

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА
(103) НЗГ-05.00.000.ПЗ
ГРУПА НЗГ_М-24-1
ГРИЦІВ СЕРГІЙ
2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Інститут природничих наук і туризму
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 553.98.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема:

Аналіз термобаричних умов Сергіївського родовища з метою геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів
(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — магістр
Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 НЗГ- 05-ПЗ

(позначення)

Виконав студент гр. НЗГм–24–1 _____ Гриців С.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ доц. Михайлів І.Р.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Консультанти: _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет природничих наук і туризму
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.

« ____ » _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

Спеціальність — 103 – Науки про Землю
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу

Студент _____ Гриців Сергій Андрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема магістерської роботи Аналіз термобаричних умов Сергіївського родовища з метою геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів. (затверджена наказом ректора університету від « ____ » _____ 2025 р. № ____)

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: «29» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

- фондові геолого-геофізичні і промислові матеріали;
- опублікована література по району досліджень і темі бакалаврської роботи;
- особисті спостереження і дослідження в часі навчання та виробничої практики
- реальні дані розробки родовищ із нафтогазовидобувних підприємств

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які належить розробити): Скорочення та умовні позначення, Вступ, 1 Геологічна частина, 1.1

Загальні відомості про район дослідження, 1.2 Геологічна будова Сергіївського родовища, 1.2.1 Стратиграфія, 1.2.2 Тектоніка, 1.2.3 Нафтогазоносність, 1.2.4 Гідрогеологія родовища, Висновки до розділу, 2 Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько – Донецької западини, 2.1 Стан вивченості глибокозанурених зон ДДЗ, 2.2 Геологічна будова та геотектонічний розвиток, 2.3 Нафтогазоносність осадових комплексів глибокозанурених зон, 2.4 Обґрунтування критеріїв виділення перспективних глибокозанурених горизонтів, 2.5 Потенціал нафтогазоносності глибокозанурених відкладів Сергіївського ГКР, 2.6 Аналіз термобаричних параметрів нафтогазових родовищ ДДЗ за результатами вивчення сучасних вчених, Висновок до розділу, 3 Теоретичний аспект термобаричних досліджень які проводять з метою підрахунку запасів, 3.1 Густина газу та конденсату, 3.2 Визначення критичних та приведених параметрів, 3.3 Визначення тиску на вибої працюючої та зупиненої свердловини, 3.4 Визначення розподілу температури по стовбуру свердловини, 3.5 Підрахунок запасів та ресурсів

вільного газу та конденсату, Висновок до розділу, 4 Розрахунок термобаричних умов та оцінка запасів газу та конденсату у межах Сергіївського родовища, 4.1 Розрахунок температури, 4.1.1 Прогноз температур за межами термограми (екстраполяція), 4.1.2 Визначення T в межах термограми (інтерполяція), 4.2 Розрахунок тиску, 4.2.1 Побудова лінії фонових тисків у глибинах та абс. позначках, визначення ф-ли розподілу фонового тиску у водонапірній системі, 4.2.2 Визначення тисків у трьох покладах – від виміру та від ГВК, 4.2.3 Визначення АВПТ у межах горизонту Б – 3, Висновок до розділу, Висновки, Переік джерел посилань, Бібліографічна довідка, Додатки

5. Перелік обов'язкових графічних додатків:

1. Структурна карта по відбивальному горизонту V62³⁻¹, 2. Структурна карта підшви реперу N1, 3. Геологічний розріз III-III^I, 4. Геологічний розріз III-III^I продуктивної частини по лінії свердловин 100-1-3-7-302 Ш-Б.

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
1-3	Доц., зав. каф. Михайлів І.Р.		

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1	Одержання завдання та розробка плану виконання роботи		
2	Підготовка базових геолого-геофізичних та промислових даних	до 03.05. 2025	
3	Огляд публікацій та досліджень пов'язаних із тематикою роботи	до 17.06. 2025	
4	Розгляд геологічної будови об'єкта дослідження та перспектив глибокозанурених горизонтів	до 20.08. 2025	
5	Обґрунтування принципу визначення температури і тиску в свердловинах та методики проведення розрахунків	до 26.09. 2025	
6	Розрахунок термобаричних параметрів в межах досліджуваного родовища	до 15.11. 2025	
7	Підготовка графічних додатків	до 20.11.2025	
8	Розроблення висновків	до 05.12.2025	
9	Оформлення пояснювальної записки	до 10.12.2025	
10	Здача роботи на кафедрі	до 25.12.2025	
11	Захист роботи на засіданні ЕК	до 29.12.2025	
12			
13			

Обґрунтування принципу

8. Дата видачі завдання —

Завдання видав керівник

(підпис)

доц. Михайлів І.Р.

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

(підпис)

Гриців С.А.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Ст. — 100 , табл. — 16 , рис. — 18, граф. додатків — 4.

У даній роботі наведено обґрунтування та проведення визначення термобаричних умов Сергіївського ГКР з метою його геолого – економічної оцінки.

У межах Сергіївського ГКР передбачаються перспективи повторного дослідження башкирських горизонтів на основі чого у роботі будуть обґрунтовуватись газонасність глибокозанурених зон до його приурочене Сергіївське ГКР та визначення термобаричних параметрів з метою геолого – економічної оцінки та підрахунків запасів вуглеводнів.

Сергіївське ГКР складається із двох блоків 1 (або південного) та 2 (північного), основні запаси зосереджені в блоці 1. На родовищі виділяють два продуктивних пласта Московський (пласт М-2с) та Башкирський (пласт Б-3)

Ключові слова: ПОРУШЕННЯ, ПРОДУКТИВНИЙ, ГОРИЗОНТ ВУГЛЕВОДНІ, ПЛАСТ, РОДОВИЩЕ, ОПИС, РОЗВІДКА, СВЕРДЛОВИНА, ГАЗОВОДЯНИЙ КОНТАКТ, ФЛЮІДОУПОР, ПОКРИШКА, КОЛЕКТОР, ПЛАСТОВИЙ ТИСК, ТЕМПЕРАТУРА, ПОРИСТІСТЬ, ПРОНИКНІСТЬ, КАТАГЕНЕЗ, БЛОК.

ANNOTATION

Art. —100 , tab. — 16, fig. — 18, graph. appendices — 4.

This work provides a justification and determination of the thermobaric conditions of the Sergiyiv GKR for the purpose of its geological and economic assessment.

Within the framework of the Sergiyiv GKR, prospects for re-examination of the Bashkir horizons are envisaged, on the basis of which the work will substantiate the gas-bearing capacity of the deep-submerged zones adjacent to it, the Sergiyiv GKR, and determine the thermobaric parameters for the purpose of geological and economic assessment and calculations of hydrocarbon reserves.

Sergiyevskoye GKR consists of two blocks 1 (or southern) and 2 (northern), the main reserves are concentrated in block 1. Two productive layers are distinguished in the field: Moskovsky (layer M-2s) and Bashkirsky (layer B-3)

Keywords: DISTURBANCE, PRODUCTIVE, HYDROCARBON HORIZON, LAYER, FIELD, DESCRIPTION, EXPLORATION, WELL, GAS-WATER CONTACT, FLUID RESISTANCE, CAP, MANIFOLD, LAYER PRESSURE, TEMPERATURE, POROSITY, PERMEABILITY, CATAGENESIS, BLOCK.

ЗМІСТ

Скорочення та умовні позначення.....	9
Вступ.....	10
1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	12
1.1 Загальні відомості про район досліджень.....	12
1.2 Геологічна будова Сергіївського родовища.....	14
1.2.1 Стратиграфія	16
1.2.2 Тектоніка	24
1.2.3 Нафтогазоносність.....	27
1.2.4 Гідрогеологія родовища.....	32
Висновки до розділу.....	35
2 ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ДНІПРОВСЬКО – ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	37
2.1 Стан вивченості глибокозанурених зон ДДЗ.....	37
2.2 Геологічна будова та геотектонічний розвиток.....	38
2.3 Нафтогазоносність осадових комплексів глибокозанурених зон.....	39
2.4 Обґрунтування критеріїв виділення перспективних глибокозанурених горизонтів.....	40
2.5 Потенціал нафтогазоносності глибокозанурених відкладів Сергіївського ГРК.....	45
2.6 Аналіз термобаричних параметрів нафтогазових родовищ ДДЗ за результатами вивчення сучасних вчених.....	45
Висновки до розділу.....	52
3 ТЕОРЕТИЧНИЙ АСПЕКТ ТЕРМОБАРИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЯКІ ПРОВОДЯТЬ З МЕТОЮ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ.....	54

3.1 Густина газу та конденсату.....	54
3.2 Визначення критичних та приведених параметрів	56
3.3 Визначення тиску на вибої працюючої та зупиненої свердловини.....	58
3.4 Визначення розподілу температури по стовбуру свердловини.....	60
3.5 Підрахунок запасів та ресурсів вільного газу та конденсату.....	62
Висновки до розділу.....	67
4 РОЗРАХУНОК ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ТА ОЦІНКА ЗАПАСІВ ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ У МЕЖАХ СЕРГІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА	69
4.1 Розрахунок температури.....	69
4.1.1 Прогноз температур за межами термограми (екстрополяція).....	70
4.1.2 Визначення Т в межах термограми (інтерполяція).....	73
4.2 Розрахунок тиску.....	74
4.2.1 Побудова лінії фонових тисків у глибинах та аб. позначках, визначення ф-ли розподілу фонового тиску у водонапірній системі.....	76
4.2.2 Визначення тисків у трьох покладах – від виміру та від ГВК.....	81
4.2.3 Визначення АВПТ у межах горизонту Б – 3.....	88
Висновок до розділу.....	89
ВИСНОВКИ.....	91
Перелік джерел посилань.....	93
Бібліографічна довідка.....	95
Додатки.....	96

СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ГВК – газоводяний контакт;

УГВК – умовний газоводяний контакт;

АВПТ – аномальновисокі пластові тиски;

ДДЗ – Дніпровсько - Донецька западина;

МВХ – метод відбитих хвиль

ГКР – газоконденсатне родовище

КМЗХ – кореляційний метод заломлення хвиль

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

ТП – тепловий потік

ВСТУП

Підрахунок запасів та ресурсів нафти, газу та розчиненого конденсату, є одним із найважливіших етапів у нафтовій галузі, проте для здійснення даного завдання, необхідно знати ряд параметрів які беруть у ньому участь і є ключовими при будь-якому методі підрахунків. Такими величинами є термобаричні умови.

Актуальність даної роботи для нафтогазової галузі завжди буде зберігатися на високому рівні, адже за допомогою тиску та температури є змога встановити фізико-хімічну характеристику газу та рідини, дають змогу простежити безліч технологічних параметрів які застосовують при видобуванні нафти та газу, а також є критично необхідними та незамінними для підрахунку запасів вуглеводнів.

Обґрунтування вибору теми дослідження, здійснювався, шляхом аналізу сучасних досліджень та проблематики нафтогазовидобутку у районі проведення робіт.

Метою дослідження це встановлення термобаричних умов у межах досліджуваного родовища, необхідних для подальшої геолого-економічної оцінки ефективності проведення робіт.

Для здійснення даного запланованого результату, потрібно виконати наступні завдання дослідження:

- Розглянути геологічну характеристику об'єкта;
- Провести аналіз перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини;
- Дослідити теоретичний аспект газодинамічних досліджень свердловин згідно якими проводять визначення даних параметрів на глибині;
- Прогноз температури за межами термограми (методом екстраполяції) та визначення температури у межах термограми (метод інтерполяції);
- Здійснити побудову лінії фонових гідростатичних тисків у глибині та абсолютних позначках;

- Визначити тиск у трьох покладах – від умовного газоводяного контакту;
- Визначення аномально високих пластових тисків у межах Башкирського горизонту пласт Б-3;

Об'єктом для дослідження є Сергіївське газоконденсатне родовище в ДДЗ, для якого потрібно здійснити визначення температури та тиск.

Предмет дослідження є характеристика термобаричних умов газоперспективних горизонтів Сергіївського родовища, необхідних для проведення геолого-економічної оцінки.

При виконанні даної кваліфікаційної роботи ми будемо застосовувати різні наукові методи які допоможуть отримати достовірні результати та висновки: експеримент, графоаналітичний аналіз, графічне моделювання, опосередковане спостереження, узагальнення, виявлення закономірностей, метод аналогії, екстраполяції, інтерполяції, дедукції, пояснення.

Результати нашої роботи будуть мати практичне значення, адже розрахунок буде здійснений на основі даних реального родовища, а одержаний результат та здійснений на основі нього аналіз можна буде використати безпосередньо для підрахунку запасів газу та розчиненого конденсату.

1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про район досліджень

Сергіївське газоконденсатне родовище протягається в районі Ізюмського району Харківської області на відстані 25 км від м. Балаклія, із оглядовою картою розміщення родовища можна ознайомитись на рисунку 1.1.

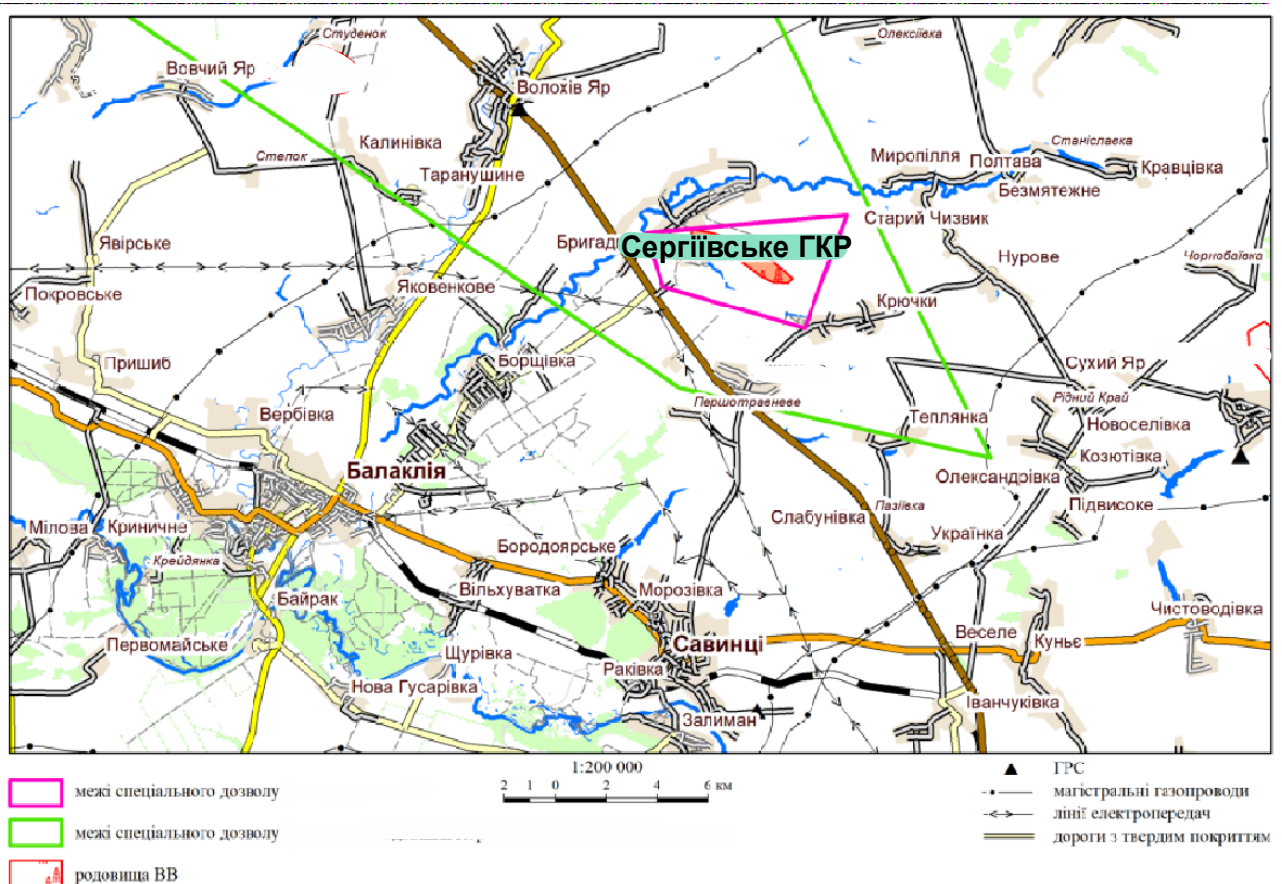


Рис.1.1 – Оглядова карта району робіт. Масштаб 1:200 000

Місцевість являє собою горбисту рівнину яка розбита численними річковими хвилястими руслами, балканами. Розташування об'єкта пов'язане із лісостеповою та степовою зонами із середньою висотою над рівнем моря до 200 метрів. Ґрунтові води залягають у долинах і балканах глибина яких коливається у межах 3-7 метрів. Із точки поверхневої гідрогеології, розташування родовища пов'язане із річкою Сіверський Донецьк яка є найбільшою річкою на сході України із загальною протяжністю 1053 км. Перепад висот родовища складає від

90 до 170 м. Ширина русла становить від 30 до 70 метрів, во зоні водосховищ 4 км. Живлення річки снігове, тому втрати води протягом року нерівномірне. Річка впадає до Дону за 218 км від його гирла, середній ухил 0,18 м/км. Долина здебільшого асиметрична. Правий беріг високий дуже розчленований.

Місто до якого приурочена досліджувана площа є центром промислового видобувного району в області. Розвиток промисловості та економічна складова району багата, присутнє найбільше підприємство із виробництва цементу. Загалом місцеве населення займається працюють на заводах (окрім цементного присутній також молокозавод, ремонтний завод), та займаються видобутком вуглеводнів.

Родовище перебуває в умовах розвинутої транспортної системи, присутня величезна кількість автодоріг, та залізнична станція – Савинці на магістралі Харків – Дебальцево, Шосе Харків – Ростов який перетинає район через селища Волохів Яр, Бригадирівка, Нурово та Сухий Яр.

Клімат району помірно-континентальний, з теплим сухим літом та порівняно холодною зимою. Максимальна температура в липні-серпні (+30 оС), мінімальна в січні-лютому (-30 оС). Тривалість зими – 4 місяці. Інколи морози або сильні снігопади чергуються з раптовими та тривалими відлигами, які супроводжуються бездоріжжям. Глибина промерзання ґрунту 1,0-1,2 м. Середньорічна кількість атмосферних опадів – близько 500 мм, випадають вони переважно восени та взимку. Вітри частіше східні, як правило їх середня швидкість 2-5 м/с, максимальна – 15 м/с

Аналізую історію виникнення родовища, можна сказати що на досліджуваній площі було проведено величезний об'єм як геолого-розвідувальних робіт так і геофізичних. Структура вивчалась буріння свердловин, проведеними сейсмічними і геофізичними дослідженнями.

Початок робіт щодо виявлення перспектив нафтогазоносності у межах району ще розпочато в кінці 40-х початку 50-х років минулого століття структурним бурінням до підшви відкладів київський світі. В результаті було

оконтурено ряд піднять які розташовуються поблизу Сергіївського родовища, виявлені вони за допомогою гравіметричних та магнітометричних досліджень. Сергіївське підняття було оконтурено по покрівлі пісковиків сеноманського ярусу в 1955 – 1957 року за результатами профільного буріння в межах річок Сіверський Донець та Оскол. Подальше структурно – пошукове буріння у межах сусідніх площ, дала позитивні результати щодо нафтогазоносності. Із нафтоносних свердловин отримано дебіт який склав 4,7 т/добу.

Подальші Сейсмічні дослідження МВХ проведені в 1956 році та пошукове буріння дозволило відкрити газові родовища в межах Північно – Голубівського та Бригадирівського піднять.

Сергіївська структура виявлена тільки в 1978-1980 році за результатами сейморозвідувальних робіт в межах Південно – Бригадирівської площі по відбиваючих горизонтах московських, башкирських відкладах середнього карбону а також по візейському ярусі.

Безпосередньо пошукове – розвідувальне буріння було розпочате в 1982 році, пошуковою свердловиною №1, завдяки якій встановили промислову газонасиченість московських відкладів, пласт М-2с в інтервалі 2950-2970 метрів.

В ті ж роки роботи в межах району продовжувались і відкрито ще ряд піднять які були перспективні на нафту та газ.

До державного балансу згідно атласу родовищ [1], родовище прийняли тільки в 1985 році.

В межах Сергіївського ГКР сейсмопартією 1991/1995-1996 за 1996-1998 року було уточнено геологічну будову західної перикліналі Сергіївської структури, завдяки чому виявили Західно – Сергіївський блок який може бути газоносним по відкладах середнього карбону (московська світа).

В 1996 – 1998 році було проведено комплекс інтерпретації електророзвідувальних робіт, завдяки яким було виявлено аномалії, які відповідають аномально висом значення пластового тиску.

1.2 Геологічна будова Сергіївського родовища

Сергіївське родовище із геологічно знаходиться в північній прибортовій зоні ДДЗ, в межах якої приурочене до Бригадирівської мульди, у зоні облягання Оскільського виступу фундаменту Воронежського кристалічного фундаменту.

В 1982 році родовище введено в пошукове-розвідувальне буріння за результатами виробування московських відкладів у свердловині №1 було відкрито Сергіївське ГКР. Згідно атласу родовищ [1], було в межах площі було пробурено 8 пошуковий і розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз відкладів від мезо – кайнозою до карбону (верхньосерпухівський під'ярус).

У нижче поданому підрозділі даної кваліфікаційної роботи подана інформація щодо літолого – стратиграфічної характеристики осадового чохла на площі, яку було складено у відповідності із геологічним розрізом свердловин родовища, (графічний додаток №1 та №2), а також на основі інформації глибокого буріння на сусідніх площах.

Дана кваліфікаційна робота і його наукова новизна передбачає дослідження башкирських відкладів осадового комплексу.

У таблицях 1.1 подані основні дані про стан фонду та характеристику свердловин Сергіївського родовища.

Таблиця 1.1 – Стан фонду свердловин Сергіївського ГКР

№ св.	Ар,м	Глибина, проектний/фактичний	Горизонт, проектний/фактичний	Дата початку та закінчення буріння	Інтервал перфорації,м	Спосіб розкриття	Продуктивний горизонт
1	2	3	4	5	6	7	8
1п	144,9	3500/3520	С1S1/С1S1	01.09.82/03.01.85	4888-4895	ПР-43	С14
					4912-4916		
					3735-3758	ПКО-89	Б-3
					2950-2970 3741-3748 3752-3757	ПКО-89	М-2+ Б-3
4п	155,2	3800/3800	С2б	25.10.85/02.05.86	3684-3800	ВПТ	С2б
6р	133,1	3800/3800	С2б/С2б	13.06.86/28.08.87	2940-2989	ВПТ	С2m
					3728-3800	ВПТ	С2б
					3011-3021	ПКС-80	С2m
					2967-2994	ПКС-80	М-2

Продовження таблиці 1.1

Результати випробування	Дебіт газу тис.м3/добу		Дебіт конденсату,	Дебіт води,	Рпл.	Тпл.	Стан свердловини
	а.в	діаметрша йби	м3/добу	м3/добу	МПа	°С	
9	10	11	12	13	14	15	16
“непро-никний”						121/4820	24.09.85 свердловина передана у експлуатацію
сл. газ						106/3715	
газ	592	365,4/20,9			31,7/2960	106/3715	
“сухо”							Ліквідована з геологічних причин
газ		56,6/ -					02.12.87 свердловина передана у експлуатацію
“сухо”							
вода							
газ		605,5/ -					

1.2.1 Стратиграфія

Осадний чохол Сергіївського родовища складають відклади палеозою, мезозою та кайнозою які залягають на докебрійському фундаменті. Розбиті на такі відклади: башкирський та московський ярус середнього карбону, відклади верхньо карбону, пермі, тріасу, юри, крейди та кайнозою.

Палеозойська ератема (PZ)

Палеозойські відклади представлені кам'яновугільною та пермською системами.

Кам'яновугільна система (C)

Представлена трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім.

Нижній відділ (C₁)

Нижньокам'яновугільний відділ представлений серпуховським ярусом.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Серпуховські відклади розкрила свердловина №1 проте вони вважаються достатньо не вивченими. Дані кернового матеріалу дали інформацію даний

горизонт у середній та нижній частині представлений перешаруванням пісковиків з алевроито – глинистими породами. У верхній частині горизонту відмічається переважно глиниста пачка потужність більше 50 метрів.

Середній відділ (C₂)

До складу середнього кам'яновугільного відділу відноситься башкирський та московський яруси.

Башкирський ярус (C_{2b})

На розвідувальній площі відклади повністю розкрила свердловина №1, неповністю №4, №6 та №100. Основна частина відкладів зосереджена у межах південного блоку (блоку 1). Відклади башкирського ярусу незгідно залягають на поверхні верньосерпухівських відкладів. Розкриті відклади у межах свердловини №4 є ущільненими і не вважаються продуктивними на нафту і газ. Загальна потужність башкирського ярусу складає 947 метрів. Проте за даними керна, тільки у верхній частині розрізу присутні пісковики (у перешаруванні із алевролітами) і вапняки. Загалом тут виділяють світи: C₁⁵, C₂¹ і C₂², C₂³.

Світа: C₁⁵. Літологія пачка Б – 11, Б – 12, Б – 13, Б – 14. Складений перешаруванням пісковиків з алевролітами, аргілітами та прошарками вапняків із перважаючою морською фацією. Присутній вуглисті матеріал у вигляді у вигляді кореневих та рослинних обривків. Алевроліти у межах поданої світи за складом мезоміктові (слюдиисто-польовошпатового складу). Потужність світи 186,7 метрів у межах св. 1.

Світа: C₂¹. Складена світа аргілітами і вапняками із прошарками алевролітів і пісковиків, поверхня нашарування яких переривчаста полого нахилена. Породи польово шпатового складу (найбільше калієвими породами), кварц, слюда, уламки порід. Присутні скупчення обривків вуглефікованих рослинних тканин, місяцями досить крупні відбитки вулефікованої органіки. У вапняках світи присутні залишки організмів *Ammovertella* sp., *Earlandia* cf. *elegans* Raus. et Reitl., *Tetrataxis* sp., *Endotaxis brazhnikovae* Bog. et Juf., *Archaeodiscus postmoelleri* Pot. Потужність світи 181,5 метрів.

Світа: C_2^2 . По нижній границі виділяють вапняки. Складена перешаруванням аргілітів і досить потужних витриманих пластів вапняків з прошарками пісковиків та алевролітів. Потужність її складає 181,5 метрів.

Світа: C_2^3 . Розкрита повністю свердловиною 1 частково свердловинами 4, 6 та 100 проте тільки верхня частина. Складають її алевроліти, пісковики і аргіліти які вміщують прошарки вапняків. Загалом породи згруповані у пачки літологічного типу: Б – 3, Б – 4-5, Б – 6-7. Літологічні пачки Б – 3 та Б – 4-5, була гарно вивчена керновим матеріалом завдяки чому отримано інформацію про їх алювіальний тип. Руслові пісковики мають пологонахилену шаруватість. Цемент порід вміщує велику кількість вуглефікованих рослинних залишків. Із точки органогенного складу залишки брахіопод, кріноїдей, остракод, гастропод, моховаток, голки морських їжаків. Її потужність 304 метри.

Світа: C_2^4 , C_2^5 , закінчує розріз башкирського ярусу. Розриті світи повністю св.1, 4, 6, 100. Світа складена аргілітами та алевролітами із незначними прошарками пісковиків та вапняків.

Проводячи аналіз всіх світ можна підсумувати, що башкирський горизонт це переважно ритмічне перешарування вапняків, аргілітів та пісковиків. Аргіліти темно – сірі, слюдисті, щільні з рослинними залишками, зцементовані. Вапняки сірі, темно – сірі, міцні, масивні, глинисті, з залишками фауни, яка погано збереглася, добре витримані на площі.

Пісковики сірі, світло-сірі, зустрічаються як дрібнозернисті, так і середньо- і крупнозернисті з гравійними зернами, середньосцементовані глинистим чи глинисто-карбонатним цементом.

Немало важливим є те що башкирський горизонт у межах родовища є газоносним. Поклад газу приурочений до піщаних горизонтів Б – 1, Б – 3, які встановлені на сусідніх родовищах прибортової зони ДДЗ і північно – західної окраїни Донбасу.

Московський ярус (C2m)

Відклади Московського ярусу по літологічно – стратиграфічній характеристиці збіжні із аналогічними ярусами на сусідніх родовищах. Карбонатна товща добре простежується на каротажних діаграмах. Московський ярус повністю розкритий свердловинами: №1, 4, 6, 100. В розрізі присутні світи C₂⁵, C₂⁶, C₂⁷, C₃¹. Товщина московського ярусу складає 707,4 – 759,4 метри.

Світа C₂⁵ і C₂⁶ за літологічним та стратиграфічною складовою є однотипними. Нижня межа ярусу приурочена до поверхні неузгідностей, літологічна пачка М-7. Складена породами піщано – алевритового складу з аргіліто – вапняковим прошарком. Піщано – алевролітова пачка є основою літологічних об'єктів від М – 4 до М – 7. Товщина світ становить 341 – 378 метрів.

Світа C₂⁷ розкрита свердловинами 100, 6 та 1 в повному обсязі. Дослідження керна матеріалу дозволило встановити в межах світи перешарування пісковиків та алеврито – глинистих порід з прошарками вапняків (літологічні пачки М – 2 та М – 3).

Пласт М – 2 це алювіальні руслові і заплавні відклади, за виключенням верхньої частини де пісковики відносять до фації піщаних виносів річок.

Пісковики світло – сірі, нерівномірнотзернисті гранулометричний склад яких змінюється від дрібно – зернистого до різнозернистого з тонкими гравійними прошарками. Цемент порід контактово – поровий, за складом полімінеральний карбонатно – глинистий. У верхній половині світи присутні вапняки темно – сірі, іноді з коричнюватим відтінком, рідко присутні піщано – алевритові включення. Органогенні включення складають остракод, кріноїдей, брахіопод, моховаток, гастропод і рідкісними форамініферами: *Earlandia* sp., *Ammodiscus* sp., *Endothyranella* ef. *gracilis* Raus., *Tetrataxis* sp., *Palaeotextularia* sp., *Hemigordius* sp., *Syzrania* sp., *Eostaffella* aff. *acuta* Grozd. et Yeb., *Novella* cf. *primitiva* Raus., *Ozawainella* *paratingi*

Повна товщина світи становить 221,2 метри у межах свердловини 1 - 234,4 метри.

Світа C_3^1 пройдена всіма свердловинами, яку складає товща глинисто – алевритових порід із прошарками пісковиків і вапняків. Алевроліти нерівномірнозернисті із типами шаруватості: неяснопереривчастої, лінзовидної і дрібної різноспрямованості. Аргіліти темно – сірі горизонтально – шаруваті, місцями вуглистим детритом і конкреціями піриту. Органогенні включення складають орамніфери рідкісні, широкого стратиграфічного розповсюдження: *Earlandia* sp., *Ammodiscus compactus* Brazhn. et Pot., *Eolasiodiscus* sp., *Palaeonubecularia* sp., *Syzrania* sp., *Endothyranella* sp., *Endothyra* ex gr. *bradyi* Mikh.

Товщина світи становить 383 метри.

У підсумку можна сказати що даний ярус складають теригенні відклади з шарами вапняків до 5 метрів. Піщано – алевролітові пачки товщиною від 2 -3 метрів до 20 – 40 метрів за аналізом кернового матеріалу мають високі колекторські властивості. За результатами лабораторних досліджень пористість від 9,1% до 19,4%, проникність $1,2 - 205,5 * 10^{-15}$. У горизонтах літологічних пачках М-2 та М-3 встановлена промислова газоносність відкладів. Зальна товщина Московського ярусу складає 624 метри.

Верхній відділ (C_3)

Верхньокам'яновугільні товщі охоплюють верхню частину світи C_3^1 (розташовану над вапняком N2), а також світу C_3^2 і частково представлені відкладами світ C_3^3 та C_3kr . Усі ці горизонти розкриті свердловинами. Загальна потужність верхньокам'яновугільних відкладів становить 1017–1168 м. Ісаївська товща є ніби границею розподілу відкладів середнього та верхнього карбону, яка представлена перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків. Найбільш розповсюджені це аргіліти, які і служать флюїдоупором для відкладів середнього відділу. Вони сірі, темно – сірі, зеленувато – сірі, алевриті із вмістом слюди.

Пісковики переважно сірі, коричневато-сірі, дрібно- і середньозернисті, середньозцементовані. У межах сусідньої площі присутній пластовий газовий поклад.

Алевроліти сірі, слюдисті.

Світа СЗ² складається із перешарування пісковиків, аргілітів, алевролітів з прошарками вапняків.

Аргіліти мають сіре та темно-сіре забарвлення, однорідну структуру й містять залишки рослинного детриту. Пісковики сірі або коричневато-сірі, олігоміктові, дрібно- та середньозернисті, з помірним глинистим цементуванням. Алевроліти сірі чи зеленувато-сірі, слюдисті, щільні, з чіткою шаруватістю. Вапняки становлять до 5 % розрізу, з товщиною шарів від 0,5 до 5 м. Основними корелятивними горизонтами світи СЗ² є групи О1–О2 та О6–О61.

Араукаритова світа (СЗ³) представлена переважно коричневато-сірими та сірими аргілітами з прошарками пісковиків і вапняків. Головною особливістю цих аргілітів порівняно з підстилаючими товщами є помітний коричневий відтінок порід.

Загальна потужність відкладів верхнього карбону це 877 – 978 метрів.

Пермська система (Р)

Пермську систему складають тільки нижній відділ.

Нижній відділ (Р₁)

Пермська система представлена асельським ярусом нижнього відділу, який розділяється на картамишську, микитівську і слов'янську світи. Сергіївська площа включає в себе меліховську товщу. Це червонокольорові аргіліти та алевроліти з рідкими шарами пісковиків товщиною до 10 м. Загальна товщина меліховської товщі, складає 220-330 м. Микитівська і слов'янська світи складені хемогенними породами. Відклади представлені чергуванням ангідритів, вапняків, доломітів і глин товщиною, яка коливається від 40 до 230 м.

МЕЗОЗОЙСЬКА ЕРАТЕМА (MZ)

Мезозой передбачає наявність тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Відклади характеризують дронівською світою нижнього відділу (T_{1dr}). Також присутній середній та верхній відділ (T_{2-3}).

Відклади дронівської світи (T_{1dr})

На відкладах слов'янської світи ці породи залягають незгідно і представлені чергуванням строкатобарвистих, щільних глин та сірих дрібнозернистих пісковиків, середньозцементованих і слюдистих.

Відклади середнього та верхнього відділу ($T_{2,3}$)

Поверх дронівської світи з розмивом залягають середньо- та верхньотріасові відклади (T_{2-3}). Вони складені чергуванням строкатобарвистих, зелено-сірих, щільних, місцями піщанистих глин і сірих пісковиків із зеленуватим відтінком, кварцово-польовошпатових, середньозернистих.

Товщина тріасових порід змінюється від 294 м (св. №9) до 387 м (св. №№24, 101).

Юрська система (J)

Юрська система складане із відкладів середнього та верхнього відділу які неузгоджено залягають на тріасових.

Середній відділ (J_2)

Середній відділ юри охоплює байоський, батський і келовейський яруси.

Байоський ярус (J_2b) представлений голубуватими та попелясто-сірими, подекуди майже чорними глинами, у складі яких трапляються прошарки пісків і сірих та темно-сірих пісковиків. Пісковики різнозернисті, часто містять вуглистий матеріал, місцями мають вапнистий характер. У породах ярусу встановлено органічні рештки: *Cristellaria mironovi* Dain, *Ammodiscus varians* Karp.

Батський (J_{2bt}) та келовейський (J_{2k}) яруси складені сірими та темно-сірими, щільними, алевритистими глинами з тонкими прошарками сидеритів. У верхній частині розрізу трапляються пласти сірих дрібнозернистих пісковиків.

Потужність відкладів варіює:

- байоський ярус — 42–71 м,
- батський ярус — 85–138 м,
- келовейський ярус — 17–42 м.

Верхній відділ (J₃)

Відділ складають оксфордський та кімериджський яруси. Літологічно складені із глин сірого і темно – сірого кольору які є щільними. Присутні прошарки вапняків із пісковиками.

Сумарна товщина верхнього відділу коливається від 418 до 471 метрів.

Крейдова система (K)

Крейдова система незгідно залягає на верхньоюрських та відтворений тільки верхнім відділом.

Верхній відділ (K₂)

До верхнього відділу крейдової системи Сергіївського родовища входить: сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським і маастрихтським ярусами. Всі вони вміщують собі пісковики переважного сірого кольору. Присутня товща білої писальної крейди. Наявні залишки фауни і флори: *Anomalina infrasantonica* Balachm., *Anomalina ammonoides* Reuss., *Gyroidina micheliniana* Orb., *Rotundina ordinaria* Subb., *Buliminella* sp., *Arenobulimina* sp., *Cristellaria* sp., *Gaudryina rugosa* Orb., *Marasonella* sp., *Flabellina* sp., *Buliwina brevis* Orb.

Зальна товщина крейдових відкладів досягає 634 метри.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогенова система (P)

Відклади цієї системи залягають незгідно на розмитій поверхні крейдової товщі. Вони охоплюють канівсько-бучацький, київський та межигірсько-берекський регіоярус.

Канівсько-бучацький регіоярус (P_{2kn-bč}) утворений зеленувато-сірими пісками кварцово-глауконітового складу, різнозернистими, з прошарками темно-сірих, міцних, кварцитоподібних пісковиків, місцями глинистих.

Київський регіоярус (P_{2kv}) складений світло- та зеленувато-сірими мергелями, інколи піскуватими, слюдистими та щільними, із фосфоритовими конкреціями. У нижній частині трапляються прошарки зеленувато-сірих піщанистих глин.

Межигірсько-берекський регіоярус (P_{3mž-br}) представлений зеленувато-сірими пісками, у верхах із жовтуватим відтінком, подекуди темно-сірими, кварцово-глауконітовими, середньо- та крупнозернистими. Присутні прошарки світло-сірих і сіро-зелених, щільних глин.

Неогенова + четвертинна система (N+Q)

Відклади неузгоджено залягають на поверхні відкладів палеогенової системи. Складають їх сірі пісковики з зеленим відтінком, дрібнозернисті, присутні кварцово – глауконітові породи які мають жовто – бурий колір є щільними, лесовидними суглинами.

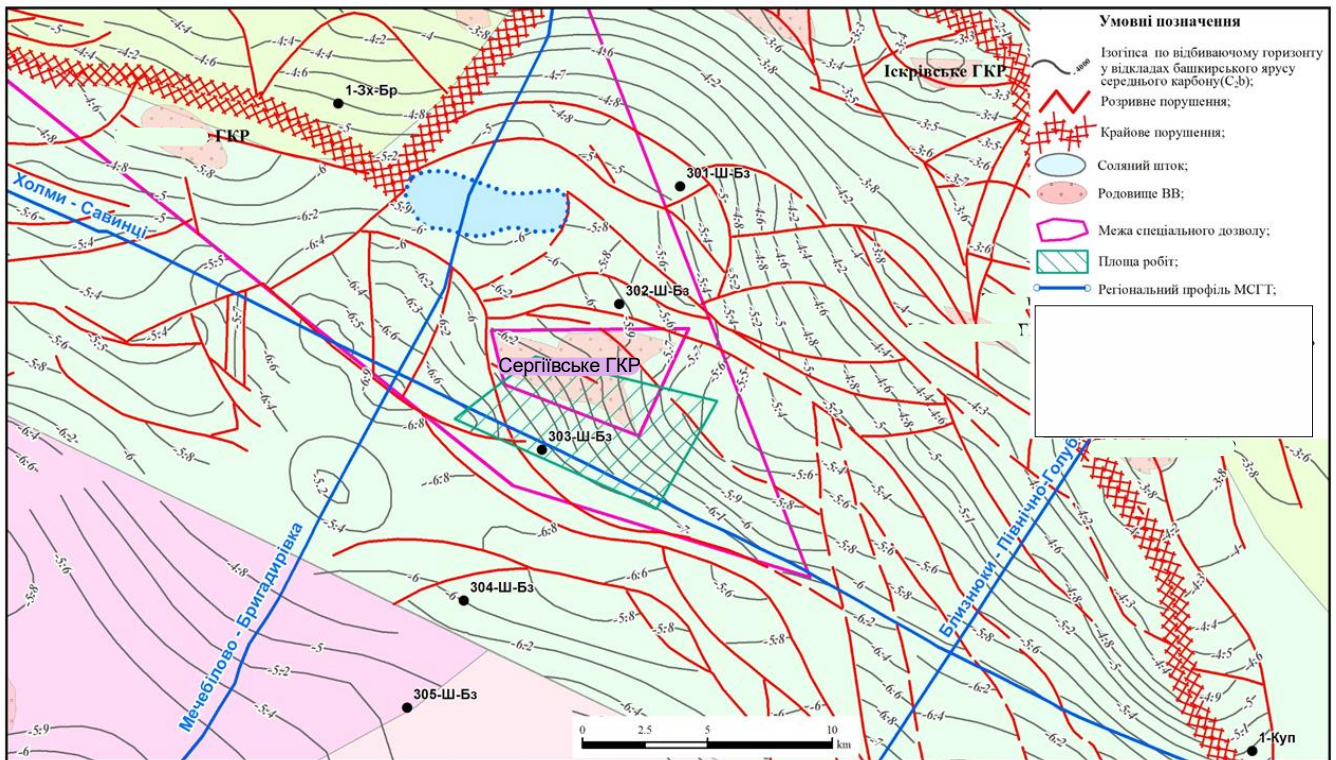
Товщина згаданих систем у межах розрізу родовища коливається від 45 метрів і до 77 закінчуючи розріз родовища.

1.2.2 Тектоніка

Сергіївське ГКР розташовується в межах Волохівсько – Медвежанської структурно – тектонічної зони Північної прибортової частини ДДЗ, яка приурочена до Рябухівсько – Північно – Голубівського нафтогазоносного

району, тектонічне розташування і зображення основних елементів Сергіївського ГКР зображено на рисунку 1.2.

Рис.1.2 – Оглядова структурно – тектонічна схема району робіт



Розривними порушеннями розбита поверхня докембрійського кристалічного фундаменту, які характеризують зануренням у напрямку осьовою частини западини. Розбитість фундаменту впливає на осадовий чохол, формуванням моноклінального схилу та збільшення товщини осадових порід у даному напрямку.

Проводячи аналіз будови відкладів карбону слід відмітити що структура пов'язана із східним схилом Бригадирівської палеозойської угловини, в центральній частині якою розміщується Бригадирівський соляний шток, північно – західніше від Сергіївського ГКР.

Характерною особливістю тектоніки для площі дослідження є наявність достатньої кількості малоамплітудних структур які розбиті розривними порушеннями на блоки, вони ж мають скидовий характер.

Розривні порушення сприяє розвитку асиметричних брахіантиклінальних складок з короткими або зрізаними північними крилами та розлогими

південними. Структури мають субширотну зональність, із екрануючими протяжними скидами, формування яких відбулося в осадовому чохлі.

Волохівсько – Медвежанська структурно – тектонічна зона п'ятьма структурними поверхами: девонський, турнейсько – нижньовізейський, верхньовізейсько – нижньопермський, мезозойський та кайнозойський. Розподіл поверхів здійснюється стратиграфічними та кутовими неузгодженнями. Інтенсивність кутових є більшою у напрямку збільшення віку порід.

У межах Сергіївського ГКР виділяють архей – протерозойський кристалічний фундамент, регіональний напрямок падіння якого відбувається до осової лінії ДДЗ. У межах родовища за результатами сейсмозв'язки, глибинне сейсмічне зондування (кореляційний метод заломлення хвиль) фундамент залягає на глибині від 8 до 11 км.

Загалом за результатами сейсмічних досліджень прийнято висновок про те що родовище являє собою структурний ніс, який суттєво розбитий на окремі дрібні тектонічні блоки. В осовій частині структура ускладнена двома поздовжніми до простягання складки незгідними скидами. Південний має більшу амплітуду 100 метрів, північний 50 метрів. Наявний також ще ряд скидів у поперечному до напрямку структури розриви, і наявність одного скиду у північному напрямку амплітудою 25 метрів. Скид біля свердловини №101 ніби відокремлює родовище.

По відбитому горизонту верхньої частини башкирських відкладів, структура являє собою видовжений структурний ніс широтного простягання, розташування якого приурочене до східного схилу Бригадирівської структурної улоговини. Структурний ніс із півночі обмежений малоамплітудним скидом 25 метрів.

По відбитому горизонту московських відкладів, структура також являє собою структурний ніс, розбитий на дрібні тектонічні блоки.

З врахуванням сейсмічних даних та матеріалів глибокого буріння була розроблена геологічна модель будови родовища по середньо –

кам'яновугільному структурному поверсі (графічний додаток 1, 2, 3 та 4), у відкладах московського та башкирського ярусів.

На площі дослідження найбільшим тектонічним елементом є Бригадирівська палеозойська депресія у центрі якої є соляний шток, разом із ним вважають значним тектонічним елементом також мульди які є йому супровідними.

Згідно згаданих п'яти структурно – тектонічним поверхам відповідає окремі етапи розвитку Північної прибортової частини ДДЗ, які розділяються структурно – стратиграфічними незгідностями.

Сергіївська структура розташована в межах спеціальних дозволів на користування надрами, і по відкладах башкирського ярусу середнього карбону (прод. горизонт Б-3) представляє собою гемібрахіантиклінальну складку субширотного простягання, розмірами приблизно 8 км х 3 км на сході ускладнену тектонічним порушенням амплітудою 70 – 100 м. Амплітуда підняття – 280 м, площа – 21,7 км².

Промислова нафтогазоносність Вишневської структури пов'язується з регіонально нафтогазоносними продуктивними горизонтами М-2 (С2m) та Б-3 (С2b). Поклади вуглеводнів склепінні, пластові, тектонічно екрановані.

1.2.3 Нафтогазоносність

Як було згадано вище Сергіївське родовище розташоване в межах Волохівсько – Медвежанської структурно – тектонічної зони Північної прибортової частини ДДЗ, яка відноситься до Рябухінсько – Північно – Голубувського нафтогазоносного району.

Сергіївське родовище характеризується є багатопластовим (свердлоаинами розриті 3 поклади) і вміщує газові поклади які приурочені до горизонтів М-2с та Б-3. Їхнє залягання перебуває в інтервалі глибин 2917,3 – 3769,4 метрів. Поклади родовища є склепінними, тектонічно екрановані та літологічно обмежені, які мають індивідуальні газоводяні контакти.

Колекторами для горизонту М-2с є пісковики, пісковики глинисті, для горизонту Б-3 прошарки пісковиків, піщано – алевролітові породи.

Московський продуктивний ярус пов'язаний із вітою С₂⁷ і за результатами ГДС відмічається у таких свердловинах: 1, 2, 3, 4, 6(Іст.), 7, 21, 22, 23, 23”біс”, 24 (Іст.), 100, газонасичені та газоносні за даними. У св. №5 та 101 ЗВ колектори є водонасичені. В межах площі продуктивний пласт М-2с виділено у двох блоках: південному (блок №1) та північному (блок №2). Горизонт М-2 має товщину від 20 до 25 метрів, проте газонасичена товщина складає лишень 7,2 – 21 метр. Випробовуванням продуктивний горизонт підтверджений у свердловинах: 1,3,6,7,21,22,23 біс, 25. У таблиці 1.2 наведена зведена характеристика покладів Сергіївського ГКР.

Таблиця 1.2 – Зведена характеристика покладів Сергіївського ГКР

Пласт	Блок	Тип покладу	Категорія	Код класу	№ свердловини	Прийняте положення НГВП	Прийняте положення УГВК	Найвища абсолютна відмітка покладу, м	Абсолютна відмітка на ½ висоти покладу	Ширина, м	Довжина, м	Висота, м	Ефективна газонасичена товщина, м	Тип покладу
М-2с	I	ГК	С ₁	111+221	5	–	-2932,7	-2760,0	-2846,4	1870	5500	172,7	15,6-27,2	Пластовий, склепінний, тектонічно скранований та літологічно обмежений
М-2с	II	ГК	С ₁	111+221	2	-2967,5		-2865,0	-2916,3	1000	3600	102,5	3,4-22,4	Пластовий, склепінний, тектонічно скранований та літологічно обмежений
Б-3	I	ГК	С ₂	332	1, 100	R-500		-3540,0	-3580,6	1910	2520	81,1	8,0-9,8	Пластовий, склепінний, тектонічно скранований та літологічно обмежений
			С ₃	333	100	-3621,1								

Поклад М-2с для блоку №1 характеризується розкриттям свердловин №1,6(ІІ ст.) 21, 22, 24(ІІ ст.), 25, 100. У свердловині №1 продуктивний інтервал 2950-2970 метрів, із якого отримали приплив газу 592 тис.м³/добу, і пластовим тиском на той момент (на середину інтервалу перфорації) 33,65 МПа. Дебіт у св.6 склав 311,3 тис.м³/добу і пластовий тиск 31,59 МПа. В межах даних свердловин пласт представлений прошарками пісковіку та пісковіку глинистого, ефективна газонасичена товщина якого є 15,6 – 27,2 м, пористість 11,1 – 18,1%, газонасиченість 77 – 93%. Колекторські властивості погіршуються у східному напрямку. Середній дебіт для даного покладу у відповідному блоці склав 180,0

тис.м³/добу натомість конденсату склав 7 м³/добу, проте свердловиною №21 дебіт досягнув 207,3 тис.м³/добу, із конденсатом у свердловині №1 штуцером 8,3-8,1 мм 21 м³/добу.

Слід вагоме значення виділити нижній границі покладу, у даному блоці він обмежений площиною яка відповідає покрівлі розритого свердловиною №5 водоносного горизонту, ця границя прийнята за УГВК відмітка якої – 2932,7 м.

Слід відмітити тектонічне екранування яке і відокремлює блок №1 від №2 з півночі (1) та із заходу (5) скидами. Східним обмеженням покладу є літологічне ущільнення проведене між свердловиною №25 (газонасичена) та №11 М (в ущільненій зоні). Підраховані в покладі запаси за ступенем геологічного вивчення відносять до групи балансових розвіданих класу 111+221 (кат. С₁). За результатами експлуатації із даного покладу який приурочений блоку №1 видобуто 3 490 969,681 тис.м³ газу та 198 547,901 т. конденсату.

Поклад М-2с для блоку №2 володіє також значними дебітами свердловин. У св. №3 із інтервалу 3023 – 3045,2 м отримали дебіт 525 тис.м³/добу при пластовому тиску 32,03 МПа. У свердловині №7 яка практично перебуває на окраїні блоку дебіт склав 732,3 тис.м³/добу при пластовому тиску 32,2 МПа. Проте для свердловини 23 біс дебіт 6 тис.м³/добу що може бути пов'язано із несприятливими колекторськими властивостями проте безпосереднє дослідження фільтраційно – ємнісних властивостей не проводилось.

Породою колектором є пісковики із ефективною газонасиченою товщиною 3,4-22,4 м, пористістю – 10,8-15,1 %, газонасиченістю – 68-91 %. Північним обмеженням блоку є тектонічне порушення (2), із півдня тектонічне порушення (1). Зі сходу літологічне ущільнення порід яке визначається на середину між свердловинами №23 (газонасичений пласт) та №4,11-М (ущільнений).

Слід більш детально розглянути свердловину №4, в подальшому вона братиме ключову роль в проведенні розрахунків. У свердловині 4 горизонт виявився малопотужним з загальною товщиною 2 м та низькопористим 11,1% (близькою до граничної). Випробування горизонту не проводилося. За даними

лабораторного аналізу керну горизонт представлений дрібнозернистим щільним пісковиком з пористістю 9%, нижчою за граничне значення та газопроникністю $\sim 1 \times 10^{-15}$ м², що наближується до граничного значення. Крім того, слід відзначити, що свердловина 4 потрапила в смугу заміщення, в якій пробурені свердловини 11-Микитська, 23 та 302. Тому горизонт в свердловині 4 є ущільнений та непроникний.

Обмеження покладу сприймають по площині, яка проведена по підшві розкритого свердловиною №2 газонасиченого пісковика. Це нижня границя визначеної продуктивності яка має абс. відмітку -2967,5 м.

Підраховані в покладі запаси газу в межах НГВП за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи балансових розвіданих класу 111+221 (категорія С1). Станом на 01.01.2022 р. з газоконденсатного покладу М-2с блоку II (607 847,352 тис. м³ газу і 21 523,409 т конденсату).

Загалом для покладу М-2 характерний пластовий тиск вище гідростатичного 1,07-1.10. Величина пластового тиску коливається у межах 31,0 – 31,7 МПа. В продуктивних свердловинах 1, 3, 6, 7 спостерігається полегшення пластового газу в напрямку від св.1 до св.7 з півдня на північ, а також на захід від св.1 до св.6. При цьому вміст метану в газі зростає від 87,51 % до 91,14 %, а пентанів і вищекиплячих сполучень зменшується від 61,9 до 39,6 г/м³.

Башкирський ярус виявлений за результатами ГДС у свердловинах №1 та №100 і є газонасиченим за результатами досліджень, в інтервалах 3735,2 – 3769,4 м. У інших свердловинах які розкрили башкирський горизонт №302, 4 та 6 спостерігається відсутність сприятливих умов для газонасичена і ущільнені аналоги порід.

Башкирський горизонт пласт Б-3 відмічається тільки в межах одного Південного блоку (блок №1). Породами колекторами є прошарки пісковиків які володіють ефективною газонасиченістю 8,0 – 9,8 метрів, пористість – 10,5 – 10,9%, газонасиченість – 77 – 82 %.

Слід відмітити що при експлуатації башкирського ярусу в межах ГКР його неодноразово повторно розкривали. Так в свердловині №100 здійснили перфорацію 168 мм експлуатаційної колони, в інтервалі -3598,7– -3620,7 м по 18 отворів на п.м. Результат перфорації виявся негативним. Свердловину залишилися у стані спокою на певний час, спочатку рівень рідини зріз на 23 метри який представлений буровим розчином, проте в подальшому зростання тиску на усті не спостерігалось.

Здійснили повторну перфорацію на основі того що відмітилось виділення газу у затрубному просторі у незначних кількостях на основі попередньої. Інтервал повторного прострілу -3598,7 – -3620,7 м, щільність отворів склала також 18. Перед початком здійснення прострілкових робіт прийнято виконати нагнітальний тест на приймальність. Створено надлишковий тиск 830 атм. Загалом свердловина поглинула 30 м³ метанольної води при 820 атм. Після припинення закачування залишковий тиск склав 360 атм, показуючи що колектор низкопроникний. Кінцевий варіант перфорації був виконаний із такими технологічними характеристиками: мінімальний тиск склав 634 атм, максимальний – 776 атм. Об'єм закачаної рідини ГРП склав 625,6 м³, об'єм закачаної суміші склав 670,4 м³, кількість пропанту 118 т. Вимито пропант, вилучено рідину у кількості 469,5 м³. Свердловину зупинили на КВТ при тисках $P_{TP} = 5$ атм, $P_{зTP} = 25$ атм. Тиски на 15.03.2021 р. склали : $P_{TP} = 9$ атм, $P_{зTP} = 40,5$ атм.

Розглядаючи башкирський поклад з півночі поклад екранується тектонічним порушенням (1) . Також слід відмітити літологічне заміщення проведене на середину відстані між свердловиною №1(газоносний інтервал) та свердловиною №302 Ш – Б(щільний аналог). У західному напрямку присутнє також літологічне ущільнення порід яке оконтурює блок, проведений на середину відстані між свердловиною №100 та №4.

Слід відмітити що площу для підрахунку запасів башкирського ярусу взято 500 метрів радіусом свердловини №100 внаслідок слабого притоку газу.

Немало важливим є і обмеження покладу площиною яка є НГВП. Встановлено її на основі підшви розкритого свердловиною №100 газонасиченого пісковика пласта Б – 3, яка рівна позначці -3621,1 м.

Башкирський продуктивний пласт оцінений як із невизначеним промисловим значенням класу 3322 (категорія С₂) із врахуванням обмеженням коло радіусом 500 метрів.

Слід зауважити що нещодавно було здійснено переінтерпретацію ГДС свердловин №1, 4 та 6 результатом якої стало встановлення газонасиченості та газонасиченості пластів. Горизонт Б – 3 розглянули недостатньо тому саме із ним пов'язані основні перспективи нафтогазонасиченості.

1.2.4 Гідрогеологія родовища

Гідрогеологічні умови мають ключову роль у даній роботі, адже попри визначення тиску та температури в межах досліджуваного об'єкта також обґрунтовується необхідність проведених розрахунків, тобто буде сказано чому саме потрібно провести перерахунок запасів у межах площі.

Як було сказано у вище наведених підрозділів Сергіївське ГКР приурочене до північної прибортової зони ДДЗ відповідно до цього із точки гідрогеології воно відноситься до відповідного артезіанського басейну.

Згідно вертикальної гідрогеологічної зональності виділяють два гідрогеологічних поверхи: верхній та нижній.

Верхній це води інфільтраційного походження які приурочені до водоносних горизонтів мезокайнозойських відкладів.

Нижній є дещо цікавішим, тут відбувається розподіл поверху на два яруси це нижній та верхній.

- Верхній ярус представлений водами седиментогенних вод з елізійним режимом
- Нижній ярус це відроджені води термодегідратаційного походження і вміщує водоносні горизонти тріасу, кам'яновугільних відкладів та девону.

Слід відмітити що нижній та верхній поверх відокремлює флюїдоупор, складений глинистими породами верхньої юри.

Покрівлею гідрогеологічний розріза родовища є кайнозойський водоносний комплекс, тут води володіють незначною мінералізацією 0,8 – 1,5 г/л є прісними, слабосолоні, гідрокарбонатно кальцієві. Глибина залягання відповідного водоносного комплексу досягає 77 метрів, статичні рівні води в свердловині відмічаються на глибині 9 – 15 метрів. Дебіт води на певних глибинах складає 50 – 60 м³/добу. Завдяки оптимальним фізико – хімічним характеристикам вода із даного горизонту використовується місцевим населення для забезпечення водопостачання.

Наступний по розрізу є водоносний горизонт у породах крейдового віку, це сеноман – нижньокрейдвий водоносний горизонт. Приплив води складає 100 – 300 м³/добу. Вода є гідрокарбонатно кальцієвого – натрієвого складу мінералізація якої в межах 0,3 г/л – 2,5 г/л.

Нижче залягає юрська глиниста товща яка є регіональним флюїдоупором, проводячи розподіл гідрогеологічних поверхів. У верхній юрі відмічається водоносний горизонт який приурочений до верхньої юри тріщинувато карбонатній товщі. Води із слабкою мінералізацією, хлоридно – натрієвого складу.

Бойоський і тріасові горизонти місяць води однакового типу, їхня мінералізація складає 19 – 25 г/дм³, тип води хлоридно – натрієвого складу. Тріасові водоносні комплекси пов'язані із відкладами піщаного та карбонатно – піщаного типу. Дебіт вод від 6-18 до 100 м³/добу, із мінералізацією до 130 г/дм³.

Водоносний горизонт верхньокам'яновугільних відкладів та нижньої пермі приурочений до пластів пісковика та алевроліту. Приплив води у свердловині №6 склав 2,7 м³/добу, із хлоридно – натрієвим складом та мінералізацією 161,66 г/дм³. Проте при розкритті нижче залягаючої світи вода є міцним розсолон хлоридно – натрієвого типу із значно більшим дебітом 49,4 м³/добу.

Основна газоносність Сергіївського ГКР приурочена до московських відкладів ярусу середньокам'яновугільної системи. Згідно геологічної моделі московський ярус розбитий на три частини: М-2в – який є водонасиченим, М-2с – газонасичений, проте у свердловинах №5 та №101 розкрив водонасичений інтервал, і поклад М-2н який також є повністю заповнений водою.

Аналіз розкриття свердловини №5 супроводжується припливом дебіту води 3,6 м³/добу. Для свердловини №101 приплив склав 14 м³/добу. Згідно промислових даних пласт М-2в не випробовувався.

Потужність водоносної світи М-2н досягає 30 метрів, пористість якого 15-22%, а отже враховуючи дебіт можна зробити висновок про активний характер водонапірної системи московського продуктивного ярусу. Такий же висновок спостерігається у на основі розробки свердловин №3 та №7, які розкрили нижню частину горизонту М-2 і через активний характер пластових вод, яка перетікала поза колоною та через цементний міст довелось провести ізоляцію відповідного горизонту.

Аналіз гідрогеологічно – хімічної характеристики вод показує що проби супутніх вод, які представлені пластовими водами є міцними розсолами мінералізація яких коливається в межах 170 – 190 г/дм³ хлоридно – натрієвого складу.

У таблицях 1.3 та 1.4 наведено зведена інформація про хімічний склад пластових вод та водорозчинених газів Сергіївського ГКР.

Таблиця 1.3 – Хімічний склад пластових вод Сергіївського ГКР

№ св.	Інт. перф. М	М, г/дм ³ густ. г/см ³ рН	Компонентний склад: мг/дм ³ , мг-екв, % екв						J- Br- мг/дм ³	rNa/rCl rCa/rMg
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺		
3	3023-3045 М-2с	201,14	124110	847,48	140,30	57992,0	15030,00	3021,76	3,39 477,04	0,72 3,02
		1,142	3500,00	17,60	2,30	2521,4	750	248,50		
		5,23	49,72	0,25	0,03	35,82	10,65	3,53		
6	2967-2994 М-2с	185,83	115245,00	362,03	183,00	51108,30	16032,00	2898,94	3,39 396,64	0,68 3,36
		1,131	3250,00	7,50	3,00	2222,10	800	238,4		
		5,83	49,83	0,12	0,05	34,07	12,27	3,66		
25	2960-2970 М-2с	177,39	109926,00	74,05	158,60	51186,50	13627,2	2415,46	4,23 369,84	0,72 3,42
		1,120	3100,0	1,50	2,60	2225,50	680	198,60		
		5,51	49,94	0,02	0,04	35,85	10,95	3,20		

Таблиця 1.4 – Хімічний склад пластових вод Сергіївського ГКР

№ св.	Інтервал, м горизонт	Глибина відбору, м прилад	Вміст компонентів, % об.										
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	ізо-C ₄ H ₁₀	н-C ₄ H ₁₀	ізо-C ₅ H ₁₂	н-C ₅ H ₁₂	C ₆ +вищі	N ₂ , інертні	H ₂	CO ₂
8-БС	2040-2034 2120-2130 Р ₁	1950 ПД-3м	-	0,23	0,54	0,14	0,23	0,17	0,63		97,66	0,40	
303-ШБ	2684-2678 C ₃ ²	2600 ПД-3м	2,42	0,10	0,25	0,05		0,07			95,11		2,00
303-ШБ	2684-2678 C ₃₃		37,53	0,98	0,74	0,37		0,25			52,36	0,63	7,14

Висновки до розділу

Роль даного розділу в роботі має ключове значення, адже завдяки розумінню геологічної будови та характеристики об'єкта дослідження можна відміти певні особливості які будуть здійснювати вплив на подальші розрахунки.

Загалом Сергіївське газоконденсатне родовище є складним у геологічному та тектонічному відношенні багатопластовим об'єктом із доведеними

промисловими запасами газу в московському ярусі та перспективами подальшого вивчення башкирських відкладів. Отримані результати обґрунтовують доцільність подальших досліджень, уточнення геологічної моделі та перерахунку запасів з урахуванням гідрогеологічних і тектонічних особливостей родовища.

2 ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ДНІПРОВСЬКО – ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Аналізуючи сучасну проблему пошуків нових родовищ та покладів у межах ДДЗ можна відмітити його дуже хороше вивчення до глибини 5 кілометрів, у той же час глибокозанурені горизонти характеризуються не таким детальним вивченням. Тому основні перспективи для проведення пошуково – розвідувальних робіт складають невеликі за величиною запасів поклади та родовища або маловивчені чи невивчені великі структури які залягають на глибинах понад 5 км. Також слід відмітити що продуктивними на результат є вивчення нижнього поверху газоносності родовищ. У нашому випадку це вивчення займає вагомє значення.

Тому у даному розділі обґрунтовується перспективність повторного дослідження башкирського продуктивного горизонту, який перебуває у нижній зоні структурного поверху даного родовища.

Загалом освоєння вуглеводнів у межах глибокозанурених горизонтів ДДЗ дає значні перспективи у забезпеченні зросту нафтогазової сировини.

2.1 Стан вивченості глибокозанурених зон ДДЗ

Аналіз світового досвіду щодо розробки глибокозанурених зон дає позитивні результати. Так для країн Азії, Європи, Америки в розробці знаходиться більше тисячі свердловин які перебувають на глибинах в інтервалах 5 – 8 км. Глибинні родовища виявлені також на Передкавказзі, Передкарпатті, Прибалхашся, Придніпров'я, Прикаспію, Приуралля, Південного Каспію.

Для ДДЗ починаючи із 1980 вивчення глибоких покладів 4,5-5 км, стало також одним із пріоритетних напрямів дослідження. Згодом це рішення принесло позитивні результати у вигляді відкритого найглибшого у регіоні родовища. Це Перевозівське родовище яке приурочене до верхньовізейських відкладів, в інтервалі 6222-6300 метрів.

Продовження пошуків дало змогу виявити 34 родовища, серед яких найглибшими є Карайкозівське та Сухівське. Основна кількість глибокозарнурених родовищ характеризується продуктивним інтервалом нижнього карбону а саме верхньовізейські та турнейські відклади.

Проте не все так однозначно, попри значний позитивний ефект досліджень глибинних родовищ не всі вони виявилися продуктивними, у зв'язку із чим дана проблема стала предметом для детального вивчення.

Вчені В.Г. Дем'янчук [2] та П.Ф. Шпак встановили, що найбільш перспективними горизонтами для дослідження є серпуховсько-верхньовізейський, нижньовізейсько-турнейський і девонський продуктивні нафтогазові комплекси. Згодом ще один академік В.В. Колодій розглянув питання про перспективи глибинних зон ДДЗ у межах її центральної та південно – східної частини, тому що у цих зонах відмічався прояв АВПТ. Б.Д. Гончаренко займався також вивченням даного питання, його висновок щодо цього полягав у тому що при збільшенні глибини залягання порід здійснюється ускладнення геологічних умов, які негативно впливають на формування покладів.

Одним із найважливіших відкриттів вважають вивчення перспектив нафтогазоутворення у глибинних породах які розущільнені. У цих зонах процес накопичення вуглеводнів контролюється температурами 110 – 120 С°, якій сприяє утворенню катагенетичному флюїдоупору, область під яким має сприятливі умови для існування родовища у вигляді вторинно – порового тріщинного колектора із яким пов'язані літологічні та тектонічно екрановані пастки.

Проблема дослідження глибокозарнурених горизонтів не втратила своєї актуальності, адже сприйняття глибокозарнуреного покладу розвинулось. Якщо колись погляд вважали достатньо глибоким понад 4000 метрів, тепер нормально вважати глибоким більше ніж на 5000 метрів. Також прогнозні ресурси для цієї зони в останні роки зростає.

2.2 Геологічна будова та геотектонічний розвиток

ДДЗ є найбільш продуктивним елементом щодо нафтогазоносності який вивчений дуже добре. Розріз складають відклади від девону до четвертинної системи які мають значну потужність, літологічну різноманітність.

ДДЗ відносять до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, який перетинає Східноєвропейську платформу з південного сходу на північний захід і відділяє Український кристалічний щит від Руської плити.

У формуванні западини виділяються два періоди розвитку. Перший пов'язаний із рифеєм. А для другого характерна передавлагогенна, авлакогенна, синеклізно – міогесинклінальна та синеклізна стадія.

Під час першої стадії відбувались інтенсивні тектонічні рухи які обумовили створення важкої та глибокої будови частини Східноєвропейської платформи, сформулась рифтова зона у вигляді грабена.

Друга стадія супроводило формування тектонічних елементів різного порядку внаслідок значної тектонічної активності. Дніпровський грабен володіє значною повнотою розрізу особливо для фанерозою. Складки пов'язані із галокінезом.

2.3 Нафтогазоносність осадових комплексів глибокозанурених зон

Для ДДЗ характерний розподіл на нафтогазоносні райони усієї площі. Загалом виділено 15 нафтогазоносних районів, 8 розташовані на території центральної та південно – східної частини, це Талалаївсько-Рибальський, Антонівсько-Білоцерківський, Глинсько-Солохівський та Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносні, Рябухинсько-Північно-Голубівський газонафтоносний, МашівськоШебелинський та Співаківський газонафтоносні і Жовтнево-Лозівський перспективний райони.

На основі такого районування проведено аналіз відкритих покладів та визначення нафтогазоперспективних зон.

Аналіз ДДЗ свідчить про перспективи нафтогазоносності в девонських, турнейських, візейських, серпухівських, башкирських, московських кам'яновугільних відкладів, які залягають нижче 5 км, а наявність простору для

дослідження даного інтервалу супроводжує розвиток дослідження у даному напрямку.

2.4 Обґрунтування критеріїв виділення перспективних глибокозанурених горизонтів

Критеріями які встановлюють величину можливих ресурсів нафти та газу є структурно – тектонічні. Структурно – тектонічна характеристика розрізу дає також уявлення про закономірності просторового положення та літологічно – фаціальне приурочення порід, наявність порід – колекторів та покришок, умови їхнього генезису, збереження та поширення.

Натомість для глибинних зон нагромадження вуглеводнів значний вплив на органічну складову, породи та безпосередньо на вуглеводні здійснюють значні тиски, температура, значна мінералізація пластових вод. Дані умови разом сприяють ущільненню мас порід - колекторів що негативно пливає на формування покладу. Щодо флюїдоупору то він також піддається негативному впливу даних умов, що призводить до зменшення надійності його екрануючих властивостей. Чим глибше перебувають породи тим і більше вони зазнають впливу від даних факторів, і відповідно до цього мають гірші фільтраційно – ємнісні та екрануючі властивості.

Проте якщо б дана закономірність не мала виключень, перспективам дослідження глибокозанурених горизонтів у межах ДДЗ не надавалась би такого значення. Суть відмінності пояснюється катагенетичними процесами, їхніми процесами які можуть сприяти утворенню вторинного колектора за рахунок утворення порожнин вилуговування та тріщинуватості. Унікальність даного процесу полягає і у тому що через вплив високих тисків і температур та супровідним їм катагенетичним перетворенням роль літології порід змінюється. Уявимо для прикладу умовний глинистий прошарок який володіє скоріш екрануючими властивостями, де проникність практично не спостерігається, під дією згаданих процесів даний прошарок може розтріскуватися, із нього під дією водонапірної системи можуть вимиватися певні частинки в результаті дана

глиниста товща може мати оптимальні умови для нафтогазонакопичення. Для пісковиків ситуація може бути зворотна, вони здатні ущільнитись до такої степені що стають практично не проникні, і виконувати роль покришки (катагенетичний флюїдоупор).

Загалом виділено наступні критерії виділення об'єктів: структурно – тектонічні, літолого – фаціальні, утворення вторинного пустотного простору порід колекторів, породи колектори та їх екрануючі властивості, формування категенетичної покришки, вплив тектонічних порушень на екрануючі властивості порід колекторів, гідрогеологічні та термобаричні. Розглянемо більш детально кожен із критеріїв.

Структурно – тектонічна характеристика ДДЗ приурочена до нафтогазоносних областей розташовуваних у межах кристалічного фундаменту, також присутня значна кількість соляних утворень та виступів фундаменту із якими пов'язані значні товщини продуктивних відкладів. Ці умови спричинили утворення локальних позитивних форм, структурних виступів які розбиті численними тектонічними порушеннями, стратиграфічними та літологічними неузгоджень.

Згідно аналізу відкладів які приурочені до ДДЗ відмічається широкий спектр різновікових відкладів на глибинах понад 5 км, проте найбільшого розповсюдження відмічається саме московського ярусу середнього карбону. Його найбільшого поширення простежується в приосьовій зоні западини, де є інтенсивний розвиток соляних штоків, у даній зоні московські відклади залягають на глибинах понад 5 км, на інших ділянках дані відклади приурочені до значно менших глибин. У даній зоні московські відклади контролюють дві зони соляних штоків, північний та південний.

Башкирські та серпухівські яруси разом утворюють широкі смуги які занурюють частину ДДЗ із виклинюванням у західному напрямку. Для цих покладів характерне тектонічне екранування продуктивних пластів. Аналізуючи виробничу інформацію продуктивних горизонтів ДДЗ башкирський та

серпихувський яруси на глибинах 5-7 км є продуктивними у значній кількості родовищ. Тому підсумовуючи по даних покладах, основні перспективи для пошуку слід виділити саме тектонічно-екрановані за підняттям та простяганням пастки, а також антиклінальні поклади, ускладнені порушеннями.

Візейські відклади мають значне поширення на глибинах понад 5 км, де головним елементом що контролює поклади є антиклінальні пастки, вали схили та тектонічно – екрановані пласти. За аналізом інформації, перспективи видобутку вуглеводнів із даного горизонту для глибокозанурених зон ДДЗ має найбільше значення.

Літологічні та фаціальні критерії характеризують об'єкт дослідження двома типами колекторів: теригенні та карбонатні, проте останні розповсюджені вкрай рідко. Щодо теригенних колекторів які залягають на значних глибинах, виділено теригенні реліктово-порові, тріщинно-порові і тріщинні породи колектори.

ФЄВ для порових колекторів виникли на стадії седиментогенезу, гранулометричний, петрографічний склад та вміст фації зберігся у початковій формі.

Палеонтологічна характеристика розрізу досліджуваного об'єкта пов'язана із розвитком різнофаціальних відкладів. Для колекторів пісковиків характерні три групи фацій:

- глибинно морські фації, глибше мулової лінії;
- мілкоморські фації, літоралі та субліторалі до підшови зони;
- перехідний тип фацій приурочений до відкладів прибережної дельтової, озерної та болотяної рівнин.

На основі поданої інформації можна зробити висновок про найбільш оптимальні умови колекторів для накопичення вуглеводнів у межах глибокозанурених зон. Для візейських відкладів це породи – колектори із пористістю від 15 до 24%. Серпихувський ярус перспективний із коефіцієнтом пористості більше 15%. Для башкирського ярус, який має перспективи для

дослідження в межах Сергіївського ГКР, найкращими колекторами є породи із пористістю 8-10%. У московських відкладах це значення більше 13%.

Утворення вторинної пористості для даної роботи займає ключове значення адже розташування башкирського покладу перебуває на глибинах, сприятливих для катагенетичних перетворень. Із глибиною їхня дія на породи зростає, тому при збільшенні глибини колекторські властивості порід закономірно погіршуються. Проте існує виключення за якого може відбутися утворення вторинної пористості або збереження початкових фільтраційно – ємнісних властивостей.

Виділяють дві причини утворення сприятливих умов для накопичення вуглеводнів у межах значних глибин.

- 1) Міграція речовин які розчиняються та вимиваються водонапірною системою, дані речовини представлені сполуки які за даних умов є нестійкими
- 2) Утворення тріщинуватості порід

Тріщинуватість порід є ключовою формою утворення вторинної пористості. Її виникнення пов'язане із тектонічними напругами та природними АПВТ, також вчені В.Й. Маєвський та Бенько виділяють що і умови нагромадження осадків також здійснюють вплив на утворення тріщин. Виходячи із цього покращення ФЄВ відмічається у зонах які контактують із тектонічними порушеннями активного характеру. Це пояснюється тим що у цих зонах відбувається інтенсивніше проникнення агресивних компонентів та розчинів які вимивають породу.

Загалом для ДДЗ відмічається орієнтовно 150 родовищ приурочених до зони катагенезу типу МК₂ які мають значні запаси.

Згадаємо ще такий процес як дилатансогенна тріщинуватість яка являє собою збільшення пустотного простору в умовах нерівнокомпонентного тривісного стиснення.

Описані закономірності доводять що у глибокозанурених зонах приурочених до катагенетичного флюїдоупору існують умови для утворення покладів. Щодо характеристики ДДЗ то в її межах вторинна пористість пов'язана: 1) із пісковиками, у яких існують умови для утворення пустот внаслідок вилуговування, і внаслідок розтріскування, 2) у різних породах які схильні до розтріскування та зазнали значних катагенетичних перетворень

Для ДДЗ *породи покришки* мають регіональне, зональне та локальне значення, глинисті або хемогенні. Проте для глибинних зон поняття колектор та покришка змінюється. Як було вже сказано, пісковики можуть стати покришками а глинисті породи внаслідок ущільнення можуть стати пористими, інтенсивність зміни порід зростаю в напрямку збільшення глибини та термобаричних умов.

Це питання було раніше досліджено, результатами стало виявлення закономірності що більш надійні покришки перебувають у межах північного – заходу та південного сходу частини западини.

Питання *утворення катагенетичних покришок* є ключовим для даного дослідження, адже башкирський горизонт Сергіївського родовища перебуває в термобаричних умовах дії катагенезу. Внаслідок відповідного геологічного процесі маси порід зазнають ущільнення, зменшення пористості, проникності. Дане ущільнення зачіпає всі без винятку породи, глини, пісковики, алевроліти, тому навіть дуже пухкі породи характерні для менших глибин можуть тут стати дуже щільними. Виявлено, що регіональних потужний катагенетичний флюїдоупор утворюється на межі стадії катагенезу МК₂ та МК₃. Ця товщина непроникних порід є літологічно неоднорідною. Дослідженнями встановлено що катагенетичний флюїдоупор залежить від палеотемператури в інтервалі 110-120 С°.

Комбінація катагенетичного флюїдоупору у поєднанні із утвореною під ним вторинною пористістю дає нам сприятливі умови для утворення родовищ нафти та газу.

Тектонічні порушення здійснюють також вплив на продуктивність глибокозанурених горизонтів. Як відомо тектонічна активність та розбитість можуть погіршувати флюїдоупорні властивості покришок, але встановлено що дана проблема може бути не виявлена якщо тектонічне стиснення відбуватиметься у похилому напрямку скидача.

2.5 Потенціал нафтогазоносності глибокозанурених відкладів Сергіївського ГКР

На основі проведених досліджень встановлено що для Дніпровсько – Донецької западини існують значні перспективи щодо нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів. На основі аналізу фактичних сейсморозвідувальних робіт та даних буріння підтверджено на окремих площах нафтогазоносність середньокам'яновугільних відкладах. У зв'язку із тим що один із наших горизонтів родовища перебуває на глибинах для якого можуть бути катагенетичні процеси, його можна вважати перспективним для додаткового довивчення та здійснення перерахунку параметрів необхідних підрахунку запасів.

2.6 Аналіз термобаричних параметрів нафтогазових родовищ ДДЗ за результатами вивчення сучасних вчених

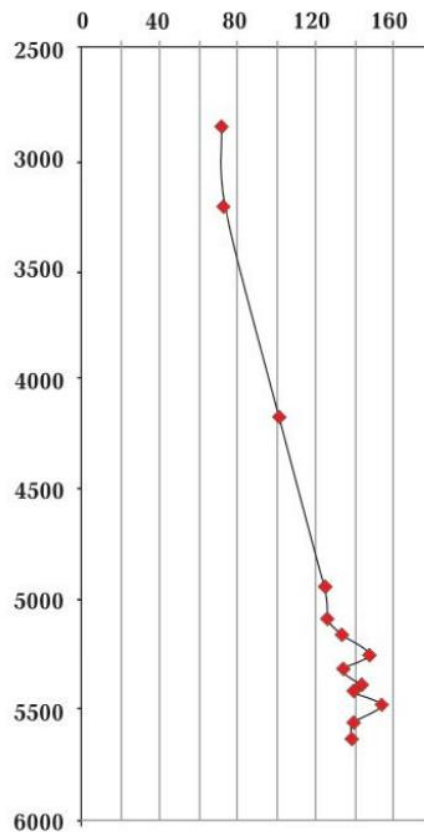
Аналіз розподілу температури в стовбурі свердловини має ключове значення для підрахунку засів нафти та газу. Його вивчення розпочате ще в минулому сторіччі безпосередніми вимірами ТП за допомогою каротажних термометрів.

Завдяки аналізу фактичних замірів температури при бурінні свердловин є змога істотно збільшити надійність та кількість даних, які можуть бути визначені для встановлення змін термічного градієнту з глибиною.

При буріння свердловин вважають замір температури не коректним, через значне коливання термограми, проте зіставлення заміру та геологічного розрізу показують що стрибки мають чітку стратиграфічну прив'язку. Можна відобразити на рисунках 2.1, 2,2, 2,3 та 2,4. На прикладі Валюхівського родовища

також відмічається дана закономірність проте різке підвищення температури на глибині 5250 та 5500 метрів у свердловині 4 Валюхівського родовища, пов'язане з перетином підшви та покрівлі осадововулканогенних порід девону, тому їх дані виключені з розрахунку геотермічного градієнта. Аналіз термограми рис. 2,3 відображає що температура підвищується на підшві і покрівлі продуктивного горизонту. Температура газонасиченого пласта є нижчою що пояснюється розтіканням холодного бурового розчину по пласті.

Проводячи аналіз фактичних замірів температури визначався геотермічний градієнт і зміна його у кожній свердловині. Середній геотермічний градієнт розраховано як суму градієнтів на відрізках між точками вимірювання



температур.

Рис. 2.1 – Розподіл температури у свердловині №4 Валюхівського родовища

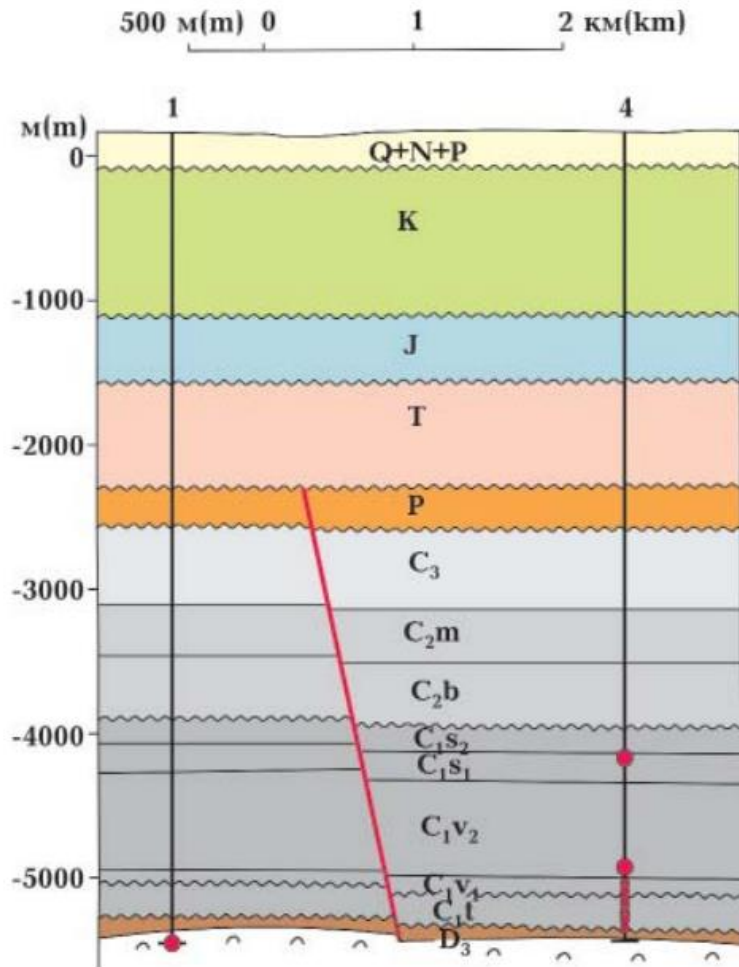


Рис.2.2 – Геологічний розріз згідно атласу Валюхівського родовища

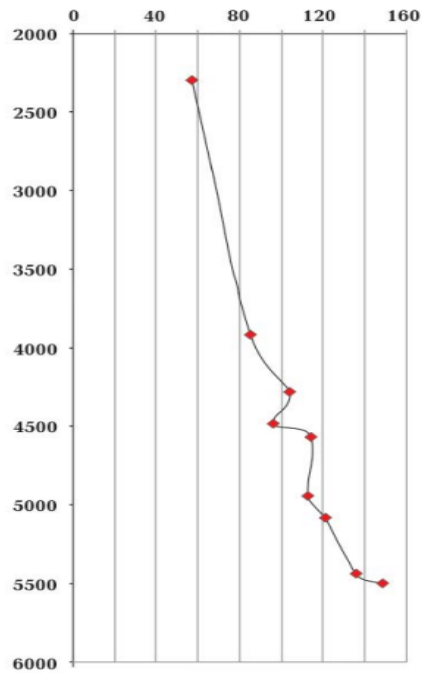


Рис. 2.3 – Розподіл температури у свердловині №4 Червонозаярського родовища

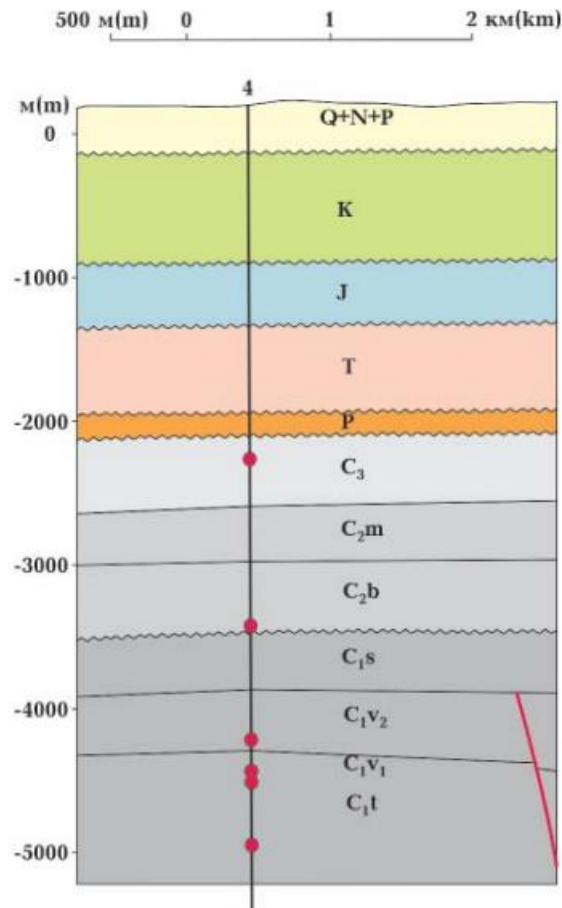


Рис.2.4 – Геологічний розріз згідно атласу Червонозаярського родовища

Теплопровідність осадових порід ДДЗ досліджено на великій кількості зразків (табл. 2.1). Вимірювання виконували методом двох температурно-часових точок із використанням рухомого точкового джерела тепла. Середні значення теплопровідності для порід кожного геологічного періоду визначали з урахуванням потужності відповідних літологічних різновидів у досліджуваних районах. На основі отриманих даних обчислювали середню теплопровідність у інтервалі «поверхня – забій».

Перетоки поверхневих вод істотно впливають на температурні показники, зафіксовані в кайнозойських і мезозойських відкладах. Для вимірювань у крейдяних породах температурна поправка становить 2,7 °С, у юрських — 2,6 °С, у тріасових — 2,4 °С, у пермських — 2,0 °С. Вважалося, що на глибинах залягання карбонів, а тим більше девонських порід, вплив перетоків поверхневих вод відсутній.

Аналіз геотермічного градієнта показує його коливання у значних межах. Градієнт змінюється від 20 до 50 С°/км. Можна відстежити закономірність розподілу геотермічних параметрів, проте тектоніка та колектори мають свою особливість. Значну роль мають тектонічні порушення які мають різну протяжність та напрямки.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку геотермічних характеристик центральної частини ДЗ

Родовища	Кількість	Градієнт до покладу	Стрибки градієнту (кількість свердловин)	Середній градієнт	ТП
Русанівське газове	2	24	35—36 (2)	24	44
Кулічухінське газове	10	20	17 (3) 36 (5)	22	43 37—42
Валюхівське газове	8	23	17 (2) 30—37 (8)	24 21; 25	44 40; 45
Гадячське газове	9	23	40—65 (2)	23 23; 26	43 40; 48
Тімофіївське нафтогазове	22	20	32—34 (15)	22 21—24	42 38—46
Новотроїцьке нафтогазове	2	—	—	24 22; 26	44 40; 47
Червонозна менське газовоконденсатне	3	21	18 (1) 26—38 (2)	22	43 41—45
Східнохарківцівське нафтогазове	3	24	29—54 (3)	25	46 43—49
Червонозаярське газове	4	21	17 (1) 27—46	23	41 38—44
Качанівське нафтогазове	22	24	27—34	22 20; 27	47 40; 49
Загорянське газовоконденсатне	4	21	34 (2)	22	40 37—44
Ясенівське нафтове	3	21	16 (1)	22	40 38—41
Рибальське нафтогазове	27	24	24—34 (?)	26 20; 26	45 40; 47
Бугруватське нафтове	28	21	28—31(?)	23 20; 25	43 38; 45
Голківське газовоконденсатне	6	20	27—38 (5)	24	45 42—51
Перевозівське газовоконденсатне	1 (4 зам)	20	30—44	25	45
Комішнянське газовоконденсатне	8	21	27—35 (8)	24	44 41—49
Більське газове	4	19	26—37 (2)	27	50 49—51
Радянське нафтове	4	22	30—34 (3)	24	43 40—46
Козіївське нафтове	24	20	25—35 (12)	23 21; 24	41 39; 44
Котелівське газовоконденсатне	24	20	31—38 (20)	22	40 36—46
Качалівське газове	2	20	39 (2)	24	44 44—45
Семиренківське газовоконденсатне	3	21	41 (3)	22	41 40—41
Кибинцівське нафтове	5	25	31—50 (5)	26	48 45—55
Радченківське нафтогазове	6	22	27—28 (4)	24 22; 27	44 39; 47

Родовища	Кількість	Градiєнт до покладу	Стрибки градиєнту (кількість свердловин)	Середній градиєнт	ТП
Західносолохівське газове	8	20	33—42 (7)	24	44 42—47
Березівське газовокоонденсатне	12	22	33—46 (6)	23	42 40—46
Карайкозівське нафтогазове	7	21	36—57(6) 15 (3)	25	42 40—47
Сахалінське нафтогазовокоонденсатне	13	20	34—50 (11)	24	43 41—48
Солохівське газове	9	21	34—42 (7)	23 23; 26	43 42; 47
Олішевське нафтогазове	3	19	25—33 (2)	22	42 38—44
Степове газове	6	19	29—44 (4)	22 20; 24	41 37; 45
Краснокутське газове	5	21	27—32(4)	22 21; 24	41 40; 45
Кавердинське газове	1	22	30	23	43
Наташинське газове	1	22	28	25	46
Гоголівське газове	6	19	26—32 (3)	23 22; 25	41 39; 45
Мавіївське газове	11	20	28—36 (11)	24	45 41—49
Сагайдацьке нафтогазове	13	24	30—57 (11)	27	47 41—56
Родникове газове	4	20	35—60 (2)	23 21; 27	42 39; 50
Байрацьке газове	2	20	30 (1)	21	40 38—42
Рунівщинівське газове	2	20	—	22	40 38—42
Чутівське газове	13	—	—	21	40 35—45
Семенцівське газове	18	20	29—38 (11) 14 (1)	21 20; 24	41 38; 44
Макарцівське газове	2	19	29—32 (2)	23	43 41—45
Абазівське газове	19	19	32—44 (14)	19 (4) 20; 23	39 37; 42
Східно-Полтавське газове	5	18	44 (1)	21	38 35—40
Мачуське газове	5	19	35—58 (5)	25	46 43—49
Машівське газове	8	19	—	19	36 34—37
Горобцівське газове	10	19	16 (3) 31—49 (7)	25 22; 27	45 40; 52
Степове нафтогазове	6	19	25—44 (5)	23 20; 25	40 36; 45
Решетняківське нафтогазове	10	19	29—32(6)	22	40 35—46

Таблиця 2.2 – Розрахунок геотермічного градієнта на Червонозаярському родовищі

Номер свердловини	Глибина, м	Температура, °С	Тепло-провідність, мВт/м·°С	Градiєнт, °С/км	Тепловий потiк, мВт/м ²
1	51	2130	1,83	21	38
	92	4100		20	
				21	
2	103	4120	1,84	23	41
	117,5	4950		17	
				22	
4	57	2300	1,84	22	44
	113	4940		21	
	136	5440		46	
5			1,84	24	
	88	3700		22	
	103	4240		27	
	114	4700		23	

За аналізом даних відмічається різке підвищення температур у соляних відкладах. Проводячи аналіз термограм є підвищення температури у карбоні та його зниження в девонських відкладах, ця пов'язано із заповненням тріщин порід девону буровим розчином. Підвищений градієнт від поверхні (близько 23 °С/км) зафіксовано на родовищах південного та північного бортів ДДЗ, які розміщуються над глибинними розломами та місцями їх перетину.

На всіх досліджуваних родовищах виявлено підвищення градієнтів у зона перебування родовищ. Натомість градієнт тиску у глибоких свердловинах 22 – 23 °С/км.

Аналіз температурних профілів у свердловинах дозволяє дійти висновку, що джерело тепла має флюїдну природу й перебуває у постійному русі. Такий теплоносій здатний проникати в тріщинуваті та пористі породи й характеризується вкрай нерівномірним розподілом у межах осадового комплексу з різним літологічним складом. Його міграція зумовлюється насамперед зонами підвищеної проникності, приуроченими до розломів осадового чохла, а також наявністю колекторів із високими фільтраційно-ємнісними властивостями. За сукупністю цих ознак найбільш імовірним теплоносієм є гідротермальні флюїди.

Кореляція температурних аномалій із розломами кристалічного фундаменту тут виражена слабше, ніж у межах Донбасу, де підвищені теплові потоки (до 70–80 мВт/м²) чітко приурочені до зон тектонічних порушень та їх перетинів [Усенко, 2002]. Це пояснюється тим, що осадовий чохол Донбасу зазнав глибоких катагенетичних перетворень, у результаті яких розломи осадової товщі практично збігаються з фундаментними, а літологічна неоднорідність не перешкоджає підняттю гідротермальних розчинів до приповерхневих горизонтів (приблизно до глибин 1 км, на яких виконувалися температурні вимірювання).

За спостереженнями О. Ю. Лукіна, в межах родовищ центральної частини Дніпровсько-Донецької западини під товщею хлоркальцієвих розсолів локалізуються термальні води гідрокарбонатно-натрієвого складу, що перебувають під високим тиском, мають низьку мінералізацію та відзначаються значною газонасиченістю [Лукін, 1997]. Про надзвичайно інтенсивну й швидку інвазію таких флюїдів свідчать аномально підвищені пластові тиски, прояви ін'єкцій опріснених термальних вод і парогазових потоків уздовж поверхонь незгідностей, різко окреслені контакти з розсолами та активізація процесів дегідратації. Саме поєднання цих факторів — притоку термальних вод із різним напором, який може істотно змінюватися не лише між окремими ділянками родовища, а й у часі, — чітко відображається у характері температурного поля свердловин.

Висновки до розділу

Даний розділ обґрунтовує доцільність проведення повторного дослідження та перерахунку запасів газу і конденсату Башкирського ярусу середнього карбону у межах Сергіївського ГКР. У зв'язку із заляганням на великих глибинах було проаналізовано перспективність вивчення глибокозанурених зон ДДЗ. Проведений аналіз показав, що попри високий рівень вивченості Дніпровсько-Донецької западини до глибин близько 5 км, глибокозанурені горизонти залишаються недостатньо дослідженими й

зберігають значний нафтогазоперспективний потенціал. Світовий і вітчизняний досвід підтверджує можливість промислової нафтогазоносності на глибинах понад 5 км, зокрема в межах нижньокарбонівих і девонських відкладів.

Встановлено, що вирішальну роль у формуванні покладів на великих глибинах відіграють катагенетичні процеси, які за певних термобаричних умов сприяють утворенню вторинної пористості та катагенетичного флюїдоупору. Саме поєднання вторинно-порово-тріщинних колекторів із надійними покриттями забезпечує сприятливі умови для акумуляції вуглеводнів.

Найбільш перспективними для глибокозанурених зон ДДЗ є візейські, серпухівські, башкирські та московські відклади, приурочені до антиклінальних і тектонічно-екранованих пасток. Башкирський горизонт Сергіївського газоконденсатного родовища перебуває в умовах активного катагенезу, що обґрунтовує доцільність його повторного довивчення та уточнення запасів.

Отже, глибокозанурені горизонти ДДЗ, зокрема в межах Сергіївського ГКР, є важливим резервом нарощування ресурсної бази нафти й газу та потребують подальших комплексних досліджень.

3 ТЕОРЕТИЧНИЙ АСПЕКТ ТЕРМОБАРИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЯКІ ПРОВОДЯТЬ З МЕТОЮ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ

Для проведення розрахунків тиску та температури, які нам так необхідні для підрахунку запасів потрібно перш за розуміти як їх вимірюють дані параметри у свердловині. Для отримання інформації про свердловину та пласт проводить Дослідження свердловин. Вони визначають наступні параметри:

- Геометричну характеристику покладу
- Фізико – хімічні властивості газу і рідини
- Гідродинамічні і термодинамічні умови в стовбурі свердловини у процесі експлуатації
- Зміна фазового стану при русі газу в пласті та в стовбурі свердловині
- Умови винесення рідини її накопичення на вибої свердловини
- Умови процесі корозії, її ступінь та характер
- Технологічних режим роботи свердловини

Для вивчення даних параметрів використовують геофізичні, лабораторні і також газодинамічні методи дослідження. Останні для нас має найбільш важливе значення. Газодинамічні дослідження дають змогу провести безпосередній вимір пластового тиску та температура за допомогою глибинних манометрів та термометрів. У даному розділі будуть розглянуті тільки безпосереднє обґрунтування параметрів які необхідні для підрахунку запасів газу та конденсату, так як тема газодинамічних дослідів велика і більш доречно її розглядати окремою роботою.

3.1 Густина газу та конденсату

Природні гази, що видобуваються на газових, газоконденсатних і газонафтових родовищах, є багатоконпонентними системами, які складаються з насичених вуглеводнів та неуглеводневих компонентів.

Насичені вуглеводні мають загальну формулу C_nH_{2n+2} і, залежно від кількості атомів вуглецю в молекулі, за нормальних умов можуть перебувати у двох агрегатних станах:

- гази — вуглеводні, що містять у молекулі до чотирьох атомів вуглецю (від CH_4 до C_4H_{10});
- рідини — вуглеводні з п'ятьма і більше атомами вуглецю (починаючи з C_5H_{12}).

Важкі вуглеводні залежно від температури та тиску можуть бути розчинені в легких вуглеводнях або перебувати в рідкому стані.

До неуглеводневих компонентів природного газу належать:

- азот (N_2),
- вуглекислий газ (CO_2),
- сірководень (H_2S) та інші домішки,
- інертні гази: Ar, Kr, Xe, Ne, He.

Крім того, природні гази, як правило, насичені парами води, вміст яких залежить від тиску, температури, а також складу газу і води.

Склад природного газу зазвичай виражається в об'ємних або масових частках (у частках одиниці або у відсотках).

Об'ємний склад газових сумішей одночасно є молярним складом, оскільки об'єм одного моля будь-якого газу за температури $0\text{ }^\circ\text{C}$ і тиску 760 мм рт. ст. становить 22,4 л/моль.

Основний параметр який характеризує газ і який бере участь у підрахунку запасів є його густина, яка являє собою масу одиниці об'єму газу.

При відомих тисках та температурі визначається за формулою:

$$\rho = \rho_n \frac{\rho T_n}{\rho_n T_z} = 283,58 \rho_n \frac{\rho}{T_z}$$

Де ρ_n – густина газу при $20\text{ }^\circ\text{C}$; z – коефіцієнт надстисливості газу.

Для проведення практичних розрахунків прийнято використовувати відносну густину газу $\bar{\rho}$ яка являє собою відношення густини газу до густини повітря.

$$\bar{\rho} = \frac{\rho}{\rho_B}$$

Відносна густина використовується у величезній кількості формул завдяки своїй зручності та незалежності від температури та тиску якщо знехтувати коефіцієнтом z .

3.2 Визначення критичних та приведених параметрів

Стан газу визначається трьома основними параметрами: об'ємом, тиском і температурою. Математичний зв'язок між цими величинами описується рівнянням стану газу. Рівняння стану ідеального газу ґрунтується на припущенні про відсутність міжмолекулярної взаємодії та зневаження власними розмірами молекул. Проте в реальних газах молекули мають кінцеві розміри й взаємодіють між собою, що призводить до відхилень від ідеальної поведінки. У зв'язку з цим для опису реальних газів необхідно враховувати додаткові характеристичні параметри, які відображають потенціал міжмолекулярної взаємодії.

До таких параметрів належать ефективна відстань міжмолекулярної взаємодії (σ) та мінімальна потенціальна енергія зіткнення (ϵ_0), які визначають інтенсивність і характер взаємодії між молекулами.

Для речовин, молекули яких мають сталий несиметричний розподіл електричного заряду, тобто полярних сполук, потенціал міжмолекулярної взаємодії описується ще й додатковими параметрами. До таких речовин належать вода, що міститься в продукції свердловин, а також реагенти, які закачуються в свердловину, зокрема метанол і соляна кислота. До слабополярних речовин відноситься сірководень. Водночас усі вуглеводневі компоненти природного газу, а також азот і вуглекислий газ, належать до неполярних сполук.

Теоретично обґрунтовані рівняння стану реальних газів, у яких константи безпосередньо пов'язані з наведеними характеристичними параметрами, мають складну математичну форму. Через громіздкість розрахунків і часту відсутність необхідних вихідних даних їх практичне використання обмежене. Тому при

визначенні стану та властивостей реальних газів у більшості випадків спираються на експериментальні дані, які застосовують безпосередньо або використовують для побудови емпіричних залежностей.

В інженерних розрахунках найчастіше застосовують узагальнене рівняння Менделєєва–Клапейрона, до якого вводять поправковий множник, що враховує відхилення реального газу від ідеального. Цей множник називається коефіцієнтом надстисливості газу.

Критичними називають параметр при якому густина речовини і його насиченого пара рівний одне одному. Параметри які відповідають даному стану називають критичними. Існує також термін псевдокритичні параметри які характерні саме для природних газів які маж багатокомпонентний склад.

Загалом для визначення приведених параметрів прийнято застосовувати формули при яких необхідно знати компонентний склад газу:

$$P_{п.кр.} = \sum_{i=1}^n x_i P_{кр i}$$

$$T_{п.кр.} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кр i}$$

Де $p, T_{п.кр.}$ - псевдокритичні тиск та температура, $T, P_{кр i}$ – тиск та температура i -го компонента.

При відсутності інформації про компонентний склад існує змога визначити на основі номограми критичного параметру гептану.

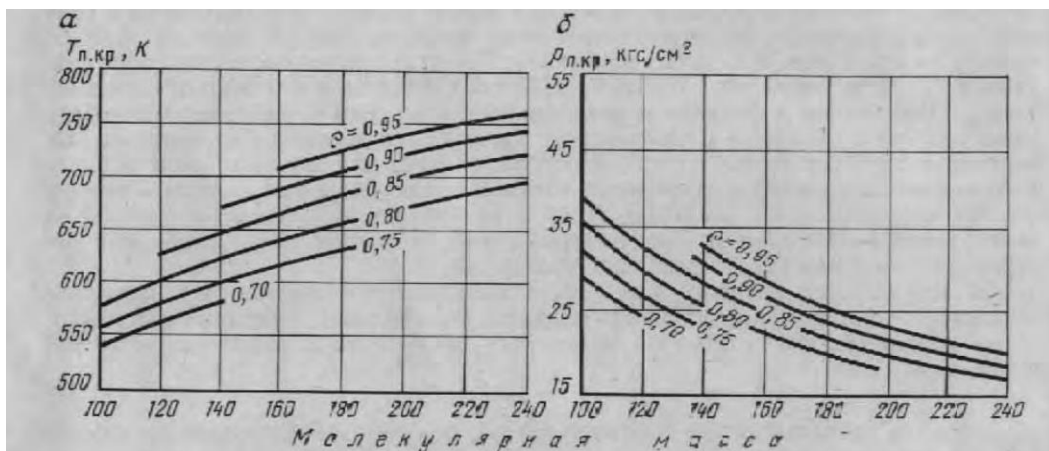


Рис. 3.1 – Номограма визначення псевдокритичних параметрів на основі параметрів гептану

Приведені параметри це відношення відповідних параметри до їх критичних значень

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{кр}}}$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{кр}}}$$

Критичні та приведені параметри дозволяють використовувати принцип відповідних станів для визначення коефіцієнта надстисливості газу, в'язкості та деяких інших характеристик газу.

3.3 Визначення тиску на вибої працюючої та зупиненої свердловини

Тиск на вибої працюючої свердловини визначають безпосереднім його заміром за допомогою глибинних манометрів або розраховують по статичному тиску на гирлі.

Якщо при використанні глибинного манометра не важливо чи свердловина працює, чи ні то при аналітичних методах це має суттєве значення. Розглянемо кожен із варіантів.

Визначення тиску на вибої зупиненої свердловини полягає в зупиненні свердловини у зв'язку із чим гирлові та пластові тиски стабілізуються у зв'язку із чим є змога відстежити відповідний тиск на вибої. Формула для розрахунку має вигляд:

$$P_{\text{виб}} = P_y \exp \left(0,03415 \frac{\bar{\rho} * L}{z_{\text{сер}} * T_{\text{сер}}} \right)$$

або набуде вигляд

$$P_{\text{виб}} = P_y e^S$$

де P_y та $P_{\text{виб}}$ гирловий та вибійний тиски, S – комплексний параметр, L – глибина свердловини, м, $\bar{\rho}$ – відносна густина газу, $z_{\text{сер}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при нормальних умовах.

При цьому середня температура визначена за формулою:

$$T_{\text{сер}} = \frac{(T_3 - T_y)}{\ln \frac{T_3}{T_y}}$$

де T_3, T_y – температура на вибої та усті свердловини.

Порядок визначення вибійного тиску починається із встановлення його критичних параметрів, опісля по тиску на гирлі знаходять приведений гирловий тиск. $P_{\text{пр.у}} = P_y / P_{\text{кр}}$ і середню температуру $T_{\text{пр}} = T_{\text{сер}} / T_{\text{кр}}$.

На основі даних параметрів вибійний тиск визначають у виглядів наближень, за яких умовний коефіцієнт настиснення газу z_y .

За наявними умовними параметрами встановлюють S , який є основою для орієнтовного значення $e_{\text{ор}}^S$ згідно якого визначають $P_{\text{сер.ор}} = P_y \left(\frac{1 + e_{\text{ор}}^S}{2} \right)$. Маючи встановлений приведений середній тиск буде рівний $P_{\text{пр.ср.ор.}} = P_{\text{сер.ор.}} / P_{\text{кр}}$, на основі якого знаходять $T_{\text{ср}}$ та $z_{\text{сер}}$. Даний коефіцієнт вважають кінцем він визначає значення S , і у формулі тиску матиме вигляд: $P_3 = P_y e^S$.

Для перевірки якості виконаних наближень та розрахунків звіряють отримані результати $P_{\text{ср}} = \frac{(P_y + P_3)}{2}$ із прийнятим орієнтовно – середнім значенням. Розрахунки правильні у тому випадку коли ця величина не впливає на $z_{\text{ср}}$. Якщо вона впливає на коефіцієнт тоді наближення використовують повторно до моменту коли виконуватиметься відповідна умова.

Методика визначення тиску на вибої працюючої свердловини аналітичними методами дещо відрізняється. Суть полягає у тому що при експлуатації газу по НКТ у затрубному просторі завжди залишатиметься неруховий стовп газу, така ж ідея характерна і для експлуатації свердловини по затрубному просторі.

Неможливість використання даного методу дослідження може бути у таких випадках:

- свердловина не має фонтанних труб
- свердловина обладнана пакером
- свердловина експлуатується одразу по трубному і затрубному просторі

Загалом прийнята формула для розрахунку тиску у свердловинах які експлуатуються:

$$P_3 = \sqrt{P_y^2 e^{2S} + 1.377 \lambda \frac{z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d_{BH}^5} (e^{2S} - 1) Q^2}$$

Як можна помітити із формули тут значну роль грає опір при русі газу. Коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від режиму руху газу та від поверхні стінок труб. При швидкостях, що зустрічаються на практиці, в газових свердловинах основними параметрами від яких залежить коефіцієнт λ , є число Рейнольдса Re і відносна шорсткість ε за формулами:

$$Re = k \frac{Q \bar{\rho}}{d_{BH} \mu}$$

$$\varepsilon = 2l_k / 10d_{BH}$$

Проте слід відмітити що режим руху газу впливає на дані параметри, так коефіцієнт гідравлічного опору для ламінарного руху газу рівний:

$$\lambda = 64 / Re$$

При турбулентному руху, яке має місце у газових свердловинах:

$$\lambda = \frac{1}{4 \left[\lg \left(\frac{5,62}{Re^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2}$$

А в умовах турбулентної автомодельності:

$$\lambda = \left[\frac{1}{2 \lg \frac{7,41}{\varepsilon}} \right]^2$$

Тобто якщо коротко, різниця між аналітичними методами визначення тиску для свердловини у експлуатації та яка у простій полягає в розрахуванні втрати тиску на шляху до устя, такий собі зворотний метод за якого ми дізнаємось скільки втратилось тиску по дорозі.

3.4 Визначення розподілу температури по стовбуру свердловини

Для різних розрахунків пов'язаних із підрахунком запасів газу і проектуванням розробки газових родовищ, необхідно знати розподіл

температури по стовбуру свердловини. Зміну температури як і тиск можна визначити безпосереднім заміром, так і аналітичними методами визначення. Для кожного із варіантів методика буде дещо відрізнятися.

Розподіл температури у зупиненій свердловині визначається після довгої консервації рідини. Для свердловин які перебувають у довгому простою використовують безпосередні заміри температури.

Для практичних розрахунків зміна температури із глибиною має вигляд:

$$t_x = t_{\text{пл}} - \Gamma(L - x)$$

де t_x – температура на глибині x , °С, $t_{\text{пл}}$ – температура пласта із глибиною залягання, Γ – середній геотермічний градієнт згідно формули

$$\Gamma = \frac{t_{\text{пл}} - t_{\text{н.с.}}}{L - h_{\text{н.с.}}}$$

$t_{\text{н.с.}}$ – температура нейтрального шару, $h_{\text{н.с.}}$ – глибина нейтрального шару, м.

Зміну температури на вибої працюючої свердловини. Перед температури визначають за формулою:

$$\Delta t = t_{\text{пл}} - t_3 = D_i(P_{\text{пл}} - P_3) \frac{\lg \left[1 + \frac{GC_p x}{\pi H C_{\text{п}} R_c^2} \right]}{\lg \frac{R_k}{R_c}}$$

де $t_{\text{пл}}$, t_3 – відповідно пластова і вибійна температура, °С, D_i – коефіцієнт Джоуля – Томсона в пласті, H – перфорована потужність пласта, м, G – масова витрата газу, кг/год.

Теплоємність гірських порід $C_{\text{п}}$ в цілому змінюється не сильно, тому для практичних розрахунків насичення порід вологою сприймають рівним 0,3 ккал/кг * °С, або 700 ккал/м³* °С.

Розрахунок температури в стовбурі працюючої свердловини на глибині визначалась за формулою:

$$t_x = t_{\text{пл}} - \Gamma x - \Delta t e^{-\alpha x} + \frac{1 - e^{-\alpha x}}{\alpha} \left[\Gamma - \frac{D_i(p_3 - p_x)}{x} - \frac{A}{C_p} \right]$$

де t_x — температура газу на глибині x при відліку від середини інтервалу перфорації, °C;

Δt — перепад температури в пласті, що визначається за формулою (Ш.43), °C;

Γ — середній геотермічний градієнт на ділянці від 0 до x , °C;

D_i — диференціальний коефіцієнт Джоуля—Томсона в стовбурі свердловини, °C/(кгс/см²), що визначається за графіками, наведеними в п. П.8;

p_x — тиск на глибині x при відліку від середини інтервалу перфорації, кгс/см²;

A — термічний еквівалент роботи, 1/427 ккал·кг·м;

c_p — середня теплоємність газу при

$\bar{p} = (p_x + p_0)/2$, ккал/(кг·°C);

α — коефіцієнт, що визначається за формулою.

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda_{\Pi}}{GC_p f(r)}$$

λ — теплопровідність гірських порід, яка залежить від властивостей самої породи і також їх насичення вологою. Визначається за графіками:

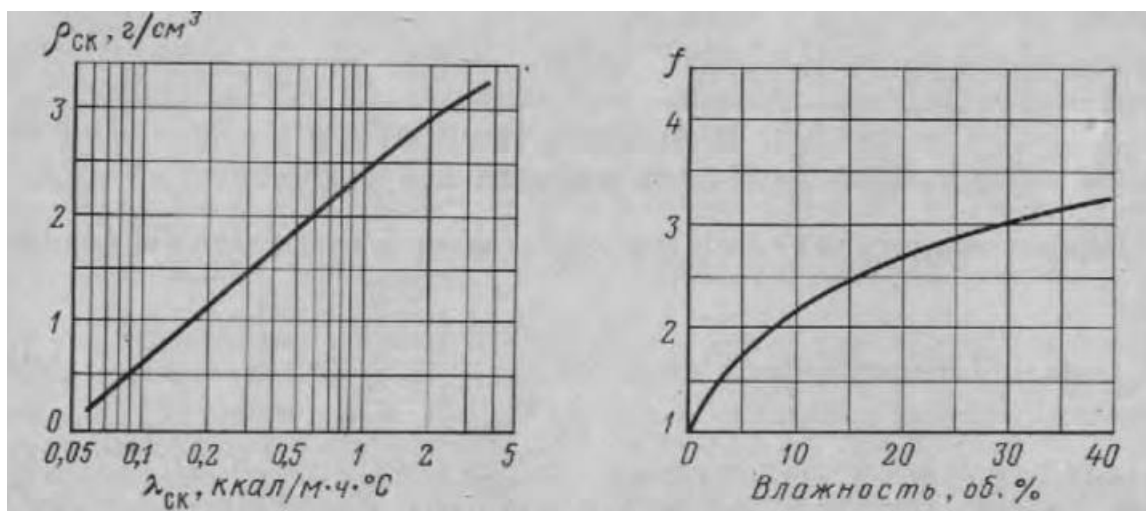


Рис. 3.2 – Графіки визначення теплопровідності порід

3.5 Підрахунок запасів та ресурсів вільного газу та конденсату

Виділяють три методи підрахунку запасів та ресурсів вуглеводнів: об'ємний, статичний та матеріального балансу.

Обґрунтованість застосування окремого методу залежить від режиму роботи покладу, його розвіданості та вивченості. Згідно ДКЗ існують такі ключові положення:

- 1) Підрахунок проводиться за допомогою підрахункових планів
- 2) Підрахунок здійснюється окремо по покладах із виділенням певних категорій запасів та їхню величину
- 3) Підрахунок запасів проводять об'ємним методом. Для тих родовищ які перебувають у розробці можуть пропри об'ємний, може бути використаний методом падіння пластового тиску та матеріального балансу .
- 4) Промислові запаси та ресурси підраховують відповідно до “Класифікації запасів і ресурсів...” (1997 рік)
- 5) Об'ємним методом підраховують запаси які приурочені до мало досліджених об'єктів
- 6) Підрахунок запасів конденсату газоконденсатних покладів здійснюється за даними дослідження свердловин, експериментального вивчення властивостей пластових систем та розрахунків вмісту конденсату і його видобувної частини відповідно до режиму розробки;

Коротко розглянемо кожен із методів для простежування ролі досліджуваних параметрів.

Об'ємний метод підрахунку запасів газу та конденсату є універсальним і ефективним інструментом, який може застосовуватися на будь-якому етапі пошукових, розвідувальних або експлуатаційних робіт, а також у процесі розробки родовища.

Суть методу полягає в оцінці об'єму вільного газу, приведеного до стандартних умов (0,1 МПа і 20 °С), що заповнює газонасичений об'єм порового простору колектора в межах покладу або родовища. Його універсальність

зумовлена тим, що всі розрахункові параметри можуть визначатися безпосередньо за даними досліджуваного покладу або родовища на основі матеріалів буріння свердловин, а за їх недостатності — запозичуватися з геологічно подібних сусідніх родовищ того ж нафтогазоносного району, незалежно від стадії їх освоєння. Формула має вигляд:

$$V_{\tilde{a}.i} = Fhm\beta_{\tilde{a}}f_t \frac{P_0\alpha_0}{P_{\tilde{n}\tilde{o}}\alpha_{\tilde{n}\tilde{o}}}$$

Видобувні запаси газу визначаються за формулою:

$$V_{\tilde{a}.a\tilde{e}\tilde{a}} = Fhm\beta_{\tilde{a}}f_t \frac{P_0\alpha_0 - D_e\alpha_e}{P_{\tilde{n}\tilde{o}}\alpha_{\tilde{n}\tilde{o}}} \eta_{\tilde{a}}$$

де $V_{z.o}$, $V_{z.vud}$ – відповідно балансові (геологічні) і видобувні запаси газу, млн. м³.

F – площа газоносності, м²;

h – середня ефективна газонасичена товщина пласта, м;

m – середній коефіцієнт відкритої пористості, доли од.;

β_e – середній коефіцієнт газоносності порід, доли од.;

v_o – об'ємний коефіцієнт пластового газу, доли од.;

η_e – коефіцієнт газовіддачі в долях од. (≈ 1) приймається рівний 1, на практиці складає 0,96-0,98, тобто родовище рахується виснаженим або виробленим повністю, коли тиск газу на усті свердловини дорівнює 0,1 МПа;

f_t – температурна поправка, доли од; (вираховується за формулою):

$$f = \frac{T + t_{CT}}{T + t_{PL}}$$

P_0, P_K – відповідно середній пластовий тиск до початку розробки покладу і кінцевий пластовий тиск в кінці розробки;

α_0, α_k – поправки за відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта при P_0, P_k :

$$\alpha_0 = \frac{1}{Z_0},$$

$$\alpha_k = \frac{1}{Z_k},$$

де Z_0, Z_k – відповідно коефіцієнти стиснення газу на початку розробки і в кінці при тисках P_0, P_k .

Підрахунок запасів вільного газу за методом падіння пластового тиску

Цей підхід також відомий як статистичний метод або метод матеріального балансу для газових покладів. Його перевагою є простота, оскільки він не потребує визначення меж покладу, газонасиченого пустотного об'єму та інших параметрів, характерних для об'ємного методу підрахунку запасів газу. В основі методу лежить припущення, що за ізотермічних умов, незмінного складу газу та сталого об'єму покладу в процесі розробки кількість газу, яка вилучається зі зменшенням пластового тиску на 0,1 МПа (1 атм), залишається сталою протягом усього періоду експлуатації.

З огляду на те, що температура пласта і склад газу під час розробки практично не змінюються, ключовою умовою застосування цього методу є незмінність початкового газонасиченого об'єму покладу. Це означає, що газоводяний контакт у процесі розробки зберігає своє положення і приплив води в пласт або поклад відсутній.

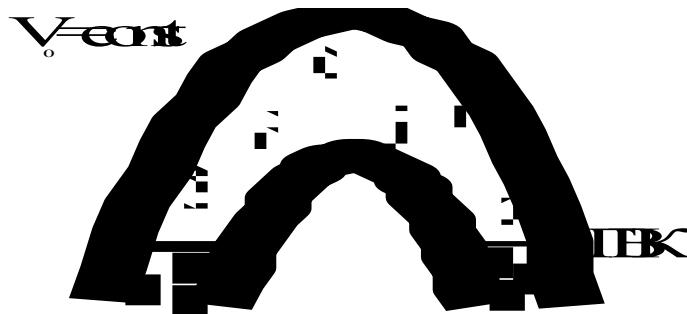


Рис.3.3 – Газовий поклад з газовим режимом роботи

$$\frac{V_{\tilde{a}^{(3+1)}} - V_{\tilde{a}^3}}{P_i \cdot \alpha_i - P_{i+1} \cdot \alpha_{i+1}} = const$$

де $V_{z_i}, V_{\Gamma(i+1)}$ – видобута кількість газу відповідно на першу та другу дату розробки покладу, м³ газу;

P_i, P_{i+1} – середній пластовий тиск в покладі на ті ж самі дати розробки, МПа;

α_i, α_{i+1} – відповідно поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для тисків P_i, P_{i+1} .

$$\alpha = \frac{1}{Z},$$

де Z – коефіцієнт стисливості газу при даному тиску.

Вищенаведене рівняння дає нам величину можливого видобутку запасів газу при зниженні P_{nl} на одиницю падіння пластового тиску:

$$q = \frac{V_{\tilde{a}^{(3+1)}} - V_{\tilde{a}^3}}{P_i \cdot \alpha_i - P_{i+1} \cdot \alpha_{i+1}}.$$

Таким чином, визначивши величину q і помноживши на відповідну різницю тисків, до величини ($P_{\kappa}=0,1$ МПа) на усті ми зможемо визначити залишкові видобувні запаси вільного газу на певну дату розробки за формулою:

$$V_{\tilde{a}^{\hat{a}}\tilde{a}^{\hat{a}}\tilde{a}^{\hat{a}}\tilde{a}^{\hat{a}}} = q_0 \cdot (P_{\kappa+1} \cdot \alpha_{\kappa+1} - P_{\hat{e}} \cdot \alpha_{\hat{e}}),$$

де P_{κ} – середній тиск в покладі в кінці розробки, коли тиск на усті свердловини буде дорівнювати 0,1 МПа;

α_{κ} – поправка за відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта при тиску P_{κ} .

Або дане рівняння можна записати у вигляді:

$$V_{\tilde{a}^{\hat{a}}\tilde{a}^{\hat{a}}\tilde{a}^{\hat{a}}\tilde{a}^{\hat{a}}} = \frac{V_{\tilde{a}^{(3+1)}} - V_{\tilde{a}^3}}{(P_i \cdot \alpha_i - P_{i+1} \cdot \alpha_{i+1})} \cdot (P_i \cdot \alpha_i - P_{i+1} \cdot \alpha_{i+1}).$$

У відповідності з вищенаведеним, можна визначити початкові балансові і початкові видобувні запаси вільного газу за формулами:

$$V_{\bar{a}0} = \frac{V_{\bar{a}^{(3+1)}} - V_{\bar{a}^3}}{P_i \cdot \alpha_i - P_{i+1} \cdot \alpha_{i+1}} \cdot P_0 \cdot \alpha_0,$$

$$V_{\bar{a}0} = \frac{V_{\bar{a}^{(3+1)}} - V_{\bar{a}^3}}{P_i \cdot \alpha_i - P_{i+1} \cdot \alpha_{i+1}} \cdot (P_0 \cdot \alpha_0 - P_{\bar{e}} \cdot \alpha_{\bar{e}}).$$

Даний метод не є складним, але він може бути використаний для покладів газу, що пройшли певну стадію розробки. До початку розробки може бути використаний тільки об'ємний метод підрахунку запасів газу.

У підсумку можна сказати що при будь-якому методу підрахунків ключове місце займає термобаричні параметри.

Висновки до розділу

Даний розділ висвітлює теоретичний аспект проведення вимірювання тиску та температури у свердловинах, принципи проведення аналітичних методів визначення цих параметрів, а також їх роль у підрахунку запасів газу та конденсату. ґрунтовано використання густини газу, коефіцієнта надстисливості, критичних і приведених параметрів для опису реальної поведінки природних газів. Застосування принципу відповідних станів дає можливість визначати необхідні фізичні характеристики газу за різних термодинамічних умов. Окрему увагу приділено методам визначення температурного режиму свердловини, включно з урахуванням геотермічного градієнта та ефекту Джоуля—Томсона.

Проведений огляд методів підрахунку запасів і ресурсів вільного газу та конденсату показав, що об'ємний метод є базовим і універсальним, особливо на початкових стадіях вивчення родовищ. Водночас метод падіння пластового тиску (матеріального балансу) є доцільним для родовищ, які вже перебувають у розробці, за умови сталості газонасиченого об'єму пласта.

Отже, можна зробити висновок, що незалежно від обраного методу підрахунку запасів, визначальну роль відіграють термобаричні параметри пласта

і свердловини. Саме їх точність і обґрунтованість забезпечують надійність оцінки запасів газу та конденсату і є необхідною основою для проектування раціональної розробки газових родовищ.

4 РОЗРАХУНОК ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ТА ОЦІНКА ЗАПАСІВ ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ У МЕЖАХ СЕРГІЙВСЬКОГО РОДОВИЩА

Перед проведенням розрахунків, нам було надано інформацію про початкові вимірювання тиску та температури у межах сусідніх проц а також результати проведеного на одній із свердловин термоградієнта. Наведені дані будуть основною для проведення роботи.

4.1 Розрахунок температури

У межах Північного блоку (блок №2) а саме у свердловині №4 досліджуваного родовища було проведено здійснено термометричні дослідження, на основі якого отримано дані про розподіл температури по стовбуру свердловини. Із результатами вимірювання можна ознайомитись у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати виміру термоградієнта

Термограма св. №4	
Т,°С	Н,m
24,2	100
25,5	200
27,8	300
29,6	400
31,5	500
33,5	600
35,6	700
36,5	800
38,4	900
41,3	1000
44,2	1100
47,7	1200
50,4	1300
52,4	1400
54,2	1500
56,4	1600
59,1	1700
62,1	1800

65	1900
67,9	2000
70,8	2100
73,8	2200
76,5	2300
79,2	2400
82,4	2500
85,5	2600
88,8	2700
91,9	2800
94,2	2900
97,9	3000
101,8	3100
104,5	3200
108,2	3300
111,6	3400
113,9	3500

Дані температур і будуть взяті для аналізу початкових пластових температур у межах Сергіївського ГКР. Мною було визначено глибину в абсолютних позначках із врахуванням альтитуди яка рівна **148,8** метрів. Градієнт тисків визначався як °С/метр шляхом різниці між двома значеннями виміру тиску, який ділиться на 100.

T, °C	H, m	H, абс. відм	gradt °C/m
24,2	100	48,8	
25,5	200	-51,2	=(A6-A5)/100
27,8	300	151,2	0,022

Рис. 4.1 – Визначення градієнта тиску

$$grad = \frac{(T_1 - T_2)}{100}$$

$$Grad = (25,5 - 24,2) / 100 = 0,013$$

$$H_{\text{абс. від.}} = 148,8 - H_{\text{глибини}}$$

4.1.1 Прогноз температур за межами термограми (екстрополяція)


Слід зауважити що вимір термоградієнту було виконано до глини – 3351,2 метри. Проте досліджуваний башкирський поклад кам'яновугільних відкладів горизонт Б – 3, перебуває на значно нижчих глибинах -3540,0 метрів (апикаль) та -3621,1 м (НГВП). Для вирішення даного завдання запропоновано розрахунок прогнозного значення температури метод екстраполяції.

$$grad(\text{екстраполяції}) = \frac{\sum \text{останніх замірів градієнта}}{\text{кількість взятих для визначення суми замірів}}$$


Тобто у нашому випадку це середнє значення термоградієнта останніх 8 замірів, який склав 0,031 °C/м. Із описаними розрахунками можна ознайомитись у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Визначення прогнозного термоградієнта методом екстраполяції

Термогр.св.4			
T, °C	H, m	H, абс. від м	gradt °C/m
24,2	100	48,8	
25,5	200	-51,2	#REF!
27,8	300	-151,2	0,023
29,6	400	-251,2	0,018
31,5	500	-351,2	0,019
33,5	600	-451,2	0,020
35,6	700	-551,2	0,021
36,5	800	-651,2	0,009
38,4	900	-751,2	0,019
41,3	1000	-851,2	0,029
44,2	1100	-951,2	0,029
47,7	1200	-1051,2	0,035
50,4	1300	-1151,2	0,027
52,4	1400	-1251,2	0,020
54,2	1500	-1351,2	0,018
56,4	1600	-1451,2	0,022
59,1	1700	-1551,2	0,027
62,1	1800	-1651,2	0,030
65	1900	-1751,2	0,029
67,9	2000	-1851,2	0,029
70,8	2100	-1951,2	0,029
73,8	2200	-2051,2	0,030
76,5	2300	-2151,2	0,027
79,2	2400	-2251,2	0,027
82,4	2500	-2351,2	0,032
85,5	2600	-2451,2	0,031
88,8	2700	-2551,2	0,033
91,9	2800	-2651,2	0,031
94,2	2900	-2751,2	0,023
97,9	3000	-2851,2	0,037
101,8	3100	-2951,2	0,039
104,5	3200	-3051,2	0,027
108,2	3300	-3151,2	0,037
111,6	3400	-3251,2	0,034
113,9	3500	-3351,2	0,023
117		-3451,2	
120,1		-3551,2	
123,2		-3651,2	grad
126,3		-3751,2	T=0,031

 - Вихідні дані які отримані від геофізичних робіт

$$grad = \frac{(T_1 - T_2)}{100}$$

 - Ряд значень взятих для проведення екстраполяції

екстраполя

За визначеним термоградієнтом було побудовано графік розподілу температури у розрізі Сергіївського ГКР рисунок 4.2.

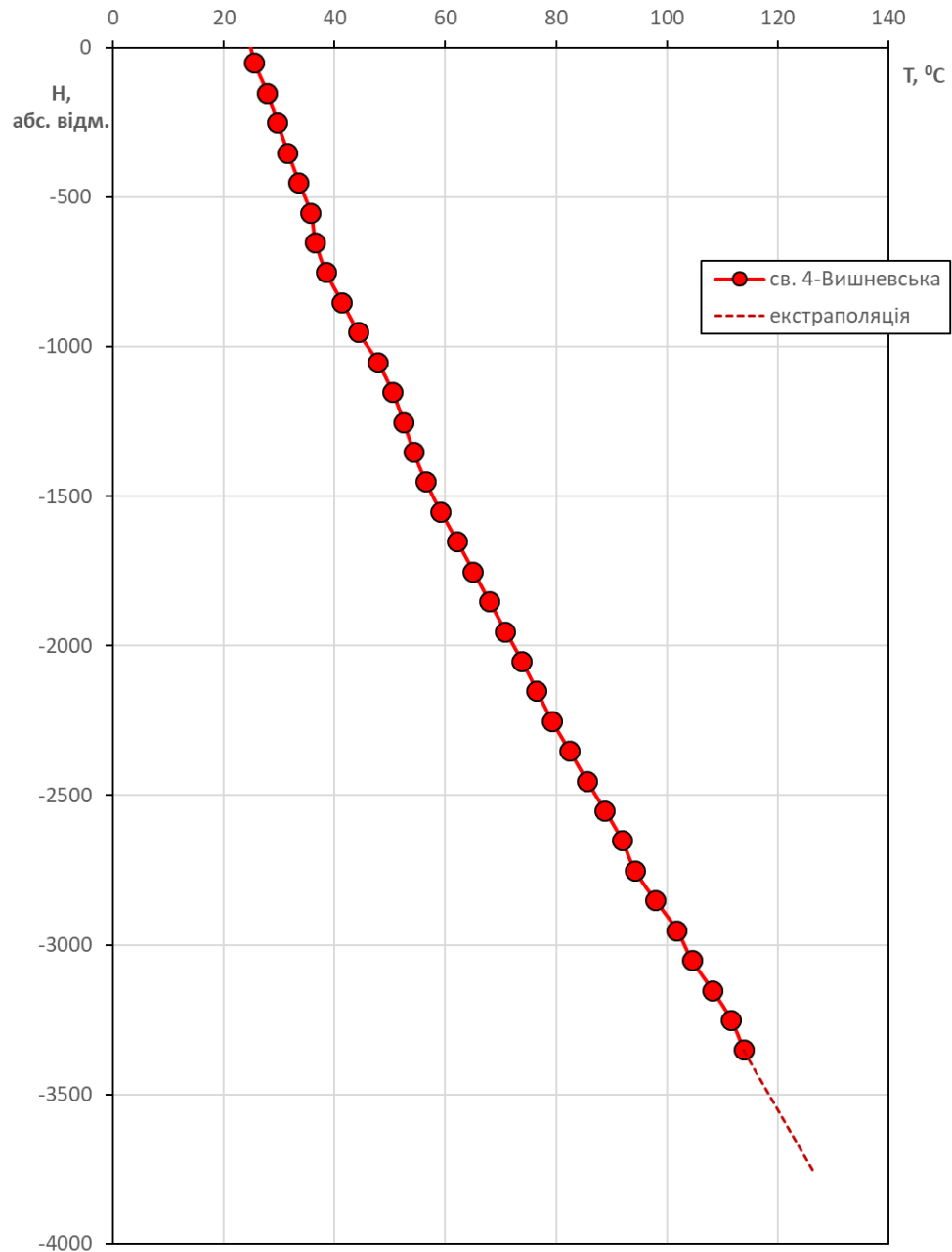


Рис. 4.2 – Розподіл пластових температур у розрізі Сергіївського ГКР

Як можна побачити із графіка та на основі наших розрахунків мінімальна температура на покрівлі московського горизонту М-2 у південному блоці 95 °С, натомість максимальна на рівні НГВП башкирського продуктивного горизонту 122 °С.

Як було сказано у Розділі 1 та детально розглянуто у Розділі 2, з положень вертикальної гідрогеологічної зональності у межах геотемпературного поля виділяють два гідрогеологічних поверхи: нижній та верхній. Нижній характеризується двома ярусами – елізійний та тердегідратаційний. Межею між ярусами є товща катагенетичних ущільнених порід, яка є флюїдоупором (КФУ) вторинного походження яка контролюється геотемпературним інтервалом 110 – 120 °С.

Елізійні води характеризуються незначим постседиментаційним перетворенням відкладів (градація катагенезу ПК-МК₂). Порооди у цій стадії не є значно ущільненими щоб володіти екрануючими властивостями. Проте цей ярус відповідає регіональній зоні нафтогазоутворення та генерації високомолекулярних ВВ, яка вміщує основні запаси нафти та газу.

Термодегідратаційний ярус відповідає пластовим температурам вище 120 °С, завдяки чому осадові породи зазнали ущільнення так як відповідають градації катагенезу МК₃₋₅ – АК₁₋₂. Тому високотемпературне перетворення порід та розсіяної органічної речовини змінює гідродинамічні умови, створюються нові об'єми відроджених підземних вод, вуглеводнів, СО₂ та інших флюїдів, розвантаження яких в умовах низької проникності середовища здійснюється, в основному, у вертикальному напрямку по тектонічних порушеннях.

Слід відмітити що глибокозанурені товщі характеризуються також значними пластовими тисками, які мають аномально високе значення. Головна частина зони газоутворення приурочена саме до зони цих умов.

Таким чином при розгляді й аналізі термобаричних умов у нижньому гідрогеологічному поверсі необхідно визначитися з положенням геоізотерм 110 °С та 120 °С, які будуть розмежовувати два різні за баричними властивостями яруси.

Для московського ярусу М-2 характерна ізотерма 110 °С, а для покладу Б – 3 температурні умови які сприятливі для утворення КФУ.

4.1.2 Визначення Т в межах термограми (інтерполяція)

При визначенні екстраполяцією термоградієнта ми отримали прогнозне значення температури до $-3751,2$, так як поклади залягають на інших глибинах застосовують метод інтерполяції, для прикладу на глибині 3550 метрів температура буде становити як різниця значення між сусідніми точками що ділиться на кількість метрів яка складає в даному інтервалі, одержимо такий результат:

$$T = \left[\frac{(120,1 - 117)}{100} \right] * 50 = 118,55$$

У відповідності із цим мною було визначено температуру на середу інтервалу покладів родовища, які наведені у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Початкова температура на середину інтервалу покладів у розрізі Сергіївського ГКР

Блок, гор.	а. в. середини покладів	а. в. УГВК, НГВП	$T_{пл}$, °С на середину покладу	T , К на середину покладу
південний М-2	-2846,4	-2932,7	98	371
північний М-2	-2916,3	-2967,5	100	373
південний Б-3	-3580,6	-3621,1	120	393

4.2 Розрахунок тиску

Визначення розподілу фонових гідростатичних тисків у розрізі Вишневського родовища здійснюється за результатами випробувань у водоносних горизонтах сусідніх родовищ. Отримано наступну таблицю:

Таблиця 4.4 – Виміру тиску у ВОДОНОСНИХ пластах для побудови лінії $P_{фон}$

Несв.	Рпл.Мпа	Н,м а.в.	Н,м	Ка
Нур. 6	29,5	-2677,8	2848	1,06
Мик. 10	30,1	-2713,7	2897	1,06
Мик. 11	30,9	-2820,4	2978	1,06
Макс. 1	38,7	-3394,9	3569	1,11
13	19,41	-1784,7	1985,6	1,00
5	20,10	-1837,7	2034	1,01
14	24,92	-2290,1	2460,2	1,03
16	25,91	-2367	2533,1	1,04
15	15,78	-1455,4	1628	0,99
5	19,57	-1809,7	2006	1,00
10	29,41	-2728,5	2888,5	1,04
8	23,29	-2072,1	2204,5	1,08

Умовний гідростатичний тиск це тиск стовпа ПРІСНИХ вод визначення якого ми проводимо за формулою:

$$P_{уг} = \frac{H + \rho}{102}$$

Де 102 це кількість метрів води що дорівнюють 1 МПа

На основі цього був розрахований умовний тиск до глибини 5 000 метрів.

Таблиця 4.5 – Результати визначення умовного гідростатичного тиску

Руг	
Р, МПа	Н, м
0	0
49,02	5000

4.2.1 Побудова лінії фонових тисків у глибинах та аб. Позначках, визначення ф-ли розподілу фонового тиску у водонапірній системі

Визначений умовний гідростатичний тиск та виміри у водоносних пластах сусідніх родовищ наносимо на графік, лінія тренду проведена через заміри у водоносних пластах і буде відображати розподіл фонового гідростатичного тиску у межах родовища, разом із замірами відображаємо фактичні виміри тиску у газоносних пластах нашого родовища які не впливатимуть на лінію тренду а призначені суто для порівняльної характеристики.

Таблиця 4.6 – Вимір тиску в межах Сергіївського родовища

св	гор	інт				Рпл, МПа	Ка	Сер. інт.		блок	УГВК	побудова	апикаль
		глибина		а.в.				глибина	а.в.				
св 3	М-2	3045	3023	-2900,6	-2878,6	32,66	1,10	3034	-2889,6	північний	-2967,7	30	-2865
св 7	М-2	3016	3000	-2883,4	-2867,4	32,2	1,09	3008	-2875,4		-2967,7	35	-2865
св 1	М???	2970	2950	-2823,3	-2803,3	31,66	1,09	2960	-2813,3	південний	-2884,7	30	-2760
св 6	М-2	2994	2967	-2860,3	-2833,3	32,21	1,10	2980,5	-2846,8		-2884,7	35	-2760

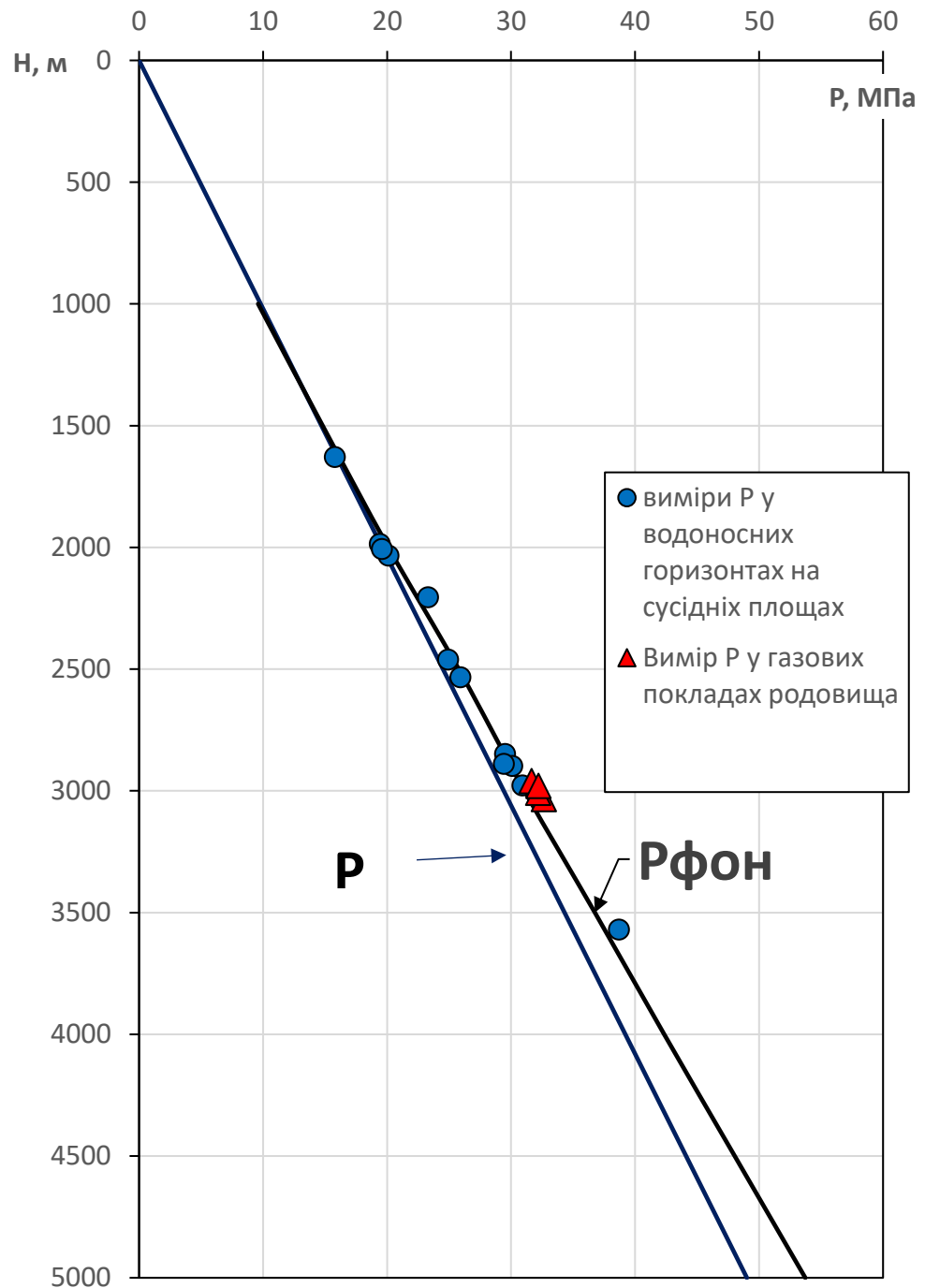


Рис. 4.3 – Розподіл пластових тисків з глибиною у розрізі Сергіївського ГКР

Для практичних розрахунків даний графік буде некоректний у зв'язку необхідністю переведенням його у абс. позначки тому визначення здійснюватимуть наступним чином.

На основі таблиці 4.5 було побудовано графік розподілу тиску із глиною. Через точки провели лінію тренду записавши її формулу:

Таблиця 4.7 – Дані для побудови графіка 4.4

Рпл.Мпа	Н,м а.в.	№св.
29,5	-2677,8	Нур. 6
30,1	-2713,7	Мик. 10
30,9	-2820,4	Мик. 11
38,7	-3394,9	Макс. 1
19,41	-1784,7	13
20,10	-1837,7	5
24,92	-2290,1	14
25,91	-2367	16
15,78	-1455,4	15
19,57	-1809,7	5
29,41	-2728,5	10
23,29	-2072,1	8
19,90	-1826	Волохівське С2m
31,37	-2820,7	Волохівське С2m
26,27	-2400	Балаклейська
24,90	-2286,7	Балаклейська
27,94	-2523,2	Шевченк
25,59	-2405	ово-
18,92	-1750	Близнюкі
29,41	-2791	в.

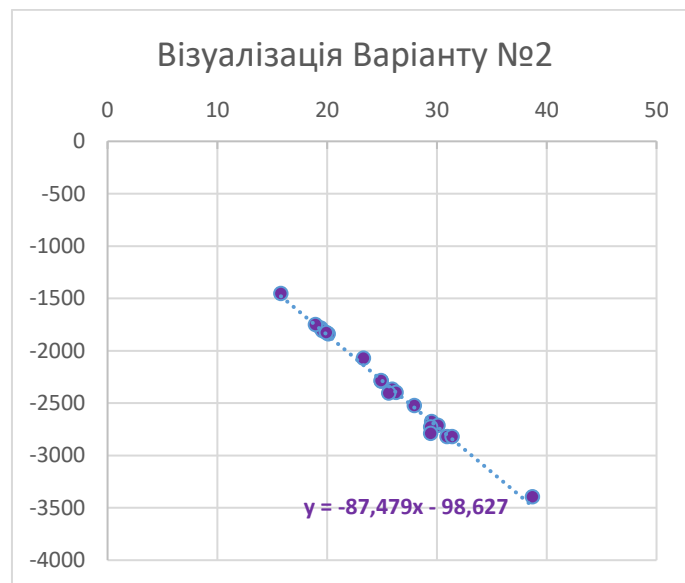


Рис. 4.4 – Лінія тренду для обґрунтування формули визначення тиску
Здійснивши інверсію лінію тренду отримаємо фонового тиску, на основі якого визначаємо розподіл тиску в розрізі Сергіївського ГКР в абсолютних позначеннях.

$$y = ax + b$$

$$x = \frac{y - b}{a}$$

Відповідно формула набуде вигляду:

$$P_{\text{фон}} = \frac{H + 107,88}{-86,662}$$

Де тангенс кута нахилу це густина. Розв'язавши дане рівняння підставивши для першої точки -1000 м. а для другої -4000 тримаємо розподіл тиску Сергіївського родовища в абс. позначках.

Слід звернути увагу що при розрахунках ми аналізували два варіанти вихідних даних: перший із меншою кількістю замірів та другий із значно більшою кількістю вимірів пластового тиску. При першому розрахунку градієнт тиску склав $j = 0,01154$, для другого $j = 0,01143$. Для розрахунків обраних варіант №2, через менший коефіцієнт градієнту тиску що більше відповідає пластовим водам.

Таблиця 4.8 – Розрахунок розподілу тиску в абс. позначках

Побудова лінії фонових тисків в а.в.		
Рпл.Мпа	Н,м	а.в.
10,30		-1000
44,60		-4000

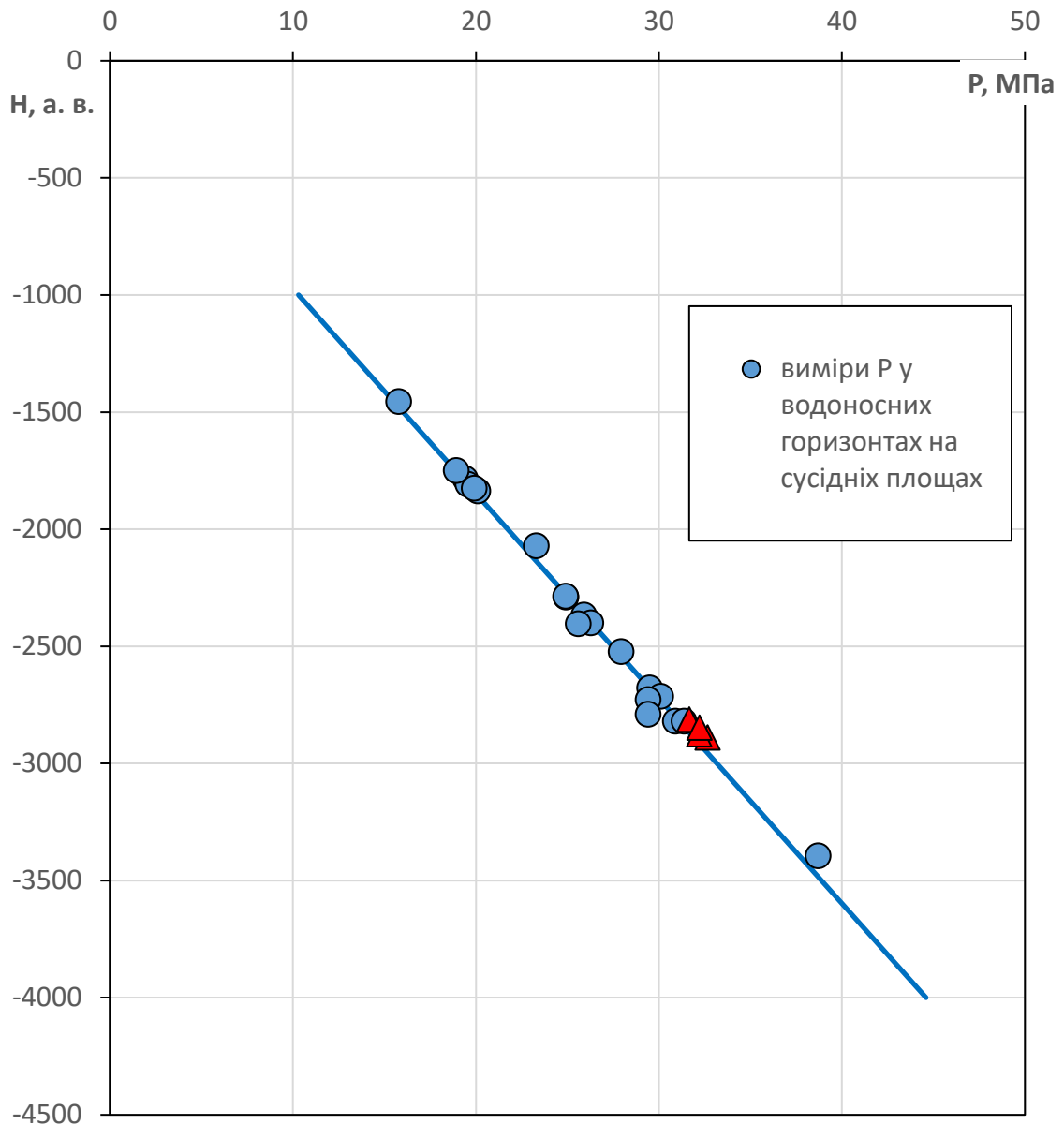


Рис. 4.5 – Розподіл пластових тисків з глибиною у розрізі Сергіївського ГКР в абсолютних відмітках

У водоносних горизонтах кайнозою та мезозою до глибини 1000 м пластові тиски не перевищують умовного гідростатичного. А починаючи з глибини 1500 м спостерігається зростання пластових тисків у водоносних горизонтах нижньопермсько-верхньокам'яновугільного водоносного комплексу. Відношення пластового тиску до умовного гідростатичного ($P_{пл}/P_{уг}$) поступово зростає від 1,00 до 1,06. У відкладах верхів московського ярусу воно вже дорівнює 1,10. Лінія розподілу фонових гідростатичних тисків в абсолютних

глибинах є лінійним трендом значень тисків у водоносних горизонтах, які було виміряно у свердловинах на сусідніх площах.

4.2.2 Визначення тисків у трьох покладах – від виміру та від ГВК

На основі визначеного фонового гідростатичного тиску та відомих апікалі та НВГП було створено термобаричну модель на основі якої були розраховані пластові тиски і температури на середини покладів родовища для яких і відбувалась геолого-економічна оцінка. Тому згідно розрахунків та зробленої термобаричної моделі було безпосередньо розраховані тиски у покладах Північного і Південного блоків горизонту М-2с Сергіївського родовища та тиски в межах горизонту Б-3 південного блоку.

Під час розвідки Сергіївського родовища було виміряно пластові тиски у горизонті М-2 у південному та північному блоці, свердловини №1, 6 та 3,7. Розрахунки здійснювались згідно врахуванням нижніх границь покладів у вигляді НГВП, у південному блоці УГК, на середині покладу.

Для розрахунків початкових пластових тисків використаний графоаналітичний метод, який базується на тому що у місті контакту водонапірної системи і газового покладу, їх тиски однакові. Тому знаючи тиск на контакті згідно зворотного барометричного закону можна розрахувати тиск на середу покладу, відповідно до цього формула матиме вигляд:

$$P_{\text{сер.пок}} = \frac{P_{\text{контакті}}}{e^S}$$

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho} * L}{Z_{\text{сер.}} * T_{\text{сер.}}}$$

$\bar{\rho}$ - відносна густина газу

P – виміряний тиск

L – відстань на яку розраховується тиск, М

$Z_{\text{сер.}}$ – середні коефіцієнти надстисливості газу при середніх тисках та температурі

$T_{\text{сер.}}$ – середня температура, К

$P_{\text{сер}}$ – середній тиск, МПа

Достовірність методу можна відмітити на рисунку 4.6 де у свердловині №1 тиск відповідає запропонованій геологічній моделі. Розрахунок наведений у таблиці 4.9. Виконі розрахунки згідно методики наведеної вище, проте коефіцієнт надстисливості газу Z нам надали вже визначений газовидобувним підприємством.

Таблиця 4.9 - 4.10 – Розрахунок тиску від контакту на середину покладу для горизонтів північного та південного блоку М-2с та Б-3

РОЗРАХУНКИ ТИСКУ ВІД КОНТАКТУ ДЛЯ ГОР. М-2 Півд. Блок та для гор. Б-3																
Горизонт	дата	Блок	апикаль, ав.	нгвп	абс. від. Сер. Газового покладу	$T, ^\circ\text{C}$ сер газ поклд	T, K сер газ поклд	Рфон на контакт з водою, МПа	Тфон на контакт з водою, $^\circ\text{C}$	Тфон на конт з водою, К	Н/2 газової частини	відн густ.газу	Z	S	e^s	Рсер покл, Мпа
М-2	15.03.2021	2 Північни	-2865	-2967,5	-2916,3	100,4	373,6	32,79	102,2	375,4	51,2	0,649	1,000114	0,00303	1,003034	32,70
М-2	16.03.2021	1 Південн	-2760	-2932,7	-2846,4	97,7	370,9	32,40	101,1	374,3	86,3	0,661	0,986822	0,005298	1,005312	32,23
Б-3	19.05.2021	1 Південн	-3550	-3621,1	-3585,6	121	394,2	40,27	122	395,2	35,55	0,661	1,083058	0,001877	1,001879	40,19

РОЗРАХУНОК ТИСКІВ ВІД ВІМІРУ У СВ. 3 ДЛЯ ГОР. М-2 Півн. Блок																	
блок	св	гор	Рпл, МПа	Ка	Сер. Інт.		температура		рахунок на	відстань L,м	температура на		відн густ.газу	Z	S	e^s	P - 3000м, Мпа
					глибина	ав.	$T, ^\circ\text{C}$	T, K			$T, ^\circ\text{C}$	T, K					
північний	св 3	М-2	32,66	1,10	3034	-2890	99,4	372,6	-2968	77,9	103,9	377,1	0,649	0,9984	0,0046	1,0046	32,81

Поклад московського ярусу горизонту М-2с у Південному блоці обмежується умовних газоводяним контактом який встановили геофізичні дослідження. Також у покладі на момент його розбурювання, відкриття було зроблені два виміри, у свердловині 1 і у свердловині 6.

У зв'язку із цим виходячи з положення що тиск у водонапірній системі і в газовому покладі на контакті дорівнюють один одному було розраховано тиск на контакті і потім по газовому газону було визначено тиск на середину покладу який майже співпав із виміром із свердловиною 6 що показує правильність прийнятої геологічної моделі покладу і те що виміряні тиски безпосередньо у свердловині 6 відповідають природнім умовам. Тиск у свердловині 1

знаходиться лівіше від виміру тиску у свердловині 6 тобто що може говорити про його невитримані умови. Тиск на середину покладу в результаті розрахунків склав 32,7 МПа.

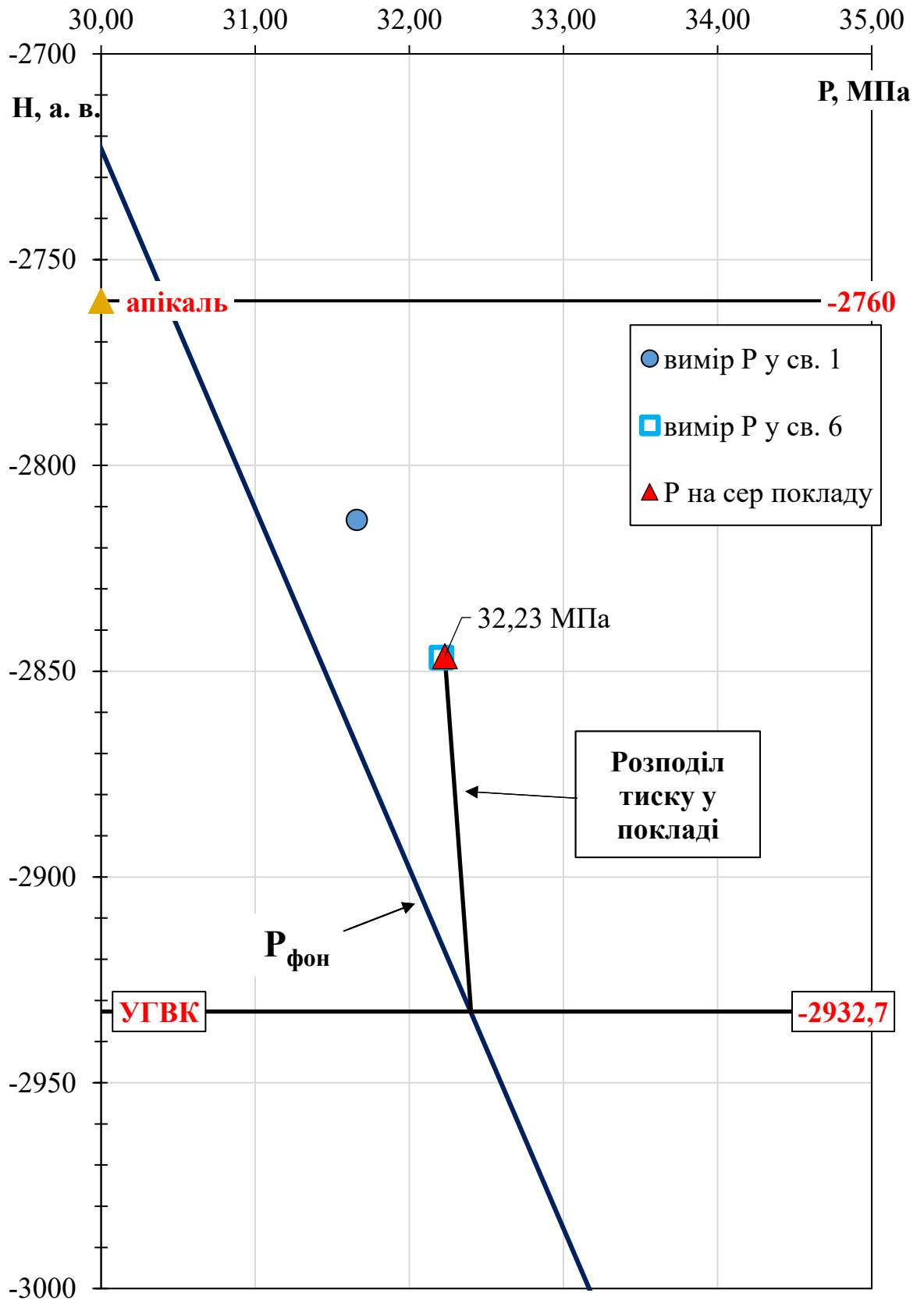


Рис. 4.6 – Розподіл початкових пластових тисків у покладі гор. М-2 південного блоку Сергіївського ГКР

Поклад московського ярусу горизонту М-2с у Північному блоці представлений нижньою межею визначеної продуктивності Також у покладі було зроблено два виміру тиску у свердловині 3 і у свердловині 7. Вимір у свердловині 3 знаходиться правіше від свердловини 7 тому ми будемо працювати із цим значенням. Оскільки це в нас НГВП тобто вона не підтверджена буріння, випробовуванням чи геофізикою то для перевірки правильності геологічної моделі від виміру у свердловині 3 по газовому закону було проведено лінія розподілу тисків і до її перетину із лінією фонових гідростатичних тисків, ця точка перетину співпала із прийнятою нижньою границею визначеної продуктивності, що також підтверджує правильність геологічної моделі покладу де потім буде запаси газу. Оскільки вимір тиску нижньої границі був значно вищий від середину покладу то по цій лінії розподілу на середину покладу був розрахований пластовий тиск який становить 32,7 МПа.

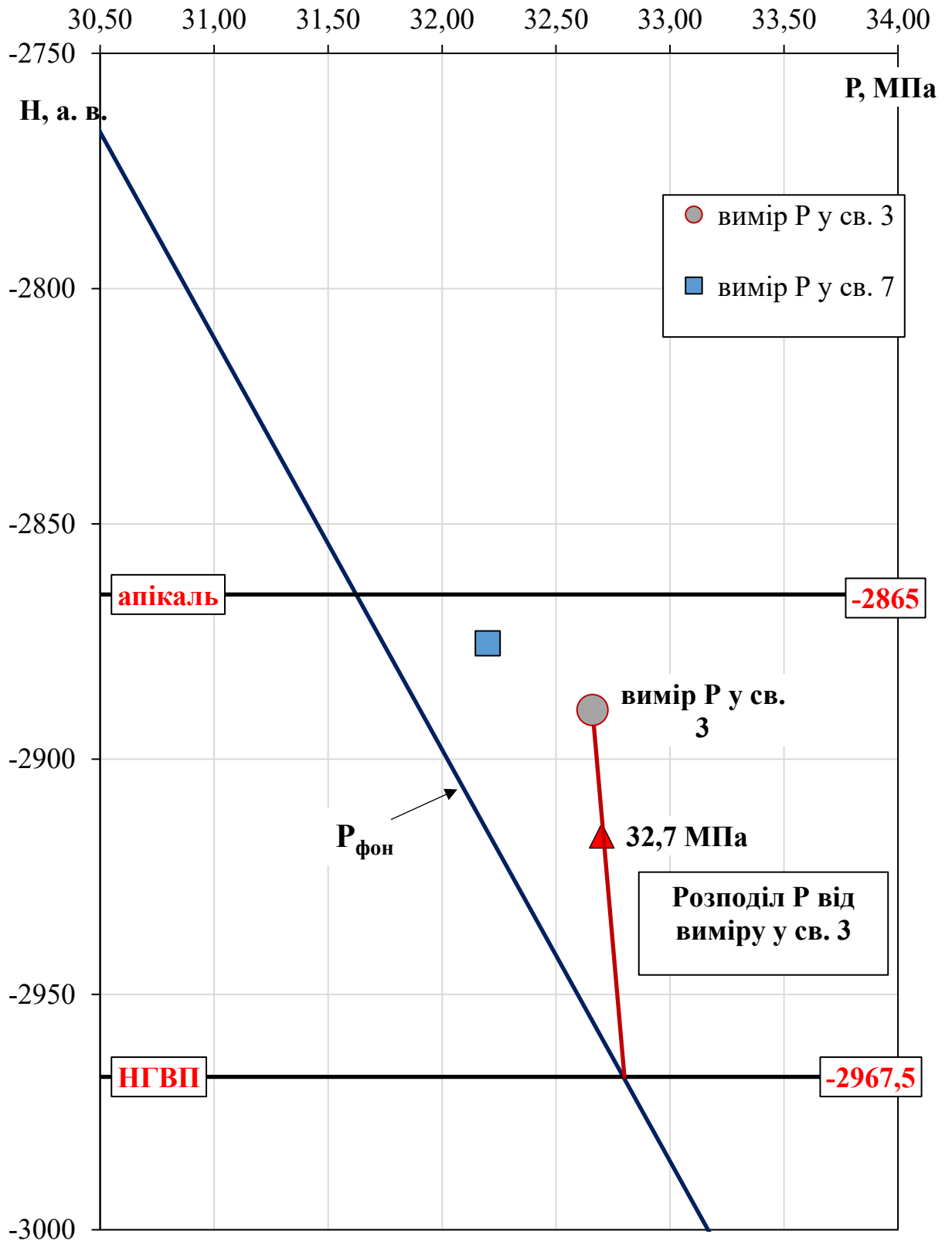


Рис. 4.7 – Розподіл початкових пластових тисків у покладі гор. М-2 північного блоку Сергіївського ГКР

Мій прогноз і моя наукова новизна базувалась на горизонті Б-3. В Покладі горизонту Б-3 Південного блоку не було вимірів пластових тисків але була визначена НГВП і по аналогії із московким горизонтом було також визначено пластовий тиск на середину покладу який за результатами визначень склав 40,19 МПа.

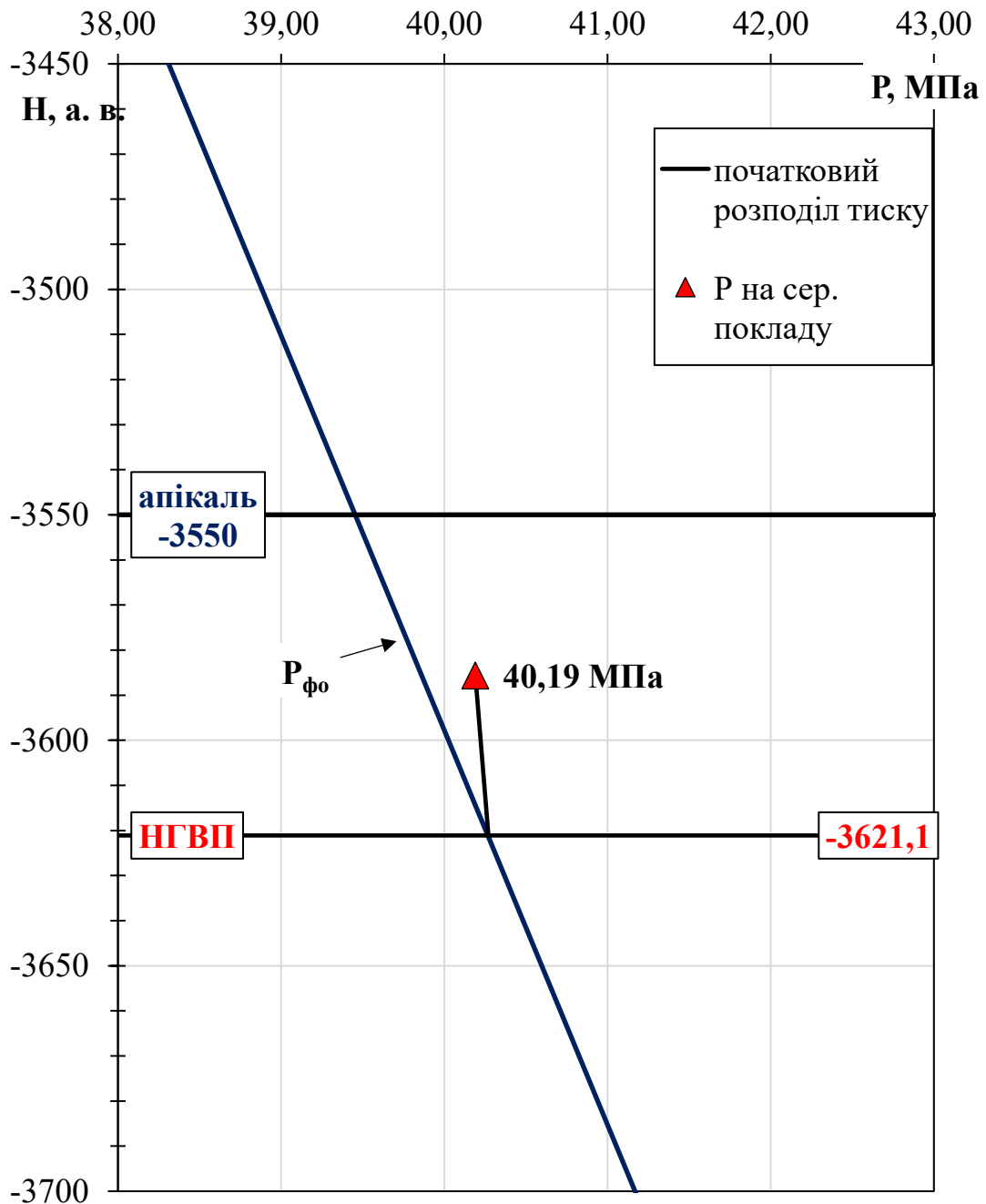


Рис. 4.8 – Розподіл початкових пластових тисків у покладі гор. Б-3 південного блоку Сергіївського ГКР

4.2.3 Визначення АВПТ у межах горизонту Б – 3

Визначення аномальності проводилось на основі розрахункового значення градієнта тиску який складає (0,002 МПа/метр) дві тисячних МПа на метр. Підхід прогнозу тисків під катагенетичним флюїдоупором або в термодегідратаційному явищі полягає в наступному: остання межа в межах якої може формуватися вуглеводні це фундамент. Якщо умовно поклад сформувався на фундаменті то ми знаємо тиск у водонапірній системі на фундаменті. Якщо уявити таку ситуацію що умовно газова бульбашка сформувалась на фундаменті то під дією фізичних та термобаричних умов відбувається поступова її міграція по тріщинах та розломах до надійної покривки у нашому випадку це верхня межа термодегідратаційного явища (КФУ). І здійснена побудована від фундаменту до апікалі покладу відобразить лінію максимально можливого розподілу тиску вуглеводнів по цій частині розрізу. (зрозуміло воно може бути й менше, але само головне це зробити поле тисків). Тобто за моделлю вертикальної гідрогеологічної зональності для нижнього гідрогеологічного поверху характерні два яруса це ярус седиментогенних вод та термодегідратаційних (термовідроджених) і саме для нижнього ярусу характерний розвиток аномально високих пластових тисків.

Тобто від нижньої межі у нашому випадку це фундамент, тиск проводиться по градієнту або по газовому закону (по газовому закону не проводили тому що ми не знаємо складу газу і буде значна похибка) а градієнт для прогнозного визначення задовільняє цю потребу. Маючи градієнт можемо здійснити побудову цієї лінії яка показує поле можливих тисків і максимальна величини це ікраз на верхній межі термодегідратаційного явища. Тобто верхня межа термодегідратаційного ярусу обмежується геоізотермою +120 градусів між геоізотермою +120 та +110 розташований катагенетичний який розділяє верхній ярус седиментогенних вод від нижнього термодегідратаційних. Градієнт тиску 0,002 МПа він визначений розрахунковий, тобто із даним градієнтом тиск змінюється, передається у газовому середовищі у цій частині розрізу.

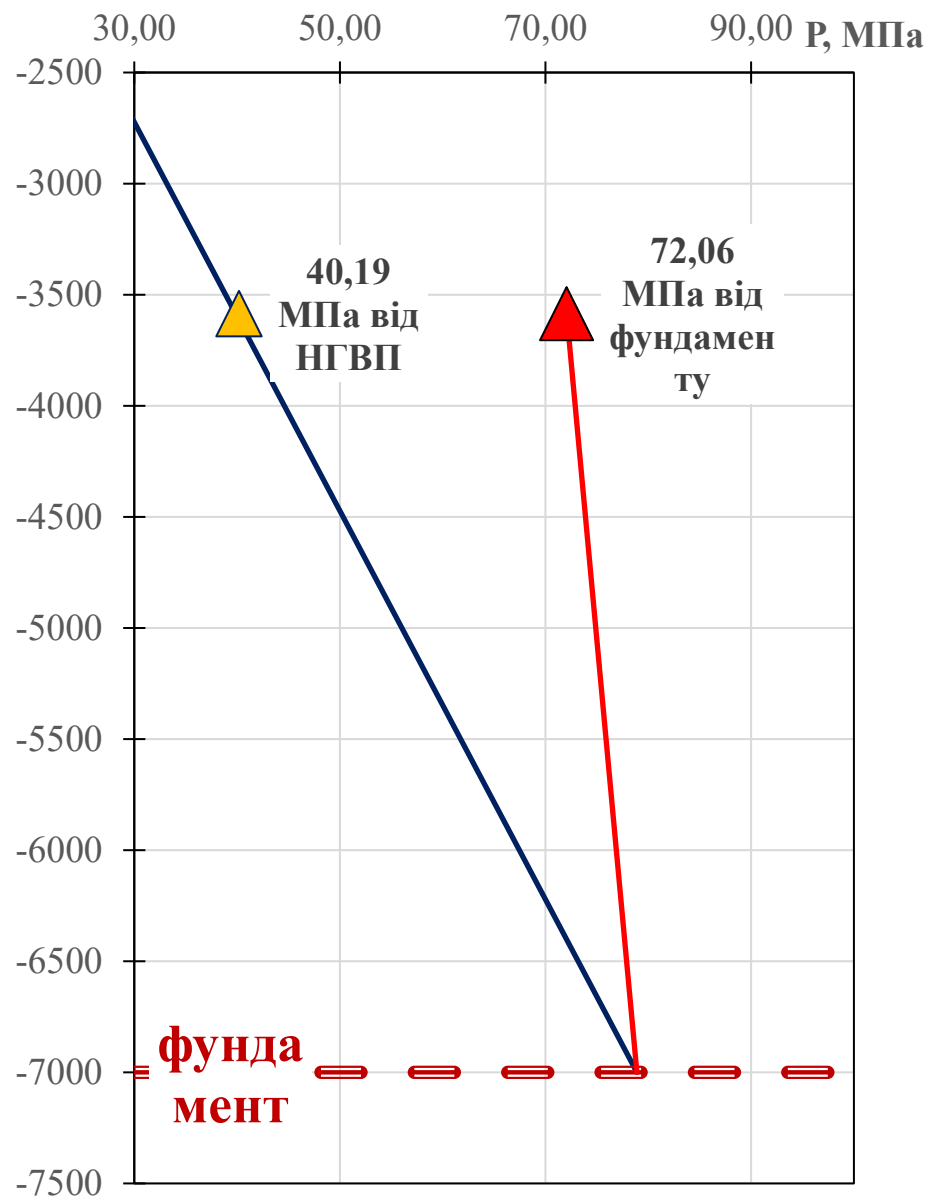


Рис. 4.9 – Розподіл максимального можливого пластового тиску у термодегідратаційному ярусі до середини покладу горизонту Б-3

Висновок до розділу

Даний розділ є ключовим для даного дослідження, виконано комплексне обґрунтоване визначення тиску на температури на середину покладу для московських та башкирського горизонту південного та північного блоків.

Проведено аналіз ізотерм 110 – 120 °С і їхню приуроченість катагенетичних процесів. Відмічено роль гідрогеологічного приурочення продуктивних горизонтів.

Розрахунок фонових гідростатичних тисків виконано на основі даних водоносних горизонтів сусідніх родовищ. Побудовано лінію тренду розподілу фонового тиску як у глибинах, так і в абсолютних позначках. Встановлено, що з глибини понад 1500 м у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі спостерігається поступове зростання пластових тисків і формування аномально високих значень, що узгоджується з уявленнями про вертикальну гідрогеологічну зональність.

Для горизонтів М-2с Північного та Південного блоків пластові тиски були визначені та перевірені шляхом зіставлення розрахункових значень із фактичними вимірами у свердловинах, що підтвердило правильність прийнятих геологічних моделей покладів. Отримане значення тиску на середину покладів московського ярусу становить близько 32,7 МПа.

Для горизонту Б-3 Південного блоку, де відсутні прямі виміри тиску, виконано прогнозне визначення пластового тиску на основі фонового гідростатичного тиску та моделі вертикальної міграції флюїдів. Отримане значення тиску на середину покладу 40,19 МПа свідчить про можливий розвиток аномально високих пластових тисків у межах термодегідратаційного ярусу.

Отже мною розраховано тиск та температура продуктивних горизонтів Сергіївського родовища, результати передані структурам яка займаються безпосереднім підрахунком запасів нафти та газу.

ВИСНОВКИ

У ході виконання даної магістерської роботи було опановано та практично застосовано методи розрахунку пластових тисків і температур, що є важливими складовими геолого-економічної оцінки нафтогазоносних покладів. Проведені розрахунки дали змогу не лише узагальнити наявні геолого-геофізичні матеріали, а й виконати прогноз можливого розвитку аномально високих пластових тисків у покладі горизонту Б-3, що є особливо актуальним у разі отримання позитивного висновку щодо подальшої дорозвідки родовища.

Ключовим результатом магістерської роботи стало комплексне визначення температурних і тискових параметрів на рівні середини покладів московського та башкирського горизонтів у межах Північного й Південного блоків родовища. На основі аналізу термометричних даних із використанням методів інтерполяції та екстраполяції було уточнено температурний режим продуктивних горизонтів. Особливу увагу приділено аналізу положення ізотерм 110–120 °С, які відіграють суттєву роль у контролі розвитку катагенетичних процесів, формуванні вторинного флюїдоупору та, відповідно, умов збереження вуглеводневих скупчень.

Побудова лінії фонового гідростатичного тиску як у глибинах, так і в абсолютних позначках, дозволила встановити закономірності зростання пластових тисків із глибиною. Отримані результати підтвердили наявність сприятливих умов для формування аномально високих пластових тисків у межах нижнього гідрогеологічного поверху, що має важливе значення для прогнозування ускладнень при бурінні та розробці глибокозанурених горизонтів.

Розрахункові значення пластових тисків для горизонту М-2с, які становлять близько 32,7 МПа, були зіставлені та підтверджені фактичними вимірами у свердловинах. Це свідчить про коректність прийнятих геологічних, термобаричних і гідродинамічних моделей, а також про надійність отриманих результатів. Для горизонту Б-3 Південного блоку вперше виконано прогнозне

визначення пластового тиску на рівні 40,19 МПа. Крім того, для даного покладу було визначено характер розподілу максимально можливого пластового тиску в межах термодегідратаційного ярусу до середини покладу горизонту Б-3, що дозволяє більш обґрунтовано оцінювати ризики, пов'язані з проявами АВПТ.

Таким чином, у магістерській роботі повністю вирішено поставлені науково-практичні завдання. Отримані результати мають важливе прикладне значення для уточнення підрахунку запасів газу та конденсату Сергіївського газоконденсатного родовища. Вони можуть бути використані при плануванні подальших геологорозвідувальних робіт, прогнозуванні термобаричних умов, а також при проєктуванні раціональної та безпечної розробки глибокозанурених продуктивних горизонтів Дніпровсько–Донецької западини.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Атлас родовищ нафти і газу України Східний нафтогазоносний регіон т.2 . – Львів : УНГА, 1998. – 921 с.
2. Роботи по тематиці дослідження кандидата геологічних наук Бенько Володимир Михайлович – реферат Івано – Франківськ, 2010. – 22 ст.
3. Наукова стаття: Аналіз геотермічних параметрів нафтогазових родовищ центральної частини Дніпровсько-Донецької западини А.П. Усенко, О.В. Усенко – Київ, 2010. – 18 с.
4. Усенко А. П. Розподіл теплових характеристик в північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Доп. НАН України. 2019. № 7. С. 44—51.
5. Усенко А. П. Розподіл теплових характеристик в центральній частині південно-західного борту Дніпровсько-Донецької западини. Доп. НАН України. 2017. № 6. С. 58—61.
6. Усенко А. П. Залежність геотермічного градієнта від розташування покладів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині. Доп. НАН України. 2014. № 12. С. 106—112.
7. Інструкція по комплексному дослідженню газових та газоконденсатних пластів та свердловин. Г.А. Зотов, З.С. Алієв. – 1980. – 301с.
8. Рудько Г.І., Михайлів І.Р. Геолого-економічна оцінка нафтових і газових родовищ: навчальний посібник. Київ – Чернівці: Букрек, 2021. 128 с. ISBN 978-966-694-372-2
9. Михайлів І.Р. Дипломування здобувача ступеня магістра: метод. і вказівки / І.Р. Михайлів. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2024. - 25 с.
10. Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М., Григіль В.Г. Підрахунок запасів нафти і газу. – Київ-Чернівці: Букрек, 2016. – 592 с.
11. Національні та міжнародні системи класифікації запасів і ресурсів корисних копалин: стан та перспективи гармонізації: монографія / Г. І.

- Рудько, О. В. Нецький, М. В. Назаренко, С. А. Хоменко. – Київ - Чернівці: Букрек, 2012. – 240 с.
12. Орлов О. О., Євдощук М. І., Омельченко В. Г., Трубенко В. М, Чорний М. І. Нафтогазопромислова геологія. – Київ „Наукова думка”, 2005
 13. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. Львів, 2003
 14. Ляху М.В. «Підрахунок запасів нафти і газу». Конспект лекцій. – Івано-Франківськ, 2008.
 15. Підрахунок запасів нафти і газу: Лабораторний практикум.– івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. – 161 с.
 16. Ляху М.В. Підрахунок запасів нафти і газу: Курсове проектування. – івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017.- 68 с.
 17. Класифікації запасів корисних копалин державного фонду. - Київ, 1997.
 18. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. - Київ, 1998.
 19. Методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти і газу у надрах і їхньої класифікації. Затв. Держ. Комісією України по запасах корисних копалин № 775 від 29.21.2016 р.
 20. Методичні рекомендації щодо застосування класифікації запасів та ресурсів нафти і газу за системою управління вуглеводневими ресурсами (Petroleum Resources Management System – PRMS). - Київ, 2021.
 21. Методичні вказівки щодо змісту, оформлення та порядку подання в ДКЗ України матеріалів техніко-економічного обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу відповідно до Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин. - Київ, 2019.
 22. Структурна геологія та геокартування: конспект лекцій. – Івано-Франківськ: Броніцька Н.В. ІФНТУНГ, 2021. – 154 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Магістерська робота виконана згідно з темою: “ Аналіз термобаричних умов Сергіївського родовища з метою геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів”.

I. Пояснювальна записка складається з таких основних частин:

1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2 ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ
ГОРИЗОНТІВ ДНІПРОВСЬКО – ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

3 ТЕОРЕТИЧНИЙ АСПЕКТ ТЕРМОБАРИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЯКІ
ПРОВОДЯТЬ З МЕТОЮ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ

4 РОЗРАХУНОК ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ТА ОЦІНКА ЗАПАСІВ
ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ У МЕЖАХ СЕРГІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА

II. Презентація в PowerPoint

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А



NOVI
TALANTI



Аналіз термобаричних умов родовища з метою геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів

На прикладі Сергіївського газоконденсатного родовища

Сергій ГРИЦІВ, ст.гр. НЗГм-24-1
Ірина МИХАЙЛІВ, науковий керівник від ІФІ ІТУ ІІГ
Віталій САМОЙЛОВ, куратор від АТ “Укргазвидобування”



NOVI
TALANTI

АКТУАЛЬНІСТЬ





- ✍️

Термобаричні параметри є критично необхідними та незамінними для підрахунку запасів вуглеводнів;
- 🧪

Змога встановити фізико-хімічну характеристику газу та рідини;
- ⚙️

Дають змогу простежити безліч технологічних параметрів які застосовують при видобуванні нафти та газу;

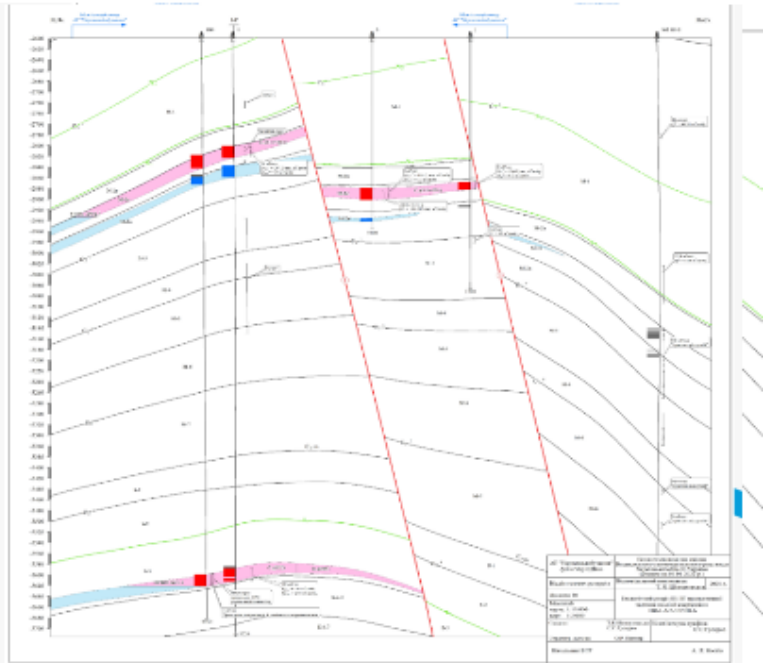


Гідрогеологія

У родовищі виділяють два гідрогеологічних поверхні верхній та нижній.

- верхній вміщує в собі води інфільтраційного походження;

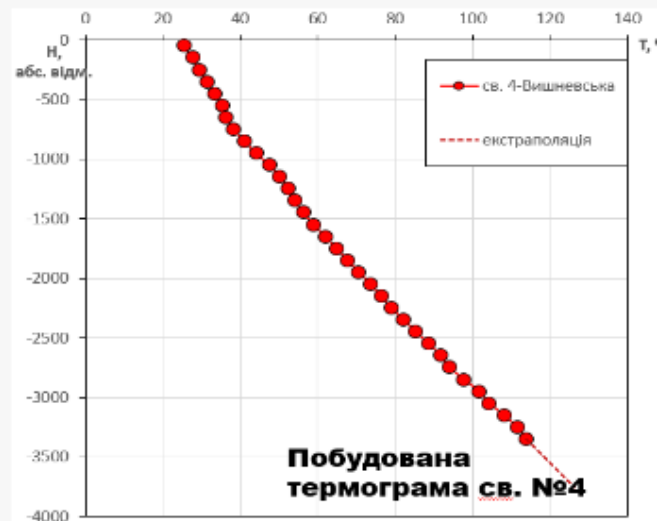
- нижній поділяється на верхній ярус переважного розвитку седиментогенних вод з елізійним режимом та нижній ярус відроджених вод термогедрататійного походження



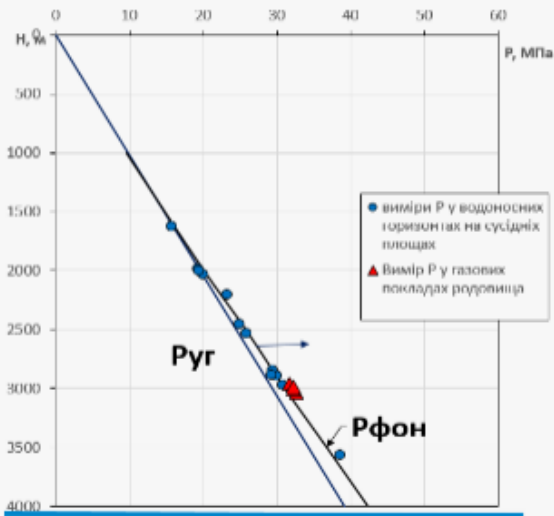
ПРОГНОЗ ТЕМПЕРАТУР ЗА МЕЖАМИ ТЕРМОГРАМИ (ЕКСТРАПОЛЯЦІЯ)

Термогр.св.4			
T, °C	H, m	H, абс. від м	gradt °C/m
67,9	2000	-1851,2	0,029
70,8	2100	-1951,2	0,029
73,8	2200	-2051,2	0,030
76,5	2300	-2151,2	0,027
79,2	2400	-2251,2	0,027
82,4	2500	-2351,2	0,032
85,5	2600	-2451,2	0,031
88,8	2700	-2551,2	0,033
91,9	2800	-2651,2	0,031
94,2	2900	-2751,2	0,023
97,9	3000	-2851,2	0,037
101,8	3100	-2951,2	0,039
104,5	3200	-3051,2	0,027
108,2	3300	-3151,2	0,037
111,6	3400	-3251,2	0,034
113,9	3500	-3351,2	0,023
117		-3451,2	
120,1		-3551,2	
123,2		-3651,2	grad
126,3		-3751,2	T=0,031

Екстраполяція

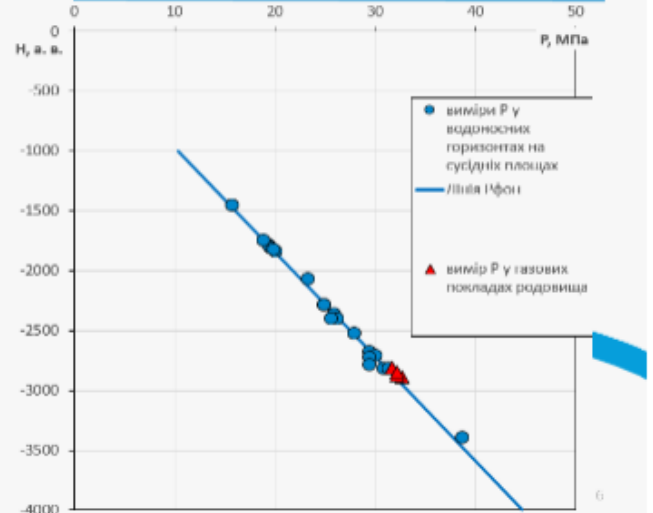


ДОДАТОК Г

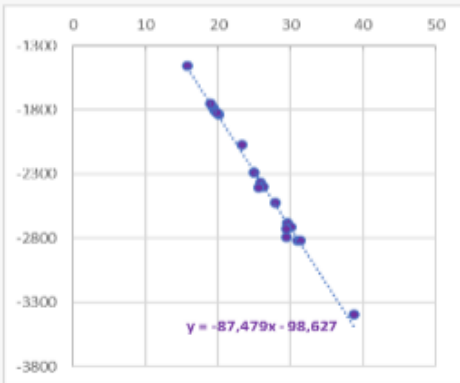


Розподіл пластових тисків з глибиною

Розподіл пластових тисків у позкачках



Рівняння діаграми



$$P_{фон} = (H + 98,627) / -87,479$$

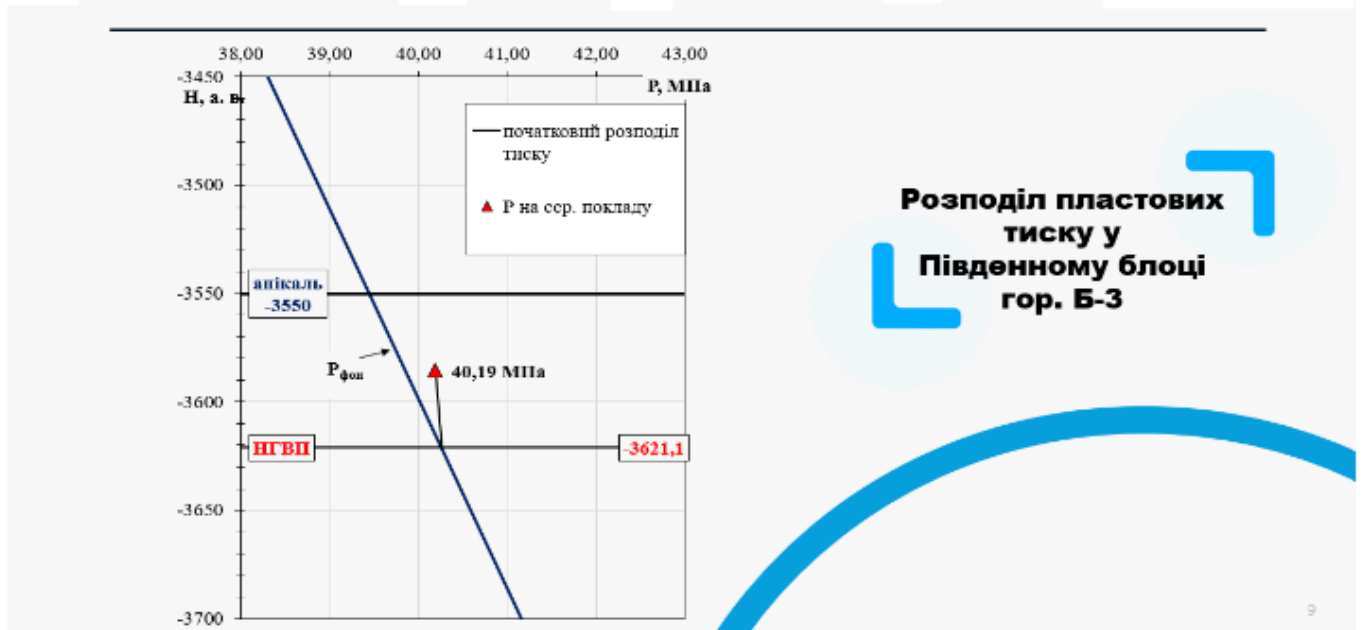
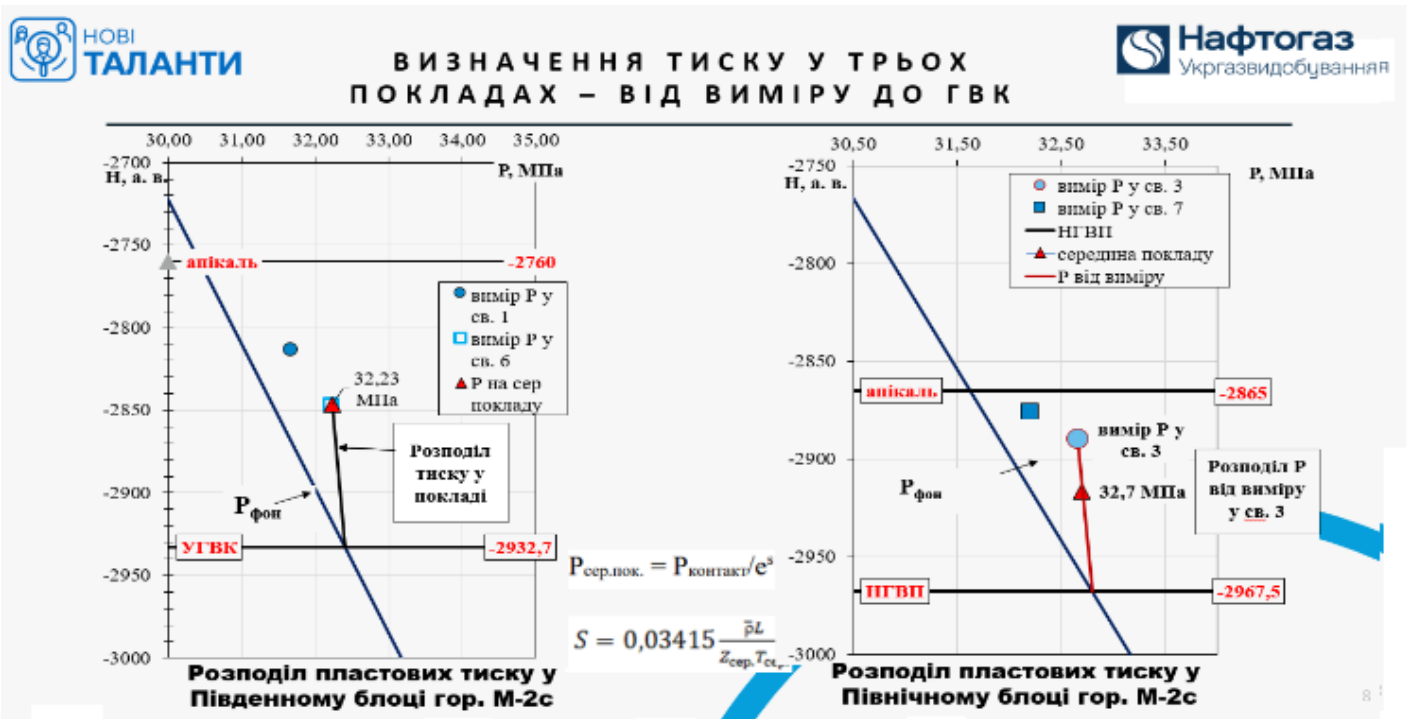
Рпл, Мпа	Н, м а.в.
10,30	-1000
44,60	-4000

Побудова лінії фонових тисків в аб. позначках

Рпл, Мпа	Н, м а.в.	Позв.
29,5	-2677,8	Нур. 6
30,1	-2713,7	Мик. 10
30,9	-2820,4	Мик. 11
38,7	-3194,9	Мик. 1
19,41	-1784,7	13
20,10	-1817,7	5
24,02	-2290,1	14
25,01	-2367	16
15,78	-1455,4	15
19,57	-1809,7	5
29,41	-2728,5	10
23,29	-2072,1	8
19,90	-1826	Волохівсь
31,37	-2820,7	Волохівсь
26,27	-2400	Якляківсь
24,90	-2286,7	ВАНІСЬКІ
27,94	-2523,2	Шевченк
25,50	-2405	Ізюм-
18,92	-1750	Ільїнські
29,41	-2791	а.

Виміри тисків у сусідніх площах

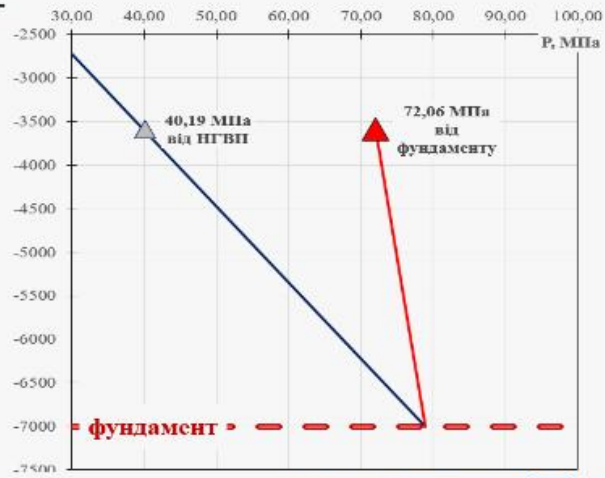
ДОДАТОК Д



ДОДАТОК Е

ВИЗНАЧЕННЯ АВПТ У МЕЖАХ ГОРИЗОНТУ Б-3

**Розподіл
АВПТ у
Південному
блоці гор. Б-3**



ВИСНОВОК:

Пласт	Блок	Тип покладу	Прийнята НГВП	Апікаль	ТЕМПЕРАТУРА, К	ТИСК, Мпа	АВПТ, Мпа
М-2с	Південний (I)	ГК	-2932,7	-2760	370,90	32,23	-
М-2с	Північний (II)	ГК	-2967,2	-2865	373,60	32,70	-
Б-3	Південний (I)	ГК	-3621,1	-3550	394,20	40,19	72,06

Ka=2,0

**Зведена таблиця результатів
підрахунку термобаричних
параметрів**