

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

На правах рукопису

ОКРЕПКИЙ РОМАН МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 553.98 (477) 01

2-57

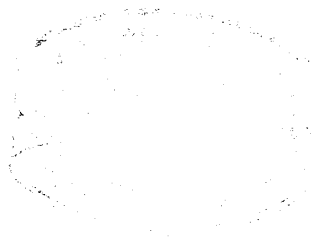
**ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ
НАФТ І ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКІВ ЇХ ПОКЛАДІВ В
НАФТОГАЗОНОСНИХ РЕГІОНАХ УКРАЇНИ**

04.00.17 – Геологія нафти і газу

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня

кандидата геологічних наук



Науковий керівник
Маєвський Борис Йосипович
доктор геолого-
мінералогічних наук,
професор

Івано-Франківськ-2003

212

ЗМІСТ

	Стор.
Перелік умовних позначень	3
Вступ	4
Основна частина	12
Розділ 1. Огляд уявлень про генезис та формування покладів важких високов'язких нафт і природних бітумів	13
Розділ 2. Парагенетичні співвідношення важких високов'язких нафт і природних бітумів	21
Розділ 3. Геологічні умови залягання і закономірності формування покладів важких високов'язких нафт і природних бітумів	33
Розділ 4. Основні риси бітумінозності нафтогазоносних регіонів України і перспективи пошуків у них покладів важких високов'язких нафт	82
4.1. Західний нафтогазоносний регіон	82
4.2. Південний (Азово-Чорноморський) нафтогазоносний регіон ...	96
4.3. Східний нафтогазоносний регіон (Дніпровсько-Донецька западина, Донбас)	101
Висновки	126
Список використаних джерел	136

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВВН – важкі високов’язкі нафти

ПБ – природні бітуми

НГБ – нафтогазоносний басейн

ВВС – вуглеводнева сировина

ДДз – Дніпровсько-Донецька западина

НГП – нафтогазоносна провінція

НГР – Нафтогазоносний район

ДДА – Дніпровсько-Донецький авлакоген

ВСТУП

Серед нетрадиційних або додаткових джерел вуглеводневої сировини важкі високов'язкі нафти (ВВН) та інші природні бітуми (ПБ*) мають особливе значення, яке обумовлене, по-перше, їх генетичною та геохімічною спорідненістю з "нормальними" нафтами, а по-друге величезними ресурсами ПБ, зокрема ВВН і мальт. Останні, за даними XI Міжнародного нафтового конгресу (Лондон, 1983), де ця проблема розглядалася найбільш детально, щонайменше співрозмірні з нафтовими ресурсами. Але при цьому слід прийняти до уваги, що ступінь їх розвіданості майже в 10 разів менша. Разом з тим, завдяки особливостям генезису і умовам залягання, технологія видобування ВВН-ПБ і отримання з них синтетичної нафти та інших нафтопродуктів, це, на відміну від деяких інших видів нетрадиційних джерел вуглеводневої сировини, не є справою майбутнього, адже відома і апробована в світі низка добре розроблених технологічних методів їх освоєння (досвід освоєння ПБ Атабаського, ВВН Ярегського та інших родовищ). В останні роки, новітні ефективні технології освоєння покладів ВВН на основі поєднання буріння горизонтальних і бокових стовбурів свердловин розроблені в деяких регіонах Росії, зокрема в Удмуртії, де з ВВН пов'язано біля 70% загальних запасів вуглеводневої сировини [13]. Це дозволяє розраховувати не тільки на суттєве підвищення об'ємів видобутку нафти за рахунок важковидобувних запасів, але й сподіватися на різке підвищення інтенсифікації розробки тих багатьох значних родовищ, де спостерігається тісний зв'язок нафт, ВВН та інших ПБ. Тут доцільно підкреслити, що для підвищення ефективності освоєння нетрадиційного джерела вуглеводневої сировини, що розглядається, дуже важливе значення має вивчення закономірностей формування покладів ВВН та інших ПБ. Більш того, це конче потрібно для вирішення ключових теоретичних проблем нафтогазової геології. Про це, зокрема, свідчить особливе положення, яке ВВН мальти, асфальти займають у відомих схемах нафтидогенезу, розроблених А.Ф. Добрянським, Г.Л. Стадниковим, В.А. Успенським, В.Б. Порфір'євим, Н.Б. Вассоевичем, Дж. Хантом, А. Леворсеном,

* ВВН, враховуючи особливості їх генезису та фізико-хімічні властивості доцільно відносити до ПБ, а не "нормальних" нафт (див. розділ 2).

Б. Тіссо та іншими дослідниками, які дотримувалися суттєво різних поглядів на походження нафти. Крім того, природні скупчення ВВВН і ПБ це дуже важливі тектоно-геодинамічні і гідрогеологічні індикатори нафтогазоносних басейнів (НГБ). Їх виникнення пристосоване до зламних моментів геологічного розвитку, що характеризуються особливими фазами флюїдодинамічної і термодинамічної еволюції НГБ. Геотермодинамічні та геохімічні бар'єри, які при цьому виникають, сприяють перетворенню НГБ в бітумінозно-рудноносні басейни внаслідок формування генетично пов'язаних з ВВВН і ПБ промислових концентрацій урану, ванадію, нікелю, молібдену, ренію і низки інших рідких та розсіяних металів, включаючи золото і платиноїди. Їх супутнє видобування є дуже важливим економіко-геологічним фактором, з яким пов'язано суттєве зниження собівартості освоєння цих родовищ. І хоча металогенія нафт та бітумів, парагенез їх покладів із стратиформним зруденінням, це самостійна проблема на стику нафтогазової та рудної геології, але саме вивчення умов утворення покладів ВВВН та інших ПБ має головне значення і для її вирішення.

Нарешті, треба підкреслити і геоекологічний аспект проблеми, що розглядається. Скупчення різних ПБ – це важливий фактор впливу на гідрогеохімію артезіанських басейнів, що необхідно враховувати під час вирішення практичних питань, пов'язаних з водопостачанням розташованих в межах нафтогазовидобувних районів численних населених пунктів, з проектуванням заводнення та інших вторинних методів видобування залишкових запасів нафти, тощо.

Найбільш великі скупчення ВВВН, мальт і асфальтів зосереджені в крайових частинах платформ (плит), локалізуючись переважно на перикратонних монокліналях, бортах авлакогенів, платформених частинах крайових прогинів (найбільші в світі скупчення ВВВН-мальт-асфальтів Західної Канади і Оріноцького "бітумінозного поясу", а також їх значні поклади в Волго-Уральській, Тімано-Печорській, Прикаспійській, Лено-Вілюйській та ін. нафтогазонних провінціях). Саме таким діапазоном тектонічних умов характеризуються всі нафтогазоносні регіони України. Тут відома низка родовищ і величезна кількість проявів ВВВН-ПБ, що у своїй сукупності можуть розглядатися як ознаки існування значних зон нафто-

бітумонакопичення, що приурочені до Передкарпатського прогину (Коханівське та інші родовища ВВН, численні озокеритові поклади, тощо), Переддобруддя (Східно-Саратське, Сариярське, Ярославське та інші родовища ВВН), Керченсько-Таманського прогину (Войківське, Семенівське та інші родовища ВВН), а також у межах Південно-Української монокліналі Центрально-Азовського підняття та інших геоструктур Азово-Чорноморського регіону. Значні перспективи пошуків покладів ВВН і ПБ пов'язані з різновіковими комплексами Дніпровсько-Донецького авлакогену, зокрема, з його бортовими та прибортовими зонами, північно-західною частиною, а також великими похованими підняттями різної природи. Про це свідчать різноманітні бітумопрояви в широкому стратиграфічному (докембрій – середня юра) формаційному діапазоні, а в першу чергу наявність низки покладів ВВН-ПБ (мальт, асфальтів, асфальтитів) – в кам'яновугільних відкладах на Бугруватівському, Яблунівському, а також Бахмацькому, Холмському, Тванському та інших родовищах. Отримані в останні роки позитивні результати промислового освоєння значних покладів ВВН і мальт в ДДЗ на Яблунівському нафтогазоконденсатному родовищі дозволяють високо оцінити перспективи освоєння цього нетрадиційного джерела ВВС на Україні.

Актуальність теми. Забезпечення України власною вуглеводневою сировиною (ВВС) є пріоритетним напрямком вітчизняної геології та нафтогазовидобувної промисловості. Сучасний етап освоєння розвіданих запасів нафти і газу характеризується певним дефіцитом традиційних джерел ВВС, що стосується більшої частини нафтогазоносних територій України. В таких умовах, як свідчить світовий досвід, у балансі паливної ВВС повинна зростати роль нетрадиційних (додаткових) ресурсів. Серед них важкі високов'язкі нафти (ВВН), а також тісно пов'язані з ними мальти, асфальти та деякі інші природні бітуми (ПБ), мають особливе значення, завдяки їх величезним ресурсам та існуванню ефективних методів освоєння, успішно випробованих у Західноканадській, Тіmano-Печорській, Волго-Уральській та інших нафтогазоносних провінціях світу. Оцінка світових ресурсів нафтидів, згідно відомих праць М.К. Калінка, Е.М. Халімова, І.С.

Гольдберга та ін., характеризується чітко вираженою тенденцією постійного зростання частки ВВН та ПБ в структурі їх нерозвіданої частини.

Нафтогазоносні басейни (НГБ) України виключно перспективні з точки зору відкриття значних скупчень ВВН – ПБ у різновікових комплексах широкого стратиграфічного, тектоно-формаційного та літолого-фаціального діапазонів. При цьому ареали їх розповсюдження можуть бути розташовані і за межами промислово нафтогазоносних територій. Про великі перспективи освоєння цього типу нетрадиційних ресурсів ВВН – ПБ в Україні свідчать як сукупність встановлених тут умов і закономірностей нафтидогенезу, так і відкриття на сході, заході та півдні низки родовищ із значними скупченнями ВВН – ПБ.

Слід підкреслити багатоаспектність цієї проблеми. Крім того, що ВВН, поряд з мальтами та асфальтами, є значимим за своїми ресурсами джерелом ВВС; вони часто вміщують промислові концентрації різних металів (від ванадію, нікелю, молібдену, ренію до золота і платиноїдів). Наявність їх скупчень в широкому стратиграфічному, глибинному (починаючи від приповерхневих покладів), гідрогеологічному (включаючи зони активного та утрудненого водообміну) діапазонах зумовлює велике геоекологічне значення вивчення закономірностей їх утворення, розповсюдження і впливу на природні підземні води, включаючи питні та технічні. Нарешті, в теоретичному плані визначення природи та умов походження ВВН – ПБ має особливе значення для вирішення проблеми генезису нафти.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тема досліджень безпосередньо пов'язана з науковим обґрунтуванням та аналізом результатів багаторічних пошуково-розвідувальних робіт ВАТ “Укрнафта”, геологічну службу якого здобувач очолював понад 16 років. Саме на територіях його діяльності в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) і Передкарпатському прогині була відкрита низка родовищ із скупченнями ВВН, мальт, асфальтів та численними бітумопроявами.

Вибраний напрямок досліджень лежить в основі галузевих планів і планів ВАТ “Укрнафта” із стабілізації та нарощування видобутку вуглеводнів в Україні на

перспективу і сприяє успішній реалізації Національної програми "Нафта і газ України до 2010 року", в розробленні якої здобувач приймав активну участь.

Мета і задачі досліджень. Метою дисертаційної роботи є прогноз розповсюдження покладів ВВН та генетично пов'язаних з ними ПБ у різновікових різнофаціальних комплексах нафтогазовидобувних регіонів України з визначенням перспектив їх освоєння як додаткового джерела ВВС.

Для реалізації цієї мети вирішувалися наступні завдання:

- визначення генетичних взаємовідносин ВВН з нормальними нафтами і ПБ;
- виділення генетичних типів ВВН – ПБ на основі геолого-геохімічних даних;
- виявлення основних тектоно-геодинамічних, седиментаційно-палеогеоморфологічних, палеогідрогеологічних закономірностей формування скупчень ВВН – ПБ;
- розробка критеріїв прогнозування зон бітумонагромадження.

Об'єкт дослідження. Поклади ВВН та інших генетично пов'язаних з ними типів ПБ у різновікових різнофаціальних комплексах нафтогазоносних регіонів України, що залягають в широкому діапазоні тектонічних, гідрогеологічних і (палео)термобаричних умов.

Предмет дослідження. Геологічні умови формування ВВН і виділення прогнозних ділянок розповсюдження їх покладів на території України.

Методи дослідження: палеотектонічний, седиментаційно-палеогеоморфологічний, палеогідрогеологічний аналізи умов нафтидогенезу-нафтобітумонагромадження; комплексне геолого-геохімічне вивчення покладів ВВН – ПБ із визначенням ізотопного складу вуглецю, водню і сірки.

Наукова новизна одержаних результатів. До найважливіших наукових результатів слід віднести:

- з'ясовані на якісно новому рівні генетичні взаємовідносини між нафтами, ВВН та ПБ в залежності від конкретних тектоно-геодинамічних, гідрогеологічних і геотермобаричних умов нафтогазонагромадження;

- визначені на основі дослідження різних бітумінозних НГБ світу та України найбільш сприятливі для нагромадження ВВН, а також малт, асфальтів

стратиграфічні, палеотектонічні, седиментаційно-палеогеоморфологічні і палеогідрогеологічні умови;

- виявлені вперше для України генетичні і часово-просторові співвідношення бітумо- і нафтогазонагромадження та взаємовідносини між нафтогазоносними і бітумінозними басейнами;

- встановлена наявність скупчень ВВН, мальт, асфальтів в широкому стратиграфічному діапазоні від початку раннього карбону до пліоцену включно;

- визначені найбільш перспективні зони (ареали), в межах яких прогноуються значні промислові скупчення ВВН, мальт і асфальтів на території України.

Основні положення, що захищаються:

1. Парагенетичний зв'язок ВВН із звичайними нафтами та природними бітумами в нафтогазоносних басейнах визначається їх органо-хімічними, фізико-хімічними і технологічними властивостями.

2. Переважна більшість скупчень ВВН і близьких до них ПБ має вторинний характер по відношенню до нафтових палеопокладів, з яких утворюються переважно шляхом:

- кріптогіпергенного окислювання;
- зміщування палеонафтових покладів з більш молодими нафтовими і газоконденсатними.

3. Найбільш сприятливі умови для накопичення значних промислових скупчень ВВН-ПБ характерні для перикратонних прогинів і западин, і в першу чергу, крайових частин докембрійських кратонів у зонах їх зчленування з рифтогенами та складчасто-орогенними спорудами.

Практичне значення отриманих результатів полягає у встановленні певних закономірностей нафтидогенезу і формуванні бітумінозних НГБ та обґрунтуванні на цій основі значних перспектив освоєння нетрадиційних (додаткових) ресурсів ВВС в Україні з визначенням прогнозних зон (ареалів) зосередження значних промислових скупчень ВВН, мальт та асфальтів в Східному, Західному і Південному нафтогазоносних регіонах.

Особистий внесок здобувача. Дисертантом особисто проведені детальні аналітичні дослідження умов формування родовищ ВВН-ПБ України, що дозволило визначити рівні нафтогазо- та бітумонагромадження в гідрогеологічних та палеогідрогеологічних розрізах Дніпровсько-Донецької западини, Передкарпатського і Переддобрудзького прогинів, а також встановити основні риси розподілу покладів ВВН і ПБ у нафтогазоносних комплексах цих регіонів, що стало основою при розробці здобувачем критеріїв прогнозування перспективних зон бітумонагромадження на території України.

У статтях, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належить опрацювання матеріалів та обґрунтування закономірностей і перспектив бітумонафтогазоносності.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень, які викладені у дисертаційній роботі, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме на: 5-ій Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України-98” (Полтава, 1998р.); “Нафта і газ України-2000” (Івано-Франківськ, 2000р.), на Всеросійській конференції “Генезис нефти и газа” (Москва, 2003г.) та інших.

Публікації. По темі дисертації опубліковано 8 наукових праць, серед яких 4 статті опубліковано у фахових виданнях, передбачених ВАК України, та 4 - в інших виданнях, а також матеріалах і тезах конференцій.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається із вступу, загальної характеристики роботи, чотирьох розділів основної частини, висновків, списку використаних джерел на 143 сторінках друкованого тексту, включає 4 таблиці, 39 рисунків, бібліографія складає 66 найменувань.

Автор вважає своїм обов'язком висловити щире подяку науковому керівнику доктору геолого-мінералогічних наук, професору Б.Й.Маєвському, доктору геолого-мінералогічних наук О.Ю.Лукіну за постійну підтримку при виконанні дисертаційної роботи. Автор висловлює подяку доктору геолого-мінералогічних наук, заслуженому працівнику народної освіти України професору О.О.Орлову, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам Л.С.Мончаку, М.В.Ляху,

доценту О.Є.Лозинському за консультації при обговоренні принципів питань та колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ за сприяння, допомогу та підтримку при виконанні дисертаційної роботи.

ОСНОВНА ЧАСТИНА

Ефективний прогноз зон (ареалів) нафто-бітумонакопичення і зосереджених у них промислових скупчень ВВВН – ПБ базується на з'ясуванні загальних закономірностей формування їх покладів. Перш за все необхідно розглянути основні риси парагенетичних співвідношень нафт і природних бітумів для визначення науково обгрунтованого розподілу між основними (традиційними) і додатковими (нетрадиційними) ресурсами ВВС. Враховуючи низький ступінь розвіданості цієї групи додаткових ресурсів ВВС в нафтогазоносних регіонах України, визначення основних рис просторово-часового розподілу зон (ареалів) бітумонакопичення і факторів формування покладів ВВВН – ПБ в значній мірі базувалося на вивченні регіонів інших країн, що визначаються їх великими запасами. Саме ці дані є підґрунтям для аналізу основних рис ВВВН – бітумінозності нафтогазоносних регіонів України, визначення основних пошукових критеріїв, виділення найбільш перспективних зон (ареалів) розповсюдження ВВВН і близьких до них ПБ (мальт, асфальтів).

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД УЯВЛЕНЬ ПРО ГЕНЕЗИС ТА ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВВВН І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Інтерес до важких високов'язких нафт (ВВВН) та інших парагенетично пов'язаних з ними природних бітумів (мальт, асфальтів, тощо) виник у глибоку давнину, оскільки саме ці нафтиди, зазвичай, зустрічаються в природних виходах нафти на земну поверхню. Тому, їх практичне застосування та вивчення почалося значно раніше, ніж звичайних нафт, не кажучи про вуглеводневі гази та газоконденсати. На протязі останніх 150 років висловлювалися різноманітні думки про природу ВВВН та інших ПБ, їх парагенетичне співвідношення з нафтами, умови формування їх покладів, загальні просторово-часові закономірності бітумінозності різних нафтогазоносних басейнів.

Так, ще в 1866 році Г.О.Романовський [45], вивчаючи бітумні родовища Поволжя (скупчення ВВВН, мальт, асфальтів, асфальтитів у пермських карбонатних та теригенних відкладах), висловив припущення про їх вулканічну природу.

Відомий хімік та інженер-нафтовик К.В.Харичков, вивчаючи на початку ХХ століття нафтові поклади Північного Кавказу, висловив припущення, що в послідовності: “нафти – ВВВН – мальти – асфальти – тверді бітуми” саме останні є первинними продуктами тих глибинних хімічних реакцій (взаємодія карбідів важких металів з інфільтраційними водами – відповідно до гіпотези мінерального синтезу нафти, що була запропонована Д.І.Менделєєвим, вчителем К.В.Харичкова), з якими пов'язане утворення нафтових родовищ. Такою, за його думкою, є природа асфальту, що виносився у вигляді великих згустків термальними водами у Мертвому морі та грязьовим вулканізмом у славнозвісному асфальтовому озері на о.Тринідад. При цьому вся гама нафтидів від асфальтів та мальт до легких нафт (включаючи “білі нафти”, тобто, конденсати) визначається за К.В.Харичковим ступенем переробки твердобітумних та асфальтових скупчень термальними газоводяними флюїдами. Такий висновок К.В.Харичков обґрунтовував не тільки натурними спостереженнями, але й промисловими, а також експериментальними

даними. Ці уявлення “неорганіка” К.В.Харичкова отримали у майбутньому непередбачувані підтвердження у дослідженнях А.Ф.Добрянського [18]. Дотримуючись уявлень про біогенну природу нафти, цей видатний хімік-органік та нафтохімік на основі досліджень термодинаміки процесів утворення вуглеводнів, смол та асфальтенів прийшов до висновку про первинну природу мальт на ранніх стадіях перетворень осадової органічної речовини. Уявлення про те, що ВВН, мальти та інші бітуми можуть мати первинний характер при швидкому “дозріванні” органічної речовини осадків на ранніх стадіях (діагенез, протокатагенез) отримали пряме підтвердження при дослідженні так званої гідротермальної нафти. При вивченні збагачених органічною речовиною осадків глибоководних рифтів Червоного моря та різних районів Тихого океану (Галапагоський рифт, западина Гуаймас та ін.) на протязі останньої чверті ХХ століття були встановлені нафто- та бітумопрояви гідротермальної природи. У металоносних осадах найбільш глибоководної западини Червоного моря встановлені “прошарки” мальти, вивчені В.В.Вебером (1976), який розглядав це як пряме підтвердження своєї концепції діагенетичного нафтидогенезу. Насичені важкими нафтами та бітумами пористі гідротермальні утворення типу чорних курців були виявлені у низці рифтових западин Світового океану. Найбільш важливі з точки зору питань, що розглядаються, дані були отримані в басейні Гуаймас – океанічній западині, яка є частиною системи рифтів та трансформних розломів. Остання простягається від Східно-Тихоокеанського підняття до рифту Сан-Андреас і характеризується високим тепловим потоком та вторгненням дайок і силів у товщу осадків (більш 0,5км), швидкість нагромадження яких перевищує 1 м/1000 років. У Південному рифті басейну Гуаймас на дні (глибина більше 2км) були закартовані багаточисельні висотою 20-30м гідротермальні будови, складені туфом, сульфідами, баритом та іншими мінералами. Ця брекчієвидна маса вміщує примазки ВВН, а місцями зцементована твердими бітумами. Нафти басейну Гуаймас характеризуються високим вмістом ароматичних вуглеводнів, полярних компонентів, гетеросполук та асфальтенів підвищеної густини та в'язкості. Вони утворилися при дії на осадки, що вміщують велику кількість сапропелевої органічної речовини, високих (більш

300°C) температур. При цьому проходила мобілізація не тільки вуглеводнів, але й ароматики, NSO-речовин (полярні компоненти, гетеросполуки). У результаті цих процесів гідротермолізу сформувалися збагачені смолисто-асфальтовими компонентами незрілі ВВН та мальти. Тут слід відмітити, що задовго до відкриття цих явищ у глибоководних осадах та океанічних рифтах В.О.Успенським та іншими дослідниками висловлювалися припущення про утворення асфальтів та твердих бітумів в умовах контактового метаморфізму, що обумовив глибинну деструкцію органічної речовини осадових відкладів [52]. Такі явища широко розповсюджені у верхньопалеозойських формаціях Сибірської платформи.

Проте, найбільш розповсюдженими є уявлення про походження ВВН, мальт, асфальтів та твердих бітумів нафтидного ряду (асфальтити, кіри, тощо) внаслідок гіпергенної зміни звичайних нафт в зоні гіпергенезу. Фактично ці зміни є наслідком низки поєднаних фізичних, фізико-хімічних, біохімічних процесів, що включають випаровування летучих компонентів нафт, полімеризацію, конденсацію та окислення залишкової більш важкої частини нафти. Ця концепція, висунена більш як 80 років тому Р.Маркусом, отримала подальший розвиток у працях таких видатних вчених як В.І.Вернадський, К.І.Богданович, К.П.Калицький, І.М.Губкін, А.Леворсен та ін. Саме вона є основою генетичного, відображеного у відомих посібниках з геології нафти і газу І.М.Губкіна [14], О.І.Леворсена [29], І.О.Брода та Н.А.Єрьоменка [5] та ін., тлумачення ряду: нафти – ВВН – мальти – асфальти – тверді бітуми нафтидного ряду як послідовності інтенсифікації сукупних процесів втрати легколетучих вуглеводневих фракцій, конденсації, полімеризації, анаеробного (криптогіпергенного безкисневого) та аеробного (ідіогіпергенного кисневого) окислення.

Різні варіанти цієї гіпергенної концепції походження ВВН та інших ПБ нафтового ряду розглянуті та детально обґрунтовані в роботах низки відомих фахівців з геології і геохімії нафти.

Так, Н.С.Шатський в роботі, що присвячена геологічним умовам утворення родовищ в'язких та твердих бітумів [56], розглядав в якості провідного фактору утворення асфальту процес полімеризації звичайних нафт (нафти → ВВН →

мальти → асфальти). Базуючись на даних детального вивчення морфології покладів та геологічних умов їх залягання в пермських і кам'яновугільних відкладах Волго-Уральської області, він переконливо показав принципову єдність нафтових та бітумних покладів. При цьому, він розглядав в якості похідних звичайних нафт не тільки мальти та асфальти, але й тверді ПБ (асфальтити, піробітуми). І.М.Губкін [14,15] істотно уточнив ці уяви Н.С.Шатського, вказавши, що асфальти утворюються тільки з “нафт з асфальтовою основою в результаті процесів повільного загустівання”. Таким чином, ним був встановлений вельми важливий генетичний зв'язок ПБ з первинними ВВВН та мальтами. Ці уявлення отримали подальший розвиток в роботі відомих фахівців з геохімії нафт і бітумів П.А.Орлова та В.А.Успенського [43], які підтвердили на величезному фактичному матеріалі, що саме з так званих асфальтових нафт з близькими до нормальних значень густини і в'язкості, утворюються ВВВН → мальти → асфальти → асфальтити → піробітуми. Головним фактором цих перетворень, за Н.А.Орловим та В.А.Успенським, є підвищення парціальних тисків кисню в нафтах та контактуючих з ними підземних водах при тектонічному підніманні та поступовій зміні гідрогеологічного режиму від застійного до інфільтраційного. При цьому, низький в звичайних нафтах вміст кисню починає зростати спочатку за рахунок анаеробних (відновлення розчинених сульфатів підземних вод сульфатредуючими бактеріями за рахунок біохімічного окислення вуглеводнів), а потім аеробних окисних процесів. При цьому, вони зробили важливий висновок, підтверджений потім роботами ряду гідрогеологів (А.І.Германов, А.А.Карцев та ін.), про те, що спочатку приховане, а потім явне окислення цих нафт починається на значних (більше 1км) глибинах задовго до їх виходу на поверхню. Внаслідок крипто- та ідіогіпергенного окислення асфальтових нафт вони переходять у ВВВН і мальти (дуже темні високов'язкі нафти, збагачені киснем та сіркою, що традиційно відносяться вже не до нафт, а до ПБ, які при подальшому розвитку цих процесів дають початок асфальтам і твердим бітумам). В наступних роботах А.Ф.Добрянського, В.А.Успенського, А.І.Богомолова, О.А.Радченка [18,52,53], а також В.П.Козлова та Л.В.Токарева [24] визначено, що перетворення: нафти → ВВВН → мальти → асфальти можуть відбуватися як у

кріптогіпергенних (анаеробне мікробіологічне окислення в зоні сульфатних вод утрудненого водообміну при умовах їх достатньої тривалості), так і в ідіогіпергенних (геологічно дуже швидкий перехід нафт в ВВН і мальти з наступним утворенням асфальтів та кирів в умовах випаровування та окислення мальт при широкому доступі кисню). В роботі В.А.Успенського та Ф.Б.Індебома [51] на основі натурних спостережень показано, що і в зоні активного водообміну та кисневого вивітрювання зберігається стабільність цих процесів. Спочатку під дією кисневмісних вод нафта стає густою та в'язкою, перетворюючись у ВВН та мальту. У подальшому водорозчинний кисень грає, головним чином, каталітичну роль, прискорюючи процеси полімеризації та конденсації частин смолисто-асфальтенової рідини, посилюючи адсорбцію полярних компонентів і гетеросполучень на внутрішній поверхні порового простору теригенних та карбонатних колекторів, втрату рухливості, загустіння та перетворення ВВН і мальт в асфальти та інші ПБ.

Разом з тим, у ряді робіт показано, що окислювання є далеко не єдиним, а в ряді випадків і не головним фактором формування ВВН – ПБ. Так, вивчаючи асфальтові родовища Самарської Луки Поволжя, де поклади асфальту характеризують явний генетичний зв'язок – через ВВН і мальти – з нафтами, Н.А.Копрова та ін. [25] встановили велику роль сепараційних процесів і впливу термодинамічних (різке зниження пластових тисків і температур) факторів при порушенні умов екранування (напівпокришки, тектонічні порушення та ін.). Це підтверджується помітним збільшенням серед асфальтів і твердих бітумів ролі жильних покладів, контрольованих скидами, зсувами й іншими типами тектонічних порушень. Істотні заперечення проти ведучої ролі процесів окислювання при утворенні ПБ і, зокрема, асфальтів з нафт висунув у свій час відомий хімік і фахівець з каустобіолітів Г.Л.Стадников [48]. На великому аналітичному матеріалі родовищ різних регіонів Європи й Америки в різновікових (палеозой, мезозой, кайнозой) комплексах він показав винятково широкі варіації вмісту кисню, сірки й азоту в ПБ. При цьому ним була виділена група безкисневих бітумних родовищ. Характеризуючи умови їхнього утворення, Г.Л.Стадников [48] посилається на дані

першовідкривача порфіринів у нафтах А.Трайбса про дуже високий (у десятки разів вище, ніж у нафтах) їх вміст у таких безкисневих асфальтах.

Незалежним підтвердженням справедливості висновків Г.Л.Стадникова про те, що окислювання є далеко не універсальним фактором утворення асфальтів (та інших ПБ) з нафт є експериментальні дослідження Н.Я.Деменкової та ін. [17] по окисленню масел, смол і асфальтенів киснем повітря. При цьому, вони встановили, що смоли й асфальтени, які утворилися при окислюванні масел, не мають нічого спільного з відповідними фракціями, виділеними з нафт. Вони прийшли до висновку, що при деградації й руйнуванні нафтових покладів у зоні гіпергенезу найменш стійкими компонентами є асфальтени. Таким чином, якщо асфальти утворюються шляхом нагромадження смолисто-асфальтенових фракцій у ряді: нафти – ВВН – мальти – асфальти, то механізм цього нагромадження повинен істотно відрізнятися від окислювання. Їхня наявність свідчить про можливість утворення ПБ із нафт і принципово іншими шляхами. Один з них зазначений у вищезгаданій роботі Н.А.Копрової та ін. [25]. Хоча Г.Л.Стадников заперечував і можливість утворення асфальтів з нафт шляхом випаровування легких фракцій, оскільки це, на його думку, нерозривно пов'язане з процесами окислення. Останнє заперечення, проте, є неспроможним, оскільки, порушення екрануючих властивостей і зміни термодинамічних умов системи: води – породи – нафтиди може бути зв'язане з різними літологічними і тектонічними (зокрема, диз'юнктивними) факторами, що далеко не завжди супроводжуються гіпергенними процесами.

Вищезгадані дослідження Г.Л.Стадникова, А.А.Трайбса, П.Я.Деменкової та ін., з одного боку, сприяли пошуку інших, поряд з окисленням, механізмів перетворення нафт у бітуми, а, з іншого боку, стимулювали дослідження А.Ф.Добрянського та інших про можливості виникнення первинних ВВН, мальт і асфальтів на ранніх стадіях впливу підвищених температур на збагачені органічною речовиною відклади (див. вище).

До істотно інших, в порівнянні з вище охарактеризованими, факторів утворення ПБ з нафт відносяться різні фазово-геохімічні явища. Вони, зокрема,

спостерігалися К.Б.Ашировим [3] у 60-і роки ХХ століття при вивченні умов розробки нафтових родовищ Поволжя. Суть їх полягає у випадінні асфальтенів при змішуванні різних за складом нафт внаслідок неодноразового надходження в колектор різних за складом і фазовим станом вуглеводневих флюїдів. Генетичне значення цього фактору при формуванні покладів ПБ було переконливо показане І.С.Гольдбергом [12] при вивченні асфальтів і широкого спектру твердих бітумів у нафтових покладах, приурочених до кембрійських піщаних колекторів Прибалтики (Красноборське, Ушаківське, Гусівське та інші нафтові родовища Калінінградської області). Ним встановлено, що при міграції вуглеводнів крізь тріщинуваті зони у покрищі з первинно сформованих скупчень у середньокембрійському горизонті відбулося відкладення в каналах міграції переважно полярних смолисто-асфальтенових компонентів. При цьому більш легка частина нафти нагромаджувалась у верхніх частинах розрізу і частково розсіювалася на шляхах міграції. Наступна зміна бітумів відбувалася при участі нових порцій вуглеводнів, що надходили в пастку. У процесі дегазації нафт, що підтверджується їхньою низькою газонасиченістю (до $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$), а також різкою перевагою в складі газів важких вуглеводнів над метаном, відбувалося збагачення асфальтенами та іншими неуглеводневими високомолекулярними сполуками. Утворення характерного для масивних нафтових (легкі і середні нафти) покладів у середньокембрійських акумулятивних піщаних тілах на Красноборському, Ушаківському та інших родовищах, відбувалося, за І.С.Гольдбергом [12], у раніше гранично заповненій пастці, тобто, поблизу давнього водонафтового контакту.

Виникнення нафтових, мальтових (ВВН) і асфальтових облямівок у нафтогазоконденсатних покладах внаслідок багаторазового надходження в пастку різних вуглеводневих флюїдів (від нафт до газоконденсатних і критично парогазових систем) було показано О.Ю.Лукінім [31] на прикладі Новотроїцького, Монастирищенського, Рибальського і ряду інших родовищ Дніпровсько-Донецької западини. Цим же дослідником уперше на прикладі Гнідинцівського і Леляківського нафтових родовищ був показаний глибокий взаємозв'язок накладених вторинних процесів зміни червоноколірних порід верхнього карбону, пермі і тріасу (освітлення,

піритизація, бітумінізація, тощо) з перетворенням нафти. При цьому, була встановлена особлива роль процесів, що протікали на водонафтовому контакті (анаеробне окислювання, радіоактивне випромінювання, обумовлене нагромадженням сполук урану і підвищеним вмістом радію в приконтурних водах) у полімеризації і конденсації нафти. Поряд з ураноносними бітумами на водонафтовому контакті фактором радіаційної полімеризації й загустівання нафти з підвищеним у їх складі смолисто-асфальтенових компонентів, полярних і гетеросполук можуть бути і підвищені вмісти в колекторі радіоактивних мінералів [31]. Зокрема, кварцові пісковики, як правило, різко збагачені такими важкими теригенними мінералами як циркон, лейкоксен, ксенотім, монацит та ін., що мають підвищену торієву й уранову радіоактивність.

Усе вищевикладене свідчить про різноманітність процесів формування ВВВН та інших генетично пов'язаних з ними ПБ. Дані вивчення геології ВВВН і ПБ у поясах і вузлах нафто-бітумонакопичення Західної Канади [59-63, 66], Венесуели [64, 65], Півночі Росії [23], Поволжя [12, 15], Східного Сибіру [12] свідчать про те, що грандіозні скупчення ВВВН, мальт, асфальтів і твердих бітумів Атабаски, Ориноцького поясу, Оленецького підняття, Південно-Татарського склепіння, Меленеської западини та ін. сформувалися завдяки сприятливому поєднанню палеотектонічних (перикратонні прогини, схили кратонів, великі давні виступи і ін.), палеогеографічних (палеорусла, палеодельти, пляжево-барові та рифові зони) і палеогідрогеологічних (кількаразова зміна застійного режиму утрудненим і активним водообміном з ініціюванням кріпто- та ідіогіпергенних процесів) умов.

РОЗДІЛ 2

ПАРАГЕНЕТИЧНІ СПІВВІДНОШЕННЯ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Під терміном "бітум" звичайно розуміються рідкі, аморфні, квазітверді або тверді сполучення вуглецю і водню, що вміщують невелику кількість кисне-, сірко- і азотовмісних сполук і металів, а також значну кількість асфальто-смолистих речовин, які добре розчиняються в сірковуглецю, хлороформі та інших органічних розчинах [11,27]. За походженням вони можуть бути поділені на бітуми природні та штучні. Останні отримуються внаслідок штучної (техногенної) переробки нафти, торфу, вугілля і різноманітних збагачених органічною речовиною пелітоморфних порід*, зокрема горючих сланців. Бітуми природного походження в свою чергу поділяються на ПБ-нафтиди і ПБ-нафтоїди. Останні це, зокрема, генетична галузь ПБ в діапазоні від ВВВН і мальт до вищих керитів та антраксолітів, походження яких не пов'язано з "макронафтою". Шляхи утворення ПБ-нафтоїдів різноманітні. Насамперед, це продукти локального впливу на різноманітні вуглисті або гідрокарбонепелітові породи (осадки) високих температур (контактний метаморфізм), гідротерм, тектонічного стресу. Крім того, існують різноманітні природно-синтетичні тверді бітуми переважно гідротермального походження.

Продукти техногенної переробки порід, збагачених органічною речовиною сопропелевого або гумусового складу, це дуже важливе джерело вуглеводневої сировини. Але на відміну від ПБ, газів вугільних пластів, газогідратів, водорозчинених вуглеводнів природні ресурси яких є додатковими до традиційних скупчень нафти і газу, їх треба розглядати як альтернативні джерела вуглеводнів.

Слід підкреслити, що границя між нетрадиційними (додатковими) і альтернативними вуглеводневими джерелами має досить умовний характер. Зокрема, тверді природні бітуми-нафтоїди в цій якості мало чим відрізняються від вугілля. Тому, строго кажучи, до додаткових джерел вуглеводнів треба відносити

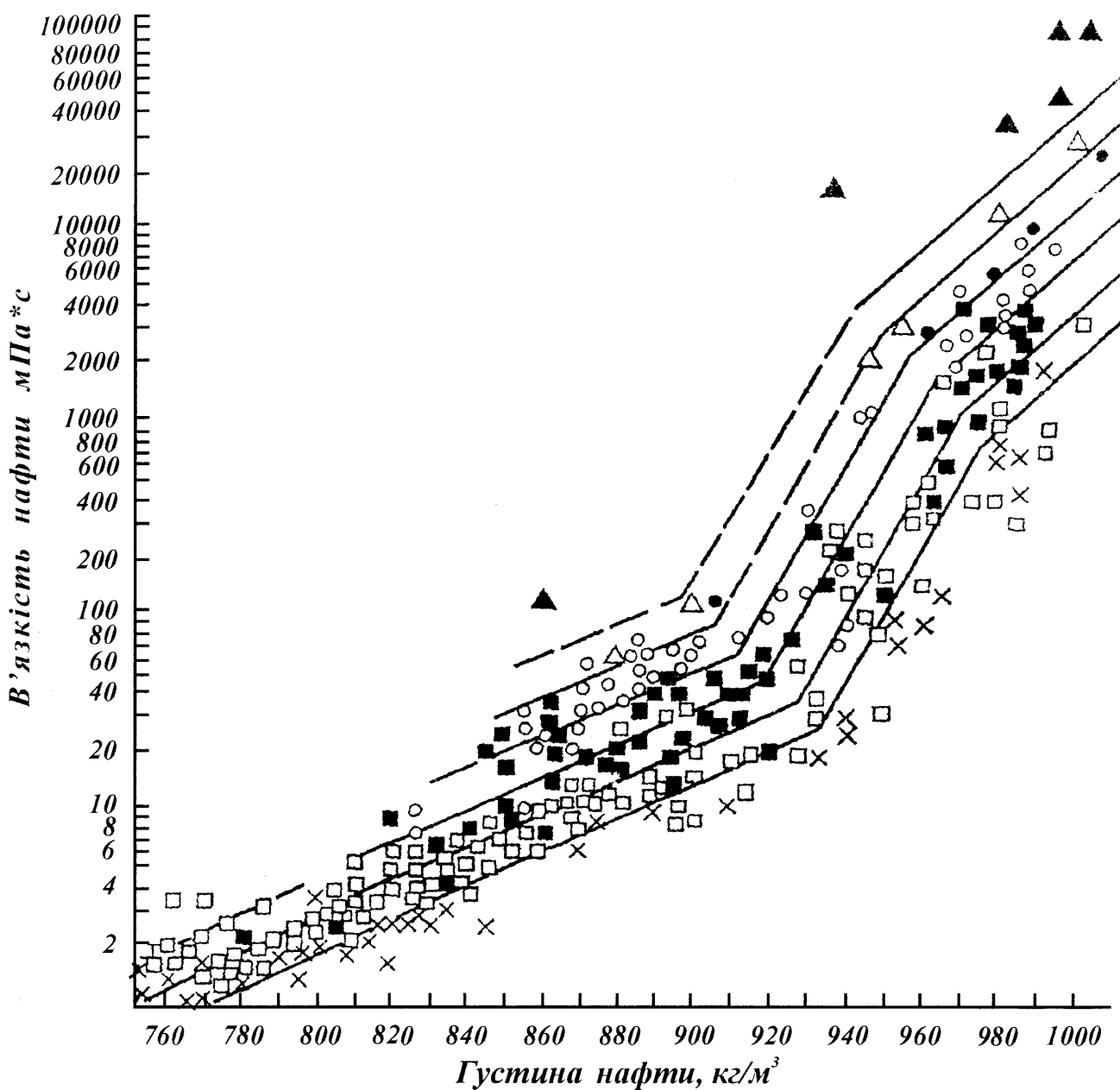
* Вони не зовсім вдало іменуються "чорними сланцями" /20/. Більш слушна назва цієї дуже широкої групи порід – гідрокарбонеполіти /14/.

лише рідкі ПБ-нафтиди, що представлені високов'язкими нафтами і мальтами. Але приймаючи до уваги генетичні зв'язки нафт і бітумів-нафтидів, а також умови залягання останніх (принципова єдність типів покладів, наявність поступових переходів: нафта – ВВН-мальта-асфальт-асфальтит), всі ПБ "нафтового тренду" в даному аспекті доцільно розглядати разом. Що ж стосується рідких нафтоїдів, що утворюються внаслідок гідротермального впливу на породи чи осади, збагачені органічною речовиною, то масштаби їх генерування недостатні для того, щоб розглядати можливості їх практичного використання. Разом з тим їх вивчення має дуже велике значення як в цілому для вирішення питань нафтидогенезу, так і для з'ясування деяких закономірностей утворення ВВН (див.нижче). Їх позиція в загальній системі природних нафтидів все ще залишається дискусійною. Широке застосування словосполучення "важкі (високов'язкі) нафти і бітуми" свідчить про те, що більшість дослідників схильні відносити ВВН не до ПБ, а до нафт. Це також відбиває значення ВВН як важливої проміжної генетичної ланки між звичайними нафтами і ПБ. Але з точки зору фізичних і хімічних властивостей, не кажучи вже про технологічні аспекти, вони ближче до мальт аніж до легких і середніх малов'язких нафт з низьким вмістом смолисто-асфальтенових сполук і сірки. Згідно з В.А. Успенським до класу нафт відносяться рідкі, повністю розчинні в органічних розчинниках високовуглецеві різновиди бітумів, що містять не менше 65% масляних компонентів. Густина нафт, як відомо, коливається в дуже широких межах (750-960 кг/м³), відповідно з чим визначаються: легкі (750–850кг/м³, у їх складі переважають вуглеводні парафінового ряду, вміст асфальтово-смолистих компонентів до 5-8%), середні або обважнені (850–900 кг/м³, нафтові і ароматичні вуглеводні присутні у помірних кількостях, вміст асфальтово-смолистих компонентів до 15%) і важкі (900–960 кг/м³) нафти. Існують і інші класифікації нафт за густиною. На міжнародній нараді фахівців з нафтової хімії та технології в Каракасі (1984) було прийняте рішення виділяти три типи нафт: звичайні (густина ≤ 904 кг/м³, проміжні (904–934 кг/м³) і важкі (>934 кг/м³). Останні, враховуючи важливість проблем освоєння їх ресурсів, поділяються на 3 класи: I - нафти густиною 934–966 кг/м³, II – нафти густиною 966-1000 кг/м³ і III - надважкі нафти (>1000 кг/м³). Суттєва

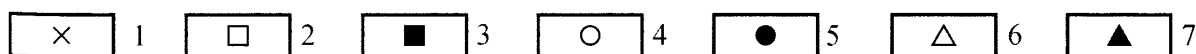
розбіжність класифікацій нафт за густиною пов'язана насамперед з неоднозначністю зв'язку між цим параметром та в'язкістю (рис. 2.1). З генетичної (закономірності міграції вуглеводнів та формування нафтових покладів) і особливо технологічної точки зору більш доцільно класифікувати нафти не за густиною, а за в'язкістю: нафти з малою ($< 5 \text{ МПа} \cdot \text{С}$), підвищеною ($5\text{--}30 \text{ МПа} \cdot \text{С}$) і високою ($> 30 \text{ МПа} \cdot \text{С}$) в'язкістю. Інтервал $30\text{--}40 \text{ МПа} \cdot \text{С}$ відповідає переходу нафт в мальти. Досить широкий інтервальний характер цієї принципово важливої границі (за густиною вона значно більш неозначена) відбиває проміжний характер ВВН як перехідної ланки між нафтами і ПБ. З точки зору фізико-хімічних властивостей, не кажучи вже про технологічні аспекти, ВВН ближче до мальт, ніж до звичайних нафт і повинні відноситися до ПБ що фіксується за сукупністю значень різних показників (рис. 2.1, 2.2, 2.3). Останні (поряд з "нафтогазами" і "газонафтами") – це типові ньютонівські рідини, рух яких підпорядковується закону внутрішнього тертя (залежність швидкості від паралельного переміщення частин рідини в потоці від відстані до деякої нерухомої площини). ВВН, у яких внаслідок високого вмісту парафінів або асфальтово-смолистих сполук значення динамічної і кінематичної в'язкостей суттєво підвищуються, відносяться разом з мальтами і більшістю асфальтів до ньютонівських (бінгамовських) рідин в'язко-пластичного типу, для яких залежність швидкостей течії від дотичного напруження, що виникає на контакті з колектором, носить нелінійний характер. Як і різноманітні суспензійні та колоїдні системи, ВВН і квазірідкі ПБ, на відміну від нафт і пластових вод, мають так звану структурну в'язкість, що обумовлена утворенням в стані спокою "жорсткої" просторової гратчастої структури внаслідок підвищеного вмісту вищевказаних високомолекулярних компонентів. При напруженнях, що перевищують напруження зсуву " τ_0 ", внаслідок руйнування цієї структури, вони починають поводити себе як звичайні ньютонівські рідини. Ступінь її "жорсткості" залежить від конкретних значень вмісту високомолекулярних та поверхнево-активних сполук, температури, петрофізичних та фізико-хімічних властивостей колектору, впливу гідрохімічних факторів та ін., тобто урешті решт визначається генезисом, геологічними, гідрогеологічними і термобаричними умовами покладу. Всі методи видобування

Рис. 2.1 ЗАЛЕЖНІСТЬ МІЖ В'ЯЗКІСТЮ, ГУСТИНОЮ ТА ВМІСТОМ СМОЛ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ В ПЛАСТОВИХ УМОВАХ

(за Е.М.Халімовим та ін.)



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ



Вміст смол, %: 1 - не менше 10; 2 - 10...20; 3 - 20...30; 4 - 30...40;
5 - 40...50; 6 - 50...60; 7 - більше 60

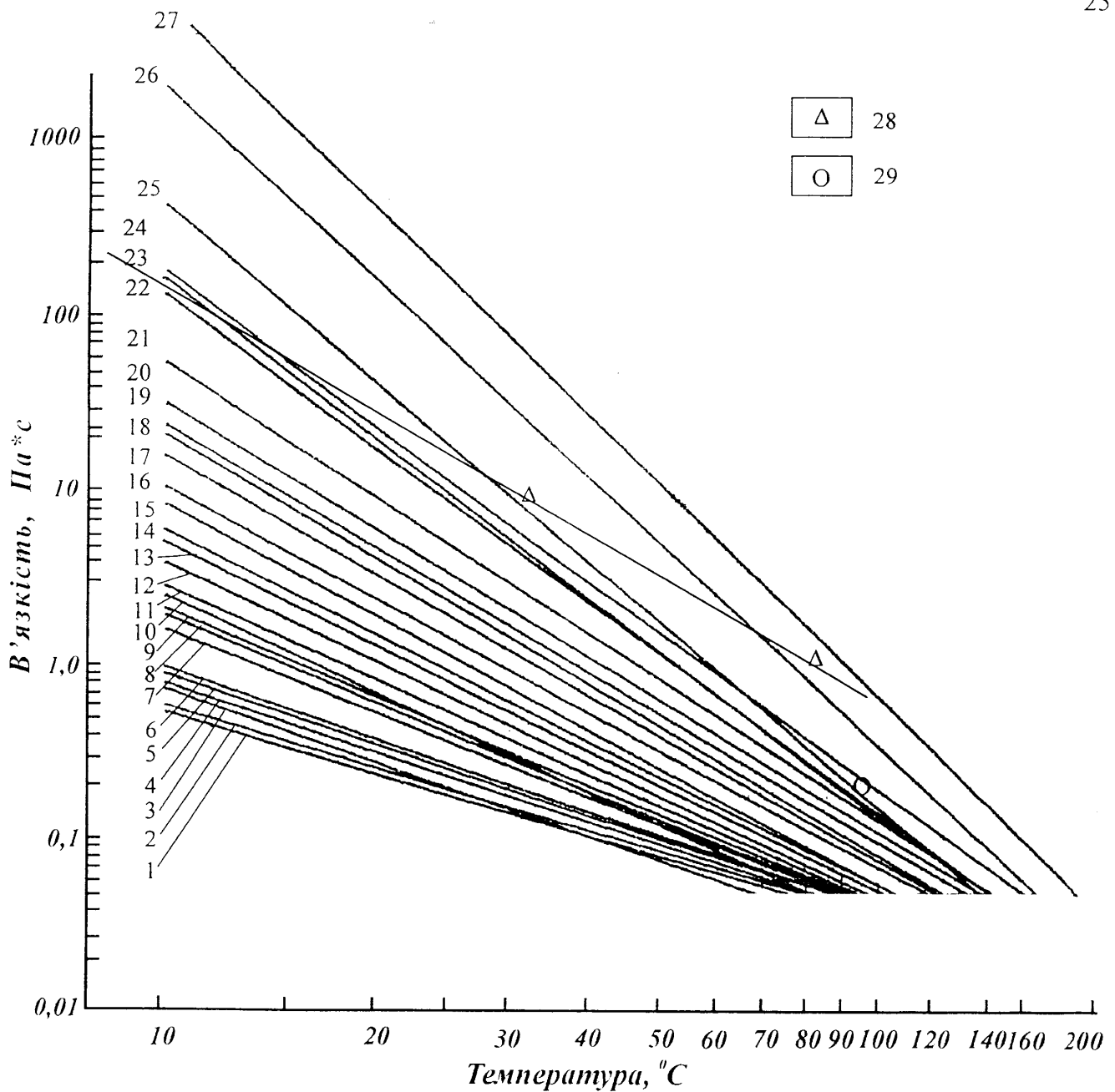
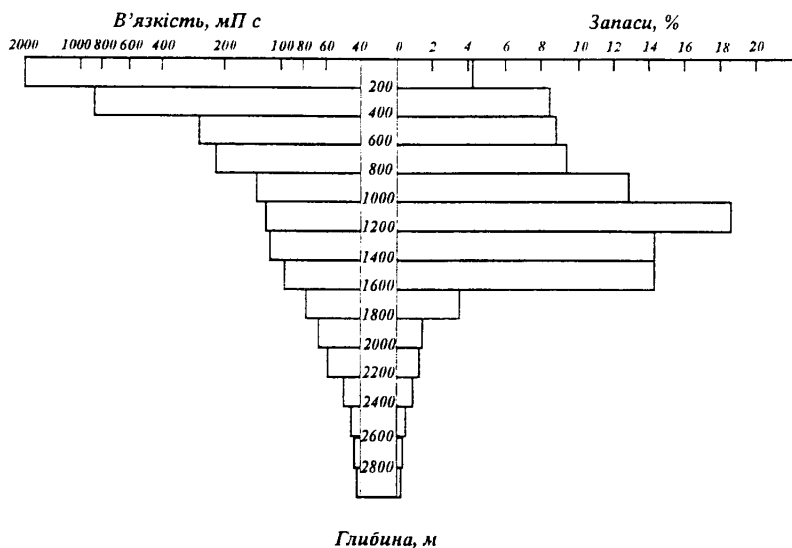


Рис. 2.2 Залежність в'язкості ВВВН від пластової температури на різних родовищах Волго-Уральської провінції (за Е.М.Халімовим та ін.)

Родовища: 1 – Чекмагушське; 2 – Ромашкинське; 3 – Наульське; 4 – Усть-Ільське;
 8 – Уль'янівське; 9 – Боровське; 10 – Каркасне; 11 – Наульське (Т₁); 12 – Нурлатське;
 13 – Теренузокське; 14 – Тажигалінське; 15 – Південно-Нурлатське; 16 – Джигітське;
 17 – Усинське; 18 – Наульське (Т_{1,2}); 19 – Старо-Кувакське; 20 – Молдово-Кармальське;
 21 – Ярегське; 22 – Абіно-Українське; Δ – Коханівське; 23 – Ашальчинське; 24 – Аксубасвське;
 25 – Федорівське; 26 – Сугушлинське; 27 – Карасинське; ○ - Бугруватівське.

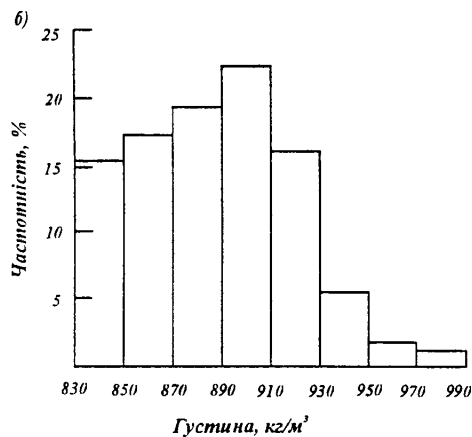
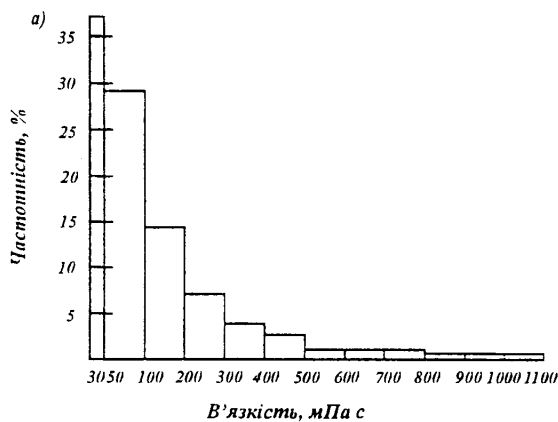
РИС. 2.3 ГІСТОГРАМА РОЗПОДІЛУ В'ЯЗКОСТІ ТА ЗАПАСІВ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ ПО ГЛИБИНІ ЇХ ЗАЛЯГАННЯ

(за Е.М. Халімовим)



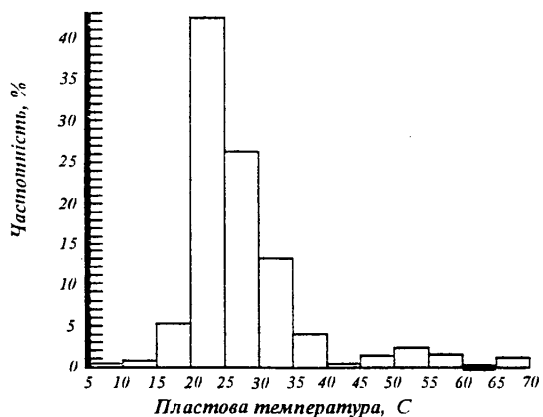
ГІСТОГРАМА РОЗПОДІЛУ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ ЗА В'ЯЗКІСТЮ (а) І ГУСТИНОЮ (б) В ПЛАСТОВИХ УМОВАХ

(за Е.М. Халімовим та ін.)



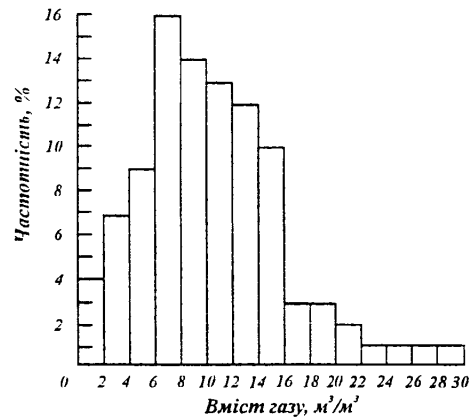
ГІСТОГРАМА РОЗПОДІЛУ ПЛАСТОВОЇ ТЕМПЕРАТУРИ РОДОВИЩ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

(за Е.М. Халімовим та ін.)



ГІСТОГРАМА РОЗПОДІЛУ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ ЗА ВЕЛИЧИНОЮ ВМІСТУ ГАЗУ

(за Е.М. Халімовим та ін.)



ВВВН і квазірідких ПБ фактично базуються на усуненні структурної в'язкості. Тому визначення факторів її формування – одне з ключових напрямків розробки даної проблеми.

Інші ПБ, що умовно відносяться до твердих (кіри, асфальти, оксікерити, асфальтоїди, частково озокерити, тощо) можуть набувати властивостей неньютонівської рідини внаслідок впливу підвищених температур, термальних вод, гідрогенізації, сейсмотектонічних факторів та ін. Таким чином, принципова генетична, органо-геохімічна, фізико-хімічна і технологічна межа проходить поміж звичайними нафтами і ВВВН. Останні лише кількісно, а не якісно відрізняються від мальт – в'язкорідких, в'язких, іноді (квазі) твердих легкоплавких асфальтових бітумів (густина 0,965 – 1,03, температура розм'якшення 35÷40°C, елементарний склад в відсотках: С80-87, Н10-12, О+S+N 1-10, вміст масел 40-65%, асфальтенів від 0,3 до 30 – 40%) що межують з важкими високосмолистими нафтами [11,27].

ВВВН, мальти, асфальти на ряді родовищ зв'язані поступовими переходами. Так, на унікальному (початкові видобувні запаси 4,38 млрд т) родовищі Болівар (бортова частина міжгірської западини Маракаїбо, Венесуела), поклади якого пристосовані до серії комбінованих літологічно-стратиграфічно- і тектонічно-екранованих пасток в палеогенових теригенних відкладах на глибинах 4500-160м, спостерігається велика різноманітність нафт, густина яких коливається від 830 до 996 кг/м³. Приблизно половину їх унікальних запасів складають ВВВН, а на акваторії оз.Маракаїбо, де частково розташоване родовище Болівар, спостерігається їх безпосередній перехід у великі скупчення мальт та асфальтів.

Широка гамма ПБ міститься в сукупності різноманітних пасток, пристосованих до ранньокрейдяних алювіально-дельтових пісків на монокліналі Альберта (Зах.Канада), де у вигляді ВВВН, мальт, асфальтів зосереджена майже половина світових запасів нафтидів (див. нижче). Зокрема на родовищі Атабаска, де глибина залягання продуктивної товщі 0-610м, основні параметри ПБ коливаються у порівняно вузьких межах (густина 1012,7-1102,3 кг/м³, С83,1-83,6%, Н10,3-10,5%, N4,2-5,5%; вміст масел 47,7-49% смол 29-32%, асфальтенів 16-23,4%, молекулярна

маса 600-800), але тут присутні і мальти і асфальти, а також кіри (як продукти субарального вивітрювання широкої гамми ПБ включаючи різні ВВН, мальти і асфальти). Важливо підкреслити, що всі вони при застосуванні певних методів дають великий вихід синтетичної нафти.

Наявність поступових переходів нафт в ПБ (через ВВН при значних варіаціях широти діапазону цієї проміжної ланки) спостерігається в суттєво різних за тектонікою, стратиграфією, віком нафтогазонакопичення басейнах. Поряд з НГБ древніх платформ, де бітумні поклади пов'язані з докембрійськими (палеозойськими), а на стику з передовими прогинами мезозойських та альпійських складчато-орогенних структур і з більш молодими відкладами, вони широко розповсюджені і в зовсім молодих НГБ з промисловою нафтогазонаосністю неоген-четвертинних комплексів. Так, в Румунії пластові поклади асфальту пристосовані до пісків пліоценового віку, що нерідко перекриваються плейстоценовими відкладами. Характер залягання (типові літологічні пастки, пов'язані з алювіальними піщаними тілами) свідчать про звичайний для традиційних нафтових покладів "механізм" заповнення резервуарів, що відбувався на глибинах близьких до сучасних (від приповерхневих до 25-30м). Якщо взяти тектоно-геодинамічний і стратиграфічний "антипод" цих румунських покладів, наприклад, таке родовище як Оленецьке, то тут теж спостерігається принципова єдність характеру нафто- і бітумонакопичення. Поклади цього унікального (понад 1,5 млрд.т) бітумного (переважно мальти і асфальти) родовища, яке розташоване в межах Оленецького склепінного підняття Сибірської платформи, пов'язані: 1) з вендсько-нижньокембрійськими кавернозними доломітами і пісковиками, 2) з кавернозно-вториннопорівими доломітизованими рифогенними вапняками верхнього кембрію, 3) з пермськими теригенними відкладами на моноклінальному схилі Оленецького склепіння. Основні (близько 1,3 млрд. т геологічних запасів) ресурси бітумів тут пов'язані з пермськими відкладами, де поклади мальт і асфальтів містяться в піщаних акумулятивних тілах барового типу, кулісоподібне та поповерхове розміщення яких на моноклінальному схилі контролювалося міграцією прибережної зони пермського моря (ширина цих піщаних лінз від перших км до 10-12 км, протяжність – десятки км). Всього тут

виділено 6 покладів пляжово-барового типу з товщиною бітумонасичених пермських пісковиків 1-25м. Поряд з вищевказаними прикладами чисто бітумних родовищ, утворення яких за рахунок процесів "нормального" нафтонакопичення не визиває сумнівів, можна привести чимало прикладів родовищ з парагенезами різноманітних нафт і ПБ. Вони пов'язані з такими різними за тектонікою, стратиграфією і гідрогеологією провінціями як Тіmano-Печорська, Прикаспійська, Апшероно-Каспійська, тощо.

Так, на багатопластовому родовищі Кенкіяк, що розташоване в східній прибортовій зоні Прикаспійської западини і пов'язане з однойменною соляною структурою (рис.2.4) нафтові поклади залягають в широкому стратиграфічному (нижня перм – юра) і глибинному (250-4000м) діапазонах. Спостерігається чітка вертикальна зональність фізико-хімічних та геохімічних властивостей нафти. У покладах, що містяться в підсольових артинських і надсольових верхньопермських теригенних відкладах (3700-4000м), вони характеризуються значеннями густини $882-840 \text{ кг/м}^3$, незначним вмістом сірки (0,3-0,5%), високим газовим фактором (до $1500 \text{ м}^3/\text{т}$), присутністю підвищеної кількості бензинової фракції ($27 \div 48\%$), переважно нафтенно-алкановим (при незначному – $6 \div 11\%$ - вмісту ароматичних) складом вуглеводнів, помірним (до 13%) вмістом смол і асфальтенів.

Нафти з покладів теригенного нижньотріасового комплексу (800-2600м) мають підвищену густину ($880-890 \text{ кг/м}^3$), значний вміст сірки (0,7 – 0,8%). малий газовий фактор ($11 \text{ м}^3/\text{т}$). В їх складі преважають нафтеніві вуглеводні, при малому і приблизно однаковому вмісті алканових і ароматичних вуглеводнів ($5 \div 11\%$ на бензинову фракцію).

Нарешті нафти неглибокозалягаючих (250-600м) юрських покладів відрізняються високою густиною ($900-992 \text{ кг/м}^3$), низьким газовим фактором ($3 \text{ м}^3/\text{т}$); відсутністю бензинової фракції, великим (до 24% і більше) вмістом смол і асфальтенів, значним (вище 0,8%) вмістом сірки. Вони відносяться до ВВВН, а безпосередньо під передкрейдяною незгідністю з'являються мальти.

Більшість дослідників схильні до спрощеного тлумачення вищевказаного розподілу нафт, як відбиття впливу сучасної гідрогеологічної зональності на

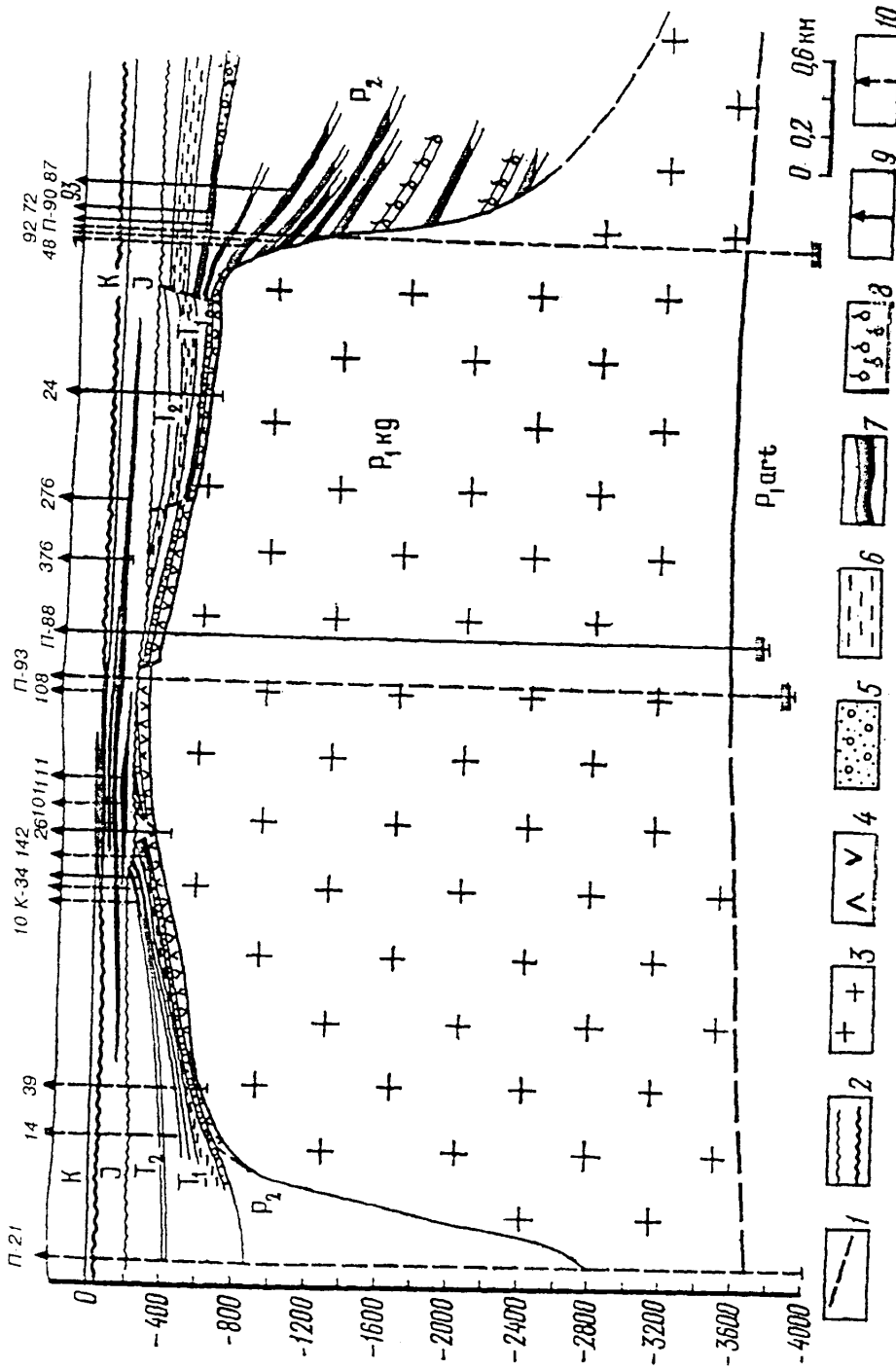


РИС. 2.4 Схематичний геологічний профіль родовища Кенкіяк (за Е. А. Светлаковою, О. С. Обрядчиковим)

- 1 - тектонічні порушення; 2 - стратиграфічні межі; 3 - кам'яна сіль; 4 - гіпсо-ангідридна товща (кепрок);
 5 - конгломератовий горизонт нижнього тріасу (соркульська світа); 6 - переважно глиняста товща нижнього тріасу (кожидінська світа); 7 - газоконденсатні, нафтогазоносні та газоконденсатні горизонти; 8 - газоконденсатні горизонти; 9 - газоконденсатні горизонти; 10 - газоконденсатні горизонти, знесені на профіль

синхронно сформовані поклади первісно однакової нафти. Але органо-геохімічні дані Т.А. Ботневої свідчать про наявність самостійних "циклів" нафтонакопичення. Наявність в єдиному розрізі багатопластових родовищ різновікових покладів газів, газоконденсатів, нафт і бітумів особливо характерно для вузлових структур давнього виникнення на ділянках перетину глибинних розломів і тривалого розвитку. Яскравими прикладами таких родовищ є Усинське, Возейське (Тімано-Печорська провінція), Тенгіз, Оренбурзьке (Прикаспійська западина), Гомес, Пакетт (Пермська западина) та ін. В ДДЗ типовим прикладом таких родовищ є Яблунівське родовище (див. розділ 4.3) в розрізі якого древні поклади ВВН, мальти і асфальту в середньо-кам'яновугільних відкладах співіснують з молодшими нафтовими покладами в візейських і серпухівських колекторах та недавніми за віком утворення газоконденсатними покладами в нижній частині кам'яновугільного розрізу (Т-1, Т-2, Т-3), які межують з маломінералізованими конденсаційно-водними облямілками [20,22].

В той же час, молоді НГБ з нафтогазоносністю неоген-четвертинних комплексів надають багато прикладів дійсно недавньої або сучасної трансформації нафт в ВВН, мальти, асфальти і кіри в залежності від конкретних темпів і інтенсивностей елізійних процесів нафтогазонакопичення і інфільтраційних процесів гіпергенезу. Приклади широких варіацій цих співвідношень подають родовища Апшеронського півострову з покладами в пліоценових алювіально-теригенних відкладах ("Продуктивна товща"). Так, на розташованому в межах асиметричної брахіантикліналі Бібіейбатському газонафтовому родовищі, де промислові поклади нафти і газу виявлені в усіх свитах пліоцену (від підкірмакинської до верхів сураханської), густина нафт зростає із "стратиграфічною глибиною" від 840-860 в сураханській до 875-900кг/м³ в підкірмакинській свиті. Пов'язано це насамперед з пізньою структурною позицією покладів, які тяжіють до склепінної частини, але починаючи з підкармікинської піщаної свити помітно зміщуються до перикліналі, а в склепінні з'являються газові шапки. В той же час розташоване в 5км від Бібіейбату родовище Аташк'я-Шубани, яке пов'язане з

діапіровою складкою, містить три поклади важкої (920кг/м^3) нафти, що в розмитому склепінні виходять на поверхню. Основні частини цих трьох нафтоносних пластів переkritі сучасними осадками, що насичені закіровою мальтою. Площа кірового поля перевищує 60 тис.м^2 при потужності 15-20м. Крім того, в древньокаспійських відкладах тут спостерігаються асфальтитові лінзи.

Аналітична різноманітність співвідношення газів, конденсатів, нафт і ПБ (включаючи ВВН) спостерігається в інших молодих НГБ. Так, на гігантському (початкові видобувні запаси нафти 259 млн.т) нафтовому родовищі Серія (узбережжя о.Калімантан) густина нафт в численних покладах, пов'язаних з піщаними пліоценовими пластами в інтервалі глибин 250-2700м, коливається від 840 до 940кг/м^3 . Незважаючи на зв'язок цього родовища з лінійною високоамплітудною складкою, що ускладнена численними розломами, мальти і асфальти тут відсутні. Принципово іншим прикладом співвідношення різних природних нафтидів є асфальтове родовище на о. Трінідад (внутрішній борт Східно-Венесуельського НГБ). Тут широковідоме асфальтове озеро займає котловину (діаметр 610, глибина до 41м) в міоценових вапняках в межах еродованої антикліналі. Сам поклад відрізняється від більшості родовищ ПБ. Це емульсія асфальтового бітуму (С 80-82, Н 10-11, 96-8%; масла 31, смоли 23, асфальтени 37%) з газом, водою, піском і глиною. Ця суміш знаходиться у постійному русі в напрямку від центру до країв котловини за рахунок припливу бітуму, що супроводжується інтенсивним виділенням газу. Запаси асфальту цього родовища складають 10-15 млн.т і незважаючи на багаторічну інтенсивну розробку, залишаються приблизно постійними. Попри незвичайний характер родовища, це – принципово важливий приклад поширеного явища мобілізації давніх похованих покладів ПБ глибинними флюїдами, зокрема, газоводяними сумішами.

Все вищевказане свідчить про різноманітність генетичних взаємовідносин нафт і ПБ, в залежності від конкретних тектоно-геодинамічних, гідрогеологічних, геотермобаричних умов нафтогазонакопичення.

РОЗДІЛ 3

ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЗАЛЯГАННЯ І ЗАКОНОМІРНОСТІ ФОРМУВАННЯ
ПОКЛАДІВ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Утворення скупчень ПБ пов'язане з взаємодією тектоно-геодинамічних, фаціально-палеогеографічних, геотермобаричних, геохімічних та літолого-епігенетичних факторів. Завдяки цьому спостерігаються чіткі закономірності тектонічного, стратиграфічного, формаційного та гідрогеологічного їх розподілу, що є основою відповідних пошуково-прогнозних критеріїв прогнозу ресурсів ПБ.

Перш ніж перейти до характеристики цих закономірностей доцільно розглянути в загальних рисах стан геологічних запасів ПБ у порівнянні з нафтою.

За станом на 01.01.2000р. у світі існує близько 120 унікальних (геол. запаси більше 1000 млн.т), гігантських (500-1000 млн.т) та великих (100-500 млн.т) родовищ (за класифікацією ВНІГРІ, що була найбільш поширена в бувшому СРСР), переважно в теригенних і карбонатних формаціях дуже широкого (венд-пліоцен) стратиграфічного діапазону. В них зосереджено понад 100 млрд.т нафти, тобто більше половини світових геологічних запасів нафти, що за різними оцінками сягають 150-200 млрд.т.

В той же час, кількість відомих в світі родовищ ПБ (включаючи ВВВН), з підрахованими геологічними запасами, що відповідають діапазону великих - унікальних (тобто від 100 до 1000 млн.т і вище) нафтових родовищ не перевищує 5. Але в них зосереджено принаймні 200 млрд.т запасів ПБ разом з ВВВН. При цьому аномальний характер розподілу родовищ за розмірами у ПБ значно вищий, ніж у звичайних нафт. У двох самих великих нафтових родовищах світу: Великому Бургані (10,7 млрд.т нафти густиною $857 - 865 \text{ кг/м}^3$ у пісковиках нижньої крейди) і Гаварі (10,125 млрд.т нафти густиною $845 - 865 \text{ кг/м}^3$ у вапняках верхньої юри) зосереджено близько 10% світових запасів, в той час, як на одному Атабаському родовищу (135 млрд.т у нижньокрейдових вапняках) припадає понад 70% світових запасів ПБ. Якщо ж узяти лише унікальні родовища, до яких крім Атабаски -

відносяться: Вабаска (18,9 млрд.т, K_1), група родовищ Оріноцького бітумінозного поясу (біля 30 млрд.т, пісковики крейди-палеогену-неогену), а також Оленецьке (1,3 млрд.т лише в покладах, що залягають в пермських пісковиках не рахуючи грандіозних скупчень в карбонатах венду-кембрію), то в них зосереджено більше 90% світових запасів ПБ. Для нафти ступінь концентрації запасів у відомих унікальних родовищах складає 60%, а для газу 50%. Таким чином у цьому відношенні ПБ займають проміжне положення між іншими нафтидами і гідротермальними рудами, для яких ступінь концентрації запасів в унікальних родовищах ще вища (характерні приклади: Альмаден, де зосереджено більше 70% світових запасів ртуті, або Норильське родовище, з яким зокрема, пов'язано більше 70% світового нікелю, більше 90% світового паладію). З іншого боку, слід підкреслити велику подібність просторового розподілу бітумінозності з вугленосністю. Характерні для вугілля "пояси" і "вузли" є більш типовими для ПБ, ніж для нафти і газу. Головними бітумінозними поясами Землі, які контролюють понад 80% розвіданих запасів ПБ є Західно-Канадський і Оріноцький.

Західно-Канадський (Атабаскинський) бітумінозний пояс (рис.3.1, 3.2, 3.3), розташований в периферійній частині однойменної нафтогазоносною (мега) провінції, певною мірою облямовуючи її. Остання, як відомо [38,44,46], являє собою великий перикратонний прогин, що на сході обмежений виходами на поверхню докембрійських кристалічних порід Канадського щиту, на заході складчасто-орогенними спорудами Скелястих гір, на півдні –склепінням Світграс, а на півночі –цетриклінальною частиною прогину, що характеризується скороченими потужностями стратиграфічно редуційованого його осадового виповнення. Гомокліналь Альберта розташована в межах платформної частини прогину, де основні зони нафтогазонакопичення пов'язані з рифогенно-карбонатними формаціями верхнього девону (Форт-Нельсон, Рейнбоу-Зама, Суон-Хілс, Ледюк-Бенд), а також з ареалами виклинювання кембрійських, середньодевонських, місісіпських морських і алювіально-дельтових ранньокрейдяних відкладів. Зокрема, з виклинюванням останніх (піски свит Кардіум і Вікінг з пористістю до 20-24%, проникністю до $6,07 \text{ мкм}^2$) в моноклінальних умовах пов'язані основні запаси (232

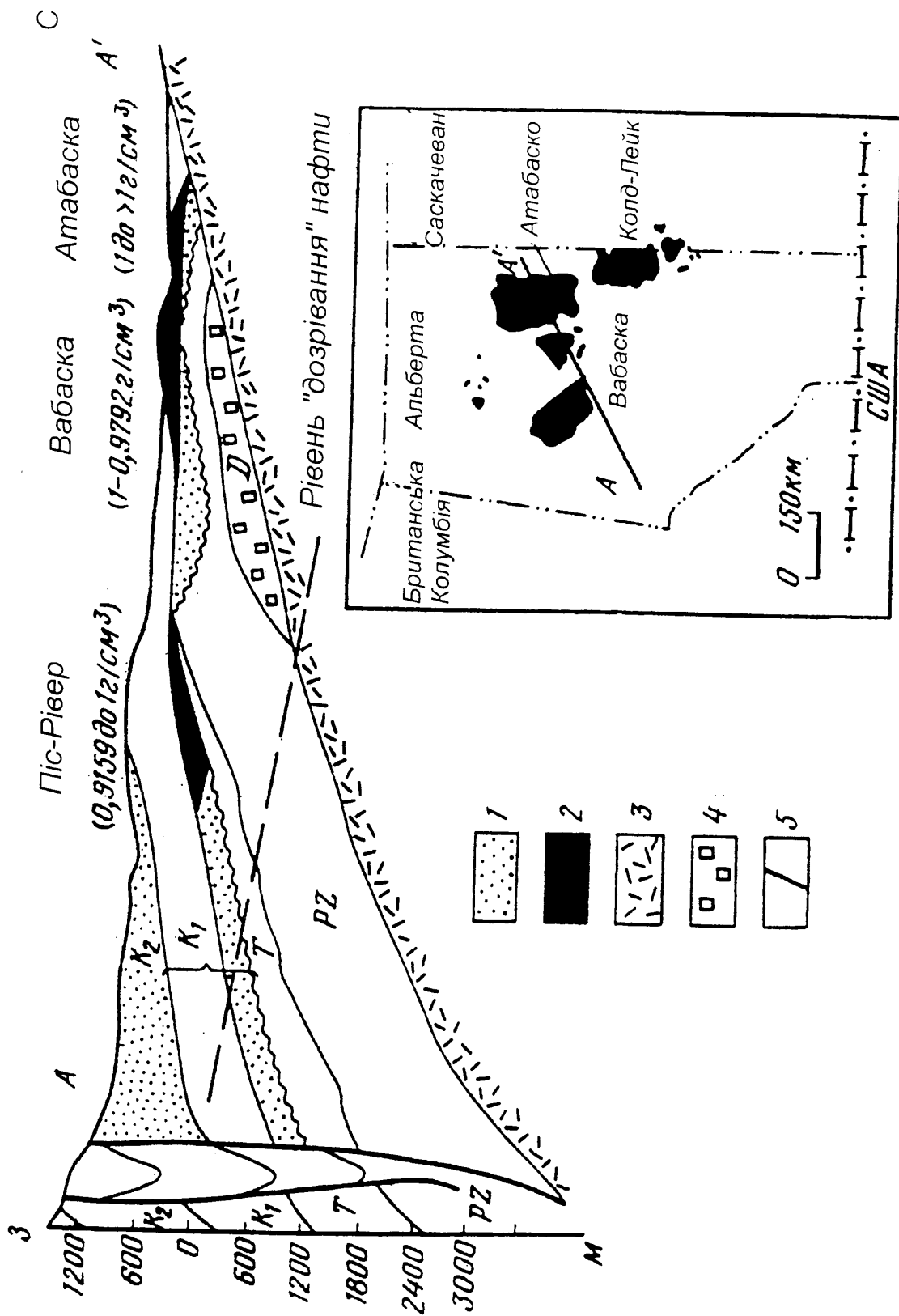


РИС. 3.1 Схематичний геологічний розріз нижньокрейдових бітумінозних пісковиків
Західної Канади [Detaison, 1997]
1 - піски; 2 - бітумовмісні породи; 3 - кристалічні породи;
4 - кам'яна сіль; 5 - розломи

Родовище Вабаска (Канада) [За Д. Джардіне, 1974 р.]

а - структурна карта; б - розріз.

Відклади нижньої крейди: 1 - глини; 2 - пісковики; 3 - те саме, насичені важкою нафтою - мальтою; 4 - ізогіпси підшоши відкладів світи Менівіл, м; 5 - розповсюдження продуктивних пісковиків Гранд-Рapidс; 6 - свердловини.

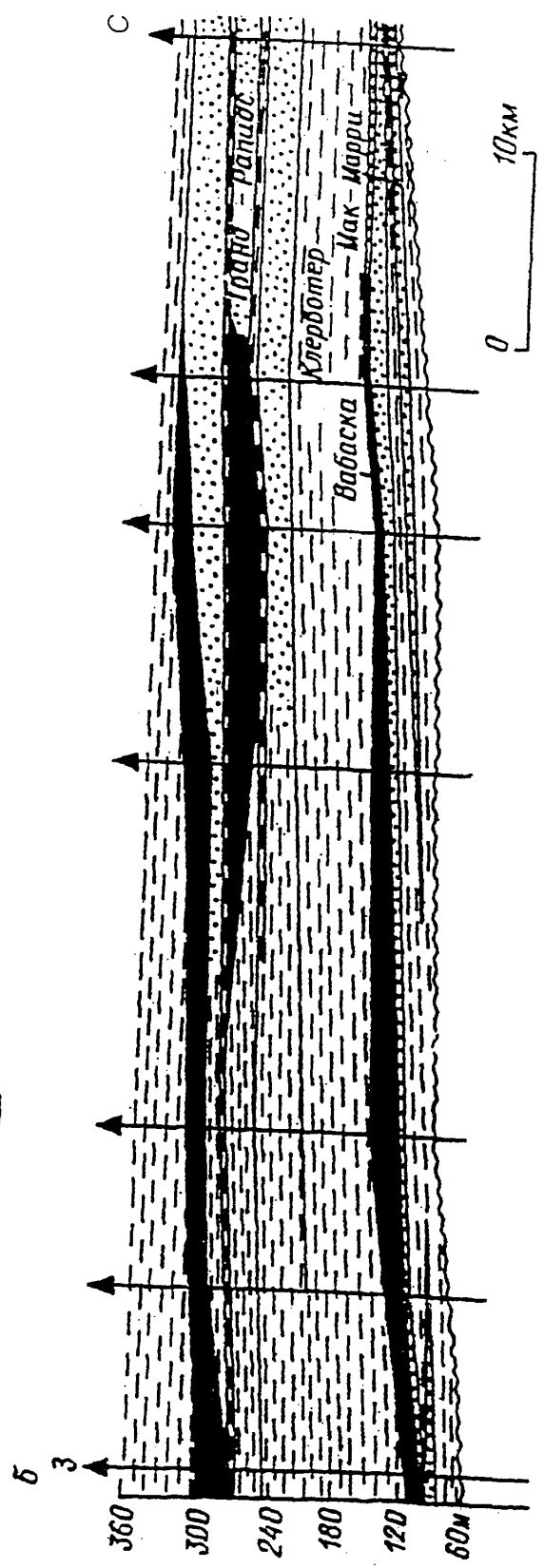
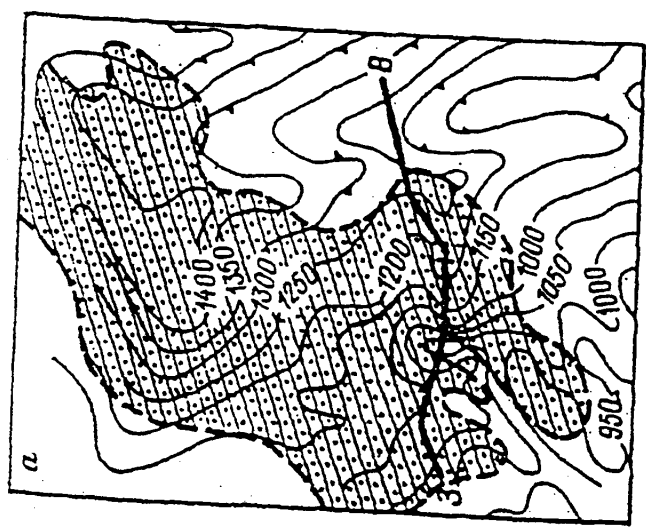
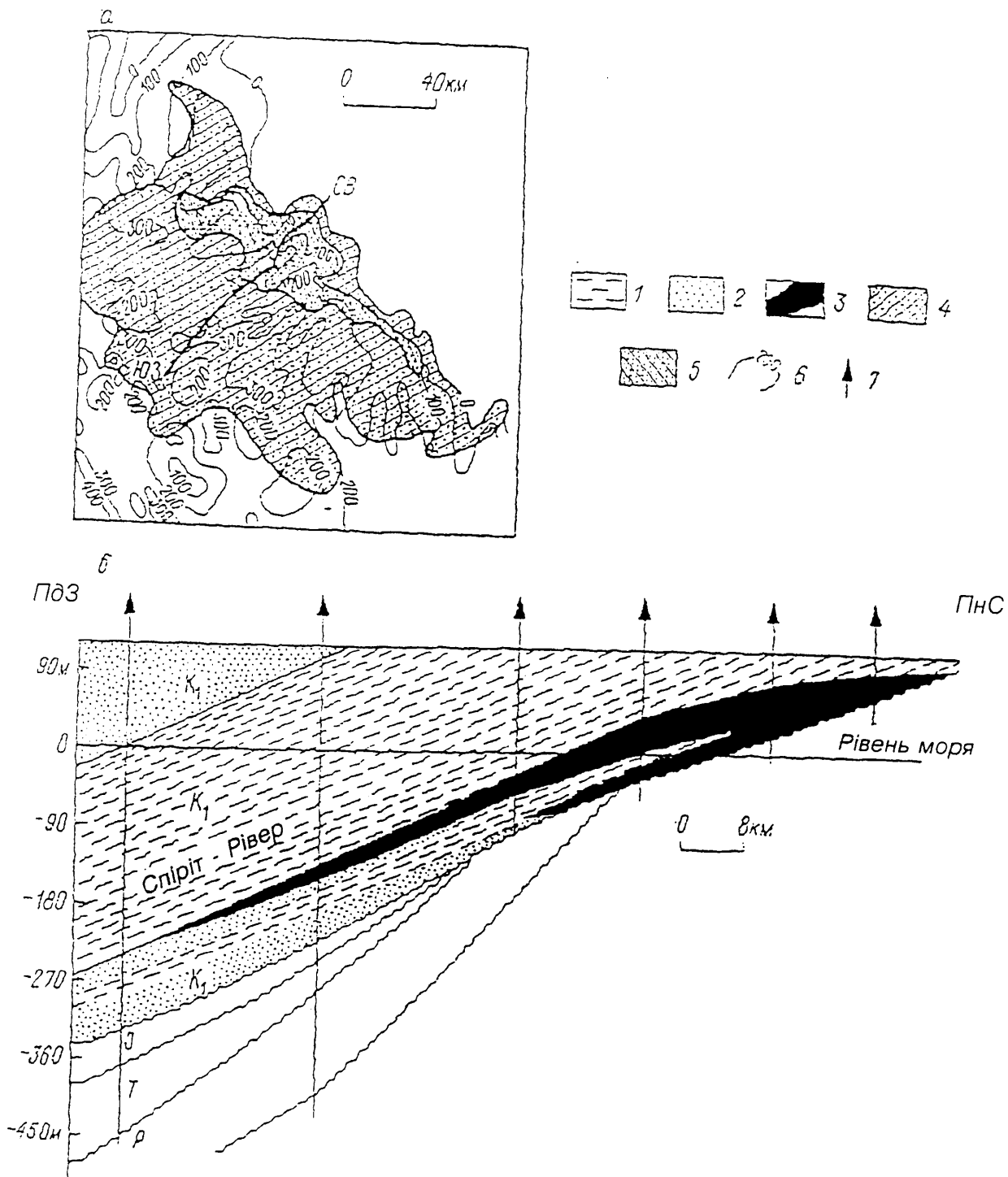


РИС. 3.2 60м



Родовище Піс-Рівер (Канада) [За Джардіне, 1974 р.]

а - карта товщин; б - розріз.

1-глини; 2-пісковики; 3-пісковики насичені важкою нафтою - мальтою;
4-розповсюдження продуктивних пісковиків; 5-головний поклад;
6-ізопахіти нижньокрейдових відкладів, м; 7-свердловини.

РИС. 3.3

млн т нафти густиною 815-850 кг/м³, 45 млрд.м³ газу, 11 млн.т конденсату) гігантського газонафтового родовища Пембіна, де в інтервалі глибин 980-1870 м відкрито 38 покладів в різноманітних стратиграфічних і комбінованих пастках (поряд з нижньокрейдяними пісками, окремі поклади пов'язані з юрськими тріщинуватими аргілітами і кавернозними міссісіпськими вапняками).

Всього в Західно-Канадському прогині відомо більше 650 газових і близько 350 нафтових родовищ з сумарними запасами 11,86 млрд.т. Всі нафтогазоносні комплекси характеризуються парагенезом нафти, газу і ПБ. Але основні поклади останніх зосереджені в пластах нижньокрейдяних пісків свит Мак-Маррі, Вабаска, Гран-Репідз і Блускай Геттінг на трьох унікальних родовищах: Атабаска (глибина залягання продуктивної товщі 0-610м, ефективна потужність 2-90м, бітумонасиченість 2-18 ваг %, площа покладу 32 тис.км², геол. запаси 135 млрд. т), Вабаска (глибина 75-750м, ефективна потужність 7,3-12,1м, середня бітумонасиченість 6,6 ваг. %, площа 14,9 тис. м², геол. запаси 18,9 млрд. т), Піс-Рівер (глибина 450-800м, ефективна потужність 14,3 м, середня бітумонасиченість ваг. 7,25%, площа покладу 6,9 тис.м², геол. запаси 14,6 млрд. т). Бітумінозні піски вищевказаних свит ранньої крейди характеризуються різнозернистою структурою і мономінеральним кварцовим або глауконіт-кварцовим складом з великим вмістом важких мінералів (циркон, ільменіт, ксенотім, торіаніт, тощо), які утворюють численні поховані розсипи різного типу. Наявність останніх дуже важлива як з комерційно-геологічної (на Атабасці, крім синтетичної нафти, коксу і елементарної сірки з бітумінозних пісків в рік видобувається до 94 тис. т титану, до 41 тис. т циркону, а також торію, церію, ітрію та інших рідкісних металів), так і з генетичної (присутність радіоактивних мінералів в колекторах як один з факторів формування ПБ). Серед бітумонасичених порід переважають косоверстуваті кварцові і кременисто-кварцові крупнозернисті піски і пісковики, відкрита пористість яких коливається від 22 до 46%, а проникність часто перевищує 0,08-0,1 мкм² (гранулярні колектори I класу за класифікацією А.А.Ханіна). Завдяки цьому, вони характеризуються високою бітумонасиченістю, що сягає 18-20 ваг.% Спостерігається пряма залежність вмісту бітуму від розмірності уламкового

матеріалу і зворотна - від вмісту глинистого цементу. Седиментаційно-палеогеоморфологічна різноманітність піщаних тіл (палеорусла, протоки, гирлові бари, тощо) у сукупності з стратиграфічним виклинюванням на монокліналях і схилах великих виступів фундаменту (Піс-Рівер та ін.), проявленнями соляної (галокінез верхньо-девонської солі) і штампової (поховані підняття фундаменту) тектоніки створюють велику морфогенетичну різноманітність пасток, що вміщують поклади ПБ. Останні представлені різноманітними мальтами (на родовищі Піс-Рівер також і ВВВН), асфальтами, асфальтитами і кірами. Їх густина (для квазітвердих ПБ - щільність) коливається від 960 до 1029 кг/м³, а вміст сірки 4-6,5% (на Атабасці добувається до 900 т елементарної сірки в рік).

Якщо початкові геологічні запаси нафти і газу всієї Західно-Канадської провінції складають біля 12 млрд.т (понад 70% їх зосереджено в Суон-Хілз, Пембіна і ще в декількох гігантських родовищах), то геологічні запаси ПБ тут сягають майже 215 млрд.т. Тобто суттєво перевищують доведені (розвідані) світові запаси нафти, підраховані на 01.01.1995 р., що за даними В.В. Семеновича та ін. (1997) складають 140 млрд.т (цікаво, що для газу цей показник на той же термін сягав 140 трлн м³); така тотожність, безумовна, не випадкова і ще більше підкреслює суттєві розбіжності в закономірностях нафтогазо- і бітумонакопичення, незважаючи на безсумнівний їх генетичний зв'язок). Як вже відмічалось, вони пов'язані з нижньокрейдяними свитами і розташовані переважно за межами промислово-нафтогазоносних територій. Але слід враховувати широке розповсюдження бітумів і в палеозойських карбонатних породах, зокрема в верхньодевонських і міссісіпських рифогенних комплексах, де їх прогнозні ресурси оцінюються цифрами, близькими до геологічних запасів в нижньокрейдяних пісках [44]. Таким чином, сумарні ресурси ПБ принаймні перевищують тут 400 млрд.т, тобто близькі до сумарних (нафта, конденсати, газ) світових доведених запасів вуглеводневої сировини. Такі велетенські масштаби бітумонакопичення обумовлені збігом (краще сказати – резонансною взаємодією) всіх основних передумов формування великих скупчень ПБ: наявності надзвичайно потужного, тривало діючого на протязі фанерозою джерела вуглеводнів (грандіозні об'єми субдуційованих депресійних

товщ, що нагромаджувалися в геосинклінальному прогині Склеястих гір) і багатофазового характеру їх генерації, чітких тектоногеодинамічних закономірностей відокремлення осередків нафтидогенезу від зон (ареалів) їх акумуляції, наявність низки регіональних переривів осадконагромадження (зокрема передпалеогенового, передпізньокрейдяного, передюрського, передміссісіпського). Останні, амплітуда яких зростала в напрямку від орогену до кратону, з одного боку супроводжувались фазами діастрофізму, нафтидо- і рудогенезу, а з другого – активізацією кріпто- і ідіогіпергенних процесів (див. нижче). Все вищевказане стосується, насамперед, факторів утворення ПБ. Щодо формування їх покладів, то тут вирішальну роль зіграла наявність регіонально розповсюджених резервуарів, що генетично пов'язані з переривами і незгідностями. Це, насамперед, алювіально-дельтові піски нижньої крейди, а також кавернозні карбонатні породи верхнього девону і міссісіпію. Зрозуміло, що збіг всіх цих факторів бітумонакопичення це досить рідкісне явище, але назвати його унікальним не можна. Насамперед, про це свідчить наявність іншого великого бітумінозного поясу Землі – Оріноцького [35,44].

У Венесуелі на півночі від р.Оріноко розміщується другий в світі за запасами ПБ регіон розвитку бітумінозних пісків, широко відомий як "бітумний пояс Офісіна-Тембладор" або "Оріноцький бітумінозний пояс" (рис.3.4). Він входить до складу нафтогазоносної провінції Оріноко. В географічному плані вона розташована на півночі Південно-Американського континенту (включаючи поряд з сушею і дельтою р. Оріноко, також о. Трінідад, акваторію затоки Парія і прилеглу частину Атлантичного океану), а в геотектонічному - включає Передантільський передовий прогин і моноклінальний схил Гвіанського щиту докембрійської Бразильської платформи. Нафтогазоносність пов'язана переважно з крейдяними, олігоценними, міоценовими і пліоценовими теригенними відкладами. Основні родовища розташовані в межах платформного борту і пов'язані з тектонічно- і літологічно екранованими пастками в різноманітних піщаних тілах (русла, дельтові протоки, прибережні і пригирлові акумулятивні форми). Сумарні доведені запаси відкритих тут 240 родовищ (225 нафтових, 15 газових) сягають майже 8 млрд.т (4,5 млрд.т

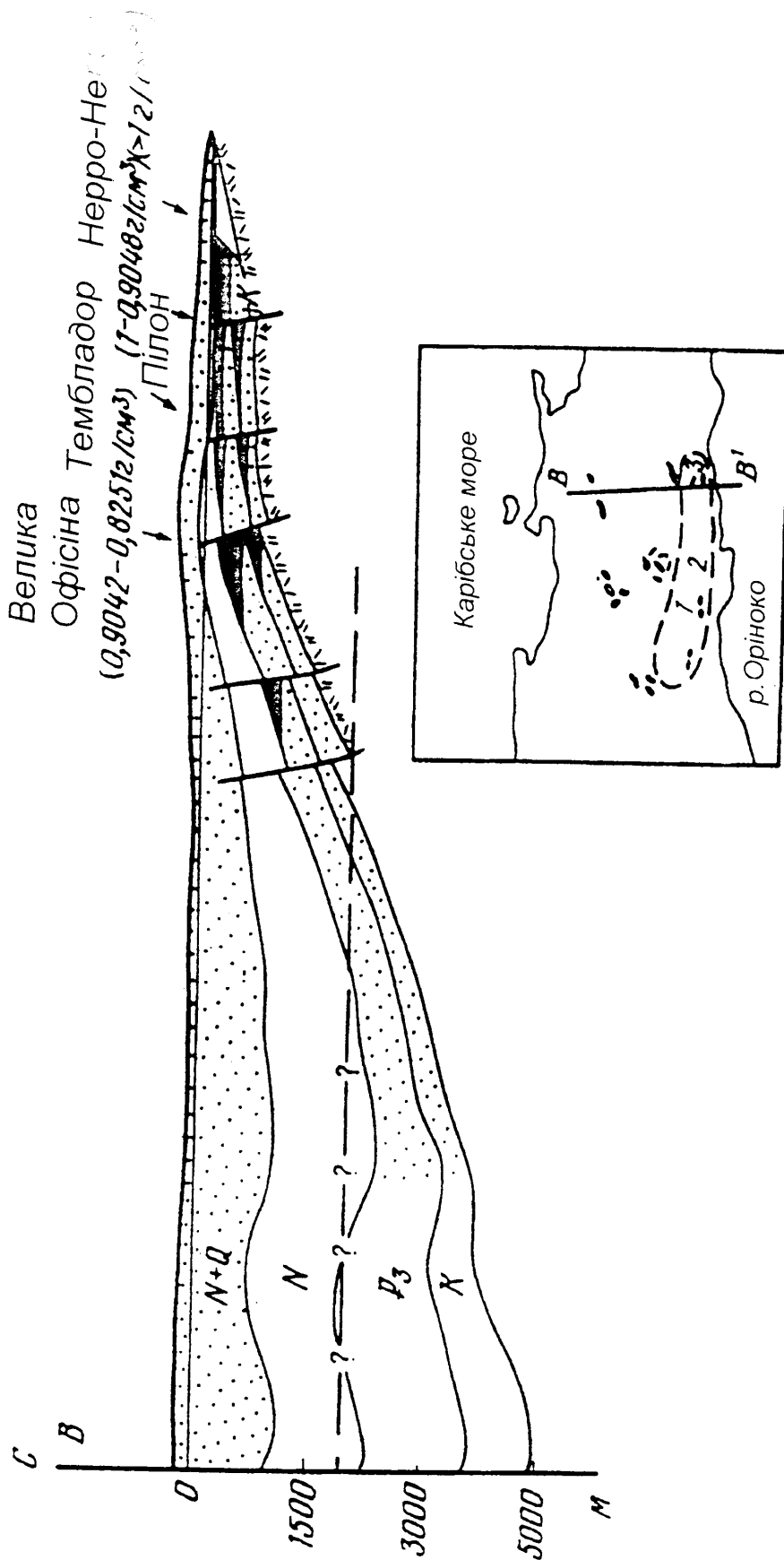


РИС. 3.4 Схематичний геологічний розріз через Західно-Венесуельський басейн [Demaison, 1997]
Умовні позначки: див. мал. Родовища нафти та бітумів (цифри на вирізці): 1-Велика Офісіна,
2-Тембладор, 3-Нерро-Негро.

нафти, 2,5 трлн.м³ газу, 800-1000 млн.т конденсату). В той же час запаси ПБ (ВВВН, мальт, асфальтів) перевищують 100 млрд.т. Оріноцький бітумний пояс простягається вздовж південної межі провінції на відстань до 600км (завширшки 50-55 км). Як і в Західній Канаді він характеризується умовами моноклінального залягання (гомокліналь Велика Офісіна з похилим $-2 -4^{\circ}$ підняттям в бік Гвіанського щита), але відрізняється відсутністю виступів, склепінь, штампових структур і складок стискання. Всі пастки ПБ пов'язані тут з умовами літологічного, тектонічного і стратиграфічного виклинювання нижньокрейдяних і олігоценних пісків. Останні мають кварцовий і глауконіт-кварцовий склад, великий вміст теригенних радіоактивних мінералів, різноманітні гранулометричні параметри, високі значення пористості (12-30%) і проникності, що відповідають властивостям гранулярних колекторів I-II класів. Ступінь бітумонасичення коливається в широких межах, сягаючи до 90% від об'єму відкритих пор. ПБ представлені переважно ВВВН, мальтами і асфальтами, густина яких коливається від 960 до 1010 кг/м³, а вміст сірки сягає 5-6%. Поклади їх переважно пластові, пов'язані з літологічно- та тектонічно екранованими пастками різної морфології.

Все вищенаведене свідчить про велику подібність (в деяких рисах – до певної тотожності) геодинамічної, стратиграфічної, формаційної, літолого-фаціальної, (палео)гідрогеологічної локалізації покладів ПБ в межах двох найбільших бітумних поясів світу – Атабаскинського і Оріноцького. Знаменно, що і співвідношення запасів традиційних нафтидів (нафта+конденсат+газ) та ПБ (ВВВН+мальта+асфальти) теж близькі (Західна Канада і Венесуела відповідно 0,09 і 0,1). Тут слід зазначити, що з часом розбіжності між ними відносно цього показника будуть зростати за рахунок розвідки родовищ ПБ в палеозойських карбонатних формаціях Західної Канади, прогнозні ресурси яких, як вже відзначалося близькі до розвіданих запасів ПБ в нижньокрейдяних формаціях. Але вищевказані особливості Тринідадського асфальтового родовища свідчать про те, що й Оріноцька провінція може мати значні поклади ПБ в докрейдяних формаціях.

Дані бітумінозності цих двох поясів, в яких зосереджено більше 300 млрд.т розвіданих запасів ПБ (а величина їх загальних ресурсів, можливо, перевищує 600

млрд.т) свідчать про те, що найбільш сприятливі умови бітумонакопичення характерні для різноманітних перикратонних прогинів і западин. В першу чергу, це стосується крайових частин докембрійських кратонів (щитів) в зонах їх зчленування з складчасто-орогенними спорудами. Там, де в таких тектоно-геодинамічних ситуаціях відбуваються процеси нафтогазонакопичення, виникають передумови формування великих бітумінозних поясів в дістальних частинах перикратонних схилів з редуційованим, за рахунок низки переривів і незгідностей, осадовим чохлам, наявністю декількох палеогідрогеологічних циклів, неодноразовою активізацією кріпто- та ідіогіпергенних процесів.

Крім вищевказаних грандіозних скупчень ПБ в Західній Канаді і Венесуелі, саме в подібних тектонічних умовах утворилося одне з найбільших скупчень мальт та асфальтів Росії – вищезгадане унікальне Оленецьке родовище. Воно розташоване на західному схилі Оленецького склепінного підняття докембрійського фундаменту Сибірської платформи, що безпосередньо межує з Верхоянським крайовим прогином. Як вже відзначалося, основні запаси (1,3 млрд.т) ПБ зосереджені в пермських морських теригенних відкладах і контролюються акумулятивними піщаними тілами (береговими та бар'єрними барами, пляжами, прибереговими валами, тощо) орієнтованими вздовж палеоберегової лінії на відстані в десятки кілометрів. Пористість пермських пісковиків змінюється від 15 до 35%, а середня бітумонасиченість 2,93 ваг.%. Бітуми пермських покладів відносяться до мальт (55%) і асфальтів (45%), склад яких (масла 26,8 – 63,4; смоли 25,8 - 54,6 асфальти 10,8 - 45,1%) свідчить про безпосередній зв'язок їх утворення з нафтовими палеопокладами. Пермське бітумінозне поле Оленецького родовища (120x40км, площа 4800 км²) є лише фрагментом величезного бітумного поясу, що на протязі більше 1500 км облямовує Лено-Вілюйську нафтогазонасну провінцію. Тут встановлена велика кількість покладів і проявів ПБ – переважно асфальтів – в кавернозних вендсько-нижньокембрійських і верхньокембрійських доломітах. Достовірна оцінка їх ресурсів відсутня, але їх величезні масштаби не викликають сумнівів. Враховуючи той факт, що ступінь геолого-геофізичної вивченості і освоєння Лено-Вілюйської і Західно-Канадської провінцій несумірні, не буде

перебільшенням вважати, що тут ми маємо ще один грандіозний бітумний пояс планети, де, поряд з Оленецьким, можна очікувати низку інших величезних родовищ. Крім того, дуже велике окреме поле покладів ПБ (мальт, асфальтів, асфальтитів) розташоване далеко за межами Лено-Вілюйської провінції, на південно-східному і східному схилах Анабарського щиту, де на протязі понад 800 км спостерігаються імпрегновані ПБ (мальтами, асфальтами, асфальтитами) піщані і кавернозні карбонатні породи за віком від протерозою до верхнього кембрію.

Дистальні платформні зони перикратонно-приорогенних прогинів це, так би мовити, тектонотип бітумнозних поясів, що облямовують нафтогазоносні території. Але крім того, умови для формування великих скупчень ПБ існують і в інших типах перикратонних прогинів, зокрема, у великих перикратонних синеклізах, які розташовані на зовнішніх кутах платформ в ареалах вузлового їх зчленування з різними геосинклінальними (складчасто-орогенними) системами. Виникаючи як резонансні (в розумінні Ю.М. Пушаровського) від'ємні структури, вони характеризуються величезними масштабами прогинання (з нагромадженням осадочних товщ потужністю до 10-20 км) і тектонічною гетерогенністю. Найбільш важливим проявом останньої є наявність під єдиною западиною системи похованих рифтогенних систем, тобто їх поліавлакогенний характер [21]. Типовими прикладами таких перикратонних синекліз є Пермська, Північноморська, Прикаспійська і Печорська западини. На відміну від вищерозглянутих бітумонафтогазоносних прогинів, вони, внаслідок утягування у глибоке прогинання значно більших об'ємів осадочних формацій, характеризуються суто іншими співвідношеннями ПБ і нафтогазових нафтидів. Більш-менш певні значення цих співвідношень далеко не визначені. Але значна перевага ресурсів нафти і газу над ресурсами ПБ в вищеназваних западинах не викликають сумніву. В той же час масштаби бітумонакопичення тут досить значні. Тут можна визначити три основних типи бітумінозних зон.

Найбільшими і практично найважливішими, внаслідок невеликих глибин залягання, є бітумінозні зони (пояси), що приурочені до схилів складчасто-орогенних споруд. Їх яскравим прикладом є зовнішнє обрамлення Тіманського кряжу, де

відкрита низка покладів ВВН, мальт, асфальтів і асфальтитів в теригенних девонських і карбонатних ком'яновугільних колекторах. Саме з цією зоною пов'язане широко відоме Ярегське родовище (рис.3.5, 3.6), де на протязі майже 70 років шахтним способом розробляється великий поклад високов'язкої нафти, що внаслідок специфіки хімічного складу використовується для виробництва паливо-мастильних і лако-фарбових продуктів з особливими властивостями. Поклад пов'язаний з похованою брахіформною морфоструктурою, ядром якої є велике піщане акумулятивне тіло потужністю до 90м типу пригирлового бару [21]. Саме в цих середньодевонських кварцових (з великим вмістом важких мінералів Ti, Zr, Th та ін.) пісковиках відкритою пористістю в середньому 14-18%, що залягають на глибинах 150-200м, міститься пластовий, з елементами літологічного екранування поклад важкої (940 кг/м^3), в'язкої (5,2 Па·с), сірчастої (S 1,41%), парафінистої (до 2,7%), нафтово-ароматичної нафти з великим ($10,92 \text{ мг/100г}$ нафти) вмістом ванадію.

У межах Прикаспійської западини основні скупчення ПБ сконцентровані в її крайовій південній частині, в межах Ураліо-Ембінської області. Площа цього великого бітумінозного поля сягає 30 тис.км². Як і всі області зчленування перикратонних западин з складчасто-орогенними спорудами, вона характеризується складною структурною будовою, що обумовлена взаємодією складчатості стискання, солянокупольної тектоніки з розвитком грабенів просідання та інших проявів вторинного розтягнення. Це сприяло формуванню низки однотипних родовищ ПБ з пластовими тектонічно обмеженими покладами в середньоюрських і неоком-сеноманських пісках і пісковиках в інтервалі глибин 0-500м. Кожне з цих родовищ характеризується наявністю власне ПБ (переважно мальти і ВВН) і кірів – продуктів приповерхневого і субаерального кисневого вивітрювання. Всього тут встановлено біля 40 таких родовищ (половина з них – з покладами ВВН), сумарні розвідані запаси яких перевищують 200 млн т бітумів і кірів. Генетичний зв'язок приповерхневих ПБ і нижчезалягаючих нафтових покладів добре демонструє родовище Кенкіяк (рис.2.4). Що ж стосується власне кіро-бітумних родовищ, то нижче розглянуті їх два типові приклади.

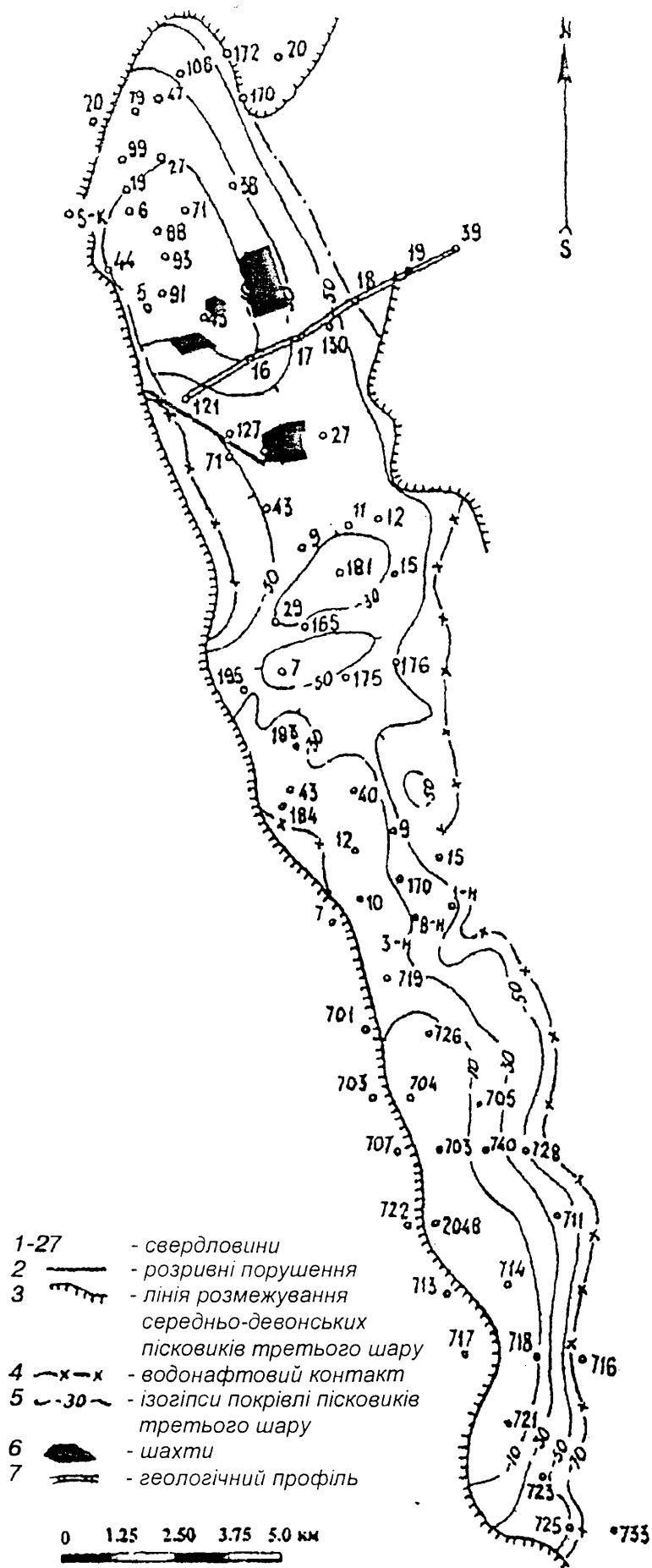
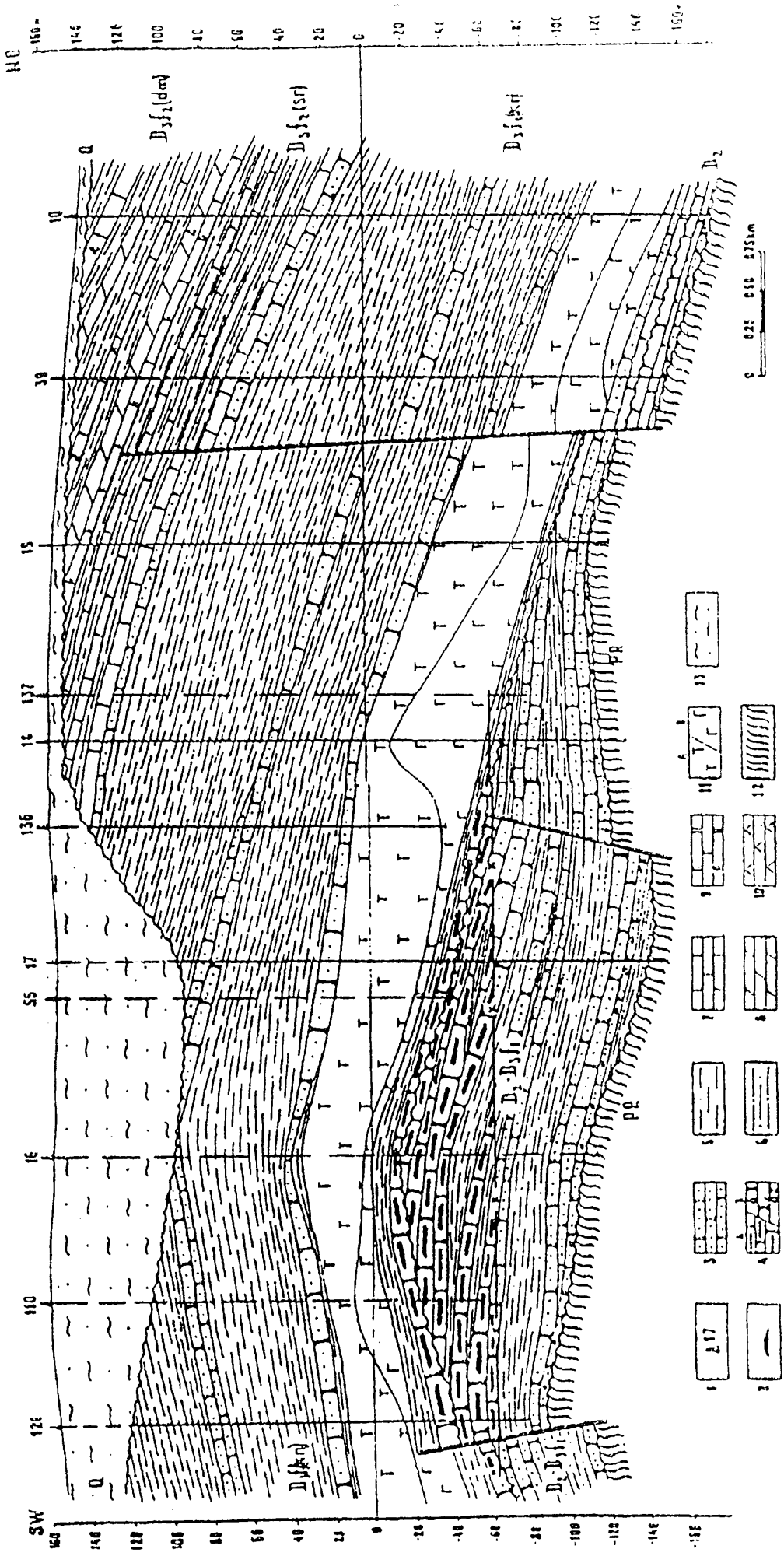


РИС. 3.5 Ярегське нафтове родовище, структурна карта



1 – свердловини; 2 – поклади нафти; 3 – пісковики; 4 – пісковики; 5 – глини, аргіліти; 6 – алевроліти; 7 – вапняки; 8 – мергелі; 9 – доломіти; 10 – доломіти; 11 – А – туфити, Б – діабаз; 12 – рифейські метаморфічні сланці; 13 – четвертинні відклади

Ярегське нафтове родовище. Геологічний профіль

РИС. 3.6

Родовище Кара-Мурат представлено лінзовидним покладом (1,6 x 0,3км) закірованих пісковиків (1–28м) сеноману, що залягає в грабені просідання на соляному куполі Мунайли-Мола і екранується меридіональним скидом. Вміст бітумів коливається від 5,76 до 94,6 вагових відсотків. Це мальти з вмістом масел 40,1; смол бензольних 29,6; асфальтогенних кислот 3,0; асфальтенів 9,55% [9]. Встановлені явища вторинного "витоплювання" кіру з пласта, що супроводжується утворенням кірових "озер" [10]. На поверхні кіри утворюють затверділу кірку (0,2–1м), що запобігає їх подальшому вивітрюванню. Розвідані запаси родовища складають 4,184 млн.т кірових порід і понад 1 млн.т мальт.

Родовище Ітан-Кара вміщує низку пластових запечатаних кірами покладів мальт (масла 40,7; смоли бензольні 15,0; смоли спиртобензольні 31,2; асфальтогенні кислоти 3,5; асфальтени 9,75%) в пластах альбських і сеноманських пісковиків (3 – 13,3м) на піднятому крилі однойменного соляного куполу. Поклади (з розмірами від 150x100 до 1000x70м) лінійно орієнтовані уздовж скиду в апікальній частині солянокупольної складки. Розвідані запаси кірових порід - 1,288 млн.т, бітуму (мальти) - 248 тис.т. Дуже важлива генетична риса цього родовища – наявність серед ПБ, поряд з повністю розчинними (в органічних розчинниках) оксікеритів і гумінокеритів у вигляді жовтовидних включень [9]. Це продукти більш глибокого кисневого вивітрювання асфальтового бітуму, що різко збагачені киснем (більше 20%) і збіднені воднем (4-6,55). Їх дуже велика подібність за хімічним складом та зовнішнім виглядом до бурого або звітреного кам'яного вугілля треба приймати до уваги при пошуках покладів ПБ у вугленосних формаціях, що особливо актуально для оцінки перспектив бітумінозності нижньо- й середньокам'яновугільних покладів ДДЗ та Донбасу (див. нижче).

2) Інший тектонічний тип зон бітумонакопичення в перикратонних синеклізах пов'язаний з інверсійними валоподібними зонами і окремими крупними структурами в їх межах, що обумовлені інверсією похованих палеорифтів. Вони характеризуються суперпозицією в одному й тому ж розрізі різновікових генерацій нафтидів, представлених різноманітними бітумними (ВВВН, мальти, асфальти),

нафтовими, газоконденсатними, газовими покладами в парагенезі з ендегенним і гіпергенним зруденінням (сульфіди, тверді бітуми та ін.).

В Тімано-Печорській НГП такі парагенетичні взаємовідносини встановлені на низці значних нафтових і нафто-газоконденсатних багатопластових родовищ в межах Печоро-Кожвинського, Колвинського, Варандей-Адзвинського та інших рифтогенно-інверсійних валів (рис.3.7) Типовими в цьому відношенні є такі великі і гігантські родовища як Усинське, Тединське, Варандейське, Тобойське, Возейське, Войське та інші (рис.3.8, 3.9, 3.10), де нафтові і газоконденсатні поклади співіснують з більш давніми скупченнями ПБ з різним ступенем руйнування (від великих покладів ВВВН і мальт, як на Усинському, Возейському і інших багатопластових нафтових родовищах, до залишків ПБ у вигляді імпреграції тріщинно-кавернозних карбонатних колекторів, що містять газоконденсатні поклади – на Вуктильському родовищі). Поряд з Ярегським (рис. 3.5, 3.6), найбільш крупним і генетично показовим є Войське родовище ПБ, яке в тектонічному плані розташоване в межах великої високоамплітудної брахіантикліналі, яка входить до системи Печоро-Кожвинського мегавалу. Пластовий ерозійно-склепінний бітумний поклад пов'язаний тут з пасткою (до 45м) візейських дельтових кварцових (з великим вмістом важких радіоактивних мінералів Ті, Се, Тн та ін.) пісковиків з високими колекторськими властивостями, що залягають на глибинах 0-200м. Вміст бітумів змінюється від 1,8 до 0,1 ваг.%. Вони представлені переважно асфальтитами – твердими високоплавкими асфальтовими бітумами повністю розчинними в органічних розчинниках, густиною 1000-1010 кг/м³. Про їх генетичний зв'язок з ВВВН-мальтами-асфальтами свідчить наступний їх склад: масла 7,9-11,6; смоли бензольні 4,9-13,3; смоли спиртобензольні 10,9-25,2; асфальтогенні кислоти 4,4-4,0; асфальтени 53,6-65,1; сірка 3,5-5,1%. Запаси їх оцінені в 120 млн т, у тому числі на поверхні - 20,5 млн.т. Їх формування за комплексом ознак пов'язане з руйнуванням унікального нафтового родовища під час передкунгурського перериву.

Усинське багатопластове бітумно- нафтове родовище розташоване в межах крупної (площа біля 200км², амплітуда більше 400м) брахіантиклінальної складки на Колвинському мегавалі (Печоро-Колвинський авлакоген). Основні 6 нафтових

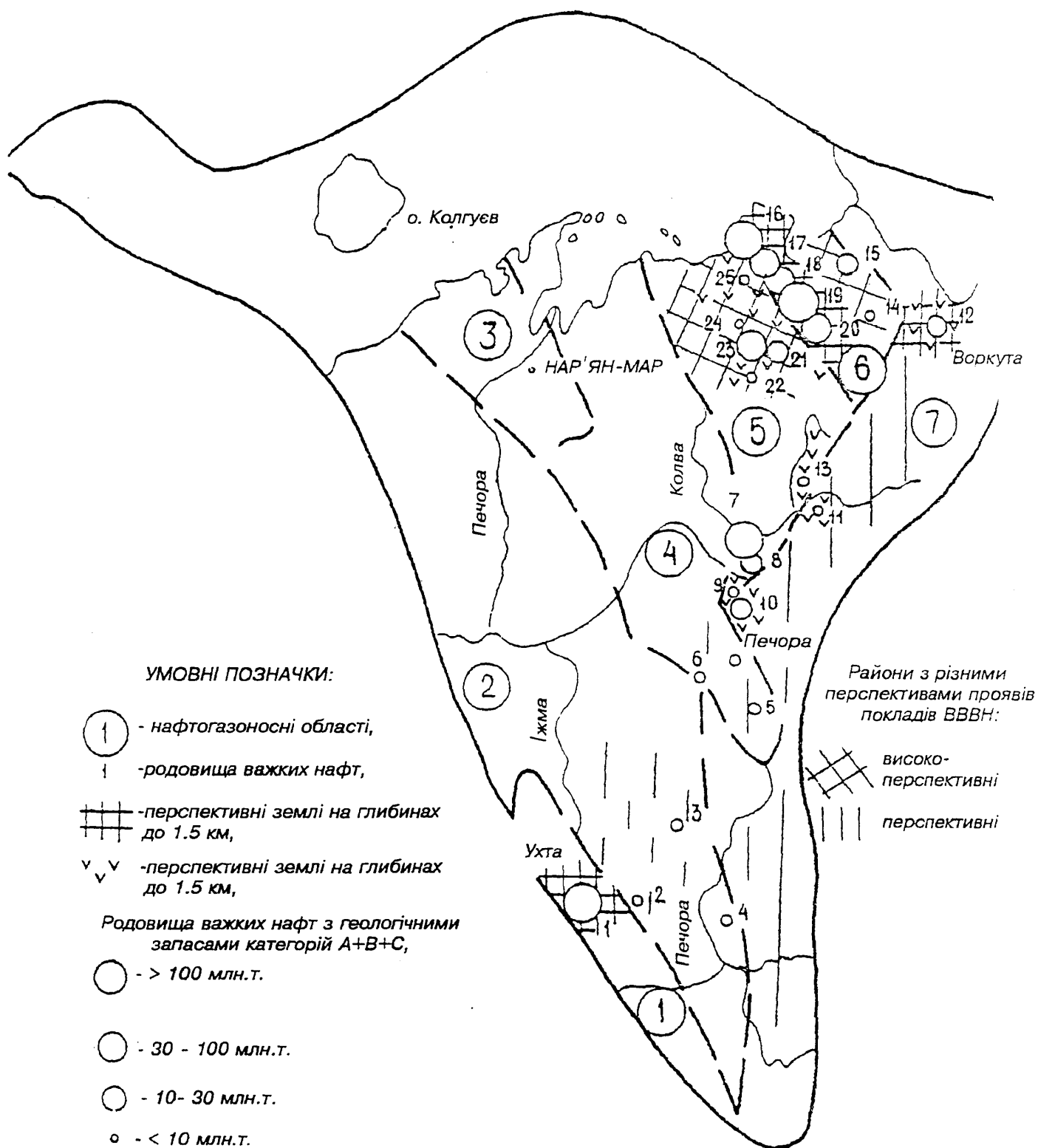
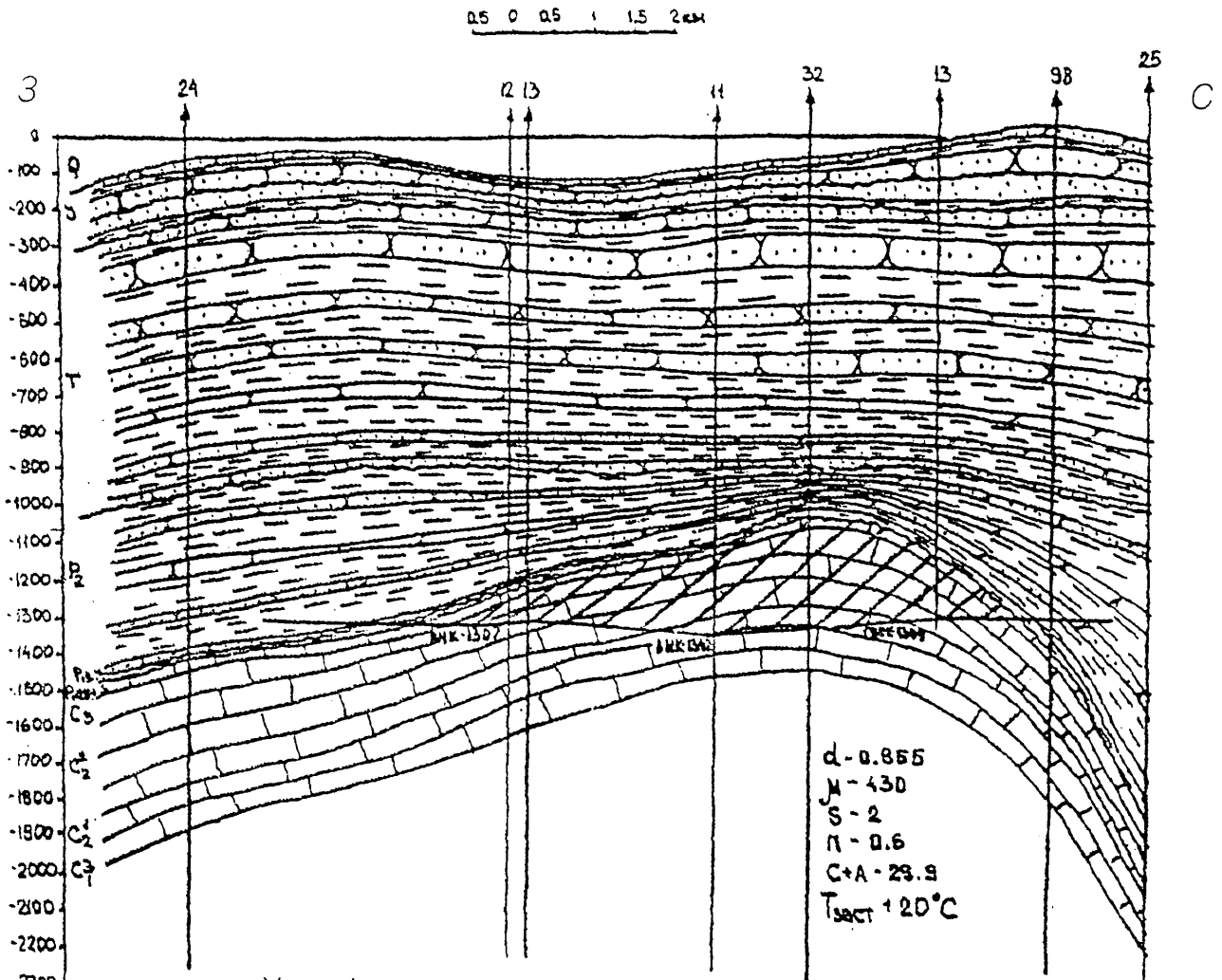


РИС. 3.7 Карта розповсюдження ВВВН в Тімано-Печорській провінції

Усинське родовище
Геологічний розріз покладу нафти у відкладах
P₁ - C



Умовні позначки:

- алевроліт
- алевролітовий пісковик
- глини
- пісок
- вапняки
- нафтовий поклад

Якісна характеристика нафт:

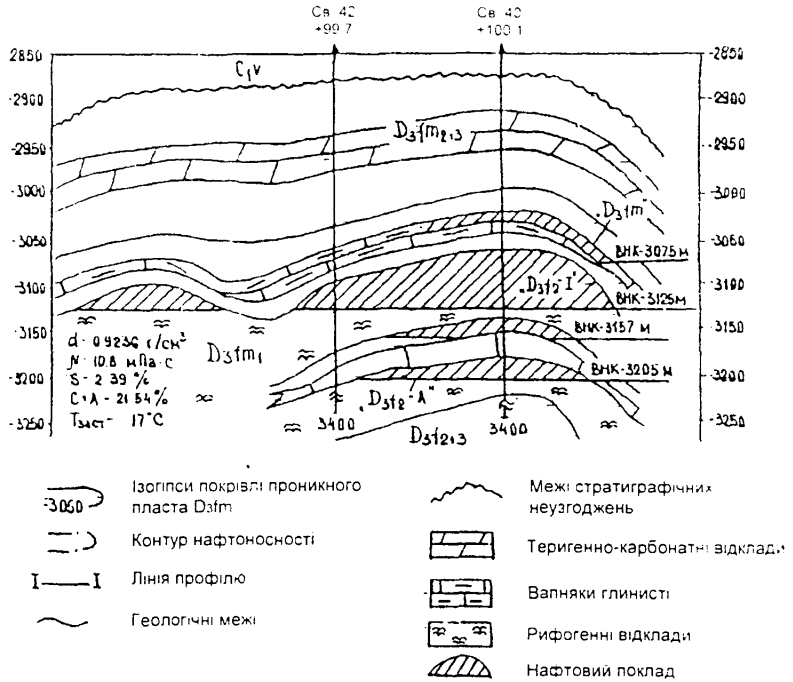
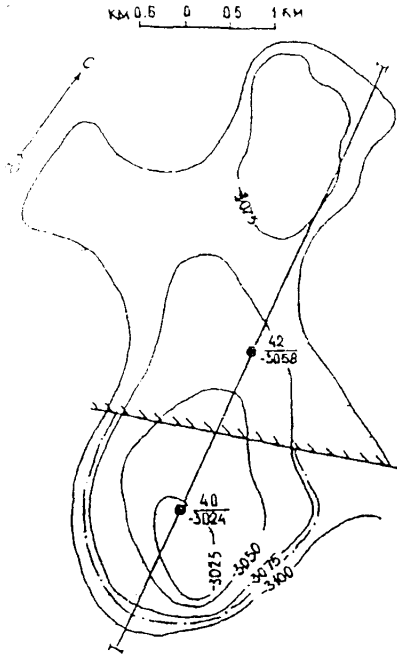
- d - густина, г/см
- μ - в'язкість пластова, мПа с
- S - вміст сірки, %
- Π - вміст парафіну, %
- $C+A$ - вміст смол+асфальтенів, %
- $T_{заст}$ - температура застигання нафти

РИС. 3.8

ТЕДИНСЬКЕ РОДОВИЩЕ

Структурна карта по покрівлі проникного пласта D_{3fm}:
Масштаб 1:50000

Геологічний розріз покладів нафти у відкладах D_{3fm}:
Масштаби: горизонтальний 1:50000
вертикальний 1:5000



ТОБОЙСЬКЕ РОДОВИЩЕ

Геолого-геофізичний розріз покладу нафти в карбонатах D_{3f2}

Масштаб горизонтальний **км 0.5 0 0.5 1 км**

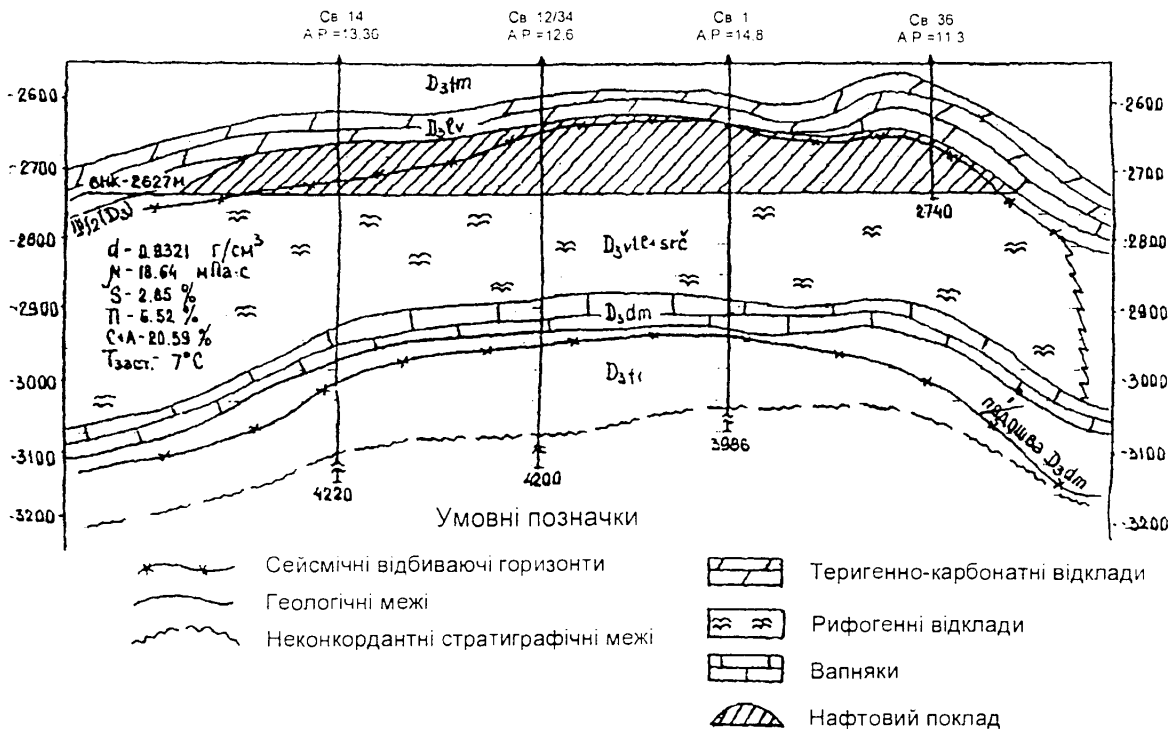


РИС. 3.9

Варандейське родовище
 геологічний розріз відкладів Т - Р.
 масштаби: горизонтальний 1:50000
 вертикальний 1:2000

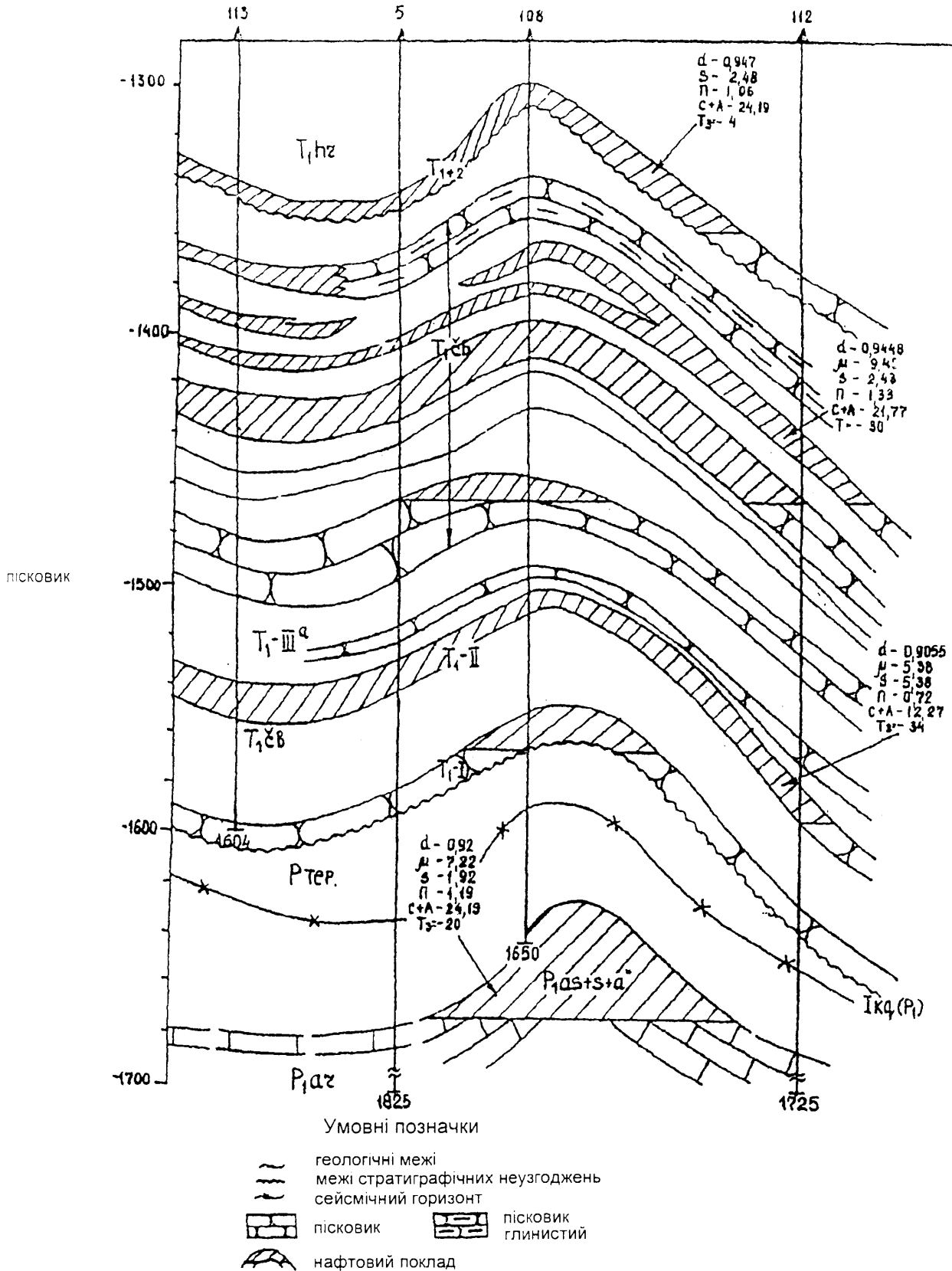


РИС. 3.10

покладів пов'язані з середньодевонськими піщаними і середньокарбонівно-нижньопермськими карбонатними колекторами. Пластові поклади в ейфельських і живетських пісковиках (подібних за мінералогічним складом і текстурно-структурними особливостями до колекторів покладу ВВВН на Ярегському родовищі) на глибинах 3000-3500м представлені легкими ($830-850 \text{ кг/м}^3$) малосірчаними (0,60%) парафіністими (до 4%) нафтами із значним ($56-73 \text{ м}^3/\text{т}$) газовим фактором. Масивний склепінний поклад в середньокам'яновугільно-нижньопермських карбонатних колекторах (вторинна пористість 16-23%, газопроникність до $1,8 \text{ мкм}^2$) в інтервалі глибин 1100-1400м представлений важкою ($954-968 \text{ кг/м}^3$), високосмолистою (17-21%), сірчатою (1,89-2,11%), практично безпарафіністою (0,008-2,11%), позбавленою легких фракцій, нафтою. За комплексом фізико-хімічних та органогеохімічних показників це типова ВВВН, що у припідшовній частині межує з мальтою, переходячи в зоні ВНК в асфальтові бітуми. Але вона відрізняється від типових покладів ВВВН порівняно невисокою в'язкістю (0,3 Па·с) і підвищеним (до $30 \text{ м}^3/\text{т}$) газовим фактором. Це обумовлено процесами "регенерації" цього древнього покладу, який сформувався в передкунгурський час [21] на невеликих глибинах, внаслідок чого нафта позбавлена легких фракцій. Але пізніше, на глибинах, близьких до сучасних, на нео- та актуотектонічних етапах, вона зазнала процесів омолодження. Парагенез бітумних і нафтових (газоконденсатних) покладів є типовим для багатьох багатопластових родовищ (мега) валів. При цьому співвідношення їх в значній мірі визначається ступенем тектонічної інверсії як на різних палеотектонічних, так, зокрема, і на нео- та актуотектонічному етапах. Особливо чітко ця закономірність проявляється серед родовищ Варандей-Адзвинського авлакогену, більшість яких в верхньовізейсько-нижньопермському карбонатному і верхньопермсько-тріасовому теригенному комплексах порід вміщує поклади нафти густиною вище 900 кг/м^3 , в той час як у верхньодевонських і турнейських відкладах переважають нормальні нафти. Особливо чітко така вертикальна зональність визначається на валу Сорокіна, де нафти покладів в рифогенно-карбонатних пастках верхнього девону мають густину $840-850 \text{ кг/м}^3$, в турнейських теригенних відкладах – 860 кг/м^3 , в

нижньопермських карбонатах – $890 - 920 \text{ кг/м}^3$ і в тріасових теригенних відкладах – $930 \div 1000 \text{ кг/м}^3$. Вміст сірки при цьому зростає від 0,4 - 0,5% до 3,3%, смол – від 6% до 19%, асфальтенів від 2,5 до 19%. ВВВН і мальти в тріасових відкладах цілком позбавлені легких фракцій.

Саме в північній частині валу Сорокіна розташовані найбільш великі поклади ПБ Варандейського, Торавейського, Південно-Торавейського, Наульського і Лаботокганського нафтових родовищ, що у сукупності утворюють гігантський поклад ВВВН.

Поклади нафти Наульського родовища залягають в діапазоні від рифогенних карбонатних пасток верхнього девону до теригенного тріасу включно. Завдяки достатньо репрезентованим результатам гідрогеологічних досліджень тут простежено досить чіткий зв'язок гідрохімічної і нафтидо-фазово-геохімічної зональностей.

Поклади верхньої частини розрізу, починаючи з нижньопермських рифогенно-карбонатних колекторів, представлені ВВВН. Пластовий склепінний поклад в артинському рифогенно-карбонатному резервуарі (1420-1500м, нафтонасичена потужність 10м, відкрита пористість до 25%) представлений ВВВН (густина $906 - 916 \text{ кг/м}^3$, в'язкість в пластових умовах 12,4 МПа·С; сумарний вміст смол і асфальтенів 14,7÷16,3%, сірки 2,21%, парафіну 0,5÷ 0,9%). Вона містить сліди нікелю і $0,92 \text{ мг/100г}$ ванадію. Газовий фактор $21,3 \text{ м}^3/\text{т}$. У складі (%) супутних газів : метан (75,39), етан (6,38), пропан (8,04), інші гомологи метану (8,4), азот (1,74), аргон (0,003), гелій (0,003). На глибині 1445 м пластовий тиск 15,44 МПа, пластова температура $+31^\circ\text{C}$, тиск насичення 4,8 МПа. Підземні води представлені хлоркальцієвими розсолами середньої концентрації (до 110 г/л) і містять у великих концентраціях, що сягають промислових кондицій, йод, бром і літій. Склад водорозчинених газів переважно метановий.

В суттєво інших геотермобаричних і гідрогеологічних умовах залягають поклади ВВВН в тріасових піщаних колекторах на глибинах 850-1000м, що характеризуються густиною $974 - 994 \text{ кг/м}^3$, в'язкістю в пластових умовах вище 15 МПа·С, значними коливаннями вмісту (%) смол і асфальтенів (2,3–20), парафіну

(0,3–0,61) сірки (2,78–3,41); вміст ванадію підвищений до 1-1,5 мг/100г. Мінералізація пластових вод суттєво знижується ($< 50^{\text{г}}/\text{л}$) і підвищені концентрації вищевказаних елементів відсутні.

В розташованому безпосередньо на північ від Наульського Торавейському родовищі всі встановлені тут поклади, що залягають в діапазоні P_1 - T_2 , представлені лише ВВН. Найбільші з них зосереджені в теригенних відкладах уфійського ярусу верхньої пермі і нижнього тріасу.

Пластовий склепінний поклад в уфійських пісковиках (1345-1380м, нафтонасичена потужність 4,4м відкрита пористість 20-28%, пластовий тиск на глибині 1350м-12,46МПа, температура $+27^{\circ}\text{C}$) характеризується: густиною $920-930\text{кг}/\text{м}^3$, в'язкістю в пластових умовах 16,7-27,8 МПа·С, вмістом смол і асфальтенів 4,8 – 18,05%, парафіну до 1,8%, сірки 1,9-5,3%. Газовий фактор - $16,6\text{м}^3/\text{т}$. У складі супутніх газів (%): метан (64,34), етан (9,79), пропан (0,91), інші гомологи метану (10,8), азот (4,14), вуглекислий газ (0,2), гелій (0,001). Мінералізація підземних вод не перевищує $40^{\text{г}}/\text{л}$, підвищені концентрації галоїдів і рідких лужних елементів не встановлені.

Масивний склепінний поклад ВВН в нижньотріасових пісковиках (1100 - 1200м, ефективна потужність 10,6м, відкрита пористість 25-30%, проникність до $0,15-0,25\ \mu\text{м}^2$ характеризується густиною $920-935\text{кг}/\text{м}^3$, в'язкістю в пластових умовах 17-22МПа·С, вмістом смол і асфальтенів 14,6-15,7%, парафіну 0,6-0,8%, сірки 2,2%, ванадію $9,01\text{мг}/100\text{г}$ нафти. Газовий фактор - $14,7\text{нм}^3/\text{м}^3$. У складі (%) попутних газів - метан (67,8), етан (9,6), пропан (11,2), інші гомологи метану (10,8), азот (0,5%), вуглекислий газ (0,05), гелій (сліди). У вищезалягаючих нижньо- і середньотріасових відкладах також встановлені поклади ВВН (густина до $961\text{кг}/\text{м}^3$, пластова в'язкість до $34,0\ \text{МПа}\cdot\text{С}$), що за своїми фізико-хімічними показниками і складом близька до вищеописаного нижньотріасового масивного покладу.

Поряд з пермськими і тріасовими карбонатними та теригенними резервуарами, значна кількість ВВН відкрита на глибинах 3100-3300м в верхньодевонських рифогенно-карбонатних пастках, зокрема, в межах Варандей-

Адзвинського авлакогену, типовим прикладом якого є Тобойське, та інші родовища (рис. 3.9). Вони залягають в умовах зони вельми утрудненого водообміну з розсолами великої і середньої концентрації.

На Хоседаюській рифогенно-карбонатній морфоструктурі однойменного валу (південне продовження валу Сорокіна на східній окраїні Хорейверської западини) в нижньопермських карбонатних колекторах (1220-1225м) присутні великі (на площі близько 20км²) скупчення мальт і асфальтів, що утворюють ще практично нерозвідане гігантське родовище.

В рифогенно-карбонатних резервуарах верхнього девону Хорейверської западини (Сюрхаратинське, Урернирдське, Вісове, Північно-Сихорейське та інші родовища) відкрита низка покладів ВВН. Велика зона нафто- і бітумонакопичення пов'язана з пасмом Чернишова, що розділяє Хорейверську і Косю-Роговську западини. Зокрема, на Середньо-Макарихінському родовищі поклад ВВН міститься в кавернозно-вториннопористих доломітизованих рифогенних вапняках верхнього карбону – нижньої пермі. Він залягає в склепінній частині “С₃-Р₁” рифу в інтервалі глибин 1680-1750м (висота його не менша 60м) під пачкою (20м) артинсько-кунгурських глин. Густина нафт 984кг/м³, в'язкість 17,6 Па·С (при 90°С), температура застигання 3°С, вміст парафіну 1,75%, вміст сірки 2,35%. Дебіт, внаслідок великої в'язкості, був низьким. Судячи з того що на крайньому північному заході Косю-Роговської западини Передуральського прогину біля південного крила пасма Чернова в карбонатах “С₁-С₂” в інтервалі глибин 1353-1600м відкритий поклад ВВН (956кг/м³), можна передбачати існування великої зони бітумонакопичення, приуроченої до валоподібних піднять пасма Чернишова (Макарихо-Салюкінський вал та ін.).

Низка покладів і проявлень ПБ відомі в північній частині Передуральського прогину. Крім Падимейського родовища ВВН на заході Косю-Роговської западини, багато скупчень твердих ПБ (від асфальтів і асфальтитів до антраксолітів) відомі в Коротайхінському прогині (зокрема Матвіївське родовище твердих бітумів в вапняках “Д₃-С₁”). Поряд з Коротайхінським, в його межах виділяються Урало-Пайхойський бітумінозний район (широке розповсюдження лінз і прожилків

антраксолітів на Вайгачі, Пайхої, а також на Щучинській та інших площах Північного Уралу).

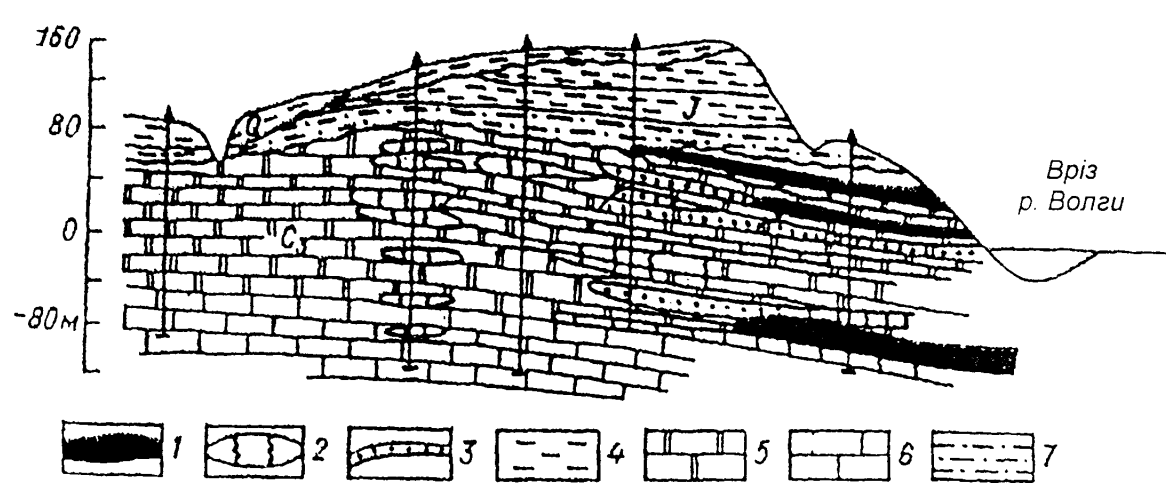
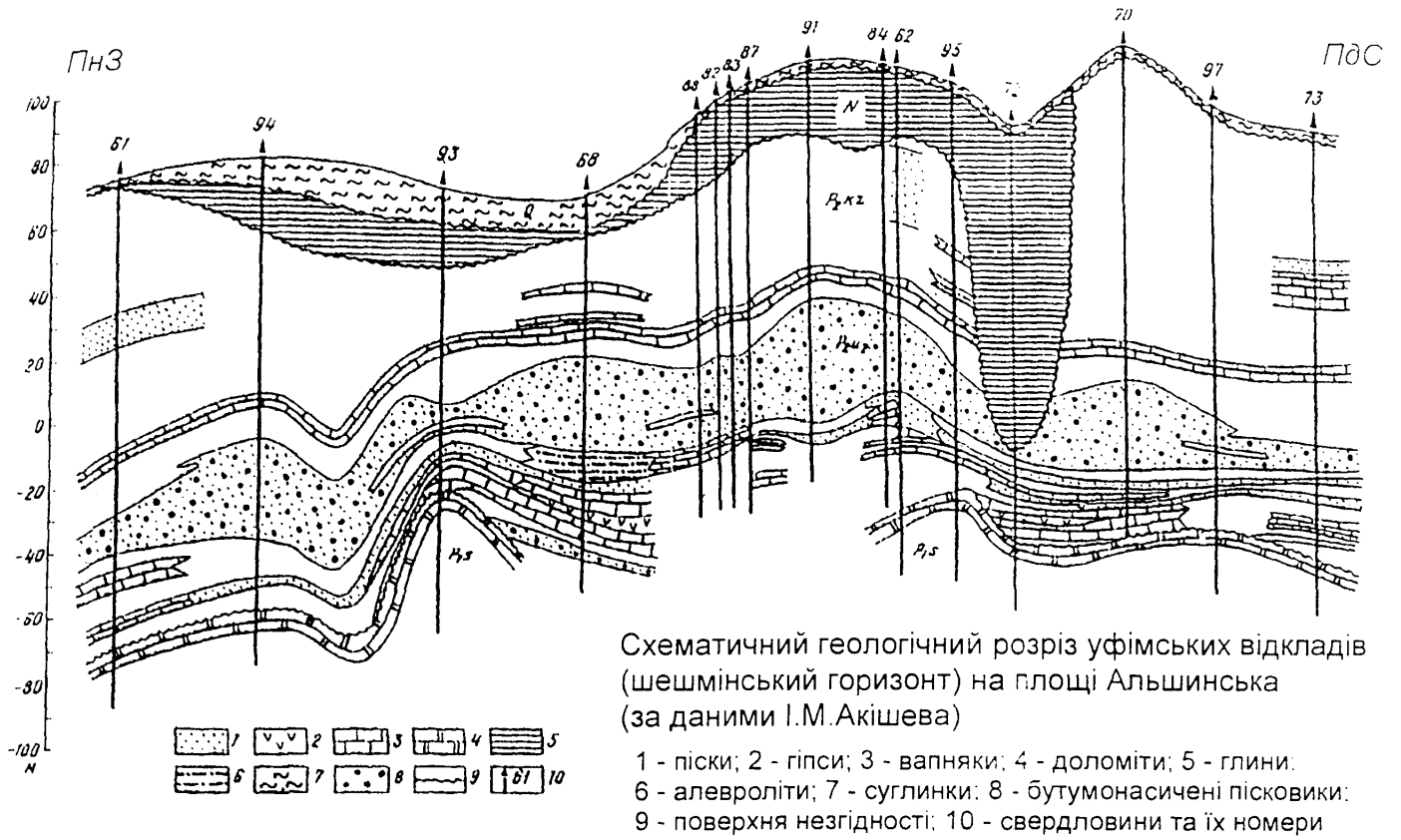
Все це свідчить про складні взаємовідносини хімічної нафто-бітумної і гідрогеологічної зональностей та про наявність декількох вікових генерацій нафтидів. Послідовність різновікових фаз нафтидогенезу є важливим чинником процесів "регенерації" покладів ПБ. Так, на вище охарактеризованому Усинському родовищі встановлені деякі ознаки "омолодження" (зниження в'язкості до 0,3Па·С, підвищення газового фактору та ін.) характерні для древнього масивного покладу важкої нафти в "С₂-Р". Іншу фазу цього процесу демонструє гігантське Вуктильське газоконденсатне родовище, розташоване в межах великої (площа більше 250км², амплітуда більше 1500м) лінійної складки в осьовій частині Верхньопечорської западини Передуральського крайового прогину. Тут масивний газоконденсатний поклад екранується кунгурськими ангідритами і міститься в тріщинувато-кавернозно-вториннопористих доломітизованих органогенних вапняках (відкрита пористість 5-28%) карбоново-ранньопермського (візейський-артинський яруси) карбонатного резервуару. Сліди зруйнованого древнього нафтового (бітумного) покладу представлені вкрапленістю твердих бітумів (асфальти, керити) в карбонатних колекторах, наявністю асфальтових бітумів нижче сучасного ГВК, а також присутністю нафтової облямівки газоконденсатного покладу (нафта густиною 826-841кг/м³, з вмістом парафіну 4-8,1, сірки – 0,22%). Такий парагенез дозволяє припустити, що під впливом процесів формування сучасного, недавнього за віком (наявність АВПТ та інші ознаки) газоконденсатного покладу пов'язано з руйнуванням древнього нафтобітумного скупчення, що супроводжувалося частково новоутворенням легких нафтових вуглеводнів, випадінням асфальтів (природна деасфальтизація) і утворенням твердих бітумів. Сліди таких процесів у вигляді вищевказаних парагенезів типові для багатьох нафтових, газових і газоконденсатних родовищ у великих рифогенно-карбонатних резервуарах перикратонних синекліз, зокрема Пермської (Гомес, Пакетт та ін.) і особливо Прикаспійської (Астраханське, Карачаганак, Тенгіз, тощо). Зокрема, на унікальному нафтовому родовищі Тенгіз, що пов'язане з підсольовим карбоново-ранньопермським рифогенно-карбонатним

масивним резервуаром і основною покривкою для якого є кунгурські сульфатно-галогенні відклади, легка ($805,5 \text{ кг/м}^3$) газонасичена (газовий фактор $603 \text{ м}^3/\text{т}$), але з підвищеним (до $0,5\%$) вмістом сірки і дуже великим вмістом H_2S у складі нафторозчинених газів нафта знаходиться в парагенезі з мальтами, асфальтами і твердими бітумами (асфальтити, нижчі керити). Згідно з даними ізотопно-геохімічних досліджень, формування цього родовища мало складний багатофазовий характер.

Великі поля скупчень ВВН і мальт існують в північних областях Тіmano-Печорської НГП, зокрема, в Варандей-Адзвинській і Хорейверській, де вони пов'язані переважно з візейсько-артинським карбонатним і кунгурсько-тріасовим суто теригенним комплексами. В формуванні цих величезних ресурсів провідну роль відігравали специфічні фактори, зокрема, взаємодія великого підймання цих територій з гідродинамічним і термодинамічним впливом на нафтогазоносні комплекси процесів формування вічної (багаторічної) мерзлоти.

Вищевказані тектонічні закономірності бітумонакопичення характерні і для Волго-Уральської НГП (рис.3.11, 3.12, 3.13, 3.14). В тектонічному відношенні ця НГП, що включає у себе східну частину Східно-Європейської платформи разом з Передуральським крайовим прогином і представляє собою складну систему авлакогенних прогинів, синекліз, виступів і склепінь, на відміну від Прикаспійської і Тіmano-Печорської НГП не зазнала спільного перикратонного синеклізного занурювання. Тут відомо понад 100 родовищ, поклади яких представлені широким діапазоном ПБ: від ВВН (серед нафтових родовищ Удмуртії це більше 80% покладів) до різноманітних твердих бітумів.

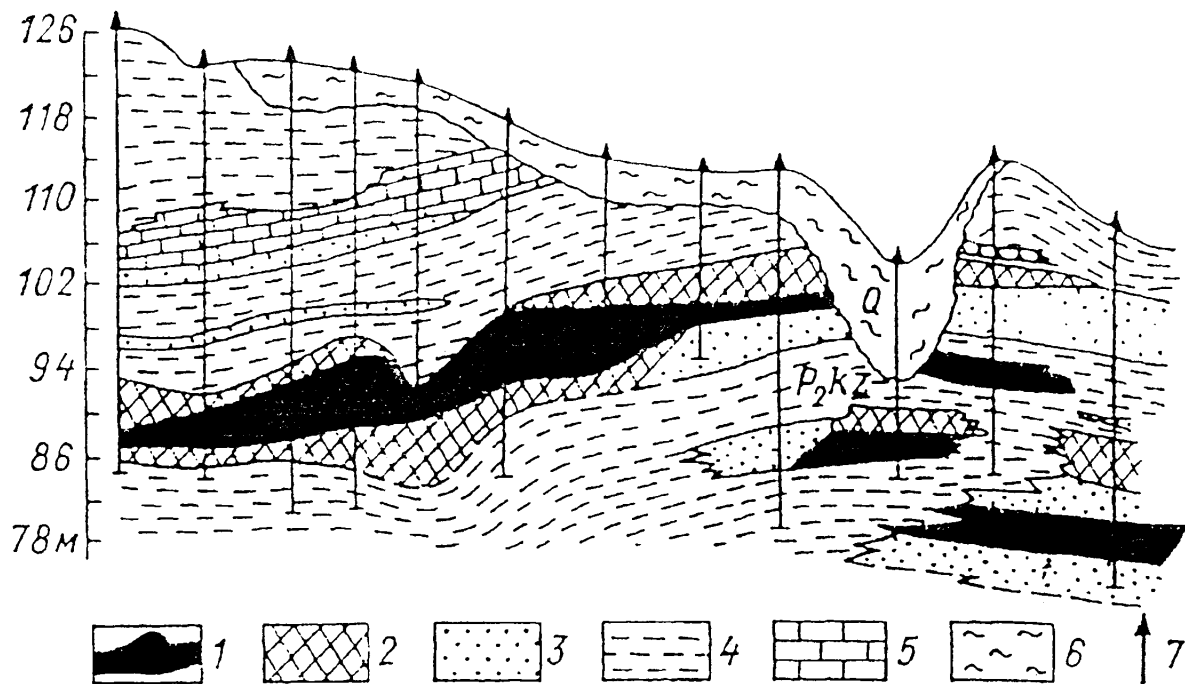
Стратиграфічний і формаційний діапазон їх розповсюдження теж достатньо великий: від докембрійського кристалічного фундаменту, рифею і венду до тріасу включно. Нерівномірність стратиграфічного розподілу запасів ПБ і кількості їх покладів виражена тут ще більше, ніж у Тіmano-Печорської НГП. Понад 60% розвіданих запасів і біля 40% виявлених покладів пов'язані з верхньопермськими, зокрема уфімськими теригенними відкладами. Значні скупчення ПБ відомі також в нижньо- і верхньопермських карбонатах, (казанський ярус) і червоноколірно-



Першотравневе родовище асфальтиту. За Р.І.Гісматуллінім [1979]

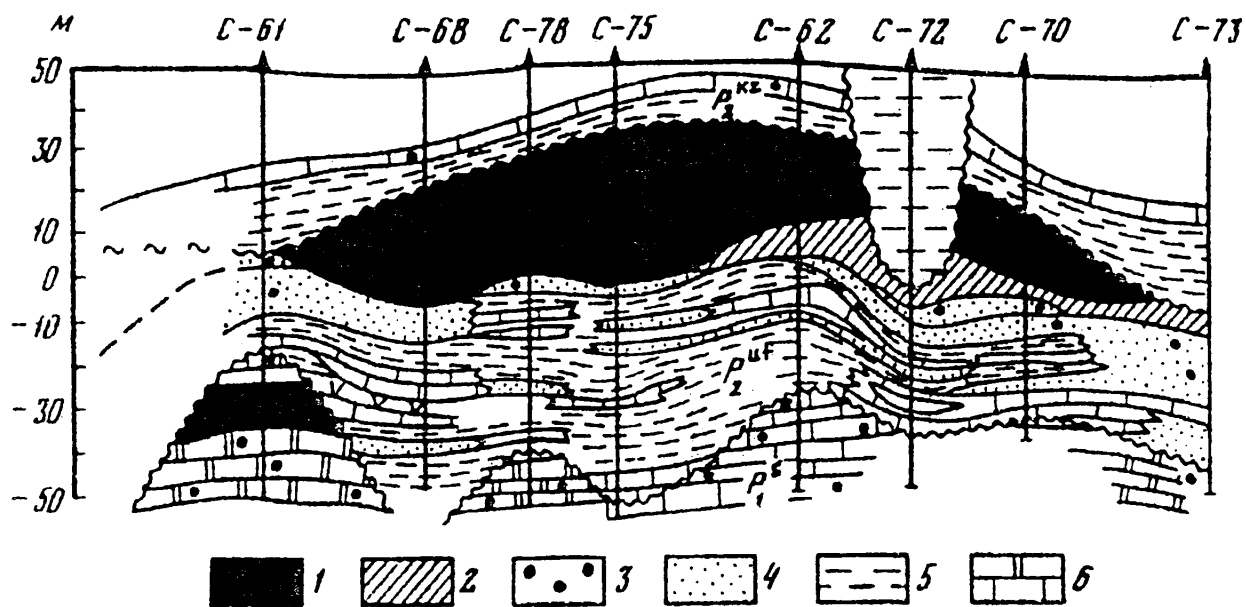
1 - імпрегновані руди; бітум; 2 - по тріщинах; 3 - в кавернах; 4 - глини; суглинки;
5 - доломіти; 6 - вапняки; 7 - алевроліти

РИС. 3.11



Родовище Нафтовий ключ (за Р.М.Гісматуллінін [1979])

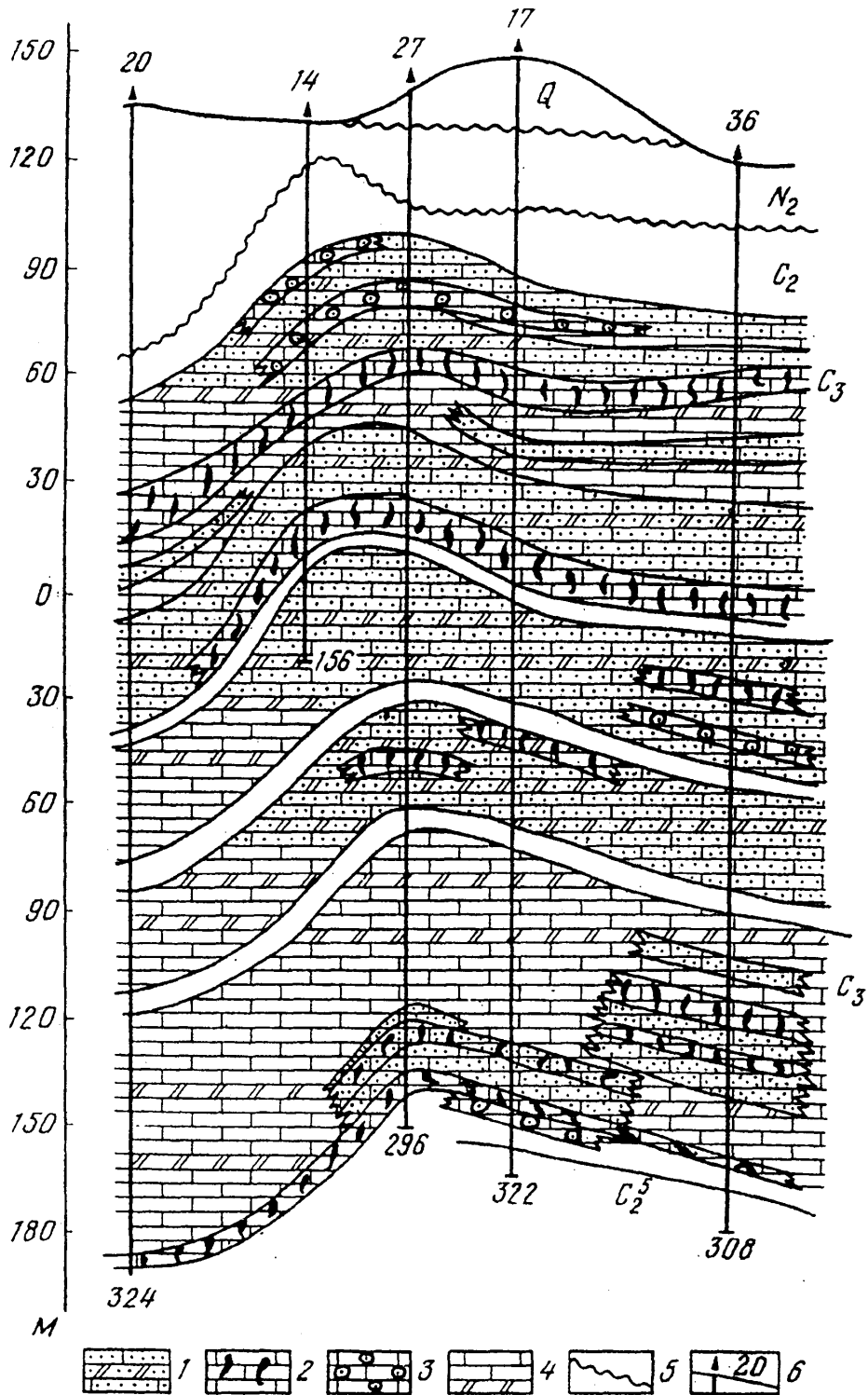
Піски: 1 - сильно насичені бітумом; 2 - слабо насичені бітумом,
3 - водоносні; 4 - глини; 5 - вапняки; 6 - суглинки; 7 - свердловини.



Геологічний профіль Аксубаєвського родовища.

Бітумонасичення: 1 - сильно; 2 - слабе; 3 - сліди; 4 - пісковики; 5 - глини;
6 - доломіти; вапняки

РИС. 3.12



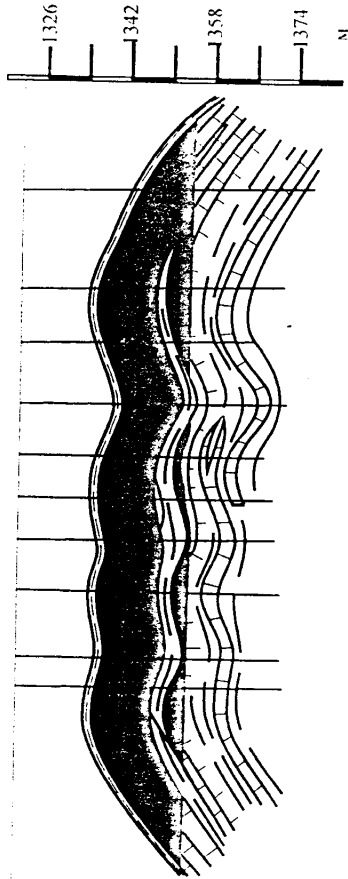
Геологічний розріз відкладів верхнього карбону на Троєкурівській площі [за Н.А.Копровою та ін. 1961]

1-3 - вапняки та доломіти: 1 - пористі, з включеннями асфальту в порах, 2 - з включеннями асфальту в тріщинах, 3 - з включеннями асфальту в кавернах; 4 - "чисті" вапняки та доломіти; 5 - поверхня незгідності; 6 - свердловини та їх номери.

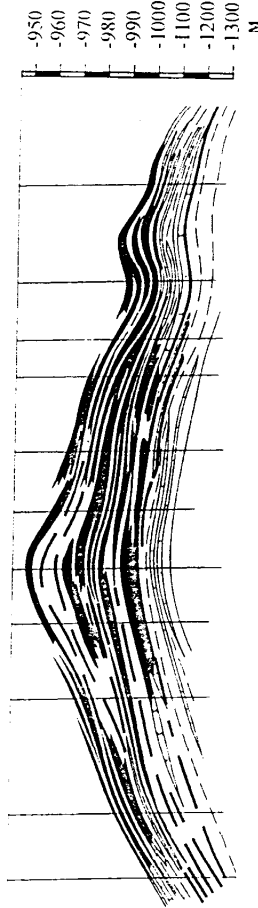
РИС. 3.14 РІЗНІ МОГФОРІ ЕНЕТИЧНІ ТИПИ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗИХ НАФТ (ВВВН) І МАЛЬТ В ТЕРИГЕННИХ ТА КАРБОНАТНИХ РЕЗЕРВУАРАХ ВОЛГО-УРАЛЬСЬКОЇ ПРОВІНЦІЇ

(за Ю.А. Пригудого, Г.Х. Абрикосовим, П.Я. Авроним та ін., 1957-1962)

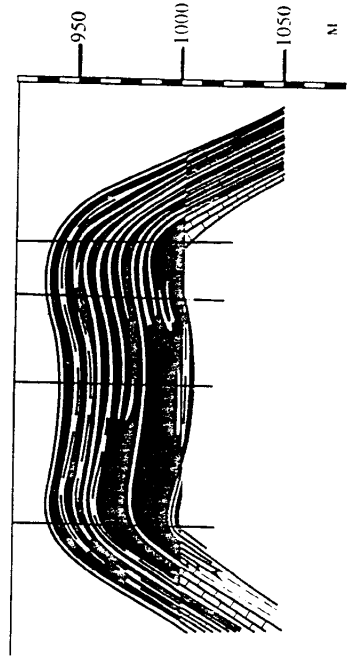
Міншкінське родовище. Профільний розріз покладу ВВВН в турнейських відкладах



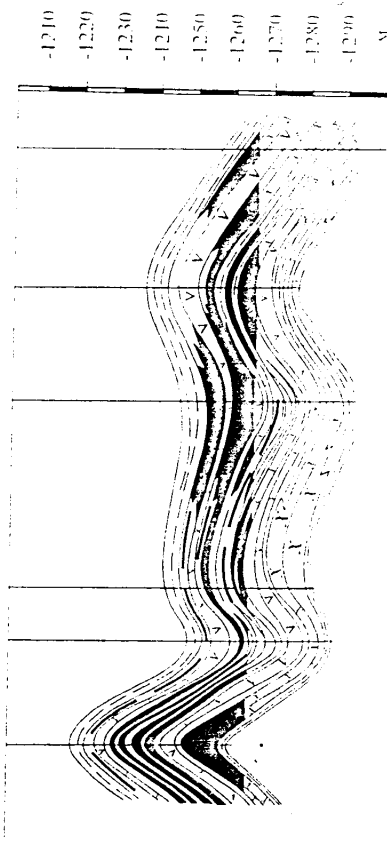
Осеннє родовище. Профільний розріз покладу ВВВН в серпухівських відкладах



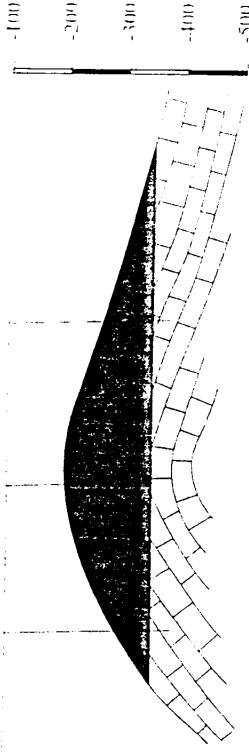
Грем'інінське родовище. Профільний розріз покладу ВВВН в башкирських та московських відкладах



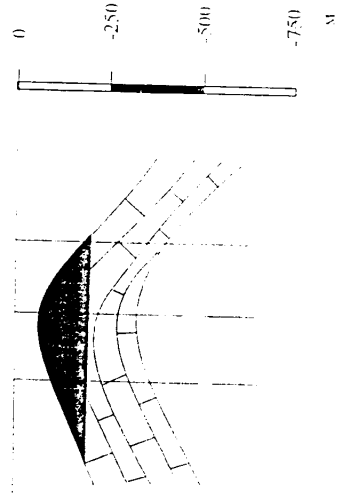
Москудінське родовище. Профільний розріз покладу ВВВН в бобріковсько-тульських відкладах



Малішівське родовище. Профільний розріз покладу ВВВН в нижньопермських відкладах



Каріннське родовище. Профільний розріз покладу ВВВН в пермських відкладах



теригенних (татарський ярус), а також нижньо-, середньо-кам'яновугільних теригенних і карбонатних колекторах. На відміну від Тіmano-Печорської НГП (присутність покладів в тріасі) і, особливо, Прикаспійської западини (бітумінозність тріасу і юри), мезозойський комплекс не має суттєвого значення в балансі ПБ Волго-Уральської НГП.

Понад 100 родовищ ПБ згруповані в низку бітумонозних зон і великих ареалів, що співпадають з виступами, склепіннями і депресіями. Зони бітумонакопичення, що контролюються інверсійними валоподібними структурами тут теж є, але основні запаси і перспективи пов'язані з системою депресій (Мелекеська, Бузулуцька, Верхньокамська, Солікамська та ін.) і виступів (Татарське, Жигулівсько-Пугачевське, Башкирське, Камське склепіння, Бірська і Косьвинсько-Чусовська сідловини та ін.) докембрійського фундаменту. При цьому просторово-часові співвідношення нафтогазоносності та бітумінозності мають ще більш складний характер, ніж в Тіmano-Печорській та Прикаспійській НГП. Зокрема, тут значно сильніше проявляється ступінь латеральної і вертикальної (стратиграфічної, гідрогеологічної) їх роз'єднаності. Ареали зосередження основних запасів ВВВН, мальт, асфальтів в Мелекеській, Верхньо-Камській западинах характеризуються незначним потенціалом власне нафтогазоносності. Що стосується стратиграфічного розподілу, то ПБ зосереджені переважно в пермських, зокрема уфімських відкладах, в той час як основні запаси нафти і газу пов'язані з девоном і нижнім карбоном. Яскравий приклад такої стратиграфічної диференціації, обумовленої наявністю різновікових фаз нафтидогенезу і (палео) гідрогеологічними факторами (див.нижче) – Ромашкінське родовище. Приурочене воно до великого (65x70км) підняття в межах центральної частини Південного куполу Татарського склепіння. Це багатопластове родовище містить унікальні запаси нафти в девонських (густина 796 – 865кг/м³, вміст сірки 0,84-0,95, парафіну 3,6 – 5%; газовий фактор до 70м³/т) і нижньокам'яновугільних (густина нафт 891– 924кг/м³; вміст сірки 0,95 - 4,12%, парафіну до 3,3%; газовий фактор 40 – 50 м³/т) на глибинах 1000 – 1700м. В приповерхневій частині розрізу в інтервалі глибин 50 – 200м присутні поклади мальт (густина 950 – 990кг/м³, в'язкість 45,84 – 44,02 Па·С; елементарний склад:

вуглець - 80,22 – 83,8, водень - 11,2 - 12,7, сірка - 3,9 - 4,3, азот - 0,3-0,5; кисень - 0,49; груповий склад: масла 72, асфальтени 7,3 – 16, смоли 60 – 82,5, парафін 0,09 – 0,5 відсотків). Вони входять до одного з найкрупніших на Східно-Європейській платформі ареала бітумінозності пермських відкладів Мелекеської западини і схилів Південного куполу Татарського і Токмовського склепінь [6].

Загальна площа цього ареалу більше 33 тис.км², ступінь розвіданості дуже нерівномірна. В його межах відомо більше 450 покладів ПБ, серед яких розвідано близько 100. За орієнтовними підрахунками С.С. Елерна [6] їх геологічні запаси складають декілька мільярдів. В межах власне Мелекеської западини основна маса покладів ПБ пов'язана з карбонатними колекторами казанського ярусу верхньої пермі. На її обрамленні в межах західного і південного схилів Південного куполу і його присклепінної частини основні бітумні поклади містяться у теригенних відкладах уфійського ярусу. При подальшому зміщенні від центру Мелекеської депресії на схили суміжних виступів і валів спостерігається подальше одревніння віку бітумовмісних відкладів, які на території південно-східного схилу Південного куполу, розташованого безпосередньо на південь від Туймазинсько-Бавлинського валу, представлені карбонатними породами артинського, сакамарського і асельського ярусів нижньої пермі.

Крім пермських відкладів, скупчення ПБ широко розповсюджені тут в кам'яновугільних і девонських комплексах, для яких спостерігаються аналогічні стратиграфічно-тектонічні закономірності розподілу бітумінозності. ПБ пермських відкладів представлені скупченнями дегазованих і окислених нафт, властивості і склад яких в переважній (на 90%) більшості відповідають межі ВВВН і мальт (густина 950 – 1030кг/м³, в'язкість в пластових умовах більше 1000 мПа·С, сумарний вміст смол і асфальтів 25 – 30%, сірки 3,5 – 4,7%). Тверді бітуми мають підпорядковане значення і більш характерні для західного борту Мелекеської западини, що знаходиться за межами промислово нафтогазоносних територій.

Більшість покладів ПБ (ВВВН та мальт) знаходиться в пастках склепінного типу і пов'язана з локальними підняттями. Колекторами є пісковики і тріщинно-кавернозно-вториннопоріві карбонати з широкими варіаціями бітумонасиченості (1-

30 ваг.%), а покришками – глинисті, сульфатні, сульфатно-карбонатні породи. Останні грали роль палеопокришок для давніх нафтових покладів.

Значна частина покладів пов'язана з літологічно екранованими (седиментаційно-палеогеоомофологічними) пастками. Це, насамперед, поклади, які містяться в піщаних пачках шемшинського горизонту уфімського ярусу (Мордово-Кармальське, Ашальчинське, Кармалинське, Шугурівське та інші родовища). Колектори представлені як пісками (з пористістю до 45%), так і пісковиками (4 – 30%). Закономірності розповсюдження дозволяють припустити їх наземнодельтову природу. Типовим прикладом родовищ цього типу є Ашальчинське, основний поклад якого пов'язаний з пагорбоподібним піщаним тілом вище означеного стратону, що утворює ядро Ашальчинської антикліналі. Потужність його від склепіння до крил зменшується від 35 до 3м. Товщина власне продуктивного пласту 13-24м, пористість 4-45%, газопроникність $0,5\text{мкм}^2$ і більше, середня бітумонасиченість 8 ваг.% . Бітуми за складом і властивостями знаходяться на межі ВВН і мальт (густина $970-987\text{кг/м}^3$; в'язкість вище 4,5 Па·с; вміст масел 68, бензолних смол 15, спиртобензолних смол 6,1, асфальтенів 10,9, сірки 4,1 відсотків). Під час випробування деяких свердловин були отримані припливи цього досить в'язкого бітуму до $11\text{м}^3/\text{доб}$. Крім уфімських піщаних колекторів скупчення бітумів (ВВН, мальт, асфальтів) встановлені в карбонатах сакмарського і казанського ярусів.

Закономірності локалізації пасток цих родовищ свідчать, що подібно до нафтових покладів в турнейських-нижньосередньовізейських комплексах тут спостерігається тісний зв'язок ерозійних "врізів" і ерозійно-аккумулятивних піщаних тіл [23]. Більше того, виявляється такий же зв'язок бітумо-нафтонакопичення з скрізьформаційними проникними системами [21], в утворенні яких певну роль в Волго-Уральській НГП відіграють древні і сучасні алювіальні системи (рис.3.15, 3.16, 3.17). Ерозійні врізи, як пліоцен-четвертинні, так і донеогенові, розсікають казанські і уфімські відклади приблизно через 20-50км [6]. Саме до цих зон приурочені основні скупчення бітумів в верхньопермських відкладах, що обумовлені як закономірностями висхідної міграції нафти, так і закономірностями

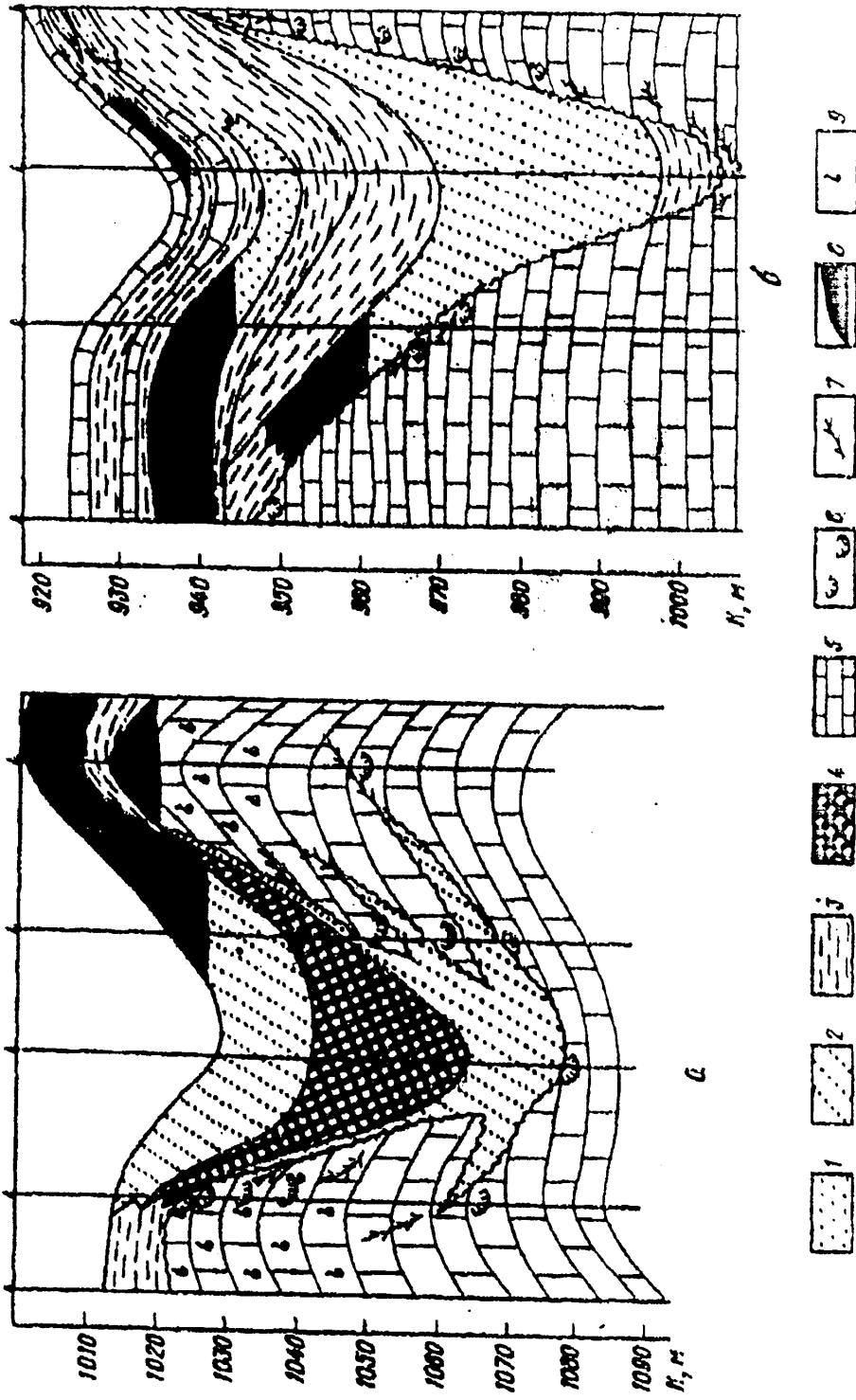
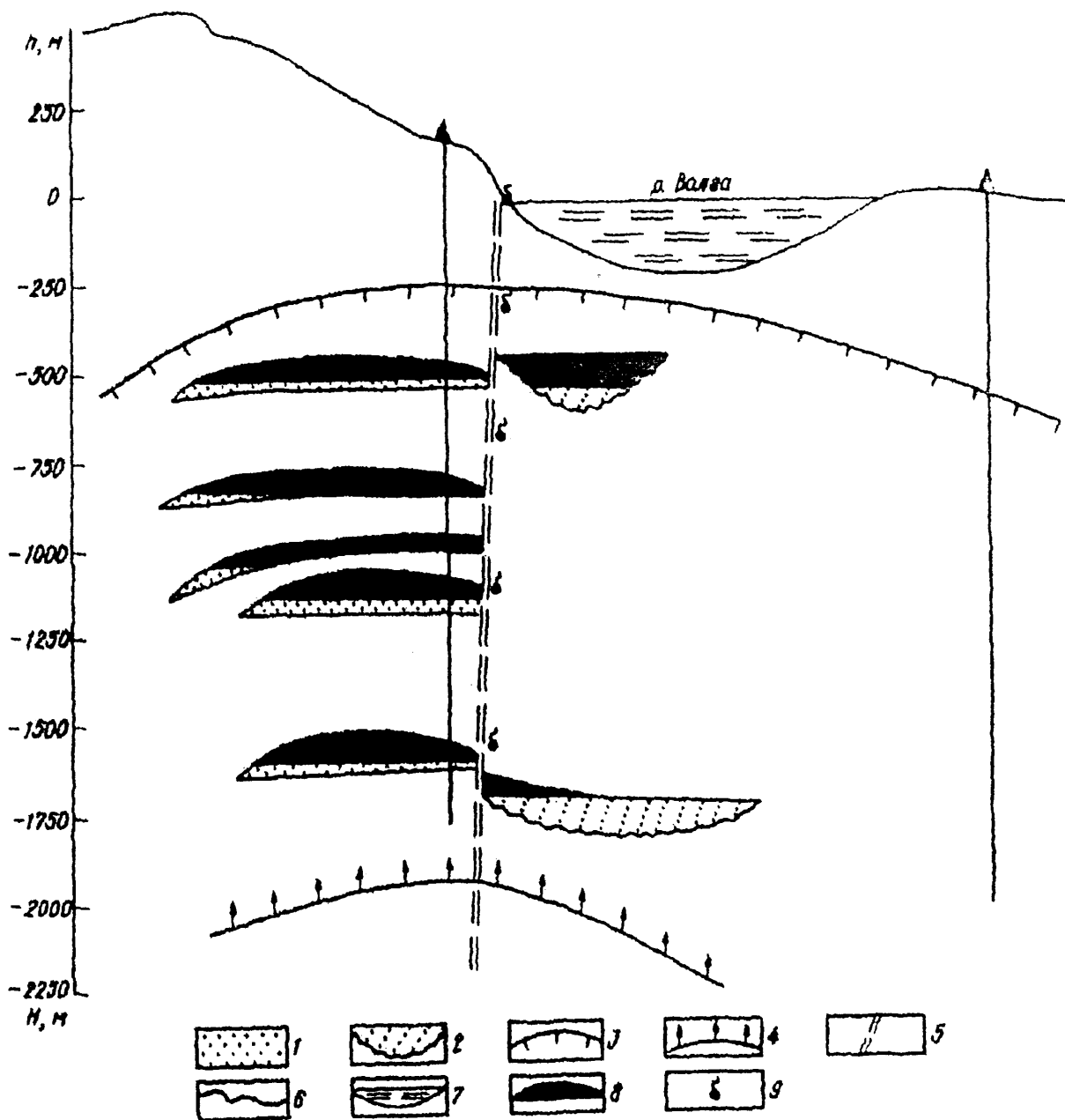


РИС. 3.15 Зв'язок нафтоносних нижньокам'яновугільних карбонатних та піскових резервуарів Мелекесько-Абдулінського авлакогену і суміжного схилу Татарського склепіння з радаєвсько-бобривськими палеорічними врізами, за [20] із змінами:
 а - Кормальське родовище; б - Архангельське родовище; 1 - пісковик; 2 - руслові відклади; 3 - глини; 4 - вугілля; 5 - вапняк;
 6 - палеокарстові пустоти та поверхні; 7 - зони інтенсивної геоморфологічної тріщинуватості (тріщини бокового відпору);
 8 - нафта; 9 - нафто- та бітумопрояви



РІС. 3.16

Схематичний геологічний розріз родовища Зольний овраг, за [14],
доповненнями та суттєво іншою інтерпретацією:

1 – піскові акумулятивні тіла (бари і тощо); 2 – піскові руслові тіла в ерозійних врізах; 3 – зі змінами, куполовидний підйом поверхні хлоркальцієвих розсолів; 4 – направлення занурення глибинних вод; 5 – тектонічне порушення; 6 – поверхня сучасного рельєфу; 7 – сучасне русло ріки Волги; 8 – нафтові поклади; 9 – нафтопрояви

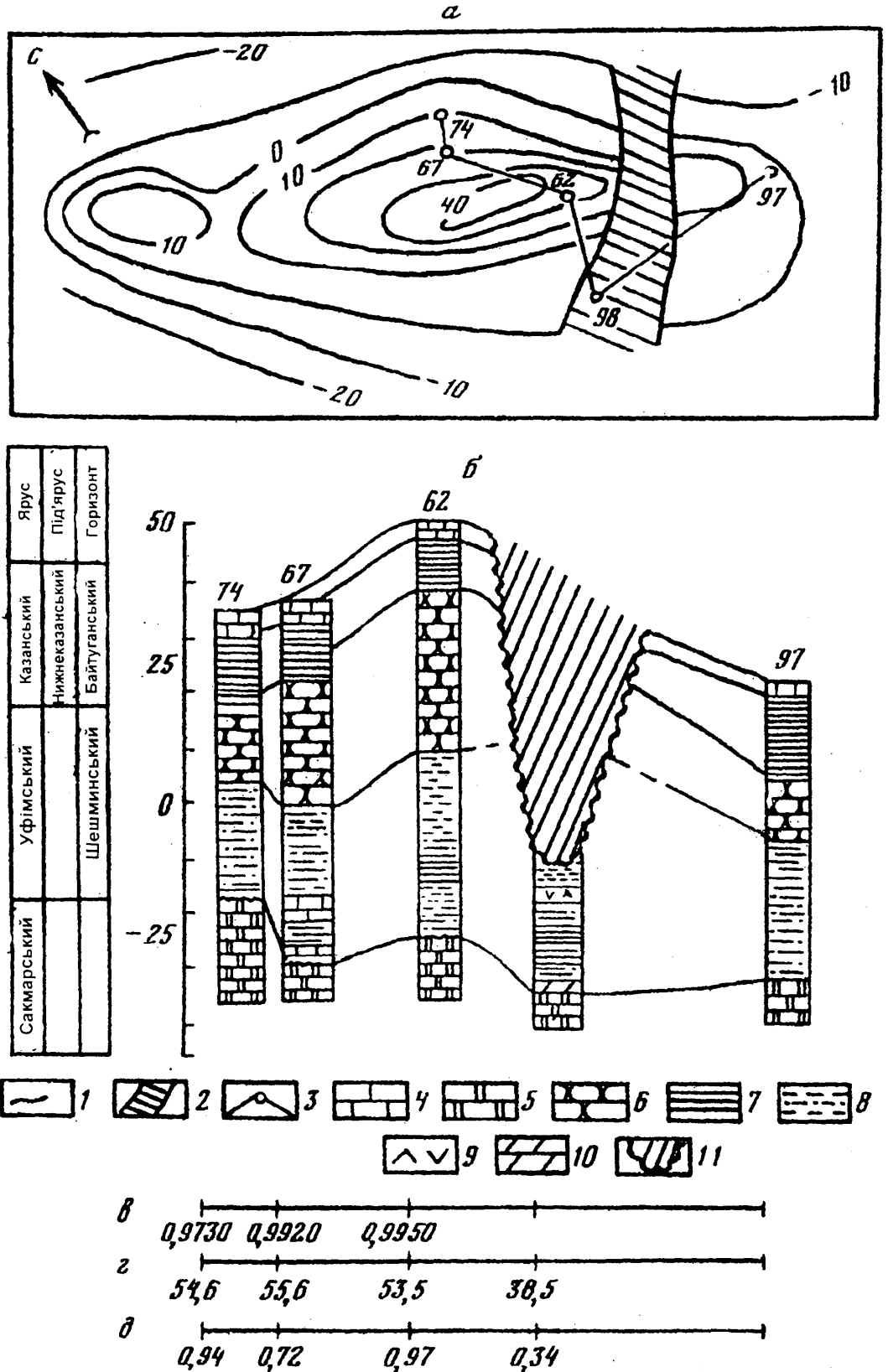


Рис. 3.17 Альчинське родовище бітумів (за И.М.Акішевим, в інтерпретації О.Ю.Лукіна)
 а – структурна карта по підшві пачки ліnguлових глин нижньоказанського під'ярусу;
 б – геологічний профіль по лінії сверд. 74, 67, 62, 98, 97; в – усереднені значення густини бітумів;
 г – вміст масел (по свердловинах); д – відношення метано-нафтових ВВ до нафто-ароматичних.

Ізолінії: 1 - абсолютних відміток підшви "ліnguлових глин", 2 - контуру передпліоценового розмиву "піщанистої пачки"; 3 - лінія профілю; 4 - вапняки; 5 - доломіти; 6 - пісковики; 7 - глини; 8 - алевроліти; 9 - гіпс, ангідрит; 10 - мергель; 11 - перед пліоценовий вріз.

локалізації гіпергенних процесів (див. нижче). Поклади ПБ в верхньоказанських відкладах, на відміну від вище охарактеризованих, контролюються не локальними тектонічними та (або) палеогеоморфологічними формами, а більш великими структурними терасами, що ускладнюють борти Мелекеської западини і схили Південного куполу Татарського склепіння. Це насамперед Аканське (Миколаївсько-Трудолюбівська тераса), Аксубаївське (Нурлатсько-Аксубаївська тераса), Піонерське (Вишнево-Подольсько-Демкінська тераса) та інші родовища. Поклади цих родовищ, що залягають на глибинах 140-360м, пристосовані до прибережних акумулятивних піщаних, піщано-карбонатних та карбонатних тіл типу пляжів, берегових валів та ін. Пористість пісковиків коливається від 10 до 38%, проникність від 0,001 до 0,5 мкм², бітумонасиченість 1÷12 ваг.%. Карбонатні колектори відзначаються значною мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей (пористість 3-35%, проникність 0,001- 0,35мкм², бітумонасиченість 1÷11 ваг.%). Серед них найбільш високими колекторськими та промисловими показниками характеризуються оолітові вапняки і доломіти, що утворюють прибережні вали, коси, бари в барабашинському горизонті. На Аканському родовищі їх пористість сягає 35%, проникність 0,5мкм², бітумонасиченість 5÷10%. Покришками покладів є здебільшого сульфатні (гіпсо-ангідритові, гіпсові та ін.) пласти і пачки.

Палеогеоморфологічні і структурно-тектонічні закономірності бітумінозності Мелекеської западини з прилеглими схилами склепінь проявляються так чітко, що їх можна розглядати як показові для бітумінозних областей на внутрішньоплатформних структурах.

Деякі інші закономірності бітумонакопичення демонструють зони, пов'язані з: північно-східним бортом Бузулуцької западини, північним схилом Жигулівсько-Пугачевського склепіння, Верхньокамською западиною і Передуральським прогином.

В межах північно-східного борту Бузулуцької западини (зона Камсько-Кінельських западин) бітумінозність також пов'язана з пермськими відкладами. Їх пластові поклади, що зосереджені переважно в піщаних колекторах верхньої пермі (в карбонатах сакмарського і артинського ярусів відомий лише поклад ВВВН на

Нікулінській площі), встановлені на Пілюгинській, Комсомольській, Нікулінській, Казанській, Мокродольській та інших площах. В більшості це скупчення асфальтів. На відміну від Мелекеської депресії роль маьлт і ВВВН тут є другорядною. Поряд з пластовими покладами ПБ, серед яких відмічені кірові поклади і поля закірованих порід, тут, в зоні Малокінельського розлому широко розповсюджені жильні тіла асфальтів, що залягають переважно в червоноколірних теригенних і карбонатних відкладах татарського ярусу. Такі поклади відомі і на вищезначених площах з пластовими скупченнями ПБ в відкладах казанського і уфімського ярусів (Казанська, Мокродольська та ін.). Крім того, вони утворюють два широковідомі самостійні родовища жильного типу: Садкінське і Іванівське.

Садкінське родовище (рис. 3.18, 3.19), приурочене до однойменної антикліналі, що входить до системи Малокінельських дислокацій, ускладнюючих поховане Оренбурзьке склепіння. Це майже вертикальний клиновидно-жильний поклад товщиною до 20м, пристосований до тектонічної тріщини, що розтинає теригенні і карбонатні відклади татарського ярусу. Протяжність жили 680м, за падінням вона простежена до глибини 235м. Бурінням похилих свердловин на глибині 250-270м встановлено виклинювання жили. Густина асфальтитів, що зовні нагадують буре вугілля, змінюється від 1200 (в верхній частині жили) до 1040кг/м³ (глибше 40м). Температура розм'якшення змінюється відповідно в межах 186-180°C, а зольність від 6,2 до 0,8 відсотків. Його елементарний і компонентний склад відповідно: С 76-88, Н8-11, S 6,5-7,2 відсотків; масла 5,7-10,7, смоли бензольні 9-15,8, смоли спиртобензольні 8,5- 10,7, асфальтени 61,6 – 77,4 відсотків. Садкінський асфальтит, первинні балансові запаси якого склали 380 тис. т (їх основна частина в значній мірі видобута), характеризується підвищеним вмістом ванадію і нікелю.

Іванівське родовище, що теж пов'язане з однойменною складкою в системі Малокінельських дислокацій, вміщує пластовидний поклад чистого асфальтиту (потужність від 5-7м в склепінній частині складки до 0,5-2м на її крилах), що залягає на глибині 386-441м в сульфатно-галогенній товщі казанського ярусу (нижче підшви асфальтитового покладу залягає пачка кам'яної солі товщиною 55-60м, вище – пачка перешарування ангідритів і солі). Асфальтит представляє собою

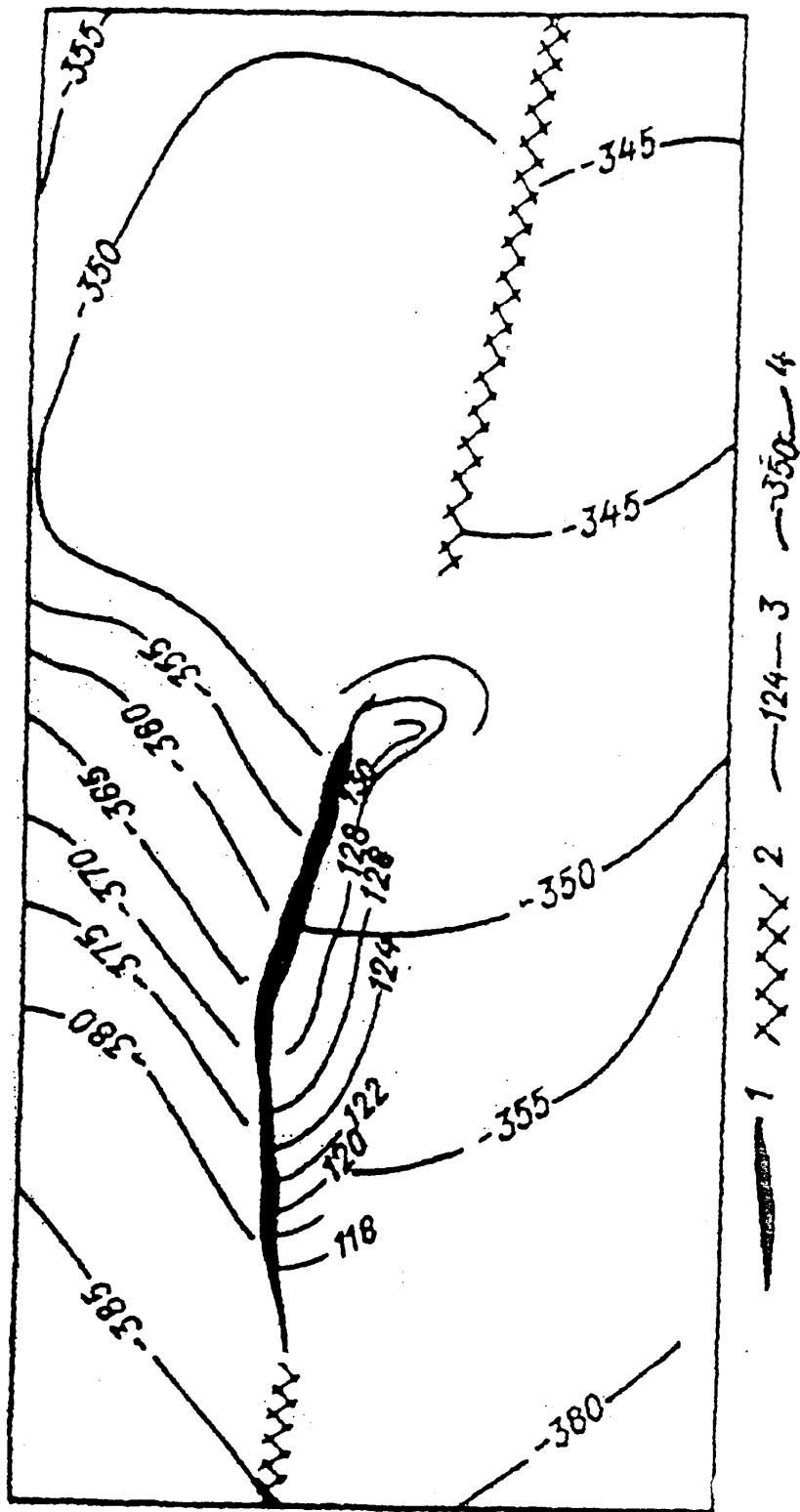
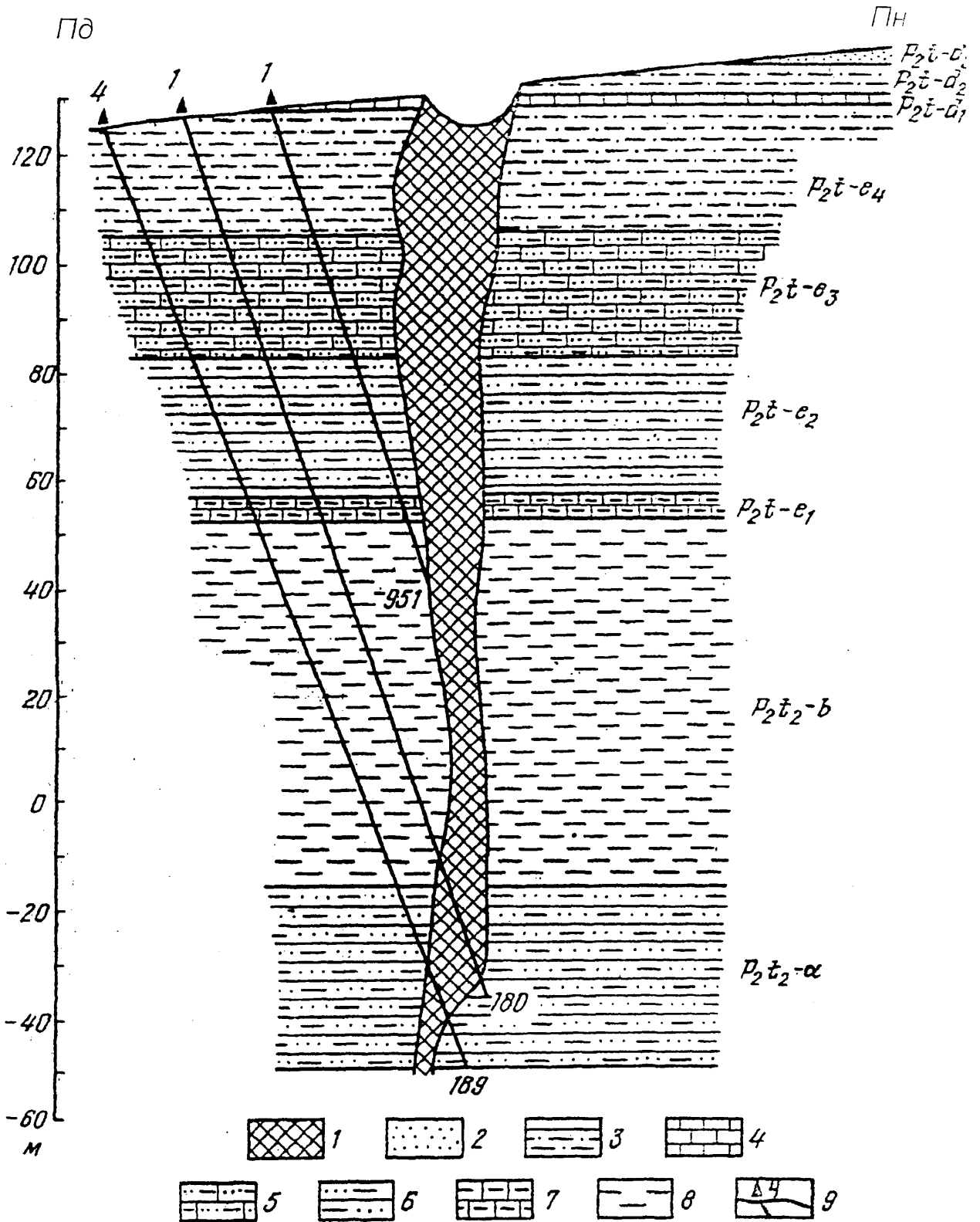


РИС. 3.18

Тектонічна будова Садінського асфальтитового родовища (за Г.В.Леоновим 1978 р.)

1 - жила асфальтиту; 2 - передбачуване положення Малокінельського розлому фундаменту; ізопіси, м; 3 - по поверхні прошарку вапняків пачки С₅ верхньопермських відкладів, 4 - по поверхні калинівської світи пермі

Масштаб:



Геологічний розріз вхрест простягання Садкінської асфальтитої жили (центральный переріз, за матеріалами Н.А. Копрової)

1 - асфальтит; 2 - пісковики; 3 - пісковики глинисті; 4 - вапняки; 5 - вапняки піщано-глинисті; 8 - мергелі; 9 свердловини та їх номери

Рис. 3.19

тверду, крихку, на відміну від садкінського, блискучу речовину густиною 1110-1220кг/м³ з температурою розмягчення 220°C. Його елементарний та компонентний склад відповідно: С80,2 – 82,1, Н8,6 – 8,7, S6,6 – 8,02 відсотків; масла 14,1-18,0, смоли бензолні 9,2 – 10,6, смоли спиртобензолні 9,9-14,6, асфальтени 58,1 – 61,9 відсотків. Як і садкінський, іванівський асфальтит характеризується високим вмістом ванадію і нікелю. Його запаси сягають 9 млн.т. Аналогічні пластові тіла серед казанських евапоритів встановлені на деяких з вищевказаних площ (Казанська, Мокродольська та ін.), де в нижчезалягаючих відкладах встановлені поклади асфальтів, мальт і ВВН, а з більш глибокими кам'яновугільними відкладами пов'язана нафтогазоносність. З приводу природи Іванівського родовища існують різні думки. Одні дослідники (Н.А. Копрова та ін.) розглядають його як жилу, що утворилася внаслідок нагнітання бітуму в похилу тріщину, що виникла внаслідок деформації казанської евапоритової товщі з різними фізико-механічними властивостями порід. Інші розглядають його як похований кіровий поклад, пов'язаний з височуванням нафти. Власні міркування з приводу утворення цих родовищ наведені нижче. Тут лише відмітимо, що нафтидна їх природа не викликає сумнівів. Таким чином, бітумні поклади північного борту Бузулуцької западини, завдяки його тектонічній природі, порівняно з бортами Мелекеської депресії, демонструє якісно нові стадії процесу бітумоутворення за схемою: нафти-ВВН-мальти-асфальти-тверді бітуми. З цієї точки зору ще більш характерним є процес утворення бітумінозних зон Передуральського прогину. Тут зв'язок ПБ з тектонічно-порушеними зонами стає домінуючим. Всі відомі тут бітумні поклади відносяться до жильного типу і простежуються у великому стратиграфічному діапазоні: від доманікового горизонту верхнього девону до верхньої пермі. Найбільша бітумінозність зосереджена в Мраківській депресії (Каїрівське, Веліхівське, Смакаївське та інші скупчення бітумів). Каїрівська група бітумних жил пристосована до субмеридіональної антиклінальної складки в південній частині Мраківської депресії. Ця структура складена потужними верхньопермськими, переважно уфімськими відкладами. Західне крило складки ускладнене потужним штоком кунгурських гіпсів. Тут виявлено 3 жили асфальтиту, потужністю 0,6–1м.

Морфологія жил складна, характер їх поперечних перерізів неправильний, оскільки асфальтит крім заповнення головної тріщини проникає в каверни і пори оточуючих порід. Окремі жили, при середній товщині 0,4-0,5 м, простежуються за простяганням на 80–100 м, а найбільш крупні – до 300м. Падіння жил круте, близьке до вертикального. Як і на Садкінському родовищі, з глибиною їх потужність зменшується. Густина асфальтиту поблизу поверхні 1178 – 1184кг/м³, з глибиною теж зменшується. Поблизу Каїрівського бітумного скупчення розташовані Барилівське, Губерлінське, Смакаївське, Кондоурівське бітумопрояви, де асфальтит виповнює тріщини в вапняках артинського і мергелях татарського ярусів. В цілому вони утворюють велике асфальтитове поле.

Веліхівська група жил ПБ розташована серед передових складок Уралу. Вони виповнюють тектонічні тріщини серед живецьких конгломерато-брекчій. Найбільш потужні (0,3–0,65м) ті жили, що пов'язані з субмеридіональними розривними порушеннями. Деякі з них простежуються на 200-300 м. Густина твердих бітумів 1160-1200кг/м³. На відміну від каїрівського асфальтиту вони більш метаморфізовані і майже зовсім не розчинюються в органічних розчинниках. Крім асфальтиту вони представлені керитами і антраксолітами.

На виникнення розривних порушень, безсумнівно, основний вплив чинив головний насув Уралу, що обумовив тектонічну тріщинуватість в склепінних частинах антиклінальних складок. Необхідно підкреслити, що на інших ділянках Передуральського прогину, де відома нафтоносність верхньокам'яновугільних і нижньопермських рифогенно-карбонатних комплексів, спостерігаються інтенсивні прояви як ВВН, та і інших ПБ (від мальт і асфальтів до різноманітних твердих бітумів) по тріщинах і зонах дроблення з проникненням їх в порожнини порід різного генезису. Такі явища дуже поширені в відслоненнях рифів. Так, у межах Ішимбаївської сідловини тверді бітуми заповнюють тектонічні тріщини і імпрегнують різні порожнини у виходячих на поверхню поодиноких рифових масивах-шиханах (Шахтау та ін.). А в керні неглибоких (0 – 500м) свердловин спостерігаються численні ін'єкції ВВН і бітумів в тріщинувато-кавернозних

рифогенно-карбонатних породах “С₃-Р₁” (рис.3.20). Все це свідчить про тісний генетичний зв'язок жильної бітумної мінералізації з міграцією нафти.

Визначаючи потенціал бітумінозності і перспективи освоєння родовищ ПБ, слід підкреслити особливу роль серед них покладів ВВВН. В генетичному плані вона визначається особливим проміжним станом ВВВН в системі нафтидів. З геолого-економічної та технологічної точки зору саме ВВВН (і деяких близьких до них мал'ят) можливо видобувати з досить глибокозалягаючих горизонтів. Тому вивчення умов їх залягання і розповсюдження, факторів формування їх промислових скупчень це, так би мовити, ключове питання проблеми пошуків, розвідки і освоєння ПБ як нетрадиційного джерела вуглеводневої сировини. В цьому відношенні особливо важливий матеріал для досліджень пов'язаний саме з Волго-Уральського НГП, де окремі регіони (вищезгадана Удмуртія та ін.) відзначаються переважанням важких нафт серед покладів нафтидів. Наведена нижче їх характеристика базується на великій кількості даних з опублікованих і фондових робіт (Е.А.Барс, Н.І. Зайдельсон, Н.С. Зінгер, В.І. Кудинов, Н.М. Кругліков, Є.М.Халімов, С.А. Вінніковський, А.З. Коблова, Л.В. Шаронов, Г.П. Якобсон, Т.А. Кузнецова та ін.). Основна маса покладів ВВВН в Волго-Уральській НГП (тут відомо кілька сотень їх скупчень) за запасами малі і середні. До великих можна віднести поклади важких нафт в кам'яновугільних і пермських теригенних і карбонатних комплексах на Ромашкінському, Ново-Єлхівському, Зимницькому, Серафимівському та інших родовищах, де ВВВН залягають над великими нафтовими скупченнями в девонських, турнейських, нижньо-середньовізейських відкладах. Основні запаси ВВВН зосереджені в інтервалі глибин 100 - 1500м. Переважна більшість їх промислових покладів пов'язана з палеозойськими (~65% - з пермськими, ~30% -з кам'яновугільними) відкладами. Незначна кількість скупчень ВВВН (переважно непромислових), не враховуючи низки різноманітних бітумопроявів, встановлена в верхньопротерозойських відкладах (Верхньокамська западина). В геохімічному і генетичному плані ВВВН Волго-Уральської НГП різноманітні (переважна частина їх представлена гіпергенним та палеогіпергенним типами, можливо є і первинно катагенні ВВВН). Спостерігається певна глибинна,

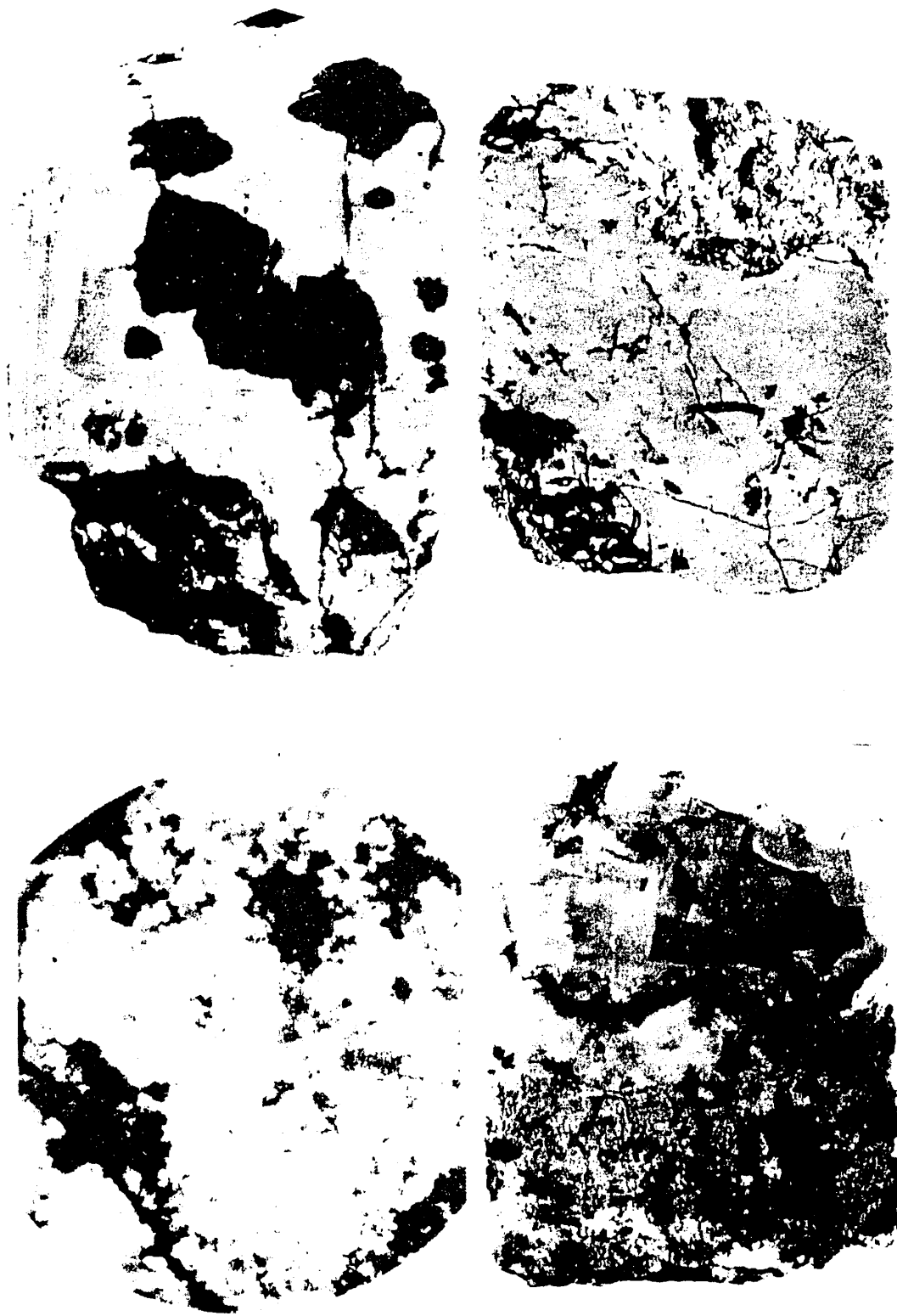


РИС. 3.20 “ін’єкційний” та “залишковий” характер насичення карбонатних колекторів $C_3 - P_1$ Передуралля ВВН, мальтами та асфальтами (Ішимбаївське, Воскресенське родовища)

гідрогеологічно обумовлена зональність в розподілі ВВН за основними фізичними і хімічними показниками.

На глибинах 100-1000м, що відповідають переважно пермським відкладам, їх густина коливається від 910 до 980кг/м³, пластова в'язкість 29–65МПа·С, температура застигання 18-20°С, вміст: смол 11-27, асфальтенів 11-27, парафіну 6-10,8, сірки 2,6-4,0 відсотків. Завдяки високим концентраціям смол і асфальтенів вони, характеризуються великим ступенем коксуємості мазута (7–10%). Вихід дистилатних фракцій низький (менше 30%). Вихід бензинових фракцій на глибинах 75-100м-0-1,5%, 600-800м 8-12%, що свідчить про затухання неотектонічно-актуотектонічних гіпергенних процесів на глибині більше 500м. За вуглеводневим складом нафти на глибинах до 500м цикланові і арено-цикланові, а на глибинах 500-1000м - алкано-цикланові.

На глибинах більше 1500м, де зосереджена основна частина палеогіпергенних ВВН в теригенних візейських (руслові поклади в бобриківському і тульському горизонтах), у теригенних (алювіально-дельтових) і рифогенно-карбонатних турнейських відкладах, їх густина 900-930кг/м³, пластова в'язкість 29-70 МПа·С, температура застигання 25-35°С, вміст: смол 8 –22, асфальтенів 8 – 25, парафіну 2,4 – 5,8, сірки 1,2 – 3,5 відсотків. Вихід дистилатних фракцій 31 – 42%, а бензинових фракцій 8 – 22%. Нафти переважно цикланового складу (в складі дистилатних фракцій присутні всі групи вуглеводнів: алкани, циклани, арени). Як і вище охарактеризовані області бітумонакопичення, ареали і зони домінуючого розповсюдження ВВН теж пов'язані з структурами II порядку – западинами і виступами. Найбільш великими запасами і перспективами освоєння ВВН володіє Верхньокамська западина, що подібно Мелекеській є великою накладеною від'ємною структурою, яка сформувалась в пізньопермський час і характеризується потужними (до 500 – 700м) червоноколірно-теригенними і карбонатними відкладами. В це пізньопермське прогинання були залучені і Камська монокліналь, Північний купол Татарського склепіння і Бірська сідловина. Поклади ВВН містяться в верхньопротерозойських (рифей – венд), девонських, кам'яновугільних і пермських комплексах.

ВВН в додевонських відкладах розташовані в тій частині Верхньокамської депресії, що перекриває В'ятсько-Колтасинський авлакоген [21]. Поклади ВВН в рифейських і вендських теригенних відкладах встановлені в інтервалі глибин 2200–2817м на Сивинському, Ларіонівському, Соколовському, Дебеському, Кезьському родовищах, або пов'язані з брахіантиклінальними підняттями в межах інверсійного додевонського рифтогенного валу (інтенсивні нафто- і бітумопрояви на Іжевській, Очерській, Перещагінській, Батирбайській структурах, які контролюються цією зоною). Вони містяться в різнозернистих пісковиках кварцового (з великим вмістом важких радіоактивних мінералів) складу, товщина яких 5–15м, а пористість 7–13%. Густина нафт 954–960кг/м³, в'язкість до 292 МПа·С при 50°С. Високий вміст смол (до 20%) і асфальтенів (до 10%) поєднується з малою парафіністністю (0,58–0,95%), а низький вміст сірки (0,2–0,3%) з підвищеною концентрацією азоту (0,3–0,4%). Великий вміст азоту встановлений і в складі супутніх газів (при дуже низькому газовому факторі додевонських ВВН). Так, на Сивинському родовищі, де поклад був розкритий на глибині 2800м, ВВН в процесі випробування повільно підіймалася і тільки через рік почала переливати через гирло свердловини з виділенням азоту. За запасами поклади ВВН в додевонських комплексах переважно малі, за виключенням Ларіонівського родовища (центральна частина Верхньокамської западини). Поклад важкої (959кг/м³), смослисто-асфальтенової (смол до 18%, асфальтенів до 10%) малосірчастої (0,29%) нафти в вендських пісковиках (пористість до 13–15%) при висоті 8м залягає на площі 106км². Це поряд з відкриттям унікальних скупчень ВВН у венді Сибірської платформи, дозволяє розрахувати на значні перспективи додевонських теригенних і карбонатних відкладів на Східно-Європейській платформі. Особливо слід підкреслити генетичне значення вивчення цих покладів. На вищезначених родовищах скупчення ВВН відкриті також у вище залягаючих комплексах. Так, на Сивинському піднятті скупчення ВВН були встановлені також в башкирських карбонатних колекторах. Ця важка (900кг/м³) нафта, на відміну від додевонського покладу збагачена сіркою (1,7–1,9%) і парафіном (4,6–6,74%). Своєрідність ВВН з верхньопротерозойських відкладів (поєднання підвищеної густини і в'язкості, дуже

високих концентрацій смол і асфальтенів з низьким вмістом сірки, велика кількість стеранів та інших реліктових циклічних вуглеводнів, аномально легкий ізотопний склад вуглецю у сполученні з підвищеними показниками δD і особливо $\delta^{32}S$) має дуже велике значення як для вирішення проблеми походження нафти взагалі, так і для визначення генетичних закономірностей формування покладів ПБ.

Основні промислові скупчення ВВН у межах Верхньокамської западини, як і ПБ у вищехарактеризованих областях, пов'язані з палеозойськими, зокрема, з девонськими теригенними (поклади ВВН на Чубайському, Кокарському, Кустовському, Кирилівському та інших підняттях), турнейськими карбонатними (Березівське, Змієвське, Опалихінське, Ножівське, Падунське, Бугрівське, Бабкинське), бобриківськими (Ножівське, Падунське) і тульськими (Березівське, Бугрівське, Ножівське, Падунське, Опалихінське та ін.) пісковиками, башкирськими вапняками (Ножівське, Бабкинське, Опалихінське, Змієвське підняття). Крім того, припливи ВВН отримані з верейських пісковиків (Ножівське, Падунське, Опалихінське підняття), що залягають у вигляді палеоерозійних врізів в башкирській карбонатній товщі, подібно до палеоруслових візейських пісковиків, що "врізані" в турнейські карбонати. Такий тип пасток ВВН, поряд з їх переважаючим зв'язком з двома основними типами колекторів (кварцові пісковики з великим вмістом важких радіоактивних мінералів і кавернозно-вториннопористі карбонати) – це дуже важливий критерій бітумонакопичення. Що стосується тектонічних закономірностей формування покладів ВВН у Верхньокамській западині, то всі вищеназвані підняття утворюють угруповання, пов'язані з інверсійними валами додевонських палеорифтів (Кієнгопський та Очерський вали), структурними виступами (Ножівський та ін.), а також бортовими монокліналями.

На відміну від Мелекеської, Верхньокамська западина, незважаючи на її утворення внаслідок пізньопермського прогинання, характеризується переважною нафто-бітумінозністю допермських формацій. Основна кількість покладів ВВН тут зосереджена в девонських і кам'яновугільних теригенних та карбонатних комплексах. При суттєвих геохімічних відмінах їх від покладів в додевонських комплексах, ці високосірчасті, смолисто-асфальтенові ВВН характеризуються

значною мінливістю їх показників в залежності від конкретних умов залягання: глибини (геотермобаричних, гідрогеологічних факторів), стратиграфічного рівня і положення відносно основних переривів, морфогенетичного типу пасток, складу колекторів та ін.

Північний схил Башкирського склепіння і Бірсько-Кунгурська западина утворюють іншу самостійну крупну зону розповсюдження покладів ВВН. На відміну від Верхньокамської западини, девонські теригенні відклади, поряд з ВВН (Москудінське, Чекулаївське, Іликівське та інші родовища), на Куєдинському, Гожанському, Трушниківському та інших підняттях вміщують поклади легких малосірчастих нафт.

Наведені матеріали в даному розділі дають можливість зробити наступні висновки:

1. Геологічні умови залягання ВВН-ПБ характеризуються наявністю надзвичайно потужного тривалодіючого на протязі певних етапів протерозою та фанерозою джерела вуглеводнів, які в подальшому сприяли бітумоутворенню в межах різноманітних прогинів і западин, особливо в зонах зчленування докембрійських кратонів (щитів) є геосинклінальними поясами (складчасто-орогенними спорудами) та рифтогенами (палеоокеанами, авлакогенами).

2. Спостерігається просторове тектоно-геодинамічне та (палео) геоморфологічне відокремлення осередків нафтидогенезу від зон (ареалів) акумуляції ВВН-ПБ, при цьому обов'язковими умовами їх формування є регіональні перерви в осадконакопиченні та незгодності в осадовому чохлі.

РОЗДІЛ 4

ОСНОВНІ РИСИ БІТУМІНОЗНОСТІ НАФТОГАЗОНОСНИХ РЕГІОНІВ УКРАЇНИ І ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКІВ У НИХ ПОКЛАДІВ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Геологічні умови нафтогазоносних регіонів України виключно сприятливі для формування крупних зон бітумонакопичення. В першу чергу це обумовлено взаємодією рухомих поясів різної тектоно-геодинамічної природи із схилами Українського щиту (а в Східному регіоні також із схилом Воронежського масиву). Депресійні рифтогенні і субдукційні формації цих поясів багаторазово відігравали роль джерел вуглеводнів, вертикально-латеральна міграція яких обумовила процеси нафтогазонакопичення в різноманітних тектонічних геотермобаричних та гідрогеологічних умовах. Саме співвідношення седиментаційно-стратиграфічних (перериви і поверхні незгідності), гідрогеохімічних (парціальні тиски кисню, сірководню, вуглекислого газу, мінералізація, протікання анаеробних і аеробних відновно-окислювальних процесів, тощо) і літологічних (природа порожнинності колекторів і їх фізико-хімічні властивості, фазова проникність покришок, наявність в продуктивних комплексах достатньо потужних і тривалих джерел радіоактивного випромінювання, тощо) факторів і визначає: 1) характер і масштаби бітумонакопичення; 2) ступінь просторового відокремлення газових, нафтових і бітумних родовищ; 3) відносну роль ВВВН, мальт, асфальтів і твердих бітумів; 4) умови залягання покладів ПБ (глибини, типи пасток, форми бітумонасичення та ін.), перспективи їх освоєння і рентабельність розробки.

4.1 Західний нафтогазоносний регіон

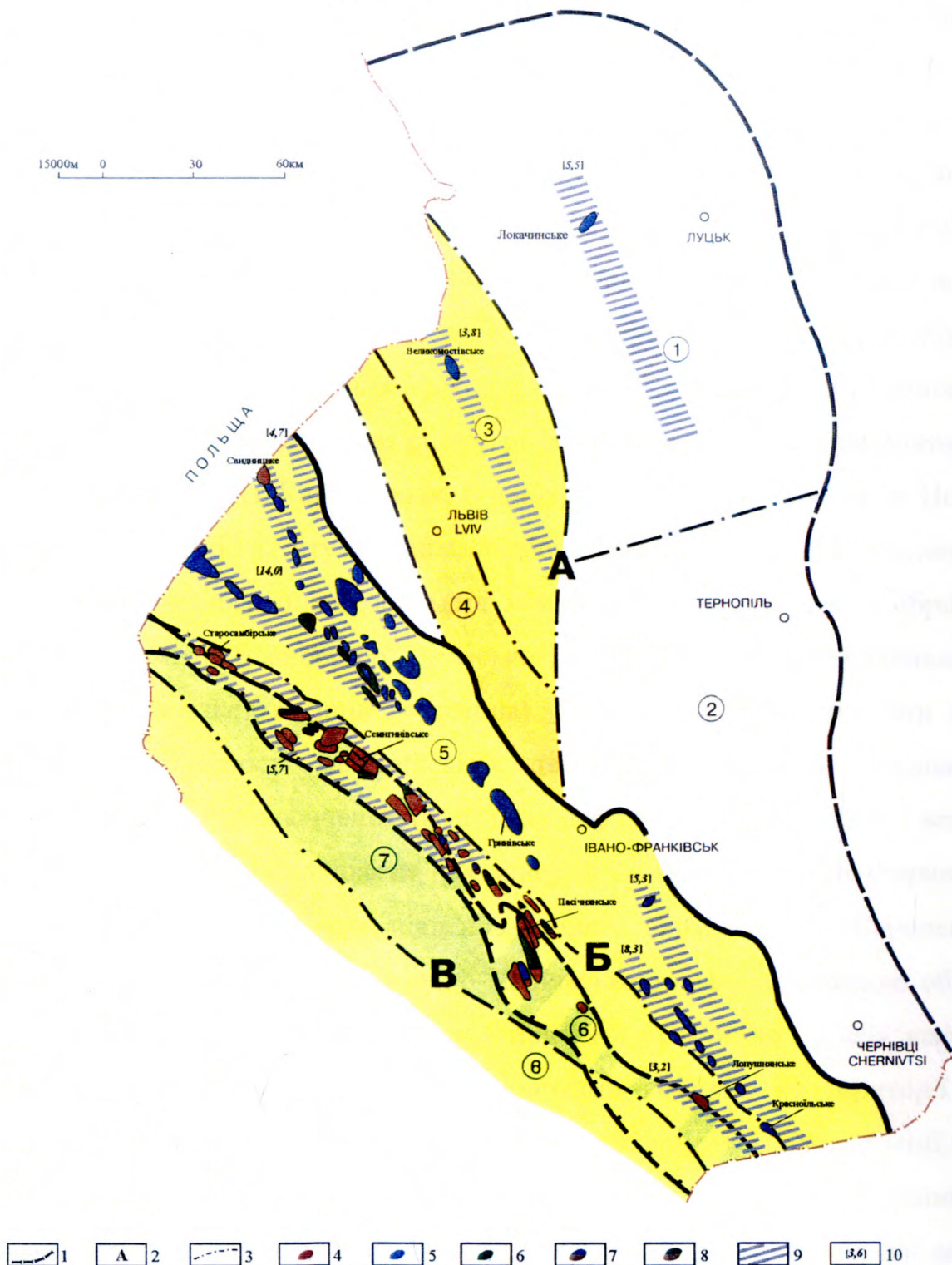
Відповідно вищенаведеним критеріям найбільш сприятливі умови для формування покладів ПБ існують в межах Львівського (Волино-Подільська нафтогазоносна область) і Передкарпатського прогинів.

РИС. 4.1 ЗАХІДНИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН УКРАЇНИ

(Схема нафтогазогеологічного районування за М.Я. Вуль, Б.І. Денегою та інш., 1994р.)

ПРОГНОЗНА ЗОНА РОЗВИТКУ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ, А ТАКОЖ МАЛТ ТА ІНШИХ ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

(за Р.М. Окрепким, 2002р.)



Границі: 1 - України; 2 - нафтогазоносних областей; 3 - нафтогазоносних районів; родовища: 4 - нафтові; 5 - газові; 6 - газоконденсатні; 7 - газонафтові; 8 - нафтогазоконденсатні; 9 - прогнозна зона розвитку важких високов'язких нафт та інших природних бітумів, 10 - прогнольні ресурси важких високов'язких нафт та інших природних бітумів.

Елементи районування: Балтійсько-Переддобрудзька нафтогазоносна провінція: А - Волино-Подільська нафтогазоносна область (1 - Волинський нафтогазоносний район; 2 - Подільський перспективний район; 3 - Бузький газоносний район; 4 - Нестеровський перспективний район). Карпатська нафтогазоносна провінція: Б - Передкарпатська нафтогазоносна область (5 - Більне-Волицький нафтогазоносний район; 6 - Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район); В - Карпатська нафтогазоносна область (7 - Скибовий нафтогазоносний район; 8 - Кросненський перспективний район).

Численні бітумопрояви у вигляді включень і примазок ВВВН, малт і асфальтів, а також прожилок твердих бітумів спостерігаються в тріщинах, кавернах і вторинних порах карбонатних порід силуру і девону Львівського прогину. Зокрема на Локачинському і Великомоствівському газових родовищах промислово газонасні рифогенні колектори верхнього силуру (скальський та інші горизонти) місцями інтенсивно імпрегновані твердими бітумами типу асфальтитів. Це дозволяє припускати, що потужні геоелектричні аномалії, встановлені на низці площ Волино-Подільської нафтогазоносною області (Р.С. Сейфулін та ін.), пов'язані не стільки з сульфідною мінералізацією, скільки з покладами твердих бітумів. Ймовірність цього припущення посилюється отриманням промислових припливів сухого метанового газу саме з цих колекторів, оскільки парагенез нафтогазоносності і бітумінозності, як відмічалось вище, є характерною рисою рифогенно-карбонатних резервуарів на таких родовищах як Тенгіз, Карачаганак, Оренбурзьке, Астраханське та ін. Поклади сухого метанового газу в бітумінозних карбонатних колекторах є надзвичайно типовою рисою для нижньопалеозойських комплексів, зокрема для кембрійсько-ордовицьких доломітів Еленбергер Пермської западини Північно-Американської платформи (Гомес, Пакет та інші родовища). Слід особливо підкреслити великі перспективи бітумінозності кембрійських теригенних відкладів Львівського прогину. Наявність бітумонасичених (асфальти, асфальтити) кварцових, з великим вмістом теригенних важких радіоактивних мінералів пісковиків є характерним для кембрійських відкладів західної і південно-західної окраїн Східно-Європейської платформи. Зокрема, в суміжній з Волино-Подільською нафтогазоносною областю Балтійській НГП тверді асфальтові бітуми присутні практично на всіх нафтових родовищах, поклади яких пов'язані з пісковиками кембрію на території Росії (Калінінградська область) і Литви. За умовами залягання і локалізації ПБ в нафтоносних резервуарах встановлені два типи їх скупчень [10]. Перший тип характеризується сумісним перебуванням твердих бітумів і легкої метанової нафти в склепінних частинах кембрійських пасток, обумовлених поєднанням пластових і лінзовидних (барові та інші акумулятивні форми) піщаних тіл з брахіантиклінальними структурами (Ладушкінське, Вількічайське, Дегляйське,

Південно-Шюпарайське та інші родовища). Судячи з ізотопно-геохімічних даних, тут, як і у випадку з газоносними бітумно-карбонатними колекторами, ми маємо справу з двома різновіковими генераціями нафтогенезу. Знаменно, що саме пісковики з плівковим бітумним цементом характеризуються найбільш високими значеннями відкритої пористості (9–12%) і проникності (до 0,5 мкм²). На Ладушкінській, Вількічайській та інших площах саме з таких пісковиків отримані найбільш високодебітні припливи легкої нафти, товщина яких у декілька разів перевищує товщину безбітумних піщаних колекторів. Це явище слід пов'язувати з консервацією первинного порового простору за рахунок древнього нафтонасичення, яке гальмувало процеси регенерації та інших форм окварцювання, дуже типового для кембрійських відкладів перикратонних западин західної і південно-західної окраїн Східно-Європейської платформи.

Другий тип бітумних скупчень характеризується просторовим відокремленням бітумів і нафти. На Красноборському, Ушаківському, Ягідному та інших родовищах, що демонструють саме цей тип співвідношення нафтових і бітумних покладів, асфальтити насичують пісковики гіпсометрично значно нижче сучасного ВНК, а в екрануючих глинисто-карбонатних породах ордовику виповнюють рясну сіть тріщин і мікрокаверн. За думкою І.С.Гольдберга [11] це пов'язане з диференціацією єдиної нафтидної системи на легкі (але з дуже низьким газовим фактором) нафти і тверді бітуми внаслідок фільтраційно-дифузійної міграції вуглеводнів крізь покришку. Але, приймаючи до уваги ідентичність ізотопних та інших геохімічних характеристик відповідно твердих бітумів і легких нафт в обох типах родовищ, слід визнати більш ймовірним, що і в даному випадку ми маємо справу з двома різновіковими генераціями нафтидогенезу.

Таким чином, є всі підстави прогнозувати наявність великих скупчень твердих бітумів в кембрійських пісковиках Волино-Поділля, включаючи райони їх неглибокого залягання. Більш того, бітумінозність як кембрійських теригенних, так і силурійських карбонатних, а також девонських карбонатних і теригенних відкладів слід розглядати і як важливий позитивний фактор нафтогазоносності. Останнє свідчить про неоднозначний характер співвідношення промислової

нафтогазоносності і бітумінозності. В залежності від конкретних геологічних умов наявність бітумонасичених порід може вказувати як на можливість існування промислових скупчень нафт та газу (участь давніх генерацій вуглеводнів у збереженні фільтраційно-ємнісних властивостей резервуарів), так і на безперспективність їх пошуків.

Передкарпатський прогин характеризується дуже широким розповсюдженням різноманітних за складом і морфологією скупчень ПБ. Саме їх поверхневі прояви сприяли відкриттю перших родовищ нафти в цій одній з найстаріших у Європі і світі нафтогазоносній області.

Притаманна Передкарпатському прогину досить чітка латеральна фазова диференціація вуглеводневих скупчень певною мірою торкається і закономірностей розподілу покладів ПБ.

В межах Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району (НГР), де зосереджені майже всі нафтові поклади (серед 30 родовищ – 20 нафтових, 6 нафтогазових і 4 газових), скупчення ПБ представлені переважно озокеритами, тоді як Більче-Волицький нафтогазоносний район є переважно газоносним, який відзначається присутністю покладів ВВВН і великим поширенням скупчень і проявів мальт, асфальтів, твердих бітумів в парагенезі з самородною сіркою, сірководневими розсолами, різноманітними палеокарстовими явищами.

В межах Бориславсько-Покутського НГР, який складений інтенсивно дислокованим (складна система перекинутих, ускладнених зсувно-насувною тектонікою, стиснутих лінійних антикліналей і блоків) крейда - палеогеновим флішем і міоценовою моласою, основна нафтогазоносність пов'язана з пісковиками палеогенового флішу (палеоцен-еоценовий і олігоценний комплекси). Переважаюча більшість покладів репрезентована легкими ($840 - 850 \text{ кг/м}^3$) нафтами. Вони практично безсірчасті або малосірчасті, смолисті, високопарафіністі. З точки зору закономірностей бітумонакопичення в Передкарпатському прогині високий (більше 6%), а в деяких покладах аномально високий (до 18-20%) вміст парафіну в нафтах Бориславсько-Покутського НГР є найбільш важливою їх геохімічною рисою. Саме в межах цього внутрішнього тектонічного елемента прогину зосереджені

всесвітньо відомі скупчення озокериту в районі Борислава, Старуні, Дзвиняча, Трускавця.

Озокерити, що за класифікацією І.С.Голдберга належать до групи ПБ-парафінітів, майже чи не найбільш специфічні з ПБ. В їх складі, як відомо, переважають тверді алкани (зокрема C_{37} - C_{53}): парафіни та церезини. На відміну від всіх інших бітумів-нафтидів (включаючи ВВН, мальти і асфальти) вони не є результатом сукупності складних хімічних трансформацій вуглеводнів під впливом різноманітних абіогенних та (або) біохімічних факторів. Це продукт диференціації саме високопарафіністичних нафт внаслідок їх міграції крізь зони порушень, тектонічних дроблень, а також напівпроникних покришок (класи F, E за оціночною шкалою О.А. Ханіна). В залежності від конкретних геологічних і геотермодинамічних умов, останні можуть виконувати функції природних сепараторів, що перепускають легкі вуглеводні і затримують парафіни, смоли, асфальтени [2,8]. Склад і властивості таких диференціатів, в залежності від природи вихідних нафт (важких конденсатів), коливаються у широких межах, даючи цілу гаму ПБ – продуктів сепараційної диференціації, що доцільно виділити у самостійний генетичний тип. В залежності від складу та вмісту домішок рідких масел і смол - це крихка, воско- або мазеподібна речовина з різноманітною текстурою на зламі (волокниста, скабиста, гачкувата, конхоїдальна, раковиста), від ясно- та медово-жовтого до чорного кольору. Вазеліноподібні зеленувато-жовті і цитриново-жовті озокерити, що майже позбавлені вищевказаних домішок межують з парафіновими мінералами: хризматитом і гатчетитом. Серед продуктів вищевказаної диференціації високопарафіністичних нафт з дуже низьким вмістом смол і асфальтенів крім озокеритів присутні також яснозбарвлені утворення, близькі до природного парафіну (суміш алканів – від C_{16} і вище – переважно нормальної будови) і церезину (теж суміш твердих алканів, але переважно розгалужених). Близькість ізотопного складу вуглецю і водню разом з даними про умови залягання (рис.4.2), підтверджує, що все це – похідні цих нафт, що утворюють численні родовища Бориславсько-Покутського НГР (Бориславське, Дзвиняцьке, Старунське, Струтинське, Долинське та ін.). Практично на кожному з них є озокеритові

Схематичний розріз через Старунське родовище озокериту
(За Р.М. Новосилецьким та ін.).

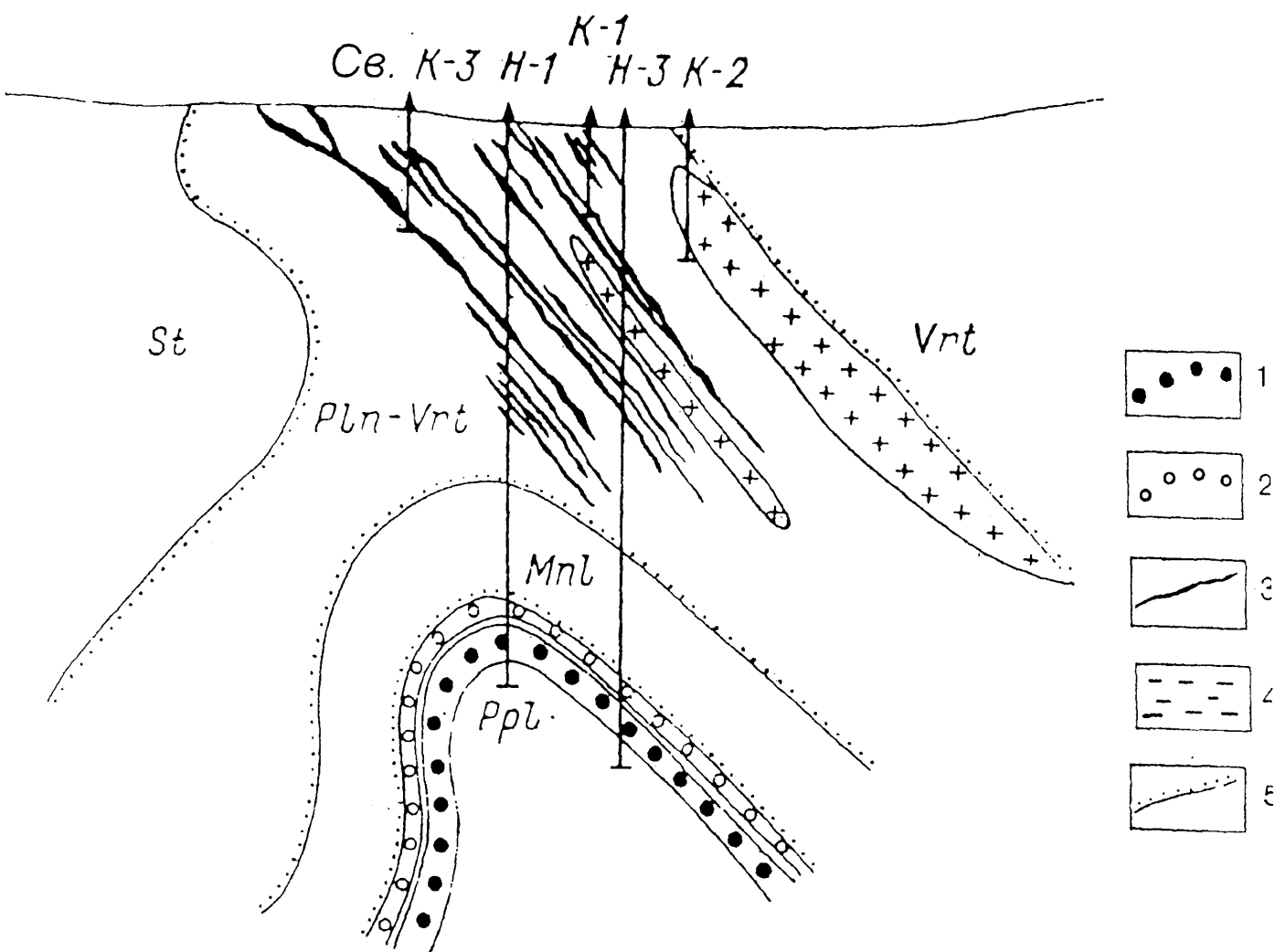


РИС. 4.2

1 - нафта; 2 - газ; 3 - озокеритові жили; 4 - сіль; 5 - стратиграфічні межі;
світи і товщини: St - стебникська; Pl - полницька; Vrt - воротищенська;
Mnl - менілітова; Ppl - попельська.

промислові поклади або прояви. Так, Бориславське родовище озокериту розташоване в межах однойменного нафтового родовища, пов'язане з Бориславською глибинною складкою, що містить нафтові поклади в складнопобудованих тонкошаруватих палеогено-флішових резервуарах. Вони екрануються менілітовими сланцями і інтенсивно дислокованими міоценовими соленосними відкладами (воротищенська свита). Пов'язаний з насувом "підворот" Бориславської складки при її русі в північно-східному напрямку обумовив появу у її склепінно-чоловій частині низки поздовжніх та поперечних розломів-тріщин розтягнення, накладених на сформовану у режимі стиснення зону тектонічного дроблення. Основні промислові поклади озокериту пов'язані з нижньоміоценовими соленосними відкладами, хоча численні жильні прояви озокериту є також в олігоценових менілітових сланцях. Вони відносяться переважно до жильного типу, пристосовуючись до вищевказаних тріщин розтягу. Головна поздовжня озокеритова жила (потужністю до 1-2, місцями – до 3м, що орієнтована під гострим кутом до вісі складки в південно-східному напрямку (падіння на північний схід під кутом 65-70°) простежена на відстань понад 400м і на глибину майже 300м. Вона перетинається низкою поперечних жил, відстань між якими становить 30—80м. Крім крутопадаючих поздовжніх та поперечних, на родовищі зустрічаються і горизонтальні жили (1 – 5см), що заповнюють міжпластові тріщини. Вміст чистого озокериту в таких породах, які місцеві гірники здавна звать "лепом", коливається від 2 до 5%.

Незважаючи на тривалий (понад 100 років) термін розробки, глибина розповсюдження озокеритових покладів в Бориславі точно не встановлена і промислова озокеритоносність простежена до глибини 300-310м. Але в низці нафтових свердловин поклади і прояви озокериту встановлені на глибинах до 800 м. Ймовірно, що Бориславське і розташоване на відстані 7км в південно-східному напрямку від нього Трускавецьке родовище утворюють єдине ціле. На останньому скупчення озокериту приурочені до лежачої, перекинутої на північний схід, глибинної складки. Жильні поклади озокериту, пов'язані переважно з поздовжніми розломами-тріщинами розтягу, простежуються на глибину до 300м.

За геологічними умовами і характером промислової озокеритоносності до Бориславського і Трускавецького близьке Старунське родовище, де існують найстаріші (понад 120 років) озокеритові шахти. Тут також переважають жильні поклади, зосереджені в склепінно-ядерній частині нафтоносної (палеогеновий фліш) глибинної складки. Вони залягають в інтенсивно перем'ятих нижньоміценових соленосних піщано-глинистих відкладах. Товщина окремих жил цього типово штокверкового у морфологічному відношенні родовища коливається від 1-5см до 15-40см і більше. На контакті з жилами та гніздами чистого озокериту присутній деп. Інтервал промислової озокеритоносності 25-360м. Але в глибоких нафтових свердловинах озокеритові жили простежуються до глибин 400-500м. Озокеритове родовище Дзвиняч, що територіально співпадає з однойменним нафтовим родовищем, пристосоване до вузької крутої складки, обмеженою розривами. У її склепінні відслонюються інтенсивно перем'яті відклади воротищенської свити (темно-сірі глини з прошарками та лінзами кам'яної солі та гіпсу). Саме в склепінній частині складки і зосереджена промислова озокеритоносність, що простежена до глибини 250м. На відміну від інших родовищ вона пов'язана тут з пластовими покладами. В розрізі нижньоміценової соленосної формації присутні два озокеритоносні пласти товщиною до 15м кожний, що складені пісками і пісковиками з озокеритовим цементом плівкового та порового типу (вміст його сягає 2-3,5ваг.%). Поряд з озокеритом ці пласти вміщують і нафту, роль якої поступово зростає з глибиною. Перехід озокеритоносних колекторів в нафтоносні за падінням пластів супроводжується поступовим переходом твердого озокериту в мазеподібний та напіврідкий, близький до нафти (фактично різновид ВВН). Тут доречно підкреслити, що не тільки Дзвиняч з найбільш яскравими проявами парагенетичних взаємовідносин озокериту та нафти (завдяки пластовому характеру покладів), але й всі інші, переважно жильні і штокверкові родовища, характеризуються дуже широким діапазоном коливань фізичних властивостей та хімічного складу озокериту [4]. В залежності від ступеню фазової диференціації основних нафтових компонентів забарвлення озокериту змінюється від ясно-жовтого, коричнево-жовтого до темно-коричневого та чорного, а консистенція

відповідно від твердої воскоподібної до мазе- та нафтоподібної. Діапазон значень густини $925 - 999 \text{ кг/м}^3$, температури плавлення $52-85,5^\circ\text{C}$. Груповий склад: тверді вуглеводні 22,92-90,1%, рідкі вуглеводні 7,5-68,5%, смоли 1,85-9,55%. Якщо пластові поклади Дзвиняцького родовища демонструють широку гаму перехідних різновидів в системі нафта-озокерит, то широкі коливання властивостей і складу жильного озокериту відображають багатозначність процесу озокеритоутворення. Якщо, наприклад, температура плавлення озокериту пластових покладів на родовищі Дзвиняч змінюється межах $52-76^\circ\text{C}$, то озокерит, що утворює прожилки і представлений зеленувато-бурим бітумом, зовсім іншого вигляду і характеризується вузьким діапазоном підвищених значень цього показника ($71-74^\circ\text{C}$). Різновиди жильного озокериту на Бориславському, Трускавецькому, Старунському та інших родовищах відповідають різновіковим фазам висхідної міграції нафти по тріщинах. В залежності від конкретних геологічних і геотермобаричних умов ступінь втрати легких вуглеводнів і фазово-геохімічної диференціації нафти коливався. Але майже всі різновиди озокериту, як і початкові нафти родовищ Бориславсько-Покутського НГР, мають незначну сірчастість. Підвищення її (до 1,5-1,7%) в деяких різновидах пояснюється накопиченням смолисто-асфальтенових компонентів внаслідок фазово-геохімічної диференціації. Про відсутність ознак гіпергенного (біодеградаційного) осірчання свідчить практична ідентичність значень $\delta^{34}\text{S}$ сірки озокеритів і нафт. В цьому відношенні процеси формування ПБ у Більче-Волицькому НГР Передкарпатського прогину і його платформному обрамленні мають суттєво інший характер. Якщо Бориславсько-Покутський НГР характеризується чіткими просторово-часовими співвідношеннями нещодавно сформованого (пліоцен-квартер) парагенезу: "високопарафіністі малосірчасті нафти-озокерити", то тут ми спостерігаємо суперпозицію різновікових (низка фаз нафтидогенезу в палеозої, мезозої і кайнозої) скупчень нафтидів широкого фазово-геохімічного діапазону: від твердих бітумів, асфальтів, мальт, ВВВН до сухого метанового газу (вміст метану в газі Дашавського, Опарського, Косівського, Угерського та Коханівського родовищ становить 99-99,5%). Останній на низці родовищ залягає у суто парастеричному (але не часовому!) парагенезі з ПБ. На Локачинському газовому родовищі та інших

площах Львівського прогину, а також Рава-Руської зони Стрийського прогину в силурійських карбонатних тріщинно-кавернозно-вториннопорових колекторах і девонських пісковиках та вториннопорових доломітах встановлені гніздові і жильні включення твердих бітумів (асфальтити, керити, антраксоліти), вік яких відповідає палеозойським і мезозойським фазам тектогенезу (зокрема бретонській, пфальцській, древньо- і новокімерійській).

Більш перспективний (у відношенні пошуків промислових скупчень ПБ) парагенез притаманний Коханівській зоні Стрийського прогину (в загально прийнятих схемах нафтогазоносного районування він входить до Більче-Волицького нафтогазоносного району). Тут у верхньоюрських карбонатних палеокарстових колекторах з дуже складною будовою порожнинного простору (вторинні пори-каверни і печери, тектонічні і екзогенні тріщини) залягають поклади ВВН. Найбільш показним є Коханівське родовище. Воно пов'язане з однойменним морфоструктурним підняттям (7x2,3-4,0км, амплітуда 250м), що утворене карстово-ерозійним останцем верхньоюрського рифогенно-карбонатного комплексу. Цей карбонатний інтенсивно закарстований масив незгідно облягається міоценовими (баден, нижній сармат) теригенними відкладами, що утворюють антиклінальну складку (16x4,4км, висота 40м) облягання (Свидницька структура). Саме нижньосарматські тонкошаруваті теригенні верстви (нижньодашавська підсвіта) вміщують низку пластових (рідше тектонічно і літологічно обмежених) газових покладів Свидницького родовища (CH_4 98,63 – 99,28, C_2H_6 0,09-0,11, C_3H_8 0,01-0,18, C_4H_{10} 0-0,001%, C_5^+ і H_2S відсутні, N_2 0,40-1,187, CO_2 0-0,30, He – 0,004 відсотків). Крім того, тут під газовим Свидницьким окремо виділяється Коханівське нафтове родовище (рис.4.3), на якому поклад ВВН пов'язаний з апікальною частиною вищезгаданого верхньоюрського карбонатного масиву. Нафтонасичені карбонатні породи залягають в інтервалі від 857 до – 1121м (нижче тріщинно-порово-кавернозні вапняки водонасичені). Але потужність самого нафтового покладу 30-40м. З пробурених 22 свердловин лише в шістьох (Свидницька – 8, Коханівські: 1, 21, 26, 29) після великооб'ємних кислотних обробок були отримані промислові припливи нафти (ВВН), а в решті – непромислові припливи, витоки нафти з водою

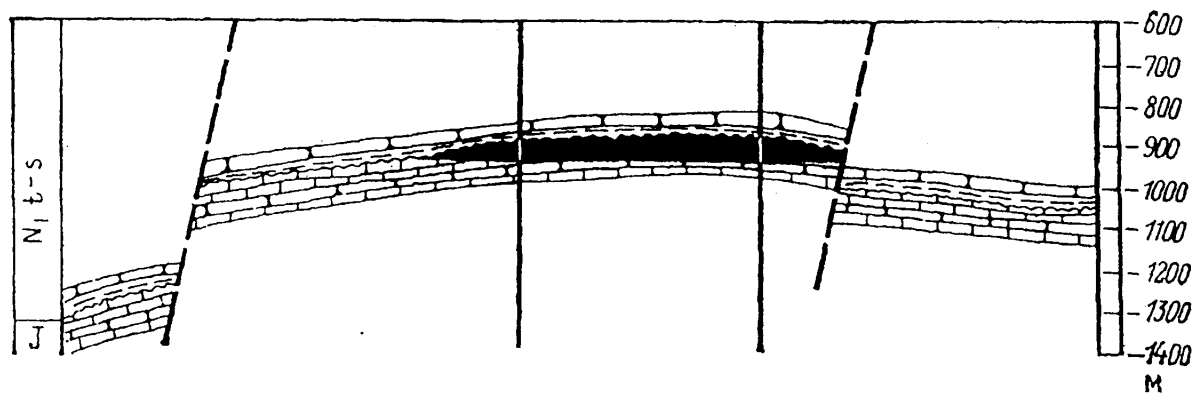


РИС. 4.3 Коханівське родовище. Профільний розріз покладу ВВВН

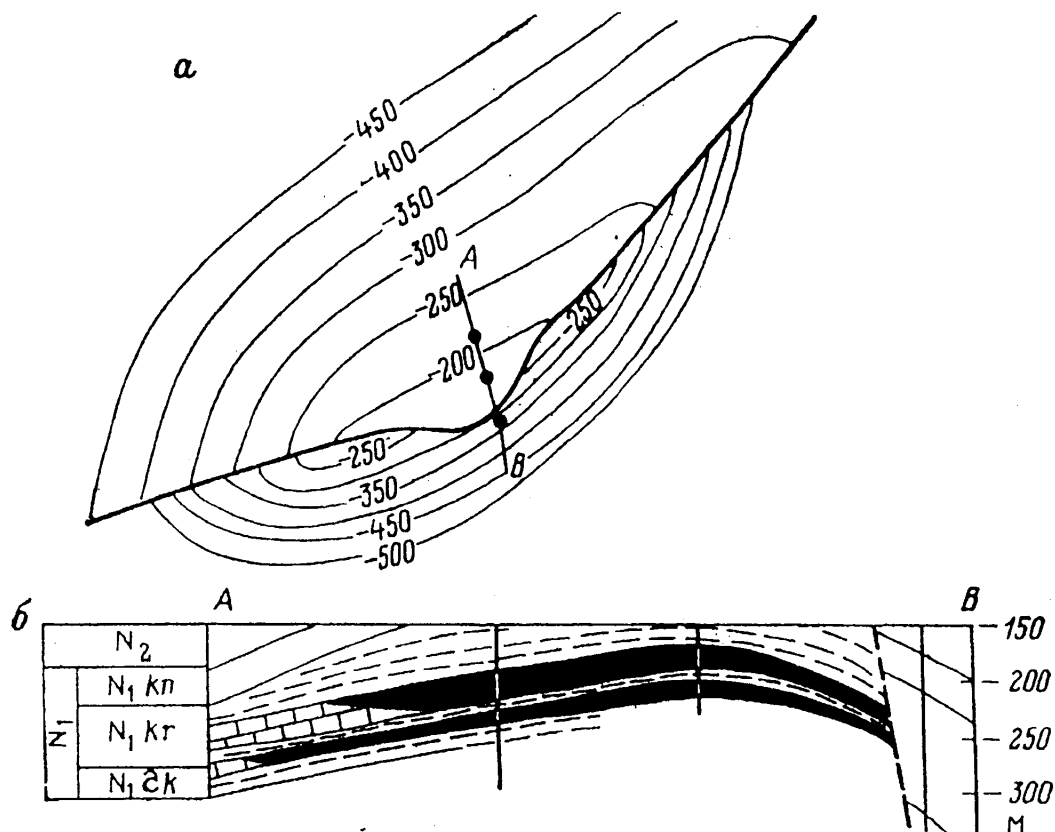


РИС. 4.4 Семенівське родовище. Структурна карта (а) по покрівлі чокракських відкладів та профільний розріз відкладів ВВВН (Керченський півострів)

і водно-нафтові емульсії. Це пов'язано як з властивостями самої нафти, так і з особливостями нафтонасиченості карбонатного колектору.

Нафта важка (густина 949-992 кг/м³), високов'язка (в'язкість в пластових умовах 200 МПа·С, в'язкість дегазованої нафти 339 МПа·С), з великим вмістом смол (22,2 – 26,1%), асфальтенів (17,5 – 21,3%) і сірки (6,5-7,24%). Таким чином це типова ВВН, що значно ближче за складом і властивостями до мальт ніж до звичайних нафт. Це проявляється в переривчастому, місцями гніздоподібному, характері нафтонасичення карбонатних колекторів. "Гнізда" ВВН залишаються на ділянках погіршених фільтраційних властивостей і межують з добре промитими водоносними блоками з підвищеною тріщинуватістю і кавернозністю (печеристістю). Крім ВВН по тріщинах, стилітових швах та кавернах, виповнених аутигенним кальцитом, встановлені примазки асфальту, а також асфальтитів та інших твердих бітумів. Отримання пульсуючих припливів в перших свердловинах, аварійний фонтан газу в св.2 з гіпсо-ангідритового горизонту нижнього тортона, підвищений газовий фактор коханівської нафти - все це свідчить про вторинні процеси газифікації та розрідження первинних ВВН (можливо й мальт) підчас формування численних газових покладів в міоценових відкладах. Це підтверджується даними з тої частини Коханівського родовища, що розташована на території Польщі. Коханівський верхньоюрський нафтоносний карбонатний масив простежується і на польській території, де з ним пов'язаний малий нафтовий (ВВН) поклад з незвичайною газоконденсатною шапкою. Порівняно з українським Коханівським родовищем, тут зростає густина (1038кг/м³), вміст смолисто-асфальтенових компонентів (до 45%) і сірки (до 8%). Фактично це перехідний бітум між ВВН і мальтою, поява якого, можливо, зумовлена додатковою мобілізацією легких нафтових фракцій газом. Про можливість повної "регенерації" древніх покладів ВВН (а можливо і мальт) внаслідок інтенсивного нафтогазонакопичення на нео- та актуотектонічному етапах свідчить приклад Лопушнянського нафтового родовища (Б.Й.Маєвський, О.Ю.Лукін, Р.М.Окрепкий, 1993р.). За геологічними ознаками Лопушнянське та Коханівське родовища (єдині нафтові родовища в межах цієї значної за територією газоносної зони України – Більче-Волицького НГР) дуже

подібні. Основою Лопушнянської структури, яка закартована сейсмозвідкою по гіпсо-ангідритовому горизонту верхнього бадену, є верхньоюрський рифогенно-карбонатний масив з ознаками палеокарстово-ерозійного останця. Але, на відміну від Коханівського родовища, тут крім масивного нафтового покладу в верхньоюрських вапняках встановлені пластові нафтові поклади в альб-сеноманських і палеогенових теригенних відкладах, що утворюють складку облягання. Подібно до основної частини родовищ Бориславсько-Покутського НГР, нафти покладів в палеогенових і крейдяних пісковиках легкі, малов'язкі з низьким вмістом смол (4,36 – 4,84%) і асфальтенів (0,15 – 0,26%), сірки 6,13 – 0,16%) з підвищеною парафіністістю (до 8,85%). За густиною, в'язкістю, груповим складом, і, зокрема, вмістом парафіну (8,41%) нафта з юрського карбонатного резервуару близька до них, корінним чином відрізняючись від високосірчастих, смолисто-асфальтенових ВВВН Коханівського родовища. Разом з тим, слід підкреслити деякі суттєві відміни нафти з юрських вапняків Лопушнянського родовища від нафт з альб-сеноманських та палеогенових пісковиків. Крім відмін ізотопного складу вуглецю, водню і сірки, це дещо відносно підвищений вміст асфальтенів (0,45%) та сірки (0,35%). Наявність залишків ПБ (у вигляді гніздоподібних включень ВВВН та мальти, примазок асфальту, а також асфальтитів та інших твердих ПБ) дозволяє припускати тут наявність процесів витискування і часткового заміщення первинного нафтового (ВВВН) покладу. Первинний поклад на Коханівському родовищі залишився без суттєвих змін. Кажучи про первинний характер древньої Коханівської нафти ми маємо на увазі в першу чергу її парагенетичний зв'язок з палеокарстовими утвореннями і самородною сіркою (Коханівське родовище знаходиться в 8 км від великого Яворівського сірчаного родовища). Ізотопно-геохімічні дані свідчать про участь вуглеводнів з древніх (докрейдяних і допалеогенових) покладів Коханівської зони (Стрийського юрського прогину) у відновленні сульфатів соленосно-гіпсо-ангідритових верств міоценової моласової формації і утворенні низки сірчаных родовищ. Все це дозволяє розглядати верхньоюрські рифові тренди області зчленування Передкарпатського прогину і платформи як зони древнього нафто- і бітумонакопичення. Таким чином,

Бориславсько-Покутська і Більче-Волицька нафтогазоносні райони Передкарпаття корінним чином відрізняються за природою процесів бітумоутворення.

Для молодих (пліоцен-четвертинних) високопарафіністих нафтових покладів Бориславсько-Покутського НГР ВВВН в цілому не типові, не рахуючи появи важких ($900 - 920 \text{ кг/м}^3$) з підвищеним (до 1-3%) вмістом сірки нафт поблизу ВНК на Битківському, Бориславському, Воля-Блажевському родовищах. Основний напрям бітумонакопичення тут - утворення озокериту (знаменно, що і на Лопушнянському родовищі, де "молода" високопарафініста нафта "прийшла на зміну" більш давньому зруйнованому нафтовому покладу, спостерігається утворення природного парафіну-церезину внаслідок її диференціації в зоні порушення екрану).

Більш древні, близькі до первинних нафт-мальт у розумінні А.Ф.Добрянського [1], поклади в юрських рифогенно-карбонатних палеокарстових вапняках, судячи з підвищеної сірчастості, ізотопно-геохімічних особливостей, парагенетичних взаємовідносин з вторинними карбонатними мінералами і сіркою, формувалися під впливом палеогіпергенних процесів.

4.2. Південний (Азово-Чорноморський) нафтогазоносний регіон

Цей тектонічно-гетерогенний регіон характеризується низкою різновікових зон (ареалів) бітумонакопичення.

Найбільш древні ПБ, представлені високосірчастими ВВВН, встановлені в Переддобрудзькій нафтогазоносній області в межах Білоліського тектонічного блоку, що входить до складу Саратовсько-Балабанівської зони складок. Тут встановлений ареал нафтоносності, що пов'язаний з палеозойським (S-D-C₁) Білоліським мегаатолом. Саме в його межах, в основному, було зосереджене глибоке буріння і виявлена промислова нафтоносність (Східно-Саратське, Ярославське, Жовтоярське та інші дрібні нафтові родовища). Майже всі нафтові поклади, а також більша частина нафтогазопроявів зосереджені в середньопалеозойській (ейфель-нижній візе) сульфатно-карбонатній формації, що залягає на темнокольорових туфомергельно-глинистих силурійсько-нижньодевонських відкладах і перекривається

Бориславсько-Покутська і Більче-Волицька нафтогазоносні райони Передкарпаття корінним чином відрізняються за природою процесів бітумоутворення.

Для молодих (пліоцен-четвертинних) високопарафіністих нафтових покладів Бориславсько-Покутського НГР ВВВН в цілому не типові, не рахуючи появи важких ($900 - 920 \text{ кг/м}^3$) з підвищеним (до 1-3%) вмістом сірки нафт поблизу ВНК на Битківському, Бориславському, Воля-Блажевському родовищах. Основний напрям бітумонакопичення тут - утворення озокериту (знаменно, що і на Лопушнянському родовищі, де "молода" високопарафініста нафта "прийшла на зміну" більш давньому зруйнованому нафтовому покладу, спостерігається утворення природного парафіну-церезину внаслідок її диференціації в зоні порушення екрану).

Більш древні, близькі до первинних нафт-малт у розумінні А.Ф.Добрянського [1], поклади в юрських рифогенно-карбонатних палеокарстових вапняках, судячи з підвищеної сірчастості, ізотопно-геохімічних особливостей, парагенетичних взаємовідносин з вторинними карбонатними мінералами і сіркою, формувалися під впливом палеогіпергенних процесів.

4.2. Південний (Азово-Чорноморський) нафтогазоносний регіон

Цей тектонічно-гетерогенний регіон характеризується низкою різновікових зон (ареалів) бітумонакопичення.

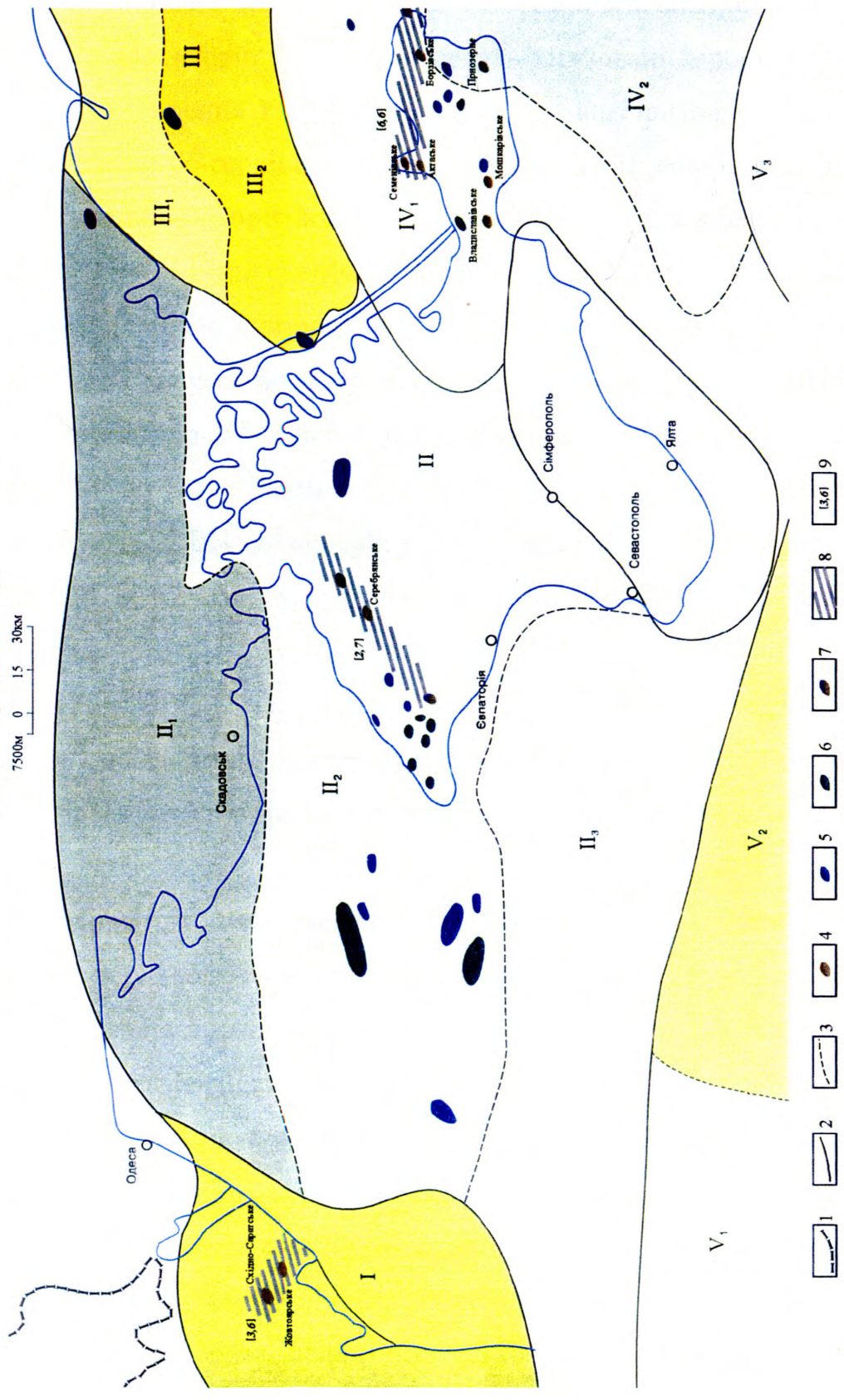
Найбільш древні ПБ, представлені високосірчастими ВВВН, встановлені в Переддобрудзькій нафтогазоносній області в межах Білоліського тектонічного блоку, що входить до складу Саратовсько-Балабанівської зони складок. Тут встановлений ареал нафтоносності, що пов'язаний з палеозойським (S-D-C₁) Білоліським мегаатолом. Саме в його межах, в основному, було зосереджене глибоке буріння і виявлена промислова нафтоносність (Східно-Саратське, Ярославське, Жовтоярське та інші дрібні нафтові родовища). Майже всі нафтові поклади, а також більша частина нафтогазопроявів зосереджені в середньопалеозойській (ейфель-нижній візе) сульфатно-карбонатній формації, що залягає на темнокольорових туфо-мергельно-глинистих силурійсько-нижньодевонських відкладах і перекривається

РИС. 4.5 АЗОВО-ЧОРНОМОРСЬКИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН

(Схема нафтогазогеологічного районування за Б.І. Денегото, С.М. Захарчуком та інш., 1998р.)

ПРОГНОЗНА ЗОНА РОЗВИТКУ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ, А ТАКОЖ МАЛЪТ ТА ІНШИХ ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

(за Р.М. Окрепким, 2002р.)



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- 1 - Україна; 2 - нафтогазоносних областей; 3 - нафтогазоносних районів; 4 - нафтові; 5 - газові; 6 - газоконденсатні; 7 - нафтогазові; 8 - прогнозна зона розвитку важких високов'язких нафт та інших природних бітумів; 9 - прогнози ресурсів важких високов'язких нафт та інших природних бітумів, млн. т.
- Елементи районування: Балтійсько-Передобрудзька нафтогазоносна провінція: 1 - Передобрудзька нафтогазоносна область; Мангитшальська нафтогазоносна провінція: 2 - Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область (2 - Таврійський газосонний район; 3 - Чорноморсько-Північно-Кримський нафтогазоносний район; 4 - Губіньсько-Іллічівський нафтогазоносний район); 5 - Кримська нафтогазоносна область (6 - Північно-Азовський перспективний район; 7 - Північно-Азовський перспективний район; 8 - Центральноевровський газосонний район); 9 - Азовсько-Березанська газосонна область (10 - Північно-Азовський перспективний район; 11 - Північно-Азовський перспективний район; 12 - Придунайський перспективний район; 13 - Західно-Індольський нафтогазоносний район; 14 - Тамансько-Керченський нафтогазоносний район); 15 - Чорноморська перспективна область (16 - Придунайський перспективний район; 17 - Західно-Чорноморський перспективний район; 18 - Східно-Чорноморський перспективний район).

вугленосною "нижньою моласою" (верхній візе–середній карбон). Вищевказані дрібні нафтові родовища пов'язані з однойменними підняттями і приурочені до невеликих водоростевих доломітизованих біогермів при значній ролі різноманітних палеокарстових колекторів (кавернозні десульфатизовані карбонати, роздоломічені породи, сипучі утворення типу доломітового та ангідритового "борошна" та ін.). Характерною ізотопно-геохімічною особливістю порід нафтоносного комплексу є суттєво обважнений ізотопний склад вуглецю та кисню карбонатів ($\delta^{13}\text{C}$ до 5,0‰, $\delta^{18}\text{O}$ від 31 до 35‰) і сірки сульфатів ($\delta^{34}\text{S}$ до 22‰). Нафти вищевказаних родовищ, густина яких в більшості вивчених зразків не виходить за межі звичайних нафт (832 – 862кг/м³), в той же час, характеризуються поєднанням високого вмісту смол (10-22%) і асфальтенів (до 26%), дещо підвищеною сірчастістю (0,18-0,85%) і значною парафіністістю (до 12%). Разом з широко розповсюдженими тут бітумопроявами у вигляді припливів ВВВН (з температурою застигання 25-30°C), а також включень і примазок мальт, асфальтів, твердих бітумів дозволяє розглядати Білоліський блок як ареал разновікового бітумонакопичення. Це підтверджується наявністю бітумонасичених (ВВВН, мальти, асфальти) карбонатних і теригенних колекторів в силурійських, девонських і нижньокам'яновугільних відкладах. Їх утворення пов'язане з древніми фазами нафтидогенезу і сингенетичними палеогіпергенними процесами.

Враховуючи зв'язок покладів ВВВН з палеокарстовими карбонатними резервуарами верхньоюрських бар'єрно-рифових зон Передкарпаття, можливо припустити зв'язок з ними покладів ПБ і в межах Азово-Чорноморського регіону. Верхньоюрські (оксфордські) рифові тренди встановлені в Переддобрудзькому прогині, де їх залягання контролюється палеорифтовими скидами (Алуатський і Татарбунарський грабени). Зокрема з Чадир-Саратським розломом пов'язаний бар'єрно-рифовий пояс протяжністю понад 150км и шириною до 25-30км. Тут встановлена низка карбонатних резервуарів, що складені біогермними, біокластичними, оолітовими вапняками, ступінь доломітизації яких коливається в широких межах. Вони екрануються кімеридж-тітонськими глинами, мергелями і гіпсо-ангідритовими породами. В деяких пошукових свердловинах на

Ферапонтівській, Андрушінській, Тарутинській, Баймаликській площах встановлені нафтогазопрояви. Як і на Коханівському родовищі, ці прояви зосереджені переважно в апікальних частинах рифогенно-карбонатних масивів. Численні примазки ПБ (ВВН, мальт, асфальтів) дозволяють розглядати Чадир-Саратський верхньоюрський (оксфордський) рифогенно-карбонатний пояс як можливу крупну зону бітумонакопичення. Верхньоюрські рифи Передкарпаття, Алуатсько-Татарбунарських грабенів, Гірського Криму, Північно-Західного Кавказу - це ланки рифового мегапоясу, який контролював різновікові зони бітумо-і нафтогазонакопичення в різноманітних за природою, переважно первинно-седиментаційних (уламково-біогенні, оолітові вапняки) та палеокарстових карбонатних колекторах. Встановлені на Керченському півострові верхньоюрські (тітанські) рифи, що залягають на глибинах 1500-3500 м (Відненська, Тамбовська та інші площі), теж можуть розглядатися як можливі резервуари покладів ВВН та інших бітумів. Тут слід зазначити, що Тамансько-Керченський нафтогазоносний район Індоло-Кубанської області може розглядатися, зокрема, в межах Керченського півострову як крупна зона різновікового бітумонакопичення. Промислові скупчення ВВН встановлені тут на Семенівському (рис.4.4), Акташському (Мисовому), Войківському, Приазовському, Борзівському родовищах. Всі вони розташовані в приосьовій зоні Індоло-Кубанського прогину і приурочені до асиметричних, тектонічно порушених антиклиналей, пов'язаних з діапїризмом майкопських глин. Пластові тектонічно-літологічно екрановані поклади містяться переважно в тріщинувато-кавернозно-порових карбонатних колекторах, складених біостромними та уламково-біогенними вапняками неогену (чокрак, караган). Всі ці поклади, кількість яких коливається від 1 (Акташське, Приозерне) і 2 (Войківське, Борзовське) до 5 (Семенівське), залягають в інтервалі глибин 190-600м. Більшість покладів представлена темними і коричневими нафтами, густина яких коливається в межах $901-930\text{кг/м}^3$, а в'язкість $211-560\text{МПа}\cdot\text{С}$. Це смолисті (до 12,5%), практично позбавлені асфальтенів і малосірчасті ($S\leq 0,15\%$) ВВН ароматично-нафтового складу (вміст алканів до 11-12%), з незначним вмістом парафіну (0-0,7%). До цих ВВН близька важка ($890-92\text{кг/м}^3$) малосмолиста нафта покладів Приозерного

родовища, вміст сірки в якій дещо збільшується (до 2,2%). На Семенівському, Акташському, Борзівському родовищах поклади ВВН мають газові шапки. Серед геохімічних особливостей цього газу слід відмітити високий вміст етану (до 11%), при вмісті метану в межах 75-89,5%, відсутністю пентану, сірководню і гелію при підвищеному вмісті вуглекислого газу (до 9,5-13,1%) і азоту (до 3,1%). До цього слід додати специфічні гідрохімічні особливості законтурних вод (поєднання низької – до $21^{\circ}/_1$ – мінералізації і гідрокарбонатнонатрієвого типу з підвищеними концентраціями йоду, бромі і ртуті). Все це дозволяє розглядати поклади специфічних ВВН Керченського півострову, що безумовно пов'язані з органічною речовиною майкопських глин, як найбільш близькі, порівняно з іншими ПБ України і вище охарактеризованих регіонів Східно-Європейської платформи, до первинних ВВН-мальт. Подібно до ВВН Коханівської зони Передкарпаття тут також спостерігаються ознаки сірконосності неогенових покладів. Але парагенетичні їх співвідношення суттєво інші. В Передкарпатті сірконосні породи, з якими пов'язана низка великих родовищ Стрийського прогину (Роздольське, Яворівське та ін.), залягають вище в різній мірі зруйнованих древніх нафтових скупчень (Коханівське родовище це найбільш великий з відомих тут таких "залишків"). Утворення самородної сірки, судячи з літолого-епігенетичних та ізотопно-геохімічних критеріїв, пов'язане саме з анаеробним відновленням сульфатів внаслідок руйнування нафтових покладів в зоні кріптогіпергенезу, про що свідчить, зокрема велика сірчастість ВВН. Тут ми маємо дійсний парагенез сірки і нафти, що підпорядковується закономірностями, встановленим ще О.С.Уклонським [49]. Зокрема, його правило: "мало нафти – багато сірки, багато нафти – мало сірки" – спостерігається в Передкарпатті в повній мірі. Безпосередньо на Коханівському родовищі в сульфатних міоценових відкладах відмічені лише прояви самородної сірки, тоді як розташоване в 8-9км від нього унікальне Яворівське сірчане родовище пов'язане з нижчезалягаючим майже повністю зруйнованим великим нафтовим покладом. Зовсім інші генетичні співвідношення спостерігаються на пов'язаних з глинистим діапїризмом і грязьовим вулканізмом структурах (тектонічно порушені асиметричні брахіантикліналі та вдавнені синкліналі). Нафтові (ВВН) і газові

поклади пов'язані тут сумісним заляганням. Але це не парагенез, а парастерез, бо ніяких ознак генетичного взаємозв'язку нафтогазоносності і сірконосності чокракських та караганських відкладів тут немає (низька сірчастість ВВН і відсутність ознак їх анаеробного окислення та біодеградації, відсутність сірководню в газах).

4.3. Східний нафтогазоносний регіон (Дніпровсько-Донецька западина, Донбас)

Авлакогени характеризуються сприятливими геологічними умовами для утворення покладів ПБ широкого фазово-геохімічного діапазону – від ВВН, мальт, асфальтів до вищих керитів і антраксолітів. Зони (ареали) бітумонакопичення в авлакогенних (палеорифтогенних) НГБ, судячи з наведених вище даних з бітумінозності древні платформи переважно пов'язані з моноклінальними схилами суміжних антекліз та (або) кристалічних щитів (т.з. "плечі" авлакогену), виступів докембрійського фундаменту, інверсійних валоподібних структур в палеорифтових прогинах, крупних похованих палеоморфоструктур, соляних діапирів, "вузлових" антиклінальних піднять древнього закладення і тривалого розвитку. Саме з такими умовами пов'язані всі відомі тут зараз родовища, поклади і прояви ПБ (табл.1-4).

Яблунівське родовище приурочене до похованої брахіантиклінальної складки північно-західного простягання, розташованої в центральній частині приосьової зони (рис.4.7, 4.8). По нижньокам'яновугільним відкладам спостерігається виположування складки. Промислово нафтогазоносними горизонтами є: Б-6, Б-11-12, Б-16, Б-17, Б-18, Б-26, Т-1 і Т-2. Важка нафта встановлена в башкирських (Б-5, Б-6 і можливо Б-10) і московських (М-5, М-7) відкладах.

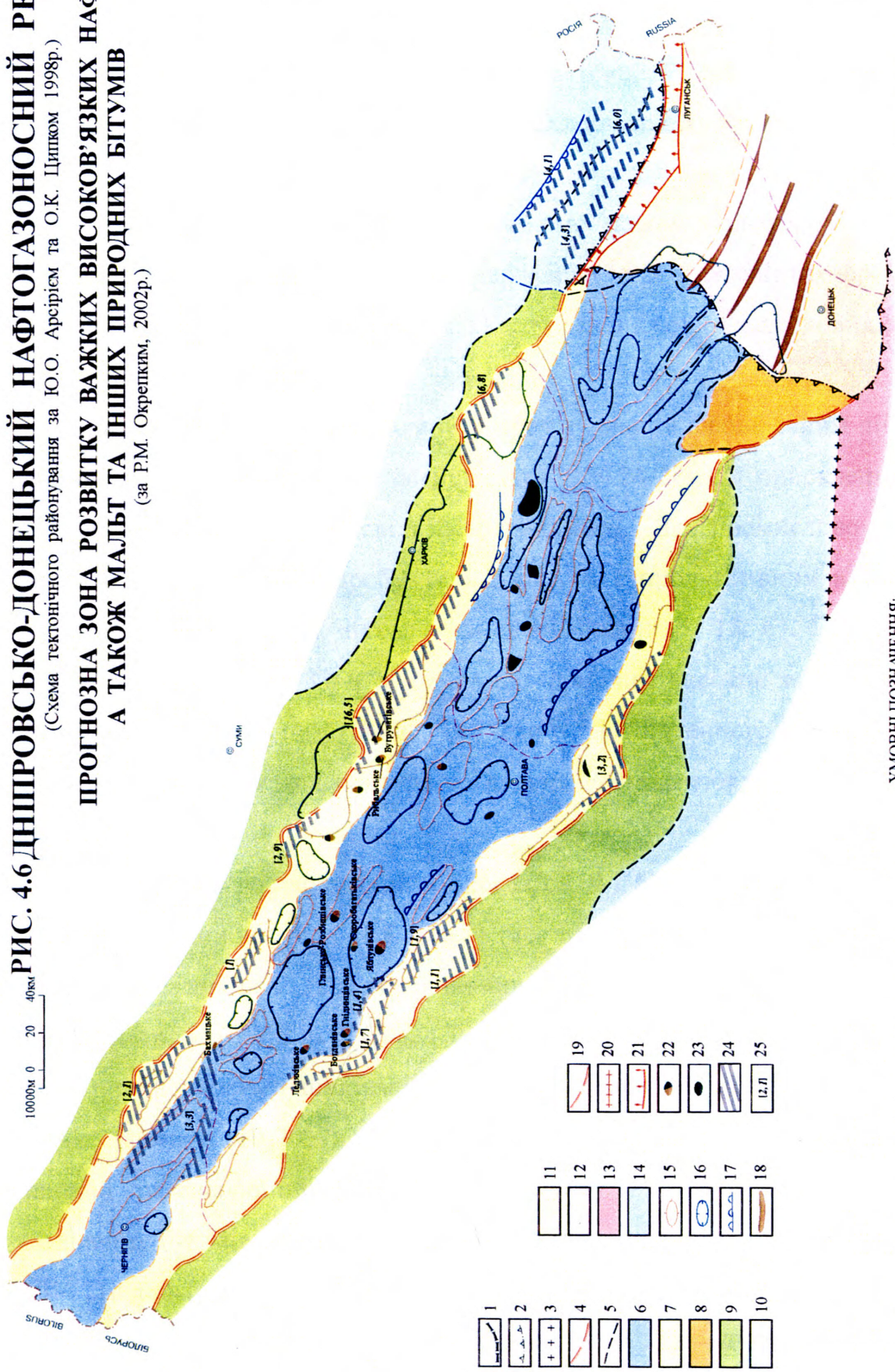
Горизонт М-5 московського ярусу поширений всюди. Це потужний пласт (43-60м), товщина якого зменшується (до 28-14м) в напрямку склепіння і південного крила. Він, як і горизонт М-7, складений аркозовими крупно-, середньо- та різнозернистими алювіальними бітумінозними пісковиками з відкритою пористістю

РИС. 4.6 ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН

(Схема тектонічного районування за Ю.О. Арсірієм та О.К. Ципком 1998р.)

ПРОГНОЗНА ЗОНА РОЗВИТКУ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ, А ТАКОЖ МАЛЬОТІ ТА ІНШИХ ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

(за Р.М. Окрепким, 2002р.)



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Границі: 1 - України, тектонічні границі; 2 - Східно-Європейської платформи; 3 - Українського кристалічного щита; 4 - палеозойського грабену (авлакогену); 5 - мезозойської синеклізи; елементи тектонічного районування; 6 - приосова зона западини; 7 - південна та північна прибортові зони западини; 8 - зона надрозломних структур; 9 - зони південного та північного бортів; 10 - перехідна зона між складчастим Донбасом та схилом Воронезької антеклизі; 11 - південна та північна зони дрібних складок; 12 - зона великих лінійних складок; 13 - Український кристалічний щит; 14 - схили Українського кристалічного щита і Воронезької антеклизі; тектонічні зони (вали, виступи); 16 - від'ємні (котловини, структурні затоки, мульди, депресії); 17 - монокліналі; 18 - великі антикліналі Донбасу; диз'юнктивні порушення; 19 - крайові розломи; 20 - регіональні та субрегіональні скиди; 21 - регіональні та субрегіональні насуви; родовища: 22 - нафтогазоконденсатні; 23 - газоконденсатні; 24 - прогнозна зона розвитку важких високов'язких нафт та інших природних бітумів, млн. т. нафт та інших природних бітумів, млн. т.

15-20%. Цемент пісковиків глинистий, лептопелітово-лускатий (каолінит, хлорит, гідрослюда). Цей горизонт є продуктивним в блоці свердловин 9 і 61. Розміри покладу 1,2 x 1 км, висота 24м. Поклад блоку св.9 пластовий, тектонічно екранований. В блоці св.61 поклад пластовий, тектонічно екранований і підпирається законтурною водою - розсолем хлоркальцієвого типу. Розміри його 2,2 x 0,7км, висота 35 м. Фізико-хімічні властивості нафти визначені за пробою, відібраною в св.12 з глибини 3310-3324 м. Нафта характеризується високою густиною(900 кг/м³), низьким вмістом парафіну (до 2%) та світлих фракцій (~45%), що википають до 300°C., високою кількістю смолисто-асфальтенових компонентів (11-49%) та сірки (до 2%).

Горизонт М-7 московського ярусу представлений алювіальним піщаним тілом товщиною від 60 до 96м, яка зменшується (до 24-28м) в присклепінній частині структури та на південно-східній перикліналі. За промислово-геофізичними даними і результатами випробування горизонт є продуктивним в блоці св.61. В контурі нафтогазоносності знаходяться свердловини 11, 13, 61. При випробуванні св. 13 в інтервалі 3348-3368 м одержано приплив високов'язкої нафти дебітом 0,976м³/доб. Поклад пластовий, із заходу і південного заходу тектонічно екранований, підпирається контурною водою. Розміри покладу 2,5x0,9 км, висота 66м.

Горизонт Б-5 розташований в блоках св. 9 і 61 і представлений пісковиками загальною товщиною від 11,8 (св.2) до 38 м (св.13). Колектори горизонту представлені дрібно- і середньозернистими бітумінозними пісковиками наземнодельтового генезису. Склад їх поліміктовий, включаючи, поряд з кварцом (до 60%) та польовими шпатами (до 20%), уламки силіцитів, кварцитів, сланців, ефузивів. Цемент (10-20%) глинисто-карбонатний поровий та плівково-поровий, кварцовий регенераційний. В складі цементу є значний вміст нерівномірно розподілених бітумів (асфальт, мальта). Відкрита пористість коливається від 4-6 до 16-19% (переважно 12-14%). Коефіцієнт газопроникності $1 \cdot 10^{-3} \div 65 \cdot 10^{-3}$ мкм², сягаючи в окремих випадках $260 \cdot 10^{-3} - 425 \cdot 10^{-3}$ мкм². Середні значення проникності за керном - $7,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², а при гідродинамічних дослідженнях в свердловинах -

**РИС. 4.7 ПАРАГЕНЕЗ ПОКЛАДІВ ВАЖКИХ НАФТ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТІВ,
ПОВ'ЯЗАНИХ З РІЗНОВІКОВИМИ ФАЗАМИ НАФТИДОГЕНЕЗУ
ЯБЛУНІВСЬКЕ РОДОВИЩЕ (ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА)**

(за О.Ю. Лукіним та Р.М. Окрепкин)

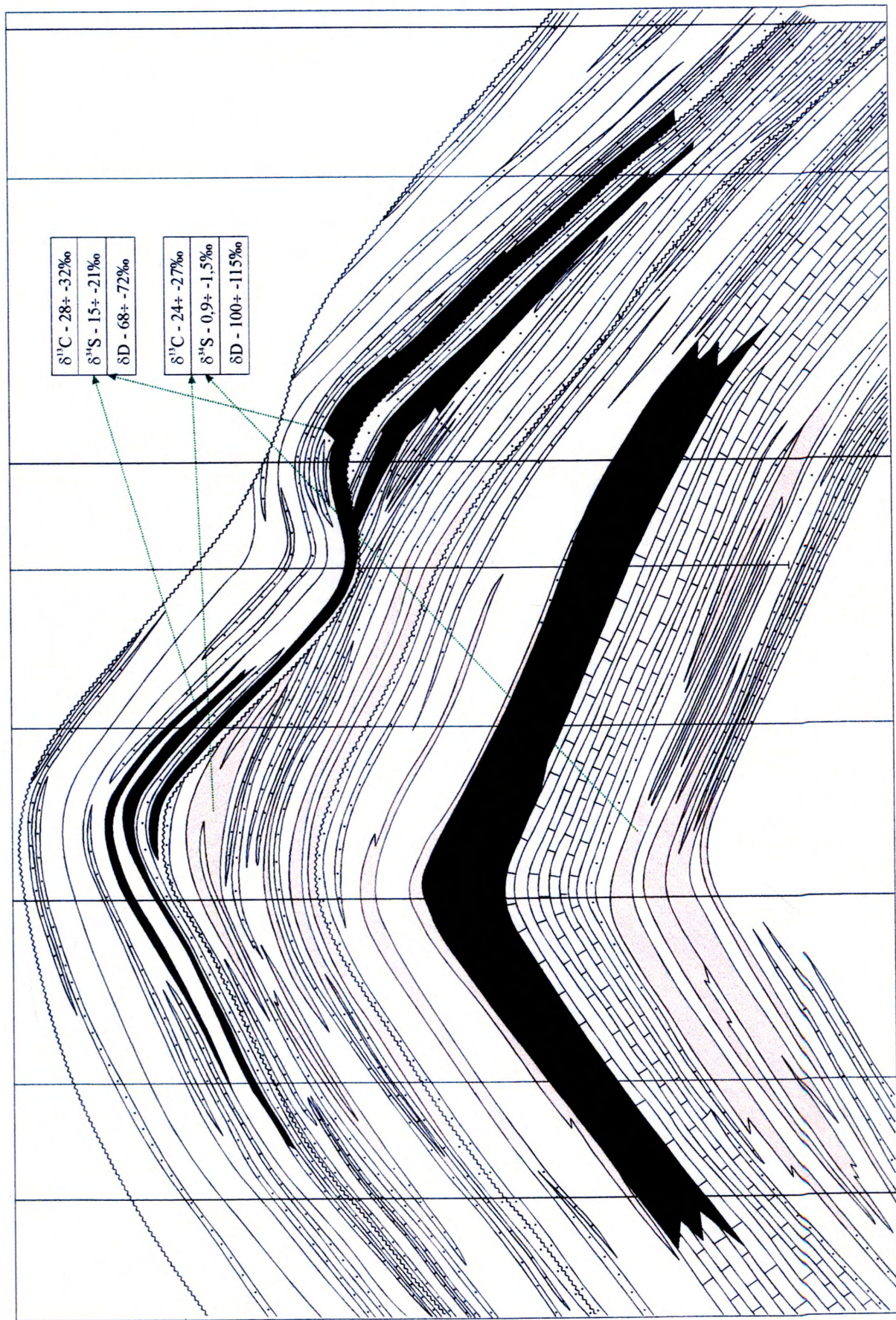
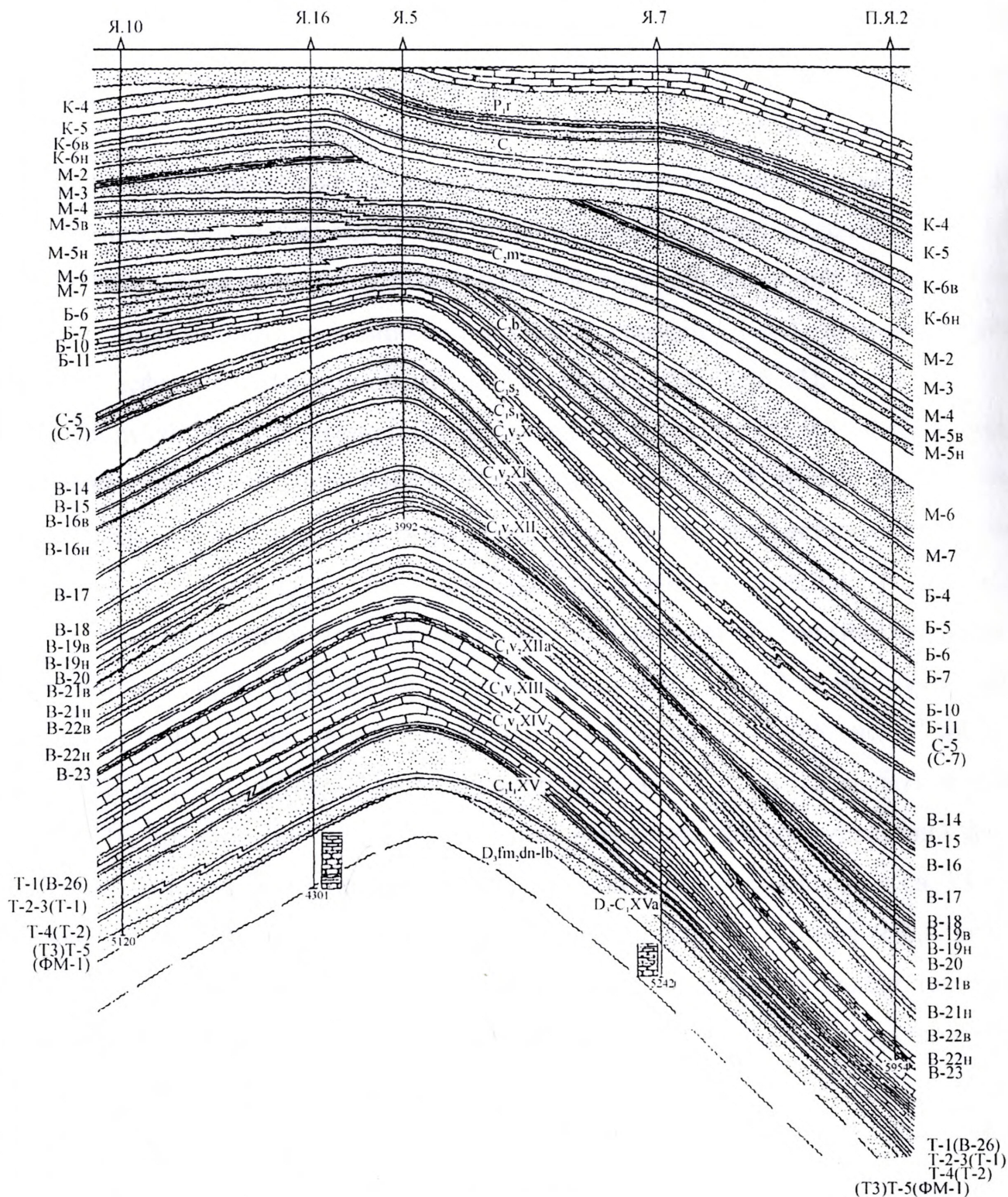


РИС. 4.8 ПАЛЕОГЕОЛОГІЧНИЙ ПРОФІЛЬНИЙ РОЗРІЗ
БІТУМНО-НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ЯБЛУНІВСЬКОГО РОДОВИЩА
 по лінії свердловин Яблунівська 10, 16, 5, 7 - Півн. Яблунівська 2
 (на початок формування пересажської товщі нижнього триасу)

(за Р.М. Окрепким)
 2000р.

Верт. маш. м 50 0 50 150 м

Гор. маш. м 125 0 125 375 м



$68 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Нафтоносність горизонту доведена в обох блоках випробуванням св.12 і 13. В св.12 з інт. 3544-3574м одержано приплив важкої нафти густиною $966,8 \text{ кг/м}^3$ (молекулярна маса 459) та дебітом $2,88 \text{ м}^3/\text{доб.}$ самовиливом. При випробуванні св.13 (інт. 3445-3490м) одержаний приплив в'язкої нафти дебітом $2,14 \text{ м}^3/\text{доб.}$ Поклади пластові, в склепінні екрановані скидами. Розміри площі промислової нафтоносності склали $3,1 \times 0,85 \text{ км}$ (в блоці св. 9) і $2 \times 0,65 \text{ км}$ (в блоці св. 61). Загальна нафтонасичена товщина горизонту Б-5 складає 38 м , ефективна нафтонасичена товщина змінюється від 11 до 23 м . Коефіцієнт нафтонасиченості в межах $65-83\%$, його середні значення за промислово-геофізичними даними – 72% . При переході від московських до башкирських відкладів в розрізі св. 12 відмічається збільшення густини нафти від 900 до 970 кг/м^3 . Подібна нафта одержана в св. 13. В цілому нафта горизонту Б-5 характеризується високою густиною (до 970 кг/м^3), низьким вмістом світлих компонентів (32%), парафіну (2%), високим вмістом смолисто-асфальтенових компонентів (40%) і сірки ($2,5\%$) (табл.3).

Продуктивність горизонту Б-6 встановлена в блоках св. 9 і 61. В першому відкритий газоконденсатний поклад, у другому - нафтовий. Колектори горизонту представлені пісковиками, максимальна потужність яких (50 м) встановлена в районі св.62 і 8 і зменшується на периферійних ділянках складки до $8-15 \text{ м}$. В присклепінному блоці св. 16 горизонт розмитий. Газоносність горизонту в блоці св. 9 встановлена випробуванням св. 12 і 9. При цьому у св. 12 із інт. $3602-3626 \text{ м}$ одержаний приплив газу та конденсату з дебітами відповідно $985 \text{ тис. м}^3/\text{доб}$ і $227 \text{ тис. м}^3/\text{доб.}$ на 20 мм штуцері. Газовий фактор складає $233 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В св. 9 із інтервалу $3614-3631 \text{ м}$ приплив газу - $127,7 \text{ тис. м}^3/\text{доб.}$ через 6 мм діафрагму, газовий фактор $260 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В блоці св. 61 продуктивність горизонту Б-6 встановлена у св. 13, де із інтервалу $3508-3532 \text{ м}$ одержаний приплив в'язкої нафти (густина $956,4 \text{ кг/м}^3$) з дебітом $6,08 \text{ м}^3/\text{доб.}$ Поклад пластовий, на заході і південному заході тектонічно екранований. Розміри його $3,3 \times 1,1 \text{ км}$ при висоті 143 м . Нафта характеризується густиною 900 кг/м^3 , низьким вмістом парафіну (1%) та великим - смолисто-асфальтенових компонентів (25%). В блоці св.9 - газоконденсат густиною $790-800 \text{ кг/м}^3$, містить 60% бензинових фракцій (до 200°C), кількість парафіну не перевищує

0,3%. Газ горизонту Б-6 (св.12 і 16) вуглекисло-азотно-вуглеводневого складу. Вміст вуглеводнів від 79,15% до 97,65%. Кількість важких компонентів коливається в межах 10,46-20,57%. Вміст азоту сягає 15,92% (св.13), CO₂ – 3,82%, водню – 1,06%, гелію та аргону - сота частка відсотку.

Продуктивний горизонт Б-10 приурочений до нижньобашкирської "плити". Його колектори представлені органогенно-детритусовими тріщинувато-кавернозними вапняками потужністю до 17м. Відкрита пористість їх за промислово-геофізичними даними коливається від 6 до 16,5%, місцями (св.74) сягаючи 23,5%. Нафтонасиченість змінюється від 62 до 87%, сягаючи (св. 68) 92%. Ефективна нафтонасичена товщина 1,3 – 7,4м.

Горизонт Б-11 залягає у підшві башкирського ярусу і представлений двома невитриманими за площею пісковиками (із глинистим прошарком) потужністю 16м. Пісковики карбонатні і пов'язані поступовими переходами з уламково-карбонатними породами та оолітовими вапняками. Їх товщина 8 – 25м, відкрита пористість 3 – 21,5% (середні значення за керном - 14,6%, за промисловою геофізикою - 15,6%). Коефіцієнт газопроникності $0,01 \cdot 10^{-3} \div 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Нафтонасиченість коливається від 60 до 92% (середнє значення за промислово-геофізичними даними 83%). В горизонті сформувалися два поклади: в блоці св. 9 і в блоці св.61. Як і в горизонті Б-6, перший – газоконденсатний, другий - нафтовий. Це може свідчити про однакові умови їх формування. В блоці св. 61 нафтоносними за промислово-геофізичними даними є пісковики у св. 8, 61 і 85. Поклад пластовий, тектонічно екранований. Розміри його складають 4,0 x 1,2 км при висоті 162м.

Колектори верхньовізейських горизонтів В-17, В-18, В-22в, В-22н представлені кварцовими дрібно- та середньозернистими пісковиками, що утворюють дельтові та прибережно-морські акумулятивні тіла. Пористість їх коливається від 10-12 до 18-20%. На відміну від середньобашкирських колекторів, вони містять переважно "нормальні" нафти, які межують з ВВВН. Так, нафти горизонтів В-17 і В-18 представлені в'язкими, високосмолистими, високопарафіністими сумішами, а конденсати – легкими вуглеводнями газоконденсатних систем. Нафта облямівки газоконденсатного покладу В-17

характеризується густиною 830-890 кг/м³ і містить менше 30% світлих фракцій. Кількість смолисто-асфальтенових компонентів досягає 10%. Але в порівнянні із покладами середньокам'яновугільного віку в нафті даного горизонту в 3 рази більше парафіну і майже в 4 рази менше смолисто-асфальтенових компонентів.

Нафта горизонту В-18 за фізико-хімічними властивостями подібна до нафти горизонту В-17. Вона характеризується густиною 870кг/м³; вмістом смолисто-асфальтенових компонентів понад 10% і твердого парафіну біля 15%. Поклади високов'язких нафт розкриті св. 9, 12, 50, 13, 71, де припливи нафти були короткочасними, пульсуючими.

Скоробогатьківське родовище в тектонічному відношенні розташоване в межах північного схилу Лохвицького прогину, в 4 км на захід від Пісочанського штоку. Площа характеризується складною геологічною будовою, обумовленою галокінезом, що виявився у формуванні передпалеогенового Пісочанського і передпізньовізейського Скоробогатьківського штоків. Структура являє собою брахіантикліналь західного простягання, склепінна частина якої прорвана соляним штоком, що поділяє її на північний та південний блоки.

Родовище відкрите в 1984 році в результаті випробування св. 380, де із середньокам'яновугільних горизонтів Б-10, Б-7, Б-6 одержані промислові припливи газу, а М-5 виявився нафтоносним. В північному блоці структури промислові газоконденсатні поклади містять горизонти В-22 (св.4); В-18, В-17 (св.1); В-16, В-15 (св.1, 3). Поклади горизонтів В-15, В-17, В-6, В-7, М-5 пластові склепінні тектонічно екрановані, В-16 – масивно-пластовий тектонічно екранований, а В-22 – структурний з літологічним обмеженням. В південному блоці структури пробурені і випробувані св.2 і 7, які розкрили скорочений розріз відкладів середньокам'яновугільного, серпухівського і можливо верхньовізейського віків, залягаючих на тектонічній брекчії і девонській солі. Сverdловиною 7 виявлений поклад важкої нафти в горизонті Б-10 (інт. 3750-3759 мс). Колектор представлений кавернозним вапняком пористістю 7-12% і проникністю $3 \div 17 \cdot 10^{-3}$ мкм². Нафта рухома, темнокоричневого кольору, густина 896,4кг/м³ і в'язкість $76,8 \cdot 10^{-6}$ м²/с. В нафті міститься асфальтенів – 6,06%, смол – 6,18% і парафінів – 5,72%. Температура

застигання $+12^{\circ}\text{C}$. Запаси нафти незначні. Великі скупчення твердих бітумів (асфальтити, керити) приурочені до виключно потужної приштокової брекчії. Судячи з її складу і морфологічних особливостей, це не звичайний для соляних штоків кепрок, а потужні зони дроблення з підвищеною ендегенною активністю. Це підтверджується мінералогічними (різноманітна сульфідна та інша мінералізація, наявність уламкових включень карбонатитів, тощо) та геохімічними (наявність некогерентної елементної асоціації, притаманної лужно-ультраосновному та кімберліт-карбонатитовому магматизму; ізотопний склад карбонатного кисню та вуглецю, сульфідної сірки). Ізотопний склад Сорг. свідчить про гібридний характер бітумів. Основна їх частина утворилася за рахунок полімеризації нафтових вуглеводнів (ураноносні асфальтити) при певній ролі глибинного вуглецю (піроліз метану).

Богданівське родовище розташоване на південному обрамленні Срібнянської депресії поблизу Гнідинцівського родовища. На відміну від останнього, Богданівське підняття за пермськими відкладами являє собою поховану солянокупольну складку майже ізометричної форми, розбиту тектонічними порушеннями на ряд блоків. Розміри складки $4 \times 3,5$ км. Кути падіння порід зростають на крилах з глибиною.

Родовище багатопластове: виявлено 9 нафтових, 3 нафтогазоносних і 7 газових покладів. Нафтові поклади родовища містять різні за фізико-хімічними властивостями нафти – від легких (густина $750-780 \text{ кг/м}^3$) до важких (густина $939-975 \text{ кг/м}^3$). У верхній частині розрізу (горизонти А-2, М-2) нафти легкі, малосірчасті, малопарафіністі, з високим виходом світлих погонів. Густина нафти $766-799 \text{ кг/м}^3$, в'язкість – $1,87 - 2,26 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Горизонти М-5 і Б-2 містять важкі нафти із густиною $921-958 \text{ кг/м}^3$. В горизонтах Б-12 і В-22 встановлені поклади нафти меншої густини ($850 - 868 \text{ кг/м}^3$). Вони малосірчасті, смолисті, парафіністі. Крім того, газові скупчення виявлені в горизонтах М-3-4, Б-3, Н-5, В-18, 19. В горизонті М-5 важка нафта виявлена на глибині 2160-2310 м. Літологічно горизонт М-5 (загальна товщина від 5 до 32 м) представлений чергуванням пластів пісковиків і алевролітів. Пісковики польово-шпатово-кварцеві, дрібно- і середньозерністі,

слабозцементовані глинистим і глинисто-доломітовим цементом. Ефективна нафтонасичена товщина коливається від 2,4 до 21,6 м, в середньому дорівнює 9,5м. Пористість колекторів змінюється від 2,8 до 23,8% проникність – $1-4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Нафта горизонту – це коричнева малорухома рідина густиною 919-975 кг/м³. Кінематична в'язкість нафти $206-252 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ при температурі 50°C. Вихід світлих фракцій невисокий (35%), бензинова фракція не перевищує 14%. За вмістом сірки нафта відноситься до класу сірчастих (1,0 – 1,6%), містить велику кількість смол (13-20%) і асфальтенів (12,6 – 2,5%), які обумовлюють високу кінематичну в'язкість.

Нафтогазовий поклад присклепінний, тектонічно екранований із заходу та південного заходу. Горизонт випробуваний в 10 свердловинах, в чотирьох з яких (св.20, 55, 63, 72) одержані промислові фонтани газу. Початкові дебіти нафти із св. 49, 53, 62, 64, 72 склали 13-132 м³/доб.

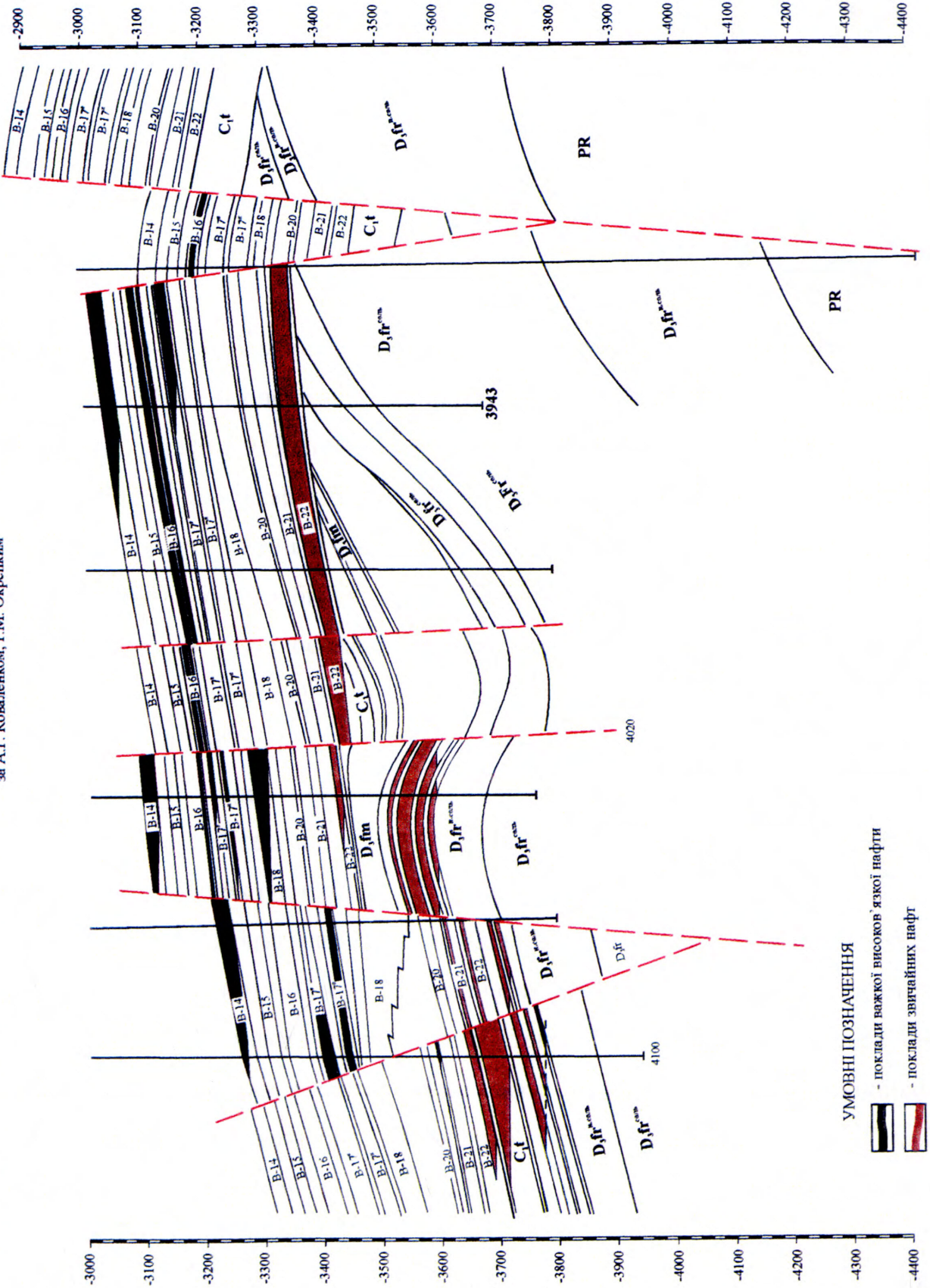
Поклад високов'язкої нафти горизонту Б-2 склепінний тектонічно екранований. Нафта сірчаста (1,86%) із високим вмістом смол (17-18%), асфальтенів (2,0%), малопарафініста (менше 0,5%).

Бугруватівське родовище (рис.4.9) розташоване в північній прибортовій зоні ДДЗ. По нижньокам'яновугільних відкладах родовище являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північного - північно-західного простягання. Північно-східне крило більш круте (10°), тоді як південно-західне – полого (4-7°). Розміри складок 7,5 х 4км (за горизонтом В-22), амплітуда перевищує 125м. Вгору по розрізу складка виположується і по серпухівських відкладах майже не простежується. На південь вона ускладнена розривними порушеннями, які екранують поклади ВВ.

Промислові скупчення нафти виявлені в горизонтах В-14, В-16, В-17, В-18, В-21 і В-26; Т-1, Т-2. Поверх нафтогазоносності складає 760м. Поклади ВВВН пов'язані з верхньовізейськими відкладами (В-14-В-21). Верхньовізейські колектори представлені дрібно-, середньозернистими кварцовими пісковиками дельтового та прибережно-морського походження з різноманітною морфологією піщаних тіл. Їх потужність коливається від 3-5 до 20-30м, а ефективні товщини від 1 до 16м. Відкрита пористість 11-21%, нафтонасиченість 75-91%. Важкі нафти горизонту В-14

РИС. 4.9 ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ЧЕРЕЗ БУГРЕВАТІВСЬКЕ РОДОВИЩЕ

за А.Г. Коваленком, Р.М. Окрепким



залягають на глибинах 3020-3440м, утворюючи відокремлені поклади в блоках. При випробуванні св.1 одержаний фонтанний приплив в'язкої нафти з дебітом 12,0 м³/доб. густиною 971 кг/м³. У св. 8 дебіт в'язкої нафти склав 6-7 м³/доб через 10мм штуцер із інтервалу 3264-3275м. Горизонт В-14 має різну будову: в північній частині родовища він складений 2-3 пластами пісковиків товщиною 1,6-10 м; в південній частині – представлений одним пластом товщиною 3-19м.

Горизонт В-16 залягає на глибинах 3094-3549 м утворюючи окремі поклади в тектонічних блоках. Припливи нафти змінюються від 9 до 18 м³/доб; її густина 914-931кг/м³.

Горизонт В-17 продуктивний в південно-східній частині родовища. У св.13 з інтервалу 3347-3358 м одержаний приплив нафти дебітом 5,8 м³/доб через 25мм штуцер. Густина нафти 953 кг/м³. При випробуванні св. 13 (3515-3543м) приплив нафти склав 78,5м³/доб. Нафта більш легка (890 кг/м³). Слід відмітити, що в св. 13 під час випробування нижньої частини горизонту (3549 – 3570) одержано важку (густина 906 кг/м³) нафту (дебіт сягав 10-15м³/доб. через 22мм штуцер).

Горизонт В-18 утворює два поклади. В блоці 4 св. 1 /інт. 3424-3441м/ одержаний приплив ВВН (910 кг/м³) дебітом 6,2м³/доб. В блоці 5 св. 8 дебіт ВВН (924 кг/м³) склав 10,1 м³/доб.

Горизонт В-20 є продуктивним у св. 1, 4, 12. Отримані припливи нафти (903 – 914 кг/м³) з водою дебітом від 4 до 22м³/доб. Поклади незначні і приурочені до лінзовидних літологічних пастьок.

Горизонт В-21 залягає на глибинах 3300-3700м, поклади виявлені в окремих блоках. Нафта має густину 902 кг/м³, газовий фактор 18,2м³/т. Поклади горизонту В-21 на відміну від В-20, мають значні розміри, тектонічно та літологічно екрановані. За своїми фізико-хімічними властивостями нафта горизонту В-21 є перехідною від важкої (В-14 – В-20) до звичайної – середньої і легкої (горизонти В-22, С_{1t}, Д_{3f}). Горизонт В-22 є основним за запасами нафти на Бугруватівському родовищі і містить нафту густиною 874-885 кг/м³.

ВВН з покладів в горизонтах В-14 - В-20, густина якої коливається від 900 до 980кг/м³, високосмолисті, з низькими температурами застигання (від –7 до 10°С) та

високими температурами початку кипіння (109-212°C). Вихід світлих фракцій складає 13,5-32%. Вміст сірки близько 3%. Нафти нижчезалягаючих горизонтів В-22, С_{1t} і Д_{3f} мають різко відмінні властивості: густина 830-880 кг/м³, кінематична в'язкість при t=20°C змінюється від 5,9 до 161,5 10⁻⁶ м²/с, температура початку кипіння від 35 до 115°C. Вміст сірки коливається від 0,03 до 1,21%. Вихід світлих фракцій, які википають до 300°C, складає 16-55%. Вміст асфальтенів коливається від 0,11 до 9,6%, парафінів – 1,26-11,28%. Розчинені в нафті гази повністю складаються з вуглеводнів.

Запаси ВВН Бугруватівського родовища складають біля половини загальних запасів нафти.

Червоноярське родовище розташоване в південно-східній частині приосьової зони ДДз в межах Чутово-Єфремівського валоподібного підняття. У тектонічному відношенні воно є окремим блоком, що примикає до Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища і з півдня обмежене соляним штоком та розривними порушеннями. В припіднятому блоці св. 10 (амплітуда 200-250м) встановлено декілька піщаних горизонтів, які відрізняються високими значеннями колекторських властивостей.

Промислово газonosними є гжельські (Г-9÷Г-13) і касимівські (К-1) відклади верхнього карбону. Нафтова частина горизонтів Г-13 і К-1 займає вузьку смугу підшви масивно-пластового газоконденсатного покладу і представлена у вигляді нафтової облямівки. Про це свідчить відсутність нафти в припіднятій частині горизонту Г-13 і значна перевага газонасиченої товщі (640м) масивно-пластового покладу над нафтовою. Нафтовий поклад пов'язаний з горизонтом Г-13, який приурочений до нижньої частини араукаритової свити і представлений однорідною і витриманою по площі пачкою переважно піщаних порід значної потужності (122-211м). Колектори мають високі фільтраційно-ємнісні властивості. Відкрита пористість пісковиків коливається від 10,63 до 21,1%, проникність від 1,04 до 2318,73·10⁻³мкм², глинистість змінюється від 1,08 до 25,58, карбонатність – від 0,1 до 16,6%. Продуктивність горизонту підтверджена свердловинами 10, 12, 15, пробуреними в різних частинах покладу. У св. 10 із інт. 4840-3855 м (середня

частина горизонту) одержаний потужний приплив газу з конденсатом. Нижня його частина (3870-3884) насичена нафтою, дебіт якої сягав 322 м³/доб.

Нафта відноситься до алкано-нафтового типу. Вміст твердих парафінів 2%, незначна кількість асфальтенів 0,1-1,89% та нейтральних смол. За елементарним складом нафта малосірчата (0,08-0,21%). Густина її знаходиться в межах 881,9-887,0 кг/м³, в'язкість кінематична при 50°C складає 13,16-28,76·10⁻⁶ м²/с. В результаті перегонки виділені бензинові фракції (до 13%) та дизельне паливо (14-25%). Все це свідчить про проміжний характер її між нормальними нафтами та ВВН, але за комплексом показників і промисловими даними вона тяжіє до перших. В той же час наявність облямівки ВВН на Старовірівському родовищі має принципове значення з генетичного та прогнозно-пошукового поглядів. По-перше, нафтові облямівки газоконденсатних покладів наближаються до ВВН, або можуть бути віднесені до ПБ (ВВН - мальти-асфальти). Воно може трактуватися з точки зору як багатофазного характеру нафтидогенезу, так і закономірностей фазово-геохімічної диференціації та (або) фізико-хімічних процесів при взаємодії нафтових і газоконденсатних систем [10]. По-друге, слід підкреслити великі перспективи пошуків ВВН в зонах соляних діапирів, оскільки тут існують особливі умови для бітумогенезу. Про це свідчать приклади Роменського і Бригадирівського штоків.

Роменське родовище, з якого власне почалася історія освоєння всієї Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції, пов'язане з відкритим соляним штоком в північній прибортовій зоні ДДЗ. Глибина залягання девонської солі в апікальній частині штоку від 75 до 350м. Його висота за даними сейсмічних даних становить понад 5000 – (розташована в центрі штоку св. 10 пробурена до глибини 1600м). Роменський шток з усіх боків оточений брекчією різноманітних докарбонічних карбонатних, сульфатних та інших порід з полікомпонентною (тверді бітуми, карбонати, сульфіди та ін.) цементуючою масою. Вона традиційно розглядається як залишкова брекчія вилуговування або кепрок. Але природа її, як відмічалось при характеристиці Скоробагатьківського родовища (поблизу Пісочанського штоку), більш складна і більше обумовлена різними активними тектоно-геодинамічними процесами дроблення, ніж пасивним

накопиченням залишкових брекчій. Саме з брекчіями пов'язана важка нафта, яка утворює низку дуже дрібних літологічно екранованих покладів, а також місцями насичує суміжні девонські, кам'яновугільні та крейдянні відклади в безпосередній близькості від штоку (найбільш висока нафтонасиченість брекчій спостерігається у північно-західній частині штоку, де деякий час видобувалася роменська нафта; дебіти її коливалися в межах 0,5-3,8 т/доб.). Густина нафт змінюється від 837 до 951 кг/м³, а кінематична в'язкість при 50°C - від 18,2 до 182,4 МПа·С. Це з одного боку підтверджує наявність тут низки самостійних скупчень, а з другого – свідчить про вищевказаний перехідний характер приштокових нафт і багатофазність процесів нафтидогенезу. Власне ВВН Роменського родовища з густиною 933-951 кг/м³ характеризується підвищеною смолистістю (8,5 – 10%), незначним вмістом як бензинових фракцій (3-4%), так і парафіну (0,08 – 2,27%). Помірна сірчастість (до 0,67%) поєднується з її важким ізотопним складом.

На **Бригадирівському штоці** північної прибортові зони в близьких геологічних умовах з приштокових брекчій та осадочних відкладів на глибині близько 500м одержані незначні припливи ВВН густиною біля 1000 кг/м³ і в'язкістю понад 43 МПа·С.

Все вищенаведене свідчить про доцільність розгляду соляних діапирів як специфічних ареалів бітумонакопичення, де ПБ широкого фізико-хімічного діапазону (від ВВН і мальт до асфальтитів, керитів і антраксолітів в складі цементу приштокових брекчій) знаходяться в парагенезі з нафтовими і газоконденсатними покладами. Так, на **Решетняківському** нафтовому родовищі, що контролюється однойменним соляним штоком, поряд з нормальним нафтовим покладом в верхньосерпухівському комплексі існує поклад ВВН в середньоюрських відкладах (2184-2402м). Густина її 898кг/м³, а в'язкість настільки велика, що нафта не тече. Відносно невелика сірчастість (0,247%) поєднується із значною смолистістю, та незначним (1,07%) вмістом асфальтів.

Поклади ВВН в парагенезі з нормальними нафтами та газоконденсатами встановлені ще на низці родовищ в різних тектонічних зонах. Крім вищевказаних, це Матлахівське, Середняківське, Чижівське, Гадяцьке, Тимофіївське, Рибальське,

Опошнянське, Малосорочинське, Кибинцівське, Новогригорівське та ін. Вони характеризуються великими діапазонами коливань густини (887-957 кг/м³), кінематичної в'язкості (від 7,4 до 4310,2 10⁻⁶ м²/с при t=20°C), вмісту парафіну (0-13,95%), сірки (0,1-1,70%), смол (0,44-47,66%), асфальтенів (сліди - 27,9%), великими варіаціями виходів основних фракцій. Така варіабільність властивостей і складу ВВН, частина яких межує з нафтами, а деякі наближаються до мальт, пояснюється взаємодією двох основних протидіючих процесів: 1) інтенсивністю і характером палеогіпергенних змін, 2) ступінню трансформації "первинних" ВВН (мальт) катагенними і фазово-геохімічними (взаємодія з вуглеводневими потоками) факторами (див. нижче).

За комплексами даних (ізотопний вік ураноносних бітумів, ознаки порушеності бітумонасичених пісковиків московського ярусу допересажськими скидами та ін.) вік покладів ВВН в середньому карбоні Яблунівського родовища 250-280 млн.р. [13]. Таким чином, теоретично можливий часовий інтервал їх формування: кінець московського віку – пізня перм. Найбільш ймовірно, що воно пов'язане з ранньопермською активізацією рифтового режиму [21]. Дані інфрачервоної спектроскопії (дефіцит C=O груп, підвищена роль хроматичних сполук) свідчать про те, що ВВН та мальти Яблунівського родовища утворилися за рахунок втрати легких, переважно метанових вуглеводнів. Близькі за складом, фізико-хімічними особливостями, умовами та віком утворення є низка скупчень ВВН і мальт в кам'яновугільних відкладах на ряді локальних структур північно-західної частини ДДЗ, що входять до складу Деснянського бітумінозного НГБ [21]. Різноманітні прояви ПБ широкого фазово-геохімічного діапазону (від насиченості теригенних і карбонатних колекторів ВВН та мальтою до примазок і включень в осадочних і вулканічних породах, кам'яній солі асфальтоподібних та воскоподібних ПБ, асфальтенів, керитів, антроксолітів). На ряді площ вони існують в парагенезі з нафтогазопроявами (Гр.Рудня, Борківка, Ядути, Зачепилівка, Затишнівка та ін.).

Серед скупчень ВВН в цій частині ДДЗ в першу чергу слід відмітити Бахмацьке родовище, а також скупчення ПБ на Тванській, Холмській, Велико-Загорівській площах.

Бахмацьке родовище ВВН приурочене до однойменної брахіантиклінальної складки, що розташована в північно-західній частині північної прибортової зони. Розміри складки - 3,8 x 0,8 км, амплітуда - 50м. В поперечному перерізі Бахмацької складки спостерігається чітка її асиметричність: південно-західне крило коротке і круте, кут нахилу 8-10°. Вздовж крила простежується велике тектонічне порушення з амплітудою по девонських відкладах близько 1300м, а по кам'яновугільних відкладах амплітуда зменшується до 120-180м. В поздовжньому перерізі складка відрізняється також асиметричною будовою. Північно-західна перикліналь коротка із слабовираженим замиканням, південно-східна – полого і протяжна з чітким замиканням на південному сході. Складка характеризується зміщенням склепіння по кам'яновугільних відкладах відносно девонських на 3- 4 км до північного заходу.

Продуктивним на Бахмацькій площі є горизонт В-20 (св.6). Він представлений пісковиками з двома прошарками аргілітів. Типові для верхньовізейських відкладів пісковики сірі кварцові дрібно- і середньозернисті з контактово-базальним типом цементу, в складі якого є каолінит, карбонати та бітуми. Відкрита пористість пісковиків в середньому складає 18%, проникність – $500 \cdot 10^{-3}$ мкм², ефективна товщина – 7,2м, нафтогазонасиченість 78%. Горизонт випробувано в експлуатаційній колоні у двох інтервалах:

інт. 2814-2811 м; дебіт нафти $Q_n^7 = 4,2 \text{ м}^3/\text{доб}$; $R_{пл.} = 297 \text{ кг/см}^2$

інт. 2801-2797 м; дебіт нафти $Q_n^{10} = 10,2 \text{ м}^3/\text{доб}$; $R_{пл.} = 296,6 \text{ кг/см}^2$

ВВН Бахмацької площі представляє собою непрозору малорухоому рідину чорного кольору густиною 911,4 кг/м³, високої в'язкості ($210,6 \cdot 10^{-6}$ м²/с при $t = 50^\circ\text{C}$), високосмолисту (22%), парафіністу (2,5%), малосірчасту (0,32%), з високим вмістом асфальтенів (3,8%) та виходом коксу (5,9%). Фракційний склад її характеризується низьким виходом бензинових фракцій (3,5%) і всіх світлих погонів (18,5%).

У складі газу, розчиненого в нафті, вміст важких вуглеводнів - 3,4%, пропану – 3%, азот - 30,3%. Видобувні запаси нафти – 0,15 млн.т.

У св.11 горизонт В-20 обводнений, а у св. 7, 9, 12 горизонт повністю відсутній. Крім вищевказаних, скупчення важких нафт зустрінуті на інших площах. Так, у св.1,

пробуреній у склепінні підняття, на Холмській площі, із інтервалів 1184-1196 і 1214-1226м (верхньовізейські пісковики і алевроліти) одержані припливи мінералізованої води з важкою (густина 927 кг/м^3) високосмолистою (28%) високопарафіністою (10,37%) нафтою (ВВВН). Вміст асфальтенів 1,39%, а сірки 1,13%.

Тванське родовище ВВВН розташоване в північно-західній частині приосьової зони ДДЗ. Її розміри по нижньо-кам'яновугільних відкладах - 11 x 4км, амплітуда 500м. Вище по розрізу воно стає більш розлогим: амплітуда його по пересажських глинах зменшується до 150м, а по верхньокам'яновугільних відкладах – до 50м. Брахіантикліналь ускладнена древніми дотріасовими і докрейдяними скидами. В склепінній частині структури св.1 розкрила два поклади ВВВН відповідно в інтервалах 2419-2420 і 2645-2655м верхньовізейських відкладів. ВВВН верхнього покладу характеризується густиною $910,2 \text{ кг/м}^3$, кінематичною в'язкістю 105 сст (при 50°C) вмістом смол 91%, асфальтенів 0,70%, сірки 0,26%. коксу 6,50%, відсутністю парафіну. Це типова ВВВН, що межує за низкою ознак з мальтою, нагадуючи первинну мальту за А.Ф. Добрянським. В зв'язку з цим, слід відмітити високий вміст води, що становить майже 8%. Нижній поклад, представлений проміжною між звичайною і важкою високов'язкою нафтою, характеризується відповідно слідуєчими значеннями параметрів: $890,3 \text{ кг/м}^3$, 95,73 ст (при 50°C), 50,1% (смоли), 0,28% (асфальтени), 0,45% (сірки), 5,87% (кокс). Вміст парафіну, на відміну від безпарафіністої ВВВН (мальти) верхнього покладу тут сягає 3,24%, вода в нафті відсутня. Враховуючи формаційну і структурну єдність цих двох покладів, вищезначені показники, а також суттєву (понад 200м) різницю в глибинах їх залягання, можна розглядати нафту нижнього покладу як продукт еволюції первинної мальти.

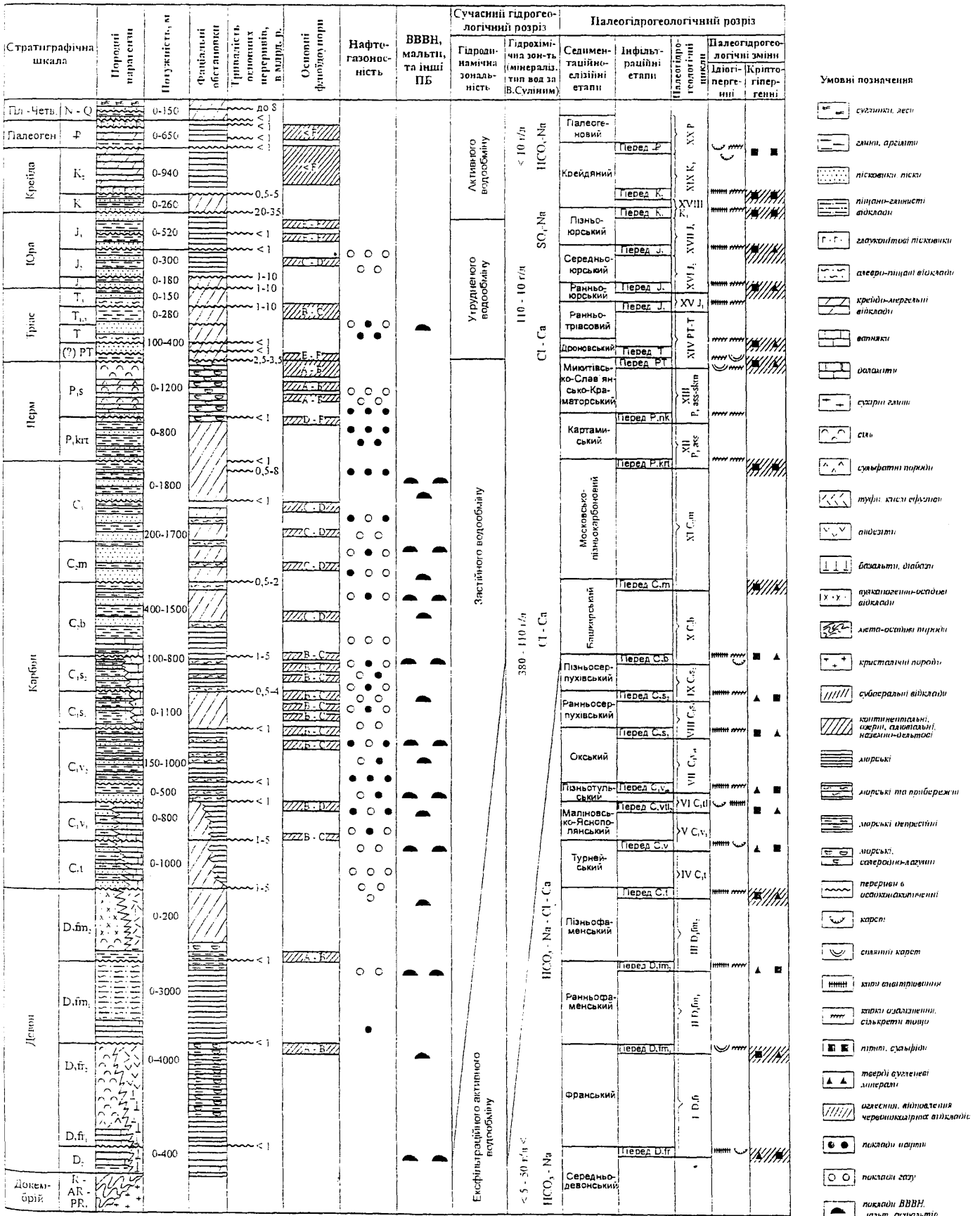
Поклади ПБ, близького до первинної мальти за А.Ф. Добрянським, встановлені в середньокам'яновугільних теригенних відкладах **Велико-Загорівської** брахіантикліналі північно-західної частини північної прибортової зони ДДЗ. Тут в інтервалі 660-669м розкритий бітумонасичений потужний алювіально-руслений поліміктово-фазовий пісковик московського ярусу. Густина бітуму - $943,3 \text{ кг/м}^3$, кінематична в'язкість 1242 МПа·С (при температурі 90°C), температура

застигання сягає $+32^{\circ}\text{C}$. В груповому вуглеводневому складі переважають алкан-нафтеніві вуглеводні (вміст фракції $150-300^{\circ}\text{C}$ - 77,20%, а фракції $>300^{\circ}\text{C}$ - 51,61%) над ароматичними (відповідні показники - 10,42% і 36,38%). Сірка в складі цього бітуму відсутня, а вміст води сягає аж 18,66%.

Слід підкреслити, що всі вищехарактеризовані поклади залягають, на відміну від родовищ ВВН мальт і асфальтів Волго-Уральської провінції, Атабаски та деяких інших областей бітумонакопичення, в умовах переважно безсульфатних розсолів і мінералізованих вод хлоркальцієвого типу зони вельми утрудненого водообміну (рис.4.10). Їх можна розглядати як "законсервовані" древні (пізньопалеозойські і ранньомезозойські) скупчення. Поряд з гідрохімічними особливостями підземних вод палеозойських і докрейдяних мезозойських відкладів їх збереженню саме на північному заході ДДЗ (Деснянський бітумінозний НГБ, що відділений від Дніпровського НГБ Ічнянською поперечною тектонічною зоною) пояснюється відсутністю властивих центральній частині ДДЗ потужних суцільних потоків міграції вуглеводнів, що в значній мірі модифікували (аж до повної трансформації їх в нафтові і газоконденсатні поклади з твердобітумними залишками в колекторі) ці древні скупчення первинних та (або) палеогіпергенних ПБ (ВВН, мальт). Ознаки таких процесів спостерігаються на низці різноманітних газоконденсатних нафтових, газонафтових та інших родовищ (Тенгізське, Карачаганакське, Астраханське, Возейське, Шебелинське, Харківцівське, Солохівське, Гомес, Мілз-Ранч та багато інших) різних нафтогазоносних провінцій, що дозволило виділити відповідний тип нафтидогенеруючої системи [14]. Зрозуміло, що ступінь такої трансформації коливається в широких межах в залежності від конкретних геологічних умов і в першу чергу від особливостей "скрізьформаційних флюїдопровідних систем" [21]. Тому і в областях регіональної нафтогазоносності, до яких належить центральна частина ДДЗ, залишається багато древніх покладів ПБ. Але найбільш сприятливі умови їх утворення і збереження типові для крайових частин нафтогазонсоних провінцій на обрамленні або за межами промислової нафтогазоносності. В Дніпровсько-Донецькому авлакогені до таких зон, крім Житковичської та Єльської депресій Прип'ятської западини,

РИС. 4.10 РІВНІ НАФТОГАЗО- ТА БІТУМОНАКОПИЧЕННЯ В ГІДРОГЕОЛОГІЧНОМУ І ПАЛЕОГІДРОГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Склад Р.М. Окрецький
2000



крайнього північного заходу ДДЗ (Бахмач, Твані, Холми, В.Загорівка та ін.), деяких древніх погребених структур (Яблунівка), відносяться певні ділянки прибортових зон (Бугруватівське та інші родовища) і моноклінальних схилів Воронезького масиву і Українського щиту. Серед останніх слід підкреслити перспективи нижньокам'яновугільних відкладів Західного Донбасу і Старобільсько-Міллерівської моноклінали, а також окремі ділянки Південного Донбасу.

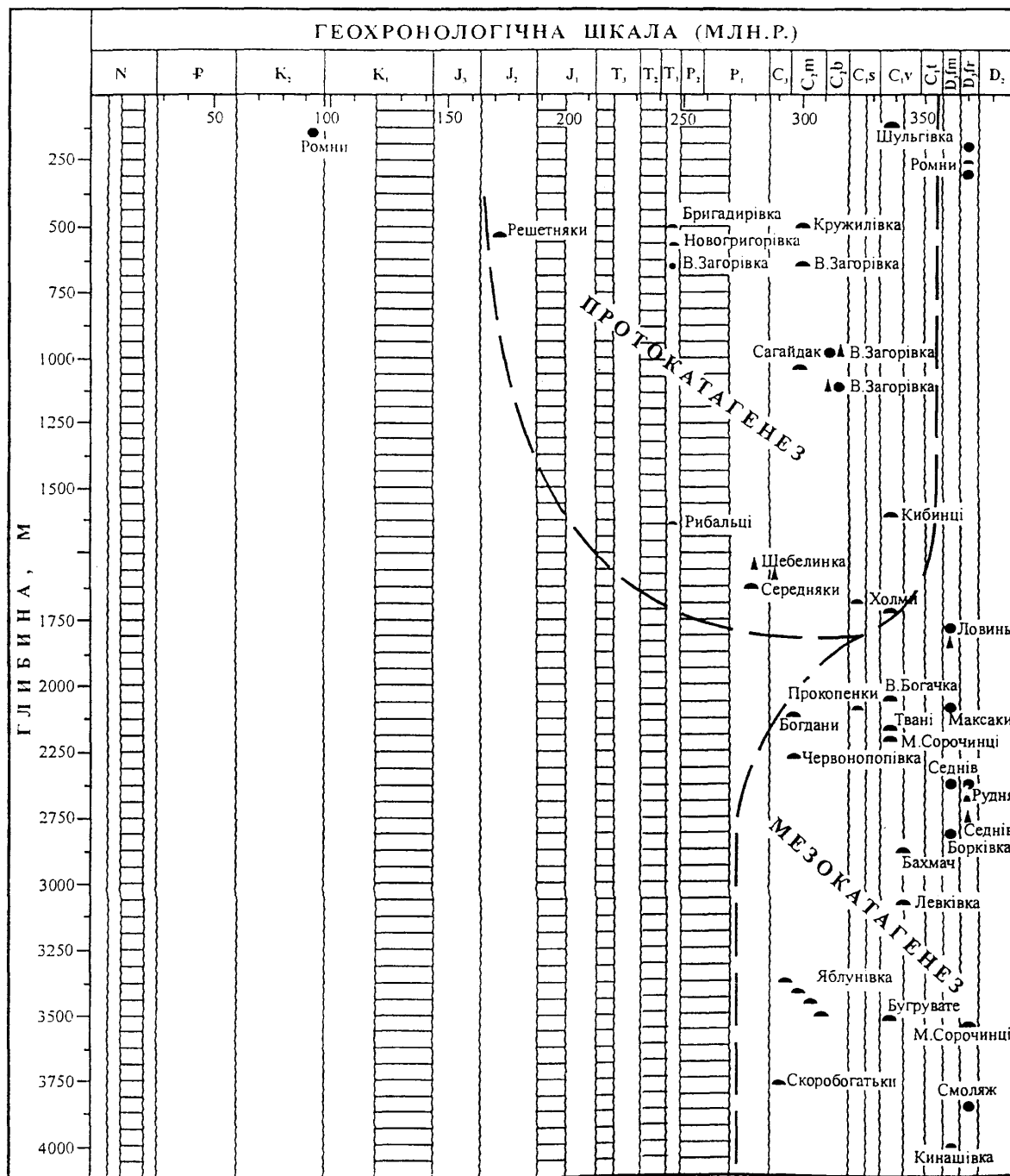
Присутність випадково відкритих покладів ВВВН, мальт та асфальтів в тріасових (В.Загорівка), верхньокарбонічних (Холми, Кинашівка, Смоляж та інші площі крайової північно-західної частини ДДЗ) дозволяють припускати велике поширення скупчень ПБ в різновікових покладах, залягаючих на глибинах менш 1-2км.

Слід підкреслити, що саме Східний регіон характеризується найбільш широким, порівняно з іншими нафтогазоносними регіонами України, стратиграфічним та літологічним діапазонами розповсюдження ВВВН, а також мальт та інших ПБ. Основна їх більшість обумовлена палеогіпергенними процесами, що пов'язані з певною тектоно-геодинамічною та палеогідрогеологічною циклічністю (рис.4.10). Це дозволяє прогнозувати певні стратиграфічні рівні формування покладів ВВВН та близьких до них ПБ. Порівняно древній вік скупчень ВВВН, мальт та асфальтів підтверджується як прямими визначеннями ізотопного віку по корелетній бітумно-урановій мінералізації, зокрема на водо-нафтовому контакті [13, 14], так і палеотектонічними реконструкціями. Зокрема, судячи з цих даних поклади ВВВН в середньокам'яновугільних пісковиках утворилися у допересазький час (рис. 4.11).

Багатофазність формування скупчень ВВВН – ПБ і їх тісний зв'язок з палеогіпергенними процесами підтверджується літологічною закономірністю вміщуючих їх порід-колекторів та характером заповнення їх гетерогенного порового простору (рис. 4.12). Їм притаманні різні форми змочуваності порід

РИС. 4.11 ОСНОВНІ РИСИ РОЗПОДІЛУ ПОКЛАДІВ ВАЖКОЇ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ В НАФТОГАЗОНОСНИХ КОМПЛЕКСАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ

(склав Р.М. Окрепкий)
2000р.

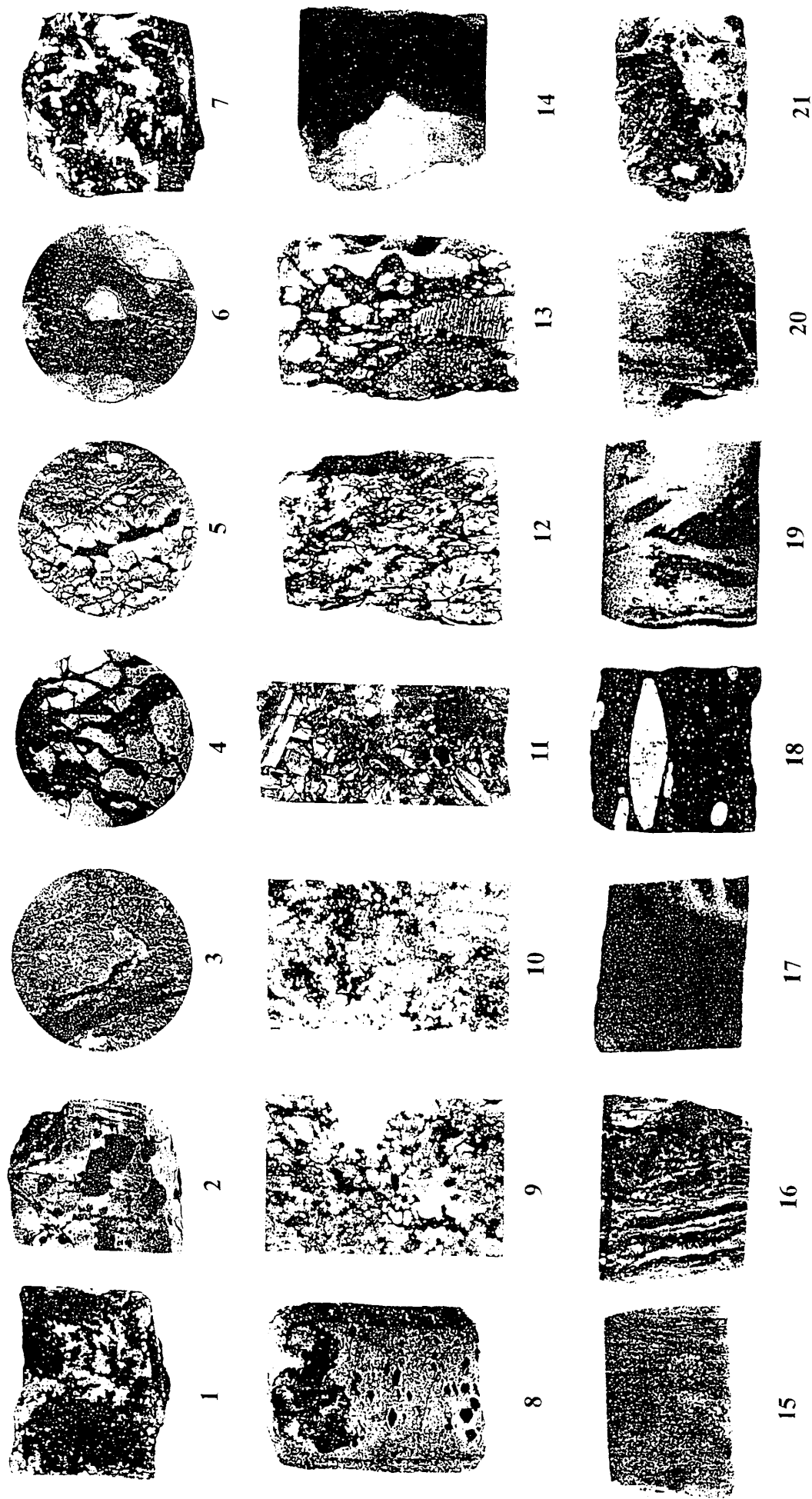


УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- поверхні незгідностей;
- стратиграфічні перериви;
- поклади важкої високов'язкої нафти;
- поклади мальт, асфальтів;
- скупчення твердих бітумів;
- границі зон прото- і катагенезу

РИС. 4.12

ХАРАКТЕР ЗАПОВНЕННЯ КАРБОНАТНИХ І ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ
 ВАЖКОЮ ВИСОКОВ'ЯЗКОЮ НАФТОЮ ТА БІТУМАМИ



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

1-6 - Ябунітське родовище, піщані колектори башкирського ярусу (1-2 - зразки керну, 3-6 - шліфи); 7-11 - Скоробогатівське родовище, нафто-бітумонасичені пісковики та брекчі нижнього карбону і верхнього лопону - зразки керну; 12-14 - Д. Загоріська площа, нафто-бітумонасичені пісковики середнього карбону, зразки керну; 15-17 - Бахмацьке родовище, нафто-бітумонасичені пісковики верхньопалеозойського під'ярусу; 18-21 - Сміляцька площа нафто-бітумонасичені пісковики та доломіти верхнього карбону-нижньої перті (зразки керну)

висхідною нафтою і наявність чіткої залежності вмісту ВВН – ПБ від гідрофільних компонентів (рис. 4.13)

Прогнозні ресурси ВВН-ПБ в цілому для України складають 123,6 млн.т, в тому числі для Західного нафтогазозносного регіону - 45,0 млн.т, Південного (Азово-Чорноморського) нафтогазозносного регіону- 12,3 млн.т і Східного нафтогазозносного регіону- 66,3 млн.т.

В результаті виконаних досліджень встановлено:

1. Геологічні умови різновікових та різнофаціальних комплексів нафтогазозносних регіонів України є виключно сприятливими для формування крупних зон ВВН-ПБ.
2. Формування промислових скупчень ВВН і близьких до них природних бітумів у нафтогазозносних регіонах України переважно здійснюється шляхом кріптогіпергенного окислення та змішування палеонафтових покладів з більш молодими нафтовими і газоконденсатними.
3. На основі проведених детальних аналітичних досліджень умов формування родовищ ВВН-ПБ визначені рівні нафтогазо- та бітумонагромадження в (палео) гідрогеологічних розрізах Дніпровсько-Донецької западини (рис.4.10), Волино-Подільської (рис.4.14) та Переддобрудзької (рис.4.15) нафтогазозносних областей, а також встановлені основні риси розподілу покладів ВВН і ПБ у нафтогазозносних комплексах.
4. Підраховані прогнозні ресурси (рис.4.1,4.5,4.6) важких високов'язких нафт та інших природних бітумів окремо для кожного з нафтогазозносних регіонів України, які можуть стати важливим додатковим джерелом вуглеводневої сировини.

ХАРАКТЕР ЗАЛЕЖНОСТІ ВМІСТУ БІТУМІВ І ПЕЛІТОВИХ ФРАКЦІЙ В БІТУМОНАСИЧЕНИХ ПІСКОВИКАХ (Яблунівське, Бугруватівське та Бахмачське родовища важкої високов'язкої нафти в ДДЗ)

(за Р.М. Окрецьким, 2001)

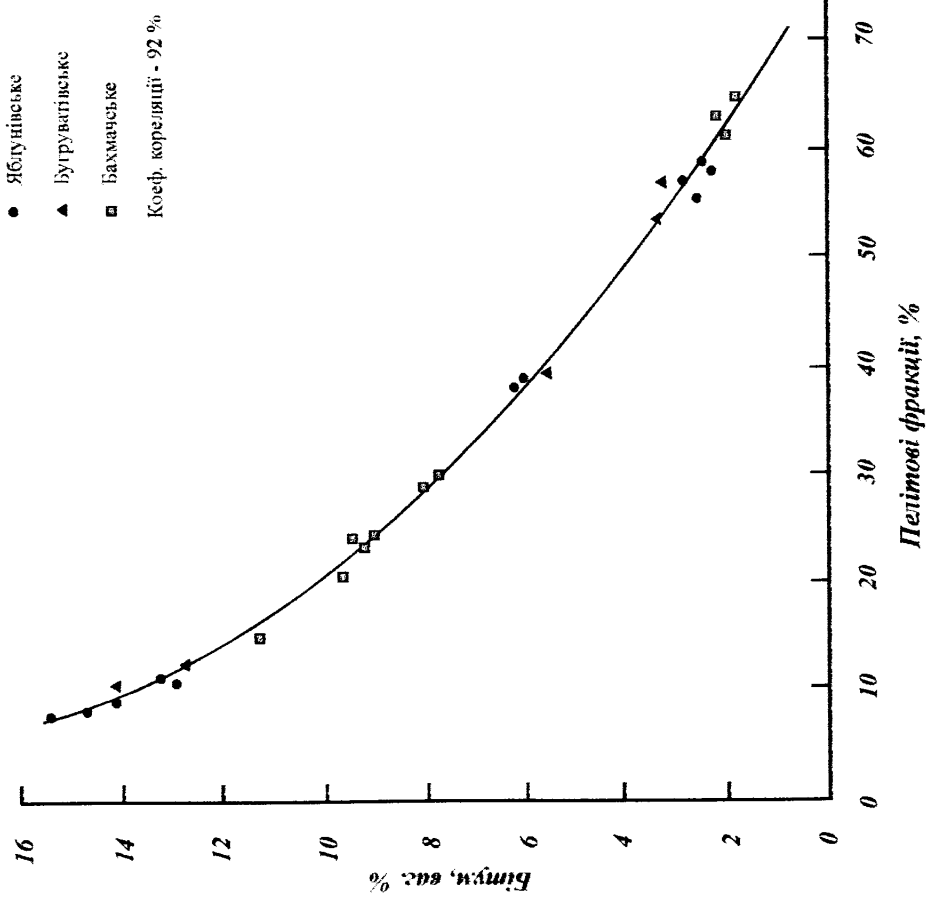


СХЕМА ЗМІНИ ЗМОЧУВАНОСТІ ПОРОДИ НАФТОЮ (за Г.Г. Бабялянцем)

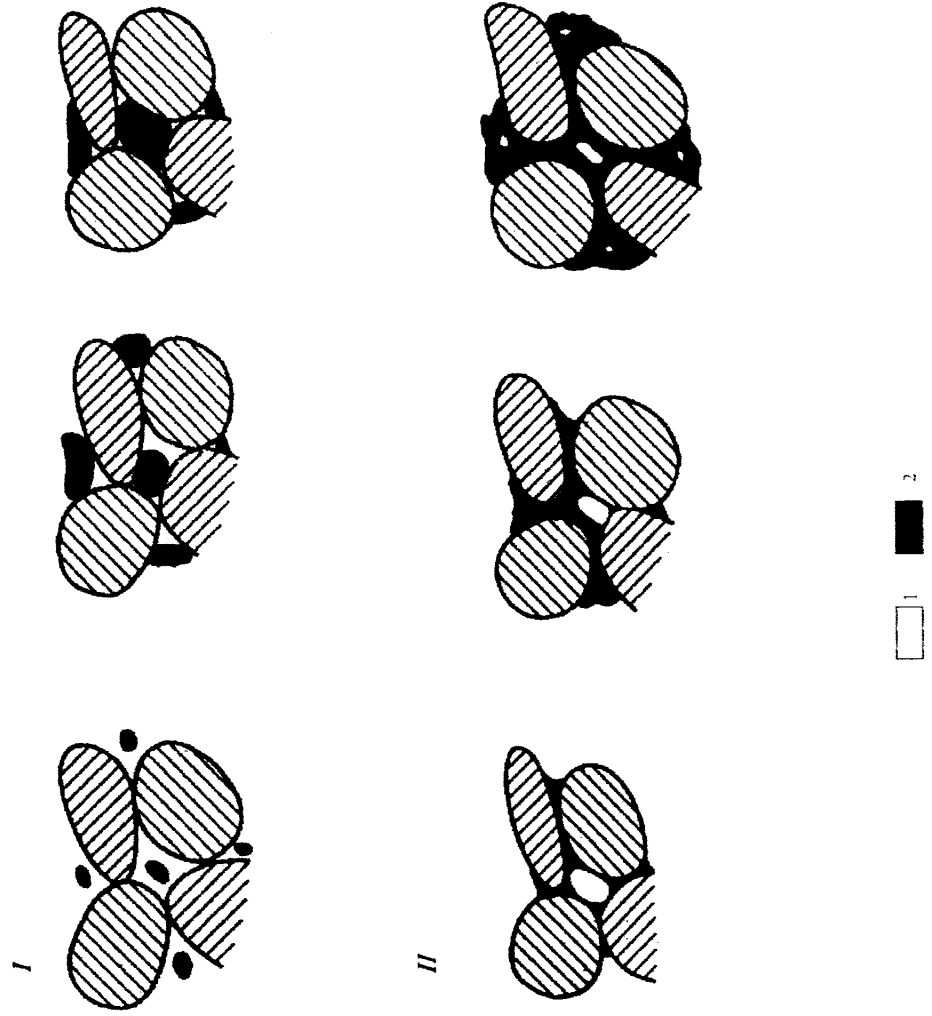
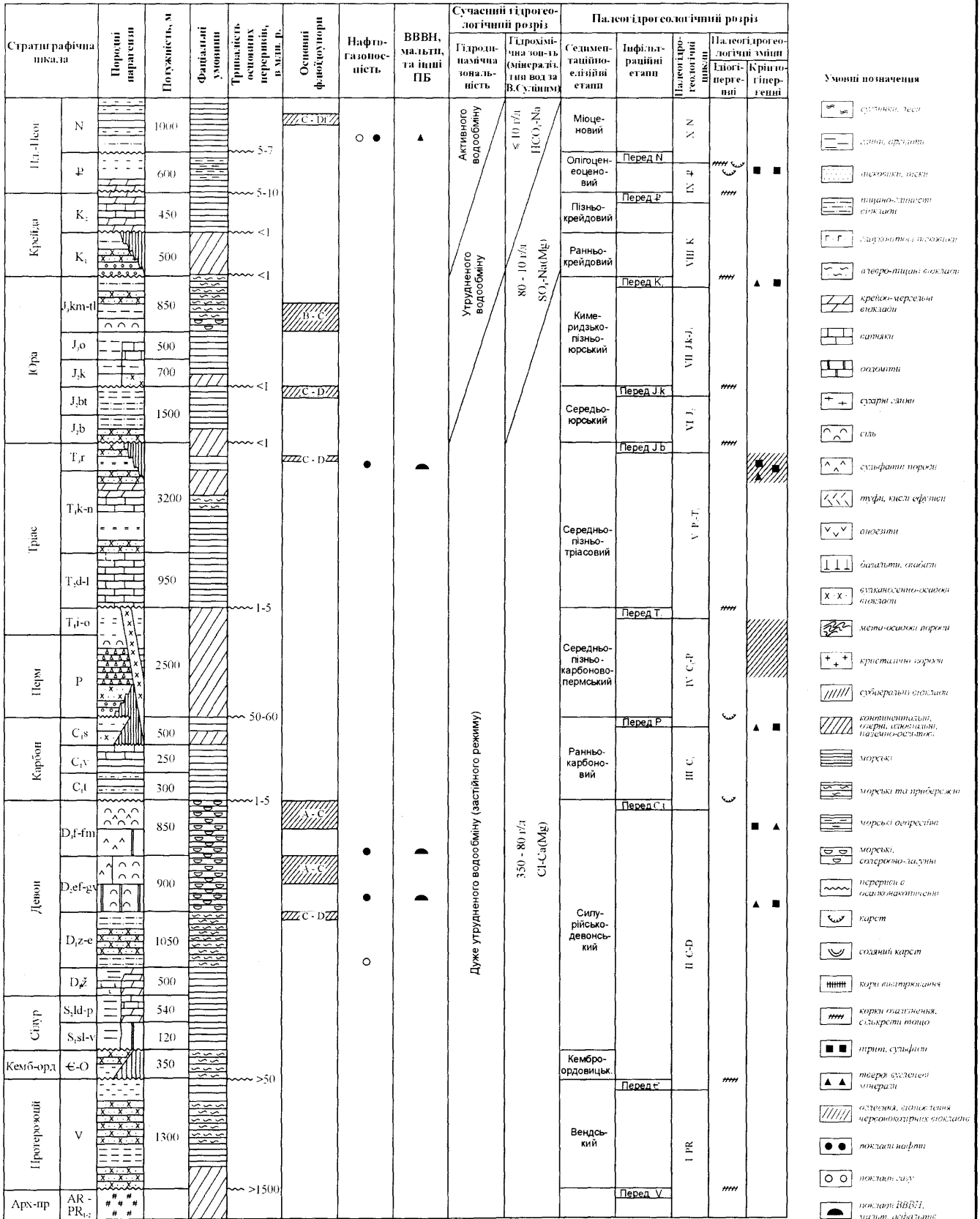


Рис. 4.13

РИС. 4.15 РІВНІ НАФТОГАЗО- ТА БІТУМОНАКОПИЧЕННЯ В ГІДРОГЕОЛОГІЧНОМУ І ПАЛЕОГІДРОГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗАХ ПЕРЕДДОБРУЗЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ОБЛАСТІ

Склад Р.М. Окрепкий
2000



ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі науково і практично обґрунтовано вирішення актуальної проблеми геології нафти та газу, яка пов'язана з прогнозуванням покладів ВВН та генетично пов'язаних з ними ПБ у різновікових різнофаціальних комплексах нафтогазовидобувних регіонів України. Дослідження закономірностей формування ВВН – ПБ у зв'язку з оцінкою перспектив пошуків і освоєння їх у нафтогазоносних регіонах України з використанням аналітичних досліджень по інших басейнах бітумонагромадження світу дозволили прийти до наступних висновків.

За генетичними, фізико-хімічними та технологічними властивостями ВВН є проміжною ланкою між звичайними нафтами і ПБ. Нафтогазоносні регіони України характеризуються надзвичайно широким фазово-геохімічним діапазоном нафтидів (від сухих метанових газів, газоконденсатних і парогазових систем критичного стану до ВВН, мальт, асфальтів тощо). Всі вони утворилися внаслідок єдиного за своєю природою процесу нафтидогенезу.

Поклади ВВН – ПБ в Західному, Південному та особливо Східному регіонах залягають в дуже широкому стратиграфічному (докембрій – кайнозой) діапазоні, пов'язані з різноманітними тектонічними умовами, контролюються різними типами пасток.

ВВН та їх похідні - мальти, асфальти тощо утворюються різними шляхами внаслідок різноманітних природних процесів, до яких належать:

а) фазово-сепараційні явища (втрата легких вуглеводневих фракцій на невеликих глибинах, в зонах виклинювання колекторів, тектонічних порушень та підвищеної тріщинуватості, під зональними та локальними покривками підвищеної порової проникності); б) гідрогеохімічне та біохімічне окислення нафт у зонах палео- або сучасного гіпергенезу; в) взаємодія нафтових і газоконденсатних систем під час багатофазової міграції (випадіння збагачених смолисто-асфальтовими сполуками нафтидів у вигляді ВВН і утворення облямівок газоконденсатних покладів).

Найбільш сприятливі умови для накопичення значних промислових скупчень ВВН – ПБ притаманні перикратонним прогинам і западинам, що в першу чергу, стосується крайових частин докембрійських кратонів у зонах їх зчленування з рифтогенами та складчасто-орогенними спорудами. Саме тут здійснювалася взаємодія вищевказаних фазово-сепараційних, фазово-ретроградних та гіпергенних процесів з великими нафтовими палеопокладами в алювіально-дельтових і прибережно-морських відкладах.

Геологічні умови нафтогазоносних регіонів України сприятливі для формування значних зон нагромадження ВВН – ПБ. На заході України (рис.4.1,4.14) це стосується зокрема Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину (пастки верхньоюрського рифогенно-карбонатного поясу) і Волино-Подільської нафтогазоносної області (рифогенні колектори верхнього силуру, кембрійські пісковики). У межах Азово-Чорноморського регіону (рис.4.5,4.15) до основних зон (ареалів) нагромадження ВВН – ПБ відносяться Білоліський тектонічний блок Переддобрудзької нафтогазоносної області (середньопалеозойські карбонатні та сульфатно-карбонатні колектори) та Керченський півострів (піщані колектори майкопської серії). У ДДЗ та Донбасі (4.6,4.10) основні перспективи пошуків ВВН – ПБ пов'язані з нижньокам'яновугільними теригенними та карбонатними відкладами зон, північно-західної частини ДДЗ, а також окремих великих похованих палеоморфоструктур.

При належному ступені розвіданості найбільш перспективних зон і ділянок нафтогазоносних регіонів України та застосуванні сучасних методів розробки зосереджених у них покладів (поєднання буріння горизонтальних і бокових стовбурів свердловин із різними фізичними та хімічними методами впливу на пласт) ВВН – ПБ можуть стати важливим для вітчизняної промисловості додатковим джерелом вуглеводневої сировини.

Геологічні умови залягання і стан розробки ВВВН в ДДЗ

Таблиця 1

Площа	№ св.	Глибина залягання	Продуктивний горизонт	tпл °С	Рпл МПа	Характеристика пластових вод			Відкрита пористість, %	Проникність, 10^{-3} мкм ²	Рік відкриття	Наявність даних про запаси	Стан розробки
						Загальна мінер, г/л	гNa/Cl	гSO ₄ /Cl					
Седнівська	213		D ₃ fm ₁			55	0,94	3,6			нема	КС	
Холмська	1	1184-1226	C ₁ V ₂	42	120,6	120	0,84	0,93			1960-1965	нема	КС
Великозагорівська	354	660-669	C ₂ ^m	38		8,2	1,08	0,16			1960-1965		
Роменська	15	196-328	D ₃			73	1,00	2,02			1936	€	ВР
Бахмацька	6	2797-2801	C ₁ ^V 2			183	0,77	0,40			1960-1965	нема	КС
Лемківська		3130									1981	€	НСР
Рибальська		1760	P ₂	54	15,7	123	0,81	0,02	16,8	19,1	1967	€	КСР
Рибальська			T			108	0,84	0,05			1967	нема	КС
Бугруватівська		3500	C ₁ ^V	112					12-19		1974	€	НСР
Прокопечківська			C ₁			26			20,6	569	1976	€	КСР
Бригадирівська	135-бис	468-494	T								1960-1965	нема	КС
Червонополівська	247	2520-2545	C ₂	45	11,1	83	0,84	0,30	13,5	15	1961	нема	КС
Шульгівська		184-186	C ₁								1960-1965	нема	КС
Кружилівська	ГО967	410-420	C ₂	26							1966	нема	КС
Тваньська	1-Р	2410-2420	C ₁	72		225	0,87	0,33			1960-1965	нема	КС
Середняківська		1829-1843	P ₁								1967	нема	КС
Богданівська	4	2239-2248	C ₂ m	69,8	22	106	0,84	0,81	16-17	16-67	1967	€	ССР
Богданівська	9	2397-2403	C ₂	71,0		170	0,84	0,96			1967	€	
Журавківська	1	976-1071	C ₂ m	54		249	0,98	0,90			1960-1965	нема	КС
Яблунівська		3167-3279	C ₂ (M-4)	88							1984	€	ПР
Яблунівська		3364-3372	C ₂ (M-5)	90							1984	€	ПР
Яблунівська		3247-3442	C ₂ (M-6)	90		104-214	0,71-0,81	0,26			1984	€	ПР
Яблунівська		3366-3428	C ₂ (M-7)	94							1984	€	ПР
Яблунівська		3448-3696	C ₂ (B-6)		37				11-17		1984	€	ПР
Яблунівська		3504-3528	C ₂ (B-6)			109	0,73	1,59			1981	€	ПР
Кібинцівська		1610	C ₁	65							1958	€	КСР
Великобогачанська		2253-2302	C ₁ V			136	0,84	0,42			1960-1965	нема	КС
Малосорочинська		2412-2418	C ₁ ^V	82,1	25,8	237	0,83	0,23	10		1969	нема	КСР
Малосорочинська	9	3900-3500	D ₃			66	0,97	1,00			1969	нема	КСР
Сагайдацька	9	1048-1052	C ₂	41	9,9	89	0,78	0,02	12,2	3-879	1952	€	КСР(ВР)
Новоградівська	3	635-643	T	27		34	0,8	0,08			1962	нема	КС
Решетняківська	1	492-540	J ₂	24		200	0,94	1,00			1967	нема	КС
Скоробогатківська	7	3750-3759	C ₂						7,12	3-17			

• КС - в консервації, ВР - вироблене, НСР - початкова стадія розробки, ССР - середня стадія розробки, КСР - кінцева стадія розробки, ПР - пробна розробка

Площа	Свердловина	Інтервал, м	Вік	Вид прояву	Характеристика
1. Грибоворуднянська	217	2605,2-2612 2772,6-2781,8	D ₃ fr	плівки	Примазки твердих бітумів, плівки, бітумінозні в керні
2. Ловинська	1	1956,75-1967,65	D ₃ fr	плівки	Твердий окислений асфальтоподібний бітум, плівки легкого бітуму: поряд з важким смолисто-асфальтовим бітумом відмічається легкий осмолений бітум (вірогідно пізньої генерації)
	3	1870-2086,8	D ₃ fr	Примазки	Смолоподібний в'язкий бітум з легкими рухомими вуглеводнями пізньої генерації
		2286-2291,5	D ₃ fr	по тріщинах розвинений окислений бітум	
3. Борківська	8	2806-2822	D ₃ fr	по тріщинах розвинений окислений бітум	Примазки важкої нафти в керні
4. Смоляжська	223	3811-3819	D ₃ fr		В тріщинах спостерігається насиченість важкою нафтою
5. Холмська	1-Р	1184-1196	C ₁ ^s	приплив	Малодебітний приплив в'язкої нафти
6. Макаківська	4	2353-2356,2	D ₃ fm ₁	примазки	Згустки окисленої нафти
7. Кінашівська	1015	3828-3912	C ₃ (Г-13)	примазки	Нафтова облямівка (ρ=880 кг/м ³)
	12	3894-3910			
8. Бахмацька	6	2797-2804 2811-2814	C _{1,2} (В-20) C ₁ V ₂	поклад	Нафтові поклади (ρ=900-911 кг/м ³)
9. Великозагорівська	526	1170-1181,6 1196-1202 1224-1237		примазки приплив	Керн насичений густою окисленою нафтою (940) Невеликий приплив густої (ρ=940 кг/м ³) окисленої нафти
	354	660-669 677-705 604-617	C ₂ m P ₂		Сгустки нафти, бензино-лігнійової фракції повністю відсутні
10. Журавківська	1	976-1071 1080-1147,	C ₂ v	приплив	Одержані малодебітні припливи нафти (889 кг/м ³) з водою
11. Яблунівська	9,12,13, 50,61	3450-3600	C ₂ v ₂ (Б-5, Б-6)	поклад	Поклади високов'язкої нафти (ρ=920 кг/м ³)
12. Скоробогатківська	7	3700-3800	C ₂ v ₂ (Б-10)	поклад	Виявлений поклад високов'язкої (ρ=920кг/м ³) нафти
13. Бугруватівська	1,5,6,8	3300-3588	C ₁ V ₂ (В-14, В-16)	поклад	Відкриті різні поклади в'язкі (ρ=850-973 кг/м ³) нафти
14. Червоноярська	10,12,15	3633-3945	C ₃	нафтова облямівка	Нафта лустиною 880 кг/м ³
15. Шибелинська		1500-2000	P ₁ (картам. світа)	примазки та скупчення	Тверді бітуми (ρ=1350 кг/м ³) в незначних кількостях

Таблиця 3

Площа	Св.	Інтервал перфоратії, м	Продуктивний горизонт	Густина кг/м ³	В'язкість кінематична, 10 ⁶ м ² /с		Па-рафін вага %	Сірка вага %	Смолисто-асфальтеновий комплекс, вага%			Вихід фракції при різних температурах °С	
					20°	50°			смоли	асфальтенові	загальний вміст	200°С	300°С
І	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Седнівська	3	3027-3070	Д ₃	897,8	172,9								
Седнівська	3	3133-3206	Д ₃	884,6			1,29	0,10	14,79	0,63	15,42		
Седнівська	3	3206-3133	Д ₃	883,5									
Адамівська	І		Д ₃	922,2			0,29	1,90	46,2	1,03	47,23		
Адамівська	І		Д ₃	936,7			1,50		47,66	0,69	48,35		
Холмська	І-Р	1184-1196 1214-1226	С ₁	927,0	439,0		10,37	1,13	28,00	1,39	29,39	1,0	20,5
Бахмацька	6	2797-2801	С ₁	912,0	208,12		2,09	0,31	27,05	3,71	30,76	6,5	19,0
Бахмацька	6	2811-2814	С ₁	901,1			2,53	0,29	16,66	3,82	20,48	6,5	21,5
Тванська	І-Р	2419-2420	С ₁	910,2	105,00			0,26		0,70		15,0	34,0
Тванська	2-Р	2645-2655	С ₁	890,3	95,73		3,24	0,45	21,33	0,28	21,61	15,0	32,0
Великозагорівська	354	660-669	С ₂	943,3	1241		13,95	0,21	39,05	7,15	46,20	відсут.	9,0
Роменська	15	196-328	Д	931,0	18,24		1,08	0,67				11,0	26,0
Лемківська		3130	С ₁ (В-16)	881,0									
Малодевська	11	2730-2736	С ₁ (Н-9)	883,4	50,9	1,74		0,69	15,64	0,85	16,49	13,5	44,0
Богданівська	4	2239-2248	С ₂	920,7	50,10	0,70	1,40	1,40	23,30	6,20	29,50	22,0	35,0
Богданівська	9	2397-2403	С ₂	957,8	198,6	0,80	1,70	1,70	17,90	4,00	21,90	4,0	17,0
Журавківська	1	976-1071	С ₂	889,0	53,4						11,70		
Скоробогатківська	7	3750-3759	С ₂	896	76,8		5,72		6,18	6,06	12,24	24,0	46,0
Матлахівська	19		С ₁ (В-16)	904,7	76,7								
Середняківська		1829-1843	Р ₁	892,0	23,50								
Чижівська	21	3896-3906	С ₁	891,2	не тече	6,98		0,50	23,1	0,99	24,09	5,2	14,0
Гаяцька	487	4696-4702 4708-4718	С ₁ (В-17)	884,0	105,88	17,41	6,52	0,11	10,90	2,12	13,02	12,0	25,0
Тимофіївська	4	4210-4205	С ₁	894,6	не тече	11,74	8,20	0,17	0,44	0,06	3,50	14,5	33,5
Тимофіївська	11	4214-4206	С ₁	884,3	52,29	9,49	5,35	0,15	8,80	1,49	10,29	17,0	35,0

(продовження табл. 3)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Яблунівська	4	2412-2418		901,0	17,07	7,25	4,85	0,096	7,66	0,24	7,90	21,0	46,0
Малосоро-чинська	9	3500-3900	Дз	892,3			5,18	0,25	9,58	0,80	10,38	10,0	46,0
Кібишівська	4	1202-1204	C ₂	888,0	73,40	20,89	3,39	0,73	15,0	1,00	16	16,0	36,0
Великобожанська	1	2296-2302	C ₂	903,0		39,10		0,56			19,7	9,5	29,0
Сагайдакська	18	1038-1042	C ₃	905,5	119,04		2,78	0,68				3,0	21,0
Сагайдакська	9	1048-1050	C ₂ Т	902,91	84,12	40,46	3,08	0,54			9,3	4,0	26,0
Рибальська		1760	P-2-1	902,0		8,30	1,05		12,90	1,30	1,30		42,0
Бугруватівська	15	3300-3317	C ₁	929,0	19,85		11,03	0,74	16,40	7,75	24,13	2,0	31,0
Бугруватівська	1	3424-3441	C ₁ B-18	973,0	7,4		2,13		14,7	27,0		6,0	28,0
Бугруватівська	8	3470-3496	C ₁ B-18	920,0	14,8		1,62					13,0	26,0
Опошнянська	22	3034-3012	C ₁	916,0	не тече	11,69	8,73	0,067	5,30	0,80	6,10	7,5	20,5
Решетняківська	5	2384-2402	P ₁	898,0	- "	17,0		0,247	5,67	1,07	6,74	6,0	19,0
Новогригорівська	3	635-643	Т	920,0		69,27	0,72	0,20	12,411	с.п.	12,41		16,0
Бригадирівська	115	468-472 489-494		995,0	4310,20	-	сліди	0,70	19,76	6,42	26,18	1,8	20,4
Бригадирівська	135 бис.	248-285	Т	951,0	-	173,90	не обл.	0,90	16,56	2,55	19,11	9,0	43,3
Червонопопівська	247		C ₂	929,0	43,17		2,89	0,36	срчанокисл 27,511			20,0	50,0
Кружилівська	967	410-420	C ₁	940,9	244,89		1,59	0,40	срчанокисл 20,0		22,0	5,7	19,0
Шульгівська	1	184-186	C ₁	949,0	61,11			0,58	срчанокисл 19,30				
Червоноярська	15	3882-3912	P ₁ Г-13	886,3		28,76	7,42		8,03	1,27	8,30		
Червоноярська	15	3828-3870	P ₁ Г-13	881,9		13,16	7,82		7,77	0,16	7,93		
Червоноярська	12	3894-3910	C ₃ К-1	887,0		24,75	7,89		8,62	1,66	10,28		

Таблиця 4

ДЕЯКІ ПОКАЗНИКИ
СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНО-ПАРАФІНОВОГО КОМПЛЕКСУ ВВВН, МАЛЪТ, АСФАЛЬТІВ

Площа	№ св.	Інтервал перфорації, м	Продуктивн. горизонт	Густина, кг/см ³	СА	А+С	А+С-2,5П
1	2	3	4	5	6	7	8
			Нафти				
1. Седнівська	3	3133-3209	Дз	884,6	23,47	15,42	+12,19
2. Адамівська	1		Дз	922,2	44,85	47,23	+46,50
3. Адамівська	1		Дз	936,7	69,07	48,35	+44,60
4. Холмська	1-р	1214-1226	C ₁ V ₂	927,0	20,14	29,39	+3,47
5. Бахмацька	6	2797-2801	C ₁ V ₂	912,9	7,29	30,76	+25,53
6. Бахмацька	6	2811-2814	C ₁ V ₂	901,4	4,36	20,48	+14,15
7. Тванська	1-р	2645-2655	C ₁ V ₂	890,3	76,18	21,61	+13,51
8. Великозагорівська	354	660-669	C ₂ m	943,3	5,46	46,20	0,32
9. Малодевицька	11	2730-2736	C ₁	883,4	18,40	16,49	
10. Богданівська	4	2239-2248	C ₂ m	920,7	3,76	29,50	+27,75
11. Богданівська	9	2397-2403	C ₂ m	957,8	4,48	21,90	+19,90
12. Скоробагатьківська	7	3750-3759	C ₂ v	900,0	1,02	12,24	-2,06
13. Матлахівська	1	3627-3634	C ¹ V ¹	883,7	6,61	4,82	-5,57
14. Чижевські	21	3896-3906	C ¹ V ²	891,2	23,33	24,09	0
15. Гадячська	487	4696-4702 4708-4718	C ² V ²	884,0	5,14	13,02	-3,28
16. Тимофіївська	4	4210-4205	C ₁ t	894,6	57,33	3,50	-17,0
17. Тимофіївська	11	4214-4206	C ₁ t	884,3	5,91	10,29	-3,09
18. Яблунівська	12	3310-3321	C ₂ m	893,8	1,21	12,09	+7,56
19. Яблунівська	12	3317-3342	C ₂ v	943,2	0,87	48,49	+43,21
20. Яблунівська	12	3544-3574	C ₂ v	966,8	1,78	41,37	+38,44
21. Яблунівська	13	3453-3486	C ₂ v	962,0	2,91	40,04	+35,76
22. Яблунівська	13	3510-3530	C ₂ v	956,4	4,78	33,21	+26,93
23. Яблунівська	13	3513-3596	C ₂ v	947,9	5,01	34,31	+31,43
24. Яблунівська	13	3607-3642	C ₂	953,5	2,83	38,12	+33,44
25. Яблунівська	13	3856-3871	C ₁ V ₂	899,9	3,68	9,46	-5,79
26. Яблунівська	4	2412-2418	Cз	901,0	31,9	7,90	-4,23
27. Малосорочинська	9	3500-3900	Дз	892,3	11,96	10,38	-2,57
28. Кібинцівська	4	1202-1204	C2v	888,0	15,00	16	+6,53
29. Сагайдацька	9	1048-1050	C2v	905,5	9,30	9,30	+1,60

30.Рибальська		1760	P		9,92	14,20	+11,57
31.Бугруватівська	15	3300-3317	C ₁ v ₂	929,0	2,12	24,13	-3,45
32. Бугруватівська	1	3424-3441	C ₁ v ₂	973,0	0,53	42,60	+37,27
33.Опошнянська	22	3034-3012	C ₁	916,0	6,63	6,10	-15,73
34.Решетняківська	5	2384-2402	P ₁	905,0	5,30	6,74	
35.Решетняківська	1	492-501 504-510		922,0	13,50	16,24	+7,11
36.Новогригорівська	3	635-643	T	920,0		12,41	+10,61
37. Бригадирівська	115	468-472 489-494	T	995,0	3,08	26,18	+26,18
38.Бригадирівська	135- біс.	248-285	T	951,0	6,49	19,11	+19,11
39.Червонополівська	247		C ₂	929,0		сірчано- кисл. 27,51	>0
40. Кружилівська	967	410-420	C ₁	940,9		сірчано- кисл.	>0
41.Червоноярська	15	3882-3912	P ₁	886,3	6,32	8,30	-10,25
42.Червоноярська	15	3828-3870	P ₁	881,9	48,56	7,93	-11,62
43.Червоноярська	12	3894-3910	C ₃	1887,0	5,19	10,28	-9,45
			Бітуми				
1.Яблунівська	11	3181-3186	C ₂ m	1050,0	1,19	62,35	
2.Яблунівська	11	3181-3186	C ₂ m	1050,0	1,31	63,90	
3.Яблунівська	13	3455-3476	C ₂ v	961,0	3,91	55,63	
4.Яблунівська	13	3455-3476	C ₂ v	4,14	4,14	52,90	
5.Яблунівська	13	3466-3476	C ₂ v	921,0	4,07	51,19	
6.Яблунівська	11	3867-3868	C ₁ v	912,0	5,34	25,41	
7.Яблунівська	11	3868-3878	C ₁ v	904,0	3,98	29,76	
8.Яблунівська	11	3885-3889	C ₁ v	903,0	6,63	26,25	
9.Яблунівська	3	4919-4928	C ₁ t	1018,0	1,31	49,90	
10.Яблунівська	3	4928-4943	C ₁ t	1016,0	1,96	38,82	
11.Яблунівська	3	4936-4943	C ₁ t	917,0	2,49	42,94	

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. *Андреев П.Ф., Богомолов А.И., Добрянский А.Ф., Карцев А.А.* Превращения нефти в природе – Л.: Недра, 1958 – 416 с.
2. *Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины.* – Киев: МингеоУССР, 1984. – 414 с.
3. *Аширов К.Б.* Геологическая обстановка выпадения асфальтенов в нефтяных пластах и влияние их на разработку и нефтеотдачу. – Геол. Нефти и газа, 1964, №12.
4. *Бойко Г.Е.* Минералогия и геохимия карпатских озокеритов // Материалы комиссии по минералогии и геохимии. – Львов: Изд-во Львовского ун-та, 1961.
5. *Брод И.О., Еременко Н.А.* Геология нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1953.
6. *Войтов Г.И.* Восстановленные газы (углеводороды) в породах фундамента Русской плиты // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. – 1990. – № 1. – С. 44-61.
7. *Геологические условия залегания скоплений природных битумов.* – М.: Наука, 1981. – 137 с.
8. *Геология битумов и битумовмещающих пород.* – М.: Наука, 1979. – 95с.
9. *Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины.* – Киев: Наук. думка, 1989 – 202 с.
10. *Геология и освоение природных битумов.* – М.: Наука, 1983. – 112с.
11. *Гольдберг И.С.* Природные битумы СССР. – Л.: Наука, 1981 – 211с.
12. *Гольдберг И.С.* Условия образования асфальтитов в нефтяных и газоконденсатных залежах. – Геол. нефти и газа, 1975, №5.
13. *Гордеев Г.П.* Нефтеобразование как спонтанный лавинообразный процесс // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов. – Санкт-Петербург, 1995. – С. 49-50.
14. *Губкин И.М.* Учение о нефти. М.; Л.: ОНТИ, 1937.

15. *Губкин И.М.* Урало-Волжская нефтеносная область. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1940.
16. *Гун Р.Б.* Нефтяные битумы. – М.: Химия, 1973. – 429 с.
17. *Деменкова П.Я., Захаренкова Л.Н., Курбатская А.П.* Некоторые данные о распределении ванадия, никеля, серы, азота по фракциям палеозойских нефтей Волго-Уральской области. – Тр. ВНИГРИ, 1958, геохим. сб. №5.
18. *Добрянский А.Ф.* Геохимия нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1948.
19. *Довжок Є.М., Бялюк Б.О., Клочко В.П., Окрепкий Р.М. та ін.* Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Препринт. – Київ: ВАТ Український нафтогазовий інститут. – 1996. – 78с.
20. *Еременко Н.А., Чилингар Г.В.* Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
21. *Карпов И.К., Зубков В.С., Степанов А.И.* Ремэйк термодинамической модели образования углеводородов Э.Б. Чекалюка // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов. – Санкт-Петербург, 1995. – С. 53-54.
22. *Карпов И.К., Степанов А.И., Чудненко К.В.* Моделирование метастабильного взаимодействия вода-нефть с помощью программного комплекса "Селектор" // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов. – Санкт-Петербург, 1995. – С. 54-55.
23. *Клубов Б.А.* Природные битумы Севера. М.: Наука, 1983.
24. *Козлов В.П., Токарев Л.В.* Основы генетической классификации каустобиолитов. Л.: Гостоптехиздат, 1957.
25. *Копрова Н.А., Андреев В.Н., Ведукова Н.К., и др.* Условия образования жильных меторождений асфальтитов на территории Куйбышевской и Оренбургской областей. Куйбышев, 1961.
26. *Кудельский А.В., Лукашев К.И.* Образование и миграция нефти. – Минск: Высш. шк., 1974. – 134 с.

27. *Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацук М.И.* Разработка месторождений высоковязких нефтей Удмуртской Республики с использованием горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 3. – с.25 – 29.
28. *Кузнецов С.И., Иванов М.В., Ляликова Н.И.* Введение в геологическую микробиологию. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 239 с.
29. *Леворсен А.И.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970.
30. *Лукин А.Е.* О природе стилолитов в глубокозалегающих нефтегазоносных толщах // Геол. журн. – 1986. – № 3. – С.127-134.
31. *Лукин А.Е.* Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины (в связи с их нефтегазоносностью). М.: Недра, 1977. 102с.
32. *Лукін О.Ю., Окрепкий Р.М.* Про парагенетичні співвідношення важких високов'язких нафт і бітумів // Наукові праці Інституту фундаментальних досліджень Української наукової асоціації. – Київ: Знання України, - 2001. – С.95-104.
33. *Лукин А.Е.* Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазонакопление. – Киев: ИГН, 1989. – 58 с.
34. *Лукин А.Е.* Литогеодинамические закономерности нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 210 с.
35. *Лукин А.Е.* О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол.журнал. – 1999. - №1. – С. 30-42.
36. *Маєвський Б.Й., Лукін О.Ю., Окрепкий Р.М., Гривнак С.І.* Геофлюїодинамічні, геохімічні аспекти формування і перспективи нафтогазоносності Карпатського регіону // Нафтова і газова промисловість. – 1993. - №2. – С.6-8.
37. *Маркуссон.* Асфальт. М.: Изд-во сов. нефт. пром-сти, 1926.
38. *Мелош Г.* Образование ударных кратеров. – М.: Мир, 1994. – 350 с.

39. *Окрепкий Р.М.* Основні закономірності поширення важких високов'язких нафт і природних бітумів у нафтогазоносних регіонах України. Стаття 1. Східний нафтогазоносний регіон // Геологічний журнал. – 2002. - №2. – С. 24-35.
40. *Окрепкий Р.М.* Основні закономірності поширення важких високов'язких нафт і природних бітумів у нафтогазоносних регіонах України. Стаття 2. Західний та Південний регіон // Геологічний журнал. – 2002. - №3. – С. 42-49.
41. *Окрепкий Р.М., Видиборець М.Г., Григорчак Л.В., Чайка М.М.* Про деякі напрямки нафтогазорозвідувальних робіт на заході України // Нафтова і газова промисловість. – 1995. – №2. – С. 11-13.
42. *Окрепкий Р.М., Середницький Л.М., Музичко І.І.* Проблеми розробки нафтогазових родовищ ВАТ “Укрнафта” // Нафта і газ України. Збірник наукових праць (матеріали 5-ої Міжнародної конференції “Нафта і газ України-98”. – Полтава: УНГА. – 1998. – С. 407-408.
43. *Орлов Н.А., Успенский В.А.* Минералогия каустобиолитов. М.: Изд-во АН СССР, 1936.
44. *Распространение и условия формирования тяжелых и сернистых нефтей.* – М.: Наука, 1985.
45. *Романовский Г.О.* Нефть, асфальт и горючие сланцы волжских берегов. – Горн. Журн., 1864, №4.
46. *Снарский А.Н.* Происхождение нефти и ее залежей // Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. – Киев: Изд-во АН УССР. – 1956. – С. 164-175.
47. *Справочник по геохимии нефти и газа* /Ред. С.Г. Неручев – Санкт-Петербург: Наука, 1988. – 576 с.
48. *Стадников Г.Л.* Ископаемые угли, горючие сланцы, асфальтовые породы, асфальты и нефти. М.; Л.: ОНТИ НКП СССР, 1935.
49. *Уклонский А.С.* Парагенезис серы и нефти. Ташкент: Фап, – 1934. – 112с.
50. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. – Л.: Недра, 1970. – 309 с.
51. *Успенский В.А., Инденбом Ф.Б.* Геохимическая характеристика нефтей и других битумов. Л.: Гостоптехиздат, 1957.

52. *Успенский В.А., Радченко О.А.* Схема генетической классификации веществ, именуемых битумами. – Изв. АН СССР. Сер. Геол., 1952, №6.
53. *Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А.* Основы генетической классификации битумов. – Тр. ВНИГРИ, 1964, выа. 230.
54. *Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И.* Геология месторождений высоковязких нефтей СССР. – М.: Недра, 1987. – 174 с.
55. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. – Киев: Наук. думка, 1971. – 120 с.
56. *Шатский Р.С.* Избранные труды. М.: Наука, 1965. Т. II, III.
57. *Юдович Я.Э., Кетрис М.П.* Геохимия черных сланцев. – Л.: Наука, 1988. – 272 с.
58. *Alayeto E.B., Louder L. W.* The geology and exploration potential of the heavy Oil sands of Venezuela (the Orinoko petrolemn belt). // Can. Soc. Petrol. Geol. Mem. – 1976. - Vol. 3. – P. 1-18.
59. *Carrigi M.A.* The physical and chemical nature of a typical tar sand bulk properties and behaviour. – In: 7th World Petroleum Congress Proc. N.J., 1966.
60. *Clark K.A.* Athabasca oil sands // Can. Petrol. – 1966. – Vol. 61, № 8. – P. 24-38.
61. *Demaison G.L.* Tar sands and superdiant oil fields // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1977, – Vol. 61, № 11. – P. 1-25.
62. *Deroo G., Powel T.G., Tissot B.* The origin and migration of petroleum in the Western canadian Sedimentary Basin, Alberta. A geochemical and thermal maturation study. – Bull. Geol. Surv. Can., 1977, N 262.
63. *Gallup W.B.* The geological history of Memurray-Cleowater deposit in the Athabasca oil sands area in oil sands – fuel of the future. – Can. Soc. Petrol. Geol. Mem. H, 1974.
64. *Gavals J.A., Velarde H.M.* Geological study and preliminary of potential reserves of heavy oil of the Orinoco tar belt, Eastern Venezuela basin. – In: Proc. 7th World Petroleum Congr. Mexico City, 1967, vol. 3.

65. *Phizackerley P.H., Scott L.O.* The major tar sand deposits of the world. – In: Proc. 7th World Petroleum Congr. Mexico City, 1967, vol. 3.

66. *Weber N.J.* The oil sands of Alberta // Journ. Canad. Petrol. Technol. – 1967. – Vol. 6, № 4.