

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 _____

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Аналіз геологічної будови та газоносності фаменського і турнейського ярусу Мачухського газоконденсатного родовища

Пояснювальна записка

Керівник

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Юрченко Ігор Петрович
студент, ПІБ

група _____

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2024

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

“ _____ ” _____ 20__ року

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

Юрченко Ігор Петрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Аналіз геологічної будови та газоносності
фаменського і турнейського ярусу Мачухського газоконденсатного родовища

Керівник проекту (роботи) д.г.н, професор Євдошук М.І.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від 08” 12.2024 року № 1481/ф,а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.24

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1.Науково–технічна література, періодичні
видання, конспекти лекцій. 2.Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності
підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні
карти, тектонічні карти.

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)

Структурні карти родовища, тектонічна карта родовища, оглядова карта
родовища, висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина			
Спеціальна частина			
Технічна частина			
Економічна частина			
Охорона праці			

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/П	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	
2	Спеціальна частина	
3	Технічна частина	
4	Економічна частина	
5	Охорона праці	
6	Попередні захисти робіт	
7	Захист бакалаврської роботи	

Студент

_____ **Юрченко І.П.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

_____ д.г.н, професор **Євдошук М.І.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1	Географо-економічні умови родовища.....	7
1.2	Геолого-геофізична вивченість родовища.....	8
1.3	Геологічна будова родовища.....	11
1.3.1	Стратиграфія родовища.....	11
1.3.2	Тектоніка родовища.....	22
1.3.3	Нафтогазоносність родовища.....	27
1.3.4	Гідрогеологічні умови родовища.....	30
1.4	Висновки за розділом 1.....	39

Розділ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1	Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт.....	40
2.1.1	Обґрунтування постановки робіт.....	40
2.1.2	Система розміщення свердловин.....	52
2.1.3	Методика та результати випробування свердловин.....	53
2.1.4	Відбір керна, шламу і флюїдів на родовищі.....	56
2.1.5	Лабораторні дослідження родовища.....	60
2.1.6	Оцінка перспективності площі.....	65
2.2	Підрахунок запасів.....	66
2.3	Висновки за розділом 2.....	68

Розділ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1	Гірничо-геологічні умови буріння.....	69
3.2	Обґрунтування конструкції свердловини.....	70
3.3	Режими буріння.....	71
3.4	Характеристика бурових розчинів.....	72
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища.....	72
3.6	Висновки за розділом 3.....	74

Розділ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт.....	75
4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт..	76
4.3 Висновки за розділом 4.....	77

Розділ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.....	78
5.2 Розробка заходів з охорони праці.....	78
5.2.1 Заходи з техніки безпеки.....	79
5.2.2 Заходи з виробничої санітарії.....	79
5.3 Пожежна безпека.....	80
5.4 Висновки за розділом 5.....	81

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А. Ситуаційний план Мачухської ліцензійної ділянки

ДОДАТОК Б. Оглядова карта району робіт.

ДОДАТОК В. Фрагмент тектонічної карти Дніпровсько-Донецької западини

АНОТАЦІЯ

Юрченко І.П. Аналіз геологічної будови та газоносності фаменського і турнейського ярусу Мачухського газоконденсатного родовища. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2024.

Пояснювальна записка виконана на 89 сторінках з яких 4 рисунка, 8 таблиць.

Робота присвячена аналізу геологічної будови та газоносності фаменського і турнейського ярусу Мачухського газоконденсатного родовища.

В першому розділі описана геологічна будова площі, а також нафтогазоносність горизонтів девонської та кам'яновугільної системи .

В спеціальній частині встановлено зону антиклінальних підняття, з якими пов'язані тектонічно-екрановані пастки газу.

В технічній частині охарактеризовано можливі ускладнення, такі як осипання в відкладах карбону.

В економічній частині охарактеризовано основні показники геолого-економічної ефективності геологорозвідувальних робіт.

В розділі охорони праці сплановані заходи запобігання виробничого травматизму, та встановлені заходи протипожежного режиму.

Робота містить додатки: ситуаційний план Мачухської ліцензійної ділянки, оглядова карта району робіт, фрагмент тектонічної карти Дніпровсько-Донецької западини.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ТУРНЕЙСЬКИЙ ЯРУС, ФАМЕНСЬКИЙ ЯРУС, ПІСКОВИК, ГАЗОНОСНІСТЬ.

ABSTRACT

Yurchenko I.P. Analysis of the geological structure and gas content of the Famenska and Tournaiian tiers of the Machukhske gas condensate field. Bachelor's thesis in the specialty 103 "Earth Sciences." - Poltava; National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", 2024.

The explanatory note is made on 89 pages, including 4 figures and 8 tables.

The work is devoted to the analysis of the geological structure and gas content of the Famenska and Tournai tiers of the Machukhske gas condensate field.

The first section describes the geological structure of the area, as well as the oil and gas content of the Devonian and Carboniferous horizons.

The special section identifies the area of anticline uplifts associated with tectonically shielded gas traps.

The technical part characterizes possible complications, such as sedimentation in carbonaceous deposits.

The economic part describes the main indicators of geological and economic efficiency of exploration works.

The occupational health and safety section describes measures to prevent occupational injuries and establishes fire protection measures.

The paper contains appendices: a situational plan of the Machukhske license area, an overview map of the work area, and a fragment of the tectonic map of the Dnipro-Donetsk Basin.

KEYWORDS: FIELD, TURONIAN STAGE, FAMENIAN STAGE, SANDSTONE, GAS CONTENT.

BCTYII

Актуальність: в даному проєкті висвітлюється дослідження продуктивних горизонтів фаменського та франського віку, що є актуальним за умов глибокого буріння в межах різних родовищ Дніпровсько-Донецької западини. Визначення нафтогазового потенціалу ділянки допоможе ухвалити обґрунтовані рішення щодо збільшення запасів і забезпечить економічну доцільність пошуку нових покладів нафти та газу.

Мета роботи: виконати аналіз геологічної будови та газоносності фаменського і турнейського ярусу Мачухського газоконденсатного родовища.

Завдання:

Оцінювання літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ;

Аналіз перспектив нафтогазоносності карбону та девону на основі аналізу інформації із сусідніх площ;

Аналіз сейсмогеологічних даних;

Деталізування геологічної будови даної площі робіт; підрахунок запасів вуглеводнів.

Об'єкт: процес формування відкладів фаменського та турнейського ярусів та утворення пасток вуглеводнів Мачухського газоконденсатного родовища.

Предмет: особливості геологічної будови фаменського і турнейського ярусу Мачухського газоконденсатного родовища для визначення нафтогазоносності.

У роботі найбільшу увагу звернено на продуктивні відклади фаменського ярусу верхнього девону та турнейського ярусу нижнього карбону, які є продуктивними на суміжних територіях. Також більше детально розглянути геофізичні дані, переглянути характеристики колекторів.

Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо-економічні умови родовища

В адміністративному відношенні Мачухське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавської області України. (ДОДАТОК А).

Родовище знаходиться в густонаселеній місцевості. Найближчими населеними пунктами є села: Кованчик, Миколаївка, Васьки, Мачухи, Абазівка та інші. Обласний центр – м. Полтава, із залізничним вузлом, знаходиться на відстані 15 км на південний схід від родовища.

Ліцензійні межі родовища визначаються наступними координатами:

ПШ.	49°34'40	49°34'16	49°31'41	49°31'59	49°32'02	49°32'10
СхД	34°17'00	34°20'03	34°19'23	34°16'52	34°16'52	34°16'02
ПШ.	49°32'21	49°32'34	49°32'44	49°32'48	49°33'11	49°33'15
СхД	34°16'14	34°16'20	34°16'19	34°16'30	34°16'33	34°16'12

У безпосередній близькості від нього проходять автотраси Харків-Київ та Харків-Кишинів. Район родовища характеризується густою мережею енергопостачання та системою водопостачання із палеогенових та крейдових водоносних горизонтів.

В економічному відношенні район розташування родовища є переважно сільськогосподарським з широко розвиненою нафтогазовидобувною промисловістю і мережею продуктопроводів. У безпосередній близькості до родовища проходять газопроводи Потічани-Полтава та Диканька-Кривий Ріг[1].

Найближчими родовищами вуглеводнів є: Відрадне, Горобцівське, Абазівське, Семенцівське, Решетняківське, Вільшанське та інші, які знаходяться на відстані від 4 до 15 км (рисунок 1.1).

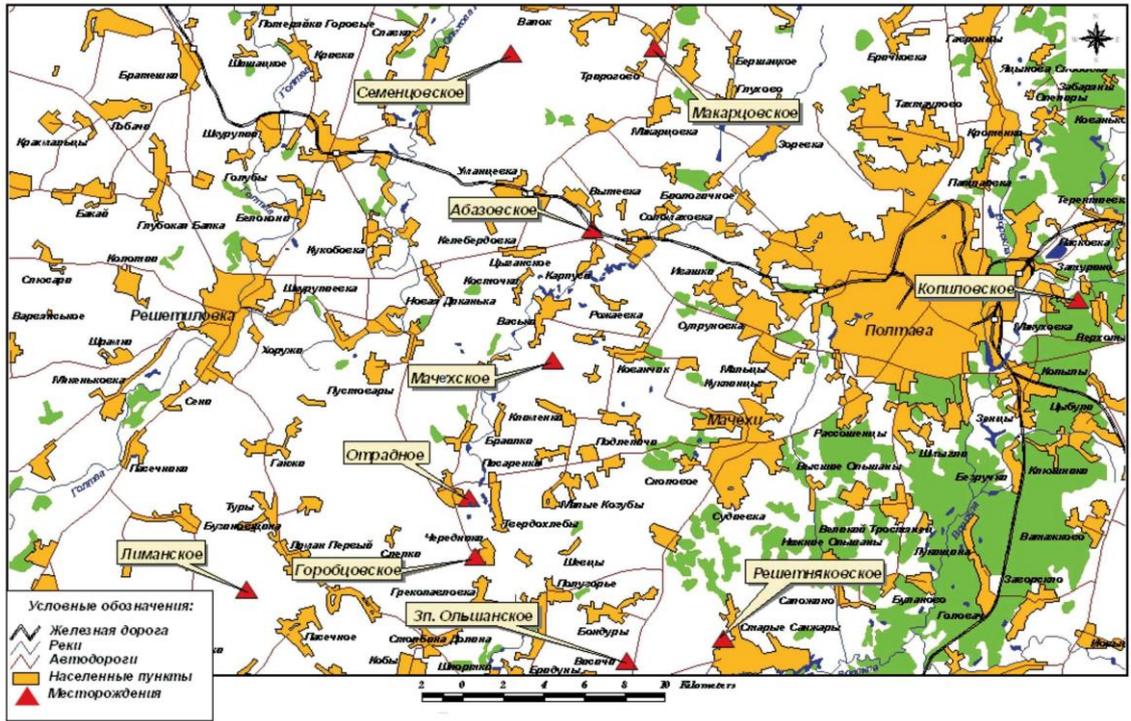


Рисунок 1.1 – Оглядова карта інфраструктури поблизу Мачухського газоконденсатне родовище.

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

1.2 Геолого-геофізична вивченість родовища

На Мачухській площі та прилягаючих ділянках виконаний значний обсяг геолого-геофізичних досліджень. До 1948 року вони носили регіональний характер та охоплювали в тій чи іншій мірі центральну частину Дніпровсько-Донецької западини, в межах якої розташоване Мачухське родовище[1, 7].

Роботи, що безпосередньо стосувалися вивчення району родовища, були розпочаті в 1948 році проведенням маршрутних магнітометричних робіт (Укргеофізконтора – О.З. Кононенко), за результатами яких була встановлена Сорочинська зона незначних за інтенсивністю магнітних аномалій, яка включає і Старосанжарський максимум. Ці аномалії інтерпретуються дослідниками як інтрузії, що проникли по розлому.

В 1949-1952 роках у південній прибортовій зоні й осьовій частині ДДз проводились сейсмічні роботи та варіометрична зйомка. В результаті цих робіт виявлені Семенцівське, Сагайдацьке і Солохівське підняття, які розташовані на північ від Мачухської структури. За матеріалами проведених робіт побудовані структурні карти по підшві палеогенових відкладів, на яких були виділені Абазівське і Байрацьке підняття, що розташовані також північніше Мачухського підняття.

Регіональними сейсмічними роботами метод відбитих хвиль, які були проведені в 1965-1967 роках, на профілях Кобеляки-Лебедин і М.Дєвиця-Полтава по поверхні кристалічного фундаменту встановлена Ландарійська і Решетилівська западини та Філоновський виступ, уточнено будову осадового чохла.

На північному заході району робіт були проведені дослідження сейсмозвідувальною партією 35/78, за результатами яких одиночними профілями були зафіксовані антиклінальні перегини нижньокам'яновугільних шарів (відбиваючий горизонт V_{B2}), які відповідають Мачухській структурі. Дана структура інтерпретується як структурний "ніс", що занурюється на північний схід і розкривається в напрямку Горобцівської складки.

Дослідженнями сейсмозвідувальних партій 35/79 і 35/80 було вивчено геологічну будову Мачухської площі. Мачухська структура, як відокремлене чітке підняття, простежувалась, за даними сейсмічних досліджень, лише по турнейських відкладах (горизонт V_{B4}).

По верхньовізейських відкладах (горизонт V_{B2}^n) воно фіксувалося як широка носоподібна форма, розчленована скидовими порушеннями. По мезозойських відкладах Мачухському підняттю відповідає лише виположена монокліналь [1, 7].

Що стосувалося детальності вивчення геологічної будови Мачухської структури, то вона вимагала проведення додаткових сейсмічних робіт.

Геоструктурне положення антикліналі на просторій протяжній

моноклінальній зоні, що облягає глибинну занурену частину Лубенсько-Білоцерківського виступа фундаменту, наявність чіткої турнейської антиклінальної форми та розташування її в смузі відкритих родовищ стали підґрунтям для введення її в параметричне буріння.

В основу складання геологічного проекту на буріння параметричної свердловини 500 на Мачухській площі, були покладені сейсмічні побудови с.п. 35/79. Згідно з проектом, затвердженим заступником Міністра геології України В.І.Стьопкіним 29.04.81 р., була закладена параметрична свердловина 500 проектною глибиною 5500 м. При досягненні глибини 5512 м був розкритий весь проектний розріз та 216,4 м верхньої карбонатної газонасиченої частини (зона C_{1tb-c}) турнейського ярусу.

За даними ГДС та результатами обробки керна, в розкритому розрізі карбонатної товщі турнейського комплексу встановлено газонасичені пласти в інтервалі 5201,2-5417,6 м.

При випробуванні через фільтр, встановлений в інтервалі 5247-5189 м, при ізольованій цементним мостом частині ствола, отримано промисловий приплив газу дебітом 55,9 тис. м³/добу через 6 мм штуцер. Пластовий тиск на глибині 5218 м становив 93,17 МПа. Свердловина знаходиться в консервації. З встановленням промислової газоносності турнейських відкладів у 1983 році було відкрите та взяте на Державний баланс Мачухське газове родовище.

Одночасно з бурінням параметричної свердловини на Мачухській площі на протязі 1980÷1988 рр. проводилися деталізаційні сейсмічні дослідження сп.35/79, на основі яких був виданий паспорт для проведення глибокого буріння по довивченню відкритого покладу та виявленню нових у нижчезалягаючих девонських та турнейських відкладах.

Поряд з деталізаційними сейсмічними дослідженнями проводився оперативний перегляд сейсмічних матеріалів та ув'язка їх з даними розрізів пробурених свердловин на Мачухській площі т.п.. 45/82, 45/84, 45/87.

Матеріали перегляду т.п. 45/87 лягли в основу структурних побудов

при виконанні даного звіту, як такі, що найбільш детально висвітлюють будову Мачухської площі по нижньокам'яновугільних відкладах[1,7].

На протязі 1997-1999 років с.п. 46 були проведені додаткові дослідження з метою прив'язки відбиваючих горизонтів по сусідніх площах до розрізів свердловин Мачухської площі[1, 5, 6, 7].

1.3 Геологічна будова родовища

Мачухське родовище, в загальному геологічному плані, знаходиться в зоні поєднання південної прибортової з приосьовою зоною Дніпровсько-Донецької западини, в смузі глибинного облягання Лубенсько-Білоцерківського виступу Українського кристалічного масиву, що мисоподібно заходить в її межі[1, 7, 9].

1.3.1 Стратиграфія родовища

У геологічній будові осадового комплексу відкладів Мачухського родовища приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем із загальною товщиною до 8000 м, які залягають на докембрійському кристалічному фундаменті[7,9].

Свердловинами параметричного, пошукового, розвідувального буріння із палеозойських відкладів розкриті девонські, кам'яновугільні та пермські, із мезозойських – тріасові, юрські, крейдові, а також типовий для даної частини западини комплекс кайнозойських відкладів[7, 9].

Оскільки продуктивні горизонти на родовищі приурочені до відкладів фаменського ярусу верхнього девону та турнейського ярусу нижнього карбону, найбільш повно охарактеризована саме ця частина розрізу. Характеристика іншої частини розрізу приводиться у більш стислій формі.

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

Девонська система (D)

Девонська система представлена фаменським ярусом верхнього відділу.

Фаменський ярус (D₃fm)

Фаменський ярус прдеставлений нижнім і верхнім під'ярусом.

Нижній під'ярус (D₃fm₁)

Нижній під'ярус складений піщано-глинистими відкладами (перешарування пісковиків з алевролітами, аргілітами та невеликими прошарками вапняків), що виділяються в літологічну пачку Ф-2. Пісковики крупно- та дрібнозернисті, вапнисті, косошаруваті, поліміктові, кварц-польовошпатові, з біотитом, мусковітом, карбонатні, із органічними рештками, місцями брекчієвидні. Алевроліти поліміктові, слюдисті, різнозернисті, карбонатизовані. Аргіліти темно-сірі, піщанисті, алевритисті, вапнисті, з дзеркалами ковзання, із включенням мікрофауни. Вапняки темно-сірі, прихованокристалічні, органогенні Органічні рештки складають до 95 %, представлені стулками остракод, моховатками, уривками синьо-зелених водоростей, форамініферами: *Septatourneyella rauserae* Lip., *Septabrunsiina krainica* Lip., *Septaglomospiranella primaeva* Raus., *Septagl.grozdilovae* Poj., *Quasiendothyra communis* Raus., *Quasien. sp.*, *Septatourneyella rauserae* Lip., *Vicinesphaera sp.* *Bisphaerea malevkensis* Bir.

Розкрита товщина 30-257 м.

Верхній під'ярус (D₃fm₂)

Верхня під'ярус представлений перехідною товщею від піщано-глинистих відкладів до карбонатних. Літологічно складені в нижній частині перешаруванням пісковиків з алевролітами, у верхній частині – карбонатно-глинистою пачкою. Піщано-алевролітові різновиди аналогічні вищенаведеним. У кернах вапняки темно-сірі, бурувато-сірі, щільні, міцні, прихованокристалічні, шламово-детритові, уламкові, іноді тріщинуваті,

тріщини вертикальні заповнені кальцитом. Під мікроскопом вапняки органогенно-детритові, шламово-детритові, уламкові, органогенний детрит орієнтований по нашаруванню зі слідами перевідкладення. Вапняки перекристалізовані, бітумінізовані, мають піритову та сфалеритову зрудненість, місцями опіщанені, зі слабким окварцюванням, опалізацією, спостерігаються бітумні плівки, залишки брахіопод, остракод, криноїдей, морських їжаків, водоростей *Girvanella*, *Umbella*, форамініфер: *Bisphaera* sp., *Paratikhinelia* sp., *Septatournayella rauserae* Lip., *Septatournayella stylaensis* Br. et Pot., *Septatournayella* sp., *Septaglomospiranella primaeva* Raus., *Quasiendothyra konensis* Leb.

Розкрита товщина 34 м до 467 м.

Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи представлені нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (С₁)

Нижній відділ представлений Турнейським ,

Турнейський ярус (С_{1t})

Відклади турнейського ярусу представлені нижнім і верхнім під'ярусом.

Нижній під'ярус (С_{1t1})

Нижній під'ярус представлений товщею вапняків глинистих, темно-сірих та коричнево-сірих, приховано кристалічних, міцних, тріщинуватих, зі стилітовими поверхнями, фіксованими вуглисто-бітумними плівками. Тріщини мінералізовані кальцитом. Під мікроскопом вапняки органогенно-детритові, із мозаїчними текстурами через нерівномірну перекристалізацію, із чисельними бітумними плівками та вкрапленістю піриту. Органічні залишки складають до 90 %, представлені остракодами, сферками, форамініферами: *Tournayella discoidea* Dain., *Brunsia irregularis* Bir., *Brunsia* sp., *Septaglomospiranella* sp., *Septaglomospiranella endothyroides* Br., *Septaglomospiranella nana* Reitl., *Septabrunsiina minuta* Lip., *Septabrunsiina*

combolainii Conil. et Lys., *Brunsiina uralica* Lip., *Chershinella glomiformis* Lip., *Chershinella disputabilis* Dain.

Розкрита товщині 53-172 м.

Верхній під'ярус (C_{1t2})

Породи-колектори горизонту представлені, в основному, тріщинно-кавернозними вапняками і підпорядкованими карбонатизованими пісковиками.

З органічних залишків переважають водорості, криноїдеї, форамініфери: *Parathuramina suleimanovi* Lip., *Parathuramina cushmani* Sul., *Parathuramina spinosa* Tchern., *Vicinesrphaera* sp., *Chernyshinella glomiformis* Lip., *Chernyshinella paucicamerata* Lip., *Chernyshinella crassithecata* Lip., *Chernyshinella* sp., *Evolutina* sp., *Tournayella* aff. *gigantica* Dain.

Розкрита товщина 105-295 м.

Візейський ярус (C_{1v})

Відклади візейського ярусу трансгресивно залягають на підстилаючих утвореннях турнейського ярусу. Поділяються вони на нижньо- та верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1})

Нижньовізейський під'ярус складений перешаруванням алевролітів та аргілітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, вапнисті. Алевроліти темно-сірі, слюдисті, міцні.

Розкрита товщина 10-73 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Верхньовізейські відклад складені аргілітами, алевролітами, прошарками пісковиків та вапняків. Керн представлений аргілітами з прошарками вапняків. Аргіліти темно-сірі, слабослюдисті, щільні, шаруваті, місцями дуже вапнисті, з включенням фауни. Вапняки чорні, щільні, глинисті, з нерівним зломом, із включенням фрагментів тонкостінних мушель.

Розкрита товщина 677 до 904 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Серпуховський ярус представлений нижнім і середнім під'ярусом.

Нижній під'ярус (C_{1s1})

Нижній під'ярус складений переважно глинисто-алевритистими породами із підпорядкованими прошарками пісковиків. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слюдисті, ущільнені, шаруваті. Алевроліти світло-сірі, міцні, хвилясто-шаруваті, слюдисто-кварцові, з лінзовидними включеннями сидеритів. Пісковики темно-сірі, дрібно- та середньозернисті, поліміктові, мезоміктові, міцні, горизонтально-шаруваті, із карбонатно-глинистим, сидеритовим цементом.

Розкрита товщина 408-500 м.

Верхній під'ярус (C_{1s2})

Верхній під'ярус складений чергуванням переважаючих аргілітів з пачками та прошарками алевролітів, у меншій кількості – пісковиків та вапняків. Нижня межа проводиться по зміні озерно-болотних фацій переважно морськими і приурочена до перерви в осадконакопиченні.

Аргіліти темно-сірі до чорних, однорідні, тонкошаруваті, слабоалевритисті, вапнисті, з уламками брахіопод та зрідка із форамініферами.

Пісковики сірі, темно-сірі, середньо- дрібнозернисті, поліміктові, мезоміктові, з глинисто-карбонатним та гідрослюдистим цементом.

Вапняки темно-сірі до чорних, міцні, кристалічнозернисті, приховано-кристалічні, глинисті, піритизовані, детритові (криноїдеї, брахіоподи, моховатки, водорості), із форамініферами: *Earlandia elegns* (Raus. et Reitl), *Earlandia vulgaris* (Raus. et Reitl), *Rectocornuspira* sp., *Loeblichia ammonoides* sub sp., *Loeblichia ucranika* (Br.), *Tetrataxis media* (Viss.), *Tetrataxis submedia* (Br.), *Tetrataxis minuta* (Br.), *Endotaxis minuta* (Br.), *Archaediscus krestovnikovi* (Raus.), *Archaediscus cornuspiroides* (Br. et Vdov.) (св. № 1 к-4, 5, св. № 500 к-18, 17).

Розкрита товщина складає 717-932 м.

Середній відділ (C₂)

Середньокам'яновугільні відклади представлені башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2b})

Відклади башкирського ярусу складені карбонатно-глинистими породами із незначними прошарками алевролітів та пісковиків.

Аргіліти темно-сірі, зеленувато-сірі, алевритисті, слюдисті, із дзеркалами ковзання, переповнені мушлями брахіопод та пелеципод. Алевроліти світло-сірі до темно-сірих, щільні, слюдисті, міцні, із вуглистими примазками. Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, поліміктові, з полімінеральними цементами, часом зі слабким запахом конденсату. Вапняки сірі, зеленувато-сірі, тріщинуваті, міцні, грудкуваті, із залишками криноїдей, остракод, брахіопод, з дрібними форамініферами: *Eolasiodiscus transitorius* (Reitl.), *Trepeilopsis* sp., *Tolyppamina* sp., *Endothyra bashkirica* (Pot.), *Asteroarchaediscus bashkiricus* (Kr. et Teod.), *Ast. subbashkiricus* (Kir.) (св. № 1 к-1).

Розкрита товщина складає 580-622 м.

Московський ярус (C_{2m})

Відклади московського ярусу представлені перешаруванням пісковиків та аргілітів, із меншою кількістю алевролітів. Пісковики світло-сірі, середньозернисті, мезоміктові з карбонатно-глинистим цементом, слабозцементовані. Алевроліти зеленувато-сірі, слюдисті, щільні, середньозцементовані, із вуглистим детритом.

Розкрита товщина складає 528-551 м.

Верхній відділ (C₃)

Верхньокам'яновугільні відклади представлені касимівським та гжельським ярусами.

Касимівський ярус (C_{3k})

Касимівський ярус представлений ісаївською та авилівською світою.

Ісаївська світа (C_{3¹})

Ісаївська світа складена перешаруванням аргілітів та алевролітів, відмічаються поодинокі прошарки вугілля.

Розкрита товщина 74-110 м.

Авилівська світа (C_3^2)

Авилівська світа представлена пластами пісковиків товщиною до 50 м. Розділяючі їх аргіліти мають підпорядковане значення.

Розкрита товщина складає 215-243 м.

Гжельський ярус (C_3g)

Представлений в обсязі араукаритової світи C_3^3 та нижньої частини картамишської світи C_3kt .

Араукаритова світа (C_3^3)

Араукаритова світа складена перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Пісковики світло-сірі, середньо- та дрібнозернисті.

Розкрита товщина 54-111 м.

Картамишська світа (C_3kt)

Картамишська світа представлена товщею строкатобарвних порід: пісковиків, аргілітів, алевролітів.

Розкрита товщина 38-135 м.

Пермська система (P)

Відклади пермської системи представлені нижнім відділом.

Нижній відділ (P_1)

Нижній відділ представлений ассельським ярусом.

Асельський ярус (P_{1a})

У розрізі ассельського ярусу присутні відклади картамишської, микитівської та слов'янської світ.

Картамишська світа (P_1kt)

Картамишська світа представлена одноманітною товщею аргілітів червоноколірних, бурих, прошарками – зеленувато-сірих.

Розкрита товщина 7-21 м.

Микитівська світа (P_{1nk})

Микитівська світа складена переважно пісковиками із прошарками алевролітів та аргілітів. Пісковики зеленувато-сірі та коричнево-сірі, дрібнозернисті. Алевроліти та аргіліти бурі, коричнево-сірі.

Розкрита товщина 11-37 м.

Слов'янська світа (P_{1sl})

Слов'янська світа представлена перешаруванням аргілітів із пластами вапняків та ангідритів. Вапняки сірі та світло-рожеві, дрібнозернисті, доломітизовані. Ангідрити світло-сірі.

Розкрита товщина складає 31-56 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена відкладами тріасової, юрської та крейдової систем.

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи представлена нижнім відділом

Нижній відділ тріасової системи представлений Індським Ярусом

Індський ярус представлений Шебелинською, Коренівською світами

Шебелинська світа (T_{ш.}),

складена чергуванням глин строкато-барвних з прошарками алевролітів та пісковиків.

Товщина відкладів 216-245 м.

Коренівська світа (T_{к.})

Коренівська світа складена пісковиками різнозернистими, місцями карбонатними, прошарками конгломератовидними.

Розкрита товщина 322 до 456 м.

Юрська система (J)

Юрські системи представлені середнім та верхнім відділом

Середній відділ (J₂)

Середній відділ представлені байоським, батським та келовейським ярусами.

Байоський ярус (J_{2b})

Байоський ярус представлений пісками та пісковиками світло-сірими, кварцовими, тонко- та середньозернистими, глинами темно- та світло-сірими, вуглистими.

Товщина відкладів 88-91 м.

Батський ярус (J₂bt)

Батський ярус представлений нижнім та верхнім під'ярусами.

Нижній під'ярус (J₂bt₁)

Нижньобатський під'ярус складений глинами сірими, тонко-відмученими, місцями алевритистими, із включеннями сидериту.

Товщина відкладів 50-53 м.

Верхній під'ярус (J₂bt₃)

Розріз верхнього під'ярусу представлений чергуванням глин та алевролітів зеленувато-сірих, сірих, вапнистих.

Товщина відкладів 58-63 м.

Келовейський ярус (J₂k)

Келовейський ярус літологічно представлений глинами зеленувато-сірими, вапнистими, пісковиками сірими, кварцево-глауконітовими, у нижній частині з прошарками вапняків.

Товщина відкладів 39-42 м.

Верхній відділ (J₃)

Верхній відділ представлений оксфордським та кімериджським ярусами.

Оксфордський ярус (J₃o)

Оксфордський ярус складений глинами зеленувато-сірими, вапнистими, у нижній частині із прошарками вапняку зеленувато-сірого, піщанистого.

Товщина відкладів 93-95 м.

Кімериджський ярус (J₃km)

Кімериджський ярус представлений нижнім і середнім під'ярусом.

Нижній під'ярус (J₃km₁)

Нижній під'ярус складений глинами голубувато-сірими, піщанистими, вапняками зеленувато-сірими.

Товщина відкладів 38-63 м.

Верхній під'ярус (J₃km₂)

Верхній під'ярус представлений глинами строкатобарвними, жирними на дотик, з прошарками пісковиків строкатобарвних.

Товщина відкладів 54-89 м.

Крейдова система (К)

Крейдова система представлена нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (К₁)

Нижній відділ представлений пісковиками і пісками світло-сірими, кварцевими, крупнозернистими з прошарками глин.

Розкрита товщина 74-100 м.

Верхній відділ (К₂)

Відклади верхнього відділу крейдової системи представлені сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським ярусами.

Сеноманський ярус (К_{2с})

Сеноманський ярус складений зеленувато-сірими, дрібно- і середньозернистими кварцово-глауконітовими пісками з лінзами пісковиків, у нижній частині ярусу відмічаються прошарки глин зеленувато-сірих.

Розкрита товщина 6- 28 м.

Туронський ярус (К_{2т})

Туронський ярус складений крейдою білою писальною з прошарками мергелів.

Розкрита товщина 12-47 м.

Коньякський ярус (К_{2к})

Коньякський ярус складений крейдою білою писальною з прошарками мергелів.

Розкрита товщина 7-34 м.

Сантонський ярус (K_2s)

Сантонський ярус складений крейдою білою писальною з прошарками мергелів.

Розкрита товщина 24 - 32 м.

Кампанський ярус (K_2km)

Кампанський ярус складений крейдою білою писальною з прошарками мергелів.

Розкрита товщина 23 - 42 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

У складі кайнозойської ератеми виділяються палеогенова, неогенова та четвертинна системи.

Палеогенова система (P)

Відклади палеогенової системи представлені палеоценовим, еоценовим та олігоценовим відділом.

Палеоценовий відділ (P_1)

Палеоценовий відділ представлений пісками зеленувато-сірими, глауконітовими, кварцовими.

Розкрита товщина 36-74 м.

Еоценовий відділ (P_2)

Еоценовий відділ представлений мергелями світло-сірими та блакитно-сірими, слюдистими, місцями алевритисті, щільні, з фосфоритовими конкреціями в нижній частині.

Розкрита товщина 57-63 м.

Олігоценовий відділ (P_3)

Олігоценовий відділ представлений пісками зеленувато-сірі, дрібно-середньозернисті, кварцово-глауконітові, щільні.

Розкрита товщина 147-164 м.

Неогенова система (N)

Неогенова система представлена пісками жовтувато-сірими, кварцовими, з тонкими прошарками глин, лесовидними суглинками та глинами жовтувато-сірими.

Розкрита товщина 5-23 м.

Четвертинна система (Q)

Четвертинні відклади представлені пісками жовтувато-сірими, кварцовими, з тонкими прошарками глин, лесовидними суглинками та глинами жовтувато-сірими.

Товщина відкладів неогенової та четвертинної систем 11-54 м[7, 9].

1.3.2 Тектоніка родовища

В геоструктурному тектонічному плані Мачухське родовище розташоване в зоні зчленування південної прибортової частини западини з її центральним грабеном, у смузі глибинного облягання Остапівсько-Білоцерківського виступу фундаменту (ДОДАТОК В).

Основні відомості про тектоніку району, і власне самого родовища, отримані за даними регіональних та площинних сейсмічних досліджень, науково-тематичних робіт, а також буріння параметричної, пошукових та експлуатаційних свердловин[1, 2, 3, 5, 6].

Будова цієї частини западини досить складна і обумовлена різними факторами, пов'язаними як із вертикальними і субгоризонтальними рухами блоків фундаменту, так і з соляним тектогенезом, що особливо активно проявлялися на етапах стиснення та розтягнення бортів западини. Це обумовило наявність великої кількості тектонічних порушень, що ускладнюють сучасну будову площі досліджень.

По поверхні кристалічного фундаменту – це чітко виражений моноклінальний схил Остапівсько-Білоцерківського виступу, розчленований поздовжніми та поперечними скидами на ряд припіднятих та занурених блоків, що утворюють горсти і грабени. За даними КМЗХ глибина залягання поверхні фундаменту в межах ліцензійної ділянки робіт збільшується в напрямку осьової частини від 7 до 8,5 км.

У регіональному плані дана мисоподібна зона аналогічна Новотроїцькому виступу північної прибортової частини западини. Така симетричність у будові прибортових і бортових частин западини обумовлена поперечними, відносно осі грабену, дорифтовими структурами, які й спричинили утворення прогинів і виступів у фундаменті.

На фоні загального збільшення товщин до центру западини має місце їх аномальність. У зв'язку з цим верхньовізейсько-серпуховський комплекс

відкладів залягає на пенепленізованій поверхні нижньовізейсько-турнейського геологічного поверху і характеризується накопиченням їх різноманітних товщин[1, 2, 5, 6].

Одночасно із циклічно-коливальними рухами із переважаючим зануренням всієї території і накопиченням значних товщин нижньокам'яновугільних відкладів, суттєво проявлялись і структуроформуючі фактори, які обумовили розвиток переважно антиклінальних форм облягання блоків фундаменту і соляних девонських тіл.

По осадовому комплексу у межах цієї частини западини – території розташування родовища – простежується ціла група структур, які мають певне орієнтування і складають окремі протяжні структуро-тектонічні лінії облягання глибинного виступу фундаменту[3, 6].

Мачухське підняття є складовою частиною Кавердинсько-Гоголівсько-Абазівського структурного валу північно-західного простягання, який простежується уздовж східного закінчення лінійно витягнутих блоків Остапівсько-Білоцерківського поперечного виступу фундаменту. Ця територія характеризується інтенсивним прогинанням та накопиченням великої товщі нижньопалеозойських відкладів.

По завершенню верхньовізейсько-серпуховського циклу значного накопичення відкладів, територія розташування родовища зазнає подальшого занурення з інтенсивним проявом коливальних геодинамічних рухів та періодичними підйманнями, що супроводжувалися крупними передтріасовим та передпалеогеновим переривами в осадконакопиченні і спричинили моноклінальну будову значної частини зони по верхньовізейських, серпуховських, середньо- і верхньокам'яновугільних, нижньопермських, тріасових та крейдових відкладах.

Геологічна будова Мачухської антиклінальної складки була вивчена за результатами сейсмічних досліджень та даних параметричного й пошукового буріння.

За умовами формування в процесі осадконакопичення Мачухська

структура належить до переривчасто-постседиментаційного генетичного типу антиклінальних підняттяв.

Формування підняття обумовлено поєднаним проявом блокової тектоніки та девонського галокінезу. По поверхні кристалічного фундаменту (відбивальний горизонт VI₅ⁿ) Мачухське підняття являє собою крупний, припіднятий, моноклінальний, нахилений під кутом 19°, тектонічний блок.

Як замкнена брахіантиклінальна складка Мачухська структура проявляється тільки по турнейських та надсольових девонських відкладах. Ядро її вповнено девонською сіллю.

У турнейських відкладах Мачухське підняття представляє собою внутрішньошельфову біогермну побудову, розвинуту на північно-східному схилі Новодиканського блоку (за даними М.І.Мачужака), яка має майже ізометричну форму, злегка витягнуту субпаралельно осі западини розміром 2,0×3,0 км.

За морфогенетичними ознаками підняття представляє собою складнопобудовану органогенно-карбонатну споруду із максимальними товщинами органогенних вапняків 224-250 м в апікальній частині (св. № 1, № 51), які зменшуються у бік крайових частин (163 м, св. № 5), де поступово заміщуються органогенно-уламковими різновидностями й вапнистими аргілітами.

У літологічному відношенні Мачухська біогермна побудова складена різноманітними світло-сірими біогермними, сірими й темно-сірими органогенно-уламковими вапняками з тонкими прошарками аргілітів.

Провідна роль у формуванні біогермного тіла належить великокомірчастим моховаткам, криноїдеям, колоніям гірванелл і різним видам синьо-зелених водоростей, які формують жорсткий каркас споруди. Біогермні вапняки мають масивну текстуру й характеризуються відсутністю шаруватості, чистішим хімічним складом, широким розвитком перекристалізації, підвищеною тріщинуватістю та кавернозністю.

Для внутрішньої будови біогерму характерна наявність у розрізі турнейського ярусу великої кількості стратиграфічних і міжформаційних переривів, що значно ускладнюють останню.

За попередніми побудовами Мачухська структура у відкладах турнейського ярусу нижнього карбону представляла собою брахіантиклінальну складку субмеридіонального простягання, ускладнену двома різнонаправленими розривними порушеннями. Одне з них субмеридіонального напрямку протрасовано уздовж західного крила складки та разом із неглибоким прогином відділяє її від Новодиканської монокліналі. Його амплітуда становить 50-100 м. Інше, амплітудою 40 м, ускладнює південно-східну перикліналь структури.

За даними цих досліджень Мачухська структура представляється більш складно побудованою брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання, ускладненою значною кількістю розривних порушень, які розбивають її на окремі блоки.

Авторами даного проекту була виконана переінтерпретація сейсмічних матеріалів у межах Мачухської ліцензійної ділянки, наданих Замовником, за результатами якої були уточнені структурні побудови по відбивальних горизонтах V_{B4} та $V_{B4-п}$.

В результаті перегляду всіх наявних матеріалів із урахуванням результатів буріння свердловини № 52 Мачухської площі, була суттєво уточнена геологічна будова Мачухської складки, а саме: уточнено трасування розривних порушень, а також гіпсометрію покрівлі та підосви турнейських карбонатів[1, 7, 9].

За новими побудовами свердловина № 52 опинилась в окремому припіднятому тектонічному блоці, обмеженому поперечними скидами амплітудою 50-150 м у межах північно-західної перикліналі.

В апікальній частині складки трасується малоамплітудне порушення (25-50 м), яке ділить її на два тектонічні блоки: один занурений – блок

свердловини №№ 51 і 4, другий припіднятий – блок свердловини №№ 1 і 500.

Уздовж південно-західного крила Мачухської складки трасується розривне порушення амплітудою близько 50 м, яке відділяє її від протяжного вузького прогину [6, 7].

Всі вищеописані розривні порушення простежуються у розрізі турнейсько-девонських відкладів і затухають у верхньовізейській товщі.

Значно уточнені траси двох субмеридіональних скидів, які зафіксовані в північно-західній та південно-східній частинах Мачухської структури. Ці скиди мають південно-східний та східний напрямок падіння площини скидача і ймовірно обмежують уступи у межах схилу Білоцерківського виступу. У розрізі вони простежуються до переднижньопермського розмиву. Перше порушення амплітудою близько 50 м разом із неглибоким прогином відділяє Мачухське підняття від Новодиканської монокліналі, а друге, амплітудою 100 м, ускладнює північно-східне крило та південно-східну перикліналі.

По відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону та башкирського ярусу середнього карбону Мачухському підняттю відповідає слабовиражений структурний ніс, що моноклінально занурюється в північно-східному напрямку. По мезозойських відкладах Мачухському підняттю відповідає лише виположена монокліналь.

1.3.3 Нафтогазоностність родовища

Мачухське газоконденсатне родовище, згідно з існуючим нафтогазогеологічним районуванням належить до Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району і приурочено до Абазівсько-Гоголівсько-Кавердинської зони нафтогазонакопичення.

Відповідно до районування території западини за переважним розвитком морфогенного типу структур, Мачухське родовище належить до

Комишнянсько-Коломацької зони антиклінальних підняттяв, утворених поєднаною дією блокової тектоніки та галокінезу.

Район охоплює найбільш перспективну територію осьової частини Дніпровсько-Донецької западини з великою кількістю відкритих родовищ, із широким стратиграфічним діапазоном продуктивності, від юрських до девонських відкладів включно[7].

Кількість поверхів нафтогазоносності та продуктивних стратиграфічних комплексів залежить від умов осадконакопичення та динаміки формування підняттяв і їх геоструктурного положення[1,7,9].

У межах Мачухського родовища промислова газоносність приурочена до девонських та турнейських відкладів, поклади яких пов'язані із карбонатною масивною товщею C_{1t}^{b-c} та глинисто-карбонатною і піщано-глинистою товщами D_3fm .

Верхня, карбонатна товща, що представлена вапняковими тріщинувато-кавернозно-поровими породами, утворює масивний резервуар горизонту Т-2-4. Найбільш розущільнена частина вапнякового масиву сконсолідована в склепінній і присклепінній частинах, де прояви ендегенних, екзогенних факторів та динамічно-тектонічних напружень набули найбільших значень, про що свідчать дебіти свердловин:

- склепінних № 4 – 1667,2 тис.м³/добу; № 52 – 1035,0 тис.м³/добу;
- крилових № 500 – 55,9 тис.м³/добу; № 2 - 6,5 тис.м³/добу.

У периклінальній свердловині № 5 промислового припливу не отримано.

Промислова газоносність покладу горизонту Т-2-4 доведена випробуванням свердловин №№ 2, 4, 51, 52, 500, за ГДС – у свердловині № 1 та аварійним фонтануванням свердловини № 3[9].

Аналогічне промислове значення має склепінна частина піщано-глинистої товщі D_3fm – горизонти Ф-1, Ф-2, із яких у свердловині № 1 отримано приплив газу дебітом 1026 тис.м³/добу, та у свердловині № 5 –

12,4-23,9 тис.м³/добу (горизонт Ф-2). Тип покладів масивний, пластовий та масивно-пластовий[9].

Літопачка Ф-1, що представлена глинисто-карбонатною, глинистою та піщано-глинистою товщами D₃fm і є перехідною від піщано-глинистого типу розрізу до карбонатного, також характеризується зниженням ФЄВ від свердловини № 1, що пробурена у склепінній частині, до свердловини № 5, що на зануренні. За даними ГДС та керну в її розрізі розвинені газонасичені піщані породи-колектори у нижній частині та карбонатні у верхній.

Продуктивність пластів горизонту Ф-2 визначена випробуванням свердловин №№ 1, 5, 51.

Просторове розміщення покладів газonosних горизонтів у межах Мачухського родовища має свої особливості, зумовлені літофаціальним типом порід газonosного розрізу турнейських та девонських відкладів. Внаслідок цього у межах девонсько-турнейського комплексу продуктивності наявні два поверхи газonosності:

- перший поверх, що перекривається глинистою товщею візейського віку, об'єднує продуктивні карбонатні утворення горизонту Т-2-4, висота поверху газonosності сягає 458,7 м;
- другий поверх, що екранується карбонатно-глинистою товщею, включає поклади горизонтів Ф-1, Ф-2[9].

Загальна висота встановленої продуктивної товщі складає \approx 848 м в інтервалі глибин 5054,8 м (св. № 52) – 5903,0 м (св. № 5)[9].

У межах розкриття перспективних комплексів, за даними промислово-геофізичних досліджень, результатів випробування, інтервальності розміщення газонасичених прошарків, глибини їх залягання та товщин непроникливих порід, що їх розмежовують, виділені наступні газonosні горизонти та пласти: Т-2-4, Ф-1а, Ф-1б, Ф-1в, Ф-1г, Ф-2а, Ф-2б, Ф-2в, Ф-2г, Ф-2д. В геобаричному та літологічному відношенні дані поклади вуглеводнів створюють дві самостійні гідродинамічні системи з різними величинами пластових тисків: масивну карбонатну і пластову теригенну[9].

Мачухське газоконденсатне родовище, згідно з існуючим гідрогеологічним районуванням, розташоване в межах південного гідрогеологічного району Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, де до комплексу відкладів від девонської до четвертинної систем приурочено ряд водоносних горизонтів[1].

У межах Мачухського родовища, за даними ГДС у параметричній, пошукових, розвідувальних та оціночно-експлуатаційній свердловинах, водоносні горизонти приурочені до палеогенових, крейдових, юрських, тріасових, нижньопермських, верхньокам'яновугільних та середньокам'яновугільних комплексів. У серпуховських та верхньовізейських відкладах водоносні горизонти приурочені до окремих локальних 5-10-метрових прошарків і пластів.

У турнейських продуктивних відкладах нижнього карбону і розкритій частині розрізу фаменського ярусу верхнього девону водоносних горизонтів за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин не виявлено.

Розкриті водоносні горизонти, згідно з М.К. Ігнатовичем (1945, 1950) та Л.П. Шваєм (1989), мають певну зональність по розрізу і належать до трьох гідродинамічних зон:

- активного водообміну;
- затрудненого водообміну;
- дуже затрудненого водообміну.

До першої зони (активного водообміну) відносяться водоносні комплекси кайнозою (четвертинних, неогенових, харківських та канівсько-бучацьких відкладів) і мезозою (сеноман-нижньокрейдových-верхньоюрський водоносний комплекс).

Друга гідрогеологічна зона (зона затрудненого водообміну) включає в себе ряд водоносних комплексів, які вміщують води хлоркальцієвого типу (за В.І.Сулїним) середньоюрських та тріасових відкладів.

Третя гідрогеологічна зона (зона дуже затрудненого водообміну) охоплює нижньопермські, верхньокам'яновугільні, середньо- та нижньокам'яновугільні і девонські відклади.

Водоносний горизонт четвертинних відкладів приурочений до різнозернистих пісків та суглинків, які залягають на відкладах неогену або палеогену. Потужність водовмісних порід 0,5-15 м. За хімічним складом води гідрокарбонатно-кальцієві з мінералізацією до 1 г/л. Використовуються ці води переважно за допомогою шахтних колодязів.

Водоносний горизонт неогенових відкладів приурочений до різнозернистих пісків полтавської світи. Зустрічається у вигляді окремих «островів» на підвищених ділянках плато, де ці відклади збереглися від розмивання. Середня потужність горизонту 10-20 м. Глибина залягання 40-50 м, статичні рівні встановлюються на глибині 5-20 м, дебіти свердловин складають 2-6 м³/годину. Води прісні, переважно гідрокарбонатно-кальцієвого складу.

Водоносний горизонт харківських відкладів залягає на глибині 60-120 м і приурочений до дрібно- та різнозернистих пісків середньою товщиною 30-40 м. Дебіти свердловин змінюються в межах 5-12 м³/годину. Води напірні, величина напору досягає 60 метрів. Підземні води харківських відкладів мають гідрокарбонатно-кальцієвий склад із загальною мінералізацією до 1 г/л. Використовуються для водопостачання населення.

Бучацько-канівський водоносний комплекс, завдяки великому поширенню і значній водозбагаченості, є одним із основних для водопостачання різних об'єктів народного господарства. Глибина залягання водоносного горизонту в даному районі становить 150-250 м, середня потужність складає 60-70 м. Водовмісні породи - дрібнозерністі піски. Води горизонту напірні, роль верхнього водоупору відіграють мергелі київської світи. П'езометричні рівні встановлюються на глибинах 70-90 м. Дебіти свердловин складають 6-25 м³/год. Води горизонту прісні, в основному,

гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві та гідрокарбонатно-кальцієві із мінералізацією до 1,5 г/л[4, 7].

Сеноман – нижньокрейдовий – верхньоюрський водоносний комплекс відділяється від бучацько-канівського породами верхньої крейди. Приурочений цей горизонт до різнозернистих пісків та пісковиків. Дебіти свердловин змінюються від 15 до 75 м³/годину. За хімічним складом води гідрокарбонатно-кальцієвого типу з мінералізацією 0,8-2,5 г/л. Горизонт напірний, п'єзометричні рівні встановлюються на глибинах 60-100 м. Використовується водоносний комплекс в народному господарстві для водопостачання різних об'єктів.

Водоносні комплекси другої гідрогеологічної зони різко відрізняються від вод верхньої гідрогеологічної зони, як за хімічним складом, так і за гідродинамічними властивостями. У процесі геологічного розвитку ДДЗ склались умови для існування високої закритості надр і зберігання на більшій території басейну зони затрудненого водообміну. Розділені дві зони (поверхи) між собою верхньо- і середньоюрською глинистою товщею.

Середньоюрський водоносний комплекс приурочений до товщі пісків, пісковиків, алевролітів, які розділяються глинами батського ярусу. Припливи вод із відкладів цього комплексу складають від декількох до десятків метрів кубічних на добу. Статичні рівні встановлюються на глибинах 30-40 метрів від поверхні землі. За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 5-40 г/л.

Тріасовий водоносний комплекс приурочений до пісків, пісковиків та алевролітів. Верхнім водоупором цього комплексу служить глиниста товща тріасу, нижнім – глиниста товща піщано-глинистого тріасу. Водозбагаченість горизонту відносно висока, дебіти вод сягають до 1000 м³/добу при зниженнях рівня до 300 метрів. За хімічним складом води комплексу відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 50-100 г/л. Ступінь метаморфізації вод складає 0,78-0,88. Води збагачені

мікрокомпонентами: J – 3,5 мг/л, NH₄ – 30 мг/л, Br – 240 мг/л (вивчалися у св. №№ 5, 10 Машівського родовища).

Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний водоносний комплекс приурочений до відкладів микитівської та картамишської світи нижньої пермі та верхньокам'яновугільних відкладів, представлених опіщаним розрізом (понад 50 %), що чергуються з алевроліто-аргілітовими пластами. Випробувався водоносний горизонт у свердловинах №№ 6, 7 Семенцівського родовища. Літологічна неоднорідність обумовлює високу водозбагаченість порід. За хімічним складом води відносяться до високомінералізованих та високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу. Мінералізація змінюється в межах 158,73-181,59 г/л. Ступінь метаморфізації 0,62-0,70. З мікрокомпонентів присутні J – 9,27 мг/л; B – 12,35 мг/л; Br – 343,53 мг/л; NH₄ – 36,73 мг/л (св. № 7 Семенцівського родовища). Характерним для цього водоносного комплексу є значний вміст Br.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс, що перекривається 180-метровою товщею непроникних порід світи C₃² (низ), C₃¹ та C₂⁷ (верх), включає відклади башкирського та московського ярусів. Водовмісними породами є пласти, пачки і товщі пісковиків і алевролітів потужністю 5-20 м, іноді - до 80 м, розділені пачками слабопроникних порід. Загальна піщанистість розрізу сягає 40 %.

Колекторські властивості пісковиків досить високі і з глибиною залягання не зменшуються. Води напірні, статичні рівні встановлюються на глибині 90-180 м. Дебіти вод змінюються в межах від 3,5 м³/добу (св. № 6 Семенцівського родовища) до 100 м³/добу. Пластові води середнього карбону високомінералізовані, хлоридно-кальцієві. Мінералізація їх змінюється від 162,17 г/л (св. № 6. Семенцівського родовища, інтервал випробування 3800-3790 м, гор. Б-5-6) до 212,28 г/л (св. № 2 Решетняківської площі, інтервал випробування 2322-2350 м, гор. Б-14). Води високометаморфізовані, ступінь метаморфізації складає 0,73-0,76. Серед

мікроелементів присутні: J – 4,12 мг/л; Br – 288,44 мг/л; B – 5,10 мг/л; NH₄ – 108,37 мг/л (св. № 6 Семенцівського родовища)[4, 7].

У нижньокам'яновугільному комплексі, що включає турнейські, верхньовізейські та серпуховські відклади, які представлені чергуванням переважно теригенних порід – аргілітів, алевролітів ущільнених, пісковиків із незначною кількістю вапняків, водоносних горизонтів не виявлено.

Водовміщуючі породи на суміжних площах представлені, в основному, пластами різнозернистих пісковиків, нерівномірно розповсюджених серед глинистих порід. Вся товща нижньокам'яновугільних відкладів характеризується літологічною мінливістю порід, більшість пластів пісковиків у межах локальних структур різко заміщуються щільними алевролітами або глинистими породами. Водоносні горизонти серпуховсько-верхньовізейського комплексу відрізняються високими напорами, але водозбагаченість їх незначна і з глибиною зменшується, а мінералізація збільшується. Переважаюче положення в сольовому складі вод займають хлориди, менш важливе – сульфати та карбонати. Водоносні горизонти нижньокам'яновугільних відкладів випробувались на цілому ряді площ та родовищ в інтервалах глибин 1971-4820 м (Абазівське, Семенцівське, Макарцівське, Горобцівське, Руденківське родовища та Підгорянська, Шкурупіївська площі).

Серпуховський водоносний горизонт детально вивчався в свердловинах Абазівського і Семенцівського родовищ. Для цих вод характерна гідрохімічна аномальність, яка проявляється в низькій мінералізації на значних глибинах, яка тільки в деяких випадках досягає 101 г/л (св. № 9 Абазівського родовища, гор. С-5) та 128,06 г/л (св. № 11 Семенцівського родовища, гор. С-5).

Тип води хлоркальцієвий, ступінь метаморфізації низький і складає 0,79-0,86. Води безсульфатні ($r \frac{SO_4}{Cl}$ -0,00006-0,001). З мікроелементів

присутні J – 6,18 мг/л; Br – 97,22 мг/л; B – 24,91 мг/л; NH₄ – 101,82 мг/л (св. № 11 Семенцівське родовище, гор. С-5).

Значні глибини залягання продуктивних горизонтів обумовлюють низьку водозбагаченість порід. При значних зниженнях (1000 м) отримані незначні дебіти вод 1,68-17,5 м³/добу. Але, при випробуванні свердловини № 9 Абазівського родовища (інт. 4419-4412 м, гор. С-5), отримано приплив пластової води дебітом 108 м³/добу. Температура води на глибині 4270 та 4400 м досягає 104°C і 107°C у св. № 6 Семенцівська та № 4 Абазівська відповідно.

Водорозчинені гази характеризуються метановим складом (81-90 %), вміст тяжких вуглеводнів складає 6-14 %, газонасиченість вод досягає 5900см³/л (Абазівське родовище)[4,7].

Візейський водоносний комплекс випробувався у свердловинах №№1, 2 Шкурупіївської, № 1 Підгорянської площ, № 12 Горобцівського, №9 Руденківського родовищ. Водоносний горизонт високонапірний, величина напору досягає 1500 м. Водозбагаченість водовміщуючих порід незначна, дебіти вод складають 3,81-5,5 м³/добу при середньому зниженні 800 м.

У свердловині № 1 Підгорянської площі, при випробуванні інтервалу 1971-1982 м разом з 2106-2103 м, отримано пластову воду дебітом 19,4 м³/добу при середньому зниженні 302 м[4,7].

За хімічним складом води візейського водоносного комплексу відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу. Мінералізація вод складає від 199,89 г/л (св. № 1 Підгорянської площі, інтервал випробування 1982-1971 м, гор. В-18-19) до 288,41 г/л (св. № 1 Шкурупіївська площа, інтервал випробування 3642-3621 м). Води високометаморфізовані, ступінь метаморфізації 0,71-0,78, практично безсульфатні ($\frac{SO_4}{Cl} = 0,0001-0,00013$). Температура води на глибині 2090 м складає 72°C (св. № 1 Підгорянська площа), на глибині 4470 м – 136°C (св. № 12 Горобцівське родовище).

Води, як правило, вміщують J (18,29-35,09 мг/л); Br (121,69-161,84 мг/л); B (8,82-14,18 мг/л); NH₄ (104,18-112,35 мг/л)[4,7].

У свердловині № 3 Мачухського родовища, під час газопрояву при вибої 5300 м, з московських відкладів, у зв'язку з порушенням 245 мм обсадної колони отримано пробу пластової води. Мінералізація води 230,93 г/л, ступінь метаморфізації – 0,77. Вміст мікроелементів: J – 10,47 мг/л, Br – 240,68 мг/л, B – 7,81 мг/л, NH₄ – 102,00 мг/л.

У турнейських та розкритій частині фаменських відкладів водоносних горизонтів не виявлено[4].

Турнейський водоносний комплекс випробувався у свердловинах Руденківської площі. Води цього горизонту представляють собою розсоли значної концентрації (до 284,05 г/л в св. № 29 Руденківської площі). За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу, високометаморфізовані. Ступінь метаморфізації складає 0,48-0,63. Серед мікроелементів присутні J – 55,38 мг/л; Br – 90,77 мг/л; B – 40,82 мг/л; NH₄ – 99,66 мг/л (св. № 6 Руденківська)[4,7].

Дебіти вод складають 1,12-21м³/добу при середньому зниженні 1000 м.

Газонасиченість вод вивчена недостатньо. Розчинені гази вуглеводневого складу. Із вуглеводневих компонентів у складі газу переважаюче значення має метан (до 97 %), вміст тяжких вуглеводнів змінюється від 1 до 17 %, азот у складі водорозчинених газів в більшості проб складає 3-6 %.

З глибиною спостерігається закономірне збільшення вуглеводневих компонентів у складі газів і зменшення вмісту азоту.

Фаменський водоносний комплекс верхнього девону випробувався у свердловинах № 1 і № 2 суміжної Зачепилівської площі.

За даними промислово-геофізичних досліджень у свердловинах №№ 1, 2 та дослідження керну розріз фаменського ярусу за літофаціальними ознаками аналогічний розрізу Мачухського родовища і представлений шарувато-циклічним карбонатно-теригенним типом порід. За речовинним складом у розрізі домінують алевроліто-аргілітові відмінності. Води фаменського комплексу представляють собою, також як і турнейського,

значно мінералізовані розсоли (до 282,57 г/л). За хімічним складом вони належать до хлоркальцієвого типу. Ступінь метаморфізму складає 0,53-0,60. З мікроелементів присутні: J – 146,48 мг/л, Br – 250 мг/л, B – 6,65 мг/л, NH₄ – не визначався (св. №№ 1, 2 Зачепилівські).

Дебіти через слабкі припливи води з газом і нафтою, не визначалися.

Динамічні рівні води становили порядку 390-800 м. Дебіт газу від слабких припливів до 78 тис. м³/д. У складі газу переважає метан.

В цілому, гідрогеологічні умови, що склалися в продуктивній частині розрізу турнейських і фаменських відкладів Мачухського родовища, по аналогії із суміжними площами, сприятливі для утворення і зберігання покладів вуглеводнів[4].

1.4 Висновки до розділу 1

1. В адміністративному відношенні Мачухське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавської області.

2. Дослідження території почалося у 1950-х роках, проведено сейсморозвідувальні роботи, по яким побудовані структурні карти продуктивних горизонтів.

3. Відклади Мачухського родовища представлені палеозойською, мезозойською та кайнозойською ератемою.

4. Мачухське родовище представляє з себе брахіантиклінальну складку.

5. У межах Мачухського родовища промислова газоносність приурочена до девонських та турнейських відкладів.

6. Мачухське газоконденсатне родовище, згідно з існуючим гідрогеологічним районуванням, розташоване в межах південного гідрогеологічного району Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, де до комплексу відкладів від девонської до четвертинної систем приурочено ряд водоносних горизонтів.

Розділ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Згідно плану регіонального геолого-геофізичного вивчення Дніпровсько-Донецької западини у 1981 році було складено геологічний проєкт на буріння параметричної свердловини № 500 на Мачухській площі (таблиця 2.1). При фактичній глибині 5512 м свердловина розкрила карбонатні відклади турнейського ярусу і за результатами випробування у 1983 році була встановлена їх промислова газоносність. У цьому році Мачухське родовище включене до Державного балансу. У 1983 році був складений геологічний проєкт пошукового буріння на Мачухській площі (затверджений заступником Міністра геології України В.І. Стьопкіним 30.11.83 р.) на ведення другого етапу геологорозвідувальних робіт. Згідно з проєктом на площі родовища передбачалося буріння шести пошукових свердловин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6), розташованих в різних структурних умовах, з проєктними глибинами від 5500 м до 5900 м, що забезпечувало отримання достатньої інформації для промислової оцінки виявленого покладу та визначення наявності продуктивних пластів в більш глибоких горизонтах і уточнення моделі родовища[1].

Таблиця 2.1. – Відомості про стан виконання проектів пошукових і розвідувальних робіт

№ п/п	Проект попереднього етапу геологорозвідувал. робіт на нафту і газ	Дата затвердження	Кількість проектних свердловин	Проектна глибина, м горизонт	Початок робіт на площі	Результати і стан робіт на родовищі
			Кількість пробурених свердловин	Фактична глибина, м горизонт	Закінчення робіт по даному проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	Геологічний проект на буріння параметричної свердловини № 500 на Мачухській площі.	29.04.1981	<u>1</u> 1	5500, C _{1v} 5512, D _{3fm}	22.07.1981 р. 21.10.1983 р.	Пробурена одна свердловина № 500, в турнейських відкладах розкрила масивний карбонатний газовий поклад Т-2-4. При випробуванні горизонту (інт. 5189-5247м) отримано промисловий приплив газу –56 тис.м ³ /добу.
2	Геологічний проект пошукового буріння на Мачухській площі.	30.11.1983	6 5	від 5500 до 6000	23.08.1984 р. 01.10.1992 р.	Проектом передбачалось буріння шести пошукових свердловин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6. Пробурено п'ять свердловин: №№ 1, 2, 3, 4, 5. Пошукова свердловина № 6 з проектною глибиною 5750 м, D _{3fm} - не пробурена.
				№ 2 – 5500, C _{1t} ^{b-d}		Свердловиною повністю розкриті нижньовізейські, турнейські та частина девонських відкладів. За результатами ГДС та випробування свердловини № 2 встановлено газонасиченість карбонатного розрізу та підтверджена наявність порід-колекторів з пониженими ФСВ у критичному напрямку структури – ділянки поєднання її з обширною моноклінальною частиною південної прибортової зони западини. При випробуванні об'єкту в інтервалі 5358-5339 м, (гор. Т-2-4) отримано приплив газу: Q _{4-6,47} тис.м ³ /добу.

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7
2				№ 1 – <u>5750,</u> <u>D₃fm</u> 5750, D ₃ fm		Свердловина розкрила проектний розріз та підтвердила продуктивність турнейських та девонських відкладів. При випробуванні об'єкту в інтервалі 5750-5624 м (гор. Ф-1, Ф-2) отримано приплив газу: Q ^r ₂₀ -1026 тис.м ³ /добу.
				№ 5 – <u>5800,</u> <u>D₃fm</u> 5950, D ₃ fm (змінена проектна глибина 5950 – виписка із протоколу від 11-14.10.88 р.)		Бурінням і випробуванням свердловини № 5 підтверджена промислова газоносність піщано-глинистої товщі та газонасиченість карбонатних відкладів. Q ^r ₈ -23,9 тис.м ³ /добу (інт. 5723-5719 м, гор. Ф-2б). Q ^r ₄ -14,1 тис.м ³ /добу (інт. 5696-5685 м, гор. Ф-2а).
3	Геологічний проект пошукового буріння на Мачухській площі.	30.11.1983	$\frac{6}{5}$	№ 4 – <u>5500,</u> <u>D₃fm</u> 5455, C _{1t} ^{b-c} (змінена проектна глибина 5455 – радіограм а від 15.04.91 р.)		Бурінням і випробуванням свердловини № 4 доведено високі промислові видобувні можливості турнейських карбонатних відкладів. При випробуванні горизонту Т-2-4 (інт. 5279-5258 м) отримано промисловий приплив газу – Q ^r ₆ =145,0 тис.м ³ /добу, а з інтервалів 5219-5210 м, 5279-5258 м, через штуцер 20/14 – приплив газу 1667 тис. м ³ /добу (сумарний).
				№ 3 – <u>5950,</u> <u>D₃fm</u> 5300, C _{1t} ^{b-c} (змінена проектна глибина 5600 – протокол від 03.06.91 р.)		Свердловиною розкрито верхню частину гор. Т-2-4 та підтверджено газоносність турнейської карбонатної товщі інтенсивними газопроявами. З горизонту Т-2-4 отримано приплив газоконденсатної суміші - Q ^{гк} ₂₈ -766 тис.м ³ /добу (розрахунковий).

Закінчення таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7
4	Доповнення до геологічного проекту пошукового буріння на Мачухській площі (закладання свердловин №№ 6, 7).	15.12.1993	<u>2</u> 1	№ 6 – <u>5500, C_{1t}^{b-c}</u> 4300, C _{1s1}	<u>06.08.1994</u> р.	Передбачалось буріння двох розвідувальних свердловин №№ 6, 7. Пробурена одна свердловина № 6. Розвідувальна свердловина № 7 з проектною глибиною 5500 м, C _{1t} ^{b-c} - не пробурена. Випробування свердловини № 6 не проводилось. З 2008 р. свердловина № 6 знаходиться в консервації.
5	Проект дослідно-промислової розробки Мачухського газового родовища (договір № 32 від 04.07.2005р.).		<u>3</u> 2	№ 51 – <u>5750,</u> <u>D_{3fm}</u> 5750, D _{3fm}	<u>04.01.2006</u> р.	Проектом передбачалось буріння трьох свердловин: №№ 51, 52, 53. Пробурено дві свердловини №№ 51, 52. За даними випробування св.№51 встановлена газоносність девонських відкладів. Підтверджена промислова газоносність Т-2-4. В результаті випробування свердловини № 51 отримано приплив газу - Q ₄ -88,8 тис.м ³ /добу (інт. 5244-5232 м, гор. Т-2-4).
6				№ 52 – <u>6000,</u> <u>D_{3fm}</u> 5451, D _{3fm}	<u>28.12.2010</u> р.	У випробуванні.

Усі свердловини, за винятком свердловини № 5, розташовані на двох профільних лініях, на відстані між ними 1,0-1,5-2,25 км, напрямом і розміщення яких обумовлені геологічною будовою, особливостями розрізу та ситуацією місцевості. Прийнята відстань між свердловинами відповідає методичним напрацюванням на пошуковому етапі геологорозвідувальних робіт щодо такого типу структур[1,7].

Першою була розпочата бурінням свердловина № 2 з проектною глибиною 5500 м і проектним горизонтом турнейські відклади у межах західної короткої крилової частини структури – на її критичному напрямку – з метою вивчення площинного розповсюдження та промислового значення

виявленого покладу і пошуків нових у нижньовізейській частині розрізу, відсутній у склепінні структури (рисунок 2.1).

Свердловина, при досягненні проектної глибини, розкрила повністю нижньовізейські відклади та карбонатну товщу турнейського комплексу на глибину 270 метрів в обсязі горизонту Т-2-4, зони C_{1t}^{b-c} . За результатами ГДС та випробування свердловини № 2 доведена газонасиченість карбонатного розрізу та підтверджена наявність порід-колекторів із пониженими ФЄВ у межах критичного напрямку структури. При випробуванні з інтервалу 5232-5320 м сумісно з 5460-5332 м отримано приплив газу дебітом через 4 мм штуцер 6,47 тис. м³/добу. Свердловина ліквідована по V категорії, пункт 1.6 «є» – через ускладнення викликані причинами геологічного характеру, які неможливо було передбачити при її випробуванні.

Пошукова свердловина № 1 з проектною глибиною 5750 м була пробурена в склепінній частині структури з метою уточнення параметрів турнейського карбонатного покладу, виявленого параметричною свердловиною № 500, та оцінки перспектив газонасиченості піщаної товщі $D_{3fm}[7]$.

Свердловина, при досягненні глибини 5750 м, розкрила повністю відклади карбонатної товщі C_{1t}^{b-c} та верхню частину карбонатно-піщано-глинистої товщі D_{3fm} .

За даними буріння та ГДС у розкритому розрізі піщано-глинистої шаруватої товщі виділені перспективні пласти та підтверджена газонасиченість карбонатних відкладів. При випробуванні першого об'єкту в інтервалі 5750-5624 м через фільтр отримано «ураганний» дебіт газу 1026 тис. m^3 /добу через штуцер 20 мм. Розрахунковий пластовий тиск на глибині 5678 м становив 107,3 МПа. Подальше випробування було зупинено з причини аварійного стану свердловини, що виник у процесі робіт по першому об'єкту. Свердловина ліквідована по V категорії, пункт «є».

Згідно з проектом пошуково-розвідувального буріння на Мачухській площі передбачалось буріння пошукової свердловини № 5 з проектною глибиною 5800 м. У зв'язку з отриманням нової геолого-геофізичної інформації про геологічну будову на сусідніх площах проектна глибина була змінена на 5950 м.

Пошукова свердловина № 5 пробурена в межах східного крила Мачухської структури, в окремому блоці на відстані 1050 м від свердловин № 1 і № 500, з метою визначення наявності покладів в нижньовізейських, турнейських і девонських відкладах (рисунки 2.2).

Свердловиною, при досягненні проектною глибини 5950 м, розкрито карбонатну товщу в обсязі горизонту Т-2-4, товщиною 198 м та карбонатно-піщано-глинисту товщу в обсязі горизонтів Ф-1, Ф-2.

Розкритий розріз карбонатної та піщано-глинистої товщ за даними ГДС та керну газонасичений з дещо пониженими ФЄВ карбонатних та піщаних порід-колекторів у порівнянні із свердловиною № 1. Випробуванням піщано-глинистої товщі в інтервалі 5913-5861 м отримано слабкий приплив газу, а з інтервалів 5723-5719 м та 5696-5685 м – приплив газу з дебітами 23,9 тис. m^3 /добу через 8 мм штуцер і 14,1 тис. m^3 /добу через 4 мм штуцер, відповідно. Пластові тиски становили 104,77 МПа та 96,56

МПа, відповідно[2,3].

Бурінням і випробуванням свердловини № 5 підтверджена промислова газоносність піщано-глинистої товщі та газонасиченість карбонатних відкладів. Окрім цього, встановлено відсутність в даній частині структури нижньовізейських відкладів.

Свердловина ліквідована за I категорією, пункт 1.2 «є» – в якій отримано приплив газу, але експлуатація її нерентабельна.

Пошукова свердловина № 4 з глибиною 5455 м пробурена в північно-західній присклепінній частині родовища.

Свердловина розкрила горизонти Т-2-4 і Ф-1а. У розкритому розрізі при випробуванні горизонту Т-2-4 (інт. 5279-5258 м) отримано промисловий приплив газу дебітом 145,0 тис. м³/добу через 6 мм штуцер, а з інтервалів 5219-5210 м, 5279-5258 м – 1667,2 тис. м³/добу через штуцери 20/14 мм. Бурінням і випробуванням свердловини № 4 було доведено високі промислові видобувні можливості верхньотурнейських карбонатних відкладів.

Пошукова свердловина № 3, з проектною глибиною 5950 м, була розпочата бурінням в межах північної частини структури на відстані 1400 м від свердловини № 500 і 1150 м від свердловини № 4, з метою пошуків покладів вуглеводнів в турнейських карбонатних та теригенних відкладах (рисунок 2.3)[7].

Враховуючи неоднозначні результати випробування, отримані при дослідженні піщаної товщі девонських відкладів на Мачухській площі, а також через відсутність устьового обладнання та надійної методики дослідження пластів з початковим пластовим тиском більше 100 МПа, відповідно до протоколу щодо плану робіт на 1992 р. (2-4.04.1991 р.), роботи по оцінці девонських пісковиків призупинили та перейшли до оцінки карбонатних відкладів турнейського ярусу. Виходячи з вищевикладеного проектна глибина змінена з 5950 м на 5600 м.

Свердловина, при вибої 5300 м (карбонатні відклади, горизонт Т-2-4) перейшла в інтенсивний газопрояв з виходом газу через затрубний простір на устя.

Дебіт газу через затрубний простір на штуцері 28 мм становив 766 тис. м³/добу. Внаслідок ускладнення ствола й технічного стану 245 мм обсадної колони, подальше поглиблення свердловини було зупинено і проведена її

ліквідація за технічними причинами (ІІІ категорія, пункт 1.4 «а»)[1,2].

Але, не дивлячись на недоведення свердловини № 3 до проектної глибини, факт фонтанування з карбонатних відкладів є свідченням наявності газового покладу на північній периклінальній частині структури.

Для пошуків покладів ВВ у відокремленому блоці південної частини Мачухської структури, а також на північній перикліналі було складено доповнення до геологічного проекту пошукового буріння.

Згідно з доповненням передбачено буріння свердловини № 6 – у межах північної перикліналі та свердловини № 7 – у межах південної з проектними глибинами 5500 м і проектним горизонтом C_{1tb-c} .

Пошукова свердловина № 6 при досягненні вибою 4300 м, 01.07.1995 року була зупинена поглибленням і знаходилася в консервації.

У липні 2002 року на замовлення нового власника спеціального дозволу на проведення ГРР, в тому числі ДПР, на Мачухському родовищі – ЗАТ «Укрнафтогазтехнологія» роботи по свердловині № 6 були відновлені.

З метою розкриття продуктивного горизонту в найбільш оптимальних структурних умовах було вирішено подальше буріння свердловини провести похило-спрямованим стволом.

Похило-спрямований ствол було забурено з глибини 2449 м.

У листопаді 2002 року, при досягненні глибини 3559 м, де кривизна склала $17^{\circ}45'$, а азимут - 206° , через відсутність фінансування з боку замовника, буріння було припинено.

Будівництво свердловини № 6 проводилось на буровому обладнанні та буровою бригадою ДП «Полтавнафтогазгеологія».

Власником ліцензії на діяльність на Мачухському родовищі ЗАТ «Нафтогазвидобування» листом від 03.09.2007 року було повідомлено ДП «Полтавнафтогазгеологія» про відмову на проведення подальших робіт з буріння свердловини № 6 до отримання стабільних притоків вуглеводнів у свердловинах №№ 51, 52, 53 Мачухського родовища, що передбачалося не раніше 2011 року.

Крім цього, у зв'язку з довготривалою експлуатацією бурової установки (майже 18 років) багато основних вузлів вийшли з ладу і потребували заміни, що унеможливило проведення подальших робіт з будівництва свердловини № 6.

З 2008 року свердловина № 6 у консервації.

У 2005 році складено «Проект дослідно-промислової розробки Мачухського газового родовища» згідно якого планувалось до буріння три

оціночно-експлуатаційні свердловини №№ 51, 52, 53. Першу з них, свердловину № 51, планувалось розташувати на відстані 500 м від свердловини № 1 у напрямку свердловини № 3. Місце розташування і об'єкти розробки свердловин № 52 і № 53 залежали від результатів буріння і результатів розробки першочергової свердловини № 51.

Оціночно-експлуатаційна свердловина № 51 забурена 04.01.2006 р. з метою отримання геолого-промислових характеристик та оцінки промислового значення покладів турнейського ярусу нижнього карбону. Свердловина забурена в склепінній частині структури з проектною глибиною 5750 м, при досягненні якої у вересні 2008 року вона була завершена бурінням.

Згідно висновків за результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень в період 3-8 жовтня 2008 року була проведена перфорація в інтервалах 5735-573 м, 5676-5671 м, 5642-5639 м, 5633-5626 м, 5617-5614 м, 5610-5608 м, 5559-5596 м, 5578-5571 м, 5565-5560 м, 5556-5553 м. При випробуванні отримано приплив газу середньодобовим дебітом 76,8 тис. м³ через 3,5 мм штуцер; дебітом 84,0 тис. м³/добу через штуцер Ø4 мм. Свердловина пущена в газопровід із устьовими тисками $P_{тр./зтр.}=46,08/46,57$ МПа. Але з технічних причин в ДПР поклади випробуваних горизонтів (гор. Ф-1в, Ф-1г, Ф-2а і Ф-2б) ввести не вдалося. У зв'язку з падінням тисків і дебітів газу було прийняте рішення щодо встановлення ізоляційного цементного мосту і дослідження горизонту Т-2-4.

У період із 12 лютого по 10 березня 2009 року у свердловині була проведена перфорація експлуатаційної колони перфораторами OWEN Spiral Shogan 2¹/₈ " по 18 отворів на 1 п. м. інтервалів: 5244-5232 м, 5228-5208 м, 5202-5196 м, 5170-5162 м, та зарядами 1¹¹/₁₆" в інтервалі 5160-5154 м. Перфорація проходила зі значними ускладненнями та довго через неякісні заряди (постійні відмови перфораторів, розклинювання їх в НКТ), один намічений інтервал – 5154-5148 м залишився непроперфорований.

У процесі випробування отримано приплив газу через 3,5 мм штуцер дебітом 76,8 тис. м³/добу.

Зазначеною свердловиною родовище по покладу горизонту Т-2-4 введено в дослідно-промислову експлуатацію.

Згідно з «Проектом дослідно-промислової розробки Мачухського газового родовища» та рекомендацій, терміни буріння проектної свердловини № 52 були зміщені в силу об'єктивних причин. При проектній глибині 6000 м свердловина № 52, у зв'язку з технологічними ускладненнями, була припинена бурінням на глибині 5451 м. Станом на 01.01.2017 року свердловина знаходиться в експлуатації.

На родовищі загальний метраж закінчених бурінням пошукових свердловин становить 27955 м. Але, не дивлячись на значний обсяг робіт, родовище розвідано не в тій мірі, що очікувалось за проектами. Причинами цьому були великі глибини залягання продуктивних комплексів з аномально-високим пластовим тиском (АВПТ), схильність до руйнування пласта-колектора та утворення пробок в НКТ у процесі випробування.

Внаслідок цього свердловина №1 не була випробувана по продуктивних карбонатних відкладах, не отримано однозначного результату по ряду об'єктів у свердловинах №№ 2, 5 та не доведені до проектних глибин свердловини № 3, № 6 і № 52.

2.1.2 Система розміщення свердловин

На Мачухському родовищі станом на 01.01.2017 року пробурено, або знаходяться в бурінні 9 свердловин, з них одна параметрична – № 500, 6 пошукових – №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6. Згідно з проектом ДПР, пробурена оціночно-експлуатаційна свердловина № 51, та розвідувальна свердловина № 52 які станом на 01.01.2017 р перебувають в експлуатації[5,6].

Доведено до проектної глибини шість свердловин (№№ 1, 2, 4, 5, 51, 500).

Свердловина № 3 не доведена до проектної глибини через ускладнення ствола, яке виникло в процесі розкриття продуктивного горизонту Т-2-4.

Свердловина № 6 була законсервована при вибої 4300 м у зв'язку з відсутністю бюджетного фінансування.

Свердловина № 52 не доведена до проектної глибини, у зв'язку з технологічними ускладненнями, викликаними потужним газопроявом при глибині 5275 м.

Загальний метраж складає 48968 м і розподіляється таким чином: 5512 м – параметричного, 27955 м – пошукового, 9751 м – розвідувального, 5750 м – експлуатаційного буріння. Середня глибина свердловини – 5440 м.

З 9-ти пробурених свердловин сім (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 51, 500) продуктивних, з них п'ять свердловин ліквідовано. Ліквідована по I категорії, пункт 1.2 «є» одна свердловина № 5, як така, в якій отримано приплив газу, але її експлуатація нерентабельна (згідно «Положення про ліквідацію свердловин» від 27.12.1989 р.) .

По V категорії, пункт 1.6 «є» згідно «Положення про порядок ліквідації свердловин» від 08.02.1983 року, ліквідовано дві свердловини (№№ 1, 2) внаслідок ускладнень, викликаних причинами геологічного характеру і які виникли не з вини виконавців робіт.

Пошукові свердловини №№ 3, 4 ліквідовані з технічних причин (III категорія, пункт 1.4 «а») через ускладнення в процесі буріння (згідно «Положення про порядок ліквідації свердловин» від 27.12.1989 р.).

Свердловини №№ 6, 500 знаходяться в консервації, №№ 51, 52 – в експлуатації.

2.1.3 Методика та результати випробування свердловин

Розкриття продуктивного турнейсько-девонського розрізу Мачухського родовища в процесі буріння проводилося на обважнених розчинах густиною 1,90÷1,95 г/см³ з створенням репресії на газоносні пласти

здійснено в двох свердловинах – 500, 2 та піщаної товщі – в свердловині 1.

Виклик припливу проводився заміною бурового розчину на воду і аерацією – при необхідності[1].

В зв'язку з руйнуванням колекторів, при депресіях більше 35,0 МПа, що приводило до закупорки насосно-компресорних труб, виклик припливів в свердловинах 5, 4 виконувався заміною бурового розчину густиною $1,90 \div 1,95 \text{ г/см}^3$ на розчин хлористого кальцію ($1,20 \div 1,25 \text{ г/см}^3$), і, в випадку відсутності припливу, заміною на воду ($1,0 \text{ г/см}^3$). Роботи виконувались згідно з рекомендаціями Полтавського відділення УкрДГРІ.

Таблиця 2.3 – Дані заміру пластового тиску в процесі буріння свердловин Мачухського родовища

Горизонт	№ св.	Інтервал випробування, м	Тип (вид) апаратури	Результати випробування	Примітки
1	2	3	4	5	6
Т-2-4	5	<u>5382-5435</u> -5232,5 ÷ -5285,2	ПЗК	Припливу не отримано	Р _{пл.} повністю не відновилось і на глибині 5384 м = 81,13 МПа
Т-2-4	5	<u>5357-5465</u> -5207,6 ÷ -5315,1	ПЗК	Слабкий приплив розгазованого розчину. Q=2,6 м ³ /добу, що відповідає дебіту газу Q _г =1500 м ³ /добу	Р _{виб.} =82,6 МПа. Р _{пл.} повністю не відновилось і на глибині 5358 м = 82,80 МПа. Характер КВД свідчить про низькі колекторські властивості пласта

В зв'язку з руйнуванням колекторів, при депресіях більше 35,0 МПа, що приводило до закупорки насосно-компресорних труб, виклик припливів в свердловинах 5, 4 виконувався заміною бурового розчину густиною $1,90 \div 1,95 \text{ г/см}^3$ на розчин хлористого кальцію ($1,20 \div 1,25 \text{ г/см}^3$), і, в випадку відсутності припливу, заміною на воду ($1,0 \text{ г/см}^3$). Роботи виконувались згідно з рекомендаціями Полтавського відділення УкрДГРІ.

Дослідження в фонтануючих свердловинах проводилось на усталених режимах відбору з пласта (п'ять режимів прямого і два зворотного ходу). Перед початком дослідження свердловина деякий час працювала до повної стабілізації устьових (трубного і затрубного) і вибійного тисків, дебітів газу,

вибійних і устьових температур, згідно з «Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин».

Пластові тиски в фонтануючих свердловинах вимірювались глибинними манометрами типу МГН-2. Устьові робочі тиски на режимах і статичні тиски трубного і затрубного простору вимірювались зразковими манометрами[4,6].

Перед кожним виміром і після нього глибинні та зразкові манометри тарувались на вантажно-поршньовому пресі з границею виміру 60 і 120 МПа, класу точності 0,02%. Продуктивні свердловини 500, 1 і 4 при виклику припливу фонтанували спочатку водою, а потім газом, без зниження рівня; свердловини 5, 51 (III об'єкт) – після зниження рівня рідини аерацією. Свердловина 51, при дослідженні інтервалу 5731-5553 м (вибірково) почала працювати після перфорації на розчині густиною 1,83 г/см³.

В зв'язку з аномально-високими пластовими тисками в газових покладах Мачухського родовища, що близькі 100 МПа, вимір їх в газовому середовищі був неможливим за відсутністю відповідних фонтанних арматур. Границі виміру глибинних манометрів становили від 60 до 130 МПа, а клас точності від 0,6 % до 1,0 %. Границя виміру зразкових манометрів 10÷60 МПа, клас точності 0,4%. Пластові і вибійні температури вимірювались разом з вимірами пластових і вибійних тисків за допомогою максимальних термометрів; а устьові температури на вимірювачі – за допомогою лабораторних термометрів[3, 4].

Всі значення пластових та вибійних тисків виміряні глибинними манометрами, за виключенням свердловин 1 (інтервал випробування 5732-5624 м) та 51, де пластові тиски визначені розрахунково, вибійні тиски визначались розрахунковим способом за барометричною формулою[5].

2.1.4 Відбір керна, шламу, флюїдів на родовищі

Інтервали проходки з відбором керну із продуктивних горизонтів визначалися промислово-геофізичними дослідженнями з прив'язкою вибою до розкритого розрізу та контрольним заміром бурильного інструменту. Окрім цього, підняті зразки керну прив'язувалися в процесі обробки промислово-геофізичних досліджень по свердловинах і зміни вносилися до глибин їх підняття[1, 7].

Відбір керну в параметричній свердловині № 500 та в усіх пошукових свердловинах передбачався за методикою рівномірного і повного висвітлення продуктивного розрізу зразками порід. Так, у параметричній свердловині № 500 в інтервалі глибин, де фактично розкрито турнейські відклади, передбачалося пройти з відбором керну 120 м (разом), тобто 42,0 % від товщини розрізу горизонту Т-2-4. Фактично відбір керну розпочато на 59 м нижче від покрівлі по одному 8 м довбанню через 20-40 м. Всього пройдено з відбором керну 48 м, що становить 40 % від проектного. Внаслідок цього верхня продуктивна частина розрізу, що випробувана у свердловині, лишилась не висвітленою зразками керна.

У лабораторії петрофізики Українського науково-дослідного геолого-розвідувального інституту (УкрНДГРІ) визначалися колекторські властивості 9-ти зразків керну із св. № 500 Мачухської в інтервалі 5252-5260 м.

Зразки представлені вапняками сірого кольору з буруватим відтінком, органогенно-псевдоолітовими, різною мірою розкристалізованими, із порфіробластами і гломеропорфіровими скупченнями кристалів кальциту розміром до 0,5 см, з рідко і погано вираженою шаруватістю, слабо і нерівномірно тріщинуватими, пористими.

Тріщини закритого і частково відкритого типу, різних генерацій, літогнетичного походження. Найбільш ранні (першої генерації) - субгоризонтальні, переривчасті, затухаючі, виконані кальцитом, хаотичні. Обсяг їх становить 0,14%, найбільша густина - 0,59 см/см². Ці тріщини

перетинаються одиничними, стилітоподібними, субгоризонтальними тріщинами, виконаними вуглистим матеріалом. Вони віднесені до тріщин другої генерації. Окремо мікростиліти приурочені до шаруватості. Їх об'єм складає 0,99%, густина - 0,19 см/см². До найбільш пізніх тріщин (третьої генерації) віднесені поодинокі тріщини частково відкритого типу, вертикального напрямку (до осі керна), січні більш ранні тріщини. Об'єм їх 0,085%, густина - 0,26 см/см².

Вапняк нерівномірно слабо просочений важким, осмоленим бітумом у вигляді окремих плям. Бітум не реагує з хлороформом і розчиняється лише в спирто-бензолі. Люмінесценція краплі витяжки дуже слабка, голубувато-синього кольору, що переходить у жовтий і бурий.

Висновки: Карбонатні відклади (органогенно-псевдоолітові вапняки) розкриті у св. № 500 Мачухській, в інтервалі 5252-5260 м мають низькі фільтраційні і ємнісні властивості. Пористість породи внутрішньоформенна і внутрішньоцементна, вторинна, обумовлена вилуговуванням тонкозернистого кальциту. Тріщини літогенетичні, закритого і частково відкритого типу, не покращують колекторські властивості вапняків.

Представлена вибірка зразків не дозволяє зробити висновок про тип колектора.

У пошукових свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 5 керн відбирався із карбонатного розрізу горизонту Т-2-4, в основному, у верхній і нижній частинах розрізу в обсягах безперервної проходки від 60 до 90 м. Внаслідок цього, середня частина розрізу із високим дебітом газу у свердловині № 4 і заглинизована (за ГДС) – у свердловині № 1 керном не висвітлена. Відбір керну у свердловині № 5 із горизонтів Ф-1 і Ф-2 був скоригований за результатами буріння свердловини № 1[7].

Обсяг буріння з відбором керну становить 931 м або 41 % від загальної потужності розкритого розрізу турнейських та девонських відкладів.

Достатньо висвітленими керном є відклади горизонту Ф-2, де обсяг буріння із відбором керну становить 33 % від сумарної розкритої товщини

таблиці 3.15. Винос керну мінімальний (5-10 %) в газонасиченій карбонатній товщі Т-2-4, Ф-1а. В той час, як в горизонтах Ф-1в, Ф-2б, Ф-2д, представлених аргілітами, пісковиками, алевролітами, винос керну досягає 100 %. Низький винос керну пов'язаний з пористістю і тріщинуватістю карбонатів, які руйнуються при відборі. З метою підвищення виносу керну у свердловині № 500 був скорочений інтервал відбору – з 15 до 8 м за одне довбання, але і при цьому нормативного виносу керну не одержано.

Крім літології на винос керну впливає руйнування порід через високі тиски і температури на глибині понад 5000 м. Частина піднятого керну мала щєбневидну форму, а також сколи не тільки по горизонталі, а і уздовж осі керну.

2.1.5 Лабораторні дослідження на родовищі

Лабораторні дослідження кернового матеріалу, відібраного з розрізу пробурених на родовищі свердловин (№№ 1, 2, 4, 5, 500).

Для всіх досліджуваних зразків визначались: відкрита пористість, газопроникність, карбонатність, гранулометричний склад, здійснювався літолого-петрографічний опис шліфів.

Визначення основних параметрів фізичних властивостей здійснювалось за загальноприйнятими методиками.

Так, відкрита пористість визначалась методом насичення зразків керосином у вакуумній шафі ВШ-0,035 на 4-х режимах методом капілярного насичення.

Газопроникність вимірювалась на апараті ГК-5, карбонатність – ваговим методом, гранулометричний склад – ситовим методом.

Літолого-петрографічні властивості вивчались у шліфах під мікроскопом[7].

Продуктивна частина розрізу відкладів охарактеризована керном не в повному обсязі, оскільки підняті зразки порід висвітлюють переважно

ущільнені пласти вапняків та пісковиків.

Нижня межа відкритої пористості і проникності, за якої при сучасній технології розробки може бути вилучений газ, прийнята за даними петрографічних залежностей і лабораторних досліджень і становить:

пористості 5 % для карбонатів Т-2-4, Ф-1а, Ф-1б і 6 % для пісковиків Ф-1в, Ф-1г, Ф-2а, Ф-2б, Ф-2в, Ф-2г, Ф-2д, проникність $0,22 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ для карбонатів і $0,8-1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ для пісковиків.

У розрізі Мачухського родовища в межах турнейського ярусу нижнього карбону та фаменського ярусу девону виділяються продуктивні горизонти у межах вапнякової товщі Т-2-4, Ф-1а, Ф-1б та піщано-глинистої – Ф-1в, Ф-1г, Ф-2а, Ф-2б, Ф-2в, Ф-2г, Ф-2д.

Продуктивний горизонт Т-2-4 розкритий на родовищі в усіх пробурених свердловинах. Літологічно горизонт складений масивною товщею тріщинно-кавернозних вапняків з прошарками аргілітів.

За морфогенетичними ознаками горизонт Т-2-4 – являє собою потужну органогенну карбонатну побудову, товщиною від 223,0 м – (св. № 1), 193,0 м (св. № 5) до 295,0 м (св. № 2).

Колекторами є пласти розущільнених тріщинно-кавернозних вапняків. Кількість їх у розкритих розрізах свердловин коливається від 10 (св. № 1) до 23 (св. № 4), товщина газоносних прошарків змінюється від 0,8 м (св. № 1) до 23,0 м (св. № 52). Згідно з літологічним описом керну, вапняки темно-сірі, сірі, масивні, кристалічні, міцні, слабоглинисті, органогенно-детритові. У шліфі порода складена органічними залишками – 70-75 %, решта – цемент.

Органічні залишки представлені водоростево-черепашковим детритом, в тому числі і форамініферами, стулками молюсків, виповнені тонкозернистим кальцитом. Структура прихованокристалічна, дрібнозерниста. Текстура масивна, мозаїчна від перекристалізації органічного детриту і глинистого субстрату. Спостерігається розкристалізація без залишків первісної породи[7].

На стадії діагенезу, крім розкристалізації осаду, відбуваються

процеси мінералізації – альбітизація, піритизація, фосфатизація, бітумінізація – аутигенного характеру. У шліфах спостерігаються численні плями та прожилки з вуглеводнями.

Цемент представлений кристалічним прозорим кальцитом, який завдяки присутності вуглеводнів, має жовтувато-коричневий колір[7].

Згідно з петрографічним заключенням, карбонатні відклади нерівномірно-тріщинуваті, пористі. Тріщини закритого та частково відкритого типу, літогенетичного походження, трьох генерацій. Перша генерація – утворення субгоризонтальних, переривчастих, затухаючих, виповнених кальцитом хаотичних тріщин. Ці тріщини пересікаються стилолітоподібними, субгоризонтальними тріщинами, заповненими вуглистим матеріалом, вони віднесені до другої генерації. Найбільш пізня – третя генерація – об'єднує тріщини вертикального, частково відкритого типу, які пересікають більш ранні.

Бітум, який насичує вапняк, не реагує з хлороформом і розчиняється лише в спиртобензолі. Люмінесцентне свічення витяжки дуже слабке, голубувато-синього кольору, перехідного в жовтий і бурий.

У деяких інтервалах ядра органічних залишків вміщують дрібнозернистий каолінит.

Згідно з петрографічним описом, пористість вторинна, внутрішньо цементна, обумовлена вилуговуванням тонкозернистого кальциту.

Відклади лагунно-мілководно-морського генезису.

Загальна ефективна товщина газонасичених колекторів за даними ГДС по родовищу змінюється від 26,2 м (св. № 5) до 88,6 м (св. № 500).

Кращими фільтраційно-ємнісними властивостями володіють пласти-колектори в склепінній (св. № 1) та присклепінній частинах Мачухського родовища (св. №№ 4, 500). У напрямку східного крила структури (св. № 5) відбувається погіршення колекторських властивостей вапняків – їх ущільнення та глинизація.

За даними ГДС пористість газонасичених колекторів змінюється від

5,0 % (св. №№ 1, 2, 4, 5, 51) до 17,5 % (св. № 4). Коефіцієнт газонасиченості – від 70 % (св. № 51) до 96 % (св. № 4), 96 % (св. № 52, НЕГДС).

Висвітленість керном продуктивних прошарків горизонту Т-2-4 невисока, тому оцінка пористості проведена переважно за даними ГДС. У свердловинах №№ 2, 5 лабораторними дослідженнями були охарактеризовані, в основному, щільні низькопористі карбонатні відклади.

Найкращими колекторськими властивостями, за лабораторними визначеннями (як і за ГДС), володіють продуктивні колектори, розкриті в свердловинах № 1 та № 4. Відкрита пористість їх досягає 13,9 і 16 % відповідно. Карбонатність порід змінюється від 63,2 % (св. № 4) до 100 %.

У межах літологічної пачки Ф-1 виділяється 4 продуктивних горизонти. У верхній частині розрізу – карбонатні газонасичені вапняки горизонтів Ф-1а, Ф-1б, в нижній частині – продуктивні теригенні відклади горизонтів – Ф-1в, Ф-1г[7].

Ці горизонти незалежні, відокремлені один від одного потужними товщами щільних глинистих карбонатних і теригенних порід.

Продуктивний горизонт Ф-1а літологічно представлений одним-шістьма прошарками вапняку в свердловинах №№ 1, 4, 5, 51, 52. Керном пласт висвітлений в ущільненій частині розрізу у свердловині № 1. Вапняк темно-сірий до чорного, міцний, масивний, глинистий, тріщинуватий (тріщини заповнені кальцитом), із включенням макрофауни (форамініфери, водорості, мушлі). У шліфі органічні залишки складають до 50-60 %.

У складі: кварц – 10-15 %, домішки польового шпату. Карбонат дрібнозернистий, дрібнокристалічний, цемент – прозорий кристалічний. Текстура брекчієвидна. Вапняки загальною товщиною 1,8-28,8 м. Для підрахунку запасів використовувались параметри, визначені за даними ГДС, тому що по керну значення пористості та проникності нижчі за критичні значення. За матеріалами ГДС ефективна газонасичена товщина пласта 0,6-4,6 м, пористість 5-10 %, газонасиченість 75-92 %.

Продуктивний горизонт Ф-1б розкритий тільки свердловиною № 51.

Керном пласт не висвітлений. За даними ГДС пласт представлений шістьма прошарками вапняку тріщинуватого ефективною товщиною 7,0 м. Пористість пласта 4,5-8 %, газонасиченість – 75-87 %.

Горизонт Ф-1в розкритий на родовищі свердловинами №№ 1, 5, 51. Керном пласт висвітлений у свердловинах № 1 та № 5. Загальна товщина порід-колекторів від 1,2 м до 4,4 м, газонасичена товщина пісковиків 0,8-3,6 м. Літологічно горизонт Ф-1в представлений одним (св. № 51) і двома (св. №№ 1, 5) прошарками газонасичених пісковиків. Пісковик сірий, поліміктовий, дрібнозернистий, з карбонатним цементом. Кластичний матеріал складає 85-90 %, розміри уламків – в межах 0,01-0,4 мм, форма уламків напівокатана і напівкутувата. Мінеральний склад: кварц – 40-50 %, польові шпати (плагіоклаз) – 20-40 %, біотит, мусковіт. Тип цементації порово-базальний. В деяких порах присутній гідрослюдистий цемент плівково-порового типу. Спостерігається крупний детрит та пірит.

Генезис відкладів – мілководно-морський.

Пористість 7,7-16,8 %, газопроникність $4,27-545,5 \times 10^{-15}$ м², карбонатність 1,6-22,7 %.

За матеріалами ГДС фільтраційно-ємнісні властивості газонасичених пісковиків: пористість 8-15 %, газонасиченість 83-92 %.

Продуктивний горизонт Ф-1г розкритий свердловинами №№ 1, 5, 51. Керном не охарактеризований, тому що керн піднято з ущільненої частини пласта, літологічно представленої аргілітами та вапняками з пористістю та проникністю, які нижче граничних значень. За даними ГДС продуктивний горизонт представлений пісковиком поліміктовим, дрібнозернистим із карбонатним цементом. Пористість пісковика 6,0-8,5 %, газонасиченість – 71-77 %, ефективна газонасичена товщина від 0,8 м до 1,4 м.

Значні глибини залягання продуктивних горизонтів Ф-2а, Ф-2б, Ф-2в, Ф-2г, Ф-2д обумовили вторинно-порову і вторинно-тріщинно-порову пористість піщаних порід-колекторів. При цьому простежується і тенденція до погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-

колекторів з глибиною та від склепіння на крила. Так, пористість газонасичених пісковиків горизонту Ф-2б за лабораторними визначеннями досягає 9,1 %, а пористість горизонту Ф-2д не перевищує 5,5 %[7].

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Продуктивний горизонт Ф-1а літологічно представлений одним-шістьма прошарками вапняку загальною товщиною 1,8-28,8 м. За матеріалами ГДС ефективна газонасичена товщина пласта 0,6-4,6 м, пористість 5-10 %, газонасиченість 75-92 %[5,6].

Продуктивний горизонт Ф-1б за даними ГДС пласт представлений шістьма прошарками вапняку тріщинуватого ефективною товщиною 7,0 м. Пористість пласта 4,5-8 %, газонасиченість – 75-87 %.

Горизонт Ф-1в. Газонасичена товщина пісковиків 0,8-3,6 м., пористість 7,7-16,8 %, газонасиченість 72-75 %.

Продуктивний горизонт Ф-1г. За даними ГДС пористість пісковика 6,0-8,5 %, газонасиченість – 71-77 %, ефективна газонасичена товщина від 0,8 м до 1,4 м[7].

За результатами ГДС у розрізі горизонту Ф-2 Мачухського родовища виділено п'ять продуктивних горизонтів Ф-2а, Ф-2б, Ф-2в, Ф-2г, Ф-2д, фільтраційно-ємкісні властивості яких висвітлені в таблиці 4.8.

Продуктивний горизонт Ф-2а. Ефективна товщина газонасичених пластів від 2,4 м до 10 м. За даними ГДС – пористість 6-9 %, газонасиченість 77-86 %.

Продуктивний горизонт Ф-2б за даними ГДС горизонт Ф-2б літологічно представлений одним-двома прошарками газонасиченого пісковика ефективною товщиною 1,6-2,2 м, пористістю 6,54-8,5 %, газонасиченістю 68-87 %.

Продуктивний горизонт Ф-2в за даними ГДС пласт представлений двома прошарками газонасиченого пісковика ефективною товщиною 1,8-2,6 м, пористістю 6-6,5 %, газонасиченістю 76-82 %.

Продуктивний горизонт Ф-2г літологічно представлений прошарками пісковика ефективною товщиною 1,0-5,6 м. За даними ГДС фільтраційно-ємнісні властивості газонасичених пісковиків – пористість від 6,0 до 6,5 %, газонасиченість від 79 до 85 %.

Продуктивний горизонтів Ф-2д літологічно представлений 6 прошарками пісковиків товщиною від 1,4 до 10,6 м. Загальна товщина 25,8 м, ефективна газонасичена товщина 15,2 м. За даними ГДС пористість пластів-колекторів від 6 до 7,5 %, газонасиченість 75-84 %.

Продуктивний горизонтів Т-2-4 літологічно представлений вапняками ефективною товщиною від 1,4 до 5 м. За даними ГДС пористість пластів-колекторів від 5,4 до 7,2 %, газонасиченість 67- 72%.

Виходячи з даних по кожному досліджуваному продуктивному пласту, можна зробити висновок. Що ділянка є перспективною адже породи мають хороші показники пористості, газонасиченості та значна ефективна товщина. А також на території потрібно дослідити інші продуктивні горизонти, які залягають вище візейський та серпухівський яруси[1,2,3].

2.2. Підрахунок запасів

На основі отриманих даних при пошуково-розвідувальних роботах, проведено підрахунок запасів газу об'ємним методом, згідно формули[13]:

$$V = F * h * K_{зп} * m * K_r * (P_{пл} * f * \alpha)$$

де V – початкові запаси газу, приведені до стандартних умов, млн. м³;

F – площа газонасиченості, тис. м²;

h – ефективна газонасичена товщина пласта, м;

K_{зп} – коефіцієнт заповнення пастки;

m – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

2.3 Висновки за розділом 2

1. У 1981 році параметрична свердловина № 500 на Мачухській площі розкрила карбонатні відклади турнейського ярусу, за результатами випробування була встановлена промислова газоносність.

2. На Мачухському родовищі пробурено 9 свердловин, з них параметрична – № 500, пошукові – №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, оціночно-експлуатаційна - № 51, розвідувальна - № 52.

3. Відбір керну для лабораторних досліджень відбувався в інтервалах фаменського та турнейського ярусів.

4. Ресурси по фаменському ярусу склали 41 632,2 млн. м³ та по турнейському ярусу склали 5 612,5 млн. м³.

Розділ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо-геологічні умови бурінням

Гірничо-геологічні умови родовища, що характеризуються соляними товщами потужних глинисто-ангідризових пластів, спричинило застосування камерно-поверхової схеми розробки родовища з відпрацюванням соленосних товщ і знизу вгору і розмивом підземної камери необхідних параметрів у кожному соляному пласті[1,2,3].

Гірничо-геологічні умови буріння відносяться до числа некерованих чинників, вони є основними при виборі конструкції свердловини.

У свердловині № 4 при проведенні робіт по введенню свердловини в ДПР виникли ускладнення її ствола – прихват НКТ.

Баричні умови Мачухського родовища характеризуються наявністю двох зон: зони нормального розподілу пластового тиску, що розкрита при бурінні свердловин до глибини 4600 м, і зона аномально-високого пластового тиску, що розкрита нижче глибини 4600 м. До другої зони приурочені газові поклади продуктивних горизонтів турнейського ярусу. Коефіцієнт аномальності пластових тисків досягає 1,79-1,89[3,4].

Температурні умови Мачухського родовища визначені за виміром геотермічного градієнту в св. № 2, проведеним до глибини 5428 м. За даними термограми, на Мачухському родовищі спостерігається закономірний ріст пластової температури з глибиною. Середня величина геотермічного градієнту становить 2,7 С/100 м, для відкладів нижнього карбону – 3,4 С/100 м. Максимальна пластова температура на глибині 5400 м становить 156,5 С-5.

хімреагентами. Буріння відбувалося на крейдових висококальцієвих розчинах. Для обважнення промивних рідин до густини $1,4 \text{ г/см}^3$, зниження в'язкості і поповнення крейдових висококальцієвих розчинів використовувалась крейда[2].

3.4 Характеристика бурових розчинів

Буріння свердловин на родовищі проводилось, виходячи з термобаричних умов розрізу, до глибин 5400-5950 м на наступних типах бурових розчинів[2,3]:

у верхній частині розрізу під кондуктор і першу технічну колону на малоглинистому типі розчину з параметрами густини $=1,06-1,16 \text{ г/см}^3$; $T=20-60 \text{ с}$; $V=6 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, $СНЗ=20/40 \text{ мг/см}^2$, КТК-0,065 з обробкою модифікованим гуматним реагентом, КМЦ-500, нафтою, графітом, глинистим порошком;

під другу технічну колону і хвостовик на висококальцієвому (ВКР), калієвому і фєроакриловому розчинах з параметрами: густина $1,26-1,39-1,88 \text{ г/см}^3$; $T=40-60 \text{ с}$; V не більше $4-8 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, $СНЗ=40/70-50/80 \text{ мг/см}^2$, обробленого КССБ, КС, КМЦ-600, хромпіком, нафтою, Т-80, графітом, баритом, крохмалем, гіпаном, сірчано-окисним залізом, глинопорошком.

Розкриття продуктивного розрізу проводилося на ВКР з параметрами: густина $1,90-1,95 \text{ г/см}^3$; $T=40-65 \text{ с}$; $V=3-8 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, $СНЗ=60/75 \text{ мг/см}^2$, КТК-0,065.

Газопрояви спостерігалися при СПО та в процесі буріння при розкритті продуктивних турнейських та девонських відкладів[5, 6].

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Основними вимогами в галузі охорони надр є:

- забезпечення повного і комплексного геологічного вивчення надр;

- додержання встановленого законодавством порядку надання надр у користування і недопущення самовільного користування надрами;
- раціональне вилучення і використання запасів корисних копалин і наявних у них компонентів;
- недопущення шкідливого впливу робіт, пов'язаних з користуванням надрами, на збереження запасів корисних копалин, гірничих виробок і свердловин, що експлуатуються чи законсервовані, а також підземних споруд;
- запобігання необґрунтованій та самовільній забудові площ залягання корисних копалин і додержання встановленого законодавством порядку використання цих площ для інших цілей;
- запобігання забрудненню надр при підземному зберіганні нафти, газу та інших речовин і матеріалів, захороненні шкідливих речовин і відходів виробництва, скиданні стічних вод[10];
- додержання інших вимог, передбачених законодавством про охорону навколишнього природного середовища[10, 11].

3.6 Висновки за розділом 3

1. Гірничо-геологічні умови Мачухського родовища є складними.
2. Гірничо-геологічні умови були основними при виборі конструкції свердловини, режимів буріння та бурових розчинів.
3. Також в розділі наведено ряд основних вимог для забезпечення охорони навколишнього середовища та надр.

Розділ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

У межах Мачухського газоконденсатного родовища техніко-економічні показники розраховані для видобутку покладів газу Т-2-4, Ф-1 і Ф-2 охоплюють дані по: показникам об'єму продукції (об'єм видобутку нафти, конденсату, природного газу, баланс нафти і газу), товарна продукція; кількість свердловин, структура фонду свердловин; баланс календарного часу використання свердловин; коефіцієнт використання фонду свердловин; коефіцієнт експлуатації; середньодобовий дебіт одної свердловини, тонн/свердловину чи 1000 м³/свердловину; середньомісячний видобуток на свердловино-місяць експлуатації; коефіцієнт зміни (зменшення) дебіту.

Газовий поклад Т-2-4 Лелівського родовища розробляється свердловинами 2, 4, 51, 52, 500. Поклад розділений тектонічними порушеннями на двох ділянок. Поточні коефіцієнти вилучення по блоках 1 і 2 відповідно становлять 0,026 та 0,233.

Газовий об'єкт Ф-1 Лелівського родовища розробляється у склепінній частині свердловини 1,5,51 (блок 2), блоки 1, 2, 3 до розробки не залучалися. Коефіцієнт вилучення становить 0,267.

Газовий об'єкт Ф-2 Лелівського родовища розробляється розробляється у західній частині підняття (блок 2), блоки 2, 3 до розробки не залучалися. Коефіцієнт вилучення становить 0,197.

Таблиця 4.1– Нафтові об'єкти розробки Т-2-4; Ф-1,Ф-2

Горизонт	Блоки	Стан розробки покладу	Початкові загальні запаси газу, м ^м	Видобуток газу станом на 01.01.2013р., м ³	КВН	Залишкові загальні запаси газу, м ³	Оцінені дренажні запаси газу, м ^м	Початкові загальні запаси газу, млнм ³	Видобуток газу, млнм ³	КВГ	Залишкові загальні запаси нафтового газу, млнм ³
Т-2-4	1	розроблявся	742	129,456	0,026	478	425	5612,5	1620,5	0,021	76,842
	2	не розроблявся	99	47,234	0,23	42	-	4211,0	-	-	23,744

4.3. Висновки до розділу 4

1. Відповідно до основних техніко-економічних показників заплановані в межах родовища будуть включати видобування газу з девонських та кам'яновугільних покладів покладів Ф-1, Ф-2, Т-2-4.
2. Коефіцієнти видобутку газу складають 0,197 – 0,267.
3. Річний прибуток від розробки в сумі 127559505 млн. грн

Розділ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Для забезпечення умов праці, покращення безпеки праці, усунення причин нещасних випадків та професійних захворювань при геологічних роботах потрібно:

- забезпечити дотримання правил охорони праці та промислової безпеки;
- підвищити безпечність технологій і засобів виробництва;
- посилити оперативний контроль за технічним станом обладнання;
- забезпечити санітарно-гігієнічні умови для запобігання професійних захворювань;
- підвищити трудову та виробничу дисципліну;
- підвищити кількість інструктажу для працівників, робота яких є найтравмонебезпечною;
- вивести з експлуатації морально та фізично застарілі технології і обладнання[8].

5.2 Розробка заходів з охорони праці

Геологорозвідувальні роботи необхідно планувати і виконувати з урахуванням природо-кліматичних та інших умов і специфіки району робіт.

Всі геологорозвідувальні об'єкти, розташовані поза населеними пунктами потрібно забезпечити цілодобовими телефонним зв'язком. При відсутності мобільного зв'язку, необхідно передбачити радіостанції і встановити режим зв'язку.

Керівники підприємств провести інструктаж з охорони праці за видами їх робіт. Головний інженер з охорони праці повинен під час кожного

відвідування виробничого об'єкту перевіряти виконання інструктажу з охорони праці[8].

5.2.1 Заходи з техніки безпеки

У нафтогазовій галузі діють обов'язкові правила техніки, які затверджує центральний комітет відповідної профспілки. Науково обґрунтовуються правила й норми безпечної роботи, розробляються технічні засоби й організаційні заходи з безпеки праці[8].

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії

Польові роботи, виконуються під відкритим небом при значних змінах температури і вологості повітря, поява комарів або тварин, а також на значній відстані від населених пунктів, що обмежує можливість надання своєчасної медичної допомоги.

Виробничі і побутові приміщення потрібно утримувати у чистоті згідно з вимогами по санітарному утриманню приміщень.

Природне і штучне освітлення території, виробничих та допоміжних будівель потрібно забезпечити згідно з нормами природного і штучного освітлення. У виробничих чи службових приміщеннях для денних робіт необхідно передбачити природне освітлення.

Для профілактики травм, отриманих при високих температур повітря слід носити захисний одяг світлого кольору (бавовняний) та головний убір. У найбільш спекотні години дня необхідно передбачити перерви.

Для профілактики холодних травм рекомендується акліматизація, носіння теплоізоляційного одягу. Взуття і рукавицю мають бути не тісними і не заважати циркуляції крові в кінцівках[8].

5.3 Пожежна безпека

Ділянка де ведуться бурові роботи має бути очищена в радіусі рівному висоті вишки від сухої трави, дерев, чагарнику, стерні і т.д. По периметру території потрібно провести мінералізовну смугу та підтримувати її протягом всього періоду буріння. Заборонено забруднювати територію горючими матеріалами. Горючі матеріали знищуються в спеціально передбачених для цього місцях[8].

Забороняється на бурильному майданчику :

- застосовувати будь які джерела вогню;
- зберігати запаси палива більше норми;
- розташовувати електропроводку у місцях можливого пошкодження;
- утеплювати бурові споруди легкозаймистими матеріалами[8].

5.4 Висновки за розділом 5

1. Проаналізовано заходи з охорони праці та їх забезпечення при геологорозвідувальних роботах.

2. У розділі сформовано заходи з виробничої санітарії та пожежної безпеки.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

У роботі вирішено прикладну задачу аналізу геологічної будови та газоносності фаменського і турнейського ярусу Мачухського газоконденсатного родовища.

Проведені дослідження дозволили зробити наступні висновки:

1. Мачухське родовище належить до Комишнянсько-Коломацької зони, де виявлено зону антиклінальних підняттяв та встановлено, що їх утворення пов'язано з блоковою тектонікою фундаменту та формуванням соляних тіл.

2. Район охоплює найбільш перспективну територію осьової частини Дніпровсько-Донецької западини з великою кількістю відкритих родовищ, із широким стратиграфічним діапазоном продуктивності, від юрських до девонських відкладів включно.

3. Тип ви'явлених покладів можна класифікувати як масивні пластові.

4. Пористість порід колекторів внутрішньоцементна, вторинна, обумовлена вилуговуванням тонкозернистого кальциту та має значення за даними ГДС 13,9 - 16 %.

Карбонатність порід змінюється від 63,2 % до 100 %.

Коефіцієнт газонасиченості – від 70 % до 96 %.

4. У межах Мачухського родовища газоносність приурочена до девонських та турнейських відкладів, поклади яких пов'язані із карбонатною масивною товщею С1tb-с та глинисто-карбонатною і піщано-глинистою товщами D3fm.

5 У межах літологічної пачки Ф-1 виділяється 4 продуктивних горизонти. У верхній частині розрізу – карбонатні газонасичені вапняки горизонтів Ф-1а, Ф-1б, в нижній частині – продуктивні теригенні відклади горизонтів – Ф-1в, Ф-1г.

6. Перспективні запаси вуглеводнів підраховано по кожному горизонту для блоків окремо, та разом становлять 47 244,7 млн. м³

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України. Львів, 1998р, (Том 4).
- 2 Вакарчук С. Г. Будова та перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини /С. Г. Вакарчук // Мінеральні ресурси України. – 2003. - № 2. – С. 22-27.
- 3 Іванишин В.С. Нафтопромислова геологія .-Львів. 2003р. -648с.
- 4 Рубан С.А., Шинкаревський М.А. Гідрогеологічні оцінки та прогнози режиму підземних вод України. Держкомприроди України, УкрДГРІ, Дніпропетровське відділення. К., 2005.
- 5 ГСТУ 41-00 032-626-00-007-97 Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення;
- 6 Правила розробки нафтових і газових родовищ. Наказ Міністерства екології та природних ресурсів №118 від 15.03.2017 року.
- 7 Інформаційний звіт «ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА МАЧУХСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ УКРАЇНИ СТАНОМ НА 31.12.2017 РОКУ»
- 8 Охорона праці при геологорозвідувальних роботах: навч. посіб./ В.І.Голінько, О.В. Безщасний; М-во освіти і науки України; Нац. гірн. ун-т.-Д.:НГУ,2014.-218с
- 9 Стратиграфія УРСР. Т.5. Карбон. Під ред. Д.Е. Айзенверга. – “Наукова думка”, Київ, 406 с.
- 10 ДБН А.2.2-1-2003 “Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Основні положення”.
- 11 СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 “Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ”.
- 12 Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій

для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затверджене ДКЗ України від 27.11.2006 № 316

- 13 Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу ДКЗ України. – Київ, 1998.