

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

(103) НЗ ГНГ. ПЗ

Група НЗГмз-24-1

ДАНИЛО ВОЛОСЕНКО

2025

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

Волосенко Данило Євгенович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 553.98
(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Аналіз геолого-промислових показників розробки газових покладів

Рудківського родовища

(назва роботи)

Геологія нафти і газу

(назва освітньої програми)

103 Науки про Землю

(шифр і назва спеціальності)

Д.Є.Волосенко

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Дубей Наталія Володимирівна, к.геол.-мін. наук, доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувачка кафедри

І. Р. Михайлів

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

м. Івано-Франківськ – 2025

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Природничих наук

Кафедра Геології та розвідки нафтових і газових родовищ

Освітній рівень Магістр

Спеціальність 103 Науки про Землю

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ГРН

І.Р. Михайлів

« » 20 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Волосенко Данилу Євгеновичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз геолого-промислових показників розробки газових покладів Рудківського родовища

керівник роботи Дубей Наталія Володимирівна, канд. геол.-мін. наук, доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 22” 11. 2025 року № 786/7

2. Строк подання студентом роботи 12.12.2025

3. Вихідні дані до роботи _____

1. Фондові матеріали ГПУ «Львівгазвидобування»

2. Опублікована література по району досліджень

3. Особисті спостереження та узагальнення

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ.1.Загальні відомості про родовище 1.1 Географо-економічні умови.1.2 Історія геолого-геофізичної вивченості. 2. Геолого-промислова характеристика 2.1 Стратиграфія. 2.2 Тектоніка. 2.3 Газоносність. 2.4 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів та покришок.2.5 Гідрогеологічна характеристика. 2.6 Фізико-хімічні властивості природного газу. 3. Стан запасів 4.Характеристика фонду свердловин 5.Аналіз розробки газових покладів Рудківського родовища 6. Рекомендації з раціональної розробки родовища та комплекс промислових досліджень і контролю за розробкою родовища 6.1 Контроль і спостереження за розробкою газових покладів 6.2Рекомендації з інтенсифікації видобутку газу 6.2 Рекомендації з переведення експлуатаційних свердловин на верхні та нижні продуктивні горизонти 6.3Рекомендації з дорозвідки родовища 7.Охорона навколишнього середовища 7.1Вплив на геологічне середовище 7.2Природоохоронні заходи при облаштуванні та експлуатації родовища 7.3Утилізація відходів виробництва 8.Оцінка економічної ефективності розробки родовища 8.1Вихідні дані для розрахунку економічних показників 8.2 Капітальні вкладення та експлуатаційні витрати 8.3 Результати економічної оцінки Висновки. Перелік використаних джерел .

5. Перелік графічних додатків:

1. Геологічний розріз по лінії I-I 2. Геологічний розріз по лінії II-II. 3. Динаміка зміни показників розробки карпатій-юрського горизонту. 4 Графік залежності $R_{пл}/Z_{пл}=f(Q_{вид.})$ карпатій-юрського горизонту. 5.Карта розробки карпатій-юрського покладу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Економіка	Михайлів І. Р., завідувачка кафедрою		
Нормоконтроль	Уграк Л. В.		

7. Дата видачі завдання 20.02.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання магістерської роботи.	20.02.2025	Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи	21-28.02.2025	Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів	01.03.-01.06.2025	Виконано
4.	Загальні відомості про родовище	01.09.–13.09.2025	Виконано
5.	Геолого-промислова характеристика	14.09.-15.10.2025	Виконано
6.	Стан запасів	16.10.-17.10.2025	Виконано
7.	Аналіз розробки газових покладів Рудківського родовища	18.10.–23.11.2025	Виконано
8.	Рекомендації з розробки родовища	24.11.-26.11.2025	Виконано
9.	Охорона навколишнього середовища	27.11.-30.11.2025	Виконано
10.	Економічна частина	01.12.-05.12.2025	Виконано
11.	Оформлення тексту і графічних додатків.	06.12.-11.12.2025	Виконано
12.	Захист дипломного проєкту.	22.12.2025	

Студент _____
(підпис)

Волосенко Д.Є.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Дубей Н.В.
(прізвище та ініціали)

Анотація

В магістерській роботі уточнено геологічну модель Рудківського газового родовища, виконано геолого-промисловий аналіз розробки газових покладів. Виконано аналіз динаміки технологічних показників розробки, характеристику відборів продукції по покладах, обґрунтування експлуатаційних об'єктів на основі нового уявлення про геологічні моделі відкладів. Викладені рекомендації із подальшої раціональної розробки родовища, прогноз технологічних показників розробки та економічна оцінка варіантів розробки покладів і родовища в цілому.

Ключові слова: розробка, газовий поклад, родовище, свердловина, дослідження.

Магістерська робота: 71 ст., 12 табл., 3 рис., 5 графічних додатків.

Annotation

In the master's thesis the geological model of the Rudkovsky deposit was specified, the geological-industrial analysis of the development of gas deposits was performed. The dynamics of technological indicators of development, the characteristics of product selection by deposits, the justification of operational objects based on a new understanding of geological models of sediments. Recommendations on further rational development of the deposit, forecast of technological indicators of development and economic evaluation of options for the development of deposits and deposit in general.

Keywords: development, gas deposit, field, well, research.

Master's work: 71 pages, 12 tables, 3 figures, 5 graphic applications.

Зміст

ВСТУП.....	7
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ.....	9
1.1 Географо-економічні умови.....	9
1.2 Історія геолого-геофізичної вивченості.....	11
2. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА.....	13
2.1 Стратиграфія.....	13
2.2 Тектоніка.....	15
2.3 Газоносність.....	16
2.4 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів та покришок.....	27
2.5 Гідрогеологічна характеристика.....	28
2.6 Фізико-хімічні властивості природного газу.....	32
3. СТАН ЗАПАСІВ.....	33
4. ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДУ СВЕРДЛОВИН.....	36
5. АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ РУДКІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	38
6. РЕКОМЕНДАЦІЇ З РАЦІОНАЛЬНОЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА ТА КОМПЛЕКС ПОТОЧНИХ ПРОМИСЛОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ І КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ РОДОВИЩА.....	52
6.1 Контроль і спостереження за розробкою газових покладів.....	52
6.2 Рекомендації з інтенсифікації видобутку газу.....	53
6.3 Рекомендації по переведенню експлуатаційних свердловин на верхні та нижні продуктивні горизонти.....	53
6.4 Рекомендації з дорозвідки родовища.....	55
7. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	56
7.1 Вплив на геологічне середовище.....	56
7.2 Природоохоронні заходи при облаштуванні та експлуатації родовища...	57
7.3 Утилізація відходів виробництва.....	57
8. ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА...	59
8.1 Вихідні дані для розрахунків економічних показників.....	59
8.2 Капітальні вкладення та експлуатаційні витрати.....	61
8.3 Результати економічної оцінки.....	64
ВИСНОВКИ.....	69
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	71

Вступ

Актуальність теми. Актуальність теми.

Забезпечення енергетичної незалежності держави має стратегічне значення на сьогоднішній день і є пріоритетом. Збільшення власного видобутку газу – необхідна для цього умова.

Геолого-промисловий аналіз дозволяє точно оцінити поточний стан розробки родовища, виявити проблеми та приховані резерви, що безпосередньо впливає на збільшення обсягів видобутку та продовження терміну його ефективної експлуатації.

Газовидобувна галузь є високоприбутковою, але й високоризикованою. Аналіз розробки родовища допомагає знизити фінансові та геологічні ризики шляхом прогнозування поведінки пласта та запасів. Дозволяє обґрунтувати та скоригувати технологічні режими роботи свердловин та всього родовища, що забезпечує максимальний коефіцієнт вилучення газу (КВГ) з мінімальними витратами.

Багато родовищ, що експлуатуються в Україні, знаходяться на пізніх стадіях розробки, мають складну будову, часто характеризуються зниженням пластових тисків. Продовження їх експлуатації із застосуванням можливих способів інтенсифікації видобутку є важливим і доцільним. Таким є Рудківське газове родовище, розташоване на території Самбірського району Львівської області в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. З огляду на це, актуальним завданням є вивчення особливостей геологічної будови та аналіз розробки Рудківського родовища.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є геолого-промисловий аналіз розробки газових покладів Рудківського родовища та обґрунтування економічної доцільності його подальшої експлуатації.

Завдання:

- опис геологічної будови та газоносності родовища;
- аналіз геолого-промислових показників розробки Рудківського родовища;
- визначення рекомендацій з подальшої раціональної розробки родовища;
- обґрунтування економічної оцінки подальшої розробки газових покладів.

Об'єкт дослідження: Рудківське газове родовище.

Предмет дослідження: розробка газових покладів.

Методи дослідження. Аналіз геолого-промислових матеріалів по Рудківському родовищу, графічні побудови.

Новизна отриманих результатів. На основі одержання нової геолого-промислової інформації була створена сучасна геологічна модель Рудківського родовища і виконано аналіз розробки родовища станом на 01.01.2024 року.

Зв'язок з науковими програмами. Робота пов'язана з кафедральною науково-дослідною темою «Дослідження геологічної будови та нафтогазоносності осадових басейнів України».

Практична цінність результатів. Результати проведених досліджень дають змогу виключити непродуктивні витрати та підвищити ефективність подальшої розробки Рудківського родовища.

Апробація результатів. Перевірку результатів досліджень на практиці рекомендується провести у газовидобувних підприємствах.

1. Загальні відомості про родовище

1.1 Географо-економічні умови

В адміністративному відношенні Рудківське газове родовище розташоване на території Городоцького та Самбірського районів Львівської області на відстані 35-40 км від обласного центру м. Львів та 20-40 км від райцентрів м. Городок та м. Самбір відповідно [6].

Поряд з Рудківським родовищем знаходяться такі населені пункти: м. Комарно, села Хижевичі, Коропуги, Переможне, Конюшки-Королівські, Туліголове, Нове Село, Рубанівка, Сусолів та інші. Сполучені вони між собою мережею автодоріг з твердим асфальтним та ґрунтовим покриттям, що створює сприятливі умови для під'їзду до свердловин. Через північно-західну частину ділянки проходять залізниця та шосейна дорога сполученням Львів-Самбір[6].

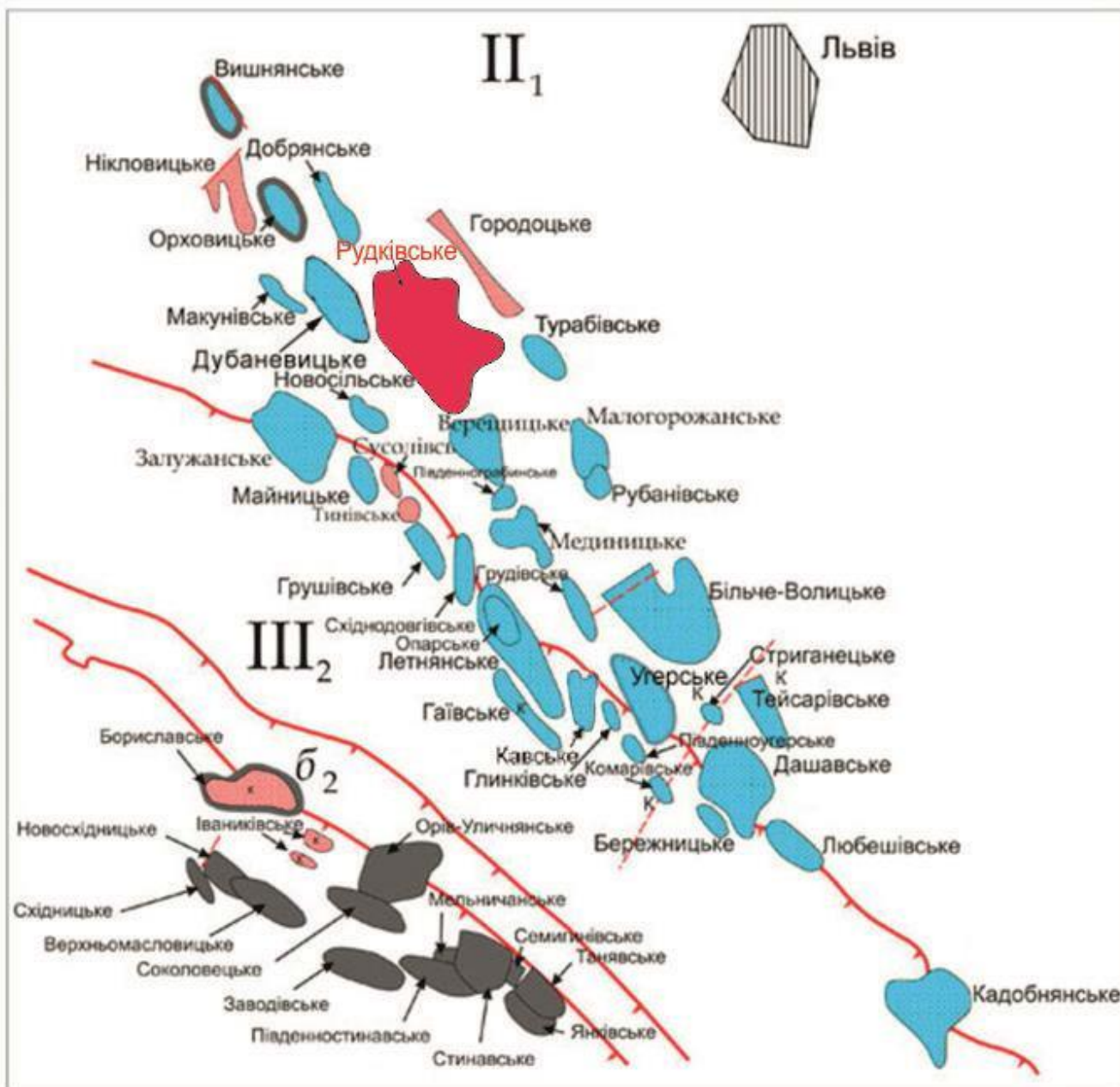
Поряд з Рудківським родовищем розташовані Грушівське, Верещицьке, Південно-Грабинське, Новосілківське, Дубаневицьке, Макунівське, Добрянське, Городоцьке, Турабівське та інші родовища (рисунок 1.1)[6].

За схемою геоморфологічного районування ділянка розташована в межах Сянсько-Дністровського межиріччя (північна і центральна частини), а південна охоплює Верхньо-Дністровську рівнину. Рельєф місцевості переважно рівнинний, сильно розчленований річковими долинами та каналами. Максимальні відмітки вершин досягають +284 - +302 м. Перевищення вододілів над долинами становить 30 - 40 м. Річкова система в межах району досліджень представлена рікою Дністер, в яку впадає її ліва притока річка Верещиця з численними безіменними притоками, потічками та каналами. Правий берег Дністра в районі родовища – це болотиста рівнина з розвинутою системою меліоративних каналів, внаслідок чого він мало заселений. Лівий – покритий мішаними лісами, полями та більш заселений[6].

Місцеве населення зайняте переважно сільським господарством: тваринництвом, садівництвом. Незначна частина населення зайнята на місцевих підприємствах (цегляних, деревообробних), у видобуванні та виробництві торфу і будматеріалів, а також у газовидобувній галузі[6].

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура +7 -8° С, при найвищій літній +37° С та найнижчій зимовій -30°С. Середньорічна кількість опадів -700 -800 мм, також можливі повені. Значна частина опадів випадає весною та восени. Вітри переважно північно та південно-західні з швидкістю до 25 м/с[6].

Джерелом водопостачання є ґрунтові води, вода добувається з колодязів та свердловин[6].



Умовні позначення:

Родовища, що перебувають на балансі ГПУ «Львівгазвидобування»



Родовища, що перебувають на балансі інших родовищ



Рис. 1.1 – Схема розташування родовищ Західного регіону

1.2 Історія геолого-геофізичної вивченості

Вивчення геологічної будови в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину розпочалось ще в ХІХ ст. Перші відомості про геологічну будову району Комарно-Рудки наведені в роботі Тейссейре, який в 1896 р. провів зйомку планшета Комарно в масштабі 1:75000. На геологічній карті ним виділені алювіальні, делювіальні та частково неогенові відклади. Більш детальна стратиграфія та опис фауни міоцену належать В.Фрідбергу. Мезозойські відклади вивчались багатьма дослідниками: по юрських відкладах – А. Альт, по крейдяних – Тейссейре, Я. Новак, М. Каменський[6].

В 1947 р. на площі Рудки проведені електро-розвідувальні роботи, за матеріалами яких виділена антиклінальна структура, що протягується з північного заходу на південний схід. В результаті сейсмічних досліджень методом відбитих хвиль, проведених в 1949-1950 рр. підтвердилось підняття. За даними сейсмічних робіт була побудована структурна карта по покрівлі гіпсоангідритового горизонту в масштабі 1:50000. В 1954 році в районі досліджень були проведені додаткові сейсмічні дослідження з метою підтвердження робіт, проведених в 1950 році. На основі структурних побудов по покрівлі гіпсоангідритового горизонту В. Соколов розглядав Рудківське підняття як антиклінальну складку, ускладнену рядом тектонічних порушень скидового типу. На даних роботах закінчуються геолого-геофізичні дослідження і починається глибоке розвідувальне буріння об'єднанням «Укргаз». В 1950 році об'єднанням «Укргаз» на основі результатів електророзвідки і сейсмічних робіт розпочата промислова розвідка Рудківської площі[6].

Перша глибока розвідувальна свердловина 5-Рд з проектною глибиною 2000 м закладена в жовтні 1950 р. і закінчена 30 липня 1951 р. на глибині 830м у зв'язку з аварією. В 1951-1952 рр. продовжилось буріння свердловини 5-Рд і розпочато буріння свердловин № 5а, 10, 15, 20 і 25-Рд з проектними глибинами від 2000 до 2500 м. За результатами проведених бурових робіт в загальному підтвердилась структура, побудована по покрівлі нижнього бадену. При проведенні бурових робіт спостерігались інтенсивні газопрояви та відкрите фонтанування в свердловинах № 5а, 10, 15, 20 і 25-Рд[6].

Детальний аналіз досліджень газопроявів показав, що джерелом газу є верхня частина відкладів горизонту НД-9 і відкладів мезозою[6].

В 1953 р. за результатами буріння і випробування свердловин № 5а, 20 і 25-Рд вперше у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину встановлена газонасність юрських відкладів. В 1953 р. з метою розвідки газонасності верхньобаденських і нижньодашавських відкладів пробурено три нових свердловини № 40, 45, 65-Рд, а з метою розвідки нафтогазонасності мезозойських відкладів ще три свердловини № 50, 75 і 80-Рд[6].

З метою встановлення контуру газоносності юрського покладу почато буріння 4-х свердловин № 70, 100, 105 і 125-Рд. При випробуванні верхньої частини юрських відкладів в свердловинах № 50, 75, 85, і 105-Рд отримано промислові припливи газу. В 1956 р. були закладені ще ряд свердловин (110, 115, 120, 130, 135 і 140-Рд). В 1958 р. пробурено свердловини № 150, 155, 160, 165, 170, 175-Рд, а в 1959 році пробурені експлуатаційні похилі свердловини з 5 кущів: № 1-34-37, 9-29, 12-39, 11-44, 31-32-Рд. В 1961 р. по свердловинах Рудківського родовища проводився комплекс промислово-геофізичних досліджень з метою встановлення можливих перетоків газу по стволу свердловин[6].

За результатами пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння в 1958 році проведена промислова оцінка запасів газу карпатій-юрського покладу співробітниками комплексної тематичної експедиції треста «Львівнафтогазрозвідка» [6].

В 1962 році проведений підрахунок запасів газу Рудківського газового родовища геологами І. Пайкуш, Б. Пайташ та ін. по горизонтах НД-9, НД-8, НД-7, НД-5-6, НД-4 та карпатій-юрського покладу, запаси газу затверджені в ДКЗ СРСР (протокол ДКЗ СРСР № 3856) [6].

З 70-х років минулого століття геолого-геофізичне вивчення ділянки Рудківського родовища здійснювалось, як правило, опосередковано, в рамках досліджень, що проводились на суміжних площах. Наприкінці минулого століття розпочався етап довивчення геологічної будови і газоносності Рудківського родовища. Сприяло цьому виявлення в 1999 році нового газового покладу в горизонті НД-10 оціночно-експлуатаційною свердловиною 227-Рд, пробуреною згідно проекту дорозробки Рудківського газового родовища. З 2006-го року на родовищі проводиться дорозвідка горизонтів ВД та НД-1-3. Пробурено три свердловини (301, 303, 315-Рд); свердловиною 315-Рд в 2007 році виявлено новий поклад газу в горизонті НД-3б. В 2008 році в межах сусіднього Дубаневицького газового родовища пробурено св. 17-Дубаневицьку, якою встановлено промислову газоносність горизонту НД-12, що дало поштовх для дорозвідки горизонтів НД-10–НД-13 Рудківського родовища. Згідно проекту дорозвідки Рудківського родовища 2008 року пробурено ряд свердловин з метою оцінки промислової газоносності нижньосарматських горизонтів НД–10-13.

Всього на родовищі станом на 2024 рік пробурено 83 свердловини на карпатій-юрські та сарматські відклади[6].

2. Геолого-промислова характеристика родовища

2.1 Стратиграфія

Розкритий геологічний розріз Рудківського родовища представлений осадовими комплексами мезозою та кайнозою. Значною кількістю свердловин, пробурених в Косівсько-Угерській підзоні (площі Залужани, Коханівка та інші), розкриті також палеозойські відклади. Вони представлені тонким перешаруванням сірих та жовто-сірих кварцових пісковиків і алевролітів з прошарками світло-сірих червонуватих аргілітів кембрійської і силурійської систем. Палеозойські відклади зі стратиграфічною незгідністю перекриваються юрськими відкладами мезозою[6].

Мезозойська група (MZ)

В межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину юрська система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. В межах Рудківського родовища свердловинами глибокого розвідувального буріння розкриті відклади середньої та верхньої юри, які зі стратиграфічною незгідністю перекривають палеозойські відклади[6].

Середня юра (J2)

Відклади середньої юри представлені коханівською та яворівською світами.

Коханівська світа представлена, в основному, аргілітами з поодинокими прошарками пісковиків, алевролітів, тонких вапняків, а також гравелітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, буруваті, з органогенним детритом. Алевроліти темно-сірі тонкошаруваті слюдисті, піскуваті. Пісковики сірі слюдисті тонкошаруваті подекуди кварцові. Світа відноситься до тоарського ярусу нижньої юри та ааленського, байоського і батського ярусів середньої юри[6].

Верхня юра (J3)

На родовищі відклади верхньої юри представлені рудківською, рава-руською і нижнівською світами[6].

Рудківська світа представлена (знизу вверху) кількома пачками. В основі залягають доломіти і вапняки. Доломіти сірі плямисті, вапняки доломітизовані піскуваті, містять включення зерен піриту і вкраплення ангідриту. На них із поступовим переходом залягають три пачки вапняків. Світа відноситься до оксфордського ярусу[6].

Рава-руська світа представлена доломітами, доломітизованим вапняком і вапняками, які у нижній частині перешаровуються з пісковиками, алевролітами і строкатими глинами. Світа згідно перекриває відклади рудківської світи[6].

Нижківська світа згідно залягає на рава-руській. Вона представлена потужною товщею тріщинуватих вапняків з проверстками доломітів, глин і дрібнозернистих пісковиків з глинисто-карбонатним цементом[6].

Розкрита потужність юрських відкладів в межах покладів Рудківського родовища становить від 43 м до 563 м[6].

Кайнозойська група (KZ)

Відклади кайнозою представлені комплексом міоцену (N1), до якого входять утворення карпатського, баденського і сарматського ярусів. Відклади карпатського ярусу (N1k) на родовищі широкого розповсюдження не мають. Вони неузгоджено залягають на еродованій поверхні верхньоюрських відкладів, представлені зеленувато-сірими кварцево-глауконітовими різнозернистими пісковиками і алевролітами з рідкими прошарками мергелів і глин. Товщина складає в межах родовища 5-33 м[6].

Баденський ярус (N1b)

В будові баденського ярусу приймають участь відклади баранівських верств, тираської та косівської світ[6].

На розмитій поверхні мезозою та карпатію зі стратиграфічною незгідністю залягають відклади баранівських верств (N1br), які представлені темно-сірими аргілітами, мергелями з прошарками алевролітів, пісковиків. Товщина відкладів від 3 м до 28 м[6].

Тираська світа (N1tr) або гіпсоангідритовий горизонт незгідно перекриває баранівські верстви і є хорошим маркуючим горизонтом в Більче-Волицькій зоні. Літологічно світа представлена сірими та темно-сірими ангідритами з тонкими прошарками темно-сірих глин та прожилками крупнокристалічного гіпсу. Розкрита товщина відкладів становить 4-18 м[6].

Відклади косівської світи N1(ks) незгідно залягають на відкладах тираської світи, виповнюючи і згладжуючи різкі від'ємні форми добаденського палеорельєфу. Представлені відклади глинами та аргілітами з дуже рідкими прошарками та лінзами алевролітів і пісковиків. Товщина світи коливається від 19 м до 50 м[6].

На розмитій поверхні косівської світи зі стратиграфічною незгідністю залягають відклади сарматського ярусу (N1s), які представлені піщано-глинистою моласовою товщею дашавської світи (N1dš). За літологічними ознаками та характером осадконакопичення вона підрозділяється на дві підсвіти: нижньодашавську та верхньодашавську [6].

В результаті кореляції розрізів свердловин та співставлення з даними промислової геофізики і випробування продуктивні горизонти розчленовані на підгоризонти. Прошарки пісковиків та алевролітів в межах цих підгоризонтів нерівномірно поширені по площі та розрізу, утворюючи багаточисельні лінзи. В розкритому розрізі нижньодашавських відкладів присутні 13 горизонтів (від НД1 до НД-13), а верхньодашавської підсвіти – 14 піщано-глинистих горизонтів (ВД-1–ВД-14) [6].

Четвертинна система (Q)

Четвертинні відклади на площі незгідно залягають на розмитих відкладах верхньодашавської підсвіти. Представлені вони галькою, яка перекривається лесоподібними суглинками, супісками та ґрунтовим шаром, на заболочених ділянках – торф'яниками. Широке розповсюдження мають флювіо-гляціальні відклади. Товщина відкладів мінлива – від 20-30 м на вододілах, до 50 метрів в долинах річок[6].

2.2 Тектоніка

Більче-Волицька зона представляє собою автохтон, який утворився на опущеному краю платформи, на завершальному етапі формування Передкарпатського прогину[6].

Міоценовий чохол Більче-Волицької зони слабо дислокований і накладений на складчасті палеозойські та рифейські товщі, які перекриваються породами юри або крейди. Структура зони, в цілому, визначається розвитком ряду регіональних розломів (Городоцького, Судово-Вишнянського, Краковецького), які орієновані під гострим кутом до загального простягання зони, а також древнім рельєфом, що формувалася в результаті процесів ерозії та розмиву в баденський час[6].

Відклади бадену і сармату, які перекривають древній рельєф, утворюють над виступами і долинами плікативні структури антиклінального та синклінального характеру[6].

В межах Більче-Волицької зони виділені Крукеницька, Косівсько-Угерська та Івано-Франківська підзони на підставі особливостей розповсюдження характерних для Зовнішньої зони баден-сарматських відкладів, характеру будови мезозойського чохла та тектонічної природи домезозойського фундаменту. Рудківське газове родовище розташоване в Косівсько-Угерській підзоні Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину в так званому Рогізненському блоці між Судово-Вишнянським та Городоцьким регіональними повздовжніми розломами. По покрівлі тираської світи баденського ярусу амплітуда Судово-Вишнянського розлому змінюється з північного заходу на південний схід від 75 м (район св. 95-Рд) до 275 м(район св. 65, 315-Рд). В низах НД-9 горизонту Судово-Вишнянське порушення затухає. Городоцький регіональний розлом розташований на північний схід далеко за межами Рудківського родовища[6].

З південного сходу родовище обмежене поперечним порушенням незначної амплітуди, яке підтверджене свердловинами 323 та 115-Рд. У свердловині 323-Рд відсутня верхня частина горизонту НД-12, а в св. 115-Рд зрізана нижня частина горизонту НД-10. Крупні повздовжні розломи були закладені ще в палеозойську еру. В наступні періоди рухи по їх площинах періодично відновлювались у вигляді тектонічних посувань різної інтенсивності і спрямованості, внаслідок чого «по одну сторону порушення присутні відклади (мезозойські чи неогенові) товщиною в

декілька сотень метрів, а подругу – ці ж відклади значно меншої товщини, або ж відсутні зовсім[6].

Амплітуда всіх тектонічних порушень в неогеновий час поступово зменшується і повністю згасає. Це свідчить про розвиток тектонічних порушень одночасно з нагромадженням баденських та сарматських відкладів. Регіональні та локальні тектонічні порушення в мезозойських і палеозойських відкладах являються провідними, в неогенових – при існуючих в газових покладах пластових тисках – екрануючими[6].

Рудківська структура по нижньодашавських горизонтах представляє собою брахіантиклінальну складку, яка простягається з північного заходу на південний схід і є структурою обволікання піднесених блоків більш древніх відкладів. В розкритому свердловинами мезокайнозойському осадовому комплексі на Рудківській площі виділяються два структурні поверхи: мезозойсько (юрсько) - карпатіївський та неогеновий, які в Більче-Волицькій зоні залягають на рифейському фундаменті[6].

Мезозойський структурний поверх складений переважно карбонатною товщею юрських порід (що регіонально занурюються в південно-західному напрямку); покрівельна частина юрських карбонатних утворень сильно еродована. Неогеновий структурний поверх складений теригенними відкладами з малопотужним гіпсоангідритовим горизонтом в низах товщі. Структурні плани нижньодашавських горизонтів (НД-13 – НД-10) характеризуються успадкованністю форм ерозійного верхньоюрського палеорельєфу[6].

Склепіння Рудківської складки, вверх по розрізу, зміщується в південно-західному напрямку; по горизонту НД-7 зосереджене в межах ділянки свердловин 220, 219-Рд, по горизонту НД-4 – 315, 226-Рд. Розміри складки по горизонту НД-10 складають 10×5,5 км, по горизонту НД-7 – 6,7×2,5 км та 4,5×1,6 км по горизонту НД-4. Рудківська структура представляє собою брахіантикліналь з крутим південнозахідним крилом та пологим північно-східним крилом. Кути падіння південно-західного крила від 170 в гор. НД-9 до 80 в гор. НД-3. Амплітуда складки в гор. НД-9 становить 35 м, в гор. НД-3 – 25 м[6].

Поперечні скиди сейсмічними дослідженнями ЗУГРЕ (2008 р.) в районі Рудківського родовища не встановлені. В процесі кореляції розрізів свердловин відмічалось скорочення товщин гор. НД-9 в св. 115-Рд та гор. НД-12 в св. 323-Рд. Амплітуда скиду до 10 м[6].

2.3 Газоносність

Рудківське газове родовище розташоване в межах Більче-Волицького нафтогазового району Передкарпатської нафтогазоносної області безпосередньо межує з Городоцьким (на північному сході), Дубаневицьким та Добрянським (на північному заході) і Верещицьким (на південному сході) родовищами[6].

В межах Більче-Волицького НГР вуглеводні приурочені до двох поверхів нафтогазоносності – мезозой-карпатського, або підгіпсового (де з ерозійними виступами юрських та крейдових утворень пов'язані як нафтові, так і газові, і газоконденсатні поклади), та надгіпсового, де у відкладах міоцену присутні газові і газоконденсатні поклади[6].

Рудківське родовище розташоване в зоні поширення, виключно, газових покладів як в надгіпсовому, так і в підгіпсовому комплексах. Основні запаси газу на Рудківському родовищі пов'язані з тріщинуватими верхньоюрськими вапняками і пісковиками карпатію, які залягають під баранівськими верствами нижнього бадену. Скупчення газу у відкладах карпатію і верхньої юри утворюють єдиний масивний поклад, який залягає на глибинах 1290-1480 м[6].

Геолого-промисловий аналіз розробки родовища в більшому обсязі буде проведений саме по цьому покладі[6].

Перший промисловий приплив газу з абсолютно вільним дебітом 532 тис. м³/добу отриманий із верхньоюрських відкладів в св. 5а-Рд (інт. перфорації 1350-1370 м). В подальшому свердловинами 80, 120 і 145-Рд була встановлена також газоносність відкладів карпатію. Поклад розробляється з 1957 року і в даний час перебуває на завершальній стадії розробки (в експлуатації перебувають тільки три свердловини) [6].

Промислова газоносність нижньодашавської підсвіти міоцену пов'язана з горизонтами НД-12-10, НД-9а, НД-8, НД-7, НД-5а, НД-4а та НД-3б[6].

За складністю геологічної будови та літологічними особливостями порідколекторів газові поклади нижньосарматських горизонтів Рудківського родовища поділяються на два типи[6].

До першого типу належать газові поклади горизонтів НД-9а, 8, 7, 5а, 4а, 3б – відносно, простої будови, приурочені до малоамплітудної брахіантиклінальної складки (з апікальною частиною в районі свердловини 229-Рудківська), в яку трансформувалась Рудківська структура внаслідок поступового згладжування структурних форм та затухання диз'юнктивів, успадкованих від донеогенового палеорельєфу. В якості порідколекторів виступають досить витримані по площі пласти пісковиків та алевролітів чи пачки, складені їх перешаруванням. Висота покладів вверх по розрізу поступово зменшується, що зумовлено виположуванням структурних планів. Вище горизонту НД-333 відклади залягають моноклінально, структура як така відсутня, тому, горизонти, що залягають вище НД-3, є безперспективними в газопромисловому відношенні[6].

До другого типу слід віднести виявлені газові поклади, які приурочені до нижньої частини нижньосарматського розрізу Рудківського родовища (горизонти НД-10-12). Дана товща успадковує складну донеогенову будову Рудківської структури і характеризується (на відміну від горизонтів НД-3-9) латеральною

неоднорідністю колекторів та більш тонкою шаруватістю розрізу, зумовлюючи існування пластових та прошарковолінзоподібних тектонічно та літологічно обмежених газових покладів, приурочених до окремих блоків крупної Рудківської тектонічно порушеної брахіантикліналі[6].

Нижня частина нижньосарматського розрізу Рудківського родовища, яка представлена горизонтами НД-10-12, донедавна вважалась малоперспективною в газопромисловому відношенні, зважаючи на латеральну неоднорідність і, порівняно, невисокі ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів. Згадані горизонти в межах родовища характеризуються тонкошаруватою будовою, при якій проникні прошарки пісковиків і алевролітів, товщиною до перших метрів, чергуються з такими ж по товщині непроникними глинисто-аргілітовими пропластками, утворюючи резервуари прошарковолінзоподібного типу. З такими резервуарами пов'язані газові поклади в горизонтах НД-11-15 Орховицького, Вишнянського, Верещицького, Дубаневицького родовищ[6].

Характеристика покладів описана нижче і наведена в таблиці 2.1.

Поклад горизонту НД-3б. Свердловиною 315-Рудки в 2007 році виявлено новий поклад газу в горизонті НД-3б. При випробуванні горизонту у свердловині 315-Рд отримано промисловий приплив газу дебітом 21,72 тис. м³/добу на діафрагмі 5,01 мм, при пластовому тиску 6,34 МПа. З 06.2013 р. св.315-Рд перебуває в консервації. За ступенем детальності геологічного вивчення Продуктивність покладу в межах встановленого ГВК підтверджено даними промислової геофізики в св.215-217, 219, 220,225, 226, 229-Рд. Газовий поклад горизонту НД-3б - пластовий склепінний, висотою до 18,4м, обмежується газоводяним контактом (ГВК), проведеним через абсолютну відмітку -435,4 м, що відповідає підшві газонасиченого пласта в св. 215, 229, 315-Рд та покрівлі водонасиченого пласта в св. 40-Рд (за результатами випробування і висновками ГДС в свердловинах). Висота покладу становить 18,4 м, ширина – 2700 м, довжина – 4000 м. Поклад НД-3б розроблявся в 2007-2013 роках св. 315-Рд, видобуток газу станом на 01.01.2024 р. запаси покладу в межах площі дренажу св. 315-Рд (R=527 м) відповідають розвіданим запасам (код класу 111+221), решта запасів в межах ГВК – попередньо розвідані (код класу 122+222). Ефективні газонасичені товщини в межах покладу по свердловинах міняються від 2,2 м до 4,5 м. В межах розвіданих запасів середньозважені ефективні газонасичені товщини в газовій зоні становлять 3,7 м, в газоводяній зоні – 3,2 м. Для попередньо розвіданих запасів середньозважені ефективні газонасичені товщини в газовій зоні становлять 3,2 м, в газоводяній зоні – 1,7 м[6].

Таблиця 2.1 – Характеристика покладів [6]

Горизонт	Поклад (блок свердловин)	Тип флюїду	Абсолютна відмітка	Розміри покладу, м	Діапазон зміни ефективної товщини, м	Тип покладу				
						висота	ширина	довжина		
нижньої границі покладу, м	покрівлі покладу, м	середини покладу, м								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
НД-3б	св. 315-Рд	газ	-435,4	-417,0	-426,2	18,4	2700	4000	2,0-4,5	пластовий склепінний
НД-4а	св. 215, 226-Рд	газ	-464,8	-451,6	-458,2	13,2	1750	5000	2,0-6,4	Склепінний неповнопластовий водоплаваючий
НД-5а	св. 215, 225-Рд	газ	-551,7	-535,3	-543,5	16,4	2750	7000	2,4-10,8	Склепінний неповнопластовий водоплаваючий
НД-7	св. 218-Рд	газ	-637,1	-615,5	-626,3	21,6	2625	6750	0,6-7,2	пластовий склепінний
НД-8	св. 216, 21, 225-Рд	газ	-729,0	-678,5	-703,8	50,5	4000	6500	4,0-12,8	пластовий склепінний, літологічно обмежений
НД-9а	св. 40, 216, 218-Рд	газ	-780,1	-739,7	-759,9	40,4	3750	8500	0,8-15,2	Склепінний неповнопластовий водоплаваючий
НД-9б	св. 14-Рд	газ	-840,7	-831,7	-836,2	9,0	500	2350	4,0*	Склепінний неповнопластовий водоплаваючий
НД-10	св. 227, 229, 32-Рд	газ	-945,0	-907,0	-926,0	37,5	5500	10250	1,5-8,8	Пластовий склепінний літологічно обмежений тектонічно екранований
НД-11	св. 31-Рд	газ	-1007,6	-920,5	-964,1	87,1	6300	8075	1,2-12,5	пластовий склепінний літологічно обмежений тектонічно екранований
НД-12а	св. 332-Рд	газ	-1022,7	-952,0	-987,4	70,7	2000	3725	2,5-9,6	пластовий літологічно обмежений
	св. 215, 130-Рд	газ	-1042,4	-969,9	-1006,2	72,5	1700	3800	6,6	пластовий літологічно обмежений
НД-12б	св. 229-Рд	газ	-1034,2	-1021,0	-1027,6	49,2	775	1125	3,0	пластовий літологічно обмежений

Поклад горизонту НД-4а . Продуктивність горизонту НД-4а підтверджена результатами випробування св. 215, 220, 225–Рд, де були отримані промислові припливи газу , результатами експлуатації цих свердловин та матеріалами ГДС у св. 219, 226-Рд.Газовий поклад НД-4а тривалий час не розроблявся, лишаючись об’єктом повернення. В 1986 р. провели випробування в св. 215-Рд, отримали дебіт газу 65,3 тис. м³/добу при пластовому тиску 6,97 МПа.Початкове положення ГВК встановлюється на відмітці – 464,8 м (за даними ГДС у свердловині 215-Рд).Поклад НД-4а введено в експлуатацію в жовтні 1986 року, в розробці перебувало 3 свердловини (215, 220, 225-Рд), станом на 01.01.2024 р. видобуток склав 119 млн. м³ газу.Свердловина 215-Рд в серпні 2004 р. переведена на горизонт НД-10, свердловина 225-Рд в серпні 2002 р. ліквідована. Експлуатується тільки св. 220-Рд.Свердловина 315-Рд пробурена в 2007 р. на стадії обводнення покладу, при випробуванні отримали пластову воду. Поклад склепінний неповнопластовий водоплаваючий. Висота покладу становить 13,2 м, ширина – 1750 м, довжина – 5000 м. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах ГВК відповідають розвіданим запасам (код класу 111+221), промислова газонасиченість встановлена за результатами розробки (експлуатаційні свердловини дренують весь поклад) та геофізичними дослідженнями у невипробуваних свердловинах.Ефективні газонасичені товщини в межах покладу по свердловинах міняються від 2,0 м до 6,4 м. Середньозважена ефективна газонасичена товщина в газоводяній зоні –3,3 м[6].

Поклад горизонту НД-5а. Продуктивність горизонту НД-5а підтверджена результатами випробування св. 215, 219, 220, 225–Рд, де були отримані промислові припливи газу, результатами їх експлуатації та матеріалами ГДС у св. 40, 216, 217, 226, 229-Рд. При випробуванні св. 225-Рд отримали дебіт газу 172,8 тис. м³/добу при пластовому тиску 8,01 МПа.Газоводяний контакт (ГВК) встановлено на абсолютній відмітці -551,7 м, відмітка підошви останнього газонасиченого пласта у свердловинах 216, 220, 225-Рд та покрівля першого водонасиченого у св. 218-Рд. Поклад НД-5а почав розроблятися в 1967 р. св. 225-Рд. В 1986-1988 рр. всі експлуатаційні свердловини обводнилися і переведені на горизонти НД-4, НД-7, станом на 01.01.2019 р. видобуток газу склав 649 млн. м³. Свердловини 226, 229-Рд, які розташовані в склепінній частині покладу, пробурені на стадії обводнення покладу (в 1998 та 2007 роках), за даними ГДС частково газонасичені, відмічається підняття ГВК.Свердловини 227, 328, 332-Рд (пробурені в 1998 та 2010 роках), які розташовані в периферійній частині покладу, за даними ГДС водонасичені, що вказує на поступове обводнення покладу.Поклад склепінний неповнопластовий водоплаваючий.Висота покладу становить 16,4 м, ширина – 2750 м, довжина – 7000 м.За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах ГВК відповідають розвіданим запасам (код класу 111+221), промислова газонасиченість

встановлена за результатами розробки (експлуатаційні свердловини дренують весь поклад) та геофізичними дослідженнями у невиконаних свердловинах. Ефективні газонасичені товщини в межах покладу по свердловинах мінняються від 2,4 м до 10,8 м. Середньозважена ефективна газонасичена товщина – 5,3 м[6].

Поклад горизонту НД-7 . Продуктивність горизонту НД-7 підтверджена результатами випробування св. 216, 220, 225–Рд, де були отримані промислові припливи газу, результатами їх експлуатації та матеріалами ГДС у св. 40, 55, 216, 217, 219, 226, 227-Рд. В перших виконаних свердловинах – 220, 225-Рд при випробуванні отримали припливи газу, дебіт становив відповідно 123,9 та 155,5 тис. м³/добу при пластовому тиску 8,55 та 8,60 МПа. Початковий газоводяний контакт (ГВК) встановлено на абсолютній відмітці -637,1 м, відмітка підшви останнього газонасиченого пласта та покрівлі першого водонасиченого у св. 218-Рд. В процесі переведення виснажених свердловин на вище залягаючі горизонти, газовий поклад горизонту НД-7 був випробуваний в свердловинах 55-Рд (1987 р.), 219-Рд (1987 р.), 40-Рд (1995 р.) та 16-Рд (1997 р.). В св. 55-Рд та 16-Рд отримано слабкий приплив пластової води з газом. Поклад НД-7 введений в розробку в 1967 р., станом на 01.01.2024 р. поклад розробляється св. 219-Рд, св. 55-Рд ліквідована в 1987 р., св. 216-Рд ліквідована в 2000 р., свердловини 220, 225-Рд переведені на горизонти НД-5, 4, всього по покладу видобуто 233 млн. м³ газу. Свердловина 229-Рд, яка розташована в склепінній частині покладу і пробурена в 2007 р. та свердловини 332, 328-Рд (пробурені в 2010 р.), які розташовані в периферійній частині покладу, за даними ГДС водонасичені, що вказує на поступове обводнення покладу. Поклад склепінний пластовий. Висота покладу становить 21,6 м, ширина – 2625 м, довжина – 6750 м. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах ГВК відповідають розвіданим запасам (код класу 111+221), промислова газоносність встановлена за результатами розробки (експлуатаційні свердловини дренують весь поклад) та геофізичними дослідженнями у невиконаних свердловинах. Ефективні газонасичені товщини в межах покладу по свердловинах мінняються від 0,6 м до 7,2 м. Середньозважена ефективна газонасичена товщина в газовій зоні – 6,5 м, в газоводяній зоні 2,0 м[6].

Поклад горизонту НД-8. Продуктивність горизонту НД-8 підтверджена результатами випробування св. 55, 216-220, 225–Рд, де були отримані промислові припливи газу, результатами їх експлуатації та матеріалами промислової геофізики у свердловинах. Встановлено початковий НГВП (нижню границю встановленої продуктивності) на абсолютній відмітці -729,0 м, відмітка підшви останнього газонасиченого пласта у св. 2-Рд. Дослідно-промислова експлуатація горизонту НД-8 розпочалась в грудні 1966 року свердловиною 55-Рд, яка раніше розробляла поклад НД-9а. В 1967 р. в св. 216, 217, 219-Рд було проведено випробування

горизонту НД-8, отримані дебіти газу від 101,4 до 612,0 тис. м³/добу при пластових тисках відповідно 9,26 до 9,17 МПа. З грудня 1967 р. свердловинами 216, 217, 219-Рд розпочалась сумісно-роздільна експлуатація за допомогою пакера покладів НД-8 та НД-9а. З вересня 1968 року поклади горизонтів НД-8 та НД-9а розробляються як єдиний експлуатаційний об'єкт. В подальшому при переводі свердловин з нижчезалягаючих об'єктів горизонт НД-8 випробуваний в свердловинах 16-Рд (1987 р.), 218-Рд (1987 р.), 1-Рд (1996 р.), 1-Вщ (1998 р.), 110-Рд (1996 р.), при цьому в св. 16-Рд отримано слабкий приплив газу, в св. 1-Рд і 1-Вщ припливи води, а в св. 110-Рд припливу флюїдів не отримано. Промисловий приплив газу отриманий лише в св. 218-Рд, яка з 1987 р. експлуатує поклад НД-8[6].

Станом на 01.01.2024 р. видобуток з покладів НД-8 та НД-9а становить в цілому 2781 млн. м³ газу. Розробку покладу НД-8 проводять 2 свердловини: св. 218-Рд та св. 217-Рд (сумісно з покладом НД-9а). Поклад пластовий склепінний літологічно обмежений. Висота покладу становить 50,5 м, ширина – 4000 м, довжина – 6500 м. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах НГВП відповідають розвіданим запасам (код класу 111+221), промислова газоносність встановлена за результатами розробки (експлуатаційні свердловини дренують весь поклад) та геофізичними дослідженнями у невипробуваних свердловинах. Ефективні газонасичені товщини в межах покладу по свердловинах міняються від 4,0 м до 12,8 м. Середньозважена ефективна газонасичена товщина в газовій зоні – 5,6 м, в газоводяній зоні 2,6 м. За вмістом піщаного матеріалу горизонт НД-9 розділяється на дві частини – верхню, яка згідно з місцевою синонімікою ідентифікується НД-9а і з якою пов'язана промислова газоносність і нижню, що відповідає горизонту НД-9б[6].

Поклад горизонту НД-9а. Горизонт залягає на глибинах 1013-1070,6 м і від горизонту НД-8 відокремлюється глинистою пачкою товщиною 20-40 м. Продуктивність горизонту НД-9а підтверджена результатами випробування св. 16, 31, 40, 55, 110, 216-219, 228-Рд, де були отримані промислові припливи газу, результатами їх експлуатації та матеріалами промислової геофізики у свердловинах. На протязі 1953-1957 рр. горизонт випробуваний в розвідувальних свердловинах 15, 40, 45, 55, 65, 70-Рд. Промислові припливи газу з абсолютно-вільними дебітами 176-700 тис. м³/добу одержані в свердловинах 15, 40, 55-Рд. Припливи води з газом отримані в свердловинах 65 і 70-Рд, а в свердловині 45-Рд - приплив пластової води. В експлуатаційних свердловинах 216, 217, 218 і 219-Рд у 1966-1967 роках отримано припливи газу з абсолютно-вільним дебітом 250-311 тис. м³/добу. Газовий поклад НД-9а введений в ДПР в квітні 1963 р. трьома свердловинами: 40, 55, 110-Рд. З грудня 1967 р. свердловинами 216, 217, 219-Рд за допомогою пакера розпочалась сумісно-роздільна експлуатація покладів НД-8 та

Нд-9а. З вересня 1968 року поклади горизонтів НД-8 та НД-9а розробляються як єдиний експлуатаційний об'єкт[6].

Станом на 01.01.2024 р. видобуток з покладів НД-8 та НД-9а становить в цілому 2781 млн. м³ газу[6].

Газовий поклад приурочений до покрівельної частини горизонту і є склепінним водоплаваючим неповнопластовим. Початковий ГВК за даними ГДС в св. 216-Рд прийнятий на абсолютній відмітці -780,1 м. Найвища покрівля водонасиченого пласта на відмітці -780,4 м (св. 219-Рд) та -780,6 м (св. 217-Рд). Висота газового покладу 40,4 м, ширина 3750 м, довжина 8500 м. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах ГВК відповідають розвіданим запасам, промислова газоносність встановлена за результатами розробки (експлуатаційні свердловини дренують весь поклад) та геофізичними дослідженнями у невиконаних свердловинах. Ефективні газонасичені товщини в межах покладу по свердловинах міняються від 6,0 м до 15,2 м. Середньозважена ефективна газонасичена товщина – 6,2 м. Поклад горизонту НД-9б на протязі 1953-1960 рр. був випробуваний в розвідувальних свердловинах 15, 45, 55, 65 і 180-Рд, при чому в св. 180-Рд разом з горизонтом НД-10. В результаті отримані припливи пластової води з газом. У жовтні 1995 року при випробуванні горизонту НД-9б в свердловині 14-Рд отримано промисловий приплив газу з дебітами 36-68 тис. м³/добу при депресіях на пласт 0,23-0,63 МПа. Пластовий тиск становив 8,73 МПа. УГВК встановлено на відмітці -840,7 м, на середині між відміткою нижніх дір перфорації в св. 14-Рд та відміткою покрівлі водонасиченого горизонту в св. 228-Рд. Каротажний матеріал по св. 14-Рд не зберігся. Св. 14-Рд експлуатувала поклад НД-9б в 1997-1999 рр., видобуток газу склав 5 млн. м³. В 2000 р. свердловина ліквідована[6].

Поклад НД-9б представляє собою невелике скупчення газу прошаркового характеру, що локалізується в склепінній частині горизонту. Матеріали ГДС та випробування по сусідніх свердловинах свідчать про локальний характер газоносності горизонту НД-9б. Поклад склепінний неповнопластовий водоплаваючий. Висота газового покладу 9,0 м, ширина 500 м, довжина 2350 м. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах УГВК відповідають розвіданим запасам, промислова газоносність встановлена за результатами розробки та геофізичними дослідженнями у невиконаних свердловинах. Середньозважена ефективна газонасичена товщина в газоводяній зоні 1,5 м[6].

Поклад горизонту НД-10. Горизонт залягає на глибинах 1169-1267 м, а від горизонту НД-9 відокремлюється глинистою пачкою товщиною 40-50 м. Вперше горизонт НД-10 випробуваний на родовищі ще у 1953 році. В св. 40-Рд з інтервалу перфорації 1191-1186 м отримано приплив газу з водою. Дебіт газу на діафрагмі ø

6,24 мм становив 175 тис. м³/добу. У 1996 році в св. 31-Рд при спільному випробуванні горизонтів НД-11 та НД-10 отримано слабкий приплив газу (на діафрагмі ø 3,1 мм дебіт газу становив 1,48 тис. м³/добу). В кінці 1999 року при випробуванні св. 227-Рд отриманий промисловий приплив газу з горизонту НД-10. Максимальний безводний дебіт становив 111,62 тис. м³/добу на діафрагмі ø 9,106 мм. В подальшому промислові припливи газу з горизонту були отримані в свердловинах 32, 80, 215, 226 та 229-Рд. При відновленні св. 200-Рд на горизонт НД-10 був отриманий приплив газу з водою. За даними ГДС вода в свердловину поступала з верхніх горизонтів через негерметичні цементні мости. В св. 2, 228, 332-Рд за даними промислової геофізики колектор газонасичений, свердловини розташовані в межах площі дренавання експлуатаційних свердловин. Поклад розробляється з грудня 1999 року, експлуатаційний фонд становить 6 свердловин (32, 80, 215, 226, 227, 229-Рд), видобуток станом на 01.01.2024 року – 518 млн. м³ газу. Поклад НД-10 з південного заходу та заходу обмежений НГВП на відмітці - 945,0 м, що відповідає підошві нижнього газонасиченого пласта в св. 328-Рд. З південного сходу поклад обмежений поперечним тектонічним порушенням, з північного сходу, сходу та півдня – границею літологічного заміщення. Тип покладу пластовий літологічно обмежений тектонічно екранований. Висота покладу 37,5 м, довжина – 10250 м, ширина – 5500 м. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах площі охопленої дренаванням експлуатаційних свердловин (св. 80, 32, 215, 226, 227, 229-Рд) відповідають розвіданим запасам (код класу 111+221), промислова газонасиченість встановлена за результатами розробки та геофізичними дослідженнями у невипробуваних свердловинах (2, 228, 332-Рд). Площа покладу за межами дренаваних запасів розбурена дуже рідкою сіткою свердловин, які газонасичені за даними ГДС. Запаси, які прилягають до розвіданих в радіусі 500 м класифіковані як попередньо розвідані (код класу 122+222), в цій зоні наявна лише одна невипробувана свердловина 25-Рд, газонасичена за даними ГДС, на решті площі покладу запаси відносяться до попередньо розвіданих з незначеним промисловим значенням (код класу 332). При загальній товщині горизонту 13-31 м ефективна газонасичена потужність колекторів складає 1,5-8,8 м. Середньозважена газонасичена товщина в дренаваній частині газової зони становить 4,5 м. За даними геофізичних досліджень відкрита пористість колекторів горизонту в продуктивній частині міняється в межах 14,2-19,8 %, середньозважена по покладу складає 17,6 % [6].

Поклад горизонту НД-11. За методами ГДС встановлений газонасичений колектор в св. 25, 80, 215, 226-229, 328, 332-Рд. В св. 227, 328-Рд випробувано сумісно горизонти НД-10 та НД-11, отримані промислові припливи газу [6].

З південного заходу поклад обмежений НГВП на відмітці -1007,6 м, що відповідає підошві газонасиченого колектора в св. 215-Рд, з півночі та південного

сходу границею літологічного заміщення. Поклад пластовий склепінний літологічно обмежений тектонічно екранований. Висота покладу 87,1 м, ширина – 6300 м, довжина – 8075 м. Св. 328-Рд розробляє поклад НД-11 з квітня 2011 р., видобуток газу становить 3 млн. м³. Св. 227-Рд розробляє сумісно поклад НД-10 та НД-11. Підрахункові параметри св. 227-Рд в покладі НД-11 доволі низькі, неф – 1,2 м, пористість 15,1 %, газонасиченість 58 %, видобуток 1 млн. м³. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах площі охопленої дренаванням свердловинами 227, 328-Рд запаси відповідають розвіданим (код класу 121+221), площа запасів, які прилягають до розвіданих в межах радіусу 500 м відносяться до попередньо розвіданих (код класу 122+222). Площа покладу за межами розвіданих (121+221) та попередньо розвіданих запасів (код класу 122+222) розбурена дуже рідкою сіткою свердловин, газонасиченість яких встановлена за даними ГДС. На цій частині площі покладу запаси відносяться до попередньо розвіданих з невизначеним промисловим значенням (код класу 332). За результатами кореляції розрізів свердловин, інтерпретації матеріалів ГДС і випробування в горизонті НД-12 виділено два прошарково-лінзоподібних підгоризонта: НД-12а, НД-12б[6].

В підгоризонті НД-12а встановлено два поклади[6].

Поклад НД-12а (блок св. 332, 228, 2, 40-Рд). В північній частині родовища за даними промислової геофізики та результатами випробування встановлено пластовий літологічно обмежений поклад (блок св. 332, 228, 2, 40-Рд). В св. 332-Рд отримано приплив газу, дебіт становив 8,22 тис. м³/добу, пластовий тиск – 11,84 МПа. Свердловина перебуває в експлуатації з березня 2010 р., станом на 01.01.2024 р. видобуток газу склав 6 млн. м³. З південного заходу поклад обмежений НГВП на відмітці -1022,7 м, що відповідає відмітці підшви газонасиченого колектора в св. 332-Рд, з півночі, півдня та сходу поклад обмежений границею літологічного заміщення. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах площі дренавання експлуатаційної свердловини 332-Рд (R=399 м) відповідають розвіданим запасам (код класу 111+221), промислова газонасиченість встановлена за результатами дослідно-промислової розробки та даними ГДС. Запаси, які прилягають до розвіданих в радіусі 500 м класифіковані як попередньо розвідані (код класу 122+222). Площа покладу за межами дренаваних та попередньо розвіданих запасів (код класу 122+222) розбурена дуже рідкою сіткою свердловин, газонасиченість яких встановлена за даними ГДС поклад лінзоподібний, колектор не витриманий по площі. На цій частині площі покладу запаси відносяться до попередньо розвіданих з невизначеним промисловим значенням (код класу 332). Висота покладу 70,7 м, ширина – 2000 м, довжина – 3725 м[6].

Поклад НД-12а (блок св. 215, 130-Рд). Поклад встановлений за результатами інтерпретації матеріалів ГДС. Поклад пластовий літологічно обмежений, з

південного заходу обмежений НГВП на відмітці -1042,4 м, що відповідає підшві газонасиченого колектора за даними ГДС в св. 215-Рд. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах НГВП та контуру літологічного заміщення класифікуються як попередньо розвідані з невизначеним промисловим значенням (код класу 332), свердловини газонасичені за матеріалами ГДС, але не випробувані. Висота покладу 72,5 м, ширина – 1700 м, довжина – 3800 м. Поклад НД-126 (блок св. 229-Рд). Поклад встановлений за результатами інтерпретації матеріалів ГДС в св. 229-Рд. Поклад пластовий літологічно обмежений, з південного заходу обмежений НГВП на відмітці -1034,2 м, що відповідає підшві газонасиченого колектора за даними ГДС в св. 229-Рд. За ступенем детальності геологічного вивчення запаси покладу в межах НГВП та контуру літологічного заміщення класифікуються як попередньо розвідані з невизначеним промисловим значенням (код класу 332), свердловина 229-Рд газонасичена за матеріалами ГДС, але не випробувана. Висота покладу 13,2 м, ширина – 775 м, довжина – 1125 м [6].

Карпатій-юрський поклад. Основні запаси газу (біля 90%) на Рудківському родовищі пов'язані з тріщинуватими верхньоюрськими вапняками і пісковиками карпатію, які залягають під баранівськими верствами нижнього бадену. Причому, відклади карпатію не мають широкого розповсюдження, а заповнюють заглиблення в еродованій поверхні верхньої юри. Скупчення газу у відкладах карпатію і верхньої юри утворюють єдиний масивний поклад, який залягає на глибинах 1290-1480 м. При підрахунку запасів газу початковий контакт газоносності прийнятий умовно на абсолютній відмітці – 1198 м. Відповідно цьому висота поверху газоносності покладу визначається в 190 м, а площа газоносності складає 90 км². Прийнята абсолютна відмітка початкового ГВК визначалась за формулою Козлова, Савченка, Корценштейна. Розраховані значення ГВК по різних свердловинах коливались від –1193,9 м (св. 11-Рд) до –1202,3 м (св. 80-Рд), разом з тим при випробуванні інтервалів в приконтурній зоні верхньоюрських відкладів припливів пластових флюїдів не отримано (св. 20, 145, 150, 229-Рд). В свердловинах 75, 85, 105 і 120-Рд отримані припливи пластової води з інтервалів, які знаходяться вище прийнятої відмітки ГВК. Початковий пластовий тиск в покладі складав 14,3 МПа (146 кгс/см²), пластова температура становить 334 К (610С). Перший промисловий приплив газу з абсолютно вільним дебітом 532 тис. м³/добу був отриманий із верхньоюрських відкладів в св. 5а-Рд (інт. перфорації 1350-1370 м). В подальшому свердловинами 80, 120 і 145-Рд була встановлена також газоносність відкладів карпатію. Внаслідок мінливості колекторських властивостей продуктивного горизонту продуктивність свердловин змінюється в широких межах. Більш високою продуктивністю відрізняються свердловини в присклепінній частині структури, де більша товщина відкладів карпатію [6].

2.4 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів та покришок

В геологічному відношенні Рудківське родовище знаходиться в Косівсько-Угерській підзоні Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину і його промислова газоносність пов'язана з юрсько-карпатськими і нижньосарматськими відкладами (приурочені до нижньодашавської підсвіти, до горизонтів НД-3, НД-4, НД-5, НД-7, НД-8, НД-9, НД-10, НД-11, НД-12) [6].

Рудківське газове родовище відкрите в 1953 році свердловиною 20-Рд, в якій був отриманий промисловий приплив газу з карпатій-юрських відкладів [6].

Пошуково-розвідувальні роботи на родовищі проводились переважно на поклади в мезозойських відкладах (J3+N1k). Більшу частина керну відібрано саме з цих відкладів [6].

Фізичні параметри колекторів (пористість, проникність, карбонатність) нижнього сармату на родовищі вивчені недостатньо через обмежений відбір керну з цих відкладів. У процесі відбору керну виносились переважно щільні породи [6].

В процесі пошуково-розвідувальних робіт на Рудківському родовищі керн відібрано у 7-ох свердловинах. В цілому з відбором керну пройдено 637 м. Винос керну становить 260,39 м або 40,9 % від проходки з відбором керну [6].

Колекторами газу є пісковики і алевроліти, які нерівномірно розповсюджені по розрізу і площі. Пісковики сірі і темно-сірі, дрібнозернисті, кварцові з глинисто-карбонатним цементом. Порода щільна, міцна. По нашаруванню зустрічається луска слюдистих мінералів. Алевроліти сірі тонкошаруваті дрібнозернисті, кварцові, щільні. Глина сіра, темно-сіра тонкошарувата з лусками слюдистих мінералів по нашаруванню. Порода крихка, слабо ущільнена, злом нерівний. Товщина прошарків глини від перших метрів до десятків сантиметрів. Крім того, глини відіграють роль покришок, товщина яких значно більша і сягає до десятка метрів, де вони представлені, в основному, гідрослюдами з домішками монтморилонітів. На екрануючі властивості глинистих покришок особливо впливає здатність глинистих часток до набухання. Наявність навіть невеликої кількості монтморилоніту покращує здатність дашавських глин і аргілітів набухати, в результаті чого зменшуються перерізи пор звивистого порового простору і скорочується розкритість тектонічних тріщин. Таким чином, посилюються ізолюючі властивості і малопотужні прошарки глин (3-4 м), як покришки, здатні утримувати великі скупчення газу [6].

З нижньодашавських продуктивних відкладів на Рудківському родовищі відібрано незначну кількість керну. Переважна більшість кернового матеріалу відібрана з непродуктивних частин розрізу. У зв'язку з відсутністю достатнього відбору керну та його лабораторного дослідження з об'єктів підрахунку

підрахункові параметри визначались за даними геофізичних досліджень свердловин та врахування певних графічних залежностей отриманих на Летнянському та Вижомлянському родовищах[6].

З метою визначення граничних параметрів ($K_{п}$) були використані петрофізичні залежності, які встановлені для сарматських відкладів на Летнянському та Вижомлянському родовищах. Граничні значення пористості визначалися шляхом зіставлення коефіцієнтів пористості з залишковою водонасиченістю $K_{в.зв}$ гідрофільного колектора. Для продуктивних горизонтів Рудківського родовища використана залежність $K_{в.зв}=f(K_{п})$. Для газоносних колекторів $K_{п.гр}$ відповідає значенню $K_{в.зв}=K_{в}-K_{гз}$. Отже, задавшись значенням $K_{в.зв.пр.}=65\%$ було визначено $K_{п.гр}=9\%$ для сарматських відкладів. За граничне значення проникності прийнята величина $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² [6].

2.5 Гідрогеологічна характеристика

Рудківське родовище розташоване в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, в межах Косівсько-Угерської підзони. Водоносний басейн цієї зони на південному заході примикає до Волино-Подільського артезіанського водоносного басейну[6].

Спеціальних гідрогеологічних досліджень на родовищі не проводилось. Під час буріння розвідувальних свердловин підземні води проявляли себе слабо. Тому, для висвітлення гідрогеологічних умов цього родовища використані дані про водоносність порід, що отримані в процесі випробування свердловин на газоносність, а також матеріали по гідрогеологічних дослідженнях Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, які виконувалися ІТГК АН УРСР, трестом “Львівнафтогазрозвідка” та Львівським КНДВ УкрНДІГазу . Згідно цих даних, у Зовнішній зоні прогину існують несприятливі умови для активного водообміну і формування прісних інфільтраційних вод, так як верхня частина геологічного розрізу виражена, в основному, глинистими неогеновими відкладами[6].

У процесі пошуково-розвідувальних робіт на Рудківській площі в розкритому розрізі виділено два основні водоносні комплекси: баден-сарматський та карпатіймезозойський (верхня юра та карпатій). Регіональним водотривом між цими комплексами є відклади тираської світи (гіпсоангідритовий горизонт). Перший із них включає піщано-глинисті горизонти неогенових відкладів косівської світи верхнього бадену і дашавської світи нижнього сармату, які залягають вище гіпсоангідритового горизонту. Другий водоносний комплекс об’єднує пластові води різновікових відкладів від нижнього бадену (баранівські верстви) до верхньої та середньої юри[6].

Найбільш водовмісними в карпатій-юрському водоносному комплексі є вапняки, доломіти і пісковики верхньої- та середньої юри та пісковики і алевроліти карпатію. Водозбагаченість відкладів юри залежить від їх тріщинуватості та інколи кавернозності, які по розрізу і площі нерівномірні. Незважаючи на різну ступінь тріщинуватості і пористості порід, води карпатій-мезозойського водоносного комплексу утворюють єдину гідродинамічну систему. Пластові води відкладів юри, що розкриті свердловинами на різних ділянках структури, мали різні напори, але ніде не досягали поверхні землі, за виключенням короточасних газоводяних фонтанів. Коливання статичних рівнів вод карпатій-юрського водоносного комплексу, що виміряні по цілому ряду свердловин, коливалися в досить широких межах - від 92 м (св.115-Рд) до 1400 м (св.80-Рд) і, до початку розробки, відповідали гідростатичному тиску на глибині залягання водоносного горизонту. Поточні статичні рівні складають 50-60% від початкового значення, що пояснюється довготривалою розробкою газових покладів [6].

За хімічним складом води цього комплексу належать до хлоркальцієвого типу. Мінералізація їх значно вища від мінералізації вод верхнього, баден – сарматського, водоносного комплексу. На Рудківському родовищі вона коливалася в межах 19,1-170,6 г/дм³, при густині води 1,010-1,091 г/см³. Разом з тим спостерігається тенденція до збільшення мінералізації і густини води з глибиною залягання порід за рахунок зростання хлоридів натрію у воді. [6]

Співвідношення кількості гNa/гCl у водах карпатій-юрського водоносного комплексу досягало середніх значень 0,86-0,90, що свідчить про значну метаморфізацію вод. Співвідношення кількості гCa/гMg в мінералізованих водах перевищували одиницю, а в окремих свердловинах (80-Рд) досягали величини - 24. Істотне значення для встановлення генези пластових вод має значення хлорбромного коефіцієнта (Cl/Br). Газонасиченість вод коливалася від 0,22 до 0,45 м³/м³ [6].

У розрізі горизонтів баден-сарматського водоносного комплексу водовмісними є окремі прошарки пісковиків і алевролітів товщиною від декількох сантиметрів до 2-3 м, які мають обмежене розповсюдження по площі родовища, що обумовлює утруднений гідродинамічний зв'язок між окремими ділянками цих горизонтів. Води баден-сарматського водоносного комплексу мали напірний характер. Статичні рівні вод встановилися на глибинах від 65 до 630 м від гирла свердловин і, переважно, відповідали пластовим тискам, які близькі до гідростатичного. По відношенню до газових покладів пластові води цього комплексу можна класифікувати як контурні. За хімічним складом води цього комплексу відносяться до хлоркальцієвого, рідше хлормагнієвого та гідрокарбонатно-натрієвого типів, мінералізація яких становила 16-44 г/дм³. Питома вага вод верхнього водоносного комплексу коливається від 1,001 до 1,113

г/см³. Для вод цього комплексу притаманна підвищена концентрація йоду (11-53 мг/дм³), та дещо понижений вміст бромиду (48-87 мг/дм³) [6].

Аналізуючи коефіцієнти $r_{Na/rCl}$ - (0,90-1,10), $r_{Ca/rMg}$ - (0,10-3,32) та Cl/Br - (285-609), можна константувати незначну ступінь метаморфізації вод цього комплексу. Сульфатність вод сарматських відкладів Рудківського родовища дещо вища від сульфатності вод відкладів карпатію та юри [6].

У процесі розробки газових покладів Рудківського родовища з експлуатаційних свердловин разом із газом виноситься супутня пластова вода (СПВ). Станом на 01.11.2024 року, з початку експлуатації родовища, винесено 111,8 тис.м³ СПВ [6].

За класифікацією Суліна СПВ баден-сарматського водоносного комплексу відповідають генетичному типу пластових вод родовища. Виняток становить св.32-Рд, де за останні декілька років, разом із газом виноситься конденсаційна вода. Як свідчать дані результатів аналізів, мінералізація СПВ в процесі експлуатації газових покладів нижньосарматських відкладів, по окремих свердловинах (31, 32, 215, 217 і 218-Рд), зменшилася в декілька разів [6].

Зовнішня зона Передкарпатського прогину вважається практично закритою гідрогеологічною областю з досить утрудненим водообміном з суміжними гідрогеологічними зонами (Самбірською зоною і платформою) [6].

Разом з тим, пов'язаний з відкладами юри та карпатію водоносний комплекс, через регіональне розповсюдження та велику товщину, характеризувався значним пружним запасом, що зумовлювало можливість проявлення пружноводонапірного режиму розробки газових покладів. Динаміка пластових тисків свідчить, що розробка карпатій-юрського масивного газового покладу відбувалася при слабкому проявленні пружнонапірного режиму з низьким коефіцієнтом компенсації падіння пластового тиску просуванням підшовних вод у поклад. Це пояснюється високими темпами розробки покладу при утрудненому гідродинамічному зв'язку його з законтурною областю на окремих ділянках газоводяного контакту (ГВК). В цих умовах спостерігалися локальні прориви підшовної води в газовий поклад по тріщинах у юрських вапняках у вертикальному напрямку та по більш проникних пластах у горизонтальному напрямку. В результаті цього відбулося передчасне обводнення експлуатаційних свердловин, розташованих у центральній частині родовища з відстанню інтервалів розкриття карпатій - юрського покладу перфорацією до початкового ГВК, що становила 50-110 м. На кінцевій стадії експлуатації родовища розробка карпатій-юрського покладу здійснюється при газовому режимі [6].

Таблиця 2.2 - Фізико-хімічна характеристика пластових вод[6]

Свердловина	Горизонт інтервал випробування	Дата відбору	Густина г/см ³	Мінералізація г/дм ³	Формула Курлова	Мікрокомпоненти, мг/дм ³		Співвідношення						Тип води за Суліним
						J.	Br	rNa rCl	rSO4-100 rCl	rNa - rCl rSO4	rCl-rNa rMg	rCa rMg	Cl Br	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
карпатій-юрський водоносний комплекс														
20-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1729-1719	20.04.53	1,091	123,6	<u>Cl50</u> Na42(Ca7Mg1)	-	-	0,89	0,81	-	5,06	4,3	-	хлоркальцієва
20-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1690-1675	22.09.53	1,088	170,6	<u>Cl49SO41</u> Na44(Ca5Mg1)	-	-	0,89	1,96	-	3,54	3,3	-	хлоркальцієва
20-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1525-1515	10.01.53	1,038	59,3	<u>Cl49 SO41</u> Na43(Ca5Mg2)	-	-	0,88	1,37	-	4,39	4,1	-	хлоркальцієва
25-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1773-1768	16.08.53	1,056	96,2	<u>Cl49 SO4</u> Na43(Ca6Mg1)	-	-	0,86	1,15	-	4,54	4	-	хлоркальцієва
30-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1540-1528	15.03.53	1,082	120,4	<u>Cl50</u> Na43(Ca5Mg2)	29,6	-	0,87	0,26	-	3,83	3	-	хлоркальцієва
50-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1610-1598	22.06.55	1,01	19,1	<u>Cl44 CO36</u> Na48(Ca1Mg1)	-	-	1,09	0,32	30,3	-	4,9	-	гідрокарбонатно-натрієва
80-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1535-1526	28.06.55	1,089	157,9	<u>Cl50</u> Na46(Ca4)	123	153	0,9	0,12	-	3,16	24	142	хлоркальцієва
85-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1642-1630	28.07.55	1,076	160,5	<u>Cl50</u> Na44(Ca5Mg1)	-	-	0,88	0,6	-	4,49	3,9	-	хлоркальцієва
90-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1540-1528	15.08.55	1,082	120,4	<u>Cl50</u> Na43(Ca5Mg2)	30	99	0,87	0,26	-	3,83	3	168	хлоркальцієва
115-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1622-1608	06.10.55	1,057	83	<u>Cl50</u> Na44Ca6	25	162	0,87	0,71	-	150,8	162	421	хлоркальцієва
120-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1562-1535	12.07.56	1,037	53	<u>Cl50</u> Na43(Ca6Mg1)	48	268	0,76	0,56	-	10,98	5,6	281	хлоркальцієва
200-Рд	<u>ІЗ - N1k</u> 1483-1472	08.07.60	1,015	20,2	<u>Cl47 HCO33</u> Na46(Ca2Mg2)	59	-	0,98	0,71	-	0,35	1	-	хлоркальцієва

2.6 Фізико-хімічні властивості природного газу

Основні фізико-хімічні властивості і компонентний склад газу Рудківського родовища охарактеризовані за результатами детального вивчення проб сирого і відсепарованого газу, відібраного по свердловинах в період дослідно-промислової експлуатації (1955–1962 рр.) із газових покладів продуктивних горизонтів і наведені в НДР [6].

Згідно вивчення складу і властивостей газу в контрольних пробах здійснювалось лабораторіями ЦНДЛ "Бориславнафта" і ЦНДЛ об'єднання "Укргаз" та хімічною лабораторією тресту "Львівнафтогазрозвідка" методами газоадсорбційної та газорідинної хроматографії на хроматографах типу ХЛ-3, ХЛ-4 і "Цвет". Для визначення вмісту азоту та вуглекислого газу застосовувався газоаналізатор типу ВТД-2. Усереднена характеристика фізико-хімічного складу газу родовища приведена в таблиці 2.2. Головними компонентами газу карпатій - юрського покладу є метан, вміст якого за різними визначеннями коливається від 95,3 до 98,8% об. Вміст гомологів метану не перевищує десятих частин процента, а деякі компоненти (в окремих випадках), відсутні взагалі. Азот та вуглекислий газ присутні в невеликих кількостях. Відносна густина газу по повітрю становить 0,560 – 0,593 при середньому значення 0,580[6].

Таблиця 2.3 - Узагальнена фізико-хімічна характеристика газу продуктивних горизонтів[6]

Продуктивний горизонт	Кількість визначень	Відносна густина газу	Компонентний склад в об. % (від-до)								
			метан	етан	пропан	бутанові	пентанові+ вищі	діоксид вуглецю	азот	аргон	гелій
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$J_3 - N_{1k}$	36	0,560-0,593	95,27-98,82	0,15-0,94	0,08-0,39	сл-0,32	0,12-0,81	0,10-0,35	0,73-2,91	0,01-0,07	0,01-0,04
$N_{1sd\check{s}_1}$ (гор. НД-9)	8	0,558-0,579	96,43-98,96	0,13-0,83	0,06-0,24	сл-0,04	0,02-0,47	0,05-0,31	0,51-1,17	-	-
$N_{1sd\check{s}_1}$ (гор. НД-8)	1	0,562	98,530	0,190	0,100	-	0,120	0,150	0,900	0,080	0,010
$N_{1sd\check{s}_2}$ (гор.ВД-13)	1	0,562	98,562	0,077	0,011	0,007	0,001	1,122	0,221	-	-

3. Стан запасів газу

Запаси газу Рудківського родовища підраховувались неодноразово як об'ємним методом, так і методом падіння пластового тиску[6].

Перший підрахунок запасів об'ємним методом був виконаний у 1955 році комплексною тематичною партією тресту “Львівнафтогазрозвідка” по горизонту НД-9 (IV піщаний комплекс), згідно з яким ДКЗ СРСР затвердило запаси цього покладу по категорії А+В+С2 в кількості 2921 млн м3 (протокол ДКЗ № 686 від 20.08.1955 р.) [6].

Перший підрахунок запасів газу по основному об'єкту родовища - карпатійюрському покладу був виконаний об'ємним методом трестом “Львівнафтогазрозвідка” у 1958 році. На підставі цього підрахунку ДКЗ СРСР затвердило запаси газу цього покладу в кількості 42,2 млрд м3 по категорії В+С1 (протокол ДКЗ №2272 від 20.06.1958 р.) [6].

Дані дослідно-промислової експлуатації родовища показали, що початкові підраховані запаси газу по карпатій-юрському покладу є завищеними. В зв'язку з цим Дрогобицьким ПКТИ Львівського раднаргоспу у 1962 році був виконаний підрахунок запасів газу родовища. В цій роботі було виконано перерахунок запасів газу по карпатійюрському покладу та горизонту НД-9, а також підрахунок запасів газу по горизонтах НД- 8, НД-7 та НД-5. На основі даного підрахунку ДКЗ затвердило запаси газу родовища (протокол ДКЗ № 3856 від 15.12.1962 р.) в наступній кількості:

карпатій-юрський поклад – 29,126 млрд м3 (А+В+С1);

НД-9 – 2002 млн м3 (кат. С1);

НД-8 – 346 млн м3 (кат. С2);

НД-5 – 398 млн м3 (кат. С2) [6].

Результати дослідно-промислової експлуатації покладу горизонту НД-9 показали, що затверджені запаси газу є завищеними. Тому у 1965 році ЦНДВР Стрийського ГПУ був виконаний підрахунок запасів газу цього покладу по падінню пластового тиску. Запаси газу були оцінені в кількості 1564,4 млн м3 і прийняті на баланс ЦКЗ Міністерства геології УССР[6].

При складанні технологічної схеми дослідно-промислової експлуатації горизонтів НД-8, НД-7, НД-5 та НД-4 була виконана переоцінка запасів газу по цих горизонтах (ЦНДВР Стрийського ГПУ, 1966 р.). Завдяки бурінню розвідувальних свердловин 220-Рд і 225-Рд та отримання в них промислових припливів газу, запаси газу горизонтів НД-8, НД-7 та НД-5 віднесені до категорії С1, запаси газу горизонту НД-4 віднесені до категорії С2[6].

При складанні “Комплексного проекту дорозробки Рудківського газового родовища” (ЦНДВР Стрийського ГПУ, 1971 р.), та “Доповнення до проекту

розробки 170 Рудківського родовища” (ЛКНДВ УкрНДІГаз, 1983 р.) запаси газу уточнювались методом падіння пластового тиску[6].

У 1996 році ЛКНДВ УкрНДІГаз виконало “Проект дорозробки Рудківського газового родовища на завершальній стадії”. В цій роботі було виконано оцінку запасів газу родовища як методом падіння пластового тиску, так і об’ємним методом. У 2003 році по результатах пробної експлуатації газового покладу горизонту НД-10 на Державний баланс були прийняті запаси газу цього горизонту в кількості 715 млн м³ по категорії С1[6].

Згідно з проектом дорозвідки Рудківського родовища 2008 року пробурено ряд свердловин з метою оцінки промислової газоносності нижньосарматських горизонтів НД–10-13[6].

У 2008 році по результатах експлуатації газового покладу горизонту НД-3б на Державний баланс були прийняті запаси газу цього горизонту в кількості 49,0 млн м³ по категорії С1, та 93,0 млн м³ по категорії С2. В даній роботі проведено підрахунок запасів газу за методом падіння пластового тиску по експлуатаційних об’єктах, що знаходяться в експлуатації та об’ємним методом по експлуатаційним об’єктах, що вводяться в розробку (гор НД-12 – блок св. 332-Рд, гор. НД-10 – блок св. 80-Рд) та будуть розроблятися (гор НД-13 – блок св. 323-Рд та блок св. 328-Рд) [6].

В 2010 році фахівцями Львівського КНДЦ УкрНДІгазу (Криськів І.В., Лата Р.І., Міськів Н.Й. та ін.) виконано НДР «Доповнення до коректив до проекту дорозробки Рудківського газового родовища», згідно якої уточнено як технологічну систему розробки (запропоновано подальші варіанти розробки родовища), так і величини дренованих запасів газу[6].

Станом на 01.01.2024 р. з Рудківського родовища видобуто 30723,263 млн м³ газу. Поточні балансові запаси газу по родовищу становлять 3216,737 млн м³ (кат. С1) [6].

За результатами розробки свердловинами газових покладів Рудківського родовища, виконано підрахунок дренованих запасів методом падіння пластового тиску Початкові дреновані запаси газу по покладах Рудківського родовища становлять 32729,1 млн м³. Поточні дреновані запаси газу Рудківського родовища становлять 2010,574 млн м³[6].

Результати підрахункових запасів різними методами подані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 Результати підрахункових запасів різними методами [6]

Горизонт	Категорія	Початкові балансові запаси, млн м3	Попередньо оцінені запаси газу, млн м3		Сумарний видобуток газу на 01.01.2019 р., млн м3	Поточні балансові запаси на 01.01.2019 р., млн м3	Поточні дренажні запаси на 01.01.2019	Відсоток відбору газу від початкових балансових запасів (кат. С1), %	Відсоток відбору газу від початкових дренажних запасів	
			Об'ємним методом	МППТ						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
НД-3б	C1 (111+221)	50	21	18,8	11,634	38,366	7,166	23,3%	61,9%	
	C2 (122+222)		36							
			61							
НД-4а	C1 (111+221)	120	197	186,5	118,645	1,355	67,855	98,9%	63,6%	
	C2 (122+222)									
НД-5а	C1 (111+221)	651	755	753,2	649,281	1,719	103,919	99,7%	86,2%	
	C2 (122+222)									
НД-7	C1 (111+221)	261	346	318	233,653	27,347	84,347	89,5%	73,5%	
	C2 (122+222)									
НД-8-9а	C1 (111+221)	2817	3038	3034,6	2782,288	34,712	252,312	98,8%	91,7%	
	C2 (122+222)									
НД-9б (св. 14-Рд)	C1 (121+221)	10	7		4,737	5,263		47,40%		
	C2 (122+222)									
НД-10	C1 (121+221)	921	802	8314,7	518,366	393,975	316,334	57,20%	62,10%	
	C2 (122+222)		67							
	C2 (332)		320							
НД-11	C1 (121+221)		6	5,8	2,687				3,113	46,30%
	C2 (122+222)		100							
	C2 (332)		1441							
НД-12а	C1 (111+221)		13	10,8	5,972				4,828	55,30%
	C2 (122+222)		64							
	C2 (332)		308							
НД-12б (св. 229-Рд)	C2 (332)		9							
Разом по нижньосарматських горизонтах	C1 (111+121+221)	4830	5185	5162,4	4327,263	502,737	839,874	89,60%	83,80%	
	C2 (122+222)		267							
	C2 (332)		2139							
N1к-ІЗ	C1 (111+221)	29110		27566,7	26396	2714	1170,7	90,70%	95,80%	
	C2 (122+222)									
Разом по родовищу	C1 (111+121+221)	33940	5185	32729,1	30723,263	3216,737	2010,574	90,5%	93,9%	
	C2 (122+222)		267							
	C2 (332)		2139							

4. Характеристика фонду свердловин

На Рудківському газовому родовищі в період 1950-1967 рр. пробурено 66 глибоких свердловин, з них: 38 розвідувальних, 3 оціночні і 25 експлуатаційних [6].

З метою виявлення перспектив нафтогазоносності мезозойських відкладів у 1984 р. пробурена свердловина 300-Рд. У період 1999-2002 рр. на родовищі пробурено 3 оціночноексплуатаційні свердловини (226-, 227-, 228-Рд) У 2006-2008 рр. пробурено 4 свердловини (229-Рд – експлуатаційна, 301-, 303-, 315-Рд – розвідувальні) Свердловини 301-Рд і 303-Рд ліквідували, як такі, що виконали своє завдання і знаходяться у несприятливих геологічних умовах. У 2010 р. відновлено свердловину 80-Рд з фонду ліквідованих свердловин та пробурено розвідувальну св-ну 332-Рд, у 2012 році – свердловину 333-Рд [6].

З фонду розвідувальних і оціночних свердловин ліквідовано 20 свердловин: 16 свердловин – з геологічних причин (15-, 20-, 45-, 65-, 70-, 85-, 90-, 95-, 100-, 115-, 125-, 150-, 165-, 170-, 175-, 180-, 200, 316-, 320-, 323-Рд) і 4 свердловини – з технічних причин (5-, 10-, 60-, 205-Рд) [6].

Станом на 01.01.2024 р. експлуатаційний фонд свердловин родовища, що експлуатують нижньосарматські відклади складає 14 одиниць: 31-, 32-, 80-, 215, 217-, 218-, 219-, 220-, 226-, 227-, 228-, 229-, 328-, 332-Рд. Також три свердловини експлуатують карпатій-юрські відклади: 50, 105, 333-Рд. Одна свердловина з 06.2013 р. знаходяться в консервації: 315-Рд на гор. НД-3б. Одна свердловина очікує ліквідації: 16-Рд [6].

Станом на 01.01.2024 р. загальний фонд свердловин родовища складає 25 св.

- в експлуатації знаходяться 17 свердловин (св. 31-, 32-, 50-, 80-, 105-, 215, 217-, 218-, 219-, 220-, 226-, 227-, 228-, 229-, 328-, 332-, 333-Рд);

- свердловини, що знаходяться в консервації – 1 св. (св. 315-Рд);

- свердловини спостережні - 3 (25-, 140-, 160-Рд);

- свердловини, що очікують ліквідації – 1 (16-Рд - обводнена);

- свердловини для закачки пластових вод - 3 (5а-, 44-, 130-Рд) [6].

Розподіл експлуатаційних свердловин по об'єктах наступний:

- Юрсько-карпатський поклад – 3 св-ни (50-Рд, 105-Рд і 333-Рд);

- горизонт НД-12а – 1 св-на (332-Рд);

- горизонт НД-10 – 7 св-н (32-Рд; 80-Рд; 215-Рд; 226-Рд; 227-Рд; 229-Рд; 328Рд);

- горизонт НД-8,9а – 4 св-ни (31-Рд; 217-Рд; 218-Рд; 228-Рд); св-на 16-Рд очікує ліквідації;

- горизонт НД-7 – 1 св-на (219-Рд);

- горизонт НД-4а – 1 св-на (220-Рд) [6].

Свердловини, що пробурені до 1967 року (крім св. 215-Рд) мають одноколонну конструкцію. Кондуктор діаметром 219-273 мм спускався на глибину 139-478 м з підйомом цементу до гирла. Експлуатаційна колона діаметром 146 мм спускалась на глибини 1070-1800 м. Свердловини 31-Рд і 32-Рд похилоспрямовані. Викривлення стовбура свердловин 27-280[6].

Газоносні горизонти розкривались перфораторами: ПКС-80, ЗП-2-67 зі щільністю 12,5 та 18 отв./п.м, ЗП-1-67 зі щільністю 12 отв./п.м, ЗКМ-54 та інші[6].

На свердловинах встановлена фонтанна арматура, в основному, наступних модифікацій АФК6-65x210, АФТ 2,5x125, АФЗК-65x210К1, АФК6-65x21 та колонні головки типу ОКК1-245x168-210, ОКК2-210-168x45x324, ОКК2-210-168x245x324К1, ОКК2М-21x168x245x324[6].

5. Аналіз розробки газових покладів Рудківського родовища

Станом на 01.01.2024 р. на Рудківському родовищі у розробці перебувають карпатій-юрські газові горизонти і нижньосарматські відклади НД-12а, НД-11, НД-10, НД-9а, НД-8, НД-7 та НД-4а, вони експлуатуються 17 свердловинами: 50, 105, 332, 333, 226, 32, 227, 215, 229, 80, 328, 219, 217, 31, 228, 218, 220-Рд. Свердловина 16-Рд очікує ліквідації. Газові поклади горизонтів НД-9б, НД-5а і НД-4а на даний час не перебувають в розробці у зв'язку з відсутністю діючого фонду.

Свердловини карпатій-юрських порід експлуатуються із робочими дебітами від 1,3 (св. 105-Рд) до 19,4 тис. м³/добу (св. 50-Рд) при робочих тисках 0,5 – 2,2 МПа.

Свердловини нижньосарматських відкладів експлуатуються із робочими дебітами від 0,1 – 1,3 до 5,8 – 6,5 тис. м³/добу при робочих тисках від 0,6 до 1,7 МПа. Поточні пластові тиски становлять від 1,87 МПа до 5,08 МПа.

На 01.01.2024р. з газових покладів Рудківського родовища видобуто 30723,263 млн м³ газу, що становить 90,5 % від початкових балансових запасів газу і 93,2 % від початкових дренажних запасів газу .

Нижче приведено аналіз розробки газових покладів родовища .

Карпатій-юрський поклад

ДПЕ карпатій-юрського покладу розпочалась у грудні 1957 року двома свердловинами – 80-Рд та 130-Рд. В листопаді 1958 року в експлуатацію введена свердловина 120-Рд і до кінця 1959 року розробка здійснювалась трьома свердловинами. В цей період річний видобуток газу знаходився у межах 218,4- 252,9 млн м³.

На протязі 1960-1964 років експлуатаційний фонд збільшився до 28 свердловин, а річний видобуток газу виріс із 537,2 млн м³ до максимального значення 3320,2 млн м³.

Внаслідок падіння пластового тиску та наближення тисків на голівках свердловин до значення тисків в промисловому колекторі, видобуток газу безперервно зменшувався і вже у 1966 році становив лише 2024,7 млн м³. Основні показники розробки карпатій-юрського покладу приведені в таблиці 5.1 та рисунку 5.1.

Різкому зниженню видобутку газу сприяло також прогресуюче обводнення свердловин. Перші ознаки були встановлені ще в кінці 1963 року в приконтурних свердловинах південно-східної частини покладу (свердловини 11-Рд, 41-Рд, 44-Рд, 130-Рд). З 1965 року почалось винесення пластової води в присклепінних свердловинах 9-Рд, 25-Рд і 39а-Рд, а в кінці 1966 року – свердловинах 1, 36-Рд і приконтурних свердловинах 50-Рд, 135-Рд, 155-Рд, 210-Рд і 215-Рд.

Інтенсивне обводнення свердловин обумовлене, переважно, відбірковим підтягуванням підшовної води по зонах підвищеної гідропровідності і тріщинуватості юрських вапнякових відкладів. Аномальному просуванню підшовної води на значну висоту сприяло утворення навколо окремих свердловин і їх груп глибоких депресійних воронок, що виникли внаслідок великих темпів відбору газу у початковий період розробки покладу. В той же час різке зниження темпів відбору газу на пізній стадії розробки покладу сприяє вирівнюванню попередньо створених депресійних воронок у покладі та створює сприятливі умови для розформування (осідання) конусоподібних джерел обводнення.

На протязі 1989-1990 років розробка покладу проводилась 12, а в період 1990-1995 рр. 8 - 9 свердловинами. У 1996 році фонд свердловин зменшився до 4-х, а в наступні роки (1998-2001 рр.) знову виріс до 6 - 9 свердловин. Після експлуатації обводнилися і були ліквідовані свердловини 29-Рд, 135-Рд (1994 р.), 130-Рд (2000 р.), а свердловина 16-Рд (1993 р.) переведена на вищезалягаючі горизонти.

Для забезпечення відбору залишкових запасів газу діючими обводненими свердловинами згідно з проектом 1989 року шість свердловин (1-Рд, 29-Рд, 31-Рд, 34-Рд, 130-Рд, 135-Рд) були введені в консервацію для осідання конусів води.

У грудні 1987 року в двох свердловинах проведено відтискування конусів води за допомогою ПАР та високонапірного газу.

Після першого осідання конусів підшовної води тривалістю 1,7-2 роки обводнені свердловини 1, 31, 34 і 130-Рд працювали понад 2-х років і знову обводнилися. Із даних свердловин за час першого циклу експлуатації видобуто 6628 тис. м³.

Після повторного обводнення свердловини знову були введені у консервацію (з 1.01.1996 р. по 1.03.1998 р.). По другому циклу свердловини 31 і 34-Рд працювали півмісяця, а свердловина 130-Рд півтора місяця після чого повторно обводнилися.

В свердловинах 31 та 130-Рд проведено ізоляцію пластової води і вони знову введені в експлуатацію. За другий цикл експлуатації із даних обводнених свердловин видобуто біля 1 млн м³ газу.

Однак після другого циклу продуктивність свердловин 1, 31, 34 і 130-Рд різко погіршилась, а обводненість значно збільшилась. Тому ці свердловини були ліквідовані на протязі 2000-2003 років, крім св. 31-Рд, яка з 12.2000 р. переведена на горизонт НД-10.

Розробка покладу продовжувалась чотирма свердловинами (св. 5а, 32, 50 та 105-Рд).

Рік	Кількість св-н, одиниць	Середній дебіт св-ни (на кінець року), тис. м ³ /д	Добовий видобуток газу (на кінець року), тис. м ³ /д	Річний видобуток газу, млн м ³	Накопичений видобуток газу, млн м ³	Річний видобуток води, м ³	Ртр, МПа	Рпл, МПа	Водний фактор, см ³ /м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1966	2	143	286	8,6	9	-	-	14,32	-
1967	3	280	840	218,4	227	-	-	14,21	-
1968	3	260	780	252,9	479,9	-	-	14,11	-
1969	11	324	3564	537,2	1017,1	-	-	13,58	-
1970	20	300	6000	1595,2	2612,3	-	-	12,8	-
1971	25	361	9025	2888,1	5500,4	-	-	11,5	-
1972	27	361	9747	3263,6	8764	-	-	9,98	-
1973	28	344	9632	3320,2	12084,2	-	-	8,54	-
1974	28	297	8316	2884,2	14968,4	-	-	7,18	-
1975	27	216	5832	2024,7	16993,1	-	-	6,28	-
1976	27	163	4401	1551,1	18544,2	-	-	5,6	-
1977	26	147	3822	1329,8	19874	-	-	5,03	-
1978	25	127	3175	1104	20978	-	-	4,59	-
1979	24	113	2712	975,1	21953,1	-	2,45	3,91	-
1980	25	88	2200	741,3	22694,6	-	1,96	3,37	-
1981	23	74	1702	554,4	23259	-	1,68	3,11	-
1982	20	58	1160	400,9	23659,9	-	1,87	2,84	-
1983	20	53	1060	370,8	24030,7	-	1,48	2,65	-
1984	19	49	931	329,6	24360,3	-	-	2,51	-
1985	19	34	646	214,1	24574,4	-	-	2,41	-
1986	17	30	510	177,9	24752,3	-	0,9	2,28	-
1987	17	25	425	145	24897,3	-	0,82	2,22	-
1988	16	20	320	118,6	25015,9	-	0,82	2,13	-
1989	16	20	320	98,9	25114,9	-	0,78	2,07	-
1990	12	18	216	70,6	25185,5	-	0,78	2,01	-
1991	13	16	208	67,6	25253,1	-	0,77	1,89	-
1992	12	17	204	73,9	25327	-	0,64	1,87	-
1993	12	15	180	65,5	25392,6	-	0,68	1,82	-
1994	11	12,5	137,5	54,3	25446,9	-	0,58	1,76	-
1995	8	12,3	98,4	36,7	25483,6	-	0,62	1,76	-
1996	9	13,3	119,7	25,3	25512,9	-	0,86	1,97	-
1997	8	9,1	72,8	27,1	25540	-	0,77	2,08	-
1998	9	5,7	51,3	21	25560,9	-	0,78	2,07	-
1999	4	10,4	41,6	18,1	25579	-	0,83	2,07	-
2000	5	13,5	67,5	23,7	25602,7	-	0,7	2,06	-
2001	8	7,2	57,6	17,4	26602,2	-	0,74	2,02	-
2002	9	5,1	45,9	9,1	25629,2	-	0,68	1,82	-
2003	7	5,8	40,6	10,1	25639,3	-	0,76	1,9	-
2004	6	7,2	43,2	10,1	25649,4	-	0,78	1,95	-
2005	5	4,2	21	6,9	25656,3	-	0,68	2,06	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

2006	4	5,3	21,2	7,6	25663,9	-	0,66	1,84	-
2007	4	5,8	23,2	7,1	25670,9	-	0,85	1,95	-
2008	5	5,7	28,5	7,9	25678,8	-	0,9	2,59	-
2009	4	7	28	6,7	25685,5	4,46	0,85	2,53	-
2010	4	8,1	32,4	8,2	25693,7	0,44	0,47	2,81	-
2011	3	8,6	25,8	10,3	25704	0,12	0,9	1,95	-
2012	3	11,5	34,5	8	25712	-	0,71	1,95	-
2013	3	8,4	25,2	8,5	25720,5	0,63	0,81	1,97	1,29
2014	3	9,1	27,3	9,1	25729,6	-	0,81	1,95	-
2015	3	6,6	19,8	7,8	25737,4	2,03	0,88	2,02	0,6
2016	3	6,3	18,9	7,7	25745,1	1,74	0,88	2,04	0,2
2017	3	7,3	21,9	7,9	25753,1	2,29	0,77	2,15	0,3
2018	3	7,2	21,6	7,7	25760,8	3,23	0,75	2,11	0,5
2019	3	2	6	7,2	25768	17,91	0,74	2,11	3,2
2020	2	10,4	20,8	7,5	25775,6	72,41	0,81	2,1	11
2021	3	8,2	24,5	9,1	25784,7	25,99	0,88	1,79	-
2022	3	8,2	24,5	9	25793,6	-	0,97	1,73	-
2023	3	8	24	9,9	25803,6	-	0,85	1,7	-
2024	3	8,5	25,4	10	25813,6	-	0,75	1,7	-

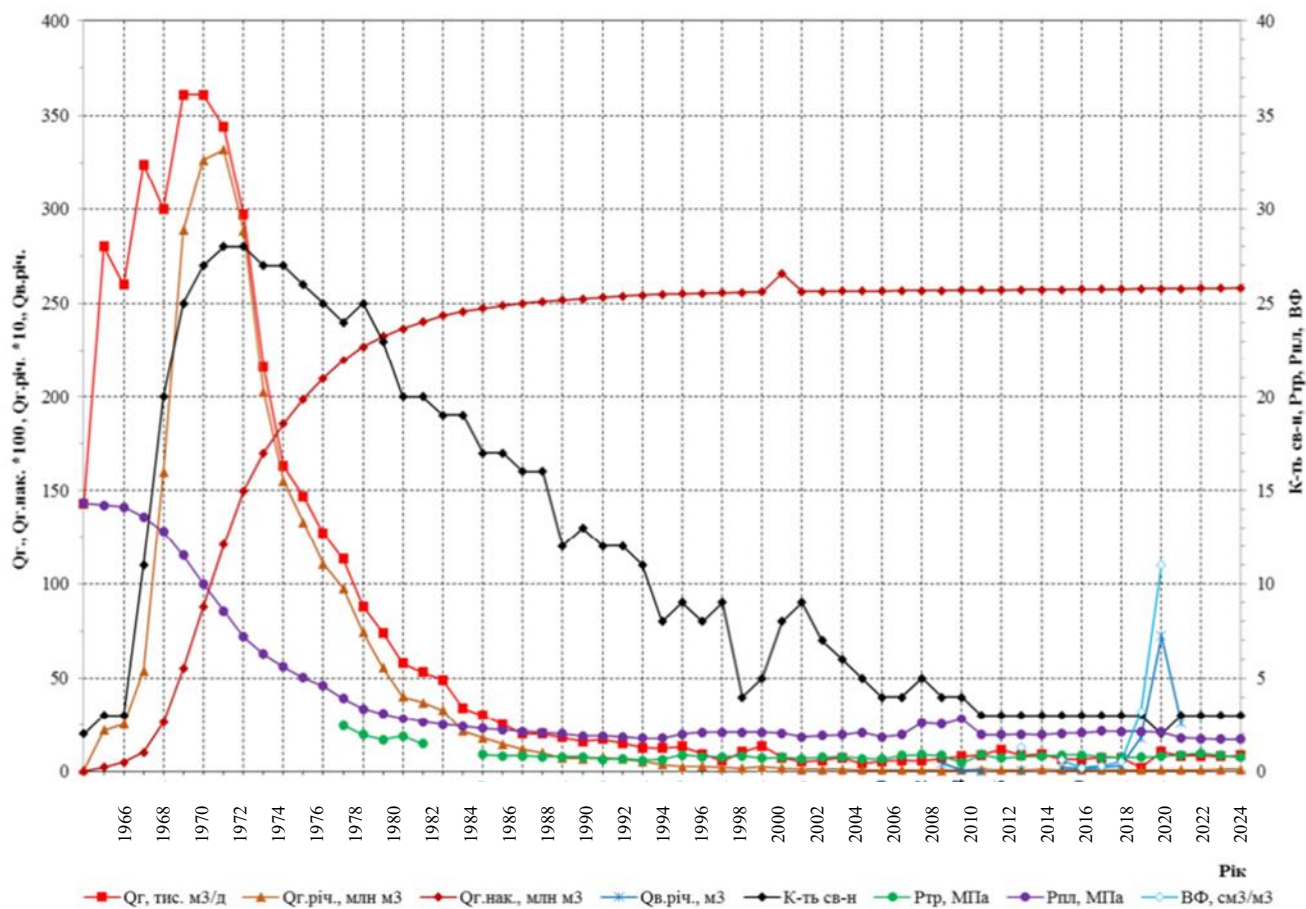


Рисунок 5.1 Динаміка зміни показників розробки карпатій-юрського горизонту

У “Проекті дорозробки Рудківського газового родовища на завершальній стадії” було запропоновано буріння 3 оціночно-експлуатаційних свердловин (св. 226-Рд, 227-Рд, 228-Рд) для оцінки ступеня виробленості карпатій-юрського покладу.

Свердловина 226-Рд була пробурена в кінці 2005 року. При її бурінні в умовах зниженого пластового тиску в карпатій-юрському покладу спостерігалось інтенсивне поглинання бурового розчину. В результаті був отриманий незначний приплив газу (2,1 тис.м³/добу), проте пластовий тиск в покладі виявився значно вищим за тиски у навколишніх свердловинах і становив 5,31 МПа. У 2005 році свердловина пущена в експлуатацію.

Проте пропрацювавши неповних чотири роки (1999-2002 рр.) і видобувши 0,818 млн м³ обводнилась.

Свердловина 227-Рд була пробурена також в кінці 2004 року. При випробуванні в ній покрівельної частини карпатій-юрських відкладів отримано приплив пластової води.

У 2007 році була пробурена і випробувана оціночно-експлуатаційна свердловина 228-Рд. Був отриманий незначний приплив газу 1,0 - 1,5 тис.м³/добу, пластовий тиск становив близько 2 МПа, у лютому 2002 року свердловина введена в експлуатацію.

В квітні 2018 року завершена бурінням розвідувальна свердловина 333-Рд, при випробуванні карпатій-юрських відкладів (інт. перф. 1405-1348 м) отримали промисловий приплив газу.

На 01.01.2024 рік експлуатаційний фонд карпатій-юрського покладу складається із трьох свердловин 50-Рд, 105-Рд і 333-Рд. Найбільшою продуктивністю характеризується свердловина 50-Рд, яка на протязі останніх десяти років стабільно працює з дебітом 14- 20 тис.м³/добу. Поточний дебіт св. 105 і 333-Рд складає 1,3 - 4,7 тис. м³/добу. Поточний робочий тиск становить 0,75 МПа, пластовий – 1,70 МПа. Свердловини працюють без виносу води.

Аналізуючи розподіл пластового тиску по покладу можна констатувати сповільнення темпів його зниження по деяких свердловинах, а по більшості експлуатаційних свердловин та в спостережних свердловинах - його зростання. Так в св. 105-Рд у 1989-1992 роках пластовий тиск (розрахований по статичному) становив 1,83-1,96 МПа, а починаючи з 2002 року коливається в межах 2,49-2,88 МПа. Найвищий тиск по покладу зафіксований в спостережній свердловині 160-Рд та становить 5,59 МПа.

Зростання пластового тиску майже по всіх свердловинах карпатій-юрського покладу свідчить про припливи газу із периферійних недренованих частин покладу, а також може бути пов’язане з вирівнюванням утвореної в процесі розробки покладу

депресійної воронки через значне зменшення темпів відбору газу та скорочення експлуатаційного фонду свердловин.

Станом на 01.01.2024 року із карпатій-юрського покладу з врахуванням об'єму газу, що перетік у вищезалягаючі горизонти і на поверхню під час аварійного стану родовища (582,4 млн м³) видобуто 26396,0 млн м³ газу.

У процесі експлуатації з карпатій-юрського покладу виносилась невелика кількість конденсату, який вловлювалась у сепараційних установках, на ПГРС і в дриппах. Згідно проведеним в 1968 році дослідженням ВНИИГаза при оптимальних умовах сепарації ($P_{\text{сеп}}=5,0$ МПа, $t_{\text{сеп}}=25$ 0С) з 1 м³ видобутого газу можна виділити 9,0 см³ (7,0 г) стабільного конденсату. Фактичний максимальний відбір конденсату (3,3 г/м³) досягнуто в 1967 році, а по мірі падіння пластового тиску він почав знижуватися. З початку розробки на кінець 1978 р. з карпатій-юрського покладу відібрано 43701 т конденсату.

Починаючи з 1979 року кількість вловлюваного конденсату була незначна і тому в подальшому не враховувалась.

Горизонт НД-12а

Газові поклади горизонту НД-12а відкриті розвідувальною свердловиною 332-Рд, яка пробурена згідно проекту дорозвідки Рудківського родовища (2008 р.). Свердловина 332-Рд завершена бурінням у лютому 2016 року. При випробуванні даного горизонту в інтервалі 1307-1298, 1296-1286 м отримано промисловий приплив газу дебітом 14,5 тис. м³/добу при пластовому тиску 11,91 МПа та депресії на пласт 5,55 МПа.

Свердловина 332-Рд введена в експлуатацію з початковим робочим дебітом 6 тис. м³/добу при робочому тиску 4,02 МПа. Протягом 2017-2021 рр. свердловина експлуатувалась з дебітом 2,0 – 1,9 тис. м³/добу при цьому трубний тиск знизився до 1,77 МПа. Експлуатація свердловини відбувається з поступленням на вибір рідини, водний фактор в початковий період становив 11,8 см³/м³, поточний складає 1,7 см³/м³, тільки на кінець 2017 року спостерігається різке зростання водного фактору до 148,9 см³/м³.

На кінець 2021 року річний видобуток газу становить 723 тис. м³, з початку експлуатації видобуто 5972 тис. м³ газу. Поточний пластовий тиск склав 4,97 МПа, тобто 58,3 % від початкового пластового тиску.

Горизонт НД-11

Вперше газові поклади горизонту НД-11 відкриті експлуатаційною свердловиною 227-Рд. При сумісному випробуванні горизонту НД-11-10 в інтервалі 1228-1224, 1212-1195 м отримано промисловий приплив газу дебітом 56,87 тис.

м³/добу при пластовому тиску 11,18 МПа та депресії на пласт 1,03 МПа. За результатами ГДС основне поступлення газу спостерігається з горизонту НД-10.

На даний час розробка горизонту НД-11 ведеться однією розвідувальною свердловиною 328-Рд, яка завершена бурінням в грудні 2016 року згідно проекту дорозвідки Рудківського родовища (2008 р.).

При випробуванні гор. НД-11 в інтервалі 1239-1235, 1220-1207 отримано промисловий приплив газу дебітом 14,4 тис. м³/добу при пластовому тиску 7,99 МПа та депресії 1,19 МПа.

Свердловина 328-Рд введена в експлуатацію в квітні 2017 р. з початковим робочим дебітом 2 тис. м³/добу при робочому тиску 2,84 МПа. та водному фактору 34,9 см³/м³.

На кінець 2021 року робочий дебіт газу знизився до 0,5 тис. м³/добу, річний видобуток газу становить 320 тис. м³, з початку експлуатації видобуто 2687 тис. м³ газу.

Поточний пластовий тиск склав 4,30 МПа, тобто 41,1% від початкового.

Горизонт НД-10

Розробка горизонту НД-10 почалась в грудні 2002 року свердловиною 31-Рд. В грудні 2005 року до розробки даного горизонту долучилась свердловина 227-Рд.

У квітні 2006 року до розробки горизонту долучилась свердловина 32-Рд, яка була переведена з карпатій-юрського покладу, а в серпні 2008 року свердловина 226-Рд, яка також експлуатувала карпатій-юрський поклад. В серпні 2010 року на горизонт НД-10 переведена свердловина 215-Рд, яка до цього розробляла горизонт НД-4а. В квітні 2014 р. на даний горизонт була введена в експлуатацію свердловина 229-Рд. В східній ділянці покладу пробурена і введена в експлуатацію в березні 2010 року розвідувальна свердловина 80-Рд. Таким чином на 01.01.2024 рік експлуатаційний фонд горизонту НД-10 складається з шести свердловин (32-Рд, 80-Рд, 215-Рд, 226-Рд, 227-Рд, 229-Рд).

Свердловина 31-Рд в липні 2012 року переведена на горизонт НД-9а після обводнення.

Від самого початку експлуатації свердловини 31-Рд, 227-Рд, 229-Рд і 32-Рд виносять пластову воду. Водяний фактор коливається в межах 1,5 - 32 см³/м³. На кінець 2021 року водний фактор по покладу складає 6,7 см³/м³. Поступлення води в однаковій кількості свідчить, що її джерелом є окремі водоносні пропластки в продуктивному розрізі. Поточний середній робочий дебіт становить 3,7 тис.м³/добу, робочий тиск –1,31 МПа. За час розробки горизонту НД-10 пластовий тиск знизився від початкового 12,37 до 5,14 МПа, або на 58,4 %.

З початку розробки горизонту НД-10 видобуток газу на 01.01.2022 рік становить 518366 тис. м³.

Горизонт НД-9б

Розробка газового покладу горизонту НД-9б розпочалась у грудні 2002 року, коли при переводі св. 14-Рд на вищезалягаючі горизонти з цього об'єкту був отриманий приплив газу з дебітом 36,1 тис.м³/добу на діафрагмі 5,85 мм при пластовому тиску 8,73 МПа і депресії 0,23 МПа.

Однак пропрацювавши менше року свердловина почала інтенсивно обводнюватись, а дебіт газу різко зменшився, на кінець 1997 р. дебіт газу становив 0,9 тис.м³/добу, а водяний фактор 70,0 см³/м³. На початку 1999 року свердловина повністю обводнилась видобувши 4737 тис. м³ газу. При цьому пластовий тиск знизився з 8,73 МПа до 6,11 МПа.

Таким чином можна констатувати, що газоносність горизонту НД-9б носить локальний лінзовидний характер.

Горизонт НД-8,9а

Газовий поклад горизонту НД-9а введений у дослідно-промислову розробку в 1967 році свердловино. 40-Рд, а у квітні 1969 року трьома свердловинами 40-Рд, 55-Рд і 110-Рд. Після короткочасної експлуатації приконтурна свердловина 55-Рд обводнилась. Подальша розробка покладу до 1973 року проводилась двома свердловинами 40 і 55-Рд.

До початку розробки по горизонту НД-9а внаслідок аварійних перетоків газу з карпатій-юрського покладу спостерігалось підвищення пластового тиску.

Значного перерозподілу пластових тисків (в часі) по покладу не відбувалось. Спостерігається надто нерівномірна виробка по площі об'єкту, що вказує на затруднений газодинамічний зв'язок окремих ділянок горизонту НД-8.

Горизонт НД-7

ДПЕ горизонту НД-7 розпочалась в грудні 1973 року двома свердловинами 220-Рд і 225-Рд.

Подальша розробка покладу проводилась трьома свердловинами, а з 1985 р. після обводнення свердловини 220-Рд і переводу її на горизонт НД-5 - двома.

На протязі 1991-1993 рр. фонд свердловин збільшився до чотирьох за рахунок переведення свердловин 219-Рд і 55-Рд. Розробка покладу з 1994 року проводилась трьома, а з 1995 двома свердловинами (219-Рд і 216-Рд) після обводнення свердловин 22-Рд 5 і 55-Рд.

Максимальний видобуток газу 39149,4 тис. м³ був досягнутий в 1974 р., після чого він став поступово падати і в 2011 р. становив 1101,5 тис. м³.

Зниження видобутку газу пов'язане з падінням пластового тиску і постійним поступленням на вибої свердловин пластової води.

На 01.01.2024 рік поклад розробляється однією свердловиною 219-Рд. Робочий дебіт свердловини на протязі останніх десяти років коливається в межах 3,2-1,0 тис.м³/добу. Поточний робочий дебіт свердловини становить 0,6 тис.м³/добу, робочий тиск 1,72 МПа, поточний пластовий тиск – 2,69 Мпа.

Горизонт НД-5а

У розробку поклад горизонту введений в грудні 1973 р. і до квітня 1977 р. експлуатувався пакерною свердловиною 225-Рд, після чого почалась його суміснороздільна експлуатація з горизонтами НД-9а-НД-8 в свердловині 219-Рд. До кінця року в експлуатацію вступила свердловина 215-Рд, яка раніше розробляла карпатій-юрський поклад.

Подальша розробка покладу проводилася 3 свердловинами, а з листопада 1985 р. фонд свердловин збільшився до 4 за рахунок введення (з гор. НД-7) до експлуатації свердловини 220-Рд.

Поточні робочі дебїти свердловин знаходились в межах 0,1-0,2 тис.м³/добу.

Водяний фактор коливався від 0,09 до 0,383 см³/м³.

З початку розробки із горизонту відібрано 649281 тис. м³. Середній пластовий тиск при цьому знизився з 9,12 до 2,18 МПа, тобто на 76,1 %.

Максимальний видобуток газу припадає на свердловини 225п і 219-Рд відповідно 268,3 і 234,8 млн м³, мінімальний на свердловини 220-Рд (2,8 млнм³) і 215-Рд(143,5 млн м³), поточний пластовий тиск (на кінець 1984 р.) в покладі змінювався від 1,76(св. 219-Рд) до 2,24 МПа (св. 225-Рд) і в цілому збільшувався від склепінної частини до контура газоносності горизонту. Такий розподіл поточного пластового тиску визначається основним відбором газу із присклепіневої частини покладу.

Горизонт НД-4а

Газовий поклад горизонту НД-4а тривалий час не розроблявся залишаючись об'єктом повернення. Його розробка розпочата в жовтні 1986 р. свердловиною 215-Рд. На протязі 1987-1988 рр. із нижчезалягаючих горизонтів на горизонт НД-4а були переведені свердловини 220-Рд і 225-Рд. До 2000 р. розробка покладу продовжувалась трьома свердловинами. У 2000 р. обводнилась св. 225-Рд, а у 2004 р. св. 215-Рд.

Максимальний річний видобуток газу з горизонту досягнуто на другий рік розробки (1987 р.) і становив 24273 тис м³ та в подальшому поступово зменшувався. У 2005 р. з покладу видобуто всього 177 тис. м³ газу.

З самого початку експлуатації відбори газу були обмежені винесенням пластової води. Максимальний видобуток газу припадає на св. 215-Рд - 101,543 млн м³, мінімальний на св. 225-Рд - 5,891 млн м³.

На 01.01.2019 року поклад розробляється однією свердловиною 220-Рд. Її робочий дебіт становить 0,1 тис.м³/добу при робочому тиску 0,75 МПа. Поточний водний фактор становить 200 см³/м³. Річний видобуток газу становить 16 тис. м³, а сумарний видобуток газу з горизонту становить 118645,5 тис. м³. Пластовий тиск знизився з 7,51 до 3,51 МПа, тобто 53,3 %.

Горизонт НД-3б

Газовий поклад горизонту НД-3б введений у розробку пошуковою свердловиною 315-Рд в жовтні 2013 року в інтервалі 717-706 м із початковим дебітом 10,0 тис.м³/добу, при робочому тиску 5,29 МПа, пластовий тиск складав 6,46 МПа.

Протягом 2014-2015 рр. свердловина експлуатувалась стабільно із робочим дебітом 9,9 - 9,0 тис.м³/добу при зниженні робочого тиску від 5,15 до 3,63 МПа. На кінець 2015 року спостерігається зростання водного фактору до величини 26,4 см³/м³.

З 2016 року спостерігається подальше зниження продуктивності свердловини і у 2017 році робочий дебіт складає 3,1 тис.м³/добу при робочому тиску 1,77 МПа і зростання водного фактору до 233,4 см³/м³.

З кінця 2017 року і по червень 2019 року свердловина не експлуатується, а з червня 2019 року введена в консервацію.

Станом на 01.01.2024 рік свердловиною 315-Рд з горизонту НД-3б видобуто 11633,6 тис. м³ газу, пластовий тиск знизився до 2,96, тобто на 54,2 %.

Для аналізу процесу розробки на практиці застосовується графік залежності $R_{пл}/Z_{пл}=f(Q_{вид})$. Горизонт – карпатій-юра. Рисунок 5.2

Середню величину пластового тиску для об'єкта розробки зважували за питомими газонасиченими об'ємами порового простору на початок поточного року.

Вихідна інформація для підрахунку дренажних запасів газу по розробці карпатій-юрського покладу наведена у таблиці 5.2, а його результати на рисунку 5.2.

Таблиця 5.2 Вихідні дані для підрахунку дренажних запасів газу методом падіння пластового тиску

Роки	Пластові тиски, середньозважені за дренованими об'ємами газонасиченого порового простору Рпл, МПа	Коефіцієнти стигливості газу Zпл, частки одиниць	Приведений пластовий тиск, Рпл/Zпл, МПа	Накопичений видобуток газу Qвид., млн м 3
1	2	3	4	5
Карпатій- юра				
1966	14,32	0,8601	16,65	8,6
1967	14,21	0,8603	16,52	227
1968	14,11	0,8604	16,4	479,9
1969	13,58	0,8614	15,76	1017,1
1970	12,8	0,8634	14,83	2613,3
1971	11,5	0,868	13,25	5500,4
1972	9,98	0,8757	11,4	8764
1973	8,54	0,8855	9,64	12084,2
1974	7,18	0,8969	8,01	14958,4
1975	6,28	0,9058	6,93	16999,3
1976	5,6	0,9132	6,13	18544,2
1977	5,03	0,9199	5,47	19874
1978	4,59	0,9254	4,96	20978
1979	3,91	0,9344	4,18	21953,3
1980	3,37	0,9421	3,58	22694,6
1981	3,11	0,9459	3,29	23259
1982	2,84	0,95	2,99	23659,9
1983	2,65	0,953	2,78	24030,7
1984	2,51	0,9552	2,63	24360,3
1985	2,41	0,9568	2,52	24574,4
1986	2,28	0,9588	2,38	24752,3
1987	2,22	0,9598	2,31	24897,4
1988	2,13	0,9613	2,22	25015,9
1989	2,07	0,9623	2,15	25114,9
1990	2,01	0,9633	2,09	25185,5
1991	1,89	0,9653	1,96	25253,1
1992	1,87	0,9656	1,94	25327
1993	1,82	0,9665	1,88	25392,589
1994	1,76	0,9675	1,82	25446,899
1995	1,76	0,9675	1,82	25483,628
1996	1,97	0,9639	2,04	25512,885
1997	2,08	0,9621	2,16	25539,975
1998	2,07	0,9623	2,15	25560,938
1999	2,07	0,9623	2,15	25578,998
1	2	3	4	5
2000	2,06	0,9625	2,14	25602,668

2001	2,02	0,9631	2,1	26202,17
2002	1,82	0,9665	1,88	25629,158
2003	1,9	0,9651	1,97	25639,278
2004	1,95	0,9643	2,02	25649,358
2005	2,06	0,9625	2,14	25656,278
2006	1,84	0,9661	1,9	25663,858
2007	1,95	0,9643	2,02	25670,928
2008	2,59	0,9539	2,72	25678,83
2009	2,53	0,9548	2,65	25685,525
2010	2,81	0,9505	2,96	25693,688
2011	1,95	0,9643	2,02	25703,985
2012	1,95	0,9643	2,02	25712,02
2013	1,97	0,9639	2,04	25720,483
2014	1,95	0,9643	2,02	25729,624
2015	2,02	0,9631	2,1	25737,393
2016	2,04	0,9628	2,12	25745,139
2017	2,15	0,961	2,24	25753,061
2018	2,11	0,9616	2,19	25760,808
2019	2,11	0,9616	2,19	25768,024
2020	2,1	0,9618	2,18	25775,57
2021	1,79	0,967	1,85	25784,657
2022	1,73	0,968	1,79	25793,614
2023	1,7	0,9685	1,76	25803,555
2024	1,7	0,9685	1,76	25813,56

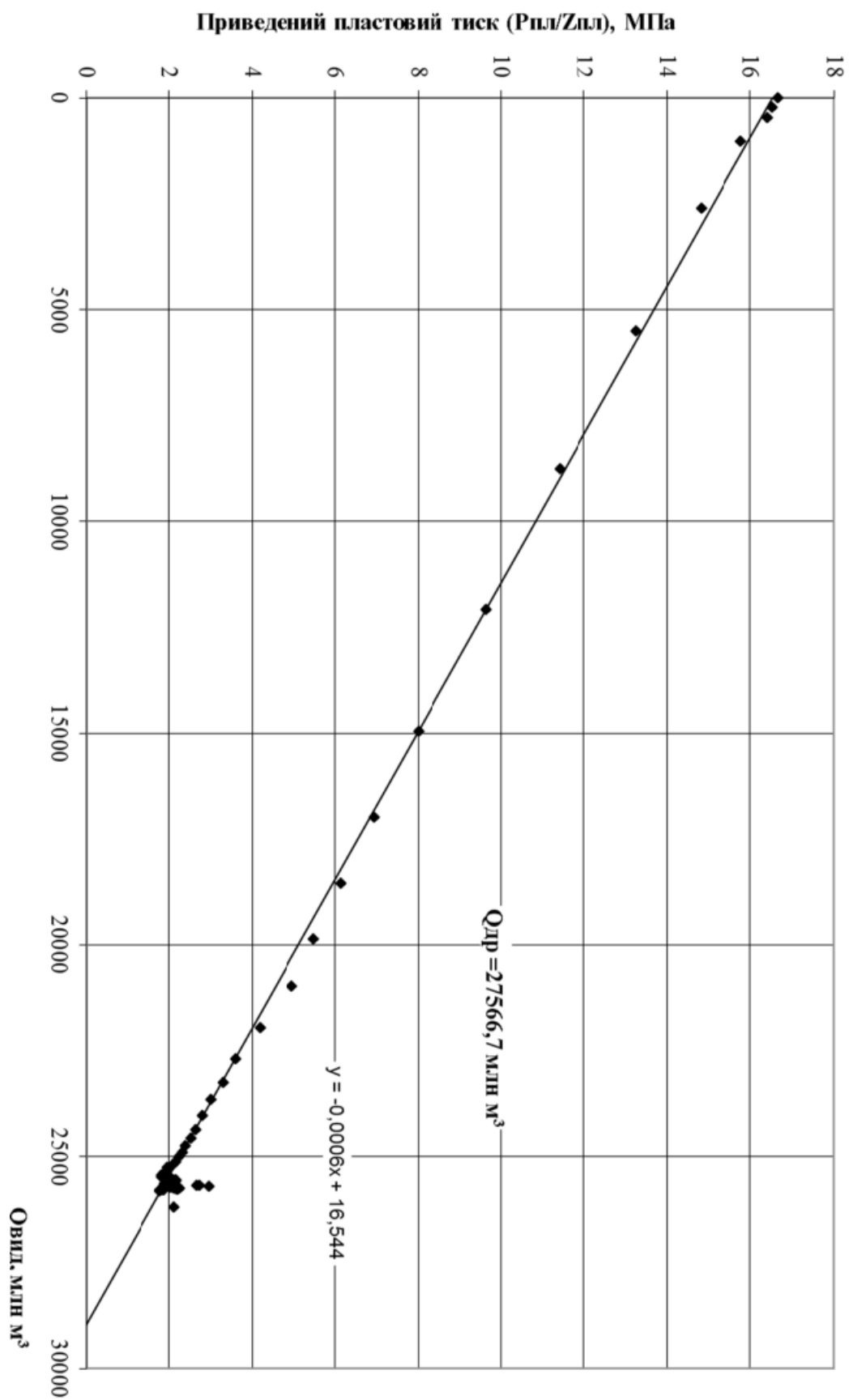


Рис.5.2 - Графік залежності Рпл/Зпл=f(Qвид). Горизонт – карпатій-юра

Після дещо прискорених темпів падіння пластового тиску у початковий період розробки, тобто під час його аварійного стану, приведений тиск в карпатій-юрському покладі з кінця 1966 р. по кінець 1969 року знижувався пропорційно підбору газу. Точки графіка у цей період лягають на пряму, що відтинає на осі абсцис запаси газу в кількості 28530 млн.м³. З врахуванням величини перетоку газу (536 млн.м³) початкові геологічні запаси газу складають 29066 млн.м³.

Таким чином можна зробити висновок, що до початку 1970 року карпатій-юрський поклад розроблявся практично при газовому режимі. В подальшому спостерігаються відхилення точок графіку вверх від прямої газового режиму внаслідок просування підшвинної води у газовий поклад. Зворотнє зближення точок на ділянці 1977-1992 років можна пояснити неточністю замірів тиску в умовах обводненості свердловин.

В останній період розробки покладу при незначних відборах газу має місце деяке відновлення пластового тиску. Це пояснюється вирівнюванням глибоких депресійних воронки і підтоком газу з периферійних ділянок.

Величина сумарного припливу води в поклад визначена в кількості 37,9 млн.м³, в результаті чого поровий об'єм зменшився з 204,4 до 165,5 млн.м³. Коефіцієнт підтримки пластового тиску за рахунок пружноводонапірного режиму становить 0,13. Невисоке значення коефіцієнта є результатом затрудненого гідродинамічного зв'язку газового покладу із законтурною областю внаслідок залягання в зоні контакту газ-вода низькопроникних порід.

Карта розробки карпатій-юрського покладу представлена на додатку 5.

6. Рекомендації з раціональної розробки родовища та комплекс поточних промислових досліджень і контролю за розробкою родовища

6.1 Контроль і спостереження за розробкою газових покладів

У ході промислової розробки родовища проводиться комплекс газогідродинамічних, лабораторних, термометричних, геофізичних та інших досліджень, обсяги і види яких регламентуються чинними нормативно-правовими актами і галузевими стандартами.

Комплекс заходів по контролю та спостереженню за розробкою газового покладу повинен бути достатнім для виконання основних завдань, що ставляться перед промисловою розробкою, забезпечення стабільної роботи свердловин.

У результаті впровадження цього комплексу повинні бути отримані достовірні дані для:

- уточнення положення ГВК;
- вивчення фільтраційно-емісійних характеристик пластів, складу та фізико-хімічних властивостей пластових рідин і газів, фізико-гідрогазодинамічних характеристик колекторів;
- оцінки запасів газу методом падіння пластового тиску і подальшого промислового освоєння родовища.

Комплекс досліджень включає наступне.

1. Періодичне -один раз в півріччя- вимірювання статичних тисків по кожній експлуатаційній свердловині.

2. Замір пластових тисків глибинними манометрами в експлуатаційних свердловинах один раз у рік.

3. Дослідження експлуатаційних свердловин на неусталених режимах фільтрації один раз у рік по можливості.

4. Дослідження експлуатаційних свердловин на усталених режимах фільтрації 1 раз в рік, якщо параметри свердловини дозволяють провести даний вид дослідження. У протилежному випадку дослідження доцільно проводити на одному режимі.

5. Відбирання 1 раз в півріччя проб газу на визначення його фізико-хімічних властивостей.

6. Систематичний контроль (1 раз в місяць) за технічним станом експлуатаційних свердловин (вимірювання міжколонних тисків, візуальне спостереження за присвердловинними газопроявами при наявності останніх і т.п.).

7. Облік витрат газу на власні потреби, втрат при дослідженні, продувках.

8. Проведення комплексу ГДС дослідження (ІННК, ГК, НГК, ТК, термодобітометрія та ін.) - при необхідності (поява пластової води, різке відхилення від режиму та інше).

Приведений комплекс досліджень є основним, проте не виключає й інших додаткових видів досліджень, при необхідності можливе збільшення частоти виконання окремих заходів по контролю за розробкою. Всі види досліджень свердловин необхідно проводити із подачею газу в газопровід. Роботи необхідно проводити згідно правил техніки безпеки і охорони надр нафтогазовій промисловості. Напрямок подачі газу вибирає газовидобувна організація. У випадку відхилень технологічного режиму експлуатації свердловин від проєктного, різкого збільшення частки води у продукції, заколонних перетоків газу та ін. необхідно виконати ГДС за спеціально складеними планами з врахуванням задач, що вирішуються.

6.2 Рекомендації з інтенсифікації видобутку газу

Для підвищення ефективності експлуатації діючого фонду свердловин при проведенні ремонтних робіт, пов'язаних з глушінням свердловин, рекомендується застосовувати сольовий розчин необхідної питомої ваги.

З метою очищення від забруднення привибійної зони після капремонту та для збільшення продуктивності свердловин, рекомендується соляно- і глинокислотна обробка на основі ортофосфорної кислоти, у тих об'єктах з яких не спостерігається поступлення води, у протилежному випадку даний вид робіт проводити не рекомендується.

Після закінчення буріння для очищення поверхні вибою від забруднюючих матеріалів та утворень (глиниста і цементна кірка) та впливу на пласт в радіусі зони проникнення бурового розчину, або його фільтрату, рекомендується проведення кислотних ванн. Під час проведення обробки, кислота впливає на метал устаткування, що не витягується, тому кислотну ванну необхідно проводити із додатковими застереженнями. Розчин кислоти повинен бути посилено інгібований для максимального захисту металу від корозії та застосовуватися із зниженою концентрацією -6 % розчин HCl.

6.3 Рекомендації по переведенню експлуатаційних свердловин на верхні та нижні продуктивні горизонти

Основним резервом підтримування видобувних можливостей родовища на даному етапі є раціональне використання наявного фонду свердловин. Доцільним є переведення свердловин на нижні та верхні продуктивні горизонти.

У конкретних умовах переведення експлуатаційних свердловин із об'єкта на об'єкт рекомендується здійснювати опісля виконання робіт із інтенсифікації припливів. Виснажені об'єкти розробки слід ізолювати цементними мостами.

Таблиця 6.1 – Рекомендовані інтервали перфорації в об'єктах повернення

Свердловина	Горизонт експлуатації	Інтервал експлуатації, м	Горизонт повернення	Проектний інтервал розкриття, м	Примітка
332-Рд	НД-12а	1307-1286	НД-11	1283-1248	Газонасичений за даними ГДС
НД-10	1237-1219	Газонасичений за даними ГДС			
НД-9а	1102-1044	Газонасичений за даними ГДС			
НД-8	1022-986	Газонасичений за даними ГДС			
227-Рд	НД-11-10	1228-1195	НД-9а	1090-1058 1054-1033	Газонасичений за даними ГДС
НД-8	996-971	Газонасичений за даними ГДС			
НД-7	914-910 908-904	Газонасичений за даними ГДС			
226-Рд	НД-10	1222-1212	НД-11	1262-1241	Газонасичений за даними ГДС
НД-9а	1069-1042	Газонасичений за даними ГДС			
НД-8	1000-978	Газонасичений за даними ГДС			
НД-7	932-919	Газонасичений за даними ГДС			
НД-5а	838-834	Газонасичений за даними ГДС			
НД-4а	758-753	Газонасичений за даними ГДС			
НД-36	725-719	Газонасичений за даними ГДС			
215-Рд	НД-10	1214-1204	НД-11	1285-1228	Газонасичений за даними ГДС
НД-9а	1058-1042	Газонасичений за даними ГДС			
НД-8	999-970	Газонасичений за даними ГДС			
НД-7	912-897	Газонасичений за даними ГДС			
НД-36	713-698	Газонасичений за даними ГДС			
229-Рд	НД-10	1216-1203	НД-11	1261-1226	Газонасичений за даними ГДС
НД-9а	1061-1023	Газонасичений за даними ГДС			
НД-8	1001-971	Газонасичений за даними ГДС			

6.4 Рекомендації з дорозвідки родовища

Значну частку від загальних запасів газу, становлять попередньо-розвідані запаси із невизначеним промисловим значенням -код класу 332- 2947 млн м³(33,2 %).

Промислове значення цих запасів може бути встановлено у процесі дорозвідки родовища при бурінні пошуково-розвідувальних свердловин і при переведенні експлуатаційних свердловин на газові поклади із даними запасами.

Доцільним є виконання проєкту дорозвідки Рудківського родовища в якому буде розглянуто кількість та місцеположення пошуково-розвідувальних свердловин із метою залучення до розробки родовища вказаних запасів газу.

7. Охорона навколишнього середовища

7.1 Вплив на геологічне середовище

Вплив видобування газу на геологічне середовище у надрах Рудківського родовища поширюється за межі обсадки свердловин лише на поклади. Після вилучення ВВ у поклад можуть заглиблюватися пластові води, густина яких набагато вища, аніж газу. Прийнятий режим розробки покладів із використанням природної енергії створює умови для зменшення їх маси на величину видобутих обсягів газу.

Навколишнє середовище родовища характеризується в радіусі 1 км навколо його крайніх точок. Відповідно до проведених розрахунків (на прикладі свердловини 333-Рд), об'єм геологічного середовища в межах ландшафтного циліндра складає 10,68 км³ на одну свердловину та буде сумарно збільшуватися в міру освоєння нових покладів. Частина цього простору, в межах уявного циліндра, описаного навколо родовища (площею 2,1 га/св), становить 0,069 км³ або 0,65%.

Основою ландшафту є геологічне середовище, що займає 70,7% навколишнього середовища. Коефіцієнт геомеханічного порушення надр (Кг.п.н) становить - $0,4 \times 10^{-7}$ %, що є мізерною величиною.

Ступінь порушення земної поверхні об'єкта досліджень при прокладанні трубопроводів довжиною в 43000 м, в порівнянні із бурінням свердловин є незначним - до 0,039 % шару четвертинних порід на глибину до 1,6 м на площі 111,9 км² і, після певних видів рекультиваційних робіт, практично не завдає шкоди довкіллю.

В існуючому видобувному фонді підприємства налічується 17 експлуатаційних, 3 спостережних та 3 спеціальних під закачку СПВ свердловин. При їх спорудженні на родовищі було пошкоджено приблизно 50га угідь. На даний час всі пошкоджені угіддя рекультивовані.

Загальна площа техногенних порушень, що залежить від фонду свердловин і терміну експлуатації родовища, становить 290 га. При цьому, абсолютні площі порушень території Рудківського родовища, із збільшенням терміну їх експлуатації та загального фонду свердловин, будуть зростати майже лінійно.

Експлуатація родовища не передбачає екологічної відповідальності за вплив бурових та будівельно - монтажних робіт на довкілля, оскільки вони є іншими видами господарської діяльності.

7.2 Природоохоронні заходи при облаштуванні та експлуатації родовища

Основною продукцією, що отримана в процесі експлуатації свердловин Рудківського родовища є очищений газ, а відходами – супутні пластові води, газ регенерації і незначні викиди газу та продуктів його згорання в атмосферу. Для зниження рівня негативного впливу виробництва у проєктних документах на облаштування родовища необхідно розробити спеціальні рішення, якими передбачаються охоронні, захисні, відновлюючі і компенсаційні заходи.

Охоронні рекомендації передбачають систему заходів, які будуть спрямовані на повне видобування корисних копалин, запобігання забруднень довкілля та здійснення контролю за розробкою надр. Захисні заходи на стадії експлуатації Рудківського родовища передбачають утилізацію рідких відходів шляхом їх закачування назад у надра чи часткове використання при капремонті свердловин. Компенсаційні заходи на стадії облаштування та експлуатації родовища зводяться до сплати збору за користування надрами та за забруднення атмосферного повітря, що стягуються відповідно до діючого законодавства.

Розробка Рудківського родовища в цілому та кожного окремого об'єкту повинна виконуватися відповідно до затверджених проєктних документів. Контроль за розробкою родовища повинен ґрунтуватися на регулярних спостереженнях, що здійснюються відповідно до галузевих стандартів.

7.3 Утилізація відходів виробництва

Способи знешкодження відходів і місця їх утилізації повинні бути узгоджені із місцевими органами по охороні природи.

На прикладі св. 333-Рд, можна побачити, що за період її спорудження, буде утворено 13,24 т газоподібних відходів – продуктів згорання дизпалива при роботі двигуна внутрішнього згорання і спалювання природного газу на факел при освоєнні свердловини, 95 т твердих відходів буріння у вигляді бурового шламу і 117,2 м³ рідких відходів буріння у вигляді відпрацьованої промивної рідини.

Побутові стоки вивозяться на очисні споруди ДП «Комунальник», тверді побутові відходи, які по мірі утворення збирають в контейнери та видаляють з території бурового майданчика протягом двох діб, вивозять на Стрийський міський комбінат КП. Усі металеві відходи вивозяться на базу Стрийського ВБР, де частина використовується для господарських потреб, частина здається на пункт прийому металобрухту.

Викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря на межі СЗЗ не будуть перевищувати ГДК, а при виконанні передбачених проектом заходів виключається контакт з навколишнім середовищем твердих і рідких відходів.

З метою захисту довкілля від забруднення при можливих розливах СПВ через негерметичність обладнання, порушення технологічного процесу закачки СПВ у поглинальний горизонт, корозії окремих вузлів, несправність контрольно-вимірювальних приладів, виникнення аварійних ситуацій повинен вестися щоденний та періодичний контроль за технологічним процесом закачки та довкіллям згідно проектних вимог та галузевих стандартів.

Накопичені СПВ вивозяться спеціальним автотранспортом на установку їх утилізації - УППГ-7, що знаходиться на території родовища і повертаються в поглинальний горизонт цього ж родовища через поглинальну свердловину 130-Рд, відповідно до проектних вимог.

Кожна видобувна свердловина повинна бути облаштована бетонованою площадкою із бордюрами та каналізаційною схемою з метою відведення технологічної рідини під час проведення ремонтних робіт. Промислові стічні води утилізуються згідно із проектними вимогами по облаштуванню родовища.

8.Оцінка економічної ефективності розробки родовища

8.1 Вихідні дані для розрахунків економічних показників

Економічна оцінка розробки покладів Рудківського газового родовища, виконана на основі проєктних технологічних показників, починаючи з 2024р. Техніко-економічні показники розробки розраховані за одним варіантом в цілому по родовищу.

Оцінка виконана за нормативами податків та платежів, що затверджені Податковим кодексом України і діють у IV кварталі 2024 р. (таблиця 8.1). При цьому враховано закон України «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких інших законодавчих актів України щодо покращення адміністрування та перегляду ставок окремих податків і зборів» № 2628-VIII від 23.11.2018 р.

Економічні розрахунки проведені для розробки покладів горизонтів НД-12, НД-11, НД-10, НД-8, НД-9а, НД-7, НД-4а та карпатію Рудківського родовища.

Проектується, що за першим базовим варіантом запаси газу родовища будуть розроблятися у період 2024-2053рр. існуючим фондом свердловин №31,32,50,80,105,215,217,218,219,220,226,227,228,229,328,332,333-Рд.

Економічна оцінка ефективності розробки запасів газових покладів Рудківського родовища виконана із визначенням таких основних показників: чистого прибутку видобувного підприємства, грошового та дисконтованого грошового потоків, рентабельності, терміну окупності капітальних вкладень і внутрішньої норми дохідності. Основними критеріями економічної ефективності є чистий прибуток, дохід держави і дисконтований грошовий потік. Останній визначений як різниця між сумою чистого доходу із амортизаційними відрахуваннями і поточними капіталовкладеннями.

Грошовий потік розрахований з фактором часу (дисконтований грошовий потік) і без нього.

Розрахунками передбачена сплата до держбюджету податку на додану вартість, податку з прибутку, норми яких наведені в таблиці 8.1.

Дисконтування річних грошових потоків приведено до першого року розробки, а норма дисконту прийнята у розмірі 14,0 %, відповідно до облікової ставки Нацбанку України.

Таблиця 8.1– Нормативи витрат на розробку Рудківського родовища

Статті витрат	Одиниці виміру	Показники	Примітка
Залишкова вартість основних фондів:	тис. грн	3799,96	Дані ГПУ «Львівгазвидобування»
в т.ч. свердловини	тис. грн	3082,41	
в т.ч. облаштування	тис. грн	717,55	
Вартість буріння 1м проектної свердловини глибиною: до 3000 м	тис.грн	30	
Вартість облаштування гирла свердловини (АФК, ОКК):	тис. грн.	1780	
в т.ч.НКТ, 1м.п.	грн.	690	
Вартість будівництва 1 км шлейфу	тис. грн.	1550	
Оновлення ОФ на газову свердловину	тис. грн/св рік	180	
Інші проектні капвкладення на облаштування, в т.ч. екологія	%	10	Від вартості облаштування
Коефіцієнт дисконтування	%	18,0	Облікова ставка Нацбанку України
Податок на додану вартість	%	20	Податковий кодекс ст.193.1
Податок на прибуток	%	18	Податковий кодекс п.136.1
Рентна плата:			Податковий кодекс п.252.20
- до 5000 м газ	грн/1000м ³	2628,07	
конденсат	грн/т	3611,02	
Товарний газ	%	98,0	
Ціна 1000 м ³ газу (з ПДВ)	грн.	11152,80	

8.2 Капітальні вкладення та експлуатаційні витрати

Додаткові капітальні вкладення на подальше освоєння запасів Рудківського родовища заплановані на буріння свердловин-дублерів, заміну НКТ, оновлення основних фондів, капіталовкладення пов'язані з екологією. Нормативи приймаються за даними філії ГПУ „Львівгазвидобування”. Відповідно до цих нормативів розраховані обсяги капвкладень, що проєктуються для розробки газових покладів родовища .

Проєктом передбачено буріння трьох свердловин-дублерів через 60 років після вироблення ресурсу діючих свердловин, введених в експлуатацію в 60-тих роках минулого століття. В розрахунках витрати на буріння свердловини-дублера визначені, виходячи із середньої вартості 1м проходки, що дорівнює 14,5 тис.грн.

За даними ГПУ "Львівгазвидобування", яке розробляє дане родовище, залишкова вартість основних фондів становить 3086,24 тис.грн., у тому числі вартість свердловин –2478,69 тис.грн. (таблиця 8.2).

Нормативи експлуатаційних витрат (матеріали, витрати на оплату праці, підготовку газу, загальновиробничі витрати) розраховані за звітними даними фінансовогосподарської діяльності ГПУ "Львівгазвидобування" за 2024р. Вони згруповані як умовно-змінні, які залежать від рівня видобутку та умовно-постійні, які залежать від кількості свердловин (таблиця 8.3). Окрім поточних, в експлуатаційних витратах враховані: рентна плата і амортизаційні відрахування. Розрахунками передбачена також сплата до держбюджету податку на додану вартість, податку з прибутку, норми яких наведені в таблиці 8.1.

Відповідно до закону України «Про внесення змін до Податкового кодексу України деяких законодавчих актів України щодо забезпечення збалансованості бюджетних надходжень у 2016 році» №909-УІІ від 24.12.2015р. (ПК, стаття 252.20) рентна плата за видобування природного газу із покладів, які повністю або частково залягають на глибині до 5000 м, встановлена на рівні 29 відсотків від вартості товарної продукції. Згідно з наведеним для Рудківського родовища рентна плата за видобування природного газу визначена на рівні 1937,7452 грн. за тис.м³ (6681,8801 грн за 1000 м³ (середня митна вартість за лютий 2017 р.) x 0,29).

Амортизаційні відрахування основних засобів для всіх об'єктів визначені згідно із їх класифікацією і рекомендованими мінімальними термінами експлуатації відповідно до статті 138 Податкового кодексу України. В розрахунках амортизаційних відрахувань застосований прямолінійний метод. Амортизація розрахована як для залишкової вартості основних фондів, так і для поточних капітальних вкладень.

Ставка податку на прибуток підприємства встановлена в розмірі 18 відсотків, а податку на додану вартість – 20 відсотків. Газ, що видобуваються із покладів Рудківського родовища реалізується промисловим підприємствам, тому економічна оцінка розробки виконана за ціною реалізації 1000 м³ природного газу для

промислових споживачів – 7097,0 грн. З урахуванням ПДВ ціна реалізації 1000 м³ газу – 8516,4 грн. (таблиця 8.1)

Таблиця 8.2 – Капітальні вкладення Рудківського родовища

Роки	Буріння свердловин, тис. грн.	Заміну НКТ, тис. грн.	Поновлення обладнання, тис. грн.	Інші капіталові-ладення, тис. грн.	Всього капітальних вкладень, тис. грн.
1	2	3	5	6	7
2024			3060		3060
2025		3753,6	2880		6633,6
2026			2880		2880
2027			2880		2880
2028		3312	2880		6192
2029			2700		2700
2030			2700		2700
2031		3312	2700		6012
2032			2700		2700
2033			2700		2700
2034		3312	2700		6012
2035			2700		2700
2036			2700		2700
2037		3312	2700		6012
2038			2700		2700
2039			2340		2340
2040		2870,4	2340		5210,4
2041			2340		2340
2042			2340		2340
2043		2870,4	2340		5210,4
2044			2340		2340
2045			2340		2340
2046		2874,4	2340		5210,4
2047			2340		2340
2048			2340		2340
2049		2874,4	2340		5210,4
2050			2340		2340
2051			2340		2340
2052		2874,4	2340		5210,4
2053			2340		2340
Разом		31353,6	76680		108033,6

Таблиця 8.3 – Нормативи основних статей експлуатаційних витрат на видобуток газу та конденсату Рудківського родовища

Статті витрат	Одиниця виміру	Норматив
умовно-змінні на видобуток газу		
Матеріальні витрати	грн./1000 м ³	90,35
Електроенергія	-- // --	152,86
Витрати на підготовку газу	-- // --	147,63
Разом витрати, що залежать від рівня видобутку (умовно-змінні)	грн./1000 м³	390,84
Витрати на оплату праці, у т.ч. відрахування на соціальні заходи	тис. грн./св.	442,52
Витрати на утримання та експлуатацію виробничого обладнання	-- // --	553,89
Загальновиробничі витрати	-- // --	675,04
Адміністративні витрати	-- // --	221,91
Інші витрати (послуги сторонніх організацій)	-- // --	132,6
Разом витрати, що залежать від кількості свердловин (умовно-постійні)	тис. грн./св.	2025,96

Таблиця 8.4 – Амортизаційні відрахування основних засобів

Роки	Амортизаційні відрахування, тис. грн.				
	III група а)	III група в)	IV група	свердловини	Всього амортизаційних відрахувань, тис. грн.
	будівлі	Передавальні пристрої	машини і обладнання		
1	2	4	5	7	8
2024	0,639	27,247	671,212	205,494	699,098
2025	0,639	27,247	1997,932	205,494	2025,818
2026	0,639	27,247	2573,932	205,494	2601,818
2027	0,639	27,247	3149,932	205,494	3177,818
2028	0,639	27,247	4388,332	205,494	4416,218
2029	0,639	27,247	4257,120	205,494	4285,006
2030	0,639	27,247	3470,400	205,494	3498,286
2031	0,639	27,247	4096,800	205,494	4124,686
2032	0,639	27,247	4060,800	205,494	4088,686
2033	0,639	27,247	3362,400	205,494	3390,286
2029	0,639	27,247	4024,800	205,494	4052,686
2030	0,639	27,247	4024,800	205,494	4052,686
2034	0,639	27,247	3362,400		3390,286
2035	0,639	27,247	4024,800		4052,686
2036	0,639	27,247	4024,800		4052,686
2037	0,639		3290,400		3291,039
2038	0,639		3792,480		3793,119
2039	0,639		3720,480		3721,119

2040	0,639		2986,080		2986,719
2041	0,639		3488,160		3488,799
2042			3488,160		3488,160
2043			2914,080		2914,080
2044			3488,160		3488,160
2045			3488,160		3488,160
2046			2914,080		2914,080
2047			3488,160		3488,160
2048			3488,160		3488,160
2049			2914,080		2914,080
2050			3488,160		3488,160
2051			3488,160		3488,160
Разом	12,780	408,710	101927,42	2465,928	102348,910

8.3 Результати економічної оцінки

Основні техніко-економічні показники розробки газових покладів в цілому по родовищу за першим базовим варіантом наведені в таблицях 8.3 – 8.5.

Освоєння запасів продуктивних покладів родовища передбачає продовження експлуатації 17-ти пробурених свердловин.

За рентабельний період розробки родовища 2024-2053рр планується видобути із продуктивних покладів 738,5 млн м³ газу. Проектні капіталовкладення складуть 108,03 млн грн. Буде отриманий чистий прибуток видобувного підприємства в сумі 1366,38 млн грн, дисконтований дохід складе 364,26 млн грн., рентабельність реалізації продукції –60,1%, індекс дохідності — 14,19 ч.од., а дохід держави – 1087,97 млн грн.

Отож, за результатами виконаної економічної оцінки, виходячи із рівня технологічних та економічних показників і базуючись на основних критеріях ефективності розробки запасів вуглеводнів всіх покладів родовища можна зробити такі висновки:

1. Подальша розробка запасів газу Рудківського родовища є рентабельною виробничою діяльністю та дозволить отримати економічний ефект видобувному підприємству і державі.

2. До впровадження рекомендується подальша розробка газових покладів Рудківського родовища за першим варіантом, який передбачає продовження експлуатації 17-ти вже пробурених свердловини, що дозволить отримати високий економічний ефект (чистий прибуток, дисконтований дохід, дохід держави, значний рівень рентабельності).

Таблиця 8.5 – Техніко-економічні показники Рудківського родовища

№ з/п	Показники	Одиниці виміру	Роки					
			2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Видобуток газу	млн. м ³	19,40	18,40	18,00	17,60	17,30	16,90
2	Товарний видобуток газу	млн. м ³	19,012	18,032	17,64	17,248	16,954	16,562
3	Фонд діючих свердловин	свердл.	17	16	16	16	16	15
4	Проектні капітальні вкладення	тис. грн.	3060	6633,6	2880	2880	6192	2700
5	Обсяг реалізації з ПДВ	тис. грн.	212037,03	201107,3	196735,4	192363,5	189084,6	184712,7
6	ПДВ	тис. грн.	35339,506	33517,88	32789,23	32060,58	31514,1	30785,45
7	Обсяг реалізації без ПДВ	тис. грн.	176697,53	167589,4	163946,2	160302,9	157570,5	153927,2
8	Експлуатаційні витрати	тис. грн.	93912,766	90194,62	89563,05	88931,49	89264,22	85899,48
а)	залежні від кількості свердловин	тис. грн.	34441,32	32415,36	32415,36	32415,36	32415,36	30389,4
б)	залежні від рівня видобутку	тис. грн.	7582,296	7191,456	7035,12	6878,784	6761,532	6605,196
в)	амортизація	тис. грн.	904,59233	2231,312	2807,312	3383,312	4621,712	4490,5
г)	плата за користування надрами	тис. грн.	50984,558	48356,49	47305,26	46254,03	45465,61	44414,38
8	Собівартість видобутку газу	грн/т	4840,8642	4901,881	4975,725	5052,925	5159,781	5082,809
10	Балансовий прибуток	тис. грн.	82784,762	77394,79	74383,11	71371,42	68306,26	68027,75
11	Податок з прибутку	тис. грн.	14901,257	13931,06	13388,96	12846,86	12295,13	12244,99
12	Чистий прибуток	тис. грн.	67883,505	63463,73	60994,15	58524,57	56011,13	55782,75
13	Грошовий потік	тис. грн.	65728,097	59061,44	60921,46	59027,88	54440,85	57573,25
14	Дисконтований грошовий потік	тис. грн.	65728,097	50052,07	43752,84	35926,19	28079,98	25165,8
15	Накопичений дисконтований грошовий потік	тис. грн.	65728,097	115780,2	159533	195459,2	223539,2	248705
16	Індекс доходності	ч. од.						
17	Рентабельність	%						
18	Дохід держави	тис. грн.	50240,763	47448,94	46178,19	44907,44	43809,22	43030,44

Продовження табл. 8.5

№ з/п	Роки								
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
<i>1</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>
1	16,70	16,40	16,00	15,70	15,30	15,10	14,90	14,50	14,20
2	16,366	16,072	15,68	15,386	14,994	14,798	14,602	14,21	13,916
3	15	15	15	15	15	15	15	15	15
4	2700	6012	2700	2700	6012	2700	2700	6012	2700
5	182526,7	179247,8	174875,9	171597	167225,1	165039,1	162853,2	158481,3	155202,4
6	30421,12	29874,63	29145,98	28599,5	27870,85	27506,52	27142,2	26413,55	25867,06
7	152105,6	149373,2	145729,9	142997,5	139354,2	137532,6	135711	132067,7	129335,3
8	84508,98	84229,7	82986,14	81382,07	80836,9	80233,12	78761,45	78216,28	77310,61
а)	30389,4	30389,4	30389,4	30389,4	30389,4	30389,4	30389,4	30389,4	30389,4
б)	6527,028	6409,776	6253,44	6136,188	5979,852	5901,684	5823,516	5667,18	5549,928
в)	3703,78	4330,18	4294,18	3595,78	4258,18	4258,18	3390,286	4052,686	4052,686
г)	43888,77	43100,35	42049,12	41260,7	40209,47	39683,86	39158,24	38107,02	37318,59
9	5060,418	5135,958	5186,634	5183,571	5283,458	5313,452	5286,003	5394,226	5444,409
10	67596,63	65143,46	62743,78	61615,42	58517,33	57299,49	56949,54	53851,46	52024,7
11	12167,39	11725,82	11293,88	11090,78	10533,12	10313,91	10250,92	9693,263	9364,445
12	55429,23	53417,64	51449,9	50524,64	47984,21	46985,58	46698,62	44158,2	42660,25
13	56433,01	51735,82	53044,08	51420,42	46230,39	48543,76	47388,91	42198,88	44012,94
14	20904,57	16241,17	14111,75	11593,05	8832,985	7860,159	6502,684	4907,212	4337,428
15	269609,6	285850,7	299962,5	311555,5	320388,5	328248,7	334751,3	339658,6	343996
16									
17									
18	42588,51	41600,46	40439,86	39690,27	38403,97	37820,43	37393,12	36106,81	35231,51

Продовження таблиці 8.5

№ з/п	Роки								
	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
<i>1</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>
1	13,80	13,60	13,40	13,10	13,00	12,80	12,50	12,30	12,20
2	13,524	13,328	13,132	12,838	12,74	12,544	12,25	12,054	11,956
3	13	13	13	13	13	13	13	13	13
4	2340	5210,4	2340	2340	5210,4	2340	2340	5210,4	2340
5	150830,5	148644,5	146458,6	143179,6	142086,7	139900,7	136621,8	134435,9	133342,9
6	25138,41	24774,09	24409,76	23863,27	23681,11	23316,79	22770,3	22405,98	22223,81
7	125692,1	123870,4	122048,8	119316,4	118405,6	116583,9	113851,5	112029,9	111119,1
8	71289,48	71187,78	70511,99	68871,92	69072,11	68467,69	66987,94	66958,23	66656,34
а)	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48
б)	5393,592	5315,424	5237,256	5120,004	5080,92	5002,752	4885,5	4807,332	4768,248
в)	3291,039	3793,119	3721,119	2986,719	3488,799	3488,16	2914,08	3488,16	3488,16
г)	36267,37	35741,75	35216,14	34427,72	34164,91	33639,3	32850,88	32325,26	32062,45
9	5165,904	5234,395	5262,089	5257,398	5313,239	5349,038	5359,035	5443,759	5463,635
10	54402,58	52682,66	51536,82	50444,45	49333,45	48116,25	46863,57	45071,64	44462,72
11	9792,464	9482,878	9276,627	9080,001	8880,021	8660,925	8435,442	8112,896	8003,29
12	44610,11	43199,78	42260,19	41364,45	40453,43	39455,32	38428,12	36958,75	36459,43
13	45561,15	41782,5	43641,31	42011,17	38731,83	40603,48	39002,2	35236,51	37607,59
14	3805,087	2957,211	2617,602	2135,446	1668,437	1482,256	1206,61	923,8228	835,5825
15	347801,1	350758,3	353375,9	355511,3	357179,8	358662	359868,6	360792,5	361628
16									
17									
18	34930,88	34256,96	33686,39	32943,28	32561,13	31977,71	31205,74	30518,87	30227,1

Продовження табл. 8.5

№ з/п	Роки						Разом
	2048	2049	2050	2051	2052	2053	
<i>1</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>
1	12,00	11,80	11,70	11,50	11,30	11,20	432,60
2	11,76	11,564	11,466	11,27	11,074	10,976	423,95
3	13	13	13	13	13	13	13
4	2340	5210,4	2340	2340	5210,4	2340	108033,6
5	131156,9	128971	127878	125692,1	123506,1	122413,1	4728207,3
6	21859,49	21495,16	21313	20948,68	20584,35	20402,19	788034,54
7	109297,4	107475,8	106565	104743,4	102921,8	102010,9	3940172,7
8	65478,48	65448,78	65146,89	63969,03	63939,32	63637,43	2273854,3
а)	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	26337,48	863058,96
б)	4690,08	4611,912	4572,828	4494,66	4416,492	4377,408	169077,38
в)	2914,08	3488,16	3488,16	2914,08	3488,16	3488,16	104814,84
г)	31536,84	31011,23	30748,42	30222,81	29697,19	29434,38	1136903,1
9	5456,54	5546,507	5568,11	5562,524	5658,347	5681,914	5287,485
10	43818,96	42027,04	41418,12	40774,36	38982,43	38373,51	1666318,4
11	7887,413	7564,867	7455,261	7339,384	7016,838	6907,232	299937,32
12	35931,55	34462,17	33962,86	33434,97	31965,6	31466,28	1366381,1
13	36505,63	32739,93	35111,02	34009,05	30243,36	32614,44	1363162,4
14	687,3717	522,4294	474,8005	389,7448	293,7202	268,4304	364264,54
15	362315,4	362837,8	363312,6	363702,4	363996,1	364264,5	
16							14,194243
17							60,090972
18	29746,9	29060,03	28768,26	28288,06	27601,19	27309,42	1087971,9

Висновки

Рудківське газове родовище в адміністративному відношенні розташоване у Городоцькому та Самбірському районах Львівської області. У тектонічному відношенні - в Косівсько-Угерській підзоні Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, у так званому Рогізненьському блоці між Судово-Вишнянським і Городоцьким регіональними повздовжніми розломами.

Родовище має довготривалу історію розвідки та розробки. Поклади вуглеводнів пов'язані із карпатій-юрськими і сарматськими відкладами. Промислова газоносність нижньодашавської підсвіти міоцену пов'язана із горизонтами НД-12-10, НД-9а, НД-8, НД7, НД-5а, НД-4а та НД-3б.

Колекторами газу є пісковики та алевроліти, які нерівномірно розповсюджені по розрізу і по площі родовища.

Головними компонентами газу карпатій - юрського покладу є метан, вміст якого за різними визначеннями коливається від 95,4 до 98,8% об.

Рудківське родовище відкрито у 1953 році свердловинами 5а, 20, 25-Рудки, де в юрських відкладах отримали перші промислові припливи газу. Продуктивність сарматських відкладів встановлена у 1954 році у св. 15-Рудки, де при випробуванні горизонту НД-9 отримали приплив газу, дебіт становив 113,1 тис. м³/добу на штуцері 12,7 мм при Рпл, який дорівнює 9,87 МПа.

ДПЕ карпатій-юрського покладу розпочалась в грудні 1957 року двома свердловинами – 80-Рд і 130-Рд. Розробка сарматських покладів розпочата у 1966 році. Станом на 01.01.2024р. на Рудківському родовищі в розробці перебувають карпатій-юрські газові відклади та нижньосарматські горизонти НД-12а, НД-11, НД-10, НД9а, НД-8, НД-7 і НД-4а, які експлуатуються 17 свердловинами: 50, 105, 333, 332, 227, 32, 226, 215, 229, 80, 328, 217, 218, 31, 228, 219, 220-Рд. Свердловина 16-Рд очікує ліквідації. Свердловини карпатій-юрських відкладів експлуатуються з робочими дебітами від 1,3 (св. 105-Рд) до 19,4 тис. м³/добу (св. 50-Рд) при робочих тисках 0,5 – 2,2 МПа.

На 01.01.2024 р. із газових покладів Рудківського родовища видобуто 30723,263 млн м³ газу, що становить 90,5 % від початкових балансових запасів газу та 93,2 % від початкових дренажних запасів газу оцінених в даній роботі.

Проведено оцінку запасів газу методом падіння пластового тиску. Початкові дренажні запаси газу по Рудківському родовищу складають 32729,1 млн м³, поточні дренажні – 2010,574 млн м³.

Оскільки родовище перебуває на завершальній стадії розробки, то розглянуто один варіант подальшої дорозробки родовища існуючим фондом свердловин. Розробка родовища в цілому триватиме до 2080 року. Робочий дебіт свердловин знизиться до 1,9 тис.м³/добу, річні відбори до 6,9 млн м³. Сумарний видобуток газу

з родовища за розрахунковий період становитиме 738,5 млн м³, з початку розробки – 31461,997 млн м³, що становить 95,4 % від початкових дренажних запасів (32976,7 млн м³).

Запропоновані рекомендації по переведенню свердловин на верхні та нижні горизонти, рекомендації із інтенсифікації видобутку газу, системі збирання і промислової підготовки продукції, а також із охорони надр та довкілля.

Проведена техніко-економічна оцінка подальшого процесу розробки Рудківського родовища. За рентабельний період розробки родовища 2024-2053рр планується видобути із продуктивних покладів 738,5 млн м³ газу. Проектні капіталовкладення складуть 108,03 млн грн. Очікується, що буде отримано чистий прибуток видобувного підприємства в сумі 2436,4 млн грн, а дисконтований дохід складе 1366,38 млн грн, рентабельність реалізації продукції – 60,1%, дохід держави – 1087,97 млн грн.

Перелік використаних джерел

1. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С.Бойко, Р.М.Кондрат, Р.С.Яремійчук; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Львів. - 1996. - 620 с.
2. Екологічний атлас/Держуправління охорони навколишнього природного середовища в Львівській області./Під ред. Б.М.Матолича/Міністерство охорони навколишнього природного середовища України. Львів. 2007. – 69 с.
3. Кондрат, Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: підручник / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Матіішин. – Івано-Франківськ : Фоліант, 2023. – 568 с.
4. Михайлів, І. Р. Дипломування здобувача ступеня магістра: метод. вказівки / І. Р. Михайлів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2024. – 25 с.
5. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдощук, В. Г. Омельченко [et al.]. – К. : Наук. думка, 2005. – 432 с.
6. Фондові геолого-геофізичні та промислові матеріали АТ «Укргазвидобування».