

**Міністерство освіти і науки України**  
**Національний університет Полтавська політехніка**  
**імені Юрія Кондратюка**

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології  
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр  
Спеціальність 103 Науки про Землю

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Гарант освітньої програми**  
**та геології**

**Завідувач кафедри буріння**

**Винников Ю.Л.**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**на тему Оцінка нафтогазоносності візейських відкладів Сарської ділянки Харківцівського родовища на основі аналізу літології**

**Пояснювальна записка**

**Керівник**

к.т.н, доцент Ягольник А.М.  
посада, наук. ступінь, ПІБ

\_\_\_\_\_

підпис, дата,

**Виконавець роботи**

Запара Р.С.  
студент, ПІБ

**група 601НЗ**

\_\_\_\_\_

підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

\_\_\_\_\_

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

\_\_\_\_\_

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

\_\_\_\_\_

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 4 розділом**

Дата захисту \_\_\_\_\_

**Полтава, 2025**

Національний університет Полтавська політехніка  
імені Юрія Кондратюка

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет, Інститут Навчально–науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо–кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 103 Науки про Землю

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Гарант освітньої програми**  
**геології**

**Лукін О.**

«    »                      20   року  
                     20   року

**Завідувач кафедри буріння та**

**Винников Ю.Л.**

«    »

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Запара Роман Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оцінка нафтогазоносності візейських відкладів Сарської ділянки Харківцівського родовища на основі аналізу літології

Керівник проекту (роботи)      к.т.н, доцент Ягольник А.М..                       
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від “09” 08 2024 року  
№818/ф,а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.01.25

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1.Науково–технічна література, періодичні видання. 2.Геологічні звіти. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, геолого–технічний наряд, сейсмо–геологічні профілі, геологічний розріз.

4. Зміст розрахунково–пояснювальної записки - аналіз геологічної будови району; аналіз літології та типу пасток продуктивних горизонтів; оцінка ресурсів (запасів) вуглеводнів родовища.

5. Перелік графічного матеріалу: структурна карта, геологічний розріз.

## 6. Консультанти розділів проекту (роботи)

| Розділ    | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата   |                  |
|-----------|---|----------------|------------------|
|           |   | завдання видав | завдання прийняв |
| Розділ 1. |   |                |                  |
| Розділ 2. |   |                |                  |
| Розділ 3. |   |                |                  |
| Розділ 4. |   |                |                  |
|           |   |                |                  |
|           |   |                |                  |

## 7. Дата видачі

завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Етапи підготовки  | Термін виконання    |
|-------|---|---------------------|
| 1     | Аналіз проблеми, формулювання мети і задач дослідження, оформлення переліку використаних джерел | 14.10.24 - 27.10.24 |
| 2     | Обґрунтування методики виконання досліджень   | 28.10.24- 10.11.24  |
| 3     | Проведення досліджень, аналіз результатів дослідження   | 11.11.24 - 30.11.24 |
| 4     | Висновки і рекомендації   | 01.12.24 - 15.12.24 |
| 5     | Оформлення та узгодження роботи   | 16.12.24 - 05.01.25 |
| 6     | Попередні захисти робіт   | 06.01.25– 17.01.25  |
| 7     | Захист роботи   | 20.01.25– 24.01.25  |

Студент \_\_\_\_\_ (Запара Р.С.)

( підпис )

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_ Ягольник АМ.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ

НАФТОГАЗОНОСНОСТІ САРСЬКОЇ ДІЛЯНКИ. МЕТА ТА  
ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1. Аналіз сучасного стану нафтогазоносності ділянки

1.2. Геолого-геофізична вивченість ділянки

1.3. Мета та задачі дослідження

1.4. Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДІЛЯНКИ

2.1 Стратиграфія ділянки

2.2 Тектонічна будова ділянки

2.3 Гідрогеологічна характеристика ділянки

2.4. Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. ПІДБІР КОМПЛЕКСУ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ  
ДОСЛІДЖЕНЬ В МЕЖАХ САРСЬКОЇ ДІЛЯНКИ

3.1. Система розташування свердловин

3.2. Обґрунтування типової конструкції свердловини

3.3 Відбір керна

3.4 Геофізичні і геохімічні дослідження

3.5. Висновки до розділу 3

## 4. ОЦІНКА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ САРСЬКОЇ ДІЛЯНКИ

4.1. Лабораторні дослідження

4.2. Випробування перспективних горизонтів

4.3. Загальна оцінка нафтогазоносності

4.4. Оцінка нафтогазоносності візейських відкладів Сарської ділянки

4.5. Висновки до розділу 4

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

## АНОТАЦІЯ

Нафтогазоносність Сарської ділянки приурочена до відкладів широкого стратиграфічного діапазону, що охоплює розрізи ярусів: касимовського верхнього карбону, московського і башкирського середнього карбону та верхньосерпуховського, верхньо- і нижньовізейського під'ярусів нижнього карбону.

Дипломний проект на тему «Оцінка нафтогазоносності візейських відкладів Сарської ділянки Харківцівського родовища на основі аналізу літології» складається із 3 частин: геологічної спеціальної економічної та охорони праці.

Дипломний проект складається чотирьох розділів:

В першому розділі ми проведемо аналіз сучасного стану нафтогазоносності Сарської ділянки. Та визначимо мету та задачі дослідження

.В другому розділі ми визначимося з геологічною будовою ділянки .

В третій частині ми визначимося з вибором комплексу геолого-геофізичних досліджень та визначимо оцінку нафтогазоносності.

В четвертій частині поводимо оцінка нафтогазоносності візейських відкладів Сарської ділянки.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ, ВУГЛЕВОДНІ, СЕРЕДНІЙ КАРБОН, НИЖНІЙ КАРБОН, ГЕОФІЗИЧНІ ТА ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ.

## ВСТУП

**Актуальність** досліджень на Сарській ділянці базується на підрахунку початкових запасів вуглеводнів на сусідніх продуктивних ділянках. Нафтогазоносність Сарської ділянки приурочена до відкладів широкого стратиграфічного діапазону, що охоплює розрізи ярусів: касимовського верхнього карбону, московського і башкирського середнього карбону та верхньосерпуховського, верхньо- і нижньовізейського під'ярусів нижнього карбону.

**Мета:** Оцінка нафтогазоносності візейських відкладів Сарської ділянки Харківцівського родовища на основі аналізу літології.

**Завдання:** дослідити геологічну будову та перспективи нафтогазоносності Сарської Ділянки та прилягаючих ділянок; виконати підрахунок початкових запасів вуглеводнів у відповідності до інструкції та згідно з геологічним завданням; оцінити якість і ефективність геологорозвідувальних робіт, а також геологопромислових досліджень під час видобутку вуглеводнів.

**Об'єкт:** Оцінка нафтогазоносності візейських відкладів Сарської ділянки Харківцівського родовища на основі аналізу літології.

**Предмет:** особливості підрахунку запасів по об'єкту за результатами обробки матеріалів пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння, випробування, сейсмічних, промислово-геофізичних, тематичних та дослідно-промислових робіт.

**Результати** роботи можуть бути використані у розвитку наукових основ комплексного вивчення порід-колекторів з метою підвищення ефективності використання вуглеводневих ресурсів надр.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ САРСЬКОЇ ДІЛЯНКИ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

## 1.1. Аналіз сучасного стану нафтогазоносності ділянки

Нафтогазоносність Сарської ділянки приурочена до відкладів широкого стратиграфічного діапазону, що охоплює розрізи ярусів: касимовського верхнього карбону, московського і башкирського середнього карбону та верхньосерпуховського, верхньо- і нижньовізейського під'ярусів нижнього карбону.

Хактеристику нафтогазоносності верхньовізейського та нижньовізейського під'ярусів:

Горизонт В-14 являється найвищим продуктивним горизонтом візейського поверху газонафтоносності. Літологічно горизонт представлений теригенними утвореннями з переважним розвитком одного-двох пластів пісковиків, що є типовим для даної частини північної прибортової зони. Сумарна товщина піщаних прошарків і пластів становить 2,8-21,2 м.

Горизонт В-15 представлений піщано-глинистим літофаціальним типом порід загальною товщиною 61-99 м. В літологічному відношенні горизонт представлений в верхній частині 5-6-метровим пластом пісковика, який простежується по всій площі, змінюючись лише за фільтраційно-ємкісними властивостями. Нижня частина горизонту складена одним-трьома пластами пісковиків товщиною від 6 до 20 м.

Горизонт В-16 представлений карбонатно-глинисто-піщаним літофаціальним типом утворень загальною товщиною 30-60 метрів. Піщані відмінності мають широкий площинний розвиток і розкриті свердловинами в різноманітних структурних умовах і, як породи-

колектори, простежуються по всій території родовища, за винятком північної і південно-східної його частини

Горизонт В-19 представлений піщано-глинистим літофаціальним типом порід загальною товщиною 55-75 м. Піщані утворення мають підпорядкований характер і в основному є ущільненими та заглинизованими. Як породи-колектори, пісковики розвинені в межах північної та південної частин родовища.

Горизонт В-21 представлений піщано-глинистим літофаціальним типом порід товщиною 9-21 м. Піщані породи товщиною 5-10 м розвинені в покрівлі та підшві горизонту і характеризуються мінливістю фільтраційно-ємкісних властивостей по площі розвитку. Як породи-колектори, пісковики розвинені лише в північній найбільш припіднятій динамічній частині структури родовища.

Горизонт В-22, що є базовим, візейського поверху нафтогазоносності розвинений в нижній частині розрізу верхньовізейського під'ярусу. За літологічним складом він представлений піщаними породами з підпорядкованими глинистими утвореннями загальною товщиною 39-75 м. Піщані породи горизонту по розрізу і площі розвинені досить рівномірно і представлені, в основному, у вигляді одного масивного пласта загальною товщиною від 8,8 до 51,8 м.

Горизонт В-23 стратиграфічно приурочений до підшовної частини верхньовізейського комплексу. За умовами розвитку відклади мікрофауністичного горизонту залягають на різновікових верствах нижньовізейських утворень з кутовим та стратиграфічним неузгодженням. В зв'язку з цим, відклади горизонту носять трансресивний характер залягання і представлені мінливим

літофаціальним типом порід – від глинистих, піщано-глинистих до глинисто-піщаних.

Горизонт, за даними ГДС, представлений глинисто-піщаними породами (св.№№ 5, 13), піщано-глинистими ущільненими (св.№№ 3, 12, 14, 18) та глинистими (св.№№ 17, 21).

Піщані породи-колектори, що встановлені лише свердловинами №№ 5, 13, пробуреними в північно-східному блоці структури, представлені чотирма прошарками товщиною від 0,7 до 3,5 м з загальною сумарною товщиною 25,2 м. В решті свердловин піщані породи представлені в вигляді окремих ущільнених прошарків або повністю заміщені глинистими породами. Загальна товщина горизонту сягає 20-45 м.

Таким чином, поклад горизонту В-23 за своїми особливостями розвитку піщаних порід простежується лише в одному блоці структури.

Горизонт В-24 стратиграфічно відноситься до нижньовізейських відкладів нижнього карбону і є найнижчим, з яким пов'язані поклади ВВ в візейському поверсі нафтогазоносності.

За літофаціальними ознаками відклади горизонту досить мінливі і належать до алевроліто-глинистих, піщано-глинистих типів розрізу. За даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС, поклад вуглеводнів приурочений до піщано-аргілітового розрізу, розвиненого в межах північно-східної частини родовища на ділянці свердловин №№ 5, 13 та 21. Проникливі породи-колектори горизонту носять шаруватий характер і представлені трьома прошарками алевролітів в свердловині № 13 – загальною товщиною 16,4 м і п'ятьма піщаними прошарками в свердловині № 21 загальною товщиною 23,6 м.

В решті свердловин №№ 3, 12, 14, 17, 18, що розкрили горизонт, розріз представлений глинистими, піщано-глинистими та алевроліто-глинистими утвореннями.

Загальна товщина горизонту коливається від 32 до 45 м.

Найбільш розвинена по площині піщана частина горизонту простежується, як колектор, в межах південного блоку – на ділянці свердловини № 17 та північного – в розрізі свердловин №№ 5, 13, 14, 18 і 19 (по керну). Значна збідненість піщаного матеріалу з шаруватістю розрізу спостерігається в склепінній частині підняття (ділянка свердловини № 3), в межах південного блоку на ділянці свердловини № 11 і на північному зануренні порід в свердловині № 12.

## **1.2. Геолого-геофізична вивченість площі**

На Сарській ділянці та інших прилягаючих ділянках виконано значний обсяг геолого-геофізичних досліджень. Всі вони до 1975 року мали широке регіональне призначення з метою геологічного вивчення північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. До цього року спеціальні дослідження по з'ясуванню геологічної будови локальних піднять були сконцентровані, в основному, на суміжних площах.

Роботи, що безпосередньо стосувалися вивчення району родовища, були розпочаті сейсморозвідкою (с.п.) 40/74 Східно-Української геологорозвідувальної геофізичної експедиції, за результатами яких по відбиваючих горизонтах  $V_{б2}$  ( $C_{2в}$ ) і  $V_{в2}$  ( $C_{1в2}$ ) в 1975 році була встановлена наявність на палеозойському структурному моноклінальному плані Сарської куполовидної складки.

Сейсмічними дослідженнями була деталізована геологічна будова Сарської ділянки по відбиваючих горизонтах мезозою, нижньої пермі та нижнього карбону палеозою.

Проведеними роботами було також підтверджено наявність суміжних локальних піднять: Високопольського, Білоусівського (Краснокутського), Панасівського та інших елементів північної прибортової зони ДДз.

Геоструктурне положення антиклінальної куполовидної складки на просторій протяжній моноклінальній зоні, що облягає Високопольський виступ, та розташування на південно-східному продовженні Охтирської смуги відкритих родовищ, дало підґрунтя для введення її в опошукування.

В основу складання геологічного проекту пошуково-розвідувального буріння на Сарській ділянці були покладені сейсмічні побудови с.п. 40/75. Згідно з проектом було передбачено буріння 8 свердловин з проектним горизонтом – візейський ярус нижнього карбону і проектними глибинами 4950 метрів.

В 1976 році на Сарській ділянці розпочато пошукове буріння свердловиною № 1, а в 1981 році з свердловин № 4 та № 8 отримано промислові припливи нафти з пласта М-2а московського ярусу та газу – з верхньосерпуховського горизонту С-5, відповідно.

Після встановлення промислової нафтоносності середньокам'яновугільних та газоносності верхньосерпуховських відкладів нижнього карбону подальші напрямки пошуково-розвідувальних робіт на родовищі були сконцентровані на довивченні відкритих покладів та пошуки нових в більш глибоких горизонтах.

Одночасно з бурінням свердловин в 1981-1982 роках було проведено перегляд попередніх польових сейсмічних досліджень

СУГРЕ, оскільки вони не в повній мірі відповідали даним буріння свердловин.

Бурінням пошукової свердловини № 5, розташованої, за новими сейсмічними побудовами, в межах північного найбільш припіднятого блоку структури, встановлена в 1983 році промислова газоносність верхньовізейського горизонту В-22.

Подальші роботи по дорозвідці трьох самостійних поверхів нафтогазоносності: середньокам'яновугільного, верхньосерпуховського та верхньовізейського супроводжувалися періодичним тематичним переглядом сейсмічних побудов в 1989-1991, 1996-1998 та 2003 роках.

На родовищі пробурено 20 пошуково-розвідувальних свердловин і одна знаходиться в консервації через відсутність бюджетного фінансування.

Завдяки комплексності пошуково-розвідувального буріння з сейсмічними дослідженнями, і не дивлячись на складність геологічної будови родовища, за контуром нафтогазоносності пробурена лише одна свердловина № 2.

В дослідно-промислову розробку родовище введено:

- по покладу нафтоносного горизонту М-2а московського поверху в 1984 році;
- по покладу газоносного горизонту В-22 верхньовізейського поверху в 1992 році;
- по покладу газоносного горизонту С-4-5 верхньосерпуховського поверху в 1995 році;
- по покладу нафтоносного горизонту М-2 (пласти М-2а) московського поверху в 2000 році.
- по покладу нафтогазоносного горизонту М-4 московського поверху в 2003 році;

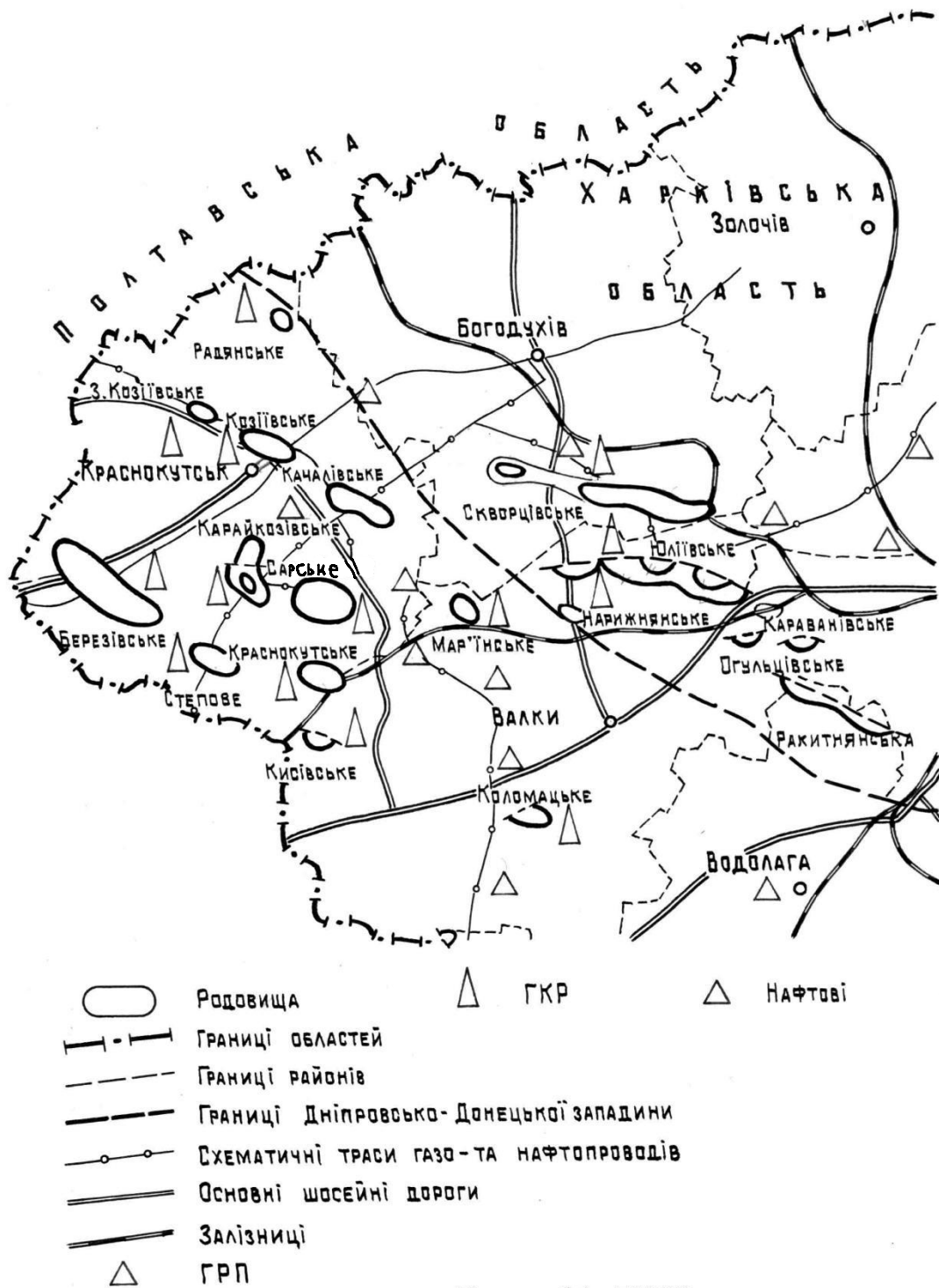


Рисунок 1.1. -

### 1.3. Мета та задачі дослідження

Бурінням пошукової свердловини № 13 фактично був вичерпаний ліміт пошукових свердловин, передбачений геологічним проектом і додатком № 1 рішення Колегії Мінгео УРСР 1976 року, однак поставлені задачі щодо виявлення наявності покладів і їх вивчення, через складність будови родовища, були вирішені лише частково. Для отримання повної інформації про нафтогазоносність Сахалінського родовища було складено доповнення до геологічного проекту на пошуково-розвідувальне буріння чотирьох свердловин: №№ 7, 10, 11, 12, яке було затверджено 27 вересня 1982 року заст. Міністра геології УРСР В.І. Стюпкіним.

Першочерговою, згідно з доповненням, була пробурена розвідувальна свердловина № 10, проектною глибиною 3750 м, в склепінній частині підняття з метою розвідки нафтових і газових покладів в відкладах середнього карбону (рис.3.11). Свердловиною при досягненні глибини 3803 м розкриті нафтоносні пласти К-6, М-1, М-2а, М-2б, при випробуванні яких отримані промислові припливи нафти. Свердловина передана в ДПР.

Пошукова свердловина № 7, проектною глибиною 5600 м, закладена в східній присклепінній частині структури з метою оконтурення виявлених покладів в серпуховських відкладах і оцінки нафтогазоносності візейської товщі нижнього карбону в межах південно-східної частини родовища (рис.3.12).

В процесі буріння відбувся прихват бурильної колони. Бурильний інструмент звільнили тільки до глибини 4895 м, тому було прийнято рішення припинити подальше поглиблення свердловини, спустити експлуатаційну колону на глибину 4841 м і

провести випробування продуктивних пластів серпуховського ярусу нижнього карбону.

В результаті буріння і випробування свердловини було виконано лише завдання по визначенню площі промислової газоносності продуктивних горизонтів верхньосерпуховського комплексу. Вияснення наявності покладів ВВ в візейських відкладах в межах південної приштокої частини структури із-за технічних причин лишилось не вирішеним.

Пошукова свердловина № 11, проектною глибиною 5600 м, пробурена на південно-західному крилі структури з метою оконтурення виявлених покладів в верхньосерпуховських відкладах та визначення наявності покладів в верхньовізейських (рис.3.13).

При досягненні глибини 5510 м свердловина розкрила проектний розріз і встановила наявність на глибині 4440 м скидового порушення по випадінню із розрізу нижньої частини башкирських і верхньої продуктивної частини верхньосерпуховських відкладів.

За даними ГДС розріз верхньовізейських відкладів та нижньої частини верхньосерпуховських виявився досить заглинизованим з розвитком підпорядкованих ущільнених газонасичених пісковиків з пониженими ФЄВ. При випробуванні горизонтів В-22, В-16 отримано слабкі припливи газу, а із горизонту С-7 – промисловий приплив нафти.

Для оцінки промислової газонафтоносності візейських відкладів в північно-східному блоці св.№№ 5, 13, була пробурена пошукова свердловина № 12 проектною глибиною 5600 м на 1430 м північно-західніше свердловини № 13 (рис.3.14). При досягненні глибини 5510 м свердловина розкрила сіль девонського віку і при вибої 5525 м зупинена поглибленням.

За даними сейсмічних побудов свердловина розкрила продуктивний на родовищі розріз в окремому зануреному північному блоці.

Покладів нафти і газу в розрізі за даними оперативної обробки ГДС не було визначено.

Таким чином, пошуково-розвідувальними роботами, згідно з геологічним проектом і доповненнями до нього, доведена промислова продуктивність відкладів московського, серпуховського та візейського ярусів. Основними базовими горизонтами за даними пошуково-розвідувальних робіт визначено горизонти М-1, М-2, С-4, С-5 та В-22, з якими пов'язувалися подальші перспективи на родовищі.

#### **1.4. Висновки до розділу 1**

Нафтогазоносність Сарської ділянки приурочена до відкладів широкого стратиграфічного діапазону, що охоплює розрізи ярусів: касимовського верхнього карбону, московського і башкирського середнього карбону та верхньосерпуховського, верхньо- і нижньовізейського під'ярусів нижнього карбону.

На Сарській ділянці та інших прилягаючих ділянках виконано значний обсяг геолого-геофізичних досліджень. Всі вони до 1975 року мали широке регіональне призначення з метою геологічного вивчення північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Основними базовими горизонтами за даними пошуково-розвідувальних робіт визначено горизонти М-1, М-2, С-4, С-5 та В-22, з якими пов'язувалися подальші перспективи на родовищі.

## РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДІЛЯНКИ

### 2.1 Стратиграфія ділянки

Сарська ділянка в загальній геологічній структурі регіону приурочена до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, у смузі облягання Високопольського виступу фундаменту Воронежського кристалічного масиву, що мисоподібно заходить в її межі.

В геологічній будові осадового комплексу відкладів Сарської ділянки приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем з загальною товщиною 7200-8000 метрів.

#### Палеозойська ератема (PZ)

##### Девонська система (D)

В межах Сарської ділянки до девонських відносять хемогенні відклади соляного штоку, який прорвав теригенні відклади нижнього карбону. Девонські відклади розкриті свердловинами №№ 3, 4, 8, 12, 18, 21, в керні вони представлені кам'яною сіллю та глинисто-карбонатною брекчією (св.№№ 4, 12). Розкрита товщина 15-77 м.

##### Кам'яновугільна система (C)

Відклади кам'яновугільної системи мають широке розповсюдження на даній території і представлені нижнім, середнім та верхнім відділами.

##### Нижній відділ (C<sub>1</sub>)

##### Турнейський ярус (C<sub>1t</sub>)

Відклади турнейського ярусу розкриті свердловинами №№ 3, 12, 18 і представлені вапняками та алевролітами. Керном

охарактеризовані тільки вапняки мілководні, сірі, дрібнозернисті, піщанисті з конкреціями піриту, рідкими уламками остракод, уривками трубчастих водоростей та мало- чисельним комплексом форамініфер.

Розкрита товщина турнейських відкладів становить 30-70 м.

#### Візейський ярус (C<sub>1v</sub>)

В відкладах візейського ярусу виділяються нижньо- та верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейський під'ярус (C<sub>1v1</sub>). Відклади даного під'яруса складені аргілітами, які перешаровуються з вапняками та прошарками алевролітів, літологічні відмінності згруповані у літологічні пачки В-24, В-25, В-26. Товщина вапняків збільшується у верхній частині розрізу. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, вапнисті, щільні. Вапняки глибоководної фації темно-сірого до чорного кольору, тонкозернисті, глинисті, піритизовані.

Розкрита товщина відкладів нижньовізейського під'ярусу становить від 20 м до 125 м.

Верхньовізейський під'ярус (C<sub>1v2</sub>) представлений XIIa, XII, XI, X мікрофауністичними горизонтами та розкритий свердловинами №№ 3, 5, 7, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 33; свердловини №№ 3, 18, 21 підікли порушення.

Розкрита товщина верхньовізейського під'ярусу складає 223-628 м.

#### Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>)

Серпуховський ярус представлений нижньо- та верхньосерпуховськими під'ярусами.

Нижньосерпуховський під'ярус (C<sub>1s1</sub>), IX мікрофауністичний горизонт, розкритий свердловинами №№ 1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 33. Найбільш повний розріз розкрили

свердловини №№ 7, 9, 11, 12, 15, 16, 17, 21. Свердловини №№ 11, 12, 13, 14, 19 підікли тектонічні порушення, по яких частина відкладів нижньосерпуховського під'ярусу випала. Відклади нижньосерпуховського під'ярусу зі стратиграфічною незгідністю залягають на утвореннях верхньовізейського під'ярусу. Верхня частина нижньосерпуховських відкладів в св.№ 8 незгідно залягає на розмитій поверхні девону. Нижня границя проводиться в підшві глинистої пачки, що простежується на сусідніх площах. Під'ярус складений аргілітами та алевролітами з підпорядкованими прошарками пісковиків та рідкими прошарками вапняків, які об'єднуються в літологічні пачки С-16-С-23. Пісковики від світло-до темно-сірих з буруватим відтінком, дрібнозернисті, алевритисті, проверстками середньозернисті, неясно-шаруваті. Алевроліти сірі, темно-сірі, неодноріднозернисті, слюдисто-польовошпатово-кварцові з гідрослюдистим цементом, відносяться до озерно-болотних та заливно-лагунних фацій, часто піритизовані по нашаруванню, зустрічаються рідкі стягнення крупнозернистого залізного карбонату. Аргіліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, вапнисті, гідрослюдистого складу з домішками каолініту.

Товщина відкладів нижньосерпуховського під'ярусу 72-381 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (С<sub>1s2</sub>) представлений VIII та VII-V мікрофауністичними горизонтами. VIII мікрофауністичний горизонт розкритий в повному обсязі свердловинами №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 33, 72, 80, 113, 114. Літологічно горизонт представлений перешаруванням в нижній частині аргілітів та алевролітів з прошарками пісковиків, інколи вапняків. Вверх по розрізу кількість та товщина карбонатних прошарків збільшується. Піщані прошарки входять до складу літологічних пачок С-6-С-9. VII-V мікрофауністичні горизонти

розкриті всіма свердловинами, які розкрили серпуховські відклади, крім свердловин №№ 18, 33, де вони випадають по порушенню. Найбільш повний розріз пройдений свердловинами №№ 1, 2, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 33, 80, 72, 113, 114. В свердловинах №№ 4, 5, 11, 33 відклади верхньосерпуховського під'ярусу присутні не в повному обсязі, частина розрізу випадає по порушенню. Горизонти представлені чергуванням аргілітів, пісковиків та вапняків, інколи алевролітів, які об'єднуються у літологічні пачки С-2-С-5. Пісковики в керні підняті з пластів С-3, С-4 та С-5. Пісковики С-5 мілководноморські світло-сірі з кремовим відтінком, дрібнозернисті з ледве помітною пологонахиленою шаруватістю, кварцового, близького до олігоміктового, складу з характерним оолітовим карбонатним цементом. До пісковиків пласта С-5 приурочений промисловий газоконденсатний поклад. Пісковики С-4 від світло- до темно-сірих різнозернисті від дрібно- до крупнозернистих поліміктового складу з полімінеральним цементом (каоліновим, карбонатним, гідрослюдистим), рідше кварцовим регенераційним. Пісковики різного ступеня зцементованості, з рідкими включеннями вуглефікованої органіки. До пісковиків пласта С-4 приурочені нафтовий та газоконденсатний поклади. В пачці С-3 відмічений прошарок пісковиків різнозернистих до гравійних з забарвленням від світло- до темно-сірого, олігоміктового складу, з базальним карбонатним цементом з дрібними оолітами. Алевроліти С-2-С-5 сірі, темно-сірі неодноріднозернисті, з горизонтально-хвилястою та лінзовидною шаруватістю, слюдисто-польовошпатово-кварцові з гідрослюдистим цементом, з дрібними карбонатними стягненнями. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонковідмучені, з плитчастою окремістю, каолініт – гідрослюдистого складу, збагачені вуглефікованим рослинним

детритом з частими відбитками фауни, інколи з дзеркалами сковзання. Вапняки сірі з буруватим відтінком і темно-сірі, мікро- та криптозернисті, місцями глинисті з домішкою теригенного матеріалу (до 5-7%),

Розкрита товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу становить 25-378 м.

### Середній відділ (C<sub>2</sub>)

Середньокам'яновугільні відклади представлені башкирським та московським ярусами.

### Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>)

Башкирський ярус залягає зі стратиграфічною незгідністю на підстилаючих утвореннях верхньосерпуховського під'ярусу, розкритий всіма свердловинами в обсязі світ C<sub>1</sub><sup>5</sup>, C<sub>2</sub><sup>1</sup>, C<sub>2</sub><sup>2</sup>, C<sub>2</sub><sup>3</sup>, C<sub>2</sub><sup>4</sup> за виключенням св.№№ 1, 2, 7, 20, 21, 33, 57, де частина башкирських відкладів випадає по порушенню. Світа C<sub>1</sub><sup>5</sup>. Нижня границя світи приурочена до поверхні незгідності і проводиться в підшві літологічної пачки Б-12-Б-13. Світа складена карбонатно-глинистими породами з прошарками пісковиків та алевролітів. Нижня частина розрізу представлена чергуванням вапняків, аргілітів з підпорядкованими прошарками алеврито-піщаних порід, які входять до складу літологічних пачок Б-12-Б-13. Верхня частина світи складена переважно алевролітами, пісковиками з рідкими прошарками аргілітів та вапняків, які об'єднуються у літологічну пачку Б-11. Алеврито-піщані породи за своїми літофаціальними особливостями однотипні. Пісковики мілководні, прибережно-морського та заливного типу, сірі, бурувато-сірі, дрібнозернисті, середньо-дрібнозернисті, прошарками алевритисті. Склад їх поліміктовий, інколи мезоміктовий, текстури однорідні, шаруваті, паралельношаруваті. Цемент – каолінит-гідрослюдистий або

карбонатний, більшою частиною змішано-глинисто-карбонатний з перевагою одного з компонентів. Тип цементу базально-поровий, контактово-поровий. Алевроліти сірі та темно-сірі, неоднорідно-зернисті, піщанисті, поліміктового складу. Текстури шаруваті та безладні. Цемент карбонатно-глинистий або глинистий з перевагою гідрослюди. У прошарках заливно-лагунного типу та фацій заболочених прибережно-морських рівнин є детрит та фрагменти вуглефікованих рослинних решток. Аргіліти заливні, мілководні, темно-сірі, інколи алевритисті, каолінит – гідрослюдиного складу з незначною домішкою (3-5%) хлориту або карбонатизовані з тонким вуглистим детритом і піритом. Вапняки мілководні світло- і темно-сірі, нерівномірно розкристалізовані, мікрозернисті, мікрокриптозернисті і нерідко тріщинуваті. Світа С<sub>2</sub><sup>1</sup> повністю розкрита всіма свердловинами, окрім св.№№ 3, 33, де відклади випадають по порушенню. Розріз характеризується ритмічним чергуванням теригенних порід (алевролітів, аргілітів, рідких малопотужних прошарків пісковиків) з пластами вапняків, які чітко виражені та прослідковуються в межах площі. В розрізі виділена літологічна пачка Б-10, керном підтверджені алевроліти, аргіліти, вапняки по свердловинах №№ 1, 4, 5, 9, 14, 15, 18. Алевроліти темно-сірі, сірі, дрібнозернисті, тонкошаруваті, по нашаруванню слюдисті. Склад їх слюдисто-кварцовий, слюдисто-польовошпатово-кварцовий, цемент глинисто-карбонатний, контактово-порового або базально-порового типу. Аргіліти темно-сірі, однорідні та прихованокристалічні, гідрослюдиного складу. Окремі прошарки слабоалевритисті (2-3%), алевритова домішка представлена кварцом, часто характерна значна карбонатизація, присутні органічні рештки. Вапняки світи мілководні, утворені в зонах, віддалених від берегової лінії. В нижній частині вони темно-сірі, криптозернисті, глинисті.

У верхній частині світи вапняки часто тріщинуваті, мають мікростилолітові шви, криптозернисті, згусткові, мікрозернисті, прошарками глинисті, з теригенною домішкою (2-5%). Світа  $C_2^2$ . Літологічно розріз складений чергуванням теригенних порід з прошарками вапняків, кількість яких збільшується в нижній частині. Алеврито-піщані відмінності згруповані в літологічні пачки Б-9, Б-8. Пісковики літологічної пачки Б-9 прибережно-морські, сірі, неясношаруваті або однорідного складу, дрібнозернисті, мезоміктові, з полімінеральним цементом, контактово-порового та порового типів. Для пласта Б-8 характерні пісковики прибережно-морських та фацій підводних виносів. Вони мають сіре, бурувато-сіре забарвлення, дрібно-, крупнозернисті, інколи з домішками гравію, шаруваті. На площинах нашарування вуглистий детрит, слюда. Склад пісковиків поліміктовий (кварцу – 45-50%). Цемент складний з нерівномірним розподіленням компонентів, часто з переважанням карбонату або глинистий, каолінит гідрослюдилий. Алевроліти прибережно-морського та заливного типів, сірі, темно-сірі, бурувато-сірі або з слабким зеленуватим відтінком, інколи з прошарками аргілітів темно-сірих, крупнозернистих, піщанистих, дрібнозернистих. Текстури однорідні, неясношаруваті або з чіткою горизонтально-хвилястою, полого-хвилястою, лінзовидною шаруватістю. Склад алевролітів мезоміктовий, поліміктовий. Цемент полімінеральний з перевагою глинистої речовини, контактово-поровий, місцями регенераційний, інколи крустифікаційний. Прощарки дрібнозернистих відмінностей морського типу з карбонатним базально-поровим цементом. Аргіліти сірі і темно-сірі, прихованошаруваті з однорідною текстурою, часто з тонкими (до 1 мм) прошарками алевритового матеріалу, розсіяним вуглистим детритом. Вапняки сірі, темно-сірі, мікрозернисті, місцями глинисті.

Світа С<sub>2</sub><sup>3</sup>, як і підстилаюча, розкрита більшістю свердловин в повному обсязі. В літологічному відношенні світа характеризується більшою піщанистістю. Складена вона пачками (10-40 м) пісковиків та алеврито-глинистих порід, які чергуються з тонкими рідкими прошарками вапняків та доломітів. Теригенні породи об'єднуються у літологічні пачки Б-7, Б-6, Б-5, Б-4, Б-3. Пласт Б-6-7 в св.№№ 2, 3 відсутній частково, а у св.№ 19 – повністю. Найбільш витриманий пласт Б-5, який за даними ГДС, газоносний у св.№ 3, 4 та 6. Пісковики пласта Б-5 алювіальні, сірі, світло-сірі, різнозернисті, дрібнозернисті, дрібно-середньозернисті, інколи алевритисті, з однорідною або пологонахиленою текстурою, з прошарками вугілля до 3 мм та крупними відбитками вуглефікованих рослинних решток. Склад пісковиків поліміктовий (кварц 40-45%). Цемент (від 8-10 до 20%) полімінеральний з перевагою каолініту або карбонату. Пісковики пласта Б-4 заливного типу, сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті з прошарками алевритистих відмінностей, поліміктового складу. Цемент полімінеральний, контактово-порового типу, карбонатно-глинистий, місцями регенераційний кварцовий. Алевроліти сірі, світло-сірі, неодноріднозернисті і крупнозернисті, місцями піщанисті. Склад їх поліміктовий, інколи мезоміктовий. Цемент, в основному, глинистий, інколи полімінеральний.

Аргіліти темно-сірі, інколи з зеленуватим відтінком, з гідрослюдиною основною масою з домішкою каолініту та хлориту, зустрічаються алевритисті прошарки (5-12%) з багаточисельним вуглистим детритом. Вапняки мілководні, зони наближеної до берегової лінії, крипто-дрібнозернисті, місцями глинисті з теригенною. В св.№ 5 розкритий прошарок доломіту світло-сірого, тонкозернистого, без органічних решток, тріщинуватого, тріщинки

виповнені кварцем. Світа  $C_2^4$  представлена в підшві глинистою пачкою з 2-3 прошарками вапняків, далі – чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, літологічні відмінності об'єднані в літологічні пачки Б-2-Б-1. Пісковики прибережно-морські, заливні, сірого та темно-сірого кольору, дрібнозернисті з прошарками різнозернистих і алевритистих відмінностей, з пологонахиленою, різнонаправленою переривчастою шаруватістю, яка підкреслюється слюдисто-вуглистим матеріалом. Склад їх поліміктовий та мезоміктовий, цемент контактово-порового типу, глинистий (каолінит – гідрослюдистий) з домішкою хлориту.

Алевроліти сірі, темно-сірі, неодноріднозернисті, шаруваті, мезоміктові з глинистим цементом. Аргіліти морські, темно-сірі, тонковідмучені, сильнокарбонатизовані, з рідким вуглистим детритом з каолінит-гідрослюдиною основною масою.

Розкрита товщина відкладів до 642 м.

#### Московський ярус ( $C_{2m}$ )

Московські відклади залягають на розмитій поверхні башкирського ярусу, представлені світами  $C_2^5$ ,  $C_2^6$ ,  $C_2^7$ ,  $C_3^1$ . Вони розкриті свердловинами: №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 33, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 70, 71, 72, 75, 80, 82, 113, 114. Свердловини №№ 3, 4, 9, 14, 15, 21, 33, 50, 57, 114 розкрили порушення. Нижня границя проведена по підшві піщаної пачки М-7. Відклади ярусу представлені чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів з прошарками вапняків, які входять у літологічні пачки М-7-М-1. Світа  $C_2^5$ . Представлена пісковиками, алевролітами, аргілітами. До її складу входить літологічна пачка М-7-6. Світа  $C_2^6$ . Відклади представлені пісковиками, аргілітами, рідше алевролітами. Всі відмінності згруповані у літопачки М-5-4. Розріз світи  $C_2^7$ .

складений чергуванням пісковиків, аргілітів, алевролітів, вапняків, об'єднаних у літопачки М-3-М-2.

Світа С<sub>3</sub><sup>1</sup>. Нижня її частина представлена аргілітами, алевролітами, пісковиками. Пісковики світло-сірі, сірі, бурувато-сірі, різнозернисті однорідні і шаруваті, мезоміктові і поліміктові з полімінеральним та глинистим цементом, відносяться до осадків прибережно-морського, заливного походження, а в межах літопачок М-4 та М-5, а також в М-2 по свердловині № 6 - пісковики алювіальні і підводних виносів річок, сірі, бурувато-сірі, різнозернисті до гравійних. Текстури неоднорідні, нечітко-шаруваті, лінзовидно-шаруваті з лусочками слюди та вуглистим детритом по нашаруванню. Пісковики нерідко утворюють пласти товщиною від 15 до 40 м. До пластів пісковиків М-1, М-2а та М-4а приурочені газонафтові поклади.

Алевроліти прибережно-морські, заливні, сірі і темно-сірі, інколи з зеленуватим відтінком, неодноріднозернисті, глинисті, місцями піщанисті, неясношаруваті, з чіткою горизонтально-хвилястою та лінзовидною шаруватістю, слюдисто-польовошпатово-кварцові, з глинистим цементом, з карбонатними стягненнями та вуглефікованим рослинним детритом. В літологічних пачках М-4-М-3 зустрічаються алевроліти зі сплутано-волокнистою структурою та шаруватістю, насичені вуглефікованою рослинною органікою, частково піритизованою, яка відноситься до озерно-болотної фації. Аргіліти темно-сірі, інколи з зеленуватим відтінком, алевритисті і тонковідмучені, горизонтально- та лінзовидношаруваті, заливно-лагунні або відносяться до перехідних фацій від континентальних до морських. Вапняки прибережно-морські та морські, світло-сірі, сірі, мікрозернисті.

Товщина відкладів московського ярусу – 249-505 м.

Верхній відділ (С<sub>3</sub>)

Розкритий в обсязі касимовського та гжельського ярусів. Касимовський ярус представлений ісаївською  $C_3^1$  і авилівською  $C_3^2$  світами. Гжельський ярус представлений араукаритовою  $C_3^3$  і нижньою частиною картамишської  $C_{3kt}$  світи. Свердловинами №№ 1, 5, 8, 10, 12, 13, 17, 19, 21, 52, 53, 54 у відкладах верхнього карбону підсічені порушення. Світа  $C_3^1$ . Верхня частина складена аргілітами і пісковиками. До її складу входить літопачка К-6. Світа  $C_3^2$ . Літологічно складена пісковиками, аргілітами, відклади об'єднані у літопачки К-5-К-1. Світа  $C_3^3$ . Відклади представлені, в основному, пісковиками з прошарками аргілітів, доломітів. Пісковики заливні, прибережно-морські, світло-сірі, сірі, зеленувато-сірі, нерівномірно-, середньо-, дрібнозернисті, горизонтально-шаруваті, зі слюдою по нашаруванню, поліміктові, мезоміктові, з полімінеральним цементом. Такі пісковики характерні для літологічних пачок К-6, К-5 касимовського ярусу, до яких приурочені нафтові поклади. Алевроліти зеленувато-сірі, темно-сірі, піщанисті, шаруваті, поліміктові, з карбонатним або глинисто-карбонатним цементом, місцями глинисті, заливного та заливно-морського походження. Аргіліти темно-сірі, зеленувато-сірі з безладною текстурою, з розсіяним вуглистим детритом та піритом. Світа  $C_{3kt}$ . Представлена перешаруванням глин строкатобарвних та пісковиків. Літологічно розріз представлений чергуванням потужних (15-45 м) піщаних пластів з менш потужними пластами аргілітів та алевролітів, серед яких виділяються рідкі прошарки доломітів та вапняків. Доломіт темно-сірий щільний, мікрозернистий, вапнистий, без фауни. Вапняки світло-сірі, зеленувато-сірі, мікрозернисті, нерівномірно-розкristалізовані, доломітисті, шаруваті, з алевритовою домішкою. Товщина відкладів верхнього відділу кам'яновугільної системи – 525-707 м.

## Пермська система (P)

Представлена нижнім відділом. Виділяються картамишська ( $P_{1kt}$ ), микитівська ( $P_{1nk}$ ), та слав'янська світи ( $P_{1sl}$ ). Керном розріз не охарактеризований. Літологічна характеристика дається за геофізичними даними. Картамишська світа ( $P_{1kt}$ ) представлена перешаруванням аргілітів та алевролітів з рідкими прошарками пісковиків та доломітів. Микитівська ( $P_{1nk}$ ) та слав'янська ( $P_{1sl}$ ) світи складені перешаруванням ангідритів, доломітів, глин, алевролітів, пісковиків.

Загальна товщина відкладів 214-280 м.

## Мезозойська ератема (MZ)

### Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи залягають на розмитій поверхні нижньопермських і представлені піщано-глинистою, піщаною, піщано-карбонатною, глинистою товщами. Піщано-глиниста товща представлена глинами строкатобарвними, щільними та пісковиками зеленувато-сірими, цегельно-червоними. Піщана товща складена сірими, світло-сірими до білих з зеленуватим відтінком, вапнистими пісковиками з прошарками глин коричневого та сірувато-зеленого кольору. Піщано-карбонатна товща представлена чергуванням світло-сірих з зеленуватим відтінком пісковиків з прошарками грудкуватих вапняків та глин. Глиниста товща представлена глинами строкатобарвними, зеленувато-сірими, цегельно-червоними, піщанистими, ділянками карбонатними, у верхній частині з прошарками сірих з зеленуватим відтінком пісковиків.

Товщина тріасових відкладів становить 648-814.

### Юрська система (J)

Юрські відклади з кутовою та стратиграфічною незгідністю залягають на відкладах глинистої товщі тріасу. Юрська система представлена середнім і верхнім відділами.

Середній відділ (J<sub>2</sub>)

Байоський ярус (J<sub>2b</sub>)

В нижній частині ярус представлений сірими, світло-сірими, кварцовими пісковиками з прошарками алевролітів, в верхній частині – сірими, темно-сірими, щільними глинами.

Батський ярус (J<sub>2bt</sub>)

Ярус підрозділяється на нижньо- та верхньобатський під'яруси. Нижньобатський під'ярус складений сірими, темно-сірими, блакитно-сірими, вапнистими, щільними глинами. Верхньобатський під'ярус складений сірими, зеленувато-сірими, піщанистими глинами з прошарками сірих, дрібно-, середньозернистих пісковиків та алевролітів.

Келовейський ярус (J<sub>2k</sub>)

Відклади ярусу складені сірими, крупнозернистими пісками, пісковиками та піщано-алевритистими глинами.

Товщина середньоюрських відкладів становить 185-224 м.

Верхній відділ (J<sub>3</sub>)

Оксфордський ярус (J<sub>3o</sub>)

Відклади ярусу представлені світло-зеленими, блакитно-сірими, вапнистими глинами з прошарками світло-сірих алевролітів та рідко вапняків.

Кімериджський ярус (J<sub>3km</sub>)

Складений голубувато-сірими, червоно-коричневими, вапнистими глинами з прошарками коричнево-бурих пісковиків і блакитно-сірих щільних алевролітів.

Товщина верхньоюрських відкладів становить 326-355 м.

### Крейдяна система (К)

Відклади крейдіяної системи представлені нижнім та верхнім відділами.

#### Нижній відділ (К<sub>1</sub>)

Відклади нижнього відділу крейдіяної системи незгідно залягають на утвореннях юрської системи та представлені світло-сірими, різнозернистими пісками та пісковиками, які перешаровуються блакитно-сірими піщаними глинами.

Товщина відкладів становить 152-176 м.

#### Верхній відділ (К<sub>2</sub>)

Відклади верхнього відділу крейдіяної системи представлені сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським, маастрихтським ярусами. Сеноманський ярус складений зеленувато-сірими, піщанистими глинами, які переходять у сірі, дрібно- та крупнозернисті кварцові піски. Всі інші яруси – крейдою білою писальною, мергелями.

Товщина відкладів верхнього відділу крейдіяної системи 709-739 м.

### Кайнозойська ератема (KZ)

#### Палеогенова система (Р)

Відклади палеогенової системи незгідно залягають на відкладах верхньокрейдяної системи, представлені в обсязі канівської, бучацької, київської та харківської світ, які складені кварцовими, тонко- та мікрозернистими, глинистими, сірими з зернами глауконіту пісковиками з прошарками зеленувато-сірих піщанистих глин. Київська світа представлена зеленувато-сірими мергелями з фосфоритовими конкреціями.

## Неогенова та четвертинна системи

Нерозчленована товща неогенових та четвертинних відкладів. Представлена сургучно-червоними, щільними пісками та цегельно-червоними піщанистими глинами.

Товщина відкладів кайнозойської ератеми від 307 м до 361 м.

### 2.2 Тектонічна будова площі

В регіональному тектонічному плані Сарська площа знаходиться в північній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочене до смуги північно-західного облягання Високопольського виступу фундаменту.

Будова цієї частини западини є досить складна і обумовлена інтенсивним проявом структуроформуючих рухів, першопричиною яких є регіональні тектонічні процеси блокової тектоніки та галокінезу.

По поверхні фундаменту – це чітко виражений загальний моноклінальний схил, ускладнений повздовжніми скидами, які утворюють східчасто-занурені блоки з глибиною залягання докембрійських утворень (-) 7250 м, (-) 7500 м.

Найбільш складна геологічна будова спостерігається по нижньовізейсько-турнейському структурному підповерху, відклади якого перекривають розчленовану блоковою тектонікою та галокінезом поверхню девонського розрізу і залягають на різновікових його верствах. Такі складні умови залягання відкладів спричинили різке коливання їх товщин від 0 до 134 м в найбільш припіднятих ділянках і до 193 м – в занурених.

На фоні загального збільшення товщин до центру западини має місце аномальність величини відкладів в міжструктурних прогинах: Пархомівському, Костянтинівському і Кубашівському та

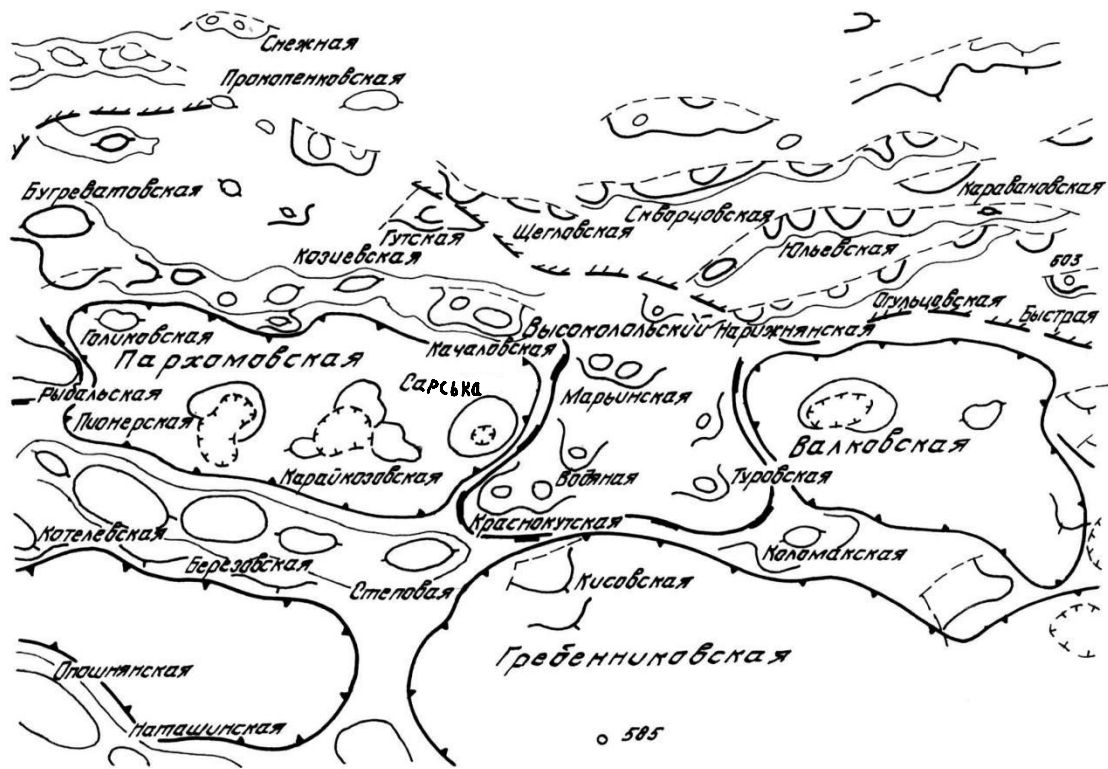
на прирозломних ділянках з максимальним накопиченням в них порід.

Одночасно з циклічно-коливальними рухами, з переважаючим зануренням всієї території району і накопиченням значних товщин кам'яновугільних відкладів, проявлялись і структуроформуючі фактори, які обумовили розвиток переважно антиклінальних піднять від облягання блоків фундаменту докембрію до крипто- та діапірових форм.

По осадовому надсольовому комплексу, в межах цієї частини западини, простежується ціла група структур, які мають певне орієнтування і складають окремі протяжні структурно-тектонічні лінії, крупні вали та облямуючі їх прогини.

Сарське підняття по нижньокам'яновугільному структурному плану в системі локальних піднять має досить чітке площинне положення і одночасно з Краснокутським, Степовим, Березівським, Котелевським, Рибальським, Козіївським та Качалівським утворює ланцюг кільцевих антиклінальних форм, що облямовують Колонтаївсько-Карайкозівську діапірову депресійну мульду.

Всі елементи кільцевої зони структур простежуються в основному по кам'яновугільному комплексу відкладів з різкою диференціацією прояву в розрізах мезокайнозойських утвореннях.



Масштаб 1:500000

Рисунок 2.1. – Тектонічна карта центральної частини і сходу ДДз  
(фрагмент)

По своїх генетичних ознаках Сарське підняття, за даними класифікації Білика О.Д., Вітенка В.О., Іванюти М.М., відноситься до типу: антиклинально-переривчасто-конседиментаційно-солянокупольного класу, криптодіапірового підкласу, тектонічно порушеного виду.

Такі особливості геологічної будови обумовлені проявом галокінезних структуроформуючих коливальних рухів в різні періоди осадконакопичення з успадкуванням форм структурних поверхів, що відрізняються своєю складністю та літофаціальним типом розрізу, видом пасток, а також кількістю і розмірами промислових скупчень вуглеводнів.

Так, по верхньовізейському геологічному поверху Сарське підняття, за даними сейсмічних досліджень по відбиваючому горизонту  $V_{2}^n$  та пошуково-розвідувального буріння, являє собою солянокупольну асиметричну антиклінальну складку, прорвану в апікальній частині девонськими сольовими масами до передверхньосерпуховського стратиграфічного рівня.

Асиметричність будови складки зумовлена переважними потоками сольових мас із Карайкозівської депресійної девонської мульди в склепінну частину підняття по завершенню візейського та нижньосерпуховського циклів осадконакопичення з періодичним відновленням їх в наступні періоди.

Такі особливості формування Сарської структури знайшли своє відображення в дещо ізометричній її формі, притаманній солянокупольним підняттям. В той же час спостерігаються і деякі відмінності в будові її елементів. Так, південно-західне крило більш полого і протяжне з кутом нахилу шарів порід 15-18°, північно-східне – крутіше з кутом падіння 25-28°. Асиметрія структури спостерігається і в будові перикліналей. Південно-східна

перикліналь звужена і більш видовжена, а північно-західна значно розширена і скорочена.

Структурний план підняття по відбиваючому горизонту  $V_{B_2}^n$  ускладнений системою різноорієнтованих і різнонаправлених скидових порушень, нахилених здебільшого в напрямку занурення крилових і периклінальних частин. За величиною зміщення шарів порід і своєю протяжністю виділяється два основних порушення:

- поздовжнє субширотного напрямку порушення I-I, що розділяє центральну склепінну частину та південно-східну перикліналь на два крупних блоки;
- поперечне субмеридіональне порушення II-II, що дугоподібно відділяє північно-західну перикліналь від основної частини структури.

Скидові порушення, поєднуючись в західній частині структури, розділяють її на три крупні тектонічні елементи:

- північний, найбільш припіднятий;
- південний, що займає проміжне гіпсометричне положення;
- західний, що охоплює всю периклінальну найзануренішу її частину.

Північний і південний блоки в найбільш припіднятих своїх частинах мають вид напівантикліналей, що примикають відповідно до поздовжнього порушення та вертикальної стінки штоку девонської солі, з розташуванням своїх склепінь на ділянках свердловин № 3 і № 1.

Траси основних порушень, їх амплітуди та кути нахилу площин зміщення шарів порід визначені за даними сейсмічних досліджень, буріння свердловин та за структурно-профільними геологічними побудовами (геологічні розрізи, карти реперів).

Амплітуда скидового порушення I-I по відбиваючому горизонту  $V_{B_2}^n$  сягає 250-150 м, зменшуючись в напрямку південно-

східної периклінальної частини структури. Кут нахилу площини зміщення порід змінюється від 30° до 50° вверх по розрізу.

Амплітуда скидового порушення II-II по структурній поверхні верхньовізейського відбиваючого горизонту  $V_{B2}^n$  сягає 800 м в самій апікальній частині структури, зменшуючись по зануренню до 400-350 м. Кут нахилу площини зміщення порід скидового порушення II-II сягає 50°.

Окрім двох основних порушень, що розділяють структуру на три крупних тектонічних елемента, за даними сейсмічних досліджень і буріння простежується система інших другорядних скидів амплітудами від 50 до 100 м, що надають структурній поверхні верхньовізейського відбиваючого горизонту  $V_{B2}^n$  більш складної блокової форми.

Так, північний блок структури ускладнений скидовим порушенням III'-III', мінливого по напрямку від субмеридіонального до субширотного з амплітудою від 50 до 100 м; дугоподібними IV-IV та V-V, що огинають апікальну частину північного блоку з амплітудою 80 і 100 м відповідно.

Порушення III<sup>I</sup>-III<sup>I</sup> та V-V, приєднуючись до основного скиду I-I, а порушення IV-IV до III<sup>I</sup>-III<sup>I</sup> і II-II, розчленовують північну частину структури на чотири блоки свердловин: № 3, №№ 14-18, 19, №№ 5, 13-21 та №№ 2, 12.

Всі порушення, падаючи в напрямку занурення шарів порід, надають, одночасно з основними скидами, північній частині Сахалінської структури східчастої горсто-блокової форми.

В межах південної частини структури, за даними сейсмічних досліджень, знаходить своє продовження скидове порушення III-III та поперечне порушення VI-VI амплітудою 50 м, що бере свій початок від соляного ядра. Обидва порушення падають в східному

напрямку і одночасно зі скидом П-П надають даній частині структури вид горсту та східчасто-блокової форми. Внаслідок цього південна частина структури розділена на три блоки:

- західний, свердловина № 11;
- центральний, свердловина № 17;
- східний, в межах периклінальної частини структури.

Західна периклінальна частина структури теж розділена поздовжнім малоамплітудним порушенням Пв (до 50 м) на південну опущену і північну припідняту. В загальному структурному плані порушення являє собою західне відгалуження від основного конседиментаційного порушення П-П.

Така значна розчленованість структури і надзвичайно чітка вираженість її в розрізі з досить великою крутизною нахилу шарів порід викликана інтенсивним проявом галокінезних рухів з вторгненням девонських сольових мас в склепінну частину, започаткованих регіональними тектонічними коливаннями.

Розміри структури в межах крайніх замкнених ізогіпс сягають 6,5x5,0 км, висота 1000 м.

По верхньосерпуховському геологічному поверху нафтогазоносності. Сахалінське підняття являє собою чітку куполовидну антиклінальну складку зі склепінною частиною на ділянці свердловин №№ 3, 6.

В загальному структурному плані складка зберігає риси верхньовізейського геологічного поверху і в той же час має свої суттєві відмінності, які полягають в наступному:

- наявності однієї склепінної повноконтурної частини, не прорваної девонським соляним ядром;
- значною асиметричністю крил та перикліналей з більш виположеними кутами нахилу шарів порід;

- значним збільшенням розмірів західного периклінального зануреного блоку за рахунок переміщення (до 1250 м) траси похилого поперечного скиду II-II в східному напрямку, до самого склепіння;
- локалізацією склепіння структури в південній її частині;
- значним зменшенням розмірів північної частини структури за рахунок зміщення площини скиду I-I до рівня свердловин №№ 13, 18;
- досить значною розчленованістю склепінної і присклепінної частини структури скидовими порушеннями, що виникли в верхньосерпуховському розрізі над девонським соляним масивом;
- не простеженням із верхньовізейського структурного плану скидових порушень V-V, VI-VI та Пв-Пв, що ускладнюють відповідно північну, південну та західну частини структури. Решта скидових порушень, що простежуються по верхньосерпуховському поверху, зберігають величину візейського зміщення шарів порід, за винятком порушення II-II, яке по амплітуді зменшується з 850 до 500 м.

Скидові порушення, що ускладнюють центральну частину структури з амплітудами зміщення шарів порід від 20 до 100 м, мають різнонаправлений нахил, що надає їй горсто-грабено-східчасто-блокову форму.

В загальному плані Сарське підняття по верхньосерпуховському геологічному поверху нафтогазоносності має менш виражену антиклінальну куполовидну форму порівняно з верхньовізейським структурним планом, зумовлену пониженням інтенсивності прояву галокінезу. В зв'язку з цим, розміри структури значно зменшені, і міжструктурні прогини, що відділяють її від Водянівського, Краснокутського та Карайкозівського більш

активних піднять, змістилися безпосередньо до крайніх продуктивних свердловин, які знаходяться в контурі верхньовізейського базового горизонту В-22.

Зменшилися і кути нахилу порід, що становлять в межах: північного крила 20-24° і південного 8-10°, східної периклинали 6-7° і західної 18-20°.

Розміри структури по верхньосерпуховському відбиваючому горизонту  $V_{B1}^2$  значно зменшені і в межах крайніх замкнених ізогіпс сягають 4,75x3,75 км, висота 450 м.

По башкирському геологічному поверху нафтогазоносності (відбиваючий сейсмічний горизонт  $V_{B2}^{3-II}$ ), приуроченому до нижньої частини розрізу, Сахалінське підняття повністю успадковує структурний план верхньосерпуховських відкладів з простеженням всієї системи скидових порушень, за винятком IV-IV, і відрізняється лише деяким зменшенням розмірів та амплітуд всіх скидів, як основних, так і підпорядкованих.

Такі відмінності будови підняття по башкирському структурному плану визвані подальшим спадаючим проявом галокінезних структуроформуючих факторів та більш значною інтенсивністю їх на суміжних підняттях із значним прогинанням міжструктурних компенсаційних мульд. Внаслідок цього, Сахалінське підняття набуває різко нахиленої асиметричної форми з виположено-звуженою південно-східною перикліналлю та розширеною і крутонахиленою північно-західною. Розміри структури в межах останньої замкненої ізогіпси сягають 4,0x3,75 км, висота 300 метрів.

По завершенню башкирського циклу осадконакопичення, динамічність прояву соляної тектоніки зазнає значного зниження, і вираженість структури в розрізі московських відкладів, по

відбиваючому сейсмічному горизонту  $V_{b_1^{2-2}}$ , що приурочений до їх підшовної частини, як антиклінальної складки, зменшується. За даними сейсмічних побудов вона являє собою виположену малоамплітудну куполовидну форму з різко вираженою асиметрією крил та перикліналей. Внаслідок цього, Сахалінське підняття, як антиклінальна форма повного контуру, звужується і має вид просторого склепіння, обмеженого однією замкненою ізогіпсою - 3550 м на критичному східному напрямку з локалізацією його в районі свердловин №№ 3, 4, 5, 8, 10.

На загальному структурному плані підняття по сейсмічному горизонту  $V_{b_1^{2-2}}$  із скидових порушень, що ускладнюють башкирський геологічний поверх, простежуються лише основні порушення I-I, II-II та III-III, з апофізами IIIа і IIIб, які надають йому горсто-грабено-блокової нахиленої форми.

За даними буріння додаткових випереджуючо-експлуатаційних свердловин та структурних побудов по реперному вапняковому прошарку  $R_8$ , що приурочений до підшовної частини пласта М-6, загальна форма підняття повністю конформна з сейсмічними дослідженнями і відрізняється лише появою нових другорядних диз'юнктивів, зумовлених черговим проявом галокінезу.

Так, в центральній горстовій найбільш динамічній частині встановлене нове 10-ти метрове апофізне порушення IIIг та прояви верхньосерпуховсько-башкирського скиду VIII з амплітудою 10-20 м, які мають зустрічний нахил і надають структурі, одночасно з скидами I і IIIа, східчасто-горстового виду. Окрім цього в західній прискидовій частині структури, що прилягає до порушення II, виявлено і простежено свердловинами два паралельних скиди IIIа

(№№ 10, 52, 54) і Пб (№№ 3, 4) незгідного типу з амплітудами 10-50 м, які надають перикліналі східчасто-горстового виду.

Розміри структури по відбиваючому сейсмічному горизонту  $V_{b_1}^{2-2}$  досить зменшені порівняно з башкирським структурним планом ( $V_{b_1}^2$ ) і сягають 2,5x1,75 км, висота до 25 м.

В процесі подальшого занурення території родовища, черговий інтенсивно спадаючий прояв галокінезного структуроформуючого фактору мав місце, як по завершенню відкладів середнього карбону, так і кам'яновугільної системи в цілому. Такі особливості формування Сахалінської структури знайшли своє відображення в її формі, яка по відбиваючому сейсмічному горизонту  $V_{b_1}^1$ , приуроченому до покрівельної частини московських відкладів, набула виду терасовидно-виположеної нахиленої напівантиклінальної форми над глибинною апікальною частиною складки з значною градієнтністю занурення шарів порід в напрямку Пархомовської мульди. Внаслідок цього, Сахалінське глибинне антиклінально-куполовидно-солянокупольне підняття по покрівельній частині московських відкладів (відбиваючому горизонту  $V_{b_1}^1$ ) набуло досить складної гемібрахіантиклінальної форми, розчленованої скидовими порушеннями на ряд блоків.

Порівняно з нижнім структурним планом московських відкладів, відбиваючого горизонту  $V_{b_1}^{2-2}$ , Сахалінське носоподібне підняття має більш витягнуту структурну форму, розвинену уздовж поперечного скидового порушення II, успадковуючи загальні його риси та скидову систему. Відмінностями є лише звуження центральної горстової частини за рахунок зближення скидової поверхні диз'юнктивів II та III вверх по розрізу. Розміри структури в межах ізогіпси мінус 3250 м і скидового порушення III, що обмежує її зі сходу, сягають 2,1x0,85 км, висота – до 25 м.

За даними побудов по реперним горизонтам  $R_1$  і  $R_2$ , що приурочені відповідно до покрівлі горизонтів К-6 і М-1, з використанням сейсмічної основи по відбиваючому горизонту  $V_{b1}^1$  та даних буріння, Сахалінське підняття повністю успадковує форму по реперу  $R_8$  (низи горизонту М-6) з досить вираженою прискидовою східчасто-грабеновою формою.

За рахунок нахилу дугоподібних незгідних скидів Па і Пб назустріч до поперечного порушення П, утворено три структурні сходи свертловин:

- №№ 9-51, що найбільш занурена і прилягає до скиду П;
- №№ 10-18, що прилягає до скиду Па і П та має проміжне глибинне структурне положення;
- №№ 2-11, що охоплює основну площу структури на її західному зануренні.

Слід особливо зауважити, що виконані побудови по реперних горизонтах  $R_1, R_2$  і  $R_8$  і сейсмічна структурна основа по відбиваючих горизонтах  $V_{b1}^1$  і  $V_{b1}^{2-2}$ , є повністю конформними і різняться в межах центральної грабенової склепінної частини і західної прискидової смуги лише виявленням другорядних скидових локальних порушень з величиною зміщення шарів порід 10-40 метрів, що не перевищує 50-ти метрів сейсмоізогіпси.

По верхньопалеозойських та мезокайнозойських відкладах Сарська структура свого прояву не знаходить і виражена в розрізі лише як терасовидна та градієнтна ділянка на загальному моноклінальному схилі Високопольського виступу. Однак глибинна будова Сахалінської структури знаходить досить чітке відображення в геоморфологічних елементах сучасного рельєфу місцевості, що є свідченням значного прояву неотектонічних рухів в завершуючу фазу її формування.

Таким чином, Сарська антиклінальна складка за своїми особливостями формування відноситься до занурених піднять з найбільш інтенсивним динамоседиментогенезом в верхньодевонський і нижньокам'яновугільний цикли осадкоутворення. В наступну середньокам'яновугільну епоху формування, структура носить постумно-спадаючий характер з слабовираженістю в розрізі верхньобашкирських та московських відкладів. В подальші епохи мезокайнозоя відмічалися лише періодичні слабкі прояви структури на фоні загального моноклінального схилу прибортової зони западини з досить значним відновленням в неогено-палеогеновий заключний цикл осадконакопичення фанерозою.

Така різноманітна динамічність прояву підняття в різні періоди осадконакопичення зумовила створення трьох геологічних структурно-тектонічних підповерхів:

- візейсько-нижньосерпуховського, прорваного девонською сіллю та розчленованого основними скидами на три східчасто-занурені частини: північну, південну та західну;
- верхньосерпуховсько-нижньобашкирського, сформованого над нижньо-серпуховсько-візейською діапировою структурною формою;
- верхньобашкирсько-московсько-касимовського гемібрахіантіклиналь-но-горсто-грабено-терасовидно-моноклінального схилу, розвиненого над апікальною частиною глибинної діапирової складки.

Всім трьом геологічним поверхам притаманні свої відмінності будови, і відрізняються вони один від одного складністю та вираженістю структурної форми, її розмірами, ступенем розчленованості скидовими порушеннями та нафтогазоносністю.

Спільним для всіх структурних геологічних поверхів є успадкованість загальної форми і співпадіння апікальної частини підняття.

Наявність скидових порушень по всіх трьох геологічних структурних поверхах, їх амплітуди та трасування визначено даними буріння свердловин, сейсмічними дослідженнями та структурно-профільними побудовами по реперних горизонтах та геологічних розрізів по різних напрямках Сарського підняття.

### **2.3 Гідрогеологічна характеристика ділянки**

Сарська ділянка розташована в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

В розрізі родовища водоносні пласти зустрічаються в відкладах від четвертинних до нижньокам'яновугільних.

Основний обсяг гідрогеологічних досліджень на Сарській ділянці приходить на середньокам'яновугільні (московський та башкирський яруси) та верхньовізейські відклади нижнього карбону. Отримані при дослідженні свердловин №№ 4, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 16.

Для більш повної гідрогеологічної характеристики родовища використані також дані гідрогеологічних досліджень на Краснокутській, Карайкозівській, Рибальській, Турівській, Березівській, Качалівській, Степовій та інших структурах, які входять в склад Рибальсько-Сахалінської зони або розташовані в безпосередній близькості.

Результати вивчення геологічної будови, гідрогеологічних та геохімічних особливостей розрізу свердловин вищезгаданих площ та родовищ дозволяють розділити осадову товщу на дві гідродинамічні зони – зону активного (кайнозойський, крейдяний, юрський

водоносні комплекси) і зону сповільненого водообміну (тріасовий, пермський, кам'яновугільний водоносні комплекси).

В верхній гідрогеологічній зоні основні водоносні пласти і комплекси приурочені до четвертинних алювіальних відкладів, пісків та пісковиків неогену, полтавської, харківської та бучацької світ палеогену, сеноман-нижньокрейдяних відкладів. Глибина залягання водоносних горизонтів від декількох до 500 метрів від поверхні землі. Найбільш багатоводними із них являються пласти бучацької світи палеогену та сеноман-нижньокрейдяних відкладів.

Водоупором між кайнозойськими та крейдяними водоносними комплексами виступає верхньокрейдяна водоупорна товща.

Крейдяний водоносний комплекс пов'язаний з пісками сеноманського ярусу, тріщинуватими крейдомергельними утвореннями верхньої крейди та пісковиками нижньої крейди. Водоносні пласти залягають в інтервалах глибин 200-750 м.

Верхньо-середньоюрські відклади, які залягають в інтервалі 980- 1245 м, в цілому представляють водоупорну товщу, що розділяє верхню гідрогеологічну зону активного водообміну та нижню зону сповільненого водообміну.

Водовмісними породами в тріасі є різнозернисті пісковики та кавернозні вапняки.

Пермський регіональний водогазоупор представлений глинами, а також хомогенною товщею ангідритів, доломітів слав'янської та микитівської світ. Під цією товщею залягають водоносні пласти картамишської світи нижньої пермі, а також верхнього та середнього карбону, приурочені до пластів пісковиків, розділених глинами та вапняками.

Найбільш повно вивчені підземні води середньокам'яновугільних відкладів, з якими пов'язана продуктивність пластів московського та башкирського ярусів

В цілому, колектори московського та башкирського ярусу характеризуються порівняно невисокими фільтраційними властивостями. З урахуванням тектонічної обмеженості можна очікувати неактивний характер прояву пружньо-водонапірного режиму.

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс включає верхньо-серпуховський та візейський підкомплекси, розділені глинисто-аргілітовою водотривкою товщею нижньосерпуховського під'ярусу.

#### **2.4. Висновки до розділу 2**

Сарська ділянка в загальній геологічній структурі регіону приурочена до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, у смузі облягання Високопольського виступу фундаменту Воронезького кристалічного масиву, що мисоподібно заходить в її межі.

В геологічній будові осадового комплексу відкладів Сарської ділянки приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

Будова цієї частини западини є досить складна і обумовлена інтенсивним проявом структуроформуючих рухів, першопричиною яких є регіональні тектонічні процеси блокової тектоніки та галокінезу.

В розрізі родовища водоносні пласти зустрічаються в відкладах від четвертинних до нижньокам'яновугільних.

Основний обсяг гідрогеологічних досліджень на Сарській ділянці приходить на середньокам'яновугільні (московський та башкирський яруси) та верхньовізейські відклади нижнього карбону. Отримані при дослідженні свердловин

## **РОЗДІЛ 3. ПІДБІР КОМПЛЕКСУ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В МЕЖАХ САРСЬКОЇ ДІЛЯНКИ**

### **3.1 Система розташування свердловин**

Система розміщення пошукових свердловин вибрана в залежності від особливостей геологічної будови площі. Вибір точок закладання свердловин ґрунтується на об'ємному уявленні про будову очікуваного в надрах покладу вуглеводнів, що передбачає знання його морфології і приблизних розмірів ще до початку пошукового буріння.

Враховується тип, форма, розмір пасток, співвідношення структурних планів, особливість порід колекторів, тектонічна порушеність, тип очікуваних покладів.

В першу чергу дано обґрунтування вибору профільної системи розміщення свердловин, оскільки вона є ефективна при розвідці покладів, приурочених до брахіантіклінальних структур, зон тектонічного екранування, стратиграфічної неузгодженості.

Повзуча система розвідки характеризується поступовим охопленням площі покладу свердловинами з відстанями, що не потребують наступного ущільнення. Застосування повзучої системи дозволило звести до мінімуму число за контурних і непродуктивних свердловин, але суттєво подовжило терміни розвідки, оскільки при цьому кожен наступну свердловину закладали в залежності від результатів буріння попередньої. При такій системі уявлення про весь поклад в цілому одержано тільки після завершення розвідки. Всі запроектовані свердловини описувалися в порядку їх нумерації, яка відповідала почерговості буріння.

На достовірно підготовлених до пошукового буріння антиклінальних і брахіантиклінальних складок для відкриття покладів відбувалося буріння трьох свердловин в найбільш оптимальній частині структури – склепінні. Перша і третя свердловини є незалежними, а друга є залежною від першої, оскільки на даній площі знаходиться тектонічне порушення.

Раціональне розміщення розвідувальних свердловин на родовищах

різного типу має велике практичне значення, оскільки мережа свердловин істотно впливає на ефективність проведення розвідувальних робіт.

Кількість свердловин з одного майданчика і щільність майданчиків для буріння різняться при видобутку сланцевого газу та газу ущільнених пісковиків.

### **3.2. Обґрунтування типової конструкції свердловини**

Конструкція свердловини вибирається таким чином, щоб перекрити проміжними колонами всі інтервали можливих ускладнень. Свердловина це довготривала капітальна споруда будова якої повинна забезпечувати:

1. Міцність і довговічність свердловини як капітальної споруди;
2. Відповідати вимогам охорони надр;
3. Проходку свердловини до проектної глибини;
4. Досягнення проектних режимів експлуатації;
5. Найефективніше використання природної енергії для транспортування нафти і газу;
6. Можливість проведення ремонтних робіт в свердловині, а також необхідних досліджень.

### 3.3 Відбір керна

Вибір інтервалу відбору керна- залежить від поставлених геологічних задач на родовищі.

Інтервали відбору керну в свердловинах площі плануються з врахуванням комплексності досліджень, спрямованих на вирішення наступних задач:

1. вивчення геологічної будови площі, отримання інформації про кути падіння і напрямки простягання пластів.
2. уточнення колекторських і екрануючих властивостей порід в продуктивних і водоносних частинах розрізу;
3. стратиграфічне розчленування розрізу порід, який розкривається проектною свердловиною і співставлення його з розрізами сусідніх площ;
4. літологічна і геохімічна характеристика розрізу, відновлення палеогеографічних умов басейну осадконакопичення і геологічної історії його розвитку

Відбір керну буде проводитись згідно геологічних умов даної площі. Керну буде відібрано 9% від загальної довжини свердловини.

### 3.4 Геофізичні і геохімічні дослідження

За допомогою промислово-геофізичним дослідженням визначають ефективні нафтогазонасичені товщини. Дані дослідження проводять у кожній свердловині, яка розкрила продуктивні пласти. У відповідності до цих даних методом лінійної інтерполяції побудовані карти ефективних та нафтогазонасичених товщин з урахуванням зовнішнього та внутрішнього контурів нафтогазонасиченості, а також контурів розподілу запасів за

ступенем геологічної вивченості. При визначенні нафтогазонасичених товщин в свердловинах із загальної товщини пласта виключені пропластки глини і аргілітів, а також пропластки, пористість і проникність яких нижче кондиційних значень.

Середньозважені по площі величини нафтогазонасичених товщин розраховані, як сума добутків площ обмежених двома сусідніми ізопахітами та середньоарифметичної величини товщини, розділена на загальну площу. Також середньозважена ефективна товщина визначалась через об'єм покладів. Розрахунок проводився в кожному конкретному випадку по різному.

Граничні значення пористості для теригенних колекторів, згідно з промислово-геофізичними заключеннями наступні: С<sub>3</sub>-10,5%, С<sub>2m</sub>-10,5%, С<sub>2b</sub>-9%, С<sub>1s</sub>-8,5%, С<sub>1v</sub>-7%, горизонтів В-22, В-23, В-24 – 6,5%.

За даними промислово-геофізичних досліджень. При випробуванні св.№ 16 в експлуатаційній колоні разом з В-15а отримано слабкий приплив газу 128,8 м<sup>3</sup>/д. Скоріш за все це надходження газу відбувалося з пласта В-14

### **3.5. Висновки до розділу 3**

За допомогою промислово-геофізичним дослідженням визначають ефективні нафтогазонасичені товщини. Дані дослідження проводять у кожній свердловині, яка розкрила продуктивні пласти. У відповідності до цих даних методом лінійної інтерполяції побудовані карти ефективних та нафтогазонасичених товщин з урахуванням зовнішнього та внутрішнього контурів нафтогазонасиченості

Випробування перспективних горизонтів це комплекс робіт які призначені для випробування свердловини на можливість притоку нафти та газу.

Вибір об'єктів для випробування в експлуатаційних колонах здійснювався на основі заключення по ГДС з урахуванням результатів, отриманих під час досліджень в процесі буріння даної свердловини, а також раніше пробурених свердловин.

Вибір інтервалу відбору керна- залежить від поставлених геологічних задач на родовищі.

Відбір керну буде проводитись згідно геологічних умов даної площі. Керну буде відібрано 9% від загальної довжини свердловини.

Лабораторні дослідження це найефективніший метод для визначення таких важливих параметрів порід колекторів як пористість та проникність. Для лабораторних досліджень зразки керну відбираються після їх вивчення на свердловині.

Сарське родовище розташовано у добре розвиненому промисловому і нафтогазовидобувному районі, з облаштованими промислами, які забезпечені питною і технічною водою, сировинною базою будівельних матеріалів, необхідних для потреб підприємства із видобутку нафти і газу.

## 4. ОЦІНКА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ САРСЬКОЇ ДІЛЯНКИ

### 4.1 Лабораторні дослідження

Лабораторні дослідження це найефективніший метод для визначення таких важливих параметрів порід колекторів як пористість та проникність. Для лабораторних досліджень зразки керну відбираються після їх вивчення на свердловині.

Згідно з дослідженнями Полтавського науково-дослідного інституту технології буріння щодо результативності випробування з застосуванням випробувачів пластів в процесі буріння в умовах високих пластових тисків і глибин від 5000 м до 6000 м, встановлено, що при густині бурового розчину 1500 кг/м<sup>3</sup>, кількість вдалих випробувань становить 39,4%, а при густині 1600 кг/м<sup>3</sup> і вище – лише 17,0%.

Згідно з висновками ГДС та лабораторними дослідженнями кернового матеріалу, водовмісні колектори серпуховського ярусу характеризуються відкритою пористістю 9-14% і товщинами в межах 12-16 м з послідовним ущільненням розрізу з глибиною. Максимальний розвиток водоносних колекторів спостерігається в периклінальних ділянках структур з літологічним заміщенням до центру склепіння та припіднятих ділянок блоку, в деяких випадках – в комплексі з тектонічним екрануванням.

Для пласта В-14 фільтраційно-ємкісні властивості зразків керна, досліджених у лабораторії змінюються в широких межах: відкрита пористість 7,5-21,1% (св.№ 14), газопроникність 4,85-531,47x10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>, карбонатність 4,2-42,3%

## 4.2. Випробування перспективних горизонтів

Випробування перспективних горизонтів це комплекс робіт які призначені для випробування свердловини на можливість притоку нафти та газу.

Основна мета проведення даних робіт це замір дебітів нафти, газу, конденсату та води, визначення тисків у свердловині, контроль температурного режиму у свердловині. Також мета випробування це : визначення кривої відновлення пластового тиску, визначення коефіцієнти гідро провідності, п'єзо провідності пласта, коефіцієнтів продуктивності свердловини, відбір проб всіх отриманих рідин та газів і визначення складу та фізико-хімічних властивості пластових флюїдів, визначення зміни у складі рідин і газів при різних режимах роботи, контроль за виносом механічних домішок з продукцією свердловин.

В якості основного методу використовувалось випробування в завершній поглибленням свердловині після спуску експлуатаційної колони, її цементування та випробування на герметичність, а також через фільтрову колону (св.№ 11) або у відкритому стволі (св.№ 5 та № 7).

Вибір об'єктів для випробування в експлуатаційних колонах здійснювався на основі заключення по ГДС з урахуванням результатів, отриманих під час досліджень в процесі буріння даної свердловини, а також раніше пробурених свердловин.

Розкриття горизонтів, перекритих експлуатаційною колоною, проводилось за допомогою перфораторів різних конструкцій в свердловинах, заповнених, в більшості випадків, буровим розчином (глинистим, бішофітним або полімерним); виклик притоку –

засобами, вибір яких залежав від характеру колектора, режиму поклади і величини пластового тиску.

Випробування пластів в свердловинах, закінчених бурінням, проводилось послідовно знизу-вверх з установкою цементних мостів після кожного випробування, яке дало приплив рідини або газу.

Всього на Харківцівському родовищі випробувано в пошукових і розвідувальних свердловинах після закінчення їх бурінням 87 об'єктів, 37 із них виявилися промислово нафтогазоносними, 29 – слабонафтогазоносними, 12 – водонасиченими, 9 – без припливів. В процесі буріння випробувано 30 об'єктів, із них 15 продуктивних, 2 – слабогазоприточних, 9 – без припливів, 2 – водонасичених, 2 – з невстановленим характером насичення.

В експлуатаційних свердловинах по закінченні бурінням випробувано 21 об'єкт, із них з промисловими припливами ВВ – 12, слабкими припливами – 2, водоносних – 4, без припливу – 3. В процесі буріння випробувано 5 об'єктів, із них: 1 – з незначним притоком газу, 1 – нафти з газом, 1 – фільтрат з плівкою нафти і газом, 2 – без припливів.

За даними промислово-геофізичних досліджень з'ясовано, що зона проникнення фільтрата бурового розчину в низькопористих породах-колекторах сягає 15-18 діаметрів свердловини (2-2,5 м). Тобто відбувається повна блокада фільтруючих каналів проникливих порід.

### 4.3. Загальна оцінка нафтогазоносності

За даними пошуково-розвідувальних робіт, дослідно-промислової розробки, геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів та техніко-економічного обґрунтування рентабельності подальшого видобутку газу і конденсату родовище підготовлене до промислової розробки.

Цей висновок ґрунтується на достатній вивченості геологічної будови родовища сейсмогеологічними та промисловими дослідженнями, обґрунтовані ємнісно-фільтраційні властивості гірських порід, склад флюїдів в стандартних та пластових умовах, параметри продуктивності свердловин, гідрогеологічні, гірничо-геологічні умови розробки тощо.

Все вищесказане дає змогу опрацювати геологічну модель родовища, оцінити балансові запаси методом матеріального балансу, об'ємним методом та по падінню пластових тисків у покладах, які знаходяться в дослідно-промисловій розробці, та подати їх на затвердження ДКЗ України.

Доля запасів газу розвіданої групи з визначеним промисловим значенням в сумі розвіданих і попередньо розвіданих запасів в цілому по родовищу складає 63,8 %. Економічними показниками доведено, що обсяги розвіданих балансових запасів вуглеводнів згідно п. 9.4 "Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр ..." [6] забезпечують рентабельну господарську діяльність видобувного підприємства та повернення капітальних вкладень у промислове освоєння родовища.

Сарське родовище розташовано у добре розвиненому промисловому і нафтогазовидобувному районі, з облаштованими

промислами, які забезпечені питною і технічною водою, сировинною базою будівельних матеріалів, необхідних для потреб підприємства із видобутку нафти і газу.

Проектами ДПР, а також технологічними схемами розробки сусідніх родовищ розроблений раціональний комплекс природоохоронних заходів. Визначені та оцінені небезпечні екологічні фактори, які можуть впливати на стан довкілля під час видобутку та транспортуванні продукції, максимальні разові гранично допустимі концентрації шкідливих речовин газонафтопромислових об'єктів. Розроблені заходи щодо охорони навколишнього середовища, атмосферного повітря, поверхневих та підземних вод. Розроблені заходи по збереженню ґрунтів, флори і фауни, а також утилізації супутніх вод, що видобуваються разом з нафтою і газом.

Величина представлених запасів та ресурсів вуглеводнів (по категоріях  $C_1+C_2+C_3$ ) зменшились на 1943 тис.т ум.п. в порівнянні з тими, що числяться на Державному балансі по категоріях  $C_1+C_2$ .

Неспівпадіння запасів, що перебувають на Державному балансі корисних копалин України, і підрахованих в звіті зумовлено:

- зміною вимог до класифікації запасів згідно з “Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів ...” [ 6 ], що зумовило переведення частини запасів із категорії  $C_1$  в  $C_2$  і  $C_3$ ;
- більш складною будовою родовища порівняно з попередніми його моделями;
- значною мінливістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і розрізі, наявністю ділянок з літологічним заміщенням колекторів слабо проникливими та щільними породами, а також тектонічною порушеністю.

Але, не дивлячись на складність будови, загальні початкові запаси і ресурси вуглеводнів по звіту мають розбіжність по всіх категоріях лише на 1943 тис. т, тобто 6,1 %, що підтверджує їх надійність.

Подальші перспективи родовища пов'язуються з переведенням в промислові категорії запасів нафти і газу із категорії С<sub>2</sub> та із С<sub>3</sub> в межах північної, південної та західної частин родовища.

Перспективи подальшого розвитку геологорозвідувальних робіт в геологічному районі розташування Сарського родовища пов'язуються з Павлюківською, Водянівською, Клубанівською та іншими суміжними площами.

#### **4.4. Оцінка нафтогазоносності візейських відкладів сарської ділянки**

Розподіл запасів та ресурсів на класи виконано згідно з «Інструкцією із застосування класифікації запасів і ресурсів...». При визначенні категорійності запасів використовувалися результати оцінки дренуваних запасів газу та нафти за даними ДПР. Характер насичення перспективних пластів, не оцінених випробуванням, визначався з врахуванням стратиграфічної приналежності та параметра насиченості.

##### Поклади пласта В-14.

Нафтогазоносність пласта визначена за даними ГДС в свердловинах №№ 5, 13, 15, 17 і випробування свердловини №21 в процесі буріння та в експлуатаційній колоні свердловин №№ 7, 14, 16, 18.

За ступенем геологічного вивчення та промисловим значенням запаси газу блоку Р, обмеженого тектонічним порушенням І та

УГНК, віднесені до розвіданих з кодом класу 111. В ДПР знаходиться свердловина № 14, з якої видобуто з початку розробки 6,5 млн.м<sup>3</sup> газу та 2,4 тис.т конденсату.

Запаси нафти цього блоку, що обмежений НГВП, яка проведена по підшві нафтонасиченого пісковика у св.№ 18, тектонічними порушеннями I, II, III' та УГНК віднесені до категорії С<sub>1</sub> (111). Решта покладу в межах УВНК віднесена до категорії С<sub>3</sub> (333). В ДПР знаходилась св.№ 18, з якої було видобуто 1,7 тис.т нафти та 0,1 млн.м<sup>3</sup> газу. У зв'язку з падінням тиску і видобутку свердловина переведена на пласт В-22.

Запаси покладу блоку за ступенем вивчення відповідають розвіданим коду класу 111. Решта покладу в межах УВНК оцінена як перспективні ресурси (код класу 333).

В блоках Д і Л, в яких поклади підтверджені випробуванням в експлуатаційній колоні в свердловині № 16 і в процесі буріння свердловини № 21, обсяги газу належать до перспективних ресурсів з невизначеним промисловим значенням - код класу 333.

Газоносність в блоках В, Н, З визначена лише за даними ГДС свердловин №№ 7 і 15, 17 відповідно, та геологічним прогнозом в блоці К і оцінені в них обсяги вуглеводнів відповідають за кодом класу 333 перспективним ресурсам.

#### Перспективний поклад пласта В-15а.

Поклад виявлений за даними ГДС в свердловинах №16 та №18 в блоках Д і Р. Випробуванням газоносність доведена в свердловині №16, як в процесі буріння так і в експлуатаційній колоні.

За ступенем геологічного вивчення ресурси покладу в блоці Д віднесені до класу 333 з невизначеним промисловим значенням.

Обсяги ВВ в блоці Р, що виявлений свердловиною №18, і спрогнозований в блоці К за даними структурно-геологічних побудов, належать до перспективних ресурсів з кодом класу 333.

#### Продуктивний пласт В-15б.

Газоносність покладу виявлена свердловинами №16 та №18 в блоках Д і Р, відповідно, за даними промислово-геофізичних досліджень. При випробуванні св.№ 16 в експлуатаційній колоні разом з В-15а отримано слабкий приплив газу 128,8 м<sup>3</sup>/д. Швидше всього надходження газу відбувалося з пласта В-14, з якого при випробуванні в процесі буріння отримано газ дебітом 4,6 тис.м<sup>3</sup>/д. При випробуванні св.№ 18 разом з В-16 отримано слабкий приплив газу дебітом 251,6 м<sup>3</sup>/д. Ресурси покладів в блоках за ступенем геологічного вивчення віднесені до перспективних з невизначеним промисловим значенням за кодом класу 333.

Обсяги газу можливого покладу в блоці К, що визначений за даними структурно-профільних геологічних побудов, належать до перспективних з ресурсами кодом класу 333.

#### Продуктивний пласт В-16.

Газоносність пласта встановлена за даними ГДС в свердловинах №№ 5, 13, 15, 17 та ГДС і випробуванням в свердловинах №№ 11, 14, 16, 18.

При випробуванні св.№ 14 отримано приплив газу 56,6 тис.м<sup>3</sup>/д та конденсату 22,3 м<sup>3</sup>/д на 6 мм штуцері.

За ступенем геологічного вивчення запаси ділянки свердловини №14 блоку Р належать до попередньо розвіданих код класу 122 на площі, обмеженій скидом III і I, літологічним контуром та лінією, проведеною на середині між свердловинами №3 і №14.

Запаси газу решти блоку Р в межах УГВК за результатами випробування в свердловинах № 18 та № 3 віднесені до групи

попередньо- розвіданих з невизначеним промисловим значенням код класу 332.

До групи з невизначеним промисловим значенням належать ресурси газу блоків С і Д. Випробування в експлуатаційній колоні проводилось у св.№ 11 та № 16, де отримано газ дебітом 760 м<sup>3</sup>/д та 370 м<sup>3</sup>/д, відповідно.

Обсяги вуглеводнів можливих покладів блоків Н, З та К, газоносність яких визначена, відповідно, за даними ГДС свердловин №№ 5, 13, 15 та спрогнозована структурно-геологічними побудовами, належать до перспективних ресурсів код класу 333.

#### Можливий поклад пласта В-19.

Газоносність покладу встановлена за даними ГДС в свердловинах №3 і №12 в блоках Р і О відповідно. За ступенем геологічного вивчення поклад належить до перспективних ресурсів код класу 333 з невизначеним промисловим значенням.

#### Поклади пласта В-21.

Газоносність покладів встановлена випробуванням свердловин №№ 18, 21 та за даними ГДС в свердловині №14.

Запаси покладу пласта блоку Т, випробуваного в свердловині №18, за ступенем вивчення належать до балансових розвіданих за кодом класу 111 в межах площі між скидами І, V, літологічним контуром і соляним штоком. Свердловина № 18 знаходиться в ДПР разом з пластом В-22. З початку розробки видобуто 156,5 млн.м<sup>3</sup> газу та 35,2 тис.т конденсату. Розраховані дренавані запаси газу (511 млн.м<sup>3</sup>) зіставляються з запасами, оціненими об'ємним методом (392 млн.м<sup>3</sup>).

До першої групи за промисловим значенням належать запаси блоку У, продуктивність якого встановлена свердловиною № 21 за даними випробування та ДПР разом з покладом пласта В-22, за

кодом класу 111. Свердловиною за період ДПР видобуто із покладу пласта В-21 76,6 млн.м<sup>3</sup> газу та 6,6 тис.т конденсату.

Обсяги газу можливого покладу в блоці Р, що розкритий свердловиною № 14, і в блоці Н, що визначений структурно-геологічними побудовами, за ступенем геологічного вивчення належать до перспективних ресурсів за кодом класу 333.

#### Поклади пласта В-22.

Газоносність продуктивного пласта доведена за даними ГДС в свердловинах №№ 3, 12, випробуванням свердловин №№ 5, 13, 14, 18, 17, 21.

В блоці Н поклад пласта розробляється свердловинами №5 і №13. Свердловиною №5, що розробляє пласти В-22, В-23 станом на 01.01.08 р. видобуто газу 447,6 млн.м<sup>3</sup>, нафти та конденсату 194,1 тис.т.

Свердловиною №13 із покладу В-22 станом на 01.01.08 р. видобуто газу 732,1 млн.м<sup>3</sup>, конденсату 301,8 тис.т.

Запаси блоку між НГВП і скидом III' належать до розвіданих за кодом класу 111.

Решта покладу блоку, що обмежена НГВП, скидами I, III і УГВК з нижчим ступенем геологічного вивчення (відсутні пробурені та випробувані свердловини) віднесено до коду класу 122, враховуючи, що величина запасів визначена методом матеріального балансу, значно перевищує величину запасів код класу 111, підрахованих об'ємним методом, але в сумі (C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>) зіставляються по величині.

В блоці Р газоносність покладу доведена випробуванням свердловини №14 та за результатами вивчення керн, відібраного в свердловині № 14 і представленого пісковиками з високими ФЄВ і ознаками насичення ВВ, а також підтверджена наявністю

гідродинамічного зв'язку блоку (апикальна його частина) з блоком Н по зоні вертикального скидового порушення III'.

Запаси блоку між контуром НГВП скидами I, III' і V віднесені до розвіданих запасів за кодом класу 111.

Решта покладу з нижчим ступенем геологічного вивчення (відсутні пробурені та випробувані свердловини) віднесена до попередньо розвіданих (вірогідних) запасів за кодом класу 122.

В блоці Т газонасиченість покладу визначена за даними ГДС в свердловині №3, випробуванням та тривалим геолого-промисловим дослідженням свердловини № 18.

Станом на 01.01.08 р. свердловиною №18 видобуто 156,5 млн.м<sup>3</sup> газу та 35,2 тис.т. конденсату з пластів В-21 та В-22 разом.

Розраховані запаси газу (по ММБ) в блоці Т зіставляються із запасами, підрахованими об'ємним методом. Запаси покладу відносяться до розвіданих за кодом класу 111. Свердловинами №№ 5 та 13 в процесі ДПР дреновався поклад пласта по всій північній частині родовища (блоки Т, Р, Н), в межах якої породи-колектори на ділянках свердловин №№ 14, 18, 19, 5, 13 характеризуються високими ФЄВ та значними ефективними товщинами, що підтверджується результатами випробування св.№ 18 та розрахунком величин дренованих запасів в блоці св.№ 5 та № 13.

В блоці У поклад виявлений випробуванням свердловини № 21, яка знаходиться в ДПР покладів пластів В-22, В-21. За період роботи свердловини видобуто разом із покладів пластів В-22 і В-21 76,6 млн.м<sup>3</sup> газу і конденсату 6,6 тис.т.

Розраховані дреновані запаси покладу в блоці У разом по пластах В-21-22 (81,0-150,5 млн.м<sup>3</sup>) зіставляються із запасами, підрахованими об'ємним методом (135 млн.м<sup>3</sup> газу).

В блоці З поклад пласта В-22 встановлений за даними випробування і ДПР свердловини № 17. Всього свердловиною видобуто газу 172,0 млн.м<sup>3</sup> і конденсату 6,9 тис.т.

Розраховані дренавані запаси газу (1821 млн.м<sup>3</sup>) зіставляються із запасами, підрахованими об'ємним методом (1911 млн.м<sup>3</sup>). Запаси ВВ на площі, обмеженій НГВП, скидом VI, контуром соляного штоку та умовною лінією, яка проведена з урахуванням величини дренаваних запасів, віднесені до коду класу 111. Частина покладу, яка обмежена НГВП та лініями в межах 650м та 1000 м на схід від свердловини № 17, що прилягають до розвіданих, віднесені до попередньорозвіданих (вірогідних) за кодом класу 122.

Решта покладу між УГВК, НГВП та за межами кілометрової лінії за ступенем геологічного вивчення належать до перспективних ресурсів за кодом класу 333.

Газоносність покладу в блоці С визначена випробуванням свердловини № 11. Запаси ВВ за ступенем геологічного вивчення віднесені до перспективних ресурсів, промислове значення яких не визначалося, тобто код класу 333.

В блоках Д, К поклади спрогнозовані за структурно-геологічними побудовами, поклад в блоці О доведений за даними ГДС св.№ 12. Обсяги ВВ віднесені до перспективних ресурсів, за кодом класу 333.

#### Продуктивний пласт В-23.

Газоносність пласта встановлена випробуванням свердловин №№ 13, 5 та ДПР в свердловині № 5.

За ступенем геологічного вивчення запаси газу блоку в межах ГНК, скиду III' і літологічного контура належать до балансових розвіданих за кодом класу 111.

Запаси нафти, в межах ГНК та НГВП, що встановлені за результатами випробування св.№ 13, віднесено до балансових попередньорозвіданих, код класу 122.

Решта покладу в блоці Н між НГВП, УВНК і літологічним контуром належить до перспективних ресурсів, код класу 333.

Продуктивний пласт В-24, розкритий свердловинами №№ 5, 13, 21. Випробуваний в свердловині № 13 і спільно з покладами В-22 і В-23 в свердловині № 5.

За ступенем геологічного вивчення обсяги газу покладу блоку Н належать до перспективних ресурсів, промислове значенням не визначалося, тобто - код класу 333.

В блоці У газоносність покладу виявлена за даними ГДС свердловини № 21. Обсяги ВВ, за ступенем геологічного вивчення, належать до перспективних ресурсів код класу 333.

До перспективних ресурсів з невизначеним промисловим значенням, код класу 333, належать обсяги ВВ можливого покладу блоку Р, що передбачаються за даними структурно-геологічних побудов.

#### 4.5. Висновки до розділу 4

Сарське родовище розташовано у добре розвиненому промисловому і нафтогазовидобувному районі, з облаштованими промислами, які забезпечені питною і технічною водою, сировинною базою будівельних матеріалів, необхідних для потреб підприємства із видобутку нафти і газу.

Проектами ДПР, а також технологічними схемами розробки сусідніх родовищ розроблений раціональний комплекс природоохоронних заходів. Визначені та оцінені небезпечні екологічні фактори, які можуть впливати на стан довкілля під час видобутку та транспортуванні продукції, максимальні разові гранично допустимі концентрації шкідливих речовин газонафтопромислових об'єктів. Розроблені заходи щодо охорони навколишнього середовища, атмосферного повітря, поверхневих та підземних вод. Розроблені заходи по збереженню ґрунтів, флори і фауни, а також утилізації супутніх вод, що видобуваються разом з нафтою і газом.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішено важливу наукову задачу з удосконалення методики пошуково-розвідувального буріння на прикладі Сарської площі де охоплюються такі розрізи ярусів: касимовського верхнього карбону, московського і башкирського середнього карбону та верхньосерпуховського, верхньо- і нижньовізейського під'ярусів нижнього карбону.

Робота виконана станом на 2024р., на основі результатів буріння та випробування свердловин, промислово-геофізичних досліджень, геолого-промислової інформації по сусідніх родовищах в межах Харківцівського родовища нафтогазоносного району. За даними проведених досліджень, можна зробити висновки:

1. Дослідно-промислова розробка родовища проводиться згідно з проектом розробки з комплексним використанням запасів родовища. За гідрогеологічними та гірничо-технічними умовами розробки родовище належить до складних.

2. Величина представлених запасів та ресурсів вуглеводнів (по категоріях  $C_1+C_2+C_3$ ) зменшились на 1943 тис.т ум.п. в порівнянні з тими, що числяться на Державному балансі по категоріях  $C_1+C_2$ .

Неспівпадіння запасів, що перебувають на Державному балансі корисних копалин України, і підрахованих в звіті зумовлено:

- зміною вимог до класифікації запасів згідно з “Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів ...” [ 6 ], що зумовило переведення частини запасів із категорії  $C_1$  в  $C_2$  і  $C_3$ ;
- більш складною будовою родовища порівняно з попередніми його моделями;
- значною мінливістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і розрізі, наявністю ділянок з

літологічним заміщенням колекторів слабо проникливими та щільними породами, а також тектонічною порушеністю.

3. Загальні початкові запаси і ресурси вуглеводнів по звіту мають розбіжність по всіх категоріях лише на 1943 тис. т, тобто 6,1 %, що підтверджує їх надійність.

4. Подальші перспективи родовища пов'язуються з переведенням в промислові категорії запасів нафти і газу із категорії С<sub>2</sub> та із С<sub>3</sub> в межах північної, південної та західної частин родовища.

5. Перспективи подальшого розвитку геологорозвідувальних робіт в геологічному районі розташування Сарського родовища пов'язуються з Павлюківською, Водянівською, Клубанівською та іншими суміжними площами.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Доленко Г.Н. Походження нафти і газу і нафтогазонакопичення в земній корі. – Київ: Наукова думка, 1986. – 136 с.
2. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – К. : Львів, 1996. – 620 с.
3. Пригаріна Т.М., Кабишев Б.П., Кабишев Ю.Б. та інші Обґрунтувати напрямки і плани геологорозвідувальних робіт на основі комплексної оцінки перспектив та аналізу фонду структур (об'єктів) нафтогазоносних регіонів України. Книга 3 – УкрДГРІ. Чернігів, 2002 рік.
4. Коржнев М.М., Міщенко В.С., Шестопапов В.М., Яковлев Є.О. Концептуальні основи поліпшення стану довкілля гірничовидобувних регіонів України. К.: РВПС України, 2000. 75 с.
5. Ставицький Е.А., Голуб П.С., УДК 553,98:477,53 «Результати комплексних досліджень та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу», Мінеральні ресурси України, №4, 2011 р.
6. Данильян О. Г. Д18 Методологія наукових досліджень : підручник / О. Г. Данильян, О. П. Дзьобань. – Харків : Право, 2019. – 368 с.
7. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
8. Методичні рекомендації щодо застосування класифікації запасів та ресурсів нафти і газу за системою управління вуглеводневими ресурсами від 26.02.2021 № 79 ДЕРЖАВНА

КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН  
при Державній службі геології та надр України, 32 ст.

9. Солодкий В.М., Голуб О.Г. Аналіз наявної геологічної інформації по Шандрівсько-Єкатеринівській площі з метою визначення вихідних даних для розробки проектно-кошторисної документації на відновлення пошукової свердловини Шандрівська 3, ДП «Укрнаукагеоцентр», 2012
10. Ставицький Е., Голуб П., Тхоровська Н. «Щодо перспектив сланцевого газу в межах східного нафтогазоносного регіону України», «Геолог України». №3(31), 2010 р.
11. Сидякіна О.В. Основи геології: навч. посіб. / О. В. Сидякіна, М. О. Іванів. - Херсон : Олді-плюс, 2021. - 207 с
12. Заріцький О.П., Зіненко І.І. Генетична схема зональності елементів осадової системи ДДЗ – основа ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів // Питання розвитку газової промисловості України – Харків, 2003. – С. 9-15.
13. Довідник з нафтогазової справи / За загальною редакцією докторів техн. наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. 1996, 620 с..
14. Доленко Г.Н. Походження нафти і газу, нафтогазонакопичення в земній корі. Київ: Наукова думка, 1986. – 136 с.
15. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. Львів, 2003. 646 с.
16. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр. Затверджено постановою Кабінету Міністрів України №432 від 5.05.1997р. Київ: Державна комісія України по запасах корисних копалин при Міністерстві екології та природних ресурсів. 1997.

17. Колесников О. В. Основи наукових досліджень. 2-ге вид. випр. та доп. Навч. посіб. К.: Центр учбової літератури, 2011. 144 с.
18. Концепція нарощування мінерально-сировинної бази як основи стабілізації економіки України на період до 2010 року // Мінеральні ресурси України. 2000. № 1. С. 4–9.
19. Л.С. Мончак, В.Г. Омельченко. Основи геології нафти і газу. Івано-Франківськ: Факел, 2004, 276 с.
20. Маєвський Б.Й., Євдощук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу. – Київ: Наукова думка, 2002. 403 с.
21. Михайлов В.А., Курило М.В. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Мончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько: КНТ, 2009. 376 С.
22. Мончак Л.С., Омельченко В.Г. Основи геології нафти і газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.