

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Міністерство освіти і науки

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Харишин Віталій Русланович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.834
(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Побудова петрофізичних моделей для встановлення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища
(назва роботи)

Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія
(назва освітньої програми)

103 – Науки про Землю
(шифр і назва спеціальності)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач освітнього ступеня В.Р. Харишин
(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Федоришин Сергій Дмитрович, к. геол. наук., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

Доцент І.О. Федак
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

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 Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища	21.03.25-10.04.25	
3	Обґрунтування комплексу методів ГДС, що проводився на Скворцівському родовищі	10.04.25-20.04.25	
4	Аналіз результатів обробки даних геофізичних досліджень свердловин	21.04.25-30.04.25	
5	Побудова петрофізичних моделей для встановлення фільтраційно-ємнісних 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)

В.Р. Харишин
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Федоришин С.Д.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Побудова петрофізичних моделей для встановлення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища» містить 56 сторінок, 11 рисунків, 12 літературних джерел.

У роботі розглядаються результати досліджень порід-колекторів складнопобудованих розрізів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. Наведено особливості літолого-стратиграфічного розрізу даного родовища. У результаті аналізу геолого-геофізичного матеріалу встановлено, що продуктивні розрізи башкірських, візейських і серпузівських відкладів представлені, в основному, кварцовими та поліміктовими пісковиками та алевролітами різної зернистості і ступеня глинизації та карбонатизації, а також генезису – від алювіального до морського.

Використовуючи результати експериментальних досліджень керну в умовах, що наближені до пластових, та геофізичних досліджень свердловин визначені фільтраційно-ємнісні характеристики та побудовані петрофізичні моделі фільтраційно-ємнісних параметрів, які дозволяють достовірно визначити за даними ГДС петрофізичні параметри як чистих гранулярних кварцових порід-колекторів, так і пісковиків поліміктового типу. Побудовані фільтраційно-ємнісні моделі башкірських, візейських і серпузівських відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища можна використовувати для підрахунку запасів нафти і газу, а також для поточної інтерпретації результатів ГДС.

Ключові слова: ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН, ПЕТРОФІЗИЧНІ МОДЕЛІ, ПОРИСТІСТЬ, ПРОНИКНІСТЬ, НАФТОГАЗОНАСИЧЕННЯ

ANNOTATION

The bachelor's thesis on the topic “Construction of petrophysical models for establishing filtration and capacity properties of reservoir rocks of the Skvortsivka oil and gas condensate field” contains 56 pages, 11 figures, 12 references.

The work considers the results of studies of reservoir rocks of complex sections of the Skvortsivka oil and gas condensate field of the Dnieper-Donetsk depression. The features of the lithological and stratigraphic section of this field are presented. As a result of the analysis of geological and geophysical material, it was established that the productive sections of the Bashkir, Visean and Serpuhov deposits are represented mainly by quartz and polymictic sandstones and siltstones of various grain sizes and degrees of clay and carbonatization, as well as genesis - from alluvial to marine.

Using the results of experimental core studies in conditions close to reservoir conditions and geophysical studies of wells, filtration-capacity characteristics were determined and petrophysical models of filtration-capacity parameters were constructed, which allow to reliably determine the petrophysical parameters of both pure granular quartz reservoir rocks and polymictic sandstones from GDS data. The constructed filtration-capacity models of the Bashkir, Visean and Serpuhov deposits of the Skvortsiv oil and gas condensate field can be used to calculate oil and gas reserves, as well as for point-by-point interpretation of GDS results.

Keywords: GEOPHYSICAL WELL RESEARCH, PETROPHYSICAL MODELS, POROSITY, PERMEABILITY, OIL AND GAS SATURATION

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.	8
1 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ СКВОРЦІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.	10
1.1 Загальні відомості про родовище	10
1.2 Аналіз літолого-стратиграфічної характеристики Скворцівського родовища	14
1.3 Аналіз тектонічної будови родовища	16
1.4 Обґрунтування нафтогазоносності Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища.	19
2 ОБГРУНТУВАННЯ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГДС, ЩО ПРОВОДИВСЯ НА СКВОРЦІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ	25
2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах.	25
2.2 Комплекс, методика і якість промислово-геофізичних досліджень.	26
2.3 Комплексна інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень в свердловинах	32
2.3.1 Кореляція розрізів і літологічне розчленування відкладів.	32
2.3.2 Аналіз фізичних властивостей порід-колекторів	33
2.3.3 Виділення колекторів та визначення ефективної товщини.	36
3 ПЕТРОФІЗИЧНІ МОДЕЛІ ДЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ	39
ВИСНОВКИ.	55
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	56

Перелік умовних позначень

- ПЕО – питомий електричний опір;
СК – стандартний каротаж;
БКЗ – бокове каротажне зондування;
МК – мікрокаротаж;
ІК – індукційний каротаж;
БМК – боковий мікрокаротаж;
БК – боковий каротаж;
КВ – кавернометрія;
ГК – гамма-каротаж;
НГК – нейтронний-гамма каротаж;
СГК – спектрометричний гамма-каротаж;
АК – акустичний каротаж;
 $K_{n\text{сер}}$ – середнє значення коефіцієнта пористості;
 K_n – коефіцієнт пористості;
 $K_{глі}$ – коефіцієнт глинистості;
 $K_г$ – коефіцієнт газонасичення;
ПЗП – присвердловинна зона пласта;
ГДС – геофізичні дослідження свердловин.

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтогазова промисловість відіграє велике значення в розвитку економіки країни. Постійно збільшуються обсяги видобування вуглеводневої сировини. Процес підрахунку запасів є важливим елементом в галузі, але не всі параметри визначаються з певною точністю і це пов'язано, як з умовами проведення досліджень так і з недосконалістю вимірювальної апаратури.

У зв'язку з впровадженням новітніх технологій, розробкою сучасної апаратури та програмного забезпечення стає можливим отримання більш достовірної інформації в процесі дослідження газових та нафтогазоконденсатних свердловин.

Для вивчення розрізу продуктивних відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища використовувався комплекс геофізичних досліджень свердловин, що включає в себе стандартні види каротажу, а саме: електричний каротаж, акустичний каротаж, радіоактивний та інші методи.

Використовуючи результати експериментальних досліджень керну в умовах, що наближені до пластових, та геофізичних досліджень свердловин будуть встановлені фільтраційно-ємнісні характеристики та побудовані петрофізичні моделі фільтраційно-ємнісних параметрів, які дозволять достовірно визначити за даними ГДС петрофізичні параметри як чистих гранулярних кварцових порід-колекторів, так і пісковиків поліміктового типу. Побудовані фільтраційно-ємнісні моделі башкірських, візейських і серпузівських відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища можна використовувати для підрахунку запасів нафти і газу, а також для поточної інтерпретації результатів ГДС.

Об'єкт дослідження – породи-колектори продуктивних башкірських, візейських і серпузівських відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Мета і завдання. Метою роботи є побудова петрофізичних моделей

для достовірного встановлення фільтра ціно-ємнісних параметрів порід-колекторів башкірських, візейських і серпузівських відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Для вирішення поставленої мети необхідно провести аналіз геологічної будови даного родовища, отриманих результатів геофізичних досліджень свердловин та побудувати петрофізичні моделі для встановлення колекторських властивостей порід-колекторів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Метод дослідження – математично-статистичний апарат побудови двомірних та багатомірних петрофізичних моделей для порід-колекторів башкірських, візейських і серпузівських відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Отримані результати та їх новизна – за результатами аналізу геолого-геофізичного матеріалу побудовано петрофізичні моделі для встановлення фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається зі вступу, 3 розділів, висновків, переліку використаних джерел із 12 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи – 56 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 11 рисунками.

1 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ СКВОРЦІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

1.1 Загальні відомості про родовище

Скворцівське родовище розташоване на території Богодухівського району Харківської області України. Найближчими населеними пунктами є сс. Хрущова, Никитівка, Кияни, Сухини, Скосогорівка, Хорунже [2].

Районний центр та залізнична станція Богодухів розташовані у 8 км на північ від площі (Рис. 1.1).

Рельєф місцевості є пагорбкуватою рівниною, що приурочена до пойми р.Мерчик, заболоченою і ускладненою густою сіткою оврагів і балок [2].

Максимальні відмітки рельєфу приурочені до водороздільних ділянок і сягають 195 м, мінімальні – до пойми річки, де вони вимірюються від 140 до 150 м. Долина річки асиметрична: праві схили – круті, ліві – більш пологі [2].

Клімат району помірно континентальний з середньорічною температурою $+6^{\circ}\text{C}$. Мінімальна температура – $-30-31^{\circ}\text{C}$, характерна для січня, найвища – $+25-30^{\circ}\text{C}$ – для липня. Глибина промерзання ґрунту – 0,8-1,2 м, інколи до 1,5 м. Середньорічна кількість опадів – 450-600 мм [2].

В економічному відношенні район сільськогосподарський, густо населений. Населення працює у сільському господарстві і на підприємствах місцевого значення.

З корисних копалин видобувається будівельний матеріал (пісок, глина), а також торф, невеликі поклади якого зустрічаються у долинах рік.

Родовище відкрито у 1992 році пошуковою свердловиною 1, коли при випробуванні одержали промисловий приплив газу [2].

На родовищі пробурено 9 пошукових свердловин. З них у контурі нафтогазоносності – 5.

Геофізичні дослідження виконувались Полтавською ЕГДС і ГУ "Укргазпромгеофізика".

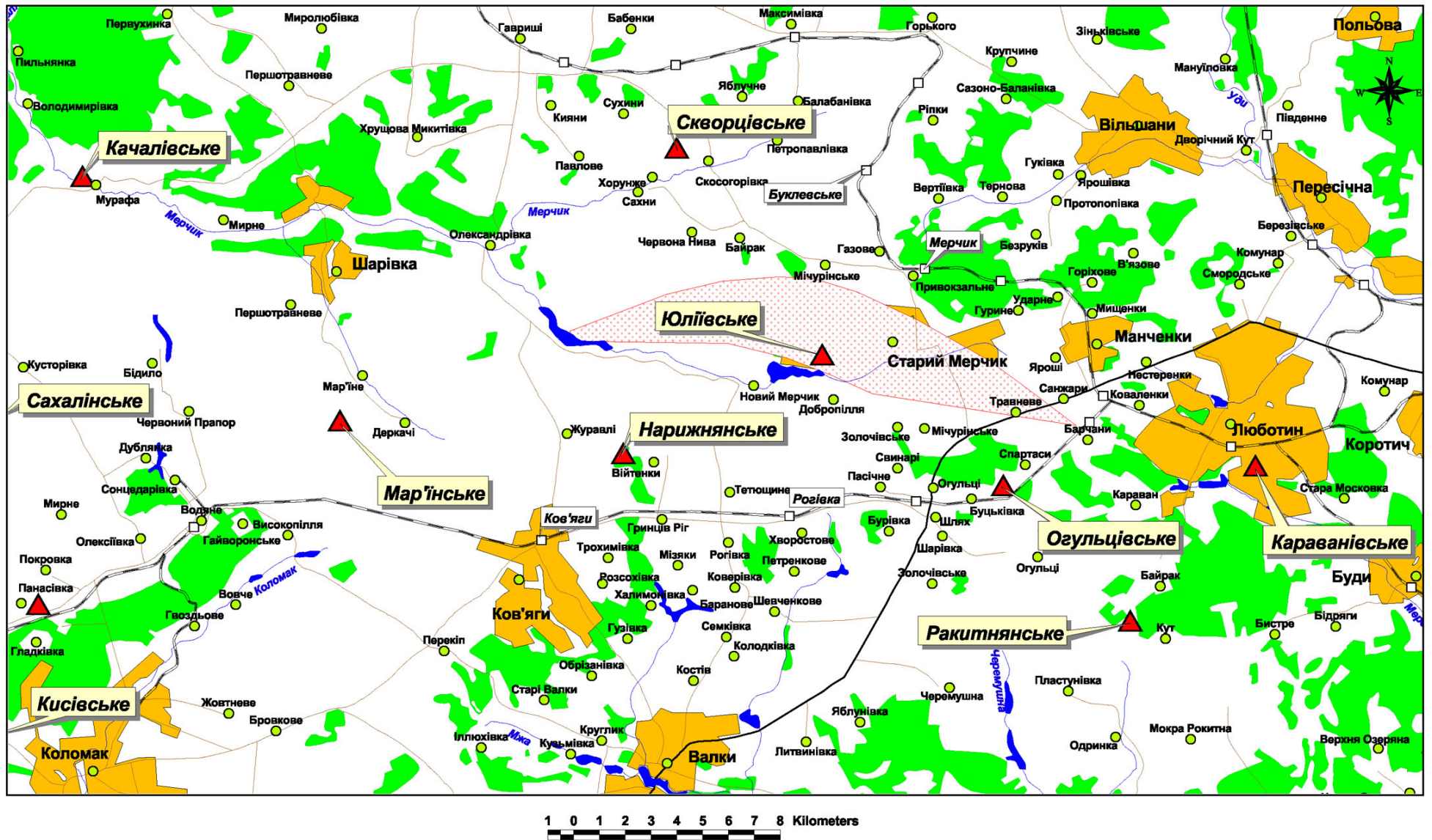


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт

Згідно “Проекту дорозвідки Скворцівського родовища”, який було складено у 2001-2003 рр. УкрНДІгазом, було пробурено 15 розвідувальних свердловин (№№41-50 та 60, 62-65), з них в контурі нафтогазоносності – 11. Базовим комплексом розвідки стали візейські відклади раннього карбону (горизонти В-14-В-25), базальний горизонт і кора вивітрювання кристалічних порід фундаменту. Водночас свердловинами оцінювались перспективні у нафтогазоносному відношенні пізньосерпуховські (горизонти С-4-5) і башкирські (горизонт Б-12) відклади [6].

Система розташування проектних свердловин враховувала перш за все структурний план відбиваючого горизонту $V_{В3-n}$ (C_1V_1), бо візейські горизонти є основними продуктивними горизонтами на Скворцівському родовищі. Проектна глибина свердловин розраховувалась виходячи із глибини розкриття кристалічного фундаменту [6].

Родовище знаходиться в розробці з 2001 року. На 1.01.2008 р. розробляються горизонти В-15, В-16, В-19, В-20, В-25 і базальний горизонт карбону.

Пошукові роботи на Скворцівському родовищі здійснювались Первомайською нафтогазорозвідувальною експедицією об'єднання “ПНГГ”. На пошукові свердловини покладались наступні основні задачі: розкрити породи докембрійського фундаменту на глибину біля 300 м; оцінити продуктивність кам'яновугільних відкладів, а також порід кристалічного фундаменту; випробувати виділені пласти з ціллю одержання припливів нафти і газу. Пошукові свердловини бурились у період 1991-1996 рр. [6].

У 1998р. УкрДГРІ та ДГП “Полтавнафтогазгеологія” виконали підрахунок запасів вуглеводнів Скворцівського родовища по башкирських, серпуховських і візейських горизонтах . Підраховані початкові запаси вуглеводнів були затверджені ДКЗ України (протокол №468 від 28 травня 1998 року) і прийняті на баланс в об'ємах: газу 3324 млн.м³ за кат. C_1 і 1619 млн.м³ за кат. C_2 по горизонтах Б-10, С-3, В-14 – В-25-26, конденсату – 323 тис.т геологічних, 233 тис.т видобувних за кат. C_1 і 153 тис.т геологічних,

111 тис.т видобувних за кат. С₂ по горизонтах С-3, В-14 – В-25-26, нафти 240 тис.т геологічних, 40 тис.т видобувних і розчиненого газу 35 млн.м³ геологічних, 5 видобувних за кат. С₁ по горизонті В-20-21-25-26 [6].

З метою визначення доцільності і напрямків продовження пошуково-розвідувальних робіт у межах Сквирицької ліцензійної ділянки СУГРЕ були проведені роботи (1999-2003 рр.) по перегляду наявного сейсмічного матеріалу, а також польові роботи по додатковому вивченню площі сейсмічними методами. За результатами цих робіт була переглянута геологічна модель будови Сквирицького родовища і рекомендовані перспективні для розвідки об'єкти [6].

На даний час розвідку на родовищі завершено. Після затвердження запасів вуглеводнів в ДКЗ було пробурено 15 розвідувальних та 5 експлуатаційних свердловин. Якщо на момент підрахунку видобувався лише газ і конденсат з горизонту В-16 (видобуток газу склав 280 млн.м³, конденсату 24 тис.т), то станом на 1.01.2008 року розробляються горизонти В-15, В-16, В-19, В-20, В-25, базальний горизонт карбону і кора вивітрювання порід кристалічного фундаменту (видобуток газу складає 1231 млн.м³, конденсату 102,5 тис.т, нафти 26 тис.т, газу розчиненого 3,1 млн.м³). Результати буріння свердловин, сейсморозвідувальні роботи і дані розробки дозволили уточнити геологічну модель родовища, виявити нові нафтогазоносні горизонти, що, в свою чергу, спричинило необхідність переоцінки запасів вуглеводнів. Але, найголовнішою причиною повторного підрахунку є те, що розвідані запаси газу кат. С₁ (що числяться на Держбалансі) в кількості 5579 млн.м³ внаслідок геологорозвідувальних робіт збільшились більше ніж на 50% в порівнянні з затвердженими ДКЗ України - 3324 млн.м³ [6].

1.2 Аналіз літолого-стратиграфічної характеристики Скворцівського родовища

У межах Скворцівського родовища пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними свердловинами розкриті породи фундаменту і осадового чохла, складеного кам'яновугільними, тріасовими, юрськими, крейдовими і палеоген-антропогеновими комплексами [1].

Нижче більш детальніше розглянемо геологічну будову продуктивних горизонтів.

Промислово продуктивні горизонти на Скворцівському НГКР встановлені у башкирському ярусі середнього відділу кам'яновугільної системи, верхньосерпуховському під'ярусі, візейському ярусі нижнього відділу кам'яновугільної системи, базальному горизонті і корі вивітрювання порід кристалічного докембрійського фундаменту [1].

Горизонт Б-3 представлений теригенними породами. Взагалі горизонт Б-3 продуктивних колекторів майже не містить, тільки у св. 64 отримано промисловий приплив. Потужність горизонту Б-3 змінюється від 3 до 17 м [6].

Горизонт Б-4 також представлений теригенними породами. Із кровельної частини горизонту Б-4 у св. 64 отримано слабе виділення газу. Потужність горизонту Б-4 змінюється від 9 до 43 м [6].

Горизонт Б-9. Загальна потужність горизонту 18-30 м, складений вапняком чорним до темно-сірого, доломітовим, місцями глинистим, тріщинуватим, щільним. Проникнені пісковики присутні на Киянівській ділянці. На Західно-Скворцівській ділянці колектор присутній тільки у св. 6. В решті близько розташованих свердловин колектора заміщені ущільненими породами [6].

Горизонт С-4. Загальна потужність 3 м (св. 42)- 23 м (св. 47).

Літологічно горизонт представлений перешаруванням пісковиків, аргілітів та алевролітів. Горизонт газonosний за даними випробування у

св. 14 [6].

Горизонт В-15 має загальну потужність від 9 м (св. 12) до 36 м (св. 8). Літологічно представлений алевролітом темно-сірим з листуватими прошарками пісковика та аргілітом. Колектором є пласт пісковика сіро-коричнювого, дрібнозернистого, суттєво кварцового, з глинистим цементом. Міцність породи середня [6].

Горизонт проникний на Киянівському блоці та на більшій частині Західно-Скворцівського блоку. Максимальне розповсюдження колекторів спостерігається у центральній частині Киянівського блоку [6].

Горизонт В-16. Потужність горизонту від 35 м у св. 10 до 61 м у св. 62.

Літологічно горизонт представлений малопотужними пластами аргілітів, вапняків, пісковиків, зустрічається пласт мергелю. Колектором в основному являється пісковик світло-сірий дрібнозернистий, середньозцементований глинистим цементом. Вапняки даного горизонту в основному ущільнені, на що вказують їх літолого-фізичні властивості визначені на зразках керну. Однак, в окремих свердловинах (за даними ГДС) за рахунок збільшення тріщинуватості, вапняки являються колекторами. Вапняки сірі з коричнюватим відтінком, глинисті, текстура пологахвилястошарувата, зустрічається детрит кріноїдей і брахіопод [6].

Колектор горизонту В-16 простежується досить чітко на всій площі родовища, збільшення ефективної потужності та поліпшення ФЕВ спостерігається у центральній частині Західно-Скворцівської ділянки [6].

Горизонт В-19. Потужність горизонту від 11 м у св. 23 до 37 м у св. 24, 47. Горизонт В-19 у основному складений аргілітом, алевролітом, мергелем, вапняком та пісковиком. Колектором є пісковик світло-сірий на карбонатному цементі, тонкозернистий, середньої міцності [6].

Проникнені пісковики горизонту В-19 простежуються на всій структурі Киянівської ділянки, за винятком св. 41. На Західно-Скворцівській ділянці колектори присутні у східній частині структури. На Скворцівській ділянці колектор присутній лише у св. 65 [6].

Горизонт В-20. Потужність горизонту від 5 м (св. 25) до 17м (св. 48).

Літологічно горизонт представлений пісковиком з прошарками аргілітів. Колектор горизонту В-20 простежується на всій площі родовища за винятком св. 64. Збільшення ефективної потужності та поліпшення ФЄВ спостерігається на північній частині Киянівської ділянки [6].

1.3 Аналіз тектонічної будови родовища

За тектонічним районуванням Скворцівське родовище приурочене до північного борту ДДз і розташоване у західній частині субширотної Скворцівсько-Безлюдовсько-Граківської структурної зони. У структурному плані родовище, у межах якого за сейсмічними даними у палеозойський відкладах виділяють Скворцівську, Західно-Скворцівську і Киянівську ділянки, по відбиваючому горизонту VII (РЄ), який відповідає границі середини порід фундаменту, є практично монокліналлю, ускладненою узгодженими і неузгодженими розривними порушеннями. Головний напрям простягання порушень північно-західний. Фіксуються також малоамплітудні порушення субмеридіальної або наближеної до неї орієнтації [3].

Скворцівське родовище по фундаменту є півночим уступом відносно Юліївської структури. Глибина залягання фундаменту тут на 300 м вище і складає 3138-3367 м [6].

Найважливішими тектонічними елементами Скворцівського родовища є скиди I-I та II-II, площина скиду яких має північне падіння. В плані лінії трасування скидів являють собою хвилясту лінію. По розрізу ці порушення простежується по всіх сейсмічних горизонтах у візейських, серпухівських та башкирських відкладах (відбиваючі горизонти V_{B3-II} (C_1V_1), V_{B^2} (C_{1S2}), V_{B2-II} (C_2V)), і скоріше за все, нівелюються передтріасовим розмивом [3].

Головне порушення I-I підсічене майже у всіх свердловинах, пробурених на площі (св.1, 2, 3, 4, 6, 8, 21, 29, 30, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 60, 62, 63). Амплітуда його коливається в межах 50-100 м [6].

Крім того, на півночі спостерігається менш амплітудний (30-60 м), ніж I-I, і більш крутий (кут падіння 60°) скид - II-II. Порухення підсічене у свердловинах 1, 6, 8, 12, 43, 45, 46, 47, 48, 50. За сейсмічними даними, а також геологічними побудовами, можна зробити висновок, що обидва порушення зливаються в одне на рівні нижче відбиваючого горизонту $V_{ВЗ-п}$ (C_1V_1) [3].

Аналіз потужності осадових комплексів в межах Скворцівської структурної зони дозволяє зробити висновок про конседиментаційний характер розвитку цієї території, що визначило, хоч і не дуже значне, зростання ступіню дислокованості порід, збільшення амплітудності розломів з глибиною [3].

Дані пробурених свердловин дозволили дещо уточнити сейсмічні побудови і краще обґрунтувати моделі пасток. Треба зазначити, що за аналізом результатів буріння і використаних геологічних побудов по відношенню до сейсмічної основи геологічна будова Скворцівської та Західно-Скворцівської ділянок суттєво не змінилася, що не можна сказати про Киянівський блок. Невеликий за розмірами, він має досить складну у тектонічному відношенні будову. Дані пробурених свердловин дозволили виявити цілу низку розривних порушень різного напрямку з невеликими амплітудами. Майже кожна пробурена свердловина по тих чи інших відкладах опинилася в окремому тектонічному блоці. Амплітуди порушень незначні (20-40 м) [3].

Будова візейських відкладів характеризується структурною картою по відбиваючому горизонту $V_{ВЗ-п}$ (C_1V_1), положення якого відповідає підосві відкладів C_1V_1 . Родовище можна розділити на три самостійні ділянки: Скворцівську, Західно-Скворцівську та Киянівську, границями між якими умовно рахуються поперечні скиди (III-III; IX-IX) [3].

Власне Скворцівська ділянка на площі займає крайнє східне положення, відокремлюється від Західно-Скворцівської ділянки порушенням III-III майже субмеридіального простягання, яке на структурній карті по

відбиваючому горизонту $V_{ВЗ-П}$ (C_1V_1) визначається між свердловинами 63 та 64. Амплітуда його складає 25-35м. Практично посередині Скворцівської ділянки проходить порушення V-V, яке має амплітуду близько 20м [6].

Порушення IV-IV субширотного простягання, на структурній карті розташоване на південь від св.64, 14. Має амплітуду до 20м і на залишає свердловину 65 в окремому від зазначених свердловин тектонічному блоці. Жодне із зазначених порушень свердловинами не розкрито [6].

Західно-Скворцівська ділянка займає на структурі центральне місце. Це найбільш видовжена ділянка родовища, де крім головних, спостерігається багато малоамплітудних тектонічних порушень різного напрямку. Через всю Західно-Скворцівську ділянку проходить малоамплітудне порушення VI-VI, напрямок якого співпадає з напрямком падіння головних скидів I-I та II-II. На структурній карті по відбиваючому горизонту $V_{ВЗ-П}$ (C_1V_1) порушення проходить між свердловинами 4 і 63 (додатки 13, 14, 22) на сході, свердловинами 60 і 1, 62 і 44 в центральній частині та свердловинами 43 і 45 на заході. Між свердловинами 60 і 3 спостерігається порушення VIa-VIa [6].

Порушення VII-VII має північно-східний напрямок простягання і амплітуду близько 20 м, проходить між св.46 і 29 на півночі, на рівні свердловин 3 та 44 перетинає порушення VI –VI [6].

Порушення VIII-VIII субмеридіонального напрямку визначається за сейсмічними даними між свердловинами 50 та 30 і трасується лише між порушеннями I-I та VI -VI. Має незначну амплітуду (близько 20 м). Як було зазначено раніше, умовною межею між Західно-Скворцівською і Киянівською ділянками є скид IX-IX, який має північно-східний напрямок і амплітуду близько 30м. На карті визначається між свердловинами 47 і 45 та, південніше, між свердловинами 49 і 43. На півночі примикає до головного скиду II-II. Порушення VI –VI, VII-VII, VIII-VIII та IX-IX виділено за результатами сейсморозвідувальних робіт, свердловинами не відмічено [6].

На структурній карті по відбиваючому горизонту $V_{ВЗ-П}$ (C_1V_1) визначається низка тектонічних порушень різного простягання та незначної

амплітуди, які знаходяться далеко від ділянок з покладами ВВ, і тому детальний опис їх не наводиться [6].

Будова серпуховських відкладів характеризується структурною картою по відбиваючому горизонту V_{B^2} (C_{1S_2}) положення якого майже відповідає подошві відкладів C_{1S_2} . Також як і на структурній карті по відбиваючому горизонту $V_{B_{3-п}}$ (C_1V_1), виразними є основні тектонічні елементи – скиди I-I та II-II. Головною відмінністю від нижчезалягаючих відкладів є те, що низка тектонічних порушень нівелюється серпуховським розмивом, а тому немає навіть умовного розділу території на ділянки [3].

На структурній карті по відбиваючому горизонту $V_{B_1^2}$ (C_{1S_2}) не простежуються скиди, що розмежовували Скворцівську ділянку від Західно-Скворцівської (порушення III-III), а також ускладнювали їхню будову по візейських відкладах (скиди IV –IV, V-V, VI-VI, VII-VII, VIII-VIII та XI-XI) [6].

По башкирських відкладах будова родовища майже не змінилася в порівнянні з будовою по серпуховських відкладах. Головні тектонічні елементи – незгідні скиди I-I та II-II добре простежуються на структурній карті по відбиваючому горизонту $V_{B_{2-п}}$ (C_{2B}). Амплітуда їх дещо зменшується, лінія трасування зміщується на південь, і св.44 опиняється в одному блоці зі св.30 [6].

1.4 Обґрунтування нафтогазоносності Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища

Скворцівське родовище належить до північного борту ДДз, де з регіонально продуктивними відкладами нижнього карбону пов'язані Юліївське, Нарижнянське, Островецьке, Безлюдівське та інші родовища [2].

За результатами випробування та геофізичних досліджень свердловин на суміжному Юліївському НГКР встановлені продуктивні пласти у

московському ярусі середнього карбону, верхньосерпуховському під'ярусі, візейському ярусі, базальному горизонті нижнього карбону та розуцільнених породах кристалічного фундаменту. Всі поклади пластові. Колекторами в основному є терригенні відклади, – пісковики, в окремих випадках вапняки [2].

Промислово продуктивні горизонти на Скворцівському НГКР встановлені у башкирському ярусі (гор. Б-3, Б-4, Б-9) середнього відділу кам'яновугільної системи, верхньосерпуховському під'ярусі (гор. С-4), візейському ярусі (горизонти В-15, В-16, В-19, В-20, В-25) нижнього відділу кам'яновугільної системи, базальному горизонті і корі вивітрювання порід кристалічного докембрійського фундаменту. За даними ГДС продуктивними вважаються горизонти Б-8, Б-11 башкирського ярусу, горизонт С-5 серпуховського ярусу і горизонт В-14 візейського ярусу карбону. Пластові поклади осадової частини розрізу приурочені до окремих блоків і пов'язані зі тектонічними та літологічними пастками. Головним на родовищі по зосереджених запасах є горизонт В-16 у межах Західно-Скворцівського блоку [2].

Горизонт Б-3 газonosний за випробуванням на Скворцівській ділянці у св. 64, водоносний за ГДС у св. 65. При випробуванні інтервалу 2531-2538 м у св. 64 був отриманий приплив газу 6,5 тис.м³/добу, конденсату 2,37 м³/добу на 3 мм штуцері. Запаси вуглеводнів, обмежені тектонічними порушеннями з півночі і півдня, лінією літологічного заміщення з заходу, що проходить посередині відстані між св. 63 (колектор відсутній) і св. 64, а також НГВП, що проводиться по підшві газonosного випробуваного пласта у св. 64 на абс. позначці –2316,9 м, відносяться до кат. С₂, код класу 222 (за економічними розрахунками розробка недоцільна). Поклад пластовий, літологічно і тектонічно обмежений, тектонічно екранований. Ефективна газонасичена товщина в св. 64 складає 1,6 м, ефективна водонасичена товщина в св. 65 – 2,8м. Розміри покладу 1,5 x 0,75 км, висота 59м [6].

Горизонт Б-4 газonosний за випробуванням на Скворцівській ділянці

у св. 64, водоносний за ГДС у св. 65. При випробуванні нижньої частини горизонту в інтервалі 2576-2579 м був отриманий приплив води 6,2 м³/добу. Після встановлення цементного мосту в інтервалі 2557-2600 м при випробуванні інтервалу 2548-2550 м був отриманий приплив газу 3,1 тис.м³/добу на 3 мм штуцері. За даними ГДС в горизонті виділяється 1,2 м ефективної газоносною і 1,6 м водоносною частини. Умовний газоводяний контакт проводиться посередині висоти між подошвою газоносного (2550,6 м) і покрівлею водоносного (2552,4 м) пластів на абс. позначці – 2330,4 м. Поклад пластовий, літологічно і тектонічно обмежений, тектонічно екранований. Розміри 1,5 x 0,75 км, висота 35 м [6].

Горизонт Б-9 на Киянівській ділянці продуктивний за ГДС у св. 24, 27, 42, 48, водоносний у св. 47, 45 в решті свердловин ущільнений. Ефективна газонасичена товщина змінюється в межах від 0,8 м (св.48) до 5,8 м (св. 42). Свердловина 48 знаходиться в межах газо-водяної зони, ефективна водонасичена товщина в ній складає 2,0м [6].

В блоці св. 6 горизонт Б-9 випробувано у св. 6. При випробуванні інтервалу 2607-2617 м на 5 мм штуцері отримано приплив газу 6,1 тис.м³/добу, конденсату 1,8 м³/добу, води 6 м³/добу. За даними ГДС виділено 1,8 м ефективної газонасиченою і 1,2 м ефективної водонасиченою товщини. УГВК проводиться посередині висоти між подошвою газонасиченого 2610,2 м і покрівлею водоносного 2611,6 м пластів на абс. позначці -2421,6 м. Поклад пластовий, літологічно обмежений, тектонічно екранований, розміри 2,5 x 0,2 км, висота 11 м [6].

Горизонт С-4 газоносний за випробуванням на Скворцівській ділянці у св. 14 (ефективна газонасичена товщина складає 4,8 м), водоносний за ГДС у св. 65 (ефективна водонасичена товщина складає 1,4 м), в інших свердловинах ущільнений. Поклад пластовий, тектонічно і літологічно обмежений, тектонічно екранований. Розміри 3,25 x 0,5 км, висота 36 м [6].

Горизонт В-15 на Киянівській ділянці за ГДС газонасичений в св. 24,

23, 27, 26, 25, 41 (свердловина знаходиться в зоні ГВК), продуктивність доведена в св. 10; водоносний за даними ГДС у св. 12, 42 та 49. За результатами випробування св.47 та 48 отримано приплив пластової води дебітом 24 та 5 м³/добу відповідно. Ефективна газонасичена товщина змінюється від 0,8 м у св.23 до 4,0 м у св.25; ефективна водонасичена товщина змінюється від 2,2 м (св.12) до 5,6 м (св.42) [6].

На Західно-Скворцівській ділянці горизонт В-15 газонасичений за ГДС у св. 50, 44, 29, 1, 21, 63, 60 (ефективна газонасичена товщина змінюється від 0,8 м у св.50 до 3,4м у св.60), випробуванням доведена газонасиченість у св. 4, в св. 8 горизонт водоносний ($h_{\text{еф.вод.}} = 1,8$ м) в решті свердловин – ущільнений [6].

Горизонт В-16 – найбільший за розповсюдженням, потужністю і відповідно, по запасах вуглеводнів горизонт на родовищі. На Киянівській ділянці газонасиченість горизонту доведена випробуванням в св. 10, 42, нафтоносність – у св. 23; за ГДС горизонт продуктивний у свердловинах 24, 25, 27, 26, 41 (ефективна газонасичена товщина змінюється від 6,0 м у св. 24 до 9,4 м у св.10), водоносний за даними ГДС у св. 8, 12, 47, 48, 49 (ефективна водонасичена товщина змінюється від 5,0 м у св.47 до 9,0 м у св.49). У свердловині 28 за даними випробування отримали приплив води. Свердловини №№ 23, 26, 41, 42 знаходяться в межах газо-водяної зони. В св. 23 виділяється 5,4 м ефективної газонасиченої товщини, 7,8 м водонасиченої товщини, в св.26 – 5,2м -ефективної газонасиченої товщини, 2,6 м - водонасиченої товщини; в св.41 – 2,2 м - газонасиченої товщини, 6,2 м - водонасиченої товщини; в св.42 – 1,4 м - газонасиченої товщини, 6,6 м – водонасиченої товщини [6].

Горизонт В-19 за даним ГДС газонасичений на Киянівській ділянці у св. 24, на Скворцівській ділянці у св. 65, на Західно-Скворцівській ділянці продуктивність горизонту доведена випробуванням у св. 21 [6].

На Киянівській ділянці горизонт газонасичений за ГДС у блоці св. 24, ущільнений в св. 41, в решті свердловин водонасичений (ефективна

водонасичена товщина змінюється від 0,6м у св.25 до 13,6м у св.42). В блоці св.24 площа газонасиченості обмежена тектонічними порушеннями і лінією ГВК з півдня, що проводиться за даними ГДС у св. 24 на абсолютній позначці – 2892,8 м. Свердловина опинилася в межах газо-водяної зони (ефективна газонасичена товщина складає 2,8м; ефективна водонасичена товщина складає 2,4м). Поклад пластовий, тектонічно обмежений, тектонічно екранований. Запаси відносяться до кат. С₂, код класу 332. Поклад пластовий, висота 12 м, розміри 1,25 x 0,3 км [6].

На Західно-Скворцівській ділянці горизонт газонасичений за ГДС у св. 1, 21, 2 (ефективна газонасичена товщина змінюється від 1,2 м у св.1 до 4,6 м у св.21), водоносний - це св. 60 ($h_{\text{еф водон.}} = 2,8$ м), в решті свердловин ущільнений. В свердловині 21 при випробуванні горизонту В-19, в інтервалі 3093-3097 м отриманий приплив газу 268,8 тис.м³/добу на 8 мм штуцері. На 01.01.2008 р. свердловиною видобуто 13,5 млн.м³ газу і 1,0 т конденсату. Запаси газу на площі, обмеженій тектонічними порушеннями з півночі і півдня, лінією літологічного заміщення з заходу і НГВП, що проводиться по підшві випробуваного газонасного пласта у св. 21 на абсолютній позначці – 2897,1 м, відносяться до кат. С₁, код класу 111. Запаси, що містяться на площі, обмеженій НГВП –2897,1 м і лінією УГВК (-2913,5 м), яка проводиться по товщині горизонту від НГВП, відносяться до кат. С₃, код класу 333. Розміри покладу 3,2 x 0,5 км, висота 81 м. Також до кат. С₃, код класу 333, відносяться запаси вуглеводнів, в блоці св. 60, обмежені тектонічним порушенням на півночі і сході і УГВК, що проводиться на абсолютній позначці –2913,5 м (за аналогією з блоком св. 1, 21). Поклад пластовий, тектонічно і літологічно обмежений, тектонічно екранований. Висота 30 м, розміри 1,2 x 0,3 км [6].

На Скворцівській ділянці горизонт В-19 газонасичений за ГДС у св. 65 ($h_{\text{еф газон.}} = 1,2$ м), у св. 14 і 64 він ущільнений. Площа газонасиченості обмежена тектонічними порушеннями, НГВП, що проводиться по підшві газонасиченого за ГДС пласта на абсолютній позначці –3121,7 м, а також

літологічним контуром (між св.65 і св.14). Запаси вуглеводнів відносяться до кат. С₂, код класу 332. Поклад пластовий, тектонічно і літологічно обмежений, тектонічно екранований. Розміри 1,4 x 0,2 км, висота 23 м [6].

Горизонт В-20. На Киянівській ділянці горизонт В-20 газонасичений за ГДС у св. 24, 26, 42, випробуванням доведено газонасиченість горизонту у св. 10, 25, 41, нафтоносність у св. 27 , водоносний за даними ГДС у св. 12, 48, 49, 47. При випробуванні св.28 отримали приплив пластової води дебітом 1,7 м³/добу. Ефективна газонасичена товщина змінюється від 1,6 м у св.24 до 3,4 м у св.10, ефективна водонасичена товщина змінюється від 1,0 м у св.28 до 2,4 м у св.49 [6].

На Західно-Скворцівській ділянці горизонт В-20 газонасичений за ГДС у св. 50, 29, 2 (ефективна газонасичена товщина змінюється від 0,4 м у св.50 до 3,0м у св.1; ефективна водонасичена товщина змінюється від 1,4 м у св.44 до 5,0м у св.43, 62), газ отримано при випробуванні у св. 45, 1, 21, 63, 4, 46, водоносний за ГДС у св. 8, 62, 60, 3. При випробуванні свердловин 43 та 44 отримано приплив пластової води, дебітом 17 та 0,76 м³/добу відповідно [6].

2 ОБГРУНТУВАННЯ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГДС, ЩО ПРОВОДИВСЯ НА СКВОРЦІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах

Продуктивні горизонти середнього і нижнього карбону Скворцівського родовища розкривалися свердловинами наступних конструкцій: верхня частина розрізу перекривалася кондукторами 445-394 мм до глибини 270 м, з цементуванням до устя, технічна колона спускалася на глибину 1900-2600 м.

Продуктивна частина розрізу розкривалася долотами 190,0-216,9 мм і обсаджувалася експлуатаційними колонами діаметром 126 мм [6].

Буріння проводилося на глинистому розчині з такими параметрами: питома вага 1,14 - 1,27 г/см³, в'язкість 20 - 100с⁻¹, питомий опір від 0,07 Омм.

Пластові води перспективних відкладів Скворцівського родовища відносяться до типу хлоркальцієвих. Мінералізація їх складає 116 - 215 г/л (Табл. 2.1) [6].

Таблиця 2.1 – Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод Скворцівського родовища

№ св	Горизонт	Інтервал перфорації	ΣM , г/л	Cl г/л	Дебіт м ³ /добу	t [°] _{пл} °C	Густина при 20°C
2	C _{2b}	2564-2581	150,5	93,2		62,8	1,107
		2610-2663	168,4	103,4	30,0	63,0	1,117
3	C _{2b}	2706-2736	116,2	73,0	1,25	72,0	1,081
		2706-2736	201,8	125,2	1,05	72,0	1,135
		2706-2736	198,8	125,2	1,25	72,0	1,137
		2722-2830	175,2	108,0	123,0	73,5	1,120
6	C _{2b}	2607-2617	183,7	114,7	6,0	63,2	1,134
		2607-2617	162,5	100,8	6,0	93,2	1,115
14	Б-5	2537-2544	167,1	104,3	30,0	63,5	1,120
		2537-2544	140,3	86,0	4,2	63,5	1,099
4	В-15	3111-3116	150,0	94,0	0,25	75,2	1,090
3	В-25-26	3315-3323	211,9	132,1	75,0	87,0	1,150
4	РЭ	3281-3290	169,2	104,3	6,6	79,5	1,127
		3269-3274	215,1	135,6	28,2	79,2	1,150
		3171-3173	124,4	76,5	0,9	78,5	1,085
		3154-3169					
		3154-3173	113,6	72,1	0,9	78,5	1,088

Питомий опір пластових вод для продуктивних відкладів становить 0,020-0,022 Омм.

Виміри температури гірських порід Скворцівського родовища виконано у свердловинах №№ 1, 3, 4, 6, 8, 10, 12. Величина термоградієнта в інтервалах продуктивної товщі, в середньому складає, 2,5°C на 100м, температура порід змінюється в межах 50 – 90°C (Рис. 2.1) [6].

Геофізичні дослідження розрізів свердловин виконувались у відповідності з технічною інструкцією по інтервалах, передбачених геолого-технічними нарядами.

2.2 Комплекс, методика і якість промислово-геофізичних досліджень

Для вивчення розрізу продуктивних відкладів Скворцівського родовища застосовувався перевірений на багатьох родовищах ДДз детальний комплекс ГДС, який дозволяє успішно вирішувати як загально-геологічні завдання по літологічному розчленуванню і кореляції розрізів, так і промислово-геофізичні – по виділенню колекторів і оцінки їх пористості, нафтогазонасиченості, ефективної товщини, відбиття контактів, а також завдання по технічному стану свердловин [8].

До комплексу геофізичних досліджень в свердловинах входили наступні методи:

1. Стандартний каротаж
2. БКЗ
3. Кавернометрія і профілеметрія
4. Радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ННК-Т, ННК-НТ)
5. Мікрокаротаж .
6. Боковий каротаж
7. Боковий мікрокаротаж



Рисунок 2.1 – Забір термоградієнта в свердловинах №№ 1, 3, 4, 6, 8, 10, 12 в продуктивній частині розрізу Скворцівського родовища

8. Індукційний каротаж
9. Акустичний каротаж
10. Термометрія
11. Інклінометрія
12. Відбір проб на каротажному кабелі
13. Газовий каротаж
14. Акустична цементометрія

Проводилося вивчення нафтогазонасичення розрізу свердловин випробувачем пластів на кабелі та трубах у процесі буріння.

В 1997 році в ДКЗ України були представлені і прийняті запаси нафти і газу по свердловинам 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14, 23, 25, 26. В період з 1997 по 2005 роки пробурено ще 18 розвідувальних та експлуатаційних свердловин, в зв'язку з чим виникла необхідність уточнити геологічну модель родовища та величини запасів нафти та газу. Всього досліджено 31 свердловину [6].

Дослідження розрізів свердловин виконувались серійною свердловинною та наземною апаратурою.

1. СТАНДАРТНИЙ КАРОТАЖ виконувався по всьому розрізу апаратурою КСП-2, ВПЧМ, С-1. Він включає криві уявного опору, зареєстровані потенціал-зондом N 11.0 М 0.5 А і градієнт-зондом А 2.0 М 0.5М, а також криву потенціалів самочинної поляризації порід [8].

Діаграми УО реєструвалися в горизонтальному масштабі 2.5 Омм/см, ВП-12.5 мв/см і у вертикальному 1:500 [8].

По діаграмах стандартного каротажу проводилося розчленування і кореляція розрізу по площі, виділялися колектори, уточнювалися стратиграфічні границі і місцеположення тектонічних порушень [8].

2. БОКОВЕ КАРОТАЖНЕ ЗОНДУВАННЯ в продуктивній частині розрізу виконувалося комплектом зондів: А 0.4 М 0.1 N; А 1.0 М 0.1 N; А 2.0 М 0.5N; А 4.0 М 1.0 N; N 0.5 М 2,0 А. Масштаб запису УО - 2.5 Омм/см, вертикальний - 1:200 [8].

Метод БКЗ використовувався для визначення питомого опору досліджених пластів і параметрів зони проникнення, а в комплексі з іншими методами - для виділення колекторів та оцінки їх насичення [8].

3. КАВЕРНОМЕТРІЯ І ПРОФІЛЕМЕТРІЯ проводилась для вимірювання діаметра профіля стінки свердловини здійснювалося каверномірами-профілемірами СКП-1, СКП-3, СКПД-3 [8].

Горизонтальний масштаб запису кривої - 5 см/см, вертикальний 1:500 по всьому стволу і 1:200 в продуктивній частині розрізу. Кавернограми і профілеграми використовувалися з метою [8]:

- 1) контролю технічного стану стовбура свердловини в процесі буріння;
- 2) при кількісній інтерпретації різних методів ГДС (БКЗ, НГК та ін.);
- 3) виділення колекторів та уточнення їх ефективної товщини;
- 4) розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон.

4. РАДІОАКТИВНИЙ КАРОТАЖ проводився, в основному, в модифікаціях ГК - НГК та ГК - ННК-т [8].

Вимірювання НГК проводилося зондом 60 см з використанням полонієво-берилієвих (Po+Be) джерел, потужністю 1.03×10^7 нейтронів/сек при постійній часу інтегратора 3 сек. Запис кривих НГК здійснювався в масштабі 0.2 умовної одиниці на 1 см, а кривих Г'К - 2 мкр/год на 1 см. Діаграми ГК і НГК записувалися у вертикальному масштабі 1:500 по всьому стовбуру свердловини і в масштабі 1:200 - в продуктивній частині розрізу. Швидкість запису кривих ГК і НГК складала 400-800 м/год [8].

При проведенні ННК-т реєструвалися 2 криві, що записувалися великим зондом в масштабі 2 умовні одиниці в 1 см, і малим зондом в масштабі 0,3 ум.од./см при постійній часу 3 сек, зі швидкістю запису 300-400 м/год; потужність полонієво-берилієвих джерел 0.89 - 1.03×10^7 н/с [8].

Еталонування апаратури РК проводилося щомісячно: НГК – в ємності з прісною водою, покази якої прийняті за одну умовну одиницю, ГК - за методикою масових пошуків [8].

Дані цих методів використовувалися для вирішення різних задач при комплексній інтерпретації геофізичних матеріалів: літологічного розчленування розрізів, їх кореляції і виділення ефективних товщ, визначення колекторських та фільтраційно-ємнісних характеристик [8].

5. МІКРОКАРОТАЖ проводився апаратурою МДО-3, МК-АГАТ з одночасним записом мікроградієнт- і мікропотенціал-зондів в масштабі 0,5 Омм/см. Запис виконувався в перспективних товщах в масштабі 1:200 з метою виділення колекторів по наявності позитивних прирощень і встановлення їх ефективних товщ [8].

6. БОКОВИЙ МІКРОКАРОТАЖ виконувався в перспективних товщах апаратурою, МБК-У, МК-АГАТ. Криві умовного опору реєструвались одночасно з мікрокаверноміром в масштабах відповідно 2.5 Омм/см і 2 см/см [8].

7. БОКОВИЙ КАРОТАЖ проводився апаратурою, ВПЧМ-2А в горизонтальному логарифмічному масштабі при вертикальному 1:200 [8].

Діаграми БК в комплексі з іншими методами використовувалися для літологічного розчленування розрізів свердловин, уточнення границь пластів, визначення питомого опору порід та характеру насичення колекторів [8].

8. ІНДУКЦІЙНИЙ КАРОТАЖ виконувався апаратурою АІК-4, Е-6 з зондовими пристроями 7П1,6; 6Е1,0; 8Е0,9 в масштабі 10 мСім/см [8].

По діаграмах індукційного каротажу визначались опори пластів з підвищеною електропровідністю і окремих прошарків, проти яких на діаграмах БКЗ відмічається сильний екрануючим вплив вмішаних порід [8].

9. АКУСТИЧНИЙ КАРОТАЖ виконувався апаратурою СПАК-1, 6, 8, а в модифікації АКШ - апаратурою АКШ-1 [8].

Реєструвались криві часу T_1 , T_2 , інтервального часу ΔT , амплітуди пружної хвилі від обох випромінювачів і логарифм відношення амплітуд $\lg A_1/A_2$ (крива затухання). Крива ΔT реєструвалася в масштабі 20 мкс/м/см зі швидкістю 400 - 1200м/год [8].

Дані методу АК використовувалися для літологічного розчленування розрізу і визначення пористості порід [8].

10. ТЕРМОМЕТРІЯ проводилась по всьому стовбуру апаратурою ТР-7, ТЕГ-36, Т-5 в масштабі $0.5^{\circ}\text{C}/\text{см}$ зі швидкістю запису 1200 м/год, при вимірюванні геотермічного градієнту швидкість знижувалася до 600-800 м/год. Криві термометрії використовувалися для визначення температури гірських порід, висоти підйому цементу в затрубному просторі та інших технічних задач [8].

11. ІНКЛІНОМЕТРІЯ виконувалася апаратурою КІТ-А. Вимірювання проводилося при підйомі приладу в точках через 25 м свердловини. Дані вимірювання кута і азимута використовувалися для забезпечення буріння свердловин у заданому напрямку, а також при геологічних побудовах [8].

12. ГАЗОВИЙ КАРОТАЖ проводився автоматичними станціями АГКС-4, АЦ. Дані газового каротажу використовувалися якісно для встановлення нафтогазонасичених інтервалів [8].

13. ВІДБІР ПРОБ ФЛЮЇДІВ здійснювався приладами ОПН-140. Дані випробувачів використовувалися для виділення колекторів і оцінки їх насиченості. Об'єкти для випробувань намічались за комплексом геофізичних методів [8].

14. АКУСТИЧНА ЦЕМЕНТОМЕТРІЯ проводилася приладами АКД-4, СПАК-8 в масштабі глибин 1:500. Одночасно реєструвалися три параметри: амплітуди поздовжніх хвиль по колоні (A_k) і породі (A_p), а також час пробігу поздовжньої хвилі по породі (T_p) [8].

По діаграмах АКЦ оцінювались якість цементування обсадних колон і достовірність випробування свердловин [8].

15. ВИПРОБУВАННЯ СВЕРДЛОВИН в процесі буріння проводилося випробувачами на трубах КІІ-146, їх застосування дозволило вивчити характер насичення пластів [8].

Розкриття пластів-колекторів виконувалось перфораторами типу ПКС, ПКО, Strip по 12-20 отв/м з прив'язкою інтервалів перфорації по кривій ГК.

Якість матеріалів, використаних для підрахунку запасів, відповідає вимогам інструкції по проведенню геофізичних досліджень у свердловинах.

2.3 Комплексна інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень в свердловинах

2.3.1 Кореляція розрізів і літологічне розчленування відкладів

Розрізи пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища складені осадовими і кристалічними породами.

Теригенні відклади представлені глинами, аргілітами, пісковиками та алевролітами.

Карбонатні породи - це крейда та вапняки різного геологічного віку, місцями бувають значно доломітизованими.

Кристалічний фундамент розкритий кількома свердловинами до різних глибин. У верхній його частині порода представлена гнейсовими різновидами (за керном). На діаграмах геофізичних методів видно значну неоднорідність петрофізичної характеристики розкритих порід фундаменту. За допомогою комплексу геофізичних методів можна досить впевнено виділяти поверхню кристалічного фундаменту, хоч в деяких свердловинах ця задача дещо ускладнюється внаслідок порушень кори вивітрювання.

Промислові накопичення нафти, газу і конденсату на Скворцівському родовищі виявлені, в основному, в пішано-алевролітових та карбонатних відкладах башкирського (св. №№ 6, 64), серпухівського (св. № 14) і візейського (св. №№ 1, 4, 10, 21, 41, 42, 44, 50, 60, 62, 63, 64, 65) віку. В свердловинах №№ 10, 25, 26, 29, 43, 50 поклади нафти знаходяться у пісковиках горизонту В-25 та кори вивітрювання, в св. № 24, 46 з цих відкладів отримано припливи газу. В породах кристалічного фундаменту промислових припливів не отримано [6].

Комплексне вивчення цих порід за даними ГДС, геологічних і фізичних

методів, різноманітність літологічного складу і відмінність у фізичних властивостях відкладів дозволили провести літологічне розчленування і кореляцію розрізів свердловин, а також здійснити необхідні структурні побудови [7].

Літологічне розчленування розрізів, за матеріалами ГДС, відбувалось згідно прийнятої методики для теригенних і карбонатних відкладів ДДз. Основними методами, що використовуються при кореляції, були стандартний, радіоактивний каротажі і кавернометрія [7].

Складність геологічної будови відкладів дещо утруднює вирішення задач по кореляції розрізів, але використання комплексу геофізичних методів дало змогу розв'язати ці питання. При кореляції розрізу використані такі характерні репери, як башкирські та візейські вапняки горизонтів В-10-12, В-14-16, пачки глин, які залягають в середині та підшві пласта В-16, в покрівлі пласта В-19-20 та інші. Вивчення простору між реперами дозволяє простежити зміну товщини, літологію того чи іншого горизонту від свердловини до свердловини [6].

2.3.2 Аналіз фізичних властивостей порід-колекторів

Визначення фізичних властивостей порід продуктивних горизонтів проводилося на зразках кернів і геофізичними методами. Освітленість керном розрізу нерівномірна. Винос керну задовільний. Керн відібрано в 13 свердловинах. Із продуктивних пластів найбільш повно охарактеризовано піщані візейські відклади, зокрема горизонти В-14-16 в свердловинах №№ 4, 8, 10, 12, 14, 49, 50, 60, 62, 65. Вивченість керновим матеріалом відкладів башкирського та серпухівського ярусів низька [6].

Лабораторні дослідження виконані з тематичній експедиції ДГП "Полтаванафтогазгеологія" і лабораторії петрофізичних досліджень Полтавської ЕГДС ДГП "Укргеофізика". Визначались: об'ємна щільність, відкрита пористість, карбонатність, залишкова водонасиченість, вагова

глинистість $S_{\text{гл}}$, мінералогічний склад. Крім того, в лабораторії ПЕГДС на зразках керну визначались питомий опір і швидкість поздовжніх хвиль як в атмосферних, так і в наближених до пластових умовах [6].

Виходячи з колекторських і геофізичних властивостей, досліджувані відклади були розділені на групи: пісковики башкирського, серпухівського, візейського віку, кори вивітрювання та вапняки [6].

Башкирські продуктивні відклади розкриті в св. №№ 27, 42, 43, 60 та 64 і представлені як пісковиками, так і карбонатами [6].

Питомий електричний опір теригенних колекторів змінюється в межах 1,7-27,0 Ом, величина природної гамма-активності 2,8-5,5 мкр/год. Деякі пласти відмічаються значною глинистістю, а також підвищеним вмістом радіоактивних мінералів, що призвело до збільшення природної гамма-активності в досліджуваних колекторах ($I_{\gamma}=6,0-10,2$ мкр/год.). Пористість проникних різновидів складає 10,5-30,0%, що вказує на хороші фільтраційно-ємнісні характеристики порід [6].

В карбонатних колекторах, даними досліджень керна, а також ГДС, спостерігається наявність глинистості та тріщинуватості. Характерні величини опорів колекторів 10,0-70,0 Ом. Пористість коливається в межах 5,0-10,0 % [6].

Серпухівські продуктивні відклади представлені пісковиками різної глинистості та поліміктовими [6].

Для колекторів характерні такі величини геофізичних параметрів: $\rho_{\text{п}} - 0,5-25,0$ Ом, $I_{\gamma} - 2,4-5,5$ мкр/год (подекуди спостерігається збільшення величин глинистості до 8,3 мкр/год), $\Delta T - 217-305$ мкм/м, $K_{\text{п}} - 10,5-32,0$ Ом.

Візейські продуктивні відклади представлені пісковиками та вапняками [6].

Питомий електричний опір (ПЕО) піщано - алевролітових різновидів візейських відкладів змінюється в широких межах, в залежності від пористості, глинистості і насиченості. Діапазон змін ПЕО становить: для продуктивних пластів – 7,5 – 100,0 Ом; для водоносних – 0,7 - 7,5 Ом.

Інтервальний час ΔT в досліджуваних піщаних колекторах змінюється в межах 220-290 мкс/м. Глинистість, як і у вищележачих породах, змінюється в широких межах (1,6-9,5 мкр/год). Пористість варіює від 10,5% до 24,5% [6].

В карбонатних колекторах візейських відкладів: ΔT - 180-202 мкс/м, опір – 9,0-40,0 Омм, I_{γ} – 2,0-4,5 мкр/год, $K_{п}$ – 5,5 - 11,0%.

В окремих випадках спостерігаються аномально низькі значення ПЕО в продуктивних пластах. Це може бути викликано різними причинами: великою зоною проникнення, наявністю рихлозв'язаної води. Характер насичення таких пластів встановлювався за даними прямих методів та в зіставленні з сусідніми свердловинами

За даними лабораторних досліджень теригенні колектори C_{2b} , C_{1s} і C_{1v} характеризуються досить високими колекторськими властивостями ($K_{п}^k$ до 27,0%) [6].

Внаслідок малої кількості визначень гранулометричного складу дослідити вплив глинистості на геофізичні властивості колекторів та неколекторів не вдалося. Піщано - алевролітові різновиди (з достатньо високою проникністю) характеризуються невисокими карбонатністю і глинистістю, що свідчить про хороші колекторські властивості порід [6].

Базальний горизонт – так звана «кора вивітрювання» представлена продуктивними пісковиками в свердловинах № 21, 29, 43, 45, 46, 50. Їх геофізична характеристика приведена в таблиці 5.5. Як правило, характерні невеликі пористості 9,0 - 11,5 % (виняток складає св. № 29, де $K_{п}$ сягає 20,0 %). У відкладах кори вивітрювання отримані припливи нафти і газу [6].

Кристалічні породи, розкриті свердловинами №№ 3, 4, 6, 8, 10, 14, 29, 46, 50, 60, 62, 63, 64, 65, представлені гнейсами (за керновими даними). Їх мінеральний склад більш-менш постійний, але в процентному співвідношенні відмічені істотні коливання: плагіоклаз - від 30 до 65 - 85%, хлорит - від 0 до 30%, рогова обманка від 0 до 60%. Часто спостерігається інтенсивна пелітизація і серитизація плагіоклазів, присутність гідроокисів заліза, магнетиту, рідше - біотиту і титаніту. Поширена тріщинуватість [6].

Це кількісне коливання складових частин гнейсів обумовило зміну їх питомої ваги, електричного опору, величини природної та викликаної радіоактивності, а також швидкості проходження поздовжніх та поперечних хвиль. Об'ємна щільність гнейсів поза корою вивітрювання складає 2,61–2,89 г/см³, інтервальний час пробігу поздовжніх хвиль - 155-168 мкс/м. В основному, з порід кристалічного фундаменту отримані незначні припливи пластових вод [6].

Продуктивні горизонти Скворцівського родовища можна зіставляти з відкладами сусіднього родовища – Наріжнянського. Вони розташовані в одній тектонічній зоні, приблизно, на одних і тих же глибинах. Поклади утворились за аналогічних геолого-літологічних умов. Це зумовлює велику подібність фізичних властивостей порід-колекторів продуктивних горизонтів та можливість використання однакових методичних прийомів визначення геофізичних параметрів для цих родовищ [6].

2.3.3 Виділення колекторів та визначення ефективної товщини

Виділення і промислова оцінка колекторів, визначення ефективної товщини здійснювалось шляхом комплексного аналізу даних МКЗ, МБК, РК, АК, ІК, БК, кавернометрії, а також результатів лабораторного вивчення кернів і гідродинамічних досліджень [4, 7, 8].

Основні якісні ознаки колектора, який розкривається на прісному розчині з репресією на пласт, наступні [4, 7, 8]:

1. Наявність проникнення фільтрату бурового розчину в пласт, яке встановлюється за даними методів БКЗ, МКЗ, МБК.

Водоносні і глинисті продуктивні пласти пісковиків відрізняються, в основному, трьохшаровими кривими БКЗ з підвищуючим проникненням. Продуктивні неглинисті пісковики характеризуються переважно трьохшаровими з понижуючим проникненням і двохшаровими кривими. Діаметри зони проникнення фільтрату бурового розчину для більшості

теригенних колекторів становить 2-8 $D_{\text{зп}}$ [4, 7, 8].

Для карбонатних колекторів зони проникнення можуть досягати великих розмірів, але у вивчених свердловинах цього не спостерігається, як можна припустити, внаслідок кольматації тріщин та їх відсутності. Тому, в карбонатних колекторах переважно спостерігаються 2-х шарові криві БКЗ [4, 7, 8].

Пласти з проникненням фільтрату виділяються також по співвідношенню опорів бокового та мікробокового методів [4, 7, 8],

2. Наявність позитивних прирощень на діаграмах мікрозондів [4, 7, 8].

Метод мікрокаротажу є досить ефективним на Скворцівському родовищі, особливо при виділенні колекторів в піщаних породах. Для карбонатів в зв'язку з відсутністю глинистої кірки, в більшості випадків, криві МКЗ переважно малоефективні.

3. Наявність від'ємних аномалій ПС [4, 7, 8].

Цей метод, в більшості, випадків, в теригенному розрізі дозволяє виділяти пласти - колектори як за прямими якісними ознаками, так і за допомогою критичного значення параметра $\alpha_{\text{сп}}$.

4. Малі значення електричного опору порід на діаграмах МБК [4, 7, 8].

Аналіз матеріалів показує, що ефективність методу МБК при виявленні колекторів в пісковиках досить висока, особливо в комплексі з боковим каротажем.

В карбонатах ефективність цього методу значна переважно для колекторів з міжзерною і змішаною пористістю. В тріщинуватих карбонатних колекторах криві МБК дуже диференційовані, уявні опори великі, але на фоні ущільнених порід з дуже високими опорами, тріщинуваті колектори виділяються меншими величинами.

5. Понижені значення природної радіоактивності [4, 7, 8].

На фоні вмішуючих глинистих порід піщані колектори відмічаються відносно малими величинами γ - активності, що дозволяє виділяти їх в розрізі, хоч і з меншою, в деяких випадках, ефективністю, ніж по ПС.

В деяких випадках теригенні колектори відмічаються дещо підвищеними значеннями γ -активності, що пов'язано як з глинистістю, так і з присутністю радіоактивних мінералів.

Карбонатні колектори характеризуються малими значеннями природної радіоактивності. Але в розрізі трапляються карбонатні різновиди і з більш високими значеннями $I\gamma$, що буває викликано доломітизацією вапняків і їх пелітизацією.

Таким чином, ефективність кожного геофізичного методу при виділенні колекторів різна і змінюється в залежності від літолого-структурних особливостей порід, свердловинних умов та ін.

Найбільш ефективними методами при виділенні колекторів є АК, БК, МБК, БКЗ, ПС, та кавернометрія.

3 ПЕТРОФІЗИЧНІ МОДЕЛІ ОЦІНКИ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Для встановлення різних петрофізичних залежностей були сформовані вибірки, в які ввійшли наступні величини і параметри: K_p^k , K_{pr}^k , ρ_p , P_n , $K_{нг}$, $K_{во}$, ΔT , ΔI_γ та ін. [4, 5, 7, 9].

До колекторів відносились ті водоносні та продуктивні пласти, з яких при випробуванні одержані припливи флюїду, а також явно насичені пласти по ряду загальновідомих геофізичних ознак.

Аналіз результатів ГДС і лабораторних визначень проводився за допомогою методів математичної статистики [5].

За керном визначались загальні фізичні властивості: об'ємна густина, відкрита пористість, абсолютна проникність, карбонатність, залишкова водонасиченість $K_{вз}$, вагова глинистість $S_{гл}$ і мінералогічний склад частини зразків порід. Також на зразках порід визначались їх питомий електричний опір (ПЕО), параметри пористості P_p і нафтогазонасиченості $P_{нг}$.

При аналізі лабораторних даних кернів теригенних відкладів горизонтів башкіру, серпухів та візе спостерігається ідентичність їх фізичних властивостей. Так, значення пористостей, проникностей, параметрів пористості та насиченості для продуктивних горизонтів знаходяться в одному полі кореляції, що говорить про можливість використання одних і тих же залежностей для всіх теригенних відкладів [4, 5, 7, 9].

При зіставленні пористості і абсолютної проникності спостерігається досить тісний кореляційний зв'язок між цими параметрами (Рис. 3.1). Розкид точок зумовлений впливом глинистості, тріщинуватості, гранулометричного складу. Аналіз показує, що залежність $K_{пр}=f(K_p)$ можна використовувати для оцінки значень $K_{пр}$ досліджуваних теригенних відкладів по відомій величині пористості, а також для вибору критичних значень K_p і $K_{пр}$ [7, 9].

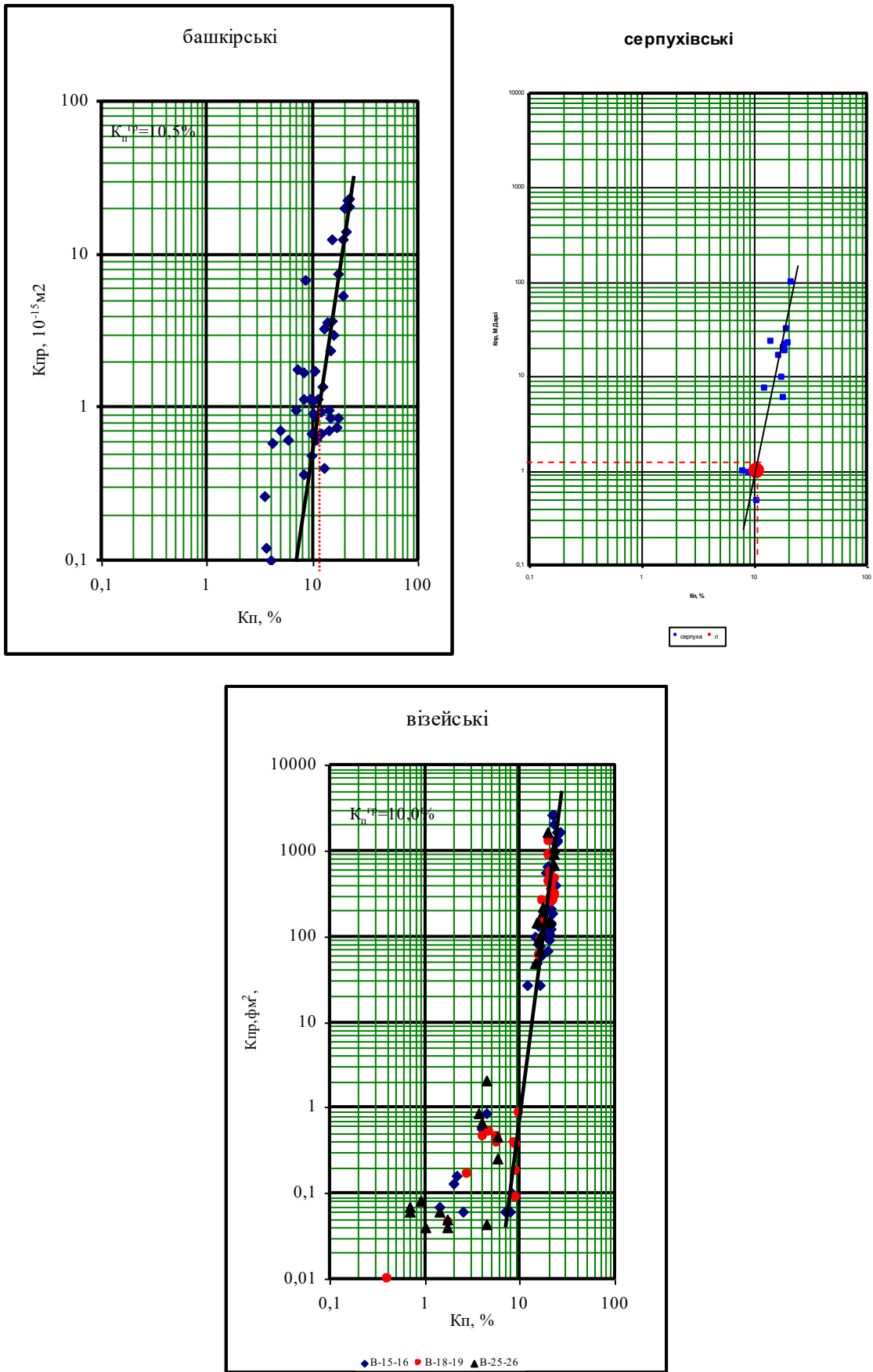


Рисунок 3.1 – Зіставлення пористості та проникності Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища (за даними керну)

За відомою загальноприйнятою величиною $K_{пр}^{пр}$, яка дорівнює приблизно $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, критичне значення $K_{п}$ для теригенних башкірських, серпухівських та візейських відкладів близьке до величини 10,5% (Рис. 3.1). Побудовані за керновими визначеннями пористості (для теригенних відкладів) розподіли для колекторів та неколекторів показують, що граничні значення пористості для піщано-алевролітових відкладів C_{2b} , C_{1s} та C_{1v} відповідно становлять 10,5; 10,7; 10,3%. Тому, для цих відкладів можна прийняти граничне значення пористості рівним 10,5%.

Основою для визначення коефіцієнтів пористості і нафтогазонасиченості за матеріалами геофізичних досліджень стали результати вимірів, які отримані на зразках гірських порід в петрофізичній лабораторії Полтавської ЕГДС та лабораторії фізики пласта об'єднання "Полтаванафтогазгеологія" [6].

Для побудови залежностей $P_{п}=f(K_{п})$ були використані результати вимірювань ПЕО в нормальних і пластових умовах на 49 зразках керну пісковика із свердловин №№ 3, 6, 10, 12, 14. У вибірку ввійшли зразки, відібрані з різних горизонтів (C_{2b} , C_{1s} , C_{1v}). Як видно з графіків, всі точки лежать в одному полі кореляції, що дає підстави використовувати залежності при визначенні параметрів пористості та насиченості для теригенних продуктивних відкладів Скворцівського родовища.

Залежність між параметром пористості $P_{п}$ і коефіцієнтом відкритої пористості $K_{п}$ для досліджуваних пісковиків характеризується наступними рівняннями:

$$\lg P_{п} = 3,72 - 1,96 \lg K_{п} \quad (3.1)$$

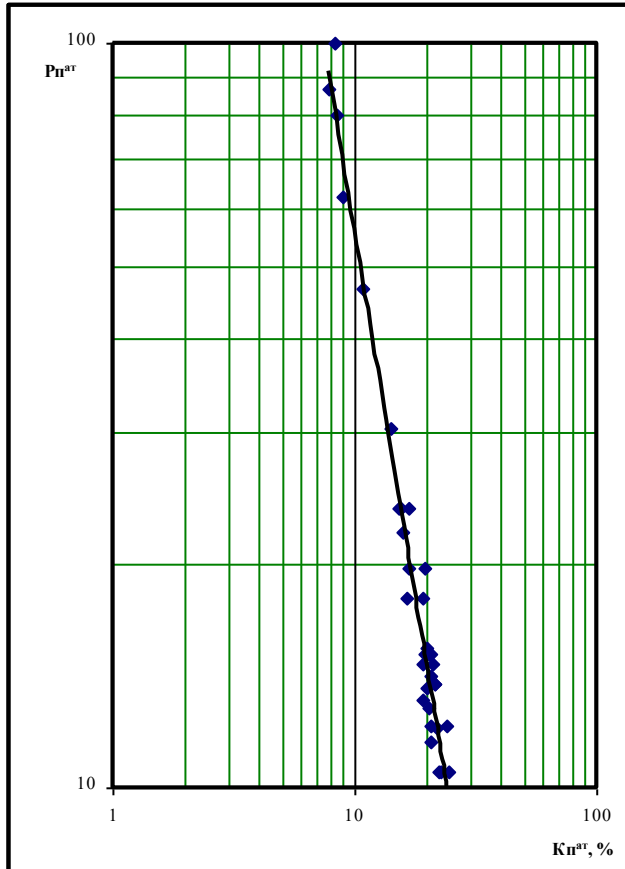
$$r = - 0.98 \text{ (в атмосферних умовах);}$$

$$\lg P_{п} = -3,54 - 1,63 \lg K_{п} \quad (3.2)$$

$$r = - 0.96 \text{ (в пластових умовах)}$$

На рисунку 3.2 приведені графіки залежностей $P_{п}=f(K_{п})$ для теригенних порід.

атмосферні умови



пластові умови

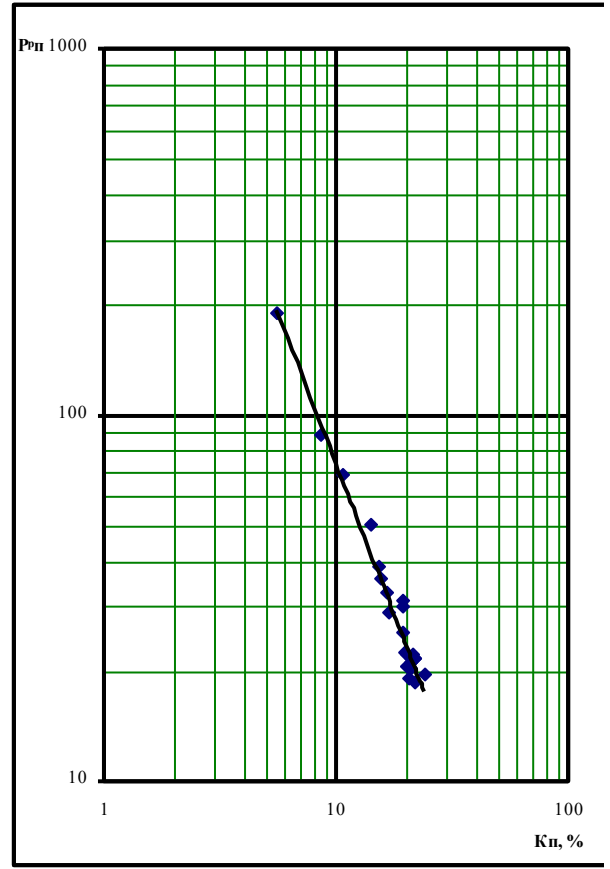


Рисунок 3.2 – Графік залежності $P_n^p = f(K_n)$ для теригенних відкладів Скворцівського родовища

Аналіз показує, що значення P_n і K_n між собою тісно пов'язані - коефіцієнт кореляції досить високий і становить 0.96 - 0.98.

Для визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості $K_{нг}$ на зразках керну проведені виміри ПЕО при дольовому насиченні їх водою, близькою до пластової. За результатами вимірювань побудована залежність параметра насичення P_n від коефіцієнта водонасиченості $P_n=f(K_v)$ для теригенних продуктивних відкладів Скворцівського родовища (Рис. 3.3). Між параметрами P_n і K_v спостерігається тісний кореляційний зв'язок, який виражається рівнянням:

$$\lg P_n = 3.17 - 1.58 \lg K_v \quad r = 0,98 \quad (3.3)$$

Так як, у карбонатних відкладах зразки керна відібрані, в основному, в щільних різновидах, лабораторні визначення не є інформативними для дослідження зв'язків типу $P_n=f(K_n)$ та $P_n=f(K_v)$. Тому на даному родовищі використовувались загальноприйняті для таких порід. Вони ж використовуються і для визначення параметрів пористості та насиченості порід кори вивітрювання.

Аналізуючи дані лабораторних досліджень залишкової водонасиченості на зразках керна, можна зробити висновок, що чисті пісковики візейських відкладів (з пористістю більше 14,0%) містять 5,0-15,0% зв'язаної води, тому коефіцієнти нафтогазонасиченості в чистих колекторах мають значення 85 - 95% .

Для обґрунтування нижньої межі пористості використані полігони розподілу "приплив"- "сухо" для піщаних відкладів. Так як, до колекторів відносяться породи, здатні вміщувати флюїди і віддавати їх при розробці, то було сформовано вибірку за результатами випробувань у візейських відкладах з метою підтвердження достовірності встановлених критичних значень K_n і $K_{пр}$. Граничне значення K_n для пісковиків визначалось статистичним методом [5, 9].

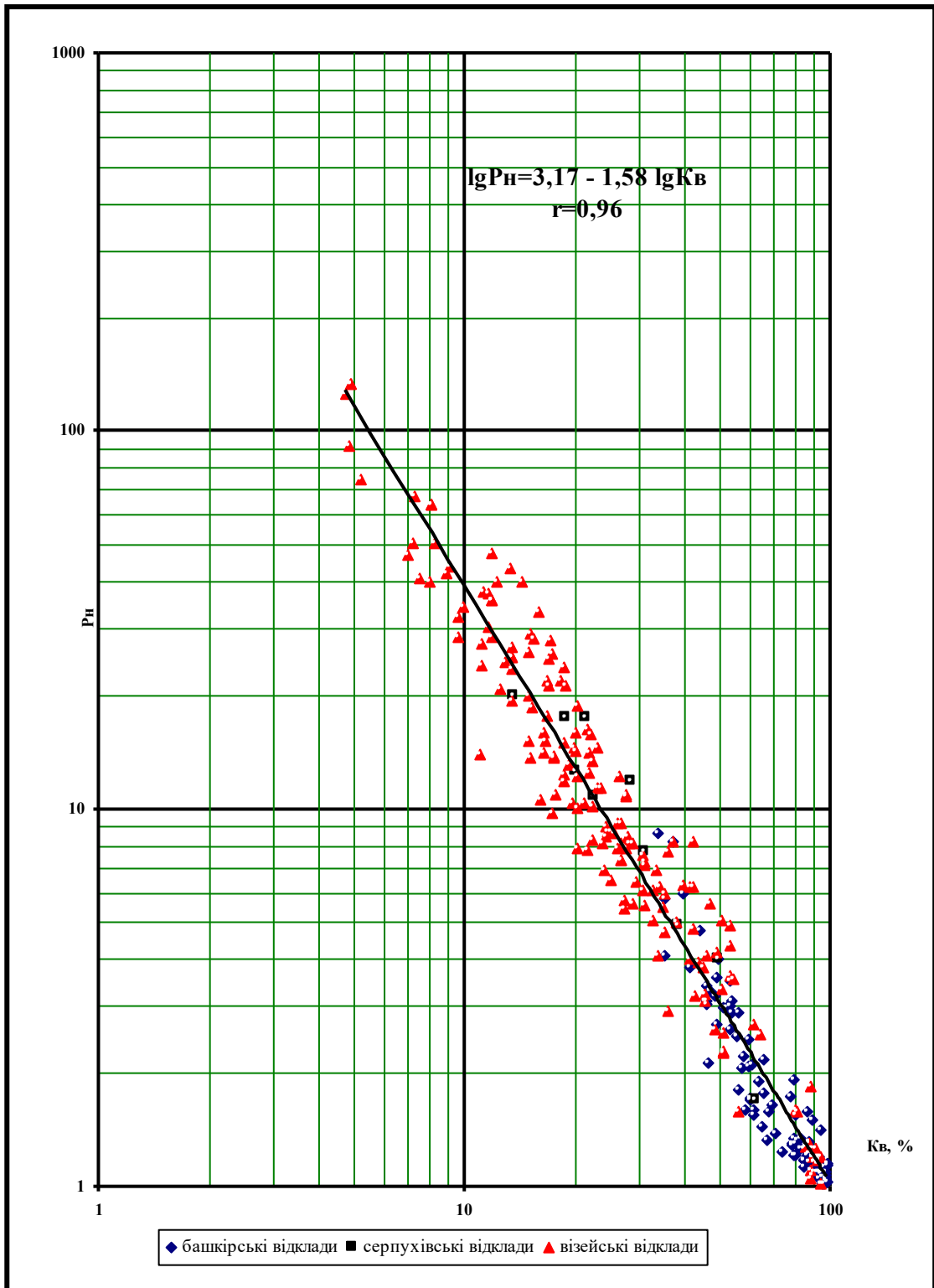


Рисунок 3.3 – Графік залежності $P_n=f(K_v)$ для продуктивних теригенних відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища

При формуванні вибірки "сухо" використовувались значення K_p пластів (визначені за даними ГДС та керну) із безприпливних інтервалів випробування з мінімальним числом (не більше 10%) пластів, які по комплексу ГДС характеризуються як неколектори. Зіставлення кривих розподілу пористості в "сухих" і "припливних" інтервалах випробування показує, що значення $K_{п}^{р}$ для пісковиків становить 11,0%,. Ця величина близька до визначеної раніше (10,5%).

Граничні значення параметрів ΔT та $\Delta \gamma$ за статистичними даними рівні 225 мкс/м та 0,20 відповідно.

Аналіз даних результатів випробувань показує, що кондиційні припливи флюїду у башкірських, серпухівських та візейських відкладах спостерігаються з пластів, мінімальна пористість яких складає 10,5-11,0 %. Пласти, з пористістю меншою 10,5 %, як правило, припливів не дають. У відкладах кори вивітрювання промислові припливи отримані з пластів з найменшим значенням пористості - 9,0%.

Величини граничних значень ПЕО і P_n становлять відповідно 7,5 Омм і 5,9. Значення критичної водонасиченості, визначене через величину P_n по залежності $P_n=f(K_v)$, рівне 33,0%, що відповідає коефіцієнту нафгазонасиченості 67,0%.

Нижче приведена таблиця граничних значень для продуктивних відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища (Табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Таблиця граничних значень для продуктивних відкладів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища

	Стратиграфія	K_p , %	$K_{пр}$, фм ²	ρ_p , Омм	ΔT , мкс/м	P_n	$\Delta \gamma$	$K_{нг}$, %
Граничні значення	C _{2b}	10,5	1,0	7,5		5,9		67,0
	C _{1s2}	10,5	1,0					
	C _{1v}	10,5	1,0		225		0,20	
	Кора вивітрювання	9,0						
	карбонати	5,0*	0,4*					50,0

Визначення коефіцієнта пористості

Для визначення пористості пісковиків встановлені багатомірні статистичні залежності між найбільш характерними параметрами [5, 9]. У зв'язку з недостатньою кількістю лабораторних визначень були залучені дані по сусідньому Наріжнянському родовищу, піщані відклади якого аналогічні відкладам Скворцівського родовища.

Залежності мають вигляд :

для башкірських відкладів (Рис. 3.4):

$$K_{п} = -38,70 + 0,23\Delta T - 15,78\Delta I_{\gamma}; \quad r = 0,88 \quad (3.4)$$

для піщаних відкладів серпухівського віку (Рис. 3.5):

$$K_{п} = -31,93 + 0,21\Delta T - 15,18\Delta I_{\gamma}; \quad r = 0,97 \quad (3.5)$$

для піщаних відкладів візейського віку (Рис. 3.6):

$$K_{п} = -39,17 + 0,23\Delta T - 10,10\Delta I_{\gamma}; \quad r = 0,86 \quad (3.6)$$

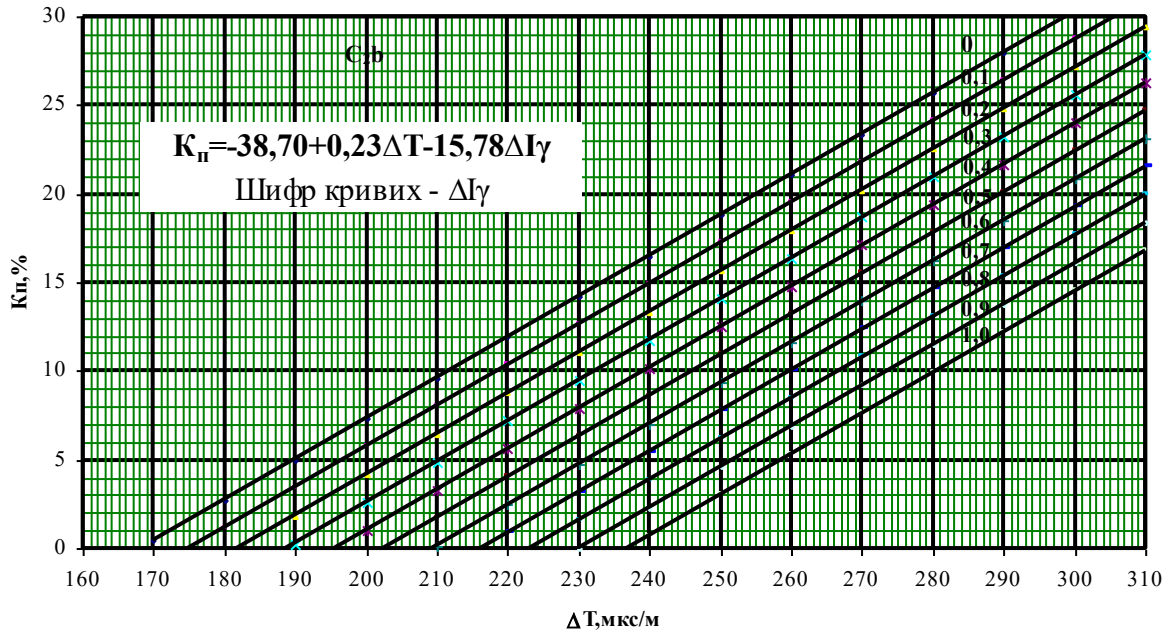
У деяких випадках для визначення пористості були використані дані методів ПС та опорів.

Для піщаних порід середнього карбону побудована статистична залежність для аналогічних відкладів Наріжнянського родовища (Рис. 3.7):

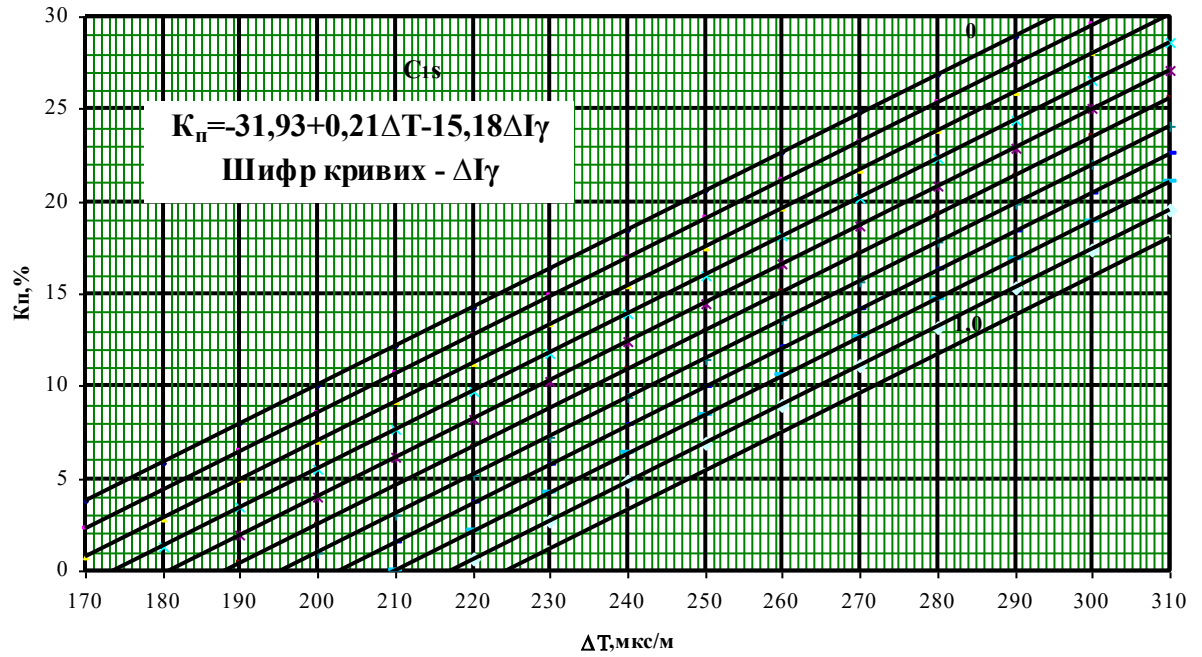
$$K_{п} = -47,54 + 0,24\Delta T + 7,47\alpha_{сп} \quad (3.7)$$

Для теригенних візейських відкладів побудована залежність (Рис. 3.8)

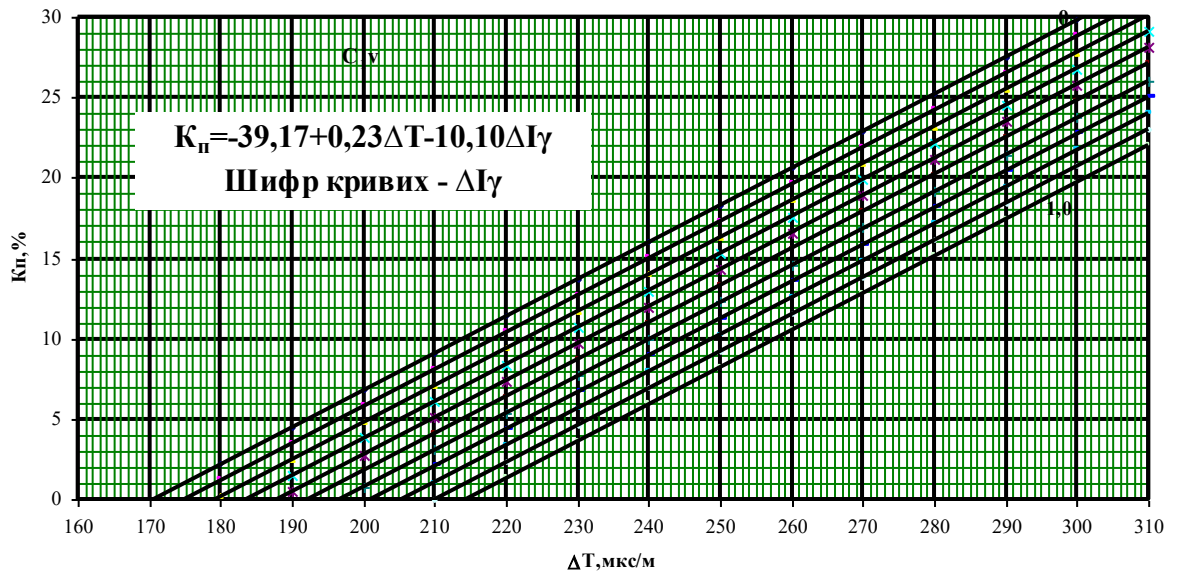
$$K_{п} = -43,19 + 0,24\Delta T + 1,07\alpha_{сп} \quad (3.8)$$



**Рисунок 3.4 – Номограма для визначення пористості за даними АК-ГК
 для теригенних башкирських відкладів Скворцівського
 нафтогазоконденсатного родовища**



**Рисунок 3.5 – Номограма для визначення пористості за даними АК-ГК
 для теригенних серпухівських відкладів Скворцівського та
 Наріжнянського нафтогазоконденсатних родовищ**



**Рисунок 3.6 – Номограма для визначення пористості за даними АК-ГК
для теригенних візейських відкладів Скворцівського та
Наріжнянського родовищ**

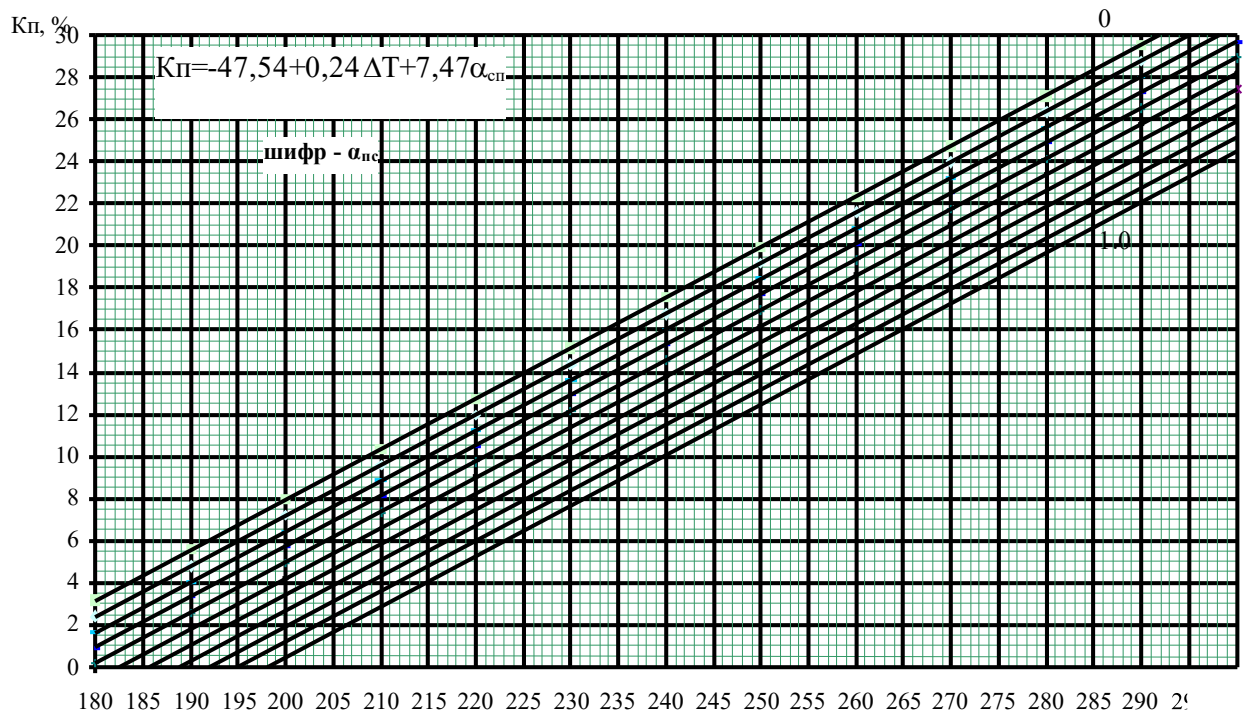


Рисунок 3.7 – Номограма для визначення пористості за даними методів АК-ПС теригенних башкирських та серпухівських відкладів Наріжнянського родовища

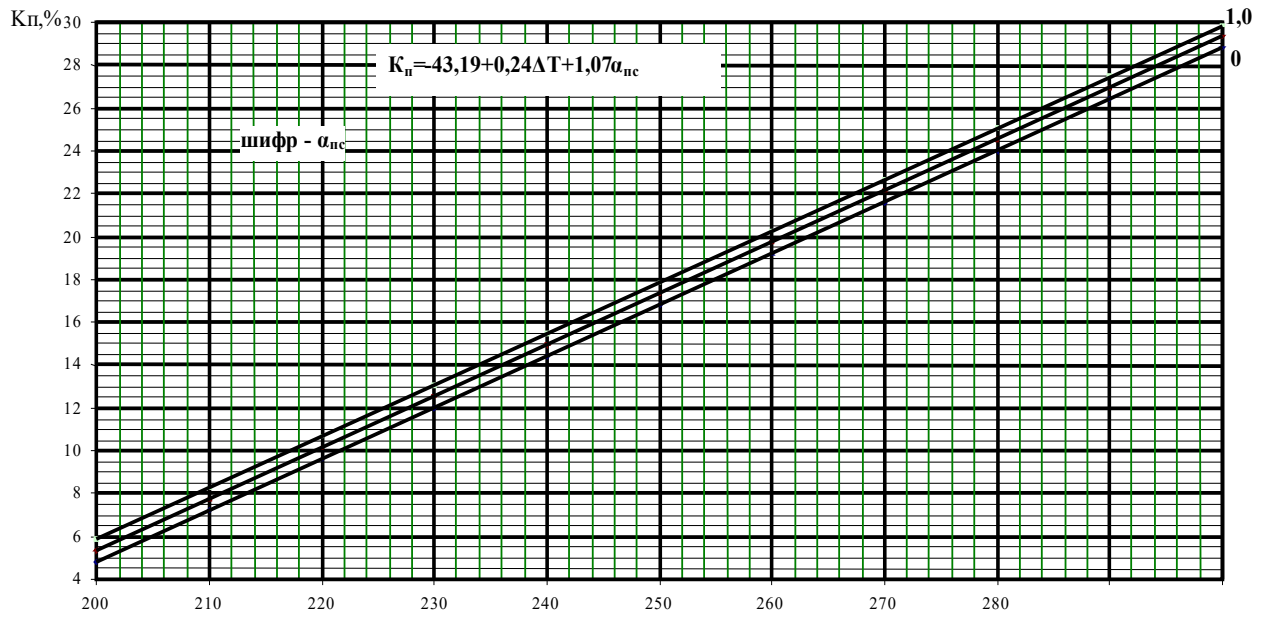


Рисунок 3.8 – Номограма для визначення пористості за даними методів АК-ПС теригенних візейських відкладів Скворцівського родовища

Значення пористості, визначені за методом ПС, уточнювались також по загальноприйнятій залежності $K_{п}=f(\Delta T, \alpha_{сп})$.

Питання про вплив газонасиченості на величину ΔT вирішувалось шляхом порівняння величин пористостей, визначених по керну і ΔT в водоносних і продуктивних піщаних пластах. Як уже було відмічено вище, водоносні та газонасичені пласти знаходяться приблизно в одному діапазоні значень ΔT , тобто певної закономірності в бік завищення пористості для водоносних пластів не спостерігається, що обумовлено наявністю зони проникнення фільтрату значної глибини [7, 9].

Для карбонатних відкладів Скворцівського родовища внаслідок незначної кількості керну і малоінформативності лабораторних даних були побудовані залежності для визначення пористості по сусідньому Наріжнянському родовищу (Рис. 3.9):

$$K_{п} = - 31,7 - 6,8 \Delta I\gamma + 0, 21\Delta T \quad (3.9)$$

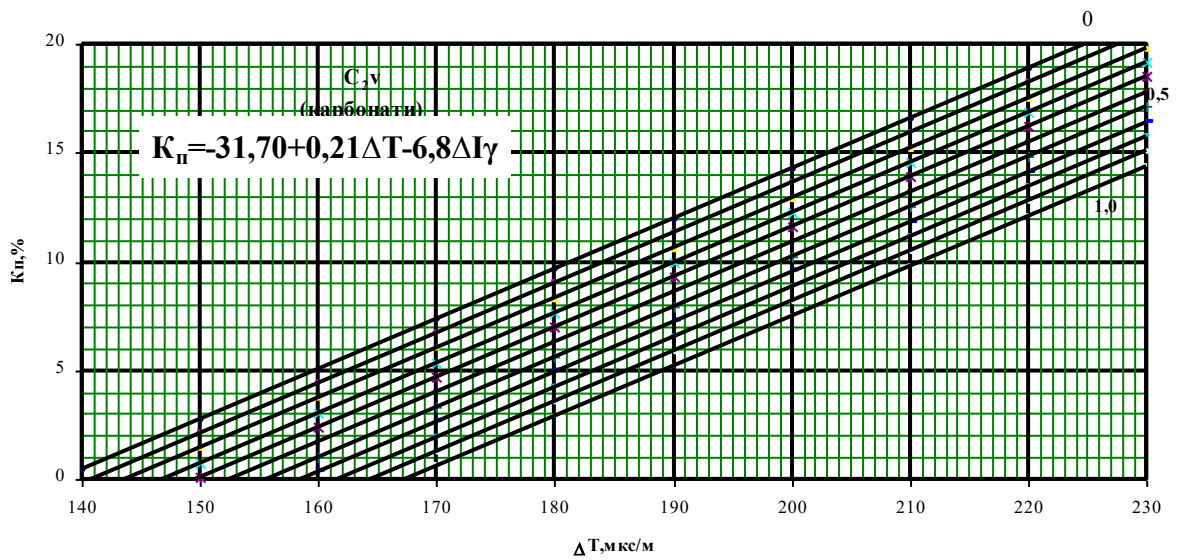
Для визначення пористості порід кори вивітрювання та кристалічного фундаменту використано рівняння середнього часу :

$$K_{п} = (\Delta T^{вим} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ф} - \Delta T_{ск}) \quad (3.10)$$

де $\Delta T^{вим}$ - інтервальний час в в породі; $\Delta T_{ск}$ - інтервальний час в скелеті породи; $\Delta T_{ф}$ - інтервальний час в флюїді, який заповнює пори.

Обґрунтування вибору методу визначення пористості, який рекомендується до підрахунку запасів

Як вже було зазначено вище, для визначення пористості порід Скворцівського родовища дули використані дані методів АК, ГК, ПС.



**Рисунок 3.9 – Номограма для визначення пористості за даними методів
 АК-ГК для карбонатних візейських відкладів Скворцівського
 нафтогазоконденсатного родовища**

Аналіз показав, що найбільш достовірними є значення K_p , одержані за даними методу АК і тому до підрахунку запасів рекомендуються величини пористостей, одержані за даними керну і акустичного каротажу.

Інші методи, які були використані для підтвердження достовірності, дають дещо більшу похибку у визначенні пористості і застосовувались для контролю величин пористостей, одержаних за даними акустичного методу, а, також, в інтервалах з сумнівною характеристикою.

Пористості, визначені за даними вищезгаданих методів, непогано узгоджуються між собою. Розходження, які мають місце, можна вважати неістотними. Вони носять випадковий характер.

Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості

Коефіцієнт нафтогазонасиченості продуктивних пластів пісковиків визначався по залежності $P_n=f(K_v)$ (Рис. 3.3) для піщаних відкладів Скворцівського родовища [7, 9].

Внаслідок відсутності даних для карбонатних порід використовувалась загальноприйнята залежність $P_n=f(K_v)$ В. М. Дахнова [7, 9].

Питомий електричний опір встановлювався по комплексу методів БКЗ, БК, ІК.

Визначення опору піщано-алевролітових пластів при 100% водонасиченості здійснювалось за експериментальною залежністю $P_n=f(K_p)$ (Рис. 3.6) для теригенних відкладів Скворцівського родовища, а для карбонатних - використовувалась залежність В. М. Дахнова [7, 9].

Параметр насиченості визначався за формулою:

$$P_n = \rho_{np} / \rho_{vp} \quad (3.11)$$

де ρ_{np} - питомий електричний опір продуктивного пласта, ρ_{vp} - питомий електричний опір водоносного пласта.

ВИСНОВКИ

У процесі виконання бакалаврської роботи “Побудова петрофізичних моделей для встановлення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища” представлено загальні відомості про родовище, проведено аналіз геологічної та тектонічної будови родовища, а також нафтогазонасиченість даного району досліджень. Обґрунтовано методики проведення та інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин порід-колекторів башкірських, візейських і серпузівських відкладів.

У результаті аналізу геологічної будови Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища виявлено, що породи-колектори приурочені до башкірських, візейських і серпузівських відкладів кам'яновугільної системи. Пласти-колектори в продуктивних горизонтах представлені пісковиками і алевролітами. Пісковики кварцові, подекуди поліміктові, сірі, світло-сірі, дрібно-середньозернисті, крихкі. Алевроліти сірі, світло-сірі, вапнисті, слюдисті, піскуваті.

У результаті аналізу даних геофізичних досліджень свердловин та використовуючи математично-статистичний апарат побудовано ряд петрофізичних моделей для встановлення фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища (проникності, пористості, нафтогазонасиченості). У результаті виконання бакалаврської роботи обґрунтовано вибір петрофізичних моделей для оцінки коефіцієнта пористості порід-колекторів та запропоновано багатомірні петрофізичні моделі, які отримані за результатами досліджень свердловин акустичним каротажем, гамма-каротажем та самочинною поляризацією.

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., Федішина 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. Жуков М.Н. Математична статистика та обробка геологічних даних: підручник. Київ : КНУ ім. Т.Шевченка, 2008. – 487 с.
6. Лагутін А.А., Бутенко А.В. Геолого-економічна оцінка Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища. Укрндігаз, 2008. 478 с.
7. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин/ навчальний посібник. Івано-Франківськ/ ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
8. Федоришин Д.Д., Федорів В.В., Гаранін О.А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах // Підручник – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 256 с.
9. Федорів В.В. Теоретичні та прикладні моделі в петрофізиці колекторів : Конспект лекцій. – Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2024. – 117 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: “Побудова петрофізичних моделей для встановлення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища”.

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 56 сторінок, 11 рисунків, 2 таблиці, 12 літературних джерел.