

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ імені В. Н. Каразіна
Факультет геології, географії, рекреації і туризму
Кафедра фундаментальної і прикладної геології

До захисту перед ЕК допустити
в. о. зав. кафедри _____ *Валерій СУХОВ*
« _____ » _____ *2024 р.*

**ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА ГАЗОНОСНІСТЬ КОТЛЯРІВСЬКОЇ
АНТИКЛІНАЛЬНОЇ СТРУКТУРИ**

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Виконала: студентка 4 курсу, групи ГН-41
спеціальності 103. Науки про Землю
освітньо-професійна програма «Геологія
нафти і газу»

Єлизавета ТЕМНОХУД _____
(підпис)

Науковий керівник: д. г-м. н, професор
Василь СУЯРКО _____
(підпис)

Кваліфікаційна робота захищена
з оцінкою « _____ »
_____ *Голова ЕК Катерина БЕЗРУК*
_____ *Секретар ЕК Ірина ТИЩЕНКО*
« _____ » _____ *2024 р.*

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
Розділ 1. ІСТОРІЯ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ	5
Розділ 2. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГІОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	7
2.1. Геологічні особливості і структурне положення регіону.....	7
2.2. Тектоніка.....	9
2.3. Стратиграфія.....	12
2.4. Гідрогеологія.....	16
2.5. Геоморфологія.....	24
Розділ 3. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА УМОВИ ГАЗОНАКОПИЧЕННЯ У КОТЛЯРІВСЬКІЙ АНТИКЛІНАЛЬНІЙ СТРУКТУРІ.....	26
3.1. Тектонічні особливості.....	26
3.2. Характеристика колекторів та флюїдоупорів.....	29
3.3. Гідрогеологічні особливості і пластові води родовища.....	42
Розділ 4. ГАЗОНОСНІСТЬ ТА ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ПОРОДАХ КОТЛЯРІВСЬКОЇ АНТИКЛІНАЛЬНОЇ СТРУКТУРИ.....	44
4.1. Основні риси газоносності.....	44
4.2. Схематична модель формування Котлярівського газоконденсатного родовища.....	47
ВИСНОВКИ.....	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	52

ВСТУП

Дніпровсько-Донецька западина, у межах якої знаходиться Котлярівська антиклінальна структура з однойменним газоконденсатним родовищем, розташована в Дніпровсько-Донецькому авлакогені, в якому сформувалася Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція [1].

Адміністративно Котлярівське родовище розташоване в Красноградському районі Харківської області, на відстані 22 км від м. Красноград, що є районним центром. Найближча залізнична станція «53 км», знаходиться на відстані 11,5 км від нього. Навколо знаходяться села: Д'яківка, Березівка, Власівка, Шевченкове (рис.1).

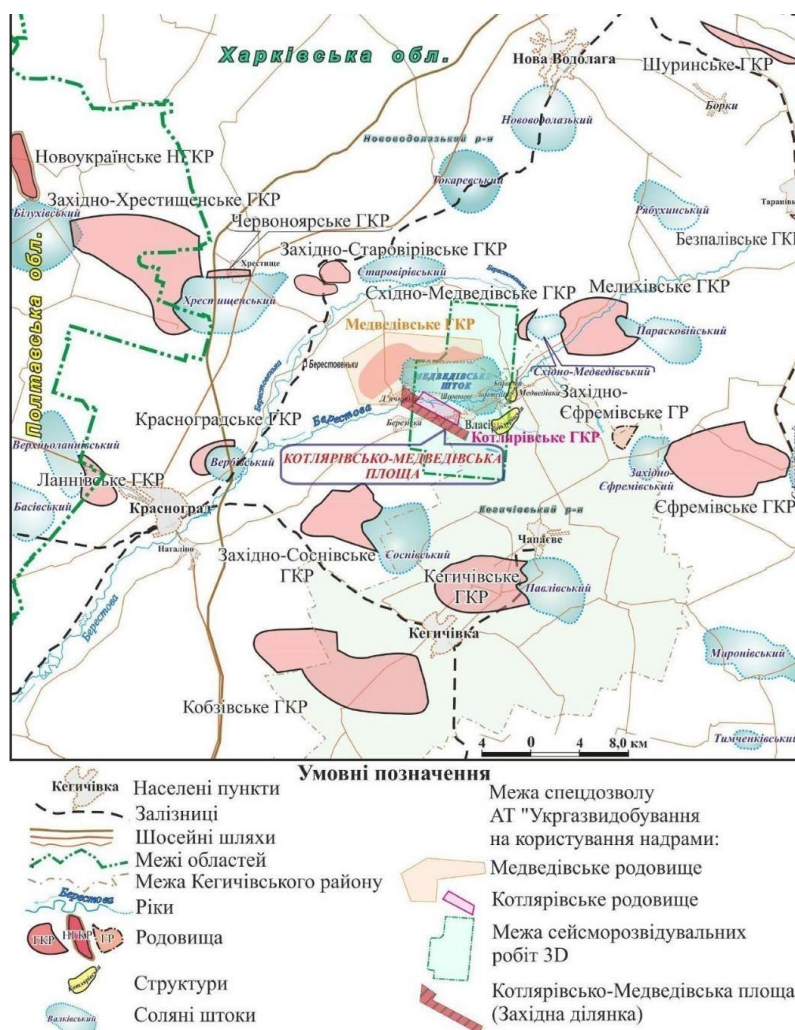


Рис. 1.1. Оглядова карта району досліджень. Масштаб 1:400 000
(за матеріалами УкрНДІгаз, 2017)

Економічні умови району досліджень характеризуються розвитком інтенсивного сільського господарства.

Актуальність теми. У межах Дніпровсько-Донецької западини виділяються валоподібні та антиклінальні (брахіантиклінальні) підняття, які ускладненні соляними штоками. Саме такі структури є сприятливими для формування і збереженню скупчень вуглеводнів. Це обумовлює актуальність вибраної теми, оскільки Котлярівська брахіантиклінальна структура відповідає описаним вище критеріям. Вивчення геологічної будови і газонасності цієї та інших антиклінальних структур дає змогу розширити критерії прогнозування і пошуку в них нафтових і газових родовищ.

Матеріали для написання даної дипломної роботи були зібрані під час проходження практики на кафедрі фундаментальної і прикладної геології ХНУ ім. В.Н. Каразіна.

Завдання роботи:

- 1) добрати наукові джерела інформації щодо теми дослідження;
- 2) проаналізувати фондові та друковані джерела інформації та укласти систематизований опис геологічні особливості Котлярівської брахіантиклінальної структури;
- 3) охарактеризувати газонасність Котлярівської брахіантиклінальної структури;
- 4) підготувати графічні матеріали за темою дослідження.

Предмет досліджень: геологічна будова Котлярівської антиклінальної структури.

Об'єкт досліджень: геологічні умови формування газоконденсатних покладів у породах Котлярівської брахіантикліналі.

Ключові слова: Котлярівська брахіантиклінальна структура, газоконденсатні поклади, скупчення вуглеводнів, осадові породи, продуктивні пласти, водоносні горизонти, тектонічні розломи і порушення.

Розділ 1. ІСТОРІЯ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

На ділянці Котлярівської брахіантиклінальної структури, що є частиною Котлярівсько-Медведівського валу, було проведено великі об'єми геологічних та геофізичних досліджень для її ґрунтовної характеристики [20].

До 1950 року дослідження мали регіональний характер з метою з'ясування геологічної будови південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. Наступні 20 років сейморозвідувальні роботи МВХ (метод відбитих хвиль) і структурно-пошукове буріння були спрямовані на вивчення Медведівського антиклінального підняття.

Вже у 1970–1971 роках в результаті сейморозвідувальних робіт при уточненні будови Медведівської площі, були виявленні певні тектонічні елементи, в тому числі і Котлярівська брахіантикліналь. На якій у 1974 році розпочато глибоке пошукове буріння. Було пробурено 5 свердловин, 4 з яких пошукові – № 1, 4, 12, 14, і одна № 3 - параметрична.

Далі в 1978–1985 роках продовжено пошуково-розвідувальне буріння на ділянці структурного блоку. В результаті якого було пробурено пошукові свердловини № 5, 6 і 7, і розвідувальну свердловину № 10.

На замовлення ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ТОВ "Ю. Бі. Сейсмік Юкрейн" у 2019 році провели роботи на Котлярівській площі з "Переобробки та переінтерпретації 3D сейсмічних матеріалів минулих років". Метою робіт були деталізація і уточнення геологічної будови Котлярівської площі по відкладах мезозою, нижньої пермі, верхнього і середнього карбону. В результаті було складено паспорт на Східно-Котлярівській об'єкт підготовлений до глибокого буріння на нафту і газ [20].

Нижче наведено головні результати буріння свердловин пробурених в межах Котлярівської структури (табл. 1. 1.).

Таблиця 1.1.

Результати буріння свердловин в межах Котлярівської структури
(за матеріалами УкрНДІгаз, 2017) [20]

<u>№ св.</u> категорія	Проект глиб, м	Факт глиб., м	Строки буріння (початок кінець)	Строки випробув. (початок кінець)	Отримані результати	Стан свердловин на дату підрахунку
1	2	3	4	5	6	7
<u>5К</u> пошукова	4502	4502	<u>29.09.1978</u> 10.09.1979	<u>09.10.1979</u> 29.12.1979	Отримано промисловий приплив газу з горизонтів А8в, А8с, Г6в, Г6н	Ліквідована 12.06.1980 р. за I категорією, пункт "е" (яка дала промисловий приплив газу, але експлуатація нерентабельна
<u>6К</u> пошукова	4300	4300	<u>27.05.1980</u> 06.08.1981	<u>07.08.1981</u> 28.10.1981	Отримано слабкі припливи газу з горизонтів: А6, А7	Ліквідована за I категорією (пункт 1.2 "а")
<u>7К</u> пошукова	4350	4297	<u>21.08.1981</u> 15.01.1983	<u>16.01.1983</u> 29.04.1983	Отримано промисловий приплив газу з горизонтів Г5, Г6в	Ліквідована за VI категорією п. 1.7 "б", використання якої неможливо через неякісне та неповне цементування експлуатаційної колони
<u>10К</u> розвідув.	4500	4416	<u>28.08.1984</u> 07.09.1985		Свердловина не випробувалась	Ліквідована 21.11.1986 р. за I категорією (пункт 1.2 "а"), як така, що виконала своє призначення
<u>101К</u> експлуатац .	4300	4320	<u>20.10.1999</u> 09.08.2000		Свердловина випробувалась в технічній колоні. Припливу не отримано	Ліквідована за II категорією (пункт "а"), як така, що виконала своє призначення і непридатна до експлуатації
<u>102К</u> експлуата	4370	4370	<u>21.08.2000</u> 16.07.2001	<u>16.07.2001</u> 16.03.2004	Отримано слабкий приплив газу з горизонту Г6в	Передана 16.03.2004 р. в експлуатацію Консервація з 06.05.2004 р.
<u>111К</u> розвідув.	4255	4255	<u>28.09.2013</u> 25.12.2014	<u>25.12.2014</u> 06.04.2015	Отримано промисловий приплив газу з горизонту А6	Передана 16.04.2015 р. в експлуатацію на горизонт А6
<u>112К</u> пошукова	4185	4185	<u>27.02.2015</u> 02.04.2016	<u>12.04.2016</u> 21.02.2017	Отримано слабкий приплив газу з горизонту А8в	Передана 21.02.2017 р. в експлуатацію на горизонти А7, А8

Розділ 2. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГІОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1. Геологічні особливості і структурне положення регіону

Дніпровсько-Донецький авлакоген приурочений до герцинського палеорифту, що утворився на півдні Східно-Європейської платформи і має простягання з північного-заходу на південний-схід від Прип'яті до Дона, а ширина його від 70 до 130 км [3,4,7].

Рифт утворився в результаті герцинської тектонічної активізації, що супроводжувалася спредінгом літосферних плит та блоковими рухами по розломах [2,3]. Ложе складене материковою корою. Нижче на глибині понад 35 км залягає корово-мантіїний шар, представлений лужно-базальтовим комплексом вулканогенних порід [17].

Отже, виникнення палеозойської рифтогенної структури, що супроводжувалося лужно-основним інтрузивним магматизмом, започаткувало формування Дніпровсько-Донецького авлакогену. Активна ефузійна діяльність спричинила накопичення вулканогенно-теригенних опадів та евапоритів. До кінця пізнього девону почалося здіймання ложа рифту, яке закінчилося на межі девонського і кам'яновугільного часу бретонською фазою герцинського орогенезу [7,9].

Потужна товща осадових карбонатно-теригенних порід, що поділяються на три структурних поверхи, була утворена в результаті постійного наповнення рифтогену продуктами руйнування кристалічних порід і морськими (океанічними) осадами. Основні тектонічні структури регіону були започатковані в період з пізнього карбону до пізньої пермі, оскільки прогинання змінилось підйомом. При цьому східна частина авлакогену була перетворена на Донецьку складчасту споруду, а в центральній і західній її частинах, що занурюються, утворилися відповідно Дніпровсько-Донецька западина і Прип'ятський прогин [2,7].

Заклучна фаза герцинського тектогенезу – пфальцька, відбулася на межі пермі і тріасу. Вона супроводжувалася інтрузивним магматизмом і призвела до утворення розривних порушень з амплітудами, що перевищують 1000-2000 м.

Отже, наразі Дніпровсько-Донецький авлакоген є синклінорієм, у центрі якого утворилася велика молода антекліза з палеозойським ядром [19]. Спостерігаються занурення окремих його частин, що вказує на тектонічну активізацію глибинних розломів.

Основними структурними елементами авлакогену є глибинні розломи, які поділяють його на окремі блоки (рис. 2.1.).

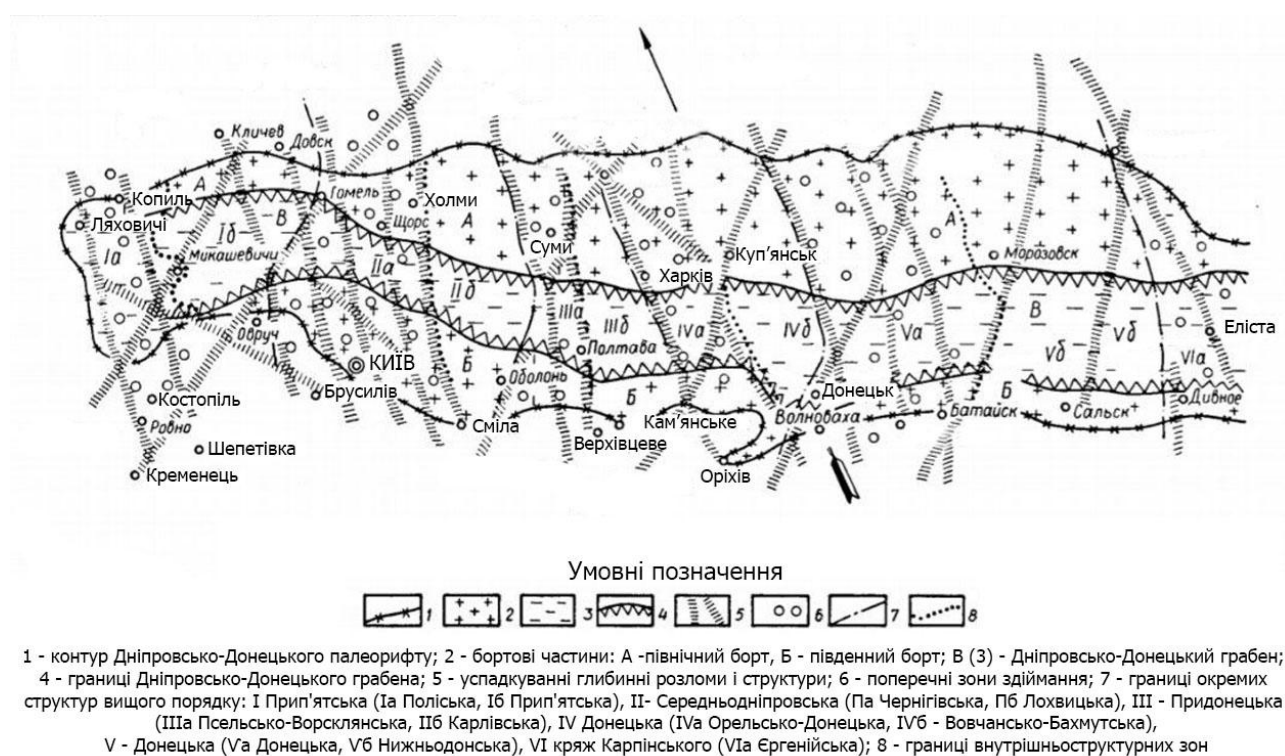


Рис. 2. 1. Тектонічна схема Дніпровсько-Донецького палеорифту

(В.К. Гавриш, 1974)

2.2. Тектоніка

Дніпровсько-Донецький авлакоген обмежений зонами довгоживучих розломів – Барановичсько-Астраханським – на півночі та Прип'ятсько-Маничським – на півдні та розбитий поперечними розломами [17].

Авлакоген поділений на окремі частини, що відрізняються за умовами розвитку і за геологічною будовою. У межах регіону чітко виділяються Донецький прогин і Дніпровсько-Донецька западина. Межа між цими структурами проводиться по глибинному Криворізько-Павлівському скиду, який є дорифтовим, бо перетинає як УКЩ так і Воронежський щит [19].

В осадовій товщі Дніпровсько-Донецького авлакогену є розломи двох основних напрямків: північно-західного ("донецького") і субмеридіонального. Більшість розломів виражені, як тектонічно порушені зони, що віддаляються один від одного в середньому на 30-40 км [20]. Вони мають мантийне закладення, є ділянками найактивнішого тепломасоперенесення і утворюють систему блоків земної кори [19].

Розломи субширотного або північно-західного ("донецького") напрямку відіграють найважливішу роль у формуванні геоструктури Дніпровсько-Донецького авлакогену [5,19].

Прип'ятсько-Маничська зона глибинних розломів – південний кордон палеорифту. Ширина її сягає 50 км і більше. На півдні зони, в межах Донецького прогину, вона представлена Південно-Донецьким глибинним розломом, амплітуда зсуву по фундаменту його досягає 5-10 км. У ДДЗ його продовженням можна вважати Михайлівсько-Юр'євський розлом, що має мантийне закладення та майже вертикальне падіння з амплітудою близько 8 км. Північна межа зони в осадовій товщі виражена Мушкетівсько-Персіанівським насувом, з яким пов'язані малі інтрузії магматичних порід. На сході він переходить у систему Сальсько-Маничського розлому. А на заході він має продовження у Вовчанському виступі кристалічного фундаменту, що сполучається на Українському щиті з Девладівським розломом [19].

Барановичсько-Астраханська зона крайових глибинних розломів обмежує авлакоген з півночі. Вона проявляється у вигляді двох великих розривних структур Північно-Донецького та Краснорецького розломів [7,8].

Північно-Донецький розлом є північним обмеженням зони. Він виражений серією розривних порушень з амплітудами від 1-4 до 10-12 км . Амплітуди Краснорецького скиду досягають 250 м [5, 6,18].

Центрально-Донецький розлом простежується в центральній частині Донецького прогину. Падаючи на північ під кутом 70-85°, він розтинає земну кору до межі Мохо . Виражений в породах палеозою Головною антикліналлю Донбасу, склепіння якої розбито численними діагональними розривними порушеннями [19].

Розломи субмеридіонального напрямку, що ділять Дніпровсько-Донецький авлакоген на окремі мегаблоки, набагато гірше простежуються в осадовій товщі.

Криворізько-Павлівський глибинний розлом виражений в осадовій товщі Мангусько-Губкінською зоною розломів, що відокремлює Західно-Донецький грабен від ДДЗ та Вовчанського виступу Українського щита. Розлом має круте східне падіння (60-80 °) з амплітудою зсуву поверхні фундаменту до 2 км [5].

Донецько-Кадіївська зона розломів, або "шовна" зона, є відображенням в осадовій товщі Волновасько-Казанської глибинної структури [8] і обмежує Західно-Донецький грабен зі сходу. До неї приурочені численні розривні порушення та антиклінальні складки (рис. 2. 2.).

У Дніпровсько-Донецькому авлакогені плікативна тектоніка представлена різноманітними формами, розподіл яких у різних частинах регіону визначається особливостями їхнього геологічного розвитку.

Серед складчастих структур Донецького прогину основними є лінійні складки (наприклад, Головна, Нагольно-Тарасівська, Чорнухінська антикліналі, Шахтинсько-Несвітаєвська, Боково-Хрустальська синкліналі). На крилах прогину розвинені дрібні складки, що відбивають блоковий характер схилів Українського щита і Воронежського масиву. Складчастість Донецького прогину

має чітко виражене північно-західне ("донецьке") орієнтування, що збігається з напрямком регіональних глибинних розломів.

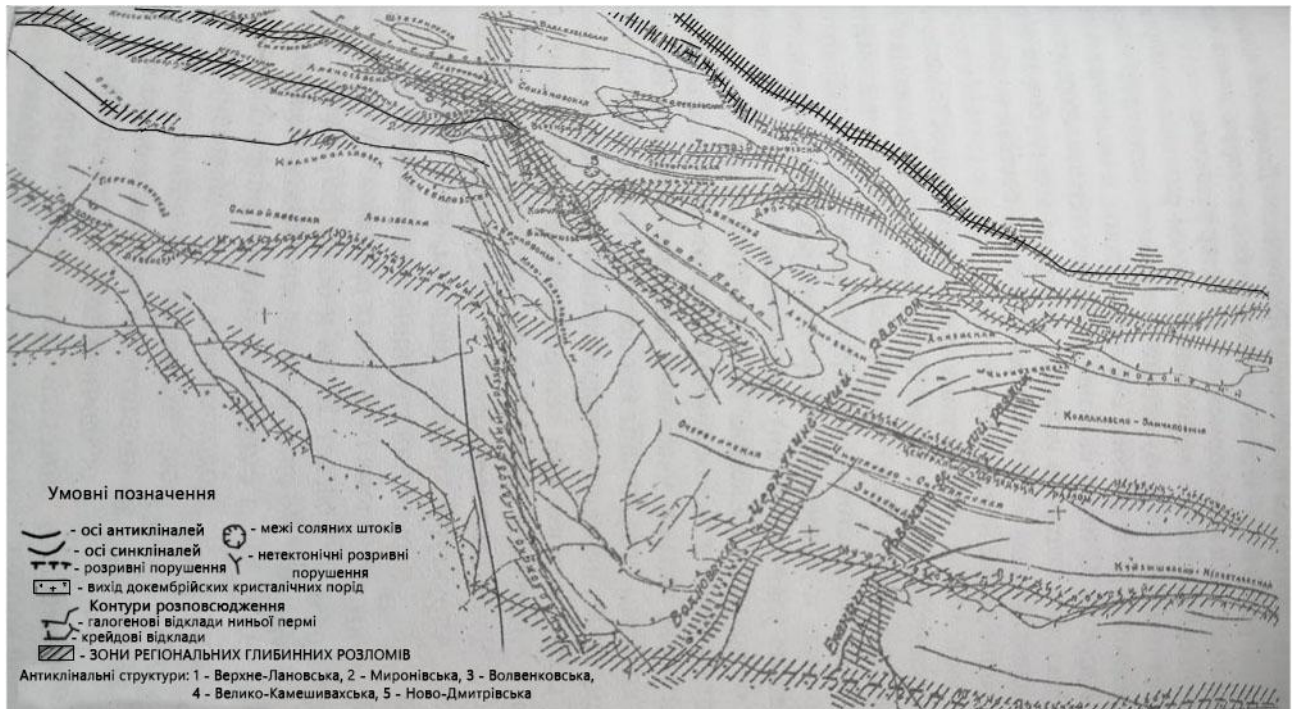


Рис. 2. 2. Схематична геолого-тектонічна карта східної частини Дніпровсько-Донецького авлакогена (В. Г. Суярко, 2006)

Західно-Донецький грабен, оскільки є перехідною зонною, має різноманітну складчастість і за формами, і за просторовим орієнтуванням. Основними складовими грабену є Бахмутська та Кальміус-Торецька улоговини, в яких розвинені відносно великі лінійні складки (наприклад, Дружківсько-Костянтинівська, Артемівська, Дроновська антикліналі, Краматорська, Святогірська синкліналі) (рис. 2. 2.).

Дніпровсько-Донецька западина відрізняється спокійнішим характером плікативної тектоніки. Її особливістю є солянокупольні структури, що простягаються вздовж зон регіональних розломів північно-західного напрямку. У міжкупольних просторах утворилися синкліналі.

2. 3. Стратиграфія

У процесі свого розвитку древній палеорифт заповнювався теригенно-ефузивними, карбонатними та галогенними відкладами, що утворюють три структурні поверхи: палеозойський, мезозойський та кайнозойський. По всьому Дніпровсько-Донецькому авлакогену досить добре вивчені розрізи порід девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, крейдяного, палеогенового, неогенового, четвертинного віку [3, 7, 12].

Проте, за результатами глибинних геофізичних досліджень можна припустити, що під відкладами карбону-девону може бути шар потужністю 10-12 км, складений, судячи з фізичних властивостей, осадовими слабометаморфізованими породами [17]. Даний шар залягає в осьовому грабені, і скоріш за все, має ранньопалеозойський (ордовик-силурійський) вік і може бути умовно віднесений до нижнього, четвертого структурного поверху авлакогену [19]. Оскільки дане питання є дискусійним, стратиграфія та літологія регіону розглядаються, починаючи з відкладів девонського віку (табл. 2. 1.).

Девонські породи відслонюються в прибортових частинах авлакогену. В ядрах брахiantiкліналей представлені туфами, туфобрекчіями, порфіритами, базальтами, конгломератами, пісковиками, вапняками і солями. У ДДЗ глибина їхнього залягання досягає 3000 м.

Кам'яновугільні породи незгідно залягають на породах верхнього девону та докембрію. На південному сході ДДЗ їх потужність досягає 4-8 км, а в центрі Донецького прогину до 12 км [19]. Відкладення карбону поділяються на три відділи, які, у свою чергу, складаються з світ, що виділяються по горизонтах, що маркують, вапняків і вугілля.

Пермські відклади представлені ангідритами, алевролітами, аргілітами, пісковиками з прошарками вапняків, доломітами, гіпсами, а також кам'яною сіллю.

Відклади мезозойського структурного поверху залягають на палеозойських породах майже на всій території Дніпровсько-Донецького авлакогену та відсутні лише у місцях виходів кам'яновугільних та пермських товщ [4].

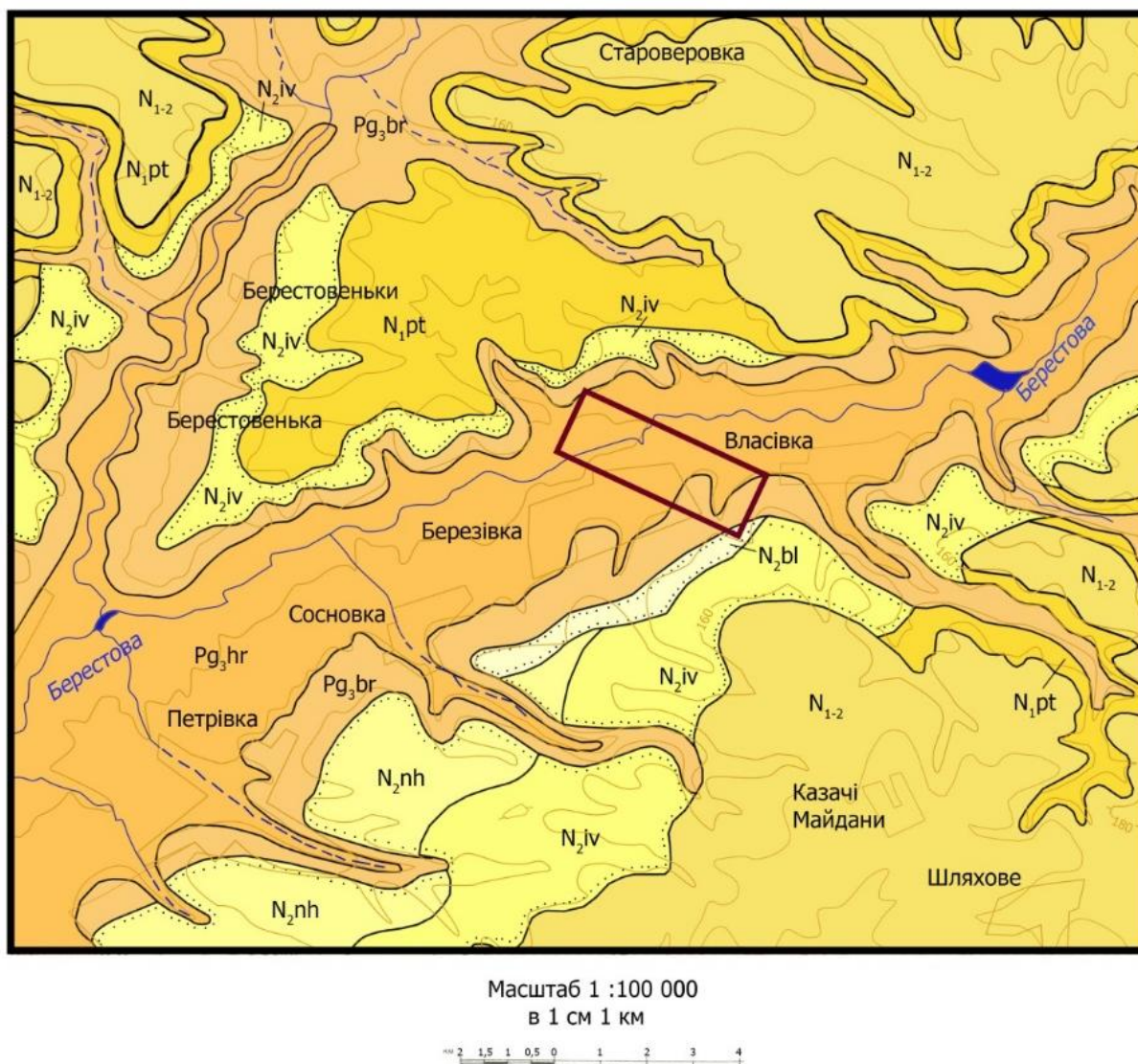
Таблиця 2. 1.

Літолого-стратиграфічна характеристика осадової товщі східної частини
Дніпровсько-Донецького авлакогену (В. Г. Суярко, 2006)

Система	Відділ	Світа (ярус)	Ін-декс	Літологічний склад	Потуж-ність, м
1	2	3	4	5	6
Четвертинна		Сучасні відклади	Q _{IV}	Поховані і сучасні ґрунту	до 10
		Верхньо-четвертинні			
		Середньо-четвертинні	Q _{III-II}	Лесовидні суглинки; глинисті піски; червоно-бурі піщані глини	до 20 – 30
		Нижньо-четвертинні	Q _I		до 40
Неогенова	Пліоцен		N ₁₋₂	Строкаті глини; черепашник	до 15
	Міоцен	Полтавська	N _{1pl}	Піски дрібнозернисті, кварцеві. Піщано-глинисті відклади	до 60
Палеогенова	Олігоцен	Берекська	P _{3br}	Піски з прошарками пісковиків, глин	3 – 25
		Харківська	P _{3hr}	Піски глауконітові; алевроліти; пісковики; опоки	2 – 30
	Еоцен	Київська	P _{2kv}	Алевроліти, пісковики, глинисті мергелі	6 – 40
		Бучакська	P _{2bc}	Піски дрібнозернисті з лінзами пісковиків	3 – 25
		Канєвська	P _{2kn}	Піски дрібно- і великозернисті; пісковики; алевроліти	7 – 30
		до 20 до 345	Верхній	Маастрихський	K _{2m}
		Кампанський	K _{2cp}		
		Сантонський	K _{2st}		
		Кон'якський	K _{2cn}		
		Туронський	K _{2t}		
		Сеноманський	K ₂		
	Нижній		K ₁	Піски глинисті; глини	
Юрська	Верхній	Киммерідж-волжский	J _{3km-v}	Перешарування глин, пухких пісковиків, пісків	
	Середній	Келлівей-оксфордський	J _{3cl-ox}	Вапняки доломитові, пісковики вапнякові	до 50
		Батський	J _{2bt}	Глини темно-сірі; глинисті пісковики	80-100
		Байосский	J _{2bj}	Глини з прошарками пісковиків	До 70

		Ааленський	J _{2a}	Глини, перешаровані з пісковиками	До 30
	Нижній	Тоарський	J _{1t}	Глини	До 100
Тріасова	Верхній		T ₃	Глини строкаті; пісковики різнозернисті; гравій	До 520
	Нижній	Серебрянський	T _{1-2sr}	Глини строкаті; пісковики різнозернисті	До 350
		Дронівська	T _{1dr}		
Пермська	Нижній	Краматорська	P _{1k m}	Ангідрити; алевроліти; доломіти; кам'яна сіль; гіпси	До 1065
		Славянська	P _{1sl}		
		Микитівська	P _{1n}	Алевроліти; аргіліти; пісковики з прошарками вапняків	До 640
		Картамиська	P _{1kr}		
Кам'яно-вугільна	Верхній	Араукаритова	C ₃ ¹	Аргіліти; алевроліти; пісковики; прошарки вапняків і кам'яного вугілля	1500-2450
		Авіловська, Ісаївська	C ₃ ³		
	Середній	Московська	C ₂ ¹		
		Башкірський	C ₂ ⁷		
	Нижній	Намюрський	C ₁ ¹	Пісковики; аргіліти; вапняки; доломіти	850-3800
		Візейський	C ₁ ⁵		
		Турнейський			
Девонська	Верхній	Франський	D ₃	Конгломерати; пісковики; сланці	350-500
		Фаменський			
	Середній	Живетський	D ₂	Туфи; конгломерати; солі; пісковики; вапняки	1000-2000

Кайнозойські відклади розвинені повсюдно і незгідно залягають на розмитій поверхні палеозойських та мезозойських комплексів (рис. 2. 3).



Умовні позначення

Неогенова система

- | | |
|---|--|
| N₂bl | Верхній пліоцен. Бурлуцька товща. Піски. |
| N₂nh | Середній пліоцен. Новохарківська товща. Глини і піски. |
| N₂iv | Нижній пліоцен. Іванківська товща. Глини і піски. |
| N₁₋₂ | Верхній міоцен-нижній пліоцен. Товща строкатих глин. Строкаті глини і піски. |
| N₁pt | Міоцен. Полтавська світа. Піски кварцеві, каолиністі, пісковики. |

Палеогенова система

- | | |
|--|---|
| Pg₃br | Верхній олігоцен. Берекська світа. Піски кварцеві, вуглисті, буре вугілля, глини. |
| Pg₃hr | Нижній і середній олігоцен. Харківська світа. Піски глауконитово-кварцеві, алевроліти, пісковики. |

Границі незгідного залягання відкладів

Границі нормального стратиграфічного контакту

Котлярівська антиклінальна структура

Рис. 2.3. Геологічна карта дочетвертинних відкладів території досліджень.

Масштаб 1: 100 000 (Геоінформ, 2007)

2.4. Гідрогеологія

В межах Дніпровсько-Донецького авлакогену сформувався однойменний басейн напірних вод першого порядку. У якому підземні води містяться у різних гідрогеологічних структурах. Масиви пластово-тріщинних та тріщинних вод характерні для Донецького прогину, а малі артезіанські басейни пластових вод – для Західно-Донецького грабену та ДДЗ. Варто зазначити, що локальні гідрогеологічні структури мають окремі ділянки живлення, транзиту та розвантаження [18,19].

За хімічним складом підземні води є дуже різноманітними - від гідрокарбонатно-кальцієвих до хлоридно-натрієвих, їх величина рН коливається від 4,9 до 9,2, а мінералізація змінюється від 0,4 до 340 г/дм³ [18]. Певна закономірність спостерігається у стратиграфічному розподілі геохімічних типів підземних вод (табл. 2. 2.).

Таблиця 2.2.

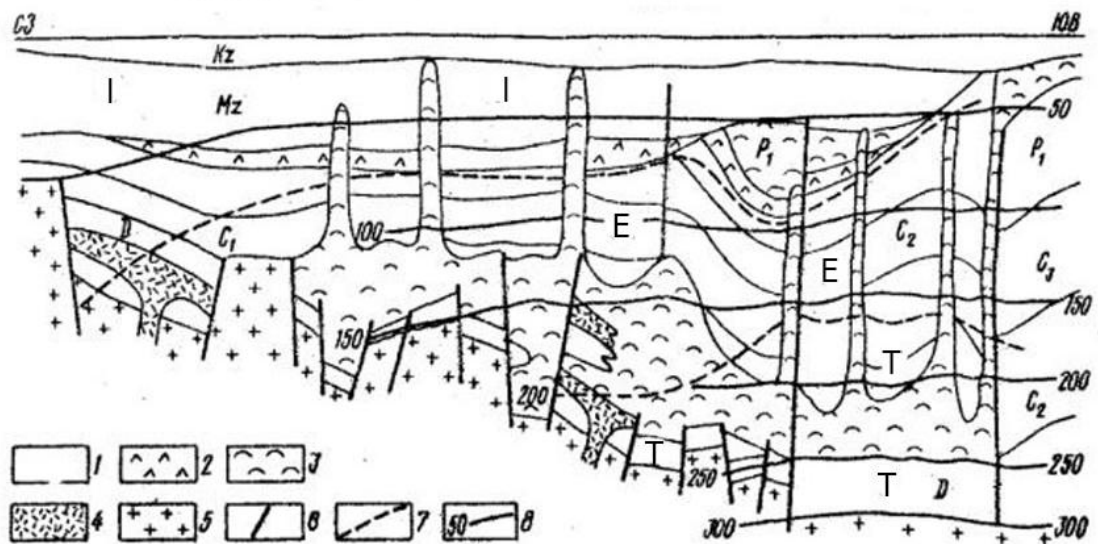
Геохімічна характеристика основних водоносних комплексів

Дніпровсько-Донецького водонапірного басейну (В. Г. Суярко, 2006)

Водоносні комплекси (індекси)	Переважаючі геохімічні типи підземних вод	Мінерал.(М), г/дм ³	рН	Мікроелементи і газ
Q	HCO ₃ -Ca(Mg)	0,5-1,5	7,0-7,2	Br, B, Zn, (As); NO ₂ , NO ₃
	HCO ₃ -SO ₄ - Ca(Mg,Na)	1,0-2,0	6,8-7,2	
N- P	HCO ₃ -SO ₄ (Ca,Mg,Na)	0,5-2,5	6,8-7,2	Br, B, F (As); N ₂ , H ₂ S, O ₂
	SO ₄ - HCO ₃ (Ca,Mg,Na)	1,0-5,0	6,9-7,4	
K ₂	HCO ₃ - Ca(Mg)	0,5-2,5	6,8-7,2	Br, As, Cu, Zn,(Hg, Pb, Ni)
	HCO ₃ -SO ₄ - Ca(Mg,Na)			
K _{2cm} - K ₁ -J	HCO ₃ -SO ₄ - Ca(Na, Mg)	1,0-3,0	6,7,-7,4	F, Zn, Cu, B, Br, NO ₃
	SO ₄ - HO ₃ (Cl)-Na	1,5-6,0	6,9-7,6	
T	HCO ₃ -SO ₄ - Ca(Na, Mg,Ca)	1,0-2,0	6,8-7,3	Br, B, Hg, F, As, Ni
	SO ₄ - HCO ₃ -(Cl)-Na(Mg,Ca)	1,5-5,0	6,7-7,4	
	Cl- HCO ₃ -Na			
	Cl-Na	до 10-16	7,8-8,3	
qP ₁	На ділянках де вилуговуванні солі: SO ₄ - Ca(Na,Mg) або SO ₄ -Cl-Na-Ca(Mg)	0,4-7,8	6,9-7,8	Br,F,B,J,Pb, Zn, As, (Li, Pb, Cs); H ₂

	У ділянках сучасного вилуговування: Cl-Na	10,0-140,0	7,8-8,5	
P ₁ - C ₁ ²	HCO ₃ - Ca-(Mg)	0,5-1,0	6,8-7,2	B, F, Cu, Hg, As, Pb, U, Ba, Sr, Br, (Sb, J, Li, Rb, Cs, Ge, Y, Yb, La, Mn)
	HCO ₃ -SO ₄ - (Ca, Mg,Na)	1,0-2,5	6,9-7,4	
	SO ₄ -(Na,Ca,Mg)	2,5-6,0	5,4-6,7	
	SO ₄ -Cl-Na(Ca,Mg)	3,0-8,0	7,2-8,0	
	HCO ₃ -(Cl)-Na	0,5-1,5	7,6-8,5	
	Cl-Na	10,0-320,0	7,6-9,2	
C ₁ ¹	Від HCO ₃ до Cl-Na	0,5-10,0	6,8-8,3	H ₂ S, CO ₂ , CH ₄
D ₂₋₃	SO ₄ -Cl-Na(Ca,Mg)	від 4,0-10 до 340,0	до 8,0- 9,0	Cr, Ni, Co, Mo, Ti, F (B, Cu, Zn, H ₂ S, CH ₄)

Підземні води даного басейну приурочені до природних водонапірних систем трьох генетичних типів: інфільтраційних, елізійних і термогідродинамічних (рис. 2. 4.).



Геогідродинамічні системи:

- I - інфільтраційні;
- E - елізійні;
- T - термогідродинамічні.

1 - осадові породи; 2 - соляна формація пермі; 3 - соляна формація девона; 4 - вулканогенні породи; 5 - кристалічний фундамент; 6 - розломи; 7 - границі водонапірних систем різних типів; 8 - геоізотерми, °C.

Рис. 2. 4. Повздовжній гідродинамічний розріз через Дніпровсько-Донецький водонапірний басейн (В. В. Колодій, 1983)

Інфільтраційні системи розвинуті в кайнозойських і мезо-кайнозойських водоносних комплексах, а також у неглибоко залягаючих (до 300 – 600 м) водоносних горизонтах палеозойських відкладах [19]. Швидкості руху таких підземних вод змінюються від 0,001 м/добу до 120 м/добу. Водоносні структури у зоні поширення інфільтраційних систем відрізняються гарною промитістю.

Елізійні водонапірні системи розвинуті у водоносних комплексах, що залягають під потужними водостійкими товщами на глибинах понад 800-1000 м. Дані підземні води, в основному, знаходяться в тріщинних і тріщинно-пластових колекторах, і рухаються з дуже малими швидкостями [18].

Термогідродинамічні водонапірні системи розвинені в найбільш занурених високотемпературних товщах палеозою [11, 15,21] .

У Дніпровсько-Донецькому водонапірному басейні існує понад 500 водоносних горизонтів, що об'єднуються у такі водоносні комплекси: четвертинний, неоген-палеогеновий, верхньокрейдовий, теригенний крейди та юри, тріасовий, нижньопермський галогенної формації, теригенних відкладів нижньої пермі та теригенного карбону, карбонатної товщі нижнього карбону та девонський - надсольовий і підсольовий (табл. 2. 3.).

Підземні води кайнозойських відкладів об'єднуються в два великі водоносні комплекси четвертинний та неоген-палеогеновий. У даних комплексах переважають гідрокарбонатно-кальцієві (магнієві) та гідрокарбонатно-сульфатні води різного катіонного складу з мінералізацією до 1,0-2,0 г/дм³ та рН 6,8-7,2 (табл. 2. 2.).

Глибина залягання дзеркала підземних вод четвертинного комплексу коливається від 1-2 до 8-10 м, а абсолютні позначки від +50 до +250 м. Формування підземних вод четвертинних відкладів відбувається, переважно, з допомогою інфільтрації атмосферних опадів і поверхневого стоку [19].

Водоносні горизонти неогенових та палеогенових відкладів найбільш поширені в Дніпровсько-Донецькій западині. У неогенових відкладах виділяються водоносні горизонти верхньопліоценових алювіальних відкладів та полтавсько-берекського комплексу.

Таблиця 2. 3.

Характеристика основних водоносних комплексів східної частини Дніпровсько-Донецького басейну (В. Г. Суярко, 2006)

Водо-напірні компл. (індекси)	Літологічний склад		Питомий дебіт, дм ³ /с	Коеф. фільтр., м/доб	Типи скупчення підземних вод	Характер напору
	Основних водовміщ. Порід	Водотривких товщ				
Q	Грунти, піски, лесовидні суглинки, гравій, галечник	Глинисті грунти, щільні суглінк, мули, глини	0.05-6,0	0,001-40,0	Порові	Безнапірні, слабо-напірні
N- P	Піски, пухкі пісковики, кавернозні вапняки, гравій	Глини, мергелі	0,01-16,0	0,001-28,3	Порові, порово-тріщинні	Безнапірні, слабо-напірні
K ₂	Тріщинувата крейда та мергелі	Щільні мергелево-крейдові породи	0,01-40,0	від 0,005 - 1,0 до 10,0 - 120,0	Тріщинні, тріщинно-жильні, тріщинно-карстові	Безнапірні, слабо-напірні, напірні
K _{2cm} -K ₁ -J	Піски, спонголіти, тріщинуваті вапняки і пісковики, галечники	Щільні мергелево-крейдові породи, глини	0,15-18,0	0,5-30,0	Тріщинно-пластові, порово-пластові, тріщинні	Напірні
T	Піски, пісковики, конгломерати, галечники	Глини	0,06-4,0	від 0,1 - 2,0 до 20,0	Порово-пластові, порово-тріщинні, тріщинні	Напірні
qP ₁	Закарстовані гіпси, доломіти і вапняки, брекчія вилуговування солей	Щільні солі і ангідрити	Від 4,0-2,0 до 25,0-75,0	від 0,1-1,0 до 150,0	Тріщинно-карстові, тріщинні, карстові	Безнапірні, слабо-напірні
P _{1kr} -C ₁ ²	Тріщинуваті пісковики, вапняки, алевроліти	Аргиліти, щільші вапняки і алевроліти	0,001-6,0	від 2,0 до 100,0	Пластово-тріщинні, тріщинні, пластово-порові,	Напірні

					пластово-карстові	
C ₁ ¹	Закарстовані і тріщинуваті вапняки і доломіти	Щільні аргиліти і алевроліти	0,01-30,0	до 100	Тріщинно-карстові, тріщинні, карстові	Безнапірні, слабо-напірні
D	Пісковики, вапняки, конгломерати, тріщинуваті алевроліти, туфи	Солі, глини, аргиліти	0,001-1,0	0,01-10,0	Тріщинні, тріщинно-пластові, тріщинно-жильні	Напірні

У відкладах палеогенового віку основними є горизонти харківської світи та києво-буцацьких товщ. Всі вони за умовами формування ресурсів, динамікою та хімічним складом підземних вод досить близькі і об'єднуються в єдиний водоносний комплекс.

Підземні води комплексу переважно залягають на глибинах 10-20 м. Водоносні горизонти, окрім києво-буцацького, безнапірні. Найбільш широко для водопостачання використовуються полтавський та києво-буцацький горизонти.

Підземні води мезозойського структурного поверху розвинені у синклінальних прогинах та западинах, складених породами крейди, юри та тріасу і достатньо поширені в межах ДДЗ. Мінералізація їх коливається від 05-15 г/дм³ до 30-50 г/дм³.

На глибинах 600-800 м у підземних водах мезозою помітно зростають концентрації іонів хлору і натрію, і вони набувають сульфатно-хлоридного (натрієвого, кальцієвого, магнієвого), хлоридно-гідрокарбонатно-натрієвого і навіть хлоридно-натрієвого складу (у глибинних горизонтах тріаса і юри). Мінералізація цих вод зростає до 10,0 – 35,0 г/дм³, а рН – до 8,3 (табл. 2. 2.). Мікроелементи та гази у водах мезозойських комплексів мають різне походження.

Водоносні горизонти даного віку об'єднуються в три великі комплекси: мергельно-крейдяної товщі верхньої крейди, піщаних верхньокрейдових-нижньокрейдово-юрських відкладів і тріасовий.

Водоносний комплекс мергельно-крейдової товщі верхньої крейди поширений у тріщинуватих, вивітрілих породах турон-кампанського віку. Потужність тріщинуватої зони, утворення якої пов'язане з процесами розчинення та винесення водами карбонатної складової порід [20], змінюється від 5-20 м до 100 м і більше. Коефіцієнт водопровідності часто перевищує 1000 м²/добу.

Водоносний комплекс піщаних верхньокрейдових, нижньокрейдових та юрських відкладів включає водоносний горизонт нерозчленованих сеноман-альбських пісків, пісковиків і спонголітів, водоносний комплекс нерозчленованих кімеридж-волжських пісків і слабосцементованих пісковиків, водоносний горизонт вапнякової товщі келловей-оксфорда, водоносний комплекс келловейських різнозернистих пісків та пісковиків, водоносний комплекс верхнебайоських та нижньобатських пісків та пісковиків. Ці комплекси, зважаючи на подібні умови залягання та формування до спільності території їх поширення, а також розташування областей живлення та розвантаження розглядаються як єдиний комплекс [16]. Водоупорами у ньому служать глинисті відклади (табл. 2. 3.).

Усі водоносні горизонти напірні. Величини напорів у межах розвіданих глибин (до 700-800 м) досягають 600 м, збільшуються з зануренням вміщуючих порід під більш молоді відклади.

Водоносними породами тріасового комплексу складено синклінальні прогини палеозойського структурного поверху. Водоносні горизонти комплексу напірні (табл. 2. 3.). Розмір гідростатичного тиску в синклінальних прогинах на глибинах до 1170м сягає 1085 м . Розвантаження вод відбувається в річкову та балочну мережу, а також здійснюється за розривними порушеннями.

Підземні води палеозойських відкладів представлені нижньо-пермськими, кам'яновугільними та девонськими водоносними горизонтами та комплексами. Водоносні породи палеозою складають ядра багатьох купольних структур ДДЗ.

Серед водовміщуючих порід палеозою виділяється п'ять водоносних комплексів: зони вилуговування галогенних відкладів нижньої пермі, піщано-

глинистих нижньопермсько-кам'яновугільних відкладів, карбонатної товщі нижнього карбону, а також девонські надсольовий та підсольовий.

На формування ресурсів та складу підземних вод палеозою великий вплив мають розривні порушення. З ними пов'язаний перетік вод з одних горизонтів до інших, надходження у верхні шари земної кори ендегенних флюїдів, утворення басейнів підземних вод.

Водоносний комплекс зони вилуговування галогенних відкладень нижньої пермі (микитівська, слов'янська, краматорська світи) приурочений до приповерхневої тріщинно-карстової зони соленосних відкладів. Потужність зони вилуговування сягає до 100-200 м. Води даного комплексу є сульфатно-кальцієвими та сульфатно-хлоридно-натрієво-кальцієвими з мінералізацією до 7-8 г/дм³ і рН 7,4-7,8. Нижче даної зони галогенні відклади нижньої пермі представлені водостійкою товщею .

Водоносні комплекси піщано-глинистих відкладів нижньої пермі та карбону за літологічним складом водовмісних порід і гідрогеологічними особливостями досить близькі і тому об'єднуються в єдиний комплекс (табл. 2. 3.).

Води цього комплексу характеризуються поступовою зміною слабкомінералізованих (0,5-1,0 г/дм³), нейтральних (рН 6,8-7,2), гідрокарбонатно-кальцієвих і слабкокислих (рН 5,4-6,5) сульфатних вод до високомінералізованих (до 320,0 г/дм³), лужних (рН 7,9-9,2) хлоридно-натрієвих (кальцієвих) розсолів. Останні характерні для елізійних гідродинамічних систем, що залягають на глибинах більше 2,0-4,0 тис. м. в зонах гідродинамічно активних глибинних розломів [19].

Живлення водоносного комплексу у зоні аерації відбувається з допомогою атмосферних опадів. Зі збільшенням глибини залягання у його живленні дедалі більшу роль відіграють води, що розвантажуються по розривних порушеннях з глибоких горизонтів палеозою. У межах виходу в докайнозойську поверхню всі літологічні різновиди порід перебувають у зоні вивітрювання, тріщинуваті і утворюють єдину обводнену зону з вільної поверхнею. З глибиною алевроитисті

породи ущільнюються і стають водотривкими, а водоносні горизонти набувають гідравлічних натисків, що зростають в міру занурення комплексу.

Водоносний комплекс карбонатних відкладень нижнього карбону складний вапняками та доломітами турнейського та візейського (нижньої частини) ярусів світи C_1^1 . Серед карбонатних порід зустрічаються прошарки кварцових пісковиків та вапняково-вуглистих сланців. За типом колекторів підземних вод та високою водонасиченістю карбонатні породи нижнього карбону різко відрізняються від середньо- та верхньокам'яновугільних водоносних відкладів, представляючи собою окремий водоносний комплекс тріщинно-карстових вод (табл. 2. 3.).

Найбільш тріщинуваті і закарстовані карбонатні породи знаходяться поблизу розривних тектонічних порушень, де коефіцієнти фільтрації за даними дослідних відкачувань зі свердловин ,досягають іноді 100 м/добу [20]. Дебіти окремих свердловин перевищують 50 і навіть 100 $\text{дм}^3/\text{с}$ за пониження на 5-20м.

У ДДЗ, де підземні води девонських відкладів випробувані на глибинах понад 5000 м, чітко виділяється два водоносні комплекси підсольовий та надсольовий, що відокремлені регіональним водоупором, який представлений потужною галогенною товщею пізньодевонського віку. Як геохімічну особливість даних комплексів можна виділити сульфатно-хлоридний (різного катіонного складу) і хлоридно-натрієвий склад вод (табл. 2. 2.).

Надсольовий водоносний комплекс представлений лише в ядрах антиклінальних структур . Підсольовий водоносний комплекс девону в межах зчленування Донецького прогину з Приазовським масивом складений тріщинуватими пісковиками, алевролітами, вапняками, туфами, конгломератами та палеобазальтами, що перешаровуються із щільними глинами та аргілітами. Останні відіграють роль місцевих водоупорів [19]. Залежно від глибини залягання девонських відкладів величини напорів вод змінюються від 40-60 до 250-300 м, а коефіцієнти фільтрації водоносних порід варіюють у широкому діапазоні (табл. 2. 3.). Незважаючи на це, підземні води різних за літологічними

особливостями водовмісних порід взаємопов'язані і утворюють єдину водоносну систему [19].

2. 5. Геоморфологія

Дніпровсько-Донецькій западина на більшій частині відповідає Придніпровській низовині, яка поділяється на Середньодніпровсько-Деснянську, Середньодніпровську та Полтавсько-Орельську низовинні рівнини [10].

Максимальні абсолютні позначки поверхні (понад 200 м) приурочені до північно-східної та південно-східної частин Придніпровської низовини. У центральній частині абсолютні позначки поверхні зменшуються до 170-160 м, а в долині Дніпра, яка приурочена до південно-західної частини низовини, вони змінюються від 150 до 100 м (рис. 2. 5).

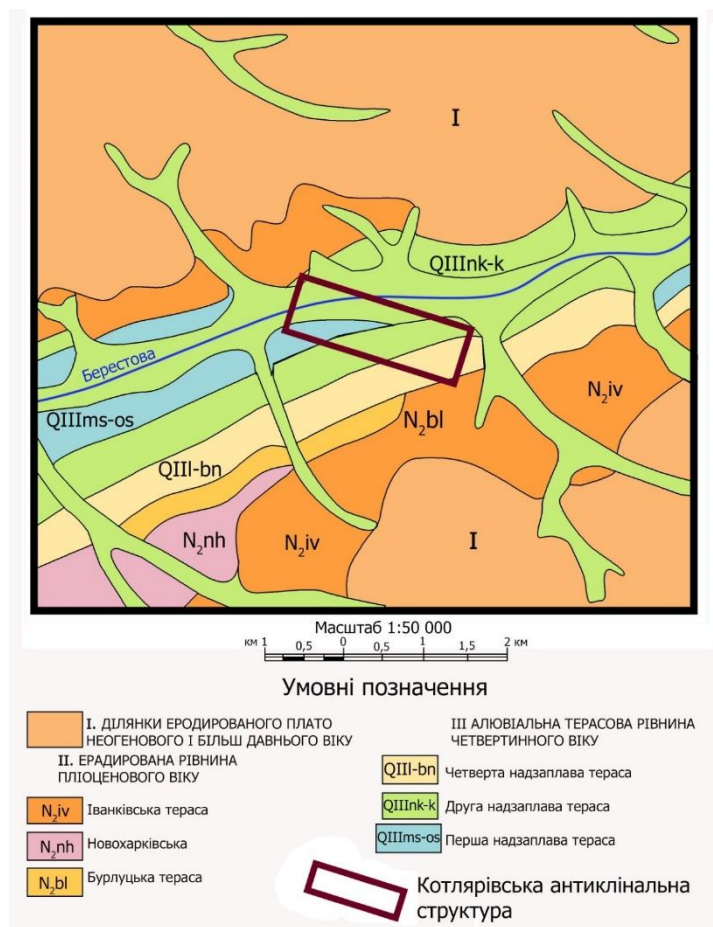


Рис. 2. 5. Геоморфологічна карта території досліджень. Масштаб 1:50 000
(Геоінформ, 2007)

Глибина ерозійного розчленування міжріччя в межах Полтавсько-Орельської рівнини досягає 60 м (на окремих ділянках – до 60-80 м), терасових рівнин – річкових долин – 25-30 м, місцями до 10-20 м [10]. Мінімальні значення коефіцієнта густоти розчленування становлять 0,2-0,4 км, максимальні – від 0,2 до 0,6 км. Поверхня низовини хвиляста через ерозійне розчленування.

У рельєфі даної території поєднуються комплекси та елементи морфоскульптури різного генезису та віку. Вихідною поверхнею для розвитку сучасного рельєфу була міжрегіональна паліогенетична міоценова поверхня вирівнювання, яка сформувалася на місці палеогенової морської рівнини [10]. У північно-східній частині низовини фрагменти міоценової поверхні збереглися у вигляді денудаційних залишків верхньокрейдяних відкладів. На значних площах середньої частини низовини зберіглося акумулятивно-наземне (озерно-алювіальне) формування рівнини. Південний захід низовини представлений акумулятивною (морською) рівниною міоценового віку.

За генезисом виділяють наступні форми рельєфу: водно-ерозійні та водно-акумулятивні, льодовикові та водно-льодовикові, субаеральні (лесові), зсувні, карстові, суфозійно-осадові, еолові [10].

Висновки до другого розділу.

1. Територія досліджень знаходиться в межах Дніпровсько-Донецького палеорифту (авлакогену), який розбитий розломами двох основних напрямків: північно-західного ("донецького") і субмеридіонального. Це обумовлює блоковий характер геоструктури.
2. Осадові породи авлакогену складені ефузивними, теригенними, карбонатними та галогенними відкладами, що утворюють три структурні поверхи - палеозойський, мезозойський та кайнозойський.
3. Підземні води регіону за районуванням належать до Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, в осадовій товщі якого виділено понад 500 водоносних горизонтів, що об'єднані в водоносні комплекси.
4. Геоморфологічно територія досліджень відповідає Придніпровській низовині з переважно акумулятивними формами рельєфу.

Розділ 3.

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА УМОВИ ГАЗОНАКОПИЧЕННЯ У КОТЛЯРІВСЬКІЙ АНТИКЛІНАЛЬНІЙ СТРУКТУРІ

3.1. Тектонічні особливості

Котлярівська брахіантиклінальна структуру розташована в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини, в зоні розвитку солянокупольних структур.

Котлярівське родовище приурочене до північної привіської Кочубіївсько-Олексіївської тектонічної зони. Дана антиклінальна зона складена декількома валоподібними підняттями: Єфремівсько-Олексіївським, Медведівсько-Кас'янівським та Кочубіївсько-Старовірівським [7, 17]. Валоподібні підняття доволі часто ускладнені різними локальними структурами, такими як куполоподібні складки та брахіантиклінали, як правило, поряд присутні соляні штоки. Такі локальні структури утворено за рахунок сильних диз'юнктивних здвигових рухів у кристалічному фундаменті. Котлярівська брахіантиклінальна структура є однією з таких локальних структур (рис. 3. 1.).

Котлярівське родовище розташоване на південній частині Медведівсько-Кас'янівського валу, і приурочене до південного крила Медведівської брахіантиклінали, що в свою чергу ускладнена Медведівським соляним штоком.

Щодо вивченості даної структури, ТОВ «Ю В СейсмІк Юкрейн» у 2019 році виконали роботу з «Переобробки та переінтерпретації 3D сейсмічних матеріалів минулих років на Котлярівській площі» по відкладах мезозою, нижньої пермі, верхнього та середнього карбону було уточнено та деталізовано геологічну будову Котлярівської брахіантиклінальної структури [20].

Згідно з результатами цих досліджень, Котлярівська площа є монокліналлю широтного простягання, що переходить у Власівський прогин. Котлярівське родовище розташовано між Західно-Медведівським та Котлярівським структурними носами, на крилі Медведівської брахіантиклінальної складки, що в свою чергу, ускладнена з півночі Медведівським соляним діапіром [20].

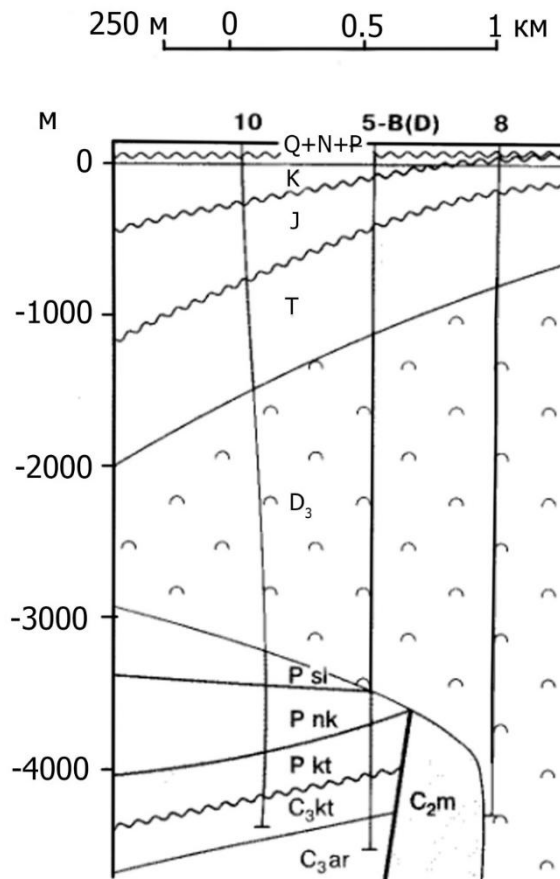


Рис. 3. 1. Геологічний розріз Котлярівської антикліналі (за Г.В. Чорною, 1994)

Варто відмітити, що у розрізі наявний осадовий чохол з великими перервами в осадконакопиченні, що обумовлені регіональними висхідними рухами переднижньопермського та переднеогенового віку. Внаслідок плікативних і диз'юктивних дислокацій порід, пов'язаних у даному випадку з процесом діапирового втілення девонської солі у перекриваючі осадові товщі, тут утворилися «приштокові блоки». Для таких блоків характерним є підвищений вміст піщаних порід та більші кути залягання шарів. Від більш зануреної частини структури вони відділяються розривними порушеннями.

Приштокова частина блоку даної структури має круте залягання порід і ширину в 100-150 м. В цій зоні припіднятий блок ускладнює крило та обмежується повздовжнім скидом, що має амплітуду 100-150 м. Чим далі від

соляного штоку тим більш пологими є кути падіння. Загалом в межах північного крила амплітуда Котлярівського підняття сягає 1000 м (рис. 3. 2.).

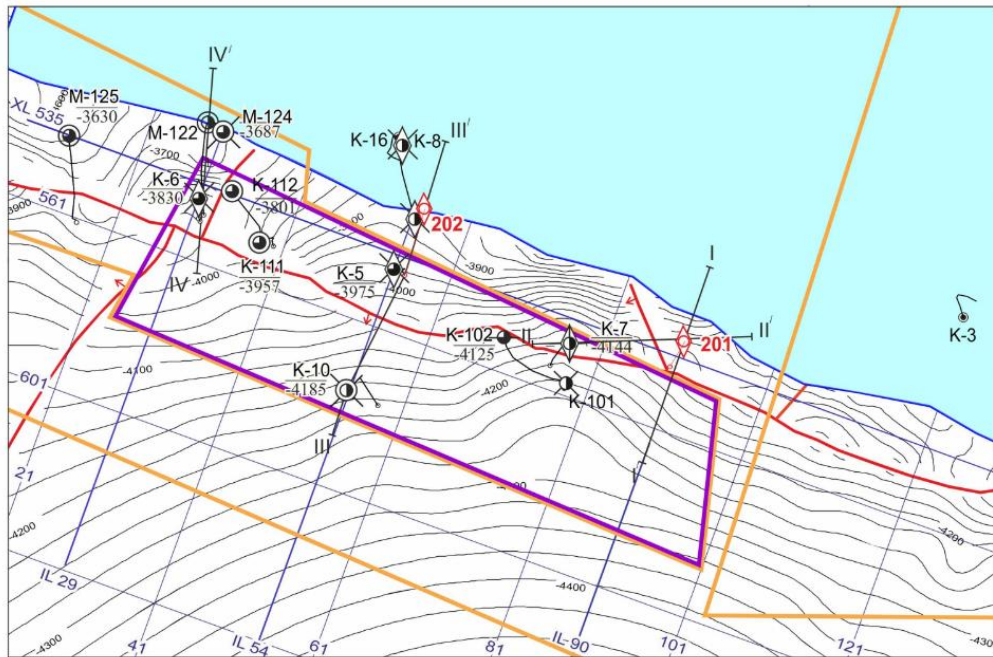


Рис. 3. 2. Структурної карта покрівлі відкладів араукаризової світи верхнього карбону. Масштаб 1:25 000 (за матеріалами УкрНДІгаз, 2017 р.)

Від Медведівської брахіантиклінальної складки і її структурних форм Котлярівська структура відокремлюється радіальними малоамплітудними порушеннями, що відходять від штоку.

Котлярівський структурний ніс, що є частиною структури і примикає до Медведівського штоку з південного сходу, має ускладнення, у вигляді повздовжних скидів, амплітуда яких сягає 25-100 м [20]. Даний структурний ніс на відстані 3,5 км від Медведівського штоку занурюється. Його крила сформовані під впливом відтоку девонських соляних мас до соляних тіл, бо відносно Медведівського і Східно-Медведівського соляних штоків вони є компенсаційними. Також, вони поступово переходять в схили Лихачівського та Власівського прогинів. Крила Котлярівського структурного носу є відносно симетричними.

Таким чином, приналежність Котлярівської структури до групи газonosних Медведівських соляних штоків, розбитість її розривними порушеннями та наявність соляного штоку створює сприятливі умови для міграції та утворення скупчень газу у приштоковій зоні розущільнення.

3.2. Характеристика колекторів та флюїдоупорів

Котлярівська брахіантиклінальна структура знаходиться в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини, в зоні розвитку солянокупольних структур.

Геологічна будова Котлярівської антиклінальної структури обумовлює наявність в її будові порід-колекторів та порід-флюїдоупорів, що забезпечують міграцію вуглеводнів і формування пасткових умов для їх накопичення [20].

Палеозойські відклади (PZ), які є нафтогазonosними, представлені девонською, кам'яновугільною й пермською системами.

На даній території за результатами регіональних 3D сейсмозвідувальних досліджень в *девонській (D)* системі розкриті лише верхньодевонські відклади, що залягають на докембрійському фундаменті.

Відклади *верхньодевонського відділу (D₃)* складені кам'яною сіллю ("козиркова" сіль), що в свою чергу спільно з відкладами нижньої пермі утворюють покрішку для газових покладів.

У розрізі *кам'яновугільна система* представлена породами *середнього (C₂) і верхнього (C₃) відділів* (рис. 3. 3.). Саме у теригенних породах цих відкладів, представлених пісковиками, знаходяться скупчення і поклади природного газу Котлярівської структури.

Відклади *середнього карбону* Котлярівської структури розкриті в приштоковій зоні за розрізом у св. №15. Данні відклади належать до московського ярусу (C_{2m}), і є теригенними. Вік цих відкладів був визначений за результатами споро-пилкового аналізу зразків керна св. №15 з привибійної частини, а саме в інтервалі 3889-3892 м, а також на московський ярус вказували рідкі форамініфери: *Pseudostaffella sp.*, *Novella sp.*, *Schubertella sp.* [20].

Еротема	Система	Відділ	Ярус	Світа	Індекс	Колонка	Товщина	Характеристика
KZ	палеоген, неоген, четвертична				P, N, Q		<153м	Піски, пісковики кременисті, кварцові, кварцово-глауконітові, дрібнозерністі, за кольором сірі та світло-сірі. Мергелі щільні та піщаністі, колір зеленувато-сірий. Глини зеленувато-сірі та строкатобарвісті.
MZ	Крейда				K		<128м	Перешарування глинистіх пісків, пісковиків. Нижче прошарки глини темно-сірі, блакитнувато-сірі, присутні стигнення сидериту і пропластки бурого вугілля, з прошарками сірого мергелю, присутня піщана крейда з прошарками піщаних мергелів.
		Юра	Верхній-нижній		J ₃ -J ₄		<546м	Пісковики з прошарками глин, аргіліто-подібними глинами з прошарками дрібнозернистих пісковиків зеленувато-сірого кольору і вапняків сірого, світло-сірого, блакитнувато-сірого кольорів.
	Тріас	Верхній-середній			T ₃ -T ₂		<723	Піщана товща складена перешаруванням глин, пісковиків та алевролітів. Пісковики різної зернистості, зеленувато-сірі, глини невеликої потужності строкатобарвні. Піщано-карбонатна товща складена перешаруваннями строкатобарвних середньозернистих пісковиків з строкатобарвними, карбонатними глинами. Глиниста пачка представлена строкатобарвними, щільними глинами, цегляно-червоного, сірого, зеленувато-сірого кольорів, з прошарками пісковиків світло-сірого кольору.
		Нижній		Дронівська світа	T ₁ dr		<759м	Піщано-глиниста товща, нижня частина складена строкатобарвистими глинами, верхня частина - прошарками пісковиків, алевролітів та глин.
	Пермь	Нижній	Асельський	Слов'янська	P ₁ sl		<169м	Підбрянцівська ритмопачка складена ангідритами, вапняками, доломітами, глинами, товщею галіту.
				Микитівська	P ₁ nk ^{tr}		<177м	Торський ритм: Теригенні породи представлені пісковиками, алевролітами, глинами сірого кольору. Карбонатні породи - ангідрити, доломіти та вапняки.
					P ₁ nk ^{swc}		<300м	Святогірського ритм: алеврито-глинисті породи з карбонатними прошарками, які складені доломітовими та вапняково-доломітовими породами
				Карпінська	P ₁ kr ^{mch}		<259м	Наявні алевроліто-глинисті червонокольорові породи, що включають в себе пачки пісковиків і прошарки вапняків.
PZ	Карбон	Верхній	Гжельський	Карпінська	C ₃ kr		<200м	Світа складена глинистими, алевритистими породами що мають строкатість та червоний колір, присутні прошарки алевролітів і пісковиків різної зернистості. Пісковики слюдисті сірого і світло-сірого кольору.
				Араукаритова	C ₃ ³		<441м	Наявні пісковики, що ритмічно перешаровані між собою, алевритами, аргілітами з прошарками вапняків невеликої потужності.
				Ісальська	C ₃ ¹		<146м	Складається з аргілітів, алевролітів та пісковиків з прошарками вапняків
		Середній	Московський		C ₂ m		<140м	Перешарування темно-сірих доломітизованих пісковиків, алевролітів і аргілітів. Наявні форамініфери: Pseudostaffella sp., Novella sp., Schubertella sp.
	Девонська	Верхній			D ₃			Кам'яна сіль ("козиркова").

Рис. 3. 3. Стратиграфічна колонка району дослідження. Масштаб 1: 200

(Є. Темнохуд, 2024)

Літологічно відклади представлені перешаруванням темно-сірих доломітизованих пісковиків, алевролітів і аргілітів. У геологічному розрізі теригенні породи мають чіткі контакти з девонською соленосною товщею.

Товщина середньокам'яновугільних відкладів від 80-100 м до 100-140 м.

Верхньокам'яновугільний відділ (C_3) представлений *касимівським (C_{3k})* та *гжельським (C_{3g})* ярусами.

Касимівський ярус (C_{3k}) представлений *Ісаївською світою (C_3^I)*, що складається з аргілітів, алевролітів та пісковиків з прошарками вапняків, загальною товщиною 146 м. Вона відповідає горизонту К6 і розкрита в свердловині № 15.

Гжельський ярус (C_{3g}) складений двома світами, араукаритовою (C_3^3) і картамиською (C_{3kr}).

Літологічно відклади *араукаритової світи (C_3^3)* представлені пісковиками, які ритмічно перешаровані між собою, алевроитами, аргілітами з прошарками вапняків невеликої потужності.

У даній світі виділяються дві товщі.

Відклади *нижньої* представлені пісковиками з глинистими прошарками, а також з дрібними прошарками вапняку. Дана товща на відміну від верхньої має сірий, темно-сірий та зеленувато-сірий кольори.

Верхня товща представлена глинистими породами з прошарками пісковиків та алевролітів невеликої потужності, і прошарками вапняків. За кольором породи на відміну від нижньої товщі, мають переважно червоно-бурий колір.

Пісковики поліміктові і слабкослюдисті сірого та буровато-сірого кольору, від дрібнозернистих до алевроитових. Алевроліти слюдисті дрібнозернисті. Аргіліти слюдисті щільні. Вапняки малопотужні та рідкі.

До світи приурочені літологічні пачки від Г7 до Г13. По свердловині № 5 повна потужність світи не розкрита, верхня частина має потужність 261 м [20].

В межах горизонтів Г10–Г11 товща нижньої частини в свердловині № 5 сягає 145 м.

Потужні теригенні товщі середнього і верхнього карбону є найкращими колекторами вуглеводнів. Особливо, це стосується прирозломних зон, зон меланітизації порід вздовж ніжки соляного штоку і ,особливо, зони

розущільнення порід під соляним козирком, де створюються найкращі пасткові умови для накопичення та збереження газу.

Картамиська світа (C_{3k}-P_{1kr}) представлена двома літологічними комплексами, а саме – теригенним (картамиська ритмопачка) і хемогенний (мелихівська ритмопачка). Картамиська ритмопачка знаходиться в межах реперних вапняків P₈ (Q₁)–Q₅. Мелихівська ритмопачка обмежується реперними вапняками Q₅ – Q₈, і відноситься до пермської системи. Породи світи за своїм літологічним складом є менш проникними для вуглеводневих флюїдів.

Пермська (P) система представлена галогенними породами микитівської (P_{1nk}), слов'янської (P_{1sl}) та краматорської (P_{1km}) світ. Саме породи нижньої перми є стабільними флюїдоупорами, що забезпечують формування регіонального флюїдоупора в породах Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції.

Слов'янська світа (P_{1sl}) представлена 4 ритмопачками, а саме підбрянцівською, брянцівською, надбрянцівською та красносільською.

Дана світа у свердловинах Котлярівського родовища була зрізана девонською "козирковою" сіллю. Частково зберіглася лише підбрянцівська ритмопачка у свердловині № 10.

Підбрянцівська ритмопачка літологічно складена ангідритами, вапняками, доломітами, глинами, товщею галіту. Карбонатні маркуючі горизонти – S₁ і S₂, представлені доломітами та вапняками.

Горизонт цієї ритмопачки A₃, у свердловині № 10 має потужність 169 м.

Нижче наведено дані стратиграфічної кореляції продуктивних горизонтів в породах Котлярівської структури (табл. 3.1; 3.2).

Таблиця 3. 1.

Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин, що пробурені в межах та навколо Котлярівської структури (за матеріалами УкрНДІгаз, 2017)

Свердловин	Котлярівські															
	№ 4				№ 5				№ 6				№ 7			
Ар, м	154,1				109,4				112,3				108,7			
Вибій, м	4800				4502				4300				4297			
Стратиграфічний індекс комплексу	глибина підпошви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підпошви	товщина, м	глибина підпошви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підпошви	товщина, м	глибина підпошви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підпошви	товщина, м	глибина підпошви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підпошви	товщина, м
Q+N+P	174	0,0	19,9	174												
K	546	0,0	391,9	372	220	0,1	110,5		295	0,2	182,5		259	0,0	150,3	
J	1268	0,4	1113,5	722	582*	0,1	472,5	362	747*	0,8	633,9	452	692*	0,0	583,3	433
T ₃₂	1638	0,7	1483,2	370	942	0,8	831,8	360	1122	1,5	1008,2	375	1062	0,1	953,2	370
T ₁ (dr)	2027	0,9	1872,0	759	1230	1,0	1119,6	648	1384	2,1	1269,6	637	1370	0,2	1261,1	678
D ₃ сіль	3310	4,2	3151,7	1283	3551	3,4	3438,2	2321	3360	16,4	3233,6	1976	3573	12,6	3451,7	2203
P ₁ ^{km}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{ksl}}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{nbr}}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{br}}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{pbr}}	3507	4,3	3348,6	197	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{nk_{tr}}	3677	4,4	3518,5	170	—	—	—	—	—	—	—	—	3594	12,6	3472,7	21

$P_{1\text{нк}}^{\text{нк}}_{\text{svt}}$	3970	4,5	3811,4	293	3671	3,6	3558,0	120	3562	17,2	3432,5	202	3832	13,1	3710,2	238
$P_{1\text{kr}}$	4201	4,8	4042,1	231	3909	3,7	3795,9	238	3799	17,4	3669,3	237	4091	13,3	3969,0	259
$C_{3\text{kr}}$	4359	5,0	4199,9	158	4087	3,7	3973,9	178	3959	17,5	3829,2	160	4265	13,5	4142,8	174
C_3^3	4800 ^{хн} _{р.}	7,2	4638,7	441	4502 ^{хн} _{р.}	3,8	4388,8	415	4300 ^{хн} _{р.}	19,4	4168,3	341	4297 ^{хн} _{р.}	13,6	4174,7	32
C_3^2																
$C_{2\text{m}}$																
Порушення: <u>глибина</u> <u>м</u> амплітуда, м					230*/340				390*/260				320*/270280			

Свердловина	Котлярівські															
	№ 8				№ 10				№ 15				№ 16			
Ар, м	143,1				110,1				149,3				143,1			
Вибій, м	4305				4416				3892				3989			
Стратиграфічний індекс комплексу	глибина на підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м	глибина на підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м	глибина на підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м	глибина на підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м
Q+N+P																
K	261	0,0	117,9		381	0,0	270,9		320				261	0,0	117,9	
J	373*	0,1	229,8	112	927*	0,7	816,2	546	719*			399	373*	0,1	229,8	112
T ₃₂	661	0,4	517,5	288	1308	1,8	1196,1	381	1090			371	660	0,3	516,6	287

T ₁ (dr)	940	0,7	796,2	567	1650	2,5	1537,4	723	1298			208	940	0,7	796,2	567
D ₃ сіль	4305×	2,4	4159,5	3365	3280	11,6	3158,3	1630	3547			2249	3989×	76,4	3769,5	3049
P ₁ ^{km}					—	—	—	—	—							
P ₁ ^{sl} _{ksl}					—	—	—	—	—							
P ₁ ^{sl} _{nbr}					—	—	—	—	—							
P ₁ ^{sl} _{br}					—	—	—	—	—							
P ₁ ^{sl} _{pbr}					3449	12,9	3326,0	169	—							
P ₁ ^{nk} _{tr}					3626	14,0	3501,9	177	—							
P ₁ ^{nk} _{svt}					3926	14,8	3801,1	300	—							
P ₁ kr					4160	15,3	4034,6	234	—							
C ₃ kr					4310	15,5	4184,4	150	—							
C ₃ ³					4416 ^х _н .р.	15,7	4290,2	106	3610*	22,2	3438,5	63				
C ₃ ²									*							
C ₃ ¹									3756	22,7	3584,0	146				
C ₂ m									3892×	22,9	3719,8	136				
Порушення: глибина, м амплітуда, м					530*/180				390*/320 3610*/>500				340*/340 373*/350			

Свердловина	Котлярівські			
	№ 101	№ 102	№ 111	№ 112
Ар, м	110,7	110,6	111,3	112,2

Вибій, м	4320				4370				4255				4185			
Стратиграфічний індекс Комплексу	глибина підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м	глибина підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м	глибина підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м	глибина підшви	поправка на кривизну	абсолютна відмітка підшви	товщина, м
Q+N+P									153	0,0	41,7	153	151	0,0	69,2	151
K	291	0,0	180,3		290	0,0	179,4		281	0,0	169,7	128	271	0,0	158,8	120
J	737*	0,0	626,3	446	738*	0,0	627,4	448	706	0,3	594,4	425	697	0,1	584,7	426
T ₃₂	1107	0,1	996,2	370	1109	0,0	998,4	371	1080	0,6	968,1	374	1062	0,6	949,2	365
T ₁ (dr)	1404	0,2	1293,1	667	1404	0,1	1293,3	666	1380	0,7	1268,0	674	1356	1,0	1242,8	659
D ₃ сіль	3533	8,7	3413,6	2129	3525	96,3	3318,1	2121	3420,6	12,8	3296,5	2040,6	3522	41,3	3368,5	2166
P ₁ ^{km}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{ksl}}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{nbr}}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{br}}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{sl_{pbr}}	—	—	—	—	3563	96,4	3356,0	38	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{nk_{tr}}	3599	9,4	3478,9	66	3648	96,5	3440,9	85	—	—	—	—	—	—	—	—
P ₁ ^{nk_{svt}}	3907	10,4	3779,9	308	3906	96,5	3698,9	258	3643	13,0	3518,7	222,4	—	—	—	—
P ₁ kr	4159	10,5	4037,8	252	4151	96,6	3943,8	245	3880	13,1	3755,6	237	3718	41,7	3564,1	196
C ₃ kr	4320 ^{×H} _{р.}	10,6	4198,7	161	4331	96,7	4123,7	180	4045	13,4	3920,3	165	3918	41,8	3764,0	200
C ₃ ³					4370 ^{×H} _{р.}	96,7	4162,7	39	4255 ^{×H} _{р.}	13,9	4129,8	210	4185 ^{×H} _{р.}	41,8	4031,0	267
C ₃ ²																
C ₃ ¹																
C ₂ m																

Порушення: глибина, м амплітуда, м	360*/270280	360*/270280		
--	-------------	-------------	--	--

Примітки: × – вибій; * – порушення; н.р. – підшва комплексу не розкрита; Ар – альтитуда стола ротора

Таблиця 3. 2.

Кореляція продуктивних горизонтів в розрізах свердловин, що пробурені в межах та навколо Котлярівської структури
(за матеріалами УкрНДІгаз, 2017)

№ св.		A _p , м		P _l ^{sl} _{pbr}		P _l ^{nk} _{tr}		P _l ^{nk} _{svt}		P _l ^{kt} _{mch}					
				A3		A4		A5		A6		A7		A8	
				Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м
4	154,1	4,2	<u>3308,0 – 3507,0</u>	4,4	<u>3580,0 – 3677,0</u>	4,4	<u>3740,0 – 3970,0</u>	4,5	<u>3976,0 – 4044,0</u>	4,6	<u>4048,0 – 4097,0</u>	4,6	<u>4101,0 – 4201,0</u>		
		4,3	3149,7 – 3348,6			4,5	3581,5 – 3811,4	4,6	3817,4 – 3885,3			4,8	3942,3 – 4042,1		
5	109,4	зрізані девонським штоком				3,4	<u>3551,0 – 3671,0</u>	3,6	<u>3676,0 – 3741,0</u> 3563,0 – 3628,0	3,6	<u>3747,0 – 3795,0</u> 3634,0 – 3682,0	3,6	<u>3800,0 – 3909,0</u>		
						3,6	3438,2 – 3558,0					3,7	3687,0 – 3795,9		

6	112,3	зрізані девонським штоком				16,4 17,2	<u>3360,0 – 3562,0</u> 3231,3 – 3432,5	17,2 17,3	<u>3570,0 – 3638,0</u> 3440,5 – 3508,4	17,3 17,4	<u>3641,0 – 3686,0</u> 3511,4 – 3556,3	17,4	<u>3688,8 – 3799,0</u> 3559,1 – 3669,3
7	108,7	зрізаний девонським штоком		12,6	<u>3573,0 – 3594,0</u> 3451,7 – 3472,7	12,7 13,1	<u>3607,0 – 3832,0</u> 3485,6 – 3710,2	13,1 13,2	<u>3838,0 – 3906,0</u> 3716,2 – 3784,1	13,2	<u>3912,0 – 3962,0</u> 3790,1 – 3840,1	13,2 13,3	<u>3969,0 – 4091,0</u> 3847,1 – 3969,0
10	110,1	11,6 12,9	<u>3280,0 – 3449,0</u> 3158,3 – 3326,0	13,5 14,0	<u>3523,0 – 3626,0</u> 3399,4 – 3501,9	14,2 14,8	<u>3691,0 – 3926,0</u> 3566,7 – 3801,1	14,8 14,9	<u>3937,0 – 3998,0</u> 3812,1 – 3873,0	14,9 15,1	<u>4001,2 – 4049,0</u> 3876,2 – 3923,8	15,1 15,3	<u>4058,0 – 4160,0</u> 3932,8 – 4034,6
15	149,3	зрізані девонським штоком											
101	110,7	зрізаний девонським штоком		8,7 9,4	<u>3533,0 – 3599,0</u> 3413,6 – 3478,9	9,8 10,4	<u>3655,0 – 3901,0</u> 3534,5 – 3779,9	10,4 10,5	<u>3909,0 – 3975,2</u> 3787,9 – 3854,0	10,5	<u>3984,0 – 4033,0</u> 3862,8 – 3911,8	10,5	<u>4039,0 – 4159,0</u> 3917,8 – 4037,8
102	110,6	96,3 96,4	<u>3525,0 – 3563,0</u> 3318,1 – 3356,0	96,4 96,5	<u>3568,0 – 3648,0</u> 3361,0 – 3440,9	96,5	<u>3689,0 – 3906,0</u> 3481,9 – 3698,9	96,5	<u>3912,0 – 3977,0</u> 3704,9 – 3769,9	96,5	<u>3983,0 – 4028,0</u> 3775,9 – 3820,9	96,5 96,6	<u>4032,0 – 4151,0</u> 3824,9 – 3943,8
111	111,3	зрізані девонським штоком				12,9 13,0	<u>3420,63643,0</u> 3296,5 – 3518,7	13,0 13,1	<u>3649,03717,0</u> 3524,7 – 3592,6	13,1	<u>3725,03771,0</u> 3600,6 – 3646,6	13,1	<u>3777,03880,0</u> 3652,6 – 3755,6
112	112,2	зрізані девонським штоком						41,3 41,4	<u>3522,03551,0</u> 3368,5 – 3397,4	41,4 41,5	<u>3557,03598,0</u> 3403,4 – 3444,3	41,5 41,7	<u>3603,03719,6</u> 3449,3 – 3565,7

№ св.	А _р , м	C ₃ ^{kt}						C ₃ ³					
		Г4		Г5		Г6		Г7		Г8		Г9	
		Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м
4	154,1	4,8	<u>4206,0 – 4254,0</u>	4,9	<u>4259,0 – 4299,0</u>	4,9	<u>4304,0 – 4359,0</u>	5,0	<u>4364,0 – 4429,0</u>	5,2	<u>4446,0 – 4528,0</u>	5,5	<u>4537,0 – 4621,0</u>
		4,9	4047,1 – 4095,0		4100,0 – 4140,0	5,0	4145,0 – 4199,9	5,2	4204,9 – 4269,7	5,5	4286,7 – 4368,4	5,8	4377,4 – 4461,1
5	109,4	3,7	<u>3919,0 – 3969,0</u>	3,7	<u>3980,0 – 4024,0</u>	3,7	<u>4032,0 – 4087,0</u>	3,7	<u>4091,0 – 4153,0</u>	3,7	<u>4170,0 – 4248,0</u>	3,7	<u>4257,0 – 4352,0</u>
			3805,9 – 3855,9		3866,9 – 3910,9		3918,9 – 3973,9		3977,9 – 4039,9		4056,9 – 4134,9	3,8	4143,9 – 4238,8
6	112,3	17, 4	<u>3804,0 – 3856,2</u>	17, 4	<u>3861,0 – 3907,0</u>	17,5	<u>3911,0 – 3959,0</u>	17,5	<u>3952,4 – 4026,0</u>	17,7	<u>4033,0 – 4118,0</u>	18, 1	<u>4126,0 – 4217,0</u>
			3674,3 – 3726,5	17, 5	3731,3 – 3777,2		3781,2 – 3829,2	17,6	3829,6 – 3896,1	18,1	3903,0 – 3987,6	18, 8	3995,6 – 4085,9
7	108,7	13, 3	<u>4095,0 – 4154,0</u>	13, 4	<u>4162,0 – 4208,0</u>	13,4	<u>4214,0 – 4265,0</u>	13,5	<u>4265,8 – 4297,0*</u>	не розкриті			
		13, 4	3973,0 – 4031,9		4039,9 – 4085,9	13,5	4091,9 – 4142,8	13,6	4143,6 – 4174,7*				
10	110,1	15, 3	<u>4166,0 – 4215,0</u>	15, 4	<u>4221,4 – 4272,0</u>	15,5	<u>4280,0 – 4339,0</u>	15,6	<u>4343,0 – 4401,0</u>	15, 7	<u>4408,0 – 4416,0*</u>		

		15, 4	4040,6 – 4089,5		4095,9 – 4146,5	15,6	4154,4 – 4213,3	15,7	4217,3 – 4275,2		4282,2 – 4290,2×		
15	149,3	зрізані девонським штоком											
101	110,7	10, 5	<u>4162,4 – 4215,0</u> 4041,2 – 4093,8	10, 5	<u>4217,0425</u> <u>8,0</u> 4095,8 – 4136,7	10, 6	<u>4263.6432</u> <u>0,0×</u> 4142,3 – 4198,7×	не розкриті					
102	110,6	96, 6	<u>4158,0 – 4210,0</u> 3950,8 – 4002,8	96, 7	<u>4221,0 – 4259,0</u> 4013,7 – 4051,7	96, 7	<u>4265,0 – 4331,0</u> 4057,7 – 4123,7	96, 7	<u>4332,8 – 4370,0×</u> 4125,5 – 4162,7×	не розкриті			
111	111,3	13, 1 13, 2	<u>3885,0394</u> <u>1,2</u> 3760,6 – 3816,7	13, 2 13, 3	<u>3944,0398</u> <u>8,0</u> 3819,5 – 3863,4	13, 3 13, 4	<u>3993,0404</u> <u>5,0</u> 3868,4 – 3920,3	13, 4 13, 6	<u>4047,0410</u> <u>5,0</u> 3922,3 – 3980,1	13, 6 13, 7	<u>4115,64187,</u> <u>0</u> 3990,7 – 4062,0	13, 8 13, 9	<u>4190,04255,0×</u> 4064,9 – 4129,9×
112	112,2	41, 7 41, 8	<u>3732,0379</u> <u>7,0</u> 3578,1 – 3643,0	41, 8	<u>3805,0385</u> <u>7,0</u> 3651,0 – 3703,0	41, 8	<u>3865,0391</u> <u>9,0</u> 3711,0 – 3765,0	41, 8	<u>3923,0398</u> <u>2,0</u> 3769,0 – 3828,0	41, 8	<u>3988,04074,</u> <u>0</u> 3834,0 – 3920,0	41, 8	<u>4078,04161,0</u> 3924,0 – 4007,0

№ св.	A _p , м	C ₃ ³								C ₃ ²	
		Г10		Г11		Г12		Г13		К1	
		Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м	Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м
4	154,1	5,8 6,5	<u>4634,0 – 4730,0</u> 4474,1 – 4569,4	6,6 7,2	<u>4748,0 – 4800,0×</u> 4587,3 – 4638,7×						

5	109,4	3,8	<u>4357,0 – 4464,8</u> 4243,8 – 4351,6	3,8	<u>4480,0 – 4502,0*</u> 4366,8 – 4388,8*						
6	112,3	18,8 19,4	<u>4224,0 – 4300,0*</u> 4092,9 – 4168,3*								
15	149,3	22,1 22,2	<u>3547,03610,</u> 3375,63438,	випадають по порушенню							
112	112,2	41,8	<u>4168,04185,0*</u> 4014,0 – 4031,0*								
№ св.	A _p , м	C ₃ ¹									
		K6					M1				
		Δl, м	<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м			Δl, м		<u>інтервал залягання</u> абс. відмітка, м			
15	149,3	22,2 22,7	<u>3610,0 – 3756,0*</u> 3438,5 – 3584,0			22,7 22,9		<u>3756,0 – 3892,0*</u> 3584,0 – 3719,8*			

Примітки: A_p – альтитуда стола ротора, м; Δl – скорочення, м; * – порушення; × – вибій

3.3. Гідрогеологічні особливості і пластові води родовища

Оскільки Котлярівське родовище приурочене до центральної частини Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, то з урахуванням вертикальної гідрогеологічної зональності ДДЗ на даній території виділяють два гідрогеологічні поверхи: інфільтраційний (перший) і седиментогенний (другий) [15,20].

Основні водоносні горизонти першого поверху - це еоценовий і сеноман-нижньокрейдовий. Вони не беруть участі у формуванні пластових вод нафтогазових родовищ [21].

Другий гідродинамічний поверх представлений двома ярусами: верхнім - елізійним і нижнім – термодегідратаційним. Між ними присутня перехідна зона, що представлена катагенетичним флюїдоупором, який контролюється геоізотермами 110-120°C, а також в нього відсутня чітка стратиграфічна прив'язка. Термодегідратаційного ярусу в процесі розбурення не було досягнуто. В елізійному ярусі розвинені первинно-порові колектори. Глибинна зона аномально високих пластових тисків відсутня, але у випадку присутності сольових відкладів виникає локальна зона таких тисків [13].

Інфільтраційний та седиментогенний гідрогеологічні поверхи відділені один від одного юрським регіональним водоупором. Літологічно він складений глинами темно-сірих, зеленкувато-сірих та синювато-сірих кольорів, а також алевролітами, що мають прошарки пісковиків сірого та темно-сірого кольору і кварцових, голубувато-сірих вапняків [13,15].

Седиментогенний поверх має розкриту бурінням частину, в якій виділяють ще певні водоносні комплекси, такі як юрський, тріасовий і нижньопермсько-верхньокам'яновугільний.

Води нижньопермсько-верхньокам'яновугільного горизонту за хімічним складом представлені сильно метаморфізованими розсолами хлоридно-натрієвого складу. Густина даних вод складає 1,202–1,220 г/см³, а мінералізація від 270 до 320 г/дм³. Особливістю цього горизонту можна назвати наявність мікрокомпонентів у воді, таких як йод (до 45 мг/дм³) і бром (до 800 мг/дм³). Також

варто відмітити, що при випробуванні свердловини №102 у пробі виявлена присутність пластової води у 1:1 до фільтрату бурового розчину [20].

Саме ці води і розсоли хлоридно-натрієвого складу формують пластові води родовища.

Висновки до третього розділу

1. Котлярівське газоконденсатне родовище приурочене до північної привіської Кочубіївсько-Олексіївської тектонічної зони і розташоване у південній частині Медведівсько-Кас'янівського валу.

2. Котлярівська брахіантиклінальна структура розбита розривними тектонічними порушеннями і ускладнена соляним штоком, що створює умови для міграції та накопичення вуглеводнів у приштоковому просторі.

3. Гідрогеологічні особливості даного родовища визначаються наявністю двох гідрогеологічних поверхів (інфільтраційного та седиментогенного), які розвинуті в межах даної структури. Високомінералізовані седиментогенні води і розсоли хлоридно-натрієвого складу є основою для формування пластових вод родовища.

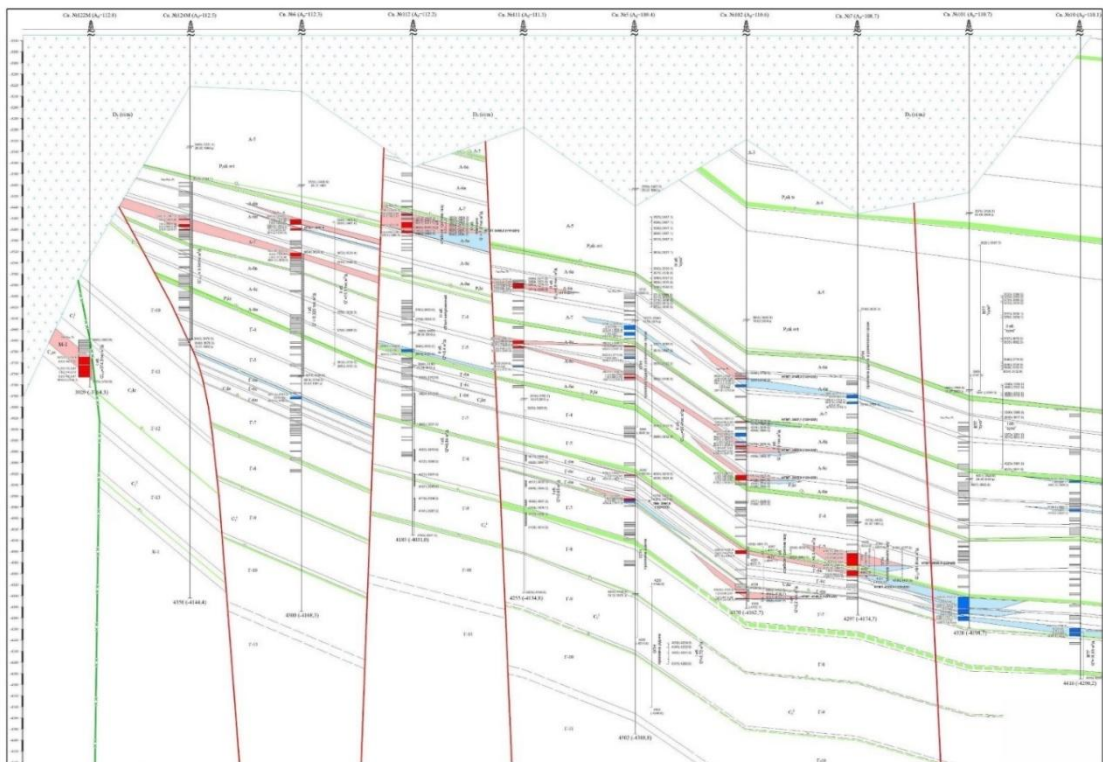
Розділ 4.

ГАЗОНОСНІСТЬ ТА ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ПОРОДАХ КОТЛЯРІВСЬКОЇ АНТИКЛІНАЛЬНОЇ СТРУКТУРИ

4.1. Основні риси газонасності

Котлярівська брахіантикліналь знаходиться в межах Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції. Котлярівське родовище є газоконденсатним, і його особливістю є те, що воно приурочене до діапірової структури і має пластовий тип покладів [20].

Поблизу Котлярівської брахіантикліналі, у подібних за геологічною будовою структурах, також встановлено поклади вуглеводнів. За результатами промислово-геофізичних досліджень з випробуванням свердловин, продуктивні поклади є в середньому карбоні (горизонт М1), в картамиській та авіловській світах верхнього карбону (Г5, Г6, Г7) та в картамиській світі нижньої пермі (А6, А7, А8) (рис. 4. 1.).



*Рис. 4.1. Схема випробування свердловин Котлярівського ГКР
(за матеріалами УкрНДІгаз, 2017)*

Поклади горизонтів А6 та А7 газonosні в свердловині №6. При випробуванні з інтервалів 3595–3597 м та 3653–3664 м було отримано приплив газу, дебіт якого склав 10,1 тис. м³/добу. Газonosність покладу А7 становить від 52% до 60%, а пористість від 12% до 14,8% [21].

В інших свердловинах поклади А6 і А7 або заміщені (свердловини: №5, 7, 10, 101, 102) або зрізані штоком (св. № 8 та № 15).

Поклад А8 є газоконденсатним у свердловині північного приштокового блоку № 102, дебіт газу склав 61,7 тис. м³/добу. В інших свердловинах даний поклад або ущільнений, або випадає по порушенню (св. № 5 і № 6).

На Котлярівському родовищі у св. №7 газonosним є поклад горизонту Г5. За результатами випродування з інтервалу 4180–4230 м отримано приплив газоконденсатної суміші. Абсолютний вільний дебіт газу склав 111,0 тис. м³/добу, а дебіт що замірювали на діафрагмі 8,3 мм, склав 81,8 тис. м³/добу.

Даний поклад заміщений в наступних свердловинах: № 5, 6, 10, 102, також випав по порушенню у св. № 101, а в свердловинах № 8 та №15 - зрізаний штоком.

У горизонті Г6 наявні поклади двох прошарків Г61 та Г62. Перший з яких газonosний в трьох свердловинах (№7, 102 і №5). У св. № 6 він водоносний, у св. № 10 – ущільнений, у св. № 101 – випав по порушенню, а в свердловинах №8, 15, 16 – зрізаний штоком [20].

За результатами випродування у свердловинах № 5, 7, 102 даний поклад (горизонту Г6, прошарку Г61) є промислово продуктивним.

Приплив газу у св. № 5 отримано з інтервалу 4033–4038 м. Абсолютний вільний дебіт газу склав 60,8 тис. м³/добу, а дебіт що замірювали на діафрагмі 6,62 мм, склав 53,4 тис. м³/добу. Початкий пластовий тиск в даній свердловині дорівнював 40,54 МПа, а початковий тиск конденсації – 36 МПа. Густина отриманого конденсату становила 786 кг/м³, в'язкість $2,47 \cdot 10^{-5}$ м²/с, початок кипіння 323 К [20].

У свердловині № 7 промисловий приплив газу отримано з інтервалу 4180-4230 м. Дебіт газу, заміряний на діафрагмі 8,3 мм, складає 81,8 тис. м³/добу, абсолютно вільний дебіт газу складає 111,0 тис. м³/добу.

У свердловині №102 промисловий приплив газу отримано з інтервалу 4264-4272 м. Дебіт газу – 8,3 тис. м³/добу, замірювали на діафрагмі 2,1 мм.

Газоносність горизонту Г61 варіюється від 55% до 78 %, пористість від 10,8% до 17,4 %, ефективна газонасичена потужність складає 2,8–8,8 м.

Другий прошарок Г62 покладу горизонту Г6 є газоносним лише в свердловині №7, у свердловинах №8 та № 15 – зрізаний штоком, у св. №5 – водоносний, у св. № 101 випав по порушенню.

На Котлярівському родовищі поклад горизонту Г7 (рис. 4. 2.) газоносний у свердловині № 102. Випробування проводилось з інтервалу 4340-4355 м, в результаті після інтенсифікації отримано приплив газу. Дебіт газу, заміряний на діафрагмі 3,2 мм, склав 3,0 тис. м³/добу [20].



Рис. 4. 2. Структурна карта покрівлі горизонту Г7 (C₃³).

Масштаб 1:25 000 (за матеріалами УкрНДІгаз, 2017)

Даний горизонт у св. № 10 водоносний, у св. № 5,6,7 заміщений, у св. № 8 та № 15 – зрізаний штоком, у свердловині № 101 випав по порушенню.

Продуктивний поклад в середньому карбоні московського ярусу горизонту М1 розкритий у св. № 4 в інтервалі 46384-652 м був отримано приплив газу на 3,95 мм шайбі – 5,9 тис. м³/добу.

Породи-колектори в межах Котлярівської брахіантиклінальної структури є пісковики з пористістю 10-15% і проникністю від 0.12 до 1,1-103 мкм².

Головним флюїдоупором даної структури є девонська сіль, що виражена соляним штоком. Також присутні глинисті відклади, що служать підшоною для покладів газу.

4.2. Схематична модель формування газових покладів у породах Котлярівської брахіантикліналі

Формування Котлярівського газоконденсатного родовища пов'язано з альпійським орогенезом[20].

Закладання Котлярівської брахіантиклінальної складки відбулося, вірогідно, в заальську фазу герцинського тектогенезу. Консидиментаційний розвиток її, що відбувався на протязі мезозою, призвів до збільшення її амплітуди і розширення мережі диз'юнктивних порушень в її склепінні. Таким чином поступово сформувалася «послаблена зона», по якій в ларамійську фазу альпійського тектогенезу в тіло брахіантикліналі вкорінився шток девонської солі. На шляху свого висхідного руху цей шток, руйнуючи вміщуючі породи, створював умови для висхідної міграції флюїдів і, передусім, вуглеводневих газів. Послаблення динамічних вертикальних поштовхів, що рухали соляний шток вгору, призвело до «розтікання» солі над товщою червоноколірних порід картамиської світи. В результаті вгорі штока утворилася своєрідна «парасолька», під якою породи верхнього карбону були розбиті багатьма тріщинами і частково подрібнені. Це створило чудові пасткові умови для формування значного скупчення газу і конденсату в зоні розуцільнення порід під крилом штоку.

В аттичну фазу альпійського тектогенезу, що проявилася в регіоні в кінці міоцену, процеси висхідного тепломасоперенесення значно посилилися і рух вуглеводневих та інших газів призвів до заповнення приштокової пастки під солевим козирком метаном і його гомологами, конденсатом, а також домішками інших газів, включно з глибинними.

Механізм цього явища може виглядати наступним чином. В процесі тектогенезу в склепінній частині антикліналі, а також з боків штока в породах палеозою, а саме у середньому, верхньому карбоні і нижній пермі утворились зони розуцільнення, в яких відбулося зниження тисків. Як наслідок, в ці зони мігрували флюїди, в першу чергу газові, що мали в складі метан, бутан, пропан, етан, пентан, гелій, пара ртуті, нітроген, водень та інші гази.

Присутність гелію вказує на те, що вертикальний рух флюїдних потоків відбувався по розломах, які сягають мантиї. Можливо, це також обумовило наявність в газових сумішах пари ртуті.

Доповнення зони розуцільнення і різних екранованих пасток відбувалося з останніми проявами тектонічних рухів і динамічних навантажень на породи. Саме ці навантаження і були причиною формування висхідних і горизонтальних потоків вуглеводнів до Котлярівської антикліналі з різних шарів вміщуючих порід. Накопичення вуглеводнів відбулося під козирком соляного штоку, який виконував роль надійного флюїдоупору.

Таким чином саме розломна тектоніка, глибинне тепломасоперенесення по розломам і розривним тектонічним порушеннями, а також зона розуцільнення на периферії соляного штоку, і особливо під його козирком, створили умови для накопичення газу у Котлярівській структурі в об'ємах, достатніх для того, щоб у ній утворився газовий поклад (рис. 4. 3).

Отже, саме альпійські рухи, на нашу думку, призвели до, не тільки вкорінення у нижньопермську товщу девонського соляного штоку, а і до формування у даній структурі скупчень вуглеводнів.

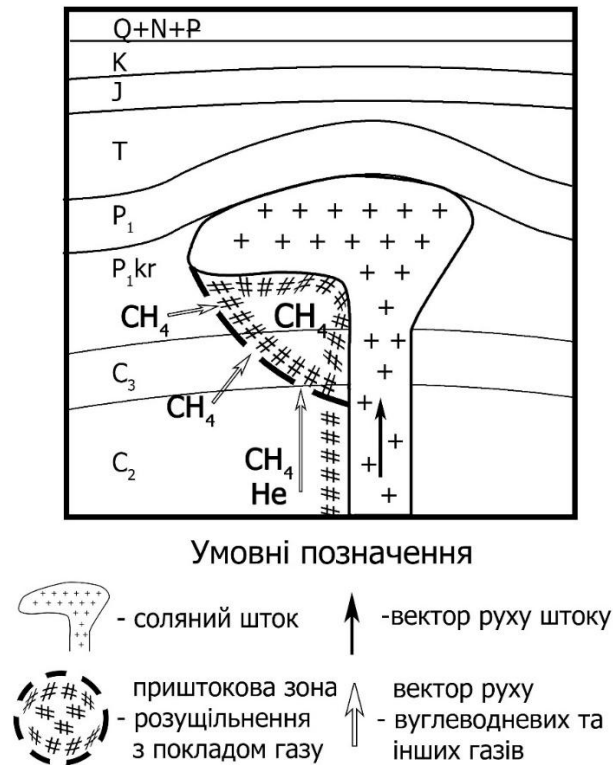


Рис. 4. 3. Принципова модель формування покладів газу в Котлярівській солянокупольній структурі (Є. Темнохуд, 2024)

Висновки до четвертого розділу

1. Промислова газоносність Котлярівської солянокупольної структури пов'язана з породами середнього карбону (горизонт М1), верхнього карбону (горизонти Г5, Г6, Г7) і картамиської світи нижньої пермі (горизонти А6, А7, А8).
2. Породи колектори на родовищі представлені середньокам'яновугільними, верхньокам'яновугільними та нижньопермськими пісковиками. Флюїдоупором є девонська сіль.
3. Консидиментаційний розвиток Котлярівської брахіантикліналі від закладання у заальську фазу герцинського тектогенезу до вкорінення штоку девонської солі з утворенням зони розущільнення під соляним козирком в ларамійську фазу альпійського тектогенезу, і, нарешті, інтенсивне заповнення вуглеводневими та іншими газами цієї великої приштокової пастки в аттичну фазу, призвели до формування газоконденсатного родовища.

ВИСНОВКИ

Дослідження, проведені авторкою в процесі виконання кваліфікаційної роботи бакалавра дозволили зробити наступні висновки:

1. Котлярівське газоконденсатне родовище знаходиться у східній частині Дніпровсько-Донецької западини, що утворилася в Дніпровсько-Донецькому авлакогені (палеорифті). Воно приурочене до південної привіської Кочубіївсько-Олексіївської тектонічної зони і розташоване у південній частині Медведівсько-Касьянівського валу. Осадкові породи авлакогену складені ефузивними, теригенними, карбонатними та галогенними породами з прошарками вугілля, які утворюють три структурні поверхи – палеозойський, мезозойський та кайнозойський.

2. Підземні води регіону належать до Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, в осадовій товщі якого налічується понад 500 водоносних горизонтів, що об'єднані у водоносні комплекси. В них простежується чітка гідродинамічна зональність, яка дублюється гідрогеохімічною. За гідродинамічними ознаками виділяється три геогідродинамічні системи: інфільтрогенна, елізійна (седиментогенна) та гідротермодинамічна. Високо мінералізовані води і розсоли хлоридно-натрієвого складу стали основою формування пластових вод, як Котлярівського, так і інших нафтогазових родовищ.

3. Котлярівська брахіантикліналь розбита розривними порушеннями і ускладнена соляним штоком. Це створює сприятливі умови для міграції в її породах флюїдних потоків. Переважаючим типом порід-колекторів тут є пісковики, а флюїдоупорів – девонська сіль. Продуктивні поклади Котлярівського родовища належать до середнього карбону (горизонт М1), картамиської та авіловської світ верхнього карбону (горизонти Г5, Г6, Г7) та картамиської світи нижньої пермі (горизонти А6, А7, А8). Промислові припливи газу отримано з продуктивного покладу горизонту Г6 зі свердловин №7 і №102.

4. Консидементаційний розвиток Котлярівської брахіантикліналі від закладання її в заальську фазу герцинського тектогенезу до вкорінення штоку

девонської солі з утворенням значної зони розущільнення верхньокам'яновугільних порід під соляним козирком в ларамійську фазу альпійського тектогенезу і, нарешті, інтенсивне заповнення вуглеводневими та іншими (включно з ендегенними) газами цієї великої приштокової пастки в наступну, аттичну фазу, призвели до формування у цій діапировій структурі газоконденсатного родовища.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів : Центр Європи, 1998.
2. Барташук О. В., Суярко В. Г. Геодинаміка формування перехідної зони між Дніпровсько-Донецькою западиною і Донецькою складчастою спорудою. Тектонічний стиль інверсійних деформацій // Вісник ХНУ ім. В. Н. Каразіна, С. "Геологія. Географія. Екологія", 2020, вип. 29, 15 с.
3. Барташук О. В, Суярко В. Г. Горизонтальні переміщення геомасивів у континентальних рифтогенних геоструктурах (на прикладі Дніпровського-Донецького палеорифту). Ч. 1. Структурні прояви тектонічної течії у фундаменті // Вісник ХНУ ім. В. Н. Каразіна. Сер. "Геологія. Географія. Екологія". – 2018. – Вип. 49. – С. 10-23.
4. Барташук О. В, Суярко В. Г., Чуєнко О. В. Тектонічна інверсія Дніпровсько-Донецької западини. Ч. 3. Тектонічний стиль деформацій. // Вісник ХНУ ім. В. Н. Каразіна "Геологія. Географія. Екологія", 2023, вип. 58, 17 с.
5. Білоконь В. Г. Глибинна будова Донбасу // Геол. журн., 1974. – Т.34. - Вип. 3. – С. 88-96
6. Гавришин В.К., Добрянський Л. О. Рудоконтролююче значення деяких широтних розломів Донбасу // ДАН УСССР, 1982. Сер. Геологія. – № 10. – С. 3-6.
7. Гавришин В. К., Закладання, розвиток Дніпровсько-Донецької западини та проблема її великомасштабного тектонічного районування // Геол. журн., 1986. – Т.46. - № 4. – С. 3–16.
8. Геологічна карта України (дочетвертинний зріз). М-б 1:1 000 000. – Режим доступу : <https://geomap.land.kiev.ua/geology>
9. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу: навч. посібник для ВНЗ / В. С. Світлицький, О. Р. Стельмах, І. В. Світлицька – К: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 112с.
10. Геоморфологія: навч. посібник для ВНЗ / Т. С. Павловська, І. П. Ковальчук – Луцьк: Вежа-Друк, 2022. – 348 с.

11. Гідрогеологія України: навч. посібник для ВНЗ / Ж. С. Камзіст, О. Л. Шевченко: МОН України. – Київ: ІНК ОС, 2009. – 613 с.
12. Гірничий енциклопедичний словник / за ред. проф. В. Білецького. – Донецьк. – Східний видавничий дім. – Т.1. – 2001. – 512 с.
13. Заріцький О. П. Генетична схема зональності елементів осадової системи ДДЗ – основа ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів / О. П. Заріцький, І. І. Зіненко. // Питання розвитку газової промисловості України – Харків, 2003. – С. 9–15.
14. Суярко В. Г. Особливості формування газогеохімічної зональності у Північно-Західному Донбасі / В. Г. Суярко, К. О. Безрук // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2006. – N736. – С. 67–72.
15. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія: підручник для вузів / В.В. Колодій, І.В. Колодій, Б.Й. Маєвський. – Ів.-Франківськ: Факел, 2004. – 141 с.
16. Суярко В.Г. До питання про генезис соляних покладів у Дніпровсько-Донецькій западині / Збірник «Питання розвитку газової промисловості України»- Харків: УкрНДІгаз, 2004. – С.109 – 112.
17. Майданович І. О. Про глибинну тектоніку Донбасу // ДАН УРСР, 1968. –Сер. Б, N 6.–С. 26-28.
18. Суярко В.Г. Геохімічні критерії пошуків вуглеводнів на сході Дніпровсько –Донецької западини / В.Г. Суярко, Л.В. Іщенко //Вісник ХНУ імені В.Н. Каразіна, вип. 42, 2015. – С. 88-93.
19. Суярко В. Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену) / В. Г. Суярко, В. М. Загнітко, Г. В. Лисиченко. – Київ: Салютіс, 2010. – 83 с.
20. Проект пошуково розвідувальних робіт в межах Котлярівсько-Ведмедівської ліцензійної ділянки / Акціонерне товариство "УкрГазВидобування", Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз), 2017. – 131 с.