

П. І. Топільницький<sup>1</sup>, В. В. Романчук<sup>1</sup>, Т. В. Ярмола<sup>1</sup>, Д. В. Зінченко<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Національний університет “Львівська політехніка”,  
кафедра хімічної технології перероблення нафти і газу,

<sup>2</sup> АТ “Укргазвидобування”,  
petro.i.topilnytskyi@lpnu.ua

## ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ВАЖКИХ НАФТ ЯБЛУНІВСЬКОГО РОДОВИЩА З ВИСОКИМ ВМІСТОМ СІРКИ

<https://doi.org/10.23939/ctas2020.01.075>

У статті описано дослідження нафт Яблунівського родовища Полтавської області України, які дають можливість вибрати подальші шляхи їх перероблення. Досліджено фракційний склад методом імітованої дистиляції, основні фізико-хімічні характеристики, визначено структурно-механічні властивості, вміст металів та елементний склад. Результати досліджень показали, що нафти є важкими з високим вмістом сірки, не містять світлих дистилятів, мають високу густину та в'язкість, велику кількість металів.

**Ключові слова:** важка нафта, фізико-хімічні властивості, реологічні властивості.

### Вступ

За найбільш широко використовуваної в світовій практиці класифікації важкими нафтами вважаються вуглеводневі рідини з густиною 920–1000 кг/м<sup>3</sup> і в'язкістю від 10 до 100 мПа·с, а природними бітумами – слабо текучі або напівтверді суміші переважно вуглеводневого складу з густиною більше 1000 кг/м<sup>3</sup> і в'язкістю вище ніж 10000 мПа·с. Проміжну групу між бітумами і важкими нафтами утворюють так звані надважкі нафти з в'язкістю від 100 до 10000 мПа·с і густиною близько або трохи більше ніж 1000 кг/м<sup>3</sup>. В'язкість у пластових умовах для родовищ важкої нафти варіюється від порівняно невеликих значень 20 мПа·с до величин в'язкості близьких до значень природного бітуму (9000 мПа·с). При цьому більшість родовищ мають в'язкість у межах 1000 мПа·с. Поклади важких нафт трапляються на всіх діапазонах глибин від 300 м до глибин понад 1500 м. При цьому частка балансових запасів високов'язких нафт, розташованих на глибинах понад 1500 м, становить тільки 5 % усіх запасів.

Важкі нафти і природні бітуми характеризуються високим вмістом ароматичних вуглеводнів, смолисто-асфальтенових речовин, високою концентрацією металів і сірчистих сполук, високими значеннями густини і в'язкості, мають підвищену коксівність. Це призводить до під-

вищення собівартості видобутку, підвищення вартості транспортування наявними нафтопроводами та утрудненого нафтоперероблення за класичними схемами.

Дуже часто родовища високов'язкої нафти є складною багатопластовою системою, в якій різні “поверхи” мають не тільки різні фільтраційно-ємнісні властивості, а й відмінні одна від одної властивості пластового флюїду [1, 2].

Запаси важких нафт значно перевищують запаси легких і малов'язких нафт і, за оцінками фахівців, вони становлять від 650 млрд т до 1 трлн т [3]. Це майже в п'ять разів перевищує об'єм залишкових запасів нафт малої та середньої в'язкості, які становлять лише 162,3 млрд т.

В Україні є всі геологічні передумови для накопичення великих промислових скупчень важких сортів нафти і бітумів. Найперспективніші родовища є на крайньому північному заході Дніпровсько-Донецької западини, де давно відомі родовища важких нафт, мальт і асфальтів (Бахмацьке, Тваньське, Холмське та ін.). Зокрема, є всі підстави, за аналогією з близькою в геологічному плані Західною Канадою, очікувати відкриття значних нафтобітумних родовищ у межах великої Волинсько-Подільської перспективної нафтогазоносною ділянкою. За найскромнішими підрахунками, у надрах України зосереджено не менше ніж 2 млрд тонн

важких нафт і бітумів. Проте з розбурюванням і детальним вивченням прогнозних нафтобітумних поясів України ця цифра може істотно збільшитися [3–5].

Українські НПЗ не розраховані на переробку важких високов'язких нафт. Деякі важкі високов'язкі нафти можуть бути перероблені на НПЗ в суміші зі звичайними нафтами за традиційними технологіями. Інші такі нафти можуть перероблятися тільки на спеціалізованих підприємствах, що випускають обмежений асортимент нафтопродуктів. Вирішення питання раціонального перероблення важких високов'язких нафт ускладнене тим, що дані за їхніми властивостями і складом дуже неповні, суперечливі й не мають системного характеру. Відсутність інформації ускладнює залучення нових інвесторів до вирішення питання перероблення нових для них видів сировини.

Одним із родовищ високов'язкої нафти в Україні є Яблунівське родовище, розташоване в **Полтавській області** на відстані 17 км від м. **Лохвиця**. Знаходиться в північно-західній частині приосової зони **Дніпровсько-Донецької западини** в межах південного схилу Жданівської депресії.

На поточний час розвідані запаси нафти московських та башкирських відкладів Яблунівського родовища становлять близько 50 млн т, де зосереджено понад 90 % всіх розвіданих запасів нафти родовища. Незважаючи на тривалий час розроблення покладів нафти башкирських і московських відкладів, ступінь їх геологічної вивченості залишається низьким.

### Мега досліджень

Відсутність мінімально необхідного комплексу досліджень нафт московських та башкирських відкладів унеможливує вибір оптимального способу розроблення покладів, технології експлуатації свердловин та шляхів найраціональнішого перероблення. Виникає необхідність у проведенні спеціальних досліджень із метою визначення напрямів перероблення вуглеводневої сировини та видів товарної продукції, що дасть змогу раціонально та обґрунтовано розробити комплекс заходів із нарощування видобутку даної сировини на родовищі. Найактуальнішим є питання вивчення фізико-хімічних властивостей

нафт, адже до цього часу їх здійснювали в дуже обмеженому обсязі.

### Матеріали та методи досліджень

Виконано детальне дослідження важкої нафти Яблунівського родовища Полтавської області України:

зразок 1 – нафта свердловини 152 густиною  $869 \text{ кг/м}^3$  при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

зразок 2 – нафта свердловини 153 густиною  $870 \text{ кг/м}^3$  при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

Потрібно зауважити, що під час видобутку важкої нафти Яблунівського родовища використовували закачування розчинника в пласт, тому нафти свердловин 152 та 153 містять розчинник, який надалі у разі фракційної розгонки нафт повністю відганяють до  $110 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Визначення густини, вмісту хлористих солей та води, вмісту сірки в нафтах виконували за стандартами методиками [6–10].

Здійснено розганання цих нафт методом імітованої дистиляції, яка є аналогом ASTM D 2887, ASTM D 5307 і ASTM D 6352 [11–13]. Суть методу полягає в хроматографічному розділенні вуглеводнів нафти і нафтопродуктів на високо-ефективній капілярній колоні з подальшою реєстрацією піків полум'яно-іонізаційним детектором. Використано газовий хроматограф HP 7890 з детектором іонізації у полум'ї (ПІД) і з програмним комплексом Simdis [14].

Визначення вуглецю та водню здійснювали методом Лібіха-Прегля. Визначення азоту виконували за методом Дюма-Прегля, який заснований на спалюванні органічної речовини, змішаної з оксидом міді, в атмосфері вуглекислого газу. Вміст сірки у нафтах визначали спалюванням наважки нафти в кварцевій трубці за високої температури. Вміст кисню визначали побічно – за різницею між 100 % і сумою інших елементів.

Найбільше значення під час транспортування та перекачування нафти відіграють її в'язкісно-температурні властивості – зміна в'язкості із зміною температури [15]. З підвищенням температури в'язкість нафти знижується, причому ця зміна не пряmlinійна і є індивідуальною характеристикою для кожної нафти та окремих її фракцій. Кінематичну в'язкість досліджуваних нафт визначали за методикою [16].

Оскільки досліджувані нафти належать до високов'язких і швидкозастигаючих нафт, це робить проблематичним процес їх перекачування нафтопроводом за низьких температур навколишнього середовища [17, 18]. Тому знання структурно-механічних характеристик даних нафт у конкретних температурних умовах перекачування має вирішальне значення для забезпечення нормальних режимів експлуатації нафтопроводу.

Дослідження структурно-механічних властивостей нафтопродуктів виконували на віскозиметрі Rheomat-30 фірми ContravesAG (Швейцарія) із використанням адаптера ротаційного типу коаксіальними циліндрами в діапазоні градієнту швидкостей від 0 до  $452 \text{ c}^{-1}$  (використовували вимірювальну систему SM409.484, що складається з циліндра  $\varnothing = 25 \text{ мм}$  і камери  $\varnothing_{\text{вн}} = 23,8 \text{ мм}$  загальним об'ємом  $40 \text{ см}^3$ ) у діапазоні температур від 20 до 70 °С. Об'єм досліджуваного зразка становив  $3,9 \pm 0,1 \text{ см}^3$  відповідно до ГОСТ 1929 [19]. Необхідну температуру забезпечували за допомогою циркуляційного термостата УН-8 фірми MLW (Німеччина), оснащеного спеціальною протічною коміркою. Як теплоносії використовували демінералізовану воду. Суть методу полягає у реєстрації моменту опору обертання внутрішнього конуса вимірювального пристрою з досліджуваним матеріалом за різних градієнтів швидкості деформації з подальшим розрахунком напруження зсуву і динамічної (ефективної) в'язкості. Динамічну (ефективну) в'язкість ( $\eta$ ) визначали за формулою:

$$\eta = \eta_{\text{тер}} \cdot \alpha, \text{ (Па}\cdot\text{с)},$$

де  $\eta_{\text{тер}}$  – в'язкість, яка відповідає положенню перемикача приладу при напруженні зсуву для відповідної вимірювальної системи, Па·с;  $\alpha$  – показ на шкалі приладу, %.

Вміст металів у нафті з визначенням вмісту заліза, ванадію, нікелю, хрому та інших елементів здійснювали на спектрометрі енергій рентгенівського випромінювання СЕР-01. У спектрометрі реалізований метод визначення елементного складу за характеристичними смугами (флуоресцентного) рентгенівського випромінювання атомів досліджуваного зразка. В результаті опромінення атомів досліджуваної речовини гальмівним рентгенівським випромінюванням виникає (вторинне) характеристичне випромінювання його атомів.

Ідентифікація елементного складу основана на тому, що для кожного хімічного елемента енергетичний спектр характеристичного випромінювання його атомів індивідуальний.

### Результати досліджень та їх обговорення

Важливою характеристикою нафт у разі встановлення схеми перероблення і застосування нафтопродуктів є їх фракційний склад. Результати розгонки нафт методом імітованої дистиляції подано в табл. 1.

Як зазначено вище, для інтенсифікації видобутку в пласт нафт було закачано розчинник. Фракційна розгонка показала, що в нафтах свердловин 152 та 153 вміст розчинника становить близько 30 %. Бензинових фракцій у всіх досліджених нафтах близько 5 %. Вихід дизельних фракцій становить близько 35–40 %, температура застигання залишку після розгонки висока та сильно залежить від температури кінця перегонки нафти. Це ускладнює процес ректифікації з глибшим відбором дистилятів. Для виділення з даних зразків вузьких фракцій необхідно спеціалізоване обладнання, яке б забезпечувало жорсткий режим розгонки: глибший вакуум у системі та високу температуру в кубі [20].

У табл. 2 подано результати визначення фізико-хімічних властивостей нафти Яблунівського родовища. Всі досліджені нафти з розчинником мають високу густину, в'язкість, високий вміст сірчаноокислотних смол. Температура застигання досліджуваних нафт без розчинника є теж надзвичайно високою, що свідчить про високий вміст асфальтосмолистих вуглеводнів. Ця обставина спричинить труднощі з транспортуванням нафт, особливо в період низьких температур та потребуватиме залучення додаткових заходів для зниження температури застигання.

Кінематична в'язкість нафт із розчинником становить 15,6–29,2 сСт за температури 20 °С. За в'язкістю визначають і розраховують такі технологічні параметри: рухливість нафти в пласті у разі її видобутку, швидкість фільтрації в пласті, тип витісняючого агента, потужність викачуваності насоса, умови транспортування по нафтопроводу та ін. Знаючи в'язкість нафти, можна приблизно оцінювати її склад. Основна закономірність – це збільшення в'язкості зі зростанням молекулярної маси фракцій. Що нафта важча, то, відповідно, більше в її складі важких фракцій, і

то вища її в'язкість. Отже, високов'язка нафта містить велику кількість асфальтосмолистих вуглеводнів, що робить перероблення такої нафти трудомістким. Крім того, враховуючи високий вміст

асфальтосмолистих вуглеводнів, такі нафти надзвичайно складно зневоднити [21].

Визначення хімічного (елементного) складу нафт подано в табл. 3.

Таблиця 1

**Фракційний склад нафт та характеристика залишку**

Фракційний склад, %	Температура відгону, °С	
	Свердловина 152	Свердловина 153
П.к., °С	49	56
10	67	73
20	82	87
30	107	108
40	229	162
50	305	285
60	332	315
68	340	330
Температура застигання залишку, °С	58	46
Густина залишку при 50 °С, кг/м <sup>3</sup>	953	936

Таблиця 2

**Фізико-хімічні властивості нафт**

Показник	Свердловина 152	Свердловина 153
Густина при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> з розчинником без розчинника	869 953	870 936
В'язкість при 20 °С з розчинником, сСт	15,633	29,182
В'язкість при 50 °С з розчинником, сСт	7,295	12,159
Кислотність, мгКОН/см <sup>3</sup>	0,78	2,53
Вміст сірчаноокислотних смол, %	32,1	33,6
Температура застигання нафти з розчинником, °С	нижче -20	нижче -20
Температура застигання нафти без розчинника, °С	+2	-10

Таблиця 3

**Хімічний (елементний) склад нафт**

Нафта зі свердловини	Вміст мікроелементів, %				
	вуглець	водень	кисень	азот	сірка
152	85,07	11,12	0,57	1,28	1,96
153	85,22	11,45	0,55	1,10	1,68

У нафтах Яблунівського родовища кількість вуглецю становить 85,07 та 85,22 %, водню – близько 11 %. Досліджувані нафти є багаті на кисень. Зазвичай, азотисті сполуки містяться в нафтах у порівняно малих кількостях – близько десятих і навіть сотих часток відсотка. Під-

вищений вміст азоту властивий важким смолистим нафтам, якими є досліджувані зразки. Азотисті сполуки можуть бути представлені акридінами, індолами, карбазолами. Вміст азоту в нафті становить інтерес головно через його шкідливу дію на каталізатори риформінгу і

крекінгу, на які спрямовують нафтові фракції. Сірка є найпоширенішим з гетероатомів у нафті й нафтопродуктах. Її вміст у нафтах становить від сотих часток відсотка (бакинські, туркменські, сахалінські нафти) до 5–6 % (нафти Урало-Поволжя та Сибіру), рідше до 14 % (родовище Пойнт, США). У досліджуваних нафтах Яблунівського родовища вміст сірки становить приблизно 1,7 та 2 %, її видалення має велике значення, оскільки сірчисті сполуки негативно впливають на якість нафтопродуктів, отруюють дорогі каталізатори нафтоперероблення, під час згоряння забруднюють довкілля, зумовлюють корозію обладнання [22]. Враховуючи, що всі фракції нафт свердловин 152 та 153 википають вище 300 °С, меркаптани в нафтах відсутні, сульфідні сполуки можуть бути представлені діарилсульфідами, тіацикланами і арілтіалканами. У більш високо киплячих фракціях переважно містяться циклоалкілпохідні бензо- і дібензотіофена.

Аналізуючи дані, подані в табл. 1, 2, можна з високим ступенем достовірності сказати, що за класифікацією за фізико-хімічними характеристиками нафти Яблунівського родовища дуже важкі, не містять легких бензинових фракцій, є сірчистими (вміст сірки близько 2 %).

Мікроелементний склад нафти – важлива характеристика. Він несе в собі геолого-геохімічну інформацію, вказуючи, зокрема, вік нафти, способи та напрями її міграції і скупчення. У найближчому майбутньому нафта може стати сировиною для одержання ванадію, нікелю, міді, благородних металів. Крім того, метали, що містяться в нафті, можуть значно впливати на технологічні процеси перероблення нафти, з огляду на

отруєння каталізаторів, корозію обладнання та попадання в значних кількостях в одержувані нафтопродукти. Встановлено, що вміст металів у нафтах коливається в порівняно широких межах, а їх середні значення знижуються від  $px10^{-3}$  до  $px10^{-8}$  % (мас.) Вміст металів у досліджуваних нафтах Яблунівського родовища подано в табл. 4. Під час дослідження елементного складу нафт особливу увагу звертали на вміст ванадію в нафтах, оскільки останнім часом спостерігається значне збільшення попиту на ванадій. Крім того, ванадій і нікель, наявні в нафті, негативно впливають на каталізатори, які використовуються під час її перероблення, що створює великі труднощі при реалізації процесів крекінгу, піролізу тощо [23]. Під час спалювання мазутів утворюється оксид ванадію, який сильно кородує паливну апаратуру і отрує навколишнє середовище. Ванадій в нафтах міститься у вигляді ванаділпорфіринів. Кількість ванадію пов'язують із сірчистими сполуками нафти, оскільки він сприяє відновленню сульфатів до сірководню і вільної сірки.

З досліджень встановлено, кількість ванадію в досліджуваних нафтах становить 67,6–52,3 ppm, що є порівняно невеликою кількістю. Проте нафти Яблунівського родовища належать до ванадієвого типу нафт, оскільки співвідношення  $V/Ni > 1$ , і така нафта має промислову цінність для видобутку з них ванадію. Ресурсний потенціал важких ванадієвих нафт може стати надійним джерелом підтримки необхідних країні об'ємів видобутку та перероблення нафт, цінних попутних компонентів та нових товарів на їх основі.

Таблиця 4

Вміст металів у нафтах, ppm

Елемент	Свердловина 152	Свердловина 153
Кальцій	< 9,1	16,9 ± 13,4
Ванадій	67,6 ± 3,4	52,3 ± 3,2
Хром	< 2,0	< 1,9
Марганець	< 0,1	< 0,1
Залізо	< 0,8	< 0,8
Нікель	44,8 ± 0,8	34,1 ± 0,7
Мідь	11,5 ± 0,4	10,9 ± 0,3
Цинк	0,9 ± 0,3	0,6 ± 0,3
Барій	< 0,1	< 0,1
Молибден	4,5 ± 0,7	4,6 ± 0,7
Свинець	< 0,9	< 0,9

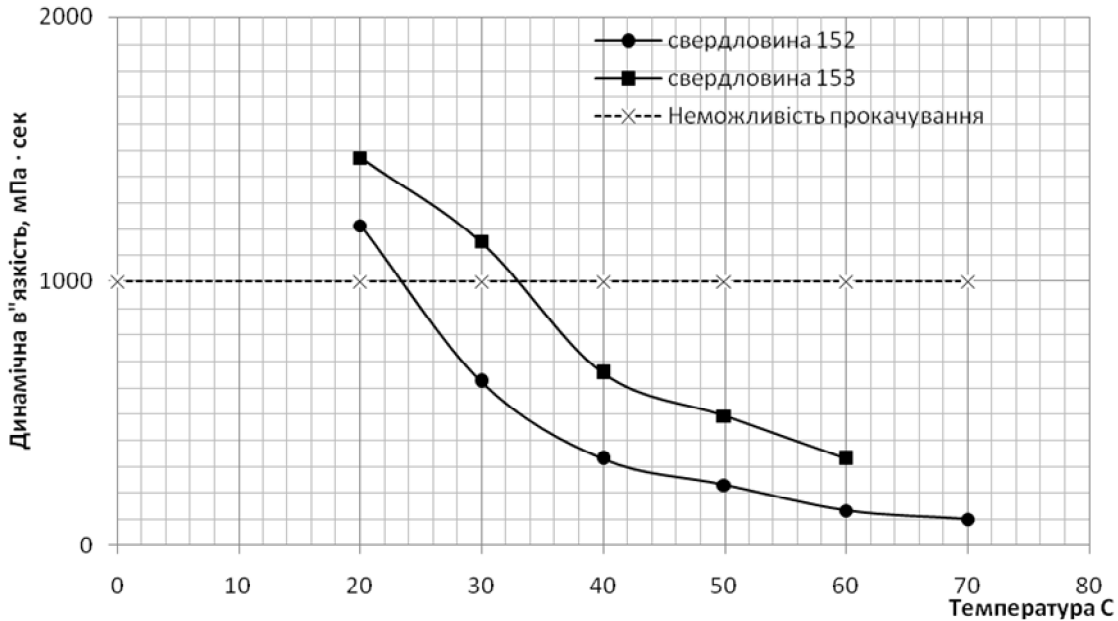


Рис. 1. Зміна динамічної в'язкості нафт Яблунівського родовища за температур від 20 до 70 °C при швидкості зсуву 25 с<sup>-1</sup>

Також, у порівняно невеликих концентраціях у нафтах свердловин 152 та 153 наявне залізо, менше 0,8 ppm. Під час перегонки залізо розподіляється у всьому інтервалі температур кипіння фракцій. Природа його сполук вивчена мало, передбачається, що Fe також знаходиться у вигляді порфіринових комплексів. На частку лужних і лужно-земельних металів (натрію, калію, магнію, кальцію) в нафтах припадає зазвичай від 10<sup>-3</sup> до 10<sup>-4</sup> %. Ці елементи є складовою частиною пластових вод. Навіть найретельніша підготовка нафти не призведе до повного очищення від цих мікродомішок. Дослідження показують, що всі лужні й лужноземельні метали перебувають у вигляді солей нафтових кислот, фенолятів, тіофенолятів т.д., і містяться у всіх фракціях. З лужноземельних металів, виявлених у досліджуваних нафтах, найбільша частка припадає на кальцій (решту не наведено у табл. 4). Його кількість у досліджуваних нафтах становить від 9,1 до приблизно 20 ppm.

У досліджуваних зразках нафт визначали динамічну в'язкість за температур 20–70 °C та швидкостей зсуву від 0 до 452 с<sup>-1</sup>. З усього масиву досліджень вибрано показники динамічної в'язкості за температур від 20 до 70 °C при швидкості зсуву 25 с<sup>-1</sup>, які подано на рис. 1.

Потрібно зауважити, що у разі перекачування нафти зі свердловин №152,153 можуть виникнути труднощі. Так, динамічна в'язкість

при 20 °C і швидкості зсуву 25 с<sup>-1</sup> для свердловини № 152 становить 1212 МПа·с і до 24 °C її неможливо перекачувати, оскільки це перевищує “порог неможливості прокачування нафти”. Відповідно нафту свердловини 153 не можливо прокачувати до температури 33 °C.

Враховуючи фізико-хімічні властивості досліджених нафт, запропоновано такі технологічні рішення щодо подальшого перероблення важких високосірчистих нафт:

- перед електрознесолювальною установкою в нафту необхідно додати розчинник (газовий конденсат) для зменшення її в'язкості та полегшення подальшого перероблення;

- первинне перероблення нафти необхідно здійснювати на установці атмосферної перегонки. Оскільки в нафтах практично відсутні газ, бензинові фракції та невисокий вихід дизельних фракцій, у результаті атмосферної перегонки одержують тільки дизельну фракцію та мазут із високою температурою застигання. Оскільки в мазуті міститься значна кількість сіркових сполук, бітум із такої нафти буде мати високі адгезійні властивості;

- фракція дизельного палива може слугувати сировиною установки піролізу для одержання етилену та пропілену або напрямлятися на установлення гідроочищення, в результаті одержується товарне дизельне паливо;

– мазут напрямляється на бітумну установку, в результаті одержується товарний бітум.

### Висновки

Узагальнюючи весь масив одержаних даних властивостей нафт Яблунівського родовища в Полтавській області України, виявлено таке:

– досліджувані нафти мають високу густину ( $> 930 \text{ кг/м}^3$  без розчинника) та характеризуються як дуже важкі нафти;

– вміст сірки в нафтах є високим і становить близько 2 %, тобто нафти характеризуються як сірчисті;

– у нафтах наявна велика кількість металів, всі нафти є ванадієвого типу, співвідношення  $V/Ni > 1$ ;

– нафти характеризуються високою температурою застигання;

– видобуток, зневоднення, первинне перероблення таких нафт можливі тільки під час розведення їх газовим конденсатом або прямогонними легкими фракціями. Загальна схема перероблення потребує детальнішого наукового пророблення.

### References

1. Topilnytskyy, P., Paiuk, S., Stebelska, H., Romanchuk, V., Yarmola, T. Technological features of high-sulfur heavy crude oils processing / *Chemistry and Chemical Technology* Volume 13, Issue 4, 2019, P. 503–509.

2. Nvizug-Bi Leyi Klyuvert Analiz metodov razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov/Otraslevyye nauchnyye i prikladnyye issledovaniya: *Nauki o zemle*, No. 1, 2018. –S.168–188.

3. World Oil Review. Volume 1/ 2018. Режим доступу: [https://www.eni.com/docs/en\\_IT/enicom/company/fuel-cafe/WORLD-OIL-REVIEW-2018-Volume-1.pdf](https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WORLD-OIL-REVIEW-2018-Volume-1.pdf)

4. Bratychak M. M. *Khimiya nafty i hazu: navch. posibnyk/* Bratychak M. M., Hun'ka V. M. L'viv: vydavnytstvo "L'vivs'koyi politekhniki", 2017. 448 s.

5. Tarasyuk V. M. Vysokovyazkiye nefi i prirodnyye bitumy: problemy i povysheniye effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdeniy/ *BEREGINYA. 777. SOVA*. No. 214. No. 2 (21). S. 121–125.

6. ASTM D1298 – 12b Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.

7. ASTM D3230 – 13 Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method).

8. ASTM D95 – 13 (2018) Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation

9. ASTM D 4294-10 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry.

10. ASTM D 974-93 (02e1) Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration.

11. ASTM D 2887 Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography.

12. ASTM D 5307 – 97 (Reapproved 2002)e1 Standard Test Method for Determination of Boiling Range Distribution of Crude Petroleum by Gas Chromatography.

13. ASTM D 6352 – 04e1 An Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Distillates in Boiling Range from 174 to 700 °C by Gas Chromatography.

14. Babatunde O., Boichenko S., Topilnytskyy P., Romanchuk V. Comparing physico-chemical properties of oil fields of Nigeria and Ukraine // *Chemistry & Chemical Technology*. 2017. Vol.11, No. 2. P. 220–225. DOI: 10.23939/chcht08.02.211.

15. Ya-fei Chen, Wan-fen Pu, Yi-bo Li, Xue-li Liu, Fa-yang Jin, Jianhui, Xiao-long Gong, Chen Guo. (2018) Novel Insight into the Viscosity-Temperature Characteristic by the Comparison of Thick Ordinary- And Ultra- Heavy Oils. *Energy & Fuels* 32:12, pages 12308–12318. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b03091.

16. EN ISO 3104:1996 "Petroleum products – Transparent and opaque liquids – Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity (ISO 3104:1994).

17. Akinola A. Olanrewaju, Shadi W. Hasan, Mohammad R. M. Abu-Zahra. (2016) Rheological and physicochemical characterization of UAE crude oil. *Petroleum Science and Technology* 34:7, pages 659–664. DOI: 10.1080/10916466.2016.1154870.

18. Bolonnyy V. T., Seredyuk M. D. Doslidzhennya reolohichnykh vlastyvostry nafty dolyn's'koho rodovyshcha // *Rozvidka ta rozrobkanaftovykh ta hazovykh rodovyshch*. 2004. No. 4 (10). S. 34–40.

19. GOST 1929-87 Nefteprodukty. Metody opredeleniya dinamicheskoy vyazkosti na rotatsionnom viskozimetre/ deystvitelen ot 01.07.1988/ Moskva, 1988, 6 s.

20. Tyshchenko V. A., Zanozina I. I., Babintseva M. V., Garina N. Yu., Spiridonova I. V., Zanozin I. Yu., Madumarova Z. R., Rudyak K. B. Izucheniye sostava i svoystv tyazhelykh vysokovyazkikh neftey/ *Neftepererabotka i neftekhimiya*, No. 4. 2008. s. 14–17.

21. Topilnytskyy P., Romanchuk V., Boichenko S., Golych Y. Physico-chemical properties and efficiency of demulsifiers based on block copolymers of ethylene and propylene oxides / *Chemistry & Chemical Technology*. – 2014. Vol. 8, No. 2. P. 211–218. DOI: 10.23939/chcht08.02.211.

22. Topilnytskyi P., Romanchuk V., Yarmola T. Production of corrosion inhibitors for oil refining equipment using natural components // *Chemistry & Chemical Technology*. 2018. Vol. 12, No. 3. P. 400–404. DOI: 10.23939/chcht12.03.400.

23. Ibragim Asaad M. Ali. Innovative Technological Scheme of Iraq Oils Refining / Ibragim Asaad Ali, Sergii Boichenko, Viktoria Romanchuk, Mariia Boichenko, Olexandr Lazorko // *Chemistry & Chemical Technology*. – 2014. Vol. 8. No. 2. P. 219–224.

**P. Topilnytskyi<sup>1</sup>, V. Romanchuk<sup>1</sup>, T. Yarmola<sup>1</sup>, D. Zinchenko<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Lviv Polytechnic University,

Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing,

<sup>2</sup>Joint Stock Company “UkrGasvydobuvannya”,

petro.i.topilnytskyi@lpnu.ua

#### **PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF HIGH-SULFURIC HEAVY OILS FROM YABLUNIVSKE DEPOSIT**

The article presents the experimental results regarding the properties of oils from Yablunivske deposit, Poltava region, Ukraine. The obtained data allows to choose further possible processing. The crude oil was fractionated through simulation distillation, the main physico-chemical characteristics, structural and mechanical properties, as well as metals content and elemental composition were determined. The oils under study were found to be extra-heavy high-sulfuric oils, without light distillates; their density, viscosity and metal contents are high.

**Key words:** heavy oil, physico-chemical properties, rheological properties.