

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

(103)НЗ ГНГ. ПЗ

Група НЗГ-21-1

Марія Сансай

2025

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

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Геологічна будова та характеристика продуктивних
горизонтів Володимирівського родовища

(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — бакалавр
Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу, геофізика,
геоінформатика, інженерна геологія
та гідрогеологія

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 НЗГ

(позначення)

Студент гр. НЗГ–21-1 _____ Сапсай М. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ доц. Омельченко В. Г.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ асис. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат _____ асис. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту

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

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

2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.
« ____ » _____ 2025 р.

**З А В Д А Н Н Я
НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу, геофізика,
геоінформатика, інженерна геологія та
гідрогеологія

Студент _____ *Сапсай Марія Володимирівна*
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) *Геологічна будова та характеристика продуктивних горизонтів
Володимирівського родовища.*

Затверджена наказом ректора університету від “ 16 ” квітня 2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи) 15 червня 2025 року

3. Вихідні дані до проєкту (роботи) _____

1. Фондові геолого-геофізичні ГПУ “Полтавагазвидобування”

2. Опублікована література по району досліджень.

3. Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практик.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ. Геологічна будова родовища. Тектоніка. Результати геологорозвідувальних робіт.

*Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів. Газоносність. Гідрогеологічна
характеристика розрізу. Склад та властивості газу і конденсату. Охорона надр.*

5. Перелік графічних додатків

1. Сейсмогеологічні розрізи .2. Зведений розріз,

3. Структурні карти. 4 Карти товщин продуктивних горизонтів

6. Консультанти з проєкту (роботи), із зазначенням розділів проєкту, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
<i>Нормоконтроль</i>	<i>асист. Уграк Л. В.</i>		

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
<i>1.</i>	<i>Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.</i>	<i>10.11.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>2.</i>	<i>Підготовка базової частини. Загальні відомості та геологічна будова району.</i>	<i>01.12.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>3.</i>	<i>Обґрунтування та методика прове- дження проєктних робіт</i>	<i>01.02.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>4.</i>	<i>Розробка технічної частини.</i>	<i>15.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>5.</i>	<i>Розробка економічної частини.</i>	<i>01.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>6.</i>	<i>Оформлення тексту і графічних додатків.</i>	<i>15.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>7.</i>	<i>Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат.</i>	<i>15.06.2025</i>	
	<i>Захист бакалаврської роботи.</i>		

8. Дата видачі завдання: 10 листопада 2024 р.

Завдання видав керівник

_____ (підпис)

доц. Омельченко В. Г.
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

_____ (підпис)

Сапсай М. В.
(прізвище та ініціали)

Анотація

Бакалаврська робота містить: сторінок 78, таблиць 16, рисунків 4, графічних додатків 7.

Приведені сучасні уявлення про геологічну будову і газоконденсатоносність Володимирівського родовища, яке розташоване в південно-східній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Проаналізовано оптимальну геологічну модель покладів вуглеводнів Володимирівського газоконденсатного родовища за результатами буріння свердловин і сейсмічних геофізичних робіт, вивчені фізико-хімічні властивості флюїдів за результатами лабораторних досліджень. В результаті аналізу даних тематичних досліджень, які проведені за останні роки, вивчена геологічна модель родовища.

Ключові слова: родовище, горизонт, поклад, газ, конденсат, вуглеводні.

Annotation

The bachelor's thesis contains: pages 78, tables 16, figures 4, graphical additions 7.

The article presents modern ideas about the geological structure and gas condensate capacity of the Volodymyrivka field, which is located in the southeastern part of the southern coastal zone of the Dnieper-Donetsk depression. The optimal geological model of hydrocarbon deposits of the Volodymyrivka gas condensate field was analyzed based on the results of well drilling and seismic geophysical work, and the physicochemical properties of fluids were studied based on the results of laboratory studies. As a result of the analysis of data from thematic studies conducted in recent years, the geological model of the field was studied.

Keywords: field, horizon, deposit, gas, condensate, hydrocarbons.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	9
1.1 Географо-економічні умови	9
1.2 Історія та результати геологорозвідувальних робіт	11
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА	13
2.1 Літолого-стратиграфічний опис	13
2.2 Продуктивні горизонти.....	25
2.2.1 Умови формування продуктивних відкладів верхньодевонського комплексу	25
2.2.2 Перелік продуктивних пластів та їх індексація	26
2.3 Тектоніка	28
3 РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	30
3.1 Відбір керну	33
3.2 Методика та результати випробування свердловин.....	36
3.3 Оцінка якості проведення геологорозвідувальних робіт	36
4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ	40
5 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ У СВЕРДЛОВИНАХ.....	44
6 ДЕТАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ.....	45
6.1 Гідрогеологічна характеристика розрізу	50
6.2 Термобаричні умови газоконденсатних покладів.....	53
7 ВЛАСТИВОСТІ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ	59
7.1 Компонентний склад вільних газів.....	60
7.2 Фізико-хімічна характеристика конденсату.....	63
7.3 Склад та властивості пластових газів	65
8 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	69
10 ЗАПАСИ ГАЗУ, КОНДЕНСАТУ ТА СУПУТНИХ КОРИСНИХ КОМПОНЕНТІВ	72
11 АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ	74
ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	78

ВСТУП

Актуальність теми. Видобуток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині ведеться понад 80 років, де відкрито і експлуатуються понад 100 родовищ. Поблизу Володимирівського газоконденсатного родовища експлуатуються Кільцівське, Кременівське, Виноградівське, Новоселівське, Східно-Новоселівське, Личківське, Ігнатівське та інші родовища нафти і газу, а також спостерігаються численні газонафтопрояви по всій території западини. Родовища вуглеводнів приурочені, в основному, до відкладів нижнього карбону та верхнього девону.

Володимирівське родовище містить поклади газоконденсату у двох стратиграфічних комплексах: верхньовізейського під'ярусу нижньокам'яновугільного відділу та фаменського ярусу верхньодевонського відділу. Промислові поклади на Володимирівському родовищі було відкрито у 1990 році параметричною свердловиною №441 у відкладах фаменського ярусу верхньодевонського відділу, де було отримано промисловий приплив газу з конденсатом. При інтерпретації результатів ГДС виділено незначні за товщиною газоносні пласти у верхньовізейських (горизонти В-15, В-21) і верхньодевонських (горизонти ФМ-2, ФМ-4) відкладах. У розрізі родовища за даними випробування та результатами комплексної інтерпретації матеріалів ГДС, згідно з існуючими схемами пластового розчленування виділено 6 продуктивних пластів (горизонтів): В-15, В-21, ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-4а, ФМ-4б.

Метою бакалаврської роботи є детальне вивчення геологічної будови продуктивних горизонтів девонського та кам'яновугільного віку Володимирівського газоконденсатного родовища.

Завдання досліджень. У процесі виконання бакалаврської роботи основними завданнями для досягнення поставленої мети є:

- вивчити та проаналізувати результати геолого-геофізичних досліджень, які були проведені на території досліджень;
- проаналізувати літолого-стратиграфічний розріз родовища;
- охарактеризувати літологічний склад гірських порід, які пробурені на

Володимирівському газоконденсатному родовищі;

- проаналізувати результати буріння та випробування свердловин, які розкрили стратиграфічний розріз родовища;
- проаналізувати водоносні горизонти розрізу та умови накопичення покладів вуглеводнів;
- вивчити фізико-хімічні властивості вуглеводнів;
- вивчити детально фізико-літологічну характеристику продуктивних горизонтів девонських та кам'яновугільних відкладів;
- розглянути результати видобутку вуглеводнів із продуктивних горизонтів родовища;
- проаналізувати заходи з охорони надр.

Об'єкт досліджень – Володимирівське газоконденсатне родовище.

Предмет досліджень – продуктивні пласти (горизонти): В-15, В-21, ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-4а, ФМ-4б.

Методи досліджень – вивчення та аналіз результатів геолого-геофізичних досліджень, результатів лабораторних досліджень керну та пластових флюїдів, встановлення залежностей між колекторськими властивостями гірських порід та геофізичними параметрами.

Практичне значення. Детальна характеристика продуктивних горизонтів Володимирівського газоконденсатного родовища дозволить більш раціонально планувати експлуатацію покладів та ефективно відбирати вуглеводні з них.

При виконанні бакалаврської роботи використані фондові геолого-геофізичні матеріали, опубліковані матеріали та результати буріння, випробування, дослідження та експлуатації свердловин.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Географо-економічні умови

В адміністративному відношенні район робіт розташований у Магдалинівському районі Дніпропетровської області та Машівському районі Полтавської області. Район робіт густозаселений, найбільші населені пункти – Володимирі, Котівка, Степанівка, Ковпаківка. Населені пункти сполучені між собою дорогами із твердим покриттям. Районний центр м. Магдалинівка знаходиться на відстані 25 км від родовища. Через східну частину території, що вивчається, проходить залізнична колія (рисунок 1.1) [1].

Досліджувана територія в орогідрографічному відношенні представляє собою горбисту рівнину, розчленовану річковою долиною, ярами та балками. Володимирівська площа характеризується складними поверхневими умовами, оскільки розташована в заболоченій заплаві р. Оріль. Крім того, через ділянку робіт проходить канал Дніпро-Донбас. Максимальні абсолютні відмітки рельєфу на водорозділах досягають 135,5 м, а мінімальні зменшуються до близько 72м. Ландшафт місцевості має перехідний характер від лісостепового до степового, що знаходить своє відображення в чергуванні значних степових територій із ділянками лісів. У лісах переважають широколисті породи дерев. Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура повітря +7°C. Найбільш холодні місяці – січень, лютий, з середньою температурою повітря $-(5-8)^{\circ}\text{C}$ (мінімальна -34°C). Найтепліший місяць – червень, з середньою температурою $+(22-24)^{\circ}\text{C}$ (максимальна $+38^{\circ}\text{C}$). Середньорічна кількість опадів коливається в межах 480-516 мм. Товщина снігового покриву 20-30 см, глибина промерзання ґрунту 70-80 см [1].

Переважаючий напрямок вітрів в осінньо-зимовий період – північно-східний, в літній – західний та північно-західний. На території робіт розташований Державний ландшафтний заказник «Приорільський» та зарезервована територія для національного парку «Орільський» [1].

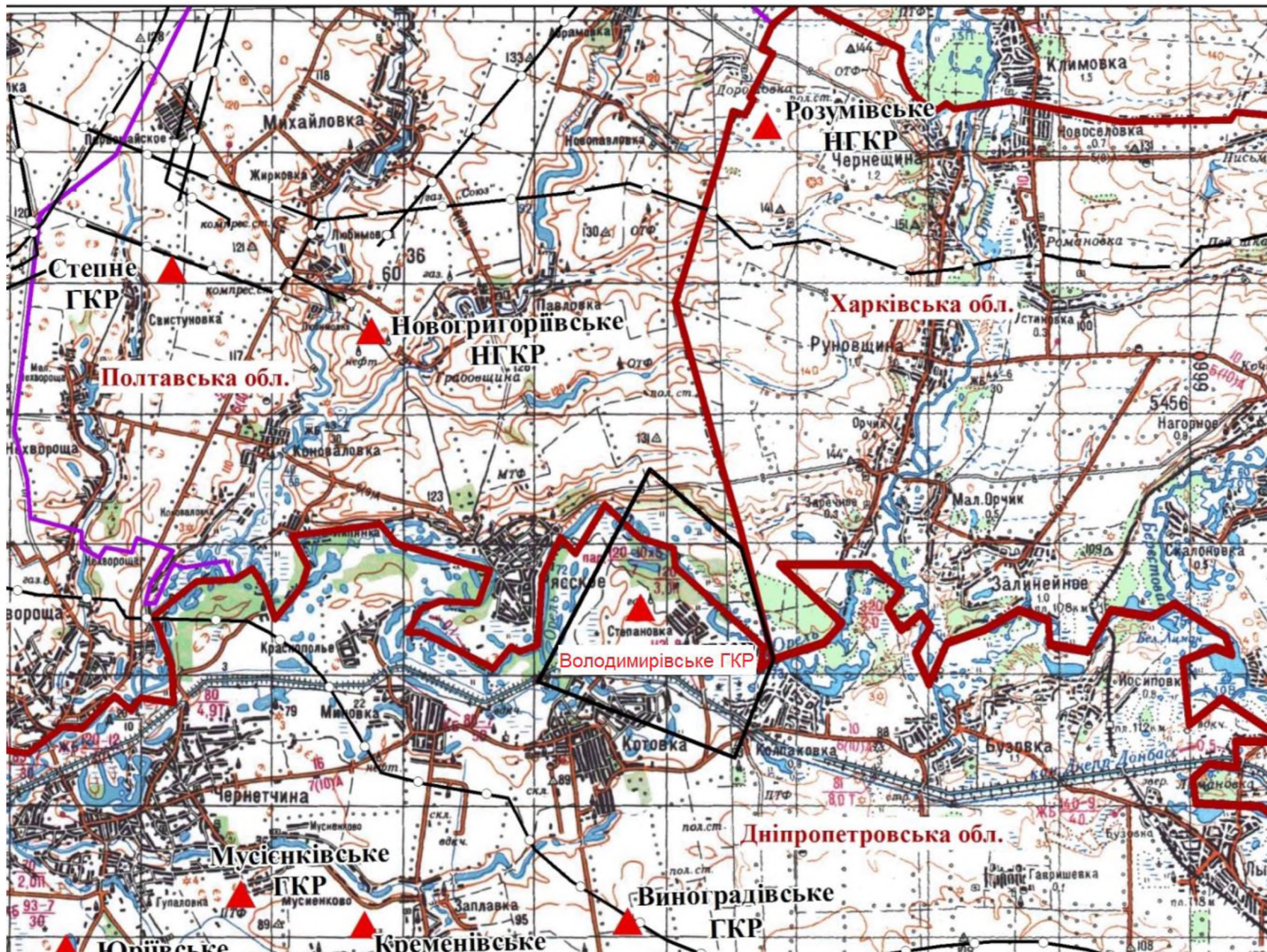


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт. Масштаб 1:200 000

В економічному відношенні район сільськогосподарський. Основний вид заняття населення – землеробство і тваринництво. Незначна частина населення зайнята в легкій та переробній промисловості. Корисні копалини, крім відкритих покладів вуглеводнів, представлені будівельними пісками і глинами. З інших корисних копалин слід також відмітити підземні води кайнозойських відкладів, які використовуються для питного і технічного водопостачання [1].

1.2 Історія та результати геологорозвідувальних робіт

Володимирівська структура виявлена за результатами тематичних досліджень 1972-1976 рр. Тематичними роботами в 1977-1980 рр. узагальнені дані буріння і сейсмозвідки. По маркуючих горизонтах у відкладах кам'яновугільної, тріасової, юрської, палеогенової систем були виділені Північно-Минівська, Володимирівська, Осипівська та інші структури. В 1981 році на Володимирівській площі проведена гравіметрична зйомка масштабу 1:50 000. Згідно з її результатами встановлено, що Володимирівській структурі відповідає позитивна аномалія. Проводились сейсмозвідувальні роботи безпосередньо на Володимирівській та суміжних із нею площах. Вивчення глибинної будови Володимирівської площі було продовжено в 1981-1982 роках. Узагальнення та перегляд матеріалів сейсмозвідувальних робіт було проведено в 1984-1985 роках. За результатами перегляду була підтверджена Володимирівська структура [4].

В 1986-1990 рр. був розроблений план по бурінню параметричних свердловин на виявлених структурах. Згідно з проектом пошукового буріння [4] передбачалось буріння параметричних свердловин: 441 на Володимирівській, 410 на Орчиківській, 438 на Західно-Володимирівській, 411 на Минівській площах. Основною метою буріння даних свердловин було геологічне вивчення і оцінка перспектив нафтогазоносності відкладів верхньодевонського комплексу. Володимирівське родовище відкрите параметричною свердловиною № 441 у 1990 р. Цього ж року родовище прийняте на облік до Державного балансу [4].

В 1988-1991 рр. за результатами додаткових сейсмозвідувальних робіт

деталізована будова Володимирівської структури по горизонтах V_{B3} (C_{1V1}), V_{B4} (C_{1tb-d}), $VI_1(D_3)$ і структура підготовлена до пошукового буріння. В 1990 р. був складений проєкт пошукового буріння на Володимирівській площі [5], яким було запроєктовано буріння 5-ти пошукових свердловин (№ 1 – незалежна, №№ 2, 3, 4, 5 – залежні) [2].

Пошукова свердловина № 1 пробурена в 1994 р. Свердловина виявилась пробуреною в окремому блоці, гіпсометрично вищому від блоку св. № 441. Продуктивний розріз у межах девонського комплексу, який розкритий св. № 441, у св. № 1 представлений, в основному, ущільненими відкладами. За даними детальної інтерпретації ГДС виділено незначні за товщиною газоносні пласти у верхньовізейських (горизонти В-15, В-21) і верхньодевонських (горизонти ФМ-2, ФМ-4) відкладах. Свердловину № 1 було ліквідовано з геологічних причин [3].

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1 Літолого-стратиграфічний опис

Розріз осадового чохла родовища складений породами палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Стратиграфічне розчленування розрізу проведене на основі зіставлення каротажних діаграм із застосуванням реперної основи, даних про вік порід, ілюструється зведеним геолого-геофізичним розрізом, таблицями стратиграфічного розчленування розрізів свердловин, кореляції продуктивної частини розрізу, кореляції реперів (таблиці 2.1-2.3) та схемою кореляції [1].

Таблиця 2.1 – Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин
Володимирівського родовища [1]

№ св.	1 Володимирівська				441 Володимирівська				
Альт. стола ротора, м	84,5				87,0				
Вибій, м	5300				5205				
Абс. відм., м	-5214,2				-5116,6				
Індекс стратиграфічного горизонту	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну, м	Абс. відм. з урах. кривизни, м	Товщина, м	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну, м	Абс. відм. з урах. кривизни, м	Товщина, м	
Q+N									
Р	12	0,0	72,5	108	12	0,0	75,0	148	
J	100	0,0	-35,5	167	102	0,0	-73,0	155	
T	562	0,0	-477,5	518	584	0,0	-497,0	523	
C ₃	1089	0,1	-995,4	89	1127	0,1	-1019,9	121	
C _{2m}	1227	0,1	-1142,4	119	1278	0,1	-1190,9	128	
C _{2b}	1639	0,2	-1688,3	161	1703	0,2	-1769,8	133	
C _{1s2}	2387	0,3	-2301,2	133	2453	0,4	-2363,6	139	
C _{1s1}	2685	0,4	-2600,1	503	2756	0,5	-2668,5	510	
C _{1v2}	X м.ф.г.	3192	0,6	-3102,9	82	3266	0,6	-3178,4	80
	XI м.ф.г.	3270	0,7	-3184,8	232	3346	0,7	-3258,3	257
	XII м.ф.г.	3502	0,8	-3416,7	84	3603	0,7	-3515,3	83
	XIIa м.ф.г.	3592	0,8	-3500,7	86	3686	0,8	-3598,2	80
C _{1v1}	XIV м.ф.г.	3672	0,9	-3586,6	67	3768	0,8	-3678,2	73
C _{1tb-d}	XV м.ф.г.	3738	0,9	-3653,6	339	3836	0,8	-3751,2	331
D _{3fm} (C _{1ta})	XVa м.ф.г.	4079	1,1	-3992,4	1222	4170	0,9	-4082,1	1035

Таблиця 2.2 – Кореляція продуктивних горизонтів візейського та фаменського ярусів [1]

№ св.	1					441				
	84,5					87,0				
Альтитуда ротора										
Глибина і абсолютна відмітка покрівлі горизонту, м	В-15	3270,0	0,7	-3184,8	140,0	В-15	3345,0	0,7	-3257,3	14 7,0
Глибина і абсолютна відмітка підшви горизонту, м		3410,0	0,7	-3324,8			3492,0	0,7	-3404,3	
Глибина і абсолютна відмітка покрівлі горизонту, м	В-21	3592,0	0,8	-3506,7	8,0	В-21	3690,0	0,8	-3602,2	9,0
Глибина і абсолютна відмітка підшви горизонту, м		3600,0	0,8	-3514,7			3699,0	0,8	-3611,2	
Глибина і абсолютна відмітка покрівлі горизонту, м	ФМ-2	4397,0	1,1	-4311,4	333,0	ФМ-2	4505,0	1,1	-4416,9	32 0,9
Глибина і абсолютна відмітка підшви горизонту, м		4730,0	1,1	-4644,4			4826,0	1,2	-4737,8	
Глибина і абсолютна відмітка покрівлі горизонту, м	ФМ-4	4907,0	1,1	-4821,4	289,9	ФМ-4	5005,0	1,3	-4916,7	19 9,9
Глибина і абсолютна відмітка підшви горизонту, м		5197,0	1,2	-5111,3			5205,0	1,4	-5116,6	

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

Девонська система (D)

Представлена фаменським ярусом верхнього відділу, який розкритий свердловинами, пробуреними на Володимирівському родовищі [3].

Таблиця 2.3 – Кореляція реперів [1]

№ свердловини	1 Володимирівська			441 Володимирівська		
	84,5			87,0		
Альтитуда стола ротора, м						
Індекс репера	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка покрівлі, м	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка покрівлі, м
R ₁	3301,0	0,7	-3215,8	3375,0	0,7	-3287,3
R ₂	3434,0	0,7	-3348,8	3518,0	0,7	-3430,3

Фаменський ярус (D_{3fm})

У межах Володимирівської площі породи фаменського ярусу складні аналогами підзон Донбасу C_{1ta1} та C_{1ta2}, розрізи яких досить мінливі, з літологічним заміщенням на коротких відстанях. Відклади підзони C_{1ta1} в розрізах свердловин №№ 1 та 441-Володимирівських представлені в нижній

частині вапняками з прошарками аргілітів і пісковиків. Пісковики сірі та світло-сірі, різнозернисті, від дрібно- до грубозернистих, брекчієвидні, тріщинуваті, з тонкими прошарками аргіліту. Під мікроскопом пісковики аркозового складу з карбонатним цементом. Уламки складають 75-80%, конформно з'єднані в агрегати. Польові шпати слабо глинизовані, серед уламків – граніти, кварцити, мікроклін, розвинута карбонатна корозія. В порах кальцит із залишками мікрофауни, тверді вуглеводневі сполуки, плівки бітумоїдів, титанисті рудні мінерали типу сфена, сфалерита. В цілому породи представлені вапняком органогенно-детритовим (з залишками криноїдей, водоростей, форамініфер), який заміщено на 60-70 % теригенним матеріалом. В свердловині № 441 вапняки з аналогічного інтервалу свердловини № 1 заміщені уламками аркозового складу на 10-40 %. Вапняки органогенно-детритові, темно-сірі, глинисті та кристалічно-зернисті, тріщинуваті, з чисельними бітумними плівками та мікростилолітами. В шліфах – згусткові, форамініферово-водоростеві, характерні для біогермних фацій. Вік визначено за складом форамініфер [1]:

Archaesphaeraminima (Antr.)

Parathuramminasp.

Bisphaeraminima (Bir.)

B. malevkensis (Bir.)

З порід даної підзони в свердловині № 441 одержано промисловий приплив газу. Інтервал 5174-5146 м приурочений до вапняків уламкових, опіщаних, доломітистих та пігментованих вуглеводнями в буруватий колір. Породи складені кальцитизованими уламками водоростей, деформованими мушлями остракод. Уламки перешаровуються із прошарками вапнисто-гідрослюдистого матеріалу, збагаченого дрібними уламками кварцу. Чисельні тонкі прожилки бітумоїдів та вкрапленість піриту. Над продуктивним інтервалом вапняки опіщанені на 35-40 %, в уламках – кварц, плагіоклаз. Нижче даного інтервалу – пісковик крупнозернистий, поліміктовий, із карбонатним цементом. Уламки складають 80-85 % - кварц, польові шпати. В карбонатному цементі – залишки трубчастих водоростей [1].

Вище по розрізу даної підзони, в інтервалі 5059-5064 м одержано приплив ВВ. Даний інтервал (св. № 441) охарактеризовано кернами 24, 25, 26. В керні описані вапняки від світло- до темно-сірих, глинисті, з відбитками макрофауни та обвуглених рослинних решток. Під мікроскопом вапняки органогенно-детритові, слабо піщанисті, слабодоломітисті. Структура тонкозернисто-кристалічна, текстура флюїдальна. Органогенний детрит водоростевий з одиничними остракодами та форамініферами. До 7% – уламки кварцу, до 10 % – доломіту. Чисельні тонкі прожилки бітумоїдів, піритова вкрапленість. В окремих шліфах мікрожеоди виповнені баритом. У нижній частині інтервалу в водоростевих вапняках спостерігаються плями коричневого забарвлення (бітумоїди). Середня частина підзони C_{1ta_1} складена перешаруванням вапняків та пісковиків. Вапняки сірі, плямісті, з плівками та прожилками бітумоїдів. Під мікроскопом – згусткові та кристалічні. В згустках – мікрофауна виповнена тонкозернистим кальцитом, цемент – кальцит прозорий, кристалічний. Домішок теригенного матеріалу становить 10-30 %, розмір уламків – алевропсамітовий. Склад польовошпатово-кварцовий. Структура та текстура вапняків характерна для біогермних, лагунних фацій [1].

Пісковики крупнозернисті, до гравелітистих, поліміктові, карбонатні з залишками мікрофауни. Верхня частина даної підзони складена, переважно, пісковиками. Пісковики світло-сірі, крупнозернисті, карбонатні, тріщинуваті. В шліфах – польовошпатово-кварцові. Цементация порового типу. Цемент двох генерацій: кристалічний, кородуючий уламки та тонкозернистий. Останнім виповнені неясні органогенні залишки. Помітні прожилки з твердими бітумоїдами. Присутні також пісковики з каоліновим поровим цементом. Каолініт пігментований легкими вуглеводнями в світло-коричневий колір. Акцесорні мінерали – барит, сфен, монацит, титанисті рудні. Текстура невпорядкована. В окремих зразках пісковиків визначені гідрослюдисті та хлоритово-сульфатні цементи, частина пор закристалізована гіпсом. У розрізі свердловини № 438 аналогічний інтервал підзони C_{1ta_1} представлений перешаруванням пісковиків вапнистих та вапняків глинистих, аргілітоподібних. У кернах описані аргіліти голубувато-сірі, зеленуваті, червоноколірні, чорні та

бурі, в низах товщі – невапнисті з кутом нашарування 45-50° (можливо, вплив соляної тектоніки) [1].

Вище – аргіліти попелясто-сірі, з флішеподібними текстурами, вапнисті, зрідка з відбитками макрофауни, з дзеркалами ковзання та тріщинами, мінералізованими кальцитом. В прошарках – пісковики світло-сірі, дрібно- та тонкозернисті, міцні, вапнисті. Підзона C_1ta_2 розкрита свердловиною № 441, вік визначено за складом форамініфер. Товща складена виключно вапняками органогенно-детритовими, темно-сірими, кристалічно-зернистими, в різному ступені доломітизованими, з розвитком тріщин, рудної мінералізації (пірит) та бітумних плівок. Форамініферово-водоростевий склад вапняків, поширення згусткових структур та кристалічного кальцитового базису притаманні біогермним фаціям. Мікрофауна, що визначає вік як C_1ta_2 [1]:

Bisphaeramalevkensis (Lip.)

Bisphaerasp.

Quasiendothyrakobeitusanasubsp.

Kobeitusanasp. (Raus.)

Quasiendothyra konensis (Leb.)

В свердловині № 438 аналоги підзони C_1ta_2 представлені аргілітами темно-сірими до чорних, вапнистими, збагаченими обвугленим рослинним детритом, зрудненими вкрапленим халькопіритом, з дзеркалами ковзання та з шаруватістю під кутом 10-15°. Під мікроскопом вивчалися алевроліти, аргіліти вапнисті та вапняки доломітисті. Породи тріщинуваті, по тріщинах – баритова мінералізація, в породі – вкраплення твердих вуглеводневих сполук та плівки вуглеводнів. В цілому розріз слабокарбонатний, більше глинистий, характерний для законтурних зон локальних лагун, в яких формувалися біогермні масиви. Максимальна товщина відкладів, розкрита св. № 1, становить 1222 м [1].

Кам'яновугільна система (С)

Система включає відклади нижнього, середнього та верхнього відділів.

Нижній відділ (C_1)

Нижній відділ представлений у об'ємі турнейського, візейського та серпуховського ярусів.

Турнейський ярус (C_{1t})

Відклади турнейського ярусу на території, що досліджується, представлені в об'ємі XV мікрофауністичного горизонту (зона C_{1t_{b-d}}), до складу якого входить літопачка Т-1. На породах девону відклади турнейського віку залягають незгідно. Згідно з досвідом кореляції відклади даної зони є локальними і не утворюють суцільних верств по латералі. В межах Володимирівської площі дана товща розкрита свердловиною № 441. Породи представлені вапняками сірими та світло-сірими, кристалічно-зернистими, тріщинуватими, з відбитками макрофауни. В прошарках – аргіліти темно-сірі до чорних, щільні. Часом з переходом в алевроліти. Алевроліти темно-сірі до чорних, глинисто-вапнисті, зі слідами тонкогоризонтальної шаруватості. У шліфі порода складена чергуванням прошарків алевроліта слюдисто-кварцового із мікростягненнями сидерита, прошарків гідролюд дрібнолусчатих із вуглефікованим рослинним детритом. Вапняки сірі, світло-сірі, прихованокристалічні. Під мікроскопом вапняки органогенно-детритові, форамініферо-водоростеві, згусткові, з базальним кристалічним кальцитом. У нижній частині – залишки фрагменті коралів, у верхах – аутигенні кристали кварцу. Породи тріщинуваті з чисельними прожилками бітумоїдів. Для товщі характерна підвищена кількість мікрофауни та водоростей, що притаманне біогермним фаціям. Для відкладів C_{1t_{b-d}} характерний такий комплекс мікрофауни [1]:

Earlandiavulgaris (Raus. etReitl.)

Toumayellamoelleri (Mal.)

T. discoidea (Dain.)

Brunsiaspirilliniformis (Br. etPot.)

Endothyrakosvensis (Lip.)

Dainellasp.

Розкрита товщина порід турнейського ярусу складає 331-339 м.

Візейський ярус (C_{1v})

Представлений нижньовізейським та верхньовізейським під'ярусами.

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1})

Відклади під'ярусу незгідно залягають на підстилаючих утвореннях турнейського віку. Розкритий бурінням у об'ємі XIV МФГ з літопачкою В-26, який визначено за даними ГДС та за складом форамініфер в розрізі свердловин №№ 1, 441-Володимирівських. Породи представлені вапняками темно-сірими до чорних, органічно-детритовими, з залишками криноїдей, брахіопод: місцями глинисті, аргілітоподібні, шаруваті. Інші різновиди вапняків – сірі, світло-сірі, кристалічно зернисті, масивні, тріщинуваті, зі стилолітами та вапняки згусткові, в яких контури мушель заміщені тонкозернистим кальцитом, а ядро – кальцитом кристалічним. Цемент – кристалічний кальцит. Органічні залишки складають 30-35 %: водорості, форамініфери, стулки остракод та брахіоподи, уламки криноїдей. В свердловині № 410-Орчиківська відклади даного МФГ представлені вапняками органічно-детритовими темно-сірими до чорних. Породи слабоглинисті, міцні. На контактах між фрагментами мушель – глинисто-бітумні плівки та прожилки, часом із вкрапленим піритом. Окремі форми фосфатизовані або альбітизовані. Породи тріщинуваті, по тріщинах – кальцит. Головні форми форамініфер, що визначають вік XIV МФГ, наступні [1]:

Archaesphaerasp.

Globoendothyrasp. (Raus.)

Endothyranopsissp. та інші.

Товщина відкладів 67-73 м.

Верхньовізейський під'ярус (C₁V₂)

В об'єм даного під'ярусу входять мікрофауністичні горизонти XIIa, XII, XI та X. XIIa МФГ, в об'єм якого входять 3 літопачки – В-23, В-22 та В-21, на даній території представлені товщею глинистих порід (св. № 438), які в напрямку св. № 1-Ковпаківська стають більш карбонатними. Аргіліти темно-сірі, алевритисті, слабослюдисті, вуглисті, щільні, тонкошаруваті. Структури від пелітоморфних до фіто-алевро-пелітових. Чисельні мікрозгустки сидериту, вкраплений пірит. Під мікроскопом порода гідрослюдиста з тонкошаруватою текстурою, місцями – з оптично-орієнтованою. Вапняки темно-сірі до чорних, міцні, криптокристалічні, з уламками макрофауни. Під мікроскопом –

тонкозернисті, глинисті, тонкопіритизовані, з включенням вуглистої речовини, водоростей *Girvanella* та одиничними *Calcifolium*, багато моховаток, пеліципод, криноїдей, остракод та зорамініфер. XII МФГ, в об'єм якого входить літопачка В-20, літологічно представлена в межах даної території, переважно, аргілітами. Аргіліти вуглисті, темно-сірі, щільні, горизонтально-тонкошаруваті. В шліфах – аргіліти алевритисті, складені гідрослюдою з мусковітом та біотитом. Уламки кварцу – голчасті, оскільчасті, властиві туфогенним накопиченням. Слюди оптично орієнтовані. Вуглистий детрит складає до 15 % площі шліфа. Породи ускладнені мікрозгустками сидериту та вкрапленим піритом. В окремих зразках дрібні пори виповнені кальцитом [1].

Пісковики середньозернисті та алевроліти поліміктові з глинисто-карбонатним цементом. У складі порід – уламки кварцитів, кременів, сланців, ефузивів, аргілітів, польових шпатів, кварцу, мусковіту, біотиту. Розвивається хлоритизація по слюдах. Акцесорна мінералізація – гранат, апатит, циркон, анатаз, чорні рудні. Вапняки XII МФГ відкриті бурінням на Личківській структурі. В св. № 23 – вапняки темно-сірі до чорних, міцні, аргілітоподібні, з зобитками брахіоподи. В шліфах вапняки шламово-детритові, з коралами, моховатками, різними водоростями та комплексом форамініфер [1]:

Earlandiavulgaris (RausetReitl.)

Ammodiskusvolgensis (Raus.)

Endothyra *chystjakovensis* (Man.)

Loebtrichia *ukrainica* (Br.) та інші.

Товщина відкладів XII - XIIa МФГ на Володимирівському родовищі коливається від 163 до 170 м [1].

XI МФГ, в об'єм якого входять літопачки В-16 та В-15, на даній території літологічно представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, вапняків із незначними прошарками пісковиків. Аргіліти темно-сірі до чорних, міцні, тонкошаруваті, алевритисті, піритизовані, часто з уламками криноїдей. Вапняки темно-сірі, міцні, кристалічно-зернисті, з уламками макрофауни. Під мікроскопом вапняки тонкозернисті, шламово-форамініферово-детритові, з фрагментами брахіопод, криноїдей, пеліципод, остракод, з водоростями

Girvanella та Calcifolium, з багатим комплексом форамініфер [1]:

Earlandiavulgaris (Raus. etReitl.)

E. sp.

Ammodiskusglomospiroides (Br.)

Endothyraomphalota (Raus. etReitl.)

Howchiniagibba (Moell.)

Palaeotextularialatissima (Raus.) та інші [1].

Пісковики сірі до темно-сірих, тонко- та дрібнозернисті, міцноцементовані, вапнисті, з криноідеями, з гальками сидериту. Під мікроскопом – поліміктові (кварц, кварцити, польові шпати), з карбонатним цементом. Товщина відкладів складає 232-257 м. X МФГ з літопачкою В-14 в межах Володимирівської площі завершує інтервал верхньовізейських відкладів. Породи представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та в меншій мірі – вапняків. Аргіліти чорні, щільні, під мікроскопом структура пелітоморфна, текстура масивна. Глиниста речовина – каолінітового складу, що помітно по сірих кольорах інтерференції. Розсіяний дрібний вуглистый детрит, зрідка вкраплений пірит. Пісковики світло- та темно-сірі, дрібнозернисті, з тонкою шаруватістю. Під мікроскопом пісковики поліміктові (кварц, кремені, кварцити, слюди, хлорит). Слюди каолінізовані, уламки вивітрені, вуглистый детрит, гальки сидериту. Цемент карбонатний, анкеритовий. Вапняки алевритисті та піщанисті, чорнобарвні, вуглисті, тріщинуваті. Товщина відкладів 80 – 82 м [1].

Серпуховський ярус (C₁S)

Відклади серпуховського ярусу поділяються на нижній та верхній під'яруси.

Нижньосерпуховський під'ярус (C₁S₁)

За мікрофауною відповідає IX мікрофауністичному горизонту. У розрізі горизонту виділяються літопачки С-23-16. Породи охарактеризовані керном у розрізах св. № 410-Орчиківська та в св. № 1-Ковпаківська. Товща складена перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків. Аргіліти чорноколірні, щільні, слабовапнисті. Під мікроскопом аргіліт тонколускуватий,

ділянками опіщаними, з зернами глауконіту та піриту, з органічними залишками моховаток, криноїдей, голок брахіопод, стулками остракод та одиничними архедіскусами. Пісковики дрібно- та середньозернисті, світло-сірі, поліміктові, з включенням вуглисто-детриту, згустків бурого сидериту, чорних рудних та твердих бітумоїдів. Цементи карбонатні та кварцово-регенеративні. Вапняки темно-сірі, міцні, аргілітоподібні, слабопіритизовані, з уламками макрофауни та комплексом форамініфер [1]:

Earlandia elegans (Raus. et Reitl.)

Earlandia sp.

Archaediscus ex gr. *moelleri* (Reitl.)

Eosigmoilina *namuriensis* (Dain.)

Eos. explicata (Gan.)

Товщина відкладів IX МФГ 503-510 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Складений двома мікрофауністичними горизонтами:

VIII – з літопачками C-6, 7, 8, 9 та

VII-V – з літопачками C-2, 3, 4, 5.

Породи представлені перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів із малопотужними прошарками вапняків. Пісковики різнозернисті, від дрібно- до крупнозернистих. Мінеральний склад – поліміктовий: уламки кварцу, польові шпати, уламки різних порід – аргілітів, кварцитів, змінених ефузивів, мусковіту, біотиту, хлориту. Уламки кутасті, оскільки часті, несортовані за розміром. Включення згустків сидериту акцесорних мінералів – гранату, апатиту, чорних рудних, кериту. Цементи полімінеральні – від гідрослюдицистих до анкеритових кристалічних із домішкою ромбоєдрів доломіту, а також каолінітові та регенеративно-кварцові. Алевроліти сірі та темно-сірі, слабовапнисті, з глинисто-карбонатними цементами, з включенням піриту, зрідка – з хлоритом. У породах зустрічаються уламки криноїдей та одиничні форамініфери. Вапняки темно-сірі, глинисті, з залишками макрофауни. Під мікроскопом шламово-детритові, глинисті, часто перекристалізовані, бітумінізовані, в окремих зразках збагачені комплексами форамініфер,

більшість яких представлені такими [1]:

Earlandiavulgaris (Raus. etReitl.)

Archaesphaerocrassa (Lip.)

Pseudoglomospiradainae (Vdov.)

Brunsiarregularis (Moell.)

Pseudolituotubellagravata (Conil. etLys.)

Endothyra sp.

Omphalotis sp.

Загальна товщина відкладів від 299 м до 305 м.

Середній відділ (C₂)

На даній території відклади середнього карбону поділяються на башкирський та московський яруси.

Башкирський ярус (C_{2b})

На підстилаючих утвореннях нижнього карбону відклади ярусу залягають незгідно. Представлений світами C₂⁰, C₂¹, C₂², C₂³, C₂⁴ з пісковиками від Б-12 до Б-1. У межах Володимирівської структури відклади башкирського ярусу характеризуються зміною літологічного складу по розрізу. Нижня частина ярусу, світи C₂⁰-C₂¹ – карбонатно-глиниста з незначними прошарками пісковиків та алевролітів. Керном охарактеризовані пісковики світло-сірі, крупно-, середньозернисті, поліміктові, з карбонатним цементом, сильнослюдисті, горизонтальношаруваті. У складі порід кварц, польові шпати, кварцити, аргіліти, слюдисті сланці та інші уламки порід, луски мусковіта, біотита. Світа C₂² – піщано-глиниста з незначними прошарками вапняків. Світи C₂³ та C₂⁴ – піщано-глинисті з тонкими прошарками вапняків та з досить значними товщинами пісковиків. Пісковики різнозернисті, поліміктові, в мінеральному складі яких переважають слюди – мусковіт, біотит в асоціації з кварцом, плагіоклазом та уламками різних порід. Висока ступінь хлоритизації, яка місцями зумовлює зеленувате забарвлення порід. Цементи глинисто-карбонатні, хлоритово-карбонатні з сидеритом. Текстури шаруваті або неупорядковані. Багата акцесорна мінералізація з гранатом, апатитом. Аргіліти сірі та зеленувато-сірі, щільні або слабозцементовані, часто з шкалами

ковзання. Під мікроскопом – алевритисті, гідролюдисті або каолінітові. Затемнені вуглистим детритом або з гелефікованими рослинними залишками. В окремих зразках – тонкі прожилки буро-червоних гідроокисів заліза. Вапняки темно-сірі, міцні, криптокристалічні. Під мікроскопом вапняки тонкозернисті, глинисті, водоростеві (донецелово-гідрактінієві), з уламками криноїдей та комплексом форамініфер (в нижній частині C_2^0) [1]:

Eolasiodiscus sp.

Tolipammina sp.

Endothyra spirilliformis (Br. et Pot.)

Archaeodiscus donetzianus (Sosn.)

Eostaffella postmosguensis (Kir.)

Товщини від 594 до 613 м.

Московський ярус (C_2m)

Відклади московського ярусу на даній території представлені світами C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 та нижньою частиною світи C_3^1 з літопачками від М-1 до М-7. Породи ярусу незгідно залягають на утвореннях башкирського віку. На даній території керн з московського ярусу не відбирався, короткий опис порід зроблено по сусідніх площах. Товща складена перешаруванням пісковиків з аргілітами, алевролітами та одиничними вапняками незначної товщини. Пісковики світло-сірі, різнозернисті, в підшві, зазвичай, грубозернисті та гравелітисті. Мінеральний склад – поліміктовий, високий вміст уламків порід та слюд – мусковіту, біотиту хлоритизованих. Текстури шаруваті у верхніх частинах піщаних шарів і хаотичні, брекчієвидні у підшві. Цементи полімінеральні. Алевроліти світло-сірі та зеленувато-сірі (хлоритизовані), сильно слюдисті, шаруваті. Часто сидеритизовані. Аргіліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі та строкатобарвні через домішку гідроокисів заліза. Товщина відкладів – від 546 до 579 м [1].

Верхній карбон (C_3)

Відклади верхнього карбону представлені світами – ісаєвською та авилівською. Ісаєвська світа (C_3^1) складена перешаруванням аргілітів темно-сірих та пісковиків сірих. Авилівська світа (C_3^2) представлена пісковиками

світло-сірими, різнозернистими, прошарками гравелітистими та аргілітами темно-сірими і строкатобарвними. Товщина відкладів від 147 до 171 м [1].

Відклади пермської системи на даній площі – відсутні.

2.2 Продуктивні горизонти

2.2.1 Умови формування продуктивних відкладів верхньодевонського комплексу

Сейсморозвідувальні роботи та буріння глибоких параметричних свердловин на Володимирівській, Західно-Володимирівській, Орчиківській, Північно-Володимирівській площах виявили значну мінливість у товщинах та фільтраційно-ємнісних характеристиках окремих літофаціальних пачок по всій досліджуваній території в межах турнейсько-верхньодевонського комплексу. Відмічені неузгодження, внутрішньоформаційні розмиви та діастеми, що свідчать про різні умови седиментації. Карбонатні відклади верхньодевонського комплексу розкриті в розрізі свердловин №№ 1, 441 Володимирівського родовища мають обмежене поширення, на що вказують дані буріння свердловин на Орчиківській, Західно-Володимирівській, Північно-Минівській та Котівській площах, а також дослідно-методичні роботи по прогнозуванню карбонатних тіл. Безпосередньо на Володимирівському родовищі за результатами випробування встановлена газонасність у відкладах горизонтів ФМ-2, ФМ-4 [6].

У результаті виконаних робіт із прогнозування геологічного розрізу і карбонатних тіл була відтворена історія геологічного розвитку відкладів D₃-C_{1V1} і виділено 10 сейсмічних підкомплексів (ПКС). Відповідно до розчленування розрізу свердловин на витримані фаціальні товщі (ПКС) – продуктивними на Володимирівському родовищі є відклади, які приурочені до V, VI, VII і VIII ПКС. На початку формування відкладів продуктивного горизонту ФМ-4 (VII, VIII ПКС) відбувалось прогинання південної частини досліджуваної території. В межах Володимирівської площі розвивалась вузька затока, де створювалися сприятливі умови для утворення вапняків. На решті

території відклади не накопичувалися. Пізніше процес тектонічних рухів ускладнився. На схід від Володимирівських свердловин розпочалося більш інтенсивне прогинання, в той час як, власне, Володимирівська і Котівська ділянки були відносно піднятими блоками, де міг накопичуватися вапняковий матеріал. Ділянка свердловин №№ 410 Орчиківської площі і 438 Західно-Володимирівської площі залишалися вище рівня седиментації. При формуванні відкладів продуктивного горизонту ФМ-2 (V, VI і ПКС) найбільш інтенсивно прогиналась Котівська ділянка, в той час як на Володимирівській і Західно-Володимирівській прогинання було уповільнено, а район свердловини № 410 Орчиківської площі залишався вище рівня седиментації. Аналіз тектонічних порушень показує, що на Володимирівській і Західно-Володимирівській площах існували умови денудації відкладів. Пізніше відбувалось повільне загальне опускання території (окрім району свердловин № 410 Орчиківської і № 411 Північно-Минівської). Цей процес починався з ділянки св. № 1 Володимирівської площі, поступово поширювався у східному напрямку, розширюючись в сторону Західно-Володимирівської ділянки. На межі формування відкладів горизонтів ФМ-2 і ФМ-1 відбулась перерва в осадконакопиченні, яка охопила всю досліджувану територію. У пізньодевонський етап розпочався процес прогинання території з району між свердловинами № 441 Володимирівської площі і № 410 Орчиківської і в подальшому поширюється на всю територію [1].

2.2.2 Перелік продуктивних пластів та їх індексація

Всього в межах розкритого свердловинами №№ 1, 441 продуктивного розрізу, за даними випробування та результатами комплексної інтерпретації матеріалів ГДС, згідно з існуючими схемами пластового розчленування виділено 6 продуктивних пластів (горизонтів): В-15, В-21, ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-4а, ФМ-4б. У 2016 році було виділено 8 окремих продуктивних пластів-резурвуарів В-15, В-21, ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-2в, ФМ-4а₁, ФМ-4а₂, ФМ-4б. Але за результатами останніх камеральних досліджень було прийнято рішення дещо відкорегувати кореляцію та індексацію продуктивних пластів. Скоріш за все

слід очікувати, що індексація в майбутньому зазнає додаткових корегувань, а тому не є остаточною. У межах верхньвізейського під'ярусу поклади ВВ виявлені в горизонтах В-15, В-21. Газонасиченість покладів встановлена за даними детальної інтерпретації матеріалів ГДС. Поклади у свердловинах не випробовувались. Літологічно пласти-колектори представлені пісковиками, які характеризуються незначними ефективними товщинами і змінюються від 0,8 м до 1,4 м [6].

Геологічна модель покладів В-15, В-21 створена на основі структурних карт: $V_{B3-II}(C_{1V1})$ та репера R_2 . На час складання звіту недостатньо інформації про характер залягання візейських відкладів у межах Володимирівського родовища. Газонасичені пласти мають моноклінальне залягання, не утворюють пастки, сприятливої для накопичення вуглеводнів. Пласт В-15 газонасичений у св. № 441, у св. № 1 – заміщений ущільненими породами. Тип покладу пластовий, літологічно екранований. Лінія заміщення колектора на непроникині породи проведена з півдня (Пд) на середині відстані між свердловинами № 1 та № 44,1 огинаючи з південного заходу (Пд-Зх) останню. Ефективна загальна товщина пласта становить 0,8 м, коефіцієнт відкритої пористості 0,142, газонасиченості – 0,79. Пласт В-21 газонасичений за даними ГДС у св. № 1, у св. № 441 – ущільнені. Поклади ВВ фаменських відкладів приурочені, в основному, до карбонатного тіла, яке розмежоване на ряд блоків системою різнонаправлених скидових порушень. Газоносність фаменських відкладів встановлена за даними ГДС і підтверджена випробуванням у св. № 1 і № 441. В межах блоку св. № 1 газонасиченими виявлені пласти ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ4а, в межах блоку св. № 441 – ФМ-4а, ФМ-4б. Пласти ФМ-2а і ФМ-2б газонасичені за даними ГДС у св. № 1 [1].

Пласт ФМ-2а представлений двома прошарками доломіту. Загальна ефективна товщина пропластків – 3,0 м. Середньозважені по товщині коефіцієнти пористості і газонасиченості складають, відповідно 0,052 і 0,76. Пласт ФМ-2б літологічно представлений чотирма пропластками доломіту. Сумарна ефективна товщина – 13,8 м. Середньозважені по товщині коефіцієнти пористості і газонасиченості складають, відповідно 0,081 і 0,78. Поклад пласта

ФМ-2б випробуваний ВПТ у св. № 1, отриманий приплив газу розрахунковим дебітом 27,4 тис.м³/добу. Пласт ФМ-4а газонасичений у свердловині №№ 1 та 441. В свердловині №441 пласт представлений сімома прошарками з загальною ефективною товщиною 10,2 м, $K_{п} = 0,075$, $K_{г} = 0,85$. Ефективна газонасичена товщина складає 9,0 м. Середньозважені по товщині коефіцієнти пористості і газонасиченості складають, відповідно 0,076 і 0,85. У свердловині №1 пласт складений одним прошарком вапняку ефективною товщиною 0,8м, пористістю 0,051 та газонасиченістю 0,79. Колекторами пласту являються вапняки та доломіти. Газоконденсатний поклад ФМ-4б розкритий лише свердловиною №441. За ГДС пласт представлений дванадцятьма прошарками доломітів та вапняків. При вибірковому випробуванні інтервалів у колоні свердловини № 441 отриманий приплив газу і конденсату дебітами $Q_{г\text{Ø}3,5\text{мм}}=14,0$ тис.м³/добу, $Q_{к\text{Ø}3,5\text{мм}}=14,6$ м³/добу. Ефективна газонасичена товщина складає 29,4 м. Коефіцієнти пористості і газонасиченості складають, відповідно 0,084 і 0,90 [1].

2.3 Тектоніка

Володимирівське родовище розташоване в південно-східній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Фундамент у межах території робіт залягає на глибині 7,0 – 7,5 км. По поверхні кристалічного фундаменту виділяється Кременівський виступ. Виступ витягнутий у північно-східному напрямку, а з півдня обмежений крайовим розломом. Схили Кременівського виступу переходять у схили Новогригорівської западини на північному заході та Перещепинської – на південному сході. Кременівський виступ фундаменту формувався в авлакогенну стадію розвитку ДДЗ. Остання характеризується значною тектонічною активністю, яка відобразилась в мозаїчному характері товщин порід верхнього девону в окремих блоках, різноманітності речовинного складу порід та їх літолого-фаціальній мінливості по площі. У верхньодевонських відкладах на рівні горизонту відбиття $VI_1^{II}(D_3fm)$, який приурочений до підосви продуктивного пласта в свердловині № 441, Володимирівська структура являє собою брахіантиклінальну складку, що простягається в

північно-західному напрямку. Склепіння Володимирівської структури ускладнене поперечним скидом (II-II), площина скидача якого занурюється в північно-західному напрямку. Повздовжні розривні порушення ускладнюють крила складки і разом із поперечним скидом утворюють припіднятий блок, в якому локалізується склепінна частина підняття і його південно-східна перикліналь [1].

Складка характеризується асиметричною будовою крил і перикліналей. Південно-східна перикліналь видовжена і полого, північно-західна – коротка. Північно-східне крило складки протяжне і круте, південно-західне – коротке і пологе. Володимирівська структура в межах ізогіпси (-) 5100 м має розміри 4,3 км × 3,5 км. На південний схід від Володимирівського підняття розташована Ковпаківська структура. Від Володимирівської структури вона відділена сідловиною, а її закартованна перикліналь ускладнена тектонічним порушенням амплітудою близько 600 м. Будова нижньокам'яновугільного поверху відрізняється від девонського. Вона ілюструється структурною картою по горизонту відбиття V_{B3-II} (C_{1V1}) і відображає характер залягання підосви – нижньовізейських відкладів нижнього карбону. Як видно, на цьому стратиграфічному рівні зафіксована монокліналь, на фоні якої розвинений Володимирівський структурний ніс, що занурюється на північний схід. Західна крилова частина його інтенсивно розбита розривними порушенням в основному північно-східного напрямку. Амплітуда скидів складає від 25 м до 280 м. Наявність розривних порушень у відкладах нижнього карбону свідчить про їх успадкований характер, але зменшення амплітуд порушень і також товщин між відбиваючими горизонтами вказує на їх конседиментаційний характер. По вищезалягаючих відкладах територія робіт представлена моноклінальним зануренням пластів в бік западини [2].

З РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

Буріння св. № 441 проводилось згідно з проектом параметричного буріння. Проектом передбачалось буріння параметричних свердловин: № 410 Орчиківська, № 438 Західно-Володимирівська, № 411 Північно-Минівська. Проектним горизонтом для всіх свердловин був нижньофаменський під'ярус верхнього девону, окремими свердловинами передбачалось розкриття покрівлі соленосних відкладів для більш впевненої кореляції. Свердловиною № 441 підтверджено газоносність девонського комплексу. Із фаменських відкладів (горизонт ФМ-4) отримано промисловий приплив газу з конденсатом. Свердловина №1 закладалась згідно з проектом пошукового буріння на Володимирівській площі. Даним проектом передбачалось буріння 5-ти пошукових свердловин, серед яких св. № 1 була першочерговою і незалежною [7].

Свердловина №1 проектною глибиною 5300 м закладалась у центральній присклепінній частині структури. Основні завдання, які повинна була вирішити свердловина № 1: вивчення стратиграфії, літології, нафтогазонності турнейського, верхньодевонського комплексів; виділення продуктивних товщ; при випробуванні свердловини отримання промислово-геофізичних характеристик пластових флюїдів; отримання відомостей про поверх нафтогазонності. Свердловина доведена бурінням до проектних верхньодевонських відкладів, розкрила горизонт ФМ-5 і на глибині 5300 м закінчена бурінням. Розкритий розріз свердловиною в межах прогнозних перспективних відкладів виявився ущільненим і слабогазонасиченим. Свердловину № 1 ліквідовано як таку, що виконала своє призначення і виявилась у несприятливих геологічних умовах згідно з діючим положенням. Враховуючи результати буріння св. № 1, буріння залежних свердловин №№ 2, 3, 4, 5 не проводилось [3].

Геолого-технічний стан свердловин Володимирівського родовища наведено в таблиці 3.1. Параметрична свердловина № 441 пробурена в 1990 році. Проектна глибина свердловини 5200 м, фактична – 5205 м. За результатами ГДС і випробування у відкритому стовбурі спущена

експлуатаційна колона, проведені перфорація і дослідження на продуктивність перспективних інтервалів. Розкритий свердловиною розріз карбонатних відкладів фаменського ярусу (горизонт ФМ-4) виявився промислово продуктивним. Пошукова свердловина № 1 пробурена у 1994 р.. Свердловина розкрила проєктний горизонт фаменського ярусу верхнього девону і досягла проєктної глибини. У відкладах верхнього візе, розкритих свердловиною, за даними ГДС виділено незначні за товщиною пласти (в межах горизонтів В-16, В-21), представлені теригенними колекторами і є слабогазонасиченими. Розкритий свердловиною № 1 розріз карбонатних відкладів фаменського ярусу за даними ГДС і результатами випробування виявився ущільненим і слабогазонасиченим. Пласти горизонту ФМ-4, виділені в розрізі свердловини № 441, у свердловині № 1 представлені ущільненими аналогами і є слабогазонасиченими. Виявлені пласти горизонту ФМ-2 в свердловині № 1 газонасичені, у св. № 441 – ущільнені. Свердловина № 1 була ліквідована без спуску експлуатаційної колони [5].

Таблиця 3.1 – Геолого-технічний стан свердловин [1]

№ сверд. категорія	Альт. ст рот., м	Вік, проект. факт.	Глибина проект. факт., м	Термін буріння початок кінець	Термін випроб. початок кінець	Конструкція свердловини						Отримані результати	Стан св. на дату підрахунку
						Технічна колона			Експлуатаційна колона				
						Діаметр, мм	Глибина спуску, м	Підйом цементу і ЦЗС, м	Діаметр, мм	Глибина спуску, м	Підйом цементу і ЦЗС, м		
<u>1</u> пошукова	84,5	<u>D₃fm</u> D ₃ fm	<u>5300</u> 5300	<u>18.11.90</u> 16.05.94	-	245 відкри- тий стовбур	4054 5300	до устя	не спускалась			Проведено ВПТ інт. 3980,4-4118,0 м Q _в =240 м ³ /добу; 4632-4671 Q _г =27,4 тис.м ³ /добу; 4979-5035 Q _г =5 м ³ /добу; 5164-5220 пл. флюїд не вст. типу	Ліквідована по геологічних причинах п.1.2 «а» I кат.
<u>441</u> парамет.	87,0	<u>D₃fm</u> D ₃ fm	<u>5200</u> 5205	<u>27.02.89</u> 15.03.90	<u>16.03.90</u> 09.10.90	245	I с. 2193- 3489 II с. 0-2193	до устя	168,3х 139,7	0-1297 1297- 5197	до устя	5140-5174 (вибірково) Q _г =30,1 тис.м ³ /добу, Q _к =26,8 м ³ /добу, 5121- 5188 Q _г =25,9 тис.м ³ /добу, Q _к =27,1 м ³ /добу, 5042-5064 Q _г =14,06 тис.м ³ /добу, Q _к =11,2 м ³ /добу	В консервації. (власність УГВ)

3.1 Відбір керну

На Володимирівському родовищі пробурено 2 свердловини загальним метражем 10 505 м. Всього пробурено з відбором керна 550 м, що складає 5,2 % від загального метражу буріння. Лінійний винос керна складає 252,5 м, що становить 45,9 % від проходки з відбором керна. Після детальної інтерпретації матеріалів ГДС авторами звіту були уточнені інтервали відбору керна (таблиця 3.2). У свердловині № 1 планувалося пробурити з відбором керна 210 м, фактично проходка з відбором керна склала 210 м, а лінійний винос керна – 118,8 м, що становить 56,6 % від проходки з відбором керна. У свердловині № 441 планувалося пробурити з відбором керна 340 м, фактично проходка з відбором керна склала 340 м, лінійний винос керна – 133,7 м, що складає 39,3 % від проходки з відбором керна. По продуктивних пластах проходка з відбором керна становить 31,2 %, а фактичний винос – 2,7 м, що складає 8,6 % від проходки з відбором керна. Відомості про товщину, висвітленість керном продуктивних пластів та обсяги виконаних робіт з аналізу кернового матеріалу наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.2 – Прив'язка інтервалів відбору керна до розрізу відкладів Володимирівського родовища [1]

№ св.	№ керна	Початкові інтервали відбору керна, м	Уточнені інтервали відбору керна, м
441	17	4701-4712	4698-4709
	18	4712-4727	4709-4724
	27	5135-5141	5128-5134

Таблиця 3.3 – Відомості про товщину, висвітленість керном продуктивних пластів та обсяги виконаних робіт з аналізу кернового матеріалу по свердловинах № 1, 441 [1]

Продуктивний пласт	№ св.	Інтервал залягання продуктивного пласта, м глибина	Товщина продукт. Пласта, м		Інтервал відбору керна, м глибина	Проходка з відбором, м	Винесення керну із продуктивного пласта, м	Висвітленість керном продуктивного пласта, %		Кількість визначень на зразках керна загальна			Примітка
		абсолютна відмітка	загальна	газо-насичена ефект. водонасичена ефект.	Абсолютна відмітка	винесення керну з інтервалу проходки, м	газонасичена ефект. загал. товщина водонасичена ефект. товщина	загальної товщини	газонасичена ефект. товщина	Врахована у підрахунку			
										гранулометричного складу	відкритої пористості	абсолютної газопроницності	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
В-15	441	<u>3433.0-3435.2</u> -3345,3-3347,5	2,2	<u>1.2</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
В-16	1	<u>3422.4-3432.4</u> -3337,2-3347,2	6,4	<u>2.0</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
В-21	1	<u>3594.2-3597.6</u> -3508,9-3512,3	3,4	<u>1.4</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
ФМ-2а	1	<u>4566.0-4589.2</u> -4480,4-4503,6	7,0	<u>3.8</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
ФМ-2б	1	<u>4614.0-4629.4</u> -4528,4-4543,8	7,4	<u>4.0</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
ФМ-2в	1	<u>4632.0-4655.2</u> -4546,4-4569,6	13,8	<u>7.8</u> 3,2	<u>4643-4653</u> -4557,4-4567,4	<u>10.0</u> 3,0	<u>1.0</u> -	7,2	<u>12.8</u> -	-	<u>3</u> 2	<u>3</u> 2	
					<u>4653-4663</u> -4567,4-4577,4	<u>10.0</u> 3,0	<u>-</u> 1,2	8,7	<u>-</u> 37,5	3	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	
					Σ	<u>20.0</u> 6,0	<u>1.0</u> 1,2	15,9	<u>12.8</u> 37,5	-	<u>7</u> 6	<u>7</u> 6	
ФМ-4а ₁	441	<u>5046.0-5050.8</u> -4957,7-4962,5	4,8	<u>4.4</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
ФМ-4а ₂	1	<u>5004.4-5005.2</u> -4918,8-4919,6	0,8	<u>0.8</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
	441	<u>5052.4-5104.0</u> -4964,1-5015,6	20,8	<u>9.0</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався

Закінчення таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ФМ-4а ₃	1	<u>5052,0-5052,8</u> -4966,4-4967,2	0,8	<u>0,8</u> -	<u>5049-5060</u> -963,4-4974,4	<u>11,0</u> 11,0	<u>0,5</u> -	62,5	<u>62,5</u> -	1	<u>7</u> 5	<u>7</u> 5	
ФМ-4б	1	<u>5125,2-5129,4</u> -5039,5-5043,7	4,2	<u>2,2</u> -	-	-	-	-	-	-	-	-	Керн не відбирався
	441	<u>5121,2-5196,4</u> -5032,8-5108,0	54,4	<u>43,8</u> -	<u>5108-5125</u> -5019,6-5036,6	<u>17,0</u> 6,0	= -		= -	-	= -	= -	Зразки з продуктивної частини не відбирались
					<u>5128-5134</u> -5039,6-5045,6	<u>6,0</u> 3,0	= -	5,5	= -	-	= -	= -	Зразки з продуктивної частини не відбирались
					<u>5188-5200</u> -5099,6-5111,6	<u>12,0</u> 2,0	= -	-	= -	-	= -	= -	Зразки з продуктивної частини не відбирались
					Σ	<u>35,0</u> 11,0	= -	5,5	= -	-	= -	= -	

3.2 Методика та результати випробування свердловин

Випробування свердловин Володимирівського родовища виконувалось як під час буріння, так і після спуску експлуатаційної колони. Результати випробування свердловин під час буріння приведені в таблиці 3.4, випробування в колоні – в таблиці 3.5.

3.3 Оцінка якості проведення геологорозвідувальних робіт

Відповідно до проєкту параметричного буріння на період 1986-1990 рр. на Володимирівському родовищі пробурена параметрична свердловина № 441, фактична глибина якої становить 5205 м. Пошукова свердловина № 1 пробурена згідно з проєктом пошукового буріння на Володимирівській площі. Фактична глибина її становить 5300 м. Свердловина № 1 була ліквідована з геологічних причин без спуску експлуатаційної колони. Загальний метраж буріння склав 10505 м: 5205 м (св. № 441) припадає на параметричне буріння, 5300 м (св. №1) – на пошукове. Продуктивний розріз у свердловинах охарактеризований основним комплексом промислово-геофізичних досліджень, за результатами інтерпретації якого рекомендовано об'єкти до випробування в експлуатаційній колоні та визначено основні параметри для підрахунку запасів газу та конденсату. У процесі буріння свердловин проводився відбір керна. В загальному з відбором керна пробурено 550 м, що становить 5,2 % від загального метражу буріння. Лінійний винос керна складає 252,5 м, що становить 45,9 % від проходки з відбором керна. Прив'язка керна до розрізів свердловин робилася за даними промислово-геофізичних досліджень і контрольних вимірів довжин бурильного інструменту. На зразках відібраного керна проводився комплекс лабораторних досліджень по визначенню пористості, проникності, карбонатності, гранулометричного складу [7].

Таблиця 3.4 – Результати випробування свердловини в процесі буріння [1]

№ св.	Пласт	Інтервал випробування, м глибина абсол. відмітка (з урахуванням кривизни)	Тип пласто- випробувача діаметр штуцера, мм	Результати випробування				Примітки
				вид флюїду	пластовий тиск, МПа глибина, м	депре- сія, МПа	дебіт: газу, тис.м ³ /добу; води, м ³ /добу	
441	-	<u>3884,0–3939,0</u> -3796,2-3851,2	<u>КВІ-146</u> 10	припливу пластового флюїду не отримано	-	7,55	-	
	-	<u>4170,0–4381,0</u> -4082,1-4293,0	<u>КВІ-146</u> 10	отримано приплив пластової води	<u>48,85</u> 4174	4,91	374	В пробовідбірнику пластова вода густиною 1,16 г/см ³ і розчинений газ
	-	<u>4680,0–4788,0</u> -4591,9-4699,8	<u>КВІ-146</u> 10	отримано приплив води	-	12,26	-	Дебіт визначити не вдалось
	-	<u>4685,0–4788,0</u> -4596,9-4699,8	<u>КВІ-146</u> 10	отримано приплив води	-	13,73	12	
	ФМ-4б	<u>5105,0–5200,0</u> -5016,6-5111,6	<u>ПЗК-146</u> 10	отримано приплив газу	<u>81,52</u> 5107	21,68	110	Газ густиною 0,641 г/см ³
1	-	<u>4000,0–4016,0</u> -3914,5-3930,5	<u>КВІ-146</u> 10 ПКО-89 по 6 отв. п. м. в тех. колоні Ø 245 мм	припливу пластового флюїду не отримано	-	15,70	-	ВПТ проводились в 245 мм тех. колоні розкритої ПКО-89 по 6 отв. на пог. м
	-	<u>3980,4–4118,0</u> -3894,9-4032,5	<u>КВІ-146</u> 10	отримано приплив пластової води	<u>48,27</u> 3984	9,42	240	
	ФМ-2б	<u>4671,0–4632,0</u> -4585,4-4546,4	ПЗК	отримано приплив газу	<u>74,36</u> 4634	12,85	27,4	
	ФМ-4а	<u>5035,0–4979,0</u> -4949,4-4893,4	ПЗК-146	отримано приплив газу	-	-	5,0	Пластовий тиск повністю не відновився і склав на глибині 4972 м – 72,79 МПа
	ФМ-4б	<u>5126,0–5175,0</u> -5040,4-5089,3	ПЗК	припливу пластового флюїду не отримано			-	
	-	<u>5164,0–5220,0</u> -5078,3-5134,3	ПЗК	припливу пластового флюїду не отримано	<u>81,23</u> 5166	10,30	-	Характер флюїду не визначено, об'єм – 1 м ³ за 110 хвилин

Таблиця 3.5 – Результати випробування свердловин в експлуатаційній колоні [1]

Об'єкт	Пласт/стратиграф. горизонт	Інтервал залягання продуктивного пласта, м глибина абсолютна відмітка (з врахуванням викривлення)	Інтервал дослідження м, глибина абсолютна відмітка (з врахуванням викривлення)	Спосіб розкриття пласта	Спосіб виклику притоку динамічний рівень, м	Діаметр, мм глибина спуску фонтанних труб, м	Дата	Діаметр, мм штуцера діафрагми	Фактичний час безперервної роботи, год.	Пластовий тиск, МПа середина інтервалу перфорації, м	Вибійний тиск, МПа	Депресія, МПа	Устьові тиски, МПа		Дебіт газу, тис.м ³ /добу	Дебіт конденсату, м ³ /добу	Конденсатний фактор, см ³ /м ³	Дебіт води, м ³ /добу динамічний рівень, м	Примітки					
													трубний	затрубний										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20					
I	ФМ-46	<u>5121,2-5196,4</u> -5032,8-5108,0	<u>5174-5170</u> -5085,6-5181,6 <u>5162-5154</u> -5073,6-5065,6 <u>5146-5140</u> -5057,6-5051,6	ПКО-89 18;24;16 отв. п.м.	аерація	<u>60,3x73</u> 5136	<u>16.03.90</u> <u>02.04.90</u>	<u>3,5</u> 5,00	4	<u>76,87</u> 5157	34,55	42,32	12,17	16,45	18,6	19,0	1021,5	-	Не була досягнута стабілізація устьових тисків після дослідження через низьку проникність колектора					
								<u>4,5</u> 6,07	8		33,10	43,77	11,70	15,48	30,1	26,8	1063,5	-						
								<u>5,0</u> 7,40	8		31,47	45,40	11,23	14,27	39,4	42,0	1066,0	-						
								<u>3,5</u> 5,00	5		-	-	12,40	16,45	18,5	18,9	1021,6	-						
II	ФМ-46	<u>5121,2-5196,4</u> -5032,8-5108,0	<u>5188-5174</u> -5099,6-5085,6 <u>5170-5162</u> -5081,6-5073,6 <u>5154-5146</u> -5065,6-5057,6 <u>5140-5121</u> -5051,6-5032,6 разом з: 5174-5170; 5162-5154; 5146-5140	ПКО-89 14 отв. п.м.	заміна промивної рідини на воду	<u>60,3x73</u> 5107	<u>12.04.90</u> <u>26.04.90</u>	<u>3,0</u> 5,05	24	<u>86,97</u> 5154,5	30,82	56,15	13,62	19,15	14,4	13,76	955,5	-	Випадіння конденсату і зниження проникності порід в привибійній зоні					
								<u>4,0</u> 5,05	78		21,15	65,82	8,10	13,10	14,7	12,59	856,5	-						
								<u>5,0</u> 6,12	73		18,74	68,23	7,90	12,90	25,9	27,1	1046,3	-						
								<u>17.05.90</u> <u>18.05.90</u>	Інтенсифікація припливу шляхом СКО. Збільшення дебітів не відмічалось.															
								<u>29.05.90</u>	<u>4,0</u> 6,4		192	20,20	-	6,98	12,10	14,0	14,6	1042,9		-				
III	ФМ-4а	<u>5046-5104,0</u> -4957,7-5015,6	<u>5046-5042</u> -4975,7-4953,7 разом з: 5174-5170; 5162-5154; 5146-5140; 5188-5174; 5170-5162; 5154-5146; 5140-5121	ПКО-89 і ПКО-73 18 отв. п.м.	заміна промивної рідини на воду	<u>60,3x73</u> 5032	<u>06.07.90</u> <u>31.07.90</u>	<u>3,5</u> 5,1	24	<u>80,63</u> 5053	26,10	54,53	9,6	14,4	14,06	11,2	796,6	Протягом 118,5 год. стояння свердловини пластовий тиск не стабілізувався						
								<u>3,0</u> 5,0	98		26,91	53,72	10,9	19,4	12,77	12,0	939,7							
								<u>01.08.90</u> <u>05.08.90</u>	Збільшення припливу газу і конденсату не відбулось															
								<u>06.08.90</u> <u>21.08.90</u>	Інтенсифікація припливу шляхом СКО. Збільшення дебітів не відмічалось.															
	ФМ-46	<u>5121,2-5196,4</u> -5032,8-5108,0	ПКО-89 3 отв. п.м.	заміна промивної рідини на воду	заміна промивної рідини на воду	<u>60,3x73</u> 5032	<u>27.08.90</u> <u>14.09.90</u>	<u>4,0</u> 5,0	30	65,19 5053	24,00	41,19	4,5	13,0	10,0	12,0	1200,0		-					
								<u>3,5</u> 5,1	20		25,93	39,26	6,34	13,3	7,7	10,8	1403,0		-					
								<u>21.09.90</u>	Інтенсифікація припливу шляхом СКО. Збільшення дебітів не відмічалось.															
								<u>22.09.90</u> <u>09.10.90</u>	Метод накопичування тиску															
						<u>3,5</u> 5,10	134	-	19,92	-	6,58	12,10	4,88	10,7	2192,6	-	За результатами термодобітометрії від 29.04.90 визначено працюючі інтервали: 5121-5130 м (-5032,6-5041,6 м) 5148-5154 м (-5059,6-5065,6 м) від 04.10.92: 5059,6-5064 м (-4971,3-4975,7 м)							

Лабораторні дослідження відібраного керна вивченого матеріалу виконувалися згідно з існуючими вимогами, методиками і стандартами. Результати лабораторного дослідження керна в сукупності з даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС та випробування і дослідження свердловин дозволили обґрунтувати граничні значення пористості, проникності і газонасиченості. Випробування свердловин Володимирівського родовища виконувалось як під час буріння, так і після спуску експлуатаційної колони. Всього в 2 свердловинах випробувано 11 об'єктів під час буріння. Із яких в 3-х об'єктах припливу не отримано, в 4-х триманий приплив пластової води, в 3-х – приплив газу і в одному отриманий приплив пластового флюїду не встановленого виду. В експлуатаційній колоні всього випробувано 3 об'єкти, з усіх отриманий приплив газу і конденсату. Зафіксовані максимальні дебіти становлять: газу – 39,4 тис.м³/добу, конденсату – 42 м³/добу на штуцері Ø5,0 мм. За результатами газоконденсатних досліджень пласта ФМ-4б визначені значення устьових, пластових та вибійних тисків, температур, відібрані проби газу та конденсату, розраховано склад пластового газу, потенційний вміст C₅₊, етану, пропану, бутанів та величину мольної долі «сухого» газу. Таким чином, в межах Володимирівського родовища обсяг проведених геологорозвідувальних робіт є достатнім для побудови геологічної моделі покладів та обґрунтування параметрів до підрахунку запасів вуглеводнів. Отже, блок св. № 1 та блок св. № 441 Володимирівського родовища вважається підготовленим до підрахунку запасів газу, конденсату і супутніх компонентів [7].

4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ

Поклади вуглеводнів Володимирівського родовища пов'язані з відкладами верхньовізейського під'ярусу кам'яновугільної системи та фаменського ярусу девонської системи. Свердловинами, пробуреними в межах ліцензійної ділянки, поклади ВВ встановлені в горизонтах В-15 (В-15), В-21 (В-21), ФМ-2 (ФМ-2а, ФМ-2б), ФМ-4 (ФМ-4а, ФМ-4б). Породами-колекторами є карбонати і пісковики. Породами-покришками є аргіліти, ущільнені доломіти та вапняки. Відомості про фізико-літологічні властивості колекторів продуктивних пластів і покришок наводяться за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин та лабораторних аналізів піднятого керну по свердловинах № 1 та № 441. Визначення основних параметрів фізичних властивостей здійснювалось за загальноприйнятими методиками. Відкрита пористість керну визначалась за методом Гарояна та Преображенського. Газопроникність вимірювалась на апараті ГК-5, карбонатність визначалась ваговим методом. Літолого-петрографічні властивості вивчались на шліфах під мікроскопом. При підготовці матеріалів до підрахунку запасів враховувались всі результати лабораторних досліджень, які належать до газонасиченої і водонасиченої частини продуктивних розрізів, відбраковувалися лише ті, що належать до ущільнених, за даними ГДС, інтервалів. Для підрахунку запасів прийнято 11 визначень на зразках керна, що відібрані із продуктивної частини пластів ФМ-2б та ФМ-4а. Всі інші зразки відібрані із ущільнених частин розрізу [1].

Керновим матеріалом верхньовізейський під'ярус охарактеризований слабо, керн відбирався тільки із горизонту В-21 із ущільненої його частини, фаменський ярус охарактеризований керном у продуктивній частині недостатньо. Продуктивна частина висвітлена керном тільки у св. № 1 по пластах ФМ-2б, ФМ-4а. Продуктивний горизонт В-15. Літологічно горизонт представлений перешаруванням аргілітів, алевролітів, вапняків із незначними прошарками пісковиків. Аргіліти темно-сірі до чорних, міцні, тонкошаруваті, алевритусти, піритизовані, часто з уламками криноїдей. Вапняки темно-сірі, міцні, кристалічно-зернисті, з уламками макрофауни. Під мікроскопом вапняки тонкозернисті, шламово-амініферово-детритові, з фрагментами брахіопод,

криноїдей, пеліципод, остракод, з водоростями *Girvanella* та *Calcifolium*, з багатим комплексом форамініфер. Пісковики сірі до темно-сірих, тонко- та дрібнозернисті, міцноцементовані, вапнисті, з криноїдеями, з гальками сидериту. Під мікроскопом – поліміктові (кварц, кварцити, польові шпати), з карбонатним цементом. Товщина розкритого горизонту змінюється від 142 м (св. № 1) до 146 м (св. № 441). Керном горизонт не висвітлений. У розрізі горизонту виділяють один газonosний пласт В-15, який виділений за даними ГДС у свердловині № 441 та представлений одним прошарком газонасиченого пісковика. Загальна товщина пласта 2,2 м, ефективна газонасичена та продуктивна – 0,8 м, середньозважена по товщині пористість пласта-колектора становить 14,2 %, газонасиченість – 79 %.

Продуктивний горизонт В-21. Літологічно горизонт представлений вапняками, аргілітами, алевролітами. Керн відбирався в ущільненій частині розрізу в св. № 441. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слабослюдисті, вуглисті, щільні, тонкошаруваті. У нижній частині розрізу переходять в алевроліти сірі. Структури аргілітів від пелітоморфних до фіто-алевро-пелітових. Чисельні мікрозгустки сидериту, вкраплений пірит. Під мікроскопом порода гідрослюдиста з тонкошаруватою текстурою, місцями – з оптично-орієнтованою. Вапняки темно-сірі до чорних, міцні, крипнокристалічні, з уламками фауни. Під мікроскопом – тонкозернисті, глинисті, тонкопіритизовані з включенням вуглистої речовини, детритові, багато моховаток, криноїдей, остракод та форамініфер. Товщина розкритого горизонту змінюється від 21 м (св. № 1) до 22 м (св. № 441). У межах горизонту В-21 виділяють продуктивний пласт В-21, який за геофізичними дослідженнями у св. № 1 газonosний, представлений одним пропластком газонасиченого пісковика, загальна товщина якого 3,4 м, ефективна газонасичена та продуктивна – 1,4 м, середньозважена по товщині пористість пласта-колектора становить 11,2%, газонасиченість – 68 %. Керновим матеріалом не охарактеризований. Продуктивний горизонт ФМ-2. У розрізі горизонту за даними кернового матеріалу виділяється перешарування вапняків, пісковиків та аргілітів. Вапняки світло-сірі до темно-сірих, середньої міцності та міцні піщанисті, слюдисті, кристалічно-зернисті, тріщинуваті, тріщини заповнені бітумінозною речовиною, з включенням піриту, кальциту і мікрофауни, місцями з пропластками чорного аргіліту, в свіжому сколі з запахом газоконденсату.

Пісковик світло-сірий, дрібно-, тонко-, середньо-, крупнозернистий, середньо-, міцнозцементований, слюдистий, кварцовий, вапнистий, крихкий, тріщинуватий, місцями з пропластками чорного аргіліту і світло-сірого пісковика, з запахом газоконденсату. Аргіліт темно-сірий до чорного середньої міцності, місцями з пропластками сірого пісковика з дзеркалами ковзання. Товщина розкритого горизонту змінюється від 370 м (св. № 1) до 414 м (св. № 441). В розрізі горизонту виділяють два газонасичені пласти ФМ-2а, ФМ-2б. Продуктивна частина покладу ФМ-2а в межах досліджуваної території керном не охарактеризована. У свердловині № 1 поклад пласта ФМ-2а газonosний і представлений двома пропластками доломіту. Ефективна товщина газонасичена та продуктивна – 3,0 м, середньозважена по товщині пористість пластів-колекторів становить 5,2 %, газонасиченість – 76 % [7].

У свердловині № 1 поклад пласта ФМ-2б газonosний і представлений чотирма пропластками. Ефективна товщина – 13,8 м, середньозважена по товщині пористість пластів-колекторів становить 8,1 %, газонасиченість – 78 %. Пласт охарактеризований керновим матеріалом у св. № 1. Породою-колектором є пісковик світло-сірий, тонкозернистий, міцно зцементований, кварцовий, слюдистий, місцями тріщинуватий, з запахом газоконденсату. Під мікроскопом пісковики карбонатизовані, з проявом карбонатної корозії, з переходом у вапняки піщанисті. Характерна рудна мінералізація з піритом, кристалами сфалериту, чисельними бітумними плівками та мікростилолітами. Продуктивний горизонт ФМ-4. В розрізі горизонту за даними кернового матеріалу виділяється перешарування вапняків та пісковиків. Вапняк сірий, світло-сірий, темно-сірий, чорний, міцний, піскуватий, слюдистий, масивний з домішками аргілітового матеріалу, місцями з парками чорного аргіліту однорідний, кристалічнозернистий, міцнозцементований, тріщинуватий, місцями тріщини заповнені кальцитом, аргілітоподібний, з залишками фауни і відбитками обвугленої рослинності. Під мікроскопом вапняки органогенно-детритові, слабо піщанисті, слабодоломітисті. Структура тонкозернисто-кристалічна, текстура флюїдальна. Органогенний детрит водоростевий з одиничними остракодами та форамініферами. До 7 % – уламки кварцу, до 10 % – ромбоєдри доломіту. Чисельні тонкі прожилки бітумоїдів, піритова вкрапленість. В окремих шліфах мікрожеоди виповнені

баритом. В нижній частині інтервалу в водоростевих вапняках спостерігаються плями коричневого забарвлення (бітумоїди). Пісковик сірий, середньо- та крупнозернистий, міцно-, середньозцементований, кварцовий, тріщинуватий, вапнистий, слюдистий, з запахом газоконденсату. Під мікроскопом пісковики аркозового складу з карбонатним цементом. Уламки складають 75-80 %, конформно з'єднані в агрегати. Польові шпати слабоглинизовані, серед уламків – граніти, кварцити, мікроклін, розвинута карбонатна корозія. В порах кальцит з залишками мікрофауни, тверді вуглеводневі сполуки, плівки бітумоїдів, титанисті рудні мінерали типу сфена, сфалерита. В цілому породи представлені вапняком органогенно-детритовим (з залишками криноїдей, водоростей, форамініфер), який заміщено на 60-70 % теригенним матеріалом. В інтервалі горизонту ФМ-4 за даними промислово-геофізичних досліджень, у межах досліджуваної території, виділені газонасні пласти ФМ-4а, ФМ-4б. Пласт ФМ-4а кернам матеріалом не охарактеризований. За даними ГДС у св. № 441 виділено сім пропластків газонасиченого пісковика, доломіту та вапняку. Загальна ефективна та продуктивна товщина 10,2 м коефіцієнт пористості становить 7,5 %, насиченості – 85 % [7].

За даними ГДС у св. № 1 виділено один пропласток газонасиченого вапняку. Загальна товщина пропластка 0,8 м, загальна ефективна та ефективна продуктивна – 0,8 м, пористість становить 5,1 %, насиченість – 79 %. Пласт ФМ-4б висвітлений кернам матеріалом у св. № 441 на 5,5 % від загальної товщини пласта, керна відібрано із ущільнених пропластків. У св. № 1 керна не відбирався. Керн з інтервалу залягання пласта представлений вапняками темно-сірими, середньої міцності кристалічнозернистими, міцнозцементованими, літоподібними, слюдистими, місцями тріщинуватими, з відбитками фауни, місцями з залишками обвугленої рослинності. Під мікроскопом вапняки, переважно, водоростеві, зрідка з форамініферами, з домішкою уламків кварцу та плагіоклазу; окремі зразки слабослудисті. Діагенетична мінералізація – пірит, бітумні плівки в прожилках та мікростилотітах. За даними ГДС у св. № 441 літологічно поклад представлений 12-ма газонасиченими прошарками. Загальна ефективна та ефективна продуктивна товщина – 29,4 м, коефіцієнт пористості становить 0,084, газонасиченості – 0,90 [7].

5 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ У СВЕРДЛОВИНАХ

Геофізичні дослідження свердловин, методику і результати інтерпретації проведені з метою визначення нових даних про геофізичні дослідження свердловин для визначення підрахункових параметрів (таблиця 5.1) [7].

На основі проведеної всебічної комплексної інтерпретації матеріалів ГДС, лабораторних досліджень керну, результатів випробувань свердловин горизонтів візейських, девонських відкладів можна зробити наступні висновки [7]:

1. Виконаний обсяг промислово-геофізичних робіт у свердловинах родовища проведений сучасним комплексом методів із достатньою повнотою і, в основному, із задовільною якістю, що дало можливість детально вивчити розріз.

2. Ефективні товщини продуктивних пластів визначені в результаті комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів із урахуванням граничних значень пористості порід за даними випробування пластів і лабораторних аналізів керну.

3. Визначення пористості здійснювалось за даними акустичного і радіоактивного каротажу, а також за результатами лабораторних досліджень керну. Вибір акустичного каротажу, як основного методу пористості, що рекомендується до підрахунку запасів, зумовлений меншими похибками визначення $K_{п}$.

4. Коефіцієнт газонасиченості продуктивних пластів встановлено за традиційним методом опорів із використанням даних БКЗ, БК і ІК по петрофізичних залежностях $P_{н} = f(K_{в})$, які одержані за даними керну сусідніх Мовчанівського, Личківського, Ульяновського, Мачухського родовищ.

Таблиця 5.1 – Граничні значення підрахункових параметрів для продуктивних горизонтів Володимирівського родовища [1]

Ярус	Літологія	$K_{п}, \%$	$K_{пр} \cdot 10^{-15},$ m^2	$K_{нг}, \%$	$\Delta \gamma$	ΔT	$\Delta In \gamma$	$P_{н}$
C _{1v2}	Теригенні відклади	10,5	1,0	59	0,4	218	0,43	6,5
D _{3fm}	Теригенні відклади	7,0	1,0	68	0,33	198	–	6,7
	Карбонатні відклади	5,0	0,2	70	0,25	175	0,68	7,0

6 ДЕТАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

Володимирівське газоконденсатне родовище розташоване в межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Сусідніми є Кільцівське, Кременівське, Виноградівське, Новоселівське, Східно-Новоселівське, Личківське, Ігнатівське та інші родовища нафти і газу. Пастками для покладів вуглеводнів, в основному, є пологі брахіантикліналі та геміантикліналі, розвинуті вздовж розломів. Поклади пластово-склепінні тектонічно екрановані та літологічно обмежені, а також масивно-пластові склепінні тектонічно екрановані. Колекторами є пісковики, вапняки та доломіти з різними фільтраційно-ємнісними властивостями. На Володимирівському родовищі газонасність приурочена до двох стратиграфічних комплексів: верхньовізейського під'ярусу нижньокам'яновугільного відділу (горизонти В-15, В-21) та фаменського ярусу верхньодевонського відділу (горизонти ФМ-2, ФМ-4) (таблиця 6.1). Поклади з установленною промисловою продуктивністю на Володимирівському родовищі пов'язані з пластами ФМ-4а та ФМ-4б. Найбільшим за величиною запасів є поклад пласта ФМ-4б. Геологічна модель покладів верхньовізейського під'ярусу (В-15, В-21) створена на основі структурних карт по відбиваючому горизонту V_{3-II} (C_1V_1). З цих побудов видно, що дані поклади не мають сприятливих умов (структурної пастки) для накопичення вуглеводнів, а враховуючи незначні товщини та колекторські властивості пластів, вони, найімовірніше, мають незначне площинне розповсюдження. Поклади пластові літологічно екрановані [7].

Поклад пласта В-15 розкритий свердловиною № 441 в інтервалі глибин 3433,0-3435,2 м. Тип покладу пластовий літологічно екранований. Лінія заміщення колектора на непроничні породи проведена умовно на середині відстані між свердловинами № 1 та № 441 [7].

Таблиця 6.1 – Характеристика покладів [7].

Пласт	Тип покладу за флюїдом	ГВК, УГВК, абсолютна відмітка, м	Найвища абсолютна відмітка покладу, м	Абсолютна відмітка 1/2 висоти покладу, м	Розміри покладу			Ефективна газонасичена товщина, м	Пористість, %	Тип покладу
					Довжина, км	Ширина, км	Висота, м			
В-15 Бл. св. №441	ГК	УГВК -3375	-3290,0	-3332,5	1,2	0,9	85	0,3	14,2	Пластовий літологічно екранований
В-21 Бл. св. №1	ГК	УГВК -3535	-3455,0	-3495	1,2	0,9	80	0,5	11,2	Пластовий літологічно екранований
ФМ-2а Бл. св. №1	ГК	УГВК -4540,0	-4440,0	-4490	2,8	2,5	100	1,8	5,2	Пластовий літологічно екранований
ФМ-2б Бл. св. №1	ГК	ГВК -4565,3	-4490,0	-4527,7	2,5	2,3	75,3	7,9	8,1	Пластовий тектонічно і літологічно екранований
ФМ-4а Бл. св. № 441	ГК	УГВК -5055	-4940,0	-4997,5	3,4	1,3	115	7	7,5	Пластовий тектонічно екранований
ФМ-4а Бл. св. № 1	ГК	УГВК -4960	-4840,0	-4900,0	2,8	2,5	120	3,6	5,1	Пластовий тектонічно екранований
ФМ-4б Бл. св. № 441	ГК	УГВК -5165	-4995,0	-5080	2,5	1,5	170	19,5	8,4	Пластовий тектонічно екранований
ФМ-4б Бл. св. № 1	ГК	-4955	-4845,0	-4920	1	2	120	14,7	8,4	Пластовий тектонічно екранований

У напрямку занурення пласта поклад обмежений площиною, проведеною на рівні абсолютної відмітки мінус 3347,5 м (НГВП), яка відповідає підосві розкритого свердловиною № 441 газонасиченого пісковика. Нижче від НГВП на величину $\frac{1}{2}$ від встановленої висоти проведений УГВК -3375м ($((-3374,5 - -3290)/2 + (-3374,5)) \approx -3375\text{ м}$). **Поклад пласта В-21** розкритий свердловиною № 1 в інтервалі глибин 3594,2-3598,0 м. Поклад пластовий літологічно екранований. Лінія заміщення колектора на непроникні породи проведена умовно на середині відстані між свердловинами № 441 та № 1. У напрямку занурення пласта поклад обмежений площиною, проведеною на рівні абсолютної відмітки мінус 3507,1 м (НГВП), яка відповідає підосві розкритого свердловиною № 1 газонасиченого пісковика. Нижче від НГВП на величину $\frac{1}{2}$ від встановленої висоти проведений УГВК -3540м ($((-3507,1 - -3455)/2 + (-3507,1)) \approx -3540\text{м}$). Газоносність фаменських відкладів встановлена як за даними ГДС, так і підтверджена випробуванням у свердловинах № 1 і № 441. У межах блоку свердловини № 1 газонасиченими виявлені пласти ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-4а, в межах блоку свердловини № 441 – ФМ-4а, ФМ-4б. До горизонту ФМ-2 на родовищі приурочено два газоконденсатні поклади: ФМ-2а, ФМ-2б. **Поклад пласта ФМ-2а** розкритий свердловиною № 1 в інтервалі глибин 4569,2-4589,0 м. Пласт представлений двома прошарками доломіту. Поклад тектонічно та літологічно екранований. Контур ущільнення проведений на середині відстані між свердловинами № 1 та № 441. У напрямку занурення пласта поклад обмежений площиною, проведеною на рівні абсолютної відмітки мінус 4503 м (НГВП), яка відповідає підосві розкритого свердловиною № 1 газонасиченого пісковика. Нижче від НГВП на величину $\frac{1}{2}$ від встановленої висоти проведений УГВК -4540м ($((-4503 - -4440)/2 + (-4503)) \approx -4540\text{м}$). Тип покладу пластовий літологічно екранований [7].

Поклад пласта ФМ-2б розкритий свердловиною № 1 в інтервалі глибин 4614,0-4655,2 м. Свердловиною підсічено газоводяний контакт на глибині 4651,2 м (-4565,3 м). Поклад ФМ-2б випробуваний у свердловині № 1 в інтервалі 4671-4632 м, випробування проводилось за допомогою ПЗК. Отриманий приплив газу з розрахунковим дебітом 27,4 тис.м³/добу. Пластовий

тиск, розрахований за методом Хорнера, становив 74,36 МПа на глибині 4634 м. Газ знаходився у пробовідбірнику. Під час дослідження об'єкту проба газу на поверхні не відбиралася. Поклад пластовий літологічно та тектонічно екранований. Лінія заміщення колектора на непроничні породи проводиться на середині відстані між свердловинами № 1 та № 441. До горизонту ФМ-4 на родовищі приурочено 4 газоконденсатних поклади: ФМ-4а (блок св. № 441), ФМ-4а (блок св. № 1), ФМ-4б (блок св. № 441), ФМ-4б (прогнозний поклад блоку св. № 1). **Поклад пласта ФМ-4а** в свердловині № 441 розкритий у межах глибини 5046,0-5104 м. Газоконденсатний поклад ФМ-4а блоку св.№441 вгору по повстанню обмежується екрануючими тектонічними порушеннями. Тип покладу пластовий тектонічно і літологічно екранований. Пласт випробуваний разом із пластом ФМ-4б. Інтервал випробування пласту ФМ-4а – 5042-5064 м. При дослідженні отримано приплив газу з конденсатом дебітом відповідно 14,7 тис.м³/добу та 12,59 м³/добу. У напрямку занурення пласта поклад обмежений площиною, проведеною на рівні абсолютної відмітки мінус 5015,7 м (НГВП), яка відповідає підшві розкритого свердловиною № 441 газонасиченого інтервалу. Нижче від НГВП на величину $\frac{1}{2}$ від встановленої висоти проведений УГВК -5055м $((-5015,7 - -4940)/2+(-5015,7) \approx -5055 \text{ м})$. Поклад блоку св. 1 пластовий тектонічно екранований. Пласта ФМ-4а розкритий свердловиною № 1 у межах глибин 5004,4-5005,2 м. Пласт випробуваний у процесі буріння свердловини № 1 за допомогою ПЗК, отриманий приплив газу, розрахунковий дебіт якого склав 5 тис.м³/добу. Враховуючи те, що випробуваний інтервал становить 56 м, з яких лише 0,8 м припадає на товщину пласта, газ знаходився розчиненим у буровому розчині і не відбирався на хімічний аналіз, тому не можна достовірно оцінити продуктивність пласта за даними результатами випробування. У напрямку занурення пласта поклад обмежений площиною, проведеною на рівні абсолютної відмітки мінус 4919,6 м (НГВП), яка відповідає підшві розкритого свердловиною № 441 газонасиченого інтервалу. Нижче від НГВП на величину $\frac{1}{2}$ від встановленої висоти проведений УГВК - 4960м $((-4919,6 - -4840)/2+(-4919,6) \approx -4960 \text{ м})$ [7].

Поклад пласта ФМ-4б виявлений у блоці свердловини № 441 та прогноуються в склепінні блоку св. №1. В свердловині №441 пласт розкритий в інтервалі 5121,2-5196,4 м. Поклад обмежений тектонічним порушенням та лінією літологічного заміщення колектора на непроникині породи, яка проводиться між свердловинами № 441 та № 1. Поклад відноситься до пластового, тектонічно та літологічно екранованого типу. У результаті первинного випробування в колоні отримано приплив газу і конденсату дебітами $Q_{Г4,5}=30,1$ тис.м³/добу, $Q_{к4,5}=26,8$ м³/добу при трубному і затрубному тисках 12,17 МПа і 16,45 МПа відповідно. Депресія на пласт становила 42,32 МПа. Устьові тиски не стабілізувались. Пластовий тиск на глибині 5157 м становив 76,87 МПа. При наступному випробуванні без встановлення цементного моста достріляли решту інтервалів пласта і отримали газ із конденсатом із нижчими дебітами $Q_{Г4,0}=14,7$ тис.м³/добу, $Q_{к4,0}=12,59$ м³/добу при депресії 65,82 МПа. Трубний і затрубний тиски становили 8,10 МПа і 13,10 МПа відповідно. Пластовий тиск склав 86,97 МПа на середині інтервалу перфорації. Після подальшого дострілу без встановлення цементного моста вибіркових інтервалів пласта спостерігалось зниження дебітів і пластових тисків, що може бути пов'язано з погіршенням колекторських властивостей на віддаленні від свердловини. Для інтенсифікації припливу газу проводились СКО, але збільшення припливу газу не спостерігалось. У напрямку занурення пласта поклад обмежений площиною, проведеною на рівні абсолютної відмітки мінус 5108 м (НГВП), яка відповідає підосві розкритого свердловиною № 441 газонасиченого інтервалу. Нижче від НГВП на величину $\frac{1}{2}$ від встановленої висоти проведений УГВК -5165м $((-5108 - -4995)/2+(-5108) \approx -5165$ м) [7].

6.1 Гідрогеологічна характеристика розрізу

Володимирівська площа знаходиться в зоні з'єднання Дніпровсько-Донецької западини та Українського кристалічного щита і відноситься до південного гідрогеологічного району. За характером літологічного розрізу в даному районі виділяється ряд водоносних горизонтів і комплексів та розділяючих їх водотривких товщ, які умовно можна розділити на дві гідродинамічні зони. До першої зони активного водообміну відносяться водоносні комплекси в четвертинних і харківських відкладах та водоносний горизонт в канівсько-бучацьких відкладах, верхнім водоупором в якому виступають мергелі київського регіоярусу. Особливістю геологічної будови району є часткова або повна відсутність у розрізі відкладів мезозою, нижньої пермі, верхнього карбону. Водоносні горизонти пов'язані з цими відкладами на досліджуваній території відсутні. Друга гідродинамічна зона – зона сповільненого водообміну містить [7]:

1. Водоносний комплекс середньоюрських відкладів;
2. Водоносний комплекс тріасових відкладів, роль верхнього водоупору в якому відіграють глини сребрянської світи тріасу;
3. Водоносний комплекс середньокам'яновугільних відкладів, до складу якого входять водоносні горизонти в проникних відкладах московського і башкирського ярусів;
4. Водоносний комплекс нижньокам'яновугільних відкладів, відділяється від вищезалягаючого водоносного комплексу відносно водотривкою товщею серпуховського та низів башкирського ярусів;
5. Водоносний горизонт девонських відкладів.

Водоносні горизонти і комплекси зони активного водообміну в четвертинних та харківських відкладах містять прісні води гідрокарбонатно-сульфатного типу з мінералізацією до 1 г/л. Дебіти свердловин складають від 1,0 до 4,5 м³/годину при зниженнях рівня на 5 - 15 метрів. Води безнапірні або слабонапірні; статичні рівні встановлюються на глибинах від 0,5 до 20 м. Водоносні горизонти цих відкладів дуже широко використовуються для водопостачання окремих споживачів. Водовмісними породами бучацьких

відкладів є дрібнозернисті та тонкозернисті піски. Ці відклади містять води з дещо більшою мінералізацією (1,5 -2,5 г/л), хлоридно-натрієвого типу. В районі с. Царичанки та с. Нових Санжар води бучацьких відкладів використовують для розливу, як столову лікувальну воду рекомендовану Одеським НДІ курортології. Водоносний горизонт напірний, п'езометричні рівні встановлюються на глибинах від 0,3 до 30 м, дебїти свердловин коливаються в межах від 3,60 до 36 м/годину при динамічних зниженнях рівня на 6-35 м. Водоносний горизонт юрських відкладів приурочений до пісків, пісковиків та алевролітів із прошарками глин байоського ярусу. Верхнім водоупором (він же являється регіональним водоупором, який розділяє верхню та нижню гідрогеологічні зони) являються глинисті відклади верхів байоського, батського і оксфордського ярусу. Припливи вод із відкладів юри коливаються від декількох до десятків м³/добу. Водоносний горизонт напірний, п'езометричні рівні встановлюються на глибинах 30-40 м від поверхні землі. За хімічним складом води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 5-40 г/л. Водоносний горизонт тріасових відкладів має широке розповсюдження. Водовмісні породи – піски, пісковики, що чергуються зі строкатими глинами. Товщина пісковиків не перевищує 60 метрів. Води високонапірні, п'езометричні рівні встановлюються на глибинах +3,8 - 2,9 метрів (с. Котовка). Дебїти складають 3,2 і 1,2 л/с при зниженнях на 13,4 – 10,3 м. Води хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією 20 - 60 г/л. Ступінь метаморфізації складає порядку $r_{Na}/r_{Cl} = 0,78 - 0,88$. В складі води переважають хлориди Na, вміст Ca і Mg – незначний. Вміст сульфатів коливається в широких межах. Водовмісними породами середньокам'яновугільних відкладів є пласти пісковиків та алевролітів товщиною від 1,2 до 39,2 м, що залягають проверстками серед щільних порід. За даними ГДС пористість відкладів середнього карбону складає від 8 до 20%, що говорить про високі колекторські властивості водовмісних порід і їх високу водозбагаченість [7].

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс включає водоносні горизонти турнейського, візейського і серпуховського ярусів. Водовмісні породи представлені в основному пластими різнозернистих пісковиків

нерівномірно розповсюджених серед глинистих порід. При випробуванні водоносного горизонту серпуховських відкладів отримані пластові води хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 180 г/л (Новогригорівська площа), ступінь метаморфізації $r_{Na}/r_{Cl} = 0,81 - 0,88$. Пластові води візейського ярусу випробувались у багатьох свердловинах південного гідрогеологічного району і представляють собою хлоркальцієві розсоли з мінералізацією до 260 г/л. Ступінь метаморфізації залишається постійним в межах 0,78 – 0,79. Водоносний горизонт характеризується незначною водозбагаченістю. Підземні води турнейського ярусу вивчалися на Кременівській (св. № 1), Голубівській, Ново-Миколаївській, Пролетарській (св. № 15), Виноградівській (св. № 7), Богатойській (св. № 403) площах. Взагалі підземні води нижньокам'яновугільних відкладів мають високі напори, але водонасиченість їх незначна. За даними досліджень на суміжних площах, дебіти вод складають від 1,7 до 50-60 м/добу при зниженнях до 400- 800 м. Гідрометричні рівні встановлюються на глибинах 90-140 м від устя свердловин. Водонасиченість горизонтів зменшується з глибиною залягання та зниженням колекторських властивостей, а мінералізація пластових вод збільшується з глибиною залягання. До складу підземних вод входять мікрокомпоненти: йод 83,70 мг/л; амоній – до 205,64 мг/л; бром – до 58,26 мг/л. Відомості про водоносність девонських відкладів отримані при випробуванні свердловин на Богатойській, Левенцівській та інших площах. Водовмісними породами є, в основному, пісковики й алевроліти. Припливи води характеризуються низькими дебітами, що зрідка перевищують 1 м³/добу. За хімічним складом води відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 300 г/л. Ступінь метаморфізації змінюється від 0,36 до 0,59. В свердловині № 560 Александрівській при дослідженні девонських відкладів в інтервалі 5115 - 5250 м отримали пластову воду з газом; розрахунковий дебіт склав 29 м³/добу. В свердловині № 441 Володимирівській при дослідженні інтервалу 4170-4381 м (горизонт ФМ-1) за допомогою ВПТ отримали пластову воду питомої ваги 1,172 г/см³ та мінералізацією 238,49 г/л. Розрахунковий дебіт склав 374 м³/добу. Ступінь метаморфізації – 0,55. Також була відібрана проба пластової води при

дослідженні ВПТ інтервалу 4685-4790 м (горизонт ФМ-2), питома вага якої $1,240 \text{ г/см}^3$, мінералізація – $327,91 \text{ г/л}$. Отримані пластові води із фаменських відкладів – хлоркальцієвого типу, до їх складу входять мікрокомпоненти: йод $59,24 - 83,70 \text{ мг/л}$; амоній – $104,4 - 183,6 \text{ мг/л}$; бром – $69,68 - 101,84 \text{ мг/л}$. Таким чином, враховуючи комплекс виявлених геохімічних, гідрогеологічних та термобаричних показників Володимирівська площа оцінюється як перспективна для формування і збереження покладів вуглеводнів у нижньокам'яновугільних та девонських відкладах [7].

6.2 Термобаричні умови газоконденсатних покладів

Термобаричні умови Володимирівського родовища встановлені на основі аналізу результатів вимірів пластових тисків і температур, проведених при випробуванні свердловин № 1 і № 441, умов буріння та вимірів геотермічного градієнту. Виміри пластових тисків проводились при випробуванні свердловин у процесі буріння, за допомогою ВПТ, та після закінчення його при дослідженні в експлуатаційній колоні. Крім того, для обґрунтування ешор розподілу тиску були долучені матеріали вивчення сусідніх родовищ вуглеводнів. Газопрояви при бурінні свердловин Володимирівського родовища відмічались виключно при розкритті девонських відкладів та були ліквідовані збільшенням густини промивальної рідини до $1700-1720 \text{ кг/м}^3$. Так, у свердловині № 1 при вибої 4643 м відбулось зменшення густини бурового розчину з $1403-1450 \text{ кг/м}^3$ до 1100 кг/м^3 (для подолання ускладнення збільшено до $1700-1720 \text{ кг/м}^3$). У свердловині № 441 при вибої 4700 м густина розчину знизилась з 1370 кг/м^3 до 1000 кг/м^3 , при вибої 5132 м – з 1380 кг/м^3 до 1000 кг/м^3 , при вибої 5146 м – з 1650 кг/м^3 до 1080 кг/м^3 , а ліквідацію газопровів виконали шляхом обважнення розчину до $1620-1700 \text{ кг/м}^3$. Виміри пластових тисків і температур проводились у межах девонського ярусу під час випробувань свердловин. Пластові тиски у свердловині № 441 вимірювались глибинними манометрами типу МГН-2 клас точності 1,0, межа виміру 100 МПа ; вибірні – МГН-2 клас точності 0,6, межа виміру 60 МПа ; трубні і затрубні – МО клас точності 0,4, межа виміру 60 МПа . Перед кожним виміром та після

нього глибинні та зразкові манометри тарувались. У результаті отримано наступні максимальні (відновлені) значення тисків при дослідженні промислово продуктивних газонасичених пластів: у свердловині № 1 – 74,34 МПа на глибині 4634 м при випробуванні за допомогою ВПТ горизонту ФМ-2 (інтервал 4632-4671 м); у свердловині № 441 – 86,24 МПа на глибині 5090 м при випробуванні в експлуатаційній колоні горизонту ФМ-4 (інтервал 5121-5188 м) (рисунок 6.1) [7].

Очевидно, що з глибиною суттєво зростає градієнт тиску, при цьому в різних блоках поява аномалії може фіксуватись із різних глибин. Однак обсяг інформації про розподіл тисків на глибинах більше 4800 м у цілому нафтогазоносному районі дуже обмежений. Фактично, окрім даних випробування свердловин № 441 та 1 на досліджуваному родовищі інші дані відсутні, окрім свердловини № 410-Орчаківської. У межах даних об'єктів тиски виміряно в інтервалах глибин 2500-4800 м. У цьому інтервалі градієнт тиску перебуває у звичайних межах – 0,0101-0,0133 МПа/м. Аналогічні градієнти отримано і в межах Володимирівського родовища на глибинах 3984 м - 4174 м (0,0124 МПа/м та 0,0120 МПа/м, відповідно). Однак на більших глибинах за даними вимірів і на Володимирівському родовищі, і у свердловині 410-Орчиківській градієнти тиску сягають 0,0150-0,0172 МПа/м. В цілому, може існувати дві зони АВПТ із великим скупченням аномальності, що значно ускладнюватиме буріння свердловин у межах зон. Положення першої зони АВПТ у розрізі визначається на основі його стратиграфічного розмежування. Зона приурочена до підсольового нижньо-пермсько-верхньокам'яновугільного комплексу, якщо він газonosний. Однак пермська система на досліджуваній ділянці відсутня. Положення другої, що дістала назву глибинної, зазвичай, визначається після ув'язки вертикальної гідрогеологічної зональності із зональностями інших елементів осадової системи на основі єдиного методичного підходу – розгляду параметрів залежно від температури надр [7].

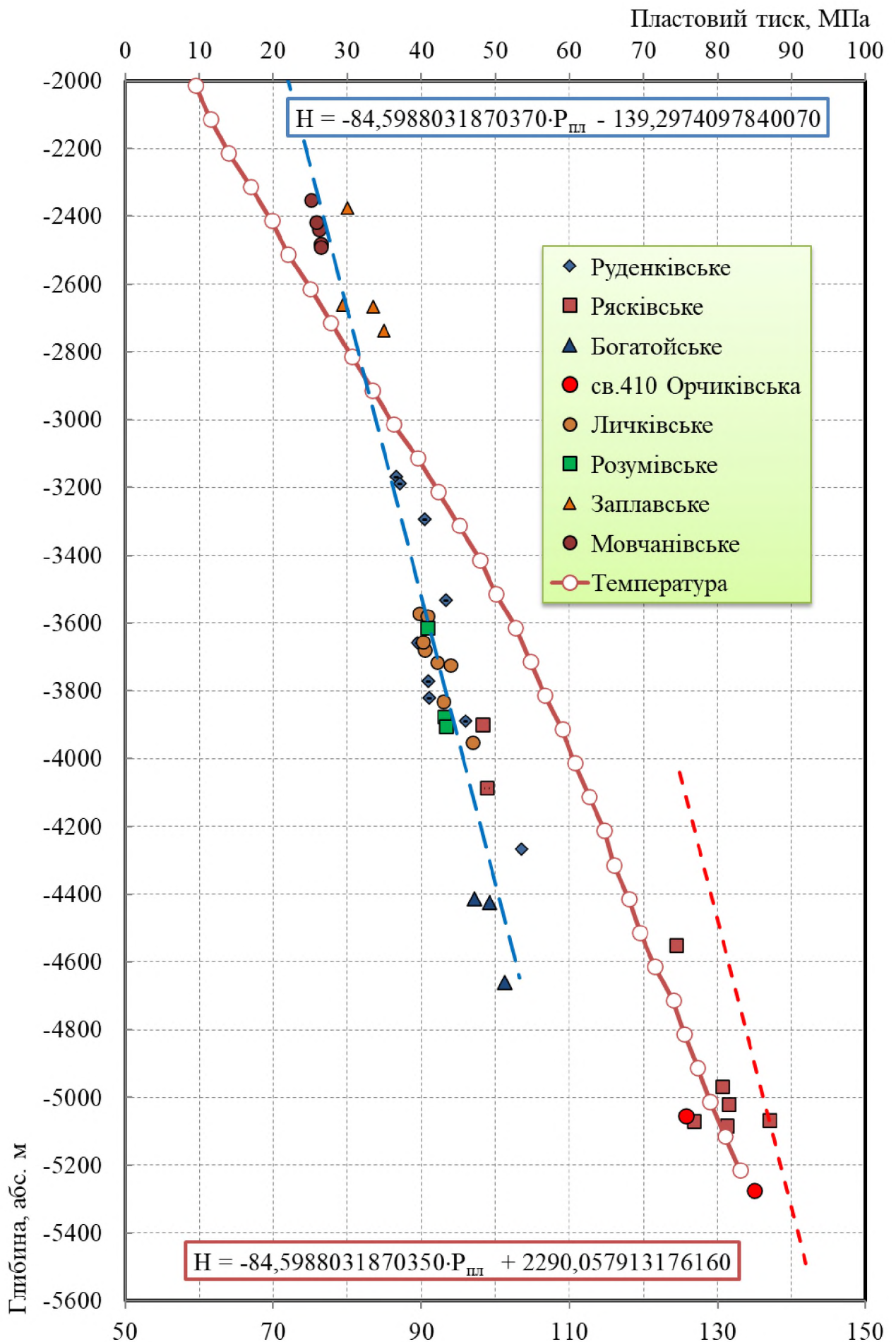


Рисунок 6.1 – Епюра пластових тисків

Верхньою межею глибинної зони АВПТ є глибина залягання ізотерми 120 °С. Відхилення пластових тисків починається ще у межах катагенетичного флюїдоупору (КФУ), але в ньому немає значних флюїдоносних резервуарів, що могли би забезпечити великі довготривалі припливи флюїдів. Такі резервуари поширені вже у межах термодегідратаційного гідрогеологічного ярусу. АВПТ у них досягають максимальних значень, характерних для умов тої чи іншої площі. Однією з умов, що визначає ступінь аномальності пластових тисків, є залишкова товщина осадової товщі від катагенетичного флюїдоупору до кристалічного фундаменту, який на площі залягає досить глибоко. На основі аналізу розподілу пластових тисків, замірених чи, частіше, оцінених за непрямыми даними у вже пробурених глибоких свердловинах, дають можливість уточнити максимальну величину АВПТ. Деякі заміри не відображають дійсної картини розподілу і відповідно не були використані при прогнозі. Загалом на родовищах в інших нафтогазоносних районах спостерігається прояв аномальності в межах ізотерм 110-120 °С. Це спостерігається і на Східно-Петренківському, і на Клубанівсько-Зубренківському, Краснокутському, Журавлиному, Сахалінському, на Святогірському, Північно-Волвенківському, Дробишівському родовищах. Згадані групи родовищ, знаходяться в різних частинах ДДЗ, однак поява аномальних тисків пов'язана із глибинами, на яких температура вище 110 °С. Хоча однозначно температура не є виключною ознакою аномальності, а лише одним із супутніх факторів. Відповідно, аномальність тисків у межах Володимирівського родовища на глибинах більше 5000 м не є чимось виключним. Проблемним є кількість та точність даних отриманих на досліджуваній ділянці надр, який не дозволяє чітко встановити розподіл тиску на глибинах більше 5000 м. Причому частина вимірів тисків у свердловині 441 отримана після випробувань, відповідно могли фіксуватись невідновлені значення пластового тиску. Очевидно найбільш близьким до початкового тиску є вимір у свердловині 441 у 86,97 МПа (ФМ-4б). Виміри тиску у горизонті ФМ-4а виконувались при сумісному випробуванні із вже дослідженим горизонтом ФМ-4б, відповідно можна припустити, що вимір у 80,63 МПа є дещо нижчим за

початковий. Отже, для визначення розподілу тиску у горизонтах фаменського русу на рисунку 6.1 проведено пряму лінію через значення у 86,97 МПа умовно паралельну до лінії розподілу гідростатичного тиску у інтервалах глибин до 4600-4700 м, оскільки очевидно, що властивості пластової води (мінералізація, зміни густини, тощо), що визначають тиск в інтервалі глибин 4600-5200 змінюється несуттєво. Розподіл пластової температури з глибиною визначено за даними дослідження свердловини № 441. Запис температури виконано у свердловині 441 після того, як вона перебувала вісім діб у стані спокою. Тобто отримані дані можна вважати достовірними (рисунок 6.2). Інформативно на рисунку приведено результати виміру температур при випробуванні свердловин Руденківського родовища, також при випробуванні свердловини 441. Як видно з рисунку, в інтервалі глибин 2000-4000 м температурний градієнт складає біля 2,5-2,8 °C/100 м. Однак далі, із зростанням глибини, температурний градієнт зменшується до 2,0 °C/100 м. Ці дані підтверджуються і результатами випробування свердловини 441, під час яких виміряна вибійна температура складала 127-130 °C на глибинах 5100-5200 м, тобто говорити про спотвореність результатів вимірювання температури у свердловині, що перебувала у стані спокою не можна. Однак при цьому на Руденківському родовищі, на глибинах більше 4000 м, температурний градієнт не змінюється, такого переходу не спостерігається. Не слід виключати, що такий характер зміни температур може бути пов'язаний із АВПТ, якого на Руденківському родовищі не спостерігається. Таким чином, в інтервалі глибин 3000-3500 м температурний градієнт складає 2,8 °C/100 м, а в інтервалі 4300-5200 м– 1,8-2,0 C/100 м [7].

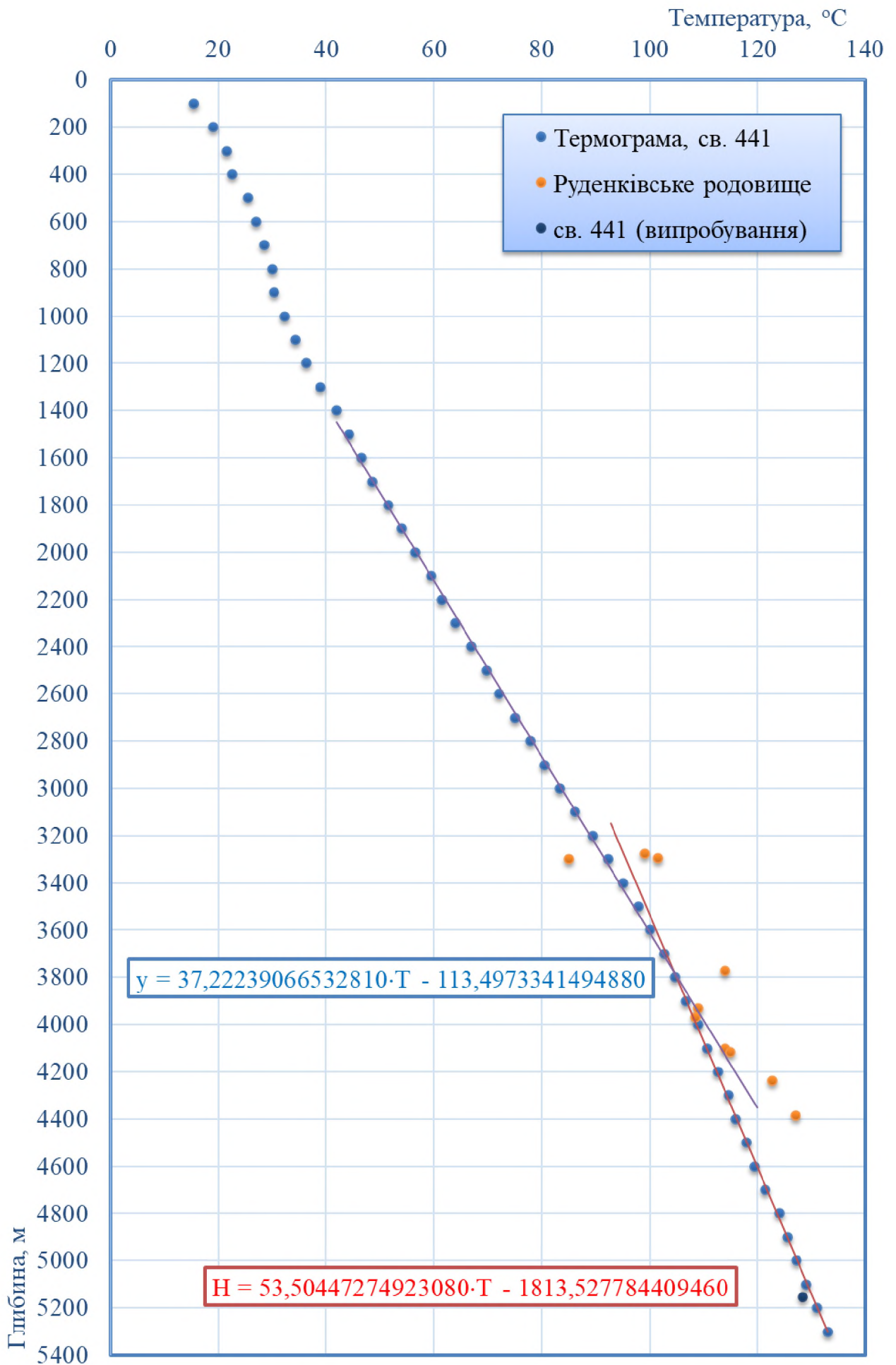


Рисунок 6.2 – Вимір термоградієнта в свердловині № 441

7 ВЛАСТИВОСТІ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ

Під час випробування свердловини № 1 у процесі буріння була відібрана проба газу пробовідбірником із пласта ФМ-2б. За результатами випробування свердловини № 441 Володимирівського газоконденсатного родовища промисловий приплив вуглеводнів отримано з пластів ФМ-4а і ФМ-4б фаменського ярусу девонської системи, відібрані проби газу та конденсату і проведені газоконденсатні дослідження. Поклад пласта ФМ-4а випробовувався в інтервалі 5064-5042 м (сумісно з ФМ-4б). Було отримано приплив газу дебітом 14,06 тис.м³/добу та конденсату 11,2 м³/добу на штуцері Ø 3,5 мм. Флюїди згідно з даними термодобітометрії надходять із нижньої частини інтервалу перфорації (в межах інтервалу випробування 5052,4-5064 м). Проби флюїдів (газ, конденсат) відбиралися під час дослідження на режимах методом усталених відборів газоконденсатної суміші із трубного простору свердловини. Поклад пласта ФМ-4б проперфорований в інтервалах 5174-5170 м, 5162-5154 м, 5146-5140 м, після аерації отримано приплив газу дебітом 39,4 тис.м³/добу та конденсату 42,0 м³/добу. Після дострілу інтервалів 5188-5174 м, 5170-5162 м, 5154-5146 м, 5140-5121 м та заміни промивної рідини на воду збільшення дебіту не отримано. Не виключено, що в процесі випробування свердловини через випадіння компонентів C₅₊ у привибійній зоні пласта відбулось погіршення фільтраційних властивостей, яке в свою чергу могло призвести до зменшення дебіту вуглеводнів. Проби флюїдів (газ, конденсат), у тому числі і для розрахунку складу пластової системи, відбиралися під час дослідження на режимах. Відбір проб флюїдів проводився на усті, на вимірювачі, з трубного штуцера та після сепаратору. Об'єми отриманих проб забезпечили достатньо повне й якісне визначення фізико-хімічних властивостей і компонентного складу вуглеводнів у поверхневих умовах. Умови відбору проб газу і конденсату із свердловин № 441 та 1 Володимирівського газоконденсатного родовища наведені в таблиці 7.1 [7].

Таблиця 7. 1 – Умови відбору проб газу і конденсату в свердловинах Володимирівського родовища [1]

№ проби	№ св.	Інтервал випробування, м	Дата відбору	Вид флюїду	Місце відбору	Умови відбору		Об'єм відбору, см ³	Примітка
						температура, °С	тиск, МПа		
6103*	1	4671-4636	28.07.91	газ	пробовідбірник	–	–	1500	приплив газу розрахунковим дебітом 27,4 м ³ /добу
5592	441	5200-5105	04.01.90	газ	на усті	–	–	–	
5664	441	5174-5170, 5162-5154, 5146-5140	20.03.90	газ	на усті	+15	4,1	–	
5675	441		29.03.90	газ	сепаратор	+10	4,78	3×100	Q ₃ =39,4 тис.м ³ /добу
2013				конденсат				4×100 мл	Q ₅ =42,0 м ³ /д
5701	441	5188-5121	19.04.90	газ	сепаратор	+16	4,62	1500	Q=25,9 тис.м ³ /добу
2018				конденсат				2×100 мл	Q ₅ =27,1 м ³ /д
5751	441	5188-5174, 5174-5161, 5146-5140, 5140-5121	29.05.90	газ	вимірювач	+4	2,3	1500	Q ₄ =14,0 тис.м ³ /добу
2032				конденсат	сепаратор			Q ₄ = 14,6 м ³ /добу	
5812	441	5064-5042	27.07.90	газ	трубний штуцер	+11	3,80	1500	Q _{3.5} = 14,06 тис.м ³ /добу
2049				конденсат				Q=11,2 м ³ /добу	
5822	441	5064-5042	24.08.90	газ	сепаратор	+13	0,5	–	
2054				конденсат					
5858	441	5064-5042	03.10.90	газ	Вимірювач	+10	1,30	1500	Q _{3.5} = 4,88 тис.м ³ /добу
2066				конденсат	сепаратор			Q=10,7 м ³ /добу	

7.1 Компонентний склад вільних газів

Склад газів фаменських відкладів, розкритих свердловиною № 441 Володимирівського газоконденсатного родовища, вивчався при газоконденсатних дослідженнях на продуктивність пластів ФМ-4а, ФМ-4б, із яких були отримані промислові припливи газу. У свердловині № 1 проба газу відібрана з пласта ФМ-2б під час випробування в процесі буріння. Результати визначення компонентного складу та фізико-хімічних характеристик газів, одержаних за період досліджень, наведені в таблиці 7.2. Для родовища характерні типово метанові гази, в яких концентрація метану коливається від 84,54 % до 88,01 %, а вміст важких вуглеводнів від 9,62 % до 13,31 %. Відносна густина вільних газів становить 0,638-0,683. Не вуглеводнева частина газів представлена азотом у кількості від 0,50 до 3,03 %, двоокисом вуглецю – 0,74-1,54 %, гелієм – 0,021-0,041 %. Нижча теплота згорання газів дорівнює 36,2-38,8 МДж/м³. Пласт ФМ-2б. Газ даного пласта має відносну густину 0,667 і

відноситься до метанового типу, з вмістом метану 86,07 %. Важкі вуглеводні C_{5+} складають 10,13 %. Відношення метану до суми важких вуглеводнів (C_{2+}) або показник «сухості» газів (CH_4/Σ_{BB}) становить 8,5. Інші гази представлені азотом у кількості 3,03 %, двоокисом вуглецю – 0,74 %, гелієм – 0,03%. Нижча теплота згорання газу – 37,10 МДж/м³. *Пласт ФМ-4а.* Поклад пласта ФМ-4а розкритий свердловиною № 441 в інтервалі 5042-5064,0 м. Отримані гази характеризуються наступними параметрами: відносна густина – 0,662-0,683, вміст метану – 84,54-87,04%, вміст важких вуглеводнів C_{2+} – 11,39-13,31 %, показник «сухості» газів (CH_4/Σ_{BB}) становить 6,35-7,64. Інші гази представлені азотом у кількості 0,50-0,92 %, двоокисом вуглецю – 1,05-1,33 %, гелієм – 0,021-0,029 %. Нижча теплота згорання газу – 37,22-38,81 МДж/м³. *Пласт ФМ-4б.* Поклад пласта ФМ-4б розкритий свердловиною № 441 в інтервалі 5121,2-5188 м. Газ пласта має наступні параметри: відносна густина – 0,638-0,657, вміст метану – 86,31-88,01 %, вміст важких вуглеводнів C_{2+} – 9,62-11,68 %, показник «сухості» газів (CH_4/Σ_{BB}) становить 7,42-9,15. Інші гази представлені азотом у кількості 0,71-2,42%, двоокисом вуглецю – 0,9-1,54 %, гелієм – 0,032-0,041%). Нижча теплота згорання газу – 36,2-37,59 МДж/м³ [7].

Таблиця 7.2 – Властивості та компонентний склад вільних газів Володимирівського родовища [1]

Індекс продуктивного пласта	№ св.	Інтервал відбору, м	Відносна густина	Абсолютна густина кг/м ³	Склад газу, % об.												Теплота ргорання МДж/м ³	$\frac{CH_4}{\Sigma_{BB}}$
					вуглеводневі								невуглеводневі					
					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₊	CO ₂	N ₂	H ₂	He		
ФМ-26*	1	4671-4636	0,667	0,804	86,07	6,29	1,49	0,43	0,43	0,38	0,16	0,95	0,74	3,03	відс.	0,03	37,10	8,5
ФМ-4а	441	5064-5042	0,665	0,801	87,04	6,57	2,70	0,66	0,56	0,29	0,10	0,51	1,05	0,50	-	0,021	38,12	7,64
			0,662	0,798	85,40	8,62	2,35	0,57	0,41	0,18	0,08	0,24	1,33	0,79	-	0,029	37,22	6,8
			0,683	0,823	84,54	7,47	3,35	0,74	0,80	0,40	0,16	0,39	1,23	0,92	-	-	38,81	6,35
ФМ-4б	441	5200-5105	0,641	0,772	86,98	7,12	2,45	0,42	0,34	0,14	0,06	0,07	відс.	2,42	н/в	н/в	36,7	8,2
		5188-5121	0,638	0,769	88,01	6,92	1,75	0,44	0,31	0,14	0,05	0,01	1,18	1,16	-	0,032	36,20	9,15
		5174-5170, 5162-5154, 5146-5140	0,657	0,792	86,31	7,65	2,0	0,57	0,47	0,25	0,11	0,13	1,54	0,97	-	-	37,06	7,72
			0,645	0,777	87,30	7,51	1,77	0,40	0,28	0,12	0,05	0,19	1,32	1,02	-	0,041	36,52	8,46
ФМ-4б	441	5188-5174, 5174-5161, 5146-5140, 5140-5121	0,654	0,788	86,71	7,80	2,37	0,60	0,42	0,21	0,08	0,20	0,9	0,71	-	-	37,59	7,42

* - дана проба об'єктивно не характеризує продукцію пласта і має лише оціночний характер

7.2 Фізико-хімічна характеристика конденсату

Властивості конденсату Володимирівського ГКР досліджувались на пробах, відібраних при випробуванні пластів ФМ-4а та ФМ-4б у свердловині 441. Аналізи проб проведені в лабораторіях «Полтаванафтогазгеологія» та Чернігівського відділення УкрДГРІ. Результати визначення компонентного складу та фізико-хімічних характеристик конденсатів, одержаних за період досліджень, наведені в таблиці 7.3. Газоконденсатний поклад *пласта ФМ-4а* містить конденсат густиною 754,9-776,7 кг/м³, який є легкорухомою рідиною, жовтого кольору, з кінематичною в'язкістю – 2,83-2,92·10⁻⁶ м²/с (при стандартних умовах). Сірка міститься у кількості – 0,003-0,004 % ваг., парафін – 4,92-11,45 % ваг. Початок кипіння конденсату становить 38-71 °С, а при температурі кінця кипіння, википає 69,0-76,0 % його вмісту. Вміст бензинових фракцій – 36-48 %, керосинових – 27-33 %. Конденсат *пласта ФМ-4б*, характеризується густиною 747,1-776,8 кг/м³ і кінематичною в'язкістю 1,27-3,23·10⁻⁶ м²/с (при стандартних умовах), має жовтий колір. Вміст сірки становить 0,003-0,010 % ваг., парафіну – 2,27-5,65 % ваг. Початок кипіння конденсату – 37-50 °С. На бензинові фракції, що википають від початку кипіння до 200 °С, у флюїді припадає 39-43 %, на керосинові фракції, що википають при температурі 200-300 °С, припадає 26-33 % його вмісту, на масляні, що википають при температурі 300-350 °С – 0-32 %. При температурі кінця кипіння википає 68-93 % [7].

Таблиця 7.3 – Фізико-хімічні властивості та фракційний склад конденсатів Володимирівського родовища [1]

Індекс продуктивного пласта	№ свердловини	Інтервал відбору, м	Густина кг/м ³	Кінематична в'язкість при 20°C, 10 ⁻⁶ м ² /с	Фракційний склад, % об.								Вміст компонентів, % ваг.				
					П.К., °C	100 °C	150°C	200°C	250°C	300°C	350°C	К.К.		сірка	асфальтени	смол сипкагел ол и	парафіни
												об. %	°C				
Тематична партія «Полтаванафтогазгеологія»																	
ФМ-4а	441	5064-5042	754,9	2,83	38	15	36	48	62	76	-	76	-	0,003	-	-	4,92
			771,4	2,92	62	6	20	36	50	69	-	69	-	0,004	-	-	11,45
			776,7	2,83	71	2	23	42	57	73	-	73	-	0,004	-	-	8,36
ФМ-4б	441	5188-5121	747,1	2,36	37	14	29	41	52	68	-	68	-	0,01	-	-	5,15
		5174-5170, 5162-5154, 5146-5140	756	2,11	37	14	30	43	58	76	-	76	-	0,003	-	-	4,6
		5188-5174, 5174-5170, 5170-5162, 5162-5154, 5154-5146, 5146-5140, 5140-5121	776,8	1,27	48	12	26	39	52	68	-	68	-	0,007	-	-	5,65
Чернігівське відділення УкрНДГРІ																	
ФМ-4б	441	5140-5146 5154-5162 5170-5174	766	3,23	50	13	27	41	55	70	87	93	360	-	0,22	0,74	2,27
ФМ-4б	441	5121-5140 5140-5146 5146-5154 5154-5162 5162-5170 5170-5174 5174-5188	765,8	2,22	38	16	30	42	54	68	78	86	365	-	0,23	0,48	2,94

7.3 Склад та властивості пластових газів

Характеристика пластової газоконденсатної системи продуктивного пласта ФМ-46 Володимирівського ГКР складена за результатами газоконденсатних досліджень при випробуванні свердловини № 441, на якій застосовувався метод усталених відборів газоконденсатної суміші із трубного простору на штуцерах різної величини. Аналіз проб флюїдів та розрахунок пластових систем виконувався у лабораторіях ДП «Полтаванафтогазгеологія» та Чернігівського відділення УкрНДГРІ [7]. Весь комплекс досліджень виконувався згідно з вимогами діючих методик. Склад пластової газоконденсатної системи визначався на основі вивчення газів сепарації, дегазації, дебутанізації, а також розрахунку потенційного вмісту C_{5+} , виходячи зі значень конденсатогозового фактору. На основі отриманих результатів лабораторних аналізів визначені: склад пластового газу, потенційний вміст у ньому вуглеводнів C_{5+} , етану, пропану, бутанів, вміст неуглеводневих газів (гелій, азот + рідкісні, двоокис вуглецю). *Пласт ФМ-46*. Під час досліджень на газоконденсатність дебіт газу вимірявся діафрагменним вимірювачем критичної течії, а дебіт стабільного конденсату – у мірній ємності. Визначення дебіту сирого конденсату здійснювалось за коефіцієнтом усадки, який у свою чергу визначався при атмосферних умовах за допомогою каліброваного контейнеру КЖО-1 ємністю 100 см^3 і мірного циліндру. Дослідження на газоконденсатність виконувались при роботі свердловини по трубному простору після очистки привибійної зони пласта від фільтрату бурового розчину та механічних домішок. При роботі на штуцері $\varnothing 5 \text{ мм}$ дебіт газу склав $25,9\text{-}39,4 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$, конденсату $27,1\text{-}42,0 \text{ м}^3/\text{добу}$ при депресії на пласт $45,4\text{-}68,23 \text{ МПа}$. Конденсатогозовий фактор по сирому конденсату становить $1046,3\text{-}1066,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$. За виконаними розрахунками пластовий газ пласта ФМ-46 характеризується наступним складом: $77,75\text{-}80,65 \%$ метану, $5,62\text{-}7,55 \%$ етану, $2,40\text{-}3,1 \%$ пропану, $1,51\text{-}2,07 \%$ бутанів та $8,12\text{-}9,55\%$ пентанів + вищі. З неуглеводневих компонентів на гелій припадає $0,01\text{-}0,02 \%$, на азот – $0,03\text{-}1,04 \%$, вміст двоокису вуглецю становить $0,14\text{-}1,32 \%$. Відносна густина пластового газу – $0,809\text{-}1,1419$, молекулярна маса – $23,44\text{-}33,08$. Вміст у ньому

вуглеводнів складу C_{5+} дорівнює 607,3-729,41 г/м³, що в перерахунку на сухий газ становить 667,3 - 800,67 г/м³. До підрахунку запасів пласта ФМ-4б прийнятий склад пластового газу, розрахований у лабораторії Чернігівського відділення УкрНДГРІ. Проба газу для даного розрахунку була відібрана при випробуванні об'єкту II у свердловині №441, інтервали перфорації якого (5121-5188 м) найбільш повно охопили продуктивний пласт ФМ-4б (таблиця 7.4). Пластова система Володимирівського ГКР потребує додаткових досліджень, так як газоконденсатні параметри, отримані в умовах низької продуктивності і фільтраційної характеристики пласта, є малодостовірними. Також високі значення депресій (59-78 %) не сприяли об'єктивності проведених досліджень. Вихідні дані для розрахунку складу пластового газу наведені в таблиці 7.4, склад пластового газу – в таблиці 7.5. Перспективи у нафтогазову відношенні на Володимирівському родовищі також пов'язані із відкладами візейського ярусу нижньокам'яновугільного відділу: горизонти В-15 та В-21. Однак відомості про склад та властивості пластових систем на родовищі відсутні. Вказані горизонти В-15 та В-21 розкриті в інтервалах глибин від 3433 м до 3597,6 м, тоді як на сусідніх родовищах: Ігнатівському – 2108-2255 м (В-21-23), Кременівському – 1950-2020 м (В-16), Новомиколаївському - 1640-1670 м (В-15), 1785-1888 м (В-16), Мовчанівському – 2324-2345 м (В-22). Для обґрунтування підрахункових параметрів газу та супутніх компонентів по візейських покладах Володимирівського родовища, в якості аналога було використано компонентний склад пластового газу по сусідньому Східно-Виноградівському родовищу, який відібраний із глибини 2499-2508 м у свердловині №1 (горизонту В-14) [1].

Таблиця 7.4 – Вихідні дані для розрахунку складу пластового газу Володимирівського родовища (ЧВ УкрДГРІ) [1]

Пласт	№св.	Інтервал перфорації, м	Умови сепарації		Вихідний вміст сирого конденсату, см ³ /м ³	Кількість газу, л		Кількість стабільного конденсату, см ³	Густина стабільного конденсату, кг/м ³	Молекулярна маса		Вміст C _{5+в} в газах, мольн.%		
			тиск, МПа	температура, К		дегазації	дебутанізації			стабільного конденсату	вуглеводнів C _{5+в} в газі сепарації	дегазації	дебутанізації	сепарації
ФМ-46	441	5174-5170, 5162-5154, 5146-5140	4,78	283	1269	5,83	0,85	72	766	168,9	75,8	2,88	10,72	0,31
		5188-5174, 5174-5170, 5170-5162, 5162-5154, 5154-5146, 5146-5140, 5140-5121	4,62	289	1324,3	6,1	1,02	75	765,8	173,2	75,7	3,37	19,76	0,36

Таблиця 7.5 – Склад пластового газу Володимирівського родовища [1]

Пласт	№ св.	Інтервал відбору, м	Склад пластового газу, мольні, % г/м ³									Молекулярна маса	Густина		Молярна доля газу		Потенційний вміст C _{5+В} на сухий газ, г/м ³	Примітка
			Метан	Етан	Пропан	ізо-бутан	н-бутан	Пентани +вищі	Гелій	Азот + рідкісні	Двоокис вуглецю		абсолютна, кг/м ³	відносна	сепарації	сухого (без C ₅₊)		
Горизонти ФМ-2б, ФМ-4а, ФМ-4б																		
Тематична партія «Полтаванафтогазгеологія»																		
ФМ-4б	441	5174-5170, 5162-5154, 5146-5140	<u>78.16</u> 523,67	<u>7.55</u> 94,37	<u>2.40</u> 43,92	<u>0.82</u> 19,84	<u>0.69</u> 16,7	<u>8.12</u> 671,13	-	<u>0.93</u> 10,88	<u>1.32</u> 24,16	23,44	0,975	0,809	0,860	0,919	730,28	
		5188-5174, 5174-5170, 5170-5162, 5162-5154, 5154-5146, 5146-5140, 5140-5121	<u>77.75</u> 520,92	<u>6.98</u> 87,25	<u>2.45</u> 44,83	<u>0.92</u> 22,26	<u>0.75</u> 18,15	<u>8.92</u> 729,41	-	<u>1.04</u> 12,17	<u>1.19</u> 21,78	23,87	0,994	0,825	0,849	0,911	800,67	
Чернігівське відділення УкрДПГІ																		
ФМ-4б	441	5174-5170, 5162-5154, 5146-5142	<u>80.65</u> 540,4	<u>5.62</u> 70,2	<u>2.78</u> 50,9	<u>0.96</u> 23,2	<u>0.85</u> 20,6	<u>8.95</u> 607,3	<u>0.02</u> 0,03	<u>0.03</u> 0,3	<u>0.14</u> 2,6	31,46	1,3086	1,086	0,844	0,910	667,3	
		5188-5174, 5174-5170, 5162-5154, 5154-5146, 5146-5140, 5140-5121	<u>78,07</u> 523,1	<u>6,41</u> 80,1	<u>3,1</u> 56,7	<u>1,02</u> 24,7	<u>1,05</u> 25,4	<u>9,55</u> 656,5	<u>0,01</u> -	<u>0,63</u> 7,4	<u>0,16</u> 2,9	33,08	1,376	1,1419	0,833	0,904	726,2	Проба прийнята до підрахунку запасів
Горизонти В-15, В-21																		
В-14	1 Сх.-Вип.	2499-2508	<u>90.78</u> 609,5	<u>4.05</u> 50,62	<u>1.52</u> 27,90	<u>0.16</u> 3,89	<u>0.34</u> 8,25	<u>0.76</u> 29,78	-	<u>2.01</u> 23,61	<u>0.38</u> 6,89	18,2	0,753	0,625	0,987	0,992	29,78	Прийнято до підрахунку запасів

8 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Комплекс заходів щодо забезпечення нормативного стану навколишнього середовища на Володимирівському газоконденсатному родовищі буде містити в собі заходи щодо охорони надр, повітряного і водного середовища, охорони ґрунтів у процесі буріння та після облаштування установки підготовки газу, з урахуванням умов розташування родовища. Заходи щодо охорони надр будуть здійснюватися відповідно до "Правил розробки газових і газоконденсатних родовищ" із метою забезпечення рівномірного і повного вилучення запасів і контролю за їхньою розробкою. Охоронні заходи будуть містити в собі [8].:

- застосування геофізичних методів досліджень для контролю за якістю розкриття і відпрацьовування продуктивних шарів;
- замір продукції свердловини (газ, вода) не рідше 1 разу на місяць;
- постійний облік втрат продукції, що видобувається в процесі досліджень, технологічних продувань шлейфів свердловин і устаткування;
- геохімічну зйомку навколо устя свердловин, особливо у випадках виявлення пропусків газу або появи заколонних газопроявлень (моніторингові дослідження);
- геофізичний контроль за станом надпродуктивної частини розрізу, характером колекторів, особливо у випадку міжколонних газопроявлень.

Захисні заходи полягають у надійній ізоляції водоносних горизонтів у верхній частині геологічного розрізу шляхом перекриття їх обсадною колоною і цементациєю до устя. Заходи щодо охорони атмосферного повітря будуть здійснюватися відповідно до вимог чинного природоохоронного законодавства України. Відповідно до цих документів охоронні заходи містять у собі [8].:

- цілодобовий контроль за дотриманням технологічного процесу;
- систематичний контроль джерел забруднення першої категорії, що вносять найбільш істотний внесок у забруднення атмосферного повітря;
- епізодичний контроль більш дрібних джерел, що відносяться до другої категорії;
- обов'язковий контроль джерел викидів оксидів азоту й оксиду вуглецю.

Захисні заходи щодо охорони атмосферного повітря передбачають наступне [8]:

- вибір устаткування з урахуванням вибухонебезпечності, токсичності і пожежонебезпеки продуктів, що переробляються;
- відповідність усієї запірної арматури, установленої на трубопроводах, 1 класу герметичності затвора по ДСТУ 9544-75, захисної арматури – по ДСТУ 12532-79;
- повну герметизацію всього устаткування, арматури, трубопроводів, що виключає постійні витікання газу в атмосферне повітря;
- на випадок підвищення тиску, понад передбачений режимом, оснащення устаткування захисними клапанами;
- обмеження спеціальними "дихальними" клапанами випаровування в атмосферу токсичних і легкозаймистих рідин, що зберігаються в резервуарах, при атмосферному тиску;
- огороження складу метанолу для запобігання розливу продукту.

На Володимирівському газоконденсатному родовищі не підвищить рівень забруднення атмосфери в найближчих населених пунктах і не вимагає спеціальних заходів щодо охорони атмосферного повітря. Однак у періоди несприятливих метеорологічних умов (НМУ) передбачене виконання ряду заходів, що виключають підвищення рівня приземної концентрації забруднюючих речовин. Заходи щодо охорони водного середовища здійснюються на основі відповідних чинних законів і нормативних документів, що установлюють вимоги до охорони поверхневих і підземних вод від забруднення нафтою і нафтопродуктами при транспорті і збереженні. Система охоронних заходів передбачає [8]:

- контроль за ґрунтовими і поверхневими водами шляхом відбору проб води;
- контрольні візуальні спостереження на площадці комплексної підготовки газу, після її облаштування.

Захисні заходи полягають у забезпеченні надійної гідроізоляції ємності промстоків. Заходи щодо охорони ґрунтового покриття здійснюються відповідно до чинних будівельних норм і правил. Заходи щодо захисту родючого шару ґрунту передбачають [8]:

- зняття родючого шару ґрунту і складування з метою його зберігання;
- при знятті, переміщенні і збереженні родючого шару ґрунту не допускається змішування його з підстилаючими породами, забруднення рідинами або матеріалами, розмив і видування;
- засівання поверхні відвалу травами, що швидко ростуть, щоб уникнути вивітрювання і розмиву;
- переміщення зайвого ґрунту з резерву до місць його використання в сільськогосподарському виробництві або для озеленення територій.

Відновлюючі заходи містять у собі:

- технічну рекультивацію – повернення родючого ґрунту з відвалів із розрівнюванням рівномірним шаром по території;
- біологічну рекультивацію – орання, культивування, посів трав, внесення органічних і мінеральних добрив.

Згідно з виконаними дослідженнями за шумовими характеристиками об'єкт повинен задовольняти нормам і не потребує заходів щодо шумового захисту. У зв'язку з відсутністю високовольтних повітряних ліній передачі електроенергії промислової частоти енергетичного об'єкт дослідження не чинить середовище і шкідливого впливу на організм людини і навколишнє природне не потребують спеціальних заходів для електромагнітного захисту. Його експлуатація регламентується вимогами норм безпеки робіт. Витрати пов'язані з природоохоронними заходами та компенсація шкоди, що наноситься навколишньому середовищу під час будівництва свердловин і експлуатації родовища встановлюються індивідуально для кожного об'єкту залежно від кількості джерел надходження шкідливих речовин у навколишнє середовище відповідно до чинного законодавства України [8].

10 ЗАПАСИ ГАЗУ, КОНДЕНСАТУ ТА СУПУТНИХ КОРИСНИХ КОМПОНЕНТІВ

На основі аналізу проведених пошуково-розвідувальних робіт, результатів геофізичних досліджень у свердловинах на Володимирівському родовищі виявлені газоконденсатні поклади: В-15, В-21, ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-4а, ФМ-4б. Підрахунок запасів газу виконаний об'ємним методом згідно із загальноприйнятою формулою. Газоносність Володимирівського родовища пов'язана з верхньовізейським під'ярусом кам'яновугільної системи та фаменським ярусом девонської системи. В межах Володимирівського родовища виділено 2 газоконденсатних поклади у верхньовізейських відкладах, це поклади пластів В-15, В-21 та 6 покладів у межах фаменського ярусу, це поклади пластів ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-4а, ФМ-4б. Запаси вищевказаних пластів характеризуються різним ступенем промислового, техніко-економічного та геологічного вивчення. У межах Володимирівського ГКР запаси вуглеводнів по покладах і окремих їх частин розподіляються: за промисловим значенням на балансові, умовно балансові та позабалансові, за ступенем геологічного вивчення – до попередньо розвіданих, категорія С₂, коди класів 122+222 і 332, також проведено оцінку перспективних ресурсів, категорія С₃ код класу 333. З невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення до попередньо розвіданих, категорія С₂, клас 332 відносяться всі пораховані запаси покладів В-15, В-21, ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-4а, ФМ-4б. Поклади В-15, В-21, ФМ-2а, ФМ-2б не випробовувались в обсадних колонах свердловин Володимирівського родовища, газоносність встановлена за даними детальної інтерпретації матеріалів ГДС. Поклад пласта ФМ-2б випробуваний ВПТ у св. № 1, отриманий приплив газу розрахунковим дебітом 27,4 тис.м³/добу. При випробуванні газ на усті не відбирався, газ знаходився в пробовідбірнику. Представлена проба газу на аналіз (№ 6103) є недостатньою для його якісної фізико-хімічної характеристики. Поклад пласта ФМ-4а випробуваний ВПТ у св. № 1, за 30 хв спостерігалась зміна в об'ємі промивної рідини на 0,2 м³, розрахований дебіт газу склав 5 тис.м³/добу. Газ знаходився розчиненим у буровому розчині, тому на хімічний аналіз пробу газу відібрати не вдалось. За

даними ГДС пласт характеризується як газонасичений. До балансових, умовно балансових та позабалансових віднесені попередньо розвідані запаси покладу пласта ФМ-4а та ФМ-4б. Запаси коду класу 122+222 пораховані в межах НГВП по нижніх отворах перфорації та кола з умовним радіусом 500 м. Радіус 500м прийнятий із урахуванням результатів обробки досліджень св. №441. Газоносність покладів підтверджена випробуванням у колоні св. № 441. Отримані промислові припливи газу при випробуванні інтервалів пластів ФМ-4а і ФМ-4а. Видобувні запаси під кодом 122 включають балансові, попередньо оцінені запаси (вірогідні), залишкові запаси під кодом 222 включають позабалансові запаси. За межами кола та до рівня НГВП оцінені попередньо розвідані запаси з невизначеним промисловим значенням коду класу 332. Проведена оцінка перспективних ресурсів ВВ, категорія С₃, код класу 333, із невизначеним промисловим значенням для решти частини покладів ФМ-4а, ФМ-4б, а також в склепінні блоку св. № 1 [9].

Показники:	Одиниця виміру	Початкові запаси кат. С ₂	
		загальні	видобувні
Вільний газ	млн м ³	1420	293
Конденсат	тис. т	1022	116
Всього умовного палива	тис. т	2442	409
Кількість пошукових і параметричних свердловин	шт.	2	
Метраж пошуково-параметричного буріння	м	10505	
Запаси на свердловину пошуково-параметричного буріння	тис. т/св.	1221	204,5
Запаси на 1 м проходки пошуково-параметричного буріння	тис.т/св.	0,23	0,04

11 АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ

Розрахунки основних показників розробки виділеного об'єкту розробки виконано попластово відповідно до обґрунтованих вище вихідних даних, оптимальної технології вилучення вуглеводнів, обраного варіанту розробки та ін. Сумісна розробка покладів ФМ-4б та ФМ-4а очікується свердловиною № 441 після забурювання в ній бічного стовбуру з 2024 року. За рахунок об'єднання двох покладів розрахунковий початковий дебіт очікується на рівні 43 тис.м³/добу при тиску на усті 28,96 МПа. Незважаючи на дуже великий технологічний термін, розрахунковий дебіт свердловини вже через 10 років знизиться вдвічі до 20,5 тис.м³/добу, а за наступні 10 років – вже до 11 тис.м³/добу. При цьому за період до 2076 року (51 рік), коли очікується зниження тиску на усті до 0,1 МПа вилучення газу вже досягне 0,542 та 0,587, залежно від покладу, що є близьким до кінцевого вилучення за оптимальний період ($\approx 0,7$). За прогнозними розрахунками протягом перших восьми років (2024-2031 рр.) свердловина експлуатуватиметься на режимі постійної депресії (40 %), з наступним переходом на режим підтримку тиску на рівні безкомпресорної подачі у газопровід (4,5 МПа). При зниженні дебіту свердловини до 10 тис.м³/добу, через очевидну недоцільність підтримки таких обмежень по тиску, прийнято зниження тиску на усті свердловини до 0,8 МПа (облаштування ДКУ чи робота на місцевого споживача). Орієнтовно це відбудеться у 2046 році. В подальшому при зниженні дебіту нижче 5 тис.м³/добу (початок кінцевої стадії розробки, 2070 рік) умовно втратами тиску знехтувано, що дозволяє оцінити теоретичне вилучення вуглеводнів при технологічній відсутності обмеження тиску на усті (0,1 МПа). Максимальний відбір газу очікується вже на першому році – 14,7 млн м³ (3,3 % від початкових запасів), з яких 74 % припадатиме на пласт ФМ-4б (10,8 млн м³) і така пропорція з огляду на прогнозну продуктивність та співвідношення запасів газу покладів фактично зберігатиметься аж до 2220 року, коли розрахунок для пласта ФМ-4б технічно припинено. Очевидно,

економічно доцільний період розробки покладу є значно меншим. Слід відмітити, що додаткове буріння хоча б однієї свердловини суттєво б прискорило період розробки, а також дозволило б наростити темп відбору газу до 5-6% від поточних запасів. Однак на даному етапі вивченості родовища, зміна кількості свердловин не вплине на визначення видобувних запасів. А як вище зазначалось, за результатами дослідно-промислової розробки буде вирішене питання доцільності збільшення видобувного фонду на родовищі. В підсумку, за технологічний термін розробки, пластовий тиск знизиться з початкового значення 86,14-87,12 МПа до кінцевого 7,52-7,63 МПа, накопичений відбір газу складе 363,1 млн м³, в тому числі 280,4 млн м³ (82,2 % з покладу горизонту ФМ-4б та 82,4 млн м³ (81,6 %) з покладу горизонту ФМ-4а (рисунок 11.1)[9].

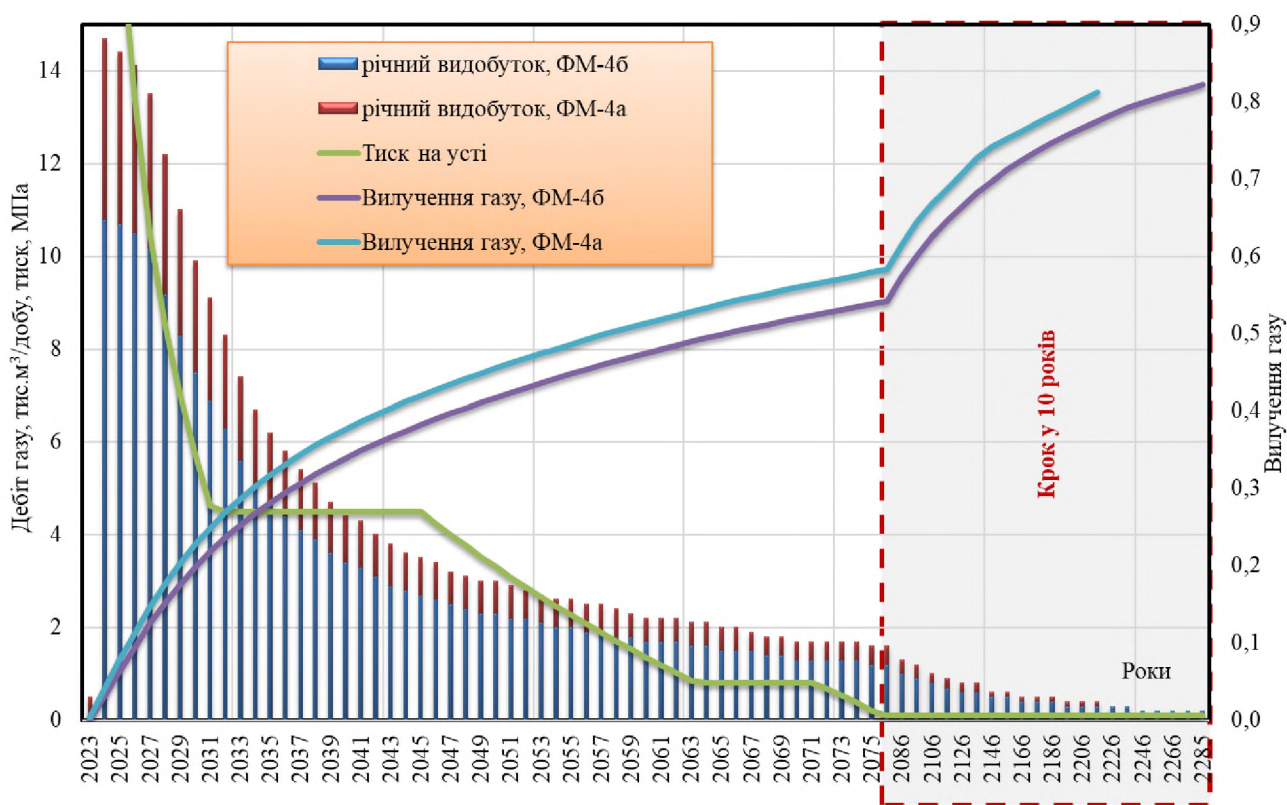


Рисунок 11.1 – Динаміка річних відборів та вилучення газу, робочого тиску

ВИСНОВКИ

Володимирівське газоконденсатне родовище за поточного адміністративного поділу знаходиться в Магдалинівському районі Дніпропетровської області та Машівському районі Полтавської області Харківської області.

Район робіт характеризується достатньою мережею під'їзних шляхів для забезпечення геологорозвідувальних робіт та газопроводів для реалізації продукції.

Згідно з регіональним районуванням родовище приурочене до перспективного Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

Геологорозвідувальні роботи в межах Володимирівської площі розпочалися ще в 60-70-х роках ХХ сторіччя. На даний час за результатами буріння двох свердловин та ряду сейсмозвідувальних робіт у межах родовища поклади ВВ виявлені або прогножуються в пластах В-15, В-21, ФМ-2а, Ф-2бФМ-4а, ФМ-4б.

У загальному плані Володимирівська структура, на рівні найбільш продуктивного фаменського ярусу, являє собою брахіантиклінальну складку, що ускладнена серією різнонаправлених та різноамплітудних тектонічних порушень.

Майже всі поклади характеризуються досить складною геологічною будовою, обумовленою невитриманими фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів, наявністю диз'юнктивів, високим вмістом конденсату, аномальновисокими пластовими тисками. Причому з восьми виявлених та прогнозних покладів тільки два (ділянки покладів пластів ФМ-4а, ФМ-4б) за ступенем вивченості віднесені до імовірних, попередньо розвіданих.

Враховуючи зазначене, можливо стверджувати про високі ризики та, як наслідок, низьку результативність геологорозвідувальних робіт у межах Володимирівського ГКР, що також часто характерно і для площ та родовищ на значних глибинах у слабовивчених стратиграфічних комплексах.

За результатами виконаного аналізу накопичених на даний час геолого-промислових матеріалів встановлено, що найбільш перспективним для продовження як розробки, так і пошуково-розвідувальних робіт на родовищі є фаменський ярус верхньодевонського відділу. Візейський комплекс скоріш за все вміщує невеликі за обсягами поклади ВВ. Решта стратиграфічних комплексів являється малоперспективним об'єктом ГГР.

З метою продовження вивчення будови та газоносності вже відомих покладів та виявлення ділянок для продовження пошукових робіт на замовлення надрокористувача протягом 2019-2020 років виконано ряд камеральних досліджень.

Результати цих досліджень дещо змінили уявлення про геологічну будову та перспективи освоєння Володимирівського ГКР.

У межах родовища попередньо розвідані запаси газу склали 442 млн м³, конденсату 321 тис.т, попередньо розвідані з невизначеним промисловим значенням – 978 млн м³, конденсату 701 тис.т, перспективні ресурси газу 2211 млн м³, конденсату 1596 тис.т.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Володимирівського газоконденсатного родовища (Дніпропетровська, Полтавська області). Звіт ТОВ «НВФ «ПРОЕКТ-НАФТОГАЗ» / В.Г. Щербина, В.Г. Купчик, Ю.Й. Ільницький та інші. – Харків, 2016. – 336 стор.

2. Результати аналізу та комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів раніше проведених робіт на Володимирівському родовищі. Звіт ТОВ «ЕСПАЙР ЕНЕРДЖІ», 2019 р.

3. Уточнений проект пошуково-розвідувального буріння на Володимирівському родовищі. Звіт ТОВ «НВФ «ПРОЕКТ-НАФТОГАЗ» за договором № 254/20/В.Г. Щербина, А.О.Яковлев, В.Г. Купчик та інші. – Харків, 2020. – 177 стор.

4. Проект пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Володимирівському родовищі: ДП «Полтава РГП» по дог. №536/ПР/09/1 в 2-х книгах/ О.Г.Голуб та ін. – Полтава, 2010. – 122ст.

5. Вдосконалення методики прогнозування геологічного розрізу і карбонатних тіл на основі підвищення роздільної здатності сейсмічного запису: Звіт ДГП «Укргеофізика» СУГРЕ про результати дослідно методичних робіт партії 41/91 за 1991-1993 рр. в 2-х книгах/ В.П. Межуєв та ін. – Розсошенці, 1993 – 111 ст.

6. Звіт про сейморозвідувальні дослідження МСГТ на Володимирівській площі: ДГП «Укргеофізика» СУГРЕ по дог. №10/2008 в 2-х книгах / В. Ігнатовта ін. – Розсошенці, 2009 – 59 ст.

7. Проект пошукового буріння на Володимирівській площі (св.№1-5): Звіт ДГП«Полтавнафтогазгеологія» Красноградська НГРЕ / А.Куль, І. Мачужакта ін., 1990 – 87 ст.

8. Перелік видів діяльності, що належать до природоохоронних заходів. Затверджено постановою Кабінету Міністрів України № 1147 від 17 вересня 1996 року.

9. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу від 27.11.2006 р.: В. Григіль. Державна комісія України по запасах корисних копалин при міністерстві охорони навколишнього природного середовища України. – Київ, 2006.