Research Article

DOI: 10.22034/ijche.2023.340508.1258

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

Experimental Study of the Effect of Different Salts on the Improvement of Cationic Surfactant Performance from the Dynamic Interfacial Tension of Water and Oil

M. A. Mokhtarian[1*], N. Mokhtarian[2]

1- M. Sc. in Chemical Engineering, Chemical Department, Faculty of Engineering, Islamic Azad University, Shahreza Branch, Shahreza, Iran

2- Professor of Chemical Engineering, Chemical Department, Faculty of Engineering, Islamic Azad University, Shahreza Branch, Shahreza, Iran

Email: mokhtarian@iaush.ac.ir

Abstract

The purpose of this study was to investigate the effect of different salts on improving the performance of cationic surfactants in terms of the dynamic interfacial strength between the surface of water and oil. Increasing production from oil reservoirs has been a major concern for oil companies. Capillary forces inside the holes cause oil to be trapped between them and it is considered as an unproductive phase. Surfactant flooding is a technique to increase oil recovery in which the phase behavior inside the reservoir can be manipulated by injecting surfactants. The results showed the effect of divalent salts on the improvement of surfactant performance. Also, based on the experiments and previous studies, it can be concluded that the presence of salt in water reduces the interfacial tension force. In addition, divalent salts have a greater effect in reducing interfacial tension compared to monovalent salts.

Received: 1 December 2022
Accepted: 5 April 2023
Page Number: 100-116

Keywords:
Cationic Surfactants, Divalent Salts, Enhanced Oil Recovery, Interfacial Tension Between Water and Oil, Monovalent Salts

Please Cite this Article Using:
Mokhtarian, M. A., & Mokhtarian, N. (2024). Experimental Study of the Effect of Different Salts on the Improvement of Cationic Surfactant Performance from the Dynamic Interfacial Tension of Water and Oil. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 23(132), 100-116, [In Persian].

مقـــالـــــه پـــــژوهشی

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

DOI: 10.22034/ijche.2023.340508.1258

بررسی آزمایشگاهی تأثیر نمک‌های متفاوت بر بهبود عملکرد سورفکتانت کاتیونی ازمنظر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت به‌صورت دینامیکی

محمدعلی مختاریان[۱]، نادر مختاریان[۲*]

۱- کارشناس ارشد مهندسی شیمی، گروه مهندسی شیمی، دانشکدهٔ فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد شهرضا، شهرضا، ایران

۲- استاد گروه مهندسی شیمی، گروه مهندسی شیمی، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد شهرضا، شهرضا، ایران

پیام نگار: mokhtarian@iaush.ac.ir

چکیده

هدف از این مطالعه بررسی آزمایشگاهی تأثیر نمک‌های متفاوت بر بهبود عملکرد سورفکتانت کاتیونی ازمنظر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت به‌صورت دینامیکی است. افزایش تولید از مخازن نفتی از دغدغه‌های بزرگ شرکت‌های نفتی است. نیروهای مویینه درون حفره‌ها، باعث به‌دام‌انداختن نفت در میان آن‌ها می‌شود و به‌عنوان یک‌فاز تولیدناپذیر تلقی می‌شود. سیلاب‌زنی سورفکتانت یک فن ازدیاد برداشت نفت است که در آن می‌توان رفتار فاز را درداخل مخزن با تزریق سورفکتانت‌ها دست‌کاری کرد. نتایج، نشان‌دهندهٔ تأثیر نمک‌های دوظرفیتی بر بهبود عملکرد سورفکتانت بوده‌است. هم‌چنین براساس آزمایش‌ها، حضور نمک در آب سبب کاهش نیروی کشش بین سطحی می‌شود. علاوه‌برآن نمک‌های دوظرفیتی در مقایسه‌با نمک‌های تک‌ظرفیتی تأثیر بیشتری در کاهش نیروی کشش بین سطحی داشته‌است،

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۹/۱۰
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۱/۱۶
شماره صفحات: ۱۰۰ تا ۱۱۶

کلیدواژه‌ها:
ازدیاد برداشت نفت،
سورفکتانت‌های کاتیونی،
نیروی کشش بین سطحی آب و نفت،
نمک‌های دوظرفیتی،
نمک‌های تک‌ظرفیتی

* شهرضا، دانشگاه آزاد اسلامی واحد شهرضا، دانشکده فنی و مهندسی، گروه مهندسی شیمی

استناد به مقاله:
مختاریان، محمدعلی، و مختاریان، نادر. (۱۴۰۳). بررسی آزمایشگاهی تأثیر نمک‌های متفاوت بر بهبود عملکرد سورفکتانت کاتیونی ازمنظر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت به‌صورت دینامیکی، *نشریه مهندسی شیمی ایران*، ۲۳(۱۳۲)، ۱۰۰-۱۱۶.

۱. مقدمه

روش‌های بهبود بازده تولید نفت شامل روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفتی است[۱]. سیلاب‌زنی سورفکتانت یک فن ازدیاد برداشت نفت است که در آن می‌توان رفتار فاز را در داخل مخزن با تزریق سورفکتانت‌ها دست‌کاری کرد و شرایط مطلوبی به‌منظور تحرک نفت به‌دام‌افتاده ایجاد کرد[۲]. سامانه‌های سورفکتانت درست و صحیح طراحی‌شده به‌همراه نفت خام، می‌توانند در رابط بین نفت خام و آب، میکرو امولسیون ایجاد کنند، بنابراین تنش بین سطحی را به فوق‌العاده پایین (۰/۰۰۱ میلی نیوتن در متر) کاهش می‌دهند، که درنتیجه نفت باقی‌مانده را دچار حرکت می‌کند و منجربه بهبود می‌شود. با این وجود، این فناوری ازدیاد برداشت نفت به‌وسیلهٔ تعدادی از عوامل، مانند جذب سورفکتانت به سنگ مخزن هنگام تزریق و جداسازی کروماتوگرافی سورفکتانت در مخزن به چالش کشیده می‌شود[۳].

سیتپالی و همکارانش در سال ۲۰۰۴، برروی تغییر ترشوندگی در طول فرایند سیلاب‌زنی سورفکتانت در مخازن کربناته تحقیقاتی انجام دادند و به این نتیجه رسیدند که بازیابی از مخازن کربناتهٔ شکاف‌دار نفت‌دوست با فرایند سیلاب‌زنی آب دشوار خواهد بود؛ بنابراین آن‌ها از سورفکتانت‌های رقیق‌شده به‌منظور بهبود فرایند تولید در مخازن کربناته شکاف‌دار استفاده کردند. آنان در این تحقیق واکنش‌های بین محلول‌های رقیق‌شدهٔ سورفکتانت‌های یونی آلکالینی و نفت را روی سطح سنگ‌های کربناته بررسی کردند و آزمایش‌هایی را ازقبیل ترشوندگی، رفتار فازی، کشش بین سطحی و جذب انجام دادند.

رستمی در سال ۲۰۱۱ برروی ازدیاد برداشت برپایهٔ آب در سنگ‌های آهکی با استفاده از آب‌های هوشمند[1] مطالعاتی انجام داد. او ابتدا با تزریق ۹ حجم حفره از آب دریا در مغزه‌ای، ازدیاد برداشت و بازده تولیدی نفت را با حالت بدون هیچ‌گونه تزریقی مقایسه کرد. نتایج نشان داد که در مغزهٔ مورد نظر درحالت تزریق آب دریا، بازده تولیدی حدود ۵۰ درصد افزایش یافته‌است. نیز با انجام آزمایش سیلاب‌زنی آب، توانست یون‌های خروجی از مغزه را برحسب مول بر لیتر به‌دست آورد. همان‌گونه‌که ذکر شده، با تزریق ۴/۵ حجم از حفرهٔ آب دریا در دمای ۱۳۰ درجهٔ سلسیوس، نتیجه چنین شد که با افزایش تزریق، مقدار یون‌های منیزیم و سولفات تقریباً دارای روند ثابتی بوده، درحالی‌که یون کلسیم دارای میزان افزایش ناچیزی است. نیز با انجام آزمایش‌های پتانسیل زتا، تأثیر غلظت یون‌های دوظرفیتی را بر روی پتانسیل زتا بررسی کرد و به این نتیجه رسید که با افزایش غلظت یون‌های منیزیم و کلسیم، مقدار پتانسیل زتا افزایش می‌یابد؛ درحالی‌که با افزایش غلظت یون سولفات، از میزان پتانسیل زتا کاسته می‌شود[۴].

تته و همکارانش در سال ۲۰۱۸، برروی تغییر ترشوندگی و افزایش ازدیاد برداشت با استفاده از سیلاب‌زنی آب کم‌شور در سنگ‌های کربناته تحقیقاتی انجام دادند. آنان در این تحقیق، نقش یون‌های دوظرفیتی را برروی سازوکارهای تحت تأثیر سیلاب‌زنی آب کم‌شور بررسی کردند که این کار با انجام آزمایش‌های زاویهٔ تماس، اندازه‌گیری کشش بین سطحی و پتانسیل زتا همراه بود.

بررسی‌ها نشان می‌دهد کارهای مختلفی برروی آب کم‌شور و سورفکتانت انجام گرفته بود؛ اما به‌وضوح به تأثیر هر نمک بر عملکرد سورفکتانت پرداخته نشده بود که در این پژوهش با انتخاب چهار نوع نمک که دو نمونهٔ آن از نوع دوظرفیتی و دو نمونهٔ دیگر از نوع تک‌ظرفیتی است و با انجام آزمایش‌های گوناگون در غلظت‌های متفاوت نمک‌ها و در مدت‌زمان‌های مختلف، به‌وسیلهٔ دستگاه آنالیز قطره توانستیم به نتایج بیان‌شده دست یابیم.

گفتنی است هم‌چنین که قبلاً کارهای مختلفی برروی آب کم‌شور و سورفکتانت انجام گرفته‌بود؛ اما به‌وضوح به تأثیر هر نمک بر عملکرد سورفکتانت پرداخته نشده‌بود که در این پژوهش به‌روشنی می‌توان تأثیر نمک‌های تک‌ظرفیتی و دوظرفیتی را بر عملکرد سورفکتانت کاتیونی مشاهده کرد. باتوجه‌به کارهایی که درگذشته انجام شده بود و ازآنجایی‌که آب کم‌شور از جمله روش‌های ازدیاد برداشت در صنعت نفت است و تزریق مواد شیمیایی سبب بهبود تولید نفت شده، تصمیم به بررسی این دو روش گرفته شد؛ اما برای درک بهتر از عملکرد آن‌ها و به‌دلیل تأثیر بالای مشخصهٔ نیروی کشش بین سطحی آب و نفت، تصمیم به بررسی تأثیر نمک و مادهٔ شیمیایی برروی این مشخصه گرفته شد.

باتوجه‌به این‌که آب کم‌شور به آبی با شوری کمتر از ppm ۱۰۰۰۰ اطلاق می‌شود، از همین رو، قرار بر بررسی تأثیر نمک در شوری بین ppm ۱۰۰۰ تا ppm ۱۵۰۰۰ و هم‌چنین تأثیر سورفکتانت کاتیونی بر نیروی کشش بین سطحی گرفته شد؛ اما به‌دلیل کارهای متعددی

1. Smart Water

که در این زمینه انجام شده‌بود، نیاز به مشخص‌شدن تأثیر نمک تک‌ظرفیتی و دوظرفیتی بر عملکرد سورفکتانت کاتیونی بود که به‌صورت دینامیکی این تأثیر کاملاً روشن شود؛ بنابراین هدف اصلی و کلی در این پژوهش، تعیین تأثیر نمک‌های تک‌ظرفیتی و دوظرفیتی به‌صورت مجزا بر نیروی کشش بین سطحی باگذشت زمان است.

۲. مواد و روش آزمایش

مواد مورد استفاده را در این پژوهش می‌توان در جدول (۱) مشاهده کرد.

جدول ۱. مواد مورداستفاده برای انجام پژوهش.

Table 1. Materials used for research.

Name of the material	Purity percentage of the substance	Latin name of the material	Manufacturer company name
Distilled water	100%	H_2O	Zolal .co
sodium chloride	98%	NaCl	Mojallali .co
Potassium chloride	98%	KCl	Mojallali .co
calcium chloride	95%	CaCl2	Mojallali .co
Magnesium chloride	95%	MgCl2	Mojallali .co
Hexadecyl trimethyl ammonium bromide	98%	HTAB	Merck .co
Benzyl trimethyl ammonium bromide	98%	BTAB	Merck .co

مادهٔ دیگری که در آزمایش به‌کار رفت، نفت است که مشخصات آن را در جدول (۲) می‌توان مشاهده کرد.

۳. تجهیزات مورد استفاده و روش آزمایش

۳-۱ همزن مغناطیسی

همزن مغناطیسی، برای هم‌زدن، مخلوط کردن و حتی گرم‌کردن مایعات و محلول‌ها به‌کار می‌رود. همزن مغناطیسی، شامل یک مگنت است که روکشی خنثی در برابر تمامی مواد شیمیایی دارد. بسته‌به نوع مایع و حجم محلول، نوع خاصی از مگنت‌ها

جدول ۲. مشخصات نفت مورد استفاده در آزمایش.

Table. 2. Specifications of the oil used in the test.

Specification	amount of
Saturation (Weight percent)	55.8
Aromatic (Weight percent)	34.7
resin (Weight percent)	6.7
asphaltene (Weight percent)	2.8
Density (g /m^3)	0.907
Total acid number) mg of potassium oxide per gram of sample)	0.216
Viscosity at ambient temperature (centipoise)	56

استفاده می‌شود که دارای اندازه‌های متنوع است. یک موتور مغناطیسی درون دستگاه قرار دارد که در هنگامی‌که آهنربای درون موتور شروع به چرخش کند، مگنت درون ظرف محلول نیز حرکت آهنربا را تکرار می‌کند و این‌گونه، سرعت چرخش مگنت تنظیم می‌شود.

۳-۲ دستگاه آنالیز قطره

در این سامانه، با روش قطره آویزان، کشش بین سطحی آب و نفت اندازه‌گیری می‌شود. دستگاه شامل یک دوربین است که تصویر قطره را ثبت می‌کند. شکل قطرهٔ خارج شده از سرسوزن، رابطهٔ بین کشش بین سطحی و نیروی گرانش را نشان می‌دهد. این دستگاه محصول شرکت ازدیاد برداشت فارس (مدل VIT 6000) و قادر به اندازه‌گیری نیروی کشش بین سطحی در دماهای مختلف است. (شکل (۱) و (۲))

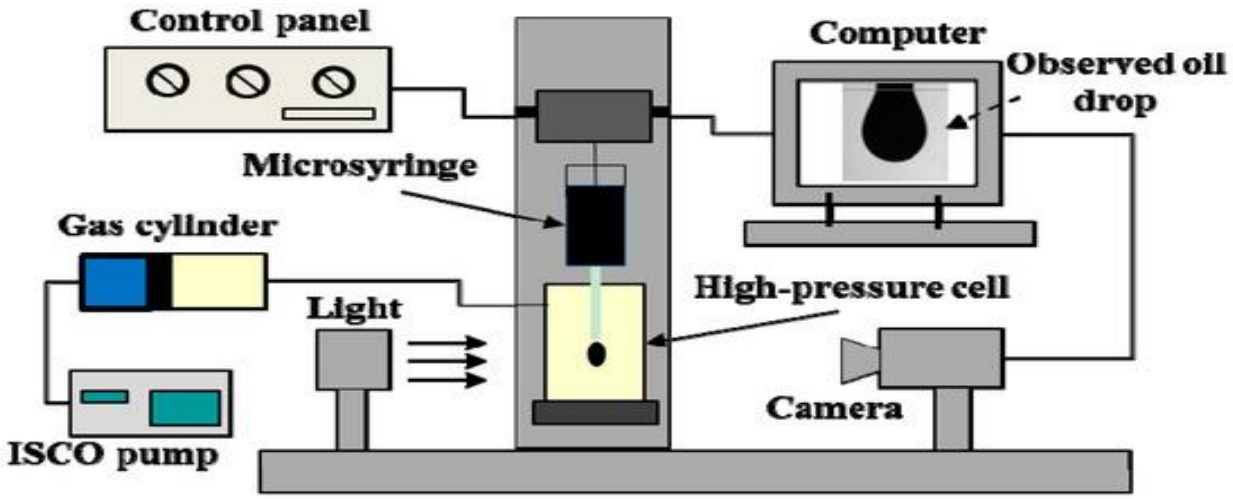
چنان که از شکل پیداست زمانی‌که محلول در محفظه قرار می‌گیرد، با تزریق نفت در آن به‌کمک دوربین می‌توان با نرم‌افزار موجود در کامپیوتر متصل به آن، میزان نیروی کشش بین سطحی را تعیین کرد.

روش قطره آویزان روشی است که برای محاسبهٔ کشش بین سطحی از شعاع انحنای یک قطره استفاده می‌شود. رابطهٔ بین کشش سطحی و هر مشخصه را می‌توان با معادلهٔ (۱) بیان کرد:

$$\gamma = \Delta\rho g d_e^{\,2}.\frac{1}{H} \qquad (۱)$$

شکل ۱. دستگاه آنالیز قطره.

Figure 1. Drop analysis device.



شکل ۲. طرحوارهٔ کارکرد دستگاه آنالیز قطره.

Figure 2: Schematic of the operation of the drop analysis device

در رابطهٔ بالا، γ کشش بین سطحی، $\Delta\rho$ اختلاف گران‌روی مایعات، g شتاب جاذبه، d_e حداکثر قطر قطره و $1/H$ ضریب تصحیح ناشی از d_s/d_e است.

نیروی کشش بین سطحی درواقع بین دوفاز امتزاج‌ناپذیر رخ می‌دهد؛ زمانی‌که دوفاز غیر امتزاجی در مجاورت یکدیگر قرار می‌گیرند این مشخصه مطرح می‌شود. نیروی کشش بین سطحی برروی عدد موئینه و فشار مویینگی تأثیر بالایی دارد، چراکه این دو مشخصه در ازدیاد برداشت نفت از مخازن تأثیر مستقیم دارند؛ بنابراین تعیین نیروی کشش بین سطحی در مطالعات ازدیاد برداشت نفت لازم و ضروری است. دما و فشار و ترکیب دو فاز، تأثیر زیادی در تغییر نیروی کشش بین سطحی دارد و واحد آن میلی‌نیوتن بر متر است.

باتوجه‌به هدف تعیین‌شده که بررسی تأثیر نمک و غلظت آن بر عملکرد دو نمونهٔ سورفکتانت کاتیونی در نیروی کشش بین سطحی است، باید ابتدا نمک‌ها را به‌تنهایی در چند غلظت مختلف در آب مقطر، حل و میزان نیروی کشش بین سطحی آن‌ها را مشخص کرد. هم‌چنین باید میزان نیروی کشش بین سطحی دو نمونهٔ سورفکتانت را نیز به‌دست آورد و سپس به کمک بررسی ترکیب نمک و سورفکتانت در آب به مؤثر و یا غیرمؤثر بودن این ترکیب پی برد. برای تهیهٔ محلول برای بررسی باید ابتدا به‌میزان مورد نظر آب مقطر در ظرفی جداگانه ریخت، ازآنجایی‌که برای بررسی نیروی کشش بین سطحی به‌کمک دستگاه آنالیز قطره به حداقل ۸۰ سی‌سی

محلول نیاز است، پس ۱۰۰ سی‌سی محلول تهیه شد. سپس برای تهیهٔ محلول شامل نمک و سورفکتانت، (باتوجه‌به تعریف ppm که میلی‌گرم ماده در یک لیتر است) برای محلول‌های ۱۰۰۰، ۳۰۰۰، ۵۰۰۰، ۱۰۰۰۰ و ۱۵۰۰۰ ppm به‌کمک ترازو ۰/۱ ، ۰/۳ ، ۰/۵ ، ۱ و ۱/۵ گرم از هر نمک، اندازه‌گیری و به آب مقطر اضافه می‌شود. بعد از آن ظرف برروی همزن مغناطیسی قرار می‌گیرد و حداقل به‌مدت ۱۰ دقیقه برروی آن می‌نشیند تا نمک به‌خوبی حل شود. به همین روش برای سورفکتانت نیز عمل می‌شود.

تعیین نیروی کشش بین سطحی به‌کمک دستگاه آنالیز قطره انجام گرفته‌است و همان‌طورکه بیان شد این دستگاه متصل به یک رایانه بوده که به‌طور هم‌زمان در طول آزمایش، مقدار نیروی کشش بین سطحی را اندازه می‌گیرد و به نمایش می‌گذارد. برای این کار باید محلول تهیه‌شده از نمک و سورفکتانت نیز در محفظهٔ مشخص قرار داد، سپس نفت را نیز درون سرنگ متصل به دستگاه ریخت تا به‌کمک شیرهای متصل به دستگاه، نفت به‌درون محلول تزریق شود و به‌کمک رایانه در هر لحظه، مقدار نیروی کشش بین سطحی اندازه‌گیری شود. ازآنجایی‌که این آزمایش‌ها به‌صورت دینامیک بررسی شده‌اند، به همین روی در زمان‌های اولیه و ۵، ۱۰، ۱۵، ۲۰ و ۳۰ دقیقه بعد از شروع آزمایش و تزریق نفت، داده‌ها، یادداشت شده و برای دقت در کار از روش تکرارپذیری نیز بهره گرفته و هر آزمایش حداقل سه بار بررسی شده‌است. باتوجه‌به دقت بالای آزمایش‌ها و درصد بسیار پایین خطا، مقادیر بیان شده میانگینی از تمام آزمایش‌های انجام‌گرفته برای هر نمونه است.

۴. نتایج و بحث

۴-۱ تأثیر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت در ازدیاد برداشت

باتوجه‌به مطالب ذکرشده، مشخص شد که به‌دلیل باقی‌ماندن حجم زیادی از نفت در مخزن بعد از تولید اولیه و ثانویه، نیاز به روش‌های ازدیاد برداشت برای تولید نفت باقی‌مانده در مخزن است. ازجمله مشخصه‌های مهم و مؤثر در بررسی‌های ازدیاد برداشت نفت و هم‌چنین رفتار نفت در مواجهه با آب تزریقی در مخزن، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت است.

در ابتدا نیروی کشش بین سطحی آب مقطر و نفت، اندازه‌گیری شد که بتوان عملکرد حضور نمک در آب مقطر را به‌خوبی ملاحظه کرد. نیروی کشش بین سطحی آب مقطر و نفت با دستگاه آنالیز قطره و انجام آزمایش- که مراحل آن در روش آزمایش توضیح داده‌شد- اندازه‌گیری شد و مقدار آن ۳۵ میلی‌نیوتن بر متر به‌دست آمد، سپس به تأثیر نمک و غلظت آن بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت پرداخته شد. نتایج عبارت است از:

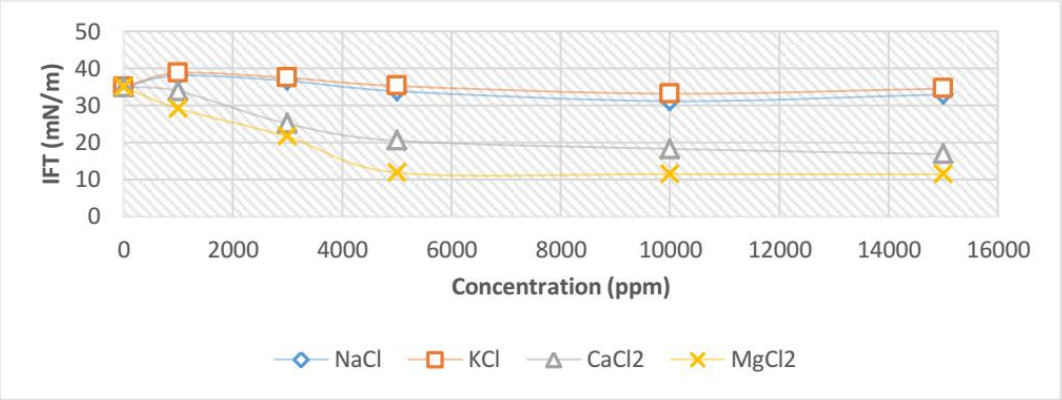
۴-۲ تأثیر غلظت نمک بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت

با افزایش غلظت نمک‌های پتاسیم کلراید و سدیم کلراید تا غلظت ۱۰۰۰ و ۳۰۰۰ ppm مقدار نیروی کشش بین سطحی آب و نفت درمقایسه‌با نیروی کشش بین سطحی آب مقطر و نفت افزایش یافته‌است. با افزایش غلظت تا میزان ۱۵۰۰۰ ppm روند نیروی کشش بین سطحی کاهشی بوده‌است، اما افزایش غلظت نمک‌های کلسیم کلراید و منیزیم کلراید به‌طور پیوسته، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت را کاهش داده‌است. هم چنین باتوجه به شکل (۳)، عملکرد منیزیم از کلسیم و سدیم و پتاسیم در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت بهتر است. هم چنین غلظت بهینه در نمک‌های سدیم کلراید و پتاسیم کلراید ۱۰۰۰۰ ppm بوده و در نمک‌های منیزیم کلراید و کلسیم کلراید ۵۰۰۰ ppm بوده‌است. شکل (۳) تأثیر نمک های منیزیم، کلراید، کلسیم کلراید، سدیم کلراید و پتاسیم کلراید را در غلظت های مختلف بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت نشان می‌دهد.

۴-۳ تأثیر زمان و غلظت نمک برروی تغییر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت

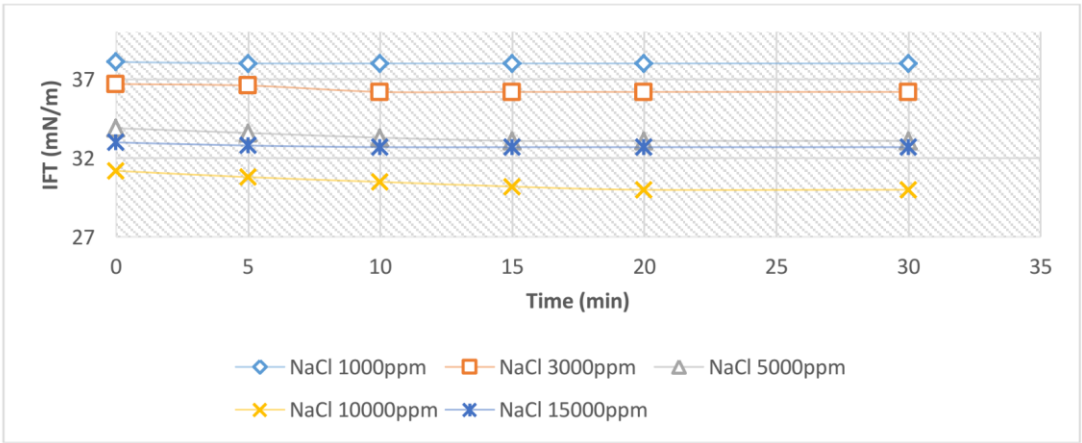
برای بررسی تأثیر نمک‌ها برروی نیروی کشش بین سطحی آب و نفت به‌صورت دینامیک به بررسی آن درطول زمان نیز پرداخته شد. اندازه‌گیری‌ها در بازه‌های زمانی ۵، ۱۰، ۱۵، ۲۰ و ۳۰ دقیقه انجام شد. نتایج به‌صورت شکل (۴) است.

در ابتدا به بررسی تأثیر نمک سدیم کلراید در ۵ غلظت مختلف و در ۶ بازه زمانی پرداخته شده‌است.



شکل ۳. تاثیر غلظت نمک بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت.

Figure 3. The effect of salt concentration on the interfacial tension between water and oil.



شکل ۴. تغییر دینامیکی نیروی کشش بین سطحی آب و نمک سدیم کلراید/ نفت.

Figure 4. Dynamic change of the tension force between the surface of water and sodium chloride salt/oil.

نمک سدیم کلراید در غلظت‌های ppm ۱۰۰۰ و ۳۰۰۰ و ۵۰۰۰ و ۱۵۰۰۰ تغییر ناچیزی در نیروی کشش بین سطحی آب و نفت باگذشت زمان رخ داده‌است؛ اما در غلظت ppm ۱۰۰۰۰ باگذشت زمان نیروی کشش بین سطحی آب و نفت کاهش یافته‌است. این روند کاهش تا زمان ۲۰ دقیقه بوده و بعد از آن تغییری ملاحظه نشده‌است؛ بنابراین می‌توان گفت که زمان پایداری نمک سدیم کلراید در نیروی کشش بین سطحی آب و نفت ۲۰ دقیقه است.

شکل (۵) تغییر دینامیکی نیروی کشش بین سطحی آب و نمک سدیم کلراید را با نفت در غلظت‌های مختلف نمک NaCl نشان می‌دهد. هم‌چنین تأثیر نمک پتاسیم کلراید بر تغییر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت در ۵ غلظت مختلف محلول آب و نمک پتاسیم کلراید در ۶ بازهٔ زمانی بررسی شد.

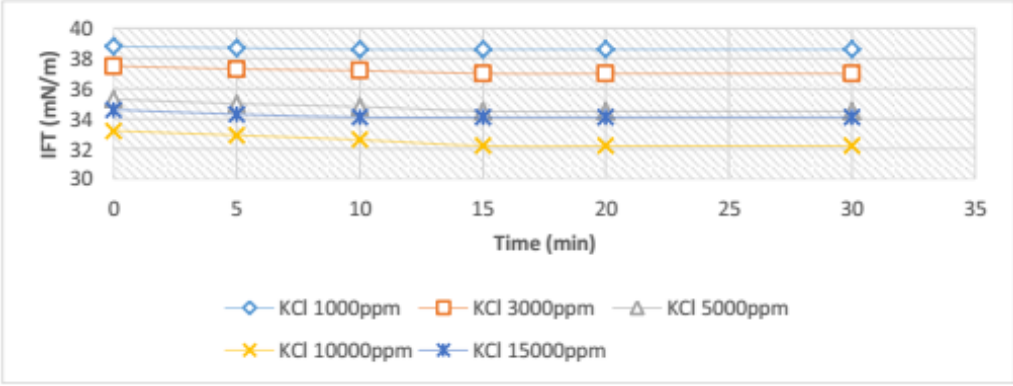
شکل (۵) تأثیر دینامیکی نمک پتاسیم کلراید را بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت در غلظت‌های مختلف پتاسیم کلراید نشان می‌دهد.

باتوجه‌به شکل (۵) همانند نمک سدیم کلراید، نمک پتاسیم کلراید نیز در غلظت‌های ۱۰۰۰ و ۳۰۰۰ و ۵۰۰۰ و ppm ۱۵۰۰۰ تغییر ناچیزی در نیروی کشش بین سطحی آب و نفت باگذشت زمان رخ داده‌است؛ اما در غلظت ppm ۱۰۰۰۰ باگذشت زمان نیروی کشش بین سطحی آب و نفت کم شده‌است. این روند کاهش تا زمان ۲۰ دقیقه بوده‌است؛ بنابراین می‌توان گفت که زمان پایداری نمک سدیم کلراید در نیروی کشش بین سطحی آب و نفت ۲۰ دقیقه است و تأثیر نمک‌های تک‌ظرفیتی بر تغییر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت اندک بوده، به همین به‌منظور به بررسی تأثیر نمک‌های

دوظرفیتی بر نیروی کشش بین سطحی پرداخته شد. در ابتدا به بررسی تأثیر نمک کلسیم کلراید در ۵ غلظت مختلف و ۶ بازهٔ زمانی به‌صورت جداگانه بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت پرداخته شد.

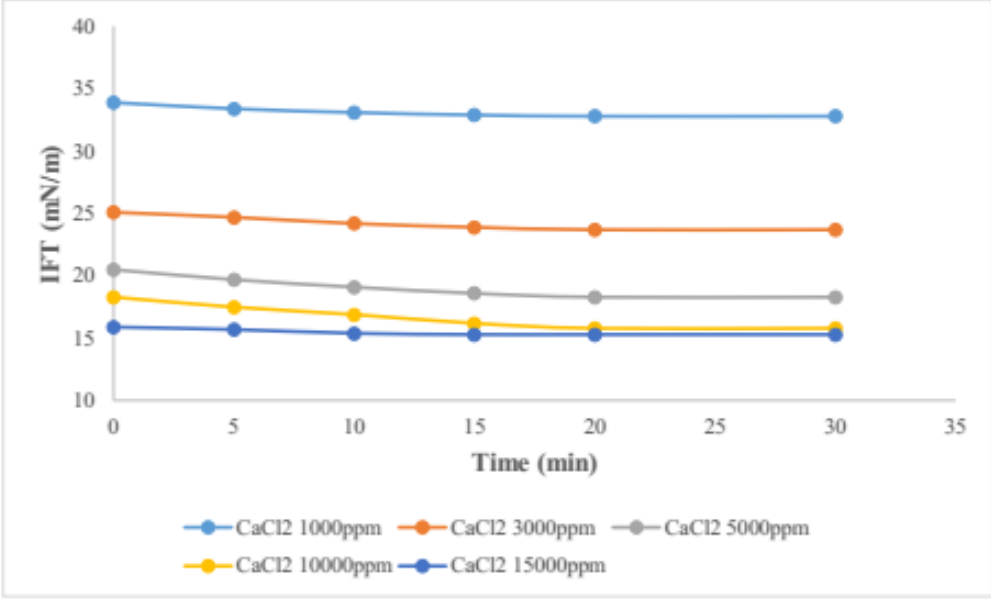
شکل (۶) تأثیر دینامیکی نمک کلسیم کلراید را در غلظت‌های متفاوت بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت نشان‌می‌دهد

باتوجه‌به شکل (۶) حضور نمک دوظرفیتی کلسیم کلراید سبب کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده‌است. افزایش غلظت نمک کلسیم کلراید تأثیر مثبت در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت داشته، به‌طوری‌که در غلظت ppm ۱۰۰۰۰ کاهش ۵۰ درصدی نیروی کشش بین سطحی را درپی داشته‌است؛ اما گذر زمان و درواقع بررسی دینامیکی نشان‌دهندهٔ نداشتن تغییر قابل توجه به‌مرورزمان بوده‌است. بعد از بررسی تأثیر نمک کلسیم کلراید، به بررسی نمک دوظرفیتی دیگر یعنی منیزیم کلراید پرداخته شد. شکل (۷) تأثیر دینامیکی نمک منیزیم کلراید را در غلظت‌های مختلف بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت نشان می‌دهد.



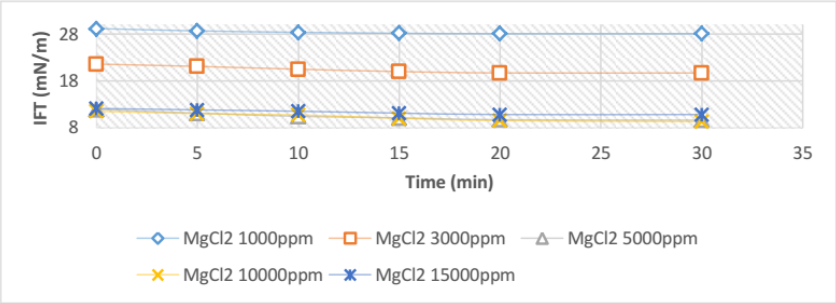
شکل ۵. تأثیر دینامیکی نمک پتاسیم کلراید بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت.

Figure 5. The dynamic effect of potassium chloride salt on the interfacial tension between water and oil.



شکل ۶. تأثیر دینامیکی نمک کلسیم کلراید بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت.

Figure 6. The dynamic effect of calcium chloride salt on the interfacial tension between water and oil.



شکل ۷. تأثیر دینامیکی نمک منیزیم کلراید بر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت.

Figure 7. The dynamic effect of magnesium chloride salt on the interfacial tension between water and oil.

باتوجه‌به شکل (۷) حضور نمک دوظرفیتی منیزیم کلراید در آب، سبب کاهش شدید نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده‌است. با افزایش غلظت نمک منیزیم کلراید به‌طور پیوسته و باگذشت زمان، نیروی کشش بین سطحی کم شده‌است؛ به‌طوری‌که بهینهٔ غلظت آن در ۵۰۰۰ ppm بوده و در حدود ۷۰ درصد سبب کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده و عملکرد قابل‌توجهی در این زمینه داشته‌است.

۴-۴ سازوکار مؤثر بر کاهش نیروی کشش بین سطحی آب- نمک و نفت

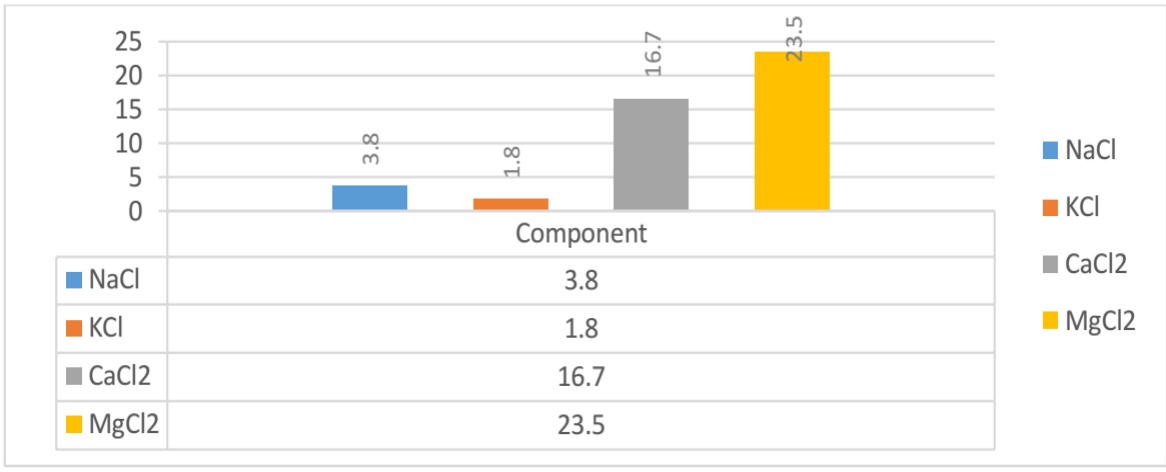
به‌طورکلی نمک‌های مورد استفاده را می‌توان به دو گروه نمک‌های تک‌ظرفیتی (سدیم و پتاسیم) و نمک‌های دوظرفیتی (کلسیم و منیزیم) تقسیم‌بندی کرد. افزایش غلظت نمک‌های تک‌ظرفیتی سدیم کلراید و پتاسیم کلراید سبب افزایش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده و این روند تا غلظت ۳۰۰۰ ppm ادامه داشته‌است. با افزایش غلظت نمک، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت کاهش اندکی داشته‌است. در این بخش می‌توان به قدرت یونی[1] اندک یون‌های تک‌ظرفیتی اشاره کرد. زمانی‌که این دسته از یون‌ها در ناحیهٔ بین سطحی آب و نفت[2] قرار می‌گیرند، باتوجه‌به قدرت یونی پایینی که دارند توانایی کشاندن سورفکتانت‌های طبیعی[3] موجود در نفت را- یا همان بخش قطبی نفت که شامل آسفالتین و رزین می‌شود- از بخش داخلی نفت به بخش میان سطحی ندارند و همین امر سبب تغییر اندک در نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده‌است. هم‌چنین می‌توان دید که وجود یون‌های دوظرفیتی تأثیر بسیار بالایی در تغییر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت دارند. با افزایش غلظت نمک‌های کلسیم کلراید و منیزیم کلراید، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت کم شده‌است. غلظت بهینه در این دو نمک ۵۰۰۰ ppm بوده و در غلظت‌های بیشتر کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت اندک بوده‌است. شکل (۸) مقایسهٔ تأثیر انواع نمک را در غلظت ۱۰۰۰۰ ppm و زمان ۲۰ دقیقه بر تغییر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت نشان می‌دهد.

باتوجه‌به شکل (۸) در غلظت ۱۰۰۰۰ ppm که بهینهٔ غلظت نمک‌ها در بررسی تأثیر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت بوده و حداقل این مقدار را شامل شده، بیشترین تغییر مربوط‌به نمک منیزیم کلراید بوده‌است و بعد از آن نمک کلسیم کلراید و با اختلاف زیاد به‌ترتیب نمک سدیم کلراید و پتاسیم کلراید قرار دارند.

۴-۵ تعیین غلظت بحرانی ناشی از سورفکتانت

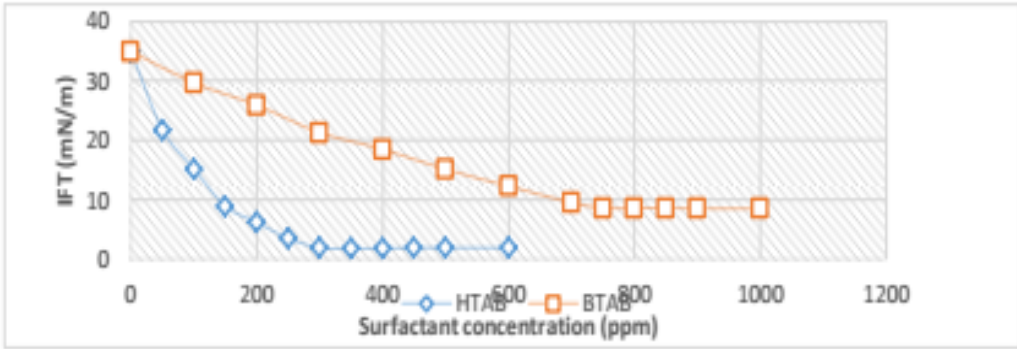
در این پژوهش از دو نمونهٔ سورفکتانت کاتیونی به نام‌های هگزا تری‌متیل آمونیوم بروماید (HTAB)[4] و بنزیل تری‌متیل آمونیوم بروماید (BTAB)[5] استفاده شده‌است. برای کار با سورفکتانت، قبل از هر کار باید غلظت بهینهٔ آن مشخص شود؛ از همین رو در ابتدا به تعیین غلظت بحرانی[6] سورفکتانت‌ها در آب مقطر پرداخته شد. غلظت بحرانی یعنی غلظتی که در آن حداکثر تعداد مونومر[7] در بخش میان سطحی قرار گرفته و سبب حداقل مقدار نیروی کشش بین سطحی می‌شود؛ چرا که بعد از آن تغییر این مشخصه بسیار ناچیز بوده است. شکل (۹) تعیین غلظت بحرانی مایسل‌شدن سورفکتانت‌ها را نشان می‌دهد.

1. Ionic Strength
2. Interfacial Area
3. Natural Surfactant
4. Hexadecyl Trimethil Ammonium Bromide (HTAB)
5. Benzyl trimethil Ammonium Bromide (BTAB)
6. Critical Micelle Concentration (CMC)
7. Monomer



شکل ۸. مقایسهٔ تأثیر انواع نمک در غلظت ppm ۱۰۰۰۰ و زمان ۲۰ دقیقه بر تغییر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت.

Figure 8. Comparison of the effect of different types of salt at a concentration of 10000 ppm and a time of 20 minutes on the change in the tension force between the surface of water and oil.



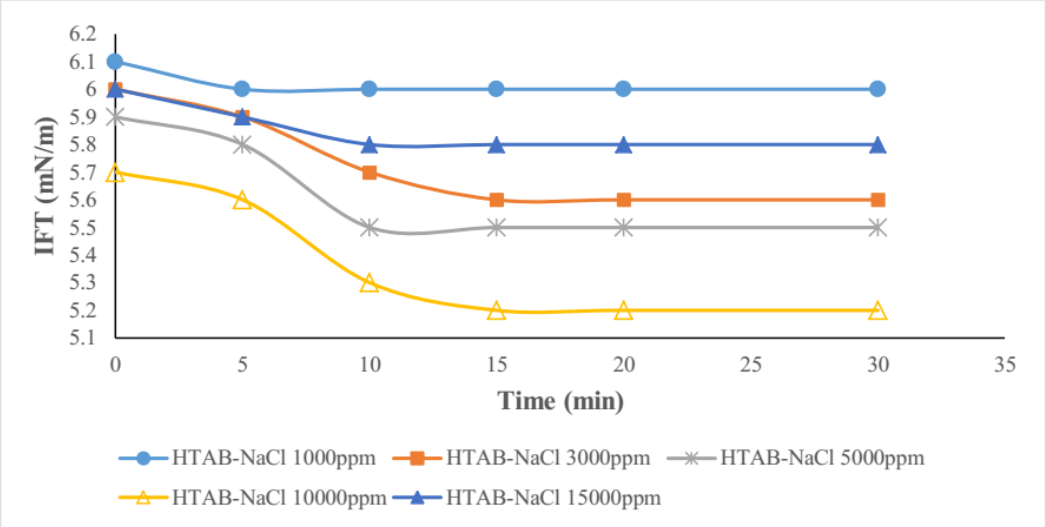
شکل ۹. تعیین غلظت بحرانی مایسل‌شدن سورفکتانت‌ها.

Figure 9. Determination of the critical concentration of micellization of surfactants.

باتوجه‌به شکل (۹) با افزایش غلظت سورفکتانت، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت کم شده‌است و غلظت بحرانی آن‌ها جایی است که بعد از آن تغییری در نیروی کشش بین سطحی رخ ندهد. ازجمله عوامل مؤثر در کاهش نیروی کشش بین سطحی به‌وسیلهٔ سورفکتانت، طول زنجیرهٔ هیدروکربنی آن است؛ درواقع هرچه زنجیرهٔ هیدروکربنی بلندتر باشد کاهش نیروی کشش بین سطحی ناشی از آن نیز بیشتر می‌شود. در اینجا با افزایش غلظت سورفکتانت نیز نیروی کشش بین سطحی آب و نفت کاهش یافته؛ اما غلظت بحرانی HTAB به‌دلیل ساختار آن کمتر بوده، هم‌چنین کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت نیز بیشتر از BTAB بوده‌است. بر این اساس در نقطهٔ بحرانی، نیروی کشش بین سطحی ناشی از HTAB از ۳۵ تا ۲ میلی‌نیوتن بر متر و BTAB از ۳۵ تا حدود ۸ میلی‌نیوتن بر متر کاهش یافته‌است.

۴-۶ تأثیر نمک بر عملکرد سورفکتانت در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب- نفت

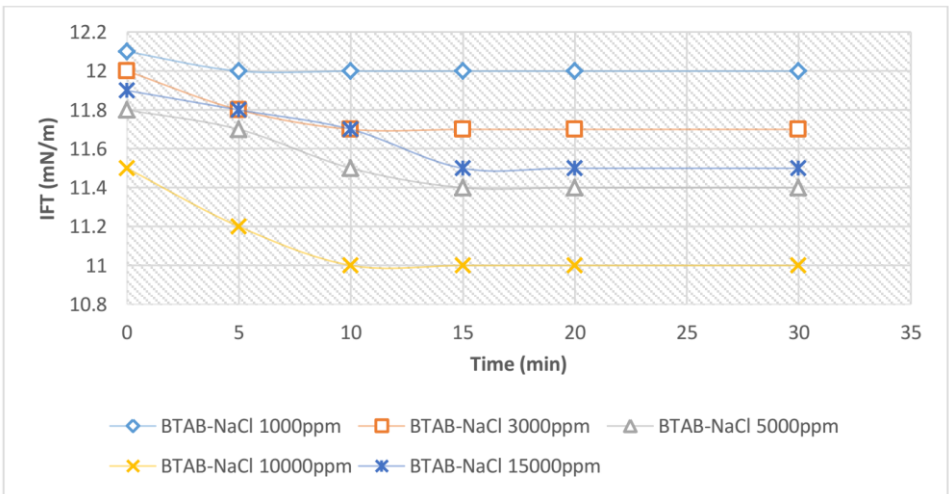
در ابتدا به بررسی تأثیر نمک سدیم کلراید برروی عملکرد سورفکتانت‌های HTAB و BTAB در ۵ غلظت ۱۰۰۰، ۳۰۰۰، ۵۰۰۰، ۱۰۰۰۰ و ppm۱۵۰۰۰ در بازهٔ زمانی ۰، ۵، ۱۰، ۱۵، ۲۰ و ۳۰ دقیقه پرداخته شده‌است. شکل (۱۰) تأثیر نمک سدیم کلراید را بر عملکرد سورفکتانت HTAB نشان می‌دهد.



شکل ۱۰. تأثیر نمک سدیم کلراید بر عملکرد سورفکتانت HTAB.

Figure 10. The effect of sodium chloride salt on the performance of HTAB surfactant.

باتوجه‌به شکل (۱۰) تأثیر ppm ۱۰۰۰ نمک سدیم کلراید برروی عملکرد سورفکتانت HTAB ناچیز بوده‌است. با افزایش غلظت نمک سدیم کلراید عملکرد سورفکتانت HTAB بهبود یافته‌است. با افزایش غلظت نمک سدیم کلراید، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت از ۶/۲ میلی نیوتن بر متر که مقدار آن در حالت بدون نمک بوده، کاهش‌یافته و در غلظت بهینهٔ نمک؛ یعنی مقدار ppm ۱۰۰۰۰ به کمترین مقدار یعنی ۵/۷ میلی‌نیوتن بر متر رسیده‌است. هم‌چنین به‌مرورزمان عملکرد سورفکتانت در حضور نمک، بهتر و سبب کاهش بیشتر آن شده‌است. عملکرد سورفکتانت HTAB درحضور ppm ۱۰۰۰۰ نمک سدیم کلراید باگذشت زمان به کمترین مقدار درمقایسه‌با دیگر غلظت‌ها رسیده‌است. زمان پایداری ناشی از سورفکتانت HTAB درحضور نمک سدیم کلراید تقریباً ۱۵ دقیقه بوده؛ چراکه پس از این زمان تغییر چشم‌گیری در مقدار نیروی کشش بین سطحی رخ نداده‌است. هم‌چنین برای بررسی تأثیر نمک سدیم کلراید برروی سورفکتانت BTAB به بررسی آن در ۵ غلظت مختلف از این نمک به‌همراه ppm ۶۰۰ سورفکتانت BTAB در ۶ بازهٔ زمانی بررسی شده‌است. شکل (۱۱) تأثیر نمک سدیم کلراید را بر عملکرد سورفکتانت BTAB نشان می‌دهد.



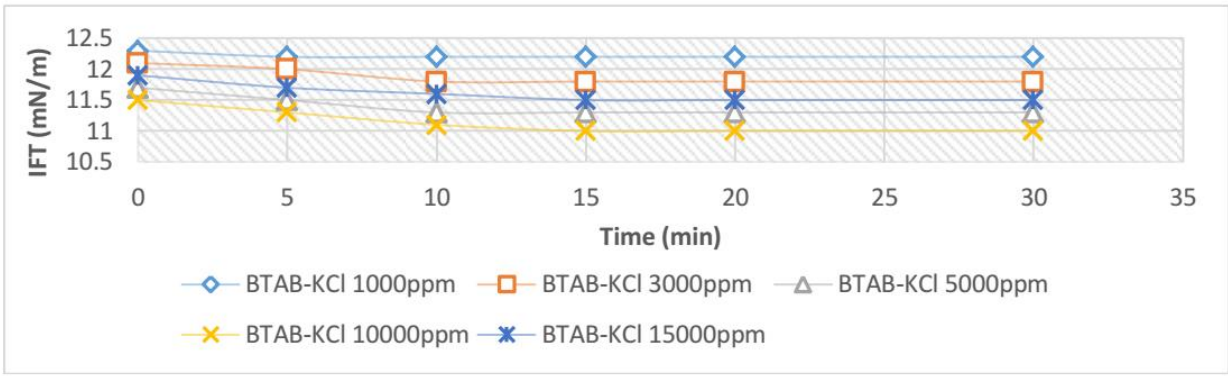
شکل ۱۱. تأثیر نمک سدیم کلراید بر عملکرد سورفکتانت BTAB.

Figure 11. The effect of sodium chloride salt on BTAB surfactant performance.

باتوجه‌به شکل (۱۱) تأثیر ppm ۱۰۰۰ نمک سدیم کلراید برروی عملکرد سورفکتانت BTAB ناچیز بوده‌است. با افزایش غلظت نمک سدیم کلراید، عملکرد سورفکتانت BTAB بهبود یافته‌است. با افزایش غلظت نمک سدیم کلراید، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت از ۱۲/۳ میلی‌نیوتن بر متر که مقدار آن در حالت بدون نمک بوده، کاهش‌یافته و در غلظت بهینهٔ نمک؛ یعنی مقدار ppm ۱۰۰۰۰ به کمترین مقدار یعنی ۱۱/۵ میلی‌نیوتن بر متر رسیده‌است. هم‌چنین به‌مرور زمان عملکرد سورفکتانت درحضور نمک بهتر و سبب کاهش بیشتر آن شده‌است. عملکرد سورفکتانت BTAB درحضور ppm ۱۰۰۰۰ نمک سدیم کلراید باگذشت زمان به کمترین مقدار درمقایسه‌با دیگر غلظت‌ها رسیده‌است. زمان پایداری ناشی از سورفکتانت BTAB درحضور نمک سدیم کلراید تقریباً ۱۵ دقیقه بوده؛ چرا که بعدازاین زمان تغییر چشم‌گیری در مقدار نیروی کشش بین سطحی رخ نداده‌است. در غلظت‌های کم‌نمک سدیم کلراید، قدرت آن در کاهش نیروی کشش بین سطحی کم بوده؛ اما با افزایش مقدار غلظت نمک کشش بین سطحی کاهش می‌یابد. وجود نمک پتاسیم کلراید نیز سبب بهبود عملکرد سورفکتانت کاتیونی HTAB شده، به‌طوری‌که با افزایش غلظت این نمک، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت به‌طور پیوسته کاهش یافته و بهینهٔ غلظت آن ppm ۱۰۰۰۰ بوده؛ چرا که در این غلظت به‌مرور زمان کمترین نیروی کشش بین سطحی رخ داده‌است. هم‌چنین برای بررسی تأثیر نمک پتاسیم کلراید برروی سورفکتانت BTAB به بررسی آن در ۵ غلظت مختلف از این نمک به‌همراه ppm ۶۰۰ سورفکتانت BTAB در ۶ بازهٔ زمانی بررسی شده‌است. شکل (۱۲) تأثیر دینامیکی نمک پتاسیم کلراید را بر سورفکتانت BTAB نشان می‌دهد.

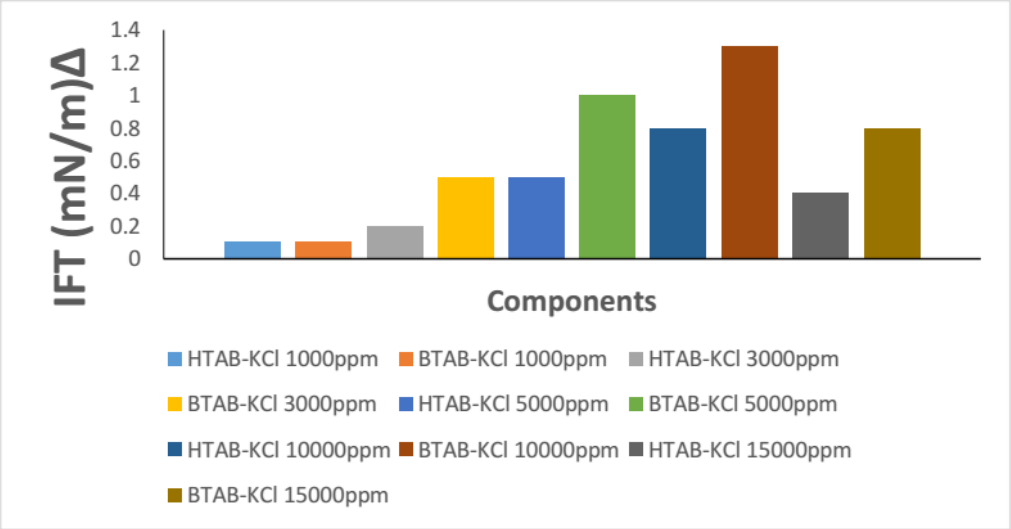
باتوجه‌به شکل (۱۲) سورفکتانت BTAB درحضور نمک پتاسیم کلراید، سبب کاهش بیشتر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده و با افزایش غلظت نمک پتاسیم کلراید مقدار این کمیت به‌طور پیوسته کاهش یافته و بهینهٔ غلظت آن که باگذشت زمان به حداقل مقدار درمقایسه‌با سایر غلظت‌ها رسیده، غلظت ppm ۱۰۰۰۰ است. شکل (۱۳) مقایسهٔ تأثیر نمک پتاسیم کلراید بر دو سورفکتانت را نشان می‌دهد.

باتوجه‌به شکل (۱۳) حضور نمک تک‌ظرفیتی پتاسیم کلراید در محلول حاوی سورفکتانت BTAB عملکرد بهتری در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت درمقایسه‌با محلول حاوی سورفکتانت HTAB داشته‌است. به‌طور کلی با افزایش غلظت نمک پتاسیم کلراید میزان نیروی کشش بین سطحی کم شده و بیشترین کاهش ناشی از هر دو سورفکتانت در غلظت ppm ۱۰۰۰۰ از نمک پتاسیم کلراید بوده‌است. برای درک بهتر از تأثیر نمک‌های دوظرفیتی برروی عملکرد سورفکتانت‌های کاتیونی، به بررسی تأثیر کلسیم کلراید و منیزیم کلراید برروی عملکرد سورفکتانتHTAB و BTAB پرداخته شده‌است. در ابتدا به بررسی تأثیر نمک کلسیم کلراید برروی سورفکتانت HTAB در ۵ غلظت مختلف از نمک و در ۶ بازهٔ زمانی برروی نیروی کشش بین سطحی آب و نفت و در غلظت ثابت از HTAB پرداخته شده‌است. شکل (۱۴) تأثیر دینامیکی نمک کلسیم کلراید را بر عملکرد سورفکتانت HTAB نشان می‌دهد.



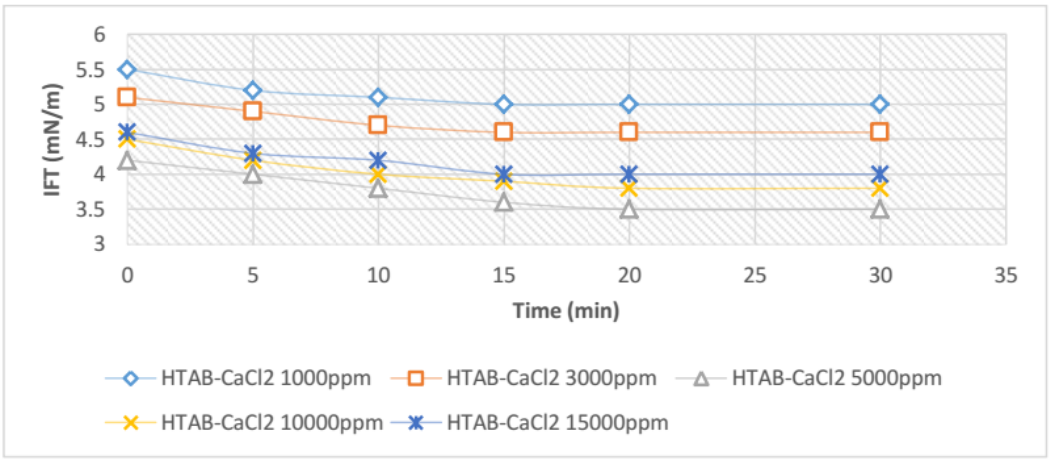
شکل ۱۲. تأثیر دینامیکی نمک پتاسیم کلراید بر سورفکتانت BTAB.

Figure 12. Dynamic effect of potassium chloride salt on BTAB surfactant.



شکل ۱۳. مقایسهٔ تأثیر نمک پتاسیم کلراید بر دو سورفکتانت.

Figure 13. Comparison of the effect of potassium chloride salt on two surfactants.



شکل ۱۴. تأثیر دینامیکی نمک کلسیم کلراید بر عملکرد سورفکتانت HTAB.

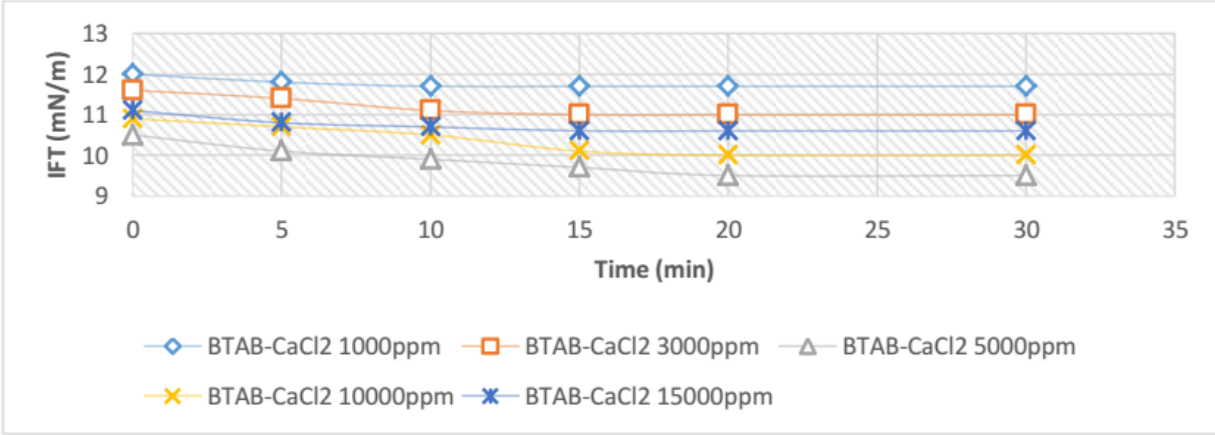
Figure 14. The dynamic effect of calcium chloride salt on the performance of HTAB surfactant.

چنان‌که از شکل (۱۴) پیداست، افزایش غلظت نمک کلسیم کلراید سبب بهبود عملکرد این نوع نمک برروی نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده‌است، به‌گونه‌ای‌که در غلظت ppm ۵۰۰۰ از کمترین مقدار نیروی کشش بین سطحی آب و نفت حاصل شده، هم‌چنین باگذشت زمان نیز این مقدار به‌طور پیوسته تا زمان ۲۰ دقیقه کم شده‌است. هم‌چنین برای بررسی تأثیر نمک کلسیم کلراید برروی سورفکتانت BTAB به بررسی آن در ۵ غلظت مختلف از این نمک به‌همراه ppm ۶۰۰ سورفکتانت BTAB در ۶ بازهٔ زمانی بررسی شده‌است. شکل (۱۵) تأثیر دینامیکی نمک کلسیم کلراید را بر عملکرد سورفکتانت BTAB نشان می‌دهد.

باتوجه‌به شکل (۱۵) تأثیر ppm ۱۰۰۰ نمک کلسیم کلراید برروی عملکرد سورفکتانت BTAB ناچیز بوده‌است. با افزایش غلظت نمک کلسیم کلراید عملکرد سورفکتانت BTAB بهبود یافته‌است. با افزایش غلظت نمک کلسیم کلراید، نیروی کشش بین سطحی آب و نفت از ۱۲/۳ میلی‌نیوتن بر متر که مقدار آن در حالت بدون نمک بوده، کاهش‌یافته و در غلظت بهینهٔ نمک؛ یعنی مقدار ppm ۵۰۰۰

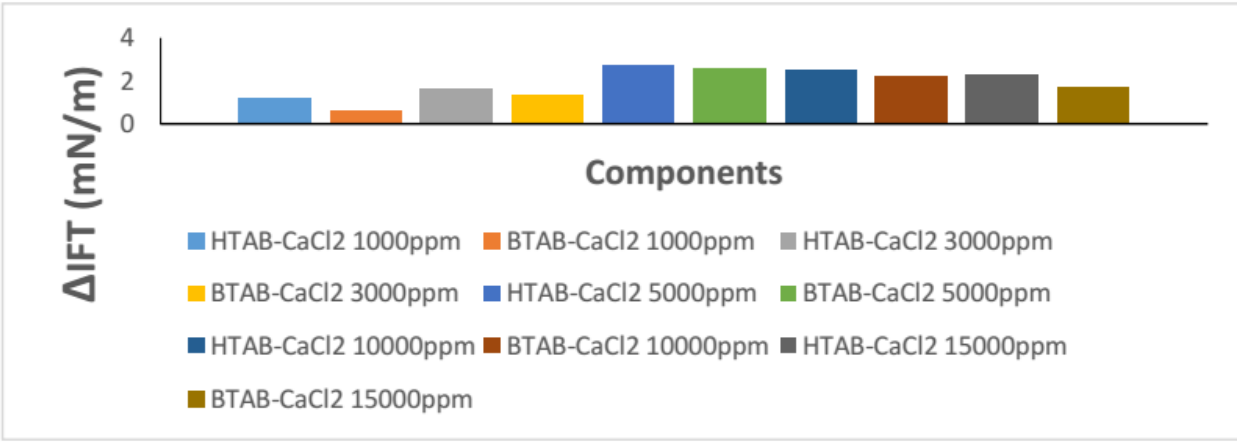
به کمترین مقدار یعنی ۱۰/۵ میلی‌نیوتن بر متر رسیده‌است. هم‌چنین به‌مرور زمان عملکرد سورفکتانت درحضور نمک بهتر شده و سبب کاهش بیشتر آن شده‌است. عملکرد سورفکتانت BTAB درحضور ppm ۵۰۰۰ نمک سدیم کلراید باگذشت زمان به کمترین مقدار در مقایسه با دیگر غلظت‌ها رسیده‌است. زمان پایداری ناشی از سورفکتانت BTAB درحضور نمک سدیم کلراید تقریباً ۱۵ دقیقه بوده‌است. شکل (۱۶) مقایسهٔ تأثیر نمک کلسیم کلراید را بر دو سورفکتانت نشان می‌دهد.

همان‌طورکه از شکل (۱۶) پیداست، کلسیم کلراید سبب کاهش نیروی کشش بین سطحی محلول حاوی سورفکتانت شده؛ به‌طوری که با افزایش غلظت نمک کلسیم کلراید این تغییر در نیروی کشش بین سطحی آب و نفت نیز بیشتر شده‌است. به‌طورکلی تأثیر نمک کلسیم کلراید برروی عملکرد سورفکتانت کاتیونی HTAB در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت درمقایسه‌با سورفکتانت BTAB بهتر بوده‌است. در ادامه برای بررسی تأثیر نمک‌های دوظرفیتی به بررسی تأثیر نمک منیزیم کلراید برروی سورفکتانت پرداخته شده‌است. به همین منظور، ابتدا تأثیر نمک منیزیم کلراید برروی سورفکتانت HTAB در ۵ غلظت مختلف نمک و در ۶ بازهٔ زمانی بررسی شد. شکل (۱۷) تأثیر نمک منیزیم کلراید را بر کارکرد سورفکتانت HTAB نشان می‌دهد.



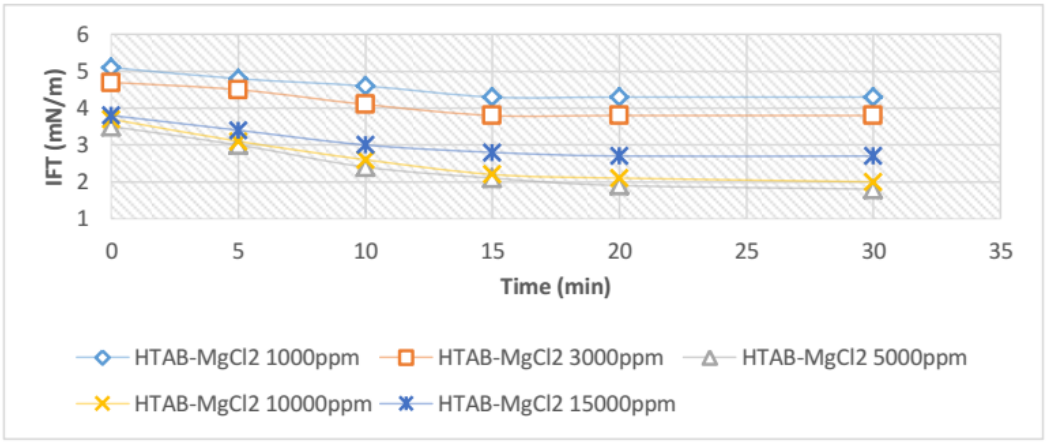
شکل ۱۵. تأثیر دینامیکی نمک کلسیم کلراید بر عملکرد سورفکتانت BTAB.

Figure 15. The dynamic effect of calcium chloride salt on BTAB surfactant performance.



شکل ۱۶. مقایسهٔ تأثیر نمک کلسیم کلراید بر دو سورفکتانت.

Figure 16. Comparison of the effect of calcium chloride salt on two surfactants.

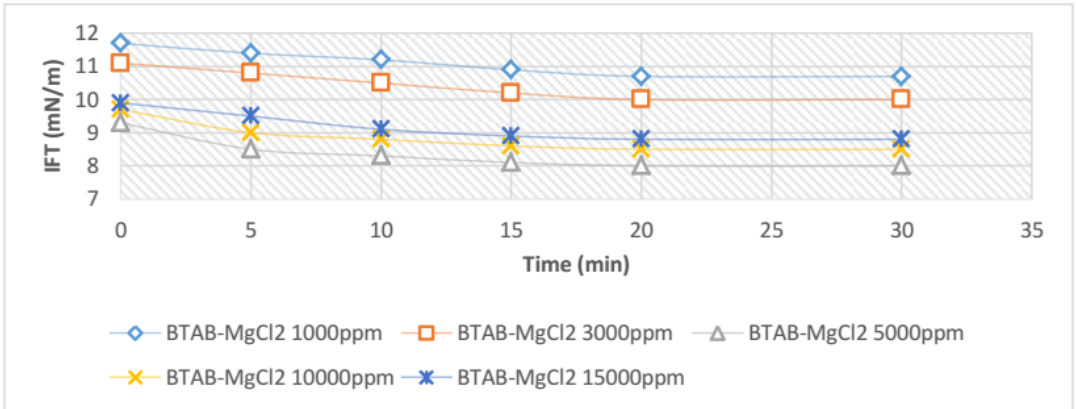


شکل ۱۷. تأثیر نمک منیزیم کلراید بر کارکرد سورفکتانت HTAB.

Figure 17. Effect of magnesium chloride salt on the performance of HTAB surfactant.

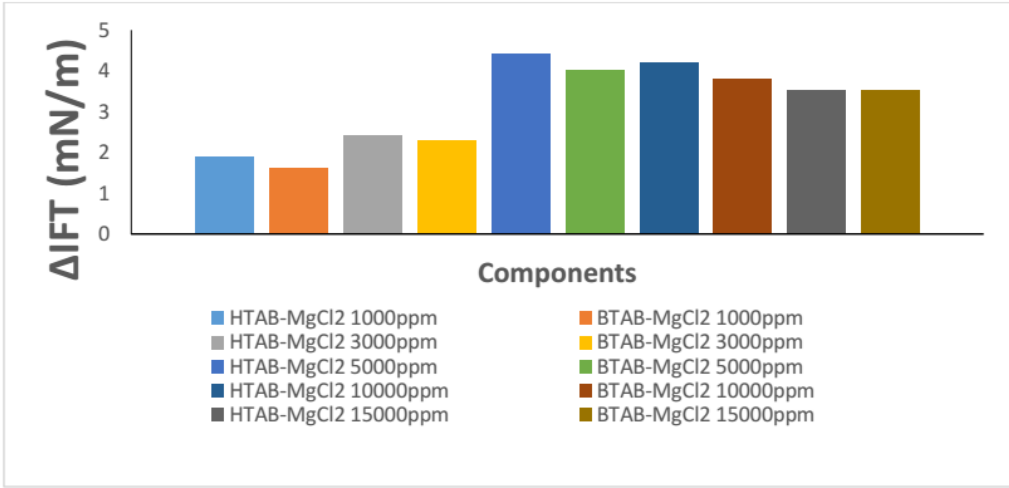
باتوجه‌به شکل (۱۷) وجود نمک منیزیم کلراید، عملکرد سورفکتانت HTAB را برروی کاهش نیروی کشش بین سطحی بسیار بهتر کرده‌است. با افزایش غلظت نمک منیزیم کلراید، نیروی کشش بین سطحی به‌طور پیوسته کم شده‌است، به‌گونه‌ای‌که در غلظت ۵۰۰۰ ppm مقدار نیروی کشش بین سطحی از میزان ۶/۳ به ۳/۵ میلی‌نیوتن بر متر تقلیل یافته و هم‌چنین گذر زمان نیز عملکرد آن را بسیار بهبود بخشیده‌است؛ به‌طوری‌که باگذشت زمان این مقدار به ۱/۸ میلی‌نیوتن بر متر کاهش یافته‌است؛ یعنی در حدود ۷۰ درصد کاهش در مقدار نیروی کشش بین سطحی آب و نفت حاصل شده‌است. به همین ترتیب، تأثیر نمک منیزیم کلراید بر عملکرد سورفکتانت BTAB در تعیین نیروی کشش بین سطحی آب و نفت در ۵ غلظت مختلف از نمک و در ۶ بازهٔ زمانی به‌صورت دینامیک، بررسی شد. شکل (۱۸) تأثیر نمک منیزیم کلراید را بر کارکرد سورفکتانت BTAB نشان می‌دهد.

در این بخش نیز حضور نمک منیزیم کلراید سبب کاهش بیشتر نیروی کشش بین سطحی ناشی از محلول آب و سورفکتانت BTAB در مقایسه باحالت بدون نمک شده‌است. همان‌طورکه از شکل (۱۸) مشخص است، افزایش غلظت نمک منیزیم کلراید به‌طور پیوسته سبب کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت شده؛ به‌طوری که در غلظت بهینهٔ آن یعنی غلظت ۵۰۰۰ ppm مقدار این نیرو از ۱۲/۳ به ۹/۳ کاهش یافته‌است و گذر زمان نیز سبب عملکرد بهتر آن شده‌است. شکل (۱۹) تأثیر نمک منیزیم کلراید را بر دو سورفکتانت نشان می‌دهد.



شکل ۱۸. تأثیر نمک منیزیم کلراید بر کارکرد سورفکتانت BTAB.

Figure 18. Effect of magnesium chloride salt on BTAB surfactant performance.

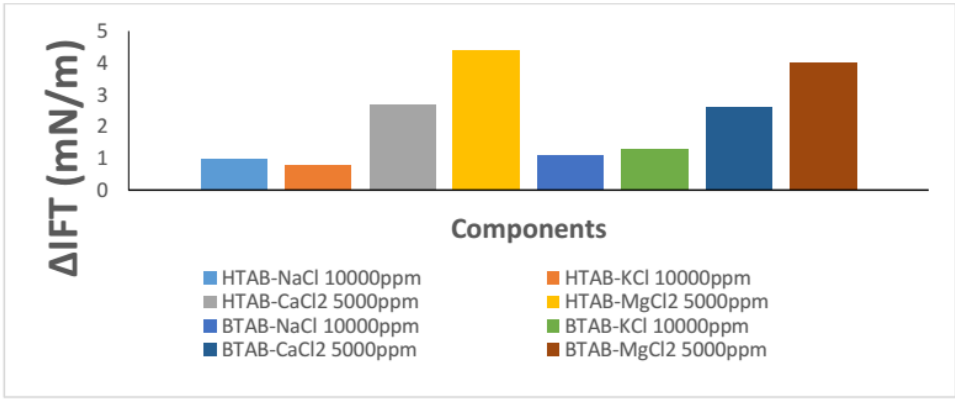


شکل ۱۹. تأثیر نمک منیزیم کلراید بر دو سورفکتانت.

Figure 19. Effect of magnesium chloride salt on two surfactants.

باتوجه‌به شکل (۲۰) مشخص است همان‌طورکه نمک منیزیم کلراید به‌تنهایی تأثیر بسیار زیادی در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت داشت، در این قسمت نیز سبب بهبود عملکرد سورفکتانت شده‌است. با افزایش غلظت نمک منیزیم کلراید، کاهش نیروی کشش بین سطحی محلول حاوی سورفکتانت بیشتر شده‌است. سورفکتانت HTAB درحضور نمک منیزیم کلراید عملکرد بهتری در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت درمقایسه‌با سورفکتانت BTAB داشته‌است.

اما از شکل (۲۰) که یک شمای کلی از تأثیر انواع نمک برروی سورفکتانت در تغییر نیروی کشش بین سطحی بر می‌آید، پیداست که نمک‌های دوظرفیتی یعنی منیزیم کلراید و کلسیم کلراید تأثیر بیشتری در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت درمقایسه‌با نمک‌های تک‌ظرفیتی سدیم کلراید و پتاسیم کلراید داشته‌است. هم‌چنین تأثیر نمک منیزیم کلراید درمقایسه‌با نمک کلسیم کلراید بسیار بهتر بوده‌است. علاوه‌بر این، عملکرد سورفکتانت HTAB درحضور نمک منیزیم کلراید در کاهش نیروی کشش بین سطحی درمقایسه‌با سورفکتانت BTAB نیز بهتر بوده و سبب بیشترین کاهش در میزان نیروی کشش بین سطحی شده‌است.



شکل ۲۰. تأثیر انواع نمک بر دو نمونهٔ سورفکتانت.

Figure 20. The effect of salt types on two surfactant samples.

۵. نتیجه‌گیری

هدف از این مطالعه، بررسی آزمایشگاهی تأثیر نمک‌های متفاوت بر بهبود عملکرد سورفکتانت کاتیونی ازمنظر نیروی کشش بین سطحی آب و نفت به‌صورت دینامیکی است. از همین روی، در بررسی تأثیر غلظت و نوع نمک‌ها برروی سورفکتانت از غلظت‌های کمتر از غلظت بحرانی آن‌ها استفاده شده‌است. براساس آزمایش‌ها و هم‌چنین مطالعات گذشته می‌توان نتیجه گرفت که حضور نمک در آب، سبب کاهش نیروی کشش بین سطحی می‌شود. نمک‌های دوظرفیتی منیزیم و کلسیم به‌علت چگالی بار الکتریکی بیشتر نسبت‌به کاتیون‌های تک‌ظرفیتی سدیم و پتاسیم تأثیر بیشتری بر کاهش کشش بین سطحی دارند. نمک منیزیم کلرید به‌علت دارابودن یون‌های فعال منیزیم با چگالی بار الکتریکی بالا نسبت‌به سه نمک دیگر، بیشترین تأثیر را بر کاهش کشش بین سطحی نفت و آب دارد. سورفکتانت HTAB نیز درمقایسه‌با BTAB به‌دلیل بلندتر بودن زنجیرهٔ هیدروکربنی سبب کاهش بیشتر نیروی کشش بین سطحی شده‌است. حضور یون منیزیم درمقایسه‌با سایر یون‌ها، تأثیر بیشتری بر عملکرد سورفکتانت‌ها در کاهش نیروی کشش بین سطحی داشته‌است. نیز گذشت زمان تأثیر مثبتی در روند کاهشی نیروی کشش بین سطحی ناشی از نمک‌ها، سورفکتانت‌ها و ترکیب آن‌ها داشته‌است.

مراجع

[1] Manrique, E., Gurfinkel, M., & Muci, V. (2004, September). Enhanced oil recovery field experiences in carbonate reservoirs in the United States. In *Proceedings of the 25th Annual Workshop & Symposium Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery, International Energy Agency*, Vol. 111, 667-686.

[2] Hosseini, N. (2018). Laboratory investigation of alternating non-mixed injection of hot water and hot carbon dioxide gas to increase oil recovery in a slotted model, *Journal of Iranian Chemical Engineering*, the period 8, Number 43.

[3] Tetteh, J., Janjang, N. M., & Barati, R. (2018, April). Wettability alteration and enhanced oil recovery using low salinity waterflooding in limestone rocks: A mechanistic study. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, SPE-192425, SPE.

[4] Alagic, E., Spildo, K., Skauge, A., & Solbakken, J. (2011). Effect of crude oil ageing on low salinity and low salinity surfactant flooding. *Journal of Petroleum science and Engineering*, *78*(2), 220-227.

[5] Ramlal, V. (2004, April). Enhanced oil recovery by steamflooding in a recent steamflood project, cruse 'E'field, Trinidad. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?*, SPE-89411, SPE.

[6] Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., & Alvarado, V. (2010, April). EOR: current status and opportunities. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?*, SPE-130113, SPE.

[7] Seethepalli, A., Adibhatla, B., & Mohanty, K. K. (2004, April). Wettability alteration during surfactant flooding of carbonate reservoirs. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?*, SPE-89423, SPE.

[8] Pitts, M. J., Dowling, P., Wyatt, K., Surkalo, H., & Adams, C. (2006, April). Alkaline-surfactant-polymer flood of the Tanner Field. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?*, SPE-100004, SPE.

[9] Mahendra, P., Gauma, M. S. (2004). Field Implementation of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding: A Maiden Effort in India. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*., 1–5.

[10] Rostami R., R. (2011). *'Water-Based EOR in Limestone by Smart Water'* , PhD Thesis, Faculty of Science and Technology Department of Petroleum Engineering University of Stavanger.

[11] Hematpur, H., Mahmood, S. M., Nasr, N. H., & Elraies, K. A. (2018). Foam flow in porous media: Concepts, models and challenges. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *53*, 163-180.

[12] Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, *3*(9), 1529-1575.