

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
Інститут геології і геохімії горючих копалин

На правах рукопису

М А Є В С ь К И Й

Борис Йосипович

ГЕОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ФАКТОРИ ФОРМУВАННЯ РОДОВИЩ
НАФТИ В РЕГІОНАХ ПОШИРЕННЯ КРЕМЕНИСТИХ
БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ

С п е ц і а л ь н і с т ь

04.00.17 – Геологія, пошуки та розвідка
нафтових і газових родовищ

А в т о р е ф е р а т

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора геолого-мінералогічних наук

Л ь в і в - 1994



00778805 (Z)

Дисертація в рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському університеті нафти і газу на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ (м.Івано-Франківськ).

Офіційні опоненти:

1. Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, член-кореспондент НАН України Глушко Василь Васильович (Львівський державний університет ім. І.Франка, м. Львів).
2. Доктор геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник Бойко Георгій Іхимович (Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів).
3. Доктор геолого-мінералогічних наук, професор Ларченков Євген Павлович (Одеський державний університет ім. І.Мечнікова, м. Одеса).

Провідна організація - ДП "Західукргеологія" (м.Львів).

Захист відбудеться "18" листопада 1994 р. о 13 год. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 04.01.01 в Інституті геології і геохімії горючих копалин НАН України (290053, м. Львів-53, вул. Наукова, 3-а).

З дисертацією можна ознайомитися у бібліотеці Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України (м.Львів, вул. Наукова, 3-а).

Автореферат розіслано "26" вересня 1994 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради,
кандидат геолого-мінералогічних наук

Бойчевська Л.Т.

ЛНБ ім. В. Стефаника
АН України

AB-30.834

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність проблеми. Сднією із найважливіших проблем сучасного етапу розвитку паливно-енергетичного комплексу є пошук нафтогазоносних об'єктів на великих глибинах, особливо в старих, добре освоєних регіонах. У зв'язку з цим виникла необхідність ґрунтового обґрунтування перспектив нафтогазоносності глибокозакурених горизонтів, вирішення якого не можливе без комплексного дослідження особливостей формування нафтогазових родовищ конкретних регіонів.

Більшість дослідників пов'язують формування виявлених нафтогазових покладів з наявністю в нафтогазоносних басейнах / НГБ / специфічних нафтогазопродукуючих товщ, як наприклад, кременистих бітумінозних відкладів менілітової світи Карпат, доманікового горизонту Волго-Уралу, доманікітів Прип'ятсько-Дніпровського регіону, баженівської світи Західного Сибіру, тощо. Присутність в цих відкладах нафтогазових покладів дало їм підставу вважати, що такі товщі представляють собою автономну нафтогазопродукуючу і нафтогазоакумуючу систему. При цьому вказується на те, що утворення вуглеводнів і формування їх покладів зумовлено процесами, які відбувалися тільки в межах осадового покриву. Проте, отримані за останні роки матеріали свідчать про необхідність перегляду традиційних уявлень на формування кременистих бітумінозних товщ та їх роль в утворенні нафтогазоносності осадових басейнів. Стало ясно, що відтворення особливостей утворення кременистих бітумінозних товщ і формування нафтогазоносності регіонів їх поширення не можливо без врахування тектоно-геодинамічних процесів, пов'язаних з верхньою мантією Землі. Вказані товщі в термобаричних умовах їх залягання можуть розглядатися тільки як резервуари для нагромадження алохтонних вуглеводнів, що надходили із високотемпературних зон земної кори.

Ефективна орієнтація нафтогазопозукових робіт у глибокозаних горизонтах обумовлюється виявленням закономірностей просторового розміщення покладів вуглеводнів та прогнозом їх фазового стану. Вирішення вказаних теоретичних і практичних задач відкриває нові можливості ефективного нагромадження запасів нафти і газу в глибокозаних горизонтах, що визначає актуальність поставленої проблеми.

Мета досліджень. З'ясувати роль тектоно-геодинамічних і геохімічних факторів на особливості речовинного складу, утворення і розташування кременистих бітумінозних товщ та на формування нафтогазоносності регіонів їх поширення з метою обґрунтування перспектив нафтогазоносності глибокозаних горизонтів і можливості відкриття в них покладів рідких вуглеводнів.

Основні завдання досліджень:

- показати вплив поствулканічних гідротермальних флюїдів на речовинний склад і динаміку формування кременистих бітумінозних відкладів;
- розкрити джерела надходження бітумінозних речовин, комплексні форми їх переносу в гідротермальних системах та узагальнити залежність їх складу від зміни термобаричних умов;
- відтворити особливості седиментогенезу кременистих бітумінозних товщ в різних структурно-тектонічних умовах;
- оцінити роль порових вод у міграції нафтових вуглеводнів із бітумінозних відкладів і формуванні їх покладів;
- дослідити геохімічні особливості вуглеводневого складу нафт з метою виявлення їх генетичної спорідненості в межах окремих НГБ;
- розкрити фактори, що підтверджують формування покладів нафти за рахунок вертикальної міграції вуглеводневих систем із високотемпературних $> 250^{\circ}\text{C}$ / зон земної кори;

- виявити вплив тектоно-геодинамічних процесів на формування і закономірності розміщення покладів вуглеводнів;
- обґрунтувати перспективи нафтогазоносності глибокозанижених горизонтів і можливість відкриття покладів рідких вуглеводнів у жорстких температурних умовах на прикладі Передкарпатського прогину.

Фактичний матеріал і методика досліджень. В основу роботи покладені результати досліджень і спостережень, які автор проводив, починаючи з 1965 року, під час роботи у виробничих організаціях ВО "Укрнафта" і на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу, внаслідок яких у автора склалось особисте уявлення про процеси формування бітумінозних товщ та їх роль в утворенні нафтогазових родовищ.

Для вирішення поставлених завдань, крім детального вивчення відслонень, геологічних розрізів і кернавого матеріалу, використано великий аналітичний матеріал, який всебічно характеризує мінеральну і органічну частини кременистих бітумінозних товщ та вуглеводневих флюїдів Карпатського, Волго-Уральського і Прип'ятського регіонів, запозичених з опублікованих і фондів праць науково-дослідних і виробничих організацій. Вибір об'єктів досліджень обумовлюється тим, що саме ці регіони характеризуються найбільшою кількістю матеріалів, на підставі яких можна робити найбільш достовірні висновки стосовно даної проблеми.

Для більш повного обґрунтування окремих положень на спеціально підібраному нами матеріалі були виконані в ІФДТУНГ, ІГ і ГТК АН України, ІГЕМ РАН, ІГ і РГК РАН дослідження ізотопного складу кисню кременистих та вуглецю органічних утворень, температур гомогенізації аутигенної мінералізації, складу органічної речовини / ОР / бітумінозних товщ і нафт з використанням газорідин-

ної хроматографії, електронної та інфрачервоної спектроскопії, результати яких викладені в окремих публікаціях у творчій співдружності з виконавцями аналізів.

З метою вивчення морфології бітумінозних і рудних включень та характеру їх взаємозв'язку з мінеральною частиною кременистих бітумінозних товщ використано більше 1000 шліфів.

Під час вирішення поставлених задач було проведено експериментальне моделювання природних процесів формування кременистих бітумінозних товщ та міграції із них рідких вуглеводнів у складі порових вод.

При обробці геохімічної інформації використовувались методи математичної статистики.

Наукова новизна роботи. На якісно новому науковому рівні розроблена модель формування кременистих бітумінозних відкладів, що є важливим вкладом у фундаментальні теоретичні положення седиментології. Вперше доведена участь різнометаморфізованих бітумінозних речовин, які надходили в басейн седиментації в складі кременистих гідротермальних розчинів, у формуванні кременистих бітумінозних товщ. Встановлено взаємозв'язок між руйнуванням покладів нафти і утворенням високобітумінозних товщ у НТБ з активно розвинутим соляним тектогенезом. Показана можливість переносу бітумінозних і рудних компонентів у складі кременистих гідротермальних розчинів у вигляді металоорганокременистих комплексів. Вперше в лабораторних умовах відтворені особливості седиментогенезу кременистих бітумінозних товщ з участю гідротермальних флюїдів, у складі яких виносились кремнійорганічні речовини.

З'ясована роль тектоно-геодинамічних процесів у формуванні та розташуванні нафтогазових покладів у регіонах поширення кременистих бітумінозних товщ, де останні виступають тільки як нафтогазоакумулюючі системи. Вперше експериментальними дослідженнями

виявлено, що масштаби еміграції нафтових вуглеводнів із бітумінозних відкладів менілітової світи в складі порових вод при геотермобаричних умовах їх залягання настільки малі, що вони не забезпечують формування навіть уже розвіданих запасів нафти в Передкарпатському прогині. Доказана роль вертикальної міграції вуглеводнів по глибинним розломам із високотемпературних зон земної кори. Показана можливість відкриття в земних надрах покладів рідких вуглеводнів у жорстких температурних / до 360 °C / умовах, що значно розширює діапазон перспектив нафтогазоносності в глибокозаканурених структурно-тектонічних поверхах. Виявлено, що в інтервалі температур 220-360 °C знаходиться зона посиленого метаморфізму рідких вуглеводнів, в якій відбувається заміщення нафтових вуглеводнів газовими.

Практична цінність. Результати геолого-геохімічного обґрунтування основних напрямків пошуків нафтогазових покладів у глибокозаканурених горизонтах Передкарпатського прогину передані ВО "Укрнафта" і використовуються при складанні перспективних планів пошукових робіт.

Виявлені особливості взаємозв'язку між руйнуванням покладів нафти, приурочених до солянокупольних структур, і утворенням високобітумінозних відкладів у комплексі з іншими показниками використовуються виробничими організаціями "Білорусьгеологія" і "Білорусьнафта" під час вибору напрямків нафтогазопошукових робіт у Прип'ятському прогині.

Результати досліджень використані під час складання Загальносоюзної довготермінової програми "Насув-2005 р." в рамках галузевої програми МінГео СРСР, метою якої була розробка комплексу рекомендацій по освоєнню нафтогазоносного потенціалу зон насувів.

Практичне впровадження вказаних розробок підтверджується відповідними документами.

Викладений в роботі матеріал використовувався автором під час читання лекцій на факультеті підвищення кваліфікації інженерних працівників в ІФІНГ.

Положення, що захищаються.

1. Формування та поширення кременистих бітумінозних відкладів контролюється розвитком глибинних розломів і підводних поствулканічних процесів, коли у складі кременистих гідротермальних розчинів поряд з рудогенними елементами виносились різнометаморфізовані бітумінозні речовини, які, осаджуючись у геоморфологічно розчленованих басейнах седиментації, разом з біогенними, теригенними та іншими мінеральними компонентами, зумовили особливості їх органомінерального складу.

2. Кременисті бітумінозні товщі в термобаричних умовах їх залягання розглядаються як резервуари для нагромадження скупчень нафти, що надходила із високотемпературних /більше 200–250 °C / зон перетворення ОР у періоди активізації деструкції земної кори та інтенсифікації кризьорового переміщення глибинних флюїдальних систем.

3. Поклади рідких вуглеводнів можуть зустрічатися у жорстких геотемпературних /до 360 °C/ умовах, однак в інтервалі температур від 220 до 360 °C відбувається наростання темпів деструкції органічних сполук.

Апробація роботи і публікації. Основні положення і результати дисертаційних досліджень доповідалися на міжнародних, всесоюзних і республіканських нарадах /конференціях, семінарах, симпозіумах, конгресах/: "Прямі методи пошуків покладів нафти і газу" /Івано-Франківськ, 1974/; "Роль мінералогії в пошуках і розвідці нафтових родовищ" /Івано-Франківськ, 1976/; УІІ Міжнародний конгрес з органічної геохімії /Москва, 1977/; " Походження нафти і газу, їх міграція і закономірності утворення і розміщення нафтових і

газових покладів" /Львів, 1981/; "Природні гази Землі і їх роль у формуванні земної кори і родовищ корисних копалин" /Москва, 1982/; "Колектори нафти і газу на великих глибинах" /Москва, 1983/; "Системний підхід в геології /теоретичні і прикладні аспекти/" /Москва, 1983/; "Дегазація землі і геотектоніка" /Москва, 1985, 1991/; "Умови нафтогазоутворення на великих глибинах" /Івано-Франківськ, 1986/; VII Всесоюзна нарада по термобарометрії і геохімії рудоутворюючих флюїдів /за включеннями в мінералах/ /Львів, 1985/; Друга Всесоюзна нарада з геохімії вуглецю /Москва, 1986/; "Флюїдодинамічний фактор в тектоніці і нафтогазоносності осадових басейнів" /Ашхабат, 1987/; "Критерії і методи виявлення генетичних зв'язків у системі: нафта-конденсат-ОР лорід і вод" /Москва, 1988/; "Геодинамічні основи прогнозування нафтогазоносності надр" /Москва, 1988/; "Тектоніка і нафтогазоносність піднасувних зон" /Фрунза, 1988/; "Проблеми геології і геохімії горючих копалин заходу Української РСР" /Львів, 1989/; "Рифтогенез і нафтогазоносність" /Чернігів, 1990/; Третя Всесоюзна нарада з геохімії вуглецю /Москва, 1991/; "Проблеми розвитку геолого-розвідувальних робіт у Західному регіоні України" /Івано-Франківськ, 1992/; "Проблеми і шляхи енергозабезпечення України" /Івано-Франківськ, 1993/.

Основні положення дисертації викладені в 61 роботі.

Структура і об'єм роботи. Дисертація складається із вступу, 8 розділів і висновків та списку літературних джерел. Текст викладений на 271 сторінках машинопису, ілюстрації складають 43 рисунки і 12 таблиць. Список літературних посилань містить 608 назв.

З вдячністю і світлої пам'яті згадую академіка Г.Н.Доленка, професорів О.М.Снарського і Е.Б.Чекалюка, а також доцента Б.В.Заціху, які ініціювали вибраний автором напрям дисертаційних досліджень.

За поради і консультації стосовно різних аспектів дисерта-

ційної роботи автор глибоко вдячний докторам геол.-мінерал. наук О.К.Баженовій, Б.М.Валяєву, Н.Н.Гуницьї, Т.Т.Клубовій, А.В.Кудельському, В.В.Колодін, О.Ю.Лукін, Ф.П.Мельникову, В.А.Пещосї, О.О.Орлову, В.Г.Осадчому, Ю.М.Сеньковському, В.О.Соколову.

Допомогу у виконанні окремих аналітичних досліджень та їх інтерпретації надавали доктори геол.-мінерал. наук В.О.Чахмахчев і Л.П.Носик, а також канд. геол.-мінерал. наук Т.П.Сафронова.

Дисертація не була би завершеною без творчого контакту з колегами кандидатами геол.-мінерал. наук О.І.Антонішиним, М.Д.Братушем, О.В.Діденко, Ю.П.Івановим, В.П.Левковцем, Л.С.Мончаком, Г.О.Падвою, В.Л.Плужніковою, доцентом О.Б.Лозинським і с.н.с. М.С. Знаком.

Значчу допомогу в оформленні дисертації надали інженери Н.М.Атаманюк і Н.Ф.Клюка.

Всім названим особам автор висловлює сердечну подяку.

З М І С Т Р О Б О Т И

РОЗДІЛ І. ПОГЛЯДИ НА ПРОЦЕСИ УТВОРЕННЯ КРЕМЕНИСТИХ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ ТА ЇХ РОЛЬ У ФОРМУВАННІ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ОСАДОВИХ БАСЕЙНІВ

Відкриття покладів нафти у кременистих бітумінозних товщах викликало велике зацікавлення ними. Ці товщі часто виділяються під назвами горючих сланців, чорних сланців, вуглецевих сланців, бітумінозних, доманікових або баженівських порід. Під кожною із цих назв розуміють досить різні за мінеральним складом товщі /Ф.Г.Гурари, 1970; О.М.Мкртчян і др., 1981/. Незалежно від мінерального складу та геоструктурної приуроченості об'єднують їх такі важливі особливості, як високі кременистість і бітумінозність. Це дало підставу саме ці ознаки покласти в основу найменування вказаних товщ.

На сьогодні не існує єдиної думки відносно генезису креме-

нистих порід. Це стосується як первинних джерел надходження кремнезему, так і процесів, які приводять до вивільнення кремнезему із морських вод /Г.С.Дзюценидзе, 1969; А.П.Лисицин, 1966; В.М.Муравьев, 1976; Н.М.Страхов, 1966; Ю.Н.Сеньковский, 1975; та ін./. Дискусії в основному виникають на протиставленні "вулканогенної" і "біогенної" гіпотез, хоча як показує фактичний матеріал вони не виключають одна одну. Геологи, що вивчали геосинклінальні формації, приймали вулканічне джерело кремнезему для кременистих осадків, а океанологи його виключали, обгрунтовано рахуючи, що джерелом є сама гідросфера. Однією із причин відмінності геосинклінального кремненагромадження від океанічного може бути те, що вулканічний кремнезем, який поступав у глибинну частину океану, розсіювався і поглинався гідросферою. Тут він не тільки не може утворити хомогенних накопичень, якщо немає "пасток" але і вплинути на розвиток кремневого планктону, який розвивається у верхньому шарі океанічної води. У геосинклінальних басейнах минулого концентрації кремнезему, необхідні для його хомогенного осадження скоріше всього виникали у межах окремих ванн /"пастках"/, що зараз має місце у рифтовій зоні Червоного моря /М.В.Хворова, 1980/. Кременисті відклади з'являються, в основному, на початкових стадіях розвитку диференційованих рухів земної кори і палеогеографічно приурочені до зон різкого перегину дна, де максимально можлива поява глибинних розломів, розвиток яких супроводжувався інтенсивною вулканічністю та гідротермальною діяльністю.

Високу збагаченість кременистих відкладів ОР більшість авторів /А.И.Конюхов, 1982; А.П.Лисицин, 1978; Ю.М.Сеньковский, 1978; Н.М.Страхов, 1963 та ін./ пов'язують з унікальною біологічною продуктивністю у зонах апвелінгу морських басейнів та океанів, де існує приплив поживних речовин для їх розвитку. У той же час на думку С.Г.Неручева /1982/ інтенсивність нагромадження аначних мас

ОР відображає не виключно сприятливі умови для розвитку фітопланктону, а навпаки, екстремальні умови існування організмів, коли в умовах зараження середовища проживання ураном та іншими важкими металами могли існувати тільки окремі мутантні види мікрофітопланктону, що володіли високою радіорезистентністю і давали велику екстремальну біопродукцію. Згідно даних М.М.Грачевського і Є.В.Кучерука /1977/ високобітумінозні породи утворились не внаслідок збільшення біомаси, а в умовах седиментації при недостатку мінерального осаду, що визначає відносно підвищення концентрації ОР.

У зв'язку з інтенсивним дослідженням підводних гідротерм зараз нагромаджено багато даних, які вказують на те, що в складі ексгалаційно-гідротермальних флюїдів виноситься значна кількість різних бітумінозних речовин. Це дозволило нам висловити думку, що за рахунок вказаних флюїдів можуть формуватись кременисті товщі, збагачені бітумінозними компонентами. На відміну від своїх супутників / CO_2 , N_2 та ін./, які створюють сприятливий вплив на розвиток життя в басейні, нафта спричиняє згубливу дію на органічний світ. Водною зависсю /біогенною, теригенною, тощо/ сорбуються і осаджуються на дно високомолекулярні вуглеводні, що важко засвоюються мікроорганізмами, та асфальто-смолисті речовини, які залучаються в єдиний процес перетворень ОР водного басейну. Існування в пачках бітумінозних сланців полімеризованих нафтидів свідчать про те, що при формуванні деякої частини бітумінозних товщ, крім біогенних ОР, приймали участь нафтові компоненти. Це сприяло утворенню безструктурної органо-мінеральної маси, яка практично не піддається розчленуванню і петрографічному діагностуванню.

З наявністю у розрізах НГБ бітумінозних товщ часто пов'язується формування вуглеводневих покладів. При цьому з метою оцін-

ки безпосередньої ролі катагенезу в нафтоутворенні основну увагу надають дослідженням, які базуються на концепції головних фаз /зон/ нафто- і газоутворення /Н.В.Васоєвич, 1967; Ю.И.Корчагина, 1979; Е.П.Ларченков, 1991; Н.В.Лопатин, 1983; Р.М.Новосилецкий, 1975; Б.А.Соколов, 1980; П.Ф.Шпак, 1988; та ін./. Проте, якщо самі по собі ці дослідження можуть і не викликати сумнівів, то безпосередній зв'язок з катагенезом процесів первинної міграції і формування покладів вуглеводнів уявляється недостатньо переконливим. Сучасний вміст бітумоїдів у породах не може бути показником генерації, а тим більше еміграції із них вуглеводневих компонентів. Виходячи тільки з ролі катагенезу в нафтогазонагромадженні, важко пояснити, чому при близьких формаційних, структурно-тектонічних, геотермодинамічних, катагенетичних та гідрогеологічних умовах аналогічні за морфогенетичними особливостями і характером екранування типи пасток вміщують поклади вуглеводнів, а інші - непродуктивні, або у формаційно однотиповій товщі при вищевказаних умовах у пастках вміщуються різного фазового складу вуглеводні.

В останній час виявлено /Н.П.Гречихников, 1991/, що в температурній зоні 90-150 °С, яка формувалась на седиментаційному етапі розвитку НГБ під впливом кондуктивного теплопереносу, промислових скупчень нафтових вуглеводнів не виявлено. За даними Р.Г. Гарецького, А.В.Кудельського та Н.П.Волкової /1987/ у басейнах давніх платформ з потужністю осадових утворень до 5 км з температурою поверхні фундаментів до 150-200 °С нафтогазові поклади відсутні. Приуроченість основних запасів нафти до інтервалу температур 60-150 °С не можна пояснити без залучення вуглеводнів, що утворились в зонах високотемпературної деструкції ОР та їх "віднону" в результаті субвертикального пульсаційно-конвективного переносу в складі газових і водно-газових розчинів, суб- і надкритичних флюїдів /А.В.Кудельский, К.И.Лукашев, 1974/.

Характерною особливістю НГЕ є наявність геодинамічно-обумовлених наскрізьформаційних флюїдопровідних систем, які пронизують також і кременисті бітумінозні товщі. Вони приурочені до ділянок пересічення глибинних розломів і контролюють просторово-часові парагенетичні асоціації скопчень різних нафтидів та гідротермальної мінералізації /А.Е.Лукин, 1989; Б.С.Панов, 1993/. Електронномікроскопічними дослідженнями структури порового простору кременистих бітумінозних товщ виявлено, що утворення в них покладів вуглеводнів відбувалося за рахунок вертикальної міграції у попередньо розсипчасті породи /Т.Т.Клубова, 1988 /.

РОЗДІЛ 2. ХАРАКТЕР КРЕМЕНИСТОСТІ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ У РЕГІОНАХ РОЗВИТКУ ПІДВОДНОГО ВУЛКАНІЗМУ

Менілітова світа Українських Карпат. В історії формування карпатської флішової формації виділяється декілька етапів розвитку окременілих бітумінозних товщ і кременистих осадків. Найбільший із них приурочений до олігоценового часу і пов'язаний з формуванням відкладів менілітової світи, які характеризуються значним вмістом продуктів вулканічної і ексгалаційно-гідротермальної діяльності /М.П.Габинет, 1961, 1985; И.М.Афанасьева, 1983/.

У складі менілітової світи виділяються три досить потужні силіцитові горизонти. В основі нижньо- і верхньоменілітової підсвіти вони складаються з відносно тонких 3-12 см шарів і прошарків силіцитів між якими залягають тоненькі /0,5-3 см/ прошарки окременілих високобітумінозних листуватих аргілітів. Товщина нижнього силіцитового горизонту змінюється від 4 до 40 м, а верхнього - від 3 до 8 м. Дещо менший силіцитовий горизонт / 2-4 м / спостерігається у покрівлі нижньоменілітової підсвіти. Основною складовою частиною силіцитів є кремнезем /92,43-95,95 % /. По краях силіцитів зустрічаються окременілі вапнякові прошарки /0,5-2,0 см/, взаємопереходи між якими можуть бути різкими або поступовими.

У розрізі нижньс- і верхньоменілітової підсвіт переважають бітумінозні, практично безкарбонатні аргіліти, в яких вміст кремнезему досягає 70 %, а в глинистих силіцитах /фтанітах/ до 82,99 %. Кремнезем часто утворює мікроскупчення, але в основному він зустрічається у вигляді дрібних лінзочок, тоненьких смужок і видовжених листочків, які порівняно рівномірно насичують всю глинисту масу. Частина кремнезему розкristалізована до халцедону, який утворює кременеві "согочки" на мікроблоках глинистих мінералів.

Загальною особливістю порід менілітової світи є надкларковий вміст багатьох рудних елементів, які приурочені до піритизованих глинистих силіцитів і аргілітів. Геохімічні дослідження вказують на те, що деякі зруденіння спостерігаються у вигляді металоорганічних сполук і сорбованих металів.

Доманіковий горизонт Волго-Уральського регіону. Верхньодевонські відклади доманікового горизонту представляють собою бітумінозну кременисто-карбонатну формацію, осадконагромадження якої відбувалося під впливом вулканічної та поствулканічної діяльності в Уральській геосинкліналі та суміжній частині Східно-Європейської платформи. Відклади доманіку утворюють широку смугу меридіонального простягання вздовж Західного Уралу і представлені, в основному, такими літотипами як вапняки кременисті та силіцити, які характеризуються різним вмістом глинистого матеріалу. Зі сходу і заходу область нагромадження доманікових силіцитів обмежена глибинними розломами і виходами ефузивів, а райони розповсюдження пірокластичних порід та силіцитів територіально співпадають. Всередині пластів силіцитів зустрічаються конкреції сірого зливного вапняку, не охоплених окременінням, а також конкреції піриту довжиною до 25 см /С.В.Максимова, 1970/.

З віддаленням від зони вулканічної діяльності на захід зменшується кременистість збагачених бітумінозними компонентами осад-

ків. Прибережна зона доманікового басейну представлена світлими карбонатними і теригенно-карбонатними слабо окременілими відкладами, які характеризуються низьким вмістом бітумінозних компонентів нафтового типу. Розсіяний кремнезем зустрічається в самих різних формах. Це і новоутворені кристалики кварцу, і стягнення різнорозк/ристалізованого халцедону та своєрідні "сорочки" на глинистих, карбонатних і органічних частинках. Крім кремнезему у породах спостерігається високий вміст тонкодисперсного /мікрозернистого/ кальциту неорганічного походження. Навіть у вапняках, найбільш збагачених фауністичними рештками, вміст мікрозернистого карбонату досягає 30-45 % об'єму породи.

Доманікити Прип'ятського прогину. У Прип'ятському прогині виділяється декілька етапів нагромадження бітумінозних відкладів, які мають спільні особливості з доманіком Волго-Уральського регіону. В основному вони приурочені до міжсольового задонсько-елецького горизонту і надсольових данково-лебедянських та озерсько-хованських товщ фаменського ярусу верхнього девону /Л.Ф.Ажгиревич, 1986; В.А.Лапуть, 1983/.

Утворення бітумінозних відкладів супроводжувалось вулканічною діяльністю під час рифтової стадії розвитку Прип'ятського палеорифту, для кінцевої фази якої характерні прояви основного магматизму і галокинезу. У східній ослабленій зоні прогину утворення розломів супроводжувалось вулканічною діяльністю, які в центральній та західній частинах служили шляхами міграції газових ексталяцій та гідротерм /В.П.Корзун, 1974/.

У палеовулканічній області прогину елєцька вулканогенна товща перекрита елєцькою карбонатною пачкою, які за її межами заміщаються кременистими бітумінозними відкладами, аналогічними за складом доманіку Волго-Уралу. Підводна гідротермально-вулканічна діяльність елєцького етапу зумовила інтенсивне окременіння бі-

бітумінозних відкладів. Вміст кремнезему складає 5-15 % від об'єму всієї породи, де він, в основному, представлений різнорозкristалізованим халцедоном, рідше аморфним опалом. Включення кремнезему мають різну **форму** і досить часто вони представлені округлими, величиною до 0,20-0,25 мм, формами.

У розрізі надсолъзової карбонатно-теригенної товщі виділяється декілька рівнів знаходження бітумінозних товщ. Останні характеризуються дещо меншою кременистістю і надкларковим вмістом окремих рудогенних елементів.

РОЗДІЛ 3. БІТУМІНОЗНІ ТА РУДНІ КОМПОНЕНТИ ГІДРОТЕРМАЛЬНИХ СИСТЕМ

Джерела надходження бітумінозних речовин та залежність їх складу від термобаричних умов. Поява бітумінозних речовин у складі газогідротермальних флюїдів може бути зумовлена різними джерелами їх утворення. Першим, можливо, і основним джерелом є заховане в ¹садках ОР біосфери, що обґрунтовано сумою фактів і детально висвітлено у відомих роботах О.К.Баженової, М.Б.Васовича, Д.І.Корчагиної, А.В.Кудельського, Є.П.Ларченкова, Р.М.Новосилецької, Б.О.Соколова, П.Ф.Шпака, В.О.Чахмаєва та ін. Під час тектоно-магматичної активізації осадових басейнів високотемпературні газофлюїдні потоки виступають як активний фактор тепломасопереносу і катагенезу ОР, а також виділення бітумінозних компонентів із товщ, через які вони проникали.

Другим, не менш важливим джерелом, можуть бути поклади нафти, які в процесі тектоно-магматичної активізації НТБ піддавались руйнуванню. З просочуванням нафти на денну поверхню пов'язані великі витрати, що обчислюються в окремих провінціях сотнями мільярдів тонн /В.Д.Наливкин и др., 1984/. І, накінець, третє джерело пов'язане з абіогенним синтезом вуглеводнів з окремих елементів

/ C, H / або простих хімічних сполук / CO_2 , CO, H_2O тощо/, які вміщуються у магмі глибинних сфер планети та її газогідротермальних похідних. Можливість абіогенного синтезу вуглеводнів обґрунтовується у відомих працях Г.Д.Бойка, Б.М.Валяєва, Й.В.Грінберга, Г.Н.Долена, В.О.Крәшкіна, П.М.Кропоткіна, М.О.Кудрявцева, В.Б.Порфір'єва, Е.Б.Чекалюка та інших.

З метою вивчення впливу температури на склад бітумінозних речовин нами систематизовані результати мінералотермобаричних досліджень, виконаних М.Д.Братусем, Р.П.Готтіх, Б.Д.Жовтулею, Б.В.Заціхою, З.І.Ковалишиним, В.В.Могаровським, А.Р.Дайзієвим, Д.В.Щепеткіним та ін. для різних нафтогазоносних і рудоносних регіонів. Бітумінозні включення безперервно прослідковуються від магматичних до гідротермальних утворень, а їх консервація спостерігається в широкому температурному діапазоні / 50-1400 °C /. У результаті деталізації мінералотермобаричних досліджень виявлена така температурна залежність їх існування: рідкі вуглеводні - 50-360 °C, інколи до 370 °C /в основному в діапазоні 50-220 °C/, асфальти - 100-340 °C, керити - 120-360 °C, антраксоліти - 140-600 °C /в основному вище 300-360 °C/ і графіто-вуглисті речовини - 300-600 °C і більше /в основному вище 400 °C/. Тиск у газорідинних включеннях змінюється в діапазоні 15-65 МПа. Газоподібні вуглеводні представлені широким набором компонентів. Метан зустрічається в широкому діапазоні температур від 50 до 1400 °C. Етан і важкі вуглеводні виявлені в інтервалі 70-450 °C. В інтервалі 450-1400 °C зберігається тільки метан, вміст якого із збільшенням температури поволі зменшується.

Розподіл знаходжень органічних речовин за температурними етапами мінералоутворення показує, що максимальний вміст рідких вуглеводневих компонентів приурочаний до низькотемпературних / < 220 °C / гідротермальних систем. В інтервалі температур 220 -

300 °C одночасно відбувається як метанізація рідких вуглеводнів, так і конденсація їх асфальто-смолистих компонентів з перетворенням при температурах вище 360–400 °C в антраксоліти і графіто-вуглисті речовини.

Комплексні форми переносу бітумінозних та рудних компонентів.

Більшість дослідників, виходячи із аналізу парагенетичних асоціацій та складу газорідних включень, обґрунтовують міграцію елементів у формі хлоридних, гідросульфідних, карбонатних і сульфідних комплексів. Однак основний електролітичний фон розчинів визначається NaCl , а експериментальні дослідження показали, що розчинність SiO_2 , основного жильного мінералу, в NaCl дуже низька, що не узгоджується з переносом у розчинах значної кількості кремнезему / И.Г.Ганеєв, 1964 /.

На сьогодні експериментально доказано, що при високих тисках і температурах у розчинах широко розвинуті процеси полімеризації з утворенням складно побудованих макромолекул. Тісний парагенезис металів і бітумінозних речовин з кремнеземом у різних геологічних ситуаціях дає підставу вважати, що у гідротермальних розчинах кремнезем відіграє роль комплексоутворювача і носія рудних елементів та органічних речовин, утворюючи з ними різні металоорганокремністі комплекси.

Експериментально доказано, що гелі кремнезему внаслідок високої абсорбційної активності можуть поглинати різні метали із розчинів у високотемпературних /> 200–250 °C/ умовах. Присутні у гідротермальних розчинах ОР також виконують роль активного сорбенту металів, утворюючи металоорганічні сполуки, які є поширеною "мінеральною" формою багатьох рудних родовищ і зруденінь.

Головними концентраторами металоорганічних сполук є смолисто-асфальтенові компоненти рудо- і нафтоутворюючих систем. За концентрацію металів відповідають не тільки порфірини, але й гідроксиди-

ні, карбонільні і карбоксильні групи /В.В.Левицкий и др., 1983/.
Із збільшенням ступені метаморфізації бітумінозної речовини і
відповідного зменшення в ній кисневовміщуючих функціональних
груп внесок сорбції металу за механізмом комплексоутворення змен-
шується, але збільшується роль хімічних взаємодій.

У надкритичних умовах / $T=1080^{\circ}\text{C}$ і $P = 970 \text{ МПа}$ /, як відо-
мо, розчинність кремнезему стає практично однаковою. У процесі
висхідної міграції та пониження температур і тисків відбувається
перенасичення гідротермальних розчинів кремнеземом, що зумовлює
утворення великої кількості його полімерних /колоїдних/ форм. У
результаті сорбційно-хімічного взаємозв'язку між гелями кремне-
зему, металами, бітумінозними і металоорганічними речовинами ут-
ворюються різні органо-мінеральні, в тому числі і металооргані-
кременисті комплекси /Б.И.Масевский, 1985/.

Поступаючи у водний басейн у складі гідротермальних флюїдів,
органі-мінеральні комплекси розчиняються і в подальшому згідно з
законами седиментації, приймають участь у формуванні кременистих
товщ з високим вмістом бітумінозних та рудогенних компонентів.

Бітумінозні та рудні речовини сучасних субмаринних гідро-
термальних систем. За період своєї діяльності гідротерми вино-
сять значну кількість нафтових вуглеводнів, які приймають участь
у формуванні донних осадків, збагачених бітумінозними компонен-
тами. Особливий інтерес щодо утворення сучасних бітумінозних
осадків представляє гідротермальна діяльність у Каліфорнійському
заливі. Тут, у двох рифтових долинах, розділених зоною трансформ-
ного скиду, виявлено біля сотні білих та чорних "курців", із яких
відбувається виверження флюїдів з температурою $100-430^{\circ}\text{C}$. Кіль-
кість нафти, яка виділяється із гирла однієї гідротерми, при
швидкості фонтанування 1 м/с складає від 1103800 м^3 до 10091500 м^3
за 100 років, а при швидкості фонтанування 2 м/с її кількість

подвоюється /В.О.Краюшкін, 1992 /. У керні із тіла активного чорного "курця" доля твердого мінерального матеріалу складає 50 % і 50 % припадає на флюїд. Останній у рівних долях представлений легком, як конденсат, нафтою і рудоносним гідротермальним розсолом.

Надходження вуглеводневміщуючих гідротермальних флюїдів обумовлювало формування високобітумінозних донних осадків. Так, осадки в керні довжиною 18 см, піднятого з дна басейну Гуаймас, представлені перешаруванням чотирьох бітумінозних, шести нафтоносних і двох сильно нафтоносних мулів /*J. M. Gieskes et al.*, 1988/. У слабосцементованих мулах виявлено особливий тип бітумоїду, хроматограма якого типова для "незрілого" бітумоїду пізнього діагенезу, що насправд. представляє собою складну суміш міграційного нафтиду і автохтонної ОР, які піддались мікробіологічному перетворенню у придонних умовах / А.Д.Леин, 1989 /.

У межах багатьох екваторіальних територій внаслідок тектоно-сейсмічних рухів утворюються значні просочування вуглеводнів у субмаринних умовах. Класичними районами підводних просочувань вуглев днів є узбережжя Мексиканської та Персидської заток, Карибського моря і Арктики, у донних осадках яких виявлено багато різних бітумних тіл та включень нафти. У Мексиканській затоці донні осадки перекривають відклади солі, які, видавлюючись догори, утворюють численні соляні куполи, що зумовлює природний вихід нафти у море. З піднятих кернів донних осадків /акваторія Луїзіани/ виділяється до 7 % нафти, яка характеризується середньою і сильною біологічною деградацією /*J. M. Brooks et al.*, 1986 /. Аномальний вміст вуглеводнів виявлено у донних відкладах шельфових жолобів континентальної окраїни Арктики, де ці морфоструктури представляють собою морфологічне вираження глибинних розломів і характеризуються трідиноватістю та підвищеною сейсмічністю /А.И.

Данишевская и др., 1977/.

З глибинними флюїдами поступають і важливі біоселементи / С, Р та ін./, які в зоні фотосинтезу сприяють бурхливому біологічному розвитку, подібно областям апвелінгу. Біопродукція фотосинтезу попадаючи в придонні умови, просякається продуктами газогідротермальних систем і разом з мінеральними речовинами водного басейну утворює єдиний орґано-мінеральний комплекс.

РОЗДІЛ 4. МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ФОРМУВАННЯ КРЕМЕНИСТИХ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ

Єдиним механізмом, який здатний доставити миттєво велику кількість кремнезему в басейн седиментації та стримувати процес відкладення теригенних або біогенних осадків, може бути гідротермальна діяльність /В.В.Глушко, 1953; В.И.Муравьев, 1976/. Результати досліджень вказують на те, що чисті кременисті породи /силіцити, халцедоноліти/ вміщують, як правило, відносно мало ОР /в основному 1-2 %/. У той же час високобітумінозні відклади із значно меншим вмістом кремнезему / 10-70 %/, які залягають безпосередньо над кременистими утвореннями, характеризуються незрівняно більшою кількістю ОР, досягаючи в окремих випадках 30 % і більше. Таку особливість розподілу ОР та кремнезему в розрізі вказаних товщ не можливо пояснити тільки участю кремнійзасвоючих організмів.

Процес утворення кременистих бітумінозних товщ внаслідок диференціації в морському басейні теригенного матеріалу і гідротермальних флюїдів, у складі яких виносились нафтові компоненти у вигляді кремнійорґанічних комплексів, нами досліджувався в лабораторних умовах. У штучному морському басейні седиментації спостерігалась диференціація поступаючих речовин і утворення окремих прошарків, характер ритмічності яких відповідав послідовності

осадконагромадження у менілітових відкладах Карпат. У нижній частині морського резервуару осів кременистий осадок з незначним вмістом вуглеводневої речовини, який вище переходить у бітумінозно-кременисто-глинистий прошарок. З припиненням уводу в резервуар газорідного флюїду з кремнійорганічною речовиною у верхній частині штучного осаду спостерігається зміна бітумінозно-кременисто-глинистого прошарку кременисто-глинистими і глинистими утвореннями. Саме в менілітових відкладах, які є класичним прикладом гідротермально-осадового формування кременистих бітумінозних товщ спостерігається наступна послідовність в осадконагромадженні: кременисті утворення /силіцити/ — бітумінозно-кременисто-глинисті безкарбонатні породи — сірокольорові карбонатно-глинисті товщі.

У морському басейні в результаті різкої зміни рН умов та розчинення гідротермального флюїду відбувається значне його розшарування і впливання вуглеводневих речовин. Останні, адсорбуючись теригенним і біогенним матеріалами водного середовища, знову попадають на дно басейну і утворюють високобітумінозні осадки, які безпосередньо залягають над силіцитовими утвореннями з низьким вмістом бітумінозних речовин. Розірвані в часі імпульси подачі кремнезему разом з вуглеводневими речовинами відображені у ритмічно-шаруватій будові кременистих бітумінозних товщ /В.И.Маевский, 1986 /.

З гідротермальними флюїдами у водний басейн виноситься велика кількість газових еманцій / CO_2 , H_2S , HCl та ін./, які знижуючи лужність морської води, значно підкислюють їх придонну частину. Саме тому в придонній частині водного басейну складаються аномальні умови для осадження гелю кремнезему і розчинення та виносу із неї карбонатів. З ослабленням або припиненням газогідротермальної діяльності останні випадали, утворюючи кар-

бонатні осади серед кременистих товщ. Ці процеси підтверджуються експериментальними дослідженнями розчинення і осадження кремнезему та карбонатів у залежності від pH середовища. Разом з тим, коли гідротерми викидали у море велику кількість безкисневої води, поблизу вивержень вільний кисень зникав, pH і Eh води понижувались, що зумовлювало осадження силікатів і карбонатів заліза та марганцю просто із води. У випадках виділення великої кількості H_2S виникали умови для безпосередньої осадки із води сульфідів Fe, Pb, Zn /Г.С.Дзоценідзе, 1969/.

В окремих регіонах високобітумінозні відклади знаходяться серед потужних карбонатних товщ. Останні характеризуються наявністю майже по всьому їх розрізу у вторинних ємностях епігенетичних вуглеводневих речовин у достатньо значних концентраціях. У випадку міграції через такі товщі агресивних газогідротермальних флюїдів, внаслідок розчинення і екстракції буде виноситись у водний басейн седиментації значна кількість карбонатного матеріалу і вуглеводневих речовин. У результаті впливання останніх і подальшого осідання разом з матеріалами водного басейну, відбувається концентрація раніше розсіяних вуглеводневих речовин у малопотужних осадах, що підтверджується лабораторними дослідженнями.

РОЗДІЛ 5. ОСОБЛИВОСТІ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗУ КРЕМЕНИСТИХ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ

Менілітова світа Українських Карпат. Більшість дослідників визнають, що утворення основної маси кремнезему в менілітовому басейні обумовлено вулканічними і поствулканічними ексгальційно-гідротермальними підводними виверженнями. При цьому одна група вчених /М.М.Афанасьєва, 1983; В.В.Глушко, 1953; В.Б.Порфирьев и др., 1956/ вважає, що утворення кременистих відкладів відбувалося внаслідок хемогенного осадження кремнезему, інша - М.П.Габінет

/1985/, D.B.Ковтун /1989/, D.M.Сейковський та ін. /1989/ до- ка- зує, що кремнезем переводився в осадок кремнезасвоючими організ- мами у зоні дії прибережного апвелінгу.

Найбільший розвиток менілітової світи у північно-східних скибах, а також деяке збільшення товщини кременистих і туфових горизонтів у сторону південно-західної окраїни Східно-Європейсь- кої платформи вказує на те, що саме на північно-східному схилі флішового басейну по системі глибинних розломів відбувалося пері- одичне розвантаження кремнійвміщуючих гідротерм у менілітовий час. Мікроскопічними дослідженнями виявлено, що силіцити менілітової світи складаються в основному із прихованокристалічного тонкоагре- гатного халцедону, у складі якого спостерігаються одиночі вклю- чення кременистих організмів. Ізотопний склад ¹⁸O кременистих утворень коливається в основному в межах від 6,75 до 21,9 ‰, що свідчить про вулканогенно-гідротермальне джерело кремнезему та хемогенний механізм його осадження. Температури кремнійвміщуючих гідротерм досягали 390–500 °C /Б.И.Маевский и др., 1985/. Геохіміч- ним бар'єром для випадання кремнезему могли одночасно служити ви- сокий температурний градієнт і градієнт величини pH, які виника- ли на контакті кислих термальних вод / pH ≤ 4 / з лужними морськи- ми / pH = 8–9 / водами. Пульсуюче надходження глибинних еманцій зумовлювало істотний вплив на характер зміни pH донного середо- вища, що в свою чергу сприяло утворенню конкрецій різного міне- рального складу та глауконіту в менілітових відкладах. У кременис- тій масі силіцитів спостерігаються розсіяні мікровключення суль- фідів у вигляді таблитчатих зростків і радіально-променистих агре- гатів, які облямовуються бітумінозною речовиною, утворюючи бобо- вини орґано-сульфідного складу.

Макроскопічно ОР бітумінозних відкладів представлена розсія- ними і концентрованими формами. Концентрована форма ОР представле-

на згустками, лінзочками і мікропрошарками, які залягають по на-
шаруванню порід. На листуватоподібній поверхні високобітумінозних
прошарків інколи спостерігаються численні округлої форми пластич-
ні та крихкі асфальт-асфальтитові вклучення. Поряд з останніми
зустрічаються лінзовидні вуглеподібні речовини, які відносяться
до піробітумів керіт-антраксолітового типу /А.В.Диденко, Б.И.Ма-
евский, 1989/. Присутність пластичних і крихких асфальтитів від-
значається /Г.М.Панов, Ю.Е.Кордияк, 1988/ і всередині карбонатних
конкрецій. Вміст бітумінозної маси в окремих туфогенних піскови-
ках і алевролітах досягає 40-50 %. Наведені дані вказують на те,
що в складі гідротермальних флюїдів разом з кремнеземом та рудоген-
ними елементами у менілітовий басейн виносились різнометаморфі-
зовані бітумінозні речовини, які осідаючи на морському дні, прий-
мали участь у формуванні осаdkів з сингенетичними вклученнями ОР
більш глибокої вуглефікації поряд з менш перетвореним біогенним
матеріалом.

Перешарування органогенних діатомітів з низьким вмістом ОР
/ < 1 % / з кременистими бітумінозними аргілітами і силіцитами
свідчить про складний взаємозв'язок різних факторів екзогенної та
ендогенної природи, які управляли процесами седиментогенезу в ме-
нілітовому басейні. Найбільш сприятливі умови для утворення орга-
ногенних діатомітів створювались в прибережних ділянках, на схи-
лах підводних або надводних підвищень менілітового моря під час
надходження глибинного кремнезему з подальшим переводом його в
осадок кремніязасвоючими організмами.

Поступове здійснення повздовжнього підняття в області зчлену-
вання Орівської та Сколівської скиб /О.С.Вялов и др., 1981/ утруд-
нювало рознос вуглеводневовміщуючих кременистих флюїдів у глибину
флішового басейну. Осциляційні рухи морського дна час від часу
сприяли їх проникненню на різні відстані, що зумовило діахронність

межі менілітової та кросненської літофакції і утворення товщі перехідного типу, в якій знизу догори поступово набирають все більшу роль вапнисті породи.

Доманіковий горизонт Волго-Уральського регіону. Нерівномірність тектонічного занурення Волго-Уральського регіону в середньо-франкський час привело до утворення Камсько-Кинельської системи прогинів. В останніх відбувалося нагромадження тонкошаруватих бітумінозних карбонатно-глинисто-кременистих осадків, які за межами прогинів змінюються слабобітумінозними вапняками та доломітами /О.А.Лоцман, 1976/. Основне надходження кремнезему в доманіковий басейн відбувалося за рахунок гідротермальних розчинів, що розвантажувались по системі глибинних розломів. У більшості розрізів пластові силіцити складаються, в основному, із прихованокристалічної халцедонової маси, в якій рештки кременистих організмів мають підпорядковане значення. Високі концентрації кремнезему у воді доманікового басейну підтверджуються наявністю ранніх седиментаційних виділень дрібних кременевих глобул, які розглядаються як первинна форма коагуляції колоїдного кремнезему /С.В.Максимова, 1970/. Винос значної кількості живильних речовин у складі газогідротермальних флюїдів сприяв формуванню органогенних забудов у прирозломних зонах, які обмежують доманікові западини. Переконаливим доказом надходження перших порцій бітумів у складі гідротермальних розчинів під час формування доманікових осадків можуть служити вклучення нафтидів у таких ранньодіагенетичних тонкозернистих мінералах, як кальцит, халцедон, фосфати кальцію та каолініту. Найбільш ранні новоутворення кремнезему, що мають форму глобул, сильно пігментовані бітумом. Із-за великої кількості бітумів відклади втратили здатність до подальших перекристалізаційних перетворень. Бітуми в основній масі вапняків мікро- і тонкозернистої будови мають різні розміри і конфігурації: від дрібних /0,01-

0,5 мм/ каплевидних утворень до досить великих /від декількох міліметрів до 1-1,5 см/ вклучень та прожилків. У той же час вапняні осади, в яких відсутні бітуми або вміщують їх у незначній кількості, зазнали значної та неодноразової перекристалізації, про що свідчить наявність в них безкольорових, майже прозорих аутигенних мінералів II і III генерацій /К.Р.Чепиков и др., 1982/.

В горючих сланцях доманікового горизонту на поверхні нафтування відзначаються примазки в'язкого бітуму. В окремих шліфах бітум займає 80 % його площі. Частина зразків породи вміщує значну кількість твердого бітуму та вклучень сульфідів /піриту, сфалериту, халькопіриту, арсенопіриту, та сидериту/. Характерною особливістю складу ОР є збагаченість хлороформового бітумоїду смолисто-асфальтеновими компонентами /30-57 % асфальтенів, 30-40% смол/. Вуглеводні займають незначну долю /до 25 %/ бітумоїду, в яких переважає ароматика поліциклічної будови /С.Г.Неручев и др., 1986/. Такий груповий склад бітумоїдів обумовлений процесами окислення і біодеградації нафтових вуглеводнів, які поступали в донні осади в процесі седиментогенезу і разом з біогенною масою морського басейну формували специфічний склад ОР доманікових відкладів.

Доманікити Прип'ятського прогину. Активізація вулканічних процесів і соляного тектогенезу зумовлювала руйнування окремих підсолевих і міжсолевих покладів вуглеводнів, внаслідок чого значна їх частина разом з гідротермальними флюїдами розвантажувалась у морському басейні. Нагромаджувались у депресійних ділянках, вони приймали участь в утворенні осадків, збагачених бітумінозними та рудогенними компонентами. Саме у межах поля бітумінозних відкладів знаходяться ті солянокупольні структури, в яких відзначаються залишки окислених нафт /Б.Й.Маєвський, 1991/. Ритмічність активізації галокіназу сприяла утворенню різної кількості бітумі-

нозних горизонтів, в яких вміст ОР біогенного і нафтового типів досягає 15-20 % і більше. Бітуми, окрім розсіяної форми, утворюють плівки, примазки, натики і виділення напіврідких і твердих бітумів /малт, асфальтів, асфальтитів, керитів, тощо/ як на площинах нашарування, так і всередині бітумінозних відкладів. В асоціації з бітумами знаходяться нерідко сульфіді. До площин нашарування часто приурочена кальцитова та кремнеземиста мінералізація. У підшві бітумінозних товщ у зонах розвитку розломів спостерігається локалізація органогенних забудов. В останніх відзначається присутність поряд з включеннями бітумів стратиформної мінералізації / Zn , Pb та ін./ /Л.Ф.Ажгиревич, 1978/, що вказує на одночасний винос у складі газогідротермальних флюїдів бітумінозних і рудогенних компонентів.

У хлороформовому бітумоїді із бітумінозних сланців вміщується менше твердих вуглеводнів /парафінів/, метано-нафтової та нафто-моноароматичної фракцій. Найбільша роль у складі бітумоїдів належить нафто-ароматичним вуглеводням, що обумовлено деградацією нафт в умовах водного басейну. В бітумоїдах із горючих сланців, як і в нафтах підсолевих і міжсолевих відкладів /Л.Ф.Ажгиревич, К.З.Уров, 1978/ максимум вмісту n -алканів припадає на n -алкани $C_{15} - C_{17}$.

Різна активність галокінезу є основною причиною незвичайного характеру розміщення покладів нафти, нафто-бітумінозних проявів та бітумінозних товщ у Прип'ятському прогині. Одночасно із затуханням соляно-тектонічної активізації і поствулканічної гідротермальної діяльності у верхньодевонський-ранньокам'яновугільний час у вищезалеганих осадових товщах прогину практично зникають бітумінозні відклади, так як були відсутні умови для надходження нафтових продуктів у водні басейни осадконагромадження.

РОЗДІЛ 6. ОЦІНКА РОЛІ ПОРОВИХ БОД У МІГРАЦІЇ НАФТИ ІЗ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ ТА УТВОРЕННІ ЇЇ ПОКЛАДІВ

Експериментальними дослідженнями зразків із свердловин Спас-ІОІ і Підлісівська-І встановлено, що за наявності у вихідних породах великого вмісту ОР /6,39 і 12,83 %/ і бітумоїдів /0,21 і 0,29 % / кількість у них водорозчиненої органіки /ВРОР/ при температурі біля 80 °С дуже незначна / 0,007 і 0,017 г/л /.

Дані тонкошарової хроматографії / ТШХ / свідчать, що бітумоїди з водних екстрактів представлені, в основному, ароматиком / 32,8 і 35,8 % /, смолами /32,2 і 32,8 % /, асфальтенами /19,4 і 20,9 % /. Метано-нафтові вуглеводні складають незначну частину /10,4 і 16,1 % /. Мас-спектрометричні дослідження метано-нафтової фракції після проведення ТШХ свідчать, що водорозчинений бітумоїд збагачений моно-, бі-, три-, і тетрациклічними нафтовыми вуглеводнями /37,5 і 55,7 % /, а метанові вуглеводні складають всього лише 9,5 і 22,5 % . ВРОР значно збагачені сірковміщуючими сполуками: меркаптанами, бенз- і дібензтіофенами, сума ріа кількість яких складає 3,9 і 12,5 % , що не характерно для карпатських нафт.

У бензиновій фракції досліджених нафт на відміну від ВРОР переважають метанові /54,1-57,7 % / і нафтові /31,4-34,9 % / вуглеводні. Геохімічні показники P/Q і $P+Q/n$ C_{17}^{+} nC_{18} водних бітумоїдів і нафт характеризуються дещо різними величинами. Так для водного бітумоїду вказані показники відповідно для Спаської площі складають 1,9 і 1,8 і для Підлісівської - 1,5 і 0,2. Для нафт вони змінюються у межах 2,6-3,4 і 0,4-0,9. Деяка аналогія між окремими хроматограмами алканів нафт і бітумоїдів водного піролізу пояснюється участю нафтових продуктів у формуванні бітумінозних товщ менілітової світи, що підтверджується детальним вивченням складу хлороформового бітумоїду високобітумінозних по-

рід. На основі зміни по розрізу пористості, кількості витісненої при уцільненні глин води і максимально можливої ВРОР, що виносилась в 1 м^3 води, підраховано приблизну кількість ВРОР $/10,76 \times 10^6 \text{ т} /$, які могли витягнутися поровими водами з глинистих порід менілітової світи. Ця величина настільки менша від уже розвіданих запасів нафти в Передкарпатському прогині, що не може бути і мови про формування відомих нафтових родовищ за рахунок ВРОР і латеральної міграції в доорогенний етап розвитку Карпатського регіону.

Наведені експериментальні дані узгоджуються з відповідними дослідженнями літологічного аналогу менілітової світи – порід баженівської світи Західного Сибіру /С.Г.Шведова и др., 1986/, а також бітумінозних майкопських і аптських відкладів Центрального Передкавказзя /И.Г.Киссин и др., 1968/.

Результати експериментів свідчать, що кількість і склад ОР, які переходять у всій розчин, залежать від температури та складу розчинів. Загальний вміст $C_{\text{орг}}$ в діапазоні температур від 20 до 150 °C змінюється в незначній мірі. При підвищенні температури від 150 ° до 200 °C спостерігається збільшення $C_{\text{орг}}$ у витяжках з майкопської бітумінозної глини. В термобаричних умовах $/ 20-200 \text{ }^\circ\text{C} \text{ і } 0,1-7,89 \text{ МПа} /$ вміст ВРОР із менілітових порід складає від 0,025 до 0,098 г/л /В.В.Колодий и др., 1991/. Однак, в 0,062 г/л ВРОР вміст хлороформового вуглецю складає тільки 0,003 г/л, або 5,8 %.

Результати експериментів дають підставу вважати, що формування покладів нафти внаслідок її міграції у водорозчиненому стані із бітумінозних відкладів може відбуватись тільки при високих $/ > 200-250 \text{ }^\circ\text{C} /$ температурах.

РОЗДІЛ 7. ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ І РОЗТАШУВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ В РЕГІОНАХ ПОШИРЕННЯ КРЕМЕНИСТИХ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ

Передкарпатська нафтогазоносна область. Для з'ясування джерел походження нафти і особливостей формування її покладів запропоновані різні гіпотези, які викладені в працях Г.Д. Бойка, І.В. Висоцького, В.В. Глушка, Г.Н. Доленка, В.О. Крашкіна, Д.З. Крупського, Р.М. Новосилецького, В.В. Порфїр'єва, О.М. Снарського, П.Ф. Шпака та ін. При цьому часто утворення покладів нафти пов'язується з наявністю високобітумінозних товщ менілітової світи. Однак детальними дослідженнями з використанням газорідинної хроматографії, інфрачервоної і електронної спектроскопії виявлено істотну різницю у складі бітумоїдів із порід менілітової світи і нафт Передкарпаття /Б.И. Маевский и др., 1989, 1992/. Встановлена генетична спорідненість нафт та попутних газів у незалежності від їх стратиграфічної приуроченості та глибини залягання /Б.И. Маевский, В.Л. Плужникова, 1986; В.В. Колодий, В.К. Солодко, 1988/.

Присутність у тектонічних прожилках флішового покриву поряд з вуглеводневими речовинами піробітумів типу керитів-антраксолітів вказує на високотемпературний /понад 200-250°C/ характер флюїдів, що транспортували мінеральні і вуглеводневі компоненти у розрізі Передкарпатського прогину. За даними термобаричних досліджень температури гомогенізації окремих газорідких включень із епігенетичних мінералів тектонічних тріщин досягають 190-240°C. Значення $\delta^{13}C$ вищого кериту із свердловини Спас-101 та антраксоліту з свердловини Рожнятів-12 відповідно складають -21, 34 і -23,61 ‰ і аналогічні величинам $\delta^{13}C$ кериту із гідротермальної мінералізації Закарпаття.

Наявність інколи значних концентрацій кислих газів /CO₂, N₂/ у складі вуглеводневих покладів на глибинах більше 2 км, де ви-

ключаються окислювальні процеси, пояснюється їх сумісною міграцією у газонафтовій суміші з глибинних сфер Земної кори. На глибинний характер вуглеводневих газів вказують підвищені у них концентрації гелію /0,01–0,02 об.%, а в окремих родовищах до 6,18 об.% водню /Р.М.Новосилецкий, Ю.И.Филис, 1977/. У нафтах спостерігається найвищий / $n \cdot 10^{-4}$ % / серед нафт СНД вміст ртуті /Н.А.Озерова и др., 1974/. При цьому слід зазначити, що тільки в тісному парагенезисі з вуглеводнями в Передкарпатті виявлена поліметалічна мінералізація. Ізотопний склад ^{13}C нафт і конденсатів /М.П.Габинет и др., 1990/ змінюється відповідно від -23,6 до 28,6 ‰ і від -25,4 до -28,2 ‰ і невідображає залежності від віку вміщуючих порід і глибини їх залягання. Наявність нафт і конденсатів з важким ізотопом ^{13}C /від -23,6 до -26,0 ‰/ у верхній частині осадового комплексу обумовлена вертикальною їх міграцією із високотемпературної зони Передкарпатського прогину.

Геохімічними дослідженнями у бензинових фракціях із нафт таких родовищ як Гвізд, Пнів, Долина і Північна Долина виявлені ознаки "первинних" газоконденсатів, які утворились у жорстких термобаричних умовах /В.Л.Плужникова, 1964/. Присутність у нафтах і газоконденсатах рослинних рештків мезозойсько-протерозойського віків /К.Р.Чепиков, А.М.Медведева, 1963; Г.П.Шкрєбта, 1965/ свідчить, що джерело нафтогазоутворення знаходилося нижче кайнозойського комплексу порід. Наслідком сумісної міграції вуглекислих флюїдів і вуглеводнів є просторовий взаємозв'язок лужних і конденсаційних вод і покладів нафти та газу /В.В.Колодий, 1978/. Нафтогазові поклади характеризуються значно більшими пластовими температурами / до 20–30 °C/ в порівнянні з близько розміщеними непродуктивними структурами. Геотермічним картуванням виявлено "затягування" ізотерм у зонах основних тектонічних порушень.

Найбільша інтенсивність проникнення глибинних /підкорових і

корових/ флюїдів і тепла, що сприяли активному катагенезу ОР та виносу вуглеводнів, мали місце в останню фазу альпійського тектогенезу, коли під тиском алохтонної маси різко посилились процеси прогинання і розколу земної кори в основі Передкарпатського прогину. Саме з цим періодом пов'язано формування основних покладів вуглеводнів, які в просторовому відношенні знаходяться над смугою "живої" розуцільненої верхньої мантиї /Г.Е.Войко, С.Г.Аникеев, 1990/ під Внутрішньою зоною прогину і північним краєм Складчастих Карпат. Не виключено, що в таких зонах внаслідок виносу глибинних водню і вуглеводневих сполук може відбуватись неорганічний синтез вуглеводнів.

Вивчення просторового розміщення запасів нафти і конденсату показало, що максимальні їх концентрації /понад 80 % / приурочені до площ, які прилягають до трьох найбільших тектонічних вузлів /Долинського, Надвірнянського і Бориславського/. У центрі таких тектонічних вузлів знаходяться і найбільші родовища /Долинське, Битків-Бабчинське і Бориславське/, де нафтогазоносність охоплює найбільший стратиграфічний діапазон. За даними дистанційних досліджень через вказані тектонічні вузли проходять транскарпатські лінеamenti мантийного закладення і неотектонічної активності, що проявляються у підвищеній тріщинуватості осадового покриву.

Волго-Уральська нафтогазоносна провінція. Детальний аналіз геохімічних досліджень нафт із різних областей Волго-Уральського регіону /С.А.Винниковский и др., 1977; В.А.Белерова, В.И.Донцов, 1986; Г.П.Курбекий, 1987; З.В.Якубсон и др., 1977; та ін./ вказує на відсутність "специфічності" їх складу в розрізі палеозойського комплексу горід, включаючи піддоманікові, доманікові та наддоманікові відклади. У межах Татарської НГО, де 37 % всіх запасів нафти Волго-Уральської НТГ вміщується у теригенних живецько-нижняофранкських відкладах, дослідженнями методом газорідинної хроматографії

виявлена генетична спорідненість нафт незалежно від віку вміщуючих порід та глибини їх залягання. Величини числових відношень n -алканів до ізоалканів бензинової фракції / $C_6 - C_8$ / і пристану до фітану в нафтах Пермського Прикам'я характеризуються переважно вузькими інтервалами значень і відповідно складають 0,7-1,4 і 0,7-2,0. При цьому спостерігаються різні варіації цих значень для нафт із різних родовищ в одновікових товщах. Однорідність нафт Пермського Прикам'я, Удмуртії та суміжних районів Башкірії підтверджується і даними інфрачервоної спектроскопії. У покладах різновікових товщ багатопластових родовищ відзначаються численні випадки практично рівного вмісту ванадієвих порфіринів. Основним фактором зміни фізико-хімічних властивостей нафт Волго-Уральської НГВ є процеси біодеградації і вторинного осічення. Виявлено пряму кореляційну залежність між густиною нафт і вмістом у них загальної сірки /Б.Й.Маєвський, О.Є.Лозинський, 1994/.

Генетична спорідненість нафт багатопластових родовищ підтверджується однаковим вмістом в їх водневій частині ізотопного водню-дейтерію /М.Б.Аширов, 1967/. Закономірна зміна палеонотичних комплексів у нафтах по розрізу показує, що формування покладів на території Урало-Поволжя відбувалось за рахунок вертикальної міграції вуглеводнів. Комплекси рослинних мікрорештків, виділених із нафт доманікового горизонту, значно відрізняються від рослинних рештків, виділених із доманікових порід /М.Р.Чепиков и др., 1982/.

Наявність вуглеподібних бітумів типу керитів-антраксолітів у тріщинах і вторинних порожнинах газових, газоконденсатних та нафтових покладів /М.С.Гольдберг, 1975/ вказує на утворення цих нафтидів у високотемпературних умовах. Про існування високотемпературних /до 300-400 °C/ флюїдів, які поступали під час активізації розломів, свідчать результати декрипітації вторинних до-

ломів і кальцитів. Майже всі теплові аномалії, що приурочені до розломів у фундаменті або флексур в осадовій товщі, пов'язані із родовищами нафти і газу. При цьому спостерігається пряма залежність між запасами вуглеводнів і тепловими потоками /О.В. Камалова, 1975/. Проникнення термальних флюїдів спричинили порушення гідрохімічного режиму і сильний розвиток метасоматичних змін порід. Останні приурочені до тектонічних зон саме в районах нафтогазових покладів.

Родовища нафти і газу групуються у певні системи, які виділяються у вигляді окремих регіональних зон нафтогазонакопичення. Основні зони концентрації вуглеводнів пов'язані з бортовими уступами Камсько-Кинельської системи прогинів та системами мікрограбенів. Особливий вплив на характер нафтоносності Передуральського прогину спричинили взаємопересічення глибинних розломів, що обмежують Камсько-Кинельську систему прогинів і прослідковуються під формаціями крайового прогину, із глибинними диз'юнктивами субуральського простягання /Б.І. Маевський, М.С. Знак 1991/. Основні за запасами родовища розташовані у вузлах пересічення зон нафтогазонакопичення різного простягання, обмежених розривними порушеннями.

Наявність скупчень бітумів у верхньодокембрійських-середньодокембрійських товщах, які представляють собою залишки рідких вуглеводнів /Д.А. Бабиц и др. 1987/, дає підставу вважати, що процеси нафтоутворення в Урало-Поволжі відбувалися ще задовго до утворення бітумінозних відкладів доманікового горизонту. Активізація тектонічних і флюїдодинамічних процесів пов'язаних з формуванням Камсько-Кинельської системи прогинів та системи мікрограбенів зумовили подальшу інтенсифікацію нафтоутворення /Б.І. Маевський та ін. 1988/. Джерелами вуглеводнів могли бути як рифейсько-вендські відклади, які характеризуються широким розвитком алохтонних біту-

моїдів, так і теригенні відклади середнього і верхнього девону. У результаті порівняння вуглеводневого складу бітумоїдів порід фундаменту і нафті із Ромашкінського родовища виявлено подібність розподілу в них ізопреноїдних і нормальних алканів, а також вуглеводнів гоманового ядра /Е.Г.Бурова и др., 1987/. Посилення тектоно-флюїдальних процесів альпійського часу обумовило переформування і руйнування палеозойських покладів вуглеводнів та винос їх значної частини у приповерхневі умови.

Прип'ятська нафтогазоносна область. До основних нафтопродукуючих і одночасно нафтогазоносних товщ у регіоні часто відносять бітумінозні відклади верхнього девону. Проте, численні дані /А.В.Кудельський, К.И.Лукашев, 1974/ вказують на те, що формування покладів нафти у Прип'ятському прогині можна пояснити тільки вертикальним переміщенням продуктів термолізу ОР у складі гомогенної газорідної суміші по зонах тектонічних порушень.

Детальний аналіз глибинних проб нафти показав, що їх фізико-хімічні властивості зумовлюються глибиною залягання незалежно від стратиграфічної приуроченості /Л.А.Рудченко и др., 1985/. У розрізі осадового чохла не спостерігається закономірних змін значень геохімічних показників, які би свідчили про різні джерела утворення нафти підсолевих і міжсолевих відкладів. Величина відношення метану до важких його гомологів також не залежить від віку вміщувачих нафтові поклади відкладів. Середні значення відношення нормальних бутану і пентану до їх ізомерів практично рівні для покладів підсолевих і міжсолевих відкладів. Характер зміни значень співвідношень алканів нормальної та розгалуженої будови дозволяє зробити висновок, що різноманітність нафти та газів обумовлена різним перетворенням однакової за складом генетично єдиної нафтогазової суміші.

Підтвердженням вертикальної міграції нафти Прип'ятського про-

гину є наявність у них спор і акрітарх середньодевонського та до-девонського віків /А.М.Синичка и др., 1980/. Спектральними дослідженнями виявлено, що породи у зонах диз'юнктивної порушеності вміщують Co , Mn , Cu , Ni , Sz та інші мікроелементи в підвищеній кількості в порівнянні з непорушеними ділянками. У нафтовій ділянці пласту підвищений вміст мікроелементів приурочений саме до проникливих пропластків /Ю.П.Иванов, 1983/. При цьому контурні води нафтових родовищ за ізотопним складом δD і $\delta^{18}\text{O}$ істотно відрізняються від вод "нормального" фону водоносних комплексів.

Найбільш давня фаза нафтоутворення пов'язана з геодинамічною обстановкою деструкції та розтягування земної кори /пізній фран-фамен/ під час формування Прип'ятського палеорифту /Р.Г.Гаретский, А.В.Кудельский, Р.Е.Айзберг и др., 1988, 1989/. Методом гомогенізації газорідних включень із епігенетичних мінералів з різних горизонтів девону виявлено /В.В.Панов, 1974, 1975/, що девонські відклади періодично прогрівались до 300–380 °C. Переміщення високотемпературних флюїдів сприяли термодеструкції ОР і формуванню покладів вуглеводнів. Післядевонському часу властиво згасання інтенсивності теплових потоків.

Внаслідок наростання інтенсивності соляного тектогенезу в кінці девону відбувалося переформування первинних підсолевих покладів та винос нафти у соляні масиви і міжсольові та надсольові Девонські відклади. Більш активний солянокупольний тектогенез у центральній та південній частинах прогину сприяв інтенсивному руйнуванню покладів вуглеводнів /А.И.Богомолов и др., 1975; В.И. Маевский, 1991/.

Більшість покладів нафти Прип'ятського прогину прилягає до зон пересічення субширотних і субмеридіональних розломів, які служили каналами для розгрузки флюїдів /М.А.Рынский 1979, 1989/. На багатопластових родовищах, до яких приурочені основні запаси

нафти, ділянки локалізації покращених колекторських властивостей у місольових і підсольових відкладах співпадають у плані, що обумовлено єдиною системою наскрізних тріщинуватих зон. У зонах тріщиноватості і подрібнення відзначається і підвищена бітумінозність порід фундаменту. Вуглеводневий склад бітумоїдів порід фундаменту має певні ознаки подібності з вуглеводневим складом нафт /Е.Г.Бурова и др., 1987/.

РОЗДІЛ 8. ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ У РЕГІОНАХ РОЗПОВСЯДЖЕННЯ КРЕМЕНИСТИХ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ

У зв'язку з високою розвіданістю вказаних регіонів на глибинах до 4-5 км однією із основних задач приросту промислових запасів вуглеводнів є відкриття нових покладів, пов'язаних з глибокозануреними горизонтами. Появились нові дані, які дозволяють розширити температурний інтервал існування рідких вуглеводнів як в розсіяному, так і в концентрованому стані /L.C. Price, 1981, 1982; Г.Г.Вахитов и др., 1980/.

Детальне геохімічне вивчення відкладів, які розкриті надглибокими свердловинами в США /Джакобс-І, 7544 м; Берта-Роджерс-І, 9525 м; Мак-Нейр-І, 6905 м/ показало, що в інтервалі температур від 220 до 296 °С і ступеню катагенезу AK_1 у породах мезозою та палеозою виявлено високий вміст високомолекулярних / C_{15+} / вуглеводневих компонентів. Поклади нафти на великих глибинах виявлені в таких температурних /186-230 °С / умовах, при яких вони згідно існуючих поглядів не повинні були би існувати внаслідок процесів деструкції.

Термодинамічна стійкість високомолекулярних вуглеводнів при температурах до 300 °С дістала підтвердження в лабораторних умовах /А.А.Петров, 1984/. Саме при температурах вище 250-300 °С, як відомо /В.В.Колодий, 1978; А.В.Кудельский, 1982 та ін./, зна-

чно покращуються процеси первинної міграції нафтових вуглеводнів із нафтоматеринських порід. Мігруючи у верхні частини осадового басейну газорідинна система диференціюється на шляхах міграції, внаслідок чого виникає відповідна вертикальна зональність нафтогазоносності.

Основною умовою концентрації вуглеводнів у промислових масштабах є активний тектоно-флюїдодинамічний режим, який забезпечує їх транспортування і здійснює вивільнення порового і тріщинного просторів для формування в них покладів. Тому найбільші родовища вуглеводнів, як правило, приурочені до площ, які прилягають до ділянок взаємопересічення глибинних розломів. Характер локалізації покладів у розрізах не залежить від стратиграфічного залягання кременистих бітумінозних товщ.

У Передкарпатському прогині, що характеризується серед досліджених регіонів найбільшими потужністю осадового комплексу порід і температурними умовами, промислові поклади нафти практично зосереджені на глибинах менше 5 км, де пластові температури не перевищують 120 °С. В інтервалі глибин 5–7 км, де пластові температури досягають 170 °С, в окремих свердловинах виявлені припливи нафти та інтенсивні нафтогазопрояви. Значний приплив нафти до 500 т/доб, як відомо, одержано з глибини 6200 м із живецьких вапняків доальпійського фундаменту румунського Передкарпаття.

Враховуючи наведені дані, а також виходячи із результатів мінералотермобаричних і геохімічних досліджень можна вважати, що поклади нафти в Передкарпатському прогині можуть бути відкриті до глибини 8,5–9 км. Відсутність закономірних змін значень генетичних показників нафт незалежно від глибини їх залягання вказує на те, що в глибокозанижених горизонтах /5–8 км/ можуть бути поклади нафт, аналогічних за складом тим, що залягають у верхніх структурно-тектонічних ярусах /Б.И.Маевский и др., 1990/.

Нижче глибин 8,5–9 км із збільшенням пластових температур з 220 до 360 °С внаслідок поступової деструкції нафтових компонентів повинно відбуватись заміщення нафтових і газонафтових покладів нафтогазовими, газоконденсатними скупченнями, які на глибинах нижче 14 км змінюються метановими. Співвідношення в покладах між рідкими і газоподібними вуглеводнями, крім зародкового їх вмісту, буде залежати від екрануючих властивостей покриток.

Першочергові напрямки пошуків нафти і газу антиклінальних і неантиклінальних типів у Передкарпатському регіоні на глибинах доступних бурінню, необхідно зосередити на площах, які прилягають до вузлів перетину глибинних розломів, що обмежують смугу гравітаційного мінімуму, і транскарпатських диз'юнктивів та лінеamentів. Рекомендується буріння параметричних свердловин глибиною 8 км у Бориславському, Долинському та Надвіднянському нафтопромислових районах, де прогнозується відкриття нових перспективних на нафту і газ об'єктів у насунутих відкладах палеогену або мезозою автохтонної основи. Крім цього в межах Долинського – Північно-Долинського родовищ необхідно пробурити свердловину глибиною 6,5 км з метою пошуків покладів вуглеводнів у палеогенових відкладах окремої складки другого ярусу структур /Б.Й.Маєвський та ін., 1993/.

З метою подальшої оцінки перспектив нафтогазоносності мезозойських відкладів автохтону Покутсько-Буковинських Карпат необхідно розпочати буріння параметричних свердловин глибиною до 6,5 км на Яблуницькій і Путильській структурах, з яких перша знаходиться безпосередньо в полі взаємоперетину транскарпатського Черемоського глибинного розлому із смугою Верховинсько-Білочеремоського гравітаційного мінімуму.

До перспективних для пошуків глибокозалягаючих покладів нафти і газу відносяться і пастки, розміщені в межах або поблизу

Старосамбірського, а також Космач-Іокутського і Свобода-Рунгурського нафтових родовищ, що розташовані в менш виражених тектонічних вузлах.

Прогнозне положення ізотерми 220°C у Передкарпатському прогині знаходиться дещо нижче глибини рекомендованих надглибоких свердловин, що дає підставу очікувати відкриття ними покладів нафти.

ВИСНОВКИ

У дисертації зроблено теоретичне узагальнення з актуальної наукової проблеми в області геології нафти і газу – нафтогазоносності глибоксанурених горизонтів у регіонах поширення кременистих бітумінозних товщ, що має важливе народногосподарське значення, оскільки відкриває нові можливості нарошування запасів нафти та газу. На прикладах Передкарпатського, Волго-Уральського і Прип'ятського регіонів, які характеризуються різним геотектонічним розвитком, відтворена роль тектоно-геодинамічних і геохімічних факторів в утворенні кременистих бітумінозних товщ та в формуванні їх нафтогазоносності. На підставі теоретичних і експериментальних досліджень, узагальнення та аналізу численного літературного матеріалів зроблено наступні висновки.

1. Під час тектоно-магматичної активізації в басейні седиментації в складі кременистих гідротермальних флюїдів поступали різнометаморфізовані вуглець і водень вміщуючі сполуки, які поряд з біогенними, теригенними та іншими компонентами водних середовищ приймали участь у формуванні кременистих бітумінозних товщ.

2. У гідротермальних розчинах кремнезем відіграє роль носія рудних елементів і бітумінозних речовин, утворюючи з ними різні металоорганокременисті комплекси. Склад органічних речовин залежить від термобаричних умов гідротермальних систем.

3. Особливості седиментогенезу кременистих бітумінозних товщ

моделюються в лабораторних умовах.

4. В низькотемпературних умовах /до 200 °C / порові води не можуть забезпечити міграцію нафти із кременистих бітумінозних товщ у масштабах, необхідних для формування її покладів.

5. Нафти в кожному із вивчених нафтогазоносних регіонів, незалежно від їх стратиграфічної приуроченості та глибини залягання, генетично споріднені. Локалізація нафтових покладів у розрізах нафтогазоносних регіонів не залежить від стратиграфічного рівня знаходження кременистих бітумінозних відкладів. Останні у геотемпературних умовах їх залягання відносяться тільки до акумулюючих вуглеводневі системи товщ.

6. У глибокозанурених горизонтах з геотемпературними умовами до 360 °C можливе відкриття покладів рідких вуглеводнів, що дозволяє значно розширити перспективи промислової нафтогазоносності осадових басейнів.

7. Найбільш перспективними напрямками нафтогазопотукових робіт у глибокозанурених горизонтах Передкарпатської нафтогазоносної області є площі, які прилягають до місць взаємоперетину глибинних розломів, що обмежують смугу гравітаційного мінімуму, і транскарпатських диз'юнктивів та лінеamentів. Саме тут рекомендується буріння ряду параметричних свердловин глибиною 6,5 і 8 км.

ОСНОВНІ РОБОТИ ПО ТЕМІ ДИСЕРТАЦІЇ:

1. Геологическое строение и нефтегазоносность Струтинского месторождения / Н.Н.Гуныка, Л.А.Дмитрук, Б.И.Маевский, В.Т.Сковронский // Нефть и газ. пром-сть.- 1970.- № 6.- С. 5-6.

2. Маевский Б.И. Роль кремнийорганических соединений в формировании высокоуглеродистых и битуминозных толщ // Геол. и геохим. горючих ископаемых.- 1982.- Вып.58.- С. 62-67.

3. Маевский Б.И. Кремнийорганические соединения как форма

выноса рудных и углеводородистых веществ из недр Земли // Разведка и разработка нефт. и газ. месторождений. - 1983. - Вып.20. - С. 6-9.

4. Маевский Б.И., Гошовский И.Н. О результатах лабораторного моделирования природных процессов образования битуминозо-кремнистых толщ // Разведка и разработка нефт. и газ. месторождений. - 1984. - Вып.21. - С. 3-6.

5. Маевский Б.И. Эволюция Земли и нефтидогенез // Происхождение и миграция нефти и газа. - Киев:Наук.думка,1984.- С.105-111.

6. Маевский Б.И. Геолого-геохимические предпосылки участия газогидротермальных флюидов в формировании кремнистых высокоуглеродистых толщ // Природные газы Земли и их роль в формировании земной коры и месторождений полезных ископаемых. - Киев: Наук.думка, 1985. - С. 71-80.

7. Маевский Б.И., Антонишин О.И., Носик Л.П. Генезис кремнистых образований менилитовой свиты Восточных Карпат по данным изотопного состава кислорода // Разведка и разработка нефт. и газ. месторождений. - 1985. - Вып.22. - С. 10-14.

8. Маевский Б.И. Экспериментальное моделирование природного процесса седиментации высокоуглеродистых кремнистых пород // Литогенез и полезные ископаемые. - Киев: Наук.думка, 1986. - С. 103-110.

9. Маевский Б.И., Антонишин О.И. Подводные высачивания углеводородов и их участие в формировании горючих и битуминозных сланцев // Разведка и разработка нефт. и газ. месторождений. - 1986. - Вып.23. - С. 9-13.

10. Знак М.С., Маевский Б.И., Лозинский О.Е. О влиянии землетрясений на герметичность ПХГ и прямые поиски залежей УВ // Нефт. и газ. пром-сть. - 1986. - № 1. - С. 45-46.

11. Маевский Б.И., Плужникова В.Л. Некоторые генетические

особенности нефтей Предкарпатского прогиба // Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород. - М.: Наука, 1986. - С. 92-95

12. Маевский Б.И., Сафронова У.М. Особенности генетической взаимосвязи между нефтенакоплением и сланцеобразованием в Припятском прогибе в связи с перспективами его нефтеносности // Разведка и разработка нефт. и газ. месторождений. - 1987. - Вып. 24. - С. 10-14.

13. Нефтегазообразование и прогноз фазового состояния углеводородов на больших глубинах по данным минералотермобарических и геохимических исследований / Б.И.Маевский, В.Л.Плужникова, Л.П.Носик, Е.С.Тараканова // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. - М.: Наука, 1988. - С. 200-206.

14. Маевский Б.И. Флюидодинамический режим в формировании и разрушении залежей нефти в зонах тектогенеза // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. - М.: Наука, 1989. - С. 166-173.

15. Геодинамические аспекты тектоники и перспектив нефтегазоносности Предкарпатского прогиба / Б.И.Маевский, Л.С.Мончак, С.И.Гривнак и др. // Геология и геодинамика нефтегазоносных бассейнов СССР. - М.: ВНИГНИ, 1990. - С. 109-121.

16. Геолого-геохимическое обоснование нефтегазопроисхождения работ в Предкарпатском прогибе / Б.И.Маевский, М.С.Знак, В.Л.Плужникова, О.Е.Лозинский // Сов. геология. - 1990. - № 5. - С. 27-32.

17. Маевский Б.И. Геохимическая модель формирования и перспектив нефтегазоносности поднадвиговых зон Предкарпатского прогиба // Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон. - М.: Наука, 1990. - С. 212-219.

18. Маевский Б.И. Использование минералотермобарических исследований для обоснования перспектив нефтегазоносности глубоко-

погруженных горизонтов (на примере Предкарпатского прогиба) // Изв. ВУЗ. Нефть и газ.- 1990.- № 8. - С. 3-8.

19. Маевский Б.И. Геодинамические особенности нефтегазообразования и формирования доманикоидных толщ в Припятско-Днепровском авлакогене // Рифтогены и полезные ископаемые.- М.: Наука, 1991.- С. 79-85.

20. О происхождении углеводородных залежей в палеогеновых отложениях Предкарпатья / Б.И.Маевский, В.А.Чахмахчев, Е.Р.Разумова и др.// Сов. геология.- 1992.- № 10. - С. 9-16.

21. Маевський Б.І., Разумова О.Р., Агафонова З.Г. Генетичні особливості нафт і попутних газів піднасуву Карпат // Нафт. і газ. пром-сть.- 1992.- № 3. - С. 7-9.

22. Геофлюїдодинамічні і геохімічні аспекти формування і перспектив нафтогазоносності Карпатського регіону / Б.І.Маєвський, О.П.Лукін, Р.М.Окряпкий, С.І.Гривнак // Нафт. і газ. пром-сть. - 1993. - № 2. - С. 6-8.

23. Напрями нафтогазорозвідувальних робіт на Прикарпатті буровими організаціями Івано-Франківщини / Л.В.Григорчак, В.І.Маєвський, Г.О.Падва та ін. // Нафт. і газ. пром-сть. - 1993.- № 4. - С. 16-18.

24. Маевский Б.И., Шведова С.Г., Сафронова Т.П. Оценка роли подземных вод менилитовых отложений в образовании залежей нефти в Карпатском регионе // Геол. журнал.- 1993.- № 5. - С. 104-112.

25. Маевский Б.И., Снарский А.Н., Берлявский В.И. Геохимические показатели цикличности газонефтенакопления во Внешней зоне Предкарпатского прогиба // Прямые методы поисков залежей нефти и газа: тез. докл. Всесоюз. науч.-техн. конф. - Ивано-Франковск, 1974. - С. 149-150.

26. Диденко А.В., Зацеха Е.В., Маевский Б.И. Пространственная зональность углеродсодержащих веществ и минералов в гидротермаль-

ных образованиях Карпатской металлогенической провинции // Минералогическое картирование как метод исследования рудоносных территорий: Тез. докл. III Всесоюз. минералог. семинара, 4-7 октября 1983 г. - Свердловск-Миасс, 1983. - С. 107-108.

27. Маевский Б.И., Зашиха Б.В., Антонишин О.И. Влияние эндогенных процессов на коллекторские свойства пород в связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. III Всесоюз. конф., 1-3 февраля 1983 г. - М., 1983. - С. 102-104.

28. Маевский Б.И. Роль металлоорганикремнистых комплексов в формировании высокоуглеродистых толщ и связанных с ними стратиформных рудных залежей // Условия образования и закономерности размещения стратиформных месторождений цветных, редких и благородных металлов: Тез. докл. I Всесоюз. конф. Ч. II. - Фрунзе, 1985. - С. 34-36.

29. Маевский Б.И., Зашиха Б.В., Носик Л.П. Углеводородсодержащие включения гидротермальных минералов как показатель перспектив нефтегазоносности глубинных зон земной коры // Термобарометрия и геохимия рудообразующих флюидов (по включениям в минералах): Тез. докл. VII Всесоюз. совещ., 30 сентября-2 октября 1985 г. Львов. Ч. I. - Львов, 1985. - С. 177-178.

30. Маевский Б.И. Влияние тектонических процессов и поствулканических флюидов на динамику формирования и состав высокоуглеродистых толщ // Дегазация Земли и геотектоника: Тез. докл. II Всесоюз. совещ., февраль 1985 г., Москва. - М.: Наука, 1986. - С. 95-97.

31. О роли менилитовых отложений Предкарпатья в процессах нефтегазообразования / В.А. Чахмахчев, Б.И. Маевский, С.А. Пуманова и др. // Критерии и методы установления генетических связей в системе нефть-конденсат-ОВ пород и вод: Тез. докл. Всесоюз. совещ., 18-20 октября 1988 г., Москва. - М., 1988. - С. 143-147.

32. Маевский Б.И. О формировании горючесланцевых толщ в надсолянокупольных структурах зон рифтогенеза // Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр: Тез.докл. I Всесоюз. конф., 6-8 сентября 1988 г. - М., 1988. - Ч.II. - С. 388.

33. Маевский Б.И., Знак М.С., Плужникова В.Л. Геолого-геохимическое обоснование геодинамической модели формирования скоплений углеводородов на примере Карпатской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций // Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр: Тез.докл. I Всесоюз. конф., 6-8 сентября 1988 г. - Москва, 1988. - Ч.3. - С. 636-637.

34. Диденко А.В., Маевский Б.И. Особенности минералогии, состава органического вещества и формирования менилитовых толщ // Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых запада Украинской ССР: Тез.докл. республ. конф., 2-4 октября 1989 г., Львов. - Львов, 1989. - Т.I. - С. 66-67.

35. Практическая реализация системного подхода при оценке основных перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Предкарпатского прогиба / Б.И.Маевский, Л.С.Мончак, Г.И.Гривнак и др. // Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты) : Тез.докл. III Всесоюз. конф., 5-7 сентября 1989г Ч.II. - К. I. - М., 1989. - С. 129-131.

36. Знак М.С., Маевский Б.И. Взаимосвязь геодинамической напряженности и углеводородной дегазации недр в Карпатском регионе/ Дегазация Земли и геотектоника: Тез.докл. III Всесоюз. совещ., апрель 1991 г., Москва. - М.: Наука, 1991. - С. 57-58.

37. Тектонический контроль миграции и улавливания углеводородов (на примере Предкарпатского прогиба) / Б.И.Маевский, Л.С.Мончак, М.С.Знак, М.Д.Братусь // Дегазация Земли и геотектоника: Тез.докл. III Всесоюз. совещ., апрель 1991 г., Москва. - М.:Наука, 1991. - С. 171-172.

38. Маевский Б.И., Знак М.С. Использование геотектонического фактора нефтегазонакопления как элемента повышения эффективности поисково-разведочных работ в Предкарпатском и Предуральском краевых прогибах // Совершенств. методов поисков, разведки и разраб. нефт. и газ. месторождений: Тез. докл. науч.-техн. конф. / Перм. обл. правл. ВНГО нефт. и газ. пром.-сти. - Пермь, 1991. - С.12-14.

39. Маевський Б.Й., Козак Л.В. Про геохімічні особливості нафти і нафтових газів автохтону і алохтону Передкарпатського прогину // Тези доп. наради-семінару з проблем розвитку геолого-розвідув. і видобув. робіт у Західному регіоні України, 25-27 листопада 1992 р., Івано-Франківськ. - Івано-Франківськ, 1992. - С.10.

40. Маевський Б.Й., Лозинський О.Є. Вивчення генетичної спорідненості нафти Волго-Уральського регіону з використанням кореляційно-регресійного аналізу // Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу інституту нафти і газу. Ч.І. - Івано-Франківськ, 1994. - С. 31.



Maevsky B. I. Geological-and-geochemical factors of the formation of oil deposits in the regions of the silicon-bitumen rock masses spreading.

The dissertation to achieve the geology and mineralogy doctor's degree by speciality 04.00.17 - geology, searches and prospect of oil and gas fields, Institute of the Fuel Fossils Geology and Geochemistry of the NAS of the Ukraine. Lviv, 1994.

It's depending the 61 scientific works containing theoretic researches of the peculiarities of silicon-bitumen rock masses formation and oil-and-gas-containing formation in their spreading regions. It's determined, in their bedding geothermal conditions, this rock masses is oil-and-gas-accumulating only. It's based the oil-and-gas-containing perspectives of deep-dipped horizons on facts.

Маевский В. И. Геолого-геохимические факторы формирования месторождений нефти в регионах распространения кремнистых битуминозных толщ.

Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук по специальности 04.00.17 - геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений, Ин-т геол. и геох. горн. ископаемых НАН Украины, Львов, 1994.

Защита 61 научная работа, которая содержит теоретические исследования особенностей образования кремнистых битуминозных толщ и формирования нефтегазоносности в регионах их распространения. Установлено, что эти толщи в геотемпературных условиях заегания относятся только к нефтегазоаккумулирующим. Обоснованы перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов.

Ключові слова:

кремністі бітумінозні товщі, седиментогенез, нафтогазоносність, глибокозанурені горизонти, перспективи.

Зам. 335 тир. 100

Підготовлено до друку 09.09.94, формат паперу 60x84 1/16, об'єм - 1/1 ар.

Відділ операційної поліграфії СУС, м. Івано-Франківськ, вул. Панфіловців, 6.

AB 30.834

AB 30.834