

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

(103)НЗ ГНГ. ПЗ

Група НЗГм-24-1

Олександр Тацакович

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 нафти і розчиненого газу продуктивного горизонту В-20 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 _____ Тацакович А. Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)
Керівник _____ проф. Куровець С. С.
(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.

З А В Д А Н Н Я **НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ** **Спеціальність — (103) Науки про Землю** Освітньо-професійна програма – *Геологія нафти і газу*

Студент _____ Тацакович Олександр Юрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема магістерської роботи: Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу продуктивного горизонту В-20 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 візейських відкладів.

2. Геологічний розріз.

3. Підрахунковий план покрівлі продуктивного горизонту В-20 та карти товщин.

4. Схема випробування візейських відкладів.

.

.

.

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)

проф. Куровець С. С.
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

Тацакович О. Ю.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Анотація

Магістерська робота містить: сторінок 66, таблиць 13, рисунків 1, 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 В-20.

Підраховані запаси нафти і розчиненого газу продуктивного горизонту В-20 у візейських відкладах Воронівського родовища.

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

Ключові слова: родовище, свердловина, запаси, газ, нафта.

Annotation

The master's thesis contains: pages 66, tables 13, figures 1, 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 B-20 horizon deposit is presented.

Estimated reserves of oil and gas of the D-20 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, gas, oil.

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 нафтонасичених товщин продуктивного пласта.....	
	8.4 Визначення коефіцієнту відкритої пористості	
	8.5 Визначення коефіцієнту нафтонасиченості	
	8.6 Перерахунковий коефіцієнт і газовміст пластової нафти.....	
	8.7 Густина нафти в стандартних умовах.....	
	8.8 Підрахунок запасів нафти і розчиненого газу.....	
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 нафти та розчиненого газу у продуктивному горизонті В-20 візейських 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 газонасність 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 – нафтові поклади продуктивного пласта В-20 Воронівського родовища.

Предмет досліджень – нафтоносність продуктивного горизонту В-20 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].

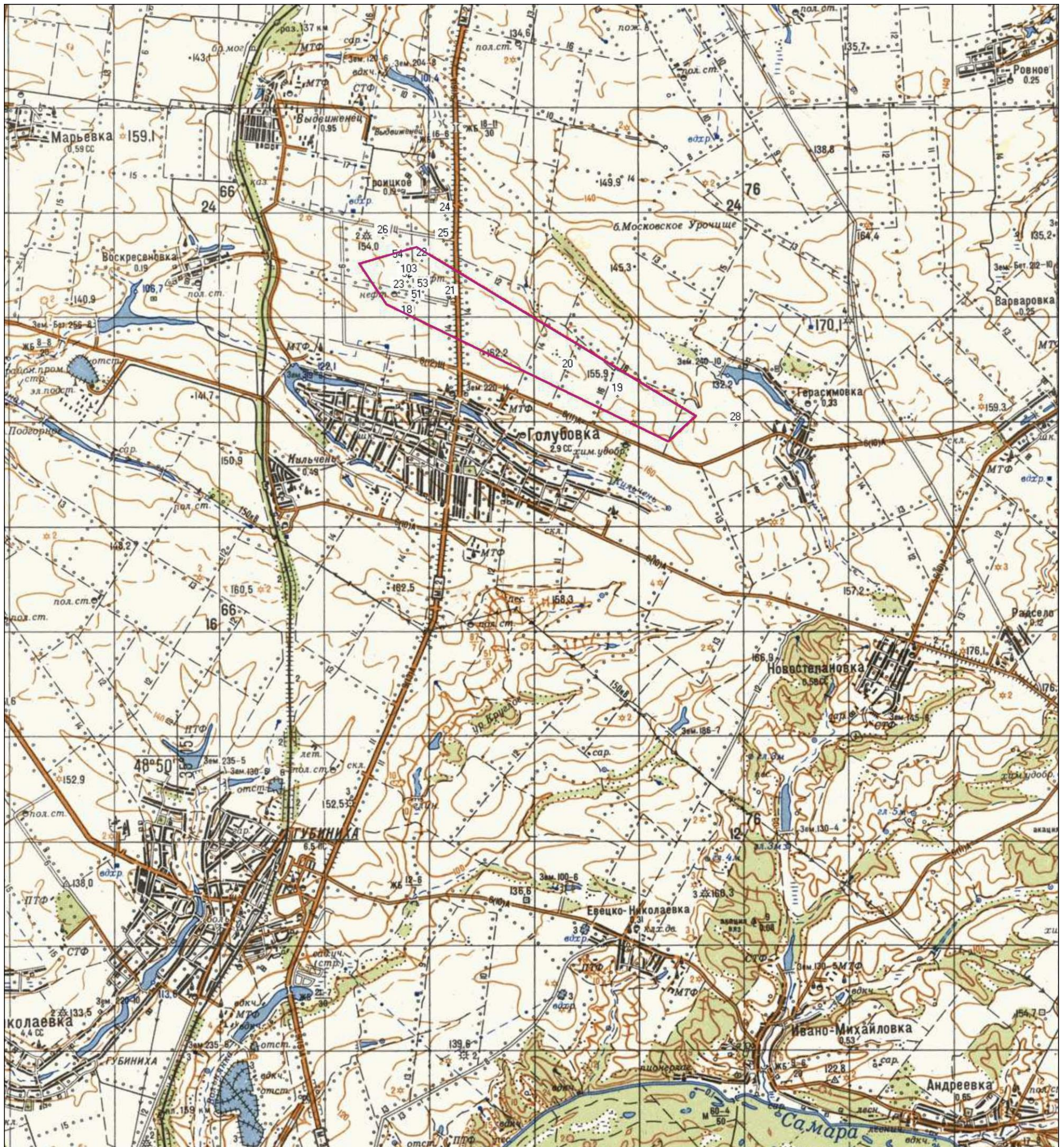
Найближчим до родовища населеним пунктом є село Воронівка яке розташоване на відстані близько 3 м на південний захід. Інші найближчі села: Кільчень, Воскресенівка, Мар'ївка, Видвиженець, Троїцьке, Герасимівка, Новостепанівка, Губиниха та м. Перещепине знаходяться не далі 15 км від родовища. Сполучення 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, зятяжною 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 Воронівка 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 сейсморозвідувальною 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.

Сейсморозвідками 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 Воронівка 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 подошві 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.

По відношенню до вуглеводневих покладів води візейського ярусу законтурні підозвенні. Води високонапірні. Статичні рівні встановлюються на глибинах 65-190 м, динамічні – на глибинах 300-1700 м.

Водопродуктивність горизонтів порівняно невисока – 5-15 м³/добу, лише в окремих випадках (св. 19, інт. 2211-2221 м) досягає 78,5 м³/добу.

Тип пластових вод візейських відкладів, відібраних глибинними пробовідбірниками, практично завжди хлоркальцієвий, за виключенням, коли у св. 28 (інт. 2420-2500 м) та у св.103 (інт. 2059-2070 м), зафіксовані води сульфатно-натрієвого типу. З'ясувати генезис цих вод не вдалось і тому зроблено висновок про некоректність умов відбору проби. Мінералізація вод візейського ярусу змінюється від 50 г/л до 184 г/л із загальною тенденцією до збільшення з глибиною.

Пластові тиски у горизонтах візейського ярусу, як правило, перевищують гідростатичний у 1,2-1,3 рази. Пластові температури змінюються від 46°C на глибинах 1470 м до 75°C на глибині 1995 м, тобто температурний градієнт становить 3,1°C-3,8°C на 100 м.

У підземних водах практично завжди присутні, в мг/л: іон-амонія – 30-96; бор – 3,5-8; йод – 1-10,8; бром – 1,1-158,3.

Кількість супутніх мікроелементів у водах візейського ярусу є нижчою за промислові кондиції для вилучення.

У водах присутні розчинені вуглеводневі гази в кількості 430-1220 м³/т. Вміст метану у газах становить 82-93 об.%, важких вуглеводнів – від слідів до 10 об.%, азоту – від 2,6 до 9 об.%

Пластові води візейського ярусу дуже жорсткі та агресивні по відношенню до металів та портландцементів.

Пластові води турнейського ярусу пов'язані, головним чином, з пісковиками та прошарками алевролітів та вапняків. Водоносні колектори тріщинувато-порового типу.

Потужність водоносних горизонтів змінюється від 6 до 30 метрів.

Води турнейського ярусу розкриті свердловинами 19 (глибини 2295-2502 м), 22 (глибини 2272-2468 м) і 103 (глибини 2189-2202 м).

Води високонапірні. Статичні рівні встановлюються на глибинах 134-160 м.

Пластові тиски практично дорівнюють гідростатичним, а температурний градієнт становить 3,2-3,8°C на 100 м.

Дані про водопродуктивність горизонтів відсутні, проте згідно до темпів відновлення рівнів після відкачки продуктивність є низькою (до 10 м³/добу).

Пластові води хлоркальцієвого типу за Суліним, з мінералізацією 119-184 г/л. В свердловині 103 одна проба представлена водою хлормagneйського типу за Суліним.

Води високометаморфізовані ($r \frac{Na}{Cl} 0,74-0,75$) з низьким вмістом сульфатів, особливо за даними випробування св. 22. Згідно цих даних сульфатна агресивність вод щодо цементів у св. 22 є низькою, у св. 19 – високою. Води дуже жорсткі і агресивні по відношенню до сталі, що вимагає застосування інгібіторів корозії.

Вміст водорозчинених газів у водах становить 357-1000 м³/т. Гази суттєво метанові (СН₄ до 90 об.%), окрім св.19 (інт. 2295-2310 м), де вони виявились азотними (N₂ = 51 об.%).

Вміст мікроелементів у водах дорівнює; мг/л: іон-амонію – 46-73; бору – 4,4-6,4; йоду – 4,2-16,7; бромю – 137-222. У зв'язку із низькими вмістами промислове вилучення мікроелементів із вод є недоцільним.

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.

Візейські відклади (горизонти В-21, В-20, В-19, В-18, В-16, В-14) випробувались в свердловинах 19, 19, 22, 23, 52, 53, 103 в експлуатаційній колоні. Величини градієнтів пластового тиску, визначені в свердловинах змінюються в межах 0,0091-0,0106МПа/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°С, градієнт на площі – 2,8°С 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 пробурено десять 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 хемогенних 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).

Продуктивний пласт В-20 розкритий всіма свердловинами окрім 18 та 51. Представлений пластами пісковиків у верхній і нижній частинах, які літологічно не витримуються, частково або повністю заміщуються. Пласти-колектори розділяються аргілітами з прошарками алевролітів.

Потужність пластів пісковиків, що залягають у верхній частині, збільшується на південно-західному крилі і північно-західній перикліналі Воронівського підняття (св. 23, 26), а також на південно-східній перикліналі Східно-Воронівського підняття (св. 28). В нижній частині пісковики менш потужні. В склепінні Східно-Воронівського підняття (св. 20, 19) і в присклепінній частині Воронівського підняття (св. 21) пісковики помітно глинизуються, ущільнюються, частково заміщуються аргілітами.

Пісковики (св. 21, інтервал 2152-2160 м (2161-2169 м)) кварцові дрібнозернисті, алевритисті. Структура псамітова. Розмір уламків 0,05-0,15 мм, відсортованість їх погана. Спостерігаються довгі контакти сполучення зерен. Уламкова частина пісковика складає 70-75%. Кварц – домінуючий мінерал уламкової частини. Польові шпати представлені калішпатами і плагіоклазами.

Із акцесорних мінералів спостерігається поодинокий циркон. Рудні мінерали присутні в незначній кількості і представлені піритом, лейкоксом. Цементуюча речовина знаходиться в пісковіку у кількості 25-30%. За складом він глинистий (гідрослюди́стий). Тип його виповнення – поровий.

Керновим матеріалом пласт вивчений у свердловинах 19, 21, 23, 54, 103. Пористість пісковиків складає 5,5-13,7%, проникність – 0-11,5 мД, вміст карбонатного цементу - 0,04-15,2%, глинистого – 10,95-19,05% та вище.

По св. 19 не врахована при розрахунку пористість пісковиків і алевролітів 3,6-5,5%, піднятих в інтервалі 2179-2183 м. Ці пісковики і алевроліти не представляють промислового інтересу, вміщують великий

процент карбонатного і глинистого цементу, що знайшло відображення на кривих радіоактивного каротажу, утворюють щільні неефективні прошарки і вилучаються, як правило, із розрахунків. Прийняті до розрахунку значення пористості 9,1-10,1% притаманні ущільненій, більш глинистій частині колектора, і тому вони не можуть характеризувати пористість пласта в цілому. Пористість пластів повинна бути вищою.

По св. 54 в інтервалах 2165-2172 м, 2172-2179 м не враховується пористість пісковиків (5,7-8,0%), оскільки такі пісковики з великим вмістом глинистого цементу складають щільні непроникні прошарки.

За результатами ГДС ефективна нафтогазонасичена товщина у свердловинах 52, 53 становить 4,6-5,6 м, пористість 12,0-22,0%, нафтогазонасиченість – 64-85%. Колекторські властивості їх погіршуються на Східно-Воронівському піднятті, а також в південно-східній присклепінній частині Воронівського підняття (св. 21) за рахунок значної присутності в пісковиках карбонатного і глинистого цементу.

Надійною покриткою покладу слугує товща аргілітів потужністю до 30 м з прошарками вапняків і вугілля.

Наявність надійних порід-покриток 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».

Породи-покритки візейського комплексу представлені переважно аргілітами з лінзами та прошарками порід алевритової розмірності. Кластичний матеріал складається з уламків кварцу різного ступеню окатаності, та лейст мусковіту. Вміст цементу коливається в межах 10-20%. Як правило, він карбонатний контактово-поровий. Поровий простір заповнений переважно карбонатами. Структура алевропелітова, або псамітоалевритова, текстура мікрошарувата.

Покритки нижньої частини відкладів башкирського ярусу відносяться до субрегіональних. Вони складені переважно глинистими породами, серед яких залягають пласти глинистих вапняків, рідше пісковиків. Серед пелітів розрізняються тонкодисперсні, які накопичувались у мілководних морських затоках, та збагачені алевритовою домішкою, які формувались в умовах озер та боліт. Перші з них домінують, та є надійними флюїдоупорами, які забезпечують екрануючу здатність всій регіональній покритці в нижній частині відкладів башкирського ярусу.

Сукупність вищенаведених властивостей дозволяє оцінити нафтогазоупорність пелітів як надійну.

Згідно результатів експериментальних робіт на окремих площах Південної прибортової зони встановлено, що матрична проникність аргілітів коливається від $8,6 \times 10^{-8}$ до 7×10^{-11} мкм². Перепади тиску прориву по матриці через аргіліти, насичені пластовою водою, становлять 40-90 та більше МПа. Фільтраційні параметри, поміряні по непорушеній матриці взірця, відповідають верхній межі ізолюючих властивостей порід. Такі глинисті породи відносяться до покришок з високими екрануючими властивостями. З врахуванням можливої тріщинуватості вони здатні екранувати газові поклади при перепадах тиску від 1,2 до 16 МПа.

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 підняття 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 В-20 стратиграфічно приурочений до нижньої частини XII мікрофауністичного горизонту візейського ярусу.

Згідно структурних побудов вміщує в собі один нафтовий поклад в блоці свердловин 52, 53. Решта свердловин розкрили водонасичену частину пласта.

Поклад розкритий в інтервалі глибин 2048,6-2069,4 м (-1888,6÷-1909,4 м).

За даними ГДС літологічно нафтонасичений колектор представлений двома прошарками пісковика та пісковика глинистого, сумарна ефективна нафтонасичена товщина яких складає 4,6 м (св.52) та 5,6 м (св.53), пористість 12,0% та 22,0%, нафтонасиченість 64-85% відповідно. Свердловина 52 розкрила ще й водонасичену частину пласта в інтервалі 2067,2-2082,0 м (-1910,4÷-1925,2м).

При випробуванні пласта в експлуатаційній колоні свердловини 52 в інтервалі 2070-2058 м (-1913,2÷-1901,2м) отримано приплив води з нафтою.

У свердловині 53 при випробуванні пласта В-20 разом з пластом В-21 в експлуатаційній колоні в інтервалі 2108-2100 м (-1947,9÷-1939,9 м), 2069-2062 м (-1909,0÷-1902,0 м), 2052-2039 м (-1892,0÷-1879,0 м), отримано приплив нафти і газу дебітом 83 т/добу та 7,512 тис.м³/добу відповідно. Поклад В-20 разом з В-21 розроблявся свердловиною 53 два роки (1971-1972 рр.). За цей період нею вилучено 9,1 тис. т нафти та 1,26 млн м³ газу. Згідно проведеного розподілу на поклад пласта В-20 припадає 5,72 тис.т нафти та 0,794 млн м³ газу.

Поклад пластовий, тектонічно обмежений порушеннями II-II та V-V.

Розміри покладу 0,52×0,31 км, висота покладу 68,8 м.

Контакт нафта-вода в свердловині не встановлений, а прийнятий умовно (УВНК) на абсолютній відмітці (-)1915,8 м, який відповідає середині відстані між покрівлею водонасиченого прошарку (-1922,1 м) розкритого свердловиною 23 та підосвою нафтонасиченого (-1909,4 м) пласта розкритого свердловиною 53.

Обсяги вуглеводнів покладу, що обмежений порушеннями II-II, V-V та площиною УВНК оцінені за кодом класу 111+221 (категорія C₁), з яких видобувна частина запасів відноситься до балансових розвіданих достовірних коду класу 111 групи, а не видобувна – до позабалансових розвіданих коду класу 221.

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 флюїдом	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			
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
В-20	52,53	Н	-1847,0	УВНК -1915,8	0,52	0,31	68,8	4,6-5,6	12,0-22,0	Пластовий, тектонічно обмежений

6 СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ І ГАЗУ

Фізико-хімічні властивості та компонентний склад нафти на Воронівському родовищі вивчались за пробами, отриманими під час випробувань свердловинами відкладів нижнього карбону [5-7].

Нафта пласта В-20 досліджувалась по пробах із свердловини 53, де отримано фонтан нафти. Густина нафти в середньому перебуває на рівні 841,0 кг/м³, кінематичний коефіцієнт в'язкості при 20 °С – 7,33 мм²/с, вміст асфальтенів – 0,14 %, смол – 14,92 %, парафіну – 1,54 %, сірки – 0,23 %. При температурі 300 °С википає 57,6 % світлих фракцій.

В поверхневих умовах нафта, яка відібрана із свердловини 51 має густину 836,0 г/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 належить до мало сірчистих. За кількістю смол і асфальтенів: до смолистої. Суттєве значення має наявність розчинених у нафті твердих вуглеводнів – парафінів. За їх кількістю нафта пласта В-20 парафіниста.

Результати визначення компонентного складу та фізико-хімічні характеристики нафти в стандартних умовах наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Фізико-хімічна характеристика нафти Воронівського родовища

Горизонт	Густина, кг/м ³	Кінематичний коефіцієнт в'язкості, мм ² /с		Температура застигання, °С	Вміст масової частки, %				Об'ємна частка фракцій, %			
		при 20 °С	при 50 °С		сірки	смол	асфальтенів	парафінів	100 °С	150 °С	200 °С	300 °С
В-20	841	7,33	3,39	мінус7	0,231	14,92	0,14	1,54	2,7	15,1	27,7	57,6

Під час дослідження ряду свердловин на Воронівському НГКР були отримані припливи нафти з газом. Результати визначення компонентного складу та фізико-хімічні характеристики газів наведені в таблиці 6.2.

За результатами аналізу розчиненого газу покладів візейських відкладів (горизонти В-21, В-20, В-19, В-18, В-16, В-14) густина коливається в межах від 0,630 кг/м³ до 0,960 кг/м³, вміст метану – від 66,27 % до 91,63 %, етану – від 4,86 % до 13,06 %, пропану – від 0,46 % до 9,22 %, бутанів – від 0,34 % до 6,15 %, пентанів+вищі – від 0,42 % до 2,80 %. З неуглеводневих компонентів від 0,31 % до 3,16 % припадає на двоокис вуглецю, від 0,53 % до 3,49 % на азот.

Таблиця 6.2 – Властивості та компонентний склад вільних газів свердловин Воронівського НГКР

Пласт	Густина, кг/м ³	Об'ємна частка, %								
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊₆	He	CO ₂	N ₂
В-20	0,762	88,69	5,59	1,96	0,85	–	0,42	–	0,31	2,9

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 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 [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 В-20 Воронівського родовища дозволяє провести підрахунок запасів нафти та розчиненого газу.

Підрахунок загальних (геологічних) запасів нафти (Q) виконаний об'ємним методом, який базується на визначенні кількості нафти, що знаходиться в нафтонасиченому пустотному просторі покладу з наступним приведенням цієї кількості запасів до стандартних умов (тиск 0,1 МПа і температура 20°C) [2]:

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \theta \cdot \rho \quad (8.1)$$

де, F - площа нафтоносності, м²;

h - нафтонасичена товщина пласта, м;

m - коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

β_n - коефіцієнт нафтонасиченості колектора, частка одиниці;

θ - перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти, частка одиниці;

ρ - густина нафти в стандартних умовах, кг/м³;

Видобувні запаси нафти (Q_в) визначались за формулою:

$$Q_v = Q \cdot \eta_n \quad (8.2)$$

де η_n - коефіцієнт вилучення нафти, частка одиниці.

Загальні (геологічні (V_р)) і видобувні (V_{рв}) запаси розчиненого в нафті газу визначались за формулами:

$$V_p = Q \cdot \eta_o \quad (8.3)$$

$$V_{pv} = V_p \cdot \eta_g \quad (8.4)$$

де, η_o - початковий об'єм газу, розчиненого в нафті, м³/т;

η_g - коефіцієнт газовіддачі, частка одиниці.

8.2 Визначення площі покладів

Площа нафтоносності об'єкту підрахунку визначалась, відповідно, до прийнятих та встановлених газонафтових та водонафтових 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 нафтонасичених товщин продуктивних пластів

Ефективні нафтонасичені товщини визначені згідно промислово-геофізичних даних у кожній свердловині, яка розкрила продуктивні пласти приведені в таблиці 8.2. Відповідно до цих даних методом лінійної інтерполяції побудовані карти ефективних та газонасичених товщин з урахуванням зовнішнього та внутрішнього контурів нафтоносності, а також контурів розподілу запасів за ступенем їх геологічного вивчення. При визначенні нафтонасичених 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 нафтонасичених товщин та обчислення площі продуктивного пласта В-20 Воронівського НГКР

1	2	3	4	Межі ефективної газонасиченої товщини, м		7	8	9	10	
				від	до					
В-20 св. 52, 53, 103	111+221	н.	Загальна площа покладу				148,10			неф.= 9,4
			1	5,6	-	6,0	5,8	1,4	8,1	
			2	6,0	-	9,0	7,5	29,6	222	
			3	9,0	-	12,0	10,5	29,7	311,9	
			4	12,0	-	14,0	13,0	7,2	93,6	
		Всього:				9,4	67,90	635,60		
		н.в.	5	0,0	-	3,0	1,5	32,3	48,5	неф.= 4,4
			6	3,0	-	6,0	4,5	26,4	118,8	
			7	6,0	-	9,0	7,5	3,5	26,3	
			8	6,0	-	9,0	7,5	11,3	84,8	
			9	9,0	-	12,0	10,5	1,1	11,6	
			10	9,0	-	12,0	10,5	5,3	55,7	
			11	12,0	-	13,0	12,5	0,3	3,8	
		Всього:				4,4	80,20	349,50		

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	підшови				покрівлі	підшови	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															
В-20	В-20	не розкритий													
Свердловина 19 альт.ст.рот., 160,6 м															
В-20	В-20	2146,6	2148,0	160,6	1,1	1,1	-1984,9	-1986,3	1,4	1,2		11,2		пісковик	водонас.
		2150,2	2152,6	160,6	1,1	1,1	-1988,5	-1990,9	2,4	2,4		13,9		пісковик	водонас.
		2154,2	2157,2	160,6	1,1	1,1	-1992,5	-1995,5	3,0	2,8		10,6		пісковик	водонас.
		2163,4	2173,8	160,6	1,1	1,1	-2001,7	-2012,1	10,4	7,2		10,5		пісковик	водонас.
		2176,8	2178,4	160,6	1,1	1,1	-2015,1	-2016,7	1,6	1,2		10,5		пісковик	водонас.
		2182,2	2187,0	160,6	1,1	1,1	-2020,5	-2025,3	4,8	4,0		10,6		пісковик	водонас.
							h=	23,6	18,8	0,0	Кп=	0,110			
Свердловина 20 альт.ст.рот., 152,5 м															
В-20	В-20	2141,0	2146,0	152,5	1,0	1,0	-1987,5	-1992,5	5,0	5,0		24,3		пісковик	водонас.
		2155,0	2162,0	152,5	1,0	1,0	-2001,5	-2008,5	7,0	5,0		23,6		пісковик	водонас.
		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															
В-20	В-20	2150,2	2162,4	158,5	8,3	8,3	-1983,4	-1995,6	12,2	11,2		19,4		пісковик	водон.
		2166,2	2168,0	158,5	8,3	8,3	-1999,4	-2001,2	1,8	1,2		12,7		пісковик гл.	водон.
		2170,0	2173,6	158,5	8,3	8,4	-2003,2	-2006,7	3,6	2,4		18,4		пісковик гл.	водон.
									h=	17,6	14,8	0,0	Кп=	0,187	
Свердловина 22 альт.ст.рот., 151,2 м															
В-20		2106,0	2118,0	151,2	7,4	7,5	-1947,4	-1959,3	12,0	8,6		15,2		пісковик	водонас.
		2133,8	2140,6	151,2	7,7	7,7	-1974,9	-1981,7	6,8	6,8		23,7		пісковик	водонас.
		2143,0	2144,8	151,2	7,8	7,8	-1984,0	-1985,8	1,8	1,8		13,9		пісковик	водонас.
									h=	20,6	17,2	0,0	Кп=	0,184	

Свердловина 23 альт.ст.рот., 156,5 м

В-20	В-20	2087,0	2100,0	156,5	8,4	8,5	-1922,1	-1935,0	13,0	13,0		17,6		пісковик	водонас.
		2103,0	2113,0	156,5	8,5	8,6	-1938,0	-1947,9	10,0	7,4		23,7		пісковик	водонас.
									h=	23,0	20,4	0,0	Кп=	0,198	

Свердловина 24 альт.ст.рот., 138,4 м

В-20	В-20	2284,0	2294,0	138,4	14,7	14,8	-2130,9	-2140,8	10,0	9,2		13,0		пісковик	водонас.
		2302,0	2310,0	138,4	14,9	15,0	-2148,7	-2156,6	8,0	7,0		11,4		пісковик	водонас.
		2318,0	2325,2	138,4	15,1	15,2	-2164,5	-2171,6	7,2	3,0		14,0		пісковик	водонас.
									h=	25,2	19,2	0,0	Кп=	0,126	

Свердловина 25 альт.ст.рот., 145,2 м

В-20	В-20	2164,0	2173,0	145,2	0,0	0,0	-2018,8	-2027,8	9,0	2,6		11,4		пісковик	водонас.
		2185,0	2191,0	145,2	0,0	0,0	-2039,8	-2045,8	6,0	4,4		13,4		пісковик	водонас.
		2198,0	2204,0	145,2	0,0	0,0	-2052,8	-2058,8	6,0	5,0		17,7			водонас.
									h=	21,0	12,0	0,0	Кп=	0,148	

Свердловина 26 альт.ст.рот., 154,0 м

В-20	В-20	2384,0	2398,8	154,0	19,6	19,9	-2210,4	-2224,9	14,8	10,6		17,7		пісковик	водонас.
		2410,4	2419,0	154,0	20,1	20,2	-2236,3	-2244,8	8,6	5,0		22,5		пісковик	водонас.
									h=	23,4	15,6	0,0	Кп=	0,192	

Свердловина 28 альт. ст. рот., 155,7 м

В-20	В-20	2285,0	2288,6	155,7	0,0	0,0	-2129,3	-2132,9	3,6	2,6		10,5		пісковик	водонас.
		2288,6	2299,0	155,7	0,0	0,0	-2132,9	-2143,3	10,4	3,2		10,5		пісковик	водонас.
		2309,6	2318,4	155,7	0,0	0,0	-2153,9	-2162,7	8,8	2,0		10,5		пісковик	водонас.
									h=	22,8	7,8	0,0	Кп=	0,105	

Свердловина 53 альт.ст.рот., 157,5 м

В-20	В-20	2048,6	2051,2	157,5	2,5	2,5	-1888,6	-1891,2	2,6	2,6	2,6	19,3	83	пісковик	нафтон.	
		2063,4	2069,4	157,5	2,5	2,5	-1903,4	-1909,4	6,0	3,0	3,0	24,4	87	пісковик	нафтон.	
													Кг =	0,85		
									h=	8,6	5,6	5,6	Кп=	0,220		

Свердловина 54 альт.ст.рот., 154,9 м

В-20	В-20	2154,0	2167,0	154,9	6,3	6,4	-1992,8	-2005,7	13,0	9,2		14,5		пісковик	водонас.
------	------	--------	--------	-------	-----	-----	---------	---------	------	-----	--	------	--	----------	----------

		2180,0	2184,4	154,9	6,4	6,4	-2018,7	-2023,1	4,4	4,4		21,2		пісковик	водонас.
								h=	17,4	13,6	0,0	Кп=	0,167		
Свердловина 103 альт.ст.рот., 157,3 м															
В-20	В-20	2058,0	2061,2	157,3	0,3	0,3	-1900,4	-1903,6	3,2	2,4		12,6		пісковик гл.	водонас.
		2061,8	2070,8	157,3	0,3	0,3	-1904,2	-1913,2	9,0	6,0		12,5		пісковик гл.	водонас.
		2079,6	2085,0	157,3	0,3	0,3	-1922,0	-1927,4	5,4	3,2		12,7		пісковик гл.	водонас.
								h=	17,6	11,6	0,0	Кп=	0,126		

8.4 Визначення коефіцієнту відкритої пористості

До підрахунку прийняті значення відкритої пористості, визначені за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС з використанням лабораторних досліджень керн. 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 нафтонасиченості

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

Результати визначення середньозважених по товщині коефіцієнтів нафтонасиченості продуктивних пластів по кожній свердловині наведені в таблиці 8.2. Для підрахунку запасів прийняті середньозважені по товщині значення коефіцієнтів нафтогазонасиченості в окремих свердловинах в межах підрахункових об'єктів (табл. 8.3).

Таблиця 8.3 – Середні величини пористості, проникності, нафтогазонасиченості продуктивного пласта В-20 Воронівського родовища

Пласт	№ св.	Інтервал нафтогазової 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
В-20	52	2059,6-2065,2	4,6	–	–	12,0	2	–	–	64	2
		-1902,8-1908,4					2				2
	2067,2-2082,0	5,8	–	–	2	–	–	–	–	–	
	53	2048,6-2069,4	5,6	–	–	22,0	2	–	–	85	2
Середньозважене по товщині значення			16,0			17,2				75,5	

8.6 Перерахунковий коефіцієнт і газовміст пластової нафти

Перерахунковий коефіцієнт (θ) вводиться в формулу підрахунку для приведення розрахункового об'єму пластової нафти до стандартних умов і представляє собою обернену величину об'ємного коефіцієнта (β)[2]:

$$\theta = \frac{1}{\beta} \quad (8.5)$$

Об'ємні коефіцієнти визначалися експериментально при дослідженні глибинних проб нафт, результати аналізів яких приведені в таблиці 8.4.

Для визначення перерахункових коефіцієнтів використовувалися показники об'ємних коефіцієнтів, одержаних при диференціальному розгазуванні. Газовміст пластових нафт також визначався експериментально при дослідженнях глибинних проб нафти.

Підрахункові параметри (перерахунковий коефіцієнт, газовміст пластової нафти та густина) по підрахункових об'єктах на Воронівському родовищі приведені в таблиці табл. 8.4.

8.7 Густина нафти в стандартних умовах

Даний параметр введений у формулу підрахунку для переводу об'ємних одиниць запасів нафти в вагові. Густина нафт в стандартних умовах визначалася як за результатами лабораторних досліджень проб дегазованої нафти, так і глибинних проб (таблиця 6.2). Останні, є більш показовими, тому використані для підрахунку запасів вуглеводнів.

Для продуктивних пластів, де не відбиралися глибинні проби, густина нафти приймалась по аналогії із сусідніми блоками та пластами (таблиця 8.4).

Таблиця 8.4 – Прийняті для розрахунку густина, перерахунковий коефіцієнт та газовміст пластової нафти

Пласт, в якому проводилося дослідження (блок)	№ св. в якій проводилося дослідження	Пласт (блок), для якого параметри пластової нафти взяті по аналогії	№ св. взятий по аналогії	Об'ємний коефіцієнт при контактному розгазуванні	Перерахунковий коефіцієнт	Газовміст при контактному розгазуванні, м ³ /т	Прийняті для розрахунку густина нафт, кг/м ³
В-20 (бл. св. 53)	53	В-19	53	1,416	0,706	101,0	825,0
В-20 (бл. св. 53)	53	В-21	21	1,410	0,709	170,0	841,0

8.8 Підрахунок запасів нафти і розчиненого газу

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

Результати підрахунку приведені в таблиці 8.5.

Таблиця 8.5 - Підрахункові параметри і запаси та ресурси нафти і розчиненого газу продуктивного горизонту В-20 Воронівського родовища

1	2	3	4	5	6	Коефіцієнти, частка одиниці			10	11	12	13	14	15	Поточні запаси та ресурси нафти на дату підрахунку запасів, тис.т			19	20	Початкові запаси та ресурси газу розчиненого в нафті, млн м3			24	Поточні запаси та ресурси розчиненого газу на дату підрахунку запасів, млн м3					
						7	8	9							16	17	18			21	22	23		25	26	27			
Продуктивний горизонт, пласт, блок, свердловина, (зона)	Клас запасів	Категорія запасів	Площа нафтоносності, 103м2	Середня нафтонасичена товщина, м	Об'єм нафтонасичених порід, 103м3	відкритої пористості	нафтонасиченості	перерахунковий	Густина нафти, кг/ м3	Початкові загальні запаси та ресурси нафти, тис.т	Коефіцієнт вилучення нафти, частка одиниці	Початкові видобувні запаси нафти, тис.т	Залишкові видобувні запаси нафти, тис.т	Видобуток нафти на дату підрахунку, тис.т	Загальні	Видобувні	Залишкові	Газовміст пластової нафти, м3/т	Коефіцієнт вилучення розчиненого газу,	Загальні	Видобувні	Залишкові	Видобуток розчиненого газу на дату підрахунку запасів, млн. м3	Загальні	Видобувні	Залишкові			
В-20																													
52, 53, 103 (н.)	111+221	C ₁	68	9,4	639	0,172	0,76	0,753	841,0	53																			
52, 53, 103 (в.н.)	111+221	C ₁	80	4,4	352	0,172	0,76	0,753	841,0	29																			
Разом	111+221	C ₁								82	0,237	19	63	6	76	13	63	101,00	0,735	8	6	2	1	7	5	2			
	111	C ₁										19		6	13						6		1		5				
	221	C ₁											63				63					2							2

9 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ОСВОЄННЯ ЗАПАСІВ ВОРОНІВСЬКОГО РОДОВИЩА

9.1 Технологічні показники розробки родовища

Відповідно до представленої геологічної будови родовища, продуктивний горизонт В-20 виділено в окремий експлуатаційний об'єкт:

- VIII експлуатаційний об'єкт – об'єднує нафтові поклади горизонтів В-20 і В-21 (бл. св. 53) з початковими запасами нафти та розчиненого газу категорії С₁ (код класу 111+221) у кількості 99 тис. т та 10 млн м³ відповідно;

Сумісну розробку покладів розпочато у вересні 1971 р. свердловиною 53. Свердловина експлуатувалась фонтанним способом з початковим дебітом нафти 45,1 т/добу. До кінця 1972 р. дебіт свердловини значно знизився до 1,6-1,7 т/добу. Через низьку продуктивність свердловини, в грудні 1972 р. експлуатацію було припинено.

Всього свердловиною 53 з даного об'єкту вилучено 9,105 тис. т нафти та 1,265 млн м³ розчиненого газу.

Поточні коефіцієнти вилучення нафти та розчиненого складають 0,092 та 0,126 відповідно.

З метою прогнозування подальших показників розробки даного об'єкту у другому варіанті планується переведення свердловини 105 після завершення оптимального періоду розробки покладу пласта Т-1а (бл. св. 53, VII об'єкт).

Технологічний період розробки триватиме протягом 2037-2041 рр. З початку розробки об'єкту буде вилучено 23,516 тис. т нафти та 7,390 млн м³ газу. Коефіцієнти вилучення вуглеводнів будуть рівними 0,237 для нафти та 0,793 для газу (таблиця 9.3).

9.2 Показники економічної ефективності

Техніко-економічні показники промислового освоєння запасів газу, нафти та конденсату розраховані для виділених експлуатаційних об'єктів розробкиза 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	тис.грн	42,96	
група 3б		1,31	
група 3в		3,27	
група 3в		30,78	
свердловини		7,60	
Вартість будівництва шлейфу з інгібіторопроводом	тис.грн./км	6000,00	
Проектні роботи на будівництво ГТУ Воронівка	тис. грн	13575,00	
Вартість будівництва газопроводу - підключення від ГТУ Воронівка до магістрального газопроводу «Перещепинське-Дніпропетровськ»	тис. грн	45040,00	
Будівництво ГТУ Воронівка	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 Податкового кодексу України ст.138.3.3 Прямолінійний метод розрахунку амортизації
Ціни реалізації вуглеводнів для розрахунку рентної плати за користування надрами:			
середня фактична ціна реалізації природного газу за останні 12 місяців	грн./тис. м ³	12992,401	Згідно з даними Міністерства економіки України
фактична ціна реалізації нафти, конденсату	\$/тис. м ³	341,88	
	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	%	29,0	

за податковий (звітний) період, що є більшою за 150\$/тис. м ³ та не перевищує 400\$/тис. м ³ 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	VIII об'єкт / Варіант 2
Продовження експлуатації/ буріння/ переведення/ КРС/ ГРП свердловин	Переведення свердловини 105 з VII об'єкту – 3218,00 тис грн.
Облаштування свердловин: НКТ, ФА, КГ	НКТ (2035 м) – 1776,56 тис. грн
Верстат-качалка та насос свердловинний штанговий	1500,00 тис. грн.

Щорічні капвкладення на заміну НКТ та оновлення ОФ	138,00 тис. грн/св.
--	------------------------

Експлуатаційні витрати прийняті згідно за такими основними складовими витрат:

1. Умовно-постійні витрати:
 - щорічні витрати на оплату праці – 774,94 тис. 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.

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 (2037-2040 р.) з експлуатаційного об'єкту буде вилучено 14,344 тис. т нафти та 6,080 млн м³ розчиненого газу.

Коефіцієнти вилучення (від загальних запасів категорій) становитимуть для нафти – 0,237, розчиненого газу – 0,735.

Чистий прибуток складе 195513,80 тис. грн. Вільний грошовий потік та приведений вільний грошовий потік за оптимальний період розробки, відповідно складуть 195513,79 тис. грн та 38173,08 тис. грн.

Дохід держави – сума основних податків та зборів (плата за користування надрами, податок на прибуток, ПДВ) складе 217810,00 тис. грн.

Таблиця 9.3– Техніко-економічні показники ефективності розробки VIII об'єкту Воронівського родовища. Варіант 2

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, тис. т.	Видобуток нафти, тис. т.	Товарна нафта, тис. т.	переведення свердловини з іншого горизонту	верстат-качалка та штанговий насос	НКТ	витрати на заміну НКТ та оновлення ОФ	всього капітальних вкладень	група 36	група 4	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
2037	1	-	3,710	3,658	10,345	10,280	3218,00	1500,00	1776,56	138,00	6632,56	0,00	0,00	11,50	0,00	11,50	71357,21	1893,97	10033,27
2038	1	-	1,671	1,647	2,932	2,914	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	118,44	300,00	23,00	214,53	655,97	21190,88	1893,97	3728,86
2039	1	-	0,540	0,532	0,831	0,826	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	118,44	300,00	34,50	214,53	667,47	6109,85	1893,97	1151,82
2040	1	-	0,159	0,157	0,236	0,234	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	118,44	300,00	46,00	214,53	678,97	1740,81	1893,97	334,76
2041	1	-	0,046	0,045	0,067	0,066	0,00	0,00	0,00	138,00	138,00	1421,25	600,00	575,00	2574,40	5170,65	494,16	1893,97	95,57
Всього за період	1	-	6,125	6,039	14,411	14,320	3218,00	1500,00	1776,56	690,00	7184,56	1776,56	1500,00	690,00	3218,00	7184,56	100892,90	9469,83	15344,28
Всього за оптимальний період (2037-2040рр.)	1	-	6,080	5,995	14,344	14,254	3218,00	1500,00	1776,56	552,00	7046,56	1776,55	1500,00	552,00	3218,00	7046,55	100398,75	7575,87	15248,71

Закінчення таблиці 9.3

Роки розробки	Експлуатаційні витрати, тис. грн	Собівартість видобутку, газу, грн/тис. м ³	Собівартість видобутку, нафти, 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
2037	83295,94	3167,34	6975,60	309266,31	51544,38	257721,92	174425,98	31396,68	143029,30	136408,25	27849,72	27849,72	154298,27
2038	27469,67	3589,68	7397,94	97178,03	16196,34	80981,69	53512,02	9632,16	43879,85	44397,82	8021,65	35871,37	47019,38
2039	9823,12	4916,39	8724,64	28565,01	4760,83	23804,17	13981,06	2516,59	11464,47	11993,94	1917,72	37789,09	13387,28
2040	4648,51	9615,80	13424,06	8185,58	1364,26	6821,32	2172,81	391,11	1781,71	2322,68	328,65	38117,74	3496,18
2041	7654,34	66552,98	70361,24	2327,44	387,91	1939,53	-5714,80	0,00	-5714,80	-682,15	-85,42	38032,32	882,06
Всього за період	132891,57	4074,88	7561,49	445522,37	74253,73	371268,64	238377,07	43936,54	194440,53	194440,53	38032,32	-	219083,17
Всього за оптимальний період (2037-2040рр.)	130269,88	3943,82	7480,71	443194,93	73865,82	369329,11	239059,23	43545,43	195513,80	195513,79	38173,08	-	217810,00

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 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.

Продуктивний пласт В-20 розкритий всіма свердловинами окрім 18 та 51. Представлений пластами пісковиків у верхній і нижній частинах, які літологічно не витримуються, частково або повністю заміщуються. Пласти-колектори розділяються аргілітами з прошарками алевролітів.

Товщина пластів пісковиків, що залягають у верхній частині, збільшується на південно-західному крилі і північно-західній перикліналі Воронівського підняття, а також на південно-східній перикліналі Східно-Воронівського підняття. В нижній частині пісковики менш потужні. В склепінні Східно-Воронівського підняття і в присклепінній частині Воронівського підняття пісковики помітно глинижуються, ущільнюються, частково заміщуються аргілітами.

Породи-покришки візейського комплексу представлені переважно аргілітами з лінзами та прошарками порід алевролітової розмірності. Вміст цементу коливається в межах 10-20%.

Пласт В-20 стратиграфічно приурочений до нижньої частини XII мікрофауністичного горизонту візейського ярусу.

Згідно структурних побудов вміщує в собі один нафтовий поклад в блоці свердловин 52, 53. Решта свердловин розкрили водонасичену частину пласта.

Поклад розкритий в інтервалі глибин 2048,6-2069,4 м (-1888,6÷-1909,4 м).

За даними ГДС літологічно нафтонасичений колектор представлений двома прошарками пісковіку та пісковіку глинистого, сумарна ефективна нафтонасичена товщина яких складає 4,6 м (св.52) та 5,6 м (св.53), пористість 12,0% та 22,0%, нафтонасиченість 64-85% відповідно. Свердловина 52 розкрила ще й водонасичену частину пласта в інтервалі 2067,2-2082,0 м (-1910,4÷-1925,2 м).

При випробуванні пласта в експлуатаційній колоні свердловини 52 в інтервалі 2070-2058 м (-1913,2÷-1901,2 м) отримано приплив води з нафтою.

У свердловині 53 при випробуванні пласта В-20 разом з пластом В-21 в експлуатаційній колоні в інтервалі 2108-2100 м (-1947,9÷-1939,9 м), 2069-2062 м (-1909,0÷-1902,0 м), 2052-2039 м (-1892,0÷-1879,0 м), отримано приплив нафти і газу дебітом 83 т/добу та 7,512 тис.м³/добу відповідно.

Поклад В-20 разом з В-21 розроблявся свердловиною 53 два роки (1971-1972 рр.). За цей період нею вилучено 9,1 тис. т нафти та 1,26 млн м³ газу. Згідно проведеного розподілу на поклад пласта В-20 припадає 5,72 тис.т нафти та 0,794 млнм³ газу.

Поклад пластовий, тектонічно екранований.

Розміри покладу 0,52×0,31 км, висота покладу 68,8 м.

Контакт нафта-вода в свердловині не встановлений, а прийнятий умовно (УВНК) на абсолютній відмітці (-)1915,8 м, який відповідає середині відстані між покрівлею водонасиченого прошарку (-1922,1 м) розкритого свердловиною 23 та підшовою нафтонасиченого (-1909,4 м) пласта розкритого свердловиною 53.

Обсяги вуглеводнів покладу оцінені за кодом класу 111+221 (категорія С₁), з яких видобувна частина запасів відноситься до балансових розвіданих достовірних коду класу 111 групи, а не видобувна – до позабалансових розвіданих коду класу 221.

Площа нафтоносності об'єкту підрахунку визначалась, відповідно, до прийнятих та встановлених водонафтових контактів у свердловинах, які розкрили його у найбільш занурених частинах структури, і виділених границь класів запасів.

Визначення площі покладів здійснювалось за даними вимірювань на картах товщин масштабу 1:10000 за допомогою макросу вбудованого в програму CoreIDRAW.

Ефективні нафтонасичені товщини визначені згідно промислово-геофізичних даних у кожній свердловині, яка розкрила продуктивні пласти. Відповідно до цих даних методом лінійної інтерполяції побудовані карти ефективних та нафтонасичених товщин з урахуванням зовнішнього та внутрішнього контурів нафтоносності, а також контурів розподілу запасів за ступенем їх геологічного вивчення. При визначенні нафтонасичених 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. Середньозважені по площі величини нафтонасичених товщин розраховані, як сума добутків площ обмежених двома сусідніми ізопакітами та середньоарифметичної величини товщини, розділена на загальну площу

Коефіцієнти відкритої пористості та нафтонасиченості продуктивних пластів були розраховані згідно визначень комплексної інтерпретації матеріалів ГДС, та прийняті до підрахунку з врахуванням критичної межі нафтогазонасиченості. Прийняті середньозважені по товщині

Густина нафти та перерахунковий коефіцієнт визначені за даними лабораторних досліджень.

Коефіцієнти вилучення нафти і розчиненого газу прийняті за результатами техніко-економічного обґрунтування.

Відповідно, загальні початкові/поточні запаси становлять:

- класу 111+221 – 82/76 тис. т нафти та 8/7 млн м³ розчиненого газу.

За рентабельний період розробки (2037-2040 р.) з експлуатаційного об'єкту буде вилучено 14,344 тис. т нафти та 6,080 млн м³ розчиненого газу.

Коефіцієнти вилучення (від загальних запасів категорій) становитимуть для нафти – 0,237, розчиненого газу – 0,735.

Чистий прибуток складе 195513,80 тис. грн. Вільний грошовий потік та приведений вільний грошовий потік за оптимальний період розробки, відповідно складуть 195513,79 тис. грн та 38173,08 тис. грн.

Дохід держави – сума основних податків та зборів (плата за користування надрами, податок на прибуток, ПДВ) складе 217810,00 тис. грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України. Східний нафтогазоносний регіон. За загальною редакцією М. М. Іванюти, В. О. Федина, Б. І. Денегі, 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 Породи-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.

