

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 бакалавр  
Спеціальність 103 Науки про Землю

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Гарант освітньої програми  
Лукін О.Ю.  
року «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 року

Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему Оцінювання запасів Абазівського нафтогазоконденсатного родовища за результатами аналізу підрахункових параметрів запасів вуглеводнів

**Пояснювальна записка**

Керівник

К.т.н., доцент Ягольник А.М.  
посада, науковий ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець проекту (роботи)

Ковалевський В.Л.  
студент, ПІБ

група 401НЗ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, науковий ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, науковий ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, науковий ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за розділом

посада, науковий ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту \_\_\_\_\_

**Полтава, 2024**

Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра Буріння та геології  
Освітньо-кваліфікаційний рівень: бакалавр  
Спеціальність 103 Науки про Землю

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

“ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

З А В Д А Н Н Я  
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Ковалевський Віталій Леонідович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оцінювання запасів Абазівського нафтогазоконденсатного родовища за результатами аналізу підрахункових параметрів запасів вуглеводнів

Керівник проекту (роботи) к.т.н., доцент Ягольник Андрій Миколайович

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від “08”12 2023 року № 1481 /1ф.а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17 червня 2024р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) структурна карта, сейсмогеологічні профілі, карти підошов та покрівель, результати геофізичних досліджень надані у додатках до завдання.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; геологічна частина; спеціальна частина – обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів; економічна частина; розділи з охорони праці та навколишнього середовища.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Тема, актуальність, мета та задачі роботи; заходи для підвищення седиментаційної стійкості розчинів; результати експериментальних досліджень седиментації розчинів у табличній та графічній формі; вплив фізичних характеристик каменю на його механічні характеристики; результати використання добавок для покращення властивостей цементного каменю. (у формі презентації).

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Геологічна частина		
2	Спеціальна частина		
3	Економічна частина		
4	Технічна частина		
5	Охорона праці		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	27.05–31.05
2	Спеціальна частина	01.06–10.06
3	Економічна частина	10.06–12.06
4	Охорона праці	13.06–16.06
5	Попередні захисти робіт	17.06–23.06
6	Захист бакалаврської роботи	24.06–28.06

Студент

\_\_\_\_\_ **Ковалевський В.Л.** \_\_\_\_\_  
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ **Ягольник А.М.** \_\_\_\_\_  
 (підпис) (прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	
ВСТУП.....	
РОЗДІЛ 1. Геологічна частина.....	
1.1 Географо економічні умови.....	
1.2 Геолого-геофізична вивченість.....	
1.3 Геологічна будова.....	
1.3.1 Проектний літолого-стратиграфічний розріз.....	
1.3.2 Тектоніка.....	
1.3.3 Нафтогазоносність.....	
1.3.4 Методика і результати геологорозвідувальних робіт.....	
РОЗДІЛ 2. Спеціальна частина.....	
2.1 Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів .....	
2.1.1 Виділення об'єктів і обґрунтування методів підрахунку.....	
2.1.2 Визначення площі покладів .....	
2.1.3 Визначення середньозважених нафтогазонасичених товщин продуктивних пластів .....	
2.1.4 Визначення коефіцієнту відкритої пористості.....	
2.1.5 Визначення коефіцієнту нафтогазонасиченості.....	
2.1.6 Перерахунковий коефіцієнт і газонасиченість пластової нафти.....	
2.1.7 Густина нафти і конденсатів в стандартних умовах .....	
2.1.8 Термобаричні умови газоконденсатних покладів і температурні поправки.....	
2.1.9 Поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта.....	
2.1.10 Розрахунок запасів газу без пентанів та вищекиплячих в стандартних умовах.....	
2.1.11 Підрахунок запасів конденсату, етану, пропану, бутанів.....	
2.1.12 Підрахунок запасів гелію.....	
2.1.13 Результати підрахунку запасів нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів.....	
2.2 Класифікація підрахованих запасів і оцінених ресурсів ВВ за промисловим значенням та ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення.....	
2.3 Оцінка підготовленості родовища до промислового освоєння.....	
2.4 Якість і ефективність геологорозвідувальних робіт та геолого-промислових досліджень під час видобутку вуглеводнів.....	
2.4.1 Точність польових досліджень.....	

2.4.2	Загальні витрати на пошуки розвідку і дослідницькі роботи.....
	РОЗДІЛ 3. Економічна частина.....
3.1	Геолого-економічна ефективність підготовки видобувних запасів.....
3.1.1	Фактична вартість пошуково-розвідувального буріння.....
3.1.2	Показники ефективності геолого-розвідувальних робіт.....
3.2.	Якість і ефективність геологорозвідувальних робіт, а також геологопромислових досліджень під час видобутку вуглеводнів.....
3.3	Загальні витрати на пошуки, розвідку і дослідницькі роботи
	РОЗДІЛ 4. Охорона праці.....
4.1	Охорона навколишнього середовища.....
4.2	Охорона земель, лісу, флори та фауни в процесі експлуатації покладів нафти і газоконденсату.....
4.3	Утилізація супутніх вод.....
4.4	Рекомендації щодо протикорозійних заходів.....
4.5	Пожежна безпека.....
	ВИСНОВКИ.....
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....

## **Анотація**

Ковалевський В.Л. «Оцінювання запасів Абазівського нафтогазоконденсатного родовища за результатами аналізу підрахункових параметрів запасів вуглеводнів». Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 Науки про Землю. – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2024.

77 аркушів, а також 8 графічних додатків: карта товщин, гіпсометричне розташування покладів, та підрахунки, висновок.

В геологічній частині освітлено геологічну та тектонічну будову, нафтогазоносність.

В спеціальній частині обґрунтовано підрахункових параметрів і підрахунок запасів вуглеводнів.

В економічній частині обраховано вартість проектних робіт.

Розроблено комплекс заходів з охорони праці.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ПОКЛАД, НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ, ЗАПАСИ, ВУГЛЕВОДНІ, ПАРАМЕТРИ.

## ВСТУП

**Актуальність** досліджень на Абазівському нафтогазоконденсатному родовищі базується на підрахунку початкових запасів вуглеводнів об'ємним методом у відповідності до інструкції та згідно з геологічним завданням. За результатами виявлено 132 поклади, розміщених в верхньому, середньому та нижньому відділах кам'яновугільної системи, отримана інформація по яких дозволила виконати підрахунок початкових запасів вуглеводнів .

**Мета:** підрахунок початкових запасів вуглеводнів об'ємним методом на Абазівському нафтогазоконденсатному родовищі.

**Завдання:** дослідити геологічну будову та перспективи нафтогазоносності Абазівській площі та прилягаючих ділянок; виконати підрахунок початкових запасів вуглеводнів об'ємним методом, 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:** підрахунок початкових запасів вуглеводнів на Абазівському нафтогазоконденсатному родовищі.

**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.

## 1. Геологічна частина

### 1.1 Географо економічні умови

В адміністративному відношенні [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] є переважно сільськогосподарським з широко розвиненою нафтогазо-видобувною промисловістю і мережею продуктопроводів. Найближчі родовища: Карайкозівське, Краснокутське, Мар'їнське, Качалівське та інші, на відстані від 4-х до 10 км (рис.1.1).

В безпосередній близькості до родовища проходять газопроводи Шебелинка-Полтава-Київ та Богодухів-Степне.

Абазівське родовище знаходиться в густонаселеній місцевості. Найближчими пунктами є села: Настенківка, Коломакський Шлях, Китченківка, Ворошилівка.

Районний центр – місто Полтава – розташований на відстані 15 км на північ від родовища. Залізнична магістраль Харків-Полтава проходить на південному сході від Абазівського родовища з найближчими залізничними станціями Водяна і Коломак.

В безпосередній близькості від нього проходить автотраса Київ-Харків.

Район родовища має густу мережу енергопостачання та систему водопостачання з палеогенових та крейдяних горизонтів.

Із корисних копалин, окрім нафти і газу, є також будівельні матеріали: пісок, глина.



того часу і задовольняла вимогам до сейсмічних матеріалів для проектування пошуково-розвідувального буріння.

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 1976 році на Абазівській площі 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.

Оскільки, за даними буріння по дорозвідці родовища, геологічна будова його виявилася більш складною, були проведені в 1983-1985 роках додаткові сейсмічні дослідження з метою уточнення структурної форми підняття, трас скидових порушень та контурів передверхньосерпуховського девонського соляного ядра.

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.

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 нафтогазоносного горизонту М-4 московського поверху в 2003 році;
- по покладу нафтоносного горизонту М-2 (пласти М-2а) московського поверху в 2000 році.

## **1.3 Геологічна будова**

### **1.3.1 Проектний літолого-стратиграфічний розріз**

Абазівське нафтогазоконденсатне родовище в загальній геологічній структурі регіону приурочене 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 Абазівського родовища приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем з загальною товщиною 7200-8000 метрів.

Свердловинами пошукового та розвідувального буріння із палеозойських відкладів розкриті девонські, кам'яновугільні та пермські, мезозойських – тріасові, юрські, крейдові, а також типовий для даної частини западини комплекс кайнозойських формувань.

Палеозойська ератема (PZ)

Девонська система (D)

В межах Абазівської площі до девонських відносять хемогенні відклади соляного штоку, який прорвав теригенні відклади нижнього карбону.

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>)

Розкрита товщина турнейських відкладів становить 30-70 м.

### Візейський ярус (C<sub>1v</sub>)

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

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

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

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

Серпуховський ярус представлений нижньо- та верхньосерпуховськими під'ярусами.

Товщина відкладів нижньосерпуховського під'ярусу 72-381 м.

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.

Розкрита товщина відкладів до 642 м.

### Московський ярус (C<sub>2m</sub>)

Московські відклади залягають на розмитій поверхні башкирського ярусу, представлені світами C<sub>2</sub><sup>5</sup>, C<sub>2</sub><sup>6</sup>, C<sub>2</sub><sup>7</sup>, C<sub>3</sub><sup>1</sup>. 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.

Товщина відкладів московського ярусу – 249-505 м.

#### Верхній відділ (С<sub>3</sub>)

Розкритий в обсязі касимовського та гжельського ярусів. Касимовський ярус представлений ісаївською С<sub>3</sub><sup>1</sup> і авилівською С<sub>3</sub><sup>2</sup> світами. Гжельський ярус представлений араукаритовою С<sub>3</sub><sup>3</sup> і нижньою частиною картамишської С<sub>3</sub>к<sub>т</sub> світи.

Свердловинами №№ 1, 5, 8, 10, 12, 13, 17, 19, 21, 52, 53, 54 у відкладах верхнього карбону підсічені порушення.

Товщина відкладів верхнього відділу кам'яновугільної системи – 525-707 м.

#### Пермська система (Р)

Представлена нижнім відділом. Виділяються картамишська (Р<sub>1</sub>к<sub>т</sub>), микитівська (Р<sub>1</sub>нк), та слав'янська світи (Р<sub>1</sub>сл). Керном розріз не охарактеризований. Літологічна характеристика надана за геофізичними даними.

Картамишська світа (Р<sub>1</sub>к<sub>т</sub>) представлена перешаруванням аргілітів та алевролітів з рідкими прошарками пісковиків та доломітів.

Микитівська (Р<sub>1</sub>нк) та слав'янська (Р<sub>1</sub>сл) світи складені перешаруванням ангідритів, доломітів, глин, алевролітів, пісковиків.

Загальна товщина відкладів 214-280 м.

#### Мезозойська ератема (МЗ)

#### Тріасова система (Т)

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 (K)

Відклади крейдяної системи представлені нижнім та верхнім відділами.

#### Нижній відділ (K<sub>1</sub>)

Відклади нижнього відділу крейдяної 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 (K<sub>2</sub>)

Відклади верхнього відділу крейдяної 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 крейдяної системи 709-739 м.

### Кайнозойська ератема (KZ)

#### Палеогенова система (P)

Відклади палеогенової системи незгідно залягають на відкладах верхньокрейдяної системи, представлені в обсязі канівської, буцацької, 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.

### 1.3.2. Тектоніка

В регіональному тектонічному плані Абазівське родовище розташоване в північній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочене до смуги північно-західного облягання Високопольського виступу фундаменту (рис.1.2.).

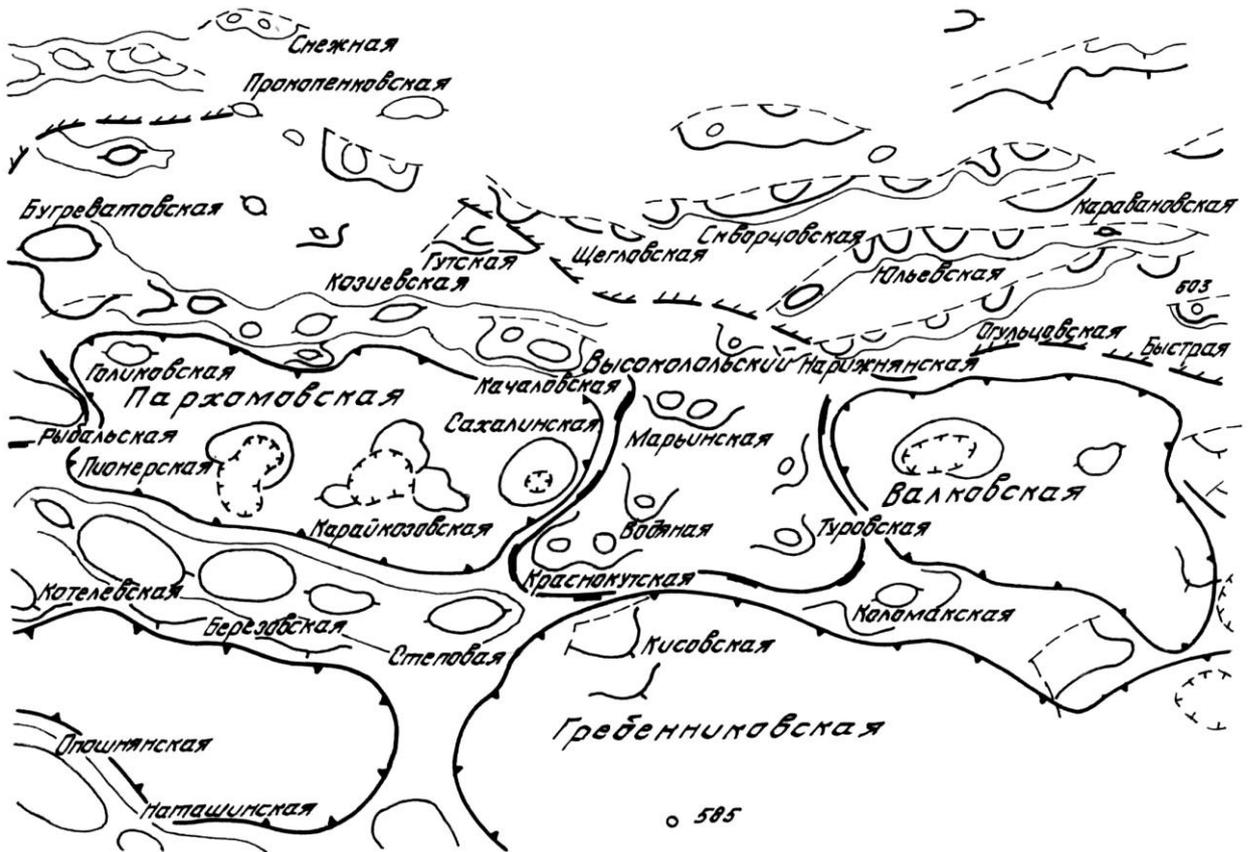
Згідно з існуючою схемою районування М.П. Зюзькевича по переважному розвитку структурних форм [12], Абазівське родовище належить до Комишнянсько-Коломацької зони антиклінальних піднять, зумовлених поєднаним проявом галокінезу і блокової тектоніки.

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.

Одночасно з циклічно-коливальними рухами, з переважаючим зануренням всієї території району і накопиченням значних товщин кам'яновугільних відкладів, проявлялись і структуроформуючі фактори, які



Масштаб 1:500000

Рисунок 1.2. – Тектонічна карта центральної частини і сходу ДДз  
(фрагмент)

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.

Абазівське 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.

Геологічна будова Абазівського структурного елементу кільцевої зони піднять вивчалась сейсмічними дослідженнями та пошуково-розвідувальним бурінням.

По своїх генетичних ознаках Абазівське підняття, за даними класифікації Білика О.Д., Вітенка В.О., Іванюти М.М., відноситься до типу антиклінально-переривчасто-конседиментаційно-солянокупольного класу, криптодіапірового підкласу, тектонічно порушеного виду [1].

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.

По верхньосерпуховському геологічному поверху нафтогазоносності (відбиваючий сейсмічний горизонт  $V_{B1}^2$ ). Абазівське 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 Абазівське 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 підняття, змістилися безпосередньо до крайніх продуктивних свердловин, які знаходяться в контурі верхньовізейського базового горизонту В-22.

По башкирському геологічному поверху нафтогазоносності (відбиваючий сейсмічний горизонт  $V_{b_2}^{3-n}$ ), приуроченому до нижньої частини розрізу, Абазівське 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.

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 підошовної частини, як антиклінальної складки, зменшується. За даними сейсмічних побудов вона являє собою виположену малоамплітудну куполовидну форму з різко вираженою асиметрією крил та перикліналей.

В процесі подальшого занурення території родовища, черговий інтенсивно спадаючий прояв галокінезного структуроформуєчого фактору мав місце, як по завершенню відкладів середнього карбону, так і кам'яновугільної системи в цілому. Такі особливості формування Абазівської 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, Абазівське 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  $Vb_1^{2-2}$ , Абазівське носоподібне підняття має більш витягнуту структурну форму, розвинену уздовж поперечного скидового порушення II, успадкуючи 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  $Vb_1^1$  та даних буріння, Абазівське підняття повністю успадкує форму по реперу  $R_8$  (низи горизонту М-6) з досить вираженою прискидовою східчасто-грабеновою формою.

По верхньопалеозойських та мезокайнозойських відкладах Абазівська структура свого прояву не знаходить і виражена в розрізі лише як терасовидна та градієнтна ділянка на загальному моноклінальному схилі Високопольського виступу. Однак глибинна будова Абазівської 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, Абазівська 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 східчно-занурені частини: північну, південну та західну;
- верхньосерпуховсько-нижньобашкирського, сформованого над нижньо-серпуховсько-візейською діапировою структурною формою;
- верхньобашкирсько-московсько-касимовського гемібрахіантиклинально-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 Абазівського підняття.

Створена модель будови родовища, що повністю відповідає просторовому розміщенню покладів вуглеводнів, базується на неодноразових комплексних польових і тематичних сейсмічних дослідженнях та даних пошуково-розвідувального і експлуатаційного буріння. Вона підтверджена геологічними, продуктивними профільними розрізами та структурними реперними картами і на сьогодні є найімовірною для геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів і визначення подальших напрямків нафтогазорозвідувальних робіт по довивченню родовища.

### 1.3.3 Нафтогазоносність

[Redacted text block containing multiple paragraphs of information, all obscured by black bars.]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]

південного блоку горизонт розкритий лише в двох свердловинах №№ 11, 17.



[REDACTED]

#### **1.3.4. Методика і результати геологорозвідувальних робіт**

З метою вивчення особливостей глибинної будови, співвідношення структурних підповерхів різних стратиграфічних комплексів та загального положення в геотектонічному плані, а також визначення моделі резервуарів покладів вуглеводнів на Абазівській площі проведено значний обсяг польових сейсмічних досліджень Східно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією (СУГРЕ).

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] біжність з сейсмічними побудовами. В 1981-1982 роках тематичними роботами СУГРЕ була представлена, з врахуванням даних буріння, нова модель будови Сахалінської площі. Враховуючи результати пошуково-розвідувальних робіт, які внесли значні зміни в попередню модель родовища, в 1983-1985 роках на площі були знову проведені польові роботи партіями 19/40/95, в результаті яких, з врахуванням буріння нових свердловин, була уточнена будова Абазівського родовища, оскільки пошуковим бурінням по дорозвідці родовища були внесені нові суттєві зміни в його будову.

В 1989-1991 роках по Абазівській площі здійснено повний перегляд попередніх польових і тематичних матеріалів з врахуванням даних всіх пробурених свердловин. В результаті здійснених робіт була уточнена будова склепінної частини структури та трасування порушень, що її ускладнюють.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Для обробки сейсмічних матеріалів використовувалась американська система обробки "ProMAX" та робочих станцій SAN-SPARK-20. Були проведені наступні процедури: корекція статичних поправок, корекція швидкостей шляхом перебору, повторна корекція статичних поправок,

сумування з широкополосною фільтрацією та регулюванням амплітуд на виході, міграція з використанням алгоритму по формулі Кірхгофа.

Шість профілів (с.п. 40/95 №№ 9, 14, 15, 16, 17 і 19), польові роботи по яких виконано в кінці 1997 та на початку 1998 р., оброблялись за іншим графом обробки, поряд з вказаними вище процедурами використовувались: віднімання хвиль-поміх FK-фільтром, віднімання кратних хвиль програмою “РАДОН”, мінімально-фазова та нуль-фазова деконволюції.

На Абазівській площі передбачалось виконання сейсмо-розвідувальних досліджень по 48-кратній фланговій системі спостереження з застосуванням вибухових джерел збудження по профілях загальним обсягом 75,57 км та по 48-кратній центральній системі спостереження з використанням невибухових джерел збудження, обсягом 75 км.

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Випробування свердловин проводилось з метою отримання матеріалів для виділення продуктивних пластів, визначення їх колекторських властивостей, характеру насичення, орієнтовної оцінки площі нафтогазоносності, товщини продуктивних пластів, пористості, визначення фізико-хімічних параметрів пластових флюїдів, вивчення режиму покладів та термобаричних умов, а також отримання даних для характеристики законтурної зони.

Всього на родовищі станом пробурено 44 свердловини (16 – пошукових, 4 – розвідувальних, 20 – експлуатаційних, 2 – нагнітальних, 2 – водозабірних), перебуває в бурінні одна свердловина (№ 20). З числа пробурених 2 свердловини, а саме № 2 та № 12, були ліквідовані з геологічних причин без спуску експлуатаційної колони. Свердловина № 2 випробувана в процесі буріння ВПТ і ВПК, в св.№ 12 випробування в процесі буріння не проводились, в зв'язку з тим, що перспективних об'єктів не виявлено. Свердловини №№ 30, 33 через технічні ускладнення не досягли проектної глибини і були ліквідовані з технічних причин. В розкритому розрізі перспективних об'єктів не виявлено, тому в процесі буріння випробування не проводились. Свердловина № 20, що була забурена 20.04.93 р., станом на 01.01.07, через відсутність фінансування не досягла проектної глибини і перебуває в тривалій консервації. В процесі буріння випробування не проводилось.

Ефективність проведених робіт досягалась застосуванням цілого комплексу досліджень (геофізичних, гідродинамічних, лабораторних), як в процесі буріння, так і в закінчених буріннях свердловинах.

Роздільне випробування продуктивних горизонтів в процесі буріння пошукових і розвідувальних свердловин виконувалось по схемі зверху-вниз по мірі їх розкриття.

Згідно з геологічним проектом пошуково-розвідувального буріння [35] на площі родовища для промислової оцінки виявлених покладів вуглеводнів передбачалося пробурити 21 свердловину з загальним метражем 110090 м.

Фактично на родовищі на дату геолого-економічної оцінки для вивчення газонафтоносності середньокам'яновугільного, верхньосерпуховського та візейського поверхів нафтогазоносності пробурено 100848 м і закінчено будівництвом 20 свердловин.

Окрім пошуково-розвідувальних свердловин на площі родовища для довивчення виявлених покладів в московських відкладах пробурено 19 випереджуючих експлуатаційних свердловин і в верхньосерпуховських – 7 з загальним метражем 74753 м.

Повнота вивчення покладів касимовського, московського, башкирського, верхньосерпуховського та верхньовізейського нафтогазоносних комплексів неоднакова, що зумовлено глибинністю залягання, особливостями літофаціального типу розрізу, складністю будови геологічних поверхів та ступенем розчленованості скидовими порушеннями кожного окремого поверху.

Повнота вивчення верхньовізейських продуктивних горизонтів В-14, В-16, В-18 та В-22, В-23 неоднакова і зумовлена особливостями їх розвитку та кількістю свердловин, доведених до проектних глибин.

Найбільш вивченим є поклад горизонту В-14 в межах північної частини родовища, де він розкритий п'ятьма свердловинами в контурі газонасності та двома за межами. Промислова газонасність доведена випробуванням та ДПР (св.№№ 14, 18).

Отже, родовище по трьох основних поверхах нафтогазоносності: касимовсько-московському, верхньосерпуховському та візейському по основних базових горизонтах є достатньо розвіданим пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними випереджувальними свердловинами.

В свердловинах виконано повний комплекс ГДС, відібрана необхідна кількість кернового матеріалу із продуктивних пластів, проведено лабораторні дослідження по визначенню фізико-хімічних характеристик нафти, хімічного складу газу та виконані типові дослідження пластової нафти свердловин та визначення фізики пласта всіх зразків порід-колекторів.

Проведені значні обсяги робіт по ДПР. 18 свердловин введені в дослідно-промислову розробку покладів горизонтів К-6, М-2а, М-2б, С-4, С-5, В-14, В-22, В-23, з яких видобуто газу 29,1% від розвіданих, а нафти 42,5% від початкових розвіданих запасів.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]чення і ДПР основних базових горизонтів готове для геолого-економічної оцінки запасів нафти і газу.

### **Висновки до розділу 1.**

1. За даними проведених досліджень Абазівське підняття за своїм генетичним типом відноситься до палеозойських занурених, переривчастоконсидиментаційних, порушених солянокупольних форм з перед-верхньосерпуховським рівнем прориву девонського ядра.

2. Абазівське нафтогазоконденсатне родовище в загальній геологічній структурі регіону приурочене до північної прибортової зони Дніпровсько-

Донецької западини, у смузі облягання Високопольського виступу фундаменту кристалічного масиву, що мисоподібно заходить в її межі. В геологічній будові осадового комплексу відкладів Абазівського родовища приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем з загальною товщиною 7200-8000 метрів.

3. Після встановлення промислової нафтоносності середньо-кам'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.

4. Родовище по трьох основних поверхах нафтогазоносності: касимовсько-московському, верхньосерпуховському та візейському по основних базових горизонтах є достатньо розвіданим пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними випереджувальними свердловинами.

## **2. Спеціальна частина**

### **2.1. Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів**

#### **2.1.1. Виділення об'єктів і обґрунтування методів підрахунку**

На Абазівському родовищі виявлено 132 поклади, розміщених в верхньому, середньому та нижньому відділах кам'яновугільної системи. За період проведення пошуково-розвідувальних робіт (1976-2005 рр.) пробурено 37 глибоких свердловин, 2 нагнітальні та 2 водозабірні, отримана інформація по яких дозволила виконати підрахунок початкових запасів вуглеводнів об'ємним методом, у відповідності до інструкції та згідно з геологічним завданням.

Методика підрахунку запасів по всіх об'єктах, виділених авторами за результатами обробки матеріалів пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння, випробування, сейсмічних, промислово-геофізичних, тематичних та дослідно-промислових робіт по визначенню морфологічних, структурно-тектонічних, літофаціальних особливостей будови викладена нижче.

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

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot k \cdot \theta \cdot \rho \quad (2.1)$$

де F - площа нафтоносності, м<sup>2</sup>;

h - нафтонасичена товщина пласта, м;

m - коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

k - коефіцієнт нафтонасиченості колектора, частка одиниці;

$\theta$  - перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти, частка одиниці;

$\rho$  - густина нафти в стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>;

Видобувні запаси нафти (Q<sub>в</sub>) визначались за формулою:

$$Q_{\text{в}} = Q \cdot \eta_{\text{н}} \quad (2.2)$$

де  $\eta_{\text{н}}$  - коефіцієнт вилучення нафти, частка одиниці.

Геологічні (V<sub>р</sub>) і видобувні (V<sub>р<sup>в</sup></sub>) запаси розчиненого в нафті газу визначались за формулами:

$$V_{\text{р}} = Q \cdot \eta_{\text{о}} \quad (2.3)$$

$$V_{\text{р}^{\text{в}}} = V_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{г}} \quad (2.4)$$

де  $\eta_{\text{о}}$  - початковий об'єм газу, розчиненого в нафті, м<sup>3</sup>/т;

$\eta_{\text{г}}$  - коефіцієнт газовіддачі, частка одиниці.

Підрахунок запасів природного газу проведено об'ємним методом по 11 газоконденсатних покладах на основі вивчення даних

геологорозвідувальних та промислово-геофізичних робіт, згідно з загальноприйнятою формулою:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_r \cdot \frac{P_{пл} \cdot \alpha - P_{зал} \cdot \alpha_{зал}}{P_{ст}} \cdot f, \quad (2.5)$$

де  $V$  – початкові запаси газу, приведені до стандартних умов, млн. м<sup>3</sup>;

$F$  – площа газонасності, тис. м<sup>2</sup>;

$h$  – ефективна газонасичена товщина пласта, м;

$m$  – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

$\beta_r$  – коефіцієнт газонасичення, частка одиниці;

$\frac{D_{ге} \cdot \alpha - D_{гае} \cdot \alpha_{гае}}{D_{но}}$  – баричний коефіцієнт, що використовується для

приведення об'єму вільного газу, який міститься в покладі, до стандартних умов,

де:  $P_{пл}$  - початковий пластовий тиск в покладі, МПа;

$P_{зал}$  - залишковий тиск, що встановлюється в покладі, коли тиск на усті видобуваючої свердловини буде дорівнювати стандартному ( $P_{зал}=0,1$  МПа);

$\alpha$ ,  $\alpha_{зал}$  - поправка на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для  $P_{пл}$  та  $P_{зал}$ ;

$P_{ст}$  - тиск при стандартних умовах МПа,  $P_{ст}=1 \text{ ат} = 0,0981$  МПа;

$f$  - поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури, частка одиниці.

Початкові геологічні (балансові) запаси газового конденсату ( $Q_k$ ) підраховані за формулою:

$$Q_k = V \cdot q, \quad (2.6)$$

де  $q$  – початковий вміст в газі стабільного конденсату, т/млн.м<sup>3</sup>.

Видобувні запаси газового конденсату визначалися за формулою:

$$Q_{кв} = Q_k \cdot \eta_k, \quad (2.7)$$

де  $\eta_k$  – коефіцієнт вилучення конденсату, частка одиниці.

## 2.1.2. Визначення площі покладів

Об'єм нафтогазонасичених порід об'єктів підрахунку запасів визначається як добуток величини площі та нафтогазонасичених товщин.

Площі нафтогазоносності об'єктів підрахунку визначались, відповідно, до прийнятих УГВК, ГВК, УГНК, ВНК у свердловинах і виділених границь класів запасів.

Гіпсометричне положення контактів встановлено комплексно: за даними промислово-геофізичних досліджень, результатів випробування і дослідно промислової розробки свердловин, у відповідності до прийнятої моделі родовища. Площа нафтогазоносності продуктивного пласта визначається на підрахунковому плані, який складений з урахуванням сейсмічних побудов по покрівлі продуктивного пласта, з нанесенням на нього контурів нафтогазоносності.

Визначення площі покладів здійснювалось за даними вимірювань на підрахункових планах масштабу 1:10000 двокареточним полярним планіметром ПП-М № 1965 випуску 1987 р. з наступним вирахуванням середньоарифметичного з трьох окремих вимірів.

### **2.1.3. Визначення середньозважених нафтогазонасичених товщин продуктивних пластів**

Ефективні нафтогазонасичені товщини визначені згідно з промислово-геофізичними даними 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 добутоків площ обмежених двома сусідніми ізопакітами

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.

У випадку, коли підрахунковий об'єкт, що містить однофазний флюїд, розділяється за ступенем геологічної вивченості на різні класи або категорії, розрахунок середньозваженої товщини проводиться шляхом віднімання від загального об'єму газової чи нафтової зон об'єму газової чи нафтової зони вищого класу та ділення отриманого результату на відповідну площу.

У випадку, коли підрахунковим об'єктом є багатофазовий флюїд, розрахунок проводиться як різниця між загальним газонафтонасиченим чи газонафтоводонасиченим об'ємом, та газонасиченим об'ємом, а отриманий результат ділиться на відповідну площу.

#### **2.1.4 Визначення коефіцієнту відкритої пористості**

До підрахунку прийняті значення відкритої пористості, визначені за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС з використанням лабораторних досліджень керну. Результати лабораторних визначень були основою для побудови петрофізичних залежностей, а також для оцінки достовірності та надійності значень пористості, отриманих в результаті промислово-геофізичних робіт.

Для підрахунку запасів нафти і газу по покладах прийняті середньоарифметичні значення середньозважених по товщині значень пористості в окремих свердловинах, згідно з даними промислово-геофізичних досліджень, як найбільш обґрунтовані та узгоджені з результатами досліджень кернового матеріалу і результатами випробування свердловин (додаток 1).

Для перспективних ресурсів, які в підрахунку запасів вуглеводнів за ступенем геологічного вивчення визначені як  $C_3^*$  (333), прийняті граничні значення пористості та нафтогазонасиченості.

Граничні значення пористості для теригенних колекторів на Сахалінському родовищі, згідно з промислово-геофізичними заключеннями наступні:  $C_3$ -10,5%,  $C_{2m}$ -10,5%,  $C_{2b}$ -9%,  $C_{1s}$ -8,5%,  $C_{1v}$ -7%, горизонтів В-22, В-23, В-24 – 6,5%.

Середньозважені по товщині величини коефіцієнтів пористості по кожній свердловині наведені в додатку 1.

### **2.1.5. Визначення коефіцієнту нафтогазонасиченості**

Коефіцієнти нафтогазонасиченості продуктивних пластів визначались на підставі комплексної інтерпретації матеріалів ГДС.

Результати визначення середньозважених по товщині коефіцієнтів нафтогазонасиченості продуктивних пластів по кожній свердловині наведені в додатку 1. Для підрахунку запасів прийняті середньоарифметичні значення, середньозважених по товщині коефіцієнтів нафтогазонасиченості в окремих свердловинах в межах підрахункових об'єктів (додаток 1.). Граничні значення нафтогазонасиченості такі:  $C_3$  – 53%,  $C_{2m}$  – 53%,  $C_{2b}$  – 50%,  $C_{1s}$  – 55,  $C_{1v}$  – 72%, горизонтів В-22, В-23, В-24 – 70%.

### 2.1.6. Перерахунковий коефіцієнт і газонасиченість пластової нафти

Перерахунковий коефіцієнт ( $\theta$ ) вводиться в формулу підрахунку для приведення розрахункового об'єму пластової нафти до стандартних умов і являє собою обернену величину об'ємного коефіцієнта ( $\beta$ ).

$$\theta = \frac{1}{\beta} \tag{2.8}$$

Об'ємні коефіцієнти визначалися експериментально при дослідженні глибинних проб нафт. Для визначення перерахункових коефіцієнтів використовувалися показники об'ємних коефіцієнтів, одержаних при диференціальному розгазуванні.

Газовміст пластових нафт також визначався експериментально при дослідженнях глибинних проб нафт.

Підрахункові параметри (перерахунковий коефіцієнт, газовміст пластової

[REDACTED]

[REDACTED]

### **2.1.7. Густина нафти в стандартних умовах**

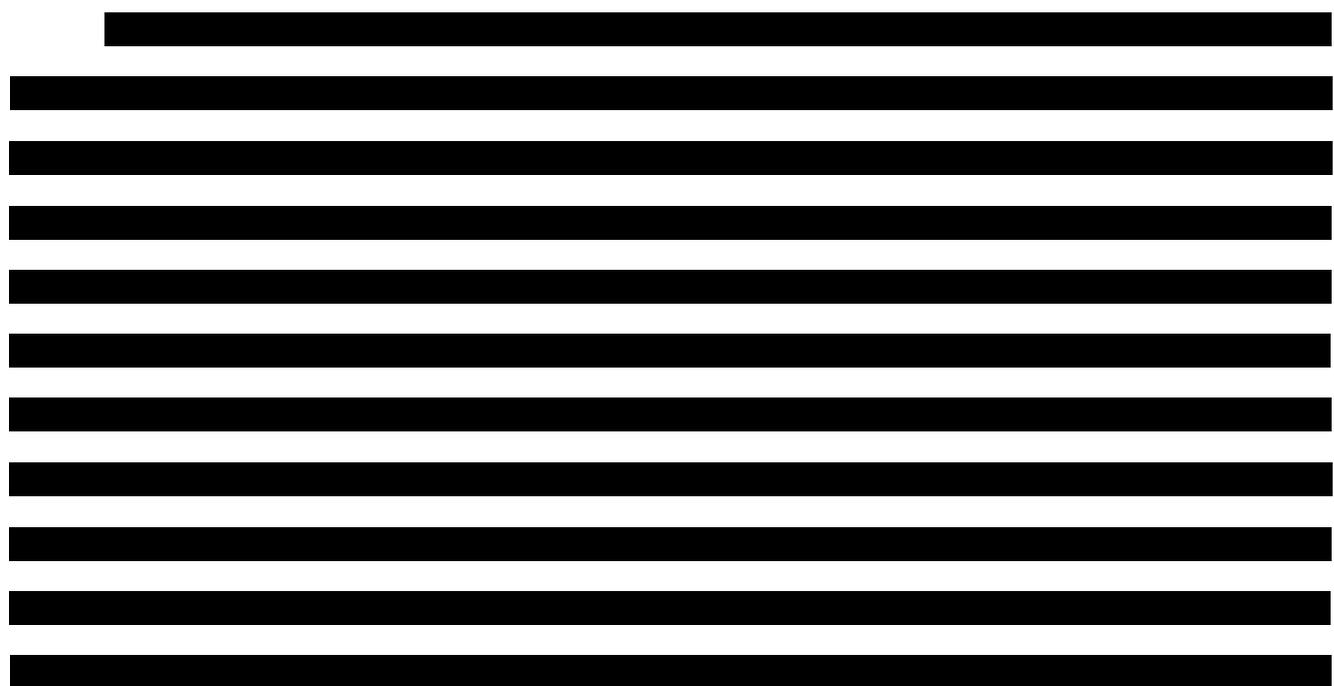
Даний параметр введений у формулу підрахунку для переводу об'ємних одиниць запасів нафти в вагові. Густина нафт в стандартних умовах визначалася як за результатами лабораторних досліджень проб дегазованих нафт, так і глибинних проб. Останні, які на погляд авторів є більш показовими, використані для підрахунку запасів вуглеводнів.

Для продуктивних пластів, де не відбиралися глибинні проби, густина нафти приймалась по аналогії із сусідніми блоками та пластами (додаток 2.).

### **2.1.8. Термобаричні умови газоконденсатних покладів і температурні поправки**

Для замірів початкових пластових тисків застосовувались глибинні манометри типу МГН-2 класу точності 0,6%. Перед кожним дослідженням і після нього глибинні манометри тариувались.

Результати тарировки приводяться в кожному акті дослідження. На основі замірів побудована епюра тисків.



к початковий пластовий тиск. У випадках відсутності прямих замірів пластового тиску побудова епюри тисків для кожного покладу проводилась з урахуванням приналежності пласта до певних гідродинамічних зон , лінії розрахункового гідростатичного тиску і густини флюїду в пластових умовах. Для продуктивних пластів верхньо-середньокам'яновугільних і верхньосерпуховських відкладів при визначенні величин пластового тиску в зоні газорідинного контакту використовувалась лінія розрахункового гідростатичного тиску. У верхньовізейських відкладах, побудова епюр тисків проводилась з врахуванням результатів замірів пластових тисків при випробуванні найближчих продуктивних пластів і імовірних величин пластового

тиску в покрівлі покладу. Так, для розрахунків були прийняті наступні значення градієнтів пластового тиску: покрівля покладів горизонту В-14 – 0,0115 МПа/м, покрівля покладів В-15а, В-15б – 0,0117 МПа/м; В-16 - 0,0119 МПа/м; В-19 - 0,0119 МПа/м; В-21-22 - 0,0119 - 0,0121 МПа/м.

Для підрахунку запасів прийняті значення пластових тисків, зняті з епюри по абсолютних відмітках, що відповідають  $\frac{1}{2}$  висоти пластових покладів від УГНК, ГНК, УГВК або ГВК.

Для визначення температурних поправок використовувався геотермічний градієнт, складений на основі вимірів термоградієнта у свердловинах. Пластова температура визначалась шляхом зняття величини температури на абсолютній відмітці, яка відповідає  $\frac{1}{2}$  висоти покладу від визначеного або умовно встановленого газорідинного контакту.

Поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури визначалась за формулою:

$$f = \frac{T + t_{cm}}{T + t_{nl}} \quad (2.9)$$

де  $T$  – абсолютна температура ( $273^{\circ}\text{C}$ );

$t_{cm}$  – стандартна температура ( $20^{\circ}\text{C}$ );

$t_{nl}$  – пластова температура ( $^{\circ}\text{C}$ );

Пластові температури та температурні поправки приведені в додатку 3 .

### **2.1.9. Поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта**

Поправочний коефіцієнт ( $\alpha$ ) на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта являє собою зворотну величину коефіцієнта стисливості ( $Z$ ) і визначався за формулою

$$\alpha = \frac{1}{Z} \quad (2.10)$$

Псевдокритичні тиски і температури, розраховані за складом пластового газу, приводяться додатку 4. Для підрахунку запасів газу підрахункові параметри - мольна частка сухого газу, а також вихідні дані для обчислення поправок на стиснення вуглеводневих газів) взяті наступним чином:

- 1) для продуктивних пластів М-2а - за даними досліджень (блок А) св. № 51. Дослідження, які проводились Чернігівським УкрНДГРІ [ 11] по св. № 10 авторами не прийняті до уваги. Враховуючи, що блоки А, Б, Г' існують як єдина гідродинамічна система, а газоконденсатні дослідження в св. №№ 10, 18 проводились в однакових термобаричних умовах, зокрема при початковому пластовому тиску, результати аналізу розробки блоків в якості величини початкового вмісту конденсату, для двох блоків доцільно прийняти максимальне значення, яке отримано при дослідженнях св. № 51 – 350,31 г/м<sup>3</sup> в перерахунку на «сухий» газ. На користь цього свідчить динаміка товарного конденсатогазового фактора (КГФ), яка спостерігається в процесі розробки газової шапки пласта М-2а.
- 2) для блоку Г продуктивного пласта М-2а – по аналогії з пластом М-2а (блок А, Б, Г'), дані дослідження по св. № 9 авторами не взяті до уваги в зв'язку з некондиційністю проби. При дослідженнях була отримана двофазна систем
- 3) для продуктивних пластів М-4а (блок В), С-4б<sub>1</sub> (блок В) за даними досліджень св. № 7 - [11];
- 4) для продуктивного пластів Б-3а, Б-4 (блок З), Б-9 (блок Б), Б-11, Б-13а, Б-13б, С-3 (блок В), С-4а (блок В), С-4б<sub>1</sub> (блоки В, Д, К, Л, Ж) та С-4б<sub>2</sub> по аналогії з блоком В пластів С-4а та С-4б<sub>1</sub>;
- 5) для блока Є продуктивних пластів С-4а, С-4б<sub>1</sub> за даними досліджень св. № 14 - [12];
- 6) для продуктивних пластів Б-4 (блок Д), Б-9 (блок Д), Б-10, С-3 (блок Д), С-4а (блок Р), С-4б<sub>1</sub> (блок Р) - по аналогії з блоком Є пластів С-4а, С-4б<sub>1</sub>;
- 7) для блока В продуктивного пласта С-5а - за даними досліджень св. № 7 - [11]
- 8) для продуктивних пластів С-5а (блок Ж), С-5б (блоки В, Д, Ж, Л), С-6а (блоки В, Ж), С-6б, С-7(блоки В, Ж) - по аналогії з пластом С-5а (св. № 7);

- 9) для продуктивних пластів С-5а (блок Р, З), С-5б (блоки А, З, М, Є, К), С-6а (блок К), С-7 (блок Н) - взяті по аналогії з блоком Н продуктивних пластів С-5а, С-5б (св. № 19). Компонентний склад пластового газу і вміст ВВ  $C_{5+}$  св. № 57 (блок З) та св. № 19 схожі;
- 10) для блоку Н продуктивних пластів С-5а - С-5б - за даними дослідження св. 19 - [15];
- 11) для продуктивного пласта В-14 та блоку З продуктивного пласта С-4б<sub>1</sub> - за даними дослідження, проведеного в св. № 14. По блоку З (св. № 115), компонентний склад пластової системи близький до складу пластового газу св. № 14. - [12];
- 12) для продуктивних пластів В-15а, В-15б - по аналогії з продуктивним пластом В-14;
- 13) для продуктивного пласта В-16, за даними дослідження св. № 14 - [12];
- 14) для продуктивного пласта В-19 - по аналогії з продуктивним пластом В-16;
- 15) для блоку У продуктивного пласта В-22 та блоку З продуктивного пласта С-4а – за даними досліджень св. № 21. По блоку З (св. № 57), компонентний склад пластової системи близький до складу пластового газу св. № 21. - [17];
- 16) для продуктивних пластів В-21(блок У, Н), В-24 (блок У, Р) - по аналогії з блоком У пласта В-22;
- 17) для продуктивного пласта В-21 (блоки Р, Т), та продуктивного пласта В-22 (блок О) – по аналогії з усередненими даними по блоку Н, Р, Т - [17];
- 18) для продуктивного пласта В-22 (блоки С, Д, К) - по аналогії з пластом В-22 (блок З), де по св. № 17 проведені дослідження - [14];
- 19) для продуктивних пластів В-23 та В-24 - за даними св. № 5 - [10].

Значення коефіцієнтів  $\alpha$  і  $Z$  для кожного покладу приведені у додатку 4

Для продуктивних пластів, які не досліджувались, або проби виявились неякісними, вихідні дані для обчислення поправок на стиснення вуглеводневих газів наведені додатку 5.

### 2.1.10. Розрахунок запасів газу без пентанів та вищекиплячих в стандартних умовах

Мольна частка «сухого» газу вводиться в формулу підрахунку запасів газу з метою переводу газу в стандартні умови без пентанів і вищекиплячих. Вона залежить від вмісту в пластовому газі компоненту  $C_{5+}$ вищі, який, згідно з додатком 4, для різних пластів коливається від 0,65 мольн.% (пласт В-16, св. № 14) до 10,96 мольн.% (пласт В-21 св. № 5).

Для визначення запасів «сухого газу» використовується формула:

$$V_{\text{без}C_{5+}} = V \cdot \frac{100 - M_{C_{5+}}}{100} \quad (2.11),$$

де,  $V$  - початкові геологічні запаси газу, пораховані об'ємним методом, млн.м<sup>3</sup>,

$\frac{100 - M_{C_{5+}}}{100}$  - мольна частка «сухого газу», де

$M_{C_{5+}}$  – мольний процент пентанів та вище киплячих у пластовому газі, %.

Нижче наведений приклад розрахунку мольної частки «сухого газу» по пласту М-2а св. № 51.

$$(100 - 6,35) / 100 = 0,937$$

### 2.1.11. Підрахунок запасів конденсату, етану, пропану, бутанів

Початковий вміст стабільного конденсату в пластовому газі Абазівського родовища визначався на підставі промислових і експериментальних досліджень, проведених ДГП «Полтавнафтогазгеологія» та лабораторією Чернігівського відділення УкрДГРІ.

Потенційний вміст вищезгаданих компонентів розрахований за результатами досліджень, а в продуктивних пластах, де дослідження не проводились - по аналогії з сусідніми блоками та пластами.

### 2.1.12. Підрахунок запасів гелію

Запаси гелію визначалися за формулою:

$$V_{\text{He}} = \frac{V_{\text{a}} \cdot I_{\text{fa}}}{100}, \quad (2.12)$$

де  $V_{He}$  – запаси гелію, тис.м<sup>3</sup>

$V_r$  – запаси газу, млн.м<sup>3</sup>

$M_{He}$  – мольна доля гелію в пластовому газі, %

Вміст гелію нижче мінімальних промислових концентрацій не рахувався, результати підрахунку наведені в додатку 8.

### **2.1.13 Результати підрахунку запасів нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів**

Підрахунок запасів нафти і газу виконаний об'ємним методом за загальноприйнятими формулами.

Підрахунок запасів нафти, розчиненого в ній газу, вільного газу, конденсату та супутніх компонентів виконано з урахуванням всіх параметрів покладів, обґрунтування яких приведено в розділах 2.1.1-2.1.13. Результати підрахунку приведені в додатках 6-9.



віднесені до балансових і мають код класу 122. В блоці св.№ 9, що прилягає до

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text] ДС в свердловині №1.

Вид [Redacted text]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

Решта запасів нафтової, нафтоводяної і нафтогазової частин покладу блока Б за ступенем геологічного вивчення і промислового значення належать до:

- попередньорозвіданих за кодом класу 122 в межах радіусів 500 і 1000 м, проведених від св.№ 4 (південна частина блоку) і внутрішнім ГНК;
- до попередньорозвіданих, з невизначеним промисловим значенням – код класу 332 запаси ділянки свердловини №71 (результати випробування якої не відповідають даним ГДС), обмеженої скидом Пб, внутрішнім ГНК та радіусами 500 і 1000 м, проведеними від свердловини № 4 (північна частина блоку);
- обсяги нафти решти площі покладу, обмеженої УВНК, скидом П і внутрішнім ГНК, та південної смуги між УВНК, скидами Па і П, за ступенем геологічного вивчення оцінені як перспективні ресурси за кодом класу 333.

В блоці Д нафтоносність пласта визначена за даними ГДС в свердловинах №№ 18, 6. За ступенем геологічного вивчення обсяги нафти пласта між ВНК і скидом Пб оцінені як перспективні ресурси за кодом класу 332.

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

[REDACTED]

в даному блоці спостерігається активний водонапірний режим. Запаси нафти на площі, обмеженій скидами П, Па, Пб, ВНК та літологічним контуром, віднесені до групи розвіданих за кодом 111.

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]



[Redacted text block]









[Redacted]

геологічних побудов в блоках Є і Р, оцінені як перспективні ресурси з

[REDACTED]

тектонічним порушенням Ша, віднесені до розвіданих за кодом класу 111.

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] ям тиску і

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



Решта покладу з нижчим ступенем геологічного вивчення (відсутні пробурені т [REDACTED]

ВИ [REDACTED]

на схід від свердловини № 17, що прилягають до розвіданих, віднесені до

[REDACTED]

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.

### **2.3. Оцінка підготовленості родовища до промислового освоєння**

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.

Абазівське 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.

## **Висновки до розділу 2.**

1. На Абазівському родовищі виявлено 132 поклади, розміщених в верхньому, середньому та нижньому відділах кам'яновугільної системи.

2. Для перспективних ресурсів, які в підрахунку запасів вуглеводнів за ступенем геологічного вивчення визначені як СЗ\*, прийняті граничні значення пористості та нафтогазонасиченості.

3. Доля запасів газу розвіданої групи з визначеним промисловим значенням в сумі розвіданих і попередньо розвіданих запасів в цілому по родовищу складає 63,8 %.

4. Абазівське 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.



### **3.2. Якість і ефективність геологорозвідувальних робіт, а також геологопромислових досліджень під час видобутку вуглеводнів**

Основою для постановки пошуково-розвідувального буріння на Абазівській площі були результати сейсмічних деталізаційних досліджень сейсмопартії 40/76 Східно-Української геофізичної розвідувальної експедиції (СУГРЕ).

[REDACTED]

повністю розкрила проектний розріз. Свердловина №2 при досягненні проектної глибини не вийшла вибоєм із відкладів верхньосерпуховського комплексу. Не розкрила проектного горизонту і свердловина №1, яка при вибої 4665 м, за даними буріння суміжної свердловини №8 не дійшла до соляного масиву десятки метрів, хоча була закладена на відстані 1,5 км від нього.

Така невідповідність зумовила продовження пошукового етапу з бурінням не трьох свердловин, як передбачалось проектом, а 17-ти і лише трьох – розвідувальних. Причина таких розбіжностей між бурінням і сейсмічними

дослідженнями полягає в надзвичайно складній і різноманітній будові структури родовища по різних стратиграфічних поверхнях.

Кожна нова свердловина вносила відповідні зміни в особливості її будови, що призвело до необхідності проведення пошукового буріння в комплексі з сейсмічними дослідженнями.

Завдяки такому методичному прийому виконання геолого-геофізичних робіт досягнуто 95 % продуктивності пошуково-розвідувальних свердловин. Із 20-ти свердловин, що пробурені на родовищі тільки одна (№2) виявилися за межами покладів.

В основу геолого-економічні оцінки вуглеводнів родовища покладено: результати переробки і переінтерпретації первинних сейсмічних матеріалів з врахуванням всіх пробурених пошуково-розвідувальних свердловин по візейському, серпуховському і башкирському комплексах. По московському нафтогазоносному комплексу визначення моделей покладів ґрунтується на даних буріння і попередніх сейсмічних побудов. Невідповідність даних буріння геофізичним структурним побудовам по московському геологічному поверху полягає у виявленні свердловинами цілого ряду малоамплітудних (10-20 м) скидових порушень, які за величиною зміщення шарів порід знаходяться за межами точності сейсмічних методів ( $\pm 59$  м).

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]



### **3.3 Загальні витрати на пошуки, розвідку і дослідницькі роботи**

На родовищі геологорозвідувальні роботи по його вивченню проводилися, в основному, за рахунок Державного бюджету і частково – за власні кошти надрокористувачів.

Фактичні загальні витрати на пошукові, розвідувальні, польові, тематичні геофізичні роботи, геолого-тематичні і лабораторні дослідження та ДПР становлять 571817,097 тис. грн., із них за рахунок Державного бюджету 468355,19 тис. грн., доля яких в загальних витратах сягає 81,9%.

Витрати за рахунок коштів надрокористувачів (видобувних підприємств різних відомств) сягають 103461,907 тис. грн. – 18,1%.

За обсягами геологорозвідувальних робіт та випереджуючого експлуатаційного буріння, їх якості та результатів ДПР по вивченню родовища і його геолого-економічної оцінки досягнута наступна ефективність:

загальні запаси нафти і газу категорії C1 + C2 + C3, що припадають: на одну свердловину – 593,02 тис. т умовного палива; на один метр проходки – 125,4 т умовного палива;

балансові запаси нафти і газу, що припадають: на одну свердловину – 377,9 тис. т умовного палива; на один метр проходки – 83,8 т умовного палива;

умовно балансових запасів нафти, що припадають: на одну свердловину – 0,842 тис. т; на один метр проходки – 0,187 т.

Фактичні витрати на пошуки і розвідку родовища, що припадають на:

один метр проходки – 3,26 тис.грн.;

одну тонну загальних запасів нафти, газу і конденсату в умовному паливі – 20,04 грн.

### **Висновки до розділу 3.**

1. Загалом на Абазівському родовищі пробурено 20 свердловин загальним погонажом 100848 м.
2. Загальна вартість пошуково-розвідувальних робіт становить 4768123430 грн.
3. Із двадцяти пробурених пошуково-розвідувальних свердловин дев'ятнадцять виявилися продуктивними, коефіцієнт продуктивності становить 0,95.
4. Фактичні загальні витрати на пошукові, розвідувальні, польові, тематичні геофізичні роботи, геолого-тематичні і лабораторні дослідження та ДПР становлять 571817,097 тис. грн.

## **4. ОХОРОНА ПРАЦІ**

### **4.1. Охорона навколишнього середовища**

Забруднення довкілля може мати місце, як при спорудженні свердловин, так і при облаштуванні та експлуатації родовища.

Основними забруднювачами всіх складових навколишнього середовища є нафта, конденсат, природний газ, мінералізовані пластові, промислові, бурові та стічні води, паливно-мастильні матеріали, кислоти, поверхнево-активні речовини, хімреагенти, які застосовуються для обробки бурових розчинів і рідин для глушіння свердловин та інші хімічні речовини, що використовуються в технологічних процесах буріння, видобутку, збору, підготовки і транспортування нафти і газу.

Забруднення навколишнього середовища при спорудженні свердловин має місце при проведенні робіт з монтажем, демонтажем бурової установки, бурінні і освоєнні свердловин.

Під час монтажу і буріння свердловин на буровому майданчику можуть мати місце:

- механічне пошкодження ґрунту в результаті проведення земляних робіт та пересування транспортних засобів;
- забруднення ґрунту в результаті дії експлуатаційних і технологічних факторів, аварійних ситуацій та природних чинників.

Види забруднення середовища при бурінні можна розділити на експлуатаційні, технологічні, природні і аварійні.

Експлуатаційні забруднення спричиняють відпрацьована вода, яка використовувалась для миття устаткування, підлоги, вібросит, охолодження штоків насосів, відпрацьована вода з гідрогальм лебідки, очищення сіток вібросит та забруднення сажею від викидів при роботі двигунів внутрішнього згорання.

Технологічне забруднення спричиняє обмивання бурового інструменту при підйомі, переливи бурового розчину, очищення жолобів, ємностей, розливи бурового, цементного розчину під час цементування обсадних колон, вибурена порода.

Наведені вище експлуатаційні та технологічні чинники відносяться до постійних джерел можливого забруднення території. Крім цього, існує можливість забруднення в результаті аварійних ситуацій: нафтогазопрояви і викиди пластових флюїдів, пошкодження трубопроводів або запірної арматури.

До природних чинників відносяться талі та дощові води.

При сучасній технології буріння свердловин основними місцями забруднення, де можливий розлив рідини і забруднення території є:

- майданчик під підлогою бурової вежі;
- агрегатне приміщення;
- насосне приміщення;
- дільниця приготування розчину;
- ємності (хімреагентів, паливно-мастильних матеріалів та ін.);
- місця зберігання хімреагентів, обважнювачів та ін.;

Тверді бурові відходи (шлам) та рідкі бурові відходи підлягають накопиченню і похованню.

Поховання твердих відходів буріння (шламу) передбачається безпосередньо на майданчику бурової. При необхідності поховання відходів буріння за межами бурової спеціально відведені для цього місця повинні додатково узгоджуватись.

Аналіз хімічного складу бурового шламу з бурових, що буряться на території ДДз, показує, що тверді бурові відходи по відношенню до навколишнього середовища практично нейтральні, не радіоактивні, вміст водорозчинних хімічних елементів (Cr, Pb, P, Mn) значно нижчий гранично допустимих концентрацій (ГДК) для ґрунтів і земель.

Враховуючи те, що концентрація основних компонентів в твердих бурових відходах (шламі) у декілька разів, а по окремих компонентах на кілька порядків нижчі гранично допустимих концентрацій, проведення додаткових заходів по нейтралізації шламу не потрібно.

Збирання вибуреної породи на свердловині здійснюється в накопичувальні контейнери, які встановлюються під жолобом очисного блоку.

Конструкція контейнера повинна задовольняти наступним вимогам:

- місткість контейнера не повинна перевищувати 1 м<sup>3</sup>;
- дно і стінки контейнера повинні забезпечувати можливість стікання рідкої фази;
- конструкція контейнера повинна передбачати його швидке завантаження в транспортний засіб (самоскид) та забезпечувати можливість в зимовий час проводити обігрів парою.

З метою покращення якості висихання шламу на майданчику необхідно мати 5-6 контейнерів. Контейнерний майданчик повинен бути забетонований, мати відвідні канали, які спрямовані в ємності.

Для виконання вантажно-розвантажувальних робіт на контейнерному майданчику монтується консольно-поворотний кран вантажопідйомністю 0,5т.

При похованні твердих відходів проводяться наступні роботи.

До початку будівельних робіт територія відведеного майданчика очищається від залишків сміття, дерева і чагарників.

Знімається родючий ґрунт глибиною 0,5 м, який складається довколо відведеного майданчика в спеціальні бурти. Після цього на вільній ділянці майданчика споруджується шламонакопичувач. Для цього в спеціально відведеному місці, узгодженому з місцевими контролюючими органами,

копається траншея у формі трапеції з нахилом стінок 1:4, глибиною 4,0 м об'ємом 2200-2400 м<sup>3</sup>.

На дно і стінки траншеї наноситься колоїдно-хімічний антифільтраційний екран.

Для попередження попадання в траншею дощових і талих вод по її периметру споруджується насип з вийнятого ґрунту висотою не менше 30 см.

Тверді бурові відходи підвозяться і розвантажуються самоскидами. При заповненні шламонакопичувача до відмітки 1,2 м від початкового рівня рельєфу, шлам розрівнюється і наноситься верхній трьохшаровий антифільтраційний екран, а потім наноситься раніше знятий родючий шар - 0,5м.

Після планування і оранки проводиться біологічна рекультивация з внесенням мінеральних та органічних добрив згідно з вимогами законодавства України.

При будівництві свердловин також утворюються напіврідкі відходи буріння (суміші бурового розчину з фракціями вибуреної породи). За своїм хімічним складом напіврідкі відходи незначно відрізняються від твердих відходів і вміст хімреагентів в них знаходиться в межах гранично допустимих концентрацій. Тому вони заховуються в шламонакопичувачі разом з твердими шламовими відходами, їх затвердіння проводиться одним з методів згідно КД 41-5804040-200-91, тобто за допомогою фосфогіпсу, цементу або інших матеріалів, що сприяють затвердінню.

Очищення стічних бурових вод здійснюється по діючій технології з використанням коагулянтів та флокулянтів. Очищена вода включається в систему повторного використання.

Після закінчення буріння свердловини освітлена вода, яка за даними хімічних аналізів відповідає нормативу ГДК, утилізується в поглинальну свердловину, згідно з домовленістю з місцевими контролюючими органами. У випадку перевищення значень ГДК проводиться розбавлення її чистою водою з водного джерела.

Бурові розчини, що використовуються для буріння верхніх інтервалів розрізу, підлягають дообробці і використовуються для подальшого поглиблення свердловини. Надлишки бурового розчину транспортуються на іншу бурову або на центральний пункт приготування розчинів, де підлягають дообробці для подальшого використання або утилізації.

Відпрацьовані і непридатні для подальшого використання, а також надлишкові об'єми підлягають утилізації шляхом розділення їх на тверду і рідку фази з наступним твердінням напіврідкої фази та похованням в шламонакопичувачах.

Концепція подальших екологічних обмежень повинна передбачати напрямки діяльності з охорони всіх складових природного середовища: атмосфери, гідросфери, земель, ландшафту, флори і фауни.

#### **4.2. Охорона земель, лісу, флори та фауни в процесі експлуатації покладів нафти і газоконденсату**

В процесі експлуатації можуть виконуватись специфічні технологічні операції, як то: ремонтні роботи на свердловинах, заходи щодо інтенсифікації припливів (соляно-кислотні або інші обробки), ліквідації та консервації свердловин тощо.

При виконанні ремонтних робіт на свердловинах необхідно чітко дотримуватись відповідних технологічних регламентів і застосовувати при цьому спеціальне обладнання, яке виготовляється серійно. Шкідливий вплив на навколишнє середовище при проведенні даних робіт можливий тільки при невиконанні вимог проведення технологічних процесів. При здійсненні соляно-кислотних чи інших обробок в свердловинах, з метою попередження попадання хімічних розчинів в ґрунт, повинна застосовуватись спеціальна техніка. Вся система повинна бути герметично обв'язана трубопроводами із гирлом свердловини і випробувана на герметичність. Обробки повинні виконуватись по замкненому циклу. Водні розчини кислот слід доставляти на свердловину в готовому виді. Для перевезення хімреагентів і матеріалів повинна також використовуватись спеціальна техніка. Роботи з консервації та ліквідації

свердловин повинні проводитись у відповідності до діючих нормативних документів.

Всі наведені в розділі роботи будуть виконуватись за окремими проектами, в яких будуть передбачені конкретні технологічні схеми, регламент їх виконання та природоохоронні заходи.

### **4.3. Утилізація супутніх вод**

В процесі дослідно-промислової розробки покладів можливе обводнення свердловин власною або позаколонною водою, що призведе до необхідності утилізації пластових вод. Пластові води після їх відокремлення повинні через спеціальні нагнітальні свердловини закачуватись у глибокозалягаючі водоносні горизонти тріасового віку.

Кількість та якість води, яка буде закачуватись, повинна забезпечити умови активної приймальної спроможності водоносних пластів і виключати можливість забруднення привибійних зон нагнітальних свердловин за рахунок наявності у воді великої кількості зважених частинок і нафтопродуктів. Вимоги до якості води повинні встановлюватись експериментальним шляхом для кожної нагнітальної свердловини. В якості нагнітальних свердловин доцільно використовувати фонд ліквідованих свердловин. При незначних обсягах побічних вод вони можуть збиратись в промислових каналізаційних спорудах закритого типу з наступним очищенням і вивезенням автотранспортом на очисні споруди найближчих та облаштованих родовищ або ГПЗ.

В процесі промислової розробки покладів також не виключається можливість видобування пластової води на пізніх стадіях розробки. Крім цього у випадку розробки газових шапок на пізніх стадіях можливо буде виноситися конденсаційна вода, яка утворилася внаслідок суттєвої зміни термодинамічних умов.

### **4.4. Рекомендації щодо протикорозійних заходів**

Корозійна агресивність по відношенню до металевої поверхні труб, експлуатаційних колон, НКТ, шлейфів, фонтанної арматури обумовлюється високою мінералізацією водної фази і, зокрема, присутністю хлорид-іонів до 100 г/л,  $\text{CO}_2$  - 3,8-352 мг/л, пониженою величиною рН, високими дебітами вод, присутністю  $\text{CO}_2$  у газі (0,3-0,4 %), достатньо високим вмістом сірки (до 0,6 %) та  $\text{CO}_2$  (до 1,96 %) у нафті. Крім того, корозійні процеси зумовлені підвищеними температурами (до 373К) і тисками (29,8-39,5 МПа) і, в деяких випадках, високою концентрацією водної фази вуглеводневій продукції. Таким чином, під впливом вказаних факторів можна очікувати досить активне протікання корозійних процесів на шляху включно від свердловини до УКПН(Г).

Для запобігання корозії рекомендується проведення корозійного контролю. Попередньо, як інгібітор корозії, можна використовувати Нафтохім-3. При швидкостях корозії  $>0,1$  мм/рік або концентрації іонів заліза  $\text{Fe}^{2+} >50$  мг/л необхідно застосовувати інгібіторний розчин. Кількість його необхідно постійно корегувати в процесі експлуатації.

#### **4.5. Пожежна безпека**

Протипожежний захист виробничих приміщень і споруд передбачається ще при їх проектуванні і полягає у певних рішеннях планування, підборі вогнестійких будівельних конструкцій, спорудженні протипожежних перешкод, планування шляхів евакуації і протипожежного водопостачання, виборі систем пожежогасіння.

На будь-якій виробничій території і приміщенні завжди повинна підтримуватись чистота і порядок.

Підлога, стелажі, верстати повинні систематично очищуватися від пролитих, легкозаймистих і горючих рідин, замаслені підлоги митись спеціальними розчинами, що змивають масло. Місця розливу нафтопродуктів необхідно зачищати і засипати піском.

Під'їзди і підходи до споруд, водо джерел, місць розміщення протипожежного інвентаря і обладнання повинні завжди бути вільними, у нічний час освітлюватися, а взимку очищатися від снігу. Забороняється використовувати протипожежні розриви між спорудами для складування матеріалів, обладнання, стоянки автотранспорту.

Проходи, виходи, коридори, тамбури, сходи не дозволяється загромаджувати різними предметами і обладнанням. Забороняється використовувати у робочих цілях горища.

Вони повинні бути постійно закриті на замок, а ключі повинні зберігатися у певному місці.

Площадки для зберігання палива і горючо-мастильних матеріалів повинні розташовуватись не ближче 50 м. від території виробничих об'єктів, на них обов'язково встановлюється плакат «Вогненебезпечно! Не палити!».

На виробничій території забороняється розводити багаття. Куріння допускається лише у спеціально відведених місцях, обладнаних урнами, ємкостями з водою позначених написом «Місця для куріння».

Недопустиме використання відкритого вогню і куріння в вогненебезпечних місцях- сховищах легкозаймистих і горючих рідин, горючих матеріалів, складах, гаражах, лабораторіях, сейсмостанціях.

Після закінчення роботи всі виробничі приміщення повинні бути оглянуті особою, відповідальною за пожежну безпеку, і у разі виявлення недоліків, що можуть призвести до виникнення пожежі, останні слід одразу ліквідувати.

Для попередження небезпеки загорання територію навколо бурової установки необхідно очистити від сухої трави, кущів і дерев у радіусі 50 метрів.

Не можна забруднювати територію горючими рідинами.

Забороняється на буровій розводити відкритий вогонь, застосовувати факели для освітлення, зберігати запас палива більше добової необхідності, розміщувати електропроводку у місцях її можливого пошкодження. Розведення багаття допускається не менше 15 м. від бурової установки.

Трансформаторні камери, ремонтні майстерні, інструментальні складові, які найбільш небезпечні у пожежному відношенні місця, забезпечуються

засобами пожежогасіння, які повинні зберігатися поблизу в спеціальних камерах або нішах. Шланги і пожежні рукава зі стволами розміщуються в опломбованих ящиках біля камер.

Проведення лабораторних робіт нерідко пов'язане з використанням чи виділенням пожежо-вибухонебезпечних парів, газів, горючих рідин і речовин. Тому всі роботи в лабораторії повинні проводитись при суворому дотриманні правил техніки безпеки.

#### **Висновки до розділу 4.**

1. Основними забруднювачами всіх складових навколишнього середовища є нафта, конденсат, природний газ, мінералізовані пластові, промислові, бурові та стічні води, паливно-мастильні матеріали, кислоти, поверхнево-активні речовини, хімреагенти.

2. Очищення стічних бурових вод здійснюється по діючій технології з використанням коагулянтів та флокулянтів. Очищена вода включається в систему повторного використання.

3. Усі роботи будуть виконуватись за окремими проектами, в яких будуть передбачені конкретні технологічні схеми, регламент їх виконання та природоохоронні заходи.

## **ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ**

1. В регіональному тектонічному плані Абазівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в північній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочене до смуги північно-західного облягання Високопольського виступу фундаменту.

2. Свердловинами передбачається розкриття всього осадового комплексу і порід фундаменту на глибину перспективності пластів.

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

Свердловинами пошукового та розвідувального буріння із палеозойських відкладів розкриті девонські, кам'яновугільні та пермські, мезозойських – тріасові, юрські, крейдові, а також типовий для даної частини западини комплекс кайнозойських формувань.

4. Із двадцяти пробурених пошуково-розвідувальних свердловин дев'ятнадцять виявилися продуктивними, коефіцієнт продуктивності становить 0,95.

5. Фактичні витрати на пошуки і розвідку родовища, що припадають на:

- один метр проходки – 3,26 тис.грн.;

- одну тону загальних запасів нафти, газу і конденсату в умовному паливі – 20,04 грн.

б. Загальні запаси нафти і газу категорії  $C_1 + C_2 + C_3$ , що припадають: на одну свердловину – 593,02 тис. т умовного палива