

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

До захисту перед ЄК допущено
в.о. зав. кафедри _____ Валерій СУХОВ
« _____ » _____ 2024 року

**ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА
НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МИГРИНСЬКОЇ
АНТИКЛІНАЛЬНОЇ СТРУКТУРИ**

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Виконав:

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

Ярослав МАТВІЄНКО _____

(підпис)

Науковий керівник:

старший викладач

Ольга СЕРДЮКОВА _____

(підпис)

*Кваліфікаційна робота захищена
з оцінкою « _____ »*

_____ *Голова ЄК Катерина БЕЗРУК*

_____ *Секретар ЄК Ірина ТИЩЕНКО*

« _____ » _____ 2024 року

ЗМІСТ

Вступ.....	3
Розділ 1. Загальні відомості про родовище.....	3
1.1. Адміністративне і географічне розташування родовища.....	3
1.2. Природно-кліматичні умови районування.....	6
1.3. Історія відкриття і розвідки родовища.....	6
Розділ 2. Геологічна будова родовища.....	9
2.1. Літолого-стратиграфічний нарис.....	9
2.2. Перелік продуктивних пластів.....	19
2.3. Основні відомості про тектоніку родовища.....	20
Розділ 3. Методика і результати геологорозвідувальних робіт.....	25
3.1. Обсяги і результати польових геофізичних досліджень.....	25
3.2. Відомості про проекти та проведення пошукових та розвідувальних робіт.....	26
3.3. Стан фонду пробурених свердловин.....	31
3.4. Методика і результати випробування свердловин.....	36
Розділ 4. Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних горизонтів за даними вивчення керна.....	40
4.1. Методика дослідження керна та вивченість його лабораторними методами.....	40
4.2. Характеристика колекторів і покришок.....	41
Розділ 5. Нафтогазоносність родовища.....	44
Розділ 6. Гідрогеологічна характеристика родовища.....	51
6.1. Характеристика водоносних комплексів і горизонтів.....	51
6.2. Характеристика початкових пластових тисків та температур.....	54
Розділ 7. Перспективи пошуків вуглеводнів у продуктивних горизонтах Б-8, Б-9 Мигринської групи склепінь.....	55
Висновки.....	58
Список використаних джерел.....	60

ВСТУП

Мигринська антиклінальна структура, у межах якої розташоване Північно-Мигринське нафтове родовище, є перспективним об'єктом нафтогазоносною провінції північно-східної частини Донецько-Дніпровської западини. Родовище розташоване в Станично-Луганському районі Луганської області та приурочене до східної частини Північного Донбасу, в межах регіональної монокліналі. Геологічна будова району відзначається складними тектонічними умовами, значною дислокованістю та розвитком органогенних структур.

Пошуки вуглеводнів у межах структури розпочались ще в 1960-х роках із проведення структурного буріння та сейсмозв'язувальних робіт. Дані, отримані у 1980-х роках, дозволили виділити перспективні об'єкти, пов'язані з органогенними утвореннями у відкладах серпуховського ярусу. У 2009 році було підготовлено паспорт на Північно-Мигринську структуру на основі результатів МСГТ-досліджень, виконаних Придніпровською геофізичною експедицією.

Глибоке пошуково-розвідувальне буріння в межах структури було розпочато у 2010 році буровим управлінням «Укрбургаз». У листопаді цього ж року свердловиною № 6, пробуреною в апікальній частині структури, було відкрито Північно-Мигринське нафтове родовище. Продуктивні горизонти приурочені до башкирського ярусу середнього карбону (горизонти Б-8, Б-9).

У межах родовища пробурено дві свердловини – пошукову та розвідувальну. За результатами геофізичних досліджень і випробувань визначено нафтогазонасиченість пластів, їх фізико-літологічні характеристики, початкові тиски та інші параметри. Підрахунки запасів, виконані фахівцями УкрНДІгазу, свідчать про наявність значних початкових запасів: нафти – 538 тис. т, газу – 51 млн м³, конденсату – 1 тис. т, розчиненого газу – 14 млн м³. Запаси класифіковано за трьома класами (балансові, позабалансові, невизначені), згідно з категоріями достовірності та техніко-

економічного обґрунтування.

Актуальність теми дослідження зумовлена необхідністю уточнення геологічної будови Мигринської антиклінальної структури, оцінки нафтогазоносності, аналізу існуючого фонду свердловин і можливостей подальшого геологічного вивчення регіону.

Метою роботи є вивчення особливостей геологічної будови та нафтогазоносності Північно-Мигринської структури на основі аналізу геолого-геофізичних матеріалів, буріння та дослідження свердловин.

Об'єктом дослідження є Мигринська антиклінальна структура.

Предмет дослідження – геолого-структурні особливості, стратиграфія, тектоніка, колекторські властивості продуктивних горизонтів, а також нафтогазоносність башкирського комплексу.

Результати дослідження можуть бути використані для вдосконалення геолого-економічної моделі родовища та планування подальших геологорозвідувальних заходів на аналогічних структурах.

Робота обсягом 62 сторінки, ілюстрована рисунків – 5, таблиць – 7. Список використаних джерел налічує 20 найменувань.

Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1. Адміністративне і географічне розташування родовища

Північно-Мигринське нафтове родовище знаходиться на території Станично-Луганського району Луганської області України, 37 км на північний схід від м. Луганська (рис. 1.1., 1.2).

У 23-х км на південний захід від родовища розташований адміністративний центр – селище міського типу Станично-Луганське. Найближчими населеними пунктами є села Широкий, Гарасимівка, Казачий, Чугинка, Нижній Мінченюк. Ці населені пункти з'єднані між собою та обласним центром шосейними асфальтованими дорогами [1]. В районі робіт існує достатньо густа сітка ґрунтових польових доріг, цілком задовільних в суху пору року. В період осінньо-зимового бездоріжжя пересування по цих дорогах можливо лише на автотранспорті підвищеної прохідності.

У районі розвинена мережа транзитних залізничних та шосейних магістралей загальнодержавного та місцевого значення.

В 21 км на південний захід від Північно-Мигринського родовища знаходиться станція Кондрашівська-Нова залізничної колії Луганськ – Станично-Луганське – Старобільськ – Валуйки (росія), у 19-и км на південь – зупиночний пункт Валуйки залізничної колії Родакове – Ільєнко – Міллерове).

Поблизу Північно-Мигринського родовища розташовано Мигринське родовище вуглеводнів.

У 20-и км на захід від родовища проходить магістральний газопровід. Район густо заселений. В економічному відношенні район родовища індустріальний з розвитком сільського господарства.

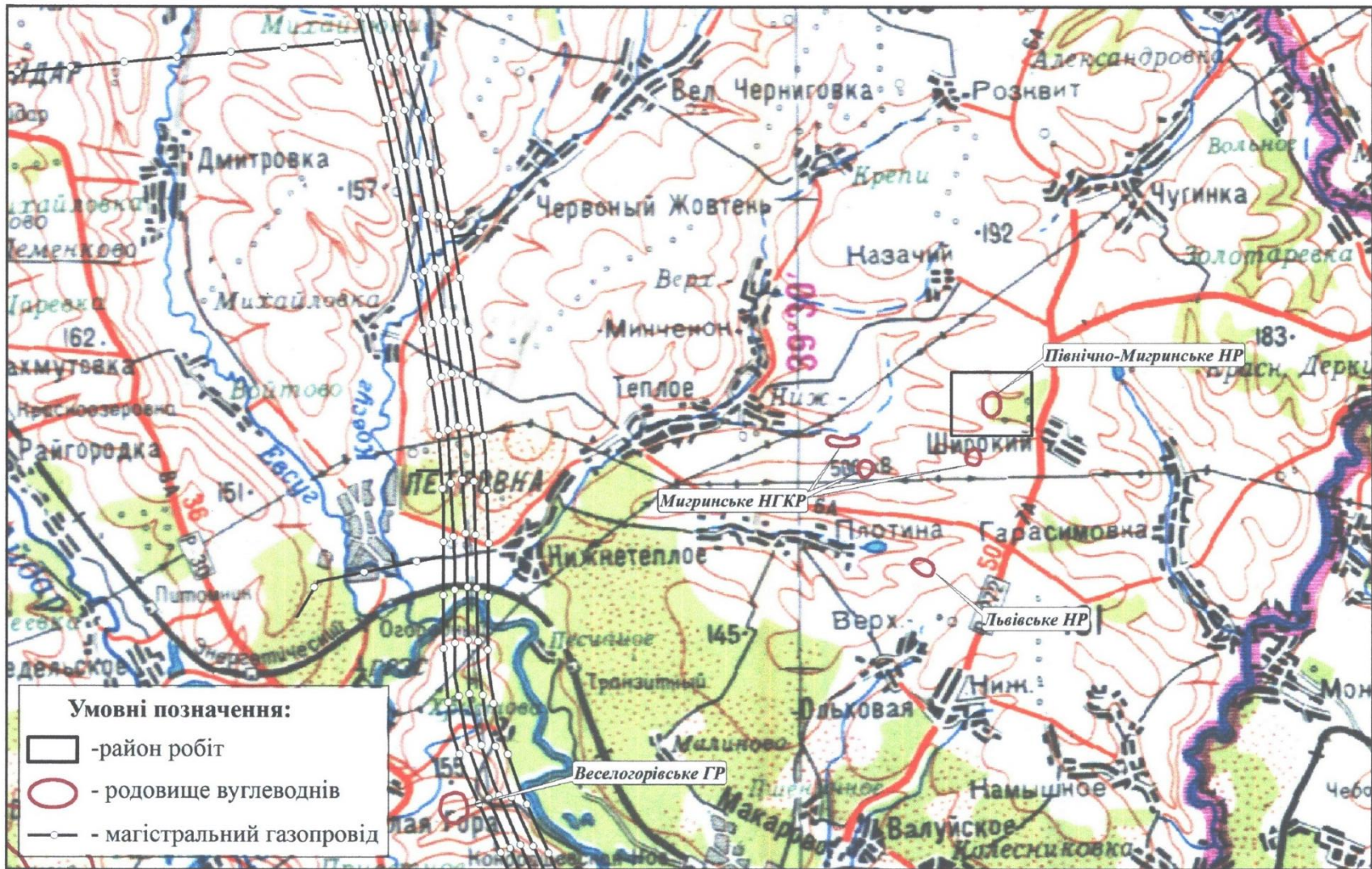


Рис. 1. 1. Оглядова карта району робіт. Масштаб 1 : 200 000 (УкрНДІгаз, 2011)

Сільське господарство спеціалізується на виробництві зернових (озима пшениця та кукурудза), а також масляних культур (соняшник). Розвинуто овочівництво, баштанництво та тваринництво.

З корисних копалин на території робіт, крім вуглеводнів, поширені будівельні матеріали (вапняки, пісковики, піски, крейда, мертелі, різноманітні глини). Є також джерела мінеральних лікувальних вод.

1.2. Природно-кліматичні умови району і родовища

Територія дослідження знаходиться на лівобережжі р. Сіверський Донець та являє собою слабохвилясту рівнину, розчленовану густою яружно-балочною сіткою, тимчасові водотоки яких є притоками річки Сіверський Донець.

Лівий берег, за виключенням невеликих призаплавних ділянок, пологий, порізаний поперечними, глибокими яругами та балками; деякі з них вкриті лісами.

Максимальна абсолютна позначка місцевості +185,0 м, мінімальні позначки коливаються від +90,0 до +100,0 м.

На півдні та на заході розташовані водоймища.

Ґрунти, в основному, чорноземні. Товщина родючих пластів сягає метра і більше. Розповсюджені також дернові ґрунти.

Клімат району помірноконтинентальний з відчутними засухами. Середня температура найтеплішого місяця (липень) + 21 °С, а найхолоднішого місяця (січень) –7 °С. Максимальна температура відзначається у липні-серпні – від +35 °С до +40 °С, мінімальна – в грудні-лютому – від –24 °С до –30 °С.

Зима порівняно холодна, з різкими східними і південно-східними вітрами. Літо спекотне, друга його половина помірно суха. Осінь сонячна, тепла, суха.

Середньорічна кількість атмосферних опадів, максимум яких припадає на весняний та осінній періоди, коливається від 286 мм до 517 мм.

Взимку переважають східні та північно-східні вітри, а влітку – західні та північно-західні. Характер погодних умов в зимовий період різко змінюється від значних снігопадів та зниження температур до відлиг з дощами.

1.3. Історія відкриття і розвідки родовища

Північно-Мигринське нафтове родовище розташоване на південній частині схилу Воронежської антеклізи у межах Старобільсько-Міллеровської монокліналі і відноситься до нафтогазоносного району Північного борту, промислова нафтогазоносність якого пов'язана переважно з відкладами нижнього та середнього карбону [1, 20].

Старобільсько-Міллеровська монокліналь, до якої належить родовище, на початковому етапі нафтогазопошукових робіт вивчалась лише структурно-пошуковим та вуглерозвідувальним бурінням практично без залучення сейморозвідки. У 1961-1985 рр. у східній частині монокліналі трестом «Луганськгеологія» пробурено близько 3000 свердловин з метою пошуків вугілля та підготовки виявлених перспективних ділянок до нового шахтного будівництва. Виконана детальна розвідка ділянки Богданівської Південної № 1, попередня розвідка Богданівської Південної № 2, попередня розвідка ділянки Петрівська № 1 та пошуково-оціночні роботи на ділянці Петрівська Західна з глибиною розвідки до основного вугільного пласту $k_2^H(C_2^5)$ на рівні, близькому до стратиграфічної межі московського та башкирського ярусів (глибини до 800 м). Окремими пошуковими вуглерозвідувальними свердловинами розкрита нижня частина відкладів башкирського ярусу – стратиграфічний рівень низів світи C_2^2 («башкирська плита») (свердловини 18 №№ Л 614, Л 616, Л 4659, Л 4660, Л 5272, Л 5283, Л 2164). Безпосередньо в межах Північно-Мигринської площі проводилося лише структурне буріння свердловин № 3840, 4127.

У 1981-1983 р.р. Луганською геофізичною експедицією під час сейморозвідувальних робіт з метою вивчення тектонічної порушеності вугільних пластів на вищезгаданих ділянках по окремих профілях виділені об'єкти неантиклінального типу пов'язані з органогенними тілами у відкладах серпуховського ярусу [5]. Отримані результати послужили поштовхом для проведення деталізаційних сейморозвідувальних робіт МСГТ с.п. 94/85, 94/83, 94/86 Придніпровської ГРЕ [5]. За результатами цих робіт Придніпровською ГРЕ у 2005 році підготовлено паспорт на Мигринський об'єкт – низку малорозмірних

антиклінальних структур у відкладах башкирського (відбивальний горизонт $V6_2^3$ (C_1^5)) та візейського віку (відбивальний горизонт $V6_3^2$) [12].

За даними сейсмозвідувальних досліджень, які виконані Придніпровською ГРЕ с. п. 94/95, 94/98, Північно-Мигринська структура підготовлена до глибокого пошуково-розвідувального буріння по відкладах середнього карбону (основний відбивальний горизонт $V6_2^{3*1}$ (C_2^1)); $V6_2^2$ (C_2^3), $V6_2$ (C_1^2) – допоміжні відбивальні горизонти).

У 2009 році за результатами сейсмозвідувальних робіт МСГТ с.п. 94/98 Придніпровською ГРЕ складено паспорт на підготовлену до глибокого пошукового буріння на нафту та газ Північно-Мигринську структуру. У цьому ж році складено проект пошуково-розвідувального буріння на Північно-Мигринській площі на основі результатів сейсмозвідувальних робіт МСГТ с.п. 94/98, 94/95, паспорту на структуру та наявних результатів глибокого буріння на Мигринській, Теплій площах [2, 5].

Глибоке пошуково-розвідувальне буріння на нафту та газ на Північно-Мигринській структурі розпочато у 2010 році Стрийським ВБР БУ «Укрбургаз» пошуковою свердловиною № 6 в апікальній частині Північно-Мигринського склепіння. За результатами ГДС і випробування свердловини у 2010 році в розрізі світи C_2^2 башкирського ярусу виявлено і встановлено промислову нафтоносність продуктивного горизонту Б-9. Свердловиною № 6 відкрито Північно-Мигринське родовище вуглеводнів.

Північно-Мигринське нафтове родовище введено в дослідно-промислову експлуатацію у 2011 році. У експлуатації перебуває два об'єкта продуктивного горизонту Б-9 (Б-9₃, Б-9₂). Всього на Північно-Мигринській площі пробурено 2 свердловини. З них: одна пошукова (св. № 6), одна розвідувальна (св. № 7).

У 2011 році, з метою визначення подальших напрямків геофізичних досліджень, пошукового та розвідувального буріння, виконані сейсмозвідувальні роботи на Північно-Мигринській площі за 3-D технологією – ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» [5], які покладені в основу розробленої геологічної будови родовища при виконанні підрахунку запасів вуглеводнів.

Розділ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1. Літолого-стратиграфічний нарис

Північно-Мигринська площа розташована на південній частині схилу Воронезької антеклізи у межах Старобільсько-Міллеровської моноклінали і відноситься до нафтогазоносного району Північного борту (рис. 2.1) [8].

За результатами буріння на Мигринській, Північно-Мигринській площах та сейсмозонувальних досліджень передбачається, що осадовий чохол у межах Північно-Мигринської структури сформований палеозойськими, мезозойськими та кайнозойськими відкладами, які з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на докембрійському кристалічному фундаменті.

На Північно-Мигринській площі свердловинами (№№ 6, 7) розкритий розріз осадової товщі до глибини 1740 м вивчений літологічний склад та стратиграфічна належність відкладів.

Нижче наведено літолого-стратиграфічний опис Північно-Мигринського розрізу.

Докембрій рЄ

Кристалічний фундамент розкритий на сусідній Мигринській площі пошуковими свердловинами №1 та №2 на глибинах 2320 м та 2351 м відповідно. Породи докембрію представлені різними за складом і структурою гранітами, гранітогнейсами середньо-дрібнокристалічними, щільними. У покрівлі цих порід залягає кора вивітрювання порід кристалічного фундаменту. У покрівлі світло-сіра з зеленим відтінком, далі коричнево-бура з рожевими плямами, в підшві переходить в темно-сірі до чорного кольори. Товщина кори вивітрювання ~1 м.

Розкрита товщина докембрію на Мигринській площі складає 149 м.

На еродованій поверхні кристалічного фундаменту з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягають породи осадового чохла.

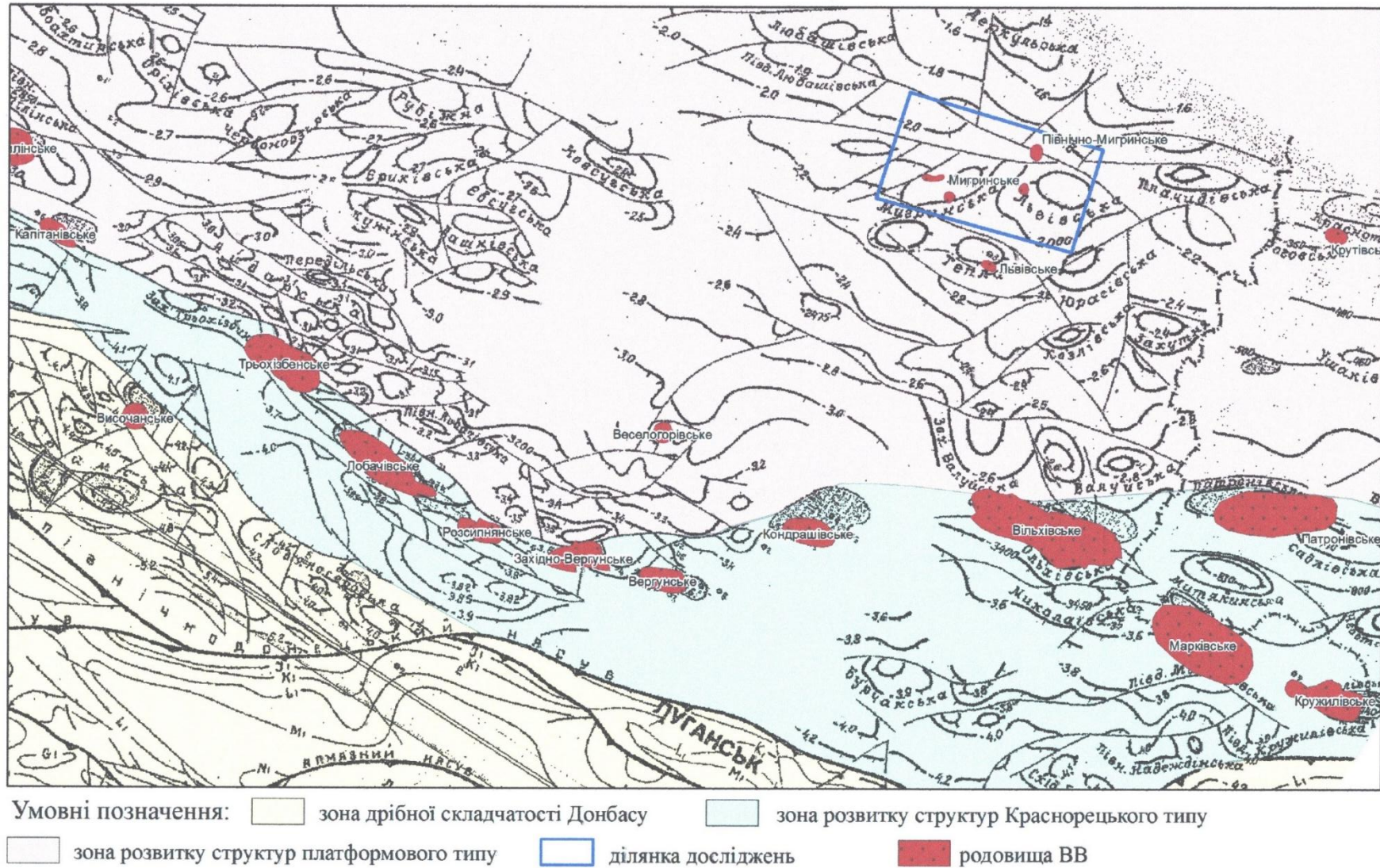


Рис. 2.1. Схема тектонічного районування (УкрНДІгаз, 2009 р).

Палеозойська ератема (PZ)

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільні відклади представлені нижнім та середнім відділами і повністю розкриті на Мигринській площі пошуковими свердловинами № 1 та № 2 та в різному обсязі розвідувальними та структурними свердловинами.

Нижній відділ (C₁)

Нижній відділ представлений турнейським, візейським і серпуховським ярусами.

Турнейський ярус

Турнейський ярус розкритий на Мигринській площі свердловинами № 1 та № 2 товщиною 40 м, який незгідно залягає на розмитій поверхні кристалічного фундаменту і представлений пачкою щільних карбонатів. Верхня та нижня частини ярусу літологічно виповнена алевритистими вапняками з різним ступенем глинизації, опіщанення та ущільнення. В керні підняті тільки вапняки, мергелі, аргіліти.

Візейський ярус

Візейський ярус незгідно залягає на турнейських відкладах.

Представлений нижньо і верхньовізейським під'ярусами.

Нижньовізейський під'ярус неузгоджено залягає на підстилаючих породах і представлений карбонатною товщею з прошарками аргілітів, алевролітів та пісковиків. В керні представлені, в основному, аргіліти.

Верхньовізейський під'ярус залягає на підстилаючих породах із стратиграфічним неузгодженням. В літологічному відношенні переважають вапняки і аргіліти з прошарками алевролітів і пісковиків. Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, верстуваті, місцями алевритисті. Алевроліти темно-сірі, дрібнозернисті, глинисті, слюдисті з вуглисто-рослинним детритом по нашаруванню. Вапняки сірі, темно-сірі, масивні, дуже міцні, із залишками фауни, тріщинуваті, місцями глинисті. Пісковики сірі від дрібно- до крупнозернистих, алевритисті, місцями тріщинуваті.

Розкрита товщина візейського ярусу на Мигринській площі – 245 м.

Серпуховський ярус

Серпуховський ярус представлений нижньо- та верхньо-серпуховськими під'ярусами. Між ними встановлено регіональне стратиграфічне неузгодження значного характеру.

Нижньосерпуховський під'ярус в об'ємі 9 мікрофауністичного горизонту, розкритий частково розвідувальними свердловинами №№ 3, 5 та в повному об'ємі пошуковими свердловинами № 1, № 2 Мигринськими, та частково свердловиною № 6-Північно-Мигринською (130 м). Складений переважно вапняками, аргілітами з прошарками пісковиків, алевролітів, та вугілля.

У керні пошукової свердловини № 6 Північно-Мигринської, аргіліти чорні, вуглисті, вапнисті. Текстура горизонтально-шарувата, фіксується по поверхнях відколу породи, які орієнтовані під кутом 85°-88° до вісі керну. На поверхнях нашарування спостерігається відносно-численний, піритизований, рідше вуглефікований, рослинний детрит та відбитки рослин. Спостерігаються фрагменти дзеркал ковзання. Вапняки сірі, глинисті з прошарками чорного мергеля. Порода представлена світлим, сіро-коричневим вапняком. Структура від афанітової до грубокристалічної. Іноді зони перекристалізації утворюють сітчастий, заплавоподібний візерунок, що схожий на онікс. Порода щільна.

Верхньосерпуховський під'ярус товщиною 160 м (св. № 6-П.М.), в об'ємі VIII і VII-V мікро-фауністичних горизонтів, залягає зі значною стратиграфічною незгідністю на породах нижнього Серпухова і представлений переважно карбонатною товщею з прошарками аргілітів, алевролітів, рідко пісковиків.

У будові верхньосерпуховського під'ярусу домінують карбонатні породи з прошарками теригенних порід.

Карбонатні породи – вапняки сірі, міцні, місцями глинисті. У керні пошукової свердловини № 6 вапняки темно-сірі, сірі, світло-сірі до білого кольору, органічно-уламкові, глинисті. Кількість органічних уламків 30-50 %, вони знаходяться в мікрокристалічному вигляді.

Серед органічних уламків переважають кріноїдеї (1-5 мм), зустрічаються двостулкові молюски та брахіоподи, одиничні корали до 5 см у повздовж і 1-2

см у діаметрі. Спостерігаються прошарки мергелю. Текстура полого-хвилясто-шарувата, проявлена не чітко, шаруватість підкреслена листуватими прошарками, що складені чорним вуглисто-глинистим матеріалом. По шару зустрічаються відносно численні ниткоподібні, товщиною 0,1-0,5 мм тріщини, які заліковані білим та бурим кальцитом. На відстані 0,5 м від покрівлі шару відзначається прошарок 0,15 м товщиною, який складений крупно- та грубоолітовим вапняком. Розмір оолітів 0,8-1,2 мм. Витриманий. Порода щільна.

Аргіліти чорні, темно-сірі вуглисті, вапнисті. Текстура горизонтально-шарувата, фіксується по поверхнях відколу породи. Спостерігається інтенсивна тріщинуватість по нашаруванню.

Середній карбон С₂

Башкирський ярус

Башкирський ярус залягає на серпуховських утвореннях незгідно. Повністю ярус розкритий свердловиною № 6 та частково св. № 7 (продуктивний горизонт Б-11).

Загальна товща ярусу склала 891 м (св. 6). У свердловині 7 розкрита товщина ярусу склала 832 м. До складу башкирського ярусу віднесені світи С₂⁰, С₂¹, С₂², С₂³, С₂⁴, С₂⁵.

Світа С₂ представлена перешаруванням аргілітів, пісковиків, алевролітів і вапняків. Аргіліти сірі, темно-сірі, у різній ступені алевритисті, з включеннями рослинного детриту. Пісковики кварцові, різнозернисті, слюдисті, щільні, з полімінеральним цементом. Вапняки достатньо рівномірно розповсюджені по розрізу. Вони сірі, дрібні, мікрозернисті, доломітисті.

У керні пошукової свердловини № 6 представлений пісковик з горизонту Б-13.

Пісковик світло-сірий з коричневим та жовтим відтінками. Тонко-дрібнозернистий, дрібнозернистий, в верхній частині з тонкими прошарками середньо-дрібнозернистого, слюдистий. Розмір лейстів мусковиту 1-3 мм, частіше 1 мм. Ступінь цементації середній, цемент вапняно-глинистий, рідше глинисто-вапняний, іноді по шару спостерігаються невеликі ділянки, що мають

конкреційну природу, на піритовому цементі, розмір ділянок 0,5 см, рідко до 1-3 см. Текстура полого-хвилясто-шарувата, косо-хвилясто-шарувата, косо-шарувата. Шаруватість утворена листуватими, переривистими прошарками, які складені сірим слюдистим, рідше вуглисто-слюдистим матеріалом. Кількість прошарків не витримана по шару, місцями вони численні, а місцями, на ділянках до 0,1-0,2 м товщиною відсутні. Іноді па поверхнях нашарування спостерігається плоский гравій розміром 0,2-2 см, товщиною 0,1-0,2 мм, який складений аргілітом, рідше вуглистим матеріалом. По нашаруванню спостерігаються приховані та напіврозкриті тріщини. На відколах породи відчувається запах вуглеводневих сполук, коричневий та жовтий відтінок забарвлення породи обумовлений насиченням цих же сполук. Товщина світи у св. 6 складає 101 м.

Світа S_2^1 товщиною 81-85 м, представлена перешаруванням вапняків і аргілітів з прошарками алевролітів, пісковиків. Основний об'єм складають аргіліти (60-71%) темно-сірі до чорних, із значними включеннями дрібного вуглистого детриту. Пісковики і алевроліти сірі, слюдисто-польовошпатові-кварцові породи. Серед вапняків найбільш значними є F_1 і F_2 .

У керні пошукової свердловини № 6 представлені аргіліти і вапняки. Аргіліт темно-сірий, на верхніх 2-х метрах спостерігається велика кількість кристалів та зростків кристалів піриту до 2-5 см за розміром. На відстані 3,2 м від покрівлі шару спостерігається прошарок 0,2 м товщиною, який складений глинистим вапняком, насиченим нафтою. На відколах відчувається запах вуглеводневих сполук.

Вапняк сірий, місцями бежевий, місцями глинистий. Структура афанітова, місцями органогенно-уламкова. Текстура полого-хвилясто-шарувата, утворена досить рідкими, листуватими прошарками, що складені темно-сірим вапняно-глинистим матеріалом. Порода містить по шару розсіяний детрит кріноїдей, рідше черепашок брахіопод. Іноді по шару органічний детрит збагачує окремі прошарки товщиною до 5 см, утворюючи кріноїдний вапняк, вапняк коричнево-сірий, глинистий. У нижній частині породи спостерігаються прошарки, які збагачені алевритово-піщаним матеріалом. Структура афанітова, органогенно-

уламкова. Текстура полого-хвилясто-шарувата, підкреслена прошарками вуглистого, глинистого або алеврито- піщаного складу. Органічні уламки складені невеликим, 0,2-0,5 см за розміром, детритом брахіопод, двостулков та інших організмів. У збагачених уламковим матеріалом прошарках спостерігається також збільшення вуглистого детриту та вуглефікованих рослинних залишків. Іноді в породі відзначається перекристалізація та дрібні каверни. Насичення нафтою нерівномірне, і відображає більш та менш пористі різниці. На відколах відчувається запах вуглеводневих сполук, вапняк коричнево-сірий. Структура афанітова. Текстура полого-хвилясто-шарувата, фіксується по рідких, листуватих прошарках, що складені чорним вуглистим матеріалом. По шару зустрічається розсіяний, досить рідкий детрит кріноїдей.

У керні, відібраного у св. № 7, аргіліт чорний, вуглистий, вапнистий. Спостерігається тонке перешарування світлого, коричнево-сірого, дрібнозернистого пісковика на вапняно-глинистому цементі та чорного аргіліту, піщані різниці мають інтенсивний запах вуглеводневих сполук.

Світа C_2^2 . Товщина світи на площі складає 114-131 м.

У будові світи приймають участь аргіліти, алевроліти, пісковики і вапняки. На Північно-Мигринській площі з продуктивними горизонтами Б-8 та Б-9 пов'язані газові та нафтові поклади.

У керні пошукової свердловини № 6 представлені: аргіліт темно-сірий до чорного, місцями містить розсіяний домішок алевритового матеріалу. У карбонатних прошарках на відколах відзначаються або плівки нафти, або маленькі каверни з нафтою.

Пісковик світло-сірий з коричневим відтінком за рахунок насичення нафтою. Тонкозернистий, містить рівномірно-розсіяний алевритовий матеріал. Ступінь цементації високий, цемент базальний, глинисто-карбонатний. У подошві шару, на нижніх 0,05 м порода переходить у органогенно-уламковий вапняк. Текстура шарувата, спостерігається чергування полого-хвилястої, горизонтальної різниць шаруватості. Шаруватість утворена листуватими та тонкими прошарками, які складені вуглистим, слюдистим, глинистим

матеріалом, або їх комбінаціями. Іноді на поверхнях нашарування ходи ріючих організмів, також по шару зустрічаються черепашковий детрит. Зрідка по шару спостерігаються дрібні конкреції піриту. Насичення нафтою нерівномірне, більш інтенсивне по вірогідно більш пористих прошарках. На відколах відчувається запах вуглеводневих сполук.

Із розрізу розвідувальної св. № 7 піднятий керн, представлений пісковиками, аргілітами та перешаруванням порід [14].

Пісковики світло-сірі з коричневим та жовтим відтінками. Дрібнозернисті, слюдисті, розмір окремих лусочок мусковіту 1-3 мм. Частіше 0,5-1 мм. Ступінь цементації середній, цемент вапняно-глинистий та глинисто-вапняний. Шаруватість за типом полого-хвиляста, місцями косо- хвиляста; фіксується по листуватих прошарках, які складені вуглистим та глинистим матеріалом або збагачені лусками мусковіту по поверхнях відколу породи. Іноді вуглисті прошарки зібрані в серії товщиною 0,5-2 см. По вуглистих прошарках спостерігаються дрібні конкреції, що складені коричневим доломітистим сидеритом. На відколах породи відчувається стійкий запах вуглеводневих сполук.

Аргіліти темно-сірі, чорні, вуглесті, вапнисті. Містять по шару рівномірно-розсіяний домішок алевритового матеріалу, а місцями прошарки світло-сірого тонкозернистого пісковіку. Текстура горизонтально-шарувата, утворена листуватими та тонкими, місцями численними прошарками, що складені алевритово-піщаним матеріалом і орієнтовані під кутом 82-80° до вісі керну. Іноді в верхній частині шару зустрічаються прошарки, що збагачені вуглефікованими рослинними залишками. Зрідка по шару зустрічаються лінзоподібні конкреції коричневого сидериту.

Перешарування через 0,05-0,7 м, світло-коричнево-сірих, дрібнозернистих, тонкозернистих пісковиків та темно-сірих, вапнистих аргілітів (до глинистого мергелю). Співвідношення піщаних та глинистих різниць як 2 до 1. На незначних за товщиною ділянках спостерігається листувате перешарування тих же різновидів порід. Ступінь цементації пісковіка середній, цемент глинистий,

вапняно-глинистий, глинисто-вапняний. Шаруватість проявлена не чітко, за типом коса; фіксується по листуватих прошарках, які збагачені лусками мусковиту або вуглистим матеріалом. В аргіліті шаруватість горизонтальна з елементами полого-хвилястої, орієнтована під кутом $85-80^\circ$ до вісі керну. На відколах пісковика відчувається стійкий запах вуглеводневих сполук.

Світа C_2^3 товщиною від 309 м до 318 м.

У літологічному відношенні світа представлена перешаруванням теригенних порід з рідкими прошарками тонких пластів вапняків та вугілля.

Аргіліти темно-сірі, алевритисті, Пісковики та алевроліти утворюють пласти товщиною від 1 до 35 м. Пісковики світло-сірі або сірі, кварц-польовошпатові, у верхній частині світи дрібно, а в нижній – дрібно та середньозернисті з полімінеральним цементом порового, контактено-порового та плівкового типу. Алевроліти сірі, кварцові, кварцово-слюдисті з полімінеральним цементом. Вапняки полідетритові, дрібно та мікрозернисті.

Світа C_2^4 товщиною 196-197 м, складена теригенними породами з рідкими прошарками вапняків та вугілля.

Аргіліти темно-зеленувато-сірі, ущільнені, з включеннями вуглисто-детриту. Пісковики світло-сірі, сірі, зеленувато-сірі, польовошпатово-кварцові, крупно-, середньозернисті, карбонатні у верхній частині розрізу, а в нижній - дрібно зернисті, з полімінеральним цементом контактово-порового, порового, плівково-порового типів.

Алевроліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, кварцово-слюдисті, з вуглефікованими рослинними рештками і вкрапленістю піриту. Цемент у породі полімінеральний. Вапняки полідетритові, глинисті мікрозернисті утворюють прошарки товщиною від 0,5 до 2 м.

Світа C_2^5 (до вапняка $I_{<3}$). Товщина цієї частини світи складає 76-78 м. Представлена перешаруванням теригенних порід з рідкими прошарками вапняків.

Московський ярус C_{2m}

Московський ярус залягає з кутовим та стратиграфічним неузгодженнями

на відкладах башкиру і в межах Північно-Мигринської площі представлений світами C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 . Світа C_3^6 , а частково і C_2^7 у часи заальських складкоутворюючих рухів були розмиті. Московський ярус представлений теригенними породами: аргілітами, алевролітами і пісковиками, які ритмічно чергуються з вапняками малої товщини рідко вугілля.

Аргіліти темно-сірі, сірі, місцями з зеленуватим відтінком, однорідні, або неясноверстуваті за рахунок карбонатних стягнень, лусок слюди і вуглистого детриту.

Пісковики в більшості мають добру проникність. Вони зеленувато-, бурувато-сірі, кварцово-польовошпатові, різнозернисті, середньозернисті і крупнозернисті, з полімінеральним цементом.

Алевроліти слюдисто-кварцові, з тонкими пропластками вуглистого детриту, лусками слюди і карбонатних конкрецій.

Вапняки утворюють стійкі шари товщиною 0,5-3 м. Вони є мікрокристалічні і дрібнозернисті, ділянками перекристалізовані, міцні.

Товщина московського ярусу 264-288 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Крейдяна система (K)

Верхній відділ (K₂)

Верхньокрейдяні відклади залягають на розмитій поверхні середнього карбону з кутовим і стратиграфічним неузгодженням.

Представлені білою писальною крейдою з прошарками глинистих та місцями тріщинуватих мергелів.

Загальна товщина крейдяних відкладів на Північно-Мигринській площі складає 210-248 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Палеогенова система (P-)

Палеогенові відклади на Північно-Мигринській площі Представлені буцацькими глауконітовими пісковиками, київськими щільними мергелями та харківськими піщаними глинами.

Неогенова система (N)

Неогенові відклади займають вододільні простори Північно-Мигринської площі і представлені цеглинно-червоними глинами та пухкими зеленувато-сірими пісковиками.

Четвертинна система (Q)

Четвертинні відклади представлені бурими щільними лесовидними суглинками та глинами на вододілах, а в занурених місцях рельєфу – алювіальними пісками.

Загальна товщина кайнозойських відкладів на Північно-Мигринській площі в залежності від відміток рельєфу коливається від 47 до 70 м [8. 9].

2.2. Перелік продуктивних пластів

За результатами пошукового та розвідувального буріння на Північно-Мигринському родовищі виділені наступні продуктивні горизонти: Б-8, Б-9 (Б-9₃, Б-9₂ – номенклатура пластів продуктивного горизонту, які числяться на Держбалансі) у башкирському ярусі середнього карбону (табл. 2. 1.).

Продуктивний горизонт Б-8 залягає в світі С₂² між вапняками Н₁ і G₃, представлений проникним пісковиком. Розкритий свердловинами №№ 6, 7 в інтервалі глибин 1174,6-1201,2 м, товщиною до 8 м, газонасичена товщина у св. № 6 складає 4,8 м.

Продуктивний горизонт Б-9 залягає в світі С₂² між вапняками G₃ і G₁. Горизонт розкритий свердловинами 6, 7. Продуктивний горизонт вміщує три продуктивних пласта (Б-9₁, Б-9₂, Б-9₃).

Таблиця 2. 1.

Співставлення продуктивних горизонтів, представлених на затвердження, з тими що, числяться на Державному балансі

Індекси представлених на затвердження продуктивних	пласти	Індекси продуктивних горизонтів, які числяться на Державному
Б-8		-
Б-9	Б-9 ₁	-
	Б-9 ₂	Б-9 ₂
	Б-9 ₃	Б-9 ₃

Пласт Б-9₁ розкритий свердловиною 6 інтервалі 1206,6-1208,6 м і представлений пісковиком товщиною 2,0 м. У свердловині 7 він ущільнений.

Пласт Б-9₂ розкритий свердловинами 6, 7 в інтервалі глибин 1242,0-1268,4 м і представлений пісковиком товщиною від 6,0 до 7,6 м. Нафтоносним виявився пісковик у свердловині 6. У св. 7 горизонт за ГДС характеризується як водоносний.

Пласт Б-9₃ залягає в інтервалі 1256,4-1282,8 м і представлений пісковиком товщиною від 6,8 до 8,0 м. Нафтоносний пісковик у межах свердловини 6. У св. 7 горизонт за ГДС характеризується як водоносний.

2.3. Основні відомості про тектоніку родовища

Північно-Мигринська площа розташована на південній частині схилу Воронезької антеклізи у межах Старобільсько-Міллеровської монокліналі і відноситься до нафтогазоносного району Північного борту ДДЗ [11].

Південніше знаходиться зона зчленування Дніпровсько-Донецької западини з Донецькою складчастою спорудою. У загальному структурно-тектонічному плані зона зчленування є асиметричною грабеноподібною западиною, яка заповнена 3500-5500 метровою товщею мезокайнозойських та кам'яновугільних порід. Вона витягнута з південного сходу на північний захід вздовж північного фронту відкритого Донбасу на відстань 180 км при ширині 10-30 км.

Південною межею зони є Північно-Донецький насув – регіональне тектонічне порушення з амплітудою вертикального зміщення кам'яновугільної товщі до 1500 м. По його площині північна частина Донецької складчастої споруди насунута на південний край Старобільсько-Міллеровської монокліналі [12].

Із лежачим крилом регіонального Красноріцького скиду, у зоні розвитку розгалужених скидів Передільського, Центрального та Північного, пов'язані Плачидівська, Північна Плачидівська, Тепла, Північно-Мигринська, Мигринська, Деркульська, Сх. Деркульська, Південно-Любашівська та

Любашівська, Мінченківська, Грачевницька та інші структури.

Підняття цієї групи характеризуються умовно простою геологічною будовою та чітко вираженими ознаками конседиментації у плікативних та диз'юнктивних проявах.

Структурно-тектонічна зона, у межах якої знаходиться район досліджень складається з палеозойського, мезозойського та кайнозойського структурних поверхів, які залягають на архей-протерозойському кристалічному фундаменті [7].

Зазначеним поверхам відповідають окремі етапи розвитку північного борту ДДЗ. Вони розділяються структурно-стратиграфічними незгідностями, інтенсивність прояву яких підвищується зі збільшенням віку порід, які складають ці поверхи.

Згідно з сучасними уявленнями про геологічну будову на даній території виділяють чотири структурних яруси: кристалічний фундамент, палеозойський, мезозойський та кайнозойський.

На сьогоднішній день впевнені структурні побудови поверхні кристалічного фундаменту в межах Північно-Мигринської площі відсутні.

Архей-протерозойський кристалічний фундамент на суміжних територіях складений граніто-гнейсовими породами. У межах ділянки досліджень бурінням не розкритий. Передбачається, що занурення його поверхні відбувається по системі субпаралельних тектонічних порушень північно-західного напрямку, які утворюють щаблі того ж напрямку. Куги нахилу поверхні порід кристалічного фундаменту сягають 10° . Регіональний напрямок падіння – до осьової лінії ДДЗ.

За фактичними даними, що отримані в результаті буріння свердловин, на найближчих прилеглих площах глибина залягання кристалічного фундаменту коливається від 2320 м до 2351 м (св. № 1, 2 Мигринські).

У межах Північно-Мигринської площі, за даними сейсмозондування та результатів буріння на Мигринській площі архей-протерозойський кристалічний фундамент очікується на абсолютних відмітках – 2195-2120 м.

Палеозойський структурний ярус з регіональною кутовою та стратиграфічною незгідністю залягає на архей-протерозойському кристалічному фундаменті. Він є комплексом генетично та структурно пов'язаних між собою морських, паралічних ритмічно і регіонально витриманих горизонтів вапняків, глин, вугілля, пісковиків. Накопичення цих порід відбувалося в умовах переважного занурення дна басейну з неодноразовим, дрібнопульсуючим підняттям базису ерозії.

Даний структурний ярус ускладнений малоамплітудними антиклінальними та синклінальними структурами, які були виявлені сейсморозвідувальними роботами та глибокими пошуково-розвідувальними свердловинами на нафту та газ.

У розрізі поверху (за умовами накопичення, речовинним складом і структурними особливостями) виділяються структурно-формаційні комплекси: турнейський, нижньовізейський, верхньовізейсько-серпухівський та середньокам'яновугільний.

Турнейсько-нижньовізейський структурно-формаційний комплекс зі стратиграфічною незгідністю залягає на архей-протерозойському кристалічному фундаменті. В основі осадової товщі майже повсюди розвинутий базальний горизонт, представлений пісковиками, породами алевролітового та аргілітового ряду, які перемежуються з вапняками.

У Мигринських свердловинах 1 та 2 продуктивні горизонти турнейсько-нижньовізейського структурно-формаційного комплексу представлені щільними та ущільненими пісковиками та вапняками.

Верхньовізейсько-серпуховський структурно-формаційний комплекс зі стратиграфічною незгідністю залягає на турнейсько-нижньовізейському структурно-формаційному комплексі. Складений переважно вапняками, пісковиками, алевролітами та аргілітами.

Для ранньокам'яновугільного часу у районі досліджень основний вплив на мінливість геологічних поверхонь мали процеси органічного карбонатного осадконакопичення, під час якого йшло формування рифоподібних масивів,

біогермних банок різної товщини та понижених ділянок палеорельєфу між ними, де переважали глинисто-латунні відклади.

Будову турнейських, візейських та нижньосерпуховських відкладів характеризує структурна карта по горизонту відбиття $V_{B_2^1}$ (покрівля відкладів візейського ярусу нижнього карбону (світа C_1^2)).

Північно-Мигринський об'єкт по горизонту відбиття $V_{B_2^1}$ брахіантикліналь північного-північно-східного простягання з розмірами 2,3 км на 1,5 км в межах останньої замкненої закартованої ізогіпси – 1850 м при амплітуді ~ 100 м. Нажаль стратиграфічний рівень турне, візе, нижня частина серпуховських відкладів бурінням на сьогодні не охоплені.

Середньокам'яновугільний структурно-формаційний комплекс незгідно залягає на нижньокам'яновугільних відкладах. У складі комплексу виділяються дві формації: нижньобашкирська морська піщано-глинисто-карбонатна сірозеленоколірна та середньокам'яновугільна теригенна вугленосна строкатобарвно-сіроколірна. Кути нахилу верств комплексу – 2-8°. Сумарна товщина комплексу досягає – 1189 м.

Будову нижньобашкирських відкладів характеризують структурні побудови по горизонтах відбиття $V_{B_2^{3n}}$ (відповідає контакту башкирських та серпуховських відкладів і характеризує умови залягання відкладів верхньої частини серпуховського ярусу (продуктивні горизонти С-2 – С-5) та нижніх продуктивних горизонтів башкирського ярусу (горизонти Б-11-Б-13) та $V_{B_2^{3n}}$, який належить до стратиграфічного контакту світ C_2^2 , світа C_2^1 і характеризує геологічні умови залягання продуктивних горизонтів Б-8, Б-9, Б-10 [8].

Північно-Мигринський об'єкт має брахіантиклінальну форму з розмірами 1,45 км на 1,1 км (горизонт відбиття $V_{B_2^{3n}}$) при амплітуді 80 м.

По поверхні горизонту відбиття $V_{B_2^{3-1}}$ Північно-Мигринський об'єкт це брахіантикліналь з розмірами 1,4 км – 1,07 км при амплітуді до 50 м.

У відкладах середньої частини башкирського ярусу, структуру яку характеризують побудови по відбивальному горизонту $V_{B_2^2}$ (C_2^3), спостерігається виположення структури де вона трансформується у структурний

ніс, який розкривається в північному напрямку.

Простежується успадкованість структурних планів на рівні нижньокам'яновугільних та башкирських порід середнього карбону.

Інтенсивність структурних форм зменшується знизу вверху, і розріз верхів московського ярусу втрачає структурну виразність брахіантикліналі.

Мезозойський структурний ярус залягає на палеозойському з різкою кутовою та стратиграфічною незгідністю. У порівнянні з попереднім ярусом, він представлений менш дислокованими осадовими відкладами крейдової системи.

У розрізі мезозойського структурного ярусу виділяється альб-маастріхтський-кварцово-глауконітово-крейдянний структурно-формаційний комплекс. Тріасові та юрські відклади на території досліджень розмиті. Кути нахилу верств комплексу – 0-2°. Загальна товщина мезозойського поверху досягає 248 м [12].

Кайнозойський структурний ярус залягає із кутовою та стратиграфічною незгідністю на мезозойському. На вивченій території він представлений осадовими слабо-дислокованими, майже горизонтально залягаючими кайнозойськими відкладами.

Він складений двома структурно-формаційними комплексами: палеогеновим глинисто-кварцово-глауконітово-мергельним та неоген-антропогеновим піщано-глинистим лесовидним. Кути нахилу верств комплексу – 0-2°. Товщина поверху залежить від гіпсометричних відміток рельєфу і змінюється від 47 до 70 м.

Розділ 3. МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

3.1. Обсяги та результати польових геофізичних досліджень

Уявлення про геологічну будову Північно-Мигринської площі базуються переважно на даних сейморозвідувальних робіт. Безпосередньо у межах площі проводилося глибоке пошуково-розвідувальне буріння (св. № 6 та № 7). На суміжних ділянках проводилося пошуково-розвідувальне буріння на нафту та газ (Мигринська площа) та структурне буріння: найближчі свердловини № 3840 та № 4127.

У 1973-1976 рр. фахівцями тресту у співпраці з фахівцями УкрНДГРІ виконано аналіз літолого-фаціальних особливостей карбонатних відкладів північних окраїн Донбасу. У південній частині Старобільсько-Мілеровської монокліналі, встановлена низка зон уявного розповсюдження карбонатних рифогенних, або біостромних комплексів у нижньому та середньому карбоні. Подальшими буровими роботами такі об'єкти встановлені на Муратівській, Путилінській ділянках.

З 1973 року у межах північного Донбасу розпочаті сейморозвідувальні дослідження з метою виявлення та підготовки структур до глибокого буріння .

За результатами сейморозвідувальних робіт Придніпровської ГРЕ (с.п. 94/83, 94/82, 94/88, 94/95) у 1984-87 роках на Любашівській площі в межах північних окраїн Донбасу (сп. 94/98) у 2004 р. виявлена Північно-Мигринська структура. Мета сейморозвідувальних робіт – картування об'єктів неантиклінального типу пов'язаних з органогенними тілами у відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону та побудова структурних планів у нижньо-кам'яновугільних відкладах та нижній частині башкирських утворень, а також уточнення структурних побудов у верхньо-башкирській та московській осадовій товщі з урахуванням результатів, отриманих у пробурених свердловинах [14].

За результатами проведених робіт побудовані структурні карти масштабів

1:25 000 по відбиваючих горизонтах:

$V_{6_2^2}$ (C_2^2) – горизонт в середній частині башкирського ярусу середнього карбону;

$V_{6_2^3}$ (C_1^5) – горизонт у покрівельній частині світи C_1^5 ;

$V_{6_3^2}$ (C_1^1) – горизонт у нижній частині нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону.

За результатами сейморозвідувальних (с.п. 94/95-96, 94/98) робіт Придніпровською ГРЕ у 2009 році підготовлено паспорт на Північно-Мигринську структуру – брахіантикліналь субширотного простягання по відкладах середнього карбону [5].

У 2011 році, з метою визначення подальших напрямків геофізичних досліджень, пошукового та розвідувального буріння, виконані сейморозвідувальні роботи: на Мигринській площі за 3-D технологією – ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика».

У процесі робіт були задіяні матеріали пошукового буріння на вугілля, пошукового та розвідувального буріння на нафту та газ Північно-Мигринської, Мигринської площ.

Проведені сейморозвідувальні дослідження за технологіями 3D у комплексі з глибоким бурінням значно уточнили та поновили результати робіт минулих років і дозволили деталізувати морфологічні особливості Північно-Мигринської структури, а з тим і її геологічної будови.

За результатами сейсмогеологічних досліджень побудовані структурні карти масштабу 1:25000 по горизонтах відбиття, які покладені в основу розробленої геологічної будови родовища при виконанні підрахунку запасів.

3.2. Відомості про проекти та проведення пошукових та розвідувальних робіт

Старобільсько-Міллеровська монокліналь, до якої належить родовище, на початковому етапі нафтогазопошукових робіт вивчалась лише структурно-пошуковим та вуглерозвідувальним бурінням практично без залучення

сейсморозвідки. У 1961-1985 р.р. у східній частині монокліналі трестом «Луганськгеологія» пробурено близько 3000 свердловин з метою пошуків вугілля та підготовки виявлених перспективних ділянок до нового шахтного будівництва. У межах сучасної Мигринської нафтогазоносної площі та прилеглої з заходу площі виконана детальна розвідка ділянки Богданівської Південної № 1, попередня розвідка Богданівської Південної № 2, попередня розвідка ділянки Петрівська № 1 та пошуково-оціночні роботи на ділянці Петрівська Західна з глибиною розвідки до основного вугільного пласту k_2^H (C_2^5) на рівні, близькому до стратиграфічної межі московського та башкирського ярусів (глибини до 800 м). Окремими пошуковими вуглерозвідувальними свердловинами розкрита нижня частина відкладів башкирського ярусу – стратиграфічний рівень низів світи C_2^2 («башкирська плита») (свердловини №№ Л614, Л616, Л 4659, Л 4660, Л 5272, Л 5283, Л2164).

У 2009 році за результатами сейсморозвідувальних робіт с.п. 94/98 Придніпровською ГРЕ складено паспорт на підготовлену до глибокого пошукового буріння на нафту та газ Північно-Мигринську структуру [5]. У цьому ж році УкрНДІгазом складено проект пошуково-розвідувального буріння на Північно-Мигринську структуру. Основою для складання проекту стали результати сейсморозвідувальних робіт МСГТ с.п. 94/98, 94/95, паспорту на структуру та наявних результатів глибокого буріння на структурах суміжних площ – Мигринської, Львівської, Теплої [12].

Глибоке пошуково-розвідувальне буріння на нафту та газ на Північно-Мигринській структурі розпочато у 2010 році Стрийським ВБР БУ «Укрбургаз» пошуковою свердловиною № 6 в апікальній частині Північно-Мигринського склепіння (рис. 3. 1.). За результатами ГДС і випробування свердловини № 6 у 2010 році в розрізі світи C_2^2 башкирського ярусу виявлено і встановлено промислову нафтоносність продуктивного горизонту Б-9 – свердловиною відкрито Північно-Мигринське родовище вуглеводнів [14].

За результатами буріння незалежної пошукової свердловини № 6 отримані наступні дані про геологічну будову і нафтогазоносність Північно-Мигринської

площі:

а) уточнено стратиграфічну прив'язку сейсмічних горизонтів, вивчено стратиграфічний і літолого-фаціальний склад розкритого розрізу кам'яновугільних відкладів, встановлено наявність колекторів та покришок у середньому карбоні;

б) геофізичними дослідженнями та випробуванням свердловини встановлено перспективність розрізу: свердловиною № 6 у листопаді 2010 р. відкрито родовище коли з горизонту Б-9 отримано промисловий приплив нафти.

Отримані дані стали основою для продовження розвідувальних робіт на родовищі по проекту з метою розширення та обмеження площ розповсюдження виявлених покладів вуглеводнів та оцінки запасів розкритих покладів.

У період 12. 2010 – 04. 2011 р.р., згідно плану пошуково-розвідувального буріння на 2011 рік, з метою розширення площі нафтоносності категорії запасів С₂ (код класу 122+222) продуктивного горизонту Б-9, пробурили розвідувальну свердловину № 7 на відстані 620 м на південний захід від св. № 6 Північно-Мигринська та 1630 м на північний схід від св. № 2 Мигринська глибиною 1400 м. На вибої свердловиною розкрито башкирські відклади (С_{2b} (продуктивний горизонт Б-11)) (рис. 3.2.).

За результатами дослідження керну отримано ознаки нафтоносності у свердловині, але за результатами випробування припливу вуглеводнів не отримано. Свердловина виявилася за контуром нафтогазоносності.

Геологічним проектом пошуково-розвідувальних робіт на Північно-Мигринській структурі передбачався відбір керна із інтервалів залягання продуктивних горизонтів. Проектними завданнями встановлювався об'єм кернового буріння 8,9 % від загального метражу проєктованих свердловин. Проєктований відбір керну відносно продуктивної частини розрізу складав – 30 %.

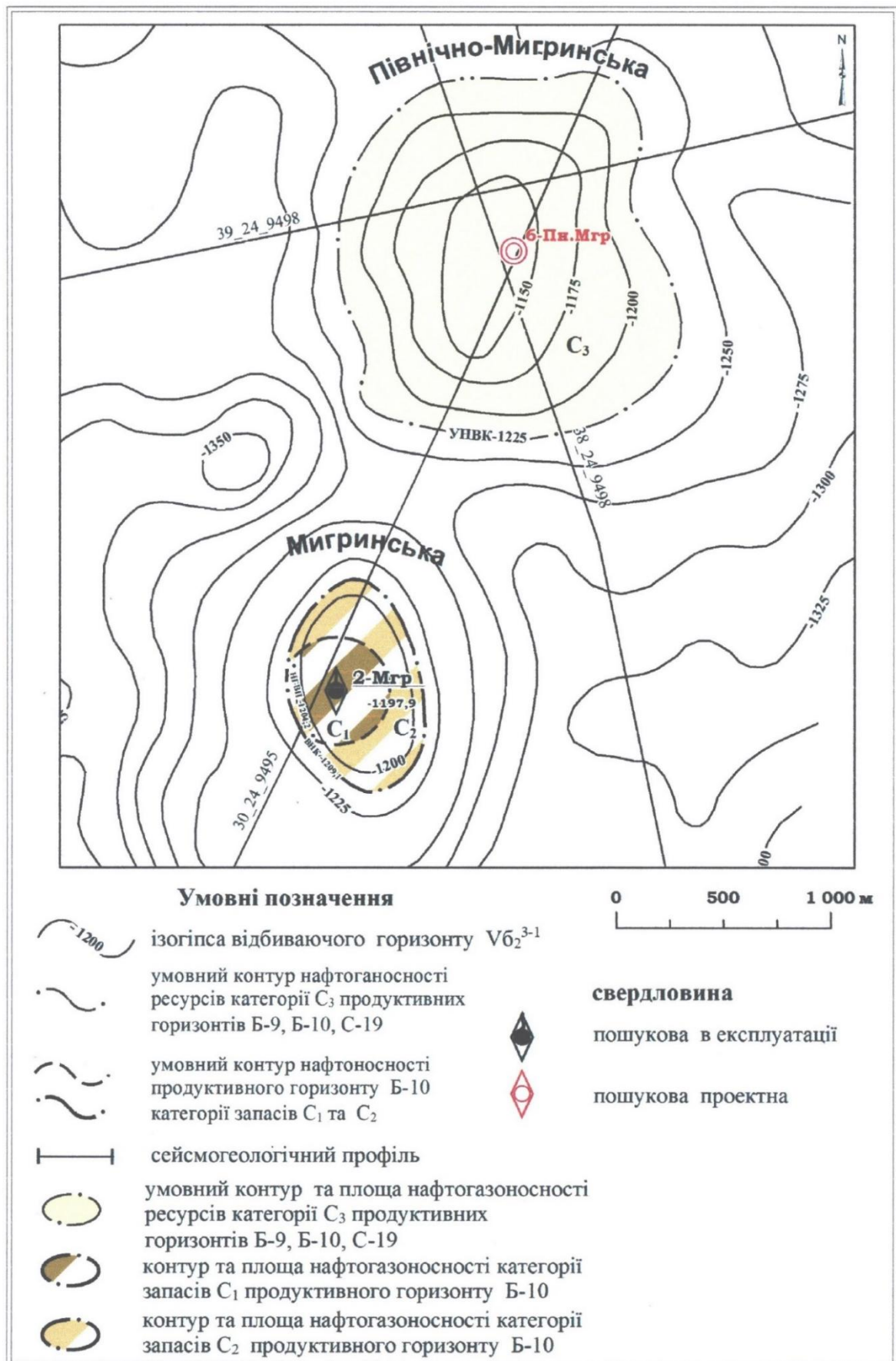


Рис. 3.1. Структурна карта по відбивальному горизонту $V\bar{b}_2^{3-1}$
(УкрНДІгаз, 2010 р.)

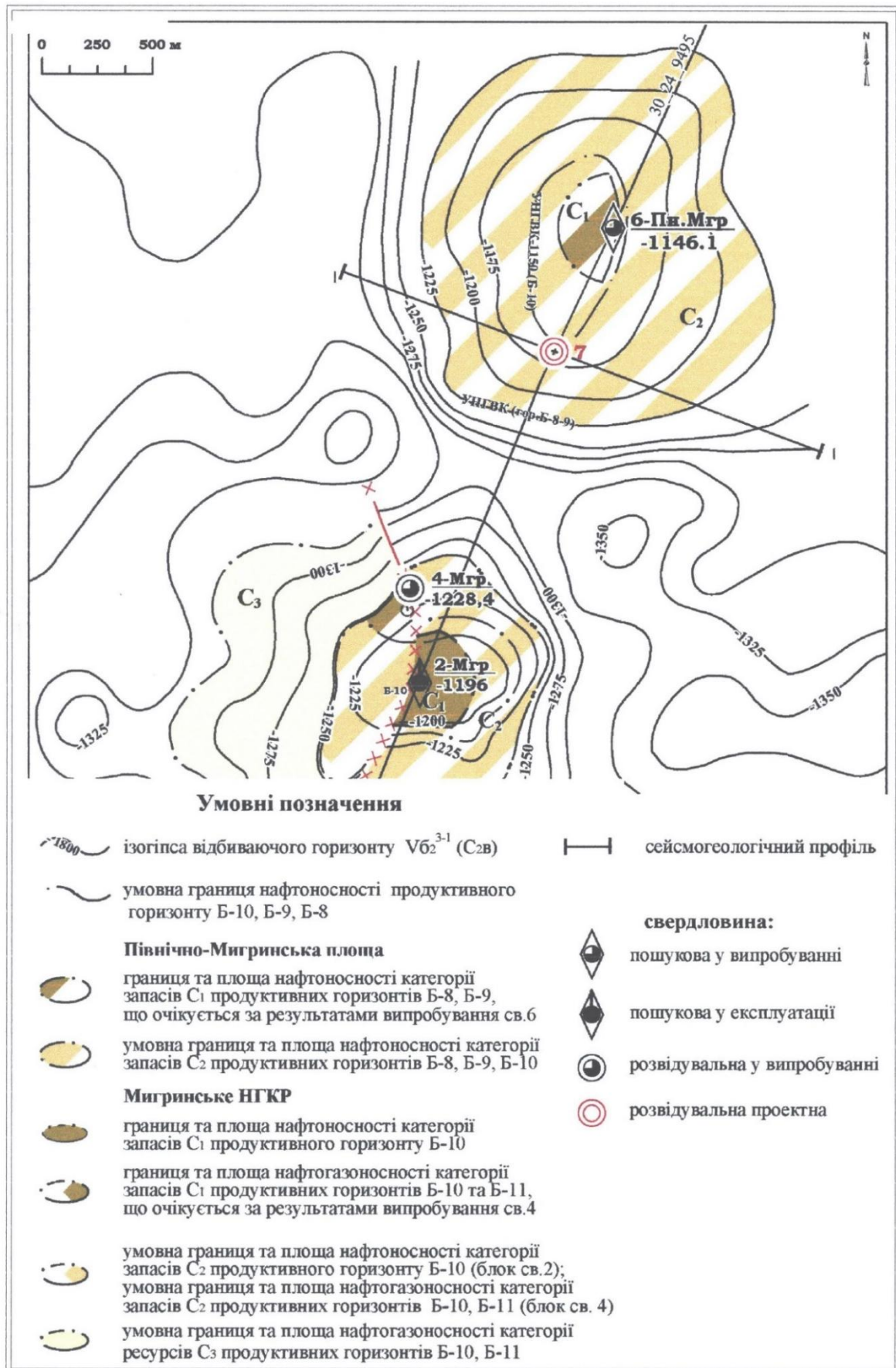


Рис. 3.2. Структурна карта по відбивальному горизонту V_{623-1}

(УкрНДІгаз, 2010р.)

Інтервали відбору керна встановлювалися та рекомендувалися геологічним підрозділом УкрНДІгазу з урахуванням результатів каротажу і кореляції їх розрізів.

У цілому із всього розрізу Північно-Мигринського родовища проходка з відбором керну склала 128 м, або 4,1 % від загального об'єму пошуково-розвідувального буріння. На продуктивні горизонти приходиться 2,6 м проходки з відбором керна.

Винос керну склав 48,2 м, що склало 37,7 % від проходки з відбором керну, а по продуктивним горизонтам винос керну склав 26 %.

Нафтогазонасичена частина покладів висвітлена слабо (всього винесено 0,68 м).

У 2011 році УкрНДІгазом складено «Проект ДПР Північно-Мигринського родовища» [14]. На період ДПР прийнято один (базовий) варіант розробки нафтового покладу горизонт Б-9₂ та нафтового покладу горизонт Б-9₃ – на виснаження св. 6. Проектним режимом розробки для покладу нафти горизонту Б-9₂ блоку свердловини 6 та покладу нафти горизонту Б-9₃ блоку свердловини 6 буде пружній режим. Розрахунки прогнозних технологічних показників розробки проведено на термін п'ять років. Прогнозні показники розробки пораховано з 2011 р. до 2015 р. по св. 6 з урахуванням темпів падіння дебітів, режиму розробки покладу [14].

Північно-Мигринське нафтове родовище введено в дослідно-промислову експлуатацію у серпні 2011 році. У експлуатації перебувають два поклади продуктивного горизонту Б-9 [9].

Таким чином, згідно пошуково-розвідувального проекту на Північно-Мигринській площі пробурено тільки 2 свердловини. З них: одна пошукова (свердловини № 6), одна розвідувальна (св. № 7). З'ясовано промислову нафтогазонасиченість башкирських відкладів середнього карбону світи С₂². У результаті пошуково-розвідувального буріння двох свердловин у розрізі світ С₂² башкирського ярусу за ГДС та випробування були встановлені продуктивні горизонти Б-8, Б-9.

3.3. Стан фонду пробурених свердловин

Пошуково-розвідувальні роботи проводилися згідно проекту пошуково-розвідувального буріння на Північно-Мигринській площі [6].

Першу пошукову свердловину № 6 проектною глибиною 1740 м, проектним горизонтом – серпуховським Ярусом нижнього карбону – C_{1S}, забурено 16 липня 2010 року в склепінній частині підняття, на відстані 2250 м на північ-північний схід від свердловини № 2-Мигринська з метою вивчення геологічної будови Північно-Мигринської площі та оцінки нафтогазоносності горизонтів Б-9, Б-10, Б-11, С-5, С-19.

Стратиграфічне розчленування розрізу свердловини виконане на основі пробурених свердловин №№ 1, 2, 3, 4, 5 Мигринської площі, з якими вона задовільно корелюється.

З метою уточнення характеру насичення пластів та з'ясування їх фільтраційно-ємнісних властивостей у процесі буріння свердловини в інтервалі 1270-1304 м було проведено випробування за допомогою випробувача пластів на бурильних трубах (ВПТ) 26 серпня 2010 року. Отримано приплив газонафтової суміші дебітом 9,172 м³/добу. Пласт випробуваний з фактичною депресією 9,7 МПа, пластовий тиск на глибині 1270 м становить 12,7 МПа.

За оперативними результатами геофізичних досліджень у пошуковій свердловині № 6 виділено 64 пласта, серед яких 7 – газонасних, 39 – водоносних і водонасичених, 1 – перехідна зона та 17 ущільнених.

07 жовтня 2010 року при вибої 1740 м свердловину закінчено бурінням та розпочато випробуванням.

З метою ізоляції непродуктивної товщі серпуховських відкладів нижнього карбону, у свердловині № 6 Північно-Мигринська встановили цементний міст в інтервалі 1740-1400 м.

Планом робіт по випробуванню свердловини за результатами інтерпретації ГДС передбачалося випробування п'яти об'єктів.

Перший об'єкт – горизонт Б-10 башкирського ярусу середнього карбону. Літологічно представлений вапняком з пористістю 11,7 %, який, за характером

насичення, згідно ГДС, є газоносним.

Колектор розкрито в інтервалі 1293-1290 м перфоратором ЗКМ-У-38. Досліджений об'єкт є водоносним. Дебіти води становлять $137,6 \text{ м}^3/\text{добу}$ при $H_{\text{сд}} = 479 \text{ м}$ і $119,8 \text{ м}^3/\text{добу}$ при $H_{\text{сд}} = 312,5 \text{ м}$. Пластовий тиск на глибині 1292 м становить 129,5 атм (12,70 МПа), а пластова температура 43°C .

Цементний міст встановлено в інтервалі 1320-1270 м, покрівля цементного мосту зустрінута на глибині 1270 м. Цементний міст герметичний.

Другий об'єкт. Літологічно представлений пісковиком та вапняком з пористістю по 14,5-24,5 %, які, за характером насичення, згідно ГДС, є газоносними.

Розкрито перфорацією ПКО-89 в інтервалі 1264-1256 м. Отримано приплив нафти з розчиненим газом. Дебіт нафти при середньо-динамічному рівні 567 м становить $6,6 \text{ м}^3/\text{добу}$. Газовий фактор складає $6,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Вибійний тиск на глибині 1260 м становить 71,8 атм (7,04 МПа). Температура, заміряна на глибині 1235 м, дорівнює $+43^\circ\text{C}$.

За даними проведених досліджень, приплив нафти відбувається з інтервалу перфорації. Проби, відібрані польовим загоном УкрНДПгазу з глибин 1240 м, 1150 м, представлені нафтою питомої ваги $0,82\text{-}0,84 \text{ г/см}^3$.

З метою розкриття 3-го об'єкту, який характеризувався як газоносний і володів аналогічними колекторськими властивостями, встановлено вибуховий пакер і цементний міст в інтервалі 1254-1252 м, покрівля цементного моста зустрінута на глибині 1252 м.

Третій об'єкт розкрито в інтервалі 1242-1250 м (Б-9). Перфорацію проведено зарядами ЗП-2-67, щільністю 18 отворів на 1 пог. м. 73 мм. Після освоєння свердловини отримано приплив нафти з розчиненим газом при трубному тиску 10 атм., затрубному тиску 8 атм. Дебіт нафти складає $2,1 \text{ м}^3/\text{добу}$ при середньо-динамічному рівні 201 м.

Газовий фактор дорівнює $7,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Вибійний тиск, не відновлений до пластового, на середині інтервалу перфорації (1246 м) становить 114,6 атм (11,24 МПа), що по відношенню до умовного гідростатичного тиску складає 0,92.

Температура, заміряна на глибині 1235 м, дорівнює $+42,5^{\circ}\text{C}$.

За даними проведених досліджень, приплив нафти зафіксовано з інтервалу перфорації.

У свердловині виконані промислові дослідження польовим загоном УкрНДІГазу. Проби, відібрані з глибин 1200 м, 1150 м представлені нафтою густиною $0,86 \text{ г/см}^3$.

На основі листа ГПУ “Шебелинкагазвидобування” від 19.11.2010р. після виконання гідродинамічних досліджень в свердловині з метою сумісного випробування 2-го 3-го об’єктів проведено розбурювання вибухового пакера і цементного моста в інтервалі 1252-1254 м.

Четвертий об’єкт розкрито в інтервалах 1264-1256 м, 1242-1250 м (Б-9) (сумісно інтервали другого та третього об’єктів). Після освоєння свердловини отримано приплив нафти дебітом $8,3 \text{ м}^3/\text{добу}$ при середньо-динамічному рівні 648,0 м. Пластовий тиск, на глибині 1253 м склав 94,3 атм (9,24 МПа). Температура, заміряна на глибині 1235 м, дорівнює $+43^{\circ}\text{C}$.

Свердловина передана на баланс ГПУ “Шебелинкагазвидобування” 30.10.2010 р. для подальшої експлуатації. У серпні 2011 року свердловина № 6 Північно-Мигринського родовища ВВ введена в експлуатацію.

Розвідувальна свердловина № 7 закладена на відстані 575 м на південний захід від свердловини № 6 – Північно-Мигринська та 1550 м на північний схід від свердловини № 2 Мигринська, з проектною глибиною 1400 м, проектним горизонтом – башкирським ярусом середнього карбону і забурена 13 грудня 2010 року з метою вивчення геологічної будови південно-східної присклепінної частини структури, визначення контуру нафтогазоносності виявлених покладів та з’ясування площинного характеру розповсюдження їх колекторських властивостей.

При досягненні проектною глибини 1400 м у свердловині проведено повний комплекс ГДС.

З метою уточнення характеру насичення пластів та з’ясування їх фільтраційно-ємкісних властивостей після завершення буріння свердловини

проведено дослідження за допомогою випробувача пластів на бурильних трубах (ВПТ) в інтервалі 1350-1400 м (1 об'єкт). Пласт випробуваний з депресією 9,5 МПа, пластовий тиск на глибині 1350 м складає 13,5 МПа. Припливу пластового флюїду не отримано.

За результатами геофізичних досліджень у розвідувальній свердловині 7 Північно-Мигринського родовища виділено 29 пластів, серед яких, 27 водоносних і водонасичених, 2 – ущільнених.

Згідно проекту у свердловині № 7 – Північно-Мигринська з метою уточнення геологічної моделі родовища проведено запис термоградієнту та виконано ВСП.

Слід зазначити, що в горизонті Б-9 свердловини № 7 виділяються неоднорідні за літологією пласти складені пісковиками з пористістю 10%, 14 %, 17,5 % і вапняком з пористістю 6 % та залягають на 32 м гіпсометрично нижче, ніж у свердловині № 6-Північно-Мигринська, де з аналогічних пластів-колекторів отримано промисловий приплив нафти.

При випробуванні 2 об'єкту в інтервалі 1274-1210 м припливу пластового флюїду не отримано. Пласт випробуваний з депресією 9,7 МПа, пластовий тиск на глибині 1210 м складає 12 МПа.

За даними ГДС у дослідженому розрізі явні об'єкти, які б могли забезпечити промисловий приплив газу, відсутні. Розріз свердловини є безперспективним у нафтогазоносному відношенні.

Враховуючи вище наведене, розвідувальна свердловина № 7 Північно-Мигринська ліквідована по першій категорії пункт 6.1 «а» як така, що виконала своє призначення, але виявилась у несприятливих для її подальшого використання геологічних умовах, дозвіл №4-2365/1.15-11 від 18.04.2011.

Отже, станом на 01.01.2013 на площі пробурено 2 свердловини. Вони закінчені бурінням. З них одна пошукова – № 6, одна розвідувальна - № 7. Після випробування і дослідження була передана до експлуатації пошукова свердловина № 6. Розвідувальна свердловина № 7 ліквідована по першій категорії пункт 6.1 «а».

Сумарний загальний метраж буріння на Північно-Мигринській площі склав 3140 м. З них: 1740 м припадає на буріння пошукової свердловими, 1400 м на буріння розвідувальної свердловини.

3.4. Методика та результати випробування свердловин

На Північно-Мигринському родовищі провели випробування (КВІ-146 № 3) у свердловинах № 6 і № 7 (табл. 3.1.).

В колоні випробувана свердловина № 6 (табл. 3.2.).

Випробування свердловин на родовищі здійснювалося за загально прийнятою методикою із використанням стандартних методів, прийомів та технологічних засобів.

Вибір об'єктів для випробування здійснювався з урахуванням аналізу результатів промислово-геофізичних та геологічних досліджень.

Об'єкти випробування, що рекомендовані для розкриття у експлуатаційній колоні, розкриті перфораторами ЗКМ-У-38, ПКО-89, ЗП-2-67.

Виклик припливу здійснювався заміною глинистого розчину на воду із подальшим зниженням рівня за допомогою компресору та цементувального агрегату.

Перший об'єкт – горизонт Б-10 башкирського ярусу середнього карбону розпочато випробуванням 07 жовтня 2010 року у св. № 6.

Перфорацію проведено в інтервалі 1293-1290 м зарядами ЗКМ-У-38, щільністю 18 отворів на 1 пог. м. 73 мм. НКТ спущені до штучного вибою і після промивки припідняті до глибини 1281 м. Освоєння свердловини. Замір рівнів. Отримано приплив пластової води, питомої ваги 1,087 г/см³, дебітом 137,6 м³/добу при середньодинамічному рівні 479 м. Об'єкт ізольовано цементним мостом в інтервалі 1320-1270 м, подошва цементного мосту зустрінута на глибині 1270 м. Після ОЗЦ цементний міст випробуваний на міцність розвантаженням НКТ до 3 т. і на герметичність пониженням рівня до 671 м. Цементний міст герметичний. Об'єкт закінчений випробуванням 26 жовтня 2010 року.

Другий об'єкт – горизонт Б-9 башкирського ярусу середнього карбону.

Літологічно представлений пісковиком та вапняком з пористістю по АК 14,5-24,5 %, які, за характером насичення, згідно ГДС, є газоносними.

Об'єкт розпочато випробуванням 26 жовтня 2010 року.

Перфорацію об'єкта проведено в інтервалі 1264-1256 м зарядами ЗП-2-67, щільністю 12 отворів на 1 пог. м. 73 мм НКТ спущені до штучного вибою і після промивки припідняті до глибини 1248 м. Після освоєння свердловини отримано приплив нафти з розчиненим газом при трубному тиску 5 атм., затрубному тиску 1 атм. Дебіт нафти складає 6,6 м³/добу при середньо-динамічному рівні 567 м.

За даними проведених досліджень, приплив нафти відбувається з інтервалу перфорації. Проби, відібрані польовим загоном УкрНДІ Газу з глибин 1240 м, 1150 м, представлені нафтою питомої ваги 0,82-0,84 г/см³.

Третій об'єкт – горизонт Б-9 башкирського ярусу середнього карбону. Літологічно представлений пісковиком з пористістю по АК 13-21,5 %, який, за характером насичення, згідно ГДС, є газоносним.

Об'єкт розпочато випробуванням 12 листопада 2010 року.

Перфорацію проведено в інтервалі 1250-1242 м зарядами ЗП-2-67, щільністю 18 отворів на 1 пог. м. 73 мм НКТ спущені до штучного вибою і після промивки припідняті до глибини 1232 м. Після освоєння свердловини отримано приплив нафти з розчиненим газом при трубному тиску 10 атм., затрубному тиску 8 атм. Дебіт нафти складає 2,1 м³/добу при середньодинамічному рівні 201 м.

У свердловині виконані промислові дослідження польовим загоном УкрНДІГазу. Проби, відібрані з глибин 1200 м, 1150 м представлені нафтою питомої ваги 0,86 г/см³.

На основі листа ГПУ «Шебелинкагазвидобування» від 19 листопада 2010 року після виконання гідродинамічних досліджень в свердловині з метою сумісного випробування 2-го і 3-го об'єктів проведено розбурювання вибухового пакера і цементного моста в інтервалі 1252-1254 м.

Після підйому бурильного інструменту в свердловину спущено НКТ діаметром 73 мм на глибину 1232 м.

Після виклику припливу флюїду проводилося очищення привибійної зони шляхом періодичного дренажу і роботи із максимальною депресією до повної відсутності у газовому потоці фільтрату глинистого розчину.

Статичний і пластовий тиск визначався шляхом заміру повністю відновленого тиску на гирлі свердловини, по її стовбуру і в інтервалі перфорації об'єкту. Для виміру статичного тиску на гирлі свердловини використовувалися взірцеві манометри з межами вимірювання до 160 кгс/см², який пройшов державну перевірку.

Заміри пластового тиску виконувалися глибинними манометрами типу МГН-2-250.

Пластова температура замірювалась максимальними ртутними термометрами ТП-7, які спускалися разом з глибинними манометрами.

За допомогою сепаратора та накопичувальної місткості виконані дослідження на продуктивність на різних штуцерах. Режими роботи свердловини задавалися калібровим штуцером. На кожному стабілізованому режимі свердловина працювала не менше двох годин Дебіти нафти визначалися прямим виміром в місткості.

На кожному режимі роботи свердловини виконано запис вибійних тисків глибинним манометром.

За допомогою глибинного пробовідбірника ПД-3М відібрані проби флюїду. При дослідженнях водоносних об'єктів проводилися такі роботи, як:

- слідкування за встановленням рівня води у свердловині;
- встановлення статичного положення рівня для об'єктів із досить значним припливом флюїду;
- відбір проб води глибинним пробовідбірником по стволу свердловини і на вибої;
- вимір пластового тиску глибинним манометром при встановленні статичного рівня.

При обробці результатів гідрогеологічних досліджень визначалися:

- інтенсивність припливу при середньо динамічному рівні;

– величина пластового тиску.

Для збільшення припливу нафти в свердловині проводилось СКО, свабування, при необхідності проведення інтенсифікації припливу нафти проводилося методом - потужного гідророзриву пластів-колекторів.

Об'єкт у якому закінчено випробування ізолювався цементним мостом, який встановлювався на 10-20 м вище покрівлі і нижче підшви інтервалу перфорації. Перевірка на герметичність цементного мосту здійснювалася зниженням рівня до 2/3 глибини покрівлі мосту.

Загальна кількість об'єктів випробування на Північно-Мигринському родовищі складає 4 од. З них: 2 – нафтоносних з розчиненим газом, 1 – нафтоносний, 1 – водоносний.

Дві свердловини (№№ 6, 7) випробувані випробувачем пластів у процесі буріння (таблиця 3. 4).

Пошукова свердловина № 6 випробувана в експлуатаційній колоні (табл. 3.5.).

Розділ 4. ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНА

4.1. Методика дослідження керна та вивченість його лабораторними методами

На Північно-Мигринському родовищі визначено поклади у світі C_2^2 башкирського ярусу середнього карбону (продуктивні горизонти Б-8, Б-9) Сумарна загальна товщина горизонтів складає 32,8 м, газонасичена – 8,4 м.

На Північно-Мигринському нафтогазоконденсатному родовищі керновий матеріал із продуктивних горизонтів відбирався в двох свердловинах, де з відбором керну пробурено 2,6 м. Лінійний виніс керну склав 0,68 м, в тому числі із газонасиченої товщини 0,45 м або 2,1 % від сумарної загальної і 5,3 % від газонасиченої товщини горизонтів. Відомості про об'єми виконаних робіт по вивченню колекторських властивостей продуктивних горизонтів наведено в таблиці 4.1.

Якість кернового матеріалу задовільна. Але слід відмітити, що підняті в керні породи із горизонтів Б-8, Б-9 представлені, в основному, аргілітами з прошарками мергелю та вапняками і частково пісковиками.

Дослідження літолого-фізичних властивостей порід-колекторів Північно-Мигринського родовища проводилися в лабораторії сектору літо-фізичних досліджень відділу досліджень гірських порід та підрахунку запасів газу УкрНДІГазу.

Всього на площі досліджено 87 зразків, по яким в комплексі визначалися відкрита пористість, проникність, об'ємна вага, карбонатність і літолого-петрографічна характеристика. Гранулометричний склад у зразках не визначався.

Відомості про обсяги виконаних робіт по вивченню колекторських властивостей продуктивних горизонтів проводилися згідно інструкцій, затверджених Міністерством геології України відповідно ГОСТу 5182-64. Відкрита пористість визначалась методом насичення зразків керна гасом (по

Преображенському). Абсолютна проникність визначалася на зразках-циліндрах розміром 30×30 мм за допомогою апаратури ГК-5, карбонатність (частина породи, яка розчинена в НС1) ваговим методом.

Літолого-петрографічні властивості порід-колекторів вивчалися в шліфах.

Залишкова водонасиченість і коефіцієнт газонасиченості в лабораторії не визначалися.

4.2. Характеристика колекторів та покришок

За результатами узагальнення аналітичного матеріалу і комплексного вивчення керна матеріалу відібраного у свердловинах №№ 6 і 7 встановлено, що колекторами газу та нафти горизонтів Б-8, Б-9 у межах Північно-Мигринського родовища є пісковики.

У свердловинах керном охарактеризовані відклади горизонтів Б-8, Б-9 башкирського ярусу. Підняті в керні породи представлені аргілітами, вапняками і перешаруванням насичених вуглеводнями пісковиків з аргілітами.

Продуктивний горизонт Б-8

Продуктивний горизонт Б-8 залягає у верхній частині світи C_2^2 між вапняками H_1 і G_3 башкирського ярусу середнього карбону і представлений пісковиками з прошарками аргілітів, алевролітів і вапняків.

Горизонт вміщує газонасичений пласт в межах св. 6. Залягає в інтервалі 1174,6-1201,2 м.

Загальна товщина пісковіку в горизонті змінюється від 7,6 м до 7,8 м, газонасичена товщина в св. 6 складає 4,8 м.

Колектор представлений пісковиком. За даними промислової геофізики пористість складає 16,5-20,0 %, газонасиченість – 72,5-78 %.

Керном охарактеризована водонасичена товщина горизонту у свердловині 7, проходка з відбором керну складає 1,2 м. Винос керну склав тільки 0,23 м.

Підняті в керні пісковики представлені дрібнозернистими різновидами на вапняно-глинистому цементі з ознаками насичення вуглеводневими сполуками. За результатами лабораторних досліджень їх карбонатність становить 5,4 %; відкрита пористість коливається від 15,5 до 17,3 %, середня пористість по двом

визначенням становить 16,4%; а абсолютна газопроникність коливається від $2,90 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $4,68 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, середня проникність по двом визначенням становить $3,79 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Після проведення екстракції спостерігається збільшення середньої пористості на 0,7 %, що становить 17,1 %.

Продуктивний горизонт Б-9

Продуктивний горизонт Б-9 залягає в нижній частині світи C_2^2 між вапняками G_3 і G_1 та вміщує три проникливих пласта (Б-9₁, Б-9₂, Б-9₃). Пісковики мало потужні і не витримані по розміру, дрібнозернисті, горизонтальної і хвилясто-верстуватої текстури. Колектор представлений прошарками пісковика товщиною від 2,0 м до 6,8-8,0 м.

Продуктивний пласт Б-9₁ залягає в інтервалі глибин 1206,6-1208,6 м. За даними ГДС газоносний в свердловині № 6, а у св. № 7 він ущільнений.

Загальна товщина його – 2,0 м, газонасичена – 1,0 м, пористість – 18,0 %, газонасиченість – 78,0 %.

Керновий матеріал із горизонту відбирався в свердловині 6, де проходка з відбором керну складає 1,4 м, а в газонасиченій частині – 1,0 м. Лінійний виніс керну – 0,45 м або (32,1 %) від проходки з відбором керну.

Висвітленість керном пласта Б-9₁ складає 22,5 % від загальної товщини і 45 % від газонасиченої товщини. На 1 м газонасиченої товщини приходиться по 4,0 визначень пористості та проникності.

Колектор представлений пісковиком.

Піднятий у керні пісковик світло-сірий з коричневим відтінком, дрібнозернистий, містить рівномірно-розсіяний алевритовий матеріал.

Цемент базальний, глинисто-карбонатний. Текстура шарувата, спостерігається чергування полого-хвилястої, горизонтальної різниць шаруватості. Карбонатність визначена об'ємним методом коливається від 33,7 % до 43,7 %, середня становить 38,4 % по трьох зразках. Пісковики мають ознаки насичення вуглеводневими сполуками, які проявлені у візуальному спостереженні коричневого кольору породи, відчутному запаху та у забарвленні хлороформової витяжки у денному світлі в жовто-коричневі кольори. За

результатами лабораторних досліджень пористість пісковиків коливається від 10,8 до 13,5 %, середня по чотирьох зразках становить 12,1 %. Абсолютна газопроникність визначена по одному зразку, який проникний, інші зразки мали або надто малу проникність (менше $0,01 \times 10^{13} \text{ м}^2$), або були з тріщинами і не враховувались, газопроникність становить $0,52 \times 10^{15} \text{ м}^2$. Після проведення екстракції середня пористість зросла на 5,2 % і становить 17,3 %.

Продуктивний пласт **Б-9₂** залягає в інтервалі глибин 1242-1268 м.

Загальна товщина пласта складає 7,6-6,0 м, нафтонасичена - 2,8 м (св. 6).

Керновим матеріалом пласт не висвітлений.

Колектор представлений пісковиком. За даними промислової геофізики пористість складає 17,3-19,0 %, нафтонасиченість – 83,0 %.

Продуктивний пласт **Б-9₃** залягає в інтервалі глибин 1256,4-1282,8 м.

Загальна товщина пласта складає 8,0-6,8 м, нафтонасичена – 7,0 м (св. 6).

Керновим матеріалом пласт не висвітлений.

Колектор представлений пісковиком (св. 6), але в напрямку до периферії (св. 7) він представлений пісковиком, пісковиком карбонатним, вапняком піщанистим. За даними ГДС пористість складає від 16,5-23,0% (св.6) до 9,5-20,5 % (св.7), нафтонасиченість – 62,5-87,5 %.

Покришками для всіх горизонтів слугують ущільнені малопроникні шари аргілітів та прошарки глинистих вапняків товщиною від 10-20 до 25- 35 м. Керн відібраний з цих інтервалів представлений аргілітами та вапняками.

Розділ 5. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ РОДОВИЩА

Північно-Мигринське родовище знаходиться у зоні нафтогазоносних структур, де регіонально нафтогазоносними є відклади середнього та нижнього карбону (Мигринське, Капітанівське, Вергунське, Кондрашівське, Вільхівське, Лобачівське родовища) [15]. Вони пов'язані з палеозойськими брахіантикліналями та пологими палеозойськими складками притуленими до площини регіонального скиду та перекритими моноклінально залягаючими мезозойськими відкладами. Основні продуктивні горизонти цих родовищ приурочені до московського, башкирського ярусів середнього карбону та серпуховського ярусу нижнього карбону. Поклади газу пластові склепінні літологічно або тектонічно обмежені [13].

На Північно-Мигринському родовищі розкрито розріз осадової товщі до глибини 1740 м. Геологорозвідувальними роботами встановлено промислову нафтогазоносність башкирського ярусу середнього карбону: горизонти Б-8, Б-9. Вони залягають в інтервалі глибин 1174,6-1263,6 м. Колекторами газу є пісковики з достатньо високими фільтраційно-ємнісними властивостями [19].

За результатами матеріалів геолого промислових досліджень, вивчення керну та випробування у свердловинах станом на 01.01.2013 р. зроблено детальну попластову кореляцію продуктивних горизонтів. Виділено 4 нафтогазоносних пласта, які вміщують нафтові і газові поклади.

Поклади газу пластові, склепінні, з умовним газоводяним контактом та частково літологічно обмежені.

За даними промислово-геофізичних досліджень та результатів випробування свердловин газоводяний контакт не встановлено. Умовні нафтогазоводяні контакти (УГВК, УНВК) прийняті на середній відмітці між подошвою найнижчого газонафтонасиченого і покрівлею найвищого водонасиченого інтервалів пласта розкритих свердловинами. Характеристику продуктивних горизонтів наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1.

Характеристика продуктивних горизонтів

Світа	Продуктивний горизонт блок	Глибина абс. відмітка залягання пласту в склепінній частині, м	Висотне положення УГВК (абс. відмітка), м	Розмір покладу			Газонасичена товщина, м	Тип покладу
				довжина, км	ширина, км	висота, м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C ₂ ²	Б-8 св. 6	$\frac{1174,6}{-1028,7}$	-1048,7	1,0	0,8	20,0	6,8	склепінний, повнопластовий з умовним газоводяним контактом
	Б-91 св. 6	$\frac{1205,9}{-1060,0}$	-1064,7	0,6	0,4	4,7	1,0	склепінний, повнопластовий з УГВК, літологічно обмежений 3 півдня
	Б-9? св. 6	$\frac{1249,6}{-1103,7}$	-1116,7	0,9	0,7	13	2,8	склепінний, повнопластовий, з умовним нафтоводяним контактом
	Б-9з св. 6	$\frac{1255,9}{-1110,0}$	-1130,8	0,95	0,7	20,8	7,0	склепінний, повнопластовий, з умовним нафтоводяним контактом

Середній карбон
Башкирський ярус

Світа С₁², розкрита свердловинами та залягає між вапняками Н₁ і G₆ У будові світи приймають участь аргіліти, алевроліти, пісковики та вапняки. Піщано-алевролітові породи сягають 40 % за обсягом. До розрізу світи приурочені продуктивні горизонти Б-8, Б-9.

Нижче наведено характеристику кожного з зазначених покладів окремо.

Горизонт Б-8 залягає між вапняками Н₁ і G₃ в покрівельній частині світи С₂². Розкритий у свердловинах №№ 6 і 7 в інтервалі глибин 1174,6-1193,6 м (по покрівлі).

У розрізі свердловин пласт представлений проникливим пісковиком загальною товщиною 6,0-7,6 м і пористістю 12,5-16,3 %. Ефективна товщина – 4,8-5,8 м. Відомості про залягання та характер насичення продуктивного пласту Б-8 наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2.

Відомості про залягання та характер насичення пласту Б-8

№ св.	Інтервал залягання, м <u>глибина</u> абс.відмітка	Ефективна товщина, м	Характер насичення	Інтервал перфорації, м <u>глибина</u> абс. відмітка	Результат випробування
6	<u>1174,6-1182,4</u> -1028,7 -1036,5	<u>4,8</u>	Газ	-	не випробувався
7	<u>1193,6 -1201,2</u> -1060,8 -1068,4	5~8	Вода		не випробувався

Поклад склепінний повнопластовий. Контакт газ–вода в свердловині не встановлений. Умовний газоводяний контакт покладу (УГВК) проведений на середині відстані між подошвою газоносного пласту (за ГДС) у свердловині № 6 та покрівлею водоносного пласту (за ГДС) у свердловині № 7 на абсолютній відмітці мінус 1048,7 м.

Ефективна газонасичена товщина в св. № 6 складає 4,8 м, пористість – 19,6 %, газонасиченість – 77 %.

Продуктивна частина покладу Б-8 керном не висвітлена. Керн відібраний у свердловині № 7 з водонасиченої частини горизонту. Середня пористість 2 зразків складає 16,4 %.

Розміри покладу 1,0 км x 0,8 км, висота – 20,0 м, площа – 615,0 тис. м².

Пласт Б-8 не випробуваний.

За ступенем геологічного вивчення запаси газу в покладі Б-8, підраховані в об'ємі, обмеженому рівнем УГВК, віднесені до групи попередньо розвіданих (категорія С2, код класу 332). Промислове значення їх не визначене.

Горизонт Б-9, який залягає між вапняками G₃ та G₁ і вміщує нафтові поклади, які приурочені до пластів пісковиків Б-9₁, Б-9₂ та Б-9₃.

Пласт Б-9₁ розкритий свердловиною № 6 на глибині 1206,6 м по покрівлі. У св. № 7 пласт – ущільнений.

Представлений газонасиченим пісковиком ефективною товщиною 1.0 м, пористістю – 18,0 %, газонасиченістю – 78,0 %.

Продуктивна частина розрізу горизонту Б-9₁ керном висвітлена у св. 6. Середня пористість 4 зразків складає 17,3 %.

Відомості про залягання та характер насичення продуктивного пласту Б-9₁ наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3.

Відомості про залягання та характер насичення пласту Б-9₁

№ св.	Інтервал залягання, м <u>глибина</u> абс.відмітка	Ефективна товщина, м.	Характер насичення	Інтервал перфорації, м <u>глибина абс.</u> відмітка	Результат випробування
1	2	3	4	5	6
6	<u>1206,6-1208,6</u> -1060,7 -1062,7	<u>1,0</u>	газ		не випробувався
7	<u>1223,2-1225,0</u> -1090,4-1092,2	-	ущ.		ВПТ в інтервалі 1210-1274 м з Б-9 ₂ припливу не отримали

Поклад склепінний повнопластовий, літологічно обмежений з півдня.

Лінія літологічного заміщення проведена на середині відстані між свердловиною № 6 і св. № 7, що опинилась в непроникній частині.

Контакт газ–вода свердловиною не встановлений. Нижню границю встановленої продуктивності (НГВП) проведено по подошві газонасиченого інтервалу в св. 6 на абсолютній відмітці мінус 1062,7 м.

Нижче цього рівня на дві ефективних товщини газонасиченого інтервалу визначено умовний контур газоносності покладу, який відповідає абс. відмітці мінус 1064,7 м.

Розміри покладу в межах умовного контуру газоносності 0,6 км х 0,4 км, висотою – 4,7 м та, площею – 167,0 тис. м².

Пласт Б-9₁ випробувано сумісно з Б-9₂ у свердловині № 7 за допомогою ВПТ в інтервалі 1210-1274 м, але припливу не отримали.

За ступенем геологічного вивчення запаси газу підраховані в межах УГВК віднесені до невизначених, групи попередньо розвіданих (категорія С₂, код класу 332).

Пласт Б-9₂ розкритий свердловинами 6, 7 в інтервалі глибин 1242,0-1262,4 м (по покрівлі).

Представлений пісковиком загальною товщиною 6,0-7,6 м. Ефективна товщина становить 2,8-3,4 м, пористість – 17,3-19,0 %.

За даними ГДС у свердловині 6 пласт нафтонасичений, у св. 7 – водоносний. Відомості про характер насичення та залягання продуктивного пласту Б-9₂ наведено в таблиці 5.4.

Поклад в межах свердловини № 6 вміщує нафту. Ефективна нафтонасичена товщина складає 2,8 м, пористість 19,0 %, нафтонасиченість 83 %.

Контакт газ-вода свердловиною не встановлений. Умовний нафтоводяний контакт (УНВК) проведений на середині відстані між подошвою нафтоносного пласту в свердловині № 6 та покрівлею водоносного пласту в свердловині № 7 на абсолютній відмітці мінус 1116,7 м.

Таблиця 5. 4.

Відомості про залягання та характер насичення пласту Б-9₂

№ св.	Інтервал залягання, м <u>глибина</u> абс. відмітка	Товщина, м	Характер насичення	Інтервал перфорації, м <u>глибина</u> абс. відмітка	Результат випробування
6	$\frac{1242,01249,6}{-1096,1 -1103,7}$	<u>2,8</u>	нафта	$\frac{1242,0-1250,0}{-1096,1 -1104,1}$	нафта Q _н =2,1 м ³ /д при Нс.д. = 201 м
7	$\frac{1262,4-1268,4}{-1129,6 -1135,6}$	3?4	вода	-	ВПТ в ін-лі 1210-1274 м з Б-9 ₁ припливу не отримали

Розміри покладу в межах УНВК складають 0,9 х 0,7 км, висота 13,0 м, площа 523 тис.м².

У свердловині № 6 проведено випробування 3-го об'єкту в інтервалі 1242,0-1250,0 м (від -1096,1 до -1104,1 м) отримано приплив нафти. Дебіт нафти склав 2,1 м³добу при середньо-динамічному рівні 201,0 м (питома вага склала 0,86 г/см³). Газовий фактор дорівнює 7,0 м³/м³. Вибійний тиск, не відновлений до пластового, на середині інтервалу перфорації (1246 м) становить 11,24 МПа, що по відношенню до умовного гідростатичного тиску складає 0,92.

У свердловині № 7 пласт Б-9₂ випробувався сумісно з Б-9₁ за допомогою ВПТ в інтервалі 1210-1274 м, але припливу не отримали.

За ступенем геологічного вивчення підраховані в покладі запаси нафти в межах УНВК, віднесені до балансових, за ступенем геологічного вивчення групи розвіданих (категорія С₂, код класу 122+222) з встановленою продуктивністю.

Станом на 1.01.2013 р. поклад пласту Б-9₂ експлуатується сумісно з покладом пласту Б-9₃ свердловиною 6.

Пласт Б-9₃ розкритий свердловинами 6, 7 в інтервалі глибин 1256,4-1276,0 м (по покрівлі).

Представлений пісковиком загальною товщиною 8,0-6,8 м. Ефективна товщина становить 7,0-5,4 м, пористість – 15,4-23, %. За даними ГДС у свердловині 6 пласт нафтонасичений, у св. 7 – водоносний.

Відомості про характер насичення та залягання продуктивного пласту Б-9₃ наведено в таблиці 5. 5.

Таблиця 5.5.

Відомості про залягання та характер насичення пласту Б-9₃

№ св.	Інтервал залягання, м глибина абс. відмітка	Товщина, м	Характер насичення	Інтервал перфорації, м глибина абс. відмітка	Результат випробування
6	<u>1256,4-1264,4</u> -1110,5 -1118,5	<u>7,0</u>	нафта	<u>1256,01264,0</u> -1110,1 -1118,1	нафта Q _H =6,6 М ³ /Д при Н _{с.д.} = 567 м
7	<u>1276,0-1282,8</u> -1143,1 -1149,9	5Л	вода		не випробувався

Пласт Б-9₃ у св. 6 представлений нафтонасиченим пісковиком ефективною товщиною 7,0 м, пористістю 16,5-23,0 %, нафтонасиченістю 63,5-87,5 %.

Контакт нафта – вода в свердловині не виявлено. Умовний нафто-водяний контакт покладу проведений на середині відстані між подошвою нафтоносного пласту в св. № 6 та покрівлею водоносного пласту в св. № 7 на абсолютній відмітці мінус 1130,8.

Поклад склепінний повнопластовий розміром 0,95 км х 0,7 км, висотою 20,8 м та площею – 538 тис. м².

Продуктивна частина розрізу пласту Б-9₃ керном не висвітлена.

Пласт Б-9₃ випробуваний у свердловині 6 в інтервалі 1256,0-1264,0 (2-й об'єкт). Отримано приплив нафти з розчиненим газом Р_{тр.}=5 атм, Р_{затр.}= 1 атм. Дебіт нафти складає 6,6 м³/добу при Н_{с.д.} = 567 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси нафти підраховані в межах встановленого УНВК віднесено до балансової групи, за ступенем геологічного вивчення до розвіданих (категорія запасів С₂, код класів 122+222).

Станом на 1.01.2013р. поклад пласту Б-9₃ експлуатується сумісно з покладом пласту Б-9₂ свердловиною 6.

Розділ 6. ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

6.1. Характеристика водоносних комплексів та горизонтів

У гідрогеологічному відношенні Північно-Мигринське родовище вуглеводнів розташоване на сході північної зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, яка територіально співпадає з найбільш зануреною частиною моноклінального схилу Воронезького кристалічного масиву.

На дослідженій території водоносні комплекси встановлено у відкладах від кайнозойських до кам'яновугільних включно.

Згідно моделі вертикальної гідрогеологічної зональності у розрізі Північно-Мигринського родовища виділяються два гідрогеологічних поверхи.

Перший гідрогеологічний поверх (поверх інфільтрогенних вод) охоплює четвертинні і верхньокрейдяні відклади. Для цієї гідрохімічної системи характерно розповсюдження прісних та слабо солоних вод хлористого, сульфатного та гідрокарбонатно-натрієвого складу з розчинними газами неуглеводневого типу. У межах Пн.-Мигринського родовища ці води придатні для питного та господарського водопостачання. Особливо це стосується прісних вод крейдяних відкладів, які приурочені до тріщинуватої зони крейдяно-мергельних утворень. Про це свідчать дані свердловин біля с. Ново-Кондратівка, де експлуатується водоносний горизонт на глибині 51-67 м. За хімічним складом води гідрокарбонатно-кальцієві з мінералізацією до 1 г/л [17].

Води верхнього гідрогеологічного поверху є головним регіональним джерелом централізованого водопостачання. Зона їх розповсюдження підлягає ретельній охороні при бурінні глибоких свердловин, їх експлуатації та ремонті.

У межах нижнього гідрогеологічного поверху (який відокремлюється від верхнього крейдяно-мергельною флюїдоупорною товщею крейдового віку) набувають розвитку седиментогенні води. Слід зазначити, що у геологічному розрізі Північно-Мигринського родовища нижній гідрогеологічний поверх представлений лише верхнім елізійним ярусом (у геологічному розрізі ДДЗ у межах другого поверху виділяється ще нижній термодегідратаційний ярус). Для

елізійного ярусу є характерною елізійна водонапірна система. Напори вод утворюються внаслідок фізичного віджимання води з порід (літологічне перетворення глин у аргіліти), напрямок руху флюїдів – латерально-висхідний, тип колекторів – первинно- поровий.

Водовміщуючими породами у середньому карбоні є пісковики сірі, різнозернисті, зцементовані глинистим або вапняковим цементом з відкритою пористістю від 13,7 до 23 %, проникністю від 1,39 до 938,53 мД та карбонатністю від 0,4 до 27,1 %.

Підземні води середнього карбону характеризуються високими гідростатичними напорами. Статичний рівень у свердловині 6 Північно-Мигринській зафіксований на глибині 147 м від гирла свердловин. Дебіт води тут з горизонту Б-11 сягнув 119,8м³/добу при середньо-динамічному рівні 312,5м.

За хімічним складом води середнього карбону – малосульфатні або безсульфатні розсоли хлоркальцієвого типу. Основним їх компонентом є солі хлористого натрію. Мінералізація змінюється по площі їх розповсюдження і коливається в межах від 74,3 г/л до 164,1 г/л (табл. 6.1).

Коефіцієнт метаморфізації нижчий за 0,7. У водах присутні мікрокомпоненти: йод (4,66-33,52 мг/л); бром (69,28-634,27 мг/л) та амоній до 120 мг/л. Розчинені в пластових водах газу, вуглеводневого складу.

Відомості про гідрогеологічну обстановку у відкладах нижнього карбону отримані при випробуванні у свердловинах Мигринської, Капітанівської, Муратівської та Путилінської площ. Водовміщуючими є карбонатні породи-вапняки, товщина яких сягає 18 м. Водонасиченість колекторів характеризується головним чином дебітами від 0,5 м³/добу при динамічному рівні 1668 м (свердловина 1 Мигринська, горизонт С-7) та до 11,4м³/добу (горизонт В-26) при динамічному рівні 883 м. У межах Муратівської площі водоносні горизонти нижнього карбону пов'язані з кавернозно-трищівуватими карбонатними колекторами

Таблиця 6.1.

Хімічний склад та фізичні властивості пластових вод у розрізі Північно-Мигринського родовища

Площа, № св.	Вік	Інтервал випробування, м	Щільність води, г/см ³ в пластових мовах/н.у.	РН/ Стат.рів	Дебіт, м ³ /добу/ дин.рів.	Мінералі- зація,г/л.	Місткість іонів, мг/л; %-екв.						Мікрокомпонентний склад,мг/л.			rNa rCl	rSO ₄ rCl	Тип вод за класифікацією В.О.Суліна	
							Cl'	SC	Ca''	HCO ₃ '	Na'+K'	Ca''	Mg''	B	J				Br
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Мигринська 1	C _{1s} (C-19)	1878-1873	1,1099	5,2	<u>3,75</u> 881	229,33	141840,00 49,32	211,5 0,54	9,53 0,14	677,10 33,97	14028,00 8,73	7296,00 7,3	-	11,85	469,00	0,689	0,01102	ХК	
Півн.Мигринська 6	C _{2b} (Б-11)	1293-1290	1,0877	<u>6,8</u> 147	<u>119,8</u> 312,5	131,01	85104,00 49,7	647,5 0,28	7,54 0,02	21037,41 18,94	15030,00 15,53	9120,00 15,53	-	4,66	471,68	0,381	0,00561	ХК	
Кондрашівська 1	C ₂ ⁴	1407-1399	1,095	6,5	-	139,83	87100,4 49,16	19,3 0,181	34 0,03	97,6 32,9	37361,34 12,89	12745,64 4,21	2509,09	48,33	30,88	426,24	0,65	-	ХК
Кондрашівська 1	C ₂ ²	1920-1910	1,108	6,0	-	156,32	96344,82 49,95	1,2 0,100	23 0,05	170,8 37,58	47170,01 10,21	11166,69 2,21	1465,04	10,35	25,38	607,62	0,7	-	ХК
Капіганівська 4	C _{1s2}	2480-2456	1,14	-	<u>2,0</u> 1570	200,18	123914,97 49,92	16,8 0,105	8,7 0,03	122,0 34,4	55384,23 13,26	18597,0 2,34	1994,24	-	-	282,49	0,57	0,136	ХК
Муратівська 5	C ₂ ⁴	1822-1850	1,056	-	-	74,269	45105,12 49,58	10,2 0,101	29 0,41	646,6 42,85	25286,43 4,9	2520,23	700,9	-	5,08	213,2	0,56	0,023	ХК
Муратівська 6	H-5	2981-3176	1,20	-	<u>0,8</u> 1378	290,008	174596,17 49,52	160,2 0,34	2,79 0,14	854,0 45,57	104215,76 4,33	8619,77 0,1	120,26	6,6	3,38	14,92	0,59	0,916	ХК
Вільхівська 2	C ₂ ³	1577-1584	1,11	5,7	-	160,945	99917,41 49,93	20,1 0,101	16 0,06	231,8 34,72	45094,93 11,64	13178,7	2502,77	-	10,57	634,27	0,693	0,0004	ХК
Кондрашівська 1	C ₂ ³	1840-1810	1,114	-	-	164,139	101860,27 49,94	24,6 0,101	69 0,05	183,0 34,06	45202,98 12,49	14448,24	2419,96	-	14,38	388,94	0,68	0,0002	ХК
Львівська(Тепла) 3	C ₂ ¹	1525-1557	1,076	6,5	-	108,490	66487,49 49,12	134,9 0,107	1,97 0,81	1878,8 29,87	26226,2 14,7	11241,84	2520,95	18,18	33,52	69,28	0,61	0,0014	ХК
Мигринська 1	(C 4-5)	1376-1377	1,0829	5,2	-	152,20	95742,00 49,68	803,0 0,3	1,05 0,02	48,80 37,87	39502,50 1,10	1002,00	6080,00	-	4,23	343,04	0,636	0,619	ХК

Дебіт води з цих колекторів у свердловині 1 в інтервалі 3045-3144 м сягав 43 м³добу. За хімічним складом води нижнього карбону відносяться до хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією в межах 186-229,3 г/л. Із мікрокомпонентів присутні йод, бром, амоній (таблиця 1). Відомості про склад та кількість водорозчинного газу отримані при випробуванні водоносних об'єктів па Капітанівській (св. 4) та Путилінській (св. 1) площах. Кількість водорозчинного газу складала 1112см³/л, відношення пружності до пластового тиску наближається до одиниці. Газу вуглеводневого складу. Сума вуглеводнів сягає від 80,0 до 93,4 м %, з них від 4,14 до 10,34 - важкі.

6.2. Характеристика початкових пластових тисків та температур

Продуктивні горизонти Північно-Мигринського родовища приурочені до основної зони нафтогазонакопичення [12]. Нафтогазонаосними відкладами на Північно-Мигринському родовищі є відклади башкирського (середній карбон).

Свердловини Північно-Мигринського родовища розкрили перший гідрогеологічний поверх інфільтрогенних вод та другий поверх седиментогенних вод з його елізійним ярусом.

При побудові графіка розподілу температур (рис. 6.1.) у розрізі Північно-Мигринського родовища використана зведена термограма [5]. Значення пластових температур на середини покладів коливаються від 45,1 °С (гор. Б-8) до 47,2 °С (гор. Б-9₃).

Оскільки за даними випробувань свердловин на родовищі не отримано показного виміру пластового тиску, тобто інтервали перфорації у свердловинах поєднували декілька горизонтів.

Розділ 7. ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТАХ Б-8, Б-9 МИГРИНСЬКОЇ ГРУПИ СКЛЕПІНЬ

Мигринська група склепінь знаходиться у межах Старобільсько-Міллеровської монокліналі (СММ) на території Старобільського, Кременського та Новоайдарського районів Луганської області східного регіону України. У структурно-тектонічному відношенні Старобільсько-Міллеровська монокліналь належить південній частині схилу Воронезької антеклізи Східно-Європейської платформи і відноситься до нафтогазоносного району Північного борту ДДЗ [11, 13, 16].

Південна частина схилу Воронезької антеклізи в цілому, Старобільсько-Міллеровська монокліналь як її окремий елемент в тому числі, належить до маловивчених територій Північного борту ДДЗ глибоким бурінням та детальними сейсмо-пошуковими роботами. Поодинокі опорні та пошукові свердловини на нафту та газ, які пробурені з розкриттям кристалічного фундаменту за різних обставин не приносили бажаного результату, стосовно відкриттю покладів вуглеводнів. Територія повністю покрита регіональними площинними сейсмо-пошуковими роботами різних років, а фрагментарно і детальними сейсморозвідувальними роботами і характеризується високою щільністю виконаного структурно-пошукового та картувального буріння («вугільні» свердловини).

Збільшений інтерес в останній час до Старобільсько-Міллеровської монокліналі ДК «Укргазвидобування» та інших нафтогазовидобувних компаній пов'язується з певними перспективами території що до її нафтогазоносності. Однією з передумов активізації пошуково-розвідувальних робіт в межах Старобільсько-Міллеровської монокліналі послужило відкриття Львівського нафтового родовища (1994 р) у відкладах нижнього башкиру.

Північніше Львівського родовища у 2005 р. виявлено Мигринську групу склепінь, розташовану у межах північної частини Старобільсько-Міллеровської

монокліналі. Це сукупність структур облямування, які відносяться до зони розвитку мало амплітудних брахіантикліналей – типових платформених структур.

Як пошуковий, Мигринський об'єкт підготовлено до глибокого буріння у 2005 році, Північно-Мигринський – у 2009 році Придніпровською ГРЕ на основі результатів сейморозвідувальних робіт сейсмічних партій 94/85, 94/83, 94/86 по відбивальних та допоміжних горизонтах: V6₂³.

Згідно складених УкрНДІгазом проектів на буріння на основі структурних побудов за результатами 2-D сейморозвідувальних досліджень у 2005 та 2009 рр. [6, 36], у межах Мигринської групи склепінь в період з 2007 р. по 2011 р. у присклепінневих частинах брахіантикліналей пробурено та випробувано 7 свердловин. Випробуванням свердловин встановлено промислову нафтогазоносність нижньобашкирських відкладів.

Детально аналізуючи результати буріння, випробування, геофізичні площинні та геофізичні дослідження у Мигринських свердловинах із залученням геолого-геофізичного моніторингу, проведеного Придніпровською ГРЕ [5], результатів сейсмічних досліджень на Мигринській площі у 2011р. (Савицький та інші) [7] та власних кореляційних побудов встановлено наступне:

1. пласт продуктивного горизонту Б-8, який у свердловині № 6 за результатами інтерпретації ГДС виявився газоносним колектором у інших Мигринських склепінневих свердловинах (№№ 3, 5, 2) виявився ущільнено-водонасиченим (св. 5), водо насиченим та щільним (св. № 3) та щільним (св. № 2). На крилах брахіантикліналей (св. №№ 1, 4 та 7) це водоносні колектора. Ця особливість наштовхує на думку, що у склепінних частинах склепінь у колекторі Б-8 збереглася залишкова нафтонасиченість (св. №№ 3, 5), а можливо і поклад вуглеводнів (склепіння св. № 2, очікувані перспективні ресурси за аналогічними підрахунковими параметрами з (св. № 6) склали 40 млн. м³);

2. пласт Б-91 продуктивного горизонту Б-9 за ГДС визначено як газоносний лише у свердловині № 6. У інших Мигринських свердловинах це щільний, або ущільнено-водонасичений пласт незначної товщини, або зовсім не

охарактеризований за ГДС (св. № 2). У зв'язку з вище наведеним перспективи Б-9₁ продуктивного пласта в межах Мигринської групи склепінь примарні (за винятком Північно-Мигринського склепіння, св. № 6);

3. пласти Б-9₂ та Б-9₃ необхідно розглядати як основні що до перспектив нафтогазоносності серед означеного продуктивного комплексу (Б-9, Б-8). Вони досить впевнено визначені як газonosні та нафтоносні у склепінневих св. № 3 та св. № 5 відповідно, а в межах Північно-Мигринського склепіння експлуатуються. Сумарні геологічні запаси (пласти Б-9₂ та Б-9₃) за попередніми підрахунками склали: склепіння св. 5-48 тис. т, склепіння св. 3, 1–13 млн. м³. Підраховані запаси вуглеводнів продуктивних горизонтів Б-8, Б-9, які розкриті свердловиною 6 на Північно-Мигринському склепінні. Викладені вище.

Отже, основні перспективи що до нафтогазоносності серед продуктивного комплексу (Б-9, Б-8) у межах Мигринської групи склепінь пов'язуються з пластами Б-9₂ та Б-9₃ продуктивного горизонту Б-9. Пласт продуктивного горизонту Б-8 необхідно розглядати як можливий об'єкт повернення, після випробування нафтогазоносних об'єктів визначених за ГДС св. 3 та св. 5 та закінчення експлуатації продуктивного горизонту Б-10 у св. 2 Мигринська.

Також, Мигринські малоамплітудні структури облямування необхідно розглядати як структури аналоги при подальших пошуково-розвідувальних роботах на суміжних територіях.

Прямі ознаки та широкі межі нафтогазоносності, наявність колекторів, покришок та простих структурних форм (структури облямування), досяжні та незначні глибини залягання перспективних продуктивних горизонтів потребують невідкладних дій з проведення сейморозвідувальних рекогносцирувальних робіт на ділянках з відсутньою кондиційною структурною основою на окремих ділянках СММ, виявленню нових структур та деталізації (підготовці сейсмічних паспортів на структури) окремих, чи груп склепінь, які виявлені раніше, проведення пошуково-розвідувального буріння в межах підготовлених структур на суміжних з Мигринською площею ділянках та завершення розвідувальних робіт в межах Мигринської площі [14, 18].

ВИСНОВКИ

У процесі виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи було проаналізовано геолого-геофізичні матеріали, результати буріння, випробувань і геофізичних досліджень у межах Північно-Мигринської структури, що дозволило сформулювати комплексне уявлення про геологічну будову досліджуваного об'єкта та оцінити його нафтогазоносний потенціал. Основні результати дослідження можна сформулювати таким чином:

1. Мигринське нафтогазоконденсатне родовище приурочене до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і знаходиться на схилі Вороніжської антиклізи. Осадова товща представлена трьома структурними поверхнями: палеозойським, мезозойським та кайнозойським. Основною розривною структурою є зона Північно-Донецького крайового розлому.

2. Мигринське родовище знаходиться на сході Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну і співпадає з найбільш зануреною частиною Воронежського кристалічного масиву. Водоносні горизонти і комплекси розповсюджуються від кайнозойських до палеозойських відкладів, в яких виділяється два гідродинамічних поверхи – інфільтраційний та сидементаційний (елізійний). Інфільтраційні води використовуються для водопостачання. Вони мають низькі напори, гідрокарбонатний (кальцієвий, натрієвий, магнієвий) склад, невисоку мінералізацію від 1-5 до 5-10 г/дм³ і нейтральну реакцію рН (6,8-7,2). Сидементаційні води мають напірний характер. Їх напори, мінералізація та рН а хімічний склад характеризується присутністю хлоридів та сульфатів натрію. На глибинах більше 800-1000 м ці води представлені розсолами різної концентрації.

3. Продуктивні нафтогазоносні товщі приурочені до пісковиків башкирського ярусу середнього карбону. Флюїдоупори представлені щільними алевритистими породами і вапняками.

4. Дослідження Мигринського родовища дозволяє зробити висновок про перспективність пошуково-розвідувальних робіт на вуглеводні в теригенних породах середнього карбону Мигринської групи склепінь.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Східний нафтогазоносний регіон // Іванюта М. М., Федина В. О. та інші. – Львів, 1998.
2. Жадан А. М. Сейсморозвідувальні методи у нафтогазовій геології / А. М. Жадан – Київ: ПрАТ «Центр обробки даних Надра», 2011. – 130 с.
3. Мала гірнича енциклопедія: у 3-х т. / за ред. В. С. Білецького. – Донецьк: Донбас, 2004 – Т. 1. – 640 с.; Т. 2 – 2007. – 652 с
4. Ковальчук І. І. Геологія і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини / І. І. Ковальчук – Київ: Наук. думка, 2010. – 275 с.
5. Колісніченко В. Г. Проведення сейсморозвідувальних 3D робіт на Мигринській площі / В. Г. Колісніченко, В. І. Савицький, А. М. Жадан та ін. – Київ: ПрАТ «Центр обробки даних Надра», 2011. – 118 с
6. Колодій В. В. Нафтогазова гідрогеологія / В. В. Колодій, І. В. Колодій, Б. Й. Маєвський. – Івано-Франківськ: «Факел», 2009. – 148 с.
7. Кузьменко В. І. Геологія нафтових і газових родовищ / В. І. Кузьменко – Київ: Вища школа, 2005. – 320 с.
8. Мельник І. В. Геологічна будова і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини / І. В. Мельник – Київ: Наук. думка, 2009. – 300 с.
9. Петрович О. С. Структурна геологія та нафтові родовища / О. С. Петрович – Київ: Вища школа, 2009. – 280 с.
10. Романенко П. Г. Основи геофізики / П. Г. Романенко – Київ: Вища школа, 2007. – 310 с.
11. Савицький В. І. Тектоніка і геологія нафтогазоносних провінцій України / В. І. Савицький – Київ: Наукова думка, 2010. – 280 с.
12. Савицький В. І. Нафтоносність Мигринської антикліналі / В. І. Савицький, В. Г. Колісніченко. – Київ: ПрАТ «Центр обробки даних Надра», 2012. – 90 с.
13. Світлицький В. М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки родовищ нафти і газу / В. М. Світлицький О. Р. Стельмах, І. В. Світлицька. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с.

14. Стебельська Г., Семенюк В., Гамза А. та ін. Проект ДПР Північно-Мигринській площі. – Харків: УкрНДІгаз, 2011. – 97 с.
15. Черненко В. В. Геологічна будова та ресурси України / В. В. Черненко – Київ: Ін-т геології НАН України, 2013. – 280 с.
16. Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов В. – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 212с.
17. Суярко В. Г. Гідрогеохімія (геохімія підземних вод): навчальний посібник / В. Г. Суярко, К. О. Безрук. – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2010. – 112 с.
18. Суярко В. Г., Сердюкова О. О. Основи геології: навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова. – Полтава: ПолНТУ імені Юрія Кондратюка 2012. – 151с.
19. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / В. Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – 413 с
20. Черненко В. В. Геологічна будова та ресурси України. – Київ: Ін-т геології НАН України, 2013. – 280 с.