

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ГРН

_____ Ірина МИХАЙЛІВ
“ _____ ” _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ**

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

Студент Гаврон Богдан Васильович
(прізвище, ім'я, по батькові)
Тема магістерської роботи Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок
запасів газу і конденсату Романського родовища

затверджена наказом ректора університету від “ 28 ” листопада 2025 р. № 737/7
2. Термін здачі студентом закінченої роботи 20 грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові матеріали ГПУ «Шебелинкагазвидобування»
2. Опублікована література по району досліджень
3. Власні спостереження і узагальнення під час навчання і практик.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які належить розробити):

Вступ.

1. Загальні відомості про родовище
2. Геологічна будова та газонасиченість.
3. Геолого-розвідувальні та експлуатаційні роботи.
4. Обґрунтування параметрів покладів і підрахунок запасів.
5. Ефективність і якість геологорозвідувальних робіт.

Висновок

Перелік використаних джерел

5. Перелік графічних додатків:

1. Підрахунковий план продуктивного горизонту В-1ба.
2. Підрахунковий план продуктивного горизонту В-1бб.
3. Геологічні розрізи по лініях I-I, II-II, III-III.
4. Схема кореляції продуктивних відкладів.
5. Карти ефективних газонасичених товщин.
6. Схема випробування продуктивних відкладів.

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)

7. Календарний план

№	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1	Одержання завдання і розробка плану виконання проекту	28.11.2025	<i>Виконано</i>
2	Підготовка базових геолого-геофізичних матеріалів	29.11.2025	<i>Виконано</i>
3	Обґрунтування об'єкту та методу підрахунку	02.12.2025	<i>Виконано</i>
4	Обґрунтування підрахункових параметрів	05.12.2025	<i>Виконано</i>
5	Підготовка даних і розрахунки на ЕОМ	10.12.2025	<i>Виконано</i>
6	Оформлення тексту та графіки	18.12.2025	<i>Виконано</i>
7	Здача роботи на кафедрі	20.12.2025	<i>Виконано</i>

8. Дата видачі завдання 28.11.2025 р.

Завдання видав керівник

(підпис)

проф. Хомин В.Р.

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

(підпис)

Гаврон Б.В.

(прізвище та ініціали)

Анотація

Магістерська робота містить: сторінок 81, таблиць 20, рисунків 16, графічних додатків 6.

У даній магістерській роботі наведено короткий нарис району робіт, розглянута геологічна будова, газоносність, описані пошуково-розвідувальні роботи, які були проведені на Романському родовищі, представлені результати випробування і дослідження свердловин, відомості про підрахунок запасів газу і конденсату.

Ключові слова: підрахункові параметри, продуктивний горизонт, поклад, підрахунок запасів, об'ємний метод.

Annotation

The master's thesis contains: pages 81, tables 20, figures 16, graphic appendices 6.

This master's thesis provides a brief outline of the work area, examines the geological structure, gas content, describes the exploration and reconnaissance work that was carried out at the Romanskoye field, presents the results of testing and research of wells, information on the calculation of gas and condensate reserves.

Keywords: calculation parameters, productive horizon, deposit, calculation of reserves, volumetric method.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
1. Загальні відомості про родовище.....	8
1.1 Адміністративно-географічне розташування.....	8
1.2 Природно-кліматичні умови.....	8
1.3 Геолого-геофізична вивченість.....	11
2. Геологічна будова родовища та газоносність.....	14
2.1 Стратиграфія.....	14
2.2 Тектоніка.....	22
2.3 Газоносність.....	31
2.4 Водоносність.....	36
3. Геологорозвідувальні та експлуатаційні роботи.....	42
3.1 Пошуково-розвідувальні роботи.....	42
3.2 Результати випробування та дослідження свердловин.....	47
4. Обґрунтування параметрів покладу і підрахунок запасів.....	63
4.1 Обґрунтування методу підрахунку запасів.....	63
4.2 Характеристика газоконденсатних покладів.....	64
4.3 Обґрунтування положення контуру газоносності та категорійності запасів.....	65
4.4 Обґрунтування підрахункових параметрів.....	66
4.5 Результати підрахунку запасів.....	76
5. Ефективність і якість геологорозвідувальних робіт.....	78
Висновки.....	80
Список використаної літератури.....	81

Вступ

Актуальність теми. Сьогодні в нашій державі є актуальна проблема подальшого незалежного розвитку паливно-енергетичного комплексу. З цією метою першочергово необхідно раціонально використовувати вже розвідані запаси на відкритих родовищах, а також спрямовувати зусилля на видобуток вуглеводнів на законсервованих та щойно відкритих родовищах.

Мета та завдання дослідження. Виходячи із ступеня вивчення об'єкту, газоносності надр, геолого-технічних умов та економічного положення району, метою є провести підрахунок запасів газу і конденсату у нижньовізейських відкладах Романського родовища.

Завдання проектних робіт, які повинні бути розв'язані для досягнення цієї мети наступні:

- уточнення геологічної будови у нижньовізейських відкладів Романського родовища з метою визначення можливої площі газоносності перед постановкою експлуатаційного буріння свердловин;
- оцінка запасів вуглеводнів категорії C_2 із можливістю переведення в промислову категорію C_1 ;
- визначення межі розповсюдження газових покладів горизонтів В-16а, В-16б;
- визначення меж розділів газ-вода газових покладів горизонтів В-16а та В-16б;
- вивчення і уточнення колекторських властивостей продуктивних горизонтів нижньовізейських відкладів лабораторними методами;
- отримання необхідних промислово-геофізичних висновків для уточнення коефіцієнтів пористості, газонасиченості та ефективних товщин продуктивних горизонтів;
- встановлення термобаричних умов продуктивних горизонтів;
- визначення характеру газонасичення колекторів горизонтів В-16а та В-16б у нижньовізейських відкладах;

- отримання достовірних матеріалів, які дозволять обґрунтувати підрахункові параметри для підрахунку запасів газу;
- підготувати родовище до дослідно-промислової експлуатації.

Об'єкт дослідження – Романське родовище.

Предмет дослідження – горизонти В-16а та В-16б.

Методи дослідження:

- графо-аналітичний та аналітичний метод,
- метод комплексних геолого-геофізичних досліджень;
- проведення комплексного геолого-геофізичного аналізу об'єктів дослідження.

Наукова новизна результатів — за результатами виконаного аналізу геолого-промислових параметрів нижньовізейського розрізу та продуктивних горизонтів В-16а, В-16б створено сучасну геолого-геофізичну модель Романського родовища.

Практична цінність результатів. За результати проведених досліджень у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини дають змогу раціонально та економічно доцільно проводити подальшу розробку Романського газоконденсатного родовища.

1 Загальні відомості про родовище

1.1 Адміністративно-географічне розташування

В адміністративному відношенні Романське газоконденсатне родовище знаходиться на території Харківського та Чугуївського районів Харківської області (рисунок 1.1).

Площа ліцензійної ділянки – 51,2 км².

Найближчими населеними пунктами є село Кам'яна Яруга, що розташоване безпосередньо на площі робіт, та села Заріжне, Романь, Новопокрівка. Обласний центр м. Харків та районний центр м. Чугуїв розташовані відповідно в 12,0 км на захід та 2,0 км на схід від площі робіт.[7]

Населені пункти пов'язані між собою автомобільними дорогами, через ділянку робіт проходить шосейна магістраль. Найближча залізнична станція розташована в м. Чугуїв. [5]

1.2 Природно-кліматичні умови

Ландшафт району - степовий з невеликими лісовими масивами. Рельєф місцевості представлений горбистою рівниною, ускладненою густою сіткою ярів та балок, заплавами річок Чугуївка та Студенок, що належать до басейну живлення р. Сіверський Донець. Вузький потічок Чугуївка, береги якого заболочені і поросли густою болотною рослинністю.

Максимальні відмітки рельєфу приурочені до водорозділів і досягають 170 м, мінімальні - до балки потічка, де вони становлять 110 м.

Ґрунтовий покрив представлений переважно чорноземом (0,6-0,7 м), суглинками та глинами.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура становить близько +6 °С. Мінімальні температури характерні для січня (-34 °С), максимальні - для липня (+27-32 °С). Глибина промерзання ґрунту - 0,8 -1,2 м. Середньорічна кількість опадів становить 500-650 мм. Вітри переважно північно-західного та західного напрямків. [5]

Тривалість опалювального сезону 6 місяців (15 жовтня – 15 квітня).

В економічному відношенні район робіт сільськогосподарський, густозаселений. Основне заняття населення — землеробство та роботи на підприємствах районного та обласного центрів.

З корисних копалин добувають пісок і глину для будівництва.

Найближче Васищівське газоконденсатне родовище розташоване в південно-західному напрямку на відстані 7,5 км від площі проектних робіт [5].

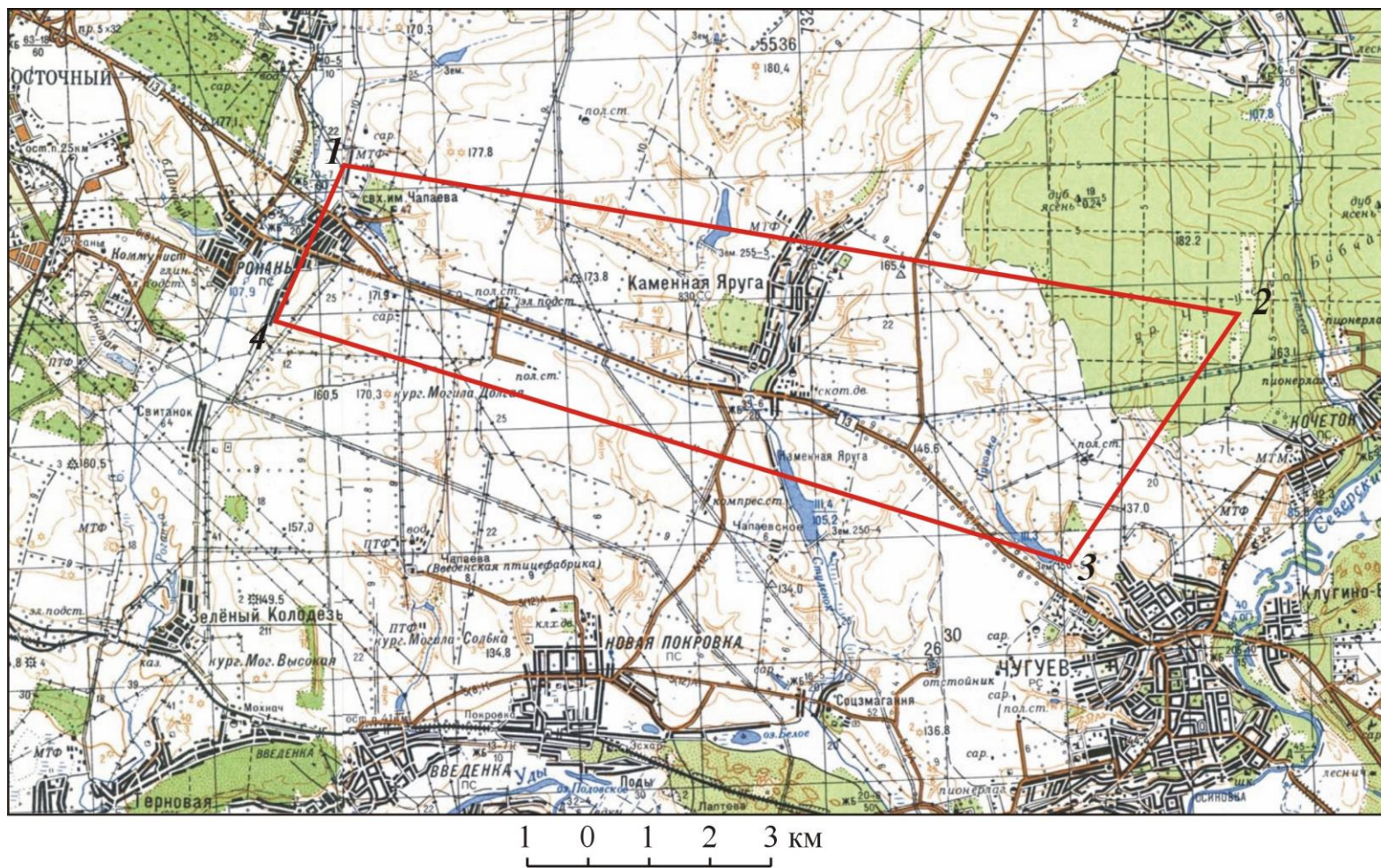


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району Романського родовища

1.3 Геолого-геофізична вивченість

Основні відомості про геологічну будову району робіт базуються на результатах сейсморозвідувальних робіт і даних буріння пошукових свердловин №1-Романська та №2-Романська.

За результатами сейсморозвідувальних робіт методом КМЗХ, які виконувались на даній території в різні роки, починаючи з 1961 року було встановлено складчастий характер рельєфу фундаменту.

Вперше Романсько-Чугуївська зона підняття по відкладах нижнього карбону виявлена в результаті роботи с.п. 31-34/88 СУГРЕ в 1988-91 рр. (від. виконавці Н.П. Зателепа, Д.Ф. Левішко) [1].

Крім цього, в межах Романської площі в 1992-93 рр. з метою детального вивчення її геологічної будови і прогнозування геологічного розрізу виконані детальні комплексні геофізичні дослідження, які включали: гравіметричну і магнітну зйомки в масштабі 1:10000 (сітка 100×100 м, точність 0,033 мГал і 3,2 нТл відповідно), електророзвідку методом багатокомпонентних ЧЗ (сітка 500×500 м, точність вимірів 5,55 %).

Роботами с.п. 31-34-40/90 СУГРЕ в 1990-1994 рр. була більш детально вивчена будова Романської площі, яка при проведенні сейсмічних робіт входила до Харківської ділянки досліджень.

За результатами проведених робіт в 1994 році був складений сейсмічний паспорт на Романську площу (Д.Ф. Левішко) [2].

В 2005 році на основі паспорту був складений «Проект пошуків покладів нафти та газу на Романській площі» [3]. Проектом передбачалося буріння чотирьох пошукових свердловин №№ 1, 2, 3, 4. Незалежні свердловини №№ 1, 2 проектувалися на Романському та Чугуївському структурних елементах відповідно. Свердловини №№ 3, 4 були залежні.

У 2005 році сейсмопартією 31/05 СУГРЕ на Хмарівській площі (до складу ділянки, що вивчалась сейсморозвідкою входила і Романська площа) були проведені сейсмічні дослідження МСГТ, за результатами яких уточнена її будова.

У 2007 році сейснопартією 31/07 СУГРЕ на Романській площі було відпрацьовано 7 профілів МСГТ. За результатами робіт побудовано структурні карти по горизонтах $V_{B_2-п}$, $V_{B_2}^1$ та $V_{B_1}^1$.

Буріння свердловини №1-Романська проводилося в 2008-2009 роках. В розрізі свердловини за даними ГДС встановлено два газонасичені пласти в продуктивному горизонті В-16.

У 2011 р. науково-виробниче підприємство УНГА (Українська нафтогазова академія) виконало «Геолого-економічну оцінку запасів і ресурсів газу та конденсату Романської площі Харківської області».

У 2012 р. пробурена свердловина №2-Романська, яка була закладена в склепінній частині Чугуївського підняття. Вибій свердловини знаходиться на глибині 2520 м.

У 2013 р. спеціалістами СУГРЕ був проведений геолого-геофізичний моніторинг геологорозвідувальних робіт на Романській площі. Дані отримані в результаті проведених робіт стали основою для уточнення геологічної будови родовища та були використані при виконанні даної роботи.

Перелік проведених досліджень (робіт) по виявленню та розвідці Романського газоконденсатного родовища наведений у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Геолого-геофізична вивченість родовища

№ з/п	Автори звіту, рік, назва підприємства, що проводило роботи	Вид і масштаби робіт	Основні результати досліджень
1	2	3	4
1	Регіональна електрометрична зйомка. 1955-58рр.	1:100 000 1:200 000	Складений приблизний геоелектричний розріз, виділена північна бортова і заглиблена зона ДДз.
2	Профільне буріння на ділянці робіт «Люботин-Чугуїв». 1959р.		Побудована структурна карта району робіт по покрівлі сеноманського ярусу.
3	Сейсморозвідувальні роботи методом КМЗХ. 1961р.		Встановлено складнопобудований характер рельєфу фундаменту.
4	Аеромагнітна зйомка північної частини ДДз. 1968-70рр.	1:50 000 1:200 000	Складені карти графіків (ΔT_a) і карта аномального магнітного поля (ΔT_a) ДДз.
5	Сейснопартіями 234/77, 233/77, 234/79, 234/86, 235/89 проведені гравіметричні дослідження.	1:50 000	Виявлені позитивні аномалії гравітаційного поля.

Закінчення таблиці 1.1

1	2	3	4
6	Н.П. Зателепа, Д.Ф. Левішко, сейсмпартіями 31-34/88 проведені сейсмо-геологічні дослідження району робіт.		Виявлена по відкладах нижнього карбону Романсько-Чугуївська зона піднять.
7	Г.п. 235/91 на Північно-Скворцівській площі північного борту ДДз проведена детальна гравіметрична та магнітна зйомки. 1992р.	1:10 000	Підтверджена модель геологічної будови Романської площі.
8	Д.Ф. Левішко. Детальні сейсмічні дослідження.		Складений паспорт на Романську площу.
9	Г. Чертова. «Проект пошуків покладів нафти і газу на Роганській площі». ДП Полтава РГП. 2005р.	проект	Проектом передбачалося буріння чотирьох пошукових свердловин №№ 1, 2, 3, 4.
10	31/05 СУГРЕ проведені сейсмічні дослідження на Хмарівській площі. 2005р.		Проведені сейсмічні дослідження МСГТ, за результатами яких уточнена будова Романської структури.
11	Сейсмпартією 31/07 СУГРЕ відпрацьовано 7 профілів МСГТ. 2007р.		За результатами робіт побудовано структурні карти по горизонтах V _{B2-п} , V _{B2} ¹ та V _{B1} ¹ .
12	Науково-виробниче підприємство УНГА. 2011 р.		Проведена «Геолого-економічна оцінка запасів і ресурсів газу та конденсату Романської площі Харківської області».

2 Геологічна будова родовища та газоносність

2.1 Стратиграфія

В геологічному розрізі Романського газоконденсатного родовища присутні відклади від протерозойської до кайнозойської ератем включно. [7]

В таблиці 2.1 наведені стратиграфічні розбивки розрізів свердловин Романського газоконденсатного родовища.

Протерозойська ератема (PR)

Породи фундаменту представлені гранітами, плагіогранітами, гранітогнейсами. Це кристалічні породи, головні мінеральні складові – кварц, польові шпати, слюди, рогова обманка. В більшості випадків кристалічні породи мають чіткі сліди дислокаційних, гідротермальних і низькотемпературних змін: катакластичні структури, розсланцювання, розвиток вторинних низькотемпературних мінералів.

Кристалічні породи є складними колекторами, в яких ефективною ємністю служать міжагрегатні пори та тріщини.

Вся товща кристалічних порід розбита вертикальними і субвертикальними тріщинами. Розкрита товщина порід фундаменту становить 59 м.

Палеозойська ератема (PZ)

Відклади палеозойської ератеми представлені кам'яновугільною системою, зокрема її нижнім, середнім і верхнім відділами.

Нижній відділ (C₁)

Нижньокам'яновугільні відклади з різкою стратиграфічною і кутовою неузгодженістю залягають на породах кристалічного фундаменту і складені породами візейського та серпуховського ярусів.

Візейський ярус (C_{1V})

Представлений на родовищі лише в об'ємі верхнього під'ярусу.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1V2})

Верхньовізейські відклади неузгоджено залягають на породах кристалічного фундаменту. В розрізі під'ярусу присутні відклади XII, XI і X

мікрофауністичних горизонтів. Нижня частина під'ярусу, в об'ємі XIIa м.ф.г., відсутня.

XII м.ф.г. представлений літологічними пачками В-19-18, В-17. В літологічному відношенні XII м.ф.г. представлений перешаруванням аргілітів, пісковиків та вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, алевритисті, горизонтально-шаруваті, слабослюдисті.

Пісковики сірі, темно-сірі, з легким коричневим відтінком, дрібно-середньозернисті, міцні, масивні.

Вапняки темно-сірі до чорних, глинисті.

XI м.ф.г. в нижній частині представлений прошарками аргілітів та пісковиків, в верхній частині - аргілітами.

Аргіліти темно-сірі, алевритисті, вапнисті, щільні. Вапняки темно-сірі до чорних, глинисті, з чисельним органічним детритом, з вкрапленістю піриту.

Пісковики сірі, темно-сірі з коричнюватим відтінком, дрібно-середньозернисті, кварцові, з полімінеральним цементом.

Відклади об'єднуються в літологічні пачки В-16, В-15.

X м.ф.г. літологічно представлений глинисто-алевролітовою товщею, з прошарком пісковика в покрівельній частині. Відклади об'єднані в літопачку В-14.

Товщина відкладів верхньовізейського під'ярусу 164 м .

Серпуховський ярус (C_{1s})

В розрізі серпуховського ярусу присутні відклади нижньо- та верхньосерпуховського під'ярусів.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Виділяється в об'ємі IX мікрофауністичного горизонту і представлений однорідною аргілітовою товщею з рідкими прошарками алевролітів.

Аргіліти темно-сірі до чорних, слабослюдисті, алевритисті, ущільнені, з дзеркалами ковзання [5].

Відклади згруповані у літологічні пачки С-23 - С-16.

Розкрита товщина відкладів під'ярусу складає 111 м .

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1S2})

Виділяється об'ємі VIII та VII-V мікрофауністичних горизонтів.

В розрізі свердловини № 1 внаслідок скидового порушення, яке підсічене на глибині 2343 м, відсутня більша частина відкладів VIII м.ф.г. (70 м по співставленню з свердловиною Васищівська-1). Таким чином, потужність відкладів VIII м.ф.г. складає лише 31 м. В розрізі виділені фрагменти літопачок С-6 і С-9. Представлені відклади аргілітами з прошарком вапняку.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, прошарками слабослюдисті, горизонтальношаруваті, з включенням бурого сидериту, з вуглистим рослинним детритом, вкрапленістю піриту.

Відклади VII-V м.ф.г. за даними ГДС представлені в нижній частині пісковиками, а в верхній частині розрізу – переважно аргілітами з прошарками пісковиків і глинистих вапняків [5].

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слабослюдисті, з прошарками сидериту, з вуглефікованими рослинними рештками, вкрапленістю піриту, горизонтальношаруваті, щільні.

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібно-середньозернисті, кварцові, каолінізовані, з включеннями гальки сидериту і кварциту.

Вапняки темно-сірі, глинисті, доломітизовані, органогенно-детритові, тріщинуваті.

Відклади об'єднані в літологічні пачки С-5, С-4 і С-3 .

Товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу складає 179 м.

Середній відділ (C₂)

Представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2b})

Відклади башкирського ярусу зі стратиграфічним неузгодженням залягають на верхньосерпуховських утвореннях. Представлені нижнім і верхнім під'ярусами [5].

Таблиця 2.1 – Стратиграфічні розбивки розрізів свердловин Романського газоконденсатного родовища

Свердловина	Романська-1				Романська-2			
Альтитуда стола ротора, м	159,5				157,1			
Вибій, м	2691				2554			
Відділ, ярус	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка з урахуванням кривизни	Товщина, м	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка з урахуванням кривизни	Товщина, м
Q+N+E	0	0	159,5	210	0	-	157,1	208
K ₂	210	0	-50,5	410	208	-	-50,9	410
K ₁	620	0,1	-460,5	56	618	-	-460,9	47
J ₃	676	0,2	-516,4	207	665	-	-507,9	165
J ₂	883	0,2	-723,3	167	830	-	-672,9	170
J ₁	-	-	-	-	-	-	-	-
T	1050	0,3	-890,3	84	1000	-	-842,9	70
P	-	-	-	-	-	-	-	-
C ₃	1134	0,4	-974,2	496	1070	-	-912,9	339
C _{2m}	1630	0,5	-1470,1	235	1409	-	-1251,9	379
C _{2b}	1865	0,5	-1705,0	311	1788	-	-1630,9	342
C _{1s}	2176	0,6	-2016,0	292	2130	-	-1972,9	249
C _{1v}	2468	0,6	-2307,9	164	2379	-	-2221,9	122
PR	2632	0,7	-2471,9	59	2501	-	-2343,9	53

Нижньобашкирський під'ярус. В розрізі під'ярусу присутні відклади світ C_2^0 , C_2^1 . Представлений розріз товщею карбонатно-глинистих порід, в середній частині товщі присутній шар глинистого пісковика.

Аргіліти темно-сірі, горизонтальношаруваті, вапнисті, алевритисті.

Вапняки сірі до зеленувато-сірих, пелітоморфні, глинисті, щільні та тонкозернисті, доломітизовані, кавернозні. Товщини окремих пластів вапняків складають від 1 до 15 м.

Пісковики сірі, кварцові, з карбонатним цементом.

Відклади об'єднані в літологічні пачки Б-13-12, Б-11, Б-10.

Верхньобашкирський під'ярус. В складі під'ярусу виділені аналоги світ Донбасу C_2^2 , C_2^3 , C_2^4 . Розріз складений переважно теригенними породами – перешаруванням потужних шарів пісковиків, аргілітів, алевролітів. Тонкі карбонатні прошарки зустрічаються по всьому розрізу.

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, поліміктові, кварцові з полімінеральним цементом.

Аргіліти темно-сірі до чорних, прошарками сірі з зеленуватим відтінком, алевритисті, горизонтально-шаруваті, міцні.

Алевроліти сірі, світло-сірі, поліміктові, шаруваті.

Вапняки сірі, світло-сірі, з жовтим відтінком, кристалічнозернисті, прошарками глинисті.

Породи об'єднані в літологічні пачки Б-8-9, Б-6-7, Б-3-4-5 та Б-1-2.

Розкрита товщина відкладів башкирського ярусу складає 508 м. [5]

Московський ярус (C_{2m})

Відклади московського ярусу розкриті в обсязі світ C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 .

Розріз світи C_2^5 складений ритмічним перешаруванням аргілітів, пісковиків та алевролітів. В розрізі світ C_2^6 та C_2^7 переважають аргіліти з прошарками вапняків.

Аргіліти сірі, зеленувато-сірі, алевритисті, слабослюдисті, тонкошаруваті, з вуглефікованими рослинними рештками та карбонатними конкреціями.

Пісковики світло-сірі, сірі, зеленувато-сірі, поліміктовітові, глинисті, вапнисті, дрібно- та середньозернисті.

Вапняки сірі, бурувато-сірі, мікрозернисті, щільні, міцні.

Відклади об'єднуються у літологічні пачки М-7, М-6, М-5, М-4, М-3, М-2.

Товщина відкладів ярусу 418 м.

Верхній відділ (C₃)

Верхній відділ кам'яновугільної системи представлений в розрізі свердловини 1-Роганська світами C₃¹, C₃².

Відклади світи C₃¹ представлені аргілітами та окремими шарами вапняків.

В розрізі світи C₃² переважають пісковики та алевроліти. Аргіліти сірі, зеленувато-сірі, темно-сірі, слабослюдисті, з вуглефікованими рослинними рештками, горизонтальношаруваті, щільні, міцні.

Пісковики сірі та зеленувато-сірі, від дрібно- до крупнозернистих, поліміктові, вапнисті, глинисті, слабослюдисті, міцні. Алевроліти темно-сірі, слюдисті, некарбонатні.

Вапняки сірі, іноді з коричневим відтінком, дуже щільні, частково або повністю перекристалізовані, з тріщинами.

Товщина верхньокам'яновугільних відкладів складає 204 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена юрською та крейдовою системами. Відклади тріасової системи відсутні внаслідок регіонального розмиву.

Юрська система (J)

Відклади юрської системи з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягають на поверхні утворень касимівського ярусу (світа C₃²) кам'яновугільної системи. Представлена середнім та верхнім відділами. [5]

Середній відділ (J₂)

Середній відділ розкритий в об'ємі байоського (J_{2b}), батського (J_{2bt}) та келовейського (J_{2k}) ярусів. Складений переважно глинами з прошарками

пісковиків. В подошовній частині келовейського ярусу залягає 10-метровий шар вапняку.

Глини сірі, темно-сірі, піщанисті, слюдисті, в'язкі.

Пісковики сірі з прошарками темно-сірих глин, в яких залягає товща в'язких глин, які чергуються з слабозцементованими кварцовими пісковиками та пісками.

Вапняки сірі, темно-сірі, глинисті, щільні.

Верхній відділ (J₃)

Представлений оксфордським (J_{3o}) та кімериджським (J_{3km}) ярусами. Розріз оксфордського ярусу складений глинами блакитно-сірими, вапнистими, щільними. Розріз кімериджського ярусу представлений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті.

Глини сіро-зелені, вапнисті, щільні, в верхній частині строкатобарвні. Товщина відкладів юрської системи складає 357 м.

Крейдова система (K)

Представлена нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (K₁)

Нерозчленовані відклади нижнього відділу зі стратиграфічним неузгодженням залягають на поверхні кімериджського ярусу. Складені пісковиками сірими, світло-сірими, кварцовими, різнозернистими, рихлими з прошарками глин світло-сірих, зеленувато-сірих.

Товщина нижньокрейдових відкладів становить 39 м.

Верхній відділ (K₂)

Відклади верхнього відділу розкриті в об'ємі сеноманського, туронського, коньякського, сантонського та кампанського ярусів.

Представлені крейдою білою, писальною, з прошарками світло-сірих крейдоподібних мергелів.

Товщина верхньокрейдових відкладів становить 445 м. [5]

Кайнозойська ератема (KZ)

Представлена палеогеновою, неогеновою, четвертинною системами.

Палеогенова система (P)

Відклади системи залягають зі стратиграфічним неузгодженням на крейдових відкладах. Представлені сірими, зеленувато-сірими, кварцово-глауконітовими пісками, зелено-сірими мергелями та глинами.

Неогенова система (N)

Представлена пісками та в'язкими строкатобарвними глинами.

Четвертинна система (Q)

Відклади системи представлені лесовидними суглинками сірими, супісками та пісками.

Загальна товщина відкладів кайнозойської ератеми складає 207 м. [5]

2.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Романська структура розташована в центральній частині північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

Для району робіт характерна дислокація нижньокам'яновугільних відкладів. На даній території розвинуті згідні та незгідні скиди. Останні в регіональному плані розвинуті в межах великих виступів фундаменту, що обмежують зворотньо-ступінчасті блоки, розташовані один за одним. Амплітуда їх змінюється від 100 до 300 м. В осадовому чохлі зворотньо-ступінчастим блокам фундаменту відповідають антиклінальні зони підняття.

Романська площа підготовлена до глибокого пошукового буріння сейсмічними дослідженнями 31/90 (СУГРЕ). За результатами цих робіт були побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах $V_{B1}^1(C_1S_2)$, $V_{B2-n}(C_1V_2)$, $V_{B2}^1(C_1V_2)$.

На структурному плані відбиваючого горизонту $V_{B2-n}(C_1V_2)$ (рисунок 2.1), площа робіт являла собою антиклінальну зону субширотного напрямку, що простягається вздовж незгідного скиду. До її складу входили Романське та Чугуївське підняття. Структури мали асиметричну будову крил.

Північні крила були дуже короткі і зрізані незгідним скидом. Південні протяжні, які поступово переходили в монокліналь і ускладнені поперечними скидами амплітудами від 25 до 50 м, що розділяють дані структури одну від одної. Чугуївське склепіння згідно побудов було гіпсометрично вище на 100 м від Романського і має абсолютну відмітку апікальної частини -2450 м.

Розміри Романської структури, в цілому, по відбиваючому горизонту $V_{2-n}(C_1V_2)$ в межах ізогіпси -2775 м складала 6,75×1,75 км, площа – 12,55 км², амплітуда – 225 м. Чугуївське склепіння розмірами 5,5×2,5 км, мало площу – 8,83 км², амплітуда складки – 225 м. [1]

По верхньовізейських відкладах на рівні відбиваючого горизонту $V_{2^1}(C_1V_2)$ (рисунок 2.2), Романська структура, в основному, повторювала нижчезалягаючий горизонт. Розбіжності заключаються в більшій видовженості Романської антиклінальної складки, а також у зменшенні амплітуди незгідного скиду. [3, 5]

По відбиваючому горизонту $V_{2^1}(C_1V_2)$ Чугуївське склепіння вже гіпсометрично знаходиться вище від Романського на 150 м. [1]

Розміри Романської структури по ізогіпсі -2600 м складають 8×1,55 км, площа – 10,13 км², амплітуда складки – 200 м. Чугуївське підняття по тій же ізогіпсі -2600 м має розміри 6×2,4 км, площа - 13,5 км², амплітуда склепіння - 350 м.

Побудови по відбиваючому горизонту $V_{1^1}(C_1S_2)$ суттєво відрізняються від вищезгаданих. Зникає поперечне порушення, яке роз'єднує Романське і Чугуївське підняття. Значно зменшується амплітуда незгідного скиду і розміри підняття (рисунок 2.3). [1]

У цілому Романська площа представлена також, як і на попередніх сейсмічних горизонтах, двома брахіантиклінальними склепіннями північно-західним – Романським, південно-східним – Чугуївським, роз'єднаними між собою сідловиною. Підняття витягнуті в північно-західному напрямку і зрізані на півночі незгідним скидом, амплітудою 150 м. Розміри Чугуївського склепіння по ізогіпсі -2050 м - 4,2×1,55 км, амплітуда складки – 100 м.

Розміри Романської структури по вищезгаданій ізогіпсі -2050 м –
1,6×0,5 км, амплітуда 25 м.

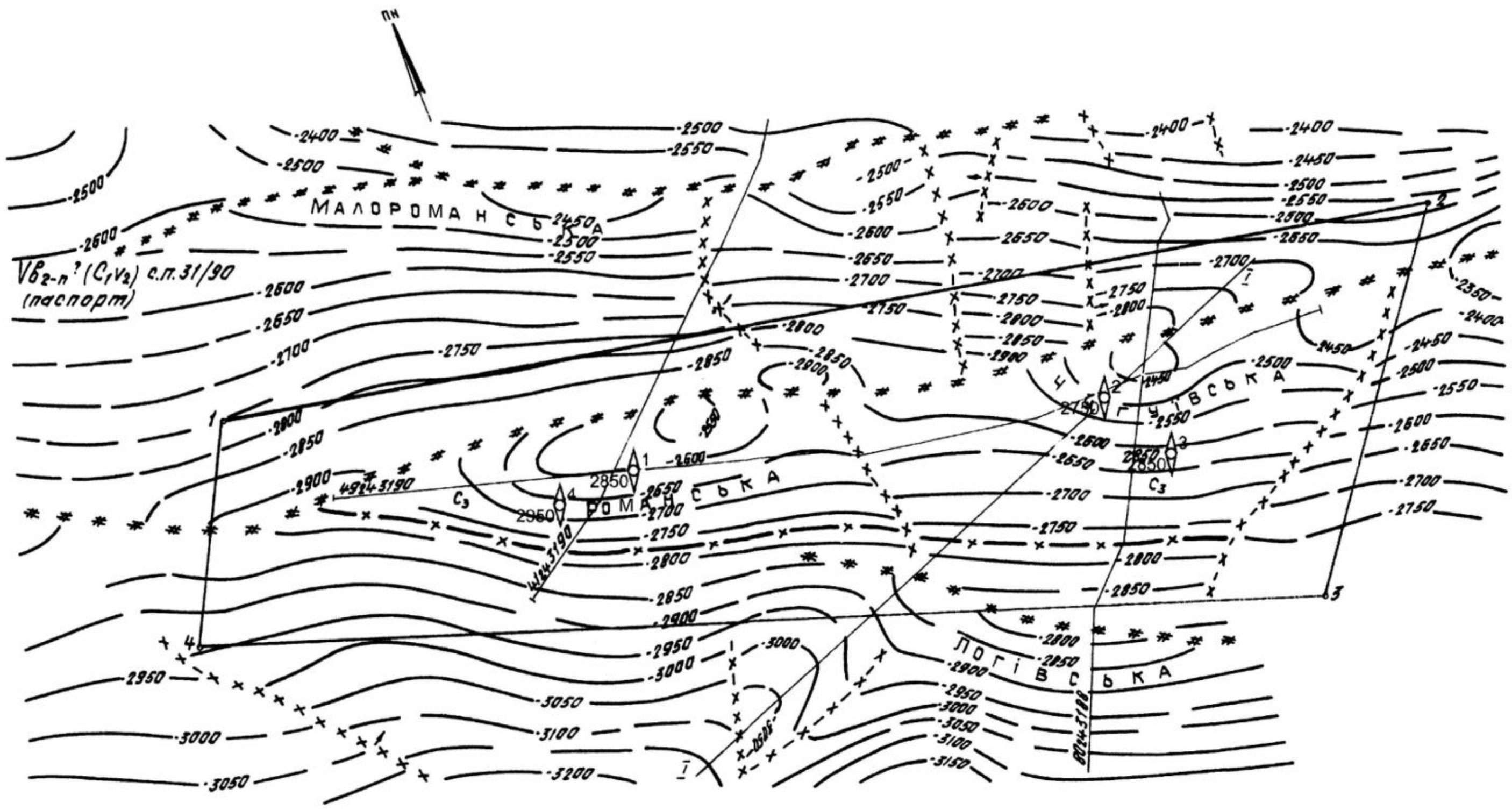


Рисунок 2.1 – Структурна карта по відбиваючому горизонту V_{B2-n}(C₁V₂) с.п. 31/90 СУГРЕ
Масштаб 1:50 000

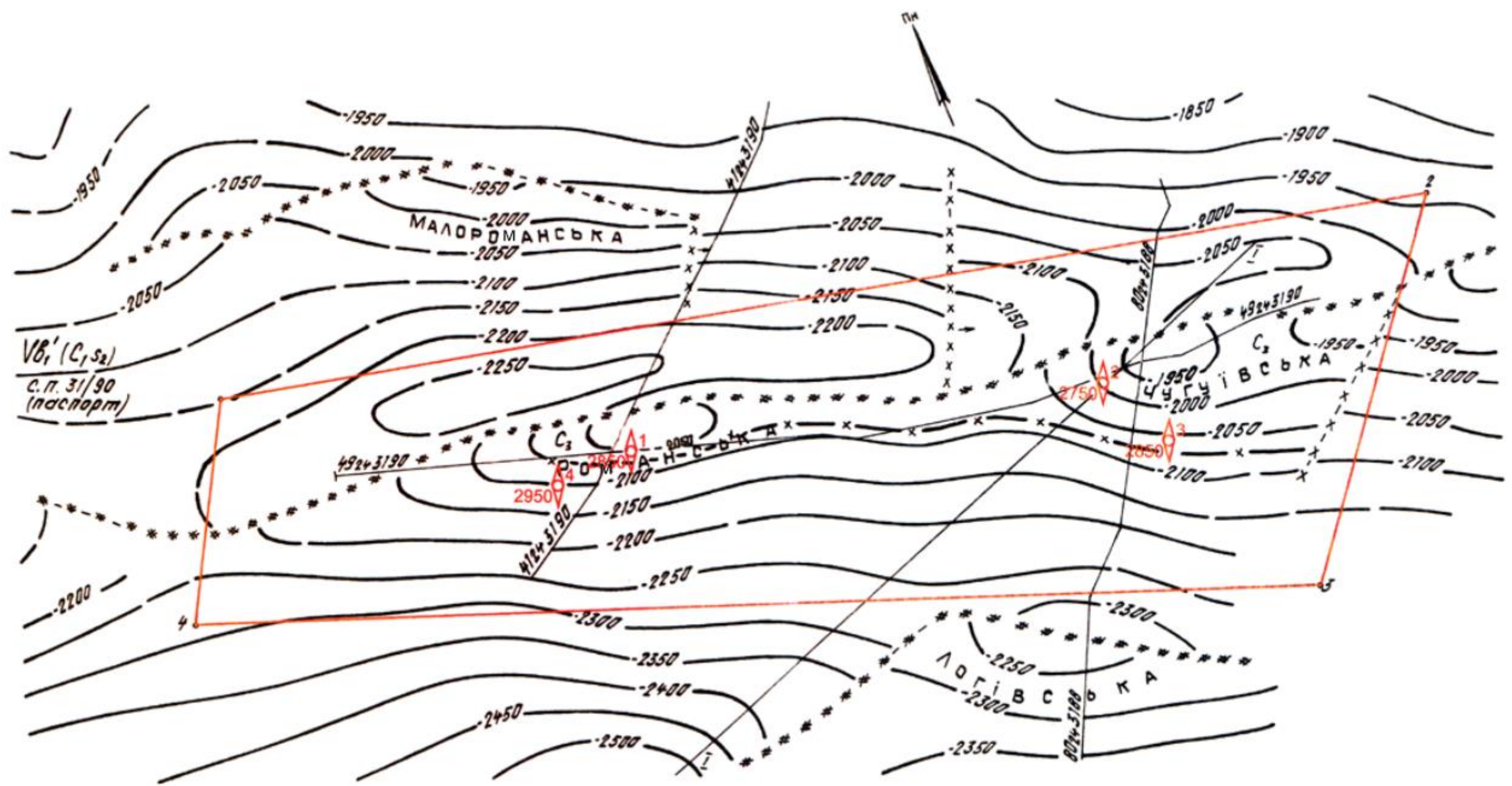


Рисунок 2.3 – Структурна карта по відбиваючому горизонту $V_{B1}^1(C_{1S2})$ с.п. 31/90 СУГРЕ
Масштаб 1:50 000

Представлені побудови були використані при складанні проекту пошукових робіт на Романській площі в 2005 році.

В 2007 році були виконанні сейсмічні роботи с.п. 31/07 СУГРЕ, які уточнили будову площі. [3]

За даними с.п. 31/07 було побудовано структурні карти по відбиваючих горизонтах $V_{B3-n}(C_1v_1)$ і $V_{B2-n}(C_1v_2)$, $V_{B2}^1(C_1v_2)$, $V_{B1}^1(C_1s_2)$, та рекомендовано розташування пошукових свердловин.

По відбиваючих горизонтах $V_{B3-n}(C_1v_1)$ і $V_{B2-n}(C_1v_2)$ територія робіт, в загальних рисах, повторює побудови попередніх років.

Романська площа являє собою антиклінальну зону, розвинуту у субширотному напрямку уздовж незгідного скиду.

В склад цієї зони входять Романське та Чугуївське підняття. Структури мають асиметричну будову крил. Північні крила складки зрізані незгідним скидом. Південні протяжні, які поступово переходять в монокліналь і ускладнені поперечними скидами, що розділяють дані структури одну від одної, амплітудами близько – 50 м, східне крило Чугуївського склепіння ускладнено двома поперечними порушеннями, амплітуда першого близько 15 м, а амплітуду другого встановити не можливо через втрату відбиття. [3]

Чугуївське склепіння гіпсометрично вище на 150 м від Романського і має абсолютну відмітку апікальної частини -2350 м.

Основна відмінність, від побудов попередніх років, полягає в тому, що північний зворотній скид розгалужується і утворюються 2 паралельних порушення.

По відбиваючому горизонту $V_{B2}^1(C_1v_2)$ територія робіт успадковує основні риси будови нижчезалягаючого горизонту, але зменшується амплітуда північного зворотнього скиду до 250 м в межах Романського склепіння. Також зменшується амплітуда поперечного, що розділяє Романську та Чугуївську структури до 25 м.

Чугуївське склепіння гіпсометрично вище лише на 50 м від Романського і має абсолютну відмітку ізогіпси в апікальній частині -2300 м.

Відмічається також зміщення склепінь в південно-східному напрямку.

По відбиваючому горизонту $V_{B_2^1}(C_1s_2)$ згідно попередніх побудов Романська площа була представлена двома брахіантиклінальними склепіннями роз'єднаними між собою сідловиною, але за новими даними тектонічні порушення, що обмежують Романську та Чугуївську складки з півночі, більш розходяться один від одного. І якщо амплітуда першого зменшується до 50-75 м, то амплітуда другого, що відокремився, становить близько 100-150 м. Внаслідок цього між порушеннями з'являється опущений блок по серпуховських відкладах. [3]

При аналізі сейсмічних побудов та результатів буріння свердловини №1-Романська встановлено:

- невідповідність структурних побудов по відбиваючих горизонтах $V_{B_3-n}(C_1v_1)$ і $V_{B_2-n}(C_1v_2)$ фактичному розрізу, оскільки поверхню кристалічних порід фундаменту свердловина розкрила на ~ 118 м вище ніж передбачалось.

- тектонічне порушення, що передбачалось сейсмічними побудовами було встановлено в розрізі свердловини №1-Романська на глибині 2343 м.

- побудови 2007 року не висвітлили будову південно-східної перикліналі Чугуївської складки.

Газоносність Романської площі встановлено свердловиною №2-Романська, яка пробурена в межах Чугуївської складки у 2012р. В свердловині розкрито газоконденсатні поклади на рівні горизонту В-16.

При випробуванні найбільш проникної частини горизонту В-16 в інтервалі 2392-2400 отримано приплив газу дебітом 12 тис. м³/д через 3,6 мм діафрагму.

Пробуреними свердловинами встановлено нев'язки до 60 м по глибинах залягання відбивальних горизонтів середнього і нижнього карбону.

Враховуючи дані буріння свердловин, виникла необхідність уточнення геологічної будови Романської та Чугуївської структур, для визначення подальших напрямків геологорозвідувальних робіт і оптимального розташування наступних проектних свердловин.

У 2013 році фахівцями СУГРЕ проведений геолого-геофізичний моніторинг геологорозвідувальних робіт на Романській площі. В цілому, геологічна модель Романської площі не зазнала суттєвих змін. За результатами моніторингу уточнено положення і трасу екрануючих незгідних скидів, а також глибину залягання стратиграфічних комплексів.

Основним структуроутворюючим фактором на ділянці робіт являються незгідні скиди, з якими генетично пов'язана Романсько-Чугуївська антиклінальна зона. На відміну від побудов минулих робіт у візейських відкладах трасується лише одне крупноамплітудне розривне порушення незгідного типу. Субпаралельний йому незгідний скид у серпуховських і башкирських відкладах утворює вузький структурно-тектонічний блок, примикаючи до основного розлому на рівні нижньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону. Крім того, на рівні залягання візейських відкладів протрасоване розривне порушення згідного типу, яке разом з основним незгідним скидом утворює при піднятій горстоподібний блок.

Вищеназвані розривні порушення обумовили формування Романсько-Чугуївської структурної зони. Даними дослідженнями уточнена морфологія Романської і Чугуївської складок. Постседиментаційний характер розломів вплинув на успадкованість структурних планів на всіх стратиграфічних рівнях. За результатами проведеного геолого-геофізичного моніторингу, Чугуївська та Романська структури представляють собою єдину видовжену вздовж розривних порушень структурну лінію субширотного простягання у вигляді напівзамкнених антиклінальних складок, які відділяються між собою слабо вираженим (до 20 м) прогином. Романська структура характеризується пологим заляганням верств, в той час як в межах Чугуївської структури породи залягають більш круто.

Результати проведення останніх геолого-геофізичних робіт дозволили уточнити геологічну будову Романського родовища, а також послужать в майбутньому для більш точного і впевненого закладання проектних свердловин.

2.3 Газоносність

Романське газоконденсатне родовище розташоване в центральній частині нафтогазоносного району Північного борту і відноситься до Юльіївсько-Коробочкінської зони нафтогазонакопичення. Північний борт ДДз є одним із важливих об'єктів подальшого розвитку пошукових робіт на нафту і газ. За весь період вивчення в цій зоні відкрито більше двадцяти родовищ вуглеводнів, останніми з яких є Євгеніївське газоконденсатне та Гашинівське нафтове родовища. Загальний поверх нафтогазоносності північного борту охоплює відклади від середньокам'яновугільних до розущільнених порід кристалічного фундаменту включно. Поклади вуглеводнів нафтогазоносного району північного борту залягають на глибинах від 400 до 4800 м. Основні запаси вуглеводнів даного нафтогазоносного району пов'язані з відкладами серпуховського і візейського ярусів та розущільненими утвореннями фундаменту. На північному борту ДДз виділяється два структурних поверхи нафтогазоносності представлені кристалічними породами фундаменту (нижній поверх) та відкладами осадового чохла (верхній поверх), який в свою чергу поділяється на три нафтогазоносні яруси: візейський, верхньосерпуховський, середньокам'яновугільний. [5]

Проблема нафтогазоносності докембрійського кристалічного поверху вирішується спільно з пошуками покладів вуглеводнів в осадовому чохлі.

На площах північного борту встановлена регіональна нафтогазоносність кори вивітрювання фундаменту та отримані припливи вуглеводнів із зон розущільнення в середині кристалічних порід. В утвореннях фундаменту отримані припливи вуглеводнів на Скворцівському, Юліївському, Огульцівському та інших підняттях.

В свердловині № 2-Юліївська із зони розущільнення на глибині 166 м від покрівлі кристалічного фундаменту в інтервалі 3636-3735 м отримано промисловий приплив газу, дебітом 55,3 тис. м³/добу та конденсату, дебітом

8,4 м/добу через діафрагму Ø 6 мм. Пластовий тиск на глибині 3686 м складав 37,76 МПа.

Товщини кори вивітрювання в центральній частині північного борту змінюються від 6 м (1-Ракитнянська) до 63 м (4-Юліївська).

Промислова продуктивність кори вивітрювання на площах центральної частини північного борту доведена випробуванням свердловин Юліївського, Огульцівського і Гашинівського родовищ. Так, на Юліївському родовищі у свердловині №1 при випробуванні в експлуатаційній колоні кори вивітрювання в інтервалі 3513-3521 м отримано промисловий приплив газу, дебітом 169,0 тис. м³/добу та конденсату, дебітом 20,5 м³/добу через діафрагму Ø 8 мм. Пластовий тиск складав 36,85 МПа на глибині 3517 м.

Свердловинами на Романському родовищі породи кристалічного фундаменту розкриті на глибинах 2501-2632 м, всього по породах фундаменту пройдено від 29 до 59 м. За результатами інтерпретації ГДС в товщі порід фундаменту розуцільнених інтервалів не виділено. Породи кори вивітрювання мають значення коефіцієнту пористості 4,5 % та характеризуються, як ущільнені.

Верхнім головним поверхом нафтогазоносності північного борту є осадовий чохол. Він найбільш вивчений геофізичними дослідженнями та бурінням. В ньому сконцентровані промислові запаси нафти і газу, що доведено відкриттям низки родовищ вуглеводнів. В центральній частині борту до них відносяться: Скворцівське, Юліївське, Нарижнянське, Огульцівське, Караванівське, Островерхівське, Безлюдівське, Коробочкинське, Борисівське, Гашинівське родовища.

В свою чергу верхній поверх поділяється на три газоносних яруси, які включають: перший - візейські, другий - верхньосерпухівські і третій - середньокам'яновугільні відклади.

Перший – візейський ярус регіонально розповсюджений і охоплює як центральну, так і західну частину північного борту ДДз.

У візейському ярусі виділяються продуктивні горизонти від В-26 до В-14 включно. Покришкою для нього є потужна аргіліто-алевролітова товща, яка завершує верхньовізейський і розпочинає нижньосерпуховський цикл осадконагромадження.

В розрізі свердловин Романського родовища на породах фундаменту залягають відклади верхньовізейського під'ярусу, які об'єднані в літопачки В-18-19, В-17, В-16, В-15 та В-14.

Продуктивні горизонти верхньовізейського під'ярусу характеризуються різноманітним літологічним складом і фільтраційними властивостями. Горизонт В-16 складений вапняками з прошарками пісковиків, а горизонт В-17 в основному – перешаруванням аргілітів і пісковиків.

Горизонт В-17 є регіонально продуктивним і одним з основних на родовищах розташованих в центральній частині північного борту – Безлюдівському, Васищівському, Огульцівському, Коробочкінському.

Промислова продуктивність горизонту В-18-19 (за сучасною індексацією перейменований на В-17) на Безлюдівському родовищі доведена результатами випробування його в свердловинах № 1, 6, 612, де отримано припливи газу, дебітом від 30,62 тис. м³/добу (св. № 612) до 491,4 тис. м³/добу (св. № 1) і конденсату, дебітом від 1,2 м³/добу (св. № 612) до 29,5 м³/добу (св. № 6).

При випробуванні горизонту В-17 в свердловині № 1 Васищівського родовища з інтервалу перфорації 3278-3270 м отримано приплив газу дебітом 10,12 тис. м³/добу та конденсату 0,05 м³/добу через 5 мм діафрагму. Пластовий тиск на глибині 3274 м складав 35,22 МПа.

В розрізі свердловин №№ 1-, 2-Романські пласти пісковиків горизонту В-17 мають хороші колекторські властивості, але вони виявилися водонасиченими.

Горизонт В-16 входить до промислово-продуктивної товщі на Юліївському, Огульцівському, Коробочкінському родовищах.

В розрізі свердловини № 1-Романська горизонт В-16 представлений вапняками з прошарками пісковиків. За даними інтерпретації ГДС в товщі вапняків виділені два газонасичені інтервали (2532,8-2536,6 м і 2542,6-2545,6 м), які було рекомендовано випробувати за допомогою ВПТ. Однак між ними залягають два водонасичені пласти (2537,2-2541,4 м), тому практично неможливо було провести їх відсікання за допомогою цементного мосту. Спроба встановити цементний міст не вдалася. Тому випробування горизонту В-16 не було проведено.

В розрізі свердловини №2-Романська горизонт В-16 представлений вапняками з прошарками пісковиків. За даними інтерпретації ГДС в товщі вапняків виділені ряд газонасичених інтервалів (2395,2-2396,8м, 2396,8-2400,4м, 2410,8-2413,2м, 2413,2-2416,2м, 2417,2-2421,2м), які було рекомендовано випробувати за допомогою ВПТ.

В інтервалі 2394-2411 м у свердловині №2-Романська було проведено ВПТ пластовипробувачем КВІ-146, в результаті було отримано приплив газу розрахунковий дебіт якого орієнтовно склав 10,1 тис. м³/добу. При дослідженні свердловини (інтервал перфорації 2392-2400 м) отримано сухий газ дебітом 12,1 тис. м³/д. через діафрагму Ø 3,6 мм.

З горизонту С-6-7 при випробуванні інтервалу 2904-2902 м на найближчому до Романського родовища, Васищівському родовищі, в свердловині № 1 було отримано промисловий приплив газу, дебітом 193,1 тис. м³/добу, конденсату 1,2 м³/добу через 8 мм діафрагму. На глибині 2903 м пластовий тиск становив 28,37 МПа. Газонасиченим виявився пласт пісковіку в нижній частині горизонту ($K_{п} = 18 \%$, $K_{нт} = 88 \%$, $H_{сф} = 2$ м).

На Безлюдівському родовищі горизонт С-6-7 виявився газонасиченим в розрізі свердловини № 612. Горизонт був випробуваний в експлуатаційній колоні в інтервалі 3034-3026 м, з якого було отримано приплив 1,5 тис. м³ газу і 0,23 м пластової води на добу. [5]

В розрізі свердловини №1 Романської площі внаслідок скидового порушення відсутня нижня частина горизонту С-6-7, тобто аналог газонасиченого в свердловині №1-Васищівська пласта пісковика.

Таким чином, на Романському родовищі за аналогією з сусідніми родовищами, а також за результатами буріння пошукових свердловин №1-Романська і 2-Романська, перспективи газоносності пов'язуються з відкладами верхньовізейського комплексу (горизонт В-16).

2.4 Водонасність

Романське газоконденсатне родовище знаходиться в межах північної бортової зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. В процесі буріння пошукових свердловин № 1 та №2 спеціальні гідрогеологічні дослідження не проводились, притоку пластової води не отримано. Тому, гідрогеологічна характеристика площі приводиться на підставі фактичних даних, отриманих при дослідженні свердловин на суміжних площах (Коробочкінській, Південно-Граківській, Безлюдівській, Васищівській).

За гідрогеохімічними критеріями осадова товща розділяється на дві гідродинамічні зони: зона активного (кайнозойський, крейдовий та юрський комплекси) та зона сповільненого водообміну (тріасовий, кам'яновугільний водоносні комплекси). Регіональним водоупором, розділяючим гідродинамічні зони, виступає глиниста товща юрських відкладів.

Водоносний комплекс кайнозойських відкладів включає водоносні горизонти палеогенових, неогенових та четвертинних відкладів, які приурочені до різнозернистих пісків. Максимальна глибина залягання водоносних горизонтів в районі робіт складає 160 м. Води мають напірний характер, статичні рівні встановлюються на глибинах 9-20 м від устя свердловин. Дебіти свердловин складають від декількох до десятків м/годину. Води прісні, гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією до 1 г/л. Завдяки значній водозбагаченості та добрій якості підземні води кайнозойських відкладів широко використовуються для водопостачання населених пунктів, промислових підприємств, а також для задоволення потреб сільського господарства. [5]

Водоносний комплекс крейдових відкладів пов'язаний з пісковиками сеноманського ярусу та тріщинуватими утвореннями крейдо-мергельної товщі верхньої крейди. Водоносні горизонти залягають в інтервалі глибин 160-870 м. Води напірні, високодебітні (дебіти досягають 25-70 м³/годину). Характеризуються значною різноманітністю типів хімічного складу, що

пов'язано, в основному, з літологічним складом водовмісних порід. Загальна мінералізація вод коливається від 0,3 до 1,5 г/л.

Підземні води юри пов'язані з пісковиками оксфордського ярусу верхнього відділу. Водоносний горизонт містить високонапірні води переважно хлоридно-натрієвого типу з мінералізацією до 10 г/л. Дебіти свердловин, в залежності від колекторських властивостей водовмісних порід, змінюються від декількох до десятків м³/годину.

Нижчезалягаюча товща тріасу та карбону в гідрогеологічному відношенні знаходиться в зоні сповільненого водообміну.

Водовмісними породами в тріасі являються різнозернисті пісковики та кавернозні вапняки. Води мають напірний характер, за хімічним складом відносяться до хлоркальцієвих розсолів з мінералізацією 75-83 г/л, ступінь метаморфізації 0,7-0,75. До складу вод входять мікроелементи: бор, йод, бром, амоній.

Водоносні пласти в верхньому карбоні мають невеликі товщини і локальне розповсюдження. Дебіти пластових вод складають порядку 3,0 м/добу при динамічному рівні 220 м. Мінералізація вод коливається в межах 147-162 г/л.

Відомості про гідрогеологічні умови у відкладах середнього та нижнього карбону отримані в результаті випробування свердловин 1, 2- Південно-Граківської площі, 1, 612-Безлюдівської, 1-Васищівської, 5, 7, 8, 11- Коробочкінської площ.

В піщано-глинистій товщі середнього карбону водовмісні колектори мають товщини 2,5-13 м. Дебіти пластових вод коливаються в межах 1,3-3,8 м³/добу при рівнях 1000 та 820 м.

Водоносні горизонти серпуховського ярусу нижнього карбону більш витримані, товщини водовмісних пісковиків складають 18-45 м. Дебіт 13,0 м³/добу при рівні 315 м в свердловині 1-Граківська (інт. 3299-3285 м) вказує на високі ємкісні властивості порід. За хімічним складом пластові води відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією до

200,8 г/л (св. 11-Коробочкінська, інт. 3140-3134 м, гор. С-6-7). Склад мікрокомпонентів фоновий для північного гідрогеологічного району.

Пластові води практично безсульфатні. При випробуванні водоносних об'єктів на усті свердловин спостерігалось виділення вільного газу вуглеводневого складу, що підтверджує регіональну перспективність серпухівських відкладів.

Водовмісними породами візейського водоносного комплексу являються пісковики, рідше - вапняки. За хімічним складом пластові води відносяться до високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 216,51 г/л (св. 1-Пд. Граківська, інт. 4232-4217 м, гор. В-19-20). Серед мікрокомпонентів присутні йод - до 37,07 мг/л (св. 7-Коробочкінська); бор - до 38,38 мг/л (св. 1-Пд. Граківська); бром - до 294,91 мг/л (св. 5-Коробочкінська). Водозбагаченість водоносних горизонтів незначна, дебіти вод змінюються в межах від 0,21 м/добу (інт.3136-3134 м, гор.В-16) до 2,6 м³/добу (інт. 3240-3260 м, гор. В-19-21) в свердловині 7-Коробочкінська. Водорозчинні гази вуглеводневого складу, основним компонентом являється метан.

Приплив пластової води дебітом 6,7 м³/добу із порід кристалічного фундаменту отримали при випробуванні інтервалу 3730-3750 м в свердловині № 1-Безлюдівської площі. За своїм хімічним складом та фізичними властивостями вода практично не відрізняється від вищезалягаючого візейського водоносного горизонту, відноситься до хлоркальцієвого типу, ступінь метаморфізації становить 0,52, мінералізація - 187,98 г/л. Серед мікрокомпонентів присутні йод (21,84 мг/л), бром (189,82 мг/л), бор (18,95 мг/л). Статичний рівень зафіксовано на глибині 121 м.

Таким чином, весь комплекс перспективних відкладів по Романській площі залягає в межах зони сповільненого водообміну під регіональними водоупорами і характеризуються як перспективний по гідрохімічних та гідродинамічних умовах для збереження покладів нафти і газу. [5]

Хімічний склад та фізичні властивості пластових вод із свердловин суміжних площ до Романського газоконденсатного родовища наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Хімічний склад та фізичні властивості пластових вод із свердловин суміжних площ до Романського родовища.

№ св, площа	Вік	Інтервал випробування, м	Дебіт, м ³ /добу глибина відбору, м	Статичний рівень, м	Динамічний рівень, м	Пластовий тиск, МПа	Питома вага		Температура пласта, °С	Вміст іонів, мг/л												Тип води (по В.А. Суліну)	
							в пластових умовах, г/см ³	в пластових умовах, г/см ³ 20 °С		Мінералізація, г/л	Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B	J	Br	rNa Cl		rSO ₄ Cl
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
№ 1 Безлю- дівська	РС	3730-3750	6,7	121		38,95	1,097	1,130	96,5	187,98	39415,10	30334,85	905,25	116435,88	498,74	292,80	27,00	18,95	21,84	189,82	0,52	0,0032	-- -
№ 1 Васи- шівська	РС В-24-25	3351-3379	688 уся	-	-	36,30	-	1,098	-	139,93	31047,93	19215,55	1943,29	86870,02	413,15	439,20	32,51	12,93	18,29	130,71	0,55	0,0046	-- -
№ 6 Безлю- дівська	В-19-20	4232-4217	1,96 4170		1610	-	1,099	1,157	130	216,51	49929,33	29959,80	2310,40	133617,51	1,65	695,40	159,80	38,38	31,12	29,27	0,53	-	-- -
№ 8 Коро- бочкінська	В-19-21	3240-3260	2,60 3200	19	зниження 220	34,58	1,109	1,152	108	213,98	43711,22	32364,60	3526,40	134278,15	5,76	91,50	62,23	20,16	37,07	223,61	0,49	0,0002	-- -
№ 1 Пд. Гра- ківська	В-16-17	3484-3495					1,055	1,101	112	152,42	44265,73	12024,00	2371,20	93029,34	335,78	390,40	104,33	9,33	8,24	294,91	0,66	0,0014	-- -
№ 7 Коро- бочкінська	В-16	3136-3184	0,21 3160	-	1670		1,05	1,094	106	101,78	21312,72	13426,80	2971,20	63189,72	319,32	780,80	192,73	17,90	20,59	51,85	0,52	0,0036	-- -
№ 5 Коро- бочкінська	С-6-7	3140-3134	7,8 3110	109	зниження 130	33,50	1,095	1,137	100	200,80	53164,85	20440,80	2371,20	124624,17	65,84	134,20	126,30	21,93	18,53	187,96	0,65	0,0006	-- -
№ 7 Коро- бочкінська	С5	2774-2865	628 -	-	-	29,50	-	1,108	-	138,48	47659,68	11437,83	1388,06	97313,72	384,75	292,80	124,34	17,10	20,26	140,05	0,75	0,003	-- -

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
№ 11 Коро бочкінська	В-25-26	3536-3567	$\frac{0,8}{3510}$	-	-	-	1,055	1,118	129	168,77	45453,75	11550,05	4964,43	104520,90	543,18	1342,00	281,89	26,93	30,06	80,24	0,67	0,0038	-- -
№ 1 Васи- щівська	В-20	3332-3346	$\frac{0,66}{3320}$	-	1500	-	1,094	1,140	112	219,32	49912,40	32665,20	790,40	135755,79	97,94	103,70	36,73	12,73	20,25	267,67	0,55	0,0006	-- -
№ 612 Без- людівська	С-7	3034-3026	$\frac{10,20}{3000}$	-	1840	-	1,073	1,115	101	164,03	46604,44	11230,36	3642,19	100558,26	14777,29	536,80	148,41	15,10	11,96	78,05	0,71	0,015	-- -
№ 612 Без- людівська	С-6	2978-2981	-	-	-	31,88	1,102	1,139	101	206,52	59343,22	13166,61	4875,83	128785,14	124,27	231,80	150,20	21,63	8,93	46,27	0,71	0,0008	-- -
№ 2 Пд. Гра- ківська	М-2-3	2297-3293	$\frac{1,3}{2270}$	-	1000	-	1,073	1,098	75	141,29	35308,04	13256,66	3803,77	87772,25	637,00	512,40	106,60	11,35	5,60	223,21	0,61	0,0052	-- -
№ 2 Пд. Гра- ківська	М-2	2329-2325	$\frac{3,8}{2300}$	-	820	-	1,065	1,091	74	136,83	36283,76	12434,62	2556,64	84261,36	543,18	756,40	99,00	6,53	9,34	134,58	0,65	0,0046	-- -
№ 1 Гра- ківська	С ₁ ⁵	3299-3285	$\frac{13,0}{3000}$	-	315	3,07	1,076	1,117	109	170,70	41924,86	21653,82	977,30	105121,17	538,65	488,00	82,80	37,40	13,54	165,23	0,61	0,004	-- -

3 Геологорозвідувальні та експлуатаційні роботи

3.1 Пошуково-розвідувальні роботи

Основою для постановки пошукових робіт в межах Романської площі стали результати сейсмічних досліджень МВХ-МСГТ сейсмопартій 31/88 і 31/90 Східно-Української геологорозвідувальної експедиції, за якими по відбиваючому горизонту $V_{B_2^1}(C_1V_2)$ візейського ярусу нижнього карбону була встановлена Романська структура. Структура являє собою антиклінальну зону, розвинуту в субширотному напрямку уздовж незгідного скиду. [3]

У 2005 р. був складений «Проект пошуків покладів нафти та газу на Романській площі». Проектом передбачалося буріння 4 пошукових свердловин.

Основною метою пошукових робіт на Романській площі є виявлення наявності покладів вуглеводнів серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону та протерозою і визначення їх промислового значення.

Методика ведення пошукових робіт та визначення кількості свердловин регламентувалася діючими "Методичними рекомендаціями по вибору системи розташування свердловин" в залежності від особливостей геологічної будови площі, розмірів, форми і морфогенетичних характеристик пасток, типу очікуваних покладів, ступеню вивченості площі та напрацьованих ефективних методичних прийомів ведення робіт на аналогічних структурах.

Романська площа по покрівлі базових відбиваючих сейсмічних горизонтів являє собою зрізану на півночі скидом брахіантиклінальну складку, витягнуту з північного заходу на південний схід.

Згідно з "Методичними рекомендаціями ..." та практичними методичними прийомами, такі структурні форми опошукуються не більше як трьома свердловинами, розташованими на різних гіпсометричних рівнях перспективної площі.

Таким чином, в межах даної структури, враховуючи особливості геологічної будови, розмір структури та умови місцевості, передбачалось проведення опозукування на першому етапі двома свердловинами.

Пошукова свердловина №1-Романська, з проектною глибиною 2850 метрів і проектним горизонтом PR, закладена в межах Романського склепіння.

На неї покладались наступні задачі:

- встановити наявність покладів вуглеводнів, їх кількість та положення в розрізі;
- уточнити стратиграфічний розріз продуктивного комплексу, характер і обсяги його розвитку;
- виділити в розрізі продуктивної частини породи-колектори та флюїдоупори;
- з'ясувати речовинний склад порід-колекторів, їх характер розвитку та фільтраційно-ємкісні властивості;
- уточнити стратиграфічне і глибинне положення відбиваючих горизонтів та геологічну будову структури.

Свердловина 1 розпочата бурінням 17 вересня 2006 р. У лютому 2009 р. при вибої 2691 м свердловину припинено бурінням. При даному вибої свердловина розкрила комплекс порід від четвертинних відкладів до порід кристалічного фундаменту.

Пошукова свердловина №2-Романська розпочата бурінням 24 квітня 2012 р. У жовтні 2012 р., при досягненні свердловиною вибою на глибині 2554 м, вона зепинена бурінням.

Буріння свердловини проводилось на бурових розчинах, параметри яких визначалися геолого-технічними умовами проводки і очікуваними пластовими тисками (питома вага 1,14-1,25 г/см³, в'язкість 25-80 с).

Замір пластових тисків виконувався глибинними манометрами. Гирлові тиски замірялись манометрами (клас точності 0,4).

Стан фонду свердловин Романського газоконденсатного родовища, а також загальні обсяги буріння свердловин наведені в таблицях 3.1 та 3.2.

Відбір керну та шламу при бурінні свердловини №1-Романська не проводився. В свердловині №2-Романська, була відібрана незначна кількість кернавого матеріалу. Дані про відбір керну наведені в таблиці 3.3. [5]

Конструкція свердловин представлена у таблиці 3.4.

Таблиця 3.1 – Стан фонду свердловин Романського родовища

Номер свердловини категорія	Проектна глибина, м	Фактична глибина, м	Термін буріння. <u>початок</u> кінець	Термін випробування <u>початок</u> кінець	Вартість свердловини, тис.грн.	Отримані результати	Стан свердловини на дату підрахунку	Примітка
<u>1-Романська</u> пошукова	2850	2691	<u>17.09.2008р.</u> <u>03.02.2009р.</u>	Не випробувалась	11070 (з ПДВ)	–	ліквідована	випробування проведено не було, так як не вдалося встановити цементний міст для відсікання водонасиченого пласта
<u>2-Романська</u> пошукова	2660	2554	<u>24.04.2012р.</u> <u>21.10.2012р.</u>	<u>19.11.2012р.</u> <u>24.11.2012р.</u>	70074 (з ПДВ)	Газ, конденсат	в консервації	Після проведення соляно-кислотної обробки продуктивного горизонту В-16, отримано 8,9 тис.м ³ /д газу і 2,3 м ³ /добу конденсату

Таблиця 3.2 – Загальні обсяги буріння за категоріями свердловин та їх вартість на дату підрахунку

Категорія свердловини	Сумарний метраж, м	Сумарна вартість, тис.грн	Кількість та номери свердловин <u>продуктивних</u> <u>непродуктивних</u>	Примітка
<u>1,-2-Романська</u> пошукова	5245	81144 (з ПДВ)	<u>2-Романська</u> <u>1-Романська</u>	

Таблиця 3.3 – Відбір керну у св. 2-Романська

Інтервал, м	Винос, м	Винос, %	Літологічний опис
1480-1490	4,8	48	Глина сіра, вапняк сірий
2100-2112	2,5	20	Аргіліт сірий, вапняк сірий
2454-2463	3	30	Вапняк сірий, аргіліт сірий
2393-2406	–	–	Відбір боковим ґрунтоносом. Вапняк сірий

Таблиця 3.4 – Конструкція свердловин

<u>№№св.</u> категорія	Альтитуда, м	Термін буріння, <u>початок</u> кінець	Термін випробування, <u>початок</u> кінець	Глибина, м	Вік	Конструкція						Приміт- ка
				<u>проектна</u> <u>фактична</u>	Технічна колона			Експлуатаційна колона				
					Діаметр, мм	Глибина спуску, м	Підйом тампонаж- ного розчину	Діаметр, мм	Глибина спуску, м	Підйом тампонаж- ного, розчину		
1-Романська пошукова	159,5	<u>17.09.2008р.</u> <u>03.02.2009р.</u>	невипро-бовувалась	<u>2850</u> <u>2691</u>	<u>PR</u> <u>PR</u>	324 245	209 1541	до устя до устя	-	-	-	
2-Романська пошукова	157,1	<u>24.04.2012р.</u> <u>21.10.2012р.</u>	<u>19.11.2012р.</u> <u>24.11.2012р.</u>	<u>2660</u> <u>2554</u>	<u>PR</u> <u>PR</u>	324 245	210 1395	до устя до устя	146/168	2520	до устя	(перехід діаметрів на глибині 33 м).

3.2 Результати випробування та дослідження свердловин

В свердловині 1- Романська виконано повний комплекс ГДС. За їх результатами в розкритому розрізі свердловини №1-Романська встановлено два газоносних пласти в продуктивному горизонті В-16. В інтервалі 2530-2536 м (горизонт В-16 верхньовізейських відкладів) було виділено пласт з невизначеним характером насичення і рекомендований до випробування ВПТ. Спроба встановити цементний міст для проведення ВПТ виявилась невдалою, через поглинання цементного розчину.

В процесі буріння свердловини з глибини 1768 м до глибини 2691 м мало місце поглинання бурового розчину, а на глибині 2106 м катастрофічне поглинання без виходу розчину на устя. Після стоянок статичний рівень установився на рівні 100 м.

Причиною неотримання промислових припливів при випробуванні в процесі буріння свердловини №1-Романська була відсутність технічної можливості проведення випробування горизонту В-16, а також обводнення пластів-колекторів нижніх візейських горизонтів та відсутність розущільнених інтервалів в корі вивітрювання і кристалічних породах фундаменту.

Під час буріння свердловини №2-Романська в інтервалі 2394-2411м., було проведено ВПТ пластовипробувачем КВІ-146, в результаті отримано приплив газу розрахунковий дебіт якого орієнтовно склав 10,1 тис. м³/д. При стаціонарному дослідженні свердловини (інтервал перфорації 2392-2400 м) було отримано сухий газ дебітом 12,1 тис. м³/д через діафрагму діаметром 3,6 мм.

Результати випробування та досліджень візейських відкладів у свердловинах пробурених на даному родовищу наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати випробування і дослідження свердловин Романського родовища

Вік Пласт	№ свердловини дата дослідження	Покрівля підшва продуктивного пласта (в абс. відм.), м	Інтервал випробування, м глибина абсолютна відмітка	Спосіб розкриття пласта кількість отворів	Діаметр, мм глибина спуску фонтанних труб, м	Діаметр штуцера, мм	Фактичний час безперервної роботи, год.	Тиск, приведений до середини інтервалу випробування, МПа, пластовий вибійний	Депресія, МПа	Дебіт води		Дебіт газу тис.м ³ /д	Дебіт ст. конденсату м ³ /д	Прийняте положення НГВП в абсолютних відмітках	
										м ³ /д.	при динамічному рівні, м				
V _{B2} ¹ (C ₁ V ₂) В-16а	<u>2-Романська</u> 11.08.12р.	<u>-2238,1</u> -2243,3	<u>2394,0 – 2411,0</u> -2236,9 – -2253,9	КВІ-146									10,1		НГВП -2376,5
	<u>2-Романська</u> 19-24.11.12р.	<u>-2238,1</u> -2243,3	<u>2392,0 – 2400,0</u> -2234,9 – -2242,9	ПНКТ	<u>86</u> 2438	6,00	3	-	-			32,3			
						4,00	16	24,53/13,68	10,85		24,4				
						4,50	28	24,53/11,55	12,98		21,4				
						3,60	6	24,53/13,25	11,28		15,6				
						4,00	16,5	24,53/10,83	13,70		17,4				
						5,00	5	24,53/9,00	15,53		15,6				
	3,60	24	-	-		12,1									
<u>2-Романська</u> 12.05.13р.	<u>-2238,1</u> -2243,3	<u>2392,0 – 2400,0</u> -2234,9 – -2242,9	ПНКТ	<u>86</u> 2438	3,00	пот. режим	24,44/13,20	11,24	0,05		7,0	0,505			
<u>2-Романська</u> 26.05.13р.	<u>-2238,1</u> -2243,3	<u>2392,0 – 2400,0</u> -2234,9 – -2242,9	ПНКТ	<u>86</u> 2438	3,60	пот. режим	24,44/10,84	13,60			6,0				
<u>2-Романська</u> 4.06.13р.	<u>-2238,1</u> -2243,3	<u>2392,0 – 2400,0</u> -2234,9 – -2242,9	ПНКТ	<u>86</u> 2438	3,60	пот. режим	17,06/7,31	9,75			4,1				

Саном на 01.01.2025р. на Романському родовищі пробурено 2 свердловин: №1 та №2. Свердловина №1 ліквідована без спуску експлуатаційної колони, а свердловина №2 знаходиться у тимчасовій консервації в очікуванні будівництва установки підготовки газу.

Свердловина №2 закінчена бурінням 21.10.2012 р. Промисловий приплив вуглеводнів із свердловини № 2 отримано при випробуванні покладу горизонту В-16а (інтервал перфорації 2392-2400 м). Перфорація проводилась на зниженому рівні до 1235 м на технічній воді. Перші дослідження проводились 19-24 листопада 2012р. на стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації, з метою визначення показників продуктивної характеристики покладу. Дослідження на продуктивність були проведені на семи режимах. Дослідження свердловини супроводжувалось падінням робочих тисків та дебітів газу. Пластовий тиск заміряних перед проведенням дослідження склав 24,53 МПа (рисунок 3.1). У зв'язку з нестабілізацією роботи на більшості з режимів, спричиненою гідродинамічною недосконалістю свердловини, що призвело до розсіяності точок при побудові індикаторних ліній, коефіцієнти фільтраційних опорів були визначені за результатами роботи свердловини на двох перших режимах. Коефіцієнт А склав 13,8 , $B = 0,0269 \left[\frac{\text{МПа}}{\text{тис.м}^3 / \text{доб}} \right]^2$ (рисунок 3.2). Після роботи свердловини протягом 80 годин, її було закрито для зняття кривих відновлення тисків (рисунок 3.3). Відновлений пластовий тиск склав 22,85 МПа (рисунок 3.4). Проникність за результатами опрацювання кривої відновлення вибійного тиску дорівнює 0,0019 мкм² або 1,92 мД (рисунок 3.5).

Протягом 2013 р. у свердловині № 2 було проведено декілька повторних досліджень на одному стаціонарному режимі фільтрації із заміром вибійного тиску. Неодноразово у свердловині знято епюру пластового тиску із записом кривих відновлення трубного та затрубного тисків. [5]

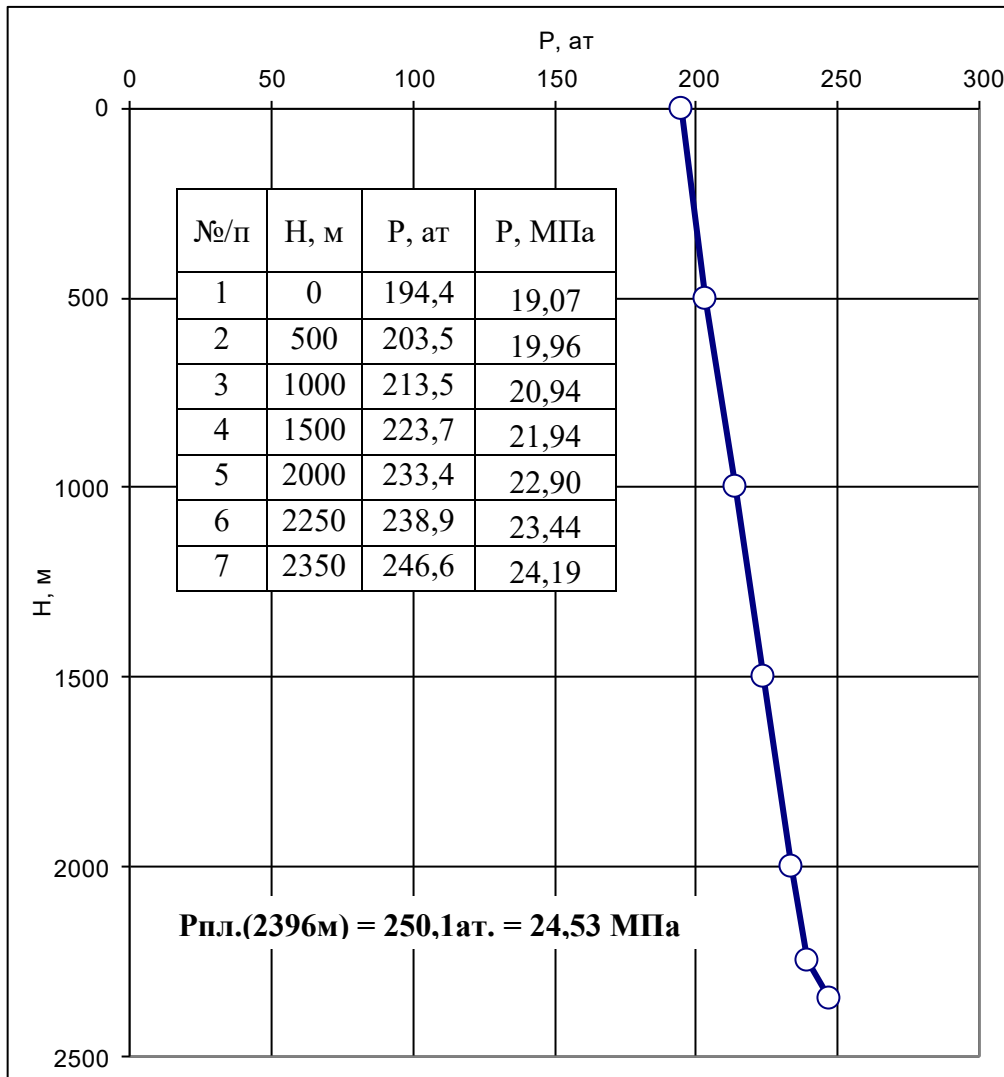


Рисунок 3.1 – Епюра розподілу пластового тиску по стволу свердловини № 2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м.
Дата виміру 19.11.2012р.

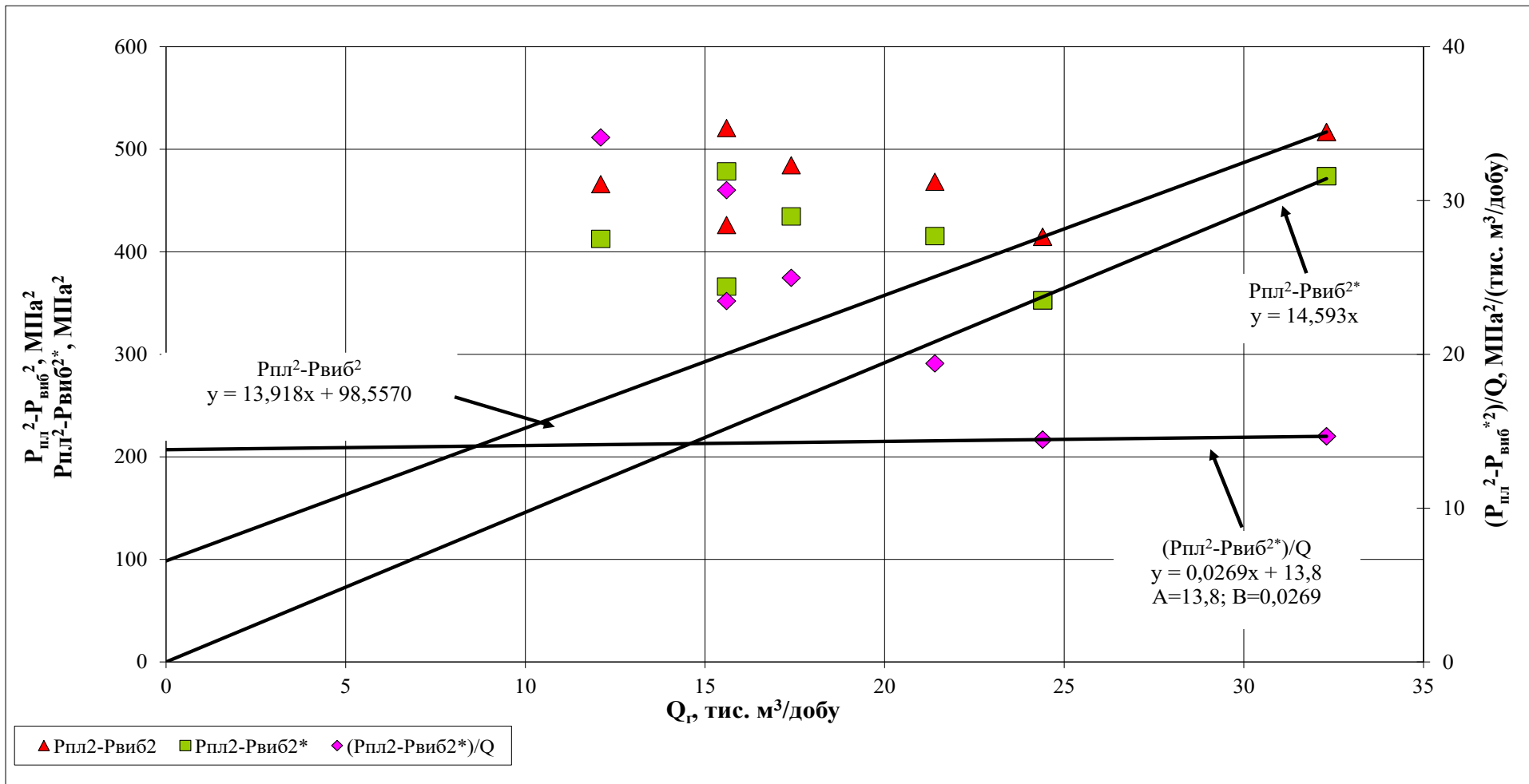


Рисунок 3.2 – Графік продуктивності свердловини №2 Романського родовища.
 Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м. Дата дослідження 19 - 24.11.2012р.

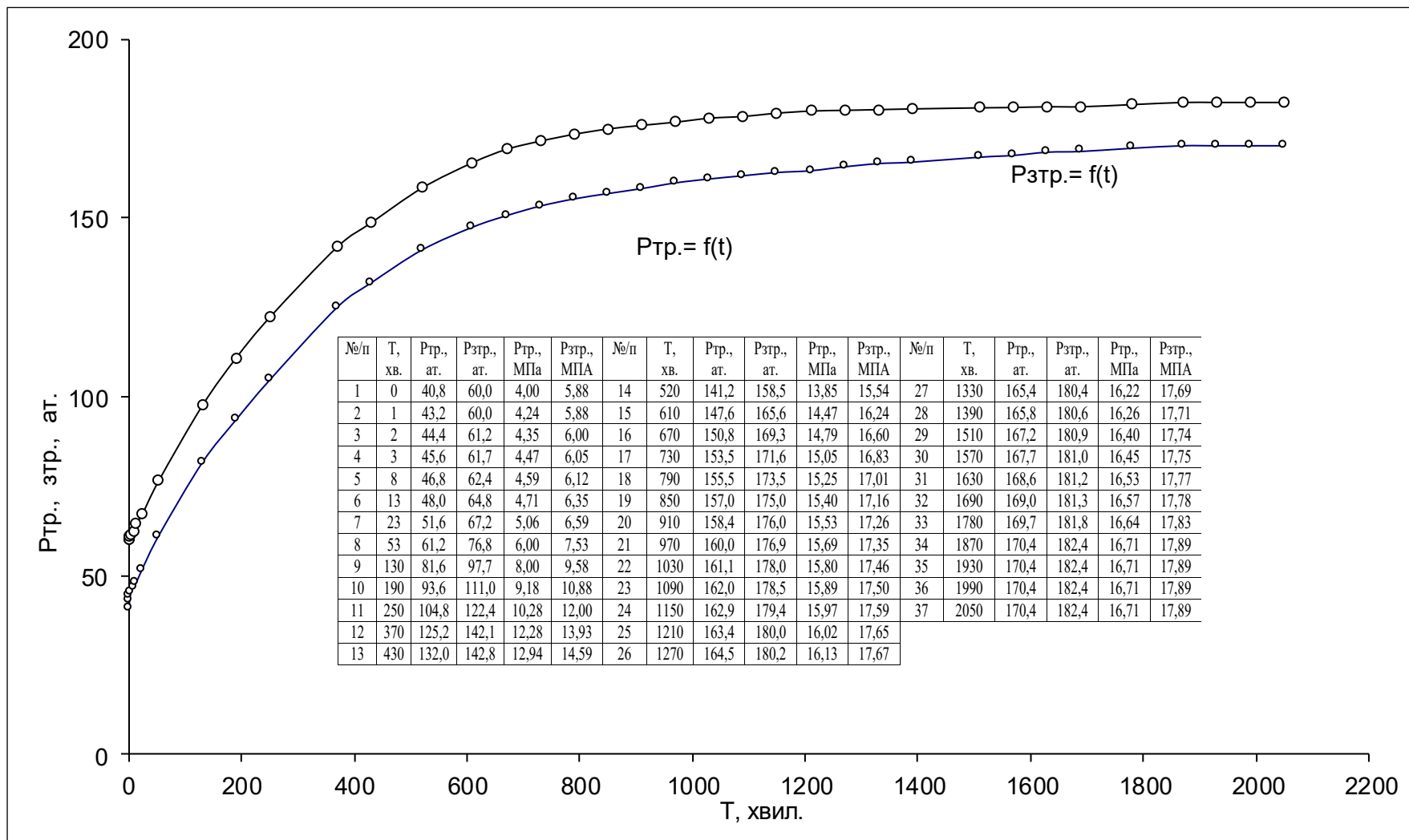


Рисунок 3.3 – Криві відновлення устьових тисків Ртр. і Рзтр. в свердловині № 2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м. Дата виміру 22 - 24.11.2012 р.

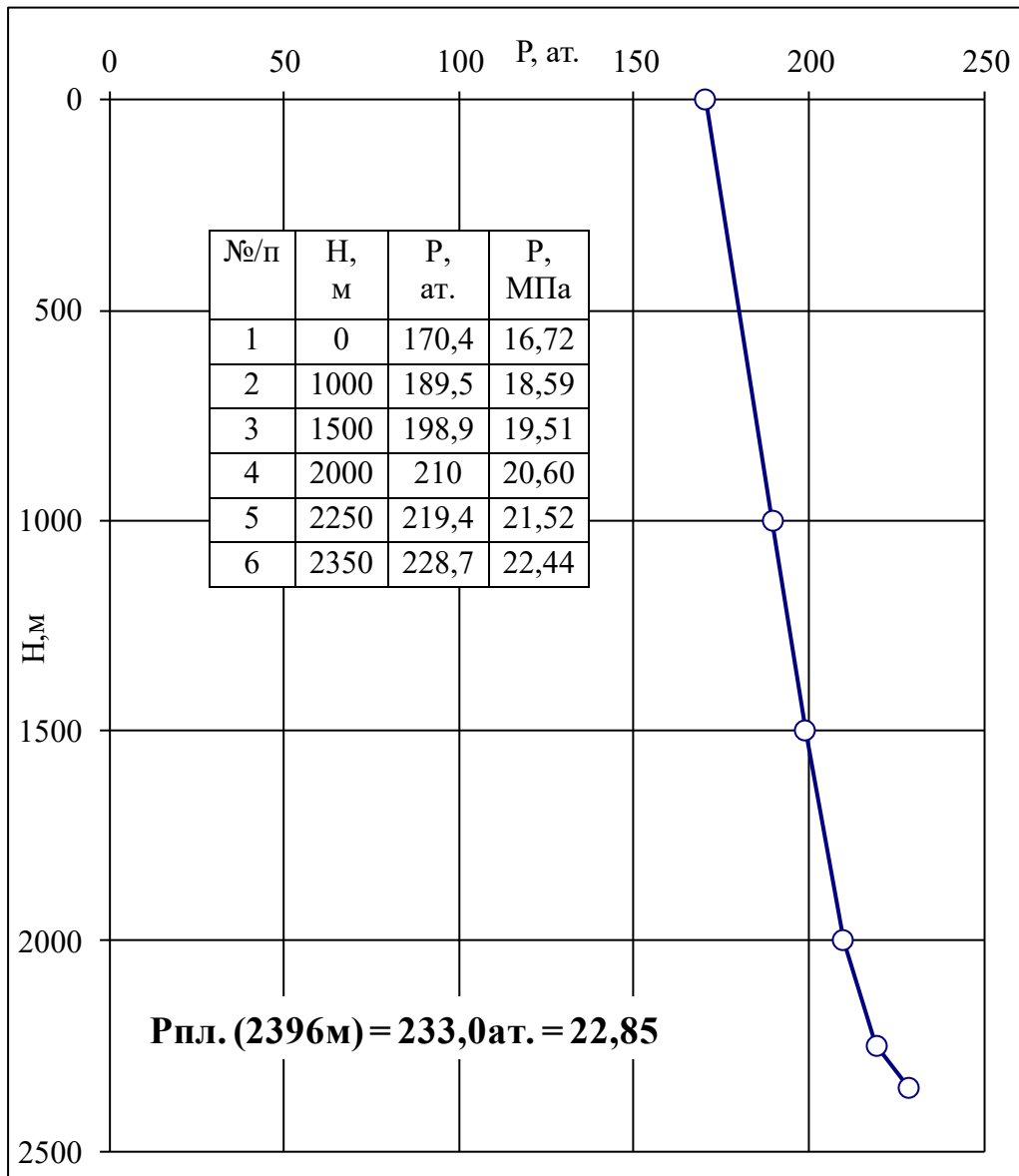


Рисунок 3.4 – Епюра розподілу пластового тиску по стволу свердловини №2 Романського родовища (після дослідження свердловини на режимах). Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м. Дата виміру 24.11.2012р.

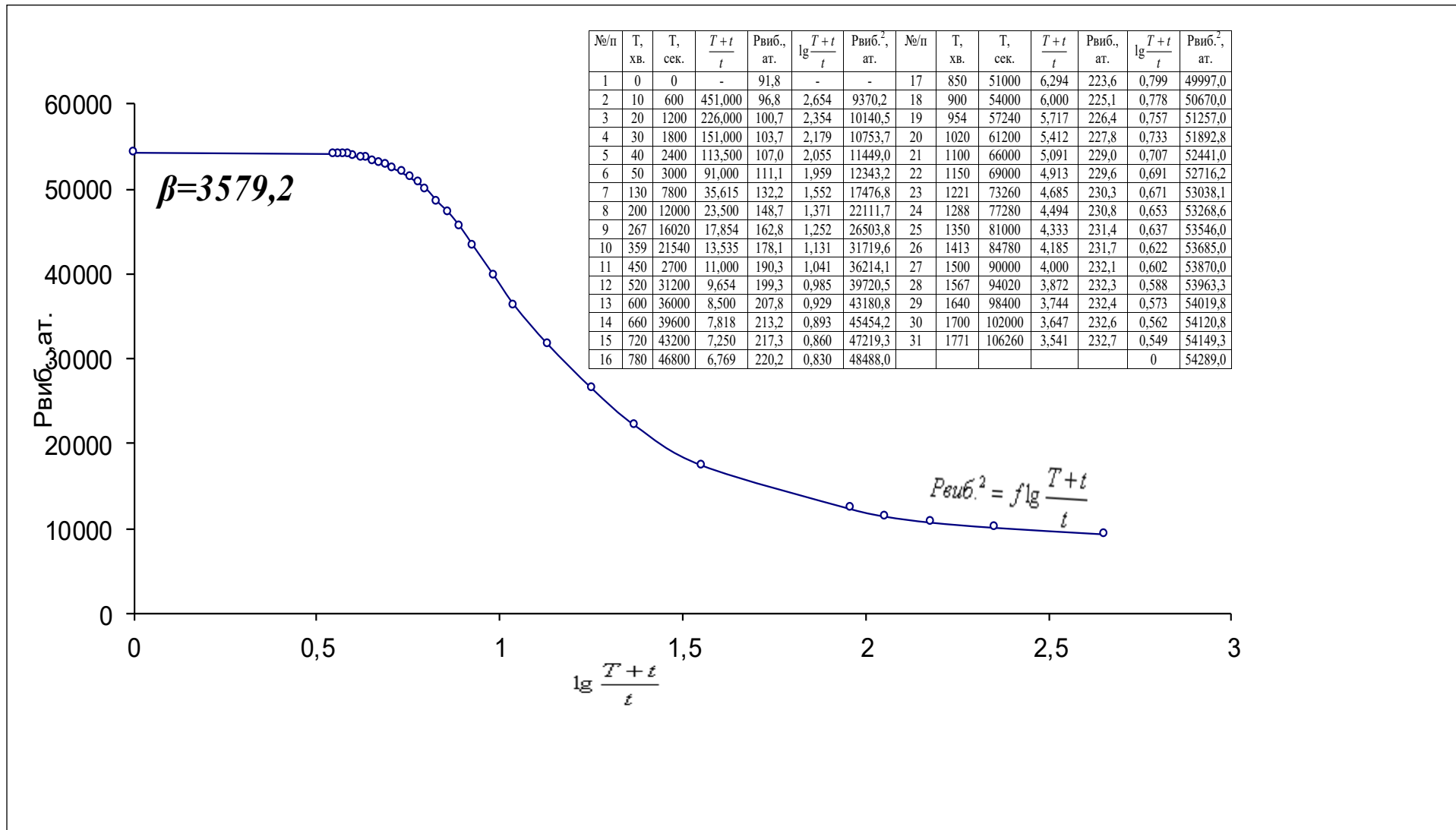


Рисунок 3.5 – Криві відновлення устьових тисків $P_{тр.}$ і $P_{зтр.}$ в свердловині № 2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м. Дата виміру 22 - 24.11.2012 р.

Результати досліджень свердловини на стаціонарних режимах фільтрації зведені у таблиці 3.6, криві відновлення трубного та затрубного тисків, епюри розподілу вибійного та пластового тисків зображені на рисунках 3.6-3.11.

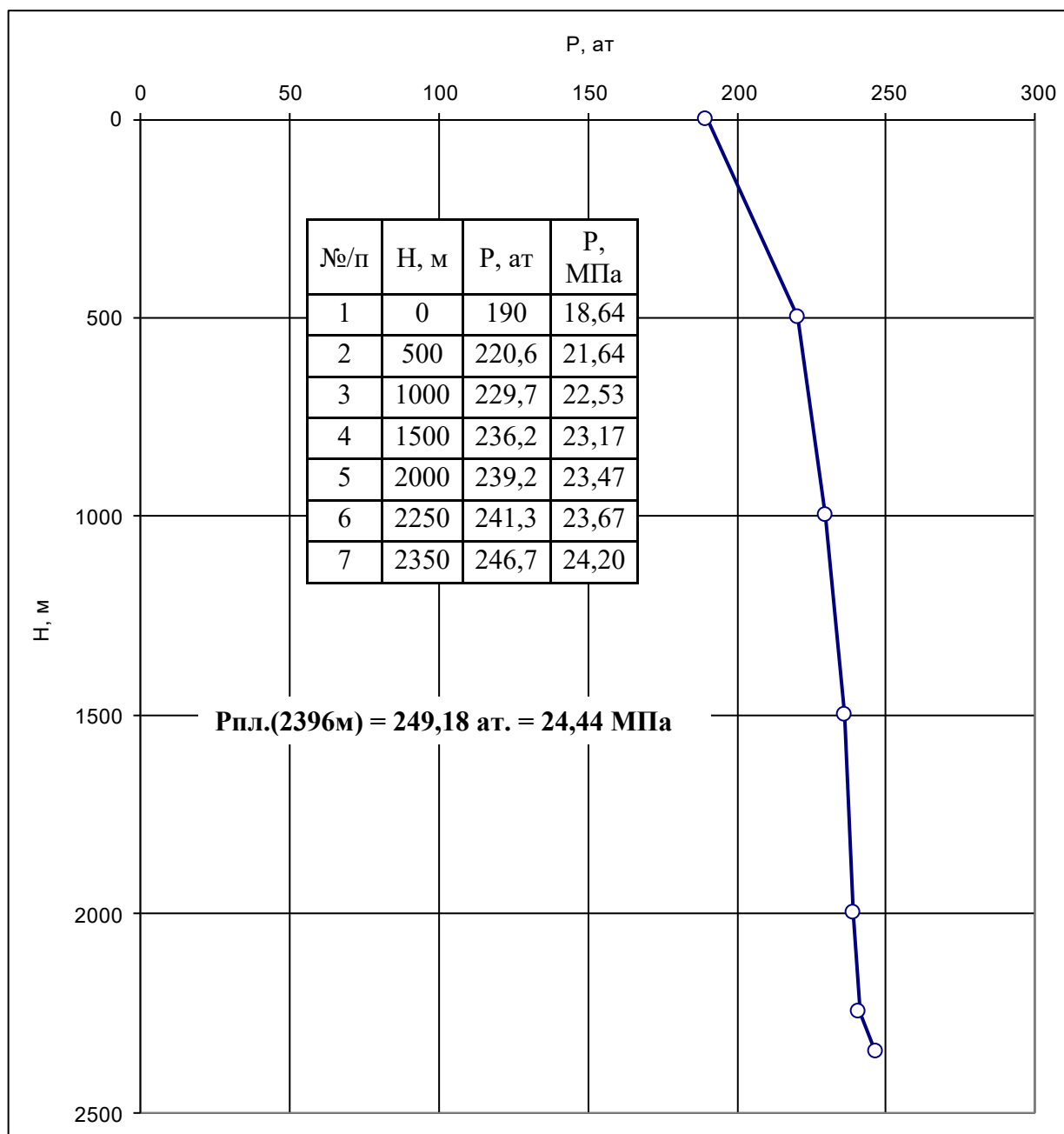


Рисунок 3.6 – Епюра розподілу вибійного тиску по стволу свердловини №2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м.
Дата виміру 28.04.2013 р.

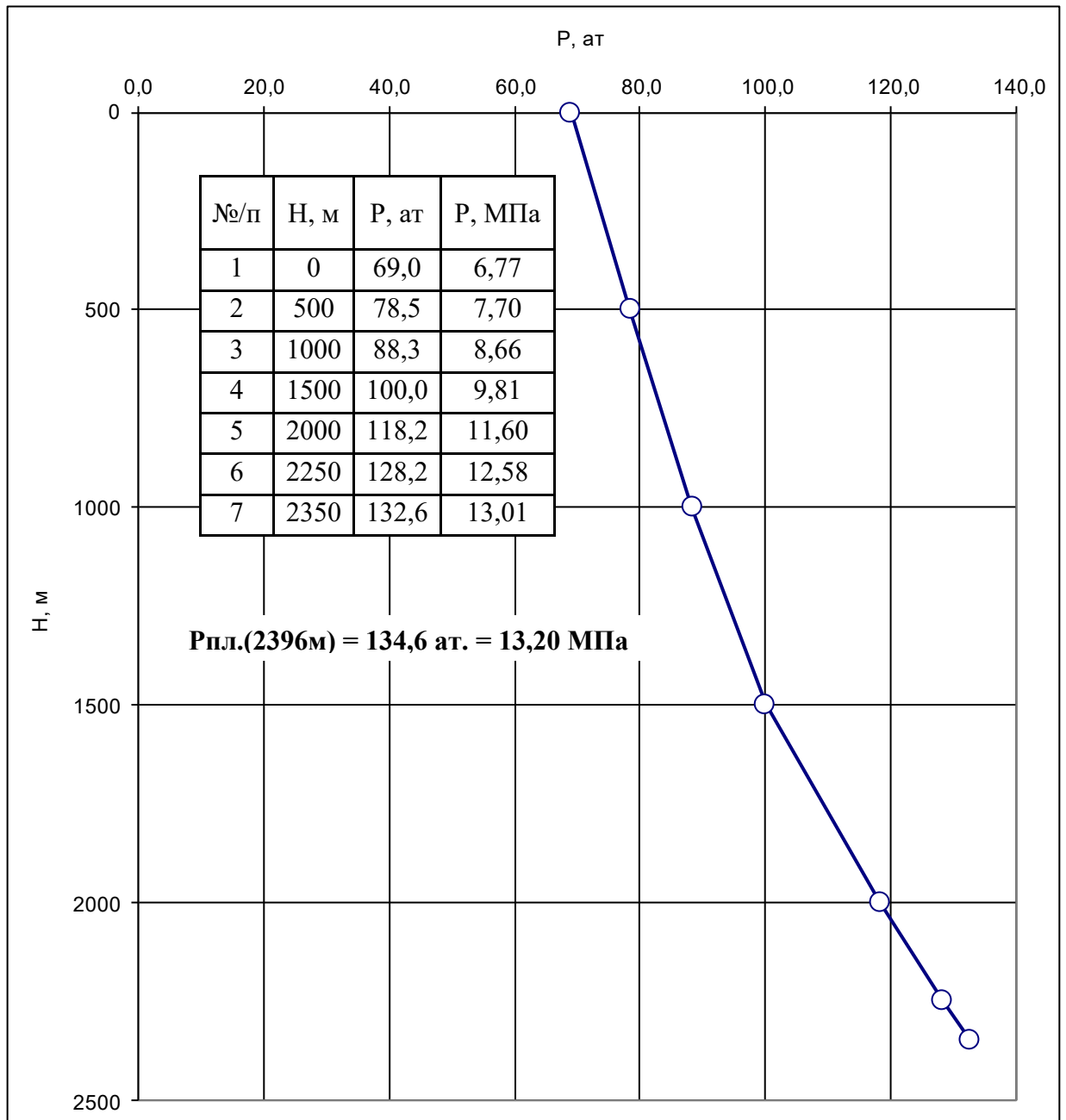


Рисунок 3.7 – Епюра розподілу вибійного тиску по стволу свердловини №2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м.
Дата виміру 12.05.2013 р.

Таблиця 3.6 - Результати досліджень свердловин №2 Романського родовища на стаціонарних режимах фільтрації

Інтервал перфорації, м	Дата	Рпл, МПа	Діаметр р діафрагми, мм	Тиск, МПа			ΔР, МПа	$P_{пл}^2 - P_{виб}^2$, МПа ²	C _о	δ	Дебіт газу, тис.м ³ /добу	$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{q} \cdot \frac{q}{MПа^2} \cdot \frac{1}{тис.м^3}$	Коефіцієнт фільтраційного опору А, $\frac{[МПа]^2}{тис.м^3 / доб}$	Коефіцієнт фільтраційного опору В, $\left[\frac{МПа}{тис.м^3 / доб} \right]^2$
				Ртр	Рзатр	Рвиб								
2392-2400	19-24.11.2012р	24,53	6,0	5,65	6,59	9,21*	15,32	516,597	98,557	2,10	32,3	14,67	13,8000	0,0269
			4,0	8,94	11,06	13,68	10,85	414,579			24,4	14,46		
			4,5	6,59	9,45	11,55	12,95	468,318			21,4	19,41		
			3,6	7,30	10,036	13,25	11,28	426,158			15,6	23,47		
			4,0	6,82	9,18	10,83	13,70	484,432			17,4	24,98		
			5,0	4,00	5,88	9,00	15,53	520,721			15,6	30,68		
			3,6	5,93	8,53	11,65*	12,88	465,998			12,1	34,11		
	12.05.2013р.	24,44	3,0	6,77	10,30	13,20	11,24	-	-	-	7,0	-	-	-
	26.05.2013р.	24,44	3,6	3,24	8,63	10,84	13,60	-	-	-	6,0	-	-	-
	04.06.2013р.	17,06	3,6	3,73	6,08	7,31*	9,75	-	-	-	4,1	-	-	-

* – розрахунковий вибійний тиск

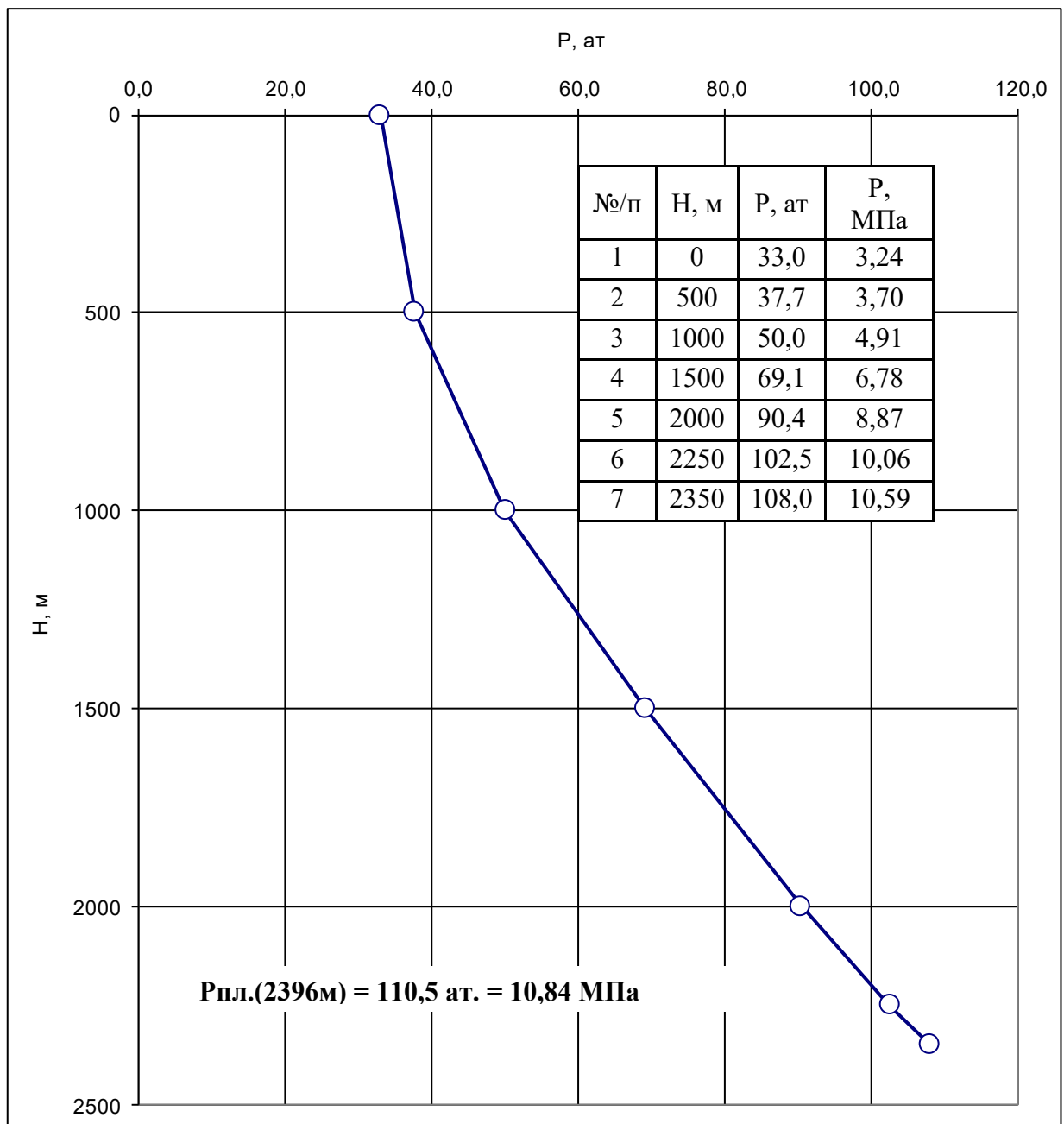


Рисунок 3.8 – Епюра розподілу вибійного тиску по стволу свердловини №2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м.
Дата виміру 26.05.2013 р.

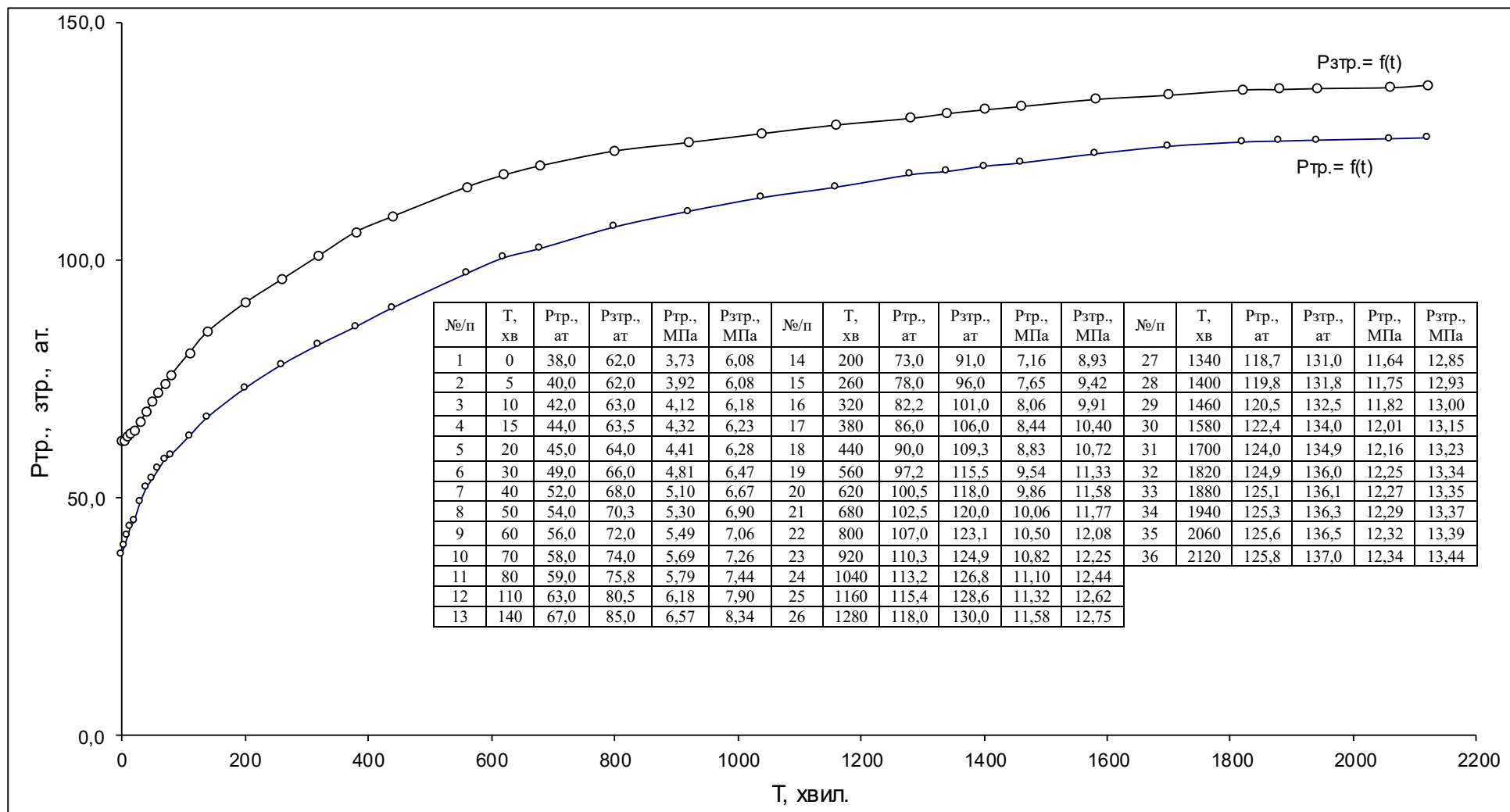


Рисунок 3.9 – Криві відновлення устьових тисків $R_{тр.}$ і $R_{зтр.}$ в свердловині № 2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м. Дата виміру 4 - 5.06.2013 р.

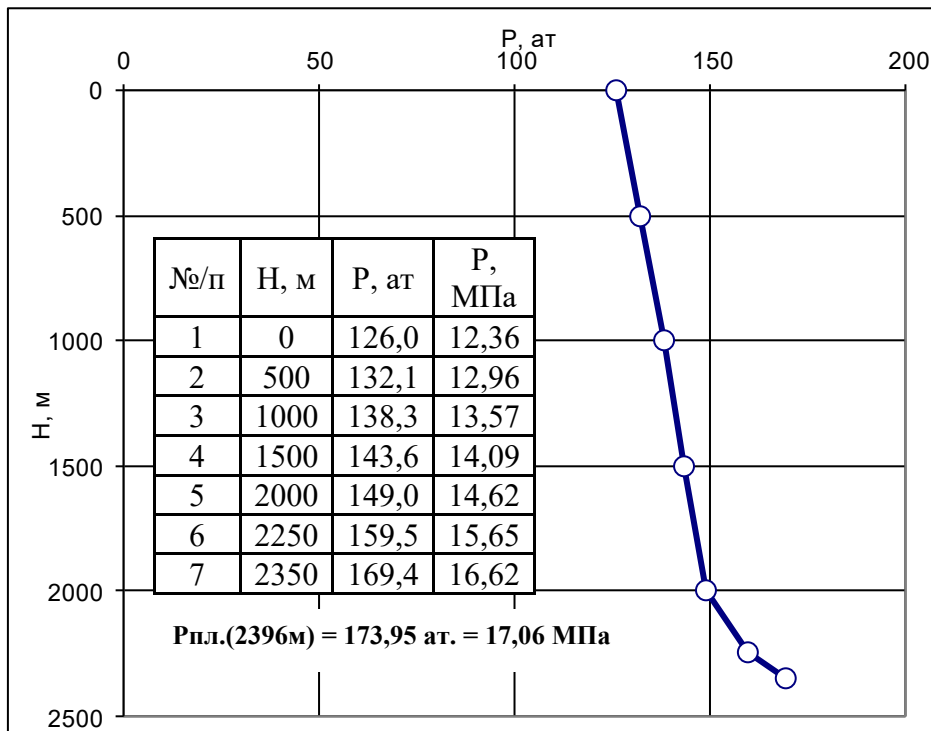


Рисунок 3.10 – Епюра розподілу вибійного тиску по стволу свердловини №2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м. Дата виміру 05.06.2013 р.

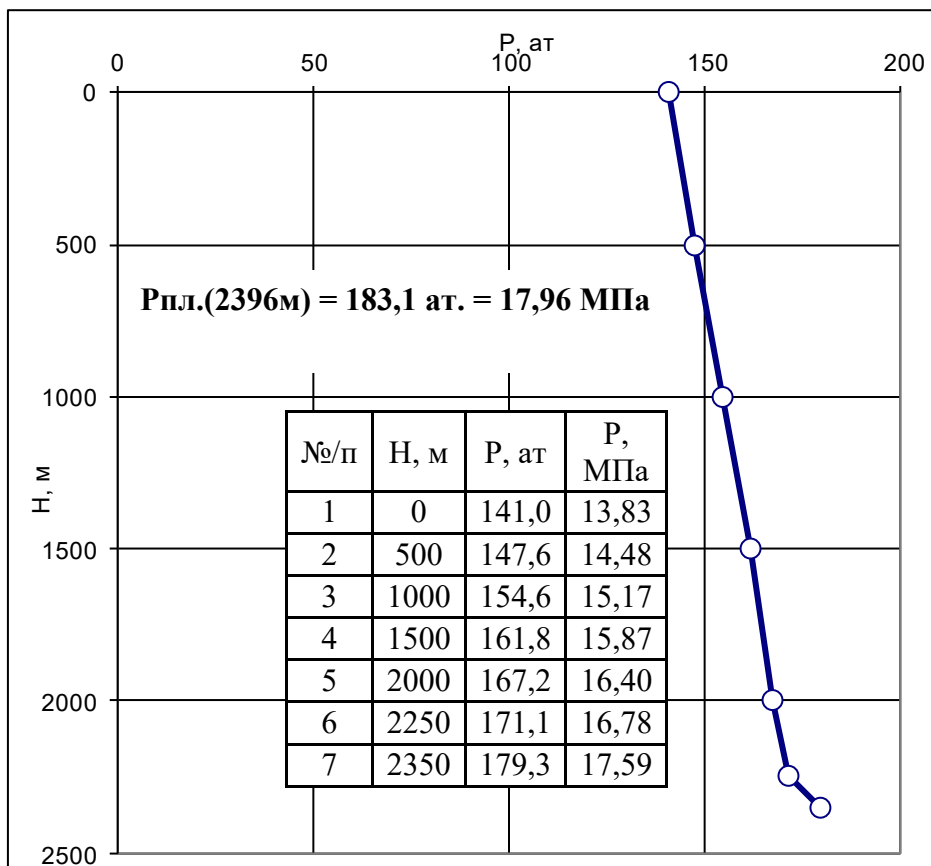


Рисунок 3.11 – Епюра розподілу вибійного тиску по стволу свердловини №2 Романського родовища. Інтервал перфорації: 2392 – 2400 м. Дата виміру 08.06.2013 р.

Таблиця 3.7 – Вихідні дані для газодинамічних розрахунків проектних показників розробки Романського родовища

Показники	В-16а	В-16а+В-16б
Початкові запаси газу, млн. м ³	$C_2(122+222) - 20$ $C_2(332) - 50$	$C_2(122+222+332)$ 154,0
Загальні початкові запаси газу з врахуванням статистичного коефіцієнта переводу в розвідані запаси, млн. м ³	63,5	136,6
Накопичений видобуток газу станом на 01.01.2025 року	-	-
Пластовий тиск, МПа	24,60	25,5
Пластова температура, К	363	363
Середня температура газу на гирлі, К	283	283
Відносна густина газу	0,647	0,647
Критичний тиск, МПа	4,57	4,57
Критична температура, К	201,55	201,55
Діаметр НКТ, мм	73	73
Коефіц. гідравлічного опору	0,025	0,025
Коефіцієнт експлуатації	0,90	0,90
Коефіцієнти фільтраційного опору		
А $\frac{(МПа)^2}{тис.м^3 / \varnothing}$	13,8000	13,8000
Б $\left(\frac{МПа}{тис.м^3 / \varnothing}\right)^2$	0,0269	0,0269
Кількість експлуат. свердловин, одиниць	-	-
Середня глибина спуску НКТ, м	2390	2390
Початковий робочий дебіт, тис.м ³ /добу	18,4	25,4
Мінімальний робочий тиск, МПа	0,10	0,1
Максимально допустима пластова депресія, МПа	6,15	6,38

Таблиця 3.8 – Результати термодинамічних досліджень газоконденсатної системи покладу пласта В-16 свердловини 2 Романського родовища прийнятих для прогнозування видобутку конденсату

Термобаричні пластові умови		Початковий потенційний вміст вуглеводнів фракції C_{5+} , $г/м^3$	Умови досліду, P , МПа	Тиск початку конденсації, МПа	Потенційний вміст конденсату в газі, що видобувається, $г/м^3$
$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, $^{\circ}C$				
24,6	90	37,34	24,53	20,40	37,34
			22,09		37,34
			20,40		37,34
			18,24		37,19
			16,19		36,93
			14,24		36,55
			12,29		35,91
			10,37		35,04
			8,42		33,64
			6,44		31,98
			4,40		30,71
			2,30		31,32
			0,10		34,16

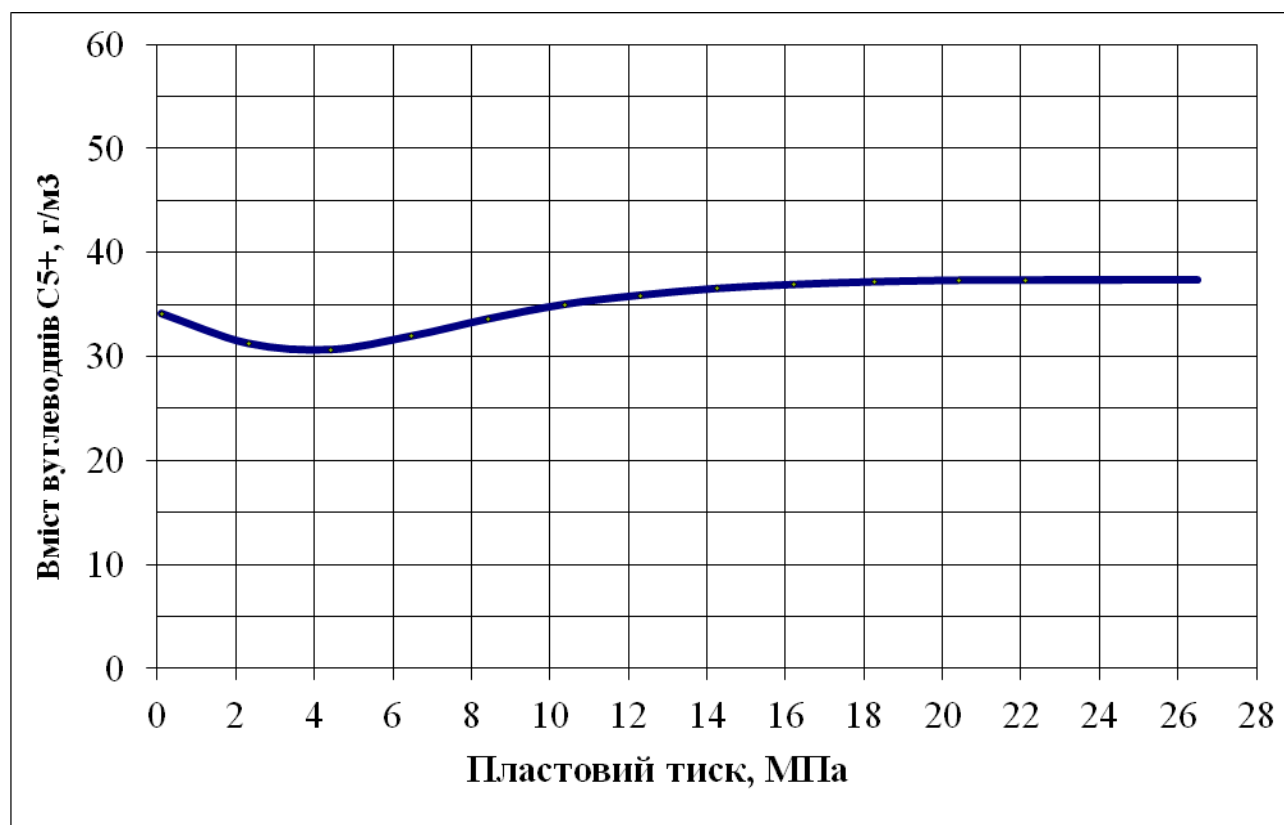


Рисунок 3.12 – Зміна вмісту C_{5+} у пластовому газі горизонту В-16 свердловини 2 Романського родовища

4 Обґрунтування параметрів покладу і підрахунок запасів

4.1 Обґрунтування методу підрахунку запасів

Романська структура являє собою напівбрахіантикліналь субширотного простягання, яка з півночі обмежена регіональним скидом, а зі сходу малоамплітудним поперечним порушенням. За даними ГДС у горизонті В-16 візейського ярусу виділені два газонасичені пласти, з якими пов'язуються два незначні поклади газу (горизонт В-16а, В-16б). [5]

Враховуючи недостатню гідродинамічну вивченість родовища та складну його геологічну будову основним методом підрахунку запасів газу та конденсату слід вважати об'ємний.

У даній магістерській роботі проводиться підрахунок запасів вільного газу найбільш універсальним методом – об'ємним методом, який може бути застосований для підрахунку запасів газу на будь-якій стадії пошукових, розвідувальних робіт або на будь-якій стадії розробки родовища газу. Метод базується на вивченні об'єму газу в газонасиченому пустотному об'ємі порід-колекторів. Об'ємний метод підрахунку запасів вільного газу широко застосовується завдяки своїй простоті, а також тому, що необхідні для нього підрахункові параметри можна отримати як в процесі пошуків, розвідки так і експлуатації покладів газу у нижньовізейських відкладах. [6]

Підрахунок запасів газу об'ємним методом проводився згідно із загально прийнятою формулою:

$$Q_{\Gamma} = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\Gamma} \cdot f \cdot (P_{\text{п}} \cdot \alpha_{\text{п}} - P_{\text{к}} \cdot \alpha_{\text{к}}), \quad (4.1)$$

де Q_{Γ} – початкові загальні запаси пластового газу, млн. м³;

F – площа в межах контуру газонасиченості, тис. м²;

h – ефективна товщина газонасиченого пласта, м;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт відкритої пористості, частка од.;

K_{Γ} – коефіцієнт газонасиченості, частка од.;

f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури, частка од.;

$P_{\text{п}}$, $P_{\text{к}}$ – початковий і кінцевий пластовий тиск, МПа;

α_p , α_k – поправки на стисливість газу (на відхилення від закону Бойля-Маріюта) для початкового і кінцевого пластових тисків, частка од.;

P_k – прийнятий 0,1 МПа.

При підрахунку запасів газу врахований коефіцієнт переведення тиску з МПа в фізичні атмосфери, який дорівнює 9,87 (1 атм. – 0,101325 МПа, звідки 1 МПа / 0,101325 = 9,8692 атм.). [8]

Початкові геологічні (балансові) запаси (ресурси) газового конденсату (Q_k) підраховані за формулою:

$$Q_k = Q_g \cdot q, \quad (4.2)$$

де q – початковий вміст в газі стабільного конденсату, т/млн.м³.

Підрахунок окремо проводився для газової і газоводяної частини.

4.2 Характеристика газоконденсатних покладів

За даними промислово-геофізичних досліджень свердловини №1-Романська у продуктивному горизонті В-16 виділено два газонасичені пласти (В-16а і В-16б), ефективна товщина яких складає 1,4 м і 0,8 м, відповідно. Вони розділені 6,0 метровою пачкою пісковиків, в середині якої виділяються два малопотужні пропластки, один водо насичений, а інший ущільнений, які не дозволяють об'єднувати вище згадані пласти в єдиний поклад газу. [5]

За даними промислово-геофізичних досліджень свердловини №2-Романська у продуктивному горизонті В-16 виділено два газонасичені пласти (В-16а і В-16б), ефективна товщина яких складає 2,6 і 3,0 м. Газонасичений пласт В-16а в свердловині №2-Романська був випробуваний за допомогою ВПТ та досліджений в експлуатаційній колоні. В обох випадках було одержано приплив газу та конденсату.

У загальному на Романському газоконденсатному родовищі поклади приурочені до витриманих по площі пластів із задовільними колекторськими властивостями.

Поклад продуктивного пласта В-16а являє собою єдину видовжену вздовж розривного порушення структурну лінію субширотного простягання

у вигляді двох напівзамкнених антиклінальних складок – Романської та Чугуївської, які відділяються між собою слабо вираженим (до 20 м) прогином. Поклад продуктивного пласта В-16а пластовий, склепінний, тектонічно екранований з півночі повздовжнім 250-метровим скидом, а з півдня малоамплітудним тектонічним порушенням. Тектонічні порушення відіграють роль надійних екранів, так як візейський розріз на ділянці робіт характеризується піскуватістю до 40 %, а проникливі верстви володіють погіршеними колекторськими властивостями. Наявність тектонічно екранованих пасток доведена пошуково-розвідувальними роботами на більшості родовищ північного борту ДДз. [5]

З півдня поклад продуктивного горизонту В-16а обмежений НГВП, яка за даними ГДС в свердловині 1-Романська становить мінус 2376,5 м.

Поклад продуктивного пласта В-16б пов'язаний з нижнім 0,8 метровим пластом в свердловині 1-Романська, та з 3,0 метровим пластом в свердловині 2-Романська, які газонасичені за даними ГДС. Поклад пластовий, склепінний, тектонічно екранований. За розміром і формою він аналогічний вище описаному покладу пласта В-16а. Південна межа його незначно зміщена на північ і обмежена НГВП на відмітці мінус 2385,5 м , а повздовжній тектонічний екран зміщений у південному напрямку. Це обумовлено невеликим перепадом висотних положень покладів.

4.3 Обґрунтування положення контуру газоносності та категорійності запасів

Запаси покладу продуктивного пласта В-16а з півночі обмежені повздовжнім скидом, із сходу – поперечним малоамплітудним порушенням, а з півдня – нижньою границею газонасиченого пласта за даними ГДС та мало амплітудним тектонічним порушенням. Враховуючи те, що на даному етапі геологорозвідувальних робіт газоносність пласта встановлена тільки за результатами дослідження свердловини №2-Романська, а у свердловині №1-Романська газоносність установлена за промислово-геофізичними методами, тому, за ступенем геологічного вивчення запаси віднесені до попередньо

розвіданих коду класу 122+222, категорії С₂ (які обмежуються НГВП встановленої за дослідженням у свердловині №2-Романська (-2243,3 м) та до попередньо розвіданих з невизначеним промисловим значенням коду класу 332, категорії С₂ (які за даними ГДС обмежуються відміткою підшоши газонасиченої частини у свердловині №1-Романська (-2376,5 м).

Для покладу продуктивного пласта В-16б попередньо розвідані за даними ГДС запаси газу обмежуються відміткою підшоши газонасиченої частини у свердловині №1-Романська (-2385,5 м). Вони віднесені до попередньо розвіданих з невизначеним промисловим значенням коду класу 332, категорії С₂.

4.4 Обґрунтування підрахункових параметрів

Визначення площ газонасиченості

Площа газонасиченості визначена з підрахункових планів планіметром № 6287 випуску 1959 р. Ціна поділки планіметра для масштабу 1:25000 складає 62,5 тис. м²

Площі покладів обмежені з півночі повздовжнім 200 метровим скидом, зі сходу малоамплітудним порушенням, а з заходу – НГВП, встановленими за даними випробування у свердловині №2-Романська та ГДС по свердловині №1-Романська. Замір площ проводився окремо для газової та міжконтурної частин покладів як для попередньо розвіданих запасів, так і для попередньо розвіданих запасів з невизначеним промисловим значенням.

Результати визначення площ газонасиченості наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Визначення площі продуктивності

ціна поділки планіметра 62,5 тис. м²

Горизонт	Зона	Клас запасів	Показник планіметра	Площа, тис. м ²
1	2	3	4	5
В-16а	газова	122+222	8,0	500,0
	газоводяна	122+222	1,6	100,0
	Сума	122+222	9,6	600,0
	газова	332	28,8	1800,0
	газоводяна	332	4,0	250,0
	Сума	332	32,8	2050,0
В-16б	газова	332	40,0	2500,0
	газоводяна	332	4,4	275,0
	Сума	332	44,4	2775,0

Визначення середньозважених величин ефективної газонасиченої товщини, відкритої пористості і газонасиченості

Оскільки, керновим матеріалом геологічний розріз свердловин охоплений слабо, тому оцінка точності встановлення параметрів, які характеризують ємнісні властивості колекторів проводилась з використанням методів ГДС.

Підрахунок окремо проводився для покладу продуктивних горизонтів В-16а і В-16б.

Для підрахунку запасів газу використані значення ефективної газонасиченої товщини, пористості і газонасиченості, отримані в результаті комплексної інтерпретації даних промислово-геофізичних досліджень (таблиця 4.2).

Підрахунок запасів і оцінка ресурсів газу проводились окремо для газової і міжконтурної частин покладів. [6]

Таблиця 4.2 – Визначення підрахункових параметрів продуктивних горизонтів по Романському родовищу

Номер пласта	Горизонт	Інтервал пласта, м	h _{нат} , м	h _{эф} , м	h _{эф} ^{пл} , м	d _{об} , м	□ _{об} , ОММ	J _п , мкр/год	J _п ^{min}	J _п ^{max}	□ J _п	□ T, мкс/м	J _п ^п , ум.од	J _п ^{min}	J _п ^{max}	□ J _п	K _п ^{акт-г} , %	K _п ^{акт-гс} , %	K _п ^г /n _г , %	K _п ^{рес} , %	□ _г ^{рес} , ОММ	□ _к , ОММ	□ _{вк} , ОММ	□ _{мк} , ОММ	R _п	□ _{мін} , ОММ	R _п	K _{пл} ^{рес} , %	Літологія	Характер насичення	
																														ГДС	Випробування
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Свердловина: 1 Площа: Романська, dн=216 мм																															
1	В-16а	2532.8 - 2536.6	3.8	1.4	1.4	0.222	0.20	4.0	2.4	14.8	0.13	200	2.7	1.50	4.50	0.40		8.6		8.6	16.0	16.0	16.0		130	3.1	5.1	67	вапняк	газон.	
2		2537.2 - 2538.8	1.6	1.4		0.229	0.20	7.2	2.8	14.8	0.37	244	2.3	1.50	3.35	0.43	11.8	12.3		12.3	2.0	2.0	2.6	7.7					пісковик	водон.	
3		2540.2 - 2541.4	1.2			0.233	0.20	6.4	2.8	14.8	0.30	213	2.8	1.50	3.35	0.70	5.7	7.5		7.5	4.7	4.7	10.9	36.2					пісковик	ущільн.	
4	В-16б	2542.6 - 2545.6	3.0	0.8	0.8	0.222	0.20	4.7	2.4	14.8	0.19	188	3.8	1.50	4.50	0.78		6.1		6.1	45.0		45.0		270	6.5	3.9	67	вапняк	газон.	
5		2548.6 - 2554.0	5.4			0.223	0.20	4.1	2.4	14.8	0.14	174	4.1	1.50	4.50	0.85		3.8		3.8	65.0		65.0						вапняк	ущільн.	
6		2555.2 - 2557.6	2.4			0.221	0.20	6.3	2.4	14.8	0.32	169	4.1	1.50	4.50	0.86		2.3		2.3	76.0		76.0						вапняк	ущільн.	
7		2560.2 - 2563.6	3.4	3.0		0.218	0.20	2.8	2.8	14.8	0.00	250	2.5	1.50	3.35	0.53	16.7	18.2		18.2	1.2	1.2	1.7	3.6					пісковик	водон.	
Свердловина: 2 Площа: Романська, dн=216 мм																															
1		2391.6 - 2395.2	3.6			0.217	0.10	3.4	1.9	14.0	0.12	180	4.19	1.50	5.00	0.77		4.9	2.5/2	4.9	45.0	91.1	45.0	150.5					вапняк	ущільн.	газ
2	В-16а	2395.2 - 2396.8	1.6	1.2	1.2	0.216	0.10	3.3	1.9	14.0	0.12	193	3.74	1.50	5.00	0.64		7.6		7.6	98.0	89.1	98.0	128.3	155	3.1	31.6	88	вапняк	газон.	
3		2396.8 - 2400.4	3.6	1.4	1.4	0.216	0.10	3.3	1.9	14.0	0.11	193	4.21	1.50	5.00	0.77		7.5		7.5	121.0	116.2	121.0	169.8	160	3.2	37.8	89	вапняк	газон.	
4		2400.8 - 2404.8	4.0			0.217	0.10	4.5	1.9	14.0	0.21	171	4.73	1.50	5.00	0.92		2.8	2.73/1	2.8	91.0	153.3	91.0	175.8					вапняк	ущільн.	
5		2407.6 - 2410.0	2.4			0.216	0.10	4.7	2.0	14.0	0.22	203	4.39	1.50	4.50	0.96	4.3	6.2		6.2	73.0	92.7	73.0	132.1					піск.карб.	ущільн.	
6	В-16б	2410.8 - 2413.2	2.4	1.0	1.0	0.216	0.10	2.8	1.9	14.0	0.08	192	4.35	1.50	5.00	0.81		7.5		7.5	104.0	203.0	104.0	175.6	160	3.2	32.5	88	вапняк	газон.	
7		2413.2 - 2416.2	3.0	0.8	0.8	0.216	0.10	3.1	1.9	14.0	0.10	185	3.58	1.50	5.00	0.60		6.0		6.0	73.0	53.0	73.0	112.9	265	5.3	13.8	82	вапняк	газон.	
8		2417.2 - 2421.2	4.0	1.2	1.2	0.216	0.10	2.8	1.9	14.0	0.07	204	3.51	1.50	5.00	0.57		10.1		10.1	40.0	59.3	40.0	30.4	90	1.8	22.2	86	вапняк	газон.	
9		2421.2 - 2423.2	2.0			0.218	0.10	3.6	1.9	14.0	0.14	180	4.71	1.50	5.00	0.92		4.8		4.8	106.0	36.0	106.0	235.8					вапняк	ущільн.	
10		2449.6 - 2454.8	5.2			0.215	0.10	2.5	2.0	14.0	0.04	211	2.86	1.50	4.50	0.45	7.8	9.0		9.0	1.9	1.9	5.5	18.0					піск.карб.	ущільн.	

Для визначення середньозваженої величини ефективної газонасиченої товщини по горизонтах В-16а та В-16б побудовані карти ізопахіт (додаток 5). При побудові карт ефективної газонасиченої товщини використані матеріали по свердловинах, що пробурені в межах покладів. Середньозважені по площі величини визначались в межах газової і газоводяної частин окремо для кожної категорії запасів (таблиця 4.3).

Для визначення середньозваженої величини пористості по горизонтах В-16а та В-16б побудовані карти пористості. Середньозважені по площі величини визначались в межах газової і газоводяної частин окремо для кожної категорії запасів (таблиця 4.4). [5]

Побудова карт величин газонасиченості для продуктивних горизонтів В-16а та В-16б недоцільна, так як поклади розкриті тільки двома свердловинами (№ 1-Романська та № 2-Романська), тому для підрахунку запасів коду класу 122+222 приймалась величина пористості згідно ГДС у свердловині №2-Романська, а для підрахунку запасів коду класу 332 приймалися величини газонасиченості визначені як середньозважені по сумарній ефективній товщині і поровому об'єму (таблиця 4.5). Так, для підрахунку запасів горизонту В-16а значення газонасиченості становить 81 %, для горизонту В-16б - газонасиченість приймається 83 %. [5]

Таблиця 4.3 – Визначення площі і розрахунок середньозважених газонесних товщин та об'ємів газонасичених тіл ціна поділки планіметра 62,5 тис. м²

Поклад	Клас запасів	Поле заміру	Значення граничних ізопахіт	Середнє число поділок планіметра	Площа, тис. м ²	Середнє значення ізопахіти	Об'єм порід між граничними ізопахітами, тис. м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	
В-16а	122+222	Газова зона						
		1	2,6	8,0	500,0	2,6	1300,0	
		Сума		8,0	500,0		1300,0	
		Середньозважена					2,6	
		Газоводяна зона						
		2	0-2,6	1,6	100,0	1,3	130,0	
		Сума		1,6	100,0		130,0	
	Середньозважена					1,3		
	332	Газова зона						
		3	2,0-2,6	14,8	925,0	2,3	2127,5	
		4	1,4-2,0	14,0	875,0	1,7	1487,5	
		Сума		28,8	1800,0		3615,0	
		Середньозважена					2,0	
		Газоводяна зона						
5		0-1,4	4,0	250	0,7	175		
Сума		4,0	250		175			
Середньозважена					0,7			
В-16б	332	Газова зона						
		1	3,0	15,0	937,5	3,0	2812,5	
		2	2,0-3,0	14,8	925,0	2,5	2312,5	
		3	1,0-2,0	8,1	506,25	1,5	759,38	
		4	0,8-1,0	2,1	131,25	0,9	118,13	
		Сума		40,0	2500,0		6002,51	
		Середньозважена					2,4	
		Газоводяна зона						
		5	0-0,8	4,4	275	0,4	110,0	
		Сума		4,4	275		110,0	
Середньозважена					0,4			

Таблиця 4.4 – Визначення середньозваженого коефіцієнту пористості
ціна поділки планіметра 62,5 тис. м²

Поклад	Клас запасів	Поле заміру	Значення граничних ізопахіт	Середнє число поділок планіметра	Площа, тис. м ²	Середнє значення ізопахіти	Об'єм порід між граничними ізопахітами, тис. м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	
В-16а	122+222	Газова зона						
		1	7,5	8,0	500,0	7,5	3750,0	
		Сума		8,0	500,0		3750,0	
		Середньозважена					7,5	
		Газоводяна зона						
		2	7,5	1,6	100,0	7,5	750,0	
		Сума		1,6	100,0		750,0	
		Середньозважена					7,5	
	332	Газова зона						
		3	7,5-8,0	15,0	937,5	7,8	7312,5	
		4	8,0-8,6	13,8	862,5	8,3	7158,8	
		Сума		28,8	1800,0		14471,3	
		Середньозважена					8,0	
		Газоводяна зона						
		5	8,0-8,6	4,0	250	8,3	2075,0	
		Сума		4,0	250		2075,0	
Середньозважена					8,3			
В-16б	332	Газова зона						
		1	8,0-8,1	13,8	862,5	8,05	6943,13	
		2	7,0-8,0	13,4	837,5	7,5	6281,25	
		3	6,0-7,0	11,0	687,5	6,5	4468,75	
		4	6,0	1,8	112,5	6,0	675,0	
		Сума		40,0	2500,0		18368,13	
		Середньозважена					7,3	
		Газоводяна зона						
		5	6,0	1,2	75,0	6,0	450,0	
		6	6,0-7,0	3,2	200,0	6,5	1300,0	
		Сума		4,4	275,0		1750,0	
		Середньозважена					6,4	

Таблиця 4.5 – Розрахунок середньозважених значень газонасиченості по свердловинах і покладах

Поклад	Свердловина	Інтервал пласта, м	Ефективна товщина, м	Пористість, %	Газонасиченість, %	Добуток ефективних товщин		Прийняті до підрахунку K_r	
						на пористість	на пористість та газонасиченість		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
В-16а	1-Романська	2532,8-2536,6	1,4	8,6	67	12,04	806,68	0,67	
	2-Романська	2395,2-2400,4	2,6	7,5	89	19,5	1735,5	0,89	
	сума по покладу		4,0				31,54	2542,18	
	середньозважені по покладу			7,9	81				0,81
В-16б	1-Романська	2542,6-2545,6	0,8	6,1	67	4,88	326,96	0,67	
	2-Романська	2410,8-2421,2	3,0	8,1	86	24,3	2089,8	0,86	
	сума по покладу		3,8				29,18	2416,76	
	середньозважені по покладу			7,7	83				0,83

Термобаричні умови газоконденсатних покладів і температурні поправки та поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта

Для підрахунку запасів прийняті значення пластових тисків, що відповідають середині висоти пластових покладів від прийнятого контакту, для перспективних ресурсів пластові тиски приймалися по аналогії із вже установленими покладами свердловиною №2-Романська.

Пластова температура визначалась шляхом зняття величини температури на абсолютній відмітці, яка відповідає середині висоти покладу від прийнятого контакту.

Поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури визначалась за формулою:

$$f = \frac{T + t_{cm}}{T + t_{nl}} \quad (4.3)$$

де: T - абсолютна температура рівна 273°C ;

t_{cm} - стандартна температура на поверхні рівна 20°C ;

t_{nl} - температура на середині газового покладу. [6, 8]

Компонентний хімічний склад газу Романського родовища наведений в таблиці 4.6.

Компонентний склад пластового газу визначався в процесі промислових та лабораторних досліджень. Для підрахунку загальних і видобувних запасів вуглеводнів використаний склад пластового газу з продуктивного горизонту В-16а у св. 2. Відповідно до нього визначався псевдокритична температура та тиск (таблиця 4.7). [5]

Для визначення коефіцієнта надстисливості газу розраховані псевдокритичний тиск та температура (табл. 4.7), за якими визначались псевдоприведені тиски і температури.

Коефіцієнт надстисливості газу Z визначався по графіку Брауна для пластового газу, із вмістом метану менше 90 %.

За результатами проведених досліджень можна зробити висновок, що газ Романського родовища відноситься до сухих, з високим вмістом метану і за своїми властивостями придатний для використання в різних галузях народного господарства.

Початковий статичний стан газового покладу характеризується величинами початкових пластових тисків і температур, властивостями пластового флюїду та інше.

Пластовий тиск і пластова температура в процесі первинних газодинамічних досліджень в горизонті В-16а (св. №2-Романська) замірялись глибинним манометром і термометром.

Відомо, що вуглеводневі гази значно відрізняються від закону Бойля-Маріотта, тому вводяться поправки в залежності від їх складу, пластового тиску та температури. Поправка на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта обернено пропорційна коефіцієнту надстисливості газу. [8]

На основі визначених значень початкових пластових тисків і температур, приведених до середини газових покладів, розраховані поправки на відхилення пластового газу від закону Бойля-Маріотта та поправки на пластову температуру (табл. 4.8).

Таблиця 4.6 – Результати хімічного аналізу проб газу, відібраного із свердловини № 2 Романського родовища

№ св-на	Інтервал дослідж., від-до, м	Горизонт	Дата відбору	Вміст компонентів, % об'ємних											Відносна густина газу	
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄₊ вищі	CO ₂	N ₂	H ₂		He
2	2392-2400	В-16а	24.11.12	87,961	4,510	1,693	0,195	0,370	0,115	0,110	0,292	0,794	3,960	-	-	0,638
-«-	-«-	-«-	21.10.15	87,766	4,275	1,529	0,228	0,416	0,123	0,128	0,605	0,772	4,158	-	-	0,645
середньоарифметичне значення				87,864	4,392	1,611	0,212	0,393	0,119	0,119	0,448	0,783	4,059	-	-	0,642

Таблиця 4.7 – Розрахунок псевдокритичного тиску та температури за складом пластового газу

Компоненти	Критичні параметри компонентів		молярні частки компонент.	Горизонт В-16	
	Ркр. МПа	Ткр. К		частки критичних параметрів компонентів	
				Ркр. МПа	Ткр. К
1	2	3	4	5	6
CH ₄	4,604	190,55	0,87864	4,0453	167,425
C ₂ H ₆	4,880	305,43	0,04392	0,2143	13,414
C ₃ H ₈	4,249	369,82	0,01611	0,0684	5,958
i-C ₄ H ₁₀	3,647	408,13	0,00212	0,0077	0,865
n-C ₄ H ₁₀	3,796	425,16	0,00393	0,0149	1,671
i-C ₅ H ₁₂	3,381	460,39	0,00119	0,0040	0,548
n-C ₅ H ₁₂	3,369	469,65	0,00119	0,0040	0,559
C ₆ H ₁₄₊ вищі	3,013	507,35	0,00448	0,0135	2,273
CO ₂	7,381	304,20	0,00783	0,0578	2,382
N ₂	3,398	126,26	0,04059	0,1379	5,125
H ₂	1,299	33,25	-	-	-
He	0,229	5,2	-	-	-
				4,57	200,22

Таблиця 4.8 – Початкові пластові тиски і температури для газоконденсатних покладів Романського родовища

Горизонт	Абсолютна відмітка НГВП, м	Абсолютна відмітка середини покладу за кодами запасів, м		Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, К	Коефіцієнт надтисливості газу, Z, долі одиниці	Поправки	
							на відхилення від закону Бойля-Маріотта, долі одиниці	на температуру, долі одиниці
В-16а	-2243,3	122+222	-2240,7	24,6	363	0,931	1,07	0,807
	-2376,5	332	-2307,3	24,6	363	0,931	1,07	0,807
В-16б	-2385,5	332	-2319,6	26,5	363	0,938	1,07	0,807

Визначення коефіцієнтів газовилучення та конденсатовилучення

Визначення коефіцієнта газовилучення виконано на основі газодинамічних розрахунків прогнозованих показників розробки за умов дотримання оптимальних технологічних режимів роботи свердловини (мінімально допустимого робочого тиску та дебіту).

Коефіцієнт вилучення газу згідно техніко-економічного обґрунтування становить 0,891 для покладу горизонту В-16а.

При підрахунку запасів конденсату в покладі горизонту В-16а значення потенційного вмісту вуглеводнів $C_{5+в}$ наведено в розділі 3 таблиця 3.8. Потенційний вміст конденсату становить 37,34 г/м³.

Коефіцієнт конденсатовилучення розрахований і становить для покладу горизонту В-16а – 0,836.

4.5 Результати підрахунку запасів

Результати визначення підрахункових параметрів та підрахунку запасів газу та конденсату наведені в таблиці 4.9 та по окремих продуктивних пластах візейського ярусу В-16а і В-16б приведені на графічному додатку 1.

5. Ефективність і якість геологорозвідувальних робіт

Глибоке буріння в межах Романської ліцензійної ділянки розпочато в 2008 р. Підставою для буріння послужили результати сейсмічних досліджень, виконаних партіями СУГРЕ ПГО "Укргеофізика" в 1990-1994 рр. за даними яких було виявлено антиклінальну зону, розвинуту в субширотному напрямку уздовж незгідного скиду. У складі зони було виділено Романське та Чугуївське підняття.

По результатах проведених робіт в 1994 році був складений паспорт на Романську структуру. [2]

У 2005 р. на основі паспорту був складений "Проект пошуків покладів нафти та газу на Романській площі", яким передбачалося буріння 4 свердловин.

Станом на 1.01.2025 р. в межах площі робіт пробурено 2 свердловини із загальним метражем 5245 м.

За результатами промислово-геофізичних досліджень в розкритому розрізі свердловинами № 1-Романська та № 2-Романська встановлено два газонасичені пласта в продуктивному горизонті В-16.

У свердловині № 1-Романська в інтервалі 2532,8-2546,6 м (пласти В-16а і В-16б верхньовізейських відкладів) виділено газонасичені породи-колектори і рекомендовано до випробування ВПТ. Але випробування проведено не було, так як не вдалося встановити цементний міст, через поглинання цементного розчину, для відсікання водонасиченого пласта, що залягає нижче.

У результаті випробування свердловини № 2-Романська отримано приплив газу та конденсату з нижньокам'яновугільних відкладів. Добовий дебіт через 3,6 мм діафрагму становив 12 тис. м³ газу та незначна кількість конденсату. Свердловина знаходиться в консервації.

Геофізичні дослідження в свердловинах проводились по інтервалах, передбачених технічними інструкціями та геолого-технічним нарядом.

Випробування свердловин на родовищі проводилося у відкритому стовбурі в процесі буріння і в експлуатаційній колоні (свердловина №2-Романська).

На дату написання магістерської роботи Романське родовище недостатньо і нерівномірно розбурене. Вибір і випробування перспективних об'єктів здійснювалися за раціональною схемою, коли геофізичні дослідження визначали характер насичення розрізу та інтервали випробування.

Оцінка ефективності геолого-розвідувальних робіт на Романському родовищі по підготовці запасів газу проведена за наступними показниками: сумарний приріст запасів газу, приріст запасів на 1 м проходки, на 1 завершену свердловину та на 1 грн., а також питомих витрат на підготовку тис. м³ запасів. При цьому враховані всі пошукові (81144 тис. грн.) свердловини пробурені в межах родовища, які безпосередньо вплинули на приріст запасів та параметри необхідні підрахунку. Окрім того, враховані витрати на сейсмічні роботи (880 тис.грн.) та попередні геолого-рзвідувальні роботи (220 тис. грн.).

Таким чином, загальні витрати на підготовку попередньо розвіданих запасів Романського родовища становлять 82244 тис. грн.

Таблиця 5.1 – Оцінка ефективності геологорозвідувальних робіт за натуральними та вартісними показниками виконано для початкових загальних так і видобувних запасів.

№ п/п	Показники	Одиниця виміру	Початкові запаси	
			загальні	видобувні
1.	Підраховані запаси газу	млн. м ³	154	18
2.	Кількість свердловин	сверд.	2	2
3.	Обсяг буріння	м	5245	5245
4.	Витрати на геолого-розвідувальні роботи	тис. грн	82244	82244
5.	Приріст запасів газу на 1 м проходки	тис. м ³ /м	29,36	3,43
6.	Приріст запасів газу на одну свердловину	млн. м ³ /сверд.	77,0	9,0
7.	Приріст запасів газу на 1 грн.	млн. м ³ /грн.	1,87	0,22
8.	Питомі витрати на підготовку 1000 м ³ запасів газу	грн./1000 м ³	0,5	4,57

Висновки

Магістерська робота виконана станом на 01.01.2025 р. на основі результатів аналізу сейсмічних матеріалів, результатів буріння, промислово-геофізичних досліджень, випробування і дослідження пошукових свердловин.

За результатами аналізу фактичного матеріалу висвітлена геологічна будова родовища, створені моделі покладів газу в розрізі верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону (горизонти В-16а та В-16б).

Підраховані об'ємним методом початкові запаси «сухого» газу коду класу 122+222 складають 20 млн.м³, конденсату 1 тис. т, коду класу 332 – 134 млн.м³, конденсату 5 тис. т.

При оптимальному варіанті розробки Романського газоконденсатного родовища коефіцієнти вилучення газу становитиме 0,891, а коефіцієнт вилучення конденсату 0,836.

За величиною видобувних запасів вуглеводнів Романське газоконденсатне родовище відноситься до групи дуже дрібних.

Список використаної літератури

1. Н.П. Зателепа, Д.Ф. Левішко "Звіт про сейсморозвідувальні роботи МСГТ на Лебединсько-Харківській площі с.п. 31-34/88-40/90 в 1988-1994 рр. ДГП "Укргеофізика" СУГРЕ. – Розсолянці, 1994.
2. Д.Ф. Левішко "Паспорт на Романську структуру, підготовлену до глибокого пошуково-розвідувального буріння", Полтава ДГРП, СУГРЕ.
3. Г. Черткова "Проект пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Романській площі", Полтава, 2005.
4. "Методичні рекомендації по вибору системи розташування пошукових свердловин", 1992.
5. М.М. Андрейчук Геолого-економічна оцінка запасів і ресурсів газу та конденсату Романської площі Харківської області, м. Львів, 2011.
6. 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. К.: ДКЗ України, 1998. – 45 с.
7. Атлас родовищ нафти і газу України в 6-ти томах. УНГА. Львів, 1998.
8. Г.І. Рудько, М.В. Ляху та ін. Підрахунок запасів нафти і газу. – Київ-Чернівці, 2016.