

553.98(477)
0-51

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

ОКРЕПКИЙ РОМАН МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 553.98 (477)

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

04.00.17 – Геологія нафти і газу



АВТОРЕФЕРАТ

**дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук**

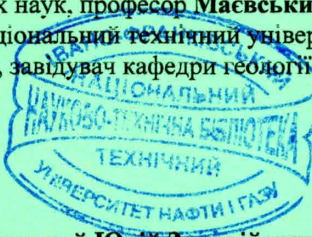
Івано-Франківськ-2003

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України

Науковий керівник:

доктор геолого-мінералогічних наук, професор **Маєвський Борис Йосипович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України, завідувач кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ



Офіційні опоненти:

- доктор геологічних наук **Крупський Юрій Зиновійович**, ДП "Західукргеологія", головний геолог

- кандидат геолого-мінералогічних наук **Чепіль Петро Михайлович**, Державна геологічна служба Мінекоресурсів України, заступник голови

Провідна установа:

Львівське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту, Міністерство екології та природних ресурсів України, м. Львів

Захист відбудеться «__» _____ 2003 р. о 14³⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України (Україна, 760 00, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15)

З дисертації
національного
вул. Карпатська

Івано-Франківського
Івано-Франківськ,

Автор

Вчений
спеціаліст
кандидат

Григоруканко Г.О.



an762

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

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, в балансі паливної ВВС повинна зростати роль нетрадиційних (додаткових) ресурсів. Серед них важкі високов'язкі нафти (ВВВН), 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, Тімано-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 ВВВН та ПБ в структурі їх нерозвіданої частини.

Нафтогазоносні басейни (НГБ) України виключно перспективні з точки зору відкриття значних скупчень ВВВН – 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 ВВВН – 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 ВВВН – ПБ.

Слід підкреслити багатоаспектність цієї проблеми. Крім того, що ВВВН, 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 ВВВН – 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 території його діяльності в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) і Передкарпатському прогині була відкрита низка родовищ із скупченнями ВВВН, 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 ВВВН 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 ВВВН з нормальними нафтами і ПБ;
- виділення генетичних типів ВВВН – ПБ на основі геолого-геохімічних даних;
- виявлення основних тектоно-геодинамічних, седиментаційно-палеогеоморфологічних, палеогідрогеологічних закономірностей формування скупчень ВВВН – ПБ;
- розробка критеріїв прогнозування зон бітумоагромадження.

Об'єкт дослідження. Поклади ВВВН 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 ВВВН і виділення прогнозних ділянок розповсюдження їх покладів на території України.

Методи дослідження: палеотектонічний, седиментаційно-палеогеоморфологічний, палеогідрогеологічний аналізи умов нафтидогенезу-нафтобітумоагромадження; комплексне геолого-геохімічне вивчення покладів ВВВН – 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, ВВВН та ПБ в залежності від конкретних тектоно-геодинамічних, гідрогеологічних і геотермобаричних умов нафтогазонакопичення;
- визначені на основі дослідження різних бітумінозних НГБ світу та України найбільш сприятливі для нагромадження ВВВН, а також маьт, 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 ВВВН, маьт, асфальтів в широкому стратиграфічному діапазоні від початку раннього карбону до пліоцену включно;
- визначені найбільш перспективні зони (ареали), в межах яких прогнозуються значні промислові скупчення ВВВН, маьт і асфальтів на території України.

Основні положення, що захищаються:

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

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

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

3. Найбільш сприятливі умови для накопичення значних промислових скупчень ВВВН-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 прогностичних зон (ареалів) зосередження значних промислових скупчень ВВВН, мальт та асфальтів в Східному, Західному і Південному нафтогазоносних регіонах.

Особистий внесок здобувача. Дисертантом особисто проведені детальні аналітичні дослідження умов формування родовищ ВВВН-ПБ України, що дозволило визначити рівні нафтогазо- та бітумонагромадження в гідрогеологічних та палеогідрогеологічних розрізах Дніпровсько-Донецької западини, Передкарпатського і Переддуродзького прогинів, а також встановити основні риси розподілу покладів ВВВН 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 щиру 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 принципових питань та колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ за сприяння, допомогу та підтримку при виконанні дисертаційної роботи.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

Ефективний прогноз зон (ареалів) нафто-бітумоагромадження 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 обґрунтованого 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) бітумоагромадження 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).

ОГЛЯД УЯВЛЕНЬ ПРО ГЕНЕЗИС І ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВВВН І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Інтерес до ВВВН та інших, парагенетично пов'язаних з ними ПБ, виник у глибоку давнину. На протязі останніх 150 років висловлювалися різноманітні думки про їх природу, парагенетичне співвідношення з нафтами, умови формування їх покладів тощо.

Ще в 1866р. Г.О.Романовський висловлював припущення про вулканічну природу ВВВН-ПБ. Відомий хімік К.В.Харичков на початку ХХ століття прийшов до висновку, що первинними в системі “нафти-ВВВН-мальти-асфальти-тверді бітуми” є саме останні. А вся гама нафтидів від асфальтів та мальт до легких нафт визначається ступенем переробки твердих бітумних та асфальтових скупчень термальними газоводяними флюїдами. Ці уявлення “неорганіка” К.В.Харичкова отримали у майбутньому непередбачувані підтвердження у дослідженнях хіміка-органіка А.Ф.Добрянського, який вивчаючи процеси утворення вуглеводнів, смол та асфальтенів прийшов до висновку про первинну природу мальт на ранніх стадіях перетворень осадової органічної речовини. Також В.О.Успенським та іншими дослідниками висловлювалися припущення про утворення асфальтів та ПБ в умовах контактного метаморфізму.

Проте, найбільш розповсюдженими є уявлення про походження ВВВН-ПБ внаслідок гіпергенної зміни звичайних нафт в зоні гіпергенезу. Зміни ці відбувались

концепція, висунена більш як 80 років тому Р.Маркусоном, отримала подальший розвиток в працях таких вчених як В.І.Вернадський, К.І.Богданович, К.П.Калицький, І.М.Губкін, А.Леверсен, І.О.Брод, Н.А.Єрьоменко, П.А.Орлов, Н.С.Шатський, А.Ф.Добрянський, В.А.Успенський, А.І.Богомолів, О.А.Радченко, В.П.Козлов, Л.В.Токарев, Ф.Б.Ундебан, Г.Л.Стадников, А.Трайбе, К.Б.Аширов, І.С.Гольдберг, О.Ю.Лукін, Б.Й.Маєвський та багато інших. Їх погляди з цього приводу описані в дисертаційній роботі.

ПАРАГЕНЕТИЧНІ СПІВВІДНОШЕННЯ ВАЖКИХ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Багатоаспектність терміну “бітум” зумовлює низку розбіжностей та протиріч в його розумінні і використанні. Як загальновідомо, це різноманітна за станом (рідка, аморфна, квазітверда або тверда), добре розчинна в сірковуглеці, хлороформі та деяких інших органічних розчинах асоціація сполук вуглецю і водню з домішками кисне-, сірко-, азотовмісних металоорганічних сполук і значним вмістом асфальто-смолистих речовин. Роль джерела ВВС можуть відігравати як природні, так і штучні бітуми. Але якщо останні пов'язані з техногенною переробкою вугілля, торфу і різних збагачених органічною речовиною пелітоморфних порід, зокрема горючих сланців, разом з ПБ-нафтоїдами (шунгіти, керити, антраксоліти тощо) відносяться до альтернативних ресурсів ВВС, то в якості додаткових (нетрадиційних) виступають ПБ-нафтиди. Таким чином, до додаткових джерел ВВС треба відносити лише рідкі ПБ-нафтиди, представлені ВВВН та мальтами. Але, приймаючи до уваги генетичні зв'язки нафт і ПБ-нафтидів, а також умови залягання останніх (принципова єдність типів покладів, наявність поступових переходів: нафти – ВВВН – мальти – асфальти – асфальтити) всі ПБ нафтового тренду доцільно розглядати разом. Ключове значення для вирішення проблеми, що розглядається, має з'ясування позиції ВВВН в загальній системі нафтидів, яка залишається дискусійною. Широке застосування словосполучення “важкі (важкі та високов'язкі) нафти і бітуми” свідчить про те, що більшість дослідників схильні відносити ВВВН не до ПБ, а до нафт. Але з точки зору фізичних і хімічних властивостей, не кажучи вже про технологічні аспекти, вони ближче до мальт ніж до нормальних (легких і середніх малов'язких) нафт з низьким вмістом смолисто-асфальтоєвних сполук і сірки. Останні, як відомо, є типовими ньютонівськими рідинами, рух яких підпорядковується закону внутрішнього тертя. В той же час ВВВН, у яких внаслідок високого вмісту смолисто-асфальтових сполук значення динамічної і кінематичної в'язкості суттєво підвищуються, відносяться разом з мальтами і більшістю асфальтів до неньютонівських (бінгамівських) рідин в'язко-пластичного типу, для яких залежність швидкостей течії від дотичного напруження на контакт з колектором має нелінійний характер. Як і різноманітні суспензійні та колоїдні системи, ВВВН і (квазі)рідкі ПБ, на відміну від нафт і пластових вод, мають так звану структурну в'язкість, що зумовлена утворенням в стані спокою “жорсткої” просторової ґратчастої структури внаслідок підвищеного вмісту вищевказаних компонентів. При напруженні, що перевищують напруження зсуву τ_0 внаслідок руйнування цієї

структури, вони починають поводити себе як звичайні (ньютонівські) рідини. Ступінь їх “жорсткості” залежить від конкретних значень вмісту високомолекулярних і поверхнево-активних сполук, температур, петрофізичних і фізико-хімічних властивостей колектору, впливу гідрохімічних факторів та ін., тобто визначається генезисом, геологічними, гідрогеологічними і термобаричними умовами існування покладу (О.Ю.Лукін, Р.М.Окрепкий, 2001; Р.М.Окрепкий, 2002). Всі методи видобування ВВВН і (квазі)рідких ПБ фактично базуються на усуненні структурної в'язкості.

ВВВН, мальти, асфальти на низці 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 приурочені до серії комбінованих літолого-стратиграфічно-тектонічно-екранованих пасток у палеогенових теригенних відкладах на глибинах від 150 м до 4,5 км, спостерігається велика різноманітність нафт, густина яких коливається від 830 до 996 кг/м³. Приблизно половину вищевказаних унікальних запасів складають ВВВН. На акваторії оз. Маракаїбо, де частково розташоване родовище Болівар, спостерігається їх безпосередній перехід у великі скупчення мальт та асфальтів. Широка гама ПБ міститься у сукупності різноманітних пасток в ранньокрейдяних алювіально-дельтових пісках на гомокліналі Альберта (Західна Канада), де у вигляді ВВВН, мальт, асфальтів зосереджено майже половину світових запасів нафтидів.

Найявність поступових переходів нафт в ПБ (через ВВВН) спостерігається в НГБ, суттєво різних за тектонікою, стратиграфією, гідрогеологією і віком нафтогазонакопичення. Поряд з НГБ давніх платформ, де бітумні поклади пов'язані з докембрійськими, палеозойськими, а на стику з передовими прогинами мезозойських та альпійських складчасто-орогенних поясів, і з більш молодими відкладами, вони широко розповсюджені і в зовсім молодих НГБ з промисловою нафтогазоносністю неоген-четвертинних комплексів (родовища Румунії, Оленецьке в Росії та ін.).

Парагенез скупчень ВВВН, мальт, асфальтів з нафтовими, газоконденсатними і газовими покладами спостерігається на низці родовищ Дніпровсько-Донецького, Карпатського та Азово-Чорноморського нафтогазоносних регіонів України. Так, на Бугруватівському багатопластовому родовищі (північна прибортова зона ДДЗ) в продуктивних піщаних пластах візейських відкладів містяться поклади як звичайних нафт, так і ВВВН. На Яблунівському родовищі (центральна частина ДДЗ) поряд з великими газоконденсатними покладами в турнейських і візейських відкладах встановлені значні скупчення ВВВН та мальт у потужних алювіальних пісковиках середнього карбону. Для Передкарпатського прогину з його надзвичайною різноманітністю нафтидів характерним є Коханівське родовище Більче-Волицької зони, де верхньоюрські рифогенно-карбонатні палеокарстові колектори містять ВВВН, що пов'язані поступовими переходами як з звичайними нафтами, так і з мальтами. У вищезалегалих сарматських теригенних відкладах Свидницької складки, що облягає Коханівський карбонатний масив, міститься низка газових покладів.

складки, що облягає Коханівський карбонатний масив, міститься низка газових покладів.

Результати аналізу закономірностей фазово-геохімічної диференціації нафтидів у різновікових теригенних і карбонатних комплексах різноманітних НГБ свідчать, по-перше, про наявність принципової межі поміж звичайними нафтами та ВВВН, що тяжіють до ПБ, а, по-друге, про широкий діапазон їх парагенетичних співвідношень. При цьому, на відміну від **бітумів-нафтоїдів**, що не зв'язані за походженням з нафтою і є продуктами місцевого впливу на органічну речовину (вугілля, горючі сланці тощо) підвищених температур та (або) тектонічних напруг в умовах контактового метаморфізму і динамометаморфізму, скупчення **бітумів-нафтидів** (включаючи ВВВН як принципово важливу проміжну ланку) характеризуються принциповою єдністю умов та процесів формування з нафтовими і газоконденсатними покладами. Ця генетична єдність цілком узгоджується з приналежністю нафт, ВВВН, мальт, асфальтів, асфальтитів і озокеритів до нафтобітумів. Саме така назва була запропонована ще на V Міжнародному нафтовому конгресі (1959 р.) для всіх природних бітумів, які розчиняються в органічних хлороформних розчинниках.

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

Незважаючи на вищевказану принципову генетичну єдність нафтидів, геологічні умови їх залягання відрізняються низкою взаємопов'язаних специфічних рис. Порівняно з нафтою та газом, ВВВН – ПБ характеризуються:

- значно більш високим ступенем концентрування глобальних запасів у неантиклінальних структурах (родовище Атабаска – понад 70%);
- наявністю двох основних стратиграфічних рівнів (інтервалів) їх зосередження (нижня крейда – понад 80% світових запасів, верхня перм – близько 10%);
- наявністю чітко виражених поясів і вузлів бітумонагромадження (Західно-канадський, Оріноцький, Оленецький, Південнотатарський тощо).

Все це свідчить про зв'язок інтенсивного накопичення ВВВН – ПБ із сприятливим збігом необхідних передумов, до яких належать:

- наявність надзвичайно потужного тривалодіючого на протязі певних етапів протерозою та фанерозою джерела ВВ (суміжність основних поясів і вузлів бітумонагромадження з областями глибокого прогинання осадових басейнів).
- поєднання багатофазності генерації ВВ у вищевказаних умовах з наявністю кількох максимумів їх утворення;
- чітке просторове тектоно-геодинамічне та (палео)геоморфологічне відокремлення осередків нафтидогенезу від зон (ареалів) їх акумуляції;
- наявність в межах зон, що облямовують глибокі прогини, регіональних переривів в осадконакопиченні (зокрема передпалеогенового, передпізньокрейдяного, перед'юрського, передмісісіпського або переднижньокарбонового та ін.);

верхньої пермі, кавернозні карбонатні породи місісіпію та верхнього девону, тощо).

Найбільш сприятливі умови бітумонакопичення характерні для перикратонних прогинів і западин. В першу чергу це стосується крайових частин докембрійських кратонів (щитів) в зонах їх зчленування з геосинклінальними поясами (складчасто-орогенними спорудами) та рифтогенами (палеоокеанами, авлакогенами). Там, де в таких тектоно-геодинамічних ситуаціях відбуваються процеси нафтогазонакопичення, виникають передумови формування великих бітумінозних поясів у дістальних частинах перикратонних схилів з редуційованим за рахунок низки периривів та незгідностей осадовим чохлам, наявністю кількох палеогідрогеологічних циклів, неодноразовою активізацією кріпто- та ідіогіпергенних процесів. Основні закономірності накопичення ВВВН – ПБ в таких умовах проілюстровані на прикладах нафтово-бітумінозних поясів Західно-канадської, Оріноцької, Волго-Уральської, Прикаспійської, Тімано-Печорської, Лено-Вілюйської нафтогазоносних провінцій. На їх основі визначені основні стратиграфічні, (палео)тектонічні, седиментаційно-палеогеоморфологічні, (палео)гідрогеологічні та інші критерії прогнозу і пошуків значних скупчень ВВВН – ПБ в Україні, нафтогазоносні регіони якої виключно сприятливі для формування великих зон нафто-бітумонакопичення.

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

Сприятливість нафтогазоносних регіонів України для формування значних промислових скупчень ВВВН – ПБ, перш за все, зумовлена взаємодією рухомих поясів різної тектоно-геодинамічної природи із схилами Українського щиту, а також із південним схилом Воронезького масиву (північний борт Дніпровсько-Донецького авлакогену) (Р.М.Окрепкий, 2002). Депресійні рифтогенні і субдукційні формації цих поясів багаторазово відігравали роль джерел вуглеводнів, вертикально-латеральна міграція яких зумовлювала процеси нафтогазонакопичення в різноманітних тектонічних умовах, в умовах різних (геодинамічного, геотермобаричного і гідрогеологічного) режимів. Саме співвідношення цих режимів, діючи через безпосередні седиментаційно-стратиграфічні (перериви осадконакопичення і поверхні незгідностей), гідрогеохімічні (парціальні тиски кисню, сірководню, вуглекислого газу, мінералізації, протікання анаеробних і аеробних відновно-окислювальних процесів тощо) і літологічні (природа порожнинності колекторів і їх фізико-хімічні властивості, фазова проникність покриток, наявність в нафтовмісних комплексах достатньо потужних і тривалих джерел радіоактивного випромінювання тощо) фактори 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 та рентабельність розробки.

бітумів; 4) умови залягання покладів ПБ (глибини, типи пасток, форми бітумонасичення та ін.), перспективи їх освоєння та рентабельність розробки.

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

Численні бітумопрояви у вигляді включень і примазок ВВВН, мальт і асфальтів, а також прожилок твердих бітумів спостерігаються в тріщинах, кавернах і вторинних порах карбонатних порід силуру і девону Львівського прогину (Б.Й.Маєвський, О.Ю.Лукін, Р.М.Окрепкий, 1993; Р.М.Окрепкий, 2002). Зокрема, на Локачинському і Великомоствіському газових родовищах промислово газоносні 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 нафтогазоносної області, 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. Парагенез нафтогазоносності і бітумонозності, як відмічалось вище, є характерною рисою рифогенно-карбонатних резервуарів на таких родовищах як Тенгіз, Карачаганак, Оренбурзьке, Астраханське та ін. (О.Ю.Лукін, 1989, 1997). Слід особливо підкреслити великі перспективи бітумонозності кембрійських теригенних відкладів Львівського прогину. Наявність бітумонасичених (асфальти, асфальгити) кварцових, з великим вмістом теригенних важких радіоактивних мінералів, пісковиків - це типова риса кембрійських відкладів західної і південно-західної окраїн Східноєвропейської 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.

Передкарпатський прогин характеризується дуже широким розповсюдженням різноманітних за складом і морфологією скупчень ПБ (Б.Й.Маєвський та ін., 1991, 1993; Р.М.Окрепкий, 2002). Саме їх поверхневі прояви сприяли відкриттю перших родовищ нафти в цій одній з найстаріших в Європі і світі нафтогазовидобувній області.

У межах Внутрішньої (Бориславсько-Покутської) зони, де зосереджені майже всі нафтові поклади (серед 30 родовищ – 20 нафтових, 6 нафтогазових і 4 газових), скупчення ПБ представлені переважно озокеритами, тоді як Зовнішня (Більче-Волицька), переважно газоносна зона, відзначається присутністю покладів ВВВН і великим поширенням скупчень і проявів мальт, асфальтів, твердих бітумів у парагенезі з самородною сіркою та сірководневими розсолами.

Переважає більшість покладів Бориславсько-Покутської зони представлена легкими ($840-850 \text{ кг/м}^3$) нафтами. Вони практично безсірчисті або малосірчисті, смолисті, високопарафіністі. З точки зору закономірностей бітумоагромадження

межах цього внутрішнього тектонічного елементу прогину зосереджені всесвітньо відомі скупчення озокериту в районі Борислава, Старуні, Дзвиняча, Трускавця.

Різновиди жильного озокериту на Бориславському, Трускавецькому, Старунському та інших родовищах відповідають різновіковим фазам висхідної міграції нафти по тріщинах. В залежності від конкретних геологічних умов ступінь втрати легких вуглеводнів і фазово-геохімічної диференціації нафти коливався. Але майже всі різновиди озокериту, як і початкові нафти родовищ Бориславсько-Покутської зони, мають незначну сірчистість. Підвищення її (до 1,5-1,7%) в деяких різновидах пояснюється незначним накопиченням смолисто-асфальтенових компонентів внаслідок фазово-геохімічної диференціації. Про відсутність ознак гіпергенного (біодеградаційного) осірчення свідчить практична ідентичність значень $\delta^{34}\text{S}$ сірки озокеритів і нафт. В цьому відношенні процеси формування ПБ у Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину і його платформному обрамленні мають суттєво інший характер. Тут ми спостерігаємо різновікові (низка фаз нафтидогенезу в палеозої, мезозої і кайнозої) скупчення нафтидів широкого фазово-геохімічного діапазону: від твердих бітумів, асфальтів, мальт, ВВВН до сухого метанового газу.

Найбільш характерним у Більче-Волицькій зоні є Коханівське родовище, де у верхньоярських карбонатних палеокарстових колекторах залягають поклади ВВВН. Воно пов'язане з однойменним морфоструктурним підняттям (7х2,3-4,0 км, амплітуда 250 м), що утворене карстово-ерозійним останцем верхньоярського рифогенно-карбонатного комплексу. Цей карбонатний інтенсивно закарстований масив незгідно облягається міоценовими (баден, нижній сармат) теригенними відкладами, що утворюють антиклінальну складку (16х4,4 км, висота 40 м) облягання (Свидницька структура). Саме нижньосарматські тонкошаруваті теригенні верстви (нижньодашавська підсвіта) вміщують низку пластових (частково тектонічно- і літологічно обмежених) газових покладів Свидницького родовища.

Нафта Коханівського родовища 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 ВВВН, що значно ближче за складом і властивостями до мальт ніж до звичайних нафт. Це проявляється в переривчастому, іноді гніздоподібному характері нафтонасичення карбонатних колекторів основного об'єму резервуару. Крім ВВВН, по тріщинах, стилітових швах і кавернах, виповнених аутигенним кальцитом, встановлені примазки асфальту, а також асфальтитів та інших твердих бітумів. Отримання пульсуючих припливів у перших свердловинах, аварійний фонтан газу в св. 2 з гіпсо-ангідритового горизонту нижнього тортону, підвищений газовий фактор коханівської нафти – все це свідчить про вторинні процеси газифікації та розрідження первинних ВВВН (можливо й мальт) під час формування численних газових покладів у міоценових відкладах. Це підтверджується даними тієї частини Коханівського родовища, що розташована на території Польщі, в якій знаходиться незначний поклад ВВВН з газоконденсатною шапкою. 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 та утворенні низки сірчистих родовищ. Все це дозволяє розглядати верхньоярські рифові тренди області зчленування Передкарпатського прогину і платформи як зони древнього нафто- і бітумонагромадження. Таким чином, Внутрішня і Зовнішня нафтогазоносні зони Передкарпатського прогину корінним чином відрізняються за природою процесів бутумоутворення. Для молодих (пліоцен-четвертинних) високопарафіністичних нафтових покладів Бориславсько-Покутської зони 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 Бітківському, Бориславському, Воля-Блажевському родовищах. Основний характер бітумонагромадження в цій зоні – це утворення озокериту. 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 скрану.

Більш давні, близькі до первинних (у розумінні А.Ф. Добрянського) нафтамальт, поклади в юрських рифогенно-карбонатних палеокарстових вапняках, судячи з підвищеної сірчистості, ізотопно-геохімічних особливостей, парагенетичних взаємовідносин з вторинними карбонатними мінералами і сіркою, формувалися під впливом палеогіпергенних процесів. У стилолітизованих тріщинах вказаних відкладів спостерігаються включення асфальту.

Південний (Азово-Чорноморський) нафтогазоносний регіон. Його територія характеризується низкою різновікових зон (ареалів) бітумонакопичення. Найбільш давні нафтиди встановлені в Переддобрудзькій нафтогазоносній області в межах Білоліського тектонічного блоку Саратсько-Балабанівської зони складок. Вони представлені високосірчистими ВВВН і пов'язані з палеозойським (S-D-C₁) Білоліським мегаатолом. В його межах виявлена промислова нафтоносність на Східносаратському, Ярославському, Жовтоярському та інших родовищах у середньопалеозойській (ейфель-нижній візе) сульфатно-карбонатній формації.

Колекторами є переважно кавернозні десульфатизовані карбонати, роздоломічені породи, сипучі утворення типу доломітового та ангідритового "борошна". При відносно невеликій густині ($832-862 \text{ кг/м}^3$) нафти характеризуються високим вмістом смол (10-22%) і асфальтенів (до 26%), дещо підвищеною сірчистістю (0,18-0,85%) і високою парафіністичністю (до 12%).

Широке розповсюдження тут бітумопроявів у вигляді припливів ВВВН (з температурою застигання $25-30^\circ\text{C}$), а також включень і примазок мальт, асфальтів, твердих бітумів у карбонатних і теригенних колекторах силурійського, девонського і нижньокам'яновугільного віку дозволяє розглядати Білоліський блок як ареал різновікового бітумонакопичення. Бітумоутворення пов'язане з давніми фазами нафтидогенезу і палеогіпергенними процесами.

Як можлива зона бітумонакопичення розглядається і Чадир-Саратський верхньоярський (оксфорський) рифогенно-карбонатний пояс, пов'язаний з Чадир-Саратським розломом. В окремих пошукових свердловинах тут виявлені численні

Як можлива зона бітумонагромадження розглядається і Чадир-Саратський верхньоюрський (оксфорський) рифогенно-карбонатний пояс, пов'язаний з Чадир-Саратським розломом. В окремих пошукових свердловинах тут виявлені численні нафтогазопрояви та примазки ПБ (ВВВН, мальт, асфальтів), що містяться в біогермних, біокластичних оолітових доломітизованих вапняках.

Промислові скупчення ВВВН встановлені на Семенівському, Актаському, Борзівському та інших родовищах Індоло-Кубанської НГО. Більшість їх покладів залягають в тріщинувато-кавернозно-порових вапняках неогену (чокрак, караган) в інтервалі глибин 190-600м. Густина нафт коливається в межах 901-930 кг/м³, в'язкість – 211-560 МПа·С. Це смолисті (до 12,5%), малосірчисті (<0,15%) ВВВН ароматично-нафтового складу (вміст алканів до 11-12%). На родовищах ВВВН поклади мають газові шапки. Геохімічні особливості газу (вміст етану до 11%, відсутність сірководню і гелію при підвищеному вмісті вуглекислого газу до 9,5-13,1% і азоту до 3,1%) та специфічні гідрохімічні особливості законтурних вод (поєднання низької – до 21 г/л мінералізації і гідрокарбонатнатрієвого типу з підвищеним вмістом йоду і броду) дозволяють вважати, що формування ВВВН Керченського півострову могло бути пов'язане з наявністю органічної речовини в майкопських глинах з подальшим впливом на звичайні нафти гіпергенних процесів. В цьому плані високоперспективними слід вважати склепінні та периклінальні ділянки Васходівського, Поворотного, Високівського, Тарасівського, Чурбаського та інших піднять.

Східний нафтогазоносний регіон (Дніпровсько-Донецька западина, Донбас). Авлакогени характеризуються сприятливими геологічними умовами для утворення покладів нафтидів широкого фазово-геохімічного діапазону – від ВВВН, мальт, асфальтів до вищих керитів та антраксолітів. Зони (ареали) бітумонагромадження в авлакогенних (палеорифтогенних) басейнах переважно пов'язані з моноклінальними схилами суміжних антеклиз, кристалічних щитів, виступів докембрійського фундаменту, інверсійних валоподібних структур і великих похованих палеоморфоструктур у палеорифтових прогинах, соляних діпірів тощо (О.Ю.Лукін, 1989, 1997; О.Ю.Лукін, Р.М.Окрепкий, 2002; Р.М.Окрепкий, 2002). Саме з такими умовами пов'язані всі відомі тут родовища, поклади і прояви ПБ. Вони залягають у широкому стратиграфічному, глибинному і катагенетичному діапазонах в різноманітних морфогенетичних типах пасток і, як правило, в тісному взаємозв'язку з перервами осадконакопичення, палеогеотермічними і палеогідрогеологічними неузгодженнями. Більшість їх багатопластова і характеризується парагенезом скупчень ВВВН – ПБ з нафтовими і газоконденсатними покладами і пов'язана з давніми (домезозойськими) фазами нафтидогенезу.

Типовими представниками таких родовищ є Яблунівське, Бугруватівське, а також Богданівське, Скоробогатківське та багато інших родовищ, які детально охарактеризовані в дисертації. Поклади ВВВН, мальт та інших ПБ на цих родовищах залягають в парагенезі з нафтовими і газоконденсатними покладами в широкому стратиграфічному діапазоні (в основному карбон і верхній девон). Вони

Фізико-хімічні властивості ВВВН, ступінь їх сірчистості та інші параметри коливаються у широких межах, що пов'язано з багатофазністю і різноманітністю умов їх формування. Вони характеризуються великими діапазонами коливань густини ($887\text{--}957 \text{ кг/м}^3$), кінематичної в'язкості (від 7,4 до $4310,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ при $t=20^\circ\text{C}$), 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 ВВВН, 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 ВВВН (мальт) катагенними і фазово-геохімічними (взаємодія з вуглеводневими потоками) факторами. Крім того, в північно-західній частині ДДЗ, за межами основної промислово нафтогазоносною територією Східного регіону поклади ВВВН і мальт відомі на Бахмацькій, Тванській, Холмській, Великозагорівській та інших площах. Основна їх частина пов'язана з верхньовізейськими різноманітними морфогенетичними типами піщаних тіл, що утворюють комбіновані літолого-структурні пастки на брахіантиклінальних підняттях. Колектори представлені кварцовими пісковиками з контактно-базальним типом цементу, у складі якого каолініт, карбонати та бітуми. Відкрита пористість коливається від 10 до 22%, проникність сягає $500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, ефективна потужність – 5-12 м. ВВВН Бахмацького родовища являє собою непрозору чорного кольору високов'язку ($210,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ при $t=50^\circ\text{C}$) рідину густиною $911,4 \text{ кг/м}^3$. Вона високосмолиста (22%), парафіниста (2,5%), помірно сірчиста (0,32%), з високим вмістом асфальтенів (3,8%) та виходом коксу (5,9%). Її фракційний склад характеризується низьким виходом бензинових фракцій (3,5%) і всіх світлих погонів (18,5%). Все це свідчить про її проміжний характер між нафтою і мальтою. Близькими показниками характеризуються нафти та мальти інших вищевказаних площ північно-західної частини ДДЗ.

Слід підкреслити великі перспективи пошуків ВВВН в зонах соляних діапирів, оскільки тут існують особливі умови для бітумогенезу. Приклади Роменського, Бригадірівського та інших соляних штоків, де з приштокових брекчій отримані припливи ВВВН, свідчать про доцільність розгляду соляних діапирів як специфічних ареалів бітумонакопичення, де ПБ широкого фізико-хімічного діапазону (від ВВВН і мальт до асфальтитів керитів і антраксолітів в складі цементу приштокових брекчій) знаходяться в парагенезі з нафтовими і газоконденсатними покладами.

Необхідно зазначити, що всі поклади вище охарактеризованих родовищ залягають, на відміну від родовищ ВВВН 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. Їх можна розглядати як "законсервовані" древні (пізньопалеозойські і ранньомезозойські) скупчення. Тому і в областях регіональної нафтогазоносності, до яких належить центральна частина ДДЗ, залишається багато древніх покладів ВВВН – ПБ. Але найбільш сприятливі умови їх виникнення і

нафтогазоносності, до яких належить центральна частина ДДЗ, є також багато давніх покладів ВВВН – ПБ. Але найбільш сприятливі умови їх формування та існування є в крайових частинах нафтогазоносних провінцій на обрамленні або за межами промислової нафтогазоносності. В ДДЗ до таких зон, окрім крайнього північного заходу (Бахмач, Твані, Холми, В. Загорівка та ін.), деяких давніх похованих структур (Яблунівка та ін.), відносяться певні ділянки прибортових зон (Бугруватівське та інші родовища) і моноклінальних схилів Воронежського масиву та Українського щиту. Серед останніх слід зазначити перспективи нижньокам'яновугільних відкладів Західного Донбасу і Старобільсько-Міллерівської моноклінали, а також окремі ділянки Південного Донбасу.

Можливість існування неглибокозалегаючих великих скупчень ВВВН і мальт на південному сході північного схилу Українського щиту понад 40 років тому обґрунтовував М.Ф. Балуховський. Підтвердженням цих прогнозів є одержання на Шульгівській площі з верхньовізейських пісковиків в інтервалі 188-191 м припливу ВВВН (дебіти 16-18 л/добу). Густина її 949-1000 кг/м³, кінематична в'язкість (при 20°C) 60-70 МПа·С, температура застигання +20°C, вміст смол (сірчисто-кислотних) 19-22 об. %, сірки 0,58%, коксу 9,56 ваг. %.

Слід зазначити, що саме Східний регіон характеризується найбільш широким, порівняно з іншими нафтогазоносними регіонами України, стратиграфічним і літологічним діапазонами розповсюдження ВВВН, а також мальт та інших ПБ. Утворення більшості з них зумовлено палеогіпергенними процесами, що пов'язані з певною тектоно-геодинамічною та палеогідрогеологічною циклічністю. Це дозволяє прогнозувати певні стратиграфічні рівні формування покладів ВВВН і близьких до них ПБ. Порівняно давній вік скупчень ВВВН, мальт та асфальтів підтверджується як визначеннями ізотопного віку бітумно-уранової мінералізації, зокрема, на водонафтовому контакті, так і палеотектонічними реконструкціями. Зокрема, судячи з цих даних, поклади ВВВН в середньокам'яновугільних пісковиках утворилися у допересажський час.

Багатофазність формування скупчень ВВВН – ПБ та їх тісний зв'язок з палеогіпергенними процесами підтверджується літологічною закономірністю вміщуючих їх порід-колекторів і характером заповнення їх гетерогенного порового простору. Їм притаманні різні форми змочуваності порід висхідною нафтою і наявність чіткої залежності вмісту ВВВН – ПБ від гідрофільних компонентів.

Все вищесказане свідчить про те, що Дніпровсько-Донецький авлакоген, з яким пов'язаний основний за розвіданими запасами та масштабами нафтогазовидобування регіон України, характеризується надзвичайно широким діапазоном умов формування покладів ВВВН – ПБ і великими перспективами їх пошуків. При цьому необхідно вказати на тісний зв'язок цього напрямку з проблемою освоєння залишкової нафти на багатьох багатопластових родовищах ДДЗ з широким фазово-геохімічним діапазоном покладів.

комплексах нафтогазовидобувних регіонів України. Дослідження закономірностей формування ВВВН – ПБ в зв'язку з оцінкою перспектив пошуків і освоєння їх в нафтогазоносних регіонах України дозволили прийти до наступних висновків.

За генетичними, фізико-хімічними та технологічними властивостями ВВВН 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 ВВВН, мальт, асфальтів тощо). Всі вони утворилися внаслідок єдиного за своєю природою процесу нафтидогенезу.

Поклади ВВВН – 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.

ВВВН 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 покришками підвищеної порової проникності); б) гідрогеохімічне та біохімічне окислення нафт у зонах палео- або сучасного гіпергенезу; в) взаємодія нафтових і газоконденсатних систем під час багатфазової міграції (випадання збагачених смолисто-асфальтеновими сполуками нафтидів у вигляді ВВВН і утворення облімів газоконденсатних покладів).

Найбільш сприятливі умови для накопичення значних промислових скупчень ВВВН – ПБ притаманні перикратонним прогинам і западинам, що в першу чергу, стосується крайових частин докембрійських кратонів в 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 ВВВН – ПБ. На заході України 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 до основних зон (ареалів) нагромадження ВВВН – ПБ відносяться Білоріський тектонічний блок Переддобрудзької нафтогазоносної області (середньопалеозойські карбонатні та сульфатно-карбонатні колектори) та Керченський півострів (піщані колектори майкопської серії). У ДДЗ та Донбасі основні перспективи пошуків ВВВН – ПБ пов'язані з нижньокам'яновугільними теригенними та карбонатними відкладами схилів Воронезького масиву та Українського щиту з суміжними частинами

сульфатно-карбонатні колектори) та Керченський півострів (піщані колектори майкопської серії). У ДДЗ та Донбасі основні перспективи пошуків ВВВН – ПБ пов'язані з нижньокам'яновугільними теригенними та карбонатними відкладами схилів Воронезького масиву та Українського щиту з суміжними частинами прибортових 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) ВВВН – ПБ можуть стати важливим для вітчизняної промисловості додатковим джерелом вуглеводневої сировини.

ОСНОВНІ ПРАЦІ, ОПУБЛІКОВАНІ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Окрепкий Р.М. Основні закономірності поширення важких високов'язких нафт і природних бітумів у нафтогазоносних регіонах України. Східний нафтогазоносний регіон // Стаття 1. Східний нафтогазоносний регіон. Геологічний журнал. – 2002. - №2. – С. 24-35.

2. Окрепкий Р.М. Основні закономірності поширення важких високов'язких нафт і природних бітумів у нафтогазоносних регіонах України. Західний та Південний регіони // Стаття 2. Західний та Південний регіони. Геологічний журнал. – 2002. - № 3. – С. 42-49.

3. 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. (Особистий внесок- аналіз існуючих та обґрунтування нових напрямків геолого-розвідувальних робіт, участь автора 60%)

4. Маєвський Б.Й., Лукін О.Ю., Окрепкий Р.М., Гривнак С.І. Геофлюїдодинамічні і геохімічні аспекти формування і перспективи нафтогазоносності Карпатського регіону // Нафтова і газова промисловість. – 1993. - № 2. – С. 6-8. (Особистий внесок- обґрунтування закономірностей та перспектив нафтогазоносності, участь автора 40%).

5. Довжок С.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.–78 с. (Особистий внесок- геологічні обґрунтування перспектив нафтогазоносності Північного борту ДДЗ, участь автора 50%).

6. 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. (Особистий внесок- аналіз фактичного матеріалу, участь автора 65%)

7. Окрепкий Р.М., Середницький Л.М., Музичко І.І. Проблеми розробки нафтогазових родовищ ВАТ "Укрнафта" // Матеріали 5-ої Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України-98". – Том 1.- Полтава: УНГА. – 1998. – С.407-

408.(Особистий внесок- аналіз геологічних передумов розробки Бугруватівського,Коханівського та інших родовищ, участь автора 60%).

8. Окрепкий Р.М., Алексеева М.Я., Мончак Л.С.,Омельченко В.Г. Перспективи нафтогазоносності неглибокозалягаючих горизонтів Скибової зони Карпат // Матеріали 6-ої Міжнар. наук.- практ. конф. “Нафта і газ-2000”.- Том 1.-Івано-Франківськ. - 2000. -С. 100 - 101. (Особистий внесок – аналіз перспектив нафтогазоносності у нижньокрейдових та олігоценових відкладах, участь автора 25%).

АНОТАЦІЯ

Окрепкий Р.М. Геологічні умови формування важких високов'язких нафт і перспективи пошуків їх покладів у нафтогазоносних регіонах України.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – геологія нафти і газу. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2003.

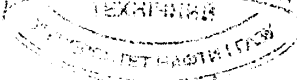
В роботі висвітлюються особливості геологічного розповсюдження, умов залягання та закономірності формування покладів важких високов'язких нафт (ВВВН), а також мальт, асфальтів, природних бітумів (ПБ), зокрема мальт і асфальтів. Дано наукове обґрунтування значних перспектив освоєння їх ресурсів у нафтогазоносних регіонах України як одного із значних додаткових джерел вуглеводневої сировини (ВВС). Показана багатоаспектність даної проблеми. В практичному плані, крім перспективно зростаючого значення ВВВН – ПБ як додаткового джерела ВВС, слід підкреслити роль їх скупчень як концентраторів різноманітних металів (від ванадію, нікелю, молібдену, ренію до золота та платиноїдів), а також як геоекологічних факторів. В теоретичному плані визначення природи та умов утворення ВВВН має особливе значення для пізнання закономірностей нафтидогенезу.

Сукупність отриманих результатів дозволяє зробити висновок про те, що геологічні умови нафтогазоносних регіонів України виключно сприятливі для формування крупних зон накопичення ВВВН – ПБ. При належному ступені розвіданості цих зон і застосуванні сучасних методів розробки зосереджених в них покладів (поєднання буріння горизонтальних і бокових свердловин з різними фізичними та хімічними методами впливу на пласт) ВВВН-ПБ можуть стати важливим для нафтогазової промисловості України додатковим джерелом вуглеводневої сировини.

АННОТАЦИЯ

Окрепкий Р.М. Геологические условия формирования тяжелых высоковязких нефтей и перспективы поисков их залежей в нефтегазоносных регионах Украины.

Диссертация на соискание научной степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 – геология нефти и газа. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2003.



В работе освещаются особенности геологического распространения, условия залегания и закономерности формирования залежей тяжелых высоковязких нефтей (ТВВН), а также малът, асфальтов и других природных битумов (ПБ) – нафтидов и дано научное обоснование значительных перспектив освоения их ресурсов в нефтегазоносных регионах Украины как одного из важнейших дополнительных источников углеводородного (УВ) сырья. Показана многоаспектность данной проблемы. В практическом плане помимо непрерывно возрастающего значения ТВВН – ПБ, как дополнительного источника УВ сырья, следует подчеркнуть роль их скоплений как концентраторов различных металлов (от ванадия, никеля, молибдена, рения до золота и платиноидов) и геоэкологических факторов. В теоретическом плане определение природы и условий происхождения ТВВН (как особого промежуточного звена между нефтями и ПБ), тесно связанных с мальтами и асфальтами, имеет особое значение для познания закономерностей нафтидогенеза.

В результате обобщения данных по битумоносности различных нефтегазоносных бассейнов Мира и изучения предпосылок формирования залежей ТВВН – ПБ в нефтегазоносных регионах Украины:

- на качественно новом уровне охарактеризованы парагенетические соотношения с определением особой роли ТВВН как промежуточного звена между обычными нефтями и ПБ при единстве процессов нефте- и битумонакопления;
- показано разнообразие их генетических взаимоотношений в зависимости от конкретных тектоно-геодинамических, гидрогеологических, геотермобарических условий нефтегазонакопления;
- установлено, что принципиальная генетическая, органо-геохимическая, физико-химическая и технологическая границы проходят между обычными нефтями и ТВВН, которые только количественно, а не качественно отличаются от мальт, которые относятся к ПБ;
- на основе сравнительного изучения разных битумоносных НГБ определены наиболее благоприятные для накопления ТВВН, а также малът, асфальтов стратиграфические, палеотектонические, седиментационно - палеогеоморфологические, палеогидрогеологические условия;
- впервые для Украины рассмотрено генетическое и пространственно-временное соотношение битумо- и нефтегазонакопления, а также взаимоотношение между нефтегазоносными и битумоносными бассейнами (на примере Днепровско-Донецкой впадины, Предкарпатского и Преддобруджского прогибов);
- установлено существование скоплений ТВВН (мальт и т.д.) разного возраста в стратиграфическом диапазоне от начала раннего карбона до плиоцена включительно;
- изучена связь фаз накопления ТВВН – ПБ с палеогидрогеологической цикличностью;
- охарактеризованы основные факторы формирования залежей ТВВН (мальт, асфальтов), к которым принадлежат: 1) фазово-сепарационные процессы, т.е. потеря легких фракций УВ в зонах виклинивания коллекторов, разрывных дислокаций (сбросов, сдвигов) и повышенной трещиноватости, под зональными и

локальными литологическими экранами с сепарационными особенностями ("полупокрышки", "ложные" покрышки и т.д.); 2) гидрогеохимические и биохимические процессы окисления нефтей в зонах палео- и современного гипергенеза; 3) смешение нефтей и газоконденсатов при многофазном нефтегазонакоплении;

- на основании установленных закономерностей и прогнозно-поисковых критериев определены наиболее перспективные зоны (ареалы), в границах которых прогнозируются значительные промышленные скопления ТВВН, а также малт и асфальтов.

Совокупность полученных результатов позволяет сделать вывод о том, что геологические условия нефтегазоносных регионов Украины благоприятствовали формированию крупных зон накопления ТВВН – ПБ. При определенной степени разведанности этих зон и применении современных методов разработки сконцентрированных в них отложений (совмещение бурения горизонтальных и боковых скважин с различными физическими и химическими методами влияния на пласт) ТВВН-ПБ могут стать важным для нефтегазовой промышленности Украины дополнительным источником углеводородного сырья.

ABSTRACT

Okrepkiy R.N. Regularities of heavy high-viscous oils distribution within petroliferous regions of Ukraine

The thesis for the competition of scientific degree of the candidate of geological sciences, speciality 04.00.17 – geology of oil and gas.

The work deals with the features of geological distribution occurrence conditions and genetical regularities of heavy high-viscous oils (HHVO), maltas, asphaltes and other petroleum natural bitumens (NB). It gives scientific substantiation for considerable prospects of HHVO-NB development within Ukrainian petroliferous regions as one of the most important supplementary source of hydrocarbon (HC) raw material. The multiaspectness of this problem is shown. In practical terms, apart from progressively increasing importance of HHVO-NB as supplementary contributor of HC raw material it should be emphasized the role of their accumulations as the concentrators of various metals (from V, Ni, Mo, Re to Au, Pt, Pd, etc.) and as geoeological factors. Theoretically, determination of the nature and conditions of HHVO (as a special link between oils and NB) formation closely connected with maltas and asphaltes is of great importance for a better understanding of petroleum origin.

Obtained results in total testify that geological conditions of Ukrainian petroliferous formation of great zones of HHVO-NB accumulation. Under proper stage of prospecting and exploration of these zones and providing the application of currently available methods of HHVO-NB pools development (combination of horizontal and lateral wells drilling with various physical and chemical methods of subjection of reservoirs) they has much potential for yielding HC as supplementary (non-traditional) source.