

# НАФТА ПЕРЕДКАРПАТТЯ (в світлі абіогенної теорії генезису вуглеводнів)

## ЛЕПІГОВ Г.

Кандидат геолого-мінералогічних наук, провідний науковий співробітник, УкрДГРІ

## ГУЛІЙ В.

Доктор геолого-мінералогічних наук, завідувач сектора металогенії, УкрДГРІ

## ЛОКТЄВ А.

Кандидат геологічних наук, начальник відділу геолого-тематичного центру, УкрНДІгаз

## МАНЮК М.

Кандидат геологічних наук, доцент кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ, ІФНТУНГ

## ГОПТАРЬОВА Г.

Кандидат геологічних наук, доцент кафедри теоретичних основ геології, ІФНТУНГ

Карпатська нафтогазоносна провінція – основне джерело нафти для України. Тут щорічно добувається до 1 млн т нафти і конденсату (дані 2005 р.). В останнє десятиріччя видобуток нафти неухильно падає, незважаючи на те, що список родовищ, які заново відкриті, періодично поповнюється. Вживаються заходи зі збільшення видобутку шляхом обводнення відомих пасток, але вони не дають суттєвого ефекту. Саме тому, на наш погляд, назріла необхідність критично переглянути весь хід геологорозвідувального процесу, починаючи з теоретичних умов виникнення вуглеводнів. Тільки це дасть можливість покращити економіку нафтогазоносного району. Перегляд повинен починатись на основі практичного використання теорії абіогенного генезису вуглеводнів, адже останнім часом вона завоює все більше визнання серед вчених і практиків, які вивчають і експлуатують родовища нафти та газу.

Автори цієї статті в низці публікацій висвітлювали різні аспекти абіогенної теорії [5, 9, 11], приділяючи особливу увагу її практичному використанню в геологорозвідувальних роботах і впливу на економіку країни. Подальше вивчення процесів утворення нафтових родовищ знаходиться постійно в полі зору авторів, які вирішили опублікувати деякі важливі результати своїх досліджень у рамках даної статті.

### Основні положення абіогенної теорії генезису вуглеводнів

У результаті численних дослідницьких робіт, виконаних прихильниками абіогенної теорії, основні її положення зводяться до наступних стверджень [9]:

1. Уявлення про глибинне (мантієне) джерело вуглеводнів.
2. Високі значення температури і тиску в джерелі утворення (генерації) вуглеводнів.
3. Поступові ускладнення СН-груп при віддаленні від джерела генерації у напрямі до поверхні Землі зі зниженням температури і тиску в масі флюїдів.
4. Переважаюча роль вертикальної міграції вуглеводнів по зонах глибинних розломів.
5. Мантієне походження низки компонентів вуглеводневих мас: N, Ne, Hg і ін.

Автори проаналізували результати попередніх досліджень, створивши систему уявлень, які пояснюють специфіку глибинних процесів, що приводять до обмежень стадійності різних типів вуглеводнів.

У формуванні скупчень вуглеводнів Землі виділяються наступні етапи [9, 11]:

1. Процеси у ядрі Землі, які спричинили утворення мас С, Н, N, Ne, Hg, – дегазація і формування металевої оболонки.
2. Процеси міграції газових мас і формування флюїдних потоків у нижній і середній мантії. Утворення астеносфери – тектонічно активного шару мантії на глибинах 400–80 км. Утворення СН-систем в астеносфері.
3. Утворення зон генерації і концентрації метану у верхній мантії на глибинах до поверхні Мохо. Процеси відбувались при температурах 500–700° С і тиску до 1000 МПа.



Звістка про те, що 11 червня 2012 року пішов із життя Лепігов Гліб Денисович, стала для всіх, хто його близько знав і часто з ним спілкувався, несподіваною. В це не вірилось, не віритись і зараз. Ще дуже свіжі в пам'яті враження від останньої зустрічі, коли він прийшов перед Днем геолога в УкрДГРІ, у свій відділ, де працював останні 12 років, начебто попрощатися з нами. Але про це нічого не свідчило і навіть не натякало... Як завжди, був розважливий, з легкою іронічною посмішкою, сповнений творчих задумів. Тоді видавалось, що час не владний над Глібом Денисовичем, і він, як завжди, знову з'явиться з низкою ідей, реалізацією попередніх задумів... Але не судилось...

Від нас пішла Людина, Геолог, Наставник, який, будучи класиком геології, творчо сприймав усі логічні та раціональні новації, причому не тільки у своїй галузі, але й у таких сферах, які, здавалося б, далекі від геології. Це йому вдавалося завдяки ерудиції, тонкому відчуттю значимості нового, знанню практичної і теоретичної геології.

Коло його професійних інтересів завжди було найширшим. Сірка, титан, залізо, благородні метали, нікель, фосфати, вугілля, нафта і природний газ – ось далеко не повний

перелік корисних копалин, які завдяки його рекомендаціям і практичним зусиллям перетворювались із чуток і загальних дискусій у промислові об'єкти.

Маючи величезний досвід і глибокі знання реальних геологічних об'єктів України, Гліб Денисович щедро ділився ними з усіма: від студентів до колег і знаних фахівців. При цьому вражала легка і невимушена, без тіні зверхності, форма його спілкування. Численні експертні висновки Г.Д. Лепігова про перспективи промислового освоєння тих чи інших рудопроявів або родовищ були не лише оцінкою виконаних робіт, але й важливими вказівками, що робити далі, і часто давали нове життя таким об'єктам.

У його творчому доробку не один десяток звітів як суто виробничого, так і наукового змісту, вишукані статті, відточені положення – основа підсумкових робіт Гліба Денисовича з геологічного картування різних регіонів України, з економічної геології, прогнозування корисних копалин, раціонального використання мінеральних ресурсів України і визначення шляхів залучення їх для практичних цілей.

Лебединою піснею Г.Д. Лепігова стали роботи з обґрунтування ідей про глибинне, неорганічне по-

ходження вуглеводнів і процесів формування їх родовищ. У Гліба Денисовича начебто з'явилося нове дихання, коли він відкрив новий для себе напрям досліджень, «спалахнувши» цікавими ідеями і неординарними рішеннями. Цінними надбаннями в цій царині стали розроблені ним поняття про первинні і вторинні ореоли родовищ вуглеводнів, «газові колони», «молодий газ», реперні точки утворення і переходів вуглеводнів, а особливо – можливості виявлення геосолітонних трубок і використання їх для локалізації високопродуктивних вуглеводневих об'єктів.

Багато було ідей, задумів, планів... Але не довелось Глібу Денисовичу завершити їх і втілити в життя. Та це й неможливо через їх грандіозність і значимість. Адже кредо життя і творчості Г.Д. Лепігова: «*Qui vult finem, vult etiam media...*», що перекладав, як «Хто прагне найвищого, отримує й середнє...».

Ніколи не скаржився він на життя, на якісь негаразди. Тихо пішов від нас, не турбуючи нікого своїми проблемами і болями. Скромна, чесна, інтелігентна і талановита людина з дуже тонким і неперевершеним почуттям гумору, Гліб Денисович назавжди залишиться таким в наших серцях і в нашій пам'яті.

Колеги, соратники, друзі

4. Процеси генерації і концентрації  $H_2$ , гомологів метану і нафти в корі Землі (шари Si-Mg і Si-Al). Комп'ютерне опрацювання матеріалів по проекту DOBRE сприяло визначенню реперних сейсмічних і термічних значень для зон перетворень вуглеводнів.

5. Утворення покладів вуглеводнів у межах газових колон.

Принципово новим в абіогенній теорії є введення терміну «газова колона» – поширення газових мас від поверхні астеносфери і розподіл концентрацій різних фаз вуглеводнів усередині неї. Газові колони формуються в епохи тектоногенезу. Всередині колони вирізняються основні поклади вуглеводнів і ореол. В ореолі колони можуть утворюватись синхронні скупчення вуглеводнів. Повторні, більш пізні викиди газових мас призводять до ускладнення покладів і ореолів, активізації вторинних процесів і виникнення спеціфічних локальних утворень – вторинних ореолів.

Аналіз виявлених протягом останніх двох десятиріч випадків відновлення запасів на низці відпрацьованих родовищ дали змогу сформулювати концепцію «молодого газу» (і нафти), яка розширює рамки уявлення про періодичну (пульсаційну) генерацію вуглеводнів і виводить їх поза епохи тектоногенезу, тобто обґрунтовує безперервність «газового дихання Землі» [3].

Геосолітонна концепція базується на уявленнях про безперервну дегазацію ядра Землі з утворенням речовини особливого складу (солітон – проміжна субстанція між частинкою і фотонем) і випромінюванням квантової природи. Спіралеподібні протонні потоки (геосолітони) безперервно зароджуються в ядрі Землі та рухаються до її поверхні і далі – в космічний простір. На всьому шляху з глибин енергія геосолітонів визначає взаємодію з речовиною зон Землі, при цьому швидкість усіх фізичних і хімічних процесів збільшується в багато разів.

Синтез органічних і неорганічних сполук за рахунок збагачення вуглецем, воднем, сіркою, азотом і іншими компонентами газів приводить при високих тисках до формування вузьких каналів – геосолітонних трубок, які приурочені до глибинних розломів. Геосолітонні трубки розглядаються як практично постійні постачальники вуглеводнів у раніше утворені пастки. Системи геосолітонних трубок характерні для зон надглибинних, астеносферних розломів. Вони відрізняються винятково високими дебітами [3]. Саме тому основним завданням дослідників є пошук геосолітонних трубок на діючих родовищах і на нових площах в нафтогазоносних районах.

#### **Нафтогазоносний район Борислав-Покутської підзони**

У Передкарпатті знаходиться основний район поширення нафтових родовищ – Борислав-Покутський (рис. 1). Він повністю розташований у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і займає його південно-західну частину [2]. Передкарпатський прогин у свою чергу віднесений до Карпатсько-Кримського палеорифту. Тут виявлено 31 нафтове,

вісім газо-нафтових і газовоконденсатних, а також два газо-нафтових родовища. Більшість нафтових родовищ представлені покладами в менілітовій світі олігоцену, в підвернутих крилах антиклінальних складок на глибинах 5 700 м. Нафта родовищ вирізняється різною щільністю – від 0,8190 до 0,9020 г/см<sup>3</sup>, містить (%): парафін – 0,8–13; смоли – 2,6–40,0; асфальтени – 0–2,1; сірку – 0,13–0,71. Груповий склад вуглеводнів нафти (%): метанових – 31–52; нафтових – 22–52; ароматичних – 17–28; конденсатів відповідно – 49, 31, 20 [4, 6]. Поклади в основному склепінчасті і пластові, тектонічно екрановані. Початкові пластові тиски – 3,5–98,5 МПа, температура – 288–419° К, початкові дебіти в окремих свердловинах – 0,1–3000 т/добу. Підраховані запаси нафти родовищ підзони становлять близько 120 млн т [2].

Найбільше зосередження родовищ припадає на лінію перетину Передкарпатського розлому і серії поперечних розломів, які визнаються багатьма дослідниками в якості найімовірніших шляхів міграції вуглеводневих мас із глибини [7].

Автори статті вважають, що найбільш високоамплітудні з них, неодноразово проявлені в міоцен-антропогені, є найімовірнішими межами різновікових газових колон. Намічається чотири газових колони: 1 – Борислав-Долинська (обмежена Раточинським і Турянським розломами), 2 – Струтинсько-Гвоздецька (між Турянським і Покутським розломами), 3 – Пасічянсько-Микуличинська (між Манявським і Покутським розломами), 4 – Старо-Самбірська (на північний-захід від Раточинського розлому з імовірним продовженням у Польщі) [7].

У межах кожної з намічених газових колон групи родовищ відрізняються одна від одної за складом нафти, ореолами нафтових покладів і їх структурною позицією, вмістом у супутніх газах  $CO_2$  і  $N_2$ , наявністю в ореолах скупчень твердих бітумів, жил кальциту і кварцу, розташуванням в різних структурних поверххах насувів [7]. Разом з тим виявилось, що порівняно повно охарактеризована фактичним матеріалом – геологічним, геофізичним, геохімічним – лише одна з намічених газових колон – Бориславсько-Долинська. Саме на неї припадає більше 70% всіх відомих запасів нафти. Тому подальші дослідження авторів статті були зосереджені на вивченні процесів концентрації нафти лише в межах цієї газової колони.

#### **Бориславсько-Долинська газова колона**

Границями газової колони є зони розломів: поздовжніх – Передкарпатського і Берегового, поперечних – Раточинського і Турянського (рис. 2). Основа колони – поверхня астеносфери – визначена приблизно на глибині 90 км [2]. Реперні значення глибин зон утворення і концентрації вуглеводнів наступні:

1. Зона генерації метану, її поверхня визначається по ізотермі Кюри (600° С) – 38 км [1, 8].

2. Зона концентрації метану – до поверхні Мохо – 32–35 км [1, 9].

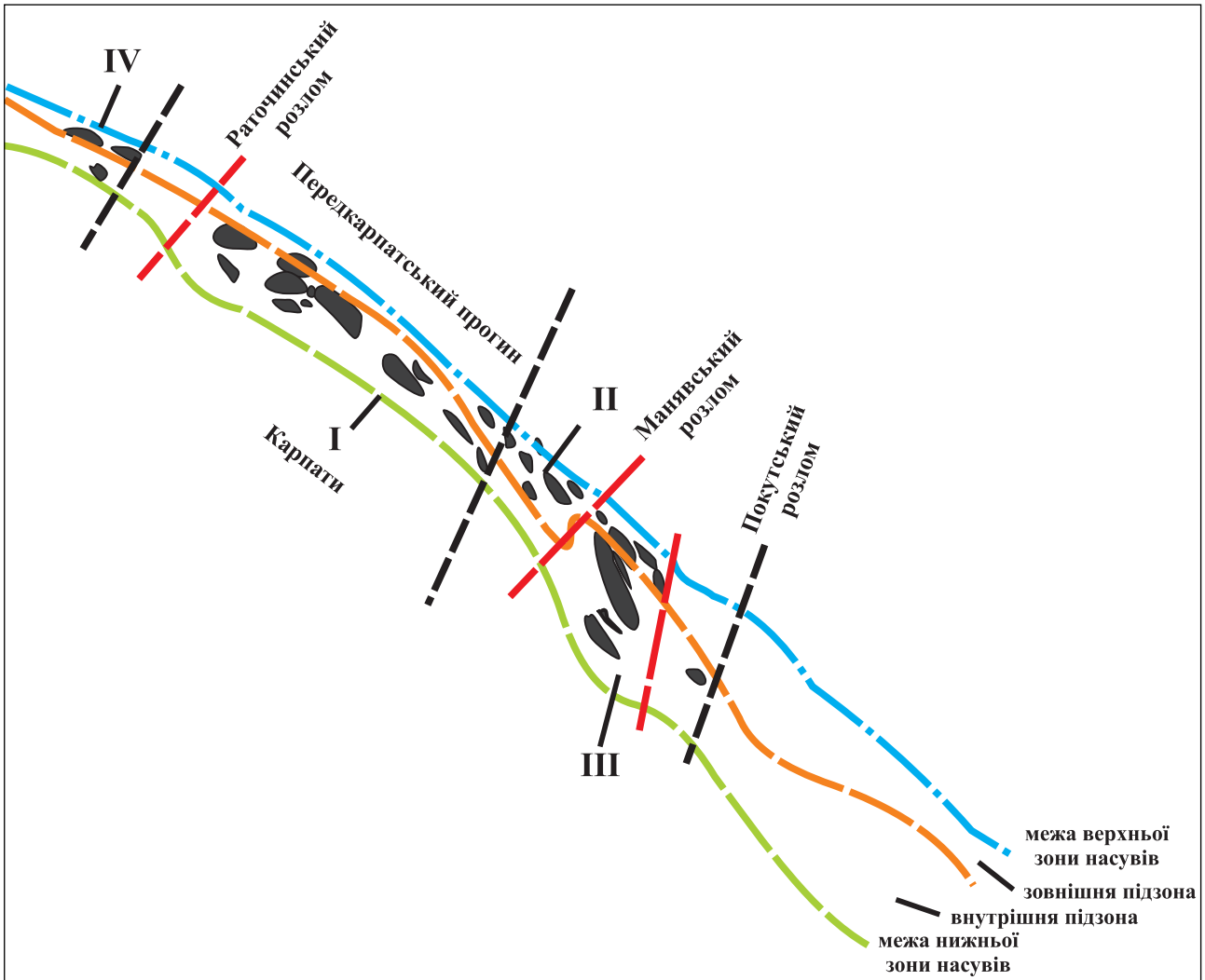


Рис. 1. Схема будови нафтоносного району Борислав-Покутської підзони. Масштаб 1: 2 000 000. Умовні позначення груп родовищ: I – Бориславо-Долинська; II – Луквинсько-Гвоздецька; III – Битково-Бабченська; IV – Старо-Самбірська. Родовища нафти показано чорним

3. Зона додаткової генерації водню – до поверхні шару Конрада – 25–28 км [7, 11].

4. Зона генерації нафти (200–100° C) – 8–4 км [6, 11].

5. Зона концентрації нафти (нижня межа – 100° C) – 4–0,5 км [6, 11].

6. Ореол газової колони – зона різкого падіння пластового тиску і температури в покладах нафти – глибини менше 0,5 км.

Первинний ореол газової колони повністю розташований у межах товщі міоцену. Там розвинуті вторинні зміни порід – жили і скупчення кальциту, кварцу, твердих бітумів [4]. Дрібні поклади нафти розповсюджені практично по всьому розрізу міоцену. Основні поклади газової колони представлені низкою порівняно дрібних нафтових і газових покладів у склепінних частинах складок піднасувів (відклади палеогену).

Основною метою даної статті є вивчення нафтових родовищ, а тому імовірні газові поклади тільки

намічаються. Фазовий склад родовищ вуглеводнів визначається закономірностями розподілу теплових полів у продуктивній піднасувній товщі.

Складна блокова будова осадової товщі і проникнення мас вуглеводнів у постміоценовий час зумовили постановку питання: чи є вже виявлені поклади основними, чи значно більші концентрації вуглеводнів знаходяться нижче по розрізу?

Однією із відповідей на це питання може слугувати розподіл початкових пластових температур покладів нафти. Аналіз фактичного матеріалу показав, що в межах колони газові маси при висхідному русі проходили зони генерації і концентрації нафти. Температура покладів вища 373° K свідчить про те, що вони утворилися в зоні генерації нафти і можуть містити тільки дуже малі її запаси [11], що й спостерігається на Новосхідницькому, Соколовецькому, Завадівському, Південно-Стинавському, Мельничанському і Янковському родовищах [2]. У зоні

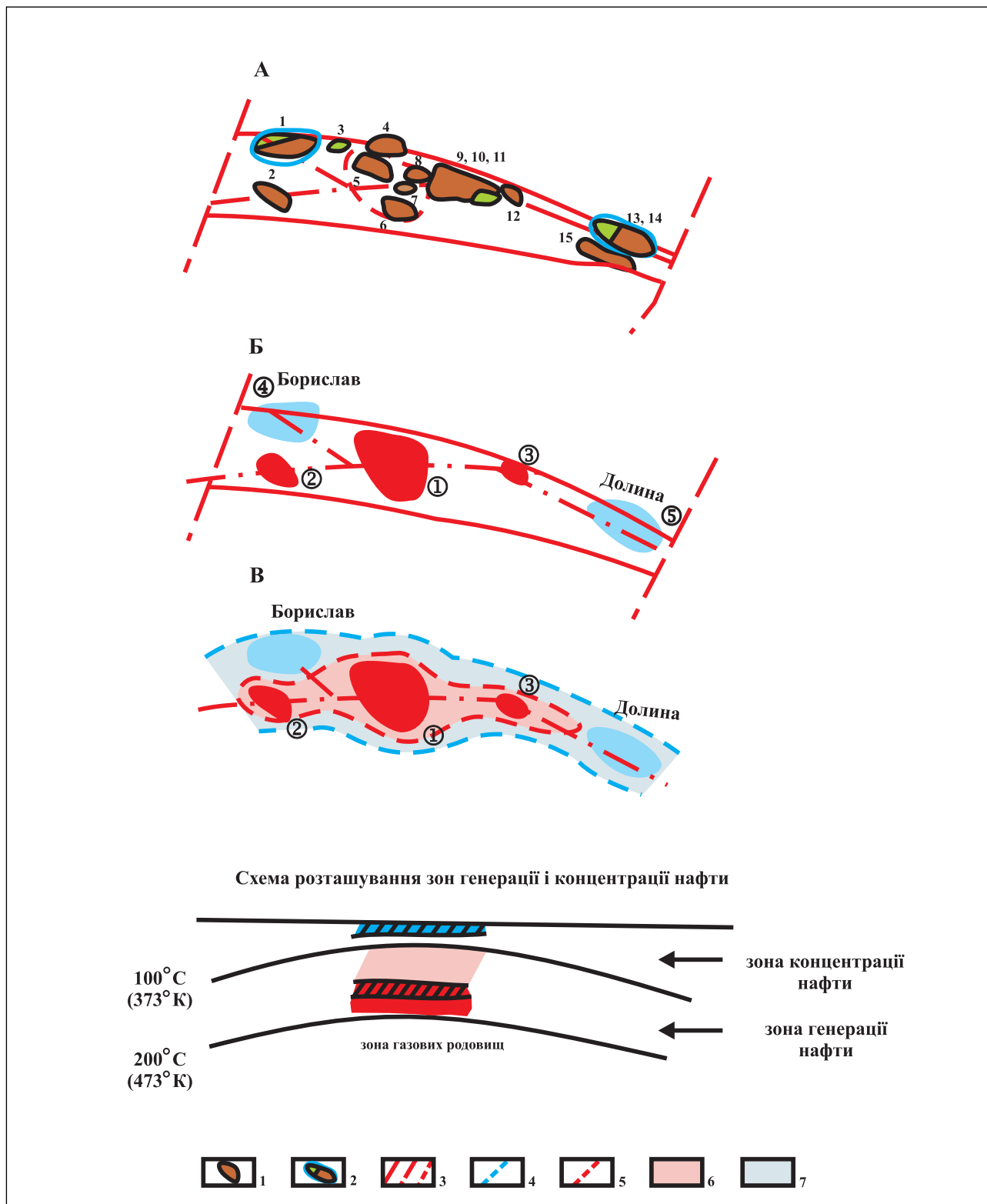


Рис. 2. Борислав-Долинська газова колона. А: 1 – нафтові родовища; 2 – нафтогазові родовища; 3 – розломи; Б: 4 – Бориславське і Долинське родовища з низькотемпературними покладами нафти; 5 – родовища з покладами «гарячої нафти» (більше 100° С); В: 6 – поля родовищ з покладами в інтервалі температур більше 100° С; 7 – те саме в інтервалі температур менше 100° С. Цифри в кружках – це ореоли. Родовища: 1 – Бориславське, 2 – Новосхідницьке, 3 – Іваниківське, 4 – Орів-Уличанське, 5 – Соколовецьке, 6 – Заводовське, 7 – Південно-Стинавське, 8 – Мельничанське, 9 – Стинавське, 10 – Семигинівське, 11 – Тянівське, 12 – Янківське, 13 – Північно-Долинське, 14 – Волинське, 15 – Вигодсько-Ветвицьке

концентрації знаходяться нафтові поклади інших дев'яти родовищ, але і тут можна виділити дві підгрупи: в першій – поклади з температурою 350–370° К (Іванківське, Орлів-Уличанське, Стинавське, Семигінівське, Танявське, Вигодсько-Ветвіцьке родовища), в другій – Бориславське, Північно-Долинське і Долинське родовища з температурою покладів 288–351° К.

Температурний діапазон покладів першої підгрупи дозволяє стверджувати, що вони формувалися в умовах, близьких до нафтогазових [2, 11], нафтові поклади там зазвичай розповсюджені в периферійних – верхніх і бокових – частинах багатоярусних об'єктів концентрації. Тому родовища першої підгрупи також потрібно виключити в ході подальшого дослідження процесів формування нафтових покладів, оскільки даний тип родовищ припускає переважання газових покладів, включаючи і об'єкти із антропогеновим «молодим газом».

Таким чином, як приклад площ, до яких можуть бути застосовані положення геосолітонної концепції утворення нафтових покладів, найраціональнішим видається розглянути Бориславське і Долинське родовища.

### Геосолітонні трубки

#### Бориславського і Долинського родовищ

Особливості будови Бориславського і Долинського родовищ зумовили розташування їх у межах геосолітонних трубок. До факторів, які визначають наявність трубок на локальних ділянках, відносяться такі:

1. Зв'язок глибинних розломів у межах газоносної структури з зоною астеносферного розлому рифтогену.

2. Геосолітонні трубки формують основний нафтоносний (газоносний) горизонт – для них це область розвантаження. Основний горизонт – пористі тріщинуваті породи (пісковики, вапняки, ефузивни) в пастці.

3. Пастка з геосолітонною трубкою має власний (вторинний) ореол.

4. Доантропогенні геосолітонні трубки утворюють нафтові поклади (площі десятки км<sup>2</sup> і більше) в результаті латеральної міграції вуглеводнів за умов тривалої «роботи». Пластові температури і тиски в покладі часто мають мозаїчну структуру за рахунок декількох діючих гілок геосолітонної трубки.

5. Діючі геосолітонні трубки періодично утворюють локальні газові шапки над покладом (або збільшують в розмірах утворені раніше).

6. Дрібні поклади вуглеводнів в ореолі родовища вирізняються падінням тиску і температури порівняно з основним покладом.

7. Геосолітонні трубки можуть утворювати нижче основного продуктивного горизонту поверхи дрібних прислонених літологічно і тектонічно обмежених покладів вуглеводнів.

8. Дрібні поклади вуглеводнів можуть бути позбавленими нафтоводного контакту.

9. Високодебітні свердловини групуються в кущі і вказують на зону дії геосолітонної трубки в межах основного покладу.

10. Дебіти свердловин, які відкрили геосолітонну трубку або гілки її крони, на порядок і більше перевищують дебіти інших діючих свердловин.

Вплив зазначених факторів на вибрані в якості прикладів родовища наступний.

### Бориславське родовище

Розташоване в межах лежачої брахіантиклінальної складки, західне крило якої зрізано Раточинським глибинним розломом. Північно-східне крило складки круто підвернене, південно-західне – відносно полого. Площа складки 10х5 км. Полого крило складки занурене під Орівську та Берегову скиби (насувні луски), круте крило обмежене Головним насувом. У побудові складки беруть участь відклади крейди, палеогену і неогену (рис. 3). За винятком крейдяних відкладів (вапняки сантону) вся осадова товща представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Мережа розривних порушень розділяє площу складки на ряд блоків [6].

Основним продуктивним горизонтом є витриманий по простяганню «бориславський пісковик», потужність якого сягає 40 м.

Він розташований в низах менілітової світи олігоцену. Із нього отримано близько 80% нафти родовища (запаси 32,7 млн т). Нафта відноситься до типів Т1, Т1П3, /Т1П2 (глибинна складка), щільність 0,8455–0,8532 г/см<sup>3</sup>, початковий дебіт свердловин більше 100 т/добу, пластові температури в межах 330–336° К [2]. Основний поклад відкритий свердловинами на глибинах 500–1500 м. Високодебітні свердловини розташовані в зоні Раточинського розлому (рис. 3).

Нижче основного покладу відкриті нафтоносні пласти пізньозсувної складки, складеної відкладами еоцену

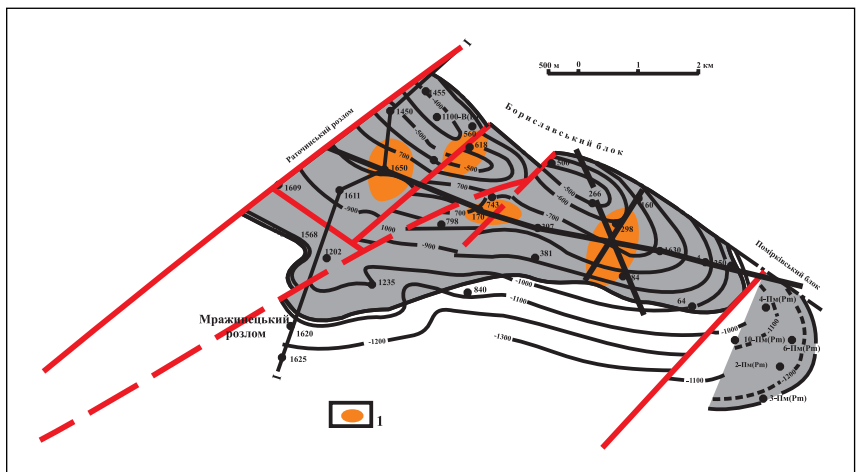


Рис. 3. Структурна карта Бориславського родовища. 1 – кущі високодебітних свердловин. Основа по [2]



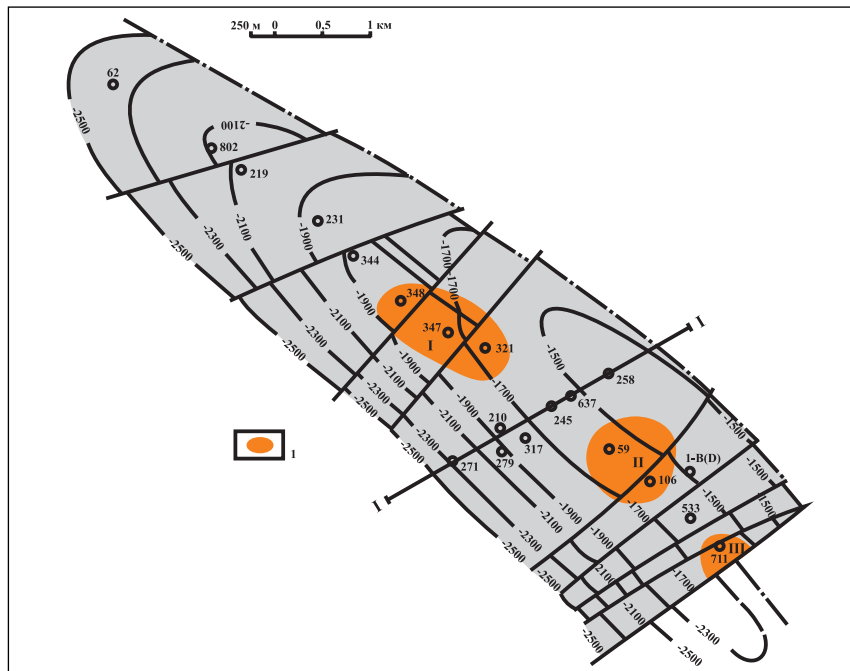


Рис. 4. Структурна карта Долинського родовища. 1 – куці високодебітних свердловин. Основа по [2]

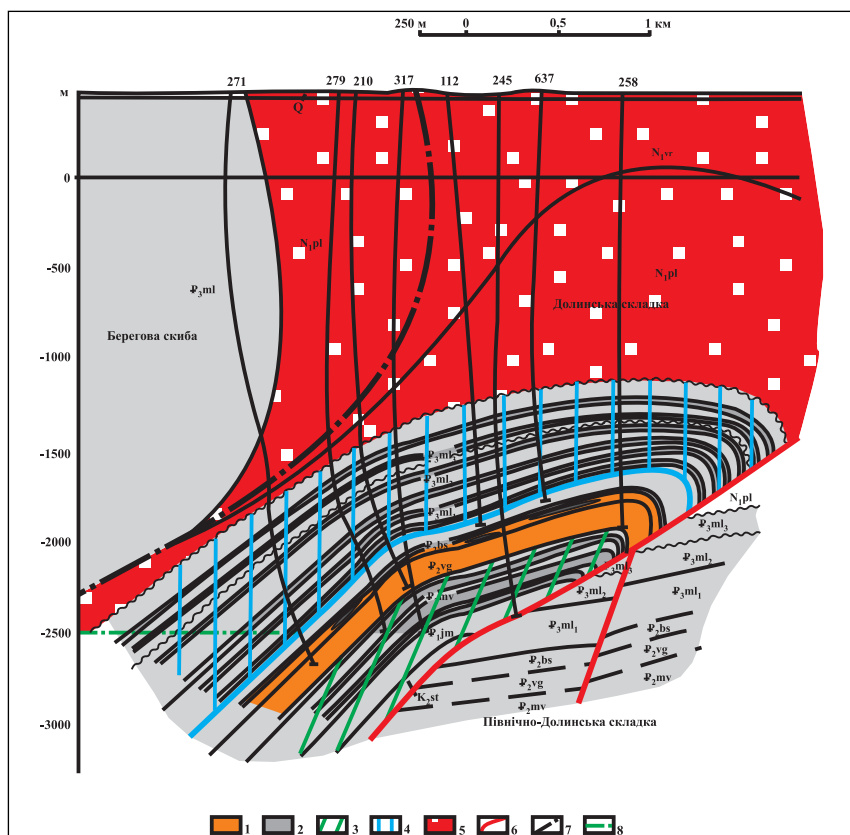


Рис. 5. Родовище Долинське. Геологічний розріз по лінії I – I'. 1 – основний продуктивний нафтовий горизонт; 2 – нафтові горизонти в еоцені; 3 – зона концентрації нафти нижче основного горизонту; 4 – ореол родовища; 5 – ореол газової колони; 6 – розломи, які контролюють систему геосолітонних трубок; 7 – границі насувів у міоцені; 8 – нафтоводний контакт (НВК). Основа по [2]

та палеогену. Кількість запасів в них незначна – близько 1,5 млн тонн.

Вище бориславського пісковиків відклади верхів менілітової світи і міоцену складають ореол родовища. Там у невеликих кількостях видобувалась нафта (приблизно 1,2% запасів родовища). Нафта цих покладів характеризується підвищеною щільністю – до 0,8770 г/см<sup>3</sup>, початковий пластовий тиск – близько 3 МПа, температура – 316–320° К, початкові дебіти свердловин не перевищували 20 т/добу [2, 7].

В осадовій товщі Орівської і Берегової скиб знаходяться невеликі за розмірами поклади важкої нафти з запасами близько 1 млн тонн. Там же відоме родовище озокериту, жили якого розповсюджуються в воротищенській світи міоцену [2]. Очевидно, вони разом із нафтовими покладами Орівської та Берегової скиб належать до первинного ореолу газової колони.

### Долинське родовище

Займає глибинну брахіантиклінальну складку під Береговою скибою Карпат (рис. 4). Площа складки 11х2,9 км, висота 1200 м. На північному-сході і південному-заході складка обмежена насувами з амплітудою 0,5–1,5 км. Північно-західна перикліналь опущена по Турянському розлому. Припіднята частина складки розбита розломами на ряд блоків (рис. 4).

Нафтоносним є розріз від міоцену (воротищенська світа) до еоцену (манявська світа). Промислові горизонти виявлені у відкладах менілітової, вигодської і манявської світ, представлених товщею перешарування пісковиків і аргілітів. Основний нафтовий горизонт знаходиться у вигодській і бистрицькій світах еоцену (рис. 5), його потужність змінюється в межах 190–250 м, глибина залягання покрівлі – 2200 м [2]. Початковий пластовий тиск – 30,9 МПа, температура – 347° К, початкові дебіти свердловин – 96–260 т/добу. Нафта відноситься до підкласу високосмолистих (вміст смол близько 59%). За вмістом парафіну (близько 8,5%) – до групи високопарафінових. Щільність нафти – 0,880–0,842 г/см<sup>3</sup>,

в приконтурних частинах покладів зустрічається більш важка нафта (щільність 0,870 г/см<sup>3</sup>). Нафта із воротищенської світи легка (щільність – 0,752 г/см<sup>3</sup>), безпарафінова, малосмолиста [4]. На основний горизонт припадає близько 70% запасів родовища – 26 042 тис. т із 38 320 тис. т [2].

Нафтоносний горизонт менілітової світи, який залягає вище основного, представляє собою ореол родовища. Його поклади сформувались по мірі притоку надлишкової кількості нафти в процесі заповнення основного покладу. Для горизонту характерні різкі коливання початкових дебітів – від 4,6 до 457 т/добу. Початковий пластовий тиск – 29,7 МПа, температура – 341° К. Щільність нафти – 0,830 г/см<sup>3</sup>, нафта високосмолиста, високопарафінова. Запаси нафти в ореолі становлять 7 732 тис. т [2].

Під основним покладом знаходиться нафтоносний горизонт манявської світи потужністю 38,4 м, запаси 1822 тис. тонн. Нафта вирізняється більш високим вмістом парафінів (до 15%), щільність – до 0,877 г/см<sup>3</sup>, початкові дебіти свердловин змінюються в межах 6–296 т/добу.

У відкладах міоцену, в первинному ореолі газової колони, рідко зустрічаються дрібні поклади легкої безпарафінової нафти.

### Високодебітні свердловини

Кількість високодебітних свердловин, які відкривають основні продуктивні горизонти родовищ, обмежена. Вони різко виділяються на фоні багатьох низькодебітних (одиниці тонн на добу) і, рідше, середньодебітних (декілька десятків т/добу) свердловин, створюючи мозаїчну структуру концентрації нафти, типову для багатьох, особливо крупних, родовищ [3].

а) На Бориславському родовищі високодебітні свердловини, які працюють і сьогодні (до 100 т/добу), утворюють чотири кущі, групуючись по 3–5 свердловин на одній ділянці. Площі, за формою близькі до округлих, розташовані в зоні Раточинського глибинного розлому.

Тиск і температура в цих свердловинах помітно вищі, ніж в основному покладі – до 45 МПа і 365° К. Наведена таблиця (табл. 1) дає уявлення про дебіти свердловин, що групуються в кущі (верхи гілок крони геосолітонних трубок).

Свердловини, що експлуатуються сьогодні, відкрили нафтоносний горизонт менілітової світи і відзначаються в основному низькими дебітами (до 10–12 т/добу). Свердловини в горизонті еоценових відкладів мають більш високі дебіти – до 30–40 т/добу.

б) На Долинському родовищі відомо всього п'ять високодебітних свердловин. Чотири з них розташовані в зоні Турянського розлому – вони відкрили основний нафтоносний горизонт (табл. 1). Помітно підвищені дебіти спостерігаються і в продуктивному горизонті манявської світи. Високодебітні свердловини утворюють два кущі (табл. 1). Режим свердловин, розташованих у різних ділянках, показано на рис. 6.

Підсумовуючи наведені вище дані, можна прийти до висновку, що на обох родовищах тільки свердловини, які відкрили основні нафтоносні горизонти, зберігають високі дебіти до сьогодні – тобто живляться системами геосолітонних трубок, які контролюються глибинними розломами.

### Імовірні геосолітонні трубки і напрями їх практичного використання

На Бориславському родовищі система трубок зв'язана з Раточинським розломом, на Долинському – з Турянським. Високодебітні свердловини підкреслюють положення гілок трубки на виході в основний поклад. Площі виходу трубок дають уявлення про розміри крони, а сума початкових дебітів свердловин визначає її продуктивність (табл. 1). Припускається, що продуктивність, за аналогією з відомими крупними гейзерами [12], зберігається і на значній глибині до перетину з площинами Раточинського і Манявського розломів, тобто до стволів геосолітонних трубок.

Важливим питанням є режим роботи трубок і їх гілок. Із даних по низці родовищ Західного Сибіру [3] можна зробити висновок, що при загальному пульсаційному режимі роботи трубок концентрація вуглеводнів у них змінюється з глибиною несутально – за рахунок інтенсивного закачування речовини і розширення стінок у результаті впливу теплової енергії в періоди застою. У той же час РТ умови в самій трубці значно перевищують такі як в основному покладі родовища, так і в дрібних навколоствольних покладах на глибині.

У геологічних умовах Бориславського і Долинського родовищ, де нафта в покладах займає домінуюче положення порівняно з газовою складовою, вміст і склад вуглеводнів визначається положенням трубки в зоні концентрації нафти, за межами якої на глибині можливі лише промислові концентрації газу. Саме ця зона контролює фазовий стан вуглеводнів у трубці та її гілках. Разом з тим у стволах геосолітонних трубок слід очікувати аномально високі тиски і температури (до 100–150 МПа і 150–180° С) на глибинах 6–7 км.

Заповнення покладів у пастках відбувається під час поступового заповнення їх простору під дією геосолітонних трубок або їх гілок. РТ умови поступово досягають стану рівноваги, а потім, при надлишкових порціях нафти, частина її мігрує у товщу порід, які переक्रивають її, і утворює дрібні поклади в ореолах родовищ.

Детальне вивчення ствола і гілок намічених геосолітонних трубок слід продовжувати методом високоточної сейсмозв'язки (ВСП), який разом із аналізом проведеного раніше буріння дозволить визначити просторове положення системи трубок на кожному з двох родовищ.

Після уточнення просторового положення системи геосолітонної трубки здійснюється її розбурювання на декількох поверхах кущами свердловин. Припускається, що середня кількість свердловин на кожному поверсі буде приблизно дорівнювати їхній кількості в межах основного покладу. Віддаль між поверхами приблизно 400 м, отже,



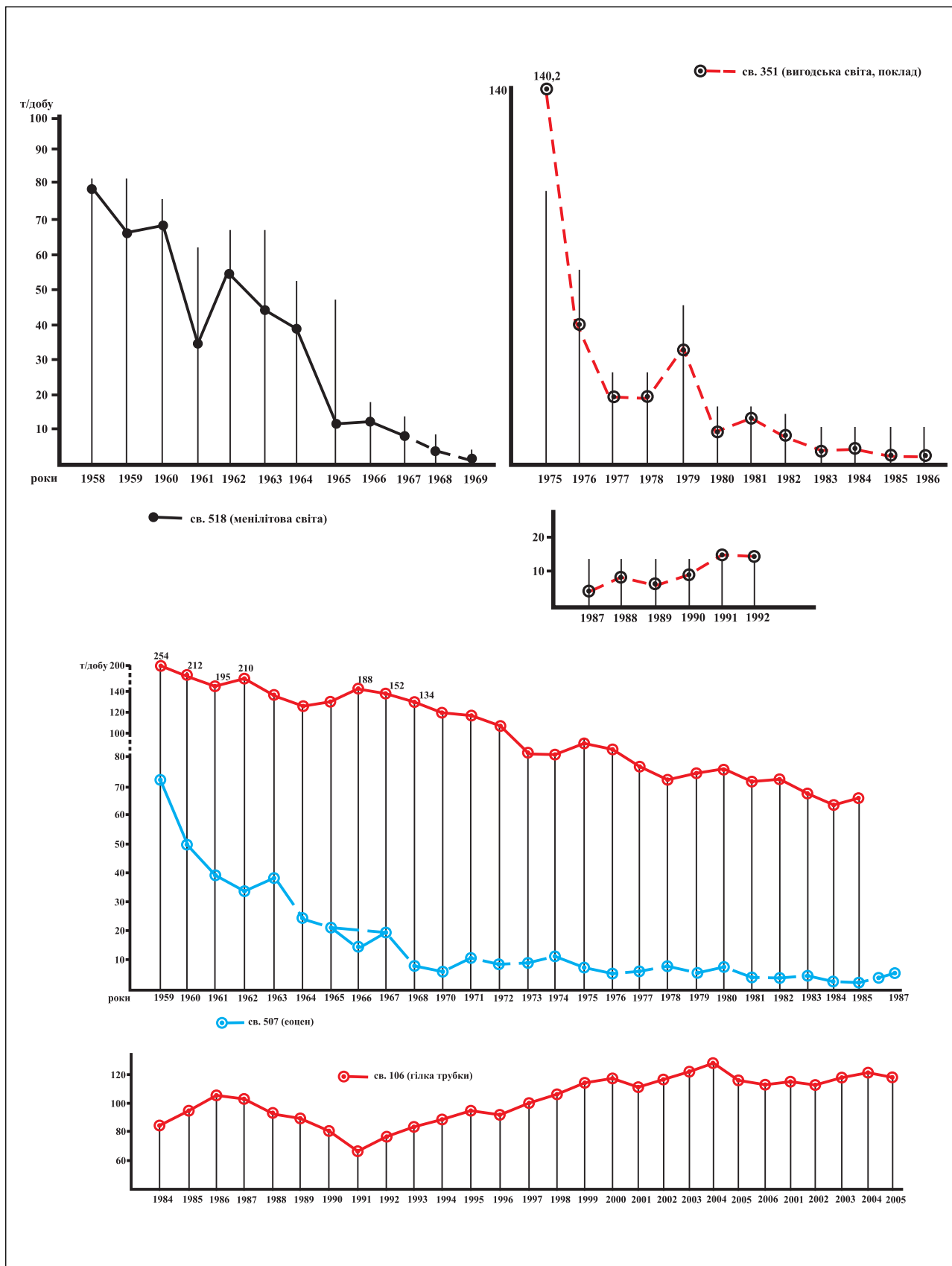


Рис. 6. Графіки зміни дебітів свердловин у часі на Долинському родовищі

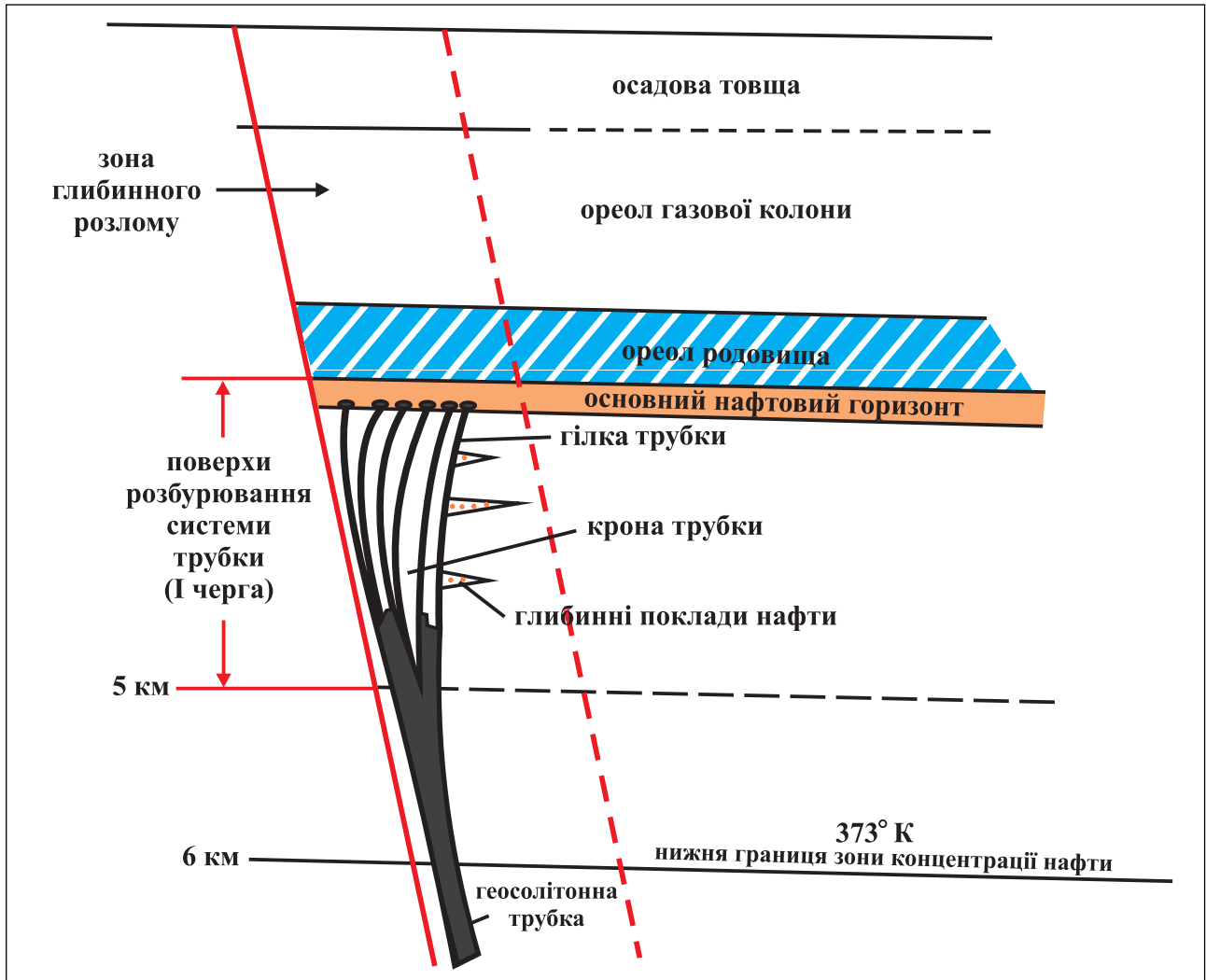


Рис. 7. Схема будови системи геосолітонної трубки

**Таблиця 1. Дебіти нафти в межах кущів свердловин**

Кущ свердловин і його номер на рисунку, нижче – номери свердловин	Дебіти нафти, т/добу		
	Початковий сумарний дебіт (в дужках – рік спостереження)	Межі змін дебітів свердловин (в дужках – роки спостережень)	Сумарний дебіт в останній рік спостережень (в дужках)
1	2	3	4
Бориславське родовище			
I 1650, 1001, 1611	358 (1958)	180–92 (1958–1985)	272 (2005)
Долинське родовище			
I 106, 533, 530, 540	480 (1958)	195–78 (1958–2000)	395 (2005)

до нижньої границі зони концентрації можна розташувати до 5 поверхів (рис. 7). Дебіти свердловин на кожному поверсі будуть планомірно збільшуватись за рахунок зменшення латеральної міграції нафти в поклади, які залягають нижче основного нафтоносного горизонту. Загальна кількість видобутої нафти після цих операцій може бути на порядок вищою, ніж існуюча на сьогодні у високодебітних свердловинах основного покладу.

### Висновки

1. Борислав-Покутська нафтогазоносна зона розглянута як приклад існування газових колон

згідно з положеннями абіогенної теорії генезису вуглеводнів. Детально досліджена Борислав-Долинська колона.

2. У межах Борислав-Долинської колони намічені системи геосолітонних трубок (згідно з концепцією Р.М. Бембеля). Дотепер припускається притік нафти по цих системах у високодебітні свердловини на Бориславському і Долинському родовищах.

3. Геосолітонні трубки слугують джерелом збільшення нафтових ресурсів, кількість нафти при цьому може значно перевищувати існуючий видобуток.

1. Атлас «Глибинна будова літосфери та екології України», м-б 1:500 000/ Держгеолслужба України. – Ін-т геол. наук НАН України. – К., 2002. – 54 с.

2. Атлас родовищ нафти і газу України: У 6 т. / Гол. ред. М.М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998. Т. 4: Західний нафтогазоносний регіон. – 327 с.

3. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С. Р. Геосолітони: функціональна система Землі, концепція розвідки і розробки месторождений углеводородов. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 135 с.

4. Вітенко В.О., Новосілецький Р.М., Муромцев О.С. Нафтові та газові родовища України. – К.: Держтехвидав, 1961. – 216 с.

5. Гулій В., Лепігов Г. Перспективи газоносності Коханівської структури в Передкарпатському прогині України // Геологія і геохімія горючих корисних копалин. – 2010. – № 3–4(152–153). – С. 142–149.

6. Доленко Г.Н., Кітик В.І. Геологія нафтових родовищ України. – К.: АН УРСР, 1959. – 200 с.

7. Колодій В.В., Бойко Г.Ю., Бойчевська Л.Є. Карпатська нафтогазоносна провінція. Львів–К.: Ін-т геології і геохімії горючих копалин, 2004. – 390 с.

8. Кутас Р.М. Поле тепловых потоков и термическая модель земной коры. – К.: Наукова думка, 1978. – 148 с.

9. Лепігов Г.Д., Орлів С.І., Гулій В.М. Концентрація вуглеводнів у Донбасі в світлі абіогенної теорії їх генезису // Геолог України. – 2008. – № 3. – С. 73–79.

10. Лепігов Г.Д., Орлів С.І., Гулій В.М. Геологічна модель передумов концентрації глибинного метану у вугленосних товщах // Геотехнічна механіка: Метод. сб. научн. тр. Института геотехнической механики им. М.С. Полякова НАН Украины. – Днепропетровск, 2008. – Вып. 80. – С. 11–17.

11. Лепігов Г.Д., Гулій В.М. Нафта лінеamentу Карпінського (деякі аспекти генезису вуглеводнів) // Геолог України. – 2009. – № 4. – С. 38–45.

12. Устинова Т.И. Камчатские гейзеры. М., Госиздат географ. л-ры, 1955. – 236с.

В статье рассмотрены особенности геологии и строения двух наиболее важных нефтяных месторождений Карпатской нефтегазоносной провинции – Бориславского и Долинского. Проанализированы изменения дебитов нефти в этих месторождениях на протяжении продолжительного времени и показаны концентрации наиболее высокодебитных скважин в отдельных локальных участках, что обусловлено их расположением в зоне влияния геосолитонных трубок. Будущие возможные высокие дебиты этих скважин обязаны постоянным притокам глубинных углеводородов.

Geological and structural peculiarities of two most important oil fields of Carpathian oil and gas Province – Boryslav and Dolyna are given in this article. Variations of high flows of oil in the holes during long time have been analyzed and shown their concentration in narrow areas. Such peculiarity reflects location of the holes close to zones of the geosolitons. Future high flows in these holes will be possible due to permanent flows of deep hydrocarbons

**Ключові слова:** абіогенний генезис вуглеводнів, Карпатська нафтогазоносна провінція, глибинна нафта, геосолітон.

**Ключевые слова:** абиогенный генезис углеводородов, Карпатская нефтегазоносная провинция, глубинная нефть, геосолитон.

**Keywords:** abiogenic formation of hydrocarbons, Carpathian oil and gas Province, deep oil, geosoliton.