

Івано-Франківський національний університет нафти і газу

Міністерства освіти і науки України

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Дудка Олег Сергійович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 550.830

(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

*Визначення підрахункових параметрів продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища
за даними геолого-геофізичних досліджень*

(назва роботи)

Нафтогазова геофізика

(назва освітньої програми)

103 "Науки про Землю"

(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня О.С. Дудка

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Пятковська Ірина Олегівна

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

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

І.О. Федак

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

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Природничих наук

Кафедра Нафтогазової геофізики

Освітній рівень другий (бакалаврський)

Спеціальність 103 – Науки про Землю

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри Федак І. О.

«___» _____ 20__ року

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Дудці Олегу Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Визначення підрахункових параметрів продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища за даними геолого-геофізичних досліджень

керівник роботи Пятковська Ірина Олегівна к геолог. н., доцент,

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

Затверджені наказом закладу вищої освіти від "3" квітня 2025 року № 245/9

2. Строк подання студентом роботи 11 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи спеціалізована література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ. 1.ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА. Географо-економічна характеристика району робіт.

Характеристика геологічної будови. Фізико-хімічні властивості і склад нафти, газу і води. Властивості нафти в пластових умовах. Фізико-хімічна характеристика сепарованої нафти. Газ, розчинений в нафті. Характеристика пластових вод. Сучасний стан розробки родовища.

2.МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ Основні підрахункові параметри колекторів. Методи геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Аналіз кернавого матеріалу. Комплексування геофізичних і кернавих даних. Узагальнення та вибір оптимального методу.

3.РЕЗУЛЬТАТИ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ПЕТРУШІВСЬКОГО РОДОВИЩА. Обробка та аналіз геологічних і геофізичних даних. Виділення продуктивних інтервалів. Побудова структурних та параметричних карт. Визначення підрахункових параметрів і об'ємів запасів.

5.Перелік графічного матеріалу 1. Оглядова карта-схема району розташування Петрушівського нафтового родовища. 2.Геологічний профіль Петрушівського родовища по

лінії свердловин 6 – 8. 3. Геологічний профіль Петрушівського родовища по лінії свердловин 7 – 6. 4. Геологічний профіль Петрушівського родовища по лінії свердловин 10 – 70. 5. Підрахунковий план продуктивного горизонту В-19в1 та В-19в2. 6. Підрахунковий план продуктивного горизонту В-20в. 7. Підрахунковий план продуктивного горизонту В-26в. 8. Карта накопичених відборів з горизонту В-19в2 станом на 01.01.2020 р. 9. Карта поточних відборів з горизонту В-20в станом на 01.01.2020 р. 10. Карта накопичених відборів з горизонту В-26в станом на 01.01.2020 р.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 04.04.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальна частина	04.04.2025 -	
		24.04.2025	<i>Виконано</i>
2	Обґрунтування методу для проведення робіт	25.04.2025 -	
		18.05.2025	<i>Виконано</i>
3	Оформлення пояснювальної записки. Підготовка	19.05.2025 -	
	Презентації та доповіді для захисту	11.06.2025	<i>Виконано</i>

Студент _____ Дудка О.С.

Керівник роботи _____ Пятковська І. О.

Реферат

Бакалаврська робота: сторінок 43, рисунків 10, таблиць 6.

Бакалаврська робота на тему – Визначення під рахункових параметрів продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища за даними геолого-геофізичних досліджень.

Об'єкт дослідження – Петрушівське нафтове родовище.

У даній праці було здійснено докладний аналіз продуктивних пластів Петрушівського нафтового родовища для встановлення їх підрахункових параметрів. Наведено геологічну структуру території досліджень, проаналізовано способи трактування геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та лабораторного вивчення керн. Визначено продуктивні ділянки пластів Y-8, Y-9 та Y-10 (горизонти В-19в2, В-20в, В-26в), встановлено фільтраційно-ємнісні властивості порід.

Збудовано структурні та параметричні карти, на основі яких проведено підрахунок геологічних запасів нафти для трьох основних пластів. Запаси нафти розраховано за об'ємною методикою з урахуванням пористості, нафтонасиченості, ефективної товщини та щільності нафти.

Отримані результати роботи мають практичну цінність для подальшого освоєння родовища, планування системи видобутку та уточнення залишкових запасів.

Ключові слова: Петрушівське родовище, колектор, підрахункові параметри, геофізичні дослідження, фільтраційно-ємнісні властивості, нафтонасичення, структурна карта, пористість

Abstracts.

Bachelor's thesis: pages 43, figures 10, tables 6.

Bachelor's thesis on the topic - Determination of the sub-accounting parameters of productive reservoirs-collectors of the Petrushivske oil field according to geological and geophysical studies.

The object of research is the Petrushivske oil field.

In this work, a detailed analysis of the productive formations of the Petrushivske oil field was carried out to establish their estimated parameters. The geological structure of the study area is presented, and the methods of interpreting geophysical well logs and laboratory core analysis are analyzed. Productive sections of formations Y-8, Y-9 and Y-10 (horizons B-19v2, B-20v, B-26v) are identified, filtration and capacitive properties of rocks are determined.

Structural and parametric maps were created, based on which geological oil reserves were estimated for the three main formations. The oil reserves were calculated using the volumetric methodology, taking into account porosity, oil saturation, effective thickness and density of oil.

The obtained results are of practical value for further development of the field, planning of the production system and clarification of residual reserves.

Keywords: Petrushivske field, reservoir, estimated parameters, geophysical surveys, filtration and capacitive properties, oil saturation, structural map, porosity

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГК – гамма-каротаж

БК – боковий каротаж

ННК – нейтрон-нейтронний каротаж

ГГК – градієнтний гамма-каротаж

ПЗП – привибійна зона пласта

КВТ – краткочасне відновлення тиску

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

ПТ – пластовий тиск

h_{ef} – ефективна товщина, м

ϕ – коефіцієнт пористості, д. од.

K_n – коефіцієнт нафтонасиченості, д. од.

K_v – об'ємний коефіцієнт нафти

ρ – густина нафти, г/см³

Q – геологічні запаси нафти, м³

k – проникність, м²

J – коефіцієнт продуктивності, м³/(д·МПа)

λ – п'єзопровідність, м²/с

σ – скін-ефект

Q_T - Об'єм запасів, тис. т

Зміст

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА	1
ВСТУП	8
ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА	10
1.1 Географо-економічна характеристика району робіт	10
1.2 Характеристика геологічної будови.....	11
1.3 Фізико-хімічні властивості і склад нафти, газу і води.....	17
1.3.1 Властивості нафти в пластових умовах	17
1.3.2 Фізико-хімічна характеристика сепарованої нафти.....	17
1.3.3 Газ, розчинений в нафті.....	18
1.3.4 Характеристика пластових вод.....	19
1.4 Сучасний стан розробки родовища.....	19
1.5. Постановка геологічної задачі.....	20
2 МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ КОЛЕКТОРІВ	24
2.1 Теоретичні засади підрахунку параметрів пластів-колекторів	24
2.2. Методики інтерпретації геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС).....	25
2.3 Визначення пористості, проникності, насиченості	27
2.4 Методи аналізу керна та геофізичних даних.....	28
3 РЕЗУЛЬТАТИ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ	
ПЕТРУШІВСЬКОГО РОДОВИЩА	33
3.1 Обробка та аналіз геологічних і геофізичних даних	33
3.2 Виділення продуктивних інтервалів.....	36
3.3 Побудова структурних та параметричних карт	38
3.4 Визначення підрахункових параметрів і об'ємів запасів.....	43
Висновки	49
Перелік посилань	51

ВСТУП

Нафтогазова галузь України відіграє ключову роль у забезпеченні енергетичної незалежності країни. На тлі зростаючого попиту на енергоресурси та необхідності зменшення залежності від імпорту, надзвичайно важливим стає ефективне дослідження та розробка вітчизняних вуглеводневих родовищ. У цьому аспекті особливої ваги набуває вивчення малих і середніх нафтогазових покладів, одним з яких є Петрушівське нафтове родовище, розташоване в Дніпровсько-Донецькій западині.

Актуальність дослідження обумовлена необхідністю отримання точних та достовірних підрахункових параметрів продуктивних пластів-колекторів, які є фундаментом для оцінки запасів нафти, розробки геолого-гідродинамічних моделей і планування системи розробки родовища. Специфіка геологічної будови Петрушівського родовища, значна неоднорідність колекторів, складна структура та різноманітна нафтогазоносність вимагають ретельного геологічного та геофізичного аналізу.

Метою дипломної роботи є визначення підрахункових параметрів продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища на основі комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, аналізу кернавого матеріалу та побудови структурно-параметричних карт.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішуються такі завдання:

вивчення геологічної будови та стратиграфії родовища;

- аналіз геофізичних та кернавих даних;
- визначення продуктивних інтервалів;
- оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей порід;
- побудова структурних та параметричних карт;
- підрахунок геологічних запасів нафти.

Об'єктом дослідження є пласти Y-8, Y-9 та Y-10, відповідні горизонтам В-19в2, В-20в, В-26в. В рамках роботи проаналізовано свердловини №6, №7, №10, з яких отримано найбільш інформативні дані.

Практична цінність роботи полягає у створенні основи для прийняття рішень щодо подальшої розробки родовища, зокрема визначення залишкових запасів, проектування видобутку та оцінки ефективності дренажу пластів.

ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Географо-економічна характеристика району робіт

Петрушівська площа знаходиться в південній частині Чернігівської площі, ближче до геологічних структур Дніпровсько-Донецької западини, що є однією з найважливіших геологічних зон України для видобутку нафти і газу. Видобувна галузь Чернігівщини має великий потенціал для розвитку за рахунок таких об'єктів, як Петрушівська площа, що може сприяти енергетичній незалежності України та зміцненню місцевої економіки. Видобуток вуглеводнів приносить інвестиції, створює робочі місця та сприяє розвитку інфраструктури регіону. Даний регіон характерний рівнинним ландшафтом і помірним кліматом. Чернігівська область – це лісостеп з густою мережею річок та родючими ґрунтами. Також Петрушівська площа має близьке розташування до основних газових магістралей, що спрощує транспортування видобутих ресурсів до споживачів. Таким чином, Петрушівська площа є важливим стратегічним об'єктом для розвитку нафтогазової галузі України і має перспективи для подальшої експлуатації.

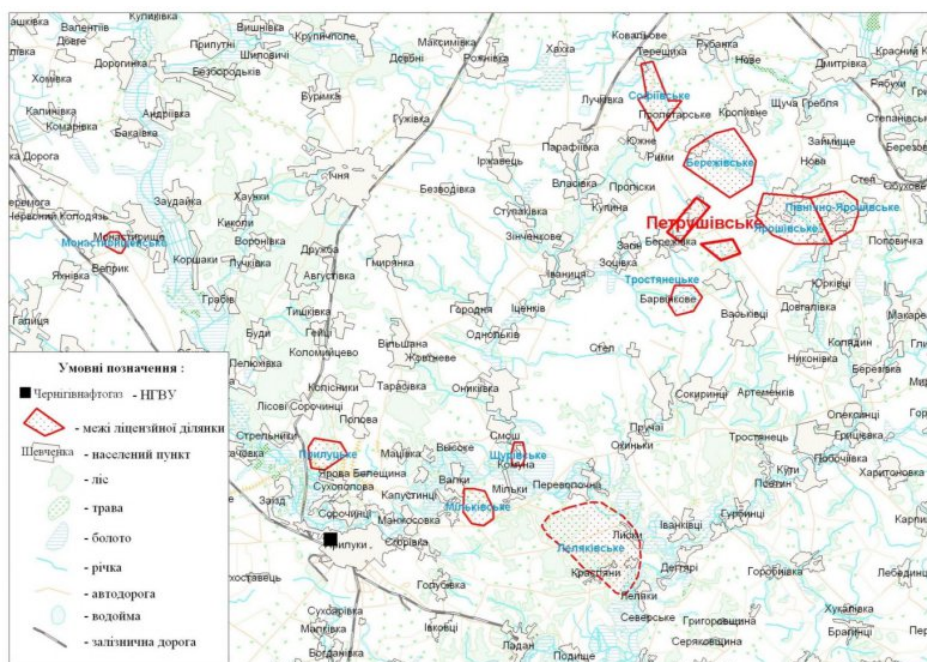


Рисунок 1.1 - Оглядова карта-схема району розташування Петрушівського нафтового родовища

1.2 Характеристика геологічної будови

Геологічний розріз Петрушівського родовища представлений докембрійськими кристалічними породами та палеозойськими, мезозойськими і кайнозойськими осадовими відкладами. Продуктивні горизонти родовища приурочені до відкладів візейського ярусу нижньокам'яновугільних відкладів. До комплексу відкладів нижньовізейського під'ярусу, утвореного аргілітами з прошарками глинистих вапняків, алевролітами і пісковиками, приурочений продуктивний горизонт В-26в. Товщина відкладів змінюється в межах від 115 до 158 м. Комплекс відкладів верхньовізейського під'ярусу товщиною від 505 до 597 м, в основному представлений перемежуванням товщ аргілітів з пластами пісковиків, алевролітів, а також вапняків (особливо в нижній частині розрізу) і вміщує продуктивні горизонти В-21, В-20, В-19в2, В-19в1. В нижньокам'яновугільних відкладах Петрушівська площа представлена у вигляді витягнутої в північно-західному напрямку тераси, розділеної розломами на окремі блоки. В межах західного блоку виділяється Купинське склепіння розміром 1,5 x 0,9 км по ізогіпсі мінус 4375 м, обрамлене порушеннями північно-західного та південно-східного напрямків з амплітудами відповідно 70 і 35 м. В центральному блоці знаходиться Верескунське склепіння розміром 1,25 x 1,25 км в межах ізогіпси мінус 4373 м. В опущеному східному блоці оконтурюється Петрушівське склепіння розмірами 1,7 x 0,8 км в межах ізогіпси мінус 4500 м. Північніше описаних структур в піднятому блоці між поздовжнім і поперечним порушеннями виділяється Гайове склепіння, оконтурене ізогіпсою мінус 4300 м, його розмір 1,5 x 0,9 км. На час дослідження у розрізі родовища встановлено десять невеликих покладів нафти: на Петрушівському склепінні 3 поклади - в продуктивних горизонтах В-19в2, В-20в та В-26в; в межах Купинського склепіння - 3 поклади в горизонтах В-19в, В-20в та В-26в; на Гайовому склепінні - 4 поклади в горизонтах В-19в1; В-20н, В-21 та В-26в. Поклади нафти відзначаються незначними розмірами і відносяться до типу пластових,

склепінних, деякі з них ускладнені елементами літологічного обмеження та тектонічного екранування (Петрушівське, Гайове склепіння). Колектори теригенні порового і порово-тріщинного типу. З колекторами горизонту В-19в1 пов'язано два поклади нафти на Г айовому і Купинському склепінні (графічний додаток 2). На Гайовому склепінні за даними ГДС в свердловині 10 (інтервал глибин 4180,8 - 4189,6 м) виявлено поклад нафти. Розміри покладу: довжина - 1,53 км, ширина - 0,4 км, висота - 8,5 м. Середня глибина залягання - 4184 м. Коефіцієнт пористості - 9,7 %, нафтонасиченості - 69 %. Нафтонасичена товщина - 2,8 м. Поклад відноситься до типу пластових, склепінних, літологічно екранованих. В колоні поклад не випробовувався. НГВП (умовний водонафтовий контур) 16 проведений по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 10 на глибині 4189,6 м, що відповідає абсолютній відмітці - 4025,6 м. Геологічна модель покладу була уточнена в 2002 році експлуатаційною свердловиною 70. Горизонт В-19в1 розкритий нею в апікальній частині Гайового склепіння на глибині 4215 м (-4011,4 м), що на 5 м вище, ніж в продуктивній свердловині 10, в якій горизонт представлений двома нафтонасиченими прошарками. Товщина верхнього з них складає 1,6 м, а нижнього 1,2 м. Проте в свердловині 70, верхній прошарок заміщений щільними породами, а нижній - водонасичений. Між цими свердловинами виділяється смуга заміщення колекторів щільними породами. Другий невеликий поклад виявлено на Купинському склепінні. В свердловині 9 горизонт згідно акта випробування слабо нафтоводоносний (одержано приплив мінералізованої води 0,36 м³/добу і окисленої густої нафти 0,21 м³/добу в інтервалі 4196 - 4199 м. Розміри покладу: довжина - 0,85 км, ширина - 0,55 км, висота - 2,5 м. Поклад пластовий, склепінний. УВНК проведений по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 9 на глибині 4199,6 м (-4041,7 м). Середня глибина залягання - 4198 м.[\[1\]](#)

В межах Петрушівського склепіння горизонт В-19в1 водоносний в свердловині 7, а в свердловині 6 та свердловині 8 - ущільнений. З колекторами горизонту В-19в2 пов'язаний поклад нафти на Петрушівському

склепінні (графічний додаток 1). В свердловині 6 з інтервалу 4327 - 4337 м одержано приплив нафти дебітом 54,3 м³/добу на 6 мм штуцері. Поклад нафти склепінний, пластовий на південному заході літологічно екранований. З усіх інших сторін підпирається пластовою водою. Розміри покладу: довжина - 0,75 км, ширина - 0,5 км, висота - 8,8 м. Середня глибина залягання - 4332 м. За даними ГДС ефективна нафтонасичена товщина - 8,8 м, коефіцієнт пористості - 12,9 %, нафтонасиченості - 83 %. УВНК прийнятий по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 6 на глибині 4336,8 м (-4170,2 м). В свердловині 7 горизонт ущільнений, а в свердловині 8 - водонасичений. На Купинському та Г айовому склепіннях гор. В-19в2 водонасичений. З колекторами горизонту В-20в пов'язані два нафтові поклади: один на Петрушівському, другий на Купинському склепіннях (графічний додаток 2). Поклад на Петрушівському піднятті випробуваний в свердловині 7. З інтервалу перфорації (4399 - 4406 м) отримано приплив нафти дебітом 16,5 м³/добу на 6 мм штуцері. Поклад пластовий, склепінний. З північного сходу літологічно, а з південного заходу - тектонічно екранований. За даними ГДС ефективна нафтонасичена товщина складає 11,2 м, коефіцієнт пористості - 11,6%, нафтонасиченості - 76 %. Розміри покладу: довжина - 0,8 км, ширина - 0,8 км, висота - 11,4 м. Середня глибина залягання - 4410 м. НГВП проведений по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 7 на глибині 4413,6 м (-4254,5 м). В свердловині 6 та 8 горизонт ущільнений. На Купинському склепінні при випробуванні свердловини 9 з інтервалу перфорації (4280 - 4285 м) отримано приплив нафти дебітом 23,4 м³/добу на 6 мм штуцері. Розміри покладу: довжина - 1,4 км, ширина - 0,9 км, висота - 3,2 м. Середня глибина залягання - 4282 м. Поклад пластовий, склепінний. За даними 17 ГДС ефективна нафтонасичена товщина - 3,2 м, коефіцієнт пористості - 9,7 %, нафтонасиченості - 80 %. НГВП проведений по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 9 на глибині 4284,4 м (-4126,8 м). З колекторами горизонту В-20н пов'язаний тільки один поклад нафти (графічний додаток 3) на Гайовому склепінні. За даними ГДС горизонт

продуктивний в свердловині 10. Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований, водоплаваючий. В колоні випробування не проводились. [1]

Ефективна нафтонасичена товщина становить 6 м, коефіцієнт пористості - 12%, нафтонасиченості - 75 %. Середня глибина залягання - 4302 м. ВНК проведено на глибині 4300,8 м, що відповідає абсолютній відмітці - 4136,7 м. Розміри покладу: довжина - 1,7 км, ширина - 0,4 км, висота - 11,5 м. В експлуатаційній свердловині 70 колектор повністю заміщений щільними породами. З колекторами горизонту В-21 пов'язаний також один поклад нафти на Гайовому склепінні (графічний додаток 3). Поклад пластовий, склепінний, літологічно обмежений. Розміри покладу: довжина - 1,8 км, ширина - 0,4 км, висота - 16,7 м. Середня глибина залягання - 4323 м. Ефективна нафтонасичена товщина становить 1,6 м, коефіцієнт пористості - 25,5 %, нафтонасичення - 83 %. НГВП проведений по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 10 на глибині 4320,4 м (мінус 4156,3 м). В свердловині 70 колектор повністю заміщений щільними породами. З колекторами горизонту В-26в пов'язані поклади нафти в усіх трьох склепіннях: Петрушівському, Купинському, Гайовому (графічний додаток 5). В межах Петрушівського склепіння за даними ГДС горизонт нафтонасичений у свердловинах 6 і 7. В свердловині 8 горизонт ущільнений. Поклад нафти пластовий, склепінний, на півдні обмежений літологічно, з заходу - тектонічним порушенням, а з півночі та сходу контактує з контурною водою. За даними ГДС в свердловині 6 нафтонасичена товщина рівна 4,8 м, коефіцієнт пористості 12,9 %, нафтонасичення - 80 %. У свердловині 7 ефективна нафтонасичена товщина складає 4,4 м, коефіцієнт пористості - 12,1 %, нафтонасичення - 69,4 %. Розміри покладу наступні: довжина - 1,7 км, ширина - 0,7 км, висота - 16,7 м. Середня глибина залягання - 4640 м. НГВП прийнято по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 7 на глибині 4645,6 м (мінус 4486,0 м). На Купинському склепінні горизонт В-26в нафтонасичений у свердловині 9. Розміри покладу в даному блоці становлять: довжина - 1,2 км, ширина - 0,7 км, висота - 11,6 м. Поклад

пластовий, склепінний. Ефективна нафтонасичена товщина становить 4,4 м, коефіцієнт пористості - 11,0 %, нафтонасичення - 63 %. НГВП проведено по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 9 на глибині 4512,4 м (мінус 4354,4 м). Середня глибина залягання - 4510,0 м. На Гайовому склепінні горизонт В-26в нафтонасичений у свердловині 10. Розміри покладу: довжина 2,0 км, ширина - 0,5 км, висота - 21,5 м. Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Середня глибина залягання - 4480 м. За даними ГДС ефективна нафтонасичена товщина становить 4,8 м, коефіцієнт пористості - 10,0 %, нафтонасичення - 67,0 %. НГВП проведено по 18 підшві нафтонасиченого пласта у свердловині 10 на глибині 4486,8 м (мінус 4322,6 м). У свердловині 70 згідно з заключеннями геофізичних досліджень горизонт В-26в (Гайове склепіння) оцінюється як ущільнений, слабонафтонасичений. Коефіцієнт пористості становить 8,0 %, нафтонасичення 50,0 %, ефективна товщина - 0,8 м. За складністю будови, глибиною залягання, невтриманістю пластів та величиною запасів Петрушівське родовище відноситься до дуже дрібних родовищ, що мають складну геологічну будову. Геологічні профіля по лінії свердловин 6 - 8, 7 - 6 та 10 - 70 наведено на рисунках 1.1, 1.2 та 1.3 відповідно.[\[1\]](#)

Продуктивні горизонти В-20в, В-20н, В-21 представлені пісковиками загальною товщиною відповідно: 4,0 - 17,2 м, 10,6 - 18,8 м і 2 - 9,2 м. їх ефективна товщина - 3,2 - 13,2 м, 9,2 - 18,4 м та 1,2 - 3,2 м. Колектори мають не витриманий характер по площі і в деяких свердловинах повністю заміщаються щільними породами (гор. В-20в - в свердловинах 5, 6, 8, 10; гор. В-20н - в свердловині 5, 7, 9, 70). Пісковики світло-сірі до білих, кварцові, з різнозернистими відмінностями. Цемент каолініто-кварцовий. Відкрита пористість горизонтів В-20в і В-20н змінюється від 9,5 % до 12,5 %, середнє значення - 11,7 %, проникність від 42,4 до 122,910-3 мкм², середнє значення - 71 10-3 мкм². В продуктивному горизонті В-212 фільтраційно-ємнісні параметри по керну більш високі. Відкрита пористість колекторів змінюється від 8,5 % до 19 %, збільшуючись в свердловині 10 % до 26,5 %, середнє

значення - 15,4 %. Проникність змінюється від 8,6 10^{-3} мкм² до 307,5 10^{-3} мкм², середнє значення - 129 10^{-3} мкм². Покришками для верхньовізейських продуктивних горизонтів служать пласти аргілітів товщиною від 5 м до 15 м.[\[1\]](#)

Аргіліти темно-сірі майже чорні, тонко дисперсні, слюдисто-каолінітового складу. Пористість аргілітів від 2 % до 4.5 %. Продуктивний горизонт В-26в представлений пачкою піщано-глинистих порід, складеною пісковиками товщиною від 3 до 10 м, перешарованих з аргілітами. Загальна товщина змінюється від 3,2 до 21,4 м, ефективна - від 4,4 до 6,4 м.[\[1\]](#)

Колекторські властивості горизонту висвітлені керном на всіх трьох склепіннях. Колектори представлені пісковиками сірими, кварцовими, зрідка польовошпатово-кварцевими. Показники відкритої пористості коливаються від 8 % до 12 - 14 %, середнє значення по горизонту - 10,7 %. Проникність змінюється від 2,1 до 120 - 240 10^{-3} мкм², середнє значення - 17,4 10^{-3} мкм². Покришкою горизонту В-26в служить аргілітова пачка товщиною до 45 м. Аргіліти темно-сірі майже чорні, часто з великою кількістю вуглистих та гідрослудисто-каолінітових включень. їх відкрита пористість 2 % - 4 % і за своїми фізичними параметрами вони можуть служити покришками для газових і нафтових покладів.[\[1\]](#)

1.3 Фізико-хімічні властивості і склад нафти, газу і води

1.3.1 Властивості нафти в пластових умовах

Властивості нафти в пластових умовах визначалися шляхом дослідження поодиноких глибинних проб по горизонтах В-19в2, В-20в, В-21 та В-26в. Аналізи глибинних проб пластової нафти виконувалися в УкрНДГРІ на установці "АС600" згідно з ОСТ39-80.

Нафти горизонтів В-19в, В-20в та В-21 належать до недонасичених газом систем. Тиск насичення нафти цих горизонтів становить не більше 7,3 - 14,1 МПа при пластових тисках від 42,5 до 47,1 МПа.

В нижньовізейському горизонті В-26в тиск насичення різко підвищується і досягає 30,5 МПа. Газовміст верхньовізейських горизонтів В-19в2, В-20в становить 39,9 та 71,5 м3/т відповідно, збільшуючись в горизонті В-21 до 119 м3/т, у нижньовізейському горизонті В-26в газовміст різко зростає і становить 460 м3/т. Усадка нафти горизонту В-19в2 становить 10 %, збільшуючись в горизонтах В-20в і В-21 до 16,2 % та 23,4 % відповідно. В нижньовізейському горизонті В-26в усадка нафти різко зростає до 52,3 %. [2]

Однак, в процесі експлуатації продуктивних покладів Петрушівського родовища, що розробляються на пружно-водонапірних режимах при пластових тисках вищих за тиски насичення, виявилась невідповідність промислових газових факторів та газовмісту пластових нафт за результатами досліджень глибинних проб. Тому при підрахунку запасів вуглеводнів і в подальших розрахунках в даному проекті газовміст пластових нафт продуктивних горизонтів був прийнятий як середнє значення промислових газових факторів по об'єктах розробки, що склалися за весь період розробки.

1.3.2 Фізико-хімічна характеристика сепарованої нафти

На родовищі поверхневі проби нафти відібрані із семи свердловин.

У горизонті В-19в2 нафта середньої густини (859,9 кг/м3), сірчиста (0,62 %), з підвищеною в'язкістю (13,37 мм2/сек), в решті горизонтів - легка (833 - 795,6 кг/м3), мало сірчана (0,22 - 0,026 %), високо рухлива (4,77 - 2,34 мм2/сек.).

Молекулярна маса нафт ввєрх по розрізу поступово зростає - від 156,38 в горизонті В-26 до 217,72 в горизонті В-19в2. В тому ж напрямку збільшується температура початку кипіння нафт від 52 до 64°C, відповідно знижується вихід бензинових фракцій (при розгонці до 200°C) від 21,3 до 23,0 %, світлих продуктів розгонки (при розгонці до 300°C) - від 63 до 44%. Для всіх нафт характерний невисокий вміст смолистих (1,57 - 7,56) і асфальтєнових (0,14 - 3,82 %) фракцій. Нафти всіх трьох склепінь парафіністї (до 5,06 %). Для них характерне поступове зменшення густини та в'язкостї і збільшення світлих фракцій з глибиною. Так, вже в горизонті В-

26в нафти, особливо в свердловинах 7 і 9, близькі до переходу в газоконденсатні системи.

За груповим складом нафти відносяться до метано-нафтового типу і складаються з метанових (44 - 45 %), нафтових (29 - 41 %) і ароматичних (12,35 - 20,38 %) вуглеводнів. 24.[\[2\]](#)

1.3.3 Газ, розчинений в нафті

Розчинені гази охарактеризовані за результатами аналізів компонентного складу. Вміст граничних вуглеводнів складає 85,01 - 89,08 %. За компонентним складом гази близькі між собою.

Відносна питома вага по повітрю складає 0,8353 - 1,0190. Вміст метану низький - 46,09 - 60,7 %. Гази відносяться до високо жирних, що є типовим для нафтових покладів. Відповідно газ містить велику кількість етану (14,12 - 19,93 %), пропану - 9,06 - 16,35 % та бутанів - 2,41 - 6,53%. Невуглеводнева складова представлена азотом (7,89 - 10,31 %), вуглекислим газом (2,81 - 5,11%) та гелієм (0,01 - 0,02 %). Сірководень відсутній.

Розчинені гази містять промислові концентрації етану, пропану та бутанів і можуть бути сировиною для виробництва скрапленого газу та продукції нафтохімічної промисловості.[\[2\]](#)

1.3.4 Характеристика пластових вод

Продуктивні горизонти і поклади нафт Петрушівського родовища характеризуються пружно-водонапірним режимом контурних та підшовних вод.

Гідродинамічні дослідження проводились шляхом випробування свердловин як в процесі буріння, так і в колоні згідно загальноприйнятих методик.

Дебіти пластових вод продуктивних горизонтів змінюються від 0,8 м³/добу до 313 м³/добу. Переважаюча кількість випробуваних об'єктів дала припливи 104 - 313 м³/добу, що свідчить про високі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів.

Мінералізація вод коливається в межах 159 - 288 г/л в залежності від глибини горизонту і стабілізації припливу, густина 1110-1200 кг/м³.

Пластові тиски перевищують умовні гідростатичні на 6 - 14 %. Пластова температура змінюється від 85°C на глибині 3622 м до 114°C на глибині 4710,5 м.[\[2\]](#)

1.4 Сучасний стан розробки родовища

Станом на 01.01.2020 на родовищі пробурено 12 свердловин, з яких 6 — експлуатаційні, 5 — розвідувальні та одна — спостережна. Свердловини вивчалися із застосуванням повного комплексу геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС), включаючи ГК, БК, ННК, ГГК.[\[2\]](#)

Родовище зараз перебуває на етапі переоцінки та дослідного видобутку. Деякі свердловини припинили роботу через надмірне обводнення або економічну не вигідність. Триває аналіз можливостей пластів з метою встановлення обсягів залишкових запасів та покращення стратегії розробки.

1.5. Постановка геологічної задачі

У ході вивчення Петрушівського нафтового родовища найважливішим завданням геології є визначення кількісних показників продуктивних пластів-колекторів. Це потрібно для вдосконалення геологічної моделі родовища, а також для розрахунку його нафтової насиченості. Враховуючи особливості будови покладів, пористість та тріщинуватість колекторів, а також їхню мінливість по площі, потрібне всебічне дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід. Воно має спиратися на дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС), лабораторний аналіз керна та матеріали дослідно-промислової розробки.

Геологічне завдання охоплює виокремлення продуктивних ділянок у шарах В-19в2, В-20в і В-26в, визначення їхньої ефективної товщини, пористості, проникності та насиченості нафтою, створення параметричних карт, а також подальший підрахунок геологічних запасів нафти. Це допоможе

актуалізувати розуміння дренованості пластів, уточнити залишкові запаси та оцінити потенціал подальшої розробки родовища.

Висновки до розділу.

Петрушівське нафтове родовище розташоване в межах Дніпровсько-Донецької западини та відзначається складною геологічною структурою. Основні продуктивні горизонти (В-19в, В-20в, В-21, В-26в) пов'язані з візейськими відкладами нижнього карбону. У межах таких структур, як Петрушівське, Купинське та Гайове, виявлено 10 невеликих пластово-склепінних покладів. Колектори представлені теригенними породами, що поєднують порові та порово-тріщинні характеристики з неоднорідними фільтраційними властивостями. Нафта характеризується легкою або середньою густиною та високим вмістом газів, особливо в горизонті В-26в. Розчинені гази містять етан, пропан і бутани, що придатні для виробництва скрапленого газу. Пластові води відзначаються високою мінералізацією та тиском, а режим покладів є пружно-водонапірним. Попри невеликі розміри родовища, воно має значний потенціал для подальшої розробки.

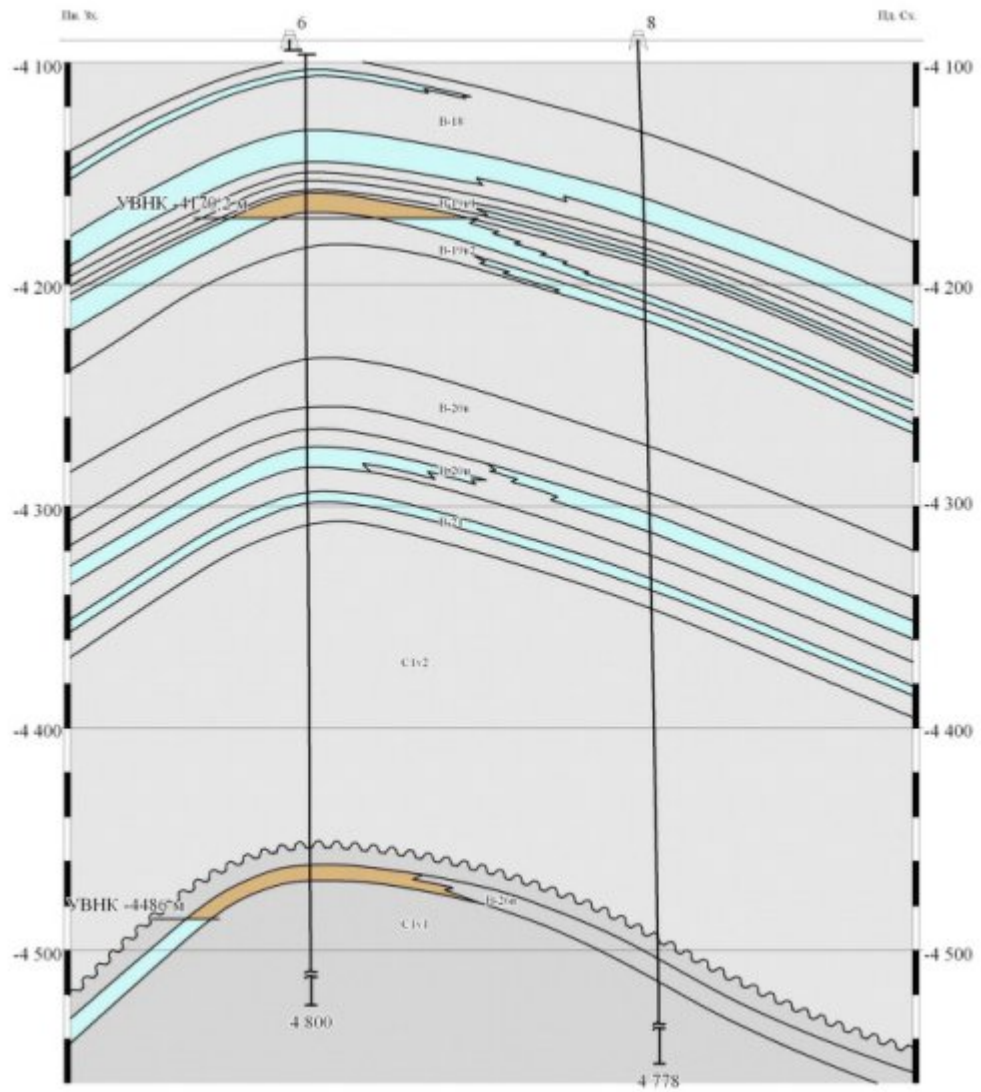


Рисунок 1.2 - Геологічний профіль Петрушівського родовища по лінії свердловин 6 – 8

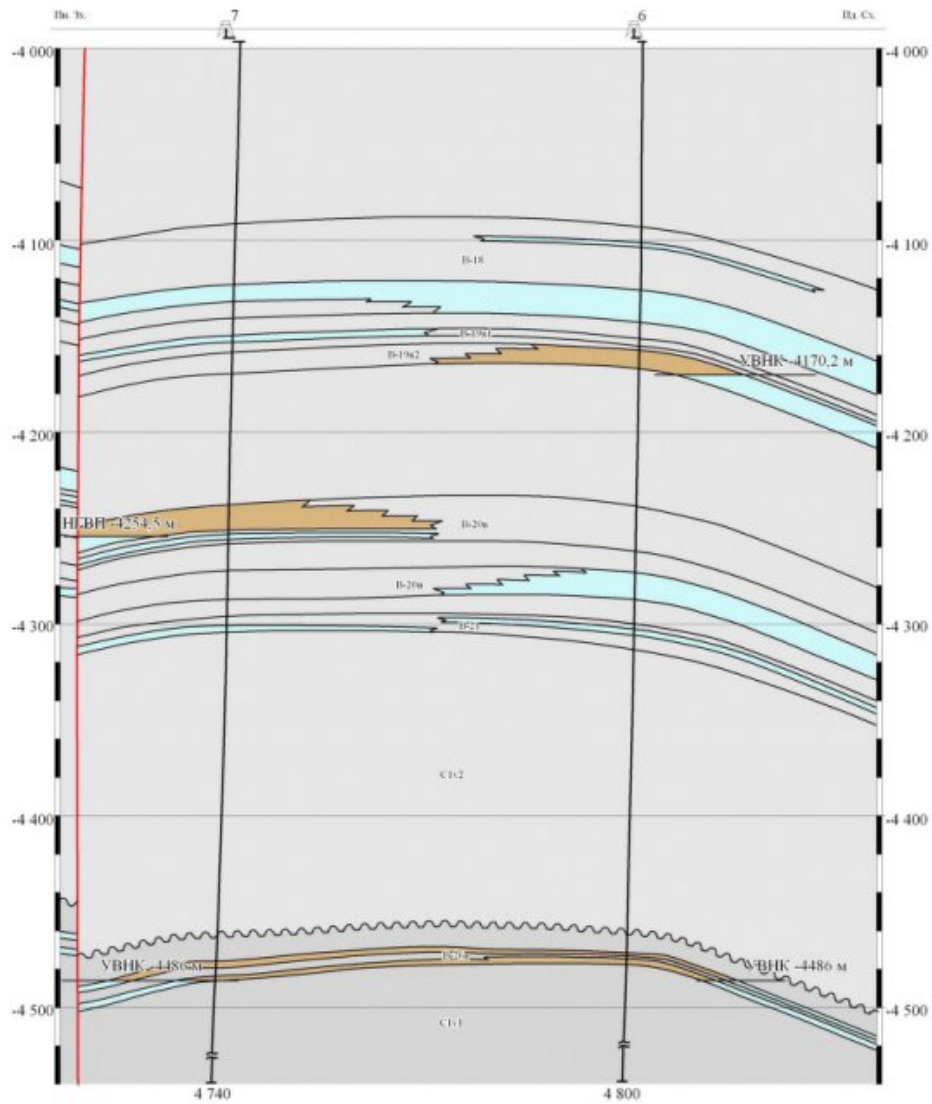


Рисунок 1.3 - Геологічний профіль Петрушівського родовища по лінії свердловин 7 – 6

2 МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ КОЛЕКТОРІВ

2.1 Теоретичні засади підрахунку параметрів пластів-колекторів

Пластами-колекторами називають гірські породи, здатні вміщати та транспортувати рідкі чи газоподібні вуглеводні завдяки власним фільтраційно-ємнісним характеристикам. Для оцінювання продуктивності таких порід здійснюється визначення підрахункових параметрів, серед яких: ефективна товщина, пористість, проникність, насиченість, коефіцієнти нафтонасиченості та інші.

Основні підрахункові параметри:

- Ефективна товщина (h_{ef}) – товщина колектора, що залучена у фільтрацію та наповнена вуглеводнями. Визначається за даними каротажу з урахуванням порогової пористості та проникності.

- Пористість (ϕ) – відношення об'єму пор до загального об'єму породи. Визначається за результатами геофізичних досліджень або лабораторного аналізу керну. Розрізняють сумарну та активну пористість.

- Проникність (k) – здатність породи пропускати рідину чи газ. Визначається в лабораторних умовах або непрямими методами, базуючись на емпіричних залежностях від пористості.

- Нафтонасиченість (S_n) – відношення об'єму нафти до об'єму пор. Обчислюється з урахуванням питомого опору, нейтронних та інших каротажних показників.

- Коефіцієнт нафтонасиченості (K_n) – показує частину порового простору, заповненого нафтою.

Класифікація колекторів:

Колектори поділяються за пористістю на:

- високопористі ($>20\%$)
- середньопористі ($10-20\%$)
- низькопористі ($<10\%$)

За типом порового простору – на порові, тріщинні та порово-тріщинні. Оцінка типу колектора визначає методику інтерпретації геофізичних даних та моделювання процесу вилучення вуглеводнів.

Чинники, що впливають на підрахункові параметри:

- літологія та фаціальні умови утворення порід;
- ступінь цементації й діагенезу;
- глибина залягання та пластовий тиск
- тектонічна тріщинуватість.

Отже, точне визначення підрахункових параметрів колектора є важливим етапом в оцінці запасів та розробці гідродинамічних моделей родовища. Надалі ці параметри уточнюються на основі інтерпретації геофізичних матеріалів та аналізу керну.

2.2. Методики інтерпретації геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС)

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) відіграють важливу роль у багатогранному геологічному аналізі покладів. Вони дають можливість отримати непряму інформацію про літологічний склад, колекторські характеристики, вміст флюїдів та геометричні параметри пластів-колекторів. Методи ГДС дозволяють визначати підрахункові параметри без необхідності суцільного відбору керну.

Основні методи ГДС, використані на Петрушівському родовищі:

- Гамма-каротаж (ГК): фіксує природну радіоактивність гірських порід. Дозволяє розрізняти глинисті та піщані породи, окреслювати літологічні межі.
- Боковий каротаж (БК): вимірює питомий опір гірських порід, що використовується для оцінки пористості, нафтонасиченості та водонасиченості.
- Нейтрон-нейтронний каротаж (ННК): надає інформацію про пористість порід через аналіз зворотного потоку нейтронів.

- Гамма-гамма каротаж (ГГК): застосовується для визначення щільності порід та непрямого розрахунку пористості.

- Кавітаційне зондування, СП, термометрія: додаткові методи для уточнення інтервалів флюїдонасичення та виявлення інтервалів припливу.

Основні етапи інтерпретації ГДС:

1. Літологічна інтерпретація:

Визначення меж пластів, їх літологічного складу та характеру насичення (глинисті, пісковики, алевроліти, вапняки).

Наприклад, поєднання даних ГК та БК дозволяє виявити чергування глинистих та піщаних порід.[\[6\]](#)

2. Оцінка пористості (ϕ):

Здійснюється за показниками ННК та ГГК, шляхом зіставлення із калібрувальними кривими. У свердловинах Петрушівського родовища середня пористість визначалась у діапазоні 8–14 %.

3. Визначення флюїдонасиченості:

Питомий опір використовується для розрахунку водонасиченості за формулою Арчі. Додатково використовуються дані СП та термограм.

4. Розрахунок ефективної товщини:

Визначаються інтервали, де пористість перевищує порогове значення (наприклад, 6–8 %) та де встановлено нафтогазонасичення. Складається інтервал ефективного колектора.

5. Побудова геофізичних розрізів:

На основі інтерпретованих кривих створюються геофізичні профілі, карти ефективної товщини, пористості та насиченості.

Врахування похибок і перевірка даних:

Результати ГДС уточнюються на основі кернового матеріалу (за наявності), а також даних випробування пластів (припливи флюїдів у процесі дослідження свердловин). Комплексний підхід дозволяє мінімізувати неточності та досягти більшої достовірності при створенні геолого-гідродинамічної моделі.

- Нафтонасиченість розраховується як залишкова частка порового простору, яка не зайнята водою.

Флюїдонасиченість уточнюється також за результатами випробування свердловин (дебіт, газовий фактор, обводнення) та аналізу керну.

На родовищі нафтонасиченість у продуктивних горизонтах зазвичай становить від 60 до 85 %, залежно від ступеня вивченості пласта і його дренажності.

2.3 Визначення пористості, проникності, насиченості

Для оцінювання колекторських властивостей порід, а також задля підрахунку запасів вуглеводнів, використовуються ключові параметри: пористість, проникність та флюїдонасиченість (тобто, наскільки породи насичені водою, нафтою чи газом).

Пористість

Пористість – це властивість, яка відображає, яку долю об'єму породи займають пори. Вона визначає здатність породи утримувати флюїди. Визначення пористості проводиться різними способами:

- Інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС): зокрема, нейтронного та гамма-гамма каротажу;
- Лабораторний аналіз керну: зразки гірських порід відбираються з свердловин та досліджуються задля точного вимірювання;
- Розрахункові (емпіричні) методи: у разі відсутності керну — за допомогою узагальнених залежностей, наприклад, на основі питомого опору.

На Петрушівському родовищі показники пористості перебувають в межах 8–14 %, що вважається характерним для теригенних колекторів.[\[2\]](#)

Проникність

Проникність визначає здатність породи пропускати через себе рідину або газ. Вона залежить від розміру та взаємозв'язку пор. Для оцінки проникності застосовуються наступні методи:

- Лабораторні дослідження керну: визначається фільтраційна здатність зразка;

- Емпіричні розрахунки: за відсутності керну проникність оцінюється за залежностями між пористістю та проникністю.

В межах Петрушівського родовища показники проникності варіюються від 0.01 до 0.5 мікрометрів у квадраті, що відповідає породам з середньою або низькою проникністю.[\[2\]](#)

Флюїдонасиченість

Цей параметр визначає, яка частина порового простору заповнена нафтою, водою або газом.

Водонасиченість визначається в основному за результатами електрокаротажу (питомий опір породи).[\[2\]](#)

2.4 Методи аналізу керна та геофізичних даних

Для об'єктивного оцінювання геологічної структури та фільтраційно-емнісних характеристик продуктивних пластів застосовуються як прямі (керна), так і непрямі (геофізичні) методи. Їхнє поєднання забезпечує найбільшу вірогідність при визначенні підрахункових параметрів.

Аналіз керна

Керн — це зразок породи, видобутий зі свердловини під час буріння. Він є основним джерелом безпосередньої інформації про літологічний склад, пористість, проникність, флюїдонасиченість та інші властивості.

Методи лабораторного дослідження керна:

- Візуальний опис: включає визначення кольору, текстури, зернистості, тріщинуватості;
- Визначення пористості: за допомогою вакуумного насичення, ртутної порометрії та інших методів;
- Визначення проникності: фільтраційним методом в стабільних умовах тиску;
- Визначення типу насичення: лабораторний відгін флюїдів дозволяє встановити вміст води, нафти, газу;
- Петрографічний аналіз: досліджуються тонкі шліфи під мікроскопом.

У випадку Петрушівського родовища керн був відібраний у декількох свердловинах (наприклад, 3-Птр, 5-Птр), що дозволило виявити детальні фаціальні особливості колекторів.

Аналіз геофізичних даних свердловин (ГДС)

Геофізичні методи дають змогу досліджувати інтервали, в яких керн відсутній, і побудувати безперервну модель пласта по глибинах.

Ключові методи ГДС, що використовуються під час інтерпретації

- Гамма-каротаж (ГК): фіксує природну радіоактивність порід, що дає змогу розпізнавати глинисті породи;

- Боковий каротаж (БК): вимірює електричний опір порід, застосовується для оцінювання флюїдонасиченості;

- Нейтрон-нейтронний каротаж (ННК): оцінює пористість на основі взаємодії з воднем у порах;

- Гамма-гамма щільнісний каротаж (ГГК): визначає щільність, що допомагає опосередковано оцінити пористість;

- СП-каротаж: дозволяє виділяти водоносні зони.

Процес інтерпретації передбачає:

- 1.Корекцію та нормалізацію кривих: вирівнювання по глибині, калібрування за стандартом.

- 2.Літологічну інтерпретацію: диференціація порід за характером гамма-кривої та електричного опору.

- 3.Розрахунок пористості, насиченості: на основі кривих ННК, ГГК і БК.

- 4.Побудову геофізичних розрізів: застосовується для картування пластів та аналізу зміни їхніх властивостей по площі.

Комплексування даних

Найкращі результати досягаються при об'єднанні кернових і геофізичних даних. Це дозволяє:

- скоригувати інтерпретацію ГДС на основі фактичних лабораторних даних;

- зменшити похибку при оцінці пористості та проникності;

- уточнити межі колекторів і підрахункових інтервалів.

2.5 Узагальнення та вибір оптимального методу

Комплексне вивчення продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища виявило, що ефективне визначення підрахункових параметрів можливе тільки при поєднанні геофізичних методів, лабораторного аналізу керну та інтеграційного моделювання.

Узагальнення результатів:

- Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) надали безперервну інформацію про зміни літології, пористості та флюїдонасиченості на глибині.

- Лабораторні аналізи керну дозволили підтвердити та відкоригувати дані, отримані за допомогою геофізики, що зменшило похибки при розрахунках.

- Встановлено, що основні продуктивні пласти-колектори мають помірну пористість (8–14 %), проникність до 0.5 мкм² та нафтонасиченість 60–85 %.

- Визначено, що колектори переважно порово-тріщинні та потребують врахування вторинної пористості у моделюванні.

Критерії вибору оптимального підходу:

1. Наявність та якість кернових матеріалів: за обмеженої кількості зразків керну доцільно покладатися на ГДС з корекцією за лабораторними даними.

2. Тип та якість колекторів: тріщинуваті колектори вимагають розширеної геофізичної інтерпретації з використанням комбінованих методів (наприклад, ННК + ГГК).

3. Стадія розробки: для ранньої стадії — пріоритетний геолого-фізичний аналіз; для діючих ділянок — інтеграція з дебітом, обводненістю та історією розробки.

Оптимальний підхід для Петрушівського родовища

Для умов Петрушівського родовища найкращим варіантом є інтегрований підхід, який включає:

- Комплексну інтерпретацію ГДС (ГК, БК, ННК, ГГК) як базу для розрахунку пористості та насиченості;
- Уточнення параметрів за лабораторними даними керну;
- Створення 1D/2D моделей колекторів для візуалізації пластів та обчислення ефективної товщини;
- Регулярне оновлення моделі на основі нових свердловин та результатів експлуатації.

Такий підхід забезпечує достатню достовірність визначення підрахункових параметрів та є придатним як для розрахунку запасів, так і для подальшої геолого-гідродинамічної моделі.

Висновки до розділу

У другому розділі зосереджено увагу на методологічних засадах, що лежать в основі визначення підрахункових параметрів продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища. Зважаючи на теоретичну базу та практичні підходи, було визначено систему оцінки ключових фільтраційно-ємнісних характеристик, таких як пористість, проникність, ефективна товщина та насиченість флюїдами.

У результаті проведеного аналізу було:

Розглянуто фізичне значення та класифікацію ключових підрахункових параметрів пластів-колекторів. Особливу увагу приділено ефективній товщині, пористості, нафтонасиченості та проникності, як фундаментальним критеріям оцінки колектора.

Вивчено методики інтерпретації геофізичних досліджень свердловин (ГДС), що є основою для визначення пористості, флюїдонасичення та літологічного складу пластів. Застосовані методи, а саме ГК, БК, ННК, ГГК, дали змогу виявити структуру порід, границі пластів та їх насиченість.

Досліджено особливості розрахунку підрахункових параметрів на основі лабораторного аналізу керна. Виконано зіставлення результатів кернових та геофізичних методів з метою підвищення точності отриманих даних.

Проаналізовано основні показники флюїдонасиченості та типи колекторів родовища. Встановлено, що колектори, в основному, мають порово-тріщинну будову, з середньою пористістю в діапазоні 8–14% та проникністю до $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Обґрунтовано інтегрований підхід до вибору методів оцінки: комбінування геофізичних досліджень, аналізу керна та програмного моделювання забезпечує найбільшу надійність підрахункових параметрів.

3 РЕЗУЛЬТАТИ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ПЕТРУШІВСЬКОГО РОДОВИЩА

3.1 Обробка та аналіз геологічних і геофізичних даних

Оцінювання продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища було здійснено на основі аналізу комплексу геологічних та геофізичних матеріалів. Основними джерелами інформації послужили результати геофізичних досліджень свердловин (ГДС), матеріали буріння, лабораторні аналізи керну та показники дослідно-промислової експлуатації.

Інформаційну базу для аналізу сформували дані з документа «Уточнений проєкт промислової розробки Петрушівського нафтового родовища станом на 01.01.2020», зокрема Таблиця 3.1, де узагальнено результати досліджень свердловин по основних продуктивних горизонтах (В-26в, В-212, В-20в, В-19в2). Вона містить характеристики пластового тиску, температури, дебітів нафти, обводненості та газового фактору. Ця таблиця є ключовою для визначення динаміки зміни флюїдонасиченості та поведінки пласта під час експлуатації.[\[2\]](#)

Таблиця 3.1 - Результати досліджень свердловин і пластів

Найменування	В-26 Кількість св. вимірів	Інтервал зміни	Середнє значення по пласту	В-212 Кількість св. вимірів	Інтервали	Середнє значення по пласту	В-20в Кількість св. вимірів	Інтервал зміни	Середнє значення по пласту	В-19в2 Кількість св. вимірів	Інтервали	Середнє значення по пласту
Початковий пласт. тиск, МПа	4	46,49–49,00	47,65	1	44,96	44,96	2	45,85–47,10	46,48	1	45,8	45,8
Пластова температура, °	4	120,2–125,5	123,2	1	114,5	114,5	2	113,5–118,2	115,9	1	115,3	115,3

С												
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Закінчення таблиці 3.1

Геотермічний градієнт, °С/100 м	4	2,6	2,6	2	2,6	2,6	2	2,6	2,6	1	2,6	2,6
Дебіт нафти, м³/добу	4	13,0–79,0	45,4	2	123–262	174,5	2	7,7–23,4	15,1	1	39,2–68,0	51,2
Обводненість, ваг. %	4	0	0	2	0	0	2	0	0	1	0	0
Газовий фактор, м³/м³	4	113,0–477,0	212,5	1	44,0–47,0	45,6	2	49,0–88,0	61,0	1	17,4–19,1	18,4
Питома продуктивність, м³/(д·МПа)	4	0,11–4,6	1,4	2	22,7–85,5	54,1	2	1,0–1,6	1,2	2	0,54–5,1	2,8
Гідропровідність, $\cdot 10^{-14}$ м³/(МПа·с)	4	2,88–16,26	11,28	2	165,21	165,21	2	1,8–2,03	1,92	1	8,33	8,33
Приведений радіус, м	4	0,1	0,1	1	0,1	0,1	1	0,1	0,1	1	0,088	0,088
П'єзопровідність, м²/с	-	0,015–0,075	0,045	-	-	-	1	0,0075	0,0075	-	-	-
Проникність, $\cdot 10^{-15}$ м²	4	1,2–14,67	9,60	2	929,29	929,29	2	1,9–5,25	3,58	1	20,6	20,6

Інтерпретація геофізичних методів (ГК, БК, ННК, ГГК) дала змогу виокремити інтервали з підвищеною пористістю та оцінити ступінь насичення пластів. Наприклад, результати газогідродинамічних досліджень,

представлені у Таблиці 3.2, дозволили охарактеризувати фільтраційні режими в різних горизонтах та визначити коефіцієнти продуктивності свердловин. Ці дані також застосовуються для верифікації припущень стосовно ступеня дренованості продуктивних пластів.[\[3\]](#)

Таблиця 3.2 - Результати інтерпретації даних газогідродинамічних досліджень на усталених та неусталених режимах фільтрації нафтових свердловин Петрушівське родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" за допомогою програмного забезпечення "wtest"

Номер свердловини	6	7	10
Горизонт	В-19в2	В-20в	В-20в
Інтервал перфорації	4328-4332	4399-4406	4294-4297
Ефективна товщина,м	4	6	5.2
Проникність,%	13	12	11
Дата дослідження	10.02.2012	28.02.2013	01.07.2010
Метод дослідження	КВТ	КВТ	КВТ
Пластовий тиск,МПа	27.87	20.46	32.097
Провідність мкм ² /(мПа*с)			
ПЗП	-	-	0.132
Пласта	0.029	0.027	0.197
Проникність 10 ⁻³ мкм ²			
ПЗП	-	-	11.61
Пласта	13.90	2.58	17.30
П'єзопровідність,м ² /с	0.023	0.056	0.44
Скін-ефект	6.88	6.16	3.77
Депресія на пласт,МПа	6.488	6.545	7.819
Втрати лепресії через скін-ефект,МПа	3.252	3.011	2.576
Коеф. Продуктивності свердловини,т/(д*МПа)	0.9248	0.7945	11.041

Для обґрунтування структурно-геологічного моделювання використано Таблицю 3.3, в якій подано характеристику фонду свердловин родовища станом на 01.01.2020 року. Вона містить відомості про кількість діючих, ліквідованих та бездіяльних свердловин, що дозволяє оцінити ступінь розвіданості площі та рівень відпрацювання запасів.[\[2\]](#)

Таблиця 3.3 - Характеристика фонду свердловин станом на 01.01.2020 р.

Фонд	Характеристика фонду свердловин	Кількість,св.
Фонд нафтових свердловин	Пробурено пошукові та експлуатаційні	9(1,2,3,5,6,7,8,9,10) 1(70)
	Всього	10
	Діючі	-
	Із них:фонтанні	-
	ЕВН	-
	ШГН	-
	Газліфт	-
	В простої	-
	В бездії	1(6)
	В освоєнні після буріння	-
	В консервації	-
	Переведено під нагнітання	-
	П'єзометричні	3(7,9,10)
	В очікуванні ліквідації	-
	Ліквідовано	6(1,2,3,5,8,70)

3.2 Виділення продуктивних інтервалів

Визначення продуктивних інтервалів на нафтовому родовищі Петрушівське виконано на основі аналізу результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС), відомостей, отриманих під час буріння,

випробувань пластів та вивчення геологічної структури. Головними об'єктами аналізу є пласти Y-8 (відповідає горизонту В-19в2), Y-9 (В-20в) та Y-10 (В-26в), що локалізовані в нижній частині сеноманських відкладів.

Пласт Y-8 (В-19в2)

У межах Петрушівського склепіння, у пласті Y-8 (В-19в2) в свердловині №6 виявлено промислове насичення нафтою. Згідно з результатами ГДС, ефективна нафтонасичена товщина дорівнює 8,8 м, показник пористості становить 12,9%, а нафтонасиченість — 83%. Під час випробувань, проведених у свердловині №6 з інтервалу 4327–4337 м, було отримано нафту з дебітом 54,3 м³/добу, застосовуючи штуцер 6 мм. Водонафтовий контакт (ВНК) для цього пласта визначено за підшовою нафтонасиченого пласта на позначці 4336,8 м (мінус 4170,2 м).[\[1\]](#)

Пласт Y-9 (В-20в)

Пласт Y-9, представлений горизонтом В-20в, також показує продуктивність у межах Петрушівського підняття. У свердловині №7, з інтервалу 4399–4406 м, було зафіксовано приплив нафти з дебітом 16,5 м³/добу (штуцер 6 мм). Аналіз даних ГДС показав: ефективна нафтонасичена товщина — 11,2 м, пористість порід — 11,6 %, а нафтонасиченість — 76 %.

Межа газонафтового водонасичення (НГВП) визначена за підшовою нафтонасиченої частини пласта на глибині 4413,6 м (мінус 4254,5 м).[\[1\]](#)

Пласт Y-10 (В-26в)

Пласт Y-10 відзначається меншою ефективною товщиною, проте також підтверджує наявність продуктивних властивостей. У свердловині №6 зафіксовано нафтонасичену товщину 4,8 м, пористість становить 12,9 %, а нафтонасичення — 80 %. У свердловині №7 значення такі: ефективна товщина — 4,4 м, пористість — 12,1 %, нафтонасичення — 69,4 %. НГВП визначено за підшовою нафтонасиченого пласта у свердловині №7 — 4645,6 м (мінус 4486,0 м). У свердловині №8 пласт В-26в виявився ущільненим, тобто непродуктивним.[\[1\]](#)

Критерії визначення продуктивних інтервалів:

1. Показники геофізичних досліджень свердловин (зниження питомого опору, сигнали від методів ПС, НК, ГК);
2. Ефективна товщина пласта та пористість вище умовних порогів ($\geq 8-10\%$, товщина ≥ 3 м);
3. Підтверджене надходження вуглеводнів під час випробувань;
4. Відповідність літологічного складу порід-колекторів (пісковики, алевроліти).

3.3 Побудова структурних та параметричних карт

Для встановлення геологічної структури продуктивних пластів Петрушівського нафтового родовища, просторового розподілу колекторських особливостей, а також для подальшого підрахунку запасів нафти були створені структурні та параметричні карти для пластів Y-8, Y-9 та Y-10.

Створення карт відбувалося на основі результатів інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, геолого-структурного аналізу та опрацювання статистичних даних стосовно фільтраційно-ємнісних властивостей порід. За основу було взято свердловини, пробурені на території Петрушівського склепіння, з яких отримали повні геофізичні матеріали, а також результати випробувань.

Структурні карти

Створені карти ізогіпс покрівлі пластів Y-8, Y-9, Y-10, що показують конфігурацію залягання пластів у структурному плані. Для побудови були застосовані абсолютні відмітки покрівлі пластів, визначені за каротажем у свердловинах та приведені до єдиної системи координат.[2]

Для пласту Y-8 (B-19в2) покрівля фіксується на глибині 4330–4345 м.

Для пласту Y-9 (B-20в) – на глибинах 4400–4415 м.

Для пласту Y-10 (B-26в) – на глибинах 4640–4655 м.

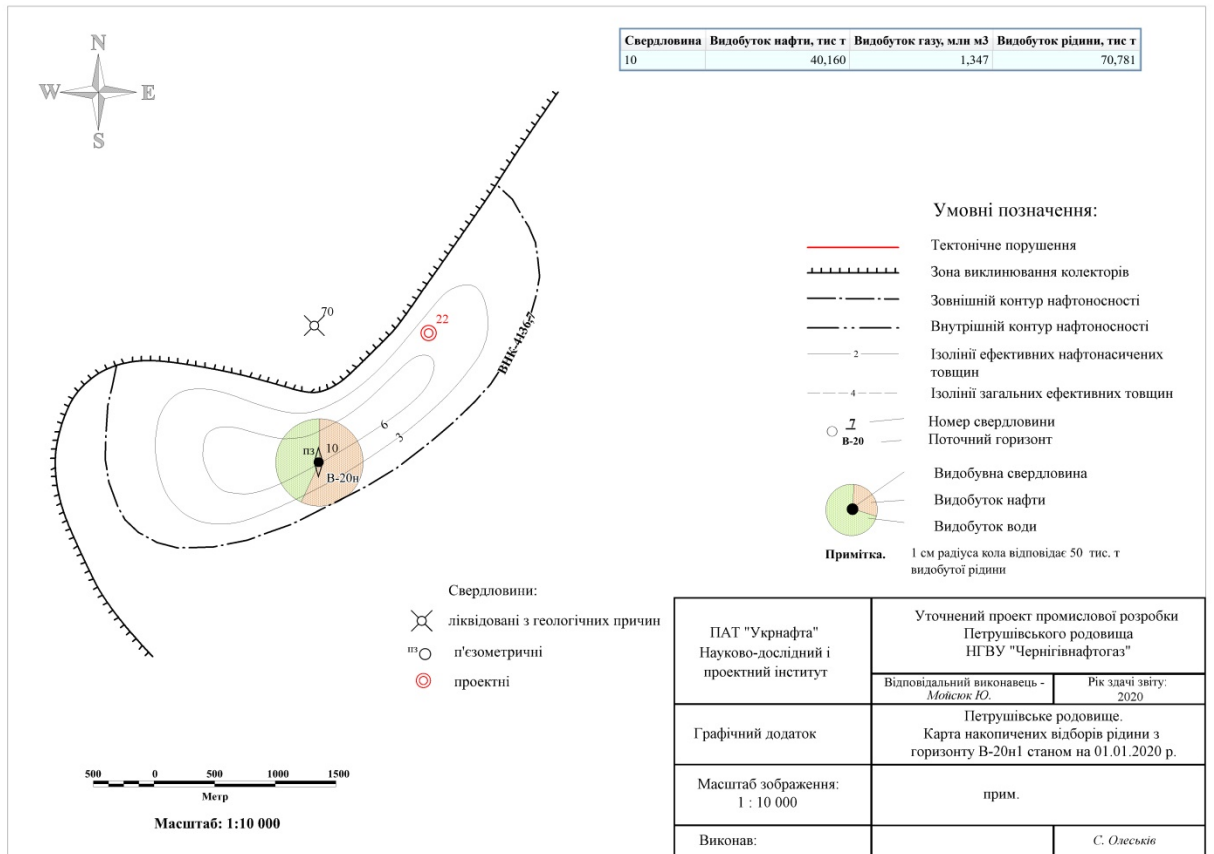


Рисунок 3.4 - Карта накопичених відборів з горизонту В-19в2 станом на 01.01.2020 р.

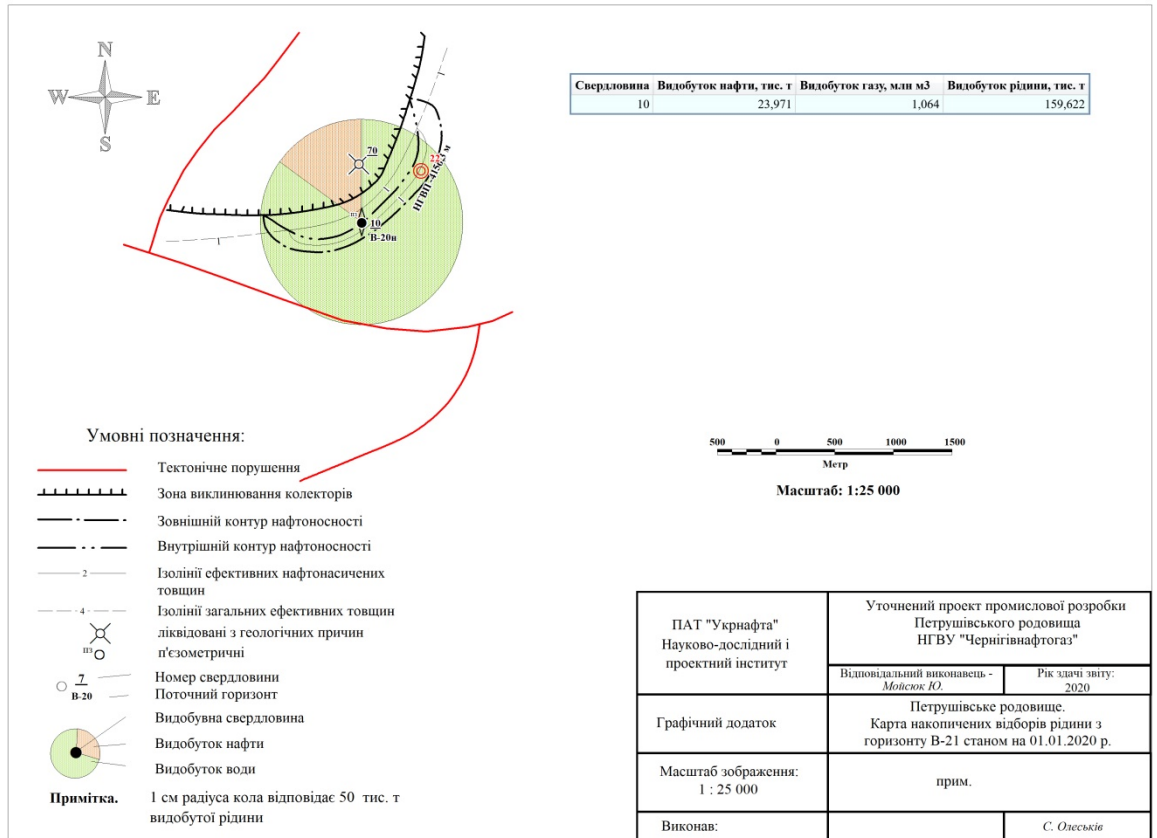


Рисунок 3.5 - Карта поточних відборів з горизонту В-20в станом на 01.01.2020 р.

експлуатації продуктивних пластів і є фундаментом для проектування системи розробки та прогнозування темпів видобутку.

Для Петрушівського нафтового родовища визначено підрахункові параметри для трьох ключових об'єктів: пластів Y-8 (горизонт В-19в2), Y-9 (горизонт В-20в) та Y-10 (горизонт В-26в). Ці параметри були встановлені на основі:

- результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС),
- лабораторного аналізу керна,
- гідродинамічних досліджень пластів,
- інтерпретації структурних карт і параметричних розрізів.

Підрахунками визначаються середні показники головних геолого-фізичних властивостей пластів, взяті з урахуванням просторової варіативності по території родовища. При цьому враховуються:

- тільки ефективна частина пласта (не ущільнена, не водонасичена);
- зони фільтрації-нафтонасичення, що підтвержені результатами випробувань;
- літологічна однорідність середовища.

До базових підрахункових параметрів відносяться:

- Площа покладу (F), км^2 – за підрахунковими планами ізогіпс;
- Ефективна товщина ($h_{\text{еф}}$), м – середнє значення з свердловин;
- Пористість (ϕ) – за геофізичними та лабораторними оцінками;
- Коефіцієнт нафтонасиченості (K_n) – питома частка нафтою насиченого об'єму;
- Об'ємний коефіцієнт нафти (K_v) – враховує розширення нафти при пластових умовах (приймається 1,02);
- Густина нафти (ρ) – встановлена лабораторним шляхом, г/см^3 .[\[2\]](#)

Таблиця 3.4 - Узагальнена таблиця підрахункових параметрів

Пласт	Площа, км ²	h _{еф} , м	φ, д. од.	K _n , д. од.	K _v , д. од.	ρ, г/см ³
У-8	2,08	8,2	0,117	0,83	1,0 2	0,856
У-9	2,47	10,6	0,117	0,76	1,0 2	0,853
У-10	2,33	5,2	0,107	0,75	1,0 2	0,848

Метод підрахунку геологічних запасів

Об'єми нафти і газу в традиційному покладі можуть бути розраховані за допомогою рівняння об'єму:

$$Q = F \cdot h_{ef} \cdot \phi \cdot K_n \cdot K_v \cdot 10^6 \quad (3.1)$$

Для визначення об'єму запасів, тис. м³

$$Q_T = Q \cdot \rho \cdot 1000 / 1000 \quad (3.2)$$

Для визначення Об'єм запасів, тис. т

де:

Q- запаси нафти, м³

F- площа нафто насиченої товщі, км²

h_{еф}- ефективна нафто насичена товщина, м

φ- пористість

K_n- коефіцієнт нафто насиченості

K_v- коефіцієнт об'ємного перерахунку

10⁶ – переведення одиниць у м³

Детерміновані об'єми розраховуються, коли в якості вхідних параметрів цього рівняння використовуються одиничні значення, які можуть включати аналоговий вміст. Імовірнісні об'єми - це розрахунки, коли

розподіли невизначеності застосовуються як вхідні дані для всіх або деяких членів рівняння які зберігають залежності між параметрами. Ці геостатистичні методи найчастіше застосовуються до перспективних ресурсів, які ще потрібно перевірити за допомогою бурового долота. Умовні ресурси також характеризуються об'ємними методами з аналоговим вмістом і розподілом невизначеності до початку значного видобутку, де інформація про просторовий розподіл може бути збережена в статичній моделі пласта. Статичні моделі і динамічні моделі потоку можуть бути заповнені аналоговими даними про продуктивність пласта для підвищення впевненості в прогнозуванні, оскільки кількість і якість статичних геологічних і динамічних даних про продуктивність пласта зростає. [7]

Підрахунок геологічних запасів для пласта Y-8:

$$F := 2.08$$

$$h\epsilon\phi := 8.2$$

$$\phi := 0.117$$

$$K_n := 0.83$$

$$K_v := 1.02$$

$$\rho := 0.856$$

$$Q := F \cdot h\epsilon\phi \cdot \phi \cdot K_n \cdot K_v \cdot 10^6$$

$$Q = 1.689 \times 10^6$$

$$Q_T := \frac{Q \cdot \rho \cdot 1000}{1000}$$

$$Q_T = 1.446 \times 10^6$$

Підрахунок геологічних запасів для пласта Y-9:

$$F := 2.47$$

$$he\phi := 10.6$$

$$\phi := 0.117$$

$$K_n := 0.76$$

$$K_v := 1.02$$

$$\rho := 0.853$$

$$Q := F \cdot he\phi \cdot \phi \cdot K_n \cdot K_v \cdot 10^6$$

$$Q = 2.375 \times 10^6$$

$$Q_T := \frac{Q \cdot \rho \cdot 1000}{1000}$$

$$Q_T = 2.026 \times 10^6$$

Підрахунок геологічних запасів для пласта Y-10:

$$F := 2.33$$

$$he\phi := 5.2$$

$$\phi := 0.107$$

$$K_n := 0.75$$

$$K_v := 1.02$$

$$\rho := 0.848$$

$$Q := F \cdot he\phi \cdot \phi \cdot K_n \cdot K_v \cdot 10^6$$

$$Q = 9.918 \times 10^5$$

$$Q_T := \frac{Q \cdot \rho \cdot 1000}{1000}$$

$$Q_T = 8.41 \times 10^5$$

Таблиця 3.5 - Зведена таблиця геологічних запасів

Пласт	Об'єм запасів, тис. м ³	Об'єм запасів, тис. т
Y-	1689,4	1446,2

8		
У-9	2375,7	2026,6
У-10	991,8	841,0

Висновки до розділу

У третьому розділі було проведено всебічний аналіз геологічних та геофізичних даних. На їх основі було детально описано фільтраційно-ємнісні характеристики продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища. Також було визначено продуктивні інтервали, складено структурні та параметричні карти, а ще виконано розрахунок геологічних запасів.

Внаслідок цього:

Проаналізовано дані геофізичних досліджень свердловин (каротаж, випробування), на основі яких уточнено глибини залягання, ефективні товщини, тип колекторів та наявність нафтонасичення у пластах У-8, У-9, У-10.

Виділено продуктивні інтервали у свердловинах, що були досліджені: №6, №7, №8. Найкращі колекторські властивості було відмічено у пласті У-8 (В-19В2), який характеризується ефективною товщиною 8,8 м, пористістю 12,9 % та нафтонасиченістю 83 %.

Проведено оцінку фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів. Пористість пластів варіює від 10 до 13 %, проникність становить 0,01–0,07 мкм², тип колектора переважно поровий теригенний. Виявлено значну латеральну неоднорідність у межах пластів.

Створено структурні карти покрівлі пластів Y-8, Y-9, Y-10, на яких чітко видно антиклінальне підняття. Окрім того, побудовано параметричні карти товщин та колекторських властивостей, які візуалізують розподіл характеристик на площі родовища.

Визначено підрахункові параметри та здійснено підрахунок геологічних запасів нафти за об'ємною методикою. Найбільші запаси виявлено у пласті Y-9 – 2374,7 тис. м³ (або 2025,6 тис. т), що вказує на його промислову перспективність.

Отримані результати підтверджують високу перспективність родовища для майбутньої розробки і можуть бути використані як вихідні дані для техніко-економічного обґрунтування розробки.

Висновки

В ході виконання дипломної роботи було вирішено поставлені теоретичні та практичні задачі, націлені на всебічне вивчення продуктивних пластів-колекторів Петрушівського нафтового родовища. Головною задачею було визначення підрахункових параметрів на основі інтерпретації геолого-геофізичних даних задля обґрунтування геологічної будови родовища та перспектив його подальшого освоєння.

В результаті дослідження:

Здійснено детальну геолого-структурну характеристику Петрушівського нафтового родовища. Визначено, що об'єктами дослідження є горизонти В-19в2, В-20в, В-26в, які відповідають пластам У-8, У-9, У-10. Вони пов'язані з сеноманськими відкладами та мають пластовий та склепінний типи покладів.

Проаналізовано літологічну будову, тектоніку, флюїдонасиченість та типи колекторів. Встановлено, що продуктивні пласти мають переважно поровий тип колектора, який сформований дрібнозернистими пісковиками та алевролітами.

Досліджено інформаційну базу, що включає матеріали геофізичних досліджень свердловин, керновий матеріал, результати випробувань та структурні побудови. Обґрунтовано методики визначення фільтраційно-ємнісних характеристик.

Виділено продуктивні інтервали у свердловинах №6, №7, №10, для яких було визначено ефективні товщини, пористість, нафтонасиченість, проникність та пластовий тиск. Зокрема, у пласті У-8 у свердловині №6 визначено товщину 8,8 м, пористість 12,9 %, нафтонасиченість 83 %.

Побудовано структурні карти покрівлі пластів У-8, У-9, У-10, а також параметричні карти ефективної товщини, пористості та нафтонасиченості. Це дало змогу відстежити просторовий розподіл колекторських властивостей.

Здійснено розрахунок геологічних запасів нафти за об'ємною методикою. Отримано такі об'єми:

Пласт Y-8: 1 689,4 тис. м³ (або 1 446,2 тис. т)

Пласт Y-9: 2 374,7 тис. м³ (або 2 025,6 тис. т)

Пласт Y-10: 991,8 тис. м³ (або 841,0 тис. т)

Встановлено, що найперспективнішим з точки зору запасів є пласт Y-9, проте всі три пласти мають промислову цінність та можуть бути залучені до ефективної розробки.

Перелік посилань

1. Уточнений проєкт розробки Петрушівського родовища. – Київ: УкрНГІ, 2006. – 302 с.
2. Уточнений проєкт промислової розробки Петрушівського нафтового родовища (станом на 01.01.2020 р.): звіт ПАТ «Укрнафта». / Мойсюк Ю., Клименко О., Олеськів С., Процак О., Шпирка А., Коропецька Н., Кокоць Р. – Київ, 2020. – 121 с.
3. Технологічна схема розробки Петрушівського родовища ВО «Укрнафта» / Середницький Л.М., Мірзоян Л.Е., Спас В.Б., Андрішак С.Д. та ін. – Київ, 1993. – 186 с. (договір № 54/93-93).
4. Техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення вуглеводнів./ Полторацька Л.М., Лазаренко Л.В. – Київ, 2004. – 231 с. (договір з ВАТ «Укрнафта» № 01.35.02).
5. Підрахунок запасів вуглеводнів Петрушівського родовища/ Лістков В.П., Яворський М.І., Полторацька Л.М. та ін. – Київ, 2003. – 265 с. (договір з ВАТ «Укрнафта» № 01.35.02).
6. КовальЯ.М., Федак І.О., Федоришин С.Д. Ф-32 Апаратура і технологія проведення геофізичних досліджень свердловин: навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 231 с.
7. https://en.wikipedia.org/wiki/Oil_and_gas_reserves_and_resource_quantification