

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

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

До захисту
завідувач кафедри
Винников Ю. П.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Результати пошукового буріння на Рубіжанській площі
Пояснювальна записка

Керівник

Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

А. Вольченкова

підпис, дата,

Виконавець роботи

Пирогов В.В.

група 401 НЗ

В.В. Пирогов
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

Старший викладач Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

Старший викладач Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.т.н., доцент Ларцева І.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

Старший викладач Вовк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

К.т.н., доцент Ягольник А.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 25.06.2025

Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка

(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут нафти і газу

(повне найменування інституту, назва факультету(відділення))

Кафедра буріння та геології

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи бакалавра

(освітній рівень)

на тему «Результати пошукового буріння на Рубіжанській площі»

Виконав: студент 4 курсу, гр. 401-НЗ

спеціальності 103 Науки про Землю

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Пирогов В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник ст.викладач Вольченкова А.В

(прізвище та ініціали)

Зав. каф.д.т.н., проф., Винников Ю.Л.

(прізвище та ініціали)

Рецензент директор ТОВ «НВП

«Нафтогазбурсервіс» Гришко Я.В.

(прізвище та ініціали)

Полтава – 2025 рік

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: Бакалавр
Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

А. Биченко

“ 03 ” 03 2025 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Пирогов Вадим Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Результати пошукового буріння на Рубіжанській площі

Керівник проекту (роботи) Вольченкова А.В.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від “ 03.03.2025 року № 306/17.а

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

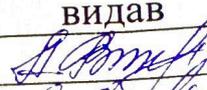
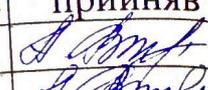
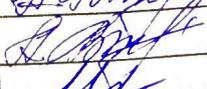
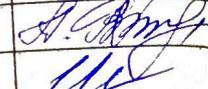
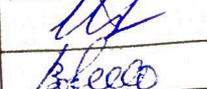
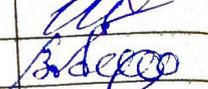
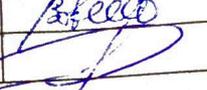
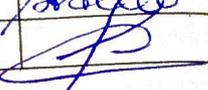
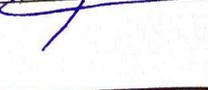
3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, геолого-технічний наряд, сейсмогеологічні профілі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта площі, геолого-технічний наряд 1 та 10 свердловини та сейсмологічний профіль по лінії 1-1, висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Ст. викл. Вольченкова А.В.		
Розділ 2	Ст. викл. Вольченкова А.В.		
Розділ 3	К.т.н., доцент Ларцева І.І.		
Розділ 4	Ст. викл. Вовк М.О.		
Розділ 5	К.т.н., доцент Ягольник А.М.		

7. Дата видачі завдання _____

03.03.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

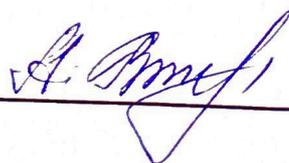
/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	28.04–05.05
2	Спеціальна частина	06.05–19.05
3	Технічна частина	20.05–26.05
4	Економічна частина	27.05–07.06
5	Охорона праці	08.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–22.06
7	Захист бакалаврської роботи	23.06–27.06

Студент _____


(підпис)

Пирогов В.В
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____



Вольченкова А.В.

ЗМІСТ

ВСТУП	10
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РУБІЖАНСЬКОЇ ПЛОЩІ	11
1.1 Географо–економічні умови Рубіжанської площі	11
1.2 Геолого–геофізична вивченість Рубіжанської площі	15
1.3 Геологічна будова Рубіжанської площі	20
1.3.1 Стратиграфія Рубіжанської площі	20
1.3.2 Тектоніка Рубіжанської площі	27
1.3.3 Нафтогазоносність Рубіжанської площі	32
1.3.4 Гідрогеологічна характеристика Рубіжанської площі	38
1.4 Висновки до розділу 1	49
РОЗДІЛ 2. ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ ТА РЕСУРСІВ РУБІЖАНСЬКОЇ ПЛОЩІ	50
2.1 Методика і об'єм робіт	50
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	50
2.1.2 Система розміщення свердловин	51
2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження	54
2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів	56
2.1.5 Лабораторні дослідження керну і флюїдів	58
2.1.6 Оцінка перспективності площі	60
2.2 Підрахунок запасів газу і нафти	60
2.3 Висновки до розділу 2	62
РОЗДІЛ 3. ОБҐРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН ТА РЕЖИМІВ БУРІННЯ	63
3.1 Гірничо–геологічні умови буріння	63

3.2	Обґрунтування конструкції свердловини	66
3.3	Режими буріння пошукових свердловин	70
3.4	Характеристика бурових розчинів	71
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	73
3.6	Висновки до розділу 3	74
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЕКТНИХ РОБІТ		76
4.1	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	76
4.2	Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт	80
4.3	Висновки до розділу 4	89
РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ОХОРОНИ ПРАЦІ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНОГО БУРІННЯ НА РУБІЖАНСЬКІЙ ПЛОЩІ		90
5.1	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	90
5.2	Розробка заходів з охорони праці	91
	5.2.1 Заходи з техніки безпеки при проведенні пошуково-розвідувального буріння на Рубіжанській площі	91
	5.2.2 Заходи з виробничої санітарії	92
5.3	Пожежна безпека при проведенні пошуково-розвідувального буріння на Рубіжанській площі	93
5.4	Висновки до розділу 5	95

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	97
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99
ДОДАТОК А: Оглядова карта району робіт	
ДОДАТОК Б: «Геолого-геофізичний профіль заданої площі через свердловини»	
ДОДАТОК В: «Геолого-геофізичний профіль заданої площі через свердловини 101-100 (проектний)»	
ДОДАТОК Г: Структурна карта по горизонту відбиття $Vb_2^{1_2}$	

АНОТАЦІЯ

Пирогов В.В. Результати пошукового буріння на Рубіжанській площі. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

У геологічній частині проаналізовано геологічну будову Рубіжанської площі. Наведено дані про геологічний розріз площі, стратиграфію, тектоніку, нафтогазоносність та гідрогеологічна характеристика.

У спеціальній частині обґрунтовано постановку робіт, систему розміщення свердловин, описано геофізичні та лабораторні дослідження і наведена оцінка перспективності площі з підрахунком запасів.

У технічній частині описана конструкція свердловини, охарактеризовані режими буріння, наведено характеристику бурових розчинів.

У економічній частині підраховано основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт та вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт на Рубіжанській площі.

У розділі з охорони праці наведені основні вимоги до безпеки на буровій.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПЛОЩА, БУРІННЯ, СТРАТИГРАФІЯ, ТЕКТОНІКА, НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ, ЗАПАСИ, ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

ABSTRACTS

Pyrohov V.V. Results of exploration drilling on the Rubizhanskaya area. Bachelor's qualification work in specialty 103 "Earth Sciences". National University "Poltava Polytechnic named after Yuriy Kondratyuk", Poltava, 2025.

Qualification work is completed on 123 pages, 4 figures and 16 tables. The work is devoted to determining the prospects of deposits of the Rubizhanska area.

The geological part analyzes the geological structure of the Rubizhanska area. Data on the geological section of the area, stratigraphy, tectonics, oil and gas potential and hydrogeological characteristics are provided.

The special part justifies the statement of work, the well placement system, describes geophysical and laboratory studies and provides an assessment of the prospects of the area with the calculation of reserves.

The technical part describes the well design, describes drilling modes, and provides a description of drilling fluids.

The economic part calculates the main technical and economic indicators of geological exploration work and the cost and geological and economic efficiency of design work on the Rubizhanska area.

The section on labor protection provides the main safety requirements on the drilling site.

KEYWORDS: AREA, DRILLING, STRATIGRAPHY, TECTONICS, OIL AND GAS CAPACITY, RESERVES, ECONOMIC ASSESSMENT

ВСТУП

Актуальність дослідження: проведення пошуково-розвідувального буріння в межах Рубіжанської площі є надзвичайно важливим етапом у комплексному геологічному вивченні території з метою встановлення перспектив нафтогазоносності. Основною метою дослідження є детальне вивчення геологічної будови площі, зіставлення даних буріння з раніше отриманими сейсмічними матеріалами та структурними побудовами, а також перевірка точності геологічних моделей, що були сформовані на основі геофізичних досліджень.

Особлива увага приділяється виявленню і підтвердженню нафтогазоносності регіонально продуктивних горизонтів нижнього карбону, а також перспектив колекторів, приурочених до розмитих ділянок і тріщинуватих зон порід кристалічного фундаменту. Актуальність дослідження зумовлена як необхідністю оновлення геолого-промислових даних у регіоні, так і потенційною можливістю відкриття нових покладів вуглеводнів, що сприятиме зміцненню енергетичної безпеки країни.

Крім того, дослідження має важливе значення для вдосконалення методики прогнозування пасток вуглеводнів, оптимізації розміщення свердловин, уточнення гідрогеологічних умов буріння, а також для підвищення економічної ефективності геологорозвідувальних робіт. Отримані результати можуть бути використані не лише для оцінки ресурсного потенціалу Рубіжанської площі, але й для аналогічних досліджень в інших частинах Дніпровсько-Донецької западини. горизонтів нижнього карбону та порід кристалічного фундаменту.

Мета: прогнозування перспективності відкладів у межах Рубіжанської площі.

Основні завдання:

- Аналіз геолого-геофізичної характеристики Рубіжанської площі.
- Оцінювання перспективності відкладів Північного Донбасу

- Оцінка ефективності проведених робіт і перспективності видобутку у межах Рубіжанської площі.

Об'єкт дослідження: процес накопичення перспективного розрізу та утворення структурних пасток та нафтогазоносний потенціал Рубіжанської площі, будова Рубіжанської площі та її нафтогазоносний потенціал.

Предмет дослідження: аналіз та оцінка ефективності проведених робіт для виявлення перспективних об'єктів на вуглеводні..

Геологічна будова Рубіжанської площі характеризується складністю. На її території виявлені численні перспективні горизонти середнього карбону та порід кристалічного фундаменту. Колекторські властивості продуктивних горизонтів сприятливі для накопичення та видобутку нафти та газу.

Структура роботи: Кваліфікаційна робота виконана на 103 стор., містить 4 рис. та 16 таб, ілюстрована 5 додатками. Роботу присвячено визначенню перспективності відкладів Рубіжанської площі.

РОЗДІЛ І. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РУБІЖАНСЬКОЇ ПЛОЩІ

1.1. Географо–економічні умови Рубіжанської площі

Часом виділяють Західний Донбас, що включає окремі райони Дніпропетровської та Харківської областей, а також Східний Донбас. Основою економіки регіону є видобуток кам'яного вугілля, проте для промислового розвитку використовуються й інші корисні копалини.

Донбас має найвищий рівень урбанізації серед регіонів України та є складовою історико-географічного краю Донеччина.

Рубіжанська площа в адміністративному відношенні знаходиться в Кременському районі Луганської області України, в 6 км на схід від с.м.т. Кременна та в 5 км на північний захід від с.м.т. Рубіжне. Окрім цих населених пунктів, поблизу знаходяться села: Новокрасненка, Варварівка, Кудряшівка, Червонопопівка та інші. Приблизно в 100 км на південний схід від площі розташоване місто Луганськ. Економіка Луганської області є невід'ємною частиною Донецького економічного району, що займає східну частину України. На заході область межує з Північно-Східним економічним районом, а на південному заході – з Донецькою областю.

Луганська область має значний економічний потенціал і входить до п'ятірки найбільш розвинених промислових регіонів України. Її внесок у загальноукраїнський обсяг валової доданої вартості становить 4,5%. Регіон зосереджує близько 4,6% основних фондів країни та 5% її трудових ресурсів.

Промисловий сектор є ключовим у структурі економіки області, забезпечуючи близько 75% валового суспільного продукту. Основною галуззю є переробна промисловість, яка включає видобуток кам'яного вугілля, виробництво коксу і нафтопродуктів, випуск будівельних матеріалів, машинобудування, а також хімічну, нафтохімічну, харчову, лісову та легку промисловість. На підприємства переробної галузі припадає 71,6% загального обсягу виробництва.

Луганщина є одним із провідних регіонів України у багатьох промислових сферах, зокрема у видобутку вугілля, переробці нафти, виробництві нафтопродуктів, азотних добрив, кальцинованої соди, синтетичних смол, пластмас та скла.

На території області сформувалися три основні промислові зони:

- Луганська зона – спеціалізується на машинобудуванні, металообробці та легкій промисловості.
- Алчевсько-Стахановська зона – основні напрямки: видобуток вугілля, машинобудування та металургія.
- Сєверодонецько-Лисичансько-Рубіжанська зона – орієнтована на хімічну та нафтохімічну промисловість.

Всі населені пункти зв'язані шосейними та ґрунтовими дорогами, поблизу проходить магістраль Харків-Лисичанськ та залізниця Харків-Куп'янськ-Лисичанськ.

В орографічному відношенні територія являє собою горбисту рівнину з розвиненою системою ярів і балок - крутизна схилів яких сягає 20-25°. Абсолютні відмітки рельєфу змінюються від +40 м у долинах рік до + 185 м на водорозділах. Гідрографічна мережа представлена рікою Сіверський Донець (в заплаві якої знаходиться велика частина території площі) та багатьма струмками і тимчасовими водотоками у тальвегах балок. Заплава річки заболочена, часто залісена, її долина іноді сягає ширини 0,5-1,0 км. Балки покриті густим чагарником, рідше листяними деревами.

На півдні та на заході ділянки розташовані великі водоймища. Велика частина площі досліджень зайнята лісовими масивами хвойних порід. Біля 20% ділянки припадає на заболочену долину річки, решта – це сільськогосподарські угіддя, населені пункти, дороги, лісосмуги.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою повітря +6°C. Середньорічна кількість атмосферних опадів близько 450 мм, максимум яких припадає на літньо-осінній час. Для зимового періоду характерне різке коливання температур, часті відлиги.

Сніговий покрив тримається 45-115 днів, максимальна глибина промерзання ґрунту – 1,2 м.

1.2 Геолого–геофізична вивченість Рубіжанської площі

Геофізичне вивчення північних околиць Донбасу розпочалося у 1931 році, коли С. І. Суботін, проводячи гравіметричні дослідження в Луганській області поблизу села Борівське, зафіксував позитивну аномалію сили тяжіння, що свідчила про наявність антиклінального підняття.

У 1938–1939 роках В. В. Вебер аналізував ознаки нафтогазоносності регіону й висунув припущення про існування паралельних ліній антиклінальних структур у Північному Донбасі, які могли бути перспективними для видобутку нафти й газу. Він виокремив карбонатні та перехідні відклади карбону. У цей період з'явилися перші свідчення газоносності: під час вугільного буріння, яке проводив трест «Донбасрозвідка», із двох свердловин отримані газоводяні фонтани.

Активні пошуково-розвідувальні роботи на нафту й газ у Донецько-Дніпровській западині (ДДЗ) та Північному Донбасі розгорнулися після Другої світової війни. З 1947 року тут здійснювали геологічне картування, буріння, електророзвідку та гравіметричні дослідження.

У 1947–1949 роках під керівництвом М. М. Сперанського проведені комплексні геофізичні дослідження (гравіметрія, електророзвідка, магніторозвідка), які виявили регіональний мінімум сили тяжіння.

У 1955 році гравіметрична зйомка масштабу 1:1 000 000 зафіксувала локальний мінімум у районі Гречишкиного, який тоді пов'язували із соляними масами девонського віку або Переддонецьким прогином. Концепцію існування крайового передгірського прогину на Північному Донбасі підтримували М. М. Балухівський та Й. Ю. Лапін.

Отримані геофізичні дані стали основою для проведення пошукового та опорного буріння. Було встановлено, що осадовий комплекс палеозою (переважно кам'яновугільні відклади) від Нового Айдару до Гречишкиного моноклінально занурюється в напрямку відкритого Донбасу.

З 1959 по 1965 рік трест «Луганськвугілля» займався виявленням і підготовкою структур для глибокого пошукового буріння, поєднуючи ці роботи з вугільною розвідкою. У результаті було закартовано Краснопопівське, Слов'яносербське, Борівське, Вергунське, Варварівське, Трьохізбенське, Кружилівське, Капітанівське, Сиротинське, Муратівське, Лобачівське та Вільхівське підняття, які пов'язані з регіональними

тектонічними порушеннями: Північно-Донецьким насувом, Красноріцьким і Веселогорівським скидами.

З 1961 року розвідку на нафту і газ у регіоні здійснював трест «Харківнафтогазрозвідка».

У 1961–1963 роках було підтверджено промислову газонасність середньокарбонівих і тріасових відкладів на Краснопопівській площі. У 1964–1965 роках промислові поклади газу були відкриті на Слов'яносербській, Борівській та Вергунській площах. У наступні роки виявлені:

- Вільхівське родовище (1967 р.),
- Лобачівське родовище (1970 р.),
- Кондрашівське родовище (1972 р.),
- Капітанівське родовище (1974 р.).

У 1978 році Луганська геофізична експедиція тресту «Дніпрогеофізика» провела сейморозвідку на Путилінській площі. На основі отриманих даних у 1982 році свердловина № 1 відкрила газовий поклад у серпуховських відкладах нижнього карбону.

З 1983 року велика частина Північного Донбасу була охоплена сейсмічними дослідженнями для виявлення нових перспективних нафтогазоносних структур. Роботи виконувала Придніпровська геофізична експедиція ПГО «Укргеофізика». У результаті було виявлено низку позитивних структур, серед яких: Євгеніївська, Краснянська, Єпіфанівська, Бараниківська, Спаська, Котинківська, Смолянинівська, Новоахтирська та інші.

У 1987 році сейморозвідка зафіксувала Євгеніївське підняття, яке до 1989 року було підготовлене для пошуково-розвідувального буріння на нафту й газ у відкладах середнього та нижнього карбону.

Рубіжанська структура була виявлена у 1985–1986 роках за допомогою методики МСГТ (малоглибинна сейморозвідка). Дослідження виконували сейморозвідувальні партії 87/85 і 87/86 із використанням джерел збудження

пружних коливань типу ГСК-6 та цифрового реєструючого комплексу «Прогрес-2».

Для вивчення структури було оброблено 91,4 км профілів із відстанню між ними 0,5–1 км. Щільність спостережень у межах перспективної площі становила 2,6 км/км², а інтегральний коефіцієнт якості сейсмограм – 0,95.

У 2003 році перегляд, переробка та повторна інтерпретація сейсмозвідувальних матеріалів Єпіфанівської площі (відповідальний виконавець – Л. Є. Павловець) дозволили виявити та закартувати споруду, ймовірно, біогермного походження у серпуховських відкладах нижнього карбону по горизонту V_{B1}².

Рубіжанська структура підготовлена до пошукового буріння на нафту та газ із основним горизонтом V_{B1}², а допоміжними горизонтами – V_{B1}¹ і V_{B1}³.

На даний час на Рубіжанській площі пробурено пошукову свердловину № 1. В геологічній будові площі приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

Умови осадконакопичення розрізу на Рубіжанській площі аналогічні умовам розвитку сусідніх Євгеніївського та Краснопопівського родовищ, що дало можливість використати літологічні та палеонтологічні дані цих родовищ для обґрунтування стратиграфічних границь та детального вивчення літологічного складу порід. ...Стратиграфічний розріз Рубіжанської площі характеризується чітко вираженою зональністю та чергуванням теригенних, карбонатних і глинистих порід, що свідчить про зміну фацій в умовах мілководного шельфового басейну. Особливу увагу приділено нижньокарбонним відкладами, де в межах горизонту V_{B12} виділено породи з підвищеними колекторськими властивостями, які можуть бути перспективними щодо акумуляції вуглеводнів.

Під час буріння свердловини № 1 здійснено детальний каротаж розрізу, відібрано керн, виконано петрографічні та петрофізичні дослідження.

Таблиця 1.1 – Геолого-геофізична вивченість площі

Автори звіту, рік, найменування, організація, яка проводила роботи, вид робіт	Основні результати досліджень
1	2
С.І. Суботін. Гравіметричні дослідження, 1931 р.	В районі с. Борівське зафіксована позитивна аномалія сили тяжіння
В.В. Вебер. Геологічні та наукові дослідження 1938-1939 рр.	Обґрунтована перспективність зони Північного Донбасу на предмет наявності можливих нафтогазоносних комплексів.
Буріння на вугілля. Трест „Донбасрозвідка”, 1938-1939 рр.	З двох свердловин, що пробурені на вугілля, одержали газоводяні фонтани.
Н.М. Розталь, Л.І. Сперанський. Комплексні геофізичні дослідження (граві-електро та магніторозвідка). 1947-1949 рр.	Встановлений регіональний мінімум сили тяжіння.
Гравіметрична зйомка масштабу 1:1 000 000 1955 р.	На фоні регіонального Ново-Астраханського мінімуму сили тяжіння виділений локальний мінімум сили тяжіння в районі с. Гречишкино.
Структурно-пошукове буріння. Трест „Луганськ-геологія”, 1959-1965 рр.	Виявлені і закартовані Краснопопівське, Слов’яносербське, Борівське, Вергунське, Варварівське, Трьохізбенське, Кружилівське, Капітанівське, Сиротинське, Муратівське, Лобачівське та Вільхівське підняття.
Пошуково-розвідувальне буріння на нафту і газ. Трест „Харківнафтогазрозвідка”. 1961-1978 рр.	1961-63 рр. – встановлена промислова газоносність відкладів середнього карбону та тріасу на Краснопопівській площі. 1964-1965 рр. – встановлена промислова газоносність відкладів середнього карбону на Слов’яносербській, Борівській та Вергунській площах. 1967 р. – відкрите Вільхівське родовище газу. 1970 р. – відкрите Лобачівське родовище газу. 1971 р. – відкрите Кондрашівське родовище газу.

1974 р. –відкрите Капітанівське родовище газу.

Закінчення таблиці 1.1

1	2
Сейсмічні дослідження. Луганська геофізична експедиція. Трест „Дніпрогеофізика”, 1978 р.	Підготовлена до пошукового буріння Путилінська площа.
Пошуково-розвідувальне буріння. Трест „Харківгазрозвідка”, 1982 р.	Пошуковою свердловиною № 1 відкрите Путилінське родовище.
Сейсморозвідувальні роботи. Придніпровська ГРЕ. ПГО „Укргеофізика”, 1983-1986 рр.	Виявлено ряд позитивних структур: Євгеніївська, Єпіфанівська, Бараниківська, Спаська, Котинківська, Смолянинівська, Новоахтирська, Рубіжанська.
Пошуково-розвідувальне буріння. БУ „Укрбургаз”, 2000 р.	Встановлена промислова газоносність горизонтів Б-10 та Б-4 на Євгеніївському родовищі (відкрито Євгеніївське родовище)
Л.Є.Павловець. Переінтерпритація сейсмічних матеріалів на Єпіфанівській площі, 2003 рік.	Виявлена та закартована споруда можливо біогермного походження .
Л.Є.Павловець. Придніпровська ГРЕ. ДГП „Укргеофізика”. Новомосковськ, 2004 р.	Складений „Паспорт на Рубіжанську структуру, підготовлену до глибокого пошукового буріння на нафту та газ”.
А.В.Вольченкова. НАК „Нафтогаз України” ДК „Укргазвидобування” м. Полтава 2008 р.	Складений „Проект пошукового буріння на Рубіжанській площі”.

1.3. Геологічна будова Рубіжанської площі

1.3.1. Стратиграфія Рубіжанської площі

Палеозойська ератема (PZ)

На Рубіжанській площі представлена кам'яновугільною системою.

Кам'яновугільна система (C)

Представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (C₁)

Нижній відділ представлений в об'ємі візейського та серпуховського ярусів.

Візейський ярус (C_{1v})

Візейський ярус представлений верхнім під'ярусом.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Верхньовізейський під'ярус розкритий не в повному об'ємі, в розрізі свердловини представлений лише верхньою частиною XI мікрофауністичного горизонту.

Літологічно дані відклади представлені двома літофаціальними товщами: верхньою – глинисто-алевритовою, віднесеною до літопачок продуктивних горизонтів В-14-15 та нижньою – карбонатною у складі продуктивного горизонту В-16. За даними кернавого матеріалу вапняки сірі до світло-сірих різнокристалічні, щільні, міцні, з тріщинами, виповненими білим кристалічним кальцитом. Мергелі чорні вапняні, переважно глинисті, афанітові, щільні, міцні, з піритизованим органічним детритом та субвертикальними тріщинами, виповненими білим кальцитом, субгоризонтально- та дрібно-лінзовидношаруваті. Пісковики коричнювато-сірі тонкозернисті кварцові середньозцементовані з рештками рослинного детриту. Шаруватість пологохвиляста та субгоризонтальна. Алевроліти темно-сірі дрібнозернисті субгоризонтально- та дрібнолінзовидношаруваті.

Аргіліти темно-сірі алевритисті з дзеркалами ковзання, пологахвилясто- та дрібнолінзовидношаруваті, середньої та низької міцності.

В фаціальному відношенні верхньовізейські відклади морського генезису.

Розкрита товщина під'ярусу складає 71 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Серпуховський ярус представлений нижнім та верхнім під'ярусами.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Нижньосерпуховський під'ярус згідно залягає на підстиляючих верхньовізейських відкладах і представлений осадами ІХ-Х мікрофауністичних горизонтів. Літологічно це переважно глинисті породи з малопотужними прошарками алевролітів та пісковиків, які згруповані в літологічні пачки С-23, С-21-22, С-20, С-19, С-17-18.

Керном охарактеризовані пісковики коричнювато-сірі до сірих, переважно тонко- та тонко-дрібнозернисті, місцями до різно-середньозернистих, середньозцементовані карбонатно-кварцово-глинистим цементом, з добре вираженими різнонаправленими, часто прямолінійними тріщинами. Шаруватість змінюється від пологахвилястої субгоризонтальної до косої, що підкреслюється листуватими прошарками глинисто-вуглисто-слиудистого матеріалу з вуглефікованим рослинним детритом. Алевроліти темно-сірі глинисті вапнисті, субгоризонтальношаруваті, щільні, середньої міцності. Аргіліти темно-сірі до чорних вапнисті, з органічними залишками, субгоризонтальношаруваті.

Товщина під'ярусу складає 340 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Верхньосерпуховський під'ярус незгідно залягає на нижньосерпуховських відкладах і представлений в об'ємі V-VII та VIII мікрофауністичних горизонтів.

VIII мікрофауністичний горизонт складений пачками С-8-9, С-6, С-7 та літологічно представлений в нижній частині – переважно глинистими

породами з поодинокими прошарками вапняків та пісковиків, а в верхній частині – глинисто-алевритовими породами з прошарками пісковиків та рідкими малопотужними прошарками вапняків. Біогермною пастки, яка передбачалась згідно проекту в розрізі горизонтів С-8-9, не виявилось. Перспективних в нафтогазоносному відношенні пластів в даному горизонті не виявлено.

Керновим матеріалом охарактеризовані пісковики світло-сірі, тонкозернисті, тонко-дрібнозернисті, кварцові, середньо-міцнозцементовані глинисто-доломітово-кварцовим цементом, горизонтальношаруваті до низу косошаруваті – шаруватість підкреслена тонкими листуватими прошарками вуглисто-слюдистої речовини. Алевроліти темно-сірі вапнисті, з субвертикальними тріщинами, щільні, середньої міцності. Аргіліти чорні вапнисті з органічними залишками та відбитками рослинного детриту, низької міцності, з рідкими дзеркалами ковзання та поодинокими вертикальними тріщинами, виповненими білим кальцитом.

V-VII мікрофауністичні горизонти представлені літологічними пачками С-5, С-4, С-3.

Розріз горизонту С-5 представлений переважно карбонатними породами з прошарками аргілітів. Нижня частина горизонту – це біогермне тіло товщиною 58 м, і за рахунок його наявності загальна товщина даного горизонту стає майже вдвічі більшою, ніж на сусідній Євгеніївській структурі.

Вапняки біогермного тіла за даними ГДС водонасичені з високими емкісно-фільтраційними властивостями ($K_p = 5,5-10\%$) та ущільнені. Керном охарактеризовані вапняки темно-сірі глинисті подекуди доломітизовані, переважно афанітові, невиразної, на окремих ділянках брекчієподібної, текстури, з органічними залишками. Аргіліти чорні вапнисті, піритизовані, горизонтальношаруваті, з поодинокими органічними залишками, низької міцності.

Продуктивний горизонт С-4 представлений карбонатними породами з прошарками аргілітів.

Продуктивний горизонт С-3 представлений глинистою товщею з прошарком алевролітів у середній частині горизонту, які за даними ГДС водонасичені.

Товщина під'ярусу складає 559 м.

Середній відділ (С₂)

Середній відділ представлений в об'ємі башкирського та московського ярусів.

Башкирський ярус (С_{2b})

Башкирський ярус трансресивно залягає на серпуховських відкладах і представлений в об'ємі нижньобашкирського та верхньобашкирського під'ярусів.

Нижньобашкирський під'ярус (С_{2b1})

Нижньобашкирський під'ярус представлений в об'ємі світ С₁⁵ та С₂¹. Дані відклади складені морськими глинисто-карбонатними породами з поодинокими прошарками теригенних порід. Всі породи згруповані в горизонти Б-13-14, Б-12, Б-11 та Б-10.

Товщина під'ярусу становить 631 м.

Верхньобашкирський під'ярус (С_{2b2})

Верхньобашкирський під'ярус представлений в об'ємі світ С₂², С₂³ та С₂⁴.

В літологічному відношенні розріз світи С₂² різко відмінний від розрізу нижчезалягаючої світи С₂¹ і представлений глинисто-алевритовими породами з прошарками вапняків та водонасичених алевролітів. Нижня границя проводиться по подошві вапняку G₁. У світі виділено літологічні пачки Б-9 та Б-8. За даними ГДС газонасичених пластів не виявлено. Керновим матеріалом охарактеризовані вапняки світло-коричневі мікро- та середньокристалічні з незначним вмістом органічного детриту, з вертикальними тріщинами. Відмічається листувате та тонке перешарування

світло-сірих алевролітів та темно-сірих глин аргілітоподібних. Текстура горизонтальношарувата.

В літологічному відношенні розріз світи C_2^3 представлений перешаруванням аргілітів, алевролітів та поодинокими прошарками пісковиків та вапняків. Нижня границя світи проводиться по підосві вапняку N_1 . Усі різновиди порід згруповані в горизонти Б-6-7 та Б-3-4-5.

Літологічно світа C_2^4 представлена переважно глинисто-алевритовими породами з прошарками ущільнених пісковиків та вапняків. Усі різновиди порід згруповані в горизонти Б-1 та Б-2.

Керном охарактеризовані пісковики світло-сірі, дрібно-тонкозернисті, міцно- та слабкоцементовані карбонатно-глинистим та глинистим цементом, пологахвилясто- та косохвилястошаруваті – шаруватість підкреслюється прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу. Глини темно-сірі та зеленувато-сірі алевритові горизонтальношаруваті, з фрагментами дзеркал ковзання.

Товщина під'ярусу складає 606 м.

Московський ярус (C_{2m})

Московський ярус залягає зі стратиграфічною незгідністю на башкирських відкладах і представлений в об'ємі світ C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 та нижньої частини світи C_3^1 (до вапняку N_2).

За умовами осадконакопичення відклади московського віку морського генезису і представлені чергуванням глинистих та піщаних порід і наявністю цілого ряду маркуючих вапняків (K_6 , K_9 , L_1 , M_1 , M_{5-6} , M_9).

Світа C_2^5 літологічно представлена глинисто-алевритовими породами.

Всі породи об'єднані в горизонти М-7 та М-6.

Світа C_2^6 в літологічному відношенні представлена глинисто-алевритовими породами з прошарками кам'яного вугілля та вапняків. В підосві світи виділено маркуючий вапняк L_1 . Всі породи світи згруповані в горизонти М-5, М-4.

Керновим матеріалом охарактеризовані пісковики світло-сірі, тонко- та дрібнозернисті, середньо- та слабкоцементовані глинистим та карбонатно-

глинистим цементом, пологохвилястошаруваті, шаруватість підкреслена прошарками слюдисто-глинистої речовини.

Світа C_2^7 представлена перешаруванням глин, пісковиків та алевролітів з прошарками вапняків та кам'яного вугілля. Нижня границя світи проводиться в підшві маркуючого вапняку M_1 . Породи світи C_2^7 згруповані в літологічні пачки М-3 та М-2.

Світа C_3^1 (нижня частина) представлена глинистими породами з поодинокими прошарками вапняків. Всі різновиди порід згруповані в літологічну пачку М-1.

Товщина московського ярусу становить 545 м.

Верхній відділ (C_3)

Даний відділ представлений в об'ємі ісаївської світи.

Ісаївська світа (C_3^1)

Ісаївська світа згідно залягає на середньокам'яновугільних відкладах і літологічно представлена переважно глинистими породами з прошарками пісковиків, алевролітів, вапняків та рідкими малопотужними прошарками кам'яного вугілля. Аргіліти сірі та зеленувато-сірі горизонтальношаруваті. Пісковики зеленувато-сірі різнозернисті слюдисті.

Товщина світи складає 106 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Представлена в об'ємі тріасової та крейдової систем.

Тріасова система (T)

Тріасові відклади залягають з кутовою та стратиграфічною незгідністю на верхньокам'яновугільних відкладах.

В літологічному відношенні тріасова система представлена глинами строкатокольоровими, пісковиками світло-сірими, темно-сірими середньо-, дрібнозернистими міцними, алевролітами сірими та темно-сірими з поодинокими прошарками вапняків темно-сірих кристалічнозернистих міцних.

Товщина даних відкладів становить 177 м.

Крейдова система (К)

Крейдова система незгідно залягає на підстилаючих відкладах і представлена верхнім відділом.

Верхній відділ (К₂)

В літофаціальному відношенні верхньокрейдові відклади представлені крейдою білою писальною з прошарками сірих мергелів.

Товщина відкладів 367 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойські відклади залягають на підстилаючих відкладах з кутовою та стратиграфічною незгідністю. Представлені вони палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами і літологічно складені пісковиками, глинами, пісками, суглинками та рослинно-грунтовою верствою. Товщина кайнозойської ератеми 148 м. Глибина залягання та товщина стратиграфічних горизонтів наведені в таблиці 1.2.

У відповідності з прийнятою схемою геотектонічного районування Рубіжанська структура належить до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини зони зчленування південного схилу Воронезької антеклізи з Донецькою складчастою спорудою.

1.3.2 Тектоніка зони дрібної складчатості Рубіжанської площі

У відповідності з прийнятою схемою геотектонічного районування Рубіжанська структура належить до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини зони зчленування південного схилу Воронезької антеклізи з Донецькою складчастою спорудою.

Вона є складовою частиною зони палеозойських піднять, приурочених до так званої Красноріцької тектонічної лінії Північного Донбасу, головним структуроутворюючим елементом якої є крупний Красноріцький скид, що має регіональний характер розвитку і простягається з північного заходу на

Регіональний Красноріцький скид, який характеризується рисами довготривалого консидиментаційного розвитку, бере свій початок від західної межі Євгеніївської площі, де його простягання на захід обмежується регіональним Сватівсько-Кремінським скидом. За структурними побудовами, виконаними по даних буріння, він простежується не тільки в кам'яновугільному розрізі, де його амплітуда нарощується у межах 90-180 м, але й відображається уступом в кристалічному фундаменті до 430 м (свердловини №№ 4, 9 Євгеніївські). В осадовому чохлі простежується успадкованість розривної тектоніки фундаменту з поступовим затуханням розломів вгору по розрізу аж до передтріасового розмиву, вище якого диз'юнктиви не фіксуються.

В будові дослідженого району виділяються три структурно-тектонічні поверхи. Найдавніший – перший структурний поверх представлений докембрійськими утвореннями. В структурному плані поверхні кристалічного фундаменту виділяється вузький витягнутий грабен, обмежений крупними розломами, проявленими в осадовій товщі Красноріцьким скидом та Північно-Донецьким насувом. Ерозійна поверхня цього блоку нахилена в південно-західному напрямку. Детальніше це відображено на рис.1.2.

Другий поверх в стратиграфічному відношенні відповідає комплексам візейського та серпуховського ярусів нижнього карбону, середньо- та верхньокам'яновугільних відкладів, при цьому відклади верхнього карбону були розмиті майже повністю, в розрізі збереглась лише нижня частина світи С₃¹. Моноклінальне занурення палеозойських структур в південно-західному напрямку під кутом 1-3 ° в значній мірі ускладнено цілою низкою антиклінальних складок, у тому числі Слав'яносербською і Краснопопівською, які генетично пов'язані з проявом насувної тектоніки, а також валоподібними структурами амплітудою 40-60 м, витягнутими в південно-східному напрямку.

В регіональному плані структура верхньосерпуховського та нижньобашкирського під'ярусів виліжена, тектонічні порушення та плікативні форми, що є типовими для нижчезалягаючих відкладів, мають менш виразний, а іноді і неявний прояв, але в цьому стратиграфічному діапазоні були зафіксовані багаточисельні аномалії хвильового сейсмічного поля, які обумовлені наявністю літологічних утворень різної природи. Як правило, на рівні верхньосерпуховського під'ярусу (горизонти С-2 – С-5) аномальні літологічні утворення пов'язані з його верхньою частиною, за типовими ознаками ідентифіковані як біогерми, підтверджені бурінням на Чабанівській, Муратівській і Львівській площах. В розрізі комплексу встановлені локальні кутові та стратиграфічні неузгодження між докембрійськими і візейськими, візейськими і нижньосерпуховськими, нижньо- і верхньосерпуховськими відкладами. З теригенними відкладами цього структурного поверху пов'язана переважна більшість запасів газу відомих в північному Донбасі родовищ.

Третій, найбільш молодий структурно-тектонічний поверх, в стратиграфічному відношенні відповідає відкладам тріасу, верхньої крейди, неогену та палеогену, особливістю його є повна відсутність розривної тектоніки, слабкий прояв плікативних дислокацій.

Геологічна будова Рубіжанської структури вивчалась сейсмозвідкою МСГТ с.п. 87/85 та 87/86.

За результатами обробки сейсмічних матеріалів та даними паспорту структура, підготовлена по горизонту відбиття V_{v1}^2 , представлена брахіантиклінальною складкою з двома склепіннями амплітудою до 25-30 м, закартованою як припустима біогермна споруда розміром $4,2 \times 1,4$ км, площею $4,5 \text{ км}^2$.

За проектними даними по нижчезалягаючих відкладах (горизонт відбиття V_{v1}^3) дана територія являє собою слабо диференційований моноклінальний схил з підняттям верств від Краснопопівського до Євгеніївського родовища. У вищезалягаючих відкладах (структурна карта по

відбиваючому горизонту V_{B1}^1) спостерігається зменшення амплітуди виділених структур без зміщення склепінних її ділянок. По горизонту V_{B2}^3 , приуроченому до нижньої частини башкирського ярусу, структура ще зберігає позитивну вираженість в рельєфі, а по більш молодих утвореннях являє собою моноклінальний слабодиференційований схил.

Для підтвердження та уточнення структурно-тектонічної будови площі, в пробуреній свердловині № 1 Рубіжанська були проведені сейсмічні дослідження по методиці ПМ ВСП. За даними цих досліджень:

- уточнена структурно-тектонічна будова навколосвердловинного простору свердловини №1 по відкладах башкирського ярусу середнього карбону та серпуховського ярусу нижнього карбону на відстані 600 - 1300 м від свердловини – на рівні горизонтів відбиття $V_{B3}^{3-п}$ та V_{B1}^1 свердловина знаходиться безпосередньо в апікальній частині, а по горизонту V_{B1}^2 апікальна частина структури зміщується близько 300 м у північно-західному напрямку;

- виділені два розривних порушення в межах дослідженої області:

1. порушення I південно-східного напрямку падіння площини скидача на рівні відбивального горизонту V_{B1}^1 проходить на відстані 550 м південно-східніше свердловини; амплітуда порушення 40-50 м (додатки 4,6);

2. порушення II південно-східного напрямку падіння площини скидача на рівні відбивального горизонту³ проходить на відстані 500 м на південний схід від свердловини № 1;

на основі аналізу динамічних характеристик відбивальних горизонтів зроблений висновок, що на відстані 650 м від свердловини в напрямку ПЗ №2,3 та на відстані 500 м в напрямку ПЗ № 7,8, ймовірно, відбуваються зміни петрофізичних параметрів розрізу.

Глибини залягання продуктивних горизонтів, розкритих свердловиною, незначно відрізняються від проектних – так, фактична глибина розкриття підошви продуктивних горизонтів С-8-9, яка відповідає відбиваючому горизонту V_{B1}^3 (-2738 м) зменшується у порівнянні з

проектною (-2780 м) на 42 м; фактична глибина розкриття покрівлі продуктивного горизонту С-6, яка відповідає відбиваючому горизонту V_{B1}^2 (-2518 м) збільшується у порівнянні з проектною (-2450 м) на 68 м, що пояснюється непередбаченим збільшенням товщини продуктивного горизонту С-5 за рахунок біогермного карбонатного тіла; фактична глибина розкриття покрівлі продуктивного горизонту С-5 (відбиваючий горизонт V_{B1}^1 , -2318 м) зменшується у порівнянні з проектною (-2340 м) на 22 м.

1.3.3 Нафтогазоносність Рубіжанської площі

У відношенні нафтогазоносності Рубіжанська площа знаходиться в перспективній зоні північного сходу ДДЗ – в межах Північно-Донбаського нафтогазоносного району. Тут відкриті Краснопопівське, Борівське, Лобачівське, Вергунське, Капітанівське, Кондрашівське, Муратівське, Вільхівське, Євгеніївське родовища, промислова продуктивність яких пов'язана, в основному, з відкладами середнього та нижнього карбону.

Перспективи нафтогазоносності Рубіжанської площі закономірно пов'язувались з серпуховськими відкладами нижнього карбону та башкирськими і московськими утвореннями середнього карбону.

На найближчих до Рубіжанської площі Євгеніївському та Краснопопівському родовищах поверх газоносності складається з продуктивних комплексів візейського і серпуховського ярусів нижнього карбону та башкирського і московського ярусів середнього карбону.

Геологічний розріз, розкритий пошуковою свердловиною № 1 Рубіжанська добре співставляється з розрізами свердловин сусідніх Євгеніївської та Краснопопівської площ і представлений характерним для даної зони комплексом осадових порід і в повному обсязі досліджений геофізичними методами.

За результатами геофізичних досліджень в свердловині виділено 101 пласт, серед яких 50 – водонасичені та водоносні, 1 – ущільнений та водонасичений, 50 – ущільнені. Пласти з невизначеним характером

насичення відсутні. В дослідженому розрізі газонасичених пластів не виявлено.

Верхньовізейські відклади розкриті свердловиною № 1 Рубіжанська у складі горизонтів В-16 та В-14-15, які складені алевролітами, мергелями чорними вапняними глинистими, аргілітами з прошарками пісковиків та вапняками сірими до світло-сірих, кристалічних. За даними ГДС вапняки щільні з пористістю 1-4 %. Пористість пісковиків по керну 2,8 %, карбонатність – 3,7 %, проникність $<0,01 \times 10^{-15}$ м². Колекторські властивості вапняків досить низькі ($K_{пк}^k - 0,6-1,2$ %, $K_{пр} < 0,01 \times 10^{-15}$ м²). Мергелі з $K_{пк} - 0,4-0,7$ %, $K_{пр} < 0,01 \times 10^{-15}$ м², аргіліти глинисті та алевритисті з $K_{пк} - 1,2-1,9$ %. На сусідньому Краснопопівському родовищі в розрізах свердловин № 101, №103 в горизонті В-16 за даними ГДС вапняки характеризуються хорошими ємнісно-фільтраційними властивостями, газонасичені з $K_{п} - 5-7-11\%$, але при випробуванні були отримані слабкі притоки газу.

Газові поклади нижньосерпуховських відкладів, виявлені на сусідньому Краснопопівському родовищі, приурочені до продуктивних горизонтів С-17 – С-21-22. Так, при сумісному випробуванні горизонтів С-18-22 в свердловині № 103 отримано промисловий приплив газу дебітом 20,3 тис. м³/добу, в свердловині № 100 з горизонту С-17 одержано приплив газу з конденсатом дебітом 86,6 тис. м³/добу на 10 мм штуцері, а з горизонтів С-21-22 при їх випробуванні – промисловий приток газу з конденсатом дебітом 124 тис. м³/добу.

В свердловині № 14 Євгеніївського родовища при випробуванні горизонту С-17 одержано промисловий приплив газу дебітом 20 тис. м³/добу на 4 мм штуцері. Поклади вуглеводнів приурочені до пісковиків прибережно-морського генезису з пористістю по АК 15 %.

В свердловині № 1 Рубіжанська горизонти С-21-22 представлені щільними пісковиками з пористістю по АК – 4,5-6-8 % та аргілітами з прошарками алевролітів.

За результатами лабораторних досліджень пористість пісковиків коливається в межах 2,5-5,7 %, карбонатність 0,8-8,2 %, проникність $< 0,01-1,17 \times 10^{-15}$ м². Низькі колекторські властивості пісковиків пов'язані зі щільною упаковкою зерен та наявністю карбонатно-кварцово-глинистого цементу, який щільно заліковує пори.

Горизонт С-17, з яким були пов'язані перспективи нафтогазоносності, на Рубіжанській площі літологічно представлений глинистими породами, в підошовній частині з пластом алевроліту ущільненого за даними ГДС з пористістю по АК – 6 %. Керном горизонт не висвітлений.

Газоносність верхньосерпуховських відкладів встановлена на багатьох родовищах Північного Донбасу: Муратівському, Капітанівському, Путилінському, Євгеніївському та інших. Промислово-продуктивними є горизонти С-8, С-9 та С-5, в окремих випадках горизонт С-3. Так на сусідньому Євгеніївському родовищі в свердловині № 4 з горизонтів С-8, С-9 отримано приток газу дебітом 162,6 тис. м³/добу на 8 мм штуцері.

На Рубіжанській площі, згідно проекту, основні перспективи нафтогазоносності пов'язувались з відкладами верхньосерпуховського під'ярусу (горизонти С-8, С-9 та С-5), причому передбачалося існування карбонатної спороди біогермного походження в горизонтах С-8 та С-9, які б вміщували поклади вуглеводнів.

В результаті буріння свердловини № 1 Рубіжанська наявність очікуваних біогермних побудов не підтверджена, горизонти С-8 та С-9 за даними ГДС представлені теригенними породами – у складі аргілітів та пласта пісковіку в інтервалі 2862-2812 м ущільненого, з Кп по АК 8,0-3,5 % з глинисто-доломіто-кварцовим цементом (по керну). За лабораторними даними пористість становить 2,5-5,8 %, проникність $< 0,01-0,09 \times 10^{-15}$ м², карбонатність від 0,4 до 8,2 %.

Погіршені колекторські властивості пісковиків пов'язані зі щільною упаковкою гарно сортованих дрібних регенерованих кварцових зерен, з плямистими утвореннями регенераційно-кварцового цементу, непроникного

кристалічнозернистого доломітового цементу (2,5-5,5 %) та глинистої речовини, з неоднорідно-шаруватою текстурою породи, для якої характерні прошарки непрониких порід – алевроліту та аргіліту. Плямистий розвиток різних мінеральних видів цементу значно знижує фільтраційні властивості породи, непроничні мінеральні види цементу (гідрослюда та доломіт) заліковують пустотілі пори та погіршують ємнісні властивості порід.

Щодо наявності потенційних колекторів в горизонті С-6, позитивна характеристика яких була відмічена в розрізі свердловини № 4 Євгеніївська, де за даними ГДС пісковики характеризуються, як газонасичені з Кп – 3-5 %, то в розрізі свердловини № 1 Рубіжанська пісковики заміщуються алевролітами ущільненими з Кп – 3-5,9 % з низькими колекторськими властивостями.

Горизонт С-5, промислово-продуктивний на Муратівському родовищі, де колекторами є вапняки потужної карбонатної товщі рифових фацій. У свердловинах №№ 4, 7, 8, 10 Євгеніївського родовища горизонт С-5 літологічно складений карбонатно-піщано-глинистими породами, пісковики та вапняки мають позитивну геофізичну характеристику, вапняки міцні, слабопроничні, іноді глинисті з пористістю за керном 1,5-2 %, за даними промислової геофізики 3-7 %, мергелі з пористістю по АК 5 %. Пісковики тонкозернисті з глинистим та карбонатно-глинистим цементом Кп – 3-15 %, Кпр – $0,01-0,17 \times 10^{-15} \text{м}^2$.

В свердловині № 1 Рубіжанська горизонт представлений карбонатно-глинистими породами, причому в розрізі виділена потужна 58 м карбонатна товща, складена вапняками біогермного типу, які за ГДС водонасичені та ущільнені з Кп по АК – 2,2-10 %. Керном дана товща не охарактеризована, але нижче в горизонті С-5 вапняки згідно проведених лабораторних досліджень мають пористість 1,5-3,1 %, проникність коливається в межах від < $0,01 \times 10^{-15} \text{м}^2$ до $0,69 \times 10^{-15} \text{м}^2$, карбонатність – 0,8-85,5 %.

Низькі колекторські властивості вапняків обумовлені щільною тонко-, мікрозернистою структурою порід, перекристалізацією органічних залишків непроникним кристалічним карбонатом, вмістом глинистої пелітоморфної вуглефікованої домішки (до 15%), що значно погіршує фільтраційні властивості порід, брекчієвидною шаруватою текстурою, утвореною прошарками непроникних порід – мергелю та аргіліту, а також вторинною мінералізацією порід, проявленою в плямистому розвитку мінеральних утворень.

Газоносність башкирських відкладів доведена по багатьох родовищах Північного Донбасу і прилягаючих площ Північного борту ДДЗ, газові поклади виявлені в горизонтах від Б-13-14 до Б-1. На Євгеніївському родовищі, сусідньому з Рубіжанською площею, промислова газоносність виявлена в горизонтах Б-4 (свердловина № 2) та Б-9 (свердловина № 9). В свердловині № 4, як газоносні та газонасичені оцінюються горизонти Б-9, Б-10, Б-13-14.

Горизонти Б-13-14 в розрізі свердловини № 1 Рубіжанська літологічно складені в покрівлі потужним пластом пісковика, в нижній частині – вапняками. Пісковики за даними ГДС водонасичені з Кп – 9-12 %, а вапняки –водонасичені та ущільнені з Кп – 1-4 %.

У свердловині № 4 Євгеніївська горизонт Б-10 складений чергуванням аргілітів, вапняків та пісковиків. Колекторами є пісковики та вапняки газонасичені, пористість пісковиків по АК 12-15 %, Кнг – 50-57 %, пористість вапняків від 4 до 10 %, Кнг – 52-77 %.

В свердловині № 1 Рубіжанська горизонт Б-10 складений аргілітами, вапняками з прошарками алевролітів та пісковиків. За даними ГДС вапняки горизонту Б-10 ущільнені з Кп по АК 1-5 %. В розрізі виділяється пласт алевроліту водоносного з Кп – 11 % товщиною 1 м. За лабораторними дослідженнями алевроліт з вапняно-глинистим цементом, з пористістю 6,5-7,3%, проникністю $<0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ з прошарком 0,3 м пісковика ущільненого пористістю 2,3 %, проникністю $<0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатністю 34,6 %.

Горизонт Б-9, промислово-продуктивний в свердловині № 9 Євгеніївського родовища, в свердловині № 1 Рубіжанська виявився не продуктивним. Літологічно горизонт представлений аргілітами, алевролітами, в покрівельній та підшовній частинах горизонту вапняками.

За результатами визначення колекторських властивостей вапняки, відібрані з покрівельної частини горизонту, мають пористість 3,7 %, проникність $0,55 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність 98,4 %, алевроліти – пористість 7,2-10,1 %, карбонатність – 0,8-2,9 %. За даними ГДС вапняки ущільнені з Кп – 2,8%, алевроліти з Кп – 12,5 % водонасичені.

В московському ярусі встановлено продуктивність горизонтів М-6, М-7 на сусідніх Краснопопівському та Євгеніївському родовищах.

В свердловині № 1 Рубіжанська горизонти М-6 та М-7 не продуктивні. За даними геофізичних досліджень пісковики та алевроліти водоносні з Кп – 13,1-21 %. Керном породи не охарактеризовані.

В результаті проведених геологорозвідувальних робіт встановлено, що верхньовізейські, нижньо- та верхньосерпуховські, башкирські та московські відклади, які регіонально газonosні на багатьох родовищах Північного Донбасу, на Рубіжанській площі не вміщують покладів вуглеводнів.

Відбір керну в пробуреній свердловині здійснювався головним чином з перспективних в нафтогазonosному відношенні пластів для визначення флюїдонасичення та фільтраційно-ємкісних властивостей.

Польові літолого-фаціальні дослідження та відбір зразків на різні види лабораторних досліджень проводились по мірі підйому керну безпосередньо на буровій або в керносковищі Шебелинського відділення бурових робіт.

Всього в свердловині № 1 Рубіжанська досліджено 82 зразки на визначення колекторських властивостей. Результати лабораторних досліджень літолого-фізичних властивостей порід за керном наведено в таблиці 1.3.

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика Рубіжанської площі

Гідрогеологічні умови на Рубіжанській площі характеризуються за результатами буріння та випробування свердловин на Євгеніївській, Краснопопівській, Варварівській і Капітанівській структурах, в зв'язку з тим, що в свердловині №1 Рубіжанська випробування не проводилось через відсутність перспективних з точки зору нафтогазоносності об'єктів.

В гідрогеологічному відношенні Рубіжанська площа знаходиться в межах північного схилу Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, в зоні зчленування бортової частини ДДЗ із складчатим Донбасом. В розрізі виділяються кайнозойський, верхньокрейдовий, тріасовий, середньо- та нижньокам'яновугільний водоносні комплекси.

Підземні води осадової товщі району залягають в складі двох гідрогеологічних поверхів, принципово відмінних в гідрогеологічному і гідрохімічному відношеннях. Верхній поверх це зона активного, а нижній – уповільненого водообміну. Границя між ними проходить по підшві крейдових утворень, тобто до зони з інфільтраційним режимом належать водоносні горизонти кайнозойського і верхньокрейдового комплексів.

	2,5 м від верху шару		2408		сірий, алевритистий					
--	-------------------------------	--	------	--	------------------------	--	--	--	--	--

	від верху шару				тонкозернистий					
--	----------------------	--	--	--	----------------	--	--	--	--	--

мають локальний характер, багатоводність незначна. Притоки води у криницях – 3-5 м³/добу, рідше сягають 8 м³/добу. За хімічним складом води гідрокарбонатно-сульфатно-натрієві з загальною мінералізацією до 1 г/л. Розчинений газ має азотний склад. Води використовуються для побутових потреб.

Водоносність верхньокрейдового комплексу пов'язана з тріщинуватою зоною мергельно-крейдових утворень туронського ярусу.

За даними буріння свердловин на Євгеніївській, Краснопопівській, Варварівській і Капітанівській структурах ця зона тріщинуватості розповсюджується до глибини 450-530 м, на занурених ділянках рельєфу, де тріщинуватість розвинена максимально, багатоводність сягає 200 м³/добу; у порівнянні в свердловині № 1 Рубіжанська нижня границя даної зони сягає 514м. [3]

Водоносний горизонт крейдових відкладів має напірний характер. Статичні рівні розташовуються на глибинах 0,5-10 м від поверхні землі. За хімічним складом води гідрокарбонатно-натрієвого типу, мають мінералізацію, що не перевищує 4,5 г/л, застосовуються для централізованого питного і господарського водопостачання. Горизонт підлягає ретельній охороні від забруднення.

Строкатокольорові глини тріасової системи є регіональним водоупором, в товщі залягають рідкі пропластки різнозернистих пісковиків з напірними високомінералізованими (M=9,8-370,0 г/л) водами, які за хімічним складом належать до хлоридно-кальцієвого типу. В свердловинах з абсолютними відмітками гирла нижче 45 м спостерігається самовилив з дебітами 0,5м³/добу.

Гідрогеологічна закритість зони уповільненого водообігу обумовлена наявністю в розрізі тріасу і середнього карбону товщ глинистих утворень регіонального розповсюдження.

В розрізі середнього відділу кам'яновугільної системи водоносні горизонти пов'язані з пластами пісковиків горизонтів М-2 – М-7

московського ярусу та пісковиків і вапняків горизонтів Б-1-2 – Б-13-14 башкирського ярусу. Пластові води характеризуються високими гідростатичними напорами, статичні рівні встановлюються на глибинах 60-150 м. Окремі водоносні горизонти випробувані на Борівській площі. Вони мають високу багатоводність – до 60-70 м³/добу. На Євгеніївському родовищі проба пластової води з башкирських відкладів відібрана в свердловині № 2 (горизонт Б-10), мінералізація її 76,1 г/л, тип – хлоридно-кальцієвий, вміст бромю – 245,6мг/л, йоду – 3,39 мг/л, закисного заліза – 33,5 мг/л, окисного заліза – 55,84мг/л, амонію – 74,0 мг/л. У таблиці 1.4 детальніше відображено хімічний склад та фізичні властивості вод даної території.

З малопотужного пісковуку світи С₂¹ (низи башкирського ярусу) в свердловині № 2 Краснопопівського родовища отримано розсіл з унікальною мінералізацією 910 г/л дебітом 0,28 м³/добу.

За даними регіональних узагальнень води середньокам'яновугільних відкладів в гідродинамічному відношенні являють собою високометаморфізовані хлоридно-кальцієві розсоли питомої ваги 1,05-1,12 г/см³ з загальною мінералізацією до 187 г/л.

Нижньокам'яновугільні водоносні горизонти приурочені до тріщинуватих вапняків і пісковиків серпуховського і візейського ярусів.

Багатоводність серпуховських колекторів характеризується, в основному, дебітами від 2,1 м³/добу при динамічному рівні Н_д=300 м (свердловина № 1 Путилінська) до 18,1 м³/добу при Н_д=343 м (свердловина № 4 Капітанівська) з вмістом розчиненого газу в кількості 533-800 см³/л, на інших площах північного борту ДДЗ цей вміст сягає 5480 см³/л. Такі високі значення пов'язані з регіональною продуктивністю серпуховських утворень.

За хімічним складом води серпуховського ярусу являють собою розсоли хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією 188-200 г/л з вмістом мікрокомпонентів: йоду – 12-26 мг/л, бромю 173-283 мг/л, амонію до 123 мг/л (горизонт С-5 Євгеніївського родовища).

Відомості про водоносність візейського комплексу базуються на результатах випробувань свердловин Коробочкинського родовища. З горизонту В-14 (свердловина № 8) одержали приток пластової води дебітом 0,88 м³/добу при середньодинамічному рівні на глибині 1350 м. З горизонтів В-16-23 (свердловини №№ 7, 8, 11) одержали приток пластової води з дебітами до 33,1 м³/добу при депресії на пласт в 9,88 МПа. [1]

За хімічним складом води візейського ярусу належать до високометаморфізованих розсолів хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією 180-220 г/л. Вміст розчиненого газу коливається від 590 см³/л до 1973 см³/л.

Хімічний склад пластових вод наведено за аналогією з сусідніми площами: Євгеніївською, Краснопопівською, Варварівською та Капітанівською.

Висновки до розділу 1

1. В геологічній будові площі приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

2. У відповідності з прийнятою схемою геотектонічного районування Рубіжанська структура належить до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини зони зчленування південного схилу Воронежської антеклізи з Донецькою складчастою спорудою.

3. На території багато природного газу, який є основною корисною копалиною району, з інших корисних копалин можна відмітити наявність суглинків та глин, що використовуються в народному господарстві для виробництва цегли, черепиці, цементу, гончарного та хімічного посуду, фарб, глинистих розчинів, для очищення нафтопродуктів, а також в паперовій, гумовій, хімічній та інших галузях промисловості; пісків як будівельних матеріалів на місцеві потреби; підземних вод четвертинного та неогенових періодів для питного та технічного водопостачання.

4. Нафтогазоносність Рубіжанської площі пов'язана серпухівськими відкладами нижнього карбону та московськими і башкірськими відкладами середнього карбону.

РОЗДІЛ 2. ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ ТА РЕСУРСІВ РУБІЖАНСЬКОЇ ПЛОЩІ

2.1 Методика і об'єм робіт

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Вибір методики проведення геологорозвідувальних робіт залежить від прийнятої геологічної моделі території, що досліджувалася, та типів покладів вуглеводнів.

Підставою для проведення пошукових робіт на Рубіжанській структурі в першу чергу стали розроблена на основі сейсмічних матеріалів геологічна модель будови Рубіжанської площі, локальні дані про перспективність розрізу, а також результати пошуково-розвідувального буріння на сусідніх площах.

Основною задачею досліджень були пошуки покладів нафти і газу у відкладах середнього карбону та серпуховського ярусу нижнього карбону, основним об'єктом пошуків – біогермна карбонатна споруда у верхньосерпуховських відкладах (горизонти С-8-9).

Мета буріння трьох незалежних свердловин (№ № 1, 2, 3) – виявлення покладів вуглеводнів у серпуховському ярусі нижньокам'яновугільного відділу та московському і башкирському ярусі середньокам'яновугільного відділу з розкриттям серпуховських відкладів на повну потужність. Три залежні свердловини (№№ 4, 5, 6) проектувались з метою пошуків покладів вуглеводнів в прогнозних біогермних утвореннях VIII мікрофауністичного горизонту та горизонту С-17 серпуховського ярусу, а також – попутні пошуки покладів вуглеводнів в регіонально продуктивній товщі середнього карбону.

Пошукові роботи на Рубіжанській площі розпочаті 30 грудня 2010 року бурінням свердловини № 1 проектною глибиною 3250 м, закладеної в апікальній частині західного склепіння Рубіжанської площі з метою виявлення покладів вуглеводнів у серпуховських відкладах нижнього карбону і московських та башкирських відкладах середнього карбону.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Згідно „Проекту пошукового буріння на Рубіжанській площі” передбачалось буріння трьох незалежних пошукових свердловин в межах основного підготовленого об’єкту за системою трикутника з проектними глибинами 3250 м та трьох залежних свердловин, розташованих в апікальних ділянках окремих біогермних утворень, виділених в полі ізотопщин $V_{B1}^3-V_{B1}^2$ з проектними глибинами 2950 м.

Буріння свердловини в інтервалі 0-30 м велося тришарошковими долотами діаметром 393,7 мм з розширювачем діаметром 720 мм, роторним способом, з промивкою буровим розчином питомої ваги 1,10-1,12 г/см³, в’язкості 30-50 секунд, водовіддачі 5-6 см³/30 хвилин.

Направлення діаметром 630 мм спустили до глибини 28 м і зацементували з підйомом цементу до устя.

Продовжили буріння до глибини 160 м тришарошковими долотами діаметром 393,7 мм з розширювачем діаметром 550 мм, роторним способом, з промивкою буровим розчином питомої ваги 1,10-1,12 г/см³, в’язкості 30-60 секунд, водовіддачі 5-6 см³/30 хвилин.

Прошаблонували стовбур свердловини, спустили кондуктор діаметром 426 мм до глибини 160 м і зацементували з підйомом цементу до устя.

Відповідно рішенню ГТН від 08.12.2010 р. облаштування устя свердловини проведено після спуску технічної колони діаметром 324 мм.

Буріння в інтервалі 160-550 м велося тришарошковими долотами діаметром 393,7 мм, роторним способом, з промивкою буровим розчином питомої ваги 1,14-1,16 г/см³, в’язкості 35-57 секунд, водовіддачі 5-6 см³/30 хвилин.

Стовбур свердловини, перед спуском технічної колони діаметром 324 мм, проробили в інтервалі 160-550 м.

Спустили технічну колону діаметром 324 мм до глибини 550 м і зацементували з підйомом цементу до устя.

Обладнали устя свердловини нижньою частиною колонної головки та превенторною установкою типу ОП 2-350x350. При штучному вибої 525 м опресували технічну колону діаметром 324 мм і ПВО буровим розчином питомої ваги 1,16 г/см³ на тиск 170 кгс/см². Герметично.

Міжколонний простір (426x324 мм) опресовано на тиск 10 кгс/см². Герметично.

Розбурили цементний стакан в інтервалі 525-550 м.

Буріння в інтервалі 550-1650 м проводили тришарошковими долотами діаметром 295,3 мм та колонковими діаметром 212,7 мм роторним способом, з промивкою буровим розчином питомої ваги 1,14-1,16 г/см³ до глибини 1140 м з подальшим обважненням розчину до 1,20 г/см³, в'язкості 40-80 секунд, водовіддачі 4-6 см³/30 хвилин.

Стовбур свердловини підготували під спуск технічної колони діаметром 245 мм.

Спустили технічну колону діаметром 245 мм до глибини 1650 м та зацементували двома ступенями з підйомом цементу до устя (муфта ступеневого цементування на глибині 1134 м).

Устя свердловини обладнали верхньою частиною колонної головки та превенторною установкою типу ОП2-280×350.

Міжпакерний простір опресували шляхом закачування ущільнюючої пасти арматол-238 на тиск 170 кгс/см². Герметично.

При штучному вибої 1110 м опресували верхню секцію технічної колони діаметром 245 мм і ПВО буровим розчином питомої ваги 1,20 г/см³ на тиск 170 кгс/см². Герметично. Міжколонний простір (324×245 мм) опресовано ропою на тиск 100 кгс/см².

Розбурили цементний стакан в інтервалі 1110-1134 м.

При штучному вибої 1616 м опресували муфту ступінчатого цементажу буровим розчином питомої ваги 1,20 г/см³ на тиск 130 кгс/см². Герметично.

Розбурили цементний стакан в інтервалі 1616-1650 м.

Буріння до проектної глибини 3250 м продовжили тришаршковими долотами діаметром 215,9 мм та колонковими діаметром 212,7 мм, роторним способом, з промивкою буровим розчином питомої ваги 1,16-1,18 г/см³, в'язкості 35-75 секунд, водовіддачі 5-6 см³/30 хвилин.

При досягненні вибою 3250 м свердловиною розкрито проектний горизонт – візейський ярус нижнього карбону.

Свердловина пробурена без технічних ускладнень.

З метою вивчення фізико-петрографічних властивостей порід розкритого розрізу велось буріння з відбором керну в інтервалах: 1165-1173 м, 1456-1464м, 1558-1566 м, 1910-1918 м, 1961-1969 м, 2400-2408 м, 2565-2581 м, 2700-2708 м, 2761-2777 м, 2790-2806 м, 2927-2936 м, 3070-3079 м, 3200-3208 м, 3244-3250м.

Всього пробурили з відбором керну 136 м при плані 136 м. Винос керна склав 83,9 м, або 61,7 %. Літологічно він представлений глинами, пісковиками, аргілітами, алевролітами, в меншій кількості вапняками, мергелями. У всіх відібраних зразках ознак вуглеводневих сполук на відколах породи не відмічалось.

Розріз свердловини № 1 Рубіжанська в повному обсязі досліджений геофізичними методами. За результатами геофізичних досліджень в свердловині виділено 101 пласт, серед яких 50 – водоносні та водонасичені, 1 – ущільнений-водонасичений, 50 – ущільнені. В дослідженому розрізі перспективних у нафтогазоносному відношенні пластів не виділено. Об'єкти, які б могли визначити необхідність спуску експлуатаційної колони, відсутні, тому спуск експлуатаційної колони недоцільний.

Свердловиною № 1 Рубіжанська розкрито безперспективний в нафтогазоносному відношенні геологічний розріз.

Тому запропоновано пошукову свердловину № 1 Рубіжанська ліквідувати по першій категорії пункт 6.1."а", відповідно до Стандарту Мінпаливенерго України № 249 «Свердловини нафтогазової галузі. Порядок ліквідації та списання витрат на їх спорудження», затвердженого наказом Мінпаливенерго України від 18.05.2007 р., як таку, що виконала своє призначення, але

опинилась в несприятливих для її подальшого використання геологічних умовах і не може бути використана для інших народногосподарських потреб.

2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження

Геофізичні дослідження свердловини виконувались ЗАТ „Укрпромгеофізика” та геофізичним управлінням „Укргазпромгеофізика” у відповідності з обов’язковим комплексом промислово-геофізичних досліджень глибоких параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, що буряться на нафту і газ згідно з „Технической инструкцией по проведению геофизических исследований скважин”, Москва, 1963 р.; Наказом Міністерства геології СРСР № 163 від 21.03.1972 р. про затвердження доповнення до „Технической инструкции по проведению геофизических исследований скважин”, 1963 р. , „Технической инструкции по проведению геофизических исследований скважин”, Москва, 1985 р. , СОУ „ Геофізичні дослідження та роботи у свердловинах. Загальні вимоги та правила проведення”, Київ, Держгеолслужба, 2007р. та СОУ „Свердловини на нафту і газ. Геофізичні дослідження та роботи в газових та нафтових свердловинах. Порядок проведення”, Київ, ДК «Укргазвидобування», 2011. [4]

Комплекс геофізичних досліджень у свердловині включав дослідження в масштабі глибин 1:500 та деталізаційні дослідження в перспективній частині розрізу в масштабі глибин 1:200 і був направлений на вирішення таких геологічних та технічних задач:

- стратиграфічне розчленування та кореляція розрізу свердловини, визначення літологічного складу та товщин продуктивних горизонтів;
- виділення в розрізі свердловини колекторів і визначення характеру насичення;
- визначення коефіцієнтів: пористості, нафтогазонасиченості та проникності пластів-колекторів;
- отримання даних по пластових температурах;

Для оцінки фізико-літологічних характеристик порід-колекторів визначають такі параметри, як об'ємна вага, пористість, проникність, гранулометричний і мінеральний склад, карбонатність, залишкова водонасиченість та тріщинуватість. Для глинистих порід досліджують об'ємну вагу, гранулометричний склад і карбонатність. Вапняки та доломіти аналізують на предмет їхньої пористості, проникності та тріщинуватості.

Для уточнення віку порід застосовують аналіз макро- і мікрофауни, а також споро-пилкові дослідження. Вивчення флюїдів здійснюється як у лабораторних умовах, так і, за необхідності, безпосередньо на свердловині.

Аналіз проб газу дозволяє визначити його густину, теплотворну здатність і склад, зокрема вміст метану, етану, пропану, бутану, пентану, гексану (разом із важчими вуглеводнями), азоту, гелію, аргону, водню, вуглекислого газу, сірководню та кисню.

Проби конденсату досліджують на фракційний і груповий склад, а також визначають вміст сірки.

Аналіз пластової води включає визначення хімічного складу, вмісту йоду, бромю, амонію, бору та інших мікроелементів, а також оцінку питомої ваги, рівня рН і мінералізації.

Розчинений газ аналізується за тими ж параметрами, що й вільний газ.

Основна частина досліджень проводитиметься на зразках порід і пробах флюїдів із кам'яновугільних відкладів. Заплановані такі види аналізів:

- визначення абсолютного віку порід – 10 зразків.
- мінерально-петрографічний аналіз – 50 зразків
- макро- та мікропалеонтологічні дослідження – 50 зразків;
- визначення фізико-літологічних характеристик порід – 50 зразків;
- хімічний аналіз газу, нафти, конденсату й води – 60 проб;
- компонентний аналіз газу – 60 проб;
- фракційний аналіз газу та конденсату – 60 проб;
- ізотопний аналіз вуглеводнів – 20 проб;
- визначення абсолютного віку порід – 10 зразків

$$V = F * h_{г.эф.} * k_{п} * k_{г} * f (P_{п} * п - P_{к} * к),$$

де: V- початкові балансові запаси газу; F-площа припущеної газоносності;
h-ефективна газонасичена товща; k_п- коефіцієнт відкритої пористості; k_г-
коефіцієнт газонасиченості;

f-поправка на температуру;

P_п- початковий пластовий тиск; P_к- кінцевий пластовий тиск;

Запаси нафти, які можуть бути видобуті із надр, розраховані за формулою:

$$Q_{н} = F * h_{н.эф.} * k_{п} * k_{н} * \theta * \rho * k_{вил},$$

де Q_н - початкові видобувні запаси нафти; F-площа припущеної
нафтоносності;

h_{н.эф.}- ефективна нафтонасичена товща; k_п- коефіцієнт відкритої
пористості;

k_н- коефіцієнт нафтонасиченості; θ - перерахунковий коефіцієнт;

ρ – густина нафти;

При розрахунку геолого-економічних показників пошукових робіт
враховувалась вартість всіх робіт, проведених на Рубіжанській площі:

1 Переінтерпритація сейсмічних матеріалів на Спіфанівській площі та
Рубіжанській структурі проведена Л.С. Павловцем у 2004р. – 1 242,89 тис. грн.

2 Фактичні витрати на будівництво пошукової свердловини № 1
Рубіжанська, пробуреної Шебелинським відділенням бурових робіт БУ
„Укрбургаз”, склали 20 837 100 грн.

Таким чином, вартість всіх витрат на сейсмо- та геологорозвідувальні
роботи на Рубіжанській площі складає 22 079 990 грн. (таблиця 2.6).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН ТА РЕЖИМІВ БУРІННЯ

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

Промислово-геофізичні дослідження в пошуковій свердловині № 1 Рубіжанська виконані в повному обсязі. За результатами геофізичних досліджень в розрізі свердловини виділено 101 пласт, серед яких 50 – водонасичені та водоносні, 1 – ущільнений та водонасичений, 50 – ущільнені. Пласти з невизначеним характером насичення відсутні. В дослідженому розрізі газонасичених пластів не виділено.

За результатами буріння свердловини № 1 Рубіжанська отримані дані про літологічну характеристику і колекторські властивості пісковиків, алевролітів та вапняків середнього та нижнього карбону. Однак, ряд критеріїв продуктивності, виявлених на сусідніх родовищах та покладених в основу вводу Рубіжанської площі в пошукове буріння, по мірі виконання робіт не підтвердилися. Так, в свердловині № 1 Рубіжанська карбонатний горизонт В-16 колекторів з хорошими ємнісно-фільтраційними властивостями не вміщує, поскільки представлений щільними вапняками (пористість по АК – 1-4 %, по керну 0,8-1,2 %) на відміну від розрізів свердловин №№ 101, 103 Краснопівського родовища, в яких вапняки горизонту В-16 за даними ГДС газонасичені з Кп – та мають пористість 5-7-11%.

Розріз нижньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону, до якого приурочені газові поклади на Краснопівському та Євгеніївському родовищах, в свердловині № 1 Рубіжанській представлений переважно глинистими породами, в горизонтах С-21-22, С-19 пластами щільних пісковиків та алевролітів з пористістю по АК 4,5-6-8 %, по керну 0,6-5,7 %. Погіршені колекторські властивості пісковиків згідно петрографічних досліджень обумовлені щільною упаковкою зерен та карбонатно (2-8,2 %) – кварцово-глинистим цементом, який щільно заліковує пори. Перспективи нафтогазоносності горизонту С-17

пов'язувалися з пісковиками, розвиненими в його нижній частині за даними буріння свердловини № 14 Євгеніївського родовища, де вони промислово продуктивні, але в свердловині № 1 Рубіжанська нижня частина горизонту С-17 літологічно заміщена алевролітом щільним з Кп по АК – рівним 6 %, товщиною 6 м.

У розрізі верхньосерпуховського під'ярусу свердловини № 1 Рубіжанська, а саме в горизонтах С-8-9 повністю відсутні карбонатні породи біогермного походження, існування яких було передбачено проектом.

Горизонти С-8-9 складені переважно аргілітами та алевролітами з прошарком в середній частині пісковика з низькими колекторськими властивостями. За даними ГДС пісковики ущільнені, з Кп – 3,5-8 %, по керну 2,5-5,8 %. Погіршені колекторські властивості пісковиків згідно петрографічного аналізу пов'язані зі щільною упаковкою гарносортованих дрібних регенерованих кварцових зерен, з плямистими утвореними регенераційно-кварцового цементу, з неоднорідною текстурою породи, представленою прошарками непрониких порід – алевроліту та аргіліту, розвитком непроникого кристалічнозернистого доломітового цементу (2,5-5,5 %) та глинистої речовини. Плямистий розвиток різних мінеральних видів цементу значно знижує фільтраційні властивості породи, непроничні мінеральні види цементу (гідрослюда та доломіт) заліковують пустотілі пори та погіршують ємнісні властивості порід. Алевроліти по керну вапнисті з Кп- 3,1-3,6 %, проникністю менше $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатністю 7,4-14,8 %.[6]

Горизонт С-5 має товщину, аналогічну розкритій у свердловині № 100 Краснопопівська і на 50 м більшу від свердловини № 4 Євгеніївська. В фаціальному відношенні ділянка свердловини № 1 Рубіжанська являє собою уступ морського дна, приурочений до зони переходу від мілководних шельфових утворень (Євгеніївська площа) у відносно глибоководні (свердловини №№ 100, 103 Краснопопівські). Ймовірно, на цьому уступі розвинені карбонатні породи біогермного типу, які представлені вапняками. За даними ГДС верхня та нижня частина карбонатної товщі ущільнені з Кп – 2,2-

3 %, в середній – пористість вапняків по АК зростає до 5,5-10 %, за характером насичення оцінені як водоносні. Керном дана товща не охарактеризована, але нижче по розрізі вивчені вапняки темно-сірі, глинисті, афанітові, ділянками доломітизовані з органічними залишками, які за лабораторними дослідженнями глинисті з пористістю 1,5-2,4 %, проникністю від 0,69 до $0,01 \times 10^{-15}$ м².

Башкирські відклади, з якими на площі були пов'язані перспективи нафтогазоносності, виявилися непродуктивними.

Горизонти Б-13-14 літологічно складені чергуванням вапняків та аргілітів, в покрівлі – потужним пластом пісковика, в підошовній частині – вапняками. Поскілки в розрізі свердловини № 1 Рубіжанська дані горизонти розкриті гіпсометрично нижче на 130 м, ніж у розрізі свердловини № 14 Євгеніївська та на 184 м глибше, ніж у свердловині № 4 Євгеніївська пісковики за даними ГДС виявилися водонасиченими з пористістю 9-10,5 %, вапняки частково водонасичені з Кп – 3-6 % та ущільнені з Кп – 1-4 %.

Горизонти Б-10 та Б-9 в розрізі свердловини № 1 Рубіжанська літологічно представлені аргілітами та вапняками, з прошарками алевролітів, причому вапняки характеризуються низькими колекторськими властивостями, за даними ГДС вони ущільнені, з Кп – 1-3 %. За керном пористість 3,7 % при проникності $0,55 \times 10^{-15}$ м². Низькі колекторські властивості вапняків обумовлені однорідною щільною мікрокристалічною структурою з перекристалізацією окремих ділянок до середньокристалічної, що сприяє заліковуванню потенційних пор. Алевроліти водонасичені з пористістю 11-12,5 %, в керні вони світло-сірі з вапняно-глинистим цементом, який обумовлює погіршення ємнісно-фільтраційних властивостей, з пористістю 7,2-10,1 %, карбонатністю 0,8-2,9 %.

В московському ярусі в результаті промислово-геофізичних досліджень встановлено, що прогнозно-продуктивні горизонти М-6 та М-7 виявилися водоносними. Вони представлені аргілітами та водоносними пісковиками алювіального генезису.

Розріз свердловини № 1 Рубіжанська в повному обсязі досліджений геофізичними методами. За результатами геофізичних досліджень в

свердловині виділено 101 пласт, серед яких 50 – водоносні та водонасичені, 1 – ущільнений-водонасичений, 50 – ущільнені. В дослідженому розрізі перспективних у нафтогазоносному відношенні пластів не виявлено. Тому спуск експлуатаційної колони недоцільний, і випробування не проводились.

Враховуючи вищевикладене, пошукова свердловина № 1 Рубіжанська ліквідована, як така, що виконала своє призначення, але опинилась в несприятливих для подальшого використання геологічних умовах і не може бути використана для інших народногосподарських потреб.

Згідно „Проекту...” передбачалось буріння ще п'яти свердловин на Рубіжанській площі (№№ 2, 3, 4, 5, 6). Але, оскільки свердловина № 1 Рубіжанська пробурена в оптимальних структурно-тектонічних умовах за уточненими даними сейсмозв'язки і виявилася непродуктивною, то проведення подальших робіт на площі являється недоцільним.

3.2. Обґрунтування конструкції свердловини

Пошукові роботи на Рубіжанській площі були розпочаті 30 грудня 2010 року бурінням свердловини №1, проектною глибиною 3250 м, яка була закладена в апікальній частині західного склепіння Рубіжанської площі з метою виявлення покладів вуглеводнів у серпуховських відкладах нижнього карбону та московських і башкирських відкладах середнього карбону. Конструкція свердловини була розроблена відповідно до геолого-технічних умов району буріння та включала кілька послідовно встановлених колон, кожна з яких виконувала певну функцію в забезпеченні герметичності та стійкості стовбура.

Буріння свердловини в інтервалі від 0 до 30 м виконувалося тришаршковими долотами діаметром 393,7 мм з розширювачем 720 мм роторним способом, із застосуванням бурового розчину питомої ваги 1,10–1,12 г/см³, в'язкістю 30–50 секунд та водовіддачею 5–6 см³ за 30 хвилин. На цій глибині було спущено направлення діаметром 630 мм до позначки 28 м і виконано цементування з підйомом цементу до устя з метою зміцнення верхніх слабких порід і недопущення обвалів у приповерхневій зоні. Подальше буріння

до глибини 160 м виконувалося тим же методом із використанням тришаршкових доліт діаметром 393,7 мм з розширювачем 550 мм. Після шаблонування стовбура було спущено кондукторну колону діаметром 426 мм до глибини 160 м з обов'язковим цементуванням з підйомом цементу до устя для ізоляції верхніх водоносних горизонтів і забезпечення протифонтанного захисту при подальшому бурінні.

Згідно з рішенням Державного геолого-технічного нагляду від 8 грудня 2010 року, облаштування устя свердловини здійснювалося після спуску першої технічної колони. В інтервалі 160–550 м буріння продовжили тришаршковими долотами того ж діаметра роторним способом, при цьому питомої ваги бурового розчину було збільшено до 1,14–1,16 г/см³, а в'язкість коливалася в межах 35–57 секунд. Після проходження цього інтервалу та підготовки стовбура була спущена технічна колона діаметром 324 мм до глибини 550 м з обов'язковим цементуванням до устя. Устя свердловини було обладнане нижньою частиною колонної головки та превенторною установкою типу ОП 2-350×350. Після цього проведено опресування колони та ПВО буровим розчином питомої ваги 1,16 г/см³ на тиск 170 кгс/см² – герметичність підтверджено. Також герметично було опресовано міжколонний простір 426×324 мм на тиск 10 кгс/см². Цементний стакан у хвостовику колони (525–550 м) було розбурено.

Буріння наступного інтервалу (550–1650 м) здійснювалося тришаршковими долотами діаметром 295,3 мм та колонковими діаметром 212,7 мм із поступовим обважненням бурового розчину до питомої ваги 1,20 г/см³. Стовбур був підготовлений під спуск наступної технічної колони діаметром 245 мм, яку спустили на глибину 1650 м і зацементували у два ступені: перша секція – до глибини 1134 м (з використанням муфти ступеневого цементування), друга – до устя. Устя після цього дообладнали верхньою частиною колонної головки і встановили превенторну установку типу ОП 2-280×350. Міжпакерний простір був герметизований ущільнюючою пастою арматол-238 на тиск 170 кгс/см². При штучному вибої 1110 м проведено

опресування верхньої секції колони і ПВО буровим розчином, підтверджено герметичність. Міжколонний простір 324×245 мм було опресовано ропою на тиск 100 кгс/см². Цементні стакани обох ступенів (1110–1134 м і 1616–1650 м) були розбурені. [1,2]

Завершальний етап буріння від глибини 1650 до проектної позначки 3250 м здійснювався тришарошковими та колонковими долотами діаметром 215,9 і 212,7 мм, відповідно, з використанням бурового розчину питомої ваги 1,16–1,18 г/см³, в'язкістю 35–75 секунд. На цій глибині було розкрито проектний горизонт – візейський ярус нижнього карбону. У ході буріння не було зафіксовано технічних ускладнень, що свідчить про правильність обраної конструкції та високий рівень проведених робіт.

Загальна конструкція свердловини включає направлення діаметром 630 мм до глибини 28 м, кондуктор діаметром 426 мм до глибини 160 м, технічну колону діаметром 324 мм до глибини 550 м, проміжну технічну колону діаметром 245 мм до глибини 1650 м, з цементуванням у два ступені, а також відкритий стовбур у продуктивному інтервалі глибиною 1650–3250 м.

Кондуктор, як окрема обсадна колона, не був передбачений у конструкції, оскільки геологічні умови приповерхневого інтервалу не потребували встановлення додаткової колони між направленням і технічною обсадкою. Наявність водотривких порід, відсутність пластових вод із підвищеним тиском або агресивним складом у глибині до 160 м, а також конструктивна міцність та надійність направлення з цементажем до устя дозволили одразу перейти до спуску технічної колони, що оптимізувало обсяги робіт, зменшило витрати і не погіршило надійність свердловини. У зв'язку з цим спуск окремого кондуктора був визнаний технічно недоцільним.

вибоєм свердловини і має бути підібране відповідно до міцності породи та конструктивних особливостей бурового інструменту.

Частота обертання долота безпосередньо впливає на швидкість проходки свердловини. У м'яких породах ефективне буріння досягається за рахунок високої частоти обертання, тоді як у твердих породах потрібна комбінація помірною обертання та підвищеного осьового навантаження. Надмірне підвищення швидкості обертання може спричинити передчасне зношення долота та підвищене тепловиділення.

Параметри промивної рідини є важливим компонентом режиму буріння. Витрата бурового розчину визначає швидкість видалення вибуреної породи з вибою та впливає на стабільність стінок свердловини. Тиск у свердловині регулюється таким чином, щоб запобігати неконтрольованому газонафтовиділенню та обваленню стінок. В'язкість, щільність і реологічні властивості промивної рідини адаптуються до конкретних геологічних умов.

Гідравлічні параметри буріння забезпечують ефективне руйнування породи шляхом динамічного впливу потоку бурового розчину на вибій. Оптимізація гідравлічної системи сприяє підвищенню механічної швидкості буріння та зменшенню енергетичних витрат.

Режими буріння встановлюються на основі розрахунків, лабораторних досліджень бурового розчину, моделювання процесів у свердловині та досвіду буріння в аналогічних геологічних умовах. Вибір оптимального режиму дозволяє підвищити продуктивність буріння, знизити експлуатаційні витрати, збільшити термін служби доліт і бурового обладнання, а також запобігти ускладненням, таким як обвалення стінок свердловини, диференційне прихоплення або поглинання бурового розчину.

3.4. Характеристика бурових розчинів

Характеристика бурових розчинів охоплює їхні фізико-хімічні, реологічні та технологічні властивості, що забезпечують ефективність бурового процесу та стабільність стінок свердловини. Бурові розчини є складними дисперсними

системами, які складаються з рідкої фази, твердої дисперсної фази та додаткових хімічних реагентів, що регулюють їхні властивості відповідно до конкретних геолого-технічних умов буріння.

Основними характеристиками бурових розчинів є їхня щільність, в'язкість, структурно-механічні властивості, фільтраційна здатність, змащувальні властивості, стабільність та корозійна активність.

Щільність бурового розчину визначає гідростатичний тиск у свердловині і контролюється для запобігання поглинанням, обваленням стінок та неконтрольованому газонафтовиділенню. Вона регулюється шляхом введення утяжнювачів, таких як барит або карбонат кальцію.

В'язкість бурового розчину визначає його здатність транспортувати вибурену породу на поверхню та запобігати осіданню частинок у свердловині. Вона регулюється колоїдними системами, зокрема бентонітовими глинами, полімерними добавками та природними або синтетичними загущувачами.

Структурно-механічні властивості бурових розчинів включають тиксотропність, межу текучості та пластичну в'язкість. Ці характеристики впливають на формування та стабільність глинистого корка на стінках свердловини, що зменшує фільтрацію рідини у породу та зміцнює її стінки.

Фільтраційна здатність бурових розчинів визначає обсяг рідини, що проникає у гірську породу під впливом перепаду тиску. Контроль фільтрації здійснюється шляхом використання спеціальних реагентів, що формують малопроникний фільтраційний корок і запобігають втратам бурового розчину.

Змащувальні властивості розчину важливі для зменшення тертя між бурильною колоною та стінками свердловини, що сприяє зниженню ризику прихоплення та полегшує роботи з кріплення свердловини. Для покращення змащувальних характеристик використовуються мастильні добавки, емульсії та поверхнево-активні речовини.

Стабільність бурових розчинів визначається їхньою стійкістю до термобаричних умов, механічного та хімічного впливу. Висока стабільність забезпечує тривале використання розчину без значних змін його характеристик.

Корозійна активність бурових розчинів впливає на довговічність бурильного інструменту, обсадних колон та іншого обладнання. Вона регулюється шляхом використання інгібіторів корозії, що зменшують агресивний вплив розчину на металеві поверхні.

Залежно від складу та фізико-хімічних властивостей бурові розчини поділяються на водні, вуглеводневі, емульсійні та аеровані системи. Вибір типу бурового розчину визначається гірничо-геологічними умовами, глибиною свердловини, температурно-тискованими параметрами та специфікою бурового процесу.

Оцінка характеристик бурових розчинів проводиться у процесі буріння шляхом лабораторного контролю їхніх фізико-хімічних параметрів та адаптації складу відповідно до умов свердловини.

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

Кодекс України «Про надра» встановлює регулятивну базу для охорони надр. Основні вимоги в галузі охорони надр, які встановлюються Кодексом, включають наступне:

1. Заборона будь-яких дій, що можуть призвести до знищення, ушкодження або забруднення надр.
2. Заборона видачі дозволів на розвідку та видобуток корисних копалин на територіях, які мають особливо цінні підземні води або що перебувають у зоні особливого екологічного режиму.
3. Обов'язкове проведення робіт з ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій, пов'язаних з видобутком корисних копалин.
4. Забезпечення охорони і збереження природних ресурсів, пов'язаних з надрами.
5. Обов'язкове отримання дозволів на проведення робіт з розвідки та видобутку корисних копалин.

6. Заборона проведення робіт на надрах, що знаходяться поза межами відведених для цього ділянок.

При пошуках та розвідці родовищ нафти та газу, особливості охорони надр полягають в:

1. Використанні найбільш екологічно безпечних технологій та матеріалів.

2. Застосуванні засобів моніторингу стану довкілля на етапі розвідки та видобутку.

3. Здійсненні заходів щодо запобігання надзвичайних ситуацій та реагуванні на них.

4. Забезпеченні охорони територій, що перебувають у зоні видобутку, та здійснення робіт зі збереження природних ресурсів.

5. Додержанні усіх вимог, які встановлюються законодавством України.

3.6 Висновки до 3 розділу

1. В результаті проведених робіт на Рубіжанській площі встановлено, що основною причиною негативних результатів нафтогазоносності слід вважати відсутність колекторів у горизонтах верхньовізейського та нижньосерпуховського під'ярусів, а також частково верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону та в горизонтах башкирського ярусу середнього карбону. Крім того, водоносність горизонтів Б-13-14 башкирського ярусу, горизонту С-5 верхньосерпуховського під'ярусу та горизонтів М-6, М-7 московського ярусу обумовлена відсутністю сприятливих пасткових умов, що унеможливило формування покладів вуглеводнів. Не було також підтверджено сейсмічну модель, що передбачала наявність біогермної споруди по горизонту відбиття V_{B1}^2 . За результатами буріння біогермні утворення були виявлені вище по розрізу, в полі ізотопщини між V_{B1}^2 і V_{B1}^1 , і приурочені до продуктивного горизонту С-5.

2. Конструкція свердловини №1 на Рубіжанській площі була побудована у відповідності до геологічних умов і включала спуск направлення діаметром 630 мм до глибини 28 м, кондуктора діаметром 426 мм до глибини 160 м, технічної колони діаметром 324 мм до глибини 550 м та проміжної технічної колони діаметром 245 мм до глибини 1650 м. Нижче розріз розкрито у відкритому стовбурі до проектної глибини 3250 м. Всі обсадні колони були зацементовані з підйомом цементного розчину до устя, що забезпечило необхідну герметичність і стійкість свердловини.

3. Буріння проводилося роторним способом з використанням тришаршкових доліт різних діаметрів, а також колонкових доліт на інтервалах із підвищеною абразивністю порід. Усі технологічні режими буріння підбиралися індивідуально для кожного інтервалу з урахуванням геологічних та технічних умов. У верхній частині розрізу застосовували буровий розчин питомої ваги 1,10–1,12 г/см³, далі – з поступовим обважненням до 1,20 г/см³ у глибших інтервалах, з в'язкістю в межах 30–80 секунд та водовіддачею 4–6 см³/30 хв. Такі параметри дозволяли забезпечити ефективне очищення вибою, стабілізацію стінок свердловини та запобігання поглинанням і проявам пластових флюїдів.

4. У процесі буріння було впроваджено низку запобіжних заходів з метою охорони надр і навколишнього середовища. Усі колони обсаджувалися і цементувалися з підйомом цементу до устя для забезпечення ізоляції пластів і недопущення перетоків флюїдів. Було встановлено протифонтанне обладнання (ПВО) відповідних типів і проведено їх опресування, що гарантувало герметичність устя і безпечну експлуатацію свердловини на всіх етапах. Міжколонні простори опресовувалися буровим розчином або ропою, а в міжпакерний простір була закачана ущільнююча паста типу Арматол-238. Усі ці заходи сприяли мінімізації ризиків аварій, забезпечили охорону водоносних горизонтів і виключили потрапляння техногенних речовин у навколишнє середовище.

РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЕКТНИХ РОБІТ

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Рівень техніко-економічного аналізу безпосередньо корелює зі ступенем геологічного вивчення родовища. Так, у процесі проведення детальної розвідки здійснюється повноцінне техніко-економічне обґрунтування (ТЕО), у ході попередньої розвідки складається техніко-економічна доповідь (ТЕД), а на етапі пошуково-оцінювальних робіт виконується техніко-економічне міркування (ТЕМ). Кожна з цих форм аналізу має різний рівень деталізації та мету — від попередньої економічної оцінки до розрахунку повного циклу промислового освоєння родовища.

Основні типи ТЕО розподіляються відповідно до їхньої функціональної спрямованості: техніко-економічне обґрунтування кондицій для підрахунку запасів, обґрунтування доцільності промислового освоєння родовища, а також ТЕО балансової належності запасів корисної копалини в межах експлуатаційного контуру.

З огляду на сучасну економічну ситуацію в Україні, яка характеризується нестабільністю макрофінансових показників, важливим аспектом планування геологорозвідувальних робіт є реалізм і життєздатність проектів щодо подальшого промислового використання надр. Інвестування в такі об'єкти потребує високого ступеня обґрунтованості, оскільки пов'язане з довготривалим інвестиційним циклом, підвищеними ризиками та значними первинними витратами.

Відповідно до положень чинного законодавства, зокрема «Положення про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах» (ДКЗ України), комерційний варіант ТЕО може розроблятися як додатковий документ — за

умови, якщо це прямо передбачено технічним завданням надрокористувача. Такий варіант дає змогу враховувати специфічні фактори, які забезпечують більш ефективно, у порівнянні зі стандартним, використання запасів сировини. О таких факторів можуть належати:

- наявність у користувача надр виробничої інфраструктури, що дозволяє істотно зменшити капітальні витрати;
- можливість реалізації товарної продукції за підвищеними цінами, у тому числі через інтеграцію до ланцюгів доданої вартості;
- застосування податкових пільг, державних субсидій, дотацій або інших форм економічного стимулювання;
- використання інноваційних, високопродуктивних технологій видобутку та переробки корисних копалин;
- варіативне застосування норми дисконту (вища або нижча за облікову ставку НБУ), залежно від стратегії фінансового планування.

Розробка ТЕО здійснюється з урахуванням вимог «Методичних вказівок щодо порядку техніко-економічного обґрунтування балансової належності експлуатаційних запасів родовищ питних і технічних підземних вод» та інших галузевих нормативних документів.

Результати техніко-економічного обґрунтування охоплюють широкий спектр кількісних показників, які формують основу для ухвалення інвестиційних рішень, зокрема:

- кількісна характеристика розвіданих, промислових та експлуатаційних запасів;
- прогнозовані втрати та розубоження при видобутку;
- виробнича потужність підприємства з видобутку;
- розрахунковий термін забезпеченості запасами;
- вихід і якість товарної продукції (вміст цільового компонента, фізико-хімічні характеристики);
- ринкова ціна одиниці продукції та загальна її вартість;
- питомі та загальні капіталовкладення;

- формування і структура виробничих фондів;
 - питомі та загальні експлуатаційні витрати, зокрема:
 - плата за користування надрами;
 - плата за землю;
 - екологічні податки;
 - амортизаційні нарахування;
 - собівартість товарної продукції;
 - валовий і чистий прибуток;
 - податкові зобов'язання (податок на прибуток);
 - показники рентабельності (до фондів, до собівартості);
 - термін і дисконтований термін окупності капіталовкладень;
 - чистий дисконтований грошовий потік (NPV);
 - індекс прибутковості (PI);
 - внутрішня норма рентабельності (IRR);
 - коефіцієнт ефективності або рентабельності гірничодобувного підприємства.

Комплексність і взаємопов'язаність цих показників дозволяє всебічно оцінити техніко-економічний потенціал родовища та обґрунтувати економічну доцільність його промислового освоєння у коротко- і довгостроковій перспективі.

До техніко-економічних показників геологорозвідувальних робіт належить сукупність кількісних і вартісних параметрів, які характеризують виробничий процес від стадії пошуково-розвідувальних робіт до передпроектної оцінки запасів. Насамперед це обсяг буріння в погонах метрів із розподілом за категоріями розвіданості родовищ (А, В, С), що дозволяє оцінити ступінь підтверженості запасів мінеральної сировини та планувати подальші роботи.

Одночасно визначають капіталовкладення, необхідні для забезпечення бурових робіт – вартість бурового устаткування, транспортних засобів і

пожежно-технічних засобів, а також експлуатаційні витрати на одиницю пробуреного метра, які включають витрати на паливо, мастильні матеріали, інструменти та обслуговування обладнання. Матеріалоємність і енергоємність робіт розкривають інтенсивність використання будівельних матеріалів, вибухових речовин та спеціалізованих розчинів, що визначає екологічний і технологічний вплив робіт на навколишнє середовище.

Трудомісткість геологорозвідувальних операцій у людино-годинах на одиницю обсягу є важливим показником ефективності використання кваліфікованої робочої сили та дозволяє співвідносити продуктивність бурових бригад із запланованими термінами виконання програми робіт. Ціна залучення вибухових матеріалів і технологічних розчинів, а також вартість прокладки 1 км сейсмозвідувальної мережі виступають спеціалізованими показниками, що відображають витратну частину пошукової фази геолого-геофізичних досліджень.

Зіставлення фактичних витрат із прогнозними дає змогу розрахувати коефіцієнт освоєння запасів за категоріями А, В і С, оцінити економічну доцільність завершення розвідки та прийняти рішення щодо структури фінансування. Також існує таке поняття, як інтегральні фінансові показники — цестрок окупності інвестицій, внутрішня норма рентабельності, чиста приведена вартість проєкту та індекс рентабельності — дозволяють комплексно визначити взаємозв'язок вкладених коштів і майбутніх грошових потоків, обґрунтувати інвестиційну привабливість геологорозвідувальної програми та оптимізувати співвідношення витрат і вигод.

Додатково слід відзначити показники ефективності геофізичних і геохімічних методів: питому вартість 1 км сейсмічних профілів із урахуванням складності ландшафту і щільності мережі, витрати на придбання та обробку геохімічних проб, питому продуктивність при трасуванні аеро- і наземної магнітометрії. У комплексі з цим використовують показник «коефіцієнт прогнозованості» (відношення фактичної кількості виявлених родовищ до

кількості прогнозованих за попередніми картами), що дозволяє оцінити точність вибраних методів розвідки.

Не менш важливим є показник «індекс охорони праці і безпеки», який ураховує витрати на охорону людей та навколишнього середовища: питому вартість організації охорони праці, обладнання для аварійно-рятувальних робіт, утилізації шламів буріння і нейтралізації шкідливих відходів.

Для оцінки інженерно-геологічної частини проекту додаються технічні показники: кількість і глибина геологічних спостережних свердловин, питома вартість проведення інженерно-геологічних випробувань порід (лабораторних аналізів фізико-механічних і гідрогеологічних властивостей), показники дебіту існуючих підземних вод для встановлення можливостей дегазації та відведення вод.

Важливим є й економіко-соціальний ефект, тобто кількість створених робочих місць, питома вартість робочого місця, соціальна інфраструктура (шляхи під'їзду, побутові та медичні пункти), обсяг навчання та сертифікації фахівців, які працюють на бурових майданчиках.

З погляду фінансового менеджменту проекту окремо виділяють структуру джерел фінансування (власні, позикові ресурси, держпідтримка), питому вартість капіталу (WACC), коефіцієнт задоволеності інвесторів (IRR vs. мінімальна ставка дисконту), а також показники стійкості проекту до зміни цін на сировину (ризикові навантаження за сценаріями «мінімум–базовий–оптимістичний»).

Таким чином, повний набір техніко–економічних показників геологорозвідувальних робіт охоплює: глибину і обсяг буріння за категоріями, вартість і енергомісткість усіх натурних і лабораторних досліджень, продуктивність і точність геофізичних методів, трудомісткість, матеріалоемність і екологічні витрати, показники безпеки та охорони праці, соціально-економічні ефекти, а також комплекс фінансових індикаторів (NPV, IRR, WACC, срок окупності, ризикові коефіцієнти), що дає змогу всебічно оцінити ефективність і ризики геологорозвідувальної програми.

4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Комплексний розрахунок вартості проектно-розвідувальних робіт, пов'язаних із бурінням свердловин для освоєння родовищ вуглеводнів, включає низку взаємопов'язаних техніко-економічних показників. Основними з них є загальна довжина запланованих свердловин, обсяг необхідних капіталовкладень, вартість підготовки до видобутку 1 тис. м³ природного газу, вартість 1 метра проходки, очікуваний річний прибуток від промислової експлуатації запасів, а також низка допоміжних розрахункових величин. Кількісні значення цих показників суттєво варіюють залежно від геолого-структурних особливостей родовища, типу вуглеводневої сировини, а також техніко-технологічних параметрів буріння.

Загальна проходка бурових робіт, передбачених проектною документацією, визначається за формулою:

$$L = H1_{\text{св}} + H2_{\text{св}}$$

де $H1_{\text{св}}$ і $H2_{\text{св}}$ — проектні глибини буріння відповідно пошукових і розвідувальних свердловин (у метрах).

Капітальні інвестиції на проведення буріння розраховуються як сума витрат на різні типи свердловин:

$$St = K_{\text{б}}^{\text{в}} * n_{\text{св}1+n} + K_{\text{б}}^{\text{пс}} * n_{\text{св}2+n}$$

де $K_{\text{б}}^{\text{в}}$ — вартість буріння однієї вертикальної свердловини (тис. грн), $K_{\text{б}}^{\text{пс}}$ — вартість буріння однієї похило-скерованої свердловини (тис. грн), $n_{\text{св}1}$, $n_{\text{св}2}$ — кількість відповідно вертикальних і похило-скерованих свердловин.

Приріст геологічних запасів на кожну гривню інвестицій обчислюється за формулою:

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{заг}} / St$$

Розрахунок вартості одного метра буріння проводиться з урахуванням впливу інфляційного коефіцієнта:

$$V_{1\text{мр}} = V_{\text{св}} / H * K$$

де $V_{\text{св}}$ — кошторисна вартість свердловини (тис. грн),

K — коефіцієнт інфляційного подорожчання

H — проектна глибина буріння (м).

Вартість підготовки 1 тис. м³ природного газу до видобутку розраховується окремо за галузевими методиками з урахуванням енергетичних і матеріальних витрат, а також структури технологічного процесу.

Ефективність буріння також оцінюється через приріст запасів на 1 м проходки:

$$Q = Q / L$$

де Q — очікуваний приріст ресурсної бази (тис. м³),
 L — загальна довжина буріння (м).

Приріст запасів, що припадає на одну свердловину, визначається як:

$$Q_{1\text{св}} = Q / n,$$

де n — кількість пробурених свердловин.

Оцінка економічної результативності розробки родовища базується на розрахунку очікуваного щорічного прибутку:

$$\text{Пр} = [(Ц - С) \times Q \times g \times K] - T$$

де $Ц$ — ціна реалізації 1000 м³ газу без ПДВ та рентної плати (грн),

$С$ — собівартість видобутку 1000 м³ газу (грн),

Q — обсяг ресурсів, що підлягають освоєнню (м³),

g — середньорічний темп розробки (наприклад, 5%),

K — коефіцієнт вилучення (наприклад, 0,9),

T — витрати на тематичні дослідження (грн).

Оцінювання економічної ефективності розвідувальних бурових робіт включає такі показники:

- середню комерційну швидкість буріння (м/верстатомісяць),
- очікуваний приріст вуглеводнів (млрд м³),
- загальну проходку (м),
- капітальні витрати (тис. грн),

- вартість 1 м буріння (грн),
- приріст запасів на 1 грн витрат (млрд м³),
- вартість 1000 м³ видобутого газу або нафти (грн/тис. м³),
- приріст запасів на 1 м буріння (тис. м³/м),
- приріст на 1 свердловину (млн м³),
- очікуваний річний прибуток (тис. грн).

Розрахунок кошторисної вартості геологорозвідувальних робіт (ГРР) здійснюється з поділом витрат за елементами калькуляції:

а) Прямі витрати:

- матеріальні ресурси,
- оплата праці,
- нарахування на заробітну плату (ЄСВ),
- амортизаційні відрахування,
- інші прямі витрати.

б) Непрямі витрати:

- загальновиробничі витрати (постійні та змінні, розподілені й нерозподілені).

в) Загальні витрати на виробництво:

Сума прямих і непрямих витрат становить кошторисну вартість базового обсягу робіт.

г) Повна кошторисна вартість проекту включає також:

- нормативний прибуток (у відсотковому вираженні),
- витрати на роботи, виконані підрядним способом,
- закупівлю спеціалізованого обладнання,
- податок на додану вартість (ПДВ).

Сума зазначених складових формує повну кошторисну вартість реалізації комплексу геологорозвідувальних заходів на конкретному об'єкті надрокористування.

Під час спорудження свердловин із залученням підрядних організацій виконується широкий спектр робіт і пов'язаних із ними витрат. Серед них —

буровибухові, промислово-геофізичні, лабораторні, топографо-геодезичні, радіогеодезичні дослідження, буріння водозабірних свердловин, а також заходи з охорони навколишнього середовища. Значну частину витрат також становлять амортизаційні нарахування на контейнери тривалого використання, оренда спеціалізованого обладнання, метрологічне забезпечення, водолазні та гідрометеорологічні роботи, оплата послуг морських портів і судноремонтних підприємств, утримання бурових баз і облаштування розвідувальних морських площ. Окрім цього, враховуються витрати на експлуатацію аварійно-рятувальних, протипожежних і технічних суден, а також інші допоміжні роботи, що виконуються підрядним способом.

Значні масштаби та складність таких робіт безпосередньо впливають на загальні капітальні витрати, що закладаються у структуру собівартості видобутку корисних копалин. У випадку з природним газом це, у свою чергу, позначається на його кінцевій вартості для споживача. Формування ціни 1 тис. м³ газу враховує не лише витрати на буріння та облаштування свердловин, а й вартість усіх супутніх операцій, які забезпечують повний цикл підготовки до видобутку, транспортування й реалізації енергоносія. Таким чином, оцінка вартості природного газу є комплексним економічним завданням, яке охоплює всі етапи — від розвідки до комерційного постачання. На рис.4.1 відображено стартові ціни ресурсів у грн\тис. куб.м без ПДВ.

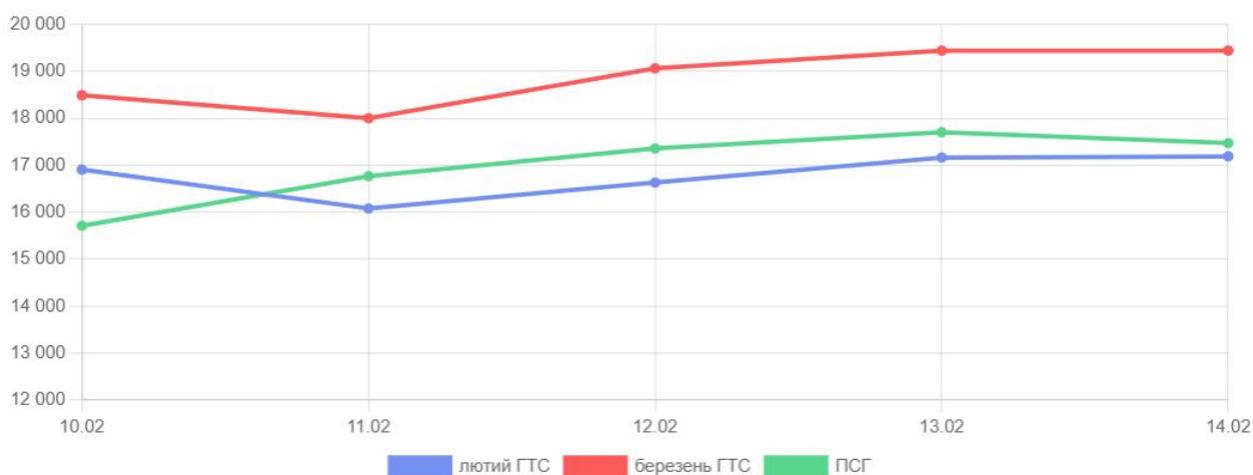


Рис. 4.1 - Стартові ціни ресурсів у грн\тис. куб.м без ПДВ

У лютому 2025 року на ринку природного газу було реалізовано загалом 49,8 млн куб. м ресурсу. Основну частину цього обсягу — 45,2 млн куб. м — придбав "Укртрансгаз" у новій секції «Закупівлі імпортованого природного газу». Укладені угоди передбачають постачання придбаного газу до підземних сховищ (ПСГ) протягом лютого — першої половини квітня. Закупівля відбулася 12–13 лютого, при цьому ціни укладених контрактів коливалися в діапазоні 29 900–32 320 грн за тис. куб. м без ПДВ.

Наприкінці тижня 10-14 лютого спотові ціни стабілізувалися після зростання до дворічного максимуму — 58 євро/МВт·год. Таке зростання було спровоковане побоюваннями щодо можливого дефіциту постачань унаслідок масштабних атак на українську газовидобувну інфраструктуру та погодних умов — сильних морозів.

Крім того, ринок позитивно відреагував на новини про можливу диверсифікацію постачань газу до Європи. Очікується, що з березня 2025 року почне діяти газова угода між Туреччиною та Туркменістаном, що передбачає постачання до 2 млрд куб. м газу щорічно. Це дозволяє частково компенсувати скорочення російських обсягів і зміцнити енергетичну безпеку регіону.

Додатковий вплив на ринок мало також рішення Трампа скасувати обмеження, запроваджені адміністрацією Байдена, щодо нових дозволів на експорт скрапленого природного газу (LNG) з боку Міністерства енергетики США.

Контракти з постачанням на місяць наперед на всіх ключових європейських хабах демонстрували загальну тенденцію до зниження — середнє здешевлення становило 2,80%. Контракти на квартал наперед були дешевшими від спотових на 3,33%, а сезонні — на 3,98%, із середнім показником 52,31 євро/МВт·год.

У 2025 році економічна доцільність буріння нових газових свердловин безпосередньо залежить від ринкової ціни реалізації газу. За умов продажу за комерційною ціною ($\approx 17\ 000$ грн/тис. м³), проекти є високорентабельними й окупними навіть при високих капітальних витратах.

Проте за фіксованими цінами для населення ($\approx 8\ 000$ грн/тис. м³) буріння нових свердловин може виявитися збитковим, особливо у важкодоступних районах або при необхідності складної інфраструктури.

4.3 Висновки до розділу 4

1. Аналіз вартості проектних робіт при бурінні свердловин свідчить про високу капіталомісткість процесу, що обумовлює необхідність детального економічного обґрунтування інвестиційних рішень. Вартість буріння однієї свердловини в сучасних умовах коливається в межах 60–120 млн грн залежно від типу свердловини та геологічних умов. У свою чергу, собівартість одного метра проходки може сягати 20–25 тис. грн.

2. При цьому аналіз поточного стану ринку природного газу в Україні та Європі показує суттєві коливання цін. Станом на травень 2025 року середньозважена біржова ціна природного газу на УЕБ становить близько 17 000 грн/тис. м³ (без ПДВ), що створює економічно вигідні умови для реалізації газовидобувних проектів. З урахуванням потенційного видобутку в 20–100 млн м³ на одну свердловину, можлива виручка може в рази перевищувати початкові капітальні вкладення, забезпечуючи високу рентабельність проєктів.

3. Разом з тим, важливо враховувати, що при реалізації газу за регульованими цінами (наприклад, 7 960 грн/тис. м³ для населення) рентабельність нових свердловин може бути низькою або навіть від'ємною. Це знижує інвестиційну привабливість галузі у разі відсутності ринкових умов.

4. Отже, ефективність буріння та подальшої розробки свердловин тісно пов'язана з ціновою кон'юнктурою на газовому ринку. Для підвищення економічної результативності необхідно забезпечити сприятливе інвестиційне

середовище, зокрема в частині доступу до ринку, гнучкої податкової політики та стабільності регуляторних умов.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНОГО БУРІННЯ НА РУБІЖАНСЬКІЙ ПЛОЩІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Проведення комплексу геологорозвідувальних робіт відбувається в умовах, що характеризуються підвищеною складністю та потребують всебічного аналізу з точки зору умов праці. У більшості випадків ці роботи виконуються у віддалених, важкодоступних районах із суворими кліматичними умовами — у горах, тайзі, пустелях, на морських шельфах. Такі природні особливості значно ускладнюють організацію побуту, транспортування обладнання, забезпечення безпеки та медичного обслуговування персоналу.

Працівники залучені до фізично інтенсивних видів діяльності, таких як буріння, пробовідбір, геофізичні дослідження, що вимагає високої витривалості та часто передбачає роботу в умовах нестандартного графіку — зазвичай це вахтовий метод із тривалим перебуванням на об'єкті без можливості повернення додому. Трудова діяльність супроводжується високими фізичними та психоемоційними навантаженнями, що обумовлені як самим характером робіт, так і ізоляцією від соціального середовища, обмеженим спілкуванням і монотонністю повсякдення.

Окрім фізичних навантажень, у ході ГРР мають місце різноманітні техногенні та виробничі ризики. Це, зокрема, робота з важким буровим обладнанням, імовірність обвалів порід, використання хімічних речовин під час лабораторної підготовки зразків, вплив вібрацій, пилу, шуму та інших шкідливих факторів. Значну небезпеку становлять буровибухові роботи, експлуатація електромеханічного обладнання, а також пересування складною місцевістю. Особливої уваги потребує дотримання техніки безпеки при роботах на воді або в морських умовах, зокрема на шельфі.

З метою забезпечення належних умов праці впроваджуються комплекси заходів, зокрема — постійний контроль за дотриманням норм охорони праці,

обов'язкове медичне страхування та періодичні медичні огляди, надання спеціального одягу та засобів індивідуального захисту. Крім того, регламентоване трудовим законодавством скорочення робочого часу, надання додаткових відпусток і доплат за шкідливі умови праці спрямовані на компенсацію негативного впливу виробничого середовища.

5.2 Розробка заходів з охорони праці

5.2.1 Заходи з техніки безпеки

Розробка заходів з охорони праці під час проведення геологорозвідувальних робіт є невід'ємною складовою організації виробничого процесу та гарантією безпеки працівників. Особливості умов, у яких виконуються геологорозвідувальні роботи — складний рельєф, віддаленість об'єктів, вплив несприятливих погодних умов, робота з важким і потенційно небезпечним обладнанням — потребують впровадження системного підходу до розробки й реалізації заходів безпеки.

Загальні заходи з охорони праці охоплюють організаційні, інженерно-технічні, санітарно-гігієнічні та профілактичні дії, спрямовані на попередження травматизму, збереження здоров'я працівників та забезпечення безперебійної роботи обладнання. Особлива увага приділяється обов'язковим інструктажам з техніки безпеки, які проводяться перед початком роботи, при зміні умов праці або виду виконуваних робіт, а також у випадку надзвичайних ситуацій. Також передбачено регулярне навчання з надання першої медичної допомоги, евакуації у разі аварії, користування індивідуальними засобами захисту.

Заходи з техніки безпеки мають першочергове значення. Вони включають ретельний контроль технічного стану бурового та геофізичного обладнання, використання сертифікованих приладів і механізмів, а також обов'язкове дотримання правил експлуатації техніки. Усі установки повинні бути оснащені системами аварійного відключення, захисними кожухами, а робочі місця — спеціальними огорожами, сигналізацією та засобами пожежогасіння. Особливо важливо контролювати заземлення електрообладнання та справність

електромереж, що експлуатуються у вологому чи вибухонебезпечному середовищі.

Окрему увагу приділяють забезпеченню працівників засобами індивідуального захисту: касками, захисним взуттям, рукавицями, окулярами, спеціальним одягом, респіраторами. У випадку виконання робіт на висоті або поблизу відкритих водойм необхідне використання страхувальних засобів або рятувальних жилетів. Працівники, які виконують вибухові роботи, повинні мати допуск до робіт з вибуховими речовинами, а зона проведення таких робіт має бути чітко позначена й ізольована.

Для зменшення впливу шкідливих виробничих факторів запроваджуються санітарно-гігієнічні заходи — регулярне провітрювання приміщень, очищення повітря, організація санітарно-побутових умов, забезпечення працівників питною водою та гарячим харчуванням. У районах із низькою температурою організовують пункти обігріву та забезпечують теплий одяг. Усі ці заходи повинні супроводжуватися постійним контролем з боку служби охорони праці та веденням відповідної документації щодо технічного стану об'єктів і безпеки виконання робіт.

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії

Заходи з виробничої санітарії під час виконання геологорозвідувальних робіт спрямовані на створення безпечних і комфортних умов праці, зменшення впливу шкідливих факторів виробничого середовища на здоров'я працівників та профілактику професійних захворювань. Особливості проведення геологорозвідки — зокрема, робота у віддалених, важкодоступних та часто екстремальних кліматичних умовах — потребують ретельного санітарного супроводу кожного етапу виробничого процесу.

Насамперед важливим є дотримання гігієнічних норм щодо повітряного середовища. Роботи з буріння, використання паливно-мастильних матеріалів, зварювання, вибухових речовин, а також пилові процеси можуть спричиняти виділення шкідливих газів, пилу й аерозолів. У зв'язку з цим необхідно передбачити системи вентиляції та очищення повітря, особливо в закритих

приміщеннях і підземних спорудах. У разі роботи на відкритому повітрі важливо обирати безпечні напрямки вітру та використовувати засоби індивідуального захисту дихальних шляхів.

Не менш важливими є вимоги до шумового та вібраційного фону. Постійна дія високого рівня шуму від бурових установок, компресорів, генераторів тощо негативно впливає на слух і загальний стан працівників. У таких умовах обов'язковим є застосування шумопоглинаючих матеріалів, використання звукозахисних екранів і персональних засобів захисту — навушників, вкладишів. Для боротьби з вібрацією рекомендовано використовувати спеціальні віброізолюючі прокладки на робочих поверхнях та інструментах, а також організувати режим праці з перервами для відновлення.

Організація водопостачання та дотримання правил особистої гігієни також є складовою виробничої санітарії. Працівники мають бути забезпечені питною водою відповідної якості, засобами для миття рук, душовими установками (якщо дозволяє об'єкт), а також санітарно-побутовими приміщеннями. У польових умовах встановлюються переносні санітарні блоки, у яких регулярно проводиться дезінфекція. Також слід приділяти увагу зберіганню та приготуванню їжі в безпечних санітарних умовах, що має бути забезпечено відповідною побутовою інфраструктурою.

Окремо слід відзначити профілактику професійних захворювань і загального перевтомлення. Регулярні медичні огляди, створення умов для відпочинку між змінами, облаштування приміщень для сну й харчування в експедиційних таборах, а також психоемоційна підтримка працівників сприяють збереженню працездатності та зниженню ризиків для здоров'я.

5.3 Пожежна безпека

Пожежна безпека під час буріння свердловин і проведення геологорозвідувальних робіт є одним із ключових аспектів забезпечення безпеки працівників та захисту обладнання, матеріальних ресурсів і навколишнього середовища. Роботи цього типу пов'язані з підвищеним

ризиком виникнення пожеж через використання легкозаймистих матеріалів, зберігання паливно-мастильних речовин, роботу електрообладнання, можливі витоки газу або нафти, а також виконання зварювальних чи вибухових робіт.

На місцях буріння свердловин першочергово створюється пожежно-безпечна інфраструктура. Це включає облаштування спеціальних зон для зберігання паливно-мастильних матеріалів із дотриманням вимог пожежної безпеки: на відстані не менше ніж 50 м від бурових установок, у захищених і вентильованих ємностях із заземленням. Територія бурового майданчика очищується від сухої трави, горючого сміття та інших потенційно займистих матеріалів. Також створюються протипожежні розриви між спорудами.

Кожен буровий майданчик та база геологорозвідки повинні бути обладнані засобами первинного пожежогасіння — вогнегасниками, пожежними щитами з інвентарем (лопати, відра, багри, піском), ємностями з водою. Обладнання розміщується в легкодоступних місцях з чітким маркуванням. У зоні проведення робіт облаштовуються протипожежні резервуари з водою, а у віддалених районах — мобільні пожежні ємності або насоси.

Одним із основних запобіжних заходів є створення ефективної системи виявлення та реагування на загрозу займання. На майданчику встановлюються датчики витоку газу, а також системи сигналізації про пожежу. Персонал зобов'язаний пройти інструктаж із пожежної безпеки, знати порядок дій у разі пожежі та вміти користуватися вогнегасниками. Проводяться регулярні навчання й тренування з евакуації та ліквідації умовних загорянь.

Під час виконання зварювальних робіт, вибухових робіт або при використанні відкритого вогню суворо контролюється дотримання пожежного режиму. Такі роботи проводяться тільки за наявності письмового дозволу, у спеціально відведених місцях, за присутності чергових із засобами пожежогасіння. Електрообладнання має бути справним, заземленим і відповідати вибухозахищеному виконанню.

Крім того, важливе значення має контроль за поведінкою персоналу: категорично заборонено паління на території майданчика, за винятком

спеціально відведених зон, розташованих на безпечній відстані від об'єктів підвищеного ризику. Забезпечується постійне чергування відповідальних осіб, особливо в нічний час.

У підсумку, створення ефективної системи пожежної безпеки на бурових майданчиках і під час геологорозвідувальних робіт передбачає комплекс організаційних, технічних та профілактичних заходів. Їх систематичне виконання дозволяє знизити ймовірність виникнення пожеж, мінімізувати шкоду в разі їх виникнення та гарантувати безпеку персоналу й довкілля.

5.4 Висновки до розділу 5

1.Проведення бурових і геологорозвідувальних робіт є складним і потенційно небезпечним процесом, що потребує комплексного підходу до забезпечення охорони праці, техніки безпеки, виробничої санітарії та пожежної безпеки. В результаті аналізу умов праці й організації заходів безпеки можна зробити висновок, що дотримання відповідних норм і стандартів суттєво знижує ризики травматизму, аварій, професійних захворювань та надзвичайних ситуацій.

2.Умови праці в галузі характеризуються впливом фізичних, хімічних і психофізіологічних факторів, тому особливу увагу слід приділяти засобам індивідуального захисту, правильному режиму праці й відпочинку, медичному контролю та інструктажам. Заходи з охорони праці повинні охоплювати всі етапи виробничого процесу — від підготовки до виконання робіт і завершення проекту.

3.Техніка безпеки передбачає чітке регламентування використання обладнання, організацію безпечного переміщення працівників, контроль за експлуатаційним станом машин і механізмів, а також регулярне навчання персоналу. Порушення цих вимог може призвести до серйозних наслідків як для людей, так і для навколишнього середовища.

4. Важливою складовою є заходи з виробничої санітарії, які спрямовані на створення комфортних і безпечних умов праці — це контроль мікроклімату, освітлення, шуму, вентиляції, облаштування побутових приміщень, санітарних зон і зон відпочинку.

5. Окрему роль відіграє пожежна безпека, оскільки роботи часто пов'язані з ризиком займання та вибухів. Створення систем раннього виявлення пожежі, наявність засобів пожежогасіння, облаштування пожежобезпечних зон і навчання персоналу — обов'язкові заходи для зниження загроз.

Отже, тільки комплексна й систематична реалізація всіх перелічених заходів забезпечує надійний рівень безпеки, що є критично важливим для ефективної та безпечної реалізації бурових і геологорозвідувальних проектів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В результаті виконання бакалаврської роботи вирішена важлива прикладна задача по оцінюванню перспективності серпуховських відкладів Північного Донбасу на основі аналізу геолого-геофізичної характеристики розкритого розрізу Рубіжанської площі, а також виконана оцінка ефективності робіт і перспективи видобутку нафти і газу у межах Рубіжанської площі.

1. Свердловина № 1 була закладена в апікальній частині західного склепіння Рубіжанської площі з метою виявлення покладів вуглеводнів у серпуховських відкладах нижнього карбону, а також у московських та башкирських відкладах середнього карбону. Після досягнення вибою на глибині 3250 метрів свердловиною було розкрито проектний горизонт — візейський ярус нижнього карбону.

2. Структурно-стратиграфічна схожість умов осадконакопичення Рубіжанської площі з відомими сусідніми родовищами, зокрема Євгеніївським і Краснопопівським, підтверджує нафтогазоперспективність цієї ділянки. Це також дозволяє з достатньою достовірністю екстраполювати геологічні моделі на розглянуту територію. Наявність потужних товщ морського генезису, численних мікрофауністичних горизонтів, велике літологічне розмаїття гірських порід, а також виражені ємнісні характеристики окремих товщ, особливо карбонатних, створюють сприятливі умови для формування пасток вуглеводнів.

3. Відповідно до затвердженого проекту було заплановано буріння ще п'яти свердловин (№ 2, 3, 4, 5 і 6) на Рубіжанській площі. Враховуючи існуючу модель будови Рубіжанської структури,

4. Площа газоносності Рубіжанської структури за відбиваючим горизонтом V_{B1}^2 (C_{1S2}), згідно з паспортом структури, становить 4,5 км². За розрахунками, ресурси серпуховських відкладів по категорії C_3 очікувалися в обсязі 835 млн м³, зокрема: по горизонтах С-8-9 — 400 млн м³, С-17 — 218 млн м³, С-21-22 — 217 млн м³.