

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Факультет природничих наук та технологій

(факультет)

Кафедра геології та розвідки родовищ корисних копалин

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеня магістра

(бакалавра, магістра)

Студента Попової Юлії Юріївни

(ПІБ)

академічної групи 103М-22з-2

(шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою «Геологія, гідрогеологія, геофізика»

(офіційна назва)

на тему: Аналіз закономірностей локалізації газоконденсатних покладів

Пролетарської площі Дніпровсько- Донецької нафтогазоносною області

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Жильцова І.В.			
розділів:				
загальний	Жильцова І.В.			
спеціальний	Жильцова І.В.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			

Дніпро
2024

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 72 стор., 31 рис., 16 літературних джерел.
ГАЗОКОНДЕНСАТ, ГАЗОНОСНІ ГОРИЗОНТИ, НАФТОГАЗОНОСНІ
КОМПЛЕКСИ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ

Актуальність теми кваліфікаційної роботи обумовлена необхідністю збільшення енергетичних ресурсів України.

Об'єктом дослідження є газоконденсатні поклади Пролетарської площі Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області.

Предмет досліджень - умови локалізації газоконденсатних покладів Пролетарської площі.

Мета кваліфікаційної роботи – дослідження умов локалізації газоконденсатних покладів та визначення перспектив газоносності Пролетарської площі Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області.

Результати та їх новизна – умови локалізації газоконденсатних покладів. Наукове значення результатів роботи полягає у визначенні закономірностей локалізації газоконденсатних покладів Пролетарської площі Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження наукової діяльності кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері вивчення особливостей закономірностей локалізації газоконденсатних покладів.

Практичне значення роботи складається в дослідженні перспектив газоносності Пролетарської площі. Для підготовки газоносної площі до подальшого освоєння необхідно більш детально вивчити умови залягання газоносних горизонтів.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІЗ ВИВЧЕНОСТІ УМОВ ФОРМУВАННЯ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ	6
1.1 Геологічні умови формування газових та газоконденсатних родовищ	6
1.2 Закономірності локалізації газових та газоконденсатних родовищ.....	10
1.3 Аналіз вивченості умов формування газоконденсатних покладів родовищ Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області	21
1.4 Особливості будови газоконденсатних покладів родовищ Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області	26
2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	37
3 ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ	39
3.1 Геологічна вивченість Пролетарської площі	39
3.2 Стратиграфія і літологія	40
3.3 Тектонічна будова району досліджень	46
3.4 Гідрогеологічна характеристика	46
4 АНАЛІЗ УМОВ ФОРМУВАННЯ ТА ЛОКАЛІЗАЦІЇ ГАЗОНОСНИХ ГОРИЗОНТІВ ПРОЛЕТАРСЬКОЇ ПЛОЩІ	52
4.1 Фізико-літологічна характеристика пластів-колекторів.....	52
4.2 Характеристика будови газоносних горизонтів	55
5 ПЕРСПЕКТИВИ ГАЗОНОСНОСТІ ПРОЛЕТАРСЬКОЇ ПЛОЩІ ..	62
ВИСНОВОК	66
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ.....	67
ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	69
ДОДАТОК Б Відгук керівника кваліфікаційної роботи	70
ДОДАТОК В Рецензія	71

ВСТУП

В Україні відкрито та розвідано понад 300 родовищ природного газу, нафти та газоконденсату, які зосереджені на заході, сході та півдні країни, але запасів цих родовищ недостатньо.

Актуальність теми кваліфікаційної роботи обумовлено необхідністю забезпечення енергетичної безпеки України за рахунок залучення до паливно-енергетичного комплексу додаткових обсягів природного газу.

Головною метою кваліфікаційної роботи являлося дослідження особливостей геологічної будови та визначення перспектив газоносності Пролетарської площі.

Геологічні задачі, послідовність і методи їх вирішення:

- вивчити геологічну будову Пролетарської площі;
- дослідити перспективи газоносності, умови формування та характер розподілу газоконденсату та горючого газу в межах досліджуваної площі.

В адміністративному відношенні площа дослідження розташована в Дніпропетровській області в двадцяти кілометрах від міста Магдалинівка. В геологічному відношенні площа знаходиться в південно-східній частині прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини в межах Голубівсько-Колайдинського валу. В структурному відношенні площа дослідження має вигляд майже симетричної брахіантикліналі північно-західного простягання розмірами 4,8x1,5 м. Горючий газ та газоконденсат в межах Пролетарської площі видобувається з 1975 р. Запаси: газу — 6650 млн. м³; конденсату — 597 тис. т.

У північній частині району протікає притока Дніпра — Оріль — одна з найчистіших річок Європи. Менш повноводні артерії — Кільчень, Чаплинка, Заплавка. Із заходу на схід район перетинає канал Дніпро-Донбас.

В економічному відношенні площа досліджень розташовується в густонаселеному сільськогосподарському районі.

1 АНАЛІЗ ВИВЧЕНОСТІ УМОВ ФОРМУВАННЯ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

1.1 Геологічні умови формування газових та газоконденсатних родовищ

Газоконденсат та горючі гази у земній корі накопичуються у породах-колекторах, які повністю або частково обмежені слабопроникними породами. Порода-колектори локалізують природні резервуари газу, особливості яких зумовлені співвідношенням пористих та слабопроникних порід. За морфометричною будовою колектори поділяють на три типи: масивні, пластові та складної форми, які в свою чергу літологічно обмежені з усіх сторін.

Колектори - це масиви гірських порід, які здатні вмішувати в собі газ, нафту, воду і в яких можливе переміщення газоподібних та рідких корисних копалин. Будова порід-колекторів залежить від двох основних параметрів: пористості та проникності.

Пористість поділяється на типи: загальну і відкриту. Загальна пористість - це об'єм усіх пустот в породі, включаючи пори, тріщини, каверни, які пов'язані або не пов'язані між собою. Відкрита пористість - це об'єм усіх пустот в породі, які пов'язані між собою. До об'єму відкритої пористості не включються пори, які ізольовані від інших пор, бо із-за їх ізольованості неможливе переміщення флюїдів.

Головним параметром для формування покладів горючого газу та газоконденсату є проникність - здатність порід пропускати крізь себе рідини і гази. Для всіх гірських порід характерна певна міра проникні, абсолютно непроникних порід не зустрінуто в земній корі, але умовно породи поділяють на проникні й непроникні. До останніх, відносять такі породи, через які унеможлиблюється просачування рідини та газу.

У природних умовах в пластах колекторах весь поровий простір заповнений газом, нафтою або водою.

Окрім нафти та горючого газу в породах-колекторах завжди присутня вода. Це зумовлено тим, що нафта чи газ потрапляючи в породу, пори якої дотого були заповнені водою, не витискують весь її об'єм, в зв'язку з цим частина води залишається в порах. Таку воду найчастіше називають залишковою, бо вона зв'язана або захоронена в нафтогазоносних породах.

Літологічно найчастіше колектори нафтових та газових покладів складені пісками, пісковиками, вапняками і доломітами (понад 95 %), і тільки біля 5% - ангідрити, сланці, тріщинуваті магматичні породи.

Непроникні для газу та нафти породи, які перешкоджають їхній міграції угору по розрізу, називають породами-покришками або флюїдоупорами.

Горючі газу, потрапивши в природний резервуар, заповнений водою, намагаються мігрувати вгору за рахунок того, що мають нижчу густину, аніж нафта і вода. Це переміщення відбувається доти, доки горючі газу не зіткнуться з непроникними ділянками в земній корі, які в свою чергу сформували пастку, із-за якої подальше переміщення нафти та газу вгору стає неможливим.

Структурна пастка являє собою природний резервуар, який забезпечує утримання горючих газів, газоконденсату і нафти, що надходять у резервуар, і де встановлюється рівновага між газом, нафтою і водою. В пастках розподіл газу, нафти і води відбувається за їх густиною (рис. 1.1). В тому разі, коли відбувається рух води - порушується рівновага, і нафта та газ мігрують в інше місце.

Комплекси порід з нафтогазоносними пластами, породами-колекторами і породами-покришками складують в сукупності нафтогазоносні світи.

Розрізи окремих нафтогазоносних районів можуть складатися з декількох світ, розділених частинами розрізу, в яких відсутні нафтогазоносні пласти.

Поклади газу або нафти це окремі локальні скупчення в земній корі, які контролюється пасткою, частина порового простору якої заповнено га-

зом або нафтою. Як правило, нафта і газ утворюють суцільну однорідну фазу в межах пастки. В свою чергу, прояви нафти та газу формують незначні скупчення, займаючи тільки окремі ділянки в пустотному просторі, в яких не існує чіткого розподілу нафти та води за густиною згідно із законом гравітації та капілярних явищ. У покладах цей розподіл досить виразний.

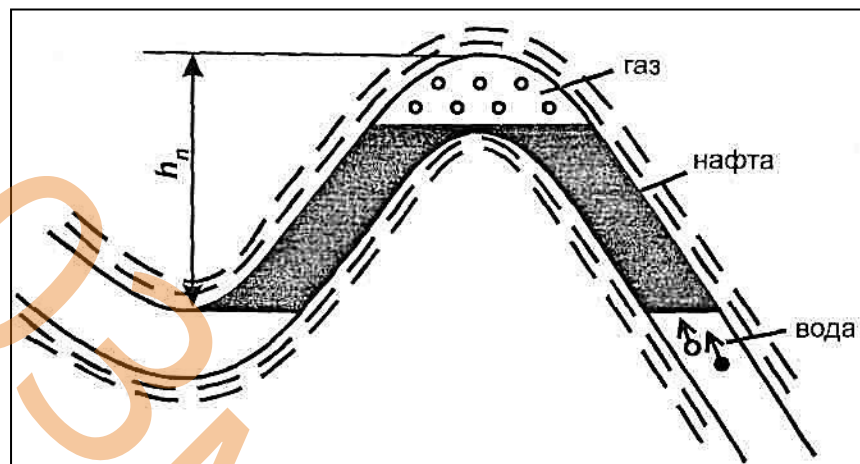


Рисунок 1.1 - Схема вловлювання газу і нафти в пастці [1]

Родовища газу можуть складатися із різної кількості покладів. Існують родовища, в продуктивній товщі яких налічується більше сотні покладів (Болівар у Венесуелі) [1]. В розрізі продуктивної товщі родовища можуть міститися як газові, так і нафтові поклади. Такі родовища за фазовим станом поділяються на газові, нафтогазові та нафтові. В тому разі, коли газові родовища багаті на конденсат, їх відносять до газоконденсатних. В назві типу комплексного родовища завжди на перше місце ставиться компонент, що має менший % вмісту (наприклад, газонафтове родовище – переважає нафта, нафтогазоконденсатне – переважає газ з конденсатом).

Важливим параметром для родовищ є величина запасів газу, газоконденсату, або нафти (млрд. м³), за якими родовища поділяються на: бідні – до 10, середні за запасами – 10-50, великі – 50-100 та величезні – 100-500, гігантські – 500-1000 та унікальні – понад 1000 [1].

Першу класифікацію нафтогазоносних площ розробив американський геолог Ф.Г. Клан в 1910-1930 рр., після нього цим напрямком займав-

ся ряд фахівців в нафтогазовій геології, а саме: Е. Блюмер, В.Г. Лілей, І.М. Губкін, В.Б. Вільсон, М.В. Лорамович, І.О. Брод, М.А. Єрмоєнко та ін. [1].

За якісним складом (кількісне співвідношення нафти, газу і конденсату) та фазовим станом поклади поділяють на сім типів [1]:

- 1) газонафтові поклади (вміст нафти 20-50 % від їх об'єму);
- 2) нафтові з газовою шапкою поклади (вміст нафти більше 50 % об'єму покладу);
- 3) поклади перехідного стану (співвідношення нафта/газ близьке до 1);
- 4) нафтові поклади багаті розчиненим газом (вміст газу більше 50 м³);
- 5) нафтові поклади бідні розчиненим газом (вміст газу менше 50 м³);
- 6) нафтоводяні поклади з вільною водою (вода присутня по всьому покладу);
- 7) нафтотверді поклади, які складені високов'язкою нафтою з твердими бітумами.

В приведеній класифікації нафтогазових родовищ враховано їх геологічну будову, структурні типи резервуарів та пасток, форма газо- або нафтонасиченого покладу [1]:

I. Пластові поклади поділяються на:

- 1) Склепінні: непорушені, порушені розривами або діапірами.
- 2) Екрановані: тектонічно, стратиграфічно, літологічно, епігенетично, капілярно (гідравлічно), діапіром.

II. Масивні поклади поділяються на:

1. Склепінні: в структурних, в ерозійних та в рифогенних виступах.
2. Екрановані: тектонічно, стратиграфічно, літологічно.
3. Обмежені з усіх боків: непроникними породами, водонасиченими породами, частково водонасиченими, частково непроникними породами.
4. Комбіновані.

Одним із головних чинників утворення родовищ нафти та газу є тектонічний фактор, тому більшість класифікацій базується на геотектонічній позиції родовищ, їх структурних форм і генезису.

1.2 Закономірності локалізації газових та газоконденсатних родовищ

В залежності від геологічної будови нафтогазоносних районів виділяють три основні класи газових та газоконденсатних родовищ родовищ: платформних, складчастих і перехідних областей [1,2].

Платформні родовища горючих газів, нафти та газоконденсату характеризуються: невеликими кутами падіння порід; незначною кількістю диз'юнктивних порушень; зв'язком з антиклінальними складками (куполоподібними, брахіантиклінальними) часто неправильної форми; великою кількістю дрібних малоамплітудних піднять незначною площею в декілька квадратних кілометрів; широким розповсюдженням карбонатних комплексів, у тому числі рифогенних; присутністю галогенних і сульфатних товщ з проявами соляного діапїризму; наявністю літологічних і стратиграфічних пасток; наявністю покладів масивного типу; нормальними градієнтами тисків і температур тощо. До нафтогазоносних площ платформенного типу належить понад 90 % світових запасів нафти та газу, до яких часто приурочені родовища з унікальними запасами.

Для родовищ складчастих областей характерні наступні ознаки: круті кути падіння порід; значна кількість диз'юнктивних порушень; тісний зв'язок з лінійно витягнутими та брахіантиклінальними складками; наявність проявів глинистого і соляного діапїризму, грязьового вулканізму та соляної тектоніки; теригенний склад вмісних порід; розвиток пластових склепінених та тектонічно-екранованих покладів; підпорядковане значення масивно-пластових покладів; аномально високі пластові тиски тощо. У родовищах складчастих областях кількість нафтових покладів значно більша ніж газових. В основному формуються родовища переважно з малими та середніми запасами, які мають складну багатоярусну будову [2].

Перехідні нафтогазоносні області пов'язані з крайовими прогинами, які відокремлюють складчасті області від платформ і займають проміжне

положення між ними. За будовою перехідні нафтогазоносні області поділяються на внутрішню та зовнішню зони.

Зовнішня зона прилягає до платформ. Для неї характерна мала кількість тектонічних порушень, невелика інтенсивність тектонічних рухів та наявність пологих складок.

Внутрішня зона прилягає до складчастої області та характеризується інтенсивною дислокованістю із значним впливом горизонтальних тектонічних рухів. Зовнішня та внутрішня зони мають різну структурну будову й сформувалися у різний час, що стало причиною утворення різновікових газоносних товщ в їх межах та особливостей газоносності.

За генезисом та різновидами структурних форм виділяють наступні типи родовищ [1]:

- антиклінальні підняття (різновиди: нормальні, захоронені, безкореневі, ускладнені);
- насунені покриви;
- монокліналі: зон розломів та інших структурних ускладнень; зон виклинювань; зон стратиграфічних незгідностей;
- рифогенні і ерозійні виступи;
- синклінальні прогини.

Дуже часто в межах одного складного родовища зустрічаються елементи різних типів. Такі родовища відносять до комбінованих, інколи їх можна виділяють в окремий класифікаційний тип.

Родовища антиклінальних піднять (рис. 1.2) відомі в усіх нафтогазоносних регіонах світу, які сформовані у складчастих і також у платформних умовах, та вміщують основну частину розвіданих світових запасів газу та нафти. Типами покладів нафти та газу - пластові склепінні або масивні. В цих родовищах газонафтові поклади пов'язані з різноманітними формами складок: від складної конфігурації з різними видами ускладнень та порушень до простих куполоподібних і антиклінальних складок [1,2].

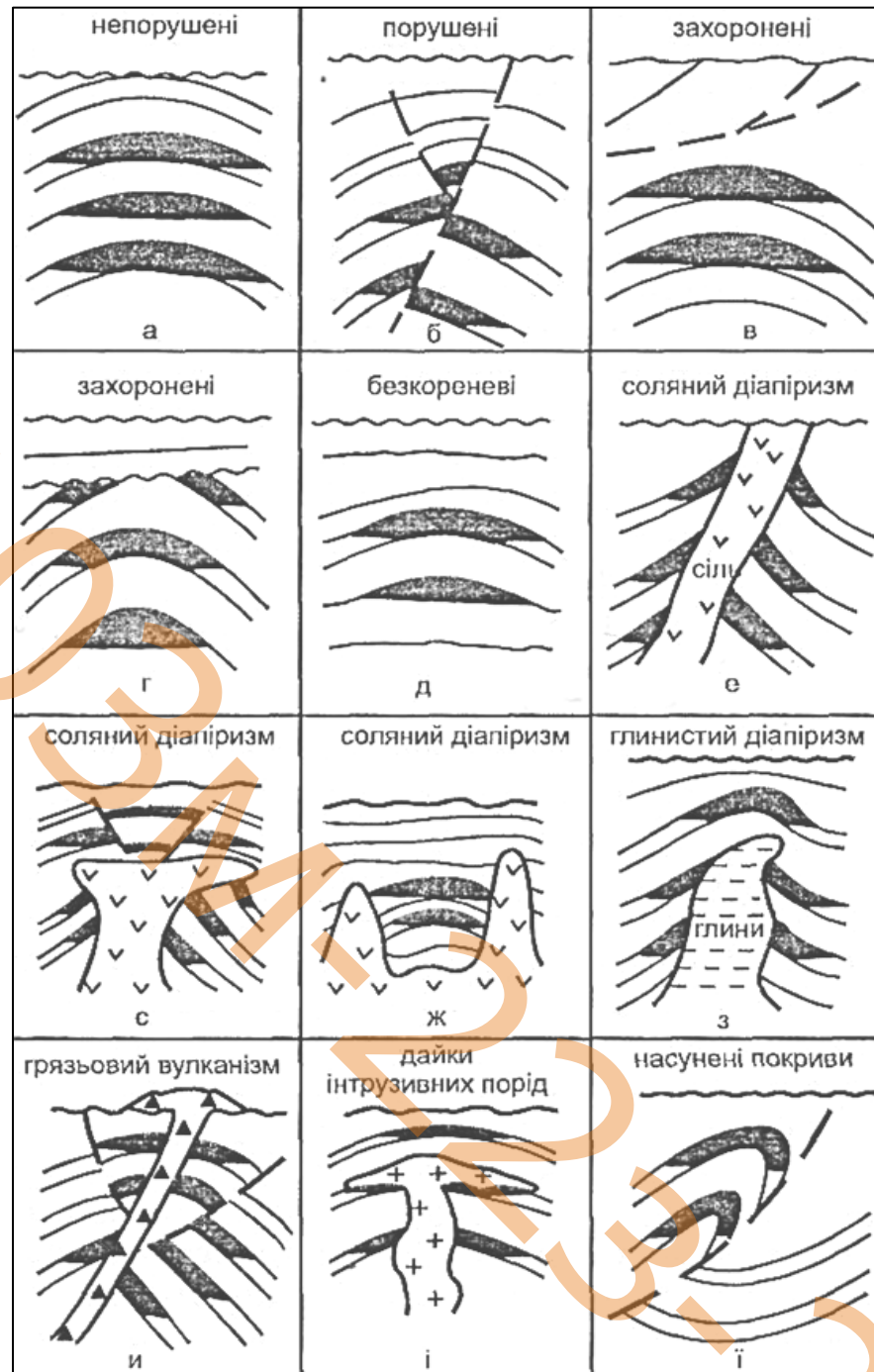


Рисунок 1.2 – Приклади будови нафтогазових родовищ антиклінальних піднять з нормальними (а-д), ускладненими (е-і) та насуненими покривами (ї) [1]

Найпростішими серед цього типу родовищ є родовища нормальних антиклінальних піднять, представлені антикліналями, які простежуються на значні глибини. Вони поділяються на дві підгрупи: непорушених і порушених піднять. Непорушені антиклінали проявлені в платформних умовах, рідше – у складчастих, представлені куполоподібними підняттями, де можуть бути декілька покладів, переважно пластових склепінних або масивних.

Унікальні родовища нафти та газу пов'язані з великими валоподібними підняттями, які характерні для складчастих і перехідних областей. В цих родовищах присутні тектонічно-екрановані, склепінні та масивно-пластові поклади. Структурні планів окремих горизонтів цих родовищ можуть збігатися або бути зміщені. Такі зміщення істотне значення мають тільки у разі значних перерв в осадконакопиченні чи за різкої зміни літофаціального складу порід.

Родовища захоронених антиклінальних піднять зустрічаються в основному в межах платформ, де слабодислоковані породи нижнього комплексу з малими кутами падіння незгідно залягають над дислокованими породами верхнього комплексу. До них можна віднести підняття, перекриті насувами, або поверхнею стратиграфічних незгідностей.

Родовища безкорневих антиклінальних піднять не зустрічаються ні у нижніх ні у верхніх горизонтах, що скоріш усього пов'язане з тектонічними чинниками або нерівномірним ущільненням для різних за літологічним складом порід. Така будова характерна для малоамплітудних піднять, до складу яких входять один або декілька газоконденсатних покладів.

Родовища, які сформовані і межах ускладнених антиклінальних піднять, поділяються на: ускладнені дайками або трапами вивержених порід, глинистим або соляним діапїризмом, грязьовим вулканізмом, [1,2]. Найбільш розповсюджені родовища, ускладнені соляним діапїризмом, в результаті якого утворився соляний шток або роздуття.

Діапіри поділяються на два типи: відкриті діапіри, в яких ядро протикання досягло чи майже досягло денної поверхні, та кріптодіапіри, в яких ядро розташовано на значних глибинах і прориває незначну частину вищезалягаючих порід (рис. 1.3). В тому разі, коли крила складки або перикліналі ускладнені штоками, виникають міжкупольні антиклінальні структури, з якими пов'язані родовища міжкупольних піднять [1]. Ядро діапіру може мати різну форму:

- витягнуту форму, коли сіль підіймається вздовж розлому,
- ізометричну штокоподібну форму.

Комбінація цих структурних елементів формує зони екранування пластів-колекторів, що призведе до накопичення в останніх нафтогазових покладів.

Родовища насунених покривів в основному розташовані в складчастих областях і передгірських прогинах і дуже рідко - в платформних областях [1,2]. Вони поділяються на два основних типи: родовищ пластові склепінні та родовища пластові тектонічно-екрановані (рис. 1.4).

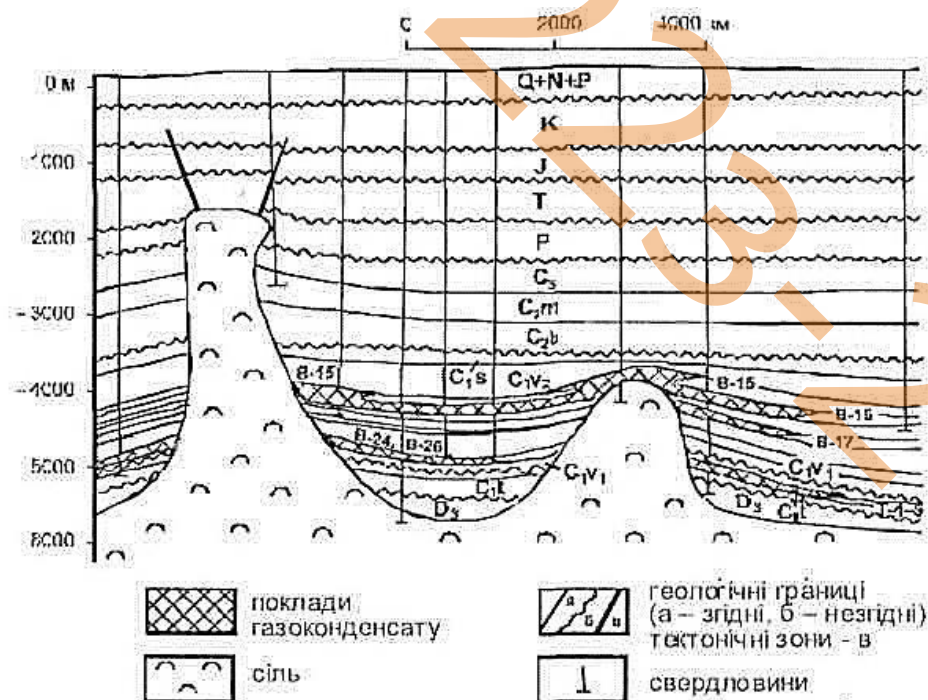
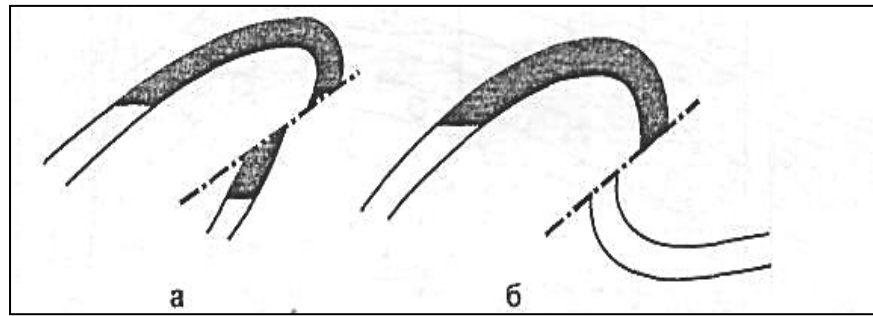


Рисунок 1.3 – Схематичний геологічний розріз Клинсько-Краснознаменського родовища [1]



а - пластові склепінні; б - пластові тектонічно-екрановані

Рисунок 1.4 - Типи родовищ під насувами [1]

Родовища нафти і газу в монокліналях і гомокліналях формуються в різних геотектонічних умовах в товщах порід, які залягають моноклінально. В тому разі, коли нахил пластів на значній території не змінюється, таку структуру називають гомокліналлю. Серед родовищ виділяють три підгрупи (рис. 1.5) [1].

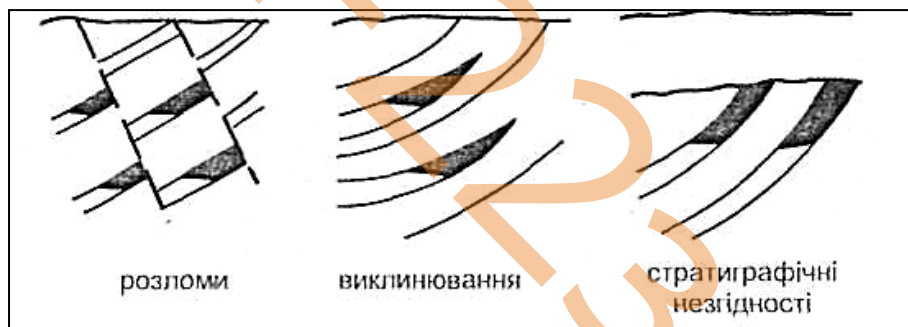


Рисунок 1.5 - Родовища монокліналей, пов'язані із зонами розломів, виклинювання, стратиграфічних незгідностей [1]

Родовища нафти та газу цього типу формуються в тісному зв'язку з зонами розломів або іншими структурними ускладненнями, а саме: зонами перетину різноспрямованих розломів та флексурами. Внаслідок екранування розломами утворюються пастки для нафти і газу. [1]. При цьому виникають переважно тектонічно-екрановані поклади, наприклад, Північно-голубівське родовище (рис. 1.6).

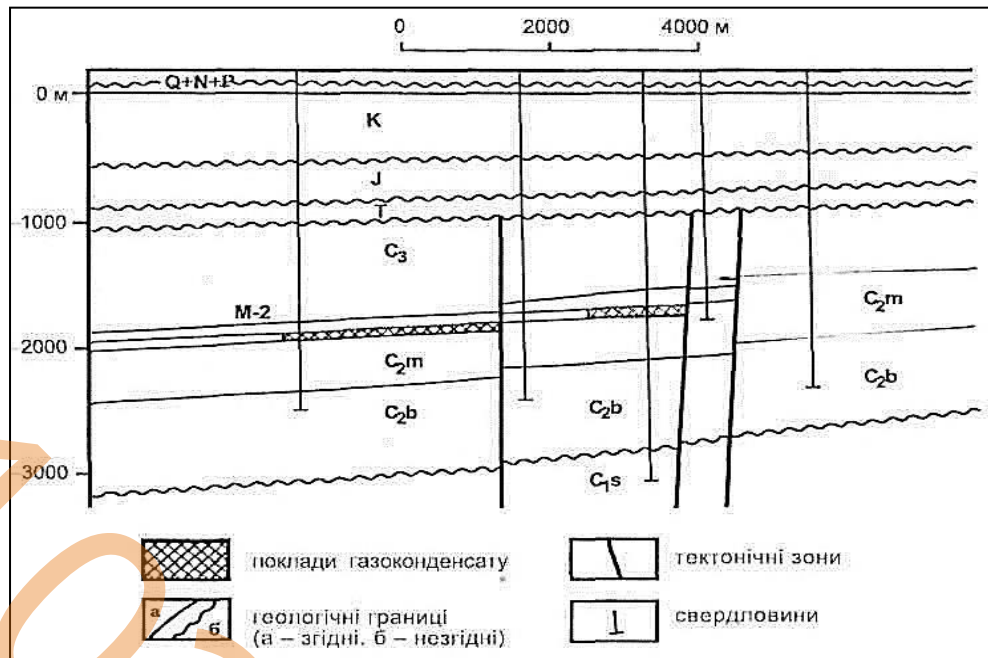


Рисунок 1.6 - Геологічний розріз Північногалубівського родовища [1]

Родовища, пов'язані із зонами виклинювання пластів-колекторів контролюються зміною літологічного складу порід. В цій групі родовищ переважають пластові літологічно-екрановані поклади. Дуже рідко трапляються поклади, які літологічно обмежені з усіх сторін, наприклад, Шереметівське родовище в Передкарпатському прогині (рис. 1.7). До родовищ зон виклинювання пластів-колекторів відносяться також "рукавоподібні" поклади сформовані в руслових осадах із проявами перекристалізації вапнякових порід [1].

Значна група родовищ нафти та газу пов'язана із зонами стратиграфічних незгідностей, їх поклади контролюються поверхніми незгідності, перекритими більш молодими і практично непроникними породами (родовище Мідуей-Сансет) (рис. 1.8).

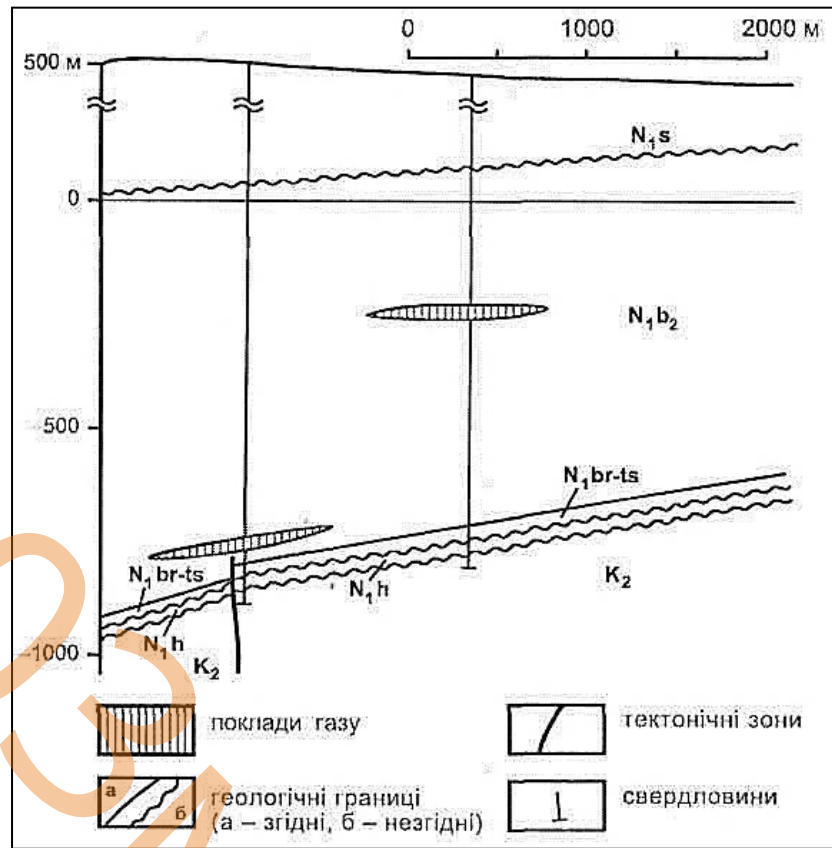


Рисунок 1.7 – Схематичний геологічний розріз Шереметівського родовища [1]

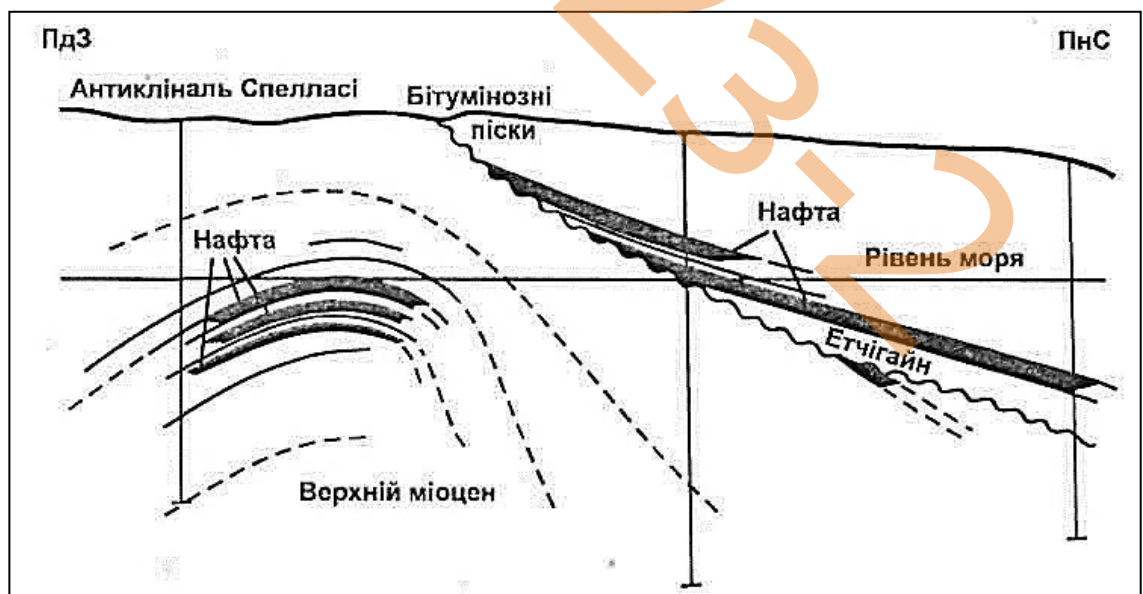


Рисунок 1.8 - Схематичний геологічний розріз родовища Мідуей-Сансет [1]

Родовища у рифогенних і ерозійних виступах (рис. 1.9). В цій групі переважають родовища рифогенних виступів в яких сконцентровані значні запаси нафти і газу. Пастками для покладів нафти та газу слугують рифові масиви. Після занурення та захоронення рифу в товщах перекриваючих порід, виникають структури облікання, в яких можуть формуватися пастки склепінного типу. Рифи також можуть бути розвинені і на антиклінальних підняттях, тому в окремих випадках під рифовими масивами можуть виникати сприятливі умови для існування покладів [1].

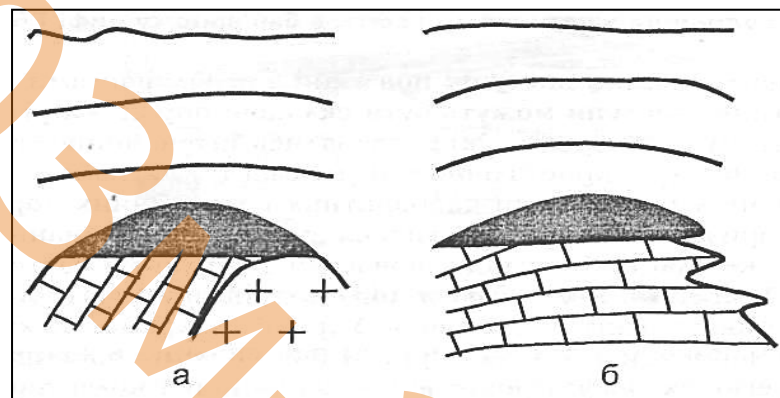


Рисунок 1.9- Родовища: а - ерозійних виступів,
б - рифогенних виступів [1]

В рифогенних комплексах порід проявляється різка літофаціальна мінливість, формування якої відчутно впливає на величину проникності та продуктивності свердловин [1]. Висота рифових масивів інколи досягає 500-1000 м при крутих схилах (до 60°), вони часто перекриті глинистими, рідше соленосними покришками. В структурній будові родовищ цього типу переважають масивні нафтогазові поклади (рис. 1.10).

Більша частина родовищ цього типу мають просту геологічну будову і містять один поклад. Нафтогазові родовища сформовані в межах з рифових виступів розвідані в значній кількості нафтогазоносних провінцій: Пермській (США), Західноканадській, Мексиканській [1].

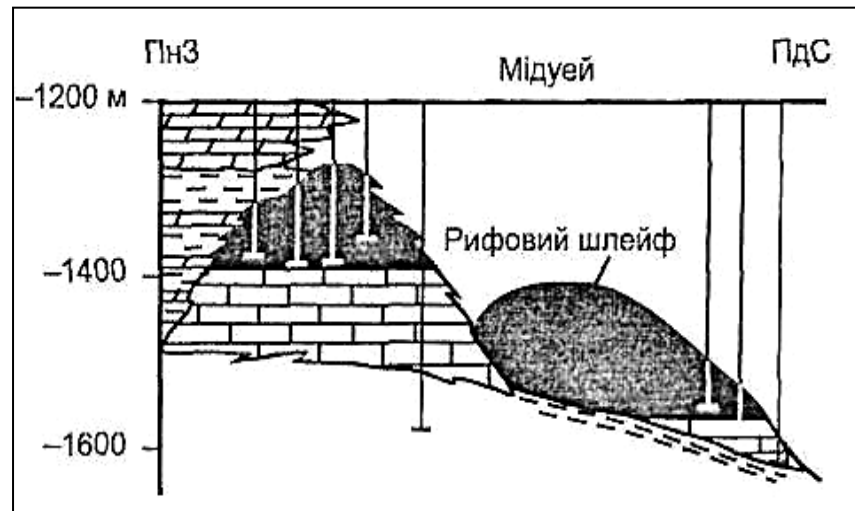


Рисунок 1.10 - Родовище з покладами нафти в бар'єрному рифі Ебо [1]

Родовища ерозійних виступів пов'язані з характером будови палео-рельєфу. Ерозійні виступи формуються породами різними за віком, складом і генезисом, які піддавались інтенсивній ерозії. Продуктивні горизонти також можуть утворювати пластові поклади у корі вивітрвання, внаслідок вилуговування верхньої частини рифового виступу. Родовища такого типу виявлено в Україні, зокрема, Юліївське у ДДЗ (рис. 1.11). Процес виникнення порід-колекторів в зоні денудації є зрозумілим, але важче пояснити їх появу в середині кристалічного фундаменту [1].

Родовища в синклінальних прогинах зустрічаються рідко. Поклади нафти формуються на дні синкліналі за рахунок дії сил гравітації у пластах, де відсутня вільна вода (рис. 1.12). Формування таких покладів можливе за рахунок літологічного екранування в прибортових частинах синкліналей. Родовища в синклінальних прогинах зустрічаються в Апалацькій западині (США).

Зрідка поклади нафти та газу розташовані у сідловинах, між окремими склепіннями великих піднять. Вони подібні до покладів у синкліналях і є літологічно обмеженими з усіх сторін. Формування нафтогазових покладів в шарних зонах синкліналі вказує наявність пастки літологічного типу.

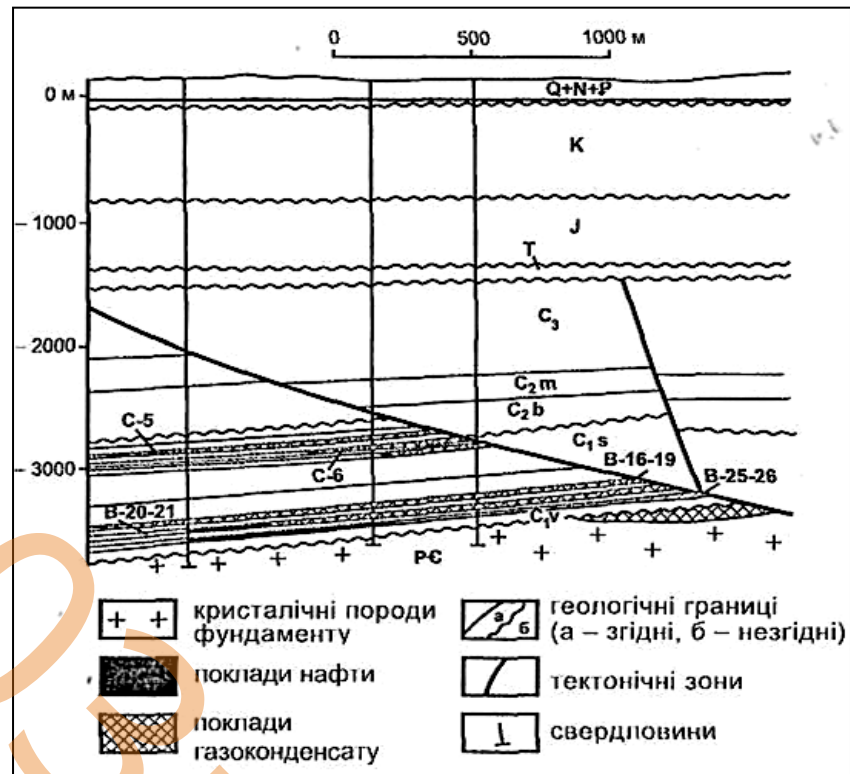


Рисунок 1.11 – Схематичний геологічний розріз Юліївського нафтогазового родовища [1]

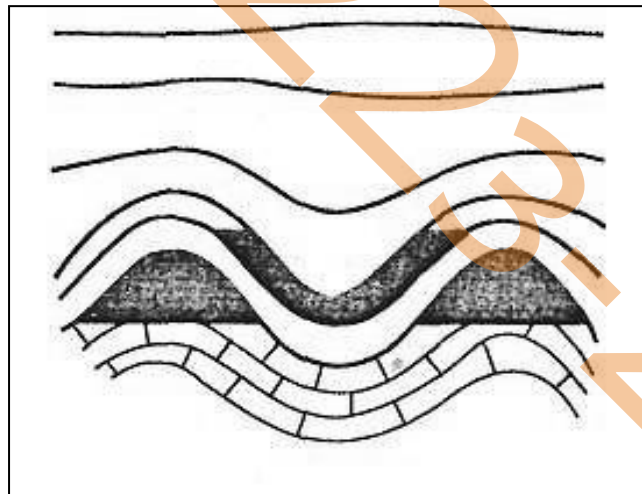
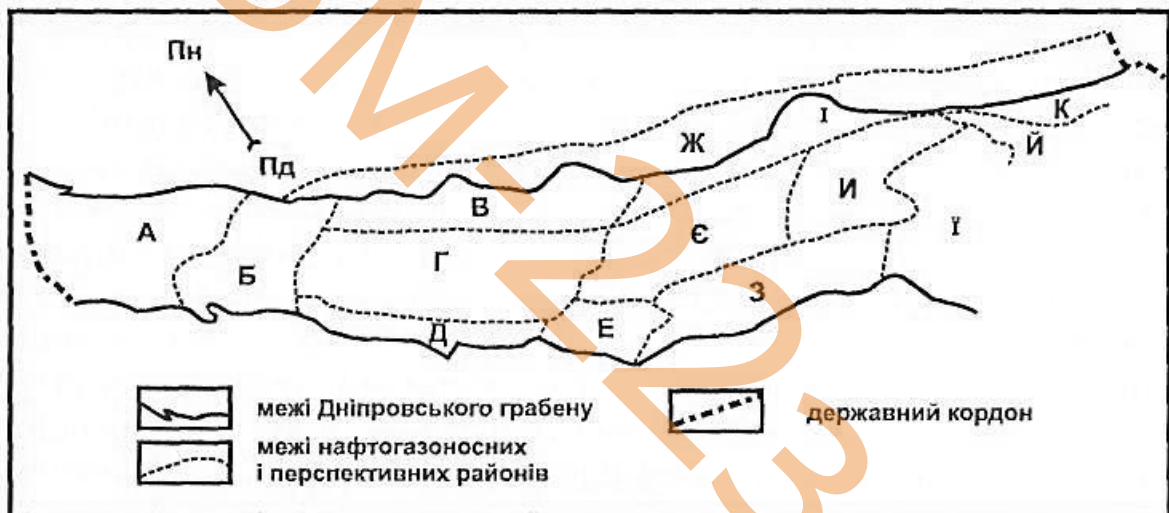


Рисунок 1.12 - Приклад літологічного покладу у синклінальній складці [1]

1.3 Аналіз вивченості умов формування газоконденсатних покладів родовищ Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (ДДНГО) (рис. 1.13) за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце серед нафтогазоносних областей України.

ДДНГО поділяється на 15 нафтогазоносних, нафтоносних, газонафтоносних та перспективних районів, з різним рівнем вивченості та освоєння надр, перспективних ресурсів та розвіданих запасів (рис. 1.13). Ці райони відрізняються між собою продуктивністю нафтогазоносних комплексів, геологічною будовою, розвитком різних локальних структур, просторовим розміщенням покладів вуглеводнів та їх фазовим станом [3, 4].



Райони: А - Чернігівсько-Брагінський перспективний; Б - Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний; В - Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний; Г - Глинсько-Солохівський газонафтоносний; Д - Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний; Е - Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний; Є - Машівсько-Шебелинський газоносний; Ж - Північного борту нафтогазоносний; З - Октябрьсько-Лозівський перспективний; И - Співаківський газоносний; І - Рябухінсько-Північнолубівський газоносний; І - Кальміус-Бахмутський перспективний; Й - Лисичанський перспективний; К - Краснорізький газоносний

Рисунок. 1.13 - Нафтогазоносні і перспективні райони ДДНГО [4]

Площа Чернігівсько-Брагінський перспективного району об'єднує всі зони грабена і простягається до границі з Прип'ятською западиною, що проходить між Лоївсько-Брагінським і Кошелівським виступами. Можливе відкриття дрібних нафтових родовищ у прибортових зонах, де в процесі буріння спостерігалися прямі прояви вуглеводнів. Чернігівсько-Брагінський район має площу 8386 км² та 25,3 млн. т потенційних ресурсів.

Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний район площею 5071 км² та з ресурсами 54,7 млн. т, має значні потужності кам'яновугільних відкладів, в яких відкрито промислові скупчення нафти в середньокам'яновугільному, верхньовізейському і нижньовізейсько-турнейському комплексах. Нафтові родовища в цьому районі пов'язані переважно з невеликими антиклінальними підняттями та дрібні за розміром тв.а запасами. Розвідано тільки 25,8 % ресурсів.

Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район має площу 5970 км² та 291,3 млн. т ресурсів нафти та газу. В межах району доказана промислова нафтогазоносність та висока щільність нерозвіданих ресурсів [3, 4]. В відкладах порід від юрського до девонських віку відкрито поклади вуглеводнів на значних глибинах: газоконденсату в Степовому родовищі - 5600 м, нафти - понад 5000 м в Сухівському родовищі. Значна кількість піднять пов'язана з соляними куполами. Внаслідок відтоку солі до цих піднять сформовані компенсаційні мульди - Дмитрівська, Бобрицька та Синівська, де в подальшому можливе відкриття нових родовищ. На площі району поширені вали і виступи. Розвідані нафтогазові ресурси на 57,6 %.

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район площею 10663 км² має найбільші нерозвідані ресурси - 660 млн. т., ступінь розвіданості яких - 48,9 %. В цьому районі на глибині 6200-6300 м знаходиться найглибший поклад газоконденсату - Перевозівське родовище. Газонафтоносні поклади району пов'язані з соляними валами, кожен з яких має по декілька родовищ. Глинсько-Солохівський газонафтоносний район від інших відрізняється багатьма типами покладів та найбільшими розвіданими запасами на-

фти. Цей район, завдяки великій потужності нафтогазоносних відкладів нижнього карбону, можна віднести до найбільш перспективних для пошуків нових родовищ вуглеводнів. Продуктивні поклади залягають на глибинах до 7000 м. [3, 4].

В межах Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносного району, площею 2568 км², та обсягом ресурсів - 23,7 млн. т, розвідано на 2 % та відкрито лише два дрібні родовища (Кибинцівське нафтове та Сагайдацьке газонафтове). В наслідок проведення пошукових робіт оцінений практично всі антиклінальні структури, а також моноклінальні схили Білоцерківського виступу. Подальші перспективи Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносного району пов'язуються з нетрадиційними пастками.

Рябухинсько-Північногубівський газонаосний район площею 3818 км² та ресурсами 249,5 млн. т характеризується обмеженою кількістю наскрізних антиклінальних піднять. Район включає Зміївську монокліналей ДЦЗ [3, 4]. В межах Рябухинсько-Північногубівського газонаосного району встановлена продуктивність серпуховських та верхньовізейських відкладів середнього карбону. Розвіданості запасів становить 7,9 %

Машівсько-Шебелинський газонаосний район площею 7267 км², має ресурси газу в розмірі 187,1 млн. т. розвідані на 88,2 %. Найбільші газоконденсатні родовища району знаходяться у зануреній частині западини, та приурочені до міжкупольних похованих структур у відкладах нижньої пермі [3, 4]. Великі поклади газоконденсату накопичувалися в масивнопластових пастках, які сформувалися під грибовидними тілами пластової кам'яної сілі нижньої пермі. Структури цього типу оцінені пошуковим бурінням. Нарощування запасів вуглеводнів пов'язується з відкриттям приштокових покладів, а також покладів у моноклінальних пастках на схилах структурних валів.

Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний район площею 4240 км² має запаси 184,4 млн. т, розвідано 43,5 %. Має високі перспективи та широкий стратиграфічний діапазон продуктивних відкладів від юрського

до турнейського віку включно. Винятком є породи верхньокам'яновугільно-нижньопермського комплексу, значною мірою редуковані передмезозойською перервою в осадконакопиченні. Практично всі родовища розташована в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу вздовж південного крайового розлому.

Октябрьсько-Лозівський газонафтоносний район площею 4230 км², та ресурсами 63,6 млн. т відноситься до перспективних. До його складу входить одна із найбільших структур - Лозівсько монокліналь. В Октябрьсько-Лозівському районі виявлено значну кількість незгідних скидів, які є екранами для газонафтоносних покладів північної прибортової зони ДДЗ. В районі не знайдено жодного локального підняття, хоч неодноразово проводились пошуки з використанням сейсмічних досліджень.

Співаківський газонафтоносний район площею 5326 км² та запасами 70,6 млн. т розташований в межах території, яка має багатокілометрову товщу кам'яновугільних відкладів. На величину запасів вуглеводнів негативно впливає безпосереднє сусідство Складчастого Донбасу, в межах якого відбуваються активні тектонічні та епігенетичні процеси. В той же час, відкриті тут газоконденсатні родовища свідчать про існування промислових запасів вуглеводнів, які пов'язані з пастками різних типів. Ступінь розвіданості початкових ресурсів 2,6 % [3, 4].

Кальміус-Бахмутський перспективний район площею 7020 км² та запасами 44,9 млн. т до відкриття Лаврентіївського газоконденсатного родовища вважався малоперспективним. Ступінь його розвіданості була менше 1 %. Район охоплює площу двох Кальміуську та Бахмутську улоговин та їх схилів, на схід від яких починається Складчастий Донбас. Через досить складні сейсмогеологічні умови підготовка пошукових об'єктів ведеться повільно. Тому подальша промислова оцінка території значною мірою залежатиме від методичних прийомів сейсморозвідки.

До нафтогазонасних площ відноситься також район – «Північний борт». Він має площу 19821 км² та перспективні ресурси розміром

238,1 млн. т. зі ступем розвіданості початкових ресурсів на 17,7 %. Промислова нафтогазоносність району доказана відкриттям Скворцівського, Володимирівського, Хухрянського та інших родовищ. Для району «Північний борт» характерні потужності осадового чохла близько 3,5-4,0 км. Тут вперше підтвердився прогноз перспективності утворень кристалічного фундаменту. Промислова оцінка цієї території буде здійснюватися в основному для відкладів середнього та нижнього карбону, а також верхньої частини розрізу кристалічних порід..

Красноріцький газonosний район має площу 2088 км² та запаси 42,8 млн. т. Початкові ресурси розвідані на 25,5 %. Красноріцький газonosний район розміщений на північному схилі ДДЗ, за нафтогазогеологічним районуванням входить до складу Дніпровсько-Донецької нафтогазonosної області. У тектонічному відношенні представлений перехідною зоною від схилу Воронежської антеклизі до Складчастого Донбасу, яка розчленована системою субширотних скидів, до яких прилягають видовжені консидиментаційні складки зі зрізаними північними крилами. Промислова газonosність встановлена для порід середнього карбону та серпуховських відкладів Муратівської структури.

Лисичанський перспективний район має площу 12488 км² та запаси газу близько 18,7 млн. т. Район розташований у зоні дрібної складчастості Донбасу. Третина його площі перекрита мезокайнозойським чохлом малої потужності, на решті території кам'яновугільна товща виходить на денну поверхню. В межах району мають значний розвиток системи насувів, які можуть слугувати екранами для можливих скупчень газу. Це підтверджується інтенсивними газопроявами метанового складу у вугільних шахтах та наявністю розчиненого метану в підземних водах.

1.4 Особливості будови газоконденсатних покладів родовищ Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області

В ДДНГО відкрито 211 газових (Г), газоконденсатних (ГК), нафтогазоконденсатних (НГК) і нафтових (Н) родовищ [1]. Серед них 25 великих із запасами понад 30 млн т умовного палива (у.п.), 27 – середніх із запасами від 10 до 30 млн т у.п., решта – дрібні із запасами до 10 млн т у.п.

Характерними газоконденсатними родовищами для ДДНГО є такі: Багатовське, Більське, Качанівське, Чутівське, Шебелинське.

Багатовське газоконденсатне родовище знаходиться у Новомосковському районі Дніпропетровської області на відстані 8 км від селища Перещепине, в південно-східній частині південної прибортової зони ДДЗ у межах Руденківсько-Пролетарського газонафтоносного району [1].

Родовище виявлено в результаті сейсмічних робіт у 1955 р. У 1975 р. при випробуванні параметричної свердловини 403 з карбонатних порід турнейського ярусу (Т-21, інт. 4520-4567 м) одержано приплив газу дебітом 96 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 8 мм. Для уточнення будови нижньовізейських, турнейських та девонських утворень у 1976 р. проведені додаткові сейсмічні роботи, в результаті яких у нижньому палеозої виявлено замкнену структурну форму, що стало основою для продовження пошуків покладів вуглеводнів. У 1980 р. свердловиною 2 відкрито газовий поклад ПГ С-2, у 1981 р. свердловиною 5 - ПГ Т-3, у 1985 р. свердловиною 14 - ПГ Д-1.

Бурінням розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських, а також: соленосні утворення франського ярусу. По розмитій поверхні девону структура є брахіантиклінальною північного простягання розміром 2,7 x 1,7 км, амплітудою 50 м (рис. 1.14). По турнейському зрізу її амплітуда зменшується до 25 м, а у нижньовізейських відкладах фіксується лише структурний ніс. З глибиною спостерігається зміщення склепіння брахіантикліналі в напрямі регіонального занурення пластів. У турнейських і девонських породах антикліналь ускладнена тектонічними

порушеннями амплітудою 40-60 м, які в розрізі нижнього візе вже не прослідуються.

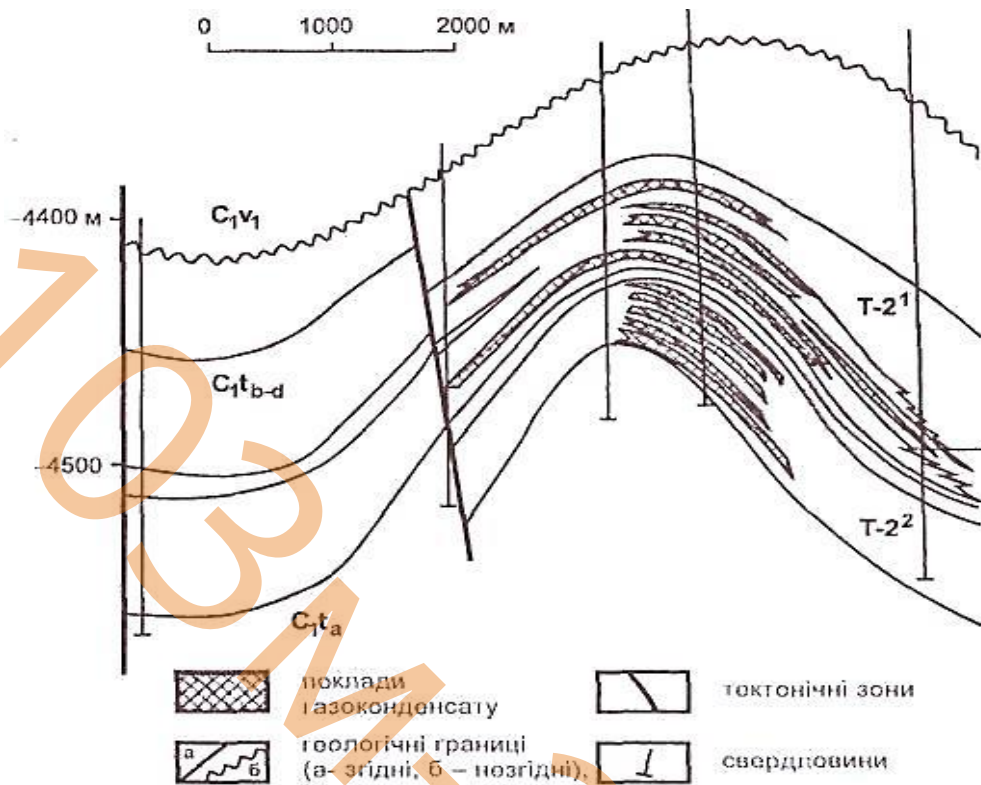


Рисунок 1.14 - Багатойське газоконденсатне родовище: розріз продуктивної частини [1]

Пошуковими роботами виявлено шість покладів газоконденсату (С-1, С-2, Т-21, Т-22, Т-3, Д-1) у серпуховських, турнейських і девонських відкладах. Колектори турнейського ярусу є карбонатними, ймовірно рифогенними утвореннями з тріщинно-кавернозною структурою порового простору. Резервуари інших продуктивних горизонтів складені пісковиками з поровим типом колектора. Фільтраційні властивості колекторів турне (пористість 3-9 %, проникність 0,002-0,1 мк. м², ефективна товщина 5-13,5 м), зумовлюють, невеликі дебіти вуглеводнів: для ПГ Т-21, Т-22 їх значення коливаються від 48 до 96 тис. м³/добу при надмірних депресіях на пласт - відповідно 40,1 і 32,5 МПа. Для введення родовища із експлуатацію треба згрупувати продуктивні горизонти в три експлуатаційні об'єкти. Основний

з них має містити усі поклади турнейського ярусу, а інші - серпуховського. Для вилучення газу використовуватиметься фонд пошукових і розвідувальних свердловин.

Склад природного газу такий: метан - 93 %, етан - 3 %. Вміст пропану, бутану, вуглекислого газу, азоту не перевищує 1 % кожного з газів. Визначена присутність гелію (0,05-0,09 %). Потенційний вміст стабільного конденсату незначний і становить від 31 до 95 кг/м³. Розвідані запаси природного газу перевищують 10 млрд. м³.

Більське газоконденсатне родовище розташоване в Зіньківському районі Полтавської області на відстані 18 км від м. Зіньків, у центральній частині приосьової зони ДДЗ на північному схилі Шилівської депресії [1]. На першому етапі пошуково-розвідувальних робіт (1957-1963 рр.) пробурені 27 свердловин і підготовлено до розробки поклади вуглеводнів у породах триасу та юри. Сейсмічними роботами 1963-1977 рр. структура підготовлена до буріння по відбиваючих горизонтах середнього і нижнього карбону.

В результаті проведення другого етапу робіт встановлена промислова нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів. За цей період пробурені вісім свердловин, якими розкрито карбонатно-теригенні відклади від четвертинних до нижньокам'яновугільних (турнейський ярус). По кам'яновугільних утвореннях структура є криптодіапіровою брахіантикліналлю північно-західного простягання. Серією поперечних і діагональних скидів амплітудою 50-200 м вона розчленована на ряд тектонічних блоків. По покрівлі продуктивного горизонту В-156 підняття має розміри 18,0 x 5,5 км і амплітуду 450 м (рис. 1.15).

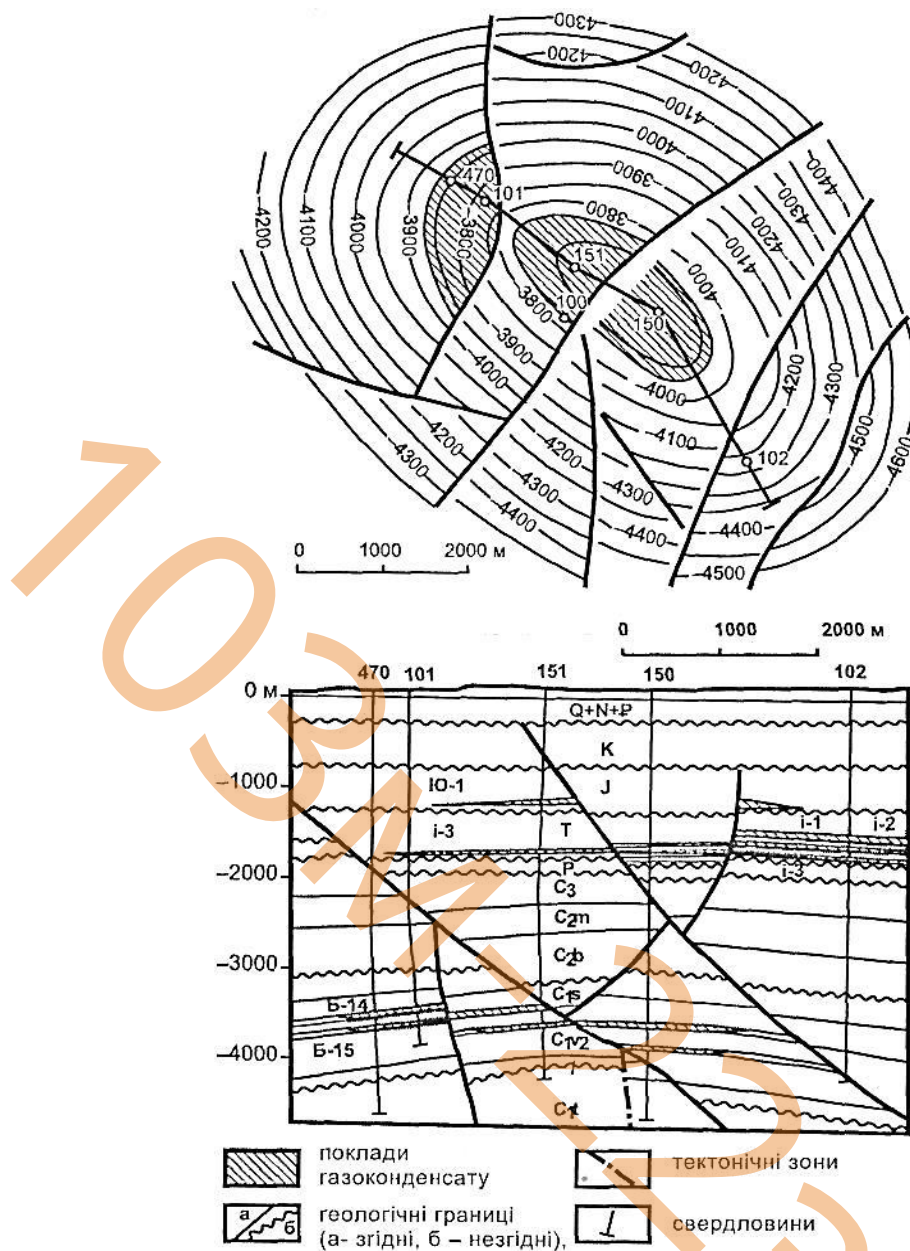


Рисунок 1.15 - Більське газоконденсатне родовище [1], структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-156 та геологічний розріз

Газоконденсатні поклади встановлені в утвореннях середньої юри (ПГ Ю-1), триасу (ПГ Т-1, Т-2, Т-3) і нижнього карбону (ПГ В-14, В-15). Поклад горизонту Т-3 має нафтову облямівку. Скупчення вуглеводнів пластові склепінні тектонічно екрановані. Колекторами є пісковики з високими ємкісно-фільтраційними властивостями. Пористість колекторів юри сягає 34 %, з глибиною вона поступово зменшується і у відкладах нижнього карбону становить 11 %.

Поклади горизонтів Т-1, Т-2, Т-3 розробляються з 1974 р. Видобуто 789,4 млн. м³ газу і 4 тис. т конденсату (відповідно 50 і 8,4 % від їх початкових видобувних запасів). Нафтова облямівка ПГ Т-3 введена в розробку в 1964 р. Експлуатація свердловин супроводжувалася швидкими проривами вільного газу і води, зниженням дебітів нафти. У зв'язку з переходом на фонтанування чистим газом вони законсервовані. За період експлуатації свердловин (1964-1966 рр.) видобуто 23,1 тис. т нафти і 64 млн. м³ газу. Поточний коефіцієнт вилучення нафти 0,019.

Газоконденсатні поклади горизонтів В-14 і В-15 введені в розробку у 1969 р. як основний об'єкт. На 1.01.1994 р. з них видобуто 1082 млн. м³ газу і 56,3 тис. т конденсату, або відповідно 28,4 і 20,5 % від початкових видобувних запасів. Видобуток проводиться трьома свердловинами.

Чутівське газоконденсатне родовище розташоване в Чутівському районі Полтавської області на відстані 35 км від м. Полтава, в центральній частині приосьової зони ДДЗ в межах Чутівсько-Розпашнівського структурного валу, належить до Машівсько-Шебелинського газоносного району [1].

Гравіметричною зйомкою 1950 р. встановлено мінімум сили тяжіння, зумовлений Чутівським соляним штоком. Пізніше дослідженнями МВХ і МСГТ по сейсмічному горизонту IVг виявлено структуру по Пермї та верхньому карбону. Перший незначний приплив газу отримано при випробуванні свердловини № 5 у 1975 р. з пермських відкладів (ПГ А-6-8, інт. 3535-3563 м). Промислова газоносність пермї та середнього карбону встановлена в 1976 р. свердловиною № 6, при випробуванні якої отримано дебіти газу 90 тис. м³/добу через штуцер діаметром 8 мм (ПГ Б-10-12, інт. 3228-3322 м) та 140 тис. м³/добу через штуцер діаметром 10 мм (ПГ А-5, інт. 2994-3110 м).

Пробуреними свердловинами розкрито розріз карбонатно-теригенних відкладів від четвертинних до середньо-кам'яновугільних, а також солі пермського і девонського віку.

У результаті проведених робіт відкриті поклади газу в слов'янській (ПГ А-2), микитівській (А-5) та картамиській (А-б-8) світах пермі та башкирському (Б-10-12) ярусі середнього карбону. Основними є поклади ПГ А-5 і Б-10-12, розташовані в приштоковій зоні. Бурінням свердловин № 38 і 40 встановлено, що це не єдиний масивно-пластовий поклад, як передбачалося раніше, а окремі: газонасичений ПГ А-5 - у свердловинах № 6 і 38, водоносний - в свердловині 40, газонасичений ПГ Б-10-12 - в усіх перелічених свердловинах. Поклади ПГ А-2 і А-б-8 пластові тектонічно екрановані літологічно обмежені, а А-5 і Б-10-12 - масивно-пластові тектонічно екрановані. Висота поверху газонасиченості приблизно 750 м. Колектори представлені пісковиками з середнім значенням пористості 15-17 %.

Початкові розвідані запаси становили 10,1 млрд. м³ газу, 3,4 тис. т конденсату та 2,7 млн. т нафти. За величиною запасів вуглеводнів родовище належить до середніх. Складний рельєф земної поверхні та населені пункти значно ускладнюють вибір місць для розташування свердловин, тому поклади родовища залишаються недорозвіданими.

Шебелинське газоконденсатне родовище розташоване в Балаклійському районі Харківської області на відстані 5 км від м. Балаклія, в приорсьовій зоні східної частини ДДЗ, на межі з північною прибортовою зоною в Машівсько-Шебелинському газонасиченому районі. За величиною запасів вуглеводнів це найбільше родовище з виявлених в ДДЗ за весь час її вивчення [1].

Шебелинське підняття виявлене в 1947 р. при проведенні геологічної зйомки. Пошуки і розвідка газових покладів проводилися з 1949 до 1956 р. За цей час пробурені 37 пошукових та розвідувальних і три експлуатаційні свердловини, якими розкрито розріз порід від четвертинних до кам'яновугільних. У результаті виконаних робіт доведена промислова газонасиченість відкладів микитівської, картамиської і арау-каристової світ.

Структура є асиметричною брахіантиклінально північно-західного простягання. Її південно-західне крило круте (38°), північно-східне полого

(15°). Розміри по покрівлі картамиської світи в контурі газоносності 29,0 х ю,5 км, амплітуда понад 1000 м. Підняття ускладнене скидовими порушеннями (рис. 1.16).

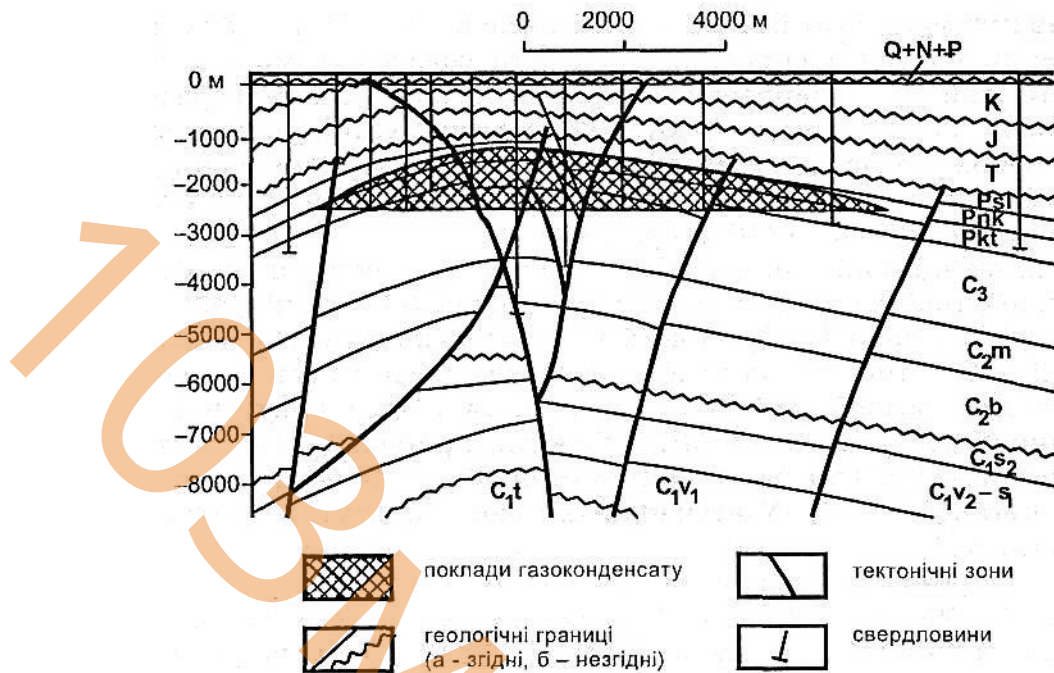


Рисунок 1.16 - Шебелинське газоконденсатне родовище, геологічний розріз [1]

На родовищі вперше в ДДНГО був виявлений унікальний масивно-пластовий склепінний поклад висотою 1180 м. Його складають ПГ А-5 (микитівська світа) і А-б - А-8 (картамиська) пермі та Г-5 - Г-13 (араукаритова) верхнього карбону. За розмірами, запасами і геологічною будовою це одне з унікальних родовищ у світі. Його відкриття (разом з Радченківським ГН родовищем) започаткувало для регіону нову епоху пошукових робіт, в результаті яких було відкрито перспективну територію від кордону з Білоруссю до Ростовської області Росії.

У промислову розробку родовище введено в 1956 р. Поклад був розділений на три експлуатаційні об'єкти (зверху): в микитівській, картамиській і араукаритовій світах. Початкові дебіти свердловин становили 500-536 тис. м³/добу. Буріння експлуатаційних свердловин продовжувалося до 1979

р., що забезпечувало порівняно високі темпи розробки родовища і високу поточну газовіддачу пластів. Всього пробурені понад 600 свердловин.

Експлуатаційний фонд налічує більше 500 свердловин. Сумарний видобуток газу досяг 569,8 млрд. м³, чи 88,0 % підрахованих (650 млрд. м³) запасів. Сумарний видобуток конденсату порівняно низький (1555 тис. т), що пояснюється великими втратами на перших стадіях розробки. Пластовий тиск за період вилучення газу зменшився від 24,2 до 3,5 МПа. У складі природних газів переважає метан - близько 94 %. Вміст етану 3,8-4,5 %, пропану 0,8-0,9 %, бутану до 1 %. У незначній кількості присутні вуглекислий газ, азот і гелій.

Історію розробки родовища можна розділити на три основних періоди: 1) 1956-1967 рр. - період інтенсивного розбурювання площі експлуатаційними свердловинами (30-35 свердловин на рік) і зростаючого видобутку газу; 2) 1968-1971 рр. - нарощування експлуатаційного фонду свердловин і постійний видобуток газу на рівні 20,8-33,2 млрд. м³/рік; 3) з 1971 р. - зниження видобутку газу.

Експлуатаційні свердловини родовища характеризуються високою продуктивністю. Багато з них дали до 5-6 млрд. м³ газу, а в середньому по родовищу на 1 свердловину припадає близько 930 млн. м³. Їх висока продуктивність зумовлена розкриттям великих інтервалів продуктивних пластів і високими депресіями. Характерною особливістю розробки родовища є також: збільшення з часом відбору газу на одиницю зниження пластового тиску. Якщо в початковий період (1956-1971 рр.) відбір газу на 1 Мпа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд. м³, то в 1972-1988 рр. він збільшився до 35,9 млрд. м³, а на останньому етапі досяг 158,4 млрд. м³.

Така закономірність пояснюється в основному поступовим збільшенням дренованих запасів газу (величина яких перевищує 700 млрд. м³ та є значно більшою, ніж: початкові розвідані запаси) за рахунок залучення до експлуатації пластів з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями після зниження тиску в єдиному масивно-пластовому резервуарі. Геологі-

чні умови родовища, низький темп просування пластових вод у поклад в процесі його розробки (обводненість менше 0,5 % газонасичених пор) сприяли досягненню високої кінцевої газовіддачі пластів, величина якої оцінюється не нижче 95 %.

Висновки до розділу:

Газ у поровому середовищі типових покладів утворюють суцільну фазу і контролюються пастками.

Поклади класифікують за різними параметрами, зокрема, за типами природних резервуарів і пасток, з якими вони пов'язані, виділяють масивні та пластові поклади, що у свою чергу поділяються на екрановані, склепінні, та поклади, які обмежені з усіх сторін.

В межах ДДВ зустрічаються родовища горючих газів різних типів, а саме: газові, газоконденсатні або комплексні.

Найголовнішим параметром оцінки газоконденсатних родовищ є величина їх запасів.

Газоконденсатні родовища локалізуються в складчастих, платформних або перехідних областях. Основні структурні типи газоконденсатних родовищ це: антиклінальні підняття, синклінальні прогини, монокліналі, рифогенні та ерозійні виступи.

Родовища газу пов'язані з прогинами і западинами земної кори, які заповнені породами осадового походження. Пропорційно збільшенню потужності та об'єму порід в осадовому басейні, збільшуються запаси нафти та газу.

У розташуванні родовищ нафти і газу існує вертикальна, геоструктурна, літолого-стратиграфічна, латеральна зональність.

Поклади вуглеводнів локалізовані переважно в породах-колекторах, що мають водонапірні системи та фільтраційно-ємкісні властивості.

В основу класифікації покладів (рис. 1.17-1.18) закладені три головні ознаки: тип вуглеводневого флюїду (газ, газоконденсат, нафта); тип резер-

вуару (пластовий, масивно-пластовий); морфологія структурної форми (антикліналь, неантикліналь з поділом на підтипи - склепінні, моноклінальні).

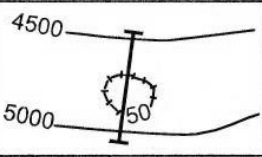

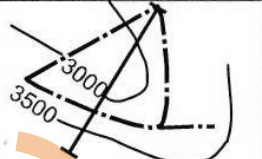
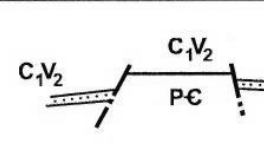
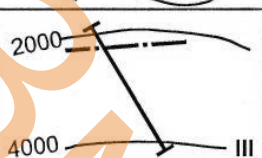
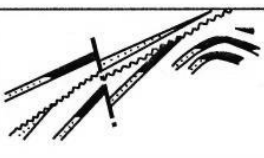

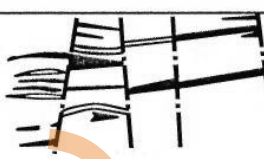


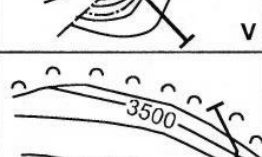

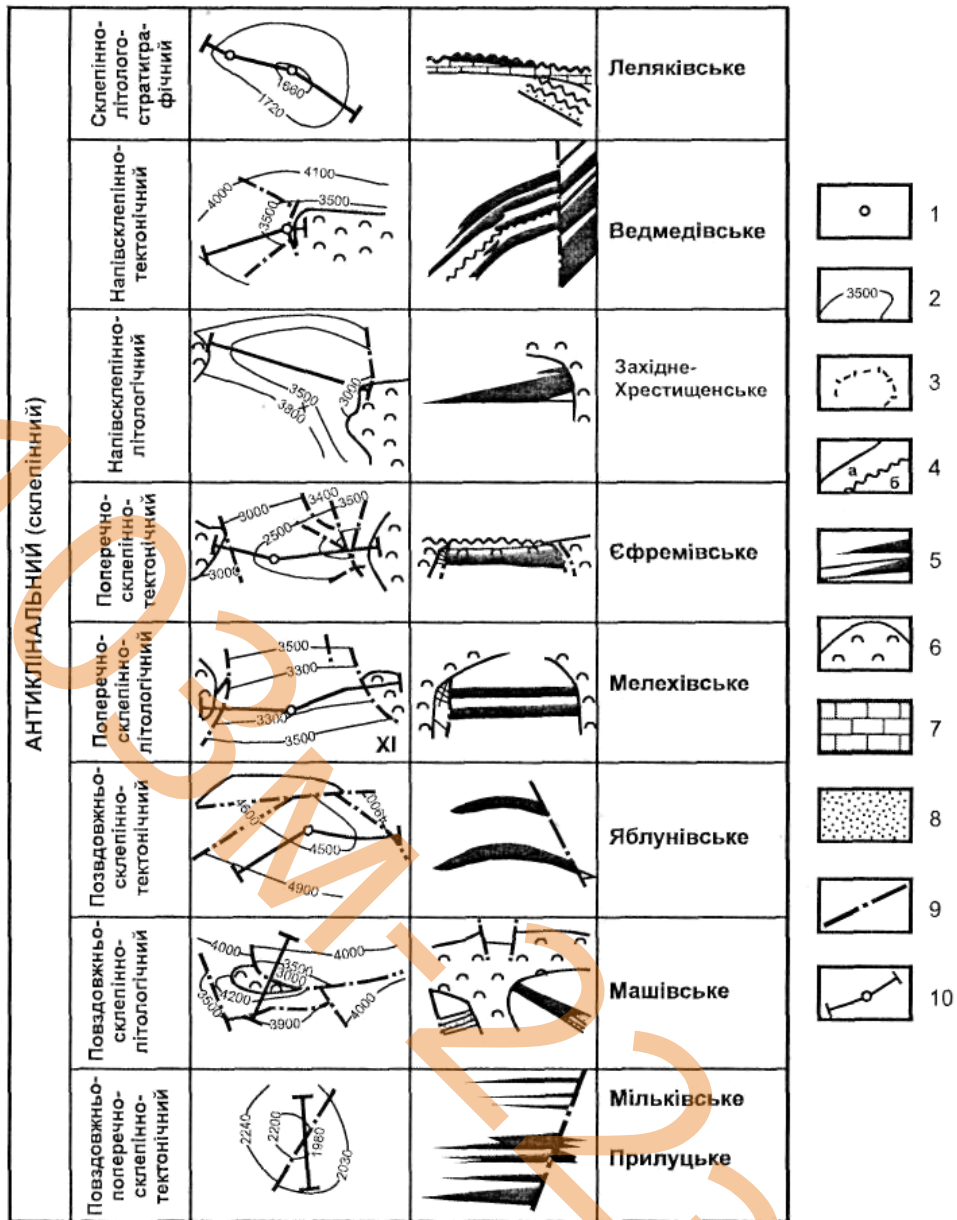
Клас	Типи пасток	Структурні форми		Родовища
МОНОКЛІНАЛЬНИЙ	Слабо-структурно-літологічний			Волошківське Абазівське
	Літолого-тектонічний			Хухрянське
	Тектонічно-стратиграфічний			Руденківське
	Напівсклепінно-тектонічний			Бугруватівське
	Напівсклепінно-літологічний			Решетниківське
	Присклепінно-літологічний			Розпашнівське

Рисунок 1.17 - Структурно-генетична класифікація комбінованих нафтогазоносних пасток ДДНГО (моноклінальний клас) [1]



1 – глибокі свердловини; 2 – ізогіпси продуктивних горизонтів; 3 – ізогіпси підшви ківської світи; 4 – стратиграфічні границі (а - згідні, б – незгідні); 5 - горизонти вуглеводів; 6 – сіль; 7 – карбонатні породи; 8 – пісковики; 9 – розломи; 10 – профілі

Рисунок 1.18 - Структурно-генетична класифікація комбінованих нафтогазоносних пасток ДДНГО (антиклінальний клас) [1]

Найпоширеніші пластові поклади з різними обмеженнями - переважно комбінації літологічних і тектонічних екранів. Серед тектонічних екранів найбільш надійними є поперечні скиди.

2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Мета роботи полягає у дослідженні умов локалізації газоконденсатних покладів та визначення перспектив газоносності Пролетарської площі Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції.

Для досягнення поставленої мети заплановано виконати наступні завдання:

- проаналізувати та виділити характерні риси й особливості геологічних умов формування та локалізації газоконденсатних родовищ ДДЗ;
- проаналізувати геологічну будову Пролетарської площі;
- дослідити характер локалізації, умови розподілу газоконденсату та горючого газу та перспективи газоносності в межах досліджуваної площі.

Вибір методів досліджень продиктований вмістом перерахованих задач та реальними умовами їх виконання.

При виконанні завдань використовувались офіційно опубліковані геологічної будови Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області. Найбільшу увагу при аналізі геологічних умов залягання приділено даним щодо локалізації газоносних покладів у межах геологічного структурного елементу ДДЗ, віку промислових горизонтів, типу колекторів, потужності поверхів газоносності, глибинам залягання покрівлі та товщині продуктивних горизонтів.

З фондів матеріалів були отримані відомості про геологічну будову газоконденсатних покладів Пролетарської площі, геологію її продуктивної товщі. Відомості про геологічну позицію залягання газоконденсатних покладів використовувалися для вивчення особливостей їх локалізації та геологічної структури площі дослідження.

Було проведено збір і аналіз інформації та узагальнення даних з геологічних умов залягання покладів. Для виявлення закономірностей розміщення газоконденсатних покладів автором проведено зіставлення та аналіз, побудованих раніше геологами, детальних геологічних карт, що дозволило

встановити просторові закономірності їх локалізації. В ході дослідження також використані: порівняльно-геологічний метод дослідження, а також комплекс статистичних і графічних методів обробки інформації.

Для проведення досліджень використовувались данні розвідувальних свердловин в комплексі з результатами геофізичних досліджень.

В ході виконання кваліфікаційної роботи було проведено морфометричний аналіз нафтогазоносних пластів Пролетарської площі.

В даній роботі аналіз параметрів геологічної структури здійснюється за фактичними даними 13 розвідувальних свердловин в межах Пролетарської площі за допомогою пакету програми «SURFER» фірми «Golden Software». Для обробки використовувались абсолютні відмітки покрівлі продуктивних пластів, потужність та пористість пластів. Карти, які характеризують зміну параметрів корисної копалини у просторі наводять у вигляді зображення в ізолініях.

Після уточнення існуючих геологічних уявлень і з урахуванням деяких нових геологічних даних, та отриманих автором в процесі виконання морфометричного аналізу будови нафтогазоносних пластів Пролетарської площі, було встановлено геолого-структурну будову площі досліджень.

На заключній стадії дослідження розглянуто якісну характеристику газоконденсатних покладів та оцінено перспективи їх розробки.

Висновки до розділу:

Досягненню поставленої мети сприяло вирішення наступних завдань:

- визначення геологічних умов та характеристик, які впливають на умови формування об'ємів газу в межах Пролетарської площі;
- дослідження перспектив газоносності та характеру розподілу газоконденсату та горючого газу в межах досліджуваної площі.

Доцільність прийнятого методичного підходу підтверджена успішними результатами раніше проведених робіт з вивчення продуктивності газоконденсатних родовищ ДДЗ.

3 ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

3.1 Геологічна вивченість Пролетарської площі

В адміністративному відношенні Пролетарська газоносна площа розташована в межах Магдалинівського району Дніпропетровської області. В геологічному відношенні - Пролетарська газоносна площа знаходиться в межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України [4-7].

Вивчення геологічної будови Пролетарської площі зв'язано з історією дослідження Дніпровсько-Донецької западини в цілому.

В 1965 році в склепінні Пролетарської складки була пробурена пошукова свердловина №1 глибиною 3000 м. До вказаної глибини продуктивних горизонтів не встановлено. Отримано матеріали дали уявлення про стратиграфію та літологію осадових відкладів до глибини 3000м.

Регіональними сейсмічними роботами МВХ і КМЗХ, проведеними в 1965-1967 роках, по поверхні кристалічного фундаменту встановлено Голубівсько-Колайдинський вал, уточнено будову осадового чохла в районі Пролетарського підняття. Складка виявлена в 1965 р. по покрівлях башкирського ярусу. Селепіння має вигляд майже симетричної брахіантиклінальної складки з північно-західним простяганням і розмірами 4,8м на 1,5 м, амплітуда підняття понад 60 м. У 1966 р. з серпуховських відкладів з інт. 2700—2721 м отримано фонтан газу дебітом 89,1 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 11,05 мм. Поклади літологічно обмежені та мають пластову і склепінчасту форму. Колекторами виступають пісковики.

В 1970-1971 проводилися сейсмічні роботи партією 30/70 – 71. Цими роботами підтверджено Пролетарське підняття. Побудовані структурні карти по горизонтам V_1^1 , V_1 .

В 1974 році досліджено методичною партією 45/74 Східно-Українською геофізично-розвідувальною експедицією переінтерпритовані

матеріали сейсмозв'язувальних робіт минулих років. В результаті цих робіт були перескладені структурні карти по відбиваючим горизонтам. На цих картах знайшли чітке відображення Пролетарського підняття. По матеріалам сейсмозв'язки в 1974 році на вказаних вище структурах розпочаті пошуки нафтових і газових покладів.

Родовище розробляється з 1975 р. Промислова газоносність пов'язана з горизонтами М-7 московського, Б-5, Б-8, Б-9 башкирського. В 1986 р затверджені ДКЗ початкові запаси газу в об'ємі 5,840 млрд. м³. Розвідані балансові запаси складають 6,059 млрд. м станом на 01.01.2010 р.

На даний час у середньо- і нижньокам'яновугільному розрізі розробляється 4 експлуатаційних об'єктів: об'єкт - горизонт М-7; об'єкт - горизонт Б-5, об'єкт - горизонт Б-8, об'єкт - горизонт Б-9.

Родовище з 2004 року розробляється згідно затвердженого Мінпаливенерго України варіанту розробки в «Корективах проекту розробки...». Станом на 1.01.2010 р. видобуток газу з початку розробки по родовищу складає 4446 млн.м, приблизно 73,38 % від балансових запасів газу.

3.1 Стратиграфія і літологія

Найдавніші з відомих в межах ДДНГО утворень - це метаморфічні (амфіболітова та гранулітова фації регіонального метаморфізму), ультраметаморфічні (головним чином плагіограніти) та інтрузивні породи архею та палеопротерозою, що складають кристалічний фундамент.

Утворення кристалічного фундаменту розбурені головним чином у межах бортів ДДЗ, де залягають неглибоко, та простежені за допомогою гравімагнітних методів на значних ділянках.

В геологічній будові газоконденсатної площі приймають участь осадові породи різноманітного літологічного складу, які в стратиграфічному відношенні відповідають докембрійським, девонським, кам'яновугільним, верхньопермським, тріасовим, юрським, палеогеновим, неогеновим та четвертинним відкладам [7,8].

Описання стратиграфічних підрозділів і літологічна характеристика порід проводиться на основі пробурених свердловин.

Докембрійські породи (рЄ) представлені магматичними породами кислого (гранітами) та основного складу (гранодіоритами).

Девонська система (D) представлена середнім і верхнім відділами. Породи девонської системи представлені сильно метаморфізованими осадовими відкладами, які залягають незгідно на докембрійському фундаменті. В цілому це складно побудований комплекс вулканогенних, соленосних, карбонатних та теригенних порід загальною потужністю близько до 7,5-8,9 км. Характерною рисою девонських відкладів є різка зміна потужності стратиграфічних підрозділів від 1,5-2,0 км до повного зникнення. Особливості формування девонської системи обумовили різкі зміни фаціальних особливостей порід та бідність решток фауни.

Відклади **кам'яновугільної системи (C)** займають понад 60 % розрізу осадового чохла. Відклади кам'яновугільного віку представлені трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім. В середині кам'яновугільних відкладів є ряд стратиграфічних і кутових неузгоджень. Найбільш суттєві із них між турнейським і візейським ярусами, нижньовізейським і верхньовізейським під ярусами.

Нижній відділ (C₁) представлений турнейським, візейським і серпуховським ярусами, які складені пісковиками, аргілітами та вапняками. Їх загальна потужність в межах підняття досягає 1340 м.

Турнейський ярус складається з теригенно-карбонатних морських утворень, які сформувались в умовах шельфу. Для цього період формування структури характерний широкий розвиток органогенних споруд в вигляді бар'єрно-рифових масивів. В той же час суміжних депресіях утворювались теригенні комплекси типу турбідитів. Потужність ярусу в межах території змінюється від 150-200 до 800-1000 м.

Візейський ярус, розрізи якого найповніші в центральній частині западини, за сукупністю палеонтологічних і стратиграфічних критеріїв розч-

ленується на два комплекси: нижньовізейським - пісковики і аргіліти і верхньовізейським - вапняки, пісковики, аргіліти. Загальна товщина відкладів візейського ярусу 370-700 м.

Серпуховський ярус (C_{1s}) залягає тільки на породах верхньовізейського віку. У межах північно-західної антикліналі западини та бортах його потужність змінюється від 50 до 150 м. Товщина покладів серпуховського ярусу на південному сході приосьової зони збільшується до 1500-2000 м. Верхньо- і нижньосерпуховський під'яруси розділені поверхнею незгідності на два комплекси, відмінні за літологічним складом. Загальна товщина ярусу 580-800 м. Відклади серпуховського ярусу на розглянутих площах без помітного кутового неузгодження залягають на відкладах верхньовізейського під'ярусу. Вони представлені аргілітами темно-сірими, шаруватими, з відбитками флори. Серед аргілітів, особливо в верхній і середній частині, зустрічаються пісковики сірі, різнозерністі, кварцево-польовошпатові, зцементовані глинисто-вапняковим цементом.

Середній карбон сформований породами башкирського і московського ярусів та характеризується зростанням потужності осадових відкладів від бортів до осьової зони западини і в напрямку Донбасу.

Башкирський ярус ($C_2в$), підосва якого співпадає з однією з найважливіших регіональних незгідностей, трансгресивно залягає на різних горизонтах серпуховського і візейського ярусів, а також в деяких місцях на докембрійському фундаменті. Башкирський ярус поділяється на два під'яруси: верхньобашкирський та нижньобашкирський.

Нижньобашкирський під'ярус включає невелику пачку піщано-глинистих відкладів, перекритих глинисто-карбонатною морською товщею (50-400 м), яка отримала назву башкирської плити.

Верхньобашкирський під'ярус представлений циклічним перешаруванням прошарків вугілля, пісковиків, глин та карбонатний порід. Потужність під'ярусу змінюється в діапазоні від 100-200 до 1000-1500 м. Від під'ярусу це переважно лагунні і алювіально-дельтові осадки.

Нижня товща, переважно, складена аргілітами і вапняками. Присутні пласти пісковиків, як правило, малопотужні з низькими вміщувальними та фільтраційними властивостями. Вапняки темносірі, місцями з відбитками обвуглених органічних решток, створом, острокод, криноїдей. Пласти вапняків витримані по площі і служать надійним репером для структурних будов. Верхня товща складена переважно піщаниками з прошарками аргілітів і алевролітів. Потужність окремих пластів пісковиків перевищує 50 м. колекторські властивості пісковиків коливаються в широких межах: пористість по лабораторним даним від 9 до 16 %, проникність – від 0,02 до 136,5 мд (свердловина №8, керн №11,12,13). Підняті керни із пісковиків, як правило, з вираженими ознаками нафтогазонасичення. По промислово-геофізичним дослідженням пласти пісковиків башкирського ярусу по всіх пробурених свердловинах обводнені. Потужність башкирських відкладів 600 – 700 м. До пластів пісковиків в Верхньобашкирський під'ярус приурочені газові поклади горизонтів Б-5, Б-8, Б-9, Б-10, Б-12.

Московський ярус (C_2^m) складений пісковиками і аргілітами, рідше вапняками і пластами вугілля з переважанням алювіально-дельтових і лагунних фацій. Лише верхня частина свити $C_2^7(M)$ характеризується суттєво морськими умовами формування (регіонально витримана товща алевролітів з прошарками вапняків). Потужність осадових порід ярусу змінюється в діапазоні від 150-500 до 1000-1800 м і більше.

Відклади московського ярусу представлені чергуванням аргілітів з потужними пластами пісковиків та алевролітів. Пісковики світло-сірі та зеленувато-сірі, кварцеві, середньо- і мілко зернисті, слюдисті, хвилясто-шаруваті, слабозцементовані, володіють гарними колекторськими властивостями. Аргіліти світло- і зеленувато-сірі, слабо слюдисті, шаруваті, з дзеркалами ковзання, з прожилками сидериту та рештками обвуглених рослин. Породи московського ярусу складені чергуванням пачок глин з пачками алевролітів і пісковиків та залягають незгідно на породах башкирського і літологічно.

В нижній частині ярусу простежується найбільш витриманий пласт пісковиків (М-7), до якого приурочений однойменний газовий поклад. Загальна товщина московського ярусу в межах структури сягає 475-545 м.

Верхній карбон. Границя відділу **верхнього карбону** проводиться вище пласта вапняку N₄. Площа поширення **верхнього карбону** менша за площу поширення порід московського ярусу. Товща порід **верхнього карбону** складена алювіально-дельтовими утвореннями потужністю 150-1500 м, для яких характерне чергування пісковиків і аргілітів з прошарками карбонатів. В межах площі дослідження пласти вугілля у верхньому карбоні відсутні.

Відклади верхнього відділу стратиграфічно нерозчленовані. Літологічно вони представлені потужними пластами пісковиків сірих, зеленувато-сірих, місцями коричневих, різнозернистих, кварцевих, слабо- і середньосцементованих, які чергуються з аргілітами зеленувато-сірими, шаруватими, з дзеркалами ковзання і відбитками обвуглених рослинних решток. Потужність 550 – 650 м.

Піщано-глинисті відклади **верхньої пермі (P₂)** залягають на розмитій поверхні карбону. Загальна потужність піщано-глинистих відкладів в межах структури змінюється від 150 до 163 м.

Мезозой представлений відкладами тріасу і юри.

Тріасові відклади представлені піщаною товщею. Тріасові червоноколірні і строкаті відклади незгідно залягають на породах різних горизонтів пермі та карбону. Піщана товща (Тп), в більшості, складена пісковиками сірими, кварцевими, різнозернистими, слабозцементованими. В основі залягає пачка конгломератів, які складаються із гальок кварца, кремнія, сцементованих глинистим цементом. Потужність тріасових відкладів 145-282 м.

Породи **юрського віку (J₂₊₃)** (середній та верхній відділи) незгідно залягають на різновікових породах тріасу. В її розрізі домінують сірі теригенні і карбонатні утворення з рештками різноманітної морської фауни. Їх

загальна товщина в межах структури сягає до 65 м. В межах площі дослідження юрська система представлена середнім і верхнім відділами.

Верхній відділ (J_3). Верхньоюрські відклади представлені: келловейським, оксфордським і кіммеріджським ярусами.

Вище по розрізу з кутовим неузгодженням залягають породи кайнозойського віку **палеогенової системи (Pg)**, які представлені бучацькими пісковиками, мергелями і глинами київського та харківського ярусів.

Бучакська свита (P_{1b}). Відклади бучакського віку представлені пісками зеленувато – сірими, сірими, мілко зернистими, кварцево-глауконітовими, глинистими. Загальна потужність каневських і бучакських відкладів складає 40-55 м.

Київська свита (P_{2kv}). Мергелі блакитно-сірі, в підшвенній частині утримують фосфоритові конкреції. Потужність до 30м.

Харківська свита (P_{3ch}). В нижній частині вона представлена глинами зеленувато-сірими, трішки слюдистими. В верхній частині розріз складений пісками сіро-зеленими, глауконітовими, середньозернистими, слюдистими, з лінзами піщаних глин і великим включенням рослинних решток. Потужність до 60 м.

Неоген представлений в основному на вододільних просторах та найдавніших річкових терасах. У його складі переважають континентальні утворення. Міоцен складений кварцовими пісками новопетрівської свити полтавської серії. Потужність неогену лише подекуди перевищує 100 м.

Відклади полтавської свити (N_{pt}) мають розвиток на водорозділах; вони представлені пісками світло-сірими, жовто-сірими, кварцовими, різнозернистими і глинами в'язкими, темного кольору.

Четвертинна система розвинена на всій території площі, складена великим розмаїттям порід та залягає на різних за віком породах. Потужність четвертинних відкладів може становити 35-40 м. Літологічно представлена в нижній частині глинами червоно-бурими, в'язкими, темного кольору. Потужність 18-25 м.

3.3 Тектонічна будова району досліджень

В тектонічному плані Пролетарське підняття входить до складу Голубівсько-Колайдинського валу і знаходиться в південно-західній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини [4,5,7].

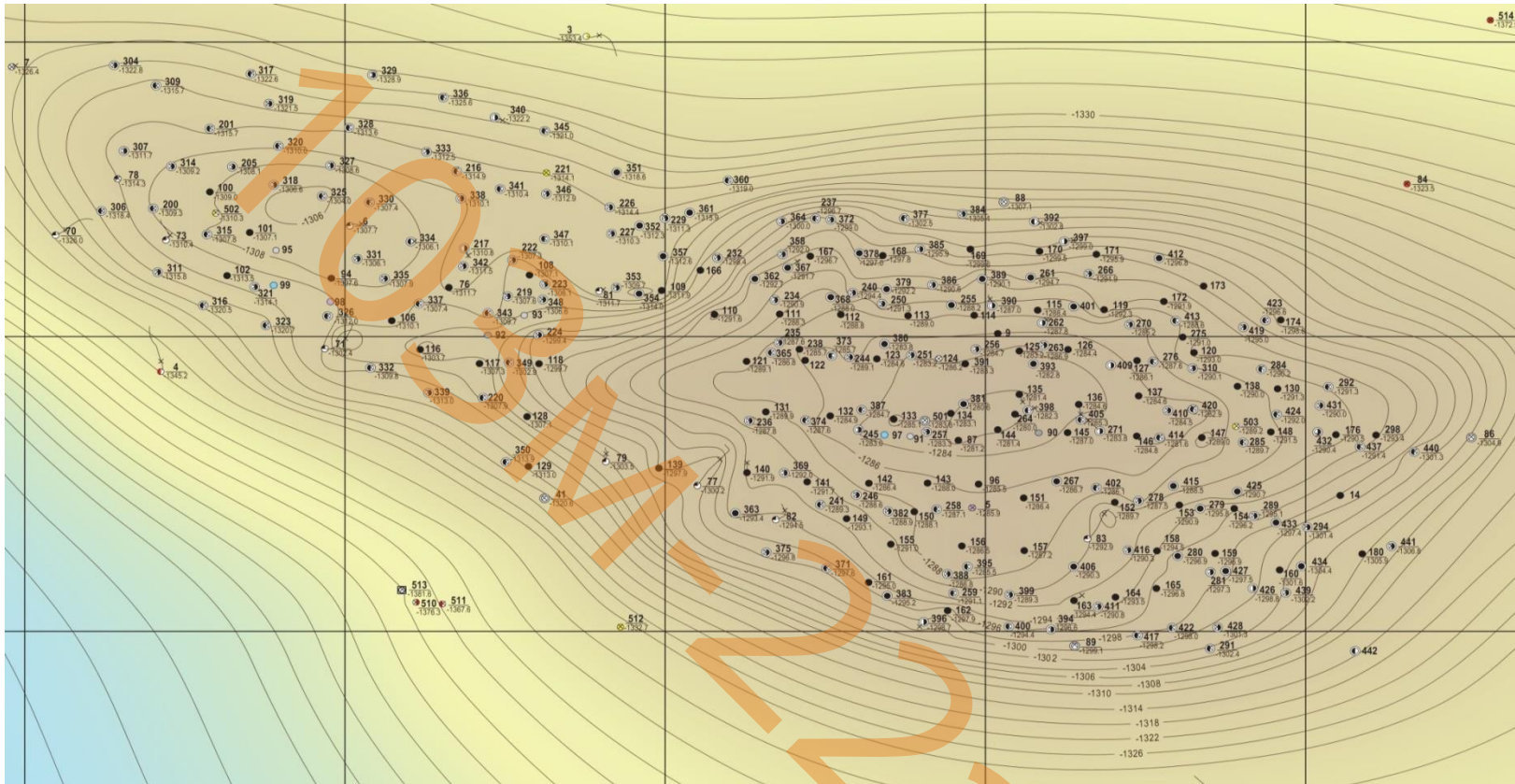
Пролетарське підняття представляє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання з розмірами 5,6×2,4 км і висотою склепіння до 60 м сформовану породами московського ярусу середнього карбону (рис. 3.1 та 3.2).

Південно-західне крило брахіантиклінальної складки коротке із кутами падіння порід до 15°. Північно-східне крило пологіє з кутами падіння пластів від 6° до 8°. Південно-східна перикліналь широка та пологіє з кутами падіння біля 2-3°, а північно-західна вузька та витягнута до заходу, кути падіння тут 5-6°. Склепіння підняття пологіє та широке, зміщене до південного сходу. Пролетарське підняття має асиметричну будову що обумовлена, регіональним крайовим порушенням, яке простягається з північного заходу на південний схід уздовж південного крила. У межах Пролетарської структури розривних порушень не встановлено.

3.4 Гідрогеологічна характеристика

Водоносні горизонти Пролетарського підняття приурочені до південної прибортової зони Дніпровського артезіанського басейну і характеризується тим, що вони віддалені від зони опріснення значною кількістю водоупорів та потужною товщиною зони розчинів хлоридного типу [7].

В розрізі Пролетарського підняття, в залежності від мінералізації та характеру розвитку основних типів вод, виділяються нижня і верхня гідрогеологічні зони, які мають різні умови режиму підземних вод.



Умовні позначки:

- 121** Устя свердловин та точки їх перетинання із заданою поверхнею

—1314— Ізогипси покрівлі пласта-колектора М-7

Рисунок 3. 1 – Структурна карта покрівлі колектора М-7 Пролетарської газоносної площі [7]

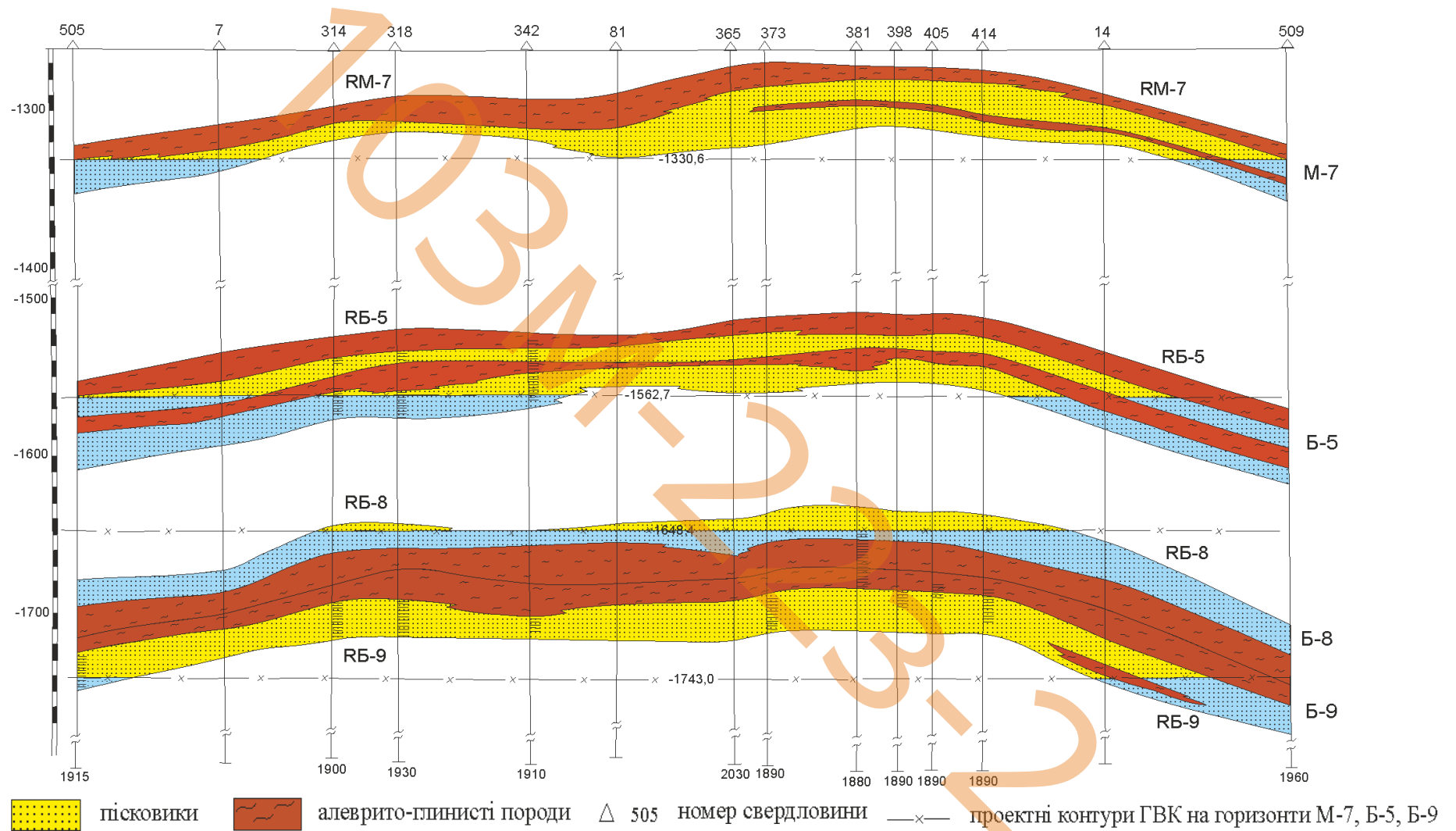


Рисунок 3.2 - Схематичний геологічний розріз Пролетарської площі по лінії свердловин 505-509 [7]

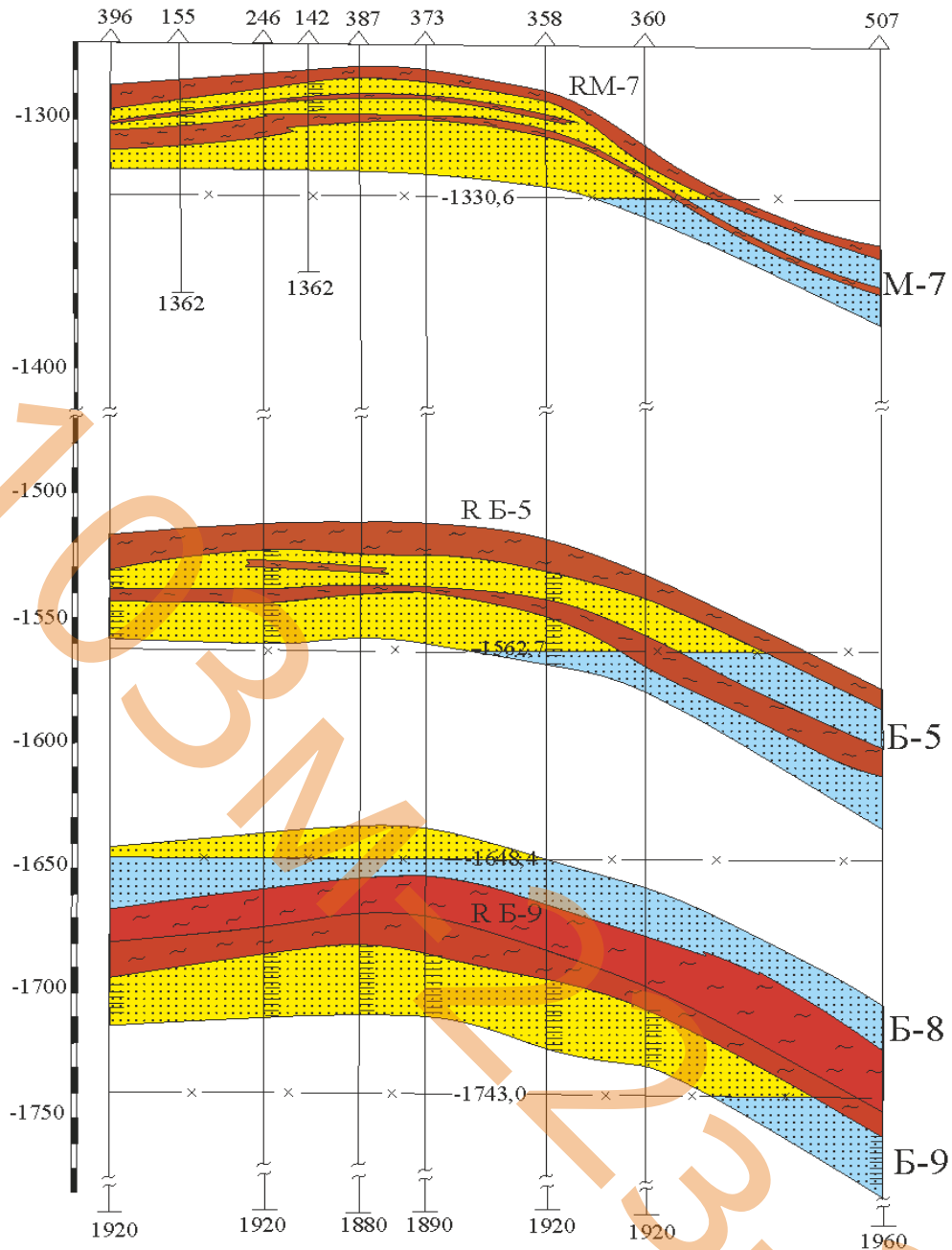


Рисунок 3.3 - Схематичний геологічний розріз Пролетарської площі по лінії свердловин 396-507 [7].

Найбільш активний водообмін відбувається в основному в відкладах кайнозойського і верхньоюрського віку. Потужність зони активного водообміну досягає 300 м. Водоносна товща складена трьома горизонтами: буцацький, харківський, полтавський, які містять прісні придатні для пиття.

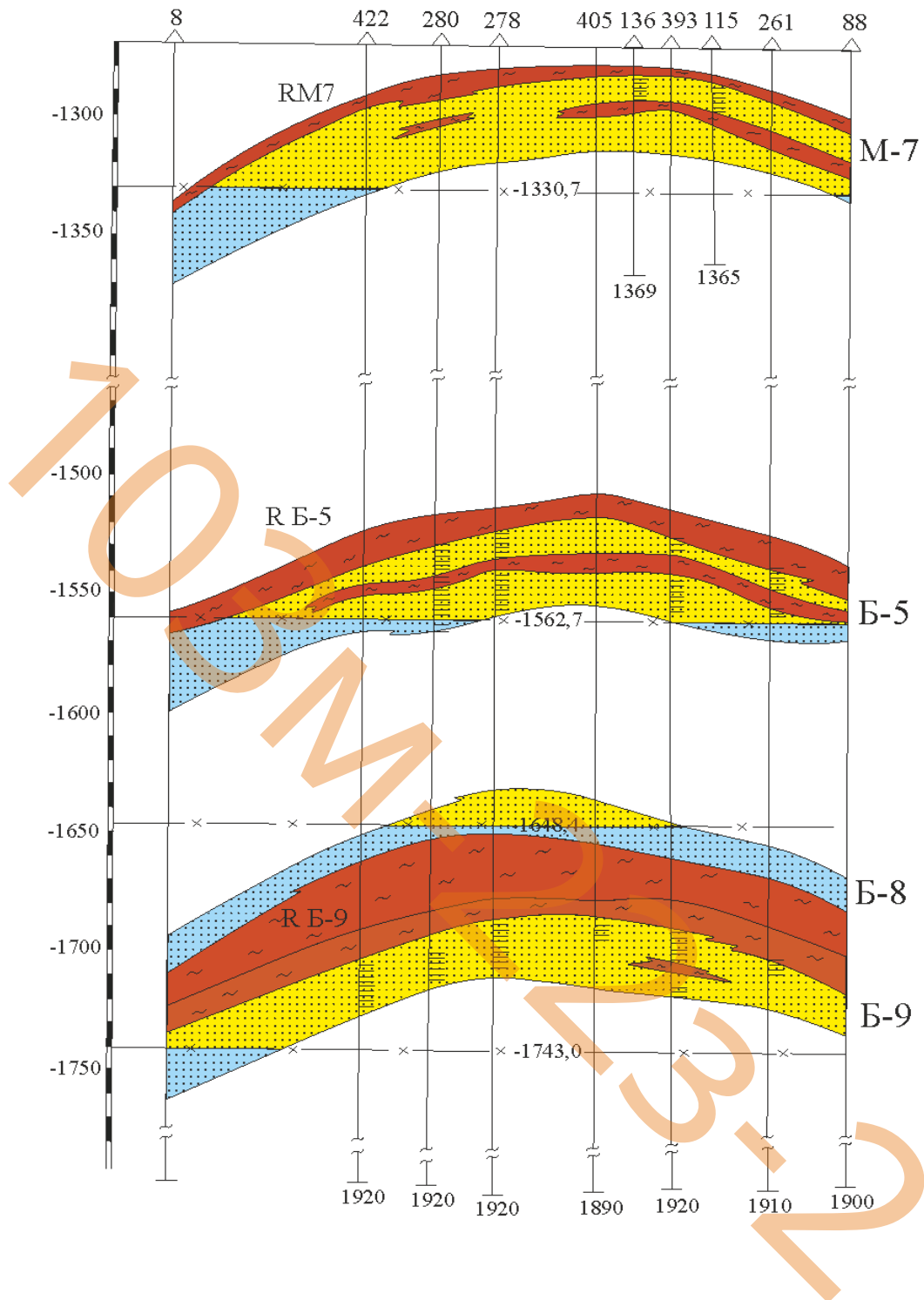


Рисунок 3.4 - Схематичний геологічний розріз Пролетарської площі по лінії свердловин 8-88 [7].

До зони уповільненого водообміну, що розповсюджена нижче верхньокам'яновугільно - верхнепермського водоупору, відносяться водоносні

горизонти серпухівського і московського ярусів (крім гор. М-7), а також газонасичені горизонти башкирського та московського ярусів.

Для контролю за спостереженням герметичності ПСГ використовуються горизонти пізньо-кам'яновугільного та середньомосковського віку, в якості додаткових контрольних - горизонти тріасового, байоського, харківського і бучацького віку.

Висновки за розділом:

Пролетарське підняття представляє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання з розмірами 5,6×2,4 км і потужністю відкладів московського ярусу середнього карбону в склепінні до 60 м.

В геологічній будові Пролетарського підняття приймають участь породи різного віку: докембрію, девонські, кам'яновугільні, верхньопермські, тріасові, юрські, палеогенові, неогенові та четвертинні відклади.

Поклади вуглеводнів на Пролетарському піднятті приурочені до відкладів московського і башкирського ярусів середнього карбону та серпухівського ярусу нижнього карбону.

Промислова газонасиченість пов'язана з горизонтами М-7 московського та Б-5, Б-8, Б-9 башкирського ярусів.

4 АНАЛІЗ УМОВ ФОРМУВАННЯ ТА ЛОКАЛІЗАЦІЇ ГАЗОНОСНИХ ГОРИЗОНТІВ ПРОЛЕТАРСЬКОЇ ПЛОЩІ

Поклади вуглеводнів на Пролетарському піднятті приурочені до відкладів московського і башкирського ярусів середнього карбону та серпухівського ярусу нижнього карбону. Промислова газонасиченість встановлена у продуктивних горизонтах: М-7, Б-5, Б-8, Б-9, де з 1975 року ведеться активний видобуток газоконденсату [6,8].

4.1 Фізико-літологічна характеристика пластів-колекторів

Горизонт М-7 літологічно представлений перешаровуванням покладів московського ярусу (C_{2m}), а саме піщаних пластів та глинисто-аргілітових пачок з прошарками вапняків. З усіх піщаних покладів московського ярусу (C_{2m}), горизонт М-7 є єдиним газонасиченим. Покрівля цього покладу в апікальній точці зафіксована на глибині 1425 м, на північному заході вона ви-розкрита на глибині 1460 м., на східній перикліналі - на глибині на 1474 м.

Горизонт М-7 складений поліміктовими пісковиками від дрібнозернистих до крупнозернистих. В межах горизонту вони часто заміщуються алевритистістими кварцовими пісковиками або алевролітами, здебільшого в центральній та західній частинах підняття.

Речовинний склад горизонту наступний: вміст пелітової фракції змінюється в межах – 9,45-20,7%, карбонатної речовини 0,2-29,9 %, кількість цементу (каолініт-кальцитового складу) – 20%.

Потужність горизонту М-7 змінюється від 6-8 до 34,8-36,6 м і зменшується з південного сходу на північний захід, продуктивна газонасичена потужність коливається – від 5 до 26,1 м, а середнє її значення для покладу складає 13,4 м. Величина пористості в центральній частині і на сході коливається в межах 18-30%, на південному заході – 20-28%, а середнє її значення дорівнює 22,3 %. Газонасиченість горизонту, за результатами досліджень, змінюється

від 48% до 72%. Проникність змінюється від 0,2 до 298,5 мД (середня по покладу – 100,7 мД), температура пласта – 312,5 К.

Продуктивний горизонт складається з двох пластів пісковиків, для яких характерна шаруватість і невитриманість, що обумовлює в розрізі і на площі добре розвинуту пошарову й зональну неоднорідність.

Газовий поклад за літологічним складом та фізичними властивостями штучний можна розділити на три зони, які відрізняються за своєю будовою:

– для північно-західної зони характерне різке заміщення пісковиків алевролітами. Продуктивний горизонт тут представлений одним пластом, продуктивна газонасичена товщина якого змінюється в межах від 2 до 5 м, проникність - від 63 до 125 мД;

– для перехідної зони характерне ущільнення колекторів та значне зменшення газонасиченої товщини до 2-4 м, також низький газодинамічний зв'язок із західною та східною частинами покладу;

– для південно-східної зони характерна наявність в розрізі двох пластів пісковиків (верхній та нижній), чітко витриманих по площі, і ефективною газонасиченою товщиною до 10-12 м, та зміна проникності від 150 до 298,5 мД.

На газосховищі реалізована система рівномірного розміщення експлуатаційних свердловин з урахуванням внутрішньопромислових комунікацій, промислових споруд та проммайданчика, геологічної будови родовища за сіткою 200 на 200 м.

Експлуатаційними свердловинами розкриваються, головним чином, обидва продуктивні прошарки гор. М-7 товщиною 10-15 м. Геологічна будова пласта-колектора і реалізована система розміщення експлуатаційних свердловин зумовлюють наступні основні газо-гідродинамічні особливості експлуатації сховища: в межах Пролетарського підняття існують дві газові дялянки із окремими групами експлуатаційних свердловин – східної й західної частин, які працюють в різних режимах і мають між собою ускладнений газодинамічний зв'язок.

Для східної частини Пролетарського підняття характерне розташування більшої кількості експлуатаційних свердловин і вона являється активною дренажною зоною. Об'єм газу в східній частині бере активну участь в циклічній експлуатації сховища.

До західної частини Пролетарського підняття приурочена слабодренажна зона з малою кількістю експлуатаційних свердловин та низькими фільтраційно-ємнісними параметрами.

Горизонт Б-5 залягає у верхній частині башкирського ярусу (C_{2B}) середньокам'яновугільного відділу кам'яновугільної системи в інтервалі глибин 1660-1730 м під 35-40 метровою глинисто-аргілітовою покривкою. Газовий поклад пластового типу, склепінний. Літологічно представлений 2-ма шарами пісковиків, розділених прошарками аргілітів. Пісковики добре простежуються по площі.

Загальна товщина горизонту складає 25-48 м, ефективна газонасичена товщина - 3-32 м, в середньому - 15,2 м.

Пласт-колектор представлений пісковиками дрібнозернистими, щільними і середньозцементованими. Величина пористості пісковиків – 12,4-24,8%, проникність – 3,6-238,3 мД, коефіцієнт газонасиченості - 0,48-0,74. Площа газового покладу складає 7,99 км², поверх газонасиченості - 46 м, первинний контур газ-вода (прийнятий для максимального заповнення ПСГ) - на абс. відмітці - 1562,7 м. Пластова температура покладу оцінюється величиною 321 К (450С).

Горизонт Б-8 газonosний тільки у склепінній частині підняття блоку I - у межах свердловин № 55, № 56, № 57, № 59. У свердловині № 57 виявлено, що горизонт Б-8 складається із трьох прошарків: перший вскритий в інтервалі 1644-1652 м, другий в інтервалі - 1742-1753 м, та третій найбільш газonosний прошарок переборено на глибинах 1768-1776 м. У свердловинах № 55, № 56 горизонт Б-8 раніше експлуатувався сумісно з іншими горизонтами і на цей час він обводнений, що не уможлиблює його розробку. У свердловинах № 57, № 59 горизонт не випробуваний. Газо-водяний контакт горизонту Б-8

проведений на абсолютній відмітці -1620 м.

Горизонт Б-9 залягає у середній частині башкирського ярусу (С_{2В}) середньокам'яновугільного відділу кам'яновугільної системи в інтервалі глибин 1816-1900 м під 25-35 метровою глинисто-аргілітовою покрішкою. Газовий поклад пластового типу, склепінний. Літологічно представлений потужним прошарком пісковиків, досить чітко простежується по площі.

Загальна товщина горизонту складає 24-36 м, ефективна газонасичена товщина - 3,0-29,5 м, в середньому - 18,4 м.

Пласт-колектор представлений пісковиками сірими, дрібно – та середньозернистими. Величина пористості пісковиків – 10,2-23,7%, проникність – 3,9-262,1 мД, коефіцієнт газонасиченості - 0,45-0,88. Площа газового покладу складає 9,31 км², поверх газонасиченості - 62 м, первинний контур газ-вода (прийнятий для максимального заповнення ПСГ) - на абс. відмітці - 1743,3 м. Пластова температура покладу оцінюється величиною 326 К (49,50С).

4.2 Характеристика будови газоносних горизонтів

Для більш детального дослідження умов залягання продуктивних горизонтів було побудовано гіпсометричні плани горизонтів: Б-5, Б-8, Б-9 для північно-західної ділянки Пролетарської газоносної площі. Ізолінії глибин залягання покрівлі газоносних горизонтів Б-5, Б-8, Б-9 на усіх планах мають однаковий характер змінення в межах досліджуваної площі. Аналіз характеру рисунку ізоліній гіпсометричних планів показав, що формування усіх чотирьох продуктивних горизонтів відбувалось при однакових структурно-геологічних умовах осадко-накопичення (рис. 4.1, 4.2., 4.3).

Окрім гіпсометрії аналізувалось змінення потужності та пористості горизонтів: Б-5, Б-8, Б-9 в межах району досліджень (рис 4.4-4.9).

По побудованим картам потужності (рис 4.4 - 4.6) можна зробити наступні висновки: у цілому для площі характерна середня потужність для горизонтів: Б-5 – 18,7м; Б-8– 20,8м; Б-9 – 31,5м.

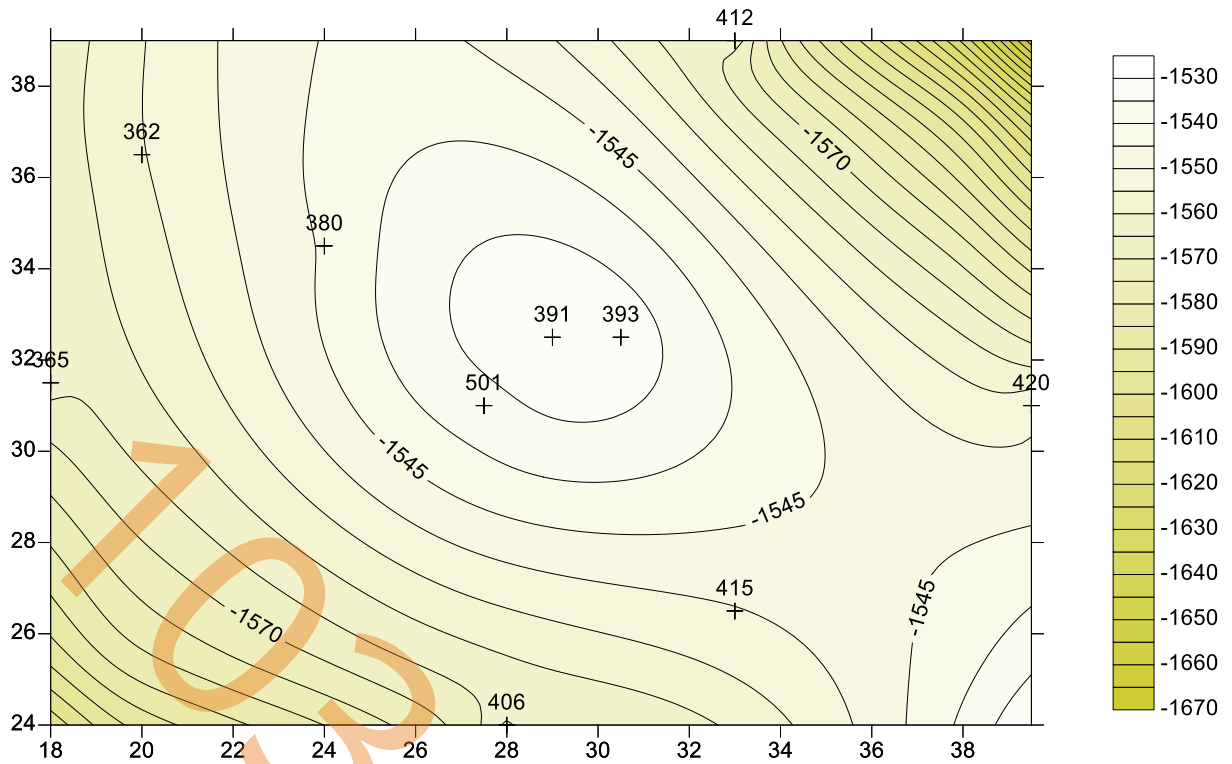


Рисунок 4.1 - Гіпсометричний плани глибин залягання покрівлі газоносного горизонту Б-5.

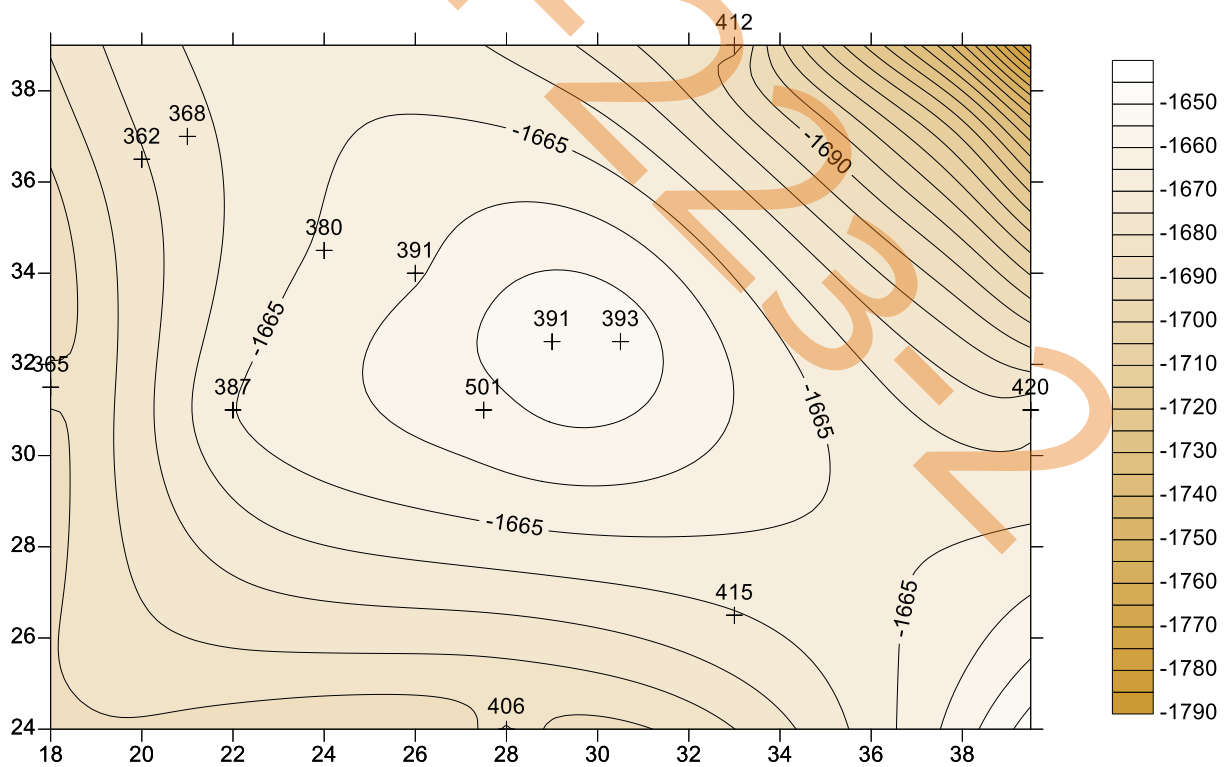


Рисунок 4.2 - Гіпсометричний плани глибин залягання покрівлі газоносного горизонту Б-8.

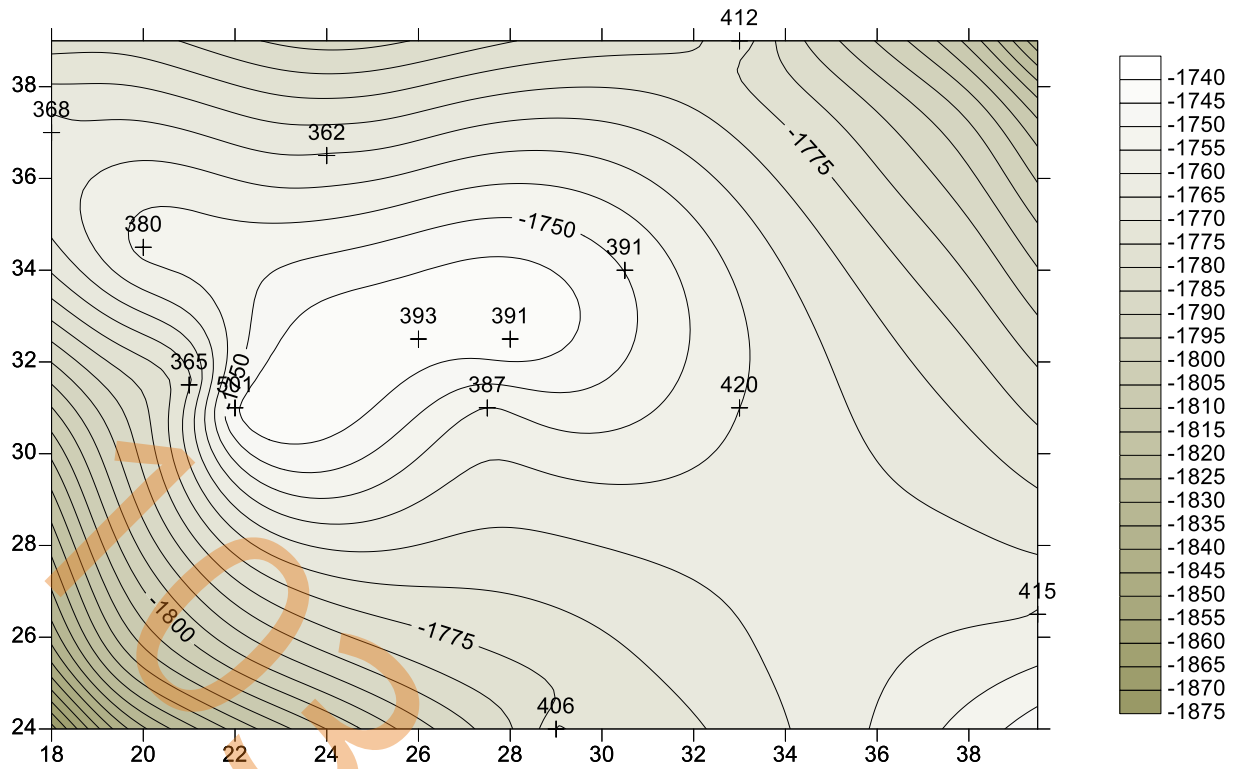


Рисунок 4.3 - Гіпсометричний план глибин залягання покрівлі газоносного горизонту Б-9.

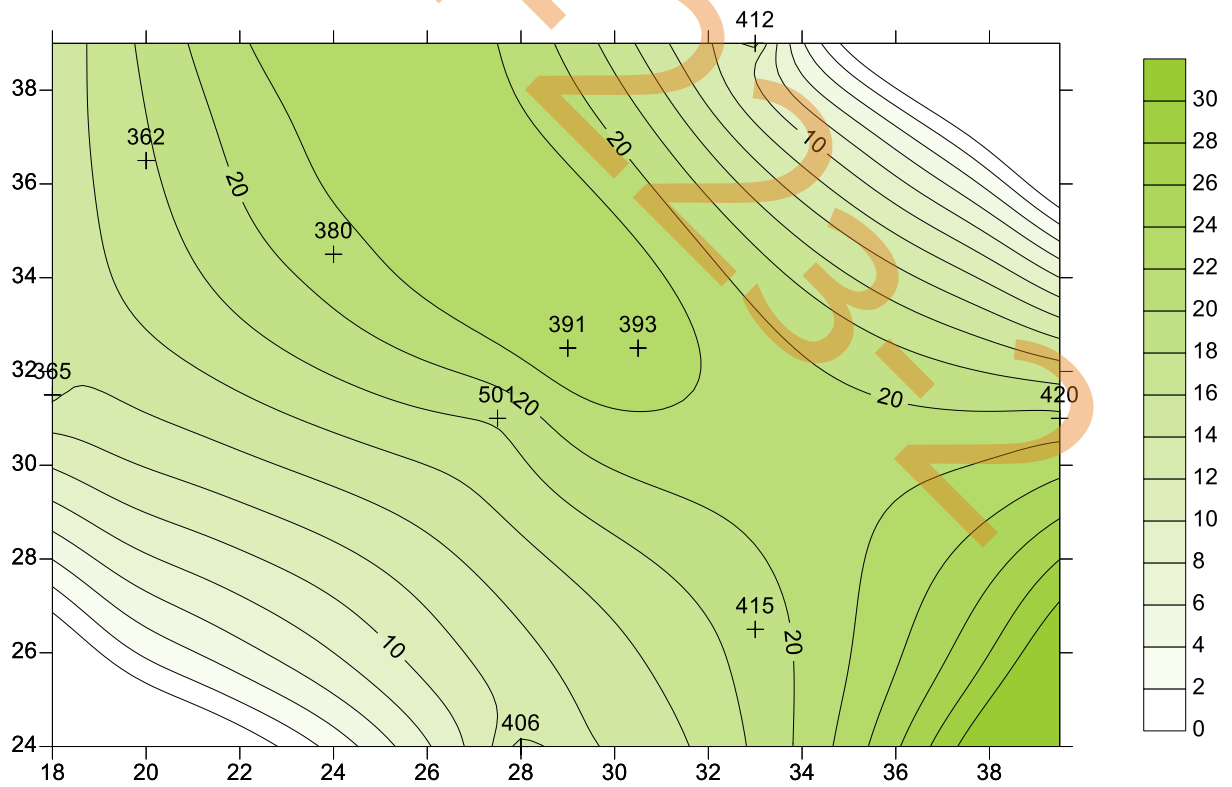


Рисунок 4.4 - Зміна потужності газоносного горизонту Б-5

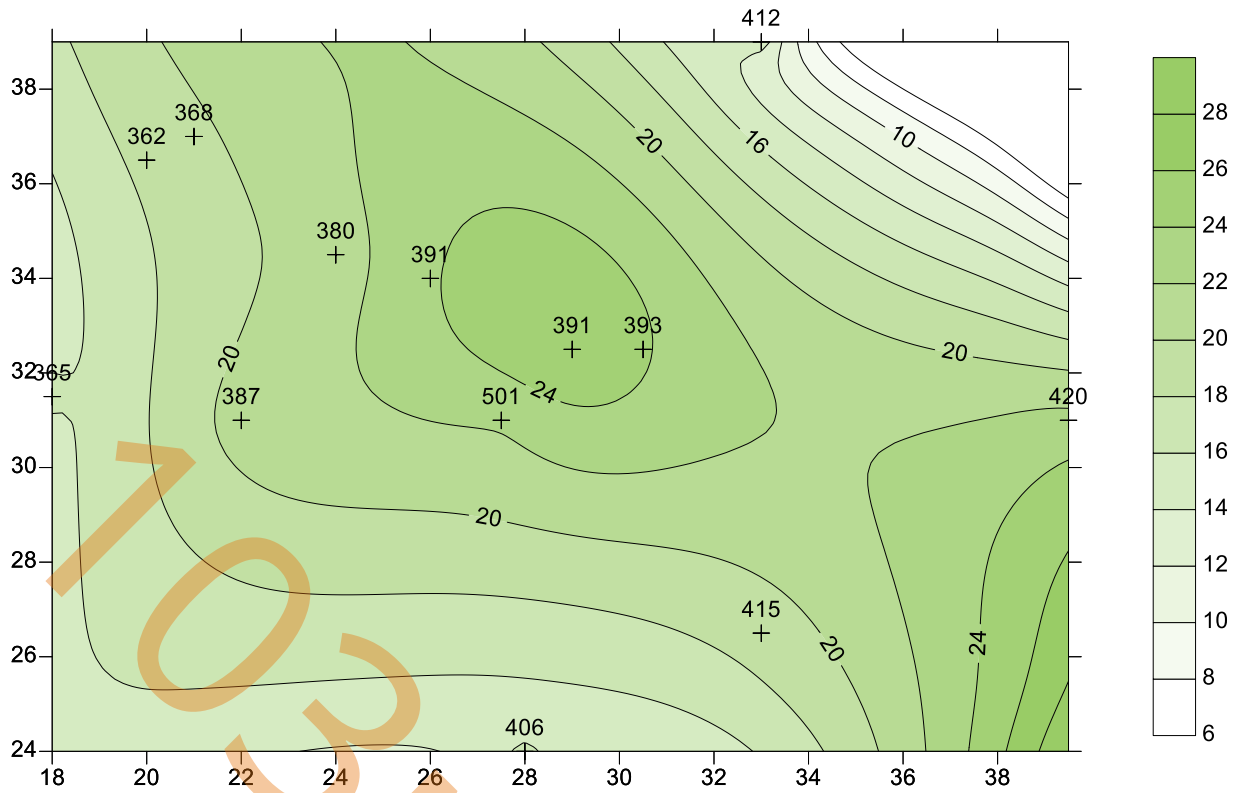


Рисунок 4.5 - Зміна потужності газоносного горизонту Б-8

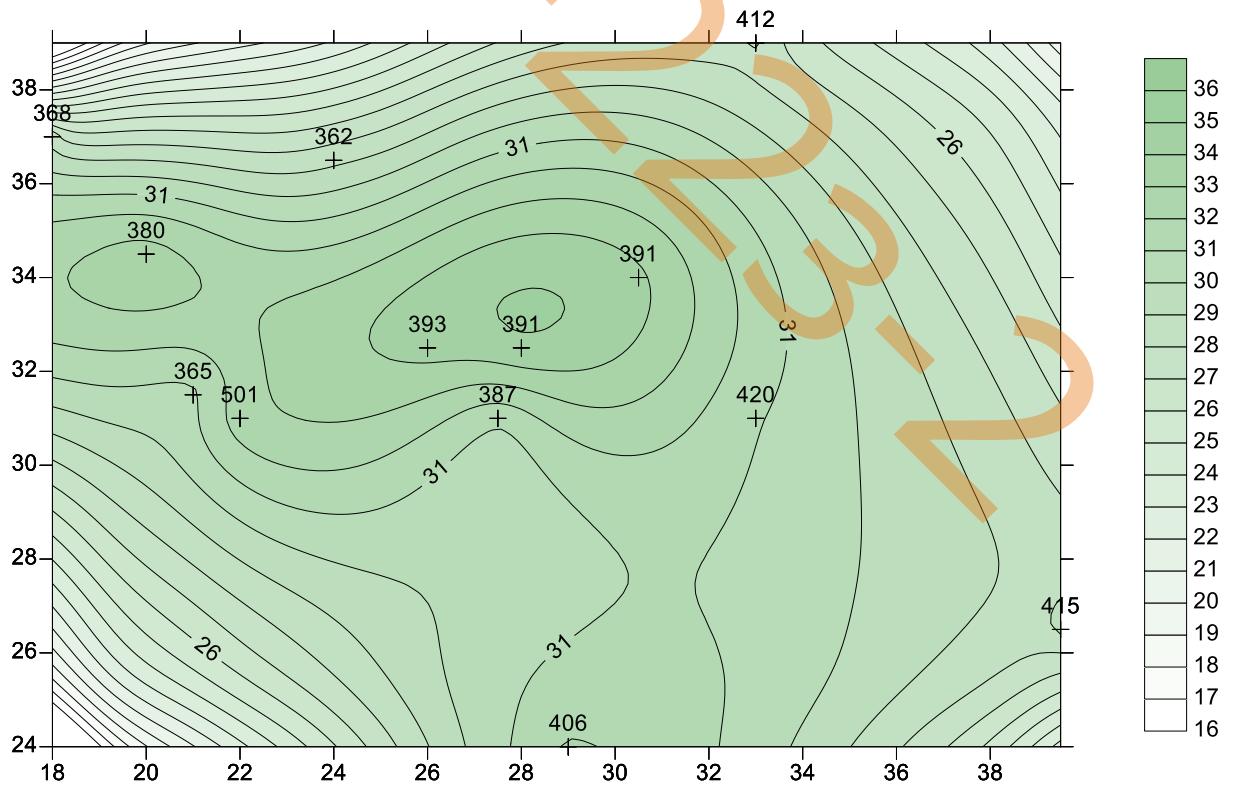


Рисунок 4.6 - Зміна потужності газоносного горизонту Б-9

Мінімальне значення потужності для горизонтів складає: Б-5 – 15м; Б-8– 17м; Б-9 – 28,2м. Максимальне значення потужності: Б-5 – 23,4м; Б-8– 25,4м; Б-9 – 34,7м.

Досить різке зменшення потужності спостерігається для горизонту Б-5 та Б-9 на північному сході та південному заході площі досліджень, для горизонту Б-8 потужність зменшується в північно-східному напрямку, а для горизонту Б-9 в південно-ззахідному напрямку.

Характер розподілу пористості горизонтів Б-5, Б-8, Б-9 в межах площі не має спільних рис. Кожен з продуктивних горизонтів має характерний лише для нього розподіл пористості порід-колекторів.

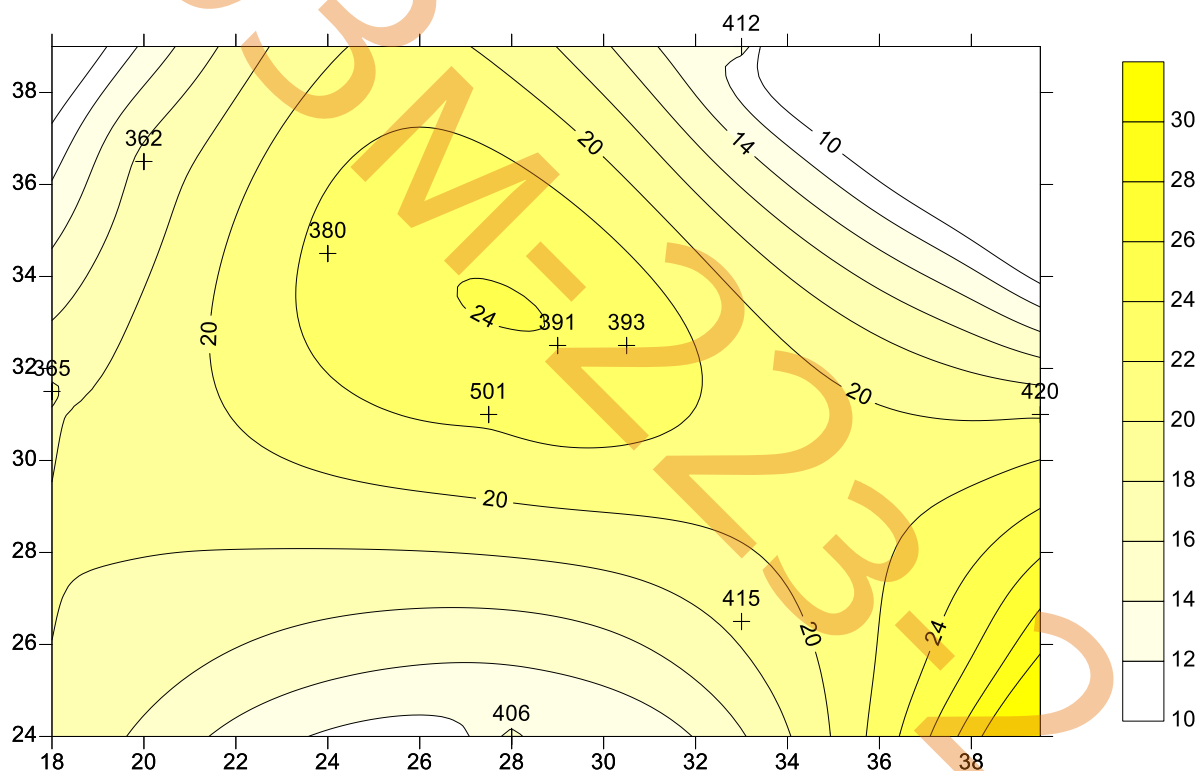


Рисунок 4.7 - Розподіл пористості в межах газоносного горизонту Б-5

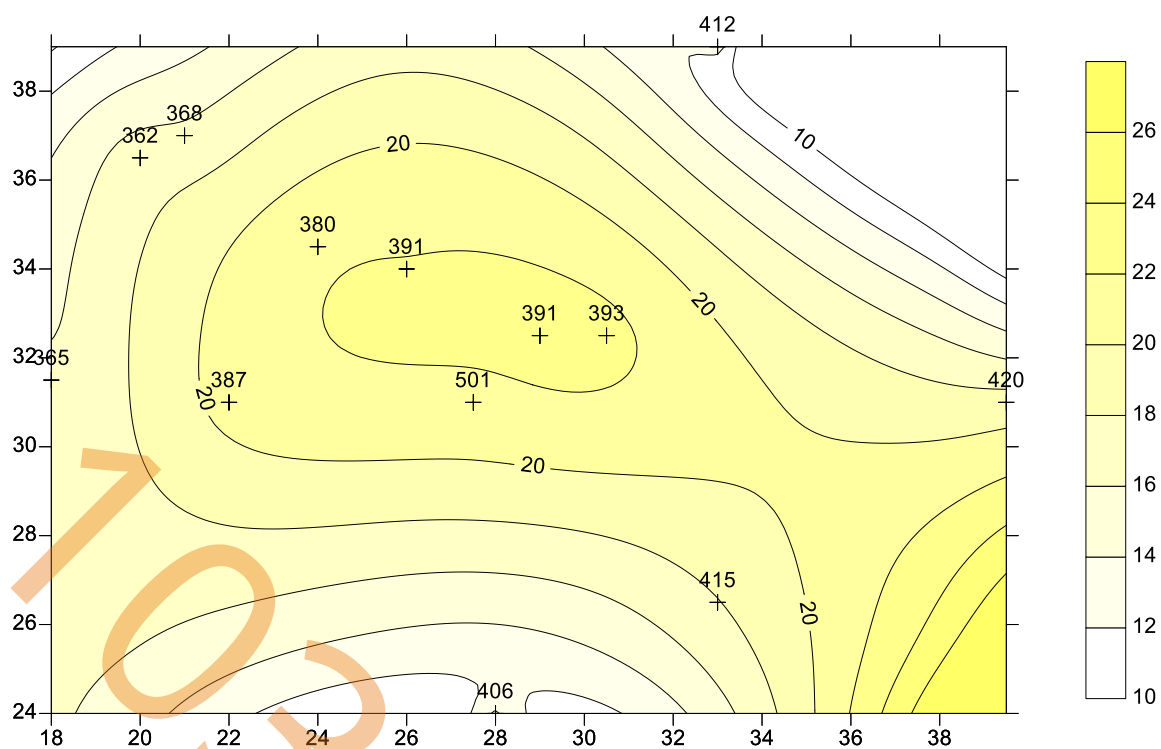


Рисунок 4.8 - Розподіл пористості в межах газоносного горизонту Б-8

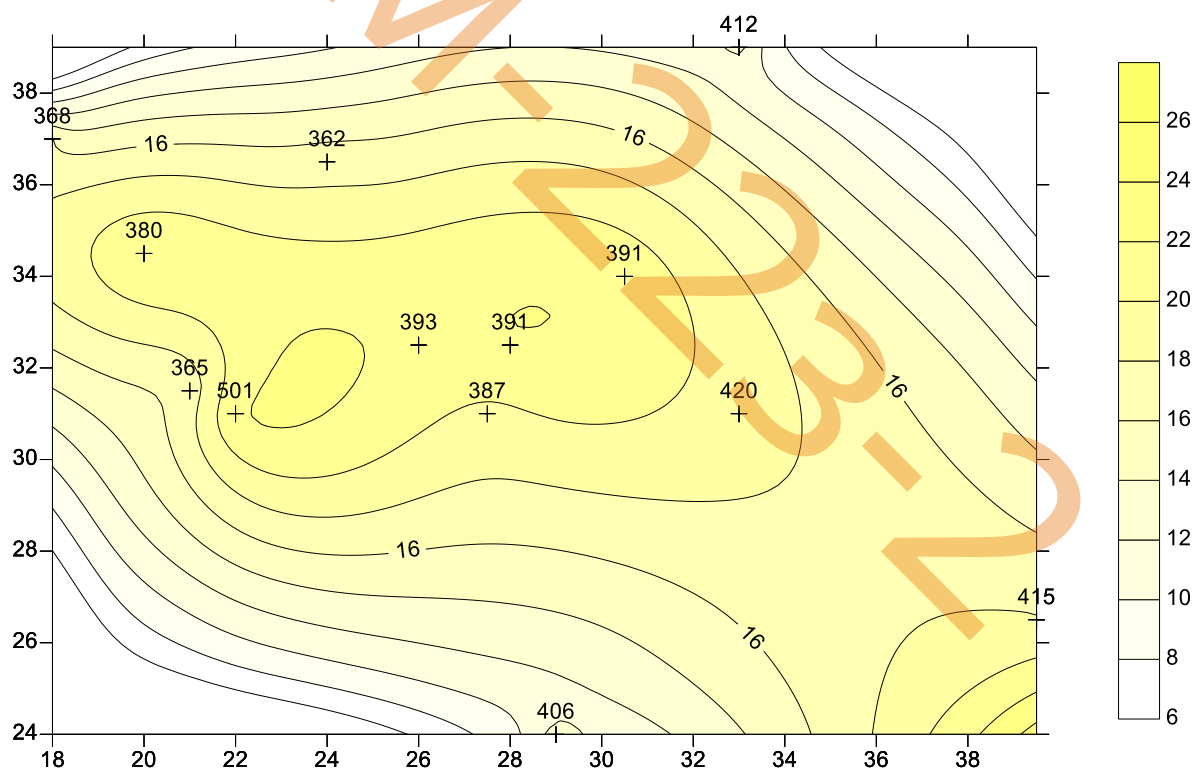


Рисунок 4.9 - Розподіл пористості в межах газоносного горизонту Б-9

Мінімальне значення пористості для горизонтів складає: Б-5 – 13,8%; Б-8 – 14,5%; Б-9 – 13%. Максимальне значення пористості: Б-5 – 23,9%; Б-8 – 22,5%; Б-9 – 21,8%. У цілому для площі характерна середня пористість горизонтів: Б-5 – 19,7%; Б-8 – 18,9%; Б-9 – 18,5%.

В межах площі для горизонту Б-5 характерно зменшення пористості в східному напрямку, для горизонту Б-8 характерно зменшення пористості в східному та південному напрямках, а для горизонту Б-9 досить різке зменшення пористості спостерігається в північно-східному та південно-західному напрямках в межах площі досліджень.

Висновки до розділу

Промислова газоносність встановлена у продуктивних горизонтах: М-7, Б-5, Б-8, Б-9, де з першого з 1975 року ведеться активний видобуток газоконденсату.

Аналіз характеру рисунку ізоліній гіпсометричних планів показав, що формування усіх чотирьох продуктивних горизонтів відбувалось при однакових структурно-геологічних умовах осадко-накопичення.

Характер розподілу пористості горизонтів Б-5, Б-8, Б-9 в межах площі не має спільних рис. Кожен з продуктивних горизонтів має характерний лише для нього розподіл пористості порід-колекторів.

Основна частина покладів відноситься до пластових, склепінних літологічно екранованих.

Колектори представлені пісковиками, з пористістю від 13,8 до 24 %;

Всі поклади містять газоконденсат.

5 ПЕРСПЕКТИВИ ГАЗОНОСНОСТІ ПРОЛЕТАРСЬКОЇ ПЛОЩІ

В результаті аналізу результатів пошукових робіт на Пролетарській площі в відкладах башкирського ярусів встановлено три перспективних продуктивних горизонти: Б-5, Б-8, Б-9.

Основні запаси Пролетарського газоконденсатного родовища приурочені до горизонтів М-7, Б-5, Б-8, Б-9. Ці горизонти витримані по площі та характеризуються високими колекторськими властивостями.

По лабораторним даним пористість пісковиків даних горизонтів складає 13-24%, газопроникність до 500 мд. [8].

При випробуванні горизонту М-7 в свердловині №100, розташованій в межах пн.-зх. перекліналі отримано приток газу дебітом через 12 мм діафрагму 392 тис. м³/добу і конденсату 189, 4 м³/добу.

Горизонт Б-5 має розповсюдження, як колектор, в склепінні і на перекліналях Пролетарській площі. При його випробуванні, в склепінній свердловині №314, отримано приток газу дебітом через 12,02 мм діафрагму 580, 1 тис. м³/добу.

Випробування горизонту Б-5 проведено в свердловинах №314, 357. В свердловині №314 отримано вихід газу дебітом через 9,96 мм діафрагму 336 тис м³/добу, а в свердловині №357 через 17 мм діафрагму 765 тис м³/добу. На зануренні розглянуті горизонти водоносні. Контакт газ-вода помічений в свердловині №314 на відмітці -1550 м.

Горизонт Б-8 літологічно невитриманий. На пошуковому етапі їх газонасність встановлена лише в свердловинах №200 і №357. Із горизонту Б-9, в свердловині №200, дебіт газу через 15,87 мм діафрагму склав 596 тис. м³/добу. Пластовий тиск в цих горизонтах вище умовно-гідростатичної величини відповідно на 47,1 ата. По розрахунковим даним контур газонасності горизонту Б-9 проходить по ізогіпсі з відміткою — - 1740 м. в свердло-

вині №200 і №357 пробурених в більш оптимальних структурних умовах ці горизонти являються літологічно щільними, тобто пісковики замінилися глинистими породами – аргілітами і алевролітами.

Горизонт Б-9 в межах пн.-зх. перекліналі по промислово-геофізичним дослідженням є дійсно продуктивним. Випробування його не проводилося. В межах пд.-сх. перекліналі розглянуті горизонти є також продуктивними. При випробуванні свердловини №502, яка опинилася в структурному відношенні на пд.-сх. перекліналі із горизонту Б-8 отримано приток газу дебітом 196,7 тис м³/добу через діафрагму 12 мм.

Виходячи із закономірності літологічної зміни, можна вважати, що потужність піщаних пластів горизонту Б-8 на деякому зануренні від свердловини №509 будуть великими.

На основі даних матеріалів можна допускати, що формування покладів в відкладах башкірського ярусу пройшло в результаті вертикальної міграції вуглеводнів з великих глибин. Прогин, який відділяє Пролетарське підняття від загального моноклінального схилу, неглибокий і не забезпечує цілковиту акумуляцію вуглеводнів у межах пастки.

Через цей прогин має місце латеральна міграція вуглеводнів в сторону моноклінального схилу. Доказом цього слугують отримані матеріали в результаті буріння свердловини №357, розташованої в самому прогині. Піднятий керн із горизонтів Б-8, Б-9 в цій свердловині мають запах конденсату. При випробуванні їх випробувачем пластів отримано приток води з великим вмістом розчиненого газу. Про це свідчить – прямі признаки нафтогазоносності пісковиків башкірських і московських відкладів. З вище сказаного слід зробити висновок, що корінні поклади вуглеводнів в межах даних площ слід зв'язувати з глибокозалягаючими відкладами турнейського ярусу, а можливо і девона.

По ступені розвіданості Пролетарського родовища дається можливість підрахувати запаси газу і конденсату по категоріям А+В+С₁, С₂, С₃.

Нижче проводиться описання продуктивних горизонтів.

Горизонт М-5. Промисловий приток газу з конденсатом встановлений при випробуванні свердловини №100, розташованій в склепінні Пролетарської структури. Поклад склепінний, літологічно екранований. Ефективна газонасичена потужність і пористість вирахований з відповідних карт, побудованих по геофізичним даним. Решта параметрів прийнято за результатами випробування свердловини №100.

За промислово-геофізичними даними і керовому матеріалу горизонт М-7 газонафтонасичений в свердловинах №85 і №100. Запаси газу горизонту в межах блоків цих свердловин підраховані по категорії С₂. Підрахункові параметри – потужність, пористість прийняті із відповідних карт або ж по геофізиці.

Горизонт Б-5. Промислові притоки газу отримані при випробуванні горизонту в свердловинах №314 і №357. Непромислові притоки газу отримані при випробуванні свердловини №508. Відкритий свердловиною №314 газоконденсатний поклад горизонту Б-5 приурочений до підняття блоку пн.-зх. перекліналі структури. Поклад пластовий. По категорії С₁ запаси підраховані на площі, обмежені контуром з відміткою нижніх отворів інтервалу перфорації, по С₂ – ізогіпсою з відміткою – 1550 м, розрахованої по гідростатичній кривій і виміряному пластовому тиску.

Горизонт Б-8. Головний продуктивний горизонт на Пролетарській площі. Газо-конденсато-насиченість його встановлена випробуванням свердловин №314. В центральному блоці структури горизонт водоносний. Як видно із підрахованого плану поклади горизонту пластові. Пористість і потужність взяті із карт пористості та ефективної потужності, решта параметрів взяті по випробуванню свердловин або по геофізиці.

Запаси газу пд.-зх. крила структури (блок свердловини №314) також віднесені до категорії С₁. Підрахункові параметри взяті, як і для блока свердловини №357, по даним випробування свердловин, промислової геофізики і із відповідних карт. Контур газонасиченості прийнятий умовно по відмітці проникної частини горизонту в свердловині №508, яка дала при випробуванні приток

газу. Газо-водяний контакт прийнятий умовно по підшві проникної частини горизонту в свердловині №357. Зі сходу запаси газу категорії С₁ умовно обмежені лінією, проведеною на середній відстані між свердловиною №357 і проектною №513 решта запасів газу блоку віднесені до категорії С₂. До підрахунку прийняті параметри, визначені по геофізиці і отримані при дослідженні свердловини №357.

Горизонт Б-9. Випробуванням встановлена його продуктивність в свердловині №502. Поклади горизонту пластові, тектонічно екрановані. По категорії С₁ вони обмежуються ізогіпсами з відмітками підшви проникної частини горизонту по свердловині №509. Для визначення площі по категорії С₂ контури прийнято умовно. Підрахункові параметри прийняті по геофізиці і даним випробування свердловин.

Висновки до розділу:

Продуктивні горизонти складені пісковиками в різній мірі пористими і проникними.

В даний час підраховані запаси газу промислових категорій А, В і С₁ які в сумі складають більше 10260 млн. м³.

Пролетарське родовище відноситься до середнього за фазовим співвідношенням та величиною запасів газоконденсатного типу з перспективними запасами газу – 17650 млн. м³ та з потужністю поверху газоносності 1540м.

ВИСНОВОК

Під час виконання кваліфікаційної роботи на тему «Аналіз закономірностей локалізації газоконденсатних покладів Пролетарської площі Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області» були детально вивчено умови формування та закономірності розміщення газоконденсатних родовищ; визначені перспективи газоносності Пролетарської площі.

На багатьох структурах Дніпровсько-Донецької западини до пластів пісковиків кам'яновугільних відкладів приурочені поклади вуглеводнів. Пісковики, як правило, володіють високими колекторськими властивостями. Порооди-колектори розвинуті, мають низку ємкість і проникність. Скупчення нафти та газу приурочені до найбільш піднятого блока в склепінній частині брахіантикліналей.

В ході аналізу результатів пошукових робіт на Пролетарській площі в серпуховських відкладах встановлено чотири продуктивних горизонти: М-7, Б-5, Б-8, Б-9. Основні запаси Пролетарського газоконденсатного родовища приурочені до горизонтів М-7, Б-5. Поклади газоконденсату зосереджені переважно в породах-колекторах, для яких характерні високі фільтраційно-ємкісні властивості та водонапірні системи.

Порооди-колектори розвинуті спорадично, мають низку ємкість і проникність. Поклади нафти приурочені до найбільш припіднятого блока в склепінній частині брахіантикліналі. Продуктивні горизонти на Пролетарській площі складені пісковиками в різній мірі пористими і проникними.

Газові поклади, пов'язані з брахіантиклінальною складкою для якої характерні певні морфологічні ознаки: наявність в ядрі складок більш давніх порід, ніж у її крилах; зростання потужності відкладів на крилах в порівнянні зі склепіннями.

По ступені розвіданості родовища дається можливість підрахувати запаси газу і конденсату по категоріям А, В, С₁, С₂, С₃.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Мончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько, В.М. Гулій. К.: КНТ, 2009. 376 С.
2. Нафтогазопромислова геологія: Підручник / Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г. та ін. – К.: Наук. думка, 2005.
3. Кабишев Б.П. Історія прогнозу та відкриття Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області // Геол. журнал, 1999. – № 4. – С. 89–92.
4. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Глибинні розломи та комбіновані нафтогазоносні пастки / Гавриш В.К., Недовшовенко О.І., Рябчун Л.І. та ін – К.: Наук. думка, 1991.
5. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Методика вивчення глибинних структур та нафтогазоносності / Гавриш В.К., Соллогуб В.Б., Недовшовенко О.І. та ін – К.: Наук. думка, 1987.
6. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Нафтогазоносність / Кабишев Б.П., Шпак П.Ф., Білик О.Д. та ін – К.: Наук. думка, 1989. .
7. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Стратиграфія / Айзенберг Д.С., Берченко, О.І., Бражнікова Н.С. та ін – К.: Наук. думка, 1988.
8. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Глибинні розломи та комбіновані нафтогазоносні пастки / Гавриш В.К., Недовшовенко О.І., Рябчун Л.І. та ін – К.: Наук. думка, 1991.
9. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Методика вивчення глибинних структур та нафтогазоносності / Гавриш В.К., Соллогуб В.Б., Недовшовенко О.І. та ін – К.: Наук. думка, 1987.
10. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Нафтогазоносність / Кабишев Б.П., Шпак П.Ф., Білик О.Д. та ін – К.: Наук.

думка, 1989. .

11. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Стратиграфія/Айзенберг Д.Є., Берченко, О.І., Бражнікова Н.Є. та ін – К.: Наук. думка, 1988.

12. Гладун В.В. Напрямки, об'єкти і прогноз обсягів нафтогазопошукових і розвідувальних робіт в ДДЗ // Нафтова і газова промисловість, 2006. – № 2. – С. 10–15.

13. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини/ С.В. Кривуля // Харків: ТО Ексклюзив, 2014. - 174 с.

14. Маєвський Б.Й. Актуальні проблеми нафтогазової геології: навчальний посібник /Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, О.Є. Лозинський, В.Р. Хомін, Т.В. Здерка, М.І. Манюк // Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014.- 240 с.

15. Звіт про наукову-дослідну роботу «Уточнений проект розробки Пролетарського ГКР/ УкрНДІгаз 2012 р.

16. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. - Львів, 1999.- Т. III: Східний нафтогазоносний регіон - 1424с.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4	ТСТ.ОППМ.24.01.ПЗ	Пояснювальна записка	71	
2			Графічні матеріали		Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint	25	Слайди

ДОДАТОК Б

ВІДУК

1033M-223-2

103M-223-2

ДОДАТОК В

РЕЦЕНЗІЯ

1033M-2232