

DOI: 10.18372/2310-5461.69.20955
УДК 622.276.72

М. М. Шищак, аспірант
Національний університет «Львівська політехніка»
orcid.org/0009-0002-0860-3896
e-mail: maksym.m.shyshchak@lpnu.ua

П. І. Топільницький, канд.техн.наук, доцент
Національний університет «Львівська політехніка»
orcid.org/0000-0002-7770-2567
e-mail: petro.i.topilnytskyi@lpnu.ua

ВПЛИВ рН І СОЛОНОСТІ ВОДНОЇ ФАЗИ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ДЕЕМУЛЬГАЦІЇ ВАЖКОЇ НАФТИ УКРАЇНСЬКОГО РОДОВИЩА

Вступ

Важкі нафти займають значне місце в енергетичному секторі усього світу, включаючи Україну. Однією з проблем, які виникають при їх видобутку, транспортуванні та переробці, є утворення високостабільних нафтових емульсій. Утворення спричиняють два основних фактори: наявність природних поверхнево-активних речовин (ПАР), таких як асфальтени, смоли, нафтенові кислоти та амфіфільні тверді частинки, і наявність води, часто насиченої солями і механічними домішками [1]. Емульсії знижують якість нафти, кородують обладнання, забруднюють трубопроводи, дезактивують каталізатори, тощо [2]. Крім того, нафтові емульсії зазвичай мають вищу в'язкість, ніж сира нафта, тому це збільшує витрати на перекачування та транспортування нафти трубопроводами з нафтових родовищ [3].

Серед існуючих методів відділення емульгової води від нафтової фази, застосування поверхнево-активних речовин, відомих як деемульгатори, є поширеним методом дестабілізації емульсій в нафтовидобуванні і нафтопереробці. З термодинамічної точки зору, емульсії не є стабільними системами [4]. Фактично, їх стабільність залежить від природних ПАР, які утворюють жорстку плівку навколо крапель води, що перешкоджає їхній коалесценції. Під час процедури дестабілізації деемульгатори замінюють природну поверхнево-активну речовину на межі вода-нафта та змінюють реологічну поведінку існуючої плівки. Додавання деемульгатора знижує поверхневий натяг крапель, що, у свою чергу, дестабілізує частинки емульсії. Це є причиною розриву твердої плівки та посилення коалесценції крапель води, в результаті чого частинки всередині емульсії мають природну схильність до агломерації та утворення більших мас, що призводить до розділення нафти та води [5].

Ефективність деемульгатора для розщеплення нафтових емульсій залежить від декількох чинників, таких як його здатність розподілятися по всій фазі, коефіцієнт розподілу деемульгатора, структура деемульгатора та солоність водної фази. Крім того, концентрація деемульгатора, рН, температура та вміст води в емульсії є іншими важливими параметрами [6].

Постановка проблеми

Деемульгація сирої нафти є постійною промисловою проблемою нафтових компаній через стійку стабільність емульсій вода-в-нафті та обмежену продуктивність звичайних деемульгаторів [7]. Тому визначення принципу та основних параметрів, які впливають на процес розділення нафтових емульсій, а також підбір високоефективних деемульгаторів для певного типу нафти є ключовим фактором для вирішення проблеми.

Одним з чинників, які впливають на процес деемульгації, є величина рН водної фази і вміст NaCl. Величина рН змінює стабільність емульсії, змінюючи поверхневий натяг між нафтовою і водною фазами, особливо для важких нафт, які містять багато асфальтенів. Разом з іншими природними ПАР, які зазвичай присутні у сирій нафті, асфальтени створюють міжфазні плівки на поверхні диспергованих крапель води, які запобігають їх злипанню і стабілізують емульсію. Оскільки деякі з цих речовин містять іонізуючі групи, можна очікувати, що рН водної фази впливатиме на їх іонізацію в міжфазних плівках, призводячи до радикальних змін фізичних властивостей плівок, а також розчинності деяких полярних органічних сполук у водній фазі. Враховуючи, що молекули деемульгатора замінюють молекули природних ПАР на межі фаз, залежність ефективності деемульгатора від величини рН може бути одним із критеріїв підбору деемульгатора для промислового застосування.

Ще одним чинником, який може перешкодити коалесценції крапель води, є концентрація солей. Коливання солоності, які неминуче виникають в реальних промислових умовах, можуть двояко впливати на ефективність роботи деемульгаторів.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Аналіз сучасних досліджень підтверджує, що питання впливу рН і солоності водної фази на стабільність нафтових емульсій залишається актуальним.

Автори [8] провели серію експериментів зі зміною солоності та рН водної фази на важкій сирій нафті з густиною $19,1^{\circ}\text{API}$. Вони встановили, що величина рН не тільки впливає на розподіл видів ПАР між водною і нафтовою фазами і міжфазні властивості емульсії, але й при високому вмісті води в нафті може змінювати тип утвореної емульсії (вода-в-нафті, В/Н або нафта-в-воді, Н/В).

Загальноприйнято, що збільшення рН призводить до утворення йонних ПАР, які сприяють формуванню стабільних емульсій Н/В [9]. Стабільність емульсії сягає мінімуму при так званому оптимальному складі емульсії, при якому афінність ПАР однакова як для водної, так і для нафтової фази. У випадку емульсії В/Н поверхнево-активна речовина виявляє більшу афінність до нафтової фази (ліпофільний тип); отже, підвищення гідрофільності середовища (що відбувається внаслідок підвищення рН) призведе до зниження стабільності, тоді як зниження гідрофільності (що відбувається внаслідок підвищення солоності) призведе до підвищення стабільності.

В огляді [4] наголошується, що ступінь стабільності емульсій в значній мірі залежить від типу і характеристики нафти, з якої утворилась емульсія. Величина рН має сильний вплив на міжфазні властивості асфальтенів при високих або низьких значеннях рН. Автори пояснюють це тим, що при таких значеннях рН функційні групи асфальтенів отримують заряд, що призводить до підвищення поверхневої активності.

Вплив температури, концентрації NaCl , рН та типу розчинника на ефективність деемульгації блок-кополімерів пропіленоксиду-етиленоксиду досліджувався в роботі [10]. Результати показали, що максимальна ефективність деемульгації була досягнута, коли значення рН водної фази емульсії наближалось до семи.

Автори роботи [11] припустили, що підвищення рН (лужності) забезпечить високу стабілізацію емульсій. Для емульсій типу Н/В стабілізація зростала при підвищенні рН з 4 до 6, у той час як для емульсій В/Н емульсії були стабільними при значенні рН 8-10. Також автори наголошують

на ролі хімічного складу деемульгатора. Вони зазначають, що водорозчинні деемульгатори викликають дренаж плівки і допомагають агрегації і коалесценції водної фази, а нафторозчинні деемульгатори, хоча і є набагато дорожчими порівняно з водорозчинними, мають вищу ефективність для розділення В/Н емульсій. Вони пояснюють це тим, що нафта є неперервною фазою, тоді як вода є дисперсною фазою. Отже, поверхнево-активні речовини розчиняються в безперервній фазі з меншим опором масопереносу за оптимальної температури, і дисперсія деемульгаторів, що вводяться в систему, стає легшою.

Подібні результати були одержані при тестуванні 16 нафто- і водорозчинних деемульгаторів [12]. Було встановлено, що найкращі результати для нафторозчинних деемульгаторів отримані при $\text{pH}=7-8$, а для водорозчинних при $\text{pH}=7,7$.

Стосовно впливу ступеня мінералізації нафти (вмісту солей) на процес деемульгації, то він суттєво залежить від концентрації і типу деемульгатора, який використовується в процесі. Крім того, тип емульсії, температура, і рН водної фази також відіграють свою роль [13, 14]. Підвищення концентрації солей може підвищити ефективність деемульгатора, оскільки сіль може дестабілізувати емульсію, зменшуючи електростатичні сили та збільшуючи щільність водного шару [15]. Вода з низьким вмістом солі сприяє стабільності емульсії, ймовірно, через тенденцію до утворення жорсткішої межі розділу при низькій йонній силі, як показують вимірювання міжфазної в'язкопружності [16]. Однак, цей ефект залежить від концентрації солі, і після досягнення певного оптимуму ефективність може знижуватись. З іншої сторони, з підвищенням солемісту ефективність деемульгаторів може зменшуватись, оскільки високий вміст солей стабілізує емульсії, що ускладнює їх руйнування. Присутність розчинених солей стабілізує плівку навколо крапель води, що зменшує ймовірність зіткнень молекул одна з одною [17].

Отже, результати чисельних досліджень, представлених в літературі, підтверджують неоднозначний вплив рН і солоності на ефективність процесу деемульгації. Як було зазначено вище, цей вплив суттєво залежить як від характеристики сирової нафти (вмісту асфальтенів, парафінів, солей, води), так і природи самого деемульгатора. Це означає, що експериментальні результати, одержані для конкретної нафти і конкретного деемульгатора, роблять їх менш застосовними до інших типів нафт, емульсій чи деемульгаторів, які можуть демонструвати інші залежності. Окрім того, синергетична взаємодія між кількома однотипними деемульгаторами в композиції практично не

досліджувалась. Це залишає прогалину в розумінні їх комбінованого впливу, хоча декілька проведених досліджень демонструють, що спеціально підібрані суміші деемульгаторів значно підвищують ефективність відділення води, особливо при інтеграції з методами вторинного розділення [1, 18].

Мета дослідження – визначити вплив рН і солоності водної фази на ефективність роботи розроблених авторами композицій деемульгаторів

серії Dissolvan при деемульгації важкої нафти Бугруватського родовища (Сумська обл., Україна).

Характеристика нафти і деемульгаторів

Для досліджень було використано важку Бугруватську (Бугруватівську) нафту, основні фізико-хімічні характеристики якої представлені в табл. 1. Оскільки ця нафта є високов'язкою, вона була розріджена важким газовим конденсатом (Ярівське відділення переробки газу, Полтавська обл., Україна) у кількості 30 мас. %.

Таблиця 1

Фізико-хімічна характеристика Бугруватської нафти

Вміст в нафті	Вода, %	Солі, мг/л	Механічні домішки, %	Асфальтени, %	Смоли, %	Парафіни, %
Значення	16	12500	0,16	8,3	9,1	1,4

В наших попередніх дослідженнях [19] були визначені композиції деемульгаторів, які виявляють найвищу ефективність в процесах зневоднення і демінералізації Бугруватської нафти. Деемульгатори, які входять до складу композицій,

є промисловими деемульгаторами серії Dissolvan (фірма Clariant, Швейцарія). Це оксидильовані та оксипропільовані блокполімери з діпоксидними групами. Склад трьох композицій, використаних для даного дослідження, приведений в табл. 2.

Таблиця 2

Склад досліджуваних композицій деемульгаторів

№ композиції	Склад композицій, %						
	Д-3245	Д-4411	Д-5252	Д-4006	Ізопропанол	Суміш ксилолів	Вода
1	10	30	10	–	30	–	20
2	35	–	–	15	10	40	–
3	6	40	5	–	10	39	–

Методика дослідження деемульгуючої здатності композицій описана в роботі [19]. Експериментальні умови були аналогічними попереднім дослідженням і становили: концентрація деемульгуючої композиції 100 ppm, температура 60 °С, час відстоювання 4 год.

Вплив рН

Вплив рН на ефективність деемульгаторів досліджували шляхом додавання розчинів HCl або NaOH до досягнення необхідної величини рН, яка визначалась рН-метром серії 704 (Metrohm Ltd., Швейцарія), обладнаним скляним комбінованим електродом. Розчин кислоти або лугу додавався по краплях до суміші нафти з деемульгатором при постійному перемішуванні магнітною мішалкою.

На рис. 1 приведені експериментальні результати стосовно впливу рН на ефективність досліджуваних деемульгаторів.

Як видно з рис. 1, максимальна деемульгуюча здатність для всіх композицій спостерігається при рН близьких до нейтрального, а в лужному або кислому середовищі ефективність деемульгаторів

суттєво знижується. Всі композиції містять етиленоксид як компонент, який надає деемульгатору водо розчинності. У кислому середовищі наявність цього компонента призводить до втрати молекулою деемульгатора здатності переміщатися до межі розділу нафта-вода.

Очікувано, отримані залежності для всіх трьох композицій є подібними, оскільки всі вони містять компоненти одного типу. Незначна різниця одержаних величин ступеня зневоднення є результатом різного співвідношення компонентів і використання різних розчинників. Одержані результати узгоджуються з даними інших авторів [10, 20], які демонструють, що синтезовані ними деемульгатори на основі оксидів етилену і пропілену виявляють найвищу ефективність при значеннях рН наближених до 7.

Слід також зазначити, що досліджувана Бугруватська нафта містить значну кількість природних ПАР, включаючи асфальтени (Табл. 1). Нейтральні значення рН найбільш сприятливі для емульсій, стабілізованих асфальтенами, на відміну від кислотних і лужних середовищ [4].

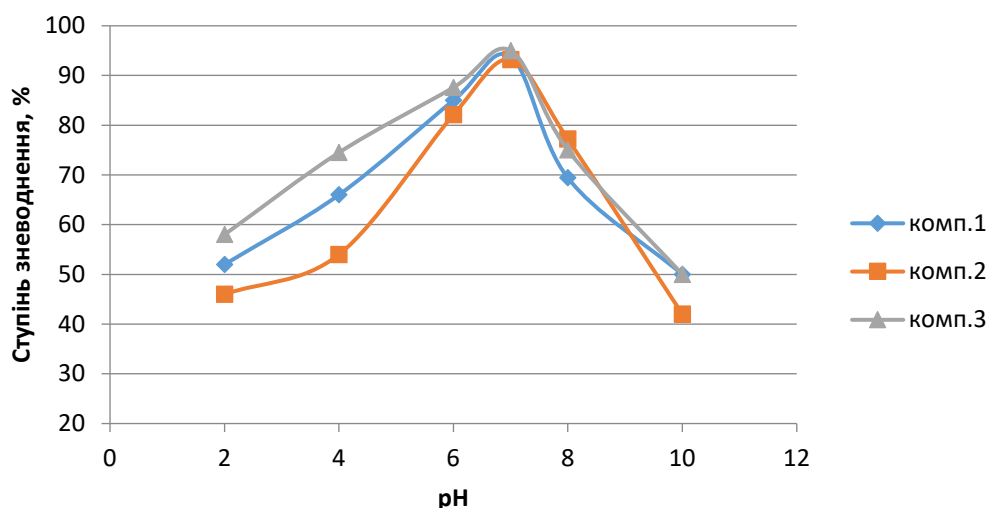
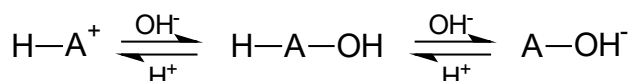


Рис. 1. Залежність ступеня зневоднення Бугруватської нафти від рН водної фази при застосуванні різних композицій деемульгаторів

Різницю у впливі рН можна пояснити амфотерною природою асфальтенів, які містять як кислоти, так і основні функціональні групи, що по-різному реагують на зміни рН: при низькому рН (катионному) і високому рН (аніонному) вони можуть набувати заряд, посилюючи свою гідрофільну поведінку, що сприяє їх накопиченню на межі розділу вода/олія і покращує стабільність емульсії.

Асфальтени (А), які адсорбуються на межі фаз, вважаються амфотерними [10] і краплі води стають негативно зарядженими в лужному середовищі, і позитивно зарядженими в кислому через іонізаційну рівновагу асфальтенів:



Загальновідомо, що поверхневі заряди, як знаходяться на межі розділу дисперсних крапель води, є причиною електростатичного відштовхування [21]. Саме тому кисле або лужне середовище спричиняє підвищення стабільності емульсій, створюючи електростатичну перешкоду для коалесценції, на додаток до вже існуючого стеричного бар'єру.

Вплив концентрації NaCl

Вплив концентрації NaCl на ефективність деемульгатора визначали методом аргентометричного титрування водного екстракту нафти з використанням хромату калію як індикатора. Діапазон концентрацій змінювався від 10000 до 50000 мг/л. Результати експериментів представлені на рис. 2.

Як видно з рис. 2, при вмісті хлориду натрію 10000 мг/л найвищий ступінь зневоднення спостерігається для композиції 3 і становить 98,3 %, для композицій 1 і 2 ця величина дорівнює 94–94,5 %, відповідно. З підвищенням солоності ступінь зневоднення всіх композицій зменшується, але з різною інтенсивністю. За концентрації NaCl 50000 мг/л найвищий ступінь зневоднення серед трьох композицій досягається при використанні композиції 2, найнижчий для композиції 1, композиція 3 займає проміжне положення (82,0 %, 70,1 %, 77,2 %, відповідно).

Аналогічні тенденції поведінки деемульгатора з підвищенням вмісту солей описана в роботах [17, 22–24], і виглядає типовою для нейонних деемульгаторів на основі оксидів етилену і пропілену. Деемульгатор з вищим вмістом етиленоксиду (більш гідрофільний) більш ефективний при нижчій солоності, а з вищим вмістом пропіленоксиду (більш ліпофільний) показує кращі результати за високих концентрацій NaCl. Очевидно, при високій солоності розчинність деемульгатора у водній фазі зменшується, змінюється міжфазний натяг, що потенційно призводить до витіснення деемульгатора з межі розділу нафтвада. Крім того, збільшення концентрації солей зміцнює міжфазну плівку, а це може перешкоджати коалесценції крапель через її відносний опір деформації. Слід зазначити, що використання суміші ксилолів як розчинника, підсилює ефективність деемульгатора при підвищенні солоності за рахунок покращення дифузії.

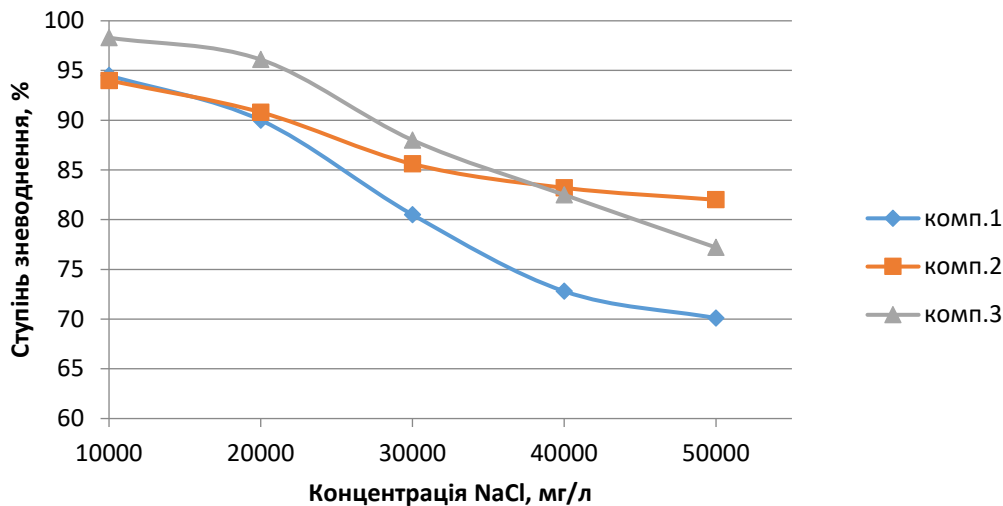


Рис. 2. Залежність ступеня зневоднення Бугруватської нафти від концентрації NaCl при застосуванні різних композицій деемульгаторів

Висновки

В роботі досліджено вплив рН і солоності водної фази на ефективність нових композицій на основі комерційних деемульгаторів Dissolvan.

Встановлено, що зі зміною середовища з кислотного на лужне, ступінь зневоднення Бугруватської нафти при використанні всіх композицій проходить через максимум при $\text{pH} \approx 7$. Показано, що підвищення вмісту солей NaCl до 50000 мг/л зменшує ефективність всіх деемульгаторів в 1,1–1,3 рази, проте залишаючись на досить високому рівні 70–82 %. Композиція 3 виявилась найбільш ефективною при низькій солоності, а композиція 1 – при високій, що пояснюється різним співвідношенням оксигетильованих і оксипропілованих компонентів в композиціях і використанням різних розчинників.

У процесах видобування, транспортування та переробки важкої нафти ефективна деемульгація утворених емульсій може ефективно запобігти негативному впливу емульсій на корозію обладнання, збільшенню витрат на транспортування, зниженню якості нафти та забрудненню навколишнього середовища. Всі три досліджені композиції виявляють високу ефективність при їх використанні в нейтральному середовищі і високій солоності.

Одержані результати можуть бути корисними для розроблення механізму оптимізації промислових деемульгаторів та їх застосуванні в реальних умовах.

ЛІТЕРАТУРА

[1] Li J., Xia X., Gao J., Chen H., Ma J. Polyether demulsifier complexes for efficient demulsification of water-in-heavy oil emulsions. *Molecules*. 2025. Vol. 30, No. 12. Article 2550. <https://doi.org/10.3390/molecules30122550>

- [2] Василюк Л. М., Василюк Р. Л. Оптимізація процесів промислової підготовки нафти із застосуванням деемульгаторів на родовищах Західного нафтопромислового регіону ПАТ «Укрнафта». *Нафтогазова енергетика*. 2025. Т. 1, № 43. С. 50–61. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1\(43\)-50-61](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1(43)-50-61)
- [3] Hadi H. A., Mohammed T. J. Improvement in demulsification of Iraqi crude oil with water removal demulsifiers in oil fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Vol. 737, 4th International Conference on Buildings, Construction and Environmental Engineering, 7-9 October 2020, Istanbul, Turkey, Article 012194. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/737/1/012194>
- [4] Raya S. A., Mohd Saaid I., Abbas Ahmed A., Abubakar Abukar U. A critical review of development and demulsification mechanisms of crude oil emulsion in the petroleum industry. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 10. P. 1711–1728. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00830-7>
- [5] Rajan H., Yusuf N. R., Mohsim D. F., Halim N. H. B. Chemical demulsification of oil-in-water emulsion from gas condensate field. *Substantia*. 2023. Vol. 7, No. 2. P. 7–19. <https://doi.org/10.36253/Substantia-2035>
- [6] Roshan N., Ghader S., Rahimpour M. R. Application of the response surface methodology for modeling demulsification of crude oil emulsion using a demulsifier. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2018. Vol. 39, No. 5. P. 700–710. <https://doi.org/10.1080/01932691.2017.1385480>
- [7] Biniiaz P., Farsi M., Rahimpour M. R. Demulsification of water in oil emulsion using ionic liquids: Statistical modeling and optimization. *Fuel*. 2016. Vol. 184. P. 325–333. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.06.093>

- [8] Fortuny M., Oliveira C. B. Z., Melo R. L. F. V., Nele M., Coutinho R. C. C., Santos A. F.. Effect of salinity, temperature, water content, and pH on the microwave demulsification of crude oil emulsions. *Energy Fuels*. 2007. Vol. 21, No. 3. P. 1358–1364. <https://doi.org/10.1021/ef0603885>
- [9] Dicharry C., Graciaa, A. Influence of pH and water content on the type and stability of acidic crude oil emulsions. *Energy Fuels*. 2007. Vol. 21, No. 3. P. 1337–1342. <https://doi.org/10.1021/ef060376j>
- [10] Zaki N. N., Abdel-Raouf M. E., Abdci-Azim A.-A. A. Propylene oxide-ethylene oxide blockcopolymers as demulsifiers for water-in-oil emulsions, II [1]. Effects of temperature, salinity, ph-value, and solvents on the demulsification efficiency. *Monatshefte für Chemie*. 1996. Vol. 127. P. 1239–1245. <https://doi.org/10.1007/BF00807790>
- [11] Hajivand P., Vaziri A. Optimization of demulsifier formulation for separation of water from crude oil emulsions. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. 2015. Vol. 32, No. 01. P. 107–118. <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20150321s00002755>
- [12] Yazdanmehr F., Nistor I. Demulsifier selection for water separation from heavy crude oil emulsions of Iranian oil field. *Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology*. 2021. Vol. 2, No. 73. P. 62–72. <https://doi.org/10.51865/JPGT.2021.01.06>
- [13] Pal B., Kumar R., Naiya, T. K. Demulsification of crude oil-water emulsion using naturally formulated demulsifier. *Petroleum Science and Technology*. 2021. Vol. 39, No. 21–22. P. 1027–1042. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.1983599>
- [14] Maddah Z. H., Naife T. N. Demulsification of water in Iraqi crude oil emulsion. *Journal of Engineering*. 2019. Vol. 25, No. 11. P. 37–46. <https://doi.org/10.31026/j.eng.2019.11.03>
- [15] Maaref S., Ayatollahi, S. The effect of brine salinity on water-in-oil emulsion stability through droplet size distribution analysis: A case study. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2017. Vol. 39. P. 721–733. <https://doi.org/10.1080/01932691.2017.1386569>
- [16] Sarmas-Farfan J., Diaz-Barrios A., Lehmann T. E., Alvarado V. Demulsification kinetics of water-in-oil emulsions of Ecuadorian crude oil: Influence of temperature and salinity. *Energies*. 2025. Vol. 18, No. 12. Article 3115. <https://doi.org/10.3390/en18123115>
- [17] Alves D. R., Carneiro J. S. A., Oliveira I. F., Façanha F., Santos A. F., Dariva C., Franceschi E., Fortuny, M. Influence of the salinity on the interfacial properties of a Brazilian crude oil–brine systems. *Fuel*. 2014. Vol. 118. P. 21–26. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.10.05>
- [18] Zhang Y., Wang F., Li S. Comparison of phenolic antioxidants' impact on thermal oxidation stability of pentaerythritol ester insulating oil. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2025. Vol. 32, No. 3. P. 1518–1527. <https://doi.org/10.1109/TDEI.2024.3487148>
- [19] Shyshchak M., Topilnytskyy P., Romanchuk V., Yarmola T., Dudok, G. Development and research of demulsifier compositions for dewatering of heavy crude oils from Ukrainian fields. *Chemistry & Chemical Technology*. 2025. Vol. 19, No. 2. P. 378–384. <https://doi.org/10.23939/chcht19.02.378>
- [20] Zhang Y., Liu H., Xia, G. Synthesis and research of highly efficient polyether demulsifier. *ChemistrySelect*. 2022. Vol. 7, No. 25. Article e202104573. <https://doi.org/10.1002/slct.202104573>
- [21] Gao P., Xing X.-C., Li Y., Ngai T., Jin, F. Charging and discharging of single colloidal particles at oil/water interfaces. *Scientific Reports*. 2014. Vol. 4. Article 4778. <https://doi.org/10.1038/srep04778>
- [22] Zaman H., Ali N., Shah A. H. A., Gao X., Zhang S., Hong K., Bilal, M. Effect of pH and salinity on stability and dynamic properties of magnetic composite amphiphilic demulsifier molecules at the oil-water interface. *Journal of Molecular Liquids*. 2019. Vol. 290. Article 111186. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.111186>
- [23] Abdel-Azim A. A. A., Mekewi M. A., Gouda, S. R. Nonionic surfactants from poly(ethylene terephthalate) waste: II. Effect of temperature, salinity, pH-value, and solvents on the demulsification efficiency. *International Journal of Polymeric Materials and Polymeric Biomaterials*. 2002. Vol. 51, No. 3. P. 265–274. <https://doi.org/10.1080/00914030213037>
- [24] Topilnytskyy P., Yarmola T., Romanchuk V., Kucińska-Lipka, J. Peculiarities of dewatering technology for heavy high-viscosity crude oils of Eastern region of Ukraine. *Chemistry & Chemical Technology*. 2021. Vol. 15, No. 3. P. 423–431. <https://doi.org/10.23939/chcht15.03.423>

Шищак М. М., Топільницький П. І.

ВПЛИВ рН І СОЛОНОСТІ ВОДНОЇ ФАЗИ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ДЕЕМУЛЬГАЦІЇ ВАЖКОЇ НАФТИ УКРАЇНСЬКОГО РОДОВИЩА

Наявність води, механічних домішок та солей у нафтах, особливо важких нафтах, створює серйозні проблеми під час транспортування нафти та їх перероблення на нафтопереробних заводах. Такі сполуки сприяють утворенню стійких нафтових емульсій, що вимагає використання додаткових технологій для зневоднення, знесолення та очищення нафти, збільшує експлуатаційні витрати і призводить до зростання енерговитрат.

Деемульгація залишається ключовим процесом для вилучення води і солей з сирової нафти. Ефективність деемульгації залежить від багатьох чинників, включаючи природу і властивості нафти та деемульгатора, концентрацію деемульгатора, тип утвореної емульсії, температуру, рН, вміст води і солей в нафті. Проведений аналіз публікацій і досліджень показав, що для важких нафт українських родовищ вплив багатьох зазначених чинників практично не досліджувався.

Для вирішення зазначеної проблеми в роботі досліджено процес деемульгації важкої високов'язкої нафти Бугруватівського родовища (Сумська обл., Україна) з використанням трьох композицій, синтезованих авторами на основі комерційних деемульгаторів марки Dissolvan (фірма Clariant, Швейцарія). Встановлено залежність ефективності цих композицій від концентрації NaCl і величини рН. Визначено, що найвищу ефективність (93–95 %) досліджувані композиції, незалежно від типу і співвідношення компонентів в них, виявляють в нейтральному середовищі (рН≈7). Збільшення рН до 10 або його зменшення до 2 суттєво зменшує ступінь зневоднення. Показано, що не зважаючи на зменшення ступеня зневоднення в 1,1–1,3 рази при підвищенні солоності водної фази з 10000 мг/л до 50000 мг/л, ефективність деемульгаторів залишається на досить високому рівні 70–82 %. Деемульгатор з вищим вмістом етиленоксиду більш ефективний при нижчій солоності, а з вищим вмістом пропілен-оксиду показав кращі результати за високих концентрацій NaCl.

Зроблено висновок, що всі синтезовані композиції є ефективними в нейтральному середовищі і високій солоності водної фази. Різні співвідношення оксигетильованих і оксипропілованих компонентів в композиціях і використання різних розчинників впливає на їх ефективність.

Для гарантування надійності і ефективності синтезованих композицій деемульгаторів у промисловому застосуванні, майбутні дослідження повинні зосередитись на розумінні механізму оптимізації та більш ретельному дослідженні синергізму в багатокомпонентних системах.

Ключові слова: композиція деемульгаторів; нафтова емульсія; гідрофільність; ліпофільність; ПАВ; ступінь зневоднення.

Shyshchak M., Topilnytskyy P.

THE EFFECT OF THE AQUEOUS PHASE pH AND SALINITY ON THE DEMULSIFICATION EFFICIENCY OF HEAVY OIL FROM UKRAINIAN DEPOSITS

The presence of water, mechanical impurities, and salts in oils, especially heavy oils, creates serious problems during oil transportation and processing at refineries. Such compounds contribute to the formation of stable oil emulsions, which requires the use of additional technologies for dehydration, desalination, and oil purification, increases operating costs, and leads to higher energy consumption.

Demulsification remains a key process for removing water and salts from crude oil. The effectiveness of demulsification depends on many factors, including the nature and properties of the oil and demulsifier, the concentration of the demulsifier, the type of emulsion formed, the temperature, pH, and the water and salt content in the oil. An analysis of publications and studies has shown that for heavy oils from Ukrainian fields, the influence of many of these factors has hardly been studied.

To solve this problem, the study investigated the demulsification process of heavy high-viscosity oil from the Bugruvativske field (Sumy region, Ukraine) using three compositions synthesized by the authors. The compositions are based on commercial demulsifiers of the Dissolvan brand (Clariant, Switzerland). The dependence of the effectiveness of these compositions on the NaCl concentration and pH was established. It was determined that the highest efficiency (93-95%) of the studied compositions, regardless of the type and ratio of components in them, is observed in a neutral environment (pH≈7). Increasing the pH to 10 or decreasing it

to 2 significantly reduces the dewatering degree. It has been shown that despite a 1.1-1.3-fold decrease in the dewatering degree, when the salinity of the aqueous phase increases from 10,000 mg/L to 50,000 mg/L, the efficiency of demulsifiers remains at a fairly high level of 70-82%. Demulsifiers with a higher ethylene oxide content are more effective at lower salinity, while those with a higher propylene oxide content showed better results at high NaCl concentrations.

It was concluded that all synthesized compositions are effective in a neutral environment and high salinity of the aqueous phase. Different ratios of oxyethylated and oxypropylated components in the compositions and the use of different solvents affect their effectiveness.

To ensure the reliability and effectiveness of synthesized demulsifier compositions in industrial applications, future research should focus on understanding the optimization mechanism and more thoroughly investigating synergism in multicomponent systems.

Keywords: demulsifier composition; oil emulsion; hydrophilicity; lipophilicity; surfactant; dewatering degree.

Дата першого надходження: 27.10.2025 р.

Дата прийняття до друку: 05.03.2026 р.

Дата публікації: 27.04.2026 р.