

## ЗМІСТ

Вступ .....	
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ .....	
1.1 Адміністративне і географічне розташування.....	
1.2 Природно-кліматичні умови району і родовища .....	
1.3 Історія відкриття і розвідки родовища .....	
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА .....	
2.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу.....	
2.2 Тектоніка.....	
3 ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ.....	
3.1 Стан фонду пробурених свердловин .....	
3.2 Результати випробування свердловин.....	
4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК .....	
4.1 Вивченість колекторів лабораторними методами.....	
4.2 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних Пластів .....	
4.3 Літолого-петрографічні властивості порід-покришок.....	
5 КОМПЛЕКС ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ .....	
6 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ .....	
7 ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ТА ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ .....	
7.1 Гідрогеологічні умови.....	
7.2 Термобаричні умови.....	
8 СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ, ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ .....	
8.1 Компонентний склад вільних газів .....	
8.2 Характеристика пластового (видобувного) газу і конденсату .....	
8.3 Характеристика нафти в стандартних умовах .....	
8.4 Характеристика нафти та розчиненого газу в пластових умовах.....	
8.5 Оцінка промислового значення компонентів, що містяться в газах .....	
9 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	
10 АНАЛІЗ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА .....	
9.1 Аналіз результатів випробувань і досліджень свердловин	
11 ЗАПАСИ НАФТИ, ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ .....	
Висновки.....	
Перелік посилань .....	

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Енергетична незалежність України на пряму залежить від забезпечення паливно-енергетичного комплексу нафтою та газом, що є актуальною проблемою сьогодення. Нарощування ресурсів та запасів вуглеводнів є основним завданням нафтогазової галузі нашої держави, що виконується відповідними підприємствами галузі та науковими установами.

**Метою бакалаврської роботи** є за результатами аналізу матеріалів проведених на Любомирівському родовищі геологорозвідувальних робіт, проаналізувати геологічну будову родовища та виконати детальну характеристику продуктивних горизонтів візейського ярусу кам'яновугільної системи, а саме покладів пластів В-16а та В-16б.

**Завдання досліджень.** З метою виконання поставленого завдання у бакалаврській роботі необхідні виконати наступне:

- розглянути адміністративно-географічне розташування та природно-кліматичні умови району родовища;
- проаналізувати історію відкриття та дослідження території розміщення родовища;
- вивчити літолого-стратиграфічний розріз Любимирівського родовища;
- виконати аналіз тектонічної будови структури родовища;
- схарактеризувати гідрогеологічні особливості розрізу родовища;
- надати детальну характеристику колекторів та покришок продуктивних горизонтів;
- описати фізико-хімічні властивості пластових флюїдів;
- описати результати аналізу розробки покладів.

**Об'єкт досліджень** – є поклади вуглеводнів у відкладах візейського ярусу (В-16а, В-16б) верхньовізейського під'ярусу кам'яновугільної системи.

**Предмет досліджень** – геологічна будова Любомирівського родовища, фізико-літологічна характеристика нижньовізейських покладів вуглеводнів та аналіз їх розробки і випробування.

**Методи досліджень** – аналіз геолого-геофізичної та геолого-промислової

інформації, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів та термобаричних умов покладів Любомирівського нафтогазоконденсатного родовища, які отримані в процесі геологорозвідувальних та видобувних робіт. Вивчення в блоці свердловини №2 по покладах пластів В-16а, В-16б моделі будови резервуару, трасування розривних порушень, що екранують поклад.

**Практичне значення.** За матеріалами геологорозвідувальних робіт (результати буріння, випробування, дослідження та промислової експлуатації свердловини №2) уточнена модель геологічної будови Любомирівського родовища, вивчені літологічні особливості продуктивних пластів, пластових флюїдів та результатів розробки покладів пластів В-16а, В-16б Любомирівського нафтогазоконденсатного родовища.

При написанні бакалаврської роботи автор використовував фондові геолого-геофізичні матеріали та опубліковані дані по району досліджень та на сусідніх родовища.

# 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

## 1.1 Адміністративне і географічне розташування

В адміністративному відношенні Любомирівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Миргородського району Полтавської області. Найближчими населеними пунктами є міста Лебедин, Недригайлів, Липова Долина та Гадяч, що розташовані на відстані 15-30 км від родовища. Найближчі гілки залізничних магістралей – Гадяч-Піски (Лохвиця) (на відстані 17 км) і Харків-Суми (63 км). На півдні ділянки проходить автотраса Гадяч-Охтирка. Площа робіт з північного заходу примикає до Тимофіївського нафтогазоконденсатного родовища, у північно-східному напрямку, на відстані 6 км від Любомирівської площі, розташоване Новотроїцьке ГКР, у північно-західному, на відстані 2,5 км – Куличихинське НГКР. Поблизу району досліджень знаходяться також Гадяцьке, Валюхівське, Клинське та Краснознаменське родовища газу та нафти. До вказаних родовищ підведені нафто-, газоконденсато- і газопроводи. Поряд проходять газо- і конденсатопровід, що з'єднує Гадяцьку і Новотроїцьку УКПГ. У 45 км південніше м. Гадяч проходить магістральний газопровід Шебелинка-Диканька-Київ. На південь від Куличихинського родовища проходить нафтопровід до Качанівського родовища, по якому транспортується нафта на Кременчуцький нафтопереробний завод. В економічному відношенні Любомирівське родовище розташоване в сільськогосподарському районі. Основне заняття населення – сільське господарство. В економічному відношенні Любомирівська площа розташована в сільськогосподарському районі. Основне заняття населення – сільське господарство. До корисних копалин району відносяться будівельні піски, цеглові суглинки, глини, торф, газ, нафта [2].

## 1.2 Природно-кліматичні умови району і родовища

В орогідрографічному відношенні площа представляє собою припідняту

ділянку лівобережжя р. Дніпро, що охоплює міжріччя річок Псел, яка безпосередньо протікає на ділянці робіт. Заплава її сильно заболочена, заросла очеретом, чагарником, місцями розвинуті торфовища. Ширина пойми – 1,5-2 км. Лівий берег річки в межах площі покритий лісами. За характером рельєфу місцевість представляє собою ерозійну рівнину, розчленовану густою сіткою ярів, балок та річкових долин. Клімат району помірно-континентальний, середньорічна температура +7° С. Найхолодніший місяць – лютий, найтепліший – липень. Середньорічна кількість опадів – 450-520 мм. Рельєф місцевості представляє собою підвищену ділянку лівобережжя р. Дніпро, захоплюючи міжріччя річок Псел і Грунь. За характером рельєфу місцевість представляє ерозійну рівнину, розчленовану густою сіткою ярів, балок і річкових долин. Максимальні відмітки рельєфу (близько 124 м) приурочені до вододілів, мінімальні (95 – 105 м) – до заплави р. Псел. Рельєф місцевості представляє собою підвищену ділянку лівобережжя р. Дніпро, захоплюючи міжріччя річок Псел і Грунь. За характером рельєфу місцевість представляє ерозійну рівнину, розчленовану густою сіткою ярів, балок і річкових долин. Максимальні відмітки рельєфу (близько 175 м) приурочені до вододілів, мінімальні (95 – 105 м) – до заплави р. Псел [2].

### 1.3 Історія відкриття і розвідки родовища

На Любомирівській площі та прилягаючих до неї територіях виконано значний обсяг польових геолого-геофізичних досліджень, що включали гравіметрію, магнітометрію, електророзвідувальні та сейморозвідувальні дослідження. Всі вони мали, в основному, широке регіональне призначення з метою геологічного вивчення північної прибортової зони в смузі облягання Новотроїцького виступу фундамента та Синівської девонської мульди. Основними роботами, на яких базується уявлення про геологічну будову району, є дані сейморозвідувальних досліджень КМПВ, МВХ, СГТ. У результаті узагальнення матеріалів КМПВ по регіональним профілям складена карта поверхні фундамента, де в районі дослідження виділений Новотроїцький

виступ, обмежений з північного заходу Синівською, а з південного сходу – Качанівською западинами. Сейсморозвідувальними роботами МВХ і СГТ у кам'яновугільних відкладах виділено ряд структур: Новотроїцька, Тимофіївська, Південно-Боровеньківська, Лісна, Мартинівська, Краснозаярська. Глибоким бурінням на Новотроїцькому, Тимофіївському і Краснозаярському підняттях виявлені поклади нафти і газу у нижньокам'яновугільних відкладах. Перші дослідження, які передували виявленню і оконтуренню Тимофіївського підняття, відносяться до післявоєнного часу. На Тимофіївській площі та прилягаючих до неї територіях виконано значний обсяг польових геолого-геофізичних досліджень. Всі вони мали в основному широке регіональне призначення, з метою геологічного вивчення північної прибортової зони в смузі облягання Новотроїцького виступу фундамента та Синівської девонської мульди. В 1947 р. під керівництвом А. К. Курілка в міжріччі річок Псел–Грунь виконана структурно – геологічна зйомка масштабу 1:100 000 по неогеновим відкладам. На побудованій в результаті цих робіт - карті дочетвертинних відкладів відмічено наявність припіднятого залягання неогенової товщі в районі між містами Суми–Лебедин, звідки починається поступове зниження структурної поверхні – (покрівля неогена) в південному напрямку, ближче до села Попівка і міста Миргород. В 1951 р. під керівництвом М. І. Прусс проводились магнітометричні роботи на території північно–східного схилу ДДз між містами Ромни і Охтирка. Цими роботами виявлені магнітні аномалії в районах сіл Бобрик і Куличиха. У 1980-1983 рр. Східно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією (с.п. 26/80, с.п. 26/82) були уточнені структурні побудови по відбивальних горизонтах  $V_{в4}$ ,  $V_{в2}$ ,  $V_{б2}$ , на південний схід від Тимофіївського підняття виділена Любомирівська структура (с.п. 26/80), яка по нижньокам'яновугільних відкладах є склепінням розміром 2х1 км і амплітудою 50 м. Будова підняття в незначній мірі була відкорегована в склепінній частині з урахуванням даних буріння свердловини № 1 Любомирівська (с.п. 26/80). В межах площі робіт пробурена свердловина глибокого буріння Любомирівська № 1 у якій при випробуванні верхньовізейських і девонських відкладів були

отримані припливи пластових вод. Через від'ємні результати буріння свердловини № 1, залежні свердловини №№ 2, 3, 4 не бурились. Після відкриття Тимофіївського родовища, з метою оконтурення виявлених покладів і уточнення геологічної будови Тимофіївського родовища у серпні 1974р була забурена пошукова свердловина № 5 Тимофіївська. Згідно існуючої на той час геологічної моделі свердловина була закладена в південно-східній периклінальній частині складки, з проектною глибиною 4950м. За результатами випробування свердловини встановлений газоконденсатний поклад пласта В-16. Згідно сучасної уяви про геологічну будову Тимофіївського родовища, свердловина опинилась пробурена в межах окремого тектонічного блоку, що відноситься до Любомирівського структурного елемента (Любомирівського родовища). В серпні 2019р була забурена пошукова свердловина №2 якою при розкритті проектної глибини не був розкритий проектний горизонт, тому згідно протоколу її проектну глибину було змінено на 4280м. В листопаді, цього ж року, свердловина при розкритті проектної глибини та відкладів, закінчена бурінням і введена у випробування. В процесі випробування та дослідження гор. Фм-1 верхнього відділу фаменського ярусу девону - отриманий промисловий приплив газу дебітом 36 тис.м<sup>3</sup>/д, конденсату 3,32 м<sup>3</sup>/д та води 18,46м<sup>3</sup>/д. Окрім фаменських відкладів випробуванням оцінені відклади гор. В-21-22 та гор. В-16 верхнього відділу візейського ярусу кам'яновугільної системи, з яких також отримані промислові припливи вуглеводнів. Результати випробування та дослідження є підставою для відкриття Любомирівського родовища. На протязі 2020 року пробурена, випробувана та ведена в експлуатацію свердловина №3 Любомирівська, якою підтверджена нафтогазоносність фаменських відкладів. В 2021 році була виконана геолого-економічна оцінка Любомирівського родовища і запаси вуглеводнів внесені до Державного балансу корисних копалин України [2].

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

### 2.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу

Любомирівська площа у тектонічному відношенні знаходиться в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини між Синівською мульдою та Новотроїцьким виступом. В геологічній будові Любомирівської площі приймають участь відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Стратиграфічне розчленування розрізу проведене на основі зіставлення каротажних діаграм із застосуванням реперної основи, даних про вік порід, що ілюструється зведеним геолого-геофізичним розрізом [2].

#### Протерозойська ератема (PR)

Кристалічні породи фундаменту на площі робіт не розкриті. В межах північного борту ДДЗ вони розкриті свердловинами № 5 Новотроїцька, № 1 Смілівська № 1 Чупахівська. Породи представлені біотітовими гнейсами, мігматитами і гранітами. За даними регіональних профілів КМПВ глибина залягання фундаменту в межах ділянки робіт складає близько 6 км [2].

#### Палеозойська ератема (PZ)

Палеозойська ератема представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

#### Девонська система (D)

Представлена верхнім відділом.

#### Верхній відділ (D<sub>3</sub>)

До складу верхнього відділу відноситься франський та фаменський яруси.

## Франський ярус (D<sub>3f</sub>)

Відклади франського ярусу на площі розкриті свердловиною № 5 Тимофіївська і складені ефузивно-осадовим комплексом порід. Діабази карбонатизовані, сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті, масивні, міцні. Туфогравеліти, гравеліти зеленувато-сірі, червонувато-бурі, міцноцементовані, складені уламками порід (ефузиви, аргіліти), які вкриті окислами заліза, хлоритизовані. Пісковики коричневі, сірувато-коричневі, дрібнозернисті, олігоміктові, з кремнистим цементом. Алевроліти темно-сірі, коричневі, крупнозернисті, слюдисто-кварцові, міцні, з тонкою хвилястою шаруватістю. Аргіліти коричневі, сургучно-коричневі, слюдисто-гідрослюдисті, алевритисті. Товщина відкладів франського ярусу в межах площі – 141-571 м. Розкрита свердловиною № 5-Тимофіївська товщина відкладів франського ярусу складає 270 м [2].

## Фаменський ярус (D<sub>3fm</sub>)

Відклади фаменського ярусу залягають незгідно на відкладах франського ярусу і представлені, в основному, потужними пачками пісковиків з прошарками аргілітів, алевролітів та вапняків. Ярус розкритий всіма свердловинами, пробуреними на площі. Пісковики і алевроліти сірі, сіро-коричневі, з жовтуватим і бурим відтінком, до темно-сірих, блідо-коричневі, коричневі, нешаруваті, кварцитовидні. Аргіліти алевритисто-піщанисті, темно-сірі, темно-коричневі, бурувато-сірі, з синювато-чорними розводами, щільні, слабослюдисті з дзеркалами ковзання, з нерівним зламом. Діабази сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті, масивні, карбонатизовані, міцні. Вапняки темно-сірі, міцні, щільні, прихованокристалічні, з включеннями піриту, зустрічаються криноїдеї, голки брахіопод, моховатки, остракоди, водорості *Girvanella*, *Umbella*, *Parachaetetes*, форамініфери [2]:

*Parathuramina* sp.

*Baituganella* sp.

*Irregularina* sp.

*Paracaligella* sp.

*Radiosphaera* sp.

*Paratikhinella* sp.

Відклади об'єднані у літологічні пачки ФМ-1 та ФМ-2.

Розкрита товщина відкладів фаменського ярусу в межах площі робіт становить 30-739 м, у свердловині № 1 – 91 м, у свердловині № 5 – 514 м [2].

### Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи залягають незгідно на девонських відкладах і представлені нижнім, середнім та верхнім відділами [2].

### Нижній відділ (С<sub>1</sub>)

У розрізі нижнього відділу присутні відклади візейського та серпуховського ярусів.

### Візейський ярус (С<sub>1v</sub>)

Відклади візейського ярусу на території представлені тільки верхнім під'ярусом. Нижньовізейські відклади в розрізі відсутні внаслідок перерви в осадконакопиченні [2].

### Верхньовізейський під'ярус (С<sub>1v2</sub>)

Породи верхньовізейського під'ярусу незгідно залягають на відкладах фаменського ярусу. Відклади представлені в об'ємі XIIa, XII, XI та X мікрофауністичних горизонтів. XIIa м.ф.г. представлений товщею карбонатно-глинистих порід, що об'єднуються в літологічну пачку В-22-21. Пісковики сірого кольору, різнозернисті, крупнозернисті, кварцові, з глинистим, кварцово-

глинистим цементом, середньозцементовані, насичені вуглеводнями. Аргіліти темно-сірі, до чорних, міцні, щільні, тонкозернисті, з дзеркалами ковзання, подекуди алевритисті з включеннями карбонату, органічних решток, рідко зустрічаються спікули губок. Вапняки сірі, темно-сірі міцні, щільні, кристалічнозернисті, прихованокристалічні, алевритові, кремністі, глинисті, нешаруваті, з раковистим зламом, з дрібними лінзовидними включеннями глинистих порід, шламово-детритові, з водоростями *Nodosinella*, *Girvanella*, *Gyroporella*, з залишками коралів, пелеципод, остракод, одиничних архедисцидів, спікулами губок, комплексом форамініфер [2]:

*Endothyra similis* (Raus.et Reitl.)

*Endothyranopsis* sp.

*Planoarhaediscus* sp.

*Earlandia* sp.

*Ammodiscus* sp.

*Earlandia vulgaris* (Raus. Et Reitl.)

*Tetrataxis media* (Viss.)

*Archaediscus krestovnikovi* (Raus.)

*Arch. moelleri* (Raus.)

*Eostaffella* sp.

*Lituotubella glomospiroides* (Vdov.)

Товщина відкладів XIIа м.ф.г. – 25-75 м.

XII мікрофауністичний горизонт представлений товщею піщано-глинистих порід з прошарками вапняків. У розрізі XII мікрофауністичного горизонту виділяються літологічні пачки В-20-19, В-18, В-17. Пісковики сірі, грязно-сірі, кварцові, алевритисті, насичені вуглеводнями, нешаруваті, міцнозцементовані, тонко-, дрібнозернисті, з кварцово-глинисто-карбонатним цементом. Алевроліти сірі, темно-сірі, піщанисті, олігоміктового складу, грудкуватої текстури, з глинисто-карбонатним цементом, збагачені вуглистою речовиною. Аргіліти переважно темно-сірі до чорних, з дзеркалами ковзання, слабокарбонатні, слабоалевритисті, з включеннями піриту та вуглистої речовини. Вапняки темно-сірі, міцні, щільні, мікрозернисті, глинисті,

шламоводетритові, прихованокристалічні з багатим комплексом форамініфер [2]:

*Earlandia elegans* (Raus. et Reitl.)

*E. vulgaris* (Raus. et Reitl.)

*Ammodiscus buscensis* Br.

*Endothyra omphalota* (Raus. et Reitl.)

*End. Similis* (Raus. et Reitl.)

*End. Sp.* (Man.)

*End. prisca* (Raus. et Reitl.)

*Loeblichia ukrainica* (Br.)

*Endothyranopsis crassus* (Brady.)

*Tetrataxis* sp.

*Howchinia exilis* (Viss.)

*Palaeotextularia longiseptata* (Lip.)

*Archaediscus krestovnikovi* (Raus.)

*Mediocris mediocris* (Viss.)

*Pseudoendothyra sublimis* (Schl.)

*Pseud.sp.* та інші.

Товщина відкладів XII м.ф.г. – 46-183 м.

XI мікрофауністичний горизонт, у складі якого виділяються літопачки В-16 і В-15, представлений ритмічним перешаруванням аргілітів, вапняків, алевролітів і пісковиків. Пісковики коричнювато-сірого кольору, (насичені вуглеводнями) тонкозернисті, алевритисті, кварцові, нешаруваті, з глинисто-карбонатно-кварцовим цементом. Алевроліти сірі, піщаністі, міцні, з тонкою хвилясто-горизонтальною шаруватістю, олігоміктові, мезоміктові, нерівномірнозернисті, з глинистим цементом. Аргіліти темно-сірі, чорні, шаруваті, слюдисті, з дзеркалами ковзання. Вапняки коричнювато-сірі, темно-сірі, глинисті, доломітизовані, кавернозні, з включеннями піриту та вуглистого матеріалу, з реліктами перекристалізованої і доломітизованої морської фауни: дуже багато водоростей *Girroporella*, *Nodosinella*, *Girvanella*, *Calcifolium*, корали, моховатки, стулки остракод, криноїдеї, голки брахіопод, та комплекс

форамініфер [2]:

*Earlandia vulgaris* (Raus. et Reitl.)

*Ammodiscus buskensis* (Brazhn.)

*Endothyra similis* (Raus. et Reitl.)

*E. brady* (Mikh.)

*E. omphalota* (Raus. et Reitl.)

*Tetrataxis media* (Viss.)

*Tetrataxis* sp.

*Archaediscus moelleri* (Raus.)

*Archaediscus krestovnikovi* (Raus.)

*Archaediscus karreri* (Brady.)

*Asteroarchaediscus ovoides* (Raus.)

*Eostaffella* sp.

*Dainella efremovi* (Rost. et Vdov.)

*Howchinia gibba* (Moell.)

Товщина відкладів XI м.ф.г. – 127-182 м.

У X мікрофауністичному горизонті виділяється літологічна пачка В-14, яка складена пісковиками, аргілітами, алевролітами та вапняками. Пісковики світло-сірі, тонкозернисті, нешаруваті, міцноцементовані, мезоміктові, олігоміктові, з карбонатно-кварцовим цементом, щільні. Алевроліти сірі, крупнозернисті, слюдисто-кварцові, щільні, горизонтально-слабошаруваті. Аргіліти темно-сірі, вапнисті, малоалевритисті, з включеннями вуглистої речовини та піриту, з дрібними відбитками макрофауни і крупними члениками криноїдей. Вапняки темно-сірі, сильноглинисті, міцні, щільні, косо-, хвилястошаруваті, прихованокристалічні, збагачені криноїдеями, уламками остракод, брахіопод, коралами, моховатками та комплексом форамініфер [2]:

*Trepeilopsis* sp.

*Ammovertella* sp.

*Rectocornuspira* sp.

*Loeblichia ukrainica* (Br.)

*L. ammonoides* subsp. *paraammonoides* (Br.)

*Endothyra simmslis* (Raus. et Reitl.)

*Tetrataxis media* (Viss.)

*Archaediscus krestovnikovi* (Raus.)

*Arch. ex gr. moelleri* (Raus.)

*Arch. cornuspiroides* (Br. et Vdov.)

*Eostaffella ikensis* (Viss.)

*E. sp.*

Товщина відкладів Х м.ф.г. - 40-80 м.

Загальна товщина верхньовізейський відкладів на Любомирівському родовищі змінюється в межах 401-440 м.

### Серпуховський ярус ( $C_{1s}$ )

У розрізі серпуховського ярусу виділяються нижній та верхній під'яруси.

#### Нижньосерпуховський під'ярус ( $C_{1s1}$ )

Представлений в об'ємі ІХ мікрофауністичного горизонту. Розріз під'ярусу складений переважно аргілітами з підпорядкованими прошарками пісковиків, алевролітів та вапняків. До складу ІХ мікрофауністичного горизонту відносяться літологічні пачки С-23-20. Пісковики світло-сірого кольору, дрібно-, тонкозернисті, нешаруваті, міцноцементовані, олігоміктового та поліміктового складу, з кальцитовим та карбонатно-кварцовим цементами. Алевроліти сірі, темно-сірі, міцні, з орієнтованою текстурою, щільні, з слабовираженою мікрошаруватістю, тонкозернисті, поліміктові, кварцово-слюдисті, збагачені тонкодисперсною органічною речовиною, з карбонатно-глинистим, глинисто-карбонатним цементами. Аргіліти темно-сірі, чорні, щільні, карбонатні, з домішком кластичного матеріалу до 15-20% (кварц-алевритової фракції), з включеннями раковин брахіопод, криноїдей, остракод, гастропод, та комплексом форамініфер [2]:

*Earlandia vulgaris* (Raus et Reitl.)

*Rectocornuspira* sp.

*Archaediscus cornuspiroides* (Br. et Vdov.)

*Arch. krestovnikovi* (Raus.)

*Arch. moelleri* (Raus.)

Вапняки темно-сірі, міцні, щільні, прихованокристалічні, тонкозернисті, глинисті, збагачені детритом (в основному уламки криноїдей, брахіопод, уривки моховаток), з комплексом форамініфер [2]:

*Earlandia vulgaris* (Raus. et Reitl.)

*Cornuspira* sp.

*Rectocornuspira* sp.

*Archaediscus cornuspiroides* (Br. et Vdov.)

*Arch. krestovnikovi* var *discoidea* (Raus.)

*Arch.* sp.

*Ammodiscus* sp.

*Endothyra* sp. (Man.)

*Loeblichia ukrainica* (Br.)

*Tetrataxis media media* (Viss.)

*Howchinia* sp.

Товщина відкладів ІХ м.ф.г. – 83-157 м.

Товщина нижньосерпуховських відкладів складає 151-155 м.

### Верхньосерпуховський під'ярус (C<sub>1S2</sub>)

Виділяється в об'ємі VIII та VII-V мікрофауністичних горизонтів. Відклади верхньосерпуховського під'ярусу залягають зі стратиграфічним неузгодженням на утвореннях нижньосерпуховського під'ярусу. Літологічно розріз під'ярусу складений перешаруванням пісковиків і аргілітів, серед яких зустрічаються прошарки вапняків. До складу VIII м.ф.г. приурочені літологічні пачки С-9-8, С-7-6. До складу VII-V м.ф.г. відносяться літологічні пачки С-5, С-4. Пісковики сірі, тонкозернисті, нешаруваті, кварцові, з карбонатним цементом. Аргіліти темно-сірі, щільні, міцні, слюдисті, алевритисті,

піритизовані, рідко зустрічаються конкреції сидериту, з залишками криноїдей, голками брахіопод, поодинокі, погано збережені форамініфери [2]:

*Loeblichia ammonoides* subsp. *paraammonoides* (Brazhn.)

*Loeblichia* sp.

*Plectogyra* sp.

Вапняки темно-сірі, міцні, щільні, тонкозернисті, глинисті, піщанисті, з включеннями піриту, з залишками криноїдей, моховаток, гастропод і комплексом форамініфер [2]:

*Earlandia vulgaris* (Raus. et Reitl.)

*Loeblichia minima* (Brazhn.)

*Tetrataxis minuta*

*T.* sp.

*Eosigmoilina explicata* Gan. forma *typica*

*E. ex gr. rugosa* Brazhn. forma *evoluta*

*E. rugosa* (Brazhn.)

*Archaediscus ex gr. moelleri* (Raus.)

*Arch. donetzianus* (Sosn.)

*Arch.* sp.

Товщина відкладів VIII м.ф.г. – 46-107 м.

Товщина відкладів VII–V м.ф.г. – 30-84 м.

Товщина верхньосерпуховський відкладів становить 147-168 м.

### Середній відділ (C<sub>2</sub>)

Середній відділ кам'яновугільної системи представлений башкирським і московським ярусами.

### Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>)

Відклади башкирського ярусу незгідно залягають на підстиляючих верхньосерпуховських відкладах і представлені нижньобашкирським та

верхньобашкирським під'ярусами [2].

### Нижньобашкирський під'ярус ( $C_2b_1$ )

Представлений в об'ємі світ  $C_2^0$ ,  $C_2^1$ . Розріз переважно глинисто-карбонатний. Літологічно складений вапняками, аргілітами, рідкими прошарками пісковиків.

Відклади згруповані у літологічні пачки Б-11, Б-10.

Аргіліти сірі, темно-сірі, оскольчасті, перем'яті.

Вапняки темно-сірі, сірі, світло-сірі, білі, тонкозернисті, кристалічнозернисті, окварцовані, щільні, міцні, однорідні, з залишками гастропод, остракод, брахіопод, рідкими донецеловими водоростями та комплексом форамініфер [2]:

*Glomospira* sp.

*Palaeotexturia* sp.

*Climacammina* sp.

*Asteroarchaediscus baschkiricus* (Krest. et Teod.)

*Eostaffella pseudostruvei* (Raus. et Bel.)

*E. pseudostruvei* var *angusta* (Kir.)

*E. pseudostruvei* var *chomatifera* (Kir.)

*E. postmosquensis* (Br.)

*E. postmosquensis* var *acutiformis* (Kir.)

*E. varvariensis* (Br. et Pot.)

*E. paraprotvae* (Raus.)

*E.* sp.

Товщина відкладів світ  $C_2^0$ ,  $C_2^1$  – 64-108 м.

### Верхньобашкирський під'ярус ( $C_2b_2$ )

Представлений в об'ємі світ  $C_2^2$ ,  $C_2^3$ ,  $C_2^4$ . Літологічно розріз складений товщею піщано-глинистих порід з потужними пластами аргілітів, серед яких

іноді зустрічаються шари вапняків. До складу верхньобашкирського під'ярусу відносяться літологічні пачки Б-9-8, Б-7-6, Б-5, Б-4-3, Б-2-1. Пісковики сірі, дрібно-, середньозернисті, тонкошаруваті, міцні, з включеннями обвугленого детриту. Аргіліти сірі і темно-сірі, шаруваті, оскільчасті, з лінзовидними включеннями сидериту, рідкими прошарками вапняків сірих, темно-сірих, світло-сірих, білих, тонкозернистих, окварцованих, щільних, міцних, однорідних, з включеннями гастропод, остракод, брахіопод. Товщина відкладів світ  $C_2^2$ ,  $C_2^3$ ,  $C_2^4$  – 229-382 м. Товщина відкладів башкирського ярусу становить 383-455 м [2].

### Московський ярус ( $C_2m$ )

Відклади московського ярусу залягають на підстилаючих їх башкирських утвореннях без видимої стратиграфічної перерви. Представлені в об'ємі світ  $C_2^5$ ,  $C_2^6$ ,  $C_2^7$ , та нижньої частини світи  $C_3^1$ . Характеризуються літологічною витриманістю розрізу, що підтверджується даними каротажу. Розріз представлений перешаруванням потужних шарів пісковиків та аргілітів з прошарками вапняків та вугілля. Нижня границя ярусу проводиться в підшві піщаної літологічної пачки М-7. Відклади згруповані у літологічні пачки М-7-6, М-5-4, М-3-2, М-1. Пісковики зеленувато-сірі, сірі, слюдисті, дрібно-, тонкозернисті, які переходять в алевроліти. Аргіліти темно-сірі, строкатобарвні, горизонтальношаруваті, піщанисті, в різній мірі карбонатні, слюдисті. В глинистій товщі виділяються маркуючі вапняки  $K_6$ ,  $M_9$  Донбасу. Вапняки, в основному, прихованокристалічні, доломітизовані, бурувато-сірі, світло-сірі, сірі, з п'ятнами рожево-сірих, міцних, щільних, тонкозернистих, глинистих, перекристалізованих. Товщина московських відкладів на площі робіт становить 345-369 м [2].

### Верхній відділ ( $C_3$ )

Верхньокам'яновугільні відклади розкриті в об'ємі верхньої частини

ісаївської ( $C_3^1$ ), авилівської ( $C_3^2$ ) та араукаритової ( $C_3^3$ ) світ. Відклади світи ( $C_3^{kt}$ ) на території відсутні внаслідок розмиву. Розріз представлений товщею строкатобарвних аргілітів, які перешаровуються з потужними (до 40 м) пластами сірих, від тонко- до крупнозернистих пісковиків. Інколи в розрізі зустрічаються прошарки глинистих, доломітизованих вапняків. Товщина відкладів верхнього відділу кам'яновугільної системи на площі становить 450-470 м [2].

### Пермська система (P)

Відклади пермської системи з кутовою та стратиграфічною незгідністю залягають на верхньокам'яновугільних утвореннях. Представлені нижнім відділом.

#### Нижній відділ ( $P_1$ )

У складі нижнього відділу присутні відклади картамишської ( $P_1^{kt}$ ), микитівської ( $P_1^{nk}$ ) та слав'янської ( $P_1^{sl}$ ) світ. Картамишська світа представлена товщею строкатобарвних аргілітів, які перешаровуються з тонко-, і середньозернистими пісковиками. Розріз микитівської та слав'янської світ складений, переважно, ангідритами, доломітами, аргілітами і пісковиками. Товщина відкладів пермської системи на площі становить 135-144 м [2].

### Мезозойська ератема (MZ)

Представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.

#### Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи залягають з великим кутовим і стратиграфічним неузгодженням на поверхні пермських утворень і

представлені нижнім відділом.

### Нижній відділ ( $T_1$ )

Представлений індським та оленьокським ярусами.

### Індський ярус ( $T_i$ )

Відклади ярусу виділяються в об'ємі дронівської світи.

### Дронівська світа ( $T_{1dr}$ )

Відклади світи складені двома товщами: піщано-глинистою та піщаною. Піщано-глиниста товща ( $T_{пг}$ ) представлена перешаруванням зеленувато-сірих, рідше коричневих, щільних, слабопіщанистих, слюдистих глин з слабозцементованими, середньозернистими пісковиками з прошарками алевролітів. Піщана товща ( $T_{п}$ ) складена сірими і світло-сірими пісковиками, в середній його частині простежується 10-30 м прошарок конгломератів, який є надійним маркуючим горизонтом на більшості площ ДДЗ [2].

### Оленьокський ярус ( $T_o$ )

Представлений сребрянською світою.

### Сребрянська світа ( $T_{1sr}$ )

Відклади світи складені піщано-карбонатною і глинистою товщами. Піщано-карбонатна товща ( $T_{пк}$ ) складена чергуванням поліміктових пісковиків і строкатобарвних глин з включеннями конкрецій вапняків. Пісковики сильновапнисті. Глиниста товща ( $T_{г}$ ) представлена строкатобарвними глинами, які перешаровуються з дрібнозернистими пісковиками. Товщина відкладів

тріасової системи на площі становить 606-615 м [2].

## Юрська система (J)

Відклади юрської системи трансресивно залягають на породах глинистої товщі тріасу. В межах родовища юрська система представлена середнім та верхнім відділами [2].

## Середній відділ (J<sub>2</sub>)

Середній відділ виділяється в об'ємі байоського (J<sub>2b</sub>), батського (J<sub>2bt</sub>) та келовейського (J<sub>2k</sub>) ярусів.

## Байоський ярус (J<sub>2b</sub>)

Відклади байоського ярусу складені в нижній частині кварцовими пісками з прошарками бурого вугілля, а в верхній частині - темно-сірими глинами [2].

## Батський ярус (J<sub>2bt</sub>)

Представлений нижнім (J<sub>2bt1</sub>) та верхнім (J<sub>2bt2</sub>) під'ярусами. Відклади складені світло-сірими пісками, пісковиками і алевролітами, глинами сірими.

## Келовейський ярус (J<sub>2k</sub>)

Літологічно складений темно-сірими вапнистими глинами і алевролітами. Товщина середньоюрських відкладів на площі становить 155-162 м. Верхній відділ (J<sub>3</sub>). Верхній відділ представлений у складі оксфордського (J<sub>3o</sub>) та кімериджського ярусів (J<sub>3km</sub>) [2].

## Оксфордський ярус ( $J_{3o}$ )

Відклади ярусу складені глинами зеленувато-сірими, і попелясто-сірими, з блакитним відтінком, вапнистими, з прошарками вапняків і алевролітів [2].

## Кімериджський ярус ( $J_{3km}$ )

Відклади ярусу складені глинистими породами з підпорядкованим значенням піщаних та вапняками. Товщина верхньоюрських відкладів на площі становить 267-272 м [2].

## Крейдова система (К)

На розмитій поверхні юрських відкладів незгідно залягають породи крейдової системи. Представлені нижнім та верхнім відділами [2].

### Нижній відділ ( $K_1$ )

Нерозчленовані відклади нижнього відділу представлені кварцовими пісковиками, пісками з прошарками вуглистих глин. Товщина нижньокрейдових відкладів на площі становить 112-138 м [2].

### Верхній відділ ( $K_2$ )

Верхній відділ представлений сеноманським ( $K_{2s}$ ), туронським ( $K_{2t}$ ), коньякським ( $K_{2k}$ ), сантонським ( $K_{2st}$ ), кампанським ( $K_{2km}$ ) і маастрихтським ( $K_{2m}$ ) ярусами. За виключенням сеноманського ярусу, який складений кварцово-глауконітовими пісками, верхньокрейдіві відклади представлені крейдою білою писальною та крейдоподібними мергелями. Загальна товщина верхньокрейдових відкладів на площі становить 661-667 м [2].

## Кайнозойська ератема (KZ)

Відклади кайнозойської ератеми залягають з кутовим і стратиграфічним неузгодженням на крейдових відкладах і представлені палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами [2].

### Палеогенова система (P)

Відклади палеогенової системи трансгресивно перекривають відклади крейдової системи і представлені вони палеоценом (P<sub>1</sub>), еоценом (P<sub>2</sub>) та олігоценом (P<sub>3</sub>) [2].

#### Палеоценовий відділ (P<sub>1</sub>)

Представлений сумським ярусом (P<sub>1s</sub>). Літологічно розріз складений кварцово-глауконітовими пісками глинами.

#### Еоценовий відділ (P<sub>2</sub>)

Відклади еоцену представлені канівським (P<sub>2kn</sub>), бучацьким (P<sub>2bč</sub>), та київським (P<sub>2kv</sub>) ярусами.

#### Канівський ярус (P<sub>2kn</sub>)

Складений пісками кварцово-глауконітовими і глинами.

#### Бучацький ярус (P<sub>2bč</sub>)

Представлений кварцово-глауконітовими пісками, насиченими прісними водами і глинами.

## Київський ярус ( $P_2kv$ )

Складений внизу мергелями блакитно-сірими, доверху переходять в глини.

## Олігоценний відділ ( $P_3$ )

Відклади олігоцену представлені піщаними відмінностями межигірського та берекського ярусів ( $P_3mž$  -  $P_3br$ ). Піски кварцово-глауконітові, насичені прісними водами. В верхній частині зустрічаються глини [2].

## Неогенова та четвертинна системи (N+Q)

Розріз неогеново-четвертинних відкладів складений червоно-бурими глинами, пісками кварцовими, жовто-бурими суглинками та ґрунтово-рослинною верствою [2].

Товщина відкладів кайнозойської системи у становить 265-290 м.

## 2.2 Тектоніка

Любомирівська площа розташована в межах північної прибортової зони північно-західної частини центрального грабена Дніпровсько-Донецької западини і має вигляд геміантиклінальної форми, ускладненої 500-метровим диз'юнктивним порушенням і розкритої в півн

ічно-західному напрямку, з абсолютною глибиною залягання кристалічних порід від мінус 6,0 км до мінус 6,5 км, яка простежується на загальному моноклінальному структурному плані аж до крайового порушення. Наявність Любомирівської структури між Тимофіївським і Мартинівським підняттями як складової частини низки структур, що слідкуються від Куличихинського підняття на північному заході до Краснозаярської тераси на південному сході, була спрогнозована за даними тематичних досліджень. Любомирівська структурна форма виявлена по відбивальних горизонтах у

кам'яновугільних відкладах була виявлена як окремий структурний елемент на південно-східному продовженні Тимофіївського підняття, вимальовувалась у вигляді замкненої малоамплітудної брахіантиклінальної складки. Від Тимофіївського антиклінального підняття вона відділялась невеликим прогином, ускладненим тектонічним порушенням. На півдні Любомирівська структура межує з Мартинівською структурою, на півночі – з Новотроїцькою, відділяючись від них прогинами, ускладненими тектонічними порушеннями. Склепіння розміром  $2 \times 1$  км і амплітудою 50 м (рис.2.1) [1].

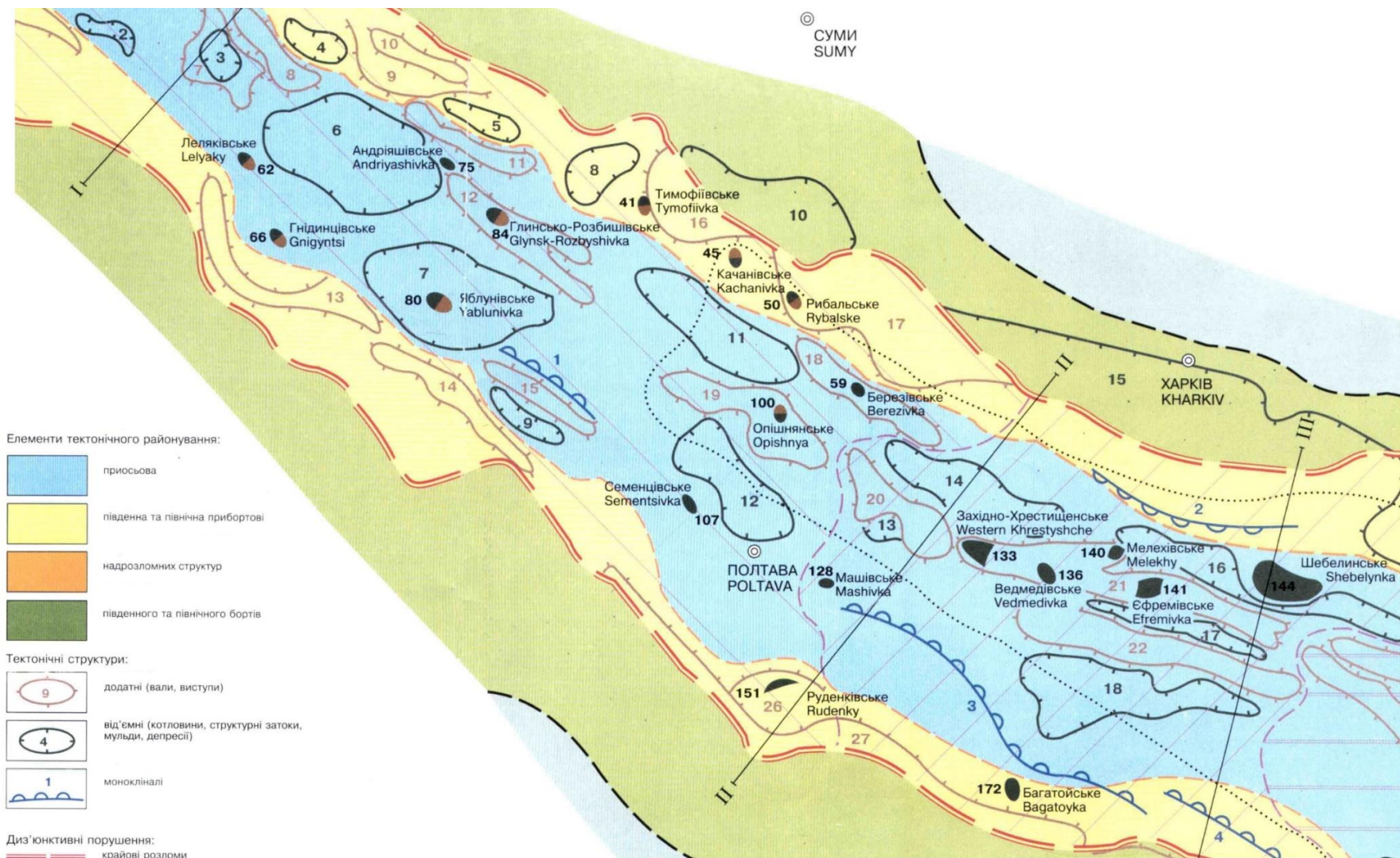


Рисунок 2.1 – Схема тектонічного районування Східноукраїнського нафтогазоносного регіону

По відбивальних горизонтах  $V_{B2}$  і  $V_{B4}$  це похована брахіантиклінальна складка північно-західного простягання. Крила складки асиметричні. Південно-східна перикліналь полого і протяжна, північно-західна – коротка і більш крута, ускладнена тектонічним порушенням. Північно-західна частина Любомирівської структури розкривається в сторону Тимофіївського підняття і відділяється від нього тектонічним порушенням. В межах південно-східної перикліналі Любомирівської складки на деяких профілях були прослідковані ділянки виклинювання окремих товщ, приурочених, вірогідно, до нижньої частини візейських відкладів. В середньокам'яновугільних відкладах по відбивальному сейсмічному горизонту  $V_{B2}(C_2b)$  Любомирівське і Тимофіївське підняття виположуються і утворюють менш порушену єдину складку з двома відокремленими склепіннями в межах ізогіпси мінус 3250 м. Вище по розрізу обидві структури мають моноклінальне залягання шарів, але знаходять досить чіткий прояв в елементах геоморфології рельєфу місцевості як полого плато, яке огинається річкою Псьол. За результатами нових деталізаційних робіт за методикою 3D (виконаних на замовлення власника спеціального дозволу на користування надрами) Виробничим об'єднанням «Білорусьнафта» [3], згідно структурних побудов по відбивальному горизонту у девонських відкладах  $D_3fm$  (відбиваючий горизонт VI) Любомирівська структура є периклінальною Тимофіївської брахіантиклінальної структури. Від Тимофіївської вона відділяється грабеноподібним блоком, утвореним поперечними тектонічними порушеннями: малоамплітудним (15-18 м) II-II і II'-II' з північно-західним – північним – північно-східним напрямком падіння, що обмежує Любомирівську структуру з заходу, та III-III і III'-III' амплітудою 20-40м з південно-східним напрямком падіння. Окрім вказаних тектонічних порушень паралельно осі складки трасується тектонічне порушення I-I, з північно-східним напрямком падіння скидача. Амплітуда тектонічного порушення в межах південно-східної частини структури становить 30м і в північно-західному напрямку зростає до 60м. Завдяки тектонічному порушенню I-I склепінна частина обох структур розділена на північно-східний опущений та південно-західний піднятий блоки. Північно-східний занурений блок Любомирівської структури, де виявилась раніше пробурена

свердловина №5-Тимофіївська, обмежується ізогіпсою (-) 4080м, замкненою на поперечне тектонічне порушення II'-II', яке на північному крилі структури змінює напрямок простягання на південно-східний. Розміри блоку 0,86×1,0 км, висота 50,0 м, площа складає 860 тис.м<sup>2</sup>. Південно-західний блок, внаслідок впливу тектонічного порушення I-I піднятий на 60м порівняно з північно-східним блоком. На зануренні обмежується ізогіпсою (-) 4100м, замкнутою на два тектонічних порушення – основне поздовжнє I-I та поперечне II-II. Розміри блоку 1,4×0,95 км, висота ~ 100м. В межах блоку виявилась раніше пробурена пошукова свердловина №1 Любомирівська, яка розкрила відбивальний горизонт на абсолютній відмітці (-) 4106м. На далекому південно-східному зануренні периклінальної частини структури малоамплітудним 20 м порушенням I'-I' зі східним напрямком падіння площини скидача, що відгалужується від основного скиду I-I, простежується окремих тектонічний блок. По відбивальному сейсмічному горизонту, що приурочений до відкладів візейського ярусу (горизонт В-18) Любомирівська структура, практично, повторює будову нижчезалягаючих відкладів – зберігається двоблокова її модель, практично не відрізняється сітка тектонічних порушень, лише внаслідок пологого падіння субпаралельної осі складки основного порушення I-I дещо зменшується площа південно-західного піднятого блоку та збільшується площа північно-східного опущеного блоку, обмежених вниз по падінню верств ізогіпсою (-) 3960 м. Розміри північно-східного блоку в межах ізогіпси (-)3960м становлять 2,78×1,28 км, амплітуда 70 м. Південно-західний блок в межах цієї ж ізогіпси (-) 3960 м має розміри 2,02×1,06 км висота – 110 м. По відбивальному сейсмічному горизонту  $V_{v_2}^{2-1}$  що приурочений до покрівлі горизонту В-16 структура мало відрізняється від моделі будови по нижчезалягаючих відкладах (гор. В-18) – зберігається трасування тектонічних порушень, двоблокова модель, практично не змінює напрямок осі структури [3].

Північно-східний блок, де пробурена свердловина №5, є зануреним порівняно з південно-західним. Обмежений він по підняттю та по простягання верств диз'юнктивними порушеннями I-I та II'-II', а вниз по падінню – ізогіпсою (-) 3810 м. Порівняно з вищезалягаючими відкладами площа північно-східного зануреного

блоку збільшується за рахунок виположення ізогіпс та відходу в південно-західному напрямку тектонічного порушення I-I. Розміри блоку становлять 1,52×1,35 км, амплітуда біля 80 м. Південно-західний блок, обмежений двома диз'юнктивними порушеннями I-I та II-II вверх по підняттю та ізогіпсою (-) 3790м в напрямку занурення. Розміри блоку 1,55×1,07 км, амплітуда біля 100 м, тобто площа його дещо зменшується (за рахунок тектонічного порушення I-I). Поперечні порушення II-II, II'-II', III-III, III'-III' згідно існуючої моделі – більш древнього закладання, постседиментаційні, а поздовжнє порушення I-I, вірогідно, більш молоде. Згідно профільних побудов видно, що тектонічні порушення простежуються тільки до башкирського віку. В подальшому, із послабленням прояву структуроформуєчих рухів Любомирівська структура, як позитивна структурна форма, в розрізі осадового чохла мезозою не знаходить свого відображення, а вона формувалась як просторова монокліналь Новотроїцького виступу фундаменту. В той же час знаходить досить чіткий прояв в елементах геоморфології рельєфу місцевості як виположене плато, яке огинає річку Псел. Висвітлені особливості будови Любомирівської структурної форми групуються на детальних сейсмічних польових даних з врахуванням результатів буріння свердловин покладені в основу визначення моделей пасток продуктивних пластів і геолого-економічній оцінці родовища [3].

### 3. ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ

Першочергова свердловина № 1, закладена в склепінній частині Тимофіївської структури з проектною глибиною 4800 м. Місце розташування і глибини решти свердловин №№ 2, 3, 4, 5 були поставлені в залежності від результатів першої свердловини № 1. Пошукова свердловина № 5-Тимофіївська, з проектною глибиною 4950м, закладена в південно-східній периклінальній частині складки з метою оконтурення виявлених покладів і уточнення геологічної будови структури. За результатами випробування свердловини встановлено, що промислово газонасиченими є верхньовізейські відклади, зокрема горизонт В-16, інші горизонти виявились обводненими. За результатами випробування свердловина передана в експлуатацію на горизонт В-16 (1979 р.). Станом на 01.01.2018 р. із свердловини видобуто 465 млн. м<sup>3</sup> газу та 109 тис.т конденсату. Пошуково-розвідувальними роботами, пошуковими свердловинами №№1, 2, 3, 5 Тимофіївські, згідно з геологічним проектом, доведена промислова продуктивність верхньосерпуховських, верхньовізейських та девонських (турнейських за старою індексацією) відкладів на Тимофіївській площі. У промислову розробку Тимофіївське родовище введено в 1978 році. В 1980р. передбачалось буріння низки експлуатаційних свердловин. Кількість свердловин запроектовано виходячи із запасів газу, конденсату і нафти, які були оцінені на родовищі, з врахуванням системи розробки і необхідності комплексного видобутку вуглеводнів з надр. Свердловини розташовували таким чином, щоб забезпечити рівномірне охоплення покладу дренаванням з урахуванням ситуації на місцевості. За результатами сейморозвідувальних робіт була виявлена Любомирівська структура, яка представляє собою відокремлений структурним елементом Тимофіївського підняття і розташована на південно-східному його продовженні. Від Тимофіївського підняття воно відділено невеликим прогином, ускладненим тектонічним порушенням. У 1982 р. на Любомирівській площі було запроектовано буріння 4 свердловин, згідно якого свердловина №4 залежна від результатів буріння свердловини № 2. Свердловина № 1-Любомирівська, проектною глибиною 4500 м і проектним горизонтом C<sub>1t</sub>(D<sub>3</sub>), закладалась в оптимальних

умовах на захід від перетину профілів 9<sub>12</sub>2675 і 7<sub>12</sub>2480 з метою вивчення геологічної будови підняття, з'ясування повноти розрізу візейських відкладів, пошуків нових покладів ВВ, вивчення колекторських властивостей продуктивних горизонтів [5].

У 1982-1983 рр. згідно з планом робіт об'єднання «Полтавнафтогазгеологія» була пробурена свердловина № 1 фактичною глибиною 4323 м. Поглиблення свердловини зупинено через розкриття проектного розрізу та відсутність в розрізі нафтогазоносних горизонтів. Адміністративно свердловина знаходиться в Гадяцькому районі Полтавської області. В процесі буріння нафтогазопроявів не спостерігалось. В процесі випробування ВПТ в інтервалах 3934-3980 м (гор. В-15-В-16), 4042 м-4105 м (гор. В-18-В-20) і 4243-4323 м (гор. Т-2 (ФМ-1)) отримані припливи мінералізованої води. По відношенню до розрізу свердловини №5-Тимофіївська, відклади візейського і турнейського (верхнього девону) ярусів у свердловині №1 внаслідок збільшення товщини вищезалягаючих відкладів, розкриті на 75-45 м нижче. Перспективні горизонти В-15-Т-2 (ФМ-1) в інтервалі 3947-4323м у свердловині представлені перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, рідше вапняків. Але пісковики з високими ФЄВ по результатам комплексної інтерпретації матеріалів буріння і промислово-геофізичних досліджень характеризуються як водонасичені. Отже, допустимого неузгодження даних сейсмозвідки і буріння в 45 м виявилось достатнім, щоб свердловина опинилась за межами контуру газоносності. Свердловина № 1-Любомирівська була ліквідована 14.03.1984 р. по I категорії без спуску експлуатаційної колони. Через негативні результати буріння свердловини №1, буріння залежних свердловин №№ 2, 3, 4 на Любомирівській площі не проводилось. Геологорозвідувальні роботи на Любомирівській площі були розпочаті у 2018р після того проведені сейсмічні дослідження 3D, за результатами яких були побудовані структурні карти по відбиваючих сейсмічних горизонтах, що приурочені до фаменських відкладів верхнього девону та візейських відкладів нижнього відділу кам'яновугільної системи. Пошукова свердловина №2 з проектною глибиною 4200 метрів і проектним горизонтом ФМ-1 (фаменські відклади девонської системи), проектувалася в межах південно-західного

тектонічного блоку структури. Враховуючи складні поверхневі умови місцевості, закладалася як похило-спрямована (проектна глибина по стволу – 4228 м). Устя свердловини № 2 знаходиться на відстані 1150 м на південний-захід від устя свердловини № 5 [3].

Основна мета буріння свердловини №2 полягала в розкритті перспективного розрізу візейського ярусу нижнього відділу кам'яновугільної системи (горизонти В-16а, В-16б, В-17, В-18) та фаменського ярусу девонських відкладів (гор. Фм-1). Також свердловиною повинен бути уточнений стратиграфічний розріз продуктивного комплексу, породи-колектори та флюїдоупори, а також з'ясований речовинний склад порід-колекторів, характер їх розвитку та фільтраційно-ємкісні властивості. Окрім того свердловиною буде уточнено стратиграфічне і глибинне положення відбивальних горизонтів та геологічну будову структури. Розвідувальна свердловина № 3, яка залежна від результатів буріння свердловини № 2, проектувалася на глибину 4050 м з проектним горизонтом В-18 (верхньовізейські відклади нижнього відділу кам'яновугільної системи) передбачалась бурінням в північно-східному блоці на відстані 580м на південний-захід від устя свердловини № 5-Тимофіївська. При визначенні основного проектного горизонту для розкриття свердловиною №3, враховувались мізерні ресурси газу, підраховані по перспективному горизонті Фм-1. Проте проектом було передбачено, що у разі отримання промислових припливів вуглеводнів із свердловини №2 з горизонту Фм-1, проектна глибина та призначення свердловини № 3 будуть відкориговані. Основні задачі, які були покладені на свердловину № 3 – уточнення літолого-стратиграфічного розрізу, положення газовмісних пластів у розрізі, уточнення контурів газоносності, форми і розміри покладів, фільтраційно-ємкісні властивості продуктивних пластів, зміни їх параметрів по площі і розрізу, а за результатами випробування визначення оптимальних умови експлуатації свердловин (робочі добові дебіти вуглеводнів, допустимі депресії на пласт), режим роботи покладів. У разі отримання негативних результатів буріння відносно нафтогазоносності у свердловині № 2 у південно-західному блоці, проектом передбачено буріння бокового ствола, в межі північно-східного блоку, де проектувалась свердловина

### 3.1 Стан фонду пробурених свердловин

На Любомирівській площі пробурені чотири свердловини з яких три (№№ 1, 2, 5Т) пошукові і одна (№ 3) розвідувальна. Загальний метраж буріння 17943,5 м, в тому числі: розвідувальне – 4366,0 м, пошукове – 13577,5 м. Таким чином середня глибина свердловини складає 4477,3 м. Із чотирьох пробурених свердловин – свердловина №1 ліквідована по I категорії без спуску експлуатаційної колони, свердловини №2 та №3 перебувають в дослідно-промисловій експлуатації. Конструкції свердловин вибрані виходячи із умов розкриття кількості поверхів продуктивності – нафтогазогеологічних формацій, гірничо-геологічних особливостей розрізу та забезпечення доведення їх до проектної глибини у відповідності з вимогами «Єдиних технічних правил на ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових та газоконденсатних родовищах». Необхідність і глибина спуску експлуатаційних колон визначалася наявністю об'єктів, рекомендованих до випробування на основі оперативного заключення геолого-геофізичних досліджень в свердловинах. Серед ускладнень під час буріння найбільш характерним є прихват бурового інструменту (Т, С<sub>3</sub>, D<sub>3fm</sub>), розмив бурової труби. Буріння свердловин проводилось роторним способом з врахуванням геобаричних умов розрізу до глибин, які забезпечували розкриття проектних об'єктів. Детальні дані про геолого-технічний стан свердловин наведені в таблиці 3.1 [3].

Таблиця 3.1 - Геолого-технічний стан свердловин Любомирівського родовища

№ св-ни категорія	Альти- туда стола ротора, м	Глиби- на, м <u>проектна</u> фактична	Термін буріння <u>початок</u> кінець	Термін випробу- вання <u>початок</u> кінець	Конструкція						Стан свердловини	Примітка
					Кондуктор		Технічна колона		Експлуатаційна колона			
					діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>
<u>1</u> пошукова	120,7	<u>4500</u> 4323	<u>30.05.1982</u> 16.05.1983	=	351	307	245×219	3467	-	-	Ліквідована після буріння	Ліквідована по 1-й категорії без спуску експлуатаційної колони
<u>2</u> пошукова	108,0	<u>4280</u> 4298,5	<u>08.08.2019</u> 27.11.2019	<u>15.12.2019</u> 30.06.2020	340	280	244,5	2199	168,3x139,7	4279	01.07.2020 р. введена в ДПР	
<u>3</u> розвідувальна	108,0	<u>4301</u> 4366	<u>06.04.2020</u> 23.07.2020	<u>07.08.2020</u> 17.01.2021	340	270	245	2200	168,3x139,7	4348	21.08.2020 р передана в експлуатацію	
<u>5-Тимоф.</u> пошукова	108,9	<u>4950</u> 4956	<u>27.08.1974</u> 3.03.1976	<u>23.04.1976</u> 30.08.1976	426	268	299×219	3817	146x140	4354	31.05.1977 р. передана в експлуатацію ГПУ «Полтавагаз- видобування»	Станом на 1.11.2004 р. свердловина переведена в спостережні

Всього пробурено 17 943,5 м,  
в тому числі: пошукове буріння 13 577,5 м;  
розвідувальне буріння 4 366,0 м.

### 3.2 Результати випробування свердловини

Випробування свердловини №2 проводилося з метою отримання вихідних даних для визначення наявності продуктивних пластів, визначення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, характеру насичення, орієнтовної оцінки розмірів площі нафтогазоносності, загальних та ефективних товщин, нижньої межі промислової пористості, визначення фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, режиму покладів і їх термобаричних умов, тощо. Випробування проводилось в експлуатаційній колоні знизу-вверх. Випробування пластів В-16а, В-16б проводилося разом. Результати випробування в процесі буріння та експлуатаційній колоні приведені в таблиці 3.2. Всього в свердловині №2 Любомирівського родовища в експлуатаційній колоні випробувано 4 об'єкти. Із них по 2-х об'єктах отримали промислові припливи газу і конденсату з водою, по 1-у об'єктах припливу ВВ не отримано, по 1-у об'єкту – промисловий приплив газу та нафти [2].



## 4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК

### 4.1 Вивченість колекторів лабораторними методами

Фізико-літологічна характеристика продуктивних пластів В-16а та В-16б вивчалася за даними лабораторних досліджень керна і результатами інтерпретації геофізичних досліджень свердловин № 5-Тимофіївська та №№1, 2, 3-Любомирівські, та за даними ГДС. Прив'язка керну за розрізом свердловин здійснювалась за даними промислово-геофізичних досліджень і контрольних вимірів бурильного інструменту. В межах спецдозволу надрокористувачем пробурено дві свердловини (№№ 2, 3). Прив'язка зразків керна до розрізу відкладів приведена в таблиці 4.1 [2].

Таблиця 4.1 – Прив'язка інтервалів відбору керна до розрізу відкладів

№ св.	№ керна	Початкові інтервали відбору керна, м	Уточнені інтервали відбору керна, м
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
2	1	3870-3875	3884-3889
	2	4041-4024	4041-4024
	3	4172-4183	4172-4183
	4	4183-4194	4183-4194
3	1	3427-3439	3427-3439

Стан відбору і виносу керна по свердловинах приведений в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Відомості про відбір і винос керна по свердловинах

№№ св.	Категорія свердловини	Глибина свердловини, м	Проходка з відбором керна, м	% проходки з відбором керна від глибини свердловини	Лінійний винос, м	% виносу
1	2	3	4	5	6	7
5Т	Пошукова	4956	369	7,45	184,4	49,97
1	Пошукова	4323	301	6,96	130,3	43,29
2	Пошукова	4298,5	28	0,65	26,0	92,86
3	Розвідувальна	4366	12	0,27	3,9	32,50
<b>Разом</b>		<b>17943,5</b>	<b>710</b>	<b>3,96</b>	<b>344,6</b>	<b>48,54</b>

Всього в межах Любомирівського родовища проходка з відбором керну склала 710 м, або 3,96 % від загальної глибини свердловин. Лінійний винос керну склав 344,6 м, або 48,54 %. Керновий матеріал із продуктивних пластів відбирався в трьох свердловинах, де з відбором керну пробурено 50,0 м. Лінійний винос керну склав 28,0 м, в тому числі із газонасиченої частини 15,5 м, із нафтонасиченої частини керн не відібрано. Відомості про об'єми виконаних робіт по вивченню колекторських властивостей продуктивних пластів наведено в таблиці 4.3. Результати визначень відкритої пористості, карбонатності, проникності, за лабораторними даними наведені в таблиці 4.4. Вивчення лабораторними методами колекторських властивостей гірських порід продуктивних горизонтів Любомирівського родовища виконано на 61 взірцях, з них 41 мають пористість вище граничного. Продуктивні пласти ділянки керном висвітлені нерівномірно. Відклади продуктивного пласта В-16а охарактеризовані керном, який відібраний із свердловин №№ 1, 5Т. Проходка з відбором керну в інтервалі пласта становила 21,8 м з лінійним виносом з продуктивної товщі 11,0 м. Дослідження лабораторними методами колекторських властивостей порід виконано по 17 взірцях, з них 12 взірців мають пористість вище граничної. По продуктивному пласту В-16б керн відбирався із свердловин № 2 та №5Т. Проходка з відбором керну в інтервалі пласта становила 6,2 м з лінійним виносом 1,2 м. Дослідження лабораторними методами колекторських властивостей порід, відібраних з свердловини № 2, виконано по 10 взірцях, з них 4 взірця мають пористість вище граничного. Дослідження взірців, відібраних з свердловини № 5Т не виконувались [2].

Таблиця 4.3 - Відомості про товщину, висвітленість керном продуктивних пластів та обсяги виконаних робіт з аналізу кернавого матеріалу по свердловинах

Номер свердловини	Інтервал залягання продуктивного пласта, м глибина Абсолютна відмітка	Товщина продуктивного пласта, м		Інтервал відбору керна, м глибина абсолютна відмітка	Проходка з відбором керна, м винесення керна, м	Проходка з відбором керна за продуктивним пластом, м винесення керна, м	Висвітленість керном продуктивного пласта, %		Кількість визначень на зразках керна загальна врахована			
		загальна	ефективна газо- нафтонасичена водоносичена				загальної товщини	газо- нафтонасиченої водонасиченої частини пласта	гранулометричного складу	карбонатності	відкритої пористості	абсолютної газопроницності
<b>Пласт В-16а</b>												
1	<u>3958,0 – 3967,4</u> -3836,0 ÷ -3845,4	9,4	= 4,2	<u>3953,0-3980,0</u> -3831,1 ÷ -3858,1	<u>27,0</u> 11,3	<u>9,4</u> 2,3	24,4	= 54,8	5	7	<u>11</u> 6	<u>11</u> 6
2	<u>3868,0-3871,8</u> -3730,0 ÷ -3733,8	3,8	<u>0,8</u> -	Керном не охарактеризований				-	-	-	-	
3	<u>3964,2-3968,6</u> -3752,3 ÷ -3756,7	4,4	<u>2,2</u> -	Керном не охарактеризований				-	-	-	-	
5Т	<u>3874,0 – 3886,4</u> -3764,6 ÷ -3777,0	12,4	<u>12,4</u> -	<u>3874,0-3891,0</u> -3764,7 ÷ -3781,7	<u>17,0</u> 10,7	<u>12,4</u> 8,7	70,2	<u>70,2</u> -	1	2	<u>6</u> 6	<u>6</u> 6
<b>Всього</b>		<b>30,0</b>	<b><u>14,6</u></b> <b><u>0,8</u></b> <b>4,2</b>		<b><u>44,0</u></b> <b>22,0</b>	<b><u>21,8</u></b> <b>11,0</b>	<b>36,7</b>	<b><u>63,0</u></b> <b>=</b> <b>54,8</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b><u>17</u></b> <b>12</b>	<b><u>17</u></b> <b>12</b>
<b>Пласт В-16б</b>												
1	<u>3981,4 – 3989,2</u> -3859,4 ÷ -3867,1	7,8	= 5,2	Керном не охарактеризований				-	-	-	-	
2	<u>3887,8 – 3893,2</u> -3749,8 ÷ -3755,2	4,2	<u>3,4</u> -	<u>3884,0-3889,0</u> -3746,0 ÷ -3751,0	<u>5,0</u> 4,55	<u>1,2</u> 1,2	14,6	<u>35,3</u> -	5	10	<u>10</u> 4	<u>10</u> 3
3	<u>3993,4-3997,4</u> -3781,3 ÷ -3785,3	4,0	<u>1,2</u> -	Керном не охарактеризований				-	-	-	-	
5Т	<u>3905,6 – 3910,6</u> -3796,2 ÷ -3801,2	5,0	= 5,0	<u>3897,0-3913,0</u> -3787,6 ÷ -3803,6	<u>16,0</u> 6,9	<u>5,0</u> -	-	-	Лабораторні дослідження відсутні			
<b>Всього</b>		<b>25,0</b>	<b><u>4,6</u></b> <b>11,2</b>		<b><u>21,0</u></b> <b>11,45</b>	<b><u>6,2</u></b> <b>1,2</b>	<b>4,8</b>	<b><u>26,1</u></b> <b>-</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b><u>10</u></b> <b>4</b>	<b><u>10</u></b> <b>3</b>

Таблиця 4.4 - Визначення фізико-літологічних властивостей порід за даними лабораторного дослідження керна Любомирівського родовища

№ свердловини	Інтервал відбору керну, м глибина абс. відмітка	Літологічний опис взірців	Відкрита пористість, %	Газопроникність, $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$	Карбонатність, %	Процентний вміст фракції розміру					Примітка
						>0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	<0,1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Пласт В-16а</b>											
1	3953,0-3960,0 -3831,1÷ -3838,1	Алевроліт	3,2*	Зруйнов.	0,4	-	-	-	-	-	-
		-//-	1,4*	-//-	-	-	-	-	-	-	-
		-//-	3,4*	-//-	0,2	-	-	-	-	-	-
	3960,0-3967,0 -3838,1÷ -3845,1	Пісковик дрібнозернистий, середньозцементований	14,6	104,37	0,7	-	19,60	30,85	42,25	7,20	-
		-//-	12,9	28,82	-	-	10,00	17,25	64,50	5,65	-
		-//-	13,8	41,84	0,6	1,50	20,70	33,35	36,75	6,10	-
		Алевроліт	4,1*	0,63*	-	-	-	-	-	-	-
-//-	3,9*	0,18*	0,1	-	-	-	-	-	-		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3967,0-3980,0 -3845,1÷ -3858,1	Пісковик дрібнозернистий, щільний	11,9	12,97	0,4	-	13,10	9,35	68,25	8,30	-
		-//-	11,9	24,02	-	-	19,10	29,25	43,25	6,40	-
		-//-	10,7	24,02	5,7						
<b>Середньоарифметичне значення по свердловині</b>			<b>12,63</b>	<b>39,34</b>							

Продовження таблиці 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
5	<u>3874,0-3884,0</u> -3764,7 ÷ -3774,7	Пісковик дрібнозернистий, середньозцементований	19,2	752,6	4,6	-	-	-	-	-	-	
		-//-	19,0	667,1	-	-	-	-	-	-	-	
		-//-	14,8	187,8	-	-	-	-	-	-	-	
		-//-	17,8	326,1	2,6	9,00	4,55	74,15	4,75	13,05	-	
		-//-	18,0	358,9	-	-	-	-	-	-	-	
		-//-	15,2	83,2	-	-	-	-	-	-	-	Екстрагувався
<b>Середньоарифметичне значення по свердловині</b>			<b>17,33</b>	<b>395,95</b>								
<b>Пласт В-166</b>												
2	<u>3884,0-3889,0</u> -3746,0 ÷ -3751,0	Вапняк	2,92*	-	99,42	-	-	-	-	-	-	Екстрагувався
		-//-	2,02*	0,004*	95,66	-	-	-	-	-	-	-//-
		-//-	1,37*	0,03*	99,81	-	-	-	-	-	-	-//-
		-//-	1,61*	0,01*	64,75	-	-	-	-	-	-	-//-
		-//-	1,12*	0,01*	96,50	-	-	-	-	-	-	-//-
		Алевроліт вапнистий	6,43*	0,42*	14,31	0,51	13,30	33,64	50,85	1,70	-//-	
		Пісковик алевритовий	10,18	0,36*	3,86	0,05	12,64	41,89	42,74	2,68	-//-	
		-//-	10,91	6,08	0,94	0,05	9,84	44,09	42,36	3,66	-//-	
		Алевропісковик	10,89	4,48	0,84	0,08	9,77	38,37	47,67	4,11	-//-	
		Пісковик алевритовий	11,95	6,93	1,57	0,09	11,16	47,46	37,95	3,34	-//-	
<b>Середньоарифметичне значення по свердловині</b>			<b>10,98</b>	<b>5,83</b>								

\*-визначення, які не враховувались

## 4.2 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів

Підрахунок запасів вуглеводнів проводився по горизонту В-16, який на Любомирівському родовищі представлений пластами В-16а та В-16б. Характеристика продуктивних пластів приводиться нижче.

Продуктивний *пласт В-16а* досить витриманий, розкритий у розрізі свердловин №№ 2, 3, 5Т з ефективною товщиною від 0,8 м (св. № 2) до 12,4 м (св. № 5Т), пористістю від 8,2 % (св. № 2) до 18,8 % (св. № 5Т). Свердловиною № 1 розкриті водонасичені пісковики. Керном продуктивний пласт охарактеризований у свердловинах № 5Т (газонасичена частина) та № 1 (водонасичена частина). За даними літологічного опису керна, відібраного з свердловини № 5Т, газонасичені колектора представлені дрібнозернистими, міцними, слюдистими, безкарбонатними, середньозцементованими, щільними пісковиками і алевролітами. У керні відчутний запах вуглеводнів. За даними петрографічного опису шліфів газонасичені колектори складені коричневато-світло-сірими, дрібнозернистими, кварцовими пісковиками. Цемент порід – кварцово-глинисто-карбонатний. Текстура порід слабоорієнтована. Розмір зерен уламкової частини переважає 0,12-0,25 мм. Уламки добре відсортовані. Форма зерен напівокатана, подекуди окатана, в переважній більшості контакти між зернами на безцементних ділянках шліфів конформні, також присутні інкорпораційні з'єднання зерен. Крім кварцових зерен в породах виявлені лусочки мусковіта, майже, незмінного вторинними процесами (1-2%), уламки кварцитів, гнейсів, кременів, гранітів (5-6%). Цемент (до 5%) присутній ділянками. Речовинний склад цементу – кварцовий, каолінітовий, кальцитовий приблизно в однакових кількостях. Основна цементация порід здійснюється завдяки зрощенню уламкового матеріалу та безцементному з'єднанню. Породи пористі. Тип цементу – поровий і згустковий. Відкриті пори мають широкий розвиток, в основному, звивистої форми, розмір їх досягає 0,15-0,17 мм, переважають розміри 0,08-0,10 мм в діаметрі. В лабораторії досліджувались зразки керну, піднятого з газонасиченої частини розрізу у свердловині № 5 – з інтервалу 3874,0-3884,0 м. За даними цих досліджень фільтраційно-ємнісні

властивості газонасних піщаних колекторів такі: відкрита пористість змінюється від 14,8 % до 19,2 %, газопроникність – від  $83,2 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $752,6 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Мінімальні значення пористості та проникності відмічаються в одиничних випадках і, як правило, пов'язані із щільними та алевритистими пісковиками. Вміст карбонатного матеріалу невисокий і коливається в межах від 0 до 4,6 %. Водонасичений пласт В-16а вивчався керном у свердловині № 1 з інтервалів відбору 3953,0-3960,0 м, 3960,0-3967,0 м, 3967,0-3980,0 м. Колектора представлені сірими, темносірими, дрібнозернистими, міцними, слюдистими, слабо та безкарбонатними, середньозцементованими, щільними пісковиками і алевролітами. За результатами лабораторних досліджень керну пористість колектора в досліджених взірцях коливається в межах 12,9÷14,6%, абсолютна газопроникність змінюється від  $12,97 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $104,37 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  [2].

Продуктивний *пласт В-16б* має площинне розповсюдження. Газонасичений колектор розкритий при бурінні свердловин №№ 2 та 3, ефективною товщиною від 1,2 м (св. № 3) до 3,4 м (св. № 2), пористістю від 9,9 % (св. № 2) до 11,1 % (св. № 3). В інтервалі 3894,6-3896,0 м свердловини № 2 розкритий водонасичений пісковик глинистий. У свердловинах №№ 1, 5Т розкриті водоносні аналоги пласта В-16б. Газонасичений пласт висвітлений керном, піднятим при бурінні свердловини № 2. Також керн був піднятий із водонасиченої частини розрізу пласта В-16б у свердловині №5 з інтервалу глибин 3897,0-3913,0 м лабораторні дослідження якого відсутні. За даними літологічного опису керна газонасичений колектор представлений сірими, світло-сірими з буруватим відтінком, дрібнозернистими, міцними, слабослюдистими, щільними пісковиками. Відчутний характерний запах вуглеводнів. За даними петрофізичного аналізу пісковики продуктивного горизонту тонко-дрібнозернисті, поліміктові з глинисто-карбонатним цементом. Структура псамітова, текстура неупорядкована. В складі породи: кварц, польові шпати, слюда, цемент. Кварц розміром 0,03-0,2мм, зерна неправильної форми, кутасті, деякі мають регенераційну облямівку, конформно-інкорпораційно з'єднані. Польові шпати, пелітизовані, гідрослюдизовані. Слюда – мусковіт, лусочки видовжені, розщеплені,

гідратовані, у деяких по спайності спостерігаються виділення піриту, неорієнтовані або суборієнтовані. Акцесорні – циркон, анатаз, турмалін. Рудні – лейкоксен, пірит. Цемент контактово-порового типу, ділянками базального типу, глинистий. По прожилках спостерігаються виділення бітумоїдів. За даними лабораторних досліджень, фільтраційно-ємнісні властивості газоносних колекторів такі: відкрита пористість змінюється від 10,18 % до 11,95 %, газопроникність – від  $4,48 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $6,93 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Вміст карбонатного матеріалу невисокий і коливається в межах від 0,84 до 3,86 % [2].

#### 4.3 Літолого-петрографічні властивості порід-покришок

Просторове розміщення покладів вуглеводнів Любомирівського родовища зумовлено наявністю в розрізі чітких і потужних покришок, представлених глинистим та алевроліто-глинистим літофаціальним типом порід. Найбільш чітко вираженою і літологічно однорідною регіональною покришкою, що контролює цілісність покладів пластів літопачок В-14-В-22 верхньої частини візейського ярусу ( $C_1V_2$ ) родовища є потужна глиниста товща нижньосерпуховського під'ярусу, що залягає на них і представлена переважно аргілітами з локальними прошарками ущільнених пісковиків та алевролітів. Загальна товщина аргілітової товщі коливається від 80 до 155 м. Нижньосерпуховська глиниста товща, яка контролює просторове розміщення покладів вуглеводнів верхньовізейських відкладів, має повсюдний розвиток в межах нафтогазоносного району. Нижньосерпуховські відклади характеризуються переважно глинистим складом. У цій товщі із зменшенням (майже до повного зникнення) наявності пісковиків і вугілля, зростає роль глинистих порід з більш високими екрануючими властивостями (класу С-В) і тиском прориву від 5,5 до 8 МПа, які можуть розглядатися, як субрегіональний флюїдоупор для верхньої частини візейського ярусу. За літологічним описом породи покришки складені темно-сірими, чорними, карбонатними, щільними аргілітами. Локальними флюїдоупорами в межах родовища для продуктивних пластів верхньовізейського під'ярусу слугують товщі аргілітових щільних

порід, що розмежовують їх між собою. Товщина їх складає 14-60 м. Екрануючі алевроглинисті породи, що є локальними покришками, завдяки особливостям речовинного складу (підвищений вміст алевролітового і крупнопелітового матеріала, каолініта, вуглистою шлама та детрита), мають середні екрануючі властивості, що відповідають класу С з тиском прориву до 5,5 МПа (за А.А. Ханінім). Регіональним флюїдоупором для фаменського нафтогазоносного комплексу горизонту Фм-1 є верхньовізейські флюїдоупори, які починаються глинистими пачками ХІа мікрофауністичного горизонту та частково внутрішніми глинистими 2-7 метровими пачками порід. За здатністю зберігати поклади ці відклади належать до класу В. За літологічним описом породи складені темно-сірими, до чорних, міцними, щільними тонкозернистими аргілітами. Спостерігаються дзеркала ковзання, подекуди аргіліти алевритисті з включенням карбонатного матеріалу. Таким чином, чітко вираженим глинистим покришкам, що перекривають газонасичену частину розрізу, притаманна властивість створювати резервуари типу покришка-колектор-флюїдоупор, що характерно для шаруватих відкладів з підпорядкованим розвитком проникних порід-колекторів. Отже, на Любомирівському родовищі існують всі морфогенетичні умови для скупчення та збереження промислових покладів вуглеводнів у нижньокам'яновугільних відкладах [2].

## 5 КОМПЛЕКС ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Для вивчення розрізу продуктивних горизонтів застосовувався обов'язковий комплекс ГДС, який дозволив успішно вирішувати як загальногеологічні задачі по літологічному розчленуванню та кореляції розрізів, так і промислово-геофізичні: виділення колекторів, оцінка їх пористості, ефективної товщини, характеру насичення та контроль технічного стану свердловин. Відомості про об'єм виконаних робіт у свердловинах приведені в таблиці 5.2, з якої видно, що продуктивна частина розрізу охоплена основним комплексом геофізичних методів. Комплекс геофізичних досліджень в свердловинах включав наступні методи [3]:

1. Стандартний каротаж і ПС;
2. БКЗ, ПС;
3. Кавернометрія та профілеметрія;
4. Радіоактивний каротаж (ГК, 2ННКт, ГГКщ);
5. Мікрокаротаж (МК);
6. Боковий каротаж (БК);
7. Боковий мікрокаротаж (БМК);
8. Індукційний каротаж (ІК);
9. Акустичний каротаж (АК);
10. Інклінометрія.

Дослідження свердловин виконувалися серійною свердловинною і наземною апаратурою.

1. Стандартний каротаж виконувався по всьому розрізу апаратурою 2БКЗ/5-Т та ЕК2-НН. Він включав криві уявного опору, зареєстровані потенціал-зондом А0.5М6.0N та градієнт-зондом А2.0М0.5N, а також криву самочинної поляризації (ПС). Діаграми УО порід реєструвалися в горизонтальному масштабі 2.5 Омм/см, ПС – 12.5 мВ/см та в вертикальному – 1:500. По кривих стандартного каротажу проводилося розчленування і кореляція розрізу, за якісними ознаками виділялися колектори, уточнювалися

стратиграфічні границі та місце знаходження тектонічних порушень, літологічних неузгоджень і т.п [3].

2. Бокове каротажне зондування виконувалося в продуктивній частині розрізу із застосуванням стандартного комплексу зондів: А0.4М0.1N; А1.0М0.1N; А2.0М0.5N; А4.0М0.5N; А8.0М1.0N; N0.5М2.0А. Масштаб запису УО – 2.5 Омм/см (з п'ятикратним перекриттям), вертикальний – 1:200. Метод БКЗ використовувався для визначення питомого електричного опору промивальної рідини, опору досліджуваних пластів і параметрів зони проникнення, відбивки границь пластів, а в комплексі з іншими геофізичними методами – для виділення колекторів [3].

3. Кавернометрія та профілеметрія. Вивчення діаметра та профілю стінки свердловини здійснювалися каверномірами-профілемірами 4СКП-Т. Горизонтальний масштаб запису кривої 5,0 см/см, вертикальний – 1:500 по всьому стволу та 1:200 в продуктивній частині розрізу. Кавернометрія та профілеметрія використовувалися з метою [3]:

- а) контролю технічного стану ствола свердловини в процесі буріння;
- б) кількісної інтерпретації методів ГДС (БКЗ, 2ННКт та ін.);
- в) виділення колекторів та уточнення їх ефективної товщини;
- г) розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон.

4. Радіоактивний каротаж проводився в модифікації ГК, 2ННКт та ГГКщ апаратурою ГК-Т, 2ННКт-Т (РКЗ-НН) та 3ГГКПЛ (СГП2-АГАТ) відповідно. Вимірювання 2ННКт проводилося двома зондами довжиною 25 та 50 см. Запис кривих 2ННКт здійснювався в масштабах 0,5 ум.од./см та 1,0 ум.од./см, кривих ГК – 2 мкР/год, ГГКщ – 0,25 г/см<sup>3</sup> на 1 см. Діаграми ГК записувалися у вертикальному масштабі 1:500 по всьому стволу свердловини, а ГК, 2ННКт, ГГКщ в масштабі 1:200 – в продуктивній частині розрізу. Дані цих методів використовувалися для розв'язання різноманітних задач при комплексній інтерпретації геофізичних матеріалів: літологічного розчленування розрізів, кореляції, виділення ефективних товщин, визначення колекторських

властивостей (пористості і глинистості) [3].

5. Мікрокаротаж реєструвався апаратурою МК1-НН та МК+БМК-К-90 з одночасним записом мікроградієнт- (А0.025М0.025N) та мікропотенціал- (А0.05М) зондів в масштабі 1.0 Омм/см. Запис виконувався в перспективних товщах в масштабі глибин 1:200 з метою виділення колекторів по наявності додатніх прирощень і встановлення ефективної товщини насичених флюїдом порід. Швидкість запису МК не перевищувала 1000 м/год [3].

6. Боковий каротаж реєструвався апаратурою 2БК3/5-Т та ЕК2-НН з реєстрацією кривих опору в логарифмічному масштабі, в вертикальному – 1:200. Діаграми БК в комплексі з іншими методами використовувались для літологічного розчленування розрізів свердловин, уточнення границь пластів і визначення питомого опору порід [3].

7. Боковий мікрокаротаж здійснювався в перспективних товщах апаратурою МК1-НН та МК+БМК-К-90. Одночасно реєструвалися криві уявного опору в логарифмічному масштабі, з модулем 4, та мікрокаверноміра 5,0 см/см. Вертикальний масштаб запису 1:200. Криві БМК використовувались для уточнення границь і товщини пластів, виділення тонких прошарків з низькою пористістю. Ефективність бокового мікрокаротажу тісно пов'язана з профілем стінки свердловини. При щільному притисненні башмаку приладу метод БМК добре вирішує вказані задачі [3].

8. Індукційний каротаж виконувався апаратурою ІК1-НН, 5ІК-Т в горизонтальному лінійному масштабі 20,0; 25,0 мСм/м/см та логарифмічному, з модулем 4, вертикальному 1:200. По діаграмах індукційного каротажу визначались опори пластів з підвищеною електропровідністю і окремих прошарків, які на діаграмах БК3 сильно спотворені екрануючим впливом вміщуючих порід, а також уточнювались границі контактів [3].

9. Акустичний каротаж виконувався апаратурою 4АК-Т, АКВ-1. Реєструвалися криві часу  $T_1$ ,  $T_2$ , інтервального часу  $\Delta T$ , амплітуди пружної поздовжньої хвилі  $A_1$  і  $A_2$  і логарифм відношення амплітуд  $\lg A_1/A_2$  (крива затухання). Крива  $\Delta T$  реєструвалася в масштабі 20 мкс/м/см. Дані методу АК

використовувались для літологічного розчленування розрізу, виділення колекторів, визначення коефіцієнтів пористості та уточнення ефективних товщин пластів-колекторів [3].

10. Інклінометрія виконувалася приладом ІМ-НН. Виміри здійснювались при підйомі приладу в точках через 5 м свердловини. Дані виміру кута та азимута використовувались для забезпечення буріння свердловин в заданому напрямку, а також при геологічних побудовах. Якість матеріалів, які використовувались для підрахунку запасів, в основному відповідає вимогам «Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах...». На основі проведеної узагальнюючої інтерпретації результатів ГДС та аналізу всіх геолого-геофізичних матеріалів по досліджуваних відкладах Любомирівського родовища можна зробити наступні висновки [3].

Виконаний обсяг геолого-геофізичних досліджень свердловин і задовільна якість матеріалів дозволили вивчити його геологічну будову, провести кореляцію розрізу, виділити пласти-колектори, оцінити їх ефективні товщини, пористість і нафтогазонасиченість. В зв'язку з недостатнім об'ємом інформації по лабораторних вимірах на керні і даних геофізичних досліджень при визначенні підрахункових параметрів і обґрунтуванні граничних значень були застосовані петрофізичні залежності по Тимофіївському, Гадяцькому та Куличихинському родовищах [6].

Ефективні товщини продуктивних пластів визначені за результатами комплексної інтерпретації всіх геофізичних параметрів із врахуванням встановлених критичних значень, тісно пов'язані із колекторськими властивостями, а також нижніх границь відкритої пористості та проникності порід [6].

Коефіцієнт пористості колекторів визначено для всіх перетинів пластів по акустичному і радіоактивному каротажу. До підрахунку запасів коефіцієнт пористості рекомендовано, в основному, по методах АК-ГК. Коефіцієнт нафтогазонасичення продуктивних пластів визначено відомим і перевіреним

методом опорів з використанням експериментальної залежності  $P_H = f(K_B)$ , побудованою за даними лабораторних досліджень керну. Параметри продуктивних пластів за даними геофізичних методів детально характеризують пласти-колектори по площі та розрізу і можуть бути прийняті до підрахунку запасів [6].

## 6 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Любомирівське нафтогазоконденсатне родовище згідно нафтогазогеологічного районування входить до складу Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Щільність прогнозних вуглеводневих ресурсів для даної території становить 50-100 тис. т умовного палива на км<sup>2</sup>. Поклади виявлені в широкому стратиграфічному діапазоні розрізу від юрських відкладів до кори вивітрювання кристалічного фундаменту. Нижньокам'яновугільні відклади є основним регіонально продуктивним комплексом. Найближчим до Любомирівського родовища є Тимофіївське, також неподалік відкриті - Підлісківське, Куличихинське, Гадяцьке, Новотроїцьке, Римарівське нафтогазоконденсатні родовища, промислова продуктивність яких пов'язана з широким стратиграфічним діапазоном нижньокам'яновугільного та девонського продуктивних комплексів в інтервалі глибин 3400-4500 м. За результатами пробурених на даний час свердловин на Любомирівському родовищі поклади вуглеводнів виявлені в горизонтах В-16, В-18, В-21-22, візейського ярусу нижнього відділу кам'яновугільної системи та в горизонті Фм-1 фаменського ярусу верхнього відділу девонської системи. За існуючою класифікацією, виконаною Українською нафтогазовою академією (автори О.Д. Білик, Л.В. Курилюк, М.П.Зюзькевич, П.Т.Павленко), яка більш детально конкретизує параметри визначення особливостей родовищ та покладів, Любомирівське НГКР по кількості покладів відноситься до багатопкладного типу, пластового класу, наложеного виду, а поклади – до нахилених, пластових, тектонічно та літологічно (складно) обмежених, порушених тощо. Свердловинами розкрито 4 нафтогазоносні горизонти (В-16, В-18, В-21-22, Фм-1) в яких виділено 8 продуктивних пластів (В-16а, В-16б, В-18, В-21-22а, В-21-22б, Фм-1а, Фм-1б, Фм-1в), що містять в собі 10 покладів на глибинах 3868,0-4250,0 м. Поклади вуглеводнів пластові, тектонічно і літологічно обмежені, складнообмежені (тектонічними порушеннями, літологічними заміщеннями). Колекторами є

пісковики і пісковики глинисті. Найбільшими за величиною запасів вуглеводнів є поклади пластів В-16а та Фм-1б. У відповідності до геологічного завдання в звіті приведені дані лише по двох продуктивних пластах (В-16а, В-16б), які розкриті свердловиною №2 в окремому тектонічному блоці. Характеристика покладів приведена нижче [2].

Пласт В-16а стратиграфічно приурочений до XI мікрофауністичного горизонту. Пласт-колектор розкритий св. №2 в інтервалі глибин 3868,0-3871,8м (-3730,0÷-3733,8 м). За даними ГДС пласт представлений прошарком проникного нафтонасиченого пісковика ефективною товщиною 0,8 м, відкритою пористістю 8,2%, нафтонасиченістю 64%. Нафтоносність пласта встановлена за даними ГДС та підтверджена випробуванням в експлуатаційній колоні в інтервалі 3871,5-3868,05м абс. відм. (-3733,5 ÷-3730,5м) одночасно з пластами В-16б та В-21-22а. В процесі дослідження було отримано промисловий приплив газу дебітом 6,2 тис.м<sup>3</sup>/д та 3,8 м<sup>3</sup>/д вуглеводневої рідини при рівні води 2729 м. За даними ГДС-контролю незначне поступлення газу відмічається з інтервалів, 3893,5-3891,0 м, 3890,0-3887,5 м, інтервал перфорації 3896,5-3894,5 м практично не працює. Після освоєння свердловина самозадавлювалась рідиною. Протягом 01.05.-14.05.2020 р. проведена перфорація в інтервалах 4104,0-4103,0 м, 3893,0-3891,0 м, 3890,0-3888,0 м, 3871,0-3868,0 м пefоратором ПКО-89 по 10 отв./м та інтенсифікація горизонтів ПГ ГАЗ-ГАН-102 в інтервалах 4104,0-4103,0 м, 3893,0-3891,0 м, 3890,0-3888,0 м, 3871,0-3868,0 м. Після освоєння свердловина працювала в пульсуючому режимі з дебітом газу – 6,2 тис. м<sup>3</sup>/д, вуглеводневої рідини – 6,5 м<sup>3</sup>/д. Свердловина введена в експлуатацію 01.01.2021 р. В процесі експлуатації спостерігалось падіння дебітів, що може бути пов'язане із неякісним розкриттям пласта в процесі випробування експлуатаційної колони. З метою інтенсифікації (покращення ФЄВ привибійної зони) в червні 2021 року був проведений гідророзрив пласта. За даними локатора муфт, в інтервалі запису відмічаються проперфоровані інтервали: 3868-3871 м, 3871-3887 м, 3887.5-3890 м; 3890-3893 м; всі інші проперфоровані інтервали знаходяться нижче глибини

доходження приладу. За даними термометрії навпроти проперфорованих інтервалів 3868-3871 м, 3871-3887 м, 3888-3890 м; 3890-3893 м з глибини 3868 м відмічається зміна термоградієнту, що пов'язано із зміною середовища. Також в інтервалі 3868-3876 м відмічаються локальні зниження температури, що пов'язані з поступленням з проперфорованого інтервалу суміші рідини, конденсату та невеликої кількості газу. В інтервалі 3876–3890 м спостерігається незначне зниження градієнту, що також може бути пов'язано з незначним поступленням газу з проперфорованих інтервалів. Поклад пластовий, нахилений, тектонічно обмежений. Розміри покладу 0,40×0,28 км, висота – 17,4 м. В напрямку занурення пласта, поклад обмежений площиною УВНК, що відповідає абсолютній відмітці (-)3741,4 м (НГВП плюс подвійна товщина пласта в св.№2) [2].

Пласт В-166 стратиграфічно приурочений до XI мікрофауністичного горизонту. Пласт-колектор св. №2 розкритий в інтервалі 3887,8-3893,2 м (-3749,8÷-3755,2 м). За даними ГДС пласт представлений двома прошарками газонасиченого пісковика. Сумарна ефективна газонасичена товщина становить 3,4 м, пористість 9,9%, газонасиченість 65%. Промислова нафтогазонасиченість пласта доведена випробуванням в експлуатаційній колоні. Пласт В-166 випробуваний в інтервалі 3896,5-3894,5 м (-3758,5÷-3756,5 м) разом з пластами В-16а, В-21-22а. В результаті дослідження отримано приплив газу дебітом 6,2 тис.м<sup>3</sup>/добу, конденсату 3,8 м<sup>3</sup>/добу. В 2020 р. свердловина була введена в експлуатацію. Станом на 01.08.2022 р. із свердловини (пласти В-16б, В-21-22а) видобуто 1,036 млн.м<sup>3</sup> газу та 1,366 тис. т нафти (додаток В). Поклад пластовий, склепінний, тектонічно екранований. Розміри покладу 0,50×0,33 км, висота покладу 23,0 м. Контакт газ-нафта у свердловині не встановлений і прийнятий по підшві газонасиченого пласта, розкритого свердловиною, як УГНК (абсолютна відмітка -3755,2 м). Враховуючи дані розробки покладу також був прийнятий контакт УВНК, що відповідає абсолютній відмітці (-)3766,0 м (УГНК плюс подвійна товщина пласта в св.№2). Слід відмітити, що в покладі пласта В-16б (блок св. №2) пластовий тиск дещо понижений відносно

гідростатичного тиску. Це можна пояснити тим, що за даними профільних побудов через порушення II-II можливий гідродинамічний зв'язок даного покладу з покладами сусіднього Тимофіївського родовища через пласт В-16а. Саме за рахунок розробки Тимофіївського родовища відбулося зниження пластового тиску в блоці св. №2 покладу пласта В-16б [2].

Характеристика покладів наведена у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Характеристика покладів Любомирівського родовища

Пласт	Блок свердловини	Тип покладу за флюїдом	Прийняте положення ГВК, УГВК, НГВП	Найвища абсолютна відмітка покладу, м	Абсолютна відмітка $\frac{1}{2}$ висоти покладу, м	Розміри покладу			Ефективна нафтогазонасичена товщина, м	Середньозважена пористість, %	Тип покладу
						довжина, км	ширина, км	висота, м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В-16а	2	Н	УВНК -3741,4	-3724,0	-3732,7	0,40	0,28	17,4	0,8	8,2	Пластовий, нахилений, тектонічно обмежений
В-16б	2	НГК	УГНК -3755,2 УВНК -3766,0	-3743,0	-3754,5	0,50	0,33	23,0	3,4	9,9	Пластовий, нахилений, тектонічно обмежений

## 7 ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ТА ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ

### 7.1 Гідрогеологічні умови

В загальній гідродинамічній системі Дніпровсько-Донецької западини Любомирівська ділянка належить до північного гідрогеологічного району. Спеціальні гідрогеологічні дослідження в межах Любомирівської ділянки не проводились. На поблизу розташованих родовищах відомості про підземні води отримані по свердловинах пошукового та розвідувального буріння на нафту і газ, де в процесі випробування були отримані припливи пластових вод. При цьому, проводився комплекс дослідницьких робіт, а саме: відбір пластової води, розчиненого в ній газу, виміри дебіту води, динамічних та статичних рівнів, температури, пластових тисків. Відібрані проби пластової води досліджувались в лабораторії для визначення фізичних та хімічних властивостей. Аналіз отриманих результатів та співставлення їх з фактичними даними, отриманими при дослідженні свердловин на поблизу розташованих родовищах (Куличихинське, Тимофіївське, Римарівське, Гадяцьке, Новотроїцьке та інші), що знаходяться в одному гідрогеологічному районі і більш детально вивчені в процесі тривалої експлуатації, свідчать про те, що гідрогеологічні умови Любомирівської ділянки не є аномальними і можуть бути висвітлені в комплексі з вище переліченими родовищами. Весь комплекс порід від девонських до четвертинних відкладів, що приймають участь в геологічній будові як ділянки, так і Дніпровсько-Донецької западини, в цілому, є водоносним. Пластові води приурочені, головним чином, до гранулярних колекторів і в меншій мірі до тріщинуватих карбонатних порід. Враховуючи умови залягання, хімічний склад та геологічну історію формування покладів, в межах розкритої частини розрізу виділяють дві гідродинамічні зони – зону активного та зону уповільненого водообміну. В основу їх виділення покладені літолого-фаціальні особливості розрізу, умови залягання, водоносність, характер гідравлічного зв'язку з вище- та нижчезалягаючими водоносними горизонтами. Верхня гідродинамічна зона містить кайнозойський та сеноман-нижньокрейдвий-верхньоюрський водоносні комплекси, розділені між собою

водотривкою крейдовою товщею. Водонесний комплекс кайнозойських відкладів приурочений до пісків та пісковиків палеогену, неогену та четвертинних утворень, містить прісні води гідрокарбонатно-кальцієвого типу з мінералізацією 0,5-2,4 г/л. Завдяки неглибокому залягання, значній водозбагаченості та добрій якості, ці води широко використовуються в народному господарстві для водопостачання. Сенман-нижньокрейдвий-верхньоюрський водонесний комплекс приурочений до різнозернистих пісків, пісковиків та алевролітів. Дебіти свердловин досягають 25 м<sup>3</sup>/год. Водонесний комплекс напірний, п'езометричні рівні встановлюються на глибинах порядку 60-80 м. За хімічним складом підземні води відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією до 5 г/л. Підшва верхньої гідрогеологічної зони залягає на глибинах близько 1345-1530 м. Нижня гідрогеологічна зона розкрита в межах глибин 1345-4428 м і містить водонесні комплекси нижньомезозойських і палеозойських відкладів – середньоюрський, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньо-кам'яновугільний, нижньокам'яновугільний та девонський, які розділені між собою товщами та прошарками слабопроникних порід тріасової, пермської, середньо- і нижньокам'яновугільної систем та відділів. Регіональним водоупором, що розділяє нижню і верхню гідродинамічні зони, виступає верхньоюрська глиниста товща [1].

Водовмісними породами середньоюрських відкладів є пісковики байоського ярусу, які залягають на глибинах близько 1479 м (свердловина № 32-Куличихинська) – 1692 м (свердловина № 2-Підлісківська). За хімічним складом підземні води відносяться до хлоридно-кальцієвих розсолів з мінералізацією до 100 г/л, ступінь метаморфізації складає ( $r \frac{Na}{Cl} = 0,84-0,85$ ). Водонесний комплекс містить напірні води, п'езометричні рівні встановлюються на глибинах, близько 40 м від устя свердловин. Водовмісними породами тріасових відкладів є пласти різнозернистих пісковиків. Залягають вони на глибинах 1893-2373 м (покрівля) і утворюють досить потужний (товщиною 100-225 м) водонесний горизонт. Підстеляються водонасичені

пласти піщано-глинистими відкладами тріасу (Тпг) та нижньопермського або верхньокам'яновугільного віку, перекриваються товщею строкатих глин (Тг) та карбонатних відкладів (Тпк), які виступають в розрізі як надійний водоупор, що розділяє байоський та тріасовий водоносні горизонти. Води тріасу високонапірні, п'езометричні рівні встановлюються на глибинах 60-280 м, напори досягають 650-1000 м. Водозбагаченість горизонту залежить від літологічного складу водовмісних порід. Дебіти свердловин на сусідніх площах і родовищах коливаються від 2,74 м<sup>3</sup>/добу (Глинсько-Розбишівське) до 105 м<sup>3</sup>/добу (свердловина № 10-Тимофіївська) при середньодинамічному зниженні 137 м та 130 м, відповідно. За хімічним складом води хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією до 142 г/л. Ступінь метаморфізації становить близько 0,81-0,86. Вміст мікрокомпонентів у водах тріасу значно менше, ніж у водах нижчезалягаючих відкладів. Водоносний пласт пісковика пористістю 18,5% та товщиною 20 м (2876-2896 м) картамишської світи нижньопермського віку зафіксовано в свердловині № 2 - Підлісківська. Водоносний горизонт не випробувався. Відомості про водоносність верхньокам'яновугільних відкладів отримані при дослідженні ВПТ інтервалу 2953-2940 м у свердловині № 13-Куличихинська. У процесі випробування отримали приплив мінералізованої води з водорозчинним газом – 4,7 м<sup>3</sup>. За висновками лабораторних досліджень мінералізована вода представлена пластовою водою хлоридно-кальцієвого типу питомою вагою 1119 кг/м<sup>3</sup> та мінералізацією 186,92 г/л. До складу пластової води входять мікрокомпоненти – йод, бром, бор, амоній, які мають фонові значення, характерні для вод верхньокам'яновугільних відкладів північного гідрогеологічного району. Водорозчинний газ має вуглеводнево-азотний склад. Вміст метану складає 36,15 об'ємних відсотка, азоту – 62,47%. Води із відкладів нижньопермського та верхньокам'яновугільного віку були також отримані при дослідженні багатьох свердловин Глинсько-Розбишівського родовища і коливаються від 5 до 172 м<sup>3</sup>/добу при незначних зниженнях рівня. За даними регіональних узагальнень, водоносні горизонти напірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 150-210 м. Пластові води відносяться до хлоридно-кальцієвих розсолів з мінералізацією 141-178 г/л. Коефіцієнти

метаморфізації коливаються в межах 0,74-0,80. Сульфатність вод незначна. Водорозчинні гази мають азотно-вуглеводневий та вуглеводнево-азотний склад [6].

Водоносні горизонти середньокам'яновугільного комплексу приурочені до пластів пісковиків московського та башкирського ярусів, розкриті та випробувані ВПТ в свердловинах №№ 3-Любомирівська та 36-Куличихинська, де з відкладів башкирського ярусу отримали пластову воду питомої ваги 1065-1145 кг/м<sup>3</sup>. Водоносні пласти середньокам'яновугільних відкладів досліджувалися також в свердловинах Глинсько-Розбишівського родовища. Дебіти отриманих припливів вод коливаються від 1,035 до 140 м<sup>3</sup>/добу при незначних зниженнях рівня. Статичні рівні встановлюються на глибинах 120-200 м від устя свердловин. Води відносяться до розсолів хлоридно-кальцієвого типу (по В.Суліну), високомінералізовані (мінералізація коливається в межах 150-223,26 г/л), високометаморфізовані (коефіцієнти метаморфізації складають 0,76-0,67). Сульфатність вод низька. До складу вод в незначних кількостях входять мікрокомпоненти (йод, бром, бор, амоній). Водорозчинні гази мають азотно-вуглеводневий та вуглеводневий склад. Пластові води нижньокам'яновугільних відкладів досліджувались ВПТ в процесі буріння та при випробуванні перспективних на нафту і газ інтервалів в колонах свердловин Підлісківського, Куличихинського, Тимофіївського та Любомирівського родовищ. Водонасиченими породами є пласти пісковиків та алевролітів верхньовізейського віку. Водоносний комплекс характеризується високими напорами. Статичні рівні встановлюються на глибинах від 66 до 237 м. Води з незначними дебітами від 1,86 до 5,2 м<sup>3</sup>/добу при середньодинамічних зниженнях 400 та 1577 м відповідно були отримані при дослідженні горизонтів В-15, В-16, В-17, В-18, В-21, В-22-23 в свердловинах №2-Любомирівська, № 9-Куличихинська, № 2-Тимофіївська, № 1-Підлісківська. При випробуванні цих горизонтів ВПТ в свердловинах № 36-Куличихинська та № 19-Підлісківська отримані дещо більші дебіти, що складають 38,0-115,2 м<sup>3</sup>/добу. В свердловині № 1 Любомирівська при випробуванні за допомогою ВПТ горизонту В-16 в інтервалі 3934-3980 м отриманий приплив пластової води густиною 1146 кг/м<sup>3</sup>,

при випробуванні за допомогою ВПТ горизонтів В-17-В-18 в інтервалі 4042-4105 м отриманий приплив води густиною 1102 кг/м<sup>3</sup>, дебітом 374 м<sup>3</sup>/доб. В новопробуреній св. №2-Любомирівська при дослідженні горизонтів В-16 та В-21-22 одночасно (інт. 3868-4110 м), було отримано пластову воду густиною 1164 кг/м<sup>3</sup> з мінералізацією 233,307 г/л. Також приплив пластової води був отриманий з горизонту Фм-1 в свердловинах №№ 2,3 (Любомирівські). Їх густина коливається в межах 1175-1188 кг/м<sup>3</sup>, мінералізація – 247,777-251,86 г/л. Проби, в яких була встановлена наявність технічної рідини в опис гідрогеологічних умов не включалися. За хімічним складом пластові води верхньовізейського водоносного комплексу представлені розсолами хлоридно-кальцієвого типу з високою мінералізацією 195,9-305,9 г/л [6].

Взагалі пластові води верхньовізейських відкладів мають дуже високу ступінь метаморфізації ( $r \frac{Na}{Cl} = 0,56 - 0,83$ ), що вказує на уповільненість водообігу. Води практично безсульфатні, або малосульфатні, коефіцієнти сульфатності складають 0,0001-0,00343. До складу пластових вод входять мікрокомпоненти: йод (5,20-25,68 мг/л); бор (8,43-28,71 мг/л); бром (82,85-225,82 мг/л); амоній (97,85-173,36 мг/л). Водорозчинні гази за своїм складом, в основному, є вуглеводневими з переважаючим вмістом метану, який досягає 87,42-88,57 об'ємних відсотків, вміст азоту коливається від 2,42 до 5,23%, двоокис вуглецю – 0,99-2,49%. Девонські відклади розкриті свердловинами № 13-Куличихинська (D<sub>3f</sub>) та № 2-Підлісківська (D<sub>3fm</sub>). Відклади D<sub>3f</sub> представлені карбонатною глинистою брекчією, за висновками ГДС, ущільнені. Пісковики горизонту D<sub>3fm</sub> (свердловина № 2-Підлісківська), що залягають під верхньовізейськими відкладами на глибині близько 3780 м прошарками товщиною від 1,2 м до 42,8 м в товщі аргілітів, алевролітів, вапняків за висновками ГДС обводнені і утворюють потужний водоносний комплекс. Пористість пісковиків змінюється від 11,5 до 23%, що вказує на високі фільтраційні властивості водовмісних порід. Припливи пластової води питомою вагою 1150-1193 кг/м<sup>3</sup>, дебітом 86,3 та 345,3 м<sup>3</sup>/добу отримали при випробуванні інтервалів 4216-4210 м в свердловині № 2-Тимофіївська та 4283-4299 м в свердловині № 18-Куличихинська, відповідно. За хімічним складом

пластові води девонських відкладів відносяться до розсолів хлоридно-кальцієвого типу, мінералізація яких досить висока і досягає 280 м<sup>3</sup>/добу. Характерною рисою вод цих відкладів є дуже висока ступінь метаморфізації, яка досягає значень  $r \frac{Na}{Cl} = 0,61$ . Із мікрокомпонентів у пластовій воді визначені йод (11,44-16,68 мг/л); бор (13,33-17,40 мг/л); бром (150,55-170,18 мг/л); амоній (70,52-124,18 мг/л). Водорозчинні гази вуглеводневого складу. Загальний вміст вуглеводнів досягає 96,19 % з переважаючим вмістом метану (СН<sub>4</sub> = 94,38%) [6].

## 7.2 Термобаричні умови

Термобаричні умови Любомирівської площі охарактеризовані на основі аналізу результатів вимірів пластових тисків і температур, проведених при випробуванні свердловин Тимофіївська № 5, Любомирівська № 1, аналізу умов буріння свердловин та результатів вимірів геотермічного градієнту. В свердловині № 5 Тимофіївська вимір пластового тиску проведений при випробуванні візейських відкладів під час дослідження в колоні горизонту В-16а в інтервалі 3885-3870 м. Виміряна величина пластового тиску становила 41,59 МПа на глибині 3877,5 м, градієнт пластового тиску становить 0,0107 МПа/м, що відповідає розрахунковому гідростатичному. В свердловині № 1 Любомирівська вимір пластового тиску проведений при випробуванні візейських відкладів (горизонт В-16) за допомогою ВПТ в інтервалі 3934-3980м. Визначена величина пластового тиску становила 42,18 МПа на глибині 3938 м, що відповідає градієнту пластового тиску 0,0107 МПа/м. Виміри початкових пластових тисків проведені при випробуванні відкладів серпуховського і візейського ярусів нижнього відділу кам'яновугільної системи та фаменського ярусу девону в свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 11 в інтервалі глибин 3455-4232 м. Про характер розподілу пластових тисків до глибини проведення інструментальних замірів непрямо свідчить густина промивальної рідини, що використовувалась при бурінні свердловин. Буріння свердловин до проектних глибин 4137-5202 м проводилось з використанням бурового розчину

густиною 1200-1340 кг/м<sup>3</sup> без ускладнень, пов'язаних з газопроявами або поглинанням промивальної рідини. При випробуванні серпуховських відкладів вимір пластового тиску проведений в свердловині № 87 (інтервал випробування 3467-3475 м; 3465-3455 м). Виміряна величина пластового тиску нижче умовного гідростатичного, градієнт становить 0,009 МПа/м. Виміри пластового тиску при випробуванні візейських відкладів (горизонти В-16, В-17, В-18, В-19-20, В-21-22) проведені в свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 11 в інтервалі глибин 3834-4119 м. Величини градієнтів пластового тиску визначені при випробуванні продуктивних пластів з отриманням припливу газоконденсатної суміші або нафти змінюються в межах 0,0105-0,0108 МПа/м. При випробуванні водоносної частини горизонтів величини градієнтів пластового тиску становлять 0,0101-0,0105 МПа/м. В процесі випробування девонських відкладів (горизонт Фм-1) виміри пластового тиску проведені в свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 11 в інтервалі глибин 4119-4232 м. Виміряні величини пластового тиску відповідають градієнтам 0,0104-0,0108 МПа/м. Величина пластового тиску визначена при випробуванні водоносного горизонту в свердловині № 5 відповідає градієнту 0,0105 МПа/м. За результатами аналізу умов буріння та величин пластового тиску, заміряних при випробуванні свердловин, можливо зробити висновок, що характер розподілу пластових тисків в межах Любомирівської ділянки підпорядковується гідростатичному закону, в основному відповідає регіональному гідростатичному тиску північної зони ДДЗ, який описується рівнянням  $P=0,011138 \cdot H-0,74$ , але має деякі відмінності. За результатами вимірів пластових тисків, проведених при випробуванні водоносних горизонтів Тимофіївського родовища або аналогів продуктивних пластів в водоносній частині, лінія розподілу гідростатичного тиску була скоригована і використана для визначення початкових пластових тисків покладів вуглеводнів.

Для оцінки запасів вуглеводнів визначення початкових пластових тисків покладів проводилось на відмітках, що відповідають половині висоти покладу. Розрахунки проводились з використанням скоригованої лінії розрахункового гідростатичного тиску, що визначається рівнянням  $P=0,0113 \cdot H-0,953$ ,

результатів визначення пластових тисків при випробуванні свердловин, густини флюїду в пластових умовах і гіпсометрії розташування покладу (рис. 7.1). Температурні умови Любомирівської ділянки характеризуються результатами вимірів геотермічного градієнту в свердловинах №№ 7 Тимофіївська, і свердловинах №№ 9, 18, поблизу розташованого Куличихинського та №2 Гадячського родовищ, проведених до глибини 4300, і 4200, 4200 та 5000 м, відповідно. Величини геотермічного градієнту змінюються в межах 1,56-2,72°C/100 м, максимальна пластова температура виміряна в свердловині № 9 Тимофіївська і становить 136 °С на глибині 5000м. При випробуванні свердловин виміри температури проводились в умовах неусталеного температурного режиму і дещо відрізняються від результатів вимірів термоградієнтів, тому розрахунок величин пластової температури покладів проводився за даними розрахованого середнього геотермічного градієнту, екстрапольованого на потрібну глибину [10].

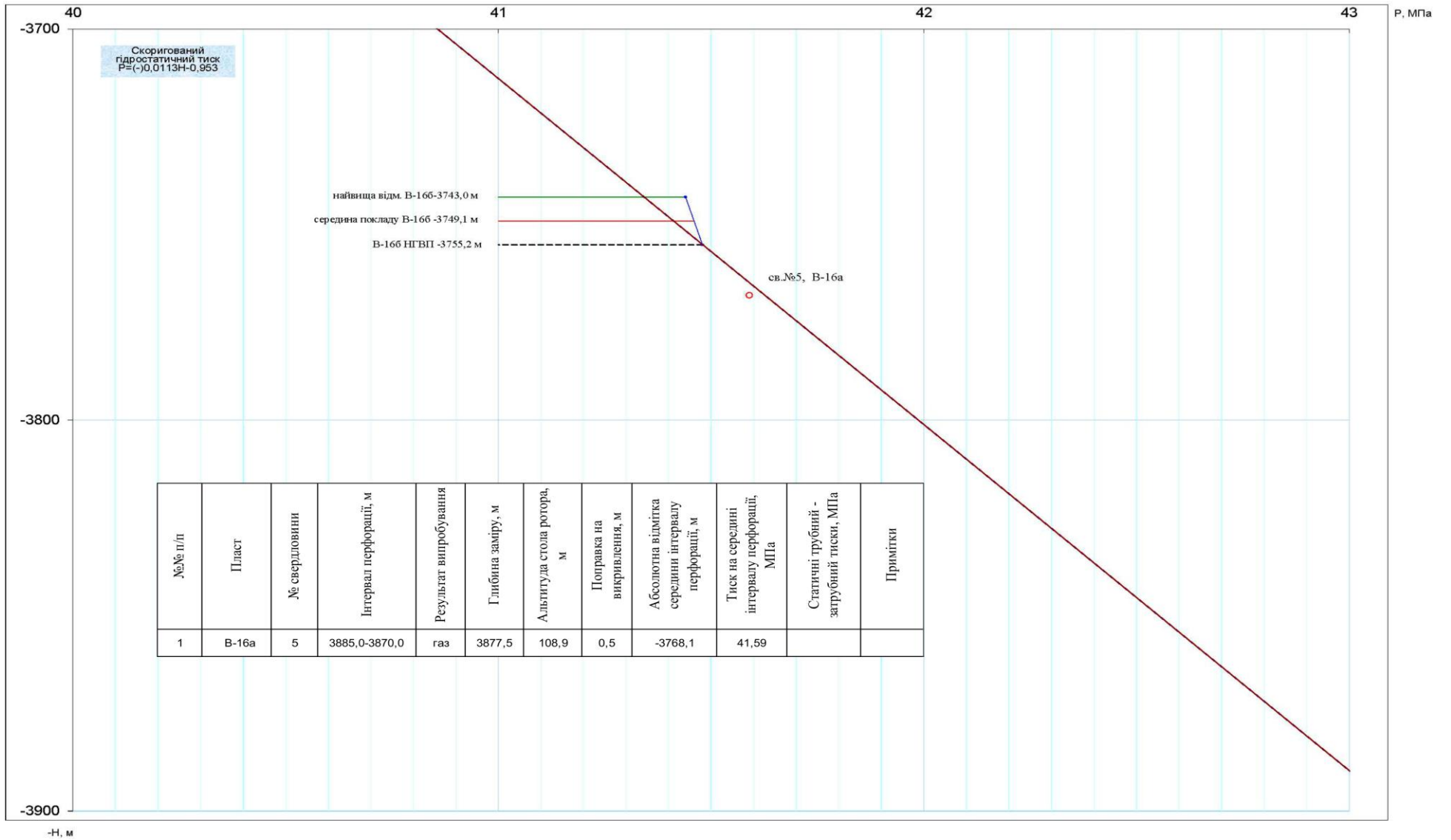


Рисунок 7.1 – Таблиця та еюра розподілу початкових пластових тисків

## 8 СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ, ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ

### 8.1 Компонентний склад вільних газів

Склад вільного газу та його фізико-хімічні властивості вивчалися за результатами досліджень проб, відібраних при дослідженні свердловин №№ 2, 3, після розкриття ними фаменських та візейських відкладів (гор. В-21-22, ФМ-1) в широкому інтервалі глибин. Проби газу відбиралися на усті, через сепаратор та на тимчасовій дослідно-промисловій установці підготовки вуглеводнів Любомирівської площі (ТДПУПВ Любомирівська) (заг. кол). Аналізи газу окремо із свердловини №3 не відбиралися, а лише спільно з св. №2 на ТДПУПВ, тому в таблиці вони приведені як довідкові дані. Результати визначення компонентного складу та фізико-хімічна характеристика газу наведена в таблиці 8.1. Пласт ФМ-1а. За даними аналізу проб газу відібраного із свердловини №2 вміст метану становить – 80,254-84,704 % мол., етану – 5,230-5,418 % мол., пропану – 2,600-2,719 % мол., бутанів – 0,958-1,045 % мол.. Вміст вуглеводнів складу  $C_{5+вищі}$  змінюється в межах 0,966-0,967 % мол. Показник «сухості газу» ( $CH_4/\sum_{BV}$ ) – 8,228-8,346. Невуглеводневі компоненти представлені азотом – 3,553-8,516 % мол., киснем – 0,015-0,056 % об. і діоксидом вуглецю – 1,463-1,540 % об. Вміст гелію не визначався. Відносна густина газу в межах 0,6748-0,6912. Пласти В-21-22а, В-21-22б, ФМ-1а разом. Проби газу були отримані із свердловини №2 при одночасному випробуванні вищевказаних пластів. За результатами проведеного лабораторного аналізу доля метану в газі становить 80,054 % мол., вміст етану та пропану збільшився до – 8,375 та 4,833 % мол., відповідно, бутанів – 1,317 % мол. Вміст вуглеводнів складу  $C_{5+вищі}$  становить 1,120 % мол. Показник «сухості газу» ( $CH_4/\sum_{BV}$ ) – 5,117. Невуглеводневі компоненти представлені азотом – 3,593 % мол., киснем – 0,205 % об. і діоксидом вуглецю – 0,503 % об. Гелій у пробах відсутній. Відносна густина газу 0,7086 [11].

## 8.2. Характеристика пластового (видобувного) газу і конденсату

На Любомирівському родовищі газоконденсатні дослідження проведені не на початковій стадії розробки, так як пластовий тиск вже був значно знижений за рахунок гідродинамічного зв'язку із сусіднім Тимофіївським родовищем. З метою більш коректної характеристики пластової вуглеводневої системи були враховані дослідження, проведені на Тимофіївському родовищі при початкових пластових умовах. За результатами початкових газоконденсатних досліджень визначена характеристика продуктивних покладів горизонту В-16. В процесі проведення газоконденсатних досліджень для аналітичних досліджень відбирались проби газу сепарації, сирого і стабільного конденсату. На підставі даних промислових і лабораторних досліджень визначався компонентний склад і фізико-хімічні властивості пластових газів продуктивних горизонтів, а також початковий потенційний вміст вуглеводнів  $C_{5+}$ , етану, пропану, бутанів. На основі даних промислових досліджень, аналізів проб газу і конденсату, а також результатів розгазування проб нестабільного конденсату визначався склад і фізико-хімічні властивості пластового газу. Результати визначення складу пластового газу приведені в таблиці 8.2. Фізико-хімічні властивості конденсатів вивчались за результатами досліджень проб, відібраних при дослідженні свердловини № 2. Весь комплекс досліджень рідких вуглеводнів виконувався згідно з вимогами діючих методик та ГОСТів. Результати визначення фізико-хімічних характеристик конденсатів, одержаних за період досліджень, наведені в таблиці 8.3 [11].

Таблиця 8.1 – Властивості та компонентний склад вільного газу Любомирівського родовища [11].

Індекс продуктивного горизонту	Інтервал відбору, м	Відносна густина	Абсолютна густина кг/м <sup>3</sup>	Склад газу, % мол.												Нижча температура згорання мЛж/м <sup>3</sup>	CH <sub>4</sub> В.В.
				вуглеводневі								невуглеводневі					
				CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6+</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	O <sub>2</sub> (H <sub>2</sub> )		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Свердловина №2																	
<u>ФМ-1а</u> 16.01. 2020	газ сепарації, С-1	0,6912	0,8325	80,254	5,23	2,60	0,274	0,684	0,138	0,156	0,672	1,463	8,516	-	0,015	34,72	8,228
<u>ФМ-1а</u> 16.01. 2020	устя	0,6748	0,8128	84,704	5,418	2,719	0,295	0,750	0,159	0,183	0,625	1,540	3,553	-	0,056	36,51	8,346
<u>В-21-22а, В-21-22б, ФМ-1а</u> 26.01. 2020	устя	0,7086	0,8534	80,054	8,375	4,833	0,367	0,950	0,174	0,178	0,768	0,503	3,593	-	0,205	39,08	5,117
Свердловина №3																	
<u>ФМ-1б</u> 09.2020	газ сепарації, МТСУ	0,657	0,792	85,290	5,279	2,427	0,254	0,605	0,119	0,126	0,186	1,583	4,131	-	-	-	9,48
<u>В-16а, В-16б</u> 04.01. 2022	газ сепарації, УДК-1	0,6756	0,8141	85,763	6,761	3,465	0,412	0,868	0,216	0,234	0,349	1,372	0,555	-	-	38,38	6,967
Свердловина № 2,3																	
<u>В-16а, В-16б</u> 04.01. 2022	устя. заг.кол.	0,6531	0,7879	85,229	6,340	2,834	0,249	0,450	0,073	0,068	0,057	1,417	3,273	-	0,008	35,83	8,463

Таблиця 8.2 – Результати визначення складу пластового газу по свердловині №5 Тимофіївського родовища [11].

№ св	Горизонт	Інтервал перфорації	Склад пластового газу, % мольн. г/м <sup>3</sup> (в перерахунку на «сухий» газ)								Молекулярна маса	Густина		$\frac{CH_4}{V.V.}$
			Метан (CH <sub>4</sub> )	Етан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	і-бутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	н-бутан (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	Пентан+вищі (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	Азот (N <sub>2</sub> )	Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )		абсолютна, кг/м <sup>3</sup>	відносна	
5	В-16	3885-3870	<u>79,26</u> 558,083	<u>6,61</u> 87,283	<u>4,31</u> 83,474	<u>0,56</u> 14,283	<u>1,09</u> 27,825	<u>5,48</u> 358,019	<u>2,40</u> 28,883	<u>0,29</u> 5,607	25,04	1,0416	0,8644	4,39

Таблиця 8.3 – Фізико-хімічна характеристика конденсатів Любомирівського родовища [11].

Пласт Лаб.№	№ св.	Інтерва перфорації, м	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Молекулярна маса	Кінематична в'язкість, 10 <sup>-6</sup> мм <sup>2</sup> /с		Фракційний склад, об'ємн.%							Компонентний склад, мас.%					Груповий вуглеводневий склад фракції П.К.-200°С, % мас.		
					20°С	50°С	п.к. °С	до 100°С	до 150°С	до 200°С	до 250°С	до 300°С	до 350°С	сірка	асфаль- тени	смоли бен- зольні	смоли спирто- бензольні	пара- фіни	арени	нафтени	алкани
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<u>ФМ-1а</u> №12758 15.01. 2020	2	4166-4164	-	-	1,07	-	36	29,0	62,0	74,0	80,5	86,0	90,0	0,3200	0,74	0,94	0,83	0,32	-	-	-
<u>В-21-22а,</u> <u>В-21-22б,</u> <u>ФМ-1а</u> №12784 24.01. 2020	2	4152,4-4151,4 4150,4-4149,4 4148,4-4145,4 4110,0-4107,0 4104,0-4103,0 разом з 4166-4164	-	-	1,718	-	34	18,0	39,0	49,0	59,3	67,5	75,0	0,0909	відс.	2,09	1,62	1,36	-	-	-
<u>В-21-22а,</u> <u>В-21-22б,</u> <u>ФМ-1а</u> №12820 06.02. 2020	2	товарна ємність	825,6	-	2,75	-	84	4,0	32,5	47,5	58,8	70,0	78,5	0,1082	-	-	-	1,18	-	-	-
<u>ФМ-1б</u> №32 19.08. 2020	3	ємність Р-1	796,0	-	-	-	40	21,5	44,0	54,0	61,3	73,5	-	-	-	20,96		8,7	-	-	-
<u>ФМ-1б</u> №33 19.08. 2020	3	ємність С-2	725,0	-	-	-	39	55,0	73,0	77,5	80,0	-	-	-	-	1,27		3,5	-	-	-
<u>ФМ-1б</u> №34 17.08. 2020	3	4236-4233	786,0	-	-	-	45	20,5	56,5	78,5	87,3	96,5	-	-	-	13,8		3,17	-	-	-
<u>ФМ-1в,</u> <u>ФМ-1б</u> №53 04.03. 2021	3	4246-4244 4236-4233	847,0	-	-	-	46,2	15,0	40,0	50,0	57,3	67,0	-	-	-	8,17		7,9	-	-	-

Закінчення таблиці 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<u>ФМ-1</u> №13752 06.04. 2021	3	4244-4246	813,3	-	2,04	1,31	58,0	17,5	49,0	61,0	68,0	74,0	79,0	0,091	1,87	1,82	0,81	3,02	-	-	-
<u>В-16а,</u> <u>В-16б</u> 28.12. 2021	3	3964-3969; 3990-3997; 3999,5- 4001,5	731,5	108,934	0,82	-	28,0	34,0	62,0	74,0	81,0	85,0	-	0,0109	-	відс.	0,3	-	-	-	
<u>В-16а,</u> <u>В-16б</u> 04.01. 2022	3	3964-3969; 3990-3997; 3999,5- 4001,5	774,0	-	-	-	20,3	25,5	47,0	58,5	67,5	76,0	-	-	-	1,7	0,3	-	-	-	
<u>В-16а,</u> <u>В-16б</u> 06.05. 2022	3	3964-3969; 3990-3997; 3999,5- 4001,5	742,0	-	-	-	29,3	34,0	70,0	84,5	90,5	-	-	-	-	0,12	0,14	-	-	-	

Пласт ФМ-1а. При дослідженні конденсату із св. №2 його густина не визначалася. Кінематична в'язкість становить  $1,07 \cdot 10^{-6}$  мм<sup>2</sup>/с (при 20°C). Конденсат малопарафінистий – 0,32 % ваг парафіну. Вміст смол у ньому становить 1,77 % ваг., асфальтени – відсутні. Початок кипіння конденсату становить 34°C, а при температурі до 350 °С, википає 90 % об. його вмісту. На бензинові фракції (від початку кипіння до 200°C) у ньому припадає 74,0 % об. Пласти В-21-22а, В-21-22б, ФМ-1а. Густина конденсату, який був відібраний з сепаратора (св. №2), не визначалася, а при визначенні її в товарній ємності, показник був на рівні 825,6 кг/м<sup>3</sup>. В'язкість при 20 °С становила  $1,718 - 2,750 \cdot 10^{-6}$  мм<sup>2</sup>/с. Конденсат малосірчистий: сірки – 0,0909-0,1082 % ваг. Вміст парафінів – 1,18-1,36 % ваг., а на смоли припадає 0,00-3,71 % ваг. Асфальтени в пробах відсутні. Вміст бензинових фракцій становить 47,5-49,0 % об., а вихід світлих фракцій (до 350°C) – 75,0-78,5 % об. Пласт ФМ-1б. Конденсат для досліджень відібраний лише із св. №3 (в основному з ємностей). Густина його змінюється в межах 725,0-796,0 кг/м<sup>3</sup>. Кінематична в'язкість не визначалась. Конденсат парафіновий та високопарафіновий – 3,17-8,7 % ваг парафіну. Вміст смол у ньому доволі високий і становить 1,27-20,96 % ваг., асфальтени – відсутні. Початок кипіння конденсату становить 39-45°C, кінець кипіння нижче 350 °С. До 300 °С википає 73,5-96,5 % об. його вмісту. На бензинові фракції припадає 54,0-78,5 % об. Пласт ФМ-1в. Конденсат відібраний лише із св. №3 при випробуванні інтервалу 4244-4246 м одночасно з пластом ФМ-1б. Густина конденсату досить висока і становить 847,0 кг/м<sup>3</sup>. Кінематична в'язкість не визначалась. Конденсат високопарафіновий – 7,9 % ваг. парафіну. Сумарний вміст бензольних і спиртобензольних смол становить 8,17 % ваг., асфальтени – відсутні. Початок кипіння конденсату становить 46,2°C, кінець кипіння – 298 °С. При цьому википає 67,0% об. його вмісту, а залишок становить 33,0% об. На бензинові фракції припадає 50,0 % об. Пласти В-16а, В-16б. Конденсат відібраний лише із св. №3. Густина його змінюється в межах 731,5-774,0 кг/м<sup>3</sup>. Кінематична в'язкість визначалась при температурі 20 °С та становить  $0,82 \times 10^{-6}$  мм<sup>2</sup>/с. Конденсат малопарафінистий – 0,14 - 0,3 % ваг парафіну. Вміст смол у ньому становить 0,7-1,12 % ваг., асфальтени – відсутні.

Початок кипіння конденсату становить 20,3-29,3 °С, кінець кипіння нижче 350 °С. До 300 °С википає 76,0-90,5 % об. його вмісту. На бензинові фракції припадає 58,5-84,5 % об. Газові конденсати, як і нафта, є цінною сировиною для нафтохімічної і хімічної промисловості. Окрім того, конденсат має більш високий, на відміну від нафти, вихід світлих рідких вуглеводнів і представляє собою майже чистий бензиновий концентрат, що дозволяє використовувати його в якості ідеальної сировини для виготовлення моторного пального [11].

#### 8.4 Характеристика нафти в стандартних умовах

Фізико-хімічні властивості та компонентний склад нафти на Любомирівському родовищі вивчалися за пробами, отриманими під час випробувань в свердловині № 2 візейських відкладів. Результати визначення компонентного складу та фізико-хімічні характеристики нафти в стандартних умовах наведені в таблиці 8.4. Пласт В-16а разом з В-16б, В-21-22а. Фізико-хімічні властивості нафти пласта В-16а окремо не вивчалися, а були вивчені сумісно з горизонтом В-21-22а у свердловині №2. Густина і в'язкість нафти становить 831,0 кг/м<sup>3</sup> і 6,01·10<sup>-6</sup> мм<sup>2</sup>/с при 20 °С, відповідно. Нафта малосірчиста: сірки – 0,145 % ваг. Вміст парафінів – 2,39 % ваг., а на асфальтени та смоли припадає 0,63 % ваг. та 4,53 % ваг., відповідно. Вміст бензинових фракцій (п.к.–200°С) у фракційному складі нафти становить 31,5 % об., а вихід світлих фракцій (до 350°С) – 63,0 % об. Пласт В-16а разом з В-16б. Фізико-хімічні властивості нафти пласта В-16а окремо не вивчалися, а були вивчені сумісно з вуглеводнями горизонту В-16б у свердловині №2. Густина нафти коливається в межах 816,0-830,0 кг/м<sup>3</sup>. Вміст парафінів коливається від 4,98 % ваг. до 17,98 % ваг., а на асфальтени припадає 8,661 % ваг. Вміст бензинових фракцій (п.к.–200°С) у фракційному складі нафти становить від 34,0 % об. до 47,0 % об, а вихід світлих фракцій (до 350 °С) – 78,5 % об. Основний варіант переробки нафти паливний, з отриманням компоненту автомобільного бензину. Також вона може служити сировиною для вуглеводневого синтезу, оскільки містить у своєму складі досить високий вміст ароматичних та

нафтових вуглеводнів. В зв'язку з тим, що Любомирівському родовищі в свердловинах були одночасно випробувані пласти з газоконденсатними і нафтовими покладами і вуглеводневі компоненти виносились одночасно з декількох пластів, компонентний склад супутніх нафтових газів не об'єктивно характеризує продукцію пластової вуглеводневої системи, тому він не приведений [11].

Таблиця 8.4 – Фізико-хімічна характеристика нафти Любомирівського родовища [10].

Пласт Лаб.№	№ св.	Інтервал перфора-ції, м	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Молекулярна маса	Кінематична в'язкість, 10 <sup>-6</sup> мм <sup>2</sup> /с		Фракційний склад, об'ємн.%							Компонентний склад, мас.%					Груповий вуглеводневий склад фракції П.К.-200°C, % мас.		
					20 °C	50 °C	п.к. °C	до 100°C	до 150°C	до 200°C	до 250°C	до 300°C	до 350°C	сірка	асфаль- тени	смоли бен- зольні	смоли спир- то- бен- зольні	пара- фіни	арени	наф- тени	алка- ни
ФМ-1 №12741 10.01.2020	2	4164 - 4166	891,1	-	3,49	1,65	74,0	20,0	50,0	58,0	66,0	74,0	82,0	0,080	2,63	2,60	1,46	1,24	-	-	-
В-16а, В-166, В-21-22а №13100 25.05.2020	2	3868-3871, 3891-3893, 3888-3890, 4103-4104, 4107-4110	831,0	-	6,01	2,95	57	8,0	22,0	31,5	41,0	52,0	63,0	0,145	0,63	3,08	1,45	2,39	21,036	34,451	41,142
В-16а, В-166, В-21-22а №47 17.11.2020	2	3868-3871, 3891-3893, 3888-3890, 4103-4104, 4107-4110	812,0	-	-	-	31	19,0	27,0	38,5	44,0	52,0	-	-	-	-	-	8,4	-	-	-
ємність С- 1 №54 04.03.2021	3	-	846,0	-	0,01137	-	45,1	18,0	34,0	46,0	52,0	63,5	-	-	-	8,61	8,4	-	-	-	-
В-16а, В-166 №72 06.10.2021	2	3893 – 3891; 3890 – 3888; 3887 - 3871; 3871-3868	816,0	-	-	-	31,2	18,0	30,0	37,0	42,0	54,5	-	-	-	-	-	9,27	-	-	-
В-16а, В-166 №72 06.10.2021	2	3893 – 3891; 3890 – 3888; 3887 - 3871; 3871-3868	830,0	-	-	-	41,0	10,5	24,5	35,0	47,0	59,5	-	-	-	-	-	4,98	-	-	-
В-16а, В-166 №72 06.10.2021	2	3893 – 3891; 3890 – 3888; 3887 - 3871; 3871-3868	830,0	-	-	-	51,3	9,5	25,0	34,0	43,0	54,0	-	-	-	-	-	8,05	-	-	-

Закінчення таблиці 8.4

<u>В-16а,</u> <u>В-16б</u> №72 06.10.2021	2	3893 – 3891; 3890 – 3888; 3887 - 3871; 3871-3868	816,0	-	-	-	42,3	10,3	26,5	38,0	47,0	57,5	78,5	-	-	-	-	17,98	-	-	-
<u>В-16а,</u> <u>В-16б</u> №76 16.11.2021	2	3893 – 3891, 3890 – 3888, 3887-3871, 3871 – 3868 м	830,0	-	-	-	41,0	10,5	24,5	35,0	46,0	59,0	-	-	-	-	-	4,98	-	-	-
<u>В-16а,</u> <u>В-16б</u> №76 22.12.2021	2	3893 – 3891, 3890 – 3888, 3887-3871, 3871 – 3868 м	830,0	-	-	-	51,3	9,5	25,0	34,0	47,0	54,0	-	-	-	-	-	8,05	-	-	-
<u>В-16а,</u> <u>В-16б</u> №76 6.05.2022	2	3893 – 3891, 3890 – 3888, 3887-3871, 3871 – 3868 м	816,0	-	-	-	42,3	10,3	26,5	38,0	47,5	57,5	78,5	-	-	-	-	17,98	-	-	-

#### 8.4 Характеристика нафти та розчиненого газу в пластових умовах

Дослідження глибинних проб нафти з Любомирівського родовища не проводилися, тому за аналог прийняті дослідження глибинної проби нафти із свердловини №11 Артюхівського родовища – горизонт В-18 (інт. 3965-3945 м), як такої, що найбільше відповідає даним розробки. Результати термодинамічних досліджень вказали на нафтову природу пластової системи з газовмістом  $90,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , об'ємним коефіцієнтом 1,237 і густиною пластової нафти  $779,6 \text{ кг}/\text{м}^3$ . За результатами однократного розгазування, наступного хроматографічного аналізу газу і дегазованої рідини, розраховано компонентний склад пластової суміші, визначено вміст компонентів складу  $C_{5+\text{вищі}}$  у пластовій нафті та потенційний вміст  $C_{3+\text{вищі}}$  в розчиненій газовій фазі. Частка метану в пластовій нафті становить 59,53 мол. %, гомологів  $C_2-C_4$  – 27,78 мол. %, компонентів складу  $C_{5+\text{вищі}}$  – 2,87 мол.% [11].

#### 8.5 Оцінка промислового значення компонентів, що містяться в газах

Вільні та супутні гази пластів в В-16а та В-16б Любомирівського родовища містять промислові концентрації етану, пропану і бутану. Для вільного газу пластів в цілому по родовищу вони, відповідно, становлять – 6,61-11,65 %, 4,31-11,70 % і 1,65-4,43 %. Етан, пропан і бутан можуть бути сировиною для виробництва зрідженого газу та продукції нафтохімічної промисловості. Вміст азоту у вільних та супутніх газах родовища знаходиться в непромислових концентраціях, а гелій в пробах відсутній [11].

## 9. ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Перед початком будівництва бурової необхідне пошарове зняття родючого шару ґрунту на глибину 30-40 см. При бурінні свердловин необхідно здійснювати допоміжні міроприємства по попередження проникнення фільтрату бурового розчину і стічних вод у підґрунтовий шар і водоносні горизонти, тобто гідроізоляцію дна і стінок земних амбарів. З метою попередження викидів і уникнення відкритого фонтанування на кожній свердловині повинен бути запас бурового розчину в кількості не менше двократного максимального об'єму свердловини. Для якісної ізоляції всіх нафтоносних і водоносних горизонтів тампонаж обсадних колон передбачається проводити з врахуванням підйому тампонажного розчину до устя. Ізоляція закінчених випробуванням об'єктів повинна проводитись шляхом установки цементних мостів з перевіркою їх на герметичність методом зниження рівня рідини в колоні і методом тисків. Після закінчення робіт по будівництву свердловин і демонтажу обладнання необхідно провести комплекс заходів, направлених на відновлення земель. Передбачається спалення остатків нафтопродуктів, отриманих при випробування свердловин, зняття ґрунту товщиною не менше 10 см в місцях можливого його забруднення нафтопродуктами, хімреагентами і цементом та захоронення його в амбарах разом із шламом, риття дренажних траншей для викиду води, що відстоялася, засипання амбарів з пошаровою трамбівкою, вирівнювання ям, що виникли при демонтажних роботах. Після виконання технічної рекультивації земельну площу, відведену для тимчасового користування, повертають попередньому землекористувачу в стані, придатному для проведення біологічної рекультивації [8].

Для забезпечення безпечних умов праці при будівництві і виконання основних вимог при промисловій санітарії і гігієні праці, робочий персонал повинен бути забезпечений засобами захисту працюючих: санітарно-побутовими приміщеннями, засобами індивідуального захисту – спецодягом, спецвзуттям, засобами захисту від шуму і вібрації, засобами захисту органів дихання, а також засобами контролю повітряного середовища і необхідних

рівнів освітленості. Основний тип виконуваної роботи підприємства, це камеральна обробка геологічних даних зібраних в процесі геологорозвідувальних робіт. Зокрема це; тематичні звіти, підрахунок запасів корисних копалин, проекти пошукових та розвідувальних робіт, інженерно-геологічні вишукування, лабораторна обробка та дослідження керна матеріалу, пластових флюїди і т. д. Але поряд з камеральними роботами працівникам підприємства доводиться виконувати роботи в польових умовах. Такі, як виїзди на бурову при веденні геологічного супроводу буріння, відбір зразків ґрунту, води, повітря при інженерно – геологічних вишукуваннях та моніторингу навколишнього природного середовища, топографо - геодезичних роботах. У відповідності до виконуваних робіт на підприємстві забезпечуються нормальні умови праці. При виконанні камеральних робіт основним питанням є гігієна праці та виробнича санітарія. Основна увага приділяється партії вивчення колекторських властивостей гірських порід, та пластових флюїдів. До складу даної партії входить комплексна лабораторія, що розділена на 4 підрозділи: фізика пласта, нафтова лабораторія, газова лабораторія, лабораторія пластових вод. Найголовніше для даних лабораторій є вентиляція. Для забезпечення повітрообміну та подачі свіжого повітря кожне приміщення лабораторії обладнано припливно-витяжною загальнообмінною вентиляцією оскільки, оскільки можливі випари нафти, конденсату та витоки природного газу, система рециркуляції не передбачена. Пластові флюїди після проведення досліджень упаковуються в тару транспортування та підвозяться на УППНГ для утилізації. Працівники лабораторії щорічно проходять медогляд. Забезпечення індивідуальними засобами захисту виконується постійно, кожен працівник отримує їх в залежності від виконуваної роботи. Решта приміщень де виконуються камеральні роботи обладнанні кондиційними установками універсального типу, що забезпечує мікроклімат, освітлення виконано у відповідності до нормативних документів, а також кожен робочий стіл працівника оснащений індивідуальними освітлювальними приладами. Для підтримання нормальної температури взимку на підприємстві побудована індивідуальна котельня [9].

При виконанні польових робіт кожен працівник перед відрядженням проходить позаплановий інструктаж про, що розписується в журналі інструктажів з охорони праці. При відрядженнях на бурову працівник отримує захисний шолом, проживання у спеціально відведених вагончиках. При відрядженні в польові умови працівники забезпечуються грошовими коштами для приживання в найближчому населеному пункті. Для забезпечення протипожежної безпеки кожен поверх оснащений двома вогнегасниками порошкового типу які є універсальними, а сходових проходах вивішені плани евакуацій з приміщень. Також на сходових проходах виведені стаціонарні установки пожежогасіння трубопроводи, пожежний рука знаходиться на першому поверху у чергового. Біля приміщень геологічних фондів та архіву на 3 та 4 поверсі розміщені пересувні вогнегасники типу ВПП-80. На підприємстві створена добровільна пожежна дружина (наказом директора) керівник якої щорічно проходить навчання в пожежній частині МНС України. За останні роки сталася одна пожежа внаслідок загорання баку зі сміттям через велику кількість паперу полум'я загрожувало виробничим приміщенням підприємства, пожежа була потушена зі стаціонарної установки пожежогасіння працівниками підприємства. Основна причина кинутий недопалок переходим. Після даного випадку легкозаймисте сміття утилізується окремо та на безпечній відстані від підприємства. Охорона навколишнього природного середовища, підприємство не здійснює шкідливих викиді в атмосферу. Утилізація побутових та будівельних відходів здійснюється по договору з комунальним підприємством міста. При проведенні бурових робіт розробляється розділ ОВНС (оцінка впливу на навколишнє середовище). В процесі експлуатації свердловин у відповідності до законодавчих актів проводиться моніторинг навколишнього природного середовища [9].

## 9 АНАЛІЗ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА

У процесі проведення геолого-розвідувальних робіт (1977-1984 рр.) в межах Тимофіївської площі, куди входила і Бобрицька антиклінальна складка, були пробурені дві пошукові свердловини: № 1 Бобрицька та № 5 Тимофіївська. Свердловиною № 5 Тимофіївська встановлена наявність промислового газоконденсатного покладу, приуроченого до візейського ярусу (пласт В-16а) нижнього відділу кам'яновугільної системи. Накопичений видобуток газу свердловиною № 5Т з покладу пласта В-16а становить 464,55 млн м<sup>3</sup>. У розрізі свердловини № 1 Бобрицька нафтогазонасичених пластів не виявлено, тому вона була ліквідована з геологічних причин. Станом на дату складання звіту, на Бобрицькому родовищі в експлуатації знаходяться свердловини №№2, 3. В даній роботі детально описані основні технологічні показники експлуатації свердловин № 2, яка сумісно розробляє поклади пластів В-16а, В-16б з червня 2021р [11].

### **Свердловина № 2**

Пошукова похило-спрямована свердловина №2 була споруджена на Бобрицькому родовищі з метою розвідки нафти, газу та конденсату у відкладах візейського ярусу нижнього відділу кам'яновугільної системи та відкладів верхнього відділу девонської системи. Свердловина розпочата бурінням 8 серпня 2019 року. 27 листопада 2019 року після розкриття на повну потужність потенційних колекторів у верхній частині фаменських відкладів верхнього девону з фактичним вибоєм 4298,5 м, свердловина була припинена бурінням. В результаті випробування покладу пласта ФМ-1в (I об'єкт) в інтервалі 4178 – 4181 м отримано приплив пластової води з плівкою нафти. З метою ізоляції надходження води до вибою свердловини встановлено цементний міст в інтервалі 4169 – 4176 м. 8 січня 2020 року проведено перфорацію покладу пласта ФМ-1а (II об'єкт) в інтервалі 4164 –

4166 м, в результаті чого отримано приплив флюїду з дебітами  $Q_r = 40$  тис.  $m^3/добу$ ,  $Q_k = 9,6$   $m^3/добу$ ,  $Q_v = 28$   $m^3/добу$  та тисками  $P_{тр}/P_{зтр} = 4,05/9,62$  МПа,  $P_{пл} = 24,01$  МПа. В період з 17 січня по 6 лютого без ізоляції покладу пласта ФМ-1а, проведено перфорацію в інтервалах 4151,4 – 4152,4 м, 4149,4 – 4150,4 м, 4145,4 – 4148,4 м (поклад пласта В-21-22б), 4107 – 4110 м, 4103 – 4104 м (поклад пласта В-21-22а). Дебіт газу під час досліджень складав 35,7-47,4 тис.  $m^3/добу$ , дебіт води – 6,9 - 10,2  $m^3/добу$ . В процесі досліджень відмічалось різке зниження продуктивності свердловини по вуглеводнях зі збільшенням продуктивності по пластовій воді. Надалі свердловина працювала в пульсуючому режимі з дебітом газу 15 - 18 тис.  $m^3/добу$ , вуглеводневої рідини 5 - 7  $m^3/добу$ , води 13 - 18  $m^3/добу$  при  $P_{тр} = 4,56 - 6,58$  МПа,  $P_{зтр} = 11,15 - 13,17$  МПа. За даними ГДС приплив газу, конденсату і води надходить з інтервалу 4164 – 4166 м (поклад пласта ФМ-1а), приплив вуглеводневої суміші – з інтервалів 4107 – 4110 м, 4103 – 4104 м (поклад пласта В-21-22а). З метою випробування наступного об'єкту, у квітні 2020 р. проведено роботи з вставлення цементного моста в інтервалі 4040 – 4166 м. 5 квітня 2020 року проведено перфорацію IV об'єкту покладів пластів В-16а, В-16б в інтервалах 3894 – 3896,5 м, 3891 – 3893,5 м, 3887,5 – 3890 м, 3868 – 3871,5 м. Внаслідок отримання незначного припливу вуглеводнів із останнього об'єкту випробування (горизонт В-16), в період з 7 по 20 квітня виконані роботи по капітальному ремонті. Цементний міст розбурено до глибини 4115 м, проведено реперфорацію інтервалів 4107 – 4110 м, 4103 – 4104,5 м, 3891 -3893 м, 3888 – 3890 м, 3868 – 3870 м ( В-21-22а, В-16а, В-16б) та інтенсифікацію продуктивного пласта В-21-22а пороховими зарядами ПГ ГАЗ-ГАН. Після освоєння інтенсивність роботи покладу пласта В-21-22а за даними ГДС дещо покращились, однак свердловина і далі самозадавлювалася рідиною, кількість якої збільшилась. В період з 1 по 11 травня 2020 року проведено реперфорацію покладу пласта В-21-22а в інтервалі 4104 – 4103 м та покладів пластів В-16а, В-16б в інтервалах 3893 – 3891 м, 3890 – 3888 м, 3871 – 3868 м та інтенсифікацію

продуктивних горизонтів пороховими зарядами ПГ ГАЗ-ГАН. Після відстрілу другого заряду в інтервалі 4103-4104 м при спробі вийти в НКТ отримали затяжку, а в подальшому при розходжуванні обрив корпусу порохового заряду з грузами. Після проведення освоєння, свердловина періодично виносить вуглеводневу рідину з дебітами 6,2 тис. м<sup>3</sup>/добу газу та 6,5 м<sup>3</sup>/добу вуглеводневої рідини [11].

З 1 липня 2020 року свердловина знаходилася в пробній експлуатації з покладів пластів В-16а, В-16б та В-21-22а. Свердловина працювала газліфтним способом за допомогою компресора з періодичним самоглушінням через утворення в свердловині смолисто-парафінових відкладів. До кінця 2020 р. дебіти газу та нафти знаходилися в межах 0,58-0,1 тис. м<sup>3</sup>/добу та 4,87-0,84 т/добу відповідно. Згідно з результатами ГДС від 15.01.2021 р. вуглеводневі флюїди поступають в стовбур свердловини з перфорованих інтервалів нижче глибини проходження приладу (4058,3 м), що стратиграфічно відповідають покладу пласта В-21-22а. З початку 2021р. свердловина працювала з дебітами 0,2 тис. м<sup>3</sup> розчиненого газу та 1,36 т/добу нафти. В цей період спостерігалось незначне зростання значень масової частки води в продукції до 33,41 %, при цьому газорідинний фактор стабільно тримався на рівні 144,24 м<sup>3</sup>/т. Зважаючи на нестабільну роботу свердловини з покладу пласта В-21-22а, 26 травня 2021р. була здійснена реперфорація покладів пластів В-16а, В-16б в інтервалі 3871-3887 м. 12 червня 2021р. у свердловині проведено інтенсифікацію припливу вуглеводнів, шляхом виконання гідравлічного розриву пласта (ГРП). При підготовці до ГРП штучний вибій було відсипано пропантом до глибини 3943 м, тобто ізольовано поклад пласта В-21-22а та здійснена реперфорація покладів пластів В-16а, В-16б в інтервалі 3871-3887 м. Перед проведення робіт з ГРП робочі параметри свердловини становили:  $Q_H = 1,78$  т/добу;  $Q_G = 0,26$  тис. м<sup>3</sup>/добу;  $Q_B = 0,77$  т/добу,  $P_{тр.} = 5,98$  МПа,  $P_{зтр.} = 2,76$  МПа. В процесі ГРП у свердловину закачано 246,6 м<sup>3</sup> рідини та гелю. Після освоєння свердловини отримано приплив нафти дебітом  $\approx 5$  м<sup>3</sup>/добу, газу  $\approx 1,5-2,0$  тис.

м<sup>3</sup>, води  $\approx 3$  м<sup>3</sup>. Протягом липня-вересня 2021р. свердловина знаходилася в довготривалих дослідженнях покладів пластів В-16а, В-16б. Протягом цього періоду неодноразово здійснювалися спроби проведення геофізичних досліджень щодо визначення працюючих інтервалів, але у зв'язку з великою кількістю парафінів у продукції свердловини, що зумовили непрохідність колони НКТ, виконати їх не вдалося. Починаючи з липня 2021 року свердловина працювала стабільно, з середніми дебітами 3,59 т/добу вуглеводневої рідини та 2,75 тис. м<sup>3</sup> газу. В процесі довготривалих досліджень при цьому масова частка води коливалася в межах 21,53-56,42 %.

У жовтні свердловину введено в пробну експлуатацію з покладів пластів В-16а, В-16б терміном на 1 рік, середній дебіт газу становив 2,3 тис.м<sup>3</sup>/добу; дебіт вуглеводневої рідини (суміш нафти та конденсату) близько 3,0 т/добу. Спостерігалось поступове зменшення значення масової частки води в продукції свердловини, яка на січень 2022р. була рівною нулю. За час роботи свердловини в процесі пробної експлуатації її продуктивність знаходилася в межах по вуглеводневій рідині 2,94-4,72 т/д (вуглеводневої рідини), по газу – 2,25-3,55 тис. м<sup>3</sup>/д. В процесі експлуатації свердловини періодично видобутий газ із свердловини подавався в затрубний простір, з метою кращого виносу вуглеводневої рідини з вибою свердловини та запобіганню значного її накопичення у стовбурі. Також через значні відкладення парафіну на стінках НКТ, що призводило до зменшення діаметру прохідності, у свердловину за необхідності проводилася подача гарячої нафти. Станом на дату складання звіту середньомісячний добовий видобуток вуглеводнів свердловини становить: 2,95 т/добу суміші нафти та конденсату; 2,30 тис. м<sup>3</sup>/добу газу. Загалом накопичений видобуток вуглеводнів свердловиною №2 з покладів пластів В-16а та В-16б станом на 01.08.2022 р. складає 1,036 млн м<sup>3</sup> газу та 1,366 тис. т вуглеводневої рідини (рис. 9.1, 9.2) [11].

## 9.1 Аналіз результатів випробувань і досліджень свердловин

Продуктивність та фільтраційні параметри випробуваних пластів визначались в результаті промислових досліджень на стаціонарних режимах фільтрації, а також шляхом аналітичної обробки кривих відновлення гирлових та вибійних тисків, що знімались в період досліджень на нестаціонарних режимах фільтрації. Технологія дослідження на стаціонарних режимах полягає у зміні продуктивності свердловини залежно від депресії на пласт та реєстрації на кожному з них дебіту і вибійного тиску після стабілізації режиму. Для газових свердловин під час газогідродинамічних досліджень на ustalених режимах визначають [10,11]:

- залежність дебіту газу від депресії на пласт та тиску на усті;
- зміну вибійного, устьового тисків та температур від дебіту свердловини;
- коефіцієнт фільтраційного опору;
- кількість рідких та твердих сумішей на різних режимах;
- технологічний режим роботи свердловини з урахуванням різних факторів;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб та інше.

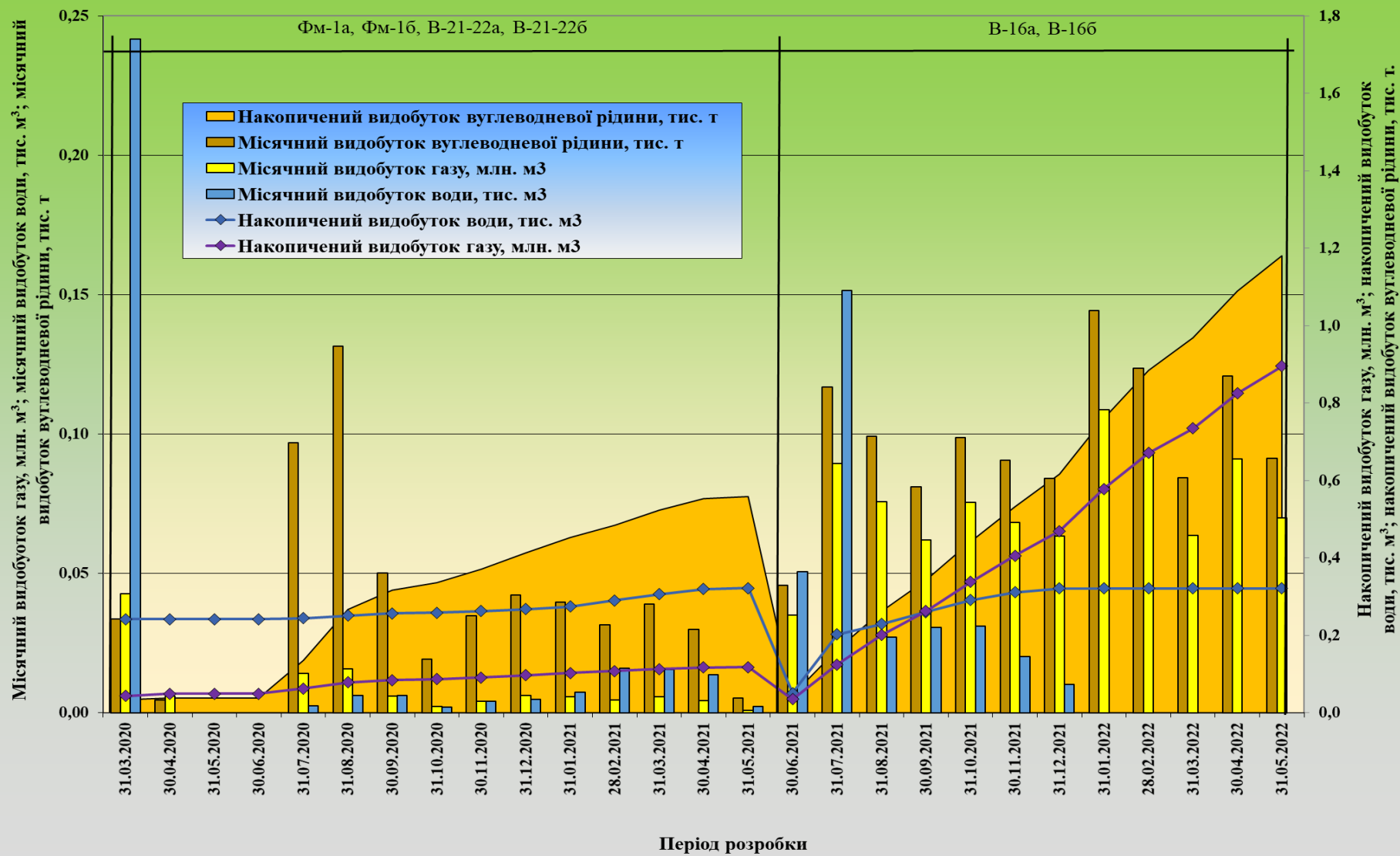


Рисунок 9.1 – Основні технологічні показники експлуатації свердловини №2 Любомирівського родовища

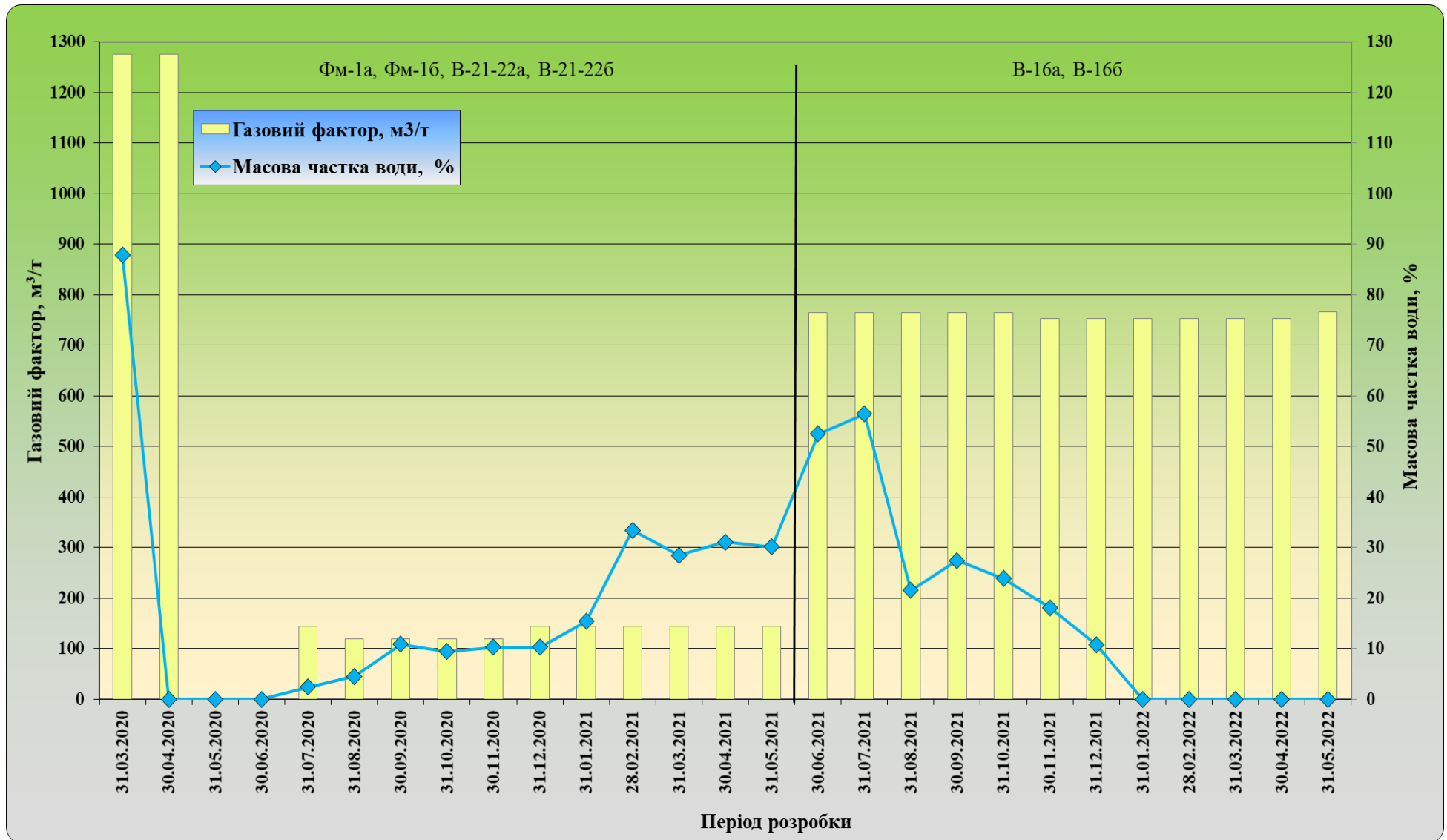


Рисунок 9.2 – Зміна газового фактору та масової частки води у видобувній продукції в процесі експлуатації свердловини №2 Любомирівського родовища

## 10 ЗАПАСИ НАФТИ, ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ

Любомирівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в межах північної прибортової зони північно-західної частини центрального грабена Дніпровсько-Донецької западини. В нафтогазоносному відношенні родовище входить до складу родовищ Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Прийняті моделі покладів пластів В-16а та В-16б базуються на основі профільних та структурних побудов з врахуванням сейсмічних даних і пробурених свердловин. Геологічна будова родовища вивчена по п'яти відбивальних горизонтах: VI ( $D_{3fm}$ ), В-18,  $V_{B_3}^{2-1}$  (В-16),  $V_{B_2}$  ( $C_2b$ ), IV ( $P_1$ ), за даними яких побудовані структурні карти покрівлі продуктивних пластів, які уточнені за результатами буріння пошуково-розвідувальних свердловин Любомирівського родовища. Підрахунок запасів нафти виконано об'ємним методом, який базується на визначенні кількості нафти, що знаходиться в нафтонасиченому пустотному просторі покладу з наступним приведенням цієї кількості до стандартних умов [10,11].

За ступенем геологічного вивчення підраховані в покладах пластів В-16а та В-16б Любомирівського нафтогазоконденсатного родовища запаси нафти, вільного газу, конденсату, розчиненого газу та супутніх корисних компонентів у газі віднесені до групи розвіданих (кат.  $C_1$ ). На основі виконаних досліджень по покладах та їх частинах, де проводилась експлуатація свердловин, по яких були отримані достовірні дані, що дали змогу провести оцінку запасів за двома і більше методами (об'ємним, методом матеріального балансу, методом падіння пластового тиску, статистичним і т.д.), з урахуванням коефіцієнтів вилучення визначені видобувні запаси нафти, вільного газу, конденсату та супутніх корисних компонентів. Запаси вуглеводнів таких покладів (В-16а та В-16б блок св. №2) віднесені за промисловим значенням до групи балансових (достовірних), за ступенем геологічного вивчення - до групи розвіданих запасів (код класу 111), а невидобувна частина запасів вуглеводнів цих покладів, віднесена до залишкових позабалансових (код класу 221) [10,11].

З початку експлуатації свердловиною №2 з покладів пластів В-16а, В-16б

Любомирівського НГКР видобуто 1,036 млн м<sup>3</sup> газу та 1,366 тис. т нафти.

Підраховані запаси вуглеводнів в блоці св. №2 Любомирівського НГКР, складають в об'ємі:

Газ та конденсат:

C<sub>1</sub>(111+221) – 3/2 млн м<sup>3</sup> та 1/1 тис. т;

Нафта та розчинений газ:

C<sub>1</sub>(111+221) – 17,3/2,3 тис.т та 1,8/0,3 млн м<sup>3</sup>.

## ВИСНОВКИ

Любомирівське родовище в геоструктурному плані розташоване в межах північної прибортової зони, зокрема в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини.

В геологічній будові родовища приймають участь осадові відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, з яких промислово продуктивними є візейські відклади нижнього відділу кам'яновугільної системи та фаменські відклади верхнього відділу девонської системи. Свердловинами пошукового та розвідувального буріння вивчений розріз в межах глибин 0-4956м. Колекторами вуглеводнів в межах Любомирівського родовища є теригенні утворення в основному пісковики.

На сьогоднішній день безпосередньо в межах родовища пробурено 4 свердловини. Об'єм буріння склав 17943,5 м, в т.ч. пошукове – 13577,5 м, розвідувальне – 4366,0 м. Буріння свердловин проводилось з відбором керна, обсяг якого склав 710,0 м, що відповідає 3,96 % від загального метражу пошуково-розвідувального буріння. Лінійний винос керну склав 344,6 м, або 48,54 %. Керновий матеріал із продуктивних пластів відбирався в трьох свердловинах, де з відбором керну пробурено 50,0 м. Лінійний винос керну склав 28,0 м, в тому числі із газонасиченої частини 15,5 м, із нафтонасиченої частини керн не відібрано.

Для вивчення розрізу продуктивних відкладів Любомирівського родовища застосовувався, перевірений на багатьох площах і родовищах, детальний комплекс ГДС, який дозволив вирішити як загально-геологічні питання по літологічному розчленуванню і кореляції розрізів, так і промислово-геофізичні по виділенню колекторів та оцінці їх пористості, газонасиченості, ефективної товщини, які відповідним чином згруповані у таблицях і використані для подальших розрахунків запасів газу та конденсату.

Уніфікована синоніміка продуктивних горизонтів наведена згідно стратиграфічного розчленування. За генетичними ознаками поклади пластів В-16а, В-16б, які об'єктами підрахунку даного звіту – пластові, нахилені,

тектонічно обмежені; за фазовим станом вуглеводнів – нафтовий та газоконденсатний.

На основі вивчення та аналізу даних геологорозвідувальних та промислово-геофізичних робіт авторами виконано підрахунок запасів вільного та розчиненого газів, нафти, конденсату, а також супутніх корисних компонентів об'ємним методом за загальноприйнятою методикою.

За величиною видобувних запасів газу Любомирівське родовище віднесене до дуже дрібних, за складністю геологічної будови до дуже складних.

Рекомендується подальша розробка покладів пластів В-16а, В-16б блоку свердловиною №2.

## Перелік посилань

1. Атлас родовищ нафти і газу України // Т. IV, V. – Л.: В-во «Центр Європи». – 1998.
2. Звіт про науково-дослідну роботу «Початкова геолого-економічна оцінка запасів корисних копалин Любомирівської площі вуглеводнів у Гадяцькому районі Полтавської області України» / О. Булищенко, І. Пелипенко та ін. – Полтава, ДП «Укрнаукагеоцентр», 2018.
3. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги, м. Київ, 2000 р.
4. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Наказ Міністерства екології та природних ресурсів №118 від 15.03.2017 року.
5. Етапи і стадії геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення. Галузевий стандарт, м. Київ, 1999 р.
6. Зюзькевич М.П., Павленко П.Т. Геологія, районування та визначення рейтингу перспективності геологічних зон і нафтогазоносності комплексів південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини // Питання розвитку газової промисловості України. Випуск XXXI. Український науково-дослідний інститут природних газів УкрНДІгаз – Харків, 2003.
6. Методичне керівництво по визначенню оптимальної кількості та розміщення свердловин при пошуках і розвідці нафтових та газових родовищ України, 1991 р.
7. Державні санітарні норми та правила (ДержСанПін) України 2.2.4.171-10 «Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною», МОЗ України 2010 р.;
8. Звіт про виконання робіт з екологічного моніторингу стану навколишнього природного середовища в межах Любомирівської площі/ М. Сकिрда, Л. Бордак та ін. – Полтава, ДП «Укрнаукагеоцентр», 2020.
9. Проект пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Любомирівській площі/ Х.І.Улітко та інші. – Полтава, ДП «Укрнаукагеоцентр», 2019.
10. Геологічний звіт «Геолого-економічна оцінка Любомирівського нафтогазоконденсатного родовища Полтавської області» (станом на 01.01.2021 р.)/ Р.Налойченко та ін. – Полтава, ДП «Укрнаукагеоцентр», 2021