

Академія Наук України

Інститут Геофізики ім. С. І. Суботіна.

На правах рукопису.

УДК 550.3.551.241.1 (47.1)

Храпак Віталій Володимирович.

**ПЕТРОФІЗИЧНА МОДЕЛЬ КАРБОНАТНОГО НАФТОГАЗОВОГО КОЛЕКТОРА ЯК  
ОСНОВА ЙОГО ВИДІЛЕННЯ ТА ВИВЧЕННЯ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ  
МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕНЬ В СВЕРДЛОВИНАХ.**

Спеціальність 04.00.12 - геофізичні методи пошуків та розвідки  
родовищ корисних копалин.

Автореферат

дисертації на здобуття вченого ступеня  
кандидата геолого-мінералогічних наук.

Київ - 1994 р.



00756124 (P)

Робота виконана на кафедрі геофізики геологічного факультету ім. Тараса Шевченка. Науковий керівник - кандидат геолого-мінералогічних наук, доцент Курганський Валерій Микитович.

Офіційні опоненти:

1. Доктор фіз.-мат. наук Козачок І.А.
2. Канд. геол.-мін. наук Колісніченко В.Г.

Провідна установа - ДГП "Укргеофізика".

Захист дисертації відбудеться 30 січня 1995 р. о 14 годині на засіданні спеціалізованої ради Інституту Геофізики ім. С.І.Суботіна Д 016-02 01

З дисертацією можна ознайомитися у науковій бібліотеці Інституту Геофізики ім. С.І.Суботіна.

Автореферат розіслано "27" грудня 1994 р.

Відклики надсилати за адресою: Київ-142 просп. Палладіна, 32

Вчений секретар  
спеціалізованої ради  
доктор фіз.-мат. наук

В.С.Гейко

### Загальна характеристика роботи.

Актуальність теми. З 509 відомих гігантських та великих родовищ вуглеводнів 26 відсотків складають ті, поклади нафти в яких пов'язані з карбонатними колекторами, а їх запаси досягають 47% від загальних світових запасів. В США, по даним Р. Нерінга (1981р.), 33% родовищ (від 2300 основних) в карбонатних породах, мають 50% запасів вуглеводнів. В країнах Перської затоки в карбонатних резервуарах знаходяться майже 70% вуглеводнів). На території України нараховується біля сотні покладів нафти та газу в карбонатних колекторах різних типів. Якщо порівнювати питомі запаси нафти та газу в карбонатних товщах світу та України то виявляється, що в нашій країні питомі запаси вуглеводнів карбонатних покладів набагато нижчі чим світові. Це свідчить про недостатню увагу дослідників до проблеми карбонатних колекторів України.

Літологічна мінливість, неоднорідність структури емкісного простору, глибоке проникнення бурового розчину по тріщинах, яке не дає можливості оцінити дійсні фізичні властивості об'єкту, характер його насичення, а також порівнянність в багатьох випадках ефективної пористості колектора з помилками можливими при кількісній інтерпретації, бітумінозність та ряд інших особливостей суттєво ускладнюють виділення та вивчення таких порід по даних геофізичних методів дослідження свердловин. Ускладнюється також дослідження зразків керну таких колекторів - на поверхню виносяться найбільш щільні прошарки карбонатних порід, що значно знецінює результати лабораторних (прямих) методів, які їх вивчають. Таким чином широко розповсюжені, і в той же час, в багатьох аспектах недостатньо досліджені, карбонатні колектори залишають-

ся об'єктом особливої уваги вчених та практиків, геологів та геофізиків.

Мета роботи. Метою роботи є розробка конкурентноздатної ефективної методики виділення та вивчення складних карбонатних колекторів нафти та газу за даними петрофізичного моделювання та геофізичних методів дослідження свердловин.

Основні завдання досліджень. Відповідно з поставленою метою в процесі досліджень вирішувались такі питання:

1. Аналіз петрофізичних властивостей та взаємозв'язків між ними з метою побудови найбільш ймовірної петрофізичної моделі карбонатного колектора та вибір найбільш інформативних ознак (параметрів), комплексне використання яких дозволить вирішити завдання виділення колектора в карбонатному розрізі.
2. Обґрунтування критичних (граничних) величин нерозчинного залишку  $C_{n2}$  та відповідних значень природної гама-активності  $I_{гк}$  для поділу карбонатних відкладів на два класи "колектор-неколектор".
3. Обґрунтування необхідності та можливості класифікації карбонатних порід на два основних літотипа - вапняки та доломіти - за даними акустичного (АК) та нейтронного гама-каротажу (НГК) з метою диференційного визначення їх колекторських властивостей та вибору способу хімічного впливу при реанімації пластів-колекторів.
4. Аналіз причин, які впливають на природну радіоактивність карбонатів з метою виявлення по даним ГДС інтервалів бітумінозності.
5. Розробка пакету програм, які забезпечують реалізацію геофізичного алгоритму методики.

Методи досліджень:

- узагальнення та аналіз геолого-геофізичної інформації, яка отри-

мана автором та іншими дослідниками;

- лабораторні методи дослідження керну з метою визначення колекторських, електричних, акустичних та інших петрофізичних властивостей карбонатних порід;

- обробка, інтерпретація даних ГДС та даних випробувань свердловин в відкритому стволі та в експлуатаційній колоні; - статистичне моделювання; - побудова та аналіз кореляційних зв'язків поміж петрофізичними, геофізичними та промисловими параметрами, які характеризують карбонатні породи (колектори та неколектори); - широке використання ЕОМ та програмне забезпечення реалізації способів вивчення карбонатних порід, які пропонуються.

#### Наукова новизна.

1. На основі статистичного аналізу широкого спектру петрофізичних та геофізичних даних обґрунтована модель та тип колектора який вивчався.

2. Показано, що визначальний вплив на колекторські властивості карбонатів має величина нерозчинного залишку. (Визначальний фактор при рішенні задачі діхотомії "колектор-неколектор").

3. Побудована петрофізична модель карбонатного колектору виду Кп - Снз, яка характерна для порід різних регіонів та різного віку.

4. На основі петрофізичної моделі Кп - Снз розроблено та впроваджено у виробництво спосіб розділення порід на колектори та неколектори, в основі якого лежить трансформування діаграм НГК та ГК в одиниці пористості за допомогою статистичних характеристик карбонатного розрізу.

5. Показана необхідність диференційного підходу до вивчення основних літотипів карбонатних порід - вапняків та доломітів.

6. На основі комплексного моделювання отримана характерна

залежність поведінки інтервального часу при нульовій пористості Тск карбонатних порід від їх доломітизації Сд - стрибкоподібна зміна Тск при переході від вапняків до доломітів  $T_{ск}=f(C_d)$ .

7. На основі петрофізичної  $T_{ск}=f(C_d)$  розроблено та впроваджено у виробництво спосіб розділення карбонатних порід на вапняки та доломіти за даними акустичного та нейтронного гама-каротажу.

8. Розроблено та впроваджено в практику обробки та інтерпретації даних ГДС пакет програм для мікроЕОМ (МК-52, МК-85), персональних IBM сумісних комп'ютерів та в вигляді окремого блоку програм в системі обробки даних ГДС "Підрахунок".

#### Основні положення, що захищаються.

1. Ефективність та конкурентноздатність методу розділення карбонатних порід на колектори, неколектори та бітумінозні інтервали, в основі якого лежить петрофізична модель  $K_p - C_{нз}$ .

2. Фізичне моделювання, яке доводить можливість розділу карбонатних порід на вапняки та доломіти за даними двох методів - акустичного та нейтронного гама-каротажа на основі петрофізичної моделі  $T_{ск}=f(C_d)$ .

Практична значимість роботи. Розроблена методика вивчення складних карбонатних порід, обґрунтована петрофізично, а алгоритм її легко реалізується на ЕОМ. Вона є ефективною та конкурентноздатною на фоні інших методик, які використовуються в даний час. Методика дозволяє виділити перспективні на нафту та газ колектори без залучення результатів випробуваних пластів, що важливо на етапі оперативної інтерпретації даних ГДС.

Спосіб розподілу карбонатних порід на вапняки та доломіти для яких характерні різні колекторські властивості, дозволяє не тільки більш обґрунтовано визначити підрахункові параметри цих колекторів, але і диференційовано підійти до кислотної обробки

сих пластів при їх реанімації.

Фактичний матеріал. Робота виконана на геолого-геофізичному матеріалі (діаграми ГДС, результати петрофізичного вивчення керну, результати випробування пластів та ін.), значна частина якого отримана при безпосередній участі автора. Дослідження по темі дисертації велись з 1982 р. коли автор працював геофізиком в Поморській геофізичній експедиції ВГО "Архангельськгеологія" та науковим співробітником на кафедрі геофізики Київського університету ім. Тараса Шевченка. Крім того в дисертації використані фондові матеріали ВГО "Архангельськгеологія", ВО "Таджикнафта" та ДГП "Укргеофізика", а також літературні дані. Узагальнення, аналіз первинних матеріалів, їх статистична обробка та інтерпретація при вирішенні поставлених завдань, побудова петрофізичних моделей Кп - Снз,  $T_{ск} = f(S_d)$ , розробка методики оперативного виділення колекторів на основі цих моделей, складання алгоритму та програм, аналіз здобутих результатів виконані автором особисто.

Апробація роботи. Основні положення дисертації доповідались на школах-семінарах молодих геофізиків України (1985-1988 р.), НТР ВГО "Архангельськгеологія" - 1985-1992 р. НТР ВО "Таджикнафта" - в 1988-1992 р. НТР ДГП "Укргеофізика" - 1993-1994 р. на наукових конференціях геологічного факультету Київського університету ім.Тараса Шевченка. Матеріали дисертації приведені в 14 публікаціях.

Склад та обсяг роботи. Дисертація складається з вступу, 5 глав, висновків та списку літератури із 94 найменувань. В текстовій частині 70 сторінок, 30 рисунків та 4 таблиці.

Робота виконана на кафедрі геофізики Київського університету ім. Тараса Шевченка під науковим керівництвом канд. геол.-мін. наук доцента Курганського В.М., якому автор висловлює

ширу подяку за цінні поради та зауваження в процесі роботи над дисертацією. Автор дякує провідним співробітникам ВГО "Архангельскгеология" Добриніній М.І., Заріновій В.В., Яралову В.А., Требсу В.Р., Сало А.І., Раппопорту Б.І., а також їх колегам з ВО "Таджикнефть" Попову В.В., Акімову В.В., Мякотиній Г.І. за допомогу та підтримку. Особливу подяку автор висловлює канд. геол.-мін. наук нач. ОМП-106 ДГП "Укргеофізика" Колісниченко В.Г. за сприяння по впровадженню методики оперативного виділення карбонатних колекторів в систему автоматизованої обробки даних ГДС "Підрахунок".

### Основний зміст роботи.

#### Глава 1. Аналітичний огляд основних питань досліджень.

В наш час накопичено великий об'єм геолого-геофізичних матеріалів про карбонатні колектори складної будови. В бувшому СРСР активне вивчення карбонатних колекторів почалося після відкриття покладів нафти в рифогенних карбонатних товщах Передуральського прогину (1954р.) та верхньокрейдяних вапняків Східного Передкавказзя (1955р.). Вже в той час було встановлено, що продуктивні карбонатні пласти відрізнялись вкрай неоднорідним розподіленням колекторських властивостей. Навіть свердловини, які були розташовані на невеликій відстані одна від одної, давали різні дебіти вуглеводнів. Вже на перших етапах вивчення колекторів було відмічено вплив доломітизації та вмісту нерозчинного залишку на колекторські властивості карбонатів. Особливості карбонатних колекторів відмічені в роботах Багрінцевої Є.Н., Вендельштейна Б.Д., Везірової А.Д., Гмід Л.Г., Дахнова В.Н., Добриніна В.М., Ітенберга С.С., Кулінковича А.Є., Латшової М.Г., Ларіонова В.В., Лімбергера М.А., Манчевої Н.В., Нечая А.П., Тхостова Б.П., Шнур-

мана Г. А. та інших. Більша частина розроблених методик виділення та вивчення карбонатних колекторів базується на використанні даних ГДС, принципів основи обробки та інтерпретації яких викладені в роботах Вендельштейна Б. Ю., Дахнова В. М., Добриніна В. М., Итенберга С. С., Комарова С. Г., Кулінковича А. Є. та інших. Спільне використання двомірних та багатомірних кореляційних залежностей між петрофізичними властивостями та геофізичними параметрами карбонатів при вирішенні задач класифікації (колектор-неколектор) запропоновано в роботах Курганського В. М. Результати комплексного використання даних петрофізичних досліджень та даних ГДС наведені в роботах Златопольского С. С. та Лахнюка В. М. Широко використовується метод Нечая А. П. (спільна інтерпретація даних НГК та ЕК). Аналогом методу Нечая А. П. є методика нормалізації, яку запропонував Заляєв Н. З. Обмеження в використанні цих методик виникають тому, що для їх реалізації потрібно вибрати в розрізі опорні пласти. Для цього необхідно знати літологію, глинистість, тип та величину коефіцієнта пористості, насиченість і т. ін., тобто знання параметрів, які є кінцевим результатом геофізичних досліджень.

## Глава 2. Модель карбонатного нафтогазового колектора.

Для карбонатних осадкових гірських порід характерна надзвичайна неоднорідність структури їх порового простору. Розподілення та розповсюдження колекторів та неколекторів в карбонатних розрізах тісно пов'язано з первинними особливостями порід. Суттєву роль в розчленуванні розрізу на пласти-колектори та неколектори грає глинистість (нерозчинний залишок).

Глиниста речовина карбонатних відкладів слабо підлягає вторинним перетворенням, тому глинистість найбільш об'єктивно відображає первинні умови утворення карбонатних покладів. Зако-

номірності розподілення випадків нафтогазопроявів, результати випробувань в карбонатних розрізах підтверджують тісний зв'язок вторинних процесів, які грали вирішальну роль в формуванні карбонатних колекторів з первинними особливостями карбонатної товщі. В залежності від переваги тих чи інших факторів в одних і тих самих інтервалах та районах можуть бути розвинуті колектори з різними типами структури порового простору - первинного та вторинного.

Первинна структура порового простору. Особливістю первинних пор є те, що розмір їх обмежений розміром формених елементів і розподіляються вони в породі відносно рівномірно. Первинна пористість в породах-колекторах зберігається при відсутності чи слабкому проявленні в них вторинних процесів, а також при вмісті в осадках глинистих, глинисто-бітумінозних речовин, які запечатають пори і різко знижують їх ефективну ємкість та проникність.

Вторинна пористість. Велике значення в ємкості карбонатних колекторів відіграє вторинна пористість, яка розвивається в процесі літогенезу під впливом трьох основних діагенетичних процесів: розчинення, розтріскування та доломітизації. Взагалі для карбонатних порід колекторів характерна різноманітна будова пустотного простору, тому при їх вивченні, та інтерпретації даних ГДС доцільно виділити основні типи карбонатних колекторів. Перевага розвитку одного із видів пустот визначає тип колектора. Два основні фактори - тріщинуватість та наступне розширення тріщин підземними водами приводять до появи нових типів пустот - тріщин та каверн. Зв'язок первинної та вторинної пористості в карбонатних породах заключається в тому, що при однаковому напрямі процесу вилугування, найбільш інтенсивно він буде проходити в горизонтах з високою первинною проникністю середовища. Таким чином в цих горизонтах при формуванні вторинної пористості ще більше по-

силиться неоднорідність карбонатних порід за рахунок селективного вилугування окремих пустот та появи кавернозності в окремих зонах. На погляд Багрінцевої К. І. при вивченні кавернозності порід необхідно враховувати не тільки розмір пустот, а й умови їх формування. Поскілки генетична відмінність обумовлює і різну роль каверн в фільтраційно-ємкісних властивостях нафтогазових пластів, то в цьому випадку доцільно використати термін "успадкована вторинна пористість" для визначення пустот, які виникли в породах з простою будовою порового простору та високою матричною пористістю. В іншому випадку використовують термін "знову утворена вторинна пористість та кавернозність" для щільних пелітоморфних порід.

#### Вплив нерозчинного залишку на колекторські властивості.

За даними лабораторних досліджень керну та аналізу геолого-геофізичного матеріалу на формування колекторських властивостей карбонатних порід суттєвий вплив чинить нерозчинний залишок, більш точно, його пелітова фракція з розміром часток  $< 0,01$  мм. На теперішній час серед геологів та геофізиків немає єдиної думки про зв'язок інтенсивності утворення тріщин в вапняках з вмістом в них нерозчинного залишку. Більшість погоджується з тим, що із збільшенням вмісту в породі нерозчинного залишку, більш високий коефіцієнт тріщинуватості буде характерним для карбонатних відкладів з підвищеним вмістом глинистої речовини. Але з часом, завдяки процесам вилугування конфігурація та розміри тріщин суттєво змінюються. З одного боку в тріщинах виникають розширення, пустоти та каверни. В іншому випадку, в породі з підвищеним вмістом глинистої речовини протікає процес, який "заліковує" тріщини глинисто-бітумінозною речовиною, різко погіршує фільтраційно-ємкісні властивості карбонатів майже до самої "зу-

пинки" вторинних перетворень. Аналіз шліфів карбонатів девону (Тімано-Печорська провінція) та палеогену (Афгано-Таджикська западина) показав, що вторинна пористість не розвивається по тріщинах в породах з відносно високим вмістом нерозчинного залишку, який в цьому випадку грає роль антикаталізатора по відношенню до процесів розчинення та доломітизації. Про негативний вплив глинистих домішок на процеси вилуговування в вапняках писали Гмід Л.П., Геккер Р.Ф., Конюхов К.Л., Татарський В.Б., Теодорович Г.І. та інші. Звичайно у фахівців, які займаються промисловою геофізикою виникає питання - яка критична (гранична) величина вмісту нерозчинного залишку (Снз.гр) в карбонатній породі зупиняє процес її розчинення. Для вирішення цього питання розглянемо петрофізичну модель виду  $K_p - C_{нз}$ .

#### Петрофізична модель $K_p - C_{нз}$ .

На основі аналізу результатів досліджень більш ніж 2000 зразків керну карбонатних відкладів встановлено, що відсотковий вміст Снз не перебільшує 18-22% в колекторах і може досягати 60-80% в неколекторах. Перехід від щільних карбонатів до глинисто-алевролитових порід та мергелів характеризується тісними зв'язками коефіцієнту загальної пористості ( $K_p$ ) з вмістом в породі нерозчинного залишку Снз. Що стосується порід-колекторів, які забезпечують притоки флюїдів, то в них відсутня кореляція між  $K_p$  та Снз. При Снз < 18-22%, значення  $K_p$  змінюється від 0,5 до 30%. Це явище обумовлено тим, що величина  $K_p$  відображує в цьому випадку вміст флюїдів, які можуть рухатись, в відкритому ємкістному просторі. Відкритий (ефективний) ємкістний простір в неколекторах практично відсутній. Ця закономірність, як встановлено автором, виявилась характерною для карбонатних відкладів Тімано-Печорської провінції, Дніпровсько-Донецької та Афгано-Таджикської западин.

Аналіз цих петрофізичних моделей показав, що для них характерні такі зони: 1. Зона колектора -  $Cnз < 22\%$ ,  $Kп=f(Cnз)$ ; 2. Зона глинистого неколектора -  $Cnз > 22\%$ ,  $Kп=f(Cnз)$ . Таким чином петрофізична модель  $Kп - Cnз$  досить стійка, універсальна і характеризує карбонатні породи різного віку та різних регіонів. Цю модель ( $Kп - Cnз$ ) автор використав як петрофізичну модель для розробки методики виділення карбонатних колекторів за даними ГДС. Факт існування взаємозв'язку між  $Kп$  та показаннями нейтронного гама-каротажу ( $Інгк$ ),  $Cnз$  та показаннями гама-каротажу ( $Ігк$ ), дозволяє використати ці методи дослідження свердловин для оперативного виділення об'єктів випробувань в складних карбонатних розрізах. Досвід підтвердив тотожність характеру графіків двовірних кореляцій  $Інгк - Ігк$  та  $Kп - Cnз$ . Для неколекторів вони мають високі показники кореляційного зв'язку і для них виконується умова  $Kп=f(Cnз)$ . В колекторах зв'язок між  $Інгк$  та  $Ігк$  відсутній, а  $Kп=f(Cnз)$ . Співставлення в одних одиницях кривих  $Інгк$  та  $Ігк$ , наприклад в одиницях  $Kпнгк$ , дозволяє виділити в розрізі свердловини колектори та неколектори. Для вирішення цієї задачі автор використав спосіб, який запропонував Губерман Ш.А. Суть цього способу в тому, що робиться припущення про незмінність функції розподілення пористості для якоїсь досить потужної товщі, яка корелюється по всьому родовищу. З цього припущення витікає умова про стан розподілення амплітуд кривих  $ІГК$  та  $ГК$  в цій товщі. При достатньому інтервалі усереднення пересічні значення фізичних властивостей порід в межах цього інтервалу залишаються незмінними. Незмінними залишаються також дисперсії значень фізичних властивостей. Якщо взяти одну з геофізичних кривих за еталонну, то при нормальному законі розподілення вона буде описуватись статистичними параметрами - математичним сподіванням  $Met$ , та середньок-

вадратичним відхиленням  $\sigma_{\text{ет}}$ , а крива, яку необхідно співставити з еталонною, параметрами  $M_x$  та  $\sigma_x$ . Трансформація кривих виконується за допомогою лінійного співвідношення

$$X_{\text{ет}} = a \cdot X + b$$

$$\text{де } a = \sigma_{\text{ет}} / \sigma_x; \quad b = M_{\text{ет}} - a \cdot M_x.$$

Таким чином, використовуючи статистичні характеристики карбонатного розрізу, вдається отримати формулу трансформації кривих в один масштаб. Співставляючи потім криві, які трансформовані в один масштаб, можливо виділити в розрізі колектори за ознаками, які характерні для петрофізичної моделі Кп - Снз. Для отримання чіткого критерію розподілення карбонатного розрізу на класи колектор-неколектор були вперше побудовані функції ймовірності розподілення трансформованих кривих ГК для продуктивних інтервалів, які дали притоки флюїдів (газ, нафта, вода) та інтервалів, які не дали притоків флюїдів. Криві розподілень трансформованих значень ГК досить надійно розділили карбонатну товщу на колектори та неколектори з помилкою 1-го роду близькою до 15%. Отримане граничне значення трансформованої кривої ГК виявилось практично сталим для карбонатних колекторів всіх територій які досліджувались. Співставлення з петрофізичними даними показало, що критичному значенню трансформованої кривої ГК відповідає значення Снз, яке дорівнює 18-20%.

#### Вплив доломітизації на акустичні властивості карбонатів.

В наш час більшість дослідників пояснюють вплив доломітизації (Сд) вапняків на величину інтервального часу (Тск) різною швидкістю ультразвукової хвилі в мінеральному каркасі вапняку та доломіту, або різною щільністю цих літологічних компонент (при однаковій, наприклад нульовій, пористості порід). Але сам характер залежності  $T_{\text{ск}} = f(S_{\text{д}})$  трактується по-різному. Одні автори

(Іщенко В.І., Чахмачов В.Г., 1978 р.) вважають, що Тск змінюється стрибкоподібно при доломітизації Сд=50%. інші (Шерман Г.Х., Єлукін А.В., Сарцев В.Я.) відкидають гіпотезу про наявність "стрибка" на залежності Тск=f(Сд) і наполягають на тому, що Тск монотонно зменшується з ростом доломітизації. Зрозуміло, що справедливість тієї чи іншої точки зору визначає ступінь ефективності акустичного каротажу при вирішенні такої важливої задачі, як розділення карбонатних порід на вапняки та доломіти. Для того, щоб побудувати залежність Тск=f(Сд), дані аналізів керну по співвідношенню  $\text{CaCO}_3$  та  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  були розбиті на шість (по класифікації Вишнякова С.Г.) груп. Для кожної групи порід була побудована залежність виду Тск= f(Кп). Екстраполяція ліній регресій в область з нульовою пористістю дала можливість отримати значення інтервального часу в мінеральному скелеті відповідного літотипу та побудувати графік залежності Тск=f(Сд). Величини Тск для карбонатів з різним ступенем доломітизації приведені в табл.1. Табл. 1.

Літотип	Вміст кальциту %	Вміст доломіту %	Тск мкс/м
1. Вапняк	100-95	0-5	153
2. Доломістий вапняк	95-75	5-25	152
3. Доломітовий вапняк	75-50	25-50	153
4. Вапняковий доломіт	50-25	50-75	153
5. Вапняковистий доломіт	25-5	75-95	142
6. Доломіт	5-0	95-100	142

Таким чином залежність Тск=f(Сд), яка отримана експеримен-

тальним шляхом має виразний стрибок в області значень  $S_d > 70\%$  (а не  $50\%$ , як припускав Іщенко В.І). Останнє пояснюється співвідношенням в породі зерен кальциту та доломіту. Для оцінки співвідношення кількості зерен кальциту та доломіту був проведений аналіз шліфів літотипів цих порід. Як видно на фотографіях шліфів, ромбічні зерна доломіту стикаються при вмісті останніх більше  $70\%$ . Математичні розрахунки також показали, що стикання зерен доломіту (різка зміна фізико-механічних властивостей матриці породи) виникає в тому випадку, коли доломітизація перевищує  $70\%$ . Отримані результати дають можливість ефективно використовувати дані акустичного каротажу не тільки для вирішення завдань класифікації карбонатних порід, але і для оцінки їх ємкісних властивостей.

### Глава 3. Методика розділення карбонатних порід на колектори та неколектори з використанням статистичних характеристик розрізу.

Петрофізичною основою цієї методики є модель типу "кern-кern" ( $K_p - S_{n3}$ ). Характерна поведінка петрофізичних параметрів  $K_p$  та  $S_{n3}$  для регіонів що вивчались, дозволяє використати цю модель, співставляючи відповідні геофізичні параметри  $I_{ngk} - I_{gk}$  (модель "геофізика-геофізика") для розділення карбонатного розрізу на колектори та неколектори. Як відомо, кількісна оцінка та прогноз параметрів карбонатного розрізу виконується на основі всебічного вивчення всього комплексу геолого-геофізичних даних, які отримують в процесі дослідження свердловин, керну та результатів випробувань перспективних інтервалів. Звичайно, що випадок впливає на ці дані, тому для їх вивчення та оцінки широко вико-

ристовують статистичні методи. Ці методи дозволяють замінити геологічний об'єкт ідеалізованим об'єктом - математичною моделлю. Випадкова величина є зручною моделлю для формального представлення характеристик геологічних об'єктів. Основні властивості випадкової величини дозволяють використати їх для трансформації кривих ГДС в одні одиниці (одиниці пористості) у випадку нормального розподілення цих параметрів.

Трансформування кривих радіоактивного каротажу (РК) в одиниці Кпнгк з використанням статистичних характеристик розрізу.

Припустимо, що функція розподілення коефіцієнту пористості для потужної карбонатної товщі на родовищі залишається незмінною. В цьому випадку статистичні характеристики розрізу - математичне сподівання  $Mx$  та середньоквадратичне відхилення  $Ox$  також залишаються сталими. Візьмемо за еталон криву Кпнгк. Тоді відносно петрофізичної моделі  $Kp - Cnз$  в неколекторах будуть мати місце рівняння:

$$M(\text{Кпнгк}) = M(\text{Ігк}); \quad \sigma(\text{Кпнгк}) = \sigma(\text{Ігк})$$

Але, насправді, крива Гк відрізняється від еталонної Кпнгк. Відомо, якщо криву відобразити в двох різних масштабах, то відліки двох діаграм будуть зв'язані лінійним рівнянням

$$x = a \cdot x_k + b$$

де  $a, b$  - постійні для даної діаграми. Використовуючи основні властивості випадкової величини  $Mx$  та  $Ox$ , отримаємо формулу трансформації

$$M(x) = a \cdot M(x_k) + b$$

$$\sigma(x) = a \cdot \sigma(x_k)$$

Визначимо постійні  $a, b$  в формулі трансформації:

$$a = \sigma(x) / \sigma(x_k); \quad b = M(x) - [\sigma(x) / \sigma(x_k)] \cdot M(x_k);$$

Таким чином отримані формули для розрахунку коефіцієнтів

трансформації а та б. Для успішного використання цих формул необхідно проаналізувати розподілення коефіцієнту пористості відкладів, що вивчаються.

Аналіз закону розподілення коефіцієнту пористості карбонатних відкладів.

Аналіз розподілень (Кп) карбонатних відкладів нижнього девону Тімано-Печорської провінції та нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини показав, що вони підпорядковуються логнормальному закону розподілення з правою асиметрією - модальне значення Кп посунуто в область блокової (матричної) пористості породи. Такий тип розподілення характеризує карбонатні породи з складною будовою ємкісного простору - так звана "знову утворена пористість". Логнормальному закону розподілення підпорядковується також і природна радіоактивність цих відкладів та відповідний їй петрофізичний параметр Снз. Логарифмуючи ці параметри, отримаємо розподілення їх логарифмів близьке до нормального.

Карбонати нижнього палеоцену Афгано-Таджицької западини розподілені нормально - вторинна пористість в них розвивалась по зонам з великою матричною пористістю - "успадкована вторинна пористість".

Таким чином для трансформації кривих ГДС в параметр Кпнгк важливо на першому етапі проаналізувати закон розподілення останнього, що дозволить не тільки вірно трансформувати криві, але й оцінити їх тип. Знаючи тип колектора в першому наближенні для "чистих" неглинистих колекторів, можливо методом Ларіонова В. В. розрахувати вторинну пористість по формулі:

$$Кпвт = Кпнгк - Кп$$

де Кпвт - вторинна пористість (пористість каверн та тріщин); Кпнгк - пористість яка розрахована за даними НГК; Кп -

модальне значення пористості блоку (матриці) породи.

Аналіз розподілень трансформованих кривих Ігк та Інгк.

Трансформування кривих Гк та НГк в одиниці пористості дозволяє вирішити ряд задач які зв'язані з виділенням порід-колекторів на основі петрофізичної моделі Кп - Снз.

1. Трансформація кривої Інгк в Кпнгк передбачає приведення її до стандартних умов, що в підсумку дає можливість порівнювати ці дані по різних свердловинах.
2. Трансформація кривих Ігк теж приводить цей параметр до стандартних умов, що дуже важливо при співставленні їх як з кривими Кпнгк, так і між собою. Результати співставлення трансформованих кривих показали, що колектори виділяються за ознакою Ігк-Кпнгк.

Але при такому тривіальному співставленні при інтерпретації виникає цілий ряд неоднозначностей ( помилки 1-го та 2-го роду). Для підвищення якості інтерпретації на основі моделі Кп - Снз необхідно визначити граничні значення геофізичних параметрів (особливо важливо зменшити відсоток помилок 1-го роду - пропуск колекторів). Співставлення трансформованих геофізичних параметрів припливних та безприпливних "сухих" об'єктів показало, що:

- а) гістограми розподілень Кпнгк колектора та неколектора практично співпадають, тому розділити їх по величині пористості практично неможливо;
  - б) набагато "потужнішим" критеріальним параметром, який ділить карбонатну товщу на колектори та неколектори виявився геофізичний параметр - трансформована крива Гк - І\*гк. Аналіз розподілень трансформованих кривих І\*гк різних регіонів дозволив отримати граничне значення кривої Гк, яка трансформована в одиниці Кпнгк:
1. Тімано- Печорська провінція (ТПП). Граничне значення

$lg I^*_{гкгр} = 0,8 - 0,85$  Помилка першого роду дорівнює відповідно 16-11%.

2. Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ). Граничне значення  $lg I^*_{гкгр} = 0,8 - 0,9$ . Помилка першого роду дорівнює 16-8%.

3. Аггано-Таджицька западина (АТЗ). Граничне значення  $I^*_{гкгр} = 5,6 - 6\%$ . Помилка першого роду дорівнює 17-13%.

Таким чином, по результатах комплексного аналізу промислово-геофізичних даних трьох регіонів розроблена методика розділення карбонатного розрізу на колектори та неколектори за допомогою граничного значення трансформованої кривої  $I^*_{гк}$ , яке постійне для вивчених відкладів. Його розрахунок не потребує використання опорних пластів. Для розрахунку граничних значень трансформованої кривої  $I^*_{гк}$  використовуються статистичні характеристики карбонатного розрізу  $M_x$  та  $O_x$ . Стабільність граничного значення трансформованої кривої підтверджує петрофізичну модель  $K_p - C_{нз}$ .

### Природна радіоактивність карбонатних відкладів та її

#### зв'язок з нерозчинним залишком.

Інтерпретація кривої  $I_{гк}$  з метою оцінки нерозчинного залишку потребує використання рівняння виду  $C_{нз} = f(I_{гк})$  - модель "петрофізика-геофізика". Рішення цієї задачі значно спрощується, якщо співставляти "петрофізику" з трансформованими кривими  $I^*_{гк}$ . Якщо підставити в рівняння виду  $C_{нз} = f(I^*_{гк})$  граничне значення  $I^*_{гк}$ , то отримаємо граничне значення  $C_{нз}$ :

Тімано-Печорська провінція (нижній девон)

$lg I^*_{гкгр} = 0,8$   $C_{нзгр} = 17\%$

$lg I^*_{гкгр} = 0,85$   $C_{нзгр} = 21\%$

Дніпровсько-Донецька западина (нижній карбон)

$lg I^*_{гкгр} = 0,8$   $C_{нзгр} = 16\%$

$I_{gI}g_{gr}=0,9$        $Снз_{gr}=22\%$

Афгано-Таджицька западина (палеоцен)

$I_{gkr}=6\%$        $Снз_{gr}=22\%$

Рівняння, які зв'язують геофізичні параметри  $I_{gk}$  та петрофізичні  $Снз$ , підтверджують постійність граничних параметрів  $I_{gkr}$  та  $Снз_{gr}$  при розділенні карбонатів на колектори та неколектори.

Глава 4. Методика визначення літології карбонатів та оцінка їх емкістних властивостей за даними методів НГК та АК.

Для кількісної інтерпретації даних АК та НГК - оцінки літології та пористості розроблено алгоритм в якому використовується "стрибок" на залежності  $T_{ск}=f(Сд)$ . Ця залежність побудована за даним петрофізичних досліджень керну, але для інтерпретації використовують інформацію, яка отримана при геофізичних дослідженнях свердловин. Тому для розробки алгоритму дуже важливо порівняти інформативність петрофізичних та геофізичних параметрів. Взаємозв'язок цих параметрів та факторів, які їх визначають, приведені в табл.2. Табл.2.

Літологія	Петрофізика	Геофізика
	1. $K_{пкерн}=f(K_{п})$	5. $K_{пнгк}=f(K_{п})$
Вапняки	2. $T=f(K_{п})$	6. $T_{ак}=f(K_{п}, K_{пк})$
	3. $K_{пкерн}=f(K_{п})$	7. $K_{пнгк}=f(K_{п}, Сд)$
Доломіти	4. $T=f(K_{п}, Сд)$	8. $T_{ак}=f(K_{п}, Сд, K_{пк})$

Як видно з таблиці 2 розділення карбонатів на вапняки та доломіти за петрофізичними параметрами можливо тільки за рахунок впливу доломітизації Сд на Т. Більш ефективно розділяються карбонати, якщо використати геофізичні параметри Кпнгк та Так. З аналізу рівнянь, приведених в табл.2 видно, що доломітизація впливає не тільки на Тск, але й на Кпнгк. Таким чином суттєво збільшується ефект розділення порід за геофізичними параметрами порівняно з петрофізичними. Для перевірки цих припущень були побудовані моделі типу "кern-кern" та "геофізика-геофізика" для карбонатів ТПП та АТЗ. Співставлення рівнянь типу "кern-кern" та "геофізика-геофізика" показало, що: а) графіки  $T=f(K_{пкern})$  для вапняків та доломітів за петрофізичними даними "розходяться". Ширина "літологічного коридору" при  $K_{пкern}=10\%$  складає 18 мкс/м; б) графіки  $Так=f(K_{пнгк})$  для вапняків та доломітів за геофізичними даними "розходяться" більш ефективно. Ширина "літологічного коридору" при  $K_{пнгк}=10\%$  складає 30 мкс/м (вплив доломітизації не тільки на Так але і на Кпнгк).

Таким чином зрозуміло, що для класифікації карбонатів на вапняки та доломіти більш ефективно використання геофізичних параметрів Так та Кпнгк.

#### Вплив доломітизації на Кпнгк

Для оцінки впливу доломітизації на Кпнгк були побудовані залежності між пористістю, визначеною на зразках керну Кпкern, яка в чистих неглинистих зразках наближається до ефективної (Кпeф), та загальною пористістю, яка розраховувалась за даними НГК (Кпнгк). Співставлення Кпeф та Кпнгк проводилось по вибірках з доломітів (Сд>75%) та вапняків (Сд<25%). В результаті були отримані кореляційні залежності:

Доломіти:  $K_{пф}=0,8 \cdot K_{пгк}-0,54$

Вапняки:  $K_{пф}=0,9 \cdot K_{пгк}-0,14$

Ці рівняння дозволяють враховувати вплив доломітизації на  $K_{пгк}$  (при відомій літології).

#### Вплив вторинної пористості на $T_{пгк}$ .

Зміна швидкості повздожних хвиль, які реєструються при акустичному каротажі при однаковій пористості гірських порід в основному обумовлена різницею в модулях пружності кавернозних та тріщинних порід, якщо порівнювати їх з породами, для яких характерна міжгранулярна (міжзернова) пористість. Добринін В.М. запропонував в середовищах з складним поровим простором використати рівняння, в яких потрібно враховувати пружні характеристики, типові для літотипів гірських порід. Знання літології та відповідних цій породі коефіцієнтів стискання пор породи, твердої фази та флюїда, який заповнює пори, дозволяє розрахувати коефіцієнт стискування породи, яка вміщує тріщини та каверни. Ця ідея Добриніна В.М. використана в алгоритмі кількісної інтерпретації даних НГК та АК.

#### Алгоритм кількісної інтерпретації даних ГДС.

Алгоритм включає такі операції:

1. Виділення колектора на основі петрофізичної моделі  $K_p - S_{пз}$ .
2. Оцінка літології (вапняк - доломіт) на основі петрофізичної моделі  $T=f(S_{пз})$ .
3. Введення поправок за літологію в  $K_{пгк}$ .
4. Розрахунок вторинної пористості ( $K_{пт}$  - коефіцієнт тріщинної пористості,  $K_{пк}$  - коефіцієнт кавернозної пористості).

Результат роботи програми - таблиця обробки та інтерпретація перспективних інтервалів. Таблиця складається з файлу вхідних даних: інтервал,  $K_{пгк}$ ,  $T$ , та файлу результатів інтерпретації:  $K_p$ ,  $K_{пк}$ ,

Кпт, літологія.

Виділення колекторів з підвищеною радіоактивністю.

В деяких випадках карбонатні породи-колектори на кривій гама-каротажу відрізняються значеннями, які характерні для глинистих порід. Аналіз зразків керну та шліфів показав, що в таких породах збільшується вміст бітуму, який концентрується в тріщинах та кавернах. Вивчення радіоактивності таких порід показало, що в них співвідношення  $Th/U$ ,  $K/U$  менше одиниці, при досить високій загальній гама-активності  $A > 4$  г екв  $Ra \cdot 10$ , тобто в цих відкладах підвищена гама-активність пов'язана з підвищеним вмістом урану, який в свою чергу зв'язаний з бітумінозністю. Цей факт дозволив використати дані Гк та НГк для виділення таких порід. Якщо в глинистих неколекторах витримується кореляційний зв'язок  $Kпнгк = f(Iгк)$ , то в бітумінозних породах цей зв'язок порушується. Якщо співставляти трансформовані криві  $Iнгк$  та  $Iгк$  (в одиницях  $Kпнгк$ ), то можливо виділити бітумінозні породи за ознакою ( $Kпнгк < Kпбл$ ,  $I^*гк > I^*гкгр$ ). Використання цього алгоритму дозволяє виділити в карбонатному розрізі породи з підвищеною гама-активністю, які часто бувають колекторами.

Глава 5. Результати апробації методики виділення колекторів та оцінка їх вторинної пористості.

Сталість граничного значення величини нерозчинного залишку і відповідного йому значення трансформованої кривої  $Iгк$  для карбонатних відкладів різного віку та різних регіонів, дозволило скласти універсальний алгоритм, який особливо ефективний при оперативній інтерпретації, коли важливо розділити розріз на колектори та неколектори та визначити об'єкти випробувань.

Приклади виділення колекторів та оцінки їх літології.

Використовуючи цю методику, були виділені колектори з оцінкою їх підрахункових параметрів для девонських відкладів для Північно-Сарембойського та Хосолтинського родовищ з подальшим захистом в ТКЗ ВГО "Архангельськгеологія". В межах Афгано-Таджицької западини виділені колектори, як на стадії оперативної інтерпретації (площі Сульдузи, Буман, Пушон), так і при підрахунку запасів - родовище Бештентяк. В межах Дніпровсько-Донецької западини методика випробувана на таких площах: Загорянська, Мачухська, Рясківська, Личківська, Краслянська, Селюхівська). В виділених інтервалах отримані притоки флюїдів, як в відкритому стволі, так і в колоні.

Закономірності варіації граничного значення природної гама-активності в карбонатних відкладах.

Вивчення карбонатних відкладів родовищ Північно-Сарембойського, Хосолтинського та Бештентяк показало, що при постійності граничного значення трансформованої кривої ГК ( $lg I^*_{гк} = 0.8$ ) граничне значення реальної кривої ГК змінюється в широких межах (від 1,8 мкр/г до 3,8 мкр/г) в залежності від розміщення свердловини на структурі). Схоже явище в зонах аномально високих пластових тисків спостерігав Добринін В.М., який пояснює це порушенням рухомої рівноваги в гірській породі за рахунок видалення з неї якоїсь кількості іонів калію та урану. Це приводить до зміни первісної природної гама-активності карбонатних порід в зонах формування родовищ вуглеводнів. Це явище дозволяє прогнозувати поклади вуглеводнів за даними ГДС, що особливо актуально при дослідженні структур, які глибоко занурені.

Висновки

В роботі узагальнені дані, які отримані при вивченні карбо-

натних розрізів свердловин Тімано-Печорської провінції (девон), Афгано-Таджикської западини (палеоген) та Дніпровсько-Донецької западини (карбон). Ці дані дозволили побудувати петрофізичну модель карбонатного колектора на базі якої розроблена та широко випробувана методика його виділення та вивчення за даними ГДС.

В основі методики лежить:

1. Петрофізична модель  $K_p - C_{нз}$  (Інгк- Ігк), яка передбачає співставлення діаграм нейтронного гама- та гама- каротажу, які трансформовані в одні й ті ж одиниці (одиниці пористості  $K_{пнгк}$ ).
2. Петрофізична модель  $T_{ск} = f(C_{д})$ . Стрибокподібна зміна  $T_{ск}$  при доломітизації вапняків, а не монотонна, як передбачалось раніше, дозволяє вирішити задачу класифікації карбонатів на два літотипи - вапняки та доломіти. Широка апробація методики в свердловинах різних регіонів показала високу ефективність її використання, особливо на етапі оперативного виділення колекторів.

Важливо відмітити наступне:

1. Універсальність базової моделі  $K_p - C_{нз}$ . Співвідношення між пористістю та величиною нерозчинного залишку  $K_p = f(C_{нз})$  для неколекторів та  $K_p = f(C_{нз})$  для колекторів характерно для карбонатів різного віку.
2. Постійність граничного значення величини нерозчинного залишку ( $C_{нзгр} = 17-22\%$ ), яке ділить карбонатну товщу на два класи - колектор-неколектор.
3. Постійність граничного значення геофізичного параметру трансформованої кривої І гк ( $lg I_{гк} = 0,8-0,9$ ), яке ділить карбонатну товщу на два класи - колектор-неколектор.
4. Спосіб визначення літології карбонатів за даними АК та НГК, який фізично обґрунтований та впроваджений в практику.

Методика виділення та вивчення колекторів базується на по-

няттях теорії ймовірності та математичної статистики, що дозволяє зменшити суб'єктивні помилки і автоматизувати процес обробки та інтерпретації матеріалів ГДС. Розроблений пакет програм, який реалізує методику, входить в вигляді окремого блоку в систему обробки та інтерпретації даних ГДС "Підрахунок".

Основні положення дисертації опубліковані в таких роботах:

1. Сборник программ для обработки и интерпретации геолого-геофизической информации на микро-ЭВМ тип БЗ-34. - Архангельск, 1987. - 37с. (совместно с Курганским В.Н., Сало А.И.).

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

3. Выделение карбонатных пород нижневизейских отложений по данным промышленной геофизики в пределах ДДВ //Вестн.Киев.ун-та. Геология. 1986. - Вып.5. С.23-25 (совместно с Курганским В.Н.).

4. Использование тензорных петрофизических характеристик для повышения достоверности интерпретации данных ГИС //12 Всесоюз. конференция молодых научных сотрудников. Геология и геофизика Восточной Сибири: Тез. докл. - Иркутск, 1986. - С.71 (совместно с Выжвой С.А.).

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

6. Использование данных геофизики для выделения карбонатных коллекторов определения их литологии и емкостных свойств в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции// Материалы 1 республиканской школы-семинара молодых геофизиков Украины: -Киев, 1986. С.178-179. Деп.ВИНИТИ, 10.09.1987, N 7768-В.87.

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

8. Определение литологии пород карбонатного разреза по данным геофизических исследований скважин в Тимано-Печорской провинции // Вестн. Киев. ун-та. Прикл. геохимия и петрофизика. 1989. - Вып. 16. - С. 89-92. (совместно с Курганским В. Н.).

9. Использование данных гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа при выделении карбонатных коллекторов повышенной радиоактивности // Вестн. Киев. ун-та. Геология. 1990 - Вып. 9. С. 25-29 (совместно с Курганским В. Н.).

10. Уточнение литологии и определение емкостных свойств карбонатных пород по данным ГИС на примере Тимано-Печорской провинции // Геология и нефтегазоносность Севера Европейской части СССР Под ред. Россихина Д. А. Труды ЗапСибНИИГРИ, Тюмень, 1990. С. 19-24 (совместно с Грибасом В. П., Курганским В. Н., Сало А. И.).

11. 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 Курганским В. Н.).

12. Использование статистических характеристик карбонатного разреза для выделения коллекторов (на примере нижнедевонских отложений Северо-Сарембойского месторождения) // Труды ПГО "Архангельскгеология", Архангельск, 1992. С. 17-23.

13. Визначення структури простору складнобудованих порід-колекторів по даним ГДС (на прикладі Бештентякської площі Афгано-Таджицької западини) // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. - 1994 - Випуск 12 С. 48-57. (разом з Вижвою С. А.).

14. Петрофізична модель карбонатного колектора нафти та газу Афгано-Таджицької западини // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. - 1994 - Випуск 12 С. 66-70. (разом з Курганським В. Н.).

**Храпак В. В. Петрофизическая модель карбонатного нефтегазодносного коллектора как основа его выделения и изучения по данным геофизических методов исследований скважин.**

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности - 04.00.12 - геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Киевский университет им. Тараса Шевченко. Киев. 1994г.

В диссертации рассмотрена методика разделения карбонатных пород на коллекторы и неколлекторы с использованием статистических характеристик разреза, что исключает влияние субъективного фактора на результаты интерпретации данных геофизических методов исследований скважин. Петрофизической основой этой методики явилась характерная взаимосвязь коэффициентов пористости и нерастворимого остатка - корреляция в неколлекторах и отсутствие корреляции в коллекторах. Методика широко апробирована при выделении коллекторов на различных площадях Тимано-Печорской провинции Днепровско-Донецкой и Афгано-Таджикской впадин.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, петрофизическая модель, геофизические методы исследований скважин, статистические характеристики карбонатного разреза.

**Khrapak V.V. Petrophysical model of the carbonate oil-gas reservoir as the base of its separation and investigation according to logging data.**

Doctor philosophy thesis on speciality 04.00.12.: - geophysical prospecting of mineral resources.

The thesis deals with a technique of separation the carbonate rocks on reservoirs and nonreservoirs by using statistical characteristics of the section. The technique excludes the influence of subjective factor during the interpretation of logging data. The petrophysical base is a characteristic relationship of the coefficient of porosity and the unsoluble remainder. The technique is widely used during the separation of the reservoirs from various areas of Dneprovo-Donets depression, Afgan-Tadjic depression and Timan-Petchora province.

Key words: carbonate reservoirs, petrophysical model, geophysical methods of investigation of wells, statistical characteristics of the carbonate section.





AB

31.646

**AB 31.646**