

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

Потятинник Тарас Володимирович

УДК 551.782+550.832+553.981.2

**ПІДВИЩЕННЯ ІНФОРМАТИВНОСТІ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
ДЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ІНТЕРВАЛІВ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕНИХ
ПОРІД НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ
ПЕРЕДКАРПАТТЯ**

04.00.22 – Геофізика

Автореферат

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ – 2018

Дисертацією є рукопис

Роботу виконано в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України

Науковий керівник:

доктор геологічних наук, професор
Федоришин Дмитро Дмитрович,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
Міністерство освіти і науки України
(м. Івано-Франківськ),
завідувач кафедри нафтогазової геофізики

Офіційні опоненти:

доктор геологічних наук, професор
Коболєв Володимир Павлович,
Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна
НАН України (м. Київ),
головний науковий співробітник

кандидат геологічних наук
Старостін Андрій Вікторович,
ПАТ «Укрнафта» (м. Київ),
головний геофізик

Захист дисертації відбудеться “15” лютого 2019 р. о 11⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись у бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15).

Автореферат розісланий “11” січня 2019 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради,
кандидат геологічних наук, доцент

В. В. Федорів

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Зниження видобутку вуглеводнів у процесі розробки нафтогазових родовищ в Карпатській нафтогазонасній провінції зумовлене як об'єктивними, так і суб'єктивними чинниками. До об'єктивних чинників можна віднести те, що значна кількість розвіданих родовищ перебуває на завершальній стадії розробки, і є виснаженими, що знижує видобуток вуглеводнів. Зниження видобутку вуглеводнів у значній мірі також зумовлене таким явищем як обводнення продуктивних пластів, відсутністю засобів для запобігання такому процесу. Окрім цього, необхідно також відмітити і зниження інформативності та ефективності окремих геофізичних методів досліджень, використовуваних для розробки родовищ зі складним глинисто-пісчаним розрізом. Враховуючи наведене вище, для вирішення цього завдання необхідно обґрунтувати та впровадити у виробництво нові геолого-геофізичні технології, які забезпечать підвищення достовірності отриманих геофізичних даних про кількісні петрофізичні параметри гірських порід, що сприяють обводненню продуктивних пластів.

Універсальні методи обробки та інтерпретації результатів свердловинних геофізичних досліджень здебільшого забезпечують виділення порід-колекторів у геологічних розрізах та дозволяють обґрунтувати підрахункові параметри для підрахунку і оцінювання запасів вуглеводнів. В умовах складнобудованих геологічних розрізів (тонкошаруватість відкладів, складна структурна будова матриці порід-колекторів, заглинизованість та ін.) необхідно вдосконалювати методичні способи інтерпретації даних ГДС, а також створювати фільтраційні моделі покладів, що є актуальним завданням у процесі розвідки та експлуатації нафтогазонасичених порід-колекторів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота носить науково-прикладний характер, входить до комплексу тематичних планів НАК «Нафтогаз України» і спрямована на нарощування видобутку нафти і газу, окреслених Національною програмою «Нафта і газ України до 2035 року».

Мета і завдання дослідження. Основною метою роботи є підвищення інформативності результатів геолого-геофізичних досліджень складнобудованих геологічних розрізів та побудова фільтраційної моделі продуктивних відкладів неогенової системи газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпаття.

Для реалізації поставленої мети необхідно розв'язати такі завдання:

1. Проаналізувати та узагальнити сучасний стан виділення порід-колекторів і оцінити їхні фільтраційно-ємкісні характеристики, а також окреслити напрями наукових досліджень.

2. Обґрунтувати та створити петрофізичну основу для інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

3. Дослідити можливості електричних та радіоактивних методів для оцінювання ємнісних і фільтраційних властивостей порід-колекторів, а також визначення характеру їхнього насичення.

4. Проаналізувати взаємозв'язки природного і наведеного гамма-поля для порід неогенового віку з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом і дослідити відображення геологічних характеристик порід-колекторів у

природному радіоактивному і нейтронному полях.

5. Розробити методику оцінювання ступеня карбонатності цементу породи і побудувати модель проникності, з урахуванням типу цементу, за результатами геофізичних досліджень.

6. Побудувати, як приклад, фільтраційну модель відкладів сарматського ярусу Хідновицького родовища за геофізичними даними, яка дозволить запобігти процесу обводнення продуктивних пластів.

Об'єкт дослідження. Породи, що виповнюють неогенові відклади газових родовищ Більче-Волицької зони.

Предмет дослідження. Геофізичні та петрофізичні характеристики складнобудованих порід-колекторів, а також чинники, що впливають на достовірність виділення інтервалів обводнення геофізичними методами.

Методи дослідження. Статистична обробка результатів експериментальних лабораторних досліджень взірців керна і даних свердловинних геофізичних досліджень продуктивних порід у відкладах неогенової системи. Аналіз теоретичних і експериментальних моделей взаємозв'язків петрофізичних параметрів продуктивних відкладів.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

1. Вперше встановлено, що в неогенових відкладах газових родовищ Більче-Волицької зони наявні дві групи порід, які характеризуються притаманними тільки їм петрофізичними та фізичними параметрами, що обумовлені літолого-фаціальними умовами формування покладу вуглеводнів.

2. Вперше для оцінювання структурних та фільтраційних параметрів складнобудованих порід-колекторів неогенових відкладів обґрунтовано петрофізичні багатомірні взаємозв'язки і доведено їхню ефективність при встановленні шляхів обводнення газонасичених пластів.

3. Вперше запропоновано методику врахування параметрів розподілу зерен за діаметром у матриці породи для визначення коефіцієнта газової проникності порід-колекторів.

4. Удосконалено методику визначення коефіцієнта газової проникності для порід неогенового віку з урахуванням ступеня їхньої карбонатності на основі побудованої фільтраційної моделі неогенових відкладів Хідновицького газового родовища.

Практичне значення одержаних результатів. Теоретичні положення і науково-практичні висновки, що розроблені та обґрунтовані в дисертаційній роботі, реалізовуватимуться в процесі інтерпретації і переінтерпретації результатів геолого-геофізичних досліджень пошукових та розвідувальних свердловин нафтогазоконденсатних родовищ Передкарпатського прогину.

Встановлені комплексні багатомірні петрофізичні взаємозв'язки можна використати у процесі визначення граничних значень підрахункових параметрів, а також визначення напрямків обводнення продуктивних пластів, що гарантуватиме достовірність оперативних геофізичних висновків.

Отримані результати наукових досліджень буде використано в навчальному процесі для викладання дисциплін «Контроль за розробкою нафтогазових родовищ»

та «Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ».

Особистий внесок здобувача. Основний фактичний матеріал здобувач дисертаційної роботи зібрав в статусі здобувача наукового ступеня кафедри НГГ ІФНТУНГ. Проаналізував результати геолого-геофізичних досліджень складнопобудованих неогенових відкладів Хідновицького газового родовища, виділив основні чинники, що сприяють обводненню продуктивних пластів та знижують інформативність даних геофізичних досліджень.

Теоретичні основи та результати, висновки і наукова новизна, що винесені на захист, отримані здобувачем одноосібно і опубліковані та висвітлені у фахових науково-метричних виданнях.

Апробація результатів дисертації. Результати наукових досліджень, викладених у дисертації, доповідались на науково-практичних конференціях, а саме: Міжнародній науковій конференції «Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології» (м. Київ, 2014); Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази». (м. Івано-Франківськ, 2018).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 11 праць, з них – 6 статей у фахових та закордонних виданнях, 2 у матеріалах і тезах науково-практичних конференцій та 3 у інших наукових виданнях.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел (98 найменувань), шести додатків. Повний обсяг дисертації – 194 сторінки друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого шістьма таблицями та 35 рисунками.

Роботу виконано під керівництвом доктора геологічних наук, професора Федоришина Д. Д., якому автор висловлює щирю вдячність за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність проблеми, сформульовано мету і завдання досліджень, зазначено наукову новизну отриманих результатів, їхню практичну цінність та особистий внесок здобувача, наведено інформацію про апробацію дисертаційної роботи, її загальну структуру тощо.

Перший розділ дисертації присвячено розгляду, аналізу і узагальненню результатів геолого-геофізичних досліджень науковців та виробничників, які було виконано протягом сорока і більше років, у напрямі вивчення формування покладу, пошуків та його видобутку. Поруч із цим обґрунтовано вклад науковців у розвиток методології та технології геофізичних досліджень складнопобудованих порідколекторів і висвітлено особливості геологічної будови Хідновицького газового родовища.

Розвиток геофізичних технологій дослідження геологічних розрізів бере початок у ХХ столітті та пов'язаний із роботами таких науковців як Понтекорво Б. М., Конрада і Марселя Шлюмберже, Фока В. А., Альпіна Л. М., Шеймана С. М., Вендельштейна Б. Ю., Дахнова В. Н., Добриніна В. М.,

Латишової М. Г., Комарова С. Г., Арчі Г. Е. та ін. За результатами наукових досліджень зазначених вище вчених були розроблені і теоретично обґрунтовані основні методи свердловинних геофізичних досліджень, зокрема: електричний, електромагнітний, метод самочинних потенціалів, викликаної та спонтанної поляризації, радіоактивні, акустичні та інші методи.

Поряд із цим були створені перші методики обробки даних свердловинних геофізичних досліджень, а також основні базові петрофізичні моделі взаємозв'язків між параметрами, що характеризують фізичні властивості гірських порід та їхніх відображень у геофізичних полях.

В Україні значний вклад у розвиток теорії становлення ГДС зробили такі вчені: Кулінкович А. Е., Федорович Т. Б., Ізотова Т. С., Кнішман О. Ш., Шпарик В. І., Грицишин В. І., Федоришин Д. Д., Красножон М. Д., Вижва С. А., Курганський В. М., Карпенко О. М., Старостенко В. І. Коболєв В. П. та ін.

За результатами їхніх досліджень характеристику геологічного середовища описано на основі модель-аналогів, або моделей, побудованих за даними експериментальних досліджень керну, що визначають взаємозв'язки між геофізичними параметрами та колекторськими властивостями пластів.

Такі моделі є основою проведення інтерпретації геофізичної інформації при розв'язанні геологічних задач із оцінювання плинності, водонасичення та проникності продуктивних пластів і фізичних параметрів вміщуючих порід.

Однак слід зазначити, що проблема, яка виникає під час вирішення зазначених вище завдань пов'язана із невизначеністю зв'язку геологічних характеристик та фізичних параметрів окремих літотипів. Це зумовлене тим, що геологічні характеристики відкладів, що виповнюють літолого-стратиграфічні комплекси, не завжди відображаються у геофізичних полях, внаслідок низької роздільної здатності електричних методів та недостатньої чутливості геофізичних приладів, за допомогою яких виконують вимірювання у свердловинах. Зокрема це є характерним для геологічних розрізів складної будови неогенової системи Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. У зв'язку з зазначеним вище, детальна геологічна модель родовища має бути адаптована до реального середовища системою рівнянь, що враховують експериментальні та свердловинні, фізичні і петрофізичні параметри, а також описують літологічну будову та структурні характеристики гірської породи. Окрім цього, геофлюїдальна модель має забезпечити врахування ризиків обводнення продуктивних пластів.

Одним із основних чинників, що сприяють обводненню порід, є неоднорідність пластів за товщиною і проникністю води вздовж їхнього простягання по площі покладу. Водонасичена частина товщі в неоднорідному пласті збільшується внаслідок різноманітних перетоків між слабопроникними ділянками і пропластками локального підтягування води в зонах з вертикальним напрямком градієнтів тисків. Інтенсивність обводнення також збільшується, якщо за ділянкою злиття пластів вздовж напрямку руху води є зона різкого погіршення коефіцієнта проникності у водоносному пласті.

Використання геофізичних методів дослідження свердловин на цьому етапі розроблення родовищ дозволяє визначити коефіцієнт проникності за даними ГДС та побудувати фільтраційну модель родовища, використавши результати досліджень

розвідувальних і експлуатаційних свердловин, що забезпечить виділення фільтраційної неоднорідності продуктивної товщі, і розробити заходи щодо запобігання їхньому обводненню.

У другому розділі розглянуто особливості геологічної будови Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину на прикладі Хідновицького, Вижомлянського, Летнянського газоконденсатних родовищ. Необхідно відмітити, що за основу геологічної будови району прийнята схема тектонічного районування Передкарпатського прогину запропонована у 1949 р. Богдановим А. А.. Відповідно до цієї схеми прогин поділяється на дві зони: Внутрішню та Зовнішню (Бориславсько-Покутську та Більче-Волицьку). До Більче-Волицької зони належить частина прогину, а саме Крукеницька западина, розрізи якої вповнені відкладами рифею, палеозою, мезозою та кайнозою. Всі наведені вище літолого-стратиграфічні комплекси характеризуються притаманними тільки їм ознаками та умовами формування покладів нафти і газу. Рифейські відклади газових та газоконденсатних родовищ розкриті в основному у північно-західній частині прогину. Бориславсько-Покутська зона прогину вповнена відкладами верхньої крейди, палеогену та неогену, які формувалися на краю Карпатської геосинкліналі або були сформовані в результаті тектонічних утворень та переміщень літолого-стратиграфічних товщ у східному напрямку, накриваючи сарматські відклади Більче-Волицької зони. Амплітуда насуву в районі розміщення нафтогазових родовищ за даними буріння та сейсморозвідки складає 8-10 км.

Початок формування Більче-Волицької зони пов'язують із раннім баденом, коли вся територія була покрита морем. При цьому відмічається, що занурення цієї території відстає від геологічних утворень Бориславсько-Покутської зони, що відбилось на процесі формування геологічного розрізу.

Необхідно відмітити, що умови, в яких формувались відклади структурно-тектонічних поверхів неогену Більче-Волицької зони, зумовили особливості будови матриці порід-колекторів, визначили мінливості їхніх фізичних та петрофізичних параметрів.

Уявлення про геологічну будову порід-колекторів газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони базується на даних геолого-геофізичних досліджень, зокрема матеріалах сейсморозвідки і результатів буріння пошукових свердловин. У тектонічному відношенні газові та газоконденсатні родовища Більче-Волицької зони приурочені до Крукеницької западини, що обмежена із північного сходу Краковецьким регіональним розломом, а з південного заходу Передкарпатським глибинним розломом, який фактично вважають границею Більче-Волицької та Бориславсько-Покутської зон.

Фундамент Крукеницької западини вповнений сильно дислокованими, метаморфізованими породами рифею. Здебільшого це серицитові і хлоритово-серицитові сланці, зеленувато-сірі із сріблястим блиском, щільні, слюдисті по площинами нашарування, жирні на дотик. Рідше бувають прошарки і включення темно-бурих та жовтуватих філітів. Окрім цього, відмічаються також незначні за товщиною прошарки алеволітів зеленувато-сірих, дрібнозернистих, ущільнених.

Особливості геологічної будови неогенових відкладів баденського ярусу полягають у тому, що в розрізі літолого-стратиграфічних комплексів відмічається

ряд реперних та опорних пластів, які є однотипними як за літологією (тираська свита, гіпсоангідритовий горизонт), так і за складом та потужністю відкладів (баранівські верстви – мергелі, аргіліти та глини). Такі особливості геологічної будови, зокрема баранівські верстви, виділяються на кривих електричних методів зниженими значеннями питомого електричного опору, незначними величинами відносної амплітуди методу самочинної поляризації ($\alpha_{\text{пс}}$), підвищеними значеннями нейтронного гамма-каротажу.

Сарматський ярус неузгоджено залягає на розмитій поверхні верхнього бадену і представлений відкладами дашавської свити. Характерною особливістю будови геологічного розрізу дашавської свити є ритмічність перешарування глинистих та піщанистих порід. При цьому кожен ритм починається глинистими породами, що вверх за розміром, поступово збагачуються піщанистими та алевритистим матеріалом. У кінці кожного ритму глинисті породи повністю заміщуються пісковиками. Окрім зазначених вище особливостей геологічної будови неогенових відкладів сарматського ярусу, дашавської свити є те, що в основі кожного ритму здебільшого наявні прошарки туфітів невеликої потужності. На кривих електричного каротажу (стандартного бокового та бокового каротажного зондування) туфогенні прошарки відмічаються мінімальними значеннями питомого електричного опору, а за високого вмісту піриту та піротину – чітко вираженими максимальними значеннями показів самочинних потенціалів ($\alpha_{\text{пс}}$).

Особливість тектонічної будови Хідновицького газового родовища полягає в тому, що неогенові породи залягають на розмитій поверхні рифею у вигляді брахіантиклінальної складки, склепіння якої розташоване на території Польщі. Така будова обумовлює морфологію структури пластів по покрівлі горизонтів НД-1, ВД-1, ВД-13 та ВД-14, які суттєво змінюються від замку складки у всіх напрямках у міру заглиблення складки. Така особливість впливає на формування поверхні неогенових відкладів у вигляді еліпсів із більш давніми пластами всередині і більш молодими на зовні складки.

У літологічному відношенні основні поклади газу приурочені до потужної товщі піщано-алевролітових відкладів дашавської свити сарматського ярусу. У зв'язку з особливостями геологічної будови родовища, відповідно сформувалися породи-колектори та покришки із широким діапазоном зміни фізичних і петрофізичних властивостей та їхніх параметрів. Основні поклади газу сконцентровані у пісковиках та алевролітах нижньодашавської та, в окремих горизонтах, верхньодашавської підсвіти.

Петрофізична характеристика порід-колекторів дашавської свити дозволила встановити, що в північно-західній ділянці структури переважають середньо-пористі пісковики (заглинизовані) і алевроліти, а в південно-східній частині в основному домінують середньо- та високопористі пісковики. Тип цементування цих порід – базальний, порово-базальний, цемент – глинисто-карбонатний і карбонатний. У процесі буріння такого типу розрізу, породи особливо слабозцементовані, розбурюються і розсипаються у пісок. У результаті цього процесу втрачається можливість встановити ефективні товщини колектора за результатами геологічних та комплексних свердловинних геофізичних досліджень.

Детальний аналіз результатів свердловинних вимірювань та лабораторних

даних експериментальних досліджень керну показав, що на покази комплексних геофізичних досліджень геологічних розрізів сарматського ярусу суттєво впливає вміст гідрослюди́стих та акцесорних мінералів. В основному це стосується мінералів, що зумовлюють електронну провідність порід діелектриків, які є колекторами нафти і газу. Наявність акцесорних мінералів, до складу яких входять торій, уран, калій у пісковиках та алевролітах неогенових відкладів сарматського ярусу, підвищує їхню радіоактивність у десятки разів, що є значно більшим, ніж кларкові значення. Отже, в процесі пошуку вуглеводнів та виділенні піщаників як потенційних колекторів, а глинистих пластів – як покришок, результати електричних та радіоактивних методів є викривлені і знижують комплексну інформативність геофізичних досліджень, що відображається на встановленні фактичних петрофізичних та колекторських параметрів гірських порід. Разом із тим знижується інформативність геолого-геофізичних досліджень при встановленні причин та шляхів обводнення газонасичених пластів. Детальне петрофізичне дослідження порід сарматського ярусу дозволило нам виділити в геологічному розрізі Хідновицького газового родовища дві групи порід. У першій групі домінують літотипи, що характеризуються значними відмінностями гранулометричного складу. Породи цієї групи характеризуються подібністю уламків кварцу та незначними домішками мінералів циркону, ілліту, лімоніту, рутилу, анатазу, турмаліну. У цій групі наявні кварцити, алевроліти, алевритисті аргіліти та вапняки.

У другій групі відмічено породи з різними співвідношеннями основних та другорядних, аутигенних мінералів у складі цементу. Основними в цементі породи цієї групи є гідрослюда, ілліт, моитморилоніт, у вигляді фракцій розміром 0,01 мм і менше, а також глинисто-приховані кристалічні токодисперсні маси та кальцит. Другорядними мінералами в цементі породи є каолініт, кварц, хлорит, глауконіт, халцедон, арагоніт (у залишках фауни) і фосфорит.

Отже, встановлені та виділені нами різновиди порід неогенових відкладів сарматського ярусу Хідновицького родовища показали, що здебільшого у літологостратиграфічних товщах переважають породи другої групи. Різні співвідношення уламкових компонентів у складі матриці порід цієї групи зумовлені древніми змінами приносу уламків і визначають їхні колекторські властивості.

Третій розділ присвячений дослідженню можливостей і ефективності використання свердловинних геофізичних методів для визначення коефіцієнта проникності порід неогенового віку з карбонатно-глинистим та глинисто-карбонатним цементом для побудови фільтраційної моделі.

Фільтраційну модель продуктивних порід-колекторів використовують на етапі розробки газових родовищ для контролю за обводненням та оцінювання ефективності вилучення запасів вуглеводнів. Використання тільки лабораторних аналізів керну для визначення проникності продуктивних пластів ускладнює розв'язання задачі побудови фільтраційної моделі. У цьому випадку значну інформацію дозволяють отримати методи ГДС. Однак складна будова літологостратиграфічних товщ неогенових відкладів та порід-колекторів, які їх виповнюють, знижує інформативність комплексних геофізичних досліджень і не завжди дозволяє однозначно вирішити поставлене завдання. Підвищена інформативність результатів

ГДС у значній мірі визначається мінералогічним складом породи, типом цементу, співвідношенням глинистого та карбонатного матеріалу.

У роботі проведено стохастичний аналіз взаємного розподілу параметрів, що характеризують фільтраційно-ємнісні властивості порід продуктивного комплексу (коефіцієнт проникності, відкрита пористість і карбонатність) неогенових відкладів сарматського ярусу. Для дослідження розподілу цих параметрів використані результати петрофізичних експериментальних вимірювань на зразках керну, відібраного з сарматських відкладів Вижомлянського, Летнянського і Хідновицького газових родовищ.

Результати досліджень показали, що на величину пористості і проникності колектора впливає карбонатність породи, а на фоні загального взаємозв'язку двох петрофізичних параметрів виділяються локальні ділянки, в межах яких порушується загальна форма зв'язку. Встановлено, що взаємозв'язок карбонатності із коефіцієнтом проникності породи, зумовлений значною диференціацією коефіцієнта проникності в ній, у залежності від ступеня відсортованості уламків, що вповнюють її матрицю. Такі властивості породи-колектора фільтрувати газ, свідчать про наявність впливу складу матриці на коефіцієнт проникності структури порового простору.

Порода-колектор належить до нерегулярних систем, що зумовлює необхідність використання значної кількості параметрів для опису її структурної будови. З урахуванням зазначеного вище при формуванні робочої моделі необхідно, з одного боку, врахувати всі можливі фактори, що максимально наближують її до пластових умов, а з іншого – скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливість практичного моделювання і використання математичного апарату в процесі розв'язання стійких обернених задач.

Для характеристики властивостей порового простору оптимальними параметрами є об'єм порового простору, питома поверхня і геометрія пор. Геометрія пор характеризується діаметром пор, формою, шляхами з'єднання між порами, кількістю великих пор. Окрім цього важливим є характер упаковки зерен скелету та розподіл зерен за розмірами.

Для характеристики порового простору породи-колектора ми використали результати лабораторних досліджень гранулометричного аналізу складу порід та фільтраційно-ємнісні параметри неогенових глинистих пісковиків Карпатського регіону і чистих пісковиків візейських відкладів ДДЗ.

Встановлено, що на величину коефіцієнта пористості та проникності суттєво впливає ступінь відсортованості зерен у матриці породи. Зразки, що характеризуються високим ступенем відсортованості, на графіку розподілу зерен за діаметром мають чіткий максимум залежно від вмісту конкретної фракції. Зразки з хорошою відсортованістю характеризуються високою пористістю та проникністю. При асиметричній формі розподілу діаметрів зерен у матриці породи на величину пористості впливає їхній розмір.

Результати досліджень свідчать, що для різних типів закону розподілу зерен у матриці за діаметром зв'язок коефіцієнта пористості та проникності характеризується різними коефіцієнтами. Для зіставлення ми вибрали групу зразків із високим ступенем сортування та групу порід із низьким ступенем відсортованості

зерен. На рисунку 1 а наведені точки з високим ступенем відсортованості, для яких зв'язок характеризується степеневою функцією з коефіцієнтом кореляції $R = 0,91$. Зразки з поганою відсортованістю (рис. 1 б) характеризуються низьким коефіцієнтом парної кореляції $R = 0,489$. Встановлені залежності вказують, що для другої групи порід вплив геометрії порового простору на зв'язок пористості і проникності є суттєвий.

Для характеристики фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, крім закону розподілу зерен за діаметром, ще використовується середнє зважене значення діаметра зерен $D_c = \frac{\sum_{n=1}^N \xi_i d_i}{\sum_{n=1}^N \xi_i} \sum_{i=1}^N d_i$ (ξ_i – частка окремого діапазону діаметра зерен, N кількість діапазонів). Середньозважене значення діаметра зерен не відображає умови накопичення осадів, а вказує тільки на зернистість породи.

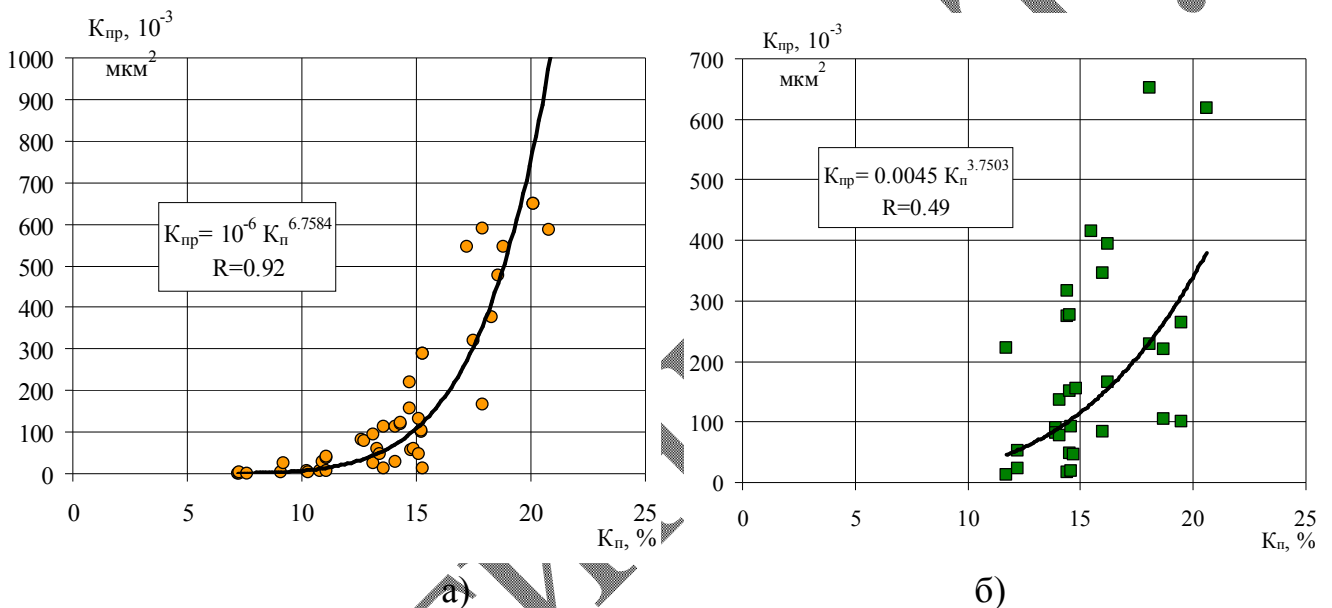


Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта проникнення ($K_{пр}$) від коефіцієнта пористості ($K_{п}$): а) породи-колектора з високим ступенем відсортованості; б) породи-колектора з низьким ступенем відсортованості

У роботі розроблено і запропоновано для характеристики розподілу зерен у матриці породи новий параметр співвідношення діаметрів зерен та їхнього вмісту, який розраховують за формулою $M = \sum_{n=1}^N \xi_i d_i / N$ (ξ_i – частка окремого діапазону зміни діаметру зерен, N – кількість діапазонів). Параметр відображає частку фракції зерен великого діаметра та їхній вміст до загальної кількості і характеризує умови накопичення осадів у процесі формування породи, а також вказує на зернистість порід пісковиків. Максимальні значення величини M характеризують породу з хорошою відсортованістю, а мінімальні свідчать про невідосконалену відсортованість зерен у процесі формування породи-колектора.

Результати дослідження зв'язку параметра M з колекторськими властивостями породи дозволили отримати залежність $\Psi = 0,152M - 0,0495$ з коефіцієнтом кореляції 0,77. Отримана формула залежності вказує на загальний зв'язок об'єму порового простору з параметром M . Використовуючи нормоване значення коефіцієнта

пористості, ми дослідили зв'язок Ψ з коефіцієнтом проникності. Отримана залежність характеризується логарифмічною функцією з коефіцієнтом кореляції $R = 0,78$ (рис. 2 а). На рисунку 2 б наведено залежність коефіцієнта проникності і нормованого значення пористості для окремих зон, які описуються високими коефіцієнтами кореляції, а графіки функції майже паралельно розташовані на крос-плоті. Із цього видно, що зв'язок коефіцієнта проникності з об'ємом порового простору для одного виду закону розподілу зерен за діаметром характеризується високим коефіцієнтом кореляції.

Встановлені залежності коефіцієнта проникності і пористості за умов фіксованого значення параметра співвідношення діаметрів зерен характеризуються високими коефіцієнтами кореляції, що підтверджує залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості, а також певного розміру порового простору для порід колекторів різного віку.

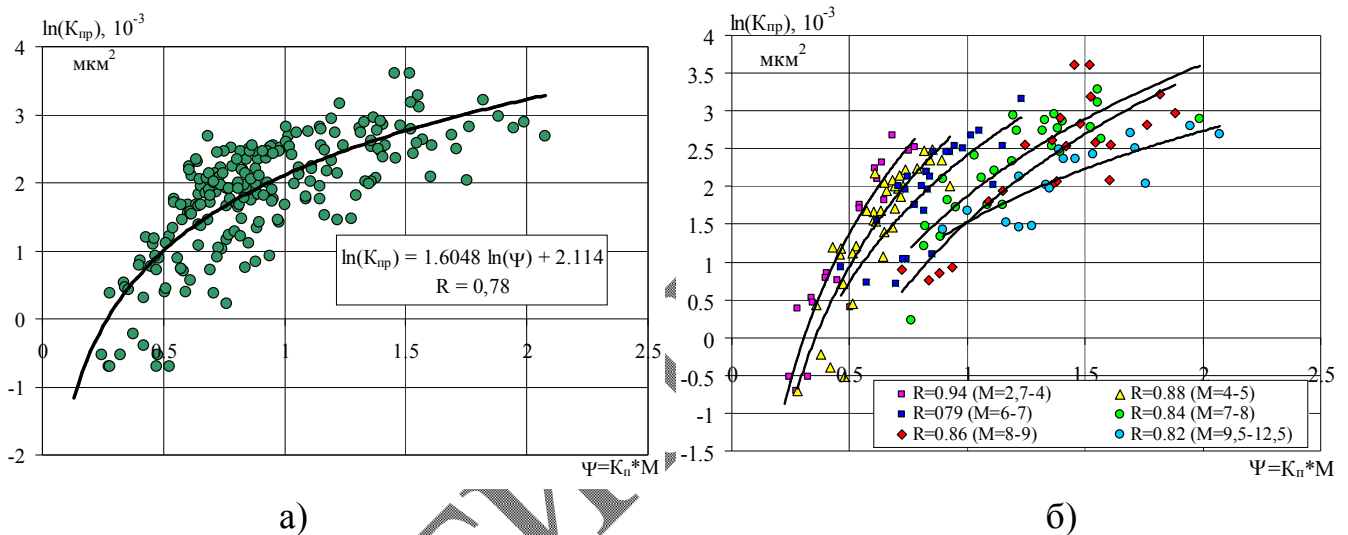


Рисунок 2 – Залежність логарифма коефіцієнта проникнення від нормованого коефіцієнта пористості (Ψ)

Розрахунки значень коефіцієнта проникності за гранулярними моделями С. Сліхтера і К. Терцагі свідчать про збіг результатів розрахунку. Зв'язок набуває лінійного характеру з високим коефіцієнтом кореляції $R = 0,96$. У діапазоні невисоких значень коефіцієнта проникності щільність більша, а в зоні високих значень менша. Отже, гранулярні моделі С. Сліхтера та К. Терцагі можна брати за основу для опису зв'язку фільтраційних і ємнісних властивостей порід пісковиків.

У результаті аналізу та узагальнення існуючих зв'язків коефіцієнта проникності із петрофізичними та фізичними параметрами гірських порід ми виділили в сарматському ярусі три основні групи порід, а саме: чисті пісковики з хорошою укладкою зерен скелету породи; слабоглинисті породи-колектори зі складною структурою порового простору; пісковики з великим діапазоном зміни вмісту глинистого матеріалу та інших домішок. Основний інформаційний простір використання геофізичних методів формується методами електричного та акустичного каротажів, а для пісковиків, збагачених глинистим матеріалом, використовується радіоактивний каротаж.

У роботі доведено, що на величину пористості і проникності породи-

колектора сарматського віку впливає карбонатність породи. За такою характеристикою порід, визначення коефіцієнта проникності потребує особливого підходу до оцінювання та врахування впливу карбонатно-глинистого цементу на фільтраційно-ємнісні параметри, використовуючи при цьому результати комплексу геофізичних методів. Використання моделей визначення проникності для пісковиків з великим діапазоном зміни вмісту глинистого матеріалу може привести до завищення значень цього параметра.

Четвертий розділ присвячений дослідженню взаємозв'язків вимірних фізичних параметрів з коефіцієнтом проникності порід, збагачених вмістом карбонатів, на прикладі продуктивних порід сарматського ярусу на Хідновицькому газовому родовищі. Враховуючи те, що вміст дисперсної фракції в породі суттєво впливає на колекторські параметри, ми обґрунтували метод гамма-каротажу, який є одним із основних при комплексному вивченні глинистості гірської породи. У процесі дослідження широкого діапазону зміни масової глинистості породи може змінюватися і величина питомої радіоактивності глинистої фракції. Адсорбційні і мінералогічні характеристики глин відрізняються у порід крупно-уламкової і дрібно-уламкової будови, що спостерігається на Хідновицькому газовому родовищі.

Модель зв'язку інтенсивності гамма-поля і вмісту дисперсної фракції за результатами лабораторних досліджень характеризується степеневою функцією для порід із широким діапазоном зміни коефіцієнта об'ємної глинистості. Зв'язок інтенсивності гамма-поля з глинистістю відображає різницю в умовах формування гірських порід. За результатами досліджень встановлено, що на Хідновицькому родовищі породи пісковики характеризуються лінійною залежністю $K_{\text{ст}} = 31,24\Delta I_{\gamma} + 3,98$ у діапазоні глинистості $K_{\text{ст}} = 30$ %.

Складність модельних побудов переходу від поля гамма-квантів до параметрів джерела радіоактивності зумовлює використання емпіричних методів при інтерпретації даних у гамма-каротажу. Геологічне середовище представлено як джерело випромінювача гамма-квантів і як об'єкт поглинання та розсіювання.

Інформацію, яку реєстрували у процесі гамма-каротажу, описано багатопараметричною функцією, це – параметри перетворювача, параметри джерела і параметри колекторських властивостей гірських порід. Для дослідження реакції іонізуючого перетворювача на параметри джерела гамма-поля та їхній просторовий кутовий розподіл розглянуто енергетичну характеристику сцинтиляційного лічильника і особливості перенесення гамма-квантів від поліенергетичного джерела.

Аналіз розподілу природної радіоактивності за енергетичним спектром гамма-квантів у пісковиках неогенових відкладів Передкарпатсько прогину та їхнє зіставлення з інтенсивністю виміряного гамма-поля методом гамма-каротажу дозволили встановити, що вклад калію в покази інтегральної гамма-активності породи перевищує приблизно в два рази вклад торію і в п'ять разів урану (радію). Із результатів досліджень видно, що в сумарне гамма-випромінювання основний вклад вносить гамма-випромінювання від калію і торію. Дослідження геологічного розрізу порід, не збагачених органічною речовиною за даними гамма-каротажу, дозволяють характеризувати розріз, вивчений літотипами з глинисто-карбонатним цементом.

Результати дослідження показали, що інтенсивність природної радіоактивності піщано-глинистих порід неогенових відкладів Передкарпатського

прогину зумовлена концентрацією радіоактивних елементів, вміст яких пов'язаний з масовою глинистістю. Породи-колектори складної будови характеризуються наявністю в складі цементу різного вмісту карбонатного матеріалу, що приводить до невідповідності між величиною карбонатно-глинистого цементу і концентрацією природних радіоактивних елементів. У роботі розглянута задача врахування впливу карбонатності на визначення проникності порід-колекторів за результатами нейтронного каротажу.

Модель нейтронних властивостей гірських порід відображає вміст водню в поровому просторі і характеризує склад їхнього цементу. За умови однакового об'єму цементу у породі, але за різного його складі вміст водню змінюватиметься. Породи з високим водневмістом, які виповнюють сарматський ярус неогенових відкладів, характеризуються низькими значеннями I_{ny} . Породи з підвищеними значеннями карбонатності внаслідок зменшення водню характеризуються підвищеною інтенсивністю радіаційного захоплення нейтронів. Така характеристика порід дозволила обґрунтувати можливість використання методу нейтронного гамма-каротажу для оцінювання впливу карбонатності на величину коефіцієнта проникності.

У результаті досліджень зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з інтенсивністю вторинного гамма-поля радіаційного захоплення нейтронів у свердловинах № 126, № 129, № 303 Хідновицького родовища встановлено дві групи точок, які характеризуються різною формою зв'язку. Одна група характеризується монотонним збільшенням інтенсивності вторинного гамма-поля і описується рівнянням $I_{ny} = -0,208I_{\gamma} + 2,993$ $R = 0,96$, інша група характеризується хаотичним розподілом, зумовленим складним характером зв'язку нейтронних параметрів відкладів та інтенсивністю природного гамма-поля. Отже, нами встановлено, що відклади неогенового віку за даними нейтронного каротажу поділяються на породи з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Нейтронну модель вторинного гамма-поля в цьому разі можна представити виразом $\Delta I_{ny} = f((\omega_{e.3} + \omega^{2a3}) + (\xi_{\gamma} \omega^{\gamma} + \xi_{\text{дом}} \omega^{\text{дом}}))$. Для породи з карбонатно-глинистим цементом домінуючим вкладом на величину вторинного гамма-поля вноситимуть карбонати. Інтенсивність гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів змінюватиметься пропорційно до частки карбонату в матриці цементу породи.

На прикладі свердловини № 126 Хідновицького родовища показано вплив вмісту карбонату в цементі породи на величину вимірюваного значення I_{ny} . Запропоновано метод зіставлення геофізичних кривих вимірюваної і розрахованої за залежністю $I_{n\lambda}^p = -0,208I_{\gamma} + 2,993$. Залежність характеризує зв'язок вторинного гамма-поля з природною радіоактивністю для порід пісковиків із глинистим цементом використана для розрахунку I_{ny}^p за даними методу ГК на основі цього отримана уявна крива нейтронного каротажу, що відповідає породам тільки з глинистим цементом (рис. 3). Збігання кривих в інтервалі 969,0-980,4 м вказує на породу-колектор із глинистим цементом. Розходження кривих I_{ny} і I_{ny}^p зумовлене змішаним типом цементу.

Запропонована методика оцінювання впливу карбонатного цементу на результати нейтронного каротажу дозволяє встановлювати тип цементу теригенних

порід неогенових відкладів, що надає можливість враховувати вплив карбонатно-глинистого цементу на результати визначення коефіцієнта проникності.

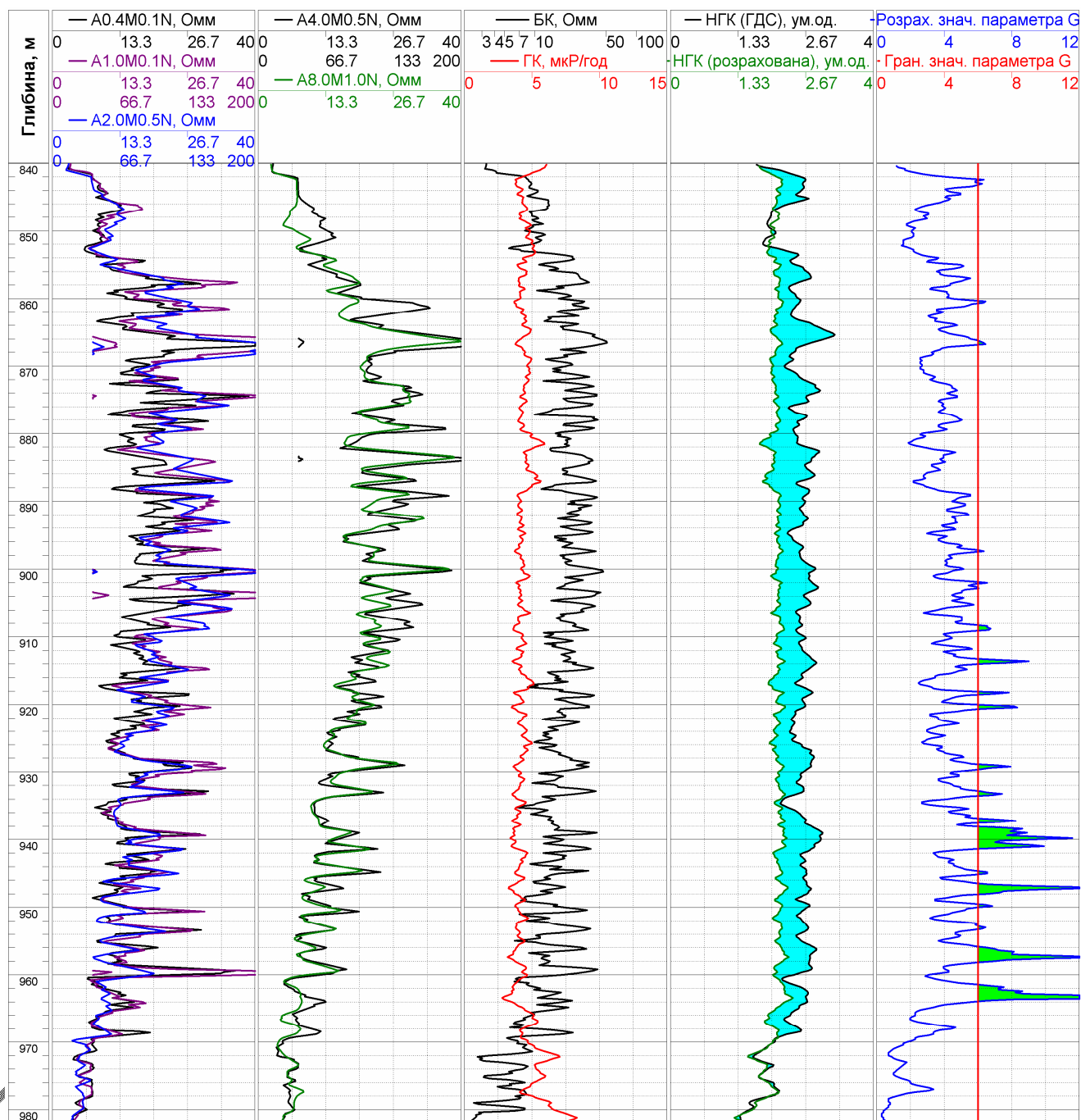


Рисунок 3 – Виділення інтервалів з глинисто-карбонатним та глинистим цементом шляхом зіставлення розрахованої та фактичної кривої НГК (св. № 126-Хідновичі)

Для оцінювання ступеня карбонатності цементу ми пропонуємо комплексний параметр G , який вказує на величину вмісту водню в одиниці величини глинистої фракції породи:

$$G = \Delta I_{ny} / \Delta I_{\gamma}, \quad (1)$$

ΔI_γ – різницевий параметр інтенсивності природного гамма-поля;

ΔI_{ny} – різницевий параметр інтенсивності вторинного гамма-поля.

Загальний вміст глинистої фракції суттєво впливає на водневий вміст породи, тому комплексний параметр G буде вказувати на пропорційність ΔI_{ny} і ΔI_γ для пісковиків із глинистим цементом. Карбонатний домішок, згідно з нейтронною моделлю, змінюватиме цю пропорцію. Зі збільшенням частки карбонатно-глинистого цементу величина G зростає.

За результатами лабораторних вимірювань та геофізичних досліджень у свердловині комплексом методів побудовано залежність параметра G від відносної карбонатності. Ця залежність характеризується логарифмічною функцією $C = 3,058 \ln(G) + 13,562$ і оцінюється високим коефіцієнтом кореляції $R = 0,9$.

Отже, визначення коефіцієнта проникності за результатами геофізичних досліджень для порід з карбонатно-глинистим цементом необхідно враховувати ступінь карбонатності. Граничне значення параметра G , за величиною якого здійснюють розділення порід із змішаним типом цементу при визначенні коефіцієнта проникності, складає $6 \div 7$. Якщо менше значення, то вплив незначний, і його не враховують. На рис. 3 крива G розподілена лінією, що відповідає значенню критерію.

П'ятий розділ присвячений побудові фільтраційної моделі газових родовищ для контролю вилучення газу з продуктивних товщ неогенових відкладів на пізніх етапах розробки родовищ, як приклад розглянуто Хідновицьке родовище.

На Хідновицькому родовищі встановлена значна неоднорідність фільтраційних властивостей порід продуктивних відкладів, які проявляються у структурно-літологічних особливостях будови резервуара, що може призвести до утворення локальної зони недонасичення та обводнення пласта-колектора.

Для побудови детальної фільтраційної характеристики родовища розроблено нову фільтраційну модель, що надає можливість враховувати ступінь карбонатності при визначенні абсолютної проникності порід із карбонатно-глинистим цементом у процесі розробки. Рівняння має такий вигляд:

$$\ln K_{np} = (-C_1 \ln(P_n / K_n^{2dc}) + C_2) / B \ln(G), \quad (2)$$

де C_1, C_2 – коефіцієнти рівняння, визначені для неогенових відкладів;

B – коефіцієнт рівняння (змінюється від 0,5 до 1);

P_n – параметр пористості;

G – комплексний параметр;

K_n^{2dc} – коефіцієнт пористості за матеріалами ГДС.

Встановлена величина критерію комплексного параметру G дозволяє розділяти породу за типом цементу і враховувати ступінь карбонатності для визначення коефіцієнта проникності.

Запропонована технологія визначення коефіцієнта абсолютної проникності за геофізичними даними використана для побудови фільтраційної моделі продуктивних горизонтів НД-1 та НД-2÷3 неогенових відкладів Хідновицького родовища. Фільтраційна модель подана у вигляді схеми розподілу

середньозважених значень коефіцієнта проникності та профілів. Значення середньозваженої проникності в кожній точці (свердловини) дають інформацію про фільтраційні характеристики породи і потужності продуктивного пласта, а профілі – дають інформацію з фільтраційної неоднорідності продуктивного розрізу.

Встановлений розподіл неоднорідності фільтраційної характеристики продуктивних пластів на Хідновицькому родовищу дозволив прогнозувати процес обводнення покладів, особливо коли очікується підняття ГВК у вигляді конусів.

ВИСНОВКИ

У дисертації, що є завершеною науково-дослідною роботою, науково і практично обґрунтовано актуальну проблему підвищення ефективності виділення геофізичними методами інтервалів обводнення продуктивних газонасичених порід-колекторів неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Основні результати цієї роботи можна сформулювати у формі таких тверджень:

1. Проаналізовано та узагальнено сучасний стан геологічної будови неогенових відкладів і виділення порід-колекторів та оцінки їх фільтраційних характеристик за даними ГДС, що дозволило окреслити напрямки наукових досліджень.

2. Обґрунтовано петрофізичну основу для інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин за результатами аналізу лабораторних досліджень керна матеріалу.

3. Досліджено можливості електричних та радіоактивних методів для оцінювання ємнісних та фільтраційних властивостей порід-колекторів та визначення характеру їхнього насичення для глинисто-пісчаних порід неогенового віку.

4. Проаналізовано взаємозв'язки природного і наведеного гамма-поля для порід неогенового віку з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом і встановлено відображення геологічних характеристик порід-колекторів у природному радіоактивному і нейтронному полях. Встановлено індивідуальний характер розподілу геофізичних параметрів для порід із глинисто-карбонатним та з карбонатно-глинистим цементом. Запропонована нейтронна модель, що враховує карбонатний домішок у цементі породи.

5. На основі запропонованого комплексного параметра G , що визначає ступінь карбонатності цементу породи, розроблено модель проникності за геофізичними результатами досліджень свердловин, яка враховує вплив карбонатності порід-колекторів на фільтраційні властивості, що підвищило достовірність визначення коефіцієнта газової проникності в породах неогенового віку.

6. Побудовано фільтраційна модель Хідновицького родовища за даними геофізичних досліджень свердловин, яка дозволила контролювати обводнення продуктивних відкладів у процесі експлуатації.

ПЕРЕЛІК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

I. Основні наукові результати дисертації:

1. Трубенко О. М. Моделювання фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови (на прикладі Хідновицького газового родовища) / О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, **Т. В. Потятинник**, А. П. Олійник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1(50). – С. 74-81. *(Особистий внесок – формування завдання, встановлення взаємозв'язків між геологічними і геофізичними параметрами, формування висновків. Участь автора – 30 %)*.

2. Федоришин Д. Д. Основні геологічні чинники, що обумовлюють неоднозначність геофізичної інформації в процесі дослідження неогенових відкладів у свердловинах Хідновицького газового родовища / Д. Д. Федоришин, **Т. В. Потятинник**, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин // Нафтогазова галузь України. – 2014. № 3. – С. 39-43. *(Особистий внесок – проведення досліджень, аналізування отриманих результатів, формування висновків. Участь автора – 30 %)*.

3. Федоришин Д. Д. Петрофізичне вивчення ємкісних властивостей порід-колекторів Хідновицького газового родовища за даними геофізичних досліджень свердловин / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, **Т. В. Потятинник** // Сборник научных трудов SWorld. – Иваново : Маркова АД, 2013. – Выпуск 4. Том 53. – С. 26-31. РИНЦ. ЦИТ: 413-1204. *(Особистий внесок – формування завдання, встановлення взаємозв'язків між геологічними і геофізичними параметрами. Участь автора – 35 %)*.

4. Федоришин Д. Д. Основні причини підвищеної радіоактивності неогенових відкладів у геологічних розрізах Більче-Волицької зони Передкарпатського розрізу / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, **Т. В. Потятинник**, Л. А. Аврамко // Научные труды SWorld. – Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 1(38). Том 26. – С. 22-26. РИНЦ. ЦИТ: 115-419. *(Особистий внесок – формування завдання, аналізування попередніх досліджень, проведення досліджень. Участь автора – 25 %)*.

5. Федоришин Д. Д. Визначення коефіцієнта залишкового водонасичення поліміктових пісковиків родовищ нафти і газу у Дніпровсько-Донецькій западині / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, **Т. В. Потятинник**, О. А. Громяк // Научные труды SWorld. – Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 2(39). Том 20. – С. 8-14. РИНЦ. ЦИТ: 215-107. *(Особистий внесок – формування завдання, моделювання взаємозв'язки, формування висновків. Участь автора – 25 %)*

6. Федоришин Д. Д. Особливості геологічної будови порід-колекторів неогенових відкладів за даними геолого-геофізичних досліджень / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, **Т. В. Потятинник** // Научные труды SWorld. – Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 3(40). Том 14. – С. 4-7. РИНЦ. ЦИТ: 315-048. *(Особистий внесок – формування завдання, аналізування досліджень, формування висновків. Участь автора – 25 %)*.

7. Федоришин Д. Д. Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості гірських порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення / Д. Д. Федоришин, О. А. Гаранін, С. Д. Федоришин,

Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1(50). – С. 51-58. *(Особистий внесок – формування завдання, проведення досліджень, аналізування отриманих результатів, формування висновків. Участь автора – 35 %).*

8. Потятинник Т. В. Аналіз впливу структури порового простору на коефіцієнт проникності порід-колекторів з глинисто-карбонатним цементом / Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – № 1(66). – С. 17-26.

9. Потятинник Т. В. Оцінка впливу карбонатно-глинистого цементу на коефіцієнт проникності порід-колекторів за геофізичними даними / Т. В. Потятинник // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2018. – № 1(44). – С. 48-56.

II. Апробація матеріалів дисертації:

1. Федоришин Д. Д. Особливості геологічної будови сарматських відкладів Хідновицького газового родовища та їхній вплив на покази свердловинних геофізичних досліджень / Д. Д. Федоришин, **Т. В. Потятинник**, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин // Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології (до 70-річчя геологічного факультету КНУ ім. Т. Шевченка): матеріали Міжнародної наукової конференції (м. Київ, 31 березня – 3 квітня 2014 р.) – Київ: КНУ ім. Т. Шевченка, 2014. – С. 110-111. *(Особистий внесок – аналізування попередніх досліджень, формування завдання, проведення досліджень. Участь автора – 30 %).*

2. Трубенко О. М. Фільтраційно-ємнісна характеристика сарматських відкладів Буцівського газового родовища / О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, **Т. В. Потятинник**, В. В. Федорів // Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції (м. Івано-Франківськ, 23-25 травня 2018 р.) – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. – С. 132-135. *(Особистий внесок – аналізування попередніх досліджень, формування завдання, проведення досліджень. Участь автора – 25 %).*

АНОТАЦІЯ

Потятинник Т. В. Підвищення інформативності геофізичних методів при встановленні інтервалів обводнення газонасичених порід неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпаття. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 04.00.22 – Геофізика (10 – Природничі науки). – Івано-Франківський національний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2018.

У результаті огляду та аналізу наукових робіт і методик щодо оцінювання характеру насичення порід-колекторів, визначення їхніх фільтраційно-ємнісних параметрів встановлено, що моделі багатомірних взаємозв'язків здебільшого характерні для чітко виражених геологічних умов та мономіктової матриці гірських порід і лише в окремих випадках їх встановлюють та використовують для поліміктової будови матриці породи-колектора.

За результатами аналізу розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів і карбонатності для чистих пісковиків та пісковиків із глинисто-карбонатним цементом встановлено значну диференціацію коефіцієнта проникності породи, зумовлену карбонатністю і пористістю.

Запропоновано параметр (M), який враховує умови формування теригенної породи різного розподілу гранулометричного складу, що дає можливість ідентифікувати відклади неогену та встановити параметри залежності коефіцієнта пористості і проникності. Цей параметр характеризує розподіл частки зерен скелету породи одного діаметра до загальної кількості зерен.

За результатами аналізу взаємозв'язків природного і наведеного гамма-поля для порід неогенового віку встановлено індивідуальний характер розподілу для порід із глинисто-карбонатним та з карбонатно-глинистим цементом. Запропонована нейтронна модель враховує карбонатний домішок у цементі породи.

На основі встановленого індивідуального характеру розподілу природного і наведеного гамма-поля запропоновано комплексний параметр G , що визначає ступінь карбонатності цементу породи неогенового віку.

Вперше з використанням комплексного параметра G , який визначає ступінь карбонатності цементу породи, розроблено модель проникності за геофізичними результатами досліджень свердловин, що враховує ступінь карбонатності порід-колекторів і підвищує достовірність визначення коефіцієнта газової проникності.

На основі розрахунків побудовано фільтраційну модель Хідновицького родовища за геофізичними даними з урахуванням карбонатно-глинистого цементу та структурно-літологічних особливостей порід, що створює додаткову інформацію при контролі за обводненням продуктивних відкладів.

Ключові слова: пористість, насичення, проникнення, структура порового простору, карбонатність, глинисто-карбонатний цемент, фільтраційна модель, гамма-каротаж, нейтронний гамма-каротаж, Хідновицьке родовище.

АННОТАЦІЯ

Потятинник Т. В. Повышение информативности геофизических методов при установлении интервалов обводнения газонасыщенных пород неогеновых отложений Бильче-Волицкой зоны Прикарпатья. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук (доктора философии) по специальности 04.00.22 – Геофизика (10 - Естественные науки). – Ивано-Франковский национальный университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, 2018.

В результате осмотра и анализа научных работ и методик, по оценкам характера насыщения пород-коллекторов, определения их фильтрационно-емкостных параметров установлено, что модели многомерных взаимосвязей в

большинстве случаев характерны для четко выраженных геологических условий и мономиктовой матрицы горных пород и только в отдельных случаях устанавливаются и используются для полимиктовых строений матрицы породы-коллектора.

По результатам комплексных экспериментальных исследований керна, отобранного из неогеновых отложений, установлено сложное минералогическое строение их матрицы и выявлены основные породообразующие минералы, которые определяют геофизические и физические параметры и влияют на фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Наличие в газонасыщенных породах коллекторах акцессорных минералов и значительной заглинизированности, обуславливает высокую радиоактивность и снижает информативность электрических, а также нейтронных методов в процессе определения коэффициента газонасыщения.

По результатам анализа распределения фильтрационно-емкостных параметров и карбонатности для чистых песчаников и песчаников с глинисто-карбонатным цементом установлено значительную дифференциацию коэффициента проницаемости породы, обусловленную карбонатностью и пористостью.

Выполненный анализ результатов измерения диаметров зерен скелета породы методом гранулометрии дал возможность провести оценку структуры порового пространства и ее влияния на связь коэффициента проницаемости и пористости.

Предложен параметр (M), учитывающий условия формирования терригенной породы разного гранулометрического состава, что позволяет идентифицировать отложения неогена и установить параметры зависимости коэффициента пористости и проницаемости.

По результатам анализа взаимосвязей природного и приведенного гамма-поля для пород неогенового возраста установлен индивидуальный характер распределения для пород с глинисто-карбонатным и с карбонатно-глинистым цементом. Предложена нейтронная модель, которая учитывает карбонатный примесей в цементе породы.

На основе установленного индивидуального характера распределения природного и приведенного гамма-поля предложен комплексный параметр G, который определяет степень карбонатности цемента породы неогенового возраста.

Впервые с использованием комплексного параметра G, который определяет степень карбонатности цемента породы разработана модель проницаемости по геофизическим результатам исследований скважин, которая учитывает степень карбонатности пород-коллекторов и повышает достоверность определения коэффициента газовой проницаемости. Возможность определения степени карбонатности позволила использовать данные ГИС для определения коэффициента проницаемости с учетом влияния карбонатно-глинистого цемента, повышает достоверность использование результатов геофизических методов.

На основе расчетов построена фильтрационная модель Хидновицкого месторождения по геофизическим данным с учетом карбонатно-глинистого цемента и структурно-литологических особенностей пород, которая создает дополнительную информацию при контроле за обводнением продуктивных отложений.

Ключевые слова: пористость, насыщение, проникновение, структура порового пространства, карбонатность, глинисто-карбонатный цемент, фильтрационная модель, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, Хидновицкое месторождение.

ABSTRACT

Potiatynnyk T. V. - Increasing informativeness of geophysical researches for establishing intervals of flooding in gas-saturated rocks at the Neogene deposits of Bilche-Volytska zone Precarpathian region. - Manuscript.

Dissertation for the degree of Candidate of Geological Sciences (Doctor of Philosophy) in specialty 04.00.22 – Geophysics (10 – Natural sciences). – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2018

As a result of the review and analysis of scientific works and methods, as to the assessments of the saturation nature at rock-collectors, the definition of their filtration-capacity parameters, it has been established that models of multidimensional interconnections are, in most cases, characteristic of clearly expressed geological conditions and a monometric matrix of rocks and only in separate cases are installed and used for the polymics matrix of reservoir rocks.

According to the results of analysis the distribution of filtration-capacitive parameters and carbonate for pure sandstones and sandstones with clay-carbonate cement, has established significant differentiation in the coefficient of permeability of rock due to carbonation and porosity.

The parameter (M) , which takes into account the conditions of formation terrigenous rock with different distribution of granulometric composition, is proposed, which makes it possible to identify the neogene deposits and to determine the parameters of dependence coefficients porosity and permeability. This parameter characterizes the distribution of part grains skeleton of rock with one diameter to the total number of grains.

According to the results of analysis the interactions of the natural and induced gamma field for the Neogene rocks, an individual distribution pattern for rocks with clay-carbonate cement and with carbonate-clay cement has been established. The proposed neutron model takes into account the carbonate impurities in the rock cement.

On the basis of established individual nature distribution the natural and induced gamma field, proposed complex parameter G , that defines the degree of carbonate cement at the Neogene rocks.

For the first time using the complex parameter G , which determines the degree of carbonate at rock cement, a permeability model based on the geophysical results of wells

research has been developed, which takes into account the degree of carbonate in reservoir rocks and increases the reliability of determination gas permeability coefficient.

On the basis of calculations, a filtration model of Hidnovytske field based on geophysical data, taking into account carbonate-clay cement and structural-lithological features of rocks, is created, which creates additional information for controlling the flooding of productive deposits.

Key words: porosity, saturation, penetration, pore space structure, carbonate, clay-carbonate cement, filtration model, gamma-logging, neutron gamma-logging, Hidnovytske field.

ПОТЯТІННИК Т.В.