

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
Факультет геології, географії, рекреації і туризму
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

До захисту перед ЕК допущено

В.о. зав. кафедри _____ Валерій СУХОВ

« _____ » _____ 2025 року

**ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА НАФТОНОСНІСТЬ
ШАПОВАЛІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА
(СУМСЬКА ОБЛАСТЬ)**

Кваліфікаційна робота бакалавра

Виконав:

студент 4 курсу групи ГЗ-41,
спеціальність 103 Науки про Землю,
освітньо-професійна програма
«Геологія нафти і газу»

Михайло ГУРТОВИЙ

Керівник:

ст. викл. **Олена ХРІПКО**

Кваліфікаційна робота захищена з оцінкою

Голова ЕК Катерина БЕЗРУК

Секретар ЕК Ірина ТИЩЕНКО

« _____ » _____ 2025 року

Харків – 2025

ЗМІСТ

Вступ.	3
1. Фізико-географічна характеристика району.	4
2. Історія досліджень району.	7
3. Геологічна будова Шаповалівського нафтового родовища	10
3.1. Стратиграфія.	10
3.2. Тектоніка	20
3.3. Гідрогеологічні умови	25
3.4. Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних горизонтів.	28
4. Характеристика нафтоносності Шаповалівського родовища	32
4.1. Нафтогазоносність родовища.	32
4.2. Перспективи нафтогазоносності родовища	35
Висновки	37
Список використаних джерел.	39
.	
Графічні додатки.	42

ВСТУП

З урахуванням сучасних тенденцій розвитку енергетики та потреби України в диверсифікації джерел енергії, невеликі за розміром родовища, такі як Шаповалівське нафтове родовище, набувають особливого значення. Їх освоєння дозволяє зменшити залежність від імпортного ресурсу та підтримувати внутрішній енергетичний баланс країни.

Мета кваліфікаційної роботи – на основі вивчення геологічної будови району розташування Шаповалівського нафтового родовища з'ясувати геологічні умови, які сприяли формуванню покладів нафти, та визначити перспективи промислової нафтоносності родовища.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися наступні завдання:

- опрацювати фондові матеріали геологічних організацій та з'ясувати геологічні умови, які обумовили формування пасток та скупчень вуглеводнів у межах Шаповалівського родовища;
- вивчити літолого-фаціальні та колекторські властивості продуктивних товщ, характеристики нафтогазоносності продуктивних горизонтів Шаповалівського нафтового родовища;
- підготувати розгорнутий опис геологічних умов Шаповалівського нафтового родовища та добрати відповідні графічні матеріали до нього.

Об'єкт дослідження – Шаповалівське нафтове родовище.

Предмет дослідження – сукупність геологічних факторів, які сприяли утворенню та збереженню покладів нафти на Шаповалівському родовищі.

Методи досліджень. В процесі виконання роботи були використані методи аналізу, синтезу, порівняння, описовий, картографічний.

Для написання даної кваліфікаційної роботи були використані фондові матеріали геологічних організацій (ДГП «Укргеофізика», Опішнянської нафтогазорозвідувальної експедиції (НГРЕ), ТО ДГП «Полтаванафтогазгеологія» (ПНГГ), наукові публікації на нормативні документи.

РОЗДІЛ 1. ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

Шаповалівське нафтове родовище розташоване в південній частині Сумської області, в Охтирському районі. Оглядова мапа району розташування родовища наведена на рис. 1.

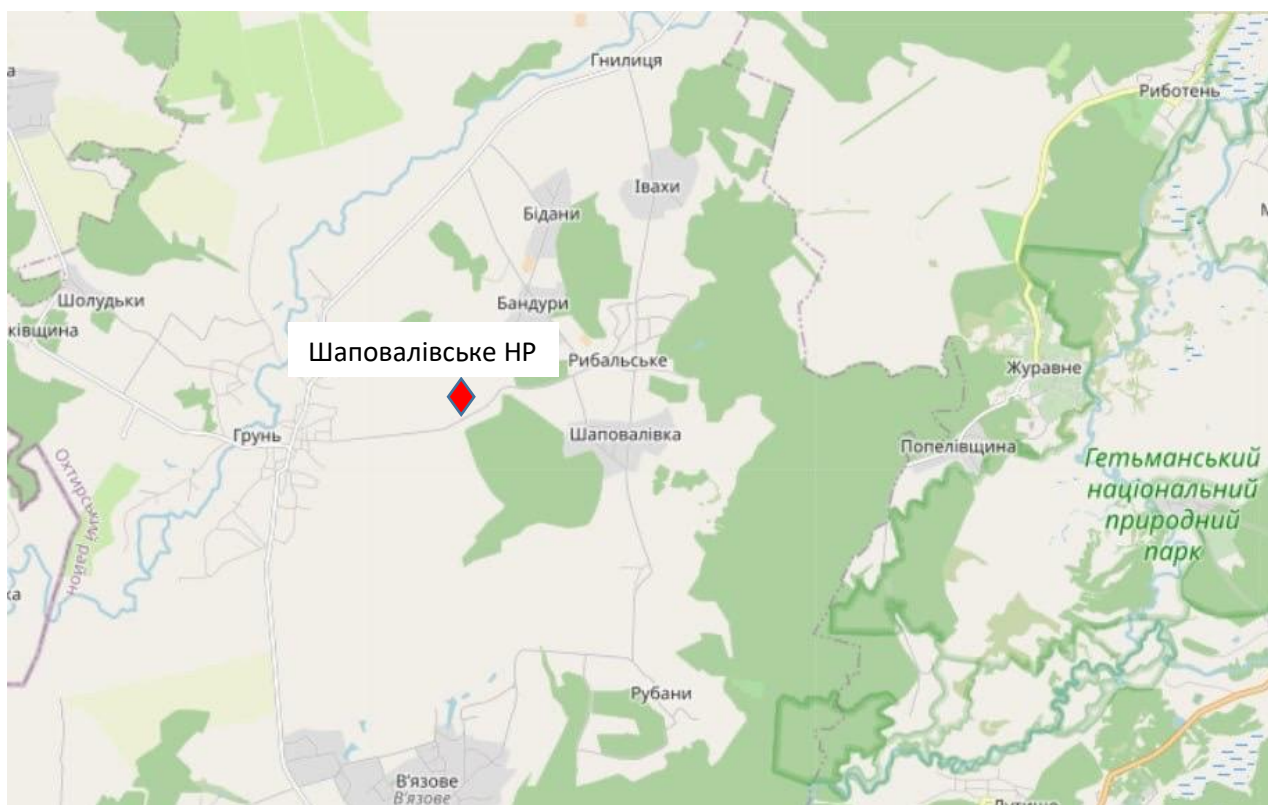


Рис. 1 – Оглядова мапа району розташування
Шаповалівського нафтового родовища

Найбільш наближеними до Шаповалівського нафтового родовища великими населеними пунктами є місто Охтирка і села Шаповалівка, Рибальське, Жолоби та Грунь. Населені пункти поєднані мережею доріг з твердим покриттям.

За геоморфологічним районуванням територія розташування Шаповалівського родовища розташована в межах Полтавської терасової рівнини, яка за генезисом являє собою ерозійно-аккумулятивну рівнину. Максимальні висоти в межах досліджуваної території спостерігаються на вододілах і складають

біля 200 м (190-205 м). Мінімальні висоти – в долині річки Ворскла, близько 100 м (100-105).

Шаповалівське родовище розташоване на вододілі Ворскли та річки Грунь (притоки річки Псел) в безпосередній близькості до витoku р. Грунь. Головні особливості рельєфу території пов'язані з формуванням річкових долин цих річок.

Долина Ворскли має загальний напрямок з півночі на південний захід. Долина асиметрична: на лівому схилі виділяють до дев'яти пліоценових і четвертинних терас, які залягають на різних гіпсометричних рівнях, правий схил переважно крутий, порізаний балками та ярами.

Грунь - це мала ріка, тече на південний захід. Її долина трапецієподібна, шириною до 4 км та глибиною у нижній течії до 50 м. Річище звивисте, ширина в середньому 5 м, глибина до 1,5-2,0 м. Стік частково зарегульований ставками.

На схилах річкових долин та балок має прояв площинна ерозія: формуються змиті різновиди ґрунтів у верхній частині схилів та відкладаються делювіальні відклади, які вкривають їх нижню частину. На крутих схилах ярів та окремих ділянках річкових долин мають прояв гравітаційні процеси: осипи, зсуви.

Клімат району – помірно континентальний з такими середньорічними характеристиками:

- середня річна температура повітря – $+8,8^{\circ}\text{C}$;
- найтепліший місяць – липень (середня температура $+20,8^{\circ}\text{C}$);
- найхолодніший місяць – січень (середня температура $-7,6^{\circ}\text{C}$);
- кількість опадів - 652 мм;
- тривалість безморозного періоду – приблизно 170 днів на рік;
- число днів з опадами трохи перевищує 100 на рік.

Абсолютний максимум температури повітря – $+39^{\circ}\text{C}$, абсолютний мінімум – -41°C . Під час осінньо-зимового періоду спостерігається часте чергування морозної погоди з відлигами з переходом температури повітря через 0°C .

Найменша кількість опадів припадає на лютий (21-23 мм). Сніговий покрив з'являється майже в середині грудня. Середня висота його становить 12-17 см [19].

Протягом року переважають вітри східного та північно-східного напрямків, особливо в зимовий період. Вітри західного напрямку бувають рідше й переважно в літній період.

Промерзання ґрунту в Охтирському районі зазвичай досягає глибини 50-60 см.

Найбільшою рікою району є річка Ворскла. Вона має незначний похил водної поверхні, який не перевищує 0,1 м/км. Долина річки трапецієподібна, завширшки 10-12 км. Ширина річки в районі розташування Шаповалівського нафтового родовища 12-45 м, середня глибина – до 3 м.

За гідрологічним режимом Ворскла належить до східноєвропейського типу, для яких характерним є яскраво виражене весняне водопілля за рахунок снігового живлення та низька літньо-осіння та зимова межень, а також слабо виражені дощові паводки [19]. Живлення переважно снігове, а також дощове та підземне.

Територія розташування Шаповалівського родовища належить до лісостеповій природній зоні. Степові ділянки практично повністю розорані. Лісова рослинність збереглася у долинах річок: в межах першої надзаплавної тераси розповсюджені соснові ліси, на схилах балок та на схилах вододілів - широколистяні.

За економічною спеціалізацією район сільськогосподарський, спеціалізується на зерновому та м'ясомолочному виробництві.

Територія дослідження має густу мережу шляхів сполучення: ряд залізничних магістралей, мережа доріг місцевого значення (ґрунтових і з твердим покриттям). На відстані 12 км від Шаповалівського нафтового родовища проходить нафтопровід Рибальці-Охтирка.

На відстані 3-7 км на південний схід від Шаповалівського родовища розташоване Рибальське нафтогазоконденсатне родовище, на відстані 3 км на північ – Хухрянське нафтогазоконденсатне родовище. Крім родовищ вуглеводнів на площі дослідження є корисні копалини місцевого значення: піски, суглинки, глини, торф. Вони пов'язані з кайнозойськими відкладами та широко розповсюджені по площі.

РОЗДІЛ 2. ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ РАЙОНУ

Шаповалівське нафтове родовище знаходиться в межах північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [1]. Геолого-геофізичні дослідження та території північної прибортової зони ДДЗ проводилися з середини ХХ століття. На початковій стадії дослідження носили регіональний характер та включали такі геолого-геофізичні дослідження, як: сейсмічні, магнітометричні, гравіметричні дослідження, а також пошукове та розвідувальне буріння. До 1973 року сейсморозвідувальні роботи носили рекогноцировальний характер.

Детальні сейсморозвідувальні роботи на території дослідження проводилися у 70-80-х р.р. ХХ століття. За результатами детальних досліджень с/п 30/73 методом відбитих хвиль (МВХ) були побудовані структурні карти по відбивальним горизонтам $V_{b4}(C_{1v})$, $V_{b2}(C_{2b})$, $V_{b1}(C_{2m})$, $IV_{b6}(P_2)$. Були виявлені та вивчені ряд структур, серед яких Шаповалівська, Молодецька, Чернеччиниська. Для Шаповалівської структури найглибшим структурним планом був план по підшві башкирського ярусу V_{b2} .

Головні відомості про геологічну будову Шаповалівської площі були отримані за даними сейсморозвідувальних досліджень 1977-1980-х років [7, 8]. Було встановлено, що Шаповалівська площа розташована в межах Груньського виступу фундаменту (автор – Манюта М. Г.), де глибина залягання фундаменту складає 4,5-4,75 км, уточнено будову Шаповалівської та ряду розташованих поруч прирозломних складок по відкладах верхньої пермі, середнього та нижнього карбону [14].

В 1982-83 р.р. Шаповалівська структура була підготовлена до пошукового буріння по візейських відкладах нижнього карбону (горизонт $V_{b2}^1(C_{1v1})$) [8]. За результатами цих робіт було укладено паспорт на Шаповалівську структуру [12].

У 1983 році підготовлено проєкт пошукового буріння на Західно-Рибальській площі, до якої входили Буданівська, Шаповалівська та Чупахівська структури. Проєктом передбачалося буріння чотирьох пошукових свердловин

[14]. В межах центрального блоку Шаповалівської площі були пробурені св. № 2 та св. №4, у східному блоці – св. № 1, в західному – св. № 3.

Свердловиною № 2 був розкрити нафтовий поклад горизонту Ф-1 (Т-3). За результатами ГДС, дослідно-промислових випробувань та лабораторних досліджень встановлено, що фаменські відклади в інтервалі 4026-4138 м представлені нафтонасиченими пісковиками. Вони були поєднані в одну літологічну пачку – горизонт Ф-1 (Т-3). Під час дослідження цього горизонту був отриманий промисловий приток нафти і, таким чином, відкрите родовище.

Свердловина № 1 глибиною 4050 м промислово продуктивних горизонтів не виявила. Після збільшення глибини буріння пошукової свердловини № 1 до 4300 м, вона розкрила весь перспективний розріз нижнього карбону і фаменського ярусу і на вибої 4292 м увійшла в сіль франського ярусу. За даними ГДС, лабораторних досліджень керну, дослідно промислових випробувань колектори візейського ярусу є водонасиченими та водоносними, а відклади фаменського ярусу (Ф-1) і франського ярусу верхнього девону представлені щільними та низькопористими породами, з дуже низькими показниками проникності, які мали ознаки нафтогазонасичення.

В 1989 р. за результатами буріння пошукових свердловин № 1 та № 2 було прийнято рішення про зміну положення та проєктної глибини свердловини № 3 [4]. Вона була переміщена в західний блок Шаповалівської структури на відстань 2950 м на північний захід від свердловини № 2. На глибині 4470 м свердловина № 3 відкрила франську сіль. При забої 4553 м буріння свердловини № 3 було зупинено по причині безперспективності подальшого її поглиблення. Нафтогазоносні пласти в розкритому свердловиною № 3 розрізі були відсутні. Регіонально нафтогазоносні верхньовзейські відклади виявилися водоносними або щільними глинистими пісковиками, а відклади фаменського ярусу – представленими чергуванням щільних пісковиків та алевролітів з аргілітами та вапняками. Верхня частина фаменських відкладів (горизонт Ф-1, який є продуктивний у св. № 2) в свердловині № 1 або розмитий, або скинутий по порушенню.

Для промислової оцінки виявленого покладу Ф-1 у 1990 році вздовж Шаповалівської структури були запроєктовані ще дві незалежні пошукові свердловини № 4 та № 5. Свердловина № 4 закладена на відстані 1,77 км на схід від св. № 2 проектною глибиною 4150 м.

Св. № 4 повністю розкрила передбачений стратиграфічний розріз та встановила часткову літологічну заміну порід фаменського ярусу: піщані породи заміщуються глинистими та алевроитовими у східному напрямку. Була також підтверджена нафтогазонасиченість верхньої частини фаменського розрізу.

Св. № 5 пробурена не була по причині відсутності фінансування.

Таким чином, бурінням чотирьох пошукових всердловин були опішуквані три блоки Шаповалівської площі. Нафтове родовище відкрите в центральному блоці. Четвертий блок залишився недослідженим.

За результатами буріння пошукових свердловин встановлено різку літофаціальну зміну продуктивних фаменських відкладів, зменшення їх товщини в північно-східному напрямку, неоднорідність колекторіських властивостей як за площею, так і по розрізу. Все це свідчить про обмежені розміри відкритого нафтового покладу.

Таблиця 1

Об'єми пошуково-розвідувального буріння на Шаповалівській площі [11]

№ св.	Категорія	Глибина, м	Терміни буріння (початок/кінець)	Результати (продуктивна / непродуктивна)	Стан свердловини
1	пошукова	4300	30.08.1986 / 06.07.1987	не продуктивна	ліквідована
2	пошукова	4450	22.12.1987 / 11.02.1989	промисловий приток нафти	в консервації
3	пошукова	4553	23.06.1986 / 29.05.1990	не продуктивна	ліквідована
4	пошукова	4150	24.06.1991 / 15.05.1992	не продуктивна	ліквідована

РОЗДІЛ 3. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ШАПОВАЛІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

3.1 Стратиграфія

У геологічній будові Шаповалівської площі беруть участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, які неузгоджено залягають на породах кристалічного фундаменту [1, 6]. Характерною особливістю будови площі є повне випадання з розрізу окремих стратиграфічних подрозділів, а саме: повністю випадають з розрізу відкладення турнейського ярусу, нижньовізейського під'ярусу, і частково присутні відкладення верхньовізейського під'ярусу і нижньопермської системи (табл. 1). Стратиграфічна колонка представлена у Додатку 1.

Протерозойська ератема (PR)

Породи докембрійського кристалічного фундаменту безпосередньо на Шаповалівській площі свердловинами не розкриті, тому дані про них базуються на результатах досліджень на суміжних площах - Молодецькій, Чупахівській, Чернеччинській та інших.

Глибини залягання кристалічного фундаменту в районі дослідження – 4-5,5 км. Породи фундаменту представлені гранітами, гранодіоритами, хлорито-плагіоклазовими гнейсами.

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською, кам'яновугільною, пермською системами.

Девонська система (D)

Представлена лише верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

Складений двома ярусами – франським і фаменським.

Франський ярус (D₃fr)

Відкладення франського ярусу досліджувалися свердловинами Шаповалівські № 1 та №3.

Літологічно ярус представлений алевроліто-аргілітовою товщею, в якій прошарки пісковиків і доломітів мають підпорядковане значення. В нижній частині виявлені соленосні утворення. Товщина – 85-116 м.

Фаменський ярус (D₃fm)

Відкладення фаменського ярусу представлені карбонатно-теригенною товщею, до складу якої входять:

- пісковики сірі, світло-сірі, міцні, дрібно- та середньозернисті, вапняні, олігоміктові, зцементовані кальцитовим цементом. Спостерігаються уривки водоростей видів Umbella, Girvanella;

- алевроліти темно-сірі з червоно-бурими плямами, міцні, нешаруваті;
- аргіліти темного забарвлення до чорних, слюдисті, щільні;
- карбонатні породи – вапняки сіроколірні, міцні, кристалічнозернисті, дрібнозернисті, тріщинуваті, органогенно-детритові, збагачені рештками водоростей, остракод, криноїдей і комплексом форамініфер.

У верхній частині цього ярусу залягають пісковики, які вміщують нафтовий поклад. Вони були виділені в літологічну пачку Ф-1 (Т-3).

Товщина ярусу – 232-501 м.

Кам'яновугільна система (С)

Представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Відкладення кам'яновугільної системи зі стратиграфічним неузгодженням залягають на породах фаменського ярусу девонської системи.

Нижній відділ (C₁)

Відкладення турнейського ярусу відсутні. Складений двома ярусами: візейським та серпуховським, які неузгоджено залягають на відкладах девону.

Візейський ярус (C_{1v})

В складі візейського ярусу виділяється лише верхньовізейський під'ярус. Вкладення нижньовізейського под'ярусу також відсутні.

Таблиця 2 - Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин
Шаповалівського родовища [11]

№ свердловини	1		
Альтитуда ротора, м	112,7		
Вибій	4300		
Стратиграфічний підрозділ	Глибина підосви, м	Абсолютна відмітка підосви, м	Товщина, м
Q+N+P	334	-221,3	334
K ₂	868	-755,3	534
K ₁	1010	-897,3	142
J ₃	1276	-1163,3	266
J ₂	1443	-1330,3	167
T	1850	-1737,3	407
P ₁	1884	-1771,3	34
C ₃	2298	-2185,3	414
C _{2m}	2678	-2565,3	380
C _{2b}	3047	-2934,3	369
C _{1s2}	3247	-3134,3	200
C _{1s1}	3402	-3289,3	155
C _{1v2}	3710	-3597,3	308
D _{3fm} (C _{1ta})	4184	-4071,3	474
D _{3fr}	4300 (вибій)	-4187,3	116
№ свердловини	2		
Альтитуда ротора, м	196,0		
Вибій	4450		
Стратиграфічний підрозділ	Глибина підосви, м	Абсолютна відмітка підосви, м	Товщина, м
Q+N+P	321	-125	321
K ₂	957	-761	636
K ₁	1097	-901	140
J ₃	1378	-1182	281

J ₂	1545	-1349	167
T	1987	-1791	442
P ₁	2025	-1829	38
C ₃	2448	-2252	423
C _{2m}	2844	-2648	396
C _{2b}	3219	-3023	375
C _{1s2}	3437	-3241	218
C _{1s1}	3579	-3383	142
C _{1v2}	3949	-3753	370
D _{3fm} (C _{1ta})	4450 (вибій)	-4254	501
D _{3fr}			
№ свердловини	3		
Альтитуда ротора, м	188,7		
Вибій	4490		
Стратиграфічний підрозділ	Глибина підосви, м	Абсолютна відмітка підосви, м	Товщина, м
Q+N+P	310	-121,3	310
K ₂	964	-775,3	654
K ₁	1101	-912,3	137
J ₃	1395	-1203,3	294
J ₂	1563	-1374,3	168
T	2031	-1842,3	468
P ₁	2076	-1887,3	45
C ₃	2485	-2296,3	409
C _{2m}	2897	-2708,3	412
C _{2b}	3267	-3078,3	370
C _{1s2}	3462	-3273,3	195
C _{1s1}	3619	-3430,3	157
C _{1v2}	4006	-3817,3	387
D _{3fm} (C _{1ta})	4405	-4216,3	399

D ₃ fr	4490 (вибій)	-4301,3	85
№ свердловини	4		
Альтитуда ротора, м	203,4		
Вибій	4150		
Стратиграфічний підрозділ	Глибина підосви, м	Абсолютна відмітка підосви, м	Товщина, м
Q+N+P	322	-118,6	322
K ₂	968	-754,6	646
K ₁	1101	-897,6	133
J ₃	1376	-1172,6	275
J ₂	1540	-1336,6	164
T	1975	-1771,6	435
P ₁	2011	-1807,6	36
C ₃	2428	-2224,6	417
C ₂ m	2826	-2622,6	398
C ₂ b	3202	-2998,6	376
C ₁ s ₂	3394	-3190,6	192
C ₁ s ₁	3558	-3354,6	164
C ₁ v ₂	3912	-3708,6	354
D ₃ fm (C ₁ ta)	4150 (вибій)	-3946,6	238

Верхньовізейський під'ярус (C₁v₂)

Відкладення неузгоджено залягають на породах фаменського ярусу та представлені XII, XI, X мікрофауністичними горизонтами, XIIa мікрофауністичний горизонт відсутній.

Під'ярус складений карбонатно-теригенними відкладеннями, які представлені:

- пісковиками сіроколірними, від сірих до бурого та коричнево-сірих, дрібнозернистими, за мінералогічним складом вони слюдисті, щільні, середньо- та сильногвозцементовані;

- алевролітами темно-сірого забарвлення до чорного, слюдистими, щільними, за текстурою вони хвилясто-шаруваті, глинисті;
- аргілітами темно-сірими та чорними,. За мінералогічним складом вони тонколюдісті, слабоалевритисті, шаруваті, щільні, містять лінзи та прошарки сидеритів та відбитки фауни, серед яких велика кількість обвуглених рослинних залишків;
- вапняками темно-сірого кольору, щільними, прихованокристалічними, дрібнозернистими, доломітизованими, міцними, з прожилками кальциту, збагачені уламками криноїдей, брахіопод, пелеципод, остракод, мохуваток, визначений комплекс форамініфер.

Відкладення згруповані в літологічні пачки В-20, В-19, В-18, В-17, В-16, В-15, В-14.

Товщина відкладів верхньовізейського під'ярусу 308-387 метрів.

Серпуховський ярус (C_1s)

Представлений двома під'ярусами: нижнім та верхнім.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Складений IX мікрофауністичним горизонтом. Відкладення представлені переважно аргілітами та прошарками пісковиків, алевролітів, вапняків.

Аргіліти від темно-сірого кольору до чорного, за текстурою – шаруваті, алевритисті, вапняні із залишками морської фауни – криноїдей та брахіопод.

Пісковики – сірі за забарвленням, дрібно- та тонкозернисті за структурою, слюдисті, шаруваті.

Вапняки криноїдно-детритусові, сірі з бурим відтінком, за структурою кристалічнозернисті, глинисті, із залишками морських організмів (брахіопод, коралів, мохуваток, форамініфер).

Алевроліти – від сірих до темно-сірих, за текстурою вони шаруваті, глинисті, за мінералогічним складом слюдисті, іноді вапняні.

Усі відкладення поєднуються в літологічні пачки С-23 – С-16.

Загальна товщина відкладень під'ярусу – 142-164 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Представлений VIII та VII-V мікрофауністськими горизонтами.

Відкладення розкриті в об'ємі літологічних пачок С-9-8, С-7-6, С-5, С-4, С-3. Літологічно складені чергуванням аргілітів, пісковиків, алевролітів, вапняків.

Аргіліти темно-сірі, іноді із зеленуватим відтінком, паралельношаруваті, зрідка алевритисті, вапняні, із залишками криноїдей та брахіопод.

Алевроліти сірі та темно-сірі, іноді із зеленуватим відтінком, польовошпатово-кварцові, глинисті, слюдисті.

Вапняки темно-сірі, міцніші, тонкозернисті, глинисті, місцями алевритисті, з великою кількістю уламків криноїдей та брахіопод, визначені форамініфери.

Товщина відкладів верхньосерпуховського под'ярусу 192-218 м.

Середній відділ (C₂)

В розрізі представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2b})

Залягає неузгоджено на розмитій поверхні верхньосерпуховського под'ярусу. Представлений в обсязі світ C₂¹, C₁⁵, C₂², C₂³, C₂⁴. Складений карбонатно-теригенними утвореннями, в яких перешаровуються:

- пісковики світлозабарвлені (від світло-сірих та зеленувато-сірих до білих), за структурою дрібно- та середньозернисті, кварцові, слюдисті, щільні, за текстурою шаруваті, міцно-зцементовані карбонатним цементом [11];

- алевроліти від зеленувато-сірого кольору до темно-сірого, мають косу шаруватість, слюдисті, містять обвуглені рослинні рештки.;

- аргіліти більш темного забарвлення (від сірих з зеленуватим відтінком до темно-сірих та чорних), щільні, за текстурою вони паралельно-шаруваті, містять рослинні залишки та включають прошарки сидеритів темно-бурого кольору;

- вапняки сірі, тонкозернисті та мікрористалічно-зернисті, доломітизовані, сильно глинисті, містять велику кількість залишків морських організмів криноїдей, мохуваток, фузулінід та форамініферами.

Відклади ярусу розділені на літологічні пачки від Б-11 до Б-1.

Товщина складає 369-384 м.

Московський ярус (C_{2m})

Представлений світами C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 і C_3^1 . Розріз складений чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів, зустрічаються прошарки вапняків.

Пісковики світло-сірі, середньо-, крупнозернисті, поліміктові, у верхній частині глинисті, дрібнозернисті, зеленувато-сірі.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, сіро-зелені, щільні, комкуваті зі стяжіннями сидериту.

Аргіліти різноманітно забарвлені (від сірих та зеленувато-сірих до темно-сірих та чорних), щільні, містять обвуглені рослинні залишки.

Вапняки від світло-сірих до темно-сірих, дрібнозернисті за структурою, щільні, нерідко комкуваті. Вони доломітизовані, містять залишки різноманітних організмів (криноїдей, мохуваток, перекристалізованих фузулінід, форамініфер). Відклади цього ярусу об'єднані в літологічні пачки від М-7 до М-1.

Товщина відкладень 380-412 м [5, 6].

Верхній відділ (C_3)

В розрізі верхньокам'яновугільних відкладів спостерігається чергування алевролітів, аргілітів та пісковиків.

Пісковики переважно темнозабарвлені до чорних, за структурою від дрібно- до середньозернистих, за мінералогічним складом кварцові, місцями вони мають сліди піритизації, іноді конгломератоподібні.

Аргіліти темно-сірі, містять домішки піщаних часток, за мінералогічним складом слюдисті, піритизовані, з рештками макрофауни.

Алевроліти сірі різних відтінків.

Товщина – від 340 м до 361 м.

Пермська система (Р)

Представлена тільки нижнім відділом.

Нижній відділ (P_1)

Складений лише картамішською світою P_1kt . Літологічно світа представлена перешаруванням пісковиків строкатих, середньо-, крупнозернистий і глин строкатих з прошарками вапняку з фауною. Товщина відкладів – 34-45 м.

Мезозойська ератема (МЗ)

На площі представлена тріасовою, юрською, крейдяною системами.

Тріасова система (Т)

Відклади неузгоджено залягають на нижньопермських, поверхня яких розмита. Представлені піщаною, піщано-глинистою, піщано-карбонатною та глинистою товщами. Коротко охарактеризуємо кожну.

Піщана товща $T_{\text{п}}$ складена пісковиками сірого кольору, різнозернистими, слюдистими за мінеральним складом, міцними. Вони часто є конгломератоподібними, вмішують прошарки зеленувато-сірих, щільних, слюдистих, піщанистих глин.

Піщано-глиниста товща $T_{\text{пг}}$ складена дрібнозернистими сильно піритизованими пісковиками середньої міцності та строкатими глинами, щільними, піщанистими, слюдистими.

Піщано-карбонатна товща $T_{\text{пк}}$ являє собою перешаровування строкатобарвних, щільних, алевритистих глин і зеленувато-сірих, дрібно- та середньозернистих пісковиків сильно слюдистих шаруватої текстури, середньої міцності, які містять брекчієподібні включення вапняків.

Глиниста товща $T_{\text{г}}$ - складена глинами строкатобарвними, щільними, в'язучими, слюдистими, піщанистими, зверху брекчієподібними з прошарками пісковиків зеленувато-сірого забарвлення, тонко- та дрібнозернистих, слюдистих, пухких.

Товщина тріасових відкладень – 403-468 м [11].

Юрська система (J)

Відкладення системи неузгоджено залягають на розмитій поверхні тріасових відкладень і представлені середнім і верхнім відділами.

Середній відділ (J_2)

Складений байоським (J_2b), батським (J_2bt), келовейським (J_2k) ярусами. Літологічно відкладення представлені пісками, пісковиками слабозцементованими, зеленувато-сірими, слюдистими, щільними.

Товщина середньоюрських відкладень 164-168 м.

Верхній відділ (J_3)

Представлений оксфордським та кімериджським ярусами. Відкладення складені, в основному, глинами строкатобарвними, також пісковиками, вапняками з включеннями уламків стулок мушлів з фауною. Товщина верхньопермських відкладень – 266-294 метрів.

Крейдова система (K)

Представлена нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (K_1)

Залягає на юрських відкладах неузгоджено. У розрізі представлений пісками, пісковиками та глинами, які містять у великій кількості обвуглені уламки дерев, спори папоротеподібних. Товщина складає 133-142 м.

Верхній відділ (K_2)

В геологічному розрізі присутні всі яруси верхньої крейди: від сеноманського (K_{2s}) до маастріхтського (K_{2m}). Відклади залягають на розмитій поверхні нижньокрейдових відкладів незгідно. Відділ представлений в основному товщею білої писальної крейди з прошарками мергелів.

Товщина відкладів – 534-654 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Представлена відкладеннями всіх трьох систем.

Вкладення палеогену (P) залягають на відкладах крейдової системи неузгоджено. Вони складені переважно пісками, алевроитами, алевролітами, глинами, а також мергелями.

Неогенові та четвертинні відкладення (N+Q) в основному представлені алювіальними пісками, супісками, лесоподібними суглинками та ґрунтово-рослинними шарами.

Загальна товщина відкладень кайнозойської ератеми складає 310-334 м.

Геологічна карта району розташування Шаповалівського нафтового родовища представлена у Додатку 2.

3.2 Тектоніка

Шаповалівське підняття розташоване в межах центральної частини північної прибортової зони ДДЗ і належить до ряду піднять, які входять до Качанівсько-Рибальської структурної зони, що складається з Качанівського, Шаповалівського, Західно-Рибальського, Рибальського піднять (рис. 2).

По поверхні кристалічного фундаменту Шаповалівська площа належить до північної частини Грунського виступу фундаменту. На заході він межує з Качанівською депресією, а на сході переходить до Сидорицької западини [6].

Глибина залягання фундаменту на даній території становить 4-7 км, на ділянці, що відповідає центральному блоку Шаповалівської площі – 4,5-5 км.

Моноклінально залягаюча поверхня фундаменту північної прибортової зони розбита повздовжніми скидами та має східчасто-блокову будову.

Субмеридіональна орієнтація виступів фундаменту та субширотна спрямованість розломів, що їх ускладнюють, значно вплинули на формування структурних форм осадового чохла. Для району дослідження домінуючим є північно-західне простягання структурних форм.

Для піднять, сформованих в прибортовій зоні ДДЗ, характерним є розвиток подовжених периклінальних частин. Ця особливість може бути пояснена тим, що спочатку ці підняття мали вигляд брахіантикліналей, а після руху девонської солі в ядрах, склепінні частини набули форми інтенсивно розвинених куполів [11, 14].

Будова осадового чохла цієї частини ДДЗ доволі складна і залежить від інтенсивності та направленості тектонічних рухів в процесі осадонакопичення [11].

Шаповалівське підняття прилягає до північного крайового порушення ДДЗ, тому є зануреною прирозривною структурою. Також воно входить до групи переривчасто конседиментаційно-компенсаційних піднять, які кільцеподібно облямовують Качанівську девонську солянокупольну депресію.

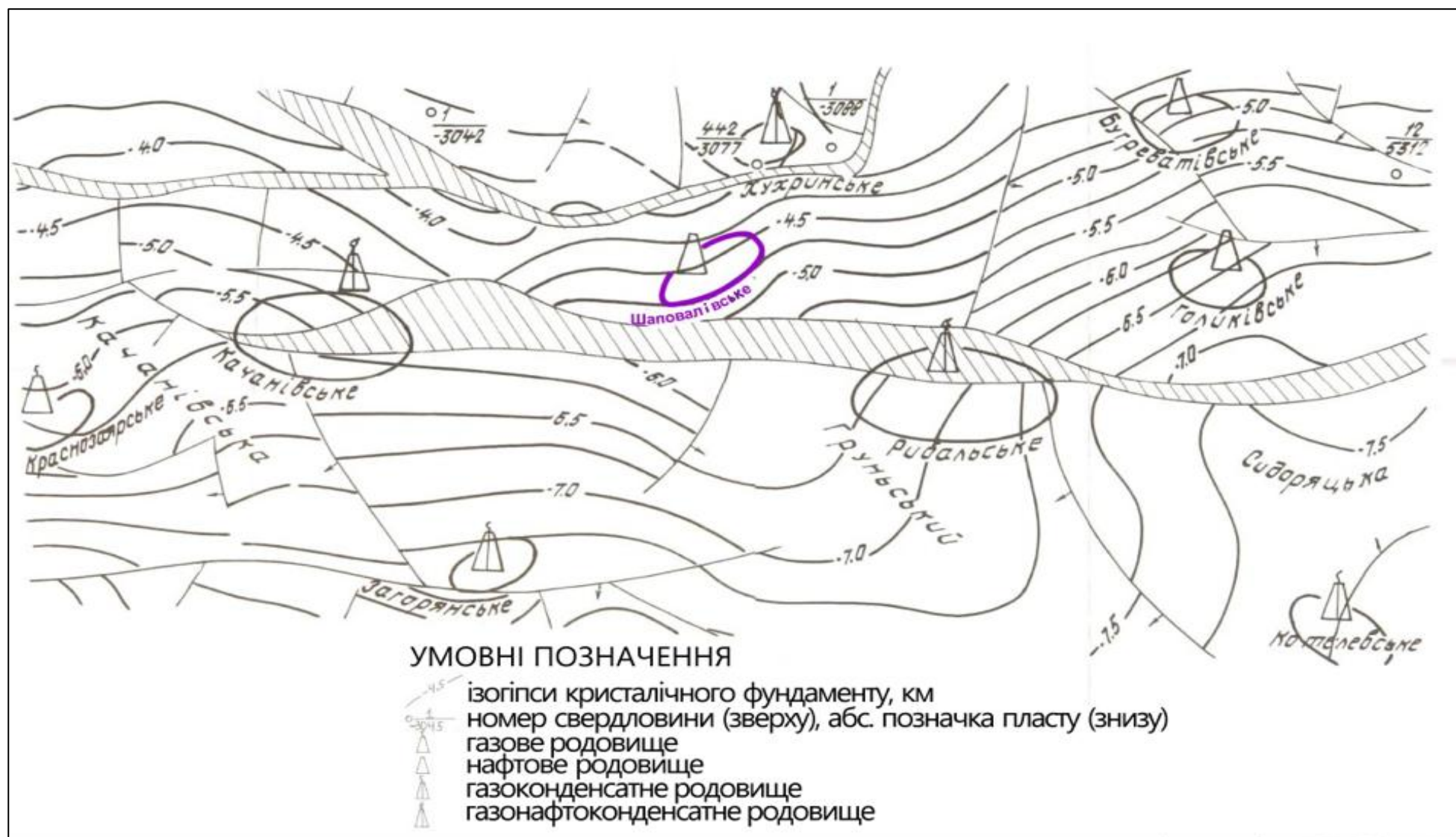


Рис. 2 – Тектонічна схема району дослідження

Розташування Шаповалівського підняття на перетині двох структурних ліній свідчить про об'єднання в його межах різноспрямованих структурно-формуєчих регіональних тектонічних процесів: тектонічних рухів блоків фундаменту, характерні для північного боку ДДЗ, та процесів сольового тектоногенезу, які надали йому риси будови компенсаційного підняття.

В межах району найбільш інтенсивно виявлялися структуро-формуєчі фактори в пізньодевонський та ранньокам'яновугільний час, які проявилися зміною товщин стратиграфічних комплексів та чіткістю зображення на загальних структурних планах.

У пізніші періоди осадонакопичення у зв'язку із загальним загасанням регіональних тектонічних рухів вплив структурно-формуєчих факторів мав вибіркового та більш локалізованого характер і проявлявся, в основному, на площах, де в геологічному розрізі спостерігається значна товщина накопичення соляних мас [11].

Геологічна будова Шаповалівської площі вивчалася сейсмічними дослідженнями в різні роки, починаючи з 1972 р., в якому с. п. 30/73 та роботами наступних с/п 34/78 та 34/80 відпрацьована рідка сітка профілів МЗГТ та МОВ, за даними яких і був спрогнозований Шаповалівський структурний ніс.

До пошукового буріння Шаповалівська площа підготовлена сейсмічними дослідженнями с. п. 34/82 [8], в результаті яких побудовані ряд сейсмічних профілів та структурна карта за заломлюючому горизонту $V_{B2}(C_1v_2)$, а також вивчалася роботами с. п. 34/86 по заломлюючих горизонтах $V_{B2}(C_1v_2)$, $V_{B2}^1(C_1v_2)$, $V_{I3}^2(D_3fm)$ та уточнювалася с. п. 31-34/88 у 1986-1991 р.р. [7].

На структурному плані заломлюючого горизонту $V_{B2}^1(C_1v_2)$ підготовленого с. п. 34/82, вся Шаповалівська площа розділена скидами на чотири тектонічні блоки (дод. 3). Скиди, які відокремлюють ці блоки один від одного, мають зміщувач, нахилений у напрямку падіння монокліналі бортової зони, отже, є згідними.

Західний блок площі є монокліналлю. Від північного борту ДДЗ він відокремлений регіональним крайовим розомом (скидом). Амплітуда скиду

порядка 400 м. Центральний блок Шаповалівської структури, в межах якого виявлена промисловий поклад нафти, є нечітко вираженою антиклінально (структурним носом), яка має південно-західне простягання. Її межами з північного заходу, сходу і півдня є диз'юнктивні порушення. Найбільшою амплітудою (від 300 м до 350 м) характеризується південне порушення. Амплітуди інших є значно меншими: північно-західного – від 15 м до 25 м, східного – від 25 м до 50 м. Розміри центрального блоку Шаповалівської структури по заломлюючому горизонту $V_{B2}^1(C_{1V2})$ становлять 4 x 2,5 км (в межах ізогіпс - 3850 м та - 3700 м та порушень, що його обмежують), площа – близько 10 км².

Східний блок розташований на північний схід відносно центрального блоку Шаповалівської площі. Він має субмеридіональне простягання і є припіднятим відносно центрального та західного. Західний блок – найбільш заглибленим відносно інших. З півночі західний блок межує з Хухринським підняттям і відділений від нього диз'юнктивним порушенням амплітудою до 170 м. З південного сходу амплітуда порушення зростає від 25 метрів до 325 метрів [11].

На структурному плані по заломлюючому горизонту $V_{B2}^1(C_{2b})$, простеженому в середньо-кам'яновугільних відкладах, геологічна модель Шаповалівської структури зберігається, а тектонічне порушення, що обмежує з північного заходу Шаповалівське підняття, згасає в серпуховських відкладах.

Вгору по розрізу, починаючи з відкладень московського ярусу, стратиграфічні комплекси залягають моноклінально.

При зіставленні двох структурних планів заломлюючих горизонтів $V_{B2}(C_{1V2})$ с.п. 34/86 та $V_{B2}^1(C_{1V2})$ с.п. 34/82 незмінним за площею та гіпсометрією залишається блок свердловини №3. Центральний блок на ділянці свердловини №2 занурюється на 25 м, а східний блок (св. №1) на 35 м, а також збільшується його площа, значно збільшується амплітуда порушення, яке обмежує з півдня цей блок. Сейсмічними дослідженнями с.п. 34/86 уточнена геологічна будова південної ділянки досліджуваного району, з'явилася сітка тектонічних порушень, які поділяють її на ряд блоків.

За результатами сейсмічних досліджень району, проведених сейсмопатією 31-34/88, співробітниками ДП «Полтава РГП» були зроблені сейсмічні побудови по відбивальним горизонтам VI_3^2 (D_3fm), V_{B2}^1 (C_1v_2), $V_{B2}^1(C_2b)$, IVa (T) [7].

На структурній карті відбивального горизонту $VI_3^2(D_3fm)$, який простежений у верхньодевонських відкладах, чітко трасується північний крайовий розлом, який відокремлює північний борт від прибортової зони (додатки 4-6). Було інтерпретовано дугоподібний згідний скид амплітудою 50 м на півночі досліджуваної території, який розділив Молодецьку структуру на два блоки, південна частина Молодецької монокліналі набула форми структурного носа. Також було уточнено будову східного блоку Шаповалівської площі: замість монокліналі з'являється структурний ніс. Збільшуються амплітуди порушень.

Геологічна модель центрального блоку суттєвих змін не зазнала, але було встановлено більшу амплітуду розломів, які його обмежують: амплітуда розлому, який обмежує центральний блок з північного заходу, було збільшено до 100 метрів.

На структурному плані по відбивальному горизонту $V_{B2}^1(C_1v_2)$ східний блок набуває моноклінальної форми, амплітуди порушень блоків поступово зменшуються. Залишається без змін будова центрального блоку.

По заломлюючому, простеженому в башкирських відкладах, дана територія набуває форми монокліналі. Західний і центральний блоки за даним горизонтом об'єднані між собою. Зберігає форму лише східний блок.

Відкладення, що залягають вище, набувають моноклінального залягання.

Результатами сейсмічних досліджень с.п. 46/05 значно уточнити геологічну будову площі не вдалось. Незначний обсяг дослідження виявився достатніми лише для того, щоб висловити деяке припущення: поведінка заломлюючих горизонтів в окремих блоках дозволяє прогнозувати по відкладах фаменського ярусу (D_3) антиклінальну складку в районі свердловини №2, а між свердловинами №2 та №4 в нижньо-кам'яновугільних і девонських відкладах припускається прогин, ускладнений розломом, який простежується до пізньовізейських відкладів та може відділяти окремий тектонічний блок, в межах якого розкриті поклади

свердловиною №2. Але для впевнених висновків потрібні детальніші структурні плани по верхньовізейських і фаменських відкладах, які були б підтверджені густою сіткою профілів.

3.3 Гідрогеологічні умови

Шаповалівське нафтове родовище розташоване в межах північного гідрогеологічного району Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну [3]. Водонасні горизонти і комплекси містяться в осадових відкладах широкого стратиграфічного діапазону: від девонських до четвертинних.

Безпосередньо на Шаповалівській площі гідрогеологічні дослідження в свердловинах не проводилися, припливу пластової води не було, тому гідрогеологічна характеристика Шаповалівського нафтового родовища наводиться на за даними, які були отримані при дослідженні свердловин сусідніх родовищ (Західно-Рибальського, Качанівського та інших) [14].

Згідно класифікації підземних вод, розробленої фахівцями УкрНДІ природних газів, в осадовій товщі виділяють дві гідродинамічні зони (ГДЗ): верхню (зона активного водообміну) та нижню (зона уповільненого водообміну). Вони є різко відмінними за гідрогеологічними умовами, характером формування та гідрохімічними характеристиками.

Верхня гідродинамічна зона охоплює водонасні комплекси верхньомезозойських та кайнозойських відкладів, нижня – включає водонасні горизонти та комплекси нижньомезозойських та палеозойських відкладів. Границею між ними є глиниста товща верхньої юри, яка є регіональним водотривом.

В районі дослідження до верхньої ГДЗ належать сеноман-нижньокрейдовий і кайнозойський (палеогеновий, неогеновий, четвертинний) водонасні комплекси. Води цієї зони прісні або слабо мінералізовані гідрокарбонатного або сульфатно-натрієвого типів. Висока якість цих вод дозволяє використовувати їх для питного та господарського водопостачання та вимагає спеціальних водоохоронних заходів для їх захисту від забруднення при здійсненні бурових та видобувних робіт.

До зони уповільненого водообміну (нижня ГДЗ) належать юрський, тріасовий, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, нижньо-кам'яновугільний та девонський водоносні комплекси.

Байоський водоносний горизонт приурочений до базальної товщі середньоюрських відкладів. Водовміщуючими породами є піски і слабозцементовані пісковики, які мають високі значення пористості. За хімічним складом (за В. А. Суліним) води хлоркальцієвого типу, мінералізація – до 100 г/дм³. Коефіцієнт метаморфізації – близько 0,85. Води вміщують мікрокомпоненти: Br – до 71,65 мг/ дм³, I – 1-3 мг/ дм³, амоній та інші.

Водовміщуючими породами тріасового водоносного комплексу є різнозернисті пісковики, які залягають прошарками в товщі глин. Води комплексу високонапірні хлор-кальцієвого типу. Мінералізація вод – 37,18-124,4 г/дм³. Води належать до розсолів. Ступінь метаморфізації 0,79-0,84. Статичні рівні встановлюються на глибинах 69-370 м. Водозбагаченість горизонтів висока, дебіти складають 250 м³/добу. Водорозчинні гази, серед яких переважають гази вуглеводневого складу з переважаючим вмістом метану, зустрічаються поблизу покладів (вміст розчиненого CH₄ у пластових водах Рибальського родовища склав 83,68% у св. № 15, інт. 1425-1480 м, гор. Т_п). Концентрація вуглеводневих газів при віддаленні від нафтового контуру знижуються, у складі водорозчинних газів поступово збільшується частка азоту.

Водоносний комплекс нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів сформувався у пісковиках картамиської світи нижньої пермі та верхньокам'яновугільних відкладах, які чергуються з пластами алевролітів, аргілітів та вапняків. Товщина водоносних горизонтів значна та складає 70 м. Фільтраційно-ємнісні властивості водовміщуючих порід погіршуються з глибиною. Статичні рівні встановлюються на глибинах 67-104 м. За хімічним складом води є розсолами хлор-кальцієвого типу з мінералізацією до 150 г/дм³. Коефіцієнти метаморфізації вод близько 0,77-0,81. У складі вод присутні мікрокомпоненти: I (3,31-4,56 мг/дм³), Br (104,47-198,49 мг/дм³), B (4,28-6,55 мг/дм³), амоній (33,16 мг/дм³). Водорозчинні гази поблизу покладів представлені

метаном та його гомологами. Далі від покладів концентрації вуглеводнів різко зменшуються, вони замінюються вуглеводнево-азотними та азотно-вуглеводневими газами.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс включає водоносні комплекси московського та башкирського ярусів, який представлений піщано-глинистою товщею з прошарками вапняків значної товщини (до 780 м). Водовміщуючими породами є пласти пісковиків і алевролітів, товщина яких 5-20 метрів і більше. Вони розділені пачками слабо проникних порід. Статичні рівні води знаходяться на глибинах 67-157 м. Дебіти бурових свердловин досягають 100-150 м³/добу. З глибиною водозбагаченість порід знижується. Пластові води належать до хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 155-202,9 г/дм³. Коефіцієнти метаморфізації становлять 0,72-0,79. До складу вод входять I, Br, B, амоній. Води практично безсульфатні ($r\text{SO}_4^{2-}/r\text{Cl}^- = 0,0024-0,0002$). Водорозчинні гази переважно вуглеводневі (сума вуглеводнів досягає 95,95% св. № 3 Рибальська, інт.2488-2497 м, гор. М-8).

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс вміщує потужну неоднорідну товщу відкладів, яка представлена чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків. Верхнім водоупором нижньокам'яновугільного водоносного комплексу є відкладення нижньобашкирського під'ярусу, серпуховського ярусу та верхня частина верхньовізейського під'ярусу, розріз яких представлений переважно аргілітами та карбонатними відкладами. Піщані водовміщуючі породи мають пластово-лінзоподібну форму завтовшки 5-20 м. Водоносні горизонти напірні. Дебіти свердловин мінливі. Води комплексу є розсолами хлор-кальцієвого типу з мінералізацією від 153,45 г/дм³ до 218,07 г/дм³. Ступінь метаморфізації – 0,70-0,78. Концентрації мікрокомпонентів (I, Br, B, амоній) збільшуються з глибиною та зростанням загальної мінералізації. У складі водорозчинних газів домінують вуглеводневі гази з переважанням метану ($\text{CH}_4=94,04\%$ св. № 62 інт. 3665-3695, гор. В-17).

Девонські відклади в районі розташування Шаповалівського та сусідніх родовищ представлені верхнім відділом. За даними лабораторних досліджень

пластових вод фаменського ярусу, отриманих зі свердловин Новотроїцького (інт. 3560-3600 м), Качанівського (інт. 4524-4607 м) та Рибальського нафтових родовищ, води є високо-мінералізованими розсолами хлор-кальцієвого типу. Мінералізація складає 251,61 г/дм³. Ступінь метаморфізації – 0,64-0,65. Води практично безсульфатні ($r\text{SO}_4^{2-}/r\text{Cl}^- = 0,0024-0,0002$). Дебіти становлять від 5,0 до 30,9 м³/добу. Статичний рівень зафіксований на глибині 178 м у св. № 27 Новотроїцька. У пластових водах визначений високий вміст мікрокомпонентів: І – до 37,02 мг/дм³; Br – до 30,54 мг/дм³; В – 188,5 мг/дм³. Водорозчинні гази вуглеводневі з переважним вмістом метану [14].

Таким чином, за комплексом геологічних, геохімічних, гідрогеологічних показників Шаповалівська площа оцінюється як перспективна для фаменських відкладів девону.

Весь комплекс перспективних відкладів відповідає зоні дуже уповільненого водообміну, залягає під регіональними водотривами і за сукупністю гідрохімічних та гідродинамічних умов може бути оцінений як сприятливий для збереження покладів нафти і газу.

3.4 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних горизонтів

Бурінням пошукових свердловин №2 та №4 у центральному блоці Шаповалівської структури виявлено нафтовий масивно-пластовий поклад, який відноситься до відкладів фаменського ярусу верхнього девону.

Для вивчення літолого-фаціальних особливостей, мінералогічного складу, фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в пошукових свердловинах проводився відбір керну. Макроопис піднятого керну проводився двічі: спеціалістами Опішнянської НГРЕ безпосередньо на буровій та спеціалістами ТО ДГП «ПНГГ» у керноскровищі. Літолого-петрофізичні, палеонтологічні дослідження в шліфах виконувалися ТО ДГП «ПНГГ» [11].

Висвітленість керном загальної товщини продуктивного горизонту Ф-1 у св.1 складає 16,2 %, у св. № 4 – 48,5%, ефективної нафтогазонасиченої товщини – 4,9 % та 9,5 % відповідно [11].

Літологічно продуктивний горизонт Ф-1 складений перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, а в районі свердловини №4 у його складі з'являються і вапняки. Колекторами є піщаники, які характеризуються значною неоднорідністю ємнісно-фільтраційних властивостей, як за площею, так і по розрізу, який характерний для відкладів фаменського ярусу верхнього девону [11].

Пісковики сірі, світло-сірі іноді з зеленуватим відтінком, крупно- і різнозернисті, прошарками конгломератоподібні, середньозернисті, здебільшого аркозові, кварцові, міцноцементовані, рідко тріщинуваті (тріщини субвертикальні, заповнені кальцитом) з глинистим або глинисто-карбонатним цементом контактово-порового, ділянками – базального типів.

Теригенний матеріал представлений гострокутними слабоокатаними зернами кварцу (90-75%), польових шпатів (25%) серицитизованих різною мірою, одиничними лусочками мусковіту.

Глинистий цемент складений лусочковим каолінітом, з рідкими сфероподібними утвореннями сидериту.

Глинисто-карбонатний цемент складений кристалічно-зернистим карбонатом з гідрослюдами, в окремих порах зустрічається хлорит.

Алевроліти сірі, світло-сірі, міцні, за мінералогічним складом аналогічні пісковицям, піщані, вапнякові, тріщинуваті з глинистим або глинисто-карбонатним цементом базального типу.

Аргіліти від темно-сірого до чорного кольору, слюдисті, шаруваті, щільні, прошарками алевритисті [11].

Загальна товщина продуктивного горизонту змінюється від 115 м (у св. №2) до 80 м (у св. №4), закономірно зменшуючись вгору по підняттю пластів [11].

У цьому ж напрямку встановлене різке зменшення ефективної нафтогазонасиченої товщини горизонту Ф-1 від 44,6 м у свердловині №2 до 4,2 м у свердловині №4, а також значне погіршення колекторських властивостей

пісковиків, яке пов'язано як із заміщенням їх алевролітами, так і з їх глинизацією та картонатизацією.

За даними ГДС продуктивний горизонт Ф-1 у свердловині №2 складено з восьми піщаних пластів і пропластків товщинами від 2,2 м до 12 м, розділеними щільними алевроліто-аргілітовими пачками, товщини яких становлять від 1,2 м до 7,2 м.

Найнижчий піщаний пласт відокремлений від основного масиву пісковиків 15-метровою аргілітовою пачкою. Загальна сумарна товщина пісковиків становить 67 м, сумарна ефективна нафтенасичена товщина - 44,6 м, ефективні товщини окремих прошарків змінюється від 0,8 м до 9 м.

Керном охарактеризовані пісковики, які залягають у середній частині продуктивного горизонту. Відкрита пористість пісковиків, визначена лабораторно, коливається від 7 % до 13,5 %, проникність змінюється від $1,31 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $179,78 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність не перевищує 4,4% і тільки в одному зразку досягає 13,5%.

Відкрита пористість пісковиків, за даними ГДС, коливається від 7% до 12%. Відзначається зменшення пористості в пісковиках, що залягають у підшовній частині пласта (7,5-8%). Нафтенасиченість змінюється в межах 52-75%.

У свердловині №4, за даними ГДС, виділені шість піщаних пластів загальною сумарною товщиною 12,4м, сумарною ефективною нафтенасиченою товщиною – 4,2 м. Ефективні нафтенасичені товщини окремих пластів та прошарків змінюються від 0,6 м до 2 м [11].

За лабораторними дослідженнями відкрита пористість пісковиків змінюється від 3,9% до 14,8%, проникність від $0,17 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $1,47 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пісковики, які розкриті свердловиною №4, характеризуються низькою проникністю. Так, при відкритій пористості 7-9,8 %, проникність не перевищує $0,57 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Тільки чотири зразки з пористістю 9,1-14,8 % мають проникність в межах $(1,21-1,47) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Карбонатність пісковиків складає 8,3-18,91 %, досягаючи в окремих прошарках 28,8-33,3%.

За даними ГДС відкрита пористість пісковиків становить 7-11 %, нафтонасиченість – 54-77 %.

Середньозважені за товщиною значення пористості, нафтонасиченості, прийняті до підрахунку запасів, загалом на пласті становлять 9 % і 63 %, відповідно (табл. 3).

Таким чином, колекторами продуктивного горизонту Ф-1 є пісковики з міжзерною пористістю та міжзерною проникністю. У проектних свердловинах №№ 6, 7 можна очікувати розкриття продуктивних пісковиків, аналогічні за нафтонасиченою товщиною і колекторськими властивостями пісковикам, розкритим свердловиною №2.

Таблиця 3 – Товщина продуктивного пласта та висвітленість керном [11]

Інтервал залягання пласта, глибина абс. відм., м	Товщина пласта, м		Висвітленість керном, %	
	загальна	ефективна	загальної товщини	нафтонасиченої частини пласта
2748-3824	76	щільний	37,8	
4026-4141	115	44,6	16,2	4,9
4005-4100	95	щільний	11,5	
3994-4074	80	4,2		

РОЗДІЛ 4. ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТОНОСНОСТІ ШАПОВАЛІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

4.1 Нафтогазоносність родовища

Відповідно до прийнятої схеми нафтогазогеологічного районування Шаповалівське нафтове родовище приурочено до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району [10, 18]. В цій частині ДДЗ промислова продуктивність палеозойських відкладень доведена до глибини 5600 м (Степне родовище). Нафтогазоносними є відклади від юрських до девонських включно. Для нафтогазоносного району характерні поклади нафти і газу, які сформувалися в пастках, приурочених до антиклінальних складок різного типу. Велика їх кількість ускладнена активним соляним тектогенезом. Великі та середні за розміром підняття лінійно згруповані та утворюють лінійно організовані системи. Вони (ці лінії) можуть відображатися у всій осадовій товщі наскрізно, або мають похований характер. Прикладами таких структурних систем (ліній) є Бугруватівсько-Козіївська, Рибальсько-Качанівська, Тимофіївсько-Мартинівська та інші зони нафтогазононакопичення [11].

Для району дослідження встановлено, що стратиграфічний інтервал нафтогазоносності залежить від активності тектонічних рухів на окремих ділянках. Для підняття, де триває активне формування солянокупольних структур і вони мають наскрізний, характерний широкий стратиграфічний діапазон нафтогазоносності. Поклади вуглеводнів в межах таких структур можуть міститися у відкладах від юрських до девонських (Рибальське та Качанівське родовища). Поховані структури характеризуються обмеженим стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності, який пов'язаний, головню, з візейсько-турнейсько-верхньодевонськими відкладами (за умови наявності сприятливих литолого-фаціальних особливостей розрізу). До другої групи родовищ нафти та газу, які приурочені до малоамплітудних похованих структур належить Шаповалівське родовища нафти, Західно-Рибальське.

Шаповалівське нафтове родовище по підшві верхньовізейських відкладень (відбиваючий горизонт $V_{B2}^1(C_1v_2)$) являє собою монокліналь, яка занурюється на південний захід і розбита скидами різної амплітуди на чотири блоки. У центральному продуктивному блоці фіксується нечітко виражений структурний ніс південно-західного простягання, з усіх боків обмежений диз'юнктивними порушеннями.

Промислова нафтогазоносність Шаповалівського родовища приурочена до відкладень фаменського ярусу верхнього девону.

Продуктивний горизонт Ф-1 (Т-3) залягає в інтервалі глибин 3994-4141 м. Геологічна модель покладу горизонту Ф-1 (Т-3) представлена в додатку 7. За літологією горизонт складається пісковиками, які перешаровуються тонкими пропластками щільних алевролітів і аргілітів, а у свердловині № 4, крім теригенних порід, з'являються карбонатні породи. Загальна товщина продуктивного горизонту змінюється за площею від 115 м у свердловині № 2 до 80 м у свердловині № 4. У свердловині № 2 за даними ГДС виділено 8 нафтогазонасичених пластів пісковиків (загальна товщина – 67 м, ефективна товщина – 44,6 м). У пошуковій свердловині № 4 за даними ГДС виділено шість нафтонасичених пластів пісковиків (загальна сумарна товщина – 12,4 м, сумарна ефективна нафтонасичена товщина – 4,2 м). У цій свердловині пласт Ф-1 був випробуваний тільки в процесі буріння на вибоях свердловини 4034 м і 4150 м. У першому випадку з інтервалу 4034-3962 м був отриманий приплив газу з розрахунковим дебітом 3,6 тис. m^3 /добу, у другому з інтервалів 4150-3947 м приплив газу з розрахунковим дебітом 625 m^3 /добу.

Гідродинамічні параметри пласта у св. № 4 встановлені не були.

У св. №2 в експлуатаційній колоні було випробувано чотири нафтогазонасичені інтервали. Це знизу вгору:

І об'єкт (інтервал 4140-4133 м) – отримано приток нафти на штуцері $\varnothing$ 4 мм дебітом 5,5 m^3 /добу, газу 2,6 тис. m^3 /добу, при депресії на пласті 12,35 МПа. Пластовий тиск на глибині 4136,5 м становив 41,34 МПа.

II об'єкт (інтервал 4111-4118 м) – при випробуванні отримано слабкий приток нафти з орієнтованим дебітом $1,2 \text{ м}^3/\text{годину}$ при середньодинамічному зниженні рівня води 1000 м. Для інтенсифікації припливу нафти було проведено повторне розкриття та дослідження цього інтервалу. При середньодинамічному зниженні рівня води до 1200 м дебіт нафти становив $0,65 \text{ м}^3/\text{добу}$, з трубного і затрубного простору спостерігалось слабе виділення газу. Сумарний дебіт склав $107 \text{ м}^3/\text{добу}$.

III об'єкт (інтервал 4100-4073 м) – отримано приплив нафти та газу, дебїти яких на штуцері Ø 4 мм становили $16,3 \text{ м}^3/\text{добу}$ та $0,76 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$, відповідно, при депресії 12,63 МПа. Пластовий тиск на глибині 4086,5 м склав 40,86 МПа.

IV об'єкт (інтервал 4026-4038 м). При загальному випробуванні інтервалів 4118-4111 м, 4103-4073 м, 4038-4026 м на штуцері діаметром 4 мм отримано притоки нафти і газу дебїтами $19,2 \text{ м}^3/\text{добу}$, $0,25 \text{ м}^3/\text{добу}$ при депресії 13,8 МПа. Пластовий тиск на глибині 4032 м становив 41,16 МПа.

Результати термодобітометрії показали, що нафтовіддаючими є інтервали 4073-4110 м та 4026-4038 м.

Колекторами продуктивного горизонту Ф-1 (Т-3) є пісковики різнозернисті, прошарками конгломератоподібні, міцнозцементовані глинистим або глинисто-карбонатним цементом, контактово-порового, місцями базального типів. Пористість їх за лабораторними дослідженнями керну становить у свердловині № 2 - 7-13,5%, проникність $(1,31-179,78) \times 10^{-15} \text{ м}^2$, а в свердловині № 4 пористість пісковиків становить 7-14,8%, проникність – $(1,01-1,47) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. За даними ГДС пористість пісковиків у свердловинах також близька між собою і становить свердловині № 2 - 7-12%, а у свердловині № 4 - 7 - 11%.

У зв'язку з низькою освітленістю керном продуктивної частини горизонту Ф-1 (Т-3) для визначення середніх значень пористості бралися тільки значення пористості за даними ГДС. Середньозважена за товщиною пористість колекторів по горизонту в цілому становить 9% [11].

Хімічний склад і фізичні властивості нафти і газу визначалися за даними аналізів поверхневих проб, і проб, відібраних зі свердловини з глибини 1200-2000

м. Нафта з різних інтервалів схожа за фізико-хімічними властивостями і належить до парафінових, в'язучих, метано-нафтового типу [11]. Супутній газ родовища має високий вміст граничних вуглеводнів: метану – 60,61-72,99%, етану – 11,18-15,315%. Газ вміщує невелику кількість азоту – 3,13-8,88%, діоксиду вуглецю – 0,22-3,4%, гелію – 0,017-0,025%.

Таким чином, продуктивний горизонт Т-3 (Ф-1), складений пісковиками з тонкими прошарками щільних порід, нафта з різних інтервалів має подібні характеристики. На основі цього була прийнята модель будови, за якою поклад нафти – масивно-пластовий [11].

За даними ГІС водо-нафтовий контакт не встановлено, він умовно прийнятий на глибині 4140 м (абсолютна позначка – 3944 м), що відповідає підшві нижнього нафтонасиченого інтервалу.

Фахівцями ДП "Полтава РГП" був виконаний перегляд запасів нафти Шаповалівського родовища, згідно з вимогами «Інструкції...» [20]. Запаси нафти категорії С₁ були оцінені в межах УНК і площі, яка обмежена колом радіусом 500 м від свердловини № 2 та становили 873,262 тис. т [11].

4.2 Перспективи нафтогазоносності

Шаповалівське родовище має доведену нафтогазоносність. За результатами розвідки, тут виявлено кілька перспективних горизонтів із промисловими притоками нафти. Разом з тим Шаповалівське нафтове родовище зберігає певний потенціал для подальших геолого-розвідувальних робіт. Стан розвіданості родовища залишається недостатнім. Хоча перші свердловини дали позитивні результати, значна частина площі родовища залишається нерозвіданою або слабо вивченою, що вказує на наявність значного невикористаного потенціалу. Повністю невивченом пошуковим бурінням залишився східний блок Шаповалівського підняття.

Протягом останніх десятиліть у районі проводилися бурові роботи, які підтвердили продуктивність регіонально нафтогазоносних пластів. Нафта у районі

має легку або середню щільність, що позитивно впливає на рентабельність її видобутку.

Ще одним фактором на користь перспективності району є наявна інфраструктура. Поблизу розташовані інші діючі родовища (наприклад, Качанівське, Рибальське), а також нафтогазопроводи, що спрощує логістику та знижує капітальні витрати на освоєння нових ділянок. Крім того, регіон має кваліфіковані кадри у сфері нафтогазової промисловості, що полегшує проведення виробничих операцій з пошуку та розвідки покладів вуглеводнів [16].

На основі проведеного аналізу доцільно запропонувати наступні практичні кроки для нарощування запасів та ресурсів вуглеводнів Шаповалівського родовища:

- поглиблення геолого-розвідувальних робіт, а саме: проведення сейсморозвідки високої роздільної здатності (2D/3D);
- розширення мережі розвідувальних свердловин, особливо на ділянках з недостатньою геолого-геофізичною інформацією, особливо актуальним це завдання є для східного блоку Шаповалівської структури;
- оцінка ємнісно-фільтраційних характеристик колекторів та їх мінливості за площею та по профілю;
- уточнення геологічної моделі родовища як основи для більш обґрунтованого вибору місць закладення нових пошукових та розвідувальних свердловин.

ВИСНОВКИ

У ході дослідження геологічної будови та нафтоносності Шаповалівського нафтового родовища було проведено комплексний аналіз геолого-структурних особливостей району його розташування, вивчено літолого-стратиграфічні умови залягання нафтопродуктивних горизонтів, а також оцінено перспективи подальшої розробки нафтогазових ресурсів у межах родовища.

Геологічна будова родовища є типовою для північної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини.

Значна товщина осадового чохла та висока представленість в геологічному розрізі регіонально нафтогазоносних кам'яновугільних та девонських відкладів виступають сприятливим фактором формуванню вуглеводнів. Але випадіння деяких стратиграфічних підрозділів з геологічного розрізу зменшує потенціал нафтогазоносності досліджуваної площі.

В межах Шаповалівського родовища продуктивною є верхня частина фаменського ярусу верхнього девону, представлена пісковиками. Літологічні та фільтраційно-ємнісні характеристики літологічної пачки Ф-1, яка є продуктивною в межах Шаповалівського підняття, мінливі в плані: піщані породи заміщуються глинистими та алевритовими у східному напрямку. Основними колекторами є пісковики, які мають задовільні фільтраційно-ємнісні властивості (пористість 15-22%, проникність – до 100 мД).

Шаповалівське підняття по підшві верхньовізейських відкладів являє собою монокліналь, що занурюється на південний захід, яка розбита скидами різної амплітуди на чотири блоки: центральний, східний, західний та південний. По підшві верхньовізейських відкладів центральний блок Шаповалівської площі є нечітко вираженою антиклінальною складкою (структурним носом) південно-західного простягання, який відділений регіональним крайовим розломом від північного борту ДДЗ. Тектонічні розривні порушення мають різний вплив на формування нафтогазоносності. Вони можуть виступати екранами на шляху міграції вуглеводнів, таким чином створюючи сприятливі умови для формування

покладів. З іншого боку, розривні порушення можуть бути шляхами міграції та втрати вуглеводнів.

Нафтогазоносність на родовищі встановлена тільки в межах центрального блоку. В межах західного та східного блоків піщані породи фаменського ярусу верхнього девону заміщуються глинистими та алевритовими, які не містять промислових покладів вуглеводнів.

Продуктивні відклади Шаповалівського нафтового родовища залягають в межах зони дуже уповільненого водообміну під регіональними водоупорами, що свідчить про сприятливі гідрохімічні і гідродинамічні умови для збереження покладів нафти і газу в пастці.

Встановлено, що продуктивним на Шаповалівському родовищі є горизонт Ф-1 (Т-3) верхньої частини фаменського ярусу верхнього девону, який має промислове значення.

Перспективи нафтогазоносності Шаповалівського родовища можуть бути пов'язані з відкладами фаменського ярусу верхнього девону недоопрацьованого бурінням східного блоку Шаповалівського підняття.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

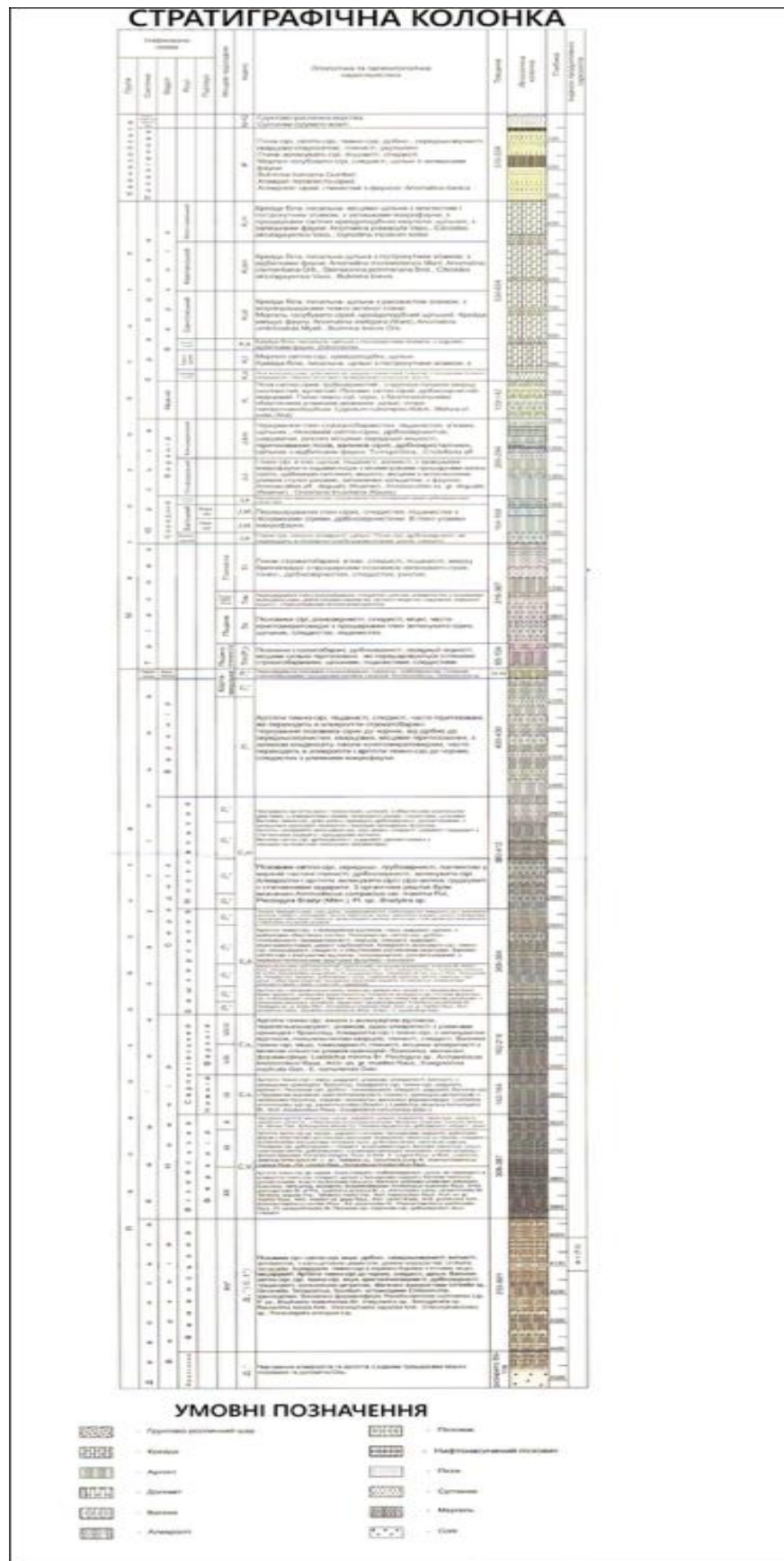
1. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1–3. Східний нафтогазоносний регіон. – Львів : УНГА, 1998.
2. Білецький В. С., Орловський В. М., Дмитренко В. І., Похилко А. М. Основи нафтогазової справи [Електронний ресурс]. – Полтава : ПолтНТУ; Київ : ФОП Халіков Р. Х., 2017. – 312 с. – Режим доступу: <https://core.ac.uk/reader/185669320>
3. Височанський І. В. та ін. До питання про геологічні передумови формування гідродинамічних пасток у Дніпровсько-Донецькій западині // *Вісник ХНУ ім. В. Н. Каразіна. Сер. «Геологія. Географія. Екологія»*. – 2021. – Вип. 54. – С. 45–69.
4. Додаток до проєкту пошукового буріння на нафту і газ на Шаповалівській структурі Західно-Рибальської площі. – Полтава, 1989–1990.
5. Дубей Н. В., Манюк В. М. Методи вивчення просторових змін літофізичних характеристик пластів-колекторів // *Нафтогазова галузь України*. – 2020. – № 2. – С. 30–34.
6. Звіт про результати сейсморозвідувальних досліджень на Шаповалівській площі (договір № 1/2005 між ЗАТ «Естественные ресурсы» та СУГРЕ) / Г. Герасимович. – Розсошенці, 2005.
7. Звіт про роботи МОГТ на Прокопенківській площі (1986–1989) / Н. Зателепа. – Розсошенці, 1989.
8. Зателепа Н., Фурсова Л. Звіт про роботи на Загорянській площі (1981–1983). – Розсошенці, 1983.
9. Кабінет Міністрів України. Класифікація запасів і ресурсів нафти і газу України (наказ Держгеонадр № 47 від 14.02.1998) [Електронний ресурс].
10. Маєвський Б. Й., Євдошук М. І., Лозинський О. Є. Нафтогазоносні провінції світу. – Київ : Наукова думка, 2002. – 403 с.

11. Черна Г. Оцінка запасів вуглеводнів та аналіз геолого-технічного стану свердловин по законсервованим родовищам...: звіт за темою 436/01. – Полтава : ДП «Полтава РГП», 2002.
12. Паспорт на Шаповалівську структуру, підготовлену до глибокого буріння. – Розсошенці, 1984.
13. Зателепа Н. та ін. Пошуки, вивчення та підготовка об'єктів... Будновсько-Денисівська площа. – Розсошенці, 1991.
14. Проєкт пошукового та параметричного буріння на нафту й газ на Західно-Рибальській площі (Сумська обл.). – 1983.
15. Родовища нафти і газу в Україні, 2022 [Електронний ресурс] / Портал даних видобувної галузі України.
16. Рудько Г. І., Михайлів І. Р. Структура та головні складники геолого-економічної оцінки нафтогазоносних ділянок надр // *Мінеральні ресурси України*. – 2017. – № 4.
17. Рудько Г. І., Михайлів І. Р. Геолого-економічна оцінка нафтових і газових родовищ: навч. посіб. – Київ ; Чернівці : Букрек, 2021. – 127 с.
18. Суярко В. Г., Сердюкова О. О., Сухов В. В. Загальна та нафтогазова геологія [Електронний ресурс]. – Харків : ХНУ ім. В. Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
19. Географія Сумської області: особливості природи, соціально-економічного розвитку та раціонального природокористування / за ред. А. О. Корнуса. – Суми : СумДПУ, 2021. – 212 с.
20. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр... (наказ ДКЗ № 46 від 10.07.1998) [Електронний ресурс].
21. Костенко М. М. Особливості пошуку вуглеводнів у північно-західному субрегіоні ДДЗ // *Мінеральні ресурси України*. – 2015. – № 2. – С. 3–11.
22. Герасимович Г. Б. Резерв пошуку великих родовищ вуглеводнів у центральній частині ДДЗ // *Нафтогазова геологія та геофізика*. – 2014. – № 2. – С. 14–25.

- 23.Івахненко О. М., Юдін І. В. Сейсмостратиграфічний аналіз відкладів карбону Шаповалівської структури // *Вісник ХНУ ім. В. Н. Каразіна. Сер. «Геологія. Географія. Екологія»*. – 2023. – Вип. 59. – С. 112–123.
- 24.Чернишова Л. П., Палій Г. О. Геохімічна характеристика флюїдів Шаповалівського родовища // *Нафтогазова галузь України*. – 2022. – № 6. – С. 18–25.
- 25.Держгеонадра України. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2024 р.: Нафта, газ природний. – Київ : Держгеонадра, 2024. – 154 с.
- 26.Ткаченко В. О. Тектонічні фактори формування структурних пасток у північній частині ДДЗ // *Геологія і корисні копалини*. – 2019. – № 3. – С. 27–36.
- 27.Лавренюк П. М., Дуброва І. С. Оцінка ефективності водозаміщення в колекторах Шаповалівського родовища // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2021. – № 4. – С. 40–49.
- 28.Петренко Ю. О. Методи 3D-геомодельовання покладів вуглеводнів (на прикладі Сумської області): монографія. – Львів : ЛНУ ім. Івана Франка, 2022. – 220 с.
- 29.Національний нафтогазовий портал України. Ліцензійні площі у Сумській області: дані на 01.01.2025 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://nog.gov.ua/licence_sumska_2025
- 30.Міністерство енергетики України. Стратегія розвитку бурового сектору України до 2030 р. – Київ : Міненерго, 2023. – 92 с.
- 31.Федоренко О. М. Геолого-економічні аспекти повторного освоєння законсервованих нафтових свердловин Шаповалівської площі // *Економіка природокористування та охорона довкілля*. – 2024. – № 1. – С. 73–82.

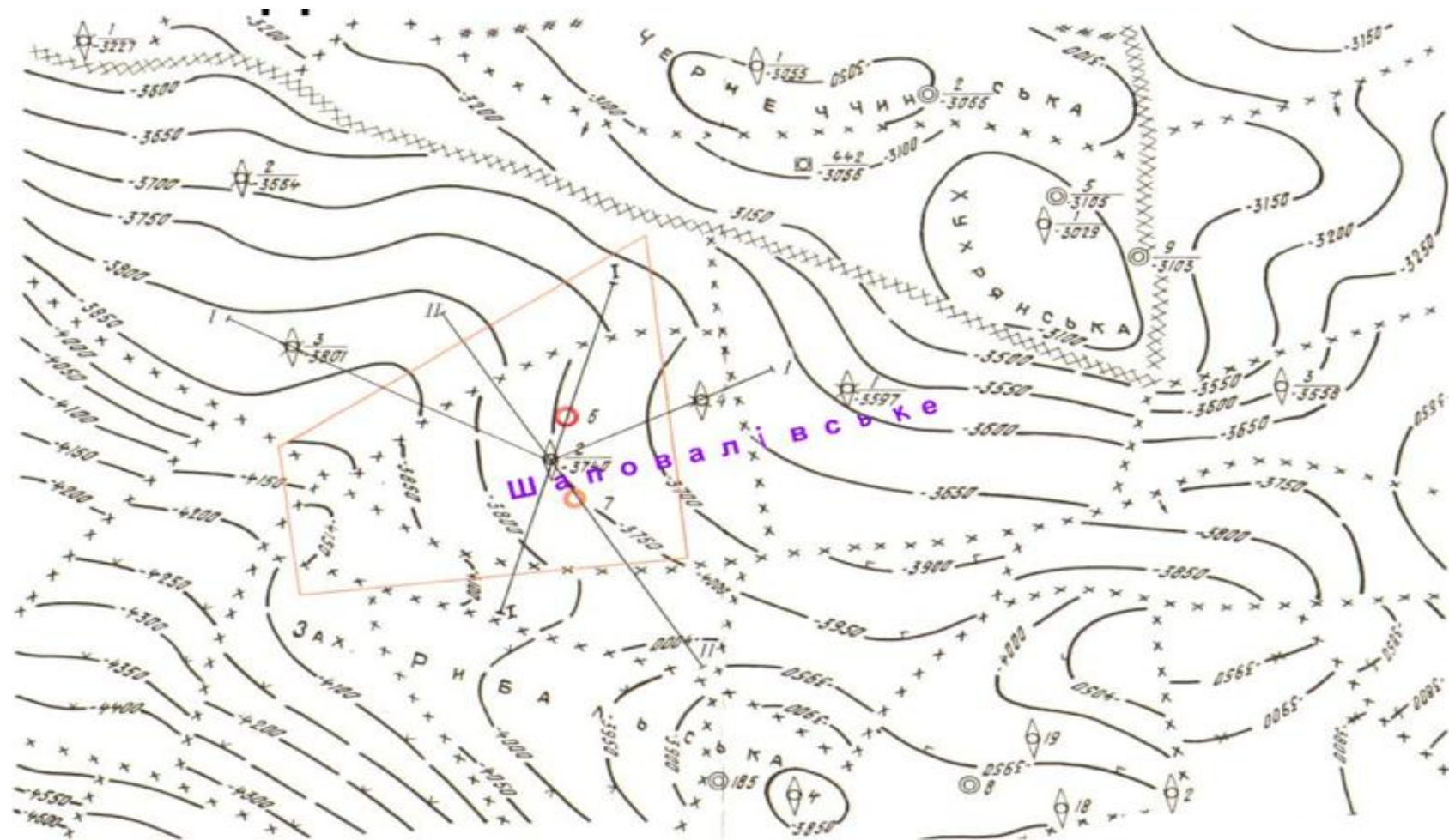
ГРАФІЧНІ ДОДАТКИ

Додаток 1. Стратиграфічна колонка Шаповалівського нафтового родовища



Додаток 2. Геологічна мапа району розташування

Додаток 3. Зведена структурна мапа

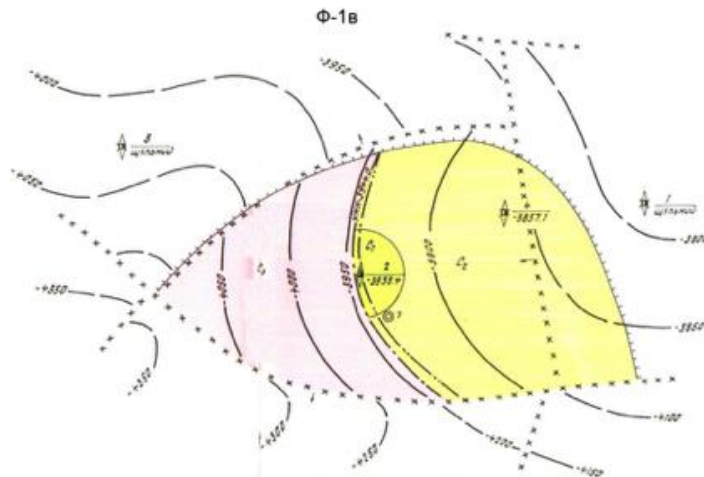
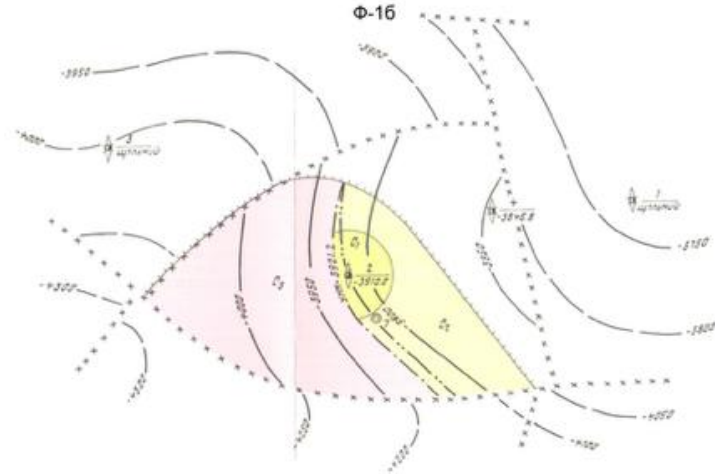
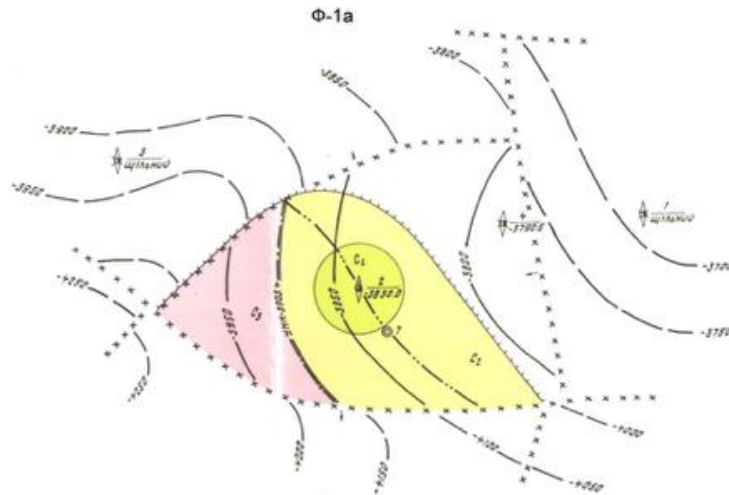


- ізогіпси відбиваючого горизонту $Vb_{2-n}(C_1v_2)$
- впевнене положення
- - - - - непевнене положення
- × × × × × ізогіпси відбиваючого горизонту $Vb_{2-n}(C_1v_2)$ (с.п. 34/86, автор Зателепа Н.П.)
- × × × × × ізогіпси відбиваючого горизонту $Vb_{2-n}(C_1v_2)$ (с.п. 34/85, автор Мішукова А.А.)
- × × × × × ізогіпси відбиваючого горизонту $Vb_{2-n}(C_1v_2)$ (с.п. 34/84, автор Зателепа Н.П.)
- × × × × × ізогіпси відбиваючого горизонту $Vb_{2-n}(C_1v_2)$ (с.п. 34/82, автор Зателепа Н.П.)

Додаток 4. Структурні плани нафтових пластів Ф-1а, Ф-1б, Ф-1в Шаповалівського нафтового родовища

Плани підрахунку запасів нафтових пластів Ф-1а, Ф-1б, Ф-1в

Масштаб 1 : 25 000



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

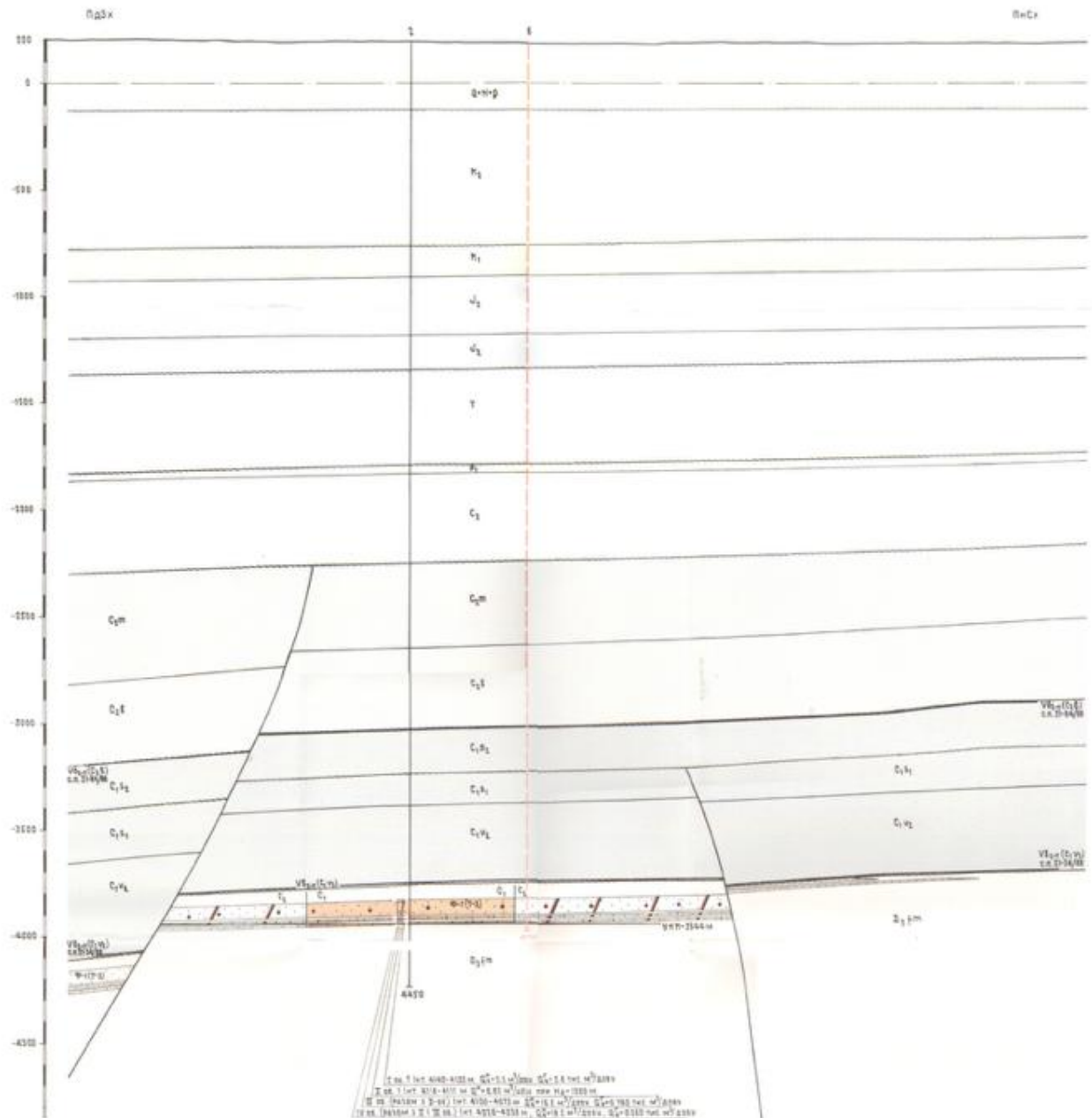
- Ізолінії кровлі продуктивного горизонту
- Тектонічне порушення
- Свердловина дала нафту і воду
- Свердловина ліквідована з геологічних причин
- Свердловина, що була ліквідована з геологічних причин
- абсолютна позначка кровлі пласту, або показник властивості пласту
- Категорії запасів
- Умовний нафтовий контакт
- Зовнішній нафтовий контакт
- Внутрішній нафтовий контакт
- Літологічний контур заміщення продуктивного пласту

Підрахункові плани складені по матеріалам "Полтава РГП"

Додаток 5. Геологічний профіль І-І

ГЕОЛОГІЧНИЙ ПРОФІЛЬ І-І

Масштаб: 1:10000

**УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ**

- Проектні свердловини
- Тектоничні порушення
- Стратиграфічні границі
- Стратиграфічні невідповідності
- Продуктивний пласт
- Умовний нафтовий контакт

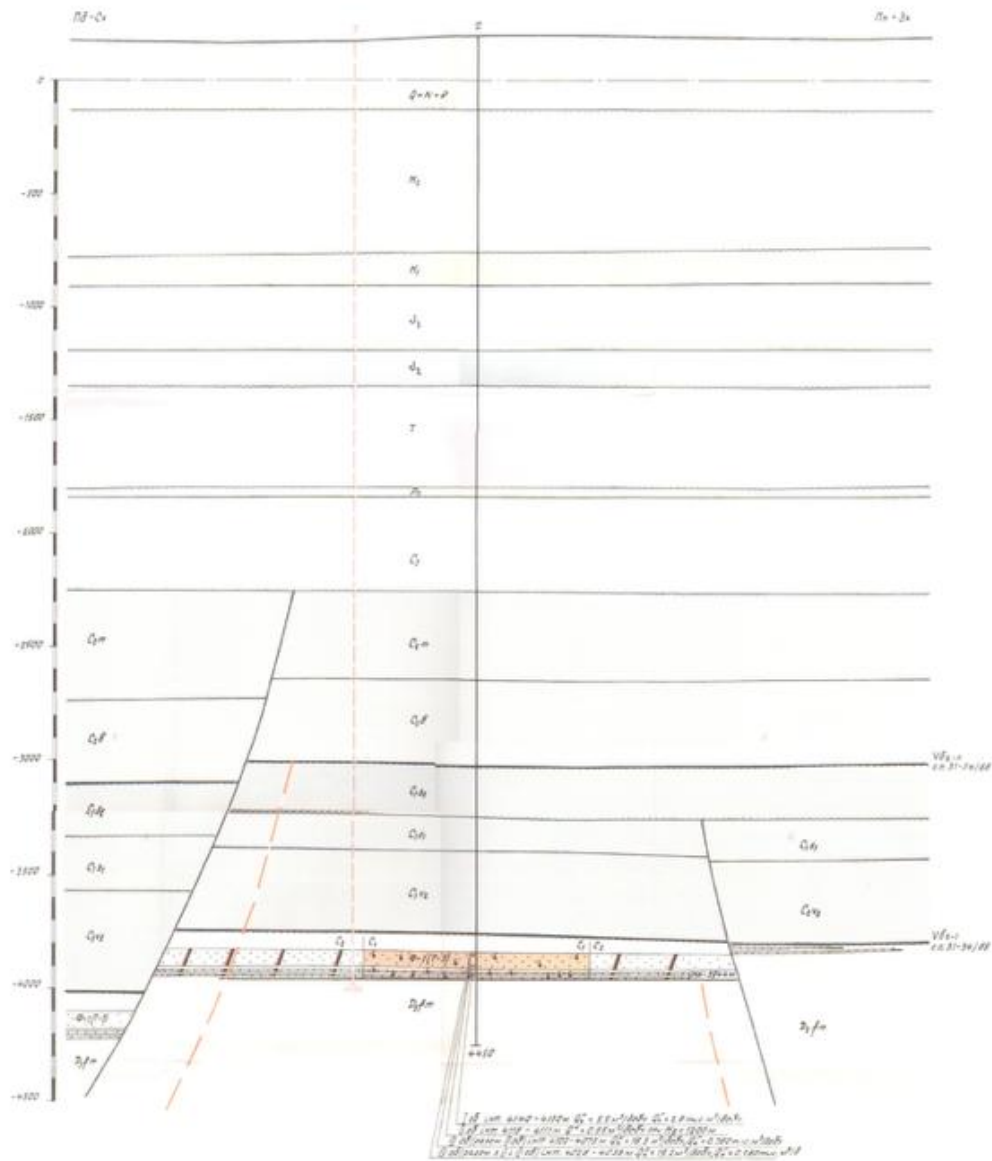
- Стовбур свердловини
- Вибій свердловини: глибина, м

- Кайнозойська ера
- Клейдова система, Верхній відділ
- Клейдова система, Нижній відділ
- Юрська система, Верхній відділ
- Юрська система, Середній відділ
- Тріасова система
- Верхній відділ
- Середній відділ, Мелітоский ярус
- Середній відділ, Бабітський ярус
- Нижній відділ, Верхньокриворізьський ярус
- Нижній відділ, Нижньокриворізьський ярус
- Нижній відділ, Верхньовітківський ярус
- Девонська система, Верхній відділ, Фамінський ярус

Додаток 6. Геологічний профіль II-II

ГЕОЛОГІЧНИЙ ПРОФІЛЬ II-II

Масштаб: 1:10000



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ



Q+N+P	Кайнозойська ера
K	Крейдова система
K ₁	Крейдова система
K ₂	Крейдова система
K ₃	Крейдова система
J ₁	Юрська система
J ₂	Юрська система
J ₃	Юрська система
T	Триасова система
C	Верхній відділ
C ₁	Середній відділ
C ₂	Середній відділ
C ₃	Середній відділ
C ₄	Середній відділ
C ₅	Середній відділ
C ₆	Середній відділ
C ₇	Середній відділ
C ₈	Середній відділ
C ₉	Середній відділ
C ₁₀	Середній відділ
C ₁₁	Середній відділ
C ₁₂	Середній відділ
C ₁₃	Середній відділ
C ₁₄	Середній відділ
C ₁₅	Середній відділ
C ₁₆	Середній відділ
C ₁₇	Середній відділ
C ₁₈	Середній відділ
C ₁₉	Середній відділ
C ₂₀	Середній відділ
C ₂₁	Середній відділ
C ₂₂	Середній відділ
C ₂₃	Середній відділ
C ₂₄	Середній відділ
C ₂₅	Середній відділ
C ₂₆	Середній відділ
C ₂₇	Середній відділ
C ₂₈	Середній відділ
C ₂₉	Середній відділ
C ₃₀	Середній відділ
C ₃₁	Середній відділ
C ₃₂	Середній відділ
C ₃₃	Середній відділ
C ₃₄	Середній відділ
C ₃₅	Середній відділ
C ₃₆	Середній відділ
C ₃₇	Середній відділ
C ₃₈	Середній відділ
C ₃₉	Середній відділ
C ₄₀	Середній відділ
C ₄₁	Середній відділ
C ₄₂	Середній відділ
C ₄₃	Середній відділ
C ₄₄	Середній відділ
C ₄₅	Середній відділ
C ₄₆	Середній відділ
C ₄₇	Середній відділ
C ₄₈	Середній відділ
C ₄₉	Середній відділ
C ₅₀	Середній відділ
C ₅₁	Середній відділ
C ₅₂	Середній відділ
C ₅₃	Середній відділ
C ₅₄	Середній відділ
C ₅₅	Середній відділ
C ₅₆	Середній відділ
C ₅₇	Середній відділ
C ₅₈	Середній відділ
C ₅₉	Середній відділ
C ₆₀	Середній відділ
C ₆₁	Середній відділ
C ₆₂	Середній відділ
C ₆₃	Середній відділ
C ₆₄	Середній відділ
C ₆₅	Середній відділ
C ₆₆	Середній відділ
C ₆₇	Середній відділ
C ₆₈	Середній відділ
C ₆₉	Середній відділ
C ₇₀	Середній відділ
C ₇₁	Середній відділ
C ₇₂	Середній відділ
C ₇₃	Середній відділ
C ₇₄	Середній відділ
C ₇₅	Середній відділ
C ₇₆	Середній відділ
C ₇₇	Середній відділ
C ₇₈	Середній відділ
C ₇₉	Середній відділ
C ₈₀	Середній відділ
C ₈₁	Середній відділ
C ₈₂	Середній відділ
C ₈₃	Середній відділ
C ₈₄	Середній відділ
C ₈₅	Середній відділ
C ₈₆	Середній відділ
C ₈₇	Середній відділ
C ₈₈	Середній відділ
C ₈₉	Середній відділ
C ₉₀	Середній відділ
C ₉₁	Середній відділ
C ₉₂	Середній відділ
C ₉₃	Середній відділ
C ₉₄	Середній відділ
C ₉₅	Середній відділ
C ₉₆	Середній відділ
C ₉₇	Середній відділ
C ₉₈	Середній відділ
C ₉₉	Середній відділ
C ₁₀₀	Середній відділ

Додаток 7. Геологічна модель нафтового покладу Шаповалівського нафтового родовища

