

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

МУРАСТА ВОЛОДИМИР АНАТОЛІЙОВИЧ



УДК 550.832:553.98:551.77(262.5)+(262.54)

**ПЕТРОФІЗИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА ПАРАМЕТРИ НЕОДНОРІДНОСТІ
КАЙНОЗОЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА ЧОРНОГО ТА
АЗОВСЬКОГО МОРІВ**

04.00.22 – Геофізика

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Київ – 2013

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Київському національному університеті імені Тараса Шевченка Міністерства освіти і науки України.

Науковий керівник:

- доктор геологічних наук, професор **Карпенко Олексій Миколайович**, Київський національний університет імені Тараса Шевченка, завідувач кафедри геології нафти і газу.

Офіційні опоненти:

- доктор геологічних наук, старший науковий співробітник **Орлюк Михайло Іванович**, завідувач відділу геомагнетизму Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України;

- кандидат геологічних наук **Кашуба Григорій Олексійович**, перший заступник генерального директора, головний геолог ТОВ "Інтегровані нафтогазові технології Надра".

Захист дисертації відбудеться "11" листопада 2013р. о 10:30 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 26.001.42 при Київському національному університеті імені Тараса Шевченка Міністерства освіти і науки України (03022, м. Київ, вул. Васильківська, 90, ауд. 104).

З дисертацією можна ознайомитися в науковій бібліотеці ім. М. Максимовича Київського національного університету імені Тараса Шевченка (01033, м. Київ, вул. Володимирська, 60).

Автореферат розісланий "03" жовтня 2013р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради



І.В. Тішаєв

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми.

Актуальність теми обумовлена необхідністю зміцнення енергетичної незалежності Держави за рахунок збільшення власного видобутку нафти і природного газу. Видобуток нафти і газу в Україні здійснюється у трьох нафтогазовидобувних регіонах - Східному, Західному і Південному. Південний нафтогазоносний регіон об'єднує акваторії українського сектора Чорного та Азовського морів і прилеглий до них суходіл Рівнинного Криму, Північного Причорномор'я та Приазов'я. Перспективи нафтогазоносності суходолу на півдні України вкрай обмежені. Потенційні ресурси вуглеводнів на суходолі складають лише близько 11% від потенційних ресурсів всього Південного регіону, а решта – близько 89%, припадає на морські акваторії. Крім того, ступінь реалізації початкових ресурсів українських акваторій дуже низький і не перевищує 3,2%.

Враховуючи аналіз світового досвіду, подальші перспективи нарощування розвіданих запасів нафти і газу слід пов'язувати з колекторами зі складними літолого-петрофізичними характеристиками. До таких об'єктів, в межах кайнозойського комплексу українського шельфу Чорного та акваторії Азовського морів, відносяться теригенні тонкошарові колектори олігоцену та карбонатні породи-колектори із переважаючою вторинною пористістю у відкладах еоцену та палеоцену.

При випробуванні перспективних інтервалів тонкошарових піщано-глинистих відкладів олігоцену та карбонатних еоцен-палеоценових відкладів у межах північно-західного шельфу Чорного моря та акваторії Азову отримані негативні результати. Це пов'язано, в першу чергу, з недосконалістю застосованих методик інтерпретації даних ГДС при виділенні колекторів і продуктивних інтервалів, браком інформації щодо колекторських властивостей продуктивних інтервалів розрізу та невисокою якістю розкриття пластів.

Процес нарощування темпів освоєння вуглеводневих ресурсів кайнозойського комплексу значною мірою обмежується малою достовірністю існуючих методик визначення фільтраційно-ємнісних властивостей таких типів колекторів.

Таким чином, актуальність досліджень полягає в необхідності створення та вдосконалення науково обґрунтованих способів і методик інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів, підвищенні їх ефективності шляхом покращення існуючих або створення нових способів отримання корисної геологічної інформації під час досліджень нафтогазоносних об'єктів у кайнозойських відкладах.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тема дисертаційної роботи тісно пов'язана з науковими програмами Київського національного університету імені Тараса Шевченка та роботами Науково-дослідного інституту нафтогазової промисловості ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України", а саме: "Побудова серії літолого-фаціальних карт-схем мезозойсько-кайнозойських нафтогазоперспективних комплексів українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів з метою підвищення достовірності прогнозу нафтогазоносності" (номер Держреєстрації У-11-34/3), "Створення каталогу

уніфікованих розбивок продуктивних горизонтів кайнозойських відкладів в межах акваторій Чорного та Азовського морів на основі єдиної індексації і кореляції" (номер держреєстрації У-09-258 (м)/5), "Визначення пріоритетних напрямків та об'єктів освоєння ресурсів газу нетрадиційного типу в ущільнених породах в межах Східного та Західного регіонів України" (номер держреєстрації У-11-213/7). Дослідження за темою дисертації проводились автором в період навчання в аспірантурі Київського національного університету імені Тараса Шевченка на геологічному факультеті та в науково-дослідному інституті ДП "Науканафтогаз" як самостійні дослідження, а також під час виконання наукових тематик.

Мета дослідження: просторовий прогноз фільтраційно-ємнісних властивостей та параметрів неоднорідності порід-колекторів продуктивних горизонтів кайнозойського віку українського сектора Чорного та Азовського морів.

Задачі дослідження:

- систематизація, узагальнення та аналіз геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів, результатів петрофізичних досліджень гірських порід продуктивних горизонтів у відкладах кайнозою в межах української частини шельфу Чорного та акваторії Азовського морів;
- аналіз та адаптація інтерпретаційних моделей до умов проведення досліджень;
- розробка нових ефективних способів кількісної інтерпретації даних ГДС з метою виявлення перспективних на вуглеводні порід-колекторів;
- переінтерпретація матеріалів ГДС в інтервалах кайнозойських відкладів та оцінка промислових параметрів гірських порід з метою виявлення перспективних об'єктів;
- встановлення просторових мінливостей та особливостей петрофізичних характеристик порід-колекторів кайнозойських відкладів в межах української частини шельфу Чорного та акваторії Азовського морів.

Об'єкт дослідження - гірські породи відкладів кайнозою української частини шельфу Чорного та акваторії Азовського морів.

Предмет дослідження - геофізичні, петрофізичні, літологічні характеристики та параметри неоднорідності теригенних та карбонатних порід-колекторів.

Методи дослідження. Поставлені завдання вирішувались шляхом проведення математичного моделювання, статистичного аналізу (методами кореляційного, регресійного аналізів), використання методів розпізнавання образів, методів картування. З метою виконання комплексної інтерпретації даних ГДС для визначення петрофізичних параметрів та літології гірських порід застосовано парадигму інтелектуальних систем (штучного інтелекту) – обробку знань.

Під час виконання дисертаційної роботи та в процесі її оформлення широко застосовувалась комп'ютерна технологія інтерпретації даних ГДС "ГеоПошук" (СОУ 73.1-41-04.04.19:2006).

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше розроблено науково-методичне обґрунтування технології виявлення за даними ГДС інтервалів в розрізах свердловин, представлених гірськими породами із підвищеними колекторськими властивостями, що перебиваються флюїдоупорами у відкладах кайнозою української частини шельфу

Чорного та Азовського морів, на основі розробленої рангової класифікації порід-колекторів та флюїдоупорів.

2. Вперше встановлено просторовий розподіл петрофізичних характеристик продуктивних пачок та продуктивних горизонтів української частини шельфу Чорного моря та Азовського моря у відкладах кайнозою.

3. Вперше на основі парадигми інтелектуальних систем створено експертну систему інтерпретації даних ГДС з метою визначення петрофізичних параметрів та літології гірських порід у розрізах свердловин.

4. Вдосконалено модель параметра пористості та модель Н.З. Заляєва (акустичної пористості) шляхом корегування впливу шаруватої глинистості при оцінці ємнісних властивостей тонкошарових теригенних відкладів.

Практичне значення одержаних результатів.

Розроблена інтерпретаційна експертна система застосовувалася під час виконання переінтерпретації геофізичної інформації зі свердловин досліджуваної території. Інтерпретаційний процес експертної системи більш ефективний стосовно використання ресурсу часу при врахуванні багатомірних чинників, що в більшості випадків інтерпретаторами спрощується через брак часу. За отриманими результатами переінтерпретації були виділені пласти, перспективні на вуглеводні.

Під час розчленування розрізів свердловин на продуктивні горизонти практичне значення мала рангова класифікація порід-колекторів та флюїдоупорів.

Визначені петрофізичні характеристики та параметри неоднорідності продуктивних горизонтів надали можливість шляхом картування виділити зони виклинювання продуктивних пачок, в результаті чого були спрогнозовані перспективні ділянки на вуглеводні, що пов'язані з пастками неантиклінального типу.

Особистий внесок здобувача.

Усі нові наукові та методичні результати, які викладено в дисертаційній роботі та винесено на захист, отримано автором особисто. Автором було виконано статистичну обробку даних лабораторних досліджень керну та переінтерпретацію геофізичної інформації зі 102 свердловин.

У роботах [7,9] дисертанту належать постановка задач, ідея напрямку досліджень, часткова розробка математичних та побудова петрофізичних залежностей, аналіз та узагальнення отриманих результатів. У роботах [2-6] автору частково належить ідея напрямку досліджень, розробка інтерпретаційних алгоритмів та проведення експериментальних досліджень, частковий аналіз та узагальнення отриманих результатів. У роботах [1,8] автору належать результати інтерпретації, аналіз промислово-геофізичних досліджень та формування окремих висновків.

Апробація результатів дисертації.

Основні результати дисертаційної роботи доповідались на науково-технічних конференціях, а саме: на Міжнародній науково-практичній конференції "Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур "Сейсмо-2010" (м.Феодосія); на III Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених "Перспективи розвитку нафтогазової галузі" (2010р., м.Ялта); на міжнародній ювілейній

конференції "Промысловая геофизика в 21-м веке. Геоинформационное обеспечение технологий увеличения ресурсной базы углеводородного сырья" (2011р., м.Москва); на Всеукраїнській науковій конференції "Значення комплексних літо- біостратиграфічних досліджень під час пошуків нафти і газу" (2011р., м.Львів); на XI Міжнародній конференції "Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти" (2012р., м.Київ).

Публікації.

За темою дисертації автором опубліковано 9 праць: 5 статей (у тому числі 1 одноосібна) у виданнях, рекомендованих ДАК України; 4 тези доповідей на конференціях.

Обсяг і структура дисертації.

Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел зі 142 найменувань. Загальний обсяг дисертації – 174 с.; робота містить 36 рисунків і 71 таблицю.

Успішному завершенню роботи над дисертацією сприяли постійна підтримка, допомога фактичним матеріалом та консультації фахівців-геологів і геофізиків: к.геол.н. С.Г. Вакарчука, к.геол.-мін.н. Т.Є. Довжок, к.геол.н. К.Л. Гуравської, к.геол.н. І.І. Іщенко, к.геол.-мін.н. М.В. Харченка, с.н.с. К.К. Філюшкіна.

Особливу подяку автор висловлює своєму науковому керівнику д.геол.н., професору О.М. Карпенку, а також завідувачу відділу аналітичних петрофізичних досліджень відділення геологічного моделювання перспективних об'єктів та петрофізичних досліджень Центру нафтогазогеологічних досліджень ДП "Науканафтогаз", к.геол.-мін.н. Г.Л. Башкірову, д.геол.-мін.н., професору В.М. Курганському за надані консультації, конструктивну критику та поради, що сприяли роботі над дисертацією та її успішному завершенню.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовується актуальність теми дисертації, формулюються мета і задачі наукового дослідження, описується об'єкт і предмет дослідження, висвітлюється наукова новизна отриманих результатів та їх практичне значення, описано особистий внесок здобувача, наведено дані про апробацію дисертаційної роботи, описана структура дисертаційної роботи.

У **першому розділі** проведено огляд стану вивченості проблеми складнопобудованих карбонатних та теригенних тонкошарових порід-колекторів кайнозойського комплексу українського сектора Чорного та Азовського морів.

Аналіз світового досвіду показує, що протягом останніх 25 років все більшого значення у нарощуванні розвіданих запасів вуглеводнів набувають об'єкти, які пов'язані із колекторами, що характеризуються складним літологічним складом та високою неоднорідністю фільтраційно-ємнісних властивостей.

При вивченні особливостей геологічної будови і нафтогазоносності продуктивних об'єктів кайнозойського комплексу досліджуваної території аналізувались роботи А.В. Ахіярова, В.А. Верескуна, Л.И. Борисової, И.С. Гайдука, А.Я. Дергачевої, С.Н. Окуловського, Б.М. Полухтовича, І.В. Попадюка та багатьох інших дослідників, а також враховувались результати робіт науково-дослідних колективів і окремих фахівців Кримморгеологія, Черноморнафтогаз, УкрДГРІ. В

згаданих роботах не акцентувалась увага на дослідженні складнобудованих порід-колекторів.

З метою розробки нових адаптованих і оптимізації існуючих інтерпретаційних підходів розглядалися роботи, націлені на вивчення тонкошарових теригенних та карбонатних порід-колекторів.

Розробкою методів дослідження складнобудованих карбонатних колекторів займалися: Б.Ю. Вендельштейн, А.М. Нечай, В.М. Дахнов, В.М. Добринін, Н.З. Заляєв, Г.М. Золоєва, О.Р. Князев, Є.М. Смехов, В.Н. Киркінська, В.М. Курганський, В.В. Ларіонов, Н.В. Манчєєва, Г.Т. Продайвода, Н.В. Фарманова, І.М. Безродна, J. Rasmus, M. Willie та ін. Розробкою методів діагностики складнобудованих теригенних порід-колекторів займалися відомі фахівці: Л.Е. Кнеллер, С.Г. Комаров, А.Є. Кулінкович, М.І. Кузнецов, А.А. Левченко, М.Л. Озерська, В.А. Пантюхін, А.Л. Потапов, Г.Й. Притулко, Н.Ф. Радченко, С.Д. Рябчун, А.І. Сидорчук, Є.В. Чаадаєв, М.І. Шакін, С.М. Шейнман, Т.С. Ізотова, Д.Д. Федоришин, О.М. Карпенко, І.М. Куровець, Bussian, Donaldson, Fertl, Poupon, Herrik та ін. Проте, незважаючи на велику кількість виконаних робіт стосовно дослідження складнобудованих порід-колекторів, проблема вивчення як тонкошарових теригенних, так і карбонатних колекторів із складною структурою пустотного простору залишається до теперішнього часу повністю невирішеною.

Огляд існуючих методик інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів показав, що загальноприйнятих методик надійного прогнозування як якісних, так і кількісних характеристик ємнісно-фільтраційних і нафтопромислових параметрів карбонатних і тонкошарових теригенних колекторів, що характеризуються складним літологічним складом та високою неоднорідністю петрофізичних параметрів, не існує. Це обумовлено тим, що практично всі методики "прив'язані" до конкретних місцевих об'єктів, які характеризуються певними, лише їм притаманними властивостями – мінеральним і речовинним складом, характером будови пустотного простору, відношенням типів пустот, ступенем анізотропії тощо.

З метою вирішення проблеми прогнозування продуктивності карбонатних і тонкошаруватих теригенних колекторів кайнозойського комплексу в межах української частини акваторії Чорного і Азовського морів слід використовувати нові інтерпретаційні підходи, які б ґрунтувалися не лише на адаптованих загальноприйнятих методиках, але й на нових науково-обґрунтованих способах і критеріях, що розглядаються здобувачем у дисертаційній роботі.

У **другому розділі** наведено літолого-петрофізичний аналіз кернавого матеріалу. Зазначено петрофізичні особливості теригенних тонкошарових та карбонатних порід-колекторів кайнозойського комплексу українського сектора Чорного та Азовського морів.

За результатами аналізу узагальнених даних лабораторних досліджень кернавого матеріалу, зібраних з різних джерел, розраховано статистичні характеристики та встановлено кореляційні зв'язки між петрофізичними параметрами порід продуктивних горизонтів кайнозою. Статистичний аналіз показав, що для окремих продуктивних горизонтів неможливо достовірно визначити фільтраційно-ємнісні властивості теригенних тонкошарових гірських порід олігоценного комплексу за моделлю "кern-кern", що обумовлено низькою якістю

вихідних лабораторних аналітичних даних, виконаних в різні часи, та слабкими кореляційними зв'язками між петрофізичними параметрами.

Детальний аналіз петрофізичних характеристик колекторів, геолого-геофізичних та промислових матеріалів показав, що лише комплексний підхід інтерпретації даних ГДС в межах розповсюдження порід-колекторів зі складною структурою порового простору на єдиній методологічній основі дає можливість адекватного виділення об'єктів з підвищеними колекторськими властивостями з метою прогнозування найбільш перспективних ділянок (або зон) на пошуки вуглеводнів.

В розділі наведено адаптовані інтерпретаційні моделі та класичні алгоритми визначення петрофізичних параметрів з метою визначення фільтраційно-ємнісних властивостей відкладів продуктивних горизонтів кайнозойського комплексу.

Для визначення коефіцієнта пористості тонкошарових теригенних порід за значеннями параметра пористості аналізувались 28 моделей (Poupon, Hossin, Simandoux, L. de Witte, A.J. de Witte, Patcheft, Rausch, Patcheft-Rausch, Waxman, Smit, Bardon, Pied, Schlumberger, Clavier, Juhosy, Donn, Alger, Husten, Patcheft-Herrick, Leveaux, Poupon-Leveaux, Raiga-Clemencean, De Witte, С.Г. Комарова, Б.М. Єнікеева, В.А. Єфімова, М.М. Еланського, М.М. Дамаскіна).

Співставлення значень пористості, оцінених за моделями параметра пористості для олігоценових відкладів досліджуваної території, із пористостями, що отримані за аналізами лабораторних досліджень кернавого матеріалу, показало їх відносно невисоку ефективність стосовно точності ($r^2 = 0.46 \div 0.8$).

З метою більш точного визначення коефіцієнта пористості тонкошарових теригенних порід олігоценового комплексу запропонована вдосконалена модель параметра пористості. Модель отримана на основі моделювання геофізичних та петрофізичних параметрів, визначених за даними лабораторних досліджень кернавого матеріалу:

$$P_n = \frac{K_v^2 \cdot \rho_n \cdot \rho_{gl} \cdot \left(1 - \frac{K_{gl} \cdot K_{gl,ш}}{1 - K_{n,gl}} - K_{gl} + \frac{K_{gl}^2 \cdot K_{gl,ш}}{1 - K_{n,gl}} \right)}{\rho_v \cdot \left(\rho_{gl} - \rho_n \cdot K_{gl} + \rho_n \cdot K_{gl} \cdot K_{ш} - \rho_n \cdot \frac{K_{gl} \cdot K_{ш}}{1 - K_{n,gl}} \right)}, \quad (1)$$

де K_{gl} – коефіцієнт загальної глинистості $K_{gl} = K_{gl,p} + K_{gl,ш}$, д.о.; $K_{gl,p}$, $K_{gl,ш}$ – коефіцієнт розсіяної та шаруватої глинистості, д.о.; $K_{ш}$ – коефіцієнт шаруватості, д.о.; $K_{n,gl}$ – коефіцієнт пористості глин, д.о.; K_v , – коефіцієнт водонасиченості, д.о.; ρ_n , ρ_v , ρ_{gl} – питомий електричний опір породи, пластової води та глини відповідно, Ом·м.

Співставлення із даними кернавого матеріалу розрахованих пористостей за параметром пористості запропонованої моделі показало тісні кореляційні зв'язки ($r^2 = 0.85 \div 0.94$).

Визначення пористості карбонатних порід еоцен-палеоценового комплексу за параметром пористості виконувалось за адаптованими моделями (А.М. Нечая, Л.П. Брагіна, В.М. Добриніна, С.Г. Комарова, В.Н. Дахнова), шляхом налаштування

петрофізичних коефіцієнтів на базі даних результатів лабораторних досліджень кернавого матеріалу.

З метою визначення пористості за акустичним каротажем було проаналізовано моделі Віллі-Грегори, Румера-Ханта-Гарднера, В.М. Дахнова та Н.З. Заляєва.

Для олігоценевих тонкошарових порід найтісніший кореляційний зв'язок із даними лабораторних досліджень мають значення пористості, що визначались за моделлю Н.З. Заляєва. Однак, за рахунок суттєвого впливу шаруватості, точність визначення пористості дуже низька для тонкошарових порід із підвищеною глинистістю. Тому було виконано модифікацію моделі Заляєва за корегування впливу шаруватості глини для більш достовірного визначення пористості тонкошарових теригенних порід (рис.1):

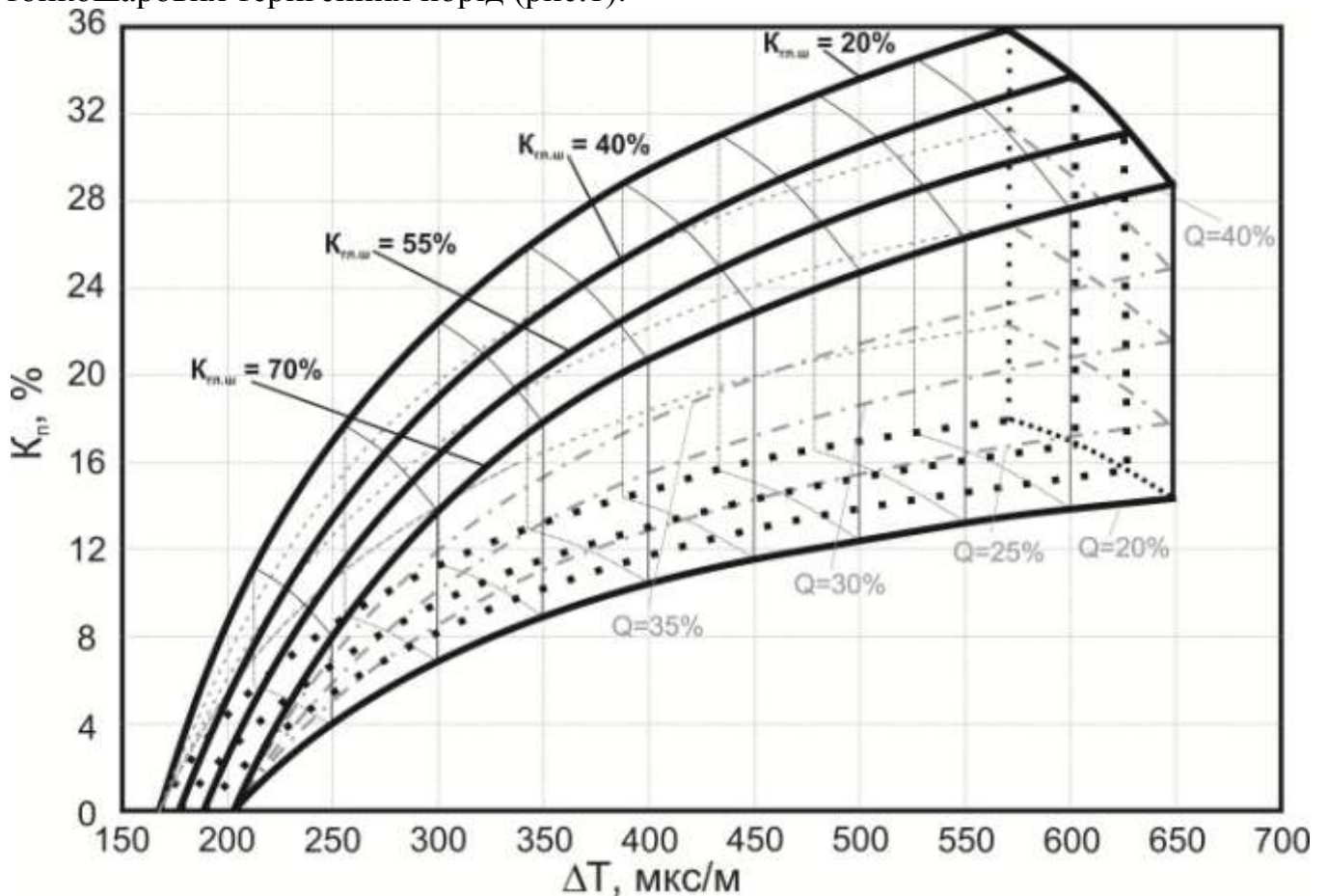


Рис. 1 – Модифікована модель Н.З. Заляєва в палетковому вигляді (для тонкошарових теригенних порід досліджуваної території), де Q – коефіцієнт критичної пористості акустично жорсткої матриці, що залежить від ступеню катагенезу відкладів, д.о.; ΔT – інтервальний час пробігу пружної поздовжньої хвилі по гірській породі, мкс/м; $K_{гн.ш}$ – коефіцієнт шаруватості глинистості, д.о.

Визначення пористості карбонатних порід еоценового та палеоценового комплексів виконувалось за моделями В.М. Дахнова та Віллі-Грегори, що мають найтісніші кореляційні зв'язки із даними лабораторних досліджень кернавого матеріалу.

Оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей за радіоактивним каротажем виконувалась класичними інтерпретаційними методиками.

Проаналізовані інтерпретаційні алгоритми та адаптовані петрофізичні моделі теригенних тонкошарових відкладів олігоцену та карбонатних еоцен-палеоценових відкладів покладені в основу інтерпретаційної експертної системи.

У **третьому розділі** розкрито процес створення інтерпретаційної експертної системи, націленої на визначення літології порід розрізу та петрофізичних параметрів гірських порід, і яка являє собою штучну інтелектуальну систему, що оперує формалізованими знаннями предметної області (петрофізика) з метою виробки рекомендацій та рішень проблем, що виникають під час процесу інтерпретації геофізичної інформації. Інтерпретаційна експертна система, створена на базі оболонки середовища програмування GURU, має блокову структуру (рис.2).

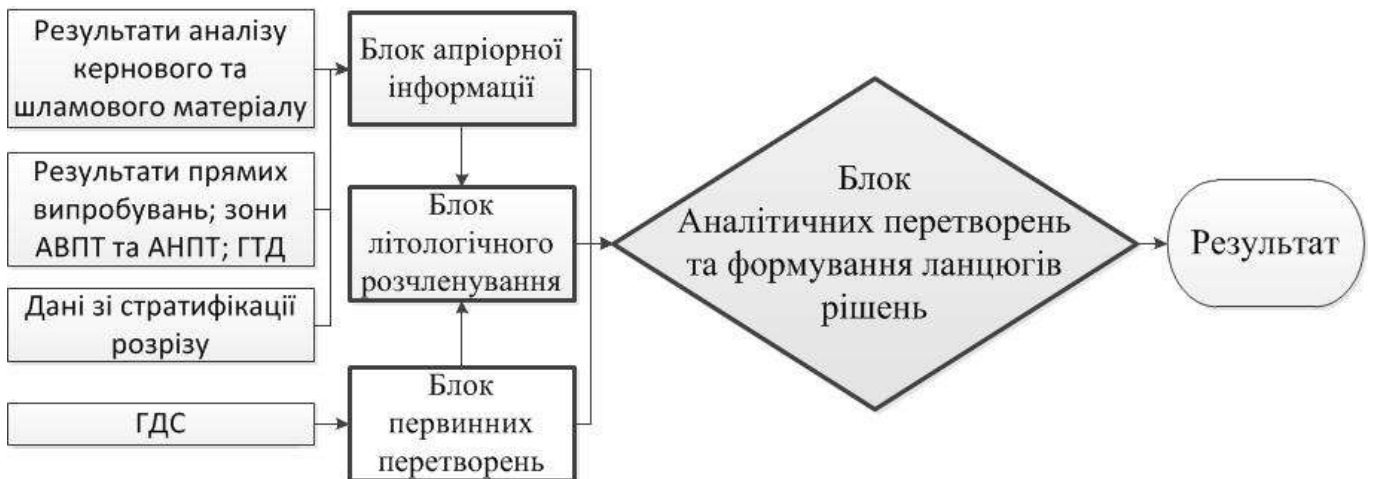


Рис. 2 – Загальна блок-схема інтерпретаційної експертної системи

Блок апріорної інформації оперує даними, що знаходяться в БД, і вміщує літологічний опис за даними кернового та шламового матеріалу; лабораторні результати аналізу кернового матеріалу, шламу, пластового флюїду; результати прямих випробувань, виділені зони АВПТ та АНПТ; ГТД; дані регіональної стратифікації.

В блоці первинних перетворень виконуються корегування кривих за умови запису та вплив свердловини, генерування допоміжних кривих із залученням даних апріорної інформації, на основі яких розраховується максимально можлива кількість результатів, що можуть відповідати зареєстрованим геофізичним параметрам навпроти геологічного об'єкта. Це своєрідний набір варіантів рішень прямих задач.

Розрахований, логічний, максимально можливий масив даних передається до блоку аналітичних перетворень та формування ланцюгів рішень.

В блоці літологічного розчленування реалізується пошарове розчленування розрізу свердловини на літологічні типи гірських порід за допомогою корегованих кривих, отриманих з блоку первинних перетворень, та даних апріорної інформації.

Блок аналітичних перетворень та формування ланцюгів рішень (рис. 3) – найголовніший блок, в якому виконується визначення геолого-петрофізичних параметрів – кінцевий продукт геофізичної інтерпретації. В блоці реалізується аналіз і групування вхідних даних із певним ступенем довіри за правилами, що знаходяться в бібліотеці правил залежно від заданої алгебри перетворень (інтерпретаційної моделі). Правила, що використовуються у ланцюгах, є логічними

правилами, якими керуються люди-інтерпретатори під час інтерпретації геофізичних матеріалів. Їх кількість може постійно збільшуватись із появою нових інтерпретаційних моделей.

Отриманий результат з блоку первинних перетворень (масив розрахованих даних, із результатами блоку літологічного розчленування та блоку апріорної інформації) подається до блоку аналітичних перетворень та формування ланцюгів рішень, де виконується вибір оптимальних петрофізичних параметрів геологічного об'єкту – $K_{неф}$, $K_{не}$, $K_{нег}$ та $h_{еф}$ (ефективної пористості, відкритої пористості, нафтогазонасичення та ефективної товщини).

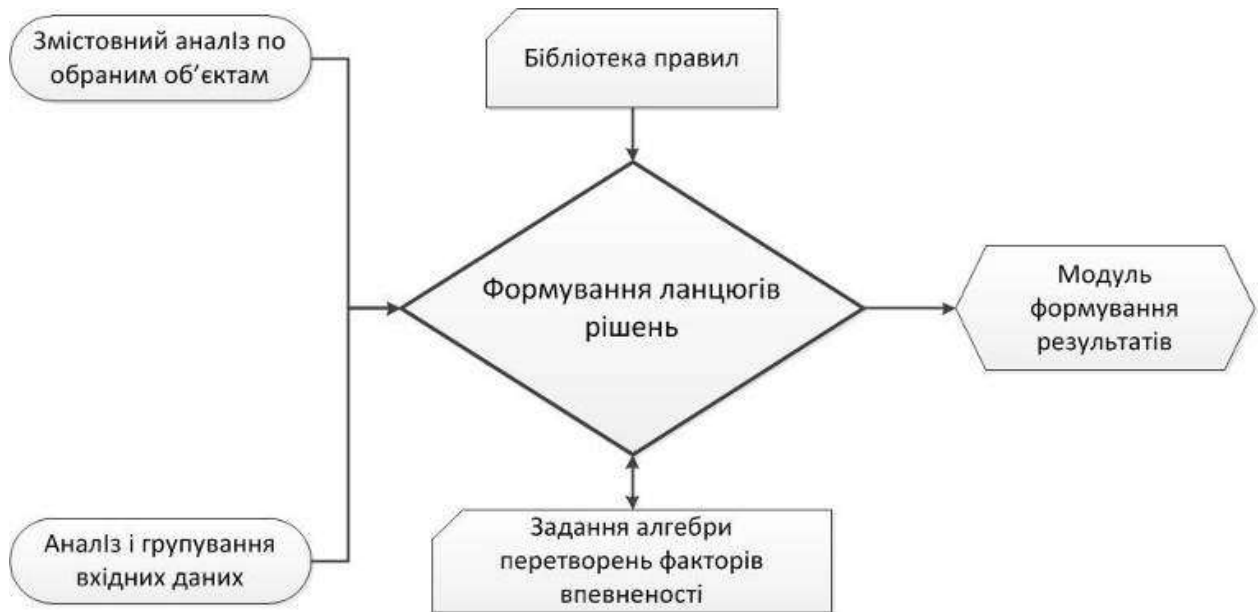


Рис. 3 – Спрощена структура блоку аналітичних перетворень та формування ланцюгів рішень

З метою виділення перспективних об'єктів виконано розчленування продуктивних горизонтів на субгоризонти.

Субгоризонт складається із зони із підвищеними колекторськими властивостями – колекторської частини (продуктивна пачка), що перекривається екрануючою товщею порід-флюїдоупорів – екрануючої частини.

Для виділення колекторської та екрануючої частини субгоризонтів створено рангову класифікацію порід-колекторів та флюїдоупорів кайнозойського комплексу досліджуваної території на петрофізичній основі, що складається з 5 класів (рис. 4).

Для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей, виділення перспективних об'єктів в розрізах свердловин досліджуваної території та встановлення просторового розповсюдження порід-колекторів було виконано інтерпретацію даних ГДС понад 100 свердловин. З цих свердловин була зібрана і проаналізована інформація прямих досліджень. Аналізувалися пласти і відповідно їх класи в інтервалах колекторських і екрануючих частин випробуваних об'єктів в свердловинах. Аналіз показав, що пласти першого та другого класів за фільтраційно-ємнісними властивостями відповідають породам-колекторам. Пласти четвертого та п'ятого класів відповідають породам-екранам. Пласти третього класу, залежно від товщини та класу вищезалігаючих порід, можуть бути або колектором,

або флюїдоупором. Останнє пояснюється тим, що перетин на одиницю довжини каналів фільтрації може бути (для умови наявності колектора) недостатнім або (для умови екрану) достатнім для перешкоджання надлишковим тискам у склепінні покладу (Леворсен, 1970р.).



Рис. 4 – Рангова класифікація порід-колекторів та флюїдоупорів

Основні положення були сформовані на основі аналізу геолого-геофізичних та промислових даних по свердловинах, що були пробурені в межах української акваторії Чорного та Азовського морів:

1. Продуктивна пачка з підвищеними колекторськими властивостями, яка є перспективною в сенсі об'єкту, у якому можуть накопичуватись вуглеводні, існує, коли виконуються умови:

- наявність флюїдоупору над пластом (пластами) колектора;
- достатня ефективна товщина флюїдоупору;
- достатня ефективна товщина колектора.

2. Продуктивна пачка із підвищеними колекторськими властивостями розділяється на флюїдоупорну (верхню) і колекторську (нижню) частини.

3. Породи у розрізі свердловин поділяються на 5 класів:

5-й, 4-й класи – це флюїдоупори, колекторські властивості яких ігноруються;

1-й, 2-й класи – це колектори, флюїдоупорні властивості яких ігноруються;

3-й клас – це і колектор, і флюїдоупор, залежно від того, який клас породи над ним і під ним.

4. Для пластів вводиться поняття критичного значення (товщини), величина якого є критичною при ідентифікації пласта-флюїдоупору, або колектора.

5. Пласт 3-го класу може бути колектором, коли його товщина перевищує критичне значення для колектора.

6. Пласт 3-го класу може бути флюїдоупором, коли його товщина перевищує критичне значення для флюїдоупора.

7. Величина критичного значення флюїдоупора для порід 3-го класу більша, ніж величина критичного значення колектора для порід 3-го класу.

8. Як для товщ флюїдоупорів, так і для товщ колекторів вводиться поняття питомої товщини, яка розраховується як відношення товщини пласта до критичного значення.

9. Як для товщ флюїдоупорів, так і для товщ колекторів вводиться поняття сумарної питомої товщини, яка розраховується, як сума відповідних питомих товщин.

10. Якщо сумарна питома товщина більша за одиницю, то сукупність пластів, до якої відноситься ця сума, є флюїдоупором (для пластів 3-го, 4-го та 5-го класів), або колектором (для пластів 1-го, 2-го та 3-го класів).

11. Одиначні пласти 5-го та 4-го класу з малою питомою товщиною, які знаходяться між пластами 1-го, 2-го та 3-го класу, ігноруються як об'єкти.

12. Приймається, що пласт 3-го класу достатньої товщини з питомою товщиною для флюїдоупору, більшою за одиницю, може слугувати флюїдоупором для пластів 1-го та 2-го класу.

Розчленування розрізу за створеною ранговою класифікацією порід-колекторів та флюїдоупорів і описані концептуальні положення щодо виділення продуктивних пачок на основі рангової класифікації реалізовано в програмі виділення продуктивних субгоризонтів. За допомогою програми виділено продуктивні пачки та породи-екрани в розрізах свердловин кайнозойського комплексу досліджуваної території, що були покладені в основу виділення продуктивних горизонтів.

Аналіз отриманих результатів інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин та інформації прямих досліджень дозволив виділити основні характеристики, що описують досліджувані об'єкти, і на їх основі створити підґрунтя для побудови карт, що будуть використані для виділення перспективних зон для пошуків вуглеводнів.

Для продуктивних пачок та продуктивних горизонтів аналізувались наступні петрофізичні характеристики та параметри неоднорідності: відкрита пористість, проникність, піщанистість, глинистість, сумарна товщина продуктивних пачок, коефіцієнт вертикальної розчленованості, коефіцієнт вертикальної мінливості, комплексний параметр мінливості, середній клас порід, доля класу порід, середній клас порід продуктивних пачок в горизонті, сума товщин продуктивних пачок в горизонті, сумарна якість продуктивних пачок в горизонті, середня піщанистість продуктивних пачок в горизонті, середня пористість продуктивних пачок в горизонті, середня проникність продуктивних пачок в горизонті, дисперсія проникності продуктивних пачок в горизонті, середня глинистість продуктивних пачок в горизонті, кількість продуктивних пачок в горизонті.

З низки статистичних параметрів, що описують узагальнюючу характеристику продуктивного горизонту в шаруватому розрізі свердловини, з точки зору його колекторських властивостей, найважливішими є: сумарна товщина колекторських частин пачок у горизонті; середній клас порід горизонту; кількість

пачок в горизонті; синтетичний параметр якості колекторських властивостей горизонту.

Параметр якості колекторських властивостей горизонту визначається як сумарний добуток загальної товщини продуктивних пачок продуктивного горизонту на інвертований середній клас продуктивних пачок за формулою:

$$Q_e = \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{KL_{cp_i}} \cdot h_{n_i} \right),$$

де KL_{cp_i} – середній клас рангової класифікації i -ї продуктивної пачки; h_{n_i} – товщина i -ї продуктивної пачки; k – кількість продуктивних пачок в продуктивному горизонті.

Визначення статистики петрофізичних характеристик та параметрів неоднорідності для продуктивних горизонтів та продуктивних пачок реалізовано в програмі розрахунку параметрів продуктивних субгоризонтів. За допомогою розробленої програми визначено статистичні характеристики петрофізичних властивостей та параметрів неоднорідності по продуктивних пачках та продуктивних горизонтах.

На основі отриманого масиву даних виконано картування мінливості петрофізичних характеристик з метою визначення перспективних зон накопичень вуглеводнів.

У **четвертому розділі** описані основні отримані результати наукового дослідження.

При випробуванні низки структур в межах перспективних інтервалів, що представлені тонкошаровими теригенними відкладами олігоценного та еоценного комплексів та карбонатних відкладів нижнього еоцену та палеоцену отримані негативні результати, які в першу чергу пов'язані з відсутністю в розрізі кондиційних колекторів.

Слід відзначити, що петрофізичні параметри складнобудованих порід-колекторів, що отримані за даними лабораторних досліджень, за рахунок малої кількості зразків статистично не відображають реальної характеристики досліджуваних об'єктів. Тому, з метою визначення петрофізичних параметрів досліджуваних об'єктів, необхідно виконувати комплексну інтерпретацію даних ГДС, використовуючи єдиний підхід.

Розроблений інтерпретаційний підхід та адаптовані петрофізичні моделі дали змогу виконати переінтерпретацію геофізичних матеріалів на єдиній методологічній основі понад ста свердловин (73 свердловини з території північно-західного шельфу Чорного моря, 25 – з акваторії Азову, 4 - з Прикерченського шельфу).

Отриманий масив даних – статистичні характеристики петрофізичних властивостей, параметри неоднорідності продуктивних горизонтів та продуктивних пачок в межах українського сектора Чорного та Азовського морів, покладено в основу розв'язання геолого-геофізичних задач, в першу чергу – при виділенні перспективних об'єктів на вуглеводні.

Дані розчленування розрізів свердловин кайнозойського комплексу за ранговою класифікацією порід-колекторів та флюїдоупорів, а також кореляції продуктивних пачок було покладено в основу виділення продуктивних горизонтів.

На основі цих даних фахівцями ДП "Науканафтогаз" та автором дисертаційної роботи було виділено продуктивні горизонти в межах стратиграфічних підрозділів кайнозойського комплексу північно-західного та Прикерченського шельфу Чорного моря і акваторії Азову. Приклад виділення продуктивних горизонтів наведено на рис. 5.

Всього в межах кайнозойського комплексу досліджуваної території було виділено 45 продуктивних горизонтів, з них 15 в межах міоценових відкладів, 16 в межах олігоценних відкладів, 10 в межах еоценових відкладів та 4 в межах палеоценових відкладів.

Кореляція продуктивних субгоризонтів була застосована як геометрична основа для виконання просторового прогнозу фільтраційно-ємнісних властивостей та параметрів неоднорідності виділених в їх межах порід-колекторів.

На основі петрофізичного підґрунтя, отриманого за даними інтерпретації матеріалів ГДС та даних розчленування розрізів свердловин за ранговою класифікацією порід-колекторів і порід-флюїдоупорів, виділено перспективні об'єкти на вуглеводні. Приклад виділених об'єктів наведено на рис. 6-7.

Перспективні об'єкти були виділені на основі розрахованих підвищених фільтраційно-ємнісних властивостей, що слугують умовою наявності колектора, та високих значень $K_{нг}$ у порівнянні із водоносними пластами, підтвердженими за даними прямих випробувань.

Непрямим підтвердженням продуктивності виділених об'єктів, що наведені на прикладах, в межах продуктивного горизонту ПН-3 білокам'яньського регіоярису Флангового родовища (рис. 6) та продуктивного горизонту ЕС-1 кумського регіоярису площі Сельського (рис. 7) є отримання з продуктивного горизонту ПН-3 кондиційного припливу газу на площах Голіцина, Безіменна, Шмідта, а з продуктивного горизонту ЕС-1 отриманий приплив газу на Одеській та Шмідтівській структурах.

Виділення в розрізах свердловин порід-колекторів і визначення їх фільтраційно-ємнісних властивостей є важливою задачею, але не кінцевою. Необхідним також є вивчення закономірностей поширення пластів з підвищеними колекторськими властивостям та порід-флюїдоупорів в просторі, що формулює наступну задачу – визначення територій, перспективних на пошуки пасток вуглеводнів, зокрема пасток неантиклінального типу.

Наявні геолого-геофізичні матеріали показують, що відклади кайнозойського комплексу характеризуються сприятливими умовами для формування пасток літологічного та літолого-стратиграфічного типів. За таких умов актуальним є виконання картування зон виклинювання колекторських частин продуктивних субгоризонтів з метою виділення зон з пастками неантиклінального типу.

Для розв'язання наведених вище задач на основі отриманого масиву статистичних характеристик петрофізичних властивостей та параметрів неоднорідності по продуктивних горизонтах та продуктивних пачках були побудовані просторові розподіли для кожного виділеного продуктивного горизонту в межах досліджуваної території, а саме – 45 карт-схем таких параметрів:

- загальна товщина продуктивного горизонту;
- сумарна товщина продуктивних пачок в горизонті;

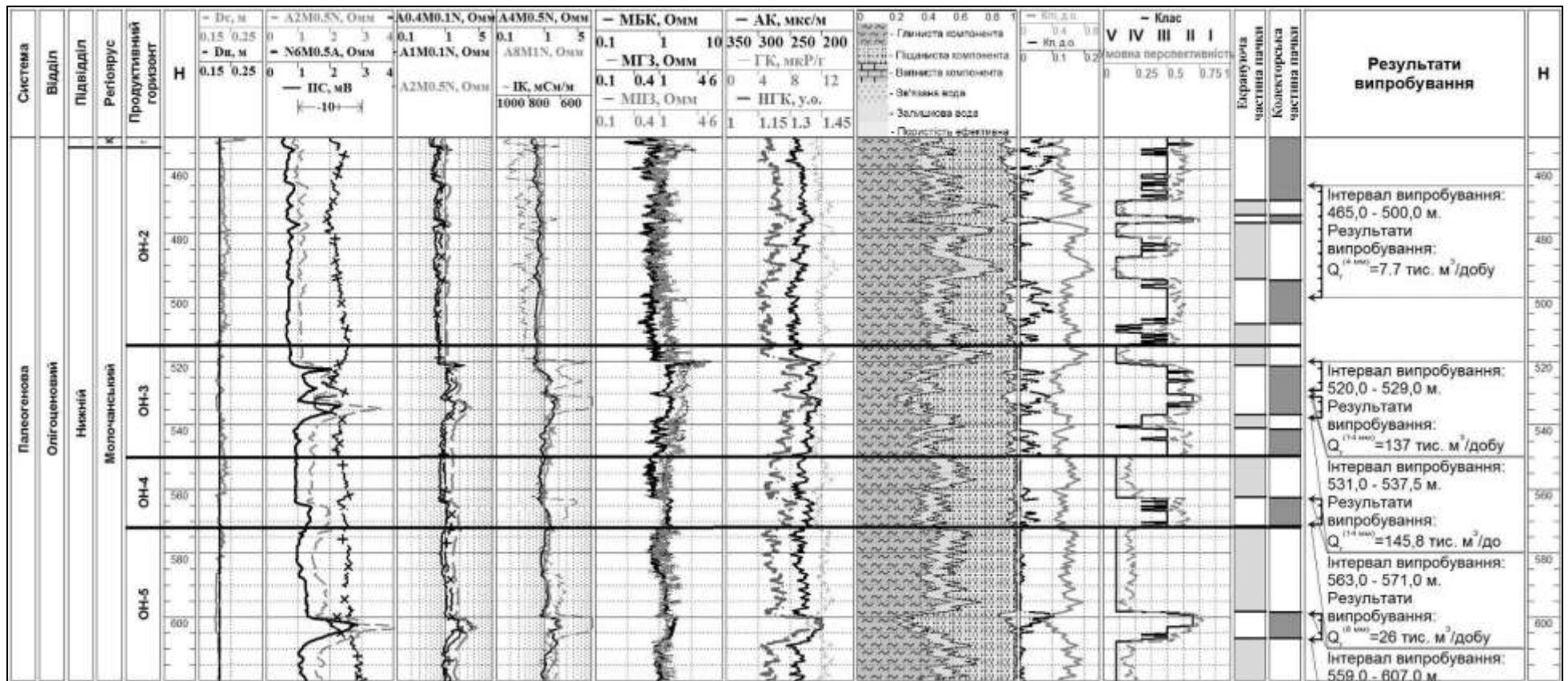


Рис. 5 – Приклад виділення продуктивних горизонтів по розрізі свердловини №7 Голіцинського родовища в межах молочанського регіонарусу нижнього олігоцену

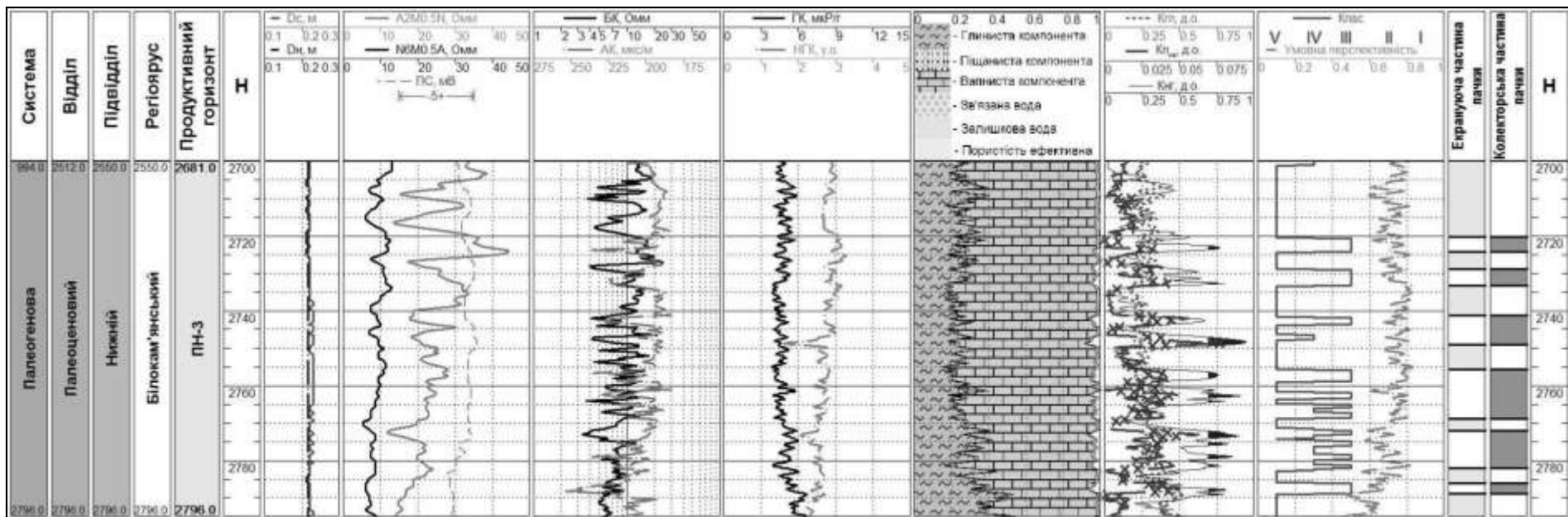


Рис. 6 – Приклад виділення перспективних інтервалів в продуктивному горизонті ПН-3 свердловини №2 Флангового родовища

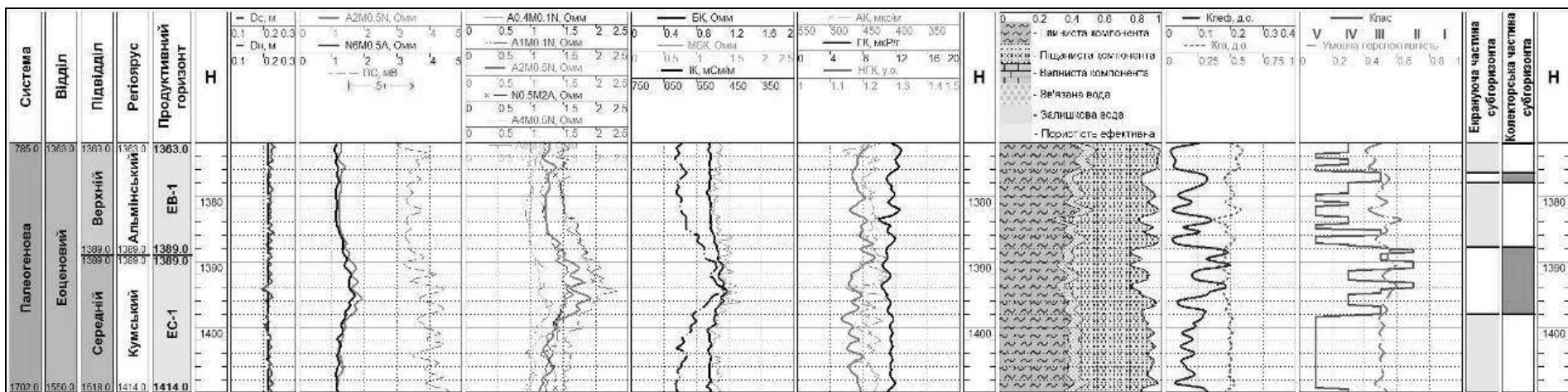


Рис. 7 – Приклад виділення пропущеного перспективного інтервалу в продуктивному горизонті ЕС-1 свердловини №40 площі Сельського

- параметр якості колекторів;
- середній клас продуктивної пачки за ранговою класифікацією порід-колекторів та флюїдоупорів.

Приклад такого просторого розподілу параметрів – карти-схеми сумарної товщини продуктивних пачок та параметра якості колекторів в межах продуктивного горизонту наведено на рис. 8.

На базі отриманого петрофізичного матеріалу та структурних параметрів дисертантом та фахівцями ДП "Науканафтогаз" для олігоценового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря було побудовано 32 карти-схеми розповсюдження зон виклинювання продуктивних горизонтів та 32 карти-схеми зон виклинювання продуктивних пачок.

Приклад виділення зон виклинювання продуктивних горизонтів планорбелового ярусу північно-західної частини шельфу Чорного моря наведено на рис. 9.

За допомогою отриманого картографічного матеріалу, шляхом порівняння діапазонів значень параметра якості та загальних товщин продуктивних пачок із розповсюдженням зон виклинювань пластів-колекторів та продуктивних горизонтів були визначені перспективні зони на пошуки вуглеводнів, що пов'язані із пастками неантиклінального типу.

В межах олігоценового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря у встановлених перспективних зонах було виділено чотири перспективні ділянки на пошуки вуглеводнів, що пов'язані з пастками неантиклінального типу.

ВИСНОВКИ

В результаті проведення досліджень стосовно створення і вдосконалення ефективних методик інтерпретації помислово-геофізичних матеріалів з метою просторового прогнозу фільтраційно-ємнісних властивостей, а також параметрів неоднорідності порід-колекторів продуктивних горизонтів кайнозойського віку українського сектора Чорного та Азовського морів, було отримано наступне:

1. За допомогою виконаної систематизації даних та узагальненого аналізу геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів, результатів петрофізичних досліджень гірських порід продуктивних горизонтів кайнозойського комплексу досліджуваної території поповнено базу даних апріорною інформацією.

2. Створено модель параметра пористості для тонкошарових теригенних порід олігоценового та еоценного комплексів.

3. Вдосконалено інтерпретаційний підхід Н.З. Заляєва визначення пористості за даними акустичного каротажу тонкошарових теригенних відкладів шляхом врахування впливу шаруватої глинистості.

4. Створено експертну систему інтерпретації даних ГДС на базі оболонки середовища програмування інтелектуальної системи GURU, що оперує формалізованими знаннями предметної області (петрофізика) з метою вироблення рекомендацій та розв'язання задач, що виникають під час процесу інтерпретації.

5. Виконано переінтерпретацію матеріалів геофізичних досліджень свердловин в інтервалах кайнозойських відкладів досліджуваної території.

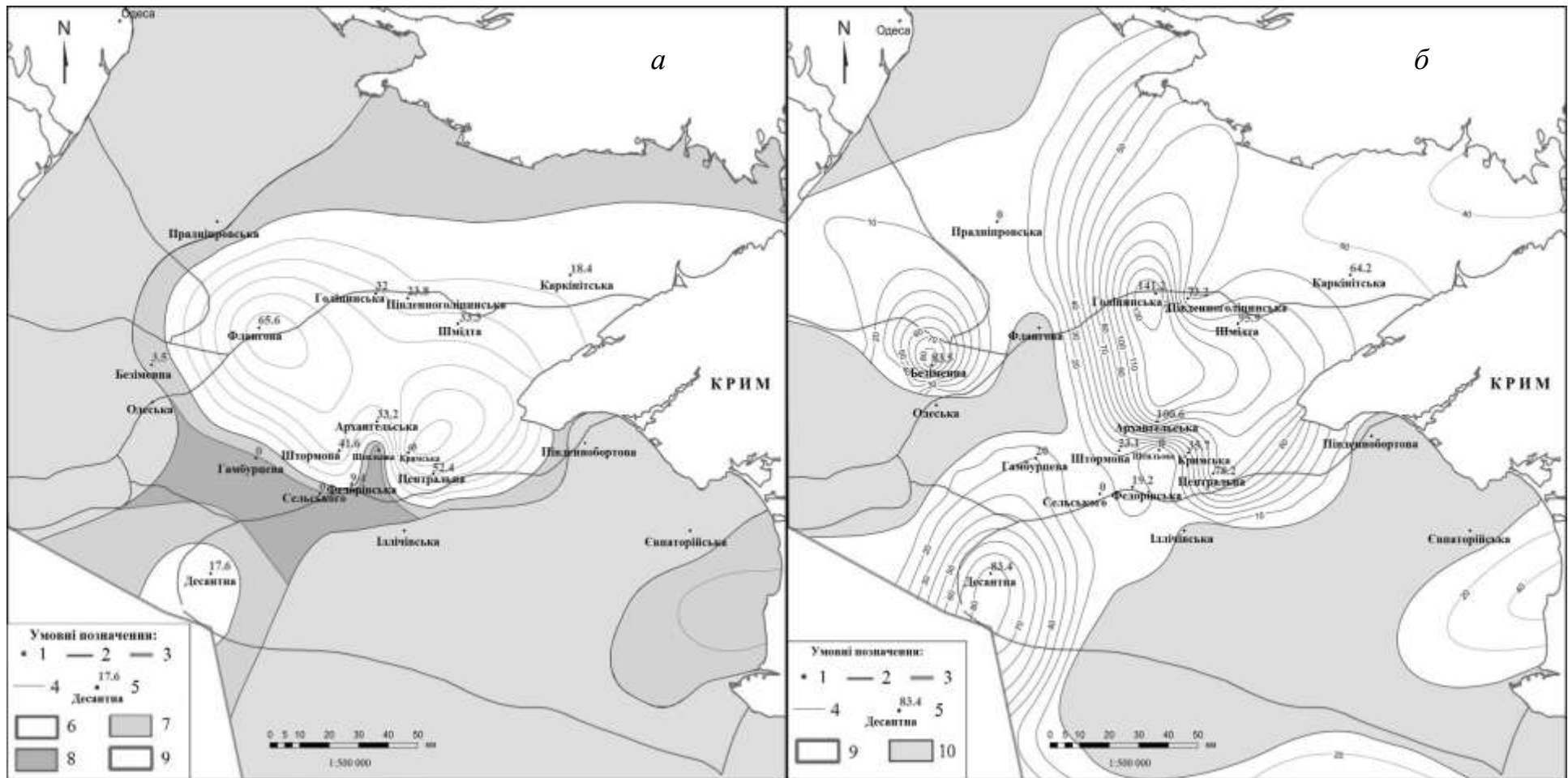


Рис. 8 – а) Сумарні товщини продуктивних пачок в межах продуктивного горизонту ОН-3. б) Параметр якості колекторів продуктивного горизонту ОН-6. 1 – центр структури, 2 – межі тектонічного районування, 3 – лінія розмежування акваторій, 4 – ізолінії сумарної товщини продуктивних пачок, 5 – сумарна товщина продуктивних пачок, м / площа, 6 – лінія виклинювання продуктивних пачок, 7 – малоперспективні зони поширення колекторів, 8 – зони відсутності колекторів у відкладах горизонту, 9 – берегова смуга, 10 – зони відсутності відкладів продуктивного горизонту.

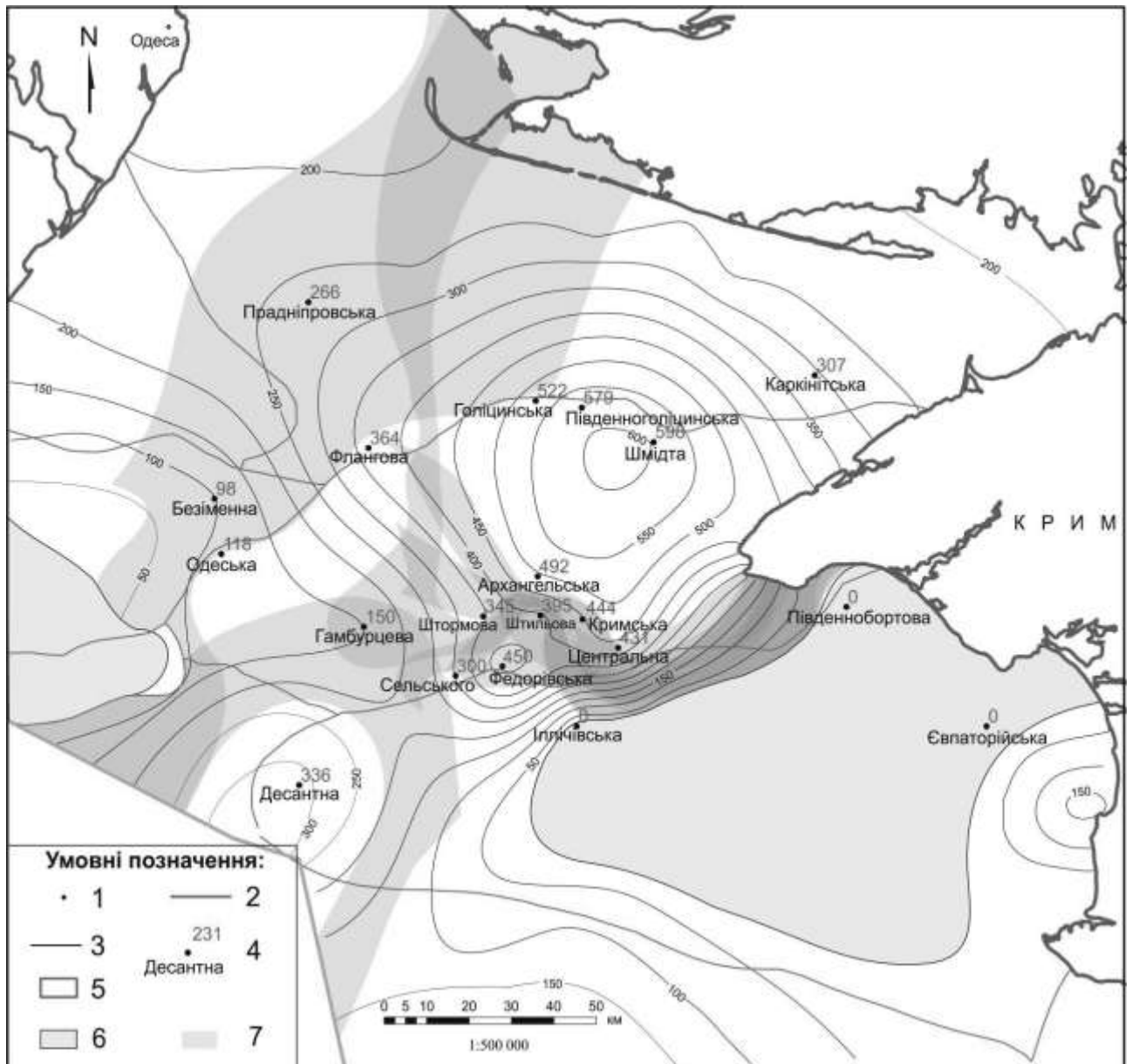


Рис. 9 – Зведені зони виклинювання продуктивних горизонтів планорбелового регіюарусу. 1 – центр структури, 2 – межі тектонічного районування, 3 – ізолінії сумарної товщини відкладів ОН-6-11, 5 – берегова смуга, 6 – зони відсутності відкладів планорбелу, 7 – зони виклинювання продуктивних горизонтів ОН-6-11

6. Для відкладів кайнозою українського сектора Чорного та Азовського морів розроблено рангову класифікацію порід-колекторів та флюїдоупорів на базі інтерпретаційних даних матеріалів ГДС.

7. На базі створеної рангової класифікації порід-колекторів та флюїдоупорів розроблено науково-методичне обґрунтування щодо виявлення в інтервалах розрізів свердловин гірських порід із підвищеними колекторськими властивостями, що перекриваються породами-флюїдоупорами.

8. Уточнено границі продуктивних горизонтів кайнозойського комплексу досліджуваної території.

9. Встановлено просторові мінливості петрофізичних характеристик продуктивних горизонтів та продуктивних пачок кайнозойських відкладів в межах українського сектора Чорного та Азовського морів.

10. Виділено перспективні ділянки на пошуки вуглеводнів, що пов'язані з пастками неантиклинального типу у відкладах олігоцену північно-західного шельфу Чорного моря.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. *Довжок Т.Є.* Нові дані щодо геологічної будови родовища Субботіна. / Т.Є. Довжок, С.Г. Вакарчук, М.В. Харченко, І.І. Іщенко, О.А. Шевченко, **В.А. Мураста** // Международная научно-техническая конференция "Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур": Сб. тез. докладов международной конференции, (Курортне, 19-25 вересня 2010р.). – Феодосия: УкрГГРИ. -2010. –с. 57-61.
2. *Мураста В.А.* Структура експертної системи інтерпретації даних ГДС і особливості підготовки вхідних даних / **В.А. Мураста**, Г.Л. Башкіров // Проблеми нафтогазової промисловості: збірн. наук. праць. Вип. ІХ. – К.: ДП "Науканафтогаз", 2011. – с. 71–78.
3. *Башкиров Г.Л.* Ключевые моменты и трудности в создании Экспертных Систем для интерпретации данных ГИС / Г.Л. Башкиров, А.Н. Карпенко, В.А. Мураста // Международная юбилейная конференция "Промысловая геофизика в 21-м веке. Геоинформационное обеспечение технологий увеличения ресурсной базы углеводородного сырья", (Москва, 10-11, ноября 2011г.): Тез. док. –М. 2011. – с. 75-76.
4. *Вакарчук С.Г.* Літолого-петрофізичні дослідження продуктивних горизонтів кайнозойських нафтогазоносних комплексів північно-західного та прикерченського шельфів Чорного моря та акваторії Азовського моря (за даними ГДС) / С.Г. Вакарчук, Г.Л. Башкіров, І.О. Карпенко, О.В. Маковець, **В.А. Мураста** // Матеріали всеукраїнської конференції "Значення комплексних літо- і біостратиграфічних досліджень під час пошуків нафти і газу": Тез. доп. – Львів, 2011. – с. 18-19.
5. *Мураста В.А.* Експертна система інтерпретації матеріалів ГДС "ГеоЕксперт" / **В.А. Мураста**, Г.Л. Башкіров, О.М. Карпенко, О.В. Маковець // Матеріали ХІ міжнар. наук. конф. "Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти", (Київ, 14-17 травня 2012). – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM): кольор.; 12 см. – Систем. вимоги: Pentium-266; 32 Mb RAM; CD-ROM Windows 98/2000/NT/XP. – Назва з титул. екрану.
6. *Мураста В.А.* До питання виділення продуктивних горизонтів у неогенових та палеогенових відкладах українського шельфу Чорного та Азовського морів / **В.А. Мураста**, Г.Л. Башкіров, О.М. Карпенко // Проблеми нафтогазової промисловості: збірн. наук. праць. Вип. Х. – К.: ДП "Науканафтогаз", 2012. – с. 97–104.
7. *Мураста В.А.* Літологічне експрес-розчленування карбонатно-хемогенного розрізу нафтогазової свердловини / **В.А. Мураста**, О.М. Карпенко // Розвідка та

розробка нафтових і газових родовищ: всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал. - Вип. 1 (42). – Івано-Франківськ, 2012. – с. 135-142.

8. *Карпенко А.Н.* Геолого-геофизическая характеристика нефтегазоносных отложений майкопа украинского сектора Черного и Азовского морей / А.Н. Карпенко, С.А. Выжва, Г.Л. Башкиров, **В.А. Мураста** // Geopetrol – 2012. - с. 375 – 379.

9. *Мураста В.А.* Алгоритм визначення пористості тонкошаруватих відкладів за даними ГДС (на прикладі відкладів майкопської серії української частини шельфу Чорного моря) / **В.А. Мураста** // Геолог України. – 2013. – №1 (41). – С. 78-84.

АНОТАЦІЯ

Мураста В.А. Петрофізичні характеристики та параметри неоднорідності кайнозойських відкладів українського сектора Чорного та Азовського морів. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.22 – Геофізика. – Київський національний університет імені Тараса Шевченка МОН України, Київ, 2013.

Дисертаційна робота присвячена розробці інтерпретаційних алгоритмів визначення петрофізичних характеристик складнопобудованих порід-колекторів та параметрів неоднорідності гірських порід з метою виділення перспективних об'єктів на вуглеводні.

В роботі запропоновано адаптовані петрофізичні моделі до складнопобудованих тонкошарових теригенних та карбонатних порід-колекторів. Описана методика розрахунку петрофізичних властивостей та параметрів неоднорідності гірських порід, що реалізовано у створеній інтерпретаційній експертній системі на базі оболонки середовища програмування, інтелектуальної системи – GURU.

Показано основні переваги розроблених інтерпретаційних заходів, за результатами яких було виділено перспективні об'єкти на вуглеводні.

Ключові слова: експертна система, складнопобудований тип колектора, теригенні тонкошарові породи-колектори, карбонатні породи-колектори, петрофізичні моделі.

АННОТАЦИЯ

Мураста В.А. Петрофизические характеристики и параметры неоднородности кайнозойских отложений украинского сектора Черного и Азовского морей. - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.22 - Геофизика. - Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко МОН Украины, Киев, 2013.

Диссертационная работа посвящена разработке интерпретационных алгоритмов определения петрофизических характеристик сложнопостроенных пород-коллекторов и параметров неоднородности горных пород с целью выделения перспективных объектов на углеводороды.

Петрофизические параметры сложнопостроенных терригенных и карбонатных пород-коллекторов кайнозойского комплекса исследуемой территории, полученные по результатам лабораторных исследований кернового материала, статистически не отображают реальной характеристики исследуемых объектов. А отрицательные результаты испытаний перспективных интервалов указывают на малую изученность литолого-петрофизических особенностей исследуемых пород и малую эффективность ранее используемых интерпретационных алгоритмов, что привело к необходимости разработки новых способов интерпретации оценки фильтрационно-емкостных свойств.

В диссертационной работе предложены петрофизические модели, адаптированные для сложнопостроенных тонкослоистых терригенных и карбонатных пород-коллекторов изучаемой территории.

Для тонкослоистых терригенных пород предложена усовершенствованная модель параметра пористости с учетом влияния слоистости и модернизированная модель Н.З. Залаяева при определении пористости по акустическому каротажу путем корректировки влияния слоистой глинистости.

Описаны способы выделения пород-коллекторов на петрофизической основе и разработанной классификации пород-коллекторов и пород-флюидоупоров. А также новые подходы к разделению сложнопостроенных пород-коллекторов по геофизическим характеристикам на продуктивные и непродуктивные.

Разработанная методика расчета петрофизических свойств и параметров неоднородности горных пород реализована в виде интерпретационной экспертной системы на базе оболочки среды программирования, интеллектуальной системы - GURU.

Интерпретационная экспертная система показала существенное преимущество в процессе получения результатов при лимитированном времени, выбирая наиболее оптимальное решение в кратчайшие сроки, руководствуясь объективными правилами и алгоритмами, которые используют эксперты-интерпретаторы.

В результате работы экспертной системы формируется набор искомых параметров и рекомендаций; по запросу могут быть представлены логические разъяснения выбора алгоритмов решений. Система отличается особенностью формирования знаний и опыта интерпретации для различных типов разрезов на основе накопленной априорной информации.

На основе разработанных способов интерпретации данных геофизических исследований скважин выделены перспективные нефтегазоносные объекты в акватории Черного моря.

Сопоставление полученных результатов интерпретации с данными прямых методов исследований показало высокий уровень достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород и прогноза продуктивных интервалов в разрезах скважин.

Ключевые слова: экспертная система, тип сложнопостроенного коллектора, терригенные тонкослоистые породы-коллекторы, карбонатные породы-коллекторы петрофизические модели.

SUMMARY

Murasta V.A. Petrophysical properties and parameters of the heterogeneity of Cenozoic sediments of Ukrainian sector of the Black Sea and the Azov Sea. - Manuscript.

Dissertation for the degree of geological sciences, speciality 04.00.22 - Geophysics. - Kyiv National Taras Shevchenko University of MES of Ukraine, Kyiv, 2013.

This thesis is devoted to the development of interpretive algorithms of the petrophysical characteristics determining of the complicated structure of reservoir rocks and the parameters of the rocks inhomogeneity for the purpose of detection of hydrocarbons promising targets.

This paper suggests a customized petrophysical models of complicated thin-clastic and carbonate reservoir rocks. The methodology of calculation of petrophysical properties and parameters of the heterogeneity of rocks, which are implemented in the created interpretive expert system based on shell programming environment, an intelligent system – GURU, has been described.

The basic advantages of the developed methods of interpretation has been shown and the prospective hydrocarbons objects was allocated based on the results of these studies.

Keywords: expert system, the type of complex reservoirs, thin-clastic reservoir rocks, carbonate reservoir rocks, petrophysical model.