

Дослідження та методи аналізу

УДК 622. 276.53

СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ АСФАЛЬТОСМОЛИСТИХ РЕЧОВИН

Б.В. Копей, О.Р. Мартинець, А.Б. Стефанишин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: koreyb@nung.edu.ua

На багатьох родовищах видобуток нафти ускладнюється утворенням асфальто-смолистих і парафінових відкладень (АСПВ) на поверхні нафтопромислового обладнання та в привибійній зоні свердловин, які знижують їх продуктивність і призводять до збільшення витрат на підземний ремонт свердловин. Важлива проблема видалення асфальто-смолистих і парафінових відкладень виникає під час процесу проведення ремонту насосних штанг. Методи боротьби з АСПО передбачають проведення робіт з попередження утворення і видалення вже утворених відкладень. Попередження утворення АСПО досягається нанесенням захисних покриттів на поверхні труб та іншого обладнання, а також введенням у потік нафти, що видобувається з різних інгібіторів. Видалення АСПО досягається шляхом чищення поверхні труб і обладнання механічними скребками, тепловою та хімічною обробкою продукції свердловин.

Ключові слова: нафта, обладнання, інгібітор, асфальто-смолисті і парафінові відкладення, свердловина.

На многих месторождениях добыча нефти осложняется образованием асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПВ) на поверхности нефтепромыслового оборудования и в призабойной зоне скважин, которые снижают их производительность и приводят к увеличению затрат на подземный ремонт скважин. Важной проблемой удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений есть в процессе проведения ремонта насосных штанг. Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению образования и удаления уже образовавшихся отложений. Предотвращение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования, а также введением в поток добываемой нефти различных ингибиторов. Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудования механическими скребками, тепловой и химической обработкой продукции скважин.

Ключевые слова: нефть, оборудование, ингибитор, асфальто-смолистые и парафиновые отложения, скважина.

In many fields oil production is complicated by the formation of asphalt-resin and paraffin deposits (ASPV) on the surface of oilfield equipment and on the bottomhole zone of the wells that reduce their productivity and lead to increased costs to repair underground wells. An important problem of removing asphalt, tar and paraffin deposits are in the process of pumping rod repairing. Methods of AFS controlling include carrying out of works to prevent its formation and removal of already formed deposits. Preventing the formation of AFS is achieved by applying protective coatings on pipes and other equipment, as well as the introduction of the oil flow that is produced from various inhibitors. Removal of AFS is achieved by brushing the surface of the pipes and equipment of mechanical scrapers, heat and chemical treatment in production wells.

Key words: oil equipment, inhibitor, asphalt-resin and paraffin deposits, well.

Актуальність проблеми

В останні роки в нафтовій промисловості України постійно зростає потреба в якісному ремонті обладнання. Експлуатація діючого фонду механізованих свердловин, з яких більше половини складають свердловини, обладнані

штанговими свердловинними насосами пов'язана з цілим рядом ускладнень, які часто призводять до аварій зі штангами.

В процесі ремонту якісне очищення насосних штанг є одним з основних етапів технологічного процесу.

Виділення невирішених частин проблеми

Для вибору найбільш ефективних з хімічної точки зору шляхів видалення асфальто-смолистих і парафінових відкладень є необхідним отримання адекватного уявлення про склад, властивості і будову утворених відкладень. Потрібно провести огляд та оцінку ефективності існуючих методик очищення насосних штанг та розробити новий підхід для вирішення цієї проблеми.

Постановка задачі досліджень

Особливо увагу слід звернути при виборі найбільш ефективного методу очищення насосних штанг від асфальто-смолистих і парафінових відкладень в процесі технологічного процесу ремонту, який забезпечував би подальше виявлення дефектів.

Основний матеріал дослідження

Досвід механізованої експлуатації свердловин на нафтових родовищах свідчить, що протягом деякого часу на поверхні промислового устаткування утворюються відкладення парафіну і асфальто-смолистих речовин. В'язка речовина темного кольору покриває товстим шаром сідла клапанів, кульки, порожнину плунжера, насосні штанги, насосно-компресорні труби та ін. Виникнення стійких емульсій у свердловинах в сукупності з випаданням парафіну і асфальто-смолистих речовин в пласті призводить до значного зниження видобутку нафти. При підйомі нафти з водою по стовбуру свердловини відбувається стабілізація поверхневої плівки та їх охолодження, що супроводжується аномальним підвищенням в'язкості поверхневої плівки крапель нафти. В результаті поверхневий шар набуває липкості і легко відкладається через свою активність на поверхні нафтопромислового обладнання.

Іншою причиною, яка знижує ефективність роботи свердловин, є випадання в осад неорганічних солей, що відкладаються в привибійній зоні свердловин і на поверхні нафтопромислового обладнання. Виникнення відкладень солей призводить до зниження дебіту свердловин, передчасного виходу з ладу устаткування, а в підсумку до погіршення техніко-економічних показників нафтогазовидобувних підприємств.

Визначення хімічного складу нафт і їхніх фракцій вважається трудомістким, і до кінця нездійсненим на сьогодні завданням. Навіть склад бензинів відомий лише на 80%. Тому зараз використовуються методи аналізу, що дають змогу визначити груповий хімічний чи структурно-груповий склад нафти і її фракцій. Найменш вивчені компоненти висококиплячих фракцій нафти. При складанні матеріального балансу групового складу враховуються тільки три класи вуглеводнів: насичені аліфатичні (алкани), нафтенові (циклани) і ароматичні (арени). Крім того, іноді наводять деталізований груповий склад, що відображає також вміст рі-

зних індивідуальних вуглеводнів, що входять до складу кожної з груп. Гібридні вуглеводні сконцентровані переважно у висококиплячих фракціях нафти, що ускладнює визначення їх групового хімічного складу.

Алкани та ізоалкани є у всіх нафтах у кількостях від 3-5 до 50-60% і більше. Алкани при кімнатній температурі інертні до дії багатьох хімічних реагентів і здатні тільки до реакцій заміщення.

До групи рідких алканів при звичайних температурах входять гомологи метану від пентану (C_5H_{12}) до гексадекану ($C_{16}H_{34}$) як нормальної, так і ізоструктури. Багато з них, що киплять від 28 (ізопентан) до 300 °C, входять до складу головної маси нафт, однак максимальна їхня кількість міститься у фракціях, що википають від 200 до 300 °C.

Рідкі алкани входять до складу майже всіх нафт, однак їхній вміст у різних нафтах коливається від 40 до 0%. Розроблено карбамідний метод визначення і виділення нормальних алканів, оснований на здатності карбаміду $CO(NH_2)_2$ утворювати при звичайній температурі тверді комплексні сполуки з алканами, тобто клатратні сполуки чи аддукти. Ізоалкани можна також виділити з їхньої суміші з нормальними алканами хлорсульфоновою кислотою, з якою вони взаємодіють при кімнатній температурі.

Рідкі алкани є основним компонентом товарних нафтопродуктів і сировиною для хімічної переробки. Найбільш легкокиплячі рідкі алкани широко застосовують як розчинники. Це насамперед петролейний ефір, що википає при 36-75 °C, а також звичайні бензини і лігроїни, у складі яких є рідкі алкани. У двигунах внутрішнього згоряння найбільш небажаними компонентами бензину є нормальні, високомолекулярні алкани, а найнеобхідніші широкорозгалужені ізоалкани, що мають низьку здатність до детонації. До твердих алканів відносять як нормальні, так і ізоалкани від гексадекану $C_{16}H_{34}$, що має температуру плавлення 18,1 °C до гептоконтану $C_{70}H_{142}$ з температурою плавлення понад 100 °C. Суміші твердих алканів входять до складу нафтових парафінів (технічний, медичний, сірниковий), церезинів, які виділяють з нафти й озокериту ("земляний віск").

Добре очищений парафін являє собою білу, напівпрозору, аморфну масу з матовим зламом, без запаху і смаку, густиною від 0,865 до 0,94 г/см³. Температура плавлення 23-71 °C, число вуглецевих атомів у молекулах 20-35, молекулярна маса – 300-450. Парафіни складені переважно нормальними алканами і є хімічно стійкими.

Церезини зовні важко відрізнити від парафінів, але вони мають температуру плавлення 65-88 °C, складені переважно ізопарафінами з числом вуглецевих атомів 36-55 і мають молекулярну масу 500-750. Їх виділяють з важких залишків вакуумної перегонки нафт, переважно нафтенного типу при їхній депарафінації і з горючого мінералу – озокериту. Церезин з озокериту одержують шляхом виплавлення з по-

роди, з важких фракцій (сирий церезин) після відповідного очищення.

Парафіни і церезини застосовують при виготовленні свічок і сірників, для обробки тканин, просочення паперу, в електротехніці як діелектрики, у граверній справі й ін. Важливим застосуванням парафіну, як хімічної сировини, є переробка його в жирні кислоти шляхом окиснювання повітрям при температурі 140 °С з каталізаторами (солями марганцю, кобальту та ін.).

Високомолекулярні жирні кислоти, що утворюються, замінюють рослинні жири в миловарінні й у виробництві синтетичних миючих засобів.

Ароматичні вуглеводні (арени) представлені в нафтах в основному моноциклічними вуглеводнями, а також невеликими кількостями біциклічного ряду нафталіну, трициклічного ряду антрацену і більш конденсованих вуглеводнів. Арени відрізняються високою реакційною здатністю, вступаючи в реакції заміщення, приєднання і конденсації.

Реакція сульфонування відбувається вже за кімнатної температури при збовтуванні вихідного продукту з чотирма об'ємами концентрованої (не менш 99%) сірчаної кислоти. Сульфокислоти, що утворюються, переходять у кислотний шар і за зменшенням об'єму вуглеводневого шару після відстоювання визначають вміст аренів. Для видалення з нафтопродуктів ненасичених вуглеводнів їх попередньо обробляють однаковим об'ємом 80-85% розчину сірчаної кислоти, не взаємодіючи з аренами.

У нафтах містяться від 1 до 35% аренів, у деяких фракціях до 70%. В усіх нафтах бензолу міститься менше, ніж толуолу, а загальна кількість ксилолів перевищує вміст толуолу. Зі збільшенням молекулярної маси фракцій вміст ароматичних вуглеводнів у них підвищується.

Ароматичні вуглеводні – надзвичайно цінна сировина для промисловості органічного синтезу, після виділення їх з нафти. Інший напрямок їхнього використання – безпосередньо в складі нафтових фракцій, що складають моторні палива, тому що вони найменш схильні до детонації. Однак небажана присутність аренів у дизельному паливі, тому що вони погіршують процес його згорання, а в паливах для повітряно-реактивних двигунів (ПРД) їхня кількість обмежується до 20-22%, оскільки вони збільшують утворення сажі. Вміст аренів обмежується в бензині «уайт-спірит» (до 16%) і бензині для гумової промисловості (до 3%) у зв'язку з їхньою токсичністю.

Нафтові вуглеводні (циклопарафіни, циклоалкани чи циклани) за хімічними властивостями близькі до представників вуглеводнів жирного ряду, а за циклічною будовою нагадують вуглеводні ароматичного ряду. Нафти піділяються на моноциклічні C_nH_{2n} (циклопентан C_5H_{10} , циклогексан C_6H_{12}); біциклічні C_nH_{2n-2} (декалін $C_{10}H_{18}$); три – і поліциклічні C_nH_{2n-4} , C_nH_{2n-6} і т.п.

Найхарактернішими хімічними реакціями для нафтенів є реакції заміщення: хлорування,

нітрування азотною кислотою при нагріванні, окислювання азотною кислотою середньої концентрації з утворенням двоосновних кислот (глутарової – $HOOC(CH_2)_3COOH$, адипінової – $HOOC(CH_2)_4COOH$ і ін.). Нафти гідруються погано, перетворюючись на алкани. Більш легко здійснюється дегідрогенізація з утворенням аренів при наявності каталізаторів і температурі 300-350 °С. Нафти здатні утворювати комплекси з тіомочевиною, що дає змогу відокремити моноциклічні нафти від поліциклічних, котрі утворюють з тіомочевиною міцніші комплекси.

Визначення кількісного вмісту нафтенів у сумішах вуглеводнів проводиться після попереднього видалення неграничних і ароматичних вуглеводнів, у результаті чого задача зводиться до визначення нафтенів у суміші з алканами. Цю суміш називають граничним залишком. Вміст нафтенів у граничному залишку визначається методом анілінових точок чи методом питомих рефракцій. Нафтові вуглеводні входять до складу всіх нафт (25-75%), причому в більшості нафт вони переважають. Кількість нафтенів у фракціях зростає в міру збільшення їхньої густини. Моноциклічні нафти містяться в основному у фракціях до 300 °С, біциклічні з'являються в середніх бензинових (130-150 °С) і зберігаються у висококиплячих, трициклічні знаходяться у фракціях, що википають при температурі понад 200 °С.

Неграничних вуглеводнів природні нафти не містять чи містять дуже мало, але вони часто складають значну частину рідких і газоподібних продуктів термічної деструктивної переробки нафти і її фракцій. Висока реакційна здатність неграничних вуглеводнів дає змогу використовувати їх як сировину для органічного синтезу, однак вони знижують хімічну стабільність нафтопродуктів. Асфальтосмолисті речовини є невід'ємним компонентом майже всіх нафт. Після відгону з нафти світлих фракцій, легких олій, а також важких мазутних фракцій залишається складна суміш смолистих продуктів, що представляють собою темну і густу масу – гудрон, кількість якого в смолистих нафтах може досягати 40%. Смолисті й асфальтові речовини, що складають гудрон, розглядаються як високомолекулярні (молекулярна маса понад 500) гетероорганічні сполуки складної гібридної будови, що включають вуглець, водень, кисень, сірку й азот.

АСПО знижують продуктивність свердловин, збільшують знос обладнання, витрати електроенергії і тиск у викидних лініях. Тому боротьба з АСПО – актуальне завдання при інтенсифікації видобутку нафти.

Методи боротьби з АСПО передбачають проведення робіт з попередження утворення і видалення вже утворених відкладень. Попередження утворення АСПО досягається нанесенням захисних покриттів на поверхні труб та іншого обладнання, а також введенням у потік нафти, що видобувається різних інгібіторів. Видалення АСПО досягається шляхом чищення поверхні труб і обладнання механічними скре-

бками, теплової та хімічною обробкою продукції свердловин.

З метою скорочення витрат на проведення заходів з видалення АСПВ в процесі ремонту насосних штанг за допомогою розчинників, переходу від кількості до якості необхідний пошук комбінованих методів видалення АСПВ. Ці методи засновані на застосуванні теплового й хімічного впливу розчинників-теплоносіїв у відповідності з існуючими технологічними процесами очищення насосних штанг, властивостями і складами АСПВ та застосовуваних розчинників. Також важливою і актуальною є задача визначення нового підходу до оцінювання ефективності розчинників АСПВ в процесі ремонту насосних штанг з урахуванням уже наявного.

АСПВ не є простою сумішшю асфальтенів, смол і парафінів, а являють собою складну структуровану систему з яскраво вираженим ядром з асфальтенів і сорбційно-сольватним шаром з нафтових смол. Асфальтосмолисті речовини (АСР) являють собою гетероциклічні сполуки складної гібридної будови, до складу яких входять азот, сірка, кисень і метали (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr та ін.) До 98% АСР становлять ароматичні і нафтові структури [1, 2].

Каркас структури молекул смол і асфальтенів утворює вуглеводневий скелет, що становить 70-90% від загальної ваги молекул. У генетичному пов'язаному ряду вуглеводні-смоли-асфальтени спостерігається поступова тенденція збіднення воднем і збагачення вуглецем; зростає частка ароматичних елементів структури, і підвищується ступінь їх конденсації; знижується частка атомів вуглецю в периферійній частині; підвищується питома вага атомів в центральному ядрі молекул - поліядерній структурі з сильним переважанням ароматичних кілець.

Смоли і асфальтени розрізняються також за вмістом азоту і кисню. У смолах в основному концентрується кисень, а в асфальтенів азот.

Залежно від природи нафти і вмісту в ній твердих вуглеводнів, а також в залежності від місця відбору проб склад відкладень включає [3, 4]: парафіни - 9 ... 77%; смоли - 5 ... 30%; асфальтени - 0,5 ... 70%; нафти до 60%; механічні домішки - 1 ... 10%; воду - декілька відсотків; сірку - до 2%.

Залежно від вмісту органічних складових АСПВ поділяють на три класи [5]:

1. Асфальтеновий - $\Pi / (A + C) < 1$;

2. Парафіновий - $\Pi / (A + C) > 1$;

3. Змішаний - $\Pi / (A + C) \sim 1$, де Π , A і C - вміст (% мас.) парафінів, смол і асфальтенів, відповідно.

Зазвичай під терміном «парафіни» об'єднують всю вуглеводневу частину відкладень. Хоча в даній частині і переважають n-парафіни (метанові вуглеводні або алкани з прямим ланцюгом), в меншій кількості в ній містяться нафтові (циклоалканові) і ароматичні вуглеводні з довгими алкільними ланцюгами. Структура парафінових вуглеводнів мікрокристалічна,

нафтени з довгими алкільними радикалами утворюють макрокристалічну структуру [6].

Смоли, що входять до складу АСПВ, є насамперед нейтральними смолами, виділеними за допомогою силікагелю і хлороформу. Це напіврідкі, іноді напівтверді темно-коричневого або чорного кольору речовини. Відносна щільність смол від 0,99 до 1,08 г/см. Молекулярна маса смол може досягати 1200. Вони добре розчиняються у всіх нафтопродуктах і органічних розчинниках, за винятком етилового та метилового спиртів. В середньому смоли містять до 15-17% кисню, сірки та азоту. З підвищенням молекулярної маси смол вміст кисню, сірки та азоту знижується. Основою структури молекул смол є плоска конденсована полікарбоциклічна сітка, що складається переважно з бензолних кілець. У цій структурній сітці можуть міститися нафтові і гетероциклічні кільця (п'яти і шестичленні). Периферійна частина конденсованої системи смол АСПВ заміщена на вуглеводневі радикали (аліфатичні, циклічні та змішані), природа і кількість яких залежить від властивостей нафти. При нагріванні до 260-350 ° C смоли починають ущільнюватися і перетворюються в асфальтени.

З підвищенням концентрації в розчині смоли, з одного боку, уповільнюється ріст кристалів, а з іншого, - сприяють деформації поверхні кристалів і виникненню нових центрів кристалізації. Ступінь утворення тієї чи іншої тенденції визначається природою смол і обумовлює відповідну форму і розмір кристалів твердих вуглеводнів [7].

За сучасними уявленнями асфальтени - це поліциклічні сильно конденсовані структури з короткими аліфатичними ланцюгами у вигляді темно-бурих аморфних порошків.

У асфальтенів міститься (% мас.): 80...86% вуглецю, 7...9% водню, до 9% сірки і кисню, і до 1,5% азоту. Асфальт не кристалізується і не можуть бути розділений на індивідуальні компоненти або вузькі фракції. При нагріванні вище 300-400 ° C вони не плавляються, а розкладаються, утворюючи вуглець і летючі продукти. Асфальтени є найбільш важкими і полярними компонентами нафти [8].

В процесі експлуатації боротьба з АСПВ передбачає проведення робіт у двох напрямках.

По-перше, щодо попередження (уповільнення) відкладень належать такі заходи як: застосування гладких (захисних) покриттів; хімічні методи (змочувальні, модифікатори, депресатори, диспергатори); фізичні методи (вібраційні, ультразвукові, вплив електричних і електромагнітних полів). Другий напрямок - це теплові методи видалення АСПВ (промивання гарячою нафтою або водою як теплоносієм, гаряча пара, електропечі, індукційні підігрівачі, реагенти при взаємодії з якими протікають екзотермічні реакції); механічні методи (скребки, скребки-центратори); хімічні (розчинники) [9].

Як свідчить практика, найбільш ефективним є попередження відкладення смолопарафінових речовин, так як при цьому досягається найбільш стійка і безаварійна робота нафто-

промислового обладнання, знижуються витрати на видобуток і перекачування нафти.

Існує декілька найбільш відомих і активно застосовуваних в нафтовидобувній промисловості методів боротьби з АСПВ, але різноманіття умов розробки родовищ і відмінність характеристик продукції, що видобувається часто вимагає індивідуального підходу і навіть розробки нових технологій.

Одним з перспективних і вигідних способів боротьби з АСПВ є хімічний метод, так як він має високу ефективність, технологія проведення робіт нескладна. Хімічні методи базуються на використанні хімічних сполук, що зменшують, а іноді і повністю запобігають утворенню відкладень. В основі дії інгібіторів АСПВ лежать адсорбційні процеси, що відбуваються на межі розподілу фаз: нафта-поверхня металу підземного обладнання, нафта-дисперсна фаза.

В даний час інгібітори АСПВ умовно поділяють на групи за передбачуваним механізмом дії.

Інгібуючі властивості проявляють досить широкий набір з'єднань різної хімічної природи. Однак при всій їх різноманітності можна виокремити три загальних ознаки. По-перше, всі вони, навіть присадки неполімерного типу, володіють досить значною молекулярною масою (в діапазоні 500-10000), яка в кілька разів більше молекулярної маси найбільш важких н-алканів нафтопродуктів і нафт, що обумовлюють їх низькотемпературні властивості. По-друге, макромолекула присадок, як правило, представляє собою поєднання поліметиленового ланцюга з полярними групами. По-третє, всі засоби, навіть неполімерного типу, полідисперсних по молекулярній масі і по складу. Іншими словами, присадка не є індивідуальною речовиною, а являє собою суміш молекул різного складу і молекулярної маси.

Останнім часом спостерігається тенденція до розробки присадок комплексної дії, що досягається за рахунок створення композиції присадок з різним спектром дії. Використання хімічних реагентів для запобігання відкладання АСПВ у багатьох випадках поєднується з:

- процесом руйнування стійких нафтових емульсій;
- захистом нафтопромислового обладнання від корозії;
- захистом від солевідкладень;
- процесом формування оптимальних структур газорідного потоку.

Незважаючи на велику кількість вітчизняних і зарубіжних публікацій присвячених хімічним методам депарафінізації нафтопромислового обладнання, прогнозованих рекомендацій щодо застосування різних методів для видалення того чи іншого типу АСПВ - універсального методу немає. Це пояснюється в основному, розходженням у складах АСПВ, їх зміною, як по шляху руху нафти, так і в процесі розробки родовищ; відсутністю теоретичних розробок щодо взаємодії твердих вуглеводнів та реагентів.

В даний час пошук розчинників АСПВ, як правило, проводиться дослідним шляхом. Склад розчинників підбирають лише з урахуванням властивостей сировини в певному нафтовидобувному регіоні.

Аналіз асортименту розчинників АСПВ, який описаний у вітчизняній і зарубіжній літературі, свідчить, що їх можна розділити на кілька класифікаційних груп [10]: індивідуальні органічні розчинники; розчинники різних класів органічних сполук природного характеру; суміш одного або різних класів органічних з'єднань виробництв нафтохімії і нафтопереробки; органічні суміші з добавками ПАВ; розчинники на водній основі і багатокомпонентні суміші. Розчинники останнього типу можна класифікувати як миючі суміші, так як їх дія зводиться в основному не до розчинення складових АСПВ, а до їх відмивання. До складу миючих засобів, як правило, входять луки, електроліти, спирти, кислоти та інші компоненти. Багато з них володіють рядом переваг. Вони менш вибухо- і пожежонебезпечні та більш технологічні (за умови постачання їх на промисли в товарній формі).

Висновки

1 Проблема складу асфальтосмолопарафінових відкладень набуває більш серйозного масштабу у зв'язку з переходом багатьох родовищ в пізню стадію розробки.

2 Введення в потік нафти різного роду присадок дозволяє впливати на процес виникнення АСПВ.

3 Тим не менше, відомі до теперішнього часу способи очищення від АСПВ в нафтовому устаткуванні не дають змоги повністю вирішити проблему і необхідність видалення відкладень в процесі ремонту насосних штанг залишається актуальною.

4 Для вибору методів видалення АСПВ необхідно отримання адекватного представлення про склад, властивості і будову цих відкладень.

Література

1 Шарифуллин А.В. Особенности состава и строения нефтяных отложений / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 6. – С.19-24.

2 Шарифуллин А.В. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Р.Ф. Хамидуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 4. – С. 34-41.

3 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с.

4 Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные углеводородные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Таталаев. – М.: Наука, 1959. – 412 с.

5 Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

6 G.A. Mansoori. Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. UIC/TRL Heavy Organics Deposition home page. URL: <http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude.html>

7 Шарифуллин А.В. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Р.Ф. Хамидуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 4. – С. 34-41.

8 Шарифуллин А.В. Особенности состава и строения нефтяных отложений / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов, Р.Ф. Хамидуллин, В.Н. Шарифуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 6. – С. 19-24.

9 Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

10 Марьин В.И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПВ при добыче нефти: аналитический обзор / В.И. Марьин, В.А. Акчурин, А.Г. Демахин. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

10.04.14

*Рекомендована до друку
професором **Петриною Ю.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Хоминцем З.Д.**
(ТзОВ «ЕМПІ-сервіс», м. Івано-Франківськ)*