

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

МАНЮК МИХАЙЛО ІВАНОВИЧ

(043)
УДК 553.982~~7981~~ (477.86) +
M24 + 553.98.061.43(043)

ВПЛИВ ТРИЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ХАРАКТЕР
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЛОКАЛЬНИХ СТРУКТУР ДОЛИНСЬКОГО
НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

Спеціальність 04.00.17-Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:

Маєвський Борис Йосипович
доктор геолого-мінералогічних наук,
професор

Івано-Франківськ-2002

Зміст

Стор.

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1	
СТАН ВИВЧЕННЯ ПРОБЛЕМИ ТРІЩИНУВАТОСТІ	
ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ЇЇ РОЛІ У НАФТОГАЗОНОСНОСТІ	
ЛОКАЛЬНИХ СТРУКТУР	11
РОЗДІЛ 2	
ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА РОЗРОБКИ РОДОВИЩ	
ДОЛИНСЬКОГО НАФТОПРОМISЛОВОГО РАЙОНУ	26
2.1. Особливості тектонічної будови родовищ	27
2.2. Літолого-фаціальна характеристика	
продуктивних горизонтів	41
2.3. Геолого - промислова характеристика нафтових	
покладів району	51
РОЗДІЛ 3	
ВПЛИВ ГЕОДИНАМІЧНОГО РОЗВИТКУ КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ	
НА ХАРАКТЕР ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	62
РОЗДІЛ 4	
ДОСЛІДЖЕННЯ ТРІЩИНУВАТОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ТА	
ВИЗНАЧЕННЯ ЇЇ ВПЛИВУ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ	
РОДОВИЩ РАЙОНУ	78
4.1. Дослідження тріщинуватості порід-колекторів	
лабораторними методами	81
4.2. Встановлення тріщинуватості порід-колекторів	
розврахунково-гідродинамічними методами	96

РОЗДІЛ 5

ВПЛИВ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ХАРАКТЕР НАФТОНОСНОСТІ ЛОКАЛЬНИХ СТРУКТУР ДОЛИНСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ	125
5.1. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на нафтоносність локальних структур Долинського родовища	126
5.2. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності локальних структур Північнодолинського родовища .	141
5.3. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності локальних структур Струтинського родовища	143
5.4. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності локальних структур Спаського родовища	150
ВИСНОВКИ	154
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	157
ДОДАТКИ	173

Вступ

Актуальність проблеми Забезпеченість України паливно-енергетичними ресурсами – одне з головних завдань національної економіки, без розв'язання якого неможливе успішне здійснення соціальних, економічних і науково-технічних програм. Однією з найважливіших проблем сучасного етапу розвитку паливно-енергетичного комплексу держави є доопошукування, дорозвідка та ефективна розробка наftових родовищ в старих, добре освоєних регіонах. У цьому відношенні важливість проблеми тріщинуватості порід-колекторів та її вплив на нафтогазоносність локальних структур набуває особливої актуальності.

Зараз поклади нафти і газу в тріщинних колекторах зустрічаються в різних геотектонічних умовах, у відкладах осадового чохла різного віку і відіграють значну роль при оцінці їх ємнісно-фільтраційних властивостей. Такі родовища розробляються практично в усіх регіонах світу, серед яких Ірак, Іран, Кувейт, Сирія, Алжир, Марокко, Канада, Росія, США, Україна, Грузія, Венесуела тощо. Прикладом можуть служити такі родовища, як: Самгорі (Грузія), в якому видобуток нафти здійснювався в основному з ділянок структур, які характеризуються підвищеною тріщинуватістю порід; Льовкінське родовище Краснодарського краю (Росія), (яке можна вважати аналогом наftових родовищ Долинського району) нафтоносність продуктивного горизонту якого пов'язана з широко розвиненою

тріщинуватістю порід; родовище Гільбертаун (США), в якому тріщинуватість зумовлює високі властивості порід-колекторів.

Розглядаючи особливості розробки нафтових родовищ та експлуатації свердловин Карпатського регіону, багато дослідників часто відзначає, що на ділянках, які характеризуються тектонічною порушеністю і дробленням спостерігається збільшення припливів і приймальності флюїдів у свердловинах. Однак цілеспрямованих досліджень з цього питання на родовищах Долинського нафтопромислового району практично не проводилось.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Обраний напрям досліджень є складовою частиною бюджетної теми «Дослідження корисних копалин України» кафедри геології та розвідки нафтових та газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Одночасно вона є складовою частиною держбюджетної теми Д-7-Ф науково-дослідного інституту нафтогазових технологій ІФНТУНГ «Дослідження зон геодинамічних напруг Карпатського регіону та їх вплив на ємнісно-фільтраційні показники гірничих порід, умови формування нафтових і газових родовищ та їх розробку».

Мета і задачі досліджень Визначити вплив тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності і розробки локальних структур та на

збільшення припливів нафти у видобувних свердловинах і приймальності агентів витіснення в нагнітальних свердловинах.

Для досягнення даної мети в роботі розглядаються і вирішуються наступні задачі:

- уточнюється структурно-тектонічна будова нафтогазових родовищ Долинського нафтопромислового району;
- досліджуються особливості тріщинуватості порід-колекторів і наявність відкритих тріщин на глибинах залягання продуктивних товщ;
- виявляються зони підвищеної тріщинуватості (флюїдовідності) продуктивних горизонтів;
- з'ясовуються особливості припливів флюїдів у свердловинах, розташованих в зонах розвитку найбільшої тріщинуватості порід-колекторів;
- встановлюється характер взаємозв'язку між тріщинуватістю продуктивних горизонтів та нафтоносністю локальних структур.

Фактичним матеріалом послужили фондові та опубліковані геолого-геофізичні матеріали з геологічної будови, нафтоносності та розробки родовищ Долинського нафтопромислового району, а також результати власних досліджень взірців керну та шліфів з метою оцінки характеру тріщинуватості гірських порід. Роботи проведено під час навчання в очній аспірантурі при кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ.

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

- теоретичне та експериментальне обґрунтування наявності ефективних відкритих тріщин з розкриттям 100мкм (макротріщин) в продуктивних горизонтах родовищ Долинського нафтопромислового району;
- виділення зон підвищеної тріщинуватості (флюїдопровідності) продуктивних горизонтів у межах локальних структур родовищ району;
- доведену зумовленість надзвичайно високої продуктивності свердловин широким розвитком тріщинуватості продуктивних горизонтів;
- встановлену наявність порово-тріщинного колектора, що зумовлює переважну концентрацію запасів вуглеводнів на ділянках, які прилягають до тектонічних порушень і особливо їх взаємопересічень, а також згинів продуктивних горизонтів.

Основні положення, які захищаються

1. На глибинах (2-3км) залягання основних продуктивних нафтових горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району наявні ефективні відкриті тріщини, з розкритістю понад 100мк, які є основними шляхами міграції флюїдів;
2. Свердловини, які розкрили тріщинно-поровий колектор є більш продуктивними (в 3-4 рази), ніж свердловини, які розкрили поровий колектор;

3. Наявність порово-тріщинного колектора зумовлює переважаючу концентрацію запасів вуглеводнів на ділянках, які розташовані в межах тектонічних порушень, їх взаємоперетинів та згинів продуктивних горизонтів в склепінних частинах складок.

Практичне значення одержаних результатів Результати досліджень впливу тріщинуватості гірських порід на характер розподілу запасів вуглеводнів сприяють підвищенню ефективності розробки нафтових родовищ, а також їх дорозвідки та подальшого ведення пошуково-розвідувальних робіт у Передкарпатському прогині.

Особистий внесок здобувача Здобувачем вперше встановлено особливості взаємозв'язку між тріщинуватістю продуктивних горизонтів і характером зосередження запасів нафти у покладах; уточнено структурно-тектонічну будову родовищ Долинського нафтопромислового району; проведено дослідження тріщинуватості 300 зразків кернів та 600 шліфів під мікроскопом; встановлено наявність тріщин з розкриттям понад 100 мкм на глибинах 2-3 км залягання продуктивних горизонтів; змодельовано карти накопиченого видобутку нафти з метою подальшої дорозвідки та розробки родовищ.

Результати проведених досліджень та їх наукові результати опубліковано здобувачем самостійно або в спільних працях і звітах з науково-дослідних робіт.

Апробація результатів дисертації Основні положення дисертаційної роботи доповідались на науково-

технічних конференціях професорсько-викладацького складу (Івано-Франківськ, 1998, 1999, 2000, 2001), на 5-й Міжнародній конференції «Нафта-Газ України-98» (Полтава, 1998); на Третій Міжнародній конференції студентів, аспірантів і молодих вчених ім. академіка М.А.Усова “Проблемы геологии и освоение недр» (Томск, 1999); науковій конференції «Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології та промислової геофізики» (Київ, 2000), на 6-й Міжнародній конференції «Нафта-Газ України-2000» (Івано-Франківськ, 2000), на Міжнародній конференції “Умови формування покладів і родовищ нафти і газу” (Чернігів, 2001).

Публікації. Автору належать 19 опублікованих праць, з яких 14 опубліковані по темі дисертації; зокрема 4 праці опубліковані в журналах, рекомендованих ВАК України, і 10 тез науково-технічних конференцій.

Об'єм і структура роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, 5 розділів, висновків та рекомендацій і містить 188 сторінок машинописного тексту, 40 рисунків, 21 таблиці і 4 додатків. Список використаної літератури включає 115 найменувань.

Автор висловлює щиру подяку викладачам кафедри геології та розвідки наftovих і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету наftи і газу за сприяння, допомогу та підтримку у виконанні дисертації: доктору геолого-мінералогічних наук, професору Н.Н. Гуньці, доктору

геолого-мінералогічних наук, професору О.О. Орлову, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам М.В. Ляху, Л.С. Мончаку, кандидатам геологічних наук В.Г. Омельченку, О.М. Трубенку, кандидату геолого-мінералогічних наук, провідному науковому співробітнику Г.О. Жученко, доценту О.Є. Лозинському.

Автор висловлює ширу подяку науковому керівникові доктору геолого-мінералогічних наук, завідувачу кафедри геології та розвідки наftovих і газових родовищ, професору Б.Й. Маєвському за керівництво, постійну увагу та цінні поради при виконанні дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕННЯ ПРОБЛЕМИ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІ КОЛЕКТОРІВ ТА ЇЇ РОЛІ У НАФТОНОСНОСТІ ЛОКАЛЬНИХ СТРУКТУР

Широкий розвиток тріщинуватості гірських порід нафтогазоносних регіонів постійно привертав увагу геологів-нафтовиків. Особливо це стосувалось визначення ролі тріщин в процесах міграції нафти і газу, формуванні родовищ та їх розробки.

Однак, лише в останні роки проблема тріщинних колекторів нафти і газу отримала велике наукове та практичне значення завдяки широкому розвитку комплексу геологічних досліджень, даних підземної гідродинаміки, промислової геофізики та широкому застосуванню основ математичної статистики і ЕОМ, що сприяє значно кращому розумінню природи тріщинуватості гірських порід та особливості її впливу на характер ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів.

На сьогодні встановлено, що тектонічні тріщини на відміну від інших типів тріщин в гірських породах розподілені не хаотично, а групуються по орієнтованих системах, при цьому їх розкриття в межах однієї системи є практично постійним і складає в середньому 20-30 мкм [1].

В зонах тріщинуватості колекторами тріщинного типу можуть ставати доманікові породи, які в

тектонічно спокійних ділянках не є колекторами. За відсутності розвиненої системи тріщин слабко проникні колектори практично не придатні до розробки.

Встановлено, що максимальна тріщинуватість спостерігається в зонах перегинів пластів, на периклінальних закінченнях складок і на ділянках, які ускладнені розривними порушеннями, завдяки виникненню широкої сітки перистих тріщин. Вказані тріщини розміщаються по обидві сторони від розриву в смузі, ширина якої тим більша, чим крупніший основний розрив [2, 3]. По мірі віддалення від розриву густина тріщин поступово зменшується і затухає.

Зони тріщинуватості та розломів добре простежуються в аномаліях гравітаційного і магнітного полів. Саме вивчення аномалій гравітаційного поля показало, що значна кількість родовищ корисних копалин тяжіє до зон тріщинуватості та розломів, особливо до їх взаємопересічень, які характеризуються значною подрібленистю порід і максимальним розкриттям тріщин [4]. На сейсмічних розрізах ці зони відмічаються як ділянки відсутності відображення, або у вигляді аномалій швидкості сейсмічних хвиль та їх поглинання.

На сьогодні ні один із методів геофізичних досліджень свердловин не чутливий до виявлення тріщин, тому будь-яка за винятком свердловинного телевізора, спроба виявити тріщинуватість порід потребує проведення комплексу методів ГДС [5, 6].

Характерною особливістю поширення по площі великих родовищ є їх приуроченість до тектонічних вузлів напруг, і особливо до зон перетину розломів. Зокрема вивчення просторового розміщення запасів нафти і газу в Передкарпатському прогині показало, що їх максимальні концентрації приурочені до площ, які прилягають до трьох найбільших тектонічних вузлів, з котрими пов'язані Долинське, Битків-Бабченське і Бориславське родовища [7, 8, 9, 10, 11].

Приуроченість покладів нафти та газу до пересічення спрямованих зон глибинних розломів відмічається і в Дніпровсько-Донецькій западині, де родовища групуються в зони нафтогазоносності вздовж краєвих розломів, які обмежують западину і концентруються на ділянках їх пересічення з меридіональними зонами розломів давнього закладання. Вказані зони чітко проявляються в рельєфі денної поверхні у вигляді лінеаментів різної протяжності і розчленованості рельєфу [12].

Конфігурація та розміщення заповненого нафтою резервуару зумовлені наявністю порового колектора, а також розломною тектонікою і тріщинуватістю, які є зонами припливу вуглеводнів і фактором підвищення колекторських властивостей пасток нафти та газу [13].

Максимальними припливами і стійкими відборами характеризуються свердловини, що розташовані в зоні новоутворених розломів. Свердловини з високими

показниками експлуатаційних характеристик переважно розміщені у вузлах пересічення розломів, а ті, які пробурені за межами впливу розломів і тріщинуватості – низькопродуктивні або не продуктивні [14, 15].

Відомо, що видобуток нафти з тріщинних колекторів здійснюється при низьких та мало змінних в часі робочих депресіях. Максимальна продуктивність свердловин досягається при експлуатації на штуцерах малого діаметру. Депресії, які встановлюються в початковий період експлуатації свердловин, довгий час майже не змінюються, хоча пластовий тиск значно змінюється відносно початкового [16, 17, 18].

Заводнення тріщинного колектора є достатньо ефективним заходом підвищення нафтогазоносності. Тривалість безводного періоду та інтенсивність обводнення свердловин родовищ з тріщинними і тріщинно-поровими колекторами залежно від розвитку тріщинуватості за даними В.М. Майдебора [19] дуже різні – від швидкого обводнення до тривалого періоду експлуатації (понад 5 років).

Приклади родовищ, нафтогазоносність яких пов'язана з широким розвитком тріщинуватості гірських порід відомі практично в усіх регіонах світу.

При дослідженні формaciї Спраберрі, поширеної на східному борту западини Мідленд (США), Уілкінсоном встановлено, що головні системи тріщин простягаються з північного сходу на південний захід, приблизно в тому ж напрямку розміщена зона найбільш

високодебітних свердловин. У зв'язку з нерівномірністю поширення тріщинуватості порід початкові дебіти свердловин коливаються в широких межах. В зонах розвитку головних систем тріщин початкові дебіти свердловин досягають сотень тонн на добу, а на ділянках, де тріщинуватість порід знижується, дебіти свердловин не перевищують декількох тонн на добу [20].

На родовищі Гільбертаун (США) зона тріщинуватості служить вторинною пасткою для нафти, що мігрувала з більш давніх пісковиків. Вона виявлена поблизу площини скиду в опущеній ії частині. При бурінні свердловин на більшій віддалі від скиду зустрічались тільки міцні, не тріщинуваті породи [21].

Абухатем Дерхем Мансур [22] при дослідженні нафтогазоносності Курга-Йорського міжріччя (Азербайджан) відзначав значну роль тріщинуватості та розломів у характері нафтогазоносності локальних структур.

На родовищі Самгорі (Грузія) [23] основний видобуток нафти здійснювався з найбільш проникних ділянок структури, обумовлених переважно тріщинуватістю порід. У процесі розробки при пониженні пластового тиску починалось змикання частини тріщин та ізоляція зон із ще не виробленими запасами. Внаслідок чого відбувалось швидке випереджуюче нерівномірне вертикальне переміщення по тріщинах ВНК, масове обводнення свердловин при

різкому зниженні їх продуктивності та загальне зменшення видобутку нафти.

На родовищі Самгорі виділяють два основних типи свердловин: високодебітні (600-100 т/добу) і низькодебітні (30-60 т/добу). Період роботи перших складав 1-2,5 роки, після чого вони інтенсивно обводнились; другі ж працюють тривалий час із стабільними дебітами. Високопродуктивні свердловини переважно дренують добре проникні зони покладу, а низько дебітні - менш проникні зони, ізоляція яких від інших ділянок покладу посилюється за рахунок інтенсивно зростаючої в процесі розробки фільтраційної неоднорідності колектора.

Що стосується безпосередньо родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, то уже в перших опублікованих роботах з нафтової геології Карпат [24] вказувалось на тісний зв'язок покладів нафти з тріщинними колекторами. Так у 1875 р. Є. Віндакевич [25] відзначав, що тріщини є не тільки шляхами міграції нафти, але й місцем її акумуляції. Виникають вони в основному в місцях найбільшого згину порід.

У 1904 році виходить в світ робота К. Ангермана [26] де автор на основі геолого-тектонічного аналізу будови Бориславського родовища виділяв нафтові лінії, які приурочені до систем тріщин. Він вважав, що із склепіннями антикліналей пов'язані системи тектонічних розривів, що створюють

поперечні полоси нафтоносності, з якими відповідно пов'язані високодебітні свердловини. Основою раціональної розробки родовища, згідно досліджень К. Ангермана, повинні бути пошуки систем тріщин.

Розвиток нафтової геології Карпатського регіону зумовив у 1912 р. організацію першої нафтової науково-дослідної установи - Карпатської геологічної станції. На першому етапі її роботи розроблено теоретичні основи, що обґрунтували пріоритетність розломів та тріщинуватості порід в розподілі нафтових покладів.

Цікавою у цьому відношенні є праця І. Гемпеля [27]. В ній опубліковано зібраний вченим геологічний матеріал на основі якого зроблено ряд важливих висновків, переважно з тектоніки та нафтоносності Бориславського родовища. І. Гемпель прийшов до висновку, що різна продуктивність окремих свердловин і ділянок зумовлена масштабами переміщення та кутами нахилу блоків, до яких вони приурочені. Рівний блок, відповідно до його уявлень, характеризується рівномірним розподілом нафти, а свердловини, які розміщені на ньому мають середній дебіт. Пухлий блок, характеризується незначною кількістю нафти, приуроченою лише до припіднятій його частини. Куполовидний блок, в свою чергу, характеризується найвищими дебітами свердловин, і як правило, фонтанним видобутком нафти. На підтвердження своїх поглядів І. Гемпель наводить схему блоків



ділянки Сільва Пляна [27], де свердловини з різними дебітами приурочені до блоків різного характеру.

К. Богданович та С. Яскульський [28], порівнюючи величини низької пористості колекторів та значної їх нафтоносності, прийшли до висновку, що пористість зразків переважно не відповідає дійсному об'єму вільного простору в породі, оскільки вона не включає в себе дрібні тріщини, кількість яких тим більша, чим складнішою є тектонічна будова.

Слід відзначити, що в цей період публікувалися праці, автори яких не надавали значення тріщинуватості порід у процесах міграції нафти і газу та формуванні родовищ і розробки покладів. До таких праць можна віднести роботи А. Пфаффа, С. Вишинського та інших.

В основу своїх суджень А. Пфафф поклав фактичні дані по 400 свердловинах, розміщених на території Тустанович [29]. Аналізуючи сумарні та поточні дебіти свердловин, їх глибину, геологічний розріз, початок експлуатації і розміщення, автор виділив відповідні ділянки - «острови», що характеризувались значими дебітами свердловин, які відповідали зонам підвищеної пористості пісковиків.

С. Вишинський відзначав, що різницю дебітів окремих свердловин необхідно пояснювати зміною петрографічної характеристики пісковиків та зміною їх товщини [30].

Неможливо залишити поза увагою цікаві праці з вивчення геологічної будови Бориславського родовища К. Толвінського [31, 32] в яких він відмічає значну зміну пористості бориславського пісковику. Автор це описує так: «в деяких випадках бориславський пісковик крихкий, є місця де фактично це пласт піску, а не пласт пісковику». Вчений вважав, що зміни процесів седиментації призвели до змін товщин пісковиків, від декількох сантиметрів до декількох метрів. Саме ця особливість, на його думку, зумовлює різницю дебітів окремих свердловин.

Отже, навіть з такого досить короткого огляду початкового періоду дослідження даної проблеми у межах Внутрішньої зони прогину видно, що праці цього періоду більшою мірою присвячені Бориславському родовищу і практично не стосується родовищ Долинського нафтопромислового району.

Проблема широкого вивчення тріщинуватості гірських порід Карпатського регіону та визначення її ролі в нафтовій геології поставлена на належному рівні лише починаючи з 50^х років минулого століття. Більшість робіт цього періоду стосується питань походження та міграції нафти, а також умов формування наftovих і газових родовищ. Крім цього, в більшій мірі приділяється увага родовищам Долинського нафтопромислового району.

В 1949 році на Долинському родовищі почали бурити свердловину №1, з якої 30 вересня 1950 року одержано

фонтан нафти дебітом 25 тонн на добу з олігоценових відкладів менілітової світи. Подальшим бурінням підтверджено наявність покладу із значними запасами нафти. У 1956 році розвідувальною свердловиною №106 розкрито вигодський поклад і свердловина вступила в експлуатацію з добовим видобутком 140 тонн нафти. В 1958 році у свердловині №59 отримано промисловий приплив нафти із відкладів манявської світи.

Цей період характеризувався публікацією значної кількості праць, які безпосередньо торкались вирішення даної проблеми. Це праці О.С. Вялова [33, 34], В.В. Глушка [35], Г.Н. Доленка [36, 37, 38, 39, 40, 41], І.М. Кухтіна [42], М.Р. Ладиженського [43], В.П. Лінецького [44], П.К. Гурби [45, 46, 47, 48, 49, 50], Р.С. Копистянського [51, 52, 53], Л.С. Мончака [54, 55, 56, 57], В.В. Колодія [58], Г.Ю. Бойка [9, 10, 11, 13, 65], Б.Й. Маєвського, М.І. Манюка [59, 60, 61, 62, 63, 64, 65] та інших.

Необхідно відзначити, що в даному огляді ми зупинимось лише на працях, в яких тріщинуватість порід розглядається з позиції утворення покладів або покращення колекторських властивостей гірських порід. Розгляд інших аспектів цієї проблеми нами не проводився, тому що, вони наведені в роботах Р.С. Копистянського [51, 52, 53].

Досліджуючи родовища Внутрішньої зони Передкарпатського прогину М.Р. Ладиженський [43]

відзначав, що в ряді нафтових родовищ прогину фіксуються скучення нафти в лінзах клівських пісковиків менілітової світи. Він зазначав, що у тих випадках, коли зустрічалась нафта, в лінзах таких пісковиків нерідко можна було виявити тріщинний характер цих покладів.

Декілька цікавих робіт по вивченю тріщинуватості гірських порід Передкарпатського прогину опублікував В.Ф. Лінецький. У своїй праці [44] автор відзначав, що складна тектонічна будова родовищ Передкарпаття обумовила інтенсивну тріщинуватість порід, яка, на його думку, відіграє головну роль при фільтрації флюїдів. Згідно його досліджень тріщини розтягу в більшості випадків є відкритими або заповненими мінеральною речовиною. Ширина відкритих тріщин коливається від десятих часток до декількох міліметрів, тріщинна пористість наближено досягає 3%. На думку автора, тріщини відіграють головну роль при фільтрації флюїдів не тільки при формуванні родовищ, але й при їх розробці.

Базуючись на результатах, проведених досліджень на Долинському родовищі [66, 67, 68], В.М. Бортницька вказувала, що продуктивна товща є тріщинно-поровим колектором. Ширина відкритих тріщин досягає 0,02мм і згідно з правилом всі відкриті тріщини відносяться до мікротріщин [68]. Проникність тріщинних порід палеогену Передкарпатського прогину за її даними складає $15-20 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$, а тріщинна пористість 0,1-

0,3%. На думку В.М. Бортницької [67] породами-колекторами прогину є не тільки пісковики та алевроліти, але і вся товща аргілітів.

Досліджаючи родовища Передкарпаття І.П. Сафаров [69], на підставі порівняння продуктивності свердловин з фізичними властивостями пористих порід по керну, прийшов до висновку про необхідність вивчення тріщинуватості колекторів. Він показав, що більшість зразків кернів, які характеризують колектори менілітових відкладів, мають проникність $1-3 \times 10^{-3}$ мкм², якою неможливо пояснити існуючі дебіти свердловин.

Декілька праць з вивчення тріщинуватості порід продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району опубліковано С.І. Шишигіном [70, 71, 72]. Він вважав, що фільтрація нафти і газу проходить по тріщинах тектонічного походження за рахунок того, що вони є відкритими і з'єднаними між собою. Тріщини, на думку автора, є не тільки основними шляхами руху нафти і газу, але й мають значний вплив на ємність колекторів. Коєфіцієнт тріщинної пустотності складає 1-3. С.І. Шишигін вважав, що місця значних перегинів порід в склепіннях складок, є відповідно місцями з максимально розвиненою тріщинуватістю, і тому на таких ділянках структур тріщинуватість порід в десятки разів більша, ніж на крилах [72].

На основі дослідження нафтових і газових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Долини, Борислава, Биткова) П.К. Гурба [45, 46, 47, 48, 49, 50] зазначав, що всі досліджувані зразки пісковиків тріщинуваті. При цьому окремі зразки порід мають тріщини шириною близько 20 мікрон і довжиною до одного сантиметра [45, 48, 50].

Досліджаючи тріщинуватість порід Бориславської шахти ним встановлено, що насиченість міцних пісковиків нафтою спостерігалась в районі тріщин [45, 46, 48].

Багато праць присвячених вивченю тріщинуватості порід родовищ Передкарпатського прогину опубліковано Р.С. Копистянським [51, 52, 53]. Автор у праці [52] вказує на значну тріщинуватість порід Карпат і поділяє тріщини на пластові тектонічні та нетектонічні.

Розглядаючи дебіти окремих свердловин [51, 53] Р.С. Копистянський прийшов до висновку, що лише різною тріщинуватістю гірських порід продуктивних горизонтів можна пояснити різкі зміни дебітів окремих свердловин по структурі.

Дослідженю ємнісних і гідродинамічних параметрів продуктивних горизонтів родовищ Бориславського та Долинського нафтопромислових районів, на сучасному етапі дослідження цієї проблеми, присвячені праці Г.Ю. Бойка [9, 10, 11, 13, 69], Б.Й. Маєвського, та автора даної роботи [59, 60, 61, 62, 63, 64, 65], в

яких відзначається значна роль тріщинуватості у покращенні ємнісно - фільтраційних властивостей порід-колекторів родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Автори вважають, що тип колектора родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину є тріщинно-поровий [64, 65].

В той же час необхідно зазначити, що сьогодні існує й інша група дослідників: І.М. Кухтін [42, 73], І.І. Пісоцький [54], Н.П. Лещій [55, 56] та інші, які вважають, що головна роль в акумуляції та фільтрації флюїдів в продуктивних горизонтах належить пористому середовищу пісковиків. До аналогічної точки зору приходять і автори звітів ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта» з підрахунку запасів нафти родовищ Долинського нафтопромислового району. Вони стверджують, що роль тріщинуватості в покращенні ємнісно - фільтраційних властивостей колекторів зовсім незначна та її можна не враховувати при підрахунку запасів.

І.М. Кухтін [42, 73], посилаючись на розрахунки припливу флюїдів до свердловин вважав, що тріщини, які спостерігаються у відслоненнях і рідше у кернах, не можуть відігравати значної ролі при розробці родовищ. Високі дебіти свердловин є результатом значної ефективної товщини пластів, яка, на його думку, повинна сягати 100 метрів і більше, а також значних депресій на пласт (20,0-25,0 МПа).

Л.С. Мончак [54, 55, 56, 57] вважав, що тип колекторів родовищ Долинського нафтопромислового

району - поровий. Тріщинуватість порід має незначний вплив на рух нафти та газу при розробці родовищ. А значні дебіти свердловин є результатом високої депресії на пласт та значної ефективної товщини пластів.

Аналізуючи цей короткий огляд стану проблеми необхідно відзначити, що навіть за такої значної кількості досліджень поки - що не вироблений єдиний погляд на роль тріщинуватості в процесах формування родовищ та розробки покладів. Тому безперечно, дана проблема потребує подальших науково-теоретичних, лабораторних та експериментальних досліджень.

РОЗДІЛ 2

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ДОЛИНСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

Вивчення геологічної будови Долинського нафтопромислового району розпочато ще наприкінці позаминулого століття і продовжується по сьогоднішній день.

Перші відомості про геологічну будову району наводились ще в 1891 році Є. Дуніковським. В подальшому цими питаннями займались Ю. Гжибовський, Г. Тейсейре, Р. Зубер, Г. Яблонський, С. Вейгнер, К. Толвінський, О.С. Вялов, В.В. Глушко, Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевська. На сучасному етапі вирішення даної проблеми слід відмітити праці Г.Ю. Бойка, Н.Н. Гуньки І.В. Кілина, В.В. Колодія, Б.Й. Маєвського, Л.С. Мончака, О.О. Орлова та багатьох інших дослідників.

Впродовж багатьох років геологічну будову досліджуваного району вивчав ряд науково-дослідних інститутів та організацій, серед яких ІГГГК НАН і НАК "Нафтогаз" України, ІФНТУНГ, Львівський національний університет імені І.Франка, ЛВ УКРНДГРІ, ЗУГРЕ ДГП "Укргеофізика", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НДІНГТ при ІФНТУНГ, кафедра геології та розвідки наftovих і газових родовищ ІФНТУНГ та інші.

2.1. Особливості тектонічної будови родовищ

Вивчення значної кількості геологічного та промислово-геофізичного матеріалів, а також даних експлуатації і дослідження свердловин дало нам можливість встановити ряд характерних особливостей тектонічної будови родовищ Долинського нафтопромислового району.

На сьогодні відома низка тектонічних схем Карпат та Передкарпаття, які часом значно відрізняються одна від одної. Проте практично всіма дослідниками Передкарпатський передовий прогин розділяється на:

Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку).

Бориславсько - Покутська зона Передкарпатського прогину смugoю шириною близько 20 кілометрів, простягається вздовж Українських Карпат. На південному сході біля кордону з Румунією і на північному заході біля кордону з Польщею ця смуга змикається. В районі Перемишля вона має вигляд добре відомої "сигмоїди".

Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину представлена сильно дислокованими і зім'ятими в складки відкладами верхньої крейди, палеогену, нижнього міоцену, які в північно-східному напрямку насунені на тортон-сарматські відклади Зовнішньої зони прогину. Амплітуда насуву Внутрішньої зони на Зовнішню змінюється від 12-15

кілометрів (в районі річки Стрий) до 3-5 кілометрів в районі Покутських Карпат).

Внутрішня зона Передкарпатського погину зі сторони Карпат перекрита насуненими на неї відкладами Скибої зони. Цей региональний насув простежується на тектонічному контакті відкладів поляницької світи палеогену, (яка в свою чергу входить в склад Берегової скиби) та відкладів воротищенської світи міоцену. За результатами геофізичних досліджень та глибокого буріння величина насуву Скибової зони на Внутрішню складає 10-25 кілометрів.

Ширина смуги Берегової скиби у Долинському нафтопромисловому районі складає 5-8 кілометрів і в її межах встановлена Витвицька, Гошівська та Лоп'янецька складки. Причому перші дві антикліналі розділені вузьким прогином, складеним на поверхні верхньокрейдовими відкладами.

Внутрішня зона характеризується дуже складною тектонічною будовою. В її межах розвинена лінійна складчастість, яка витягнута паралельно до Карпатського простягання. Складки асиметричні, перекинуті на північний схід, насунені одна на одну і розбиті поперечними порушеннями на окремі блоки, які зміщені один відносно одного як у вертикальному, так і в горизонтальному напрямках.

В межах Долинського нафтопромислового району виділяють з північного заходу на південний схід:

- Танявська депресія;
- Долинське підняття;
- Оболонське занурення;
- Спас-Ріпнянське підняття

Танявська депресія є однією з найбільш опущених ділянок залягання палеогенових відкладів у Внутрішній зоні. З ним, в свою чергу, пов'язане Танявське нафтове родовище. Це занурення відокремлене на північному заході Стрийським, а південному сході Суکельським порушеннями.

Між Суکельським та Тур'янським порушеннями розміщене Долинське підняття, де відкрито Долинське, Північнодолинське і Вигодсько-Витвицьке родовища. Воно ускладнене Свіцьким скидо-зсувом та рядом інших порушень незначної амплітуди, які поділяють його на окремі блоки і ділянки.

Дальше, на південний схід, виділяється Оболонське занурення, в межах якого встановлено Південнодолинський (північно-західна частина) і Оболонський (південно-східна частина) блоки. Оболонський блок ускладнений двома поперечними та одним поздовжнім тектонічними порушеннями.

Спас-Ріпнянське підняття розміщене на південний схід від Оболонського блоку. В свою чергу Ясеновецький блок цього підняття, до якого приурочене відповідно Струтинське, Спаське та Рипнянське нафтові родовища, розбитий на чотири

ділянки тектонічними порушеннями амплітудою 40-180 метрів.

У межах порушень і підняття виділено декілька ліній складок карпатського простягання. Найбільш вивчені: Долинська, Північнодолинська, Верхньострутинська та Спаська складки. Загальною особливістю цих складок у межах Долинського нафтопромислового району є повсюдна їх ускладненість тектонічними порушеннями різної амплітуди, які відповідно поділяють ці складки на окремі блоки і ділянки.

Долинська складка займає центральну частину третьої структурної лінії складок. Вона являє собою брахіантікліналь з крутим і підгорнутим північно-східним та відносно пологим (30°) південно-західним крилами. У межах цієї складки виділяють Гошівський, Долинський і Північнодолинський блоки.

Гошівський блок обмежений Свіцьким і Сукельським тектонічними скидо-зсувами. Він повністю перекривається відкладами Берегової Скиби Карпат.

Долинський блок є головним тектонічним елементом та головним об'єктом розробки, який розташований між Тур'янським і Свічським скидо-зсувами.

Враховуючи неоднозначність у побудові структурних карт родовищ Долинського нафтопромислового району працівниками ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта" та НГВУ "Долинанафтогаз" виникла необхідність в уточнені причин розходжень та

моделювання нових структурних карт, враховуючи додаткові дослідження. Відповідно аналіз результатів довготривалої розробки відповідних покладів дав змогу в межах родовища додатково виявити ряд поздовжніх та поперечних тектонічних порушень (табл. 2.1), (рис. 2.1 та рис. 2.2). На картах розробки цих покладів, які використовуються Долинським НГВУ, вказані тектонічні порушення не враховані, однак, на нашу думку, вони можуть впливати на характер їх нафтогазоносності та особливості розробки.

Амплітуда поздовжніх порушень в межах родовища сягає 20-40 метрів, а поперечних 36-80 метрів.

Максимальний розвиток Долинська складка має на північному заході від Турянського порушення. Дальше в цьому напрямку йде занурення складки, яке супроводжується її звуженням.

Північнодолинський блок обмежується Турянським скидо-зсувом і Оболонським порушенням який у порівнянні з головною частиною складки опущений на 800-1000 метрів.

Верхньострутинська складка розташована на південному сході від Долинської складки. Обмежується вона на північному заході Оболонським порушенням, а на південному сході Лімницьким регіональним скидо-зсувом. Складка являє собою асиметричну антикліналь з крутим і підгорнутим північно-східним (90°) і пологим (10°) південно-західним крилами.

Таблиця 2.1

Результати інтерпритації геологічного матеріалу
з виявлення додаткових тектонічних порушень

Долинської складки

№ № тектонічних порушень на рисунках	№ № свердловин, в яких встановлено порушення	Глибина на який встановлено порушення, м	Тип порушення	Амплітуда порушення, м	Дані, які вказують на наявність порушення	
					які пласти відсутні в рорзі свердловин	інші дані
I	2	3	4	5	6	7
	273	2792	скідо-зсув	20-25	нижня частина горизонту кільських пісковиків	абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення
	308	2110	скідо-зсув	20-25	частина горизонту перших зеленувато- сірих сланців	абсолютні відмітки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення
VII	538	2050	скідо-зсув	35-40	нижня частина горизонту кільських пісковиків	абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення
	206	2135	скідо-зсув	20-30	нижня частина горизонту кільських пісковиків	абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення
	919	1810	скідо-зсув	20-30	верхня частина аргілітового горизонту	абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення

Продовження табліці 2.1

№№ текtonічних порушень на рисунках	№№ свердловин, в яких підсічено порушення	Глибина підсічення, м	Тип порушення	Амплітуда порушення, м	Дані, які вказують на наявність порушення	
					які пласти відсутні в розрізі свердловин	інші дані
I	2	3	4	5	6	7
XII	231	2185	Скид	45-50	Верхня частина нижньоменілітових відкладів	Абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення
	219	2208	Скид	40-50	Нижня частина середньоменілітових і верхня частина нижньоменілітових відкладів	Абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення
XIII	301	1298	Скид	45-50	Середня частина піщано аргілітового горизонту нижньоменілітових відкладів	Абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення
	302	1288	Скид	45-50	Верхня частина нижньоменілітових відкладів	Абсолютні позначки розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах по обидві сторони від порушення

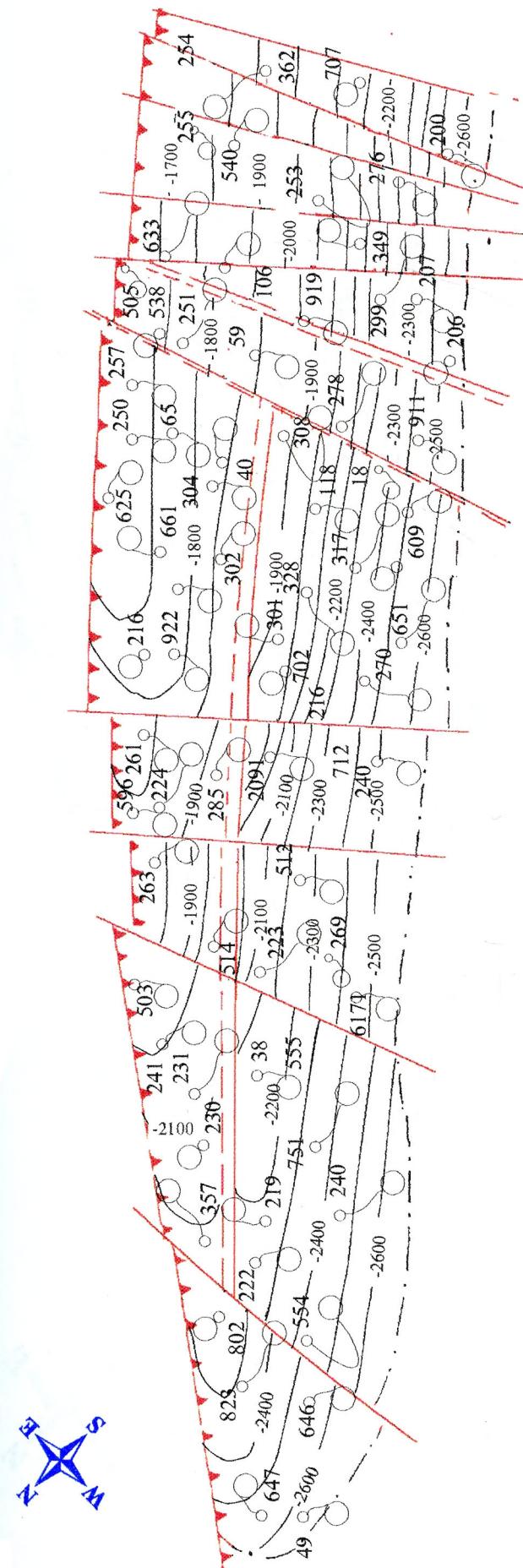


Рис. 2.1- Долинське родовище. Структурна карта покрівлі еоценових відкладів
 (склав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, НГВУ “Долинанафтогаз”)
 Масштаб 1:10000

- 2100 — ізогапси покрівлі еоценових відкладів;
- фронт складки;
- тектонічні порушення (за даними НГВУ “Долинанафтогаз”, ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”);
- тектонічні порушення (за даними Манюка М.І., 1997р.);
- уступ свердловини;
- 538 — номер свердловини;
- точка зустрічі із покрівлею еоценових відкладів

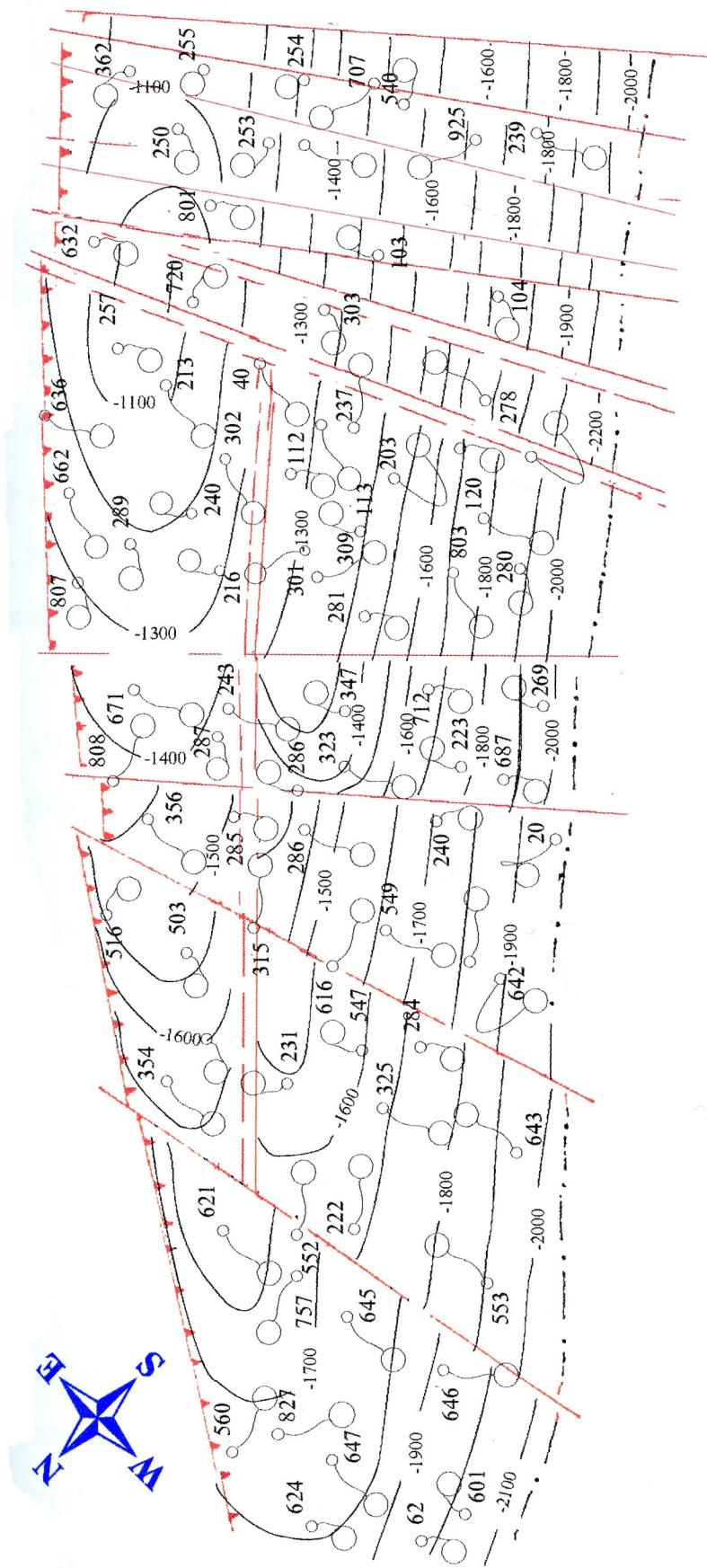


Рис. 2.2. Долинське родовище. Структурна карта покрівлі менілітових відкладів (склав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз")

Масштаб 1:10000

Символи та їхній значення:

- 2100 — ізогіпси покрівлі менілітових відкладів;
- фронт складки;
- тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта");
- тектонічні порушення (за даними Манюка М.І., 1997 р.);
- устя свердловини;
- 538 — номер свердловини;
- точка зустрічі із покрівлею менілітових відкладів

По простяганню вона розбита тектонічними порушеннями типу скидо-зсувів на Оболонський, Ясеновецький і Перегінський блоки [75]. В свою чергу, Оболонський блок обмежений на північному заході Оболонським порушенням, а на південному сході Чечвинським і Дубським. Перегінський блок знаходиться між Дубським і Лімницьким региональним скидо - зсувами. Ці блоки розбиті на ряд окремих ділянок, амплітуда порушень яких коливається в межах 60-180 метрів. Слід відмітити, що найбільш припіднятий блок цієї складки - Ясеновецький, з яким пов'язані основні запаси нафти і газу на Струтинському родовищі.

Північнодолинська складка, яка знаходиться північному сході від Долинської складки, являє собою брахиантікліналь, яка витягнута з південного сходу на північний захід. Північно-східне крило складки круте і підгорнуте, а південно-західне більш пологе (кути падіння порід 15°), яке в свою чергу занурюється під відклади Долинської складки.

По простяганню складка розбита кількома дис'юнктивними порушеннями типу скидо - зсувів.

На Північнодолинській антикліналі з південного сходу на північний захід виділяється чотири блоки: Південно-східний, Центральний, Північно-західний і Болехівський. При цьому вся Північнодолинська структура ускладнена великою кількістю поперечних та поздовжніх тектонічних порушень.

Південно-східний блок відділений від Центрального Турянським скидо-зсувом і являє собою глибокозанурену переклінальну частину.

Центральний блок ускладнений 6 поперечними і 2 поздовжніми розривами. В межах цього блоку виділено 7 ділянок.

Північно-західний блок продовжує Центральний і простягається до Свіцького скидо-зсуву. У цьому блоці встановлено 2 поперечні порушення, які розділяють блок на 3 ділянки.

Болехівський блок розміщений між Свіцьким і Сукельським розломами та являє собою північно-західне переклінальне занурення складки і поділяється тектонічними порушеннями на дві ділянки.

Спаська глибинна складка є брахиантікліналь з крутим і підгорнутим (60° - 90°) північно-східним та відносно пологим (25° - 35°) південно-західним крилами. У північно-східному напрямку вона насунена на Верхньострутинську складку, а з південного заходу перекрита дислокованими відкладами Складчастих Карпат. Слід відмітити, що з південного заходу на Спаську складку насунена Південноспаська складка.

По простяганню вона розбита поперечними порушеннями типу скидо - зсувів на ряд ступінчастих блоків, які зануруються в північно-західному напрямку. У межах цієї складки виділяються чотири блоки. На північному заході Спаська складка обмежується Чечвинським регіональним, а з південного

сходу Дубським скидо - зсувами. У межах цієї складки виділяють ряд тектонічних порушень, які розбивають структуру на окремі блоки, амплітуда іх коливається в межах 80-250 метрів. На південному сході Спаська складка ступінчастими блоками переходить в Рипнянську, а в північно-західному напрямку у Витвицьку глибинну складку.

Витвицька глибинна складка на північному сході межує з Долинською складкою. Південно-східна частина якої розділена Турянським скидом, на північно-західний і південно-східний блоки. Промислова нафтоносність встановлена тільки у північно-західному блоці.

Аналіз та узагальнення матеріалів з геологічної будови більшості нафтогазоносних провінцій світу та особливостей розміщення в них родовищ нафти і газу дозволяють стверджувати, що вони формуються у відносно найбільш тектонічно активних ділянках осадових басейнів [76], які фактично представляють собою ту або іншу ступінь розвитку рифта, або рифтової структури. Родовища часто знаходяться у перекриваючих ці структури відкладах антекліз, або насувних комплексах [77, 78].

Геолого-гравіметричне моделювання будови земної кори Карпатського регіону [9] показало, що в його піdnasувному комплексі, тобто в автохтоні є грабеноподібна структура шириною близько 10-15 км, яка простягається від ділянки родовища Лопушна до

Бориславського і Східницького родовищ. У межах поширення цієї геоструктури у насувному комплексі флішових порід розміщені всі відкриті нафтогазові родовища регіону.

Цілком ймовірно, що саме до розломів цієї грабеноподібної структури, які обмежують неоднорідні блоки літосфери, будуть приурочені зони підвищеної проникності, які проявлятимуться у верхніх осадочних поверхах як зони региональної тріщинуватості.

Вивчення просторового розміщення запасів нафти і конденсату в Передкарпатському прогині показало, що максимальні їх концентрації (понад 80%) приурочені до площ, які прилягають до трьох найбільших тектонічних вузлів (Долинського, Надвірнянського, Бориславського), утворених взаємоперетином відповідно Передкарпатського глибинного розлому з Krakoveцько-Верховинським, Шопуркинсько - Надвірнянсько - Монастирським та Ужгородсько - Монастирецьким глибинними диз'юнктивами (рис.2.3) .

У центрі таких тектонічних вузлів знаходяться і найбільші родовища (Долинське, Битків-Бабченське, Бориславське), де нафтогазоносність охоплює найбільший стратиграфічний діапазон. Як відомо, за даними дистанційних досліджень, через вказані тектонічні вузли проходять транскарпатські лініаменти мантійного закладання і неотектонічної

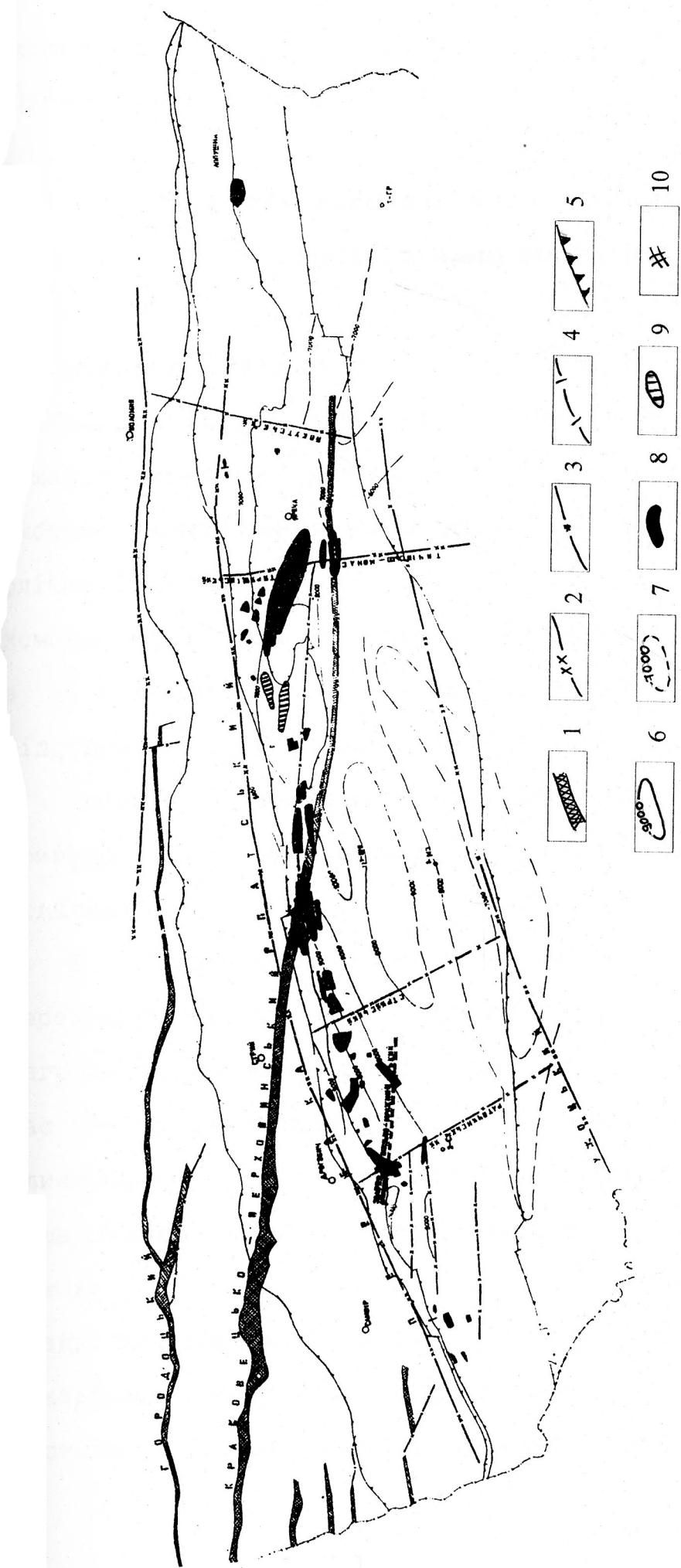


Рис. 2.3 - Кarta поширення нафтогазових родовищ у флюшових відкладах і глибинних розломах в автохтоні Внутрішньої зони Передкарпатського прогину
(за даними Г.Ю. Бойко, О.П. Гайванович, 1995)

1 - разломи глибинні (за геолого-геофізичними даними); 2- разломи корові (за даними СГТ КМЗХ, ГСЗ Т/П “Зугре”);
3- тектонічні порушення в осадочному чохлі (за даними СГТ КМЗХ, ГСЗ Т/П “Зугре”); 4- юмовірні розломи; 5- лінії насувів;
ізогіпси сейсмічних границь (за даними СГТ КМЗХ, ГСЗ Т/П “Зугре”); 6- поверхні доальпійської основи Передкарпатського
прогину; 7- підошви аллюхтонів Українських Карпат; родовища: 8- нафтогазові; 9- газоконденсатні; 10- озокеритові.

активності, що проявляється в підвищенні тріщинуватості осадового покриву.

2.2. Літолого-фаціальна характеристика продуктивних горизонтів

Крейдово-палеогенові сукупності порід Передкарпаття являють собою генетичний ряд переважно піщано-глинистих утворень. За мінеральним складом, умовами формування та морфології вони відносяться до флішевої формaciї, яка являє собою "...поліфаціальний комплекс ритмічно шаруватих відкладів, який утворився в специфічних умовах геотектонічного і гідродинамічного режиму" [79].

Стійке прогинання басейну в крейдову епоху привело до виникнення потужної товщі флішевих відкладів.

В палеогенову епоху у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину продовжувалось нагромадження тонкоритмічного флішу, в палеоценовий час - піщано-глинистого, в еоценовий - піщано-глинистого і мергелистого на південному сході та піщано-валнякового та глинистого на північному заході. В олігоценовий період умови осадконагромадження змінюються. Проходить відкладення некарбонатного та карбонатного флішу. Процес наступного розвитку прогину представлений глинистими,

моласовими відкладами поляницької та воротищенської світ.

З метою подальшого дослідження умов накопичення нафти в межах покладів родовищ Долинського нафтопромислового району нижче наводимо особливості літолого-фаціальної характеристики порід тих світ до, яких приурочені основні продуктивні горизонти родовищ Долинського нафтопромислового району.

Ямненська світа в межах Долинського нафтопромислового району характеризується значною літолого-фаціальною мінливістю. В нижній частині розрізу літологічно вона представлена під'ямненським аргілітовим горизонтом або так званим яремчанським строкатим горизонтом, а відповідно у верхній частині - крупнозернистим, масивним, ямненським пісковиком. Відповідно до літолого-фаціальних карт та карт ефективних нафтонасичених товщин на палеоспастичній основі [80] встановлено, що зони підвищеної товщини ямненських пісковиків представлені двома полосами. Перша простягається з півночі на південь, починаючи від Стінавського блоку Стінавсько-Танявської складки та охоплює Гошівську та Витвицьку складки Берегової скиби. Друга смуга підвищених товщин ямненських пісковиків (70-77 м) отримала свій розвиток у межах Долинського і Південнодолинського блоків, нормального та підгорнутого крил Витвицької глибинної складки, підгорнутого крила Спаської складки та північно-західної перекліналі Лопянецької складки. У південно-

східній частині Долинського нафтопромислового району ямненський масивний пісковик фаціально заміщується строкатим аргілітовим горизонтом. У північно-західній частині району відмічається зростання товщини ямненських пісковиків. Сумарна товщина ямненської світи в Долинському районі коливається в межах від 80 до 150 метрів.

Відклади манявської світи розкрито в межах району багатьма розвідувальними та експлуатаційними свердловинами і вивчені дуже добре.

Літологічно ця світа представлена тонкоритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів (зеленувато-сірим флішем). Пісковики сірі, зеленувато-сірі, кварцеві, дрібно- і середньозернисті, щільні, місцями окварцовани. Товщина їх у більшості випадків складає 0,2-0,7 метра, рідше досягає 2-5 метрів. В окремих випадках (родовища Долина та Північна Долина) товщина піщаних горизонтів значно зростає і досягає сотень метрів.

Піщанистість манявських відкладів у південно-східній частині Долинської структури досягає 10-15% [57], а на північно-західній перекліналі вона значно вища і складає 40-47%. Північнодолинська структура характеризується збільшенням піщанистості з південного сходу на північний захід. Піщанистість манявських відкладів, на схід від Долинської групи складок зменшується і на родовищах Струтинь, Спас

досягає 5-12%. Манявські відклади тут представлені переважно глинистими породами.

Саме в межах Долинського нафтопромислового району, де відмічається максимальна товщина манявських відкладів, за літолого-фаціальними особливостями та промислово-геофізичними характеристиками виділяють п'ять горизонтів (зверху-вниз) :

- верхній аргілітовий;
- верхній - піщано - аргілітовий;
- аргілітовий;
- піщано-аргілітовий;
- над'ямненський строкатий горизонт

Пласти-колектори простежуються тільки в двох піщано - аргілітових горизонтах. Вони не мають значного розповсюдження по площі та характеризуються літолого-фаціальною мінливістю. Загальна товщина манявських відкладів у межах Долинського нафтопромислового району коливається від 120 до 400 метрів.

На відкладах манявської світи узгоджено залягає вигодська світа. У період відкладання цих осадків відбулася значна диференціація флюшевого басейну, викликана нерівномірним прогинанням окремих його частин у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що зумовило різноманітність фацій і порід вигодської світи [79].

Відклади манявської світи у межах Долинського нафтопромислового району характеризуються значною літолого-фаціальною мінливістю. Піщані породи не мають повсюдного поширення. Ізопахіта нульової товщини пісковиків описує фігуру, яка нагадує трикутник, одна з вершин якого обернена на північ [80]. Внутрішня область цієї фігури ускладнена смуговидними зонами підвищеної товщини пісковиків (до 100 метрів) складної конфігурації. Піщані породи найбільше поширені в межах Долинської та Північнодолинської складок. Вказана світа представлена товщею масивних товстошаруватих пісковиків, інколи брилового характеру, які розділені прошарками аргілітів та алевролітів товщиною до декількох метрів.

Досить часто на Долинському, Північнодолинському, Танявському, Витвицькому родовищах у нижній і верхній частинах світи зустрічаються прошарки конгломератів, рідше гравелітів. Пісковики дрібно- та грубозернисті, щільні, вапnistі.

Необхідно відмітити, що в південо-східній частині цього району вигодські пісковики фаціально заміщаються пасічнянськими вапняками.

На Струтинському родовищі максимальна піщанистість спостерігається в центральній частині родовища і зменшується в північно-західному напрямку (до 40-60%), а в сторону Ріпнянської складки заміщається глинистим матеріалом. Пісковики

характеризуються різкою літологічною мінливістю, характер їх залягання в більшості випадків лінзовидний. Загальна товщина цієї світи коливається від 70 до 140 метрів.

Серед верхньоооценових відкладів бистрицької світи в межах родовищ Долинського нафтопромислового району виділяють дві фації: попельська (cірі і попелясто-сірі вапняковисті аргіліти і алевроліти) та бистрицька (буровато-сірі, невапняковисті аргіліти і алевроліти).

На відміну від вигодської світи відклади бистрицької світи представлені, переважно, аргілітовими породами і мають повсюдне поширення в товщі осадових порід.

Літологічно світа представлена піщано-аргілітовим (попельські шари) і сланцевим (бистрицькі шари) горизонтами.

Піщано-аргілітовий горизонт представлений ритмічним перешаруванням аргілітів, алевролітів та пісковиків, які добре витримані в межах Північнодолинської складки. В склепінні Долинської складки піщанистість досягає 30-40%, а на крилах зменшується до 10%. У південо - східній частині району в розрізі колектори майже відсутні.

Товщина піщано-аргілітового горизонту в межах району складає 70-90 метрів.

Сланцевий горизонт характеризується відсутністю колекторів і представлений глинистими сланцями з прошарками суцільного мергеля.

Товщина сланцевого горизонту непостійна по площині зростає з північного заходу на південний схід і коливається в межах 20-80 метрів.

Необхідно мати на увазі, що аргілітові різновидності порід нижньої частини бистрицької світи часто заміщаються пісковиками вигодського типу. Таке явище можна спостерігати в склепіннях Долинського та Північнодолинського родовищ.

Піщанистість по площині міняється від 6 до 20%. При цьому зони підвищеної піщанистості припадають на центральну частину Долинської складки, північно-західну частину Північнодолинської складки та на родовища Струтинь і Спас.

Загальна товщина бистрицької світи непостійна по площині, досить часто піщані різновиди порід заміщаються глинистими і змінюються від 90 до 200 м.

Комплекс порід олігоценового віку об'єднується в менілітову світу. Вона являє собою товщу карбонатно-глинисто-алевритового складу з підпорядкованою роллю піщано-алевритових кременисто - карбонатних і туфогенних пірокластичних порід.

Найбільш повний розріз цих відкладів розкритий на Долинському та Спаському родовищах, де їх товщина досягає 600-1300 метрів. За літолого-фаціальними

ознаками менілітова світа поділяється на три підсвіти: нижньо-, - середньо, верхньоменілітову.

Нижньоменілітова підсвіта представлена аргілітами, які перешаровуються з алевролітами, рідше пісковиками, товщиною від декількох сантиметрів до кількох метрів. У підошві зустрічаються чорні та темно-коричневі роговики (силіцити). Піщані породи нижньоменілітової підсвіти поширені на всій території досліджуваного району. Чіткої закономірності в розподілі цих порід не спостерігається. Області підвищених товщин піщаних порід відмічається в районі Струтинського родовища.

За літолого-фаціальними ознаками і фізичними властивостями у розрізі нижньоменілітової підсвіти виділено шість горизонтів (зверху-вниз):

- горизонт нижніх роговиків;
- аргілітовий горизонт;
- горизонт клівських пісковиків;
- горизонт других зеленувато-сірих аргілітів;
- піщано - аргілітовий горизонт;
- горизонт перших зеленувато-сірих аргілітів

Пласти пісковиків всіх горизонтів невитримані по площі, інколи повністю виклинюються. Загальна товщина нижньоменілітових відкладів по району складає 100-315 метрів.

Середньоменілітова підсвіта характеризується значною вапнистістю порід і складена прошарками аргілітів, алевролітів, пісковиків. Розріз підсвіти

починається горизонтом чорних пісковиків з битою ракушнею в підошві. У розрізі підсвіти виділяють два горизонти:

- піщано - аргілітовий горизонт високого опору;
- піщано - аргілітовий горизонт підвищеного опору

На відміну від аналогічного піщано-аргілітового горизонту нижньоменілітової підсвіти вона характеризується більшою піщанистістю порід. Верхня частина даного горизонту високого опору на значній частині території розмита.

Піщано-аргілітовий горизонт підвищеного опору трансгресивно залягає на розмитій поверхні. Його товщина зменшується з південного заходу на північний схід до повної відсутності. За рахунок розмиву він повністю відсутній в межах Північнодолинської, Танявської та Нижньострутинської складок. В покрівлі цього горизонту зустрічаються пласти пісковиків товщиною до 5 метрів, які є маркуючими для даної підсвіти. Загальна товщина середньоменілітових відкладів непостійна і сильно змінюється по площі як в північно-східному, так і в південно-західному напрямках. В районі Долини складає 150-180 метрів, а на родовищі Струтинь і Спас - 300-350 метрів.

Верхньоменілітова підсвіта за літологічним складом дуже подібна на нижньоменілітову.

За літолого-фаціальними ознаками і фізичними властивостями в її розрізі виділено три горизонти:

- горизонт верхніх роговиків (A-3);

- туфітовий горизонт (А-2) ;
- піщано-аргілітовий горизонт (А-1)

На Долинському родовищі виділяють три продуктивні пачки: А-3; А-2; А-1, а на Спаському і Струтинському родовищах виділяють А, Б, В, Г, Д, Ж, Е, які відповідають пачці А-3 (пласт пісковика) Долинського нафтового родовища .

В південно-західному напрямку від Долинського родовища з одночасним збільшенням товщини верхньоменілітових відкладів зростає кількість піщано-аргілітових пластів, при цьому максимальна їх накопичення відрізняється на Спаському та Струтинському родовищах .

Пачка А-2 - це туфітовий горизонт . Туфітові породи завдяки значній тріщинуватості є нафтонасиченими . Найбільшу товщину він має в Береговій Скибі Карпат та в глибинних складках, які розміщені близько до Карпат . По мірі віддалення в сторону Зовнішньої зони потужність туфітового горизонту зменшується до декількох метрів і аж до повного виклинування .

Пачка А-1 - це аргіліти, рідше пісковики та алевроліти .

Слід відзначити, що у верхньоменілітовий час продовжувались розмиви локального характеру [84]. В результаті цього на значній частині родовищ Північнодолинської та Нижньострутинської складок повністю відсутній піщано-аргілітовий горизонт .

Товщина верхньоменілітової підсвіти за рахунок різного ступеню розмиву непостійна по площині і змінюється від 20 до 40 метрів на Північнодолинській, Танявській, Нижньострутинській складках до 1200 метрів на Спаському родовищі.

Основною регіональною ізоляючою покришкою у Внутрішній зоні служить товща молас воротищенської світи. Вона представлена м'якими, пластичними та ущільненими глинами, в меншій мірі-аргілітами з рідкими невитриманими по площині прошарками пісковиків та алевролітів. Її товщина в межах району досягає від декількох сотень метрів до 2000 і більше.

Основна нафтогазоносність району досліджень пов'язана з флюшевими відкладами палеогена Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, які характеризуються значною літолого-фаціальною мінливістю. Останнє впливає на характер їх нафтогазоносності та розробку покладів.

2.3. Геолого - промислова характеристика

наftovix pokladiv rayonu

У межах Долинського нафтопромислового району продуктивними є колектори палеоценової, еоценової і менілітової товщин. Причому нафтоносність еоценових відкладів встановлена на Долинському родовищі в бистрицьких, вигодських і манявських відкладах, на

Північнодолинському родовищі в бистрицьких і вигодських відкладах та на Струтинському родовищі тільки у вигодських відкладах. Нафтоносність палеоценових відкладів встановлена тільки на Долинському родовищі. На решті родовищ еоценові та палеоценові відклади повністю обводнені.

Досліджувані об'єкти (поклади) характеризуються багатопластовістю, кількість піщаних прошарків у експлуатаційних об'єктах коливається від 5 до 20-25, причому товщина їх змінюється від 0,1 до 40 м. Колектори неоднорідні, значення пористості змінюється від декількох до 20%, а проникність - від десятих долей до $110 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Властивості нафти в пластових умовах при тиску насичення від 21,0 до 27,0 МПа наступні: пластовий газовий фактор $78-295 \text{ м}^3/\text{м}^3$; об'ємний коефіцієнт 1,46-1,80; густина дегазованої нафти $840-853 \text{ кг}/\text{м}^3$. Нафти характеризуються значним вмістом парафіну (до 4-6%, інколи більше).

Законтурна область покладів характеризується низькою активністю пластових вод.

Нижче приведено досить короткий опис розробки найбільш характерних покладів Долинського нафтопромислового району, зведена геолого-промислова характеристика яких представлена у табл. 2.2.

Манявський поклад Долинського наftового родовища приурочений до манявської світи еоцену Долинської

Таблиця 2.2

Геолого-промышленная характеристика

Основних нафтових покладів

родовиц Долинського нафтогазопромислового району

(скла в Манюк М. И., за данними ЦНДІЛ ВАТ "Укрнафтаг")

складки. Колектори представлені малопотужними від 1 до 10 м пластами пісковиків і алевролітів, які залягають в товщі аргілітових порід. Кількість пластів коливається від 10 до 25, а їх загальна товщина - 260 м.

Ефективна товщина - 33,4 м (значення ефективної товщини подається у відповідності з нижньою межею пористості 6% для менілітових і 7% для еоценових відкладів та відповідно проникністю $0,025 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Пісковики неоднорідні за пористістю та проникністю. Пористість змінюється від долей одиниць до 12,0%, середня - 11%, проникність від десятих долей одиниць до $11,6 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Початковий пластовий тиск 32,4 МПа. За період розробки покладу на пружному режимі та режимі розчиненого газу (1958 - 1965 роки) пластовий тиск знизився до 19,9 МПа. Після цього здійснювалась закачка води для підтримання пластового тиску. Нагнітання води проводилось через склепінні та приkontурні нагнітальні свердловини.

Вигодський поклад приурочений до вигодської світи еоцену Долинської складки. Колекторами нафти є пласти пісковика товщиною від 10 до 40 м, які перешаровуються алевролітами та аргілітами. Повна товщина вигодських пісковиків досягає 120,1 м, ефективна 82,5 м. Колектори неоднорідні за пористістю та проникністю. Пористість коливається в межах від 10 до 12,3%, середня - 12,5%; Проникність $3-26,4 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, найчастіше зустрічається від 3 до $9 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Поклад введений в розробку в 1957 році і в початковий період розроблявся на пружному режимі та режимі розчиненого газу. Початковий пластовий тиск у покладі складав 31,5 МПа, а тиск насиження - 28,0 МПа.

Менілітовий поклад приурочений до менілітової світи Долинської складки. Колекторами нафти є невитримані по площі пісковики і алевроліти, товщина яких досягає 450 м, ефективна 47,8 м. Середнє значення пористості нижньоменілітових відкладів складає - 10,1%, середньоменілітових - 9,1% і верхньоменілітових - 9,7%. Проникність не перевищує 3×10^{-3} мкм² і тільки у нижньоменілітових відкладах вона досягає на деяких ділянках покладу 110×10^{-3} мкм². Початковий пластовий тиск складав 30,3 МПа, тиск насиження 28,0 МПа. З 1963 року на покладі застосовувалось площинне заводнення.

Еоценовий поклад Північнодолинського родовища розробляється з 1963 року. Приурочений до відкладів вигодської світи та до попельських шарів бистрицької світи. Основними колекторами є пісковики і алевроліти; пласти пісковиків масивні у вигодській світі та малопотужні у попельських шарах (2-5 м). Повна товщина вигодських відкладів досягає - 167,6 м, а попельських шарів - 19,4 м; ефективна товщина відповідно - 32,4 і 14,7 м. Пористість вигодських пісковиків змінюється від 0,1 до 12,0%, середнє значення - 11,9%; попельських від 0,4 до 13,8%,

середнє значення - 9,8%. Проникність вигодських відкладів досягає $3-25 \times 10^{-3}$ мкм², середнє значення - $7,7 \times 10^{-3}$ мкм².

Для покладу характерна наявність газової шапки. Пластовий тиск на ГНК складає 35,0 МПа, причому початковий пластовий тиск був рівний тиску насичення. ВНК у межах південно-західного крила знаходиться на абсолютній позначці -2538,3 м, а на північно-східній -2521 м. З 1967 року проводилась закачка води з метою підтримання пластового тиску.

На Струтинському родовищі запаси нафти приурочені до менілітової та вигодської світ відповідно олігоцену та еоцену.

Вигодський поклад. Колекторами нафти є пласти пісковиків, які максимально розвинені у склепінні складки. Повна товщина 51,4 м, а ефективна 48,5 м. Середня пористість складає 9,8%, коефіцієнт проникності менше 1×10^{-3} . Пошатковий пластовий тиск 28,8 МПа, а тиск насичення - 24,0 МПа. Поклад розробляється із заводненням.

Менілітовий поклад приурочений до нижньоменілітової підсвіти олігоцену. Продуктивними є піщано-аргілітовий горизонт і горизонт клівських пісковиків. Тут виділяється ряд пластів пісковиків, повна товщина яких складає 52,8 - 325,8 м, середня - 40,6 м. Середня пористість 8,2%, проникність від

десятих долей до $34 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Початковий пластовий тиск досягає 28,8 МПа, тиск насиження 24,0 МПа.

На Спаському родовищі запаси нафти приурочені до менілітової світи олігоцену. Продуктивними є піщано-аргілітовий та туфітовий горизонти. Сумарна товщина продуктивної товщі 500-800 м, ефективна - 14,5 м. Пористість складає 5-7,8%, а проникність - $0,001-7,3 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Слід відзначити, що всі перечислені поклади працюють на пізній стадії розробки, яка характеризується низьким рівнем видобутку нафти та значним ростом обводненості продукції.

Основні показники розробки Долинського, Північнодолинського, Струтинського та Спаського родовищ наведені у табл. 2.3-2.6.

Таблиця 2.3

ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ ДОЛИНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

Роки	Річний видобуток		Середній дебіт, т/добу		Газо-фактор, м ³ /т		Накопичений видобуток		Відбір від кових видобувних запасів, %		Закачування води, тис. м ³		Фонд свердловин, шт.		
	нафти тис.т	рідини тис.т	нафту газу, млн.м	рідини -ни	нафти тис.т	рідини, тис. т	нафти, тис. т	рідини, тис. т	попутно газу, млн.м	річне	накопичене	видобувних	нагнітальних		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1950	2,2	2,2	0,1	21,5	21,5	-	45	2,2	2,2	0,1	0,006	-	-	1	-
1955	145,2	145,2	28,9	43,9	43,9	-	199	264,8	264,8	48,0	0,69	-	-	12	-
1960	1280,1	1260	485,8	53,5	53,5	-	386	4044	4044	1564,5	10,6	114,3	114,3	69	3
1965	1335,4	1498,3	472,5	37,6	42,2	10,9	354	12019,4	12355,0	5410,4	31,4	4618,2	13749	117	62
1970	1204,3	2089,8	248,6	25,4	44,2	42,4	206	18016,3	21291,9	6771,6	47,0	4449,2	34888	138	62
1975	1183,6	2718,6	272,3	20,1	46,2	56,5	230	24071,6	33346,2	8140,8	62,8	3828,3	53765	170	62
1980	836,2	3136,8	125,1	12,9	48,5	73,3	150	29038,5	48272	8983,5	75,8	3836,9	73506	183	67
1985	503,4	2392	97,4	7,7	36,4	79	193	32120	60603,5	9532	83,8	2610,4	88922	186	71
1990	312,6	1980,3	67,9	4,7	30	84,2	217	34040,4	70777,1	9909,7	88,8	2283,5	100995	188	73
1995	244,2	1852,2	38,4	3,4	26,5	88,5	185	34965,1	77517,6	10072	91,5	2201,3	107854	189	65
2000	175,4	1723,1	8,1	2,7	20,6	92,6	222	35998	84562,1	10354	94,7	1805,1	108526	188	71

Таблиця 2.4

ПІВНІЧНОДОЛІНСЬКОГО НАФТОГОАЗОВОГО РОДОВИЩА

Роки	Річний видобуток			Середній дебіт, т/добу			Обводненість, %			Газо-фактор, М ³ /т			Накопичений видобуток			Відбір від початкових видобувних запасів, %	Закачування води, тис. М ³	Фонд свердловин, шт.
	нафти тис.т	рідини тис.т	попутного газу, млн.м ³	нафти	рідини	нафти	нафти тис.т	рідини	нафти, тис.т	рідини, тис.т	нафти, тис.т	рідини, тис.т	попутного газу, млн.м ³	річне накопичене	видобувних	нагнітальних		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16			
1959	2,2	2,2	2,7	9,0	9,0	-	122	2,2	2,2	2,7	0,03	-	-	1	-			
1963	152,0	162,4	66,0	69,1	73,8	6,4	434	330,2	344,1	141,9	4,7	8,7	8,7	8	2			
1968	410,5	714,8	629,6	22,6	39,4	42,6	153	2660,9	3334,9	2706,7	38,2	1176,2	4542	67	7			
1973	244,7	1002,8	397,0	11,6	47,6	75,6	162	4371,9	8187,1	5029,5	62,8	2023,6	11663	62	16			
1978	121,6	929,5	102,1	5,7	43,5	86,9	840	5172,2	12600,7	5948,5	74,3	1683,1	20904	61	19			
1983	116,4	721,9	37,2	5,2	32,5	83,9	320	5732,5	16698,8	6216,2	82,4	721,8	25967	63	21			
1988	79,2	630,1	18,6	3,4	27,0	87,4	235	6194,4	20178,4	6346,4	89,0	843,5	30045	65	22			
1993	62,8	518,5	11,2	2,8	22,9	87,9	178	6540,8	23089,1	6434,8	94	649,3	33517	64	18			
1998	49,6	408,2	7,9	2,1	17,2	89,1	205,	6925,6	25634,4	6532,1	96	680,7	36452	63	18			
2000	32,8	375,6	3,2	1,6	12,1	90,3	245	7012,3	26854,2	6686,5	98	753,2	38657	64	18			

Таблиця 2.5

ОСНОВНИ ПОКАЗНИКИ РОЗРОБКИ СТРУТИНСЬКОГО НАFTОВОГАЗОВОГО РОДОВИЩА

Роки	Річний видобуток		Середній дебіт, т/добу		Обводненість, %	Газо-фактор, $\text{м}^3/\text{т}$	Накопичений видобуток		Відбір від початку	Закачування води, тис. м ³		Фонд свердловин, шт.	
	нафти тис.т	рідини тис.т	нафти попутного газу, млн.м ³	рідини -ни			нафти, тис. т	рідини, тис. т		попутного газу, млн.м ³	відбір від початку річне	накопичене	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1962	0,7	0,75	0,1	2,9	3,1	6,6	127	0,7	0,75	0,1	0,02	0,0	1
1967	154,5	161,3	69,9	29,8	31,1	4,3	452	434,7	444,5	151,4	10,7	70,4	74
1972	143,1	154,6	63,5	12,9	13,9	8,0	444	1244,3	1282,0	570,5	30,4	388,4	1750
1977	116,2	164,2	25,4	8,2	11,6	29,5	218	1856,1	2065,7	760,2	45,4	391,0	3972,5
1982	83,7	153,3	14,3	5,8	10,7	45,7	170	2365,7	2865,7	856,3	58,5	230,2	5391,0
1987	57,4	117,1	16,8	3,5	7,8	50,9	293	2693,2	3508,2	947,1	66,6	301,2	6833,8
1992	42,2	118,6	6,6	2,5	7	64	156	2929,8	4134,0	991,0	72,5	252,4	8174,6
1997	27,7	121,1	4,8	1,8	6,7	75,2	245	3124,2	4769,2	1036	77,4	285,6	9676,1
2000	16,2	125,6	2,6	0,7	5,4	80,2	307	3256,3	4933	1111	83,2	308,3	1106,4

Таблиця 2.6

Основні показники розробки спаського нафтового родовища

Роки	Річний видобуток		Середній дебіт, т/добу		Обводненість, %	Газо-вий фактор, м ³ /т	Накопичений видобуток		Відбір від початку	Закачування води, тис. м ³		Фонд свердловин, шт.	
	нафти тис.т	рідини тис.т	нафти попутного газу, млн.м ³	рідини ріди -ни			нафти, тис. т	рідини, тис. т		попутного газу, млн.м ³	накопичене	видобувних	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1960	0,1	0,1	0,0	5,6	5,6	0,0	80	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0
1965	123,5	12,6	1,0	8,7	8,9	0,8	80	36,5	37,1	2,8	1,85	0,0	5
1970	51,7	58,4	8,7	8,6	9,8	11,5	168	173,4	183,1	24,4	8,78	161,1	388,7
1975	71,6	94,0	15,0	5,1	6,7	23,8	209	525,9	584,2	82,1	26,63	235,2	2054,3
1980	59,6	94,7	9,9	4,3	6,9	37,1	166	875,0	1094,5	145,2	44,3	265,6	3346,7
1985	49,3	86,8	15,8	3,1	5,5	43,2	320	1133,5	1541,2	210,8	57,39	200,6	4616
1990	40,5	68,3	13,0	2,3	4	40,7	321	1360	1902,4	284,4	68,86	285,8	5870,5
1995	30,7	55,4	11,2	1,7	3,2	45,2	348	1465	2098	314	74,61	205,4	6546,1
2000	28,7	52,6	9,6	1,1	2,7	48,2	357	1522	2201	345	77,2	188,3	7102,1

Розділ 3

ВПЛИВ ГЕОДИНАМІЧНОГО РОЗВИТКУ КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ НА ХАРАКТЕР ТРИЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Проведений аналіз геологічного матеріалу по нафтогазоносних провінціях світу вказує на те, що при формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі важливу роль відіграють геодинамічні процеси [81]. Тобто об'єднані в часі та просторі процеси деформування гірських порід, які впливають не тільки на їх деформацію та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості.

Поза всяким сумнівом просторове розміщення порід-колекторів з покращеними колекторськими властивостями визначається особливостями геологічного розвитку відповідної території.

Відповідно до уявлень А.П. Медведєва [82] деструкція літосфери Карпатського регіону, як і усієї Альпійської дуги, почалася при утворенні зусиль розтягу в середньому триасі, внаслідок чого утворились розломи. Надалі розвиток території після закриття каналів проникнення магми відбувається у режимі пасивного рифтингу. Тоді ж утворюється похилий транслітосферний розлом, по якому фрагменти плити починають розходитись, а літосфера тоншає. Швидкість розходження плити була досить значною і у пізнньому триасі в кількох місцях розірвалася континентальна кора та виникла структура типу крашингу.

Наприкінці ранньої крейди на зміну розтягу приходить режим стиску, внаслідок чого на початку пізньої крейди океанічні прогини закриваються. Відклади, що іх виповнювали, виявилися шар'яжованими на сусідні континентальні блоки. Зусилля стиску привели до підняття окремих ділянок кори і утворення кордильєр, у трогах між якими протягом крейди і палеогену нагромаджувались потужні флюшеві товщі.

Сильні горизонтальні рухи, що були зумовлені зближенням і взаємодією Африканської та Європейської плит, які охоплювали значну частину океанічного басейну Тетіс, спричинили крупномасштабне розшарування літосфери. Це привело до латерального перерозподілу значних мас гірничих порід на території західної частини океану Тетіс.

Внаслідок новітніх неотектонічних досліджень, виявлено, що субдукція не є єдиним механізмом скорочення площині океанічної кори. Вона може бути зумовлена як тектонічною розшарованістю літосфери, так і її двоярусною будовою. Згідно першого уявлення на різних рівнях літосфери при відповідних геодинамічних умовах відбувається її структурне розшарування на окремі літопластини, іх зрив і диференційоване переміщення по субгоризонтальних площинах. Згідно другого погляду Земна кора розділена на два субгоризонтальні яруси: верхній, крихкий шар кори та нижній – пластичний [83]. Тектонічно найактивнішим шаром є пластична нижня кора, яка в геодинамічному і структурних відношеннях служить

базовим рівнем зриву та деформації для корових елементів. Альпійський пояс може бути прикладом сучасної споруди, в межах якої суміщені пластини різного рівня відшарування [84].

Наведені дані у роботах [83, 84] вказують на можливість горизонтального переміщення матеріалу в корі Панонської області, яка в альпійську епоху тектоногенезу утворювала з Альпійським і Карпатським регіонами єдину геодинамічну систему. Це узгоджується з інструментально виявленою (L. Bendefy, 1964) горизонтальною швидкістю зміщення (2 см/рік) земної поверхні в центральній частині Панонського масиву.

В кінці еоцену - на початку олігоцену океан Тетіс закривається і під впливом подальшого регіонального стискування виникають внутрішньоплитові деформації. Поле напружень переміщується з літосферного ярусу геодинамічної системи в її верхній коровий ярус.

Згідно з сучасними геодинамічними побудовами, вже на початку олігоцену мезозойська океанічна кора океану Тетіс була або поглинута в зонах субдукції, або перекрита внаслідок латерального тектонічного перерозподілу сіалічного матеріалу. До початку раннього міоцену Альпійсько-Карпатські покриви набули свого сучасного положення [84].

Зараз всі товщі, що складають Карпатську гірсько-складчасту споруду, знаходяться в алохтонному заляганні, утворюючи багатоповерхову структуру з цілої серії зон, підзон, покривів, лусок тощо. На сьогодні немає жодних фактичних підтверджень

амплітуди насувів кожної із зон або підзон. Є лише окремі припущення про дуже обмежені горизонтальні переміщення, що досягають 20-30, а інколи і 50-60 км.

Переломний момент у розвитку Передкарпатського прогину та формування Внутрішньої зони, як окремої структурної одиниці наступив, у період пізнього олігоцену – пізнього сармату. Саме в цей період сформувались всі основні тектонічні елементи сучасної Карпатської області; покривно насунута структура флішових Карпат, насув Скибової зони Карпат на Передгірський прогин (Береговий насув), насув порід Внутрішньої зони прогину на Зовнішню (Стебницький насув) та інші структурні елементи.

З цією фазою складчастості, яка за своєю інтенсивністю переважала всі попередні фази альпійського тектонічного циклу пов'язані головні тектонічні перетворення в основі Передкарпатського прогину, зокрема створення різного роду диз'юнктивів та структур, до яких приурочені основні нафтові родовища Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [39].

Звичайно такі значні тектонічні перетворення в межах прогину відчутно вплинули на характер тріщинуватості порід.

Відомо, що утворення тріщин у відкладах проходить на різних стадіях літогенезу в результаті постседиментаційних процесів і під дією тектонічних напруг. На сьогодні виділяють чотири генетичних групи

тріщин: літогенетичні, тектонічні, розвантаження та вивітрювання, кожна з яких, згідно з В.В. Белоусовим [85], характеризуються неоднаковою роллю в процесах фільтрації флюїдів.

Тектонічні тріщини на відміну від усіх інших типів тріщин відіграють значну роль в процесі фільтрації та фомування покладів вуглеводнів. В залежності від виду деформації порід серед тектонічних тріщин виділяють дві групи: відриву та сколювання. Перша утворюється за рахунок дії на породи розтягуючих, радіальних, а друга - дотичних тангенціальних напруг (табл. 3.1).

Що ж до питання генези і морфології тріщин, то вони детально розглянуті у працях В.В. Белоусова [85], М.В. Гзовського [86], М.В. Раца [2], Р.С. Копистянського [51, 52, 53], О.О. Орлова, О.М. Трубенка [87, 88] та інших. Відповідно з В.В. Белоусовим [85] серед численних тектонічних тріщин виділяють приховані, закриті та відкриті. До перших із них відносять тріщини, які в породах макроскопічно не спостерігаються, а виявляються за допомогою спеціальних методів ультразвукового прозвучування, насичення смолами і люмінофорами, а також при механічній дії на зразки. Присутність прихованих тріщин, як правило, покращує ємнісні та фільтраційні властивості порід.

До закритих відносять тріщини, заповнені різноманітними мінеральними утвореннями та видимі

Зовнішні сили	Напруження		Вид злому при руйнуванні	
	$\sigma_{\text{макс.}}$	$\tau_{\text{макс.}}$	$\sigma_{\text{макс.}}$	$\tau_{\text{макс.}}$
Розтягнення				
Стиск				
Зсув				
Кручення				
Згин				

Табл. 3.1 - Розміщення тріщин відриву і сколу при різних деформаціях
(за Я.Б.Фрідманом [51])

неозброєним оком. У зв'язку з тим, що закриті тріщини повністю виповнені мінеральними утвореннями, то суттєвої ролі в процесі фільтрації флюїдів вони не відіграють.

Напрямок руху флюїдів, інтенсивність фільтрації визначатиметься відкритими тріщинами, які можуть характеризуватись різною розкритістю, що формується під дією тектонічних сил і вторинних процесів. Величина розкритості тріщин по простяганню зазвичай непостійна.

Серед тріщин, виходячи з їх масштабів, розрізняють малі, або внутрішарові та великі. В.В. Белоусов [85] малими називав ті тріщини, які розсікають окремі пласти переважно в перпендикулярному напрямку до напластування і замикаються в їх межах. По простяганню розміри цих тріщин обмежені. Дуже часто в кожному пласті вони розміщуються з деяким зміщенням, кулісовидно по відношенню до тріщин сусіднього пласта.

Великі ж тріщини розсікають пачки шарів і в деяких випадках досягають розмірів у декілька сотень метрів. У межах перетинаючих тріщин часто можна спостерігати значну кількість супутніх, перистих, мікро- та макротріщин найрізноманітнішої морфології та орієнтування. По відношенню до простягання структур серед тріщин виділяють поперечні, поздовжні та косі різновиди, а у випадку куполовидних структур - радіальні та концентричні.

Слід відзначити, що в природі практично не зустрічаються поодинокі тріщини. Вони, як правило, утворюють системи або ряд систем тріщин, які пересікаються між собою під різними кутами. Характер взаємного пересічення систем тектонічних тріщин, а також характер заповнюючої їх речовини, дають можливість виділяти серед тріщин окремі генерації та судити про відносний час їх утворення. Причому число генерацій тектонічних тріщин в пластах не є постійним. У кожному конкретному випадку воно визначається геологічною історією розвитку району.

Відомо, що за рівних умов потужні пласти в процесі розтягування розколюються на крупні блоки із значими віддалями між тріщинами, а пласти малої товщини розсікаються більш частими тріщинами. В тих випадках, коли шари однакової товщини складені породами різної твердості та пластичності, тоді вони при тектонічних навантаженнях утворюють блоки різних розмірів. Найбільш міцні породи при цьому утворюють окремі блоки найбільших розмірів, а пласти, які складені ними, мають найменшу густоту тріщин. По мірі зменшення міцності порід розмір створених ними блоків понижується, а густота тріщин підвищується.

Ступінь тектонічної напруженості пластів залежить від протяжності та інтенсивності складкотворних процесів, від мінералогічного складу, текстури породи. За рахунок складного співвідношення вертикальної та горизонтальної складової напруг зони

розущільнення можуть поширюватись як у вертикальному, так і в горизонтальних напрямках. В залежності від масштабів деформації будуть мінятись розміри зон дріблення, охоплюючи геологічні об'єкти різного рангу.

Відповідно за властивостями, які проявляються при тектонічній дії сил на осадові породи, розрізняють три основні типи осадових порід, а саме пластичні, крихкі, "несучі" [89]. Прикладом пластичних порід можуть служити глини, глинисті сланці, аргіліти; крихкі - пісковики; "несучі" - вапняки із характерною їх здатністю до самозаліковування тріщин виділеннями розчиненого кальциту. Пластичні ж породи при складкотворних процесах, здатні до текучості без розриву суцільності. Крихкі гірські породи деформуються з утворенням численних тріщин (рис. 3.1).

Необхідно відзначити, що густота тріщин у межах Передкарпатського прогину співставима в усіх стратиграфічних підрозділах [90]. Очевидно, що при частому перешаруванні малопотужних літологічних різновидів порід густота тріщин визначається переважно силою деформуючих породу напруг.

Тектонічні переміщення в процесі складкоутворення та напруження стиску, розтягання, кручення тощо, що виникають в зв'язку з цим, безсумнівно є причиною інтенсивної зміни фізичних властивостей порід. Ці зміни властивостей гірських порід повинні чітко простежуватись в межах окремих антиклінальних

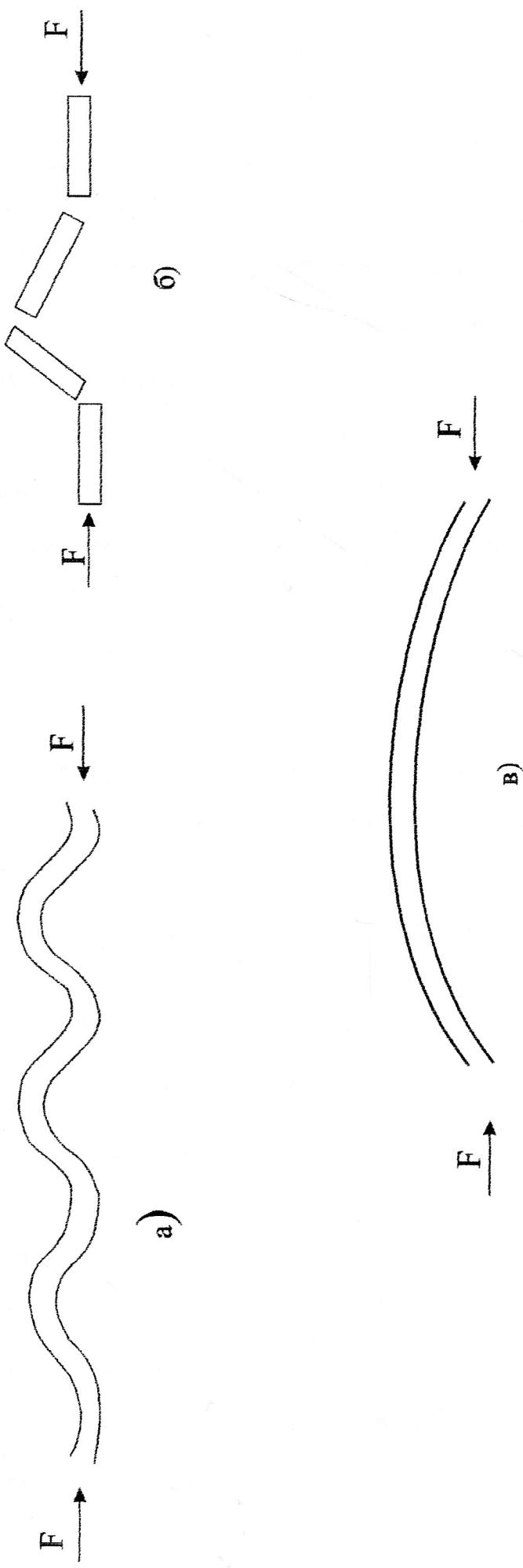


Рис. 3.1 - Схема деформації пластичного, крихкого та несучого пластів (за В.К. Корольовим[98])
а-пластичний пласт; б-крихкий пласт; в-несучий пласт

структур, утворення яких відбувалося в умовах складного тектоногенезу.

Відповідно вплив тектоногенезу оцінювався нами шляхом порівняння фізичних властивостей порід одного віку, які залігають приблизно на однакових глибинах, але на ділянках, що різною мірою зазнали дії процесів складкоутворення.

Постараємося оцінити вплив тектонічних напружень на інтенсивність зміни фізичних властивостей порід-колекторів на прикладі Долинського та Струтинського родовищ.

Вивченням фізичних властивостей порід-колекторів встановлено, що кращими колекторськими властивостями характеризуються піщано-алеврітові породи у свердловинах, які розміщені в прирозломних ділянках та місцях антиклінальних перегинів, на крутонахиленіх крилах складок у порівнянні з аналогічними породами із свердловин, які розташовані на ділянках родовища з порівняно спокійною тектонічною будовою.

З цієї точки зору цікаво порівняти колекторські властивості порід у свердловинах №112 і №317 Долинського родовища (рис. 3.2); №63 і №14 Струтинського родовища (рис. 3.3), які знаходяться в різних геологічних умовах.

Зміна параметрів тріщинуватості порід в сторону зростання густоти тріщин визначається як глибиною залігання, так із зусиллями вторинних процесів. При

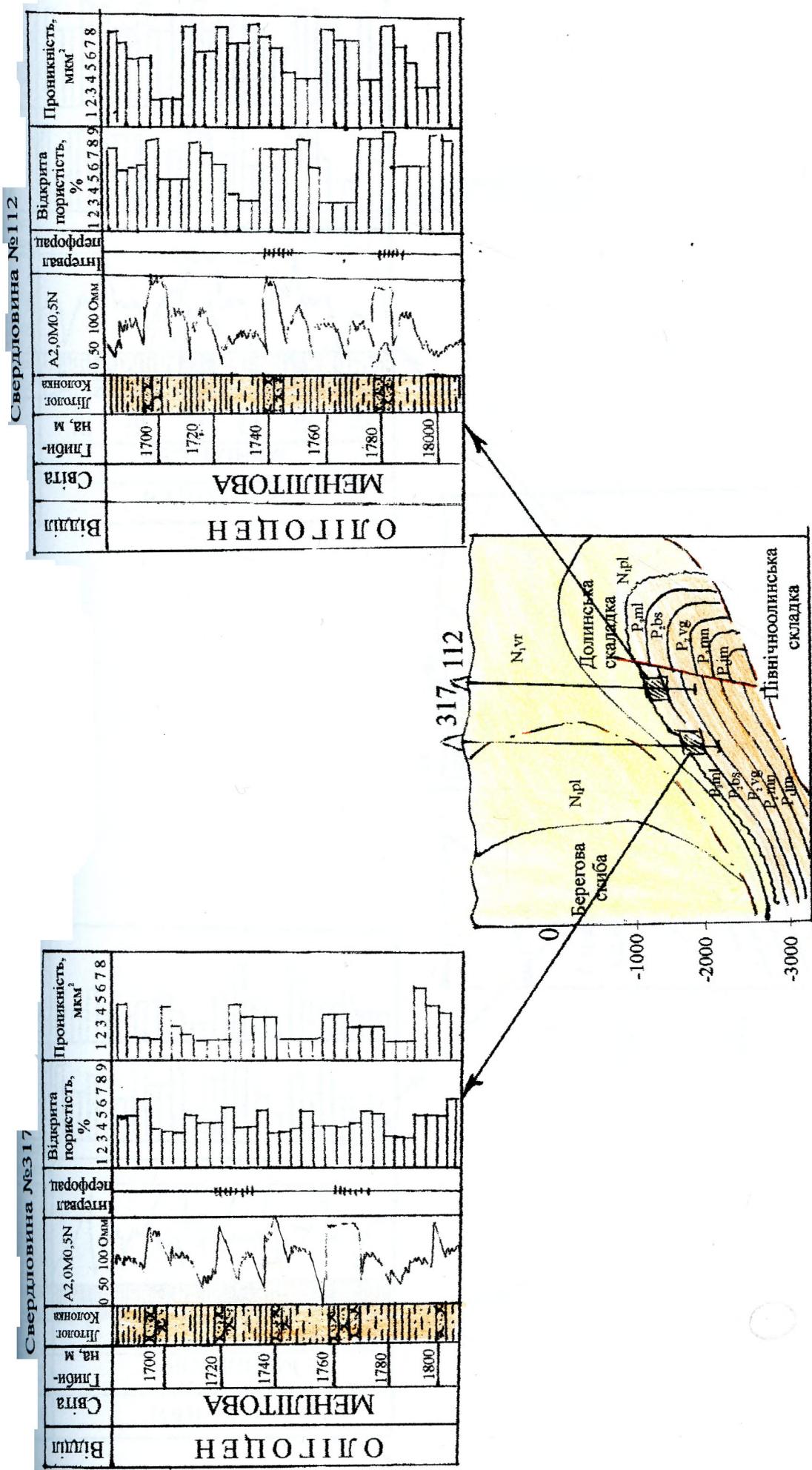


Рис. 3.2 - Вплив тріщинуватості на ємнісно-фільтраційні властивості порід по розрізу свердловин менілтового покладу Долинського нафтового родовища
(склав Манюк М.І. за матеріалами НГВУ “Долинанафтогаз”, ЦНДЛ ВАТ “Укрнафтаг”)

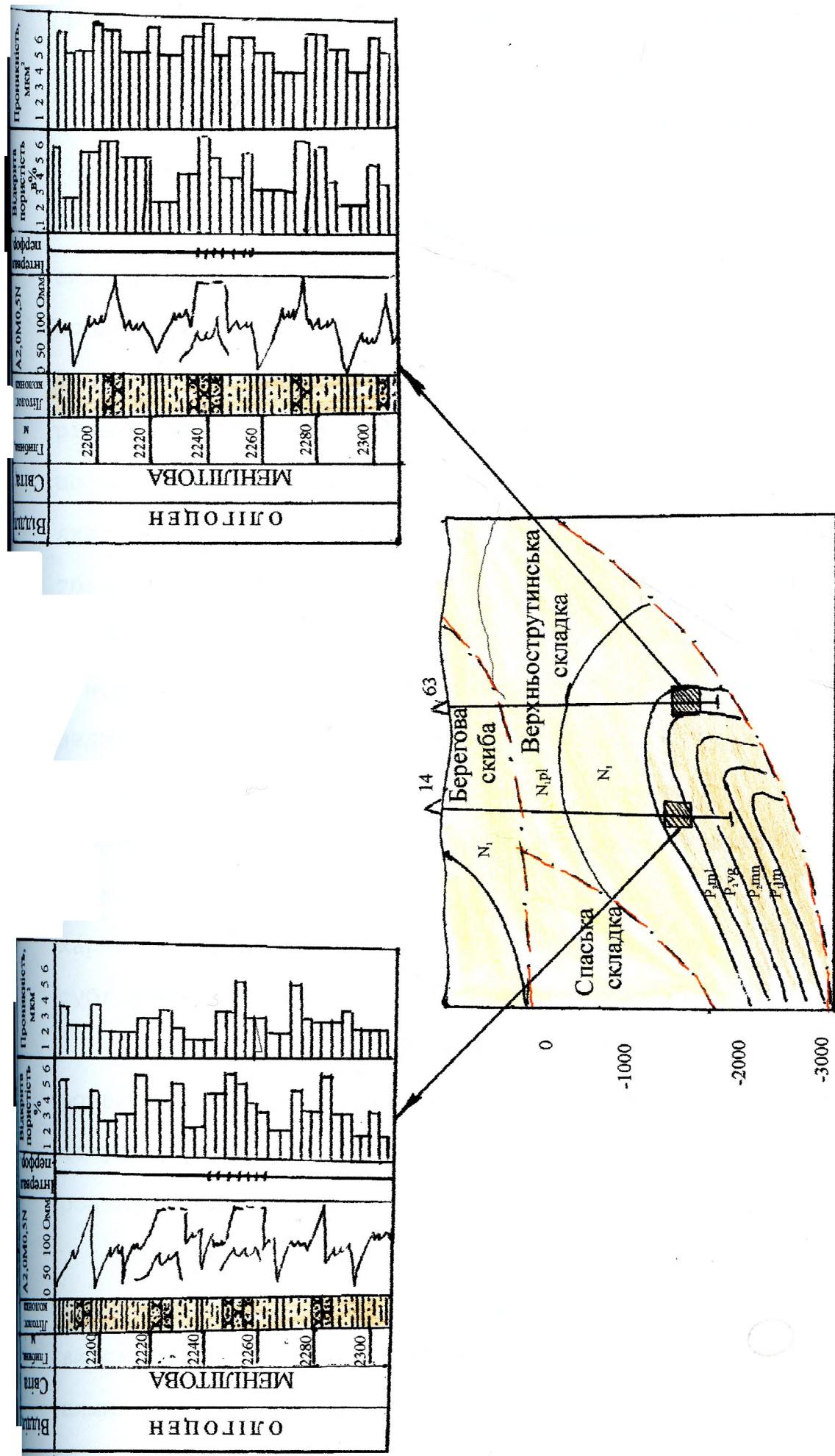


Рис. 3.3 - Вплив тріщинуватості на ємнісно-фільтраційні властивості порід по розрізу свердловини менінгового покладу Струтинського нафтогазоконденсатного родовища
(Складав Манюк М.І. за матеріалами НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта")

цьому в найбільш дислокованих товщах розкриття тектонічних тріщин максимально підвищено [90].

Повну та достовірну інформацію про розвиток тектонічної тріщинуватості гірських порід поблизу диз'юнктивів, можна отримати на базі експериментальних досліджень. Такі дослідження провели Б.І. Малюк, В.П. Клочко [91], J. Sibson [92]. Випробування відповідних моделей відзначають, що при різних швидкостях занурення жорсткого блоку показали, що утворюється складнопобудована зона тріщинуватості, яка має у розрізі форму клина. Ширина зони тріщинуватості максимальна в моделях які занурюються з найменшою швидкістю. При цьому розвивається скоріше всього одна тріщина скидового типу, яка ускладнюється великою кількістю субгоризонтальних тріщин. Значна швидкість занурення блоку спричиняє утворення переважно субвертикальних тріщин скидового типу. Проміжні швидкості випробування моделей характеризуються розвитком великої кількості субгоризонтальних і субвертикальних тріщин.

Відповідно до проведених досліджень два напрямки розвитку тріщин, встановлені в ході експерименту, можуть розглядатись як цілком ймовірні напрямки розвантаження напруг поблизу тектонічних порушень.

Завдяки значному розвитку тектонічної тріщинуватості поблизу зон диз'юнктивних порушень, високопродуктивні свердловини, будуть пов'язані з цими зонами. Площини тектонічних порушень і прилеглі

до них ділянки продуктивних пластів розглядаються нами, як зони підвищеної проникності. Такий висновок базується на уяві, що система відкритих тріщин, яка розвинена біля площин розривів, значно покращує приплив флюїдів до вибоїв свердловин. Однак цей висновок не є прийнятним до всіх без виключення тектонічних порушень і до цього питання необхідно підходити диференційовано.

Аналіз фактичного промислового матеріалу дав змогу Н.Н. Гуньці та В.С. Лесюку [93, 94] на родовищах Долинського нафтопромислового району серед тектонічних порушень виділити провідні, низькопровідні порушення та тектонічні екрані.

До провідних ними віднесені порушення, по яких у процесі розробки спостерігалось випереджуvalne просування фронту витіснення. Якщо ж для фільтрації рідини через площину порушення необхідно створити значні градієнти тиску, то воно вважається низькопровідним. Площини розломів, де фільтрація рідини не спостерігається при максимально можливих градієнтах тиску, названі тектонічними екранами.

Відповідно до цього твердження, В.С. Лесиком [94] на Долинському блоці Долинської складки з 11 встановлених скидів п'ять є тектонічними екранами, два мають понижену провідність, а інші є провідними.

На Північнодолинській складці з 16 скидів (14 поперечних, 2-поздовжніх), є 5-низькопровідних, 4-тектонічних екрані та 7-провідних порушень.

В Ясеновецькому блоці Верхньостутинської складки встановлено 5 скидів, з яких тільки один є тектонічним екраном у вигодських відкладах і провідним у менілітових. Всі решта скидів є провідними.

Розділ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ТРИЩИНУВАТОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЇЇ ВПЛИВУ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ РОДОВИЩ РАЙОНУ

Відомо, що тріщини можна виявити та оцінити в процесі різних операцій як при розвідці, так і при розробці нафтових родовищ. При цьому методи і техніка їх дослідження повинні включати в себе такі операції як буріння, промислово-геофізичні дослідження, відбір керну та його дослідження. В цілому всі ці методи при їх належній інтерпритації дають змогу отримати опис тріщинуватих колекторів, скласти характеристику систем тріщин, отримати окремі залежності, які в наступному можна переносити на весь поклад або на його окремі ділянки.

Перш ніж детально розглянути можливі шляхи дослідження, оцінки зон тріщинуватості та доцільності їх проведення для колекторів родовищ Долинського нафтопромислового району, необхідно встановити існування ефективних відкритих тріщин на глибинах залягання продуктивних горизонтів.

Відомо, що зараз найбільш інформативним є метод прогнозування розкриття тріщин на основі експериментальних досліджень фільтрації на установках, які дають можливість моделювати пружний стан, термобаричні та фізико-хімічні умови, що існують на глибинах залягання продуктивних

горизонтів. Такі дослідження проводились О.Й. Фіалком і М.І. Булачем [95] на установці КУ-2, що моделює пластові умови із зразками щільних порід. Результати досліджень показали, що в умовах анізотропного напруженого стану залягання гірських порід із зменшенням коефіцієнта Пуасона різко зменшується горизонтальна інваріантна тензору напружень. У такому випадку пластовий тиск часто перевищує значення бокового тиску, що забезпечує необхідну умову існування ефективних відкритих тріщин на глибині залягання продуктивних горизонтів. Ці дослідження показали, що при умові щільності порід - $2500 \text{ кг}/\text{м}^3$, яка відповідає щільним пісковикам, тріщини не будуть змикатись на глибинах більше як 2 км при значеннях коефіцієнта Пуасона близько 0,3.

З іншого боку, проведені нами розрахунки за рівнянням стиснення тріщинного колектора [96] :

$$\delta - P_{\text{пл}} = \frac{E}{2(1 - \mu^2)} \times \frac{b}{l} \quad (4.1)$$

де δ - середня напруга в гір'кій породі;

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

E - модуль Юнга, МПа;

μ - коефіцієнт Пуасона;

b - максимальна розкритість тріщин, мкм;

l - протяжність тріщин, мм;

показали, що із глибиною змінюється не розкритість тріщин, а відношення розкритості тріщин до їх протяжності.

Очевидно, для того, щоб існували відкриті тріщини необхідне виконання наступної умови, коли права частина рівняння (4.1) буде більше або рівна лівій.

Враховуючи середні значення пружно-механічних властивостей пісковиків ($E=6 \times 10^4$ МПа; $\mu=0,3$) [97], визначимо можливість існування ефективних відкритих тріщин у пісковиках на глибині залягання (2,5-3 км) продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району. Беручи до уваги те, що ефективна напруга на цих глибинах складає близько 30 МПа, тоді

$$30 \text{ МПа} \leq 3 \times 10^4 \times \frac{b}{l} \quad (4.2)$$

звідси відношення $\frac{b}{l}$ повинно бути більшим або дорівнювати 10^{-3} , відповідно при розкритті тріщин 100 мкм їх протяжність досягатиме 0,10 м.

Виходячи із вище наведених розрахунків, на глибинах залягання продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району, поряд з тріщинами заповненими вторинними мінералами можливе існування відкритих і досить протяжних тріщин. Це вказує на доцільність проведення досліджень зон

тріщинуватості та визначення їх ролі у нафтогазоносності локальних структур.

4.1. Дослідження тріщинуватості порід-колекторів лабораторними методами

На сьогодні більшість дослідників вважає, що при дослідженні керну можна отримати максимальну інформацію про розкриття, кути падіння та простягання тріщин на глибинах залягання продуктивних горизонтів.

Незначне винесення керну з глибоких свердловин близько 50%), значно знижує можливість дослідження їх тріщинуватості. Що ж стосується макротріщин, які є основними шляхами фільтрації тріщинно-порових колекторів, то тільки в окремих випадках вдається виділити основні системи макротріщин і визначити їх просторову орієнтацію.

Дослідженнями кернового матеріалу (табл. додаток А, Б, В) характеризують слаботріщинуваті породи з високою пористістю і досить низькою проникністю, з якими неможливо пов'язати високі дебіти свердловин, особливо тих, які розташовані поблизу тектонічних порушень та крутих перегинів пластів. Слід відзначити, що проникність досліджуваних зразків переважно не більша за $5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в той же час, згідно досліджень Леворсена,

породи з проникністю менше $5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ не вважаються колекторами нафти [98].

Значна тріщинуватість гірських порід спостерігається переважно у кернах із свердловин №№ 40, 301, 304, 505 Долинського родовища, які розташовані в місцях поширення тектонічних порушень. Необхідно відзначити результати досліджень тріщинуватості кернового матеріалу, отримані Т.А. Барановою та В.М. Бортницькою по Заводівському родовищі [99]. Вони вказують, що у піднятому керні часто зустрічаються ефективні відкриті тріщини з примазками нафти. Породи і тріщини люменісціють в ультрафіолетових променях, характер забарвлення яких відповідає бітумам осмоленого і маслянистого складу (A+C). Відповідно до цього у тріщинах спостерігався маслянистий бітум, а в матриці породи-осмолений, що вказує на участь тріщин у фільтрації нафти до вибоїв свердловин.

Дослідженнями близько 600 шліфів за удосконаленою методикою УкрДГРІ встановлено широкий розвиток численних тріщин у породах продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ нафтопромислового району. Проведено вивчення їх морфологічних особливостей, зроблено кількісну оцінку параметрів тріщинуватості, встановлено генезис і характер розподілу в породах різних літологічних типів.

Визначення параметрів тріщинуватості в шліфах під мікроскопом, на сьогодні є єдиним методом, за

допомогою якого можливе пряме візуальне вивчення розкриття тріщин, і за допомогою якого можна отримати якісну та кількісну оцінку зон тріщинуватості.

На основі проведених досліджень серед значної кількості тріщин в колекторах Долинського нафтопромислового району нами виділяються три основні їх різновидності:

- 1) тріщини, заповнені мінеральною речовиною (кальцит, ангідрит, кварц);
- 2) частково відкриті тріщини;
- 3) відкриті тріщини.

Безумовно, нас в першу чергу цікавить третій тип тріщин, тобто тріщини, які залишаються відкритими на глибині залягання продуктивних горизонтів і здатні фільтрувати нафту до вибоїв свердловин.

Результати досліджень вказують на те, що вони найчастіше зустрічаються в піщано-алевритовій фішовій товщі. Оскільки, саме прошарки пісковиків та алевролітів ймовірно є тим каркасом, який бере на себе основні тектонічні навантаження при тектонічних рухах, що зумовлює в кінцевому результаті утворення тріщин. Наявність відкритих та частково відкритих тріщин фіксувалась нами у шліфах деяких свердовин, як наприклад:

Родовище Пісковик кварцевий, дрібнозернистий,
Спас, буровато-сірий. Карбонатність в
Свердовина перерахунку на CaCO_3 - 23,6%. Під
№16 мікроскопом уламкова частина породи (70-
Інтервал 75%) представлена зернами кварцу і
2531-2517 м незначною кількістю (1-2%) уламків
шліф №679 кремнистих порід та одиночними зернами
польового шпату. Уламковий матеріал
характеризується доброю відсортованістю.
Переважає дрібнопіщаний матеріал.

Зерна кварцу інтенсивно розбиті
тріщинами, частина з яких заповнена
карбонатним і кремнистим цементом, а
частина відкриті, при чому ширина
відкритих тріщин сягає 0,1 мм. Цемент
поровий, кремнисто-карбонатний, з
домішками глинистого матеріалу.
Структура псамітова, дрібнозерниста.
Текстура хаотична.

Родовище Пісковик світло-сірий з буроватим
Струтинь, відтінком, міцний з HCl реагує слабо.
Свердовина Уламкова частина породи на 90%
№33 складена зернами кварцу дрібнопіщаної
Інтервал розмірності. Цемент глинистий, тип цементу
2659-2666 м порово-контактний, структура породи
шліф №352 алевропсамітова. Текстура хаотична. В
породі є тріщина товщиною до 0,18 мм,
яка на 0,1 мм заповнена кальцитом.

Родовище Пісковик світло-сірий, добре
Північна зцементований. У шліфі уламкова частина
Долина, породи (45-50%) складається з
Свердловина неокатаних і напівокатаних зерен кварцу
№114 з перевежанням дрібнозернистої
Інтервал розмірності, поодинокими, зернами
3048,9- польових шпатів (до 0,1 мм), інколи
3049,5м уламки зернистих порід.
шліф №678 Цемент базальний. Структура
алевропсамітова, текстура хаотична.

В породі фіксується тріщина товщиною -
0,18 мм, яка на 0,08 заповнена
ясновзернистим кальцитом.

У пісковиках та алевролітах серед відкритих
тріщин часто зустрічаються:

лінзовидні тріщини шириною до 0,06 мм і
довжиною 3-5 мм, які не впливають на фільтрацію
флюїду;

- тріщини, що розміщені перпендикулярно до
нашарування порід і витримані по ширині з розкриттям
від 0,02 до 0,1 мм і довжиною 2-6 мм;

поодинокі тріщини, а інколи системи тріщин, які
спостерігаються паралельно по нашаруванню порід,
іноді вони з'єднуються між собою вертикальними
тріщинами з розкриттям 100 мкм і більше. Часто породи
порушені системою тріщин, які хаотично розміщені по
відношенню до шаруватості. Відповідно породи із такою

системою тріщин, які об'єднані між собою характеризуються високою проникністю порядку сотень мікрометрів квадратних. Для всіх відкритих тріщин характерне розкриття до 0,25 мм.

Проведена нами статистична обробка численних тріщин у шліфах піщано-алевритових порід продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району, показала що розкриття тріщин в аргілітах досягає 20-30 мкм, алевролітах 30-50 мкм, а найбільший діапазон зміни розкриття тріщин властивий пісковикам (рис. 4.1) від 10 до 50 і від 50 до 180 мкм.

В результаті проведених досліджень встановлено, що розкритість тріщин у пісковиках та алевролітах Долинського родовища змінюється від $0,01$ до 135×10^{-6} м (табл. 4.1, рис. 4.2), Північнодолинського родовища від 0,012 до 125×10^{-6} м (табл. 4.2, рис. 4.3) Струтинського родовища від 0,01 до 115×10^{-6} м, (табл. 4.3, рис. 4.4), у туфітах Спаського родовища від 0,15 до 130×10^{-6} м (табл. 4.4, рис. 4.5).

Доречно згадати експериментальні дослідження, проведені американським геологом Д. Гібсоном [100], яким встановлено, що тріщина шириною близько 1×10^{-3} м може забезпечувати дебіт свердловини в 1100 т/добу. Виходячи із результатів, отриманих нами при дослідженні тріщин у шліфах (при їх розкритті $(0,1-0,25) \times 10^{-3}$ м), цілком реально можна отримати припливи нафти співрозмірні з дебітами нафти

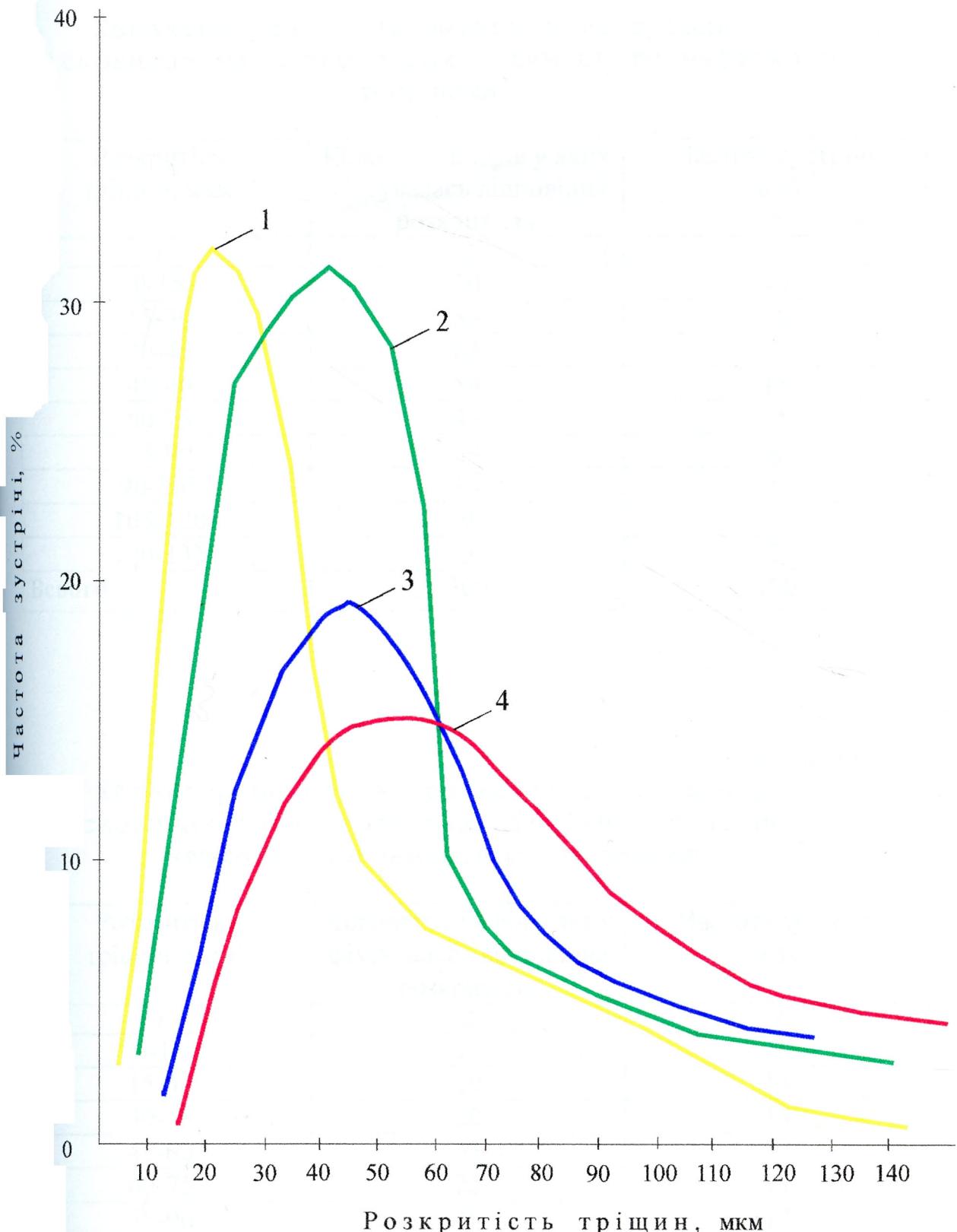


Рис. 4.1 - Графік розподілу розкриття тріщин в аргілітах, алевролітах, туфопісковиках і пісковиках із продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району

1- аргіліти; 2- алевроліти; 3- туфопісковики; 4- пісковики

Таблиця 4.1

Характер розподілу розкритості тріщин у пісковиках та алевролітах Долинського нафтового родовища

Розкритість тріщин, мкм	Кількість шліфів у яких фіксувалась відповідна розкритість	Частота зустрічі в %
1	2	3
0-15	30	10
15-30	54	18
30-45	63	21
45-60	54	18
60-75	45	15
75-90	24	8
90-105	15	5
105-120	9	3
120-135	6	2
Всього	300	100

Таблиця 4.2

Характер розподілу розкритості тріщин у пісковиках та алевролітах Північнодолинського нафтогазоконденсатного родовища

Розкритість тріщин, мкм	Кількість шліфів у яких фіксувалась відповідна розкритість	Частота зустрічі в %
1	2	3
0-15	11	7
15-30	20	13
30-45	20	13
45-60	33	22
60-75	25	17
75-90	18	12
90-105	16	11
105-120	7	5
Всього	150	100

Таблиця 4.3
Характер розподілу розкритості тріщин у
пісковиках та алевролітах Струтинського
нафтогазового родовища

Розкритість тріщин, мкм	Кількість шліфів у яких фіксувалась відповідна розкритість	Частота зустрічі в %
1	2	3
0-15	13	13
15-30	19	19
30-45	18	18
45-60	18	18
60-75	13	13
75-90	10	10
90-105	7	7
105-120	2	2
Всього	100	100

Таблиця 4.4
Характер розподілу розкритості тріщин у
пісковиках та туфітах Спаського нафтового
родовища

Розкритість тріщин, мкм	Кількість шліфів у яких фіксувалась відповідна розкритість	Частота зустрічі в %
1	2	3
0-15	6	15
15-30	9	22
30-45	7	18
45-60	6	16
60-75	4	11
75-90	3	7
90-105	2	5
105-120	2	4
120-135	1	2
Всього	40	100

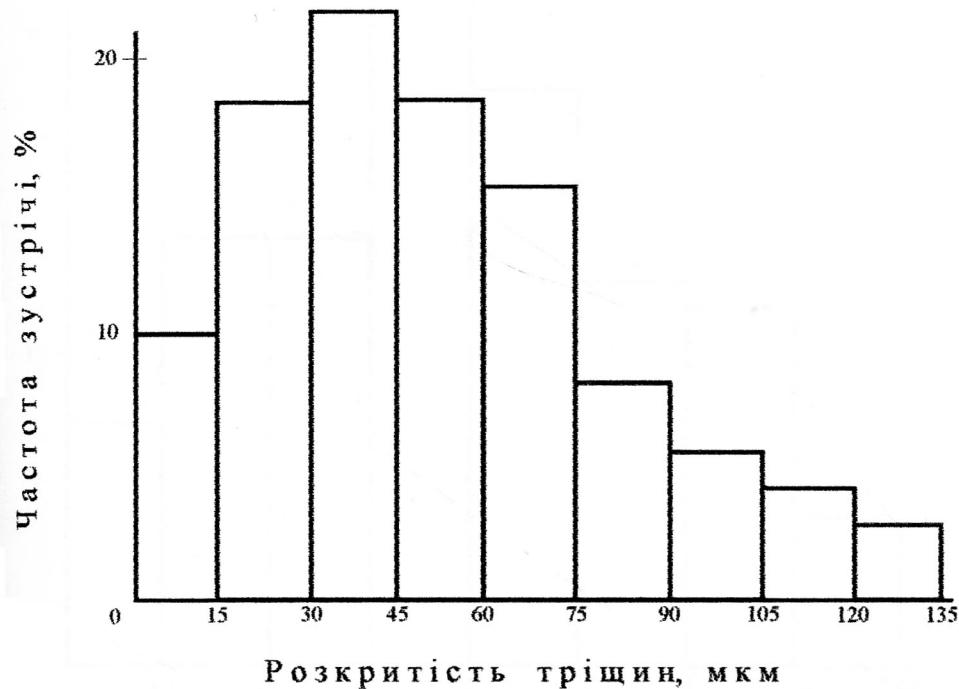


Рис. 4.2 - Гістограма розподілу розкритості тріщин у пісковиках і алевролітах Долинського нафтового родовища

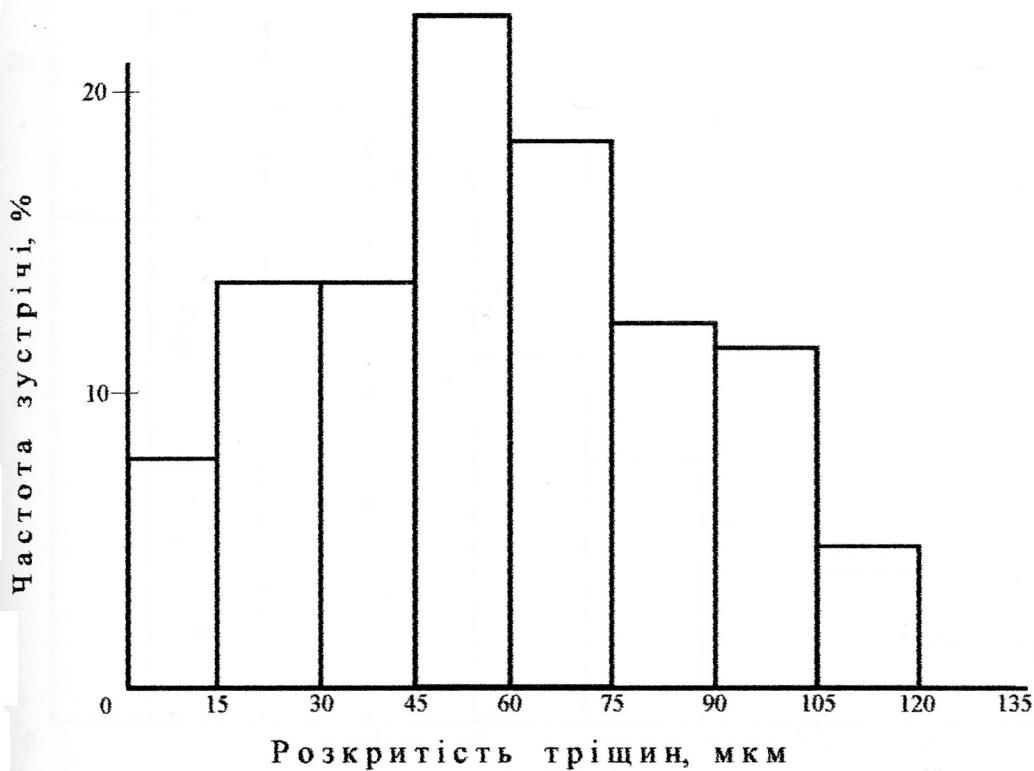


Рис. 4.3 - Гістограма розподілу розкритості тріщин у пісковиках і алевролітах Північнодолинського нафтогазоконденсатного родовища

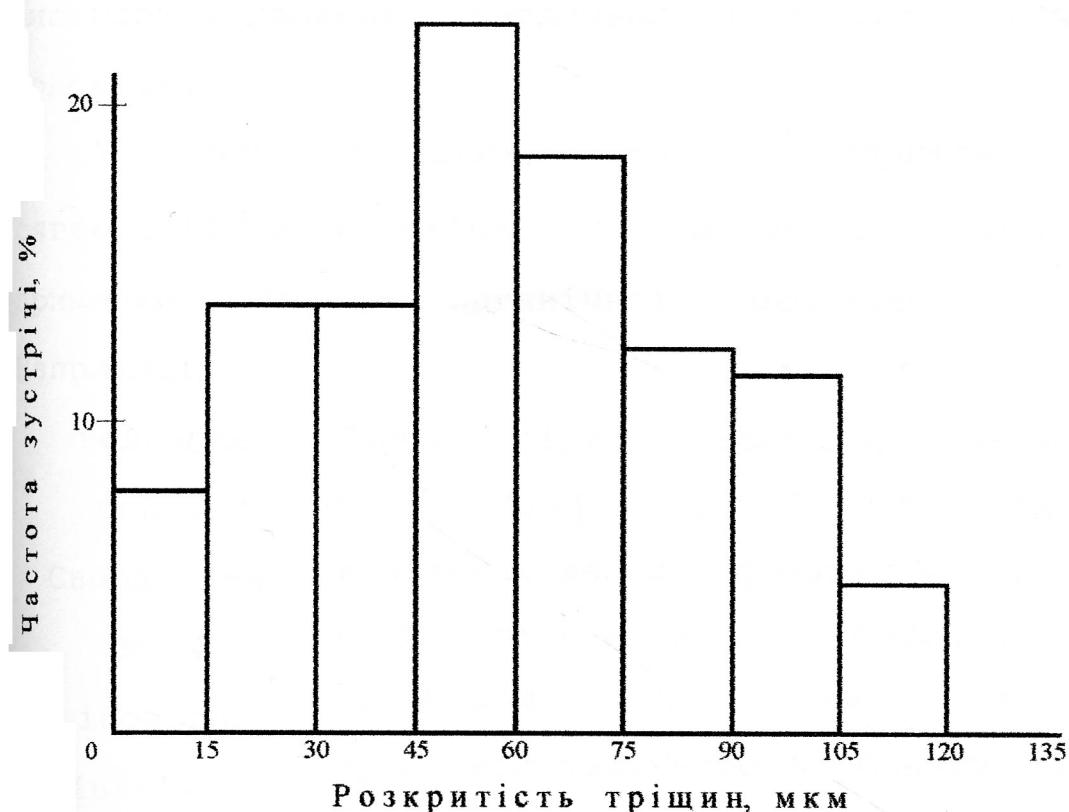


Рис. 4.4 - Гістограма розподілу розкритості тріщин у пісковиках і алевролітах Струтинського нафтогазового родовища

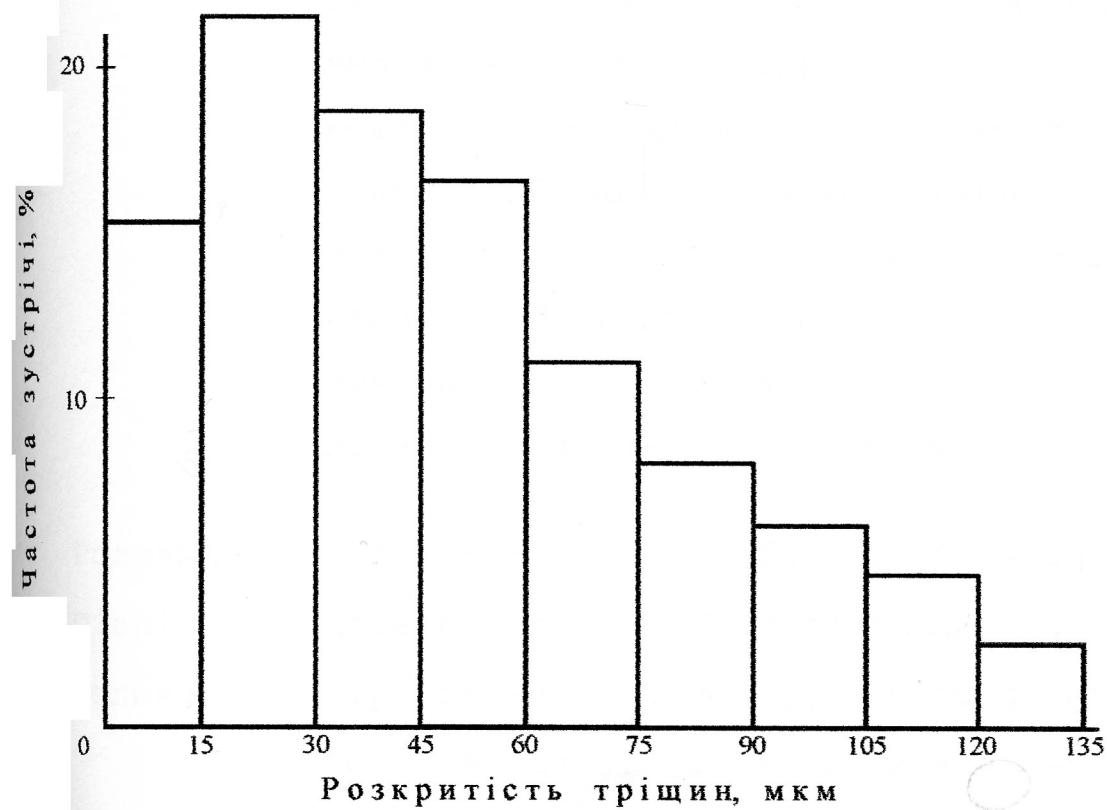


Рис. 4.5 - Гістограма розподілу розкритості тріщин у пісковиках і туфітах Спасського нафтового родовища

високопродуктивних свердловин Долинського нафтового родовища.

У тих випадках, коли розкриття тріщин сягає 1×10^{-4} м, на стінках тріщин часто спостерігаються примазки бурої органічної речовини (бітуму).

Наприклад:

Родовище Туффіт сірий, масивний, взаємодіє з Спас, HCl. Шліф на 75-80% складений Свердловина кристалізованою кремнистою масою, в № 14 якій рівномірно розподілені зерна інтервал (розміром 0,1 мм) ясно і 2465-2466 м криптокристалічного карбонату (15-20%) і шліф № 261 кварцу (5%), переважно крупноалевритової розмірності. В полі (рис. 4.6) шліфа спостерігається ділянка рукавоподібних і рідко ізометричних виділень бурої органічної речовини. В межах цієї ділянки спостерігається тонка (0,22 мм) тріщинка довжиною 8мм в полі шліфа, при цьому на її стінках відзначаються примазки бурої органічної речовини (бітуму). Структура мілкокристалічна, текстура масивна.

Родовище Пісковик кварцевий, дрібнозернистий
Північна алевритистий. Макроскопічно порода
Долина, сіро-зеленого кольору, слабо реагує з HCl; в шліфі вона складена зернами кварцу (до 80%).

Свердловина Розмір зерен уламкового матеріалу
 №82 переважно дрібнопіщаний,
 Інтервал середньопіщаний матеріал складає
 2867,4- близько 7%, алевритовий не більше 5%
 2871,8 м поля шліфу.
 шліф №568 Зерна кварцу розподілені відносно
 (рис. 4.7) нерівномірно, характеризуються
 хвильовим згасанням, а інколи на краях
 слабо кородовані кальцитом цементу.

Уламковий матеріал скріплений поровим
 і місцями плівковим цементом.

У полі шліфа спостерігаються тріщинки
 $(0,15 \times 10^{-3} \text{ м})$, які виповнені бурою
 органічною речовиною (бітумом).

Структура породи алевропсамітова,
 мікроструктура хаотична.

Аналогічні особливості прослідковувались нами і
 по свердловинах Східницького родовища Бориславського
 нафтопромислового району. В розрізі палеогену цієї
 структури поширені вапнисті та окварцовани породи,
 які інтенсивно розбиті тріщинами. Так, у свердловині
 №2-Східниця в розрізі менілітової світи складки
 третього ярусу зустрінуті перем'яті тріщинуваті
 породи. З інтервалу глибин 5236-5240 м підняті зразки
 тріщинуватих мергелів, силіцитів і пісковиків.
 Розкритість тріщин сягає $10-100 \times 10^{-6}$ м. Тріщинна



Рис. 4.6 - Шліф туфіту із тріщиною, по стінках якої спостерігались примазки нафти; розкриття тріщини 0,1мм ;менілітова світа, свердловина №14 Спас, глибина 2465-2466м.; $\times 40$

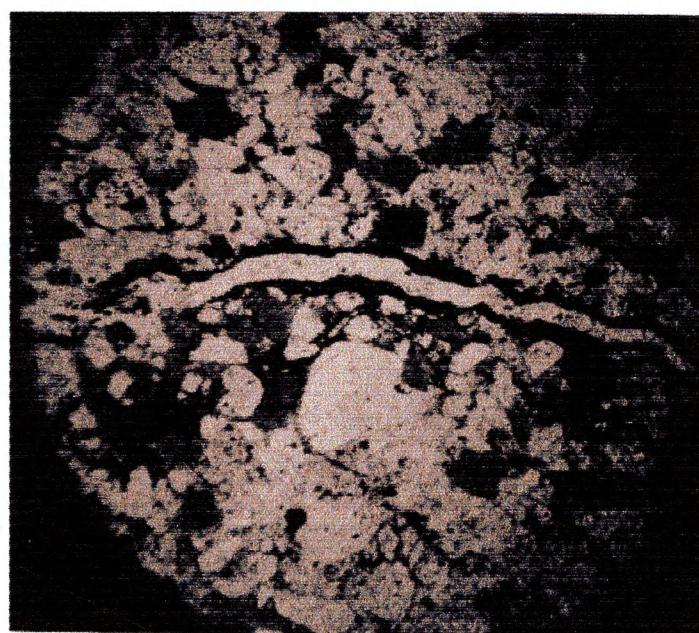


Рис. 4.7 - Шліф пісковика із тріщиною, по стінках якої спостерігались примазки нафти; розкриття тріщини 0,18мм; вигодська світа, свердловина №82 Північна Долина, глибина 2867,4 - 2871,8 м.; $\times 40$

пористість складала 0,4%, тріщинна проникність - 0,525 мкм². У тріщинах знаходиться нафтовий бітум.

У свердловині №5-Східниця у вигодській світі, інтервал 4680,3-4688,3 м представлений тріщинуватим, міцним, не вапнистим пісковиком. Зустрічаються як відкриті тріщини, так і тріщини заповнені кварцем, які пересікають породу в різних напрямках. Розкритість тріщин від 5 до 200×10^{-6} м. Тріщинна пористість складає 0,7%, а тріщина проникність - $0,0396 \times 10^{-6}$ м². Тріщинна пористість пісковиків продуктивних горизонтів згідно проведених досліджень коливається в межах від 0,1 до 0,8%. Для більшості пісковиків вона складає 0,25-0,35%, алевролітів 0,1-0,2%. Очевидно, що при такій низькій тріщинній пористості основною ємністю колектора є пориста матриця породи.

Проведені дослідження тріщинуватості гірських порід у шліфах дало нам можливість виділити п'ять генетичних типів тріщин:

- 1) найдавніші, заповнені мінеральною речовиною (кальцитом, гіпсом);
- 2) заповнені кальцитом, що пересікають тріщини першої генерації;
- 3) частково відкриті, пересікаються тріщинами, заповненими мінеральною речовиною;
- 4) відкриті тріщини, які розсікають тріщини інших генерацій;

5) відкриті тріщини, які частково або повністю заповнені бітумом.

На основі проведених лабораторних досліджень, можна зробити висновок про те, що на глибинах залягання продуктивних горизонтів (2500-3000 м) можливе існування ефективних відкритих тріщин. Нафтові поклади Долинського, Північнодолинського та Струтинського родовищ відрізняються надгідростатичними пластовими тисками [101], що сприяє збереженню розкритих тріщин.

4.2. Встановлення тріщинуватості порід-колекторів розрахунково-гідродинамічними методами

Прямим доказом тріщинуватості гірських порід є знаходження в кернах та шліфах відкритих тріщин, прожилків кальциту та інших мінеральних речовин. Однак, ці спостереження не дають достатньої інформації про роль тріщин як провідних каналів при розробці родовищ. Крім того, більшість дослідників намагаються помилково оцінити тріщинуваті пластиколектори методами, які прийнятні тільки для порових колекторів. У результаті таких обрахунків розрахункові параметри не співпадають з реальними параметрами розробки тріщинуватих чи тріщинно-порових колекторів, що зумовлено специфічними особливостями нафтovилучення із них. Саме, як відзначав Т.Д. Голф-Рахт [21] для того, щоб параметри, які

характеризують розробку порового колектора, співпадали з параметрами розробки тріщинуватого колектора, потрібно понад 80% попутного газу закачати заново у поровий колектор.

Проведений нами аналіз продуктивності свердловин Долинського родовища дозволив встановити залежності між продуктивністю колекторів і дебітом свердловин, яка показує, що проникність, зумовлена пористістю пісковиків різних горизонтів, є переважно дуже низькою, а тому може забезпечувати дебіти свердловин від 5 до 100 т/добу [9, 10, 11, 64, 61, 63]. Інші дослідники вважають, що за рахунок порової проникності можливі максимальні дебіти свердловин родовищ Передкарпаття близько 300-400 т/добу [48, 50, 51, 54]. У зв'язку з цим виникає необхідність більш детально зупинитись на цьому питанні.

Відомо, що залежність між дебітом свердловин і колекторськими властивостями пласта визначається рівнянням Дюпюї [102]

$$Q = \frac{2\pi \times K \times h \times \Delta P}{b_n \times \mu \times \ln \frac{R_k}{r_{ce}}}, \text{ м}^3/\text{c} \quad (4.3)$$

де Q - дебіт свердловин, т/добу; K -коєфіцієнт проникності пласта, м^2 ; $h_{\text{еф}}$ - ефективна товщина пласта, м; ΔP - депресія тиску $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}$, відповідно $P_{\text{пл}}$ і $P_{\text{виб}}$ пластовий і вибійний тиски, Па; μ - коєфіцієнт динамічної в'язкості нафти, Пас; b_n - об'ємний

коєфіцієнт нафти; R_k і r_{cb} - радіуси контура живлення і свердловини, м.

Розглянемо, які ж дебіти свердловин родовищ Долинського нафтопромислового району можуть бути досягнуті за рахунок порової проникності при різних значеннях ефективних товщин пласта та депресіях на пласт в реальних умовах Долинського родовища при створенні депресії на пласт 10 МПа (табл. 4.5) та при 15 МПа (табл. 4.6).

Таблиця 4.5

Дебіти свердловин при різних значеннях товщини пласта-колектора та проникності при депресії на пласт 10 МПа

Значення ефективних товщин, м	Значення K_{pr} колектора, $\times 10^{-3} \text{мкм}^2$		
	1	5	10
5	2,026	10,128	20,256
10	4,051	20,256	40,235
15	6,077	30,385	60,127

Таблиця 4.6

Дебіти свердловин при різних значеннях товщин пласта та проникності при депресії на пласт 15 МПа

Значення ефективних товщин, м	Значення K_{pr} колектора, $\times 10^{-3} \text{мкм}^2$		
	1	5	10
5	3,039	15,21	30,39
10	6,079	30,39	60,79
15	9,12	43,59	91,18

Співставлення отриманих розрахунків (табл. 4.5 та 4.6) та відповідних графічних залежностей (рис. 4.8 і рис. 4.9), показує, що зростом ефективної товщини

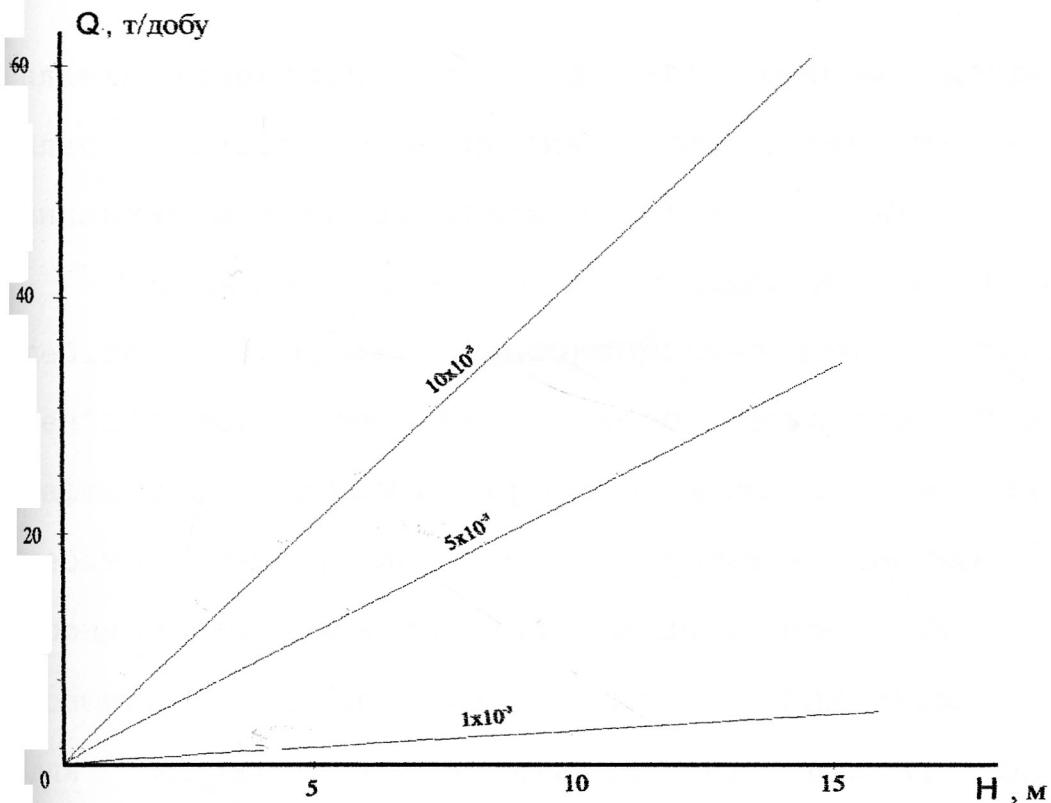


Рис. 4.8 - Залежність дебітів свердловин від ефективної товщини колектора при депресії 10 МПа і проникностях $(1, 5, 10) \times 10^{-3}$ м 3 /мкм 2

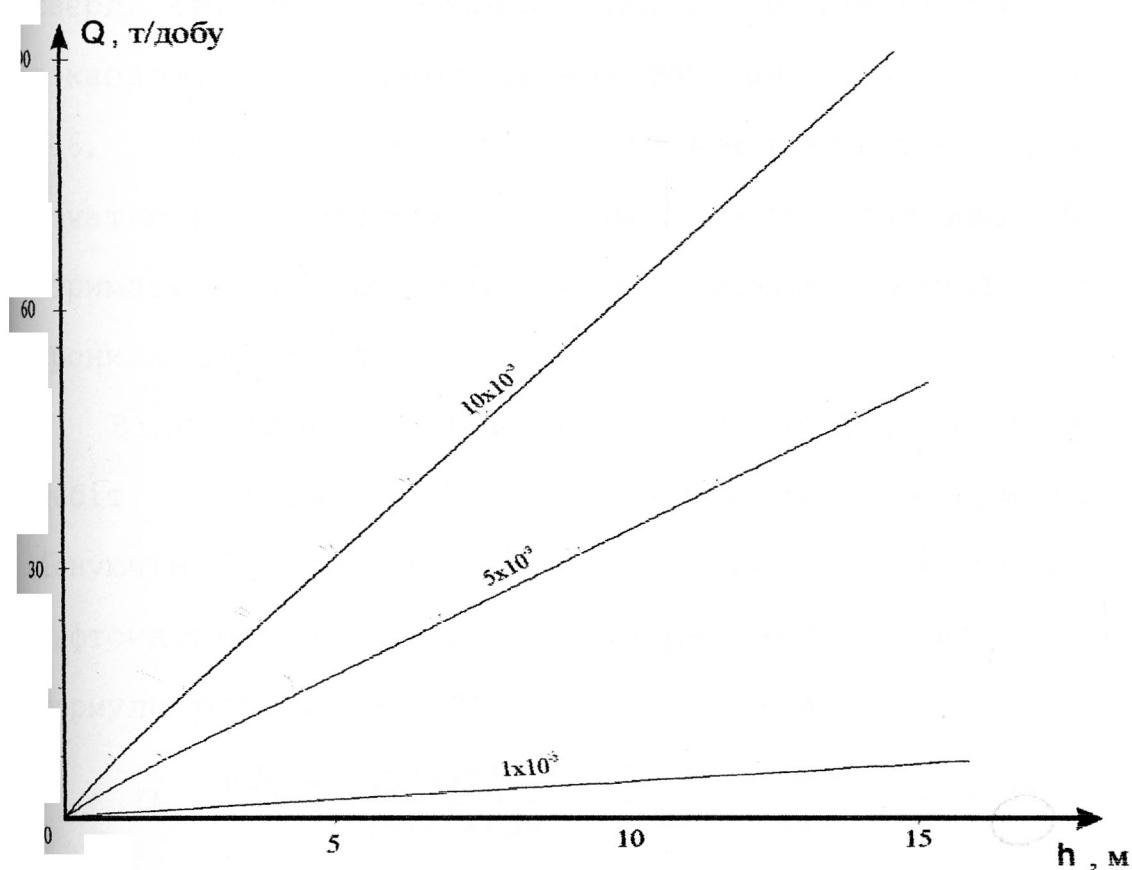


Рис. 4.9 - Залежність дебітів свердловин від ефективної товщини колектора при депресії 15 МПа і проникностях $(1, 5, 10) \times 10^{-3}$ м 3 /мкм 2

пласта-колектора, та із збільшенням депресії на пласт, дебіти свердловин зростають та в окремих випадках можуть досягати 300 і 400 т/добу.

Розглянемо не в цілому поклад, а реально отримані дебіти окремих високопродуктивних свердловин, менілітового та вигодського покладів Долинського нафтового родовища. Прослідкуємо, які ж максимальні дебіти свердловин можна отримати завдяки поровій проникності пласта при відповідних нафтонасичених товщинах і депресіях на пласт. Вихідним матеріалом для розрахунків послужили як власні результати лабораторних досліджень, так і фактичний матеріал ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз".

Аналіз та розрахунки дебітів високопродуктивних свердловин менілітового покладу Долинського родовища показали, що у свердловинах №№ 308, 40, 107, 27, 113, 506, 309, 301 відзначалось неспівпадання фактичних початкових дебітів з тими, які можливо було б отримати з використанням розрахункової порової проникності пласта.

Відповідно у свердловині №308 Долина початковий дебіт складав $240 \text{ м}^3/\text{добу}$. В той час, як при фактично існуючій пористості, проникності та ефективній нафтонасиченій товщині, розрахунковий дебіт згідно формули розрахунку (4.3) міг би скласти:

$$Q_{308} = \frac{6.28 \times 4.5 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 70 \times 9.2 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{18199 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 2.6 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

або $167,35 \text{ м}^3/\text{добу}$. Таким чином фактичний дебіт

свердловини №308 Долина перевищив розрахунковий на 73 м³/добу.

У свердловині №40 Долина початковий дебіт складав 250 м³/добу. В той час, як при фактично існуючій пористості, проникності і ефективній нафтонасиченій товщині розрахунковий дебіт згідно формулі розрахунку (4.3) міг би скласти:

$$Q_{40} = \frac{6.28 \times 3 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 57.2 \times 12.2 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{13147 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.6 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

або 94,2 м³/добу. Таким чином фактичний дебіт свердловини №40 Долина перевищив розрахунковий на 156 м³/добу.

У свердловині №107 Долина початковий дебіт складав 175 м³/добу. В той час, як при фактично існуючій пористості, проникності і ефективній нафтонасиченій товщині розрахунковий дебіт згідно формулі розрахунку (4.3) міг би скласти:

$$Q_{107} = \frac{6.28 \times 4.98 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 52.8 \times 93 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{15357 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.9 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad \text{або}$$

71,04 м³/добу. Таким чином фактичний дебіт свердловини №107 Долина перевищив розрахунковий на 114 м³/добу.

У свердловині №113 Долина початковий дебіт складав 240 м³/добу. В той час, як при фактично існуючій пористості, проникності і ефективній нафтонасиченій товщині розрахунковий дебіт згідно формулі розрахунку (4.3) міг би скласти:

$$Q_{113} = \frac{6.28 \times 3.8 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 43.6 \times 8.6 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{8948 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.1 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad \text{або}$$

88,16 м³/добу. Таким чином фактичний дебіт свердловини №113 Долина перевищив розрахунковий на 152 м³/добу.

У свердловині №514 Долина початковий дебіт складав 250 м³/добу. В той час, як при фактично існуючій пористості, проникності і ефективній нафтонасиченій товщині розрахунковий дебіт згідно формул розрахунку (4.3) міг би скласти:

$$Q_{514} = \frac{6.28 \times 4.7 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 39.2 \times 10.7 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{12380 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.5 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad \text{або}$$

96,85 м³/добу. Таким чином фактичний дебіт свердловини №514 Долина перевищив розрахунковий на 153 м³/добу.

У свердловині №506 Долина початковий дебіт складав 200 м³/добу. В той час, як при фактично існуючій пористості, проникності і ефективній нафтонасиченій товщині розрахунковий дебіт згідно формул розрахунку (4.3) міг би скласти:

$$Q_{506} = \frac{6.28 \times 5.2 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 40.6 \times 7.8 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{10342 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.3 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad \text{або}$$

91,12 м³/добу. Таким чином фактичний дебіт свердловини №506 Долина перевищив розрахунковий на 109 м³/добу.

Одночасно проведені нами розрахунки продуктивності свердловин за умов тріщинно-порового колектора вказують на чітке співпадіння розрахованих та фактичних дебітів високопродуктивних свердловин. Відомо, що проникність тріщинувато-порового пласта перевищує проникність порового пласта, одержаної за

результатами лабораторних досліджень керна в N разів [103]

$$K_m = N \times K_n \quad (4.4)$$

$$K_{t\pi}^1 = \frac{K_t}{m_t} = \frac{N - 1 + m_t}{m_t} \times K \quad (4.5)$$

де

$K_{t\pi}$ – проникність тріщино-порового пласта, m^2 ;

K_t – тріщинна проникність, m^2 ;

m_t – коефіцієнт тріщинуватості;

K_n – проникність пор (кернові дані)

Відповідно для умов Долинського нафтового родовища коли $N=3.2-4.2$, в середньому складає- 3,7, при $m_t=0,0025$ [107], проникність такого колектора визначатиметься за формулою:

$$K_t^1 = 2,7 + 0,0025 / 0,0025 \times K_n, \quad (4.6)$$

$$K_{t\pi} = 2,7 \times K_n \quad (4.7)$$

Розглянемо які ж дебіти свердловин можна отримати у кожній з цих же високопродуктивних свердловин за умови, що колектор є тріщинно-поровим. Отже свердловина №308:

$$Q_{308} = \frac{6.28 \times 4.5 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 70 \times 9.2 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{18199 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 2.6 \times 10^{-3} \quad m^3/c \quad \text{або} \\ 238 \quad m^3/\text{добу};$$

Свердловина №40:

$$Q_{40} = \frac{6.28 \times 3 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 57.2 \times 12.2 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{13147 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.6 \times 10^{-3} \quad m^3/c \quad \text{або} \\ 254 \quad m^3/\text{добу};$$

Свердловина №107:

$$Q_{107} = \frac{6.28 \times 4.98 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 52.8 \times 93 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{15357 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.9 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \text{ або}$$

$192 \text{ м}^3/\text{добу};$

Свердловина № 113:

$$Q_{113} = \frac{6.28 \times 3.8 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 43.6 \times 8.6 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{8948 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.1 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \text{ або}$$

$238 \text{ м}^3/\text{добу};$

Свердловина № 514:

$$Q_{514} = \frac{6.28 \times 4.7 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 39.2 \times 10.7 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{12380 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.5 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \text{ або}$$

$153 \text{ м}^3/\text{добу};$

Свердловина № 506:

$$Q_{506} = \frac{6.28 \times 5.2 \times 10^{-3} \times 10^{-12} \times 40.6 \times 7.8 \times 10^6}{1 \times 10^{-3} \times 1.5 \times 8} = \frac{10342 \times 10^{-9}}{8 \times 10^{-3}} = 1.3 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \text{ або}$$

$186,6 \text{ м}^3/\text{добу};$

Узагальнюючи результати отриманих розрахунків можна зробити висновок про те, що таке неспівпадання розрахованих та фактичних дебітів свердловин за умов порового колектора (табл. 4.7) зумовлено тріщинуватістю порід-колекторів продуктивних горизонтів.

Безпосередньо розкриті тріщини спостерігались шляхом фотографування стінок в необсаджених свердловинах на Ріпнянському родовищі [104]. При цьому встановлено залежність початкового дебіту свердловини від середньоеквівалентного розкриття тріщин (табл. 4.8). Враховуючи те, що Ріпнянське родовище знаходиться на південно-східному продовженні Спаської складки, до якої приурочене Спаське родовище

Таблиця 4.7

**Порівняльна оцінка початкової продуктивності
свердловин з розрахунковим дебітом за умов
порового та тріщинно-порового колектора**

Номер свердл овин	Початковий дебіт свердловин, $m^3/\text{добу}$ (за даними ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”)	Дебіт свердловин за умов порового колектора		Дебіт свердловин за умов тріщинно- порового колектора	
		$m^3/\text{добу}$	у відсотках від фактичного	$m^3/\text{добу}$	у відсотках від фактичного
1	2	3	4	5	6
308	240	167	69,6	238	99,2
40	250	94	37,6	254	101,6
107	185	71	38,4	192	103,8
113	240	88	36,7	238	99,2
514	250	97	38,8	253	101,2
506	200	91	45,5	187	93,5

схожість геологічної будови цих родовищ, а також незначну їх віддаленість та одинаковий літолого-петрографічний склад туфітів, можна вважати, що параметри тріщинуватості, визначені на Ріпнянському родовищі будуть характерні і для Спаського родовища. Цим ймовірно і пояснюються майже одинакові припливи нафти з туфітового горизонту як Спаського так і Ріпнянського родовищ (табл. 4.8 та табл. 4.9).

Проведені нами дослідження фізико-механічних властивостей порід-колекторів з продуктивних інтервалів свердловин №№ 27, 309, 302, 40 - Долина (рис. 4.10 - 4.13), які визначались за даними ГДС і лабораторних аналізів керну з урахуванням видобутку нафти із цих свердловин підтвердили, що в ряді випадків припливи нафти промислового значення отримано з інтервалів, які за результатами дослідження кернового матеріалу і ГДС характеризуються такими низькими ємнісно-фільтраційними властивостями колекторів, які навіть не можуть забезпечити припливу нафти до вибоїв свердловин. Прикладом може служити свердловина №27-Долина. Відповідно до знятої термограми при роботі свердловини інтервали припливу розподілились наступним чином: інтервал 1740-1750 м - 30 м³/д; 1788-1796 м - 50 м³/д; 1810-1820 м - 60 м³/д; 1838-1845 м - 110 м³/д. В літологічному відношенні ці інтервали представлені пісковиками, алевролітами та аргілітами пористість яких згідно з лабораторними дослідженнями

Таблиця 4.8

Характеристика тріщинуватості пласта Р_о
верхньоменілітових відкладів родовища Ріпне за
результатами фотографування стінок свердловин

№№ 2 і №81

(За Ф.І.Котяховим, 1961)

Дані про свердловину і пласт	Св. №2	Св. №81
Глибина вибою, м	466,0	438,9
Потужність відкритої частини вибою, м	81,0	25,0
Питома густота тріщин, 1/см ²	1,59	1,65
Коефіцієнт тріщинуватості, від об'єму пласта, %	0,087	0,17
Проникність тріщин, к _т мкм ²	2,0	15,0
Середнє еквівалентне розкриття тріщин, мк	54	102

Таблиця 4.9

Вплив тріщинуватості пласта Р_о верхньоменілітових
відкладів родовища Ріпне на продуктивність свердловин

№2 і №81

(За даними Ф.І. Котяхова, 1961)

Дані про свердловину і пласт	Св. №2	Св. №81
Час вступу в експлуатацію, рік	1952	1946
Кількість днів в експлуатації	1936	4480
Початковий дебіт, т/добу	5,0	12,5
Видобуток нафти на 01.05.1959 р.	1537	13306
Середньодобовий дебіт, т/добу	0,792	2,98
Коефіцієнт продуктивності, т/добу	1,32	2,38

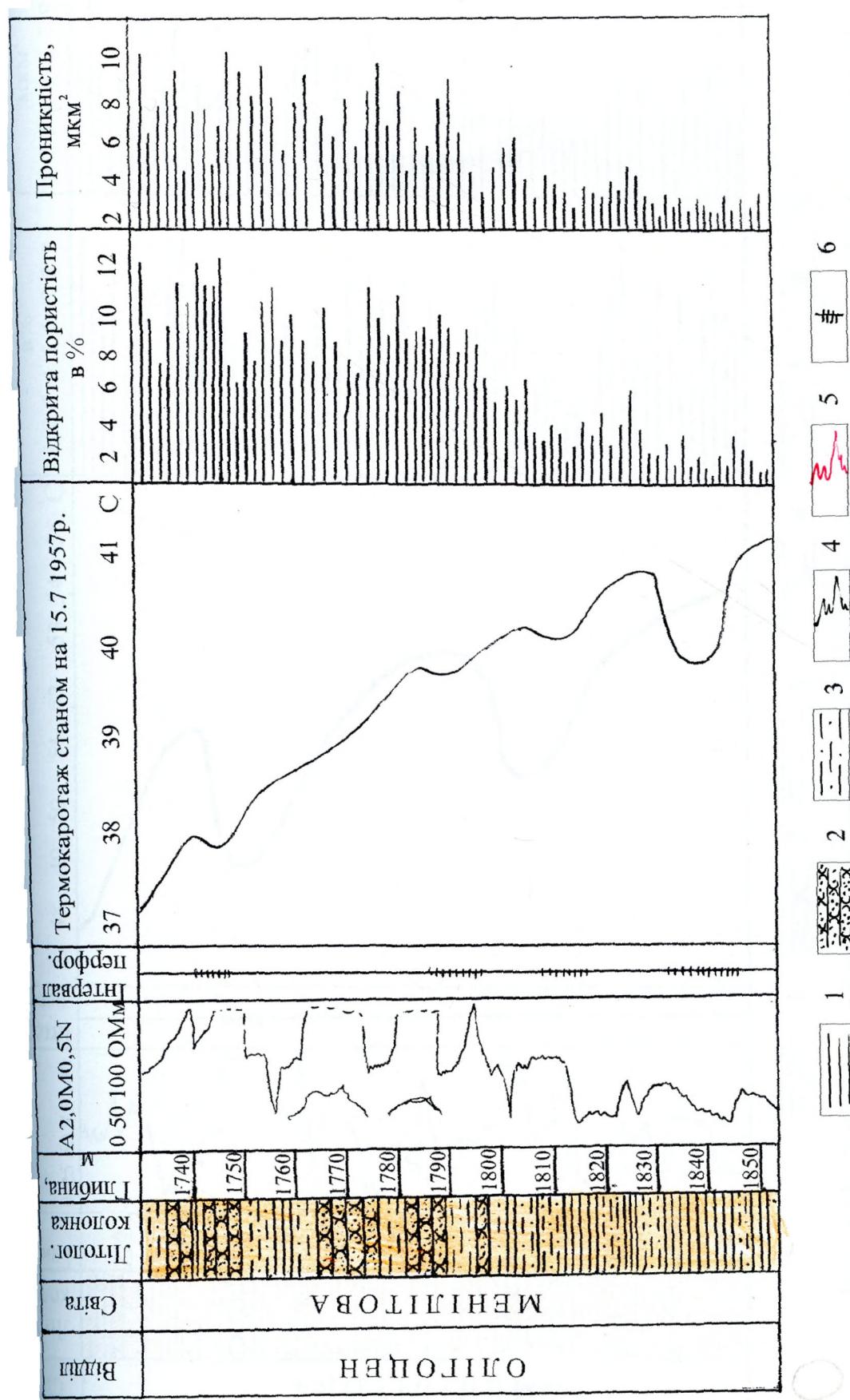


Рис. 4.10 - Характер зміни колекторських властивостей порід-колекторів менілтових відкладів по розрізу свердловини №27

(Склад Манюк М. І. за матеріалами НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта")
1- аргіліти; 2- пісковики; 3- пісковики; 4- алевроліти; 5- крива ПЕО; 6- інтервал перфорації

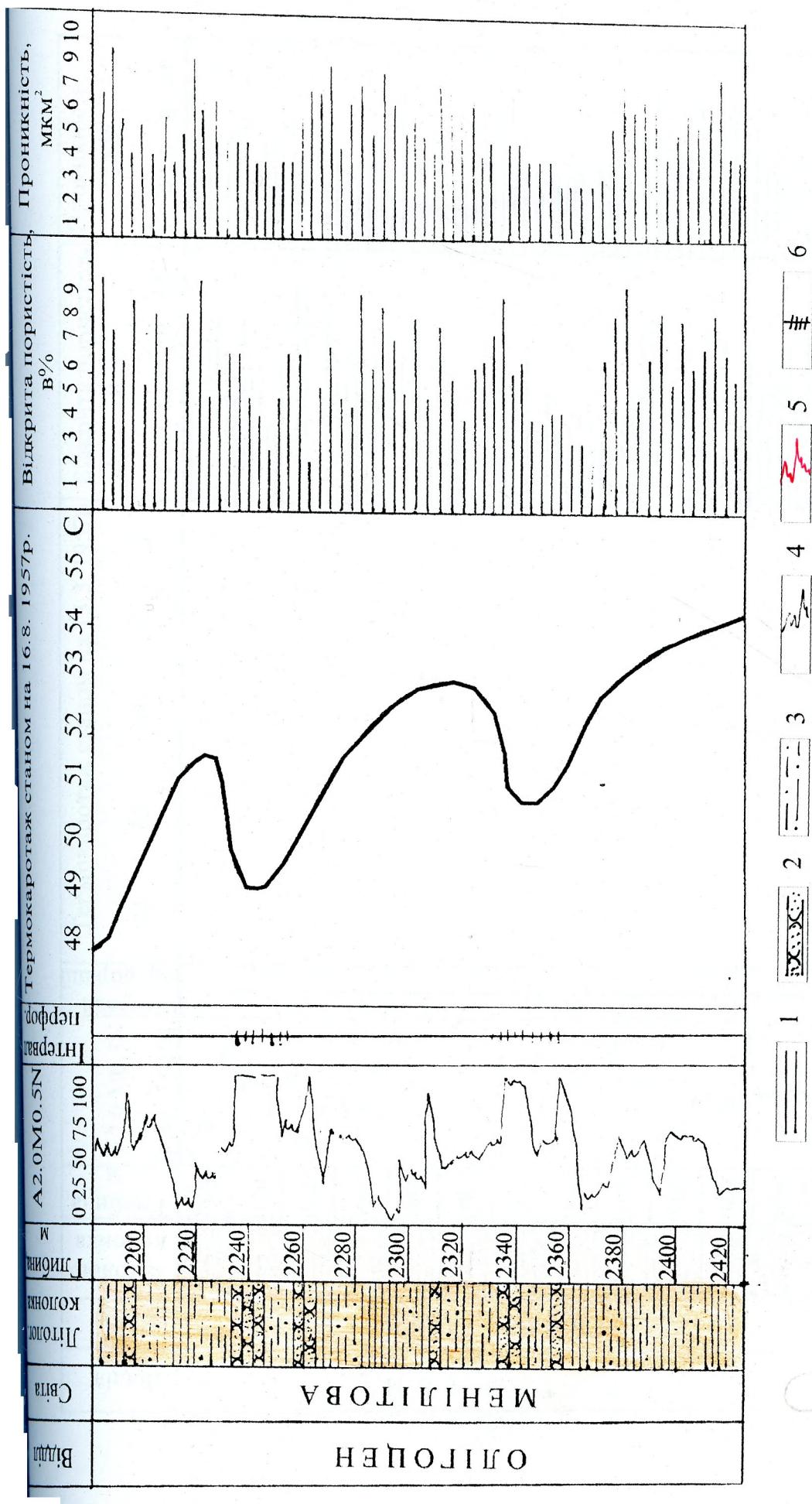


Рис. 4.11 - Характер зміни колекторських властивостей порід-колекторів менілітових відкладів по розрізу свердловини №309

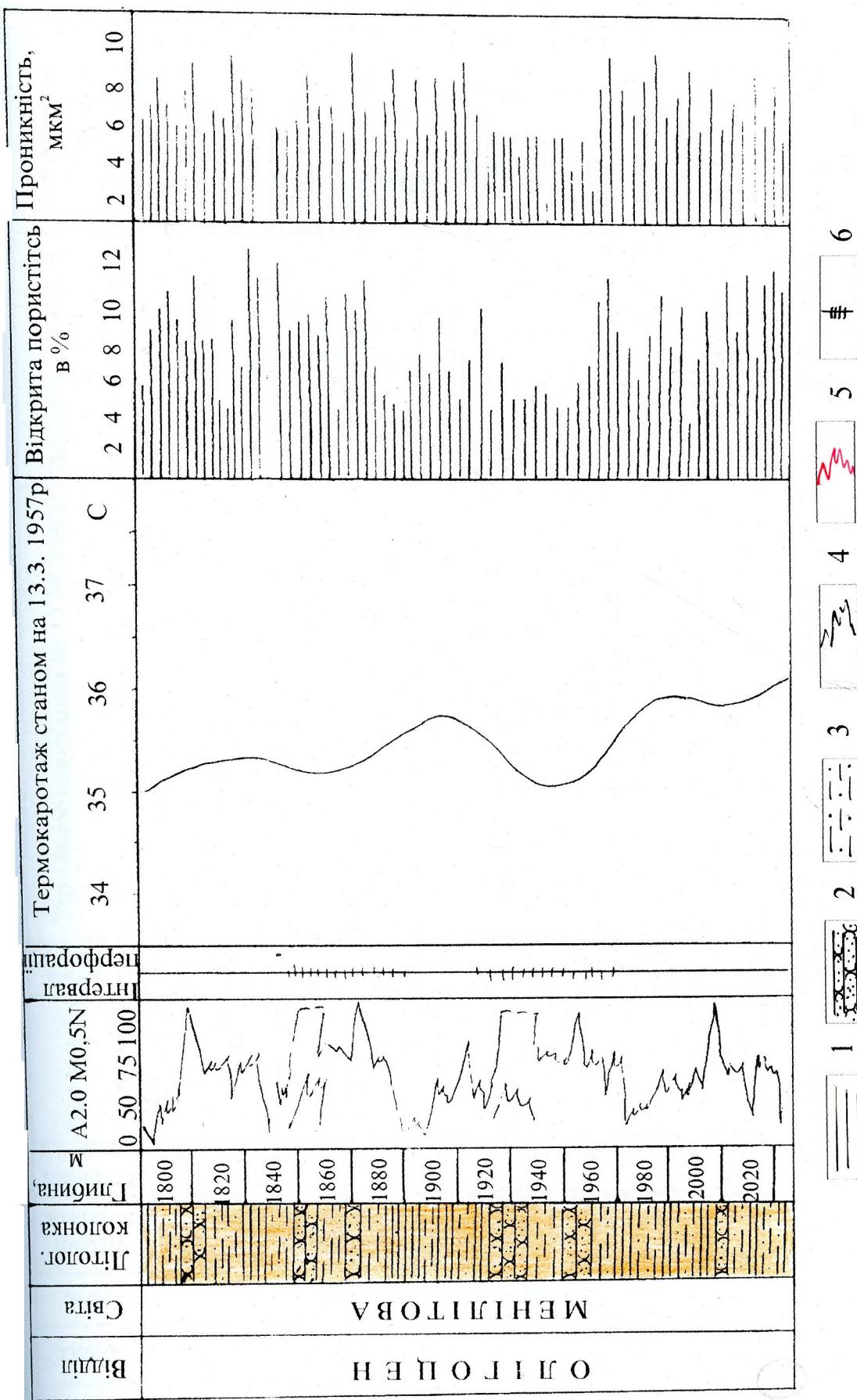


Рис. 4.12 - Характер зміни колекторських властивостей порід-колекторів менілтових відкладів по розрізу свердловини №302 (Склад Манюк М. І. за матеріалами НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта")

1- аргіліти; 2- пісковики; 3- алевроліти; 4- крива ПЕО; 5- крива ПС; 6- інтервал перфорації

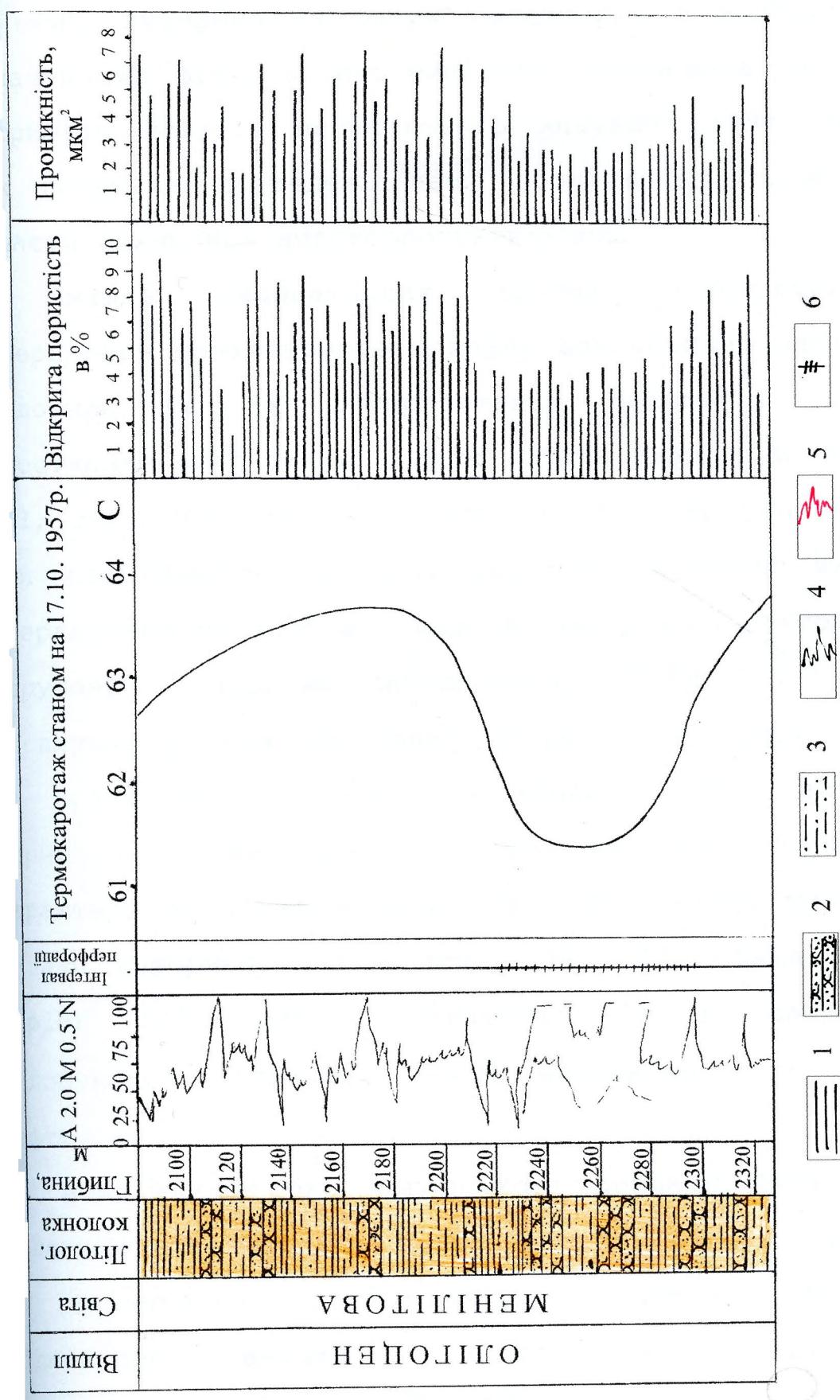
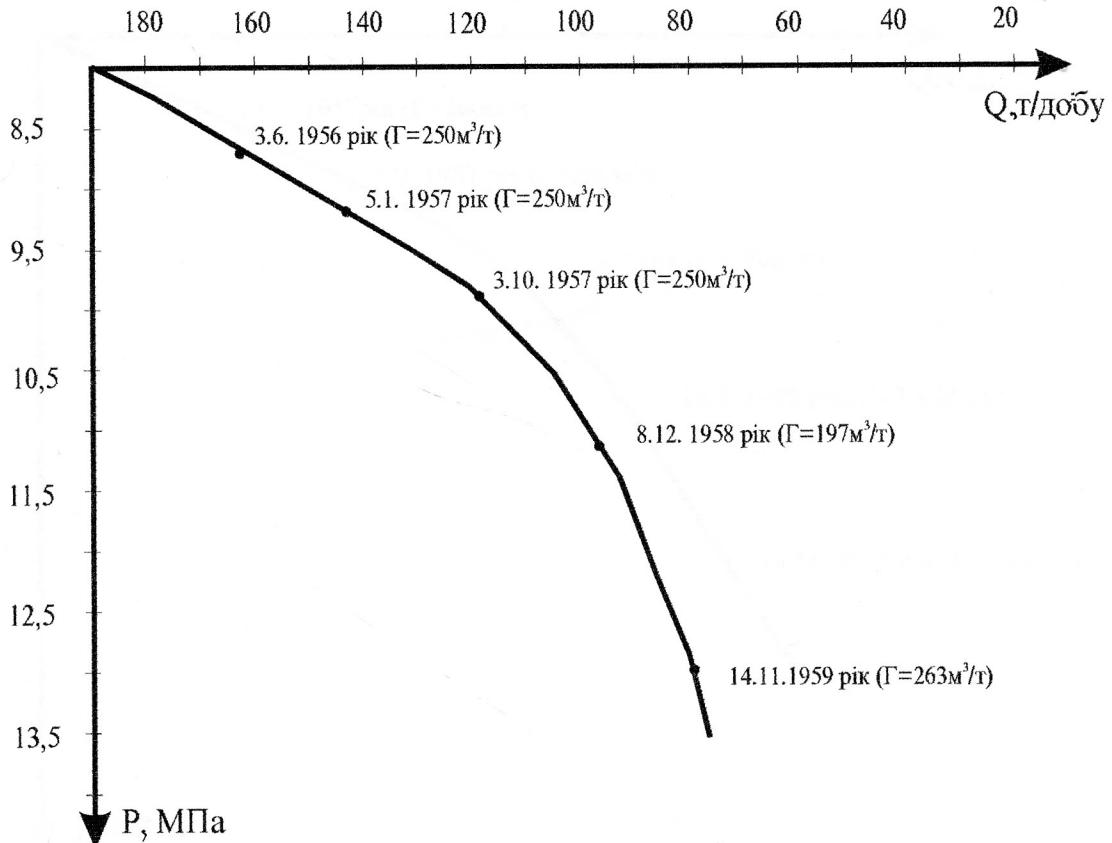


Рис. 4.13 - Характер зміни колекторських властивостей порід-колекторів менілітових відкладів по розрізу свердловини №40
 по розрізу свердловини НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укргафт" (Склад Манюк М. І. за матеріалами НГВУ "Долинанафтогаз", 1957р.)
 1- аргіліти; 2- пісковики; 3- пісковики з відкладами; 4- алевроліти; 5- крива ПЕО; 6- інтервал перфорації

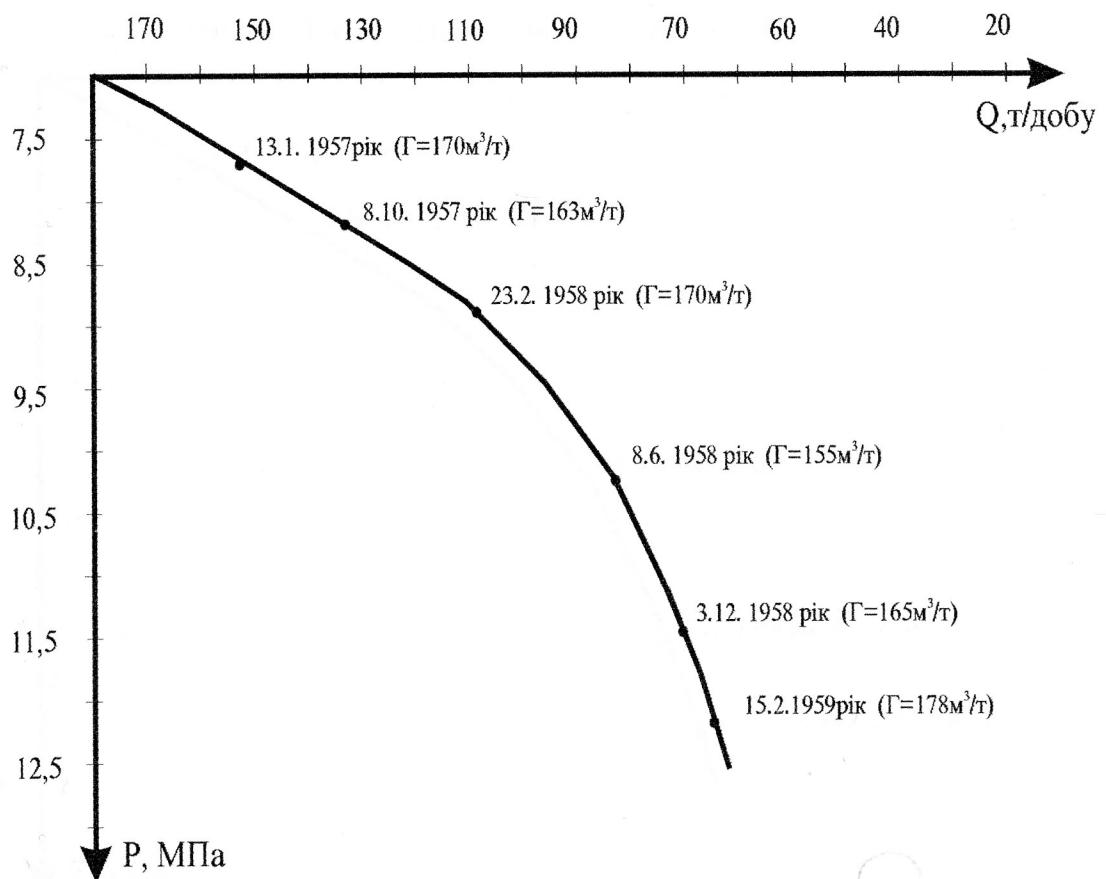
керну складав 3,1-6,7% при значенні проникності менше 1 мкм². Звичайно із таких колекторів з відповідними значеннями фільтраційно-ємнісних параметрів не можна отримати дебітів промислового значення [98]. Проте, як показали проведені нами дослідження, саме ці пласти виявились високопродуктивними.

Аналіз індикаторних кривих експлуатаційних свердловин менілітового покладу Долинського нафтового родовища та їх інтерпретація показали, що із зростанням депресії на пласт дебіти свердловин №№ 40, 301, 302, 304, 308, 525 (рис. 4.14-4.19) знижувались при стабільному газовому факторі. Причому вказані свердловини розташовані вздовж трасування тектонічних порушень. У цих же свердловинах після 1,5-2 років експлуатації при зростанні депресії на пласт всього на 1,5-2 МПа, індикаторна крива набуває випуклої форми по відношенню до осі дебітів. Такий її характер, як показали результати досліджень зумовлені силами деформації колектора [106, 107]. Саме за цей період (1,5-2 роки експлуатації) із цих свердловин видобувалось близько 40-45% накопиченого видобутку чафти.

Аналіз розробки вигодського покладу Долинського родовища показав, що тріщинуватість в зоні перегину зрізування продуктивних пластів обумовила відповідно високу приймальність нагнітальних свердловин (800-1200 м³/добу) при тиску нагнітання



**Рис. 4.14 - Індикаторна діаграма свердловини №40-Долина
(фонтанний режим експлуатації)**



**Рис. 4.15 - Індикаторна діаграма свердловини №301-Долина
(фонтанний режим експлуатації)**

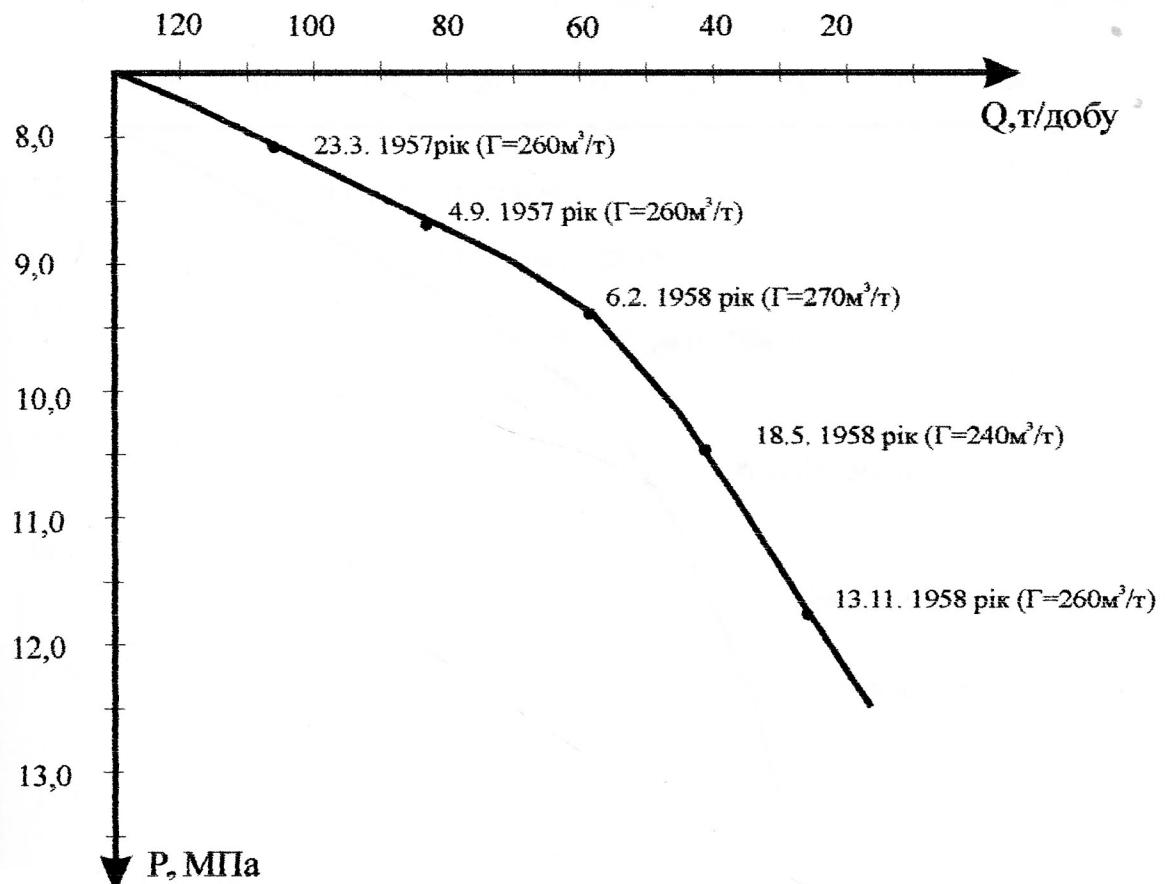


Рис. 4.16 - Індикаторна діаграма свердловини №302-Долина
(фонтанний режим експлуатації)

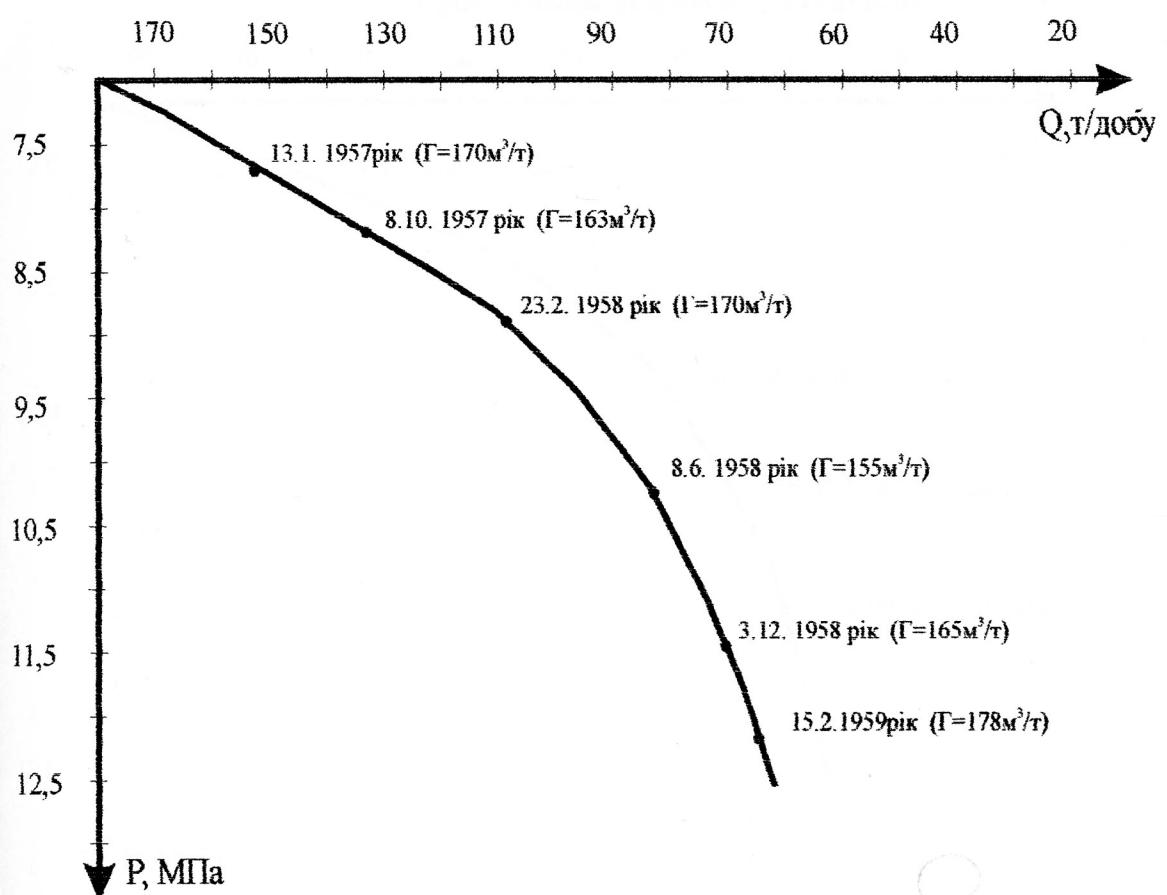
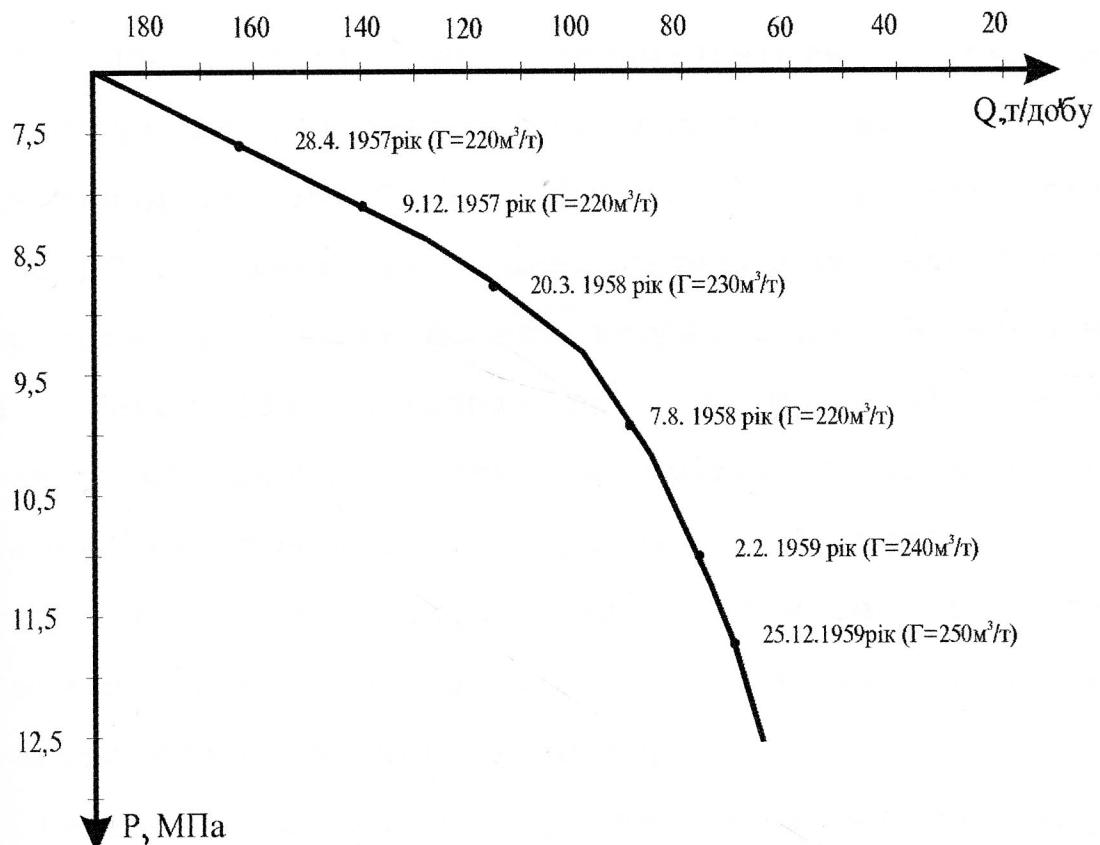
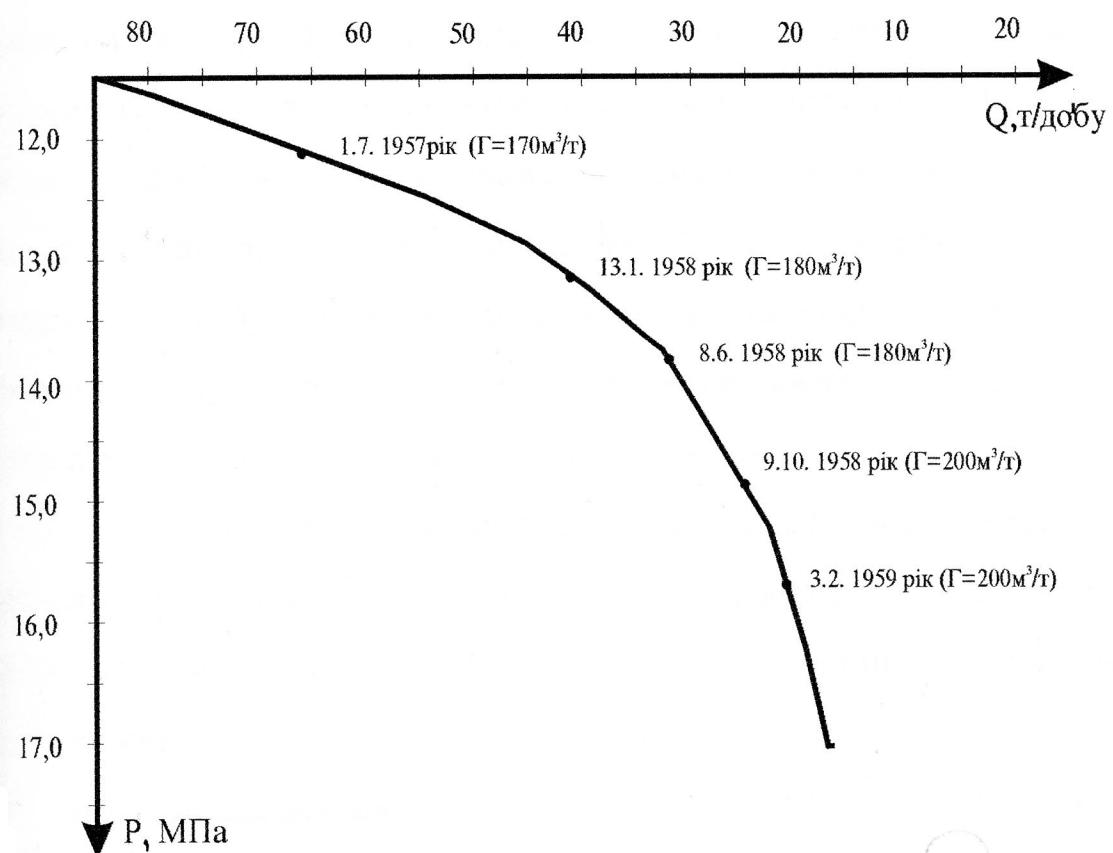


Рис. 4.17. - Індикаторна діаграма свердловини №301-Долина
(фонтанний режим експлуатації)



**Рис. 4.18 - Індикаторна діаграма свердловини №308-Долина
(фонтанний режим експлуатації)**



**Рис. 4.19 - Індикаторна діаграма свердловини №525-Долина
(фонтанний режим експлуатації)**

7-10 МПа, тоді як приймальність свердловин приконтурного (південно-західного) нагнітального ряду складала ($60-200 \text{ м}^3/\text{добу}$) при тиску нагнітання 12-15 МПа. Індикаторні криві склепінних нагнітальних свердловин витягнуті до осі витрат води. Це на думку Н.Н. Гуньки [93] свідчить про те, що з підвищеннем тиску відбувається розкриття тріщин і збільшується поглинальна здатність свердловин. В напрямку від склепіння структури до контуру нафтоносності покладу тріщинуватість зменшується і пласти набувають характеристики порового колектора.

Наявність відкритих тріщин також значною мірою впливає на характер накопиченого видобутку нафти. Саме тільки завдяки тріщинуватості продуктивних горизонтів (А.П. Канюга та ін., 1985) можна пояснити, що зони пониженої проникності відкладів можуть ефективно дренуватися свердловинами суміжних зон з підвищеною проникністю, що зумовлює високі сумарні відбори нафти із цих зон. Аналіз відповідних значень гідропровідності у свердловинах менілітового покладу Долинського та еоценового покладу Північнодолинського родовищ, дозволив нам виділити найбільш проникні ділянки покладів відповідних родовищ, які відповідають максимальним значенням продуктивності свердловин [108].

Про доцільність проведення таких досліджень, виділення зон підвищеної проникності у межах окремих локальних структур вказує такий приклад: на

Бориславському родовищі на продуктивний горизонт I в зонах підвищеної проникності відкладів пробурено 266 свердловин, з яких видобуто 90% нафти, а в зонах пониженої проникності було пробурено 333 свердловини і видобуто всього лише 10% нафти [108].

Розглянемо менілітовий поклад Долинського родовища. Дослідження свердловин засвідчує значну неоднорідність продуктивних пластів як по площі, так і по розрізу. Флюїдопровідність відкладів змінюється в широкому діапазоні від 0,8 до 67,6 $\text{мкм}^2\text{см}/\text{МПас}$. Відповідно коефіцієнт продуктивності свердловин змінюється в межах від 0,34 до 28,7 т/добу на 1 МПа. На підставі відповідних значень флюїдопровідності пластів та продуктивності свердловин по свердловинах менілітового покладу (табл. 4.10) нами виділяються найбільш проникні ділянки, які відповідають максимальним значенням флюїдопровідності (понад 13 $\text{мкм}^2\text{см}/\text{МПас}$) та коефіцієнта продуктивності (більше 5 т/добу на 1 МПа) (рис. 4.20). Як видно з наведеного рисунку, зони підвищеної проникності досить чітко співпадають із місцями поширення тектонічних порушень. Свердловини, початковий дебіт яких перевищував 80 т/добу (№№ 40, 308, 27, 309, 120, 506, 18, 301), безпосередньо знаходяться у виділених нами високопроникних зонах поблизу поширення тектонічних порушень (рис. 4.20).

Таблиця 4.10

арактеристика початкових параметрів продуктивності свердловин і флюїдопровідності пластів-колекторів менілітового покладу Долинського родовища
(Склад Манюк М.І. за даними НГВУ «Долинанафтогаз»)

№ свердловини	Інтервал фільтра, м	Продукція	Дебіт, т/добу	Депресія, МПа	Коефіцієнт продуктивності, $\text{м}^3/\text{добуМПа}$	Флюїдопровідність пластів $\text{мкм}^2\text{см}/\text{Мпас}$
1	2	3	4	5	6	7
11	2049-2220	нафта	50,0	13,8	1,88	4,3
14	1898-2136	нафта	38,2	9,7	1,77	3,6
18	2126-2445	нафта	118,0	7,8	7,20	17,0
20	2319-2510	нафта	7,1	17,5	0,34	0,8
24	2288-2555	нафта	15	11,7	0,77	1,8
27	1971-2184	нафта	240	15,3	9,15	18,5
28	1879-2272	нафта	118	14,6	2,94	6,9
40	1864-2322	нафта	241,3	12,2	9,03	16,5
41	2175-2290	нафта	60	17,6	2,04	4,8
103	1783-2282	нафта	65,0	14,5	2,86	6,7
104	1948-2200	нафта	108	10,4	3,17	7,3
105	1720-2308	нафта	128	9,1	3,98	9,5
107	1617-2226	нафта	185	9,3	5,8	13,4
108	1687-2204	нафта	60	8,7	2,76	6,5
112	1775-2363	нафта	110	5,2	8,21	18,9
113	1860-2439	нафта	195	8,6	7,00	16,5
120	1982-2605	нафта	120	12,9	7,09	16,7
301	1700-2264	нафта	180	7,6	10,7	25,2
304	1778-2322	нафта	101,8	7,3	6,1	14,5
306	1769-2359	нафта	135	6,3	4,88	11,6
308	1831-2371	нафта	240	9,2	14,3	24,3
309	1820-2394	нафта	240	5,3	28,7	67,6
501	1548-2175	нафта	40,0	13,6	1,9	4,5
524	1862-2030	нафта	47,0	8,0	5,9	13,9
525	1771-2303	нафта	44,0	11,9	3,7	8,7
506	1840-2299	нафта	200	7,8	10,2	24,3
502	1782-2139	нафта	12,0	16,4	0,59	1,4
45	2375-2524	нафта	32,4	13,8	2,36	5,5
516	1993-2514	нафта	110,0	11,4	3,30	7,8
515	2048-2596	нафта	15,0	8,1	1,20	2,8
526	1869-2493	нафта	70,0	10,0	2,36	5,5
542	2158-2721	нафта	50,0	15,6	2,82	6,6
543	2196-2817	нафта	36,0	15,5	2,23	5,2
547	2284-2684	нафта	50,0	18,7	2,17	5,1
513	1888-2439	нафта	138,0	9,9	2,94	6,9
514	1937-2492	нафта	150	10,7	5,63	13,2

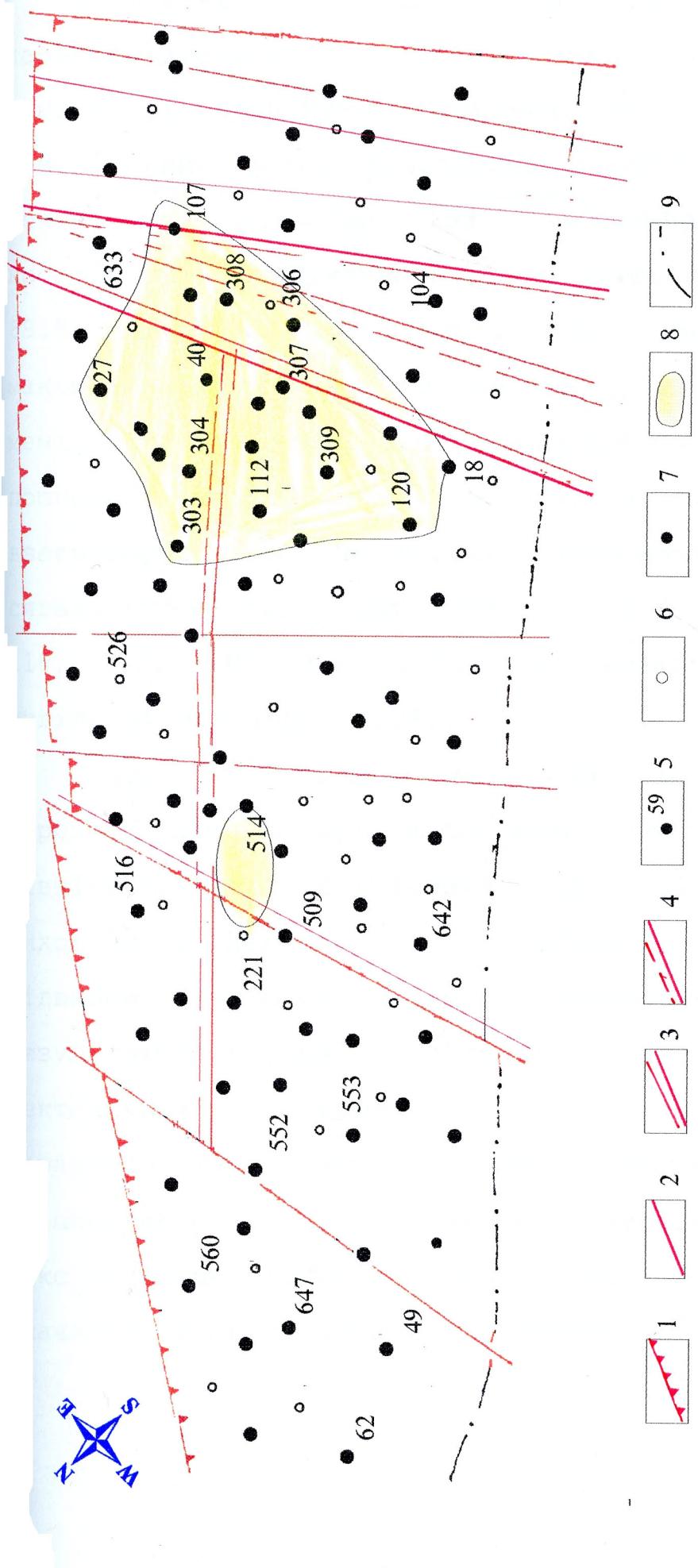


Рис. 4.20 - Карта-схема зон підвищеної флюїдопровідності продуктивних горизонтів менілітового покладу Долинського родовища

(Склав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз")

1- лінія насуву; 2- тектонічні порушення (за даними В.С. Лєстюка, 1973); 3- провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лєстюка, 1973); 4- тектонічні порушення (за даними М.І. Манюка, 1997); 5- свердловини; 6- номер свердловини; 7- контур нафтоносності; 8- зони підвищеної флюїдопровідності продуктивних горизонтів; 9- зовнішній контур нафтогазоносності.

Еоценовий поклад Долинського родовища характеризується значно кращими ємнісно-фільтраційними параметрами колекторів ніж менілітовий. Флюїдопровідність пластів коливається в межах від 4,2 до 153 $\text{мкм}^2 \text{см}/\text{МПас}$, відповідно кроєфіцієнт продуктивності змінюється від 1,8 до 69,8 т/добу на 1МПа (табл. 4.11). Виділені зони з максимальною проникністю пластів (рис. 4.21), як і в менілітовому покладі цього родовища приурочені до зон поширення тектонічних порушень, а особливо до їх взаємопересічень. Свердловини, початкові дебіти, яких сягали понад 100 т/добу (№№ 509, 116, 216, 59, 106, 118, 522, 540, 225, 222, 538) знаходяться у межах виділених зон (рис. 4.21).

Слід відзначити, що аналогічні результати отримані нами і при дослідженні еоценового покладу Північнодолинського родовища (табл. 4.12, рис. 4.22). Виходячи з наведеного вище можна вважати що зони підвищеної проникності порід-колекторів, як показали результати побудов, пов'язані із зонами поширення тектонічних порушень, тобто місць, які характеризуються максимальним розвитком тектонічної тріщинуватості. Вони характеризуються відповідно максимальними дебітами нафти по свердловинах та значими їх інтегральним видобутком.

Таблиця 4.11

Характеристика початкових параметрів продуктивності свердловин і флюїдовідності пластів-колекторів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища
(Склад Манюк М.І. за даними НГВУ «Долинанафтогаз»)

№ свердлови-ни	Інтервал перфорації, м	Продукція	Дебіт, т/добу	Депресія, МПа	Коефіцієнт продуктивно-сті, т/добуМПа	Флюїдовід-ність пластів, мкм ² см/МПас
1	2	3	4	5	6	7
59	2399-2523	Нафта	270	6,8	39,7	99,5
106	2417-2556	Нафта	152	12,7	12,0	29,0
118	2340-2515	Нафта	127	12,4	10,2	20,0
116	2178-2393	Нафта	159	8,5	18,7	63,5
522	2490-2665	Нафта	109	12,3	8,9	29,3
505	2139-2393	Нафта	94,0	14,2	6,6	13,8
540	2364-2487	нафта	140,5	10,3	13,6	35,3
214	2419-2600	Нафта	99,0	7,2	13,7	32,0
204	2731-2804	Нафта	79,8	10,9	7,3	14,3
215	2537-2674	Нафта	122,0	8,2	14,9	36,3
216	2319-2444	Нафта	186,0	4,8	38,7	86,0
225	2695-2785	Нафта	111,1	15,8	7,0	5,7
222	2711-2834	Нафта	132,5	7,5	17,7	25,2
238	2507-2619	Нафта	108,7	9,0	12,1	21,2
510	2627-2760	нафта	183,0	8,1	22,6	37,3
541	2978-3088	нафта	52,2	11,5	4,5	7,4
546	2934-2980	нафта	76,8	10,5	7,3	17,2
231	2722-2837;	нафта	170,6	8,8	19,4	39,8
38	2538-2869	нафта	200,4	4,4	45,5	107,1
56	2848-2928	нафта	93,0	14,4	6,5	15,3
202	2678-2778	нафта	60,6	13,7	4,4	10,3
207	2699-2805	нафта	47,7	16,0	3,0	7,1
210	2613-2778	нафта	94,0	9,4	10,0	23,5
229	2695-2846	нафта	78,3	2,1	37,3	88,0
240	2807-2881	нафта	40,5	6,8	5,9	13,9
242	2521-2593	нафта	71,0	5,3	13,4	31,5
251	2334-2424	нафта	76,6	14,6	5,2	12,2
252	2355-5243	нафта	125,6	7,9	15,9	37,4
253	2306-2434	нафта	99,6	8,1	12,3	20,2
254	2324-2441	нафта	85,4	9,2	9,3	20,3
256	2265-2353	нафта	74,0	7,7	9,6	21,0
258	2281-2363	нафта	75,0	11,9	6,3	13,2
270	2873-2954	нафта	16,0	5,8	2,7	6,1
318	2512-2554	нафта	46,0	12,6	3,6	7,9
507	2491-2604	нафта	48,0	7,0	6,8	14,8
509	2572-2700	нафта	130,0	7,0	18,6	43,8
519	2407-2647	Нафта	174,5	8,5	20,5	35,0
538	2205-2336	Нафта	157,0	3,1	50,6	110,6
39	2375-2447	Нафта	138	5,8	23,8	52,0
321	2567-2663	Нафта	43,0	16,2	2,6	5,7
533	2449-2549	Нафта	134,3	6,4	21,0	45,9
223	2787-2886	Нафта	53,4	11,3	4,7	10,3
234	2518-2641	Нафта	130,7	6,1	21,4	46,8
246	2579-2888	Нафта	74,7	12,5	6,0	13,1
296	2510-2805	Нафта	54,6	9,1	6,0	13,1

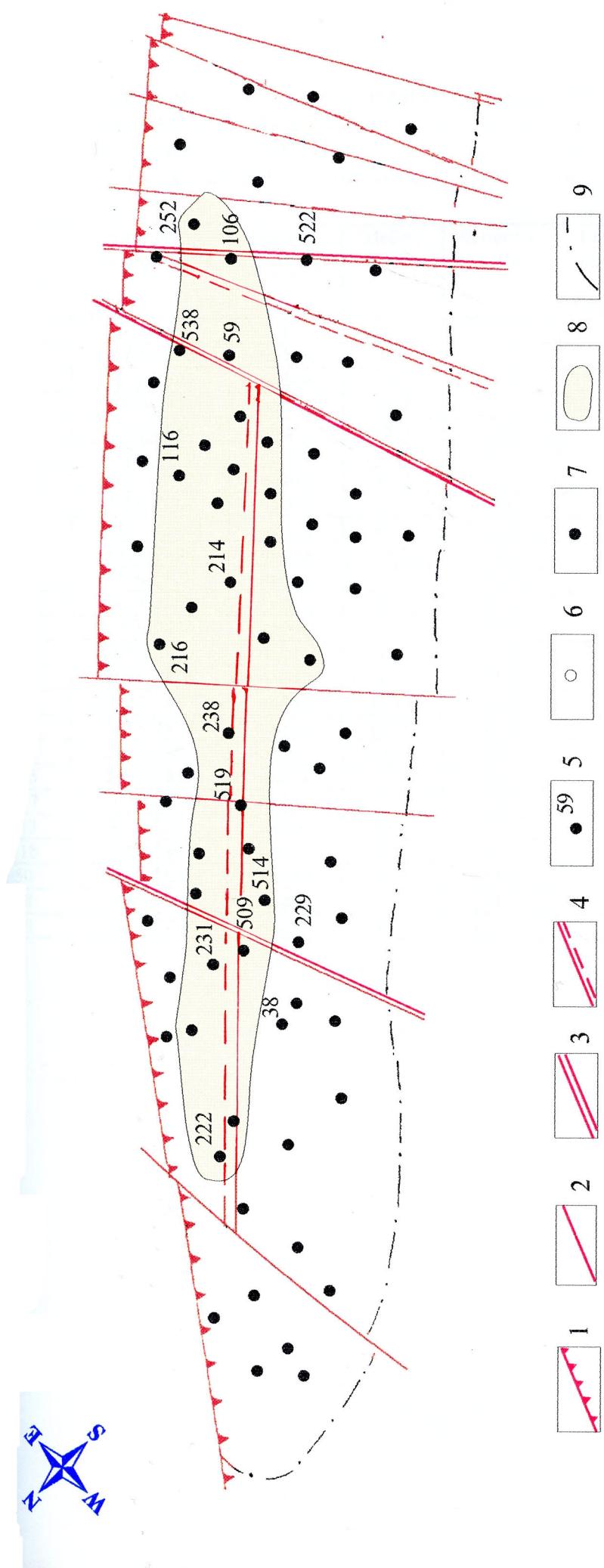


Рис. 4.21- Карта-схема зон підвищеної флюїдопровідності продуктивних горизонтів
оцінкового покладу Долинського родовища

(Склав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз")

1- лінія насуву; 2- тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 3- провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973);
4- тектонічні порушення (за даними Манюка М.І., 1997); 5- номер свердловини; 6- свердловини; 7- отримано і 7- отримано промисловий
приплів нафти; 8- зони підвищеної флюїдопровідності продуктивних горизонтів; 9- зовнішній контур нафтогазоносності..

Таблиця 4.12

Характеристика початкових параметрів продуктивності свердловин і флюїдопровідності пластів-колекторів еоцеонового покладу Північнодолинського родовища (за даними НГВУ «Долинанафтогаз», ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта»)

№ свердловини	Інтервал перфорації, м	Продукція	Дебіт, т/добу	Депресія, МПа	Коефіцієнт продуктивності, т/добуМпа	Флюїдопровідність, Мкм ² с/МПас
1	2	3	4	5	6	7
8	2888-2858	нафта	146	7.5	19,46	52
13	2930-2902	нафта	107	13.5	7.92	21.3
14	2940-2931	нафта	84.7	13.6	6.22	16.7
26	2955-2888	нафта	98.3	16.8	5.80	15.6
53	2938-2870	нафта	100.6	5.7	17.65	47.5
71	2962.7-2902	нафта	74.0	11.3	6.55	17.6
72	2970-2904	нафта	58.0	14.0	4.14	11.1
73	2958.5-2964	нафта	62.0	19.6	4.69	12.6
75	2924-2888	нафта	61.0	14.9	4.09	11.0
86	2910-2820	нафта	82.0	4.8	17.08	46.0
89	2913-2860	нафта	57.1	9.1	6.27	16.9
99	2906-2840	нафта	73	7.1	10.28	27.7
100	2910-2870	нафта	60.1	20.6	2.92	7.86
101	2888-2866	нафта	67.0	21.8	3.07	8.2
102	2903.5-2897.5	нафта	154.1	11.8	13.06	35.1
103	2915-2858	нафта	127.0	11.2	11.3	30.5
104	2909-2902	нафта	143.0	3.9	36.66	98.7
105	2920-2832	нафта	154.0	8.6	17.91	48.2
107	2920-2878	нафта	46.0	14.6	3.15	8.5
113	2915-2842	нафта	91.0	11.9	7.64	20.5
118	2947-2891	нафта	102.0	16.7	6.11	16.4
50	2905-2860	нафта	87.5	13.8	6.34	17.0
78	2880-2825	нафта	71.0	13.9	5.11	13.7
98	2837-2770	нафта	90.0	11.3	7.96	21.4

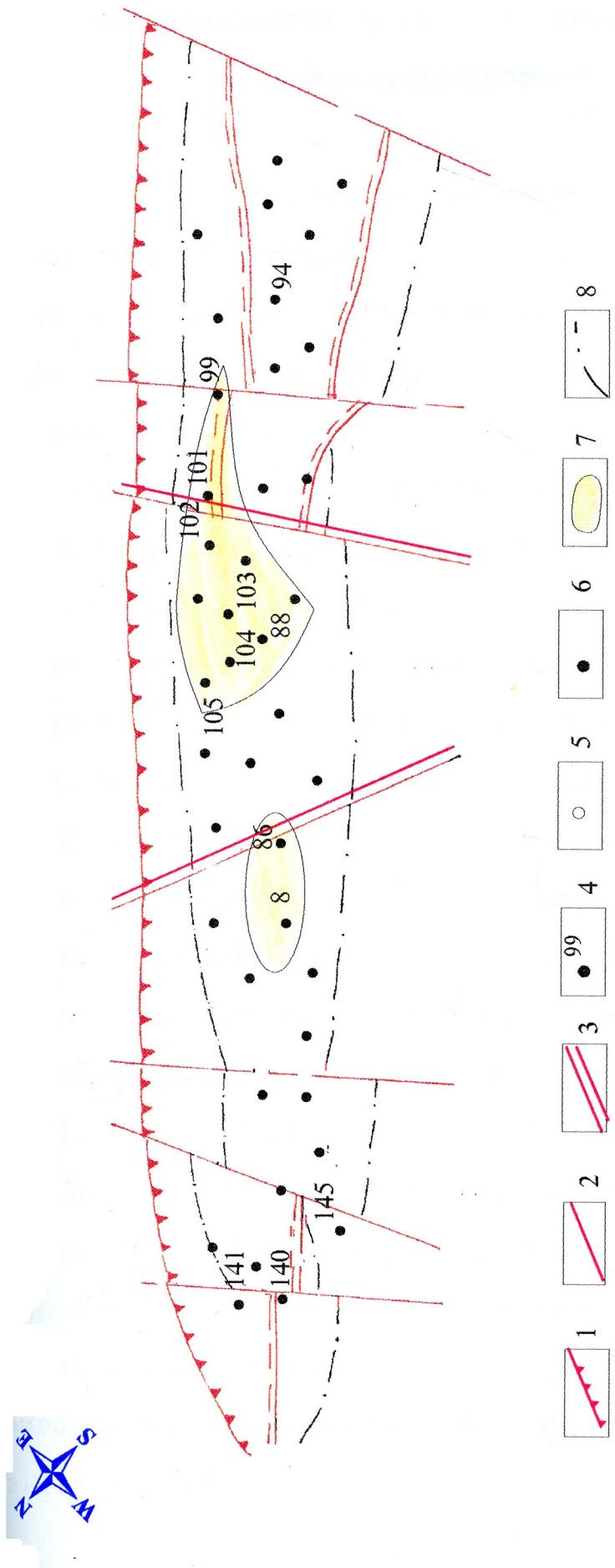


Рис. 4.22- Карта-схема зон підвищеної флюїдопровідності продуктивних горизонтів
оцінкового покладу Північно-Долинського родовища
(Складав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз")

1- лінія насуву; 2- тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 3- провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973);
4- номер свердловини; 5- свердловини, в яких не отримано промисловий приплив нафти; 7- зони підвищеної флюїдопровідності
продуктивних горизонтів; 8- зовнішній контур нафтогазоносності.

РОЗДІЛ 5

ВПЛИВ ТРІЩИНУВАТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ХАРАКТЕР НАФТОНОСНОСТІ ЛОКАЛЬНИХ СТУКТУР ДОЛИНСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

Долинський нафтопромисловий район знаходиться на території Внутрішньої зони в межиріччі Лімниці і Стрия. У районі налічується всього сім родовищ, з яких тільки на 4-ох іде повноцінна промислова розробка [109].

Просторово ці родовища, як вище вже було наведено, пов'язуються з Передкарпатським глибинним із перетинаючим його в діагональному напрямку Krakовецько-Верховинським розломами (рис. 2.3). Відомо, що такі вузли взаємопересічень глибинних діз'юнктивів, і особливо їх перетин під гострим кутом [110], сприятливий для розміщення промислових покладів нафти і газу. У центрі такого тектонічного вузла знаходяться і найбагатші родовища Долинського нафтопромислового району - Долинське та Північнодолинське, де нафтогазоносність охоплює найбільший стратиграфічний діапазон.

Нафтоносність еоцену встановлена на Долинському родовищі в бистрицьких, вигодських і манявських а на Північнодолинському родовищі в бистрицьких і вигодських відкладах, на Струтинському тільки у вигодських відкладах. На решті родовищ еоценові відклади повністю обводнені.

У межах досліджуваного району виявлено досить нерівномірний розподіл виявлених запасів вуглеводнів по родовищах. Найбільша концентрація нафти (блізько 70-75%) зосереджена в Долинському, Північнодолинському та Струтинському родовищах. При цьому об'єм нафти видобутої із окремих горизонтів цих родовищ, як вказують виконані підрахунки запасів останніх років ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта» та іншими науково-дослідними організаціями значно більший ефективного об'єму пористого середовища пластів-колекторів (табл. 5.1).

В окремих родовищах району поклади нафти сусідніх блоків відрізняються різними водонафтовими контактами. Тільки в межах Долинського родовища водонафтovі контакти покладів різних блоків знаходяться на однакових абсолютних відмітках -2520 метри.

5.1. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності

Долинського родовища

Долинське родовище займає особливе місце серед родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Воно відрізняється найбільшою потужністю нафтогазоносних покладів, найбільшими запасами вуглеводнів і високою продуктивністю свердловин.

Розподіл запасів нафти долинського нафтопромислового району

по родовищах і горизонтах

(склав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз")

Родовище	менілітові відклади		Вигодські відклади		Манявські відклади		Всього по родовищах згідно даних НГВУ		ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта"	
	балан-сові, тис.т	видо-буvnі тис.т	балан-сові, тис.т	видо-буvnі тис.т	балан-сові, тис.т	видо-буvnі тис.т	балан-сові, тис.т	видо-буvnі тис.т	балан-сові, тис.т	видо-буvnі тис.т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Долинське	48570	7875	55554	23762	14437	4361	118561	35998	98562	26534
Північно-Долинське	5277	772	17820	6240	-	-	23097	7012	17843	5867
Спаське	22577	1522	-	-	-	-	22577	1522	22577	1150
Струтинське	27377	2671	1949	585	-	-	29326	3256	19069	2340

у порівнянні з основними родовищами прогину (Битківським та Бориславським) Долинське відкрите зовсім недавно. Розвідка його здійснювалась сучасними технічними засобами, що дало змогу всі розвідувальні та експлуатаційні свердловини проводити з оптимальним відбором керну та здійснювати при цьому необхідний обсяг геофізичних досліджень.

На родовищі виділяють 5 промислових покладів: менілітовий, бистрицький, вигодський, манявський та ямненський, серед яких найбільшими запасами нафти відзначаються вигодсько-бистрицький та менілітовий. Враховуючи, що між манявським та вигодсько-бистрицьким покладами Долинського нафтового родовища існує гідродинамічний зв'язок [93], то при аналізі розробки вигодсько-бистрицького покладу враховуватимуться й особливості розробки манявського покладу.

Аналіз розташування високопродуктивних свердловин еоценового покладу Долинського родовища показав, що всі вони групуються не хаотично, а знаходяться на окремих полях вздовж місць поширення тектонічних порушень. В якості прикладу можна навести свердловини №№ 519, 509, 510, 106, 216, 522, 116, 118, 538, 59, 215, 222, 230 та інші, в яких початкові дебіти нафти складали відповідно 175, 130, 183, 138, 186, 159, 127, 157 і 270 т/добу.

З метою дослідження продуктивності свердловин

еоценового покладу та прослідковування особливостей впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер їх нафтогазоносності нами змодельовано карту інтегрального видобутку нафти в ізолініях.

Відповідно до виконаних побудов максимальна концентрація запасів нафти цього покладу співпадає з місцями поширення поздовжніх тектонічних порушень (рис. 5.1) і змінюються на окремих ділянках від незначних величин до 28 тис.т/га.

Вигодсько-бистрицький поклад родовища характеризувався 1значними та стабільними дебітами свердловин. Більшість високодебітних свердловини відзначались відносно пологими кривими падіння продуктивності. Проте на цих же ділянках у деяких свердловинах, які мають практично однакові нафтонасичену товщину, глибину залягання, інтервал експлуатації і вступили в експлуатацію майже одночасно, відрізняються величинами дебітів в 2-4 рази.

Наявність тріщин в продуктивному розрізі Долинського родовища підтверджується геолого-промисловими спостереженнями за роботою нагнітальних свердловин. Так у межах покладу, де немає суттєвої різниці в гранулометричному складі колекторів, їх ємнісно-фільтраційних властивостях та ефективних нафтонасичених товщинах вигодських відкладів, то значну приймальність нагнітальних свердловин №№ 555, 263, 510, 605, на нашу думку, слід пов'язувати із проявами тріщинуватості продуктивних горизонтів.

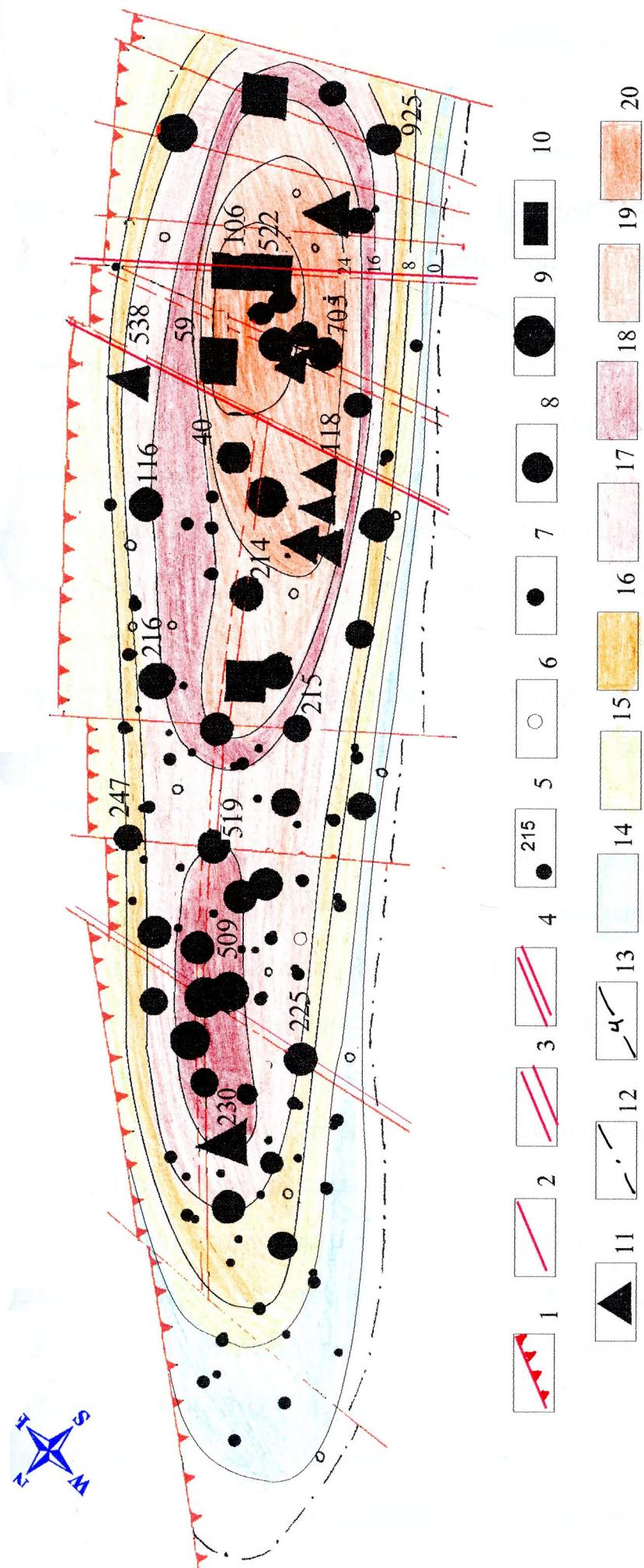


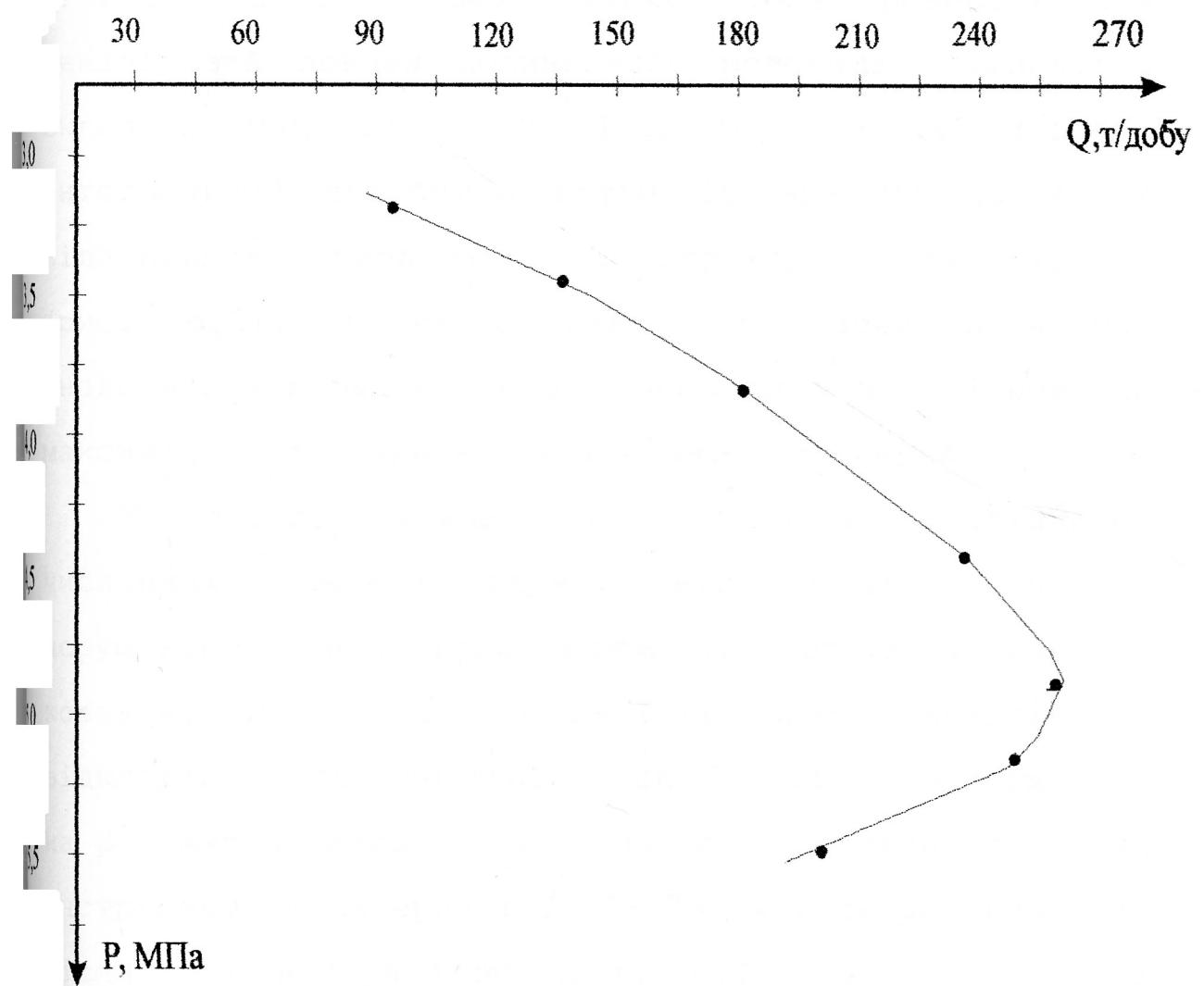
Рис.5.1- Карта-схема інтегрального видобутку нафти з еоценових відкладів Долинського родовища (склав Манюк М.І. за даними НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафтогаз")

1- лінія насуву; 2- тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 3- проводящі тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973); 4- тектонічні порушення (за даними Манюка М.І., 1997); 5- номер свердловини; 6- промисловий приплив нафти: 6- не отримано; накопичений видобуток нафти: 7- менше 10000т.; 8- 10000-100000т.; 9- 200000-400000т.; 10- 400000-600000т.; 11- понад 600000т.; 12- зовнішній контур нафтогазонасності; 13- ізопінні питомих відборів нафти, тис. т/га; питомий відбір нафти: 14- від 0 до 4 тис.т/га; 15- від 4 до 8 тис.т/га; 16- від 8 до 12 тис.т/га; 17- від 12 до 16 тис.т/га; 18- від 16 до 20 тис.т/га; 19- від 20 до 28 тис.т/га; 20- від 28 і більше тис.т/га

Індикаторна крива видобувної свердловини №59-Долина (рис. 5.2) вказує на випуклість кривої до осі дебіту з наступним зниженням із зростанням депресії. Такого характеру індикаторних кривих для родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину до сьогодні не виявлено. Не маючи пояснення причини зниження дебіту після досягнення його максимуму при одночасному збільшенні величини депресії на сьогодні дослідниками це не приймалось до уваги. Однак, саме такий характер індикаторної кривої, на наш погляд, обумовлений тріщинуватістю продуктивного горизонту.

Необхідно відзначити й те, що у склепінні структури тріщини переважно заповнені кальцитом, а в сторону приконтурних частин покладу вони у переважній більшості відкриті.

Особливу увагу в цьому відношенні можна звернути на свердловину №505, яка знаходиться в зоні підгорнення вигодської світи і безпосереднього поширення тектонічного порушення (рис. 5.1). В керні, який відібрано у даній свердловині, відзначалась значна тріщинуватість, однак у переважній більшості ці тріщини були заповнені кальцитом. При випробуванні зазада свердловина характеризувалась початковим дебітом нафти близько 65 т/добу. Дальше від зони підгорнення вигодської світи, в сторону приконтурної частини покладу, свердловини №106 і №522, що розташовані на цьому ж тектонічному порушенні характеризуються значними початковими дебітами та



**Рис. 5.2 - Індикаторна діаграма свердловини №59--Долина
(фонтаний режим експлуатації)**

сумарними відборами нафти із еоценових відкладів (рис. 5.1). Керни із вказаних свердловин характеризуються наявністю численних відкритих тріщин.

Початкові дебіти нафти свердловин №№18, 308, 302, 525, 301, 107, 40, 309, 120, 27, якими розробляється менілітовий поклад Долинського родовища, відповідно складали 250, 132, 110, 152, 100,5 і 140 т/добу. Інтегральний видобуток нафти із них та положення відповідних свердловин на структурі показано на (рис. 5.3), з якого видно, що вони практично знаходяться в районах поширення розломів і відповідно максимального розвитку тектонічної тріщинуватості.

Менілітова товща, як свідчать дослідження численних зразків керну, відзначається значною порушеністю, наявністю перем'ятих порід і дзеркал ковзання. В процесі буріння свердловин у менілітових відкладах часто спостерігалися "провали інструменту" на 2-3 метри. Характерним у цьому відношенні є провал інструменту в інтервалі 1766-1768 м у свердловині №1, після чого відбувся викид значної кількості нафти і відкрите фонтанування.

Тріщинуватістю продуктивних горизонтів можна пояснити, чому за однакової геологіко-геофізичної характеристики продуктивних горизонтів спостерігаються різко відмінні дебіти свердловин, розміщених на близькій відстані одна від одної.

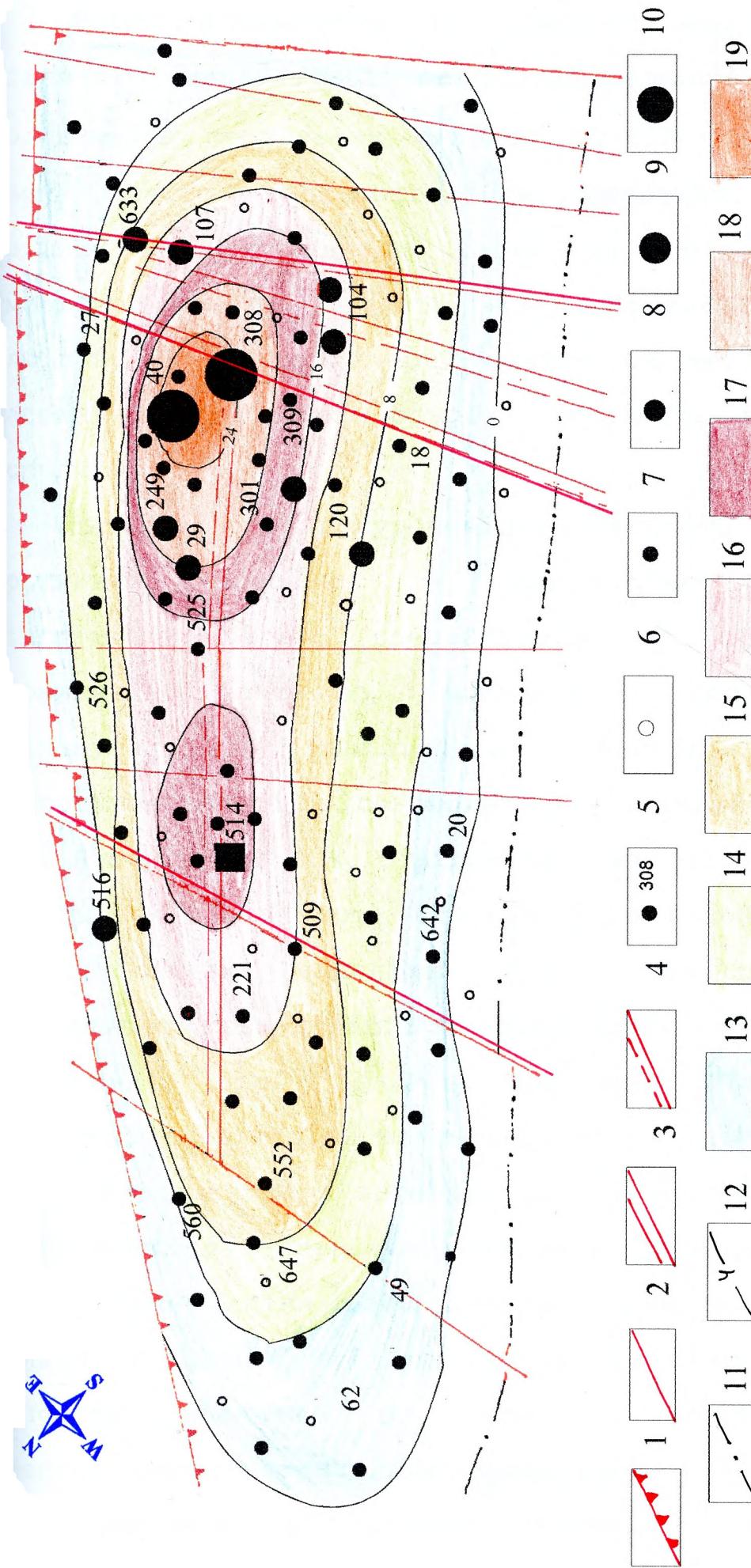


Рис.5.3- Карта-схема інтегрального видобутку нафти з Менілітових відкладів долинського родовища
(склав Манюк М.І. за даними НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта")

1- лінія насуву; 2- тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 3- провідні тектонічні порушення (за даними Лесюка В.С., 1973р); 4- тектонічні порушення (за даними Манюка М.І., 1997р); 5- номер свердловин; 6- яких промисловий приплив нафти: 8- отримано; 7- отримано; 9- 10000-100000т., 10- більше 200000т.; 11- зовнішній контур нафтогазознайсності; 12- ізолінії питомих відборів нафти, тис.т/га; 13- від 0 до 4 тис.т/га; 14- від 4 до 8 тис. т/га; 15- від 8 до 12 тис. т/га; 16- від 12 до 16 тис. т/га; 17- від 16 до 20 тис. т/га; 18- від 20 до 24 тис. т/га; 19- більше 24 тис. т/га.

Варто відзначити, що сумарний винос керну з відкладів менілітової світи Долинського нафтового родовища в середньому складає 55–60%. У піднятому керні часто спостерігаються ефективні відкриті тріщини (з примазками нафти на стінках), які, ймовірно, беруть участь в фільтрації пластових флюїдів. Це в свою чергу вказує на те, що значну частину менілітового розрізу складають тріщинуваті породи.

Погляди про приуроченість скupчень нафти до тріщинних порожнин у менілітових відкладах відстоювали багато спеціалістів, що досліджували первинний фактичний матеріал. Велику роль тріщинуватості менілітових відкладів в їх нафтогазоносності відзначали співробітники УкрНДГРІ А.А. Лещинський, В.Я. Сініцин та інші [111].

Змодельована карта інтегрального видобутку нафти із менілітових відкладів (рис. 5.3) вказує, що максимальні концентрації запасів нафти цього покладу приурочені до місць поширення тектонічних порушень, особливо їх взаємоперетину.

Зіставлення карт інтегрального видобутку нафти із менілітових та еоценових відкладів (рис. 5.4) вказує на практичне співпадіння найпродуктивніших їх частин тільки у блокі №4 Долинського родовища. Це дає підставу вважати, що еоценова покришка, яка представлена бистрицькими аргілітами [93], зумовила "закупорювання" відповідних розломів у всіх інших

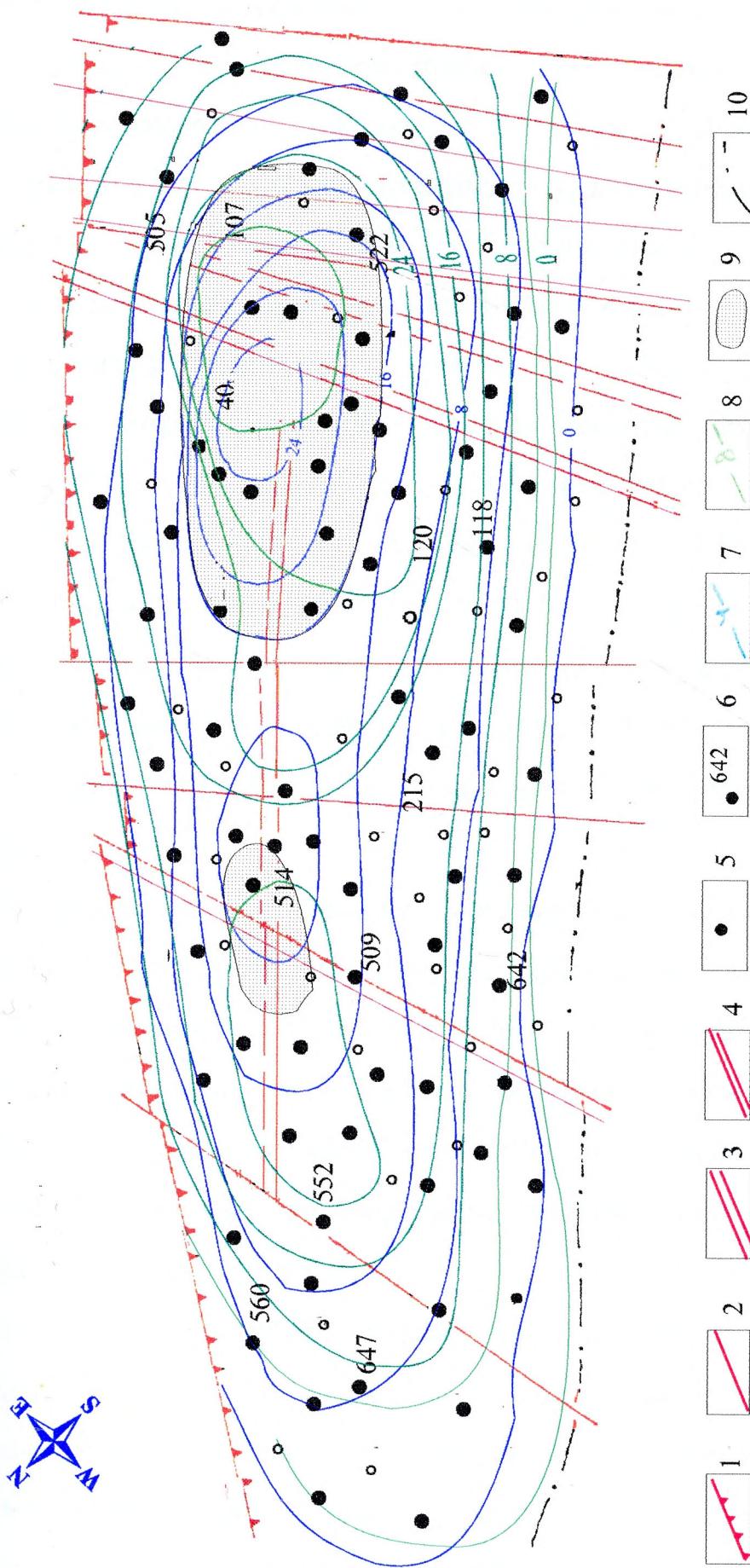


Рис. 5.4 - Карта-схема зіставлення інтегральних видобутків нафти з еоценових та менілітових відкладів Долинського родовища

(Склав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз")

1-лінія насуву; 2-тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 3-провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973); 4-тектонічні порушення (за даними Манюка М.І., 1997)); 5-видобувні свердловини; 6-номер свердловини; 7-ізопільні пігмомічні відборів нафти з менілітового та 8-еоценового покладу Долинського родовища; 9-ділянки співпадіння максимальних відборів нафти з еоценового та менілітового покладу Долинського родовища; 10-зовнішній контур нафтогазоносності.

злоках даного родовища і тільки тектонічні порушення 4-го блоку є флюїдопровідними. Необхідно відзначити, що дані порушення трасуються в усіх відкладах даного родовища [65]. Свердловини, які характеризуються значними дебітами та інтегральним видобутком, розміщені вздовж цих тектонічних порушень.

Характер видобутку нафти по площі Долинського родовища нерівномірний. Свердловинами №№ 40, 514, 308, 309, 644, 107, 28, 249 видобуто відповідно: 540,1; 614,9; 316,2; 131,2; 141,8; 186,5; 300,5; 127,2 тис.т., що в сукупності становить 2188,2 тис.т. нафти (36,2% від сумарного видобутку). А свердловинами №40 і №514 видобуто 1155 тис.т. нафти що склало 19,1% від сумарного видобутку нафти покладу.

З манявського покладу максимальну кількість нафти було видобуто з 4-ої ділянки, при цьому відбір нафти ще на початку 70-их років перевищив початкові видобувні запаси. Відповідно з цими даними, розробка четвертої ділянки, повинна бути закінчена. Однак на той період з неї відбиралось більше 50% загального видобутку нафти покладу.

Найменший відбір нафти досягнутий з першої та другої ділянок покладу. Згідно карт ефективних нафтонасичених товщин вказані ділянки покладу характеризувалися ще значними потенційними можливостями. Фактичні дані розробки покладу вказують на зворотнє.

Якщо розглядати назагал вигодський поклад то по окремих ділянках прослідковувалось більш рівномірне вироблення запасів нафти, ніж по інших покладах родовища. Максимальний коефіцієнт досягнутий по 5-ій ділянці, а мінімальний - по третій ділянці.

У будові Долинського родовища привертає на себе увагу наявність у фронтальній частині складки скупчень нафти у воротищенських відкладах. Це ж саме характерне і для Бориславського родовища [112]. Воротищенські скупчення світлої нафти на невеликих глибинах були об'єктами тривалої розробки. На них пробурено понад 60 свердловин глибиною від 60 до 500 метрів, частина з яких давала припливи углеводнів від 0,1 до 0,6 т/добу. Припливи нафти були одержані з глибин 60, 150, 200, 300, 400, 500, 600 метрів. Отже, можна вважати, що у воротищенських відкладах, не було більш-менш витриманих продуктивних пластів-колекторів. В даному випадку отримували продукцію з тріщинуватої глинистої товщі, що й пояснює низьку продуктивність свердловин.

За даними Долинського НГВУ та ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта" саме із воротищенськими відкладами пов'язані виходи нафти і газу в районі свердловин №№ 108, 213, 246, 250, 229, 283, 294, 358, 362, 660, 679, 603, 704, 705, 807, 810, 911 (рис. 5.5). Як видно з цього рисунку практично всі свердловини, в яких спостерігались ці нафтогазові грифоноутворення, розташовані вздовж поширення тектонічних порушень,

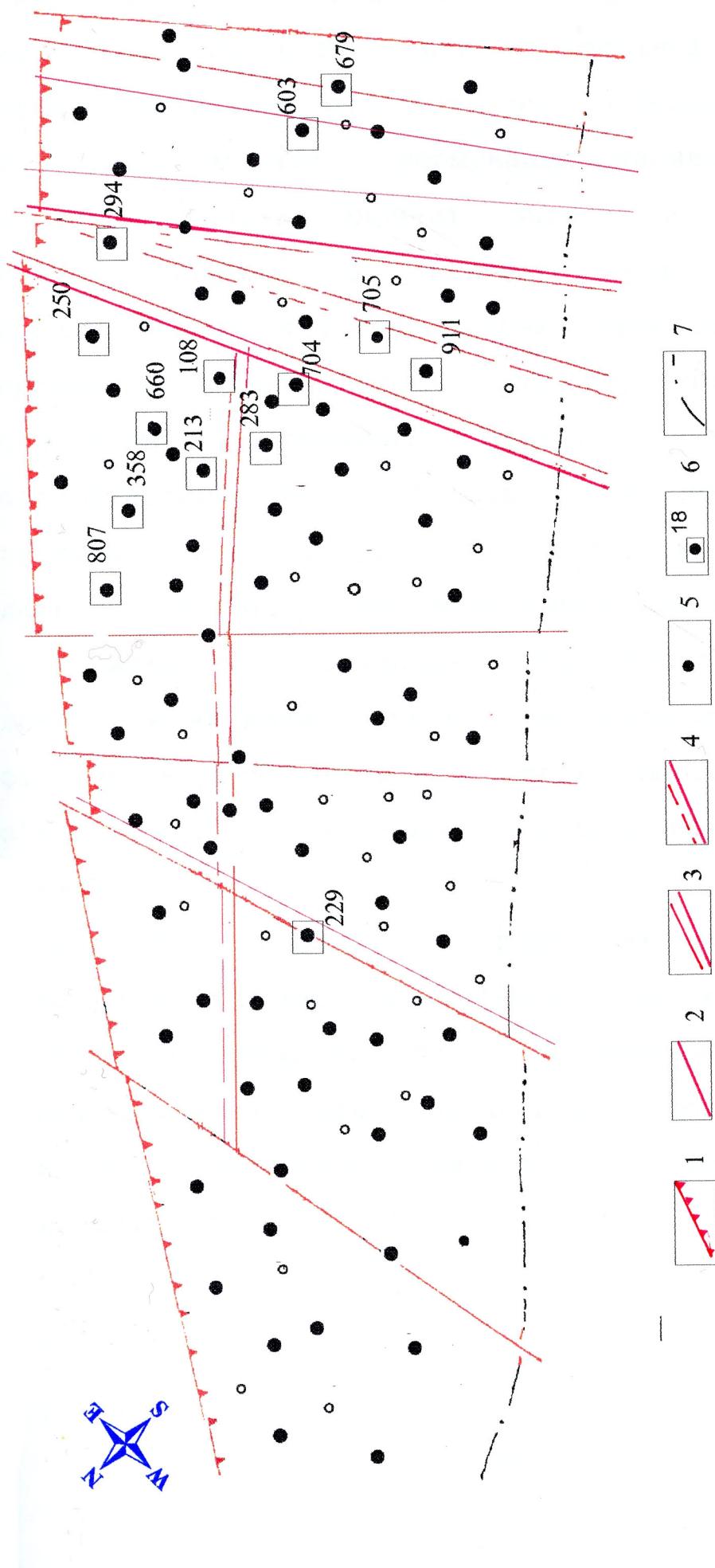


Рис. 5.5 - Карта-схема нафтогазових грифеноутворень в межах менілітового покладу Долинського родовища
(Склав Манюк М.І. за матеріалами ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", НГВУ "Долинанафтогаз")

1- лінія насуву; 2- тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 3- провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973);
4- тектонічні порушення (за даними М.І. Манюка, 1997); 5- вицівки свердловини; 6- номер свердловини, в яких відмічались грифони;
7- зовнішній контур нафтогазонності.

четвертого блоку Долинського нафтового родовища (рис. 5.5). На нашу думку, тектонічні порушення, частково затухають під потужними товщами моласових відкладів, зумовили формування масивно-пластових нафтових покладів значної висоти у менілітових відкладах Долинського родовища. Крім цього вони створили умови для формування нафтових скупчень непромислового значення в тілі порід-покришок над менілітовими покладами. Наявність нафтогазових грифеноутворень та особливість їх поширення по структурі підтверджує достовірність існування додатково виявленіх нами тектонічних порушень.

У жодного дослідника Долинського нафтового родовища не викликає сумнівів, що наявність скупчень нафти у воротищенських і поляницьких відкладах пов'язана з її вертикальною міграцією по тектонічних розривах.

Наявність підвищеної тріщинуватості порід в фронтальній частині Долинської складки зумовила інтенсивну вертикальну міграцію і обумовила утворення в приповерхневих умовах незначних скупчень світлої нафти на невеликих глибинах у воротищенських відкладах.

5.2. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності Північнодолинського родовища

Поклади нафти Північнодолинського родовища пов'язані з менілітовими відкладами олігоцену, а нафти і газоконденсату - з відкладами вигодської і бистрицької світ еоцену. Основні запаси вуглеводнів пов'язані з еоценовими відкладами.

Відкрита пористість піщаних порід вигодських відкладів еоценового покладу, за даними В.К. Сельського, М.А. Николаєнка [113] змінюється таким чином, що зони з максимальними товщина мінімальною відкритою пористістю (менше 10%) і, навпаки, в сторону зменшення товщини піщаних відкладів, пористість зростає. Максимальні товщини вигодських відкладів спостерігаються в приосьовій частині структури із характерною низькою пористістю, однак із значною проникністю, яка в окремих випадках сягає 110мкм^2 (свердловина №104). Звичайно, що таку значну проникність відкладів в склепінній частині структури, при досить низькій відкритій пористості, можна пояснити лишею максимальним розвитком тріщинуватості в продуктивних горизонтах. Свердловини №№ 102, 101, 8, 99, 104, що розкрили дані відклади в склепінній частині структури вздовж місць поширення тектонічних порушень, є високопродуктивними (рис. 5.6). Початкові

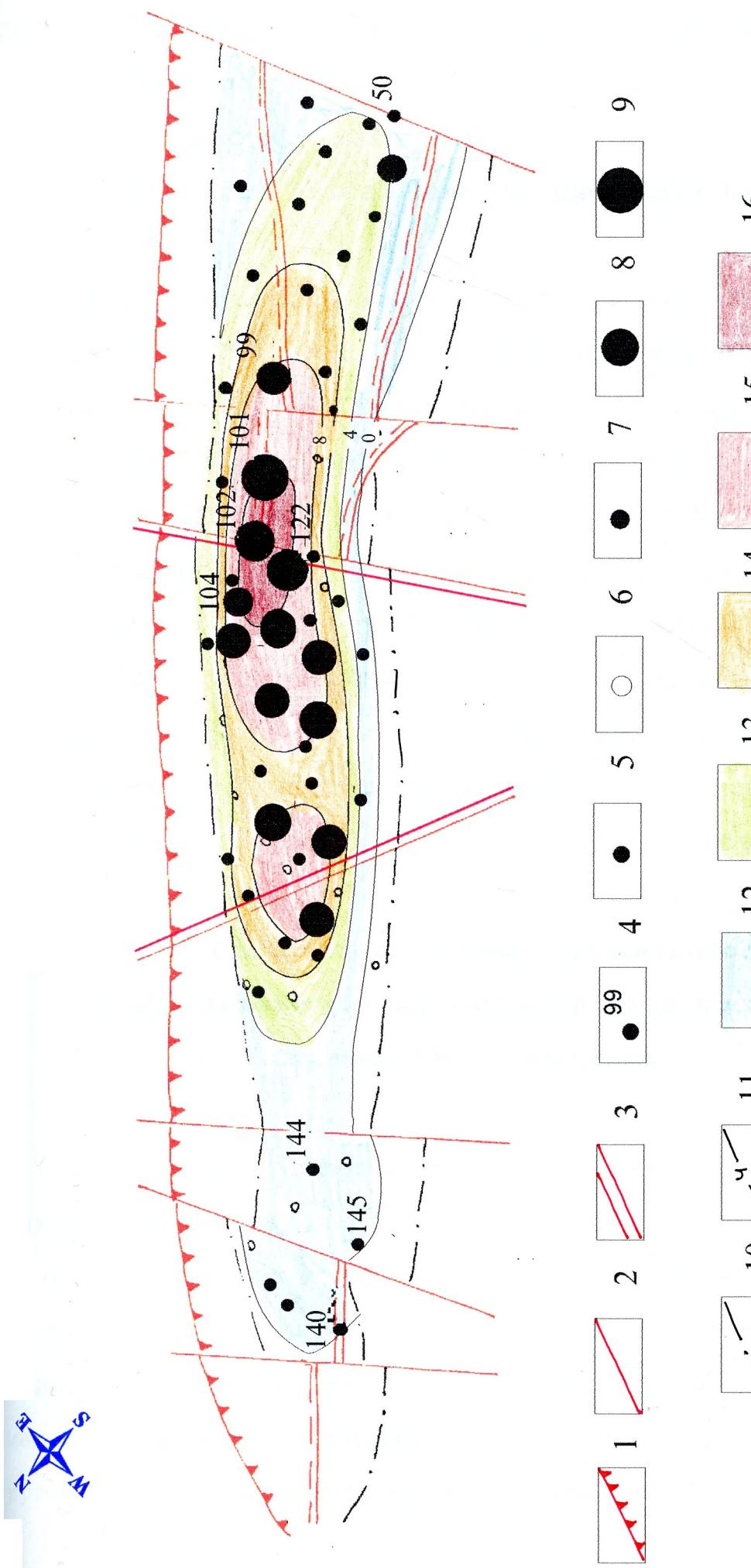


Рис.5.6- Карта-схема інтегрального видобутку нафти з еоценових відкладів Північнодолинського родовища (склав Манюк М.І. за даними НГВУ “Долинанафтогаз”, ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”)

1- лінія насуву; 2- тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973);
 3- проводящі тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973);
 4- номер свердловини; свердловини, в яких промисловий приплив нафти: 5- отримано; 6- не отримано; накопичений видобуток нафти:
 7- менше 10000т., 8- 10000-100000т., 9- 100000-200000т.; 10- зовнішній контур нафтогазоносності; 11- ізоляції пітомих відборів нафти, тис. т/га;
 пітомий відбір нафти: 12- від 0 до 4 тис.т/га; 13- від 4 до 8 тис.т/га; 14- від 8 до 12 тис.т/га; 15- від 12 до 16 тис.т/га; 16- від 16 і більше тис.т/га.

дебіти по них сягали 300 т/д (свердловина №104). Відповідно до змодельованої карти інтегрального видобутку нафти, максимальна концентрація запасів вуглеводнів пов'язана саме з цими ділянками покладу (рис. 5.6).

Необхідно відзначити особливість експлуатації свердловини №50, яка розміщена поблизу тектонічного порушення, яке згідно досліджень В.С. Лесюка [98] є провідним. Дана свердловина за три роки експлуатації при початковому дебіті 118 т/добу, повністю обводнилась (рис. 5.7). При цьому за один рік експлуатації (1966-1967) дебіт зменшився з 118 до 20 т/добу. Безперечно, така особливість роботи свердловини може бути пояснена розвитком тектонічної тріщинуватості, яка в свою чергу значно вплинула на характер роботи даної свердловини та її обводнення.

5.3. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності Струтинського родовища

Струтинське нафтогазове родовище розміщене в межах Верхньострутинської складки і є одним із найбільш крупних у районі. Нафтоносними на родовищі є вигодські, менілітові, поляницькі та воротищенські відклади. Основні видобувні запаси нафти пов'язані з менілітовими відкладами. Значно менші запаси вуглеводнів знаходяться у вигодській світі еоцену.

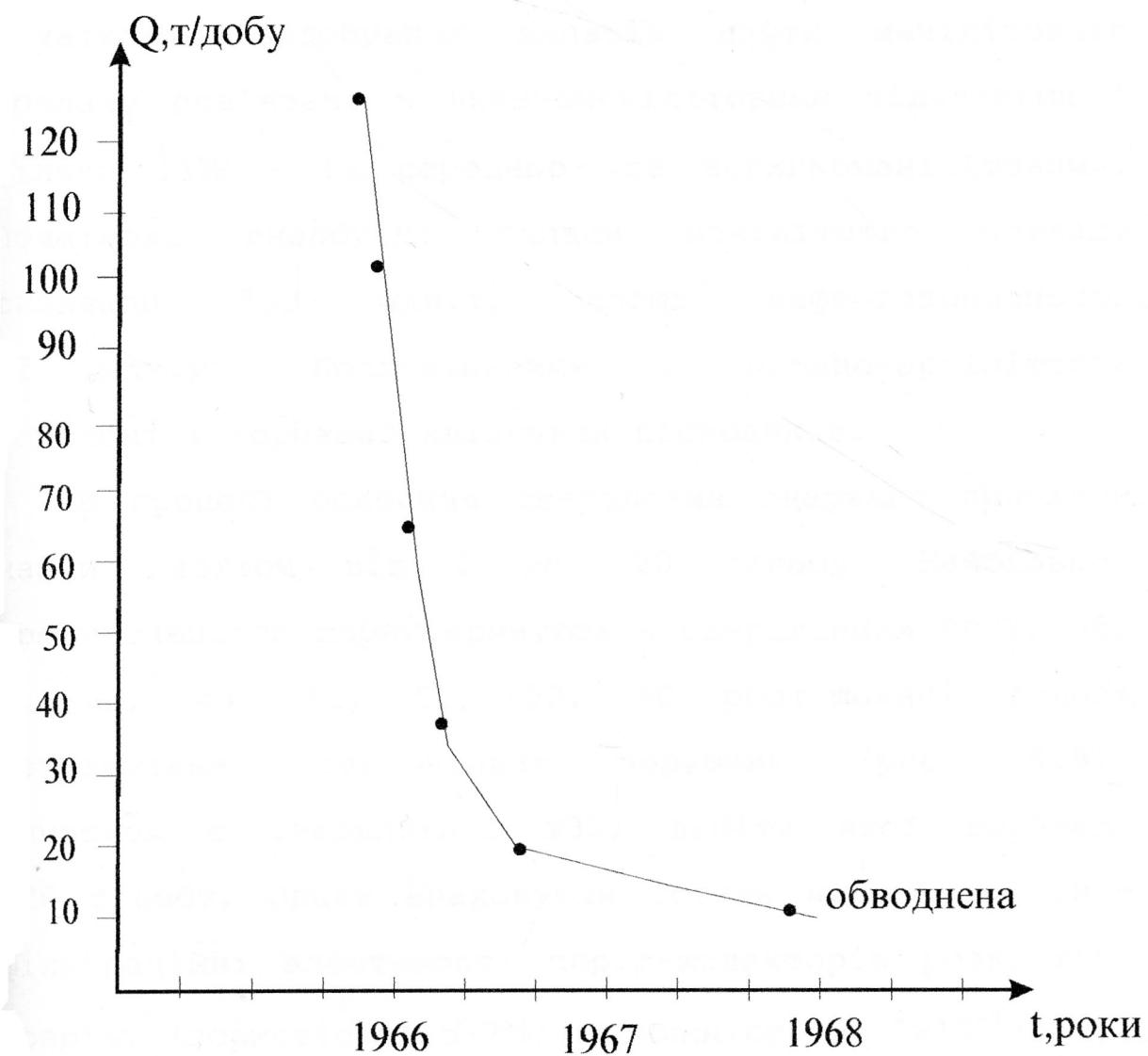


Рис. 5.7 - Характер видобутку нафти і обводнення свердловини №50 - Північна Долина

Продуктивні горизонти залігають на глибинах від 1630 до 2980 м.

Як уже відзначалось, менілітовий поклад є основним об'єктом розробки родовища, який забезпечує 85% поточного річного видобутку нафти. Близько 89% початкових видобувних запасів нафти менілітового покладу пов'язані з нижньоменілітовими відкладами і тільки 11% - із середньо- та верхньоменілітовими. Початкові видобувні запаси менілітового покладу складали 5,3 млн.т., площа нафтогазоносності 32 млн.м². Продуктивними є піщано-аргілітовий горизонт і горизонт клівських пісковиків.

В процесі освоєння свердловин одержано припливи нафти дебітом від 2 до 120 т/добу. Найбільшою продуктивністю характеризуються свердловини №№22, 95, 6, 63, 43, 41, 51, 52, 60 розташовані вздовж розташування тектонічних порушень (рис. 5.8). Винятком є свердловина №32, дебіти якої досягали 120 т/добу, однак враховуючи досить низькі ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів розкритого розрізу (пористість - 5-7%; проникність до 1×10^{-3} мкм²), можна вважати, що висока продуктивність свердловини зумовлена проявом тріщинуватості порід. Однак дане твердження потребує більш детальних досліджень. Сумарний видобуток нафти з окремо взятої свердловини перевищує 100 тис.т. В інших 34 свердловинах інтегральний видобуток нафти не перевищує 10-

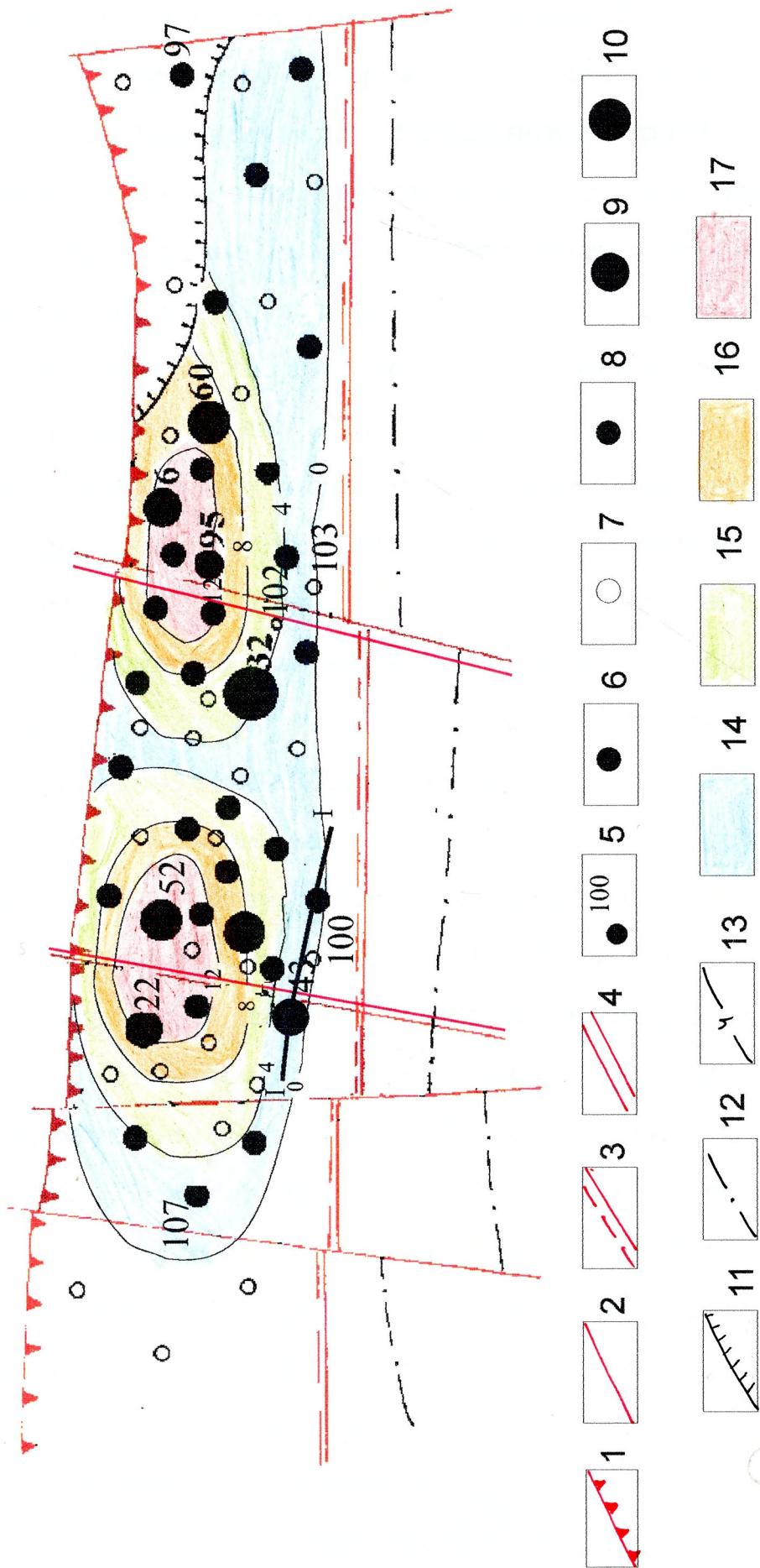


Рис.5.8- Карта-схема інтегрального видобутку нафти Струтинського родовища
(склав Манюк М.І. за даними НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта")

1 - лінія насуву; 2- поперечні тектонічні порушення ; 3-повздовжні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973);
5- номер свердловини; свердловини, в яких промисловий приплив нафти: 6- отримано; 7- не отримано; видобуток нафти:
8- 100000-40000т., 9- 50000-100000 тонн; 10- 100000-200000 тонн; 11- лінія виклинування ефективних нафтогазонасичених
товщин по нижньоменілітових відкладах (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 12- зовнішній контур нафтогазоносності;
13 - ізотомічний від борів нафти, тис. т/га; 14- від 0 до 4 тис.т/га; 15- від 4 до 8 тис. т/га; 16- від 8 до 12 тис.т/га; 17- від 12 і більше тис.т/га.

40 тис.т., а ще в 15 ледве перевищує 1 тис.т. (табл. додаток Д). Максимальні концентрації запасів нафти згідно побудованої карти інтегрального видобутку нафти приурочені до склепіння структури вздовж поширення поперечних тектонічних порушень (рис. 5.8 - 5.10). Безперечно висока продуктивність свердловин пов'язана з тріщинуватістю порід покладу.

Необхідно відзначити особливість роботи свердловини №97, яка полягає у тому, що у свердловині згідно промислово-геофізичних даних та лабораторних досліджень кернового матеріалу відсутній поровий колектор (табл. додаток Д). У процесі випробування дана свердловина характеризувалась дебітом, який досягав 2 т/добу, а інтегральний видобуток нафти склав 1,2 тис.т. Найбільш ймовірно, що це обумовлено наявністю тріщинуватості, вказавна свердловина розташована поблизу поширення тектонічного порушення.

Як уже відзначалось, в еоценовій товщі промислово нафтогазоносними є тільки відклади вигодської світи, які представлені масивними пісковиками, що перешаровуються з аргілітами, алевролітами і валняками. Колекторами нафти є пласти пісковиків, які максимально розвинені у склепінній частині складки. Згідно даних Долинського НГВУ, вигодський поклад розробляється трьома свердловинами №№ 40, 85, 107. Причому одна з цих свердловин №107 була високодебітною та експлуатувалась фонтануванням. В той час свердловини №40 та №85 відзначились низькими

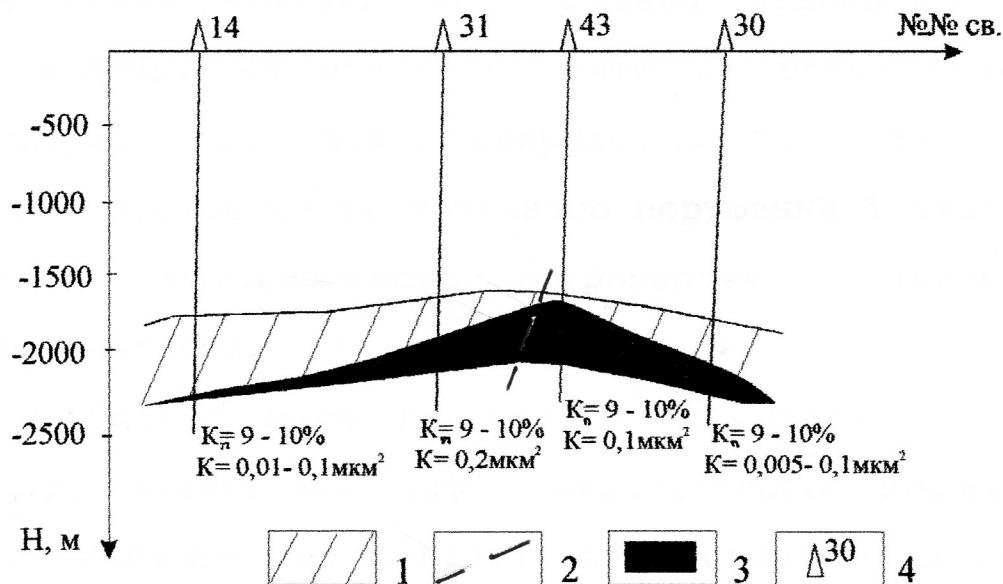


Рис. 5.9 - Характер зміни накопиченого видобутку нафти по профілю 1-1 Струтинського родовища

1- менілітові відклади; 2- тектонічні порушення; 3- ймовірна нафтонасиченість менілітових відкладів згідно тривалості і обєму нафтовидобутку у свердловинах; 4- номер свердловини.

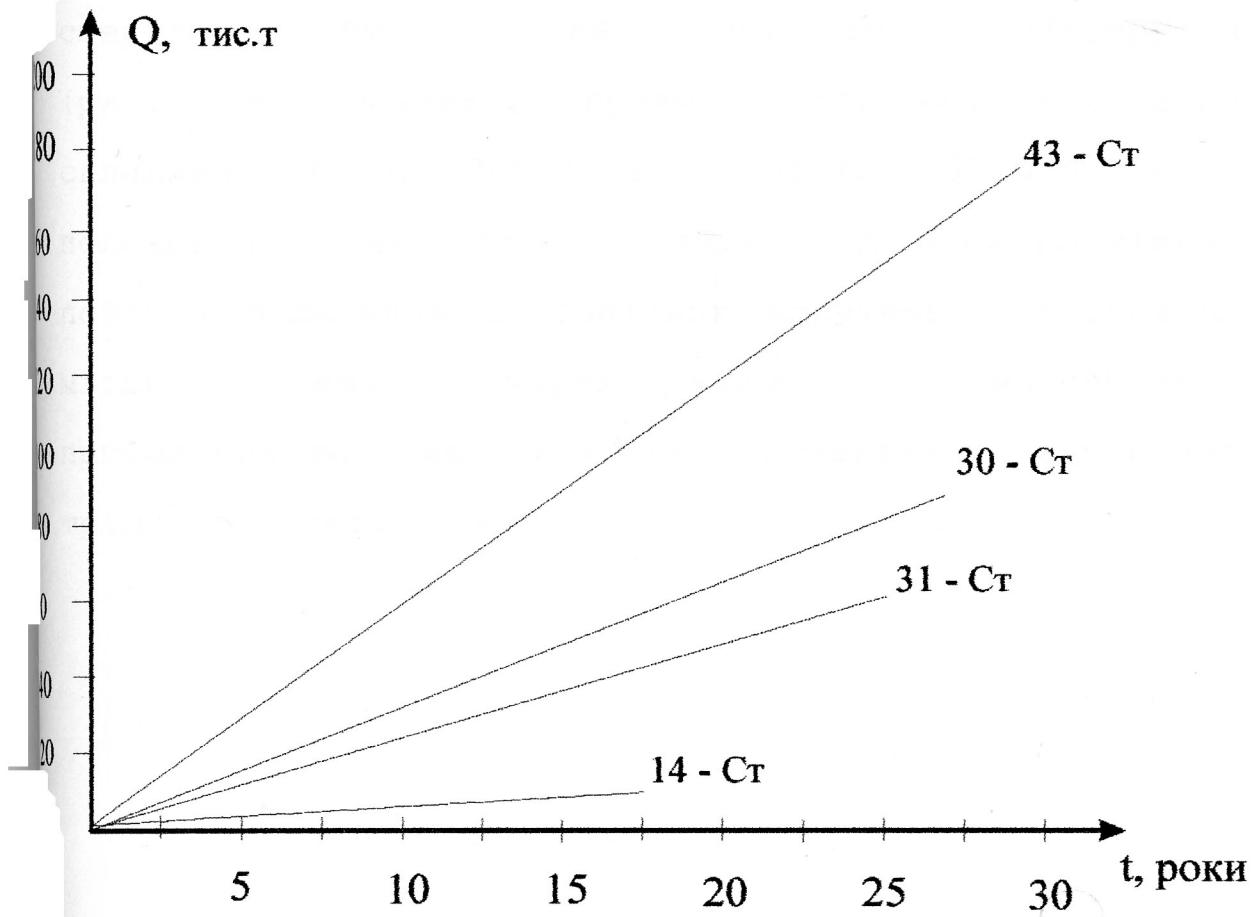


Рис. 5.10 - Характер накопиченого видобутку нафти окремими свердловинами Струтинського родовища в часі

початковими дебітами, які складали відповідно 1,4 і 2,9 т/добу. Як можна побачити із розташування на структурі (рис. 5.8), свердловина №107 знаходиться поблизу поширення тектонічного порушення і відповідно місця максимального розвитку тектонічної тріщинуватості.

Необхідно мати на увазі, що нафта еоценового покладу аналогічна нафті менілітового покладу. За своїм складом газ менілітового покладу близький до газу вигодського покладу [114]. Очевидно між ними існує гідродинамічний зв'язок через тектонічні порушення.

Слід відзначити і особливість роботи інжекційних свердловин №№ 86, 88, 100, 101, 103-Струтинь (рис. 5.8), початкова приймальність яких відповідно складала 769,5, 1268,7, 455, 764,7, 1377,5 тис.т. Із положення їх на структурі видно, що вони розміщені поблизу поширення тектонічних порушень і відповідно місць, які характеризуються максимальною приймальністю за рахунок розвитку тектонічної тріщинуватості.

5.4. Особливості впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтоносності

Спаського родовища

Спаське нафтове родовище знаходиться на ділянці простягання в автохтонних відкладах Krakowecько-Верховинського глибинного розлому. Воно приурочене до досить симетричної Спаської складки північно-західного простягання. Нафтовий поклад Спаської складки обмежений на північному заході та сході поперечними скидами. Водонафтovий контакт у різних блоках знаходиться на різних глибинах.

У межах Спаської складки продуктивними є тільки менілітові відклади. Весь розкритий розріз еоценових відкладів повністю обводнений.

Промислові скupчення нафти встановлені в піщано-аргілітовому та туфітовому горизонтах верхньоменілітової підсвіти.

У піщано-аргілітовому горизонті колекторами нафти є пласти пісковиків товщиною від 2 до 5 м, які розділені дещо більшої товщини шарами аргілітів з прошарками алевролітів. Із 46 зразків керну, які нами досліджувались, тільки у 6 зразках пористість складала понад 7%. Відповідно початкові дебіти свердловин низькі і рідко досягають 28 т/добу (св. №10). Аналіз розміщення найбільш продуктивних свердловин (№№ 10, 44, 4, 47, 1, 30-Сп) показав (рис. 5.11), що вони групуються в окремі поля вздовж

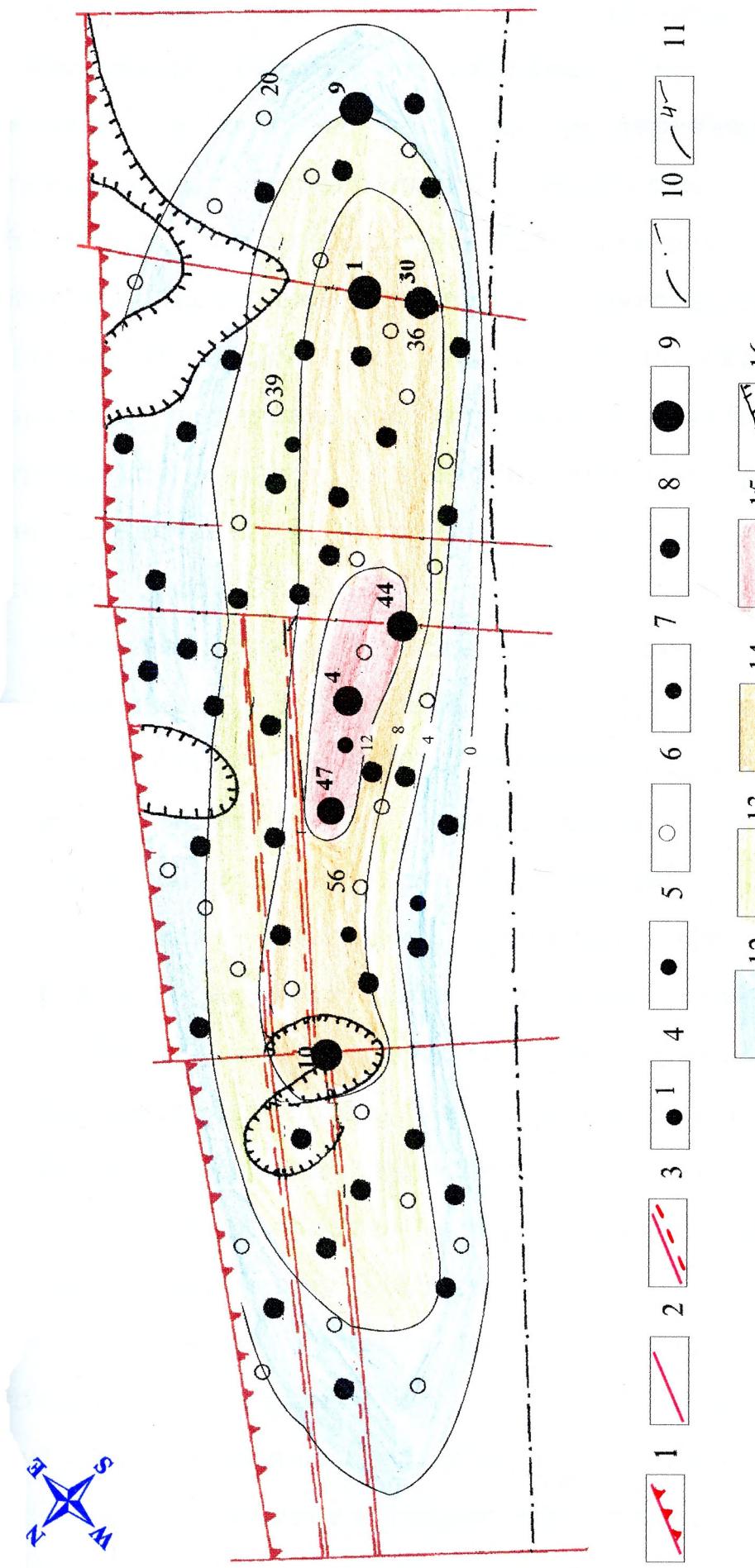


Рис.5.11- Карта-схема інтегрального видобутку нафти Спаського родовища
(склав Манюк М.І. за даними НГВУ "Долинанафтогаз", ЦНДЛ ВАТ "Укранафта")

1- лінія насуву; 2- поперечні тектонічні порушення (за даними НГВУ "Долинанафтогаз"); 3- повздовжні тектонічні порушення; 4- номер свердловини; свердловини, в яких промисловий приплив нафти: 5- отримано; 6- не отримано; 7- зовнішній контур нафтогазоносності; 8- менше 10000т.; 9- 10000-100000т.; 10- 100000-200000т.; 11- ізолінії питомих відборів нафти, тис. т/га; питомий відбір нафти: 12- від 0 до 4 тис. т/га; 13- від 4 до 8 тис. т/га; 14- від 8 до 12 тис. т/га; 15- більше 12 тис. т/га; 16- лінія викиннювання нафтонасичених товщин по верхньоменілітових відкладах (за даними НГВУ "Долинанафтогаз").

вон розвитку тектонічних порушень. Ці свердловини відповідно характеризуються значним інтегральним видобутком нафти, що складає понад 100 тис.т. у кожній, в той же час, як у переважній більшості свердловин, інтегральний видобуток не перевищує 50 тис.т. Так свердловина №10 знаходиться на перетині Поп'янецького скидо-зсуву з поздовжнім порушенням Спаського блоку (рис. 5.11). Вона характеризується значним інтегральним видобутком нафти та значною тривалістю роботи з відносно високою продуктивністю, не дивлячись на відсутність у ній нафтонасичених товщин (рис. 5.11).

Поточна приймальність в окремих нагнітальних свердловинах змінюється від 4,8 (св. №20) до 248,4 м³/добу (св. №56). Величина накопиченої закачки води назагал по свердловинах змінюється від 10,9 тис.м³ (св. №39) до 858,3 тис.м³ (св. №36).

Отримані промислові припливи нафти з туфітового горизонту, а також поглинання води у свердловинах №36 і №56 можна пояснити за рахунок розвитку тріщинуватості порід. Це підтверджується тим, що на Спаському родовищі при глушінні свердловин №№ 10, 30, 1, 44 спостерігалось інтенсивне поглинання глинистого розчину [115].

За своїм складом і фізичними властивостями піщано - аргілітовий горизонт пластичніший ніж туфітові відклади, відповідно тріщинуватість, яка обумовлена геотектонічними напругами, що перевищують

межу міцності породи, найбільш інтенсивно проявилається саме в туфітовому горизонті.

На підставі проведених досліджень можна стверджувати, що тріщинуватість продуктивних горизонтів в значній мірі впливає на початкові дебіти і приймальність окремих свердловин та на характер нафтоносності локальних структур Долинського нафтопромислового району.

ВИСНОВКИ

У дисертації теоретично узагальнено задачі актуальної наукової проблеми в області геології нафти і газу, пов'язані з впливом тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтогазоносності локальних структур і припливів флюїдів у свердловинах на прикладі родовищ Долинського нафтопромислового району.

На підставі теоретичних і експериментальних досліджень, узагальнення та аналізу численних геолого-геофізичних і літературних матеріалів, а також відповідних математичних розрахунків доведено можливість існування ефективних відкритих макротріщин з розкриттям до 100 мкм (макротріщин) на глибинах (2,5-3 км) залягання продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району, які є основними шляхами міграції флюїдів.

Проведеним детальним аналізом характеристик початкових параметрів продуктивностей свердловин і гідропровідності пластів, а також відповідних графічних побудов для еоценового та менілітового покладів Долинського та еоценового покладу Північнодолинського родовищ встановлено, що зони підвищеної тріщинуватості (флюїдопровідності) в межах окремих локальних структур родовищ району просторово пов'язані із зонами розвитку тектонічних порушень, що в ряді випадків зумовлює надзвичайно високу продуктивність свердловин.

Дослідженням особливостей впливу тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтогазоносності

локальних структур встановлено, що порово-тріщинний колектор зумовлює переважаючу концентрацію запасів вуглеводнів на ділянках, які безпосередньо прилягають до тектонічних порушень і особливо до їх взаємопересічень, а також згинів продуктивних горизонтів в склепінних частинах складок.

Практичне значення проведених робіт полягає в наступному:

- високі дебіти свердловин і відповідно значний інтегральний видобуток нафти є наслідком закономірного розподілу тріщинуватості порід-колекторів та поширенням порово-тріщинного колектора.

На цих особливостях базуються пропозиції щодо утримання від будівництва нагнітальних свердловин у зонах підвищеної тріщинуватості продуктивних горизонтів та буріння сітки видобувних свердловин на ділянках які зумовлюють переважаючу концентрацію запасів вуглеводнів і безпосередньо прилягають до тектонічних порушень їх взаємопересічень, а також згинів продуктивних горизонтів в скlepінних частинах складок.

Отримані результати в комплексі з аналізом заходів по підвищенню нафтovилучення, які проводились на родовищах в процесі їх розробки, слід покласти в основу проектів дорозробки на пізній стадії експлуатації.

перспективним напрямком ефективного доопошукування, дорозвідки та розробки нафтових родовищ як в Передкарпатті так і в інших нафтоносних регіонах слід вважати зони тріщинуватості локальних

структур як один з основних показників диференціації характеристик колекторських властивостей порід і відповідно їх нафтогазоносності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа.- Л.: Недра, 1974. - 200 с.
2. Рац. М.В., Чернышев С.И. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. - М.: Недра, 1970. - 164 с.
3. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. - М.: Недра, 1975. - 272 с.
4. Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, А.В. Антасян и др. - М.: Наука, 1989. - 200 с.
5. Л.Е. Кнеллер, О.Е. Рыскаль. Определение параметров трещиноватых коллекторов по результатам ГИС, испытаний, керну // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №8. - С. 34-39.
6. В.Я Петерсон. О выявлении и оценке трещиноватости пород по геолого-геофизическим данным // Вопросы геологии и нефтегазоносности Краснодарского края. - Л.: Недра, 1966. - С. 45-48.
7. Б.Й. Маєвський, І.Р. Окрепкий Перспективні зони глибинного нафтогазонагромадження в Передкарпатському прогині // Нафтува і газова промисловість. - 1997. - №1. - С. 7-10.
8. Маєвский Б.Й. Гелого-геохімічні фактори формування родовищ нафти в регіонах поширення кремниситих бітумінозних товщ: Автореф. дис. ... д-ра геол.-мін. наук: 04.00.17./ІГГК. - Львів. - 1994 - 48 с.

9. Бойко Г.Е., Аникеев С.Г. Структура Карпатского поднадвига / по данным решения обратной гравиметрической задачи // Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон. - М.: Наука, 1990. - С. 35-41.
10. Бойко Г.Е. Тектоногенез и нефтегазоносность осадочных бассейнов. - К.: Наук. думка, 1989. - 204 с.
11. Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазоносности по генетическим показателям. - К.: Наук. думка, 1982. - 252 с.
12. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины / Порфириев В.Б., Клочко В.П., Краюшкин В.А., Ладыженский Г.Н., Созвинский В.И., Соллогуб В.Б., Чекунов А.В. - К.: Наук. думка, 1977. - 152 с.
13. Бойко Г.Ю. Теоретични аспекти нафтової геології (сучасний стан і шляхи дослідження) // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1992. - №1. - С. 4-12.
14. Смехов Е.М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. - Л.: Гостоптехиздат, 1961. - 146 с.
15. Ромм Е.С. фільтрационныэ свойства трещиноватых горных пород. - М.: Недра, 1966. - 283 с.
16. Веселов К.Е., Долицкая Т.В., Елистратова Е.К. Трещинно-блоковая структура земной коры и нефтегазоносность // Геология нефти и газа. - 1991. - №10. - С. 2-5.

17. Денк С.О. Карбонатные трещинные коллекторы в Пермском Приуралье // Геология нефти и газа. - 1986. - №8. - С. 18-26.
18. Лебединец Н.П. Влияние снижение давления в карбонатных коллекторах на продуктивность // Геология нефти и газа. - 1991. - №2. - С. 32-38.
19. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. - М.: Недра, 1980. - 288 с.
20. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа // Под. Ред. А.А. Бакирова. Учебник для вузов. - М.: Высшая школа, 1987. - 232 с.
21. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. - М.: Недра, 1986. - 607 с.
22. Абухатрем Дерхем Мансур. Прогнозирование и локализация зон нефтегазонакопления в молласовых прогибах с блоковым строением основания (на примере Куро-Йоркийского междуречья): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал наук: 04.00.17 / Бак. гос. ун-т. - Баку, 1995. - 18 с.
23. М.Э.Гримберг, Д.Ю. Папава, М.И. Шенгелия. Морфология среднеэоценового коллектора и особенности разработки месторождения Самгори // Геология нефти и газа. - 1991. - №3. - С. 20-26.
24. Olszewski S. Przyczynek do teoryi pochodzenia i wystepowania nafty w Galicyi // Kosmos. - 1881. - Vol.6. - Р. 522-530.

25. Windakiewicz E. Das Erdöl und Erdwachs in Galizien. - Berg. - Huttenvesen. - 1875. - Jahrb. 23. - 45 s.
26. Angerman Cl. Das Naphtavorkommen von Boryslaw in seinen Beziehungen zum geologisch-tektonischen Bf u des Gedletes. - Wien, 1904. - S. 765-776.
27. Hempel J. Zarys budowy Borysławskiego zaglebia naftowego // Kosmos. - 1925. - №50. - S. 940-966.
28. Bogdanowicz K., Jaskolski S. Przyczynek do znajomosci piaskowca borysławskiego // Rocznik Pol. tow. geol. - 1928. - Vol. 5. - S. 205-303.
29. Pfaff A. Die Lagerstätten im Erdölbecken von Boryslaw. Wien - Berlin, Verlag Fachliteratur, 1926. - 67 s.
29. Wyszynski O.V. Analizy krywych produkcji piaskowca borysławskiego, Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1935. - 59 s.
30. Wyszynski O.V. Nowy aparat polowy do oznaczania porowatosci efektywnej piaskowcjiw ropnych i gazowych, Warszawa-Boryslaw-Lwow. - 1934. - 62 s.
31. Tolwinski K. Kopalnie nafty i gazow ziemnych w Polsce. // Karpacki inst. Geol. biul.- Warszawa, 1934. - 382 s.
32. Tolwinski K. Kopalnie nafty i gazow ziemnych w Polsce. T.2. Karpacki inst. Geol.- Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1929. - 256 s.
33. Вялов О.С. Палеогеновой флиш северного склона Карпат. - К.: Изд-во АН УССР, 1961 - 136 с.

34. Вялов О.С., Буров В.С., Глушко В.В., Доленко Г.Н. О тектонической карте Советских Карпат и прилегающих областей // Вопросы геологии Карпат. - Львов, 1967 - с. 3-12.
35. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов.- М.: Недра, 1968. - 264 с.
36. Доленко Г.Н. Долина // Проблема промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР.- К.: Изд. АН УССР, 1955. - С. 51-63.
37. Доленко Г.Н., Витрик С.П. Условия нефтегазоносности и направление геологоразведочных работ в Долинском нефтепромысловом районе // Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины. - К.: 1959. - С. 123-131.
38. Доленко Г.Н. Геологическое строение и условия формирования нефтяных залежей Долинского нефтепромыслового района. - К.: Изд-во АН УССР, 1957. - 139 с.
39. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. - К.: Изд. АН УССР, 1962. - 362 с.
40. Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів / Доленко Г.Н., Ярош Б.І., Хоменко В.І., Улізло Б.М. - К.: Наук. думка, 1969. - 202 с.
41. Разломная тектоника Предкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа./ Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Кильян И.В. и др. - К.: Наук. думка, 1976. - 126 с.

42. Кухтин И.Н. Некоторые вопросы формирования нефтяных и газовых скоплений в Советской части Восточных Карпат Предкарпатья: Автореферат дис. ... д-ра геол.-мин. наук 040017/ Львов. Политех ин-т., Львов., 1959. - 25 с.
43. Ладыженский Н.Р. Геология и газонефтеносность Советского Предкарпатья. - К.: Изд.-во, АН УССР, 1955. - 383 с.
44. Линецкий В.Ф. О характере трещиноватости пород флиша краевой зоны Советских Карпат // Геологический сборник Львовского геологического об-ва. - 1961. - №7-8. - С. 45-52.
45. Гурьба П.К. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Северо-Долинского месторождения // Нефтегазовая геология и геофизика. - 1967. - №1. - С. 33-37.
46. Гурьба П.К. Трещиноватость нефtesодержащей менилитовой толщи на Долинском месторождении // Геология нефти и газа. - 1957. - № 3. - С. 57-60.
47. Гурьба П.К. Роль трещин на Бориславском месторождении нефти // Геология нефти и газа. - 1959. - № 2. - С. 52-57.
48. Гурьба П.К. Трещиноватость нефtesодержащей менилитовой толщи на Долинском месторождении // Геология нефти. - 1957. - №4. - С. 14-21.
49. Гурьба П.К. Коллекторы нефти палеогеновых отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба:

Дисс. . . . канд. геол.-мин. Наук: 04.00.17 Борислав,
1961 - 205 с.

50. Гурьба П.К. Класификация коллекторов палеогеновых отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба // Нефтяная и газовая промышленность. - 1964. - №1. - С. 14-22.

51. Копистянский Р.С. Тріщинуваті породи Карпат та їх колекторські властивості. // Геол. журнал. - 1960. - №20. - Вип.3. - С. 27-34.

52. Копыстянский Р.С. О методике определения и интерпретации коэффициентов трещиноватости пород и проницаемости трещин нефтяной геологии // Унификация методов определения коллекторских свойств горных пород. - М.: Недра, 1966. - С. 82-90.

53. Копыстянский Р.С. О характере раскрытия трещиноватости горных пород на глубине // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. - К.: Наук. Думка, 1971. - С. 149-164.

54. Мончак Л.С., Писоцкий И.Н. Новые данные о коллекторских свойствах пород месторождения Долины // НН и ГТ сер. геология. - 1961. - №5. - С. 37-40.

55. Мончак Л.С., Лещий Н.П., Писоцкий И.Н. Лабораторные исследования коэффициента нефтеотдачи при вытеснении нефти водой из песчаников Долинского месторождения // Нефтяная и газовая промышленность. - 1962. - №4. - С. 35-38.

56. Мончак Л.С., Лещий Н.П. Взаимосвязь между отдельными физическими параметрами пород Долинского

месторождения // НН и ГТ нефтепромысловое дело. - 1962. - №12. - С. 32-36.

57. Мончак Л.С. Колекторські властивості олігоценових та еоценових відкладів Долинського нафтопромислового району: 04.00.17. - Дис. ... канд геол.-мінерал. наук. - Львів, 1965. - 202 с.

58. Колодий В.В., Солодков В.К. О геохимических особенностях нефтей Предкарпатского прогиба // Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1988. - №71. - С. 21-28.

59. Маєвський Б.Й., Манюк М.І., Ляху М.В. Вплив зон геодинамічного розвитку Карпат на ємнісно-фільтраційні властивості продуктивних товщ // Тези наук.-техн. конференції професорсько-викладацького складу університету. - Івано-Франківськ ІФДТУНГ, 1998. - С. 126.

60. Маєвський Б.Й. Ляху М.В., Манюк М.І. Вплив зон розвитку геодинамічних напруг на концентрацію запасів та особливості розробки газонафтових покладів Передкарпаття // Збірник наукових праць. матеріалів 5 міжнародної конференції «Нафта і газ України-98», Полтава: УНГА. - 1998. - Т.1 - С. 330-331.

61. Манюк М.І., Маєвський Б.Й. Дослідження тріщинуватості порід продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району // Збірник наукових праць. матеріалів 6 міжнародної конференції «Нафта і газ України-98». - Івано-Франківськ: УНГА. - 2000. - Т.1 - С. 243-244.

62. Манюк М.І., Маєвський Б.Й. Аналіз індикаторних ліній експлуатаційних свердловин менілітового покладу Долинського нафтового родовища // Тези наук.-техн. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. - С. 143.
63. Манюк М.І., Маєвський Б.Й. Дослідження залежності між характером видобутку нафти i тектонічною тріщинуватістю продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтогазопромислового району // Тези наук.-техн. конференції професорсько-викладацького складу університету. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. - С. 152.
64. Б.Й. Маєвський, М.І.Манюк, О.П.Гайванюк. Вплив тектонічної тріщинуватості на характер продуктивності свердловин Спаського нафтового родовища // Тези наук.-техн. Конференції професорсько-викладацького складу університету. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. - С. 153.
65. Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.І.Манюк. Тектонічна тріщинуватість та продуктивність нафтоносних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району // Геологія i геохімія горючих копалин. - 2000. - №2-3. - С. 41-49.
66. Бортницкая В.М., Кутовая Д.В., Алешкина Э.С. Характеристика коллекториющих пород нефтяных месторождений Предкарпатья // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат. Тр. УкрНИГРИ.-Л.: Гостоптехиздат, 1963. - Вип. З. - С. 255-268.

67. Бортницкая В.М. Коллекторские свойства пород Долинского нефтяного месторождения // Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. - Тр. УкрНИГРИ. - 1963. - Вип. 3. - С. 369-374.
68. Бортницкая В.М., Кутовая Д.В. Изучение трещиноватости коллекторов палеогена нефтяных месторождений Предкарпатского прогиба // Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины. ТР. УкрНИГРИ. - 1963. - Вип. 4. - С. 167-170.
69. Сафаров И.П., Столляр Л.Н., Окунев В.И. некоторые данные о физических параметрах коллекторов нефти северо-западной части Внутренней зоны Предкарпатья (месторождение Борислав и прелегающие к нему площади) // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат. Тр. УкрНИГРИ. - 1968. - Вип. 4. - С. 269-282.
70. Шишигин С.И. О трещинных коллекторах нефти и газа // Науч. зап. Львов политехн. ин-та. сер. геол.-развед. - 1956. - №1. - С. 145-155.
71. Шишигин С.И. О характере изменения пористости песчано-алевритовых пород Скибовых Карпат. - Изв. Вузов. - 1959. - №2. - 23 с.
72. Шишигин С.И. Об изучении трещинных коллекторов нефти и газа // Тр. всесоюз.совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа, Л.: Львов. Ун-т. - 1961. - С. 248-251.
73. Кухтин И.Н. Некоторые вопросы формирования нефтяных и газовых скоплений в Советской части

Восточных Карпат Предкарпатья: Автореферат дисс. ...
д-ра геол.-мин. наук 04.00.17 / Политтех. - Львов,
1959. - 25 с.

74. Кухтин И.Н. О тектонических разрывах в
Предкарпатском прогибе // Науч. записки ЛПИ, серия
геолразведочная. - 1959. - №2, вып. 53. - С. 43-51.

75. Гунька Н.Н. Тектоника и перспективы
нефтегазоносности Северо-Долинского месторождения //
Нефтегазовая геология и геофизика. - 1967. - №1. -
С. 33-38.

76. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А.
Нефтегазоносные провинции и области зарубежных
стран. - М.: Недра, 1971. - 541 с.

77. Хайн В.Е. Геотектонические основы поисков нефти.-
Баку, Азнефтеиздат, 1954. - 692 с.

78. Хайн В.Е., Соколов В.А. Рифтогенез и
нефтегазоносность: основные проблемы // Геологический
журнал, 1991. - №5. - С. 3-11.

79. Геологические формации нефтегазоносных
провинций Украины / Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т.,
Галабуда Н.И. и др. - Киев: Наук. думка, 1984.-232 с.

80. Кузьмик Л.М. Палинспастические реконструкции
центральной части Бориславско-Покутской зоны
Предкарпатского прогиба и прогнозирование
нефтегазоносности локальных структур: Автореф. Дис...
канд. геол.-мин. наук: 04.00.17 / ІФІНГ. - Ів.-Фр.,
1983. - 22 с.

81. Бодлак П.М. Геодинамічні умови формування Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 1999. - Вип. 36. - С. 297-302.
82. Тектономагматический эволюция Карпат / З.М. Ляшкевич, А.П. Медведев, Ю.З. Крупский и др. - К.: Наук. думка, 1995. - 132 с.
83. Ступка О.С. Геодинамічна природа неогенового вулканізму Карпато-Панонського регіону // Геологія і геохімія горючих копалин, 1998. - №3 (104). - С. 44-52.
84. Схема геодинамічного розвитку Альпійсько-Карпатсько-Балканського сегменту і проблема нафтогазоносності та металогенії / Маєвський Б.Й., Мончак Л.С., Рудько Г.І., Мончак Ю.Л. // Матеріали наук.-практ. конф. ("Нафта і газ України-96"). - Харків, 1996. - Т.1. - С. 199-202.
85. Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники. - М.: Гостоптехиздат, 1962 - 608 с.
86. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. - М.: Недра, 1975. - 536 с.
87. Трубенко О.М. Типи тектонічних тріщин в гірських породах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 1998. - Вип. 35. - С. 74-77.
88. Орлов О.О., Трубенко О.М., Омельченко В.Г. Тріщинуватість гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка

- нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ:
ІФНТУНГ. - 1996. - Вип. 33. - С. 49-57.
89. А.В. Королев, Н.А. Шехтман Послемагматические
рудные тела и методы их геологического анализа. - М.:
Гостоптехиздат, 1954. - 111 с.
90. Т.В. Дорофеева. Тектоническая трещиноватость
горных пород и условия формирования трещинных
коллекторов нефти и газа. - Л.: Недра, 1986. - 224 с.
91. Б.І. Малюк, В.П. Клочко. Про умови формування
розущільнених зон у корінних породах фундаменту
північного борту Дніпрово-Донецької западини //
Геологія і геохімія горючих копалин. - 1996. - №1-2
(94-95). - С. 15-25.
92. Sibson R.H., Robert F.. Poulsen K.H. High angle
reverse faults. Fluid pressure cycling and
mesothermal gold quartz deposits // Geology. -
1988. - V.16, №6. - P. 551-555.
93. Гунька Н.Н. Влияние геологических факторов на
нефтеотдачу гидродинамически связанных залежей (по
материалам драгразведки Долинского нефтепромыслового
района Предкарпатья) // Дисс. ... канд. геол.-
минерал. наук. - Ивано-Франковск. - 1975. - 167 с.
94. В.С. Лесюк. Геологические факторы, влияющие на
нефтеотдачу пластов (на примере нефтяных залежей
Долинского нефтепромышленного района): Автореф.
дис...канд.геол-минерал наук: 04.00.17 / ІФІНГ. -
Івано-Франковск, 1973. - 22 с.

95. Фіалко О.Й., Балуч М.І., Тютюнник Д.Д.,
Олексюк В.І. Прогнозна оцінка залежності розкриття
тріщин від глибини залягання щільних порід на основі
експериментальних досліджень фільтрації // Нафтова і
газова промисловість. - 1997. - № 4. - С. 16.
96. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических
свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра,
1970. - 239 с.
97. Котяков Ф.И. Физика нефтяных и газовых
коллекторов. - М.: Недра, 1977. - 287 с.
98. Лаверсон А. Геология нефти и газа: Пер.
с англ. - М.: Мир, 1970. - С. 640.
99. Баранова Т.А., Бортницкая В.М. Колекторы
Завадовского месторождения // Нефтяная и газовая
промышленность, 1987. - №1. - С. 15-24.
100. Gibson H.C. Oil production in southeastern
Iran // Word Oil. - 1948. - Vol. 128. - №1-2. -
Р. 24-28.
101. Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в
нефтегазоносных областях Украины.- Львов: Вища школа,
1980. - 180 с.
102. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Освоєння та
дослідження свердловин: Навчальний посібник. - Львів,
1994. - 439 с.
103. Бойко В.С. Підземна гідромеханіка: Навчальний
посібник. - К.: ІСДО, 1996. - 607 с.
104. Котяков Ф.И. Методы оценки трещиноватости горных
пород // Труды всесоюзного совещания по трещинным

- коллекторам нефти и газа /л.: 23-27 мая 1960 г./. -
Л.: Гостоптехиздат, 1961. - С. 23-32.
105. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1981. - 238 с.
106. Донцов К.М. Об искривлении индикаторных линий, снятых на глубоких скважинах трещинного коллектора // Нефть и газ. - 1965. - №4. - С. 41-44.
107. Донцов К.М., Боярчук В.Т. К вопросу обработки индикаторных линий скважин трещинного коллектора // Нефтяное хозяйство. - 1968. - №6. - С. 38-42.
108. Опыт разработки гидрогеологически закрытых месторождений / А.П. Канюга, Н.Р. Ковальчук, И.Н. Петраш, В.Я. Синицын, В.П. Шпак - М.: Недра, 1971. - 176 с.
109. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / УНГА. - Львів, 1998. - Т.5: Західноукраїнський нафтогазоносний регіон. - 705 с.
110. Тектоника нефтегазоносных областей юго-запада СССР (объяснительная записка к тектонической карте нефтегазоносных областей юго-запада СССР с использованием материалов космических съемок масштаба 1:500000) / Р.Г. Гарецкий, В.В. Глушко, Н.А. Крылов и др. - М.: Наука, 1988. - 85 с.
111. Лещинский А.А., Синицын В.Я, Чекалюк Э.Б. Состояние и перспективы разработки Долинского нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. - 1963. - №10. - С. 21-25.

112. Особливості взаємозв'язку між тектонічною тріщинуватістю продуктивних горизонтів і характером питомих відборів нафти в межах Бориславського нафтогазопромислового району / Маєвський Б.Й., Бойко Г.Ю., Ляху М.В., Манюк М.І. // Розвідка і розробка наftових і газових родовищ. - 1998. - Вип. 35 (Т.1). - С. 127-134.
113. Сельський В.К., Николаенко Н.А. Физико-литологическая характеристика выгодских и попельских отложений в пределах Северо-Долинского нефтегазового месторождения // Нефтяная и газовая промышленность. - 1969. - №3. - С. 9-12.
114. Геологическое строение и нефтегазоносность Струтинського месторождения / Н.Н. Гунька, Л.А. Дмитрук, Б.Й. Маєвський, В.Г. Сковронський // Нефтяная и газовая промышленность. - 1970. - №6. - С. 5-8.
115. Акульшин О.О. фізичні та технологічні основи підвищення видобутку нафти з використанням іонізуючих опромінень і водонаброякаючих полімерів в умовах неоднорідності пластів: Дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.06. - Ів.-Фр., 1999. - 303 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

Результати обробки керну із свердловин Долинського нафтового родовища									
Глибина відбора керну, м	Верх	Низ	Біт	Бітотрінга	Карбонатна-ка	$\text{O}_2, \text{cm}^3/\text{m}^3$	$\text{H}_2\text{S}, \text{m}^3/\text{m}^3$	Біткрапта	Absolut на проникність, мкм^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1619	1625	ml 3	Аргіліт	2,34	17,6	11	25	0,8
1	1659	1664	ml 3	Пісковик	2,62	1,9	63	30	4,5
1	1695	1703	ml 3	Аргіліт	2,35	7			3,1
1	1742	1748	ml 2	Пісковик	2,24	14,2	39	9	2,9
1	1748	1756	ml 2	Аргіліт	2,45	7,2			0,7
9	1247,5	1249,5	ml	Аргіліт	2,3645	5,24	9,58	89,43	<3,0
9	1318,4	1321,3	ml	Аргіліт	2,2901	7,4	немас	33,48	<3,0
11	2117	2120	ml 2	Аргіліт	2,44	2,4	27	32	<3
11	2123	2127	ml 2	Аргіліт	2,31	7,4	25	57	0
11	2132	2135	ml 2	Пісковик	2,53	13,6	9	12	5,7
11	2135	2139	ml 2	Пісковик	2,57	6,4	16	26	6,1
11	2139	2142	ml 2	Аргіліт	2,04	5,6	27	30	<3
11	2147	2150	ml 2	Пісковик	2,3	4,4	43	46	9,9
11	2161	2165	ml 2	Аргіліт	2,43	11	3,7	18	<3
14	2133	2137	ml 2	Пісковик	2,6	2	14	74	20,6
18	2286	2290	ml 1	Пісковик	2,44	4,6	33	67	0
18	2286	2290	ml 1	Алевроліт	2,42	6,9	34	27	1,6
18	2305	2308	ml 1	Алевроліт	2,48	3,5	4	61	<1
27	1867	1869	ml 1	Алевроліт	2,83	1,2	15	63	77,3
27	1867	1869	ml 1	Аргіліт	2,71	3			<1
27	1885	1888	ml 1	Алевроліт	2,42	3,5		14,9	<1
27	1903	1905	ml 1	Аргіліт	2,52	1,1	65	24	0
27	1903	1905	ml 1	Пісковик	2,42	7,9	29	6	3,5
27	1909	1912	ml 1	Алевроліт	2,44	2,1	34	35	0
27	1909	1912	ml 1	Пісковик	2,29	12,9	34	2	3,6
27	1928	1932	ml 1	Пісковик	2,61	2	66	7	2,3
27	1934	1937	ml 1	Аргіліт	2,12	2,4	31	39	3,6

ПРОДОВЖЕННЯ ДОДАТКУ А

Глибина відбора рекору, м	Верх	Низ	ПРОДОВЖЕННЯ ДОДАТКУ А									
			Biirknictv nojnctiCtva	06. EMHA fycinna, r/Cm ³								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
27	1958	1961	ml 1	Пісковик	2,29	13,3	25	15	0	2	наявні тріщини	
27	1958	1961	ml 1	Алевроліт	1,97	2,5	52	46	0,6	<1		
27	1958	1961	ml 1	Пісковик	2,68	3,5	32	67	4,6	<1		
27	1986	1990	ml 1	Пісковик	2,62	2,5	60	34	10,1	<1		
27	2007	2013	ml 1	Пісковик	2,33	11,7	35	38	0	2		
27	2007	2013	ml 1	Пісковик	2,35	11,3	37	46		0,9		
27	2007	2013	ml 1	Пісковик	2,28	14,6	23	4	0	<1		
27	2021	2027	ml 1	Пісковик	2,24	15,8	33	3	0	2,5	наявні тріщини	
27	2021	2027	ml 1	Пісковик	2,53	1,6	40	56	0	<1		
27	2027	2031	ml 1	Пісковик	2,27	14,3	20	29	0	1,2		
27	2027	2031	ml 1	Пісковик	2,52	4,1		0		<1		
27	2031	2035	ml 1	Пісковик	2,35	11,3	17	22	0	5		
28	2097	2099	ml 1	Пісковик	2,53	2,1	84	15	2,7	<1		
28	2107	2111	ml 1	Алевроліт	2,37	1,5	53	46	3,5	<1		
28	2162	2165	ml 1	Пісковик	2,39	5,5	0	0	0			
28	2265	2268	ml 1	Пісковик	2,51	5,5		0				
28	2265	2268	ml 1	Пісковик	2,55	3,4	12	84	11,7	<1		
28	2279	2283	ml 1	Алевроліт	2,57	2,7	41	37	9,2	<1		
28	2279	2283	ml 1	Алевроліт	2,49	6,7	33	28	8,2	<1		
40	2052	2055	ml 1	Алевроліт	2,61	2,2		0				
40	2077	2080	ml 1	Пісковик	2,5	2		2,4	<0,1			
40	2077	2080	ml 1	Пісковик	2,41	6,6	16	25	7,2	<1		
40	2077	2080	ml 1	Агріліт	2,5	1,9		3	<1			
40	2102	2108	ml 1	Агріліт	2,09	9,9		8,3				
40	2102	2108	ml 1	Агріліт				0,2				
40	2108	2113	ml 1	Агріліт	1,8	12,7		3,3				
40	2108	2113	ml 1	Агріліт	2,41	6,6		0				
40	2108	2113	ml 1	Агріліт	1,94	6,7		11,7	<1			
40	2108	2113	ml 1	Агріліт	2,52	1,9	70	29	14,4	<1		
40	2113	2118	ml 1	Агріліт	2,41	10,2						
40	2113	2118	ml 1	Пісковик	2,49	7,6	20	16		0,68		

Продовження додатку А

Глибина відбора керну, м		Верх Низ		0,6 · EMA IVCITHA, N/Cm ³	10 ³ · EMA KAPAKTEPNCITR-ka	BiTRKPNta Haptotachancne-	HICtP a % BiT Hafthotachancne-	HICtP a % BiT Biotouchancne-	HICtP a % BiT Og, EmY mOp	HICtP a % BiT Og, EmY mOp	KapGohann a nepepaxky ha CaCO ₃	Абсолют на- проник- ність, мкм ²	Призначення
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
118	2647	2654	vg	Пісковик	2,35	12,6	31	15	0,8				
118	2647	2654	vg	Алевроліт	2,31	13,4	28	3	0,6	3,3			
505	2323	2328	vg	Пісковик	2,43	9,2	30	42	5	1,85			
505	2334,2	2336,9	vg	Пісковик	2,59	3,4			14	<1			
505	2341	2344	vg	Пісковик	2,66	1,6	20	0	36,7	<1			
505	2341	2344	vg	Пісковик	2,59	4,8			35,2				
505	2344	2346	vg	Пісковик	2,65	1			32,6	<1			
505	2344	2346	vg	Пісковик	2,65	2,2			34,1	<1			
505	2344	2346	vg	Пісковик	2,65	2,5			34,4	<1			
505	2351	2354	vg	Пісковик	2,49	6	35	3	5,5	<1			
505	2354	2357	vg	Пісковик	2,66	2,4			30,8	<1			
505	2396	2399	vg	Пісковик	2,64	1,7			53,6	<1			
505	2396	2399	vg	Пісковик	2,4	10,1	15	0	0,6	<1			
505	2409	2417	vg	Пісковик	2,44	7,3			1,5	<1			
522	2600	2605	vg	Пісковик	2,29	13,9	23	3	4,6	4,45			
522	2600	2605	vg	Пісковик	2,35	12,1	17	0	4,1	3			
522	2600	2605	vg	Пісковик	2,26	14,4	17	6	4,5	8			
522	2600	2605	vg	Пісковик	2,39	10,7	24	2	4	4			
522	2600	2605	vg	Пісковик	2,29	10,3	20	4	3,8	9			
522	2625	2630	vg	Пісковик	2,33	13,4	24	17	1,2	0,2			
522	2625	2630	vg	Пісковик	2,4	10,3	20	7	5,2	4			
522	2625	2630	vg	Пісковик	2,4	10,5	16	0	7,1	1			
522	2625	2630	vg	Пісковик	2,37	11,6	18	0	1,4	1			
522	2638	2640	vg	Пісковик	2,42	9,4	25	8	2,7				
522	2638	2640	vg	Пісковик	2,34	11,8	22	6	1,6	0,5			

Результати обробки керну із свердловин Північно-Долинського нафтогазоконденсатного родовища

Продовження додатку Б

Глибина відбору керну, м	Верх		Низ		Білк капактепенсн- ка	Білк тиченка, 0,6-10 ³ кг/м ³	Білк га CaCO ₃ та непепахук	Абсолют- на проник- ність, МКМ ²	Примітка
	1	2	3	4					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	3114,7	3118	мп	Алевроліт	2,25	15,9	4,7	7,0	наявні тріщини
8	3130	3133	мп	Алевроліт	2,42	7,0	22		
8	3131,4	3134,9	мп	Алевроліт	2,42	7,0	3,2	<0,1	
8	3142	3146	мп	Пісковик	2,26	16,0	24	0,9	наявні тріщини
8	3142	3146	мп	Пісковик	2,23	15,4	8,7	13,9	наявні тріщини
8	3148	3153	мп	Пісковик	2,18	15,0	1,2	35	наявні тріщини
8	3148,9	3153,3	мп	Пісковик	2,60	2,1			
8	3159	3162	мп	Алевроліт	2,49	7,3	0		
9	2789	2791	мл	Пісковик	2,34	10,8	1,1	2,0	
9	2848	2854	мл	Пісковик	2,26	12,5	0,7	3,0	
9	3051	3057	bs	Пісковик	2,52	4,7	6,6	0	
9	3051	3057	bs	Пісковик	2,59	8,3	1,8		
9	3051	3057	bs	Пісковик	2,51	4,7	8,0		
9	3069	3074	vq	Пісковик	2,56	3,0	7,0	0,1	
9	3099	3101	vq	Пісковик	2,28	12,5	4,2	2,0	
9	3099	3101	vq	Алевроліт	2,32	13,2	4,9	1,7	
9	3099	3101	vq	Пісковик	2,35	11,5	7,2		
9	3099	3101	vq	Алевроліт	2,30	12,1	5,6	2,3	
9	3101	3103	vq	Пісковик	2,25	11,2	1,7	2,0	
9	3101	3103	vq	Алевроліт	2,29	12,7	0,1	4,5	
9	3112	3114	vq	Пісковик	14,1		2,9	2,0	
9	3112	3114	vq	Пісковик	2,33	11,5	3,9	6,7	наявні тріщини
9	3112	3114	vq	Пісковик	2,29	10,4	14,6	3,3	
9	3122	3124	vq	Пісковик	2,31	10,0	1,6	2,0	
9	3122	3127	vq	Пісковик	10,1		3,1		

Продовження додатку Б

Результати обробки керну із свердловин Сторуцького нафтогазового родовища

Продовження додатку В

Глибинна відбору керну, м	Bi ² K	Низ	Діагностична характеристика								Примітка	
			Верх	2	3	4	5	6	7	8	9	
1			ml	Пісковик	—	—	—	—	—	—	—	1, 2
9	2462	2465	ml	Пісковик	2, 36	—	34	20	—	—	—	—
9	2462	2465	ml	Пісковик	2, 47	7, 9	39	24	—	—	—	—
9	2462	2465	ml	Пісковик	2, 44	9, 1	11	31	17, 1	—	—	—
9	2462	2465	ml	Пісковик	—	—	—	—	—	—	—	1, 1
9	2465	2468	ml	Пісковик	—	—	—	—	—	—	—	<0, 1
10	307	347	vt	Пісковик	2, 33	13, 2	—	—	—	—	—	—
10	726	729	p1	Пісковик	2, 52	6, 3	—	—	1, 5	<0, 1	—	—
10	943	947	p1	Пісковик	2, 62	2, 4	—	—	—	<0, 1	—	—
10	1053	1060	p1	Пісковик	2, 47	7, 8	—	28, 4	—	<0, 1	—	—
10	1411	1416	p1	Пісковик	2, 52	6, 1	—	18, 8	—	<0, 1	—	—
10	1671	1677	p1	Аргіліт	2, 5	7, 1	1	88	—	<0, 1	—	—
10	1885	1888	p1	Пісковик	2, 55	4, 9	—	—	17, 1	<0, 1	—	—
10	1889	1893	p1	Пісковик	2, 6	3, 2	5	50	13	<0, 1	—	—
10	2448	2450	ml	Пісковик	2, 58	3, 9	37	51	34, 4	<0, 1	—	—
10	2757	2758	ml	Пісковик	2, 66	0, 95	—	—	—	—	—	—
11	1185	1192	pl	Пісковик	2, 58	3, 7	12	37	7, 1	<0, 1	—	—
11	1185	1192	p1	Пісковик	2, 6	3, 2	—	—	6, 2	<0, 1	—	—
11	2282	2287	ml	Пісковик	2, 45	8, 7	18	12	—	—	—	—
11	2282	2287	ml	Пісковик	—	—	—	—	—	—	—	—
11	2282	2287	ml	Пісковик	—	—	—	—	—	—	—	—
11	2282	2287	ml	Пісковик	2, 25	—	12	13	—	—	—	—
11	2282	2287	ml	Пісковик	2, 37	11, 6	—	—	—	—	—	—
11	2282	2287	ml	Пісковик	2, 7	10, 3	—	—	—	—	—	—
11	2282	2287	ml	Пісковик	2, 29	14, 5	14	16	—	—	—	1, 7

Продовження додатку В

Глибина відбору керну, м	Бік	Верх	Низ	Запаси пінчика							Абсолютна проникність, МКМ ²	Примітка
				10 ³ кг/м ³	0G, EMHA	0G, HCO ₃	0G, ЕМВ НОР	0G, ЕМВ НОР	0G, ЕМВ НОР	0G, ЕМВ НОР		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
11	2287	2292	п.l.	Пісковик	2,45	8,8				<0,1		
11	2287	2292	п.l.	Пісковик	2,44	9,1	31	26		0,4		
11	2287	2292	п.l.	Пісковик	2,38	11,4	11	34	1,2	16,8	наявні тріщини	
11	2287	2292	п.l.	Пісковик	2,4	10,4	11	23	0,5	-		
11	2287	2292	п.l.	Пісковик	2,3	-	11	27	0,6	8,9	наявні тріщини	
11	2287	2292	п.l.	Пісковик	2,41	10,3	49	2	0	-		
11	2287	2292	п.l.	Пісковик	2,36	11,9	24	14	0	-		
11	2292	2300	п.l.	Пісковик	2,4	12			0	6,9		
11	2292	2300	п.l.	Пісковик	2,39	10,7	20,5	24,9	0,6			
11	2292	2300	п.l.	Пісковик	2,44				-			
11	2292	2300	п.l.	Пісковик	2,4	10,4			-			
11	2300	2307	п.l.	Пісковик	2,46	8,4	35	1	0	-		
11	2300	2307	п.l.	Пісковик	2,39	16,8	23	15	1	23,8	наявні тріщини	
11	2307	2314	п.l.	Пісковик	2,51	3,9			1,73	<0,1		
11	2307	2314	п.l.	Пісковик	2,53	5,9			-	<0,1		
11	2314	2318	п.l.	Пісковик	2,4	10,5			-	6,2	наявні тріщини	
11	2314	2318	п.l.	Пісковик	2,35	12,2			0,7	13		
11	2314	2318	п.l.	Пісковик	2,4	10,7			0	11,5	наявні тріщини	
11	2314	2318	п.l.	Пісковик	-	-			0	11,5	наявні тріщини	
11	2314	2318	п.l.	Пісковик	2,42	10	17	7	0	-		
11	2314	2318	п.l.	Пісковик	2,35	12,2	0,3	19	0,7	-		
11	2314	2318	п.l.	Пісковик	2,37	10,7	11,3	13	0	-		
11	2596	2604	п.l.	Пісковик	2,36	12	16	25	2,1	-		
11	2596	2604	п.l.	Пісковик	2,31	13			-			
11	2596	2604	п.l.	Пісковик	2,41	10	14	14		-		

Продовження додатку В

Продовження додатку В

Результа

ви пробування та експлуатації свердловин Струтинського нафтогазового

родовища

(склав Манюк М.І. за даними НГВУ "Долинанафтогаз")

Додаток Д

Номер сверд- ловин	Інтервал випробу- вання, м	Дебіт			Видобуття станом на 1.01.2001 року		
		початковий / поточний	газу, м ³ /добу	води, т/добу	нафти, тис.т	газу, млн.м ³	води, тис.м ³
1	2	4	5	6	7	8	9
5	2543-2693	-	-	5,76	-	-	-
6	2231-2448	55/0,57	270	0,29	102,1	33,32	30,9
8	2049-2211	5,9/2,1	2513/910	0,7	2,3	0,6	1,2
11	2252-2411	8/0,49	-/270	-/0,46	36,5	19,8	2,3
14	2350-2506	1,3-2,1/0,71	-/280	5,6/0,79	0,9	1,2	0,5
15	2124-2323	20/7,56	3020/630	-/4,0	60,7	4,7	19,0
20	2633-2644	-	-	5,76	-	-	-
22	2026-2137	10,6/4,4	3212/470	-/8,97	157,4	58,6	25,5
23	1382-2480	-	-	28	-	-	-
25	2403-2556	54,7/5,9	7638/2100	-/0,1	39,9	11,6	1,0
31	2163-2283	5/4,8	1990/570	-/9,43	30,9	9,8	20,6
32	2192-2334	93/0,9	18693/410		235,4	62,7	27,8
34	2306-2490	3/0,70	495/200	-/0,2	13,9	4,2	0,7
37	2554-2776	-/0,37	-/150	0,66/0,12	7,4	1,9	0,1

Продовження додатку Д

Номер сверд- ловин	Інтервал залигання колекторів глибини	Дебіт початковий/ поточний			Видобуток станом на 1.01.2001 року		
		нафти, т/добу	газу, м ³ /добу	води, т/добу	нафти, тис.т	газу, млн.м ³	води, тис.м ³
1	2	4	5	6	7	8	9
41	2088-2168	28/6,9	8950/630	-9,15	148,2	38,6	54,2
42	2104-2231	7,1/7,4	1668/590	-/6,2	82,	27,7	11,9
43	2104-2245	32,9/7,7	6909/540	-/11,01	180,4	42,5	28,3
44	2373-2478	-	-	60	-	-	-
45	2297-2447	5/2,68	1100/650	-/4,05	60,6	15,1	8,2
51	2124-2312	42/3,55	10920/570	-/10,51	137,2	36,7	29,9
52	2038-2164	13/2,14	5200/650	-/10,82	128,6	62,4	20,3
54	2160-2446	9,5/4,04	3904/490	-/16,3	71,0	18,8	54,6
56	2205-2377	30/2,26	10420/410	-/6,89	77,9	25,1	88,1
60	2220-2351	20/8,14	5100/580	-/6,66	136,5	23,5	14,9
61	2242-2300	12,8/0,9	3776/890	-/7,4	2,5	1,4	3,0
62	2240-2321	6/5,28	2400/500	-/3,81	73,0	15,1	77,3
63	2156-2337	33/3,34	10750/540	-/14,24	114,7	37,0	48,17
68	2255-2411	12,6/0,64	3276/360	-/11,59	52,6	13,8	65,2
83	2244-2389	43,0/2,03	8640/370	-/8,02	77,7	22,5	46,1
85	2075-2202	10/3,17	4300/650	-/4,39	63,1	21,7	24,9
92	2092-2268	3,4/7,8	942/740	-/17,91	42,0	7,3	35,5
95	2301-2358	41,1/8,75	8097/730	-/11,19	97,4	35,6	13,9
97	німає колектора	2/0,7	800/290	-/0,41	6,2	3,0	1,0

Продовження додатку Д

Номер свердловин	Інтервал залягання колекторів глибини	Дебіт початковий/поточний			Видобуто станом на 1.01.2001 року	
		нафти, т/добу	газу, м ³ /добу	води, т/добу	нафти, тис.т	газу, МЛН.м ³
1	2	4	5	6	7	8
98	2245-2347	0.8/0.15	420/10	-6,89	77,9	25,1
99	2220-2351	20/8,14	5100/580	-6,66	136,5	23,5
100	2242-2300	12,8/0,9	3776/890	-7,4	2,5	1,4
						3,0