

П. І. Топільницький, В. В. Романчук, Т. В. Ярмола
Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра хімічної технології переробки нафти і газу,
petro.i.topilnytskyi@lpnu.ua

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ОБЛАСТІ УКРАЇНИ

<https://doi.org/10.23939/ctas2019.02.102>

В Україні відсутня достатня сировинна база для переробки та одержання якісних нафтопродуктів. Нафтові родовища, які експлуатувались до сьогодні, не володіють достатніми запасами. Тому проблема нестачі сировини вирішується інтенсифікацією видобутку існуючих нафтових родовищ. У роботі наведено досліджені фізико-хімічні властивості нафт нових свердловин, які знаходяться в Передкарпатській нафтогазоносній області України – родовища Стинава та Рожнятів – для визначення цінності цих нафт та подальших методів їх переробки. Встановлено, що нафти є доброю сировиною для одержання бензину, реактивних і дизельних палив, олив, малосірчистого котельного палива.

Ключові слова: інтенсифікація видобутку нафти, нафтові родовища України, властивості нафти, переробка нафти

Вступ

Нафтогазова галузь – важлива складова паливно-енергетичного комплексу України, яка разом з іншими галузями забезпечує пошук, розвідку та розроблення родовищ нафти і газу, транспортування, переробку, зберігання і реалізацію нафти, газу, продуктів їх переробки. Нафтогазова галузь забезпечує енергетичну незалежність держави, тому її стану і розвитку приділяють значну увагу.

В Україні районами, де концентруються основні запаси нафти і газу, є: Передкарпатський, Закарпатський та Львівський прогини, Складчасті Карпати (Західний регіон), Дніпровсько-Донецька западина (Східний регіон) і Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція (Південний район) [1].

Найпотужніші підприємства нафтопереробної промисловості України розташовані в Кременчуку, Лисичанську, Одесі, Херсоні, Надвірній та Дрогобичі. Ці заводи виробляли 50 видів нафтопродуктів. В умовах економічної кризи кінця ХХ ст., що вразила постсоціалістичні країни, завантаженість вітчизняних нафтопереробних заводів знаходиться на рівні 5–10 %, більшість з них не працює.

За наявності значних переробних потужностей країна не володіє достатніми запасами

сировини. Після рекорду, поставленого в 1972 р. (14,5 млн. т нафти і газового конденсату), видобуток нафти на території країни постійно скорочувався, і в останній час стабілізувався на рівні близько 3 млн т/рік (близько 8 % сумарної потужності НПЗ, або п'ятої частини потреби внутрішнього ринку).

Причини зниження видобутку нафти:

- виснаження запасів більшості родовищ;
- зменшення об'ємів та зниження ефективності експлуатаційного буріння;
- низька надійність сировинної бази;
- постійне погіршення структури запасів (протягом багатьох років насамперед добували ті, доступ до яких був найлегшим);
- різке скорочення пошуково-розвідувальних робіт.

За останні 15 років не відкрито жодного більшого або середнього за запасами родовища (понад 10 млн т), а розвідані мають незначні запаси. Тому розроблення нових або інтенсифікація вже відомих родовищ, а відповідно і залучення цього додаткового джерела вуглеводнів до переробки на українських НПЗ, є актуальним питанням сьогодення.

Одними з інтенсифікованих родовищ є родовища нафти Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району Передкарпатської нафто-

газоносної області Західного нафтогазоносного регіону України, які знаходяться між селами Н. Стинава – Любинці – Розгірче Стрийського району Львівської області та у Рожнятівському районі Івано-Франківської області в центральній частині внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Ці родовища були освоєні у 60–80-ті роки минулого століття, і зараз основні з них знаходяться на пізній стадії розроблення, для якої характерні високий рівень обводнення продукції (до 90 %) і поступове зниження видобутку нафти і газу. В зв'язку з цим проведено капітальний ремонт деяких свердловин та інтенсифіковано видобуток нафти, пробурено нові свердловини [2].

Мета досліджень: детальне вивчення нафт після інтенсифікації видобутку деяких родовищ для вибору оптимального варіанта їх перероблення.

Матеріали і методи досліджень: Детально досліджено нафти родовищ Стинава та Рожнятів, для чого застосовували стандартизовані та атестовані методи [3, 4].

Густина, вміст води та сірки в нафтах визначали за стандартними методиками.

Проведено розгонку цих нафт методом імітованої дистиляції, яка є аналогом ASTM D 2887, ASTM D 5307 і ASTM D 6352 [5–7]. 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 хроматографи HP 7890 з детектором іонізації у полум'ї (ПІД) і з програмним комплексом Simdis [8].

Вміст вуглецю та водню визначали методом Лібіха–Прегля, який полягає в кількісному розкладі органічної речовини до вуглекислого газу та води, які потім визначають кількісно. Вміст азоту визначали за методом Дюма–

Прегля, який оснований на спалюванні органічної речовини, змішаної з оксидом міді, в атмосфері вуглекислого газу. Вміст сірки у нафтах визначали за методом спалювання наважки нафти в кварцовій трубці за високої температури. Вміст кисню визначали побічно – за різницею між 100 % і сумою інших елементів.

Найбільше значення під час транспортування та перекачування нафти мають її в'язкісно-температурні властивості: зміна в'язкості із зміною температури [9]. Із підвищенням температури в'язкість нафти знижується, причому ця зміна не має прямолінійного характеру і є індивідуальною характеристикою для кожної нафти та окремих її фракцій. Кінематичну в'язкість досліджуваних нафт визначали за методикою EN ISO 3104.

Вміст у нафтах асфальтенів, смол, карбенів та карбоїдів визначали за стандартною методикою [4].

Вміст металів у нафті та вміст заліза, ванадію, нікелю, хрому та інших елементів визначали на спектрометрі енергій рентгенівського випромінювання СЕР-01. У спектрометрі реалізовано метод визначення елементного складу за характеристичними (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

Результати досліджень фізико-хімічних показників нафт наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Фізико-хімічні показники Рожнятівського та Стинавського нафтових родовищ

Назва показника	Результати випробування	
	Стинавське родовище	Рожнятівське родовище
1	2	3
Густина за температури 20 °С, кг/м ³	855,7	849,7
Масова частка сірки, %	0,346	0,404
Температура застигання, °С	+8	+5

1	2	3
В'язкість, сСт		
20 °С	17,55	9,45
50 °С	4,44	4,53
Вміст води, %	2,1	сліди
Фракційний склад:		
Початок кипіння, °С	54	49
До 100 С википає, %	7	9
До 200 С википає, %	28	29
До 250 С википає, %	33	36
До 300 С википає, %	45	48
До 350 С википає, %	52	54

Відповідно до одержаних результатів по густині нафти родовищ Стинава та Рожнятів достатньо легкі (855 та 849 кг/м³ відповідно), при їх розгонці одержано високий вихід бензинових фракцій. Сірка в нафті може зустрічатися в малих кількостях у вигляді елементарної сірки, сірководню, розчиненого в нафті і в органічних сполуках. Вміст сполук сірки в 10–12 разів перевищує загальний вміст самої сірки. Серед сполук сірки відомі меркаптани, сульфіді (тіоефіри), дисульфіді та циклічні сполуки (тіофани і тіоефіри), а також складні сполуки, що містять одночасно атоми сірки, кисню, азоту в різних поєднаннях. Сполуки сірки в нафті і газі вважаються шкідливими домішками, які знижують якість продуктів нафтогазопереробки, спричиняють корозію обладнання [10]. За вмістом сірки нафти належать до малосірчистих нафт, оскільки в рожнятівській нафті її вміст становить 0,404 %, у стинавській – 0,346 % (при нормі для малосірчистих нафт за ГОСТ 9965 до

0,6 %). Температура застигання нафт відносно низька, проте не є достатньою для одержання товарних дизельних палив, тому нафти потребують депарафінізації. Вміст води в нафті Стинавського родовища становить 2,1 %, проте вимоги до вмісту води в нафті перед первинною переробкою становить 0,1 %, тому нафту необхідно зневоднювати [11]. В нафті Рожнятівського родовища містяться лише сліди води. Фракційний склад нафт, визначений за допомогою розгонки за Енглером, показав, що бензинових фракцій у нафтах міститься близько 30 %, дизельної фракції – близько 25 %. Результати фракційного складу, одержані методом імітованої дистиляції (табл. 2), показують розгонку нафт до 540 °С та доповнюють попередні результати. За даними табл. 2, вміст оливних фракцій в нафтах становить 30–35 %, гудрону – близько 10 %.

Результати з визначення вмісту смол та асфальтенів у нафтах наведено в табл. 3.

Таблиця 2

Фракційний склад нафт, одержаний методом імітованої дистиляції, °С

Фракційний склад, % мас.	Рожнятівське родовище	Стинавське родовище
5	80	69
10	118	98
15	147	126
20	167	160
25	190	185
30	212	212
35	235	237
40	257	261
45	276	282
50	297	302

Продовження табл. 2

1	2	3
55	315	323
60	337	348
65	362	374
70	386	399
75	411	422
80	433	442
85	459	470
90	492	506
T _{к.р.}	540	540
Вихід фракції до 69 °С, %	3,0	5,0
Вихід фракції до 200 °С, %	27,0	25,5
Вихід фракції до 360 °С, %	64,5	62,0
Вихід фракції до 500 °С, %	91,0	89,0
Вихід фракції до 540 °С, %	94,6	92,9

Таблиця 3

Вміст смол та асфальтенів, % мас.

Нафта	Асфальтенів	Смол	Карбени і карбоїди
Рожнятівське родовище	0,81	4,47	0,02
Стинавське родовище	0,96	4,84	0,04

Смоли та асфальтени є найскладнішими сполуками нафти, де вуглеводневі радикали пов'язані між собою, а також із сіркою, киснем і азотом. Вміст смолисто-асфальтенових речовин у нафтах зазвичай коливається від 1–2 до 6–70 %. Після дослідження зразків за вмістом смол та асфальтенів, карбенів та карбоїдів нафти Рожнятівського та Стинавського родовищ є малосмолистими, що властиво нафтам парафінового походження; вони слугуватимуть доброю сировиною для термодеструктивних процесів.

Мікроелементний склад нафти – важлива характеристика. Він містить геолого-геохімічну інформацію, вказуючи, зокрема, на вік нафти, шляхи та напрямки її міграції і скупчення. У най-

ближчому майбутньому нафта може стати сировиною для отримання ванадію, нікелю, міді. Крім того, метали, що містяться в нафті, можуть значно впливати на технологічні процеси переробки нафти, враховуючи отруєння каталізаторів, корозію обладнання та потрапляння в значних кількостях в одержувані нафтопродукти. Технологічними регламентами відповідних виробництв нормується вміст металів – каталітичних отрут, зокрема вміст Cu для сировини (бензинові фракції) установок риформінгу, ізомеризації ін.; вміст V, Ni, Fe для сировини (вакуумні газойлі і нафтові залишки) каталітичного крекінгу і гідрочищення висококиплячих фракцій нафти. В табл. 4 наведено дані про вміст металів у нафтах.

Таблиця 4

Вміст металів в нафтах, г/т

Метал	Рожнятівське родовище	Стинавське родовище
1	2	3
Залізо	24,6	22,0
Цинк	2,45	1,95
Нікель	7,15	5,87
Ванадій	1,79	1,69
Мідь	0,11	0,1

1	2	3
Марганець	0,22	0,20
Хром	0,17	0,12
Кальцій	75,36	60,52
Магній	20,26	17,03
Натрій	177,1	150,8
Калій	3,96	2,75
Кобальт	0,03	0,01
Свинець	не вияв.	не вияв.
Барій	2,17	2,02
Молібден	не вияв.	не вияв.
Алюміній	4,29	3,83
Кремній	0,26	0,24
Кадмій	Не вияв.	Не вияв.

Дослідження показують, що найбільшою є кількість лужних та лужно-земельних металів у вигляді солей нафтових кислот, фенолятів, тіофенолятів тощо, які зустрічаються у всіх фракціях. Серед лужно-земельних металів, які виявлено в досліджуваних нафтах, найбільшою є частка натрію, найбільша його кількість міститься у нафті Рожнятівського родовища – 177 г/т, в нафті Стинавського родовища – 150,8 г/т. Вміст кальцію в нафтах більший порівняно з іншими металами і становить для Рожнятівського родовища 75,36г/т, в нафті Стинавського родовища – 60,52 г/т. Вміст калію незначний у нафтах – 3,96 та 2,75 г/т відповідно. Ці елементи є складовою пластових вод. Навіть найретельніша підготовка нафти не призведе до повного очищення від цих мікродомішок.

Ванадій, який міститься в нафтах, при спалюванні мазутів утворює оксид ванадію, який сильно кородує паливну апаратуру і отрує навколишнє середовище. Ванадій у нафтах міститься у вигляді ванаділпорфіринових комплексів. Кількість ванадію в досліджуваній нафті Рожнятівського родовища становить 1,79 г/т, Стинавського родовища – 1,69 г/т. Кількість ванадію пов'язують з сірчаними сполуками нафти, оскільки він сприяє відновленню сульфатів до сірководню і вільної сірки.

Нікель також в основному знаходиться в високомолекулярних компонентах нафти, проте в невеликих кількостях він зустрічається і в маслянистих фракціях важкої нафти. У нафтах нікель, як і ванадій, знаходиться в порфіринових комплексах. Його кількість у досліджуваних нафтах Рожнятівського родовища становить 7,15 г/т, Стинавського родовища – 5,87 г/т.

У відносно невеликих концентраціях у нафті присутнє залізо. При перегонці залізо розподіляється у всьому інтервалі температур кипіння фракцій. Природу його сполук вивчено мало, передбачається, що Fe також знаходиться у вигляді порфіринових комплексів. Кількість заліза в досліджуваних нафтах становить 24,6 г/т у рожнятівській нафті, 22 г/т у стинавській нафті. Решта металів містяться у нафтах у незначній кількості 0,1 г/т.

Досліджено бензинові фракції зразків нафт Рожнятівського та Стинавського родовищ (табл. 5).

Таблиця 5

Фізико-хімічні показники бензинових фракцій нафт

Назва показника	Рожнятівське родовище Фракція 54–200 °С	Стинавське родовище Фракція 49–200°С
1	2	3
Вміст сірки, % мас.	0,021	0,017
Груповий склад, % мас.:		
- парафінові вуглеводні, % мас.	53,12	51,23

1	2	3
– нафтені вуглеводні, % мас.	28,02	27,59
– олефінові вуглеводні, % мас.	0,11	0,15
– ароматичні вуглеводні, % мас.	18,75	21,03
Показник заломлення	1,4275	1,4274
Густина, кг/м ³	763	753
Молекулярна маса	126,5	118
Фактичні смоли, мг/100см ³	23	27

Одержані бензинові фракції характеризуються невисоким вмістом сірки, достатньо високим вмістом ароматичних та нафтових вуглеводнів. Ці фракції доцільно направляти на установку каталітичного риформінгу з метою одержання високооктанових компонентів товарних автомобільних палив.

В основу процесу риформінгу покладено реакції дегідрогенізації шестичленних нафтенів та дегідроклізації парафінів. Відповідно, одним з вирішальних факторів для виходу ароматичних вуглеводнів з вузьких бензинових фракцій є концентрація в сировині риформінгу нафтових та парафінових вуглеводнів. Їх наявність, а також достатньо висока кількість ароматичних вуглеводнів у досліджуваних зразках нафт, дає можливість припустити, що вихід високооктанового бензину буде високим та приблизно однаковим з обох зразків.

Ще одним фактором, який впливає на якість кінцевого продукту, є молекулярна маса та фракційний склад. Із збільшенням молекулярної маси фракції і, відповідно, її температури кипіння вихід реформата поступово зростає. При риформінгу фракцій бензину, які википають до 85 °С, утворюються бензол також в основному

продукту гідрокрекінгу [12]. Тому температура початку кипіння фракцій досліджуваних нафт повинна бути вищою.

Відомо, що температура кипіння ароматичних вуглеводнів на 10–15 °С вища, ніж відповідних їм парафінів та нафтенів. Тому, хоча кінцеві фракції бензину ароматизуються легше та глибше, температура кінця кипіння сировини риформінгу має бути нижчою за 185 °С. Це буде запобігати коксоутворенню, яке виникає внаслідок ущільнення вуглеводнів.

Вміст сірки в сировині риформінгу має бути мінімальним, оскільки вона має надзвичайно сильно дезактивує дію на каталізатор. Для біметалічних каталізаторів її вміст не повинен перевищувати 10⁻⁴%. Дослідження показали, що вміст сірки в бензинових фракціях Рожнятівського та Стинавського родовищ становить 0,021 та 0,017 % мас відповідно. Тому перед риформінгом бензинові фракції необхідно направляти на гідроочистку. Густина бензинових фракцій двох нафт становить 763 та 753 кг/м³ відповідно. Водорозчинні луги і кислоти відсутні.

Характеристики одержаних дизельних фракцій подано в табл. 6.

Таблиця 6

Фізико-хімічні показники дизельної фракції

Найменування показника	Рожнятівське родовище Фракція 200–350 °С	Стинавське родовище Фракція 200–350 °С
1	2	3
Вміст сірки, % мас.	0,28	0,20
Вміст ароматичних вуглеводнів, % мас.:		
– моноциклічні ароматичні вуглеводні	13,9	16,2
– біциклічні ароматичні вуглеводні	4,5	6,8
– сума трициклічних і тетрациклічних ароматичних вуглеводнів	0,8	1,1
– загальна кількість ароматичних вуглеводнів	19,2	24,1

1	2	3
Показник заломлення	1,4643	1,4700
Густина, кг/м ³	828	834
В'язкість, сСт	4,655	4,433
Температура застигання, С	+7	+8
Температура спалаху, С	60	63
Водорозчинні кислоти і луги	відсутні	
Випробування на мідній пластинці	витримує	
Молекулярна маса	199	195
Фактичні смоли, мг/100см ³	45	49

Проведені дослідження показали, що дизельні фракції зразків нафт Рожнятівського та Стинавського родовищ за багатьма показниками відповідають вимогам до дизельного палива Євро-5 згідно із ДСТУ-7688 [13].

Так, густина обох нафт вписується в межі – 800–845 кг/м³ для зимового дизельного палива. Масова частка ароматичних поліциклічних вуглеводнів у дизельних паливах за Євро 5 – не більша за 8%. У рожнятівській нафті – 5,3%, в стинавській – 7,9%. Температура спалаху нафт становить 60 та 63 °С відповідно, що теж відповідає нормам Євро 5 (не нижче 55 °С). Одержані дизельні фракції не відповідають вимогам за вмістом сірки та температурою застигання, тому їх доцільно направляти на процес гідроізомеризації. Гідро-

ізомеризація – це найбільш перспективний спосіб виробництва низькозастигаючих дизельних палив. Призначення гідроізомеризації – пониження температури застигання ізомеризацією нормальних алканів, а також очищення від гетероатомних сполук (сірковмісних, азотовмісних, кисневмісних), ненасичених сполук.

У процесі розгонки нафт одержано залишкові фракції – мазут. Вихід мазуту становить близько 48% маси з розрахунку на початкову нафту. Від ефективності переробки цього залишку у результаті залежатиме вся економічна складова переробки рожнятівської та стинавської нафт. З метою вивчення характеристики залишку рожнятівської та стинавської нафт визначено основні показники його якості (табл. 7)

Таблиця 7

Фізико-хімічні показники мазута

Назва показника	Рожнятівське родовище Фракція >350 °С	Стинавське родовище Фракція >350 °С
Густина, кг/м ³	921	927
В'язкість, сСт, при 80 °С	7,5	6,9
Температура застигання, °С	+25	+27
Температура спалаху, °С	87	92
Молекулярна маса	462	452
Зольність, % мас	0,035	0,04

Як видно з одержаних результатів (табл. 7), залишок переробки рожнятівської та стинавської нафт – не дуже важкий і в'язкий продукт. За багатьма показниками він відповідає вимогам ДСТУ 4058 “Паливо нафтове. Мазут. Технічні умови”. Проте він має достатньо високу температуру застигання. Аналізуючи характеристику залишку, можна припустити, що його краще

направляти на переробку на процес гідрокрекінгу або каталітичного крекінгу. Гідрокрекінг важких нафтових дистилатів спрямований на одержання реактивних і дизельних палив, олив, малосірчистого котельного палива, сировини для каталітичного крекінгу [14]. Якщо використовувати каталітичний крекінг, мазут перед цим необхідно направити на установку гідроочистки.

Висновки

У результаті проведених досліджень встановлено, що нафти Рожнятівського та Стинавського родовищ є достатньо легкими, з низьким вмістом сірки та малим вмістом води. Нафти є малосмолистими, що властиво нафтам парафінового походження, відповідно ці нафти слугуватимуть доброю сировиною для термодеструктивних процесів. Метали присутні у нафтах у відносно невеликих концентраціях, відповідно вони не впливатимуть на каталізатори вторинних процесів.

Вихід бензинових фракцій в обох нафтах становить близько 30 %. Вони характеризуються високим вмістом ароматичних та нафтенових вуглеводнів та слугуватимуть доброю сировиною для риформінгу з одержанням високооктанового компонента бензину.

Вихід дизельних фракцій в обох нафтах становить близько 25 %; їх варто направляти на процес гідроізомеризації для пониження температури застигання очищенням від гетероатомних сполук (сірковмісних, азотовмісних, кисневмісних) ненасичених сполук та частково поліциклічних аренів.

Мазут з рожнятівської та стинавської нафт варто направляти на гідрокрекінг або каталітичний крекінг для одержання компонентів бензину, реактивних і дизельних палив, олив, малосірчистого котельного палива.

References

1. Prokopiv V. Y., Kekukh D. A., Muzychko T. I., Tyvonchuk S. P. (2018) Suchasni geologichni zdobutki PAT "Ukrnafta". *Naftogazova galuz Ukrainy- Oil and Gas Industry of Ukraine*, 2, 12-16.
2. Rozenfeld I. M., Vasylenko S. V., Kotsaba V. I., Volovetskyi V. B., Shchyryba O. M. (2018) Normatyvni dokumenty PAT "Ukrgezvydobuvannia" dlia potochного ta kapitalного remontiv sverdlovyh. *Naftogazova galuz Ukrainy. Oil and Gas Industry of Ukraine*, 3, 14-19.

3. W.Górski (2016) Przetwory naftowe i płyny eksploatacyjne: leksykon. Praca zbiorowa. Krakow, drukarnia GOLDRUK [in Poland].

4. Bannov P. G. (2005) Osnovy analiza i standartnyie metody kontroliia kachestva nefteproduktov. Moskva: CNITEneftekhim. [in Russian].

5. ASTM D2887 Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography.

6. ASTM D5307–97 (Reapproved 2002) e1 Standard Test Method for Determination of Boiling Range Distribution of Crude Petroleum by Gas Chromatography

7. ASTM D6352–04e1 Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Distillates in BoilingRange from 174 to 700 °C by Gas Chromatography.

8. Babatunde O., Boichenko S., Topilnytsky P., Romanchuk V. (2017) Comparing physico-chemical properties of oil fields of Nigeria and Ukraine. *Chemistry & Chemical Technology*, Vol. 11, No. 2, 220–225. [in English].

9. Ya-fei Chen, Wan-fen Pu, Yi-bo Li, Xue-li Liu, Fayang Jin, Jian Hui, Xiao-long Gong, Chen Guo (2018). Novel Insight into the Viscosity-Temperature Characteristic by the Comparison of Tahe Ordinary- And Ultra- Heavy Oils. *Energy & Fuels*, 32:12, 12308-12318. [in English]

10. Topilnytsky P., Romanchuk V., Yarmola T. (2018) Production of corrosion inhibitors for oil refining equipment using natural components. *Chemistry & Chemical Technology*, Vol. 12, No. 3, 400–404. [in English]

11. P. Topilnytsky, V. Romanchuk, S. Boichenko, Y. Golych (2014) Physico-chemical properties and efficiency of demulsifiers based on block copolymers of ethylene and propylene oxides. *Chemistry & Chemical Technology*, Vol. 8, No. 2, 211–218. [in English]

12. Kapustin V. M., Gureev A. A. (2007) Tekhnologiiia pererabotki nefti v 2 ch. Chast vtoraiia. Destrktivnyie protsessy. Moskva: KolosS. [in Russian].

13. DSTU-7688:2015 Palyvo dyzelne Evro. Tekhnichni umovy.

14. Machynskyi O. Ya., Topilnytsky P.I. (2011) Hidrokreking: monografiia. Lviv: Vydavnytstvo Lvivskoi politekhniki. [in Ukrainian].

P. I. Topilnytsky, V. V. Romanchuk, T. V. Yarmola

Lviv Polytechnic National University,
Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing

INVESTIGATION OF OIL PROPERTIES FROM UKRAINE PRECARPATHIAN OIL AND GAZ REGION

Ukraine has insufficient raw material basis for the processing and production of high-quality petroleum products. The oil fields that have been exploited to date do not have sufficient reserves. Therefore, the problem of raw materials deficit is solved by intensifying the extraction of existing oil fields. In this paper, the physico-chemical properties of oil new wells located in Precarpathian oil and gas region of Ukraine (the deposits of Styniava and Rozhniativ) were investigated. They were used to determine the value of these oils and the subsequent ways of their processing. It was established that they are a good raw material for the production of gasoline, jet and diesel fuels, lubricating oils, and low-sulfur fuel oils.

Key words: intensification of oil production, oil deposits of Ukraine, oil properties, oil refining.