

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР 103 – НЗГ

Група НЗГ-21-1

Дрізд Руслан

2025

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ГРН

_____ доц. Михайлів І.Р.

«___» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

Студенту _____ Дрізд Руслану Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт пошуково-розвідувальних робіт на Русланівській площі

затверджена наказом ректора університету від «16» квітня 2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 12 червня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали _____

2. Опублікована література по району досліджень _____

3. Особисті спостереження та узагальнення. _____

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

Вступ. 1 Загальні відомості про район досліджень. 1.1 Географо-економічні умови. 1.2 Геолого-геофізична вивченість. 2 Геологічна будова досліджуваної площі. 2.1 Літолого-стратиграфічний розріз. 2.2 Тектоніка. 2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій. 2.4 Водоносність. 2.5 Пластові тиски та температури. 3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт. 3.1 Прогнозування нафтогазоносності. 3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу. 3.3 Мета і завдання проєктних робіт. 3.4 Обґрунтування розташування проєктної свердловини та її глибини. 3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння. 3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження. 3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шлама. 3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині. 3.9 Проєктний комплекс лабораторних досліджень. 3.10 Охорона надр та навколишнього середовища 4 Геолого-економічна оцінка проєктних робіт. 4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння. 4.2 Оцінка ефективності проєктованого буріння. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта по горизонту відбиття _____

2. Геологічні розрізи по лінії I-I та лінії II-II _____

3. Геолого-технічний наряд типової свердловини № 1 _____

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Підпис	
		консультанта	студента

7. Дата видачі завдання _____

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.		Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи		Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження практики.		Виконано
4.	Аналіз геологічної будови площі.		Виконано
5.	Прогноз газоносності Русланівської структури та оцінка ресурсів.		Виконано
6.	Проектування подальших геолого-розвідувальних Робіт.		Виконано
7.	Економічна частина		Виконано
8.	Оформлення тексту і графічних додатків.		Виконано
	Захист бакалаврської роботи		Виконано

Завдання видав керівник _____
(підпис)

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

Завдання прийняв студент _____
(підпис)

Дрізд Р.В.
(прізвище та ініціали)

Реферат

Бакалаврська робота налічує сторінок тексту – __ , __ таблиць, __ рисунків, __ графічних додатків.

Приведені загальні відомості про район проєктних пошуково-розвідувальних робіт, описано геологічна будова та нафтогазоносність. Дана оцінка перспектив нафтогазоносності нижньокам'яновугільних відкладів та кори вивітрювання фундаменту площі та підраховані ресурси нафти по категорії С₃.

Складений план та методика проведення пошуково-розвідувальних робіт, геолого-геофізичних досліджень в свердловинах, випробування продуктивних горизонтів.

Приведені техніко-економічні розрахунки для буріння типової свердловини.

Ключові слова: ГАЗ, РОЗВІДКА, ПОШУКИ, РЕСУРСИ, СВЕРДЛОВИНА, ПОКЛАД, БУРІННЯ, ДОСЛІДЖЕННЯ, ЕФЕКТИВНІСТЬ.

Annotation

Keywords: GAS, EXPLORATION, EXPLORATION, RESOURCES, WELL, DEPOSIT, DRILLING, RESEARCH, EFFICIENCY.

The bachelor thesis includes pages of text - __ , __ tables, __ figures, __ graphic appendices.

General information about the area of planned prospecting and exploration works is given, the geological structure and oil and gas potential are described. The assessment of the oil and gas potential prospects of the lower coal deposits and the weathering crust of the foundation of the area and the estimated oil resources of the C₃ category are given.

A plan and methodology for conducting prospecting and reconnaissance work, geological and geophysical research in wells, and testing of productive horizons have been drawn up.

Technical and economic calculations for drilling a typical well are given.

Зміст

Вступ	
1 Загальні відомості про район досліджень	
1.1 Географо-економічні умови	
1.2 Геолого-геофізична вивченість	
2 Геологічна будова досліджуваної площі	
2.1 Літолого-стратиграфічний розріз	
2.2 Тектоніка	
2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій.	
2.4 Водоносність.	
2.5 Пластові тиски та температури	
3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт	
3.1 Прогнозування газоносності	
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу	
3.3 Мета і завдання проектних робіт	
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини.	
3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння	
3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження	
3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу	
3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині	
3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень	
3.10 Охорона надр та навколишнього середовища	
4 Геолого-економічна оцінка проектних робіт.	
4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння	
4.2 Оцінка ефективності проектного буріння.	
Висновки	
Перелік використаних джерел	

ВСТУП

Актуальність теми. Північний борт Дніпровсько - Донецької западини є одним з основних об'єктів для подальшого нарощування розвіданих запасів вуглеводневої сировини. В його межах існують всі умови для нафтогазонакопичення, які полягають у повноті розповсюдження продуктивних комплексів, широкому розвитку різноманітних пасток та наявності порід-колекторів та непроникних товщ. Пошуковим та розвідувальним бурінням виявлена регіональна нафтогазонасність порід осадового чохла, а також встановлена наявність покладів вуглеводнів у породах кристалічного фундаменту.

Локальність розповсюдження порід-колекторів в прирозломних зонах, вивчення просторового розміщення пасток вуглеводнів на північному борту ДДз, висока перспективність візейського комплексу та аналіз розвіданих родовищ даної території дають нам змогу обґрунтувати перспективність Русланівської площі.

Метою бакалаврської роботи є обґрунтування доцільності пошуково-розвідувальних робіт, виділення груп і категорій ресурсів та підрахункових параметрів, складання і використання необхідного графічного матеріалу, який використовується при проведенню пошуків та розвідці покладів нафти і газу.

Завдання досліджень. Відповідно до проведеного аналізу геолого-геофізичної будови Русланівської площі виконано вибір перспективних газонафтоносних об'єктів для першочергового пошукового та розвідувального буріння. Основними задачами проектних робіт є:

- виявлення покладів вуглеводнів (ВВ) в серпуховських і візейських відкладах нижнього карбону та породах кори вивітрювання кристалічного фундаменту;
- вивчення речовинного складу порід-колекторів та характеру їх насиченості;
- уточнення геологічної будови площі та характеру розповсюдження промислових покладів ВВ, виявлених на суміжних площах: Васищівській, Безлюдівській;
- отримання всіх необхідних вихідних даних для підрахунку попередньо розвіданих запасів вуглеводнів (категорії С₂);
- визначення геолого-промислової характеристики продуктивних

горизонтів та динаміки зміни в часі: дебітів нафти, газу і конденсату, устьових і пластових тисків, обводненості продукції та стійкості порід-колекторів, а також допустимої величини депресії при подальшій розробці покладів.

Об'єкт досліджень – продуктивні горизонти в серпуховських і візейських відкладах нижнього карбону та породах кори вивітрювання кристалічного фундаменту.

Предмет досліджень - скупчення нафти приурочені до серпуховських і візейських відкладів нижнього карбону та порід кори вивітрювання кристалічного фундаменту.

Методи досліджень – комплексний аналіз сейсмічних побудов та порівняння зібраного первинних геолого-геофізичних даних, результати лабораторних досліджень відібраних зразків керну і шламу, та пластових флюїдів по сусідніх родовищ, кількісна оцінка ресурсів нафти із використанням програмних продуктів, економічний аналіз проектних пошуково-розвідувальних робіт.

Основою для виконання бакалаврської роботи є фондові геолого-геофізичні матеріали, опублікована література з району досліджень, а також особисті спостереження під час проходження практики.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1. Географо-економічні умови

В адміністративному відношенні Русланівська площа знаходиться на території Харківського та СхідноРусланівського районів Харківської області .

Ландшафт району - степовий з невеликими лісовими масивами. Рельєф місцевості представлений горбистою рівниною, ускладненою густою сіткою ярів та балок, заболоченою заплавою ріки Чугуївки та Студенок, що належать до басейну живлення р. Сіверський Донець Вузенський потічок Чугуївка, береги якого заболочені і поросли густою болотною рослинністю, перешкоджає розташуванню пошукової свердловини № 1 в оптимальних умовах з геологічної точки зору.

Максимальні відмітки рельєфу приурочені до водорозділів і досягають 170 м, мінімальні – до балки потічка, де вони становлять 110 м.

Ґрунтовий покрив представлений переважно чорноземом (0,6-0,7 м), суглинками та глинами.

Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура близько + 6 °С. Мінімальні температури характерні для січня до - 34 °С, максимальні в липні - + 27-32 °С. Глибина промерзання ґрунту – 0,8 - 1,2 м. Середньорічна кількість опадів становить 500 – 650 мм. Вітри переважно північно-західного та західного напрямків.

Найближчими населеними пунктами є село Кам'яна Яруга, що розташоване безпосередньо на площі проектних робіт, та села Заріжне, Рогань, Новопокрівка. Обласний центр м. Харків та районний центр м. Чугуїв розташовані відповідно в 12,0 км на захід та 2,0 км на схід від площі (рисунок 1.1).

Населені пункти пов'язані між собою шосейними дорогами, через ділянку робіт проходить шосейна магістраль. Найближча залізнична станція розташована в м. Чугуєв.

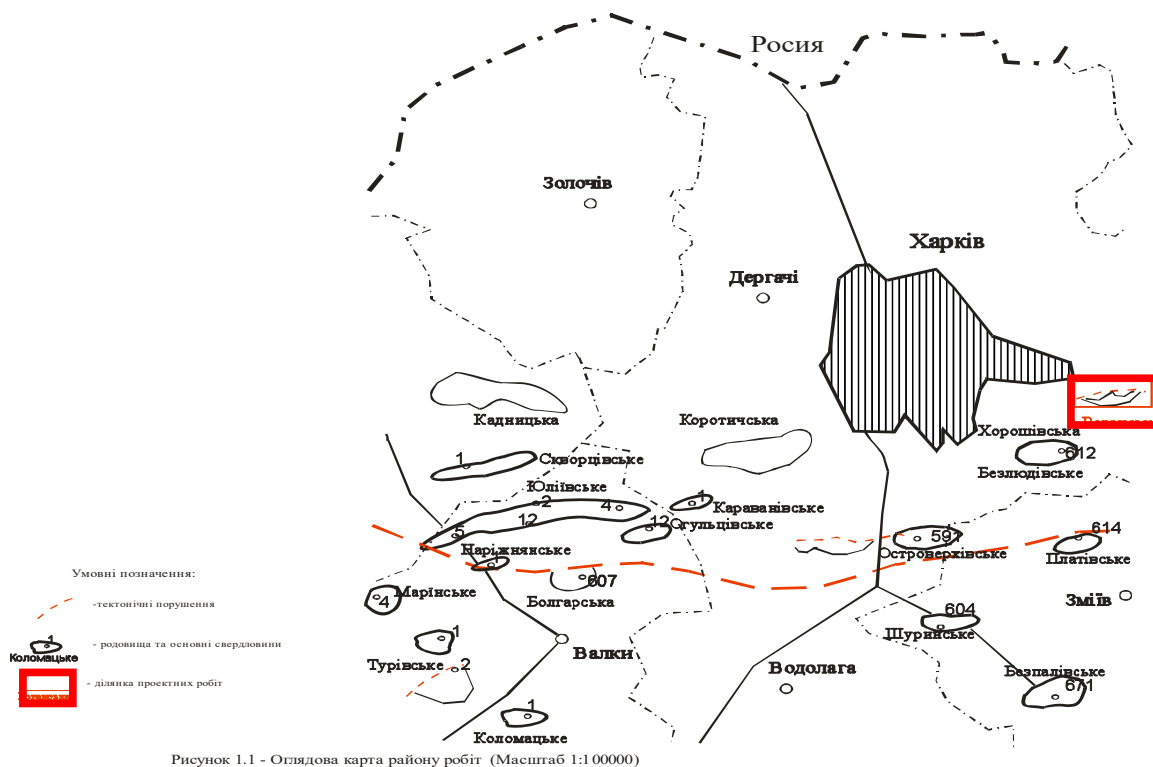


Рис. 1.1 – Оглядова схема проектних робіт

В економічному відношенні район робіт сільськогосподарський, густозаселений. Основне заняття населення – землеробство та роботи на підприємствах районного та обласного центрів.

З корисних копалин добувають пісок і глину для будівництва.

Найближче Безлюдівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в південно-західному напрямку на відстані 8 км від площі проектних робіт, та Васищівська площа де зі свердловини № 1 отримано промисловий приплив газу.

1.2 Геолого-геофізична вивченість

Площа проектних робіт та суміжних територій в різні роки вивчалась сейсморозвідувальними, гравіметричними, магнітометричними і електророзвідувальними роботами, а також структурно-картувальним, структурно-пошуковим та параметричним бурінням.

В 1955-58 рр. ділянка досліджень була покрита регіональною електрометричною зйомкою масштабу 1:100000, та 1:200000, в результаті робіт

складений приблизний геоелектричний розріз, виділені північна бортова і заглиблена зона ДДз. Простежена границя виклинювання хомогенних відкладів нижньої пермі, що співпадає з регіональним порушенням.

По даних профільного буріння “Люботин-Чугуїв” в 1959 р, побудована структурна карта району робіт по покрівлі сеноманського ярусу.

За результатами сейсмозвідувальних робіт методом КМЗХ, які виконувались на даній території в різні роки починаючи з 1961 року встановлено складнопобудований характер рельєфу фундаменту.

Вся північна частина ДДз в 1968 –70 рр. була покрита аеромагнітною зйомкою, за результатами якої на ділянках досліджень складені карти графіків (ΔT_a) масштабу 1:50000 і карта аномального магнітного поля (ΔT_a) ДДз масштабу 1:200000.

Гравіметричні дослідження масштабу 1:50000 на даній території проведені партіями 234/77, 233/77, 234/79, 234/86, 235/89.

За результатами гравіметричних робіт виявлені позитивні аномалії гравітаційного поля, які в основному відповідають підняттям в осадовому чохла, а зони негативних аномалій, можливо, співпадають з розломами кристалічного фундаменту або з зонами підвищеної тріщинуватості порід фундаменту і осадового чохла.

Сейсмопартіями 40/83 і 40/84 методом МСГТ вивчені і підготовлені до глибокого буріння Юліївсько – Золочівська зона піднять.

В результаті роботи с.п. 31-34/88 в 1988-91 рр. СУГРЕ, с. Розсошенці (від. виконавці Н.П. Зателепа, Д.Ф. Левішко) виявлена по відкладах нижнього карбону Русланівсько - СхідноРусланівська зона піднять.

Бурінням параметричної свердловини № 612 в 1988 році на Безлюдівській площі доведена продуктивність горизонту С-4 та В-18 –19. Розпочинається детальне вивчення даної площі і до 1994 року було пробурено ще чотири свердловини.

Роботами с.п. 31-34-40/90 СУГРЕ в 1990-1994 рр. була більш детально вивчена будова Русланівської площі, яка при проведенні сейсмічних робіт входила до Харківської ділянки досліджень.

В 1992 році г.п. 235/91 на Північно – Скворцівській площі північного борту ДДз проведена детальна гравіметрична і магнітна зйомки масштабу 1:10000, за результатами яких більш чіткіше проінтерпретовано перспективні структури. Підтверджена модель геологічної будови Русланівської площі. Проведені детальні сейсмічні роботи.

На основі проведених робіт в 1994 році був складений паспорт на Русланівську площу (Д.Ф. Левішко).

В результаті отримання промислових притоків вуглеводнів та аналізу геолого-геофізичних даних свердловини №1 Васищівської площі в 2004 році, підвищилась перспективність пошуків нафти та газу досліджуваної території і виникла необхідність проведення пошукового буріння на Русланівській площі.

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДОСЛІДЖУВАНОЇ ПЛОЩІ

У геологічному розрізі Русланівської площі ймовірно будуть присутні породи від протерозойської до кайнозойської ератем включно [1, 2].

2.1 Літолого-стратиграфічний розріз

Опис проектного літолого-стратиграфічного розрізу приводиться за результатами глибокого буріння на сусідніх Безлюдівській, Скворцівській, Острроверхівській, Васищівській площах [2].

Протерозойська ератема (PR)

Породи кристалічного фундаменту розкриті багатьма свердловинами, пробуреними в межах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини - Скворцівська, Безлюдівська, Воскресенівська, Острроверхівська, Васищівська площі. Глибини залягання їх різні і змінюються від 2500 м до 4585 м.

Розкриті породи фундаменту представлені гранітами, гранітогнейсами, гранодіоритами. В основному, це - метаморфічні породи з гнейсовою текстурою, головні мінеральні складові - кварц, польові шпати, слюди, рогова обманка. В більшості випадків кристалічні породи мають чіткі сліди дислокаційних, гідротермальних і низькотемпературних змін: катакластичні структури, розсланцювання, розвиток вторинних низькотемпературних мінералів.

Кристалічні породи є складними колекторами, в яких ефективною ємкістю служать міжагрегатні пори та тріщини.

Вся товща кристалічних порід розбита вертикальними і субвертикальними тріщинами.

Згідно результатів сейсмічних досліджень в межах Русланівської площі породи кристалічного фундаменту залягають на глибинах 2600-2780 м.

Палеозойська ератема (PZ)

Відклади палеозойської ератеми представлені кам'яновугільною системою.

Кам'яновугільна система (С)

Представлена нижнім, середнім і верхнім відділами.

Нижній відділ (С₁)

Представлений візейським та серпуховським ярусами. Нижньокам'яновугільні відклади з різкою стратиграфічною і кутовою неузгодженістю залягають на породах кристалічного фундаменту.

Візейський ярус (C_{1V})

На Русланівській площі представлений лише в об'ємі верхньовізейського ярусу.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1V2})

Верхньовізейські відклади з різкою стратиграфічною і кутовою неузгодженістю залягають на породах кристалічного фундаменту. Виділяється в об'ємі XII і XI мікрофауністичних горизонтів. Нижня частина під'ярусу, в об'ємі XII^a м.ф.г. відсутня.

XII м.ф.г. представлений літологічними пачками В – 20, В – 19, В – 18, В – 17. В літологічному відношенні XII м.ф.г. представлений чергуванням аргілітів з алевролітами, пісковиками з прошарками вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, алевритисті, горизонтально шаруваті, слабослюдисті.

Алевроліти світло-сірі зі слабким зеленуватим відтінком, міцно зцементовані.

Пісковики сірі, дрібно- середньозернисті, міцні з легким коричневим відтінком, масивні.

Вапняки темно-сірі до чорних, глинисті.

XI м.ф.г. літологічно представлений перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів та вапняків.

Пісковики дрібнозернисті, кварцові.

Алевроліти сірі з коричневатим відтінком, крупнозернисті, міцні.

Аргіліти темно-сірі, вапнисті.

Вапняки темно-сірі до чорних, прихованокристалічні, глинисті, з чисельним органогенним детритом.

Відклади об'єднуються в літологічні пачки В – 16, В – 15, В – 14.

Товщина відкладів верхньовізейського під'ярусу – 155 – 249 м.

Серпуховський ярус (C_{1S})

За літологічними та мікрофауністичними ознаками підрозділяється на нижньо- та верхньосерпуховський під'яруси.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1S1})

Виділяється в об'ємі X – IX мікрофауністичних горизонтів і представлений однорідною аргілітовою товщею з рідкими, незначними прошарками вапняків, алевролітів.

Аргіліти темно-сірі, вапнисті, ущільнені, з дзеркалами ковзання.

Вапняки темно-сірі з коричневим відтінком, прихованокристалічні, міцні,

з вуглефікованим рослинним детритом.

Нижньосерпуховські відклади виконують роль екрануючої покришки для можливо продуктивних верхньовізейських відкладів.

Відклади згруповані у літологічні пачки С – 23 – С – 16.

Очікувана товщина відкладів під'ярусу 60 – 222 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

В його об'ємі виділяються VIII, VII-V мікрофауністичні горизонти.

Відклади VIII м.ф.г. складені в основному, аргілітами з прошарками алевролітів, вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, алевритисті, горизонтально-тонко-шаруваті, тріщинуваті, з вуглистим гелефікованим детритом, з рідкими органічними рештками: стулки остракод і брахіопод.

Алевроліти світло-сірі, темно-сірі, глинисті, вапнякові, з вуглистим гелефікованим детритом, щільні, хвилясто-лінзовидно-шаруваті, слюдисті.

Вапняки темно-сірі, слабоглинисті, міцні, прихованокристалічні.

Відклади згруповані у літологічні пачки С-9-8, С-7-6.

VII-V м.ф.г. представлені літологічними пачками С-5, С-4 і складені пісковиками, алевролітами, аргілітами.

Пісковики сірі, світло-сірі, грубозернисті, середньозернисті, колінізовані, гравелітисті, брекчієвидні, з прошарками вуглистого детриту, включення гальки сидериту і кварциту.

Алевроліти темно-сірі, щільні з дрібною хвилястою і лінзовидною шаруватістю.

Пористість пісковиків та алевролітів в свердловинах суміжних площ коливається від 2 до 20%.

Аргіліти темно-сірі, щільні, горизонтально-шаруваті.

Верхня частина верхньосерпуховського під'ярусу відсутня.

Товщина відкладів під'ярусу 181-420 м.

Середній відділ (C₂)

Представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2в})

Виділяється в обсязі світ C₁⁵, C₂¹, C₂², C₂³, C₂⁴.

Літологічно відклади представлені потужними пластами вапняків, аргілітів, алевролітів, пісковиків, які об'єднуються у літологічні пачки Б – 13-12, Б – 11, Б – 10, Б – 9-8, Б – 7-6, Б – 5-1.

Вапняки сірі, темно – сірі, мікро - і дрібнозернисті.

Аргіліти темно-сірі, алевритисті, щільні, з вуглефікованими залишками органіки.

Пісковики сірі, різнозернисті, масивні.

Загальна товщина відкладів башкирського ярусу 300 – 551 м.

Московський ярус (C_{2m})

Представлений в обсязі світ C₂⁵, C₂⁶, C₂⁷, C₃¹, відклади яких складені аргілітами, пісковиками та алевролітами.

Пісковики світло-сірі, сірі, дрібно - та середньозернисті, кварцпольовошпатові.

Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкошаруваті, з вуглефікованими рослинними рештками та карбонатними конкреціями.

Вапняки сірі, бурувато-сірі, мікрозернисті, міцні.

Відклади об'єднуються у літологічні пачки М – 7, М – 6, М – 5, М – 4, М – 3, М – 2, М – 1.

Товщина відкладів ярусу 315 – 439 м.

Верхній відділ (C₃)

Верхній відділ кам'яновугільної системи представлений на площі робіт світами C₃¹, C₃², C₃³.

Літологічно відклади складені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, з підпорядкованими тонкими прошарками вапняків.

Аргіліти сірі, блакитно-сірі, темно-сірі до чорних, слабо слюдисті, щільні, міцні.

Алевроліти темно-сірі, слюдисті, некарбонатні,

Пісковики світло та темно-сірі, від дрібно- до крупнозернистих, слабослудисті, міцні.

Вапняки сірі, іноді з коричневим відтінком, дуже щільні, частково або повністю перекристалізовані з тріщинами.

Товщина верхньокам'яновугільних відкладів 121- 698 м.

Пермська система (P)

Відклади пермської системі на площі розмиті.

Мезозойська ератема (Mz)

Відклади мезозойської ератеми представлені розрізами тріасової, юрської та крейдової систем .

Тріасова система (T)

З кутовим та стратиграфічним неузгодженням на розмитій поверхні відкладів кам'яновугільної системи залягають відклади тріасової системи, що

представлені товщею піщано – глинистих утворень. За фаціально-літологічними ознаками діляться на піщано-глинисту, піщану, піщано- карбонатну та глинисту товщі.

Піщано-глиниста товща - Тпг (P₂) складена теригенними породами, перешаруванням червоних та строкатобарвних глин, аргілітів, пісковиків та алевролітів.

Пісковики поліміктові, дрібно - середньозернисті, червоно- бурі зеленувато- , блакитно -сірі, щільні.

Піщана товща, Тп – представлена пісковиками сірими, коричнево- сірими, різнозернистими, глинистими з рідкими прошарками алевролітів, конгломератів та глин.

Піщано-карбонатна товща Тпк – складена аналогічними пісковиками, які чергуються з прошарками карбонатних глин та коричнево-сірих вапняків.

Глиниста товща, Тг – представлена строкатобарвними глинами, піщаними, слюдистими, в'язкими, з карбонатними включеннями.

Товщина відкладів тріасової системи коливається від 120 до 342 м.

Юрська система (J)

Представлена середнім та верхнім відділами.

Середній відділ (J₂)

Складений пісковиками сірими з прошарками темно-сірих глин, вище яких залягає товща в'язких глин, які чергуються з слабозцементованими кварцовими пісковиками та пісками.

Відклади представлені в обсязі байоського (J_{2b}), батського (J_{2bt}), келовейського (J_{2k}) ярусів.

Товщина відкладів 100 – 211 м.

Верхній відділ (J₃)

Представлений оксфордським (J_{3o}) та кімеріджським (J_{3km}) ярусами. Складений глинами з прошарками зеленувато-сірих пісковиків, вище яких залягає пачка зеленувато-сірих вапняків та глин, перекрита товщею строкатих глин та пісковиків.

Товщина відкладів 195 – 279 м.

Крейдова система (K)

Представлена нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (K₁)

Складений пісковиками та алевролітами з прошарками темно-сірих в'язких глин.

Товщина нижньокрейдових відкладів становить 40 – 91 м.

Верхній відділ (K₂)

Представлений кварцово-глауконітовими пісками та пісковиками з прошарками сірих глин.

Верхня товща відділу складена білою писальною крейдою з прошарками світло-сірих, крейдоподібних мергелів.

Товщина відкладів 430 – 838 м.

Кайнозойська ератема (Kz)

Представлена палеогеновою, неогеновою, четвертинною системами.

Палеогенова система (P)

Відклади системи залягають зі стратиграфічним неузгодженням на крейдових відкладах. Представлені водоносними пісками, зелено-сірими мергелями, глинами.

Неогенова система (N)

Представлена пісками та в'язкими строкатобарвними глинами.

Четвертинна система (Q)

Літологічно відклади системи представлені лесовидними суглинками сірими, супісками та пісками.

Загальна товщина відкладів кайнозойської ератеми коливається від 192 до 256 м.

2.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Русланівська площа розташована в північній бортовій частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах південного схилу Воронезького кристалічного масиву [2].

Будова Північного борту вивчена вкрай нерівномірно. Характерною особливістю останнього на ділянці робіт є відсутність на значній території девонських відкладів і неглибоке залягання кристалічних порід докембрійського фундаменту (2650-3000м).

Породи осадового чохла незгідно залягають на поверхні кристалічного фундаменту. Товщина їх поступово зменшується в північно-східному напрямку.

Для району робіт характерна дислокація нижньокам'яновугільних відкладів. На даній території розвинуті згідні та незгідні скиди. Останні в регіональному плані розвинуті в межах великих виступів фундаменту, обмежуючи зворотньо-ступінчасті блоки, розташовані один за одним.

Амплітуда їх змінюється від 100 до 300 м. В осадовому чохлі зворотньо-ступінчастим блокам фундаменту відповідають антиклінальні зони підняття.

У межах району робіт виділяють Васищівський, Хмарівський і Русланівський зворотньо-ступінчасті блоки, а також Безлюдівську брахіантиклінальну складку з розлогим склепінням і нечітким північним крилом. Васищівська структура знаходиться на схід від Безлюдівського підняття і по відкладах нижнього карбону являє собою антиклінальну зону, розвинуту уздовж незгідного скиду, в межах якої виділена Васищівська антиклінальна складка та Введенський структурний ніс. Північніше, в межах Хмарівського блоку, зафіксована західна перикліналь Хмарівського підняття та нечітко виражений Логівський структурний ніс. Русланівський блок включає в себе Роганську та СхідноРусланівську складки, які знаходяться на північному сході від Безлюдівського підняття та сформовані уздовж незгідного скиду.

Площа робіт вивчалась гравіметричними, магнітометричними, електро-, сейсморозвідувальними і тематичними дослідженнями,

При співставленні гравіметричних і сейсмічних матеріалів на структурних планах по відбиваючих горизонтах $V_{B_1}^1(C_1S_2)$ і $V_{B_{2-п}}^1(C_1V_2)$ с.п.31/90, більшість тектонічних елементів знаходять своє відображення в трансформованому гравітаційному полі. Всім, в основному позитивним структурам, які проявляються в сучасному і палеоструктурному планах даних горизонтів, відповідають локальні максимуми $F(\Delta g_a)$ різної інтенсивності. Більшість розривних порушень, які виділені по відбиваючих горизонтах $V_{B_1}^1(C_1S_2)$ і $V_{B_{2-п}}^1(C_1V_2)$, в гравітаційному полі відображені виположеними ділянками або ланцюжками мінімумів невеликих за розмірами і амплітудами.

Магнітне поле в районі Русланівської - СхідноРусланівської зони відображає вплив магнітно-активних порід докембрійського кристалічного фундаменту.

При співставленні карт залишкових аномалій магнітного поля з структурними планами нижньокам'яновугільних відкладів встановлено, що припіднятим блокам осадового чохла частково відповідають слабо інтенсивні позитивні аномалії магнітного поля.

Безпосередньо ліцензійна ділянка робіт вивчалась сейсмічними дослідженнями с.п. 31/88, 31/90, по яких і була досліджена і підготовлена до буріння Русланівська антиклінальна зона.

За результатами робіт с.п. 31/90 побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах $V_{B_1}^1(C_1S_2)$, $V_{B_{2-п}}^1(C_1V_2)$, $V_{B_2}^1(C_1V_2)$.

На структурному плані відбиваючого горизонту $V_{B_2-п} ? (C_1v_2)$, Русланівська площа розташована на північний схід від Безлюдівського родовища і являє собою антиклінальну зону, розвинуту у субширотному напрямку уздовж незгідного скиду. В склад цієї зони входять Русланівське та СхідноРусланівське підняття. Структури мають асиметричну будову крил. Північні крила дуже короткі і зрізані незгідним скидом. Південні протяжні, які поступово переходять в монокліналь і ускладнені поперечними скидами, що розділяють дані структури одну від одної, амплітудами від 25 до 50 м. СхідноРусланівське склепіння гіпсометрично вище на 100 м від Русланівського і має абсолютну відмітку апікальної частини -2450 м. Розміри Русланівської структури, в цілому, по вищезгаданому відбиваючому горизонту в межах ізогіпси -2775м складають 6,75 x 1,75 км, площа – 12,55 км², амплітуда - 225 м. СхідноРусланівське склепіння розмірами 5,5 x 2,5 км, має площу-8,83 км², амплітуда складки-225 м.

По верхньовізейських відкладах на рівні відбиваючого горизонту $V_{B_2^1}(C_1v_2)$, Русланівська структура, в основному, повторює нижчезалягаючий горизонт. Розбіжності заключаються в більшій видовженості Русланівської антиклінальної складки, а також у зменшенні амплітуди незгідного скиду.

По вищезгаданому сейсмічному горизонту СхідноРусланівське склепіння вже гіпсометрично вище на 150м від Русланівського.

Розміри Русланівської структури по ізогіпсі - 2600м складають 8 x 1,55 км, площа - 10,13 км², амплітуда складки – 200 м. СхідноРусланівське підняття по тій же ізогіпсі – 2600 м має слідувачі розміри 6 x 2,4 км, площа-13,5 км², амплітуда склепіння – 350 м.

Побудови по відбиваючому горизонту $V_{B_1^1}(C_1s_2)$ суттєво відрізняються від вищезгаданих. Зникає поперечне порушення, яке роз'єднує Русланівське і СхідноРусланівське підняття. Значно зменшується амплітуда незгідного скиду і розміри підняття.

Русланівська площа представлена також, як і по попередніх сейсмічних горизонтах, двома брахіантиклінальними склепіннями північно-західним – Русланівським, південно-східним – СхідноРусланівським, роз'єднаними між собою сідловиною. Підняття витягнуті в північно-західному напрямку і зрізані на півночі незгідним скидом амплітудою 150 м. Розміри СхідноРусланівського склепіння по ізогіпсі - 2050 м – 4,2 x 1,55 км, амплітуда складки – 100 м. Розміри Русланівської структури по вищезгаданій ізогіпсі - 2050 м – 1,6 x 0,5 км, амплітуда 25 м.

Виявлені в межах досліджуваної площі тектонічні порушення скидового типу одного віку просліджуються до тріасових та верхньоюрських відкладів і носять конседиментаційний характер. Амплітуди скидів затухають вверх по розрізу.

Основне повздожне порушення, яке відділяє МалоРусланівський структурний елемент від Русланівської структурної зони і є основним структуроформуючим елементом даної території, являє собою незгідний скид субширотного напрямку з максимальною амплітудою по поверхні фундаменту біля 350 м в апікальній частині СхідноРусланівського підняття, а в межах Русланівського склепіння –300 м. Амплітуда скиду не зберігається постійною; так, на структурному плані по відбиваючому горизонту $V_{B2}^1(C_1V_2)$ вона зменшується до 200 м на Русланівському склепінні, на СхідноРусланівському сягає 300 м. По серпуховських відкладах амплітуда скорочується до 150 м на СхідноРусланівському піднятті і зовсім затухає в подошві верхньоюрських відкладів, де спостерігається виположення структурних форм до повного їх зникнення. Аналізуючи вище приведені геологічні та сейсмічні дослідження і приймаючи до уваги, що структуроформуючий незгідний скид, опущені крила якого розташовані вище по схилу, є надійним екраном для збереження покладів ВВ, а сприятливе контактування колекторів і непроникних порід піднятого і опущеного крил по площині скиду утворює якісну пастку, можна вважати Русланівську антиклінальну зону перспективною для пошуків покладів вуглеводнів.

2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій

Північний борт ДДз є одним із важливих об'єктів подальшого розвитку пошукових робіт по відкриттю нових родовищ нафти і газу [3].

За весь період вивчення в цій зоні відкрито двадцять родовищ вуглеводнів, останніми з яких є Євгеніївське газоконденсатне та Гашинівське нафтове родовища.

Нафтогазоносна зона вздовж борту має протяжність понад 550км від Турутинського нафтового родовища на заході, до Вільхівського газоконденсатного на сході і продовжується далі на територію Росії.

Інтервал продуктивного розрізу перевищує 1000 метрів і охоплює відклади від середньокам'яновугільних до утворень кристалічного фундаменту включно.

Поклади вуглеводнів нафтогазоносного району північного борту залягають на глибинах від 400 до 4800 метрів.

В межах Русланівської площі за класифікацією ЛВ УкрДГРІ щільність поточних потенційних ресурсів ВВ складає 10-20 тис.т у.п. на 1 км², що відповідає VI категорії перспективності території. Найвища по перспективності територія ДДз відноситься до II, а найнижча до IX категорії.

На північному борту ДДз виділяється два структурних поверхи нафтогазоносності представлені кристалічними породами фундаменту (нижній поверх) та відкладами осадового чохла (верхній поверх), який в свою чергу поділяється на три нафтогазоносні яруси: візейський, верхньосерпухівський, середньокам'яновугільний.

Проблема нафтогазоносності докембрійського кристалічного поверху вирішується спільно з пошуками покладів вуглеводнів в осадовому чохлі.

На площах північного борту встановлена регіональна нафтогазоносність кори вивітрювання фундаменту та отримані притоки вуглеводнів з зон розущільнення в середині кристалічних порід. В утвореннях фундаменту отримані притоки ВВ на Хухринському, Чернечинському, Радянському, Прокопенківському, Скворцівському, Юліївському, Огульцівському підняттях.

Породи фундаменту на Скворцівській і Юліївській площах представлені плагіоклазовими породами, пігматитами, гнейсо-гранітами, плагіогранітами, кварц-епідотитовими і хлорит-епідотитовими гнейсами та іншими породами, які спорадично в різній мірі розущільнені.

Результати випробування свідчать, що найкращі фільтраційно-емкісні характеристики з встановленою промисловою нафтогазоносністю мають зони вилуговування і дезінтеграції кори вивітрювання фундаменту, а також зони розущільнення в товщі порід фундаменту.

Прикладом існування такої зони розущільнення може бути розріз Юліївської свердловини №10, де на глибині 334 м від покрівлі кристалічного фундаменту в інтервалі 3896-3927 м, при випробуванні в експлуатаційній колоні отримано приток пластової води дебітом 16,2 м³/добу, а пористість за даними ГДС складає 5-9%.

В Юліївській свердловині №2 із зони розущільнення на глибині 166 м від покрівлі кристалічного фундаменту в інтервалі 3636-3735 м отримано промисловий приток газу дебітом 55,3 тис.м³/добу та конденсату дебітом 8,4 м³/добу при діаметрі штуцера 6 мм. Пластовий тиск на глибині 3686 м складає 37,76 МПа.

В свердловині №50 цього родовища з базального шару і кори

вивітрювання отримали промисловий приток газоконденсатної суміші, дебітом $450\text{ м}^3/\text{добу}$ через 8мм штуцер.

Промислова нафтогазоносність внутрішніх розуцільнених зон встановлена до глибини 336м від покрівлі фундаменту, а нафтопрояви виявлені до глибини 760м. Нижня границя нафтогазоносності не встановлена.

Кора вивітрювання (КВ) набула регіонального розповсюдження в межах північного борту, що дозволяє не тільки розширити поверх нафтогазоносності даної території, а й визначити глибини і товщини розрізу верхньої частини кристалічних порід, перспективних на нафту і газ.

Товщини КВ визначені в ДП “Полтава РГП” за петрологічними дослідженнями в центральній частині північного борту змінюються від 6м (Ракитнянська св. №1) до 63 м (Юліївська св. №4).

Промислова продуктивність кори вивітрювання на площах центральної частини північного борту доведена випробуванням свердловин Юліївського, Огульцівського і Гашинівського родовищ.

Так, в Юліївській свердловині №1 при випробуванні в експлуатаційній колоні кори вивітрювання в інтервалі 3513-3521м отримано промисловий приток газу дебітом $169,0$ тис. $\text{ м}^3/\text{доб.}$ та конденсату дебітом $20,5\text{ м}^3/\text{доб.}$ через штуцер діаметром 8 мм. Пластовий тиск складав $36,85\text{ МПа}$ на глибині 3517м.

В свердловині №2 даного родовища з інтервалу 3468-3486 м при випробуванні через штуцер діаметром 7,5 мм одержано промисловий приток газу дебітом 277 тис. $\text{ м}^3/\text{доб.}$ та конденсату $9,8$ $\text{ м}^3/\text{доб.}$ Пластовий тиск на глибині 3479 м склав $36,61$ МПа.

В свердловині №13 (Наріжнянська) на Огульцівському родовищі з інтервалу 4020-4041м з кори вивітрювання отримано приток газу з конденсатом дебітом відповідно $214,1$ тис. $\text{ м}^3/\text{доб.}$ і $19,7$ $\text{ м}^3/\text{добу}$ на штуцері діаметром 8 мм. Пластовий тиск на глибині 4030 м дорівнював $38,67$ МПа.

Непромисловий приток газу отримано в Юліївській свердловинах №4, №7.

Таким чином, Русланівська площа, яка відноситься до центральної частини північного борту по аналогії з описаними родовищами, є перспективною на наявність вуглеводнів по верхній частині кристалічного фундаменту, про що свідчить локальний прогноз виконаний О.Біликом (ЧВ УкрДГРІ) [1].

Розкриття розрізу кристалічного фундаменту передбачене проектними свердловинами №№1-4 на глибину 70-80 м.

Верхнім головним поверхом нафтогазоносності північного борту є

осадовий чохол. Він найбільш вивчений геофізичними дослідженнями та бурінням. В ньому сконцентровані промислові запаси нафти і газу, що доведено відкриттям низки родовищ ВВ. В центральній частині борту до них відносяться: Скворцівське, Юліївське, Нарижнянське, Огульцівське, Караванівське, Острроверхівське, Безлюдівське, Коробочкинське, Борисівське, Гашинівське родовища.

В свою чергу верхній поверх поділяється на три газonosних яруси, які включають: перший – візейські, другий – верхньосерпухівські і третій – середньокам'яновугільні відклади.

Перший – візейський ярус регіонально розповсюджений і охоплює як центральну, так і західну частину північного борту ДДз.

В візейському ярусі виділяються продуктивні горизонти від В-26 до В-14 включно. Покришкою для нього є потужна аргіліто-алевролітова товща, яка завершує верхньовізейський і розпочинає нижньосерпухівський цикл осадконакопичення.

В нижньовізейських відкладах поклади ВВ відкриті на Скворцівському, Юліївському, Коробочкинському, Безлюдівському родовищах.

В Скворцівській свердловині №10, при випробуванні горизонту В-25-26 в експлуатаційній колоні з інтервалу 3133-3140 м, 3144-3152 м, отримано приток газу дебітом 75,3 тис.м³/добу і нафти 137 м³/добу на 6 мм штуцері. Пластовий тиск на глибині 3143 м становив 31,32 МПа.

На Юліївському родовищі з даного горизонту отримані притоки ВВ в свердловинах №№ 1, 7, 8, 10, 23. Дебіти газу складають від 3,1 тис. м³/добу (св. № 8) до 423,3 тис. м³/добу (св. № 7), нафти - від 6,6 м³/добу (св. № 23) до 31,8 м³/добу (св. № 8), конденсату – від 26,2 м³/добу (св. № 10) до 162,8 м³/добу (св. № 7).

На Огульцівському родовищі з горизонту В - 25 – 26 в свердловині № 13 (інтервал 4000 – 4006 м) отримано приток газу дебітом 171,4 тис. м³/добу і конденсату - 16,5 м³/добу на 8 мм штуцері. Пластовий тиск на глибині 4003 м дорівнював 39,98 МПа.

Поклади пластові, тектонічно - екрановані, літологічно обмежені. На Русланівській площі, яка знаходиться на більш підвищеній тектонічній ступені північного борту, прогнозується виклинювання нижньовізейських відкладів.

Продуктивні горизонти верхньовізейського під'ярусу характеризуються різноманітним літологічним складом і фільтраційними властивостями. Горизонти В-23-22, В-16 складені вапняками з прошарками пісковиків, а горизонти В -21-20 і В-19-18, В-17 в основному пісковиками різної товщини.

Ефективні товщини пластів колекторів горизонту В-17 (В-18-19) на досліджуваній площі становлять 4–12 м, пористість 7,2–11,0 %.

Поклади вуглеводнів в межах горизонту В – 20-21 виявлені на Юліївському, Скворцівському, Огульцівському родовищах.

Промислова продуктивність горизонту В – 20-21 підтверджена результатами випробовувань свердловини № 1 Скворцівського родовища, де з інтервалу перфорації 3080 – 3084 м одержали приток газу дебітом 148,7 тис. м³/добу, конденсату 18,9 м³/добу на 8 мм штуцері. Пластовий тиск на глибині 3082 м становив 31,31 МПа. В Юліївській свердловині № 8 з інтервалу 3642 – 3652 м даного горизонту отримано приток газу дебітом 109,3 тис. м³/добу, конденсату 26,4 тис. м³/добу.

Горизонти В – 18-19, В – 16-19, В – 16-В - 18, В – 17- 19 (індексація взята за балансом) промислово продуктивні відповідно на Безлюдівському, Юліївському, Огульцівському, Коробочкинському родовищах.

Промислова продуктивність горизонту В-18-19 на Безлюдівському родовищі доведена результатами випробування його в свердловинах №№1, 6, 612, де отримано притоки газу дебітом від 30,62 тис.м³/добу (св.№ 612) до 491,4 тис.м³/добу (св.№1) і конденсату дебітом від 1,2 м³/добу (св.№ 612) до 29,5 м³/добу (св.№6).

З цим горизонтом, за сучасною індексацією переіменованим на В-17 (В-18-19), пов'язуються перспективи Русланівської площі.

Перспективність останнього горизонту доведена випробуванням Васищівської свердловини №1, де з інтервалу перфорації 3278-3270 м отримано приток газу дебітом 10,12 тис.м³/добу, та конденсату 0,05 м³/добу на 5 мм штуцері. Пластовий тиск на глибині 3274 м складав 35,22 МПа.

Описаний горизонт В-17 (В-18-19) є регіонально продуктивним і одним з основних в центральній частині північного борту.

На Скворцівському родовищі В-16, як окремий продуктивний горизонт, внесений до Державного балансу.

В складі інших горизонтів В-16 входить до промислово-продуктивної товщі на Юліївському, Огульцівському, Коробочкинському родовищах.

На Коробочкинському родовищі продуктивним є горизонт В-14-16.

Серпуховський нафтогазоносний ярус представлений, в основному, в межах центральної частини північного борту та північних окраїн Донбасу.

В нижньосерпуховських відкладах виявлені газоконденсатні поклади на Острроверхівським та Платівським родовищах.

Промислова продуктивність пісковиків горизонту С-17-18 доведена

результатами випробування Острроверхівської свердловини № 591, де з інтервалу перфорації 4076-4100 м отримано приток газу дебітом 96,7 тис. м³/добу і конденсату дебітом 9,2 м³/добу через 7 мм штуцер. Пластовий тиск складав на глибині 4088 м – 44,32 МПа.

З даного горизонту в Платівській параметричній свердловині № 614, при випробуванні інтервалу 4500-4506 м, було одержано промисловий приток газу дебітом 118 тис. м³/добу і конденсату 1,69 м³/добу на 8 мм штуцері. Пластовий тиск на глибині 4503 м становив 65,4 МПа.

Єдиний газовий поклад Платівського родовища пов'язаний з окремим тектонічним блоком. Поклад пластовий тектонічно екранований.

Нафтогазоносність верхньосерпуховських відкладів також оцінюється високо, що підтверджується відкритими покладами ВВ на Юліївському (гор. С-6, С-5), Острроверхівському (гор. С-6-7, С-5), Безлюдівському (гор. С-4б), Коробочкинському (гор. С-4, С-3) родовищах.

На структурах цієї зони нафтогазонакопичення продуктивність серпуховських відкладів пов'язана з їх верхньою частиною, в основному, з горизонтами С-4-5, рідше з С-6-7, в окремих випадках з С-8 і С-9.

На Васищівській площі в свердловині №1 з горизонту С-5н (С-6-7) при випробуванні інтервалу 2904-2902 м було отримано промисловий приток газу, дебітом 193,1 тис м³/добу, конденсату 1,2 м³/добу на 8мм штуцері. На глибині 2903 м пластовий тиск становив 28,37 МПа.

При випробуванні інтервалу 2993-3017 м (С-4) в свердловині №1 Юліївського родовища одержаний приток газу дебітом 98,6 тис. м³/добу і конденсату 25,0 м³/добу на 6 мм штуцері. Пластовий тиск на глибині 3005 м – 31,06 МПа.

В свердловині №7, цього ж родовища, при випробуванні горизонту С-5, добовий дебіт газу з інтервалу 3101-3116 м на 10 мм штуцері становив 340,7 тис. м³/добу і конденсату – 31,0 м³/добу. Пластовий тиск на глибині 3108 м – 32,73 МПа.

При випробуванні горизонту С-4 в свердловині № 612, сусіднього з Русланівською площею Безлюдівського родовища, одержано промисловий приток газу з інтервалу 2910-2922 м дебітом 273,1 тис. м³/добу, конденсату 14,1 м³/добу. Пластовий тиск на глибині 2916 м становив 32 МПа.

Промислова продуктивність горизонту С-3 підтверджена результатами випробування свердловини № 14 Скворцівського родовища, де з інтервалу 2803-2809 м спільно з 3214-3917 м отримано приток газу дебітом 192,8 тис. м³/добу, конденсату 21,6 м³/добу на 8 мм штуцері.

Останній середньокам'яновугільний ярус нафтогазоносності має широкий розвиток лише в межах Дружелюбівсько-Вільхівської нафтогазоносної зони південно-східної частини борту.

Таким чином, на Русланівській площі за аналогією з сусідніми родовищами поклади ВВ прогноуються в серпуховському, візейському ярусах нижнього карбону, а також в корі вивітрювання і розущільнених породах фундаменту.

2.4 Водонасність

Русланівська площа знаходиться в межах північної бортової зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Гідрогеологічна характеристика площі приводиться на підставі фактичних даних, отриманих при дослідженні свердловин на суміжних площах (Коробочкинській, Південно-Граківській, Безлюдівській, Васищівській).

За гідрогеохімічними критеріями осадова товща розділяється на дві гідродинамічні зони: зона активного (кайнозойський, крейдовий та юрський комплекси) та зона сповільненого водообміну (тріасовий, кам'яновугільний водоносні комплекси). Регіональним водоупором, розділяючим гідродинамічні зони, виступає глиниста товща юрських відкладів.

Водонасний комплекс кайнозойських відкладів включає водоносні горизонти палеогенових, неогенових та четвертинних відкладів, які приурочені до різнозернистих пісків. Максимальна глибина залягання водоносних горизонтів в районі проектних робіт складає 160 м. Води мають напірний характер, статичні рівні встановлюються на глибинах 9-20 м від устя свердловин. Дебіти свердловин складають від декількох до десятків м³/годину. Води прісні, гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією до 1 г/л. Завдяки значній водозбагаченості та добрій якості підземні води кайнозойських відкладів широко використовуються для водопостачання населених пунктів, промислових підприємств, а також для задоволення потреб сільського господарства.

Водонасний комплекс крейдових відкладів пов'язаний з пісковиками сеноманського ярусу та тріщинуватими утвореннями крейдо-мергельної товщі верхньої крейди. Водоносні горизонти залягають в інтервалі глибин 160-870 м. Води напірні, високодебітні (дебіти досягають 25-70 м³/годину). Характеризуються значною різноманітністю типів хімічного складу, що пов'язано, в основному, з літологічним складом водовмісних порід. Загальна

мінералізація вод коливається від 0,3 до 1,5 г/л.

Підземні води юри пов'язані з пісковиками оксфордського ярусу верхнього відділу. Водоносний горизонт містить високонапірні води переважно хлоридно-натрієвого типу з мінералізацією до 10 г/л. Дебіти свердловин, в залежності від колекторських властивостей водовмісних порід, змінюються від декількох до десятків м³/годину.

Нижчезалягаюча товща тріасу та карбону в гідрогеологічному відношенні знаходиться в зоні сповільненого водообміну.

Водовмісними породами в тріасі являються різнозернисті пісковики та кавернозні вапняки. Води мають напірний характер, за хімічним складом відносяться до хлоркальцієвих розсолів з мінералізацією 75-83 г/л, ступінь метаморфізації 0,7-0,75. До складу вод входять мікроелементи: бор, йод, бром, амоній.

Водоносні пласти в верхньому карбоні мають невеликі товщини і локальне розповсюдження. Дебіти пластових вод складають порядку 3,0 м³/добу при динамічному рівні 220 м. Мінералізація вод коливається в межах 147-162 г/л.

Відомості про гідрогеологічні умови у відкладах середнього та нижнього карбону отримані в результаті випробування свердловин №№ 1, 2 Південно-Граківської площі, №№ 1, 612 Безлюдівської, № 1 Васищівської, №№ 5, 7, 8, 11 Коробочкинської площ.

В піщано-глинистій товщі середнього карбону водовмісні колектори мають товщини 2,5-13 м. Дебіти пластових вод коливаються в межах 1,3- 3,8 м³/добу при рівнях 1000 та 820 м.

Водоносні горизонти серпуховського ярусу нижнього карбону більш витримані, товщини водовмісних пісковиків складають 18-45 м. Дебіт 13,0 м³/добу при рівні 315 м в свердловині № 1 Граківська (інт.3299-3285 м) вказує на високі ємкісні властивості порід. За хімічним складом пластові води відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 200,8 г/л (св.№ 11 Коробочкинська, інт.3140-3134 м, гор.С-6-7). Склад мікрокомпонентів фоновий для північного гідрогеологічного району. Пластові води практично безсульфатні. При випробуванні водоносних об'єктів на усті свердловин спостерігалось виділення вільного газу вуглеводневого складу, що підтверджує регіональну перспективність серпухівських відкладів.

Водовмісними породами візейського водоносного комплексу являються пісковики, рідше – вапняки. За хімічним складом пластові води відносяться до високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією до

216,51 г/л (св.№ 1 Пд.Граківська, інт.4232-4217 м, гор.В-19-20). Серед мікрокомпонентів присутні йод – до 37,07 мг/л (св.№ 7 Коробочкинська); бор – до 38,38 мг/л (св.№ 1 Пд.Граківська); бром – до 294,91 мг/л (св.№ 5 Коробочкинська). Водозбагаченість водоносних горизонтів незначна, дебїти вод змінюються в межах від 0,21 м³/добу (інт.3136-3134 м, гор.В-16) до 2,6 м³/добу (інт.3240-3260 м, гор.В-19-21) в свердловині № 7 Коробочкинська. Водорозчинні гази вуглеводневого складу, основним компонентом являється метан.

Приток пластової води дебїтом 6,7 м³/добу із порід кристалічного фундаменту отримали при випробуванні інтервалу 3730-3750 м в свердловині № 1 Безлюдівської площі. За своїм хімічним складом та фізичними властивостями вода практично не відрізняється від вищезалігаючого візейського водоносного горизонту, відноситься до хлоркальцієвого типу, ступінь метаморфізації становить 0,52, мінералізація – 187,98 г/л. Серед мікрокомпонентів присутні йод (21,84 мг/л), бром (189,82 мг/л), бор (18,95 мг/л). Статичний рівень зафіксовано на глибині 121 м.

Таким чином, весь комплекс перспективних відкладів по Русланівській площі залягає в межах зони сповільненого водообміну під регіональними водоупорами і характеризуються як перспективний по гідрохімічних та гідродинамічних умовах для збереження покладів нафти і газу.

2.5 Пластові тиски та температури

Термобаричні умови покладу характеризуються температурою і тиском, які виникають в пласті при визначених режимах роботи родовища.

Для визначення пластових температур для серпуховських і візейських відкладів нижнього карбону та порід кори вивітрювання кристалічного фундаменту використані заміри температур, які проводились при замірах пластових тисків. Вимірювання пластових температур і тисків проводилося за допомогою геофізичних методів.

Статистичний і пластовий тиск по всьому фонду свердловин визначається в кінці нейтрального періоду, на основі цих даних будується карта ізобар. В основному пластові тиски близькі до гідродинамічних.

3 ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ та ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

3.1 Прогнозування газонасності

Прогнозування газонасності геологічного розрізу Русланівської площі проведене по результатах пошуково-розвідувальних робіт на Безлюдівській та Васищівській площах, які розташовані в безпосередній близькості від неї.

Перспективність Русланівської та СхідноРусланівської антиклінальних структур залежить від ряду критеріїв: наявності чіткої структурної форми по верхньовізейських відкладах; кондиційності порід-колекторів, а також екрануючих можливостей покришок підняття, приналежність до високоперспективної нафтогазоносної зони, з якою пов'язані близько розташовані Безлюдівське та інші родовища, а також аналогічність геологічної будови та умов формування покладів (термобаричні, геохімічні та гідрогеологічні) [5].

Враховуючи всю сукупність факторів, промислові поклади вуглеводнів на Русланівській площі слід очікувати по аналогії з виявленими на Безлюдівському та Васищівському родовищах, в горизонтах: С-4, С-5в, С-5н, В-17 (В-18-19), а також зважаючи на те, що в межах Північного борту при випробуванні ряду свердловин (Юліївська, Хухринська, Нарижнянська площі та інш.) отримано промислові притоки з порід фундаменту, авторами проекту прогноуються поклади вуглеводнів в утвореннях РЄ.

Розміщення Русланівської структури поряд з відомими родовищами та особливості їх будови на рівні нижнього карбону, дозволяють вважати її високоперспективною та оцінити ресурси газу за категорією С₃.

Геологічні результати пошуково-розвідувального буріння на Безлюдівській та Васищівській площах свідчать, що основні перспективи нафтогазоносності на Русланівській площі пов'язані з теригенними породами серпухівського, візейського ярусів та розущільненими породами кристалічного фундаменту.

В основу обґрунтування підрахункових параметрів покладені результати буріння та випробування свердловин на сусідніх Безлюдівській та Васищівській площах [6].

На основі проведеного аналізу найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні в межах Русланівської площі вважаються горизонти С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпухівського під'ярусу, В-17 (В-18-

19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту.

Положення перспективних горизонтів С-4, С-5в, С-5н (С-6) відповідають структурним побудовам по відбиваючому горизонту, по яких Русланівська площа представлена двома брахантиклінальними склепіннями: північно-західне – Русланівське, південно східне – СхідноРусланівське. Підняття витягнуті в північно-західному напрямку та зрізані на півночі скидом амплітудою 150 м, крім того, СхідноРусланівське склепіння зі сходу обмежує малоамплітудне порушення. Розміри СхідноРусланівського склепіння по ізогіпсі -2050 м – 4,2 x 1,35 км, амплітуда – 100 м. Русланівську структуру теж оконтурює ізогіпса –2050 м, розміри складки –1,6 x 0,5 км., амплітуда 25 м. Очікуваний контур газоносності серпуховських відкладів, загальний для обох склепінь, проведений по ізогіпсі –2075 м. Оскільки прогнозна ефективна товщина серпуховських відкладів складає не більше 5 м, а амплітуда східного порушення по в.г. V_{B1}^1 в районі контуру 20 м та зростає з глибиною, то вважаємо що дане порушення буде служити екраном для покладів вуглеводнів [7].

Структурний план перспективного горизонту В-17 (В-18-19) співпадає з відбиваючим горизонтом V_{B2}^1 . Структурні побудови Русланівської площі по даному в.г. в загальному повторюють вище залагаючий горизонт, але між склепіннями появляється тектонічне порушення амплітудою 25 м. Умовний контур газоносності Русланівського склепіння проведений по ізогіпсі – 2600 м, розміри структури по даній ізогіпсі – 8 x 1,55 км², площа – 10,13 км², амплітуда – 200 м. В межах СхідноРусланівського склепіння УГВК проведено по ізогіпсі – 2600 м, розміри блоку – 6 x 2,4 км, площа – 13,5 км², амплітуда – 350 м [7].

Структурні побудови по відбиваючому горизонту $V_{B2-п}$ відповідають перспективним відкладам протерозою. Очікуваний контур газоносності проведений для двох склепінь по абсолютній відмітці -2775 м. Розміри Русланівської структури по даній ізогіпсі – 6,75 x 1,75 км², площа – 12,55 км², амплітуда – 225 м. СхідноРусланівська структура розміром 5,5 x 2,5 км², площа – 8,83 км², амплітуда – 325 м [8].

3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу

Кількісна оцінка ресурсів на Русланівській площі проведена по категорії С₃ Тому, що площа належить до перспективних ділянок надр в межах

нафтогазоносного району, та підготовлена до глибокого буріння та оконтурена геологічними та геофізичними методами. Перспективні ресурси категорії С₃ в межах досліджуваної площі пов'язані із пластами, продуктивність яких встановлена на Васищівському, Юліївському, Наріжнянському та інших родовищ північного борту.

Оцінка ресурсів вуглеводнів Русланівської структури проведена з використанням підрахункових параметрів Безлюдівського, Васищівського та Юліївського родовищ. Коефіцієнт заповнення пастки прийнятий як середній для даного району ДДЗ. Підрахункові параметри прийняті до підрахунку ресурсів ВВ є середніми по вищеназваних родовищах. Перспективні ресурси нафти та газу підраховані об'ємним методом оскільки він є універсальним. Підрахунок перспективних ресурсів проведено за допомогою програми (<https://petrolres.nung.edu.ua/>).

Для підрахунку ресурсів вільного газу використовується така формула [9]:

$$Q_g = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_g \cdot f \cdot (P_0 \cdot \alpha_0 - P_k \cdot \alpha_k) \cdot \eta_g \quad (3.1)$$

де Q_g - видобувні ресурси газу – м³;

F - площа газоносності, м²;

h - газонасичена товщина, м;

K_n - коефіцієнт відкритої пористості газонасичених порід, долі одиниць;

K_g - коефіцієнт газонасиченості, долі одиниць;

f - поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартних умов;

P_0 - середній абсолютний тиск у покладі, МПа;

P_k - середній абсолютний тиск у покладі після видобутку промислових запасів газу та встановлення на гирлі свердловини абсолютного тиску 0,1 МПа.

α_0, α_k - поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків P_0 і P_k ;

η_g - коефіцієнти газовилучення, долі одиниць.

Для підрахунку ресурсів нафти використовується така формула:

$$Q_n = F \cdot h \cdot K_p \cdot K_n \cdot \rho_n \cdot \theta \cdot \eta_n, \quad (3.2)$$

де Q_n - видобувні ресурси нафти, т;
 F - площа нафтоносності, m^2 ;
 h - нафтонасичена товщина, м;
 $K_{п}$ - коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниць;
 K_n - коефіцієнт нафтонасиченості, частки одиниць;
 ρ_n - густина нафти в поверхневих умовах, kg/m^3 ;
 θ - перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти;
 η_n - коефіцієнт вилучення нафти, частки одиниць.

Ресурси розраховувались по серпухівських відкладах для всієї площі для візейських відкладів та кори вивітрювання фундаменту окремо для СхідноРусланівського та Русланівського склепіння.

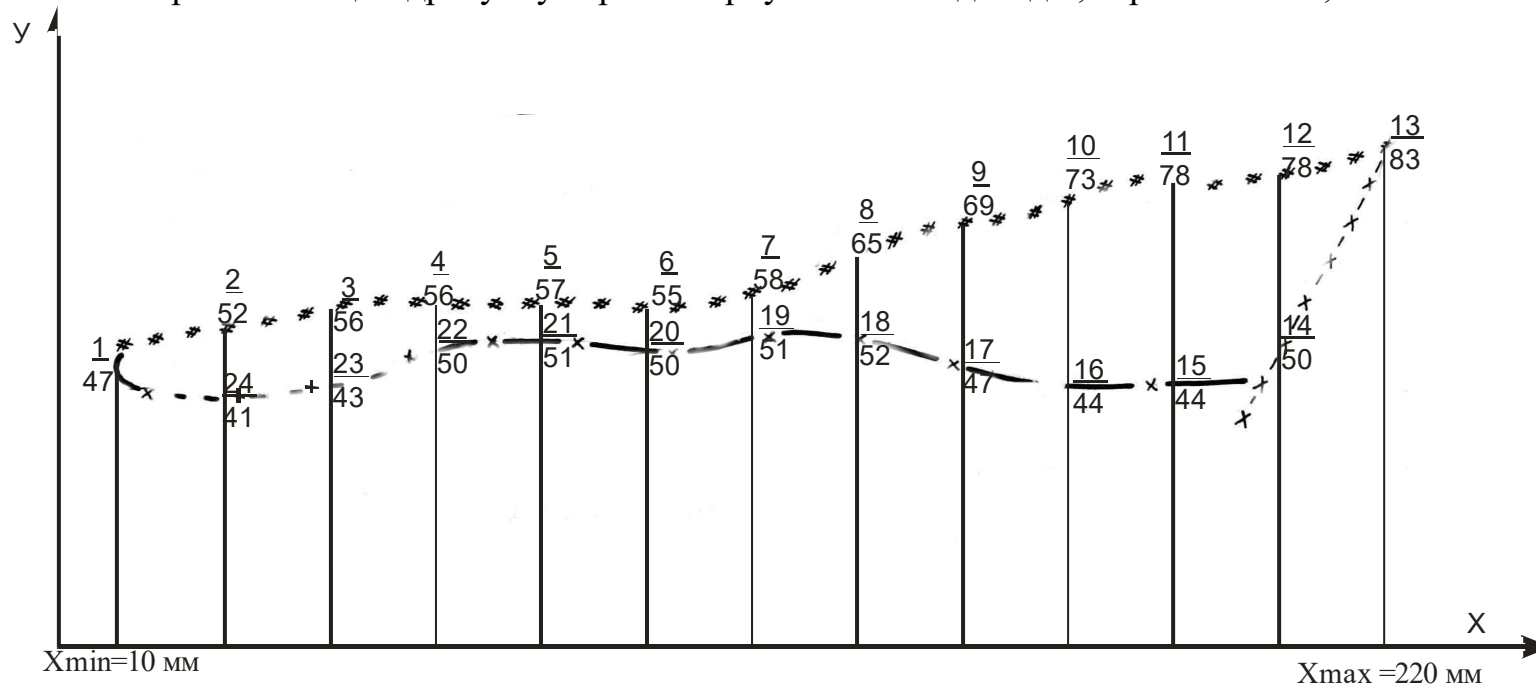
На додатках А1, А2, А3 наведені підрахункові плани серпуховських, візейських відкладів та кори вивітрювання фундаменту, відповідно.

Результати розрахунків наведені в додатках 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7.

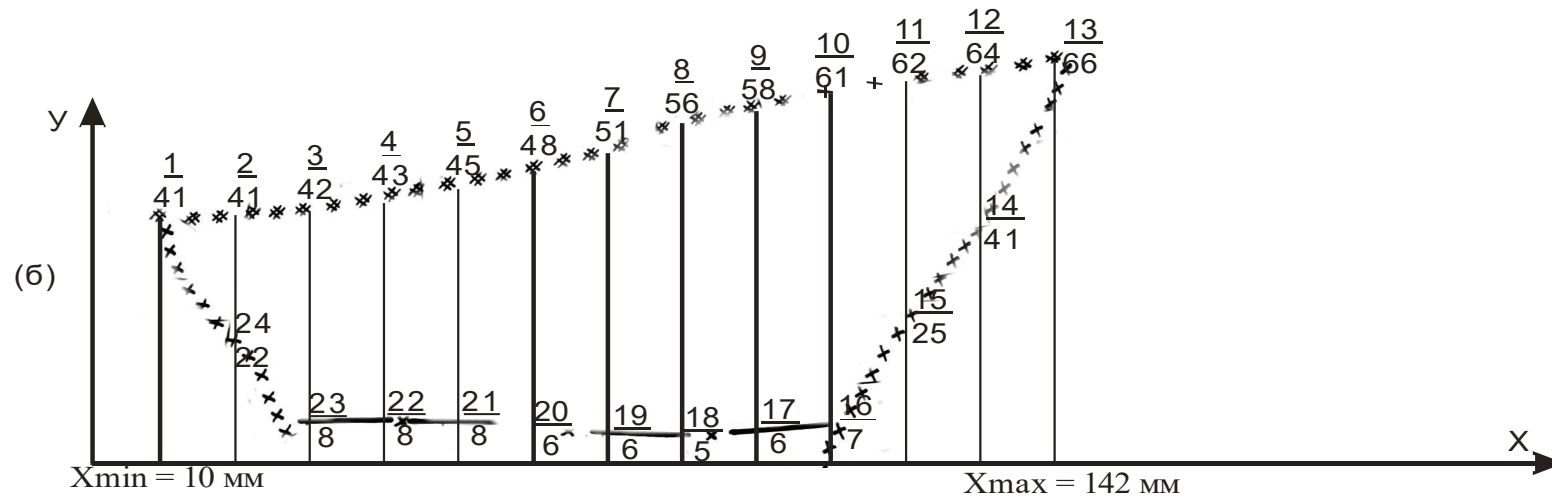
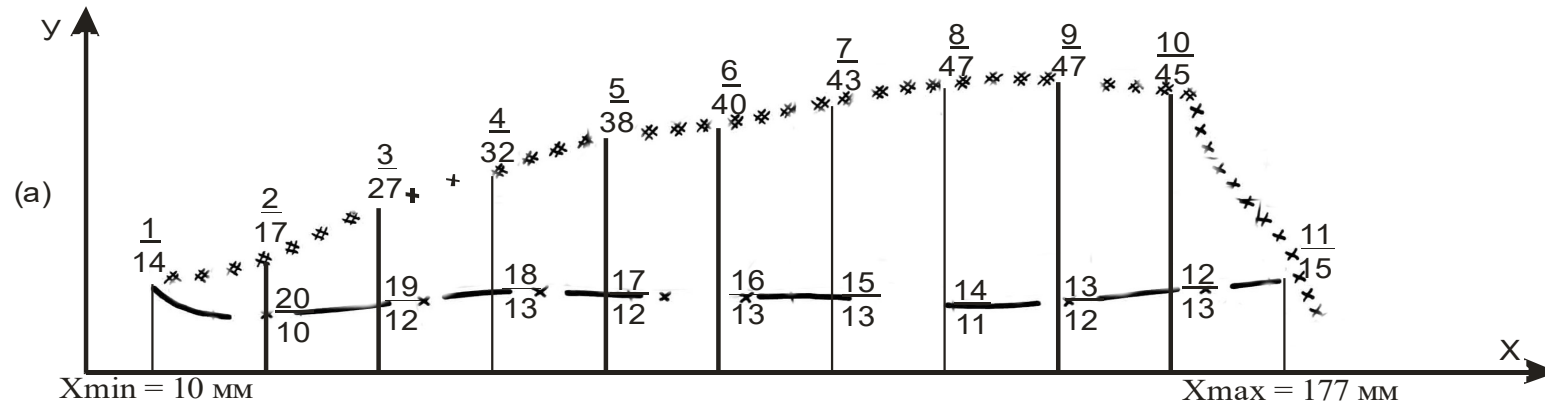
В таблиці 3.1 наведені зведені параметри та величини перспективних ресурсів газу та нафти на Русланівській площі.

Додаток А

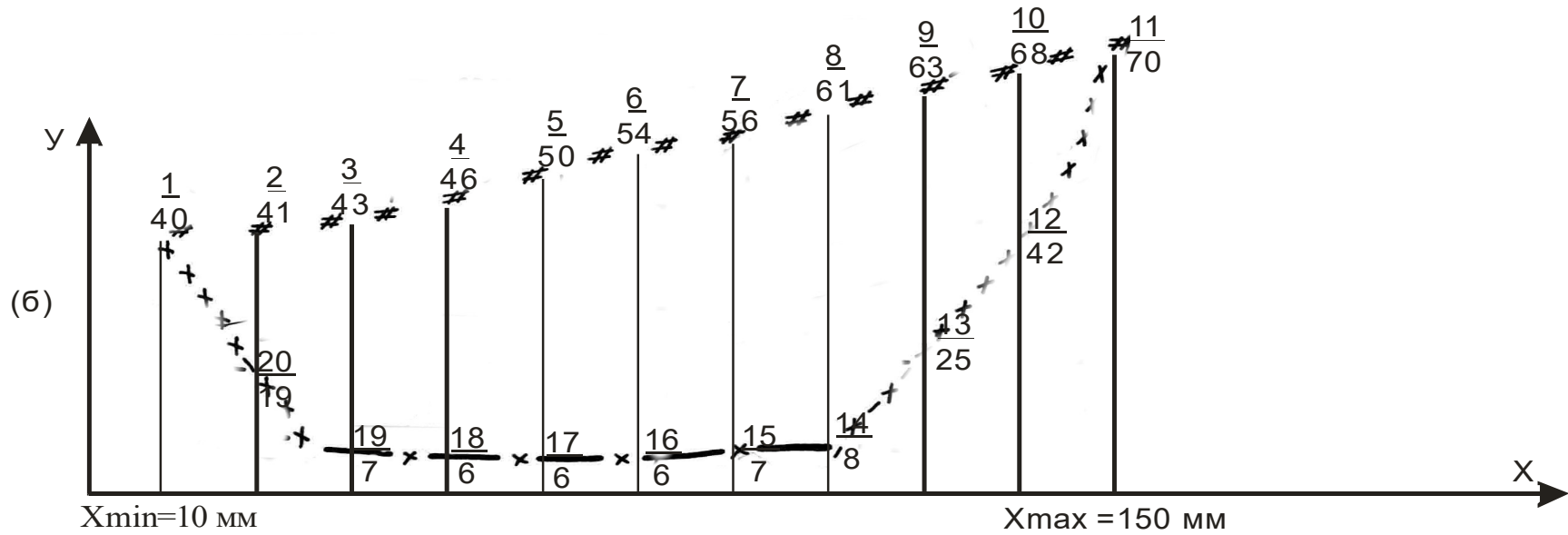
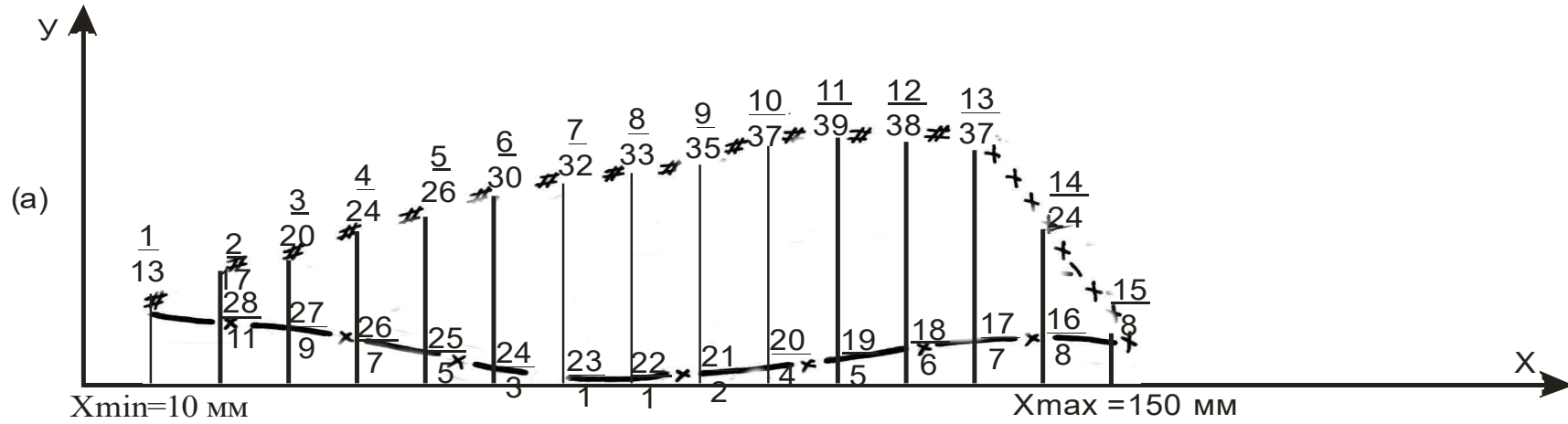
Викопіровка площі підрахунку верхньосерпухівських відкладів, горизонти С-4, С-5



Викопіровка площі підрахунку візейських відкладів, горизонт В-17
 Максимівського (а) та Східномаксимівського (б) склепіння.



Викопіровка площі підрахунку кори вивітрювання кристалічного фундаменту
 Максимівського (а) та Східномаксимівського (б) склепіння.



Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 EnglishІвано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Дрізд Р.

Родовище / площа: Русланівська

Поклад / горизонт / пласт: C-4н

Категорія запасів / ресурсів : A B A+B A+B+C₁ A+B+C₁+C₂ B+C₁ B+C₁+C₂
 C₁ C₂ C₁+C₂ C₁(зона дренажу)+C₂ C₃

 Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 24

Абсциса правої точки, мм: 220

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

47	52	58	56	57	55	58	65	69	73	78	78	83	50	44	44	47	62	51	50
51	50	43	31																

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 5,1

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,115

Коефіцієнт газонасиченості: 0,86

Пластовий тиск, МПа: 23,4

Пластова температура, °C: 69

Коефіцієнт надстисливості газу: 1,08

Коефіцієнт вилучення газу: 0,89

Результати обчислень:Площа газонасності - 7817 тис. м²Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 732 млн. м³Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 651 млн. м³

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 EnglishІвано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Дрізд Р.

Родовище / площа: Русланівська

Поклад / горизонт / пласт: C-5н

Категорія запасів / ресурсів : A B A+B A+B+C₁ A+B+C₁+C₂ B+C₁ B+C₁+C₂
 C₁ C₂ C₁+C₂ C₁(зона дренажу)+C₂ C₃

 Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 24

Абсциса правої точки, мм: 220

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

47	52	58	56	57	55	58	65	69	73	78	78	83	50	44	44	47	62	51	50
51	50	43	31																

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 1

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,21

Коефіцієнт газонасиченості: 0,88

Пластовий тиск, МПа: 24,6

Пластова температура, °C: 73

Коефіцієнт надстисливості газу: 1,08

Коефіцієнт вилучення газу: 0,89

Результати обчислень:Площа газонасності - 7817 тис. м²Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 279 млн. м³Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 248 млн. м³

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Дрізд Р.

Родовище / площа: Русланівська

Поклад / горизонт / пласт: С-5в

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000 Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 24 Абсциса правої точки, мм: 220

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

47	52	58	56	57	55	58	65	69	73	78	78	83	50	44	44	47	62	51	50
51	50	43	31																

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 1

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,21

Коефіцієнт газонасиченості: 0,72

Пластовий тиск, МПа: 24

Пластова температура, °С: 71

Коефіцієнт надстисливості газу: 1,08

Коефіцієнт вилучення газу: 0,89

Результати обчислень:

Площа газонасиченості - 7817 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 224 млн. м³

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 199 млн. м³

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Дрізд Р.

Родовище / площа: Русланівська

Поклад / горизонт / пласт: С-5н

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000 Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 24 Абсциса правої точки, мм: 142

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

41	41	42	43	45	48	51	56	58	61	62	64	66	41	25	7	6	5	6	6
8	8	8	22																

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 2

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,1

Коефіцієнт газонасиченості: 0,9

Пластовий тиск, МПа: 26,3

Пластова температура, °С: 83

Коефіцієнт надстисливості газу: 1,13

Коефіцієнт вилучення газу: 0,89

Результати обчислень:

Площа газонасиченості - 11972 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 413 млн. м³

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 368 млн. м³

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

- Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)
- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
- Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Коцур

Родовище / площа: Максимівська

Поклад / горизонт / пласт: C-5H

Категорія запасів / ресурсів : A B A+B A+B+C₁ A+B+C₁+C₂ B+C₁ B+C₁+C₂
 C₁ C₂ C₁+C₂ C₁(зона дренажу)+C₂ C₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 177

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

14 17 27 32 38 40 43 47 47 45 15 13 12 11 13 13 12 13 12 10

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 2

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,1

Коефіцієнт газонасиченості: 0,9

Пластовий тиск, МПа: 26,3

Пластова температура, °C: 83

Коефіцієнт надтисливості газу: 1,13

Коефіцієнт вилучення газу: 0,89

Результати обчислень:

Площа газоносності - 9686 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 334 млн. м³

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 297 млн. м³

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

- Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)
- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
- Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Дрізд Р.

Родовище / площа: Русланівська

Поклад / горизонт / пласт: РЄ

Категорія запасів / ресурсів : A B A+B A+B+C₁ A+B+C₁+C₂ B+C₁ B+C₁+C₂
 C₁ C₂ C₁+C₂ C₁(зона дренажу)+C₂ C₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 10

Кількість точок контуру: 28

Абсциса правої точки, мм: 142

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

13 17 20 24 26 30 32 33 35 37 39 38 37 24 8 8 7 6 5 4
2 1 1 3 5 7 9 11

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 4,9

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,13

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,43

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,08

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 875

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,35

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 7637 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C₃ - 1695 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії C₃ - 593 тис. т

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³:

Коефіцієнт вилучення нафти:

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 13534 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 3003 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 1051 тис. т

Таблиця 3.1 - Зведені параметри та величини перспективних ресурсів газу та нафти на Русланівській площі.

Горизонт (склепіння)	Площа газоносності, тис.кв.м	Ефективна газонасичена товщина, м	Коефіцієнти		Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С	Коефіцієнт надтис-ливості	Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С ₃	Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С ₃
			відкритої пористості	газонасиченості					
С-4Н	7817	5,1	0,115	0,86	23,4	69	1,08	732	651
С-5В	7817	1,0	0,210	0,72	24,0	71	1,08	224	199
С-5Н	7817	1,0	0,21	0,88	24,6	73	1,08	279	248
В-17 (СхідноРусланівське скл)	11972	2,0	0,10	0,90	26,3	93	1,13	413	368
В-17 (Русланівське скл)	9686	2,0	0,10	0,90	26,3	93	1,13	334	297
Σ	-	-	-	-	-	-	-	1982	1763

Горизонт (склепіння)	Площа нафтоносності, тис.кв.м	Ефективна нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина сепарованої нафти, кг/м ³	Початкові перспективні ресурси нафти категорії С ₃ , тис.т	
			відкритої пористості	нафтонасиченості	перерахунковий	вилучення нафти		загальні	добувні
Рє (СхідноРусланівське скл)	7637	4,9	0,13	0,43	0,926	0,35	875	1695	593
Рє (Русланівське скл)	13534	4,9	0,13	0,43	0,926	0,35	875	3003	1051
Σ	-	-	-	-	-	-	-	4698	1644

Таким чином:

початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ – 1982 млн. м³;
 початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 1763 млн. м³;
 початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ – 4698 тис.т,
 початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ – 1644 тис.т,

3.3 Мета та завдання проектних робіт

Основною метою пошукових робіт на Русланівській площі є виявлення наявності покладів вуглеводнів та визначення їх промислового значення.

Перспективи відкриття родовища вуглеводнів на Русланівській площі визначається наступним комплексом геологічних факторів:

- розташування площі в високоперспективному районі для проведення геологорозвідувальних робіт;
- сприятливі структурно-тектонічні умови для накопичення промислових скупчень вуглеводнів;
- наявність в розрізі серпуховських та візейських відкладів порід-колекторів з кондиційними ємкісно-фільтраційними властивостями;
- регіональною нафтогазоносністю нижньокам'яновугільних відкладів північної бортової частини ДДз.
- встановлення, в безпосередній близькості, промислових скупчень вуглеводнів в розрізі серпуховських та візейських відкладів в межах Безлюдівського родовища та Васищівської площі, та нафтогазопрояви з порід кори вивітрювання кристалічного фундаменту на Коробочкинському та Безлюдівському родовищах;
- підготовленістю площі до пошукового буріння, існуванням екранованої тектонічними порушеннями структурної форми та умов по створенню надійних пасток на шляхах латерального потоку вуглеводнів із зануреної частини западини;

Наведені основні пошукові критерії із всією очевидністю свідчать, що Русланівська площа, виходячи із регіонального та локального прогнозу нафтогазоносності, є одним із пріоритетних об'єктів для постановки геологорозвідувальних робіт на нафту та газ.

Основними геологічними задачами пошукових робіт є:

- виявлення покладів вуглеводнів (ВВ) в серпуховських та візейських відкладах нижнього карбону та породах кори вивітрювання кристалічного фундаменту;
- вивчення речовинного складу порід-колекторів та характеру їх насиченості;
- уточнення геологічної будови площі та характеру розповсюдження промислових покладів ВВ, виявлених на суміжних площах: Васищівській, Безлюдівській;
- отримання всіх необхідних вихідних даних для підрахунку попередньо розвіданих запасів вуглеводнів (категорії С₂);
- встановлення достовірних геолого-промислової характеристики

продуктивних горизонтів від кам'яновугільних до порід фундаменту та динаміки зміни в часі: дебітів нафти, газу та конденсату, обводненості продукції та стійкості порід-колекторів, устьових та пластових тисків, а також допустимої величини депресії при подальшій розробці покладів.

За результатами пошукового буріння та перегляду сейсмічних побудов та прогнозу характеру площинного розвитку порід-колекторів продуктивних горизонтів та з'ясування границь покладів вуглеводнів геофізичними методами буде визначена економічна доцільність подальших робіт, їх обсяги по переводу запасів вуглеводнів в промислові категорії.

3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини

Методика ведення пошукових робіт та визначення кількості свердловин регламентується діючими “Методичними рекомендаціями по вибору системи розташування свердловин” [4] в залежності від особливостей геологічної будови площі, розмірів, форми та морфо-генетичних характеристик пасток, типу очікуваних покладів, ступеню вивченості площі та напрацьованих ефективних методичних прийомів ведення робіт на аналогічних структурах.

Русланівська площа по покрівлі базових відбиваючих сейсмічних горизонтів являє собою зрізану на півночі скидом брахіантиклінальну складку, витягнуту з північного заходу на південний схід, яка ускладнена двома склепіннями, розділеними розривним порушенням.

Згідно з “Методичними рекомендаціями ...” [4] та практичними методичними прийомами, такі структурні форми опошукуються не більше як трьома свердловинами, розташованими на різних гіпсометричних рівнях перспективної площі.

Таким чином, в межах даної структури, враховуючи особливості геологічної будови, розмір структури та умови місцевості, передбачається проведення опошукування на першому етапі двома свердловинами.

Пошукова свердловина № 1, з проектною глибиною 2750 м та проектним горизонтом РЄ, закладається в межах апікальної частини СхідноРусланівського склепіння (по в.г. VВ_{2-п}) на відстані 5,7 км на південний схід від проектною свердловини №1 та на 500 м на захід від перетину сейсмічних профілів 49₂₄3190 та 80₂₄3188.

Призначення свердловини №1 полягає в розкритті нафтогазоносного розрізу серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону та протерозою в межах Русланівського склепіння, що дозволить:

- виявити наявність промислових покладів вуглеводнів, встановити їх кількість та положення в геологічному розрізі;

- уточнити проектний стратиграфічний розріз продуктивного комплексу порід, характер та обсяги його розвитку;
- виділити в проектному геологічному розрізі продуктивної частини породи-колектори та порід-флюїдоупорів;
- встановити речовинний склад порід-колекторів, їх характер розвитку та фільтраційно-ємкісні та петрофізичні властивості;
- уточнити стратиграфічну приналежність та глибинне положення відбиваючих горизонтів та геологічну будову структури.

Пошукова свердловина №2, з проектною глибиною 2850 метрів та проектним горизонтом РЄ, закладається в межах Русланівського склепіння на сейсмічному профілі 49₂₄3190, на відстані 100 м на захід від перетину з сейсмічним профілем 66₂₄3188. Задача буріння аналогічна свердловині № 1, але в межах Русланівського склепіння.

Розвідувальна свердловина №3 залежить від результатів буріння свердловини №1, проектна глибина свердловини 2850 м, проектний горизонт РЄ. Свердловина закладається в межах південного крила СхідноРусланівського склепіння, на відстані 1,05 км на південний схід від проектної свердловини №2 та на 600 м на південний схід від перетину сейсмічних профілів 80₂₄3188 та 28 8590.

Розвідувальна свердловина №4 закладається в межах Русланівського склепіння, проектна глибина свердловини 2950 м, проектний горизонт РЄ. Буріння свердловини ставиться в залежність від результатів буріння свердловини №2. Проектне місцезоташування свердловини наступне: свердловина розташовується на сейсмічному профілі 94₂₄3188, на відстані 350 м на південний захід від перетину з сейсмічним профілем 49₂₄3190.

За результатами аналізу кернавого матеріалу, даних обробки діаграм ГДС та випробувань в процесі буріння буде остаточно визначена кількість перспективних об'єктів для випробування в експлуатаційній колоні.

Продуктивна характеристика нафтогазоносних горизонтів буде отримана в ході випробування в експлуатаційній колоні.

Після отримання першого промислового притоку вуглеводнів з намічених до випробування в колоні об'єктів свердловина вводиться в дослідно-промислому розробку (ДПР) з метою визначення промислової характеристики покладу, отримання підрахункових параметрів по визначенню величини запасів по падінню пластового тиску та переведення запасів в розвідану категорію класу 1.1.1.

3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння

За типову свердловину для розрахунків було обрано свердловину № 2 проектною глибиною 2850 м. Виходячи з проектної глибини, мети буріння, геолого-технічних умов проводки, зважаючи на різні ускладнення та допустимі величини виходу з-під башмака попередньої обсадної колони, пластові тиски, а також досвіду буріння на сусідніх площах, проектом передбачається наступна конструкція свердловини:

– Кондуктор $\varnothing 324$ мм спускається на глибину 210 м, в покрівлю крейдяних відкладів з метою перекриття нестійких, поглинаючих порід кайнозою та верхньої частини мезозою, а також для попередження забруднення водоносних горизонтів, які використовуються для пиття, хімічними реагентами бурового розчину. Цементується кондуктор по всій довжині.

– Проміжна колона $\varnothing 245$ мм спускається на глибину 1550 м з метою перекриття товщі порід крейди, тріасу та верхнього (С₃) карбону, де можливі поглинання бурового розчину, осипання аргілітів та прихвати бурового інструменту. Колона також необхідна для надійного обладнання устя свердловини противикидним обладнанням перед розкриттям очікуваних продуктивних горизонтів при бурінні під експлуатаційну колону.

При досягненні свердловиною проектної глибини та наявності в розкритому розрізі перспективних для випробування на газ горизонтів, спускається експлуатаційна колона діаметром 168 мм для роздільного випробування продуктивних горизонтів Колона цементується по всій довжині.

Зведені дані по конструкції проектної свердловини приведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Дані по конструкції типової свердловини

№ п/п	Найменування колон	Діаметр колони, мм	Номер секції колони	Інтервал спуску, м	Висота підняття цементу, ЦЗС
1.	Кондуктор	324	1	0-210	до устя
2.	Проміжна колона	245	1	0-1550	по всій довжині
3.	Експлуатаційна колона	168	1	0-2850	по всій довжині до устя

Такий тип конструкції забезпечує можливість проведення необхідного комплексу геофізичних досліджень в свердловині, випробування перспективних горизонтів, як у відкритому стволі, так та через експлуатаційну колону, проведення необхідного об'єму досліджень, включаючи та відбір глибинних проб пластових флюїдів, та введення свердловини в дослідно-промислову експлуатацію.

В процесі буріння проектних свердловин як правило можуть мати місце ускладнення у вигляді поглинання бурового розчину, звужування стовбура свердловини, осипання нестійких порід, обвалів стінок свердловини, сальнико-каверно-жолобоутворення, коагуляція промивального розчину, нафтогазопрояви при досягненні нафтогазоносних горизонтів. Типи та параметри бурових розчинів вибрані з розрахунку пластових тисків та можливих типів ускладнень на основі аналізу процесу буріння на сусідніх площах.

Кайнозойські відклади в межах Русланівської площі представлені, в основному, нестійкими піщано-глинистими породами та вапняками, в процесі

буріння яких можливі осипання, обвали, поглинання бурового розчину (інтервал 0 – 210 м). При розбурюванні цих відкладів рекомендується приготування промивального розчину, виготовленого із глинопорошку 1 сорту, а в якості мастила – графіт. Цей інтервал необхідно перекрити кондуктором Ø 324 мм, та зацементувати до устя.

У розрізі крейдових відкладів (інтервал 210-715 м), представлених мергельно-крейдовою товщею, можливі звуження стовбура свердловини, викликані набряканням крейди, утворенням сальників, затягування та прихвату бурильного інструменту, а в нижній частині (K₂) поглинання бурового розчину. В такому випадку водовіддача не повинна перевищувати 6 см³/30 хв, так як більша веде до набрякання крейди.

При розкритті відкладів юри (715-1110 м) можливі звуження стовбура свердловини, часткова коагуляція промивальної рідини, прихвату бурового інструменту.

Розбурювання тріасових глин (1110-1270 м) супроводжується збагаченням розчину глинистою фазою, звуженням стовбура свердловин, прихопленням та затягуванням бурового інструменту.

Часткове поглинання бурового розчину можливе при проходці відкладів піщаного та піщано-глинистого розрізу тріасу.

Верхньокам'яновугільні відклади складені аргілітами з прошарками пісковиків (1270-1530). В процесі буріння в цих відкладах можливі осипання аргілітів, затяжки та прихвату бурильного інструменту, звуження стовбура, поглинання бурового розчину.

Тому при бурінні даного розрізу рекомендується застосування полімерного розчину, який складається з глинопорошку, ПВЛР, РР-2С, графіту, сульфанола, нафти. Необхідно передбачити якісне очищення бурового розчину від твердої фази.

Для подальшого безаварійного розкриття перспективних горизонтів та перекриття водоносних горизонтів запланований спуск технічної колони Ø 245 мм на глибину 1550 м.

Розбурювання середньо - та нижньокам'яновугільних перспективних відкладів (1530-2780 м) та порід кори вивітрювання кристалічного фундаменту (2780-2850) може супроводжуватися утвореннями каверн, при хватами, затягуваннями бур. інструменту. Буріння даного інтервалу слід вести на полімер калієвому розчині, до складу якого входять КМЦ (Fin Fix), глинопорошок, РР-2С, КСІ, Na₂CO₃, РПС.

Крім вище наведених можливих ускладнень, можливі нафтогазопрояви, при перевищенні вказаного пластового тиску над гідростатичним. Для боротьби з нафтогазопроявами з глибини 2220 м потрібно спробувати встановити на жолобній системі вакуумний дегазатор та фрезерно - струминний млин. Викидна лінія устатковується штуцерною батареєю та дегазаційною ємкістю. На буровій установці необхідно мати необхідний запас бурового розчину та обов'язково забезпечити необхідну кількість обважнювача (крейда, барит). Для більш кращого розкриття проектних продуктивних горизонтів вводиться нафта, графіт .

3.6 Вибір об'єктів для випробування та дослідження

Випробування свердловин виконується з метою вивчення нафтогазоносності геологічного розрізу порід (горизонти С-4, С-5в, С-5н (С-б) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону), а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту, що розкриваються, уточнення геологічної моделі продуктивних покладів карбону, вивчення основних газогідродинамічних характеристик колекторів серпухівських та візейських відкладів, фізичних властивостей флюїдів, а також з метою оцінки промислового значення проектних покладів газу та конденсату для отримання необхідних даних для підрахунку запасів вуглеводнів.

а) Випробування в процесі буріння

Випробування горизонтів С-4, С-5в, С-5н (С-б) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту в свердловинах виконується як в процесі буріння, так та після спуску експлуатаційної

колони.

Основна мета випробування у проектних свердловинах в процесі буріння – оперативне, своєчасне виявлення та вивчення перспективних нафтових та газових горизонтів у відкритому стовбурі після їх розкриття, гідродинамічних характеристик пластів С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту, а також для вирішення питання про необхідність спуску експлуатаційної колони при закінченні свердловин бурінням.

Вибір продуктивних пластів візею та серпуків для випробування в процесі проведення безпосередньо буріння проводиться як за результатами їх розрізів буріння, так та за даними комплексу промислово-геофізичних досліджень.

Випробуванню в процесі пошукового буріння підлягають всі горизонти С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту, які приурочені як правило до регіонально нафтогазоносних товщ, як газонасичені пропластки та пласти, так та пласти з невизначеною характеристикою по типовому комплексу ГДС.

Випробування проектних продуктивних пластів повинно виконуватись з використанням трубних випробувачів ВПТ.

У відкритому стовбурі випробування пластів повинно виконуватись з дотриманням встановлених стандартних єдиних технічних правил та керівних нормативних документів: зокрема РД-41-УССР-159-84, РА УРСР 124-82. При проведенні запроектованих випробувань за допомогою ВПТ в кожному конкретному випадку, крім стандартного каротажу, повинні записувати кавернометрія та профілеметрія, використання на основі яких вибирається проектне місце установки пакера.

Для одержання відносно достовірних результатів даних випробування повинно здійснюватись в визначені терміни, які забезпечують надійне збереження дійсних даних колекторських властивостей пласта, тобто максимально дійсне наблизити випробування до моменту оптимального розкриття його бурінням, в становлених межах 5-10 діб.

З метою проведення безпечного випробування продуктивних пластів за допомогою випробувачів пластів на трубах та одержання дійсних однозначних результатів, товщину проектного випробування інтервалів необхідно обмежувати до 25-50м.

Випробування за допомогою випробувачів пластів на трубах здійснюється з обов'язковою програмною установкою глибинних манометрів у встановленому фільтрі, під ЗПК та перед циркуляційним клапаном з

дійсною метою контролю герметичності бурильних труб.

При випробуванні горизонтів С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту повинні бути виконані такі дослідження, як вимірювання вибійних та пластових тисків, визначення пластової температури, визначення дебітів пластових флюїдів та відбір їх проб на аналіз.

Для одержання потрібних достовірних даних про характер насичення пласта-колектора серпухів та візею необхідно депресію на пласт здійснити в межах від 20 до 30%, причому, депресія повинна завжди бути більша від репресії в 2-3 рази. Час зупинки свердловини на приток повинен відбуватися та бути в межах 90-180 хвилин.

У залежності від інтенсивності притоку пластового флюїду із горизонтів С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту термін зупинки на приток може бути обмежений отриманням притоку флюїду в об'ємі 5м³.

Глибини відбору пластових проб уточнюються геологічною службою підприємства за результатами пошукового буріння, відбору взірців керну та комплексу промислово-геофізичних досліджень.

За допомогою використання випробувача пластів на трубах в проектних свердловинах планується випробувати об'єкти у серпухівських та візейських відкладах нижнього карбону та в корі вивітрювання кристалічного фундаменту в інтервалах, які наведених в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Проектні інтервали випробування в процесі буріння свердловини № 2 Русланівської площі

Св.№	№№ об'єкту	Інтервал випробування	Вік (горизонт)
1	1	2245-2265	С-4
	2	2320-2335	С-5в
	3	2375-2395	С-5н
	4	2430-2450	С-6
	5	2660-2680	В-17
	6	2760-2800	Рє
	7	2800-2850	

Інтервали випробування уточнюються за результатами пошукового буріння та комплексу промислово-геофізичних досліджень. Для проведення проектних робіт по випробуванню пластів за допомогою ВПТ складається

план з урахуванням нормативних вимог РД-41-УССР-159-84, РД-41-УРСР-121-82, враховуючи наявні фактичні параметри буріння.

По закінченню випробування об'єктів складається акт про результати випробування.

б) Випробування в експлуатаційній колоні

Випробування перспективних горизонтів С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту в експлуатаційній колоні виконується з метою вивчення продуктивних характеристик пластів, колекторських властивостей верхньосерпуховського та верхньовізейського під'ярусів, а також видобувних властивостей горизонтів, вивчення пластових тисків та температур, устьових тисків, дебітів газу, конденсату, води та їх хімічного складу.

Вибір об'єктів для проведення випробування в експлуатаційній колоні свердловини проводиться за результатами буріння геологічного розрізу, аналізів кернавого матеріалу, випробування в процесі буріння за допомогою ВПТ та комплексу промислово-геофізичних досліджень.

Після закінчення бурінням свердловин та проведення спуску експлуатаційної колони до проектної глибини, випробування виконується знизу до верху в залежності від потрібної кількості намічених до випробування об'єктів дослідження.

Розкриття намічених об'єктів виконується кумулятивними перфораторами ПКО-89, ПРК-42, або з використанням потужних перфораторів "Strip 1 $1\frac{1}{16}$ " зі щільністю 10-24 отворів на погонний метр.

Бажано розкриття горизонтів виконувати перфораторами ПРК-42, та "Strip 1 $1\frac{1}{16}$ " в умовах депресії, тобто на зниженому рівні промивальної рідини в свердловині. У такому випадку є гарантія в тому, що на пласт не буде негативно впливати рідина, що знаходиться в свердловині і, при наявності газу, пласт почне працювати.

Таблиця 3.4 - Випробування перспективних об'єктів (горизонти С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту) в експлуатаційній колоні свердловини № 2 Русланівської площі

№ св.	№ об'єкту	Інтервали об'єктів випробування, м	Вік (горизонт)	Спосіб розкриття, кількість отворів на П/М	Густина промив. рідини, г/см ³	Метод виклику притоку, кількість режимів досліджень	Метод інтенсифікації притоку	Інтервали встановлення цементних мостів
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1 2 3 4 5	2780-2795, 2760-2775, 2660-2675, 2375-2390, 2320-2335, 2245-2260.	Рє Рє В-17 С-5н С-5в С-4	ПКО-89 ПРК-49 по 10-20 отворів на метр		Для кожного об'єкта заміна розчину на воду та зниження рівня аеризацією. Дослідження не менше 5-ти режимів прямого ходу та двох зворотнього.	Для об'єктів слабого притоку газу метод змінного тиску та кислотна обробка приви́бійної зони пласта.	2740-2800 2695-2640 2410-3355 2355-2300 2280-2225 В залежності від типу отриманого флюїду в процесі випробування кожного об'єкту

Розкриття горизонту кумулятивними перфораторами типу ПКО-89 виконується при заповненні проектних пошукових і розвідувальних свердловини промивною рідиною з параметрами, які відповідають проектним параметрам при первинному розкритті горизонтів з урахуванням існуючого пластового тиску, визначеного випробувачами пластів на трубах (ВПТ), тобто, щоб репресія на проектний пласт не перевищувала 5-7%.

В обов'язковому порядку зону дренажу пласта, що розкривається, необхідно зазвичай заповнювати нейтральною "блокуючою" рідиною, яка б за можливості не впливала негативно на розкриття присвердловинну зону. Для цього необхідно слід використовувати поверхнево - активні речовини, це як правило типу сульфанол, графіт та інші.

Розкриття пластів С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту виконується обов'язково після прив'язки інтервалів по ГК та локатором муфт. По закінченню перфорації виконується перевірка якості прострілу локатором муфт.

Після розкриття продуктивного горизонту застосовується метод зниження гідростатичного тиску, щоб стимулювати приплив пластової рідини. Це робиться двома способами: Заміна промивальної рідини на воду: глинистий розчин, який використовувався при бурінні, замінюється на воду. Це призводить до зменшення тиску на пласт, що стимулює вихід пластової рідини.

Зниження рівня води в свердловині: за допомогою компресора та насосного агрегату типу ЦА-320 вода з свердловини викачується, що також зменшує тиск на пласт і стимулює приплив рідини. Важливою умовою для ефективного припливу рідини є достатня величина депресії на пласт, яка повинна становити не менше 30% від пластового тиску.

При відсутності притоку, або незначного, з пластів, які характеризуються як нафтогазонасичені з високими колекторськими властивостями та намічені для випробування на продуктивність, необхідно здійснювати додаткові методи впливу на пласт [10].

Метод змінних тисків (МЗТ) з використанням поверхнево-активних речовин (ПАР): Цей метод полягає в чергуванні закачування в свердловину води та газу під високим тиском. ПАР, що додаються до води, знижують поверхневий натяг рідини, що полегшує її проникнення в пори пласта. МЗТ рекомендується виконувати в декілька циклів (від 10 до 15).

Додаткове розкриття горизонту більш глибокою перфорацією: У

деяких випадках може знадобитися додаткове розкриття продуктивного горизонту шляхом перфорації обсадової труби. Це може призвести до збільшення площі контакту між свердловиною та пластом, що, в свою чергу, може стимулювати приплив рідини.

Випробування свердловин проводяться до того моменту, коли буде отриманий промисловий притік газу. Після успішного випробування свердловина вводиться в дослідно-промислову експлуатацію.

У випадку розкриття одночасно декількох пластів або при значних інтервалах розкриття, для визначення продуктивних інтервалів використовується метод термодобітометрії.

Після отримання притоку газу або води, для ізоляції випробуваного об'єкта та переходу до випробування наступного, встановлюється цементний міст.

Цементний міст монтується в інтервалі випробуваного об'єкта, перекриваючи його на 20 метрів як зверху, так і знизу.

Випробування горизонтів в експлуатаційній колоні здійснюються згідно з планом, який затверджується керівництвом підприємства.

Дослідження у пошукових і розвідувальних свердловинах.

Дослідження газоконденсатних та нафтових горизонтів С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту виконується методом усталених відборів з використанням сепаратора.

Після очистки від води свердловина закривається для відновлення пластового та статичних устьових тисків. Виконується вимірювання пластового тиску та температури з записом епюри розподілу тиску по стовбуру свердловини. При відновленні пластового тиску вимірюється крива відновлення устьових трубного та затрубного тисків.

Вимірювання проводяться на кожному режимі після того, як тиски в свердловині стабілізуються. Це означає, що тиск перестав змінюватися з часом.

Дослідження режиму роботи свердловини проводяться при її роботі через трубний простір. Тобто газ та рідина з свердловини піднімаються на поверхню по трубах, а не через зазор між трубами та обсадовою колоною. У процесі дослідження відбираються проби газу, конденсату, води на аналіз.

Для дослідження в пластових умовах, обов'язково відбираються рекомбіновані проби газу та конденсату.

Після виконання робіт по дослідженню на режимах свердловина

зупиняється на відновлення пластового тиску. При цьому ведеться запис кривих відновлення пластового тиску та устьових тисків. Вимірюється пластовий тиск та температура, устьові статичні тиски [10].

При отриманні притоку пластової води виконуються роботи по вимірюванню зміни рівня води з метою визначення дебіту. При наявності припливу води з газом, крім вимірювання рівнів, ще визначається газоводяний розділ. По його зміні визначаються дебіти води та газу, виконується термо-дебітометрія (ТДМ) [10].

У випадку значного припливу води дослідження триває до моменту відновлення статичного рівня.

Також відбираються проби води для хімічного аналізу. Цей аналіз дозволяє визначити склад води, вміст розчинених у ній газів та інших домішок.

Якщо в ході досліджень буде виявлено промисловий притік газу, свердловина буде введена в дослідно-промислову експлуатацію. Для цього буде розроблений спеціальний проект, який визначить:

Мету дослідно-промислової експлуатації: Наприклад, визначення видобувних запасів газу, випробування нового обладнання або технологій.

Обсяг досліджень: Скільки часу буде тривати дослідно-промислова експлуатація, які дослідження будуть проводитися протягом цього часу.

Проект дослідно-промислової експлуатації буде затверджений керівництвом підприємства..

3.7 Вибір інтервалів відбору керн та шламу

Керновий матеріал із горизонтів С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту являється основою для отримання найбільш достовірної інформації, а результати його комплексного дослідження спільно з петрографічними даними повинні забезпечити надійну геолого-геофізичну інформацію під час пошуків, розвідки, підрахунку запасів нафтових та газових родовищ, тому умови проводки свердловини повинні забезпечувати винос керну не менше 50% від запроєктованого [11].

У зв'язку з вивченістю кайнозойських, мезозойських та верхньої частини палеозойських відкладів, а також, враховуючи той факт, що основні перспективи нафтогазоносності Русланівської площі пов'язані з відкладами серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту, відбір керну

передбачається з перспективної частини розрізу з повним комплексом його дослідження, направленою на вирішення наступних задач:

1) стратиграфічне розчленування (визначення віку) розрізу порід, які будуть розкриті проектною свердловиною та співставлення її з розрізами свердловин сусідніх площ;

2) літологічна та геохімічна характеристика розрізу серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту, відновлення палеогеографічних умов басейну осадконакопичення та геологічної історії його розвитку;

3) виявлення прямих та непрямих ознак нафтогазоносності, визначення колекторських та екрануючих властивостей порід в продуктивних та водоносних частинах розрізу серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту;

4) вивчення залежностей між ємкісними властивостями, нафтогазо- та водонасиченістю порід та промислово-геофізичними параметрами;

5) вивчення геологічної будови площі серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту.

Згідно з глибиною розкриття проектною свердловиною перспективних горизонтів С-4, С-5в, С-5н, С-6, В-17, Рє - проектується відбір керну – в інтервалі їх залягання. Дані зведені -в таблиці 3.5.

Загальна проходка з відбором керну в проектній свердловині № 2 складатиме 90 м, або 3,16 % від глибини свердловини.

У процесі буріння свердловини після проведення комплексу ГДС буде виконуватися корегування передбачених інтервалів відбору керну з урахуванням даних останнього каротажу.

Таблиця 3.5 – Проектні інтервали відбору керну в свердловині №2

Інтервали відбору керну, м в	Товщина, м	Вік відкладів
2250 – 2260	10	С – 4
2320 – 2330	10	С – 5в
2380 – 2390	10	С – 5н
2435 – 2445	10	С – 6
2660 – 2675	15	В – 17
2760 – 2775	15	Рє
2780 -2795	15	Рє
2845 – 2850	5	Рє
Всього:	90	

3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

Комплекс геофізичних та геохімічних досліджень в свердловинах визначається у відповідності з основними вимогами “Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах” [15].

Геолого-геофізичні дослідження в свердловинах у серпуховських та візейських ярусах нижнього карбону та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту проводяться для рішення цілого ряду геологічних (кореляція розрізів, визначення літологічного складу порід, виділення в розрізі колекторів і оцінка характеру їх насичення, уточнення глибин залягання геофізичних реперів, визначення параметрів пластів для підрахунку запасів нафти і газу) та технологічних (контроль за технічним станом стовбура свердловини, виявлення дефектів обсадних колон і якості цементування їх та інше) завдань [15].

Електричні методи дослідження розрізів свердловин ґрунтуються на вивченні електричних властивостей гірських порід, таких як:

Питомий електричний опір (або електропровідність): Ця властивість описує здатність породи проводити електричний струм.

Абсолютна діелектрична проникність: Ця властивість описує, як порода поляризується під дією електричного поля.

Природна електрохімічна активність: Ця властивість описує електричні потенціали, які виникають у породі внаслідок хімічних реакцій.

На основі цих властивостей виділяють декілька груп електричних методів дослідження свердловин: Методи позірнього (уявного) опору. Цю групу методів складають стандартний електрокаротаж, бокове каротажне зондування, методи мікрозондів (мікрокаротаж), пластова нахилометрія, резистивіметрія.

Результати замірів позірнього опору представлені у вигляді кривої, яка відображає залежність позірнього опору ρ_n від глибини.

На практиці в свердловинах замість питомого опору зазвичай вимірюють позірний (уявний) опір. Це пов'язано з тим, що на вимірювання впливають не лише властивості самих порід, але й всі перераховані вище фактори.

Позірний опір є складним параметром, який залежить від багатьох факторів. Для його коректної інтерпретації необхідні знання про геологічну будову району, властивості порід, склад бурового розчину, умови буріння та характеристики каротажного зонда.

Важливо зазначити, що вимірювання питомого опору гірських порід є лише одним з методів геофізичних досліджень свердловин. Для

отримання комплексної інформації про властивості порід та їх нафтогазоносність рекомендується використовувати комплекс методів, включаючи каротаж опору, каротаж γ -випромінювання, каротаж нейтронного каротажу та інші.

У залежності від розташування електродів живлення та вимірювання розрізняють потенціал- та градієнт-зонди, підшовні та покрівельні зонди, зонди прямого живлення, або однополюсні та взаємного живлення, або двополюсні [16].

Вибір того чи іншого зонда для досліджень залежить, передусім, від геологічних умов розрізу. Потенціал-зонди найбільш доцільно використовувати у розрізах, представлених пластами великої товщини з низьким, або високим питомим електричним опором. Градієнт-зонди ефективні у розрізах з пластами малої товщини [16].

Стандартний електрокаротаж ґрунтується на вимірюванні позірного опору гірських порід за допомогою спеціальних електродних зондів. Цей метод використовується для розчленування розрізів свердловин, оцінки літології, виділення опорних горизонтів та нафтогазоносних об'єктів.

Зонди, що використовуються в стандартному електрокаротажі:

Градієнт-зонд А2.0М0.5N: Цей зонд має два струмоподаючі електроди (А) та два приймальні електроди (М, N). Відстань між електродами А та М становить 2 метри, а між М та N - 0,5 метра. Застосовується для вимірювання позірного опору в товщі гірських порід.

Потенціал-зонд А0.5М6.0N: Цей зонд має один струмоподаючий електрод (А) та два приймальні електроди (М, N). Відстань між електродами А та М становить 0,5 метра, а між М та N - 6 метрів. Використовується для вимірювання позірного опору в пристовбуровій зоні.

Бокове електричне зондування (БКЗ) - це геофізичний метод дослідження свердловин, який ґрунтується на вимірюванні позірного опору пластів набором однотипних зондів різної довжини. Цей метод використовується для отримання більш точної характеристики питомого опору порід, особливо в тих випадках, коли стандартні зонди не дають достатньо інформації.

Причини використання БКЗ:

Формування великої зони проникнення фільтрату бурового розчину: Фільтрат бурового розчину може значно впливати на результати вимірювання питомого опору порід, особливо в неконсолідованих або пористих породах. БКЗ дозволяє отримати дані про питомий опір порід за межами зони проникнення фільтрату.

Необхідність детального вивчення розрізу свердловини: БКЗ дозволяє отримати більш детальну інформацію про розріз свердловини, ніж стандартні зонди. Це може бути корисно для виділення тонких пластів, визначення їх літологічного складу та нафтогазоносності.

Комплекс зондів, що використовується в БКЗ:

У БКЗ зазвичай використовується набір однотипних зондів різної довжини, таких як:

A0.4M0.1N: Цей зонд має довжину 0,4 метра і радіус дослідження близько 0,1 метра.

A1.0M0.1N: Цей зонд має довжину 1 метр і радіус дослідження близько 0,2 метра.

A2.0M0.5N: Цей зонд має довжину 2 метри і радіус дослідження близько 0,5 метра.

A4.0M0.5N: Цей зонд має довжину 4 метри і радіус дослідження близько 1 метра.

A8.0M1.0N: Цей зонд має довжину 8 метрів і радіус дослідження близько 2 метрів.

Застосування зондів різної довжини дозволяє отримати дані про питомий опір порід на різних глибинах.

Переваги БКЗ:

Більш точна характеристика питомого опору порід: БКЗ дозволяє отримати більш точну інформацію про питомий опір порід, що може бути корисно для визначення їх літологічного складу, пористості, проникності та нафтогазоносності.

Детальне вивчення розрізу свердловини: БКЗ дозволяє отримати більш детальну інформацію про розріз свердловини, ніж стандартні зонди.

Можливість дослідження свердловин з великою зоною проникнення фільтрату бурового розчину: БКЗ може використовуватися для дослідження свердловин з великою зоною проникнення фільтрату бурового розчину, де стандартні зонди не дають достатньо інформації.

Важливо зазначити, що інтерпретація даних БКЗ є складним завданням, яке потребує знань геології, геофізики та досвіду роботи з каротажними даними.

БКЗ є одним з найефективніших методів геофізичних досліджень свердловин. Він використовується для вирішення широкого кола задач, пов'язаних з вивченням геологічного розрізу, літології, пористості, проникності та нафтогазоносності порід.

Сприятливими умовами для застосування методу є однорідність досліджуваних пластів та порід, співвідношення питомих опорів пласта та

бурового розчину не більше 500 – для пластів великої товщини та не більше 250 – для пластів малої товщини, товщиною пластів не менше трьох діаметрів свердловини. Результати досліджень за боковим електричним зондуванням використовують для визначення питомого електричного опору незабрудненої частини пласта та зони проникнення фільтрату бурового розчину, оцінки радіуса зони проникнення, пористості та нафтогазонасиченості [15].

Мікрокаротаж (МК) або мікрокаротажне зондування (МКЗ) - це геофізичний метод дослідження свердловин, який ґрунтується на детальному вивченні позірнього опору присвердловинної зони пласта за допомогою зондів дуже малої довжини (мікрозондів). Цей метод використовується для отримання детальної інформації про літологічний склад, пористість, проникність та нафтогазонасиченість порід в безпосередній близькості до стінки свердловини. Важливо зазначити, що мікрокаротаж є складним методом дослідження, який потребує спеціального обладнання та кваліфікованого персоналу.

Мікрокаротаж є одним з найефективніших методів дослідження присвердловинної зони. Він використовується для вирішення широкого кола задач, пов'язаних з вивченням літології, пористості, проникності та нафтогазонасиченості порід.

Метод резистивіметрії (РЕЗ) ґрунтується на вимірюванні питомого електричного опору (ПЕО) різних середовищ. У геофізиці свердловин він використовується для вирішення широкого кола задач, пов'язаних з дослідженням гірських порід, пластових вод та бурового розчину.

Важливо зазначити, що інтерпретація даних РЕЗ є складним завданням, яке потребує знань геології, геофізики та досвіду роботи з каротажними даними. Метод РЕЗ є одним з найефективніших методів геофізичних досліджень свердловин. Він використовується для вирішення широкого кола задач, пов'язаних з дослідженням гірських порід, пластових вод, бурового розчину, а також з контролем за станом свердловин.

Метод потенціалів самочинної поляризації (ПС) ґрунтується на вимірюванні природних електричних потенціалів, які виникають у гірських породах внаслідок електрохімічних процесів. Ці потенціали можуть дати цінну інформацію про літологічний склад, пористість, проникність, мінералізацію пластових вод та нафтогазонасиченість порід.

Важливо зазначити, що інтерпретація даних ПС є складним завданням, яке потребує знань геології, геофізики та досвіду роботи з каротажними даними. Метод ПС є одним з найефективніших методів дослідження свердловин, який використовується для вирішення широкого

кола задач, пов'язаних з вивченням геологічного розрізу, літології, пористості, проникності, мінералізації пластових вод та нафтогазоносності порід.

Боковий каротаж (БК) проводять з використанням трьох-, семи-, та дев'ятиелектродного зонда з автоматичним фокусуванням струму. На практиці частіше застосовують трьохелектродні зонди. За результатами вимірювань потенціалу ΔU між електродами та силою струму та через центральний електрод зонда визначають уявний опір ρ_n порід [16].

Боковий каротаж доцільно використовувати при бурінні на високомінералізованому буровому розчині з питомим опором до 0,1...0,5 Ом·м. За результатами досліджень за допомогою бокового каротажу здійснюють детальне розчленування розрізу за значеннями позірною опору порід, вивчення літології, пористості та проникності порід, визначення параметрів зони проникнення, фільтрату бурового розчину та характеру насичення пластів [16].

Боковий мікрокаротаж (БМК) проводять з використанням двох-, трьох- та чотирьохелектродних мікроустановок. Покази бокового мікрокаротажу менш спотворені впливом глинистої кірки та шаром бурового розчину, ніж при вимірюванні електричного опору звичайними мікрозондами. Результати досліджень використовують для уточнення границь та товщин пластів, визначення літології розрізів та виділення колекторів. Цей метод у комплексі з іншими геофізичними методами дає змогу оцінити пористість, глинистість та нафтогазонасиченість колекторів.

Дивергентний каротаж (ДК) - це геофізичний метод дослідження свердловин, який ґрунтується на вивченні електропровідності гірських порід. Цей метод відрізняється від традиційних методів каротажу опору тим, що він використовує регульований струм для дослідження радіальної дивергенції електричного поля в навколишньому середовищі.

Важливо зазначити, що інтерпретація даних ДК є складним завданням, яке потребує знань геології, геофізики та досвіду роботи з каротажними даними. Дивергентний каротаж є одним з перспективних методів геофізичних досліджень свердловин, який використовується для вирішення широкого кола задач, пов'язаних з вивченням геологічного розрізу, літології, пористості, проникності, стану обсадної колони, а також з виявленням колекторів та зон проникнення фільтрату бурового розчину.

Індукційний каротаж (ІК) – це геофізичний метод дослідження свердловин, який ґрунтується на вивченні вторинного електромагнітного поля, що виникає в гірських породах внаслідок впливу змінного електромагнітного поля, створеного джерелом свердловинного приладу.

Цей метод використовується для отримання інформації про електропровідність порід, що може бути корисно для визначення їх літології, пористості, проникності та нафтогазоносності.

Важливо зазначити, що інтерпретація даних ІК є складним завданням, яке потребує знань геології, геофізики та досвіду роботи з каротажними даними. Індукційний каротаж є одним з найефективніших методів геофізичних досліджень свердловин, який використовується для вирішення широкого кола задач, пов'язаних з вивченням геологічного розрізу, літології, пористості, проникності, нафтогазоносності, а також з контролем за станом обсадної колони.

Радіоактивні методи досліджень свердловин ґрунтуються на вивченні природної та штучно викликаної радіоактивності гірських порід. Ці методи дозволяють отримати цінну інформацію про літологічний склад, пористість, щільність, мінералізацію пластових вод, нафтогазоносність та інші характеристики порід. Класифікація радіоактивних методів:

Методи реєстрації природних радіоактивних випромінювань:

Гамма-каротаж (ГК)

Методи реєстрації вторинних випромінювань:

Нейтронний гамма-каротаж (НГК)

Нейтрон-нейтронний каротаж (ННК)

Гамма-гамма-каротаж (ГГК).

Важливо зазначити, що інтерпретація даних радіоактивних методів є складним завданням, яке потребує знань геології, геофізики та досвіду роботи з каротажними даними.

Радіоактивні методи є одним з найефективніших методів геофізичних досліджень свердловин, які використовуються для вирішення широкого кола задач, пов'язаних з вивченням геологічного розрізу, літології, пористості, щільності, мінералізації пластових вод, нафтогазоносності та інших характеристик порід.

При акустичному каротажі (АК) реєструється повне відображення сигналу, тобто його звукові образи: хвильові картини – запис повного сигналу спільно з погодинними відмітками та фазокореляційні діаграми – запис повного сигналу у вигляді фазових ліній сигналу, величина інтервального часу ΔT .

При акустичному каротажі застосовується трьохелементний зонд, який складається з приймача та двох розташованих на деякій відстані від нього випромінювачів. Відстань між випромінювачами називається базою зонда. Довжина зонда визначається відстанню між віддаленим випромінювачем та приймачем.

Геолого-технічні методи дослідження застосовуються під час буріння свердловин для отримання інформації про геологічну будову, фізичні властивості гірських порід, стан стовбура свердловини та інші параметри, що мають значення для успішного ведення бурових робіт.

До геолого-технічних методів дослідження належать:

Газовий каротаж: Цей метод ґрунтується на аналізі складу газів, що виділяються з керна або викидаються з бурового розчину під час буріння. Газовий каротаж дозволяє визначити літологічний склад порід, їх нафтогазоносність та інші характеристики.

Метод вибіркового електродів: Цей метод ґрунтується на вимірюванні опору гірських порід за допомогою електродів, які спускаються в свердловину на бурильній трубі. Метод вибіркового електродів дозволяє визначити літологічний склад порід, їх пористість та проникність.

Комплексні геофізичні дослідження (реєстрація параметрів буріння): Цей комплекс методів включає в себе реєстрацію та аналіз таких параметрів буріння, як швидкість буріння, тиск на вибої, крутний момент, вібрація та ін. Комплексні геофізичні дослідження дозволяють отримати інформацію про стан стовбура свердловини, а також про літологічний склад та фізичні властивості порід.

Окремо виділяють:

Детальний механічний каротаж: Цей метод ґрунтується на фіксуванні механічних параметрів буріння, таких як швидкість буріння, тиск на вибої, крутний момент, вібрація та ін. Детальний механічний каротаж використовується для контролю за станом стовбура свердловини та виявлення ускладнень під час буріння.

Фільтраційний каротаж: Цей метод ґрунтується на дослідженні процесу фільтрації бурового розчину в гірські породи. Фільтраційний каротаж дозволяє визначити пористість, проникність та водопроникність порід.

Метод тиску: Цей метод ґрунтується на вимірюванні тиску в різних точках свердловини. Метод тиску використовується для дослідження пластових тисків, виявлення зон тріщинуватості та інших цілей.

При бурінні нахилонаправлених та горизонтальних свердловин використовують спеціальні комплексні геофізичні автономні прилади (апаратурно-методичний комплекс "Горизонт"). Ці прилади забезпечують отримання наступних основних параметрів:

Потенціали самочинної поляризації (ПС): Цей параметр використовується для визначення літологічного складу порід та їх нафтогазоносності.

Інтенсивність природного гамма-випромінювання (ГК): Цей параметр використовується для визначення літологічного складу порід та їх щільності.

Нейтронне гамма-випромінювання (НГК): Цей параметр використовується для визначення пористості порід та їх нафтогазоносності.

Кут нахилу свердловини ($0\pm 0,1$ град.): Цей параметр використовується для контролю за траєкторією буріння свердловини.

Азимут нахилу свердловини ($0\pm 360^\circ$): Цей параметр використовується для контролю за траєкторією буріння свердловини.

Уявний електричний опір: Цей параметр використовується для визначення літологічного складу порід та їх пористості.

Інклінометрія (Інкл) використовується для вимірювання кута та магнітного азимута викривлення стовбура свердловини. Кут нахилу стовбура (зенітний кут) свердловини визначається між вертикаллю та фактичним напрямком осі стовбура свердловини. Магнітний азимут викривлення характеризується кутом у горизонтальній площині між напрямком на магнітний північ та напрямком горизонтальної проекції осі свердловини.

Кавернометрія використовується для визначення усередненого діаметра свердловини. Для вимірювань застосовують каверноміри, за допомогою яких записують криву зміни діаметра свердловини з глибиною (кавернограму).

Максимальна похибка вимірювання діаметра свердловин становить 10 мм при діапазоні вимірювань від 70 до 760 мм.

Профілометрія використовується для визначення діаметра свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах, що дає змогу оцінювати форму поперечного перерізу стовбура свердловини. Якщо діаметри свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах суттєво відрізняються, то це свідчить про наявність жолобних виробок або інших порушень форми стовбура свердловини.

Термометричний метод визначення цементного кільця базується на вивченні природних та штучних теплових полів у свердловинах.

У процесі тверднення тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини відбувається відновлення природного співвідношення між буровим та тампонажним розчином. Вплив на розподіл температури в зацементованій свердловині:

Природне теплове поле: Впливає на загальний температурний

профіль, обумовлюючи початкову температуру свердловини.

Тепло від цементного розчину: Виділяється внаслідок гідратації цементу, значно підвищуючи температуру протягом перших годин.

Час з початку цементування: Впливає на динаміку зміни температури, адже гідратація сповільнюється з часом.

Теплофізичні властивості порід: Визначають швидкість передачі тепла від цементного розчину до ґрунту. Максимальне тепловиділення:

Спостерігається через 6-9 годин після приготування портландцементного тампонажного розчину.

Зумовлене активною фазою гідратації цементу.

Після цього температура поступово знижується.

Інші фактори:

Тип цементу та його добавки.

Склад та геометрія свердловини.

Умови цементування (температура, тиск).

Важливо:

Розподіл температури впливає на міцність та стійкість цементного каменю. Точний контроль за температурним режимом цементування необхідний для забезпечення якості забетонованої свердловини. Аналіз результатів вимірювань температури в процесі тверднення тампонажного розчину дає змогу уточнити за характерним підвищенням температури глибину підйому тампонажного розчину в затрубному просторі.

Метод термометрії може використовуватись також та для діагностики міжпластових перетоків. Характерною ознакою їх можуть слугувати температурні аномалії по глибині свердловини порівняно з природнім розподілом температур.

Гамма-джерело приладу опромінює навколосвердловинний простір.

Свинцевий екран з прорізом обертається навколо індикатора приладу. Інтенсивність гамма-випромінювання, що фіксується за одне обертання, обернено пропорційна товщині цементного кільця.

Дозволяє точно визначити товщину цементного кільця. Може використовуватися для діагностики зон міжпластових перетоків.

Не руйнує конструкцію свердловини.

Застосування:

Контроль якості цементування свердловин.

Діагностика зон міжпластових перетоків.

Визначення місцезнаходження цементних пробок.

Може використовуватися лише для свердловин, обладнаних обсадною колоною.

Не дає інформації про міцність цементного каменю.

Гамма-каротаж - це метод дослідження свердловин, який використовує гамма-випромінювання для отримання інформації про геологічні властивості порід. У випадку діагностики зон міжпластових перетоків гамма-каротаж використовується для визначення зон гідродинамічного зв'язку між пластами та внутрішньою порожниною обсадної колони.

Переваги гамма-каротажу:

Дозволяє отримати інформацію про геологічні властивості порід.

Може використовуватися для діагностики зон міжпластових перетоків. Не руйнує конструкцію свердловини.

Не дає інформації про товщину цементного кільця.

Може використовуватися лише для свердловин, обладнаних обсадною колоною.

Радіоактивні методи контролю цементування свердловин та гамма-каротаж - це важливі інструменти для діагностики стану свердловин. Їх використання дозволяє отримати цінну інформацію про товщину цементного кільця, зони міжпластових перетоків та геологічні властивості порід.

Для реєстрації кривих розподілу інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання по периметру обсадної колони застосовують селективний гамма-дефектомір-товщиномір СГДТ-2, який характеризується підвищеними чутливістю та інтерпретаційними можливостями.

Основними недоліками гамма-гамма методу контролю якості цементування є обмеження у різниці між густинами тампонажного та бурового розчинів (більше 300–500 кг/м³) та температурою в свердловині (до 100–120°C).

Акустичний метод контролю цементування свердловин:

Цей метод ґрунтується на вимірюванні амплітуди та часу пробігу пружних коливань (повздовжніх хвиль), що заломлюються в цементному камені. Завдяки цьому акустичний метод надає комплексні дані про:

Глибину підйому тампонажного розчину: Визначається за часом проходження хвилі.

Розташування цементного розчину: Дозволяє чітко окреслити зони з наявністю або відсутністю цементу за обсадною колоною.

Якість зчеплення: Оцінюється за амплітудою сигналу, що відображає міцність контакту між цементом, колоною та породою.

Дефекти цементного каменю: Можна виявити тріщини, каверни та інші дефекти, які можуть негативно впливати на герметичність та стійкість

свердловини.

Переваги акустичного методу:

Інформативність: Надає широкий спектр даних про стан цементного кільця.

Точність: Забезпечує високу точність вимірювань.

Швидкість: Дозволяє швидко отримати результати.

Неінвазивність: Не потребує пошкодження конструкції свердловини.

Застосування:

Контроль якості цементування свердловин.

Діагностика проблем з цементним кільцем.

Обстеження свердловин під час експлуатації.

Важливо:

Акустичний метод є одним з найефективніших методів контролю цементування свердловин. Його застосування дозволяє гарантувати надійність та довговічність експлуатації свердловин.

Переваги: Додано чіткий перелік переваг акустичного методу.

Застосування: Розширено опис сфери застосування методу.

Висновок: Додано короткий висновок, який підкреслює важливість акустичного методу.

Ці зміни роблять текст більш чітким, лаконічним та інформативним. Він стає зрозумілим не лише для фахівців, але й для ширшого кола читачів.

У вітчизняній практиці використовують акустичні цементоміри: АКЦ-4 – для 146–219 мм обсадних колон (максимальна робоча температура 150°C, максимальний тиск 80 МПа); АКН-1 – для обсадних колон діаметром до 300 мм (максимальна робоча температура 120°C, максимальний тиск 60 МПа) [17].

Усі перелічені роботи виконуються з участю представника геологічної служби, який складає інформацію про технічний стан стовбуру свердловини.

Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах виконуються згідно галузевого стандарту України від 10.01.2000 р.

У залежності від завдань, що вирішуються ГДС, виділяються загальні, детальні та спеціальні дослідження у відкладах серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту:

– загальні виконуються скороченим (основним) комплексом ГДС по всьому стовбуру свердловини;

– детальні дослідження виконуються розширеним комплексом ГДС

(основним та додатковим) в перспективних на нафту та газ інтервалах;

– спеціальні дослідження виконуються в окремих пластах або цільових інтервалах за спеціальними технологіями.

Комплекс геофізичних досліджень передбачається на підставі "Типових обов'язкових комплексів геофізичних досліджень пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин, що буряться на нафту і газ" [18]. Обов'язковим комплексом передбачено проведення досліджень по всьому розрізу (масштаб 1:500) і в перспективному інтервалі (масштаб 1:200). Для Русланівської площі перспективним є інтервал, починаючи з покрівлі башкірських відкладів.

А. Дослідження всього розрізу в відкритому стовбурі свердловини (масштаб 1:500) включають:

1. Стандартний каротаж
2. Нахилометрія (НМ)
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК)
4. Акустичний каротаж (АК)
5. Боковий каротаж (БК)
6. Термометрія
7. Сейсмокаротаж (ВСП).

Крім цього, для вивчення технічного стану свердловини вздовж всього стовбура в масштабі 1:500 виконуються профілометрія (ДС) та інклінометрія (ІС). В обсаджених свердловинах для контролю цементажу виконується акустична цементометрія, а для контролю стану обсаджених колон - локатор муфт (ЛМ) [18].

Б. Детальні дослідження в перспективних інтервалах і в продуктивних горизонтах (масштаб 1:200) включають:

1. Геолого-технологічні дослідження (ГТД)
2. Акустичний каротаж (АК)
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК)
4. Мікрокаротаж (МК)
5. Боковий мікрокаротаж (БМК)
6. Бокове каротажне зондування (БКЗ)
7. Індукційний каротаж (ІК)
8. Боковий каротаж (БК)
9. Резистивіметрію
10. Випробування пластів за допомогою випробувачів на бурових трубах (ВПТ) і випробування приладами на каротажному кабелі (ПК)
11. Відбір vzірців порід боковим ґрунтоносом.

Для контролю за станом технічної колони після цементажу

необхідно виконати крім АКЦ заміри за допомогою свердловинного трубного профілеміра (ПТС), дефектоскопію (ДСІ). Заміри за допомогою ДСІ і ПТС крім цього необхідно проводити через кожні 50 спуско-підйомів. Радіоактивні джерела випромінюють гамма-випромінювання, яке проникає через стінки свердловини та породи. За допомогою спеціальних датчиків вимірюється інтенсивність гамма-випромінювання, що дозволяє визначити місцезнаходження перфораційних отворів в експлуатаційній колоні.

Геофізичні дослідження в інтервалах нафтогазоносних комплексів серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону, а також кори вивітрювання кристалічного фундаменту пошукових та розвідувальних свердловин, повинні проводитися протягом 5 діб після розкриття інтервалу, не перевищуючи 200 м. Ці дослідження дозволяють отримати цінну геологічну інформацію, що оптимізує буріння, розвідку та ймовірність успішного видобутку нафти та газу. Перекриття інтервалів при проведенні досліджень повинні складати не менше 50 метрів [19].

Для отримання якісних результатів геофізичних досліджень важливо дотримуватися рекомендованих швидкостей реєстрації діаграм:

Акустичний цементомірний контроль (АК): не більше 100 м/годину.

Радіоактивні методи (ГК, ГГК, НГК): до 500 м/годину.

Дотримання цих норм гарантує детальну та точну інформацію про геологічний розріз свердловини, що є ключовим фактором для прийняття обґрунтованих рішень щодо буріння, розвідки та видобутку нафти та газу. Геофізичні дослідження по інтервалах для свердловини наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Проектний комплекс геофізичних досліджень
свердловини № 2 Русланівської площі

№ № п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Мас- штаб запис у	Інтервали досліджень, м
1	2	3	4
1	Комплекс геофізичних досліджень для вирішення основних задач		
	Стандартний каротаж, інклінометрія з точками заміру через 25 м	1:500	0-210 1550-1860 2410-2560 210-760 1810-2190 2610-2760 710-1260 2150-2360 2710-2850 1210-1550 2310-2460
	Профілометрія	1:500	При проведенні ст. каротажу по всьому відкритому стовбуру
	БКЗ, БК, МБК, МК, ІК, АК, АКШ, ГК, НГК, ІННК, ГК-щ кавернометрія	1:200	В інтервалах стандартного каротажу з глибини 1550 м
	Термометрія перед спуском обсадних колон	1:500	Термометрія перед спуском колон 0-210, 0-1550, 0-2850
	Замір ІННК	1:500	Проводити вибірково в перспективному інтервалі перед спуском колони. з глибини 1350м
	АКЦ, ВЦК	1:500	0-210, 0-1550, 0-2850
	Сейсмокаротаж, термоградієнт	1:500	0-2850
	Газовий каротаж	1:500	з глибини 2190 м
	ГК, ГГК, НГК	1:500	0-1550, 1550-2850
2.	До та після перфорації ГК, локатор муфт, локатор перфораційних отворів з метою прив'язки інтервалів перфорації	1:500	2780-2795, 2760-2775, 2660-2675, 2375-2390, 2320-2335, 2245-2260.

3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень

Достовірну геологічну інформацію про літолого-фізичні властивості порід серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту, фізико-хімічну

характеристику пластових флюїдів необхідно одержати в результаті детального та комплексного вивчення керну, проб пластових флюїдів лабораторними методами досліджень.

Комплекс проектних лабораторних досліджень виконується згідно затверджених діючих нормативних документів, затверджених методичних рекомендацій та інструкцій, правових актів, в яких рекомендується необхідний об'єм, перелік, якість та повнота досліджень.

Комплекс лабораторних досліджень включає послідовні види робіт:

- а) визначення колекторських властивостей порід по керну;
- б) фізико-хімічний аналіз газу та конденсату;
- в) хімічний аналіз води та порід;
- г) палеонтологічний, петрографо-мінералогічний, люмінесцентно-бітумінологічний, петрофізичний аналіз кернавого матеріалу.

Зразки відібраного керну для лабораторних досліджень потрібно відбирати після детального та повного його опису на свердловині.

Не пізніше, ніж через 5-10 діб після підняття із свердловини, зразки відібраного керну направляються у відповідному маркуванні в лабораторію для дослідження.

У процесі буріння, а також в період досліджень аошукових свердловини відбираються проби газу, газового конденсату, нафти, пластової води.

У лабораторних умовах для газу визначаються:

1. Питома вага газу по повітрю.
2. Теплотворна здатність по хімічному складу.
3. Вміст органічних кислот.
4. Сумарний вміст вуглеводневих газів в об'ємних процентах, в тому числі: метану, етану, пропану, бутану, ізобутану, пентану, ізопентану, гексану.
5. Вміст неуглеводневих газів: азоту, сірководню, гелію, водню, двоокису вуглецю.

Для конденсату визначаються:

1. Колір.
2. Кінематична в'язкість при 20°C.
3. Питома вага.
4. Фракційний склад.

У відібраних пробах нафти визначаються:

1. Фракційний склад.
2. Фізико-хімічні характеристики.
3. Кінематична в'язкість.

4. Вміст смол.

5. Вміст парафіну.

У лабораторіях в повній мірі досліджуються глибинні проби води. Комплексне дослідження глибинних проб води дозволяє отримати вичерпну інформацію про її склад, властивості та придатність для різних цілей, таких як питне водопостачання, зрошення, промислове використання та рекреація.

Відомості по обсягах лабораторних досліджень керну та пластових флюїдів приводяться в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Проектні лабораторні дослідження керну та пластових флюїдів

№№ п/п	Найменування досліджень, аналізу	Одиниця виміру	Кількість зразків або проб
1.	Петрографо-мінералогічний	шт.	120
2.	Мікрофауністичний та споропильцевий	шт.	100
3.	Фізико-механічний	шт.	150
4.	Бітумінологічний	шт.	30
5.	Хім.аналіз порід	шт.	40
6.	Аналіз газу	проб.	20
7.	Аналіз конденсату	проб.	20
8.	Аналіз пластової води	проб.	10

При відсутності притоку пластових флюїдів виконується просліджування рівня в свердловині. Таке дослідження виконується протягом 72 годин.

При виявленні у свердловині незначного притоку газу або газоконденсату, дебіт його встановлюють за допомогою трубки Піто, або методом набору тиску в трубному та затрубному просторах.

3.10 Охорона надр та навколишнього середовища

Охоронні заходи до проведення пошукових робіт

1. Оформити відведення земельної ділянки під будівництво свердловин згідно існуючого законодавства та положень.

2. Зняти родючий шар ґрунту на всій площі відведеної ділянки на глибину 0,5 м та заскладувати його в місце передбачене схемою земельних робіт.

3. Для збереження родючого шару вибрати рівне або підвищене місце, на якому немає застою поверхневих вод та не виступають ґрунтові води.

4. З метою попередження повітряної та водної ерозії, заскладований родючий шар повинен бути засіяний багаторічними травами.

5. Розбивку площі під бурову потрібно провести так, щоб природний уклін місцевості забезпечував стік води в бік відстойного амбару.

6. Площадки під буровою, силовим та насосним блоками, блоком приготування розчину, під складом ПММ та хімреагентів, біля устя водної свердловини – бетонуються. Бетонні площадки оконтурюються лотками, які зв'язуються в єдину систему.

7. При будівництві бурової передбачається повторне використання стічних вод по схемі повторного водопостачання, що зменшить використання підземних вод питної якості на виробничі потреби.

8. Закритий блок-глушник з гідравлічним іскрогасником-колектором є ефективним та екологічно чистим рішенням для захисту навколишнього середовища від забруднення дизпаливом та шкідливими газами ДВЗ..

9. Встановити водомірне обладнання для обліку використаної питної води.

10. Провести якісне цементування обсадної колони артезіанської свердловини від устя до верхнього водоупору.

Охоронні заходи в процесі буріння та випробування свердловин

Для попередження забруднення водоносних горизонтів кайнозойського комплексу спуск кондуктора в пошукових свердловинах проводити до покрівлі верхньокрейдяних відкладів з цементуванням його від башмака до устя.

1. З метою попередження нафтових викидів удосконалювати систему противикидного обладнання.

2. Збір стічних вод, забруднених нафтопродуктами та хімреагентами проводити в шламових амбарах та відстійниках.

3. Рідкі хімреагенти повинні зберігатися в металевих резервуарах, а сухі – на спеціальній бетонній площадці під дахом.

4. Зберігання запасного розчину в залізобетонному резервуарі з протифільтраційним екраном є надійним, економним та екологічно безпечним рішенням.

5. Відпрацьований розчин та шлам зберігається в земляних амбарах, дно та стінки яких закріплені утрамбованою вологою глиною та

поліетиленовою плівкою. Будівництво передбачається по схемі "Г" (ДСТ 41-08, 0174).

Заходи з відновлення земельних ділянок після геологорозвідувальних робіт

Після завершення геологорозвідувальних робіт важливо вжити заходів для відновлення земельних ділянок та мінімізації їх впливу на довкілля. Ось кроки, які typically вживаються:

1. Ліквідація свердловин:

- Водна свердловина: ліквідується згідно з "Правилами ліквідаційного тампонажу свердловин різного призначення". Це включає заповнення свердловини тампонажним розчином, встановлення цементних пробок та інші заходи, необхідні для запобігання витоків підземних вод або забруднення ґрунту.

- Глибока пошукова свердловина: ліквідується згідно з "Інструкцією з ліквідації опорних, параметричних, пошукових, розвідувальних та інших свердловин". Цей процес більш складний і може включати додаткові заходи, такі як перфорація обсадних труб, заповнення свердловини бетоном та відновлення земної поверхні.

2. Демонтаж обладнання:

- Все бурове обладнання та залізобетонні конструкції, які більше не використовуються, повинні бути демонтовані та вивезені з ділянки. Це включає бурові вишки, труби, насоси, резервуари та інші компоненти.

3. Вивезення відходів:

- Сира нафта, залишки дизельного палива, мастильні матеріали та інші відходи, що утворилися в процесі геологорозвідувальних робіт, повинні бути вивезені з ділянки та утилізовані відповідно до екологічних норм.

4. Використання бурового розчину:

- Придатний буровий розчин, який не забруднений хімічними речовинами або нафтопродуктами, може бути вивезений з ділянки для використання на інших бурових роботах. Це економить ресурси та зменшує обсяг відходів.

5. Рекультивация земель:

- Звільнена від обладнання та відходів земельна ділянка повинна бути відновлена до стану, придатного для використання за її первинним призначенням. Це може включати:

- Технічну рекультивацию: вирівнювання ґрунту, засипання ям та траншей, відновлення родючості ґрунту.

- Біологічну рекультивацию: посів трав, посадка дерев та чагарників, відновлення екосистеми ділянки.

- Дотримуватися всіх екологічних норм та правил під час ліквідації свердловин, демонтажу обладнання, вивезення відходів та рекультивації земель.

- Провести ретельний моніторинг ділянки після завершення рекультиваційних робіт, щоб переконатися, що вона відновлена до належного стану.

- Задokumentувати всі етапи робіт з відновлення земельних ділянок, щоб продемонструвати відповідність екологічним вимогам.

Відновлення земельних ділянок після геологорозвідувальних робіт є важливою частиною відповідального природокористування. Дотримуючись вищезазначених заходів, можна мінімізувати негативний вплив на довкілля та повернути землю до її первинного стану.

Рекультивація земельних ділянок проводиться в такому порядку:

а) шламовий амбар та амбар для відстою води представляють собою котлован глибиною 2-3 м, обвалований навколо раніше викопаною землею. Обваловка висотою 1 м. Розміри амбарів $45 \times 30 = 0,135$ га та $14 \times 12 = 0,017$ га. В чотирьох протилежних кутах амбарів викопують траншеї глибиною 3 м, в які зливаються залишки глинистого розчину та технічної води, при цьому рівень рідини в траншеях та амбарах повинен бути нижче рівня землі на 1,5 м. Після відстоювання рідини та часткового вбирання її ґрунтом, проводять поступове засипання амбарів та траншей ґрунтом з обваловок.

Після засипання амбарів та траншей проводять загальне планування площадки:

б) ділянки під дизельним та насосним блоками, складом хімреагентів мають сильну деформацію ґрунту та забруднення.

Рекультивація земель після бурових робіт: покрокова інструкція

Цей опис стосується рекультивації земельних ділянок, які були забруднені внаслідок бурових робіт. Процес складається з декількох етапів:

1. Зняття забрудненого ґрунту:

- За допомогою бульдозера знімається металева основа бурової установки.

- Знімається забруднений шар ґрунту товщиною 0,15 м.

- Знятий ґрунт транспортується та засипається в шламовий амбар.

- Проводиться планування площадок, де буде проводитися подальша рекультивація.

2. Відновлення рельєфу:

- Загальне планування відведеної земельної ділянки здійснюється з

урахуванням збереження природного нахилу території.

- Це робиться для забезпечення природного стоку води та запобігання ґрунтової ерозії.

3. Нанесення родючого шару:

- Заскладований родючий шар ґрунту наноситься товщиною 0,5 м рівномірно по всій площі (2,3 га).

- Важливо, щоб товщина родючого шару була достатньою для забезпечення росту рослин та відновлення родючості ґрунту.

4. Підготовка ґрунту до посіву:

- Проводиться оранка ґрунту для його розпушення та покращення аерації.

- Боронування ґрунту вирівнює його поверхню та видаляє бур'яни.

- Збираються залишки металу та каміння, які можуть заважати росту рослин.

5. Біологічна рекультивація:

- Проводиться обробка ґрунту органічними та мінеральними добривами згідно з рекомендаціями агрономічної служби.

- Це робиться для відновлення родючості ґрунту та стимуляції росту рослин.

- Посів багаторічних трав, які допоможуть закріпити ґрунт та запобігти його ерозії.

- Догляд за посівами, який включає полив, прополювання та підживлення.

6. Відшкодування збитків:

- Виконавець бурових робіт відшкодовує основному землекористувачу (КСП, агрофірма) збитки, завдані буровими роботами.

- Розмір відшкодування визначається на основі довідки-розрахунку, складеної з урахуванням втрат родючості ґрунту, вартості рекультиваційних робіт та інших факторів.

- Дотримуватися всіх екологічних норм та правил під час проведення рекультиваційних робіт.

- Забезпечити якісне виконання всіх етапів рекультивації, щоб відновити ґрунт та зробити його придатним для використання за первинним призначенням.

- Провести моніторинг рекультивованої ділянки протягом декількох років, щоб переконатися, що вона успішно відновлена.

Ретельне виконання рекультиваційних заходів дозволить мінімізувати негативний вплив бурових робіт на довкілля та повернути земельну ділянку до її природного стану.

4 ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ РОБІТ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння

Визначальними економічними критеріями, які характеризують процес реалізації проекту пошуково-розвідувальних робіт на Русланівській площі, є показники фінансової ефективності. Вагомим з характеристик є чиста теперішня вартість проекту (накопичений дисконтований грошовий потік), під цим терміном розуміють різницю між сумою грошового чистого прибутку, амортизаційних відрахувань та необхідними капітальними вкладеннями проекту за визначений термін. Даний показник розраховується з врахуванням фактору часу, для цього визначається величина дисконту. Крім того визначають наступні показники, як кількість товарної продукції, термін їх окупності, величина капітальних вкладень, рентабельність продукції, чистий прибуток, відрахування до бюджету та податки.

Проектом передбачено буріння на Русланівській площі двох пошукових та двох розвідувальних свердловин. При здійсненні економічних розрахунків звертаємо увагу на вартість лише типової свердловини.

При здійсненні розрахунків всі економічні показники приведені до одного року, незважаючи на довгостроковість вказаного проекту. У данному випадку рік введення свердловин у експлуатацію– 2023 р. Першим роком прийнято рік початку видобутку продукції та реалізації, тобто рік отримання валового доходу.

Умовами всіх варіантів здійснення пошукових робіт на Русланівській площі передбачається, що свердловина отримає промисловий приплив нафти та газу, тому її вартість відносять до капітальних вкладень. Для розрахунку капітальних вкладень у промислове нафтове та газове облаштування, засобів для газонафтовидобутку та інші необхідні вкладення впроваджені нормативи, наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для проектування буріння на Русланівській площі

Показники	Одиниці виміру	Проектні дані
Родовище (площа)		Русланівська
Мета буріння		пошуки
Проектна глибина (горизонт)	м	2850 РЄ
Вид буріння		вертикальний
Спосіб буріння		роторний
Вид енергії		електроенергія або ДВЗ
Геологічні умови		ускладнені
Кількість сведловин	штук	4
Кількість об'єктів випробування	штук	6
Кількість об'єктів ВПТ	штук	6
Конструкція свердловини:		
напрямок	мм × м	540×30
кондуктор	мм × м	426×210
I технічна колона	мм × м	324×1550
експлуатаційна колона	мм × м	146×2850
Загальний обсяг буріння	м	11400
Очікуваний приріст ресурсів нафти	тис.т.	4698
Очікуваний приріст ресурсів газу	млн.м ³ .	1982

Таблиця 4.2 – Зведений кошторис на будівництво свердловини

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
1	Глава 1 Підготовчі роботи до будівництва свердловини Підготовка майданчика, будівництво підземного шляху, трубопроводів, ліній передач та ін	7300
2	Розробка трубопроводів, ліній передач та ін.	3776
	Всього по п. 1-2	11076,00
	Всього по главі 1	11076,00
3	Глава 2 Будівництво та розробка вишки, привишкових споруд, монтаж та демонтаж бурового обладнання свердловини Будівництво та монтаж	47958,67
4	Розробка та демонтаж	7342,67
	Всього по п. 3-4	55301,33
5	Роботи, не обліковані нормами зимового подорожчення	266,67
	Всього по главі 2	55568,00
6	Глава 3 Буріння та кріплення свердловини Буріння свердловини	10226666,67
7	Кріплення свердловини	5796333,333
	Всього по главі 3	16023000
8	Глава 4 Випробування свердловини на продуктивність Випробування свердловини ВП на бурильних трубах в процесі буріння	20088
9	Випробування свердловини ВП на каротажному кабелі в процесі буріння	1797,33
	Всього по п. 8-9	21885,33333
10	Випробування свердловини на продуктивність в експлуатації Перший об'єкт з бурового станка	3980,27
11	Послідуючі об'єкти з бурового станка	12314,73
	Всього по п 10-11	16295
	Вартість 1 доби випробувань: Перший об'єкт з бурового станка	1549,00
	Послідуючі об'єкти з бурового станка	5622,67
12	Кислотна обробка при випробуванні свердловини на продуктивність в експлуатаційній колоні Перший об'єкт з бурового станка	1590
13	Послідуючі об'єкти з бурового станка	8664
	Всього по п 12-13	10254
	Всього по п. 10-13	26549
14	Колонна головка ОКК1-350	1193666,67
	Всього по главі 4	1242101
15	Глава 5 Промислово-геофізичні роботи (5,8% від суми глав 3 та 4)	10013758,58

Закінчення табл. 4.2

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
16	Утримання партії геолого-технічного контролю при буріння свердловини	6061,11
	Всього по главі 5	10019819,69
17	Глава 6	
	Додаткові витрати при будівництві свердловин у зимовий час (1,6%)	19877,67
18	Експлуатац.котельні, 1 котел ПНК-2С на мазуті, розвідувальне буріння	7438,33
	Транспортування рідкого палива для котельні на 52км	1672,78
	Всього по главі 1-6	27380553,47
19	Глава 7	3340427,523
	Накладні витрати	
	Накладні витрати на суму 1-6 глав (12,2% від суми 1-6 глав)	
	Всього по главі 7	3340427,523
20	Глава 8	2457678,479
	Планові накопичення на суму прямих витрат по главам(8% від суми 1-7 глав)	
	Всього по главі 1-8	33178659,47
21	Глава 9	792969,9614
	Інші роботи та витрати	
	Виплати премій (2,39% від суми 1-8 глав)	
22	Однчасна допомога за вислугу років (0,01% від суми 1-8 глав)	3317,9
23	Польвий достаток (0,12% від суми 1-8 глав)	39814,39
	Всього по п. 21-23	836102,2
24	Лабораторні роботи (1,5% від суми 4-3 глав)	258976,52
25	Транспортування вахт	9536,666667
26	Свердловини на воду	3552,78
27	Оходона навколишнього середовища	2172
28	В т.ч біологічна рекультивация	193,6853933
29	Топографо-геодезичні роботи	165
30	Спорудження протирадіаційного укриття	1369,166667
31	Монтаж та укладка СКУБ-1	649,6666667
	Всього по главі 9	1112717,70
	Всього по главам 1-9	34291377,17
32	Глава 10	68582,75
	Авторський нагляд (0,2% від суми 1-9 глав)	
33	Глава 11	4623,3
	Проектні та вишукувальні роботи	
	Проектні роботи	
	Всього по главам 1-11	34364583,26
34	Резерв коштів на незаплановані роботи та витрати (5% від суми 1-11 глав)	1718229,163
35	Різниця в вартості амортизації імпортного цемент.агрегату АЦФ-7010 та вітчизняного ЦА-320-М2	2894,444444
	Всього по зведеному кошторисному розрахунку	36085706,86
35	ПДВ	12946840,25
36	Всього по зведеному кошторисному розрахунку з ПДВ	49032547,12

4.2 Оцінка ефективності проектного буріння

Таблиця 4.3 – Ефективність проектного буріння

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Величини показників
1	Кількість проектних свердловин	штук	4
2	Загальна проходка по свердловинах	м	11400
3	Середня комерційна швидкість	м/верст.-міс.	300
4	Тривалість циклу будівництва свердловин	рік	1,9
5	Капіталовкладення на будівництво свердловин, К	тис. грн	49032,55
6	Очікуваний приріст ресурсів нафти	тис.т.	4698
7	Приріст ресурсів нафти на 1 м проходки	тис.тон/м	412,11
8	Вартість підготовки 1 т. нафти	грн./т	10,44
9	Очікуваний приріст ресурсів газу	млн м ³	1982
10	Приріст ресурсів газу на 1 м проходки	млн.м ³ /м	0,17
11	Вартість підготовки 1 тис.м ³ газу	тис.грн./млн.м ³	24,74
Розрахунок терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин			
12	Фонд діючих свердловин, n	свердл.	4
13	Прогнозний середньодобовий дебіт свердловини, q _д	тис.м ³ /добу	240
14	Середньорічна кількість діб експлуатації, N	доба	330
15	Прогнозний річний видобуток газу, Q _р =q _д ·N·n	тис.м ³	316800
16	Комерційна ціна газу на момент оцінки, Ц	грн./т	39461,19
17	в тому числі: ПДВ	грн./т ³	7892,238
18	Собівартість видобутку 1000 м ³ газу на момент оцінки, С _в	грн./т ³	31461,19
19	Балансовий річний прибуток, P _б =(Ц-ПДВ-С _в)·Q _р	тис. грн.	34139001,6
20	Податок з прибутку, П _п =0,18P _б	тис. грн.	6145020,288
21	Чистий річний прибуток, P _ч =P _б -П _п	тис. грн.	27993981,31
22	Прогнозний середньодобовий дебіт свердловини, q _д	т/добу	55
	Середньорічна кількість діб експлуатації, N	доба	330
	Прогнозний річний видобуток нафти, Q _р =q _д ·N·n	т	72600
	Комерційна ціна нафти на момент оцінки, Ц	грн./т	15956,23
	в тому числі: ПДВ	грн./т ³	3191,246
	Собівартість видобутку тис.т. нафти на момент оцінки, С _в	грн./т ³	12256,23
	Балансовий річний прибуток, P _б =(Ц-ПДВ-С _в)·Q _р	тис. грн.	36935540,4
	Податок з прибутку, П _п =0,18P _б	тис. грн.	6648397,272
	Чистий річний прибуток, P _ч =P _б -П _п	тис. грн.	30287143,13
	Термін окупності капіталовкладень, T=K/P _ч	рік	1,52

При розрахунку терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин на Русланівській площі було припущено, що всі пошуково-розвідувальні свердловини та вони будуть використані в якості експлуатаційних на газові та нафтові об'єкти після виконання ними

завдань, тобто, фонд діючих експлуатаційних свердловин становитиме 4 одиниці. Враховуючи обрахунки родовище є економічно вигідним. Термін окупності капіталовкладень становить 1,52 роки.

ВИСНОВКИ

В адміністративному відношенні Русланівська площа знаходиться на території Харківського та СхідноРусланівського районів Харківської області.

У геологічному розрізі Русланівської площі ймовірно будуть присутні породи від протерозойської до кайнозойської ератем включно.

У тектонічному відношенні Русланівська площа розташована в північній бортовій частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах південного схилу Воронежського кристалічного масиву.

На основі проведеного аналізу найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні в межах Русланівської площі вважаються горизонти С-4, С-5в, С-5н (С-6) верхньосерпуховського під'ярусу, В-17 (В-18-19) верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також кора вивітрювання кристалічні породи фундаменту.

Кількісна оцінка ресурсів на Русланівській площі проведена по категорії С₃. Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ – 1982 млн. м³; початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ – 1763 млн. м³; початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ – 4698 тис.т, початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ – 1644 тис.т,

Основною метою пошукових робіт на Русланівській площі є виявлення наявності покладів вуглеводнів та визначення їх промислового значення.

У межах даної структури, враховуючи особливості геологічної будови, розмір структури та умови місцевості, передбачається проведення опощування на першому етапі двома пошуковими свердловинами, а на другому двома розвідувальними.

За типову свердловину для розрахунків було обрано свердловину № 2 проектною глибиною 2850 м, для якої проектом передбачено вибір об'єктів для випробування та дослідження, обгрунтовано комплекс геофізичних досліджень, запроектовано необхідні лабораторні дослідження та обгрунтовані інтервали відбору керну та шламу.

Отримані геолого-економічні показники та враховуючи розрахований термін окупності капіталовкладень на будівництво та облаштування всіх чотирьох свердловин на Русланівській площі свідчить про те, що проведення проектних робіт в межах площі є на сьогодні економічно вигідним.

Перелік використаних джерел

1. Фондові матеріали БУ "Укрбургаз".
2. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М., Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових та газових родовищ. – Київ: "Наукова думка", 2004. - 446 с.
3. Маєвський Б.Й., Євдощук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу: Підручник для студентів нафтогазових спеціальностей вищих закладів освіти. – Київ: "Наукова думка", 2002. - 403 с.
4. Лозинський О.Є., Маєвський Б.Й. Пошуки та розвідка нафтових та газових родовищ: Конспект лекцій. – Івано-Франківськ, 2001.-123с.
5. Науково-популярне видання. Державний комітет нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України, "Нафта та газ України", Київ, Наукова Думка, 1997. (стр. 46-53).
6. Індивідуальний робочий проект на Будівництво пошукової свердловини №1 Височанської площі., ВАТ "УкрНГП", м.Київ-2000р.
7. Journal of the Petrotech Society «Energy Independence with global co-operation: Challenges & Solutions» // Petrotech 2009. Commorate Issue. — 2008. — December
8. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення. ГСТУ 41-00032626-00-011-99. Комітет України з питань геології та використання надр. – К. 1999. – 17с.
9. Інструкція із застосування класифікації запасів ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геологоекономічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та їх запасів родовищ нафти і газу /ДКЗ України. – К. 1998. – 45с.
10. Інструкція по оформленню геологічних звітів на магнітних носіях. КНД-41-0032626-00-309-98. ДГП «Геоінформ», Київ, 1998 р. – 19 с.
11. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти та газу. ДКЗ України, Київ, 1999. – 67с.
12. Інструкція про порядок обліку нафтогазоперспективних об'єктів. ГСТУ 41-0002626-00-013-99. Комітет України з питань геології та використання надр. – К. – 1999 – 36с.
13. Методичні вказівки з економічного обґрунтування кондицій на мінеральну сировину(нафту та газ, тверді корисні копалини, підземні води). ДКЗ України. Київ. 2007р.
14. ГСТУ 41-00032626-00-024-2000), ГСТУ 41-44-2003 «Геолого-

технологічні дослідження нафтових і газових свердловин».

15. СОУ 73.1-41-04.04.20:2007 «Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Загальні вимоги та правила проведення»;

16. СОУ 1 1.2- 30019775-187:2011 «Геофізичні дослідження та роботи в газових та нафтових свердловинах. Порядок проведення»;

17. СОУ 09.1-30019775-129:2017 «Свердловини на нафту та газ. Перфорація експлуатаційних колон»;

18. СОУ 09.1-30019775-328-4:2020 Влаштування свердловини Частина 4. Геофізичні дослідження (каротаж) свердловини.