

ДОСЛІДЖЕННЯ РУЙНУВАННЯ ЕМУЛЬСІЇ НАФТИ З ВОДОЮ ДОЛИНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА ПІД ДІЮ ТЕМПЕРАТУРИ І ДЕЕМУЛЬГАТОРА

Л. М. Василюк

Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ «Укрнафта»;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2;
тел./факс 0503737793, e-mail: Liubomyr.Vasyliuk@Ukrnafta.com

Наведено особливості процесу утворення нафтової емульсії при видобуванні обводненої нафтової продукції. Розглянуто типи нафтових емульсій та їхні характеристики. Охарактеризовано методи деемульсації нафти. Стосовно до умов Долинського нафтового родовища вивчено склад нафтових емульсій та їх стабільність за температур 21 °C та 50 °C. Досліджено нафтову емульсію Долинського нафтового родовища такого складу: об'ємна частка зв'язної води – 15 %, об'ємна частка механічних домішок – 0,4 %; вміст хлористих солей – 10020 мг/л; масова частка парафіну – 5,3 %; масова частка силікагелевих смол – 6,1 %; масова частка асфальтенів – 0,14 %. Досліджено термохімічний метод деемульсації нафти шляхом одночасного підігрівання емульсії до 50 °C і введення в неї деемульгаторів ПМ-А, ПМ-Б і Дісолван 2830. Дослідження деемульгаторів проводили за відомою методикою Botl test. Експериментально встановлено, що підвищення температури емульсії у можливих межах не дозволяє повністю зневоднити нафту. Ефективність руйнування емульсії залежить від типу деемульгатора і його концентрації в емульсії. За температури 50 °C і часу відстоювання утвореної емульсії 360 хв ефективність зневоднення емульсії становить: за відсутності деемульгатора – 43%, при використанні різних деемульгаторів – від 80 до 97 %. З досліджених деемульгаторів найефективнішим виявився деемульгатор марки ПМ-А з концентрацією 50 г/т. Таку саму ефективність зневоднення отримують при концентрації ПМ-А в емульсії 70 г/т, але ця концентрація є явно завищеною, оскільки аналогічний результат щодо зневоднення емульсії отримують при меншій концентрації даного деемульгатора (50 г/т). Деемульгатор Dissolvan 2830 характеризується меншою ефективністю зневоднення в порівнянні з деемульгаторами марки ПМ. Характерним є те, що при використанні деемульгаторів ПМ-А та ПМ-Б ефективність зневоднення емульсії різко зростає з моменту введення їх в емульсію, а потім мало змінюється, що дозволяє зменшити тривалість процесу деемульсації нафти. При використанні деемульгатора Dissolvan 2830 відбувається плавне зростання в часі ефективності зневоднення, що вимагатиме збільшення тривалості періоду деемульсації нафти. Рекомендовано здійснювати деемульсацію нафти Долинського родовища шляхом нагрівання її до 50 °C і застосування деемульгатора ПМ-А з витратою 50 г/т.

Ключові слова: родовище, свердловина, експлуатація, нафта, вода, емульсія, нагрівання, деемульгатор, ефективність.

The peculiarities of the process of oil emulsion formation during the extraction of aqueous petroleum products are given. Types of oil emulsions and their characteristics are considered. Methods of oil de-emulsification are characterised. The composition of oil emulsions and their stability at temperatures of 21 °C and 50 °C are considered in relation to the conditions of the Dolyna oil field. The oil emulsion of the Dolyna oil field with the following composition was used for the research: volume fraction of bound water – 15 %; volume fraction of mechanical impurities – 0.4 %; chlorine salt content – 10020 mg/l; mass fraction of paraffin – 5.3 %; mass fraction of silica gel resins – 6.1 %; mass fraction of asphaltenes – 0.14 %; The thermochemical method of oil demulsification by simultaneous heating of the emulsion to 50 °C and introduction of a demulsifier into it was studied. Demulsifiers PM-A, PM-B and Dissolvan 2830 were studied. The research on demulsifiers was carried out according to a well-known methodology, the Botl test. It was found experimentally that increasing the temperature of the emulsion within feasible limits does not achieve complete dehydration of the oil. The efficiency of emulsion breakage depends on the type of demulsifier and its concentration in the emulsion. At a temperature of 50 °C and a settling time of 360 min, the efficiency of emulsion dehydration is: without the use of a demulsifier – 43%; with the use of different demulsifiers – from 80 to 97%. Demulsifier PM-A at a concentration of 50 g/t was the most effective of the demulsifiers tested. The same dewatering efficiency is obtained with a concentration of PM-A in the emulsion of 70 g/t, but this concentration is clearly overestimated, since a similar result in terms of emulsion dewatering is obtained with a lower concentration of this demulsifier (50 g/t). Dissolvan 2830 demulsifier is characterised by a lower dewatering efficiency compared to PM demulsifiers. It is characteristic that when PM-A and PM-B demulsifiers are used, the efficiency of emulsion dehydration increases sharply from the moment they are introduced

into the emulsion and then changes slightly, which allows the duration of the oil demulsification process to be reduced. When Dissolvan 2830 demulsifier is used, there is a gradual increase in dehydration efficiency over time, which makes it necessary to extend the duration of the oil demulsification process. It is recommended to demulsify the oil from the Dolyna field by heating it to 50 °C and using the PM-A demulsifier at a consumption of 50 g/t.

Key words: field, well, exploitation, oil, water, emulsion, heating, demulsifier, efficiency.

Вступ

Під час розробки нафтових родовищ в умовах природного водонапірного режиму чи штучного заводнення у продукції видобувних свердловин поступово з'являється законтурна пластова вода або вода, що запоповується у нагнітальні свердловини. Вода і нафта надходять на вибій видобувних свердловин роздільно без змішування та емульсієутворення. При подальшому русі нафти і води у свердловинах і викидних лініях у місцях їх інтенсивного перемішування (глибинні насоси, зміни перерізу трубопроводів, штуцери) утворюється емульсія.

Емульсія є механічною сумішшю нафти і пластової води, які нерозчинні одне в одному і знаходяться в дрібнодисперсному стані. Емульсії характеризуються високою стійкістю та в'язкістю. Транспортування нафти у вигляді емульсії трубопроводами на нафтопереробні заводи вимагає додаткових витрат, пов'язаних з транспортуванням води, що міститься в емульсії. Також виникають ускладнення при переробці нафти, що містить воду. Тому на промислах здійснюють деемульсацію нафти для її зневоднення і зменшення вмісту води до вимог галузевого стандарту. Основними напрямками руйнування емульсій є їх нагрівання і застосування деемульгаторів. Параметри процесу деемульсації нафти вибирають залежно від фізико-хімічних характеристик нафтової емульсії.

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень

Розробка нафтових родовищ в умовах обводнення свердловин супроводжується утворенням нафтових емульсій.

Емульсія – гетерогенна система, що складається з двох рідин, які не змішуються: одна з них диспергується в іншій у вигляді дрібних крапель (глобул). Рідину, в якій містяться дрібні краплі іншої рідини, називають дисперсійним середовищем (зовнішнім, суцільним), а краплі рідини в дисперсному середовищі – дисперсною фазою (внутрішньою, роз'єднаною) [1-3].

Розрізняють такі типи нафтових емульсій: нафта у воді – Н/В (гідрофільна або емульсія прямого типу) і вода в нафті – В/Н (гідрофобна або емульсія оберненого типу). У першому випадку краплі нафти розподілені у водяному ди-

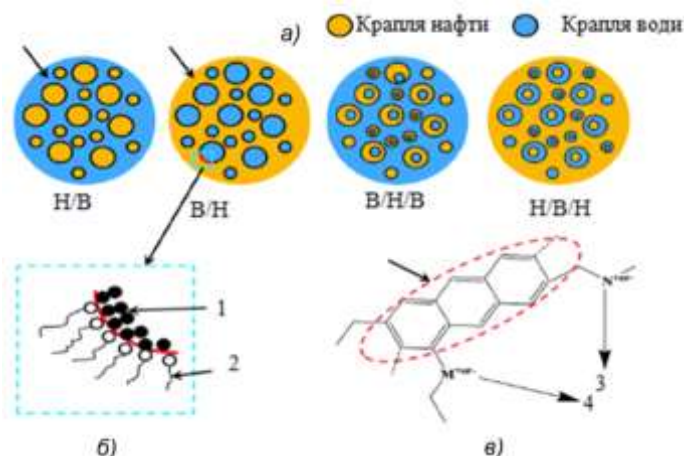
сперсійному середовищі, а в іншому – дисперсну фазу утворюють краплі води, а дисперсійним середовищем є нафта [4,5]. Також відомі множинні емульсії – системи, коли дисперсна фаза сама є емульсією. Вони можуть утворювати емульсії як прямого (у великих краплях нафти дрібні глобули води), так і зворотного типу (в великих краплях води дрібні глобули нафти). Тип емульсії визначається найчастіше об'ємним співвідношенням фаз. Вони утворюються в процесах деемульсації нафти, очищення підтоварної води на межі поділу фаз "нафта-вода", їх важко руйнувати відомими методами [6,7].

На рисунку 1 зображено схематичну будову емульсій різних типів.

На сьогодні існують теорії, що пояснюють виникнення агрегативної стійкості всіх емульсійних систем. Умовно їх можна розділити на термодинамічні (енергетичні) і надмолекулярні (пов'язані з утворенням структурно-механічного бар'єра). Всі теорії об'єднує те, що агрегативна стійкість емульсії, утвореної з нерозчинних одна в одній речовин, пояснюється наявністю третього, стабілізуючого компонента.

Існує багато гіпотез механізму утворення емульсій. Найбільш поширену теорію структурно-механічного бар'єра було розроблено П. А. Ребіндером і розвинено іншими дослідниками. Ними доведено, що основним стабілізуючим фактором, який визначає агрегативну стійкість більшості нафтових емульсій, є наявність структурно-механічного бар'єра на межі поділу фаз. Згідно із цією теорією агрегативна стійкість емульсійних систем визначається високими пружно-в'язкими і пластичними властивостями наявних на поверхні глобул дисперсної фази адсорбційних шарів природних стабілізаторів. У нафтових емульсіях такі шари здатні утворювати високодисперсні частинки асфальтенів, смол, високоплавких парафінів та механічні домішки, що модифіковані різними природними поверхнево-активними речовинами. Ця теорія цілком пояснює стійкість нафтових емульсій [7-9].

Здатність емульсії протягом певного часу не руйнуватися і не поділятися на фази називають стійкістю або стабільністю. Стійкість емульсії визначається часом її існування і обчислюється за формулою:



а) емульсії утворені у процесі видобування та транспортування сирої нафти;

б) утворення жорстких плівок на межі розділу «нафта-вода»;

в) поверхнева активність молекул асфальтенів;

H/V – нафта у воді; *V/H* – вода в нафті; *V/H/V* та *H/V/H* – множинні емульсії з різними дисперсними фазами; 1 – дрібні частинки; 2 – поверхнево-активна речовина; 3, 4 – полярність

Рисунок 1 – Схематичне зображення будови поширених емульсій різних типів

$$\tau = \frac{H}{W}, \quad (1)$$

де H – висота стовпа емульсії, см;

W – середня лінійна швидкість розшарування емульсії, см/с.

Мірою загальної стійкості емульсії є зміна її густини за певний проміжок часу в певному шарі або кількості води, що виділилася при відстоюванні. Чим вища дисперсність емульсії, тим вона стійкіша за усіх інших рівних умов.

Стійкість емульсії зменшується з підвищенням температури, зниженням дисперсності системи (ступеня подрібненості дисперсної фази), зменшенням вмісту в системі стабілізуючих речовин (емульгаторів), які утворюють на поверхні поділу фаз адсорбційні захисні оболонки тощо.

Агрегативну стійкість зворотних водовуглеводневих емульсій визначається за формулою:

$$A_c = \frac{V}{V+V_B} \cdot 100, \% \quad (2)$$

де V – об'єм водовуглеводневої емульсії, см³;
 V_B – об'єм водної фази, що виділилась, см³.

На промислових установках нафтових родовищ здійснюють підготовку видобутої із свердловин нафти до товарних кондицій шляхом її зневоднення, знесолення і стабілізації, відділення вільної води та підготовку її для використання в системі підтримування пластового тиску чи утилізації в глибокозалегли водоносні пласти, відділення вільного й відсепарованого газу і підготовку його для транспортування споживачам. Зневоднення нафти здійснюється

шляхом руйнування нафтових емульсій (деемульсація нафти).

До відомих методів деемульсації нафти відносяться підігрівання емульсії до певної температури, введення в емульсії спеціальних хімічних речовин (деемульгаторів), термохімічне діяння на емульсію, яке включає одночасне її підігрівання і введення деемульгаторів, використання електричного поля високої напруги (статичного, постійного або високочастотного струму) [7,10]. Під дією температури і деемульгатора відбувається руйнування захисного бронюючого шару з природних емульгаторів на поверхні розподілу фаз, знижуючи при цьому поверхневий натяг і створюючи умови для злиття і збільшення крапель води. На промислах використовують здебільшого неіоногенні деемульгатори, як такі, що не дисоціюють у водних розчинах. Більшість з них є продуктами окису етилену або пропілену зі спиртами, жирними кислотами чи алкілфенолами. Під дією електричного поля краплі води поляризуються і взаємно притягаються протилежно зарядженими полюсами.

Нафтові емульсії характеризуються різними фізико-хімічними властивостями залежно від фізико-хімічних властивостей нафти і води, з яких вони утворилися, і параметрів процесу емульсієутворення [11,12]. Тому для вибору параметрів процесу деемульсації нафти (температури, типу та витратної кількості деемульгатора) потрібно проводити лабораторні дослідження з емульсіями конкретного родовища в умовах, що моделюють природні промислові умови.

Таблиця 1 – Результати досліджень зневоднення емульсії за температури 50 °С

Параметри досліджень	Результати досліджень					
	0	5	10	30	60	120
Час проведення досліджень, хв	0	5	10	30	60	120
Висота стовпа води, що виділилась з емульсії, см	0	0	0	0,086	0,29	0,57
Середня лінійна швидкість розшарування емульсії, см/хв	0	0	0	0,00285	0,00475	0,00475
Ефективність зневоднення, %	0	0	0	3	10	20
Час проведення досліджень, хв	180	240	300	360	480	1440
Висота стовпа води, що виділилась з емульсії, см	1,05	1,14	1,23	1,23	1,23	1,23
Середня лінійна швидкість розшарування емульсії, см/хв	0,005858	0,00475	0,004085	0,003404	0,00255	0,00085
Ефективність зневоднення, %	37	40	43	43	43	43

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на те, що проблема боротьби з емульсієутворенням і деемульсації нафти виникла з початку промислового видобування нафти, до цих пір відсутній єдиний комплексний підхід до прогнозування параметрів термохімічного методу деемульсації нафти залежно від характеристик нафти і води. Тому потрібно проводити дослідження з емульсіями конкретного родовища в лабораторних умовах, що моделюють реальні промислові умови.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є обґрунтування параметрів термохімічного методу деемульсації нафти Долинського нафтового родовища, яке є найбільшим за початковими запасами в Західному регіоні України. Для цього слід вирішити наступні завдання:

1. визначити стабільність емульсії за температури 21 °С та 50 °С;
2. оцінити вплив на стабільність емульсії за температури 50 °С різних деемульгаторів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

У дослідженнях використовувалась нафтова емульсія Долинського нафтового родовища такого складу:

- об'ємна частка зв'язної води $V_{зв.в} = 15\%$;
- об'ємна частка механічних домішок $V_{м.д} = 0,4\%$;
- вміст хлористих солей $W_{xp} = 10020$ мг/л;
- масова частка парафіну $W_n = 5,3\%$;
- масова частка силікагелевих смол $W_{см} = 6,1\%$;
- масова частка асфальтенів $W_{асф} = 0,14\%$.

Стабільність нафтової емульсії перевіряли шляхом статичного відстоювання у відстійнику або вимірному циліндрі за температури 21 °С впродовж 120 хв. Емульсія вважається стабільною, якщо кількість вільної води, що виділилась, не перевищує 0,5 % від її початкового вмісту.

У дослідах визначали кількість виділеної води після відстоювання емульсії протягом 5; 10; 30; 60; 120 хв. Для всіх вказаних моментів часу виділення з емульсії зв'язаної води не спостерігалось. Тобто за температури 21 °С нафтова емульсія НГВУ «Долинанатогаз» є стабільною.

Для встановлення орієнтовного часу існування (стійкості) емульсії дослідження продовжили в часі за температур 21 °С та 50 °С.

Згідно з експериментальними даними за температури 21 °С вода з емульсії не виділилась протягом всього періоду досліджень (1440 хв або 1 доба). Результати досліджень за температури 50 °С наведено в таблиці 1.

Згідно з результатами досліджень наведеними в таблиці 1, за температури 50 °С вода починає виділятися з емульсії на 30 хв. досліду. На цей момент часу висота стовпа води становить 0,086 см. У подальшому висота стовпа води зростає і досягає на 300-у хвилину від початку досліду максимального значення – 1,23 см, після чого стабілізується на цьому рівні. Середня лінійна швидкість розшарування емульсії зростає в часі від 0,00285 см/хв на $t=30$ хв до 0,00475 см/хв на t рівня 180 хв, після чого зменшується до 0,004085 см/хв на $t=300$ хв. Ефективність зневоднення емульсії, яка визначалась як відношення висоти стовпа рідини, виділеної з емульсії, до загальної висоти стовпа вільної води, зв'язаної в емульсію, змінюється від 3%

Таблиця 2 – Ефективність деемульсації досліджуваних зразків нафтової емульсії за температури 50 °С

Назва та витрата хімреагента	Ефективність зневоднення, % за час, хв										Вміст хлористих солей у зневодненій нафті, мг/л
	0	5	10	30	60	120	180	240	300	360	
За відсутності деемульгатора	0	0	0	3	10	20	37	40	43	43	–
50 г/т ПМ Б	0	13	40	57	73	80	87	87	90	90	–
50 г/т ПМ А	0	13	43	60	77	83	87	93	97	97	–
50 г/т D 2830	0	3	3	7	20	40	50	73	80	80	–
70 г/т ПМ Б	0	20	43	60	73	80	90	93	97	97	715,3
70 г/т ПМ А	0	20	43	63	77	83	90	93	97	97	696,6
70 г/т D 2830	0	3	3	13	23	40	53	80	87	87	882,7

на $t=30$ хв до 43% на $t=300$ хв, після чого стабілізується на цьому рівні.

Результати виконаних досліджень свідчать, що тільки одне теплове діяння на емульсію Долинського родовища не дозволяє повністю її зруйнувати. За температури 50 °С з емульсії виділяється тільки 43 % зв'язаної води.

Оскільки нафтова емульсія Долинського нафтового родовища не повністю руйнується при нагріванні до температури 50 °С, то виконано дослідження з додатковим введенням в емульсію деемульгаторів. Досліджувалися деемульгатори марок ПМ та Dissolvan 2830 за відомою методикою Botl test.

У циліндри об'ємом 100 см³ вносили проби попередньо ретельно перемішаної водонафтової емульсії. У проби емульсії вводили заданий об'єм товарної форми деемульгатора. Проби емульсії з деемульгатором інтенсивно перемішували вручну. Потім їх поміщали у водяну баню за даної температури. Проби емульсії відстоювали із заданою температурою протягом шести годин. Через певний період часу відстоювання фіксували об'єм виділеної води ($W_{вид}$) в циліндрах.

Ефективність деемульсації a визначали за формулою (3):

$$a = \frac{W_{вид}}{W} \cdot 100, \quad (3)$$

де $W_{вид}$ – об'єм виділеної води, см³;

W – об'єм води у вхідній емульсії, см³.

Результати досліджень наведено в таблиці 2 та зображено на рисунку 2, які характеризують динаміку виділення води у процесі відстоювання та ефективність деемульсації.

Аналіз результатів досліджень, наведених в таблиці 2 і зображених на рисунку 2, свідчать про високу ефективність термохімічного методу руйнування нафтової емульсії Долинського родовища, який полягає в діянні на емульсію

тепловим полем з одночасним введенням у неї деемульгатора. Ефективність руйнування емульсії залежить від типу деемульгатора і його концентрації в емульсії. За температури 50 °С і часу відстоювання утвореної емульсії 360 хв ефективність зневоднення емульсії становить: за відсутності деемульгатора – 43%, при використанні різних деемульгаторів:

- Dissolvan 2830 з концентрацією 50 г/т і 70 г/т – відповідно 80 % і 87 %;
- ПМ-А з концентрацією 50 г/т і 70 г/т – відповідно 97 % і 97 %;
- ПМ-Б з концентрацією 50 г/т і 70 г/т – відповідно 90 % і 97 %.

З досліджених деемульгаторів найкращим виявився деемульгатор марки ПМ-А з концентрацією 50 г/т. Таку саму ефективність зневоднення отримують при концентрації ПМ-А в емульсії 70 г/т, але ця концентрація є явно завищеною, оскільки аналогічний результат щодо зневоднення емульсії отримують при меншій концентрації даного деемульгатора (50 г/т). Деемульгатор Dissolvan 2830 характеризується меншою ефективністю зневоднення в порівнянні з деемульгаторами марки ПМ. Характерним є те, що при використанні деемульгаторів ПМ-А та ПМ-Б ефективність зневоднення емульсії різко зростає з моменту введення їх в емульсію, а потім мало змінюється, що дозволяє зменшити тривалість процесу деемульсації нафти. У разі використання деемульгатора Dissolvan 2830 відбувається плавне зростання в часі ефективності зневоднення, що вимагатиме збільшення тривалості періоду деемульсації нафти.

Отже, для умов Долинського нафтового родовища можна рекомендувати термохімічний метод деемульсації нафти шляхом підігрівання емульсії до 50 °С з додатковим використанням деемульгатора марки ПМ-А в кількості 50 г/т.

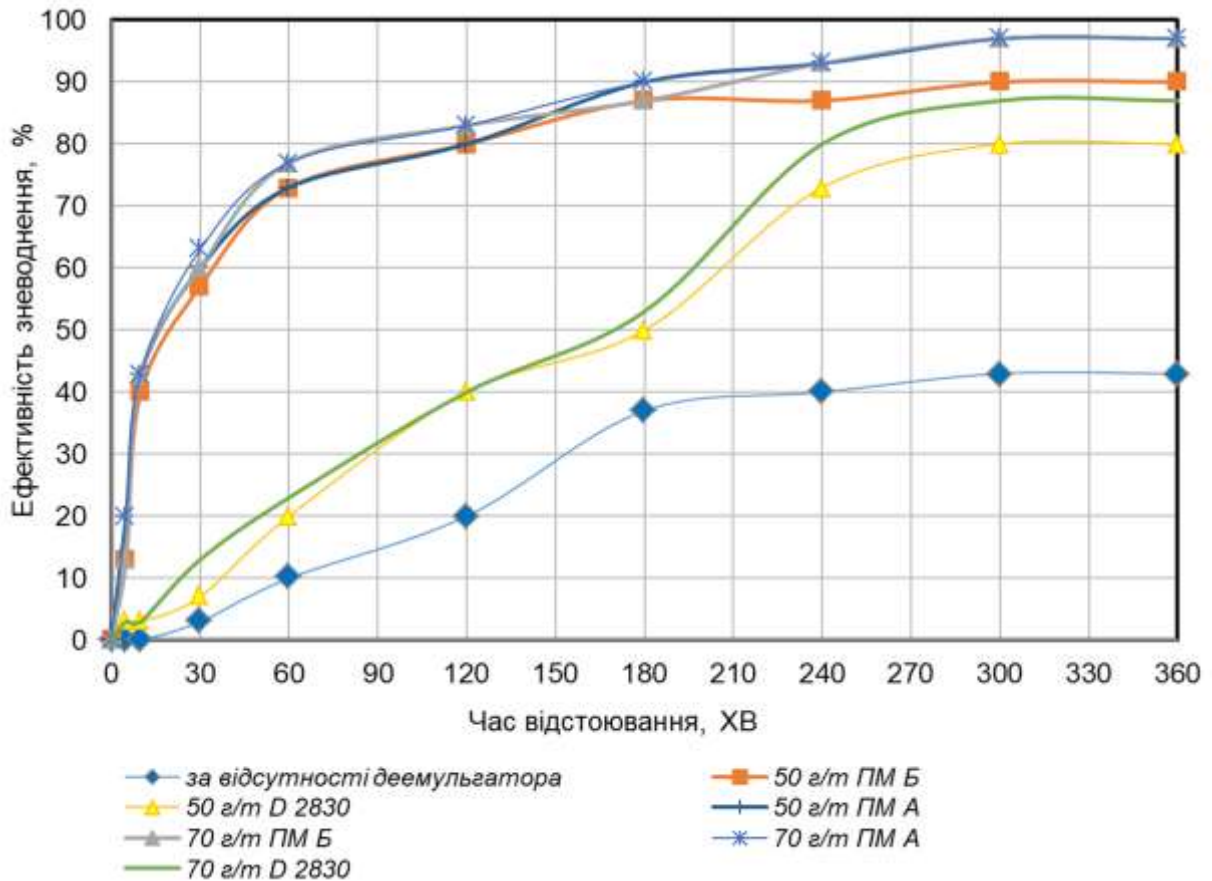


Рисунок 2 – Динаміка виділення води із нафтової емульсії за температури 50 °C

Параметри процесу деемульсації нафти слід уточнити у процесі проведення промислових робіт.

Висновки

Більшість нафтових родовищ Західного регіону України значною мірою виснажені та обводнені. Розробка нафтових родовищ в умовах обводнення видобувних свердловин законтурною пластовою водою, а також водою, що запомповується у видобувні свердловини, супроводжується утворенням нафтових емульсій в стовбурі свердловини і викидних лініях внаслідок перемішування нафти і води. Товарну нафту, яку подають трубопроводами на нафтопереробні заводи, потрібно на промислі зневоднити, знесолити і стабілізувати. У промисловій практиці найширше застосовують термохімічний спосіб деемульсації нафти, суть якого полягає в одночасному підвищенні температури емульсії і введенні в неї деемульгатора. В статті досліджено руйнування емульсії Долинського нафтового родовища. Лабораторні дослідження свідчать, що за температури 21 °C ця емульсія є стабільною, вода з неї протягом 1140 хв (1 доби) не виділяється. За температури 50 °C виділення води з емульсії починається на 30 хв дос-

ліду. У подальшому кількість води зростає і досягає максимуму на 300 хв від початку досліду, після чого кількість виділення води залишається постійною. Ефективність зневоднення емульсії становить 43%. Досліджено вплив на руйнування емульсії додаткового введення в неї деемульгаторів ПМ-А, ПМ-Б, Dissolvan 2830 в кількості 50 г/т і 70 г/т. Найкращим виявився деемульгатор ПМ-А в кількості 50 г/т, який забезпечує ефективність зневоднення 97%.

Отже, для умов Долинського нафтового родовища рекомендується застосовувати термохімічний метод деемульсації нафти з одночасним підігріванням емульсії до 50 °C і введенням в неї деемульгатора ПМ-А з витратою 50 г/т.

Література / References

1. Vasily Simanzhenkov, Raphaelldem. Crude Oil Chemistry. Publisher: Marcel Dekker, Inc. 2003. ISBN: 082474098. P. 410.
2. Akbari S., Nour A.H. Emulsion Types, Stability Mechanisms and Rheology: A Review. *International Journal of Innovative Research and Scientific Studies*, 2018. No 1 (1). P. 11-17.

3. Langevin D., Poteau S., Hénaut I., Argillier J. F. Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. *Oil & Gas Science and Technology*. 2004. Vol. 59. P. 511–521. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst:2004036>.
4. Tadros T. F. Emulsion formation and stability. John Wiley & Sons, 2013.
5. Wang Z.M., Lun Q.Y., Wang J., Ha, X., Zhu W., Zhang J., Song, G.-L. Corrosion mitigation behavior of an alternately wetted steel electrode in oil/water media. *Corros. Sci.* 2019. P.140–152.
6. Lefsaker M. Characterization of alkyd emulsions: Characterization of phase inversion and emulsification properties pre-and post-inversion. *Master's Thesis, Department of Chemical Process Technology*, 2013.
7. Hasanov F., Bayramov S., Hasanzade R., Garayev A., Amiraslanov N. Control of produced water with highly corrosive medium in oil-gas production. *Azerbaijan Oil Industry*. 2021.
8. 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.
9. 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.
10. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]
11. He L., Lin F., Li X., Sui H., Xu Z. Interfacial sciences in unconventional petroleum production: From fundamentals to applications. *Chem. Soc. Rev.* 2015 No 44. P. 5446–5494.
12. 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.
13. Holych Yu. V. Rozroblennia retseptury novykh neionohennykh deemulhatoriv dlia znevodnennia skladnykh naftovykh emulsii: dys. kand. tekhn. nauk: 05.17.07. Kyiv, 2019. 171 p. [in Ukrainian]