

НОВИЙ ПОГЛЯД НА ПРОБЛЕМУ КЛАСИФІКАЦІЇ НАФТ

Розроблено нову промислову класифікацію нафт, що базується на співвідношеннях між трьома основними параметрами нафти, які визначають її головні фізико-хімічні властивості. За результатами проведеного комплексного аналізу результатів випробування та експлуатації нафтових свердловин, компонентного складу та фізико-хімічних властивостей нафти нафтових та нафтогазових покладів родовищ Дніпровсько-Донецької западини встановлено, що головними чинниками, які визначають фізико-хімічні властивості нафт є: вміст сірки, асфальто-смолисті речовини та вміст парафінів. Розроблена класифікація дає змогу вже на ранніх стадіях геологічного вивчення покладів обрати раціональний метод його розробки та спосіб експлуатації свердловин збільшити тривалість міжремонтних періодів за рахунок запобігання ускладнень при експлуатації свердловин, мінімізувати геологічні ризики, пов'язані з освоєнням свердловин після проведення планових та капітальних ремонтів, підвищити геолого-економічну ефективність розробки нафтових та нафтогазових покладів.

Ключові слова: нафта, класифікація, розробка, поклад, сірка, парафіни, асфальтени.

Г. Я. Стебельская. НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ПРОБЛЕМУ КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТИ. Разработана новая промышленная классификация нефти, основанная на соотношениях между тремя основными параметрами нефти, которые определяют ее главные физико-химические свойства. По результатам проведенного комплексного анализа результатов опробования и эксплуатации нефтяных скважин, компонентного состава и физико-химических свойств нефти нефтяных и нефтегазовых залежей Днепровско-Донецкой впадины установлено, что главными факторами, определяющими физико-химические свойства нефти, являются содержание серы, асфальто-смолистых веществ и содержание парафинов. Разработанная классификация позволяет уже на ранних этапах геологического изучения залежи выбрать наиболее рациональный метод его разработки и способ эксплуатации скважин, увеличить длительность межремонтного периода за счет предупреждения осложнений во время эксплуатации скважин, минимизировать геологические риски, связанные с освоением скважины после проведения плановых и капитальных ремонтов, повысить геолого-экономическую эффективность разработки нефтяных и нефтегазовых залежей.

Ключевые слова: нефть, классификация, разработка, залежь, сера, парафины, асфальтены.

Постановка проблеми. Проблема класифікації нафти виникла з початку її видобування. Будь-яка класифікація, зокрема і класифікація нафти, є системою розподілення об'єктів (процесів, явищ) за класами (групами тощо) відповідно до визначених ознак [1]. На сьогоднішній день накопичений значний об'єм інформації по хімічному складу та фізико-хімічних властивостях нафт різних нафтогазових провінцій світу, однак проблема їх типізації досі залишається не вирішеною і єдиної класифікації нафт немає. У першу чергу це пов'язано з надзвичайною різноманітністю хімічного складу нафт, яка в залежності від сукупності зовнішніх умов проявляє властивості молекулярного розчину або дисперсної системи, та відсутністю чітко обґрунтованого набору головних критеріїв для її класифікації.

Особливо гостро питання класифікації нафти постає в нафтопромисловій геології та нафтовидобувній галузі при виборі методів освоєння свердловин, розробки нафтових покладів та проектуванні технології експлуатації нафтових свердловин.

Аналіз попередніх досліджень та публікацій. На ранніх етапах розвитку нафтової промисловості визначальним показником якості продуктів була густина, яка і лягла в основу першої класифікації всіх відомих нафт. Так, в 1921 р. в США Американським інститутом нафти була розроблена класифікація нафт за густиною [2], яка базується на визначенні відносної густини

нафти до густини води при однаковій температурі.

З розвитком нафтової промисловості кількість класифікацій нафти все збільшувалася, а підхід до них змінювався [3-10]. Пізні класифікації нафт включали різні визначальні ознаки. В більшості різних класифікацій в основу було покладено розподіл нафт на класи, групи, типи за хімічним складом. В якості визначених ознак приймалися склад і кількість вуглеводнів в легких бензинових фракціях, вміст асфальто-смолистих компонентів. В подальшому це були особливості структури вуглеводнів, їх індивідуальний склад та ін. Чим глибше і повніше досліджувалися нафти, тим більше з'являлося різноманітних класифікацій. Пізніше, коли широкого розповсюдження набули геохімічні дослідження, з'являлися класифікації, що як і раніше, базувалися на хімічному складі нафт, однак зміну певних показників пояснювали характером перетворень нафти в земній корі, і розподіляли нафти на класи за тим самим принципом. Вводилися також поняття про типи нафт окислених, фільтрованих, метаморфізованих та ін.

Подальший розвиток нафтової хімії призвів до виділення генетичних показників, успадкованих нафтою від органічної речовини. На цьому етапі з'являлися класифікації нафт за ознаками, успадкованими нібито від органічної речовини материнських порід. По суті всі генетичні класифікації були спрямовані на підтримку домінуючої протягом тривалого часу біогенної гіпотези походження нафти, не розглядаючи при цьому фак-

тичний склад нафти та не враховуючи наявність в ній гетероатомних сполук. Тому ці класифікації широкого застосування не набули і на практиці не застосовувалися.

На сьогоднішній день накопичений значний об'єм інформації по хімічному складу та фізико-хімічних властивостях нафт різних нафтогазоносних провінцій світу, однак проблема їх типізації досі залишається не вирішеною і єдиної класифікації нафт і природних бітумів не існує. У першу чергу це пов'язано з надзвичайною різноманітністю хімічного складу нафт та відсутністю чітко обґрунтованого набору головних критеріїв для її класифікації.

Відомі на цей час класифікації умовно можна об'єднати в три групи: хімічна, генетична, технологічна.

Хімічна класифікація заснована на груповому складі нафт тобто базується на переважанні тих чи інших вуглеводнів, і може бути як самостійною одиницею, так і слугувати основою для технологічних та геохімічних класифікацій [1, 11, 12, 13]. Перша спроба хімічної класифікації нафт була зроблена Гефером в 1907 р. З того часу і досередини 60-их рр. у світі були запропоновані різні класифікації, недоліком яких було те, що вони розглядали нафти тільки з точки зору їх вуглеводневого складу, в той час як хімічна класифікація повинна враховувати і склад неуглеводневих компонентів [12]. По мірі вивчення складу нафт і виявлення в них нових сполук хімічна класифікація ускладнювалася.

На сьогоднішній день у відповідності до складу нафти виділяють шість груп [14] нафт: метанові (або парафінові), нафтенові, метано-нафтенові, ароматичні, метано-нафтенароматичні, нафтенароматичні. Класи нафт визначають за хімічним складом не по всій пробі, а тільки по фракціях, що википають до 300°C [1, 15]. Дана класифікація має дещо суб'єктивних характер, оскільки нафти навіть одного продуктивного горизонту при розгонці можуть давати різний склад фракцій, що википають до 300°C. Ще складнішим є застосування хімічної класифікації для високов'язких нафт і в'язкорідких природних бітумів типу мальт, оскільки основна частина високомолекулярних сполук (асфальтенів, смол, кисне- і сірковмісних сполук), які характерні для цього класу вуглеводнів, знаходиться у фракціях, що википають при температурі 400 °C і більше. Тому хімічна класифікація нафт з певним наближенням може бути використана при вирішенні питання вибору раціональної схеми переробки нафти для виготовлення кінцевого продукту з певними визначеними властивостями.

Генетична класифікація передбачає виділення генетичних рядів і типів та відображає гене-

тичний ряд перетворень нафти в тверді бітуми. Розділення на нафти і бітуми проводиться по вмісту в них масляних фракцій (до 65 % – бітуми, понад 65 % – нафти).

Існуючі генетичні класифікації нафт [14, 16, 3, 17, 18] поділяють її на класи і типи, базуючись на її геолого-геохімічній історії і апріорі біогенній гіпотезі нафтоутворення. При цьому не враховується, що до сьогоднішнього дня не існує єдиної теорії нафтидогенезу, а хімічні сполуки, так звані "біомаркери", які ще кілька десятиліть тому вважалися тільки біологічного походження, вже синтезуються в лабораторних умовах. Тому така необ'єктивність генетичних класифікацій є їх суттєвим недоліком і унеможлиблює їх використання для вирішення широкого кола питань, пов'язаних з міграцією флюїдів, формуванням їх покладів, прогнозуванням нафтогазоносності надр.

Технологічна базується на показниках, які визначають вибір схеми переробки вуглеводневої сировини. В основу технологічної класифікації нафт покладено: вміст сірки в нафтах і світлих нафтопродуктах, вихід фракцій, що википають до 350°C, потенційний вміст базових масел (а також індекс їх в'язкості) і парафіну [1, 19]

Крім того, при характеристиці нафт широко використовуються класифікації за густиною, величиною в'язкості, вмістом смол, асфальтенів, парафінів, сірки тощо.

Однією з самих нових на поточний час, мабуть є класифікація нафт за Малишеком [1], яку умовно можна віднести до групи хімічних класифікацій. Вона передбачає розподіл нафт за поверхнево-активними властивостями, а саме за вмістом органічних кислот на чотири групи: неактивні, малоактивні, активні, високоактивні. Дану класифікацію доцільно б було застосовувати при проектуванні розробки нафтових покладів, коли передбачається впровадження вторинних та третинних методів (закачування ПАР, міцелярних розчинів, розчинників та ін.), однак складність проведення досліджень по визначенню вмісту нафтенових кислот та і їх властивостей [20] на поточний час практично унеможлиблює використання даної класифікації в нафтовидобувній галузі.

Незважаючи на велике різноманіття існуючих на сьогодні класифікацій нафти, залишилася маловивченим питання, пов'язане з класифікацією вуглеводнів при виборі методів їх видобутку та системи розробки покладів, адже при вирішенні практичних задач доводиться користуватися одразу декількома класифікаціями, які в деяких аспектах суперечать одна одній.

Мета досліджень. Основною метою роботи є визначення головних чинників, які зумовлюють

прояв певних фізико-хімічних властивостей нафти і обумовлюють ефективність тих чи інших технологій видобування нафти та розроблення класифікації, яка б дозволяла вже на початкових етапах геологічного вивчення покладу обрати раціональний метод його розробки та спосіб експлуатації свердловин.

Виклад основного матеріалу. Ефективність вилучення запасів нафти безпосередньо залежить від системи розробки покладів, методів впливу на пласт та технології експлуатації видобувних свердловин, вибір яких окрім геологічних чинників, таких як пористість, проникність, нафтонасиченість, загальна та ефективна нафтонасичена товщина колектора, коефіцієнт неоднорідності, коефіцієнт розчленування розрізу, піскуватість, мікронеоднорідність, шаруватість, характер змочувальних властивостей порового середовища, базується також на фізико-хімічних та структурно-механічних властивостях нафти.

Фізико-хімічні властивості нафти мають також важливе значення при виділенні об'єктів розробки, проектуванні системи розробки покладів та виборі технології експлуатації свердловин. Так, пласти, в'язкість нафти яких відрізняється, недоцільно об'єднувати в один експлуатаційний об'єкт, оскільки їх необхідно розробляти за допомогою різних технологій вилучення нафти з надр із застосуванням різних схем розташування і щільності сітки свердловин. Різний вміст парафінів, сірководню, цінних вуглеводневих компонентів, промисловий вміст інших корисних копалин також може стати причиною неможливості сумісної розробки пластів як одного експлуатаційного об'єкта.

Фізико-хімічні та структурно-механічні властивості нафти обумовлені її хімічним складом і співвідношенням окремих компонентів, а також їх складною внутрішньою будовою, обумовленою силами міжмолекулярної взаємодії.

За результатами численних хімічних аналізів встановлено, що нафта складається головним чином з вуглецю (82–87 %) і водню (11,0–15%). Крім них в нафтах присутні ще три елементи – сірка, азот і кисень, вміст яких коливається в межах 0,01–4,3 %, 0,02–1,7 %; 0,01–0,27 %, відповідно. В незначних концентраціях у нафтах зустрічаються метали (основні з них ванадій, нікель, залізо, цинк, мідь, магній, алюміній), загальний вміст яких рідко перевищує 0,02–0,03 % від її маси [21]. Вказані елементи утворюють різні класи хімічних сполук, з яких і складаються нафти.

На поточний час сучасними аналітичними методами в нафтах виявлено більше 1000 різноманітних сполук, з яких 900 відносяться до вуглеводнів парафінового, нафтенового та ароматичного рядів [21, 22, 23]. Решта є сумішшю гете-

росполук, які містять сірку, азот, кисень і метали. Кількість цих сполук в складі природної нафти незначна, але вони представляють значний інтерес, оскільки визначають прояв тих чи інших фізико-хімічних властивостей. Так, наприклад, кисень і кисневмісні речовини суттєво впливають на властивості поверхонь розподілу флюїдів в пласті, на розподіл рідин і газів в поровому середовищі і, відповідно, на закономірності фільтрації флюїдів. З цими речовинами також тісно пов'язані процеси, які мають важливе промислове значення – утворення і руйнування нафтоводяних емульсій, виділення з нафти і відкладання парафінів на свердловинному обладнанні, в привибійних зонах пластів, шлейфах. Сполуки сірки в нафтах (меркаптани, сульфіді, сірководень) викликають сильну корозію металів, погіршують товарні якості нафти. Компоненти нафти, що представляють собою суміш високомолекулярних сполук, до складу молекул яких входять азот, сірка, кисень та метали, називають асфальтосмолистими речовинами (АСР). Їх важливою особливістю є здатність адсорбуватися на поверхні порових каналів і здійснювати сильний негативний вплив на процес фільтрації рідин і газів в пласті. Саме ці речовини зумовлюють підвищену в'язкість нафти в пластових умовах, прояв реологічних властивостей та необхідність застосовувати вторинні та третинні методи розробки з метою підвищення коефіцієнта нафтовилучення.

Як бачимо, склад нафт настільки різноманітний (і з кожним роком з появою нових методів досліджень в нафті визначають нові, невідомі раніше сполуки), що існуючі на сьогоднішній день класифікації не в змозі їх врахувати, що часто породжує складності при віднесенні тої чи іншої нафти до певного типу.

З метою визначення головних чинників, які впливають на фізико-хімічні властивості нафт автором був проведений аналіз результатів випробування та експлуатації свердловин понад 150 нафтових покладів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) з різним хімічним складом і різними фізико-хімічними властивостями нафти. За результатами аналізу встановлено, що при підвищеному вмісті в нафті (АСР) і сірки вона проявляє неньютонівські властивості, внаслідок чого її видобуток традиційними способами значно ускладнюється або взагалі унеможливується. При вмісті парафіну в нафті більше 2 % при пониженні температури, дегазації нафти в процесі її видобування відбувається його відкладання на стінках свердловинного та промислового обладнання, що викликає ускладнення при експлуатації свердловин та транспортуванні нафти.

З метою визначення граничних значень вмісту АСР, при яких нафта проявляє реологічні вла-

стивості, були побудовані численні кореляційні залежності між густиною, в'язкістю та вмістом смол, асфальтенів, парафінів, сірки та ін., що дозволило встановити основні чинники, які визначають фізико-хімічні властивості нафт. Статистична вибірка базується на результатах досліджень пластової нафти більш як 500 нафтових і нафтогазових покладів 105 родовищ ДДЗ.

Нафти Дніпровсько-Донецької западини характеризуються надзвичайною різноманітністю хімічного складу і фізико-хімічних властивостей. Від легких нафт конденсатного типу до в'язких високосмолистих нафт і бітумів. Густина нафт родовищ ДДЗ змінюється від 680 кг/м³ (Суходолівське) до 1050 кг/м³ (Яблунівське), вміст смол і асфальтенів - від 0,01 % (Кременівське) до 60 % (Мільківське), парафінів - від 0,02 % (Зачепилівське) до 45,97 % (Ігнатівське), сірки - від 0,01 % (Тростянецьке) до 5 % (Бережівське).

Аналіз отриманих кореляційних залежностей дозволив встановити наступне.

- збільшення густини нафти прямопропорційно залежить від вмісту в ній АСР;

- при існуванні загальної залежності між густиною і в'язкістю нафт зустрічаються випадки, коли підвищена в'язкість зумовлена значним (15-20 %) вмістом парафінів;

- при вмісті АСР в нафті менше 10 % і вмісті сірки менше 0,5 % чітких кореляційних залежностей між цими параметрами не спостерігається. При вмісті АСР більше 10 % і вмісті сірки більше 0,5 % між ними існує пряма залежність - із збільшенням вмісту сірки зростає вміст АСР;

- при вмісті АСР менше 10 % і вмісті парафінів менше 10 % чітких кореляційних залежностей між цими параметрами не спостерігається. При вмісті АСР більше 10 % і вмісті парафінів більше 10 % між ними існує обернено пропорційна залежність - чим більший вміст парафінів в нафті, тим менший вміст в ній асфальтенів;

- вміст парафінів в нафті практично не залежить від вмісту сірки. При досить вузькому діапазоні зміни вмісту сірки в нафті вміст парафінів змінюється від перших одиниць відсотка до десятків відсотків.

Як бачимо з вищевикладеного, головними чинниками, що визначають фізико-властивості нафт, доволі впевнено можна назвати: вміст сірки, асфальто-смолистих речовин та вміст парафінів (рисунк 1).

На базі отриманих залежностей між вмістом основних сполук в нафті (сірки, парафінів, асфальтенів, смол), які визначають її фізико-хімічні властивості, розроблено узагальнену промислову класифікацію нафт (див. табл. 1).

Що стосується такого параметра як в'язкість нафти, то тут не все так однозначно.

Класифікації нафт за цим параметром на сьогоднішній день відрізняються, оскільки в них закладені різні підходи [12, 14, 24] до визначення граничних меж в'язкості класів, в залежності від задач, які вирішуються. Так, при вирішенні питань транспортування чи переробки нафти до малов'язкої відносять нафти з в'язкістю менше 10 мПа·с; в'язкої - 10-100 мПа·с, високов'язкої - більше 100 мПа·с. При вирішенні задач, які стосуються проектування розробки нафтових покладів до малов'язких відносять нафти з в'язкістю 1-5 мПа·с, нафт з підвищеною в'язкістю - 5-30 мПа·с, високов'язких - більше 30 мПа·с. Така розбіжність у визначенні граничних значень класифікаційних меж класифікація нафти за в'язкістю і спричиняє плутанину у термінах "в'язка нафта" та "високов'язка нафта".

Як показав аналіз фактичного геолого-промислового матеріалу по нафтових покладах ДДЗ велику групу складають нафти, які згідно існуючої в Україні класифікації займають проміжне місце серед так званих "нормальних" і "високов'язких". Як правило, в'язкість таких нафт лежить в діапазоні від 5 мПа·с до 30 мПа·с, вони характеризуються підвищеним вмістом сірки, смол та асфальтенів. Згідно з існуючою класифікацією їх не можна віднести до високов'язких, однак за своїм хімічним складом, фізико-хімічними властивостями, за можливими методами вилучення з пласта і характером продуктів їх переробки вони значно більше тяжіють до рідких природних бітумів, ніж до традиційних нафт. Такі нафти в промисловій класифікації включені до групи аномально смолистих. Останні, в свою чергу, при вирішенні задач, пов'язаних з проектуванням розробки, методів підвищення нафтовилучення, рекомендується розглядати не як традиційні нафти, а як рідкі природні бітуми, що володіють структурною в'язкістю і проявляють властивості неньютонівських рідин.

Висновки. Результати проведених досліджень, які базуються на фактичних даних 105 нафтових та нафтогазових родовищ ДДЗ, переконливо свідчать про взаємозв'язок трьох основних показників нафти (вміст сірки, смол і асфальтенів та парафінів), які визначають прояв тих чи інших фізико-хімічних властивостей нафти. Жодна з існуючих на сьогодні класифікацій не враховує цього взаємозв'язку, як і не враховує кількісного співвідношення параметрів, які визначають її основні фізико-хімічні властивості.

Застосування промислової класифікації, запропонованої автором, на практиці що дозволяє вже на початкових етапах геологічного вивчення покладу обрати раціональний метод його розробки та спосіб експлуатації свердловин, збільшити тривалість міжремонтних періодів за рахунок

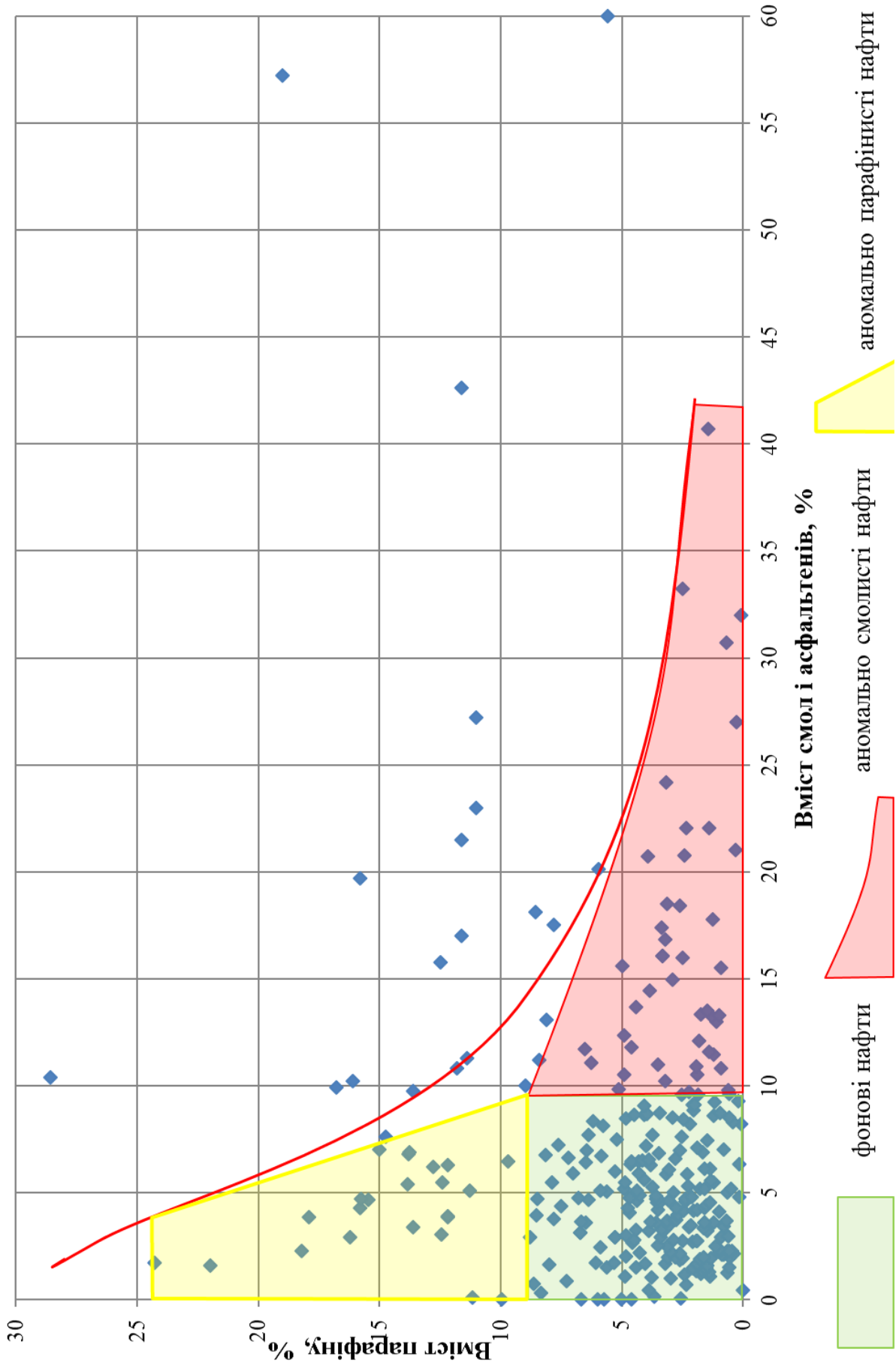


Рис. 1. Залежність між основними параметрами нафти

Промислова класифікація нафт

Тип нафти	Вміст, %			Особливості розробки покладів
	смоли і асфальтени	парафінів	сірки	
традиційні	до 10	до 10	до 0,5	можуть розроблятися на природних режимах виснаження без впровадження вторинних методів і агентів дії на привибійну зону пласта (ПЗП); ускладнення при експлуатації свердловин не пов'язані з фізико-хімічними властивостями нафт.
аномально парафіністі	менше 5	більше 10	до 0,5	можуть розроблятися на природних режимах виснаження; ускладнення при експлуатації зумовлені утворенням парафінових пробок в НКТ і шлейфах, кольматацією ПЗП внаслідок охолодження (при газліфтному способі експлуатації).
аномально смолисті	від 11 і більше	менше 5	більше 0,5	розробка традиційними методами малоефективна або неможлива; необхідно впровадження вторинних методів розробки із застосуванням горизонтальних свердловин і агентів дії на пласт; без подавання в свердловину розчинників її експлуатація ускладнюється частим виходом з ладу свердловинного обладнання, пов'язаного з проявом реологічних властивостей ВВН і ПБ.

запобігання ускладнень при експлуатації свердловин, мінімізувати геологічні ризики, пов'язані з освоєнням свердловин після проведення плано-

вих та капітальних ремонтів свердловин, підвищити геолого-економічну ефективність розробки нафтових та нафтогазових покладів.

Література

1. Мала гірнича енциклопедія: У 3 т. / за ред. В.С. Білецького – Донецьк: Донбас, 2007. – Т. 2. – 652 с.
2. Norman J. Hune. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling and Production / Hune, Norman J. – Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2014. – 769 p.
3. Ботнева Т.Д. Генетические основы классификации нефтей / Т.Д. Ботнева. – М.: Недра, 1987. – 196 с.
4. Панкина Р.Г. Геохимия изотопов серы нефтей и органического вещества / [Р.Г. Панкина]; под редакцией д.г.-м.н. С.П. Максимов. – М.: Недра, 1978. – 248 с.
5. Петров Ал. А. Углеводороды нефти / Ал. А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
6. Петров Ал. А. Химия алканов / Ал. А. Петров. – М.: Наука, 1974. – 244 с.
7. MacLaren D.D. Chemical technology / D. D. MacLaren. – USA, 1975. – 594 p.
8. Гольдберг И.С. Природные битумы СССР (Закономерности формирования и размещения) / И.С. Гольдберг. – Л.: Недра, 1981. – 195 с.
9. Клубов Б.А. Принципиальная модель образования твердых битумов / Б.А. Клубов // Конденсированное некристаллическое состояние вещества земной коры. – СПб.: Наука, 1995. – С. 85-90.
10. Курбский Г.П. Геохимия нефтей Татарии / Г.П. Курбский. – М.: Наука, 1987 – 168 с.
11. Наметкин С.С. Химия нефти / С.С. Наметкин. – М.: Изд-во АН СССР, 1955. – 799 с.
12. Шевченко Е.Ф. Физико-химические свойства нефтей и газов Украины: [Справочник] / Е.Ф. Шевченко, Л.М. Габинет, Г.М. Карпенко [и др.] // Труды Укр. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т. (УкрНИГРИ); Вып. 23. – М., "Недра", 1971 – 408 с.
13. Сюняев З.И. Химия нефти / З.И. Сюняев, И.Ю. Батуева, А.А. Гайле, Ю. В. Поконова [и др.]. – Л.: "Химия", 1984. – 360 с.
14. Саранчук В.І. Хімія і фізика горючих копалин / В.І. Саранчук, М.О. Ляшшов, В.В. Ошовський, В.С. Білецький. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 600 с.
15. Бондаренко В.І. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє: у 5 т. / В.І. Бондаренко, Г.Б. Варламов, І.А. Вольчин, І.М. Карп. – К., 2006. – Т.1: Від вогню та води до електрики – 300 с.
16. Успенский В.А. Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации / В.А. Успенский, О.А. Радченко, Е.А. Глебовская [и др.] // Труды ВНИГРИ. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – Вып. 185. – 314 с.
17. Гольдберг И.С. Происхождение битумов и закономерности формирования их месторождений / И.С. Гольдберг // Нефтебитуминозные породы. Перспективы использования. – Алма-Ата, 1982. – С. 48–54.
18. Сафиева Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства / Р.З. Сафиева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 112 с.
19. Проскураков В.А. Химия нефти и газа / В.А. Проскураков, А.Е. Драбкин. – СПб.: Химия, 1995. – 448 с.

20. Иванова Л.В. Нефтяные кислоты и их производные. Получение и применение. Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев, Н.А. Сокова, Е.А. Буров, О.В. Примерова // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – М.: 2013. – №1 – С. 68-80.
21. Лурье М.А. К вопросу о происхождении нефти. Гетерокомпоненты, изотопия углерода и серы нефтей как генетические показатели / М.А. Лурье, Ф.К. Шмидт. – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2013. – 209 с.
22. Саранчук В. І. Хімія і фізика горючих копалин / В.І. Саранчук, М.О. Ілляшов, В.В. Ошовський, В.С. Білецький. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 600 с.
23. Черних В.П. Органічна хімія / [В.П. Черних, Б.С. Зіменковський, І.С. Гриценко]; за заг. ред. В.П. Черних. – 2-ге вид., випр. і доп. – Х: Видавництво НФаУ «Оригінал», 2008. – 752 с.
24. Раупов И.Р. Разработка мобильного устройства для измерения оптических свойств нефти при решении геолого-промысловых задач / И.Р. Раупов, Н.К. Кондрашева, Р.Н. Бурханов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 3. – С. 17-32. Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p17-32_RaupovIR_ru.pdf

УДК 556.3:551.435.82

В. В. Сухов, к. геол. н., ст. викладач,
В. Г. Суярко, д. г-м. н, професор,
О. В. Чуєнко, зав. лаб.,

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

ПРО ЗВ'ЯЗОК СУЧАСНИХ ГЕОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У КАРБОНАТНИХ ПОРОДАХ З ТЕКТОНІЧНОЮ АКТИВІЗАЦІЄЮ ПЕТРІВСЬКО- КРЕМІНСЬКОГО РОЗЛому

Розглянуто зв'язок сучасних геодинамічних процесів у карбонатних породах з тектонічною активізацією Петрівсько-Кремінського розлому. Наголошено, що глибинні розломи регіону є каналами висхідного руху потоків тепломасоперенесення. Розвантаження вод глибокого формування та ендегенних флюїдів у зоні Петрівсько-Кремінського та інших розломів є наслідком тепломасоперенесення, що відбувається через рухи літосферних блоків Донецької складчастої споруди.

Сучасний напружений динамічний стан геологічної системи проявляється у постійному здійсненні висячого крила Святогірської брахіантикліналі зі швидкістю 1,3-2,5 мм/рік. Землетруси з глибиною вогнища ~10 км пов'язані з періодичною релаксацією геодинамічних напруг у архей-протерозойському комплексі фундаменту по древньому геологічно закритому субмеридіональному розлому, що перетинається у межах Святогірської структури з Петрівсько-Кремінським розломом. Новітньо-сучасна тектонічна активізація останнього проявляється і у формуванні гіпогенних гідрогеохімічних аномалій, що супроводжується гідрогеохімічною інверсією. Підземні води тут мають лужну реакцію (рН до 8,2), підвищену температуру (19-27 °С) в інтервалі 0-300 м та високі вмісти гіпогенних мікроелементів, серед яких особливе місце займає двооксид вуглецю.

Присутність CO₂ збільшує агресивність підземних вод щодо карбонатних порід, наслідком чого є такий хімічний геодинамічний процес, як карст. Окрім того, аномальні фізико-хімічні властивості підземних вод обумовлюють і суфозійні процеси у мергельно-крейдяній товщі порід. З цими геодинамічними процесами пов'язані геологічні ризики для будівель та споруд Святогірського монастиря.

Ключові слова: розлом, геодинамічні процеси, флюїдодинамічна система, тепломасоперенесення, гідрогеохімічні аномалії, тектонічна активізація, брахіантикліналь, карбонатні породи, суфозія, карст.

В. В. Сухов, В. Г. Суярко, А. В. Чуєнко. ПРО СВЯЗЬ СОВРЕМЕННЫХ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ С ТЕКТОНИЧЕСКОЙ АКТИВИЗАЦИЕЙ ПЕТРОВСКОГО-КРЕМЕНСКОГО РАЗЛОМА. Рассмотрена связь современных геодинамических процессов в карбонатных породах с тектонической активизацией Петровско-Кременского разлома. Отмечено, что глубинные разломы региона являются каналами восходящего движения потоков тепломасопереноса. Разгрузка вод глубокого формирования и эндегенных флюидов в зоне Петровско-Кременского и других разломов является следствием тепломасопереноса, происходящего из-за движения литосферных блоков Донецкого складчатого сооружения.

Современное напряженное динамическое состояние геологической системы проявляется в постоянном подъеме висячего крыла Святогорской брахиантиклинали со скоростью 1,3-2,5 мм/год. Землетрясения с глубиной очага ~10 км связаны с периодической релаксацией геодинамических напряжений в архей-протерозойском комплексе фундамента по древнему геологически закрытому субмеридиональному разлому, который пересекается в пределах Святогорской структуры с Петровско-Кременским разломом. Современная тектоническая активизация последнего проявляется и в формировании гипогенных гидрогеохимических аномалий, сопровождается гидрогеохимической инверсией. Подземные воды здесь имеют щелочную реакцию (рН до 8,2), повышенную температуру (19-27 °С) в интервале 0-300 м и высокие примеси гипогенных микроэлементов, среди которых особое место занимает двуокись углерода.

Присутствие CO₂ увеличивает агрессивность подземных вод к карбонатным породам, следствием чего является таковой химический геодинамический процесс, как карст. Кроме того, аномальные физико-химические свойства подземных вод обуславливают и суффозионные процессы в мергельно-меловой толще пород. С этими геодинамическими процессами связаны геологические риски для зданий и сооружений Святогорского монастыря.

Ключевые слова: разлом, геодинамические процессы, флюидодинамическая система, тепломасоперенос, гидрогеохимические аномалии, тектоническая активизация, брахиантиклинали, карбонатные породы, суффузия, карст.

Актуальність. Сучасні геодинамічні процеси, що відбуваються у карбонатних породах – суфозія і карст, є, відповідно, наслідком їх механічного та хімічного руйнування. Енергетичною