

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

(103)НЗ ГНГ. ПЗ

Група НЗГм-24-1

Артур Подвійний

2025

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

УДК 553.98

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів вільного газу та конденсату продуктивного горизонту С-16 Воронівського родовища.
(назва відповідно до наказу ректора)

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА МР 103 НЗГ

(позначення)

Виконав: студент гр. НЗГм -24-1 _____ Подвійний А. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
Керівник _____ доц. Артим І. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)
Консультанти: _____ доц. Михайлів І. Р.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)
_____ (підпис) (посада, прізвище та ініціали)
Нормоконтроль _____ ас. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)
Перевірено на плагіат _____ ас. 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.
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет природничих наук
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І. Р.

«___» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ
НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ
Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма – *Геологія нафти і газу*

Студент _____ Подвійний Артур Петрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема магістерської роботи: Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів вільного газу та конденсату продуктивного горизонту С-16 Воронівського родовища.

затверджена наказом ректора університету від «28» листопада 2025 р. № 737/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: «10» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи: 1.Фондові матеріали ПП «Геобурпроект»
2. Опублікована література по районну досліджень. 3.Власні

спостереження та узагальнення під час навчання і практики

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

1. Загальні відомості про родовище. 2. Геологічна будова родовища. 3. Методика та

результати геологорозвідувальних робіт. 4. Фізико-літологічна характеристика колекторів і покришок за даними вивчення керна. 5. Нафтогазоносність та обґрунтування контурів і категорій запасів. 6. Склад і властивості газу та конденсату. 7. Класифікація запасів за промисловим значенням та ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення.

8. Обґрунтування підрахункових параметрів і підрахунок запасів вільного газу та конденсату
9.Техніко-економічна оцінка освоєння запасів Воронівського родовища.

Висновок. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків: _____

1. Схема кореляції серпухівських відкладів.

2. Геологічний розріз.

3. Підрахунковий план покрівлі продуктивного горизонту С-16 та карти товщин.

4. Схема випробування серпухівських відкладів.

5. Епюра розподілу пластового тиску

.

.

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
Економіка	доц Михайлів І. Р.		

8. Календарний план

№	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання магістерської роботи.	20.02.2025	Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи	01.03.2025	Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження практики.	08.03-31.05.2025	Виконано
4.	Створення моделі геологічної будови родовища	01.06-30.08.2025	Виконано
5.	Аналіз геолого-промислових характеристик продуктивного горизонту та особливостей його нафтогазоносності	01.09-30.10.2025	Виконано
6.	Оформлення тексту і графічних додатків.	01.11-10.12.2025	Виконано
7.	Здача закінченої магістерської роботи на кафедрі	до 10.12.25	Виконано
	Захист магістерської роботи	до 31.12.2025	

7. Дата видачі завдання 20 лютого 2025 р.

Завдання видав керівник

_____ (підпис)

доц. Артим І. В.

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

Подвійний А. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Анотація

Магістерська робота містить: сторінок 68, таблиць 14, рисунків 27, графічних додатків 4.

Наведено короткий нарис району робіт, розглянута геологічна будова, нафтогазоносність, описані пошуково-розвідувальні роботи, які були проведені в межах Воронівського родовища, представлені результати випробування і дослідження свердловин, відомості про розробку покладу горизонту С-16.

Підраховані запаси газу та конденсату продуктивного горизонту С-16а у серпухівських відкладах Воронівського родовища.

Обґрунтована підготовленість родовища до промислової розробки і зроблені рекомендації, щодо його подальшої розробки. Зроблена економічна оцінка запроектованих на родовищі робіт.

Ключові слова: родовище, свердловина, запаси, вільний газ, конденсат.

Annotation

The master's thesis contains: pages 68, tables 14, figures 27, graphical additions 4.

A brief outline of the area of work is given, the geological structure, oil and gas capacity are considered, the prospecting and exploration works that were carried out within the Voronivskoye deposit are described, the results of well testing and research are presented, and information on the development of the C-16 horizon deposit is presented.

Estimated reserves of gas and condensate of the C-16a productive horizon in the Serpukhov deposits of the Voronivske field.

The preparedness of the deposit for industrial development is substantiated and recommendations are made regarding its further development. An economic assessment of the planned works at the deposit was made.

Key words: deposit, well, reserves, free gas, condensate.

ЗМІСТ

С.

	Вступ.....	
1	Загальні відомості про родовище.....	
	1.1 Адміністративне і географічне розташування.....	
	1.2 Історія відкриття і розвідки родовища.....	
2	Геологічна будова родовища.....	
	2.1 Літолого-стратиграфічний розріз.....	
	2.2 Тектонічна будова родовища.....	
	2.3 Гідрогеологічні умови.....	
	2.4 Термобаричні умови	
3	Методика та результати геологорозвідувальних робіт.....	
	3.1 Відомості про проекти на проведення пошукових та розвідувальних робіт.....	
	3.2 Стан фонду пробурених свердловин.....	
4	Фізико-літологічна характеристика колекторів і покришок за даними вивчення керна.....	
5	Нафтогазоносність та обґрунтування контурів і категорій запасів.....	
6	Склад і властивості газу та конденсату.....	
7	Класифікація запасів за промисловим значенням та ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення.....	
8	Обґрунтування підрахункових параметрів і підрахунок запасів вільного газу та конденсату.....	
	8.1 Обґрунтування методів підрахунку	
	8.2 Визначення площі покладу.....	
	8.3 Визначення середньозважених газонасичених товщин продуктивного пласта.....	
	8.4 Визначення коефіцієнту відкритої пористості	
	8.5 Визначення коефіцієнту газонасиченості	
	8.6 Термобаричні умови газоконденсатних покладів і температурні поправки	
	8.7 Поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта	
	8.8 Підрахунок запасів вільного газу та конденсату.....	

9	Техніко-економічна оцінка освоєння запасів Воронівського родовища.....	
9.1	Технологічні показники розробки родовища.....	
9.2	Показники економічної ефективності.....	
	Висновки.....	
	Список використаної літератури.....	

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтова і газова промисловість займає провідне місце в економіці багатьох країн світу і є однією з потужних галузей народного господарства України. Частка нафти і газу в паливно-енергетичному балансі країни на сьогодні складає близько 40-60 %.

Воронівське родовище відноситься до дуже дрібних, за складністю геологічної будови, умовами залягання та мінливістю властивостей продуктивних пластів до дуже складної будови, за фазовим стану вуглеводнів-до нафто газоконденсатних.

Метою магістерської роботи є виконання підрахунку запасів вільного газу та конденсату у продуктивному горизонті С-16 серпухівських відкладів Воронівського родовища та виконання розрахунків техніко-економічних показників для подальшої розробки родовища.

Завдання досліджень. Для досягнення поставленої мети у процесі роботи відповідно до обраної теми постають такі завдання:

1) детально проаналізувати геологічну будову та газоносність родовища, звертаючи увагу на особливості літолого-стратиграфічного розрізу, структурно-тектонічної будови та історії відкриття та вивчення родовища;

2) зробити аналіз виконаних геологорозвідувальних та експлуатаційних робіт, співставити результати випробовування та дослідження свердловин;

3) використовуючи відомості про розробку родовища та результати випробовування і дослідження свердловин обґрунтувати параметри покладу та метод підрахунку запасів газу та конденсату;

4) встановити ступінь підготовленості родовища до розробки та надати рекомендації з подальшої його розробки;

5) провести економічну оцінку доцільності подальшої розробки родовища.

6) провести економічну оцінку доцільності подальшої розробки родовища.

Об'єкт досліджень – газоконденсатні поклади продуктивних пластів С-16 Воронівського родовища.

Предмет досліджень – газоносність продуктивних горизонтів С-16 Воронівського родовища.

Методи досліджень – аналіз та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів, результатів лабораторних досліджень проб пластових флюїдів, показників експлуатації свердловин, визначення поточного стану запасів та встановлення поточного газоконденсатовилучення.

Основою для виконання даної роботи послужили фондові геолого-геофізичні матеріали та дані буріння свердловин, зібрані по району досліджень.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Адміністративне і географічне розташування

В адміністративному відношенні Воронівське нафтогазоконденсатне родовище знаходиться на території Новомосковського району Дніпропетровської області України, в 30 км на північний схід від м. Новомосковськ [5-7].

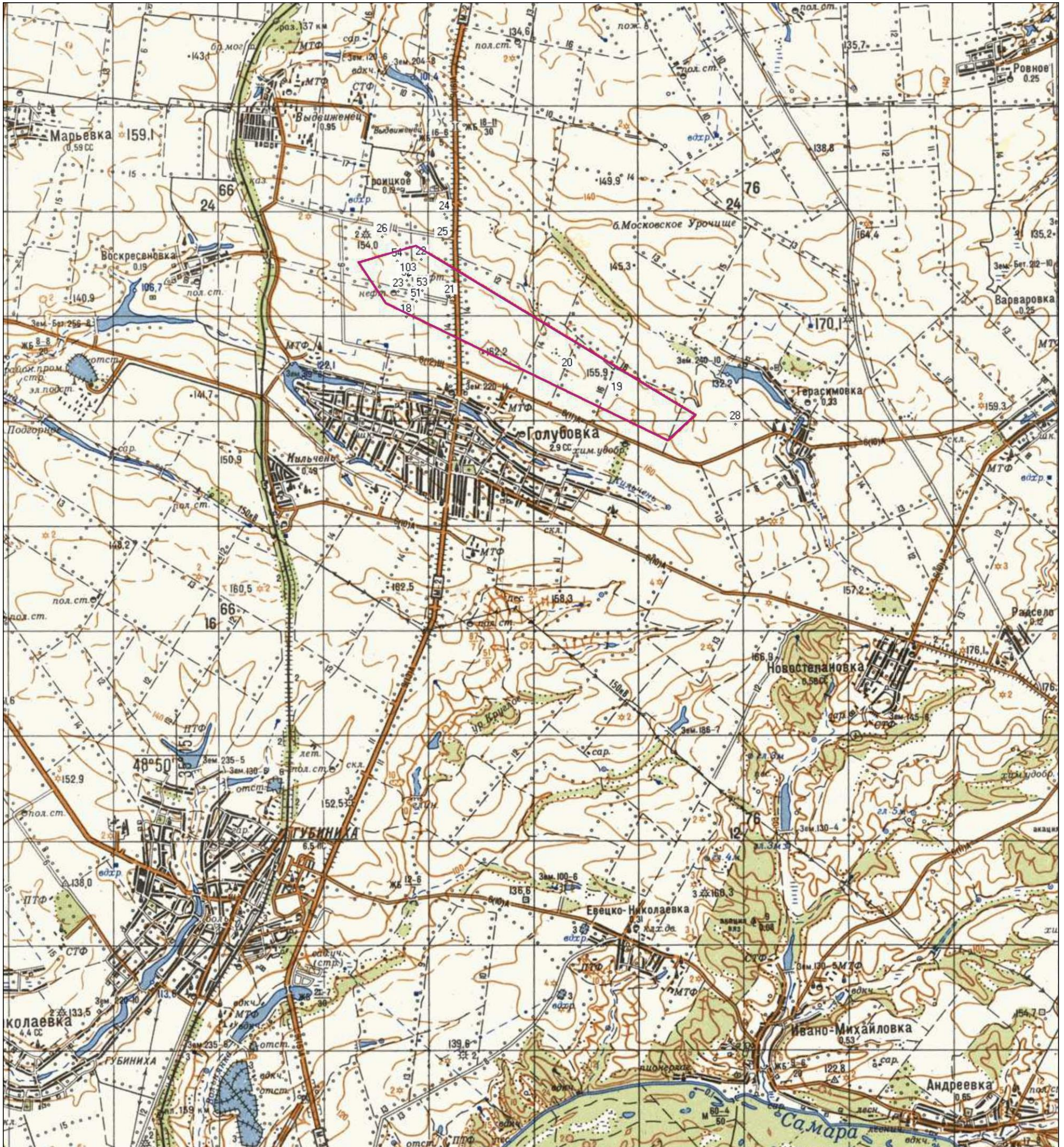
Найближчим до родовища населеним пунктом є село Голубівка яке розташоване на відстані близько 3 м на південний захід. Інші найближчі села: Кільчень, Воскресенівка, Мар'ївка, Видвиженець, Троїцьке, Герасимівка, Новостепанівка, Губиниха та м. Перещепине знаходяться не далі 15 км від родовища. Сполучення між населеними пунктами по дорогам з твердим покриттям (рисунок 1.1). На відстані 16 км на північ від родовища розташована залізнична станція Перещепине, де знаходиться Перещепинський нафтогазовий промисел, якому підпорядковане і Глубівське НГКР. Через район робіт проходить залізнична колія Харків-Дніпро.


На північ від Воронівського родовища розташоване Перещепинське газоконденсатне, на північний захід – Ульяновське та Пролетарське нафтогазоконденсатні, на північний схід – Богатойське газоконденсатне, на південний схід – Левенцівське газоконденсатне родовища. В 15 км на схід від родовища прокладений газопровід Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг.

В економічному відношенні район робіт, в основному, сільськогосподарський. Рослинництво спеціалізується на вирощуванні зернових і зернобобових культур, цукрових буряків, соняшнику та овочевих культур. В тваринництві переважає м'ясо-молочний напрямок, розвиваються свинарство, птахівництво, бджільництво. Інші промислові підприємства, переважно, місцевого значення. З корисних копалин, крім виявлених покладів газу і нафти, на території поширені марганцева та залізна руда, вугілля, каолін, граніт, глини, піски.

В орографічному відношенні місцевість представляє собою горбисту рівнину, яка розчленована долинами річок, балками і ярами. Максимальні висотні відмітки рельєфу досягають 170 м і пов'язані з водорозділами, мінімальні приурочені до заплав річок і становлять 90-100 м над рівнем моря. Ландшафт району степовий, лісові масиви майже відсутні.

Гідросистема представлена річками Оріль, Самара (ліві притоки Дніпра), Кільчень (ліва притока Самари). Річка Оріль протікає на відстані 16 км на північ від району робіт. Долина її широка, до 5-6 км, течія ріки повільна, в багатьох місцях заболочена.



Умовні позначення:
 межі спеціального дозволу на користування надрами № 2142

Площа ділянки - 6,3 км²

Координати кутових точок спеціального дозволу № 2142 (Pulkovo 42)

№ точки	Пн. Ш.	Сх. Д.
1	48°55'10"	35°19'00"
2	48°53'20"	35°23'15"
3	48°53'05"	35°22'50"
4	48°54'35"	35°18'30"
5	48°55'00"	35°18'05"

Рисунок 1.1 – Оглядова топографічна карта району робіт (фрагмент).
 Масштаб 1:50 000

Русло річки вузьке, не більше 15-20 м, в межах району мандрує, часто утворюючи багаточисельні стариці. На південь від родовища на відстані близько 15 км протікає річка Самара. Ширина річища поблизу району робіт 30-60 м. На південний захід від родовища протікає річка Кільчень, русло якої також вузьке та досить хвилясте. В літній період в багатьох місцях річка Кільчень пересихає. Долини річок асиметричні: високий і крутий правий берег та низький і пологий лівий. Ріки мають переважно снігове живлення, замерзають в грудні, скресають в березні. Вздовж річки Оріль для забезпечення питною і технічною водою населення та промислові підприємства, для зрошення земель споруджено канал Дніпро – Донбас. Вода Самари використовується для забезпечення потреб сходу Дніпропетровської області, зокрема міст Новомосковська, Павлограда, Тернівки, Петропавлівки.

Клімат району помірно-континентальний, що характеризується посушливим літом, затяжною осінню, короткою зимою з частими розтанями та примхливою весною. Через рівнинність території в області відчувається вплив спекотних вітрів з Азії, видозмінених вітрів з тропіків та холодних арктичних вітрів. Погодні коливання умов від помірно-вологих до різко-посушливих. Максимальна кількість опадів випадає в травні і жовтні, мінімальна – в липні і серпні. Середньорічна кількість атмосферних опадів становить 450-500 мм.

Літо жарке і сухе. Зима характеризується різкими змінами погодних умов: від сильних снігопадів і зниження температури повітря до тривалих відлиг з дощами. Максимальна температура відзначається у липні-серпні від +23° до +35°, а мінімальна від мінус 23° до мінус 30° в січні-лютому. Глибина промерзання ґрунту зимою досягає 50-70 см. У літній період дмуть переважно західні та північно-західні вітри, взимку – східні та північно-східні.

1.2 Історія відкриття і розвідки родовища

Перші геологічні дослідження в районі робіт носили регіональний характер, так як проводились з метою загального вивчення Дніпровсько-Донецької западини [5-7].

В 1949 році за результатами структурно-картувального буріння було виявлено Перещепинсько-Самойлівське підняття амплітудою 250 м по юрських відкладах, що послужилопочатком геолого-геофізичних робіт з метою визначення перспектив нафтогазоносності району.

Сейсморозвідувальними дослідженнями в 1951 році які були виконані Донбаською партією Нижньодніпровської експедиції (с.п. 10/51), на північ від села Голубівка у товщі палеозою виявлено валоподібне підняття північно-західного простягання зі структурними ускладненнями. У цьому ж році сейсморозвідувальними роботами сейснопартії 11/51 тресту «Укрнафтогеофізика» (Воробйов С.С., Шаповал І.І., Тимофєєва Н.М.) виявлена структура на схід від Воронівського підняття, але внаслідок складних сейсмогеологічних умов та рідкої сітки сейсмічних профілів деталі геологічної будови структури залишились не вивченими.

В 1950÷1954 рр. гравіметричною зйомкою в комплексі з електророзвідувальними роботами (Гаврилюк Е.К., Пелипас Л.Ф. та ін.) був виявлений обширний Перещепинський мінімум сили тяжіння, який відповідає Перещепинському підняттю. За даними електророзвідки одержані, також, уявлення про глибину залягання кристалічного фундаменту по лінії Павлоград – Лозова – Перещепине – Новомосковськ.

У 1955 році Воронівською сейсмозвідувальною партією 6/55 проведено площову зйомку, за результатами якої в кам'яновугільних відкладах зафіксовано два локальних підняття – Воронівське та Іллічівське [16].

У 1958 році на території досліджень трестом «Полтаванaftогазрозвідка» проведено структурно-картувальне, а протягом 1960÷1963 рр. – структурно-пошукове буріння [17, 18].

За результатами проведених досліджень у 1965 році розпочато пошуково-розвідувальне буріння на Воронівській та Східно-Воронівській площ. У цьому ж році, в результаті випробування в свердловині 22 із відкладів серпуховського (гор. С-16, С-3) та візейського ярусів (гор. В-16) отримано припливи газу. В цьому ж році відкрите та зачислене до Державного балансу корисних копалин України Воронівське родовище.

Протягом 1965÷1973 рр. на родовищі пробурено 15 свердловин (1 параметрична, 5 пошукових (в тому числі 1 Ульяновська по якій відсутні матеріали яка до уваги при створенні ГЕО не приймалася), 5 розвідувальних та 4 експлуатаційні). В процесі проведення пошуково-розвідувальних робіт були виявлені поклади вуглеводнів горизонтів башкирського (гор. Б-4, Б-5, Б-9) ярусу середнього відділу, серпуховського (гор. С-3, С-4, С-6, С-17, С-18), візейського (гор. В-16, В-17, В-18, В-19, В-20, В-21, В-22) та турнейського (гор. Т-1) ярусів нижнього відділу кам'яновугільної системи.

Розробка газоконденсатних покладів Воронівського нафтогазоконденсатного родовища розпочата в 1967 році, нафтових в 1976 році.

В 1972-1973 рр. проводились регіональні сейсмічні дослідження по вивченню будови поверхні фундаменту. Через Пролетарську площу був прокладений регіональний сейсмічний профіль Новоукраїнка – Красноград.

Сейсморпартіями 29/74, 29/77, 29/81 в 1974, 1977, 1981 рр. були виконані дослідження, які уточнили будову Пролетарського підняття та прилеглих площ по середньо- і нижньокам'яновугільних відкладах. За результатами проведення тематичних робіт, під керівництвом Герасимовича Р.В., у 1980 році побудовані структурні карти по горизонтах відбиття кам'яновугільних відкладів: $V_2(C_{1S_2})$ та $V_3(C_{1S_1})$ (рис.). В порівнянні з попередніми уявленнями будова структури змінилась: децю іншим виявилось орієнтування Воронівської складки, меншою міжструктурна сідловина, а на північно-західній перикліналі Іллічівської структури відокремилась Східно-Воронівська малоамплітудна антикліналь. Особливо змінився характер порушеності відкладів: кількість порушень, їх простягання, амплітуда.

У 1987 році Павлюк М.Н., Дяченко Л.Г., Ігнатова Г.С. провели переінтерпретацію всіх наявних сейсмічних матеріалів на території досліджень, проте особливих відмінностей з попередніми побудовами вони не виявили.

В 1990÷1997 рр. проводились детальні сейсморозвідувальні роботи МСГТ (с.п. 38/88-90, с.п. 38/94-97) з метою уточнення будови Октябрьсько-Воронівської площі, Пролетарського родовища та Ульяновської площі по кам'яновугільних і девонських відкладах. За результатами робіт складені карти по горизонтах відбиття $V_{b_{2-n}}(C_{2b})$, $V_{b_{3_1}}(C_{1s_1})$, $V_{b_3}(C_{1v_1})$ та $V_{b_{4_1}}(C_{1t})$. В порівнянні з побудовами 1980 р. чіткіше і масштабніше виділилась Східно-Воронівська антикліналь, змінилась конфігурація та амплітуди розривних порушень, проте сейсмічними дослідженнями не охоплена вся ділянка спеціального дозволу. Також результати сейсмічних досліджень не зовсім узгоджуються із результатами буріння свердловин.

При створенні геологічної моделі будови родовища використані результати всього обсягу геолого-розвідувальних робіт, також використані результати структурних побудов реперних пластів $G_3D^4_1B^1_9$ та структурна карта реперного вапняку в підосві нижньовізейського під'ярусу Воронівського родовища, відповідно до матеріалів [15].

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1. Літолого-стратиграфічний розріз

Воронівське нафтогазоконденсатне родовище приурочене до структурного валу крайових дислокацій в межах східної частини південної прибортової зони ДДЗ. В геологічній будові осадового комплексу приймають участь утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Зона характеризується скороченим стратиграфічним розрізом осадового чохла внаслідок відсутності тут більшої частини крейдових, частково юрських, повністю нижньопермських і верхньокам'яновугільних утворень [5-7].

Докембрій

Протерозойська ератема (PR)

Безпосередньо біля південного крайового розлому породи кристалічного фундаменту тотожні описаним по керну свердловин, пробурених на південному борту западини (свердловини 23, 25 та 28).

Відклади складені гранітами темно-сірими, сірими з зеленуватим, рожевим відтінком, середньо- і крупнозернистими. Менш поширені мігматити рожево-сірі, середньозернисті та масивні зі смугастою текстурою. Породи місцями тріщинуваті.

Розкрита товщина відкладів складає 223-668 м.

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською та кам'яновугільною системами.

Девонська система (D)

Верхній відділ (D₃)

Франський ярус (D_{3f})

Відклади розкриті свердловиною 28 на Східно-Воронівській ділянці в інтервалі 2811-2898 м представлені товщею брекчії (40 м), під якою зустрінуто п'ятдесятиметрова пачка солі. Сіль кристалічно-зерниста, прозора, зустрічаються включення ангідриту неправильної форми. Цей тип розрізу характерний для суміжної криптодіапірової Іллічівської структури, на далекому периклінальному схилі якої пробурена Воронівська свердловина 28. Непотужна пачка солі являється залишковим шлейфом соляного тіла, розкрита товщина котрого в склепінні Іллічівської складки понад 700 м.

Розкрита товщина відкладів франського ярусу складає 323 м.

Фаменський ярус (D_{3fm})

Розкритий свердловинами 19, 21, 22, 23, 24, 25 та 28. Розріз фаменського ярусу складений переважно пісковиками сірими і зеленувато-сірими, від дрібно- до крупнозернистих і гравійних, польовошпатово-кварцовими з вапняковим або глинистим цементом, слюдистими. Аргіліти і алевроліти зеленувато-сірі, слюдисті. Вапняки темно-сірі, дрібнозернисті, доломітизовані.

Розкрита товщина відкладів фаменського ярусу 20-524 м.

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільні відклади на Воронівській площі поширені повсюдно і представлені нижнім та середнім відділами. В складі нижнього відділу виділені відклади турнейського, візейського і серпуховського ярусів.

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільні відклади на Воронівській площі поширені повсюдно і представлені нижнім та середнім відділами.

Нижній відділ (С₁)

До складу нижнього відділу кам'яновугільної системи входять турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус (С_{1t})

Відклади турнейського ярусу з розмивом залягають на девонських відкладах і розкриті більшістю свердловин. По мікрофауністичній характеристиці та літологічному складу вони відносяться до XV горизонту, що представлені потужною товщею пісковиків, які містять в собі аргіліти та алевроліти, а також карбонатними породами. До пісковиків турнейського ярусу приурочений поклад Т-1. Пісковики темно-сірі, сірі, тонкозернисті, міцно зцементовані, зливні, слабо вапнисті, дуже міцні, кремністі, тріщинуваті, тріщини заповнені бітумом.

Вапняки сірі, темно-сірі до чорного, міцні, щільні, прихованокристалічні, шламово-детритові, з багатим комплексом форамініфер.

Доломіти темно-сірі, міцні, щільні, прихованокристалічні, глинисті, з рідкими форамініферами.

Розкрита товщина відкладів турнейського ярусу складає 55-109 м

Візейський ярус (С_{1v})

В складі ярусу за даними палеонтологічних досліджень виділяються нижній та верхній під'яруси.

Нижньовізейський під'ярус (С_{1v1}) в об'ємі XIV-XIII мікрофауністичних горизонтів.

На підстилаючих турнейських відкладах нижньовізейські відклади залягають з стратиграфічною незгідністю.

Нижня границя фауністично підтверджена і проводиться в основі вапняку товщиною 5-8 м, який простежується в розрізах усіх свердловин.

Під'ярус складений вапняками, у верхній частині перешарованими аргілітами і в поодиноких вапняках - пісковиками. Аргіліти темно-сірі, шаруваті, з відбитками брахіопод.

Вапняки темно-сірі до чорного, міцні, щільні, прихованокристалічні, глинисті, присутні водорості типу *Nodosinella*, з коралами і криноідеями, з досить багатим комплексом форамініфер.

Розкрита потужність відкладів коливається від 10 до 112 м.

Верхньовізейський під'ярус (С_{1v2})

Представлений XIIa, XII, XI та X мікрофауністичними горизонтами.

Відклади горизонтів XIIa-XII залягають незгідно на нижньовізейських утвореннях. Літологічно вони представлені вапняками, аргілітами і пісковиками. В основі розрізу простежується глинисто-карбонатна пачка порід

товщиною 18-54 м. Ця пачка порід являється маркуючим горизонтом для структур Воронівсько-Іллічівського валу. До відкладів горизонтів приурочені піщані пласти В-21 В-20, В-19, В-18, В-17. Пісковики сірі, кварцові, середньозернисті. Вапняки тонкозернисті, частково перекристалізовані, спікулові, з макрофауною. Аргіліти темно-сірі і чорні, з тонкими прошарками шаруватих алевролітів.

Вапняки сірі, міцні, щільні, криноїдні, з брахіоподами, водоростями *Calcifolium*, з форамініферами.

Відклади XI та X мікрофауністичних горизонтів виділені по палеонтологічних даних. Вони представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами і прошарками вапняків. Розріз XI і X горизонтів літологічно витриманий. До відкладів горизонту приурочені піщані пласти В-16 та В-15. До складу X мікрофауністичного горизонту відноситься літологічна пачка В-14.

Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, слюдисто-польовошпатово-кварцові з карбонатним або слюдисто-глинистим цементом, каолінітизовані, з вуглистою речовиною по нашаруванню. Алевроліти і аргіліти сірі і темно-сірі, шаруваті, з прошарками сидеритів і обвугленим детритом. Вапняки сірі і темно-сірі, дрібнозернисті, шламоводетритові, іноді сильно перекристалізовані, з частими криноїдеями, моховатками, брахіоподами, гастроподами, з рідкими форамініферами.

Товщина відкладів коливається в межах від 264 м до 574 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

У розрізі серпуховського ярусу виділяються нижній та верхній під'яруси.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Відклади представлені перешаруванням аргілітів з прошарками алевролітів і пісковиків, рідко вапняків, а для всієї товщі характерні тонкі пласти кам'яного вугілля і вуглистих аргілітів, що об'єднані в IX мікрофауністичний горизонт.

Пісковики сірі, тонкозернисті, тонкошаруваті, мінливої товщини, з частими лінзами обвугленого детриту. Алевроліти сірі і темно-сірі, верстуваті. Аргіліти сірі і темно-сірі, до чорних, часто вапнисті, з тонкими прошарками бурого вугілля, іноді переходять в глинисті вапняки.

До складу IX мікрофауністичного горизонту відносяться літологічні пачки С-21-23, С-19-20, С18, С-17, С-16.

Розкрита товщина відкладів становить 77-409 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Виділяється в об'ємі VIII та VII-V мікрофауністичних горизонтів. Відклади верхньосерпуховського під'ярусу залягають зі стратиграфічним неузгодженням на утвореннях нижньосерпуховського під'ярусу. Літологічно розріз під'ярусу складений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, серед яких зустрічаються прошарки вапняків.

Алевроліти від сірого до темно-сірого кольору, олігоміктово-кварцові, переважно крупнозернисті, слюдисті, з відбитками макрофауни.

Пісковики світло-сірі, польовошпатово-кварцові, поліміктові, середньо-дрібнозернисті, різнозернисті, карбонатні, слюдисті, із запахом вуглеводнів.

Аргіліти темно-сірі, сірі, перем'яті, піщанисті, слюдисті, з прошарками алевролітів, з включеннями сидеритів.

Вапняки сірі, сильно глинисто-алевритисті, органогенні, шламово-детритові, тонкозернисті, збагачені уламками брахіопод, пелеципод, гастропод, криноїдей, спікулами губок.

До складу VIII мікрофауністичного горизонту відносяться літологічні пачки С-9, С-7-8, С-6.

До складу V-VII мікрофауністичних горизонтів відносяться літологічні пачки С-5, С-4, С-2-3.

Товщина верхньосерпуховських відкладів складає 140-248 м.

Башкирський ярус (С₂в)

Представлений аналогами світ С₂⁰, С₂¹, С₂², С₂³ та С₂⁴ Донбасу.

Породи башкирського ярусу незгідно залягають на підстилаючих верхньосерпуховських і представлені нижньобашкирським та верхньобашкирським під'ярусами.

Нижньобашкирський під'ярус (С₂б₁)

Нижньобашкирський під'ярус виділяється в обсязі світ С₂⁰ та С₂¹.

Світа С₂⁰ залягає в підшві башкирського ярусу і розкрита всіма Нижня границя її приурочена до поверхні незгідності.

Літологічно світа представлена у верхній частині глинистими породами, згрупованими в літологічну пачку Б-11, у нижній – глинисто-піщаними, згрупованими в літологічну пачку Б-12.

Світа С₂¹ розкрита практично всіма свердловинами, крім свердловин 25, 26, 28, 53, де вони скинуті по порушенню. Всі породи згруповані в літологічну пачку Б-10.

Верхньобашкирський під'ярус (С₂б₂)

Представлений в об'ємі світ С₂², С₂³, С₂⁴. Літологічно розріз складений товщею піщано-глинистих порід, з потужними пластами аргілітів, серед яких зустрічаються пісковики, алевроліти та іноді шари вапняків.

Аргіліти сірі і темно-сірі, зеленувато-сірі, нерідко шаруваті, вуглисті, піщанисті, подекуди алевритисті. Зустрічаються включення бурого вугілля чорного, нешаруватого, м'якого.

Глини аргілітоподібні сірі, зелено-сірі, слюдисті, не міцні, місцями алевритисті, крихкі, розколюються по площині нашарування, однорідні.

Алевроліти сірі, польовошпатово-кварцові, з глинистим цементом, слюдисті, шаруваті, з обвугленими рослинними рештками, подекуди з великою кількістю відбиток пелеципод, міцні. Зустрічаються прошарки жовтувато-сірого сидериту і включення сидеритизованої макрофауни.

Пісковики сірі і світло-сірі, жовтувато-сірі, різнозернисті, кварцові, алевритисті, слабозцементовані, з примазками нафти. Пісковики утворюють лінзоподібні структури, а також складають потужні пласти товщиною до 50 м. Пласти вапняків сірих, органогенно-детритових, перекристалізованих,

іноді доломітизованих, часто глинистих і алевритистих. Прошарки кам'яного вугілля.

Вапняки жовтувато-сірі, сірі, міцні, щільні, прихованокристалічні, тонкозернисті, однорідні, місцями алевритисті, глинисті, збагачені спікулами губок, уламками остракод, уривками водоростей і гідрактиній та поодинокими перекристалізованими криноідеями, рідко зустрічаються форамініфери.

Всі літологічні різновиди згруповані в літологічні пачки Б-9, Б-8, Б-6-7, Б-5, Б-4, Б-3-4, Б-1-2.

Загальна потужність відкладів башкирського ярусу складає 415-563 м.

Московський ярус (C₂m)

Відклади московського ярусу залягають зі стратиграфічною незгідністю на відкладах світи C₂⁴ башкирського ярусу, на Воронівському родовищі розкриті всіма свердловинами.

Переважають глини, аргіліти і алевроліти сірі, зеленувато-сірі, рідше строкатого забарвлення; включають численні обвуглені залишки рослин.

Пісковики різнозернисті, польовошпатово-слюдисто-кварцові з доломітовим і вапнистим цементом.

Карбонатні породи представлені вапняками, сидеритами і доломітизованими вапняками.

Загальна товщина відкладів московського ярусу становить 150-258 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Представлена тріасовою та юрською системами.

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи залягають зі стратиграфічним та кутовим неузгодженням на поверхні кам'яновугільних утворень і представлені нижнім (T₁), середнім (T₂) та верхнім (T₃) відділами.

Нижній відділ (T₁)

Представлений індським та оленьокським ярусами.

Індський ярус (T_{1i})

В складі індського ярусу виділяється дронівська світа.

Дронівська світа (T_{1dr})

Відклади світи складені двома товщами: піщано-глинистою та піщаною.

Піщано-глиниста товща (T_{1пг})

Глини світло-коричневі, коричневі, бурі з прошарками глин зеленувато-сірих і зелених, жирних на дотик, в'язкі, слюдисті, з домішкою уламкового матеріалу.

Пісковики сірі, жовтувато- і зеленувато-сірі, цеглясті і червонувато-бурі, кварцові, різного ступеня зцементованості, з включеннями уламків кременів, карбонатних порід і кварцу.

Алевроліти зелені, зеленувато-сірі, середньої міцності.

Піщана товща (T_{1п})

Складена пісковиками сірими, зеленувато-сірими, дрібно- і середньозернистими, кварцовими. Зустрічаються зерна кремнію білого, чорного і коричневого кольорів і прошарки строкатих глин. В подошві піщаної

товщі залягає пачка строкатих конгломератів збагачених обкатаними уламками кременю, кварцу та білих вапняків.

Оленьокський ярус (T_{1o})

Представлений нижньою частиною сребрянської світи.

Сребрянська світа (T_{1sr})

Відклади світи складені піщано-карбонатною товщею.

Піщано-карбонатна товща (T_{1pk})

Товща представлена чергуванням пісковиків строкатобарвних, різнозернистих, вапнистих з глинами піщаними, рідше вапняками.

Середній+верхній відділи (T_2+T_3)

Анізійський+Ладинський+Карнійський+Норійський яруси

($T_{2a}+T_{2l}+T_{3k}+T_{3n}$)

Сребрянська+Протопівська світи ($T_{2sr}+T_{3pr}$)

Літологічно відклади світ складені глинистою товщею.

Глиниста товща (T_g)

Складена глинами блакитно-сірими, цегельно-червоними, щільними, піщанистими та жирними на дотик, слюдистими, з вапняковими стягненнями і прошарками пісковиків світло-сірих, зеленувато-сірих, різнозернистих, кварцових і кварцово-польовошпатових, рідко прихованокристалічних.

Загальна товщина відкладів тріасової системи становить 229-279 м.

Юрська система (J)

Відклади юрської системи залягають на породах тріасу зі стратиграфічним неузгодженням і представлені тільки середнім відділом. Відклади верхнього відділу повсюдно розмиті.

Середній відділ (J_2)

Байоський ярус (J_{2b})

Відклади ярусу представлені чергуванням глин сірих і темно-сірих, жирних на дотик, місцями алевритистих і піщанистих, з гніздоподібними включеннями вуглистої речовини та пісковиків сірих і світло-сірих, різнозернистих, кварцових, вапнистих.

Батський ярус (J_{2bt})

Представлений нижнім та верхнім під'ярусами.

Нижньобатський під'ярус (J_{2bt_1}) представлений глинами сірими і зеленувато-сірими, жирними на дотик, тонкошаруватими, алевритистими по наверстуванню, з уламками фауни і підпорядкованими прошарками вапняків прихованокристалічних та сидеритів жовтувато-сірих.

Верхньобатський під'ярус (J_{2bt_2}) представлений глинами сірими, щільними, алевритистими, з обвугленими рослинними залишками та прошарками пісків і пісковиків зеленувато-сірих, дрібнозернистих, кварцово-польовошпатових, вапнистих.

Розкрита товщина відкладів юрської системи складає 158-274 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

В межах території досліджень представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами. Кайнозойські відклади залягають незгідно на розмитій поверхні юрських утворень.

Палеогенова система (P)

Представлена канівсько-бучацькою (P₂kn+bc), київською (P₂kv) і межигірсько-берекською (P₃mz+br) світами.

Канівсько-Бучацький ярус (P₂kn+bc)

Відклади представлені пісками сірими і зеленувато-сірими, дрібно- і середньозернистими, кварцовими, слюдистими, глинистими. Зустрічаються прошарки пісковиків сірих з зеленуватим відтінком, дрібнозернистих, глинистих.

Київський ярус (P₂kv)

Відклади представлені мергелями зеленувато-сірими, щільними, слюдистими, внизу піщанистими. У верхній частині розрізу мергелі змінюються пачкою глин зеленувато-сірих товщиною 5-10 м.

Межигірсько-берекська світа (P₃mz+br)

Представлена пісками зеленувато-сірими, дрібнозернистими, кварцово-глауконітовими, слюдистими, глинистими з прошарками алевролітів, пісковиків і глин сіро-зелених, щільних, глауконітових.

Неогенова+четвертинна системи (N+Q)

Нижня частина представлена пісками різнозернистими, кварцовими з прошарками пісковиків сірих і каолінистих глин. Вище залягають глини бурі і червоно-бурі.

Четвертинні відклади представлені подібними суглинками жовтувато і бурувато-сірими, різнозернистими, кварцовими з ґрунтово-рослинною верствою в покрівлі.

Розкрита товщина кайнозойських утворень на площі коливається в межах 150-169 м.

2.2 Тектонічна будова родовища

Перші сейсмічні роботи на території досліджень виконані в 1951 р. Донбаською партією Нижньодніпровської експедиції, за результатами яких на північ від села Голубівка у товщі палеозою виявлено валоподібне підняття північно-західного простягання зі структурними ускладненнями. У цьому ж році сейсмічними роботами партії 11/51 тресту “Укрнафтогеофізика” (Воробйов С.С., Шаповал І.І., Тимофєєва Н.М.) виявлена структура на схід від Воронівського підняття, але внаслідок складних сейсмогеологічних умов та рідкої сітки сейсмічних профілів деталі геологічної будови структури залишились невивченими. З цією метою у 1955 р. Воронівською сейсморозвідувальною партією 6/55 проведено площову зйомку, за результатами якої в кам’яновугільних відкладах зафіксовано два локальні підняття – Воронівське та Іллічівське [16].

У 1958р. на території досліджень трестом “Полтавананафтогазрозвідка” проведено структурно-картувальне, а на протязі 1960-1963 р.р. – структурно-пошукове буріння [17, 18]. Валоподібне Воронівсько-Іллічівське підняття розташоване в південній прибортовій частині ДДЗ безпосередньо біля зони крайових порушень, які обмежують його з південного заходу. Воронівська

куполовидна складка з апікальною частиною між свердловинами 381 та 382 замикала вал з північного заходу. У межах західної частини складки виділялось субмеридіональне порушення амплітудою 50-100 м. Північне крило Воронівського купола уявлялось суттєво крутішим за південне його крило. Сідловиною глибиною близько 150 м Воронівська структура відділялась від Східно-Воронівської. Остання трактувалась як далека витягнута північно-західна перикліналь Іллічівської складки.

Двома поперечними порушеннями амплітудою 100-200 м перекліналь розбивалась на блоки. З північного сходу Воронівська та Східно-Воронівська структури обмежувались розломом, що простягався вздовж південного борту ДДЗ. Пласти осадових порід опущеного крила швидко занурювались у напрямку до осі западини.

На основі згаданих структурних побудов у 1965 р. розпочато пошуково-розвідувальне буріння, за результатами якого доведено промислову нафтогазоносність Воронівської та Східно-Воронівської площ. Буріння восьми свердловин виявило суттєві розбіжності з попередньою геофізичною моделлю родовища і тому на протязі 1976-1980 р.р. сейсмопартією 29 Східно-Української геологорозвідувальної експедиції було відпрацьовано ряд сейсмічних профілів. За результатами проведення тематичних робіт під керівництвом Р.В. Герасимовича у 1980 р. побудовані структурні карти по відбиваючому горизонту V_{B2} у верхній частині верхньовізейського під'ярусу та V_{B3} – у верхній частині нижньовізейського під'ярусу. В порівнянні з попередніми уявленнями будова структури змінилась: дещо стало іншим орієнтування Воронівської складки, меншою міжструктурна сідловина, а на північно-західній перикліналі Іллічівської структури відділилась Східно-Воронівська малоамплітудна антикліналь. Особливо змінився характер порушеності відкладів: кількість порушень, їх простягання, амплітуда. У 1987 р. Павлюк М.Н., Дяченко Л.І., Ігнатова Г.С. провели переінтерпретацію всіх наявних сейсмічних матеріалів на території досліджень, проте особливих відмінностей з побудовами Р.В. Герасимовича вони не виявили.

Тим не менше в питаннях будови площі залишалось багато незрозумілого і в 1997 р. на основі переінтерпретації наявних та проведення нових сейсмічних робіт партією 38/97 В.М. Сондей та Р.В. Герасимович склали карти по різних сейсмічних горизонтах кам'яновугільної системи: $V_{B2-n}(C_2B)$, $V_{B3-1}(C_1S_1)$, $V_{B3}(C_1V_1)$ та $V_{B4-1}(C_1t)$.

В порівнянні з побудовами 1980 р. структурні побудови помітно змінилась: чіткіше і масштабніше виділилась Східно-Воронівська антикліналь, іншими стали конфігурація та амплітуди розривних порушень.

Таким чином, починаючи з 60-х років простежується постійна трансформація поглядів на будову Воронівської та Східно-Воронівської площ: зберігаючи в основному риси плікативної тектоніки, автори постійно змінювали деталі будови структур.

В 2002 р. виконано геолого-економічну оцінку Воронівського нафтогазового родовища. При створенні моделі геологічної будови Воронівського родовища, за основу, були прийняті сейсмічні побудови

виконані в 1997 році, проте, як зазначали автори звіту, вони теж не давали відповіді на ряд запитань. Зокрема, розривні порушення у межах Воронівської антикліналі на протязі всієї історії вивчення сейсморозвідка трактує здебільшого як малоамплітудні (20-30м), хоча за даними співставлення каротажних діаграм свердловин амплітуда розривних порушень нерідко перевищувала 100 м. Тому при створенні тектонічної моделі Воронівського родовища, автори використали комплексний підхід, зокрема використовували сейсмічну основу, але при виділенні порушень за даними співставлення розрізів свердловин, враховували їх та вносили корективи у модель геологічної будови. Ділянки площі, які слабо вивчені бурінням, зокрема в районі Східно-Воронівської структури охарактеризовані за матеріалами сейсмічних досліджень [5-7].

Слід відзначити, що геологічна будова Воронівського родовища детально вивчалась на початку 70-х років М.В. Мазуром та А.Й. Кулем [52]. За результатами їхніх досліджень структура розбита системою порушень на ряд блоків. Кількість їх зменшується з глибиною, як це характерно для структур ДДЗ з соляним ядром. Однак параметрична свердловина 25, пробурена пізніше на віддалі 600 м на північ від апікальної частини склепіння, на глибині 2945 м ввійшла в кристалічні породи фундаменту, не виявивши при цьому соляних утворень у відкладах девону. Сіль встановлена лише на крайньому сході території досліджень свердловиною 28, яка знаходиться на периферії Іллічівського криптодіапіра. Результати гравіметричної зйомки теж це підтверджують. Контури Воронівської та Східно-Воронівської структур співпадають з витягнутою позитивною гравіметричною аномалією, що свідчить про їх приуроченість до вузького прибортового блоку фундаменту дніпровсько-донецького простягання. Очевидно, він був єдиним структуроформуючим агентом складок. Вертикальні диференційовані рухи блоку привели до утворення Воронівської та Східно-Воронівської структур. В результаті розтягу порід осадового чохла над найактивнішим західним блоком фундаменту сформувався грабен просідання в присклепінній частині Воронівської структури.

Воронівська структура представляє собою антиклінальну складку субмеридіанного простягання зі співвідношенням короткої і довгої осей приблизно 1:2. Антикліналь полого, нахил крил не перевищує 15-17°. Західна перикліналь коротша і крутіша від східної з кутом падіння пластів близько 25°, східна довша і пологіша (до 10°). Антикліналь ускладнена тектонічними порушеннями I-I, II-II, IV-IV, V-V, X-X. Всі зазначені тектонічні порушення підсічені свердловинами та трасуються на геологічних розрізах та розрізах продуктивної частини.

Східно-Воронівська структура представляє собою антикліналь субширотного простягання, центральна частина якої розбита тектонічним порушенням XI на два блоки, північно-західний піднесений та південно-східний занурений. Крила структури зрізані скидами I-I та XII-XII. Переклінальна частина зануреного блоку полого та ширша в порівнянні із вузьким, видовженим, крутозалегаючим піднесеним блоком.

Неглибокою сідловиною Східно-Воронівської антикліналь відділяється від Воронівської. Суттєвих змін у конфігурації ізогіпс, в порівнянні із нижче залягаючим репером не спостерігається. За рахунок переміщення порушень I та XII-XII в південно-західному напрямку та порушення XI-XI в північно-східному спостерігаються деякі зміни у розмірі зануреного та піднесеного блоків, які відповідно становлять: в межах ізогіпси (-) 1875м - 0,59х0,66км при висоті 10 м, I та ізогіпси (-) 1950м становлять 1,29х0,60км при висоті 135 м.

Воронівській структурі притаманний конседиментаційний характер формування. Вертикальні рухи численних блоків були причиною постійної трансформації стратиграфічних поверхонь. Так, наприклад, якщо шарнір структури по підшві нижньовізейського під'ярусу має схід-північно-східний напрямок, то по відкладах башкирського ярусу складка повернута приблизно на 45° на схід-південний схід.

Район досліджень входить до складу Воронівсько-Іллічівського структурного валу, на західному та східному закінченнях якого знаходяться однойменні чітко виражені структури. Для них характерна складна система диз'юнктивних порушень, які ділять антикліналь на численні блоки. Між Воронівською та Іллічівською структурами розташована малоамплітудна Східно-Воронівська антикліналь, відокремлена від сусідніх піднять неглибокими структурними сідловинами. Ступінь порушеності Східно-Воронівської структури невисока в порівнянні із Воронівською.

2.3 Гідрогеологічна характеристика

Гідрогеологічні умови Воронівського родовища визначаються його належністю до південної частини Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Гідрогеологічний розріз налічує ряд водоносних горизонтів і комплексів, які розділені водоупорними глинистими товщами [5-7].

За весь час робіт на Воронівському нафтогазовому родовищі були випробувані підземні води порід від середнього (башкирський ярус) до нижнього карбону (серпуховський, візейський, турнейський яруси).

Найбільш детально гідрохімічні та гідродинамічні параметри пластових вод охарактеризовані для розрізу нижньокам'яновугільних відкладів.

Проте у зв'язку із геолого-технічними причинами і методичними помилками, а також переважаючим розкриттям водоносних горизонтів у зонах ГВК та ВНК не вдалось у повній мірі встановити положення статичних та динамічних рівнів і гідродинамічні зв'язки між горизонтами.

Разом з тим промислові дослідження даних ГДС, пробна експлуатація Воронівського нафтогазового родовища, результати розробки аналогічних покладів у подібних геолого-структурних умовах на сусідніх площах дали змогу встановити граничні умови залягання нафтогазових покладів, розрахувати положення ГВК та ВНК і прогнозувати режим розробки.

Під час гідрогеологічних випробувань, у зв'язку із недостатньою декольматациєю стінок стовбуру свердловин, а також відсутністю спеціальних

гідрогеологічних досліджень малодебітні водоносні горизонти у розрізі Воронівського нафтогазового родовища практично не були встановлені.

Більш потужні водоносні горизонти фіксувались, головним чином, за побічними ознаками: розрідженням висхідного глинистого розчину, зменшенням його питомої ваги і т.п.

Перед відбором глибинних проб води у свердловинах, як правило, проводилась промивка стовбура аерліфтною установкою протягом декількох діб.

У розрізі Воронівського нафтогазового родовища подібно до більшості родовищ вуглеводнів південно-східної частини ДДЗ виділяють дві гідрохімічні та гідродинамічні зони: верхню, гіпергенно-інфільтраційну, яка включає водоносний комплекс у кайнозойських породах, має живлення атмосферними (метеорними) водами і вміщує практично прісні води, а також нижню, уповільненого або застійного режиму, що вміщує давньоінфільтраційні і метаморфізовані седиментаційні високомінералізовані води.

Нижня гідрогеологічна зона охоплює потужну багатопластову товщу осадових порід, яка виповнена чергуванням, пісковиків, алевролітів, вапняків та аргілітів нижньомезозойського і палеозойського віку.

Водоносні горизонти, які практично гідравлічно пов'язані у єдиний водоносний комплекс, виявлені у тріщинно-порових колекторах серпуховського, візейського і турнейського ярусів загальною потужністю до 700-900 м.

Покрівля комплексу із стратиграфічним неузгодженням перекривається породами башкирського ярусу карбонатно-глинистого складу, які також вміщують пластові води. Тому перехід між нижньо- та середньокам'яновугільними водоносними комплексами умовний, стратиграфічний.

Кутові і стратиграфічні неузгодження пластів виявлені всередині товщі нижнього карбону, зокрема поміж верхнім та нижнім візе, нижнім візе і турнейськими відкладами.

У підозві нижньокам'яновугільних відкладів із розмивом та кутовим неузгодженням залягають щільні, високоопірні теригенні породи фаменського ярусу девону або кристалічні інтенсивно дислоковані утворення протерозою.

Нижньокам'яновугільні водовміщуючі породи представлені пісковиками, алевролітами (коефіцієнт пористості 14-20%), тріщинуватими аргілітами та вапняками, проникність яких змінюється практично від сотих часток до 1100 мДарсі.

В розрізі водовміщуючі породи нерівномірно на площі розділені глинистими слабопроникними або водотривкими пропластками.

Водоносні горизонти серпуховського ярусу виявлені у пластах пісковиків з прошарками глин, алевролітів та вапняків. Потужність горизонтів становить 7-30 м. Тип колекторів тріщинувато-поровий.

Пластові води високонапірні (напір до 1000 м над покрівлею). Статичні рівні встановлюються на глибинах 90-100 м.

Пластові гідростатичні тиски залежно від глибин розкриття становлять 14,2-15,2 МПа.

Пластова температура вод змінюється від 42°C до 48°C.

Дебіти свердловин, як правило, не перевищують 15,5 м³/добу.

Тип вод за Суліним В.А., у т.ч. супутніх, хлоркальцієвий з мінералізацією вод від 43 г/л до 167 г/л.

Води метаморфізовані ($r \frac{Na}{Cl} 0,76 - 0,88$) з низьким вмістом сульфатів, що сприяє збереженню нафтогазових покладів у пластових умовах.

У водах серпуховського ярусу виявлені поміж мікроелементів: іон-амоній – 36,5-46,7 мг/л, йод – 1,03-58,2 мг/л, бор – 3,5-8,0 мг/л, бром – 0-158,3 мг/л.

Водорозчинні гази у пластових водах суттєво метанові (СН₄ 88-92об.%) із вмістом вищих вуглеводневих газів від 2-х до 10-ти об.%. В одній пробі водорозчинного газу (св. 21, інт. 1390-1397 м) знайдено гелій (0,16 об.%). Вміст азоту в газах становить від 1,4 до 5,0 об.%.

За водневим показником пластові води від кислих до слаболужних (рН 4,5-7,3), дуже жорсткі.

По відношенню до металів та портланд-цементів пластові води серпуховського ярусу дуже агресивні і тому під час експлуатаційного відбору вимагають застосування інгібіторів корозії.

Пластові води візейського ярусу розкриті практично всіма свердловинами у широкому діапазоні глибин: від 1400 до 2500 м.

Потужність водоносних горизонтів змінюється від 3-х до 20-ти метрів.

Водовміщуючі породи переважно теригенні: пісковики, алевроліти, аргіліти. Рідше зустрічаються вапняки, часто доломітизовані. Пористість і проникність колекторів змінюється у широких межах.

Тип колекторів – тріщинувато-пористий.

2.4 Термобаричні умови

Термобаричні умови Воронівського родовища охарактеризовані на основі аналізу вимірів пластових тисків і температур, проведених при випробуванні свердловин Воронівського родовища, умов буріння свердловин та результатів виміру геотермічного градієнту. Виміри пластових тисків проводились при випробуванні свердловин в процесі буріння, за допомогою ВПТ, та після закінчення його при дослідженні в експлуатаційній колоні. Для визначення характеру розподілу пластових тисків в межах Воронівського родовища використовувались результати випробування свердловин, проведені на пошуково-розвідувальному етапі вивчення родовища, з метою визначення початкових баричних умов [5-7, 8, 29].

Виміри пластових тисків і температур проведені при випробуванні кам'яновугільних і девонських відкладів в інтервалі глибин 926-2502м.

Серпуховські відклади (горизонти С-22, С-18, С-17, С-16, С-5, С-3,) випробувались в свердловинах 19, 22, 23, 52, 53, 103 в експлуатаційній колоні.

Величини градієнтів пластового тиску, визначені в свердловинах змінюються в межах 0,0090-0,0102МПа/м.

За результатами аналізу умов буріння свердловин і вимірів пластового тиску, можливо зробити висновок, що характер розподілу пластових тисків в межах Воронівського родовища в розкритому розрізі від кайнозойських до кам'яновугільних відкладів підпорядковується гідростатичному закону, вказує на пластовий тип покладів і, в основному, відповідає регіональному гідростатичному тиску південної прибортової зони ДДЗ. На Воронівському родовищі зберігається характерна особливість розподілу пластових тисків в ДДЗ.

Для підрахунку запасів газу і визначення пластових тисків в покладах використана епюра розподілу гідростатичного тиску що описується рівнянням: $P = -0,0107H + 0,1619$, де P – тиск в МПа, H – абсолютна відмітка, м.

Величина тиску до підрахунку запасів газу визначалась за епюрою розподілу пластового тиску в покладах на абсолютних відмітках, що відповідають $\frac{1}{2}$ їх висоти.

Температурні умови Воронівського родовища та сусідніх з ним родовищ характеризують результати вимірів пластової температури, проведені при випробуванні свердловин, та вимірів геотермічного градієнту, проведеного у свердловині 4 Воронівська. Метою вивчення розподілу температури в геологічному розрізі, а також визначення геотермічного градієнта Воронівського родовища, запис термограм було виконано у свердловині 4 до глибини 2600м. Температура в межах продуктивної товщі змінюється від 25,7°C до 71,3°C. Згідно цих даних проведених вимірів геотермічна ступінь становить 35,7 м на 1°C, градієнт на площі – 2,8°C на 100 м.

3 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

3.1 Відомості про проекти на проведення пошукових та розвідувальних робіт

Пошуково-розвідувальному бурінню на Воронівській площі передували напівдетальні сейсмічні дослідження Воронівської сейсмічної партії 6/55, а також структурно-пошукове буріння на Воронівсько-Іллічівській площі в 1960-63 рр. [7, 8]. Матеріали структурно-пошукової партії підтвердили по мезозойських і тріасових відкладах виявлену сейморозвідкою Воронівську структуру.

Глибоке буріння розпочате в 1965 р. Відповідно до «Геологічного проекту розвідувального буріння на Воронівській площі, 1961 р.» (Гордієвич В.О.). Основою для проектування і постановки робіт послужили матеріали сейморозвідки, в результаті яких була побудована структурна карта по умовному відбиваючому горизонту в кам'яновугільних відкладах.

Геологічним проектом передбачалось проведення пошуково-розвідувальних робіт в два етапи (два поверхи розвідки) по схемі зверху вниз.

Перед першим етапом ставилась задача встановлення нафтогазонасичення кам'яновугільних відкладів свердловинами глибиною 2000-2500 м.

На другому етапі проектувалось вивчення нафтогазоносності кам'яновугільних і девонських відкладів на глибинах 3000-3500 м.

З метою вирішення геологічних задач першого етапу було пробурено 8 свердловин (18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 26).

В результаті буріння першої пошукової свердловини 22 в склепінні Воронівської складки встановлена газоносність горизонтів С-3, С-6, В-16. З метою оконтурювання цих покладів був пробурений поперечний профіль свердловин 18, 23, 22, 24 та поздовжній – 21, 22, 26. Відстань між свердловинами від 500 до 1000 м.

На поздовжньому профілі пошуковою свердловиною 19 встановлена газоносність горизонтів Б-4, Б-5, Т-1. Для оконтурювання покладів виявлених свердловиною 19 західніше на відстані 1050 м була закладена свердловина 20, яка розкрила продуктивні горизонти за межами контуру нафтогазоносності.

Після закінчення першого етапу розпочали виконання геологічних задач. Запланованих проектом по другому етапі пошуково-розвідувальних робіт. З цією метою в межах Східно-Воронівської ділянки пробурена пошукова свердловина 28, на Воронівському піднятті параметрична свердловина 25 та на далекій північно-західній перикліналі свердловина 1.

Свердловини 1, 26, 22, 21, 20, 19, 28 складають профіль по довгій вісі обох структур. А свердловина 25 разом з 24, 22, 23 і 18 – профіль в хрест простягання валу [5-7].

В свердловині 28, пробуреній об'єднанням "Укрнафта", в розкритому розрізі відкладів карбону і девону нафтогазонасичених горизонтів не виявилось. Свердловини 1 та 25 також поза межами поширення покладів.

Привертає увагу відносно невисока результативність пошуково-розвідувального буріння. Понад 60 відсотків свердловин пробурені за контуром нафтогазонасиченості. Об'єктивними причинами такого стану можна вважати складну будову структури, недостатню висвітленість об'єкта досліджень на різних стратиграфічних рівнях сейсмозвідкою, відсутність впевнених критеріїв нафтогазонасиченості розрізу і поширення скупчень ВВ на ранніх стадіях вивчення ДДЗ. Адже Воронівське родовище було лише двадцять сьомим відкриттям в регіоні. І хоча в межах Зачепилівсько-Левенцівського структурного валу вже були відомі Михайлівське, Зачепилівське, Перещепинське, Левенцівське родовища, ступінь заповнення пасток вуглеводнями не прогнозувався, принцип «крок буріння» не діяв.

Слушно проектувалось вивчення перспектив девонських відкладів, хоча була відсутня впевнена структурна основа. Свердловина 25 була закладена відповідно до «Геологічного проекту пошукового і параметричного буріння в південній прибортовій частині ДДЗ (на ділянці Юріївка-Іллічівка), 1971 р.» як першочергова і незалежна для оцінки перспектив девону в склепінні підняття і карбону на моноклінальному схилі. Проблема перспектив девону актуальна і сьогодні. Тільки накопичений багатий матеріал дозволяє тепер стверджувати, що потужні розрізи девонських теригенів прибортових блоків, приконтатних з кристалічними породами борту не можуть зберігати промислових скупчень ВВ, екранування пасток в таких умовах не досягається.

За сейсмічними даними Воронівська структура представлялась у вигляді куполоподібної складки. На сейсмічній карті по єдиному умовному відбиваючому горизонту на північний захід простягається простора перикліналь, яка справедливо розглядалась як елемент більш крупної валоподібної структури ускладненої на заході власне Воронівським куполом, а на сході Іллічівською брахіантикліналлю. Між цими склепіннями розташована носоподібна структура розкрита на повстання верств у напрямі Іллічівської складки, шарнір котрої занурюється в північно-західному напрямі. Саме на цій ділянці площі неоднозначно інтерпретувалась характер зчленування Воронівської складки зі структурно-тектонічними елементами на південному сході.

При проектуванні пошуково-розвідувальних робіт узагальнюючою вихідною концепцією була уява про структурний вал, який занурюється з південного сходу на північний захід, розбитий на окремі блоки і ускладнений куполоподібним підняттям. Відповідно до такого погляду на геологічну будову правомірно проектувалась методична необхідність вивчення як Воронівської складки, так і окремих блоків валу. На блоці носоподібної структури вдало закладена пошукова свердловина 19. На кам'яновугільних структурних планах впевнено фіксується сідловина. А пізніше видався можливим варіант моделі пастки з окресленням Східно-Воронівського

малоамплітудного склепіння. За результатами свердловин 20, 19, 28 з ним пов'язані невеликі поклади вуглеводнів, і своєчасно була відхилена необхідність розбурювання поперечного профілю на цій ділянці.

Детальна кореляція розрізів, розкритих цими свердловинами, дозволяє впевнено виділити диз'юнктивні порушення, які впливають на гіпсометрію суміжних ділянок структурних планів. З відповідних структурних побудов випливає, що свердловина 19 пробурена не на локальному склепінні, а в західному припіднятому блоці носоподібної структури, яка нагадує далеку видовжену західну перикліналь Іллічівської складки. Така модель будови пастки найбільш узгоджується з матеріалами сейсморозвідки і приймається для обґрунтування типу покладів при підрахунку запасів.

Більш детальна геолого-геофізична вивченість наведена в таблиці 3.1.

3.2 Стан фонду пробурених свердловин

На Воронівському родовищі пробурено 15 свердловин, з яких одна параметрична – 25, чотири пошукових – 19, 22, 23, 28, шість розвідувальних – 18, 20, 21, 24, 26, 103, чотири експлуатаційні – 51, 52, 53, 54. З них в межах спеціального дозволу пробуренодесять свердловин – 19, 20, 21, 22, 23, 51, 52, 53, 54, 103. Геолого-технічний стан свердловин Воронівського НГКР станом на 01.01.2024 рік наведений в таблиці 3.2.

Сумарний фактичний метраж буріння складає 37261 м із нього на параметричне буріння припадає 3610 м, пошукове – 10847 м, розвідувальне – 14329 м, експлуатаційне – 8475 м.

Фонд свердловин становить:

- 4 видобувних – св. 23, 52, 54, 103;
- 6 ліквідованих з геологічних причин як такі, що виконали геологічні задачі, але розкрили перспективні горизонти поза межами поширення скупчень ВВ – св. 18, 20, 24, 25, 26, 28;
- 2 у спостережному фонді – св. 19, 22;
- 1 свердловина в очікуванні ліквідації – св. 21;
- 1 свердловина поглинальна – св. 51.

В процесі буріння свердловин проявлялись різного характеру ускладнення. В підшві юри і у відкладах московського ярусу спостерігались часткові поглинення глинистого розчину. При бурінні у відкладах візейського ярусу осипи аргілітів спричиняли затяжки, а іноді і прихвати бурильного інструменту, які вимагали систематичних проробок стволи свердловини. Осипам аргілітів запобігало підняття щільності глинистого розчину до 1,42-1,46 г/см³. Систематичних проробок вимагало розкриття хомогенних відкладів девону (свердловина 28).

При бурінні параметри глинистого розчину підтримувались в межах: щільність 1,28-1,46 г/см³, в'язкість 60-90 сек., водовіддача 8-12 см³, статична напруга зрушення 70/120 мг/см².

Виходячи із гірничо-геологічних особливостей розрізу родовища, була обрана наступна конструкція свердловин:

- направлення \varnothing 298,4 мм, 426 мм, 473,1 мм на глибину 5-12 м з метою попередження розмиву порід біля устя;

- кондуктор \varnothing 219,1-351 мм (глибина спуску 204-706 м) з підйомом цементу до устя. Фактична глибина спуску кондуктора визначалась глибиною розкриття піщаного тріасу, з метою крейдових відкладів, схильних до розбухання під дією фільтрату бурового розчину, перекриття водоносних горизонтів крейди, юри, тріасу;

- технічна колона \varnothing 219,1-245 мм (глибина спуску 593-2898 м) з підйомом цементу до устя з метою ізолювання середньокам'яновугільних водоносних горизонтів московського, башкирського та серпуховського ярусів, а також кріплення ствола свердловини від обвалювання та осипання;

- експлуатаційна колона \varnothing 139,7 мм, 146 мм, 168 мм (глибина спуску до 1599-2496 м) з підйомом цементу до устя для випробування перспективних горизонтів.

Необхідність і глибина спуску експлуатаційної колони визначалися наявністю об'єктів, рекомендованих до випробування на продуктивність на основі геолого-геофізичних досліджень в свердловинах.

Технічний стан кріплення всіх переданих в експлуатацію свердловин задовільний, обсадні колони герметичні [5-7].

Таблиця 3.1 – Геолого-геофізична вивченість [5-7]

№ п/п	Автори звіту, рік, назва, підприємство, яке виконувало роботи	Вид робіт	Основні результати досліджень
1	2	3	4
1	Л.П. Ковальчук, Б.З. Соломашенко, 1955 р. тр. «Укргеофізрозвідка», Воронівська с.п. 6/55	Сейсморозвідувальні дослідження МВХ. Південно-східна частина ДДЗ	Побудована структурна схема південно-східної частини Михайлівсько-Воронівської антикліналі по умовному горизонту (карбон). Виділені і частково розвідані Воронівське та Іллічівське підняття, Південно-Перещепинський шток.
2	Л.І. Смірнова, М.К. Дятленко, 1958-59 рр. тр. «Полтаванафтогазрозвідка»	Структурно-картувальне буріння. Південно-східна частина ДДЗ	По юрських відкладах підтверджено існування Воронівського та Іллічівського піднятів.
3	Т.К. Козінцева та інші, 1960-63 рр. тр. «Полтаванафтогазрозвідка»	Структурно-пошукове буріння. Південно-східна частина ДДЗ	Вивчена геологічна будова Воронівського та Іллічівського піднятів по відкладах карбону і уточнена по мезозойських відкладах. Підтверджена наявність Південно-Перещепинського шоку.
4	В.І. Мясніков та інші, 1961-1987 рр. «Полтаванафтогазгеологія»	Пошуково-розвідувальне буріння. Південна прибортова зона ДДЗ.	Встановлена промислова газонафтоносність середньо- та нижньокам'яновугільних відкладів на Воронівській та середньокам'яновугільних – на Іллічівській площах.
5	П.С. Ісаєв та інші, 1963 р. УкрНДГРІ, Чернігівська експедиція	Тематичні дослідження південно-західної та південної частин Донбасу.	Вивчена будова кристалічного фундаменту південно-східної частини південного борту ДДЗ. По відкладах середнього та верхнього карбону уточнена будова Воронівської та Іллічівської структур.

1	2	3	4
6	Є.А. Крюнер, М.В. Мазур та інші, 1964, 1972 рр. тр. «Полтаванафтогазрозвідка»	Тематичні дослідження. Південна крайова частина ДДЗ	На схід від Воронівського підняття в нижньокам'яновугільних відкладах виділене Східно-Воронівське склепіння.
7	Г.С. Брайловський та інші, 1965-67 рр. тр. «Полтаванафтогазрозвідка»	Тематичні дослідження. Південна прибортова частина ДДЗ.	По нижньокам'яновугільних відкладах висвітлена геологічна будова Воронівської, Іллічівської структур і Південно-Перещепинського соляного штоку. Виділене Новостепанівське прогнозне підняття.
8	Я.К. Малиновський та інші., 1974-76 рр. тр. «Дніпрогеофізика» партії 231/74, 231/76	Гравіметричні дослідження. Південно-східна частина ДДЗ	Підтверджений Перещепинський регіональний мінімум сили тяжіння. В його межах виділені Південно-Перещепинський та Іллічівський локальні мінімуми сили тяжіння, пов'язані з локально збільшеною потужністю солі.
9	М.П. Лисенко та інші, 1975-76 рр. тр. «Укргеофізика» партії 1/75, 1/76	Регіональні сейсмічні дослідження КМПВ. Південно-східна частина ДДЗ	Висвітлена будова поверхні кристалічного фундаменту та осадової товщі по лінії регіонального профілю Вільне-Вільшани. Уточнена будова Перещепинської западини фундаменту та західного схилу Орільського виступу.
10	Р.В. Герасимович, Г.С. Ігнатова, 1980-81 рр. Об'єднання «Укргеофізика» партія 29/80	Сейморозвідувальні дослідження МСГТТ. Південно-Богатойська площа.	По відкладах девону і нижнього карбону вивчена геологічна будова Іллічівського і уточнена Воронівського підняття. Підтвержені Східно-Воронівське склепіння та Новостепанівський структурний ніс.
11	М.Г. Манюта та інші, 1983 р. Об'єднання «Укргеофізика» партія 100/81	Регіональні дослідження КМЗХ.	За результатами повторної інтерпретації матеріалів КМЗХ побудована карта рельєфу фундаменту південно-східного схилу Перещепинської западини фундаменту.

1	2	3	4
12	М.Н. Павлюк та інші, 1983 р. Об'єднання «Укргеофізика» партія 29/80	Тематичні дослідження Район Мовчанівка-Богатойка	По горизонтах відбиття V _{в3} , V _{в4} уточнена будова Воронівської структури, а також склепінної частини Іллічівського підняття з урахуванням даних буріння.
13	В.І. Якимович та інші, 1984 р. УкрНДГРІ, Київське геофізичне відділення	Тематичні дослідження Південний борт ДДЗ.	Вивчена будова південного борту ДДЗ по камяновугільних відкладах та виділені пастки вуглеводнів алювіально-дельтового генезису.
14	Ю.Г. Удовицький та інші, 1992-1997 рр. ДГП «Укргеофізика», СУГРЕ, с.п. 38- 43/92	Сейсмозвідувальні дослідження МСГТТ. Царичансько-Сергіївська площа.	На профілі 78213892, відпрацьованому на південному борту ДДЗ, встановлені перегини верств в карбоні, амплітуда яких, в більшості, не перевищує 50 м.
15	Т.М. Пригаріна, 1995 р. ДГП «Укргеофізика», Чернігів	Тематичні дослідження. Південний борт ДДЗ..	Уточнена будова південного борту ДДЗ по кам'яновугільних відкладах та оцінені перспективи її нафтогазоносності.
16	Р.В. Герасимович, С.В. Коломієць, 2001 р. ДГП «Укргеофізика»	Сейсмозвідувальні роботи МСГТТ на Воронівській площі, виконаних в 2000-2001 рр.	Вивчена геологічна будова Новостепанівської структури і характер її зчленування зі Східно- Воронівською та Іллічівською, а також уточнена будова Східно-Воронівської структури. Уточнено положення південного крайового розлому. Виявлені нові Євецька структура, як продовження ланцюжка прирозломних складок, і Бражинський структурний ніс на південному борту.

Таблиця 3.2 – Геолого-технічний стан свердловин Воронівського НГКР [5-7]

№ св.	Альтитуда. стола ротора, м	Глибина, м <u>проектна</u> фактична	Термін буріння <u>початок</u> кінець	Термін випробу- вання <u>початок</u> кінець	Конструкція свердловини								Стан свердловин	Примітка
					Направлення		Кондуктор		Технічна колона		Експлуатаційна колона, експлуатаційний «хвостовик»			
					діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Параметричні свердловини														
25	145,2	<u>4200</u> 3610	<u>28.06.1972</u> 09.06.1973	=	-	-	351	359	245	2898	-	-	Ліквідована з геологічних причин, 1973р.	
Пошукові свердловини														
19	160,6	<u>2500</u> 2505	<u>03.04.1965</u> 04.12.1965	<u>23.12.1965</u> 22.06.1966	473,1	6	219,1	605	-	-	139,7	2477	Спостережна з 2014 р..	Перебувала в експлуатації (горизонт Б-4) 1988-2013 рр.
22	151,2	<u>2500</u> 2507	<u>10.05.1965</u> 23.12.1965	<u>10.05.1965</u> 23.12.1965			298,4	340	-	-	139,7	2496	Спостережна	Перебувала в експлуатації (горизонт С-3) 1983-1988 рр.
23	156,5	<u>2700</u> 2701	<u>22.06.1965</u> 15.12.1965	<u>08.04.1966</u> 25.05.1966	473,1	6	228,6	441	-	-	146	2112	В експлуатації з 1966 р. (горизонт С-5)	
28	155,7	<u>3200</u> 3134	<u>07.11.1966</u> 01.09.1967	=	-	-	298,4	706	219,1	1803	-	-	Ліквідована з геологічних причин, 1967р.	
Розвідувальні свердловини														
18	151,3	<u>2100</u> 2104	<u>28.04.1967</u> 22.06.1967	-	-	-	-	-	244,5	593	146	2100	Ліквідована з геологічних причин, 1967р.	-
20	152,5	<u>2450</u> 2430	<u>24.04.1966</u> 02.09.1966	-	-	-	244,5	595	-	-	-	-	Ліквідована з геологічних причин, 1967р.	
21	158,5	<u>2400</u> 2406	<u>22.12.1966</u> 19.04.1967	<u>18.05.1967</u> 30.06.1967	-	-	244,5	518	-	-	146	2386	Ліквідована з по категорії IV «б», 1980 р..	Перебувала в експлуатації (горизонт С-3) 1970-1973 рр.
24	138,4	<u>2700</u> 2700	<u>29.04.1965</u> 01.11.1965	-	-	-	244,5	586	-	-	-	-	Ліквідована з геологічних причин, 1967р.	
26	154,0	<u>2400</u> <u>2439</u>	<u>24.09.1966</u> 05.12.1966	=	-	-	244,5	598	-	-	-	-	Ліквідована з геологічних причин, 1967 р.	

Закінчення таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
103	157,3	<u>2250</u> 2250	<u>21.01.2013</u> 29.05.2013	<u>29.05.2013</u> 22.10.2013	426	12	324	204	245	1000	168	2250	В експлуатації з 2013 р.(горизонт В-14)	
Експлуатаційні свердловини														
51	156,0	<u>1400</u> 1603	<u>26.06.1971</u> 29.07.1971	=	298,4	5	219,1	255	-	-	146	1599	Поглиналина	Перебувала в експлуатації (горизонт С-16а, С-16б) 1971-1992 рр.
52	156,6	<u>2200</u> <u>2257</u>	<u>17.04.1970</u> 23.04.1970	-	-	-	-	-	-	-	146	2247	В експлуатації з 1978 р.(горизонт С-3)	Перебувала в експлуатації (горизонт В-18) 1973-1975 рр.
53	157,5	<u>2250</u> 2257	<u>22.07.1970</u> 16.09.1970	-	-	-	-	-	-	-	146	2243	Спостережна з 2016 р.	Перебувала в експлуатації 1971-1972 рр.- (В-20-21), 1973 р.- (В-19), 1973 р.- (В-18), 1973 р.- (С-18), 1973-79 рр.- (С-3), 1980-83 рр.- (Б-9), 1983-2016 рр.- (С-3)
54	154,9	<u>1348</u> 2358	<u>30.04.1972</u> 01.09.1972	=	-	-	-	-	219,1	1200	146	1624	В експлуатації з 1973 р.(горизонт С-5)	

Всього пробурено:
в тому числі: параметричні свердловини –
пошукові свердловини –
розвідувальні свердловини-
експлуатаційні свердловини –

фактично
37261 м
3610м
10847 м
14329м
8475 м

за проектом
36598 м
4200м
10900 м
14300м
7198 м

4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНА

На Воронівському та Східно-Воронівському підняттях за результатами інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів і випробування свердловин доведена нафтогазоносність горизонтів Б-4, Б-5, Б-9, Б-12, С-3, С-5, С-16, С-17, С-18, С-20, С-22, С-23, В-14, В-15, В-16, В-18, В-19, В-20, В-21, Т-1 кам'яновугільних відкладів. Колекторами нафти і газу є пласти пісковиків, що залягають серед глин, аргілітів, алевролітів, вугілля, вапняків [5-7].

Керном продуктивні пласти висвітлені недостатньо. По продуктивній частині проходка з відбором керну становить 123,87 м, лінійний виніс керну – 108,72 м, що складає 14% від проходки з відбором керна по продуктивній частині, в тому числі із нафтогазонасиченої частини – 12,2 м та водонасиченої – 68,57 м.

Колекторські властивості порід (пористість, проникність та інш.) вивчалися на 172 зразках із загальною кількістю визначень пористості 170, проникності – 148, карбонатності – 116, гранулометричного складу – 34, залишкової водонасиченості - 23 зразків (по продуктивних горизонтах).

Відклади серпуховського ярусу представлені чергуванням аргілітів, пісковиків, алевролітів, вапняків та вугілля.

Колекторами є пісковики, рідше алевроліти потужністю в декілька метрів. Піщані пласти розділені між собою потужними (до кількох десятків метрів) пачками аргілітів з прошарками вапняків.

Пісковики мають хороші колекторські властивості. Їх пористість змінюється від кількох відсотків до 24,0%, проникність коливається в межах від часток до 2400,3 мд. Глинистість в деяких випадках складає 26,2%, карбонатність досягає 34,1%.

Продуктивний пласт С-16а залягає в покрівлі нижньосерпуховського під'ярусу, розкритий свердловинами 19, 20, 22, 24, 25, 28, 51, 54 окрім 103, в якій скинутий по порушенню. В свердловинах 22, 51 та 54 розкритий в нафтогазонасиченій частині.

Пісковики, що утворюють пласт, кварцові, дрібнозернисті. Розмір уламків коливається в межах 0,05-0,3 мм, середній розмір – 0,1-0,2 мм. Окатаність їх середня, відсортованість добра.

Вміст уламкової частини складає 80-85%. Кварц-домінуючий її мінерал, вміст польових шпатів досягає 3-5%. Представлені вони калішпатами (решітчастий мікроклін) та плагіоклазами.

Польові шпати пелітизовані і серицитизовані, слюди представлені дрібними лусками, деякі з них вигнуті, розщеплені. Складають вони 1-2% від об'єму породи. Окремі луски відіграють роль цементу.

З акцесорних зустрічаються поодинокі зерна апатитів, циркону, з рудних – магнетит.

Цемент в пісковиках складає 15-20%, за складом – глинистий, місцями зустрічаються карбонати. Глинистий матеріал представлений добре розкристалізованим каолінітом. Тип виповнення – поровий.

Вивчалися пісковики підняті з св. 19, 20. Їх пористість змінюється в межах 8,2-18%, проникність – 0,2-12,8 мД, карбонатність 0,4-7,7%. Глинистість досягає 20,3%. В інтервалі 1497-1504 м (св. 19) алевроліти та пісковики з великим вмістом глинистого матеріалу прив'язані до щільного непроникного прошарку пласта, який вилучається з ефективною потужності, їх пористість (8,2-8,4%) при підрахунку не враховується.

Розрахована за матеріалами промислової геофізики пористість пласта пісковика по св. 22 дорівнює 17,5%.

Помітне погіршення ємнісної та фільтраційної характеристик спостерігається на Воронівському піднятті по мірі віддалення від св. 22. На його крилах і перикліналях колектори відсутні. Перекривається продуктивний пласт пачкою аргілітів потужністю до 95 м (св. 22) з прошарками вапняків, алевролітів, щільних пісковиків.

Наявність надійних порід-покришок над покладами вуглеводнів є необхідною умовою формування та збереження промислових скупчень нафти та газу.

На території Воронівського родовища до них віднесені добре корельовані широко розповсюджені малопотужні пачки аргілітів, які накопичувались в умовах дистальної авандельти, та на віддалених від берега ділянках мілководної морської затоки, а також пласти аргілітів відносно глибоководних ділянок морського басейну, які розділяють серпуховські та візейські продуктивні горизонти. Крім того, добрі екрануючі властивості має товща карбонатно-глинистих порід, яка входить у склад башкирської «плити».

Верхньосерпуховські породи-покришки південної прибортової зони ДДЗ складені, як правило, тонкодисперсними пелітами, зазвичай без алевроитової домішки, які характеризуються переважно орієнтованою текстурою. Іноді в авандельтових аргілітах з'являються тонкі лінзовидно-горизонтальні прошарки дрібнозернистого алевриту.

Основними породоутворюючими мінералами пелітів є деградована гідрослюда та змішано-шарувата фаза гідрослюди – монтморилоніт. Ці мінерали у поглиненому комплексі мають підвищену кількість обмінного натрію та здатні фіксувати органічні сполуки, що на контакті з нафтою та газоносними шарами сприяє покращенню їх прогнозних характеристик. Крім того, порові води з підвищеною концентрацією солей при щільності аргілітів порядку 2,6-2,75 г/см³, сприяють послабленню їх дифузної проникності.

5 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТА ОБГРУНТУВАННЯ КОНТУРІВ І КАТЕГОРІЙ ЗАПАСІВ

Воронівське нафтогазоконденсатне родовище в структурно-тектонічному плані входить до Зачепилівсько-Левенцівського структурного валу і знаходиться в південній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини. Ця структурна лінія безпосередньо примикає до південного крайового порушення, яке саме і обумовлює її субрегіональне простягання [5-7].

Згідно існуючого нафтогазогеологічного районування родовище належить до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, для якої характерна відсутність нижньопермсько-верхньокам'яновугільного нафтогазового комплексу. На заході родовище межує з Ульяновським газоконденсатним родовищем, на сході – з гіпсометрично припіднятим на 400 м Іллічівським підняттям, де промислова продуктивність розкритого свердловинами кам'яновугільного розрізу поки що не встановлена.

Продуктивність розрізу цього району пов'язана, в основному, з відкладами середнього та нижнього відділами кам'яновугільної системи (Пролетарське, Кременівське, Юр'ївське, Новоселівське, Новогригорівське та ін. родовища).

На Воронівській площі пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними свердловинами виявлені поклади нафти і газу у піщаних колекторах башкирського (горизонти Б-4, Б-5, Б-9, Б-12), серпуховського (горизонти С-3, С-5, С-16, С-17, С-18, С-20, С-22, С-23), візейського (горизонти В-14, В-15, В-16, В-18, В-19, В-20, В-21) і турнейського (горизонт Т-1) ярусів середнього та нижнього відділу кам'яновугільної системи.

Воронівське НГКР відноситься до типу складних багатопокладних – на родовищі до 20-ти горизонтів приурочено 25 продуктивних пластів, що вміщують 42 поклади, із яких – 24 газоконденсатних, 16 нафтових, 1 нафтогазовий та 1 газонафтовий, та прогнозується 3 поклади – 2 газоконденсатні та 1 нафтовий.

Поклади вуглеводнів на родовищі розкриті свердловинами в інтервалі 925,8-2345,6 м, та приурочені до пластових, літологічно обмежених і тектонічно екранованих пасток. Колекторами є піщані утворення які перекриті слабопроникними покривками глинистого складу. Лінія літологічного заміщення порід колекторів непроникними утвореннями проведена на середині відстані між свердловинами, які розкрили газо-, нафто- чи водонасичений колектор та свердловинами в яких аналог пласта який оцінюється, виявився щільним.

Через значну порушеність піднять скидами поклади ВВ належать до окремих блоків, які гідродинамічно самостійні пластові системи. В окремих випадках, внаслідок контактування резервуарів різновікових горизонтів по площинах скидачів, у цих суміжних пластах сформувалися єдині

гідродинамічні системи, з однаковим типом вуглеводневих флюїдів та однаковими гіпсометричними границями покладів.

Пласт С-16а стратиграфічно приурочений до покрівлі ІХ мікрофауністичного горизонтусерпуховського ярусу.

Згідно структурних побудов вміщує в собі п'ять блоків в межах яких виділено один нафтовий, два газоконденсатні поклади, а також згідно структурних умов прогнозується один газоконденсатний поклад. Газоконденсатні поклади зосереджені в блоці свердловин 23, 52, 54 та блоці свердловини 22, а також між ними прогнозується газоконденсатний поклад. Нафтовий поклад виявлений свердловиною 51 який гідродинамічно пов'язаний із східним блоком зануреним блоком. Згідно графічних додатків 17, 20 через тектонічне порушення Х спостерігається контактування порід колекторів, а про існування їх як єдина гідродинамічна система свідчать результати експлуатації свердловини 51. Свердловини 19, 20, 24, 25, 28 розкрили водонасичену частину пласта, решта свердловин розкрили аналог пласта, що представлений ущільненими утвореннями, окрім свердловини 103, в якій пласт С-16а скинутий по порушенню.

Газоконденсатний поклад блоку св. 23, 52, 54, розкритий вказаними свердловинами в інтервалі глибин 1447,0-1484,0 м (-1290,3÷-1323,9 м). За даними ГДС літологічно колектор представлений одним-двома прошарками пісковика. Сумарна ефективна товщина складає 1,8 м (св.23) та 10,0 (св.54), пористість 11,5% (св.23, 52) та 14,9% (св.54), газонасиченість 53-76% відповідно

Пласт С-16а випробуваний в свердловині 54, охоплений інтервалом перфорації 1489-1458 м з вибірковою прострілом 1489-1486 м (-1333,0÷-1330,0 м), 1480-1476 м (-1324,1÷-1320,1 м) і 1470-1458 м (-1314,1÷-1302,1 м). При освоєнні свердловини приплив газу склав 146,6 тис.м³/д через штуцер діаметром 9,92 мм.

Поклад пластовий, тектонічно обмежений порушенням П-П, з розмірами 0,58×0,34 км, висота покладу 33,9 м.

Контакт газ-вода у свердловинах не встановлений, нижня границя встановленої продуктивності (НГВП) прийнята по підшві газонасиченого прошарку в свердловині 23 на абсолютній відмітці (-)1323,9 м.

Обсяги вуглеводнів покладу, що обмежений порушенням П-П та площиною НГВП оцінені за кодом класу 122+222 (категорія С₂), з яких видобувна частина запасів відноситься до балансових попередньо розвіданих вірогідних коду класу 122 групи, а не видобувна – до позабалансових попередньо розвіданих коду класу 222.

Газоконденсатний поклад блоку свердловини 22 розкритий в контурі газонасиченості в інтервалі глибин 1497,2-1504,0 м (-1343,7÷-1350,5 м). Літологічно пласт представлений одним прошарком пісковика ефективною товщиною 6,8 м, пористістю 17,5%, газонасиченістю 79%.

Під час випробування свердловини 22 з інтервалу перфорації 1503-1497 м (-1349,5÷-1343,5 м) отримали газ дебітом 22,14 тис. м³/д на штуцері діаметром 5,08 мм.

Поклад пластовий, склепінний, літологічно обмежений, з розмірами 0,47×0,36 км, висота покладу 25,5 м. Встановлена НГВП на абсолютній відмітці (-)1350,5 м.

За ступенем геологічного вивчення підраховані запаси газу в покладі С-16а (блок свердловини 22), віднесені до групи попередньо розвіданих, за промисловим значенням до балансових та оцінені за кодом класу 122+222 (категорія С₂).

Нафтовий поклад блоку свердловини 51 розкритий в інтервалі глибин 1530,8-1546,8 м (-1373,4÷-1389,4 м). Літологічно пласт представлений трьома прошарками пісковика, сумарна ефективна товщина становить 6,2 м, пористість – 12,9%, нафтонасиченість – 62%.

Нафтоносність пласта в блоці свердловини 51 разом з пластом С-16б доведена випробуванням в інтервалі глибин 1591,0-1529,0 м (-1433,4÷-1371,6 м) (фільтр), з якого отримали приплив нафти. Свердловина в 1971 році введена в експлуатацію і перебувала до 1992 року. За цей період свердловина видобула 11,96 тис. т нафти та 14,21 млн м³ газу, з яких згідно розподілу на поклад С-16а припадає 9,97 тис. т нафти та 11,84 млн м³ газу.

Поклад пластовий, літологічно та тектонічно обмежений порушеннями I-I, II-II, V-V та X-X.

Розміри покладу 1,44×0,17-0,23 км, висота покладу 90,0 м.

УВНК покладу прийнятий на абсолютній відмітці (-)1440,0 м, як максимально можливе значення в межах даного блоку, який проведений також з урахуванням даних промислової розробки.

Запаси нафти в межах покладу, що обмежений порушеннями I-I, II-II, V-V, X-X та площиною УВНК за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи розвіданих достовірних, за промисловим значенням до балансових та оцінені за кодом класу 111+221.

За структурними і профільними побудовами (граф. додаток 17) спостерігається контактування прошарків пласта С-16а через порушення X-X піднесеного блоку свердловини 51 і східного зануреного блоку. Тому прийнятий єдиний спільний контакт для покладів цих блоків на абсолютній відмітці (-)1440,0 м. Підрахункові параметри для покладу східного блоку взяті по аналогії з попереднім блоком.

Розміри покладу 0,83×0,17 км, висота 27,4 м.

Обсяги вуглеводнів покладу що обмежений УВНК, тектонічними порушеннями та лінією літологічного заміщення, віднесені до групи розвіданих достовірних, за промисловим значенням до балансових та оцінені за кодом класу 111+221.

Окрім встановлених покладів між зануреним блоком св. 22 та піднесеним блоком св. 23,52,54 є сприятливі пасткові умови для існування покладів вуглеводнів. Згідно з структурними і профільними побудовами

(граф.додаток 17, 20)між покладом пласта С-16б, що встановлений свердловинами 52, 103 через тектонічне порушення II-II спостерігається контактування колекторів вказаного покладу із колектором пласта С-16а. З огляду на це, в межах пласта С-16а є пастка, в якій існують сприятливі умови для формування покладів вуглеводнів.

Можливий поклад пластовий, тектонічно екранований, і характеризується розмірами 0,35×0,15 км, висота 27,4 м.

УГВК прийнятий по аналогії із покладом пласта С-16б на абсолютній відмітці (-)1347,4 м.

Обсяги вуглеводнів можливого покладу що обмежений УГВК, тектонічними порушеннями II-II і III-III та лінією літологічного заміщення, оцінені як перспективні ресурси, за кодом класу 333.

Характеристика покладів та обґрунтування контактів Воронівського НГКР приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Характеристика покладів та обґрунтування контактів Воронівського НГКР

Поклад	Блок свердловини	Тип покладу за флоридом	Найвища абсолютна відмітка покладу, м	Прийняте положення ГВК, УГВК, УГВК, НГВП, м	Розміри покладу			Ефективна газонасичена (нафтонасичена) товщина, м	Пористість, %	Тип покладу
					довжина, км	ширина, км	висота, м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
С-16а	23,52,54	ГК	-1290,0	НГВП -1323,9	0,58	0,34	33,9	1,8-10,0	11,5-14,9	Пластовий, тектонічно обмежений
	Можли вий поклад св.103	ГК	-1320,0	УГВК -1347,4	0,35	0,15	27,4	2,5-3,2	11,5-14,9	Пластовий, літологічно та тектонічно обмежений
С-16а	22	ГК	-1325,0	НГВП -1350,5	0,47	0,36	25,5	6,8	17,5	Пластовий, склепінний, літологічно обмежений
	51	Н	-1350,0	УВНК -1440,0	1,44	0,17 - 0,23	90,0	6,2	12,9	Пластовий, літологічно та тектонічно обмежений

6 СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ

Газ продуктивного пласта С-16а вивчений в свердловинах 22 і 54. Вміст вуглеводнів становить в середньому 96,33%, з них метану – 86,3 %, етану – 6,75%, пропану – 2,28%, бутанів – 0,5 %, пентанів і вищі – 0,5 %. Вміст азоту становить 3,45%, двоокису вуглецю – 0,25 %. Густина в середньому перебуває на рівні 0,635 кг/м³ (табл 6.1) [5-7].

Таблиця 6.1 – Властивості та компонентний склад вільних газів свердловин Воронівського НГКР

Пласт	Густина, кг/м ³	Об'ємна частка, %								
		СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	i-С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂₊₆	Не	СО ₂	Н ₂
С-16а	0,635	86,3	6,75	2,28	0,5	–	0,5	–	0,25	3,45

В поверхневих умовах нафта, яка відібрана із свердловини 51 має густину 836,0г/м³, кінематичний коефіцієнт в'язкості при 20 °С – 16,11 мм²/с. Вміст асфальтенів – 0,17 %, смол – 2,25 %, парафіну – 6,78 %, сірки – 0,07 %. Вихід світлих продуктів розгонки (300 °С) – 50,0 %.

За вмістом сірки нафта у всіх горизонтах відноситься до малосірчистих, крім пласта Т-1а, де вона сірчиста. За кількістю смол і асфальтенів: до малосмолистої (пласти В-18, В-14, С-16а, С-16б, С-5, С-3), смолистої (пласти В-20, В-21, В-19, В-16), високосмолистої (пласт Т-1а). Суттєве значення має наявність розчинених у нафті твердих вуглеводнів – парафінів. За їх кількістю нафта пластів С-16а і С-16б та С-5 високопарафінова, пластів Т-1а, В-21, В-20, В-19, В-18, В-16, В-14, С-3 – парафініста (табл.6.2).

Розчинені в нафті гази покладів серпуховських відкладів (пласти С-16а, С-16б, С-5, С-3) характеризуються таким компонентним складом: вміст метану (об'ємна частка) в газі змінюється від 84,6 % до 86,6 %, етану – від 6,86 % до 10,0 %, пропану – від 0,94 % до 1,85 %, бутанів – від 0,58 % до 1,0 %, пентанів+вищі – від 0,75 % до 0,99 %. З не вуглеводневих компонентів від 0,35 % до 2,64 % припадає на азот, від 0,84 % до 1,75 % – на двоокис вуглецю. Густина газів перебуває в межах від 0,660 кг/м³ до 0,794 кг/м³ (табл. 6.3).

Таблиця 6.2 – Фізико-хімічна характеристика нафти Воронівського родовища

Горизонт	Густина, кг/м ³	Кінематичний коефіцієнт в'язкості, мм ² /с		Темпера- тура застиган- ня ,°С	Вміст масової частки,%				Об'ємна частка фракцій,%			
		при 20 °С	при 50 °С		сірки	смоли	асфаль- тени	пара- фінів	100 °С	150 °С	200 °С	300 °С
В-20-21	841	7,33	3,39	мінус 7	0,231	14,92	0,14	1,54	2,7	15,1	27,7	57,6
В-18	828	11,3	–	–	0,219	6,0	–	3,88	–	12,0	23,0	50,0
С-16а, С-16б	836	16,11	4,35	11	0,074	2,25	0,17	6,78	4,0	13,0	24,0	50,0

Таблиця 6.3 – Властивості та компонентний склад супутніх нафтових газів Воронівського НГКР

Горизонт	Густина, кг/м ³	Об'ємна частка, %								
		СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	i-С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂₊₆	Не	СО ₂	Н ₂
С-16а, С-16б	0,794	85,92	6,86	1,85	0,90	–	0,99	–	0,84	2,64

7 КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАПАСІВ ЗА ПРОМИСЛОВИМ ЗНАЧЕННЯМ ТА СТУПЕНЕМ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО І ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ

За ступенем геологічного вивчення підраховані в покладах Воронівського нафтогазоконденсатного родовища запаси вільного газу та конденсату, нафти і розчиненого газу віднесені до групи розвіданих (категорія C_1) і групи попередньо розвіданих (категорія C_2), а також групи перспективних ресурсів (категорія C_3). За рівнем промислового значення і ступенем техніко-економічного вивчення підраховані на родовищі запаси віднесені до групи балансових (видобувна частина) та позабалансових (не видобувна частина) – ГЕО-1, ГЕО-2 і з невизначеним промисловим значенням – ГЕО-3; за ступенем геологічного вивчення – до розвіданих (категорія C_1) та попередньо-розвіданих (категорія C_1, C_2). Згідно «Інструкції із застосуванням класифікації запасів і ресурсів корисних копалин...» за величиною видобувних запасів нафти і газу Воронівське родовище віднесене до невеликих [5-7, 26, 28].

На основі виконаних досліджень по покладах та їх частинах де проводилась експлуатація свердловин, по яких були отримані достовірні дані що дали змогу провести оцінку запасів за двома і більше методами (об'ємним, методом матеріального балансу, методом падіння пластового тиску, статистичним і т. д.), з урахуванням коефіцієнтів вилучення визначені видобувні запаси вільного та розчиненого газу, нафти, конденсату та супутніх корисних компонентів. Запаси вуглеводнів таких покладів віднесені за промисловим значенням до групи (достовірних) балансових, розвіданих запасів (коду класу 111), а невидобувна частина запасів вуглеводнів цього покладу або його частини, віднесена до позабалансових (код класу 221).

По покладах пластів, де проводилось випробування і були отримані промислові припливи газу і конденсату (поклади пластів С-16а (бл. св. 22; св.54)), але свердловини не вводились в експлуатацію, згідно нормативних документів, запаси вуглеводнів таких покладів віднесені, за промисловим значенням до групи (вірогідних) балансових, попередньо розвіданих запасів (коду класу 122), а невидобувна частина запасів вуглеводнів цих покладів, або його частин віднесена до позабалансових (код класу 222).

Якщо при випробуванні свердловин, отриманий промисловий приплив проте в процесі експлуатації свердловини відсутні геолого-промислові дані для проектування розробки покладу (свердловина працювала нестабільно, періодично) обсяги вуглеводнів, за промисловим значенням віднесені до групи не визначених, за ступенем геологічного вивчення до попередньо-розвіданих та оцінені за кодом класу 332. За цим класом (332) проведена оцінка покладів або їх частинах, що встановлені за ГДС, але не випробувані, або при випробуванні не отримано промислових притоків нафти, газу і конденсату.

8 ОБГРУНТУВАННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ І ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ ВІЛЬНОГО ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ

8.1 Обґрунтування методів підрахунку

Геологічна будова родовища в основному вивчена за даними буріння свердловин, адже проведені сейсмічні дослідження не відповідають фактичним даним отриманих від пробурених свердловин. За даними пробурених свердловин проведена детальна кореляція розрізу, виділені реперні пласти та побудовані структурні карти основних реперів, а також покрівлі продуктивних пластів, які узгоджені з результатами пробурених свердловин в межах Воронівського родовища.

Ступінь вивченості покладів продуктивного горизонту С-16 Воронівського родовища дозволяє провести підрахунок запасів вільного газу та конденсату.

Підрахунок запасів природного газу, проведено за загальноприйнятою формулою [2]:

$$V_{\Gamma} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_{\Gamma} \cdot (P_{\text{пл}} \cdot \alpha_0 - P_{\text{зал}} \cdot \alpha_{\text{зал}}) \cdot f, \quad (8.1)$$

де, V_{Γ} – початкові запаси газу, приведені до стандартних умов, млн м^3 ;

F – площа газонасатості, тис. м^2 ;

h – ефективна газонасичена товщина пласта, м;

m – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

β_{Γ} – коефіцієнт газонасичення, частка одиниці;

$P_{\text{пл}}$, $P_{\text{зал}}$ – початковий та залишковий пластові тиски в покладі, МПа;

α_0 , $\alpha_{\text{зал}}$ – поправка на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для $P_{\text{пл}}$ та $P_{\text{зал}}$, частка одиниці;

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

При підрахунку запасів газу $P_{\text{зал}}=0,1$ МПа, також врахований коефіцієнт переведення тиску з МПа у фізичні атмосфери, який дорівнює 9,87 ($1 \text{ атм}=0,101325 \text{ МПа}$, звідки $1 \text{ МПа}=9,8692 \text{ атм}$).

Видобувні запаси газу ($V_{\text{в}}$) визначатимуться за формулою [2]:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{с.г.}} \cdot \eta_{\Gamma}, \quad (8.2)$$

де, $V_{\text{с.г.}}$ – запаси "сухого" газу, млн м^3 ,

η_{Γ} – коефіцієнт вилучення газу, частка одиниці.

Початкові геологічні запаси газового конденсату ($Q_{\text{к}}$) будуть підраховані за формулою:

$$Q_{\text{к}} = V_{\text{с.г.}} \cdot q, \quad (8.3)$$

де, q – початковий вміст в газі стабільного конденсату, т/млн м^3 .

Видобувні запаси газового конденсату ($Q_{\text{кв}}$) визначались за формулою:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{к}}, \quad (8.4)$$

де, $\eta_{\text{к}}$ – коефіцієнт вилучення конденсату, частка одиниці.

8.2 Визначення площі покладів

Площа газоносності об'єкту підрахунку визначалась, відповідно, до прийнятих та встановлених газонафтових та газоводяних контактів у свердловинах, які розкрили його у найбільш занурених частинах структури, і виділених границь класів запасів [3].

Гіпсометричне положення контактів встановлено комплексно: за даними промислово-геофізичних досліджень, результатів випробування і дослідно-промислової розробки свердловин, у відповідності до прийнятої моделі родовища. Площа газоносності продуктивних пластів визначається на карті товщин з нанесенням на неї меж покладу, які визначені при побудові структурної карти покрівлі продуктивного пласта, з нанесенням на нього зовнішнього та внутрішнього контурів газоносності.

Визначення площі покладів здійснювалось за даними вимірювань на картах товщин масштабу 1:10000 за допомогою макросу вбудованого в програму CorelDRAW. Результати вимірів наведені в таблиці 8.1

8.3 Визначення середньозважених газонасичених товщин продуктивних пластів

Ефективні газонасичені товщини визначені згідно промислово-геофізичних даних у кожній свердловині, яка розкрила продуктивні пласти приведені в таблиці 8.2. У відповідності до цих даних методом лінійної інтерполяції побудовані карти ефективних та газонасичених товщин з урахуванням зовнішнього та внутрішнього контурів газоносності, а також контурів розподілу запасів за ступенем їх геологічного вивчення. При визначенні газонасичених товщин в свердловинах із загальної товщини пласта виключені пропластки ущільнених різновидів (глин, аргілітів, та інші), а також пропластки, пористість і проникність яких нижче кондиційних значень. Зважаючи на значну кількість субгоризонтальних та похилоскерованих пробурених свердловин, при побудові карт ефективних газонасичених товщин були прийняті до уваги істинні ефективні товщини з врахуванням викривлення стовбура свердловин розрахунок яких приведений в таблиці таблиці 8.2.

Середньозважені по площі величини нафтогазонасичених товщин розраховані, як сума добутків площ обмежених двома сусідніми ізопахітами та середньоарифметичної величини товщини, розділена на загальну площу [3].

Таблиця 8.1 - Визначення середньозважених по площі ефективних газонасичених товщин та обчислення площі продуктивного пласта С-16а Воронівського НГКР

1	2	3	4	Межі ефективної газонасиченої товщини, м		7	8	9	10	
				від	до					
С-16а св. 23, 52, 54	122+222	г.	Загальна площа покладу				164,00			heф.= 5,4
			1	1,2	-	2,0	1,6	5,0	8	
			2	1,8	-	2,0	1,9	1,4	2,7	
			3	2,0	-	4,0	3,0	42,9	128,7	
			4	4,0	-	6,0	5,0	32,6	163	
			5	6,0	-	8,0	7,0	27,1	189,7	
			6	6,0	-	8,0	7,0	1,7	11,9	
			7	8,0	-	10,0	9,0	25,8	232,2	
		Всього:				5,4	136,50	736,20		
		г.в.	8	0,0	-	4,0	2,0	18,8	37,6	heф.= 3,3
			9	4,0	-	8,0	6,0	8,2	49,2	
			10	8,0	-	9,0	8,5	0,5	4,3	
			Всього:				3,3	27,50	91,10	
		Сх. бл св. 54	333	г.	1	0,0	-	2,0	1,0	19,0
2	2,0				-	4,0	3,0	8,2	24,6	
3	4,0				-	6,0	5,0	12,0	60	
4	4,0				-	8,0	6,0	7,3	43,8	
5	7,8				-	8,4	8,1	1,7	13,8	
Всього:					3,3	48,20	161,20			
г.в.	6			0,0	-	1,0	0,5	0,4	0,2	heф.= 3,8
	7			0,0	-	4,0	2,0	3,3	6,6	
	8			4,0	-	8,4	6,2	2,9	18	
	Всього:				3,8	6,60	24,80			
св. 22	122+222	г.	Загальна площа покладу				133,70			heф.= 2,8
			1	0,0	-	2,0	1,0	42,1	42,1	
			2	2,0	-	4,0	3,0	36,9	110,7	
			3	4,0	-	6,0	5,0	24,8	124	
			4	6,0	-	6,8	6,4	3,8	24,3	
		Всього:				2,8	107,60	301,10		
		г.в.	5	0,0	-	4,0	2,0	22,6	45,2	heф.= 2,5
			6	4,0	-	6,8	5,4	3,5	18,9	
Всього:				2,5	26,10	64,10				

Продуктивний пласт, блок, свердловина	Категорія	Зона покладу	Номер поля виміру площі	Межі ефективної газонасиченої товщини, м		Середня ефективна газонасичена товщина, м	Площа, тис. м ²	Об'єм, тис. м ³	Середньозважена ефективна товщина, м	
				від	до					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
св. 51	111+221	н.	Загальна площа покладу					139,60		heф.= 3,7
			1	0,0	-	2,0	1,0	28,9	28,9	
			2	2,0	-	4,0	3,0	35,0	105	
			3	2,0	-	4,0	3,0	2,6	7,8	
			4	4,0	-	6,0	5,0	69,0	345	
			5	6,0	-	6,2	6,1	4,1	25	
			Всього:				3,7	139,60	511,70	
Сх.бл.51 (переток)	111+221	н.	Загальна площа покладу					136,70		heф.= 3,2
			1	0,0	-	2,0	1,0	29,5	29,5	
			2	2,0	-	4,0	3,0	23,3	69,9	
			3	4,0	-	5,0	4,5	55,6	250,2	
		Всього:				3,2	108,40	349,60		
		н.в.	4	0,0	-	4,0	2,0	22,3	44,6	heф.= 2,5
			5	4,0	-	4,4	4,2	6,0	25,2	
Всього:				2,5	28,30	69,80				

Таблиця 8.2 - Результати визначення підрахункових параметрів пластів-колекторів, із врахуванням граничних значень за даними ГДС, по свердловинах Воронівського НГКР

Горизонт	Прод. пласти	Глибина, м		Альт. ст.рот. м	Поправка на кривизну, м		Абс. відмітка, м		Товщина, м			Пористість, %	Насиченість, %	Літологія	Характер насичення
		покрівлі	підшви				покрівлі	підшви	hзаг.	heф.заг.	heф.прод.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Свердловина 18 альт.ст.рот., 151,3 м															
С-16	С-16а	щільний													
	С-16б	щільний													
	С-16в	щільний													
Свердловина 19 альт.ст.рот., 160,6 м															
С-16	С-16а	1498,6	1507,0	160,6	0,9	0,9	-1337,1	-1345,5	8,4	6,4		21,0		пісковик	водонас.
	С-16б	1518,2	1519,8	160,6	1,0	1,0	-1356,6	-1358,2	1,6	1,0		13,7		пісковик	водонас.
		1525,4	1527,4	160,6	1,0	1,0	-1363,8	-1365,8	2,0	1,4		17,2		пісковик	водонас.
									h=	3,6	2,4	0,0	Кп=	0,157	
	С-16в	1559,4	1564,0	160,6	1,0	1,0	-1397,8	-1402,4	4,6	1,4		11,6		пісковик	водонас.
Свердловина 20 альт.ст.рот., 152,5 м															
С-16	С-16а	1487,0	1494,0	152,5	0,6	0,6	-1333,9	-1340,9	7,0	3,4		20,7		пісковик	водонас.
	С-16б	щільний													
	С-16в	щільний													
		2170,0	2174,0	152,5	1,0	1,0	-2016,5	-2020,5	4,0	2,0		12,8		пісковик	водонас.
								h=	16,0	12,0	0,0	Кп=	0,221		
Свердловина 21 альт.ст.рот., 158,5 м															
С-16	С-16а	щільний													
	С-16б	щільний													
	С-16в	щільний													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Свердловина 22 альт.ст.рот., 151,2 м																
С-16	С-16а	1497,2	1504,0	151,2	2,3	2,3	-1343,7	-1350,5	6,8	6,8	6,8	17,5	79	пісковик	газонас.	
	С-16б	1546,2	1548,0	151,2	2,6	2,6	-1392,4	-1394,2	1,8	1,8	1,8	14,0	68	пісковик	газонас.	
		1559,6	1562,0	151,2	2,6	2,7	-1405,8	-1408,1	2,4	1,8		13,4		пісковик	водонас.	
													Кг =	0,68		
								h=	4,2	3,6	1,8		Кп=	0,137		
	С-16в	щільний														
							h=	20,6	17,2	0,0		Кп=	0,184			
Свердловина 23 альт.ст.рот., 156,5 м																
С-16	С-16а	1482,2	1484,0	156,5	3,6	3,6	-1322,1	-1323,9	1,8	1,8	1,8	11,5	53,0	пісковик	газон.	
	С-16б	1528,4	1532,0	156,5	4,0	4,0	-1367,9	-1371,5	3,6	2,2		16,4		пісковик	водонас.	
	С-16в	щільний														
Свердловина 24 альт.ст.рот., 138,4 м																
С-16	С-16а	1604,0	1607,0	138,4	3,8	3,8	-1461,8	-1464,8	3,0	2,4		12,6		алевроліт	водонас.	
	С-16б	щільний														
Свердловина 25 альт.ст.рот., 145,2 м																
С-16	С-16а	1501,0	1504,0	145,2	0,0	0,0	-1355,8	-1358,8	3,0	0,8		12,6		пісковик	водонас.	
	С-16б	щільний														
	С-16в	щільний														
Свердловина 26 альт.ст.рот., 154,0 м																
С-16	С-16а	щільний														
	С-16б	1692,6	1701,2	154,0	6,8	6,9	-1531,8	-1540,3	8,6	2,4		11,6		алевроліт	водонас.	
		1716,4	1720,0	154,0	7,2	7,2	-1555,2	-1558,8	3,6	2,4		11,9		алевроліт	водонас.	
	С-16в	щільний														
Свердловина 28 альт. ст. рот., 155,7 м																
С-16	С-16а	1593,0	1601,4	155,7	0,0	0,0	-1437,3	-1445,7	8,4	7,8		20,1		піск.	водонас.	
	С-16б	щільний														
	С-16в	щільний														

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Свердловина 51 альт.ст.рот., 156,0 м																
С-16	С-16а	1530,8	1533,4	156,0	1,4	1,4	-1373,4	-1376,0	2,6	2,6	2,6	14,8	75	пісковик	нафтон.	
		1541,0	1543,0	156,0	1,4	1,4	-1383,6	-1385,6	2,0	2,0	2,0	11,5	53	пісковик	нафтон.	
		1545,2	1546,8	156,0	1,4	1,4	-1387,8	-1389,4	1,6	1,6	1,6	11,5	53	пісковик	нафтон.	
													Кг =	0,62		
							h=	6,2	6,2	6,2	Кп=	0,129				
	С-16б	1583,0	1584,8	156,0	1,5	1,5	-1425,5	-1427,3	1,8	1,8	1,8	11,5	53	пісковик	нафтон.	
		1587,0	1588,6	156,0	1,6	1,6	-1429,4	-1431,0	1,6	1,6	1,6	11,5	53	пісковик	нафтон.	
													Кг =	0,53		
								h=	3,4	3,4	3,4	Кп=	0,115			
	С-16в	не розкритий														
Свердловина 52 альт.ст.рот., 156,6м																
С-16	С-16а	1447,0	1448,2	156,6	0,1	0,1	-1290,3	-1291,5	1,2	1,2	1,2	11,5	53	пісковик	газон.	
		1456,4	1458,8	156,6	0,1	0,1	-1299,7	-1302,1	2,4	1,2	1,2	11,5	53	пісковик	газон.	
													Кг =	0,53		
									h=	3,6	2,4	2,4	Кп=	0,115		
	С-16б	1479,6	1481,0	156,6	0,1	0,1	-1322,9	-1324,3	1,4	1,0	1,0	11,5	53	пісковик	нафтогазон.	
		1493,6	1497,2	156,6	0,1	0,1	-1336,9	-1340,5	3,6	2,2	2,2	11,5	53	пісковик	нафтогазон.	
													Кг =	0,53		
									h=	5,0	3,2	3,2	Кп=	0,115		
	С-16в	1513,6	1515,2	146,6	0,1	0,1	-1366,9	-1368,5	1,6	1,6	1,6	11,5	53	пісковик	нафтогазон.	
Свердловина 53 альт.ст.рот., 157,5 м																
С-16	С-16а	щільний														
	С-16б	щільний														
	С-16в	щільний														
Свердловина 54 альт.ст.рот., 154,9 м																
С-16	С-16а	1459,0	1467,0	154,9	1,0	1,0	-1303,1	-1311,1	8,0	8,0	8,0	14,7	74	пісковик	газон.	
		1467,0	1469,0	154,9	1,0	1,0	-1311,1	-1313,1	2,0	2,0	2,0	15,5	83	пісковик	газон.	
									h=	10,0	10,0	10,0	Кп=	0,76		
												Кп=	0,149			
	С-16б	1525,0	1528,0	154,9	1,2	1,3	-1368,9	-1371,8	3,0	3,0		15,5		пісковик	водонас.	
	С-16в	щільний														

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
Свердловина 103 альт.ст.рот., 157,3 м																	
С-16	С-16а	відсутній															
	С-16б	1499,0	1501,4	157,3	0,1	0,1	-1341,6	-1344,0	2,4	1,4	1,4		14,4	65	пісковик гл,	газонас.	
		1501,4	1504,8	157,3	0,1	0,1	-1344,0	-1347,4	3,4	1,8	1,8		15,9	66	пісковик гл,	газонас.	
														Кг =	0,66		
								h=	5,8	3,2	3,2			Кп=	0,152		
	С-16в	1536,6	1539,0	157,3	0,1	0,1	-1379,2	-1381,6	2,4	2,0	2,0		14,8	62	пісковик гл,	газонас.	
		1540,0	1542,0	157,3	0,1	0,1	-1382,6	-1384,6	2,0	0,8	0,8		15,9	58	пісков. гл,	газонас.	
		1549,0	1553,4	157,3	0,1	0,1	-1391,6	-1396,0	4,4	1,8	1,8		14,2	59	пісков.г л,	газонас.	
														Кг =	0,60		
							h=	8,8	4,6	4,6			Кп=	0,148			

8.4 Визначення коефіцієнту відкритої пористості

До підрахунку прийняті значення відкритої пористості, визначені за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС з використанням лабораторних досліджень керна. Результати лабораторних визначень були основою для побудови петрофізичних залежностей, а також для оцінки достовірності та надійності значень пористості, отриманих в результаті промислово-геофізичних робіт [2? 3].

Для підрахунку запасів нафти і газу по покладах (блоках) прийняті середньозважені по товщині значень пористості окремих свердловин (табл. 8.3), згідно даних промислово-геофізичних досліджень, як найбільш обґрунтовані та узгоджені з результатами досліджень кернового матеріалу і результатами випробування свердловин.

8.5 Визначення коефіцієнту газонасиченості

Коефіцієнти нафтогазонасиченості продуктивних пластів були розраховані згідно визначень комплексної інтерпретації матеріалів ГДС, та прийняті до підрахунку з врахуванням критичної межі нафто газонасиченості [3].

Результати визначення середньозважених по товщині коефіцієнтів нафтонасиченості продуктивних пластів по кожній свердловині наведені в таблиці 10.2. Для підрахунку запасів прийняті середньозважені по товщині значення коефіцієнтів нафтогазонасиченості в окремих свердловинах в межах підрахункових об'єктів (табл. 8.3).

8.6 Термобаричні умови газоконденсатних покладів і температурні поправки

Термобаричні умови газоконденсатних покладів детально розглянуті у розділі 2.4.

Для замірів початкових пластових тисків застосовувались глибинні манометри типу МГН-2 класу точності 0,6%. Перед кожним дослідженням і після нього глибинні манометри тариувались.

За результатами вимірів побудовано епюру пластових тисків Воронівського родовища та проведено розрахунок величини пластового тиску на контакті, найвищій відмітці покладу та його середині, з врахуванням густини пластового флюїду. Так, наприклад, в покрівлі покладу величина пластового тиску відрізняється на величину тиску стовпа газу висотою, що дорівнює добутку висоти покладу і густини флюїду в пластових умовах:

$$P_{п.} = P_{з} - \gamma_{пл.ум.} \cdot h_{п.} \cdot 9,81, \quad (8.5)$$

де $P_{п.}$ – тиск в найвищій відмітці покладу, МПа;

$P_{з}$ – тиск заміряний на відповідній глибині покладу, МПа;

$\gamma_{\text{пл.ум.}}$ – густина флюїду в пластових умовах, кг/м³;

$h_{\text{п}}$ – висота частини покладу від заміру до найвищої відмітки, м;

$h_{\text{п}} = H_{\text{з}} - H_{\text{п}}$, м

де $H_{\text{з}}$, $H_{\text{п}}$ – абсолютна відмітка в точці заміру та в покрівлі, відповідно, м.

Внаслідок різниці густини газової і водяної частин покладу утворюється надлишковий пластовий тиск. При наявності виміру тиску лише в газовій частині покладу можливо визначити ГВК з використанням лінії гідростатичного тиску, приймаючи до уваги густина флюїду в пластових умовах. Точка перетину розподілу тисків в газовій частині покладу і лінії гідростатичного тиску дорівнює відмітці ГВК.

Густина газу в пластових умовах визначається за формулою [50]):

$$\gamma_{\text{пл.ум.}} = \frac{\gamma_{\text{г}} \cdot P_{\text{пл.}} \cdot 283,58}{z \cdot T_{\text{пл.}}}, \quad (8.6)$$

де $\gamma_{\text{пл.ум.}}$ – густина газу в пластових умовах, кг/м³;

$\gamma_{\text{г}}$ – густина газу в стандартних умовах, кг/м³;

$P_{\text{пл.}}$ – пластовий тиск, МПа;

$T_{\text{пл.}}$ – пластова температура, К;

z – поправка на стиснення газу, частка одиниці.

В продуктивних пластах, де заміри пластових тисків з різних причин не були проведені, або заміряний тиск нижче умовно-гідростатичного, розрахунки проводились з використанням лінії розрахункового гідростатичного тиску, який характерний для даного родовища та визначається рівнянням $P = 0,0107 \cdot H + 0,1619$.

Для підрахунку запасів прийняті значення пластових тисків, зняті з епюри на абсолютних відмітках, що відповідають $\frac{1}{2}$ висоти пластових покладів від прийнятого чи розрахункового контакту.

Вимір термоградієнта був проведений в свердловині 1 – Воронівського родовища, які прийняті до підрахунку запасів при обґрунтуванні температурних умов покладів.

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

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

$$f = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{пл}}}, \quad (8.7)$$

де T – абсолютна температура (273°C);

$t_{\text{ст}}$ – стандартна температура (20°C);

$t_{\text{пл}}$ – пластова температура (°C).

8.7 Поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта

Поправочний коефіцієнт (α) на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта являє собою зворотну величину коефіцієнта стисливості (Z) і визначається за формулою

$$\alpha = \frac{1}{Z} \quad (8.8)$$

Коефіцієнт стисливості газу визначається за методикою, викладеною в [29].

Псевдокритичні тиски і температури, визначені за складом пластового газу, приводяться в таблиці 8.4. Значення коефіцієнтів α і Z , а також пластової температури, температурних поправок розрахункових пластових тисків, густини газу в пластових і стандартних умовах для кожного покладу приведені у таблиці 8.5.

8.8 Підрахунок запасів вільного газу та конденсату

Мольна частка “сухого” газу вводиться в формулу підрахунку запасів газу без пентанів і вищекиплячих з метою переведення газу в стандартні умови. Вона залежить від вмісту в пластовому газі компоненту C_{5+} вище і для пласта Б-4 (св. № 19) становить 4,53 мольн. %.

Для визначення запасів “сухого” газу ($V_{с.г}$) використовується формула:

$$V_{с.г.} = V_{г.} \cdot \frac{100 - M_{C_{5+B}}}{100}, \quad (8.9)$$

де $V_{г.}$ - початкові геологічні запаси газу, порашовані об’ємним методом, млн m^3 ,

$\frac{100 - M_{C_{5+B}}}{100}$ - мольна частка “сухого” газу,

де $M_{C_{5+B}}$ - мольний процент пентанів та вище киплячих у пластовому газі, %.

Початковий вміст стабільного конденсату в пластовому газі, взятий за даними промислових і експериментальних досліджень, проведених у лабораторіях – для покладів пласта С-16а – згідно з результатами досліджень в св. 3.

Підрахунок початкових запасів газу виконаний об’ємним методом за загальноприйнятими формулами. Видобувні запаси вуглеводнів порашовані з врахуванням коефіцієнтів вилучення вільного газу і конденсату, об’рунтованих у розділі 9. .

Результати підрахунку приведені в таблиці 8.6.

Таблиця 8.3 – Середні величини пористості, проникності, нафтогазонасиченості продуктивних пластів (горизонтів) Воронівського родовища

Пласт	№ св.	Інтервал нафтогазоводо насиченості, м	Ефективна товщина, м	Пористість, %				Проникність, 10-15 м2		Нафтонасиченість, %	
				за керном		по геофізиці		по керну	К-ть визнач. всього врахов.	середньо-зважена по товщині	К-ть визнач. всього врахов.
				середнє	к-ть визнач. всього врахов.	середньо-зважена по товщині	к-ть визн. всього врахов.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C-16а	22	1497,2-1504,0 -1343,7-1350,5	6,8	–	–	17,5	1 1	–	–	79	1 1
C-16а	51	1530,8-1546,8 -1373,4-1389,4	6,2	–	–	12,9	3 3	–	–	62	3 3
C-16а	23	1482,2-1484,0 -1322,1-1323,9	1,8	–	–	11,5	1 1	–	–	53	1 1
	52	1447,0-1458,8 -1290,3-1302,1	2,4	–	–	11,5	2 2	–	–	53	2 2
	54	1459,0-1469,0 -1303,1-1313,1	10,0	–	–	14,9	2 2	–	–	76	2 2
Середньозважене по товщині значення			14,2			13,9				69,2	
C-166	22	1546,2-1548,0 -1392,4-1394,2	1,8	–	–	13,7	1 1	–	–	68	1 1
		1559,6-1562,0 -1405,8-1408,1	1,8	–	–		1 1	–	–		
C-166	51	1583,0-1588,6 -1425,5-1431,0	3,4	–	–	11,5	2 2	–	–	53	2 2
C-166	52	1479,6-1497,2 -1322,9-1340,5	3,2	–	–	11,5	2 2	–	–	53	2 2
	103	1499,0-1504,8 -1341,6-1347,4	3,2	–	–	15,2	2 2	–	–	66	2 2
Середньозважене по товщині значення			6,4			13,4				59,5	
C-16в	52	1513,6-1515,2 -1366,9-1368,5	1,6	–	–	11,5	1 1	–	–	53	1 1
	103	1536,6-1553,4 -1379,2-1396,0	4,6	–	–	14,8	3 3	–	–	60	3 3
Середньозважене по товщині значення			6,2			13,9				58,2	

Таблиця 8.4 – Визначення псевдокритичних температур і тисків для продуктивних пластів Воронівського родовища

Горизонт, (свердловина),	Середній склад газу покладу	Вміст в порціях від об'єму	Вміст г/м ³ сухий газ	Критичні параметри		Псевдокритичні параметри		Примітка	
				Тиск, МПа	Темпе- ратура, К	Тиск, МПа	Темпе- ратура, К		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
В-18 (св. 22)	метан	84,54	572,72	4,606	190,55	3,894	161,091	Вихід конденсату 33,38 т/млн м ³	
	етан	4,44	56,12	4,881	305,43	0,217	13,561		
	пропан	2,38	44,04	4,251	369,82	0,101	8,802		
	і-бутан	1,53	37,44	3,648	408,13	0,056	6,244		
	н-бутан	0,81	19,98	3,797	425,16	0,031	3,444	Мольна доля 0,989	
	пентан+ вищі	1,10	33,37	3,190	488,60	0,035	5,375		
	гелій	0,00			0,230	5,20	0,000	0,000	Густина газу, кг/м ³
	азот	0,50			3,399	126,26	0,017	0,631	
	двооксид вуглецю	4,70			7,384	304,20	0,347	14,297	
	100,00					4,70	213,45	0,915	

Таблиця 8.5 – Вихідні дані та результати обчислення пластового тиску та поправок на стиснення вуглеводневих газів і температур Воронівського родовища

№№ п.п	Блоки свердловин	Пласт	Назва контакту	Абсолютна відмітка ГРК, м	Найвища відмітка покрівлі газонасиченої частини горизонту, м	Абсолютна відмітка 1/2 висоти покладу від контакту, м	Висота покладу, м	Пластовий тиск, МПа			Пластова температура, С	Пластова температура, К	Псевдокритичний тиск, Мпа	Псевдокритична температура, К	Приведений псевдокритичний тиск, Мпа	Приведена псевдокритична температура, К	Коефіцієнт стиснення газу	Поправка на стиснення газу	Поправка на температуру	Густина газу ст.умов, кг/м3	густина газу пластових умов кг/м3
								Тиск по контакту	Тиск на покрівлю	Тиск на середину											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
7	22	С-16а	НГВП	-1350,5	-1325,0	-1337,8	25,5	14,61	14,57	14,59	46,6	319,6	4,56	214,38	3,20	1,49	0,766	1,31	0,92	0,9301	160,69
8	54	С-16а	НГВП	-1323,9	-1290,0	-1307,0	33,9	14,33	14,28	14,30	45,2	318,2	4,56	214,38	3,14	1,48	0,760	1,32	0,92	0,9301	157,44
9	103, С-16а	С-16б	НГВП	-1347,4	-1320,0	-1333,7	27,4	14,58	14,54	14,56	45,6	318,6	4,56	214,38	3,19	1,49	0,766	1,31	0,92	0,9301	160,34
10	22	С-16б	УГВК	-1400	-1390,0	-1395,0	10	15,14	15,12	15,13	48,1	321,1	4,56	214,38	3,32	1,5	0,772	1,30	0,91	0,9301	164,16
11	Сх.бл.	С-16в	УГВК	-1439,6	-1430,0	-1434,8	9,6	15,57	15,55	15,56	49,7	322,7	4,56	214,38	3,41	1,51	0,776	1,29	0,91	0,9301	167,16
12	103	С-16в	НГВП	-1396	-1366,9	-1381,5	29,1	15,10	15,05	15,08	47,6	320,6	4,56	214,38	3,31	1,5	0,772	1,30	0,91	0,9301	163,79

Таблиця 8.6 - Підрахункові параметри і запаси та ресурси вільного газу, газу газової шапки та конденсату Воронівського родовища станом на 01.01.2024 р.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Поправки		13	14	15	16	17	18	19	Поточні запаси та ресурси газу на дату підрахунку, млн м3			23	24	25	26	27	28	Поточні запаси та ресурси конденсату на дату підрахунку, тис.т		
										11	12								20	21	22							29	30	31
Продуктивний горизонт, пласт, блок, свердловина, (зона)	Код класу	Категорія запасів	Площа газоносності, 103 м2	Середня газонасичена товщина, м	Об'єм газонасичених порід, 103 м3	Коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці	Коефіцієнт газонасиченості, частка одиниці	Початковий пластовий тиск, МПа	Залишковий пластовий тиск, МПа	на температуру	на відхилення від закону Бойля-Мариотта	Початкові загальні запаси та ресурси газу, млн м3	Мольна частка сухого газу, частка одиниці	Початкові запаси та ресурси "сухого" газу, млн м3	Коефіцієнт вилучення газу, частка одиниці	Видобувні запаси газу, млн м3	Залишкові позабалансові запаси газу, млн м3	Видобуток газу на дату підрахунку, млн м3	Загальні	Видобувні	Залишкові позабалансові	Вміст конденсату, т/млн м3	Початкові загальні запаси та ресурси конденсату, тис. т	Коефіцієнт вилучення конденсату, частка одиниці	Початкові видобувні запаси конденсату, тис. т	Залишкові позабалансові запаси конденсату, тис.т	Видобуток конденсату на дату підрахунку, тис. т	Загальні	Видобувні	Залишкові позабалансові

С-16а		вільний газ																																
22 (г.)	122+222	C2	112	2,7	302	0,175	0,79	14,59	0,1	0,92	1,31	7																						
22 (г.в.)	122+222	C2	25	2,5	63	0,175	0,79	14,59	0,1	0,92	1,31	1																						
Разом по класу	122+222	C2										8	0,963	8	0,888	7	1		8	7	1	194,00	2	0,439	1	1		2	1	1				
	122	C2														7		0		7					1		0		1					
	222	C2															1				1				1								1	
23, 52, 54 (г.)	122+222	C2	137	5,4	740	0,139	0,69	14,30	0,1	0,92	1,32	12																						
23, 52, 54 (г.в.)	122+222	C2	28	3,3	92	0,139	0,69	14,30	0,1	0,92	1,32	2																						
Разом по класу	122+222	C2										14	0,963	13	0,938	12	1		13	12	1	194,00	3	0,385	1	2		3	1	2				
	122	C2														12		0		12					1		0		1					
	222	C2															1				1				2								2	
23, 52, Сх.бл. (г.)	333	C3	108	3,2	346	0,139	0,69	14,56	0,1	0,92	1,31	6																						
23, 52 Сх.бл. (г.)	333	C3	28	2,5	70	0,139	0,69	14,56	0,1	0,92	1,31	1																						
Разом по класу	333	C3										7	0,963	7		0	7		7	0	7	194,00	1		0	1		1	0	1				
Разом по пласту	122+222	C2										22		21		19	2	0	21	19	2		5		2	3	0	5	2	3				
	122	C2														19		0		19					2		0		2					
	222	C2															2				2				3								3	
	333	C3										7		7		0	7	0	7	0	7				0	1		1	0	1				

9 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ОСВОЄННЯ ЗАПАСІВ ВОРОНІВСЬКОГО РОДОВИЩА

9.1 Технологічні показники розробки родовища

Відповідно до представленої геологічної будови родовища, продуктивний горизонт С-18 виділено в окремий експлуатаційний об'єкт:

- У експлуатаційний об'єкт – газоконденсатний поклад пласта С-16а (бл. св. 22) з початковими запасами газу та конденсату категорії С₂ (код класу 122+222) у розмірі 8 млн м³ та 2 тис. т.

Даний об'єкт пов'язаний з пісковиком ефективною товщиною 6,8 м із пористістю 17,5 % та газонасиченістю 79 %.

Подальша розробка даного об'єкту розглядається за одним варіантом -ведення в експлуатацію св. 22 (01.06.2027 р.)

Початкові запаси вуглеводнів даного експлуатаційного об'єкту розглядається вилучити у другому запропонованому варіанті за рахунок введення в експлуатацію свердловини 22 з 01.06.2027 року після проведення реконструкції пункту збору, транспорту та попередньої підготовки нафти та газу ЦВНГ № 3 (Михайлівська дільниця).

Тривалість технологічного періоду розробки для даного експлуатаційного об'єкту триватиме із 2027 по 2030 рік. За цей період розробки сумарний видобуток вуглеводнів становитиме 7,4 млн м³ газу та 0,902 тис. т конденсату. Коефіцієнт вилучення газу становитиме 0,925, конденсату – 0,451.

9.2 Показники економічної ефективності

Техніко-економічні показники промислового освоєння запасів газу, нафти та конденсату розраховані для виділених експлуатаційних об'єктів розробки за проектний і рентабельний періоди згідно запропонованих варіантів [8, 29].

Економічна оцінка проведена відповідно до загальноприйнятого “Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу ” (затверджена наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 27.11.2006р. №316) та Податкового кодексу України (зі змінами та доповненнями).

Економічна оцінка виконана згідно Податкового кодексу України за встановленими ставками і нормативами податків та враховуючи сезонні коливання, пов'язані з споживанням газу в державі ціни реалізації газу, конденсату і нафти, прийняті в середньому за останні 12 місяців, які вважаються постійними протягом всього періоду, що розглядається.

Вихідні та нормативні дані для проведення розрахунків наведено в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 - Вихідні дані та нормативи витрат Воронівського родовища

Статті витрат	Одиниці виміру	Показники	Примітка
---------------	----------------	-----------	----------

1	2	3	4
Залишкова вартість основних фондів, в т.ч. по групах: група 3а група 3б група 3в свердловини	тис.грн	43,00 35,40 7,60	
Вартість будівництва шлейфу з інгібіторопроводом	тис.грн./км	6000,00	
Проектні роботи на будівництво ГТУ Голубівка	тис. грн	13575,00	
Вартість будівництва газопроводу - підключення від ГТУ Голубівка до магістрального газопроводу «Перещепинське-Дніпропетровськ»	тис. грн	45040,00	
Будівництво ГТУ Голубівка	тис. грн	282592,00	
Капіталовкладення на заміну НКТ та оновлення ОФ	грн/св	138,00	
Норми амортизації:	роки	гр.3а – 20 р. гр. 3б–15 р. гр. 3в–10 р. гр. 4–5 р. гр. 9–12 р. свердловина – 15 років	Згідно Податковогокод ексу України ст.138.3.3 Прямолінійним етод розрахунку амортизації
Ціни реалізації вуглеводнів для розрахунку рентної плата за користування надрами: середня фактична ціна реалізації природного газу за останні 12 місяців	грн./тис. м ³ \$/тис. м ³	12992,401 341,88	Згідно з даними Міністерства економіки України
фактична ціна реалізації нафти, конденсату	грн./т	20446,875	
Відсоткові ставки для розрахунку рентної плати для користування надрами (з покладів, які залягають на глибині до 5000 м): газ: нові свердловини(пробурені з 2018 р): фактична ціна реалізації природного газу за податковий (звітний) період, що є більшою за 150\$/тис. м ³ та не перевищує 400\$/тис. м ³	%	12,0	Згідно Податкового кодексу України ст.252.20
існуючі свердловини (пробурені до 2018 р.) фактична ціна реалізації природного газу за податковий (звітний) період, що є більшою за 150\$/тис. м ³ та не перевищує 400\$/тис. м ³	%	29,0	
нафта, конденсат	%	31,0	
Податок на додану вартість	%	20,0	Згідно Податкового кодексу України ст.193.1
Податок на прибуток	%	18,0	Згідно Податкового

			кодексу України ст.136.1
Курс доллара	грн	38,1633	Згідно даних НБУ
Коефіцієнт дисконтування	%	13,0	Облікова ставка НБУ
Відсоток втрат від загального видобутку для отримання товарної продукції: газ конденсат, нафта	%	1,4 0,629	
Щорічні витрати газу, необхідні для роботи дожимної компресорної станції	млн м ³	0,104025	
Ціни реалізації вуглеводнів для розрахунку доходів надро-користувача, з ПДВ: середня ціна реалізації природного газу	грн/тис. м ³	15590,881	
середня ціна реалізації конденсату	грн/т	25910,129	
середня ціна реалізації нафти	грн/т	24536,252	

Для основних фондів амортизаційні відрахування розраховані прямолінійним методом нарахування амортизації відповідно до Податкового кодексу України по групах згідно таблиці «Класифікація груп основних засобів та інших необоротних активів і усереднені строки їх амортизації».

Щорічні капітальні вкладення по виділених експлуатаційних об'єктах Воронівського родовища наведені в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2– Капітальні вкладення

Об'єкт/варіант	V об'єкт
	В-16а (бл. св. 22)
Продовження експлуатації/буріння/ переведення/КРС/ГРП свердловин	Введення в експлуатацію існуючої свердловини 22 з 01.06.2027р.
Будівництво ГТУ Голубівка	19781,44 тис. грн.
Проектні роботи	7206,40 тис. грн.
Газопровід -підключення від ГТУ Голубівка до магістрального газопроводу	2172,00 тис. грн.
Облаштування свердловин: НКТ, ФА, КГ	-
Прокладання шлейфу з інгібіторопроводом	5806,00 тис. грн.
Облаштування підключення, пуск в роботу свердловин	2530,00 тис. грн.
Верстат-качалка та насос свердловинний штанговий	-
Щорічні капвкладення на заміну НКТ та оновлення ОФ	138,00 тис. грн/св.

Експлуатаційні витрати прийняті згідно за такими основними складовими витрат:

- Умовно-постійні витрати:
 - щорічні витрати на оплату праці – 774,94тис. грн/св.,

– відрахування на соціальні заходи розраховані за нормативом 22,0 % від витрат на оплату праці згідно Закону України «Про збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування» від 8 липня 2010 року N 2464-VI (п. 5, стаття 8),

– щорічні загальновиробничі витрати – 309,54 тис. грн/св.,
– щорічні адміністративні витрати – 319,27 тис. грн/св.,
– щорічні витрати на утримання та експлуатацію виробничого обладнання – 319,73 тис. грн/св.

2. Витрати, що залежать від рівня видобутку продукції (умовно-змінні):

– матеріальні витрати (матеріали, технологічні потреби, електроенергія), витрати на видобування, підготовку та транспортування газу – 1347,48 грн/тис. м³,
– витрати за використання потужностей магістральних газопроводів – 101,93 грн/тис м³,
– матеріальні витрати (матеріали, технологічні потреби, електроенергія), витрати на видобування, підготовку та транспортування конденсату, нафти – 460,24 грн/т.

9.10.3 Показники економічної ефективності

Розрахунок показників економічної ефективності розробки виконано за ціною реалізації газу – 15590,881 грн/тис м³, конденсату – 25910,129 грн/т, нафти – 24536,252 грн/т (з врахуванням ПДВ), які були розраховані, як середнє арифметичне значення щомісячних цін реалізації, за період серпень 2023 – липень 2024 року згідно даних Міністерства економіки України.

Відповідно до Податкового кодексу України ставка податку на прибуток підприємства встановлена в розмірі 18 %, а податку на додану вартість – 20%.

Грошовий потік розрахований як з фактором часу (дисконтований грошовий потік), так і без нього. Дисконтування річних грошових потоків приведено до 2024 року, а норма дисконту прийнята в розмірі 13,0 відсотків, відповідно до облікової ставки Нацбанку України.

Техніко-економічні показники ефективності розробки виділених експлуатаційних об'єктів Воронівського родовища згідно запропонованих варіантів наведені в таблиці 9.3.

За рентабельний період розробки (2027-2029 р.) з експлуатаційного об'єкту буде вилучено 7,1 млн м³ вільного газу та 0,775 тис. т конденсату.

Коефіцієнти вилучення (від загальних запасів категорій) становитимуть для вільного газу – 0,888, конденсату – 0,439.

Чистий прибуток складе 11441,48 тис. грн. Вільний грошовий потік та приведений вільний грошовий потік за оптимальний період розробки, відповідно складуть 11484,48 тис. грн та 2897,61 тис. грн.

Дохід держави – сума основних податків та зборів (плата за користування надрами, податок на прибуток, ПДВ) складе 61524,05 тис. грн.

Таблиця 9.3– Техніко-економічні показники ефективності розробки V об'єкту Воронівського родовища

Роки розробки	Кількість свердловин		Видобуток продукції при розробці об'єкту				Капітальні вкладення, тис. грн					Амортизаційні відрахування по групах, тис. грн					Рентна плата за користування надрами, тис. грн	Умовно-постійні витрати, тис. грн	Умовно-змінні витрати, тис. грн
	всього	нових	Видобуток газу, млн м ³	Товарний газ, млн м ³	Видобуток конденсату тис. т.	Товарний конденсат, тис. т.	облаштування та підключення свердловин, тис. в.роботи	будівництво ГТУ Голубівка	газопровід, шлейф з інгібіторопроводом	витрати на заміну НКГ та НКД	всього капітальних вкладень	група 3б	група 3в	група 9	свердловини	всього амортизаційних відрахувань			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	-	-	-	-	-	-	2530,00	21953,44	13012,40	0,00	37495,84	2,36	0,00	0,00	0,51	2,87	0,00	0,00	0,00
2027	1	-	3,8	3,747	0,574	0,571	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	1465,92	1554,24	11,50	0,51	3032,17	17956,75	946,98	5693,22
2028	1	-	2,6	2,460	0,159	0,158	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	1465,92	1554,24	23,00	0,51	3043,67	10807,25	1893,97	3637,88
2029	1	-	0,7	0,586	0,041	0,041	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	1465,92	1554,24	34,50	0,51	3055,17	2898,97	1893,97	868,48
2030	1	-	0,3	0,192	0,020	0,020	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	17588,71	10879,68	483,00	5,58	28956,97	1259,05	1893,97	287,25
Всього за період	1	-	7,4	6,984	0,795	0,790	2530,00	21953,44	13012,40	552,00	38047,84	21988,84	15542,40	552,00	7,60	38090,84	32922,02	6628,88	10486,83
Всього за оптимальний період (2026-2029рр.)	1	-	7,1	6,793	0,775	0,770	2530,00	21953,44	13012,40	414,00	37909,84	21988,84	15542,40	414,00	7,60	37952,84	31662,97	4734,92	10199,58

Закінчення таблиці 9.3

Роки розробки	Експлуатаційні витрати, тис. грн	Собівартість видобутку, газу, грн/тис. м ³	Собівартість видобутку, конденсату, грн/т	Валовий дохід від реалізації продукції, тис. грн	ПДВ, тис. грн	Чиста виручка від реалізації продукції, тис. грн	Прибуток, тис. грн	Податок на прибуток, тис. грн	Чистий прибуток, тис. грн	Вільний грошовий потік, тис. грн	Приведений вільний грошовий потік, тис. грн	Накопичений приведений вільний грошовий потік, тис. грн	Відрахування до бюджету, тис. грн
1	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
2026	2,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-2,87	0,00	-2,87	-37495,84	-29364,74	-29364,74	0,00
2027	27629,12	6192,38	7760,57	73198,04	12199,67	60998,37	33369,25	6006,46	27362,78	30256,95	20969,58	-8395,16	36162,88
2028	19382,77	7318,31	8724,88	42453,56	7075,59	35377,97	15995,20	2879,14	13116,06	16021,73	9826,43	1431,27	20761,98
2029	8716,59	13840,02	14730,07	10201,27	1700,21	8501,06	-215,53	0,00	-215,53	2701,64	1466,34	2897,61	4599,19
2030	32397,23	152899,05	152394,44	3512,76	585,46	2927,30	-29469,93	0,00	-29469,93	-650,96	-312,67	2584,94	1844,51
Всього за період	88128,57	11258,98	12008,93	129365,62	21560,94	107804,69	19676,11	8885,60	10790,51	10833,52	2584,94	-	63368,56
Всього за оптимальний період (2026-2029рр.)	84550,31	11225,42	10776,75	125852,87	20975,48	104877,39	20327,08	8885,60	11441,48	11484,48	2897,61	-	61524,05

ВИСНОВКИ

Метою магістерської роботи було обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів вільного газу та конденсату продуктивного горизонту С-16 Воронівського родовища.

В адміністративному відношенні Воронівське нафтогазоконденсатне родовище знаходиться на території Новомосковського району Дніпропетровської області України. Відкрите у 1965 р., в результаті випробування свердловини 22, у якій з відкладів серпуховського (гор. С-16, С-3) та візейського ярусів (гор. В-16) отримано припливи газу.

Воронівське родовище в структурно-тектонічному плані входить до Зачепилівсько-Левенцівського структурного валу і знаходиться в південній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини.

В геологічній будові осадового комплексу приймають участь утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Зона характеризується скороченим стратиграфічним розрізом осадового чохла внаслідок відсутності тут більшої частини крейдових, частково юрських, повністю нижньопермських і верхньокам'яновугільних утворень.

Геологічна будова Воронівського родовища детально вивчалась ще на початку 70-х років ХХ століття. На сьогодні, Воронівська структура представляє собою антиклінальну складку субмеридіанного простягання зі співвідношенням короткої і довгої осей приблизно 1:2. Антикліналь полого, нахил крил не перевищує 15-17°. Західна перикліналь коротша і крутіша від східної з кутом падіння пластів близько 25°, східна довша і пологіша (до 10°). Антикліналь ускладнена тектонічними порушеннями, які підсічені свердловинами.

Східно-Воронівська структура представляє собою антикліналь субширотного простягання, центральна частина якої розбита тектонічним порушенням ХІ на два блоки, північно-західний піднесений та південно-східний занурений. Крила структури зрізані скидами. Переклінальна частина зануреного блоку полого та ширша в порівнянні із вузьким, видовженим, крутозалегаючим піднесеним блоком. Неглибокою сідловиною Східно-Воронівської антикліналь відділяється від Воронівської.

На Воронівському родовищі пробурено 15 свердловин, з яких одна параметрична – 25, чотири пошукових – 19, 22, 23, 28, шість розвідувальних – 18, 20, 21, 24, 26, 103, чотири експлуатаційні – 51, 52, 53, 54.

Фонд свердловин становить: 4 видобувних (св. 23, 52, 54, 103), 6 ліквідованих з геологічних причин як такі, що виконали геологічні задачі, але розкрили перспективні горизонти поза межами поширення скупчень ВВ (св. 18, 20, 24, 25, 26, 28), 2 у спостережному фонді (св. 19, 22), 1 свердловина в очікуванні ліквідації (св. 21), 1 свердловина поглинальна (св. 51).

На Воронівському родовищі за результатами інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів і випробування свердловин доведена нафтогазоносність горизонтів Б-4, Б-5, Б-9, Б-12, С-3, С-5, С-16, С-17, С-18, С-20, С-22, С-23, В-14, В-15, В-16, В-18, В-19, В-20, В-21, Т-1 кам'яновугільних відкладів. Колекторами нафти і

газу є пласти пісковиків, що залягають серед глин, аргілітів, алевролітів, вугілля, вапняків.

Пісковики мають хороші колекторські властивості. Їх пористість змінюється від кількох відсотків до 24,0%, проникність коливається в межах від часток до 2400,3 мд. Глинистість в деяких випадках складає 26,2%, карбонатність досягає 34,1%.

Воронівське НГКР відноситься до типу складних багатопкладних – на родовищі до 20-ти горизонтів приурочено 25 продуктивних пластів, що вміщують 42 поклади, із яких – 24 газоконденсатних, 16 нафтових, 1 нафтогазовий та 1 газонафтовий, та прогнозується 3 поклади – 2 газоконденсатні та 1 нафтовий. Поклади вуглеводнів на родовищі розкриті свердловинами в інтервалі 925,8-2345,6 м, та приурочені до пластових, літологічно обмежених і тектонічно екранованих пасток.

Продуктивний пласт С-16а залягає в покрівлі нижньосерпуховського під'ярусу, розкритий свердловинами 19, 20, 22, 24, 25, 28, 51, 54 окрім 103, в якій скинутий по порушенню. В свердловинах 22, 51 та 54 розкритий в нафтогазонасиченій частині. Згідно структурних побудов вміщує в собі п'ять блоків в межах яких виділено один нафтовий, два газоконденсатні поклади, а також згідно структурних умов прогнозується один газоконденсатний поклад.

За ступенем геологічного вивчення підраховані в покладах Воронівського нафтогазоконденсатного родовища запаси вільного газу та конденсату віднесені до групи розвіданих (категорія С₁) і групи попередньо розвіданих (категорія С₂), а також групи перспективних ресурсів (категорія С₃). За рівнем промислового значення і ступенем техніко-економічного вивчення підраховані на родовищі запаси віднесені до групи балансових (видобувна частина) та позабалансових (не видобувна частина) – ГЕО-1, ГЕО-2 і з невизначеним промисловим значенням – ГЕО-3; за ступенем геологічного вивчення – до розвіданих (категорія С₁) та попередньо-розвіданих (категорія С₁, С₂). Згідно «Інструкції із застосуванням класифікації запасів і ресурсів корисних копалин...» за величиною видобувних запасів нафти і газу Воронівське родовище віднесене до невеликих.

Підрахунок початкових/поточних запасів виконано об'ємним методом у кількості:

- класу 122+222 - 21/19 млн м³ вільного газу та 5/2 тис. т конденсату;
- класу 333 - 7/- млн м³ вільного газу та 1/- тис. т конденсату.

За рентабельний період розробки (2027-2029 р.) з експлуатаційного об'єкту буде вилучено 7,1 млн м³ вільного газу та 0,775 тис. т конденсату.

Коефіцієнти вилучення (від загальних запасів категорій) становитимуть для вільного газу – 0,888, конденсату – 0,439.

Чистий прибуток складе 11441,48 тис. грн. Вільний грошовий потік та приведений вільний грошовий потік за оптимальний період розробки, відповідно складуть 11484,48 тис. грн та 2897,61 тис. грн.

Дохід держави – сума основних податків та зборів (плата за користування надрами, податок на прибуток, ПДВ) складе 61524,05 тис. грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України. Східний нафтогазоносний регіон. За загальною редакцією М. М. Іванюти, В. О. Федішина, Б. І. Денєги, Ю. О. Арсірія – Українська нафтогазова академія, Львів, 1998
- 2 Геолого-економічна оцінка нафтових і газових родовищ/ Г.І. Рудько, І.Р. Михайлів – Київ-Чернівці, 2021
- 3 Підрахунок запасів нафти і газу / Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М. Григіль В.Г. За заг. ред. Г.І. Рудько – Київ-Чернівці: Букрек, 2016
- 4 Типізація пасток і покладів вуглеводнів Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області – УНГА, 1999
- 5 Лазарук Я.Г., Геолого-економічна оцінка Воронівського нафтогазового родовища. – 2003
- 6 Проект дослідно-промислової розробки нафтового покладу горизонту В-14 Воронівського нафтогазоконденсатного родовища: звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" за наряд-замовленням № 310545/ А. Пошивак, Г. Петруняк та інші. – Івано-Франківськ, 2014. – 119 с.
- 7 Уточнений проект промислової розробки Воронівського нафтогазоконденсатного родовища: звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" Г. Петруняк та інші. – Івано-Франківськ, 2017. – 76 с.
- 8 Правила розробки нафтових і газових родовищ, затверджені наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 15.03.2017 № 118.
- 9 Проект дослідно-промислової експлуатації Воронівського родовища: звіт УкрДіпроНДІнафта, О. Василевська та інші – Київ, 1983. – 98 с.
- 10 Уточнений технологічний проект розробки Воронівського родовища: Звіт УкрНГІ, М. Німець та інші – Київ, 1989. – 259 с.
- 11 КНД 41-00032626-00-329-99 Методичні вказівки. Складання початкової і попередньої геолого-економічних оцінок геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.
- 12 СОУ 73.1-41-08.03.10:2005 «Параметри газоконденсатних систем. Методи дослідження рекомбінованих проб пластового газу», Київ. Держгеолслужба України.
- 13 ДСТУ 4068-2002 Документація. Звіт про геологічне вивчення надр. Загальні вимоги до побудови, оформлення та змісту – Держстандарт України, Київ, 2002
- 14 ДСТУ ISO 6974-1:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настанови щодо спеціалізованого аналізування (ISO 6974-1:2000, IDT)
- 15 НПАОП 11.1-1.20-08 Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України – Харків, 2008
- 16 СОУ 11.2-30019775-035:2004 Свердловини на нафту та газ. Попередження нафтогазоводопроявлень і відкритих фонтанів при бурінні
- 17 СОУ 73.1-41-08.11.09:2007. Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки. – К.: Держгеолслужба. – 2007

- 18 СОУ 73.1-41-08.11.08:2006 Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективною проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки
- 19 СОУ 73.1-41-08.11.07:2006 Визначення коефіцієнтів відкритої та ефективною пористості гірських порід. Методичні вказівки
- 20 СОУ 73.1-41-08.11.10:2007 Відбір та підготовка проб гірських порід для петрофізичних досліджень. Основні положення
- 21 СОУ 73.1-41-08.11.12:2008 Порооди-колектори вуглеводнів. Визначення коефіцієнта відкритої пористості порід-колекторів за термобаричних умов
- 22 ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України. – 2001
- 23 Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів. Галузевий стандарт України. – Київ, 2000
- 24 Визначення параметрів пластових газоконденсатних систем до підрахунку запасів газу і конденсату. Методичні вказівки. – Київ-Львів: ДКЗ України, ЛВ УкрДГРІ, 2010
- 25 Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу – Київ: ДКЗ України, 1998
- 26 Кодекс України «Про Надра», Київ, 1994
- 27 Регламент подання на розгляд до Державної комісії по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки запасів нафти, газу і супутніх компонентів, вимоги до їх оформлення та змісту– Київ: ДКЗ України, 2020
- 28 Наукові та методичні засади дослідження пластових вуглеводневих систем для підрахунку запасів нафти і газу/Г.І. Рудько, В.І. Ловинюков та ін./Київ-Черкаси, 2008
- 29 Прогнозування вилучення нафти і конденсату з нафтогазоконденсатних покладів // Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України: Тез. доп. наук.-прак. конф. УНГА. /Багнюк М.М. – Львів: УНГА, НТШ, Обл. організація т-ва. «Знання», 1995
- 30 Довідник з нафтогазової справи/За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука.-К.: Львів, 1996
- 31 Уточнений проєкт промислової розробки Воронівського нафтогазоконденсатного родовища: звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта"/ М. Сенюшкович, Н. Кукуєва та інші. – Київ, 2022. – 291 с.

