностей.

Емпіричний підхід до вивчення об'єкта нерідко представляє (в усякому разі, на початковій стадії пізнання) його, "чорним ящиком".

Зрозуміло, що математичне моделювання (аналіз і спільне розглядання експериментальних даних за допомогою тих або інших математичних прийомів), не завжди приводить нас до кращого рішення. Це пояснюється тим, що ми не у всіх випадках бачимо проміжні процеси, внутрішні зв'язки, які діють у "чорному ящику" між його окремими елементами. Знання фізичної суті, зрозуміло, необхідне. Воно повідомляє нам додаткові відомості про взаємовідношення між явищами, які відбуваються у досліджуваному об'єкті, і полегшують пошук оптимального рішення. Непізнаний же фізичний об'єкт лишається "річчю у собі", що може призвести не тільки до багатозначності суджень, але іноді і до невірної рішення взагалі.

Але на практиці об'єкт, що досліджується (який-небудь процес або залежність) не завжди виявляється "чорним ящиком" в повному значенні цього слова. Як правило, деякі щілини в ньому відкриті або привідкриті.

Розглядаючи теоретичний і експериментальний шляхи пізнання істини, необхідно відмітити, що вони тісно пов'язані між собою і добре доповнюють один одного. Критерієм справедливості закону (рішення), отриманого теоретичним шляхом, є математично оброблені результати експерименту. В той же час, закони, отримані шляхом математичного моделювання і ЕОМ, можуть бути теоретично проаналізовані і пояснені з позицій вже відомих апробованих знань і, крім того, вони можуть сприяти народженню нових теорій, більш повно відображаючих сутність явищ, які вивчаються.

Як відомо, виділення і вивчення колекторів нафти і газу в розрізах свердловин проводиться на основі всебічного вивчення комплексу геолого-геофізичних даних, даних петрофізичного вивчення керну і результатів промислових випробувань. Вся ця сукупність вихідної інформації складається із величин, випадковий характер яких очевидний. Одні з них, наприклад, ядерні (радіоактивні) методи вивчення свердловин, - первісно випадкові за своєю фізичною суттю. Інші, такі як результати аналізу керну, випадкові за технологією їх отримання: зразок керну випадковий по відношенню до всієї товщі порід, що вивчаються, а результати, отримані при його дослідженні, представляють лише частину (вибірку) із всієї множи-

ни (генеральної сукупності) даних, які реально характеризують зміну однієї або іншої властивості породи. Нарешті, "шуми", які накладаються на результати експериментів, роблять їх, незалежно від фізичної суті явищ, які досліджуються, і технології проведення досліду (лабораторні, свердловинні дослідження) прикладом класичних випадкових величин. Ось чому, методи теорії ймовірностей і математичної статистики знайшли таке широке розповсюдження при вирішенні задач промислової геології і геофізики, особливо в практиці обробки і кількісної інтерпретації промислово-геофізичних даних.

Як відомо, геологічні об'єкти, в тому числі об'єкти петрофізичних і геофізичних досліджень, є дифузними (рухливими) системами. Система "свердловина - гірські породи" наочний тому приклад. Ця система "живе" в просторі і часі, постійно змінює свою геометрію і властивості.

Обернені задачі в області промислової геофізики (задачі інтерпретації) зводяться до двох класів:

1. Задачі, пов'язані з кількісним визначенням (оцінкою) шуканої властивості об'єкту (шару гірської породи), що вивчається;
2. Задачі класифікації: вапняк-доломіт, колектор-неколектор, нафта-вода і т. п.

Методологія вирішення таких задач передбачає вибір (побудову) математичних моделей, які описують дифузні системи. У відповідності з вище приведеною класифікацією задач, в теперішній час виділяють дві основні математичні моделі геологічних об'єктів.

1. Моделі, які будуються для прогнозування властивостей геологічного об'єкту і їх кількісної оцінки за підбором геолого-геофізичних даних.

2. Критеріальні моделі, які служать для розподілення об'єктів, що відносяться до двох або більше класів.

Автором пропонується третя, змішана модель, яка дозволяє водночас вирішувати задачі розпізнавання і задачі кількісної оцінки шуканих властивостей об'єктів.

Побудова ймовірно-статистичних моделей, від найпростіших - одновимірного розподілення властивості, до складної, яка описується іноді системою кореляційних рівнянь, повинно супроводжуватись не тільки ретельним аналізом вихідної вибірки даних, але і обов'язковим фізичним тлумаченням отриманих рішень, особливо у випадку багатовимірної моделі (багатовимірного рівняння регре-

сії). При цьому істотно важливим є як сама розкрита суть явищ, що вивчаються, так і такі поняття, як допустима область існування функції - область, в межах якої залежність знаходиться у відповідності з фізичними явищами, які відбуваються в об'єкті дослідження (у нашому випадку гірській породі), а також щільність зв'язків між властивостями об'єкту, що вивчається, інформативність параметрів по відношенню до шуканої функції.

В цій же главі дається класифікація вихідної інформації та залежностей, які зустрічаються при інтерпретації матеріалів промислової геофізики, розглядається застосування регресійного аналізу з метою побудови зв'язків між геофізичними параметрами і фізичними властивостями порід. На конкретному прикладі показано схему знаходження багатомірних кореляційних залежностей, розглянуто деякі питання, які пов'язані з їх фізичним тлумаченням, оцінкою точності, інформативності та корисності.

Нехай в результаті експерименту виміряні які-небудь n параметрів (наприклад $x_1 = Pp$, $x_2 = \ln \gamma$, $x_3 = d_c$ та інші) і нехай e величина y (наприклад Kp), яка залежить від величини $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$. Необхідно встановити цю залежність, що є в загальному випадку складною математичною задачею, успіх вирішення якої визнається правильністю вибору тих чи інших пропозицій та обмежень у кожному конкретному випадку. Нехай y залежить не тільки від вимірюваних параметрів \bar{x} , але і від множини інших неконтрольованих параметрів $\bar{t} = (t_1, t_2, \dots, t_n)$. Якщо величина \bar{t} (при лобому значенні) змінює значення y не більш ніж на $\pm \delta$, то залежність $y = f(\bar{x}, \bar{t})$ можна оцінювати як регресійну залежність між y та \bar{x} з точністю, яка не перевищує $\pm \delta$. При цьому необхідно:

- 1) вибрати кодекс F , в якому буде знаходитись рішення задачі;
- 2) вибрати критерій найкращого наближення $K(f)$;
- 3) знайти в кодексі F найкращу функцію по критерію $K(f)$.

В якості кодексу F із практичних міркувань зручно застосовувати множину функцій, які розложені в кінцевий ряд по базисним функціями $\varphi(\bar{x})$:

$$f(\bar{x}) = \sum_{j=1}^k \alpha_j \varphi_j(\bar{x}) \quad (1)$$

Вибір функції $\varphi(\bar{x})$ і організація кодексу визначаються фізичною сутністю поставленої задачі. Так, при вирішенні задач кількісної інтерпретації промислово-геофізичних даних, вибір функції $\varphi(x)$ можна робити, виходячи із знання парних зв'язків між y та x . Якості $K(f)$ звичайно використовують мінімум суми квадратів нев'язок. Бідшук рівняння зв'язку зводиться до визначення значень коефіцієнтів α у виразі (1).

Знаходження рівняння регресії представляє лише один з етапів вивчення кореляційних зв'язків між якими-небудь експериментальними даними. Перш ніж використовувати отримане рівняння, воно повинно бути фізично витлумачене та всебічно проаналізоване.

Розглядаючи рівняння регресії у вигляді (1), помічаємо, що смислове навантаження при зв'язуванні фізичної природи залежності, немов би повинно нести коефіцієнти лінійної форми. Однак спроба зв'язати фізичну сутність знайденої залежності безпосередньо з величинами і знаками окремих коефіцієнтів не приводить до успіху (виключаючи випадок лінійної регресії). Більш того, при знаходженні явно однакових за фізичною суттю залежностей, але побудованих на різних вибірках експериментального матеріалу, отримуються рівняння з різними коефіцієнтами. В роботі дається пояснення цій невідповідності.

Приймаючи до уваги, що вид рівняння регресії безпосередньо не дає відомостей про те, які параметри найбільш інформативні по відношенню до шуканої функції, пропонується в якості коефіцієнту впливу окремого параметру (при тому, що решта зафіксована) використовувати безрозмірну величину, пропорційну власній похідній від знайденої залежності по параметру, який досліджується.

У роботі розглядається також правило переходу від n -мірного регресійного рівняння до рівняння з меншою кількістю змінних, яке дозволяє здобувати корисну інформацію відносно шуканої величини, якщо є не всі змінні, для яких зв'язок отриман.

Визначаючи y по даним \bar{x} з допомогою рівняння регресії, необхідно знати величину похибки цього визначення. Відомі різні оцінки результатів регресійного аналізу: від конкретних помилок у розрахунках окремих значень y до узагальнених характеристик цих помилок (середні значення модулів абсолютних або відносних помилок; відбіркова дисперсія δ^2 або середньоквадратична помилка S ;

інтервальні помилки та інші). Так як закон розподілу помилок не завжди відомий (не відома конкретна форма $F(\delta)$), то для оцінки шуканих параметрів запропоновано використовувати непараметричне статистичне оцінювання. В роботі викладається один із можливих способів побудови емпіричної функції $F(\delta)$ розподілу модулів відносних помилок, дається порядок оцінки граничної помилки δ_{\max} , яка із заданою вірогідністю P може зустрічатися при визначенні параметру y .

Крім цього, як узагальнену оцінку ефективності знайденого рівняння, автором спільно з Е.А. Нейманом запропоновано ввести спеціальний коефіцієнт - коефіцієнт корисності рівняння регресії:

$$\theta = \sqrt{\frac{\sum [U(y_i) - \overline{U(y_i)}]^2}{\sum [U(y_i) - U(y_p)]^2}}$$

де $U(y)$ - функція параметру y , для якої шукається рівняння регресії; $\overline{U(y)}$ - середньоарифметичне значення цієї функції; $U(y_p)$ - розрахункове значення функції.

Коефіцієнт корисності показує, у скільки разів зростає середньоквадратична помилка при оцінці y_i , якщо в якості наближеного значення параметру y_i замість y_p , знайденого за рівнянням регресії, брати середнє значення \bar{y} . Чим вище θ , тим більше цінність знайденого рівняння.

Проте у геофізичній практиці для оцінки якого-небудь параметру рідко використовується його середня величина, частіше прогнозування y_i здійснюється за двомірним зв'язком. Природно при цьому розглядати ефективність багатомірного рівняння за відношенням не тільки до середньої величини шуканого параметру, але і за відношенням до відомого двомірного зв'язку:

$$\theta' = \sqrt{\frac{\sum (y_i - y_{p/x})^2}{\sum (y_i - y_{p/\bar{x}})^2}}$$

де $y_{p/x}$ - значення функції, яке розраховане за двомірною залежністю; $y_{p/\bar{x}}$ - теж, але розраховане за багатомірним рівнянням рег-

ресії.

При з'ясуванні зв'язків між фізичними і геофізичними параметрами гірських порід застосовуються різні способи стандартизації діаграм ГДС: зведення до ідентичних свердловинних умов, єдиного масштаба, до одних одиниць запису.

У практиці стандартизації діаграм радіоактивних методів широко використовується метод двох опорних горизонтів. Якщо розрізи, що вивчаються не мають пластів, які могли б виконувати роль опорних, єдино можливим залишається еталонування діаграм за допомогою методу статистичних характеристик розрізу, розробленого Губерманом Ш.А. та Овчинніковою М.А. Еталонування проводиться на основі припущення сталості величин математичного очікування - M (сталості середнього m , яке є оцінкою M) і дисперсії $D \cdot \sigma^2$ (статистичної дисперсії S^2 або стандарту S , які є оцінками теоретичних значень D та σ) функції розподілу амплітуд еталонуємої частини діаграми.

В останньому розділі другої глави дисертації розглядається авторський варіант статистичного еталонування діаграм ГДС і критерії її надійності. Для перевірки результатів еталонування можна скористатися деякими критеріями. Наочними і досить простими є способи співставлення: а) m та S ; б) показань проеталонованих діаграм проти якого-небудь репера - витриманого по родовищу шару або каверни. Критерієм перевірки може слугувати також величина щільності зв'язку (коефіцієнт кореляції r або кореляційне відношення η) фізично обґрунтованих залежностей між вивченими властивостями породи і геофізичними параметрами.

Таким чином, віддаючи пріоритет у вивченні гірських порід (кількісна оцінка їх властивостей, класифікація за тими або іншими ознаками) експериментальному шляху пізнання та статистичному моделюванню, автор особливу увагу приділяє аналізу, фізичному трактуванню отриманих співвідношень, залежностей, рівнянь, які описують ймовірнісні моделі. Саме на етапі осмислення отриманого рішення експериментальний і евристичний шляхи дослідження об'єкту перехрещуються та доповнюють один одного, сприяють успіху пізнання.

У третій главі викладені деякі петрофізичні аспекти вивчення складнобудованих карбонатних колекторів.

Петрофізичні дослідження керну - першооснова для інтерпретації результатів ГДС. Виявлені петрофізичні залежності типу

"кern-кern", коли колекторські та фізичні властивості породи вивчаються на зразках керну, дозволяють перейти потім до обґрунтування і побудови залежностей типу "кern-геофізика", "геофізика-геофізика", які використовують при виділенні колекторів та їх вивченню за даними ГДС. Помітимо, що фізичне обґрунтування і побудова петрофізичних моделей особливо важливі при вивченні складного колектора, багатомірність властивостей та особливостей якого суттєво утруднюють перехід від керну до геофізичних діаграм і від них до реального геологічного розрізу.

Не претендуючи на всебічне, повне висвітлення питань петрофізики карбонатів, автор головну увагу приділив лише тим властивостям гірської породи, співвідношенням та взаємозалежностям між ними, які впливають на формування її як колектора і які визначають геофізичні параметри, за якими, у свою чергу, колектори можуть бути виділені та вивчені в умовах *in situ*.

- Первинна і вторинна пористість, їх співвідношення та тип колектора;
- пористість і нерозчинний залишок, їх співвідношення в колекторах та неколекторах;
- нерозчинний залишок і глинистість, зв'язок між ними;
- глинистість, природна радіоактивність, бітумінозність, зв'язок між ними;
- пористість, параметр пористості, сумарний вміст водню, радіаційне гамма випромінення, зв'язок між ними;
- пористість, глинистість, дифузійно-адсорбційна активність та параметр пористості, зв'язок між ними;
- доломітизація і акустичні властивості карбонатів, зв'язок між ними.

Цим та деяким іншим питанням досліджень присвячені основні розділи глави, що реферується.

Простими колекторами будемо визнавати колектори, що представляють собою мономінеральну породу з однорідним цементом, емнісні і фільтраційні властивості яких визначаються первинною міжзерною (інтергранулярною) пористістю, яка утворилася в процесі осадконакопичення та насичення однотипним флюїдом. Стійкими ознаками такого колектора є практична рівність коефіцієнтів загальної (повної) K_p , відкритої K_{p0} і ефективної пористості K_{pef} : $K_p \approx K_{p0} \approx K_{pef}$ та досить тісний зв'язок між коефіцієнтами проникливості і пористості $K_{pr} = f(K_p)$, яка може бути описана, зокре-

ма, рівнянням Ковені-Кармана, формулами Нечая А.М. або Самедова-Буряківського.

Складнопобудовані колектори - це породи, фізичні, в тому числі колекторські, властивості яких змінюються в радіальному та вертикальному напрямках навіть у межах одного пласту. Ця мінливість визначається, головним чином, полімінеральним складом скелету породи і гетерогенною системою ємнісного простору. Такі колектори, як правило, характеризуються відсутністю стійких, тісних взаємозв'язків між фізичними (геофізичними) та колекторськими властивостями об'єкта дослідження. Для них суттєва різниця в загальній і ефективній пористості ($K_p \neq K_{п\epsilon\phi}$).

За структурою порового простору карбонатні колектори підрозділяються на дві основні групи: група колекторів з міжзерновою (інтергранулярною пористістю та група колекторів зі змішаним типом пор, які окрім первинної міжзернової пористості, мають вторинну пористість, яка представлена тріщинною і кавернозною (каверновою) складовими: $K_{п\epsilon\phi} = K_{п\epsilon\phi} + K_{п\epsilon\phi}$. За типом переважаючого виду пор колектори підрозділяються на колектори:

- 1) з міжзерновою (переважно міжзерновою або інтергранулярною) пористістю, яка утворює так званий поровий тип колектора;
- 2) з міжзерновою та тріщинною пористістю:
 - а) тріщинно-поровий тип,
 - б) порово-тріщинний тип.

Зразу ж зауважимо, що у відповідності з нормами мови, визначаючий (головний) вид пористості повинен стояти у назві останнім (порівняйте: біло-голубий, жовтувато-червоний і інші);

- 3) з міжзерновою та каверновою (кавернозною) пористістю:
 - а) порово-кавернозний;
 - б) кавернозно-поровий;
- 4) з міжзерновою каверновою і тріщинною ємністю:
 - а) порово-тріщинно-кавернозний;
 - б) тріщинно-порово-кавернозний;
 - в) кавернозно-тріщинно-поровий;
 - г) кавернозно-порово-тріщинний;
 - д) тріщинно-кавернозно-поровий та інші.

Крім цього, виділяються кавернозно-карстові і тріщинні колектори, у яких ємнісні та фільтраційні властивості породи визначаються або мікро- і макрокавернами (макропорожнинами), або відкритими тріщинами.

Тип колектору, його властивості залежать, як відомо, від умов процесу осадконакопичення та вторинних процесів, змінюючих первинний склад породи, її текстуру і структуру емнісного простору. Закономірність нафтогазопроявлень, результати опробувань у карбонатних розрізах кажуть про тісний зв'язок вторинних процесів, які відіграють вирішальну роль у формуванні карбонатних колекторів, з первинними властивостями карбонатних відкладів, зокрема з величиною нерозчинного залишку (глинистості). Глиниста речовина, як складова частина нерозчинного залишку карбонатних порід, найменше схильна до вторинних перетворень, вона є антикаталізатором за відношенням до вилугування та доломітизації, знижує розчинність карбонатів і погіршує їх колекторські властивості. При досягненні певного (критичного, граничного) вмісту в карбонатній породі нерозчинного залишку, остання перестає бути колектором. За автором, ця величина для карбонатів різного віку, для розглянутих у роботі нафтогазоносних провінцій, знаходиться у межах 18-24 %. Дослідження показали також, що між величиною нерозчинного залишку $C_{но}$ та кількістю пелітової фракції у ньому (<0.01 мм), яка приймається нами за величину глинистості $C_{гл}$, існує тісний кореляційний зв'язок. Так, наприклад, для верхньодевонських відкладів Прип'ятської западини вона описується рівнянням виду: $C_{гл} = 0.48 + 1.16 C_{но}$ (коефіцієнт кореляції $r = 0.98$) При цьому частка глинистої фракції в нерозчинному залишку зменшується від 90-80 % ($C_{гл} \approx 0.85 C_{но}$), якщо $C_{но}$ складає 1-30 %, до 65 % і менше, коли величина $C_{но}$ збільшується до 30-60 % ($C_{гл} \approx 0.7 C_{но}$).

Тоді ж (1973 р.), враховуючи суттєвий вплив $C_{но}$ ($C_{гл}$) на колекторські властивості порід, автор вперше провів співставлення результатів визначення повної пористості та нерозчинного залишку (модель $K_p \leftrightarrow C_{но}$), для одних і тих самих об'єктів дослідження (карбонатні породи Вишанського та Давидовського родовищ). На графіку співставлення була виділена зона колекторів, для якої характерна відсутність зв'язку між K_p і $C_{но}$. По мірі отримання та накопичення нових даних, таке співставлення було проведено не тільки для девонських відкладів Прип'ятської западини, а й для порід інших регіонів. Аналіз результатів досліджень показав, що величина $C_{но}$ у карбонатних породах змінюється від 2-25 % (слабо- та середньоглинисті вапняки, доломіти і їх бінарні різновиди) до 30-60 % (сильноглинисті різновиди, мергелі). При цьому перехід

від порід, які можуть бути потенційними колекторами, до мергелів та інших сильно заглинизованих різновидів супроводжується достатньо тісною залежністю повної пористості від величини нерозчинного залишку. В той же час, як було відмічено раніше, для самих колекторів, із яких були отримані притоки флюїдів, такий зв'язок відсутній. Фізичне тлумачення моделі $K_p \leftrightarrow S_n$ дається у дисертації. Тут же відмітимо, що виявлена закономірність є характерною для карбонатних порід Прип'ятської, Дніпровсько-Донецької (ДДЗ), Афгано-Таджицької (АТЗ) западин і Тімано-Печорської провінції (ТПП), що свідчить про стійкість та універсальність цієї моделі. Її практичне застосування при розробці методики оперативного виділення колекторів по даним ГМ і НГМ показано у наступній, четвертій главі дисертації.

Відомо, що глинисті частинки можуть по-різному знаходитися в гірській породі: рівномірно по всьому тілу породи, у вигляді про шарків, або частково заповнювати пори, стілолітові шви, каверни та тріщини, зменшуючи ефективну ємність породи. Розрізняють вагову S_{gl} , об'ємну K_{gl} і відносну глинистість η_{gl} . Відомо також, що вагова та об'ємна глинистість тісно пов'язана (через природню радіоактивність q) з показаннями гамма-методу I_γ , в той же час відносна глинистість сильно впливає (через дифузійно-адсорбційну активність A_{da}) на показання методу потенціалів власної поляризації ΔU_{vp} .

Достатньо представницька вибірка вихідних даних (S_{gl} , K_p , R_p , A_{da} та інші), характеризуючих верхньокрейдяні карбонатні відклади Октябрської площі Криму, дозволила автору підійти до рішення ряду теоретичних і практичних задач, пов'язаних з використанням методу ВП в карбонатних породах, з позицій багатомірного регресійного аналізу та порівняти отримані результати з висновками, які отримані раніше (Вендельштейн В.Ю., Кудрявцев В.С. й інші).

У першій частині цього розділу розробляються питання фізичного тлумачення і практичного застосування петрофізичної моделі $A_{da} = f(S_{gl}, K_p)$. Зокрема для карбонатних порід Криму вона описується залежністю:

$$A_{da} = 32.93 + 17.5S_{gl} - 1.93K_p - 2.12(S_{gl})^2 + 0.042S_{gl}K_p - 0.086K_p^2 \quad (2)$$

У роботі показано правомочність побудови такої залежності, пока-

вано також, що двомірний зв'язок виду $\text{Ада} = f(\eta_{\text{гл}})$, яка отримана Кудрявцевим В.С. для тих же відкладів, є по суті своїй трьохмірною залежністю виду (2), оскільки величина відносної глинистості, по Вендельштейну Б.Ю., розраховується як:

$$\eta_{\text{гл}} = \frac{(1 - K_p) \cdot C_{\text{гл}}}{(1 - K_p) \cdot C_{\text{гл}} + K_p} = \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{гл}} + K_p}$$

Запропонована залежність (2) більш зручна й наглядна не тільки для її аналізу та фізичної трактовки, але і для практичного застосування.

Впливу поверхневої провідності Π (глинистості) на параметр R_p та врахування цього впливу при визначенні коефіцієнта пористості за параметром пористості, присвячена друга частина розділу.

Відомо, що величина Π також, як і дифузійно-адсорбційна активність Ада , тісно зв'язана з адсорбційними властивостями породи та передусім з наявністю пелітової фракції. Тому природньо припустити, що залежність $K_p = f(R_p)$, ($R_p = f(K_p)$) можна продиференціювати по третьому параметру Ада і тим самим підвищити точність визначення пористості за даними методу опорів. Вендельштейном В.Ю. та Кудрявцевим В.С. була показана така можливість. Зразки карбонатних порід були розділені на три групи, які характеризуються наступними значеннями Ада : $\text{Ада} > 46\text{мв}$; $39\text{мв} < \text{Ада} < 46\text{мв}$; $0 < \text{Ада} < 39\text{мв}$. Коефіцієнт кореляції r для кожної групи R_p і K_p підвищився у порівнянні з r для об'єднаної вибірки даних. Але таке умовне та слабе диференціювання зразків за їх дифузійно-адсорбційною активністю, зменшує потенційні можливості трьохмірної залежності виду $K_p = f(\text{Ада}, R_p)$, ($R_p = f(\text{Ада}, K_p)$), використовуючи яку можна оцінювати K_p із врахуванням неперервної зміни Ада ($\alpha_{\text{вп}}$), що показано в гл.4.

Таким чином, для вирішення більшості задач, пов'язаних з визначенням колекторських властивостей порід (розрахунок граничного значення $S_{\text{но}}$ або $S_{\text{гл}}$, врахування впливу зв'язаної води $\omega_{\text{св}}$ на величину сумарного вмісту водню (еквівалентної вологості породи) W при розрахунку повної пористості за одним з нейтронних методів, оцінки проникливості та ін.), необхідно знати ступінь їх заглинизованості.

Відомо, що найбільш чутливий до зміни глинистості метод Вп , який використовує різницю у дифузійно-адсорбційних властивостях

порід, гамма-метод, що базується на зв'язку між глинистістю і природною радіоактивністю q , яка закономірно підвищується зі збільшенням у породі глинистого матеріалу. В тих випадках, коли карбонатні розрізи мають більший питомий електричний опір, та проходяться з використанням високомінералізованого бурового розчину, розділяюча спроможність методу ВП низька. Єдино можливим в таких умовах методом диференціації пластів за глинистістю є ГМ. Питанням петрофізичного обґрунтування залежності виду $S_{гл} = f(I_{\gamma})$ для карбонатних порід та впливу бітумінозності на їх загальну гамма-активність присвячений наступний параграф глави.

Проведений автором аналіз результатів комплексних петрофізичних досліджень ($S_{но}$, $S_{гл}$, q (А) та ін.), виконаних у лабораторіях УкрНДІПНД (УкрГіпронДІНафти), КО ВНИИГИКА, Київського університету ім. Тараса Шевченка показав, що:

1) зміна природної гамма-активності карбонатних порід пов'язана зі зміною вмісту в них теригенного матеріалу (нерозчинного залишку $S_{но}$), у тому числі зі зміною величини пелітової фракції ($S_{гл}$), яка входить у $S_{но}$;

2) збільшення $S_{гл}$ приводить до збільшення відношень Th/U і K/U , які для сильнозаглинизованих порід (неколекторів) більше одиниці при загальній гамма-активності більше $2.6г\text{-екв}Ra\cdot 10$;

3) для слабоглинистих, чистих та не бітумінозних порід ці відношення менші одиниці і загальна гамма-активність менше $2.6г\text{-екв}Ra\cdot 10$;

4) бітумінозні породи характеризуються, з одного боку, суттєво більшою ніж у заглинизованих різновидів гамма-активністю - більше $4г\text{-екв}Ra\cdot 10$, а з другого, - показники Th/U та K/U також, як і у потенційних колекторів менші 1.

Ці висновки дозволили автору не тільки обґрунтувати, але і вперше для карбонатних порід побудувати кореляційну залежність виду $S_{гл} = f(I_{\gamma})$ (модель типу "кern-геофізика"), використовуючи результати статистичного еталонування (до речі єдино можливий в умовах, коли у розрізах, що вивчаються, немає опорних горизонтів) діаграм ГМ.

Більш докладніше питання оцінки глинистості та виділення зон підвищеної радіоактивності порід за даними ГДС розглянуті у четвертій главі дисертації.

Останні розділи третьої глави присвячені петрофізичному обґрунтуванню і побудові статистичних моделей виду $W = f(I_{\gamma})$,

($K_{п\text{ов}} = f(\ln \gamma)$), $K_{п} = f(P_{п}, \ln \gamma)$ та $\Delta T = f(C_{д'})$.

Залежність між сумарним вмістом водню (об'ємною вологістю, еквівалентною вологістю породи W , у даному випадку коефіцієнтом повної пористості $K_{п\text{ов}}$) та інтенсивністю вторинного гамма-випромінювання $\ln \gamma$, визнана найбільш прийнятною і універсальною при вивченні емнісних властивостей карбонатних порід, особливо при складній будові порового простору. Дослідження, які виконані Ларіоновим В.В., Чан-Сі, Іванкіним В.П., Кухаренко Н.К., Басіним Я.М. та ін., проводились, як у лабораторних умовах на моделях пластів карбонатних порід, так і шляхом статистичного моделювання (співставлення знятих з діаграм величин $\ln \gamma$ з $K_{п\text{ов}}$). При цьому були отримані порівнянно близькі результати.

Автором спочатку в УкрНДІПНД, а потім у Київському університеті ім. Тараса Шевченка були проведені аналогічні дослідження для карбонатних порід девону, які складають родовища Речицько-Вишанського валу. Аналіз кривих розподілення загальної пористості і нерозчинного залишку для Вишанського, Давидовського, Речицького та Осташковичського родовищ, стандартизація кривих НГМ за допомогою методу статистичних характеристик розрізу, дозволили довести існування єдиної кореляційної залежності між показаннями НГМ і загальною пористістю, зокрема для карбонатних порід міжсолевого комплексу Речицько-Вишанського валу:

$$\lg K_{п\text{ов}} = 4.535 - 0.594 \ln \gamma, \quad (3)$$

яка, як з'ясувалось, може бути корисною при оцінці емнісних властивостей карбонатного розрізу тих родовищ, які знаходяться в процесі розвідки та для яких побудова своєї окремої залежності $K_{п\text{ов}} = f(\ln \gamma)$ не можлива із-за відсутності лабораторних значень коефіцієнтів пористості.

Оцінка коефіцієнту пористості, очевидно, буде найбільш точною, якщо для його визначення використовуються спільно дані декількох геофізичних методів, що характеризують пористість.

Найбільшу інформацію про $K_{п}$ в чистих і слабоглинистих карбонатних колекторах при існуючому раціональному комплексі ГДС дають методи опорів та НГМ. Для вирішення цієї задачі, автором вперше був обгрунтований і використаний чотирьохмірний зв'язок $K_{п} = f(P_{п}, \ln \gamma, d_c)$. При цьому $K_{п}$ та $P_{п}$ визначались за даними керну, $\ln \gamma$ і d_c - у свердловинних умовах. Приймаючи до уваги, що па-

раметр пористості та радіоактивне гамма-випромінювання, яке характеризує сумарний вміст водню в породі, зв'язані з K_p значно тісніше, ніж зміна діаметру свердловини і враховуючи, що амплітуда кривої $\ln \gamma$ у більшій мірі залежить від d_c , чотирьохмірна залежність була зведена до більш простої трьохмірної $K_p = f(P_p, \ln \gamma)$, де $\ln \gamma$ - значення $\ln \gamma$ з урахуванням поправки за зміну d_c .

Щоб виключити індивідуальні особливості виміральної апаратури та різницю у масштабах запису, замість абсолютних значень $\ln \gamma$ можна використовувати або відносну величину $\Delta \ln \gamma$ (є опорні горизонти), або величини, які отримані в результаті еталонування діаграм статистичним способом.

Скориставшись методом викладеним у гл.2, автор за допомогою ЕОМ отримав кореляційні рівняння, що описують шуканий зв'язок для карбонатних порід ряду родовищ Східного Передкавказзя (Малгобек-Вознесенське, Карабулак-Ачалукське, Заманкульське), в тому числі для Малгобек-Вознесенського:

$$\begin{aligned} \lg K_p = & -0.3624 - 0.3632 \lg P_p + 0.067 \Delta \ln \gamma + 0.0191 (\lg P_p)^2 + \\ & + 0.2293 \lg P_p \Delta \ln \gamma - 1.178 (\Delta \ln \gamma)^2 \end{aligned} \quad (4)$$

Перевірка рівняння (4) і раніше розрахованого автором для тієї ж вибірки даних звичайного (без врахування $\ln \gamma$) двомірного рівняння:

$$K_p = \frac{0.6}{P_p^{0.442}} \quad (5)$$

показала, що абсолютні похибки у визначенні K_p із співвідношення (4) суттєво нижчі (приблизно у двічі), ніж похибки у визначенні K_p із співвідношення (5).

Узагальнене рівняння для порід Давидовського та Вишанського родовищ Білорусії має вигляд:

$$K_p = 6.609 - 0.955 \ln \gamma - 0.157 \ln P_p \quad (6)$$

Відповідне йому (побудоване на тій самій вибірці, але без ураху-

вання $\ln \gamma$) двомірне рівняння:

$$K_p = -1.164 + 1.595 \ln P_p - 0.193 (\ln P_p)^2 \quad (7)$$

Такий підхід до оцінки K_p , дозволив у подальшому отримати подібні рівняння для родовища Хаян-Корт (С. Передкавказзя) і ряду родовищ Прип'ятської западини: Речицького, Давидовського, Вишанського та ін., які приводяться в дисертації.

Останні розділи третьої глави присвячені питанням класифікації геологічних об'єктів за кореляційними зв'язками.

Петрофізичні моделі можуть знаходити своє відображення у звичайних статистичних розподіленнях (наприклад, логнормальне розподілення K_p , характерне для колектора з переважно тріщинною і кавернозно-тріщинною пористістю), можуть описуватись двомірними та багатомірними залежностями. Проте загальний і основний недолік класифікації за двомірними зв'язками є той, що залежність, яка використовується для класифікації, може виявитися справедливою для багатьох класів. Щоб збільшити ймовірність однозначної відповіді при вирішенні задач класифікації за допомогою кореляційних зв'язків, автор пропонує використовувати залежності, що є у нашому розпорядженні (наприклад, (4) і (5) або (6) та (7)) між фізичними характеристиками об'єкту, що вивчається, об'єднуючи їх у систему рівнянь відносно якої-небудь однієї функції (однієї і тієї ж самої фізичної властивості, наприклад K_p). Тоді, підставляючи геофізичні параметри (аргументи P_p та $\ln \gamma$) у відповідні рівняння системи, яка побудована для визначеного класу порід (моделі), можливо отримати загальні (співпадаючі) або порівнянно близькі рішення відносно вибраної функції. Параметри, що характеризують другий клас, будучи підставленими в таку систему, очевидно, не будуть їй задовольняти, або будуть задовольняти значно гірше.

Такий підхід до класифікації геологічних об'єктів суттєво підвищує однозначність рішення поставленої задачі.

Чим більше диференційовані породи, які класифікуються за тими або іншими властивостями, тим надійніше, ефективніше їх розподіл (виявлення в розрізі свердловини) за даними геофізичних методів, що відображають ці властивості. Різка, стрибкоподібна зміна першооснови (петрофізичних властивостей), як правило, тягне за собою навіть в умовах свердловин (при правильному їх врахуванні)

суттєву зміну геофізичних параметрів. Таким чином, перед тим, як вибрати спосіб класифікації та геофізичні методи, що лежать у основі цього способу, необхідно вивчити взаємозв'язки між геофізичними параметрами і фізичними властивостями гірських порід, породоутворюючих мінералів, а також хімічних елементів, які входять до них.

У роботі розглядається вплив доломітизації (Сд) карбонатних порід (вапняків) на параметр ΔT (інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі), що отримується при акустичному каротажі.

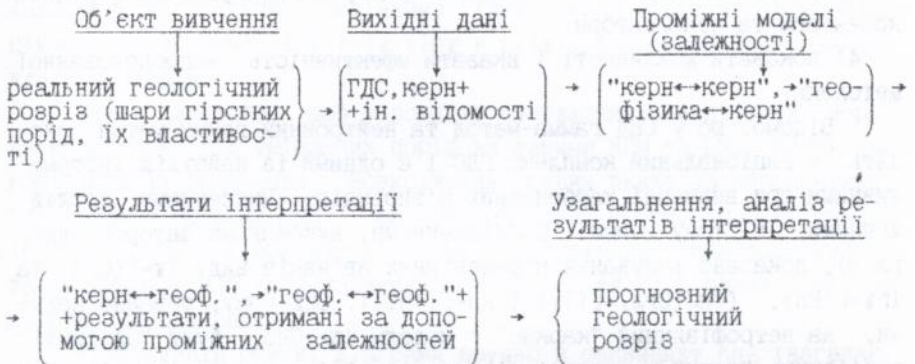
Характер залежності $\Delta T = f(\text{Сд})$ трактується по-різному. Одні автори (Іщенко В.І. та ін.) вважають, що ΔT змінюється стрибкоподібно при значенні Сд = 50 %, інші (Шерман Г.Х. та ін.) наполягають на тому, що ΔT монотонно зменшується зі збільшенням доломітизації. Зрозуміло, що справедливість тієї або іншої точки зору визначає ступень ефективності акустичного каротажу при вирішенні такої важливої задачі, як розділення карбонатних порід на класи, наприклад, на вапняки та доломіти. В дисертації шляхом петрофізичного моделювання і розрахунків доводиться стрибкоподібність поведінки залежності $\Delta T = f(\text{Сд})$ і приуроченість стрибка не до значення Сд = 50 %, а до значення Сд \geq 68-70 %. Останнє, означає принципову, фізично обгрунтовану можливість розділу карбонатних порід на два основних літотипи: вапняк (переважно вапняк) та доломіт (переважно доломіт), які займають крайні позиції у ланцюжку переходу: вапняк - доломітистий вапняк - доломітовий вапняк - вапняковий доломіт - вапняковистий доломіт - доломіт.

Крім розглянутих у 3 главі петрофізичних моделей і залежностей, які їх описують, автором виявлені та використані при розробці запропонованих ним підходів виділення і вивчення колекторів ряд інших співвідношень, приведених для зручності та компактності викладення в четвертій главі дисертації: розподілення фізичних і геофізичних параметрів, які характеризують різні класи порід, залежності $\Delta T = f(K_p)$ для доломітів та вапняків і ін.

У четвертій главі показані шляхи практичного використання знайдених петрофізичних закономірностей, розкрита суть та можливості запроваджених автором способів виділення колекторів, оцінки їх емнісних властивостей і характеру насичення за даними промислової геофізики.

В загальному випадку процес отримання вихідної геолого-геофізичної інформації та її інтерпретації можна представити у виг-

ляді логічного ланцюжка:



Місце і призначення кожної моделі (залежності) в цьому ланцюжку визначається конкретними цілями та задачами інтерпретації.

Ефективність будь-якої методики, будь-якого способу інтерпретації залежить не тільки від кількості та якості вихідної інформації, але, як вже говорилось у другій главі, від ступеня обґрунтованості, адекватності вибраних петрофізичних моделей, на основі яких пропонується вести інтерпретацію, реальним геолого-геофізичним умовам (типу розрізу, умовам і методам геофізичних досліджень та ін.).

Перший розділ четвертої глави присвячений методиці оперативного виділення порід-колекторів за даними гамма- та нейтронового гамма-методів, петрофізичною основою якої є модель $K_p \leftrightarrow S_{no}$.

Нагадаємо, що співставлення величин пористості і нерозчинного залишку для карбонатних порід різного віку та різних регіонів, дозволило встановити стійку закономірність: існування кореляційного зв'язку між цими властивостями для порід, нерозчинний залишок (глинистість) яких $S_{no} > 20-25\%$, тобто для порід достатньо сильно заглинізованих і які не можуть бути колекторами; та відсутність такого зв'язку для потенційних колекторів, тобто для чистих, слабко-, іноді середньоглинистих карбонатних різновидів.

Для того, щоб реалізувати можливості цієї моделі на практиці і з її допомогою розділити породи на колектори (потенційні колектори) та неколектори, але вже за даними ГДС, необхідно:

- 1) вибрати із раціонального комплексу ті геофізичні методи, показання яких найбільш тісно пов'язані з K_p і з S_{no} ;
- 2) знайти зручний для інтерпретації спосіб співставлення цих показань та перейти до моделі типу "геофізика-геофізика";

3) розробити якісні і кількісні критерії класифікації порід на колектори та неколектори;

4) показати можливості і вказати ефективність запропонованної методики.

Відомо, що у СНД гамма-метод та нейтронний гамма-метод входять у раціональний комплекс ГДС і є одними із найбільш інформативними при вивченні карбонатних різновидів. Численними дослідженнями, в тому числі дослідженнями, виконаними автором (див. гл.3), доказано існування кореляційних зв'язків виду $I\gamma=f(\text{Сгл})$ та $\text{In}\gamma=f(\text{Кп})$, $(\text{Сно}(\text{Сгл})=f(I\gamma))$ і $\text{Кп}=f(\text{In}\gamma)$. Ось чому, образно кажучи, на петрофізичний "каркас" - модель $\text{Кп} \leftrightarrow \text{Сно}$ - були "одягнуті" геофізичні "шати" у вигляді діаграм $\text{In}\gamma$ і $I\gamma$, модель $\text{In}\gamma \leftrightarrow I\gamma$. При цьому, для порід неколекторів, де виконується умова $\text{Кп}=f(\text{Сно})$, спостерігається кореляція між показаннями $\text{In}\gamma$ та $I\gamma$, в той час, як для колекторських різновидів карбонатів такої кореляції нема. Фізична суть таких взаємовідношень пояснюється впливом глинистості як на показання $\text{In}\gamma$, так і на показання $I\gamma$. Справді, відомо, що $\text{In}\gamma=f(W)$, де W - еквівалентна вологість породи (сумарний вміст водню або нейтронна пористість Кп_n). Але для літологічно однорідних порід, еквівалентну вологість можна представити як:

$$W = \text{Кп} + \text{Кгл} \cdot \omega_{\text{СВ}},$$

де Кп - пористість породи, яка заповнена вільним флюїдом; Кгл - об'ємна глинистість породи; $\omega_{\text{СВ}}$ - вміст зв'язаної води у глинистих частинках.

Зрозуміло, що проти глинистих (особливо середньо та сильно заглинізованих) шарів зміна величини W (а значить і $\text{In}\gamma$) буде контролюватись величиною $\text{Кгл} \cdot \omega_{\text{СВ}}$, тобто зміною вмісту в пластах глинистості. В той же час, як відомо, величина природної радіоактивності, яка визначається показаннями $I\gamma$, теж тісно пов'язана з Кгл . Отже, наявність загальної першопричини (зміна Кгл), яка контролює показання $\text{In}\gamma$ і $I\gamma$ у глинистих різновидах карбонатних порід, визначається наявністю характерного для таких порід кореляційного зв'язку $\text{In}\gamma = f(I\gamma)$. В чистих та слабоглинистих породах (колекторах) наявність глинистості і діапазон її зміни такий незначний, що внесок Кгл у показання $\text{In}\gamma$ та $I\gamma$, по-перше, малий, а по-друге, практично постійний. Це приводить до того, що для таких показань $\text{In}\gamma$ залежать головним чином від коефіцієнту пористості

K_p та коливаються в залежності від діапазону його зміни (зміна еквівалентної вологості вільного флюїду). При цьому показання I_γ залишаються практично постійними. Таким чином відсутність кореляційного зв'язку між $\ln \gamma$ і I_γ ($\ln \gamma \neq f(I_\gamma)$) є характерною ознакою для колекторів.

Отже, для того, щоб у розділі свердловини відділити породи-колектори від уміщуючих порід за даними НГМ та ГМ, необхідно порівняти їх показання. Розходження кривих вкаже на перспективні інтервали, співпадання - на неколектори. Проте, щоб ці ознаки проявили себе, необхідно діаграми перебудувати (проеталонувати) таким чином, щоб їх показання були представлені в одних і тих же масштабних одиницях.

Еталонувати обидві діаграми зручно в одиницях K_{p_n} (нагадаємо, $K_{p_n} = K_p + K_{gl} \cdot \omega_{св} = W$ - нейтронна пористість або еквівалентна вологість). Практична реалізація такого переходу до нової загальної одиниці може бути здійснена за допомогою статистичного еталонування кривих (див. гл.2). Якщо за еталонну взяти криву НГМ (K_{p_n}), то трансформація кривих I_γ зводиться до перетворення, суть якого в тому, що нові показання діаграми (x^*), що еталонується будуть пов'язані з показаннями попереднього (реального) масштабу (x) лінійним співвідношенням: $x^* = ax + b$, де a і b постійні для діаграми, яка еталонується. Вони знаходяться із наступних рівностей, що зв'язують математичне очікування й дисперсію розподілення величин, які вивчаються:

$$MI_\gamma = a \cdot MK_{p_n} + b \quad \text{і} \quad \sigma^2 I_\gamma = a^2 \cdot \sigma^2 K_{p_n}$$

Звідси

$$a = \frac{\sigma I_\gamma}{\sigma K_{p_n}} ; \quad b = MI_\gamma - \frac{\sigma I_\gamma}{\sigma K_{p_n}} \cdot MK_{p_n}$$

тоді будь-який відлік у новому масштабі буде дорівнювати:

$$I_{\gamma_i}^* = \frac{\sigma I_\gamma}{\sigma K_{p_n}} \cdot MK_{p_n} + \left(MI_\gamma - \frac{\sigma I_\gamma}{\sigma K_{p_n}} \cdot MK_{p_n} \right)$$

Однак, як відомо, таке лінійне перетворення справедливе лише для випадкових величин, функція розподілення яких підпорядковується нормальному закону. Ось чому перевірка нормальності розподілення величин таких петрофізичних властивостей, як K_p , S_{no} (S_{gl}), що визначають показання $\ln \gamma$ (K_{p_n}) та I_γ , повинна передувати.

ти трансформації кривих за методом статистичних характеристик розрізу.

В роботі проведений аналіз розподілення коефіцієнту пористості карбонатів, величин нерозчинного залишку, природної радіоактивності і ряду геофізичних параметрів - $\ln \gamma$ ($K_{пн}$), $I \gamma^*$ та \ln , що дозволило не тільки перевірити гіпотезу про нормальність розподілень, які цікавлять нас, але і вирішити попутно деякі інші задачі інтерпретації: уточнення типу колектора, розрахунок граничних значень петрофізичних властивостей та геофізичних параметрів, які використовуються при вирішенні задач класифікації (колектор-неколектор, нафта-вода і ін.).

Аналіз, зокрема, показав, що значення $K_{пн}$ карбонатних порід по всім розглянутим регіонам розподілені логнормально, за виключенням Афгано-Таджицької западини (АТЗ), для порід якої характерний нормальний закон розподілення пористості. Логнормальному закону підпорядковуються також розподілення $S_{по}$ ($S_{гп}$) та пов'язана з цими петрофізичними властивостями величина природної радіоактивності вивчаємих відкладів. Логарифмування таких величин приводить до трансформації логнормального розподілення у нормальне, що дозволяє, при необхідності, проводити лінійне перетворення випадкових величин, використовуючи вищеприведені співвідношення.

Отже, виразивши показання кривих НГМ і ГМ в одиницях пористості, їх співставляють між собою. Колектори виділяються за критерієм $I \gamma^* < K_{пн}$. Практика, однак, показала, що при такому співставленні можливі помилки як першого (пропускання колекторів), так і другого роду, особливо в області перехідних різновидів порід, у області субколекторів.

Для зниження неоднозначності було вирішено розрахувати граничні параметри $K_{пн}^{*гр}$ та $I \gamma^{*гр}$, побудувавши для цього розподілення на основі виборок даних $K_{пн}$ і $I \gamma^*$ по приточним та безприточним інтервалам. Аналіз цих розподілень дозволив встановити наступне:

- значення $K_{пн}$ для продуктивних і "сухих" інтервалів практично співпадають, а значить використання пористості для класифікації порід на колектори та неколектори малоефективне;
- суттєво ефективніше використовувати як критерій - граничне значення параметру $I \gamma^*$, яке виявилось, і це важливо підкреслити, для карбонатів різних регіонів (ДДЗ, АТЗ та ТПП) одною і той са-

мою постійною величиною - $\lg I_{\gamma}^{*GR} \approx 0.8$;

- практично постійною є й величина граничного значення нерозчинного залишку, розрахованого по рівнянню виду $C_{но} = f(I_{\gamma})$: для ДДЗ, Прип'ятського прогину та ТПШ $C_{но}^{GR} \approx 19\%$ для АТЗ $C_{но}^{GR} \approx 22\%$;

- використання параметрів I_{γ}^{*GR} , $(C_{но})$ як критерій розпізнавання ($I_{\gamma}^* < I_{\gamma}^{*GR}$ - колектор), знижує помилку пропускання до 15-17% і суттєво підвищує однозначність вирішення задачі виділення колекторів за допомогою запропонованої методики.

Досвід застосування методики показав, що виділяти колектори і вирішувати деякі інші задачі інтерпретації зручніше, якщо перерахувати граничне значення трансформованої кривої I_{γ}^{*GR} , у граничне значення реальної кривої I_{γ}^{*GR} , записаної в мкР/год:

$$I_{\gamma}^{GR} = (I_{\gamma}^{*GR} - b) / a,$$

де $a = \frac{6K_{Пн}}{6I_{\gamma}}$, $b = MK_{Пн} = a \cdot MI_{\gamma}$.

Крім класифікації порід на колектори та неколектори, модель $In_{\gamma} \leftrightarrow I_{\gamma} (K_{Пн} \leftrightarrow C_{но})$ дозволяє вирішити ще одну, дуже важливу задачу - відділити глинисті різновиди від порід з підвищеною радіоактивністю, які в деяких випадках можуть виявитись колекторами. Справді, у багатьох нафтогазоносних районах, у тому числі в ДДЗ, ТПШ, АТЗ зустрічаються шари, напроти яких амплітуди кривої ГМ аномально високі (як напроти глинистих порід і навіть вище), у той час як показання інших геофізичних методів можуть відповідати перспективним на нафту та газ відкладам. Наведені у гл.3 результати досліджень керну і шліфів показали підвищений вміст бітуму в таких породах, який заповнює, як правило, їх вторинну пористість (тріщини, іноді каверни). Останнє призводить до підвищеного вмісту урану, продукти розпаду якого вносять основний внесок (суттєво більший, ніж, наприклад, калій, що контролює радіоактивність глинистих порід) у загальну гамма-активність бітумінозних відкладів, величина якої також сама і часто вище ($A > 4g\text{-екв} \cdot Ra \cdot 10$), ніж у глинистих порід ($A > 2.6g\text{-екв} \cdot Ra \cdot 10$). При цьому індекси K/U та $Th/U < 1$, що характерно для потенційних

колекторів.

Таким чином, якщо для глинистих відкладів характерний кореляційний зв'язок $ln\gamma = f(I\gamma)$ (напам'ятаємо, мається загальна першооснова у вигляді K_{gl}) і при цьому трансформовані криві $ln\gamma^*$ (K_{ln}) та $I\gamma^*$ практично співпадають, то для бітуміновних порід цей зв'язок порушується, причому показання трансформованої кривої $I\gamma^*$ напроти таких порід будуть вищі, ніж величина граничного значення $I\gamma^{* гр}$, тобто $I\gamma_{\epsilon}^* > I\gamma^{* гр}$. Крім цього, показання НГМ за рахунок високої гамма-активності будуть завищені, що приводить до різкого заниження розрахованого по такій амплітуді коефіцієнта пористості K_{ln} . При цьому позірна пористість бітумінового пласту K_{ln}^{ϵ} може виявитися менше міжзернової (блокової, матричної) пористості породи ($K_{ln}^{\epsilon} < K_{\epsilon л}$).

Отже, методика оперативного виділення колекторів за даними НГМ і ГМ, яка використовує фізичну суть петрофізичної моделі $K_{п} \leftrightarrow C_{но}$ та реалізована за допомогою методів теорії ймовірностей і математичної статистики дозволяє: а) виділити у розрізах свердловин породи-колектори; б) розділити породи з підвищеними значеннями $I\gamma$ на глинисті та бітуміновні; в) разом з тим оцінити величину пористості і глинистості (нерозчинного залишку) пластів, що досліджуються.

Другий розділ четвертої глави присвячено методиці класифікації складнопобудованих карбонатних колекторів за типом пористості та характером насичення з одночасною оцінкою ємнісних властивостей породи, яка розроблена автором на основі вирішення системи кореляційних рівнянь виду: $K_{п} = f(P_{п})$ і $K_{п} = f(P_{п}, ln\gamma)$.

Ця система рівнянь - приклад змішаної математичної моделі, що об'єднує в собі можливості критеріальної (нафта-вода, порода з міжзерновою або змішаною пористістю та ін.) і оціночної (у нашому випадку ймовірна величина міжзернової пористості) моделей. Суть такого підходу та його математичне обґрунтування розглянуті у відповідних розділах гл.2 і 3. Так само, як і широко відомий спосіб розчленування пластів за нафтоводонасиченням Віллі-Нечая та його модифікація, яка запропонована Заляєвим І.З., дана методика пропонує використовувати методи опорів і НГМ. Але головною й вирішальною відмінністю є те, що за опорну (базисну) лінію, яка ви-

ражає залежність між параметрами, що характеризують водонасичену породу з міжзерною пористістю, взята лінія залежності $K_p = f(P_p)$, а не залежність $P_p = f(I_n \gamma)$. Залежність $K_p = f(P_p)$, яка побудована за даними лабораторних досліджень є, як відомо, єдиною стандартною для даних порід родовища. Крім цього, вона відображає властивості **дійсно водонасиченої породи** з переважно **міжзерною** (блоковою) пористістю (в лабораторних умовах зразок насичується аналогом пластової води, а сам зразок представляє собою блокову (матричну) частину породи, оскільки на поверхню виноситься, як правило, kern без тріщин і каверн). Залежність же $P_p = f(I_n \gamma)$ (або модуль Заляєва) будується для кожної свердловини окремо для пластів ймовірно водонасичених та ймовірно з міжзерною пористістю. Причому підхід до вибору таких пластів вельми суб'єктивний: які-небудь кількісні критерії відсутні, а якісні неоднозначні. Нарешті, спільне використання рівнянь $K_p = f(P_p)$ і $K_p = f(P_p, I_n \gamma)$ дає змогу оцінювати пористість не тільки водоносних, але й нафтоносних пластів. Дійсно, графічне вирішення цих рівнянь дозволяє розглядати лінію $K_p = f(P_p)$, як лінію на якій знаходяться найбільш ймовірні загальні рішення обох рівнянь системи. Отже, вона представляє геометричне місце розташування найбільш ймовірних зв'язаних між собою "триюк" P_p , $I_n \gamma$ та K_p , які характеризують водонасичену породу з міжзерною пористістю. Звідси ясний і підхід до оцінки найбільш ймовірної міжзерної пористості даного шару: K_p визначається в системі K_p , P_p , $I_n \gamma$ за залежністю $K_p = f(P_p)$, причому відлік знімається для відповідного, взятого напроти пласта, що вивчається, значення $I_n \gamma$, (нагадаємо, що показання НГМ практично не залежать від того, чим насичений пласт, - водою або ж нафтою).

Характер насичення і орієнтовна оцінка типу пористості пласта (міжзернова, тріщинна, змішана) визначається за розташуванням точки $(P_p, I_n \gamma)$ у системі $K_p, P_p, I_n \gamma$ відносно базиса $K_p = f(P_p)$. Індикатором є величина питомого електричного опору пласта ρ_p (величина відносного опору $P = \rho_p / \rho_B$). Зрозуміло, якщо $\rho_p = \rho_{Bп}$, тоді $P = \rho_{Bп} / \rho_B = P_p$, і точка попадає в область водонасичених порід з переважно міжзерною пористістю (довірчий інтервал залежності $K_p = f(P_p)$). Якщо ж $\rho_p = \rho_{пп} > \rho_{Bп}$, то $P = \rho_{пп} / \rho_B > P_p$ і точка "відскакує" вгору-вправо від лінії $K_p = f(P_p)$ в область нафтонасичених порід, що мають у загальному випадку змішану пористість. Якщо ж пласт насичений водою, але має тріщинуватість, яка різко знижує

опір, то відповідна йому точка з координатами R_p та $ln\gamma$ попадає в область, розміщену нижче (вниз-вліво) довірчого інтервала залежності $K_p = f(R_p)$.

Більш докладніше про можливості запропонованої автором методики, яка базується на використанні змішаних моделей, що описуються системами рівнянь виду $K_p = f(R_p)$ і $K_p = f(R_p, ln\gamma)$, а також $K_p = f(R_p^{БК})$ та $K_p = f(R_p^{БК}, ln\gamma)$, $K_p = f(\Delta T)$ і $K_p = f(\Delta T, ln\gamma)$ говориться у самій дисертації та в опублікованих роботах.

У наступному розділі гл.4 розглядається блок питань, пов'язаних з комплексною інтерпретацією даних акустичного і нейтронного гамма-методів: визначення літології (вапняк-доломіт), врахування літології при визначенні ємнісних властивостей карбонатних порід.

Існуючі способи визначення літології порід передбачають, що зміна внеску тієї чи іншої компоненти в полімінеральній (звично бімінеральній) породі приводить до відповідної пропорційної зміни петрофізичного (геофізичного) параметру. Вирішення задачі проводиться, як правило, за даними комплексу НГМ-АМ-ГГМ. Проте, оскільки ГГМ зараз проводиться епізодично, в одиничних свердловинах, актуальною стає розробка методики оцінки літології за двома методами - АМ і НГМ. В основу такого підходу автором покладені результати моделювання впливу доломітизації S_d на інтервальний час пробігу пружної хвилі у скелеті породи $\Delta T_{ск}$. Наявність тільки одного стрибка на графіку залежності $\Delta T_{ск}-f(S_d)$, яке приурочено до значення $S_d > 68-70\%$, тобто до переходу від вапняку та його проміжних різновидів до вапняковистого доломіту - доломіту, дозволяє розглядати геофізичний параметр $\Delta T_{ДМ}$, як вельми інформативний при розділенні карбонатних порід на два основних літологічних різновидів - вапняк (переважно вапняк) і доломіт (переважно доломіт). При цьому для врахування впливу пористості використовувався нейтронний гамма-метод.

В той же час, відомо, що показання НГМ визначаються нейтронною активністю породи (мінералів, хімічних елементів, які входять до них). Дійсно, напроти чистого (незаглинизованого, незагіпсованого) пласту вапняку амплітуда вторинного гамма-випромінення буде складатися у першому наближенні із вторинного гамма-випромінення, зобов'язанного водню (пористість) й кальцію (скелет): $ln\gamma_{в} = ln\gamma_{кпв} + ln\gamma_{са}$. Для такого ж пласту, але представленого доломітом будемо мати: $ln\gamma_{д} = ln\gamma_{кпд} + ln\gamma_{мг}$.

Оскільки $ln\gamma_{Ca} > ln\gamma_{Mg}$ (макроскопічний переріз захвату нейтронів у Са на порядок вище ніж у Mg), і якщо припустити, що у пластів однакова істинна пористість ($Kp_B = Kp_D$), то показання $ln\gamma_D$ повинно бути нижче, ніж $ln\gamma_B$, тобто нейтронна позірна пористість Kp_n доломітів вище Kp_n вапняків (вимірювання проводяться заінверсійними зондами). Отже, якщо не враховувати (не знати) літологію та використовувати для визначення Kp єдину залежність виду $Kp=f(ln\gamma)$, побудовану для узагальненої виборки даних, то для доломітів пористість Kp_n буде завищеною, а для вапняків заниженою.

У роботі приводяться результати досліджень у вигляді залежностей типу "геофізика-геофізика" $\Delta T_{AM}=f(Kp_n)$, яка враховує не тільки вплив доломітизації на ΔT , а і на показання $ln\gamma$ (Kp_n) та дозволяє розділити в умовах свердловини карбонати на вапняки і доломіти. Зокрема, для ТПП вони мають вигляд: $\Delta T_{AM} = 3.4 \cdot Kp_n + 154$ (вапняки), $\Delta T_{AM} = 2.5 \cdot Kp_n + 133$ (доломіти). Для АТЗ відповідно $\Delta T_{AM} = 3.5 \cdot Kp_n + 159$ та $\Delta T_{AM} = 1.8 \cdot Kp_n + 154$.

Крім цього, були отримані залежності, які дозволяють розрахувати пористість карбонатної породи по даним НГМ з урахуванням літології (впливу доломітизації). Для цього проведено співставлення величин Kp , визначених за керном і за даними НГМ, роздільно для чистих вапняків ($Cd < 25\%$) та доломітів ($Cd > 75\%$). Рівняння: $Kp = 0.9 \cdot Kp_n - 0.14$ (вапняки) і $Kp = 0.8 \cdot Kp_n - 0.54$ (доломіти) дозволяють врахувати вплив доломітизації при визначенні пористості за даними НГМ. У дисертації приводиться порівняння отриманих результатів врахування впливу складу скелету породи при визначенні Kp_n з раніше опублікованими в літературі.

В останніх розділах гл.4 розглядаються питання застосування гамма-методу і методу ВП для оцінки глинистості порід, питання застосування даних методу ВП при визначенні коефіцієнта пористості породи за параметром пористості, а також прогнозування зон тріщинуватості у відкладах за даними широкосмугового акустичного каротажу (АК-Ш) та щільнісного гамма-гамма-методу (ГГМ-Щ).

У третій главі була обґрунтована і побудована трьохмірна петрофізична модель $Kp=f(Ada, Pp)$, використовуючи яку можна оцінювати коефіцієнт пористості з урахуванням Ада. Практична реалізація цієї моделі передбачає використовувати замість Ада відносну амплітуду $\alpha_{вп}$. Для карбонатних порід туронського ярусу верхньокрейдяних відкладів Криму автором була отримана залежність

$$K_p = 10.37 + 2.06\alpha_{вп} - 0.036R_p + 5.03\alpha_{вп}^2 - 0.02\alpha_{вп} \cdot R_p + 0.000055R_p^2,$$

де $\alpha_{вп} = \frac{\Delta U_{вп}}{\Delta U_{вп}^{\max}}$ - відносна амплітуда ВП;

$\Delta U_{вп}$ - амплітуда напроти вивчаємого пласту;

$\Delta U_{вп}^{\max}$ - максимальна в розрізі амплітуда ВП.

Кореляційне відношення, що характеризує тісність знайденого зв'язку $\eta=0.91$, набагато вище кореляційного відношення $\eta=0.83$ для двомірної залежності $K_p=f(R_p)$.

Аналізуючи трьохмірний зв'язок $K_p=f(R_p, \alpha_{вп})$, відмітимо наступні закономірності, які знаходяться у повній відповідності з фізичними уявленнями та теоретичними висновками, отриманими раніше (див. гл.3).

По-перше, чим "чистіша" порода (чим більше $\alpha_{вп}$), тим більша, при інших рівних умовах, її пористість. По-друге, одна й та ж сама амплітуда $\alpha_{вп}$ може спостерігатися проти пластів з різною пористістю (різним електричним опором $\rho_{вп}(R_p)$).

Заключний параграф четвертої глави присвячений використанню даних ГДС для прогнозування зон тріщинуватості порід.

Дослідження Желтова Ю.П., Добриніна В.М., Ільїнського В.М., Лімбергера Ю.А. та ін. авторів, показали принципову можливість прогнозування зон тріщинуватості порід за даними тих напружень, які виникають в них на глибинах їх природнього залягання. Для такого прогнозу необхідно знати співвідношення гірського (бокового гірського) і пластового тиску, Якщо $R_{пл} \geq R_б$, то у даному пласті, що залягає на глибині H , можливе утворення тріщинуватості. Для розрахунку $R_г$, $R_б$, $R_{пл}$, крім глибини H , необхідно знати щільність вище залягаючих порід $\delta_п$, щільність пластової води $\delta_в$ на глибині H з урахуванням впливу температури та тиску і коефіцієнта Пуассона μ .

В роботі на прикладі глибокої свердловини, пробуреної у ДДЗ та повністю дослідженої комплексом ГМДС, показана реальна можливість такого прогнозу. При цьому коефіцієнт Пуассона розраховувався за даними АК-III (ΔT_p і ΔT_s), оцінка щільності порід проводилась за даними ГГМ-III, або по кореляційній залежності, яка зв'яже шукану щільність з глибиною залягання порід. Був отриманий також

кореляційний зв'язок, що дозволив розрахувати мінералізацію пластової води в залежності від глибини залягання пласта, це дало можливість перейти до щільності води, розрахувати потім $R_{пл}$ і порівняти його з R_6 .

Розглянутий підхід до виявлення можливо тріщинуватих порід, дозволяє не тільки прогнозувати зони розвитку потенційних колекторів, але і з більшою впевненістю, з більшою однозначністю виділяти у розрізах свердловин пласти-колектори, оцінювати їх тип та ємнісні властивості.

В 5 главі, поряд з коротким підведенням підсумків досліджень, наводяться конкретні приклади апробації і впровадження, що ілюструють можливості розроблених способів та методик обробки й інтерпретації промислово-геофізичних даних, дається геологічне тлумачення отриманих результатів, які мають, на думку автора, важливе значення, як на етапі пошуку і розвідки нафтових та газових родовищ, так і на етапі їх розробки.

Результати досліджень, а також матеріали їх апробації та впровадження в практику виробництва, широко висвітлені не тільки у відкритому друці (статті, тези доповідей, методичні вказівки), але і в численних науково-технічних звітах, доповідались на різного рівня конференціях, семінарах та НТР (див. "Вступ" і список літератури).

Приведений же у дисертації ілюстрований матеріал (графіки, палетки, діаграми, таблиці результатів інтерпретації та ін.) покликаний показати технологію реалізації запропонованих способів інтерпретації, їх ефективність, наукову і практичну значимість.

Дослідження, що виконані автором та отримані при цьому результати, можна віднести до двох основних категорій:

1) дослідження, які пов'язані з головною метою дисертаційної роботи - розробкою ефективних способів вирішення задач класифікації і кількісної оцінки ємнісних властивостей складнобудованих карбонатних колекторів за даними методів ГДС, що реально застосовуються зараз в СНД;

2) дослідження, які пов'язані з апробацією та впровадженням у інтерпретаційну практику геолого-геофізичних служб розроблених способів і методик вивчення карбонатних порід в умовах свердловини.

Основними результатами наукових пошуків, досліджень та узагальнень, проведених у процесі праці над дисертацією, є на думку

автора, наступні:

1. Розроблені деякі питання методології досліджень, що базуються на використанні методів теорії ймовірностей і математичної статистики.

2. Уточнені поняття, які зв'язані з класифікацією карбонатних колекторів, зокрема, поняття "простий" та "складнобудований" колектор.

3. Дана загальна схема побудови кореляційних, в тому числі багатомірних рівнянь, що описують дану петрофізичну модель (зв'язок між геофізичними і фізичними властивостями гірських порід). Розглянуті питання аналізу та фізичного трактування отриманих рівнянь регресії.

4. Розроблено зручний для інтерпретатора спосіб стандартизації (еталонування) діаграм ГДС, який використовує статистичні характеристики розрізу.

5. Досліджені петрофізичні властивості карбонатних порід, знайдені і пояснені взаємозв'язки між ними.

6. Знайдена та всебічно проаналізована петрофізична модель $K_p \leftrightarrow C_n$.

7. Вивчено характер залежності інтервального часу $\Delta T_{ск}$ від ступеня доломітизації карбонатних порід. Доказано стрибкоподібність залежності $\Delta T_{ск} = f(C_d)$ при $C_d \approx 68-70\%$.

8. Розроблена методика оперативного виділення порід-колекторів і порід з підвищеною природною радіоактивністю, що використовує модель класу "кern-кern" $K_p \leftrightarrow C_n$ та реалізована на основі моделі класу "геофізика-геофізика" $In_{\gamma} \leftrightarrow I_{\gamma}$.

9. Розроблена методика класифікації карбонатних порід за типом порового простору і характером насичення з одночасною оцінкою їх емнісних властивостей, яка базується на вирішенні системи кореляційних рівнянь виду $K_p = f(P_p)$ та $K_p = f(P_p, In_{\gamma})$.

10. Розроблено спосіб розділення карбонатних порід на вапняки і доломіти, що використовує наявність стрибка в поведінці кореляційної залежності $\Delta T_{ск} = f(C_d)$ при переході від літотипу "вапняк" до літотипу "доломіт".

Дослідження, які пов'язані з апробацією, оптимізацією та впровадженням у практику виробництва запропонованих підходів до вивчення карбонатних порід, дозволили отримати дані, аналіз яких дає можливість зробити наступні висновки.

I. Запропоновані методики, що випробувані більш ніж на 30

нафтогазових родовищах Вілорусії (Прип'ятська западина), Росії (Східне Передкавказзя, ТПП), Таджикистану (АТЗ) і України (ДДЗ, Крим), показали їх достатньо високу ефективність. Про це свідчать результати інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів по декільком десяткам свердловин цих родовищ, які отримані не тільки автором, але і спеціалістами тих організацій, в яких проводилась апробація та впровадження розроблених способів виділення і вивчення карбонатних порід. Так за даними ВГО "Архангельськгеологія", ефективність методики оперативного виділення колекторів, що базується на петрофізичній моделі $K_p \leftrightarrow C_{no}$ ($I_{\gamma} \leftrightarrow I_{\gamma}^*$), склала 89 % (виділення за методикою перспективного інтервалу - випробування - позитивний результат).

Застосування цієї методики при підготовці матеріалів у ДКЗ бувшого СРСР, дозволило виділити на Північно-Сарембойському родовищі (сверд. N 15) раніше пропущений пласт-колектор, потужністю 23.2 м, а врахування літології (вапняк, доломіт), яка проводилась за палеткою $\Delta T=f(K_{pT})$, дала можливість більш точно визначити ємнісні властивості колекторів. Розрахований економічний ефект від впровадження методики склав 1.338 млн. крб. (в цінах 1988 р.).

Результати впровадження показали також наступне.

1) Петрофізична модель $K_p \leftrightarrow C_{no}$ ($I_{\gamma} \leftrightarrow I_{\gamma}^*$), що лежить в основі методики оперативного виділення колекторів, універсальна для карбонатів різного віку і різних провінцій.

2) Сталість граничного значення величини нерозчинного залишку $C_{no} \approx 18-24$ % та відповідного йому граничного значення трансформованої кривої I_{γ}^* ($I_{\gamma}^{*GR} = 0.8-0.9$), які розділяють породу на колектор і неколектор, при закономірній зміні граничного значення реальної кривої ГМ в залежності від розташування свердловини на структурі. Останнє вельми важливе. Дійсно, якщо за величину граничного значення прийняти значення, що розраховане за реальною кривою ГМ, записаною в одній із перших розвідувальних свердловин, які закладаються у склепінній частині структури, та автоматично перенести це значення на крила структури (перекринальні свердловини), то можна за цією ознакою "пропустити" колектори.

Підмічено, що загальна природна радіоактивність порід змінюється, збільшуючись від склепіння до крил структури. Таке збільшення деякі дослідники пов'язують з порушенням так званої "рухомої рівноваги" (Ле-Шателє, Добринін В.М.), яка відбувається в

процесі формування родовища і заключається в переході у порову воду та подальшій міграції в зони зі зниженим тиском (крила структури) іонів калію і урану. Ці припущення підтверджуються результатами досліджень, проведених для ряду родовищ ТПШ та АТЗ. Так для карбонатів нижньодевонських відкладів П.-Сарембойської, Хосолтинської, Осоватської і Варктнавської площ при достатньо постійному граничному значенні $C_{но}^{гр} \approx 17-20 \%$, граничне значення, що зняте з реальних діаграм ГМ, $I_{г}^{гр}$ змінюється від свердловини до свердловини більш, ніж у два рази - від 1.8 мкр/год до 3.8 мкр/год. Таким чином, брати єдине значення $I_{г}^{гр}$ для всіх свердловин родовища не можна, його необхідно розрахувати, як це показано у дисертації, для кожної свердловини окремо, переходячи від $I_{г}^{* гр}$ трансформованої кривої ГМ до $I_{г}^{гр}$ реальної.

3) Методика дозволяє диференціювати інтервали з аномальними значеннями $I_{г}$ на інтервали, де ця аномальність зв'язана з підвищеним вмістом глинистого матеріалу (індекс $K/U > 1$) та інтервали бітумінозних порід, загальна гамма-активність яких визначається підвищеним вмістом урану і продуктами його розпаду (індекс $K/U < 1$). Зміняти розпізнавати у розрізах свердловин бітумінозні породи дуже важливе, оскільки, по-перше, присутність бітумінозних різновидів - це пошукова ознака можливої нафтогазоносності розриву, по-друге, самі бітумінозні породи можуть бути колекторами, що містять вільний флюїд. Так, при опробуванні методики на Селюхівській площі (ДДЗ) в сверд. N 2 із інтервалу 3226-3246м, що має підвищену природну радіоактивність (вище $I_{г}^{* гр}$) та який, однак, був рекомендований до випробування, отримано прилив нафти з дебітом 34.8 м³/д. Подібні колектори виділені і на родовищі Бештентяк (Таджикистан).

4) Методика використовує два основних радіоактивних методи (ГМ та НГМ), що входять в обов'язковий комплекс ГДС на території СНД. Вона може застосовуватись у всіх нафтоносних регіонах, причому її застосування можливе не тільки у необсаджених, але і в обсаджених, експлуатаційних свердловинах. Останнє означає, що її застосування може бути ефективним при перегляді, переінтерпретації геолого-геофізичної інформації для старого фонду свердловин з метою виявлення пропущених раніше перспективних інтервалів та на-

рошуванні запасів нафти і газу.

5) Тотальна (пошарувата) інтерпретація даних ГДС, яка передбачена методикою і базується на статистичних характеристиках розрізу, дозволяє вивчати його в цілому (літологію, колектори, покритишки, властивості порід та ін.), а значить крім виділення колекторів, вирішувати й інші загальногеологічні задачі, що зв'язані з пошуком та розвідкою нафти і газу: кореляція, уточнення будови родовища, типів пасток та ін.

6) Уточнення літології за даними АМ та НГМ (стрибок ΔT при переході від літотипу "вапняк" до літотипу "доломіт"), дозволяє не тільки диференційно і точніше оцінювати ємнісні властивості вапняків та доломітів за залежностями, побудованих спеціально для цих літотипів, але і правильно вибирати технологію соляно-кислотної обробки на стадії розробки родовища. Якщо для інтенсифікації видобутку нафти із інтервалів, які представлені вапняками, можна закачувати в пласт розбавлену соляну кислоту, то у випадку доломітових колекторів необхідно застосовувати або термокислотну обробку, або інші більш ефективні способи інтенсифікації дебітів та реанімації нафтовміщуючих пластів.

7) Методика класифікації порід по характеру насичення, типу порового простору з одночасною оцінкою їх ємнісних властивостей, що базуються на спільному використанні системи кореляційних рівнянь типу $K_p=f(P_p)$ і $K_p=f(P_p, I_n)$, була опробована на ряді родовищ С. Передкавказзя. Вона використовувалась при підрахунку запасів нафти та газу Речицького, Осташковичського, Давидівського й інших родовищ Білорусії.

У дисертації приведені приклади та результати застосування цієї методики. Вони показали її комплексність й ефективність. Ця методика дозволяє не тільки визначити характер насичення даного шару, припускаємий тип його порового простору, але і, що дуже важливо, оцінювати за даними ρ_p та I_n найбільш ймовірне значення міжзернової пористості колектора яке не залежить від типу флюїду, що насичує пласт. Визначивши за даними НГМ повну пористість шару та знаючи міжзернову складову, можна розрахувати вторинну ємність колектора.

II. Запропоновані автором способи обробки й інтерпретації даних промислової геофізики, які основані на оціночних, критеріальних і змішаних моделях, що описані конкретними співвідношеннями, кореляційними рівняннями, легко формалізувати. Вони вільні

від суб'єктивізму інтерпретатора, технологічні та зручні у практичному використанні. Їх реалізація передбачає застосування ЕОМ, для чого розроблено пакет програм як для мікро-ЕОМ, так і для персональних комп'ютерів (див. список літератури). Методика оперативного виділення колекторів у вигляді спеціального блоку введена (ДГП "Укргеофізика") у автоматизовану систему обробки та інтерпретації даних ГДС "Підрахунок".

ЗАКЛЮЧЕННЯ

Петрофізичне, в тому числі багатомірне, моделювання дало можливість глибше познати суть взаємовідношень між фізичними властивостями гірської породи, перейти від зв'язків типу "кern-кern" до зв'язків типу "кern-геофізика" і "геофізика-геофізика". Проведені дослідження дозволили створити систему комплексної обробки та інтерпретації даних промислової геофізики, що передбачає статистичне еталонування геофізичних діаграм, оперативне виділення колекторів (In_{γ}, I_{γ}) визначення літології ($\Delta T, In_{\gamma}$), оцінку характеру насичення і типу колектора (P_p, In_{γ}), визначення повної (In_{γ}), найбільш ймовірної міжзернової (P_p, In_{γ}) та вторинної пористості ($In_{\gamma}, P_p, \Delta T$).

Широке застосування методів теорії ймовірностей, математичної статистики, дозволило у багатьох випадках уникнути суб'єктивного підходу до прийняття рішень, які полегшують формалізацію, алгоритмізацію, програмування і застосування ЕОМ, що робить запропоновану систему обробки та інтерпретації ефективною і конкурентоздатною.

Поставлені та в різній мірі вирішені автором питання, які пов'язані з виділенням і вивченням складнобудованих карбонатних колекторів, - лише частина цієї складної, багатосторонньої проблеми. Прогнозування колекторських властивостей та характеру насичення породи на великих глибинах, роздільне і точне визначення коефіцієнта кавернозної та тріщинної пористості, диференційний підхід до оцінки нафтогазонасиченості каверн, тріщин і матриці породи, визначення ефективної нафтогазонасиченої потужності - ці та інші задачі чекають свого вирішення. Для цього необхідні нові методи дослідження свердловин, геофізична апаратура нового покоління, що дозволяє реалізувати ці методи під час буріння (в мірилі часу), необхідні нові, ефективні способи здобуття геологічної

інформації із отриманих даних ГДС.

Основні положення дисертації опубліковані в наступних роботах:

1. К вопросу определения вторичной пористости и нефте-водонасыщенности трещинных карбонатных коллекторов по промыслово-геофизическим данным //Геология и нефтегазоносность Восточного и Центрального Предкавказья. Тр. ГрозНИИ. Москва. 1965. Вып. XVIII. С. 454-462. (совместно с Крысановым Л.В.).

2. Корреляционный метод математического обоснования связей между геофизическими параметрами и физическими свойствами пород. //Вопросы промышленной геофизики. Тр. МИНХ и ГП. Москва. 1967. Вып. 67. -С. 125-134.

3. Применение корреляционных связей между физическими свойствами пород для разделения геологических объектов на классы. //Межвузовская научная конференция по физике горных пород и процессов. Тез. докл. Москва. 1967. -С 63-64.

4. Изучение множественных связей между физическими свойствами и геофизическими параметрами горных пород. //Нефть и газ. Баку. 1967. №6. -С. 20-24. (совместно с Логиновым В.И.).

5. К вопросу классификации геологических объектов по корреляционным связям. //Нефть и газ. Баку. 1967. №9. -С. 21-24.

6. К вопросу определения информативности признаков в задачах регрессии. //Материалы научной конференции по проблемам нефти и газа. МИНХ и ГП. Москва. 1967. (совместно с Логиновым В.И.).

7. Использование многомерных корреляционных связей между геофизическими параметрами и физическими свойствами горных пород для определения коллекторских свойств карбонатных отложений Восточного Предкавказья. //Петрофизика и промышленная геофизика. Тр. МИНХ и ГП. Москва. 1967. Вып. 89. -С. 167-173.

8. Изучение корреляционных связей между геофизическими параметрами и физическими свойствами карбонатных отложений на примере газонефтяных месторождений восточного Предкавказья и Крыма. Автореф. дис. на соискание учен. степени канд. геол.-мин. наук. М., МИНХиГП, 1968. 26с.

9. Использование многомерных корреляционных связей между геофизическими параметрами и физическими свойствами горных пород для оценки емкостных свойств карбонатных отложений. //Материалы II и III научно-технической конференции молодых геофизиков Украи-

ны. Киев. 1968.

10. Совместное использование двумерных и многомерных корреляционных связей между физическими и геофизическими параметрами горных пород для оценки емкостных свойств карбонатных пород Припятской впадины. //Новые геофизические исследования на Украине. Сб. АН УССР. Киев. 1969. -С. 238-244.

11. Трактовка многомерных уравнений регрессии. //Разработка нефтяных месторождений и техника эксплуатации скважин. Тр. УкрНИИПНД. Москва. 1970. Вып. V-VI. -С. 278-285. (совместно с Логиновым В.И.).

12. Определение емкости верхнемелового коллектора месторождения Хаян-Корт.//Материалы по геологии и нефтегазоносности мезозоя В. Предкавказья. Тр. СевКавНИИ. Москва.1970. Вып.VII. -С.150-157 (совместно с Плотниковым Н.А., Крысановой Л.В.).

13. Количественная оценка глинистости карбонатных пород по данным гамма-метода (на примере Речицкого месторождения). //Разработка нефтяных месторождений и техника эксплуатации скважин. Тр. УкрНИИПНД. Москва. 1970. Вып. V-VI. -С. 148-153. (совместно с Коваленко А.Г., Пятигорской М.Л.).

14. Типы карбонатных коллекторов Припятской впадины. //Геология и разработка нефтяных месторождений. Тр. УкрНИИПНД. Москва. 1971. Вып. VIII-IX. -С. 220-226. (совместно с Мельник Л.И., Засадным Р.И., Капканщиковой И.А.).

15. К вопросу классификации карбонатных пород по промышленно-геофизическим данным.//Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и геохимии Украины, Урала, Казахстана, Алтая и Сибири. Сб. науч. работ. Киев. 1972. №8. -С. 94-96.

16. К вопросу определения типа карбонатных коллекторов Вишанского и Давыдовского месторождений.//Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и геохимии Украины, Белоруссии, Армении, Урала, Казахстана и Сибири. Сб. науч. работ. Киев. 1973. №9. -С.94-96.

17. Разделение карбонатных коллекторов месторождений Припятской впадины по характеру насыщения и емкостным свойствам (на примере Давыдовского и Вишанского месторождений).//Геофизический сборник. Киев.1973. Вып.57. -С.45-50. (совместно с Лахнюком В.М., Капканщиковой И.А. и Овсеенко С.И.).

18. К вопросу существования единой эталонной зависимости $K_{п}^{пол} = f(I_{нгм})$ для верхнедевонских межсолевых отложений Речиц-

ко-Вышанского вала. // V научно-техническая конференция молодых геофизиков Украины. Киев. 1974. - С 63-64. (совместно с Лахнюком В.М., Златопольским С.С.).

19. Опыт стандартизации промыслово-геофизических диаграмм с помощью метода статистических характеристик разреза. // Геофизический сборник. Киев. 1974. Вып. 59. - С. 45-50. (совместно с Лахнюком В.М.).

20. Определение глинистости карбонатных отложений Припятского прогиба. // Геофизический сборник. Киев. 1974. Вып. 61. - С. 85-89. (совместно с Лахнюком В.М.).

21. Построение и анализ единой корреляционной зависимости между суммарным водородосодержанием и интенсивностью вторичного гамма-излучения для карбонатных пород Речицко-Вышанского вала. // Геология и разработка нефтяных месторождений. Тр. УкрГипроНИИНефть. Москва. 1974. - С. 54-63. (совместно с Лахнюком В.М., Златопольским С.С.).

22. К решению задачи классификации карбонатных пород верхнего девона Припятского прогиба. // Научная конференция молодых ученых и специалистов института "УкрГипроНИИНефть". Тез. докл. Киев. 1974. - С. 10-12. (совместно с Лахнюком В.М.).

23. Использование данных метода СП в многомерных корреляционных связях для определения коллекторских свойств карбонатов (на примере туронских отложений Октябрьской площади Крыма). // Материалы по геологии, гидрогеологии, геохимии и геофизике Украины, Казахстана и Камчатки. Сб. тр. работ. Киев. 1975. N11. - С. 82-88. (совместно с Капканшиковой И.А., Лахнюком В.М. и Овсеенко С.И.).

24. Об оценке коэффициента нефтегазонасыщения карбонатных коллекторов межсолевых и подсолевых отложений верхнедевонского возраста. // Методика геофизических исследований на Украине. Сб. статей. Киев. 1975. - С. 152-157.

25. Совместное использование электрических, акустических и нейтронных свойств карбонатных пород Припятской впадины при изучении их продуктивности и структуры порового пространства. // Материалы межведомственного геофизического комитета при Президиуме АН УССР. Киев. 1976. Вып. 15. - С. 134-141. (совместно с Лахнюком В.М.).

26. Связь коллекторских и электрических параметров разных типов карбонатных коллекторов. // Геология нефти и газа. Москва. 1978. N2. - С. 60-65. (совместно с Капканшиковой И.А., Златопольским С.С., Лахнюком В.М.).

27. Эффективность геофизических исследований скважин при стандартизации каротажных диаграмм. // Нефтяная и газовая промышленность. Киев. 1978. №2. - С.12-13. (совместно с Абдухаликовым Я.Н., Златопольским С.С., Лахнюком В.М.).

28. Methodes des Diagraphies. // Institut National des Hydrocarbures et de la chimie. Boumerdes. Alger. 1979. 97с. (совместно с Агамалиевым Г.М., Мамедовым В.В., Ансимовым Л.Ю.).

29. Петрофизические особенности пород олигоцена внутренней зоны Предкарпатья. // Вопросы прикладной геохимии и петрофизики. Сб. науч. тр. Киев. 1981. - С.110-115. (совместно с Лахнюком В.М., Козачок О.А.).

30. Расчленение карбонатных и вулканогенно-осадочных пород по литолого-структурным признакам статистическими методами. // Вестн. Киев. ун-та. Прикладная геохимия и петрофизика. 1982. №9. - С.92-95. (совместно с Индутным В.Ф., Лахнюком В.М., Лозовой Л.А., Овсенко Г.И.).

31. Литолого-физические особенности и типы карбонатных коллекторов Припятской впадины. // Вестн. Киев. ун-та. Прикладная геохимия и петрофизика. 1985. - С.108-113. (совместно с Лахнюком В.М., Златопольским С.С.).

32. Выделение карбонатных пород нижневизейских отложений по данным промысловой геофизики в пределах ДДВ. // Вестн. Киев. ун-та. Геология. 1986. №5. - С.23-25. (совместно с Храпаком В.В.).

33. Использование данных промысловой геофизики для выделения коллекторов и определения их емкостных свойств. // Вестн. Киев. ун-та. Геология. 1987. Вып.6. - С.42-46. (совместно с Лакомовой С.И., Храпаком В.В.).

34. Сборник программ для обработки и интерпретации геолого-геофизической информации на микро-ЭВМ типа БЗ-34. (Методические рекомендации). Архангельск. 1987. - 37с. (совместно с Храпаком В.В., Сало А.И.).

35. Петрофизический анализ возможностей оперативного выделения коллекторов в неоднородных карбонатных разрезах. // Вестн. Киев. ун-та. Геология. 1989. Вып.8. - С.52-59. (совместно с Златопольским С.С., Лахнюком В.М., Храпаком В.В.).

36. Решение некоторых задач промысловой геофизики на ПКМ "Электроника-52". (Методические рекомендации). Киев. 1989. 42с. (совместно с Храпаком В.В., Якимчуком Н.А.).

37. Определение литологии пород карбонатного разреза по дан-

ным геофизических исследований скважин в Тимано-Печорской провинции. // Вестн. Киев. ун-та. Прикладная геохимия и петрофизика. 1989. Вып. 16. -С. 89-92. (совместно с Храпаком В.В.).

38. Использование данных гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа при выделении карбонатных коллекторов повышенной радиоактивности. // Вестник Киев. ун-та. Геология. 1990. Вып.9. -С.61-64. (совместно с Храпаком В.В.).

39. Уточнение литологии и определение емкостных свойств карбонатных пород по данным ГИС (на примере Тимано-Печорской провинции). // Геология и нефтегазоносность Севера Европейской части СССР. Тр. ЗапСибНИИГРИ. Тюмень. 1990. -С. 19-24. (совместно с Грибасом В.П., Храпаком В.В., Сало А.И.).

40. Определение литологии и емкостных свойств карбонатных пород по данным акустического и нейтронного гамма-каротажа (на примере Тимано-Печорской провинции). // Вестн. Киев. ун-та. Прикладная геохимия и петрофизика. 1991. Вып. 17. -С. 170-174. (совместно с Храпаком В.В.).

41. Петрофізична модель карбонатного колектору нафти та газу Афгано-Таджицької западини. // Вістн. Київ. ун-ту. Геологія. 1994. Вып. 12. -С.61-64. (разом з Храпаком В.В.).

42. Класифікація карбонатних порід за даними акустичного каротажу. // Тези доповідей Міжнародної геофізичної конференції "Анізотропія. Фрактали. Проблеми практичного застосування." Київ. 1994. -С. 46.

43. О характере зависимости интервального времени ΔT от степени доломитизации и кальцитизации карбонатных пород. // Геофизический журнал. Киев. 1995. том 17. N1. -С. 74-77. (совместно с Храпаком В.В.).

44. Застосування комплексу ГДС для виявлення зон напружено-деформованого стану, сприятливого для утворення тріщинуватості в масиві гірських порід на великих глибинах. // Вістн. Київ. ун-ту. Геологія. 1995. Вып.13. -С.61-64. (разом з Храпаком В.В.).

45. Про характер залежності величини інтервального часу ΔT від доломітизації карбонатних порід // Вістн. Київ. ун-ту. Геологія. 1995. Вып.13. (разом з Храпаком В.В.).

46. Про співвідношення теоретичного та експериментального підходу у дослідженнях // Вістн. Київ. ун-ту. Геологія. 1996. Вып.14. -С.3-10.

Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические проблемы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

Диссертация на соискание ученой степени доктора геологических наук по специальности 04.00.05 - Геоинформатика. Киевский университет имени Тараса Шевченко. Киев, 1996г.

Рассмотрены вопросы методологии изучения карбонатных пород, петрофизические модели, позволившие построить физически обоснованные зависимости типа "кern-кern", "кern-геофизика", "геофизика-геофизика". Петрофизическое, в том числе многомерное моделирование, методы теории вероятностей и математической статистики позволили автору разработать комплексную систему обработки и интерпретации данных промысловой геофизики, включающую способ статистической эталонировки геофизических диаграмм, оперативное выделение пород-коллекторов по данным $I\gamma$ и $In\gamma$, уточнение литологии (ΔT , $In\gamma$), оценку характера насыщения, типа коллектора и его емкостных свойств (R_p , $In\gamma$, ΔT). Все предложенные способы и методики широко апробированы на многих площадях Восточного Предкавказья, Крыма, Днепровско-Донецкой, Афгано-Таджикской и Припятской впадин, Тимано-Печорской провинции.

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин, доломит, известняк, карбонатный коллектор, корреляционные зависимости, петрофизическая модель, статистические характеристики геологического разреза.

Kurgansky V.N. Petrofysical and geophysical problems of the complex structure carbonate reservoirs investigation.

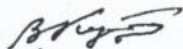
Doctor philosophy thesis on speciality 04.00.05 - Geoinformation. Kiev Taras Shevchenko University. Kiev. 1996.

Carbonate rocks methodology study problems, petrophysical models having allowed to build physically well-founded dependences of "core-core", "core-geophysics", "geophysics-geophysics" type are described. Petrophysical simulation, theory of probability and mathematical statistics methods allowed the author to work out a complex system of data processing and interpretation in well-logging, including standartisation statistic method of logs, rapid reservoir rocks separation according to $I\gamma$ and $In\gamma$, lytology verification (ΔT , $In\gamma$), saturation character, reservoir

type and its volume properties (P_m , In_r , ΔT) valuation.

All methods and procedures proposed by the author are widely tested on a number of fields of the East Caucasus, the Crimea, the Dnieper-Donetsk, Afgan-Tadjik and Pripyat depression, Timan-Petchora province.

Key words: geophysical methods of well investigation (well logging), dolomite, limestone, carbonate reservoir, correlation dependences, statistical characteristics of the geological section.

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'B. G. S.', located at the bottom right of the page.

436262

AB 35.139