

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ “01” березня 2025 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел	01.03.25-20.03.25	
2	Аналіз геологічної будови Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища	21.03.25-10.04.25	
3	Обґрунтування комплексу методів геофізичних досліджень свердловин Західно-Козіївського родовища	10.04.25-20.04.25	
4	Аналіз результатів обробки даних геофізичних досліджень свердловин	21.04.25-30.04.25	
5	Встановлення граничних значень петрофізичних параметрів порід-колекторів	01.05.25-20.05.25	
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	21.05.25-10.06.25	
7	Проходження процедури допуску бакалаврської роботи до захисту	11.06.25-20.06.25	

Студент _____

(підпис)

Б.В. Залеський _____

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Федорів В.В. _____

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Встановлення граничних значень петрофізичних параметрів продуктивних горизонтів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища» містить 59 сторінок, 24 рисунки, 2 таблиці, 12 літературних джерел.

За результатами геофізичних досліджень свердловин можна вирішити наступні задачі: літолого-стратиграфічне розчленування розрізу свердловин, виділення пластів-колекторів та оцінка їх характеру насичення, встановлення колекторських властивостей порід-колекторів. Ефективне вирішення цих задач дозволяє більш точно здійснити підрахунок запасів на родовищах.

У даній бакалаврській роботі розглядається питання ефективності використання результатів геофізичних досліджень свердловин при встановленні колекторських властивостей порід-колекторів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища. Для вирішення поставленої задачі зроблено аналіз петрофізичних моделей оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів та встановлено граничні значення петрофізичних параметрів продуктивних горизонтів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища.

Ключові слова: СТРАТИГРАФІЯ, ТЕКТОНІКА, СТРУКТУРА, ПОКЛАД, СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ГАЗ, ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН, ПОРИСТІСТЬ, НАСИЧЕННЯ, ГЛИНИСТІСТЬ.

ANNOTATION

The bachelor's thesis on the topic “Establishment of the limit values of petrophysical parameters of productive horizons of the West Koziievsky oil and gas condensate field” contains 59 pages, 24 figures, 2 tables, 12 references.

Based on the results of geophysical well studies, the following tasks can be solved: lithological and stratigraphic dissection of the well section, selection of reservoir layers and assessment of their saturation characteristics, establishment of reservoir properties of reservoir rocks. Effective solution of these tasks allows for more accurate calculation of reserves in the fields.

This bachelor's thesis considers the issue of the effectiveness of using the results of geophysical well studies in establishing the reservoir properties of reservoir rocks of the West Koziievsky oil and gas condensate field. To solve the problem, an analysis of petrophysical models for assessing filtration-capacity parameters was performed and the limiting values of petrophysical parameters of the productive horizons of the West Koziyivka oil and gas condensate field were established.

Keywords: STRATIGRAPHY, TECTONICS, STRUCTURE, DEPOSIT, WELL, OIL, GAS, GEOPHYSICAL RESEARCH OF WELLS, POROSITY, SATURATION, CLAY CONTENT.

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.	8
1 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЗАХІДНО-КОЗІЇВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.	10
1.1 Загальні відомості про Західно-Козіївське родовище.	10
1.2 Аналіз літолого-стратиграфічної характеристики Західно- Козіївського родовища.	12
1.3 Аналіз тектонічної будови родовища	18
1.4 Обґрунтування нафтогазоносності Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища.	22
2 ОБґРУНТУВАННЯ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ЗАХІДНО-КОЗІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА	27
2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах	27
2.2 Комплекс, методика та якість результатів геофізичних досліджень.	29
2.3 Методика інтерпретації результатів ГДС.	34
2.3.1 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин . .	34
2.3.2 Виділення пластів-колекторів і визначення ефективних товщин	35
2.3.3 Визначення коефіцієнта глинистості.	37
2.3.4 Визначення коефіцієнтів пористості	39
2.3.5 Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості	41
2.3.6 Визначення коефіцієнта проникності.	48
3 ВСТАНОВЛЕННЯ ГРАНИЧНИХ ЗНАЧЕНЬ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	51
ВИСНОВКИ.	58
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	59

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

СК	– стандартний каротаж;
БКЗ	– бокове каротажне зондування;
БК	– боковий каротаж;
МК	– мікрокаротаж;
БМК	– боковий мікрокаротаж;
ІК	– індукційний каротаж;
АК	– акустичний каротаж;
ГК	– гамма-каротаж;
НГК	– нейтронний-гамма каротаж;
КВ	– кавернометрія;
ГДС	– геофізичні дослідження свердловин;
ДДЗ	– дніпровсько-Донецька западина;
$K_{\text{гл}}$,	– коефіцієнт глинистості;
$K_{\text{пр}}$,	– коефіцієнт проникності;
h, м	– товщина;
ρ , кг/м ³	– густина нафти, газу, води;
K_n ,	– коефіцієнт пористості;
K_n ,	– коефіцієнт нафтонасиченості;
ВНК	– водонафтовий контакт;
НГВП	– нижня границя встановлення продуктивності.

ВСТУП

Актуальність теми. У наш час у зв'язку з ускладненням екологічної ситуації зростає потреба в паливно-енергетичних ресурсах. Тому слід дослідити старі родовища і, відповідно, перед геофізиками ставляться задачі більш ефективно виділити та оцінити продуктивні відклади.

З метою достовірної оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних порід-колекторів необхідно застосувати більш досконалі методики та технології проведення геофізичних досліджень, а також методики обробки отриманих результатів.

За результатами геофізичних досліджень свердловин можна вирішити наступні задачі: літолого-стратиграфічне розчленування розрізу свердловин, виділення пластів-колекторів та оцінка їх характеру насичення, встановлення колекторських властивостей порід-колекторів. Ефективне вирішення цих задач дозволяє більш точно здійснити підрахунок параметрів на родовищах.

У даній бакалаврській роботі розглядається питання ефективності використання результатів геофізичних досліджень свердловин при встановленні колекторських властивостей порід-колекторів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища. Для вирішення поставленої задачі зроблено аналіз петрофізичних моделей оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів та встановлено граничні значення геофізичних та колекторських параметрів продуктивних горизонтів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища.

Мета і завдання. Метою даної роботи є встановлення граничних значень петрофізичних параметрів продуктивних горизонтів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища.

Для вирішення поставленої мети необхідно провести аналіз геологічної будови даного родовища, обґрунтувати комплекс методів геофізичних досліджень, його методику проведення та інтерпретації отриманих результатів, провести аналіз отриманих петрофізичних моделей для

встановлення колекторських властивостей порід-колекторів продуктивних горизонтів та встановити граничні значення петрофізичних параметрів.

Метод дослідження – математично-статистичний аналіз результатів геофізичних досліджень та колекторських властивостей порід-колекторів візейських, турнейських та фаменських відкладів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища.

Отримані результати та їх новизна – проводячи аналіз результатів геофізичних досліджень свердловин Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища побудовано петрофізичні моделі оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів, а також встановлено граничні значення петрофізичних параметрів порід-колекторів.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається зі вступу, 3 розділів, висновків, переліку використаних джерел із 12 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи – 59 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 24 рисунками.

1 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЗАХІДНО-КОЗІЇВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

1.1 Загальні відомості про Західно-Козіївське родовище

Західно-Козіївське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Краснокутського району Харківської області. На схід від родовища на відстані 100 км знаходиться обласний центр – м. Харків. З південного-сходу воно межує із Козіївським нафтовим родовищем, а на віддалі 15 км на північний захід знаходиться Бугруватівське нафтове родовище [2].

Найближчим населеним пунктом є м. Охтирка, смт. Краснокутськ, а також села Козіївка, Пархомівка, Степанівка та інші (рисунок 1.1). На віддалі 15 км від родовища проходять автомобільна магістраль Київ – Суми – Харків, залізнична магістраль Київ – Полтава – Харків. Найближча залізнична станція Гути знаходиться в 10 км на схід від родовища. В межах родовища проходить асфальтована дорога Бугрувата – Пархомівка – Краснокутськ, також розвинута сітка ґрунтових доріг [2].

Район Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища, в основному, відноситься до сільськогосподарського, а також розвинута нафтогазовидобувна промисловість. Для транспортування нафти та газу використовуються розташовані поблизу нафто- та газопроводи, в тому числі нафтопровід Козіївка – Рибальськ [2].

На території району робіт добре розвинута сітка річкових долин та балок. Відмітки рельєфу коливаються від 100 м у долинах річок до 200 м у північно-західній частині площі [2].

Гідрографічну сітку району складає р. Мерла, яка із заболоченою заплавою є лівою притокою Ворскли. На території району є штучні озера.

Клімат району помірно-континентальний. Середня кількість опадів коливається в межах від 410 мм до 650 мм на рік. Найбільш холодний місяць січень має середньодобову температуру мінус 5,5 °С, найбільш жаркий місяць липень – від плюс 20,5 °С, середньорічна температура – плюс 7 °С [2].

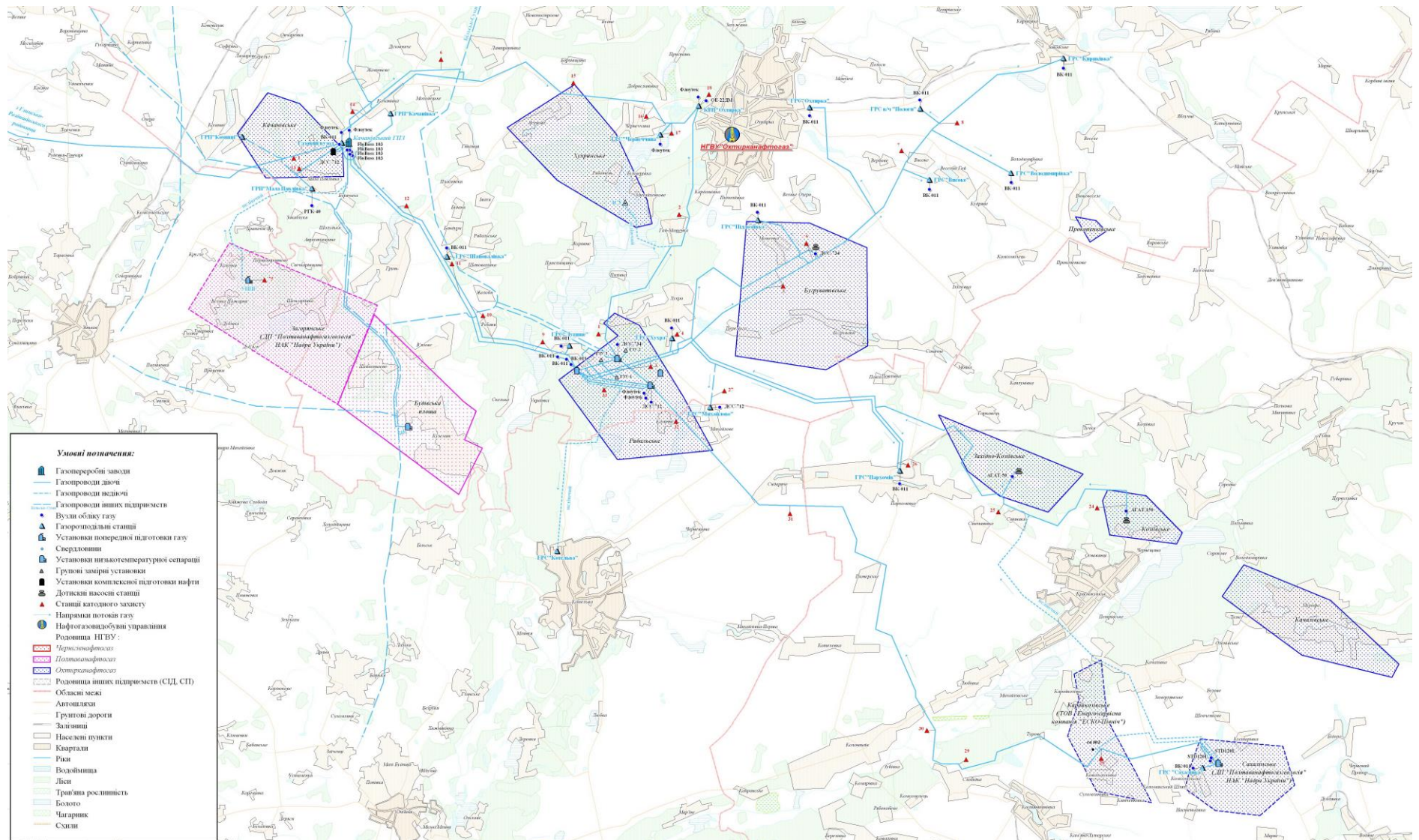


Рисунок 1.1 – Оглядова схема району робіт

Пошуково-розвідувальні роботи на Західно-Козіївському нафтогазоконденсатному родовищі розпочато в 1971 р. У 1972 р. в пошуковій свердловині №1 при випробуванні горизонту В-24-25 візейського ярусу нижньокам'яновугільних відкладів отримано промисловий приплив нафти та розчиненого газу.

1.2 Аналіз літолого-стратиграфічної характеристики Західно-Козіївського родовища

Західно-Козіївське родовище розташоване в Талалаївсько-Рибальському нафтогазоносному районі північної прибортової зони центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. У геологічній будові беруть участь осадові породи кайнозойського, мезозойського та палеозойського віку, а також кристалічні породи докембрійського фундаменту [1].

Стратиграфічне розчленування та літологічний опис комплексу порід, який бере участь в будові родовища, виконано із залученням існуючих стратиграфічних схем по регіону та результатів досліджень Р.М. Пістрак, Є.І. Пашкевич, О.Л. Ейнер, Н.Є. Бражнікової, О.Д. Бритченко, З.Г. Волошиної, М.В. Галицького, Л.Г. Винниченко, О.І. Ляшенко та інших авторів. Врахованими були також результати робіт, які було покладено в основу стратиграфічного розчленування розрізів свердловин, виконаних в роботах ВАТ "УкрНГІ" [7].

З врахуванням цих робіт літологічну і палеонтологічну характеристики розкритих порід наведено у зведеному геолого-геофізичному розрізі, а також проведено стратиграфічне розчленування розрізів пробурених свердловин.

Осадовий чохол, товщина котрого в районі родовища перевищує 5000 м, повністю розкрито двома свердловинами 12 і 51 [7].

Найбільш старими породами, які було розкрито свердловинами, є кристалічні породи докембрійського фундаменту [7].

Протерозой (PR)

Породи докембрію, як вже було написано вище, розкриті свердловинами 12 і 51 на глибинах 5491 та 5420 м відповідно. Літологічно докембрійські утворення представлені плагіогранітами і плагіомагматитами із залишками гнейсів, амфіболітів, габброїдів [1].

Розкрита товща їх складає 36 м.

Палеозойська група (PZ)

Утворення палеозою зі значною стратиграфічною та кутовою неузгодженістю залягають вище по розрізу на породах докембрійського фундаменту. Дані відклади у розрізі Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища обумовлені відкладами девонської, кам'яновугільної та пермської систем [1].

Девонська система (D)

Відклади девонської системи представлені франським та фаменським ярусами та розкрито майже усіма свердловинами, пробуреними на родовищі. Відклади франського ярусу (D_{3fr}) виповнені хомогенно-теригенною товщею, характерною для підсолевих і соленосних комплексів верхнього девону ДДз [1].

Підсолевий комплекс порід виповнений чергуванням вапняків, пісковиків, алевролітів та аргілітів. Товщина його складає 180 м [1].

Соленосний комплекс порід представлений хомогенно-теригенною товщею, характерною для євлано-лівенських порід нижньофранських відкладів (D_{3fm}^{el-lv}). Нижня її частина представлена переважно грубозернистою кам'яною сіллю з прошарками теригенних порід, мергелів, вапняків та ангідриту; верхня – сульфатно-вапняковою брекчією. Вік їх встановлено за палеонтологічними даними [1].

Товщина соленосних відкладів, які віднесено до євлано-лівенських відкладів франського ярусу складає від 0 м до 296 м [1].

Відклади (D_{3fm}) виповнені карбонатно-теригенними породами зеленувато-сіруватих відтінків. Серед них переважають аргіліти, з

прошарками вугілля та алевроліти і пісковики потужністю до 40 м. Потужність відкладів фаменського ярусу змінюється від 17 м до 386 м. Вище залягаючі данково-лебедянські та озерсько-хованські утворення, які зустрічаються у розрізах багатьох родовищ північно-західної частини ДДз, очевидно присутні на глибокозанурених ділянках родовища. До цього ярусу приурочені продуктивні горизонти Фм-3, Фм-4, Фм-5 і Фм-6 [1].

Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи представлені всіма трьома відділами – нижнім, середнім і верхнім.

Нижній відділ (С₁)

Нижньокам'яновугільні відклади представлені породами серпуховського, візейського та турнейського ярусів, які в свою чергу поділяються на ряд мікрофауністичних горизонтів. Дані відклади характеризуються частими змінами регресивних і трансгресивних циклів осадконакопичення [1].

Характерною ознакою розрізу нижньокам'яновугільних відкладів є багатократне перешарування морських, субконтинентальних та континентальних різновидностей порід і хороша витриманість маркуючих горизонтів кам'яновугільних відкладів [1].

Турнейський ярус (С_{1t})

В межах турнейського ярусу ярусу виділяється два продуктивний горизонти Т-1 та Т-2, які обумовлені літологічною мінливістю по площі і розрізу. Відклади турнейського ярусу виповнені кварцовими пісковиками та каоліновими глинами [1].

У розрізі Західно-Козіївського родовища розвинута його нижня строкатокольорова пачка, яка розкрита всіма свердловинами пробуреними на родовищі. Тут, у межах турнейського ярусу виділяється продуктивний горизонт Т-1, складений перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів. Пісковики, які тут є колекторами нафти, різнозернисті, погано обкатані, польовошпатовокварцеві [1].

Пісковики сірі інколи зустрічаються прошарки світло-сірі. Гранулометричний склад – різнозернисті, інколи грубозернисті. Пісковики – кварцові та польовошпатово-кварцеві. Пісковики часто переходять в алевроліти. Польові шпати – вивітрені. Аргіліти – сірі, інколи зеленувато-сірі з ліловим відтінком, щільні. Цементуючий матеріал – вапняково-глинистий, базально-порового типу [1].

Товщина відкладів турнейського ярусу складає від 0 м до 164 м.

Візейський ярус (C_{1v})

Відклади візейського ярусу неузгоджено залягають на породах турнейського ярусу. Дані відклади поділяються на два під'яруси – нижньовізейський та верхньовізейський [1].

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1}) виповнений глинисто-карбонатною товщею. Пісковики світло-сірі, різнозернисті, олігоміктового типу з гідролюдисто-каоліновим, а інколи кальцитовим цементом. Аргіліти алевритисті та вапнякові від темно-сірих до чорних. Вапняки різнозернисті, місцями глинисті, темно-сірі, органічно-детритові [1].

Товщина нижньовізейського під'ярусу коливається від 0 м до 80 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2}) складений достатньо ритмічним чергуванням пісковиків і алевролітів із пачками аргілітів, прошарками кам'яного вугілля та вапняків [1].

Пісковики світло-сірі, різнозернисті, які часто переходять в алевроліти, кварцові з прошарками польових шпатів. Цемент гідро слюдистий та вапняково-глинистий, базальний [1].

Аргіліти темно-сірі, вапняковисті, з домішками рослинного детриту [1].

Вапняки темно-сірі, глинисті, окремілі, із залишками макрофауни і флори [1].

У розрізі відкладів верхньовізейського під'ярусу виділяється декілька горизонтів з продуктивними колекторами (В-14 – В-21н), серед яких з горизонтами В-18, В-21в та В-21н пов'язані промислові накопичення нафти і кореляція яких не викликає особливих ускладнень [1, 7].

Розкрита товщина верхньовізейських відкладів коливається в межах від 138 м до 486 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Літологічно розріз серпуховського ярусу представлений глинистими породами з прошарками пісковиків, алевролітів, іноді кам'яного вугілля та вапняків. Пісковики темно-сірі, середньозернисті, кварцового типу [1].

Товщина відкладів серпуховського ярусу коливається в межах від 387 м до 588 м.

Середній відділ (C₂)

Даний відділ виповнений теригенно-вапняковими відкладами московського та башкирського ярусів.

Башкирський ярус (C_{2b})

Породи башкирського ярусу підрозділяються на два під'яруси. Нижньобашкирський під'ярус представлений пачкою органічно-хемогенних вапняків, товщиною до 135 м [1].

Відклади верхньобашкирського під'ярусу виповнені перешаруванням пачок кварцових пісковиків та аргілітів, інколи спостерігається кам'яне вугілля та вапняки [1].

Товщина ярусу складає від 253 м до 612 м.

Московський ярус (C_{2m})

Розріз московського ярусу виповнений світло-сірими, сірими, різнозернистими, кварцовими пісковиками та прошарками алевролітів, які у свою чергу першаровані сірими, слюдистими аргілітами [1].

Товщина відкладів московського ярусу складає від 216 м до 412 м.

Верхній відділ (C₃)

Відклади верхньокам'яновугільного відділу виповнені строкатими піщано-глинистими породами та поділяються на гжельський (C_{3g}) та касимовський (C_{3k}) яруси [1].

Загальна товщина їх змінюється в межах від 85 м до 347 м.

Пермська система (P)

Відклади пермської системи на Західно-Козіївському родовищі розвинені не всюди. Пермські відклади на даному родовищі представлені утвореннями асельського (P_{1a}) ярусу. Літологічно вони виповнені строкатими глинами з прошарками пісковиків, алевролітів та ангідритів [1].

Товщина пермських відкладів становить від 64 м до 250 м.

Мезозойська група (MZ)

Мезозойська група представлена відкладами тріасової, юрської та крейджаної систем.

Тріасова система (T)

Тріасові відклади мезозою представлені нижнім та середнім відділами. Відклади цієї системи представлені потужною товщею строкатих глин та пісковиків, а інколи з прошарками сірих вапняків [1].

Товщина тріасових відкладів від 317 м до 501 м.

Юрська система (J)

У межах Західно-Козіївського родовища виділяють середній та верхній відділи юрської системи. Відклади виповнені прошарками темно-сірих глин та кварцово-глауконітових пісковиків, інколи зустрічаються мергелі та кременисті вапняки [1].

Товщина відкладів змінюється від 393 м до 749 м.

Крейдова система (K)

На Західно-Козіївському родовищі в межах крейдової системи виділяють нижній (K_1) та верхній (K_2) відділи. Відклади даної системи виповнені чергуванням світло-сірих, грубозернистих пісків, темно-сірих глин, щільних, світло-сірих, дрібнозернистих, кварцових пісковиків, а також прошарками голубувато-сірих мергелів [1].

Нижньокрейдний відділ (K_1)

Відклади представлені чергуванням пісків.

Товщина відкладів змінюється від 743 м до 1012 м.

Кайнозойська група (KZ)

Кайнозойська група представлена утвореннями неогенової та

четвертинної систем [1].

Комплекс порід палеогенової Р, неогенової (N) та четвертинних (Q) систем складено глинами строкатими, пісками сірими дрібнозернистими [1].

Товщина порід даної групи становить від 206 до 335 м.

1.3 Аналіз тектонічної будови родовища

У тектонічному відношенні Західно-Козіївське родовище розташоване в межах Охтирської депресії північної прибортової зони ДДЗ. З північного сходу вона межує з крайовим регіональним розломом, що представляє вузьку смугу ступінчатих дислокацій фундаменту. Для даної зони характерне інтенсивне занурення кристалічного фундаменту [3].

Занурюючись на південний захід, фундамент має форму амфітеатру, для якого характерний розвиток лінійно-витагнутих виступів [3].

Виділяються три великі виступи: Бугруватівсько-Козіївський, Хижняківсько-Стрілецький та Кудрявсько-Куп'євахівський [3].

Бугруватівсько-Козіївський виступ характеризується крутим (від 15 до 20°) падінням поверхні фундаменту. В розрізі присутня франська соленосна товща, що ускладнює надсольовий структурний план. Блокова тектоніка разом з соляним тектогінезом сприяла формуванню в надсольових девонських та кам'яновугільних відкладах характерних структурних форм. Структурний план франських підсольових відкладів в основному, повторює форми рельєфу фундаменту. Бугруватівсько-Козіївський виступ в нижній частині розрізу осадової товщі (палеозою) розбитий розривними порушеннями [3].

За даними попередніх сейсмозвідувальних робіт виконаних СУГРЕ в 2004 році по відбиваючому горизонту VI₃² (D₃fm) Західно-Козіївська структура має субширотне простягання брахіантиклінальної складки з вузьким протяжним склепінням. Підняття має асиметричну будову: південне крило круте та видовжене, північне – відсутнє ("зрізане" велико амплітудним

скидом); західна перекліналь – полого, протяжна, східна – крута та коротка. Структуру ускладнює серія тектонічних порушень субширотного та субмеридіонального напрямків. Склепіння складки прослідковуються в районі свердловин 76 і 99 [3, 7].

По нижньокам'яновугільних відкладах (відбиваючі горизонти V_{V_4} (C_{1t}) та $V_{V_{2-п}}$ (C_{1V_2})) підняття має подібні риси будови, що і по девонських, але набуває більш пологі форми. Апікальна частина складки зміщується в північно-східному напрямку. Прогин, який розділяв Данилівську і Західно-Козіївську структури, виположується і фактично зникає [3].

По відбивальних горизонтах в середньокам'яновугільних відкладів та пермі Західно-Козіївська та Іванівська структури як замкнені складки не проявляються, їм відповідає моноклінальне залягання порід [3].

Західно-Козіївське родовище із сходу межує з Козіївським нафтовим родовищем. На південному сході – Бугруватівським нафтовим родовищем.

На північно-східному крилі Західно-Козіївського родовища виділяється припіднятий блок, який утворив структурну терасу (район свердловин 2, 9), що отримала назву Ягідної [3, 7].

Між Західно-Козіївською та Бугруватівською структурами виділяється Іваніківська складка (район свердловини 3), а на захід від площі, відокремлено порушенням II-II – Вуликівська структура (район свердловини 12) [3, 7].

На південь та південний захід фаменські відклади девону утворюють пологі тераси, які отримали назви Данилівська структура (район свердловини 60) та Степанівська структура (південніше свердловини 51) [3].

Бугруватівська, Іванівська, Західно-Козіївська та Козіївська структури розділені між собою сідловинами, що ускладнюються поперечними порушеннями [3].

У межах Західно-Козіївської площі виділяються поздовжні та поперечні (відносно осі валу) скиди. У результаті аналізу побудованих за даними сейсмозвідки структурних карт встановлено, що тектонічні

порушення відіграють значну роль у формуванні Західно-Козіївської структури [3].

В межах досліджуваної території спостерігається значне розбиття структури різно-амплітудними порушеннями. Виділяються три основні порушення, які обмежують Західно-Козіївську структуру. Порушення I-I змінної амплітуди (від 200 м до 535 м) обмежує структуру з півночі, а два скиди II-II і VI-VI обмежують її з заходу і сходу відповідно [3, 7].

Ще три порушення північно-східного простягання і змінної амплітуди (від 10 до 50 м) теж утворюють сходинку та обмежують площу з південного сходу та півдня (IX-IX, XIII-XIII, XX-XX).

Західно-Козіївська площа в значній мірі ускладнена порушеннями другого порядку, які розділяють її на чотири блоки, поділені на групи ділянок. Це порушення, які простягаються з південного сходу на північний захід і замикаються на основному високо амплітудному скиді I-I який обмежує структуру з півночі (порушення III-III, IV-IV), утворюючи групи ділянок блоків 1 і 2. Східна частина структури поділена порушенням XIV-XIV субширотного простягання, яке з заходу примикає до порушення IV-IV, а з сходу замикається на скиді I-I (група ділянок блоку 3); також порушенням V-V простяганням з південного сходу на північний захід з замиканням на скиді XIV-XIV (група ділянок блоку 4) [3].

В результаті, в західній частині структури в напрямку з півдня на північ виділяються: яскраво виражена опущена ділянка, припіднята частина ділянки ускладнена з півночі чітко виділеним горстом (порушення VIII-VIII та VIIIa-VIIIa) і сходинкою з підняттям в східній частині блоку 1 (скид X-X), а також чітко вираженою опущеною частиною з пологим західним крилом та крутим кутом падіння з півночі [7].

Центральна частина структури (група ділянок блоку 2) являє собою чітко виражену антиклінальну складку з пологим південним крилом і крутим північним, розбиту порушеннями на окремі ділянки (порушення XI-XI, XII-XII, XIII-XIII). Західна частина площі – це антиклінальна складка, де по

сейсмічним відбивальним горизонтах VI_3^2 (D_3fm), V_{B4} (C_1t) та V_{B2-n} (C_1V_2) простежуються два підняття, які розділені серією розломів на окремі ділянки. Більшість розломів екранують поклади нафти – це як поздовжніх (субширотних), так і поперечних (субмеридіальних) порушень [3].

За даними сейсмічних досліджень максимальна потужність соленосної товщі в межах Західно-Козіївської структури спостерігається поблизу північного субширотного розлому I-I. Це свідчить про те, що цей розлом утворює крупний виступ не тільки в осадовому чохла, а й по фундаменту. Очевидно цей виступ виконував роль упору, біля якого накопичувалась девонська сіль, витіснена із занурених ділянок. Діяльність соляного тектогенезу була основним фактором формування структур Західно-Козіївського родовища. Його розвиток спричинив до різкого скорочення надсольового теригенного комплексу фамену в покрівлі, виклинування окремих товщ, а також розмиви девонських відкладів [7].

Блок 1 розташований в межах західної частини Західно-Козіївської структури (район свердловин: 20, 54, 55, 56, 63, а також свердловини 64 по горизонту В-18). З півночі він обмежується субширотним високоамплітудним (від 200 м до 535 м) порушенням I-I, а з заходу, сходу та півдня – порушеннями II-II, III-III і IX-IX менших амплітуд (від 10 м до 100 м). Його розміри складають 2,6 x 1,6 км. Кути падіння порід в межах західного крила складають 10° , південного крила – до 10° [7].

Блок 2 розташований з заходу центральної частини Західно-Козіївської структури (район свердловин: 64 (окрім горизонту В-18), 77, 80, 81, 99. З чотирьох сторін цей блок обмежений порушеннями. З півночі субширотним порушенням I-I, а з заходу, сходу і півдня – порушеннями III-III, IV-IV і XIII-XIII, маючи відповідно амплітуди від 10 до 65 м. Кути падіння порід не перевищують 10° . Розміри блоку складають 1,3 км x 2,3 км [7].

Блок 3 розташований на сході центральної та північної частин родовища та включає свердловини 1, 15, 51, 58, 82, 89, 100 та свердловину 90 у відкладах турне і девону. З півночі блок обмежений порушенням I-I; з

півдня субширотним порушенням з амплітудою 80 – 100 м (відокремлює Степанівську структуру від Західно-Козіївської), а із заходу та сходу порушеннями зі змінними амплітудами (20 – 80 м): VI-VI, V-V і XIV-XIV. В північній частині блоку виділяється прогин (район свердловини 100) між двома підняттями антиклінальної складки. Кути падіння на західному крилі складки сягають до 15°, а в північній ділянці блоку (в районі підняття) – до 10°. Розміри блоку в межах стратоізогіпси мінус 4360 м складають 2,5 км × 1,4 км (в північній ділянці до 2,1 км) [7].

Блок 4 розташований в східній частині Західно-Козіївського родовища (район свердловин: 18, 76, 79, 83, 90 (візейські відклади), 91, 94, 97. Блок обмежений зі всіх сторін порушеннями. На півночі частково субширотним порушенням I-I та скидом XIV-XIV з амплітудою 35 м; на заході, сході та півдні порушеннями V-V, VI-VI і XX-XX (амплітудами від 15 м до 120 м). Кути падіння порід від 8° до 12°. Розміри блоку в середньому складають 2,0 км × 1,8 км [7].

Блок 5 являє собою опущену непродуктивну частину Західно-Козіївської структури, відділений з заходу скидом VI-VI з амплітудою від 60 м до 120 м від продуктивної частини площі. В межах цього блоку у верхньовізейських відкладах знаходиться свердловина 62. З півночі та сходу обмежений порушеннями I-I та VII-VII (амплітуда 180 – 230 м). Розміри блоку в межах стратоізогіпси мінус 4440 м складають 2,1 км × 1,1 км [7].

У результаті тектонічних рухів на Західно-Козіївській структурі були утворені пластові, склепінні, тектонічно-екрановані та літологічно-обмежені пастки.

1.4 Обґрунтування нафтогазоносності Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища

За нафтогазогеологічним районуванням Західно-Козіївське родовище належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоконденсатного району ДДЗ.

Вперше приплив нафти на родовищі отримано в свердловині 1 при випробуванні горизонту В-24-25 в 1975 р. На даний час нафтоносність родовища пов'язана з регіонально продуктивними відкладами візейського (горизонти В-18, В-21в, В-21н, В-24-25), турнейського (горизонт Т-1) ярусів нижньокам'яновугільних відкладів та фаменського (горизонти Фм-3, Фм-4, Фм-5 та Фм-6) ярусу верхнього девону [3].

Продуктивний розріз розкритий в межах глибин 3730 – 4723 м (графічні додатки 28 – 36). Поверх нафтоносності складає 710,5 м. Висота покладів коливається в межах від 5,0 м до 196,4 м. Більш детальний опис нафтоносних горизонтів наводиться нижче.

Продуктивний горизонт В-18 розкритий всіма свердловинами на глибинах 3730 – 4312 м. У свердловинах 15 та 76 горизонт представлений щільними породами. У контурі нафтоносності знаходиться свердловина 54. У решта пласти-колектори водонасичені [7].

Нафтоносність горизонту В-18 проведена тільки за даними ГДС.

Продуктивний горизонт В-21в розкритий практично всіма свердловинами на глибинах 4136– 4390 м, крім свердловин 2, де він скинутий та свердловини 3, в якій – розмитий. У свердловинах 15, 51, 54, 56, 58, 63, 64, 76, 77, 79, 80, 82, 83, 90, 91, 94, 97 та 99 горизонт представлений щільними породами. У свердловинах 20, 55, 81, 89 та 100 пласти-колектори водонасичені. У контурі нафтоносності знаходиться свердловина 1 [7].

Нафтогазоносність на даній ділянці встановлена тільки за даними ГДС. НГВП проведено по підшві останнього нафтонасиченого пласта на абсолютній відмітці мінус 3953,3 м. Прийнято умовний водонафтовий контакт (УВНК) на абсолютній відмітці мінус 3959,9 м, яка визначена як сума абсолютної відмітки підшви продуктивного пласта в свердловині 1 (мінус 3953,3 м) та подвоїної загальної товщини пластів у цій свердловині (5,6 м) [7].

Продуктивний горизонт В-21н розкритий всіма свердловинами на глибинах 3858 – 4413 м, крім свердловини 3, де він розмитий. У

свердловинах 2, 15, 51, 54, 55, 56, 77, 81, 83, 97 та 99 горизонт представлений щільними породами. У свердловинах 1, 20 та 63 пласти-колектори водонасичені. У контурі нафтоносності знаходяться свердловини 58, 64, 76, 79, 80, 82, 89, 90, 91, 94 і 100 [7].

Нафтоносність встановлена за даними ГДС та випробування в пластах.

Продуктивний горизонт В-24-25 розкритий всіма свердловинами на глибинах 3868 – 4477 м. У свердловинах 2, 3, 58, 81 та 99 горизонт представлений щільними породами. У свердловинах 51, 54, 55, 56 та 63 пласти-колектори водонасичені. У контурі нафтоносності знаходяться свердловини 1, 15, 20, 64, 76, 77, 79, 80, 82, 83, 89, 90, 91, 94, 97 та 100 [7].

Поклади оцінюються та прогнозуються за даними ГДС як продуктивні нафтонасичені, розкриті свердловинами 58, 82, 89 та 100. Випробування в пластах проводилося у свердловині 58 сумісно з продуктивним горизонтом В-21н, де було отримано приплив нафти. Випробування у свердловині 82 проводилось сумісно з нижче залягаючим продуктивним горизонтом Т-1, де при дострілі інтервалів 4217 – 4274 м (мінус 4027,0 – мінус 4083,6 м) було отримано приплив нафти [7].

Продуктивний горизонт Т-1 розкритий всіма свердловинами на глибинах 3893 – 4558 м, тільки в свердловині 77 заміщений франською сіллю. Горизонт Т-1 продуктивний в свердловинах 1, 20, 54, 56, 58, 63, 76, 79, 81, 82, 83, 89, 90, 91, 94, 97, 99 і 100, водоносний в свердловинах 2, 3, 15, 51, 55, 64 та 80 [7].

Нафтоносність оцінюється і прогнозується за даними ГДС та випробування. При випробуванні в процесі буріння у свердловині 63 інтервал 4388 – 4393 м (абсолютна відмітка мінус 4200,3 – мінус 4205,3 м) – отримано приплив нафти дебітом 1,78 т/д [7].

Продуктивний горизонт Фм-3 розкритий в більшості свердловинах на глибинах 4007 – 4618 м, тільки в свердловинах 58 і 63 горизонт розмитий, в свердловині 77 заміщений франською сіллю, свердловина 100 не дійшла до покрівлі даного продуктивного горизонту [7].

Даний горизонт оцінюється та прогнозується за даними ГДС як продуктивний нафтонасичений в свердловинах 51, 54, 76, 89, 90 та 97. У свердловинах 2, 3, 20 і 83 горизонт представлений щільними породами. У свердловинах 1, 15, 55, 56, 64, 79, 80, 81, 82, 91, 94 та 99 пласти-колектори водонасичені [7].

Нафтоносність встановлена, як за даними ГДС, так і за результатами випробування. Розкритий свердловинами свердловинами 76 та 94. На даній ділянці випробування у свердловині 76 проводилось сумісно з продуктивним горизонтом Т-1. У результаті було отримано приплив з початковим дебітом на 5 мм штуцері 76,8 т/д нафти і 4,875 тис. м³/д розчиненого газу. У свердловині 94 випробування даного горизонту не проводилось [7].

Продуктивний горизонт Фм-4 розкритий в свердловинах 2, 3, 15, 20, 51, 54, 55, 56, 64, 80, 81, 89, 90 та 99 на глибинах 4072 – 4674 м. Даний горизонт оцінюється та прогнозується за даними ГДС та результатами випробування, як продуктивний нафтонасичений в свердловинах 20 і 54. У свердловинах 2, 51, 56, 90 горизонт представлений щільними породами. У свердловинах 3, 15, 55, 64, 80, 81, 89 та 99 пласти-колектори водо насичені [7].

Поклад горизонту оцінюється та прогнозується за даними ГДС і випробування, як продуктивний нафтогазонасичений. Розкритий свердловинами 20 та 55. Випробування проводилось у двох свердловинах. У свердловині 20, при випробуванні інтервалу 4444 – 4469 м (мінус 4255,4 – мінус 4280,3 м) отримано фонтануючий приплив нафти з газом дебітом $Q_n=50,0$ т/д та $Q_g=1,17$ тис. м³/д. У свердловині 55 в процесі буріння випробувався інтервал 4557 – 4583 м (абсолютна відмітка мінус 4375,6 – мінус 4401,4 м) отримано приплив мінералізованої води в кількості 61,3 м³/д [7].

Продуктивний горизонт Фм-5 розкритий в свердловинах 2, 3, 15, 20, 51, 54, 55, 56, 64, 80 та 89 на глибинах 4115 – 4794 м. Даний горизонт

оцінюється та прогнозується за даними ГДС та результатами випробування, як продуктивний нафтонасичений в свердловинах 15, 51 і 54. У свердловинах 56 та 89 горизонт представлений щільними породами. У свердловинах 2, 3, 20, 55, 64 і 80 пласти-колектори водонасичені [7].

Нафтоносність оцінюється і прогнозується за даними ГДС. Випробування в даному продуктивному горизонті не проводилось.

Продуктивний горизонт Фм-6 розкритий в свердловинах 20, 54 та 55 на глибинах 4561 – 4723 м. Нафтоносність даного горизонту оцінюється та прогнозується за даними ГДС в свердловині 20. У свердловині 55 горизонт представлений щільними породами. У свердловині 54 пласти-колектори водонасичені [7].

Нафтоносність оцінюється і прогнозується за даними ГДС.

2 ОБГРУНТУВАННЯ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ЗАХІДНО-КОЗІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах

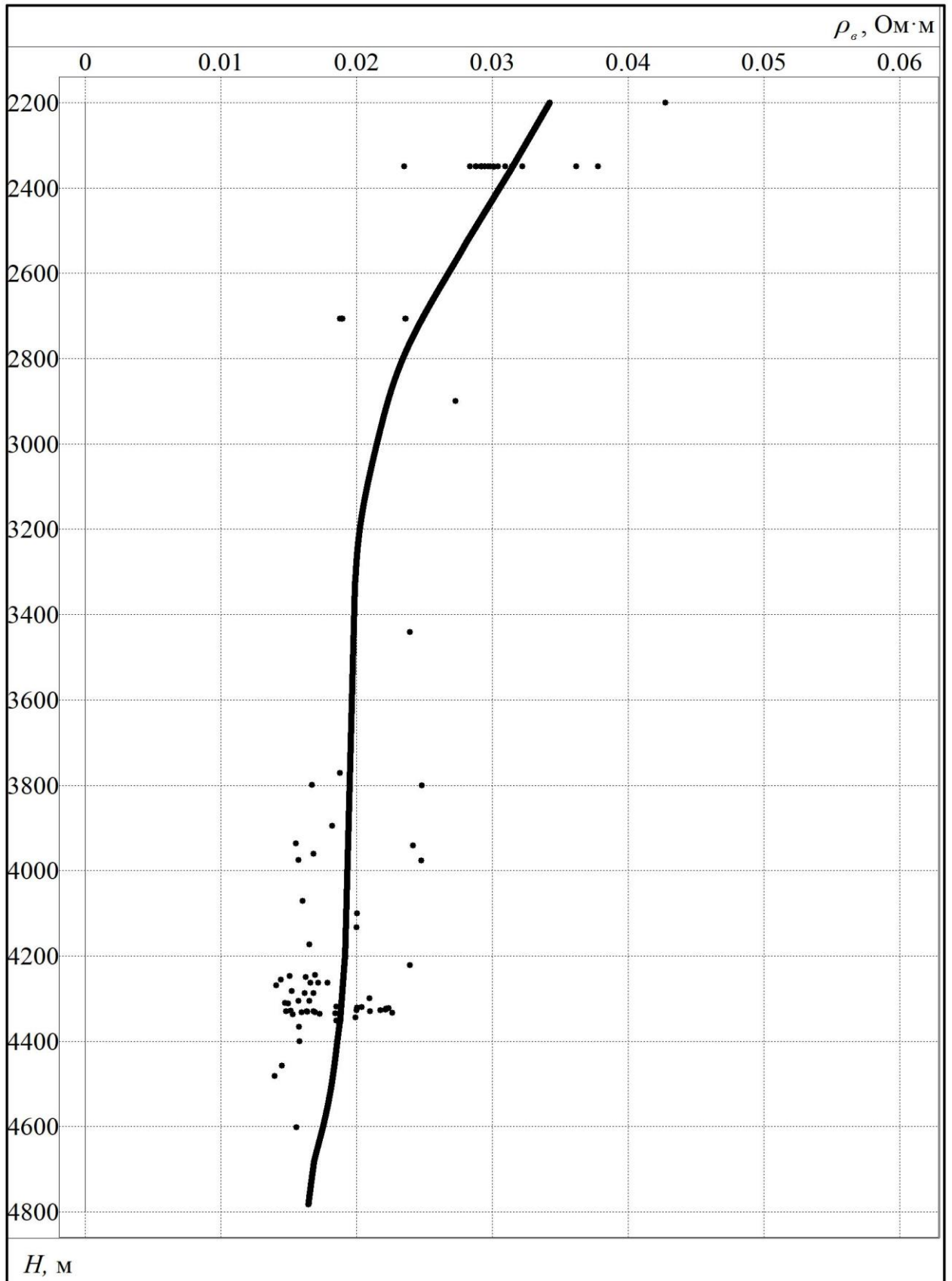
Геофізичні дослідження виконано Карпатським управлінням геофізичних робіт і Полтавською експедицією геофізичних досліджень свердловин. Ефективність геофізичних досліджень залежить від складності будови родовища.

Буріння і геофізичні дослідження свердловин продуктивної частини розрізу проводились на промивних рідинах з величиною питомих електричних опорів 0,03 Ом·м – 0,4 Ом·м. Промивна рідина, яка використовувалась мала наступні параметри: густина 1,09 г/см³ – 1,47 г/см³, в'язкість 30 с – 70 с [7].

Пластові води продуктивних горизонтів відносяться до хлоркальцієвого типу та мають високу мінералізацію – від 190 г/л до 370 г/л. В інтервалі продуктивних відкладів питомий електричний опір пластової води, при температурі залягання продуктивних горизонтів, закономірно зменшується з глибиною та має значення: від 0,012 Ом·м до 0,018 Ом·м (верхньовізейські продуктивні горизонти), від 0,011 Ом·м до 0,017 Ом·м (горизонти В-24-25 та Т-1) і від 0,009 Ом·м до 0,016 Ом·м (горизонти Фм-3 – Фм-6). На рисунку 5.1 показана залежність зміни питомого електричного опору (ПЕО) пластових вод з глибиною [7].

Для побудови залежності ПЕО пластових вод з глибиною використані дані по свердловинах 1, 2, 15, 20, 54, 58, 64, 76, 79, 81, 82, 83, 89, 94, 94, 97, 99, 100, 111 (рис. 2.1) [7].

Всього використано 147 проб, відібраних з різних горизонтів Західно-Козіївського родовища.



**Рисунок 2.1 – Зміна опору пластових вод з глибиною по свердловинах
Західно-Козіївського родовища**

За даними заміру геотермічна ступінь дорівнює 43,5 м на 1 °С, геотермічний градієнт складає 2,3 °С на 100 м; температура на рівні верхньовізейських колекторів складає від 86 °С до 105 °С, нижньовізейських та турнейських від 89 °С до 106 °С, фаменських – від 94 °С до 109 °С.

2.2 Комплекс, методика та якість результатів геофізичних досліджень

Для вирішення геолого-промислових завдань на Західно-Козіївському родовищі проводився такий комплекс методів геофізичних досліджень свердловин [7]:

а) загальні геофізичні дослідження проводились в масштабі глибин 1:500 по всьому стовбурі свердловини:

- стандартний електрокаротаж;
- гамма-каротаж;
- нейтронний гамма-каротаж;
- нейтрон-нейтронний каротаж по теплових нейтронах;
- кавернометрія і профілометрія;
- термометрія;

б) детальні геофізичні дослідження проводились в масштабі глибин 1:200 в інтервалах перспективних на нафту та газ [7]:

- бокове каротажне зондування;
- мікрокаротаж;
- боковий каротаж ;
- мікробоковий каротаж;
- індукційний каротаж;
- гамма-каротаж;
- нейтронний гамма-каротаж;
- нейтрон-нейтронний каротаж по теплових нейтронах;
- гамма-гамма каротаж щільнісний;
- імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж;

- акустичний каротаж;
- кавернометрія і профілометрія;
- в) для контролю технічного стану стовбура свердловини:
 - інклінометрія;
 - кавернометрія і профілометрія;
 - термометрія;
 - контроль якості цементування;

Після обсадження свердловини експлуатаційною колоною виконувалась перфорація і контроль інтервалів розкриття.

Для виділення пластів-колекторів, визначення характеру їх насичення, ПЕО та ефективної товщини використані електричні методи, методи радіометрії, кавернометрія, акустичний каротаж і випробування пластів на кабелі. Пористість визначалась за даними акустичного каротажу. Кількісна оцінка насиченості пластів-колекторів виконувалась за методом опорів.

Методика проведення ГДС і якість первинного матеріалу відповідали вимогам "Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах" [10].

Під час проведення геофізичних досліджень в свердловинах використовувались каротажні станції АКС-7АМ та АКС-Л-7.

Стандартний каротаж та бокове каротажне зондування. Для проведення цих методів використовувалась апаратура Е-1, АГАТ-ЕК, та АБКТ. Запис кривих стандартного каротажу проводилось потенціал- $(N6,0(11,0)M0,5A)$ та градієнт-зондами $(A2,0M0,5N)$; для запису кривих БКЗ використовувались підошвенні градієнт-зонди $A8,0M1,0N$; $A4,0M0,5N$; $A2,0M0,5N$; $A1,0M0,1N$; $A0,4M0,1N$ та покрівельний градієнт-зонд $N0,5M2,0A$. Результати досліджень даних методів використовувались для літологічного розподілу порід, стратиграфічного розчленування розрізу, а також кореляції розрізів свердловин. Результати досліджень БКЗ використовувались для визначення границь пластів та оцінки характеру насичення [10].

Масштаби питомих опорів склали: основний – $2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м/см}$; коефіцієнт закруглення другого та третього масштабів рівний п'яти. Масштаб кривої самочинної поляризації становив – 10 та $12,5 \text{ мВ/см}$ [10].

Мікрокаротаж проводився апаратурою МДО-3 зондами А0,025М і А0,05М зі швидкістю 1000 м/год. Масштаб опорів складав $0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м/см}$ – $1,0 \text{ Ом} \cdot \text{м/см}$. Еталонування мікрозондів здійснювалось в баку заповненим водою температурою 18°C , з опором $6,0 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Мікрокаротаж проводився у розрізах, які розкриті на прісних бурових розчинах, результати досліджень даного методу використовувались для виділення пластів-колекторів та літологічного розчленування геологічного розрізу свердловин [10].

Індукційний каротаж проводився за допомогою апаратури приладами АІК-4, АІК-5, АІК-М з використанням зондів 6ФІ; 7П1,6 та 8П1,4. Масштаб реєстрації провідності становив $20 - 50 \text{ (мСм/м)/см}$. Градування зондів індукційного каротажу виконувалась перед початком і після проведення вимірювань у свердловині з використанням градуювальних кілець. У мінералізованому розчині застосування даного методу обмежено. Результати досліджень індукційним каротажем використовувались при визначенні значень питомих опорів водоносних інтервалів та виділення газорідних та водонафтових контактів [10].

Мікробоковий каротаж. Для проведення досліджень мікробоковим каротажем використовувалась апаратура МК-АГАТ, МБК, МБКУ. Швидкість запису – 800 м/год – 1000 м/год, масштаб опорів складав $2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м/см}$. Повірка апаратури МБК проводилась у відповідності до інструкції з використанням баку з водою, аналогічно до методики градування апаратури мікрокаротажу. Дані мікробокового каротажу використано для оцінки питомого опору зони проникнення [10].

Боковий каротаж проводився за допомогою апаратури АГАТ-ЕК та АБКТ. Діаграми даного методу реєструвались при швидкості 1200 м/год – 2500 м/год. Масштаб опорів – логарифмічний. Результати досліджень БК використовувались при проведенні літологічного розчленування розрізу та

для уточнення границь пластів [10].

Кавернометрія. Реєстрація кривих кавернометрії проводилась зі швидкістю 1500 м/год – 2000 м/год приладами СКП-1. Горизонтальний масштаб запису – 5 см/см. Результати досліджень кавернометрії та профілеметрії використовувались під час виділення пластів-колекторів та вивченні технічного стану свердловин [10].

Радіоактивний каротаж записувався свердловинними приладами ДРСТ-3, СРК-01 в модифікаціях НГК, ГК та ННК-Т. ГК, НГК виконувався апаратурою ДРСТ-3 з індикатором Na, кристалом розміром 40 мм × 80 мм (для ГК) і 40 мм × 40 мм (для ГК, НГК) і фотопомножувачем ФЕП-74А. Довжина зонда каналу НГК – 60 см. Мінімальне значення сталої часу інтегруючої комірки $\tau = 0,87$ с, максимальне $\tau = 3$ с. Масштаб виводу двозондового нейтрон-нейтронного каротажу – 0,3 ум. од./см для малого зонда та 1,5 – 2 ум. од./см для великого зонда. Перед виїздом на свердловину, проводилось калібрування приладу з встановленим джерелом нейтронів на калібрувальному устаткуванні, а саме в баці з прісною водою, мінералізація якої не перевищувала 0,5 г/л NaCl. СРК-зонди ННК-Т калібруються на еталонах (імітаторах) пористості та флюїду: нафта (олія), повітря (газ) та інших, з визначеною густиною [10].

Швидкість реєстрації діаграми РК і постійна часу вибирались у відповідності з вимогами "Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах" [10].

Криві гамма-каротажу реєструвались в масштабі 2 ум.од./см, а нейтронного гамма-каротажу – 0,2 ум.од./см. Коефіцієнт перерахунку каналів ГК і НГК становив $K_{пер} = 63$ імп./хв – 170 імп./хв, натуральний фон ГК $2,5 \gamma$ – $3,2 \gamma$ [10].

Проводячи реєстрацію кривих НГК використовувались полонієво-берилієві джерела потужністю від $5,3 \times 10^6$ н/с до $10,3 \times 10^6$ н/с [10].

За результатами досліджень радіоактивним каротажом виділялися глинисті прошарки в пластах-колекторах, а проникні колектори. Результати

РК використовувались при визначенні пористості пластів за даними акустичного каротажу [10].

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж проводився у продуктивній частині розрізу в обсаджених свердловинах. Дослідження ІННК проводилось апаратурою Для цього використовується апаратура ІГН-9 та ІГН-6 з лічильниками типу СНІ-18. Швидкість реєстрації кривих ІННК – 170 м/год – 250 м/год. Розмір зонда – 40 см. Стала часу – $\tau = 5$ с. При ІННК реєструвалась густина теплових нейтронів при затримках 600, 750, 900, 1050, 1200, 1350 мкс; масштаб інтенсивності – 20, 100 і 300 імп./хв. Криві часу існування теплових нейтронів та інтегральна розраховувались на основі отриманих кривих. У нових приладах (ІГН, АІННК) криві часу існування теплових нейтронів та інтегральна розраховуються автоматично під час запису [10].

Результати досліджень методом ІННК використовувались при якісній оцінці нафтогазоносності колекторів Західно-Козіївського роздовища.

Акустичний каротаж проводився за допомогою апаратури СПАК-6 та СПАК-8. Швидкість запису кривих АК – 800 м/год – 1000 м/год, масштаб запису $\Delta T = 20$ (мкс/м)/см. Дані АК, в основному, використано для встановлення коефіцієнту пористості та розчленування літологічного розрізу свердловин [10].

Відбір проб виконувався випробувачами пластів на кабелі типу ОПН-140 з метою визначення характеру рідини, що насичує пласт, і встановлення його фільтраційних властивостей. Випробування проводилось випробувачами пластів на трубах типу КВІ-М-146, КІД-146, МИГ-146 [10].

Перфорація продуктивних горизонтів виконувалась перфораторами ПКО-80, ПКО-89, ПКС-80, ПКС-105, ПК2-103, ПР-43 зі щільністю прострілів 6 – 18 отворів на погонний метр [10].

Термометрія в свердловинах проводилась з метою встановлення природного теплового поля і при контролі якості цементування обсадних колон свердловин. Для проведення досліджень термометрії

використовувались термометри типу Т-5, ТЕГ-60 та ТЕГ-36. Реєстрація кривих проводилась в масштабі – 0,5 град/см [10].

Для контролю за якістю цементування обсадних колон застосовували апаратуру АКЦ-4.

Отриманий геофізичний матеріал відповідає вимогам "Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах" і забезпечує отримання інформації, необхідної для визначення типу пласта-колектора, характеру його насичення і основних підрахункових параметрів (ефективних товщин, пористості, насиченості, проникності, глинистості і водонасиченості) [10].

2.3 Методика інтерпретації результатів ГДС

2.3.1 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин

На Західно-Козіївському родовищі продуктивними є горизонти В-18, В-21в, В-21н, В-24-25, Т-1, Фм-3, Фм-4, Фм-5, Фм-6.

Породами-колекторами Західно-Козіївського родовища є пісковики, інколи алевроліти. Дані породи характеризуються різними фізичними та колекторськими властивостями, що дозволяє за комплексом відомих ознак та геофізичних параметрів отримувати повну інформацію про досліджуваний розріз, а саме: детально розчленувати товщу осадових відкладів за їх літологією та знаходити в розрізі характерні репери, що дають можливість прослідкувати горизонти від свердловини до свердловини.

Кореляція розрізів здійснювалась за допомогою регіональних і локальних реперів, що витримані по площі [9]. До таких реперів відносяться пересажські глини верхньої пермі, пласти вапняків башкирського і візейського ярусів і інші електрокаротажні репери, які характерні для даного родовища.

За діаграмами стандартного каротажу кореляція проводилась достатньо впевнено. В окремих ділянках розрізу (нижньовізейський, турнейський,

фаменський під'яруси), які характеризуються підвищеною літологічною неоднорідністю і фаціальною мінливістю, додатково застосовувались криві кавернометрії, акустичного і радіоактивного каротажів [4, 5, 9].

Детальна кореляція продуктивних горизонтів дозволила прослідкувати зміни їх літології, товщини, колекторських властивостей, також були виявлені різноамплітудні порушення, заміщення сіллю, розмиви [4, 5, 9].

Для простеження продуктивних горизонтів складено п'ять кореляційних схем по лініях свердловин Західно-Козіївського родовища: 3 – 54 – 56 – 20 – 64 – 80 – 81; 82 – 1 – 90 – 83 – 91 – 94; 55 – 20 – 63; 51 – 15 – 99 – 77 – 2; 100 – 89 – 79 – 58 – 97 – 76.

2.3.2 Виділення пластів-колекторів і визначення ефективних товщин

При сприятливих бурильних та пластових умовах ознаками пластів-колекторів є прямі якісні ознаки – наявність від'ємної аномалії ПС, глинистої кірки та наявність радіального градієнта питомого опору порід. Чіткі від'ємні аномалії ПС спостерігаються в теригенному розрізі, де колекторські властивості контролюються вмістом глинистого цементу. Виключення складають пісковики і алевроліти з більшим вмістом карбонатного цементу, в яких аномалії ПС досить великі для ущільнених та середньопористих пластів [4, 5, 9].

Ефективність прямих якісних ознак зменшується за ускладнення технологічних умов в свердловині. Глинисті прошарки чітко виділяються на діаграмах гамма-каротажу, нейтронного гамма-каротажу, а також на кривих імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу, особливо на діаграмах повторних замірів. Найбільш точно виділити щільні прошарки можна на діаграмах акустичного каротажу [4, 5, 9].

Прямі якісні ознаки порового колектора зумовлені проникненням в пласти фільтрату промивної рідини, яке викликає формування глинистої кірки на стінці свердловини і зони проникнення фільтрату в породі [4, 5, 9].

При розбурюванні теригенних і карбонатних колекторів на прісній

глинистій промивній рідині ($\rho_C < 0,2$ Ом·м; $\rho_C/\rho_B > 5$) при достатній репресії на пласти прямими ознаками проникнення є [4, 5, 9]:

- наявність глинистої кірки;
- позитивні прирости уявного опору на показах мікрозондів;
- наявність радіального градієнту опору;
- змінення показів електричних і інших методів при повторних вимірах в часі.

Ефективність виділення порових колекторів за прямими якісними ознаками суттєво залежить від технологічних і геологічних факторів: репресії на пласт, властивостей промивної рідини, інтервалу часу поміж розбурюванням і дослідженням розрізу, ефективної потужності колекторів [4, 5, 9].

Непрямі якісні ознаки колекторів характеризують породи, що за своїми емнісними властивостями можуть відноситись до колекторів. При невисокій відносній глинистості ($\eta_{ГЛ} < 0,4 \div 0,5$) порід до таких ознак відносяться [4, 5, 9]:

- аномалії на кривій самочинної поляризації (СП), які мають від'ємний знак, якщо $\rho_C > \rho_B$, та додатній знак при їх зворотному співвідношенні;
- низькі покази гамма-каротажу.

Кількісні критерії колекторів полягають у перевищенні виміряних на зразках керну або визначених за матеріалами ГДС значень пористості і проникності над граничними їх значеннями $K_{П.ГР}$ і $K_{ПР.ГР}$, встановленими окремо для пластів із різним характером насичення. Граничні значення $K_{П.ГР}$ і $K_{ПР.ГР}$ визначають на зразках керну, відібраних із досліджуваних колекторів, а також за результатами випробовувань колекторів [4, 8, 9].

Для виділення міжгранулярних колекторів у свердловинах з промивною рідиною на водній основі використовують наступні характеристики гірських порід: пористість, глинистість, проникність, залишкову водонасиченість. Ці характеристики для порід-колекторів мають критичні граничні (кондиційні) значення, які в свою чергу відповідають

граничним значенням геофізичних параметрів таких як $In\gamma$, Δt , I_{γ} , $\alpha_{СП}$, I_{γ} . Порівнюючи покази кожного методу з граничними значеннями можна робити висновки відносно колекторських можливостей конкретного пласта [9].

2.3.3 Визначення коефіцієнта глинистості

Для розрахунку коефіцієнта глинистості зазвичай використовують метод природної радіоактивності (ГК). Застосування цього методу базується на існуючій прямій залежності між вмістом глинистого матеріалу в породі та природною радіоактивністю.

Визначення коефіцієнта глинистості проводилось шляхом розрахунку подвійного різницевого параметру ΔI_{γ} та виходячи із залежності $K_{\text{гл}} = f(\Delta I_{\gamma})$, яка представлена на рисунку 2.2, де ΔI_{γ} рахується за формулою [4, 5, 9]:

$$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma}^{\min}) / (I_{\gamma}^{\max} - I_{\gamma}^{\min}) \quad (2.1)$$

де I_{γ} , I_{γ}^{\min} , I_{γ}^{\max} – значення показів природної радіоактивності навпроти пласта, чистих пісковиків та глин, відповідно.

Об'ємна глинистість $K_{\text{гл}}$, як відомо, пов'язана з ваговою $C_{\text{гл}}$ співвідношенням: $K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(1 - K_{\text{п}})$.

Застосування методу ПС для врахування впливу глинистості засновано на залежності, яка існує між дифузійно-адсорбційною активністю породи і утримуванням в ній глинистого матеріалу. Для цього в інтервалі дослідження проводилась лінія глин по максимальних додатних амплітудах глинистих пластів. За пластами пісковика з максимальною від'ємною амплітудою $\Delta U_{\text{оп}}^{\text{пс}}$ проводилась друга опорна лінія. Навпроти пластів від лінії глин відраховувалась амплітуда $\Delta U_{\text{пс}}$, в неоднорідних пластах амплітуда $\Delta U_{\text{пс}}$ усереднювалась. Розраховувалась відносна амплітуда за формулою [4, 5, 9]:

$$\alpha_{\text{пс}} = \Delta U_{\text{пс}} / \Delta U_{\text{оп}}^{\text{пс}} \quad (2.2)$$

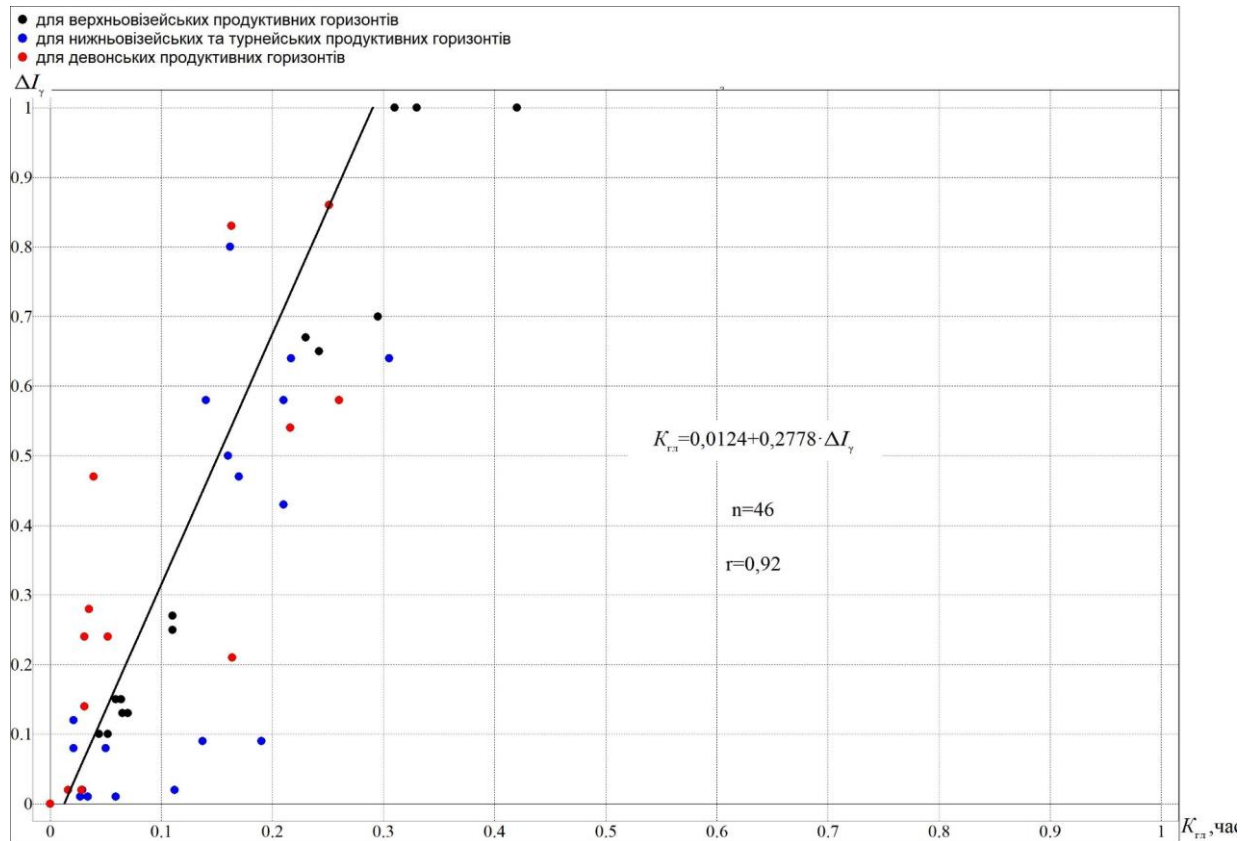


Рисунок 2.2 – Залежність показів гамма-методу від об'ємної глинистості $K_{ГЛ}$, для візейських, турнейських, фаменських відкладів Західно-Козіївського родовища.

2.3.4 Визначення коефіцієнтів пористості

Пористість у відкладах продуктивних горизонтів Західно-Козіївського родовища вивчалась як за результатами промислово-геофізичних досліджень так і за результатами лабораторних досліджень.

Визначення коефіцієнтів пористості за акустичним каротажем

Визначення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу проводилось за допомогою використання двомірної загальновідомої залежності Віллі Грегори та багатомірних залежностей з використанням результатів гамма-каротажу та самочинної поляризації [11].

Коефіцієнт пористості глинистих колекторів, визначений за результатами досліджень акустичним методом, перевищує його істинне значення тим більше, чим вище $K_{гд}$. За наявності глинистих колекторів врахування впливу глинистості на покази акустичного каротажу здійснюється різними методами [9, 11].

Традиційним для родовищ ДДЗ є комплексування ΔT та $\alpha_{пс}$. Сприятливими умовами для його виконання є стала мінералізація та хімічний склад пластової води, відношення опору фільтрату бурового розчину до опору пластової води більше від п'яти, однорідність мінералогічного складу цементу (при перевазі глинистого); добра відсортованість зерен скелетної фракції колектора. За результатами зіставлення пористості визначеної на керновому матеріалі порід-колекторів Західно-Козіївського родовища і параметрів $\alpha_{пс}$ і ΔT багатомірну модель оцінки пористості у вигляді $K_{п} = f(\Delta T, \alpha_{пс})$ [9, 11].

Рівняння регресії має вигляд (рис. 2.3):

$$K_{п} = -20,589 + 0,133 \cdot \Delta T + 5,325 \cdot \alpha_{пс} \quad (2.3)$$

Коефіцієнт кореляції зв'язку дорівнює 0,82.

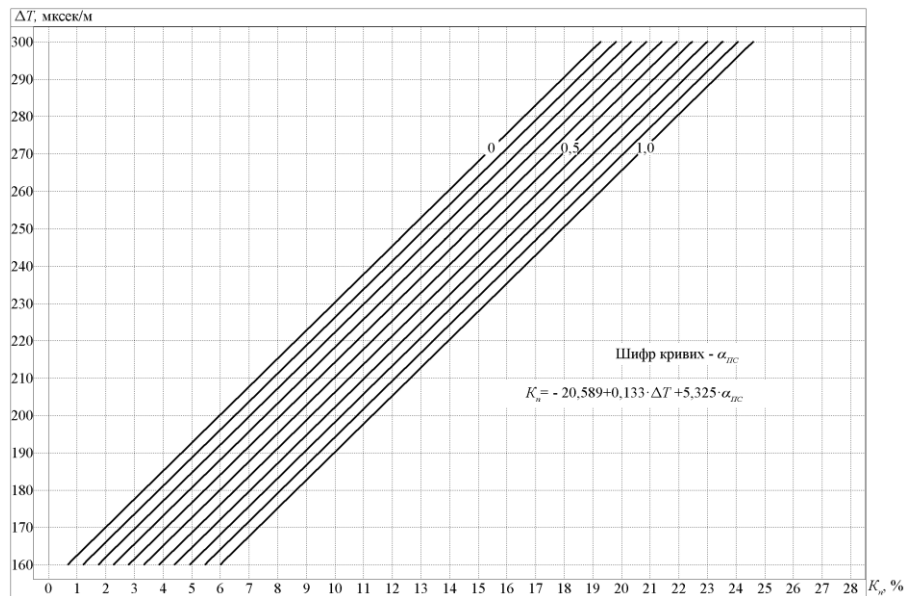


Рисунок 2.3 – Номограма для визначення пористості порід продуктивних горизонтів Західно-Козіївського родовища за акустичним каротажем та самочинною поляризацією

Характер взаємозв'язку між K_p , ΔT , ΔI_γ вивчався на підставі даних керну та ГДС для продуктивних горизонтів Козіївського і Західно-Козіївського родовищ. Як відмічалось вище, те, що кластичний матеріал пісковиків і алевролітів продуктивних горизонтів представлено переважно кварцом, дозволяє використовувати параметр ΔI_γ при оцінці пористості для врахування впливу глинистості [9, 11]. У таких умовах метод ГК дає досить достовірну інформацію про вміст глинистого матеріалу. Багатомірна залежність $K_p = f(\Delta T, \Delta I_\gamma)$ апроксимується виразом:

$$K_p = -20,455 + 0,153 \cdot \Delta T - 6,247 \cdot \Delta I_\gamma . \quad (2.4)$$

Коефіцієнт кореляції зв'язку дорівнює 0,88.

Номограма для оцінки пористості за параметрами ΔT і ΔI_γ приведена на рисунку 2.4.

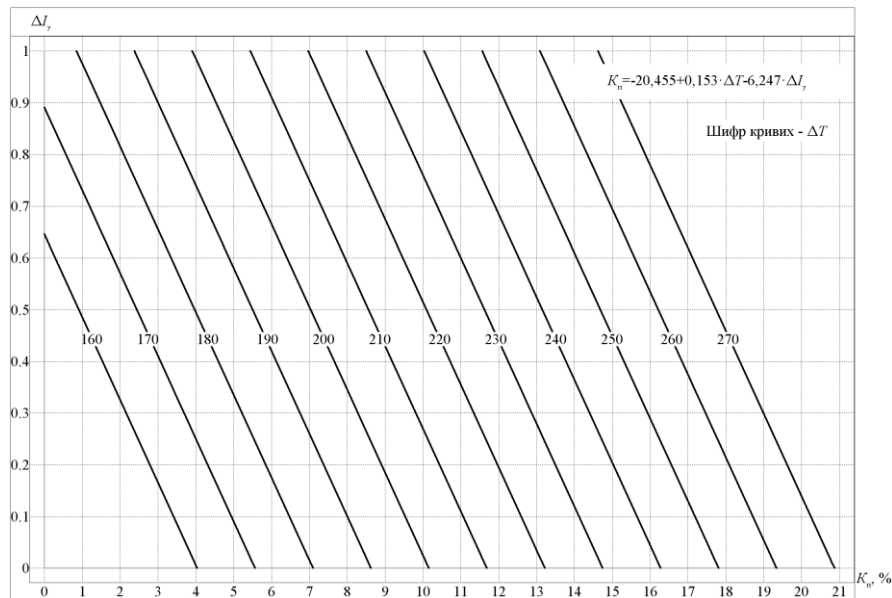


Рисунок 2.4 – Номограма для визначення пористості порід продуктивних горизонтів Західно-Козіївського родовища за акустичним каротажем та гамма-каротажем

Аналіз зіставлення пористостей, визначених за залежностями $K_{п} = f(\Delta T, \Delta I_{\gamma})$, $K_{п} = f(\Delta T, \alpha_{пс})$ і даними ядра $K_{п}$ представлені на рисунках 2.5 та 2.6. Похибка визначення пористості для теригенних колекторів візейських, турнейських та фаменських відкладів, згідно проведених зіставлень, в більшості випадків не перевищує $\pm 15\%$ відносних, тобто значення пористості визначені за методами АК та ГК є достовірними. Пористості, визначені за методами АК та ПС, дають в незначній мірі гіршу збіжність значень. Тому, в підрахунку запасів Західно-Козіївського родовища прийнято за основу коефіцієнт пористості пластів продуктивних горизонтів, розрахований за залежністю $K_{п} = f(\Delta T, \Delta I_{\gamma})$.

2.3.5 Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості

Оцінка коефіцієнта нафтонасиченості проводилося за результатами досліджень методу опору. При цьому використовувались залежності між параметром пористості $P_{п}$ та коефіцієнтом пористості $K_{п}$, параметром насичення $P_{н}$ і коефіцієнтом водонасичення $K_{в}$, які отримані при лабораторних дослідженнях кернавого матеріалу [9, 11].

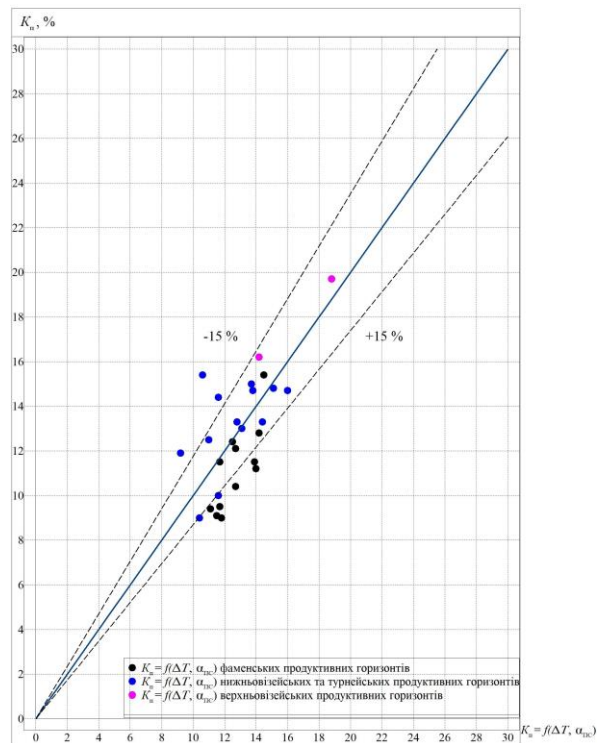


Рисунок 2.5 – Зіставлення пористості визначеної за даними ΔT , α_{nc} та пористості за даними аналізів керну візейських, турнейських, фаменських продуктивних відкладів Західно-Козіївського родовища

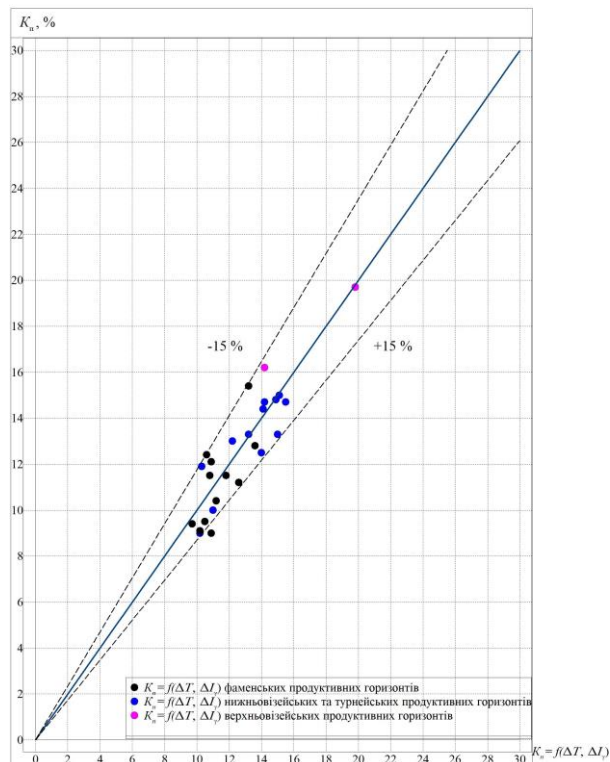


Рисунок 2.6 – Зіставлення пористості визначеної за даними ΔT , ΔI та пористості за даними аналізів керну візейських, турнейських, фаменських продуктивних відкладів Західно-Козіївського родовища

Першим етапом проводилось визначення питомого опору пласта при повному насиченні його водою:

$$\rho_{\text{ВП}} = P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}} , \quad (2.5)$$

де $\rho_{\text{ВП}}$ – ПЕО пласта-колектора при 100% його насиченні водою; $\rho_{\text{в}}$ – ПЕО води, що насичує пласти.

Опір пластової води $\rho_{\text{в}}$ визначався за рисунком 2.1. Петрофізичні моделі оцінки коефіцієнта за результатами електричних досліджень було отримано на колекції зразків порід-колекторів, які відібрані з візейських, турнейських і фаменських покладів Козіївського та Західно-Козіївського родовищ, з урахуванням термобаричних умов залягання пласта, і представлені на рисунках 2.7 – 2.9. Залежності були випробувані при підрахунку запасів по родовищу [7]. Вони описані наступними рівняннями.

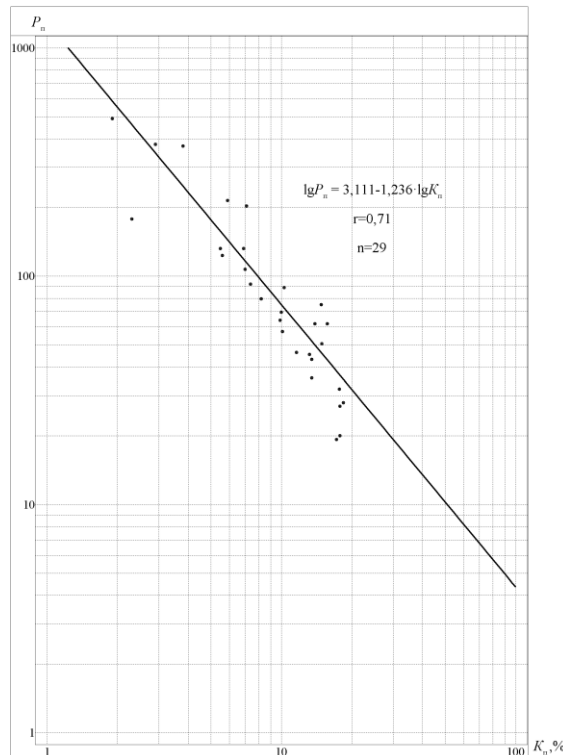


Рисунок 2.7 – Графік залежності параметра пористості $P_{\text{п}}$ від коефіцієнта пористості $K_{\text{п}}$ для порід верхньовізейських продуктивних відкладів Західно-Козіївського родовища

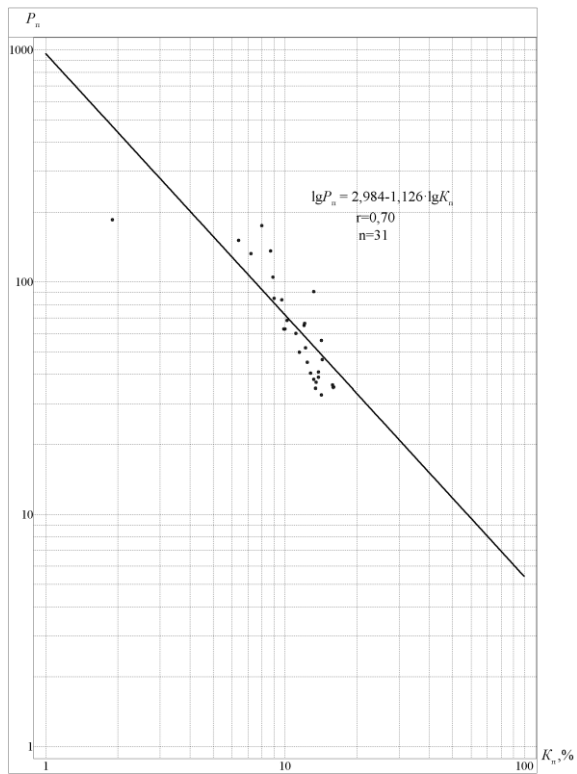


Рисунок 2.8 – Графік залежності параметра пористості $P_{п}$ від коефіцієнта пористості $K_{п}$ для нижньовізейських та турнейських відкладів Західно-Козіївського родовища

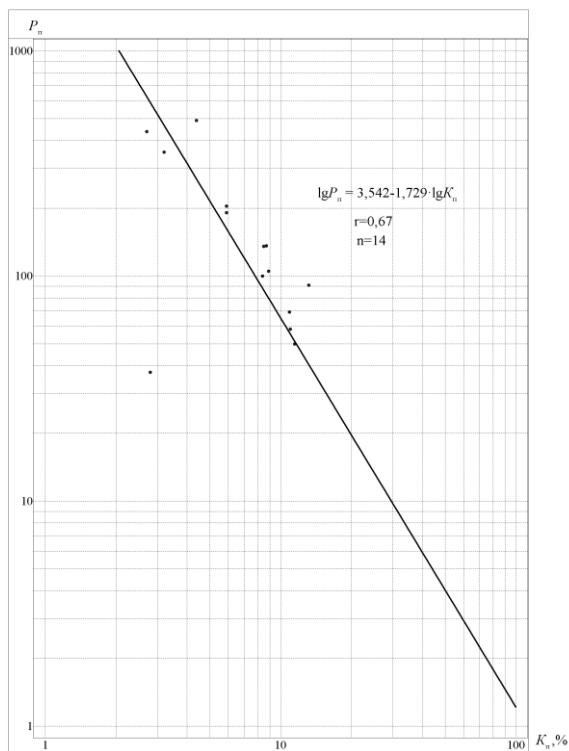


Рисунок 2.9 – Графік залежності параметра пористості $P_{п}$ від коефіцієнта пористості $K_{п}$ для порід фаменських продуктивних відкладів Західно-Козіївського родовища

Для верхньовізейських відкладів:

$$\lg P_{\Pi} = 3,111 - 1,236 \cdot \lg K_{\Pi}, \quad n = 29. \quad (2.6)$$

Для нижньовізейських та турнейських відкладів:

$$\lg P_{\Pi} = 2,984 - 1,126 \cdot \lg K_{\Pi}, \quad n = 31. \quad (2.7)$$

Для фаменських відкладів:

$$\lg P_{\Pi} = 3,542 - 1,729 \cdot \lg K_{\Pi}, \quad n = 14. \quad (2.8)$$

Розрахунок коефіцієнту збільшення опору, або параметра насичення P_{Π} , проводився за формулою:

$$P_{\Pi} = \rho_{\Pi} / \rho_{\text{вп}}. \quad (2.9)$$

Значення питомого опору нафтонасиченого пласта ρ_{Π} проводилось за даними інтерпретації діаграм БКЗ, при наявності екранних впливів – за діаграмами індукційного методу та бокового каротажу.

Для побудови залежностей параметра насичення P_{Π} від коефіцієнта водонасичення $K_{\text{в}}$, використовувались дані кернових досліджень по свердловинах 12, 15, 51. За результатами виміру питомого електричного опору частково або повністю водонасичених зразків та коефіцієнту водонасиченості були вивчені залежності параметру насичення від коефіцієнту водонасиченості для верхньовізейських, нижньовізейських, турнейських та фаменських відкладів. Ці залежності представлені на рисунках 2.10 – 2.12 та описуються наступними рівняннями [6, 9, 11].

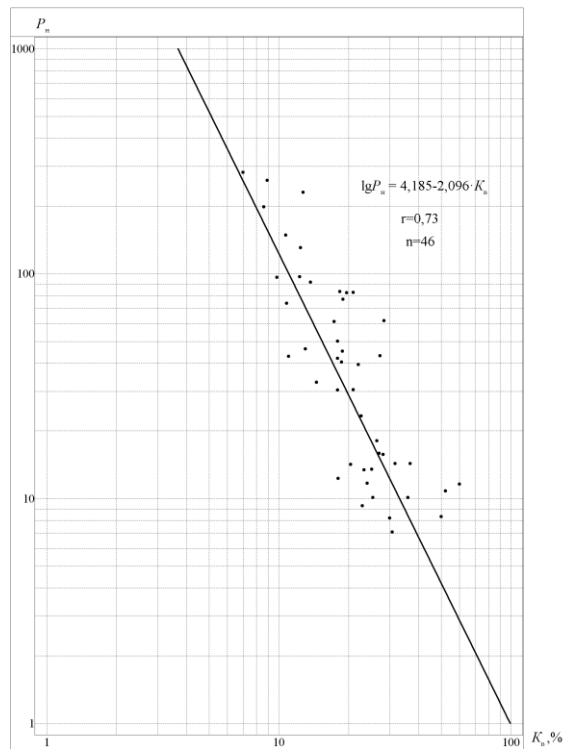


Рисунок 2.10 – Графік залежності параметра насичення P_n від коефіцієнта водонасичення K_v для порід верхньовізейських продуктивних відкладів Західно-Козіївського родовища

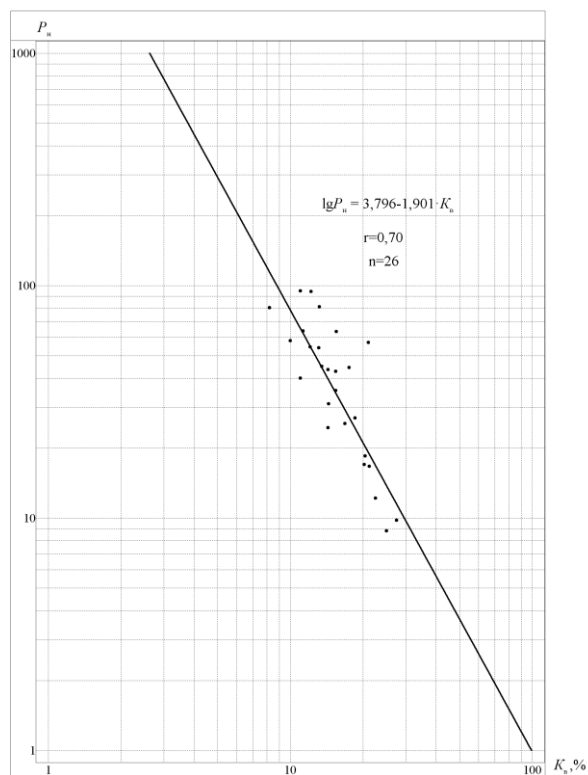


Рисунок 2.11 – Графік залежності параметра насичення P_n від коефіцієнта водонасичення K_v для порід нижньовізейських і турнейських продуктивних відкладів Західно-Козіївського родовища

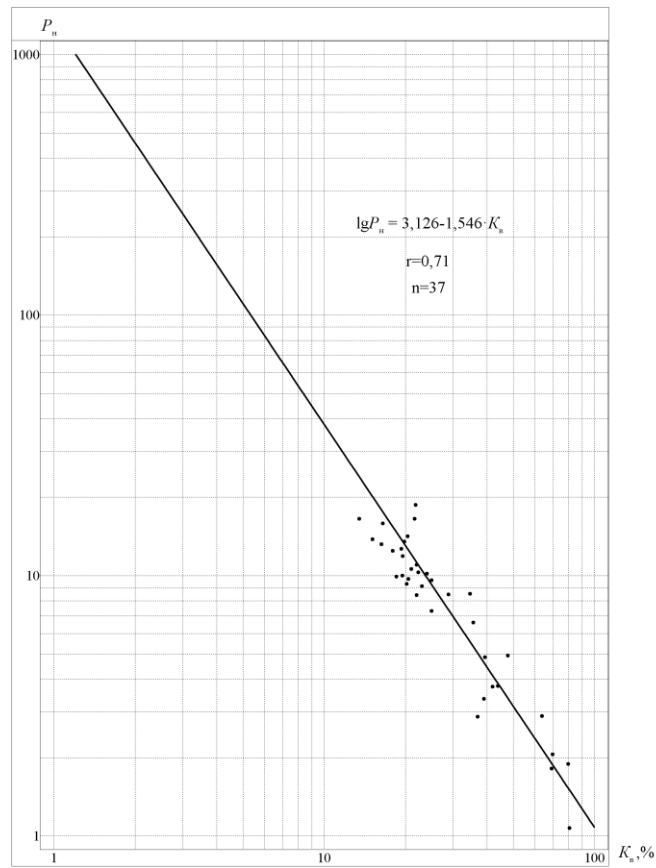


Рисунок 2.12 – Графік залежності параметра насичення P_n від коефіцієнта водонасичення K_v для порід фаменських продуктивних відкладів Західно-Козіївського родовища

Для верхньовізейських відкладів:

$$\lg P_n = 4,185 - 2,096 \cdot \lg K_v . \quad (2.10)$$

Для нижньовізейських і турнейських відкладів:

$$\lg P_n = 3,796 - 1,901 \cdot \lg K_v . \quad (2.11)$$

Для фаменських відкладів:

$$\lg P_n = 3,126 - 1,546 \cdot \lg K_v . \quad (2.12)$$

2.3.6 Визначення коефіцієнта проникності

Для отримання зв'язку абсолютної проникності з пористістю проведено кореляційно-регресійний аналіз матеріалу досліджень по верхньовізейських, нижньовізейських, турнейських та фаменських продуктивних горизонтах. У результаті проведеного аналізу встановлено, що проникність колекторів знаходиться в тісному кореляційному зв'язку з відкритою пористістю [6, 9, 11].

Для проведення статистичної обробки використано інформацію 70 лабораторних визначень по верхньовізейських відкладах, 70 визначень по нижньовізейських та турнейських відкладах, 53 – по фаменських відкладах. Побудовані залежності встановлені роздільно для горизонтів В-18 та В-21в – В-21н, В-24-25 – Т-1, Фм-3 – Фм-6 та представлені на рисунках 2.13 – 2.14.

Згідно класифікації Т.І.Теодоровича для теригенних відкладів ДДЗ, до продуктивних колекторів відносяться пласти, проникність яких вища за 1×10^{-3} мкм². За результатами зіставлення проникності та продуктивності, мінімальному значенню продуктивності відповідає значення проникності, яке близьке до значення 1×10^{-3} мкм². Ця величина не протирічить загальноприйнятій для ДДЗ, тому нижня межа $K_{\text{пр}}$ прийнята за 1×10^{-3} мкм².

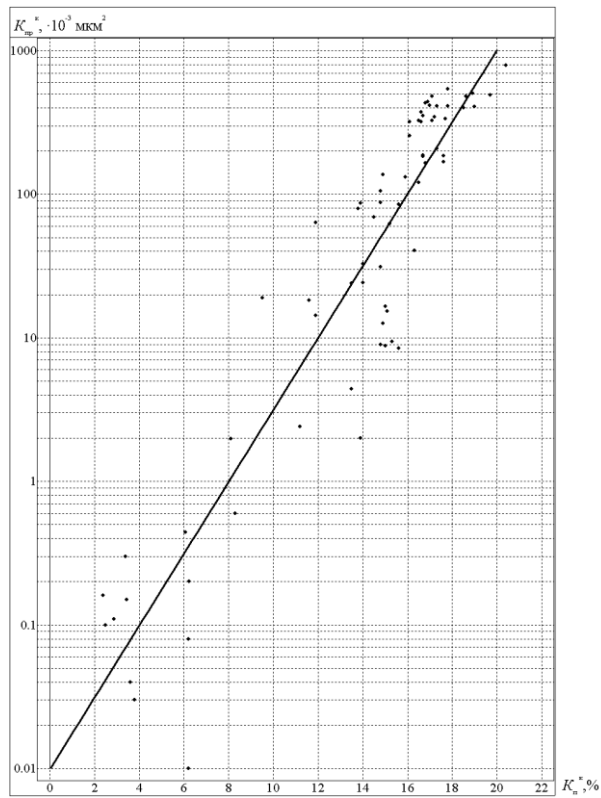


Рисунок 2.12 – Зіставлення $K_{пр}$ та $K_{п}$ за даними дослідження керну для горизонтів В-18 та В-21в – В-21н Західно-Козіївського родовища

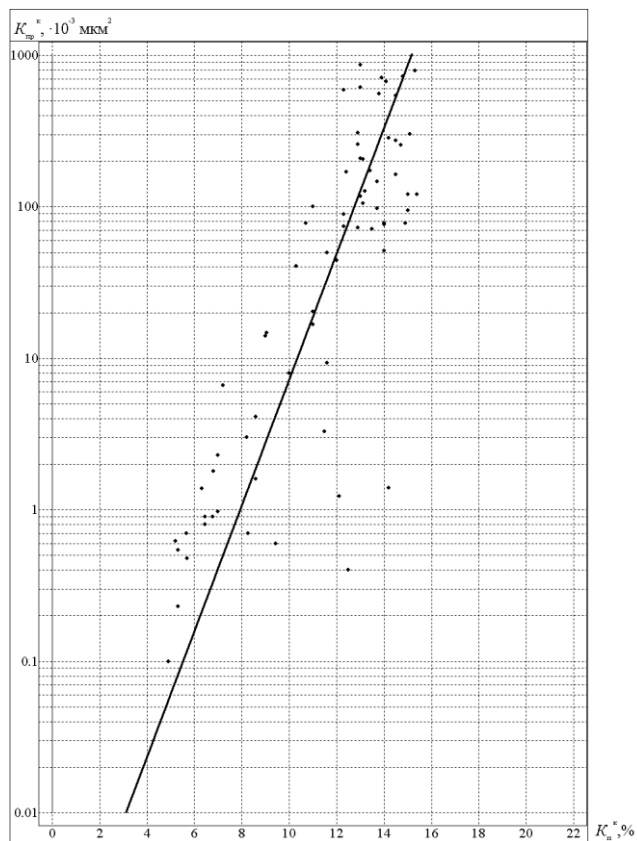


Рисунок 2.13 – Зіставлення $K_{пр}$ та $K_{п}$ за даними дослідження керну для горизонтів В-24-25 – Т-1 Західно-Козіївського родовища

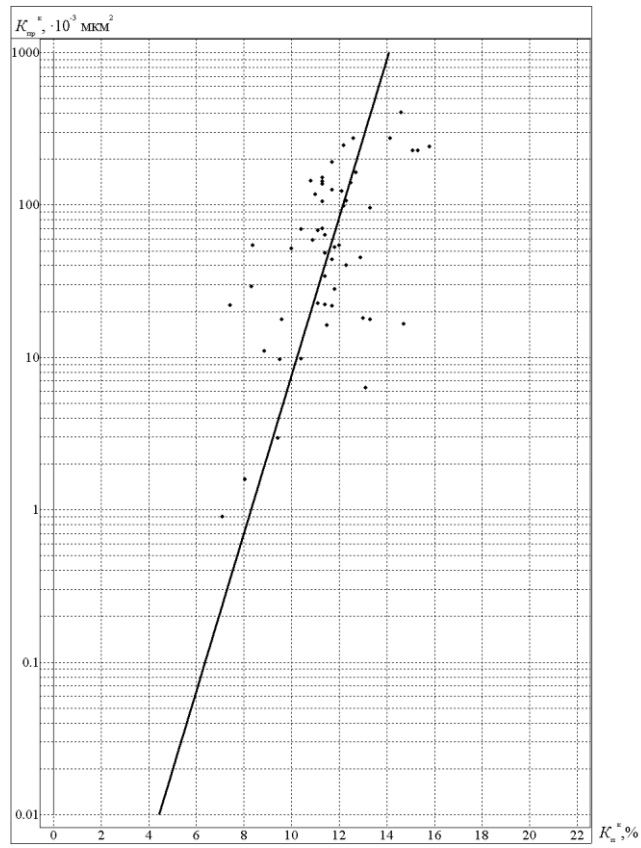


Рисунок 2.14 – Зіставлення $K_{пр}$ та $K_{п}$ за даними дослідження керну для горизонтів Фм-3 – Фм-6 Західно-Козіївського родовища

3 ВСТАНОВЛЕННЯ ГРАНИЧНИХ ЗНАЧЕНЬ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Встановлення граничних значень колектор–неколектор і продуктивний–водоносний колектор проведено шляхом зіставлення результатів випробування в колоні і у відкритому стовбурі за допомогою випробувачів на кабелі (ВПК) і трубних випробувачів (ВПТ), з колекторськими властивостями і геофізичними параметрами. Граничні значення визначались по перетину кривих розподілу характеристик в інтервалах різних класів порід [10].

Зіставляючи геофізичні параметри та підрахункові величини випробуваних пластів, отримані вибірки: 62 пластоперетини для верхньовізейських відкладів, 160 – для нижньовізейських та турнейських відкладів, 80 – для фаменських відкладів. Шляхом статистичної обробки, побудовано диференціальні та інтегральні функції розподілу цих величин, і відповідно встановлено їхні граничні значення (Рис. 3.1–3.9). Значення абсциси точки перетину кривих розподілу є граничним значенням досліджуваного параметру, а значення ординати перетину функцій розподілу є частиною помилкових визначень у вибірках, що використовувались для побудов [6, 9, 11].

Ефективність розподілу порід ef у відсотках за вказаним правилом визначається за формулою [9, 11]:

$$ef = 1 - W_X^{ГР}, \quad (3.1)$$

де $W_X^{ГР}$ – ордината перетину інтегральних функцій розподілу, %.

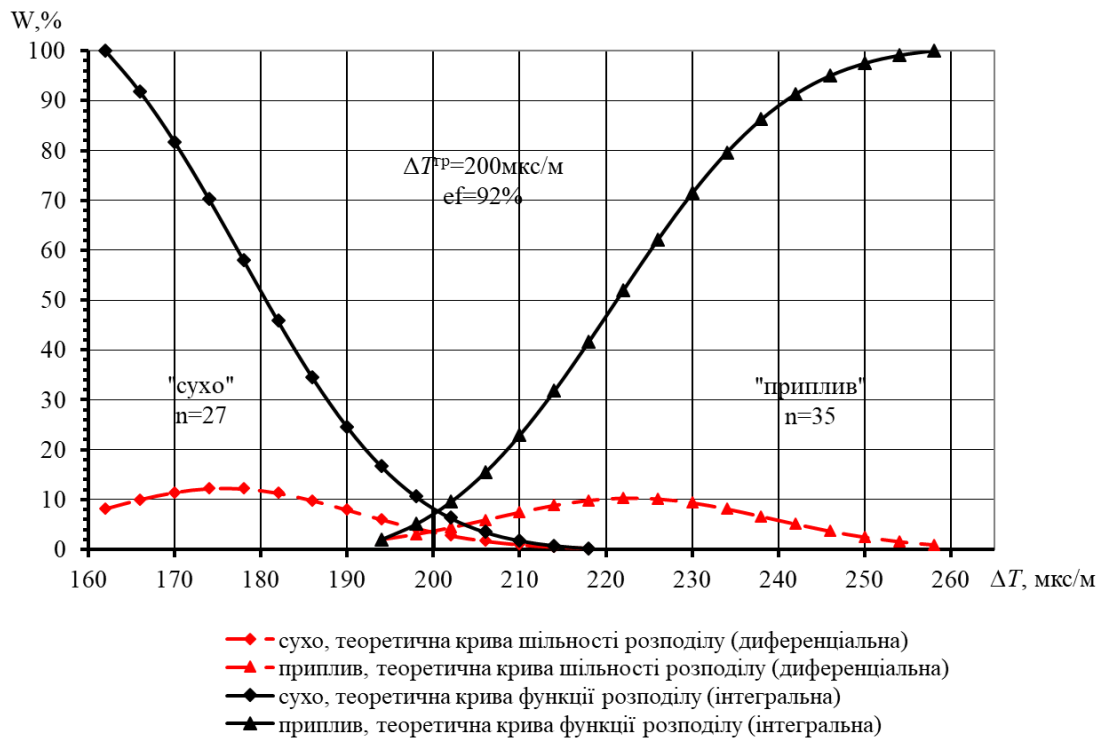


Рисунок 3.1 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих ΔT в інтервалах випробування "колектор – неколектор" у верхньовізейських відкладах Західно-Козіївського родовища

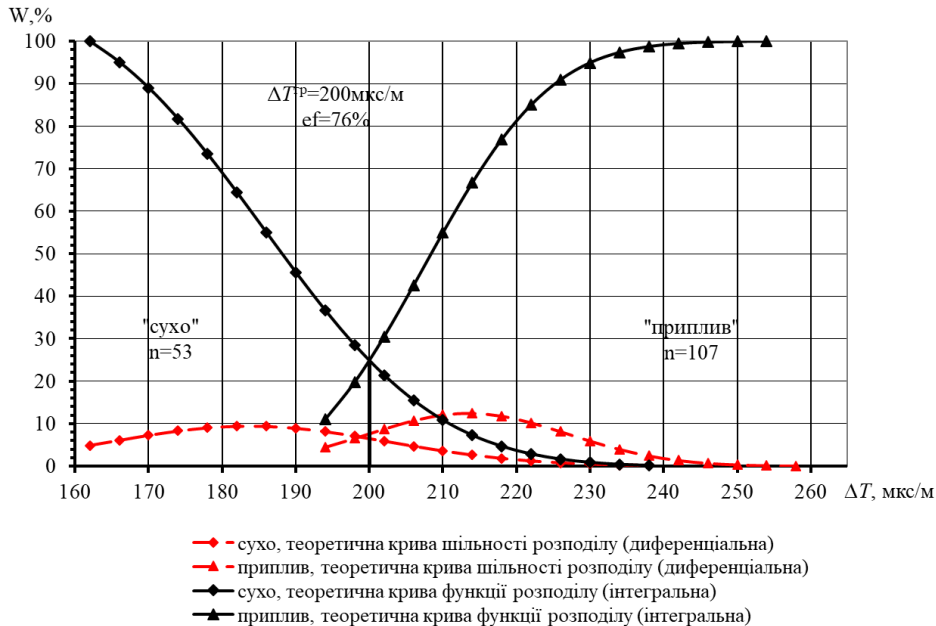


Рисунок 3.2 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих ΔT в інтервалах випробування "колектор – неколектор" у нижньовізейських і турнейських відкладах Західно-Козіївського родовища

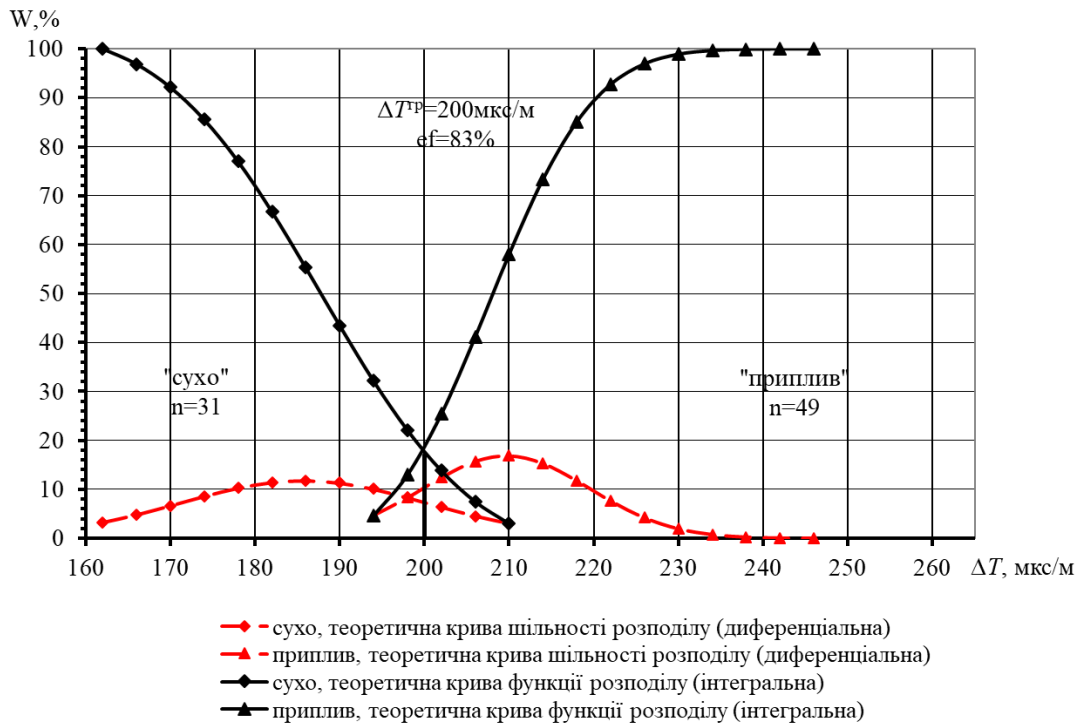


Рисунок 3.3 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих ΔT в інтервалах випробування "колектор – неколектор" у фаменських відкладах Західно-Козіївського родовища

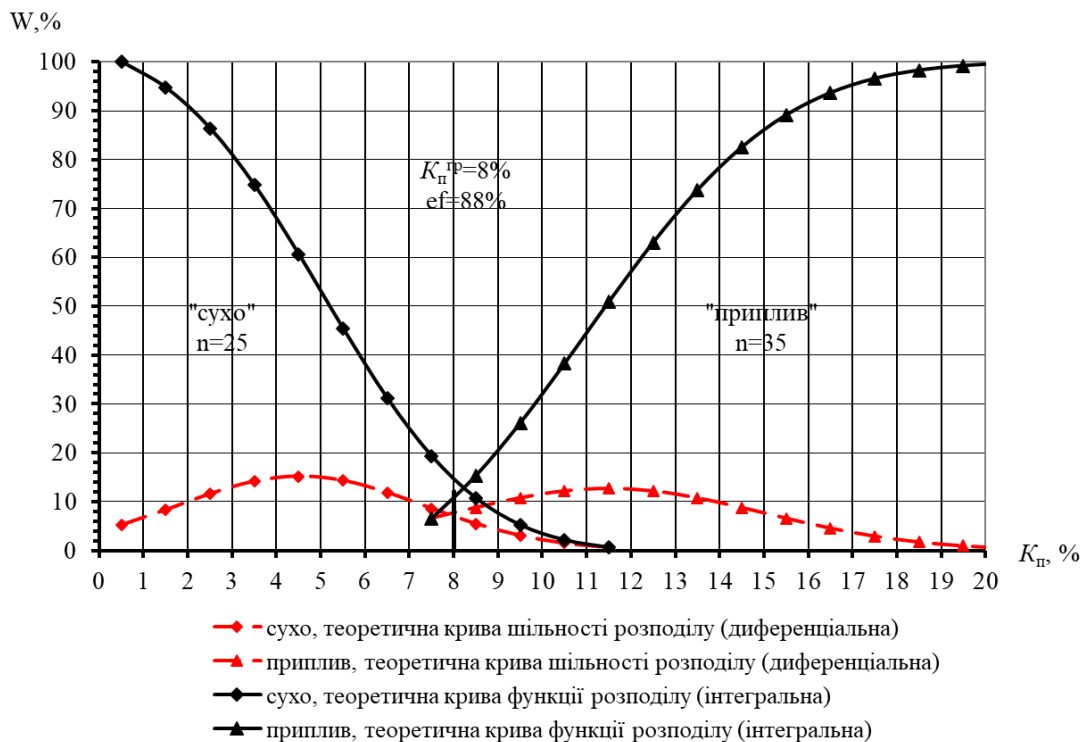


Рисунок 3.4 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих K_p в інтервалах випробування "колектор – неколектор" у верхньовізейських відкладах Західно-Козіївського родовища

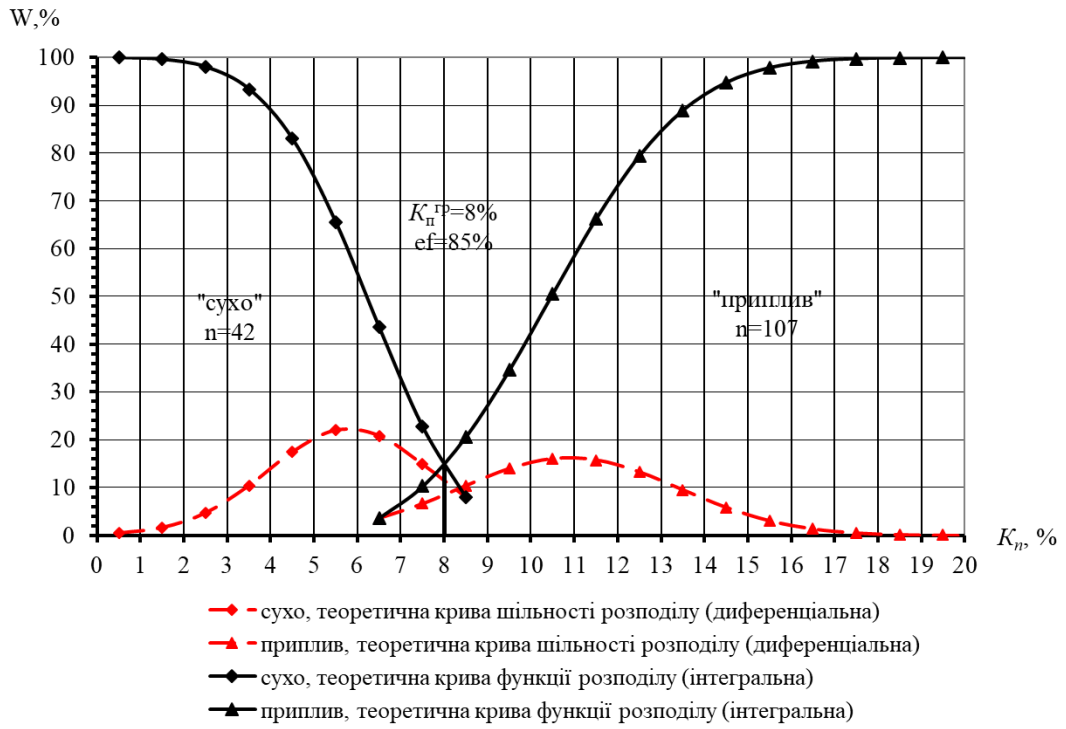


Рисунок 3.5 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих K_p в інтервалах випробування "колектор – неколектор" у нижньовізейських і турнейських відкладах Західно-Козіївського родовища

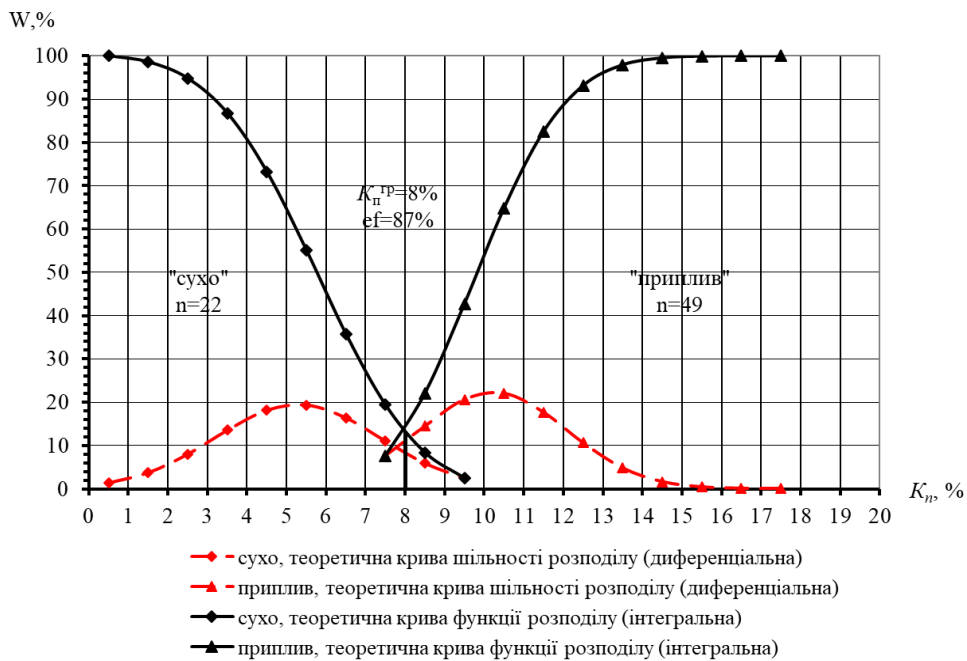


Рисунок 3.6 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих K_p в інтервалах випробування "колектор – неколектор" у фаменських відкладах Західно-Козіївського родовища

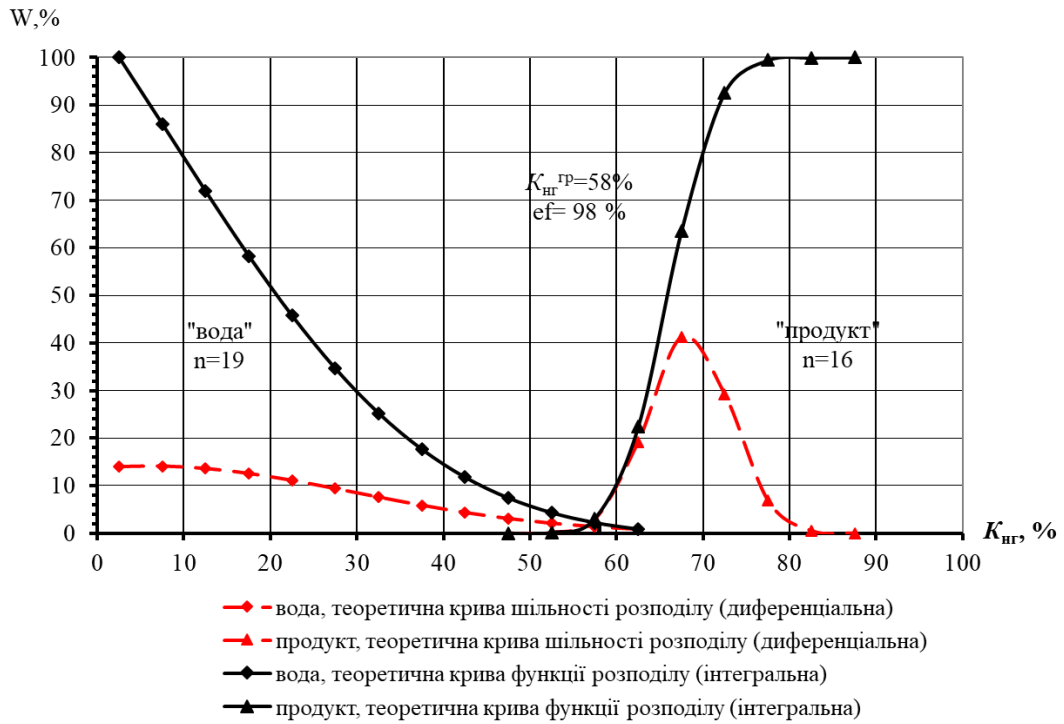


Рисунок 3.7 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих $K_{нг}$ в інтервалах випробування "вода – продукт" у верхньовізейських відкладах Західно-Козіївського родовища

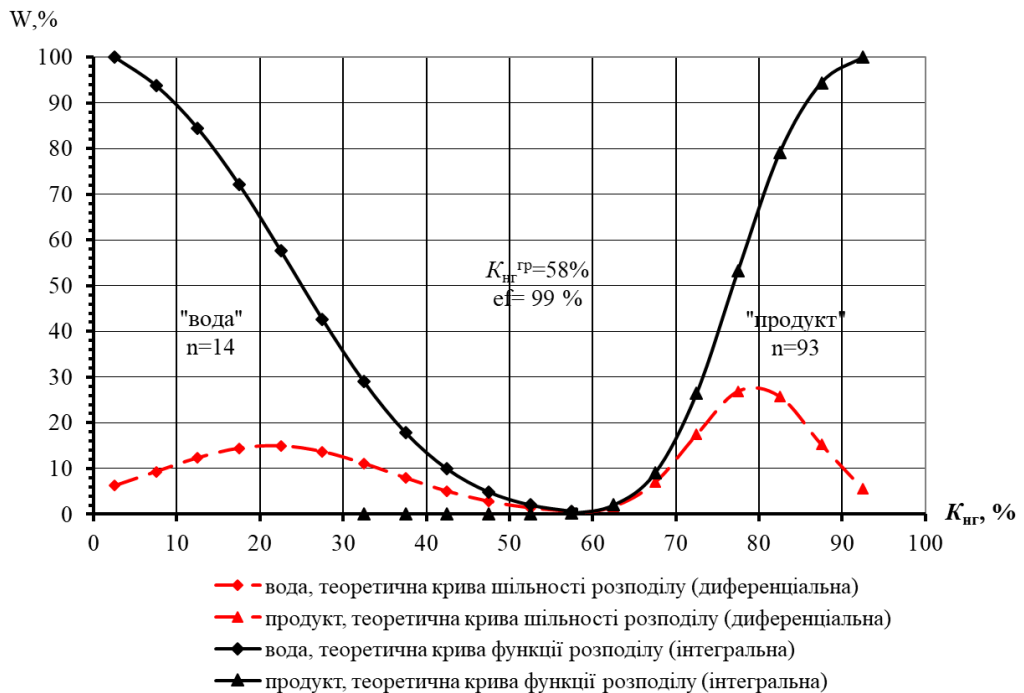


Рисунок 3.8 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих $K_{нг}$ в інтервалах випробування "вода – продукт" у нижньовізейських і турнейських відкладах Західно-Козіївського родовища

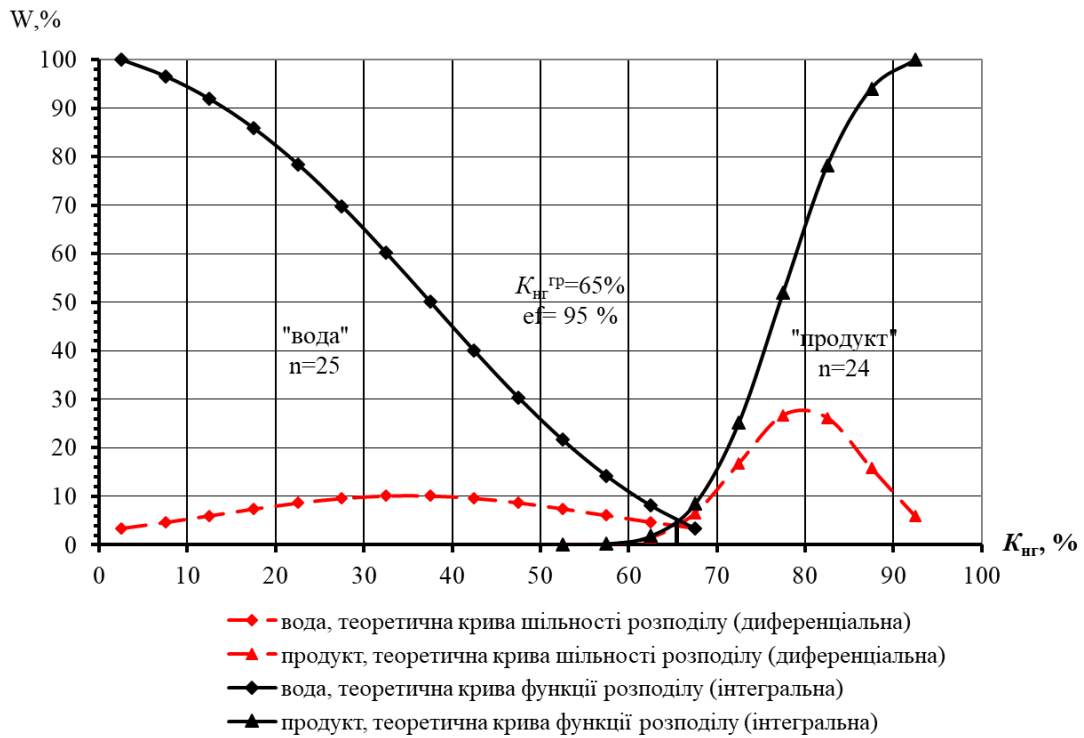


Рисунок 3.9 – Полігони розподілу диференціальних та інтегральних кривих $K_{пр}$ в інтервалах випробування "вода – продукція" у фаменських відкладах Західно-Козіївського родовища

Використовуючи петрофізичні зв'язки $K_{пр} = f(P_H)$ знайдено граничні значення параметра насичення.

Використовуючи зв'язок $K_{пр} = f(\Delta T, \Delta I_\gamma)$, знайдено граничне значення ΔI_γ .

Таким чином, проведений аналіз даних гідродинамічних і геофізичних досліджень і лабораторних досліджень кернавого матеріалу дозволили достатньо обґрунтовано встановити граничні значення петрофізичних параметрів промислово-продуктивного колектора (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Граничні значення петрофізичних параметрів

Вік покладів	$K_{пр}^{гр}, \%$	$K_{пр}^{гр}, \%$	$K_{пр}^{гр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$\Delta I_\gamma^{гр}$	$\Delta T^{гр}, \text{ мкс}$	$P_H^{гр}$
C_1V_2	8,0	58	1,0	0,35	200	6,1
$C_1V_1-C_1t$	8,0	58	1,0	0,35	200	5,2
D_{3fm}	8,0	65	1,0	0,35	200	5,6

Достовірність одержаних граничних значень підтверджується

результатами випробування. Дані величини граничних значень підрахункових параметрів близькі до граничних значень, прийнятих по сусідніх родовищах, таблиця 3.2.

Таблиця 3.2 – Граничні значення петрофізичних параметрів, прийняті по сусідніх родовищах

Родовище	H , м	Вік покладів	$K_{пр}^{гр}$, 10^{-3} мкм^2	$K_{п}^{гр}$, %	$K_{нг}^{гр}$, %
Бугруватівське	3300 – 4100	$C_1V_2 - D_{3fm}$	1,0	9,0	60
Прокопенківське	2400 – 2700	C_1V_1	1,0	9,0	50
Козіївське	3600 – 4200	$C_1V_2 - D_{3fm}$	1,0	8,0	55
Великобубнівське	2800 – 3200	C_1V_2	1,0	8,0	52
Миколаївське	4000 – 4300	$C_1V_2 - C_{1t}$	1,0	8,0	53
Талалаївське	3300 – 3800	$C_1V_2 - C_{1t}$	1,0	9,5	55–53
Качанівське	2900 – 3500	$C_{1S2} - C_{1t}$	1,0	8,0	55
Хухринське	2900 – 3400	C_1V_2	1,0	9,0	70

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі розглядався аналіз ефективності використання результатів геофізичних досліджень при встановленні колекторських властивостей порід-колекторів візейських, турнейських та фаменських відкладів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища.

Встановлено, що для визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів візейських, турнейських та фаменських відкладів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища необхідно використовувати комплексну методику інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин, зокрема результати акустичного каротажу та самочинної поляризації, а також результати акустичного каротажу та гамма каротажу.

У результаті проведення аналізу результатів геофізичних досліджень визначались такі фільтраційно-ємнісні властивості як коефіцієнт пористості, коефіцієнт нафтогазонасичення, коефіцієнт глинистості та коефіцієнт проникності порід-колекторів даного родовища.

За побудованими полігонами розподілу петрофізичних параметрів встановлено їх граничні значення для порід-колекторів візейських, турнейських та фаменських відкладів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища.

Для верхньовізейського під'ярусу: $K_{п}^{гп} = 8,0 \%$; $K_{нп}^{гп} = 58 \%$; $K_{пр}^{гп} = 1,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $\Delta I_{\gamma}^{гп} = 0,35$; $\Delta T^{гп} = 200 \text{ мкс}$; $P_{н}^{гп} = 6,1$.

Для нижньовізейського під'ярусу та турнейського ярусу: $K_{п}^{гп} = 8,0 \%$; $K_{нп}^{гп} = 58 \%$; $K_{пр}^{гп} = 1,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $\Delta I_{\gamma}^{гп} = 0,35$; $\Delta T^{гп} = 200 \text{ мкс}$; $P_{н}^{гп} = 5,2$.

Для фаменського ярусу: $K_{п}^{гп} = 8,0 \%$; $K_{нп}^{гп} = 65 \%$; $\Delta I_{\gamma}^{гп} = 0,35$; $K_{пр}^{гп} = 1,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $\Delta T^{гп} = 200 \text{ мкс}$; $P_{н}^{гп} = 5,6$.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Айзенберг Д.Е., Бондарчук В.Г. Стратиграфія УРСР, т.V. Карбон. Київ: Наукова думка, 1969. 326 с.
2. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1 : Східний нафтогазоносний район. Під ред. Іванюти М. М., Феदिшина В. О., Денєги Б. І., Арсія Ю. О., Лазарука Я. Г. Львів: УНГА, 1998. 494 с.
3. Бондарчук В.Г., Чебаненко И.И. Закономерности развития региональной тектоники Украины. Киев: Наукова думка, 1983. 184 с.
4. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом: Методичні вказівки – Київ-Львів, ДКЗ України, Льв. УКРДГІ, 2010, 46 с.
5. Геологічна інтерпретація даних ГДС. Федорів В.В.: Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 186 с.
6. Жуков М.Н. Математична статистика та обробка геологічних даних: підручник. Київ : КНУ ім. Т.Шевченка, 2008. – 487 с.
7. Лозинський О.Є., Лозинський В.О., Маєвський Б.Й., Гладун В.В., Чепіль П.М. Математичні методи в нафтогазовій геології. Підручник для студентів вищих навчальних закладів. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 276с.
8. Нагорняк Л., Лис І. Геолого-економічна оцінка запасів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища. Укрндігаз, 2020. 357 с.
9. Степанюк, В. П. Фізичні властивості гірських порід : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. – 218 с. – ISBN 966-7327-96-5.
10. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин/ навчальний посібник. Івано-Франківськ/ ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
11. Федоришин Д.Д., Федорів В.В., Гаранін О.А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах // Підручник – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 256 с.
12. Федорів В.В. Теоретичні та прикладні моделі в петрофізиці колекторів : Конспект лекцій. – Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2024. – 117 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: “Встановлення граничних значень петрофізичних параметрів продуктивних горизонтів Західно-Козіївського нафтогазоконденсатного родовища”.

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 59 сторінок, 24 рисунки, 2 таблиці, 12 літературних джерел.