



Прийнято 09.03.2025. Прорецензовано 15.04.2025. Опубліковано 20.06.2025.

УДК 622.276.054

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-50-61

ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ ПРОМИСЛОВОЇ ПІДГОТОВКИ НАФТИ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ НА РОДОВИЩАХ ЗАХІДНОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РЕГІОНУ ПАТ «УКРНАФТА»

Василюк Л. М.*

Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ «Укрнафта»;
Північний бульвар, 2, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0009-0008-0178-961X>
e-mail: Liubomyr.Vasyliuk@Ukrnafta.com

Василюк Р. Л.

Студент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0009-0007-5133-9433>
e-mail: roman.vasulyuk@gmail.com

Анотація. На сьогодні важливим є питання забезпечення якості товарної нафти, а саме, відповідності її галузевим стандартам. У зв'язку з високою обводненістю продукції свердловин у Західному нафтопромисловому регіоні ПАТ «Укрнафта» виникає необхідність у вдосконаленні процесів зневоднення та знесолення. Традиційні методи підготовки мають низьку ефективність, що зумовлює додаткові витрати часу та ресурсів. Охарактеризовано типи нафтових емульсій, що утворюються під час видобування обводненої нафти, і способи промислової підготовки нафти до транспортування на нафтопереробні заводи. Описано принципову технологічну схему підготовки нафти на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта». На підрозділах цього підприємства у період із жовтня 2023 по вересень 2024 року виконано дослідження з деемульсації нафти (зневоднення та знесолення). Згідно з результатами досліджень товарна нафта після відстоювання в товарних резервуарах містить від 0,03 % до 48 % води і від 19 мг/л до 1324 мг/л солей, що не відповідає галузевим вимогам та потребує додаткових заходів для її підготовки. Для забезпечення необхідної якості підготовленої нафти виконано дослідження шляхом введення в нафту після сировинних резервуарів деемульгаторів ПМ марки А і Дівіжин різних концентрацій. На підставі результатів досліджень обидва деемульгатори позитивно впливають на зменшення масової частки хлористих солей та води в нафті. Проте вони забезпечують різну якість підготовки нафти залежно від температури, витрати деемульгатора та тривалості відстою. Найкращим виявився деемульгатор ПМ марки А, який за оптимальної витрати 65,8 г/т забезпечує зниження вмісту води до 0,03 % і солей до 26,09 мг/л. Дещо гірші властивості має деемульгатор Дівіжин, який за оптимальної витрати 70,9 г/т забезпечує вміст води 0,063 % і солей 56,8 мг/л. При застосуванні Дівіжину досягається значного зниження масової частки води та солей лише після 23,4 год відстоювання, що значно більше, порівняно з ПМ марки А (11,6 год). До впровадження рекомендовано деемульгатор ПМ марки А. Згідно з результатами досліджень оптимальна температура підготовки нафти становить 63,5 °С.

Ключові слова: емульсія; деемульгатор; підготовка нафти; зневоднення; знесолення; вміст води і солей в нафті.

Запропоноване посилання: Василюк, Л. М., & Василюк, Р. Л. (2025). Оптимізація процесів промислової підготовки нафти із застосуванням деемульгаторів на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта». Нафтогазова енергетика, 1(43), 50-61. doi: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-50-61.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Вступ

Нафта, що видобувається із свердловин, завжди містить попутний газ, механічні домішки та пластову воду, яка розчиняє різноманітні солі, зокрема хлориди натрію, кальцію та магнію, а рідше – карбонати та сульфати. У початковий період розробки родовища видобувається нафта з низьким вмістом води, однак із часом її обводненість значно зростає, досягаючи 90-98 %. Це ускладнює транспортування та переробку нафти на нафтопереробних заводах (НПЗ), оскільки така нафта містить значну кількість води, солей, механічних домішок, а також легколетких органічних (метан, бутан) та неорганічних (H_2S , CO_2) газів, що потребує додаткової промислової підготовки [1,2].

Наявність пластової води в нафті суттєво підвищує витрати на її транспортування по трубопроводах та переробку. Зі збільшенням вмісту води в нафті зростають енергетичні витрати на її випаровування і конденсацію, які у 8 разів більші порівняно з бензином. Крім того, підвищення обводненості нафти супроводжується зростанням її в'язкості, що призводить до утворення стабільних нафтових емульсій із пластовою водою. Механічні домішки, зокрема високодисперсні частки піску, глини, вапняку та інших порід, адсорбуючись на поверхні водних глобул, сприяють стабілізації цих емульсій. Це, у свою чергу, ускладнює процеси зневоднення та знесолення нафти, збільшуючи експлуатаційні витрати, і негативно впливає на довкілля, оскільки частина нафти, що міститься в емульсіях, скидається у стічні води [3,4].

Наявність великої кількості механічних домішок також призводить до ерозійного зношування трубопроводів і утворення відкладень на стінках нафтового обладнання, що підвищує гідравлічні і термічні опори, знижуючи ефективність теплопередачі та масопередачі в технологічних установках.

Таким чином, наявність пластової води, механічних домішок і хлоридів у нафті значно ускладнює процеси її транспортування та переробки, збільшуючи енергетичні витрати та сприяє утворенню стійких нафтових емульсій і корозії обладнання. Це вимагає застосування додаткових технологій для зневоднення, знесолення та очищення нафти, а також підвищує витрати на експлуатацію нафтових установок [5,6]. Тому актуальним є вдосконалення процесів промислової підготовки нафти.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень вказує на важливість удосконалення технологій збору та підготовки нафти, що дозволяє значно знизити втрати важливих компонентів, таких як газ і легкі фракції нафти. Враховуючи високий рівень екологічних вимог та потребу в збереженні енергетичних ресурсів, значна увага приділяється застосуванню герметизованих систем збору та зберігання нафти.

У результаті первинної промислової підготовки сирової нафти від свердловини (групи свердловин) відбувається вилучення розчиненого та вільного газу, а також часткове зневоднення нафти. Цей етап є важливим для забезпечення подальшої підготовки нафти до товарних стандартів, що включає її очищення від механічних домішок, видалення води (зневоднення) та хлористих солей (знесолення). Фізико-хімічні показники товарної нафти мають важливе значення для її подальшого використання в нафтохімічній промисловості, а також для транспортування і зберігання та наведені в таблиці 1 [7,8].

Основною метою процесу підготовки нафти є її зневоднення та знесолення.

Зневоднення – це руйнування нафтових емульсій, які утворюються внаслідок контактування нафти з водою, що закачується в пласт через нагнітальні свердловини. Відокремлення чистої нафти від води стає можливим, коли нафта не містить неуглеводневих домішок, таких як метали та солі, оскільки вода і нафта є взаємно нерозчинними й при відстоюванні легко розшаровуються. Однак за наявності таких домішок утворюється нафтова емульсія – дисперсна система двох взаємнонерозчинних рідин, де одна з рідин (наприклад, вода) диспергована в іншій (нафта) у вигляді дрібних крапель або глобул. У такій системі рідина, що містить ці глобули, є дисперсійним середовищем, а диспергована рідина – дисперсною фазою.

Розділення нафтових емульсій є складним завданням, оскільки такі системи мають стійкі властивості і потребують використання спеціальних методів (включаючи хімічні реагенти та температурні режими) для їх дестабілізації та подальшого відділення води від нафти.

Нафтові емульсії поділяються на два основні типи: гідрофільні (нафта у воді) та гідрофобні (вода в нафті). У гідрофільних емульсіях нафтова фаза утворює дисперсну фазу у водному середовищі, в той час як у гідрофоб-

Таблиця 1 – Норми фізико-хімічних показників нафти

Найменування показника	Норма для груп			Метод випробування
	1	2	3	
1. Концентрація хлористих солей, мг/дм ³ , не більше	100	300	900	ASTM D 3230
2. Масова частка води, %, не більше	0,5	1,0	1,0	ДСТУ ISO 3733
3. Масова частка механічних домішок, %, не більше	0,05			ASTM D 4807
4. Тиск насичених парів, кПа (мм рт. ст.), не більше	66,7 (500)			Згідно з ДСТУ 4160, ASTM D 323, ISO 3007
5. Масова частка сірки, %	Не нормується, визначається для класифікації			ДСТУ ISO 8754, ДСТУ EN ISO 14596, ASTM D 4294
6. Густина при 15°C, кг/м ³	Не нормується, визначення обов'язкове			Згідно з ДСТУ EN ISO 3675, ДСТУ ГОСТ 31072, ДСТУ ISO 12185

них емульсіях краплі води є дисперсною фазою в нафтовому середовищі [9].

Щоб запобігти цим процесам на багатьох нафтопромислах використовуються деемульгатори, які додаються до нафти для руйнування стійких емульсій, а також здійснюється термохімічне та електрохімічне зневоднення нафти. Процес зневоднення нафти включає змішування нафти з прісною водою для створення штучної емульсії з низьким вмістом солі, яку потім руйнують. Очищена вода може бути використана повторно для закачування у пласт для підтримання пластового тиску та витіснення нафти.

Деемульгатори мають здатність витіснити природні емульгатори з поверхні глобул води завдяки високій поверхневій активності. Це може призвести до утворення нестабільних емульсій протилежного типу або хімічного розчинення адсорбційної плівки, що стабілізує емульсію. В результаті з'являється гідрофільний адсорбційний шар з низькою структурно-механічною міцністю, що призводить до дестабілізації водонафтової емульсії. Нестійкі емульсії, що утворюються з більш стійких, легко коалесціюють у великі краплі води, які осаджуються з нафти [10-12].

Дестабілізація емульсій є критично важливим етапом у процесі зневоднення та знесолення нафти. Вона складається з двох стадій: транспортної (дифузійний процес доставки деемульгатора до поверхні емульсії) і кінетичної (руйнування оболонки стабілізуючої плівки). Для ефективного зневоднення і знесолення нафти використовуються різні типи деемульгаторів, серед яких водорозчинні, водонафторозчинні та нафторозчинні.

Водорозчинні деемульгатори використовуються у вигляді 1-2 % водних розчинів, але вони частково вимиваються дренажною водою, що збільшує їх витрату. Для приготування нафторозчинних деемульгаторів використовуються спирти з низькою молекулярною масою, ароматичні вуглеводні та їх суміші. Сучасні деемульгатори повинні володіти високою деемульгуючою активністю, біологічно розкладатися (для водорозчинних деемульгаторів) і бути нетоксичними, що важливо для довкілля.

Деемульгатори, що використовуються для зневоднення та знесолення нафти, повинні відповідати кільком важливим вимогам. Вони повинні бути дешевими та доступними, що дозволяє знизити експлуатаційні витрати на підготовку та переробку нафти. Такі речовини не повинні мати бактерицидної активності, оскільки це може негативно вплинути на ефективність біологічного очищення стічних вод. Крім того, деемульгатори не повинні кородувати метали, що є критичним для тривалої експлуатації нафтопереробних установок, та підтверджувати свою ефективність в умовах стабілізації емульсій механічними домішками і парафіном.

Отже, одним із основних показників роботи систем підготовки нафти на підприємствах можна вважати ефективність технологічних операцій із зневоднення та знесолення сирих нафт на дільницях підготовки нафти.

Незважаючи на велику кількість проведених досліджень, проблема підвищення ефективності підготовки нафти на промислах вимагає подальшого розвитку.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Ефективність способу промислової підготовки нафти (зневоднення і знесолення) з комплексним застосуванням деемульгаторів і теплового поля залежить від фізико-хімічних властивостей нафти і води, ступеня обводнення продукції свердловин, характеристик системи облаштування промислу, особливостей розробки та експлуатації родовища, типу, витратної концентрації та місця введення деемульгатора у водонафтову емульсію і параметрів теплового поля. Тому для кожного родовища вибір ефективного способу підготовки нафти повинен здійснюватися індивідуально з врахуванням результатів відповідних лабораторних і промислових досліджень, що обґрунтовує необхідність проведення досліджень для родовищ Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта».

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є обґрунтування за результатами промислових досліджень оптимальних значень параметрів промислової підготовки нафти на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта» шляхом застосування деемульгаторів і теплового поля.

Для цього потрібно вирішити наступні завдання:

1. Проаналізувати сучасний стан систем підготовки нафти на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта».
2. Дослідити вплив типу і витратної концентрації різних деемульгаторів і температури на якість підготовки нафти (вміст води та солей).
3. Розробити рекомендації щодо підвищення ефективності систем підготовки нафти шляхом оптимізації використання деемульгаторів і теплового поля.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

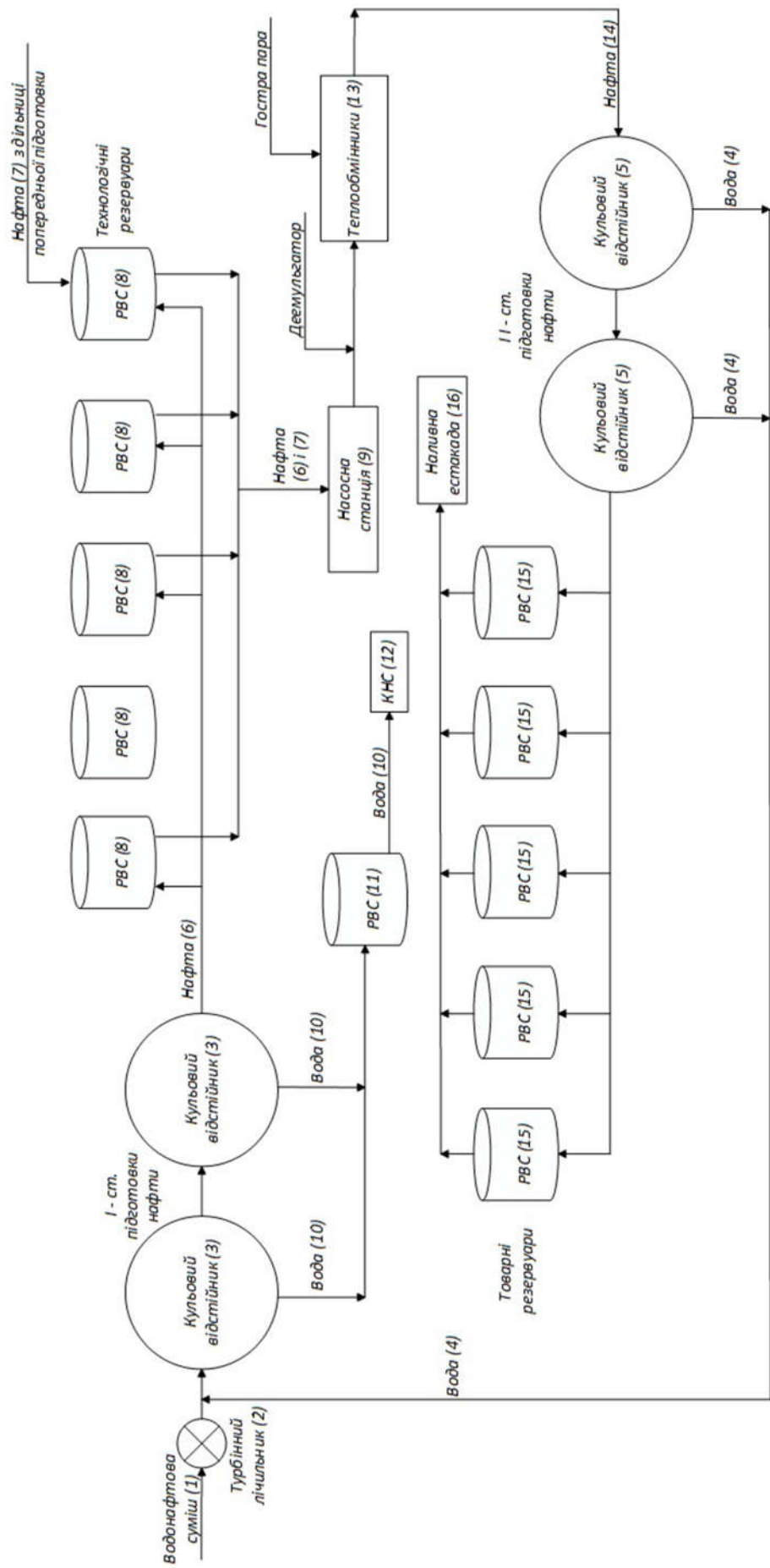
Дослідження виконано на установці промислової підготовки нафти до транспортування на одному з родовищ Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта», принципова схема якої зображена на рисунку 1.

Водонафтова суміш (1) з родовищ, після вимірювання через турбінний лічильник (2) надходить на установку підготовки нафти, де проходить через два кульові відстійники першого ступеня (3) для холодного відстоювання. Для покращення процесу деемульсації періодично подається гаряча підтоварна вода (4) з температурою до 50 °С з кульових відстійників другого ступеня (5).

З кульових відстійників першого ступеня (3) нафта (6), а також нафта (7) з дільниці попередньої підготовки, частково зневоднені, знесолені та очищені від механічних домішок, подаються нафтопроводом у технологічні резервуари (8) на насосну станцію (9), а вода (10) скидається у водяний резервуар (11) з подальшим надходженням на КНС (12). З насосної станції (9) нафта (6) і (7) подаються на теплообмінники (13), де її підігрівають до температури 65 °С за допомогою гострої пари, яка подається безпосередньо в потік нафти. Перед теплообмінниками (13) у потік нафти (6) і (7) дозується деемульгатор. З теплообмінників (13) підігріту нафту (14) направляють на кульові відстійники другого ступеня підготовки (5), в яких підтримується водяна подушка висотою три або шість метрів, що утворюється з пластової води, прісної води, конденсату водяної пари та насичена деемульгатором. З кульових відстійників другого ступеня (5) нафта (14) безпосередньо надходить у товарні резервуари (15), звідки її подають на наливну естакаду (16).

У дослідженнях використовувалась водонафтова суміш (нафтова емульсія) з родовищ.

Для ефективної підготовки нафтової емульсії та забезпечення необхідної якості товарної нафти у процесі зневоднення та знесолення на окремих об'єктах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта» використовуються два основні типи деемульгаторів: Дівіжин та ПМ марки Б. Однак, жоден з цих деемульгаторів не забезпечує досягнення потрібного рівня підготовки нафти, що відповідає вимогам стандартів товарної якості, при часі відстоювання, який необхідний для забезпечення ефективної роботи на об'єктах промислової підготовки нафти. Проблема полягає в тому, що існуючі деемульгатори не здатні забезпечити достатньо швидкий процес відстоювання, що є критичним для оптимізації виробничих витрат і підтримування необхідної пропускної здатності обладнання на цих об'єктах. Крім того, під час використання цих деемульгаторів спостерігається недостатній рівень відділення води та хлористих солей, що знижує ефективність процесу зневоднення і знесолення та призводить до необхідності додаткових операцій для досягнення бажаних показників якості нафти.



1 – водонафтова суміш; 2 – турбінний лічильник; 3 – кульові відстійники першого ступеня; 4 – гаряча підтоварна вода; 5 – кульові відстійники другого ступеня; 6 – нафта з кульових відстійників першого ступеня; 7 – нафта з ділянки попередньої підготовки; 8 – технологічні резервуари вертикальні сталеві (РВС); 9 – насосна станція; 10 – вода з кульових відстійників першого ступеня; 11 – водяний резервуар вертикальний сталевий (РВС); 12 – кушова насосна станція (КНС); 13 – теплообмінник; 14 – підігріта нафта з теплообмінників; 15 – товарні резервуари вертикальні сталеві (РВС); 16 – наливна естакада; 1-ст. підготовки нафти – перша ступінь підготовки нафти; 2-ст. підготовки нафти – друга ступінь підготовки нафти

Рисунок 1 – Принципова схема однієї з ділянок підготовки нафти на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта»

Таблиця 2 – Фізико-хімічні характеристики товарної нафти в товарному парку дільниць підготовки нафти Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта»

Дата	Температура підготовки нафти, °С	Фактична витрата деемульгатора, г/т	Пробний аналіз товарної нафти в товарних резервуарах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта»		
			масова частка солей, мг/л	масова частка води, %	час відстою, год.
Жовтень 2023 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 187 до 296	від 0,8 до 10,0	від 6 до 72
Листопад 2023 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 174 до 212	від 1,2 до 19,8	від 6 до 72
Грудень 2023 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 148 до 232	від 1,0 до 12,0	від 6 до 72
Січень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 155 до 684	від 1,2 до 44,0	від 6 до 72
Лютий 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 124 до 1324	від 1,0 до 48,0	від 6 до 72
Березень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 106 до 389	від 1,4 до 34,0	від 6 до 72
Квітень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 88 до 716	від 0,8 до 4,0	від 6 до 72
Травень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 108 до 357	від 0,5 до 14	від 6 до 72
Червень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 77 до 608	від 0,1 до 4,2	від 6 до 72
Липень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 94 до 202	від 0,03 до 6,8	від 6 до 72
Серпень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 19 до 288	від 0,06 до 4,0	від 6 до 72
Вересень 2024 р.	від 55 до 65	від 70 до 74	від 111 до 1258	від 0,03 до 7,0	від 6 до 72

Для дослідження ефективності роботи системи підготовки нафти протягом періоду з жовтня 2023 по вересень 2024 року щодня відбиралися проби з товарних резервуарів нафтогазових підприємств, що входять до складу Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта». Відбирання проб проводилося відповідно до вимог ДСТУ 4488:2005. Для кожної проби визначали фізико-хімічні показники нафти, зокрема обводненість та вміст хлористих солей.

Основною метою даних досліджень було визначення характеристик товарної нафти, яка потрапляє в резервуари, а також оцінка якості нафти, що може вплинути на подальшу її обробку та підготовку для нафтопереробних підприємств. Визначення обводненості нафти та вмісту хлористих солей є важливим етапом у контролі якості, оскільки ці показники безпосередньо впливають на ефективність процесів очищення та стабілізації нафти, а також на коректність проведення технологічних операцій.

Результати аналізу проб нафт, підготовлених деемульгаторами Дівіжин та ПМ марки Б, наведені у таблиці 2, яка містить дані по структурних одиницях Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта».

У таблиці 2 наведено показники обводненості товарної нафти, що потрапляє у товарні резервуари на етапі підготовки, та вмісту в ній хлористих солей. Ці дані дозволяють оцінити ефективність системи підготовки нафти, ви-

явити можливі недоліки або проблеми в технологічних процесах і знайти шляхи їх усунення.

Отримані результати свідчать, що обводненість нафти, яка потрапляє до резервуарів, коливається в межах від 0,03 % до 48 %. Масова частка води в нафті перевищує встановлені норми, що вимагає проведення додаткових операцій з відділення води та покращення ефективності використання деемульгаторів. Вміст солей також може варіюватися від 19 мг/л до 1324 мг/л, що вказує на необхідність здійснення більш ретельного контролю за цим параметром на етапі підготовки нафти. Підвищений вміст солей може негативно впливати на роботу нафтопереробних підприємств, оскільки солі можуть спричиняти корозію обладнання та знижувати ефективність переробки нафти.

Аналіз отриманих результатів свідчить про невідповідність фізико-хімічних характеристик нафт, що надходять у товарні резервуари, вимогам ТУ У 06.1-00135390-016 "Нафта для нафтопереробних підприємств. Технічні умови". Якість нафти, яка потрапляє до резервуарів, не відповідає встановленим стандартам, що вимагатиме додаткових заходів для її підготовки до довідстою або подальшої перепідготовки.

Оскільки характеристики нафти не відповідають технічним вимогам, нафтовидобувні підприємства змушені проводити додатковий довідстої товарної нафти у товарних резервуарах. Цей процес часто потребує значного часу,

оскільки для досягнення необхідних показників (зокрема, масової частки води та хлористих солей) нафта повинна відстоятися певний період, що ускладнює та сповільнює виробничі процеси. В окремих випадках, коли довідстій не дає бажаних результатів, виникає потреба у повторній перепідготовці нафти. Це додатково збільшує витрати на обробку та підготовку товарної нафти, а також підвищує витрати на матеріальні ресурси.

Загальний час довідстою нафти протягом контрольного періоду змінюється від 6 до 72 годин для кожного з резервуарів Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта», що свідчить про різноманітність у часі, необхідному для досягнення оптимальних показників. Чим довший час відстоювання, тим більші витрати на утримання резервуарів, а також на обробку та відстоювання нафти, що, в свою чергу, може призвести до зниження ефективності роботи підприємства.

Ці додаткові витрати і зниження ефективності призводять до значних фінансових збитків для нафтовидобувних компаній. Крім того, надмірний час на довідстій нафти в резервуарах також може спричиняти затримки у постачанні продукції на нафтопереробні підприємства, що, в свою чергу, позначається на виконанні контрактів і зобов'язань перед споживачами.

Враховуючи ці фактори, підприємствам необхідно знайти шляхи для поліпшення якості нафти, що надходить на їхні об'єкти, а також удосконалити процеси підготовки нафти до вимог ТУ У 06.1-00135390-016 щоб мінімізувати час додаткового довідстоювання та перепідготовки.

Для пошуку шляхів оптимізації технологічного процесу підготовки нафти, в рамках поліпшення її якості та зменшення витрат, проведено додаткові промислові дослідження. Метою досліджень було визначення ефективності різних деємульгаторів, зокрема марок Дівіжин та ПМ марки А, а також вивчення впливу температури і витрати деємульгаторів на якість товарної нафти та ефективність її підготовки.

Результати промислових досліджень наведено у таблицях 3 та 4. Таблиці містять порівняльні дані пробних аналізів товарної нафти в товарних резервуарах БП Захід та аналіз зданої товарної нафти на лінійно виробничо-диспетчерську станцію (ЛВДС) філії магістральні нафтопроводи «Дружба» ПАТ Укртранс-нафта, яка підготовлена з використанням деємульгаторів Дівіжин та ПМ марки А за струк-

турними одиницями Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта».

Порівняння деємульгаторів Дівіжин та ПМ марки А на підставі отриманих результатів свідчить, що обидва деємульгатори позитивно впливають на зменшення масової частки хлористих солей та води в нафті. Проте вони забезпечують різну якість підготовки нафти залежно від температури, витрати деємульгатора та тривалості відстою.

Порівняльні результати промислових досліджень деємульгаторів Дівіжин та ПМ марки А наведені у таблиці 5.

Обидва деємульгатори працюють за схожих температур (63,6 °С для Дівіжин та 63,5 °С для ПМ марки А), що свідчить про подібність термічних умов підготовки.

Деємульгатор Дівіжин потребує більшої витрати (70,9 г/т), порівняно з ПМ марки А (65,8 г/т). Це свідчить про меншу ефективність Дівіжин порівняно з ПМ А в умовах заданої температури підготовки нафти.

Деємульгатор ПМ марки А початково забезпечує значно нижчий рівень солей у нафті (32,8 мг/л) порівняно з Дівіжином (194,4 мг/л), що свідчить про його кращу ефективність на початкових етапах.

Масова частка води також є значно меншою у нафті, обробленій ПМ А (0,037 % порівняно з 0,216 % для Дівіжина), що свідчить про більш ефективне відділення води.

Час відстоювання для ПМ марки А у початковий період дещо більший (11,6 год порівняно з 10,9 год для Дівіжина), але цей час забезпечує зниження масової частки солей та води до більш низьких рівнів.

При застосуванні Дівіжину досягається значного зниження масової частки води та солей лише після 23,4 год відстою, що значно більше порівняно з ПМ А (11,6 год). Це означає, що для досягнення бажаного рівня підготовки нафти, обробленої Дівіжином, потрібно більше часу.

Висновки

Більшість родовищ Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта» перебувають на завершальній стадії розробки. Продукція свердловин в значній мірі обводнена. Пластова вода містить розчинені солі і утворює при змішуванні з нафтою водонафтові емульсії, що вимагає промислової підготовки нафти для її зневоднення та знесолення.

Для оцінки ефективності роботи системи підготовки нафти протягом періоду із жовтня 2023 по вересень 2024 року щодня відбиралися

Таблиця 3 – Контроль технологічних параметрів та основні фізико-хімічні характеристики нафти при використанні деемульгатора Дівіжин

Дата дослідження	Температура підготовки нафти, °С	Фактична витрата деемульгатора, г/т	Пробний аналіз товарної нафти в товарних резервуарах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта»			Аналіз зданої товарної нафти на ЛВДС		
			масова частка солей, мг/л	масова частка води, %	час відстою, год.	масова частка солей, мг/л	масова частка води, %	час відстою, год.
01.09	64	73	146	0,24	9	–	–	–
02.09	63	74	157	0,24	6	–	–	–
03.09	64	74	–	–	–	47	0,06	9
04.09	64	76	1258	1,2	24	–	–	–
04.09	63	57	47	0,06	7	28	0,03	36
05.09	64	72	–	–	–	71	0,06	9
06.09	63	68	–	–	–	–	–	–
07.09	64	73	–	–	–	71	0,09	41
07.09	64	71	–	–	–	28	0,03	31
08.09	63	71	–	–	–	26	0,03	12
09.09	63	73	157	0,3	10	95	0,09	35
10.09	64	71	–	–	–	69	0,06	12
11.09	64	72	97	0,12	7	–	–	–
12.09	64	72	–	–	–	94	0,12	11
13.09	63	73	–	–	–	24	0,03	57
14.09	63	70	104	0,12	24	–	–	–
14.09	64	73	–	–	–	26	0,03	36
15.09	64	72	–	–	–	94	0,09	15
15.09	64	73	153	0,15	6	–	–	–
16.09	64	72	128	0,12	6	–	–	–
17.09	63	72	–	–	–	98	0,15	10
18.09	63	73	153	0,18	14	90	0,09	36
19.09	63	74	–	–	–	82	0,09	9
20.09	64	74	125	0,12	8	–	–	–
21.09	64	71	113	0,12	16	–	–	–
21.09	64	49	64	0,06	9	24	0,03	35
22.09	63	72	–	–	–	–	–	–
22.09	64	69	–	–	–	52	0,06	17
22.09	64	71	–	–	–	64	0,06	11
23.09	63	72	131	0,12	8	28	0,03	33
24.09	63	72	–	–	–	25	0,03	13
25.09	64	72	83	0,09	9	–	–	–
Ср. зн.	63,6	70,9	194,4	0,216	10,9	56,8	0,063	23,4

Таблиця 4 – Контроль технологічних параметрів та основні фізико-хімічні характеристики нафти при використанні деємульгатора ПМ марки А

Дата дослідження	Температура підготовки нафти, °С	Фактична витрата деємульгатора, г/т	Пробний аналіз товарної нафти в товарних резервуарах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта»			Аналіз зданої товарної нафти на ЛВДС		
			масова частка солей, мг/л	масова частка води, %	час відстою, год.	масова частка солей, мг/л	масова частка води, %	час відстою, год.
26.09	64	67	—	—	—	62	0,06	10
27.09	64	39	31	0,03	9	24	0,03	32
28.09	64	70	—	—	—	22	0,03	9
29.09	64	71	28	0,03	9	—	—	—
29.09	64	68	24	0,03	3	—	—	—
30.09	63	73	57	0,06	5	18	0,03	33
01.10	63	76	—	—	—	26	0,03	14
01.10	63	72	—	—	—	21	0,03	7
02.10	64	72	52	0,06	8	19	0,03	34
03.10	63	74	—	—	—	24	0,03	12
04.10	63	66	21	0,03	32	—	—	—
05.10	63	40	28	0,03	9	21	0,03	36
06.10	64	67	26	0,03	20	26	0,03	22
06.10	63	65	28	0,03	9	24	0,03	9
Ср. зн.	63,5	65,8	32,8	0,037	11,6	26,09	0,033	19,82

Таблиця 5 – Порівняльні результати промислових досліджень деємульгаторів Дівіжин та ПМ марки А

Параметри	Деємульгатор	
	Дівіжин	ПМ марки А
Середня температура підготовки нафти, °С	63,6	63,5
Середня витрата деємульгатора, г/т	70,9	65,8
Початкові показники нафти (пробний аналіз товарної нафти в товарних резервуарах ахідного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта»):		
масова частка солей, мг/л	194,4	32,8
масова частка води, %	0,216	0,037
час відстою, год	10,9	11,6
Показники нафти після відстоювання (аналіз зданої товарної нафти на ЛВДС):		
масова частка солей, мг/л	56,8	26,09
масова частка води, %	0,063	0,033
час відстоювання, год	23,4	19,82

та аналізувалися проби нафти з товарних резервуарів на підприємствах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта». Результати аналізу проб товарної нафти свідчать про значне відхилення показників її якості від встановлених норм. Обводненість нафти коливається від 0,03 до 48 %, а вміст солей - від 19 мг/л до 1324 мг/л, що вимагає додаткових операцій для зменшення вмісту води та солей.

Отримані результати показали, що фізико-хімічні характеристики нафти не відповідають вимогам ТУ У 06.1-00135390-016 "Нафта для нафтопереробних підприємств. Технічні умови". Нафтовидобувні підприємства змушені проводити додатковий довідстій нафти у резервуарах, що затягує виробничі процеси. У разі неефективності довідстоювання, потрібно проводити повторну перепідготовку, що збільшує витрати на обробку та матеріальні ресурси.

Для оптимізації технологічного процесу підготовки нафти та зменшення витрат, проведено промислові дослідження, спрямовані на оцінку ефективності деемульгаторів марок Дівіжин та ПМ марки А. Дослідження включали вивчення впливу температури та витрати деемульгаторів на якість товарної нафти та ефективність її підготовки.

Протягом досліджень було проаналізовано ефективність кожного з деемульгаторів у різних температурних умовах, а також за різних витрат, що дозволило встановити найбільш оптимальні параметри для кожного з продуктів.

Згідно з результатами досліджень оптимальне значення температури підготовки нафти становить 63,5 °C.

За оптимальної концентрації деемульгатора ПМ марки А 65,8 г/т обводненість нафти становить 0,033 %, а вміст солей – 26,09 мг/л.

Деемульгатор ПМ марки А має кращі показники щодо зниження масової частки солей та води на ранніх етапах підготовки. Він ефективніший у зменшенні цих показників, навіть за коротший час відстою, що дозволяє зменшити витрати на тривалі технологічні операції.

Деемульгатор Дівіжин потребує більшої витрати та більше часу для досягнення порівняно близьких результатів. Проте він також може бути ефективним, особливо у разі, коли необхідно знизити обводненість та вміст солей за більш тривалий час.

За оптимальної концентрації деемульгатора Дівіжин 70,9 г/т обводненість нафти становить 0,063 %, а вміст солей 56,8 мг/л.

Загалом, деемульгатор ПМ марки А може бути переважним вибором для оптимізації процесу підготовки нафти, зважаючи на його кращу ефективність та менші витрати.

Отримані за результатами промислових досліджень оптимальні значення параметрів процесу промислової підготовки нафти з використанням деемульгаторів рекомендується використовувати на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта».

Існуюча номенклатура деемульгаторів в цілому задовільно виконує функцію деемульсації, але вміст в нафтових емульсіях парафінів, хлористих солей та механічних домішок може негативно впливати на деемульсацію сирих нафт. Вирішення даної проблеми можливо через штучне збільшення часу взаємодії деемульгатора з нафтовою емульсією, насамперед через зменшення вхідної обводненості нафтових емульсій, шляхом вдосконалення технології промислової підготовки сирової нафти, а також через реорганізацію вхідних потоків на самих дільницях підготовки нафти в межах існуючих технологічних схем та номенклатури обладнання. Вивчення нових композицій деемульгаторів з покращеними властивостями, оптимізації режимів їх використання, що буде предметом подальших досліджень.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Склабінський В.І., Ляпощенко О.О., Артюхов А.Є. Технологічні основи нафто та газопереробки: навчальний посібник. Суми, Сумський державний університет, 2011. 186 с.
2. Vasily Simanzhenkov, Raphaelldem. Crude Oil Chemistry. Publisher: Marcel Dekker, Inc. 2003. ISBN: 082474098. P. 410.
3. Стандарт організації України. Видобування вуглеводнів. Лабораторні та промислові випробування деемульгаторів для використання в процесах підготовки рідких вуглеводнів. СОУ 09.1-30019775-293:2017.

4. He L., et al. Interfacial sciences in unconventional petroleum production: From fundamentals to applications. *Chem. Soc. Rev.* 2015. No 44. P. 5446–5494.
5. Kovaleva L., Minnigalimov R., Zinnatullin R. Destruction of Water-in-Oil Emulsions in Radio-Frequency and Microwave Electromagnetic Fields. *Energy Fuels*. 2011. Vol. 25. P. 3731–3738. DOI: <https://doi.org/10.1021/EF200249A>.
6. ДСТУ 9305:2024 Нафта. Загальні технічні умови.
7. ТУ У 06.1-00135390-016:2018 Нафта для нафтопереробних підприємств. Технічні умови.
8. Schramm L.L. Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. In *Petroleum Emulsion*; Schramm, L.L., Ed.; American Chemical Society: Washington, DC, USA, 1992.
9. Wang Z.M., et al. Corrosion mitigation behavior of an alternately wetted steel electrode in oil/water media. *Corros. Sci.* 2019. P. 140–152.
10. Hasanov F., et al. Control of produced water with highly corrosive medium in oil-gas production. *Azerbaijan Oil Industry*. 2021. <https://doi.org/10.37474/0365-8554/2021-1-24-27>
11. Fang C., Lai P. Microwave Heating and Separation of Water-in-Oil Emulsions. *Journal of Microwave Power and Electromagnetic Energy*. 1995. No 30. P. 46-57. <https://doi.org/10.1080/08327823.1995.11688257>

References

1. Sklabinskyi V.I., Liaposhchenko O.O., Artiukhov A.Ye. *Tekhnologichni osnovy nafto ta hazopererobky: navchalnyi posibnyk*. Sumy, Sumskyi derzhavnyi universytet, 2011. 186 p. [in Ukrainian]
2. Vasily Simanzhenkov, Raphaellidem. *Crude Oil Chemistry*. Publisher: Marcel Dekker, Inc. 2003. ISBN: 082474098. P 410.
3. Standart orhanizatsii Ukrainy. Vydobuvannya vuhlevodniv. Laboratorni ta promyslovi vyprovuvannya deemulhatoriv dlia vykorystannia v protsesakh pidhotovky ridkykh vuhlevodniv. SOU 09.1-30019775-293:2017 [in Ukrainian]
4. He L., et al. Interfacial sciences in unconventional petroleum production: From fundamentals to applications. *Chem. Soc. Rev.* 2015. No 44. P. 5446–5494.
5. Kovaleva L., Minnigalimov R., Zinnatullin R. Destruction of Water-in-Oil Emulsions in Radio-Frequency and Microwave Electromagnetic Fields. *Energy Fuels*. 2011. Vol. 25. R. 3731–3738. DOI: <https://doi.org/10.1021/EF200249A>.
6. DSTU 9305:2024 Nafta. Zahalni tekhnichni umovy. [in Ukrainian]
7. TU U 06.1-00135390-016:2018 Nafta dlia naftopererobnykh pidpriemstv. Tekhnichni umovy. [in Ukrainian]
8. Schramm L.L. Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. In *Petroleum Emulsion*; Schramm, L.L., Ed.; American Chemical Society: Washington, DC, USA, 1992.
9. Wang Z.M., et al. Corrosion mitigation behavior of an alternately wetted steel electrode in oil/water media. *Corros. Sci.* 2019. P. 140–152.
10. Hasanov F., et al. Control of produced water with highly corrosive medium in oil-gas production. *Azerbaijan Oil Industry*. 2021. <https://doi.org/10.37474/0365-8554/2021-1-24-27>
11. Fang C., Lai P. Microwave Heating and Separation of Water-in-Oil Emulsions. *Journal of Microwave Power and Electromagnetic Energy*. 1995. No 30. P. 46-57. <https://doi.org/10.1080/08327823.1995.11688257>

OPTIMIZATION OF INDUSTRIAL OIL TREATMENT PROCESSES USING DEMULSIFIERS AT THE FIELDS OF THE WESTERN OILFIELD REGION OF PJSC UKRNAFTA

Vasyliuk L. M.

Research and Design Institute PJSC «Ukrnafta»;
2, Pivnichnyi Bulvar, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0008-0178-961X>
e-mail: Liubomyr.Vasyliuk@Ukrnafta.com

Vasyliuk R. L.

Student
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
15, Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0007-5133-9433>
e-mail: roman.vasulyuk@gmail.com

Abstract. Ensuring the quality of commercial oil, specifically its compliance with industry standards, is of great importance nowadays. Due to the high water content of well production in the western oil-producing region of PJSC "Ukrnafta", it is necessary to improve dewatering and desalination processes. Traditional preparation methods are inefficient, resulting in additional time and resource expenditure. This article describes the types of oil emulsions formed during the production of watered oil, as well as the industrial preparation methods used to transport oil to refineries. The author outlines the fundamental technological process for treating oil in the Western oilfield region of PJSC Ukrnafta. From October 2023 to September 2024, the company's units conducted research into oil demulsification (dehydration and desalination). According to the results of this research, commercial oil contains between 0.03% and 48% water and between 19 mg/l and 1324 mg/l of salts after settling in commercial tanks. This does not meet industry requirements and additional measures are required to prepare it. To ensure the required quality of the prepared oil, the research involved introducing various concentrations of the PM grade A and Divizhin demulsifiers into the oil after the raw material tanks. Based on the results of this research, both demulsifiers were found to positively affect the reduction of the mass fraction of chlorides and water in the oil. However, the quality of the prepared oil depends on the temperature, demulsifier consumption and settling duration. PM grade A was the most effective demulsifier, ensuring a reduction in water content to 0.03% and salts to 26.09 mg/l at an optimal consumption of 65.8 g/t. Divizhin has slightly worse properties: at an optimal consumption of 70.9 g/t, it ensures a water content of 0.063% and a salt content of 56.8 mg/l. When using Divizhin, a significant reduction in the mass fraction of water and salts is achieved only after 23,4 hours of settling, which is much longer compared to PM grade A (11,6 hours). The demulsifier PM grade A is recommended for implementation. According to the research results, the optimal oil preparation temperature is 63,5 °C.

Keywords: emulsion; demulsifier; oil preparation; dehydration; desalting; water and salt content in oil.