

УДК 378.17:665.347

doi: 10.20998/2220-4784.2018.40.09

*І. О. ЛАВРОВА, Р. В. КИШКА, С. В. ВАЛУЙКІН, В. В. ВЛАДИМИРЕНКО***АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ВИКОРИСТАННЯ ФОСФОЛІПІДІВ У ЯКОСТІ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ ДЛЯ ЕЛЕКТРОЗНЕСОЛОВАЛЬНИХ УСТАНОВОК**

В статті наведені можливості постановки та вирішення сучасних задач використання фосфоліпідів у якості деемульгаторів електрознесолувальних установок для технології зневоднення нафти в умовах нафтових промислів або нафтопереробних екологічно-безпечних підприємств з використанням електрознесолувальних установок. Експериментальні дослідження дозволяють оцінити: фізико-хімічні показники оброблених нафт; ефективність і обрані оптимальні режими використання фосфатидного концентрату в якості деемульгатора; узагальнити отримані результати і оцінити доцільність використання деемульгатора – неіоногенної поверхнево-активної речовини у досліджуваному процесі. Експериментальні дослідження показали, що застосування фосфоліпиду з лимонною кислотою добре зневоднює нафту, ступінь вилучення води дорівнює 99,4%.

**Ключові слова:** нафта, фосфоліпід, зневоднення, знесолення, іоногенні, неіоногенні, емульсія, деемульгатор, фосфатидний концентрат.

*І. О. ЛАВРОВА, Р. В. КИШКА, С. В. ВАЛУЙКІН, В. В. ВЛАДИМИРЕНКО.***АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФОСФОЛИПИДОВ В КАЧЕСТВЕ ДЕЕМУЛЬГАТОРОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРООБЕЗСОЛЮЮЩИХ УСТАНОВОК**

В статье приведены возможности постановки и решения современных задач использования фосфолипидов в качестве деэмульгаторов электрознесолювальных установок для технологии обезвоживания нефти в условиях нефтяных промыслов или нефтеперерабатывающих экологически безопасных предприятий с использованием электрообессоливающих установок. Экспериментальные исследования позволяют оценить физико-химические показатели обработанной нефти; эффективность и выбранные оптимальные режимы использования фосфатидного концентрата в качестве деэмульгатора; обобщить полученные результаты и оценить целесообразность использования деэмульгаторов – неионогенного поверхностно-активного вещества в исследованном процессе. Экспериментальные исследования показали, что применение фосфолипида с лимонной кислотой хорошо обезвоживает нефть, степень извлечения воды составляет 99,4%.

**Ключевые слова:** нефть, фосфолипид, обезвоживание, обессоливание, ионогенные, неионогенные, эмульсия, деэмульгатор, фосфатидный концентрат.

*I. O. LAVROVA, R. V. KISHKA, S. V. VALUIKIN, V. V. VLADIMIRENKO.***ANALYSIS OF OPPORTUNITIES FOR THE USE OF PHOSPHOLIPIDS AS DEMULSIFIER FOR ELECTRICAL OIL DESALTING**

The materials presented the possibilities development of solving modern effective problems of of using phospholipids as demulsifiers for electrical nitrile plants for the technology of oil dehydration in oil field conditions or for oil refining environmentally friendly enterprises using electrical nitro solvents. The object of the study is the use of phospholipids as a demulsifies for dewatering oil at the electric saucepans plant. The purpose of the work - based on the research conducted, to show that phospholipids – surface-active substances, can act as an alternative to expensive demulsifiers. Experimental studies allow to evaluate the physicochemical parameters of the treated oil; efficiency and optimal modes of using phosphatide concentrate as demulsifying agents were selected; summarize the results obtained and assess the feasibility of using the demulsifies – non-ionic surfactants in the process studied. Experimental studies have shown that the use of phospholipid with citric acid well dehydrates oil, the degree of water extraction is 99.4%.

**Keywords:** oil, phospholipid, dehydration, desalting, ionic, non-ionic, emulsion, demulsifier, phosphatide concentrate.

**Вступ.** Починаючи з кінця ХХ століття нафта перетворилась на стратегічний товар і домінуючий енергоносіє, і на сьогоднішній день нафта як енергоносіє має найвищий рівень у межах конкуренції та знаходиться на вершині життєвого циклу за споживанням [1–6]. Важливим етапом розвитку нафтогазової галузі має бути Програма розроблення національних стандартів, гармонізованих із міжнародними та європейськими нормативними документами, та актуалізації галузевих стандартів і прирівняних до них інших нормативних документів нафтогазової галузі на період 2015–2030 рр. В умовах реформування нафтогазової галузі ваговими показниками розвитку можна відзначити: 1) забезпеченню надійної роботи

та поліпшенню екологічної ситуації нафто- та газовидобувних підприємств на рівні кращих світових практик; 2) наблизенню вимоги щодо якості продукції до найкращих практик Європейського Союзу; 3) прийняттю з метою застосування відповідних технічних регламентів європейських стандартів як національних стандартів України з одночасним скасуванням дії стандартів ГОСТ; 4) поліпшенню безпеки постачання вуглеводневої сировини та ін.

Актуальність роботи та наліз проведених досліджень відповідно до наведених показників зумовлена також необхідністю пошуку дешевих і

© Лаврова І.О., Кишка Р.В., Валуйкін С.В., Владимиренко В.В., 2018

ефективних реагентів (деемультгаторів) для процесів знесолення і зневоднення нафти в умовах нафтових промислів або нафтопереробних екологічно-безпечних підприємств з використанням електрознесолювальних установок (ЕЛОУ).

**Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями.** Підготовка нафти до переробки, здійснюється на нафтопереробних заводах (НПЗ) з використанням ЕЛОУ шляхом глибокого зневоднення і знесолення нафти з застосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР) – deemультгатора, в останні роки стикається з низкою труднощів, зокрема, збільшення частки важких високов'язких емульсійних нафт, що вимагають застосування спеціальних технологічних рішень для руйнування стійких водонафтових емульсій. Одним з рішень цієї складної проблеми є створення високоефективного, універсального для різних нафт реагенту, що має високу deemультгуючу активність. На ЕЛОУ НПЗ застосування високоефективних deemультгаторів в поєднанні з дією електрополя дозволяє знизити вміст хлористих солей і води до необхідного в сучасних умовах переробки нафти рівня: залишкового вмісту хлоридів – до 3 мг/дм<sup>3</sup> і води – не більше 0,1% [1]. Переробка такої добре підготовленої нафти на АТ і АВТ забезпечує поліпшення корозійної обстановки в апаратах, відкладення солей, що призводить до збільшення терміну служби технологічного обладнання, зменшення витрат на його ремонт, забезпечення необхідної якості нафтопродуктів [1–3].

Дослідження з метою аналітичного обзору літературних джерел спрямовані на вивчення таких загальних питань: шкідливі домішки в нафті, її зневоднення та знесолення, відповідно до вимог підготовка нафти до переробки на промислах; загальна характеристика основних методів знесолення і зневоднення нафти – визначення властивостей нафтових емульсій та способи їх

руйнування, класифікація deemультгаторів; різновиди електрознесолення нафти, технологічні операції, температурно-часові режими, схема та обладнання установок ЕЛОУ [4–13]. При цьому враховувалися фактори конкретного вибору методів дослідження за класифікацією deemультгаторів: встановлення фізико-хімічних закономірностей deemультгуючого впливу фосфатидного концентрату на емульсії нафта-вода. Для досягнення поставленої мети сформульовані наступні задачі: 1) Експериментально оцінити ефективність і підібрати режими використання фосфатидного концентрату в якості deemультгатора для установок ЕЛОУ. 2) Експериментально оцінити фізико-хімічні показники оброблених нафт. 3) Узагальнити отримані результати і оцінити доцільність використання deemультгаторів вище названого типу (неіоногенні ПАР) у досліджуваному процесі.

**Виклад основного матеріалу дослідження з повним обґрунтуванням отриманих наукових результатів. Дослідження з процесу очищення нафти [4–7]** При спільній присутності в нафтах хлоридів металів і сірководню у вологому середовищі відбувається взаємно ініційована ланцюгова реакція роз'їдання металу. При відсутності або малому вмісті в нафтах хлористих солей інтенсивність корозії значно нижче, оскільки утворюється захисна плівка з сульфідів заліза частково оберігає метал від подальшої корозії. При зниженні концентрації солей в нафті з 40–50 до 3–5 мг/дм<sup>3</sup> міжремонтний пробіг установки прямої перегонки нафти збільшується зі 100 до 500 діб і більше. Зменшується корозія апаратури, знижуються витрати каталізаторів в каталітичних процесах, поліпшується якість газотурбінних і котельних палив, коксів і бітумів. Нафти, що поставляються на НПЗ, діляться відповідно до нормативів ГОСТ 9965-76 на наступні три групи, представлені в таблиці 1 [4].

Таблиця 1. Порівняльна характеристика груп нафти за ГОСТ 9965-76

Показники	Номер групи		
	1	2	3
Концентрація хлоридів, мг/дм <sup>3</sup> не більше	100	300	900
Масова доля води, %, не більше	0,5	1,0	1,0
Масова доля механічних домішок %, не більше	0,05	0,05	0,05

Як на промислових, так і на нафтозаводських установках підготовки нафти для зневоднення і знесолення використовуються процеси руйнування нафтових емульсій, однак на промислах руйнуються природні емульсії, що утворилися в процесі видобутку, а на НПЗ – штучні, спеціально приготовлені з нафти і свіжої води. Емульсією називається така система двох взаємно нерозчинних, або не цілком розчинних рідин, в яких одна міститься в іншій у зваженому стані у вигляді величезної кількості мікроскопічних крапель (глобул), сума яких обчислюється трільйонами на літр емульсії. Рідина, в якій розподілені глобули, називається

дисперсійним середовищем, а друга рідина, розподілена в дисперсійному середовищі, – дисперсної фазою. Нафтові емульсії мають колір від світло-жовтого до темно-коричневого. У більшості випадків вони є емульсіями типу вода в нафті, в яких дисперсійним середовищем є нафта, а дисперсною фазою – вода. Такі емульсії гідрофобні: у воді вони спливають, а в бензині або інших розчинниках рівномірно розподіляються. Рідше зустрічаються емульсії типу нафти у воді, в яких дисперсійним середовищем служить вода. Такі емульсії гідрофільні: у воді вони рівномірно розподіляються, а в бензині тонуть [9, 10]. Поверхневий шар рідини

на кордоні з повітрям або іншою рідиною, як відомо, характеризується певним поверхневим натягом, тобто силою, з якою рідина чинить опір збільшенню своєї поверхні. Поверхневий натяг нафти і нафтопродуктів коливається в межах 0,02–0,05 нв.

Досліди показують, що додавання деяких речовин до чистих нафтових погонів викликає зниження їх поверхневого натягу на кордоні з водою. Це явище носить загальний характер. Іноді речовини при розчиненні навіть у дуже малих концентраціях істотно зменшують поверхневий натяг розчинника. Речовини, здатні знижувати поверхневий натяг, називаються поверхнево-активними. Характерна особливість цих речовин в тому, що до їх складу входять, як правило, вуглеводневий радикал (гідрофобна частина молекули) і будь-яка полярна група (гідрофільна частина молекули). Зниження поверхневого натягу двофазної рідкої системи на кордоні розділу фаз в результаті впливу полярних речовин пояснюється тим, що додана речовина розподіляється нерівномірно в тому компоненті системи, який є по відношенню до нього розчинником. Концентрація його у поверхні розділу фаз буде більш високою, ніж у всьому обсязі розчинника. Іншими словами, доданий полярна речовина буде адсорбуватися поверхневим шаром розчинника і тим самим зменшувати його поверхневу енергію. В результаті на кордоні розділу фаз утворюється адсорбований шар, який можна розглядати як плівку молекул поверхнево-активної речовини на поверхні розчинника [2–4].

Речовини, що сприяють утворенню і стабілізації емульсій, називаються емульгаторами. Ними є такі полярні речовини нафти, як смоли, асфальтени, асфальтогенні кислоти та їх ангідриди, солі нафтових кислот, а також різні неорганічні домішки. В освітленні стійких нафтових емульсій беруть участь різні тверді вуглеводні – мікрочастинки парафінів, церезинів і змішаних алкацикланові вуглеводні, які адсорбуються на поверхні емульсійних глобул і утворюють своєрідну броню. Емульгаторами для сирої нафти найчастіше є смоли. Вони добре розчиняються в нафті і не розчиняються у воді. Смоли, адсорбуються на поверхні розділу нафта – вода, потрапляють в поверхневий шар з боку нафти і створюють міцну оболонку навколо частинок води. Алюмінієві, кальцієві, магнієві і залізні мила нафтових кислот добре розчиняються у нафті та нафтових дистилатах, тому вони також сприяють утворенню гідрофобних емульсій. Навпаки, натрієві мила нафтових кислот добре розчинні у воді і гірше в вуглеводнях. Тому вони адсорбуються в поверхневому шарі з боку водної фази, обволікають плівкою краплі нафти і так сприяють утворенню гідрофільної емульсії типу нафта у воді.

При наявності емульгаторів обох типів можливе утворення емульсій, тобто, перехід їх з одного типу в інший. Цим явищем користуються іноді при руйнуванні емульсій. Нафтові емульсії

характеризуються такими фізико-хімічними властивостями: дисперсність, в'язкість, щільність, електричні показники, стійкість у часі.

#### **Способи руйнування нафтових емульсій.**

Механізм руйнування нафтових емульсій складається з декількох етапів: 1) зіткнення глобул (часток) води; 2) злиття глобул в більш великі краплі; 3) випадання крапель.

Для руйнування емульсії, в промисловій практиці застосовуються такі методи: 1) механічний; 2) термічний; 3) хімічний; 4) електричний.

До механічних методів належать відстоювання, центрифугування і фільтрування. Процес відстоювання застосовується для відділення основної маси води в сировинних резервуарах промислових систем збору нафти. Фільтрування та центрифугування поки не знайшли практичного застосування. Термічний спосіб заснований на застосуванні теплоти. При нагріванні емульсії плівка емульгатора розширюється і лопається, а крапельки рідини зливаються один з одним. Широко використовується для руйнування емульсій хімічний метод обробки деемульгаторами – речовинами, які послаблюють структурно-механічну міцність шарів, обволікаючих краплі води. У якості деемульгатора застосовуються різні ПАВ, однак механізм їх дії на емульсії досить складний і мало вивчений. За характером поведінки у водних розчинах деемульгатори поділяють на іоноактивні і неіоногенні. Перші в розчинах дисоціюють на катіони і аніони, другі іонів не утворюють. Найкращу деемульгуючу дію мають застосовувані нині на промислах і НПЗ неіоногенні деемульгатори – проксамін, дисольван, прогаль, ОЖК (оксєтильовані жирні кислоти). Електричний спосіб руйнування емульсій заснований на тому, що завдяки впливу електричного поля створюються сприятливі умови для збільшення ймовірності зіткнення глобул води. При попаданні нафтової емульсії в змінне електричне поле заряджені негативно частинки води починають пересуватися всередині краплі, яка набуває грушоподібної форми, звернена гострим кінцем до позитивно зарядженого електроду. При зміні полярності електродів відбувається зміна конфігурації краплі. Окремі краплі прагнуть пересуватися в електричному полі в напрямку до позитивного електроду, стикаються один з одним, зливаються в більш великі краплі і осідають.

У промисловій практиці для видалення води і солей з нафти широко застосовуються комбіновані методи руйнування емульсій термохімічний, електротермохімічний та інші.[1–7].

Деемульгатори повинні відповідати таким основним вимогам: добре розчинятися в одній з фаз емульсії (в нафті або в воді); мати достатню поверхневу активність, щоб витіснити з кордону розділу «нафта-вода» природні емульгатори, що утворюють захисну плівку на крапельках води; забезпечувати максимальне зниження міжфазного натягу на межі фаз «нафта-вода» при мінімальних

витратах реагенту; не коагулювати в пластових водах; бути інертними по відношенню до металів, дешевими і транспортабельними; зберігати свої властивості при зміні температури; не погіршувати якості нафти після обробки і мати певну універсальність (руйнувати емульсії різних нафт і вод). На практиці знесолення і зневоднення проводять при температурі 20-80 °С. На зниження захисної дії поверхневих шарів на глобули води істотно впливає присутність деемульгатора. Під впливом на нафтові емульсії всі існуючі деемульгатори поділяють на електроліти, не електроліти і колоїди. Електролітами можуть бути органічні і мінеральні кислоти (сірчана, соляна, оцтова), луки і солі (кухонна сіль, хлорне залізо та інші). Електроліти можуть утворювати нерозчинні осадки з солями емульсії, знижувати стабільність захисної оболонки. Але через їх особливу корозійну активність електроліти як деемульгатори застосовують обмежено. Чим швидше видобута нафта надходить на підготовку, тобто ніж раніше

деемульгатор вводять в суміш води і нафти, тим легше відбувається поділ емульсії. З введенням деемульгатора для забезпечення його повного контакту з емульсією необхідно створювати їх інтенсивну турбулізацію і підігрів.

#### Результати експериментальних досліджень.

Метою проведення експерименту визначено створення на базі нафти, води та мінеральних солей моделюючі суміші для процесу зневоднення та знесолення нафти з використанням фосфатидного концентрату в якості неіоногенного ПАВ. Дослідити ефективність нового деемульгатора (з фосфоліпідів), підібрати оптимальний режим і концентрацію. Зробити висновок про діапазон використання. Фосфоліпіди – складні ліпіди, складні ефіри багатоатомних спиртів і вищих жирних кислот. Містять залишок фосфорної кислоти і з'єднану з нею додаткову групу атомів різної хімічної природи [2–8].

За фізико-хімічними показниками концентрат фосфатидний повинен відповідати вимогам, зазначеним у таблиці 2.

Таблиця 2 Фізико-хімічні показники фосфоліпідів

Назва показника	Показники якості концентрату для	
	Кормових цілей	Технічних цілей
Масова частка вологи і летких речовин, %, не більше	3,0	3,0
Масова частка фосфатидів, %, не менше	40,0	40,0
Масова частка олії, %, не більше	60,0	60,0
Масова частка речовин, не розчинних в етиловому ефірі, %, не більше	5,0	5,0
Кислотне число олії, виділеної з концентрату, мг КОН/г, не більше	20,0	-
Перекисне число, ½ O <sub>2</sub> ммоль/кг, не більше	25,0	-
Масова частка кислоти в олії, виділеної з концентрату, %, до суми жирних кислот, не більше	5,0	не нормовано

Примітка. Норма показника «колірне число» для концентрату фосфатидного ріпакового кормового не більше ніж 20,0 мг йоду. Цей показник нормують і визначають за вимогами споживача по ГОСТ 5477.

В якості модельних сумішей для експерименту були використані фракції нафти більше 180 °С у суміші з дистильованою водою і NaCl (табл. 3).

Таблиця 3. Показники модельних сумішей (МС)

Характеристика модельних сумішей			
Показники	МС 1	МС 2	МС 3
Вміст (%)	20	30	50
Вміст NaCl (%)	6	10	24
Вміст нафтопродукту (мл)	500	500	500

Фракційний склад вихідного нафтопродукту характеризується даними табл. 4 і рис. 1.

Залежно від наявності у їх складі багатоатомного спирту прийнято ділити фосфоліпіди на групи: гліцерофосфоліпіди (гліцерофосфатиди) – містять залишок гліцерину; фосфатидилхолін (лецитин); фосфатиділетаноламін (кефалін); фосфатиділсерин; кардіоліпін; плазмалоген (етаноламіновий плазмалоген); фосфосфінголіпіди – містять залишок сфінгозина; сфінгомеліні; фосфоінозити – містять залишок інозитола;

фосфатидилинозитол. Фосфоліпіди складаються з полярної «головки», до складу якої входить гліцерин або інший багатоатомний спирт, негативно заряджений залишок фосфорної кислоти і часто несе позитивний заряд група атомів, і двох неполярних «хвостів» із залишків жирних кислот.

Таблиця 4. Фракційний склад модельних сумішей (Т<sub>к</sub> – температура початку кипіння, °С)

МС 1, Т <sub>к</sub> =35 °С	МС 2, Т <sub>к</sub> =35 °С	МС 3, Т <sub>к</sub> =37 °С
10 %	54	56
20 %	58	60
30 %	61	62
40 %	64	64
50 %	67	68
60 %	70	70
70 %	73	74
80 %	77	78
90 %	83	84
100 %	94	94
105 %	100	100

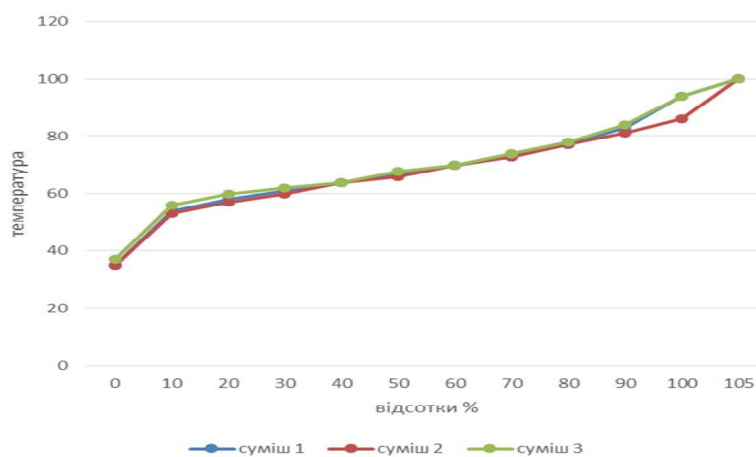


Рис. 1. Криві розгонки модельних сумішей

Головна особливість фосфоліпідів полягає в тому, що «головка» у них гідрофільна, а «хвости» гідрофобні. Це дозволяє при знаходженні в товщі водного середовища утворювати біфункціональний шар – подвійний шар фосфоліпідних молекул, де гідрофільні голови з обох сторін стикаються з водою, а гідрофобні хвости сховані всередину бішару і тим самим захищені від контакту з водою. Хімічна структура полярної «головки» визначає сумарний електричний заряд і іонний стан фосфоліпіда. «Хвости» контактують з ліпідним оточенням, а «головки» – з водним, так як неполярні «жирні хвости» не можуть стикатися з водою.

Результати дослідження властивостей МС 1 за обраною модельною сумішшю 1: склад 500 мл нафтопродукту, води 100 мл, NaCl 30 мг. У зразок 1 вводили фосфол у кількості 0,5 %, а лимонну кислоту – 20 %; у зразок 2 – фосфол у кількості 0,25%, а лимонну кислоту – 20 %; у зразок 3 – фосфол у кількості 0,125%, а лимонну кислоту – 20 % представлені у табл. 5: ступінь вилучення води – СВ, %; механічні домішки – МД.

Таблиця 5. Характеристика модельної суміші 1

Показники	Вихідні зразки	Оброблені зразки		
		Зразок 1	Зразок 2	Зразок 3
Вода	16,60	0,12	1,61	1,92
Зольність	0,1095	0,0155	0,00070	0,000052
МД	0,02	0,07	0,032	0,019
СВ%		99,2	90,3	88,4

Результати дослідження властивостей МС 2 за обраною модельною сумішшю 2: склад 500 мл нафтопродукту, води 150 мл, NaCl 50,76 мг.

Таблиця 6. Характеристика модельної суміші 1

Показники	Вихідні зразки	Оброблені зразки		
		Зразок 1	Зразок 2	Зразок 3
Вода	23,00	3,10	1,5	0,8
Зольність	0,0014	0,0013	0,00048	0,0001
МД		0,48	0,09	0,026
СВ%		89,6	95,0	97,3

У зразок 2 вводили фосфол у кількості 0 %, а лимонну кислоту – 10 %; у зразок 2 – фосфол у кількості 0 %, а лимонну кислоту – 20 %; у зразок 3 – фосфол у кількості 0 %, а лимонну кислоту – 30 % представлені у табл. 6: ступінь вилучення води – СВ, %; механічні домішки – МД.

Результати дослідження властивостей МС 3 за обраною модельною сумішшю 3: склад 500 мл нафтопродукту, води 250 мл, NaCl 121 мг. У зразок 3 вводили фосфол у кількості 1,0 %, а лимонну кислоту – 0 %; у зразок 2 – фосфол у кількості 1,5 %, а лимонну кислоту – 0 %; у зразок 3 – фосфол у кількості 2,25 %, а лимонну кислоту – 0 % представлені у табл. 7: ступінь вилучення води – СВ, %; механічні домішки – МД.

Таблиця 7. Характеристика модельної суміші 1

Показники	Вихідні зразки	Оброблені зразки		
		Зразок 1	Зразок 2	Зразок 3
Вода	33,30	6,1	2,5	2,1
Зольність	0,0033	0,0018	0,0029	0,0029
МД		0,021	0,026	0,058
СВ%		81,6	92,5	93,6

Важливим показником ефективності дослідження можна визнати вміст солей (NaCl) в зразках до (ДО) та після обробки (ПО) з деемульгатором (табл. 8).

Таблиця 8. Вміст солей (NaCl) в зразках з деемульгатором

Зразки		Показники		
		Вміст ДО, %	Вміст ПО, %	$\eta$ %
МС 1	1	0,0075	0,00155	79,3
	2	0,0075	0,0007	90,6
	3	0,0075	0,00052	93,1
МС 2	1	0,028	0,0013	95,3
	2	0,028	0,0001	99,6
	3	0,028	0,00048	98,2
МС 3	1	0,068	0,0018	97,3
	2	0,068	0,0026	96,1
	3	0,068	0,0029	95,7

Невід'ємною складовою дослідження з метою подальшого використання отриманих результатів на

промислових об'єктах є визначення узагальненого рівняння процесу (табл. 9) з урахуванням отриманих графічних залежностей (рис. 2 (МС 1), рис. 3 (МС 2), рис. 4 (МС 3)).

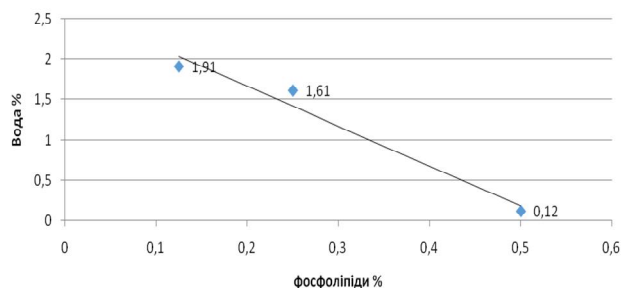


Рис. 2. Залежність залишку води від вмісту фосфоліпідів 1

Коефіцієнт апроксимації за отриманим рівнянням (1)

$$y = -4,9429x + 2,655 \quad R^2 = 0,9692 \quad (1)$$

дорівнює (0,9692), це свідчить про те, що добре підібрана модель рівняння.

Коефіцієнт кореляції Пірсона (-0,9845), це означає, що ми маємо зворотню кореляцію – при збільшенні кількості фосфоліпідів та лимонної кислоти, буде збільшуватися ступінь вилучення води в оброблюваних середовищах.

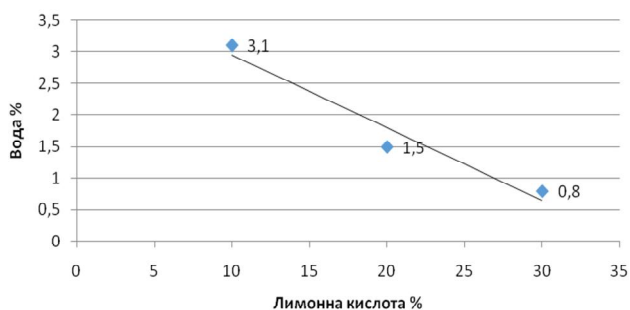


Рис. 3. Залежність залишку води від вмісту фосфоліпідів 2

Коефіцієнт апроксимації за отриманим рівнянням (2) для МС 2

$$y = -0,115x + 4,10 \quad R^2 = 0,9514 \quad (2)$$

дорівнює (0,9514), це свідчить про те, що добре підібрана модель рівняння.

#### Список літератури

1. Хуторянский Ф. М., Сомов В. Е. Современное состояние, пути совершенствования и технического перевооружения процесса глубокого обезвоживания и обессоливания нефти. // Нефтепереработка и нефтехимия, 2010, №12, – с. 3–12.
2. Климова Л.З. Получение, исследование свойств и применение новых деэмульгаторов водонефтяных

Коефіцієнт кореляції Пірсона (0,7289), для МС 3 означає, що ми маємо зворотню кореляцію – при збільшенні кількості лимонної кислоти буде зменшуватись кількість води в наших сумішах.

Коефіцієнт апроксимації за отриманим рівнянням (3) для МС 3

$$y = -2,9895x + 8,30 \quad R^2 = 0,7289 \quad (3)$$

дорівнює (0,7289), це свідчить про те, що добре підібрана модель рівняння.

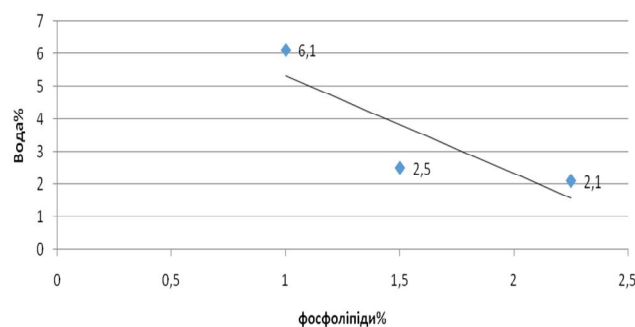


Рис. 4. Залежність залишку води від вмісту фосфоліпідів 3

Коефіцієнт кореляції Пірсона (-0,8538), це означає, що ми маємо зворотню кореляцію – при збільшенні кількості фосфоліпідів буде зменшуватись кількість води в наших сумішах.

#### Висновки та перспективи подальшого розвитку даного напрямку.

Загальні підсумки проведеного дослідження можна визначити як: обґрунтування доцільності використання фосфоліпідів в якості деемульгатора у процесах знесолення та зневоднення нафти; оптимальний ступінь вилучення води із нафтопродуктів отримано із модельної суміші 1 при обробці з деемульгатором, що містить 0,5 % фосфоліпідів та 20 % лимонної кислоти, при цьому ступінь вилучення води досягає 99,4 %. Це дозволяє рекомендувати такий состав деемульгатора для промислових випробувань.

Практичне значення одержаних результатів для зневоднення нафти можна означити як: вибір нового ефективного деемульгатора для зневоднення і знесолення нафти, що дозволяє водночас розв'язати питання з утилізацією побічного продукту виробництва біодизеля (фосфоліпідний концентрат) за рахунок використання його властивостей, як неіоногенної ПАР.

емульсій: дис. на соиск. уч. степ. канд. тех. наук М., 2002, – 206 с.

3. Хуторянский Ф.М. Разработка и внедрение высокоэффективных технологий подготовки нефти на электрообессоливающих установках НПЗ. //Дисс. доктора техн. наук. М.: ОАО ВНИИ НП, 2008, – 362 с.



4. Филимонова, Е. И. Основы технологии переработки нефти: Уч. пособие Ярославль: ЯГТУ, 2010, – 171 с.
5. Глаголева, О. Ф. Технология переработки нефти / О. Ф. Глаголева, В. М. Капустин, Т. Г. Гюльмисарян. - М.: Химия Колос С, 2007, – 400 с.
6. Мановян, А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Уч. пособие для вузов. – М.: Химия, 2001, – 568 с.
7. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. Уфа: Гилем, 2002, – 672 с.
8. Баннов, П. Г. Процессы переработки нефти / П. Г. Баннов. - М.: ЦНИИТЭ, 2000, – 224 с.
9. Эрих В.Н.. Химия и технология нефти и газа./ М.Г. Расина, М.Г. Рудин, 1985, – 399 с.
10. Григоров А.Б. Методи визначення якості нафти та нафтопродуктів / І.В. Сінкевич, І.О. Лаврова, О.В. Богоявленська 2015, – 146 с.
11. Смидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. 2011. – 388 с.
12. Методы определения фракционного состава: ГОСТ2177-99. - [Действует от2001-07-01]. – К.: Госстандарт Украины, 2001. – 23 с. – (Национальный стандарт Украины).
13. Овчаров С. Н. Определение потенциального содержания светлых фракций нефти / С. Н. Овчаров, С. И. Колесников, И. М. Колесников, А. А. Ануфриев// Химия и технология топлив и масел. 2006, – №4, – с. 53–54
2. Klimova L.Z. Poluchenie, issledovanie svojstv i primenenie novyh dejemul'gatorov vodoneftjanyh jemul'sij: dis. na soisk. uch. step. kand. teh. nauk M., 2002, – 206 p.
3. Hutorjanskij F.M. Razrabotka i vnedrenie vysokoeffektivnyh tehnologij podgotovki nefiti na jelektroobessolivajushhih ustanovkah NPZ. // Diss. doktora tehn. nauk. M.: OAO VNIINP, 2008, – 362 p.
4. Filimonova, E. I. Osnovy tehnologii pererabotki nefiti: Uch. posobie Jaroslavl': JaGTU, 2010, – 171 p.
5. Glagoleva, O. F. Tehnologija pererabotki nefiti / O. F. Glagoleva, V. M. Kapustin, T. G. Gjul'misarjan. - M.: Himija Kolos S, 2007, – 400 p.
6. Manovjan, A.K. Tehnologija pervichnoj pererabotki nefiti i prirodnogo gaza: Uch. posobie dlja vuzov. – M.: Himija, 2001, – 568 p.
7. Ahmetov, S. A. Tehnologija glubokoj pererabotki nefiti i gaza: Uchebnoe posobie dlja vuzov / S. A. Ahmetov. Ufa: Gilem, 2002, – 672 p.
8. Bannov, P. G. Processy pererabotki nefiti / P. G. Bannov. - M.: CNIITJe, 2000. – 224 p.
9. Jerih V.N.. Himija i tehnologija nefiti i gaza./ M.G. Rasina, M.G. Rudin, 1985, – 399 p.
10. Grigorov A.B. Metodi viznachennja jakosti nafti ta naftoproduktiv / I.V. Sinkevich, I.O. Lavrova, O.V. Bogojavlens'ka 2015, – 146 p.
11. Smidovich E.V. Tehnologija pererabotki nefiti i gaza. 2011. – 388 p.
12. Metody opredelenija frakcionnogo sostava: GOST2177-99. – [Dejstvuet ot2001-07-01]. – К.: Gosstandart Ukrainy, 2001. – 23 p. – (Nacional'nyj standart Ukrainy).
13. Ovcharov S. N. Opredelenie potencial'nogo sodержanija svetlyh frakcij nefiti / S. N. Ovcharov, S. I. Kolesnikov, I. M. Kolesnikov, A. A. Anufriev// Himija i tehnologija topliv i masel. 2006, – №4. – pp. 53–54.

#### Bibliography (transliterated)

Поступила (received) 23.10.2017

#### Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

**Лаврова Інна Олегівна (Лаврова Инна Олеговна, Lavrova Inna Olegovna)** – кандидат технічних наук, доцент, заступник директора навчально-наукового інституту хімічних технологій та інженерії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна; e-mail: [inlavr68@gmail.com](mailto:inlavr68@gmail.com)

**Кишка Радислав Віталійович (Кишка Радислав Витальевич, Kishka Radislav Vitalyevich)** – студент групи 2.ХТ105.8п, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна; e-mail: [keshik97@gmail.com](mailto:keshik97@gmail.com)

**Валуїкін Станіслав Віталійович (Валуїкин Станислав Витальевич, Valuikin Stanislav Vitalyevich)** – студент групи 2.ХТ105.8н, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна; e-mail: [zigaxs@gmail.com](mailto:zigaxs@gmail.com)

**Владимиренко Владислава Віталіївна (Владимиренко Владислава Витальевна, Vladimirenko Vladislava Vitalyevna)** – студентка групи ХТ – 35(О), Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна; e-mail: [vladislavavladimirenko@gmail.com](mailto:vladislavavladimirenko@gmail.com)