

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Чорний Едуард Олександрович

УДК 622.244

ДИСЕРТАЦІЯ
НАУКОВО-ПРАКТИЧНІ ЗАСАДИ ПРОГНОЗУВАННЯ
ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ
ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

103 – Науки про Землю

10 – Природничі науки

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ Е.О. Чорний

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник

Куровець Сергій Сергійович

доктор геологічних наук, доцент

Івано-Франківськ – 2023

АНОТАЦІЯ

Чорний Е.О. Науково-практичні засади прогнозування параметрів пластових вуглеводневих систем Передкарпатського прогину.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 103 – Науки про Землю (10 – Природничі науки). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України. – Івано-Франківськ, 2023.

Дисертаційна робота присвячена вивченню властивостей вуглеводневих флюїдів і порід-колекторів, вдосконалення методів визначення та прогнозування їх параметрів, потрібних для оцінки перспективних ресурсів, проектування пошукових робіт і підрахунку загальних і видобувних запасів нафти, газу і конденсату.

Проаналізовано вплив основних геологічних умов для виникнення і збереження надгідростатичних пластових тисків у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Результати проведених мною досліджень дають можливість глибше і з більшою точністю пізнати закономірності формування та розподілу надгідростатичних пластових тисків в осадових утвореннях Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що у свою чергу дозволить точніше прогнозувати їх значення в процесі пошуково-розвідувальних робіт.

Здійснено регіональний прогноз параметрів пластових вуглеводневих систем окремо для Зовнішньої і Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Прогнозні параметри пластових систем призначені передусім для початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) ресурсів вуглеводнів перспективних площ і ділянок, але також можуть бути використані під час геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) чи оперативного підрахунку запасів нововиявлених родовищ (покладів) нафти і газу, якщо відсутні достовірні відомості про них.

Розроблені графо-аналітичні способи оцінки початкових параметрів пластових нафт і газоконденсатних систем за результатами дослідження свердловин на продуктивність (на стаціонарних і нестаціонарних режимах

фільтрації). Вони з позитивним результатом перевірені на значній кількості співставлень з експериментальними матеріалами.

Ключові слова: Внутрішня зона, Зовнішня зона, рівняння регресії, нафта, газ, конденсат, надгідростатичний пластовий тиск, прогнозування.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНИЙ ОГЛЯД ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ	10
1.1. Геологічний огляд Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Більч Волицького нафтогазоносного району).....	11
1.2. Геологічний огляд Внутрішньої зони (Бориславсько-Покутської зони)..	15
Розділ 2. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ.....	17
2.1. Огляд існуючих методів визначення та прогнозування параметрів, що характеризують властивості вуглеводневих флюїдів і порід-колекторів.....	17
2.2. Стан вивченості природи надгідростатичних пластових тисків у Передкарпатському прогині.....	20
Розділ 3. ВИВЧЕННЯ ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ПЛАСТОВИХ СИСТЕМ У ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ.....	25
3.1. Гідродинамічні умови та швидкість осадонагромадження. Їх вплив на формування та збереження надгідростатичних пластових тисків.....	25
3.2. Розподіл пластових тисків у водоносних та нафтогазоносних горизонтах.....	35
3.3. Ускладнення при бурінні в зонах надгідростатичного тиску та практич значення їх прогнозування для якісної провод свердловин.....	49
3.4. Залежність механічної швидкості буріння свердловин в внутрішньопорового тиску розкритих порід у Передкарпатському прогині..	53
Розділ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНОЇ, ТЕРМОБАРИЧНОЇ ГІДРОГЕОЛОГІЧНОЇ ОБСТАНОВКИ І ФАЗОВОГО СТАНУ ВУГЛЕВОДНІВ У ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ.....	62
4.1. Прогнозування параметрів вуглеводневих систем Зовнішньої зони.....	63

4.2. Прогнозування параметрів вуглеводневих систем Внутрішньої зони.....	80
Розділ 5. ГРАФО-АНАЛІТИЧНІ СПОСОБИ ОЦІНКИ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ НАФТ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ.....	117
5.1. Визначення та прогнозування фізичних параметрів пластових нафт графо-аналітичним способом.....	117
5.2. Графо-аналітичний спосіб визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату за промисловими даними.....	120
ВИСНОВКИ.....	135
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	139
ДОДАТКИ.....	153

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. За останні 30 років на території Західної України було розвідано близько 18 нових родовищ і покладів нафти і газу. На старих родовищах зібрано великий обсяг інформації про властивості пластових нафт, газів і газоконденсатів. Виникла потреба упорядкувати дані матеріали і здійснити прогнозування властивостей вуглеводнів на великих глибинах окремих нафтогазоносних територій. Прогнозування фазового стану вуглеводнів в області високих температур і тисків на глибинах більше 5000 м на даний час має особливу актуальність.

На сьогодні вже досягнуті певні успіхи у прогнозуванні надгідростатичних тисків при бурінні свердловин. Проте, у зв'язку з різною геологічною будовою кожної нафтогазоносної провінції, області чи району застосування тієї чи іншої методики прогнозування величин пластових тисків у розкритих свердловинами розрізах має свою специфіку. Відмінною рисою прогнозування надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) у останні роки є застосування різних методик, виявлення ефективних оптимальних методів прогнозування та кількісної оцінки надгідростатичних тисків у залежності від геологічних особливостей навіть окремих районів і площ.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Обраний напрям досліджень є складовою частиною науково-дослідної теми “Геологічна будова та особливості нафтогазоносності надр України”, № держреєстрації 0120 U103923 та “Наукові засади прогнозування перспектив нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів”, № держреєстрації 0110U000117 науково-дослідного інституту нафтогазових технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ), що виконувалась на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, у якій здобувач брав безпосередню участь, а результати наукових розробок автора покладені в основу дисертаційних досліджень.

Мета і завдання дослідження. Метою теоретичних і експериментальних досліджень за темою було вивчення властивостей вуглеводневих флюїдів і порід-колекторів, вдосконалення методів визначення та прогнозування їх параметрів, потрібних для оцінки перспективних ресурсів, проектування пошукових робіт і підрахунку загальних і видобувних запасів нафти, газу і конденсату, розробка оптимального комплексу свердловинних геолого-геофізичних і лабораторних методів прогнозування над гідростатичних тисків у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину.

Поставлена мета досягається вирішенням таких **завдань**:

- здійсненням регіонального прогнозування параметрів вуглеводневих систем у Передкарпатському прогині;
- розробленням графо-аналітичних способів оцінки початкових параметрів пластових нафт і газоконденсатних систем за результатами дослідження свердловин на продуктивність (на стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації) Передкарпатського прогину;
- здійсненням теоретичних та експериментальних досліджень впливу адсорбованих поверхнею пор породи-колектора шарів рідини з аномальними властивостями густини та інших параметрів на величину відкритої пористості;
- проведенням експериментальних досліджень методів моделювання і вимірювання залишкової води у низькопроникних породах-колекторах;
- встановленням умов виникнення і збереження надгідростатичних пластових тисків, закономірностей розповсюдження пластових і порових тисків.

Об'єкт дослідження: фазова поведінка та фазові перетворення вуглеводневої системи, динаміка змін фізичних параметрів параметрів у значному діапазоні тисків і пластової температури.

Предмет дослідження: параметри пластових вуглеводневих систем.

Методи дослідження: комплексні дослідження порід-колекторів, статистична обробка одержаних результатів, геолого-статистичне моделювання

та графічні побудови, системно-аналітичний метод обробки геолого-промислової інформації.

Наукова новизна одержаних результатів. До найважливіших наукових результатів необхідно віднести такі:

– уперше здійснено регіональний прогноз параметрів пластових вуглеводневих систем окремо для родовищ Зовнішньої та Внутрішньої зони Передкарпатського прогину;

– уперше встановлено залежності та виведені, відносно глибини залягання покладів, рівняння регресії прогнозних параметрів, які входять у формули підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом;

– виведені рівняння регресії для прогнозування термобаричних умов (тиску і температури) з глибиною, оскільки відомості про них потрібні для обчислення окремих параметрів вуглеводневих систем;

– встановлено статистичні залежності між надгідростатичними тисками (градієнтами тисків) та фізичним і геофізичними параметрами глинистих порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, які дозволяють значно збільшити достовірність оцінки порових тисків у розрізах досліджених площ.

– розроблені графо-аналітичні способи оцінки початкових параметрів пластових нафт і газоконденсатних систем за результатами дослідження свердловин на стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації;

Практичне значення одержаних результатів.

Прогнозні параметри пластових систем призначені передусім для початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) ресурсів вуглеводнів перспективних площ і ділянок, але також можуть бути використані під час геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) чи оперативного підрахунку запасів нововиявлених родовищ (покладів) нафти і газу, якщо відсутні достовірні відомості про них.

Широкі впровадження запропонованого комплексу геолого-геофізичних методів прогнозування надгідростатичних тисків дозволить оперативно видавати буровим організаціям попередні дані про порові пластові тиски та використовувати їх у процесі проводки свердловин.

Теоретичні положення і практичні висновки, розроблені в дисертаційній роботі, успішно реалізуються на Битків-Бабченському родовищі Пасічнянського нафтогазового промислу, що підтверджується актами впровадження.

Основні положення дисертаційної роботи згідно акту впроваджені у навчальний процес на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та використовуються при викладанні дисциплін, зокрема «Основи геології нафти і газу», «Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ», «Економічна геологія», для рівня вищої освіти бакалавр спеціальності 103 – Науки про Землю.

Особистий внесок здобувача. Основні результати і висновки, що викладені у роботі, отримані та обґрунтовані автором на матеріалах власних досліджень протягом чотирьох років навчання в аспірантурі.

Особистий внесок у наукові роботи, що написані у співавторстві, зазначено у списку опублікованих праць за темою дисертації.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень та основні положення дисертаційної роботи доповідалися на: III-ій міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова геофізика – нетрадиційні ресурси” (Івано-Франківськ, 20–24 травня 2013 р.); Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази” (Івано-Франківськ, 23–25 травня 2018 р.); VI Міжнародній науково-практичній конференції “Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування” (Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.); Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази” (Івано-Франківськ, 8–9 грудня 2020 р.); Міжнародній конференції “Нафтогазова енергетика” (Івано-Франківськ, 21–24 вересня 2021 р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 13 наукових праць, серед яких 7 – статті у фахових виданнях, рекомендованих ВАК України, 1 – входить до переліку наукометричних баз, 5 – у матеріалах і тезах доповідей на конференціях.

Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНИЙ ОГЛЯД ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Передкарпатський прогин – геотектонічна структура, що простягається вздовж смуги зчленування гірської споруди Карпат із Східноєвропейською та Скіфською платформами і Мезійським масивом. Протяжність близько 1700 км (у межах України – 300 км), ширина від 5 до 75 км (рис. 1.1).

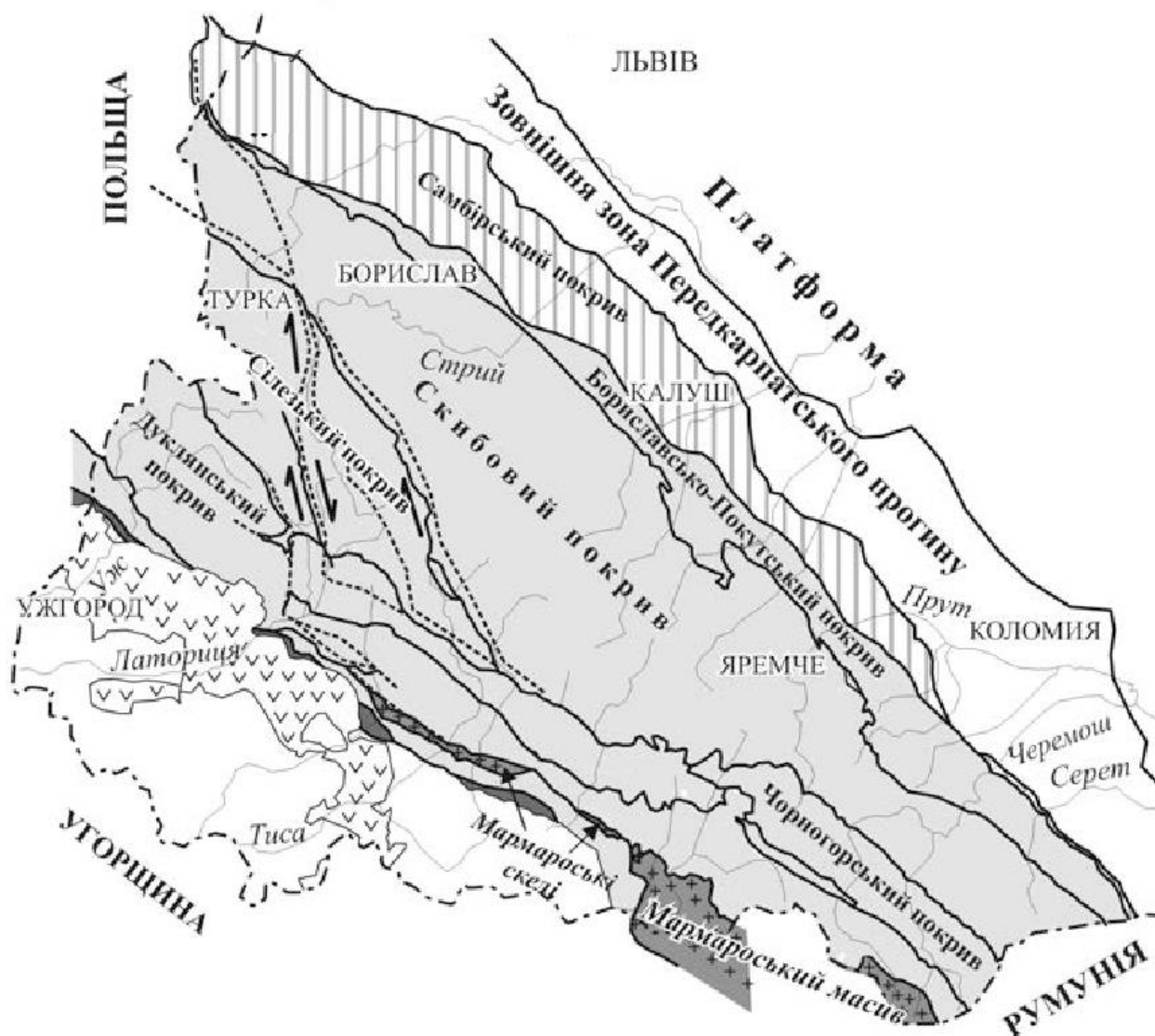


Рисунок 1.1 – Структурно-тектонічна схема території Західноукраїнського нафтогазоносного регіону. (за Гнилко О.М., 2012)

Г.Н. Доленко [6] у структурі Передкарпатського прогину виділяє дві зони: Внутрішню, що розвивалася на геосинклінальній основі з великими товщинами флішових і моласових утворень, і Зовнішню, що сформувалася на платформному фундаменті з невеликою товщиною верхньомоласових осадів. В його уяві як Внутрішня, так і Зовнішня зони обмежуються в поздовжньому простяганні глибинними розломами. При цьому найбільш глибоке закладання, за даними глибинного сейсмічного зондування, мають розломи на границі Внутрішньої і Зовнішньої зон прогину та Внутрішньої зони прогину і Скибової зони гірських Карпат. Вони проникали до зон мантиї і розмежовували Карпатську геосинкліналь та Волино-Подільську плиту Східноєвропейської платформи.

Трьохчленний поділ Передкарпатського прогину на Більче-Волицьку зону, Самбірський і Бориславсько-Покутський покриви запропонований В.С. Буровим та ін. (1969). Вважається, що Бориславсько-Покутська зона утворена низкою насунутих одна на другу в північно-східному напрямку лускуватих складок, складених крейдово-палеогеновим флішем та соленосною формацією міоцену. Південно-західна частина цієї зони перекрита насувом Складчастих Карпат. На північному заході недалеко від державного кордону з Польщею зона можливо занурена під карпатський насув. Бориславсько-Покутська зона характеризується горизонтальним насунанням структур, що призвело до утворення багатоповерхової споруди. Її відклади насунуті на північному сході на Самбірську зону, складену стебницькими червоноколірними шарами гелветського віку, де поки що не виявлені флішеві утворення. Бориславсько-Покутська зона в свою чергу насунута на Більче-Волицьку, яка утворена на ступінчасто-опущених платформних блоках на заключному етапі формування Передкарпатського прогину.

У тектонічному відношенні Передкарпатський прогин є молодого альпійською областю опускання земної кори, яка розміщена між дислокованою Карпатською покривно-складчастою спорудою і Волино-Подільською плитою. Внутрішнє районування Передкарпатського прогину:

- 1) Внутрішня зона (Бориславсько-Покутська, Самбірська);
- 2) Зовнішня зона (Більче-Волицька).

У будові Передкарпатського прогину беруть участь відклади палеозойського фундаменту молодшої епігерцинської Волино-Подільської плити, мезозойські і кайнозойські відклади чохла і крейда-неогенові аллохтонні утворення Карпатської складчастої споруди.

Передкарпатський прогин почав формуватись на початку неогену у зв'язку з утворенням Карпат. Виповнений моласовими відкладами неогенового-антропогенового віку.

1.1 Геологічний огляд Зовнішньої зони (Більче-Волицького нафтогазоносного району)

Більче-Волицький нафтогазоносний район (НГР), у якому переважають газові родовища, простягається у північно-західному напрямі вздовж передгір'я Карпат смугою шириною 30-50 км між Волино-Подільською НГО і Бориславсько-Покутським НГР (рис. 1.1). Тут відомо близько 50 родовищ, з яких лише два нафтові (Коханівське і Лопушнянське), у двох поряд з газовими виявлено по одному нафтовому покладу (Вишнянське, Орховицьке), у 17 родовищах окремі поклади містять газовий конденсат в невеликих кількостях. Вивченість району бурінням дещо перевищує 100 м на 1 км², проте він залишається в числі перспективних [2, 3, 10, 32].

Для Більче-Волицької зони як тектонічної одиниці Передкарпатського прогину, утвореної на завершальному етапі його формування, характерні блокова будова, наявність відмінних між собою багатопверхових структурних комплексів та занурення еродованої поверхні доміючої основи у бік Карпат у вигляді окремих сходин по системі протяжних розломів. Усій території зони властивий розвиток потужної товщі баденських і сарматських відкладів, які утворюють верхній структурний поверх альпійського комплексу з платформовим типом складчастості. Він представлений потужними (до 5000 м)

слабо дислокованими хомогенно-теригенними відкладами баранівської, тираської, косівської та дашавської світ.

Згідно із структурно-тектонічним районуванням [2, 12, 29] у межах Більче-Волицької зони виділяються чотири підзони: Крукеницька (між Самбірським покривом та Краковецько-Стрийською системою розломів), Косівсько-Угерська (між Крукеницькою підзоною та Городоцько-Калуською системою розломів), Івано-Франківська (за системою флексур та скидів примикає до платформової облямівки) та Лопушнянська (перекрита насувом Карпат).

Івано-Франківська підзона розташована на північний схід від Косівсько-Угерської і є найбільш піднятою. Її основа представлена палеозоєм і незгідно перекритим мезозоєм, а міоценові відклади – переважно баденом, перекритим сарматом. Сумарна товщина міоцену становить від 200 до 600 м і тільки в районі Коломийської палеодолини перевищує 1000 м.

Лопушнянська підзона простягається від Стрийського перетину до кордону з Румунією, на південний захід від Косівсько-Угерської підзони і з північного сходу обмежена Надвірнянським розломом, а південно-західне обмеження ще не встановлено. Мезозой-палеогеновий автохтон підзони перекритий алохтонними відкладами Самбірської, Бориславсько-Покутської зон Передкарпатського прогину та скибової зони Карпат. Тут у юрських, крейдових і палеогенових відкладах виявлені поклади нафти.

Крукеницька підзона в плані має вигляд витягнутого трикутника, одна з вершин якого розташована в районі Опарського газового родовища. З північного сходу вона обмежується Краковецьким розломом та його зануреним структурним продовженням, а з південного заходу – смугою насуву Самбірського покриву. Основа її складена породами дислокованого верхнього протерозою, на яких залягають малопотужні утворення нижнього і верхнього бадену. Розріз верхнього бадену вінчає піщано-глиниста товща косівської світ, потужність якої змінюється від кількох десятків до 400-600 м (на південному сході підзони). Вище залягають породи дашавської світ – основний осадовий

комплекс, що виповнює підзону; потужність цієї піщано-глинистої товщі нижнього сармату збільшується від 2500 до 3500 м у південно-східному напрямі. Саме максимальними товщинами нижньосарматських відкладів та змінними – баденських Крукеницька підзона відрізняється від інших тектонічних одиниць Більче-Волицької зони.

Косівсько-Угерська підзона розташована на північний схід від Крукеницької та Лопушнянської. Вона простягається від кордону з Польщею до кордону з Румунією і на північному сході послідовно контактує з Рава-Руською та Івано-Франківською зонами.

Складчаста основа Більче-Волицької зони представлена утворенням палеозою, на більшій частині перекритими товщею мезозою, на розмитій поверхні якої або безпосередньо на породах палеозою залягають відклади міоцену від гелвету до нижнього сармату. Доміоценовий розріз дещо відмінний від платформеного: відсутні відклади девону, збільшується товщина юрського комплексу (до 760 м), набуває розвитку його нижній відділ – мединицька світа (до 500 м), а рання крейда представлена всіма ярусами. У продуктивних юрських відкладах колекторами є кавернозні і тріщинуваті вапняки з підпорядкованими прошарками теригенних порід. Пористість коливається від 0,5 до 29,6 %, а проникність – від $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $560 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Крейдові відклади теригенні, а колекторами є пісковики і алевроліти. Пористість їх переважно висока – 11-17 %, а в окремих пластах вона досягає 22-29 %. Проникність пересічно складає $9-30 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

У розрізі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину широко розвинутий неогеновий газоносний комплекс в об'ємі карпатію (гельвет), баденського (тортон) і сарматського ярусів, з якими пов'язана третина запасів газу провінції [87].

Відклади карпатію товщиною до 100 м виповнюють нерівності ерозійної донеогенової поверхні. Це кварцові дрібно- і середньозернисті рихлі пісковики з окремими прошарками вапнякових глин і мергелів. Залягаючи на верхньокрейдових і юрських відкладах, вони разом з останніми утворюють

єдині природні резервуари. Це так звані угерські пісковики, товщина яких 80-95 м. Пористість порід 18-30 %, проникність $(400-500) \cdot 10^{-3}$ мкм², іноді досягає $2400 \cdot 10^{-3}$ мкм² (площа Більче-Волиця) [43, 56].

У відкладах баденського ярусу товщиною 1200 м і більше поклади газу відомі переважно у південно-східній частині Більче-Волицького НГР. Колекторами є пісковики і алевроліти косівської світи, пористість яких 11-13 %. Останні в об'ємі світи утворюють піщано-глинисті пачки, які погано корелюються. У зв'язку з літологічною мінливістю і заміщенням глинами по площі і в розрізі на різних ділянках зони кількість цих пачок непостійна.

Палеогенові відклади автохтону нафтоносні на Лопушнянському родовищі. Розріз складений в основному пісковиками з прошарками піщанистих глин. Пісковики від крупно- до дрібнозернистих, кварцові, олігоміктові. Відсутність кернового матеріалу не дозволяє вивчити ємнісно-фільтраційні властивості. Пористість колекторів, визначена за результатами ГДС, складає в середньому 8,3%. Проникність визначалася за гідродинамічними методами і рівна $4,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Найпотужнішим у Більче-Волицькій зоні є сарматський комплекс порід, з яким пов'язана більшість газових родовищ, зокрема у північно-західній її частині – Крукеницькій і Угерсько-Косівській підзонах.

Загалом сарматські відклади (дашавська світа) характеризуються циклічністю, літологічно досить одноманітні і представлені переважно глинами з пластами алевролітів і пісковиків. Серед глин – флюїдоупорів виділяється 32 піщано-алевролітових горизонтів – 18 у нижньодашавській підсвіті, 14 – у верхньодашавській. У горизонтах верхньодашавської підсвіти максимальний розвиток піскуватості простежується в районі Хідновицько-Коханівського перетину з одночасним досить швидким зменшенням її у розрізі на південний схід. Колекторами газу дашавської світи сармату є пласти пісковиків та алевролітів товщиною від кількох десятків сантиметрів до 2-5 і більше метрів. Відкрита пористість пісковиків змінюється від часток відсотків до 30-35 %,

проникність – від $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $(500-700) \cdot 10^{-3}$ мкм², іноді досягаючи $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм² [30].

1.2 Геологічний огляд Внутрішньої зони (Бориславсько-Покутської)

У тектонічному відношенні Бориславсько-Покутська зона представляє собою складно побудований антиклінорій шириною 10-30 км, який простягається вздовж північно-східного схилу Карпат на 300 км і складається з лінійно-витягнутих антиклінальних складок, як правило нахилених або зрізаних і насунутих одна на одну в північно-східному напрямку [21, 31, 92].

Глибинні складки, до яких приурочені виявлені нафтові і газоконденсатні простяганням осі складок ундулюють і сам антиклінорій пересікається поперечними скидо-зсувами, що проходять на порівняно невеликих віддальх (від сотні метрів до 10-15 км). Амплітуда вертикального зміщення скидо-зсувів коливається від десятків до 1000-1500 м, а горизонтального – до 3-4 км. Системи розривних порушень розбивають лінійні антиклінальні складки на ряд самостійних припіднятих або опущених один відносно одного блоків [18].

На значній частині Бориславсько-Покутської зони піднять глибоким бурінням встановлено багатоярусне розташування насувних антиклінальних структур, складених комплексом палеогенових і верхньокрейдових відкладів. Найповніше вивчений верхній ярус складок, в будові якого беруть участь три основні лінії антиклінальних структур, які зазнають вздовж прогину відносні підняття і занурення, в системі поперечних скидо-зсувів. Нижній ярус розкрито обмеженим числом глибоких і надглибоких свердловин. Не дивлячись на неповну вивченість глибинних структур ярусу, в останні роки тут відкрито низку високопродуктивних нафтових родовищ на глибинах 4400-6000 м (Ново-Східницьке, Пасічнянське, Мельничинське, Заводівське, Соколовецьке).

У геологічній будові Бориславсько-Покутської зони приймає участь потужна товща крейдово-палеогенових флішових утворень і неогенових молас. Промислові накопичення вуглеводнів пов'язані в основному з відкладами палеогенового флішу.

Продуктивна товща представлена ритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Загальна товщина нафтонасичених горизонтів

палеогенових відкладів коливається від 90–100 до 600 м при ефективній від 10–20 до 50–80 м. Кількість продуктивних пропластків деколи досягає 20–30. Породами-колекторами є пісковики і крупнозернисті алевроліти, які залягають серед аргілітів [17, 19].

У даній роботі автор притримується двочленного поділу Передкарпатського прогину, запропонованого Г.Н. Доленком (1962), на основі якого будуть розглядатися і базуватися подальші дослідження щодо прогнозування параметрів пластових вуглеводневих систем Передкарпатського прогину.

Висновки до першого розділу

В першому розділі розглянуті основні геологічні особливості Передкарпатського прогину.

У тектонічному відношенні Передкарпатський прогин є молодого альпійською областю опускання земної кори, яка розміщена між дислокованою Карпатською покривно-складчастою спорудою і Волино-Подільською плитою. Внутрішнє районування Передкарпатського прогину стосовно двочленного поділу:

- 1) Внутрішня зона (Бориславсько-Покутська, Самбірська);
- 2) Зовнішня зона (Більче-Волицька).

Розділ 2. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

2.1. Огляд існуючих методів визначення та прогнозування параметрів, що характеризують властивості вуглеводневих флюїдів і порід-колекторів

За минулі 50 років у лабораторіях ІФНТУНГ, УкрДГРІ і споріднених науково-виробничих організаціях (КТП об'єднання Західукргеологія, ЦНДЛ ПАТ Укрнафта) на території Західної України одержано значний обсяг інформації про властивості порід-колекторів і флюїдів, що їх насичують, особливо газів і пластових нафт. Це спричинилося до спроби здійснити регіональний прогноз параметрів вуглеводнів окремо Зовнішньої та Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Для цього використані численні фондові та опубліковані роботи М.М. Багнюка, Б.І. Денеги, Т.В. Здерки, І.В. Колодій, Ю.З. Крупського, С.С. Куровця, Я.Г. Лазарука, Б.Й. Маєвського, Р.М. Новосілецького, Ю.І. Петраша, Я.А. Пилипа, Ю.Г. Філяса, В.Р. Хомина, О.Ф. Шевченка і багатьох інших дослідників. Семантика назв нафтогазоносних територій і тектонічних одиниць взята переважно із Атласу нафти і газу України [4] та інших джерел [6, 20, 26, 78, 107].

Ще в 1962 р. група вчених Центральної науково-дослідної лабораторії (ЦНДЛ) ПАТ “Укрнафта” (Ляльович І. Й., Василечко В. П., Лисяний Г. М.) на основі тогочасних результатів досліджень прийшла до висновку, що тиски насичення P_n пластових нафт Бориславського, Долинського і Битківського родовищ зростають з глибиною значно інтенсивніше, ніж пластові тиски $P_{пл}$. Через те в інтервалі 5000–5500 м вони повсюди зрівноважуються, $P_n = P_{пл}$. На більших глибинах зустрічатимуться тільки повністю насичені газом нафти або газоконденсатні системи.

Цей прогноз не виправдався. Відомо, що в окремих випадках (лише 15,6 %) при нехарактерно високих газовмістах для даних глибин трапляються

УМОВИ

$P_n = P_{пл}$. Назагал початкові значення $P_{пл}$ значно більші від P_n . Іноді надтиск ΔP , тобто різниця між $P_{пл}$ і P_n досягає 40 – 60 МПа.

У прогнозі 1973 р. [22] використано додатково результати досліджень нафт ряду нових родовищ, відкритих у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Виділено 2 типи флюїдів: перший – нафти звичайного типу, другий – нафти (системи) перехідного стану (НПС) або гранично насичені газом (при $P_n = P_{пл}$). До останнього належали: НПС Танявського родовища і Уличнянського блоку Орів-Уличнянського родовища. Такі флюїди були вперше відкриті на території Карпатського регіону. Крім того, до другого типу відносилися повністю насичені газовою фазою нафти Північнодолинського і Гвізд-Старунського родовищ. З конфігурації кривих $\Gamma = f(H)$ виникало, що нафти звичайного типу поступово перетворюватимуться в перехідні системи на глибинах $H > 4500 - 5000$ м. На цих глибинах флюїди другого типу будуть заміщатися газоконденсатами. Криві зміни інших параметрів тільки підтверджували даний висновок.

Через 10 років підготовлено останній прогноз [89]. За цей час відкрито нафти обох типів у глибокозалягаючих покладах (4400–4610 м) Заводівського родовища, НПС на Новосхідницькому (4200 м) і Рожнятівському (4600 м) родовищах, а також досліджено пластові нафти в окремих горизонтах на Семигинівському (4530 м), Росільнянському і Чечвинському родовищах. Згідно з аналізом узагальнених результатів експериментальних досліджень, усі пластові флюїди були зосереджені в 3-х групах. Кожна характеризувалася індивідуальними градієнтами зміни газовмістів $\frac{\Delta \Gamma}{\Delta H}$ (та інших параметрів) при

зануренні продуктивних відкладів: високими – $8,65 \text{ м}^3/\text{м}^3/100 \text{ м}$; середніми – $8,00 \text{ м}^3/\text{м}^3/100 \text{ м}$ та низькими – $6,65 \text{ м}^3/\text{м}^3/100 \text{ м}$. Інтервали заміщення різних груп нафт у цьому прогнозі дещо розширились. Гранично насичені газом флюїди (перша група) переходять в НПС на глибинах 3000–3400 м. Для другої і

третьої груп глибини заміщення збільшуються відповідно до 4500–5000 і 5500–6000 м.

Припускалося, що нижче 5000 м за умов $P_{\text{пл}} > 85\text{--}90$ МПа і $t_{\text{пл}} > 130$ °С основна кількість пластових флюїдів (приблизно 85 % від загальної) являтиме собою газоконденсатні системи [69]. Остаточне підтвердження чи спростування цього припущення з причини зменшення обсягів глибокого буріння відтермінується, мабуть, на довгий час. Проте ще в 1983–1993 рр. на значних глибинах 5360, 5650 і 5750 м відкрито 3 поклади НПС (Янківське, Підберезьке і Соколовецьке родовища). Газоконденсатних покладів не виявлено. Я.Г. Лазарук, Б.Й. Маєвський, Е.Б. Чекалюк [39, 48, 57, 111] на підставі узагальнення наявних матеріалів газорідинних включень показав, що рідкі вуглеводні можуть існувати за температур до 360 °С, важкі гомологи метану – до 450 °С, а метан – до 1400 °С, вміст якого із збільшенням температури зменшується.

Особливість наведених прогнозів полягає в тому, що термобаричні параметри залягання і фізичні параметри пластових нафт розглядаються як об'єднані середні величини в єдиній, цілісній Внутрішній тектонічній зоні [75]. Специфіка зміни кожного з них також була єдиною і вимушено розповсюджувалася на всю територію зони. Глибини заміщення флюїдів оцінювалися шляхом екстраполяції усереднених кривих $\Gamma = f(H)$. При використанні на практиці подібних кривих, універсальних для великого регіону, в певній мірі знижується достовірність пошуку значень конкретних параметрів. Для сучасного етапу фундаментального вивчення нафтогазоносності Карпатського регіону цього недостатньо [84]. Основні перспективи відкриття покладів на великих глибинах сьогодні пов'язуються з Передкарпатським прогином.

Отже, виникає важлива проблема обґрунтування нового, більш детального прогнозу. Необхідно мати можливість передбачення основних

характеристик і фазового стану пластових нафт в залежності від глибини залягання в різних частинах Передкарпатського прогину.

2.2. Стан вивченості природи надгідростатичних тисків у Передкарпатському прогині

Як відомо, тиски флюїдів в осадовій товщі земної кори ділять на пластові та порові. Пластовими називають тиски флюїдів у пластах-колекторах, які мають гідродинамічний зв'язок з пробуреними свердловинами, а поровими називають тиски рідини або газу в порах порід-покришок, які не мають гідродинамічного зв'язку із свердловинами.

Під надгідростатичним тиском розуміють тиск, який більше ніж на 30% перевищує умовний гідростатичний, який створено вагою стовпа мінералізованої пластової води. У Передкарпатському прогині середня густина мінералізованої пластової води дорівнює $1,1 \cdot 10^3$ кг/м³. Отже, градієнт нормального гідростатичного тиску дорівнює $1,1 \cdot 10^{-2}$ МПа/м [62].

Про природу утворення надгідростатичних пластових тисків в Передкарпатському прогині існують різні уявлення.

Розглянемо уявлення про природу над гідростатичних тисків у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. Велике значення при формуванні газових покладів Зовнішньої зони має природа надгідростатичних тисків. Такі тиски вивчалися в газоносних та водоносних горизонтах міоценових, мезозойських та палеозойських відкладах. Проведений нами аналіз пластових тисків показав, що для більшості газових покладів, що містяться на глибинах до 2000–2100 м, вони дорівнюють гідростатичним або близькі до них. Зі збільшенням глибини залягання горизонтів тиск у покладах збільшується і стає надгідростатичним. Це Пинянське, Залужанське, Сусолівське, Майницьке, Грушівське та Макунівське родовища, Мостиська, Чижевицька, Калинівська, Південноопарська та інші площі, розміщені у найбільше зануреному Крукеницькому блоці та в зоні Краковецького розлому, яка обмежує цей блок із

північного сходу, а також Лопушнянське нафтогазове родовище, розміщене в крайній південно-східній частині Зовнішньої зони [34, 101].

Не існує єдиної думки у відношенні природи НГПТ в покладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Утворення в ній таких покладів відбувалось в результаті вертикальної міграції флюїдів тріщинуватими зонами та тектонічними порушеннями з нижніх частин розрізу у верхні. Пониження тисків до гідростатичних пов'язують з частковим розсіюванням газу і його міграцією у верхні горизонти по ділянках структур з високим вмістом пісковиків та підвищеними колекторськими властивостями, як це було встановлено для газових родовищ південно-східної частини зони. До таких ділянок відносяться південно-східні перикліналі Хідновицького, Пинянського, Залужанського, південно-західні крила Грушевського, Сусолівського, північно-східні крила Залужанського, Гринівського та інших піднять міоценового віку. У регіональному плані максимальна кількість пісковиків приурочена до ділянок інтенсивного прогину блоків фундаменту вздовж регіональних повздовжніх зон розломів.

Можливість розсіювання газу доведена зміною над покладами з надгідростатичними тисками фізичних властивостей порід-покришок, що проявляється в зменшенні їх щільності під дією підвищеного внутрішньопорового тиску, що фіксується зменшенням електричного опору глин та їх густини. Одночасно в породах-покришках зменшуються питомий опір і швидкість розповсюдження сейсмічних хвиль, зростає пористість [34, 64, 67, 102].

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину в горизонтах з надгідростатичними тисками відзначається опріснення пластових вод. До глибини 2000 м, де пластові тиски в покладах близькі або дорівнюють гідростатичним, води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 19–50 г/дм³, а малопотужні та небагаточисельні прошарки туфів, які зустрічаються в нижньосарматській піщано-глинистій товщі, майже повністю заміщені монтморилонітом. У покладах з надгідростатичними тисками води

гідрокарбонатно-натрієвого типу, мінералізація їх 10–21 г/дм³, що пояснюється їх розведенням “міжшаровою” водою, яка вивільняється при дегідратації глин [41, 55]. Разом з тим відбувається мінеральне перетворення баденських та нижньосарматських глин, що складені в основному гідролудами та монтморилонітом. Нижче глибини 2000 м монтморилоніт, як і в інших районах, поступово переходить в іліт. Особливо інтенсивно цей перехід починається при температурі 86 °С і відбувається із швидкістю, пропорційною геотермічному градієнту [34, 41].

На підставі виконаних нами досліджень встановлено, що нижче глибин 3000–3200 м монтморилоніт як вільний мінерал практично відсутній. Ці дослідження підтверджують висновок, що, крім міграції флюїдів з нижніх горизонтів у верхні по тектонічних порушеннях, причиною виникнення надгідростатичних тисків в міоценових покладах Зовнішньої зони частково є катагенетичні перетворення мінералів (головним чином перехід монтморилоніту в іліт), ущільнення порід, термобаричні умови і ступінь піщанистості розрізу [41].

Встановлення природи надгідростатичних тисків певною мірою доповнює відомості про умови зберігання газових і нафтових покладів; надгідростатичні тиски в покладах виникають за умови достатньої ізоляції пластів-колекторів. Чим молодші відклади і більша товщина глин, тим більші можливості формування таких покладів. Але велика потужність глинистих перемичок – це не єдина умова існування покладів із значними надгідростатичними тисками [62, 105].

На прикладі Пинянського, Залужанського та інших родовищ бачимо, що глинисті перемички навіть невеликої товщини є добрим екраном газових скупчень, часто розділяючи поклади з надгідростатичними тисками з вищележачими, де пластові тиски близькі до гідростатичних. На Пинянському родовищі глиниста покривка товщиною 7–9 м розділяє поклади горизонтів НД-7 і НД-8 з різницею пластових тисків до 5,4 МПа, а на Залужанському

родовищі ця різниця для горизонтів НД-12А і НД-12Б дорівнює 13,0 МПа при такій же товщині глинистої перемички. Це частково свідчить про внутрішньопластову природу надгідростатичних тисків і про недавній геологічний час формування газових покладів. Тому встановлення причин утворення покладів з надгідростатичними тисками має велике теоретичне та практичне значення. Несвоєчасне виявлення таких тисків призводить до відкритого фонтанування і різноманітних ускладнень в процесі буріння свердловин, а інколи і їх ліквідації [13, 34].

У процесі прогнозування надгідростатичних тисків геофізичними дослідженнями в складчастих областях нами відзначено, що лінія нормального ущільнення глинистих порід має перервний характер і зміщується при переході від складки одного ярусу до складки іншого ярусу. Поярусна побудова лінії нормального ущільнення глинистих порід свідчить про збереження закономірності первинного гравітаційного ущільнення порід для кожної складки, а отже і закономірності збереження аномально високого тиску, що утворився у відповідності з гіпотезою гравітаційного ущільнення. Очевидно, що дана закономірність поярусного поділу в проведенні лінії нормального ущільнення глинистих порід і збереження закону ущільнення для окремих складок свідчить про зв'язок надгідростатичних тисків з початковим осадоутворенням з переважно елізійним водонапірним режимом.

Розподіл пластових вод у Передкарпатському прогині дозволяє зробити висновок про поярусний розподіл хімічного складу пластових вод [73], що узгоджується з даними про збереження закону поярусного гравітаційного ущільнення в досліджуваній області.

З приведених даних видно, що існує ймовірність у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину утворення першого етапу надгідростатичних тисків внаслідок гравітаційного ущільнення глинистих порід.

Другий етап формування надгідростатичних тисків у природних резервуарах даної зони нами пов'язується з складчасто-насувними тектонічними рухами гірських порід і стисканням флюїдів, які знаходяться в

порових порожнинах відкладів. На ділянках тектонічних порушень, де зони надгідростатичних тисків були погано запечатані, відбувалося розвантаження пластової енергії і одночасно порушення покладів вуглеводнів [62]. Аналіз матеріалу переконує нас у тому, що граничні величини пластових тисків визначаються напруженням, виникають при тектонічних процесах і призводять до диз'юнктивних порушень. Аналогічна думка і у Р.М. Новосілецького, який вказував, що тектонічні та неотектонічні рухи сприяли не тільки росту тисків і утворенню зон надгідростатичних тисків, але і руйнуванню аналогічних раніше створених зон та ділянок і перерозподілу між ними тисків [58].

Яскравим доказом зв'язку зон надгідростатичних тисків з тектонічними процесами є встановлена закономірність збільшення градієнтів пластових тисків із збільшенням інтенсивності складкоутворення [65, 66]. Крім того, розглядаючи розподіл градієнтів пластових тисків у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, нами помічено збільшення градієнтів пластових тисків у північно-західному та південно-східному напрямках від Долинського нафтопромислового району. Так у Долинському нафтопромисловому районі градієнти тисків дорівнюють $1,2 - 1,3 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. У Бориславському і Битківському нафтопромислових районах градієнти тисків відповідно $1,3 - 1,5 \cdot 10^{-2}$ МПа/м і $1,4 - 1,8 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. У цих же районах, як відзначалось раніше, збільшується і кількість насунутих один на одного тектонічних ярусів, що сприяло стисканню структур, а отже збільшенню градієнтів тисків.

Отже, аналіз ущільнення осадової товщі у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та історії тектонічного розвитку цього регіону дає підставу вважати, що вказані дві причини (гравітаційне ущільнення осадів і тектогенез) впливали самостійно на формування надгідростатичних тисків у природних резервуарах регіону, доповнюючи один одного.

Висновки до другого розділу

Особливість наведених прогнозів про властивості порід-колекторів і флюїдів, що їх насичують, особливо газів і пластових нафт полягає в тому, що

термобаричні параметри залягання і фізичні параметри пластових нафт розглядаються як об'єднані середні величини в єдиній, цілісній Внутрішній тектонічній зоні. Специфіка зміни кожного з них також була єдиною і вимушено розповсюджувалася на всю територію зони. Глибини заміщення флюїдів оцінювалися шляхом екстраполяції усереднених кривих $\Gamma = f(H)$. При використанні на практиці подібних кривих, універсальних для великого регіону, в певній мірі знижується достовірність пошуку значень конкретних параметрів. Для сучасного етапу фундаментального вивчення нафтогазоносності Карпатського регіону цього недостатньо. Основні перспективи відкриття покладів на великих глибинах сьогодні пов'язуються з Передкарпатським прогином.

Аналіз ущільнення осадочної товщі у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та історії тектонічного розвитку цього регіону дає підставу вважати, що вказані дві причини (гравітаційне ущільнення осадів і тектогенез) впливали самостійно на формування надгідростатичних тисків у природних резервуарах регіону, доповнюючи один одного.

Отже, виникає важлива проблема обґрунтування нового, детальнішого прогнозування. Необхідно мати можливість передбачення основних характеристик і фазового стану пластових нафт в залежності від глибини залягання в різних частинах Передкарпатського прогину.

Розділ 3. ВИВЧЕННЯ ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ПЛАСТОВИХ СИСТЕМ РОДОВИЩ У ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ

3.1. Гідродинамічні умови та швидкість осадоагромадження. Їх вплив на формування та збереження надгідростатичних пластових тисків

У зв'язку з необхідністю освоєння бурінням великих глибин з метою розкриття та розвідки глибинних структур другого, третього і четвертого ярусів у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину виникли питання, вирішення яких тісно пов'язано з ефективністю подальших геологорозвідувальних робіт. Вивчення умов формування та збереження надгідростатичних тисків має актуальне значення для прогнозування та оцінки пластових і порових тисків та вибір оптимального комплексу досліджень з метою передбачення в процесі проводки свердловин зон з надгідростатичним тиском [95].

У числі можливих причин походження надгідростатичних тисків у нафтогазоносних структурах дослідники виділяють багато різноманітних процесів і явищ; зокрема таких як зміна геотермічного градієнту, підвищення внутрішньопластового тиску, ущільнення та розущільнення шарів осадових порід, приплив нових порцій флюїдів з підвищеними тисками, порушення гідродинамічної рівноваги в глибинних шарах, поява геотермальних аномалій, порушення механічної рівноваги в глибинних шарах земної кори внаслідок прояву тектонічних рухів та інших [9, 45].

Надгідростатичні пластові тиски найчастіше зустрічаються в надрах земної кори, що характеризуються високою тектонічною активністю. У таких районах надгідростатичні тиски зустрічаються навіть на малих і середніх глибинах (1000 – 2500 м). Проте, Р. М. Новосілецький [58, 60] відзначає, що найсприятливіші умови для утворення надгідростатичних тисків у досліджуваному нами районі пов'язані з товщами осадових порід, в яких ущільнення та відтік порових вод почалися порівняно пізно, а пластова енергія,

створювана ущільненням, ще значно перевищує величини умовних гідростатичних тисків.

Очевидно однією з найбільш ймовірних умов утворення надгідростатичних тисків у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину є висока швидкість накопичення осадів у палеогеновий і неогеновий час [97].

Вивчення геологічної будови, гідростатичних умов району та історії його розвитку показало, що в палеогеновий час Внутрішня зона Передкарпатського прогину інтенсивно прогиналась. За нашими розрахунками швидкість осадонакопичення в палеогеновий час становила приблизно 150 – 200 м/млн. років. Це призвело до відкладення осадів значної потужності. З палеогеновим часом геологічної історії області пов'язане очевидно нагромадження в осадах седиментаційних вод, формування елізійної гідродинамічної системи [103].

У кінці олігоцену досліджувана територія зазнала підйому, в результаті чого відклади верхньоменілітової та частково середньоменілітової свити виявились розмитими та в осади проникали інфільтраційні води.

Значна перебудова елізійної гідродинамічної системи відбулася в міоцені в період підйому Карпат і відокремлення Внутрішньої зони прогину, яка в цей час зазнала прогину з амплітудою 4 – 5 км. Зона прогину заповнювалась товщею молас, які стали надійною покривкою для нафтогазових покладів з аномально високими тисками. Швидкість осадонакопичення, як і в палеогеновий час, становила 150 – 200 м/млн. років.

Отже, значні швидкості осадонакопичення можуть впливати на розвиток у певних геологічних умовах надгідростатичних пластових тисків у відкладах.

У заключній фазі тектогенезу в Карпатах відбулося переформування раніше існуючої гідродинамічної системи. Суттєвих змін зазнали при цьому і створені в процесі осадонакопичення надгідростатичні тиски.

Оцінюючи в цілому палеогідрогеологічні умови, слід відзначити, що палеогенові відклади, які є об'єктом розвідувальних робіт, в межах досліджуваної зони знаходилися в досить сприятливих умовах для формування

і збереження вуглеводневих накопичень і надгідростатичних тисків. У цей час переважав елізійний етап гідрогеологічного циклу, що завершився відкладами потужної товщі соленосних глин, які забезпечили високу гідрогеологічну закритість надр.

Аналіз даних про зміну хімічного складу пластових вод у межах водоносного комплексу окремого родовища, групи родовищ і співставлення їх для різних ярусів складок дали можливість виділити на досліджуваній території декілька районів, які відзначаються особливостями гідрогеологічних умов (Бориславський, Долинський, Битківський).

Для Бориславського району, за даними [109], характерний розвиток подібних за хімічним складом вод, за виключенням родовищ (Іваники, Бориславське, Доброгостівське), де високі градієнти пластових тисків, спостерігається поярусний розподіл мінералізації вод (рис. 3.1).

У Долинському районі спостерігається чітка гідрохімічна зональність, що дає можливість намітити корелятиви пластових вод олігоценового та олігоцен-палеоценового комплексів. При такій закономірності спостерігається загальне збільшення мінералізації вод з глибиною, так як у цьому районі розкриті відклади першого ярусу складок. Прослідкувати поярусний розподіл хімічного складу вод неможливо (рис. 3.1). Різниця хімічного складу пластових вод вказує на невисоку інтенсивність вертикальної міграції флюїдів у даному районі, при якій сполучення між окремими горизонтами палеогену не призводить до інтенсивного перемішування пластових вод.

Досить своєрідні гідрогеологічні умови в Битківському районі. Тут розкрито декілька ярусів складок і для кожного з них характерний специфічний гідрогеологічний стан. У складках I ярусу відзначаються води строкатого хімічного складу. Їх мінералізація значно змінюється і не залежить від глибини залягання і стратиграфічної приуроченості палеогенових відкладів. У II ярусі (Битківська Глибинна складка) у відкладах олігоцена виявлено нафтовий поклад, в еоцені – газоконденсатний. Про відсутність сполучення цих комплексів свідчить також різниця хімічного складу пластових вод.

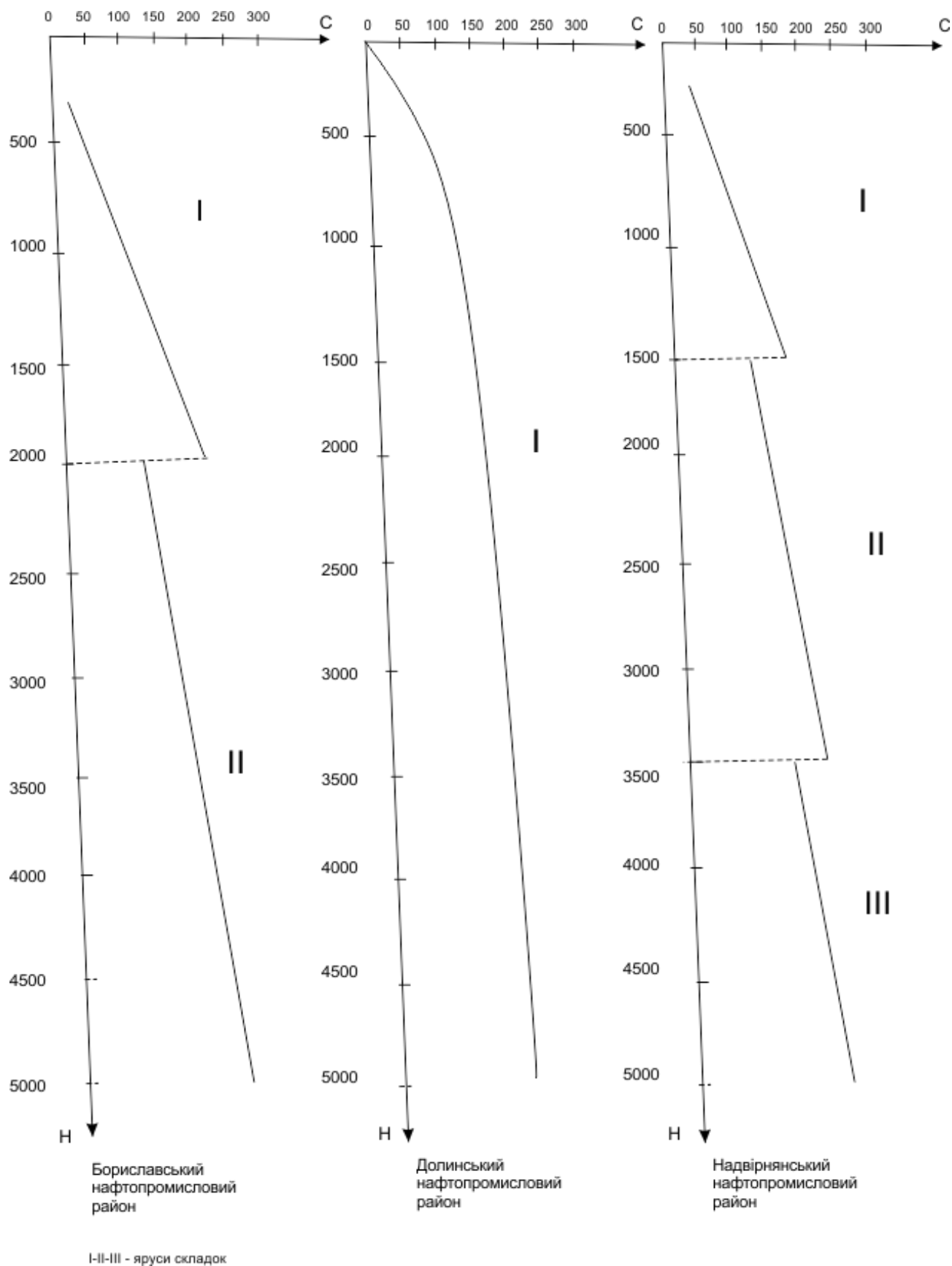


Рисунок 3.1 – Поярусна зміна мінералізації пластових вод Внутрішньої зони
(Склав Чорний Е.О.)

Пластові води олігоцену менше метаморфізовані, ніж еоценові. Різка відмінність хімічного складу вод олігоцену південно-західної та північно-східної частин складки зумовлена екрануючим впливом поздовжнього тектонічного порушення, яке пересікає Битківську складку. Це підтверджується також відмінністю відміток водо-нафтового контакту в цих частинах покладу, а також початковими пластовими тисками, які в цих складках перевищують гідростатичне на 8 – 15 МПа.

У складках III ярусу (Старунська, Пнівська, Гвіздецька) всюди розвинуті розсоли хлоркальцієвого типу незалежно від глибини залягання та їх стратиграфічної приуроченості. Початкові пластові тиски тут на 11,6 – 16,7 МПа вище гідростатичних, що підтверджує їх закритість у межах цих складок. Хімічний склад вод еоцену и олігоцену ідентичний, що свідчить про їх сполучення в межах ярусу.

Формування та збереження надгідростатичних пластових тисків тісно пов'язане також з наявністю в розрізі глинистих порід, які є покришками покладів. Практичний інтерес представляє вивчення екрануючих властивостей покришок Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, так як ці властивості зумовлюють умови збереження надгідростатичних тисків у вуглеводневих покладах. У досліджуваному регіоні роль порід-покришок виконують глини, аргіліти і рідше – соленосні відклади.

Глини та аргіліти досліджуваного регіону являють собою полімінеральні утворення [20]. За складом глинистих частинок породи-покришки займають проміжне положення між високодисперсними монтморілонітовими глинами і глинами каолінітового складу. Вміст частинок менше 0,01 мм в них становить більше 60%, що вказує на тонку дисперсність, а максимальний розмір пор таких глин за даними порометрії – 0,2 мк м. Розміри пор у даному випадку співпадають з довжиною вільного пробігу молекул метану. У подібних умовах, за даними Б. Й. Маєвського та ін. [72], утруднена дифузія газу. Тому добра вертикальна ізоляція сприятиме збереженню великої частки газу в пастках і відповідно збереженню надгідростатичних тисків.

На екрануючі властивості глинистих покришок значно впливає здатність глинистих частинок набухати. За ступенем набухання глини Внутрішньої зони розміщені між сильно набухлими монтморілонітовими та практично ненабухлими каоліновими.

Збільшує екрануючі властивості глин і аргілітів наявність тонкодисперсної органічної речовини, якою аргіліти менілітової свити насичені найбільше (0,6 – 13,5 %) та значна її кількість (у середньому біля 1 %) розсіяна в глинах поляницької та бистрицької свит. Органічна речовина є цементом, що заповнює порожнечу в глинах, у зв'язку з чим їх екрануючі властивості покращуються. Найбільше значення в посиленні екрануючих властивостей порід-покришок має органічна речовина, яка містить легкогідролізовані рухомі компоненти (гумінові кислоти). На думку окремих авторів [57], значний вплив на екрануючі властивості здійснюють смоли та асфальтени, які також заповнюють пори глинистих порід. Максимальна кількість цих компонентів відмічена в аргілітах менілітової свити. Для поляницьких відкладів характерним є підвищений вміст гумінових кислот (до 1 – 3 %). Аргіліти вигодської, манявської та стрийської свит містять незначну кількість органічної речовини (0,5 %). Отже, за розповсюдженістю органічної речовини і вмістом смол і асфальтенів в глинистих породах менілітової та поляницької свит їх можна віднести до порід високих екрануючих властивостей.

Р. М. Новосілецький [58] запропонував визначати екрануючі властивості порід-покришок за двома фізичними параметрами – проникністю та поровому тиску прориву вуглеводнів через водонасичену породу. На його думку глинисті породи Внутрішньої зони є хорошими нафтогазоупорами. Їх проникність змінюється від $4,5 \cdot 10^{-5}$ до $3,3 \cdot 10^{-3}$ мк · м². Вони відносяться до груп А і В, тобто володіють високою і надвисокою екрануючою здатністю.

Другим параметром, що характеризує екрануючі властивості покришок, є поровий тиск прориву. Він визначається величиною капілярного тиску, який необхідно подолати, щоб через водонасичену породу почала фільтруватися незмочувана фаза.

Основною екрануючою покривною олігоценого резервуару у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину є товща міоценових молас поляницької та воротищенської свит. Представлена вона, головним чином, м'якими, пластичними та ущільненими, в меншій мірі аргілітами з рідким не витриманими по площі прошарками піщаників і алевролітів і має значну потужність, яка досягає іноді 1500 м і більше. Саме ця товща, що виходить на більшій частині нафтогазоносною територією на поверхню, створила хороші умови для утворення і збереження вуглеводнів і надгідростатичних тисків у нижчезалягаючих флішових утвореннях олігоцену (менілітова світа), що містить 72 % промислових запасів нафти і газу всієї зони [62].

Екрануюча здатність воротищенської та поляницької свит дуже залежить від їх потужності (за інших рівних умов), з її збільшенням ростуть аномальні порові тиски. Так наприклад, у свердловині 20 – Пнів потужність воротищенських відкладів досягає 3000 м. З ними зв'язані високі градієнти порових тисків, які на глибині 3600 м досягають $1,75 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, у результаті чого відбувалося витискання соленосних відкладів у ствол свердловини.

Другою за значенням регіональною ізолюючою покривною у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину є пачка бистрицьких аргілітів з прошарками мергелів (верхній еоцен), що залягає під менілітовими породами. Потужність її коливається від 10 до 200 м. Ці аргіліти м'якші та сипучіші порівняно з іншими породами палеогену і майже всюди на глибині вони мають високі порові тиски, що досягають градієнту тиску $1,8 \cdot 10^{-2}$ МПа/м (Росільнянське родовище, Космацьке та інші). Відповідно, для порід, що розглядаються, характерні низькі значення величини питомого електричного опору та збільшення швидкості пробігу акустичної хвилі до 400 мк·с/м.

Відклади олігоцену мають різну потужність у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Так, якщо у Надвірнянському районі їх потужність досягає 200 – 350 м, то в районі Спас – Струтиня і Долині відклади бистрицької свити зменшуються до 10 – 20 м. Далі до північного заходу глиниста частина

розрізу знову збільшується і в районі Бориславу досягає 150 – 250 м. На крайньому північно-заході в межах площі Добромиль - Стрельбичі не тільки розріз верхнього міоцену, а весь еоценовий комплекс фаціально заміщується глинистими осадами, що можуть бути покрішками вже для палеогенових (ямненських) відкладів.

Про регіональний склад цієї покрішки свідчать різні відмітки ГВК і ВНК в олігоцені і еоцені відкладах на багатьох родовищах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [62]. Доказом екрануючих властивостей цих відкладів є приуроченість до верхньої частини комплексу еоценових відкладів промислових запасів газу і конденсату (98 %) і нафти (28 %).

Ізольованість олігоцені і еоцені відкладів [62] підтверджується різним складом пластових вод у Битківському, Стинявському, Північно-Долинському та інших родовищах. Однак в межах окремих локальних структур іноді спостерігається розгерметизація одного або обох природних резервуарів внаслідок наявності тектонічних розривів в ізолюючій покрішці або її розмиву. На таких структурах промислові скупчення вуглеводнів і надгідростатичні пластові тиски відсутні (Бухтівецька та інші) або присутні тільки в окремих резервуарах (Росільнянське, Спаське, Пнівське). Крупні багатопластові нафтові поклади Долинського і Бориславського родовищ в природних резервуарах мають єдині водо-нафтові контакти та однакові градієнти тисків у результаті сполученості природних резервуарів тектонічними розривами (табл. 3.1).

Одним із факторів, що контролює збереженість вуглеводнів, є поровий тиск. Наявність високого порового тиску в породі-покрішці свідчить про наявність сприятливих умов для збереження вуглеводнів у пластах-колекторах, які залягають нижче, але не є обов'язковою ознакою значного накопичення вуглеводнів. На площах, що досліджуються, аномально високі та аномально низькі порові тиски є над водоносними і над нафтовими горизонтами.

Таблиця 3.1 – Пластові тиски, висоти покладів, товщини порід-покришок у відкладах менілітової свити.

Площа, родовище	Товщина покришки, м	Висота покладу, м	Пластовий тиск, МПа	Градiєнт тиску, МПа/м·10 ⁻²	Глибина заміру, м
Урож	1577	-	26,8	1,67	1600
Нагуєвичі - піднасув	1000	-	35,3	1,33	2648
Борислав - піднасув	240	370	28,6	1,18	2435
Іваники - піднасув	83	-	41,8	1,35	3100
Південні Іваники - піднасув	351	-	40,5	1,17	3443
Орiв- Уличне:					
Орiвський блок	876	1183	36,3	1,35	3145
Уличнянський блок	2577	1183	36,3	1,35	3145
Стинява	1101	211	40,7	1,27	3200
Північна Долина	2268	394	34,6	1,22	2763
Долина	768	1450	36,7	1,27	2900
Оболоня	2030	-	28,2	1,13	2500
Струтинь	792	570	26,0	1,27	2050
Спас	20	341	20,2	0,911	2216
Росільна	580	-	39,0	1,45	2680
Космач	1042	550	41,9	1,57	2670
Бухтiвець	700	-	13,7	1,11	1235
Битків	498	946	27,0	1,35	2000
Пнів	1096	240	32,5	1,63	1990
Гвiзд	745	450	30,7	1,72	1780
Старуня	870	-	20,7	0,70	1000

Порівнюючи величини пластових тисків і потужності перекриваючих порід-покришок, автори роботи [57] вказують на відсутність кореляційного зв'язку між ними (див. табл. 3.1). Однак, у тій же роботі вони вказують, що аномально низькі тиски (градієнт тиску $0,746 - 0,967 \cdot 10^{-2}$ МПа/м) відмічені в нафто- та водоносних горизонтах менілітової свити Хрепилівської та Спаської структур, розміщених у південно-західній частині Внутрішньої зони, тобто в полосі відсутності поляницької та воротищенської свит. Високими градієнтами тисків характеризуються водоносні горизонти менілітової свити складок II і III ярусів: Урожської, Луговської, Росільнянської, Космачської,

Пнівської та Гвіздецької. Відповідно, із аналізу приведеної таблиці видно, що потужність порід-покришок у цих складках коливається від 500 до 1577 м. Отже, така потужність була достатньою для збереження надгідростатичного тиску. А значить прямого зв'язку між потужністю і градієнтом тиску немає. Ймовірно, є поріг тиску, який дорівнює мінімальній потужності порід-покришок відповідного літологічного і мінералогічного складу.

Крім того, необхідно враховувати екрануючі властивості проміжних комплексів порід, які в розрізі можуть бути представлені шарами аргілітів потужністю від декількох десятків метрів, що володіють високими екрануючими властивостями.

Таким чином із приведених даних можна зробити висновок, що екрануючі властивості порід-покришок сприяли збереженню покладів вуглеводнів і, відповідно, стали однією з причин формування надгідростатичних порових тисків у глинистих породах і надгідростатичних пластових тисків у пластах-колекторах.

Високі перепади тиску порядку 15 МПа на віддалі 3 – 5 км вказують на те, що такі тиски не могли існувати в донасунутий період у зв'язку з відсутністю регіональних екрануючих площин на шляху латерального потоку флюїдів. Після складкоутворення водоносні комплекси, які контактують з площинами насувів, опинились у певній мірі ізольованими один від одного і латеральна міграція флюїдів у цьому напрямку зупинилась. Відбувалася лиш міграція вуглеводнів і пластових вод у вертикальному напрямку в залежності від закритості тієї чи іншої структури.

Результати проведених нами досліджень дають можливість глибше і з більшою точністю пізнати закономірності формування та розподілу надгідростатичних пластових тисків в осадових утвореннях Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що у свою чергу дозволить точніше прогнозувати їх значення в процесі пошуково-розвідувальних робіт [96].

3.2 Розподіл пластових тисків у водоносних і нафтогазоносних горизонтах

Виявлення закономірностей розподілу пластових тисків у кожному конкретному геологічному районі допоможе виключити можливу помилку при оцінці та прогнозуванню порового тиску свердловинними геофізичними та іншими методами. Установлено, що у більшості випадків поровий тиск у глинистих покриттях показує величину аномально високого пластового тиску в покладі [15]. Але є і виключення з цього правила, які будуть розглянуті у даному розділі.

Вивченню закономірностей розподілу пластових тисків у Передкарпатському прогині, як вже відзначалось, присвячено багато досліджень, які опубліковані в роботах [58, 66].

Геологами ЦНДЛ об'єднання “Укрнафта” З. В. Ляшевич, Р. Н. Бакала [47] проведені дослідження з розподілу пластових тисків у менілітових відкладах першого (верхнього) ярусу складок Внутрішньої зони прогину. Пізніше О. О. Орловим [66] проведена робота з вивчення латерального і вертикального розподілу пластових тисків у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та прогнозування їх значень в палеогенових відкладах розвідувальних площ об'єднання “Укрнафта” в межах Передкарпаття з метою вибору оптимальних умов проводки свердловин і якісного розкриття продуктивних горизонтів.

До даного часу найповніше вивчені пластові тиски менілітових відкладів першого ярусу складок, так як вони розкриті найбільшою кількістю свердловин. Менше вивчені пластові тиски відкладів другого ярусу, що розкриті тільки в Бориславському та Битківському нафтопромислових районах, і зовсім слабо вивчені тиски відкладів третього ярусу складок.

Нафтогазові поклади в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характеризуються значними коливаннями значень надгідростатичних пластових тисків як по глибинах, так і по стратиграфічних комплексах. Ще в

більшій мірі дана обставина проявляється для порових тисків у породах покришках.

При порівнянні пластових і порових тисків у окремих свердловинах виявився деякий збіг цих тисків. Порові тиски, визначені за геофізичними дослідження, в покришках відповідають заміреним пластовим тискам у колекторах. Латеральне розповсюдження порових тисків у межах Внутрішньої зони підтверджують регіональний план розповсюдження пластових тисків. Високі пластові тиски відмічаються в південно-східній частині Передкарпатського прогину, де і заміряні високі пластові тиски, пов'язані, очевидно, з триарусною будовою регіону, що свідчить про інтенсивні тектонічні рухи, які відбулися тут. Так, наприклад, у Битківській Глибинній складці, в її ядрі, яке виконане стрийськими відкладами верхньої крейди, замірено максимальний пластовий тиск у південно-східній частині прогину, що дорівнює 75,1 МПа на глибині 4140 м (св. 457 – Пасічна), що на 33,7 МПа вище гідростатичного. Слід відзначити, що найбільш високі градієнти відзначаються Р. М. Новосілецьким у районі родовищ Космач і Гвізд на побудованій ним у 1976 році карті розповсюдження пластових тисків у Карпатській нафтогазоносній провінції.

Результати проведених нами досліджень, які викладені нижче, дадуть можливість глибше і з більшою точністю пізнати закономірності розподілу надгідростатичних пластових тисків в осадових утвореннях Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що у свою чергу дозволить точніше прогнозувати їх значення в процесі пошуково-розвідувальних робіт.

Високоніпні водоносні горизонти у Внутрішній зоні зустрічаються у всіх стратиграфічних комплексах від воротищенської свити до нижньокрейдяних відкладів. Останні розкриті, як було відзначено вище, у свердловині 1 – Шевченково.

Перш ніж перейти до опису виявлених змін пластових тисків у тектонічних ярусах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (яких відкрито – 3), розглянемо закономірності, які виявлені нами при побудові схем

градієнтів надгідростатичних пластових тисків у водах для кожного ярусу (рис. 3.2).

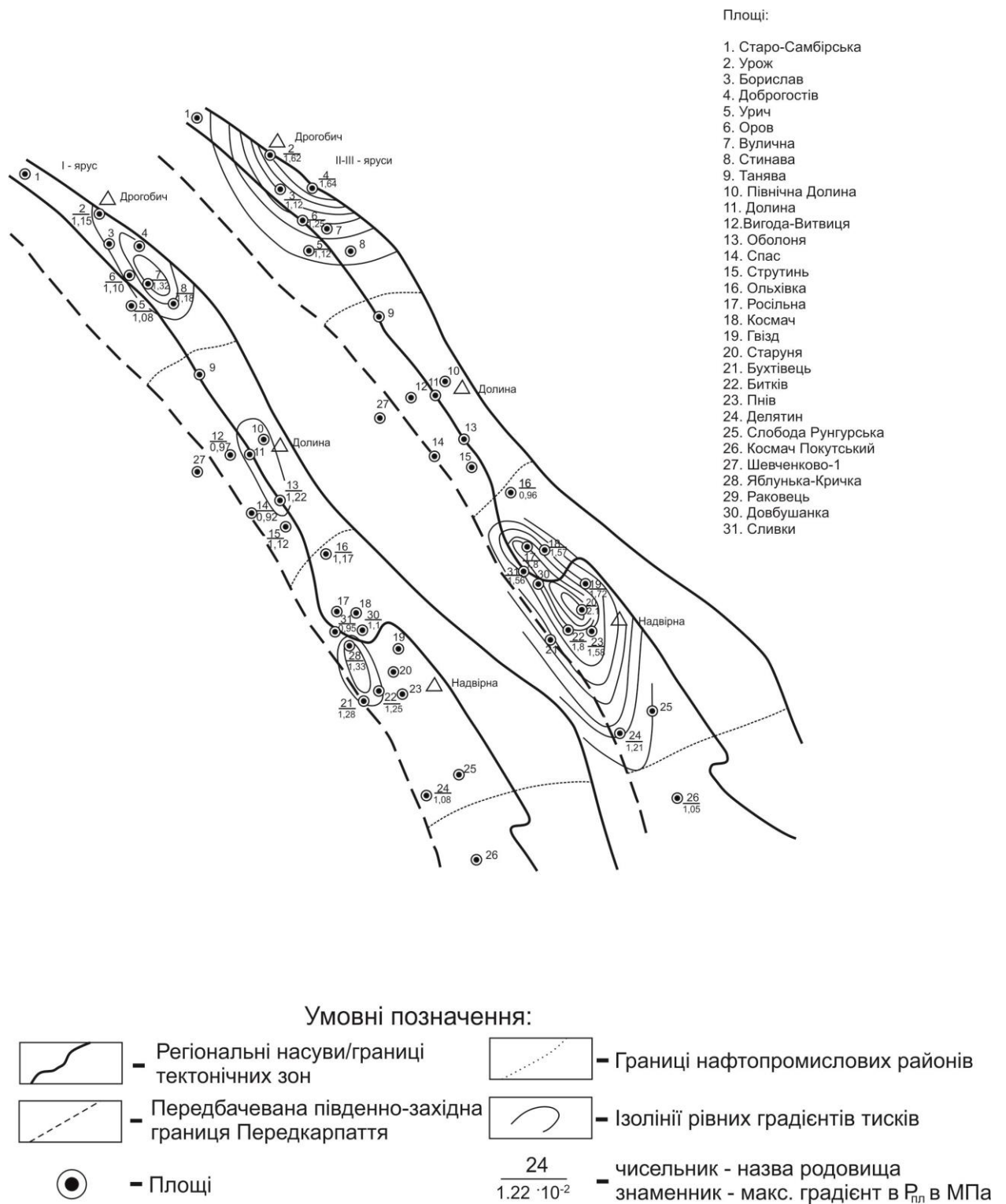


Рисунок 3.2 – Схематична карта розподілу максимальних градієнтів тисків в менілітових відкладах (олігоцен) водоносних горизонтів (Склав: Чорний Е.О.)

Розподіл градієнтів тисків у водоносних горизонтах верхнього структурного ярусу вказує на існування тут трьох невеликих ділянок з підвищеними пластовими тисками у відношенні до гідростатичних. Градієнти цих тисків складають $1,33 - 1,2 \cdot 10^{-2}$ МПа /м. Необхідно відзначити, що цим ділянкам відповідають найбільш занурені структури у першому ярусі з потужністю покришок, що перевищує 500 м.

Перша така ділянка розміщена в південно-східній частині Внутрішньої зони. У його межі входять структури Яблунька-Кричка, Битківська і Бухтівецька.

Друга ділянка розміщена в центральній частині Внутрішньої зони і зсунена в сторону Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Вона містить верхні складки родовищ Долина, Північна Долина та Оболоня, де градієнти тисків коливаються від $1,22 \cdot 10^{-2}$ до $1,29 \cdot 10^{-2}$ МПа /м.

Третя ділянка розміщена в північно-східній частині Внутрішньої зони і представлена Уличнянським родовищем, де градієнт тиску складає $1,32 \cdot 10^{-2}$ МПа /м (за даними свердловини 15 – Уличне).

У зв'язку з тим, що другий ярус складок у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину розкрито тільки в Битківському та Бориславському нафтопромислових районах, а третій ярус розбурений в останньому із вказаних районів, то схеми розподілу градієнтів тисків, побудовані за даними замірів пластових тисків у водоносних горизонтах у цих ярусах (див. рис. 3.2), в основному відображають зміну надгідростатичних тисків у латеральному відношенні тільки ці райони.

На схемі розподілу градієнтів тисків у водоносних структурах другого ярусу складок відмічається дві ділянки.

Перша ділянка розміщена в південно-східній частині Внутрішньої зони. У її межі входять структури з дуже високими градієнтами тисків (Старунська, Битківська, Розсільнянська). У цих структурах спостерігаються надгідростатичні пластові тиски. Градієнти тисків коливаються тут від $1,5 \cdot 10^{-2}$ до $2,1 \cdot 10^{-2}$ МПа /м. Природу надгідростатичних пластових тисків у цих

структурах можна пов'язати з інтенсивним стисканням структур у результаті насувних процесів, про що свідчить триярусна будова цього регіону.

На побудованій схемі видно, що у напрямку Делятинської площі відбувається падіння пластових тисків до величини близької до нормального гідростатичного тиску (св. 3 - Слобода Рунгурська). Таке явище, очевидно, пов'язане з розвантаженням напору пластових вод у бік складки Слобода Рунгурська, в якій еоценові відклади виведені на денну поверхню. Крім того, розвантаження пластової енергії зумовлюється розривом, що проходить у цьому районі.

Друга ділянка з високими градієнтами тисків у водоносних горизонтах розміщений в північно-східній частині Внутрішньої зони. Це структури: Урожська, Бориславська, Доброгостівська. Максимальні градієнти тисків відзначаються в Урожській і Доброгостівській структурах, які дорівнюють $1,67 - 1,64 \cdot 10^{-2}$ МПа /м. У інших структурах відзначаються нормальні гідростатичні тиски, а в деяких навіть аномально низькі (АНПТ).

Розподіл градієнтів тисків у водоносних горизонтах третього ярусу складок прослідкувати для всієї Внутрішньої зони Передкарпатського прогину неможливо, оскільки цей горизонт розкритий в основному в південно-східній частині Передкарпатського прогину. На схемі розподілу градієнтів тисків у водоносних структурах буде відзначатися тільки ця ділянка Внутрішньої зони. У його межі входять структури з високими градієнтами тисків (Космацька, Пнівська, Гвіздецька).

Таким чином, на побудованій схемі можна виділяти прогностичні ділянки (зони) з аномально високими, нормальними та аномально низькими пластовими тисками у водоносних горизонтах. Цікаво, що максимальні градієнти пластових тисків як у нафтогазоносних, так і водоносних горизонтах завжди приурочені до склепінних частин складок [86]. У розрізі Старунської і Гвіздецької складок приведений статичний рівень пластових вод палеогену знаходиться на позначці +1408 м (св. 10), а гідростатичний – на відмітці + 1185 м (густина пластових вод 1185 кг/м^3). Р. М. Новосілецький [59] приходить до висновку, що високі

рівні на площах Старуня та Гвізд не можна пояснити напором пластових вод з гірської частини Скибових Карпат (якщо їх розглядати областю живлення), так як вони знаходяться гіпсометрично нижче статичних рівнів пластових вод, по-друге, відклади палеогену Карпат тектонічно екрановані насувами від осадів Внутрішньої зони та, по-третє, у цих же горизонтах палеогену під насунутими породами Скибової зони Карпат (Битківське родовище) пластовий тиск у водоносних горизонтах на абсолютній відмітці – 1500 м нижче, приблизно, на 6,0 МПа. Максимальні величини надгідростатичних пластових тисків у водоносних горизонтах Старунської і Гвіздецької складок, як уже відзначалось, приурочені до склепінних частин складок. З глибиною значення градієнтів надгідростатичних пластових тисків зменшуються, що неможливо пояснити напором пластових флюїдів з великих глибин.

Крім вищевказаних закономірностей розповсюдження градієнтів з надгідростатичних пластових тисків, виявлено ряд структур з надгідростатичними тисками, зумовлених, очевидно, причинами тектонічного характеру. Так, наприклад, у районі родовищ Спас, Ольхівка, Вигода-Витвиця відмічені надгідростатичні пластові тиски величиною $0,9 - 0,95 \cdot 10^{-2}$ МПа /м.

На нашу думку, зони понижених тисків на Спаській структурі зумовлені специфікою її геологічного розвитку. Як відомо, для Спаської структури характерне її поступове підняття блоками у північно-східному напрямку від глибини порядку 3500 м до 500 м. Поперечні порушення, що розбивають структуру на блоки, мало амплітудні та, очевидно, не змогли повністю ізолювати один блок від іншого. Тому можна припустити, що пластовий тиск флюїдів розвантажився шляхом виходу флюїдів на денну поверхню.

Аналіз розподілу градієнтів пластових тисків у водоносних горизонтах ярусами складок (табл. 3.2) показав, що у відкладах першого ярусу складок градієнти тисків коливаються від аномально низьких значень $0,7 \cdot 10^{-2}$ МПа /м (родовища Спас, Ольхівка та інші) до аномально високих – $2,06 \cdot 10^{-2}$ МПа /м в Старунській складці. У більшості свердловин першого ярусу складок спостерігається нормальний гідростатичний тиск. Пластові тиски перевищують

умовні гідростатичні тиски на 3 – 6 МПа, а нормальний гідростатичний тиск вони перевищують тільки на 0,5 – 2 МПа.

Таблиця 3.2 – Таблиця замірів початкових пластових тисків у водоносних горизонтах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

Номер родовища, площі на схемі	Назва родовища, площі	Глибина заміру $R_{пл}$, м	Пластовий тиск, МПа	Перевищення $R_{пл}$ над умовно гідростатичним, МПа	Гradient пластового тиску, МПа/м · 10 ⁻²
I структурний ярус					
2	Урож	1710	19,6	+2,5	1,15
5	Урич	3061	33,3	+2,7	1,08
6	Орів	3222	35,6	+3,4	1,1
7	Уличне	2972	39,3	+9,6	1,32
8	Стинава	3500	41,2	+6,2	1,18
9	Танява	4000	47,3	+7,3	1,18
10	Північна Долина	2520	32,2	+7,0	1,28
11	Долина	2750	35,6	+8,1	1,29
12	Вигода-Витвиця	3200	31,1	-0,9	0,97
13	Оболоня	2650	32,4	+5,9	1,22
14	Спас	2350	21,6	-0,9	0,92
15	Струтинь	2680	33,9	+7,1	1,12
16	Ольхівка	1382	16,2	+2,4	1,17
21	Бухтівець	1355	17,1	+3,6	1,26
22	Битків	1730	21,7	+4,4	1,25
24	Делятин	3750	40,7	+3,2	1,08
28	Яблунька-Кричка	2284	30,6	+7,8	1,33
31	Сливки	1005	9,3	-0,7	0,95
29	Раківець	1250	13,9	+1,4	1,11
II структурний ярус					
2	Урож	2026	33,0	+12,8	1,62
3	Борислав	2260	32,2	+9,6	1,42
4	Доброгостів	3073	50,5	+19,8	1,64
5	Урич	3983	44,7	+4,9	1,12
6	Орів	3598	45,0	+9,1	1,25
16	Ольхівка	3800	36,1	-1,9	0,95
17	Розсільна	1820	32,8	+14,6	1,80
20	Старуня	1000	20,7	+10,7	2,07
22	Битків	4140	75,1	+33,7	1,80
24	Делятин	3480	42,0	+7,2	1,21
26	Космач-Покутський	3760	39,6	+2,0	1,05
27	Шевченково - 1	Немає даних			
31	Сливки	3044	47,6	+17,2	1,56
III структурний ярус					
18	Космач	3125	49,3	+18,1	1,57
19	Гвізд	1780	30,7	+12,9	1,72
23	Пнів	1950	32,9	+13,4	1,68

Свердловини, які розкрили до даного часу відклади другого ярусу, розміщені в основному в межах Битківського і в меншій мірі – Бориславського нафтопромислового району. Згідно з наявними даними, найбільш високі пластові тиски фіксуються в Старунській, Битківській (Глибинна складка), Гвіздецькій, Космачській, Розсільнянській, Урожській, Північно-Бориславській та Іваниківській структурах. Коливання градієнтів тисків у цих структурах відмічаються від $1,5$ до $1,8 \cdot 10^{-2}$ МПа /м. Так, наприклад, у Битківській Глибинній складці тиск, заміряний на глибині 4140 м у водоносному горизонті, становив 75,1 МПа, градієнт тиску дорівнює $1,8 \cdot 10^{-2}$ МПа /м.

Відклади третього ярусу складок до даного часу розкриті свердловинами Битківського і Бориславського нафтопромислових районів: у останньому розкриті тільки на площі Іваники (св. 6, 14, 20). Пластові тиски у водоносних горизонтах вищевказаного осадового комплексу вимірювались у 16 свердловинах, основні з яких розміщені на площах Старуня – Гвізд, Космач і Пасічна. Згідно наявних даних найвищі пластові тиски зафіксовані в районі родовищ Старуня та Гвізд. Так, у при склепінній частині Старунської складки пластовий тиск перевищує умовно гідростатичний у 2,07 рази.

Надгідростатичні пластові тиски зафіксовані в районі Космачського родовища, де у водоносних горизонтах пластовий тиск перевищує умовно гідростатичний на величину порядку 18 МПа. Приблизно такі ж пластові тиски вимірювались у водоносних горизонтах Пасічнянського родовища. Отже, при розкритті відкладів третього ярусу складок майже скрізь відмічено перевищення пластового тиску над нормальним гідростатичним у межах 8,0 – 17 МПа і вище.

На досліджуваній території ряд родовищ уже розроблені (Небилівське, Майданське, Космач-Покутське, Нагуєвичське, Слобода-Рунгурське та ін.) та, звичайно, даних про початкові пластові тиски для них немає.

У даний час немає даних про початкові пластові тиски для ряду родовищ, які а даний момент ще розробляються, однаке видобуток вуглеводнів з них ведеться вже тривалий час. До них відносяться родовища: Ріпнянське,

Бориславське (поклади в лусці верхнього тектонічного покрову). Східницьке, Бухтівецьке, Битківське (в структурах Глибинної складки і Старої Копальні).

У деяких родовищах робились заміри пластових тисків у свердловинах, однак, доцільно відзначити, що у ряді випадків вони являються низькоякісними. Сумнівні дані нами не брались до уваги.

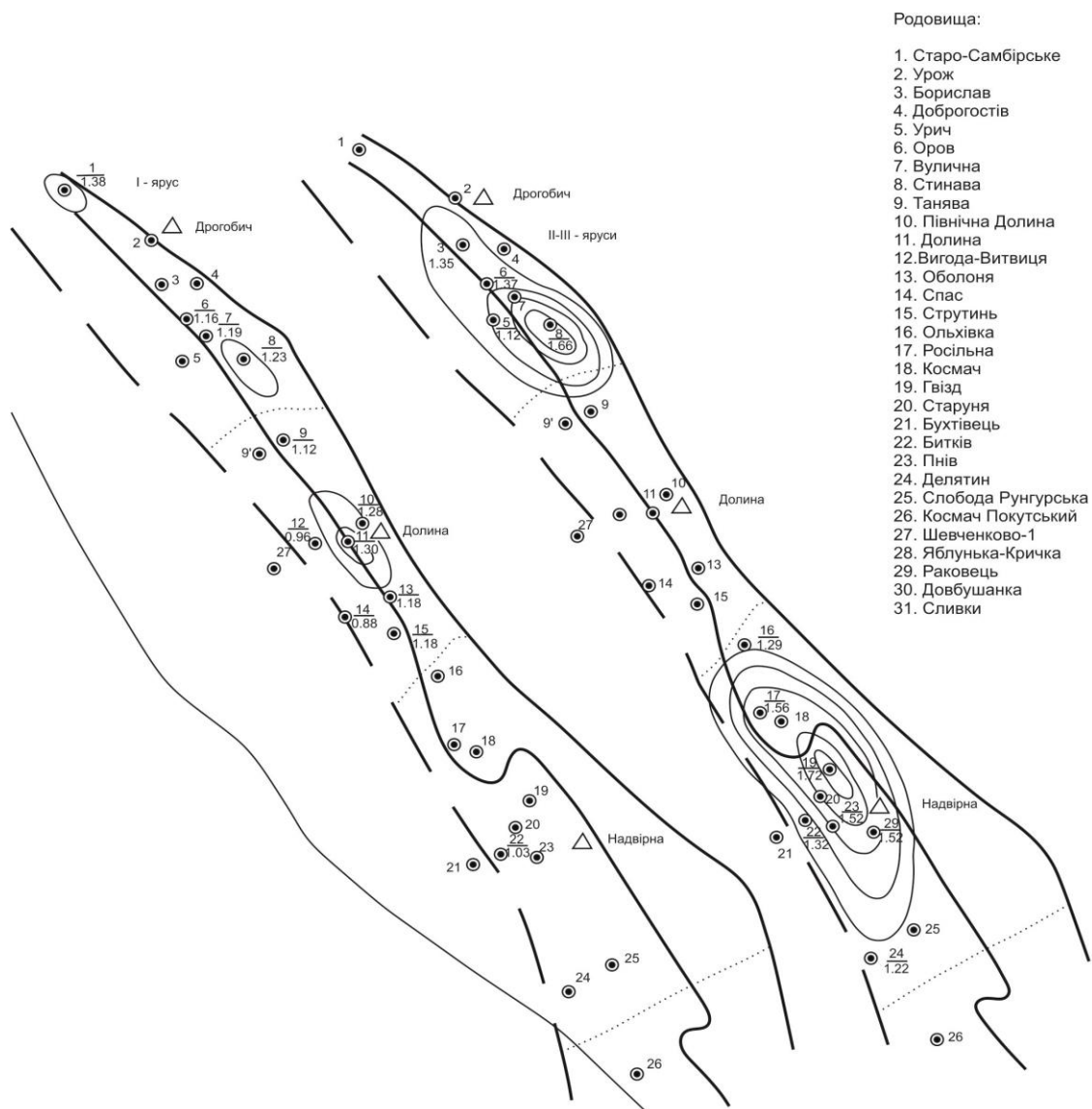
Дані про пластові тиски, які використовувались при побудові схеми розповсюдження градієнтів тисків у нафтоносних горизонтах у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину (рис. 3.3), вимірювались у структурах як першого, так і другого та третього ярусів складок. При побудові схем бралися до уваги максимальні градієнти тисків першого і другого ярусів складок. Для побудови схеми для третього ярусу відсутня необхідна кількість даних. Мала кількість замірів у третьому ярусі складок пояснюється тим, що цей ярус складок розкритий, в основному, в південно-східній частині Внутрішньої зони Битківського нафтопромислового району та в Іваніківському родовищі Бориславського нафтопромислового району.

Згідно схеми розповсюдження градієнтів пластових тисків у нафтових родовищах першого структурного ярусу (рис. 3.3) можна констатувати, що надгідростатичні пластові тиски тут мають незначне розповсюдження, тільки на одиночних родовищах. До них відносяться Долинське, Північно-Долинське, Стинавське, та Старо-Самборське. Градієнти тисків першого структурного ярусу в цих родовищах трохи перевищують нормальний гідростатичний тиск і коливаються у межах $1,22 - 1,3 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, за винятком Старо-Самбірського, де градієнт тиску дорівнює $1,38 \cdot 10^{-2}$ МПа/м у палеогеновому покладі.

У всіх інших родовищах цього структурного ярусу відмічається нормальний гідростатичний тиск. У Спаському та Вигода-Витвицькому родовищах зафіксовані, як і у водоносних горизонтах, аномально низькі значення градієнтів тисків, порядку $0,88 - 0,96 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Розповсюдження градієнтів пластових тисків у першому ярусі добре узгоджується з вказаними раніше залежностями градієнтів тисків від ступеню закритості структур і наявності потужної глинистої покривки. Усі родовища цього ярусу, які мають

градієнт пластового тиску вище нормально гідростатичного, мають потужність глинистої покришки вище 500 м.

Із схеми розподілу градієнтів тиску у нафтових свердловинах другого ярусу складок (рис. 3.3) видно, що латеральний розподіл тисків відповідає районам розкриття цих ярусів. Тому на схемі виділяють дві локальні ділянки у Бориславському та Битківському нафтопромислових районах. Найвищі градієнти пластових тисків відзначені в родовищах Битківського нафтопромислового району (Розсільна, Гвізд, Пасічна, Пнів), де вони коливаються в межах $1,37 - 1,72 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. У напрямку площ Делятин і Космач-Покутський градієнти зменшуються до гідростатичних. У Бориславському нафтопромисловому районі підгідростатичні пластові тиски установлені в родовищах Стинява, Орів (Іваніківський блок), Уричське (Заводівське), Бориславське, градієнти яких коливаються в межах $1,35 - 1,66 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. У Долинському нафтопромисловому районі відклади другого ярусу не розкриті. Як видно із схеми розподілу градієнтів пластових тисків при розкритті другого та третього ярусів складок у цьому нафтопромисловому районі є можливість зон над гідростатичних тисків. Аналіз побудованих нами схем розподілу градієнтів пластових тисків по площі дозволяє погодитися із думкою [62] про приуроченість надгідростатичних тисків до інтенсивної складчастості.



- Родовища:
1. Старо-Самбірське
 2. Урож
 3. Борислав
 4. Доброгостів
 5. Урич
 6. Оров
 7. Вулична
 8. Стинава
 9. Танява
 10. Північна Долина
 11. Долина
 12. Вигода-Витвиця
 13. Оболюня
 14. Спас
 15. Струтинь
 16. Ольхівка
 17. Росільна
 18. Космач
 19. Гвізд
 20. Старуня
 21. Бухтівець
 22. Битків
 23. Пнів
 24. Делятин
 25. Слобода Рунгурська
 26. Космач Покутський
 27. Шевченково-1
 28. Яблунька-Кричка
 29. Раковець
 30. Довбушанка
 31. Сливки

Умовні позначення:

- | | | | |
|--|--|---------------------------------|---|
| | Регіональні насуви/границі тектонічних зон | | Границі нафтопромислових районів |
| | Передбачувана південно-західна границя Передкарпаття | | Ізолінії рівних градієнтів тисків |
| | Родовища | $\frac{24}{1.22 \cdot 10^{-2}}$ | чисельник - назва родовища
знаменник - макс. градієнт в $P_{пл}$ в МПа |

Рисунок 3.3 – Схематична карта розподілу максимальних градієнтів тисків у менілітових відкладах нафтогазоносних горизонтів (Склад: Чорний Е. О.)

Аналіз розподілу пластових тисків по ярусах складок з глибиною (табл. 3.3) показав, що в олігоцен-еоценових покладах, приурочених до першого ярусу структур, пластові тиски змінюються в широкому діапазоні.

Таблиця 3.3 – Пластові тиски флюїдів у нафтогазових родовищах

Передкарпатського прогину

Назва родовища	Середня глибина покладу, м	Пластовий тиск, МПа	Перевищення $P_{пл}$ над умовно-гідростатичним, МПа	Гradient пластового тиску, МПа/м·10 ⁻²	Пластовий флюїд
I структурний ярус					
1.Старо-Самбірське	3450	47,8	+13,3	1,38	нафта
2. Орівське	3220	37,5	+5,3	1,16	нафта
3.Уличнянське	3235	38,5	+6,2	1,19	нафта
4. Стинявське	3625	44,5	+8,3	1,23	нафта
5. Танявське	3770	41,9	+4,2	1,12	нафта
6. Північно-Долинське	2800	34,9	+6,3	1,22	нафта+ газ
7. Долинське	2350	30,4	+6,9	1,3	нафта
8. Вигода-Витвицьке	3570	33,8	-1,9	0,96	нафта
9.Оболонстке	2850	33,8	+5,3	1,18	нафта
10. Спаське	1750	15,4	-2,1	0,88	нафта
11. Струтинське	2160	25,5	+3,9	1,18	нафта
12. Битківське	1250	12,9	+0,4	1,03	нафта
II структурний ярус					
1. Бориславське	2400	32,4	+8,4	1,35	нафта
2. Урицьке (Заводське)	4740	67,2	+19,8	1,42	нафта
3. Орівське (Іваниківський блок)	3020	41,5	+11,3	1,37	газоконденсат
4. Стинявське	4100	68,3	+27,3	1,66	нафта
5. Ольховське	3007	39,0	+9,0	1,29	нафта
6. Росільнянське	2680	41,9	+15,1	1,56	газоконденсат
7. Раковець	3000	45,5	+15,5	1,52	нафта
III структурний ярус					
1.Космацьке	3180	46,3	+14,5	1,45	газоконденсат
2. Гвіздецьке	1810	31,0	+12,9	1,72	нафта
3. Битківське (Пасічна)	4250	56,1	+13,6	1,32	газоконденсат
4. Пнівське	2300	34,8	+11,8	1,52	нафта

Так у нафтогазових покладах, приурочених до верхньоменілітових відкладах, початкові пластові тиски нижче умовного гідростатичного тиску в середньому на 1,9 – 2,1 МПа у Спаському та Вигода-Витвицькому родовищах. Тиски нижчі умовного гідростатичного на 0,2 – 0,5 МПа спостерігаються в менілітовому та еоценовому покладах Попельського родовища. У останньому

випадку це явище можна пояснити втратою пластової енергії в результаті її розвантаження тектонічними розривами на денну поверхню. На усіх інших родовищах першого ярусу складок початкові пластові тиски перевищують умовний гідростатичний тиск від 0,4 МПа (родовище Битків, менілітовий поклад) до 8,3 МПа (родовище Стинява, еоценовий поклад).

Максимальне перевищення тисків у покладах відмічаються на тих родовищах, які залягають на найбільш занурених ділянках і до яких приурочені порівняно високі запаси нафти та газу. Так, наприклад, Долинське родовище, менілітовий поклад – 6,9 МПа, Орів-Уличнянське, менілітовий поклад – 5,3 – 6,2 МПа, Північно-Долинське родовище, менілітовий поклад – 7,7 МПа, еоценовий поклад – 6,3 МПа, Стинявське, менілітовий поклад – 7,7 МПа, еоценовий поклад – 8,3 МПа.

Необхідно звернути увагу на ще одну особливість у розподілі тисків по площах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. У першому ярусі складок величина перевищення середнього пластового тиску над умовним гідростатичним на Долинському та Північно-Долинському родовищах у менілітовому покладі вище (відповідно – 6,9 МПа та 7,2 МПа) ніж в еоценових покладах (5,9 МПа та 6,3 МПа), тоді як на інших родовищах спостерігається перевищення тисків у еоценових покладах порівняно з менілітовими (див. табл. 3.3).

У останні роки на північному заході досліджуваної території було виявлено у першому ярусі складок Старо-Самбірське нафтове родовище, в якому основний поклад приурочений до ямненських піщаників палеогенового віку. У цьому покладі встановлено високий пластовий тиск, що не властиво покладам першого ярусу. Середня величина його над умовним гідростатичним складає 13,3 МПа. Причини виникнення надгідростатичних тисків у цьому покладі очевидно пов'язані з дуже великою інтенсивністю стискання цієї складки [62, 66].

У другому ярусі складок перевищення пластових тисків над нормальними гідростатичними в покладах у цілому значно вище, ніж у

першому ярусі. Перевищення надгідростатичних тисків у цьому ярусі коливаються від 8,4 МПа до 27,3 МПа і розміщені, в основному, в північно-західній частині Внутрішньої зони та південно-східній частині цієї зони. Виключення складають поклади Попельського під насуву, де величини перевищень пластових тисків складають усього 0,5 – 1,5 МПа.

Якщо у першому ярусі максимальне перевищення пластових тисків над умовним гідростатичним були приурочені до найбільш крупних за запасами покладів вуглеводнів, то у другому ярусі складок це стверджувати неможливо. Тут у найкрупніших покладах Битківського родовища (Глибинна складка), у Бориславському піднасуву перевищення тисків у відношенні до інших покладів ярусу мінімальні (відповідно 7,5 МПа і 8,4 МПа). Разом з тим у газоконденсатному Розсіллянському родовищі, де еоценовий поклад містить значні запаси вуглеводнів, величина перевищення тиску вже дорівнює 15,1 МПа порівняно з нормальним гідростатичним тиском. Причина нижчих тисків на родовищах Бориславського піднасуву та Глибинної складки Биткова пояснюється розвантаженням пластової енергії на цих родовищах у межах крупних поперечних розломів Раточинського і Манявського, які обмежують структури, що розглядаються, із північного заходу. Крім цього, самі складки в межах розломів блоках максимально припідняті до абсолютних відміток мінус 1680 м (Бориславський піднасув) і до мінус 1600 м (Битківська Глибинна складка), а в утвореннях міоцену складки Бориславського піднасуву мають скупчення озокериту [72]. Усі ці факти свідчать на користь того, що в межах указаних родовищ дійсно мали місце умови, які сприяли прориву на денну поверхню флюїдів і розвантаженню пластової енергії.

У третьому ярусі структур майже всі нафтогазові поклади супроводжуються розкриттям зон надгідростатичних тисків. Величини перевищення пластового тиску над умовним гідростатичним коливаються від 13,2 МПа до 14,51 МПа. Отже, розкриття структур третього ярусу в

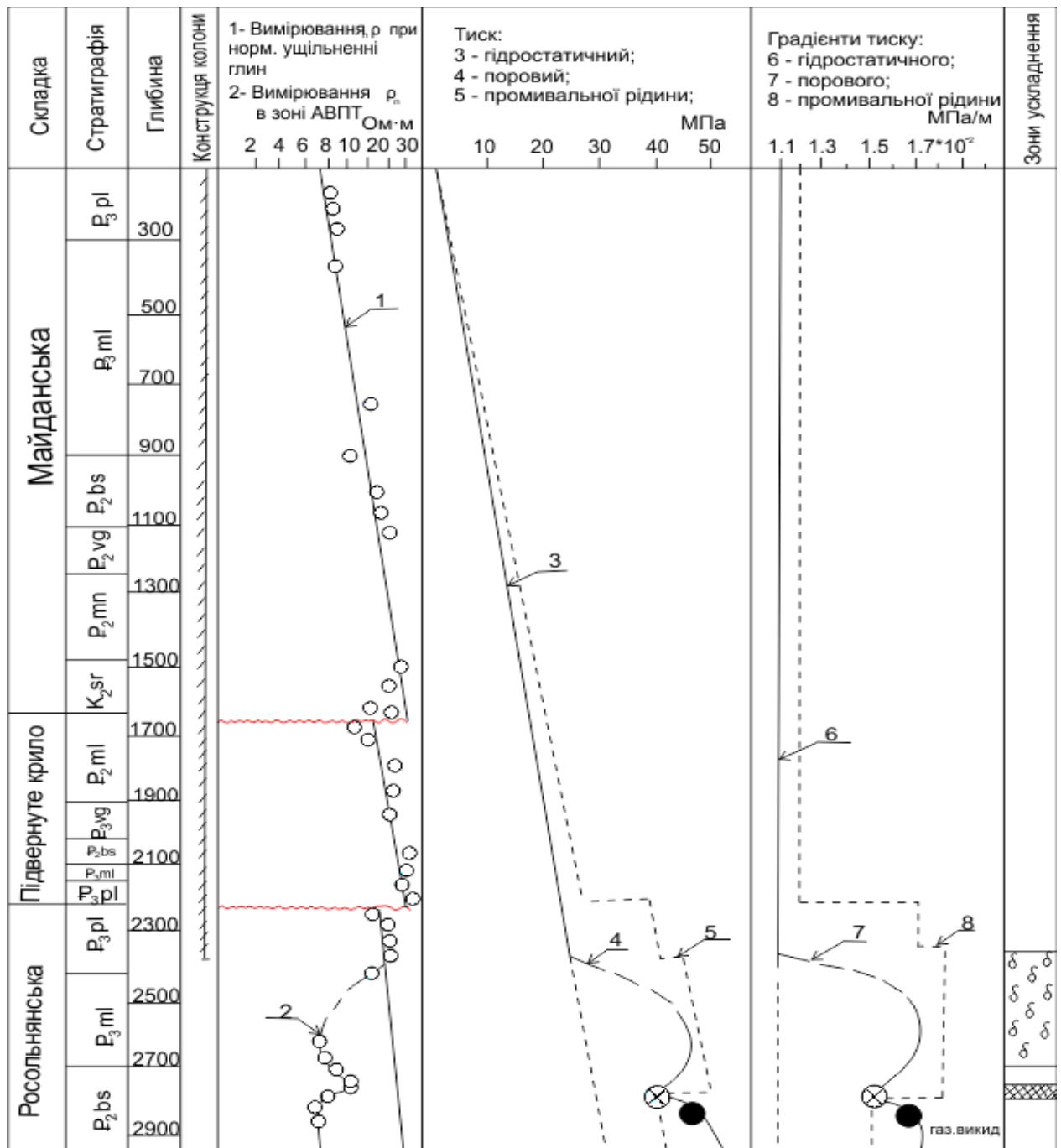
досліджуваному регіоні викликає необхідність ведення постійного контролю и спостереження за розкриттям зон з надгідростатичними тисками.

3.3. Ускладнення при бурінні в зонах надгідростатичних пластових тисків та практичне значення їх прогнозування для якісної проводки свердловин

У процесі буріння свердловин в осадових породах часто зустрічаються зони надгідростатичних пластових тисків, що значно ускладнює процес буріння, знижує темп проводки свердловин, веде до їх подорожчання, а інколи до ліквідації з технічних причин без виконання поставлених геологічних завдань. При розкритті зон з надгідростатичними пластовими тисками можливі викиди флюїдів із свердловин, обвали стінок свердловин, прихвати бурильних і обсадних колон та інші ускладнення.

Практика буріння глибоких свердловин на території Передкарпаття показала, що відсутність достовірних даних про величину тисків на конкретних глибинах часто призводить до тяжких наслідків. Так у досліджуваному регіоні свердловина 11-Росільна (рис. 3.4) бурилась на глинистому розчині густиною $1,8 - 1,9 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, що створювало репресію на пласт до 15 МПа і привело до поглинання розчину. Густину промивальної рідини знизили до $1,54 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Однак на глибині 2937 м несподівано з'явився газоносний горизонт з надгідростатичними пластовими тисками і стався викид газу. Промивальна рідина густиною $1,54 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ не створювала достатнього протитиску на пласт і її величина не була своєчасно скоригована. У свердловині сталися осипи та обвали її стінок і її ліквідували, не досягнувши проектної глибини.

Результати аналізу буріння надглибоких опорних свердловин на досліджуваній території 1 – Шевченково і 1 – Лути показують, що в процесі буріння на великих глибинах часті випадки прояву НГПТ і виникнення цілого ряду ускладнень [33].



Умовні позначення:

- вимірювання по КС
- X - тиск промивної рідини в свердловині
- X - тиск заміряний в св. 13-Росольна
- X - поглинання промивної рідини
- X - розгазування промивної рідини

Рисунок 3.4 – Оцінка НГПТ і причина газового викиду у свердловині 11-Росільна (Склав Чорний Е.О.)

Слід відзначити, що досягти глибини 7520 м вдалось у Передкарпатському прогині свердловиною 1 – Шевченково, в результаті застосування різних способів прогнозування надгидростатичних пластових тисків (у тому числі і геофізичних досліджень) і попередження проявів пластового тиску.

Свердловину почали бурити із застосуванням промивальної рідини густиною $1,1 - 1,2 \cdot 10^3$ кг/м³. Після розкриття ямненських піщаників із глибини 980 м почалось поглинання промивальної рідини, яке вдалось припинити зниженням густини промивальної рідини до $1,08 - 1,1 \cdot 10^3$ кг/м³ з одночасним підвищенням в'язкості до 100 с. На глибині 2550 м у відкладах відмічені газопрояви. Після відновлення циркуляції кожен раз проводилась дегазація промивальної рідини при закритому превенторі.

У інтервалі 3051 – 3059 м розкрито черговий газопроявляючий горизонт. Розрахована за геофізичними дослідженнями оптимальна густина промивальної рідини дорівнювала $1,6 \cdot 10^3$ кг/м³.

Для ліквідації газопроявів у інтервалі 2950 – 3059 м було встановлено цементний міст і нагніталась у поглинаючий горизонт соляро-бентонітова суміш з додаванням резинової кришки [46].

Таким чином, у результаті регулювання протитиску в стволі свердловини, буріння до глибини 7520 м велось промивальною рідиною густиною $1,74 - 1,78 \cdot 10^3$ кг/м³.

Цікаво коротко згадати про причини виникнення поглинань бурових розчинів при застосуванні їх з густиною без достатнього наукового обґрунтування.

Поглинання обважненого бурового розчину відбувається проникними пластами, тріщинами або за рахунок гідророзриву пластів. При поглинанні розчину в стволі свердловини різко понижується тиск на її стінки, що веде до обвалу нестійких пластів глин з аномально високими поровими тисками, прихваті бурильної колони та іноді до відкритого фонтанування [24]. Так при бурінні свердловин 452 – Битків, 1 – Луковець, 11 – Розсільна, 27 – Сливки, 2 –

Рожнятів та інших у зонах надгідростатичних пластових тисків відбувалося поглинання промивальної рідини з прихватами бурильних колон внаслідок вищевказаних причин. Іноді поглинання промивальної рідини відбувається в інтервалах тектонічних порушень при переході з однієї складки в іншу. У цих випадках за геофізичними дослідженнями відзначається сильна диференціація градієнтів порових тисків. Регулювання оптимальної густини промивної рідини для буріння свердловин на рівновазі в таких умовах є необхідним.

Обвали нестійких глин у зонах надгідростатичних пластових тисків і в місцях переходів від однієї складки до іншої спричиняються коливаннями гідростатичних тисків сильно обважненим буровим розчином. Руйнування стінок ствола відбувається також при швидкому русі колони бурильних труб у свердловині, що супроводжується різкими змінами тиску.

Цілком очевидно, що для запобігання обвалоутворення і пластичної течії глин у результаті надгідростатичних пластових тисків, у стволі свердловини необхідно постійно підтримувати відповідний протитиск. На практиці це реалізується шляхом збільшення густини промивальної рідини та застосування промивальної рідини відповідного типу. Тип глинистого розчину має значення тому, що більшість глин (аргілітів), що володіють надгідростатичними пластовими тисками, містить монтморилоніт, який поглинає воду з промивальної рідини, внаслідок чого аргіліти розбухають і осипаються в ствол свердловини.

Гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини діє як обмежуючий тиск і збільшує міцність матеріалу стінок ствола свердловини. Отже, збільшуючи густину промивальної рідини, можна сприяти запобіганню осипів і обвалів стінок свердловин. Однак збільшувати густину промивальної рідини потрібно дуже обережно, щоб запобігти поглинання бурового розчину в окремих інтервалах і глинизацію продуктивних горизонтів.

3.4. Залежність механічної швидкості буріння свердловин від внутрішньопорового тиску розкритих порід у Передкарпатському прогині

Пошуки нафти і газу на великих глибинах за надзвичайно складної складко-насувної тектоніки Передкарпатського прогину пов'язані з великими труднощами. У процесі буріння глибоких і надглибоких свердловин збільшується можливість розкриття зон надгідростатичних пластових тисків в осадових товщах, що значно ускладнює процес буріння, сповільнює темпи проводки свердловин, призводить до їх подорожчання, а іноді й до ліквідації за технічними причинами без виконання поставлених геологічних завдань [103].

Прогнозування надгідростатичних пластових тисків має важливе значення для покращення якості розкриття пластів у процесі буріння. У результаті розкриття непередбачуваних зон надгідростатичних пластових тисків у Передкарпатському прогині найчастіше відбуваються прихвати бурової колони, однією із причин яких є не завжди виправдане профілактичне обважнення бурового розчину. Для регулювання тиску в свердловині під час буріння необхідно вчасно виявити верхню межу зони надгідростатичних пластових тисків і дати їй обґрунтовану кількісну характеристику [100].

Практика показала, що в ході буріння свердловини цього можна досягти, за допомогою досліджень не одним методом, а цілим комплексом геолого-геофізичних спостережень.

У роботі показано результати досліджень, що проводились нами для вдосконалення методики прогнозування зон надгідростатичних пластових тисків механічним каротажем. Залежність швидкості механічного буріння від різниці пластового тиску та тиску стовпа промивальної рідини в свердловині не раз відзначалась багатьма дослідниками [34, 96]. Вони стверджують, що механічна швидкість проходки збільшується в зонах надгідростатичних пластових тисків, коли величина тиску промивальної рідини на пласт не перевищує поровий тиск у глинах 3,5 МПа. Так, створення надлишку вибірного тиску в +3,5 МПа знижує механічну швидкість буріння наполовину

у разі розбурювання більшості глинистих порід, а створення нестачі тиску в 3,5 МПа подвоює механічну швидкість буріння. На думку М.А.Мислюка найраціональніше буріння “ на балансовій рівновазі ” між тиском флюїдів у порах і гідростатичним тиском промивальної рідини в свердловині.

М. А. Мислюк рекомендує цю величину підтримувати в межах 0 – 2,5 МПа, посилаючись на досвід буріння свердловин у США. У такому випадку, якщо своєчасно виявити момент входження в зону з надгідростатичними пластовими тисками і якщо правильно оцінити величину тиску, то з’являється можливість безаварійного буріння свердловини та здійснення контролю за пластовим тиском у процесі буріння і проводки її на мінімально необхідній густині промивальної рідини [54].

За умови контролювання постійної ваги долота, частоти обертання, типу долота та гідравліки швидкість буріння у глинистих сланцях рівномірно зменшується з глибиною. Це відбувається в результаті підвищення ущільнення глинистих сланців. Однак у перехідних зонах і в зонах підвищеного тиску швидкість буріння збільшується. Нижчу швидкість буріння часто спостерігають у пласті, яки є бар’єром тиску, що перекидає зону зміни тиску. Будь-яка значна літологічна зміна в глинистих сланцях (алевритисті, вапнякові глинисті сланці, аргіліти та. т. п.) також вплине на швидкість буріння [96].

Існує багато способів виявлення зон з надгідростатичними тисками за даними, які реєструються на поверхні: збільшення швидкості проходки, зменшення крутного моменту на роторі, підвищення навантаження на гаку вище розрахункового, збільшення рівня промивальної рідини в приймальних ємностях, зміни густини вибурюваної породи, наявність газу в промивальній рідині та ін. Першими ознаками можливого зіткнення пластів з надгідростатичними пластовими тисками може бути зменшення питомого опору породи за даними електричного каротажу та збільшення часу проходження звукової хвилі за даними акустичного каротажу [61, 85, 96, 116].

Але вказані методи не вважають оперативними, оскільки більшість з перелічених чинників проявляється лише після початку розкриття зон з

надгідростатичними пластовими тисками. У закордонній практиці буріння дослідження спрямовані на створення пристроїв, які записують на вибої свердловини дані про роботу долота, параметри промивальної рідини та властивості гірських порід. Крім цього, розроблено спеціальні види каротажів, які дозволяють прогнозувати зони з надгідростатичними пластовими тисками безпосередньо під час буріння. До них належать каротаж, який ґрунтується на залежності між густиною порід та пластовим тиском; моментальний каротаж, де використовується дані про вібрацію бурового інструменту; фіксування наявності газу на вибої у промивальній рідині з допомогою спеціального зонда.

Використання будь-якого з цих методів окремо не дає повної гарантії своєчасного виявлення зон з надгідростатичними пластовими тисками, тому отримання достовірних результатів повинно ґрунтуватись на застосуванні всіх можливих засобів та методів.

Аналіз даних пробурених свердловин у Передкарпатському прогині та тих, які знаходяться у бурінні, дав змогу нам установити, що у разі наближення вибою свердловини до пласта з надгідростатичними пластовими тисками відбувається збільшення механічної швидкості буріння в глинистих породах, це пояснюється наявністю підвищених внутрішньопорових тисків і меншою густиною цих порід. Збільшення механічної швидкості буріння за умови постійних параметрів режиму буріння пояснюється також і неоднорідністю порід, і стратиграфічними переходами з однієї складки насуву в іншу. Однак, у разі подвійного збільшення механічної швидкості буріння свердловини в осадових відкладах ідентичних за літологією, можна впевнено пояснити це явище входом вибою свердловини в зону надгідростатичних пластових тисків [96].

Отже, якщо достатньо відпрацьована методика механічного каротажу, то він може стати одним із надійніших методів прогнозування пластів з надгідростатичними пластовими тисками, причому в процесі буріння він не потребуватиме проведення спеціальних дорогих робіт [96].

З метою перевірки можливості використання механічного каротажу для прогнозування зон надгідростатичних пластових тисків безпосередньо під час

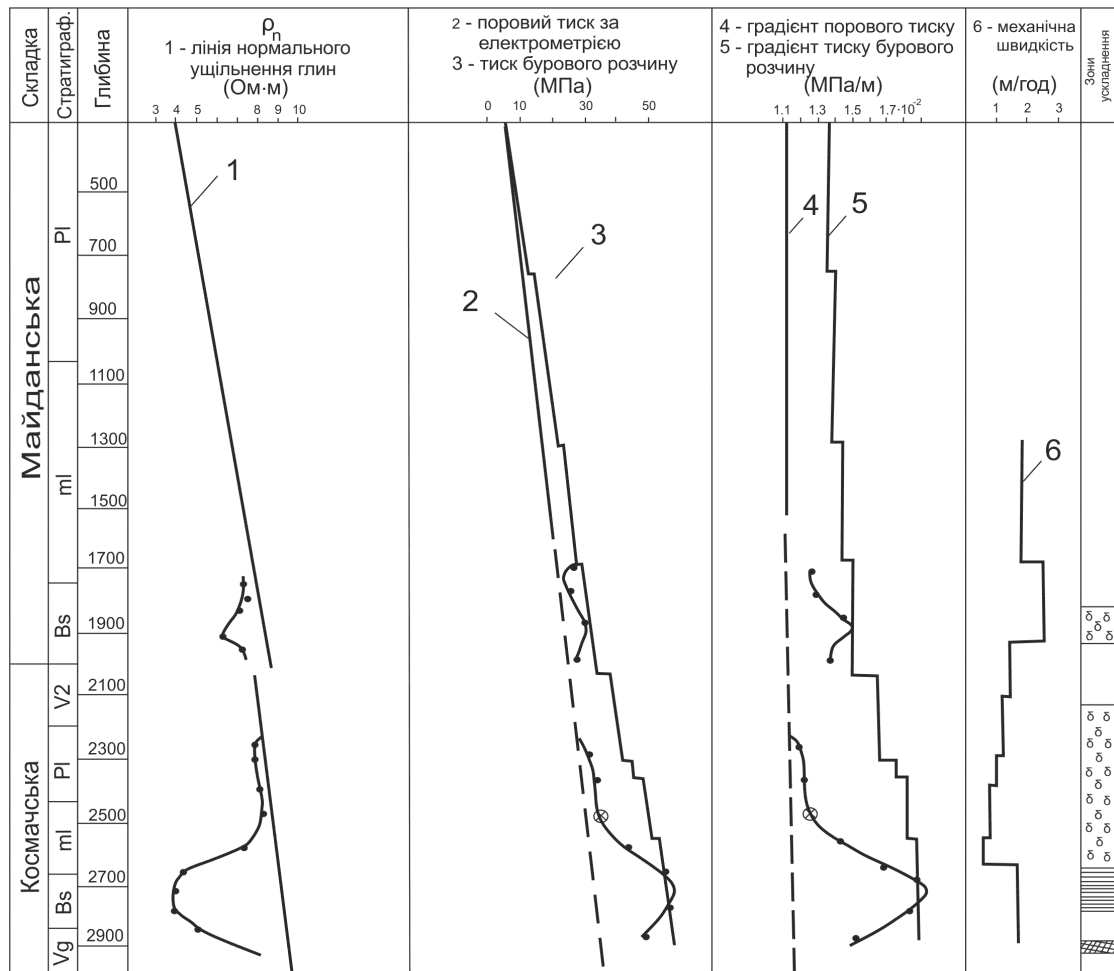
буріння, нами проведено порівняння зміни механічної швидкості буріння по стовпу свердловини з даними кількісного та якісного визначення зон надгідростатичних пластових тисків за результатами промислово-геофізичних досліджень. Якісна та кількісна оцінка зон надгідростатичних пластових тисків проводилась, в основному, за даними електрометрії свердловин, застосовуючи методику “ кривих нормально ущільнених глин ” [15]. Для перевірки висновків використовувались безпосередні заміри пластових тисків глибинними манометрами та дані визначення пластових тисків у разі переливання глинистого розчину із свердловини.

Основними об'єктами досліджень обрано свердловини 28-Космач, 27-Сливки та 14-Космач-Покутський.


Свердловина 28-Космач (рис. 3.5) розкрила дві насунуті одна на другу складки: Космацьку і Майданську. Кожна із цих складок характеризується своєю лінією нормального ущільнення глин. За даними електрометричних досліджень у розрізі цієї свердловини виділяються дві зони з надгідростатичними пластовими тисками, а саме, в інтервалах 1700-2000 м і 2300-2900 м. Поровий тиск у цих зонах обчислено за методикою “кривих нормально ущільнених глин” [15]. Проведено порівняння обчислених порових тисків із прямими замірами глибинним манометром. Так на глибині 2500 м пластовий тиск у породах дорівнював 29,1 МПа, що повністю відповідає даним згідно з геофізичними дослідженнями. Градієнти порових тисків у розкритих свердловиною надгідростатичних пластових тисків досягають у верхній складці $1,5 \cdot 10^{-2}$ МПа/м і у нижній – $1,9 \cdot 10^{-2}$ МПа/м.


Порівняння даних механічної швидкості буріння з даними обчисленими за електрометричними дослідженнями свердловини 28-Космач показують, що в зонах аномально високих пластових тисків збільшилась швидкість проходки свердловини у верхній складці від 1,8 м/год до 2,5 м/год і в нижній складці від 0,3 м/год до 1,4 м/год. Слід зазначити, що механічна швидкість буріння у

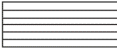
вказаних інтервалах збільшилась, незважаючи на збільшення питомої ваги глинистого розчину для запобігання аварійного фонтанування свердловини.




Умовні позначення:

- 

- Розгазування глинистого розчину
- 

- поглинання
- 

- Прихвати бурильної колони
- 

- пластові тиски заміряні манометром

Рисунок 3.5 – Оцінка зон НГПТ у свердловині № 28 – Космач за даними електрометрії та механічної швидкості буріння

У процесі проводки свердловини 28-Космач фіксувались ускладнення, починаючи з глибини 1800 м у вигляді розгазування глинистого розчину. В інтервалі 2379-2574 м відбулося розгазування глинистого розчину та зменшення його питомої ваги з $1,78-1,82 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ до $1,5-1,55 \text{ кг/м}^3$. На глибині 2650 м стався прихват бурильної колони. Під час ліквідації прихвату

спостерігалось розгазування промивальної рідини та зменшення її густини до $1,56 \cdot 10^3$ кг/м³.

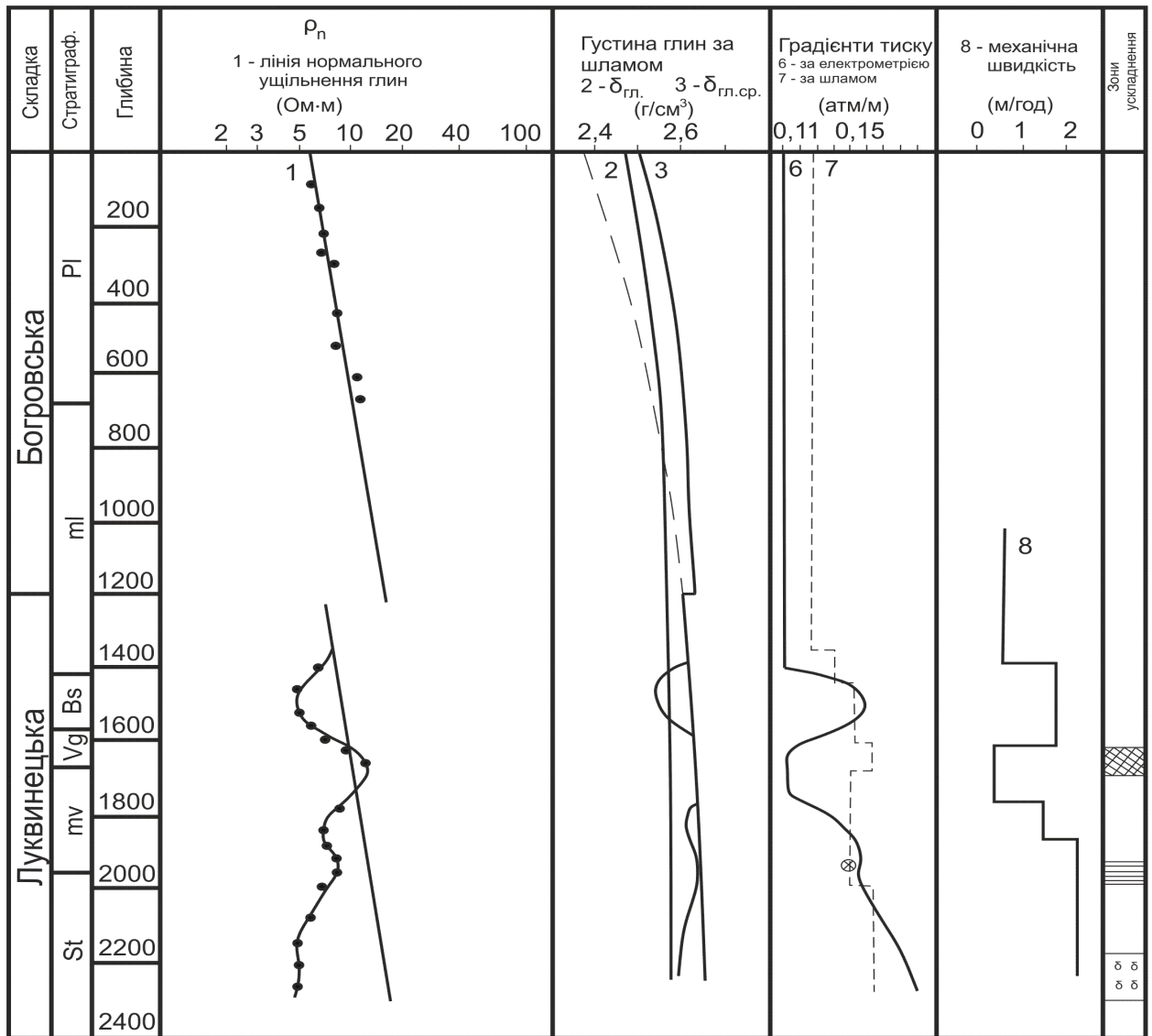
Отже, із отриманих результатів аналізу механічної швидкості буріння під час проводки свердловини 28-Космач видно, що зони надгідростатичних пластових тисків, виділені у розрізі цієї свердловини промислово-геофізичними та іншими методами, повністю збігаються з параметрами механічного каротажу.

Свердловина 27-Сливки (рис. 3.6) розкрила також дві насунуті одна на іншу складки: Луквинську та Багрівську. Збільшення порового тиску, обчисленого за даними електрометрії та густини (шламу) вибуреної породи, фіксується з глибини 1400 м. Порові тиски, обчислені за даними електрометрії та шламу співпадають. Градієнти порового тиску в розкритих породах у розрізі свердловини на глибині 1500 м наближаються до $1,62 \cdot 10^{-2}$ МПа/м і на глибині 2300 м дорівнюють $1,85 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Свердловина в зонах підвищених порових тисків бурилась при вибійному тиску нижчому ніж поровий і, незважаючи на збільшення густини промивальної рідини в зонах надгідростатичних пластових тисків, також спостерігалось збільшення механічної швидкості буріння.

Аналогічні результати отримані при порівнянні механічної швидкості буріння з даними геофізичних досліджень і спостережень у процесі проводки свердловини 14-Космач-Покутський (рис. 3.7). У цій свердловині також спостерігалось збільшення механічної швидкості буріння в зонах надгідростатичних пластових тисків, причому це збільшення було більше як у два рази: від 0,6 м/год до 2,0 м/год.

Особливо наглядно видно збіг зони підвищених порових тисків, обчислених за електрометричними дослідженнями з даними збільшення механічної швидкості буріння та результатами спостережень у процесі проводки свердловини в інтервалах 1900-2150 м, 2230-2440 м, 2650-2850 м. У цих інтервалах спостерігалось значне перевищення порових тисків над

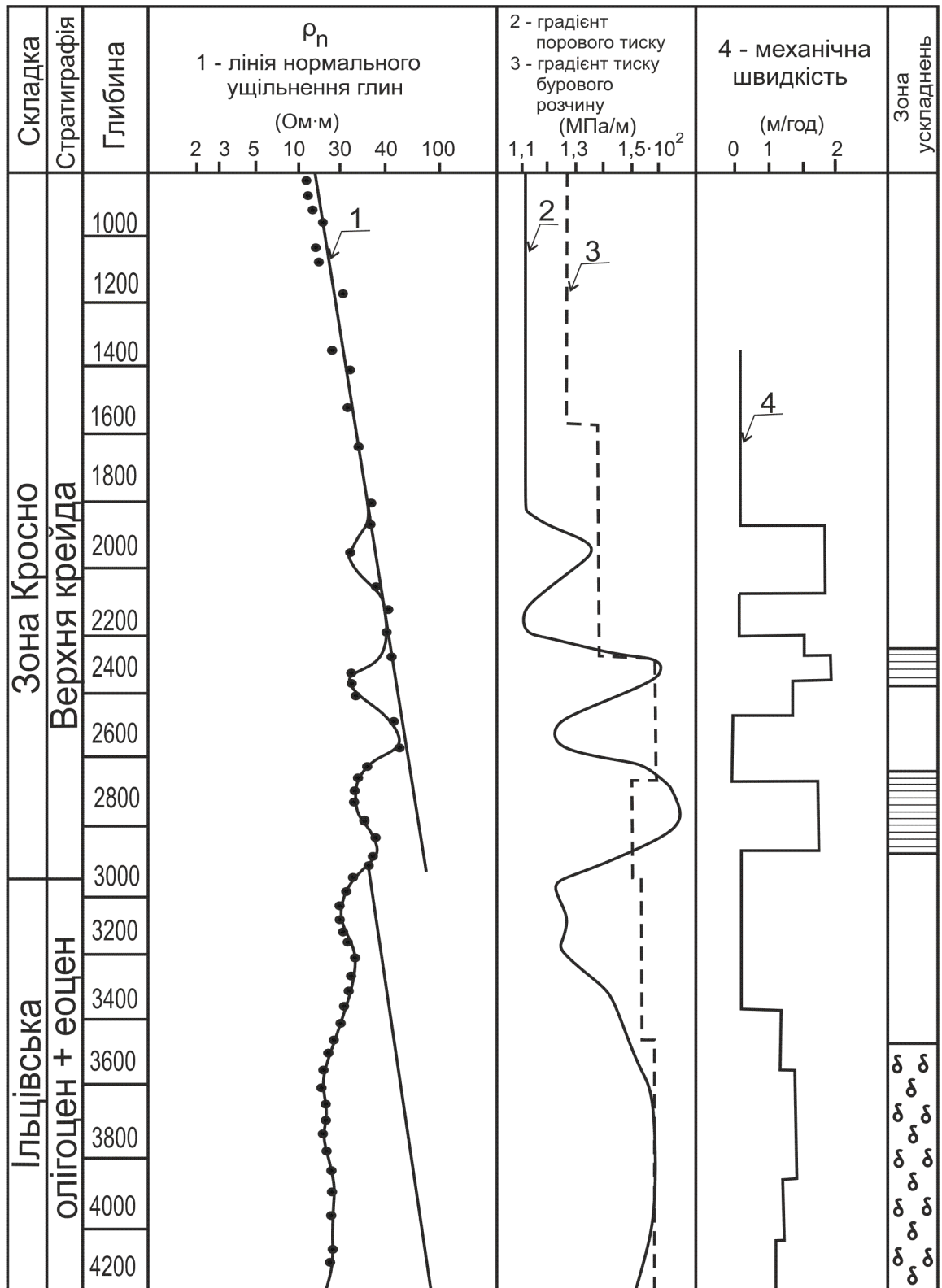
вибійними, про що свідчать інтенсивні осипи стінок свердловини у процесі проводки, а також збільшення механічної швидкості буріння.



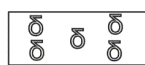
Умовнi позначення:

- | | | | |
|--|-----------------------------------|--|--------------------------------------|
| | - Розгазування глинистого розчину | | - поглинання |
| | - Прихвати бурильної колони | | - пластові тиски замiряні манометром |

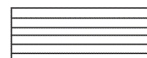
Рисунок 3.6 – Оцiнка зон надгiдростатичних пластових тискiв у свердловинi 27 – Сливки за даними електрометрiї, густиною глинистих порiд за шламом та механiчної швидкостi бурiння



Умовні позначення:



- розгазування глинистого резервуару



- прихвати бурильної колони

Рисунок 3.7 – Оцінка зон надгідростатичних пластових тисків у свердловині 14 – Космач-Покутський за даними електрометрії та механічної швидкості буріння

Результати проведених досліджень глибоких і надглибоких свердловин: 1-Шевченково, 1-Лути, 814-Пасічна, 3-Рожнятів, 1-Битля, 2, 3-Бориня, 50-Битків тощо дають можливість зробити висновок, що механічна швидкість буріння знаходиться у прямій залежності від внутрішньопорових тисків пробурених порід. На це вказують результати порівняння кривих механічного каротажу з комплексом кривих, побудованих за даними геофізичних досліджень, що підтверджується прямими замірами пластових тисків або результатами спостережень у процесі проводки свердловини.

Збіг зон збільшення швидкостей буріння в розрізах свердловин з товщами з надгідростатичними пластовими тисками фіксується перевіреною у цьому регіоні методикою “кривих нормально ущільнених глин”, переконує нас у тому, що механічний каротаж є досить ефективним методом прогнозування та оцінки зон надгідростатичних пластових тисків.

Подальше вдосконалення прогнозування надгідростатичних пластових тисків механічним каротажем необхідно розглядати як дослідження з великою ефективністю, так як проведення цього виду каротажу не потребує зупинки буріння свердловини і додаткових витрат на виконання спеціальних робіт.

Збіг інтервалів самочинного збільшення швидкості буріння в однорідних глинистих пластах із зонами надгідростатичних пластових тисків у Передкарпатському прогині дає змогу стверджувати, що спільний аналіз даних механічного та електричного каротажу точно визначає місцезнаходження зони підвищеного тиску та попереджає газопрояви і відкриті викиди.

Висновки до третього розділу

Аналіз екрануючих властивостей порід-покришок, швидкості осадонагромадження, гідродинамічних умов формування і збереження НГПТ у покладах вуглеводнів дозволили у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину виділити два етапи формування аномально високих пластових тисків. Перший

етап – формування НГПТ у процесі високої швидкості осадоагромадження внаслідок недоущільнення осадових порід і другий етап – у результаті складкоутворення.

Досліджено залежність механічної швидкості буріння від внутрішньопорових тисків. Завжди спостерігалось збільшення механічної швидкості буріння в зонах надгідростатичних пластових тисків.

Розділ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНОЇ, ТЕРМОБАРИЧНОЇ ГІДРОГЕОЛОГІЧНОЇ ОБСТАНОВКИ І ФАЗОВОГО СТАНУ ВУГЛЕВОДНІВ У ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ

4.1. Прогнозування параметрів вуглеводневих систем

Зовнішньої зони

Прогнозування на пошуковому етапі за термобаричними параметрами типів вуглеводневих систем і узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчить про можливість зберігання нафтових, нафтогазоконденсатних і газових покладів на великих глибинах.

Параметри пластової вуглеводневої системи – це комплекс фізико-хімічних властивостей, що характеризують окремий (індивідуальний) тип пластової вуглеводневої системи. А саме: фазову поведінку та фазові перетворення пластової системи при ізотермічному розширенні (стисненні) в діапазоні тисків $p_{пл}-p_n(p_{пк})-p_{ат}$ при $T_{пл}=\text{const}$, динаміку (зміну) фізичних параметрів системи в зазначеному діапазоні тисків і пластовій температурі, основні фізико-хімічні властивості стабільної рідини та газів за стандартних умов ($p_{ст}=760$ мм.рт. ст., $T_{ст}=293,2$ К).

Мною в роботі Зовнішня зона розглядається як газова система, а Внутрішня зона – нафтова. Встановлено залежності та виведено відносно глибини залягання покладів, рівняння регресії прогнозних параметрів, які входять у формули підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом. Для газової системи це: пластові тиски і температури, склад газу, коефіцієнт стисливості та відносна густина. Для нафтових систем: пластові тиски та температури, густина дегазованої нафти, об'ємний коефіцієнт та газовміст. Решта параметрів, які входять у формули підрахунку об'ємним методом, визначені за допомогою графоаналітичних способів. Ці способи можна використовувати під час геолого-економічного обґрунтування доцільності промислового освоєння (ГЕО-2) виявлених родовищ (покладів) нафти чи газу і

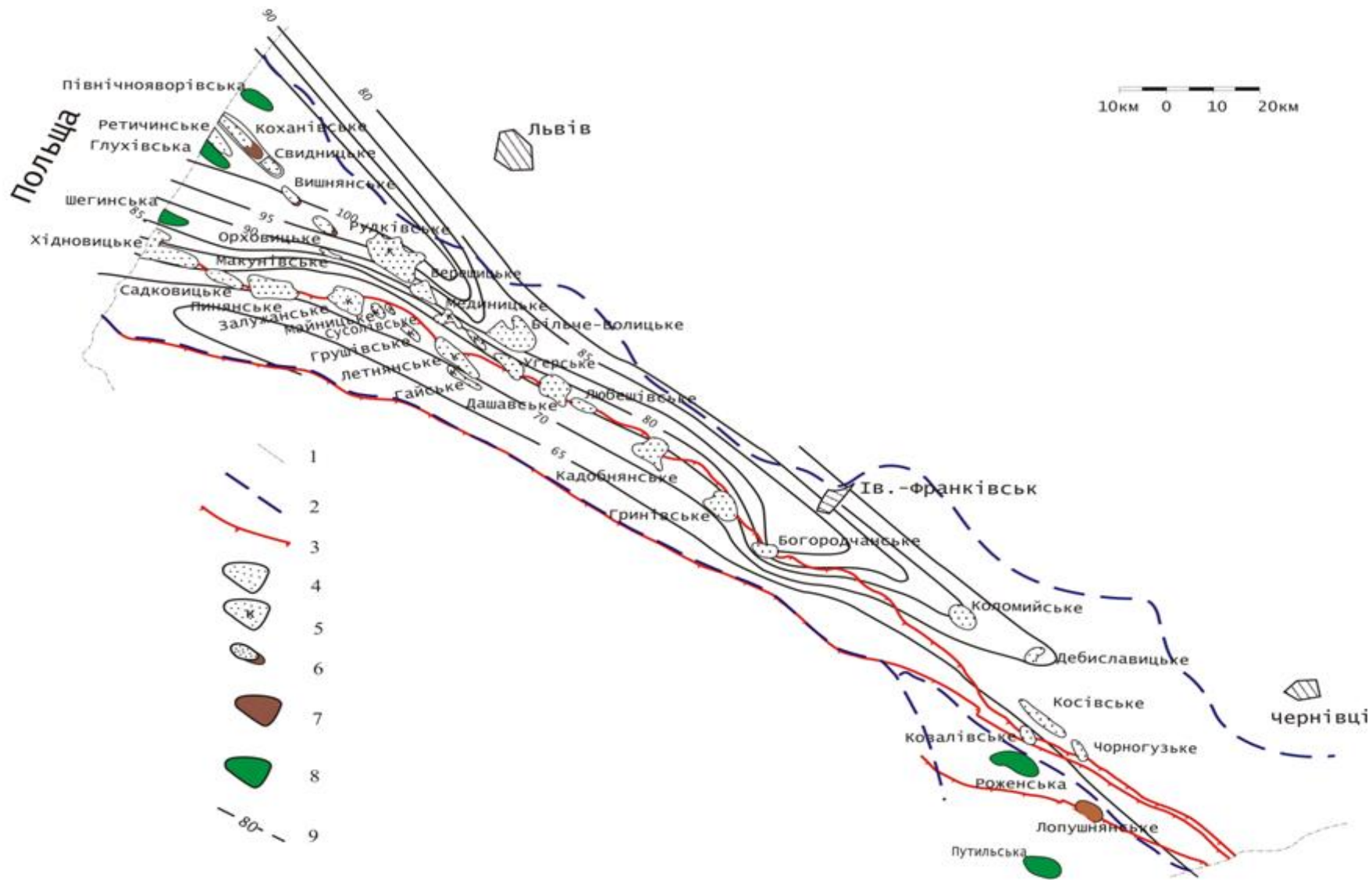
навіть для підрахунку їх запасів, якщо з різних причин, переважно організаційно-технічних, неможливо відібрати повноцінні глибинні проби нафти і представницькі проби відсепарованого газу і сирої (газонасиченої) рідини. Це випадки, коли втрачена можливість одержати відомості про початкові параметри, що необхідні для підрахунку загальних і видобувних запасів вуглеводнів. Названі способи з позитивним результатом перевірені на значній кількості співставлень з експериментальними матеріалами.

Прогнозування термодинамічної, термобаричної гідрогеологічної обстановки і фазового стану вуглеводнів у Передкарпатському прогині дасть можливість нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти та газу.

Під час прогнозування параметрів вуглеводневих систем геологи спирались головним чином на теоретичні уявлення про вертикальну зональність нафтогазоутворення, що були широко розповсюджені в 60–70-ті рр. ХХ ст. завдяки публікаціям А. Леворсена, С. Г. Неручева, Г. Н. Доленка. Згідно з їх уявленнями, зі збільшенням глибини залягання і, відповідно, термобаричних умов нафтоматеринські породи спочатку генерують вуглеводні, які формують поклади важкої нафти, потім легкої, пізніше газоконденсатні і, нарешті, газові. Проте інформація, що була отримана при глибокому бурінні, на думку Б. Й. Маєвського, В. Р. Хомина, С. С. Куровця та ін. [57, 91, 93, 94], показала невідповідність глибинної зональності розподілу покладів вуглеводнів згідно з вказаними теоретичними уявленнями.

Зони відкладів нафти і газу в розрізі літосфери в різних геологічних умовах літосфери, складчастих територій приурочені до різних глибин. На великих глибинах переважно відкривають скупчення газоконденсату і газу [88, 113]. Одночасно спостерігається, що на близьких або однакових глибинах і температурах в одних областях розміщені газові родовища (Зовнішня зона), а в інших – нафтові родовища (Внутрішня зона) [57].

У Зовнішній зоні (рис. 4.1) переважну більшість становлять газові поклади, тому цю зону прогину називають зоною газонакопичення.



1 – державні кордони; 2 – границі нафтогазоносного району; 3 – регіональні насуви, границі тектонічних зон; 4 – газові родовища з газоконденсатними покладами; 5 – газові родовища з газоконденсатними покладами 6 – газові родовища з покладами (облямітками) нафт; 7 – нафтові родовища; 8 – локальні структури; 9 – геоізотерми на відмітці -2000 м (°С).

Рисунок 4.1 – Оглядова карта Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. (Склав Чорний Е. О.)

Основним газоносним горизонтом є міоцен. До нього приурочено більшість газових родовищ північно-західної частини Зовнішньої зони, де продуктивними є відклади нижнього сармату. Як видно з таблиці А.1 (див. додаток А), яка складена за даними фондovих і опублікованих робіт [4, 25, 26], основною складовою частиною газів є метан, вміст якого змінюється в межах 92–99 %. Винятками є Макунівське і Красноільське родовища, де вміст CH_4 в окремих горизонтах знижується лише до 89 % [4]. Концентрація етану коливається від 0,01 до 3,65 %. Вміст пропану і бутанів становить від слідів до 0,74–0,84 %, на деяких родовищах (Пинянське, Залужанське, Сусолівське) – 0,95–1,42 %. Максимальний вміст пентанів спостерігається в газах Макунівського, Грудівського, Летнянського і Новосільського родовищ (0,40–0,70 %) [80, 81].

У зв'язку з низькою концентрацією гомологів метану гази родовищ відносяться до “сухих”. Вміст азоту переважно невисокий (до 3 %). У газі Макунівського родовища (гор. НД-15) він складає 5 %, а в газі Красноільського родовища (гор. IV) досягає 9 % [4]. Кількість двооксиду вуглецю не перевищує 1,86 %, гелію – 0,001–0,016 %. У поодиноких випадках зустрічався сірководень в кількості від тисячних до десятих часток відсотка. Кондиційні значення вмісту гелію відсутні.

Слід звернути увагу на наявні в табл. А.1 (див. додаток А) розбіжності вмісту в газі окремих компонентів у групах горизонтів і навіть у покладах окремо взятих горизонтів [11]. Кількість метану відрізняється на 2–5 %, інколи навіть на 5–11 % об'ємних, а інших компонентів – навіть на порядок. Це пов'язане як з природними змінами складу газу в покладах, так і з умовами відбирання і лабораторного дослідження його проб. Тому для виявлення закономірностей (тенденцій) зміни складу газів відносно глибини залягання покладів здійснено усереднення усіх індивідуальних компонентів за статистичними рядами вибірки в межах кожних 500 м інтервалів глибин (див. додаток А, табл. А.2) [38].

Параметри газів розглядаються окремо для північно-західної і південно-східної частини Зовнішньої зони, оскільки ці частини дещо відрізняються за геологічними особливостями (різні відклади, глибини, тиски, температури тощо). Із наявних матеріалів [4], одержаних на основі дослідження свердловин, відібрані найвірогідніші виміри пластових тисків і температур (див. додаток А, табл. А.3) і на цій основі побудовані їх епюри (рис. 4.2 та 4.3). Від цих параметрів найбільше залежать величини стисливості газу Z , менше – від складу газу.

У північно-західній глибокоопущеній (Крукеницько-Лопушнянській) частині району до глибини приблизно 1800–2000 м пластові тиски практично дорівнюють умовним гідростатичним, тобто наростають по 10 МПа на 1 км глибини. Нижче спостерігається поступове збільшення відношення пластового тиску до умовного гідростатичного, так званого коефіцієнта аномальності, який на глибині 4 км досягає 1,4, на глибині 5 км збільшується до 1,5–1,7 (рис. 4.2 А) [64, 78]. Аналітичні розрахунки можна виконувати за рівнянням регресії:

$$P_{\text{пл}} = 100,6153 - \sqrt{10123,44 - 1988 \cdot H}, \quad (4.1)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, МПа;

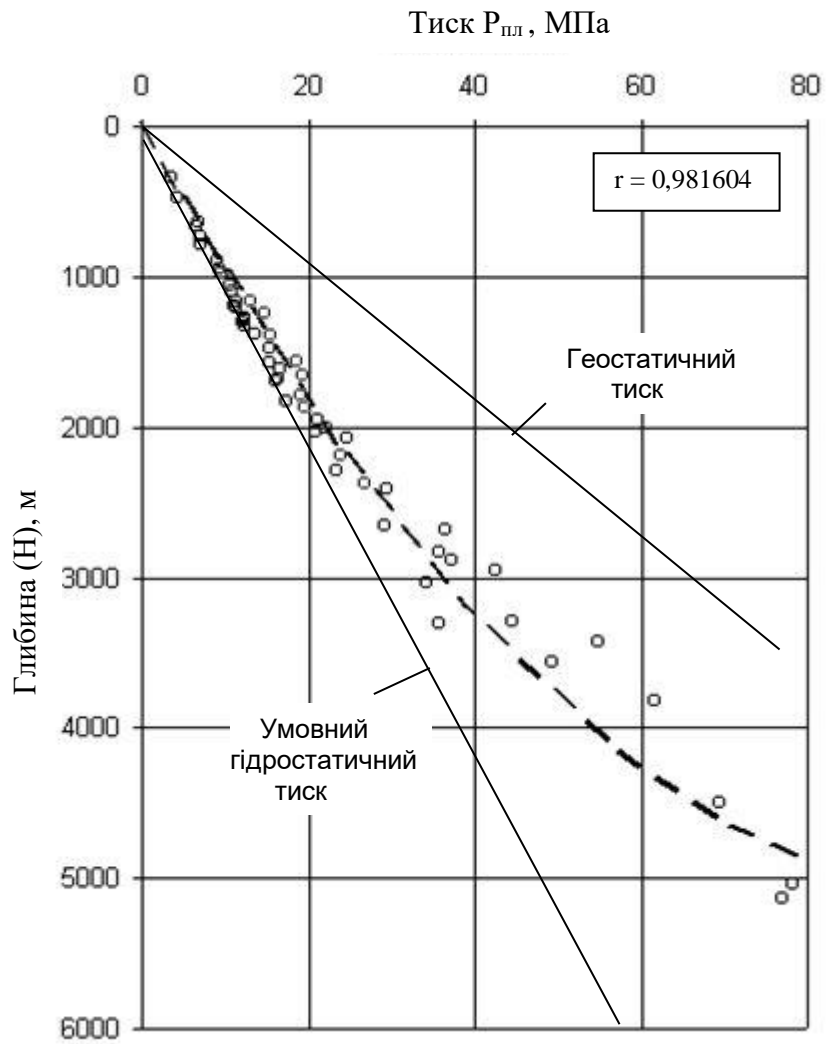
H – глибина, км.

У південно-східній припіднятій частині району пластові тиски, в усьому вивченому інтервалі глибин, практично дорівнюють умовному гідростатичному тиску, тобто зростають приблизно по 10 МПа на 1 км глибини (рис. 4.2 А):

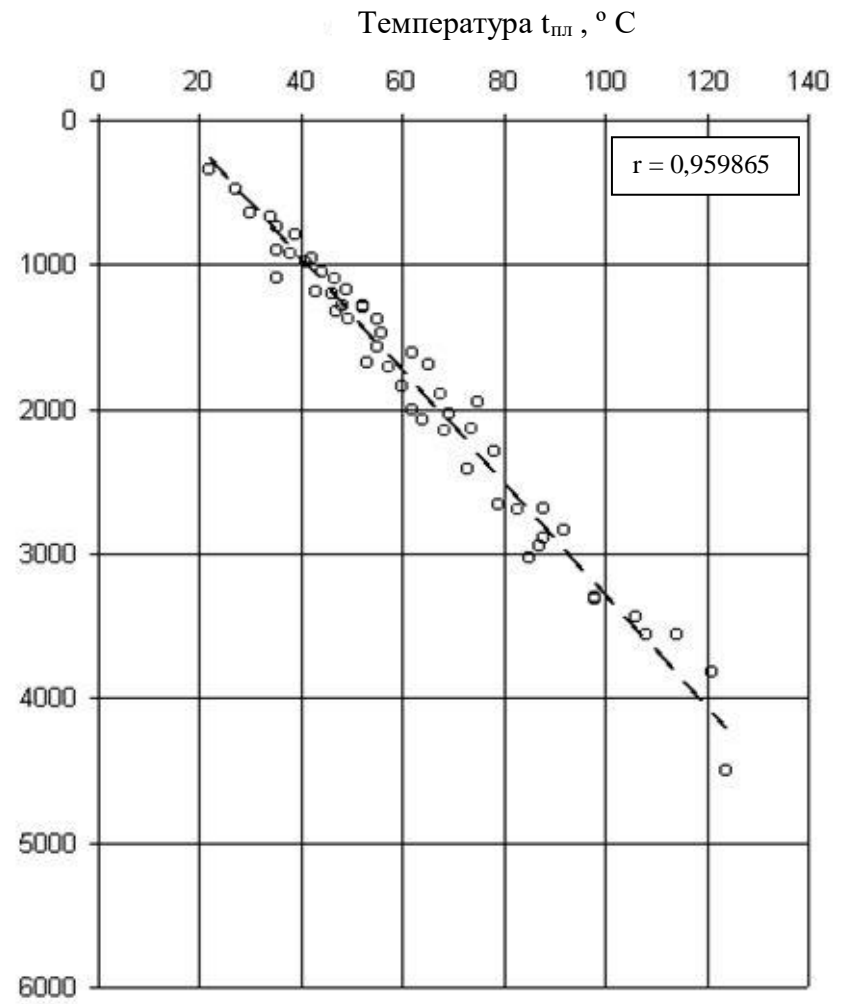
$$P_{\text{пл}} = 10 \cdot H, \quad (4.2)$$

Епюри температур для обох частин Зовнішньої зони подібні між собою (див. рис. 4.2 Б та 4.3 Б) і лише незначно відрізняються за величинами геотермічних градієнтів. У північно-західній частині усереднений градієнт складає 2,6 °С на 100 м, збільшуючись на північно-західній окраїні до 3–3,5 °С на 100 м. У північно-східній частині цей градієнт дорівнює 2,2 °С на 100 м і

незначно змінюється, дещо зростаючи у напрямі північного заходу. Розрахунки пластової температури t в $^{\circ}\text{C}$ відносно глибини H в км для названих двох частин району можна здійснювати за такими рівняннями кореляції:



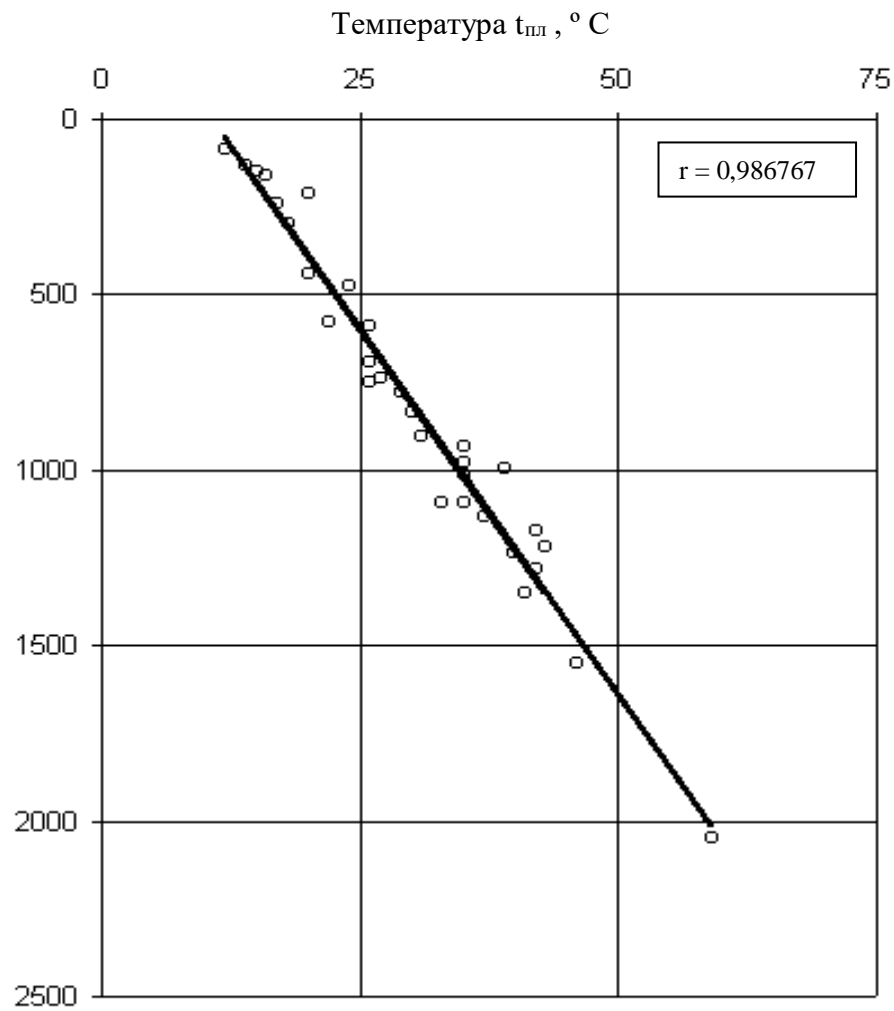
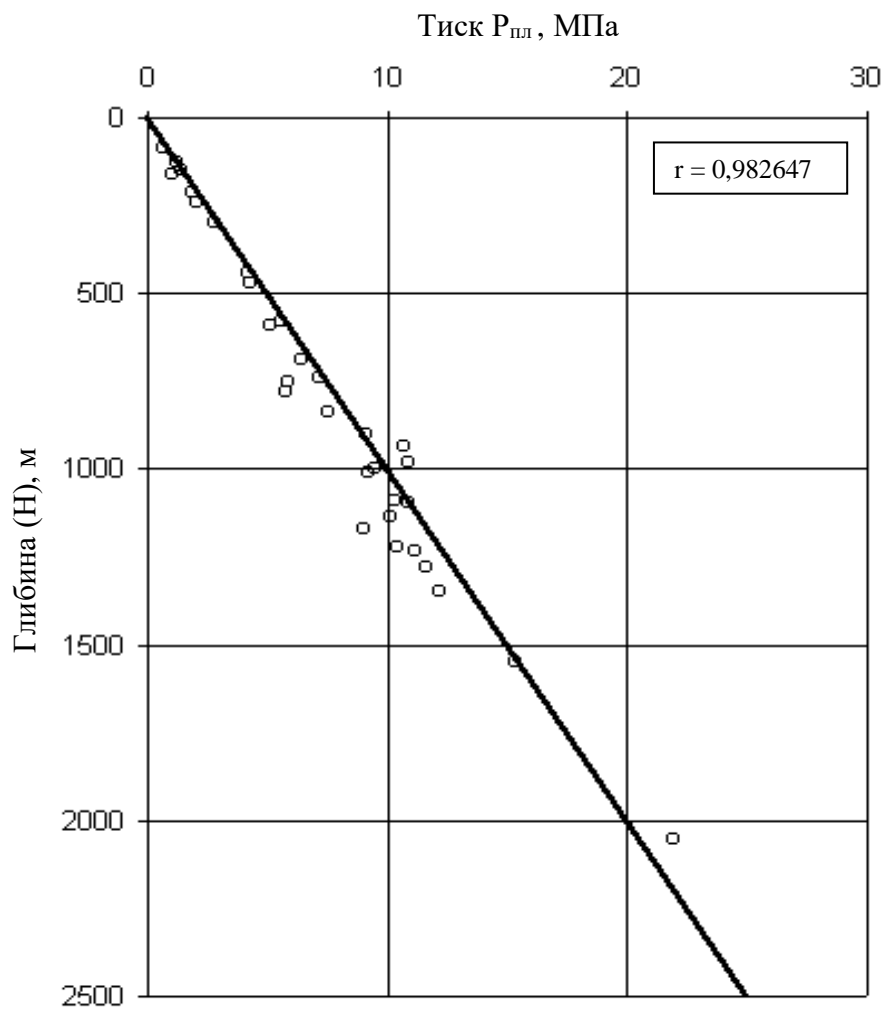
А



Б

Рисунок 4.2 – Залежність пластових тисків (А) і температур (Б) від глибини на території північно-західної частини

Дніпропетровської області (Сторожинецький район)



А

Б

Рисунок 4.3 – Залежність пластових тисків (А) і температур (Б) від глибини на території південно-східної частини Зовнішньої зони (Склав Чорний Е. О.)

$$\text{для північного заходу} \quad - \quad t_{\text{пл}} = 15 + 25,8 \cdot H; \quad (4.3)$$

$$\text{для південного сходу} \quad - \quad t_{\text{пл}} = 14 + 21,6 \cdot H; \quad (4.4)$$

Причому, слід відзначити, що для залежності пластових тисків від глибини на території північно-західної частини Зовнішньої зони (рис. 4.2 А) коефіцієнт кореляції становить 0,981604. Як видно з отриманих результатів, коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для встановлення достовірності обчисленого нами лінійного коефіцієнта кореляції використовують критерій Стьюдента (t-критерій):

$$t_r = \frac{r}{\mu_r},$$

де μ_r – середня похибка коефіцієнта кореляції, яку визначають за формулою:

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}}.$$

При достатньо великій кількості спостережень ($n > 50$) коефіцієнт кореляції можна вважати достовірним, якщо він перевищує свою похибку в три і більше разів, а якщо він менший ніж втричі, то зв'язок між досліджуваними ознаками X і Y не доведено.

У нашому випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9635}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,0365}{7,1414} = 0,0051.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,981604}{0,0051} = 192,5.$$

Отже, це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками пластових тисків від глибини на території північно-західної частини Зовнішньої зони, а тиск у її надрах зростає лінійно, що у свою чергу буде відображатися на фазовому стані ВВ на значних глибинах.

Для залежності пластових температур від глибини на території північно-західної частини Зовнішньої зони (рис. 4.2 Б) коефіцієнт кореляції становить 0,959865. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9213}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,0787}{7,1414} = 0,0110.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,959865}{0,011} = 87,3.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками пластових температур від глибини на території північно-західної частини Зовнішньої зони, а температура у її надрах зростає лінійно.

Для залежності пластових тисків від глибини на території південно-східної частини Зовнішньої зони (рис. 4.3 А) коефіцієнт кореляції становить 0,982647. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9656}{\sqrt{31-1}} = \frac{0,0344}{5,4772} = 0,0063.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,982647}{0,0063} = 156,5.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками пластових тисків від глибини на території південно-східної частини Зовнішньої зони, а тиск у її надрах зростає лінійно.

Для залежності пластових температур від глибини на території південно-східної частини Зовнішньої зони (рис. 4.3 Б) коефіцієнт кореляції

становить 0,986767. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9737}{\sqrt{31-1}} = \frac{0,0263}{5,4772} = 0,0048.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,986767}{0,0048} = 205,6.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками пластових температур від глибини на території південно-східної частини Зовнішньої зони, а температура у її надрах зростає лінійно.

Як зазначалось вище, за результатами аналізів існує значна розбіжність у складі вільних газів (див. додаток А, табл. А.1), що робить малоефективним застосування класичної статистичної обробки наявних матеріалів. Проте, за домінуючим масивом точок вдається визначити тенденції зміни вмісту в газі окремих компонентів, які в сумі характеризують повний (100 % об'ємних) склад флюїду на різних рівнях глибин залягання покладів для двох частин Зовнішньої зони – північно-західної (див. рис. 4.4–4.6) та південно-східної (див. рис. 4.7–4.9).

Склад газу зручніше розраховувати за пакетом рівнянь, які пов'язують вміст кожного компонента в об'ємних процентах з глибиною Н в км. Для північно-західної частини району це рівняння:

$$\text{CH}_4 = 98,5 - 0,8 \cdot \text{H}; \quad (4.5)$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 = 0,035 + 0,24 \cdot \text{H}; \quad (4.6)$$

$$\text{C}_3\text{H}_8 = 0,045 + 0,13 \cdot \text{H}; \quad (4.7)$$

$$\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,02 + 0,077 \cdot \text{H}; \quad (4.8)$$

$$\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}} = 0,057 + 0,044 \cdot \text{H}; \quad (4.9)$$

$$\text{CO}_2 = 0,13 + 0,25 \cdot \text{H}; \quad (4.10)$$

$$\text{N}_2 = 0,8 + 0,21 \cdot \text{H}. \quad (4.11)$$

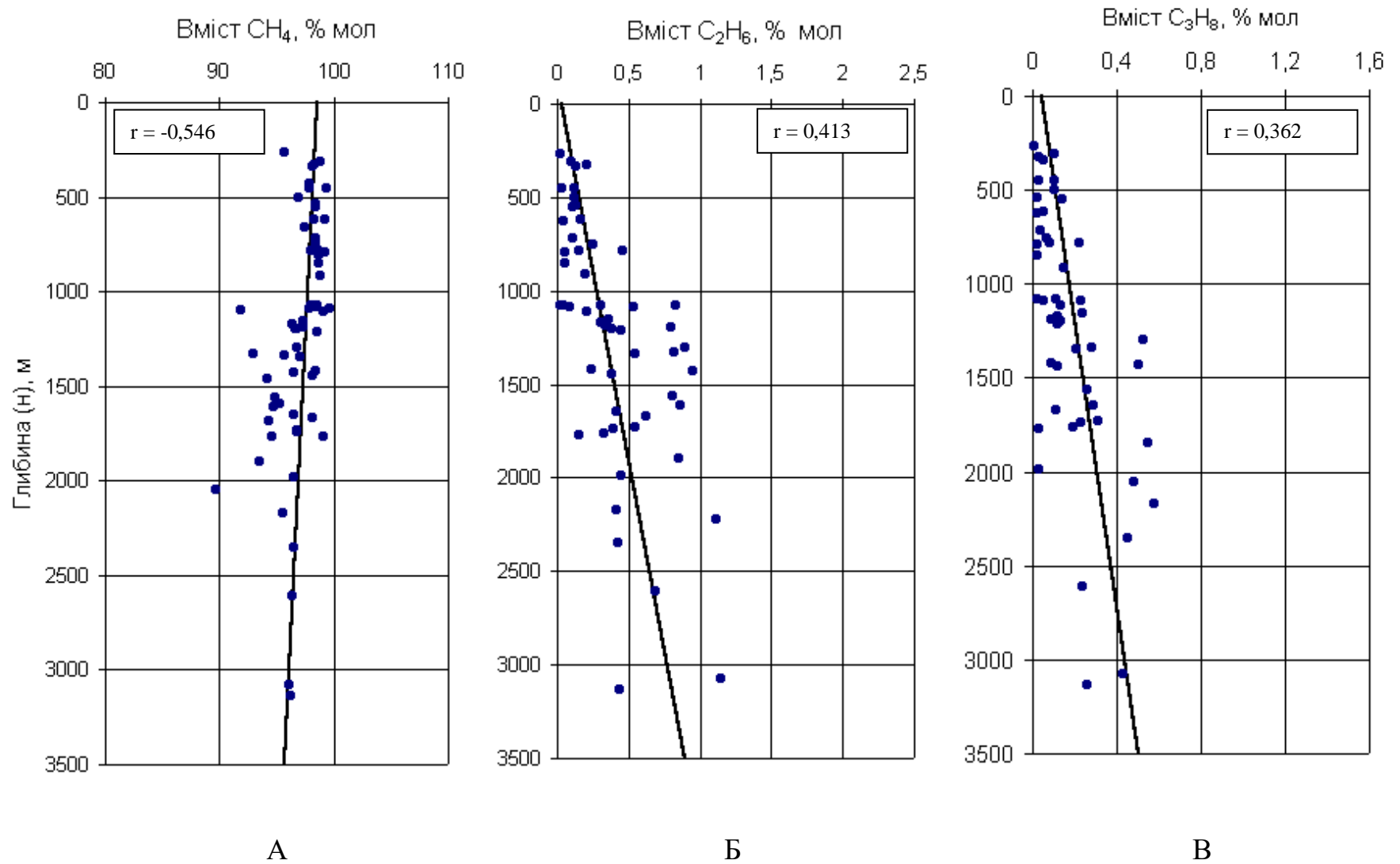
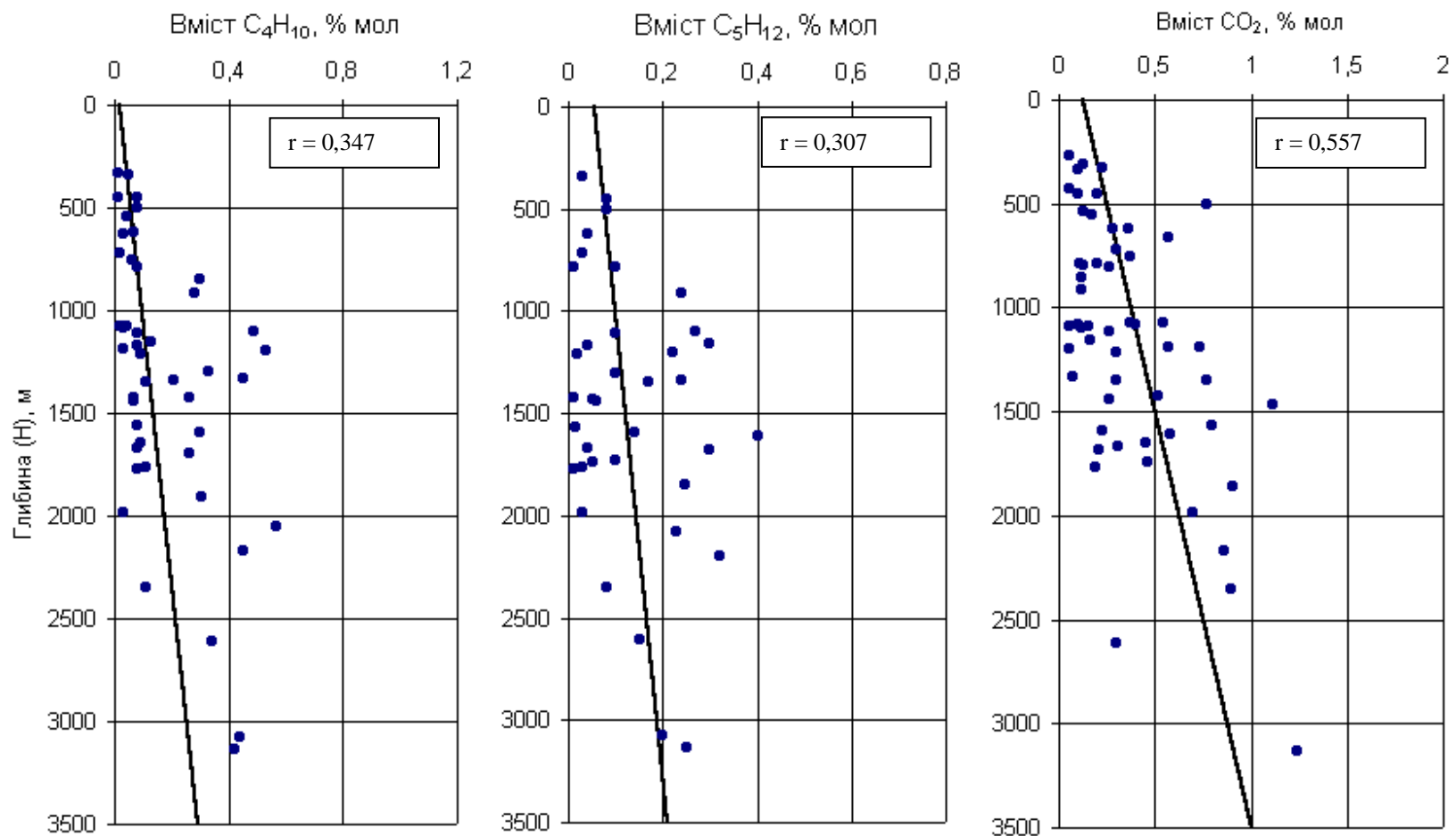


Рисунок 4.4 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту метану, етану і пропану) з глибиною залягання

покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склав: Чорний Е. О.)



А

Б

В

Рисунок 4.5 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту бутану, пентанів+вищі та двооксиду вуглецю) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склав: Чорний Е. О.)

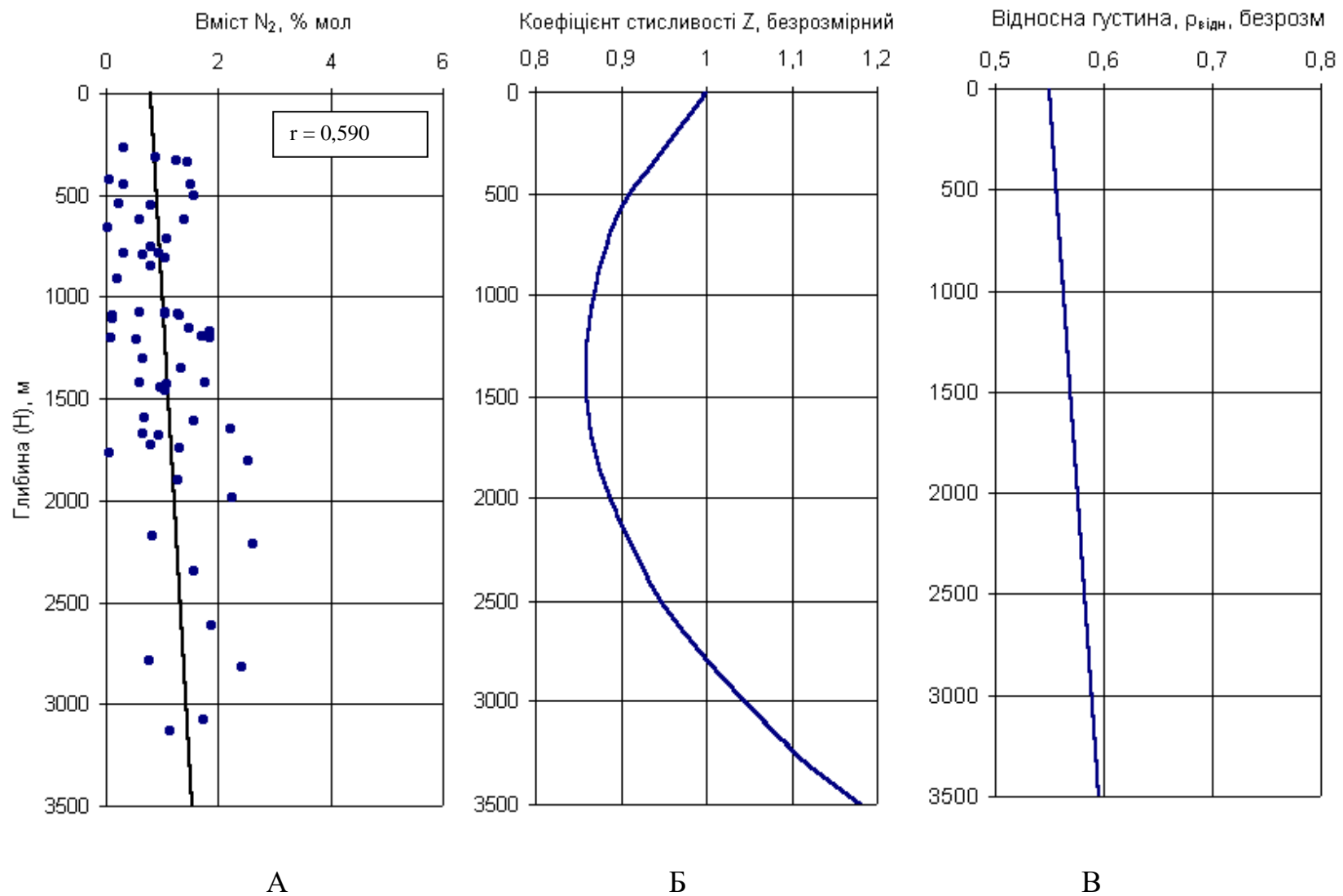
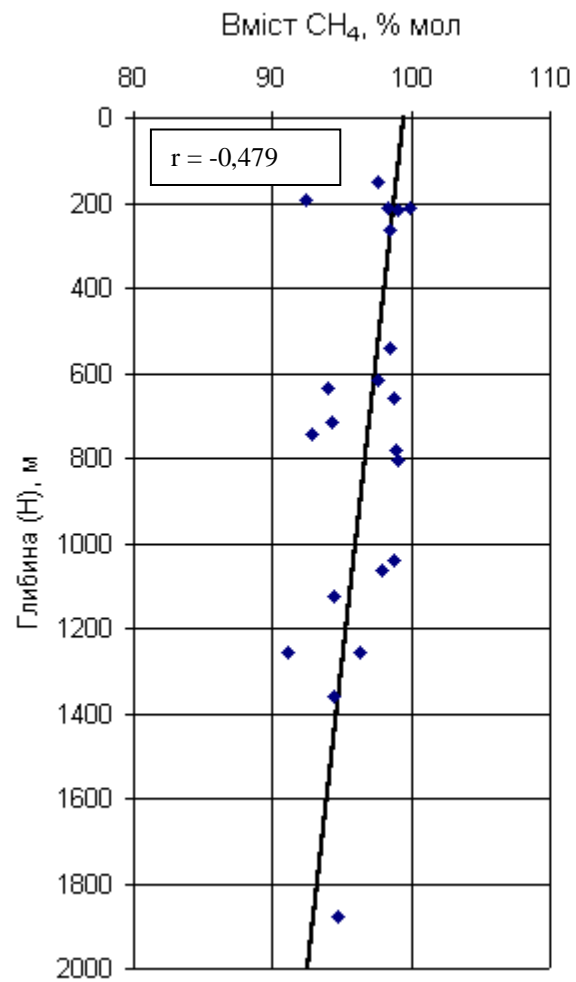
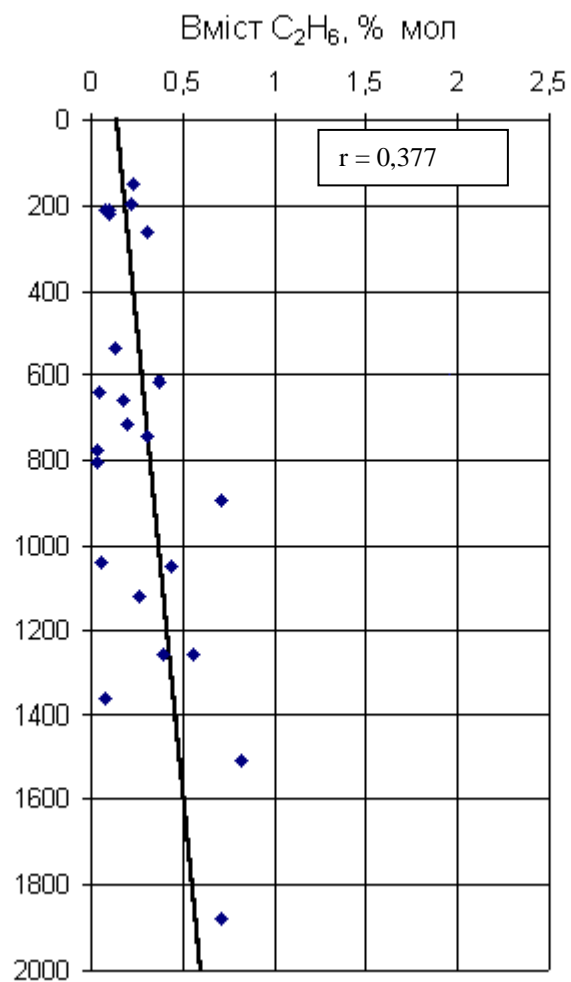


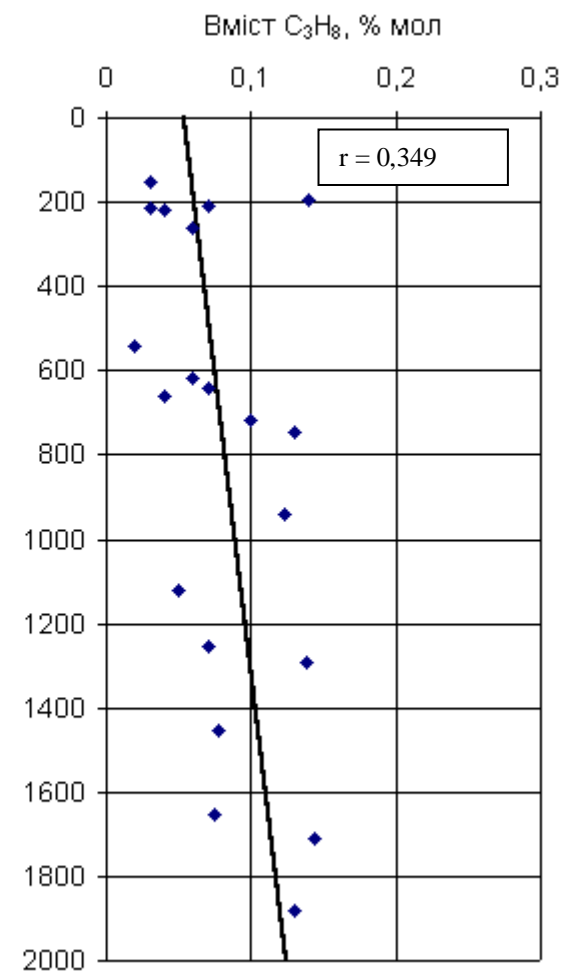
Рисунок 4.6 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту азоту, коефіцієнта стисливості та відносної густини) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склав: Чорний Е. О.)



А



Б



В

Рисунок 4.7 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту метану, етану і пропану) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склав: Чорний Е. О.)

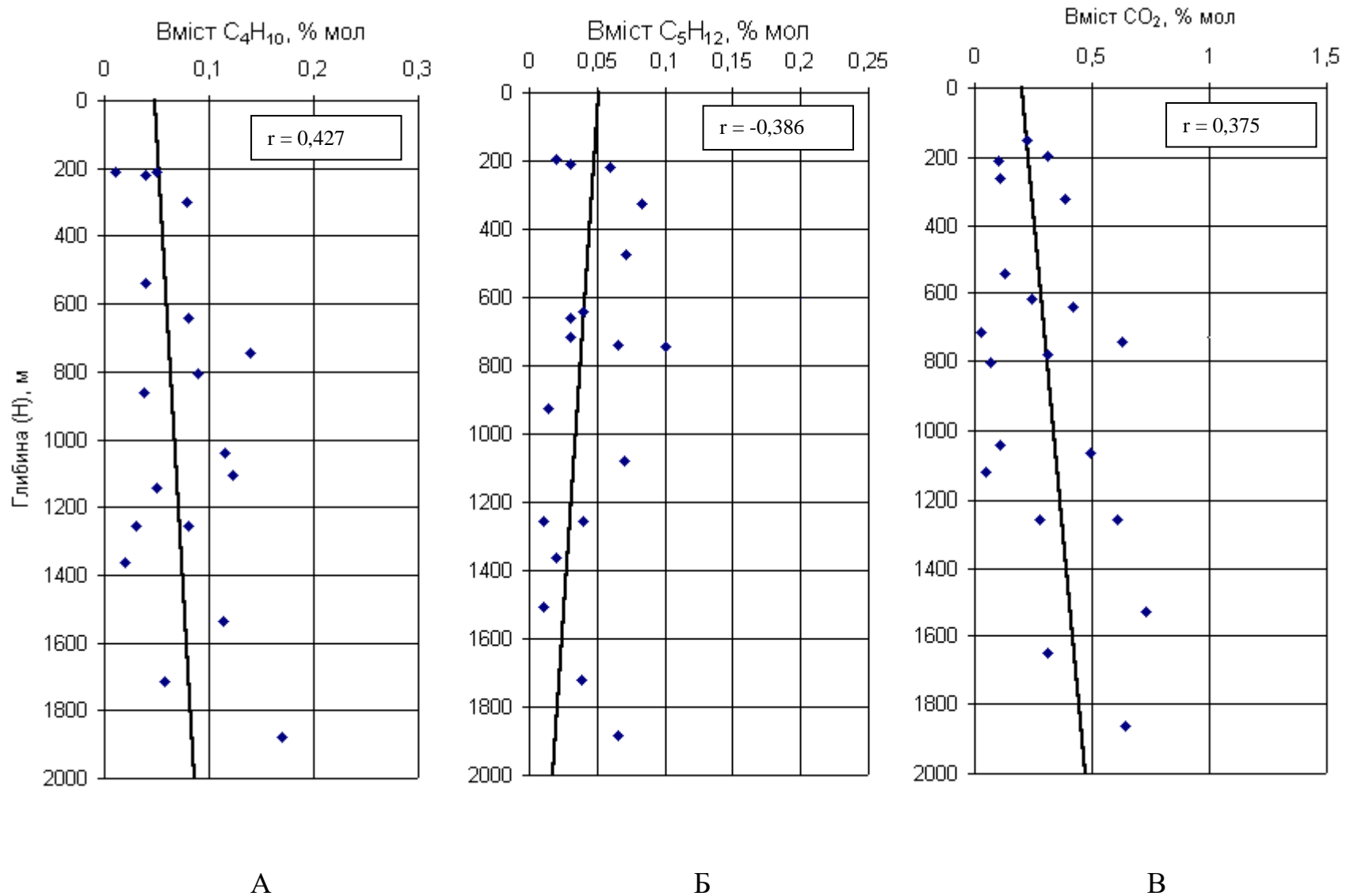
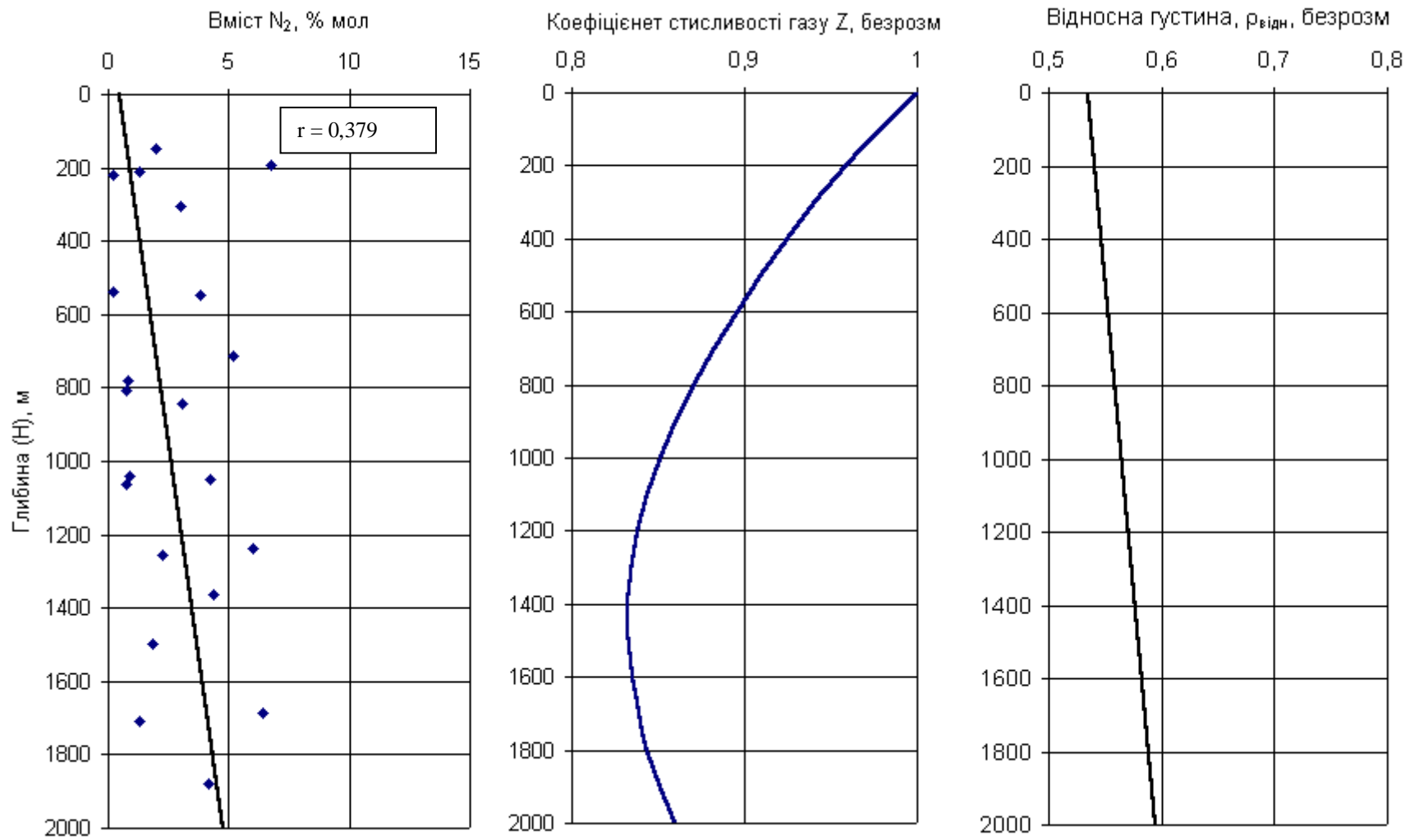


Рисунок 4.8 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту бутану, пентанів+вищі та двооксиду вуглецю) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони(Склав: Чорний Е. О.)



А

Б

В

Рисунок 4.9 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту азоту, коефіцієнта стисливості та відносної густини) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склав: Чорний Е. О.)

Для південно-східної частини району подібні рівняння мають вигляд:

$$\text{CH}_4 = 99,5 - 3,5 \cdot \text{H}; \quad (4.12)$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 = 0,138 + 0,23 \cdot \text{H}; \quad (4.13)$$

$$\text{C}_3\text{H}_8 = 0,054 + 0,035 \cdot \text{H}; \quad (4.14)$$

$$\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,0483 + 0,0193 \cdot \text{H}; \quad (4.15)$$

$$\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}} = 0,0513 - 0,017 \cdot \text{H}; \quad (4.16)$$

$$\text{CO}_2 = 0,2 + 0,135 \cdot \text{H}; \quad (4.17)$$

$$\text{N}_2 = 0,45 + 2,2 \cdot \text{H}. \quad (4.18)$$

Коефіцієнт стисливості газу Z , як один з двох (разом з газонасиченим об'ємом покладу) підрахункових параметрів для визначення (оцінки) запасів газу об'ємним методом, був одержаний з відомих графіків Брауна із співавторами за значеннями псевдоприведених тисків і температур. Він розраховувався для різних глибин за властивими цим глибинам складом газу згідно з рис. 4.4–4.9 і рівняннями 4.5–4.18 та величинами пластових тисків і температур згідно з рис. 4.2 і 4.3 та рівняннями 4.1 і 4.2.

На рис. 4.6 та 4.9 зображений характер зміни коефіцієнта стисливості Z з глибиною. Це складні криві з різноспрямованими відрізками (спадними і наростаючими значеннями Z), які можна описати двома окремими рівняннями. Значення безрозмірних коефіцієнтів Z відносно глибини H в км для північно-західної частини Зовнішньої зони можна розрахувати за рівняннями:

$$\text{в інтервалі глибин } 0\text{--}1,4 \text{ км} - Z = 1 - 0,216 \cdot H + 0,083 \cdot H^2; \quad (4.19)$$

$$\text{в інтервалі глибин } 1,4\text{--}3,5 \text{ км} - Z = 1,003 - 0,203 \cdot H + 0,073 \cdot H^2. \quad (4.20)$$

Для південно-східної частини Зовнішньої зони ці рівняння мають такий вигляд:

$$\text{в інтервалі глибин } 0\text{--}1,4 \text{ км} - Z = 1 - 0,217 \cdot H + 0,068 \cdot H^2; \quad (4.21)$$

$$\text{в інтервалі глибин } 1,4\text{--}2 \text{ км} - Z = 1,004 - 0,241 \cdot H + 0,084 \cdot H^2. \quad (4.22)$$

Для різних газодинамічних розрахунків потрібні величини безрозмірної відносної густини газів $\rho_{\text{відн}}$. Вона розрахована для різних глибин за складом

газу з використанням принципу адитивності $\rho_{\text{відн}} = \sum_1^n x_i \rho_{\text{відн},i}$, тобто як сума добутоків вмісту x_i кожного n -го компонента в частках одиниці на відносну густину цього компонента, взяту з довідкової літератури [35, 77, 78]. Зміна відносної густини газу з глибиною зображена на рис. 4.6 та 4.9 і може бути розрахованою на заданих глибинах H в км для північно-західної і південно-східної частин Зовнішньої зони відповідно за рівняннями:

$$\rho_{\text{відн}} = 0,0129 \cdot H + 0,55; \quad (4.23)$$

$$\rho_{\text{відн}} = 0,030 \cdot H + 0,535. \quad (4.24)$$

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину нами проводились дослідження на конденсатність на Залужанському, Сусолівському, Грушівському, Летнянському та інших родовищах (див. табл. А.4). Поклади газу з конденсатом пов'язані переважно з відкладами нижньодашавської підсвіти міоцену та гелвет-мезозою. Для Угерського, Рудківського і Більче-Волицького родовищ матеріали про дослідження на конденсатність втрачені, значення початкового потенційного вмісту конденсату оцінені за кількістю C_{5+} в газі і молярною масою дегазованого конденсату [4]. Глибини залягання продуктивних покладів різні: 900–1200 м (Глинківське, Угерське родовища), 1450–1700 м (Летнянське, Гайське, Рудківське, Східно-Довгівське родовища), 1700–3600 м (Залужанське, Грушівське, Сусолівське, Майницьке родовища).

Загалом, виходи стабільного конденсату (конденсатогазові фактори КГФ) невеликі – від 2,7–6,4 см³/м³ (Мединицьке родовище) до 101,6 см³/м³ (Гайське родовище). Спостерігається лише невпевнена тенденція збільшення КГФ з глибиною залягання покладів, проте діапазон розбіжності дуже значний. Наявність конденсату в помітних кількостях притаманна лише нижнім горизонтам дашавської світи (НД-15÷16) і гелвет-мезозойським відкладам.

Конденсат служить незначним додатком у видобутку газу. В умовах багатопластових родовищ пластові гази верхніх пластів практично сухі, тобто без конденсату.

Потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} досить низький, від $0,0027 \text{ кг/м}^3$ (Мединицьке родовище, свердловина 11, інтервал випробування 1331–1344 м, сенонські відклади) до $0,0797 \text{ кг/м}^3$ (Гайське родовище, свердловина 6, інтервал 1828–1843 м, гельвет). Конденсати від легких, $659\text{--}760 \text{ кг/м}^3$ до середніх – 813 кг/м^3 і важких – 833 кг/м^3 . Молекулярна маса їх складає $94\text{--}178 \text{ г/мол}$. Вміст бензинових фракцій (википання до $200 \text{ }^\circ\text{C}$) переважно досягає $80\text{--}95 \%$. Конденсати майже не вміщують смол, сірки, парафінів (за винятком Сусолівського родовища, нижній сармат, де вміст парафіну складає $4,35 \%$ мас., і Летнянського, гельвет – $4,86 \%$ мас.).

У зв'язку з низьким вмістом вуглеводнів C_{5+} у пластових газах родовищ Зовнішньої зони дослідження рекомбінованих пластових газоконденсатних проб виконувались рідко, лише у випадках, коли вміст конденсату перевищував $0,03 \text{ кг/м}^3$. Кінцеві пластові втрати конденсату (при $p = 0,0981 \text{ МПа}$ і $t_{пл} = \text{const}$), що були визначені нами експериментально на установці УГК-3, невеликі і змінювалися від $1,2 \%$ (Грушівське родовище, н.сармат) до 31% (Гайське родовище, гельвет), переважно – від $4\text{--}6$ до 14% . Звідси коефіцієнти конденсатовилучення відповідно складають від $0,98$ до $0,69$, пересічно $0,86\text{--}0,96$.

Спільно для нижньодашавських (горизонти від НД-15 і нижче) і гельвет-мезозойських відкладів як усереднені прогностні підрахункові параметри нами рекомендуються: потенційний вміст конденсату $0,022 \text{ кг/м}^3$, коефіцієнт конденсатовилучення $0,92$. Усереднення цих параметрів окремо для названих відкладів практично не відрізняються. Для горизонтів вище НД-15 прогнозувати вміст конденсату недоцільно, оскільки він переважно низький і промислового значення не матиме.

Що стосується нафтових покладів, то на сьогоднішній день вони відомі на чотирьох родовищах у Зовнішній зоні (табл. 4.1). Три з них – Коханівське, Орховицьке та Вишнянське родовища розташовані вузькою смугою у північно-західній частині Косівсько-Угерської тектонічної підзони і пов'язані з карпатій-юрськими відкладами. Середні глибини залягання продуктивних горизонтів зменшуються у напрямку з південного сходу (Орховицьке родовище) на північний захід (Коханівське родовище) від 1870 до 1150 м [83]. У цьому напрямку незначно змінюються газовмісти пластових нафт (від 15 до 25 м³), їх об'ємні коефіцієнти (від 1,039 до 1,110) та в'язкості (від 68 до 200 мПа·с). Спостерігається збільшення густин рідинної дегазованої фази в межах від 960,5 до 1000 кг/м³. Також зростають вмісти сірки (з 1,3 до 5,1 мас. %), смол (з 23,6 до 26,1 мас. %) та асфальтенів (з 13,2 до 17,5 мас. %). Усереднені прогнольні параметри для підрахунку запасів нафти і супутніх газів складають: об'ємний коефіцієнт 1,056, густина 982 кг/м³ і газовміст 16 м³/м³ (табл. 4.1).

Відкриття нечисленних нових нафтових покладів (родовищ) в північно-західній частині Зовнішньої зони можливе, але суттєвого промислового значення вони не матимуть. Нафти тяжкі, високов'язкі, сірчисті та їх видобуток в невеликих об'ємах здійснюється лише на Коханівському і Орховицькому родовищах.

У Лопушнянському нафтовому родовищі, яке розташоване у південно-східній частині Зовнішньої зони (Лопушнянська тектонічна підзона) на глибинах 4000–4300 м спостерігається часткова зміна фізичних параметрів пластових нафт з зануренням продуктивних горизонтів (від палеогенових до юрських). Загалом ці параметри між собою відрізняються мало, але вони суттєво відмінні від властивостей нафт Коханівсько-Вишнянсько-Орховицької групи [79, 110].

Таблиця 4.1 – Фізико-хімічні властивості нафт Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Родовище	Вік (відкла- ди)	Серед- ня гли- бина заля- гання, м	Термобаричні параметри		Фізичні характеристики нафти							Масова частка компонентів, %				
			плас- товий тиск, МПа	темпе- ратура, °C	Тиск наси- чення, МПа	Газо- вміст, м ³ /м ³	Об'єм- ний коєфі- цієнт	Молярна маса, г/молі		Густина нафти, кг/м ³		В'яз- кість, мПа·с	сір- ка	пара- фін	смо- ли	ас- фаль- тени
								плас- тової	стабіль- ної	плас- тової	ста- більної					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Північно-західна частина																
Коханівське	юрський	1150	11,2	60	4,9	25,0	1,110	314,4	467,0	914,8	986,5	200	5,1	2,5	26,1	17,5
Вишнянське	карпатій- юрський	1750	17,8	70	3,0-3,5	7,5	1,020	366,0	402,0	985,0	1000,0	180-220	-	-	-	-
Орховицьке	карпатій- юрський	1870	12,8 (АНПТ)	72	4,4	15,0	1,039	306,5	377,0	936,0	960,5	68	1,3	1,2	23,6	13,2
Середні параметри:						16	1,056				982,0					
Південно-східна частина																
Лопушнян- ське	палеоге- новий	4090	70,6	103	35,0	315,3	1,688	63,1	190,0	652,6	822,0	0,46	0,1	10,0	5,3	0,1
	крейдо- вий	4120	69,7	104	35,1	301,5	1,702	66,1	204,7	644,6	828,3	0,43	0,1	9,8	4,4	0,1
	юрський	4260	75,2	108	32,5	251,0	1,603	73,6	206,0	658,6	829,2	0,46	0,1	12,6	7,7	0,5
Середні параметри:						289	1,664				827,0					

В умовах високих початкових пластових тисків (70–75 МПа) нафти знаходяться під впливом аномального тиску, що досягає 34,6–42,5 МПа. З глибиною вміст леткої фази зменшуються приблизно на 20 % (від 315,3 до 251,0 м³/м³). Одночасно знижуються об'ємні коефіцієнти в межах від 1,688–1,702 до 1,603, тобто на 5–6 %. Густини стабільних нафт зростають від 822,0 до 829,2 кг/м³. Кількості парафіну, смол і асфальтенів змінюються відповідно на 2,6; 2,4 і 0,4 мас. % у бік збільшення.

Як усереднені параметри для глибин 3–4 км нами рекомендуються: об'ємний коефіцієнт 1,664, густину 827 кг/м³, газівміст 289 м³/м³ (див. табл. 4.1) [37, 98].

У покладах, залягання яких можливе на глибинах 4500–5000 м, при пластових тисках 80–100 МПа і температурах 115–125 °С існує високий ступінь ймовірності відкриття нафт перехідного стану. Їх газівмісти будуть досягати 350–450 м³/м³, об'ємні коефіцієнти 2,0–2,2 (усадки 50–55 %). Це, імовірно, будуть порівняно легкі та малов'язкі вуглеводневі системи [5, 49, 68].

Враховуючи те, що критична температура існування нафти в рідкій фазі для тисків 80–100 МПа дорівнює 270–300 °С, то в даному випадку можна було б очікувати переважно наявність покладів рідких вуглеводнів. Проте на великих глибинах з жорстким термодинамічним режимом фазовий стан вуглеводнів залежить переважно від кількісного співвідношення газу і нафти, що надійшли в кожен конкретну пастку, і ступеня термодинамічного розвантаження вуглеводневих систем від легких компонентів [1, 50, 63].

4.2. Прогнозування параметрів вуглеводневих систем Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

Фізичні властивості пісковиків і алевролітів, залежно від складу цементуючої речовини, типу цементу і відсортованості зерен змінюються в широких межах. Відкрита пористість змінюється від часток до 21 %, причому породи з пористістю понад 15 % зустрічаються нечасто. Модальне значення

відкритої пористості 10–12 %. Для колекторів Внутрішньої зони характерна дуже низька проникність – від часток 10^{-3} мкм² до $(10–15) \cdot 10^{-3}$ мкм². Найчастіше зустрічаються зразки проникністю $(2–5) \cdot 10^{-3}$ мкм², рідше $(50–60) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Карбонатність колекторів переважно низька і не перевищує 10 %. Високі значення її (30–40 %) характерні для щільних непроникних різновидностей. Відносно підвищеною карбонатністю володіють відклади стрийської і вигодської світ у південно-східній частині зони.

Нафтонасиченість визначена нами за керновим матеріалом і даними промислово-геофізичних досліджень у продуктивній частині розрізу коливається в межах 60–75 %.

Колекторські властивості порід змінюються як по площі, так і в розрізі. Найбільш високі значення характерні для відкладів ямненської, манявської і вигодської світ. Низькопористі непроникні різновидності в цих відкладах зустрічаються порівняно рідко. На їх частку припадає 10–20 % загальної товщини пісковиків та алевролітів [35, 106].

Не дивлячись на різницю між колекторськими властивостями порід багатьох площ і структур, середні величини їх змінюються незначно. Так, значення пористості манявської світи змінюється від 11 % (Битківське) до 13,4 % (Долинське), вигодських відкладів – від 10 % (Струтинське) до 12,3 % (Долинське родовища). Проникність за результатами промислових досліджень свердловин для вигодських відкладів коливається від $6 \cdot 10^{-3}$ мкм² (Струтинське) до $13,4 \cdot 10^{-3}$ мкм² (Північно-Долинське родовище). Пласти пісковиків і алевролітів бистрицької світи як правило невеликої товщини. Пористість їх не перевищує 8–9 %, проникність вимірюється одиницями 10^{-3} мкм² [82].

Породи менілітової світи олігоцену також характеризуються низькими колекторськими властивостями. На частку непроникних різновидів приходить 40–60 % загальної товщини пісковиків і алевролітів. Значення

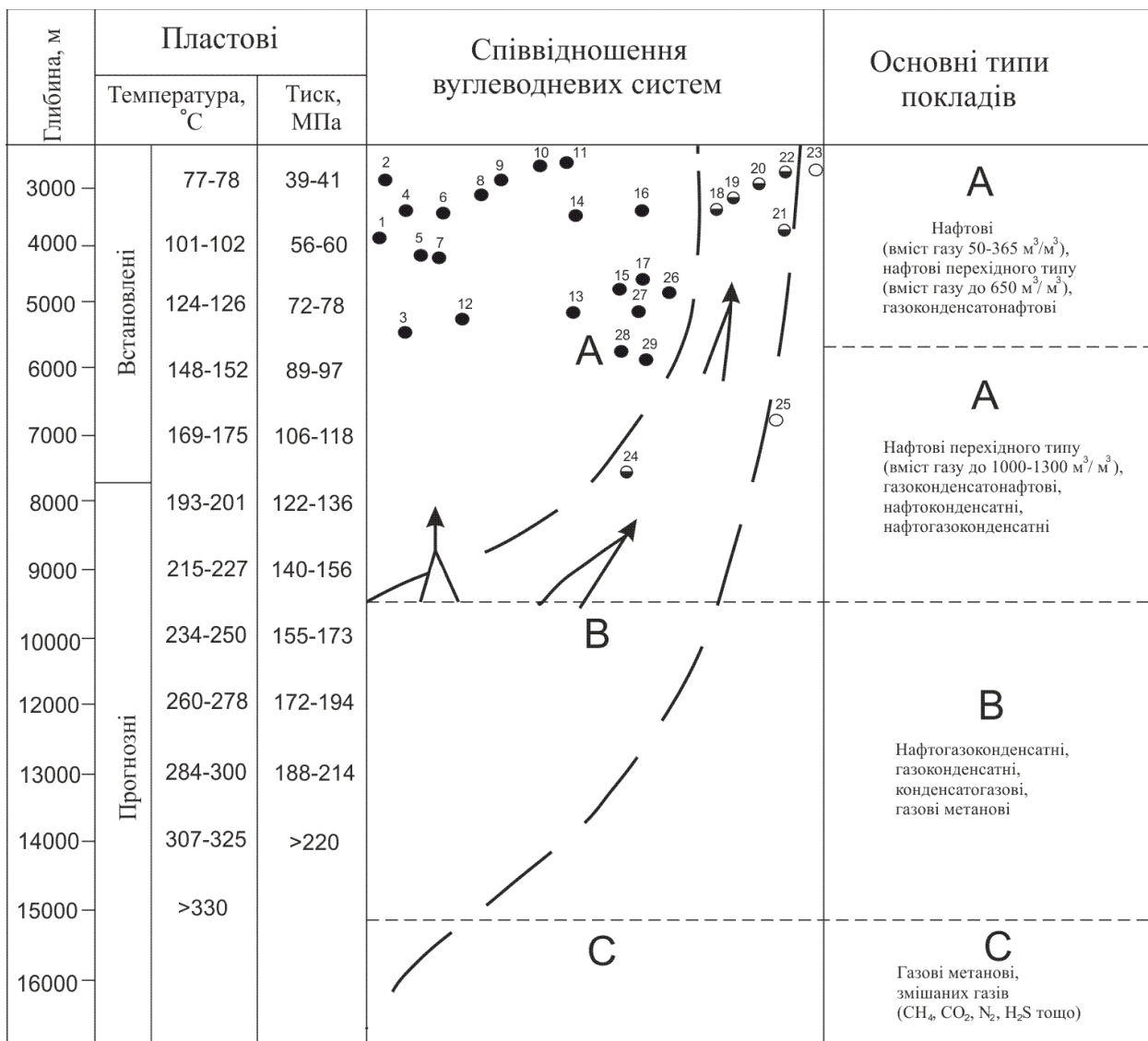
пористості менілітових відкладів змінюється від 3–4 до 14–16 %. Серед проникних різновидів найчастіше зустрічаються пісковики з відкритою пористістю $(1-5) \cdot 10^{-3}$ мкм² [70]. Порівняно кращими колекторськими властивостями відрізняються відклади нижньоменілітової підсвіти, в склад якої входять досить потужні горизонти більш однорідних пісковиків: бориславський пісковик на Бориславському і Новосхідницькому, горизонт клівських пісковиків на Долинському, Стинавському, Орів-Уличнянському, підроговиковий горизонт на Битківському родовищах [28].

На підставі узагальнення наявного геолого-геофізичного і промислового матеріалів стосовно фазового стану вуглеводнів глибокозанурених горизонтів Передкарпаття авторами [47, 76, 86, 112] запропонована уточнена схема вертикальної зональності фазового стану вуглеводнів (рис. 4.10).

Виділені на рисунку 4.10 три зони (А, В, С) вказують на можливість існування різних вуглеводневих систем у покладах Передкарпаття. Враховуючи, що критична температура існування нафти в рідкій фазі при тисках 80 – 100 МПа дорівнює 270–300°C, в зоні А можна було б очікувати переважно наявності покладів рідких вуглеводнів. Про термічну стабільність рідких вуглеводнів до 300°C протягом довготривалого геологічного часу вказують автори [114, 115].

Особливість наведених раніше прогнозів полягає в тому, що термобаричні параметри залягання і фізичні параметри пластових нафт розглядаються як об'єднані середні величини в єдиній, цілісній Внутрішній тектонічній зоні [27, 83, 93]. Специфіка зміни кожного з них також була єдиною і вимушено розповсюджувалася на всю територію зони. Глибини заміщення флюїдів оцінювалися шляхом екстраполяції усереднених кривих $\Gamma = f(H)$. При використуванні на практиці подібних кривих, універсальних для великого регіону, в певній мірі знижується достовірність пошуку значень конкретних параметрів. Для сучасного етапу фундаментального вивчення нафтогазоносності Карпатського регіону цього недостатньо.

Отже, виникає важлива проблема обґрунтування нового, більш детального прогнозу. Необхідно мати можливість передбачення основних характеристик і фазового стану пластових нафт в залежності від глибини залягання в різних частинах Внутрішньої тектонічної зони.



Нафтові родовища: 1 – Старосамбірське; 2 – Бориславське; 3 – Новосхідницьке; 4 – Орів-Уличнянське; 5 – Заводівське; 6 – Стинавське; 7 – Танявське; 8 – Північнодолинське; 9 – Долинське; 10 – Струтинське; 11 – Спаське; 12 – Урицьке; 13 – Рожнятівське; 14 – Гвіздецьке; 15 – Битківське; 16 – Довбушанське; 17 – Лопушнянське; 26 – Смолянське; 27 – Північнозаводівське; 28 – Підберезьке; 29 – Соколовецьке. Газоконденсатні родовища: 18 – Іваниківське; 19 – Космацьке; 20 – Росільнянське; 21 – Південногвіздецьке; 22 – Бабченське; 23 – Битківське газове родовище (складка Газова); 24 – нафтогазопрояви (св. Шевченково-1); 25 – конденсатогазові прояви (св. Луги-1).

Стрілками вказано напрям ймовірного переміщення газоконденсатної системи.

Рисунок 4.10 – Схема вертикальної зональності фазового стану вуглеводнів у надрах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [76]

З метою вирішення згаданої проблеми на території зони нами умовно виділені 6 ділянок, в межах яких розташовуються окремі родовища та їх структурні блоки (рис. 4.11). Наводимо перелік ділянок:

Старосамбірська (Стрільбицьке, Південномонастирецьке, Старосамбірське, Страшевицьке і Блажівське родовища);

Бориславська (Східницьке, Новосхідницьке, Бориславське та Іванківське родовища);

Заводівсько-Стинавська (Орів-Уличнянське, Соколовецьке, Заводівське, Стинавське, Південностинавське, Мельничинське, Танявське, Семигинівське і Янківське родовища);

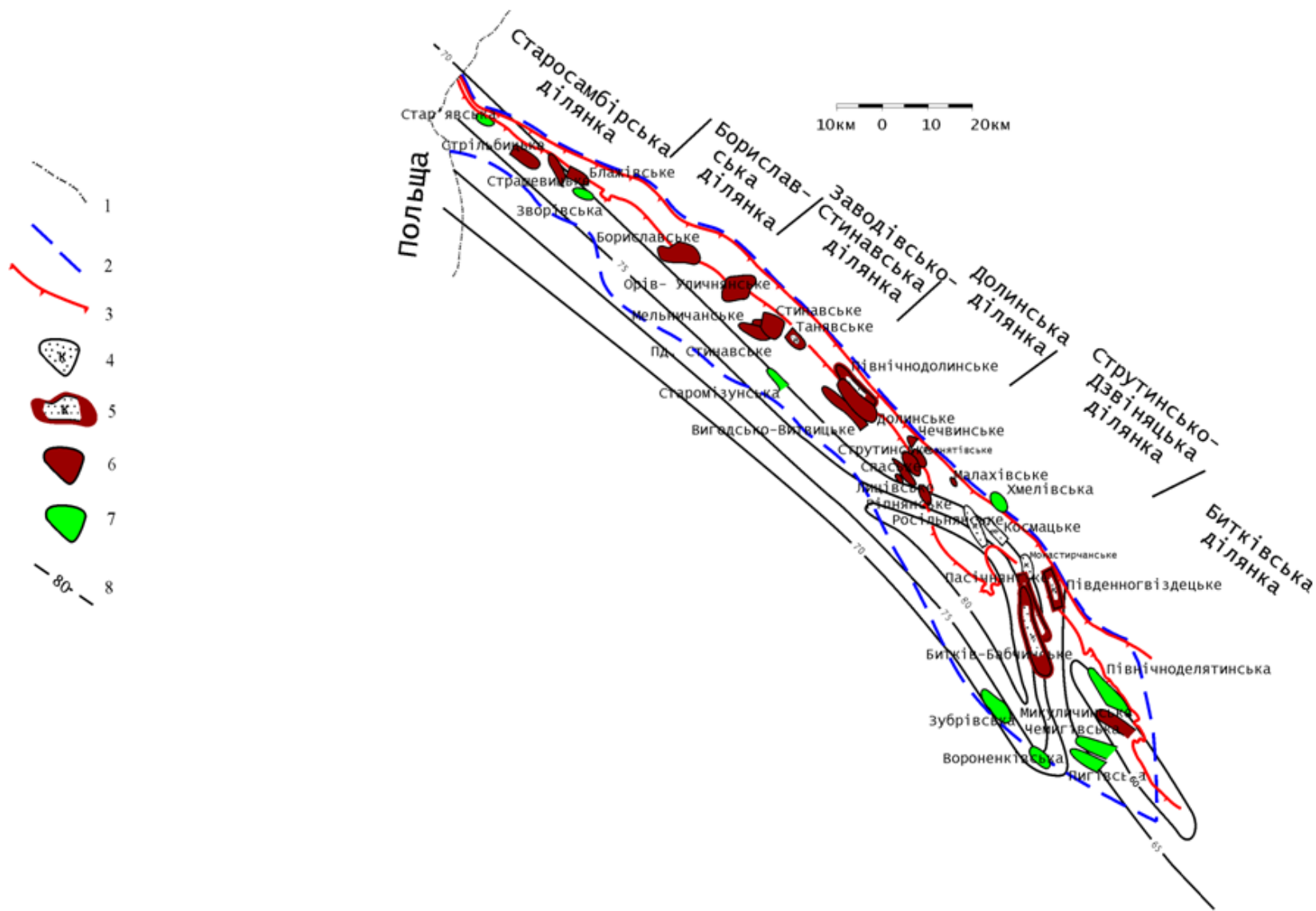
Долинська (Долинське, Вигода-Витвицьке, Північнодолинське, родовища);

Струтинсько-Дзвіняцька (Струтинське, Спаське, Підборівське, Чечвинське, Підлісівське, Рожнятівське, Ріпнянське, Лицівське, Рудавецьке, Малахівське, Верхньолуквинське, Східнолуквинське, Росільнянське і Дзвіняцьке родовища);

Битківська (Раковецьке, Гвізд-Старунське, Південногвіздецьке, Битківське, Пнівське, Бистрицьке, Довбушанське, Пасічнянське глибинне і Микуличинське родовища).

До розгляду в складі Внутрішньої зони нами умовно включені також малочисельні поклади нафти, які знаходяться в скибовій зоні Карпат переважно на невеликих глибинах. Ці поклади, згідно з районуванням нафтогазоносних територій [4], у складі Скибового НГР віднесені до Карпатської нафтогазоносної області (НГО). Проте, вони за окремими ознаками тяжіють до Внутрішньої зони – мають спільні генетичні корені і міграційні шляхи, споріднені за фізико-хімічними властивостями флюїдів і часто співпадають площинно (окремо існують лише Стрільбицьке і Східницьке родовища). Отже,

розгляд їх сукупно з основним масивом покладів доповнює інформацію про верхню частину розрізу.



1 – державні кордони; 2 – границі нафтогазоносного району; 3 – регіональні насуви, границі тектонічних зон; 4 – газові родовища з газоконденсатними покладами; 5 – газоконденсатні родовища з покладами (облямітками) нафти; 6 – нафтові родовища;

7 – локальні структури; 8 – геоізотерми на відмітці -2000 м (°C).

Рисунок 4.11 – Оглядова карта Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Склав: Чорний Е. О.)

Промисловим освоєнням на даний час охоплено близько 90 покладів 46 нафтових родовищ. Усі, без винятку, поклади розробляються на режимі виснаження. Вироблення запасів багатьох з них завершується.

Основні дані про фізичні характеристики пластових нафт – тиски насичення P_n , газовмісти Γ , об'ємні коефіцієнти $\lambda_{пл}$, усадки b , в'язкості $\mu_{пл}$, густини в газонасиченому стані $\rho_{пл}$ та в стандартних умовах $\rho_{нд}$ наведені в табл. А.5 (див. додаток А). Указані також компонентні склади рідинних фаз – вмісти сірки, парафіну, смол і асфальтенів. В окремій таблиці подані властивості розчинених в нафті газів з розрахунком вмісту стандартного газоліну (див. додаток А, табл. А.6). Для узагальнення нами використані найбільш інформативні параметри нафт [4, 22, 89], що одержані передусім за результатами проведених нами експериментальних досліджень (81 проба із загальної кількості 113 визначень, включених у табл. А.5 (див. додаток А). В окремих випадках вони розраховувалися за допомогою графо-аналітичного способу [71]. Прогнозні значення приймалися на основі термобаричних даних, густини дегазованого флюїду та середньозваженого рівня газонасиченості, притаманного більшості нафт Карпатського регіону.

Початкові пластові тиски і температури [4], що визначалися прямими замірами під час дослідження пошуково-розвідувальних свердловин, зведені в таблиці А.7 (див. додаток А) Вони не лише характеризують термобаричні умови в надрах, але використовуються також для розрахунків окремих параметрів нафт, зокрема аномального тиску і в'язкості пластової нафти графо-аналітичними методами [71]. Спроба встановити особливості зміни тисків і температур з глибиною для окремих із названих вище ділянок Внутрішньої зони не була результативною, оскільки флуктуації значень цих параметрів ускладнюють виявлення наявних закономірностей.

Причини відхилень різні – це, крім природних, умови вимірювання, точність приладів, кваліфікація виконавців тощо. Стосовно природних відхилень, то не завжди відома їх геологічна природа.

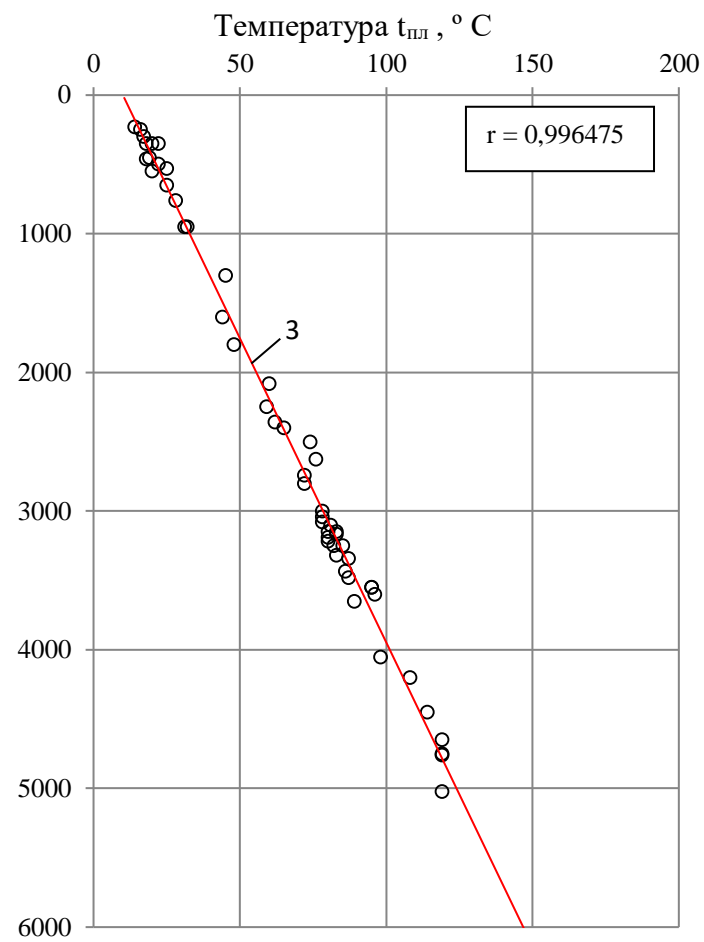
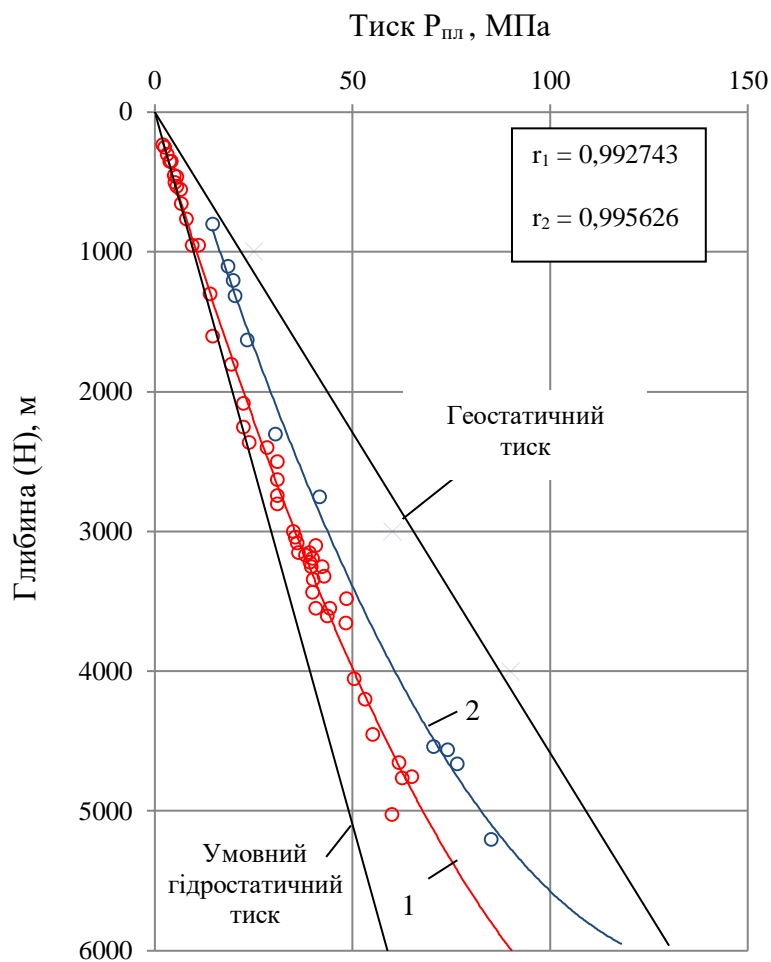
Пластові тиски до глибини приблизно 2 км у багатьох випадках дорівнюють умовним гідростатичним або незначно перевищують їх не більше як в 1,1 разів. Нижче за розрізом це перевищення поступово зростає (крива 1, рис. 4.12А), досягаючи на глибинах понад 4–5 км 1,3–1,5 разів (окремі поклади на Новосхідницькому, Микуличинському та інших родовищах). Рівняння регресії залежності пластових тисків $p_{пл}$ в МПа відносно глибин H в км, за даними таблиці А5 (див. додаток А) має вигляд:

$$P_{пл} = 3,903 + 6 \cdot H + 1,483 \cdot H^2. \quad (4.25)$$

Значно більші, в 1,5–1,8 разів, перевищення пластових тисків нами спостерігалися на різних глибинах, починаючи з 800 м (глибинна складка Бориславського родовища). Такої величини перевищення зустрічалися також на глибинах 2–3 км (Південностинавське, Семигинівське, Гвіздецьке та інші родовища) і аж до 5,4 км (Янківське родовище). Причини подібних аномально високих пластових тисків можуть мати різну природу та розглянуті нами нижче в роботі. Рівняння регресії визначене нами для таких умов за усередненою кривою 2 рис. 4.12А:

$$P_{пл} = 5,898 + 6,681 \cdot H + 1,897 \cdot H^2. \quad (4.26)$$

Слід додати, що у свердловині 5 на Рожнятівському родовищі заміряний на глибині 4627 м пластовий тиск становив 96,6 МПа, тобто був у 1,94 разів вищий за умовний гідростатичний. На нашу думку цей тиск дещо завищений, оскільки у водоносному горизонті свердловини 6 цього ж родовища він дорівнював лише 70,4 МПа – перевищення складало 1,62 разів.



А

Б

1 – типова усереднена крива тисків; 2 – крива надгідростатичних тисків; 3 – типова усереднена лінія температур

Рисунок 4.12 – Залежність пластових тисків (А) і температур (Б) від глибини на території Внутрішньої зони (Склад: Чорний Е. О.)

Стосовно поодиноких випадків надгідростатичних тисків, як, наприклад, у Спаському родовищі (див. додаток А, табл. А.7), то вони, ймовірно, пов'язані або з впливом розробки покладу у сусідніх свердловинах (родовищах), або це поточні, а не початкові заміри.

Розбіжності у визначеннях величин пластових температур переважно невеликі (див. рис. 4.12 Б). Точки вимірів пластових температур $t_{пл}$ в °С відносно глибин H в км досить впевнено, і з достатньою точністю для оцінки температурних умов у надрах Внутрішньої зони, апроксимуються усередненим (універсальним) рівнянням прямої лінії:

$$t_{пл} = 14 + 22,33 \cdot H. \quad (4.27)$$

Для залежності пластових тисків від глибини на території Внутрішньої зони (рис. 4.12 А, 1) коефіцієнт кореляції становить 0,992743. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9855}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,0145}{7,1414} = 0,002.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,992743}{0,002} = 496,4.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками пластових тисків від глибини на території Внутрішньої зони, а тиск у її надрах зростає лінійно.

Для залежності пластових температур від глибини на території Внутрішньої зони (рис. 4.12 Б) коефіцієнт кореляції становить 0,996475. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9929}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,0071}{7,1414} = 0,0009.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,996475}{0,0009} = 1107,2.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками пластових температур від глибини на території Внутрішньої зони, а температура у її надрах зростає лінійно.

Нижче, окремо для кожної із шести ділянок Внутрішньої зони, нами здійснена оцінка зміни з глибиною густини дегазованої нафти $\rho_{нд}$ і об'ємного коефіцієнта $\lambda_{пл}$, тобто параметрів, які входять у формулу підрахунку запасів об'ємним методом. Аналітична оцінка дається для газовмісту Γ пластових нафт. За величиною газовмісту можна визначити молярну масу вуглеводневої системи $M_{пл}$ і, з врахуванням термобаричних умов, всі інші параметри визначаються запропонованим нами графо-аналітичним способом [71].

У роботі дається характеристика щільності зв'язку між досліджуваними ознаками пластової густини і газовмісту нафт Передкарпатського прогину:

- 1) за газовмісту $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $500\text{--}560 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- 2) за газовмісту $800 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $400\text{--}480 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- 3) за газовмісту $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $300\text{--}410 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Авторами І. В. Колодій і Ю. І. Петраш [23] встановлені закономірності поширення різних типів вуглеводневих систем (звичайних нафт, нафт перехідного стану, газоконденсатних систем). За величиною газовмісту вони

лежать в доволі вузькому діапазоні: 329–450 м³/м³. Величинам газовмістів понад 1800 м³/м³ та більше відповідають класичні ретроградні системи.

Старосамбірська ділянка знаходиться на крайній північно-західній околиці Внутрішньої зони, яка межує з Польщею. Властивості пластових нафт досліджені нами показали, що між фізичними параметрами і глибиною залягання зміни відбуваються в дуже широкому діапазоні (див. табл. А.5, рис. 4.12), тобто відсутня тісна кореляція між ними. Наприклад, густини дегазованих нафт $\rho_{нд}$ пересічно коливаються від 827,3 до 877,6 кг/м³ (в одній пробі $\rho_{нд} = 950,3$ кг/м³). Їх приблизно усереднену залежність від глибини H в км (рис. 4.13 А) можна виразити рівнянням прямої лінії:

$$\rho_{нд} = 965 - 3,75 \cdot H. \quad (4.28)$$

Зміна безрозмірного об'ємного коефіцієнта пластової нафти $\lambda_{пл}$ (рис. 4.13 Б) до глибини 2 км оціночно описується рівнянням:

$$\lambda_{пл} = 1,01 + 0,1 \cdot H + 0,008 \cdot H^2. \quad (4.29)$$

Для більших глибин слід застосовувати рівняння прямої лінії:

$$\lambda_{пл} = 1,1 + 0,04 \cdot H. \quad (4.30)$$

Для оцінки газовмісту Γ в м³/м³ (див. рис. 4.13 В) нами рекомендується застосовувати такі рівняння:

$$\text{до глибини 3 км } \Gamma = 70,26 \cdot H - 11,97 \cdot H^2; \quad (4.31)$$

$$\text{з глибини } > 3 \text{ км } \Gamma = 88 + 5 \cdot H. \quad (4.32)$$

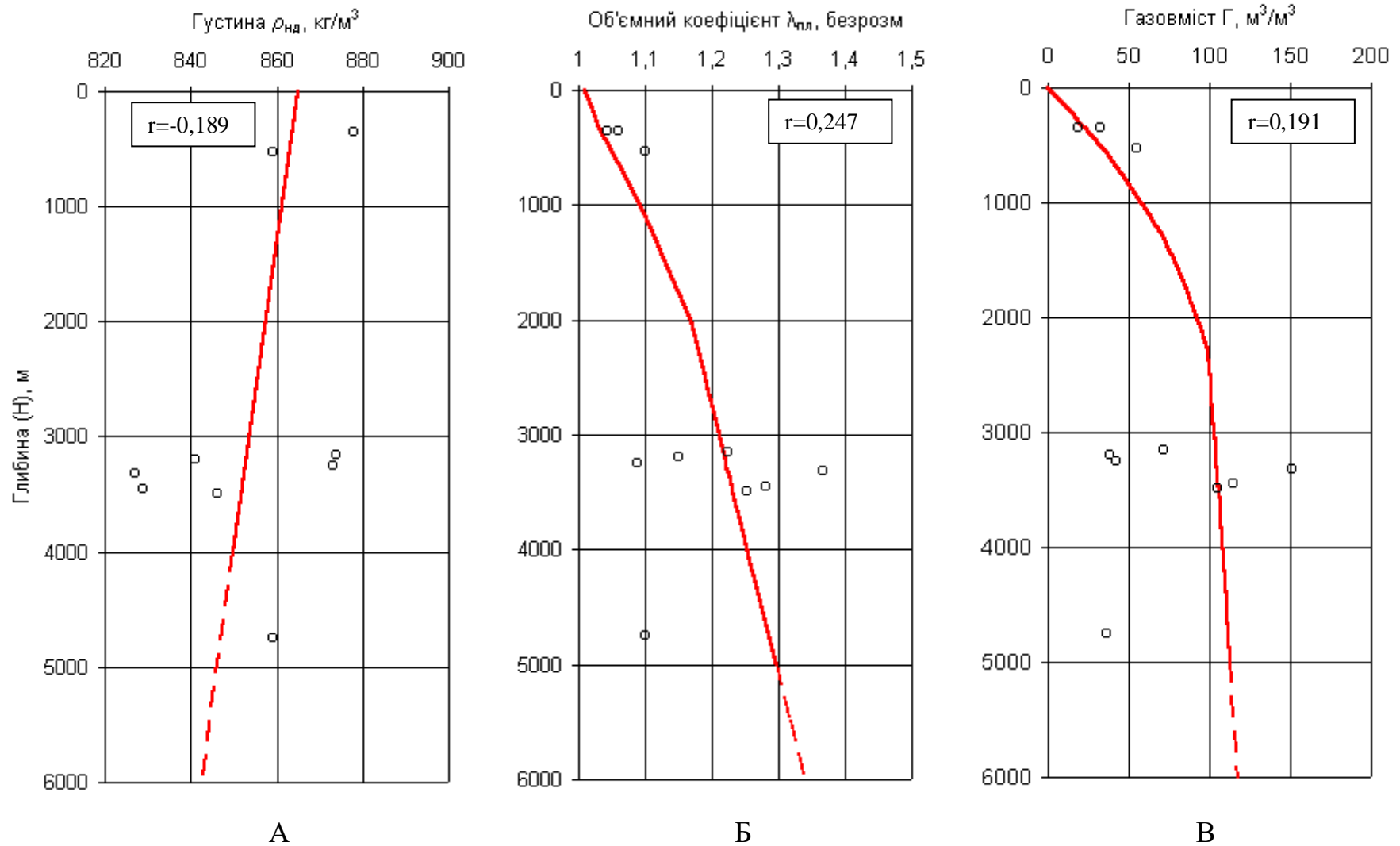


Рисунок 4.13 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В)

на Старосамбірській ділянці Внутрішньої зони (Склав: Чорний Е. О.)

Використовуючи рівняння кореляції (4.25-4.32), можна визначити потрібні прогнозні параметри для різних заданих глибин.

Хоч властивості розчинених в нафтах газів у різних покладах суттєво відрізняються (див. додаток А, табл. А.6), в їх складі загалом переважає метан в кількостях від 51 до 84 мол.% (лише в одному з покладів Блажівського родовища 38 мол. %). Вміст інших компонентів в молярних процентах коливається в значних межах: C₂ (7–26), C₃ (3–22), C₄ (1–11), C₅₊ (0,4–4), N₂ (0,2–3,5), CO₂ (0,8–5). У поодиноких випадках мають місце екстремально високі вмісти азоту – 19,1 мол. % (Стрільбицьке родовище) і вуглекислого газу – 11,8 мол. % (Південно-монастирецьке родовище). Густини газу в нормальних умовах $\rho_{гн}$ складають 0,830–1,322 кг/м³. У залежності від складу газів вихід стабільного газоліну $q_{газол}$ відрізняється на порядок – від 0,015 до 0,157 кг/н.м³, переважно складаючи 0,07–0,1 кг/н.м³.

На *Бориславській* ділянці нами вивчені фізико-хімічні властивості 20 проб пластових нафт, з них 4 із Східницького родовища Скибового НГР (див. додаток А, табл. А.5). Основна кількість проб припадає на глибини до 3 км. Лише 3 проби відібрані з глибин понад 4 км і одна з них – це нафта перехідного стану, що одержана з покладу Новосхідницької складки. Розбіжності у значеннях фізичних параметрів пластових нафт відносно глибин залягання покладів значні (рис. 4.14), тому здійснені усереднення є приблизними.

Для нафт звичайного типу нами рекомендується прогнозувати їх густину в дегазованому стані $\rho_{нд}$ в кг/м³, безрозмірний об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл}$ і газовміст Γ в м³/м³ на різних глибинах H в км можна за такими рівняннями:

$$\rho_{нд} = 860 - 2,5 \cdot H, \quad (4.33)$$

$$\text{до глибини 2,5 км} \quad \lambda_{пл} = 1,024 + 0,262 \cdot H - 0,0472 \cdot H^2; \quad (4.34)$$

$$\Gamma = 119,502 \cdot H - 22,936 \cdot H^2; \quad (4.35)$$

$$\text{на глибинах } > 2,5\text{км} \quad \lambda_{пл} = 1,287 + 0,0389 \cdot H; \quad (4.36)$$

$$\Gamma = 132,14 + 9,31 \cdot H. \quad (4.37)$$

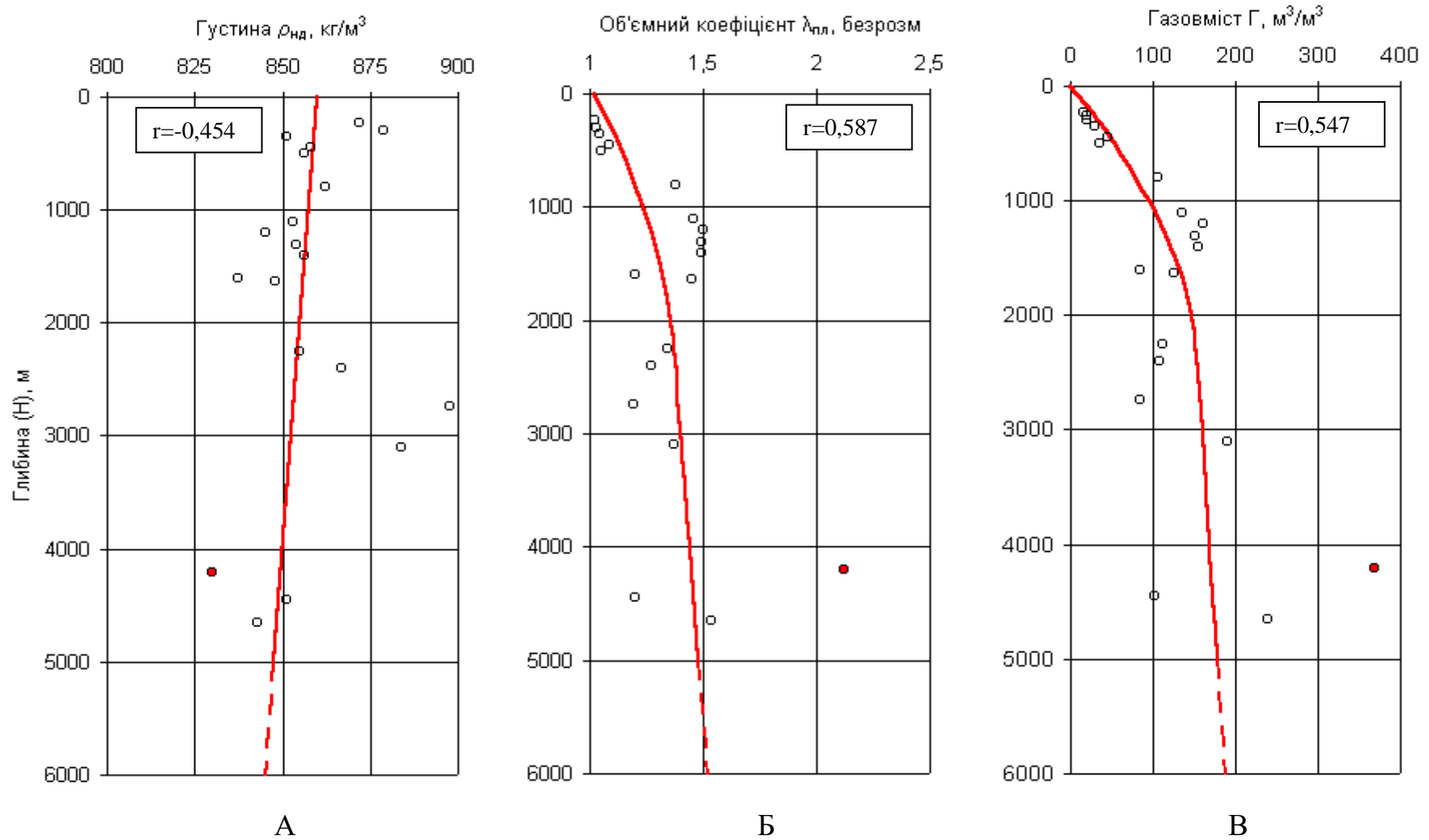


Рисунок 4.14 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газомісту (В) на Борислаській ділянці Внутрішньої зони; ● – нафти перехідного стану (Склад: Чорний Е. О.)

Очікувати наявність нафт перехідного стану можна лише на глибинах понад 2,5–3 км. Їх прогнозні параметри, що оцінені нами за однією пробєю, наступні: густина дегазованої $\rho_{нд} = 830 \text{ кг/м}^3$, об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл} = 2,120$ і газовміст $\Gamma = 368 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Розчинені в нафтах гази за своїм складом подібні між собою – вміст компонентів в молярних процентах наступний: метану 78–82, етану 8–9, пропану 4–6, бутанів 2–3,5, пентанів плюс вищих гомологів вуглеводнів 1,3–3,8, азоту 0,8–1,3 і вуглекислого газу 0,4–1,8 (див. додаток А, табл. А.6). Густина газів змінюється від 0,848 до 0,927 кг/м^3 , а вихід стандартного газоліну – від 0,054 до 0,158 кг/м^3 .

У надрах *Заводівсько-Стинавської* ділянки нами досліджено значну кількість високонасичених газом рідинних пластових флюїдів. Серед загального числа 19 пластових нафт із дев'яти родовищ, для яких визначені фізико-хімічні властивості, 12 – це нафти звичайного типу з газовмістом меншим за $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$ і 7 – нафти перехідного стану, газовміст яких перевищує $300\text{--}350 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (див. додаток А, табл. А.5) [90]. Вивчені нафти знаходяться в інтервалі глибин від 3150 до 5750 м. Остання з цих глибин є максимальною середньою глибиною залягання промислового значення покладу із усіх виявлених у Внутрішній зоні (Соколовецьке родовище).

Оскільки досліджені нами проби нафт звичайного типу зосереджені у вузькому діапазоні глибин, 3–4 км, то характер рівнянь регресії за межами названих глибин оцінений з урахуванням тенденцій зміни параметрів на сусідніх ділянках (рис. 4.15). Для прогнозування залежностей ($\rho_{нд}$ в кг/м^3 , $\lambda_{пл}$ безрозм., Γ в $\text{м}^3/\text{м}^3$) = $f(H$ в км) пропонуються такі рівняння:

$$\rho_{нд} = 862 - 3,5 \cdot H; \quad (4.38)$$

$$\text{до глибини } 3,5 \text{ км} \quad \lambda_{пл} = 1,058 + 0,253 \cdot H - 0,032 \cdot H^2; \quad (4.39)$$

$$\Gamma = 118,318 \cdot H - 14,341 \cdot H^2; \quad (4.40)$$

$$\text{на глибинах } > 3,5 \text{ км} \quad \lambda_{пл} = 1,482 + 0,02 \cdot H; \quad (4.41)$$

$$\Gamma = 202 + 10,4 \cdot H. \quad (4.42)$$

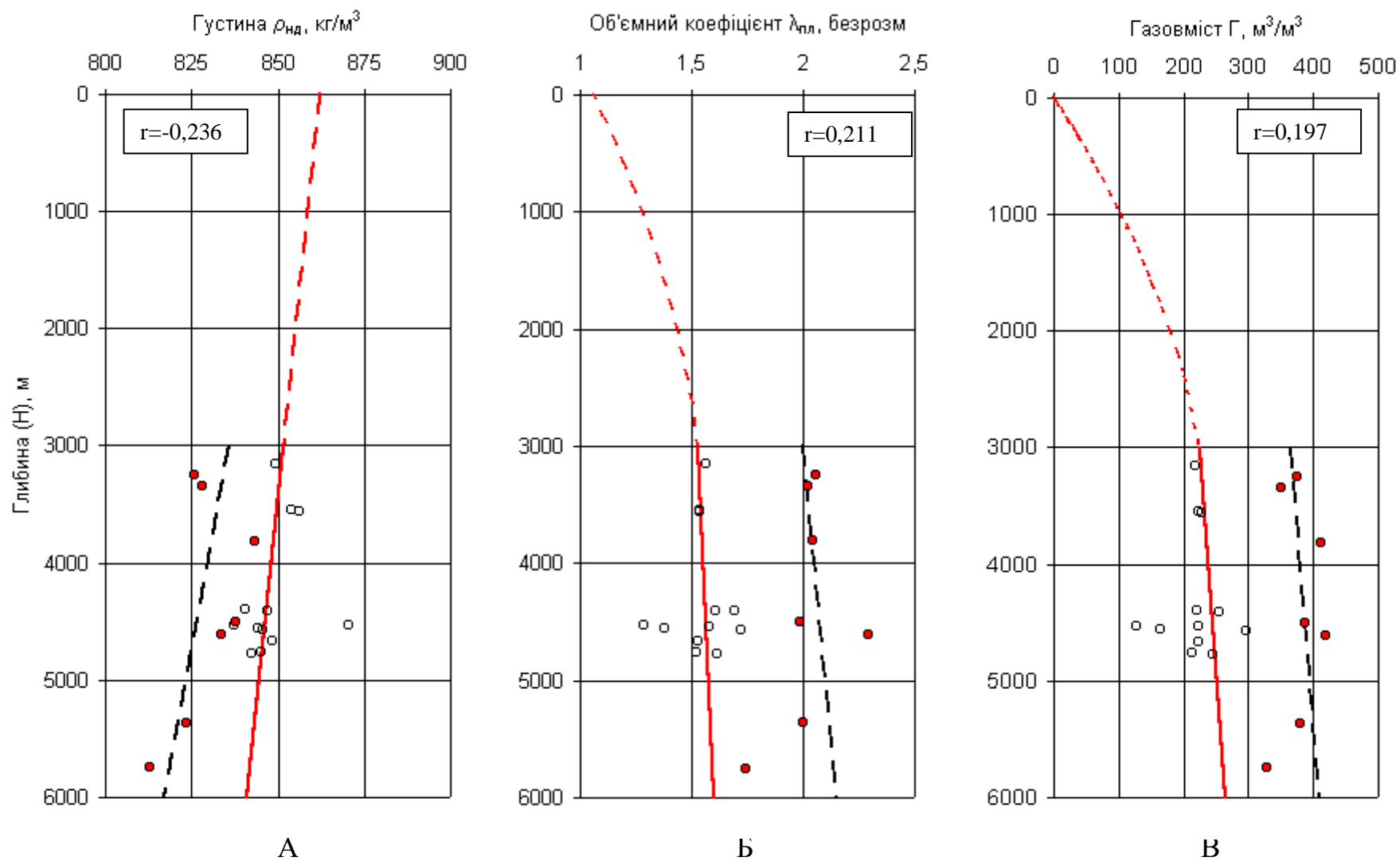


Рисунок 4.15 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В)

на Заводівсько-Стинавській ділянці Внутрішньої зони: ● – нафти перехідного стану (Склав: Чорний Е. О.)

Значення аналогічних параметрів нафт перехідного стану апроксимуються рівняннями прямих ліній виду:

$$\rho_{нд} = 853 - 6 \cdot H; \quad (4.43)$$

$$\lambda_{пл} = 1,8 + 0,05 \cdot H; \quad (4.44)$$

$$\Gamma = 319 + 15 \cdot H. \quad (4.45)$$

Характер зміни газовмісту нафт з глибиною свідчить про можливість заміщення перехідних систем газоконденсатними на глибинах, близьких до 6 км. Там існують також умови (передусім температурні), що сприяють переходу нафт звичайного типу в нафти перехідного стану [44].

Склад розчинених у нафтах газів дуже різноманітний, розбіжності у вмісті окремих компонентів (в молярн. %) значні: C_1 (57–82), C_2 (3,5–15), C_3 (3,5–13), C_4 (2–7,5), C_{5+} (1–3), N_2 (0,1–5,5), CO_2 (1–30). Густина газів становить від 0,862 до 1,169 кг/м³, вихід стандартного газоліну від 0,054 до 0,158 кг/м³ (див. додаток А, табл. А.6).

Необхідно звернути увагу на аномально високий вміст двооксиду вуглецю в розчинених газах нафт різних типів, що залягають переважно у відкладах менілітової світи олігоцену (3150–5750 м). Він до 3–7 разів більший фонового (0,94 молярн. %), досягаючи в окремих випадках 14,95; 15,27 і навіть 30,24 молярн. % (відповідно – Стинавське, Північностинавське і Танявське родовища). Цей феномен С. В. Матківський [51] пояснює з позицій глибинного синтезу первинних вуглеводневих флюїдів, основними шляхами міграції яких були і є глибинні розломи. Заводівсько-Стинавську ділянку якраз пересікає Стрийський регіональний розлом.

Процес розвантаження глибинних осередків синтезу нафти і переносу первинних флюїдів, за Е. Б. Чекалюком, носив катастрофічний, вибуховий характер. Він проходив надзвичайно швидко. Колектори покладів в розрізі осадового комплексу порід заповнювалися вуглеводневими сполуками

послідовно, в напрямі знизу-вверх. Однак тільки невелика частина продуктів синтезу заповнювала колектори. Разом з уламками породи на поверхню виносилися величезні кількості вуглеводнів. Ці сполуки згоряли або розсіювалися в атмосфері Землі [52].

Процеси розвантаження глибинних флюїдів відбувалися, можливо, неодноразово. При цьому термобаричні умови утворення первинної нафти не залишалися постійними у часі. Компонентні склади генерованих флюїдів могли суттєво відрізнятись один від одного. Це стосується також вмісту двооксиду вуглецю. Очевидно, в один з останніх проривів продукти синтезу були в значній мірі збагачені CO_2 . Вони і заповнили колектори у відкладах менілітової світи олігоцену на площах, які безпосередньо прилягали до регіонального розлому. Надлишки двооксиду вуглецю легко мігрували або розсіювалися, розчинялися в підземних водах. Звичайно, не виключені також інші механізми утворення підвищених концентрацій двооксиду вуглецю.

Долинська ділянка, у порівнянні з іншими, охарактеризована даними про властивості пластових нафт найменше – досліджено лише 7 проб із трьох родовищ (див. додаток А, табл. А.5). Пластові нафти, що залягають в інтервалі середніх глибин 2300–3840 м, є флюїдами звичайного типу з середніми і високими газовмістами. Досліджена лише одна перехідна система, яка відібрана з глибини 5650 м у Підберезівському блоці Північнодолинського родовища.

Малий обсяг вибірки і значна розбіжність точок (рис. 4.16) роблять зв'язок густини дегазованої нафти $\rho_{\text{нд}}$ в кг/м^3 , безрозмірного об'ємного коефіцієнта $\lambda_{\text{пл}}$ і газовмісту Γ в $\text{м}^3/\text{м}^3$ з глибиною залягання H в км надто орієнтовним (рис.4.16), згідно з рівняннями:

$$\rho_{\text{нд}} = 850 - 30 \cdot H; \quad (4.46)$$

до глубины 4 км $\lambda_{пл} = 1,01 + 0,255 \cdot H - 0,023 \cdot H^2;$ (4.47)

$$\Gamma = 123,474 \cdot H - 13,44 \cdot H^2; \quad (4.48)$$

на глубинах > 4км $\lambda_{пл} = 1,422 + 0,06 \cdot H;$ (4.49)

$$\Gamma = 242,86 + 6 \cdot H. \quad (4.50)$$

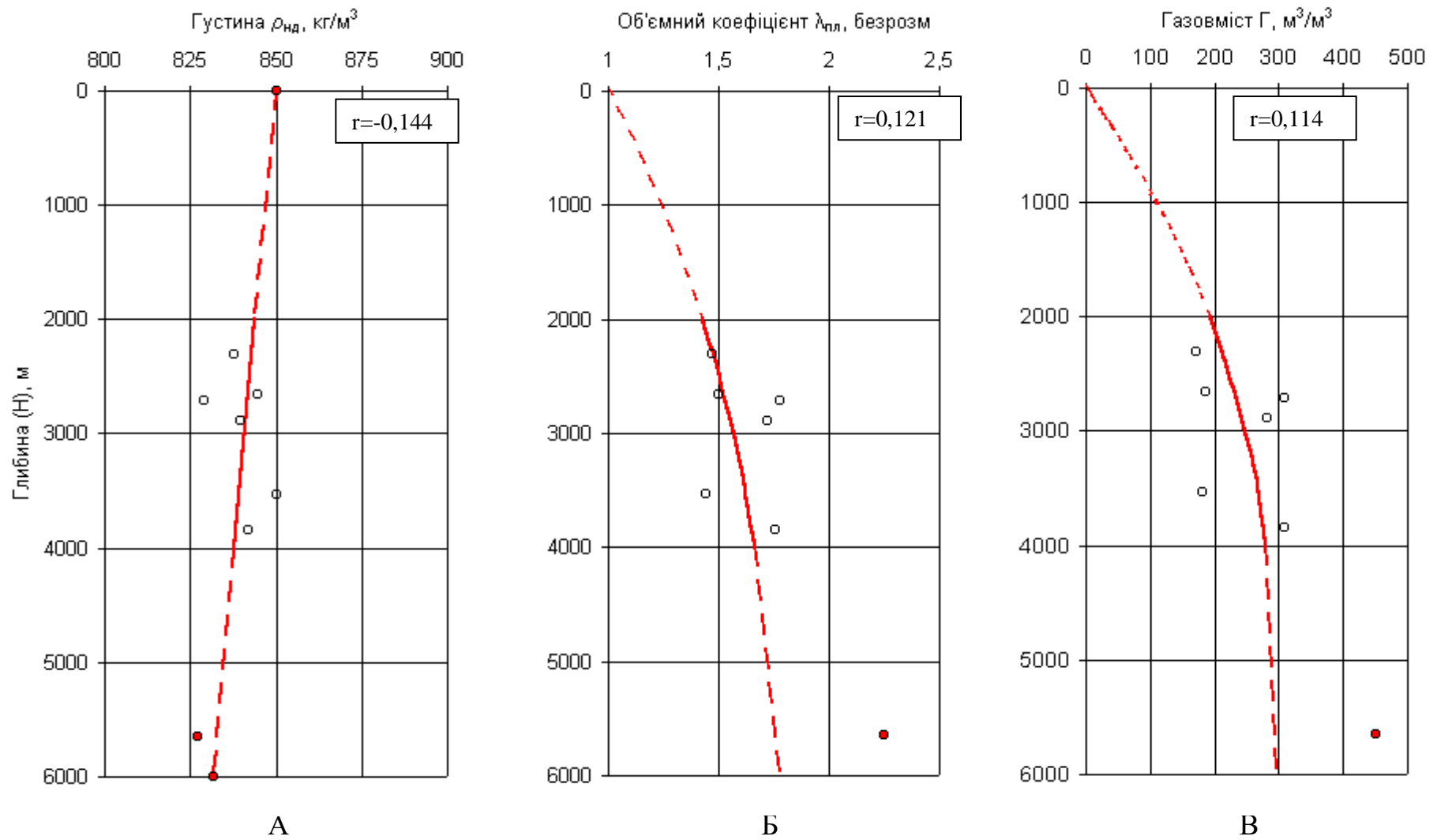


Рисунок 4.16 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В)

на Долинській ділянці Внутрішньої зони: ● – нафти перехідного стану (Склав: Чорний Е. О.)

У єдиній дослідженій пробі нафти перехідного стану $\rho_{\text{нд}} = 827 \text{ кг/м}^3$, $\lambda_{\text{пл}} = 2,250$ і $\Gamma = 450 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Як і на Заводівсько-Стинавській ділянці, при зануренні на глибини 6 км і більші є ймовірним заміщення нафт звичайного типу перехідними системами, а останніх – газоконденсатними.

Проведені нами аналізи розчинених у пластових нафтах газів свідчать про їх практичну близькість як за складом, так і за фізичними властивостями. У компонентному складі цих газів (в молярн. %) міститься: C_1 (71–76), C_2 (8–11), C_3 (близько 6), C_4 (3–5), C_{5+} (1–4), N_2 (2–4), CO_2 (1–2). Густина газів 0,737–0,828 кг/м^3 , вихід стандартного газоліну 0,037–0,176 кг/н.м^3 (див. додаток А, табл. А.6).

На *Струтинсько-Дзвіняцькій* ділянці нами вивчено найбільшу кількість – 29 проб пластових нафт із 12 родовищ (див. додаток А, табл. А.5). Ці проби зосереджені в інтервалі глибин від 550 до 3210 м, лише одна відібрана на глибині 4627 м (Рожнятівське родовище). У названому інтервалі глибин за наявною, досить чисельною, вибіркою рівняння кореляції можна вважати більш імовірними, ніж для інших ділянок, хоч розбіжність параметрів, як і всюди, залишається значною (рис. 4.17). До глибини 6 км для прогнозування параметрів, які входять у формулу підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом, нами пропонуються такі рівняння:

$$\rho_{\text{нд}} = 846 - 3,0 \cdot H; \quad (4.51)$$

$$\lambda_{\text{пл}} = 1,01 + 0,228 \cdot H - 0,02 \cdot H^2; \quad (4.52)$$

$$\Gamma = 73,533 \cdot H - 5,789 \cdot H^2; \quad (4.53)$$

За результатами вивчення властивостей двох проб нафт перехідного стану їх середні параметри такі: $\rho_{\text{нд}} = 860 \text{ кг/м}^3$, $\lambda_{\text{пл}} = 2,033$ і $\Gamma = 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Можна припустити, що на глибинах 5–6 км слід очікувати більше нафт перехідного стану або також газоконденсатних систем.

Слід зауважити, що проба пластової системи із свердловини 5 Рожнятівського родовища нами досліджувалася також на установці УКГ-3М, що призначена для вивчення газоконденсатних систем. При цьому були

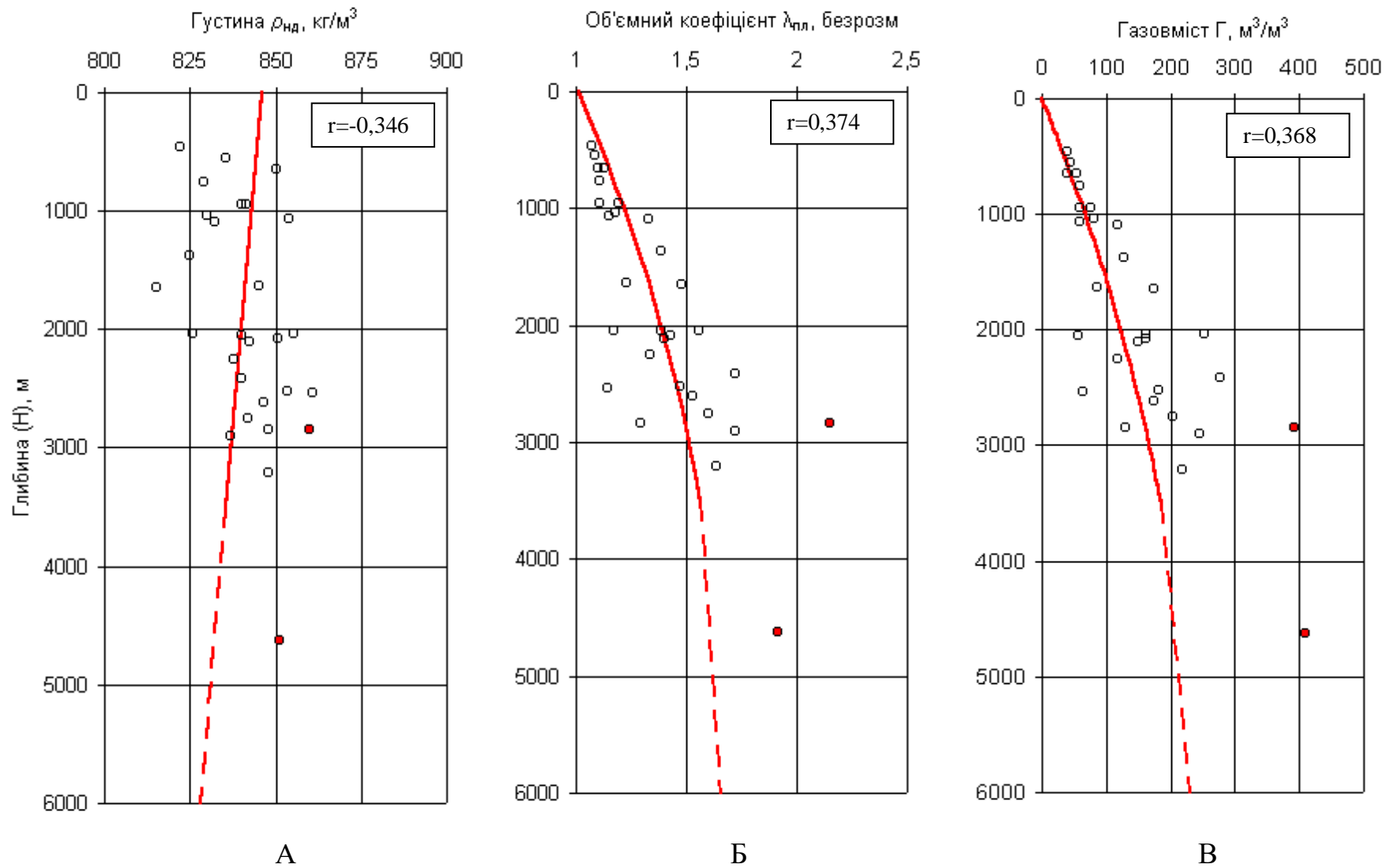


Рисунок 4.17 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В)

на Струтинсько-Дзвіняцькій ділянці Внутрішньої зони: • – нафти перехідного стану (Склав: Чорний Е. О.)

виявлені деякі особливості фазових перетворень, що притаманні газоконденсатним сумішам – ретроградне випадання рідкої фракції C_{5+} з розчиненого газу. Отже, це нафта близькокритичного стану, котрі ще називають „леткими” нафтами. У них в розчиненому газі може знаходитися фракції C_{5+} (в масовій кількості) не менше, ніж у нафтовій частині.

Розчинені в пластових нафтах гази значно відрізняються за фізико-хімічними властивостями, хоч в їх складі переважає метан. Вміст компонентів в мол. % коливається в наступних межах: C_1 (67–90), C_2 (4–13), C_3 (2–12), C_4 (1–6), C_{5+} (0,5–4,5), N_2 (0,1–3), CO_2 (0,1–2,5). Лише в одному з покладів Підлісівського родовища вміст метану знижений до 58 мол. %, але в ньому наявна досить висока кількість проміжних вуглеводнів C_2 , C_3 і C_4 – відповідно 14, 11 і 9 мол. %. Густина газів і вихід стандартного газоліну змінюються в широкому діапазоні: $\rho_{гн}$ – від 0,778 до 1,156 кг/м³, $q_{газол.}$ – від 0,020 до 0,187 кг/н.м³ (див. додаток А, табл. А.6).

На *Битківській* ділянці вибірка результатів дослідження пластових нафт досить обширна і складається з 27 проб. Вони відбиралися з глибин від 350 до 4100 м, але основний їх масив зосереджений в інтервалі 1,5–3,5 км (див. табл. А.5, рис. 4.18).

Для оцінки підрахункових параметрів нафт звичайного типу можна використовувати поданий нами нижче блок рівнянь:

$$\rho_{нд} = 860 - 3,17 \cdot H; \quad (4.54)$$

$$\text{до глибини 4 км } \lambda_{пл} = 1,02 + 0,138 \cdot H - 0,0072 \cdot H^2; \quad (4.55)$$

$$\Gamma = 77,574 \cdot H - 7,295 \cdot H^2; \quad (4.56)$$

$$\text{на глибинах } > 4\text{км } \lambda_{пл} = 1,19 + 0,065 \cdot H; \quad (4.57)$$

$$\Gamma = 127,6 + 16,5 \cdot H, \quad (4.58)$$

де $\rho_{нд}$ прийнято в кг/м³, Γ – в м³/м³, H – в км, $\lambda_{пл}$ – безрозмірна величина.

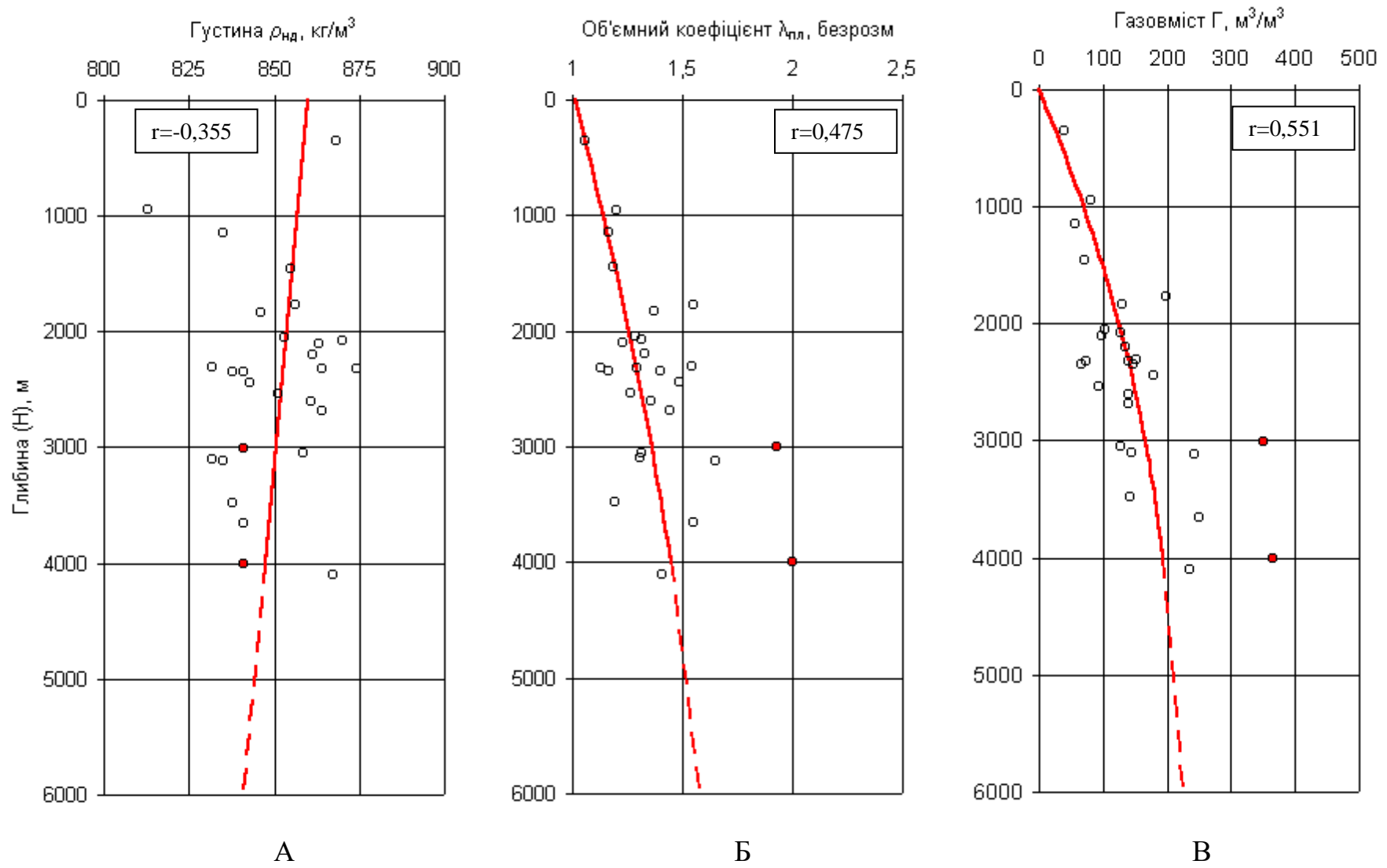


Рисунок 4.18 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В)

на Битківській ділянці Внутрішньої зони: ● – нафти перехідного стану (Склав: Чорний Е. О.)

Середні значення параметрів нафт перехідного стану лише за двома дослідженими нами пробами наступні: $\rho_{нд} = 840 \text{ кг/м}^3$, безрозмірний об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл} = 1,965$ і газовміст $\Gamma = 360 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

У складі газів, розчинених у пластових нафтах, переважає метан, хоч вміст компонентів у мол. % у різних покладах відрізняється значно: C_1 (68–88), C_2 (5–12), C_3 (3–10), C_4 (2–8), C_{5+} (1–6), N_2 (0,3–3), CO_2 (0,1–2). Густина газів знаходиться в межах $0,782\text{--}1,105 \text{ кг/м}^3$. Залежно від вмісту бутанів і вищих вуглеводнів вихід стандартного газоліну складає $0,03\text{--}0,261$ (див. додаток А, табл. А.6).

Як видно з табл. А.5 (див. додаток А) і рис. 4.13–4.18, розглянуті нами вище окремі ділянки охарактеризовані результатами досліджень пластових нафт нерівномірно. Це стосується як кількості вивчених проб на різних ділянках, так і приналежності їх до різних глибин залягання покладів. З цього приводу надійність одержаних рівнянь регресії є різною – в одних випадках можна говорити про ймовірну закономірність (наприклад, для Струтинсько-Дзвіняцької ділянки), а в інших – це швидше тенденція (наприклад, для Долинської ділянки). Отже, доцільно здійснити аналіз наявних матеріалів для Внутрішньої зони в цілому. Таким шляхом нами одержані узагальнені корелятиви (рис. 4.19), проте з втратою ступеня їх вірогідності стосовно кожної окремо взятої ділянки, оскільки усереднені (універсальні) рівняння завжди менш точні. Для нафт звичайного типу залежності ($\rho_{нд}$ в кг/м^3 , $\lambda_{пл}$ безрозмірне, Γ в $\text{м}^3/\text{м}^3$) = $f(H$ в км) такі:

$$\rho_{нд} = 857 - 2,83 \cdot H \quad (4.59)$$

$$\lambda_{пл} = 1 + 0,173 \cdot H - 0,012 \cdot H^2 \quad (4.60)$$

$$\Gamma = 72 \cdot H - 4,995 \cdot H^2 \quad (4.61)$$

Для нафт перехідного стану наявні значення параметрів можна оціночно апроксимувати прямими лініями:

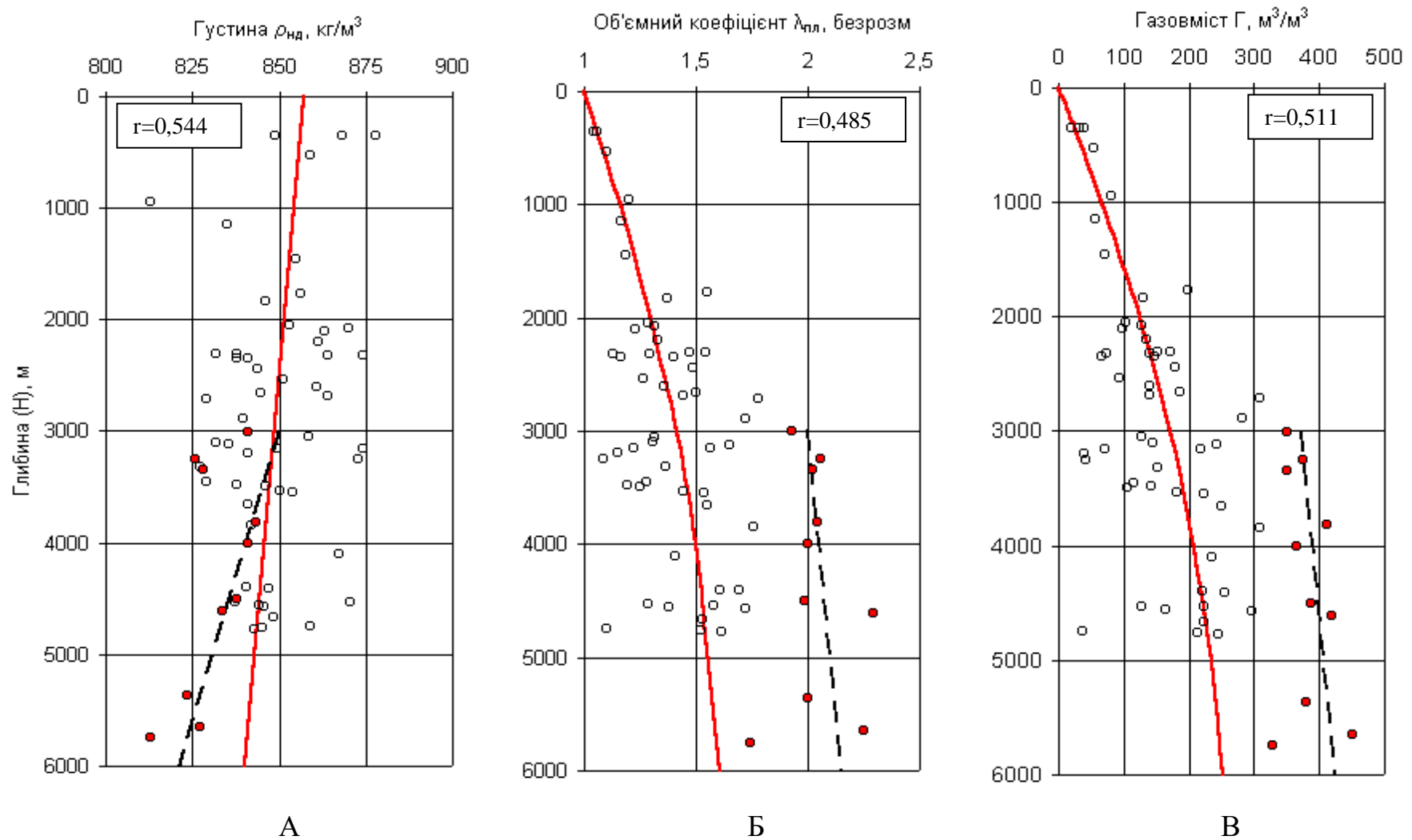


Рисунок 4.19 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В)

у надрах Внутрішньої зони: ● – нафти перехідного стану (Склав Чорний Е. О.)

$$\rho_{\text{нд}} = 879,1 - 9,7 \cdot H \quad (4.62)$$

$$\lambda_{\text{пл}} = 1,85 + 0,05 \cdot H \quad (4.63)$$

$$\Gamma = 318 + 18 \cdot H \quad (4.64)$$

Для залежності зміни густини дегазованої нафти від глибини на території Внутрішньої зони (рис. 4.19 А) коефіцієнт кореляції становить 0,544. Коефіцієнт кореляції трохи перевищує 0,5, що вказує на високий кореляційний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,2959}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,7041}{7,1414} = 0,0986.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,5440}{0,0986} = 5,5.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками густини дегазованої нафти від глибини на території Внутрішньої зони.

Для залежності зміни об'ємного коефіцієнта нафти від глибини на території Внутрішньої зони (рис. 4.19 Б) коефіцієнт кореляції становить 0,485. Коефіцієнт кореляції близький до 0,5, що вказує на високий кореляційний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,2352}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,7648}{7,1414} = 0,1071.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,4850}{0,1071} = 4,5.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками об'ємного коефіцієнта нафти від глибини на території Внутрішньої зони.

Для залежності зміни газовмісту від глибини на території Внутрішньої зони (рис. 4.19 В) коефіцієнт кореляції становить 0,511. Коефіцієнт кореляції трохи перевищує 0,5, що вказує на високий кореляційний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,2611}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,7389}{7,1414} = 0,1035.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,5110}{0,1035} = 4,9.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками густини дегазованої нафти від глибини на території Внутрішньої зони.

Таким чином необхідно підкреслити, що розробка глибокозалягаючих (4000 – 5000 м і більше) нафтових покладів у Внутрішній зоні супроводжується всіма негативними явищами, які притаманні режиму розчиненого газу (збільшення фазової проникності колекторів для газу, прискорене падіння $P_{пл}$ в результаті нераціонального використання потенціальної енергії пластів, різке і невинне зростання газових факторів тощо). Високі пластові температури тільки підсилюють інтенсивність процесу розділення флюїдів. У кінцевому підсумку вилучення нафт звичайного типу із покладів залишається на низькому рівні, а у випадках розробки нафт перехідного стану – на дуже низькому. Крім цього, виникає важлива і маловивчена на даний час, проблема міцності структури колектора. Під час розробки нафтових покладів на будь-якому режимі (пружному чи розчиненого газу) пластовий тиск неминуче знижується. Зовнішнє навантаження на породу, зумовлене ефективним тиском ($P_{геост} - P_{пл}$) і кільцевими напругами, значно зростають, іноді в декілька разів. Тоді проникність колектора, особливо в пластах з над гідростатичними тисками, може зменшитися аж до нуля (тобто до повного закупорювання порового простору).

З використанням геолого-геофізичної основи, окремо для кожної з розглянутих вище шести ділянок Внутрішньої зони, Е. О. Чорним побудовані блок-діаграми, що ілюструються рисунками А.1–А.6 (див. додаток А). Вони виконані в ізометричному варіанті аксонометричної проєкції і дають загальне просторове уявлення про розташування родовищ, геолого-фізичні умови існування та основні параметри пластових нафт.

Газові і газоконденсатні поклади на цій території відносно нечисленні – їх кількість складає відповідно 5 і 11 % від загального числа виявлених тут покладів вуглеводнів. Відомості про фізико-хімічні властивості газів і конденсатів дещо обмежені для газоконденсатних систем, які вивчалися до 70-х років минулого століття. Тоді переважно аналізувався лише дегазований конденсат, а термодинамічні дослідження на установках фазової рівноваги не проводилися [8].

Таким чином, як видно з таблиці А.8 (див. додаток А), повнота дослідження газоконденсатних систем не однакова на різних родовищах. Найповніше параметри цих систем вивчені для покладів у родовищах Струтинсько-Дзвіняцької ділянки (Росільнянське, Космацьке, Монастирчанське, Південногвіздецьке, Битків-Бабчинське). Відомості про конденсати інших родовищ фрагментарні (Бориславське, Іваніківське, Північнодолинське).

Потенційний вміст конденсату в більшості покладів середній – від 85 до 235 г/м³, коефіцієнти конденсатовилучення 0,47–0,64, усереднені прогностичні значення відповідно 231 г/м³ і 0,57. Дещо вищі вмісти конденсату притаманні лише пластовим газам Іваніківського родовища – до 400 г/м³. Тиски початку конденсації менші за початкові пластові на 3 – 10 МПа, лише в Космацькому родовищі недонасичення складає всього 1,4 МПа.

Стабільні (дегазовані) конденсати легкі, густиною 700 – 790 кг/м³, тільки у двох випадках середньої густини 792 – 808 кг/м³. Молярна маса знаходиться в межах 98 – 168. Конденсати належать до класу малосірчистих (вміст сірки 0,03 – 0,3 % мас.), малосмолистих (0,1 – 3 % мас.). Вміст парафінів переважно

складає 0,07 – 3,3 %, досягаючи в окремих випадках 6,9 – 13,3 % масових. Вихід бензинових фракцій, що википають до 200 °С, залежно від складу газу змінюється від 33 до 91 % масових.

Вуглеводневий флюїд з ямненського покладу Танявського родовища, який віднесено до конденсатів, має параметри більш притаманні нафтам: густина 847 кг/м³, молярна маса 224, вміст асфальтенів 2,9 % масових. Отже, слід трактувати її як нафту, або суміш нафти з конденсатом, що поступають з різних прошарків тощо [99].

У складі вільних газів (табл. 4.2) переважає метан, кількість якого перевищує 86 мол. % навіть у газових шапках нафтових покладів. У чисто газових покладах вміст метану становить 92 – 94 мол. %. У газових шапках дещо більший вміст етану (5,1 – 6,3 мол. %) у порівнянні з газовими покладами (2,4 – 3,5 %). Кількість інших компонентів відрізняється несуттєво і в мол. % складає: C₃ (1,0– 3), C₄ (0,6 – 1,7), C₅₊ (0,2 – 1,2), CO₂ (0,3 – 0,7), N₂ (0,4 – 2). Лише в поодиноких випадках вміст вуглекислого газу сягає 6,5 і азоту 5,7 мол. %. Відсутні дані, які б свідчили про зміну складу газів відносно глибини їх залягання. Співвідношення в покладах між рідкими і газоподібними вуглеводнями, крім глибини їх залягання, залежать також від екрануючих властивостей порід покришок.

Висновки до четвертого розділу

Встановлено залежності та виведено відносно глибини залягання покладів, рівняння регресії прогнозних параметрів, які входять у формули підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом. Для газової системи це: пластові тиски і температури, склад газу, коефіцієнт стисливості та відносна густина. Для нафтових систем: пластові тиски та температури, густина дегазованої нафти, об'ємний коефіцієнт та газовміст.

З використанням геолого-геофізичної основи, для шести ділянок Внутрішньої зони побудовані блок-діаграми (див Додатки). Вони виконані в ізометричному варіанті аксонометричної проекції і дають загальне просторове уявлення про розташування родовищ, геолого-фізичні умови існування та основні параметри пластових нафт.

Розділ 5. ГРАФО-АНАЛІТИЧНІ СПОСОБИ ОЦІНКИ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ НАФТ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ

5.1. Визначення та прогнозування фізичних параметрів пластових нафт графо-аналітичним способом

Під час пошуково-розвідувальних робіт іноді виникає потреба здійснити підрахунок (оцінку) оперативних запасів нафти або газу і конденсату безпосередньо після одержання промислових припливів у першій свердловині, тобто ще до проведення комплексу лабораторних досліджень наявних кондиційних проб вуглеводневих флюїдів і одержання необхідних підрахункових параметрів [23]. Для їхнього одержання, крім відомостей про продуктивність свердловин, потрібні проби нафти, відібрані глибинними пробовідбірниками, а для газоконденсатних систем – проби відсепарованого газу і сирого конденсату, відібрані із промислового сепаратора, а також відповідний час для виконання хімічних аналізів і термодинамічних досліджень на установках фазової рівноваги. Більше того, нерідкі випадки коли необхідні проби з різних причин не вдається одержати взагалі, отже, відсутні достатні матеріали для ГЕО-2 – попередньої геолого-економічної оцінки промислового значення запасів і навіть для ГЕО-1 – детальної геолого-економічної оцінки ефективності їхнього промислового освоєння [53, 108].

Параметри, що потрібні для підрахунку запасів нафти і конденсату, можуть із задовільною точністю бути оцінені за допомогою графо-аналітичних способів лише за наявності результатів дослідження свердловин на усталених і неусталених режимах. Для визначення параметрів нафт достатньо мати відомості про газовий фактор і епюру тисків вздовж стовбура свердловини, що знята у статичному стані під час вимірювання початкового пластового тиску.

Таблиця 5.1 – Хімічний склад вільних газів у газових покладах і газових шапках нафтових покладів Внутрішньої зони

Родовище	Горизонт	Глибина покрівлі, м	Відносна густина	Склад газу, % об.									
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		CO ₂	N ₂	He
							n	i	n	i			
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14
Долинська ділянка													
Північно-долинське	P ₂ vg+bs (газова шапка)	2695	0,667	86,80	6,30	3,00	1,70		0,80		0,70	0,60	
Струтинсько-Дзвіняцька ділянка													
Струтинське	P ₃ ml ₂₊₃	1590	0,624	91,40	3,38	2,88	0,59	0,34	0,43	0,39	0,20	0,39	
Луквинське	МЛ-1 (газова шапка)	1009	0,642	85,90	5,10	1,70	0,50	0,24	0,12	0,15	0,56	5,73	
	МЛ-1	1067		92,27	3,00	1,30	0,43	0,19	0,12	0,09	0,60	2,00	
Битківська ділянка													
Битків-Бабчинське	P ₃ ml	800	0,669	87,29	3,46	1,40	0,56		0,75		6,54		
	P ₂ + P ₃	1400	0,585	93,0	2,40	1,42	0,82		1,20		0,3	0,78	0,08
	P ₂	1900	0,607	94,3	2,60	1,0	0,85		0,50		0,27	0,35	0,08

Для газоконденсатних систем слід одержати значення конденсатного фактора на стаціонарних режимах роботи свердловини, або хоч на одному режимі, при якому забезпечується повне винесення рідини з вибою, тобто якщо лінійна швидкість потоку газу на вході в насосно-компресорні труби перевищує 4 м/с. Крім цього, потрібно визначити густину дегазованого (стабільного) конденсату в стандартних умовах, що не складно зробити із застосуванням пікнометра або ареометра. Важливо зауважити, що будь-які графо-аналітичні способи є приблизними, не можуть бути рівноцінними з результатами експериментальних досліджень і цілковито їх замінити.

Розроблений нами спосіб дозволяє оперативно визначати комплекс фізичних параметрів пластових нафт: тиск насичення P_H , значення надтиску ΔP , газовміст G , середній коефіцієнт розчинності газу $\alpha_{\text{сер}}$, густину в пластових умовах ρ_H , об'ємний коефіцієнт $\lambda_{\text{пл}}$ і усадку нафти b , перерахунковий коефіцієнт усадки θ , коефіцієнт стисливості β та термічного розширення η_T , в'язкість $\mu_{\text{пл}}$, розподіл маси флюїду $G_{\text{пл}}$ на рідинну G_H і газову G_G фази в стандартних поверхневих умовах та його випарування V .

Цей графо-аналітичний спосіб, як і всякий інший, не замінює пряме експериментальне вивчення вуглеводневих систем. Проте в певних випадках, пов'язаних з аварійним станом розвідувальних свердловин (порушення чи зім'яття обсадних колон, прихоплення НКТ або їх тотальна парафінізація), наземного обладнання, наявність агресивного середовища (велика концентрація сірководню в розчиненому газі), відсутність необхідних типів приладів та ін., що виключають можливість відбору не тільки кондиційних глибинних зразків, але й окремих фаз флюїду для підготовки рекомбінованих проб, він стає єдиним засобом оцінки параметрів.

Усі розрахункові рівняння базуються на застосуванні універсальної термодинамічної величини – молекулярної маси вуглеводневої системи $M_{\text{пл}}$. Будучи функцією тільки даного компонентного складу системи, $M_{\text{пл}}$ не залежить від тиску і температури. За її допомогою безпосередньо

встановлюються значення вказаних вище фізичних параметрів, крім тиску насичення і в'язкості. Розрахунки P_n і $\mu_{пл}$ вимагають додаткової інформації. Для оцінки тиску насичення P_n необхідно мати ще результати вимірювання густини дегазованої (стабільної) нафти $\rho_{нд}$, а для в'язкості $\mu_{пл}$ – заміри пластової температури $t_{пл}$.

Рекомендується застосовувати розглянуті далі рівняння і залежності. Тиск насичення пластової нафти P_n визначають за рівнянням:

$$\lg P_n = 3,0200 - K M_{пл}, \quad 10^{-1} \text{ МПа}, \quad (5.1)$$

де $K = \frac{0,00183}{1,476 \cdot \rho_{нд} - 1}$; $\rho_{нд}$ – густина дегазованої (стабільної) нафти, т/м³.

Рівняння (5.1) застосовується в діапазоні $45 < M_{пл} < 350$ та $0,75 < \rho_{нд} < 0,95$ т/м³. Середня похибка розрахунку становить 11,8 %.

Якщо розчинена летка фаза пластової нафти вміщує велику кількість розчинених сполук C_{3+} (>30-40 молярн. %), то результати визначення P_n згідно з (5.1) будуть явно завищеними, іноді – у декілька разів. При таких незвичних складах газу і густини його >1,40-1,45 кг/м³ слід користуватися даними таблиці 5.2 або знаходити відповідні тиски насичення з рисунка 5.1.

Якщо відомі пластовий тиск P_d і тиск насичення P_n , визначають ΔP , під впливом якого знаходиться нафта:

$$\Delta P = P - P_n, \quad \text{МПа} \quad (5.2)$$

та газовміст Γ :

$$\Gamma = 3,784 \cdot 10^6 \cdot M_{пл}^{-2,237}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3; \quad (5.3)$$

$$\lg \Gamma = 6,5779 - 2,237 \lg M_{пл}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3. \quad (5.4)$$

Таблиця 5.2 – Значення P_n при різних $M_{пл}$ для пластових нафт з високим вмістом компонентів C_{3+} у леткій фазі

$M_{пл}$	90	95	100	105	115	125	135	145	155	165
----------	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

p_n , МПа	7,90	6,75	5,80	5,00	3,70	2,80	2,00	1,48	1,18	1,00
----------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

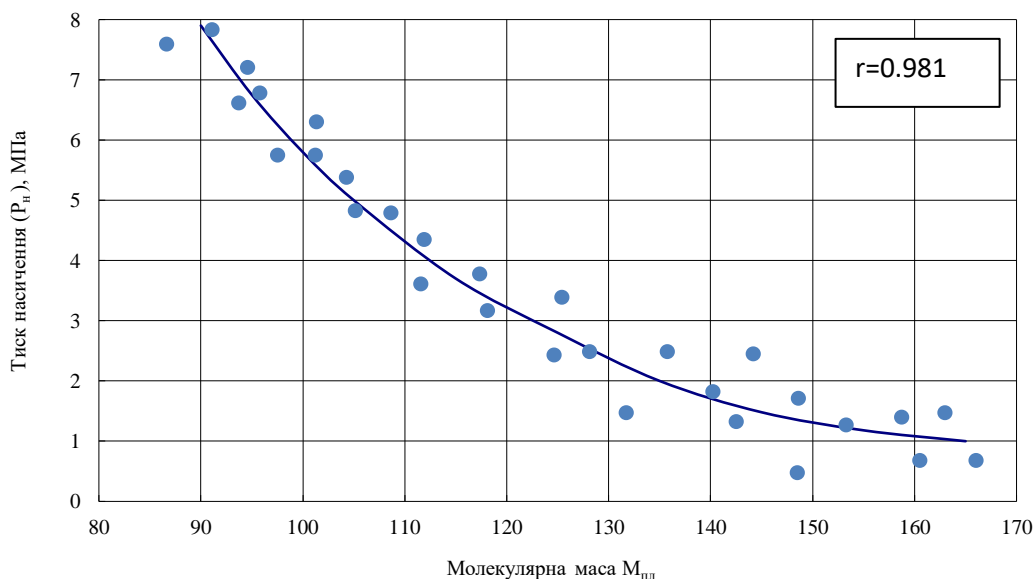


Рисунок 5.1 – Залежність тиску насичення від молекулярної маси пластових нафт з високим вмістом компонентів C_{3+} у легкій фазі (Склав: Чорний Е. О.)

Рівняння (5.3) і (5.4) можна застосовувати в діапазоні $45 < M_{пл} < 350$, тобто для $10 < \Gamma < 750 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при середній похибці розрахунку 14,0 %. Графік залежності $\Gamma = f(M_{пл})$ наведений на рисунку 5.2.

За наявними параметрами P_n і Γ , одержаними з поданих вище рівнянь, таблиць і рисунків, можна визначити коефіцієнт розчинності газу $\alpha_{сер}$:

$$\alpha_{сер} = \frac{\Gamma}{P_n}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ МПа}^{-1} \quad (5.5)$$

та об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл}$ і усадки b нафти:

$$\lambda_{пл} = \frac{M_{пл}}{1,119M_{пл} - 39,567}, \quad (5.6)$$

$$b = \left(\frac{\lambda_{пл} - 1}{\lambda_{пл}} \right) 100, \% \quad (5.7)$$

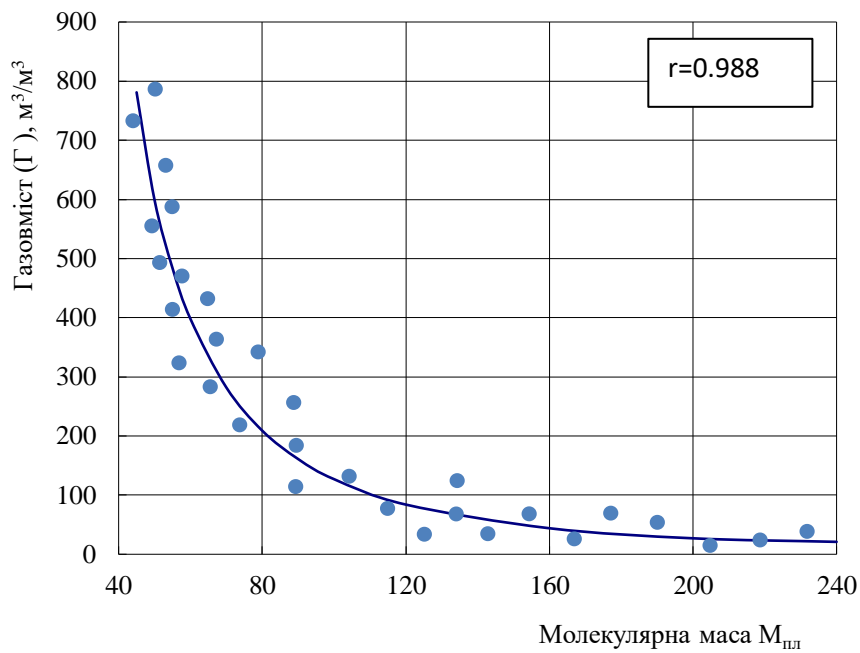


Рисунок 5.2 – Залежність газовмісту від молекулярної маси пластових нафт
(Склав: Чорний Е. О.)

Указані рівняння застосовуються в діапазоні $40 < M_{пл} < 350$ ($1,0 < \lambda_{пл} < 5,0$ або $0 < b < 80$ %). Середня похибка розрахунків 3,2 %.

Відповідні залежності наведені на рисунку 5.3.

Додатково визначається перерахунковий коефіцієнт усадки θ :

$$\theta = \frac{1}{\lambda_{пл}} \quad (5.8)$$

та густина нафти ρ_n в пластових умовах :

$$\rho_n = \frac{M_{пл}}{47,409 + 0,953M_{пл}}, \text{т/м}^3 \text{ (Г/см}^3\text{)}. \quad (5.9)$$

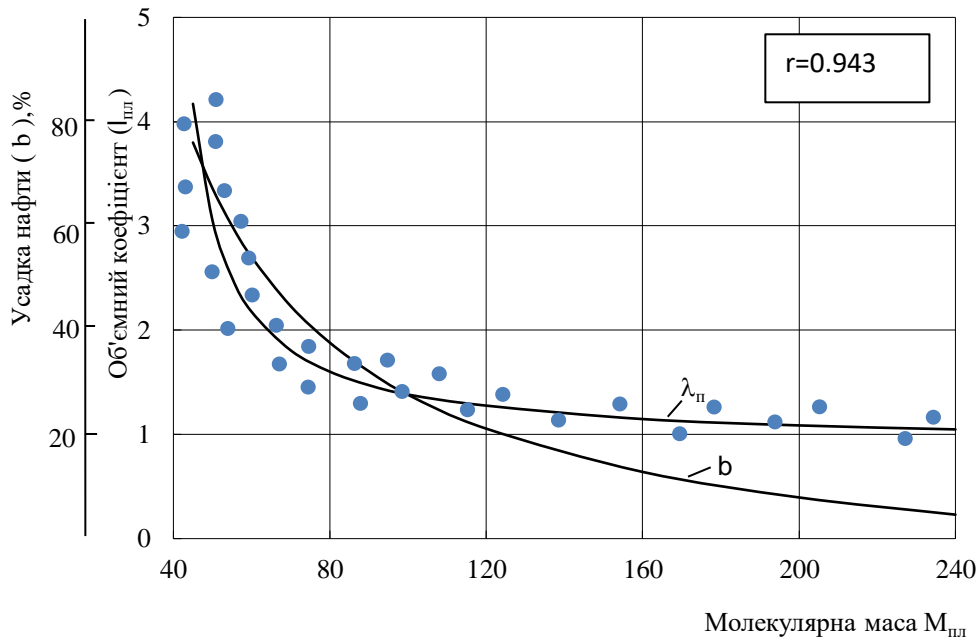


Рисунок 5.3 – Залежність об'ємного коефіцієнта і усадки від молекулярної маси пластових нафт (Склав: Чорний Е. О.)

Рівняння застосовується в діапазоні $40 < M_{пл} < 400$ ($0,40 < \rho_{пл} < 0,95$ т/м³) з середньою похибкою 2,7 %.

Графік залежності $\rho_{пл} = f(M_{пл})$ наведений на рис. 5.4.

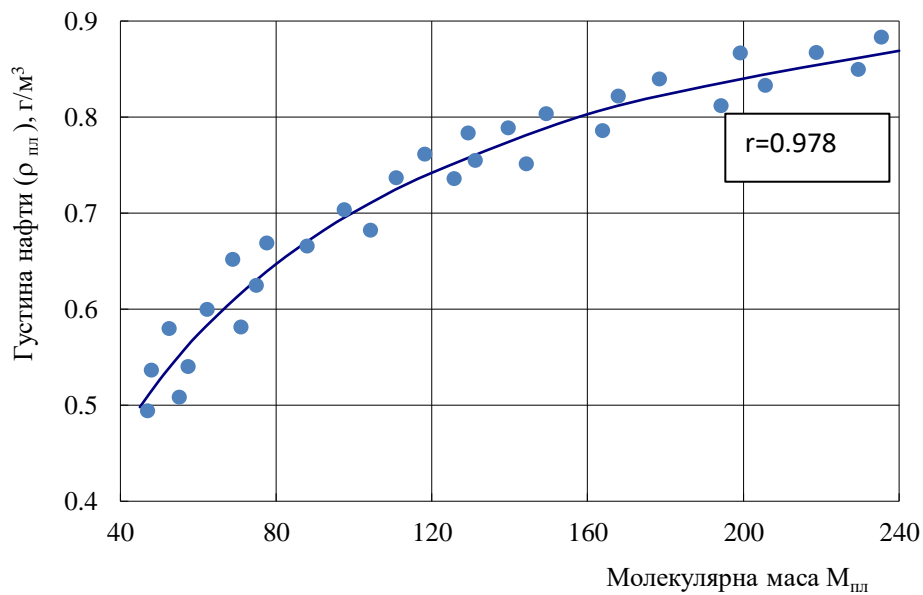


Рисунок 5.4 – Залежність густини нафти в пластових умовах від молекулярної маси (Склав: Чорний Е. О.)

Коефіцієнти стисливості β і термічного розширення η_T дорівнюють:

$$\beta = 0,427 + \frac{33,1}{M_{пл}} + \frac{10210}{M_{пл}^2}, \quad 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}, \quad (5.9)$$

$$\eta_T = 0,450 + \frac{41,414}{M_{пл}}, \quad 10^{-3} (\text{°C})^{-1}. \quad (5.10)$$

Рівняння (5.9) може застосовуватися в межах $40 < M_{пл} < 400$, а рівняння (5.10) – в діапазоні $40 < M_{пл} < 450$. Середні похибки розрахунків: для (5.9) – 12,3 %, для (5.10) – 9,1 %.

Залежності $\beta=f(M_{пл})$ та $\eta_T=f(M_{пл})$ зображені на рисунку 5.5.

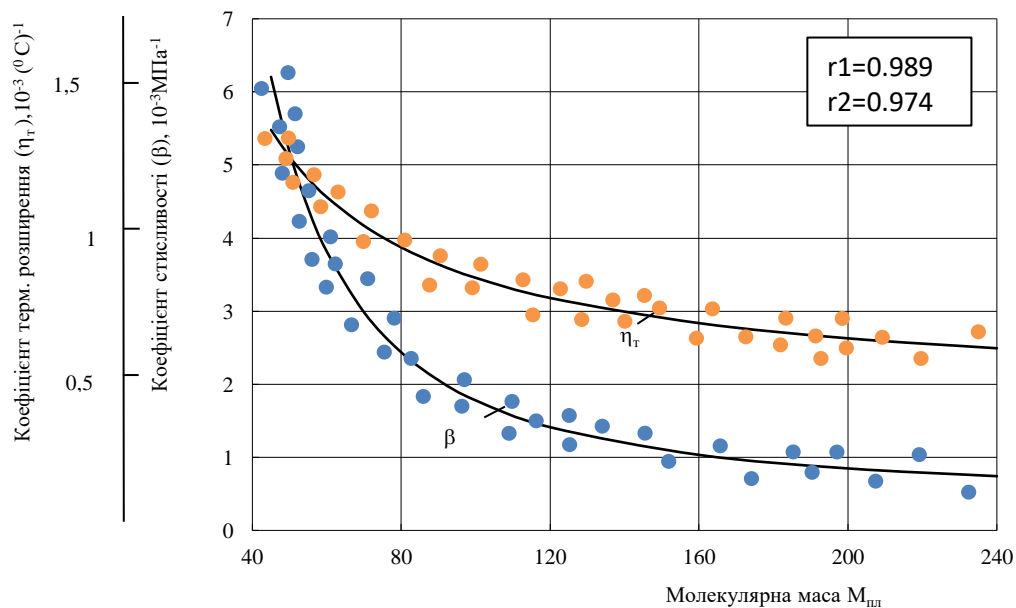


Рисунок 5.5 – Залежність коефіцієнтів термічного розширення і стисливості від молекулярної маси пластової нафти (Склад: Чорний Е. О.)

В'язкість нафти $\mu_{пл}$ визначають за рівнянням:

$$\mu_{пл} = \frac{0,01M_{пл}(a + 0,01M_{пл} \cdot b)}{(c - 0,01M_{пл})^2}, \text{ мПа}\cdot\text{с}, \quad (5.11)$$

де a , b і c – постійні коефіцієнти в заданих інтервалах пластових температур $\Delta t_{пл}$; їх значення слід підбирати, користуючись наведеною таблицею 5.3.

Таблиця 5.3 – Значення коефіцієнтів рівняння 5.11 для різних інтервалів пластових температур

Інтервал пластових температур, °С	Значення коефіцієнтів		
	a	b	c
$t_{пл} \leq 30$	4,15	7,05	3,63
$30 < t_{пл} \leq 70$	4,48	8,24	4,76
$70 < t_{пл} \leq 110$	5,44	10,66	6,00
$t_{пл} > 110$	9,5	17,1	8,60

Рівняння 5.11 є універсальним і забезпечує розрахунок в'язкості більшості пластових нафт з молекулярною масою $M_{пл} > 45-50$ ($0,2 < \mu_{пл} < 200$ мПа·с) практично при будь-якій пластовій температурі. Середні похибки визначення $\mu_{пл}$ для окремих інтервалів $\Delta t_{пл}$: ≤ 30 °С – 15,3 %; 31-70 °С – 16,0 %; 71-110 °С – 16,7% та > 110 °С – 18,0 %.

Розподіл маси пластової нафти $G_{пл}$ на рідинну $G_{н}$ і газову $G_{г}$ фази в стандартних поверхневих умовах ($P_6=760$ ммНг; $t=20$ °С) визначають наступним способом. Приймаючи, що $G_{пл}$ – одиниця маси флюїду, одержують частку рідинної фази $G_{н}$, що дорівнює:

$$G_{н} = \frac{M_{пл}}{47,6 + 0,686M_{пл}}, \text{ част. один. для } 40 \leq M_{пл} \leq 100, \quad (5.12)$$

$$G_{н} = \frac{M_{пл}}{28,6 + 0,882M_{пл}}, \text{ част. один. для } M_{пл} \geq 100. \quad (5.13)$$

Середня похибка розрахунку G_H (за 5.12 або 5.13) складає 3,2 %. Оскільки $G_{пл} = G_H + G_r$, то у вищевказаних інтервалах $M_{пл}$ частка газової фази

$$G_r = 1 - \frac{M_{пл}}{46,7 + 0,686M_{пл}}, \quad \text{част. один. для } 40 \leq M_{пл} \leq 100 \quad (5.14)$$

та $G_r = 1 - \frac{M_{пл}}{28,6 + 0,882M_{пл}}, \quad \text{част. один. част. один. для } M_{пл} \geq 100. \quad (5.15)$

Ця частка газової фази флюїду (з одиниці маси $G_{пл}$), виражена у відсотках, визначає його випарування B , тобто

$$B = \left(1 - \frac{M_{пл}}{47,6 + 0,686M_{пл}} \right) \cdot 100, \quad \text{для } 40 \leq M_{пл} \leq 100 \quad (5.16)$$

та $B = \left(1 - \frac{M_{пл}}{28,6 + 0,882M_{пл}} \right) \cdot 100, \quad \text{для } M_{пл} \geq 100. \quad (5.17)$

Залежності $G_H = f(M_{пл})$ та $B = f(M_{пл})$ наведені на рисунку 5.6.

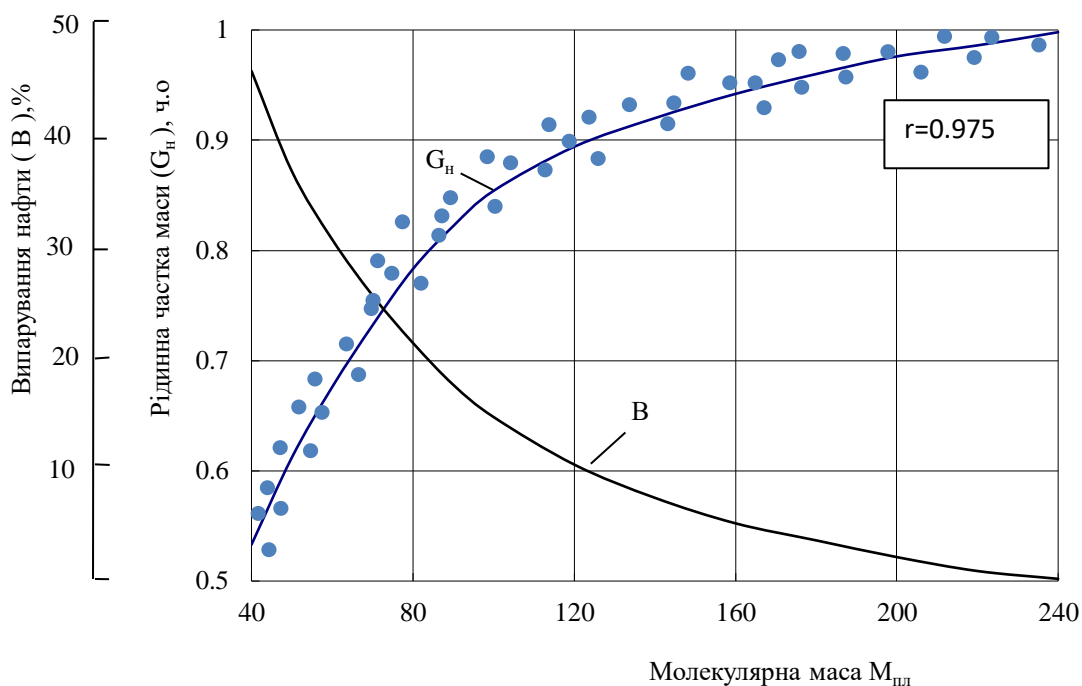


Рисунок 5.6 – Залежність рідинної частки маси і випаровування пластової нафти від її молекулярної маси (Склав: Чорний Е. О.)

Для залежності тиску насичення від молекулярної маси пластових нафт з високим вмістом компонентів C_{3+} у легкій фазі (рис. 5.1) коефіцієнт кореляції становить 0,981. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0.981^2}{\sqrt{51 - 1}} = 0,0053$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,981}{0,0053} = 185,1$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками тиску насичення від молекулярної маси пластових нафт з високим вмістом компонентів C_{3+} у легкій фазі.

Для залежності газовмісту від молекулярної маси пластових нафт (рис. 5.2) коефіцієнт кореляції становить 0,988. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,988^2}{\sqrt{50 - 1}} = 0,0034$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,988}{0,0034} = 290,6$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками газовмісту від молекулярної маси пластових нафт.

Для залежності об'ємного коефіцієнта від молекулярної маси пластових нафт (рис. 5.3) коефіцієнт кореляції становить 0,943. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,943^2}{\sqrt{52 - 1}} = 0,015$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,943}{0,019} = 62,8$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками об'ємного коефіцієнта від молекулярної маси пластових нафт.

Для залежності густини нафти в пластових умовах від молекулярної маси (рис. 5.4) коефіцієнт кореляції становить 0,978. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,978^2}{\sqrt{51 - 1}} = 0,0061$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,978}{0,0061} = 160,3$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками густини нафти в пластових умовах від молекулярної маси.

Для залежностей коефіцієнтів термічного розширення і стисливості від молекулярної маси пластової нафти (рис. 5.5) коефіцієнт кореляції становить 0,989 та 0,974. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,989^2}{\sqrt{50 - 1}} = 0,0031$$

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,974^2}{\sqrt{50 - 1}} = 0,0073$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,989}{0,0031} = 319$$

$$t_r = \frac{0,943}{0,0073} = 129,2$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками коефіцієнтів термічного розширення і стисливості від молекулярної маси пластової нафти.

Для залежності рідинної частки маси і випаровування пластової нафти від її молекулярної маси (рис. 5.6) коефіцієнт кореляції становить 0,975. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,975^2}{\sqrt{51 - 1}} = 0,0070$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,975}{0,0070} = 139,3$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками рідинної частки маси і випаровування пластової нафти від її молекулярної маси.

Значення всіх фізичних параметрів, що встановлюються за допомогою розробленого нами графо-аналітичного способу, відповідають процесу стандартного однократного розгазування пластових нафт.

Для практичного застосування розрахункових рівнянь необхідно, в першу чергу, визначити молекулярну масу вуглеводневого флюїду $M_{пл}$.

Задача вирішується без ускладнень при наявності достатньо якісних первинних матеріалів дослідження пошукових і розвідувальних свердловин. Аналізуються і приймаються до уваги такі дані:

1. Результати вимірювання статичного тиску в закритих свердловинах (епюри $P_{пл}$).

2. Заміри газових факторів промислової продукції нафти.

Приблизну оцінку $M_{пл}$ можна здійснити, використовуючи криві рисунка 5.2 (при допущенні, що газовий фактор відповідає газомісту флюїду, $\Gamma\Phi = \Gamma$) або рисунка 5.4, де $\rho_{пл}$ розглядають як густину флюїду у стовбурі свердловини.

Для більш точного визначення молекулярної маси пластової нафти рекомендуються рівняння

$$\lg M_{пл} = 2,9410 - 0,447 \lg \Gamma\Phi \quad (5.18)$$

та

$$M_{пл} = \frac{47,409 \rho_{пл}}{1 - 0,953 \rho_{пл}} \quad (5.19)$$

Вирази (5.18) і (5.19) є, в принципі, рівноцінними. Проте, практика реалізації графо-аналітичного способу показує, що перевагу слід віддавати визначенню $\rho_{пл}$ шляхом вимірювання глибинних тисків, $P=f(H)$. Результати визначення газових факторів ГФ в промислових умовах не можна вважати достатньо надійними. Здебільшого вони є суттєво заниженими порівняно з дійсними газовмістами пластових нафт Г. Достовірність вимірювання ГФ залежить від ряду факторів: компонентних складів фаз флюїду, застосованих типів контрольно-вимірювальних приладів, пір року, особливостей клімату в даному районі тощо. Згідно з аналізом фактичних матеріалів у 81 % випадків $ГФ < Г$ на 9-89 % (у середньому на 37 %).

Епюри $P=f(H)$ розцінюють, передусім, як залежності прямолінійного характеру. Тоді густина флюїду $\rho_{пл}$ вважається постійною і розрахунок $M_{пл}$ виконують за допомогою рівняння (5.19). Проте, епюри заміру тисків насправді являють собою дуже пологі криві. Це означає, що значення $\rho_{пл}$ на їх окремих ділянках неоднакові. Початкові градієнти $\Delta\rho_{пл}$ в інтервалі глибин від гирла свердловини до 1500-2000 м рідко досягають 1 кг/м³ на 100 м занурення. У зв'язку з тим допускається побудова прямих епюр для неглибоких свердловин (2000-2500 м). Але в умовах $H > 2000$ м з прогресуючим впливом температури густини флюїду змінюються більш інтенсивно. Значення градієнтів $\Delta\rho_{пл}$ різних пластових нафт можуть досягати 2-3 кг/м³ (і вище) на 100 м занурення. Врахування цього факту стає обов'язковим.

Усі епюри $P=f(H)$ слід ретельно аналізувати з метою побудов залежностей $\rho_{пл} = f(H)$. Проводячи криві $\rho_{пл}$ до відповідної середини інтервалу розкриття покладів, встановлюють дійсне розрахункове значення $\rho_{пл}$ кожної вуглеводневої системи. Якщо матеріали промислових замірів тиску не можна вважати надійними, або у випадках наявності в стовбурі свердловини води чи залишків глинистого розчину, рекомендується нами після попередньої оцінки $\rho_{пл}$ на певному рівні у верхній частині обсадної

колони використовувати середні поправки $\Delta\rho_{пл}^{сер}$. Вони характеризують (середню) зміну густини пластової нафти з глибиною і дорівнюють мінус 2 кг/м^3 на 100 м занурення.

Якщо в силу різного роду причин неможливо зняти епюру $P=f(H)$ в закритій розвідувальній свердловині, використовують промислові заміри газових факторів ГФ. Молекулярна маса пластової нафти визначається тоді за рівнянням (5.18). Однак у таких випадках результати комплексу розрахунків (рівняння від 5.1 до 5.17 включно) можуть вважатися лише суцього оціночними даними, що вимагають подальшої перевірки та уточнення [36].

5.2. Визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату графо-аналітичним способом за промисловими даними

У запропонованому нами графо-аналітичному способі визначення початкових і поточних параметрів газоконденсатних систем, потрібних для підрахунку запасів газу і конденсату та проектування розробки покладів, використано значення лише трьох вихідних величин: конденсатогазових факторів (КГФ) сирого (газонасиченого, відібраного із сепаратора) і стабільного (дегазованого, резервуарного) конденсатів та густини останнього. Їх одержують на стаціонарних режимах дослідження свердловини, розділяючи продукцію на газову і рідинну фази у сепараційних установках промислових типів. Іноді, за малого вмісту конденсату (до $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$), вимірювання КГФ здійснюють за допомогою малих термостатованих сепараційних установок (МТСУ), з обов'язковим застосуванням змішувачів потоку [7, 14]. Густину стабільного конденсату вимірюють зважуванням у пікнометрі або ареометром, приводячи її до стандартної температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Сьогодні на території України виявлені чисельні газоконденсатні поклади на глибинах від кількох сотень метрів до 5 км і нижче з потенційним

вмістом конденсату від одиниць до 1400 г/м^3 . У Львівському відділенні УкрДГРІ накопичений значний фактичний матеріал з термодинамічних дослідів (диференціальна конденсація на установках фазової рівноваги) з пластовими системами Передкарпаття, Криму і ДДЗ, статистична обробка якого дозволила нам виявити зв'язок між параметрами, одержаними під час дослідження свердловин на продуктивність [104] і визначеними експериментально. Результати авторської обробки цієї інформації зображені на рис. 5.7.

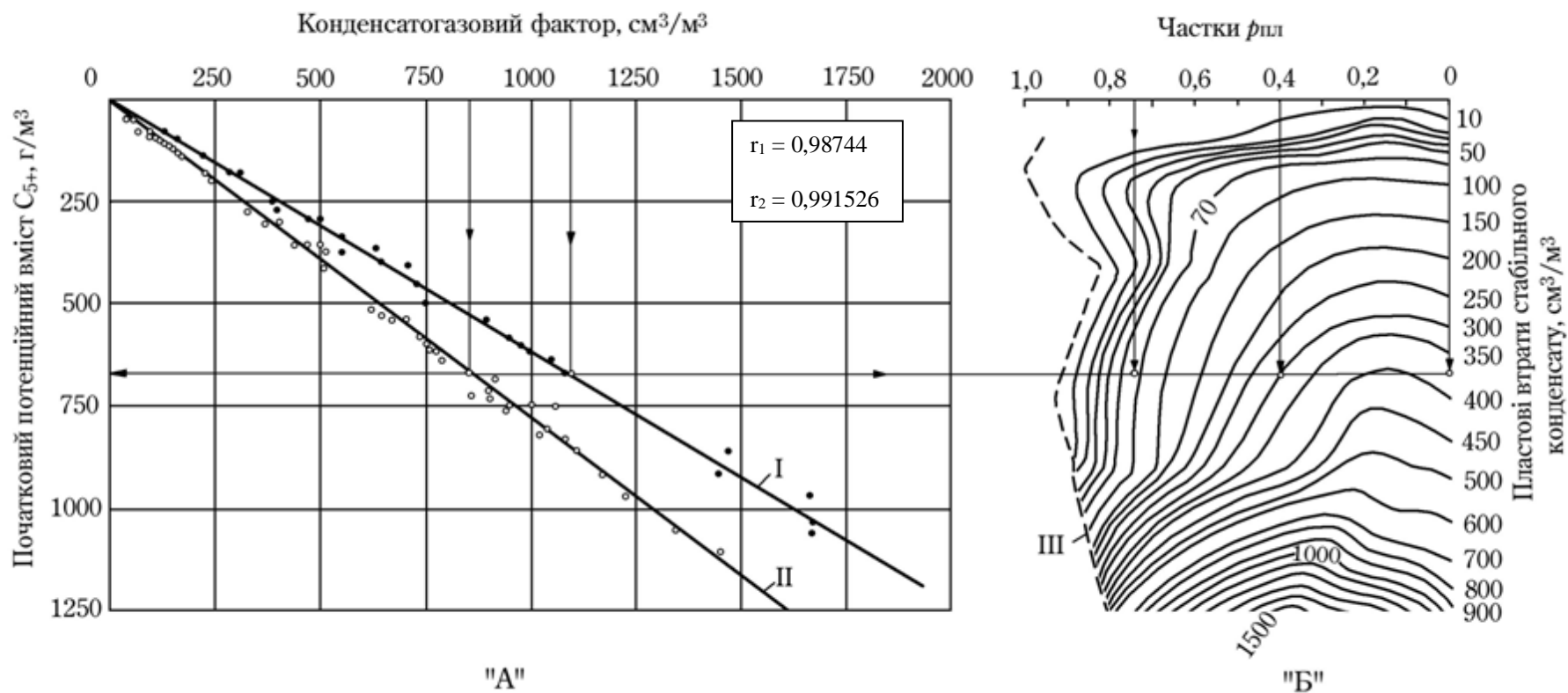


Рисунок 5.7 – Номограма для визначення початкового потенційного вмісту C_{5+} (А) і поточних пластових втрат конденсату (Б): I – залежність потенційного вмісту C_{5+} відносно конденсатогазового фактора (КГФ) сирого (газонасиченого) конденсату; II – залежність потенційного вмісту C_{5+} відносно КГФ стабільного (дегазованого) конденсату; III – тиск початку конденсації (Склав: Чорний Е. О.)

Нами встановлено прямий корелятивний зв'язок між початковим конденсатогазовим фактором сирого або стабільного конденсатів в $\text{см}^3/\text{м}^3$ і потенційним вмістом q_0 фракції C_{5+} в $\text{г}/\text{м}^3$ (рис. 5.7 А). Графік дозволяє оцінити потенційний вміст фракції C_{5+} у пластовому газі, маючи лише результати дослідження свердловин на ustalених режимах з вимірюванням кількості конденсату. Для цього з осі абсцис від значень КГФ сирого або стабільного конденсату слід опустити перпендикуляр до точок перетину з відповідними лініями I або II. Цим точкам на осі ординат відповідають вмісти C_{5+} .

Для залежності зміни початкового потенційного вмісту C_{5+} від конденсатогазового фактору сирого конденсату (рис. 5.7 А, I) коефіцієнт кореляції становить 0,9874. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9749}{\sqrt{27-1}} = \frac{0,0251}{5,0991} = 0,0049.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,9874}{0,0049} = 201,5.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками початкового потенційного вмісту C_{5+} від конденсатогазового фактору сирого конденсату.

Для залежності зміни початкового потенційного вмісту C_{5+} від конденсатогазового фактору стабільного конденсату (рис. 5.7 А, II) коефіцієнт кореляції становить 0,9915. Коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для цього випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9831}{\sqrt{51-1}} = \frac{0,0169}{7,0711} = 0,0024.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки

$$t_r = \frac{0,9915}{0,0024} = 413,1.$$

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками початкового потенційного вмісту C_{5+} від конденсатогазового фактору стабільного конденсату.

Потенційний вміст фракції C_{5+} q_o в $г/м^3$ за відомими конденсатогазовими факторами сирого $q_{сир}$ і стабільного $q_{ст}$ конденсатів можна також розраховувати, використовуючи наступні рівняння:

$$q_o = 0,615q_{сир} \text{ або } q_o = 0,778q_{ст}. \quad (5.20)$$

Для обчислень за рівняннями 5.20 можна використовувати конденсатогазові фактори як сирого, так і стабільного конденсатів, тобто обидва ці параметри разом або лише один з них. Це залежатиме від того, які виміри в конкретних промислових умовах здійснені, або котрий з них оцінюється як більш достовірний. Слід зауважити, що на рисунку 5.7А та в рівняннях 5.20 допущене певне спрощення – значення усадки (частка від ділення $q_{ст}$ на $q_{сир}$) прийняте 0,79 як середньостатистичне. Звичайно, для окремих систем можливі деякі відхилення від усереднених величин, проте вони не призводять до суттєвих похибок, а за потреби можуть бути враховані внесенням поправок до коефіцієнтів рівнянь.

За відомими потенційним вмістом конденсату q_o і його пластовими втратами $q_{вт}$, які визначають експериментально під час термодинамічних досліджень пластової системи, розраховують другий важливий підрахунковий параметр – коефіцієнт конденсатовилучення $K_{кв}$ за формулою:

$$K_{кв} = \frac{q_o - q_{вт}}{q_o}. \quad (5.21)$$

Статистично усереднена динаміка зміни пластових втрат під час зниження тиску, тобто поточні значення $q_{вт}$ в $см^3/м^3$ у залежності від часток

початкового пластового тиску зображена графічно на рисунку 5.7Б. Для підрахунку загальних запасів конденсату використовують значення його кінцевих пластових втрат $q_{вт.к}$ на тиску 0,0981 МПа (на рисунку це нульова частка початкового пластового тиску). Ці втрати для систем з вмістом конденсату понад 50 г/м^3 із задовільною точністю, за визначенням із рівняння 5.20 потенційним вмістом q_0 фракції C_{5+} , можна також оцінити аналітично за рівнянням регресії:

$$q_{вт.к} = 0,477 q_0 - 5,785 \cdot 10^{-5} q_0^2 + 2 \cdot 10^{-7} \cdot q_0^3 . \quad (5.22)$$

Поточні обсяги пластових втрат конденсату визначають вздовж лінії абсцис за ординатою його потенційного вмісту на потрібних рівнях часток початкового пластового тиску, як це показано на рисунку 5.7Б. За цими даними будують графіки зміни поточних втрат конденсату відносно зниження пластового тиску і застосовують їх для оцінки видобутку конденсату під час розробки покладів на режимі виснаження. Для цих обчислень, як і для визначення коефіцієнтів конденсатовилучення за рівнянням 5.21, потрібні величини втрат конденсату в питомих вагових одиницях (г/м^3), тоді як із рисунка 5.7Б і рівняння 5.22 їх одержують у питомих об'ємних одиницях ($\text{см}^3/\text{м}^3$). Для перерахунку потрібно знати поточну густину конденсату, що випадає в пласті на всьому діапазоні тисків, від початкового до кінцевого 0,0981 МПа.

Для визначення зміни густини конденсату, що випадає в пласті під час зниження пластового тиску, призначений рисунок 5.8, побудований за узагальненими матеріалами диференціальної конденсації понад 50 проб газоконденсатних систем. На ньому на осі ординат відкладена густина d_4^{20} стабільного (дегазованого) конденсату, відібраного із збірної ємності, що виміряна в поверхневих умовах і приведена до нормальних умов 760 мм.рт.ст і $20 \text{ }^\circ\text{C}$. На рівні цієї густини паралельно до осі абсцис знімають значення густини конденсату, що випав у пласті на рівні різних часток початкового пластового тиску $p_{пл}$ після тиску початку конденсації $p_{п.к}$.

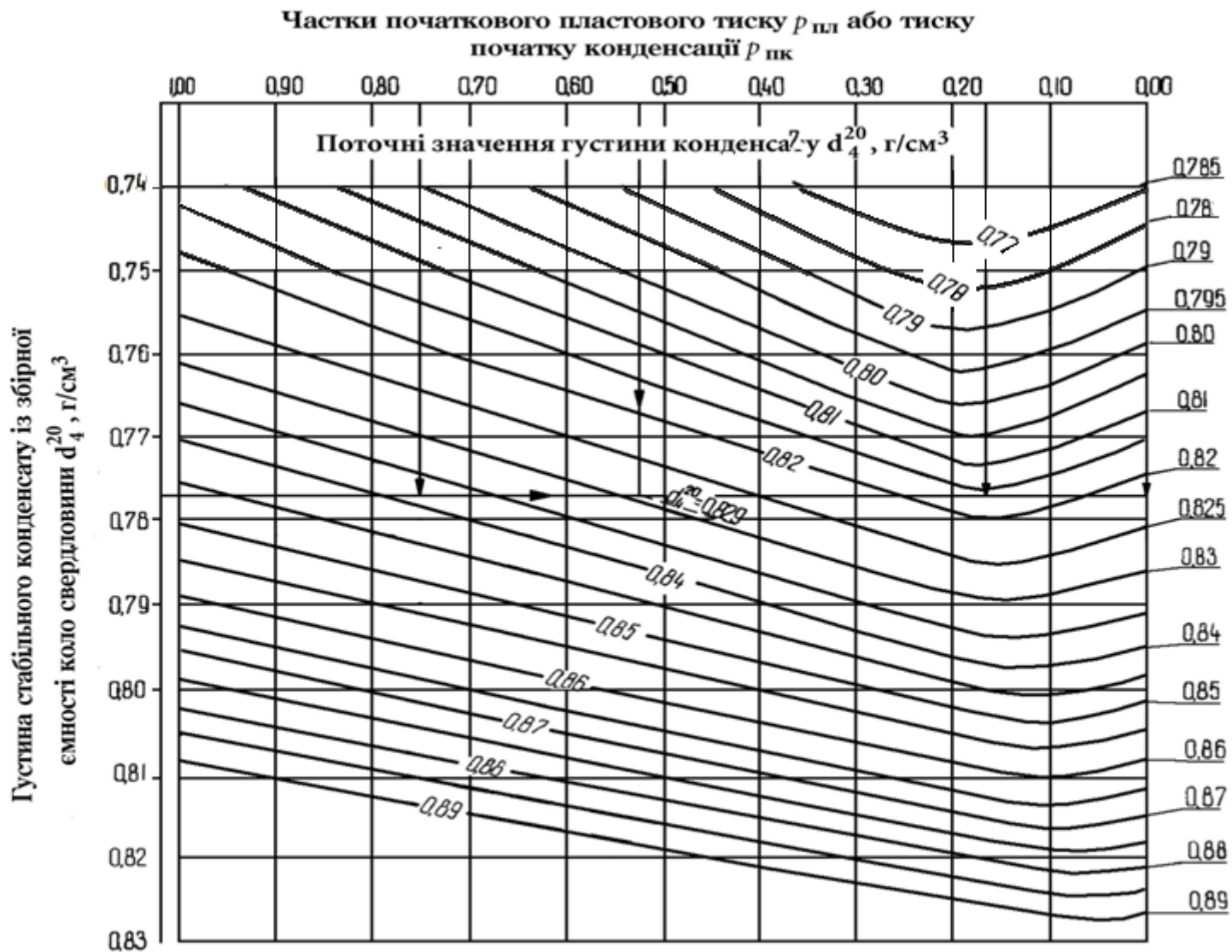


Рисунок 5.8 – Визначення густини стабільного конденсату, що випадає в пласті в процесі зниження пластового тиску. Шифр кривих – густина конденсату, що випадає в камері pVT під час диференціальної конденсації (приведена до стандартних умов d_4^{20} , склад: Чорний Е. О.).

Добуток одержаних густин в г/см^3 і величин пластових втрат конденсату в $\text{см}^3/\text{м}^3$, що випав на відповідних тисках, відповідає втратам конденсату, вираженим у питомих вагових (г/м^3) одиницях.

Тиск початку конденсації $p_{п.к}$ не належить до підрахункових параметрів, однак є характеристичним технологічним показником газоконденсатних систем, що застосовується під час проектування промислової (дослідно-промислової) розробки покладів. Його, як частку початкового пластового тиску, можна одержати із рисунка 5.7Б на перетині абсциси частки пластового тиску і ординати потенційного вмісту конденсату з лінією III, що відповідає тиску початку конденсації. Для аналітичного розрахунку $p_{п.к}$ для систем з вмістом конденсату в межах від 50 до 1250 г/м^3 одержано рівняння регресії, у якому, крім густини d_4^{20} конденсату, потрібні додаткові відомості – величини пластових тиску $P_{пл}$ і температури $T_{пл}$. Це рівняння має вигляд:

$$P_{п.к} = 0,38 P_{пл} + 0,137 T_{пл} + 66,4 d_4^{20} - 0,0045 q_{ст} - 41,87. \quad (5.23)$$

У рівнянні для підрахунку запасів газу газоконденсатних систем присутній коефіцієнт стисливості Z або його обернена величина. Безпосередньо за матеріалами дослідження свердловин цей параметр не одержують. Його можна визначати лише за складом пластового газу, для чого потрібне лабораторне вивчення складу і фізико-хімічних властивостей газів і конденсату.

Похибка оцінки параметрів для підрахунку запасів газу і конденсату запропонованим графо-аналітичним способом складає 5-10 %. Спосіб зручний тим, що використовуються лише показники, одержані під час випробування свердловин. Даний графо-аналітичний спосіб був перевірений і використовується на Пасічнянському нафтогазовому проєкті.

Існують більш точні графо-аналітичні способи визначення параметрів газоконденсатних систем, проте для їхнього використання потрібен обширний обсяг інформації про фізичні і хімічні властивості газів і конденсату [74, 86, 99], які одержують під час всебічних лабораторних аналізів.

Привабливим є напрям аналітичних розрахунків парогазової рівноваги у газоконденсатних системах із застосуванням рівнянь стану [40, 111], щоб позбутися тривалих і трудомістких термодинамічних дослідів на установках фазової рівноваги. Для цього однак потрібне використання багатокоефіцієнтних рівнянь, що включають значення парної взаємодії молекул, летючості, фактора ацентричності молекул, коефіцієнтів фазового розподілу і багато інших термодинамічних констант та додаткових параметрів і застосування складних розрахунків. На сучасних ЕОМ вирішувати такі завдання неважко, проте попередньо потрібно запланувати і здійснити обширні тематичні роботи, з метою співставлення розрахункових і експериментальних даних, останні з яких, за висновками авторитетних в цій галузі дослідників [42], є завжди надійніші за будь-які розрахункові способи.

Висновки до п'ятого розділу

За допомогою графо-аналітичних способів визначення параметрів нафти і газоконденсатних систем можна визначити більшість параметрів, які входять у формули підрахунку запасів об'ємними методами. Ці способи можна використовувати під час геолого-економічного обґрунтування доцільності промислового освоєння (ГЕО-2) виявлених родовищ (покладів) нафти чи газу і навіть для підрахунку їх запасів, якщо з різних причин, переважно організаційно-технічних, неможливо відібрати повноцінні глибинні проби нафти і представницькі проби відсепарованого газу і сирої (газонасиченої) рідини.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково та практично обґрунтовано вирішення актуальних питань з геології нафти і газу, що пов'язані з прогнозуванням параметрів пластових вуглеводневих систем окремо для Передкарпатського прогину.

На підставі досліджень, проведених дисертантом, та узагальнення промислового і експериментального матеріалів отримано наступні науково-практичні результати:

1. Уперше здійснено регіональний прогноз параметрів пластових вуглеводневих систем окремо для Зовнішньої і Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Прогнозні параметри пластових систем призначені передусім для початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) ресурсів вуглеводнів перспективних площ і ділянок, але також можуть бути використані під час геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) чи оперативного підрахунку запасів нововиявлених родовищ (покладів) нафти і газу, якщо відсутні достовірні відомості про них.

2. Вихідна інформація про властивості газів, пластових нафт і газоконденсатних систем зведена у таблиці і на її основі побудовані відповідні графіки, та виведені, відносно глибини залягання покладів, рівняння регресії прогнозних параметрів, які входять у формули підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом. Для пластових нафт це густина дегазованої рідини, об'ємний коефіцієнт і побічно газовміст, для газів – їх склад і коефіцієнт стисливості, а для конденсатів – їх потенційний вміст у газах та коефіцієнт конденсатовилучення. На територіях, де відомості про властивості вуглеводнів були обмеженими, прогнозні параметри визначалися арифметичним усередненням наявних даних. Додатково подані табличні матеріали і виведені рівняння регресії для зміни термобаричних умов (тиску і

температури) з глибиною, оскільки відомості про них потрібні для вичислення окремих параметрів вуглеводневих систем.

3. Доцільним доповненням до прогнозу властивостей вуглеводневих систем є розроблені графо-аналітичні способи оцінки початкових параметрів пластових нафт і газоконденсатних систем лише за результатами дослідження свердловин на стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації. Ці способи можна використовувати під час геолого-економічного обґрунтування доцільності промислового освоєння (ГЕО-2) виявлених родовищ (покладів) нафти чи газу і навіть для підрахунку їх запасів, якщо з різних причин, переважно організаційно-технічних, неможливо відібрати повноцінні глибинні проби нафти і представницькі проби відсепарованого газу і сирої (газонасиченої) рідини. Це випадки, коли втрачена можливість одержати відомості про початкові параметри, що необхідні для підрахунку загальних і видобувних запасів вуглеводнів. Названі способи з позитивним результатом перевірені на значній кількості співставлень з експериментальними матеріалами. Звичайно, ці графо-аналітичні способи, як і всякі інші, не можуть бути рівноцінними з результатами експериментальних досліджень і цілковито замінити їх.

4. Аналіз екрануючих властивостей порід-покришок, швидкості осадоагромадження, гідродинамічних умов формування і збереження надгідростатичних пластових тисків у покладах вуглеводнів дозволили у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину виділити два етапи формування надгідростатичних пластових тисків. Перший етап – формування надгідростатичних пластових тисків у процесі високої швидкості осадоагромадження внаслідок недоущільнення осадових порід і другий етап – у результаті складкоутворення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Актуальні проблеми нафтогазової геології: монографія / Маєвський Б. Й. та ін.; за ред. Б. Й. Маєвського. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 240 с.
2. Андрейчук М. М. До природи Крукеницької западини. *Геологічні та гідрогеологічні дослідження на польсько-українському пограниччі*: Матеріали міжнародної наукової конференції. Львів. 2012. С. 45-46.
3. Артım І. В. Оцінка впливу гранулометричного складу порід на фільтраційно-ємнісні властивості теригенних відкладів Передкарпатського прогину. *East European Science Journal*. 2019. № 8, part 2. P. 18-23.
4. Атлас родовищ нафти і газу України. Томи IV і V. Львів: УНГА, 1998. 710 с.
5. Багнюк М. М., Філяс Ю. Г., Пилип Я. А., Петраш Ю. І. Нафти перехідного стану та екстремальні газоконденсатні системи родовищ. *Мінеральні ресурси України*. 2012. № 1. С. 22–26.
6. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. – Киев: Из-во АН УССР, 1962. – 365 с.
7. Бурачок О.В. Аналіз стану та результатів сучасних досліджень із проблем підвищення конденсатовилучення. *Modern Engineering and Innovative Technologies*. 2020, Issue 13, Part 1, 41-57.
8. Бурачок О. І., Кондрат О. Р. Сучасні технології та світовий досвід підвищення вуглеводневилучення із газоконденсатних родовищ. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази*: матеріали Міжнародної наук.-техн. Конференції (Івано-Франківськ, 23–25 травня 2018 р.). Івано-Франківськ, 2018. С. 210–213.
9. Бучковский С. С., Борышко В. Я., Крупский Ю. З. Пластовые давления в нефтегазоносных структурах покровов юго-восточной части

Предкарпатського прогиба. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1976. № 5. С. 28–30.

10. Вуль М. Я., Зур'ян О. В., Старинський В. О. Статистика розвитку, сучасний стан та перспективи Західного нафтогазоносного регіону України. *Мінеральні ресурси України*. 2018. №1. С. 33–38.

11. Газ ущільнених колекторів у Західному нафтогазоносному регіоні України. / Гладун В. В. та інші. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2011. № 1–2. С. 34–35.

12. Гетманюк І. Характеристика газоносності Більче–Волицького газового родовища. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2018. № 1–2. С. 71–73.

13. Даниленко В. А., Пилип Я. А. Выявление зон АВПД по кажущимся сопротивлениям и плотности глинистых покрышек во Внешней зоне Предкарпатского прогиба. Экспресс-информация. *Нефтьгазовая геология и геофизика*. 1976. № 18. С. 6–10.

14. Дзюбенко О.І., Кайєва І.В., Гончаренко В.І. Підвищення достовірності результатів дослідження свердловин на конденсатність у ДДЗ *Мінеральні ресурси України*. 2002. № 3. С. 20-24.

15. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методика определения аномально высоких пластовых давлений по данным геофизических исследований скважин. *Геология нефти и газа*. 1976. № 8. С. 32–38.

16. Дучук С., Йосипенко Т., Максимук С. Актуальність застосування комплексних методів для підвищення ефективності геологогеофізичних досліджень при пошуках вуглеводнів. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2018. № 1–2. С. 75–77.

17. Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозалягаючих олігоценових порід-колекторів Бориславського НГПР. /Маєвський Б. Й. та ін. *Нафтогазова геофізика – інформаційні технології*: Друга міжнародна науково-практична конференція. Івано-Франківськ, 25-28 квітня 2011 р. Івано-Франківськ. 2011. С. 128-131.

18. Жученко Г. О., Михайлів І. Р., Гоптарьова Н. В., Горванко Г. Д. Модель процесу складкоутворення та формування розривних порушень у Бориславсько–Покутській зоні Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 1. С. 7–16.

19. Здерка Т. В., Хомин В. Р., Маєвський Б. Й. Проблема існування порід-колекторів вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині. *Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат: тези доповідей Міжнар. наук. Конференції*. Львів. 26-28 вересня 2006 р. Львів. 2006. С. 84-85.

20. Здерка Т. В., Маєвський Б. Й., Куровець С. С., Хомин В. Р. Вплив геофлюїдодинамічних процесів на вторинні перетворення порід-колекторів та характер їх нафтонасичення. Міжнародна науково-технічна конференція: *Прикладна геологічна наука сьогодні: здобутки та проблеми*. (Київ, 5–6 липня 2007). Київ. 2007. С. 52–53.

21. Ковальчук Н. Р. Вплив регіональних тектонічних процесів на формування родовищ вуглеводнів південно–східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину у зв'язку з перспективами нафтогазоносності. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2018. № 1–2. С. 86–87.

22. Ковальчук Н. Р., Филяс Ю. И. Прогнозная оценка физических параметров пластовых нефтей на глубинах 4000–7000 м в Предкарпатском регионе: *Тематический сборник научных работ УкрНИГРИ*. 1973. Вып. 8. С. 74–79.

23. Колодій І. В., Петраш Ю. І. Термобаричні умови формування вуглеводневих систем Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Том 1. (Трускавець, 7 – 11 жовтня 2019 р.) Трускавець, 2019. С. 295–301.

24. Коцкулич Я. С. Тищенко О. В. Закінчування свердловин: підручник. Київ: Інтерпрес ЛТД, 2009. 366 с.

25. Крупський Ю. З., Деніга Б. І. Геолого-економічна оцінка Лопушнянського нафтового родовища. Книга 1. Фонди ВГО “Західукргеологія”. Львів: 2001. 178 с.

26. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: УкрГДГІ, 2001. 144 с.

27. Крупський Ю. З. Геологія і нафтогазоносність Українських Карпат та їхніх прогинів (погляд з початку XXI ст.) *Вісник Львівського університету. Серія геологічна*. 2011. Вип. 25. С. 3–19.

28. Крупський Ю. З., Марусяк В. П. Відновлення покладів вуглеводнів та виявлення ліквідованих свердловин з пропущеними продуктивними горизонтами (на прикладі західного НГР). *Scientifik Journal “Science Rise”*. 2015. 8/1 (13). С. 25–31.

29. Крупський Ю. З., Вислоцька О. І. Нафтогазогеологічне районування Передкарпатського прогину. *Нафтогазова галузь України*. 2016. № 1. С. 6–9.

30. Крупський Ю. З. Нові уявлення про геологічну будову і перспективи нафтогазоносності Західного нафтогазоносного регіону. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2017. №1-2. С. 76–77.

31. Крупський Ю. З. Проблеми геологічної будови і перспективи пошуку вуглеводнів у Західному нафтогазоносному регіоні України. *Геологічний журнал*. 2018. №2 (363). С. 5–13.

32. Крупський Ю. З. Геологія і нафтогазоносність Західного регіону України. Львів: СПОЛОМ, 2020. 254 с.

33. Крупський Ю. З. Опорні, параметричні та профільні свердловини пробурені в зоні насунутих структур з моласами і флішем (Бориславсько-Покутська зона) Передкарпатського прогину і в Скибовій зоні Складчастих Карпат. *Проблеми геології фанерозою України: збірник наукових праць у 2-х ч. / за заг. ред. Р. Й. Лещуха та Ю. З. Крупського*. [Електронний ресурс] Львівський національний університет імені Івана Франка. 2021. Ч. 2. С. 13–

24. Режим доступу: <https://geology.lnu.edu.ua/xii-shchorichna-vseukrainska-naukova-konferentsiia-problemy-heolohii-fanerozoiu-ukrainy-2021>.

34. Кузів І. М., Левицька Г. М., Чорний Е. О., Чорний О. М. Вплив надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) на формування газових покладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: матеріали Міжнародної наук.-техн. конференції* (Івано-Франківськ, 23–25 травня 2018 р.). Івано-Франківськ, 2018. С. 77–79.

35. Куровець С. С., Артим І. В. Оцінювання впливу геологічних чинників на ємнісно-фільтраційні властивості теригенних колекторів Передкарпатського прогину. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2018. № 1. С. 25–37.

36. Куровець С. С., Чорний Е. О. Визначення та прогнозування фізичних параметрів пластових нафт графоаналітичним способом на прикладі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2 (75). С. 69–77.

37. Куровець С. С., Чорний Е. О. Прогнозування параметрів вуглеводневих систем газових покладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 1(78). С. 7–16.

38. Кушнір С., Кость М., Пальчикова О. Причини відмінності хімічного складу природного газу в родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2013. № 1–2. С. 88–100.

39. Лазарук Я. Г. Ресурсна база вуглеводнів Західного регіону України. *Нафтова і газова промисловість України*. 2012. № 6. С. 7–11.

40. Лазарук Я. Г. До питання про формування тріщинних порід-колекторів на великих глибинах. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2017. № 1-2. С. 87-88.

41. Леськів І. В., Щерба В.М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині: монографія. Київ: Наукова думка, 1979. 82 с.

42. Люгай Д. В., Лапшин В. И., Волков А. Н., Константинов А. А. Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений АО «Газпром». *Научно-технический сборник. Вести газовой науки*. 2014. № 4 (24). С. 74–83.

43. Мазур А.П. Перспективи відкриття покладів нафти і газу у глибоко занурених крейдових відкладах Передкарпатського прогину. *Наукові засади геолого-економічної оцінки мінерально-сировинної бази України та світу: Міжнародна наукова конференція, м. Київ, 18-22 квітня 2011 р. Київ. 2011. С. 92-93.*

44. Маєвський Б. Й. Генезис вуглеводнів і формування їх покладів як основа прогнозування нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів. *Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: Збірник наукових праць*. Івано-Франківськ: Факел, 2005. С. 8–13.

45. Маєвський Б. Й., Куровець С. С., Манюк М. І. Вплив геодинамічних чинників на ємнісно-фільтраційні параметри порід-колекторів Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2006. № 3 (20). С. 30–34.

46. Маєвський Б. Й., Лозинський О. Є., Куровець С. С., Артим І. В. Основні причини негативних результатів нафтогазопошукових робіт. *Науковий вісник. ІФНТУНГ*. 2015. № 2 (39). С. 7–15.

47. Маєвський Б. Й., Окрепкий І. Р. Перспективні зони глибинного нафтогазнагромадження в Передкарпатському прогині. *Нафтова і газова промисловість*. 1997. № 6. С. 7–10.

48. Маевский Б. И., Плужникова В. Л., Тараканова Е. С. Нефтегазообразование и прогноз фазового состояния углеводородов на

больших глубинах по данным минералотермобарических и геохимических исследований. *Условия нефтегазообразования на больших глубинах*. Москва: Наука, 1988. С. 200–206.

49. Маєвський Б. Й., Ярема А. В., Куровець С. С., Здерка Т. В. Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозалягаючих палеогенових порід-колектрів Бориславського НГПР та особливості їх нафтогазоносності. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 1. С. 32–39.

50. Максимук С. Особливості відображення флюїдонасиченості горизонтів Вишнянської площі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в геохімічних полях приповерхневих відкладів. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2012. № 3–4. С. 109–118.

51. Матківський С. В. Теоретико-методологічні особливості побудови постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. №4. С. 39-44.

52. Медвідь Г. Б. Палеогідродинамічний чинник у процесі формування покладів вуглеводнів у межах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геодинаміка*. Львів. Вид-во Львівської політехніки. 2011. С. 199-201.

53. Метошоп І. М., Коваль Я. М., Сенічак В. В., Чорний Е. О. Чинники, що впливають на економічну оцінку при розкритті продуктивних пластів. “*Нафтогазова геофізика – нетрадиційні ресурси*”: III-я міжнародна науково-практична конференція (Івано-Франківськ, 20–24 травня 2013 р.). Івано-Франківськ, 2013. С. 152–156.

54. Мислюк М. А., Васильченко А. О. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття. *Нафтова і газова промисловість*. 2009. № 1. С. 23-25.

55. Михайлів І. Р., Мазур А. П. Гідрогеологічна характеристика вод крейдових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину як один із критеріїв їх нафтогазоносності. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2. С. 7–18.

56. Михайлів І. Р., Мазур А. П. Перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів піднасувної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Науковий вісник НТШ України*. №1(29). С. 213–221.

57. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Українських Карпат: монографія. /Маєвський Б. І. та ін.; за ред. Б. І. Маєвського. Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2012. 208 с.

58. Новосилецкий Р. М. Аномально высокие пластовые давления в коллекторах Предкарпатья. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1961. №1. С. 5–7.

59. Новосілецький Р. М. Пластові тиски флюїдів у надрах України: монографія. Київ: Техніка, 1969. 164 с.

60. Новосілецький Р. М., Полутранко А. Ю., Савка Е. П., Шарун Д. В. Закономерности распространения аномально высоких пластовых давлений в нефтегазоносных бассейнах. *Геология нефти и газа*. 1977. № 9. С. 47–52.

61. Олексюк М. П., Юрич А. Р., Різничук А. І. Прогнозування аномально високих пластових тисків (АВПТ) у процесі буріння методом d-експоненти в реальному часі буріння свердловин з використанням ЕОМ. *Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна»*. 2011. Вип. 13 (178). С. 40–43.

62. Орлов А. А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины: монография. Львов: Вища школа, 1980. 187 с.

63. Орлов О. О., Федоришин Д. Д., Омельченко В. Г. Перспективи промислової нафтогазоносності на великих глибинах (6–7 тис. м) Лопушнянської площі за даними надгідростатичних тисків. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2002. Івано-Франківськ. № 3(4). С. 51–54.

64. Орлов О. О., Карпенко О. М. Спосіб визначення пластових тисків в природних резервуарах. Патент України №45906 А. Київ: 2002. Бюл. № 4. 4 с.

65. Орлов А. А., Федоришин Д. Д., Лизун С. А. Закономерность генетической связи аномальных пластовых давлений со складкообразовательными тектоническими процессами в осадочном чехле земной коры. Ивано-Франковск: Факел, 2008. 154 с.

66. Орлов О. О., Чорный М. И. О возможности прогнозирования аномально высоких пластовых давлений во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба в месторождениях углеводородов. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1979. № 4. С. 3–4.

67. Особливості оцінки дренажних запасів газу щільних колекторів. / Кривуля С.В. та інші. *Нафтогазова енергетика*. 2020. №1(33) С. 19–28.

68. Павлюк В. І. Перспективи нарощування ресурсної бази рідких та газоподібних вуглеводнів України. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Том 1. (Трускавець, 7 – 11 жовтня 2019 р.) Трускавець, 2019. С. 328–331.

69. Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України. Збірник наукових праць. /Під редакцією Б. Й. Маєвського. Івано-Франківськ: Факел, 2005. 219 с.

70. Перспективи пошуків покладів вуглеводнів у відкладах олігоцену зони Кросно (Українські Карпати). /Куровець І. М. та інші. *Геодинаміка*. 2011. № 2(11). С. 144–146.

71. Петраш Ю. І., Чорний Е. О. Графо-аналітичний спосіб визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату за промисловими даними. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Том 1. (Трускавець, 7 – 11 жовтня 2019 р.) Трускавець, 2019. С. 168–173.

72. Прогнозування глибинних пасток вуглеводнів у Долинському нафтогазопромисловому районі за результатами геогустинного моделювання. / Б. Й. Маєвський та ін. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2010. Львів. № 3–4. С. 19–26.

73. Прогнозування колекторських властивостей порід глибокозанурених горизонтів Передкарпаття та Зовнішніх Карпат. / Б. Й. Маєвський та ін. Друга міжнародна науково-практична конференція. «*Нафтогазова геофізика – інноваційні технології*». Івано-Франківськ, 25-28 квітня 2011р. Івано-Франківськ. 2011. С. 128-131.

74. Прогнозування колекторських властивостей та фазового стану вуглеводнів глибокозанурених палеогенових порід Передкарпатського прогину. / Б. Й. Маєвський та ін. *Стан та перспективи сучасної геологічної освіти і науки*. Львів. ЛНУ, 13–15 жовтня 2010 р. 2010. С. 250–251.

75. Прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геолого-статистичного моделювання / Б. Й. Маєвський та ін. *Геоінформатика*. 2007. № 1. С. 54–61.

76. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині. / Б. Й. Маєвський та ін. *Геоінформатика*. 2011. № 3. С. 31–35.

77. Про можливість зустрічі природних резервуарів для нафти і газу на великих глибинах в земній корі. / О. О. Орлов та ін. *Геологія горючих копалин України: матеріали міжнародної конференції*. Львів, 2001. С. 188–190.

78. Про перспективи та проблеми нафтогазовидобування у Карпатському регіоні / Л. С. Мончак та ін. *Нафтогазова галузь України*. 2016. № 1. С. 10–13.

79. Савчак О. З. Геодинамічні та геохімічні аспекти нафтогазонагромадження Західного нафтогазоносного регіону України. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2018. № 3–4. С. 5–20.

80. Савчак О. З. Геолого–геохімічні особливості міграції та формування газових родовищ у нафтогазоносних регіонах України. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2019. № 1. С. 21–40.

81. Савчак О. З. Особливості розповсюдження вуглеводневих компонентів природного газу Західного нафтогазоносного регіону України. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2018. № 1–2. С. 109–110.
82. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика виявлення нафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2017. № 1-2 (170-171). С. 165–166.
83. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Теоретико-емпірична методика прогнозування вуглеводнів у розрізах свердловин з базовим параметром – стисливістю. *Мінеральні ресурси України*. Київ, 2018. №4. С.18-25.
84. Ступка О. С. Проблема походження нафти: її бачення в Карпатському регіоні. *Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат*. Львів. 2006. С. 218–221.
85. Тамамянц Т. Л. Аналіз стану технології буріння свердловини із заданим вибітним тиском. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 3. С. 23-32.
86. Фазовий стан вуглеводнів у надрах Передкарпатського прогину. / Б. Й. Маєвський та інші. *Геологія і геохімія горючих копалин*. Львів. 2011. № 1–2. С. 99–100.
87. Федоришин Д. Д., Трубенко О. М., Федоришин С. Д. Особливості геологічної будови неогенових відкладів за результатами ядерно-фізичних методів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 1. С. 43– 49.
88. Фенин Г. И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2010. № 4. С. 3-20.
89. Филяс Ю. И. Изменение физических параметров пластовых нефтей, залегающих на больших глубинах. *Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины*. Киев: Наукова думка, 1983. С.144-154.

90. Філяс Ю. Г. Нафти перехідного стану і близько критичні вуглеводневі системи. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1996. Львів. № 1–2. (94–95). С. 96–105.

91. Хомин В. Р. Геолого-статистичне моделювання термобаричних умов глибоко занурених горизонтів. Тезиси докладов V Международной конференции «Крым-2003». *Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона*. Гурзуф, 8–13 сентября 2003. Симферополь. 2003. С. 82–83.

92. Хомин В. Р., Маєвський Б. Й. Геологічна будова центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км. *Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України*. Івано-Франківськ. Факел. 2005. С. 66-73.

93. Хомин В. Р. Закономірності зміни фізико-хімічних властивостей нафт центральної та північно-західної частини Передкарпатського прогину. *Прикарпатський вісник НТШ*. 2015. № 1(29). С. 204–212.

94. Хомин В. Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 2(7). С. 49–54.

95. Чорний Е. О. Аналіз ускладнень у процесі буріння свердловин і експрес-методи прогнозування зон АВПТ у Передкарпатському прогині. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 1. С. 10–17.

96. Чорний Е.О. Залежність механічної швидкості буріння свердловин від внутрішньопорового тиску розкритих порід у Передкарпатському прогині. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2019. № 4(87). С. 32–36.

97. Чорний Е.О. Вплив швидкості осадоагромадження та гідродинамічних умов на формування та збереження аномально високих пластових тисків у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 3. С. 3–8.

98. Чорний Е. О. Прогноз параметрів вуглеводневих систем нафтових покладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *«Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази»*: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції. (Івано-Франківськ, 8–9 грудня 2020 р.). Івано-Франківськ, 2020. С. 65–66.

99. Чорний Е. О. Дослідження параметрів газових і газоконденсатних систем для покладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *«Нафтогазова енергетика»*: матеріали Міжнародної конференції. (Івано-Франківськ, 21–24 вересня 2021 р.). Івано-Франківськ, 2021. С. 262–264.

100. Чорний М. І., Чорний О. М., Метошоп І. М., Кузів І. М. Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів: навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 306 с.

101. Чорний О. М. Метод видобування защемленого і розчиненого газу з підвищенням тиску газу в стовбурі свердловини. *“Нафтогазова геофізика – стан та перспективи”*: міжнародна науково-практична конференція (Івано-Франківськ, 25-29 травня 2009 р.). Івано-Франківськ, 2009. С. 273-275.

102. Чорний О. М., Левицька Г. М., Кузів І. М., Чорний Е. О. Вплив геологічних чинників на розкриття і розробку газоносних пластів Передкарпатського прогину. *Нафтогазова галузь України*. 2014. № 2. С. 10–14.

103. Чорний О. М., Левицька Г. М., Кузів І. М., Чорний Е. О. Технологія розкриття пластів на рівновазі пластового та вибійного тисків при бурінні свердловин Передкарпаття. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 3. С. 14–17.

104. Чорний О. М., Левицька Г. М., Кузів І. М., Чорний Е. О. Дослідження умов підвищення продуктивності свердловин на підземних сховищах (ПГС) і родовищах Прикарпаття. *Нафтогазова галузь України*. 2017. № 4. С. 23–27.

105. Щерба В. М., Леськів І. В. Природа аномально високих давлень газових залежій Зовнішньої зони Передкарпатського прогиба. *Геологія і геохімія горючих ископаємих*. Київ: Наукова думка. 1971. Вип. 23. С. 13–17.

106. Щодо вторинних змін колекторських властивостей глибокостанурених порід-колекторів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. /Маєвський Б. Й. та інші. ІІІ Всеукраїнська наукова конференція-школа: *Сучасні проблеми геологічних наук*. (Київ, 12–15 квітня 2011). Київ, 2011. С. 19–26.

107. Щодо реальних перспектив відкриття нових родовищ та нарощення видобутку нафти і газу у Зовнішньому регіоні України. / Мончак Л. С. та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 2. С. 7–19.

108. Юнік Н. В. Перспективи та проблеми освоєння нерозвіданих ресурсів вуглеводнів Зовнішнього регіону України. *Мінеральні ресурси України. Горючі корисні копалини*. 2011. № 1. С. 29–33.

109. Ярема А.В. Аналіз результатів газогеохімічного прогнозу перспектив нафтогазоносності для вибору першочергових нафтогазопозукових об'єктів у межах Бориславського нафтогазопромислового району. *East European Scientific Journal*. 2016. Vol. 3–4(8). С. 165–169.

110. Ярема А. В. Системна оцінка перспектив газоносності південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. // Міжнародна науково-технічна конференція “*Нафтогазова енергетика– 2017*”, 15–19 травня 2017 р. Івано-Франківськ. 2017. С. 252–254.

111. Long-term monitoring of oil contamination of profile-differentiated soils on the site of influence of oil-and-gas wells in the central part of the Boryslav-Pokuttya oil-and-gasbearing area. Karabyn, Vasyla; Popovych, Vasyla; Shainoha, Ihorb; Lazaruk, Yaroslavc. *Petroleum and Coa* IVolume 61, Issue 1, Pages 81 - 89 2019.

112. Mayevskiy B. Y., Kurovets S. S. Hydrocarbons genesis and formation of their deposits as a basis of predicting oil-and-gas presence in deep-sunk horizons of sedimentary basins. *Eastern European Research Journal*. 2016. № 4(8). P. 140–158.

113. Origin and migration of oil from the Ukrainian Outer Carpathians to their Mesozoic basement: the case of the Lopushna traps. Radkovets N. and other. *Geological Quarterly*. 2016. 60 (1). P. 133–148.

114. Price L. C. Organic geochemistry of core Samples from an ultra-deep hot well (300°C, 7 km). *Chemical Geology*. 1982. Vol. 37. № 3/4. P. 215–228.

115. Price L. C., Clayton J. L., Rumen L. L. Organic geochemistry of the 9,6 km Berta Rogers № 1. *Organic geochemistry*. Well Oklakhoma. 1981. № 13. P. 59–77.

116. Serebryakov V.A. Robertson J.O., Chilingarian Jr. G.V. Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures. 2002. 390 p.

ДОДАТКИ

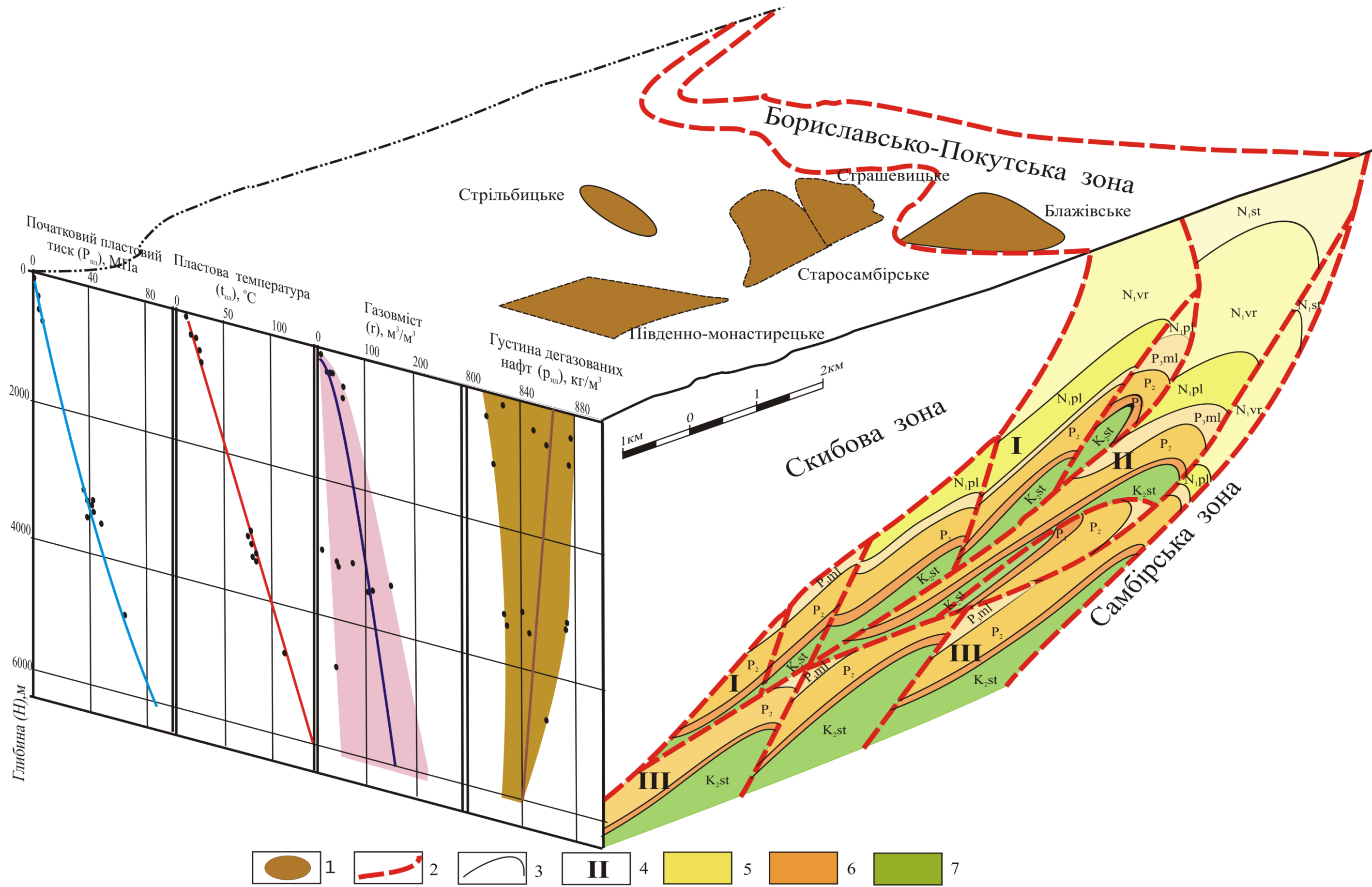


Рисунок А.1 Блок-схема умов залягання і властивостей пластових нафт Старосамбірської ділянки Бориславсько-Покутського НГР (геологічний розріз за Вулем М.Я.):

Р 1 – нафтові родовища; 2 – тектонічні порушення; 3 – геологічні границі; 4 – яруси складок; 5 – відклади неогену; 6 – відклади палеогену; 7 – відклади крейди.

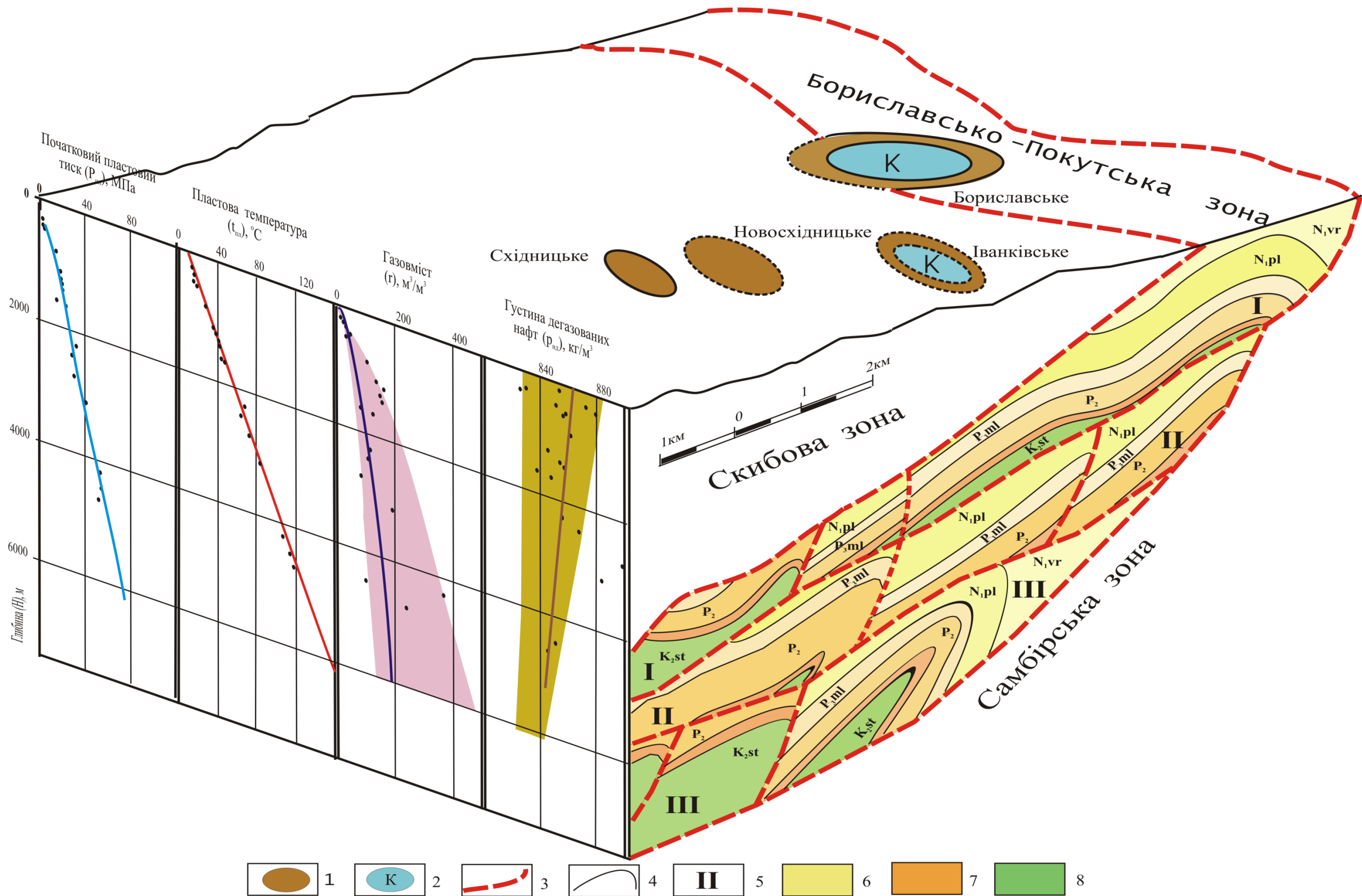


Рисунок А.2 Блок-схема умов залягання і властивостей пластових нафт Бориславської ділянки Бориславсько-Покутського НГР (геологічний розріз за Вулем М.Я.):

1 – нафтові родовища; 2 – газоконденсатні родовища; 3 – тектонічні порушення; 4 – геологічні границі; 5 – яруси складок; 6 – відклади неогену; 7 – відклади палеогену; 8 – відклади крейди.

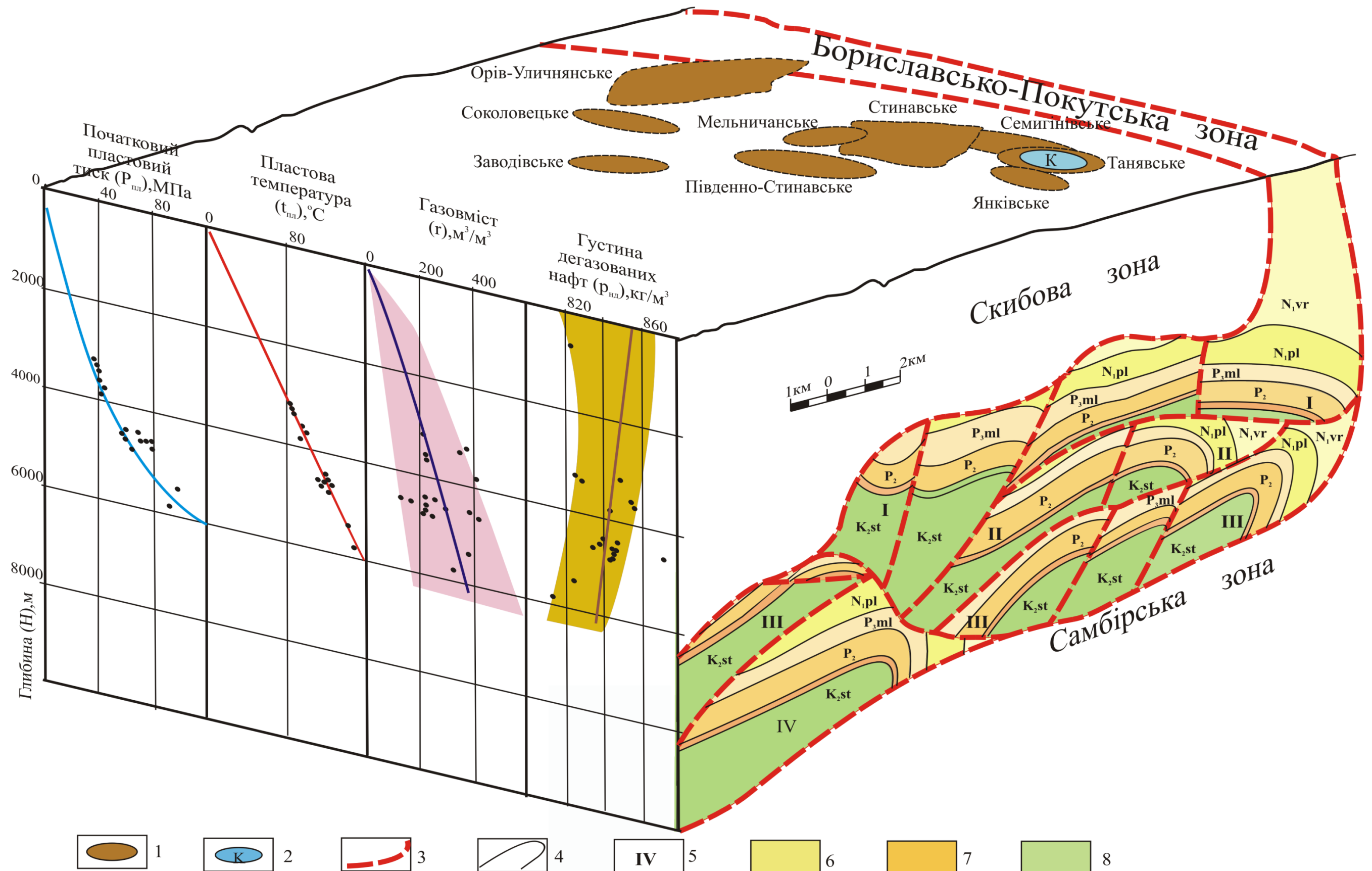


Рисунок А.3 Блок-схема умов залягання і властивостей пластових нафт Заводівсько-Стинавської ділянки Бориславсько-Покутського НГР (геологічний розріз за Вулем М.Я.):

1 – нафтові родовища; 2 – газоконденсатні родовища; 3 – тектонічні порушення; 4 – геологічні границі; 5 – яруси складок; 6 – відклади неогену; 7 – відклади палеогену; 8 – відклади крейди.

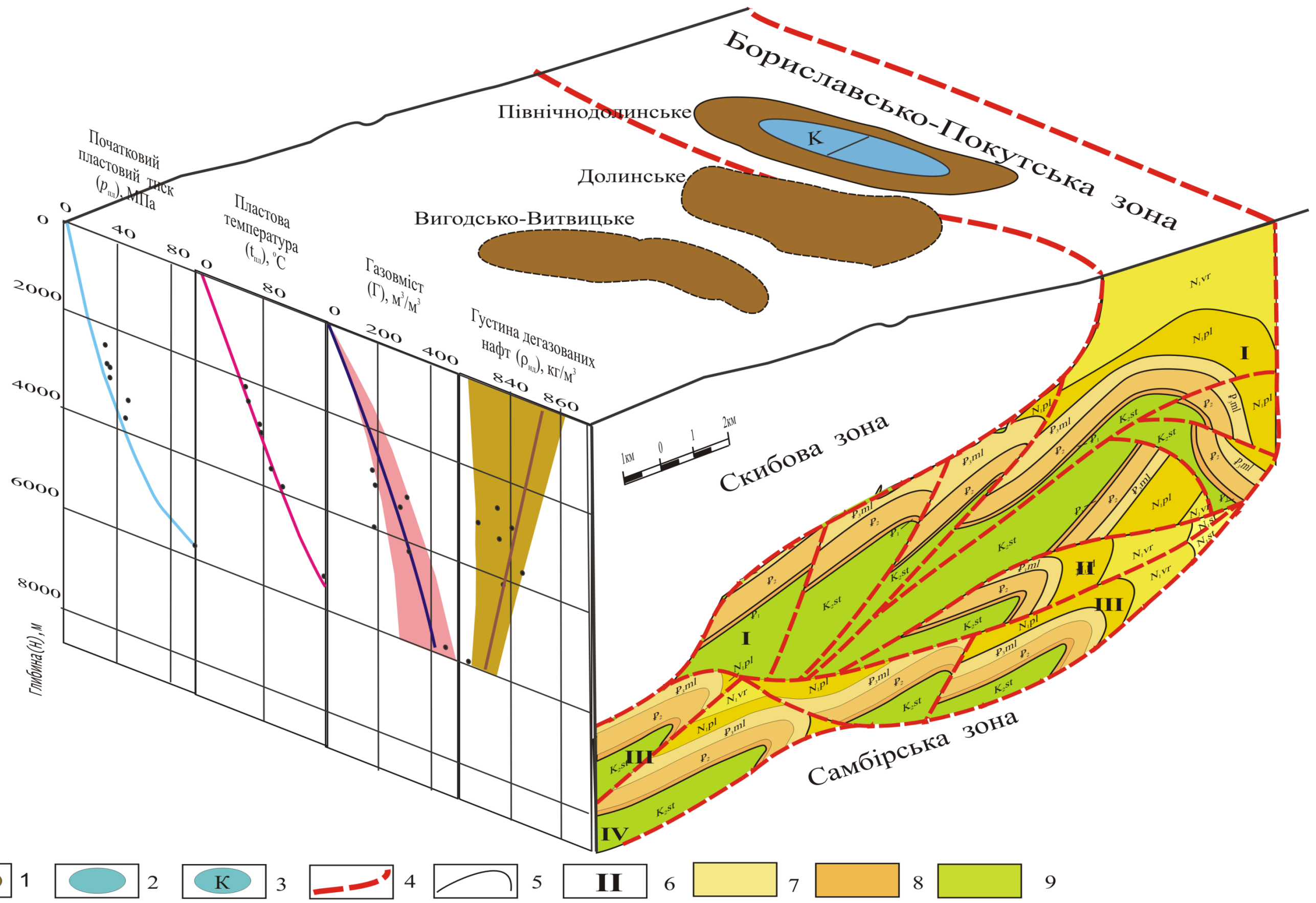


Рисунок А.4 Блок-схема умов залягання і властивостей пластових нафт Долинської ділянки Бориславсько-Покутського НГР (геологічний розріз за Вулем М.Я.):

1 – нафтові родовища; 2 – газові родовища; 3 – газоконденсатні родовища; 4 – тектонічні порушення; 5 – геологічні границі; 6 – яруси складок; 7 – відклади неогену; 8 – відклади палеогену; 9 – відклади крейди.

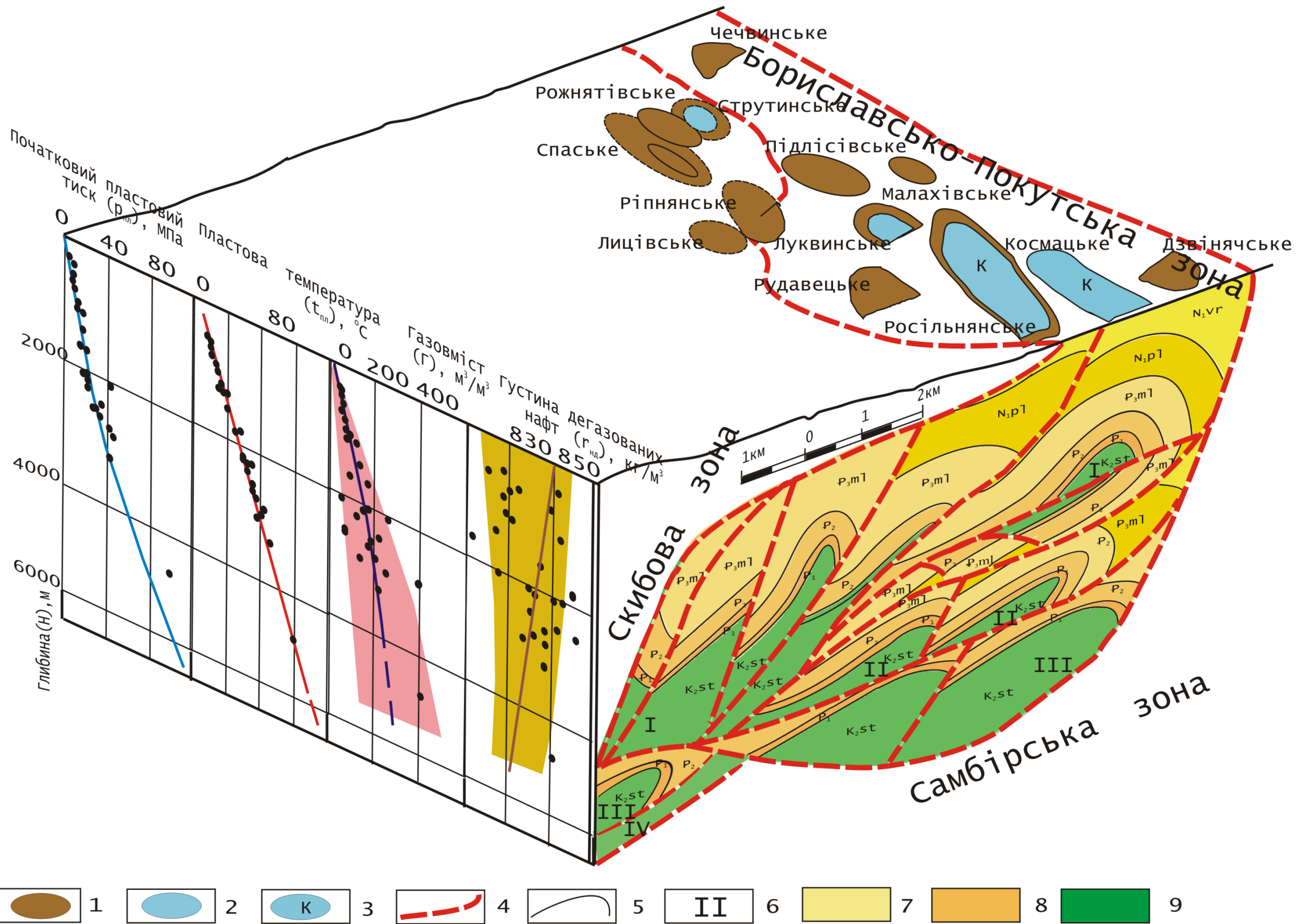


Рисунок А.5 Блок-схема умов залягання і властивостей пластових нафт Струтинсько-Дзвінявської ділянки Бориславсько-Покутського НГР (геологічний розріз за Вулем М.Я.):

1 – нафтові родовища; 2 – газові родовища; 3 – газоконденсатні родовища; 4 – тектонічні порушення; 5 – геологічні границі; 6 – яруси складок; 7 – відклади неогену; 8 – відклади палеогену; 9 – відклади крейди.

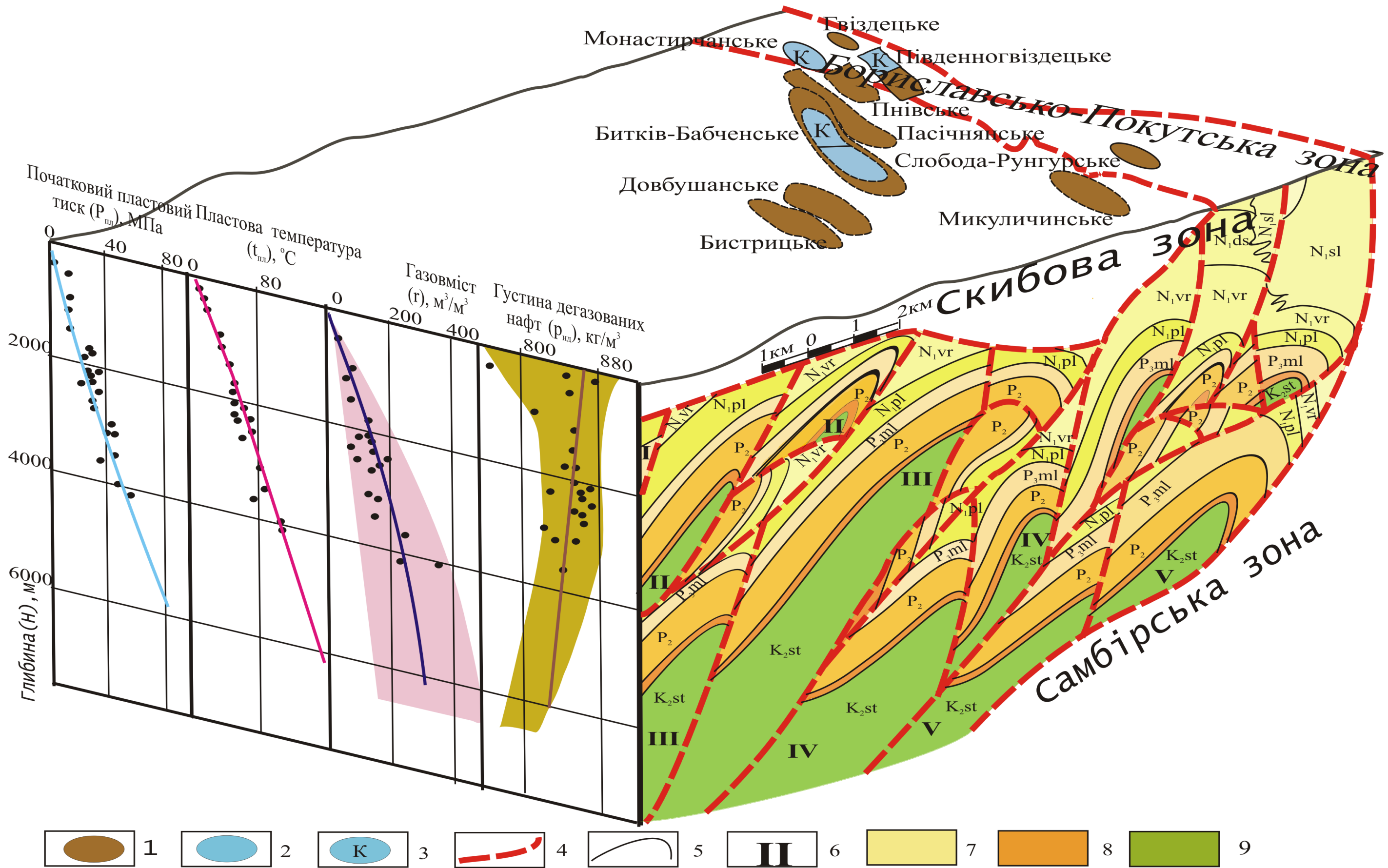


Рисунок А.6 Блок-схема умов залягання і властивостей пластових нафт Битківської ділянки Бориславсько-Покутського НГР (геологічний розріз за Вулем М.Я.):

1 – нафтові родовища; 2 – газові родовища; 3 – газоконденсатні родовища; 4 – тектонічні порушення; 5 – геологічні границі; 6 – яруси складок; 7 – відклади неогену; 8 – відклади палеогену; 9 – відклади крейди.

Додаток А

Таблиця А.1 – Характеристика вільних газів Зовнішньої зони

Родовище, блок	Горизонт	Відносна густина	Теплотворна здатність	Склад газу, % об.										
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
							n	i	n	i				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Свидницьке	В-5-14	0,5562-0,5624	33070-33314	98,33-99,19	0,09-0,11	0,01-0,18	0,001	0,002	сл.		-	0,05-0,23	0,400-0,885	0,003-0,004
Вижомлянське Рогозненський блок	НД-8-10	0,5632-0,5662	33243-33580	98,38-98,61	0,22-0,58	0,09-0,21	0,02-0,04	0,03-0,10	0,01-0,06		-	0,19-0,43	0,21-0,96	-
- // - Бонівський блок	НД-9А-9Б	0,5770	33570	96,82	1,07	0,21	0,04	0,06	0,17		-	0,30	1,34	-
Вишнянське	ВД-12 – НД-7	0,5563-0,5586	33363-33933	98,57-99,81	0,09-0,13	0,04-0,05	0,005-0,01	0,01-0,04	0,004	0,002	-	0,05-0,26	0,001-1,23	-
Никловицьке	НД-3-8	0,5422-0,5818	31731-33209	94,32-98,68	0,09-0,65	0,02-0,44	0,08	0,04	-	-	-	0,21-1,44	0,46-3,50	0,0017-0,0054
Макунівське	НД-15	0,6343	32866	87,88	1,81	0,48	0,20	0,82	0,17	0,26	-	1,47	5,05	-
Хідновицьке	ВД-13 – НД-7	0,5578-0,6110	32810-33371	96,96-98,89	0,08-0,42	сл.-0,33	0,02-0,07		сл.		-	0,10-0,78	0,71-2,03	0,001-0,09
Садковицьке	ВД-12 – НД-4	0,5567-0,5618	32774-33201	98,09-99,06	0,04-0,05	сл.	сл.-0,20		-		-	0,21-0,84	0,23-1,33	0,001-0,002
Пинянське	ВД-14 – НД-9	0,5622-0,5913	31790-33589	94,92-98,16	сл.-0,20	сл.-1,42	сл.-0,47		0,003-0,1		-	0,20-0,74	0,11-4,29	0,001-0,06
Залужанське	ВД-13 – НД-15	0,5638-0,6075	32699-34370	92,31-98,38	0,04-0,77	0,02-1,103	0,001-0,29	0,002-0,25	0,02-0,29		-	0,21-1,76	0,43-6,41	-
Новосільське	НД-9, 16	0,5594-0,5754	33246-34322	93,84-98,02	0,83-0,85	0,74	0,84	-	0,60	-	-	0,54-1,86	0,61-1,27	-
Рудківське	НД-4-9	0,5600-0,5798	32582-33623	96,31-99,00	0,20-0,47	0,10-0,29	0,02-0,83		0,14-0,46		-	0,05-0,31	0,53-1,86	0,016
Майницьке	НД-13	0,5700	33794	95,23	1,15	0,43	0,22	0,22	0,10	0,19	-	-	1,73	-
Сусолівське	НД-15	-	33852	95,53	0,41	0,95	0,59	0,30	0,13	0,22	-	0,86	0,98	-
Пн-Західний блок Грушівське	НД-16	0,5983	34574	94,68	0,86	1,03	0,52	0,32	0,13	0,27	-	0,58	1,55	-
Сх. Довгівське	НД-13 – 16	0,5623-0,5814	33209-40432	96,45-99,09	0,24-0,62	0,09-0,31	0,03-0,74	0,04-0,13	0,01-0,10		-	0,19-1,23	0,05-0,79	-
Пд. Грабівське	N ₁ h	0,6040	32866	92,77	0,82	0,7	0,27	0,18	-	-	0,05	1,26	3,77	-
Меденицьке	N ₁ h – K ₂ sn	0,5765-0,5768	32855-33467	96,15-96,18	0,35-0,73	0,20-0,47	0,17-0,25		0,10-0,38		-	0,15	2,87	-
Малогорожанське	N ₁ br+ts+h	0,5669-0,5719	32765-33006	96,90-97,72	0,12	0,1	0,08		0,08		0,075-0,378	0,10-0,77	1,52-1,55	-
Опарське	НД-3-9	0,5663-0,5731	32948-33199	97,95-98,48	0,09-0,20	0,02-0,07	0,05-0,11		0,03-0,05		-	0,07-0,90	1,30-1,50	0,003
Летнянське Опарський блок	НД-10-13	0,5655-0,5780	32337-32786	96,13-98,09	0,17-0,33	0,06-0,16	0,01-0,08	0,01-0,04	0,001-0,003	0,003-0,01	-	0,27-1,02	1,12-2,26	0,002-0,003
- // - Летнянський блок	НД-11-12	0,5680-0,5740	32004-33442	95,92-97,00	0,31-0,58	0,04-0,16	0,003-0,09	0,01-0,05	0,004-0,02	0,03-0,06	-	0,68-2,27	0,86-3,01	-
- // - Грабен Летнянського блоку	НД-14	0,5662	33048	98,13	0,38	0,12	0,02	0,05	0,03	0,03	-	0,26	0,99	-
- // - Пд. Опарський блок	НД-14-16 K+N ₁ h+J ₃	0,5663-0,6202	33215-36725	91,81-98,10	0,54-3,65	0,16-2,15	0,09-0,37	0,06-0,43	0,04-0,20	0,01-0,28	-	0,10-1,11	0,86-1,10	-
- // - Пн. Опарський блок	K+N ₁ h+J ₃	0,6122	34533	92,56	2,35	1,51	0,439	0,292	0,10	0,13	-	0,66	2,05	-
- // - Пн. Летнянський блок	НД-14 K+N ₁ h	0,5655-0,5953	32878-37361	94,63-98,32	0,11-1,80	0,11-0,98	0,02-0,25	0,03-0,23	0,01-0,04	0,01-0,06	-	0,47-0,77	0,91-1,24	-
- // - Ланівський блок	K+N ₁ h+J ₃	0,5833	32296	94,88	0,81	0,26	0,05	0,03	0,05	0,01	-	0,86	3,08	-
Грудівське	НД-9-13	0,5565-0,5648	32992-33538	98,10-99,73	0,19-0,92	0,03-0,17	0,01-0,57	0,01-0,23	0,23	0,47	-	0,10-0,26	0,12-1,48	0,03
Б. Волицьке	НД-5-17	0,5567-0,5679	32943-33343	97,48-99,57	0,08-0,21	0,02-0,13	0,01-0,06	0,02-0,04	-	-	-	0,06-0,14	0,26-1,91	-
Гайське	НД-13-16	0,5750-0,6326	33890-37183	91,89-97,31	0,88-3,03	0,60-2,54	0,08-0,81	0,14-0,52	0,04-0,24	0,06-0,26	-	0,08-0,68	0,33-2,42	-

Закінчення таблиці А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кавське	НД-4-9	0,5576-0,5611	33172-33426	98,99-99,91	0,03-0,05	0,03-0,1	0,005-0,1		сл.		-	0,2-0,3	0,10-0,82	-
Глинківське	гельвет	0,5895	35190	96,63	0,80	1,54	0,37	0,29	0,08	0,14	-	0,05	0,08	-
Угерське	ВД-14+НД-10	0,5582-0,5818	33197-33697	97,53-98,50	0,05-0,70	0,11-0,29	0,06-0,8		0,01	0,01	-	0,1-0,6	0,61-0,81	-
Пд.Угерське	$K_{2sn}+N_{1h}$	0,5639	33211	97,84	0,54	0,23	-		-	-	-	0,05	1,31	0,004
Дашавське	ВД-13 НД-2-9	0,5600-0,5691	32408-33597	97,83-99,01	0,14-0,39	0,03-0,11	0,02-0,1		-	-	-	0,15-0,80	0,22-2,00	-
Кадобнянське	$N_{1s1}+B_2$	0,6762-0,6808	33552-33705	98,35-98,75	0,08-0,17	0,04-0,07	0,05		0,03	-	-	0,10-1,0	1,32	-
Гринівське Гринівська стр-ра	N_{1B2}	0,5570-0,5618	32950-33387	97,87-99,11	0,03-0,10	-	0,05-0,24		-	-	-	0,10-0,20	0,02-1,47	-
- // - Калуська стр-ра	N_{1B2}	0,5799--0,5809	31337-32089	93,25-95,60	0,6	0,4	0,17-0,30		0,10		-	0,10	3,00-6,58	-
Богородчанське	N_{1B2}	0,5663-0,5676	33246-33305	97,78-98,10	0,60-0,67	0,08-0,32	-	-	-	-	-	0,40-0,56	0,75-0,90	-
Черемхівсько- Струпківське	N_{1B}	0,5670	32816	97,49	0,23	0,03	-	-	-	-	-	0,22	1,96	-
Пилипівське	N_{1ks}	0,5593-0,5625	33080-33300	98,72-99,22	0,06-0,14	0,04	0,02-0,03	0,01-0,02	0,003	0,01	-	-	0,43-0,73	0,01
Дебеславецьке	N_{1B2}	0,5573-0,5753	32220-33330	96,36-98,60	0,01-0,17	0,02-0,03	0,02	0,02			-	-	2,56-0,72	-
Яблунівське	N_{1B2}	0,5683	32992	96,21	0,96	0,15	0,04	0,04	0,04	-	-	0,28	2,22	-
Косівське	$N_{1s1} + s_2$	0,5561-0,5835	33407-35141	94,30-99,55	0,20-5,3	0,1-0,2	-	-	0,1-0,2	-	-	0,1-0,5	-	-
Ковалівське	N_{1B2}	0,5666-0,5878	31366-37539	91,77-94,43	0,07-1,11	0,02-1,99	0,05-1,50	0,08-0,58	0,01-0,67	0,004- 0,80	0,0005	-	2,53-5,78	0,001
Чорногузьке	$N_{1s1} + B$	0,5564-0,6342	28382-33511	92,86-98,17	0,03-0,69	0,01-0,43	0,004-0,28	0,01-0,10	0,05-0,11	0,03- 0,11	-	0,05-1,65	0,63-1,50	-
Шереметівське	N_{1B2}	0,5681-0,6355	28064-33045	91,16-98,50	0,02-0,39	0,03-0,12	0,01-0,10	0,003-0,05	0,01	0,01- 0,06	-	0,05-0,83	0,99-1,32	-
Красноільське	N_{1B2}	0,5509-0,5593	33031-33262	88,56-98,81	0,03-0,26	0,05	сл.	сл.	-	-	-	0,05-0,31	0,79-8,87	-
Тинівське	НД-2-5	0,5649-0,5701	33591-33895	97,23-97,92	1,68-2,32	-	-	-	-	-	-	0,05-0,74	0,02-0,07	-
Городоцьке	ВД-13 – НД-2	0,5597-0,5648	32685-33286	97,61-99,08	0,004-0,26	0,004-0,03	0,2	0,006	-	-	-	0,05-0,22	0,05-0,41	-

Таблиця А.2 – Усереднена характеристика вільних газів Зовнішньої зони

Родовище	Горизонт, групи горизонтів	Середня глибина, м	Віднос- на гус- тина	Середній вміст компонентів, % об.									
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂₊₆	H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
							<i>i</i>	<i>n</i>					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Північно-західна частина БВ НГР													
Свидницьке - // -	ВД-5-8	310	0,5582	98,78	0,10	0,10	сліди		сліди	-	0,13	0,89	0,004
	ВД-9-14	552	0,5594	98,45	0,11	0,14	-		-	-	0,17	0,80	0,004
Вижомлянське: Рогозненський блок - // - Бонівський блок	НД-8-10	1212	0,5648	98,48	0,45	0,12	0,03	0,06	0,02	-	0,3	0,54	-
	НД-9	1348	0,5772	97,07	1,07	0,21	0,04	0,07	0,17	-	0,3	1,34	-
Вишнянське - // -	ВД-12-13	793	0,5565	99,16	0,05	0,02	-		-	-	0,13	0,64	-
	НД-4-7	1088	0,5577	99,57	0,09	0,05	0,01	0,02	сліди	-	0,15	0,11	-
Никловицьке	НД-3-8	1200	0,5645	96,83	0,38	0,13	сліди		-	-	0,81	1,85	0,003
Макунівське	НД-15	2050	0,6343	89,73	1,81	0,48	0,20	0,82	0,44	-	1,47	5,05	-
Хідновицьке - // -	ВД-13	718	0,5580	98,41	0,11	0,04	0,02		0,03	-	0,30	1,07	0,02
	НД-4		0,5802	98,11	0,31	0,11	0,04		сліди	-	0,10	1,29	0,04
Садковицьке - // -	ВД-12-13 –	808	0,5605	98,68	сліди	сліди	сліди		-	-	0,26	1,06	сліди
	НД-1	1075	0,5590	98,53	0,02	-	0,04		-	-	0,37	1,04	0,001
Пинянське - // -	ВД-14 –	1110	0,5622	99,11	0,21	0,13	0,08		0,1	-	0,26	0,11	-
	НД-1	1648	0,5732	96,52	0,41	0,29	0,09		-	-	0,45	2,22	0,02

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Залужанське	ВД-13	1080	0,5638	98,47	0,04	0,02	0,01	0,01	-	-	0,40	1,05	-
- // -	НД-5-6	1770	0,5792	94,58	0,15	0,03	0,02	0,06	0,01	-	1,57	3,73	0,003
- // -	НД-7-8	1985	0,5747	96,51	0,45	0,03	0,02	0,01	0,03	-	0,70	2,25	-
- // -	НД-9	2350	0,5766	96,46	0,43	0,45	0,04	0,07	0,08	-	0,90	1,57	-
- // -	НД-10 – НД-12	2610	0,5738	96,41	0,69	0,24	0,12	0,22	0,15	-	0,30	1,87	-
- // -	НД-13-15	3135	0,5946	96,26	0,44	0,26	0,28	0,14	0,25	-	1,24	1,13	-
Новосілівське	НД-9	1075	0,5594	98,02	0,83	-	-	-	-	-	0,54	0,61	-
- // -	НД-16	1900	0,5754	93,84	0,85	0,74	0,84	-	0,60	-	1,86	1,27	-
Рудківське	НД-4-8	851	0,5635	98,70	0,05	0,02	0,30		-	-	0,12	0,81	-
- // -	НД-9 – J-N _{1h}	1155	0,5680	97,30	0,36	0,24	0,13		0,30	-	0,16	1,49	0,02
Майницьке	НД-13	3076	0,5700	96,05	1,15	0,43	0,22	0,22	0,20	-	-	1,73	-
Сусолівське	НД-15	2172		95,51	0,41	0,97	0,59	0,31	0,53	-	0,86	0,82	-
Грушівське Пн.-зах. блок	НД-14, 16	1608	0,5983	94,74	0,86	1,03	0,52	0,32	0,40	-	0,58	1,55	-
Сх.- Довгівське	НД-13	1420	0,5652	98,46	0,24	0,09	0,03	0,04	0,01	-	0,52	0,61	-
- // -	НД-14	1670	0,5663	98,18	0,62	0,11	0,03	0,05	0,04	-	0,31	0,66	-
- // -	НД-16, бл.св. 3	1765	0,5623	99,10	0,33	0,19	0,04	0,07	0,03	-	0,19	0,05	-
- // -	НД-16, бл.св. 1	1740	0,5745	96,76	0,39	0,23	0,74	0,06	0,05	-	0,46	1,31	-
- // -	НД-16, бл.св. 7	1730	0,5714	96,75	0,55	0,31	0,14	0,13	0,10	-	1,23	0,79	-
Пд. Грабинське	N _{1h}	1331	0,6040	92,95	0,82	0,70	0,27	0,18	-	0,05	1,26	3,77	-

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Меденицьке	N _{1h} – K ₂	1335	0,5766	95,66	0,55	0,28	0,21		0,24	0,05	0,07	2,97	-
Малогорожанське	N _{1b}	500	0,5719	96,92	0,12	0,1	0,08		0,08	0,38	0,77	1,55	-
- // -	N _{1h}	450	0,5669	97,92	0,12	0,1	0,08		0,08	0,08	0,10	1,52	-
Опарське	НД-1-3	338	0,5698	98,20	0,13	0,05	0,05		0,03	-	0,10	1,44	-
- // -	НД-4-9	618	0,5703	98,26	0,16	0,05	0,07		0,04	-	0,36	1,40	-
Летнянське: Опарський блок	НД-10-13	1189	0,5702	97,27	0,34	0,09	0,02	0,01	сліди	-	0,57	1,70	0,001
Летнянський блок	НД-10-12	1169	0,5780	96,38	0,31	0,12	0,03	0,05	0,04	-	1,22	1,85	-
Грабен Летнянського блоку	НД-14	1441	0,5662	98,13	0,38	0,12	0,02	0,05	0,06	-	0,26	0,98	-
Пд.-Опарський блок	НД-14	1463	0,6193	94,24	1,49	0,82	0,37	0,43	0,48	-	1,11	1,06	-
- // -	НД-15,16, K, J ₃	1592	0,5854	95,33	1,90	1,08	0,29	0,34	0,14	-	0,23	0,69	-
Пн. Летнянський блок	НД-14, K	1427	0,5804	96,50	0,95	0,55	0,13	0,13	0,05	-	0,62	1,07	-
Ланівський блок	K, J ₃	1563	0,5833	94,88	0,81	0,26	0,05	0,03	0,015	-	0,80	3,02	-
Грудівське	НД-9	913	0,5612	98,82	0,20	0,15	0,20	0,08	0,24	-	0,12	0,19	-
- // -	НД-9-13, N _{1h} +Mz	1098	0,6050	91,84	1,1	0,97	0,21	0,42	0,27	-	0,12	5,09	0,01
Більче-Волицьке	НД-15-17, K	785	0,5621	98,62	0,15	0,08	0,04	0,04	0,01	-	0,11	0,95	-

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Гайське	НД-13	1300	0,5810	96,77	0,90	0,57	0,17	0,16	0,10	-	0,68	0,65	-	
- // -	НД-16, N _{1h}	1680	0,6060	94,26	2,06	1,50	0,40	0,32	0,30	-	0,21	0,95	-	
Кавське	НД-4	450	0,5586	99,43	0,03	0,03	0,01	сліди		-	0,20	0,30	-	
- // -	НД-5-9	623	0,5600	99,29	0,04	0,02	0,03	сліди		-	0,28	0,61	-	
Глинківське	N _{1h}	1197	0,5895	96,64	0,80	1,54	0,37	0,30	0,22	-	0,05	0,08	-	
Угерське	ВД-14, НД-2-4	265	0,5700	95,62	0,02	0,01	сліди		сліди		-	0,05	0,30	-
- // -	НД-8-10, К	783	0,5679	98,01	0,46	0,22	0,35	0,35	0,1	-	0,2	0,31	-	
Пд.-Угерське	НД-12, N _{1h} , K ₂	1088	0,5639	97,87	0,54	0,23	-	-	-	-	0,05	1,31	0,004	
Дашавське	ВД-13,	328	0,5642	98,26	0,21	0,03	0,01		-	-	0,23	1,26	-	
- // -	НД-2-4 НД-5-9	755	0,5619	98,44	0,25	0,07	0,06		-	-	0,37	0,81	-	
Тинівське	НД-2, 3	426	0,5642	97,93	1,96	-	-	-	-	-	0,05	0,06	-	
- // -	НД-4,5	661	0,5701	97,40	2,00	-	-	-	-	-	0,57	0,03	-	
Городоцьке	ВД-12 НД-2	540	0,5622	98,45	0,13	0,02	0,01	0,003	-	-	0,13	0,23	-	
Південно-східна частина БВ НГР														
Кадобнянське	N _{1KS}	210	0,6762	98,35	0,08	0,07	0,05		0,03	-	0,1	1,32	-	
- // -	N _{1KS}	660	0,6808	98,76	0,17	0,04	-		0,03	-	1,0	-	-	

Закінчення таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Гринівське: Гринівська стр-ра - // - Калуська стр-ра	N _{IKS}	805	0,5575	99,08	0,03	-	0,09		-	-	0,07	0,73	-
	N _{IKS}	1040	0,5594	98,77	0,06	-	0,17		-	-	0,11	0,89	-
	N _{IKS}	715	0,5804	94,21	0,20	0,1	0,22		0,03	-	0,03	5,21	-
Богородчанське Пд.- Східний купол	N _{IKS}	1065	0,5670	97,94	0,63	0,20	-		-	-	0,49	0,74	-
Черемхівсько- Струпківське	N _{IKS}	150	0,5670	97,56	0,23	0,03	-		-	-	0,22	1,96	-
Пилипівське	N _{IKS}	218	0,5609	98,97	0,10	0,04	0,02	0,02	0,06	-	0,58	0,21	-
Дебеславецьке	N _{IKS}	212	0,5541	99,86	0,10	0,03	0,01		-	-	-	-	-
Яблунівське	N _{IKS}												
	N _{IKS}	1255	0,5683	96,27	0,96	0,15	0,04	0,04	0,04	-	0,28	2,22	-
Косівське - // -	N _{IKS}	263	0,5636	98,43	1,26	0,06	-		0,14	-	0,11	-	-
	N _{IKS}	618	0,5661	97,55	1,95	0,06	-		0,2	-	0,24	-	-
Ковалівське - // -	N _{IKS}	1362	0,566	94,44	0,08	0,02	0,01	0,01	0,02	сліди	-	4,36	0,001
	N _{IKS}	1879	0,5706	94,70	0,71	0,13	0,08	0,09	0,14	-	-	4,15	-
Чорногузьке	N _{IKS}	744	0,5617	98,17	0,12	0,01	сліди		-	-	0,63	1,50	0,006
Шереметівське	N _{IKS}	1255	0,5592	98,50	0,07	0,02	0,03		-	-	0,06	1,32	-
Красноільське - // -	N _{IKS}	780	0,5509	98,87	0,03	-	-	-	-	-	0,31	0,79	-
	N _{IKS}	1123	0,5593	88,77	0,26	0,05	сліди		-	-	0,05	8,87	-

Таблиця А.3 – Пластові тиски і температури

у надрах Зовнішньої зони

Родовище (площа)	Глибина вимірювання, м	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, К/°С
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Північно-західна частина			
Вижомлянське	788	7,10	312/39
	952	9,32	315/42
	1170	11,20	322/49
	1286	12,24	325/52
	1380	13,60	328/55
Вишнянське	637	6,73	303/30
	976	9,57	314/41
	1054	10,51	317/44
	1298	12,09	325/52
	1695	16,16	338/65
Гайське	1326	12,36	320/47
	1673	16,26	326/53
	1835	17,36	333/60
Городоцьке	663	6,42	307/34
Грудівське	475	4,33	300/27
	899	9,01	308/35
	1201	11,20	319/46
Грушівське	1610	16,6	335/62
	2025	20,85	342/69
	2290	23,52	351/78
	3307	35,80	371/98
Залужанське	1094	10,70	308/35
	1478	15,40	329/56
	2007	22,05	335/62
	2660	29,18	352/79
	2950	42,48	360/87
	3295	44,59	371/98
	3430	54,94	379/106
	Летнянське	1186	11,18
	1566	15,27	328/55
Майницьке	2415	29,50	346/73
	2887	37,18	361/88
	3034	34,11	368/85
	3243	48,07	371/98
	3564	49,36	387/114
	3813	61,70	394/121
Лопушнянське	4180	70,93	373/100
	4500	69,34	378/105
	5036	78,16	
	5136	77,03	

Закінчення таблиці А.3

Родовище (площа)	Глибина вимірювання, м	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, К/°С
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Нікловицьке	1277	12,41	321/48
Новосілквіське	1947	21,18	348/75
Пинянське	2070	24,68	337/64
Садковицьке	995	9,51	311/39
Свидницьке	340	3,44	295/22
	733	7,16	308/35
Сусолівське	2680	36,59	359/88
	2833	35,73	363/92
Південно-східна частина			
Яблунівське	980	10,86	308/35
	1280	11,60	315/42
Черемхівське	150	1,38	288/15
Богородчанське	1090	10,35	306/33
	1235	11,17	313/40
Косівське	85	0,66	285/12
	160	1,05	289/16
	440	4,19	293/20
	750	5,88	299/26
Гринівське	580	5,53	295/22
	690	6,42	299/26
	836	7,55	303/30
	1010	9,23	308/35
	1135	10,11	310/37
Дебиславицьке	129	1,22	287/14
	298	2,74	291/18
	Ковалівське	933	10,65
	1550	15,34	319/46
	2050	21,92	332/59
Красноільське	780	5,78	302/29
	1221	10,41	316/43
Пилипівське	238	2,02	290/17
	473	4,26	297/24
Чорногузьке	591	5,12	299/26
	1170	9,03	315/42
Кадобнянське	210	1,84	293/20
	740	7,16	300/27
Шереметівське	903	9,11	304/31
	1095	10,86	308/35

Таблиця А.4 – Характеристика конденсатів Зовнішньої зони

Родовище (площа)	№ свердловин	Вік порід (горизонт)	Інтервал випробування, м		Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, К	Конденсатний фактор, см ³ /м ³		Тиск початку конденсації, МПа	Густина стабільного конденсату, кг/м ³	Молярна маса стабільного конденсату	В'язкість конденсату, мм ² /с	Компонентний склад			Фракційний аналіз					Потенційний вміст С ₅₊ , г/м ³	Коефіцієнт конденсатовилучення, ч.од.
			від	до			сірий конденсат	стабільний конденсат					Вміст сірки, % мас.	Вміст парафінів, % мас.	Вміст смол, % мас.	Початок кипіння, °С	Википає, % об.			Кінець кипіння, °С		
																	до 100 °С	до 200 °С	до 300 °С			
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>
Залужанське	11	НД-12	2935	2965	43,30	356	14,2	12,0	-	801,2	140	1,52	-	0,57	-	70	8	56	86,5	-	11,30	0,90
	12	НД-5	1724	1744	17,30	329	13,5	11,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	17	НД-5	1711	1765	17,20	354,5	8,7	8,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	42	НД-15	3269	3371	54,00	381	48,0	42,7	54,0	817,4	147	2,33	-	4,35	-	58	16	45	72	-	46,60	0,88
Сусолівське	2	НД-15	2425	2530	39,00	355	70,0	60,3	30,0	728,5	101	0,72	відс.	0,01	0,09	32	48	96	-	-	49,10	0,98
Грушівське	2	НД-17	2035	2075	21,20	341	14,5	13,2	-	749,0	111	0,90	відс.	відс.	сліди	52	24	84	96	-	8,30	0,94
Мединицьке	3	N _{1h}	1350	1365	13,60	333	7,0	6,4	-	752,3	113	0,98	відс.	відс.	сліди	68	10	93	-	583	6,70	0,86
	11	K ₂	1331	1344	13,30	330	3,0	2,7	-	747,6	109	0,89	відс.	відс.	сліди	77	13	92	-	-	2,70	0,92
	44	N _{1h}	1335	1350	14,70	322	4,2	3,7	-	745,3	112	0,89	відс.	відс.	сліди	66	15	95	-	-	4,70	0,94
Летнянське	2	N _{1h} +MZ	1657	1700	10,10	336	28	23	-	812,7	178	3,93	0,06	відс.	0,93	90	-	19	92	300	25,10	0,94
	6	НД-15	1520	1612	-	-	-	-	-	813,4	162	2,06	0,2	сліди	сліди	118	-	38	95	-	-	-
	8	N _{1h} +MZ	1504	1554	9,30	332	12,2	10,0	-	727,0	104	0,75	0,02	відс.	0,18	49	45	92 (150°)	-	180	14,13	0,95
	9	MZ	1497	1531	9,20	331	26,8	18,5	-	774,8	116	0,91	0,05	0,07	0,14	81	10	95	-	220	19,70	0,96
	9	MZ	1540	1607	9,30	333	33,0	25,0	-	759,5	131	1,29	0,13	4,86	0,33	46	23	67	81	360	28,09	0,95
	21	N _{1h}	1538	1570	9,38	331	7,2	5,7	-	720,5	104	0,81	0,03	0,08	0,11	44	36	92	-	220	10,01	0,97
	21	N _{1h}	1575	1584	9,40	329	26,3	17,6	-	746,5	123	1,05	0,06	2,10	0,65	50	25,5	79,5	87,5	350	32,66	0,91
	38	НД-16	1686	1694	16,14	328	79,9	55,1	-	695,1	98	-	сліди	відс.	відс.	27	52	93,5	-	220	39,20	-
38	НД-15	1578	1583	14,07	324	28,3	19,5	-	704,9	104	-	сліди	відс.	0,04	39	51	86	94	320	18,06	-	
Гайське	2	НД-16	1674	1690	16,50	328	74,3	55,5	-	704,2	98	-	сліди	відс.	сліди	33	50	91	-	220	45,20	0,94
	6	НД-16	1668	1682	16,24	328	88,4	61,0	15,59	659,3	94	-	0,01	відс.	0,11	38	50	93	-	210	45,52	0,96
	6	N _{1h}	1828	1843	17,36	333	128,6	101,6	17,10	751,5	125	-	0,07	6,4	0,68	37	52	95,5	-	200	79,67	0,69
	4	НД-16	1658	1687	15,10	328	1,35	1,12	-	716,5	108	-	сліди	відс.	відс.	48	37	86	92	320	45,52	0,92
	5	НД-16	1664	1682	15,57	324	23,1	15,7	-	706,5	104	-	сліди	відс.	відс.	44	41	79	91,5	350	14,24	0,90
	8	НД-15	1620	1638	16,08	327	4,7	3,2	-	740,5	123	-	0,02	відс.	0,19	73	12	57	86	350	4,40	0,92
Глинківське	1	N _{1h}	1110	1210	9,11	309	7,1	5,6	-	710,7	104	0,70	0,01	відс.	відс.	46	47	94	-	260	7,70	-
Тинівське	2	НД-16	1950	1955	-	-	5,0	4,3	-	716,4	98	0,69	відс.	відс.	відс.	40	44,5	98,5	-	200	3,85	-
Майницьке	1	N _{1h}	3490	3612	-	-	4,7	3,15	-	760,2	106	0,94	відс.	сліди	відс.	77	20	89	98,5	280	3,12	-
Ланівське	1	MZ	1571	1625	13,70	333	3,7	3,0	-	820,4	153	1,61	0,09	відс.	відс.	77	4	57	95	320	14,30	-
Пд. Грабинське	1	N _{1h}	1345	1350	13,60	333	5,8	4,5	-	732,6	108	0,84	0,05	1,20	0,19	48	32	92,5	-	220	6,87	-
	1	N _{1h}	1345	1360	13,60	333	5,5	4,4	-	731,3	102	0,82	сліди	сліди	0,09	48	36	95	-	200	5,80	-
	1	N _{1h}	1332	1360	13,60	333	4,8	3,7	-	752,9	118	1,01	0,06	1,20	0,435	62	20	88,5	-	220	4,56	-
Грудівське	2	N _{1h}	1258	1263	5,11	324	112	71,9	5,11	660	83	0,61	відс.	відс.	відс.	28	80	99	-	205	56,93	0,93
Рудківське	44	N _{1h}	1500	1500	-	-	-	-	-	802,3	134	1,20	сліди	сліди	0,06	102	-	79	-	234	-	-
	8	N _{1h}	1465	1478	12,70	330	7,70	6,2	-	764,0	121	1,05	-	-	0,04	40	30	88	-	212	8,7	-
Сх. Довгівське	1	НД-16	1661	1683	16,5	335	8,1	6,7	-	-	-	-	-	0,01	-	43	37	82,5	-	-	9,31	-
Угерське	поклад	K ₂ + N _{1h}	890	1077	9,3	313	-	-	-	832,8	-	3,6	-	0,015	0,7	348	1	24,8	95,6	623	21	-
Рудківське	поклад	НД-9	1020	1055	10,5	321	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-
	поклад	I	1290	1480	14,3	334	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-
Більче-Волицьке	поклад	K ₂ + N _{1h}	940	1067	10,3	316	-	-	-	822,5	-	1,8	-	-	0,4	348	1,3	9,2	76,2	623	20	-

Таблиця А.5 – Фізико-хімічні властивості пластових нафт Внутрішньої зони

Родовище (поклад, складка, блок тощо)	Вік	Глибина залягання, м	Пластовий тиск, МПа	Фізичні характеристики нафти:							Масова частка в %			
				тиск насичення, МПа	газовміст, м ³ /м ³	об'ємний коефіцієнт	молярна маса пластової, г/мол.	густина в кг/м ³		в'язкість, мПа·с	сірки	парафіну	смол	асфальтенів
								пластової	дегазованої					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
І СТАРОСАМБІРСЬКЕ ДІЛЯНКА														
Стрільбицьке														
<i>Стрільбицька складка</i>	Р ₁	350	3,8	3,0	32	1,060	188,3	830,0	849,0	4,5	0,5	3,2	7,0	1,6
	К ₂	530	5,5	5,0	55	1,100	189,4	831,0	859,0	5,5	0,4	4,5	16,0	4,4
<i>Старосільська складка</i>	Р ₁	350	4,0	4,0	19	1,044	251,8	871,0	877,6	3,7	1,1	7,0	12,3	4,0
Півд. Монастирецьке	Р ₃	4750	64,0	5,0	36	1,101	179,1	822,2	859,3	1,9	0,4	11,4	13,6	2,0
Старосамбірське	Р ₁	3489	48,4	13,0	105	1,252	115,2	775,2	845,6	1,6	0,3	7,4	15,3	1,6
	Р ₂	3450	48,0	13,1	115	1,281	111,3	757,2	829,1	0,9	1,8	10,4	5,1	0,2
Страшевицьке	Р ₂	3320	42,8	16,7	151	1,367	95,1	712,1	827,3	0,8	0,3	15,0	5,2	0,6
Блажівське														
Північно-східний блок (нижній горизонт)	Р ₁	3150	39,0	10,3	72	1,223	146,8	802,6	873,7	3,0	0,3	9,2	5,0	1,2
	Р ₁	3250	42,2	6,0	42	1,085	177,0	844,7	872,8	3,7	0,3	13,5	5,8	2,0
Південно-західний блок	Р ₁	3190	39,8	2,8	38	1,149	153,3	805,7	840,6	2,0	1,3	14,4	7,1	1,5
Воля-Блажівська складка	Р ₁	3040	35,5	2,8	8	0,982	290,4	926,3	950,3	46,5	2,2	7,5	20,7	1,5
ІІ БОРИСЛАВСЬКА ДІЛЯНКА														
<i>Східницьке</i>														
<i>Основна складка</i>	Р ₂	250	2,5	2,0	20	1,030	177,5	820,0	830,0	3,0	0,2	2,5	6,1	
	Р ₁	350	4,0	3,5	30	1,040	201,6	842,0	851,0	4,5	0,3	1,5	18,1	
	К ₂	500	5,0	4,0	35	1,050	200,1	840,0	856,0	5,0	0,2	10,0	3,2	
Дільниця Урич	Р ₁	300	3,0	2,5	20	1,030	234,6	866,0	879,0	7,0	1,1	14,0	26,0	0,2
Новосхідницьке														
Новосхідницька складка	Р ₃	4200	53,2	43,0	368*	2,120	63,3	564,0	830,0	0,6	0,2	6,3	4,5	0,3
Кропивницька складка	Р ₃	4450	55,0	13,0	102	1,200	141,7	777,0	851,2	2,5	0,3	6,3	20,0	
	Р ₂	4650	61,7	28,0	240	1,538	84,3	660,0	842,9	0,6	0,3	4,8	15,0	1,2

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бориславське														
Дільниця МЕР	Р ₁	450	4,8	4,5	45	1,085	183,8	826,0	858,3	4,5	0,1	1,3	11,3	
Дільниця Міріам	К ₂	230	2,0	1,8	15	1,025	226,5	860,0	871,8	7,5				
Глибинна складка	N ₁	800	14,6	14,0	105	1,380	95,3	689,3	862,0	2,0	1,1	7,1	15,5	1,2
	Р ₃	1100	18,5	18,0	135	1,460	86,9	667,5	853,0	1,4		8,6	20,0	
	Р ₃	1200	19,7	19,7	160	1,500	85,9	664,7	845,0	0,9	0,1	9,7	16,5	1,2
	Р ₂	1310	20,3	20,0	150	1,490	84,9	663,8	854,0	1,1	0,2	8,8	15,5	1,0
	Р ₂	1400	21,0	20,5	155	1,495	86,5	665,9	856,0	1,0	0,2	7,4	16,0	1,3
	Р ₁	1630	23,3	18,0	125	1,450	83,6	658,1	848,0	1,7		19,0	15,5	1,4
Помірківський блок	Р ₃	1600	14,6	10,5	85	1,200	129,3	758,0	837,5	1,9	0,1	5,4	7,9	
Піднасув (II ярус)	Р ₃	2250	22,4	21,2	112	1,345	118,9	767,9	855,0	1,6	0,4	9,5	18,9	1,5
Попельський блок	Р ₂	2400	28,4	22,8	108	1,270	119,1	755,3	866,8	1,7	0,3	6,9	10,6	1,8
Нижньопопельська складка	Р ₃	2740	31,0	19,8	84	1,190	197,7	838,0	897,9	1,8	0,8	9,2	13,7	7,6
Іванківське														
Помірківський блок	Р ₂	3100	40,6	40,6	190	1,370	118,4	739,0	884,0	1,3		13,4	29,6	1,8
III ЗАВОДІВСЬКО-СТИНАВСЬКА ДІЛЯНКА														
Орів-Уличнянське														
Блок Орів	Р ₃	3150	36,3	29,0	217	1,562	83,5	737,3	849,4	0,6	0,4	7,8	22,6	1,9
Блок Уличне	Р ₃	3250	39,5	37,0	374*	2,055	67,0	609,0	826,0	0,4	0,1	4,4	11,5	0,4
	Р ₂	3340	40,0	30,0	350*	2,020	54,5	548,5	827,9	0,5		7,7	8,0	0,3
Стинавське	Р ₃	3550	40,6	31,7	224	1,533	82,6	723,0	854,0	0,7	0,4	7,4	13,3	0,4
	Р ₂	3560	44,2	32,0	227	1,538	82,4	728,0	856,0	0,5	0,4	11,1	6,4	0,6
Танявське	Р ₃	3810	41,4	35,5	412*	2,041	64,2	646,5	843,3	0,4	0,3	12,0	7,6	0,8
Мельничинське	Р ₃	4537	70,4	24,7	223	1,577	84,8	676,5	837,3	0,5	0,2	10,9	5,4	0,5
	Р ₃	4570	70,5	31,0	296	1,720	71,7	643,5	845,8	0,4		10,5	7,1	0,6
	Р ₂	4760	63,7	26,2	213	1,525	85,0	686,0	845,1	0,5	0,3	13,7	3,9	1,2
	Р ₂	4770	63,9	29,0	245	1,611	79,2	654,4	842,9	0,4	0,3	10,5	5,0	0,6
Південностинавське	Р ₃	4560	74,0	21,5	165	1,380	94,5	736,1	844,4	0,6	0,3	19,5	11,7	0,1
	Р ₃	4661	76,5	27,0	223	1,528	86,0	711,5	848,6	0,5	0,3	14,7	5,9	0,2
Соколовецьке	Р ₃	5750	91,0	26,2	329*	1,741	66,4	678,8	813,0	0,3	0,2	4,5	1,3	0,1

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Заводівське	P ₂	4400	57,9	29,3	220	1,605	83,8	655,8	840,4	0,4	0,3	8,2	8,7	0,5
	P ₂	4500	57,2	35,5	387*	1,986	63,8	615,4	838,0	0,4	0,2	7,1	8,2	0,7
	P ₁	4610	59,0	40,2	420*	2,292	58,6	530,8	833,8	0,3	0,2	7,2	9,7	0,8
Семигинівське	P ₃	4410	68,9	29,0	256	1,695	74,1	628,0	847,0	0,7		7,2	5,5	0,4
	P ₂	4530	78,7	24,8	128	1,288	115,0	783,2	870,6	1,1		8,2	9,3	2,1
Янківське	P ₂	5360	97,0	40,0	380*	2,000	59,9	573,3	823,6	0,4	0,2	10,5	4,3	
IV ДОЛИНСЬКА ДІЛЯНКА														
Долинське	P ₃	2300	30,4	24,5	172	1,468	96,5	703,9	838,0	1,0	0,3	8,0	5,4	0,6
	P ₂	2660	33,1	26,0	187	1,497	95,2	696,7	844,5	1,0	0,4	8,2	12,1	0,8
Вигода-Витвицьке	P ₃	3530	44,0	26,9	181	1,443	91,0	696,9	850,0	1,0	0,3	11,9	11,3	0,3
Північнодолинське	P ₃	2710	34,0	34,0	310	1,780	71,1	612,5	829,0	0,5	0,2	8,9	6,1	0,5
	P ₂	2890	35,0	35,0	281	1,721	75,6	647,1	839,6	0,5	0,4	9,7	8,2	0,7
Якубівська складка	P ₃	3840	44,3	44,3	310	1,760	76,5	636,0	842,0	0,3	0,2	10,9		
Підберезівський блок	P ₃	5650	88,5	45,0	450*	2,250	52,2	537,6	827,0	0,3	0,1	3,8		
V СТРУТИНСЬКО-ДЗВІНЯЦЬКА ДІЛЯНКА														
Ріпнянське														
Західна складка	P ₃	550	6,5	5,0	45	1,085	163,8	805,0	835,3	2,5	0,4	1,2	8,7	
Структура Клин	P ₃	460	5,5	4,5	40	1,070	159,4	800,0	822,0	3,0		слід.	14,7	
Східна складка	P ₃	950	11,0	10,0	75	1,110	175,3	817,0	841,5	2,2	0,6	2,3	8,3	
Малахівське	P ₃	650	6,7	6,4	55	1,100	161,1	802,0	832,0	3,0	0,2	7,4	8,8	0,2
	P ₃	760	7,9	7,5	60	1,110	153,3	792,0	829,0	2,5	0,2	7,4	8,8	0,2
Лицівське	P ₃	650	6,4	6,2	38	1,126	171,3	813,1	850,0	4,1				
	P ₃	950	9,4	8,8	59	1,192	141,5	776,1	840,0	2,1				
Струтинське	P ₃	2080	22,4	22,2	161	1,430	109,5	694,0	850,5	1,1	0,3	9,3	14,5	1,7
	P ₂	2520	28,6	26,6	181	1,470	93,9	687,9	853,4	1,0	0,4	9,8	17,3	1,3
Спаський блок	P ₃	2040	28,7	28,7	162	1,385	92,3	715,2	855,2	0,8	0,1	9,0	7,4	0,1
Підборівська дільниця	P ₃	2040	19,6	19,6	252	1,560	71,9	677,6	825,7	0,8				
	P ₃	2250	20,6	19,5	118	1,335	109,6	708,4	837,9	1,4		6,9	8,3	0,1

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Чечвинське	Р ₃	2610	31,6	31,6	174	1,530	94,1	642,7	846,6	0,6	0,3	9,0	10,6	0,7
	Р ₃	2750	41,6	41,6	203	1,600	86,9	629,6	841,9	0,6	0,2	7,9	9,0	0,3
	Р ₃	2840	44,8	39,8	392*	2,150	58,1	575,8	860,0	0,3				
	Р ₃	2840	31,9	25,4	130	1,294	99,6	753,5	847,8	0,8	0,3	6,3	12,1	0,6
Спаське														
<i>Насув</i>	Р ₃	1040	10,7	10,7	81	1,176	121,2	744,0	830,0	1,8	0,3	10,4	9,1	0,1
Спаська складка	Р ₃	1630	13,9	12,0	86	1,229	127,3	746,3	845,3	1,9	0,4	9,2	16,2	
Лоп'янецька складка	Р ₃	2050	15,6	9,1	56	1,170	145,1	758,0	840,0	1,5	0,3	10,3	12,1	0,1
Підлісівське	Р ₃	2540	25,6	10,5	64	1,140	149,7	810,6	860,9	2,1	0,5	9,5	11,2	0,9
	Р ₃	3210	41,8	27,2	217	1,637	89,3	708,4	847,4	0,5		17,3	2,2	2,8
Луквинське	Р ₃	1090	12,4	14,9	117	1,328	111,9	718,6	832,2	1,5		6,6	6,2	0,1
	Р ₃	1370	15,4	15,4	127	1,388	103,1	684,4	825,0	0,7		9,5	8,6	0,3
Східнолуквинська св.	Р ₂	1650	19,2	19,2	173	1,479	86,9	666,2	815,1	0,6	0,3	8,2	4,9	
	Р ₂	2110	20,3	18,0	150	1,400	92,4	682,0	842,4	1,2	0,2	10,2	5,0	0,1
Росільнянське	Р ₃	2420	33,6	28,4	278	1,721	74,3	649,7	839,9	0,7	0,1	6,0	5,8	0,2
Рудавецьке	Р ₃	1060	10,1	7,0	60	1,150	160,2	775,0	854,0	3,7	0,3	9,8	8,6	0,4
Рожнятівське	Р ₃	4627	96,6	49,8	410*	1,915	57,3	613,2	851,1	0,7	0,1	9,6	5,4	< 0,1
Дзвіняцьке	Р ₃	2900	34,5	27,2	245	1,719	79,7	628,6	837,0	1,3		7,2	6,0	
VI БИТКІВСЬКА ДІЛЯНКА														
Гвіздецьке	Р ₃	1770	28,8	28,8	199	1,550	92,3	673,7	856,4	1,1	0,3	7,4	5,7	1,9
	Р ₂	2070	32,2	27,1	127	1,316	119,5	741,0	870,0	2,5	0,3	10,4	7,5	2,3
Південногвіздецьке	Р ₃	3000	43,3	25,2	350*	1,930	67,0	702,4	841,0	1,0	0,2	9,2	7,1	0,8
	Р ₃	3100	44,0	27,0	145	1,310	94,0	682,0	832,0	1,0	0,2	8,9	5,7	0,7
	Р ₂	3480	44,3	28,0	142	1,193	124,8	761,9	838,0	2,5	0,3	8,6	7,1	0,5
	Р ₂	4000	47,0	28,0	365*	2,000	57,4	671,6	841,0	2,2	0,1	8,6	0,7	0,3
Пнівське	Р ₃	2440	34,9	22,5	180	1,488	98,1	700,5	843,6	1,3	0,2	9,4	19,5	1,7
	Р ₃	3120	41,9	25,6	242	1,650	77,6	648,6	835,5	1,0	0,2	10,0	10,4	0,5
Микуличинське	Р ₃	2320	24,1	15,0	73	1,125	162,0	803,0	874,1	1,2	0,7	7,0	12,3	2,8
Пасічлянське	Р ₃	4100	54,6	35,0	236	1,410	82,7	733,5	867,5	0,6	0,3	12,1	11,2	1,2

Закінчення таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Битківське														
<i>Берегова скиба</i>	K ₂	350	3,5	3,0	40	1,060	131,8	762,0	868,0	0,9			3,1	
I ярус. Стара копальня	P ₃	950	13,0	10,0	80	1,200	122,9	749,0	813,0	1,4	0,3	4,2	5,8	0,6
Складка газова	P ₃	1150	11,3	8,9	57	1,164	154,4	783,0	855,0	3,9	0,3	10,1	16,1	1,2
Молодьківська складка	P ₃	1450	14,2	12,6	72	1,186	139,9	777,7	854,9	3,7		8,9	12,8	1,1
II ярус. Бабченський блок	P ₃	2100	27,6	19,5	98	1,225	121,1	777,2	863,2	2,1	0,5	10,4	24,7	2,3
Пасічнлянський блок	K ₂	2200	28,4	25,0	134	1,332	107,8	737,9	861,2	1,3	0,5	9,5	22,2	2,2
Битківський блок	P ₃	2320	26,5	18,0	140	1,295	120,6	743,0	864,0	1,6	0,2	9,0		
Підвернуте крило	P ₃	2600	28,6	25,5	140	1,360	114,9	732,0	861,0	1,2				
Раковецький блок	P ₃	3050	44,7	21,3	128	1,312	108,1	747,0	858,4	1,6	0,4	11,2	17,4	2,0
Ділятинський блок	P ₃	2680	31	26,8	140	1,440	97,9	696,0	864,0	1,4	0,3	7,0	5,2	1,6
Довбушанське														
Довбушанська складка	P ₃	1830	24,0	21,3	129	1,370	110,5	730,0	846,0	1,2	0,3	9,3	13,7	1,0
Півд. Довбушанська складка	P ₃	2050	22,5	16,2	102	1,283	115,5	733,0	853,0	1,8	0,5	9,0	8,5	1,1
Малогорганська складка	P ₃	2540	30,4	17,0	93	1,266	118,9	740,0	851,0	2,0		11,1		
Бистрицьке														
Бистрицька складка	P ₃	2350	22,6	22,6	146	1,402	100,6	702,4	841,0	1,0	0,2	9,2	7,1	0,8
Півд. Бистрицька складка	P ₃	2300	22,6	22,6	153	1,541	92,4	682,0	832,0	1,0	0,2	8,9	5,7	0,7
Поляницька складка	P ₃	2350	20,4	8,2	66	1,165	131,8	761,9	838,0	2,5	0,3	8,6	7,1	0,5
Півд. Поляницька складка	P ₃	3650	33,5	30,0	250	1,550	88,4	671,6	841,0	2,2	0,1	8,6	0,7	0,3

Примітка. Курсивом виділені поклади у Скибовому НГР Карпатської НГО, зірочкою помічені нафти перехідного стану (НПС)

Таблиця А.6 – Властивості газів, розчинених у пластових нафтах Внутрішньої зони

Родовище	Вік	Глибина залягання, м	Склад і властивості розчиненої газової фази									
			вміст компонентів, молярні частки в %							молярна маса, г/молі	відносна густина, безроз.	вихід стандартного газоліну, кг/м ³
			N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅₊			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I СТАРОСАМБІРСЬКА ДІЛЯНКА												
Стрільбицьке	P ₁	350	19,10	0,76	68,07	7,20	3,40	1,10	0,37	21,18	0,731	0,015
Півд. Монастирецьке	P ₃	4750	1,79	11,83	51,13	9,05	11,50	10,98	3,72	30,77	1,062	0,157
Старосамбірське	P ₁	3489	3,45	1,24	62,34	13,70	11,06	5,82	2,39	25,62	0,885	0,101
	P ₂	3450	0,77	5,13	57,43	14,94	12,19	6,85	2,69	27,48	0,949	0,113
Страшевицьке	P ₂	3320	0,15	1,53	71,44	12,79	8,35	4,24	1,50	23,25	0,803	0,063
Блажівське	P ₁	3150	1,87	0,88	66,74	14,54	11,22	3,76	0,99	23,84	0,823	0,042
Північно-східний блок			0,40	1,48	63,10	17,56	11,12	4,60	1,74	25,00	0,863	0,073
Південно-західний блок			0,89	1,10	37,88	26,10	22,00	9,12	2,91	31,76	1,097	0,122
Воля-Блажівська складка			0,95	0,95	84,03	5,19	3,82	2,52	0,81	19,94	0,689	0,034
II БОРИСЛАВСЬКА ДІЛЯНКА												
Новосхідницьке	P ₃	4200	1,34	1,82	78,39	7,81	6,20	3,10	1,34	21,60	0,746	0,056
Бориславське	P ₃	2250	0,75	0,40	78,90	7,95	4,75	3,50	3,75	22,27	0,769	0,158
Попельський блок	P ₂	2400	1,30	0,47	81,78	8,65	4,36	2,15	1,29	20,40	0,704	0,054
III ЗАВОДІВСЬКО-СТИНАВСЬКА ДІЛЯНКА												
Орів-Уличнянське	P ₃	3150	2,14	3,04	71,81	6,59	7,95	6,34	2,19	24,20	0,835	0,092
	P ₃	3250	--	7,60	56,59	13,14	13,03	6,97	2,67	28,10	0,970	0,112
Стинавське	P ₃	3550	5,47	14,95	64,06	7,69	3,52	2,91	1,40	24,90	0,860	0,059
	P ₂	3560	3,26	1,31	70,36	8,58	7,75	7,54	1,20	24,02	0,830	0,051
Танявське	P ₃	3810	0,70	30,24	57,59	3,50	4,32	2,48	1,17	27,99	0,966	0,049
Мельничинське	P ₃	4537	0,24	11,72	70,16	5,83	6,31	3,14	2,60	24,72	0,854	0,110
	P ₃	4570	0,05	3,58	81,29	6,22	4,77	2,84	1,25	21,16	0,731	0,053
	P ₂	4760	0,33	0,51	76,13	8,92	7,56	4,28	2,27	22,67	0,783	0,096
	P ₂	4770	0,25	2,48	81,69	7,46	4,74	2,39	0,99	20,70	0,715	0,042

Продовження таблиці А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Південностинавське	Р ₃	4560	0,21	11,37	68,38	6,97	7,68	3,49	1,90	24,92	0,860	0,080
	Р ₃	4661	0,13	15,27	67,07	5,34	6,22	3,86	2,11	25,63	0,885	0,089
Соколовецьке	Р ₃	5750	0,22	3,72	63,99	15,37	10,02	4,84	1,84	25,15	0,869	0,077
Заводівське	Р ₂	4400	0,91	4,75	74,46	6,90	7,16	4,06	1,76	23,15	0,799	0,074
	Р ₂	4500	0,45	1,73	71,01	10,64	9,36	4,79	2,02	23,85	0,823	0,085
	Р ₁	4610	0,08	1,32	77,03	10,32	6,53	3,04	1,68	21,92	0,757	0,071
IV ДОЛИНСЬКА ДІЛЯНКА												
Долинське	Р ₃	2300	1,92	1,79	74,76	9,89	5,88	3,01	2,75	22,62	0,781	0,116
	Р ₂	2660	1,90	1,80	71,40	11,40	6,20	3,10	4,20	23,77	0,821	0,176
Вигода-Витвицьке	Р ₃	3530	2,45	1,03	76,02	11,18	6,36	2,07	0,89	21,35	0,737	0,037
Північнодолинське	Р ₃	2710	3,18	2,29	71,04	9,27	6,01	4,85	3,36	23,98	0,828	0,142
	Р ₂	2890	4,30	1,50	72,60	8,20	5,80	4,30	3,30	23,42	0,809	0,139
V СТРУТИНСЬКО-ДЗВІНЯЦЬКА ДІЛЯНКА												
Струтинське	Р ₃	2080	1,29	0,94	71,85	9,42	8,15	5,01	3,34	24,05	0,830	0,141
	Р ₂	2520	1,07	0,66	73,38	9,88	7,15	4,71	3,15	23,50	0,811	0,132
Підборівська дільниця	Р ₃	2040	5,42	2,20	75,66	6,53	5,10	3,34	1,75	22,04	0,761	0,074
	Р ₃	2250	0,09	0,38	78,50	8,94	6,19	3,57	2,33	21,96	0,758	0,098
Чечвинське	Р ₃	2610	0,38	0,05	89,80	4,25	2,31	1,89	1,32	18,88	0,652	0,056
	Р ₃	2750	3,23	0,25	86,58	4,26	1,86	1,39	2,42	19,57	0,676	0,102
	Р ₃	2840	2,25	0,71	70,93	11,10	8,10	5,47	1,44	23,45	0,810	0,061
Спаське	Р ₃	1630	--	0,20	74,15	6,40	8,40	6,40	4,45	24,54	0,847	0,187
Лоп'янецька складка	Р ₃	2050	1,93	0,50	77,91	3,78	7,06	6,04	2,78	23,03	0,795	0,117
Підлісівське	Р ₃	2540	--	0,73	75,27	6,93	7,97	6,20	2,90	23,69	0,818	0,122
	Р ₃	3210	2,83	1,20	57,78	14,16	11,26	9,28	3,49	27,77	0,959	0,147
Луквинське	Р ₃	1090	0,85	1,02	67,08	12,67	9,95	6,12	2,31	24,87	0,859	0,097
	Р ₃	1370	0,61	0,46	71,05	11,84	9,21	5,17	1,66	23,60	0,815	0,070
	Р ₃	1650	1,97	0,76	70,48	9,71	11,56	4,09	1,43	23,62	0,816	0,060
Росільнянське	Р ₃	2420	--	2,88	71,47	10,49	7,48	4,85	2,88	24,06	0,831	0,121
Рудавецьке	Р ₃	1060	1,28	0,84	84,65	7,28	4,41	1,29	0,55	19,59	0,676	0,023

Закінчення таблиці А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Рожнятівське	Р ₃	4627	0,84	2,50	88,63	4,65	1,92	0,99	0,47	18,71	0,646	0,020
Дзвіняцьке	Р ₃	2900	2,02	0,88	71,81	9,64	7,27	5,43	2,95	23,86	0,824	0,124
VI БИТКІВСЬКА ДІЛЯНКА												
Гвіздецьке	Р ₃	1770	--	0,35	77,75	8,45	5,55	4,10	3,80	22,74	0,785	0,160
Південногвіздецьке	Р ₃	3000	1,02	0,23	68,05	12,13	8,96	6,47	3,14	24,93	0,861	0,133
	Р ₃	3480	2,15	0,37	79,79	8,14	4,48	3,91	1,16	21,10	0,729	0,049
Пнівське	Р ₃	2440	--	0,05	68,15	8,30	10,10	7,20	6,20	26,56	0,917	0,261
	Р ₃	3120	0,80	0,40	72,32	12,32	7,25	4,47	2,44	23,26	0,803	0,103
Пасічнянське	Р ₃	4100	0,68	1,59	86,26	4,96	3,37	2,12	1,02	19,67	0,679	0,043
Битківське												
І ярус. Складка Газова	Р ₃	1150	2,86	1,10	68,30	6,67	9,40	7,70	3,97	25,73	0,889	0,167
Молодківська складка	Р ₃	1450	--	--	78,40	7,85	6,20	4,75	2,80	22,45	0,775	0,118
ІІ ярус. Бабченський блок	Р ₃	2100	2,12	0,43	78,61	7,46	5,09	4,18	2,11	21,83	0,754	0,089
Пасічнянський блок	Р ₃	2200	2,73	0,77	78,09	7,64	4,95	3,59	2,23	21,81	0,753	0,094
Битківський блок	К ₂	2320	1,68	0,85	76,22	8,35	5,48	4,86	2,56	22,67	0,783	0,108
Довбушанське	Р ₃	1830	1,56	0,29	77,10	6,79	7,01	4,69	2,56	22,64	0,782	0,108
Малогорганська складка	Р ₃	2540	2,61	0,53	73,82	7,00	7,92	5,32	2,80	23,52	0,812	0,118
Бистрицьке	Р ₃	2350	0,83	0,20	77,65	7,28	7,08	4,59	2,37	22,47	0,776	0,100
Півд. Полянська складка	Р ₃	3650	0,32	0,98	76,94	8,34	6,59	4,03	2,80	22,64	0,782	0,118

Таблиця А.7 – Пластові тиски і температури у надрах Внутрішньої зони

Продовження таблиці А.7

Площа (родовище)	Глибина вимірювання, м	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, К/°С	
1	2	3	4	
І. Старосамбірська ділянка				
Стрільбицьке	350	3,8	293/20	
	350	4,0	295/22	
	530	5,5	298/25	
Південно-монастирецьке	4500	-	382/109	
	4750	64,0	386/113	
	4900	65,2	390/117	
	5023	72,8	392/119	
Старосамбірське	5396	74,3	400/127	
	3080	36,0	351/78	
	3480	48,4	360/87	
	3653	48,3	362/89	
Страшевицьке	4053	50,3	371/98	
	3320	42,8	356/83	
	Блажівське	3040	35,5	351/78
		3150	39,0	353/80
3190		39,8	353/80	
3250		42,2	355/82	
Воля Блажівська	1300	14,0	318/45	
	1850	21,0	-	
	2650	29,4	-	
	2890	32,3	-	
	3217	39,2	353/80	
ІІ. Бориславська ділянка				
Східницьке	250	2,5	289/16	
	300	3,0	290/17	
	350	4,0	291/18	
	500	5,0	295/22	
Новосхідницьке	4200	53,2	381/108	
	4450	55,0	387/114	
	4650	61,7	392/119	
Бориславське	230	2,0	287/14	
	450	4,8	292/19	
	800	14,6	301/28	
	1100	18,5	308/35	
	1200	19,7	311/38	
	1310	20,3	314/41	
	1600	14,6	317/44	
	1630	23,3	321/48	
	2250	22,4	332/59	
	2360	23,8	335/62	
	2802	31,0	345/72	

Площа (родовище)	Глибина вимірювання, м	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, К/°С
1	2	3	4
Попельський блок	2400	28,4	338/65
	2740	31,0	345/72
Іваниківське	3100	40,6	354/81
	3433	39,8	359/86
ІІІ. Заводівсько-Стинавська ділянка			
Орив-Уличнянське	3150	36,3	356/83
	3167	38,0	356/83
	3250	39,5	358/85
	3340	40,0	360/87
Стинавське	3550	40,6	368/95
	3560	44,2	368/95
	3603	43,5	369/96
Нижньо-стинавське	4751	70,3	392/119
	4760	62,5	392/119
Південно-стинавське	4560	74,0	384/111
	4661	76,5	387/114
Танявське	3810	41,4	366/93
	4537	70,4	392/119
	4570	70,5	391/118
	4617	62,9	392/119
	4760	63,7	393/120
	4770	63,9	395/122
Янківське	5200	96,1	410/137
	5360	97,0	413/140
Мельничинське	4537	70,4	392/119
	4570	70,5	391/118
	4617	62,9	392/119
	4760	63,7	393/120
	4770	63,9	395/122
Соколовецьке	5750	91,0	419/146
Заводівське	4400	57,9	391/118
	4500	57,2	394/121
	4610	59,0	397/124
Семигинівське	3603	43,5	371/98
	4410	68,9	389/116
	4530	78,7	392/119
	5180	73,0	402/129
ІV. Долинська ділянка			
Долинське	2300	30,4	344/71
	2350	29,7	341/68
	2500	30,9	347/74
	2625	31,8	349/76

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4
Долинське	2660	33,1	350/77
Північно-долинське	2710	34,0	343/70
	2890	35,0	351/78
	3000	35,0	351/78
	3840	44,3	370/97
Підберезький блок	5650	88,5	419/146
Вигода-Витвиц.	3530	44,0	359/86
V. Струтинсько-Дзвіняцька ділянка			
Ріпнянське	550	6,5	293/20
	460	5,5	291/18
	950	11,0	304/31
Малахівське	650	6,7	298/25
	760	7,9	301/28
Лицівське	650	6,4	296/23
	950	9,4	305/32
Струтинське	2080	22,4	333/60
	2280	26,3	336/63
Вільхівський блок	1150	12,4	-
	1800	19,2	321/48
Підборівська діляниця	2040	19,6	328/55
	2250	20,6	334/61
Чечвинське	2610	31,6	343/70
	2750	41,6	351/78
	2840	44,8	349/76
	2840	31,9	349/76
Спаське	1040	10,7	311/38
	1630	13,9	326/53
	2050	15,6	330/57
Підлісівське	2540	25,6	341/68
	3210	41,8	361/88
Луквинське	1090	12,4	308/35
	1370	15,4	312/39
	1650	19,2	319/46
Східно-Луквинське	2110	20,3	329/56
Росільнянське	2420	33,6	338/65
	2452	39,0	338/65
	2670	28,3	342/69
	3200	40,8	358/85
	4000	46,6	-
	4970	61,7	-
Рудавецьке	1060	10,1	311/38
Рожнятівське	4345	70,4	380/107
	4627	96,6	390/117
Дзвіняцьке	2900	34,5	345/72
VI. Битківська ділянка			
Гвіздецьке	1770	28,8	320/47
	2070	32,2	327/57

Закінчення таблиці А.7

1	2	3	4
Південно-Гвіздецьке	3000	43,3	350/77
	3100	44,0	352/79
	3480	44,3	361/88
	4000	47,0	376/103
Пнівське	1690	26,2	320/47
	2440	34,9	339/66
	3120	41,5	356/83
Микуличинське	2320	24,1	333/60
Пасічнянське	3855	52,4	375/102
	4100	54,6	379/106
Битківське	350	3,5	290/17
	950	13,0	306/33
	1150	11,3	309/36
	1450	14,2	315/42
	2100	27,6	330/57
	2200	28,4	332/59
	2320	26,5	336/63
	2600	28,6	342/69
	2680	31,0	345/72
	3050	44,7	350/77
Довбушанське	1830	24,0	322/49
	2050	22,5	327/54
	2540	30,4	339/66
Бистрицьке	2350	22,6	334/61
	2300	22,6	333/60
	2350	20,4	338/65
	3650	33,5	357/84

Таблиця А.8 – Газоконденсатні системи Внутрішньої зони

Родовище (площа)	Вік порід покладу (гори- зонт)	Гли- бина заля- гання, м	Плас- товий тиск, МПа	Плас- това темпе- рату- ра, К	Потен- ційний вміст C ₅₊ , г/м ³	Коефі- цієнт конден- сато- вилу- чення, част. од.	Густи-на ста- більного конден- сату, кг/м ³	Молеку- лярна маса стабіль- ного конден- сату	В'язкість конден- сату, 10 ⁻⁶ м ² /с	Вміст компонентів в % мас.				Фракційний склад				Тиск почат- ку кон- ден- сації, МПа	
										сірки	пара- фінів	смол	асфаль- тенів	Поча- ток кипін- ня, °С	Википас, % мас.				
															до 100 °С	до 200 °С	до 300 °С		кінець кипін- ня, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Бориславська ділянка																			
Бориславське	N _{1pl}	1900			146,0		700,00				12,5								
Іваниківське	P _{2bs}	2866	40,5	350	404,0	0,60	730-771		1,08-1,64								92		
	P _{2vg}	3053	41,8	355	400,0	0,60	763		1,37-1,87	0,024	0,1-1,8	0,2-3,0		35-69			85		
	P _{2bs}	3016	40,5	354	400,0	0,60	792-799		2,27-3,28								74		
	P _{2ml}	3400	39,8	359	120,8	0,60	760-791		1,56-2,70					38-88			91		
Заводівсько-Стинавська ділянка																			
Танявське	P _{1jm}	2170	24,1		408,0	0,60	847,3	224		0,68	5,5	9,3	2,9	83	4	36	54		
Долинська ділянка																			
Північно- долинське	P _{2vg+ bs}	2695	33,8		232,0	0,46	755,0	102	0,77	0,30	3,3	до 1							
Струтинсько-Дзвіняцька ділянка																			
Росільнянське	P _{3ml}	2172	37,2	335	235,0	0,64	776,2	151	1,48		0,88	0,36	0,4	53	7	45			26,7
	P ₂	2420	39,6	353	61,0	0,53	781,0	133	1,51	0,14	13,3	0,1		55	11	52	80	350	36,5
Космацьке	P _{3ml1}	2507	41,6	345	263,0	0,64	728-783	99-147	0,74-1,82	0,03-0,06	0,4-3,1	0,1-1,5	0,04-0,2	37-66	9-45	59-91	83-97	350	40,2
	P ₂	2780	46,0	361	120,0	0,64	710-769	98-137	0,85-1,35	0,08	0,07	0,06-0,2	0,01	43-60	13-17	58-86	87-98	350	40,2
Монастир- чанське	P _{3ml}	3520	52,6	358	206,9	0,522	776,0	137	1,413		1,94	0,57	0,51	35	16	54	82	350	45,6
Південно- гвіздецьке	P _{2vg + ps}	3260	52,9	357	169,8	0,48	808,0	168	3,475 при 40°C		6,9	1,2		65	5	33	60		50,5
Битків- Бабченське	P ₂	1900	29,7	340	61,0	0,468	751,0	131	1,28	0,03	0,41	0,54		58,5	20,2	75,4	94,4		23,5
Середні:					231	0,57													