

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

До захисту допустити
зав. кафедри _____ доц. Сухов В.В.
« ____ » _____ 2025 р.

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА ГАЗОНОСНІСТЬ МОСПАНІВСЬКОГО
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ПІВНІЧНА ПРИБОРТОВА ЗОНА
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)
КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Виконала: студентка 4 курсу групи ГН-41
спеціальності 103. Науки про Землю
освітньо-професійної програми «Геологія нафти і газу»
Чаговець Аріна Сергіївна

Науковий керівник:
Доктор геолого-мінералогічних наук,
професор Суярко Василь Григорович

*Кваліфікаційна робота захищена з
оцінкою*

Голова ЕК

Секретар ЕК
« ____ » _____ 2025 р.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1. АДМІНІСТРАТИВНЕ ПОЛОЖЕННЯ, ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ МОСПАНІВСЬКОГО ГКР	4
1.1. Адміністративне положення та фізико-географічна характеристика.....	4
1.2. Історія геологічного вивчення	5
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ	8
2.1. Геологічна будова району	8
2.1.1. Тектоніка.....	8
2.2. Літологія та стратиграфія	10
2.3. Гідрогеологія.....	17
2.4. Нафтогазоносність	20
2.5. Висновки до другого розділу	22
РОЗДІЛ 3. ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ФОРМУВАННЯ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ У ПОРОДАХ МОСПАНІВСЬКОЇ СТРУКТУРИ	24
3.1. Геологічні особливості Моспанівської структури.....	24
3.2. Умови формування покладів вуглеводнів	28
3.2.1. Характеристика порід-колекторів	28
3.2.2. Характеристика порід-флюїдотривів	33
3.4. Гідрогеологічні умови	34
3.5. Газоносність.....	40
3.6. Висновки до третього розділу	47
РОЗДІЛ 4. ФАКТОРИ І ПРОЦЕСИ ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ В МОСПАНІВСЬКІЙ СТРУКТУРІ	49
4.1. Тектонічні фактори	49
4.2. Вплив літологічного фактору.....	51
4.3. Гідродинамічний фактор формування	54
4.3.1. Положення газо-водяних контактів	54
4.4. Висновки до четвертого розділу	55
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	56
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	58
ДОДАТКИ.....	61

ВСТУП

Актуальність теми: активне дослідження існуючих родовищ, переосмислення застосованих геологічних концепцій та моделей, сучасний та більш комплексний підхід має великий вплив на відкриття нових скупчень вуглеводнів у межах вже існуючих родовищ.

Доцільність освоєння родовищ у регіоні Дніпровсько-Донецької западини пояснюється приуроченістю до складкових тектонічних структур. Однак, деякі родовища вже знаходяться на стадії значного виснаження. Серед ключових сучасних критеріїв, що мають вирішальне значення на етапах розвідки та дорозвідки для забезпечення рентабельного видобутку нафти й газу є глибинні розломи та диз'юнктивні тектонічні порушення.

Моспанівське газоконденсатне родовище (далі – ГКР) приурочене до Моспанівського підняття поблизу с. Мосьпанове Чугуївського району Харківської області. Метою досліджень є аналіз обширної ресурсної бази ДДЗ, зокрема обґрунтування ролі розломної тектоніки у формуванні родовища. Структура обмежена розривними порушеннями із заходу та сходу, розташовується у південно-східній частині північної прибортової зони ДДЗ, на моноклінальному схилі Воронезького кристалічного масиву.

Метою роботи є дослідження геологічної будови Моспанівського ГКР та обґрунтування основних чинників нафтогазоносності родовища.

Об'єктом дослідження є геологічна будова Моспанівської структури.

Предметом дослідження є аналіз особливостей формування покладів вуглеводнів на території Моспанівської структури.

Основою написання бакалаврської роботи слугували фондові матеріали ГПУ «Шебелинкагазвидобування» АТ «Укргазвидобування».

РОЗДІЛ 1. АДМІНІСТРАТИВНЕ ПОЛОЖЕННЯ, ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ МОСПАНІВСЬКОГО ГКР

1.1. Адміністративне положення та фізико-географічна характеристика

Моспанівське газоконденсатне родовище розміщується поблизу с. Мосьпанове Чугуївського району Харківської області (рис. 1.1.).

До повномасштабного вторгнення більшість мешканців с. Мосьпаново були зайняті сільським господарством на молочній фермі або олійниці, наразі переважає робота на виробничих об'єктах розташованих безпосередньо у районному центрі Чугуївського району – місті Чугуєві [12].

У адміністративному райцентрі превалує робота населення на промислових об'єктах. Поблизу родовища розміщені села Мохнач, Шелудьківка та Скрипаї.

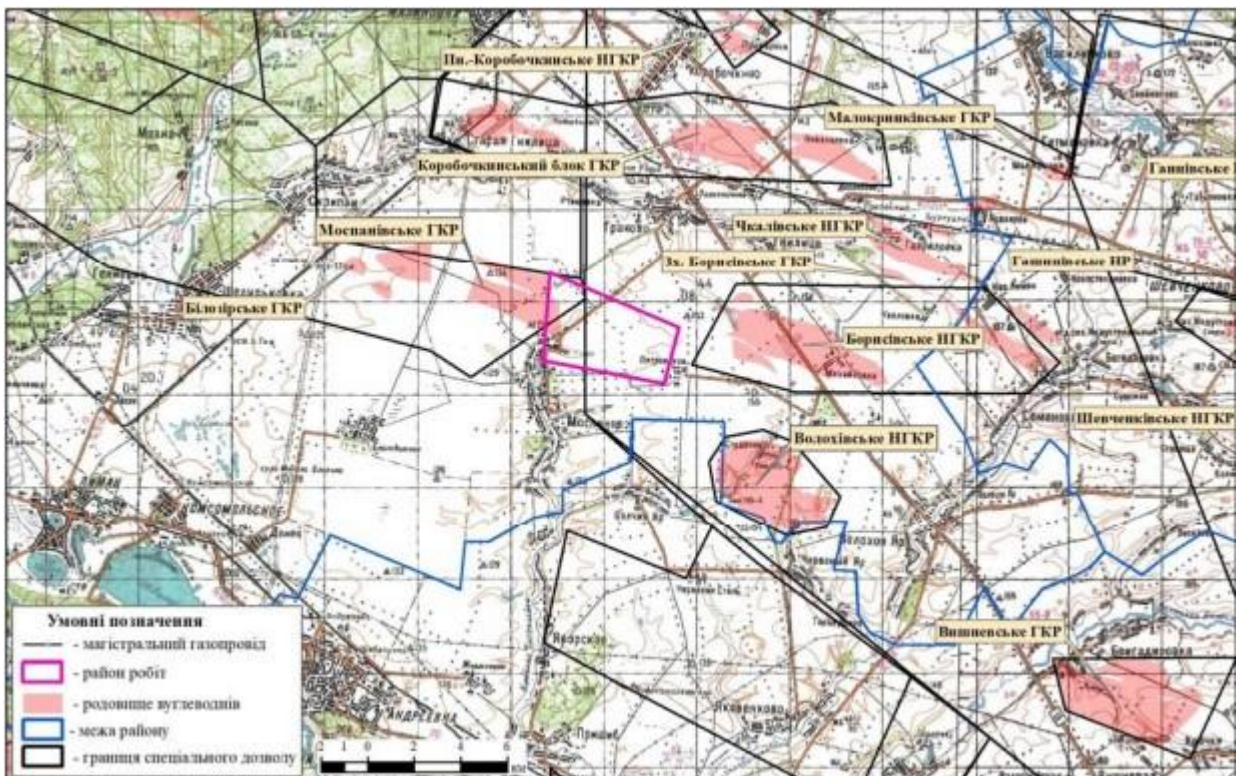


Рисунок 1.1. Оглядова адміністративна карта Моспанівського ГКР (за матеріалами УкрНДГаз, 2023).

Транспортна інфраструктура представлена переважно ґрунтовими дорігами в межах села, та польових за його межами, населені пункти на площі досліджень пов'язані одне з одним асфальтовими дорогами.

Через село проходить розвинута логістична мережа – залізна дорога, по лінії якої розташована електростанція. Найближчий залізничний вузол знаходиться у с. Гракове – 12 км на північний захід [27].

Моспанівське ГКР розміщується неподалік від Борисівського (*Південно-Граківське підняття 10 км*), Коробичкинського (*Ртищівський блок, 21 км*), Чкаловського (*26 км*), Волохівського (*30 км*) родовищ.

Рельєф області досліджень є пологохвилястою уривчастою рівниною з сильно розленованими балками, глибокими та ярами.

Гідрографія району представлена річкою Крайня Балаклійка, що є правою притокою р. Балаклійка, тече на північ від с. Мосьпаново та належить до басейну р. Сіверський Донець. На території досліджуваної структури також є кілька поодиноких озер.

Клімат області помірно-континентальний, середньорічна температура складає близько +6 °С. Річна кількість опадів становить 400 – 500 мм., найбільший їх обсяг випадає з травня по жовтень включно. Сніговий покрив зазвичай завтовшки 20 – 50 см, але з характерними для клімату різкими перепадами температур та потепліннями.

1.2. Історія геологічного вивчення

Геологічне вивчення регіону відбувалося на початку 50-х років минулого століття рр., згодом перейшовши до більш детальних пошуково-розвідувальних робіт. Завдяки сейсмозвідувальним дослідженням ДГП «Укргеофізика» у 1979 році було відкрите Моспанівське родовище.

На території Мосьпанівської структури активно проводилися геофізичні дослідження, зокрема електророзвідка. За результатами досліджень, було встановлене моноклінальне заглиблення опорного горизонту на північний схід. Вивчення північної прибортової зони ДДЗ у межах площі сприяло виявленню

бортового порушення, що дозволило виокремити зону місцезнаходження Моспанівського ГКР від північного борта Дніпровсько-Донецької западини.

У період 1989 – 1991 рр побудовані карти по шести горизонтах відбиття та з'ясовано виклинювання пермських відкладів. Зафіксовано ускладнення хвильового поля по горизонтах відбиття IVГ₂ (Р₁nk) (ранньопермські відклади) і Vб₁¹ (С₂) (середній карбон). Було рекомендовано виконання супутніх розвідувальних робіт за методикою підвищеної роздільної здатності. Також, з метою дослідження геологічної будови нижнього та середнього карбону, в районі північного борта ДДЗ були проведені сейморозвідувальні роботи методом спільної глибинної точки (далі – МСГТ). Результатом стало картування та подальше переведення Моспанівської структури в пошукове буріння [14].

У 2017 році було виконана подальша переінтерпретація зібраних даних сейморозвідувальних робіт за період 1979 - 1995 рр., з метою підготовки території дослідження до глибокого пошуково-розвідувального буріння. На базі одержаних досліджень, буріння відбулося по горизонту відбиття VВ_{2-п} (підосва верхньовізейських відкладів).

У 2020 році УкрНДІгазом з метою конкретизації геологічної будови Моспанівського підняття було виконано комплекс дистанційного моделювання для визначення потенційних структурних пасток флюїдів відповідно до оновленої геолого-тектонічної моделі. Унаслідок деталізації даних та оцінки сейсмічної 3D-моделі, уточнено геологічну модель Моспанівського ГКР. За допомогою проведення комплексу структурно-геоморфологічних методів було з'ясовано три газоперспективних зони відкладів: візейська, серпуховська та московсько-башкирська, на які загалом спроектована розробка шести свердловин.

У 2021 році Моспанівське ГКР відкриває перша пробурена пошукова свердловина № 2-Моспанівська. Проведено сейсмічний аналіз східного блоку Моспанівської геологічної структури, який свідчить про газоносність по горизонту С-2-3 серпуховського ярусу. За повним комплексом геофізичних досліджень (далі – ГДС) встановлено високий газовий потенціал продуктивного горизонту С-2-3. [12]

У 2022 році по області башкирських та московських відкладів запланована в буріння пошукова свердловина № 1-Моспанівська по горизонту Б-3 з проектною глибиною 3600 м.

У 2023 році з метою продуктивного освоєння родовища та раціональної екстракції вуглеводнів, у західну частину Моспанівської структури, що розглядається як перспективна зона поширення порід-колекторів. Згідно з результатами досліджень, було виділено газonosний пласт у межах продуктивного горизонту Б-1в. Паралельно, відбувається розвідка ймовірних запасів по горизонту Б-1в₃.

У травні 2023 року буріння свердловини № 5-Моспанівська встановлює газonosність двох продуктивних горизонтів - С-4 та С-5. З ціллю введення розробки нового горизонту М-6, кориговано розташування свердловини № 6-Моспанівська в напрямку на північ від свердловини № 1-Моспанівська.

Отже, наразі, на території Моспанівського ГКР залишається непробурена свердловина № 3-Моспанівськ на глибокі горизонти візейського ярусу нижнього карбону. Подальші роботи з буріння призупинені через значну заміованість території, а також веденням військової агресії з боку РФ [27].

РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1. Геологічна будова району

Територія досліджень входить до складу Дніпровсько-Донецького палеорифту (авлакогену) та є частиною сформованої в ньому Дніпровсько-Донецької западини, знаходячись в її північно-прибортовій області (рис.2.1.).

Тож, Дніпровсько-Донецька западина демонструє собою складно побудований палеограбен, що складений породами палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем [9].

2.1.1. Тектоніка

Площа досліджень знаходиться у зоні Волохівсько-Медвежанського структурно-тектонічного району північно-прибортової зони ДДЗ. Сама ж Дніпровсько-Донецька западина є однією з найбільших тектонічних депресій південної частини Східноєвропейської платформи.

Структура ДДЗ локалізується як западина між вираженими виступами кристалічного фундаменту в межах Східноєвропейської платформи – Українським щитом і Воронежської антеклізи. Глибина залягання фундаменту ДДЗ між цими двома структурами варіюється від 4 до 10 км [3].

Підсумовуючи, район досліджень, який приурочений до північно-прибортової області ДДЗ, одночасно із її південною областю. Ця територія є схилом Воронежського масиву та Українського щита, які поступово знижуються в напрямку палеограбену. Осадові породи, що формують чохол, залягають похило (моноклінально), відповідно до форми та структурним особливостям фундаменту.

Моспанівська структура розміщується у північно-приосьовій зоні Дніпровсько-Донецького грабену.

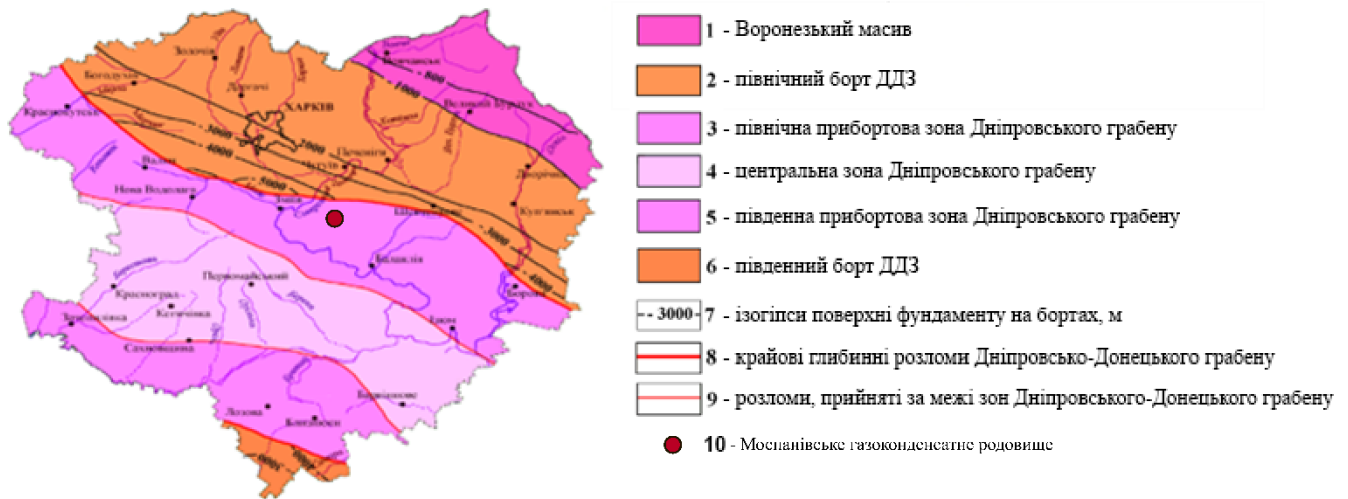


Рис. 2.1. Схема структурно-геологічного районування Дніпровсько-Донецького авлакогену (за Гавришем В.К., 2007 р.)

Розвиток Дніпровсько-Донецької западини відбувався впродовж пізнього етапу палеозойської ератеми та характеризувався трьома ключовими фазами формування [6]:

1. Авлакогенна фаза.

З позиції сучасної тектоніки літосферних плит формування Дніпровсько-Донецького палеорифту пов'язане з процесами спредінгу окремих літосферних блоків. У пізньому девоні регіональна тектонічна активність спричинила випинання в зоні Сарматського щита та активізацію глибинних розломів, що, у свою чергу, призвело до прогинання ділянки між ними. Саме це прогинання стало основою для закладення Дніпровсько-Донецького палеорифту.

2. Фаза тектонічного розвитку ДДЗ.

Ці тектонічні деформації спричинили формування сучасних бортів ДДЗ, які набули характерної моноклінальної будови.

3. Синеклізна фаза.

Даний етап розвитку триває до сьогодні. Спостерігається невелике прогинання ділянки ДДЗ у палеогеновому періоді, проте вже у неогені відбувається підняття території.

Моспанівська прирозломна напівантиклінальна структура зазнавала значного впливу локальних диз'юнктивних порушень скидового характеру [4,6].

2.2. Літологія та стратиграфія

Згідно з геологічним розрізом території досліджень, попри наявність трьох структурних поверхів. Спостерігається кутове та стратиграфічно неузгоджене залягання порід осадового чохла на кристалічному фундаменті відповідно. Відклади відповідають стандартним у межах ДДЗ. Геологічна будова Моспанівської структури показана відкладами, у складі палеозойської, мезозойської і кайнозойської ератем.

Протерозойська ератема – PR

Докембрійська система (pЄ)

Відклади фундаменту були задокументовані раніше неподалік від Моспанівської структури – у свердловинах Білозірської та Коробочкинської свердловин. Кристалічні відклади сформовані гнейсами та гранітами.

Палеозойська ератема (PZ)

Девонська система (D)

Фаменський ярус (D_{3fm})

Відклади девону з характерним пластовим заляганням, представлені фаменським ярусом, виявлені на території Граківського підняття Кристалічні утворення представлені щільними перешаруваннями пісковиків з алевролітами, з прошарками вапняків та кам'яного вугілля [16].

Кам'яновугільна система (C)

Система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (C₁) включає в себе візейський і серпухівський яруси.

Візейський ярус (C_{1v})

У структурі ярусу виокремлюють нижній та верхній під'яруси, з незгідністю між ними.

Нижній під'ярус (C_{1v1}) складений двома горизонтами – XIV та XIII відповідно. Сформований, переважно, чорними аргілітами з пластами алевролітів, він містить включення вапняку та пісковиків, а також рештки фауни.

Верхній під'ярус (C_{1V2}) складається з трьох мікрофауністичних горизонтів: XI, XII, XIIa сумарною товщиною до 75 м. Простежується незгідність у заляганні по відкладах з нижньовізейським під'ярусом. Складений дрібнозернистими світло-сірими карбонатизованими тріщинуватими алевролітами. Пісковики переважно коричнево-сірі та світло-сірі, від дрібнозернистих до середньозернистих та крупнозернистих сильно зцементовані, з прожилками слюд. Вапняки масивної структури, від сірих до чорних, з великим вмісту керогену, що, вирогідно, обумовлює нафтогазоносність площі дослідження [17].

Серпухівський ярус C_{1S}

У породах ярусу виокремлюється нижньосерпухівський та верхньосерпухівський під'яруси, між якими простежується стратиграфічна незгідність.

Нижньосерпухівський під'ярус (C_{1S1}) на досліджуваній площі представлений X й IX мікрофауністичними горизонтами. Під'ярус сформований аргілітами з нашаруванням товщі алевролітів і пісковиків та лінзами вапняків.

Аргіліти варіюють від темно-сірих до майже чорних, містять алевритову та вапнякову домішки.

Пісковики здебільшого світло-сірі або сірі, характеризуються дрібно- та тонкозернистою структурою. Вони містять кварц та слюди, а також глинисті компоненти, що забезпечують середню зцементованість породи.

Алевроліти сірі та світло-сірі, зернистість змінюється від дрібної до крупної, а в окремих шарах спостерігаються прошарки вуглистої, слюдистої й глинистої матеріалу.

У розрізі верхнього під'ярусу (C_{1S2}) виділяють кілька мікрофауністичних горизонтів: VIII, VII та V-VI, які залягають незгідно на древніших відкладах. Літологічно склад порід представлений переважно тонкозернистими теригенними породами – аргілітами та алевролітами, які формують основний об'єм розрізу, у той час як пісковики та вапняки є другорядними. У центральній частині, навпаки, спостерігається переважання пісковиків та алевролітів [17].

Аргіліти темних відтінків, від глибоких сірих до майже чорних кольорів, з прошарками вугілля.

Пісковики світло-сірого та сірого забарвлення - від дрібно- до крупнозернистих різновидів. Містять кварцові зерна, лусочки слюди, а також глинисто-карбонатний цемент середнього ступеня ущільнення.

Алевроліти сірі та світло-сірі, дрібно- та крупнозернисті, у прошарках спостерігається збагачення вуглистими, слюдистими та глинистими компонентами.

Середній відділ карбону (C₂)

Башкирський ярус (C_{2b})

У структурі даного ярусу виділяють декілька світ: C20, C21, C22, C23, C24 та нижню частину C25 (відноситься до вапнякового горизонту К6). Теригенний комплекс сформований переважно глинистими сланцями та пісковиками.

Вапняки переважно сірого та темно-сірого відтінку, мають приховану кристалічну структуру і характеризуються масивністю, високою міцністю та містять фрагменти органічних решток.

Аргілітові пласти характеризуються темно-сірим до сіро-зеленого забарвленням, карбонатною мінералізацією, локальними алевритовими домішками, підвищеною щільністю та наявністю вуглефікованих рослинних фрагментів [17].

Алевроліти сірого та світло-сірого забарвлення, здебільшого дрібно- та середньозернисті, у деяких зонах набувають піщанистого або глинистого характеру, містять карбонатний матеріал.

Пісковики світло-сірі й сірі, зернистість змінюється від дрібної до середньої. У складі присутні кварцові зерна, лусочки слюди, цементация середнього ступеня.

Товщина ярусу характеризується латеральною мінливістю: мінімальні значення (14 м) зафіксовані у свердловині № 6-Моспанівська, де розріз представлений частково.

Московський ярус (C_{2m})

Московський ярус залягає з вираженою стратиграфічною незгідністю на башкирських відкладах.

Літологічний профіль характеризується чергуванням пісковиків та аргілітів з підпорядкованими прошарками карбонатних порід і вугленосних горизонтів.

Аргіліти від сірого до антрацитово-чорного, мають тонкошарувату текстуру, містять лусочки слюди та карбонатизовані рештки рослинного походження [14].

Вапняки темно-сірого забарвлення, збагачені глинистим матеріалом, насичені фрагментами фауністичних залишків.

Пісковики представлені від сірого до світло-зеленувато-сірого, характеризуються помірним ступенем цементації карбонатним, глинисто-карбонатним і базальним цементом.

Алевритові породи сірого та зеленувато-сірого кольору, збагачені глинистою фракцією, дрібнозернисті, з локальними скупченнями слюдистих мінералів.

Товщина ярусу варіюється від 445 м до 479 м у свердловині № 2-Моспанівська.

Верхній відділ карбону (C₃)

Літологічно відділ представлений чергуванням алевритових та піщаних прошарків з малопотужними включеннями карбонатних утворень.

Пісковики світлі, місцями зеленуватого відтінку, характеризуються поліфракційністю - від дрібно- до різногранулярних, з переважно слабкою консолідацією глинистих та мікрослюдистих мінеральних часток [17].

Аргіліти сірі, з відтінками зеленого, містять лускуваті силікати, збагачені алевритовими домішками та органічним детритом фітогенного походження.

Алевритові відклади сірі, дрібногранулярні, з розсіяними силікатними частками.

Вапняки графітового відтінку, мікрокристалічні, з глинистими домішками та уламками скам'янілої біоти.

Товщина верхньокарбонowego комплексу варіює від 764 м у вертикалі № 6-Моспанівська до 827 м у вертикалі № 4-Моспанівська.

Пермська система (P)

Картамиська світа (P_{2kr})

Товща трансгресивно перекриває відклади карбону і представлена алевритово-глинистими породами, аргілітами, грубоуламковими тілами.

Діагностичною ознакою ярусу є поліхромність порід з переважанням червоних тонів різної інтенсивності, головним чином коричневого забарвлення.

Аргілітисті окисно-залізісті та алевритові різновиди породи формують тонке перешарування.

Пісковики дрібнозернисті, середньозернисті, глинисті.

Товщина ярусу показує таку варіативність залягання: від 52 м у вертикалі № 1-Моспанівська до 130 м у вертикалі Білозірської ділянки.

Мезозойська ератема (M~~Z~~)

Тріасова система (T)

Літологічно відклади системи сформовані перемежуванням алевритів, пісковиків і аргілітів.

Глини вирізняються барвистістю, з домінуванням бордово-червоних та рубіново-теракотових відтінків. Текстурно-структурні особливості характеризуються перешаруватістю, домішками піщаного матеріалу та підвищеною консолідацією [30].

Пісковики диференціюються за кольорами від сірого, сизого до аквамаринного, графітового та нефритово-сірого, збагачені глинистою речовиною з епізодичними тонкими прошарками сіруватих алевритових порід.

Товщина тріасового комплексу коливається від 197 м у вертикалі № 4-Моспанівська до 241 м у вертикалі № 2-Моспанівська.

Юрська система (J)

Стратиграфічно підрозділяються на середньоюрський та верхньоюрський комплекси.

Середньоюрський комплекс репрезентований аргілітами та алевролітами з підвищеним вмістом кварц-глауконітових мінералів. У верхній частині стратиграфічного діапазону фіксується збільшення частки грубоуламкових компонентів [18].

Верхньоюрський комплекс включає диференційований набір фацій: сірі ущільнені глини, пісковики, алевроліти, сизуваті доломітизовані вапняки.

Сумарна потужність юрської товщі складає 422 м.

Крейдова система (K)

У структурі системи виділяють нижньокрейдний та верхньокрейдний комплекси.

Нижньокрейдний комплекс сформований кварцовими сизуватими до сріблястих, пісковиками з фрагментами світлих та оливково-сірих, зцементованих, з незначним вмістом слабоалевритистих порід.

Верхньокрейдний комплекс, що охоплює часовий діапазон від сеноману до маастрихту включно, представлений біогенно-хемогенними карбонатними породами — крейдою білосніжною, в локальних фрагментах - з підвищеним вмістом глинистого матеріалу.

Потужність крейдового комплексу коливається у межах до 645 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Палеогенова, неогенова та четвертинна системи (P+N+Q)

Кайнозойські утворення з трансгресивним неузгодженням перекривають крейду і включають в себе палеогенову, неогенову та четвертинну систему. Нижня частина розрізу складена пісковиками попелястого та нефритово-сірого забарвлення, дрібнозернистої структури, кварцового мінерального складу, з прошарками алевритистих високозцементованих аргілітоподібних порід. Середня та верхня частини представлені глинистими масами темно-смарагдового кольору, з високою ступеню ущільнення, та мергелевими породами нефритово-сірого відтінку, з конкреційними включеннями фосфоритів.

Неогеново-четвертинна система, що не підлягає детальному розчленуванню, сформована пісковиками та аргілітоподібними породами

лимонно-попелястого забарвлення, з підвищеним вмістом піщаного матеріалу, перекритими супісково-суглинистими утвореннями теракотового кольору, високої щільності, увінчаними сучасним гумусово-рослинним покривом [18].

Вертикальна потужність палеоген-неоген-четвертинного комплексу змінюється від 57 м до 91 м у свердловині № 2-Моспанівська.

2.3. Гідрогеологія

Гідрогеологічна приуроченість зони досліджень відповідає північно приосьовій зоні Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Морфоструктура басейну характеризується субширотним простяганням з інтенсивною тектонічною диференційованістю осадових порід, в яких утворилися кайнозойські, мезозойські та палеозойські водоносні горизонти та комплекси [23].

Дніпровсько-Донецький артезіанський басейн є масштабною гідрогеологічною структурою з характерною просторовою витриманістю водоносних комплексів та регіональною неперервністю водотривів. Специфіка гідрогеологічних параметрів визначається ієрархічною диференціацією колекторських товщ. Гідродинамічна структура басейну контролюється складною взаємодією зон живлення підземних вод у периферійних ділянках та областей розвантаження в річкових долинах і тектонічно активних зонах, що створює характерний напірний режим.

У територіальних межах для забезпечення господарсько-побутових потреб експлуатують водоносні горизонти четвертинного та неогенового стратиграфічних підрозділів.

Водоносний шар басейну стратиграфічно складений мергельно-крейдяними породами, пісковиками та пісками, вапняками. Глибини залягання товщ коливаються в діапазоні 40-80 м. Гідродинамічний режим підземних вод відзначається артезіанськими умовами, що обумовлює формування напірного характеру на окремих ділянках, зі значеннями до 900 м. Фільтраційно-ємнісні характеристики демонструють значну варіативність показників водоносності – від 25-30 до 500-1200 м³/добу, з дебітом свердловин 15-50 л/с. Гідрогеохімічна диференціація підземних вод проявляється у вертикальній зональності – від гідрокарбонатно-кальцієвих прісних вод з мінералізацією 1-2 г/л у верхніх структурних поверхах до кальцієвих розсолів з мінералізацією 20-110 г/л у палеозойських комплексах [23].

Таблиця 2.3 – Характеристика основних водоносних комплексів східної частини Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну (за В.Г. Суярко, 2006 р., переклад Пивоваров А.В [23])

Водоносні комплекси (індекси)	Літологічний склад		Питомий дебіт, л/с	Коефіцієнт інфільтрації, м/добу	Типи скупчень під-земних вод	Характер напору
	основних водовміщуючих порід	водоупорних товщи				
1	2	3	4	5	6	7
Q	Ґрунти, пісковики, лесовидні суглинки, гравій, галечники	Ґлинисті ґрунти, суглинки, глини	0,05-6,0	0,001-40,0	Порові	Безнапорні, поганонапірні
N-P	Піски, рихлі пісковики, кавернозні вапняки, гравій	Ґлини, мергелі	0,01-16,0	0,001-28,3	Порові, поровотріщинні	Безнапорні, поганонапірні
K ₂	Тріщинувата крейда і мергелі	Щільні мергельно-крейдяні породи	0,01-40,0	від 0,005-1,0 до 10,0-120,0	Тріщинні, тріщинно-жильні, тріщинно-карстові	Безнапірні, поганонапірні, напірні
K _{2ст} – K _{1-J}	Піски, спонголіти, тріщинуваті вапняки і пісковики	Щільні мергельно-крейдяні породи, глини	0,15-18,0	0,5-30,0	Тріщинно-пластові, порово-пластові, тріщинні	Напірні
T	Піски, пісковики, конгломерати, галечники	Ґлини	0,06-4,0	від 1,0-2,0 до 20,0	Порово-пластові, поровотріщинні, тріщинні	Напірні

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7
qP_1	Закарстовані гіпси, доломіти, вапняки, брекчія вилуговування солей	Щільні солі, ангідрити	від 4,0-12,0 до 25,0 - 75,0	від 0,1-1,0 до 150,0	Тріщинно-карстові, тріщинні, карстові	Безнапірні, погано-напірні
$P_1kr-C_1^2$	Тріщинуваті пісковики, вапняки і алевроліти	Аргіліти, щільні вапняки, алевроліти	0,001 - 6,0	від 2,0 до 100,0	Пластово-тріщинні, тріщинні, пластово-порові, пластово-карстові	Напірні
C_1^1	Закарстовані і тріщинуваті вапняки і доломіти	Щільні аргіліти і алевроліти	0,01-30,0	до 100,0	Тріщинно-карстові	Безнапірні, погано-напірні
D	Пісковики, вапняки, конгломерати, тріщинуваті алевроліти, туфи	Солі, глини, аргіліти	0,001 - 1,0	0,01 - 10,0	Тріщинні, тріщинно-пластові, тріщинно-жильні	Напірні

Гідрогеохімічна зональність Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну визначається еволюцією водоносних систем: седиментогенних, термогідродинамічних та інфільтраційних, при цьому остання переважає в мезозойських та кайнозойських водоносних комплексах, частково охоплюючи верхні інтервали палеозойського поверху до глибин 200-500 м.

Гідродинамічний режим контролюється інтенсивністю тепломасоперенесення та гравітаційним вектором гідростатичного тиску з градієнтним розподілом між областями живлення і розвантаження цих горизонтів.

Водоносні комплекси на глибинах понад 800-1000 м характеризуються елізійними гідрогеодинамічними системами, де міграція відзначається низькими швидкостями.

Термогідродинамічні гідрогеодинамічні системи локалізуються в глибоких горизонтах палеозойського фундаменту, тож динаміка цих процесів в умовах

обмеженої вертикальної проникності формує локальні зони аномально високих пластових тисків [23, 24].

Тектоногідрогеологічна модель Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну характеризується динамічними неотектонічними рухами земної кори в межах авлакогену амплітудою 3-9 мм/рік, тим самим створюючи нерівномірні напруги у водоносних комплексах, що в свою чергу зумовлює формування контрастних геофлюїдодинамічних зон.

У синклінальних структурах в межах ДДЗ домінує режим з підсиленням латерально міграції підземних вод під впливом комбінованого гідростатично-літостатичного тиску. Натомість, антиклінальні структури, особливо в зонах перетину диз'юнктивів, функціонують як своєрідні геофлюїдодинамічні «труби», де відбувається висхідні рухи глибинних флюїдів.

Підтвердженням важливості ендегенної складової у формуванні гідрогеологічного режиму ДДЗ є аномальний вміст мікрокомпонентів та газів глибинного походження (He, Ar, H₂, Hg, I, Br) [22] у підземних водах антиклінальних структур. Міграція цих індикаторних елементів уздовж проникних розломних зон супроводжується імпульсним характером теплового потоку, що призводить до гідротермальної активізації на локальних ділянках.

2.4. Нафтогазоносність

Згідно з відповідним районуванням, східна частина Дніпровсько-Донецької западини охоплює Кальміус-Бахмутський та Співаківський нафтогазоносні райони, а також фрагментарно поширюється на ділянки Рябухінсько-Північноголубівської зони, Північного борту та Машівсько-Шебелинської зони відповідно.

Вуглеводні локалізуються переважно в інтервалі глибин 2000-4000 м. Домінуючими структурними елементами, що контролюють вуглеводневі поклади, виступають антиклінальні та брахіантіклінальні підняття, ускладнені системами диз'юнктивних порушень, у грабеновій частині вони ускладнені соляними діапірами. У межах північного борту западини, до якого приурочений район

досліджень, прослідковуються пластові та моноклінальні структури. Продуктивні горизонти приурочені до палеозойського комплексу [9].

Стратиграфічно основні акумуляції вуглеводнів пов'язані з карбоновими та нижньопермськими відкладами. Глибина залягання продуктивних комплексів варіює від 380 до 6250 м, у межах Моспанівської прирозломної напівантиклінальної структури – від 2500 до 4100 м. Функції регіональних флюїдоупорів виконують глинисто-сульфатні відклади франського ярусу, соляні товщі верхнього фамену, аргілітові горизонти московського та башкирського ярусів, галогенні товщі пермських відкладів.

Колекторські властивості притаманні гравелітам, алевритовим відкладам, тріщинуватим і кавернозним хемогенним породам. Параметри пористості колекторів коливаються від 3% до понад 25%. Проникність значною мірою детермінується ступенем тріщинуватості і варіюється в межах від 0,00015 до 2,7 мкм².

Літолого-стратиграфічна різноманітність обумовлює наявність різноманітних типів пасток: склепінні тектонічно-екрановані, непорушені, літологічно-екрановані.

Вуглеводневі поклади обмежені локальними структурами блокового типу та соляною тектонікою. Параметри цих структур варіюються від 3×5 до 13×35 км.

Тектоно-динамічний режим регіону, зокрема розломно-блокова тектоніка та система екрануючих горизонтів, відіграє важливу роль у формуванні пасткових умов і забезпеченні процесів латеральної та вертикальної міграції вуглеводневих флюїдів [24].

2.5. Висновки до другого розділу

1. Геоморфологічна характеристика території відображає типову для східно-платформної зони денудаційно-аккумулятивну рівнину з інтенсивно розвинутою системою ерозійних форм. Територія характеризується хвилясто-увалистим рельєфом з глибоко врізаними ерозійними елементами — балковими комплексами з крутими схилами та яружно-балковими системами значної глибини і стрімкості бортів.

2. Територія Моспанівської структури належить до Дніпровсько-Донецької западини.

Простежується характерне закономірне заглиблення кристалічного фундаменту в напрямку з північного сходу на південний захід із формуванням моноклінального залягання осадової товщі.

Формування Дніпровсько-Донецької зумовлене трифазною еволюцією: початковою авлакогенною стадією, етапом формування безпосередньо западини та завершальним синеклізним етапом розвитку. Становлення цієї структури відбувалось у другій половині палеозойської ери на території давньої Східноєвропейської платформи та має безпосередній вплив на тектонічний розвиток регіону досліджень.

3. Стратиграфічно розріз осадового чохла представлений породами трьох структурних комплексів: палеозойського, складеного пісковиками, аргілітами та карбонівими відкладами з прошарками вугілля, мезозойського, що включає в себе тріасові, юрські та крейдові утворення (глини, пісковикові товщі, карбонатні утворення, включаючи доломіти та крейдянні відклади), та кайнозойський комплекс (палеогенова, неогенова та четвертинна системи), що охоплює пісковики сірого забарвлення, алевритисті породи, глинисті та супісково-суглинисті осадові утворення.

4. Гідрогеологічно Моспанівська напівантиклінальна прирозломна структура локалізована в північно приосьовому сегменті Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Водовмісними є теригенні та карбонатні колектори (вапняки, пісковики і піски, карбонатно-мергелисті та крейдянні утворення) із

глибиною залягання до 80 метрів. Підземні води мають напірний характер із локальними зонами самовиливу.

Структурно-гідрогеологічна модель Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну відзначається активними висхідними рухами в межах авлакогенної структури. Непослідовний характер цих рухів спричиняє формування зон нерівномірної напруженості у водовмісних комплексах різного стратиграфічного рівня. Це явище призводить до виникнення гідродинамічно контрастних зон з різними показниками напору, швидкості фільтрації та гідрогеохімічними характеристиками підземних вод.

5. Нафтогазове районування східної частини ДДЗ включає декілька нафтогазоносних районів, продуктивні горизонти яких приурочені переважно до відкладів карбону і нижньої перми. Породи-колектори представлені алевролітами, пісковикам, тріщинуватими та кавернозними хемогенними утвореннями і, в окремих випадках, тріщинуватими породами докембрійського фундаменту. Виявлено різноманітні типи пасток вуглеводнів – склепінні, тектонічно-екрановані, непорушені, літологічно-екрановані.

РОЗДІЛ 3. ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ФОРМУВАННЯ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ У ПОРОДАХ МОСПАНІВСЬКОЇ СТРУКТУРИ

3.1. Геологічні особливості Моспанівської структури

Моспанівська структура розміщується в приосьовій зоні північного борту та є характерним структурним елементом Дніпровсько-Донецького палеорифту (рис. 3.1). Формування структури в регіоні досліджень відбулося у фазу герцинського тектогенезу, на що вказує форма та амплітуда розломів, зокрема їхній конседиментаційний характер розвитку [2].

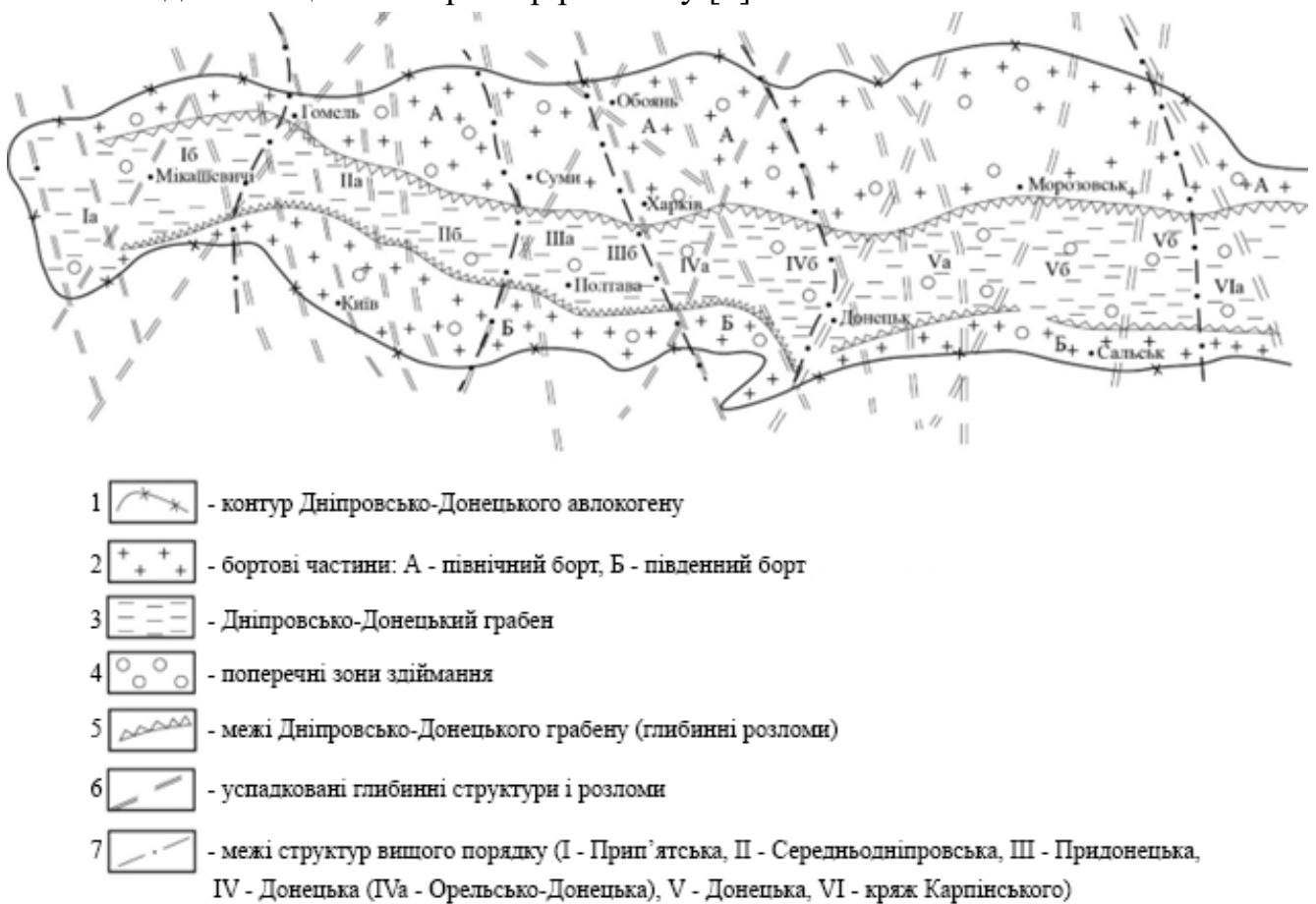


Рис. 3.1. Тектонічна схема Дніпровсько-Донецького палеорифту (за В.

Гавришем, 1974 р.)

Моспанівська структура є периферійною частиною Граківського підняття. Унаслідок такої асиметричної будови відбувалося нерівномірне занурення цих периферійних зон складки.

По кристалічному фундаменту Моспанівська антиклінальна структура представлена горстоподібним підняттям, ускладненим периферійними розломами. Північне тектонічне порушення має амплітуду близько 300-400 м, південне – меншу амплітуду, в межах 150-200 м.

Тектонічний розвиток Моспанівської структури характеризується складною просторово-часовою динамікою розвитку геологічних блоків від візейських до московських стратиграфічних горизонтів. Центральним тектонічним порушенням виступає субширотний регіональний Моспанівський згідний скид, уздовж якого відбуваються зміщення структурних планів з півдня на північ [12].

Підняття змінюється від компактних витягнутих форм у ранньокам'яновугільних відкладах до більш розгалужених тектонічних утворень у пізньокам'яновугільний період. Параметри диз'юнктивів послідовно ускладнюються - від локальних асиметричних форм розміром $7,0 \times 0,5$ км з амплітудою 65 метрів до масштабніших геоструктурних утворень $8,0 \times 2,7$ км з амплітудою 87 метрів.

Східна периферія Моспанівської тектонічної структури відзначається субмеридіональним розривним порушенням з амплітудою зміщення 25 метрів. Формування Східно-Моспанівського блоку відбувалося внаслідок складної взаємодії розломних систем, зокрема впливу Моспанівського крупноамплітудного розлому та Південно-Граківського незгідного скиду.

Характерною особливістю є поступове затухання амплітуд розривних порушень у південному напрямку, що супроводжується трансформацією геоструктурних елементів. Башкирський ярус середньокам'яновугільної системи фіксує просторову конфігурацію Східно-Моспанівського блоку в межах замкненої ізогіпси -2575 метрів, де геометричні параметри становлять $5,32 \times 0,6$ км.

Московський структурний поверх успадковує морфологічні риси попередніх тектонічних етапів. У межах ізогіпси -2275 метрів східний блок зберігає витягнуту форму з параметрами $7,0 \times 0,6$ км. Параметри покладів родовища не перевищують значень у 3,8 км (у середньому – 1,62 км), ширина не

більше 1,35 км (середнє – 0,6 км), висота до 98 м (опосередковане значення – 39 м) [10].

3.2. Умови формування покладів вуглеводнів

Геологічні умови формування покладів вуглеводнів визначаються тектонічною будовою структури, літологічним складом порід-колекторів та порід-флюїдоупорів, а також її гідрогеологічними особливостями.

3.2.1. Характеристика порід-колекторів

За результатами комплексних досліджень Моспанівської напівантиклінальної структури встановлено нафтогазоносність різновікових відкладів карбону. Продуктивні горизонти зафіксовані в московському (М-1 - М-5 (М-5в, М-5н), М-6 (М-6в, М-6с, М-6н)) башкирському (Б-1 (Б-1в₀, Б1в₁, Б-1в₂, Б-1в₃) та серпуховському (С-2, С-4, С-5 (С-5в, С-5н)) ярусах, що представляють середній та нижній відділи кам'яновугільної системи [19].

Колекторами регіональних газоносних горизонтів є піщано-алевролітові породи різної зернистості, сформовані переважно в морських прибережних умовах .

Горизонт М-1 характеризується літологічною витриманістю і представлений глинистими та алевритистими відкладами з прошарками карбонатних порід. . Товщина продуктивної зони варіює від 1,5 м до 15,5 м, пористість складає 12-19%.

Горизонт М-3 вирізняється алеврито-піщаними утвореннями з коефіцієнтом пористості до 20-23,6%. Літологічно горизонт складений сірими кварцовими пісковиками з вмістом глинистого та карбонатного цементу. Спостерігаються постседиментаційні перетворення у вигляді регенераційної кварцової цементації та вторинної кальцит-доломітової мінералізації з акцесорними мінералами - цирконом, амфіболами, епідотом, а також вуглистими включеннями [5].

Горизонт М-4 складений чергуванням проникних та слабопроникних аргіліто-піщаних порід. Літологічно представлений середньозернистими пісковиками попелястого забарвлення з масивною текстурою, підкресленою вуглистими прошарками та вкрапленнями слюдистого матеріалу і біоти. Пористість коливається від 5,35% до 19,87%.

Горизонт М-5 відзначається високими колекторськими властивостями. Проникна літопачка М-5в характеризується ефективними товщинами 4,0-6,9 м та коефіцієнтом пористості до 20,3-21,8%. Нижня пачка М-5н представлена перешаруванням піщано-алевритових порід.

Літологічно горизонт М-5 представлений пісковиками косошаруватого залягання, дрібно-середньозернистими, попелясто-сірими, з вугільними прошарками та керогеном. Фіксуються включення брекчії, сформованої аргілітними масами, з залізистими включеннями. Пористість складає 5-23%.

Горизонт М-6 поділяється на три пачки: М-6в, М-6с, М-6н. Пачка М-6в локалізована в центральній частині покладу. Товщини складає 1,5-5 м з пористістю до 18,7%.

Колектор М-6с зафіксований у східно-північному та південному напрямках, у прирозломній частині родовища. Газонасичені товщини складають від 1,7м до 3,0 м, коефіцієнт пористості від 11,9% до 14,7%.

Літологічний склад горизонту М-6 включає попелясто - сірі пісковики, з тонкою та дрібною зернистістю, шаруваті з прошарками вугля та слюди. У цих породах виявляються округлі утворення залізистих карбонатів теракотового забарвлення.

Алевроліти мають глинисту текстуру, варіюють від сіро-смагадового до попелястого з прошарками вуглефікованої біоти. Аргіліти темні до чорних, шаруваті, з неоднорідним розподілом глинистих фрагментів. Також присутні незначні включення піриту. Пористість колектора визначається в межах 9,2-13,64% [15].

Пласти **горизонту Б-1в₀** характеризуються такими петрофізичними параметрами: ефективна флюїдонасичена товщина варіює в діапазоні від 1,67 м до 3,4 м при коефіцієнті пористості від 12% до 17,8%. Зразки керна матеріалу з даної товщі відсутні.

Колекторська (флюїдопроникна) товща **горизонту Б-1в₁** літологічно частково представлена алевролітистими породами, пісковиками, з прошарками

кам'яного вугілля пористістю 30% та ефективною товщиною насичення до 21,6 м.

Особливої уваги заслуговує інтервал у св. №12, представлений керном №6, що представлений пісковиком від світло-сірого до темного, середньо-дрібнозернистим, з кальцитовою цементацією. Структурно-текстурні особливості включають масивну та косошарувату будову, підкреслену кам'яновугільними прошарками з включеннями слюдистого матеріалу. Цементація карбонатна та глиниста. Спостерігається чергування сірих алевритів та чорних аргілітів. Алеврити мають глинистий склад, коричневе забарвлення та шарувату текстуру. У зразках фіксуються численні вкраплення вуглефікованих фітоклстів [13].

Проникні інтервали **горизонту Б-1в₂** простежуються на південному сході родовища, де ефективна газонасичена товщина пластів становить до 25,5 м при пористості 21,3%.

Основною ознакою горизонту літологічно є наявність великої товщі алевритів або пісковиків. Зразки представлені пісковиками з середнім та крупним розміром зерна, з глинистою та карбонатною складовою. Текстура переважно косошарувата, що показано чередуванням вмісту глинистої фракції та гранулометричного складу. Цементація порід переважно глиниста, частково карбонатна. Часті коливання кута нашарування у зразку попелястого глинистого пісковика у св. №4 (керн №1) вказують на зміну гідродинамічного режиму під час седиментації. На свіжих відколах відчувався характерний аромат вуглеводнів [21].

Алевроліти горизонту мають сіре забарвлення. Текстура слабо виражена, шарувата, представлена тонкими глинистими прошарками. Породи містять включення вуглефікованих органічних домішок. Глинисті породи, аргіліти, мають сіре забарвлення та грудкувату структуру. Вугільні прошарки зустрічаються рідко.

Газоносна товщина **горизонту Б-1в₃** становить 3,75 м при пористості 12,4%. Керновий матеріал по цьому горизонту відсутній.

Горизонт Б-2 представлений дрібнозернистими пісковиками крихкої структури. Забарвлення варіює від жовтого до сірого, цементация переважно глиниста, іноді карбонатна.

Продуктивний **горизонт С-2** здебільшого характеризується низькими колекторськими властивостями. Флюїдопроникні товщі визначені товщиною в 8,7 -12,59 м при коефіцієнті пористості до 14,3%.

Літологічно горизонт демонструє наявність аргілітів та пісковиків з перешаруванням із світло-сірими алевритами.

Характерні структурно-текстурні особливості яскраво виражені пісковиками середньозернистих різновидів. Текстурні особливості характеризуються шаруватістю, що забезпечується прошарками органі-мінерального складу. Цементация переважно кварцова з вторинною роллю глинистого компонента [5].

Пелітова складова представлена чорними аргілітами з горизонтально-шаруватою текстурою. Нижня частина розрізу збагачена карбонатним детритом черепашкового походження. Перешарування світло-сірих алевролітів з чорними алевритистими аргілітами характеризується шаруватою текстурою.

За інтерпретацією каротажних діаграм у **горизонті С-3** спостерігається суттєве ущільнення. Петрографічно горизонт представлений перешаруванням світло-попелястих пісковиків з темно-сірими до чорних, аргілітами. У цементі домінує глиниста складова.

Петрофізичні параметри цього типу перешарування характеризуються низькими значеннями відкритої пористості (до 4,25%) та мінімальними показниками газопроникності.

Геофізичні дослідження **горизонту С-4** виявили ефективну газонасичену товщу потужністю понад 20,1 м при коефіцієнті пористості 14,35%.

Літологічно розріз формують дрібно- до середньозернистих кварцові пісковики зі слюдисто-вуглистими прошарками. Забарвлення варіює від світло-сірого до сірого. Спостерігається перемежування пісковиків із темно-сірими до

чорних аргілітами, які вирізняються масивною текстурою, міцністю та незначним вмістом слюдистих мінералів [31].

Літологічна характеристика **горизонту С-5** базується на керні зі св. №10, Петрографічно породи представлені пісковиками підвищеної міцності, кварцевого складу, дрібнозернистими. Забарвлення від світло-попелястого до сірого. Цементация переважно кремениста. У розрізі спостерігається циклічне перешарування аргілітів з пісковиками.

Горизонт С-16 характеризується ущільненими породами. Ефективні товщини варіюються в діапазоні 3-4 м, пористість – від 9% до 9,65%.

Петрографічний аналіз ґрунтується на керні зі св. №2, де породи представлені тонко- та дрібнозернистими сірими пісковиками. Тектурні особливості представлені шаруватістю, з тонкими прошарками вуглистою матеріалу. Фіксується перешарування пісковиків із чорними глинистими алевритами.

За геофізичними даними дослідження горизонту С-17-18, газоносний пласт характеризується товщиною близько 2 м за коефіцієнта пористості 9,7%.

Породи горизонту представлені чергуванням світло-сірих тонкозернистих пісковиків із темно-сірими алевритистими аргілітами, що є наслідком шаруватої текстури. Цементация переважно регенераційно-кварцова з невеликою кількістю глинистого компонента [7].

Отже, основні вуглеводневовміщуючі породи-колектори розрізу складені пісковиками та алевролітами, утвореними внаслідок механічного руйнування і наступного осадження уламкового матеріалу в древніх річкових та прибережно-морських середовищах.

3.2.2. Характеристика порід-флюїдотривів

Локалізація вуглеводнів у породах Моспанівської структури обумовлена також присутністю виразних флюїдотривів, які представлені аргілітовими та мергелисто-аргілітовими петрографічними різновидами осадових відкладів.

Геологічна будова родовища характеризується ефективними екрануючими комплексами, що сформувалися внаслідок седиментаційних процесів у морському басейні. Аргілітові та мергелисто-аргілітові фації, які вирізняються низькими значеннями коефіцієнтів фільтрації, виконують функцію надійних бар'єрів на шляху міграції флюїдів, забезпечуючи формування скупчень вуглеводнів у породах-колекторах [4].

Регіональний флюїдоупор Моспанівського родовища репрезентований теригенно-глинистими горизонтами потужністю до 23 метрів.

Аргіліти від оливково-попелястих до вугільно-графітових відтінків формують товщі з характерною горизонтальною та масивною шаруватістю. Їхні структурні параметри вирізняються щільністю та мікролускуватою текстурою. В них зустрічаються поодинокі рештки морської макрофауни.

Алевроліти представлені сірими та чорними різновидами з виразною косошаруватою текстурою.

Пісковикі поліміктового складу характеризуються зернистістю - від тонко- до крупнозернистих різновидів. Цемент карбонатно-глинистий, з домішками силікатів.

Вапняки- від світло-перламутрових до темно-графітових відтінків, мають мікрокристалічну структуру з яскраво вираженими процесами перекристалізації. Вони мають масивну, місцями шарувату текстуру, з характерними глинистими домішками та карбонатними включеннями.

3.4. Гідрогеологічні умови

Гідрогеологічна система території показана схемою вертикальної зональності, що включає в себе три гідрогеологічні поверхи (рис. 3.4).

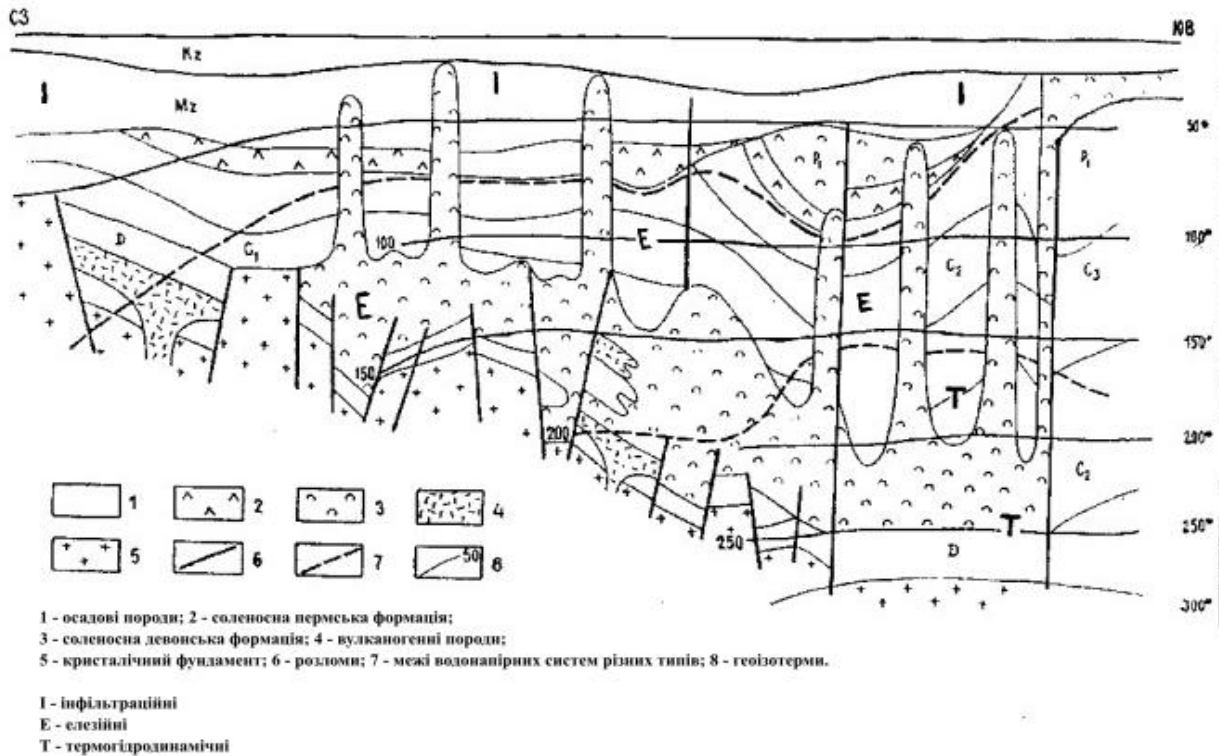


Рисунок 3.4. Повздовжній гідродинамічний розріз через Дніпровсько-Донецький водонапірний басейн (за В.В. Колодієм, 1983 р., [23]).

Перший структурний рівень охоплює інфільтраційні водоносні масиви, що простягаються до позначки 750 метрів і акумулюють мезокайнозойські літологічні нашарування. Другий складається з двох гідрологічних ярусів. Верхній ярус формується седиментаційними водами з елізійною динамікою, акумульованими в горизонтах юрського, тріасового та карбонового періодів. Нижній ярус, не розкритий бурінням, репрезентує високотемпературні водні системи термодегідратаційного походження.

У верхньому поверсі розкрито водоакумулюючі комплекси кайнозойських та частково мезозойських нашарувань. Особливо інформативним є кайнозойський водоносний комплекс, що інтегрує в себе чотири гідрологічні горизонти: четвертинний ґрунтово-водний, новопетрівсько-берекський, межигірсько-обухівський та буцацький напірні системи. Живлення цього гідрогеологічного

комплексу відбувається через атмосферні опади та річковий сток. Товщини водоносних горизонтів варіюються в межах від 25 до 35 метрів, залягаючи на глибинах до 78 метрів.

Неогенові водоносні відклади демонстровані пісками, розмір зерна до середнього, з включеннями бурого вугілля та глинистих прошарків [18]. Розташовані переважно на вододільних територіях, характеризуються варіативною продуктивністю свердловин від 0,27 до 3,9 дм³/сек з діапазоном мінералізації 0,65-1,54 г/дм³. Основним джерелом водопостачання слугує межигірсько-обухівський водоносний шар.

Водоносні породи палеогену представлені спектром від тонко- до круних пісків, пісковиків та вапнякових включень. Дебіти свердловин коливаються в межах від 0,02 до 10 дм³/сек, а мінералізація варіюється від 0,54 до 2,3 г/дм³ з різноманітним хімічним складом – сульфатними, гідрокарбонатно-сульфатними, сульфатно-хлоридними водами [31].

Мезозойський водоносний комплекс демонструє сформованість піщано-пісковиковими утвореннями нижньокрейдового та сеноманського періодів. Просторова динаміка товщин цих горизонтів відзначається поступовим нарощуванням від периферійних до центральних ділянок Дніпровсько-Донецької западини, з амплітудою глибин залягання від 105 до 563 метрів.

Стратиграфічна будова водоносного комплексу потужними горизонтами з товщинами до 33 метрів, обмеженими водотривкими товщами. Верхня межа водотривів представлена крейдяно-мергельними відкладами верхньокрейдового періоду, нижня – глинистими нашаруваннями нижньої крейди. Гідрологічний режим характеризується напірною динамікою з надзвичайно високою продуктивністю, що сягає декількох тисяч кубометрів на добу.

Гідродинамічні параметри свердловин демонструють варіативність, зумовлену літологічними особливостями та геоморфологічним положенням. Дебіти коливаються в діапазоні від 0,03 до 11 дм³/сек. Хімічний склад підземних вод вирізняється мінералізацією в межах від 0,2 до 2,7 г/дм³ [23].

Води гідрокарбонатного складу, кальцієво-натрієві, що показує їхню придатність для питного водопостачання та технологічних потреб геологорозвідувальних робіт.

Гідрогеологічна характеристика сеноман-нижньокрейдових комплексу демонструє гідрологічні запаси питних підземних вод для цих родовищ у 9786 м³ на добу.

Безпосередньо на Моспанівському газоконденсатному родовищі крейдові відклади формують товщу, що простягається від верхньокрейдових утворень на позначці 72,3 метрів до нижньокрейдових нашарувань на глибині 751,6 метрів. Товщини піщано-глинистих відкладів становлять від 53 до 70 метрів.

Гідрогеологічна структура середньоюрських водоносних горизонтів представляє собою комплексну систему водоносних шарів - пісковиків лінзами батського та байоського ярусів. Гідрогеохімічна характеристика цих горизонтів відзначається зумовленим зростанням мінералізації – від 5 г/дм³ у верхньобатських відкладах до 25-50 г/дм³ у бат-байоських відповідно. Метаморфічний коефіцієнт r_{Na}/r_{Cl} коливається в діапазоні 0,75-0,88. Мікроелементний склад характеризується наявністю бромю (35-86 мг/дм³) та йоду (до 3,3 мг/дм³), формуючи хлоридно-натрієвий та хлоридно кальцієво-натрієвий склад вод [20].

Відклади тріасового комплексу Моспанівського газоконденсатного родовища мають сумарну товщину 200 метрів. Структурно-літологічна характеристика тріасового водоносного комплексу представлена товщинами пісковиків, глин і піску. Просторова локалізація цього комплексу асоційована з дронівською світою, перекритою водонепроникними глинистими утвореннями тріасового віку.

Гідродинамічні параметри вказують на високонапірний характер тріасового комплексу, з формуванням статичних рівнів на глибинах від 15 до 63 м від гирла свердловин та дебітами 8 -114 м³/добу. Гідрохімічний режим характеризується домінуванням хлоридних натрієвих та хлоридних кальцієво-натрієвих вод з мінералізацією 75-83 г/дм³.

Верхньокам'яновугільний водоносний горизонт приурочений до карбонатних (вапнякових) прошарків потужністю до 5 м та пісковиків до 50 м, розмежованих бар'єрами з аргіліту. На Моспанівській площі верхньокарбові відклади залягають в інтервалі 1522,0-2309,0 м.

Гідрогеохімічний профіль представлений хлоридними кальцієво-натрієвими розсолами з мінералізацією до 169,3 г/дм³ та специфічним мікроелементним складом: йод – 15,1 мг/дм³, бром – 302,6 мг/дм³, азот – 118,3 мг/дм³, амоній – 47,1 мг/дм³.

Водоносність *середньокам'яновугільних відкладів* пов'язана з пісковиками та вапняками московського і башкирського ярусів в інтервалах 2309,0 - 2757,0 м та 2757,0 - 3603,0 м відповідно [5].

Водовмісними горизонтами московського ярусу є високопористі пісковики з колекторськими властивостями, що включають в себе ефективну пористість 18,3 - 22,7%, товщини до 13,5 м. Флюїдонасиченість характеризується продуктивністю свердловин від 1,21 до 3,77 м³/добу при встановлених динамічних рівнях понад 800 метрів.

Пластові води мають слабкокисло середовище (рН 6,4); натрій-хлоридний співвідношувальний індекс коливається у межах до 0,736; сульфатна складова незначна – в межах 0,51.

У *башкирському водоносному горизонті* проведено випробування свердловинами № 1 та 31 на Шевченківському родовищі. Отримані дебіти варіювали від 1,01 до 12,3 м³/добу при встановлених динамічних рівнях 1858 і 1039 метрів. Пластові води характеризуються мінералізацією до 182,89 г/дм³ та густиною 1127 кг/м³. Гідрогеохімічні індикатори нафтогазоносності демонструють середній натрієво-хлоридний коефіцієнт (0,73), тоді як кальцієво-магнієве співвідношення коливається у широкому діапазоні від 2,38 до 9,41. Комплексно, хімічні параметри доводять пластове походження водних проб. Нижня частина башкирської товщі представлена флюїдоупорним комплексом.

Гідрогеологічні особливості *нижньокам'яновугільних відкладів* визначаються колекторськими властивостями, що пов'язані з карбонатними

породами – вапняками та доломітами. За типологією флюїдовмісної системи та характером водонасиченості карбонатні породи нижнього карбону формують відокремлений водоносний комплекс тріщинно-карстового типу, що спостерігається в зонах тектонічних порушень [23].

У структурі нижньокам'яновугільного гідрогеологічного комплексу виділяються водоносні горизонти серпухівського та візейського ярусів, що характеризуються специфічними літологічними та фільтраційними властивостями. *Верхньосерпухівський під'ярус* відзначається підвищеною частотою поширення колекторів, сформованих переважно грубоуламковими та гравійними піщаниками, а також тріщинуватими карбонатними утвореннями, генетично пов'язаними з давніми річковими системами.

Нижньосерпухівський під'ярус натомість представлений здебільшого аргілітовими товщами, піщаними та алевритовими відкладами морського шельфу. Підземні води характеризуються напірним режимом з продуктивністю від 0,3 до 22,8 кубометрів на добу при зафіксованих динамічних рівнях до 2250 метрів.

Гідрохімічний профіль пластових вод визначається домінуванням хлорид-натрієвого складу з високим ступенем мінералізації, що дозволяє класифікувати їх як солянокупольні розсоли. Діапазон мінералізації становить від 130,1 до 240,9 г/дм³. Мінералізація проб води з Моспанівського родовища становила 226,8 г/дм³. Паралельно, у свердловині №2 відібрано зразок з нижчими показниками мінералізації – 90,55 г/дм³. Хімічне середовище характеризується слабкокислотними умовами з показником рН до 4,9 [31].

На території Моспанівського газоконденсатного родовища дотепер залишаються недослідженими водоносні комплекси термогідратаційного поверху, представлені нижньосерпухівськими та візейськими горизонтами. Однак вивчення сусідніх геологічних структур демонструє гідрогеохімічну інверсію у глибинних горизонтах, де температурний режим перевищує 120°C, що характерно для термодегідратаційного ярусу другого гідрогеологічного поверху.

Аналіз отриманих даних дозволяє зробити висновок, що в межах продуктивного розрізу досліджуваного регіону поширені хлоридні натрієві та

хлоридні кальцієво-натрієві води хлоркальцієвого типу, характерною особливістю яких є збільшення мінералізації та ступеня метаморфізації з глибиною. Формування хімічного складу водоносних горизонтів відбувалося на седиментаційному етапі з подальшими модифікаціями внаслідок катагенетичних перетворень.

3.5. Газоносність

У північній частині прибортового сегменту східної зони Дніпровсько-Донецької западини розташовується Моспанівська газоносна структура. За класифікацією родовище належить до дрібних за обсягами газу. Переважна кількість промислових накопичень вуглеводнів сконцентрована у пісковикових резервуарах середньо- та нижньокарбонového віку [13].

Комплексна реінтерпретація матеріалів геофізичних свердловинних досліджень та оновлення структурно-тектонічної моделі ділянки надр дозволили визначити пластовий характер покладу. Варто підкреслити, що вуглеводневі колектори Моспанівської структури характеризуються суттєвою мінливістю та неоднорідністю фільтраційно-ємнісних властивостей.

Газоконденсатна акумуляція Моспанівського блоку приурочена до прирозломної структурної форми, через що поклади продуктивних горизонтів, починаючи з М-1 до Б-1в₁ включно, екрануються з північного напрямку регіональним рифтогенним порушенням з амплітудою вертикального зміщення близько 47 метрів на рівні продуктивного інтервалу, а із західної частини поклад обмежується субмеридіональним згасаючим порушенням з амплітудою 26 метрів.

Продуктивний **горизонт М-1** характеризується задовільною літологічною витриманістю по площі та складається з двох проникних пачок у верхній та нижній частинах розрізу (М-1в, М-1н). Кернового матеріалу по даному горизонту не отримано. За результатами комплексу геофізичних свердловинних досліджень встановлено газонасиченість горизонту М-1н у свердловині № 1-Східно-Моспанівська, де ефективна газонасиченатовщина пластів сягає 3,8 м. З південного напрямку поклад обмежений умовною лінією газоносності, проведеною по підшві газонасиченого пласта на абсолютній позначці -2158,2 метра [10].

Горизонт М-1 не випробувався через що не був введений в промислову експлуатацію, проте зважаючи на його перспективність, вважається доцільним оцінити запаси вуглеводнів за категорією С₂ класів 122+222.

Горизонт М-3 зберігає літологічну витриманість у східній зоні площі, тоді як у західній частині проникні породи відсутні. У верхньому інтервалі розрізу ідентифікується проникна літологічна пачка. Колекторами виступають пісковики сірого та світло-сірого забарвлення, дрібно- та середньозернистого розміру, з глинистим та карбонатним цементом.

За даними геофізичних свердловинних досліджень продуктивність зафіксована у свердловинах № 1, 6, 8, 12, 14-Моспанівські та 1-Східно-Моспанівська.

Із західного напрямку поклад контролюється літологічним заміщенням, а з південного боку площа газонасиченості обмежується контуром газоводяного контакту, встановленого на абсолютній позначці -2274 м у найбільш вертикальній свердловині № 6. Промислова продуктивність підтверджена результатами випробування у свердловині № 8-Моспанівська, введеної в експлуатацію. Запаси вуглеводнів у представленій свердловині оцінено за категорією С₁ класів 111+221 та підтверджено фактичними даними розробки, решту запасів покладу поза зоною впливу свердловини категоризовано як С₂ класів 122+222.

Горизонт М-5в містить у своїй верхній частині проникну пачку, яка простягається практично на всій території об'єкта дослідження, за винятком зони свердловин № 2-Моспанівська. Вуглеводневе скупчення газоконденсатного типу знаходиться в східній зоні Моспанівської структури. Південна межа резервуару контролюється умовним контуром газонасиченості, встановленою по нижній границі газонасичених піщаників у свердловині № 14-Моспанівська на гіпсометричному рівні -2375,3 метрів. Наявність промислових скупчень вуглеводнів підтверджена випробуванням свердловини № 6-Моспанівська, введеної до експлуатаційного фонду. Ресурсна база вуглеводнів у межах ліцензійної ділянки оцінюється за категорією С₁ класів 111+221 [14].

Продуктивний **горизонт М-5н** локалізується у східній області блоку. На ділянці занурення пластів площа газонасичення обмежується поверхнею газоводяного контакту на абсолютній відмітці -2403,5 метра, визначеній за комплексом свердловинних геофізичних методів у свердловинах № 6 та 12-

Моспанівські. Нафтогазоносність підтверджена під час випробування свердловини № 6-Моспанівська, яка функціонує одночасно з вищезалеганим горизонтом М-5в. Запаси даної свердловини (1000 метрів) оцінюються за категорією С₁ класів 111+221, а за межами спецдозволу – за категорією С₂ класів 122+222.

Колектори **горизонту М-6в** поширюються в центральній зоні родовища та розбурені свердловинами №№ 2, 4, 7, 12, 14, 15, 16-Моспанівські. У східній частині поклад обмежений літологічно і перебуває в стадії промислової експлуатації. У межах ліцензійної ділянки ресурси вуглеводнів оцінюються за категорією С₁ класів 111+221. Підрахунок ресурсів нижче рівня умовного контуру газоносності визнано недоцільним через незначну (всього 2 метри) загальну товщину колектора у свердловині № 15-Моспанівська. За межами ліцензійної території запаси вуглеводнів віднесено до категорії С₂ класу 332.

За результатами пошуково-розвідувального буріння породи-колектори **горизонту М-6с** простежуються в північно-східній прирозломній та південно-східній частинах родовища. Свердловини № 2 та 6-Моспанівські, де згідно з результатами геофізичних досліджень виявлено газонасичені пласти, які є відокремленими, гідродинамічно ізольованими природними резервуарами.

Вуглеводневий поклад, фіксований у св. № 6, розташовується у північно-східному напрямку, а в напрямку занурення пластів площа газоносності контролюється умовним контуром на абсолютній позначці -2476,9 метра. Промислова газоносність випробуванням не підтверджена, запаси вуглеводнів цього резервуару категоризовані як С₂ класу 332 [4].

Поклад свердловини № 2, знаходиться в південно-східній зоні однойменного блоку, де в напрямку падіння шарів площа газоносності контролюється умовним контуром на абсолютній позначці -2572,7 метра. Нафтогазоносність не підтверджена випробуванням, а ресурсна база вуглеводнів класифікована за категорією С₂ класу 332.

Продуктивність **горизонту М-6н** встановлена в свердловинах № 1, 6, 12, 16, 51-Моспанівські. Наявність газоносних інтервалів підтверджена випробуванням

свердловини № 1-Моспанівська. Вуглеводневий поклад даної свердловини на заході обмежений літологічно. Свердловина введена в експлуатацію, ресурсна база оцінена за категорією С₁ класів 111+221.

Окрім вищеописаного покладу свердловин № 1, 6, 12, за даними геофізичних досліджень свердловин № 16 та 51-Моспанівська ідентифіковано два окремі літологічно екрановані поклади вуглеводнів. Жоден з них не підтверджений випробуванням, а їх вуглеводневі запаси визначені як попередньо оцінені – категорія С₂ класу 332.

Кернова характеристика **горизонту М-6** представлена матеріалом зі свердловин № 6, 12, 14, 15, 1-Східно-Моспанівська. Загальний обсяг буріння з відбором керну складає 36 метрів, з фактичним виносом 32,9 метра. Необхідно зазначити, що отримані зразки не репрезентують газонасичену частину розрізу. За літологічним складом керновий матеріал представлений зеленувато-сірими алевролітами з карбонатними конкреційними включеннями та чорними аргілітами.

Газонасиченість колекторів **горизонту Б-1в₀** зафіксована геофізичними методами дослідження, проте продуктивність підтверджена промисловим випробуванням виключно на свердловині № 15, котра вже експлуатується. Літологічна характеристика горизонту задокументована кернами лише по свердловині № 1-Східно-Моспанівська, де інтервал відбору склав 8 метрів.

Накопичення вуглеводнів, розкрито свердловиною № 15-Моспанівська, обмежується з північного боку регіональним диз'юнктивним порушенням з вертикальним зміщенням 47 м, з літологічними заміщення по східному боку. Експлуатаційне буріння на свердловині № 15-Моспанівська завершено, і вона функціонує у промисловому режимі. Запаси вуглеводнів у межах ліцензійної ділянки обраховано за категорією С₁ класів 111+221, а за її периметром – за категорією С₂ класу 332.

Стосовно продуктивного **горизонту Б-1в₁**, колекторські відклади виявлені бурінням у східній зоні родовища, а саме: свердловинами № 1, 2, 12, 14-Моспанівські та 1-Східно-Моспанівська. Петрофізичні параметри горизонту Б-1в₁

охарактеризовані кернами матеріалом із свердловин № 12, 14, сумарний інтервал відбору та виносу становить 40,3 м. Літологічний склад представлений алевролітами з прошарками вугілля та пісковиком. Пісковики варіюють від крупнозернистих до середньозернистих, світло-сірого кольору, з карбонатним цементом. Спостерігається ритмічне чергування алевролітів сірих та аргілітів темно-сірих.

До глибини найнижчого газоводяного контакту (нижня перфорація у св. № 12-Моспанівська з абсолютною позначкою -2558,9 м) запаси вуглеводнів класифіковані за категорією С₁ класів 111+221, а глибше (до умовного контуру газоносності) – за категорією С₂ класів 122+222. Газонасиченість підтверджена результатами випробувань у св. № 1, 12-Моспанівські [14].

Продуктивний горизонт Б-1в₂, колектори локалізовані у західному сегменті родовища, де продуктивні характеристики свердловин встановлені у св. № 4, 5, 9, 10, 51-Моспанівські.

Вуглеводневий поклад обмежений літологічним виклинюванням колектора, що було спровоковано аномалією хвильового поля. Поклад введений в промислову експлуатацію. У межах ліцензійної ділянки в радіусі дренажу свердловин № 4, 9, 10 (R=500 м) запаси вуглеводнів кваліфіковані за категорією С₁ класів 111+221. Площа газоносності за межами зони дренажу до рівня найнижчого газоводяного контакту містить запаси вуглеводнів, обліковані за категорією С₂ класів 122+222.

У **горизонті Б-1в₃**, за даними геофізичних досліджень, колекторські властивості та промислова газоносність виявлені у св. № 7-Моспанівська, яка розкриває літологічно екранований вуглеводневий поклад.

Продуктивний пласт св. № 7-Моспанівська літологічно ізольований у західній, східній та північних ділянках блоку, а вниз за падінням пластів він обмежується УКГ у свердловині на абсолютній позначці -2704,7 м. Продуктивність покладу не підтверджена. Запаси вуглеводнів визначені як попередньо оцінені за категорією С₂ класу 332.

Ущільнений **горизонт С-2** представлений розкритою продуктивністю лише на двох свердловинах - № 2 та 7-Моспанівські. Літологічна характеристика горизонту базується на керовому матеріалі, вилученому тільки зі свердловини № 7, де довжина інтервалу відбору становила 12 м. За петрографічним складом керна представлений псамітовими та пелітовими фаціями пісковиків та аргілітами. Також зустрічається перешаруванням світло-сірих алевролітів і сірих аргілітів.

Виявлені вуглеводні локалізуються на півночі і сході Моспанівського тектонічного блоку. У межах ділянки спеціального дозволу вуглеводнева насиченість до рівня найнижчого газоводяного розділу класифікована за категорією С₁ класів 111+221. Поза межами ліцензійної ділянки ресурсний потенціал оцінюється за категорією С₂ класу 332. Ідентифікований газonosний поклад уведений до експлуатаційного фонду свердловинами № 2 та 7-Моспанівські [6].

На території Східно-Моспанівського тектонічного блоку прогнозується наявність вуглеводневого покладу до рівня ізогіпси з абсолютною позначкою - 3374,4 м, замкненої на екрануючі диз'юнктивні порушення. Прогнозні ресурси вуглеводнів оцінюються за категорією С₃ класу 333.

Продуктивний **горизонт С-4** розкритий свердловинами № 2, 5, 10-Моспанівські. Літологічна характеристика горизонту ґрунтується на керовому матеріалі тільки зі свердловини № 10.

Згідно з інтерпретацією каротажних діаграм, газонасичені інтервали виявлені у свердловинах № 5 і 10-Моспанівських, а водонасичені - у свердловині №2-Моспанівська. Поклад знаходиться у північно-західному напрямку блоку Вуглеводнева акумуляція спостерігається у північно-західній частині Моспанівського нафтогазonosного об'єкта. Північна межа обумовлена регіональним розривним порушенням з вертикальним зміщенням понад 75 м. Східний фланг, з огляду на гіпсометрично вище розташовані водонасичені горизонти у свердловині №2-Моспанівська, має літологічне обмеження, причому колекторський горизонт, виявлений даною свердловиною, формує відокремлену флюїдодинамічну систему, а саме резервуар [9].

Запаси в межах дренування св. № 5-Моспанівська класифіковані як С₁ класів 111+221. Для решти площі газоносності до рівня найнижчого газоводяного розділу запаси оцінюються за категорією С₂ класів 122+222.

Ізольований резервуар, розкритий св. 2-Моспанівська, прогнозується як екранований, обмежений диз'юнктивними порушеннями поклад, а за падінням пластів фіксований рівнем з абсолютною позначкою -3502,7 м, що знаходиться між покрівлею водонасиченого горизонту у свердловині та верхньою частиною структури. Прогнозні ресурси вуглеводнів оцінюються за категорією С₃ класу 333.

Літологічна характеристика продуктивного **горизонту С-5** базується на керновому матеріалі тільки зі свердловини № 10, де відбір у непроникній частині розрізу становив 15,6 м.

За результатами інтерпретації каротажних діаграм, газонасичені пласти виявлені у свердловинах № 5, 10-Моспанівські. Враховуючи наявність у свердловині № 5-Моспанівська значної товщі слабопроникних порід між газонасиченими інтервалами, висновок про існування відокремлених покладів горизонтів С-5в та С-5н.

Вуглеводневий поклад **горизонту С-5в** знаходиться у центральній зоні блоку. Північне обмеження сформоване регіональним розривним порушенням з вертикальним зміщенням понад 73 м. За падінням пластів резервуар обмежений УКГ на абсолютній позначці -3683,2 м у св. №10. При випробуванні пласта у свердловині № 5-Моспанівська за даними термокаротажу надходження флюїду з інтервалу горизонту С-5в не зафіксовано [8].

Горизонт С-5н розкритий газонасиченістю лише у свердловині № 5-Моспанівська. Обмеження вуглеводневого покладу по півночі таке саме, як і у горизонті С-5в. За падінням пластів резервуар лімітується контуром УКГ на рівні -3666,8 м.

Враховуючи результати випробування, обидва горизонти оцінюються за категорією С₂ класу 332.

3.6. Висновки до третього розділу

1. Тектонічні особливості Моспанівської структури визначаються її розташуванням у приосьовій частині палеограбену. Ця структура характеризується нерівномірним заглибленням крайових ділянок із вираженою асиметрією схилів та наявністю серії розривів. Кристалічний фундамент залягає на значних глибинах, утворюючи підвищення блокового типу з обмежувальними диз'юнктивами різної інтенсивності. Основний структуроутворюючий дислокаційний елемент простягається в субширотному напрямку, формуючи систему послідовних латеральних зсувів поверхонь стратиграфічних комплексів.

2. У межах Моспанівської антиклінальної структури промислові поклади вуглеводнів зосереджені у пластах середньо- та нижньокарбонового віку. Газоносні породи представлені переважно уламковими утвореннями різної зернистості, сформованими в умовах прибережного мілководдя та річкових алювіальних систем.

Найпродуктивніші інтервали залягають у башкирському ярусі, де фіксуються максимальні показники порового простору та проникності. Петрографічно ці породи демонструють різноманітність гранулометричного складу з переважанням середньої зернистості та характерним нашаруванням під кутом, що вказує на динамічне середовище осадконакопичення.

Московські товщі характеризуються дещо меншими, але стабільно високими фільтраційними властивостями.

Серпуховські відклади мають тенденцію до ущільнення з глибиною, однак у верхніх частинах, як-от в межах горизонту С-4, зберігають нормальні колекторські характеристики.

3. Флюїдотривні глинисті породи мікрошаруватої текстури, сформовані в умовах лагунно-морської седиментації. Потужність покришок сягає 25 м, утворюючи регіонально витримані ізоляційні комплекси. Петрографічно екрануючі породи представлені щільними аргілітами з характерною плитчастою структурою та залишками органічного матеріалу. Додатковими покришками є алевроліти та кристалічні карбонатні породи.

Висока ізоляційна здатність покришок обумовлена домінуванням тонкозернистої фракції та відсутністю наскрізних каналів фільтрації.

4. Гідрогеологічна система території включає три структурних поверхи з різними водоносними комплексами. Верхній поверх містить інфільтраційні води до глибини 750 м у мезокайнозойських відкладах, а нижній поділяється на два яруси: елізійної динаміки в юрських, тріасових і карбонових горизонтах та термодегідратаційних високотемпературних систем. Найбільш вивченими є водоносні горизонти кайнозою (четвертинний, новопетрівсько-берекський, межигірсько-обухівський та бучацький). Глибші горизонти, особливо карбонові, характеризуються підвищеною мінералізацією (до 240,9 г/дм³), наявністю мікроелементів (бром, йод) [22] та погіршенням фільтраційних властивостей, що свідчить про седиментаційне походження вод з подальшими катагенетичними змінами та збільшенням метаморфізації з глибиною.

5. Родовище характеризується наявністю численних продуктивних горизонтів карбонового віку (від М-1 до С-5н), які утворюють переважно пластові поклади газоконденсату. Колектори демонструють значну латеральну мінливість фільтраційно-ємнісних властивостей та часто обмежуються літологічними заміщеннями або розломними порушеннями. Найбільш вивчені горизонти (М-5в, М-6н, Б-1в1, С-2) вже введені в експлуатацію та мають підтверджені запаси за категорією С1, тоді як менш досліджені інтервали класифіковані за категоріями С2 і С3. Особливістю родовища є наявність гідродинамічно ізольованих резервуарів у межах окремих горизонтів.

РОЗДІЛ 4. ФАКТОРИ І ПРОЦЕСИ ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ В МОСПАНІВСЬКІЙ СТРУКТУРІ

Формування покладів вуглеводнів у Моспанівській структурі обумовлено різними факторами та процесами, які призвели до накопичення газових покладів в породах.

4.1. Тектонічні фактори

Структурний розвиток території відбувався внаслідок геодинамічної активності, що проявляється у складкоутворенні та переміщенні окремих літосферних блоків вздовж диз'юнктивних порушень. У межах Платівсько-Південно-Граківської глибинної розломної зони формуються зони розвантажень, що супроводжуються розвитком густої сітки тектонічних тріщин. Такі порушення стали шляхами, якими висхідні гарячі флюїди можуть вільно мігрувати вгору по розломних каналах. Імовірною рушійною силою згаданих геодинамічних трансформацій і флюїдних потоків є термічно-речовинні аномалії у нижній частині кристалічного фундаменту. Вивільнені геотермальні флюїди в процесі висхідного розвантаження крізь систему субвертикальних розломних зон спричинили гідротермальну мінералізацію, геотермічні аномалії та перенесення вуглеводнів до зон розуцілення та окремих пасток [28].

Під час ларамійської фази альпійського тектогенезу відбулась одна з найбільш потужних тектонічних активізацій, що сприяла підвищенню термоградієнту у межах території Дніпровського-Донецького палеорифту.

Альпійський тектоногенез характеризувався максимальною інтенсивністю тектонометаморфічних перетворень та супроводжувалася активним формуванням розломно-блокової структури та реактивацією давніх тектонічних зон. Однією з ключових геодинамічних особливостей цієї фази стала теплова аномалія в межах Дніпровсько-Донецького авлакогену, яка обумовлювалася висхідною міграцією інверсованих, глибокоформованих флюїдів, що циркулювали крізь систему глибинних тектонічних порушень, сприяючи додатковому тепломасоперенесенню у верхніх структурних ярусах.

Отже, аномальний геотермічний режим інтенсифікував літогенетичні трансформації на стадіях катагенезу та метагенезу. Наявність проникних пластів-колекторів у поєднанні з екрануючими флюїдоупорами створив сприятливі умови для акумуляції компонентів мігруючих флюїдних систем [24].

Визначальним фактором формування газонасиченості території досліджень є позитивний кореляційний зв'язок між імпульсами тектонічної активізації та процесами флюїдної міграції з подальшою локалізацією газонасичених розчинів.

Висхідні флюїдні потоки активно взаємодіють із літологічними структурами перехідних горизонтів, де, під домінуючим впливом термобаричних умов, вони акумулюються в породах-колекторах (рис.4.1).

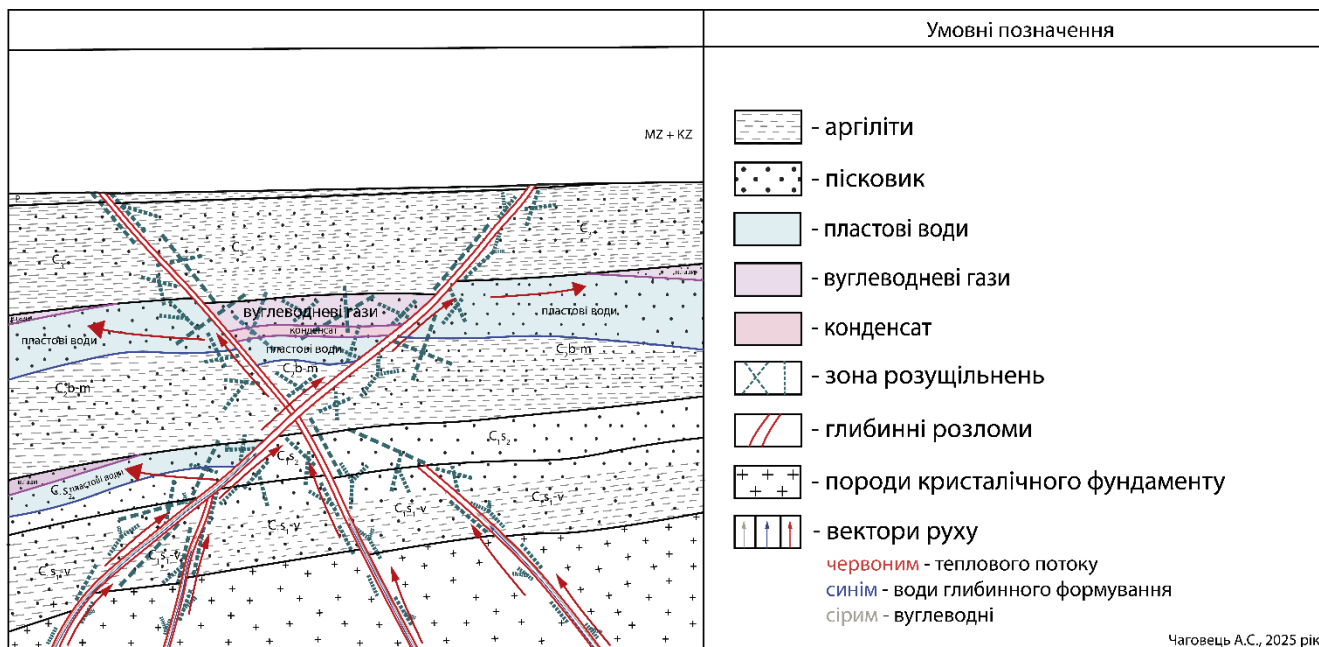


Рис. 4.1. – Схематична модель формування газоконденсатного покладу Моспанівської структури (склала А.Чаговець. – 2025 р.)

4.2. Вплив літологічного фактору

Густа мережа згідних та незгідних скидів у поєднанні з антиклінальними підняттями створює сприятливі умови для формування пасток пластового, тектонічно-екранованого, літологічно та тектонічно обмежених типів.

На основі результатів сейсморозвідки та пошуково-розвідувального буріння встановлено, що пластові пастки представляють собою стратиграфічно витримані горизонти з літологічно екранованими колекторами, сформованими в умовах давніх седиментаційних басейнів. Натомість, тектонічно-екрановані пастки виникають внаслідок складної геоструктурної взаємодії розривних порушень субширотного та субмеридіонального простягання. Домінантним структуроутворюючим елементом слугував Моспанівський згідний скид, який формує складну систему блокових переміщень з амплітудами зміщення 25 – 87 метрів [24].

Літологічно обмежені пастки характеризуються клиноподібною морфологією та формуються внаслідок фаціальної мінливості теригенних колекторів. Просторова конфігурація цих пасток визначається закономірностями палеогідродинамічних режимів осадконакопичення, зокрема у башкирському та московському структурних поверхах.

Тектонічно обмежені пастки локалізовані переважно у Східно-Моспанівському блоці та характеризуються складною просторовою конфігурацією. Їхнє формування пов'язане з системою субмеридіональних та субширотних розривних порушень, що зумовлюють блокову диференціацію геологічного середовища. Амплітуди тектонічних зміщень варіюють в межах 30-90 метрів [10].

Визначальною особливістю пасткоутворення в межах Моспанівської структури є успадкованість структурно-тектонічних перетворень, що забезпечує стратиграфічну витриманість та просторову локалізацію вуглеводневих покладів від візейських до московських відкладів включно (*табл. 4.1*).

Таблиця 4.2. Локалізація вуглеводневих покладів у породах кам'яновугільного комплексу (А. Чаговець за матеріалами УкрНДІгаз, 2025р.)

Горизонт	Ділянка свердловин	А. п. контуру/ контакту, м	Розміри покладу (середні), Км	Тип покладу
1	2	3	4	5
М-1	№ 1-Сх.-Мосп.	УКГ -2154,3	1,6×0,8 0,022	Пластовий, тектонічно екранований та обмежений
		УГВК -2171,4		
М-3	№№ 8-14-Мосп.	ГВК -2270,6	1,95×0,71; 0,035	Пластовий, тектонічно екранований літологічно та тектонічно обмежений
	№ 1-Сх.-Мосп.	ГВК -2273,9	0,7×0,65; 0,024	
М-5в	№№ 6-14-Мосп.	УКГ -2376,6	2,45×0,75; 0,016	Пластовий, тектонічно екранований та обмежений
М-5н	№№ 6-14-Мосп.	ГВК -2404,1	1,9×0,8; 0,011	Пластовий, тектонічно екранований літологічно та тектонічно обмежений
М-6в	№№ 14-15-Мосп.	УКГ -2464,6	3,0×0,76; 0,054	Пластовий, тектонічно екранований літологічно та тектонічно обмежений
М-6с	№ 2-Мосп.	УКГ -2572,5	0,63×0,9; 0,064	Пластовий літологічно екранований тектонічно та літологічно обмежений.
	№ 6-Мосп.	УКГ -2477,7	0,95×0,32; 0,007	
М-6н	№№ 6-12-Мосп.	УКГ -2494,9	1,3×0,41; 0,015	
	№ 6-Мосп.	УКГ -2594,8	1,5×0,28; 0,019	Пластовий, літологічно екранований та обмежений.

Продовження таблиці 4.2.

1	2	3	4	5
	№ 51- Мосп.	УКГ -2589,9	0,43× 0,2; 0,012	Пластовий, літологічно екранований та обмежений
Б- 1В0	№ 15- Мосп.	НГВП -2570,2	1,15× 0,43; 0,058	Пластовий, тектонічно екранований літологічно обмежений
	№ 1- Сх.- Мосп.	УКГ -2531,0	0,8×0, 5; 0,017	Пластовий, тектонічно екранований та обмежений
Б- 1В1	1-14 М	НГВП -2559,7	1,95× 0,8; 0,059	
		УКГ -2563,0		
Б- 1В1	1 Сх.М	НГВП -2561,1	0,96× 0,77; 0,041	
		ГВК -2567,7		
Б- 1В2	4-10 М	НГВП -2721,1	3,2×1, 35; 0,097	Пластовий, тектонічно та літологічно екранований і обмежений
Б- 1В3	7 М	УКГ -2705,0	1,6×0, 56 0,061	Пластовий, літологічно екранований і обмежений
С- 2	2-7 М	НГВП -3446,6	3,5×0, 7; 0,015	Пластовий, тектонічно та літологічно екранований і обмежений
	Сх. Мосп. блок	УКГ -3375,0	0,55× 0,32; 0,027	Пластовий, тектонічно та екранований і обмежений
С- 4	5-10 М	НГВП -3646,6	2,58× 1,12; 0,081	Пластовий, тектонічно екранований та літологічно обмежений
	2 М	УГВК -3503,5	1,55× 0,36; 0,040	Пластовий, тектонічно екранований та тектонічно і літологічно обмежений
	Сх. Мосп. блок	УКГ -3475,0	0,53× 0,25; 0,003	Пластовий, тектонічно та екранований і обмежений
С- 5В, 5Н	5-10 М	УКГ -3684,5 ГВК -3667,7	3,8×0, 73; 0,098 1,01× 0,3; 0,026	Пластовий, тектонічно екранований

4.3. Гідродинамічний фактор формування

Гідродинамічний фактор формування покладів вуглеводнів безпосередньо визначає умови, за яких відбувається накопичення, просторове розміщення та збереження флюїдів у межах колекторів. Ключовим елементом цього процесу виступає газоводяний контакт (ГВК) [24].

4.3.1. Положення газо-водяних контактів

У результаті комплексної інтерпретації промислово-геофізичних даних, газоводяний контакт у породах Моспанівського родовища зафіксовано по низці свердловин.

Абсолютна відмітка -2270,3 м визначає контакт «газ-вода» у горизонті М-3, що підтверджується розробкою на ділянці свердловин №8 та №14. У межах того самого продуктивного горизонту М-3 за даними геофізичних досліджень він зафіксований свердловиною №1 Східно-Моспанівська. ГВК на позначці -2273,7.

Контакт газу і води виявлений у св. №6 та №14, простежується на відмітці -2404,1 м та є підтвердженим розробкою.

У продуктивному горизонті С-5н положення ГВК знаходиться на рівні -3667,7 м, що по свердловині 5 обґрунтовано розробкою.

4.4. Висновки до четвертого розділу

1. Геологічний розвиток території досліджень визначається інтенсивною диз'юнктивною тектонікою, що проявляється у формуванні блокових та складчастих дислокацій вздовж глибинної Платівсько-Південно-Граківської розломної зони. Сучасна тектонічна структура території сформувалася у ларамійську фазу альпійського орогенезу, під час якої було закладено сприятливі умови для накопичення вуглеводнів в породах.

2. Різноманітність пасткових умов у межах території зумовлюється комплексною взаємодією тектонічних і седиментаційних факторів. Пластові, тектонічно-екрановані, літологічно та тектонічно обмежені типи пасток вуглеводнів формуються в умовах складної геометрії розривних порушень, зокрема Моспанівського скиду. Літологічні пастки виникають внаслідок літологічної мінливості колекторів башкирського та московського ярусів, а тектонічно обмежені резервуари локалізуються переважно у Східно-Моспанівському блоці, де спостерігається інтенсивна сітка субмеридіональних та субширотних диз'юнктивів.

3. Гідродинамічні особливості вуглеводневих систем відображаються у просторовому розподілі флюїдних контактів. Газоводяний контакт горизонту М-3 підтверджується даними розробки у свердловинах №8 та №14. У межах того ж продуктивного комплексу ГВК зафіксовано у свердловинах №6 та №14 відповідно. Продуктивний горизонт С-5н характеризується положенням газоводяного контакту на відмітці -3667,7 метрів у свердловині №5, що має промислове підтвердження.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На підставі виконання кваліфікаційної роботи бакалавра автором сформульовано такі висновки:

1. Складна геодинамічна обстановка району зумовлена взаємодією Моспанівської напівантиклінальної прирозломної структури з тектонічними елементами приосьової території північного борту ДДЗ, серед яких важливу роль відіграють глибинні розломи та диз'юнктивні дислокації. Ключовою тектонічною лінією, що формує загальний структурний каркас регіону, є Платівсько-Південно-Граківське порушення, у межах якого формується Моспанівський блок.
2. Водоносна система території структурована у три поверхи з різними флюїдними комплексами. Верхня частина до 750 м містить прісні інфільтрогенні води мезо-кайнозойських товщ. Нижній поверх розділяється на елізійну зону (в юрських, тріасових і карбонових відкладах). Детально охарактеризовані водоносні горизонти кайнозою (четвертинний, новопетрівсько-берекський, межигірсько-обухівський, буцацький) та мезозою демонструють мінералізацію 0,2-2,7 г/дм³.
3. Автором розроблено схематичну модель флюїдодинаміки та умов формування вуглеводнів у пастці Моспанівської напівантикліналі. Газоносний потенціал структури забезпечується поширенням товщ порід-колекторів та флюїдоупорів (представлених аргілітами, глинистими породами). Основним шляхом міграції вуглеводневих флюїдів виступають розломи, утворені в результаті впливу Південно-Граківського незгідного скиду.
4. Газоносний потенціал структури представлений серією продуктивними горизонтами від М-1, закінчуючи С-5н карбонового віку. Колекторські пласти відзначаються частими зонами літофаціальних заміщень та є обмеженими диз'юнктивними порушеннями. Пріоритетні продуктивні пласти (М-5в, М-6н, Б-1в1, С-2) розробляються та містять обґрунтовані запаси категорії С₁, в той час як газоперспективні ділянки в периферії оцінені за нижчими категоріями

C₂ та C₃. Гідродинамічна структура родовища характеризується наявністю ізольованих флюїдних систем у межах окремих продуктивних горизонтів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

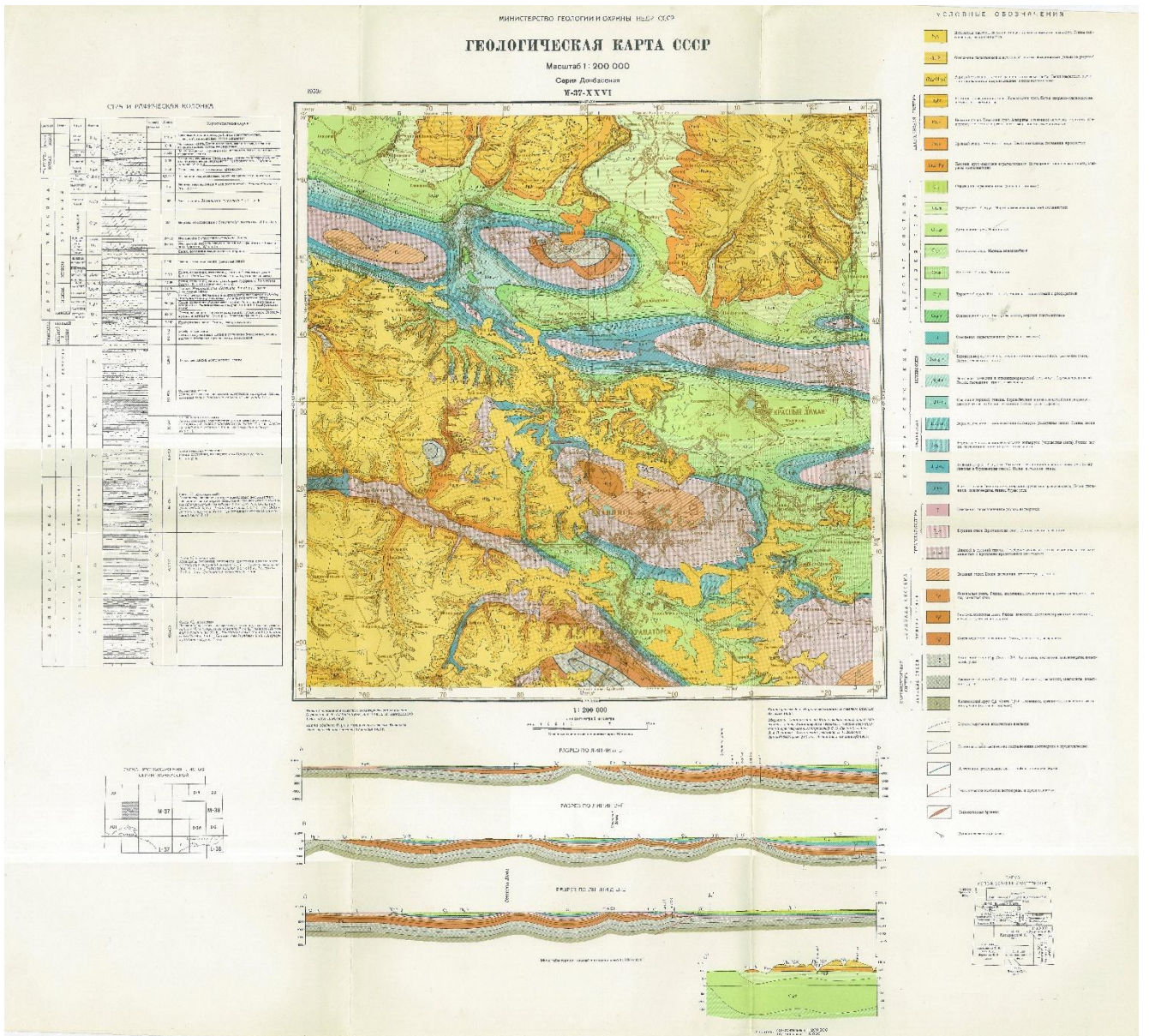
1. Атлас Харківської області (під редакцією І.Ю. Левицького). [Текст] – К., ГУГКК при Кабінеті Міністрів України, 1993. – 44 с.
2. Барташук О. В., Суярко В. Г. Горизонтальні переміщення геомасивів у континентальних рифтогенних геоструктурах (на прикладі Дніпровсько-Донецького палеорифта). Частина 1. Структурні прояви тектонічної течії у фундаменті // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2018. – № 49. – С. 10-23.
3. Барташук О. Системна організація диз'юнктивної тектоніки консолідованого фундаменту Дніпровсько-Донецького палеорифту. Частина 1. Лінеamenti // Вісник ХНУ. Серія "Геологія, географія, екологія". 2016. Вип. 45. С. 14-22.
4. Барташук О. Системна організація диз'юнктивної тектоніки консолідованого фундаменту Дніпровсько-Донецького палеорифту. Частина 2. Лінійні зони горизонтально-здвигових дислокацій рифтового етапу // Вісник ХНУ. Серія "Геологія, географія, екологія". 2017. Вип. 47. С.7-17.
5. Вакарчук Г.І. Літолого-фаціальна характеристика карбонатних порід середнього карбону північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини. - Геол.журн., 1977, т. 37, № 3, с. 33-43.
6. Гавриш В.К., Роль глибинних розломів у формуванні структур Дніпровсько-Донецької западини. - Геол. журн., 1965, т.25, №6, с. 13-21.
7. Галецький Л.С. «Фундамент Східноєвропейської платформи: основні риси геологічної будови та проблемі кореляції» Л.С.Галецький, В.П. Кирилюк, В.А. Колосовська // Геол. Журнал – Л. 2006 – №2-3 – с 48-54.
8. Гірничий енциклопедичний словник, т. 3 / За редакцією В. С. Білецького. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2004. – 752 с.
9. Гладун В. В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген / В. В. Гладун — К.: Наук. думка, 2001. — 323 с.

10. Глушко В.В., Старинський В.О. Про вплив тектоніки на розміщення родовищ нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області. - Геол. журн., 1978, т. 38, I, с. 38-45.
11. Іщенко Л.В. Геохімічні особливості ореольних вод бітумо-гідротермальних мінеральних асоціацій у породах Західно-Донецького грабену: дис. канд. геол. Наук : 04.00.02 / Лілія Володимирівна Іщенко. – Львів, 2019. – 177 с.
12. Космачова М. В. Геологічна будова та спадщина Харківщини : навч. посіб. / М. В. Космачова; Харків. нац. ун-т імені В. Н. Каразіна. – Харків : ХНУ, 2014. – 96 с.
13. Макеева Н. П. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу / Н. П. Макеева, Б. Й. Маєвський // Геологія та розвідка нафтових і газових родовищ (№ 1), м. Івано-Франківськ / Науковий вісник ІФНТУНГ - с. 5-15
14. Регіональна геологія. Частина I. Східно-Європейська платформа: Навчальний посібник / В.Г. Космачов, М.В. Космачова. - Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2012. - 57 с.
15. Світлицький В. М. Геологічні основи та теорії пошуків і розвідки нафти і газу: навч. посібник для вузів / В. С. Світлицький, О. Р. Стельмах, І. В. Світлицька. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с.
16. Стратиграфія України. Девон [Гол. ред. В.Г. Бондарчук] / Академія наук УРСР. Інститут геологічних наук. – К.: Наукова думка, 1974. – Т. IV, ч. 2.
17. Стратиграфія України. Карбон [Гол. ред. В.Г. Бондарчук] / Академія наук
18. Стратиграфія України. Неоген [Гол. ред. В.Г. Бондарчук] / Академія наук УРСР. Інститут геологічних наук. – К.: Наукова думка, 1974. – Т. X.
19. Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія : навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 182-185 с.
20. Суярко В. Г. Ізотопи вуглецю метану як критерії досліджень скупчень вуглеводнів/ В. Г. Суярко, С. В. Кривуля // Вісник ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013.- N1049.-С65-67.

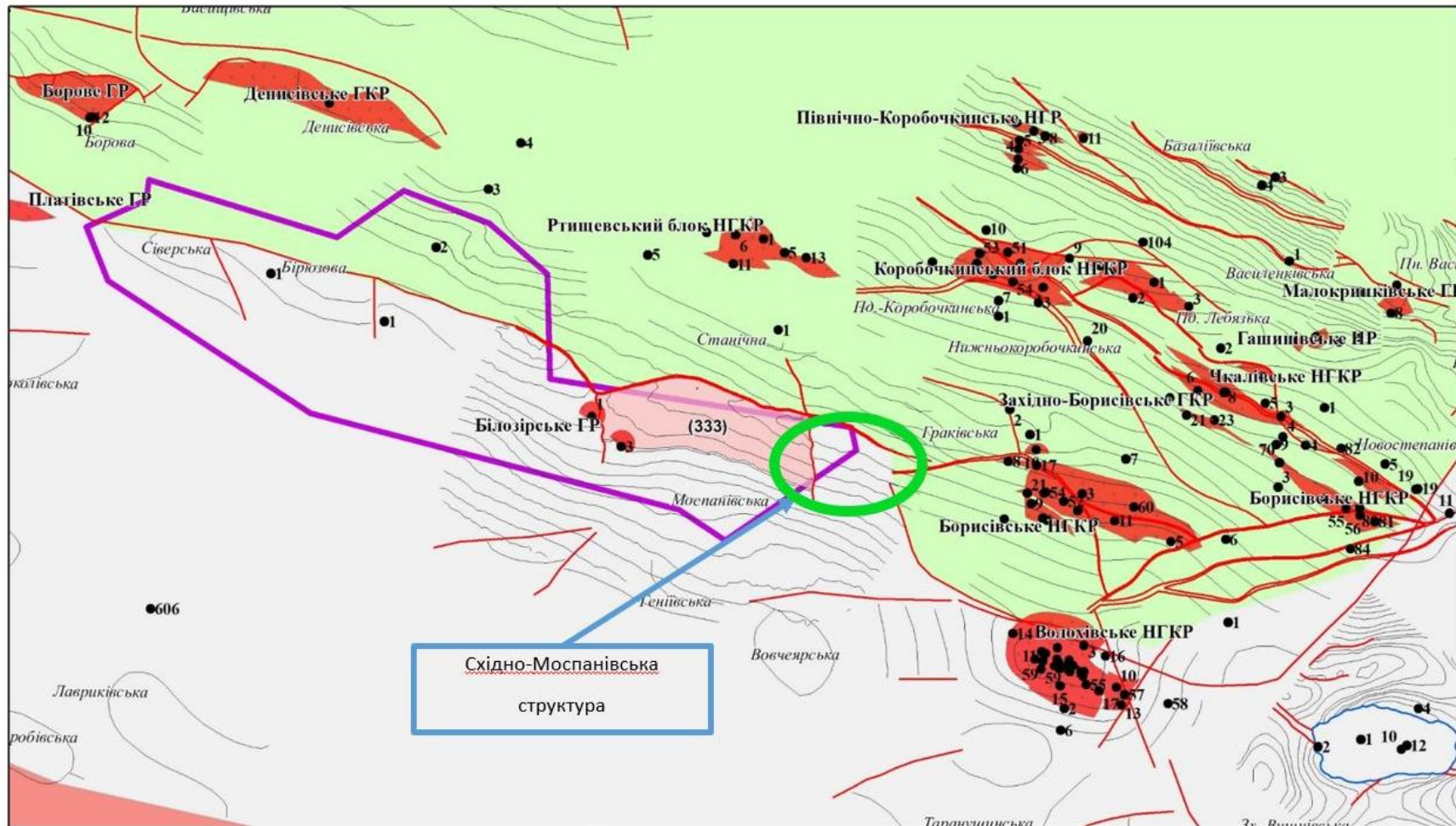
21. Суярко В. Г. Основи геології: навч. посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова. – Полтава: ПолНТУ, 2012. – 151 с.
22. Суярко В. Г. Про джерела надходження та міграцію бромиду в підземних водах (на прикладі Дніпровсько– Донецького авлакогену) [Текст] / В. Г. Суярко, О. В. Гаврилюк // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. Серія: «Геологія. Географія. Екологія». – 2014. – №41 (1128). – С. 70-75.
23. Суярко В.Г. Геохімія підземних вод східної частини Дніпровсько-Донецького авлакогену. ХНУ імені В.Н.Каразіна, Харків, 2006. - 225 с.
24. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – с. 26.
25. Тектонічна карта України (з пояснювальною запискою) масштабу 1:1 000 000 [відп. ред. С.С. Круглов, Д.С. Гурський]. – К.: УкрДРГІ, 2007.
26. УРСР. Інститут геологічних наук. – К.: Наукова думка, 1974. – Т. X.
27. Фізична географія Харківської області / [О. О. Жемеров, Н. І. Мачача, І. Ю. Лекарева, В. Г. Космачов]. - Харків, ХДУ, 1993. - 96 с.
28. Чаговець А. С., Суярко В. Г. Міграція флюїдальних потоків по зонах глибинних розривних порушень у межах Шебелинської антиклінальної структури. Геотехнології. 2024. № 7. С. 54–59.
29. Чебаненко І. І. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Перспективи нафтогазоносності бортових зон западин України / І. І. Чебаненко, П. Ф. Гожик, В. О. Краюшкін, М. І. Павлюк та ін. — К.: ДП МОУ «Воєнне видавництво України «Варта», 2006. — 264 с.
30. Чирвинська М.В., Соллогуб В.Б. Глибинна структура Дніпровсько-Донецького авлакогена за геофізичними даними. - Київ: Наукова думка, 1980, 180 с.
31. Яцик А. В. Дніпровсько-Донецький артезіанський басейн / А. В. Яцик // Енциклопедія Сучасної України / Редкол.: І. М. Дзюба, А. І. Жуковський, М. Г. Железняк [та ін.] ; НАН України, НТШ. – К. : Інститут енциклопедичних досліджень НАН України, 2008.

ДОДАТКИ

Додаток 1. Геологічна карта території дослідження.



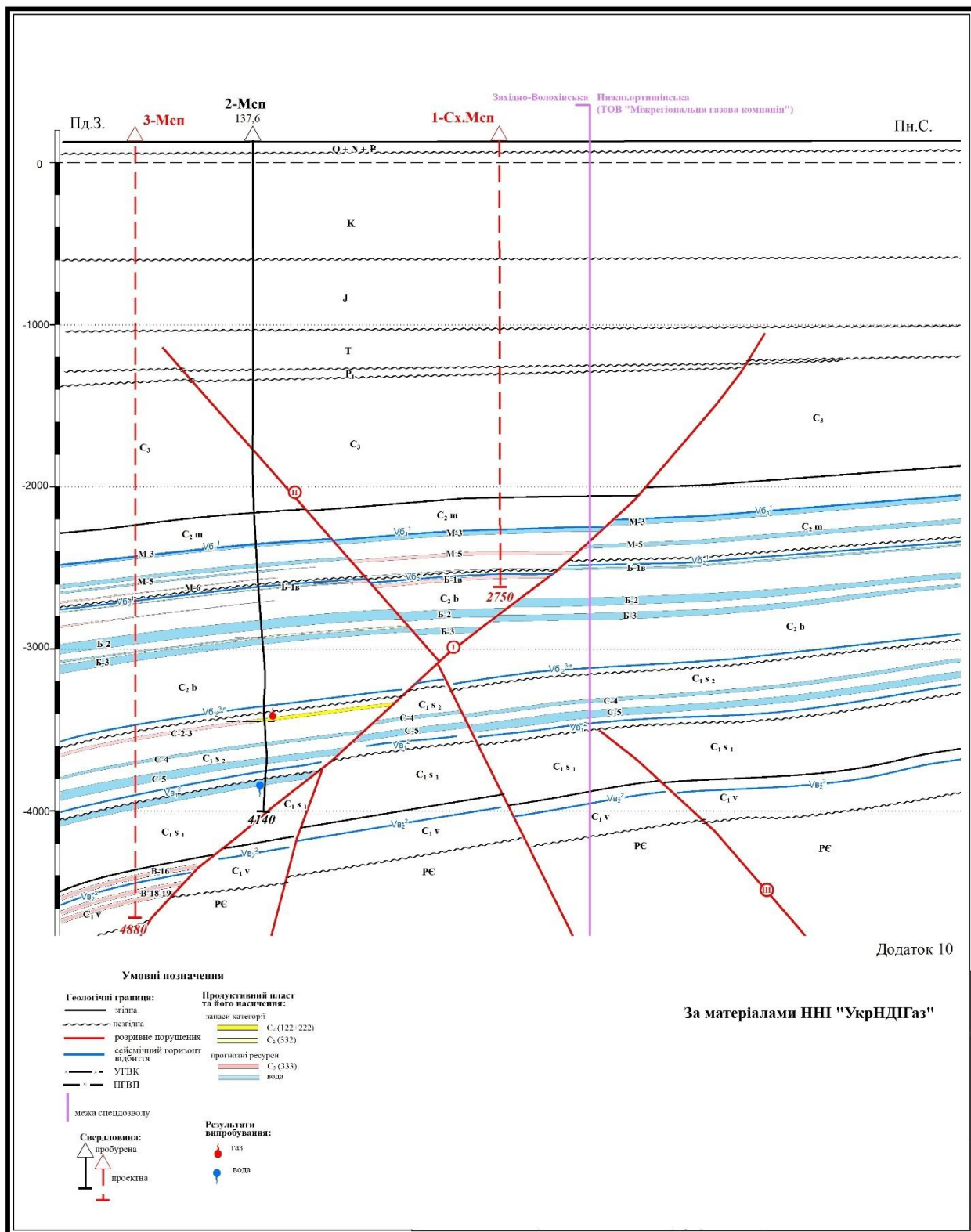
Додаток 2. Оглядова структурно-тектонічна схема району



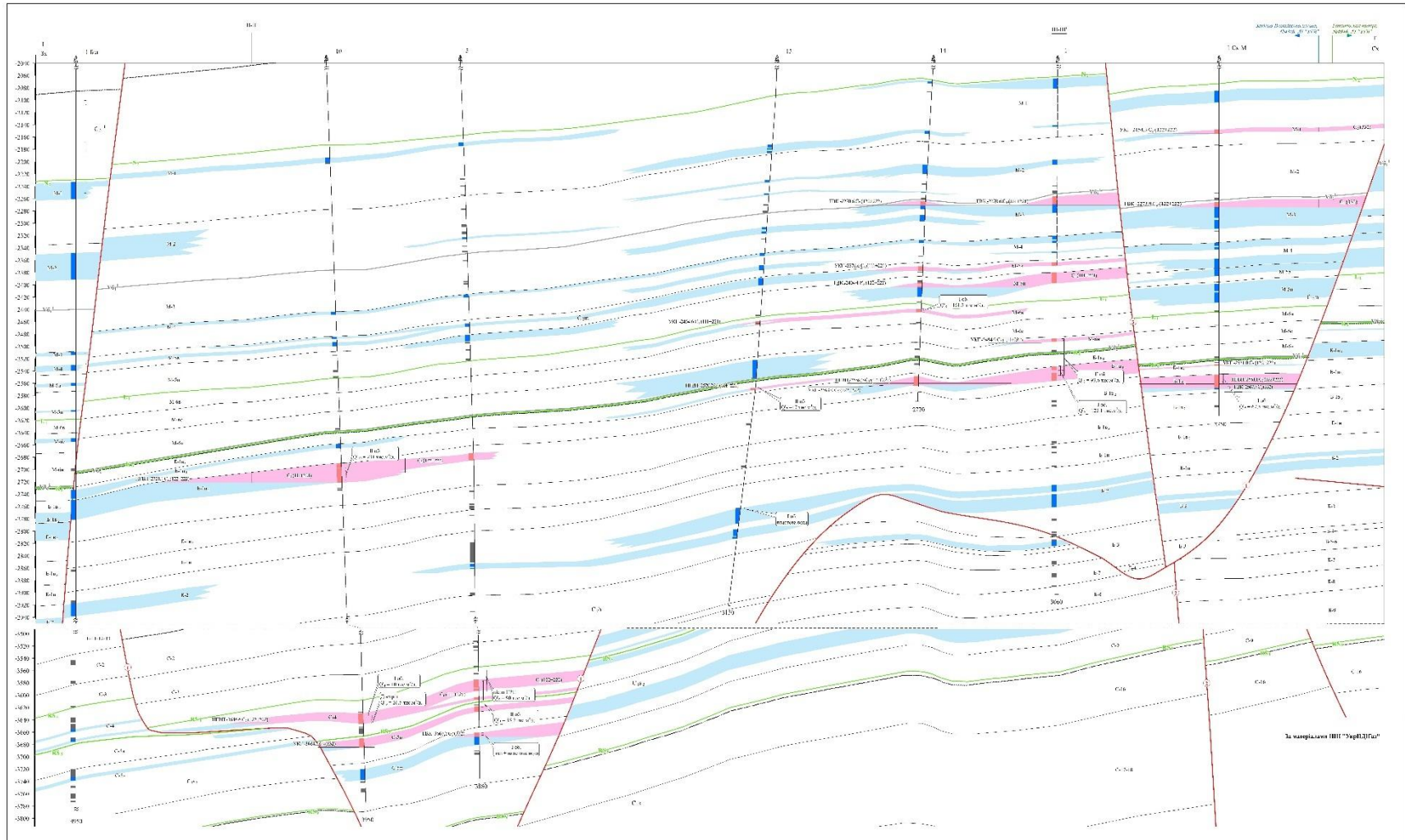
Умовні позначення:

- | | | | | | | | |
|---|--------------------------------------|---|--------------------------------|---|----------------------------|---|--------------------------------|
| — | - ізогіса горизонту відбиття карбону | ■ | - родовища вуглеводнів | ■ | - північна прибортова зона | □ | - границя спеціального дозволу |
| — | - тектонічне порушення | ■ | - площа перспективних ресурсів | ■ | - зона Північного борту | | |

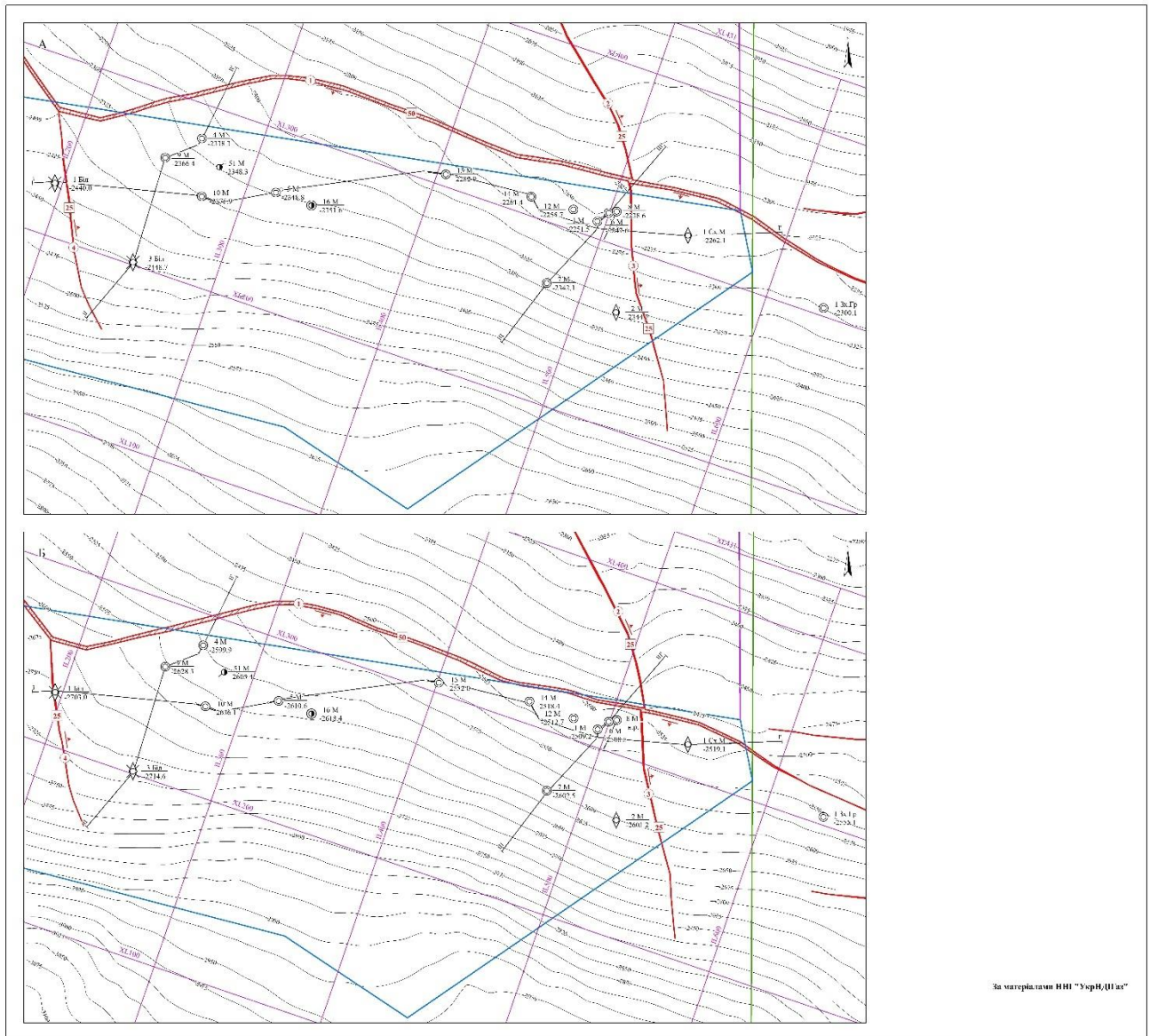
Додаток 4. Геологічний розріз по лінії IV-IV'



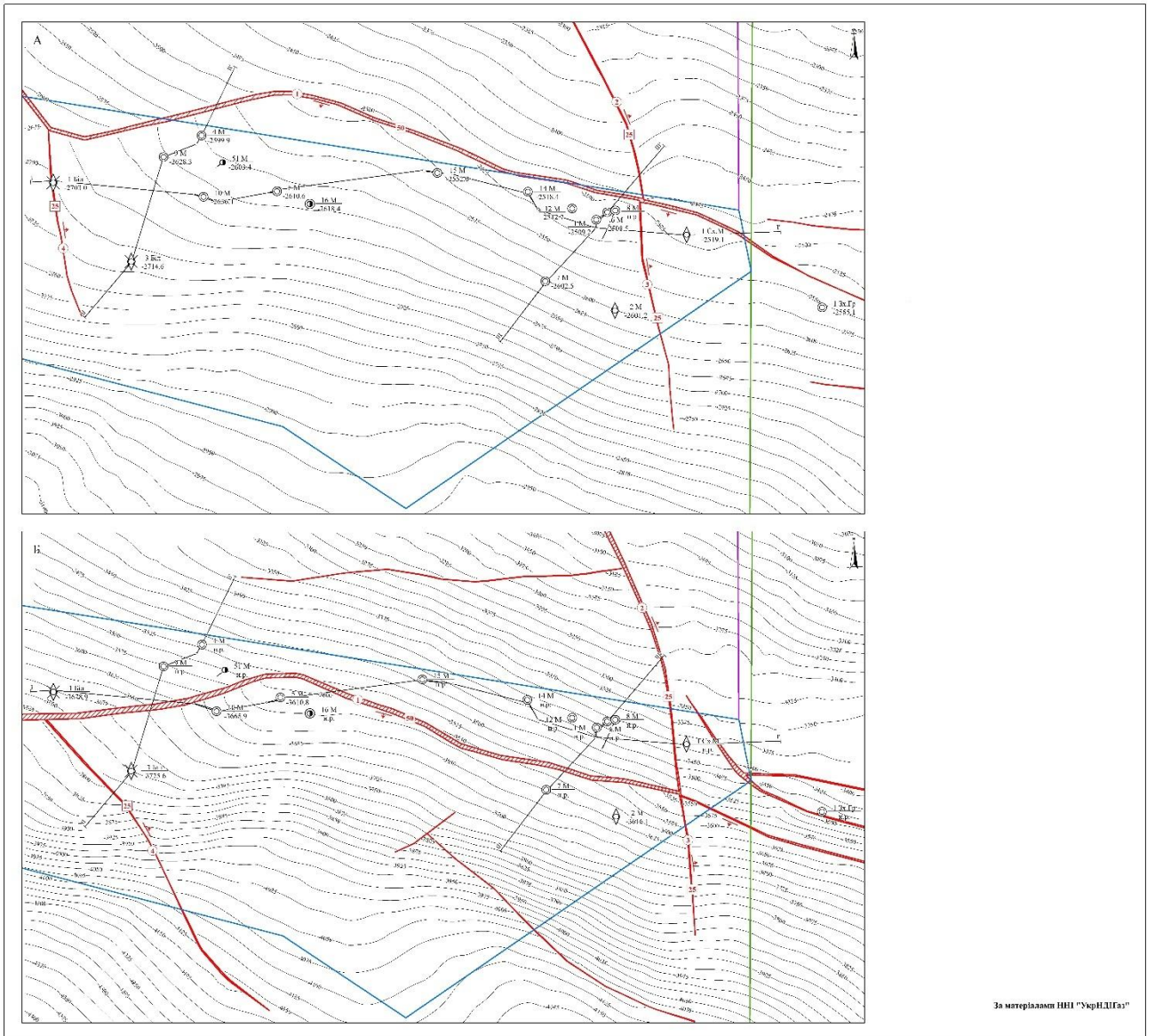
Додаток 5. Геологічний розріз по лінії свердловин
№№1 Білозірська-10-5-15-14-1-1 Сх Моспанівська



Додаток 6. Структурні карти по відбивальним горизонтам
М-3, С₂б



Додаток 7. Структурна карта підошв реперів K6, RS5



За матеріалами ННІ "УкрНДІГаз"