



Experimental Study on the Effect of Surfactant Type in the Presence of Different Oils on Foam Stability

Davood Dianati¹ and Siavash Riahi^{2*}

1. Department of Petroleum Engineering, Kish International Campus, University of Tehran, Kish Island, Iran

2. Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

riahi@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5673.3517

Received: May 06, 2025

Modify Date: October 19, 2025

Accepted: November 03, 2025

Introduction

One of the most widely used methods for oil production in enhanced oil recovery (EOR) is gas injection into the reservoir. The main advantage of gas injection over water injection is its high microscopic displacement efficiency (ED), which results in lower residual oil saturation in the reservoir. However, significant challenges exist in gas injection EOR, including unfavorable mobility ratio and the low viscosity of gas compared to oil. These issues lead to viscose fingering and reduced sweep efficiency. Moreover, all these factors contribute to the low macroscopic sweep efficiency of gas injection, leaving a portion of the oil trapped in the reservoir. Foam injection has therefore been proposed as a potential solution to this problem. Foam can improve gas mobility and significantly reduce gas permeability by increasing its viscosity [2-4].

Recent studies have extensively examined the impact of oil components on foam stability. However, the main challenge lies in identifying surfactants that exhibit greater stability in the presence of oil compounds. This characteristic enhances foam stability and improves its injection into oil reservoirs. The findings of this research can contribute to optimizing oil recovery processes and increasing their efficiency.

Materials and Methods

The anionic surfactant sodium dodecyl sulfate (SDS), with the molecular formula $\text{NaC}_{12}\text{H}_{25}\text{SO}_4$ and a purity

of over 99%, was purchased from Merck. Additionally, in this project, the cationic surfactant CTAB was used, with a purity of 98%. The fluids used in this research were toluene and n-heptane, obtained from Merck with a purity exceeding 99%. The water used in this project was high-quality deionized water with a conductivity of 0.1 $\mu\text{s}/\text{cm}$.

In this project, the static "Ross-Miles" method was used to evaluate foam stability under ambient temperature and pressure conditions. In the static method, both surfactants were used at three concentration levels: 0.5, 1, and 1.5 CMC. Furthermore, the fluids (toluene and n-heptane) were employed at two volumetric percentages: 1 and 4%. Six different oil mixtures, each tested at two volumetric percentages (1% and 4%), are presented in the following Table 1.

Table 1 Oil Samples Prepared for Experimental Testing.

Oil Type	n-Heptane (vol%)	Toluene (vol%)
Oil Type 1	-	100
Oil Type 2	20	80
Oil Type 3	30	70
Oil Type 4	40	60
Oil Type 5	50	50
Oil Type 6	100	-

Result and Discussion

In this research, various experiments were designed and conducted to measure and examine the effects of polar compounds on the stability of foam generated by two different types of anionic and cationic surfactants. The primary objective The primary objective was to identify the surfactant that exhibits superior performance in the presence of polar oil components.

Foam Stability of SDS and CTAB

In the first phase of foam stability experiments, pure solutions of both surfactants were utilized. Foam stability was then measured using the Ross-Miles method for both the cationic and anionic surfactants. Figures 1 and 2 present a summary of the experimental results and the foam half-life obtained for each test.

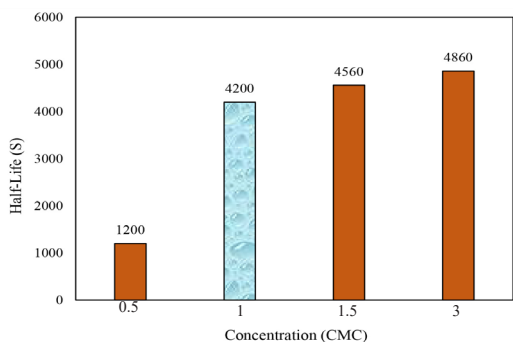


Fig. 1 Foam stability of SDS surfactant.

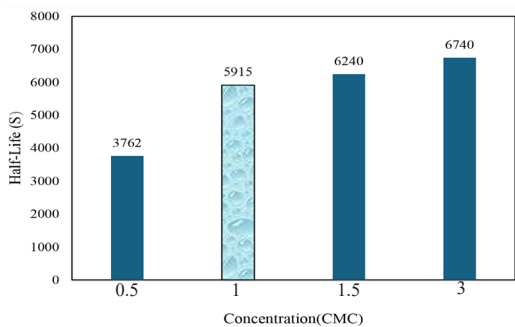


Fig. 2 Foam stability of CTAB surfactant.

The results presented in Figures 1 and 2 indicate that increasing the concentration of both surfactants up to the CMC point, significantly enhances foam stability. However, further increases in the surfactant concentration beyond the CMC does not lead to noticeable improvements in foam stability, which it remains relatively constant.

A possible explanation for this phenomenon is the chain-to-chain interaction between surfactant molecules, leading to the formation of a bilayer structure. Beyond the CMC, additional surfactant concentration no longer contributes to surface adsorption at the interface. Instead, surfactant molecules aggregate into micelles, where hydrophilic head groups associate through proximity and bonding, forming a secondary layer. Consequently, the hydrophobic tails remain in

the bulk solution rather than orienting at the interface, reducing their impact on foam stability [5-9].

SDS Stability in the Presence of Six Different Oil Types

The impact of six different oil compositions (as listed in Table 1) on foam stability was investigated using SDS at 1 CMC concentration. Moreover, two distinct oil volumetric percentages (1 and 4 vol%) were selected to evaluate the effect of the oil phase on foam durability.

According to the experimental results illustrated in Fig. 3, the presence of an oil phase significantly reduces foam stability. Moreover, the comparison between toluene and n-heptane reveals that n-heptane (Oil Type 6) has a considerably greater destructive effect on foam stability compared to toluene.

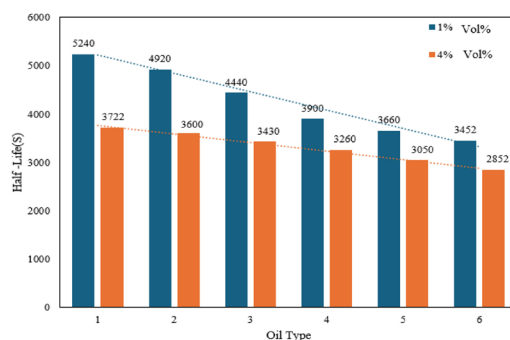


Fig. 3 The effect of SDS surfactant in the presence of 6 different types of oil.

This finding highlights that saturated alkane compounds contribute more to foam degradation than unsaturated aromatic hydrocarbons such as toluene. Additionally, given that toluene exhibits higher viscosity than n-heptane, foam destruction in the presence of a higher viscosity phase occurs at a slower rate, delaying the foam collapse process [10].

CTAB Stability in the Presence of Six Different Oil Types

Next, the foam stability of the cationic surfactant CTAB in the presence of six different oil types was examined. According to the Fig. 4, it is evident that concentration of polar oil components has a negative effect on foam stability, similar to its influence on anionic surfactants. Furthermore, as the oil polarity concentration increases from 1 to 4 vol%, its adverse impact on foam stability becomes more pronounced. According to Fig. 4, the foam stability of CTAB in the presence of Oil Type 1 and Oil Type 6 at a 1 vol% volumetric concentration is 3,793 seconds and 2,460 seconds, respectively. This indicates that n-heptane reduces foam stability significantly more than toluene, emphasizing the role of hydrocarbon composition in surfactant performance.

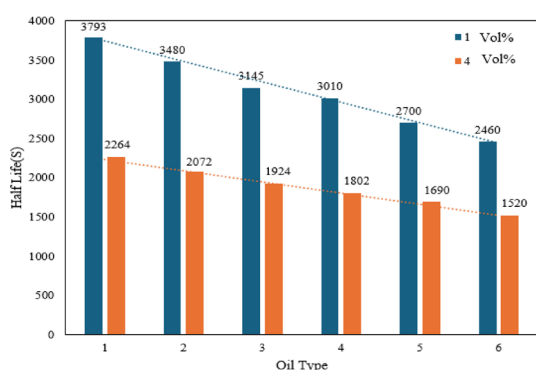


Fig. 4 The effect of CTAB surfactant in the presence of 6 different types of oil.

According to Figure 4, the foam stability of CTAB in the presence of Oil Type 1 and Oil Type 6 at a 1% volumetric concentration is 3,793 seconds and 2,460 seconds, respectively. This indicates that n-heptane reduces foam stability significantly more than toluene, emphasizing the role of hydrocarbon composition in surfactant performance.

Conclusions

- Foam stability improves with surfactant concentration up to the CMC point, beyond which stability remains constant.
- SDS produces smaller, more symmetrical foam bubbles, .foam bubbles, resulting in a lower foam decay rate and enhanced stability compared to CTAB.
- Anionic SDS foam is more stable than cationic CTAB foam due to stronger electrostatic repulsion.
- n-Heptane has a more destructive effect on foam stability than toluene for both surfactants.
- SDS experiences less foam degradation from oil components compared to CTAB, CTAB, indicating a greater resistance of SDS to oil-induced foam destabilization.

References

1. Li, S., Z. Li, and P. Wang (2016) Experimental study of the stabilization of CO₂ foam by sodium dodecyl sulfate and hydrophobic nanoparticles. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2016. 55(5): p. 1243-1253. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04443>.
2. Nguyen, P., H. Fadaei, and D. Sinton, Pore-scale assessment of nanoparticle-stabilized CO₂ foam for enhanced oil recovery. *Energy & Fuels*, 2014. 28(10): p. 6221-6227. <https://doi.org/10.1021/ef5011995>.
3. Rafati, R., Hamidi, H., & Idris, A. K., Application of sustainable foaming agents to control the mobility of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2012. 21(2): p. 155-163). <https://doi.org/10.2118/163287-MS>.
4. Sun, Q., Li, Z., Li, S., et al., Utilization of surfactant-stabilized foam for enhanced oil recovery by adding nanoparticles. *Energy & Fuels*, 2014. 28(4): p. 2384-2394. <https://doi.org/10.1021/ef402453b>.
5. T. Majeed, T.I. Sølling, M.S. Kamal, 'Foam stability: The interplay between salt-, surfactant- and critical micelle concentration', *J. Pet. Sci. Eng.* 187 (2020), 10687128. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106871>
6. O. Massarweh, A.S. Abushaikh, 'The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances', *Energy Rep.* 6 (2020) 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>.
7. K. Osei-Bonsu, N. Shokri, P. Grassia, 'Foam stability in the presence and absence of hydrocarbons: From bubble- to bulk-scale', *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* (2015). <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.06.023>.
8. S. Palizdan, H. Doryani, M. Riazi, 'Experimental study of in-situ W/O emulsification during the injection of MgSO₄ and Na₂CO₃ solutions in a glass micromodel', *Oil Gas. Sci. Technol.* (2020). <https://doi.org/10.2516/ogst/2020072>.
9. R. Rafati, Oludora ,O.Haddad, AS.Haamidi, H., 'Experimental investigation of emulsified oil dispersion on bulk foam stability', *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 554 (2018) 110–121. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.06.043>.
10. D.J. Luning Prak, ,Abriala, LM.Weber, WJ, 'Solubilization rates of n-alkanes in micellar solutions of nonionic surfactants', *Environ. Sci. Technol.* 34 (3) (2000) 476–482. <https://doi.org/10.1021/es9903431>.

مطالعه آزمایشگاهی تاثیر نوع سورفکتانت در حضور نفت‌های مختلف بر پایداری فوم

داود دیبانتی^۱ و سیاوش ریاحی^۲

۱- گروه مهندسی نفت، پردیس بین‌المللی کیش، دانشگاه تهران، کیش، ایران

۲- انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکده‌گان فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۲/۱۶ تاریخ تغییر: ۱۴۰۴/۰۷/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۸/۱۲

چکیده

در سال‌های اخیر افزایش تقاضای نفت باعث شده تا نیاز شدیدی به بهبود فن‌آوری‌های ازدیاد برداشت احساس شود. یکی از روش‌های متداول برای ازدیاد برداشت نفت، روش تزریق گاز است. در هنگام تزریق گاز به مخزن مشکلاتی نظیر بالاروی ثقلی به علت چگالی کم گاز نسبت به نفت باعث کاهش بازدهی این روش می‌شود. فوم می‌تواند با کاهش تراوی گاز، سبب بهبود تحرک‌پذیری و افزایش ازدیاد برداشت شود. فوم از مخلوط گاز و مایع ماده فعال سطحی تشکیل شده است. اما فوم پایدار شده به وسیله ماده فعال سطحی تحت تاثیر عوامل مختلفی از جمله دما، فشار، نوع سنگ مخزن، شوری و ترکیبات نفت می‌باشد. هدف این مطالعه بررسی مقاومت دو سورفکتانت آنیونی SDS و کاتیونی CTAB در حضور اجزای قطبی نفت می‌باشد. نتایج نشان می‌دهد که سورفکتانت آنیونی SDS از سورفکتانت کاتیونی CTAB در غیاب ترکیبات نفت، پایدارتر می‌باشد. همچنین با افزایش غلظت شش نوع نفت مختلف از ۱ به ۴٪ حجمی، پایداری حاصل از سورفکتانت آنیونی حدود ۲۱/۵٪ کاهش یافته است، در صورتی که پایداری فوم حاصل از سورفکتانت کاتیونی حدود ۳۸/۸٪ کاهش می‌یابد، که این نشان‌دهنده مقاومت بیشتر سورفکتانت آنیونی در حضور ترکیبات مختلف نفت می‌باشد.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت، پایداری فوم، سورفکتانت آنیونی SDS، سورفکتانت کاتیونی CTAB، ترکیبات نفت

مقدمه

جمله این مشکلات، میزان تحرک‌پذیری^۱ نامطلوب و ویسکوزیته کم گاز نسبت به نفت می‌باشد که منجر به پدیده انگشتی شدن گاز و کاهش راندمان می‌شود. یکی دیگر از مشکلات استفاده از تزریق گاز در ازدیاد برداشت چگالی پایین گاز نسبت به نفت می‌باشد که این تفاوت چگالی بین گاز و نفت باعث ایجاد جدایش ثقلی می‌شود.

یکی از پرکاربردترین روش‌های تولید نفت درازدیاد برداشت، تزریق گاز به مخزن است [۱]. مهم‌ترین مزیت تزریق گاز نسبت به آب، بالا بودن بازده میکروسکوپی (ED)^۱ و در نتیجه پایین تر بودن مقدار نفت باقی‌مانده در مخزن هست. مشکلات اساسی در ازدیاد برداشت به روش تزریق گاز وجود دارد از

1. Microscopic Displacement
2. Efficiency

ساختار دوگانه بوده و از یک سر آب‌دوست و یک دم آب‌گریز، تشکیل شده است. از آنجا که ساختار گاز و مایع با هم فرق دارد، این خاصیت آمفیفیلیک سورفکتانت باعث شده که بتواند به‌عنوان پلی‌رابط بین مایع و گاز عمل کند [۸]. ترکیبات نفت یکی از عوامل مهمی است که بر روی پایداری فوم تأثیر می‌گذارد. نفت خام شامل ترکیبات مختلفی است که از نظر قطبیت متفاوت هستند، از جمله هیدروکربن‌های اشباع‌شده (آلکان‌ها)، هیدروکربن‌های آروماتیک، رزین‌ها و آسفالتین‌ها را می‌توان اشاره نمود. این ترکیبات قطبی و غیرقطبی می‌توانند به‌طور قابل توجهی بر رفتار و پایداری فوم در مخازن نفتی تأثیر بگذارند. این ویژگی باعث می‌شود که وقتی فوم به مخزن تزریق می‌شود، ارتباط و تعامل بین فوم (که معمولاً شامل گاز و یک مایع مبتنی بر آب یا سورفکتانت است) و نفت غیرقطبی ممکن است به چالش کشیده شود. زیرا سورفکتانت‌های مورد استفاده در فوم معمولاً برای اتصال و تثبیت فوم به‌عنوان یک عامل پایدارکننده، نیاز به تعامل با سیالات قطبی دارند. بنابراین، در شرایطی که نفت غیرقطبی باشد، ممکن است فوم در برابر فرایند تزریق و نفوذ در مخزن کمتر پایدار باشد. پایداری فوم زمانی افزایش می‌یابد که از مواد فعال سطحی استفاده شود که ویژگی‌های خاصی دارند. این مواد می‌توانند کمک کنند تا پیوند بین فوم و نفت غیرقطبی تقویت شود، به‌طوری‌که فوم به‌طور مؤثرتری در مخزن نفوذ کرده و بتواند نفت بیشتری استخراج کند [۹-۱۱]. لی و همکاران به بررسی اثر نفت بر پایداری فوم پرداختند و نشان دادند که عواملی چون پخش‌شوندگی و پل‌سازی به‌خوبی تأثیر نفت را نشان نمی‌دهند. آن‌ها دریافتند که نرمال دودکان نسبت به تولوئن اثر تخریبی بیشتری بر پایداری فوم دارد و عوامل فوم‌زدایی، غلظت سورفکتانت و ضرایب دوم ویرال به‌هم مرتبط هستند [۱۲].

همه این عوامل باعث شده است که فرآیند ازدیاد برداشت به‌وسیله تزریق گاز سبب بازدهی جاروبی ماکروسکوپی کم باشد و مقداری از نفت داخل مخزن باقی بماند. یک روش محتمل برای حل کردن این مشکل فومی کردن گاز می‌باشد. فوم می‌تواند با افزایش ویسکوزیته گاز، سبب بهبود تحرک‌پذیری و کاهش قابل ملاحظه تروایی گاز شود. به عبارتی فوم از طریق روش‌های زیر سبب بهبود تولید مخزن می‌شود [۴-۲]:

- با افزایش گرانی سیال جابه‌جا کننده
- کاهش کشش سطحی از طریق سورفکتانت و در نهایت کاهش نیروی موینگی
- مسدود کردن نواحی با تروایی بالا و راندن سیالات به قسمت‌هایی که نفت آن قبلاً تولید نشده است. فوم از مخلوط گاز و مایع تشکیل شده است که در آن حباب‌های ناپیوسته گاز درون فاز پیوسته مایع پراکنده می‌باشند. فاز ناپیوسته گاز به‌وسیله فیلم‌های نازکی به نام لاملا از فاز مایع جدا می‌شود [۵]. هر چند استفاده از فوم از بازدهی بالایی برخوردار است اما طراحی آن بسیار پیچیده است؛ زیرا عملکرد فوم وابسته به عواملی است. یکی از این عوامل مهم پایداری فوم است. پایداری فوم بدین معنا است که فوم بتواند ساختار اولیه خود را حفظ کند [۶]. بررسی پایداری فوم به عوامل مختلفی بستگی دارد. این عوامل شامل نوع گاز تزریقی، دبی تزریق گاز، نوع و غلظت سورفکتانت، ترکیبات و نوع نفت، نوع پایدار کننده و غلظت آن، شوری نفت مخزن، جنس سنگ و... می‌باشد، لذا سعی این است که بهترین فوم انتخاب شود. برای بررسی پایداری فوم روش‌های مهمی مانند نیمه عمر وجود دارد که مقدار پایداری فوم را برابر با زمانی که ارتفاع فوم به نصف می‌رسد در نظر می‌گیرد [۷]. سورفکتانت‌ها به‌عنوان مواد فعال سطحی عموماً به منظور تقویت و بهبود پایداری فوم استفاده می‌شوند. سورفکتانت‌ها دارای ساختار آمفیفیلیک می‌باشند، به‌عبارتی سورفکتانت دارای

است که در حضور اجزای نفت، پایداری بیشتری داشته باشند. در این راستا، توسعه سورفکتانت‌های هوشمند با قابلیت تنظیم ساختار مولکولی پیشنهاد شده است تا بتوانند با ترکیبات قطبی و غیرقطبی نفت تعامل بهتری برقرار کنند. این ویژگی موجب افزایش پایداری فوم و بهبود تزریق آن به مخازن نفتی می‌شود. نتایج این پژوهش می‌تواند به بهینه‌سازی فرآیند بازیافت نفت و افزایش بهره‌وری آن کمک کند.

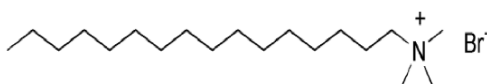
مواد و روش‌ها مواد آزمایشگاهی

ماده فعال سطحی آنیونی سدیم دودسیل سولفات (SDS) با فرمول مولکولی $\text{NaC}_{12}\text{H}_{25}\text{SO}_4$ با درصد خلوص بالای ۹۹٪ از شرکت مرک خریداری شده است. شکل ۱ ساختار ماده فعال سطحی SDS را نشان می‌دهد.



شکل ۱ فرمول ساختاری ماده فعال سطحی آنیونی SDS.
Fig. 1 Structural formula of the anionic surfactant SDS.

همچنین در این پروژه از سورفکتانت کاتیونی CTAB با درصد خلوص این ۹۸٪ استفاده شده است. فرمول مولکولی آن $\text{C}_{19}\text{H}_{42}\text{BrN}$ می‌باشد و ساختار مولکولی آن به صورت زیر است (شکل ۲):



شکل ۲ فرمول ساختاری ماده فعال سطحی کاتیونی CTAB.
Fig. 2 Structural formula of the cationic surfactant CTAB.

سیال‌های پایه مورد استفاده، تولوئن و نرمال هپتان خریداری شده از شرکت مرک با خلوص بالای ۹۹٪ می‌باشد. آب استفاده شده در این پروژه، آب بدون یون با کیفیت $0.1 \mu\text{s/cm}$ می‌باشد.

سیمجو و همکاران با بررسی آزمایشگاهی دریافتند که سورفکتانت AOS بالاترین پایداری فوم در حضور نفت را ایجاد می‌کند. باهرا و همکاران تأثیر غلظت سورفکتانت، نمک و نفت را مطالعه کردند و نتیجه گرفتند که نفت باعث کاهش پایداری فوم می‌شود [۱۳]. لی و همکاران اعلام کردند که نفت محلول در مایسل‌های سورفکتانت، ضخامت فیلم و پایداری فوم را کاهش می‌دهد [۱۴]. پیرویرد و همکاران تأثیر توزیع نفت در شبکه فوم بر خواص رئولوژیکی و پایداری فوم را بررسی کردند [۱۵]. همچنین، سونودا و همکاران مشاهده کردند که نفت می‌تواند بدون آسیب به ساختار وارد فوم شود [۱۶]. سان و همکاران نشان دادند که در شرایطی خاص، حضور نفت می‌تواند پایداری فوم را بهبود بخشد [۱۷]. اوسی-بونسو و همکاران تأکید کردند که برخی ترکیبات آلی قابلیت افزایش پایداری فوم را دارند [۱۸]. تانگ و همکاران اثر نفت بر جریان پایای فوم در محیط متخلخل را بررسی کرده و کاهش پایداری را گزارش دادند [۱۹]. واراده و گاش نشان دادند که حضور نفت نرمال هگزان باعث کاهش پایداری و قابلیت فوم‌زایی می‌شود [۲۰]. بهشتی و همکاران یافتند که حضور هپتان نسبت به تولوئن پایداری فوم حاصل از الفالفین سولفونات (AOS) را به نسبت بیشتری کاهش می‌دهد [۲۱]. ونگ و همکاران نشان دادند که افزایش تعداد کربن آلکان‌های زنجیره مستقیم موجود در سیستم فوم و نرخ زهکشی فیلم مایع و امکان رسیدن استوالد را کاهش داد. همچنین آن‌ها یافتند که افزودن پلیمر HPAM پایداری فوم را افزایش می‌دهد [۲۲]. نتایج بالاکیریسنان نشان می‌دهد که فوم کوکامیدوپروپیل بتائین (CABP) تحت تأثیر قطبیت نفت، با کاهش نیمه‌عمر ۸٪ در نفت هگزان در مقایسه با ۸۶٪ سدیم دودسیل سولفات (SDS) پایداری بهتری داشت [۲۳]. در پژوهش‌های اخیر، تأثیر ترکیبات نفت بر پایداری فوم به‌طور گسترده مورد بررسی قرار گرفته است. با این حال، چالش اصلی، یافتن سورفکتانت‌هایی

روند انجام آزمایش

در این پروژه از روش استاتیک «راس-میلز» برای پایداری فوم در دما و فشار محیط استفاده شد. در این روش حجم مشخصی از محلول فوم با باز شدن شیر بورت به داخل محفظه شیشه‌ای مانند مطابق شکل ۳ هدایت شد.



شکل ۳ شماتیک اندازه‌گیری پایداری فوم به روش راس-میلز.
Fig. 3 Schematic of foam stability measurement using the Ross-Miles method.

پس از ریخته‌شدن آخرین قطره محلول مولد فوم ارتفاع فوم در زمان‌های مختلف ثبت می‌شود. در روش استاتیک هر دو ماده فعال سطحی در چهار سطح CMC ۰/۵، ۱، ۱/۵ و ۳ و سیال‌های پایه مورد استفاده تولوئن و هپتان در دو درصد حجمی ۱ و ۴ استفاده شدند. شش ترکیب مختلف نفت که هر یک در دو درصد حجمی (۱ و ۴٪ حجمی) مورد استفاده قرار گرفتند به شرح جدول ۱ می‌باشند.

جدول ۱ نمونه‌های نفتی تهیه شده برای انجام آزمایش.
Table 1 Oil samples prepared for conducting the experiments.

N. Heptane (vol. %)	Toluene (vol. %)	Oil type
0	100	1 oil
20	80	2 oil
30	70	3 oil
40	60	4 oil
50	50	5 oil
100	0	6 oil

روش تهیه محلول

جهت ساخت محلول‌های با غلظت متفاوت هر دو ماده فعال سطحی (SDS و CTAB)، ابتدا ۵۰ g آب مقطر دیونیزه شده درون یک بشر قرار داده شد. سپس طبق آزمایش طراحی شده، مقدار مشخص از سورفکتانت وزن شده به آب مقطر افزوده گردید. برای همگن نمودن محلول مورد نظر، از همزن مغناطیسی به مدت زمان ۱۰ m و در دور متوسط (به جهت عدم تشکیل کف) استفاده شد. سپس طبق آزمایشات طراحی شده سیال پایه تولوئن و نرمال هپتان هر کدام به‌طور مجزا در غلظت یک و چهار سی سی به سیستم اضافه گردید و به‌محلول اجازه داده شد تا به مدت زمان حدود ۷ h با همزن مغناطیسی همگن شود. مطابق با روش استاتیک «راس-میلز» محلول تهیه شده با حداکثر سرعت از بورت خارج شده و وارد محفظه تشکیل فوم گردید و سپس ارتفاع فوم در زمان‌های مشخص اندازه‌گیری گردید.

نتایج و بحث

در این پژوهش، با هدف اندازه‌گیری و بررسی تأثیر ترکیبات قطبی بر روی پایداری فوم حاصل از دو نوع سورفکتانت آنیونی و کاتیونی مختلف، آزمایش‌های گوناگونی طراحی و انجام گرفت. در این مطالعه هدف انتخاب سورفکتانتی که عملکرد بهتری در حضور ترکیبات قطبی نفت دارد، می‌باشد. یکی از آزمایشات مهم، تعیین غلظت بحرانی مایسل است. محققان بسیاری به بررسی غلظت بحرانی مایسل ماده فعال سطحی SDS از طریق روش آزمایش رسنایی سنجی و آزمایش کشش سطحی پرداختند [۲۴-۲۵]. طبق نتایج آن‌ها مقدار CMC سورفکتانت‌های SDS و CTAB به ترتیب برابر ۰/۲۳ و ۰/۳۶ می‌باشد، که در این پروژه برای صرفه‌جویی اقتصادی از تکرار این آزمایش پرهیز گردید. پس از بررسی غلظت‌های بحرانی مایسل، نتایج مربوط به پایداری فوم در شرایط

با غلظت‌های متفاوت (CMC ۰/۵، ۱ و ۱/۵ و ۳) سورفکتانت تهیه گردید و پایداری فوم به‌روش راس-میلز برای هر دو سورفکتانت کاتیونی و آنیونی اندازه‌گیری شد. شکل‌های ۴ و ۵ خلاصه‌ای از نتایج حاصل از آزمایش‌های انجام شده و زمان نیمه عمر به‌دست آمده برای هر آزمایش را نشان می‌دهد. در شکل‌های ۴-a و ۵-a محور قائم ارتفاع بی بعد فوم را نشان می‌دهد. در این نمودار زمانی که ارتفاع فوم به ۰/۵ می‌رسد زمان پایداری فوم نامیده می‌شود. رابطه ۱ ارتفاع بی بعد فوم را نشان می‌دهد [۲۶].

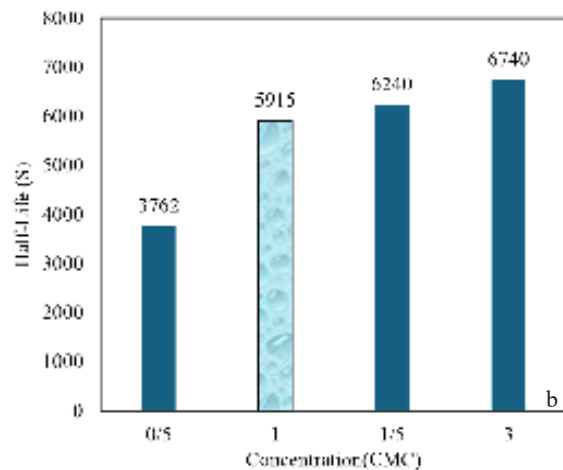
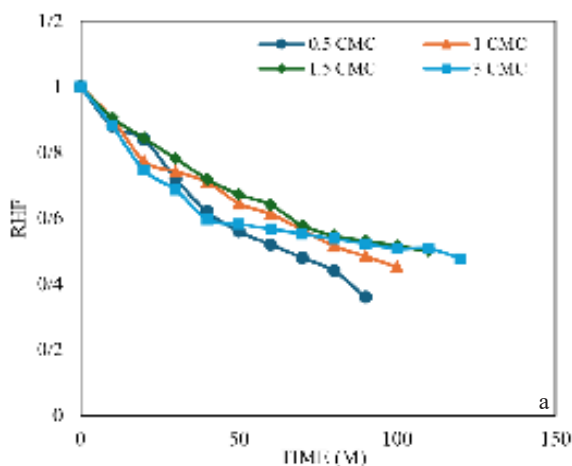
$$RHF = H_{foam} / H_0 \quad (1)$$

طبق رابطه ۱ H_{foam} ارتفاع فوم در هر لحظه و H_0 ارتفاع فوم در زمان اولیه می‌باشد.

استاتیک به‌روش راس-میلز مورد بررسی درخصوص انتخاب بهینه‌ترین سورفکتانت در حضور ترکیبات قطبی نفت، قرار گرفت. مقادیر pH در تمامی محلول‌ها در زمان انجام و پایان آزمایش با استفاده از کاغذ pH متر اندازه‌گیری شد که دامنه تغییرات بین ۵ تا ۶ گزارش شد.

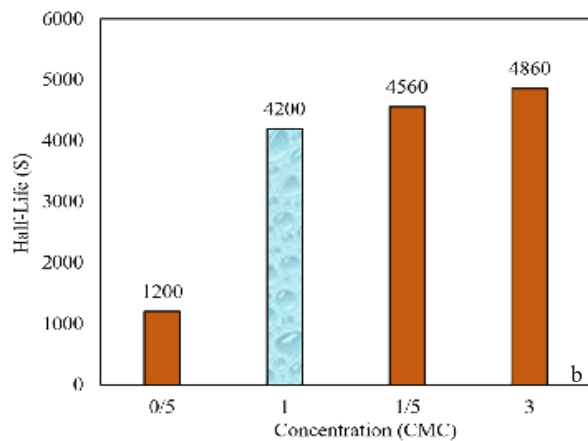
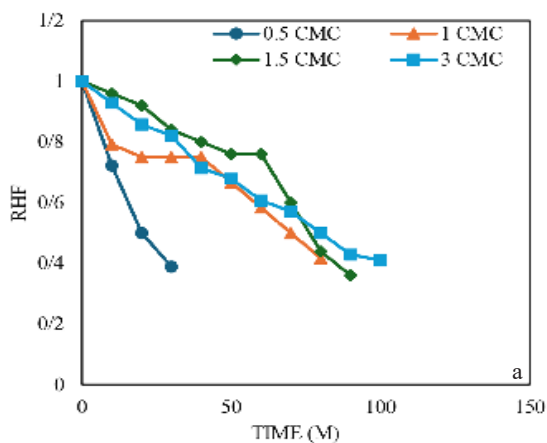
بررسی و مقایسه پایداری فوم حاصل از سورفکتانت‌های SDS و CTAB

در اولین قسمت از آزمایش‌های پایداری فوم، از محلول‌های خالص سورفکتانت آنیونی و کاتیونی استفاده شد. به‌منظور بررسی تاثیر یکی از پارامترهای مهم در فرایند تشکیل فوم که همان غلظت سورفکتانت است، محلول‌های آبی مختلفی



شکل ۴ بررسی پایداری فوم حاصل از غلظت‌های مختلف سورفکتانت SDS

Fig. 4 Evaluation of foam stability in different concentrations of the SDS surfactant.

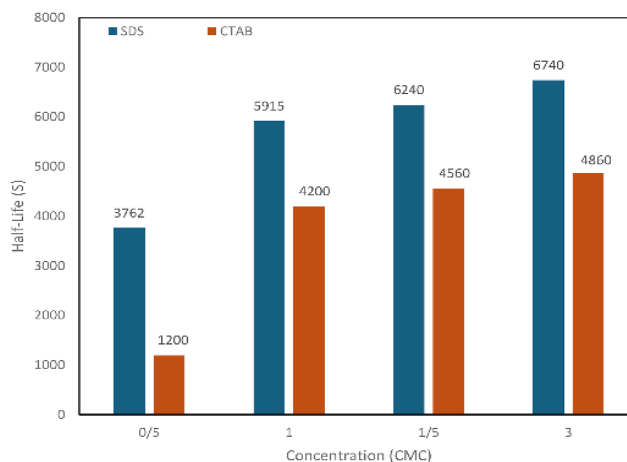


شکل ۵ بررسی پایداری فوم حاصل از غلظت‌های مختلف سورفکتانت CTAB

Fig. 5 Evaluation of foam stability in different concentrations of the CTAB surfactant.

SDS در غلظت CMC ۱، ۵۹۱۵ s است در حالی که پایداری سورفکتانت کاتیونی CTAB، ۴۲۰۰ s است. به عبارت دیگر در غلظت CMC ۱ از هر دو سورفکتانت پایداری سورفکتانت آنیونی حدود ۳۰٪ از سورفکتانت کاتیونی بیشتر می باشد. این اختلاف چشمگیر در پایداری را می توان عمدتاً ناشی از بار سطحی و برهم کنش های الکترواستاتیکی متفاوت این دو سورفکتانت نسبت داد. در مورد SDS، بار منفی بر روی گروه های سولفات، یک سد انرژی الکترواستاتیکی قوی در فصل مشترک گاز/مایع ایجاد می کند. این سد، نیروی دافعه قدرتمندی بین حباب های مجاور اعمال کرده و از نزدیک شدن، یکپارچه شدن^۱ و در نهایت تخریب آن ها جلوگیری می کند. علاوه بر این، این نیروهای دافعه ممکن است به فشردن شدن و تشکیل لایه های سطحی با استحکام بیشتر منجر شود. که ثبات ساختاری فوم را افزایش می دهد. سورفکتانت CTAB یک سورفکتانت کاتیونی با گروه سر آمونیوم است. اگرچه بارهای مثبت آن ها نیز یکدیگر را دفع می کنند، اما این دافعه اغلب به اندازه دافعه بین گروه های سولفات قوی نیست، که این دلیلی بر پایداری بودن سورفکتانت SDS نسبت به CTAB می باشد [۳۲].

نتایج شکل های ۴ و ۵ نشان دادند که با افزایش غلظت هر دو سورفکتانت تا غلظت بحرانی مایسل، پایداری فوم افزایش قابل ملاحظه ای پیدا می کند. اما با افزایش بیشتر غلظت سورفکتانت ها به مقادیر بالای غلظت بحرانی مایسل، پایداری فوم تغییر چندانی پیدا نمی کند و تقریباً ثابت باقی می ماند. از دلایل احتمالی برای توجیه این پدیده می توان به جذب زنجیر به زنجیر مولکول های سورفکتانت با یکدیگر و تشکیل لایه دوگانه دانست. در واقع بعد از غلظت بحرانی مایسل، با افزایش بیشتر غلظت سورفکتانت دیگر فرایند جذب سطحی در میان رویه صورت نمی گیرد و مولکول های سورفکتانت بعد از تجمع و تشکیل مایسل، از طریق نزدیکی و پیوند سرهای آب دوست خود به یکدیگر موجبات تشکیل لایه دومی را فراهم می آورند و به این ترتیب دم گروه های آب گریز در محلول قرار می گیرند که تمایل به قرار گرفتن در سطح میان رویه ندارند. پس تأثیر چندانی بر روی پایداری فوم نخواهند داشت [۳۱-۲۷]. شکل ۶ مقایسه پایداری هر دو سورفکتانت آنیونی و کاتیونی را نشان می دهد با مقایسه نمودار ۶ واضح است پایداری سورفکتانت SDS از سورفکتانت CTAB بیشتر است. پایداری فوم حاصل از سورفکتانت



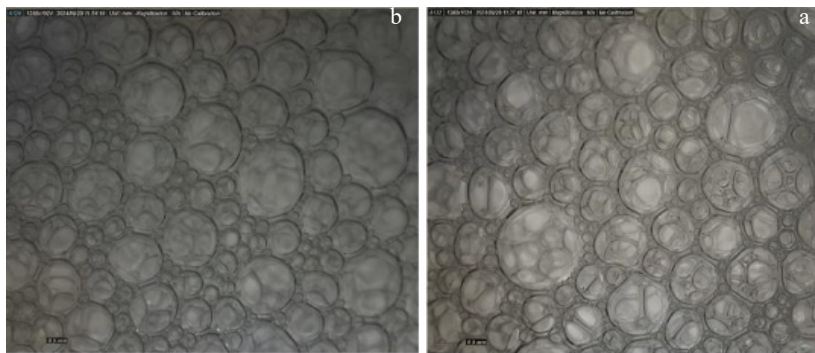
شکل ۶ مقایسه پایداری فوم حاصل از سورفکتانت های SDS و CTAB
Fig. 6 Comparison of foam stability between SDS and CTAB solutions.

فوم را به شکل قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌دهد. همچنین ترکیبات نفتی تولوئن و نرمال هپتان نشان می‌دهند که تأثیر مخرب نرمال هپتان (نفت نوع ششم) بسیار بیشتر از تولوئن (نفت نوع اول) است. غلظت بالاتر تولوئن در محلول‌های دوتایی هپتان و تولوئن باعث می‌شود که فاز اولئیک برای پایداری کف کمتر مضر باشد و این نشان می‌دهد که اجزای آروماتیک ممکن است در مقایسه با اجزای آلیفاتیک، اثرات منفی کمتری بر پایداری کف داشته باشند. علاوه بر این با مقایسه ویسکوزیته هر دو ترکیب نفتی به دست آمده در **جدول ۲**، می‌توان دریافت کرد که ویسکوزیته پایین‌تر فاز نفتی حاصل از هپتان (۰/۳۷ cp) در مقایسه با تولوئن (۰/۷ cp)، منجر به سرعت بیشتر فروپاشی فوم می‌شود. این مشاهده را می‌توان با این واقعیت توجیه کرد که حرکت فاز نفتی در میان لاملها، زمانی که ویسکوزیته آن کمتر است، سریع‌تر است که باعث افزایش سرعت تخلیه مایع در مرزهای فوم می‌شود. از طرف دیگر، حلالیت میسلی بالاتر هیدروکربن‌ها به فعالیت سطحی پایین‌تر سورفکتانت‌ها کمک می‌کند. لازم به ذکر است که مولکول‌های آلکان کوچک‌تر، حلالیت میسلی بالاتری دارند که این امر می‌تواند دلیل دیگری، علاوه بر ویسکوزیته پایین‌تر، برای پایداری کمتر محلول‌های فوم در حضور هیدروکربن‌های هپتان باشد **[۲۱ و ۳۴]**.

شکل ۷ ساختار حباب‌های فوم محلول CMC ۱ از سورفکتانت SDS (تصویر a) و CTAB (تصویر b) را نشان می‌دهد. با اندازه‌گیری میانگین حباب‌های فوم حاصل از هر دو سورفکتانت مشخص شد که اندازه حباب‌های حاصل از سورفکتانت SDS و CTAB به ترتیب حدود ۰/۲۸ mm و ۰/۴۴ است که کوچکتر بودن حباب‌های حاصل از سورفکتانت آنیونی نشان‌دهنده یکنواخت بودن و در نتیجه پایدار بودن این نوع سورفکتانت می‌باشد. از طرفی انحراف استاندارد حباب‌های فوم هر دو سورفکتانت اندازه‌گیری شد. طبق نتایج، انحراف استاندارد مربوط به سورفکتانت SDS و CTAB به ترتیب حدود ۰/۶۸ و ۱/۰۶ می‌باشد. این امر بدین معنا است که حباب‌های حاصل از سورفکتانت آنیونی متقارن‌تر هستند، در نتیجه پایداری فوم حاصل از این نوع سورفکتانت بیشتر از سورفکتانت کاتیونی است **[۲۴ و ۲۶]**.

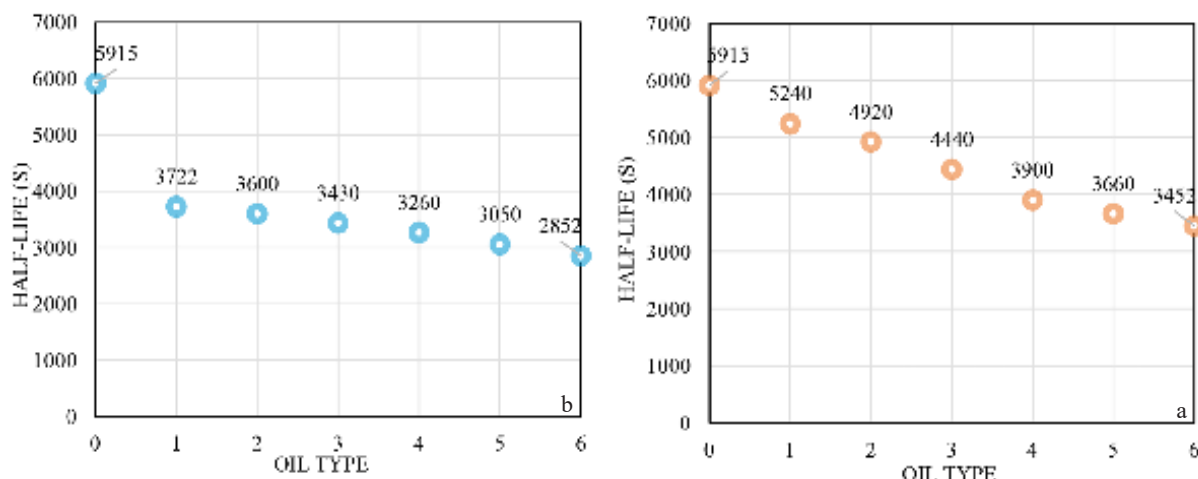
بررسی پایداری سورفکتانت آنیونی SDS در حضور شش نوع نفت مختلف

در ادامه تأثیر شش نوع نفت مختلف مطابق **جدول ۱**، در حضور CMC ۱ از غلظت سورفکتانت آنیونی SDS و همچنین دو غلظت متفاوت نفت (۱ و ۴٪ حجمی) مورد مطالعه قرار گرفت. **شکل ۸** زمان نیمه عمر برای محلول‌های با غلظت CMC ۱ سورفکتانت آنیونی در حضور نفت‌های مختلف با غلظت ۱ **شکل a** و ۴٪ حجمی **شکل b** را نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل مشخص است، حضور فاز نفتی، پایداری



شکل ۷ مقایسه قطر حباب‌های فوم هر دو سورفکتانت آنیونی شکل a و کاتیونی شکل b در زمان اولیه انجام آزمایش

Fig. 7 Comparison of the foam bubble diameters for both anionic surfactant Figure a and cationic surfactant Figure b at the initial time of the experiment.



شکل ۸ پایداری فوم حاصل از CMC ۱ سورفکتانت SDS در حضور ۱ شکل a و ۴٪ حجمی شکل b از نفت
 Fig. 8 Foam stability obtained from the CMC 1 of the SDS surfactant in the presence of 1 Figure a and 4 vol% Figure b of oil.

جدول ۲ گرانیوی ترکیبات نفت [۲۱].

Table 2 Viscosity of the oil components.

Oil type	Viscosity(cp)
Toluene	0.7
N. Heptane	0.37

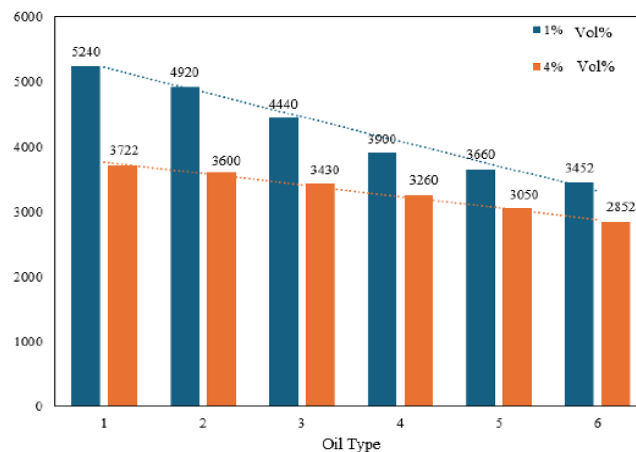
نفت به ۴٪ حجمی پایداری ماده مولد فوم به s ۳۷۲۲ کاهش می‌یابد. همچنین با نگاهی به نفت نوع ششم مشاهده می‌شود که پایداری فوم از s ۳۴۵۲ به ۲۸۵۲ کاهش می‌یابد. به عبارت دیگر با افزودن غلظت نفت از ۱ به ۴٪ حجمی پایداری فوم حاصل در نفت نوع اول و ششم به ترتیب حدود ۴۰ و ۲۱٪ کاهش می‌یابد.

بررسی پایداری سورفکتانت کاتیونی CTAB در حضور شش نوع نفت مختلف

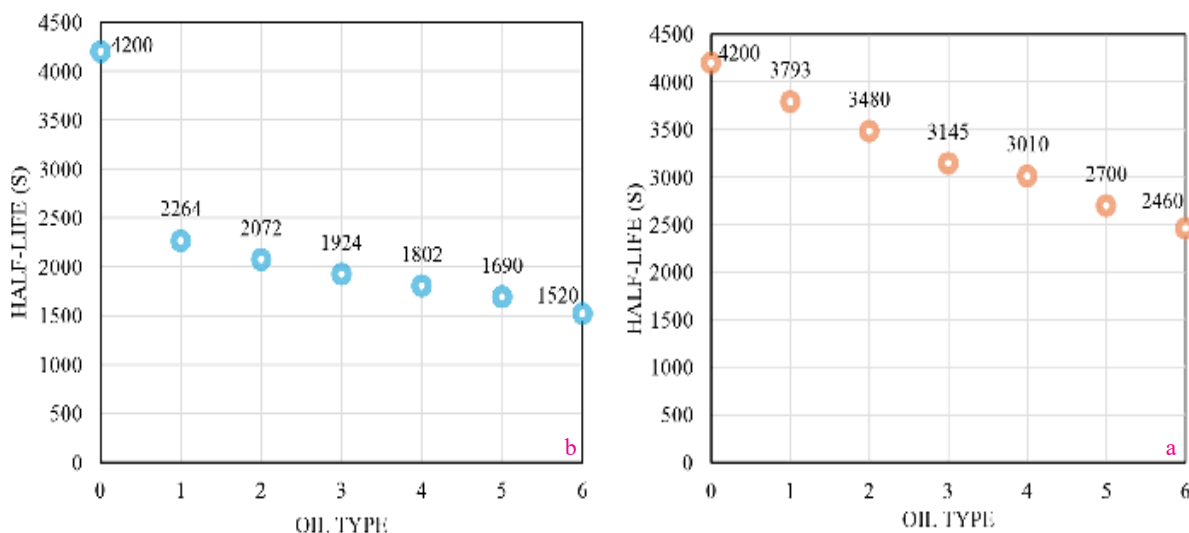
در ادامه پایداری فوم حاصل از سورفکتانت کاتیونی CTAB را در حضور شش نوع نفت (مطابق جدول ۱) بررسی خواهد شد. نمودار شکل ۱۰ بررسی سورفکتانت CTAB را در حضور شش نوع نفت در ۲ غلظت مختلف ۱٪ حجمی (نمودار سمت راست) و ۴٪ حجمی (نمودار سمت چپ) را نشان می‌دهد. طبق نمودار شکل ۹ واضح است که قطبیت نفت، همانند سورفکتانت آنیونی، تاثیر منفی بر پایداری فوم حاصل از سورفکتانت کاتیونی دارد.

همان‌طور که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، این نتایج با تحلیل‌های اولیه مطابقت دارد و از لحاظ نظری نیز همخوانی دارد. با مشاهده نتایج حاصل از تاثیر ۱ و ۴٪ حجمی از نفت‌های مختلف برای پایداری فوم حاصل از سورفکتانت SDS روندی کاملاً مشابه مشاهده می‌شود. هر چند که روند پایداری فوم‌های تولید شده در حضور نفت‌های مختلف کاملاً شبیه به هم بوده است، باید به این نکته دقت داشت که در حضور نفت با غلظت ۴٪ حجمی، میزان کاهش پایداری، بیشتر می‌باشد. در واقع، با افزایش غلظت نفت از ۱٪ به ۴٪، احتمال تشکیل پل نفتی بین حباب‌ها به‌طور تصاعدی افزایش می‌یابد. این پل‌ها با ایجاد تنش‌های مکانیکی استحکام لاملارا کاهش داده و شکست فوم را تسریع می‌کنند [۳۳].

شکل ۹ مقایسه پایداری فوم در حضور ۱ و ۴٪ حجمی از نفت‌های مختلف را نشان می‌دهد. طبق نمودار شکل ۹ واضح است که پایداری فوم حاصل از CMC ۱ سورفکتانت SDS در حضور ۱٪ حجمی از نفت نوع اول حدود ۵۲۴۰ s می‌باشد که با افزایش غلظت



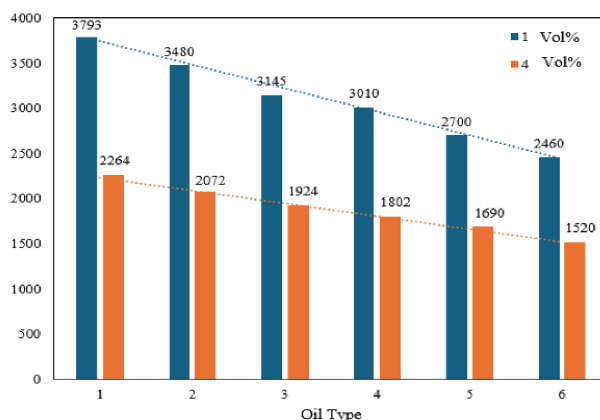
شکل ۹ مقایسه پایداری فوم حاصل از ۱ CMC از سورفکتانت SDS در حضور ۱ و ۴٪ حجمی از نفت‌های مختلف
Fig. 9 Comparison of the foam stability between 1 CMC of the SDS in the presence of 1 and 4 vol% of different oil samples.



شکل ۱۰ پایداری فوم حاصل از ۱ CMC از سورفکتانت CTAB در حضور ۱ نمودار a و ۴٪ نمودار b حجمی از نفت
Fig. 10 Foam stability of the 1 CMC of the CTAB in the presence of 1 a and 4 vol% b of oil.

درون فیلم مایع و در هم شکستن فوم دارد، پایداری فوم حاصل از نرمال هپتان، کمتر است. همچنین با افزودن ۴٪ حجمی از ترکیبات قطبی پایداری فوم حاصل از نفت نوع اول و ششم به ۲۲۶۵ s و ۱۵۲۰ s کاهش یافت. شکل ۱۱، مقایسه پایداری فوم حاصل از ۱ CMC از سورفکتانت CTAB را در حضور شش نوع نفت مختلف در دو غلظت متفاوت نشان می‌دهد. طبق نمودار شکل ۱۱ واضح است که افزایش غلظت قطبیت نفت، پایداری فوم حاصل از سورفکتانت CTAB را به میزان چشمگیری کاهش می‌دهد.

همچنین زمانی که غلظت قطبیت نفت از ۱ به ۴٪ افزایش می‌یابد، تاثیر منفی آن بر روی پایداری فوم بیشتر می‌باشد. با توجه به شکل ۱۰ واضح است که پایداری فوم حاصل از سورفکتانت CTAB در حضور نفت شماره نوع اول و ششم در غلظت ۱٪ حجمی به ترتیب ۳۷۹۳ s و ۲۴۶۰ s می‌باشند. این امر بدین معنا است که نرمال هپتان نسبت به تولوئن پایداری فوم را به میزان بیشتری، کاهش می‌دهد. در واقع، از آنجایی که تولوئن نسبت به نرمال هپتان ویسکوز تر است و از آنجایی که هر چه نفت ویسکوز تر باشد، تمایل کمتری به حرکت



شکل ۱۱ مقایسه پایداری فوم حاصل از CMC ۱ سورفکتانت CTAB در حضور ۱ و ۴٪ حجمی از نفت‌های مختلف.

Fig. 11 Comparison of the foam stability between 1 CMC of the CTAB in the presence of 1 and 4 vol% of different oil samples.

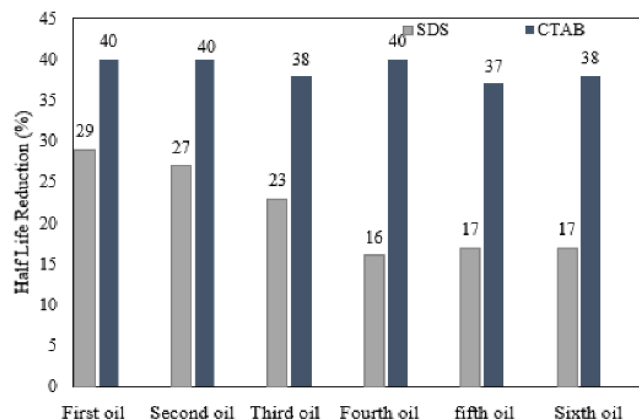
حضور فازهای نفتی قرار می‌گیرد. سرهای با بار مثبت CTAB با ابر الکترونی π تولوئن دارای جاذبه الکترواستاتیکی هستند. این جاذبه نه تنها موجب تجمع مولکول‌های تولوئن در ناحیه سر سورفکتانت می‌شود، بلکه مسیر را برای نفوذ این ترکیبات به ناحیه دم‌های هیدروکربنی هموار می‌کند [۳۳]. در نتیجه این همکاری مخرب بین جاذبه در ناحیه سر و نفوذ به ناحیه دم، یکپارچگی لایه CTAB به شدت تخریب شده و پایداری فوم کاهش چشمگیری می‌یابد. این یافته‌ها به‌وضوح نشان می‌دهد که در محیط‌های حاوی نفت، استفاده از سورفکتانت‌های آنیونی مانند SDS می‌تواند به حفظ پایداری فوم کمک شایانی کند، درحالی‌که سورفکتانت‌های کاتیونی مانند CTAB در حضور ترکیبات قطبی نفتی کارایی کمتری دارند. نمودار شکل ۱۲ مقدار کاهش پایداری فوم هر دو سورفکتانت کاتیونی و آنیونی را با تغییر حجم نفت از ۱ به ۴٪ نشان می‌دهد. با مقایسه نمودار شکل ۱۱ و جدول ۳ مشاهده می‌شود اگرچه حضور هپتان غیرقطبی به دلیل نفوذ سریع و صرفاً فیزیکی به دم‌های هیدروکربنی سورفکتانت، کاهش محسوس‌تری در پایداری فوم ایجاد می‌نماید، اما با افزایش غلظت هپتان به ۴٪ حجمی، کاهش پایداری نسبت به تولوئن به‌طور معناداری کم‌تر است.

برای مثال در نفت نوع اول پایداری فوم در حضور ۱٪ حجمی ۳۷۹۳ s و در حضور ۴٪ حجمی از همان نوع نفت پایداری به ۲۲۶۴ s (حدود ۴۰٪) کاهش یافته است. این امر در حضور تمامی نوع نفت‌ها صادق است. جدول ۳ خلاصه‌ای از پایداری فوم حاصل از هر دو سورفکتانت آنیونی و کاتیونی در حضور شش نوع نفت مختلف را نشان می‌دهد. براساس داده‌های جدول ۳، واضح است که تأثیر منفی قطبیت نفت بر پایداری فوم در حضور سورفکتانت کاتیونی CTAB به مراتب شدیدتر از سورفکتانت آنیونی SDS است. به‌طور مشخص، با افزایش قطبیت نفت به ۴٪ حجمی، پایداری فوم در سیستم حاوی CTAB به‌طور میانگین ۳۸/۸٪ کاهش می‌یابد، درحالی‌که این مقدار برای SDS تنها ۲۱/۵٪ است. این اختلاف معنادار را می‌توان به ساختار مولکولی و رفتار سطحی متفاوت این دو نوع سورفکتانت نسبت داد. در مورد سورفکتانت آنیونی SDS، سرهای با بار منفی و ابر الکترونی π تولوئن (با بار جزئی منفی) یکدیگر را دفع می‌کنند. این دافعه الکترواستاتیکی از ایجاد یک اتصال محکم جلوگیری کرده و به لایه SDS اجازه می‌دهد نسبتاً دست‌نخورده و پایدار باقی بماند [۸]. در مقابل، سورفکتانت کاتیونی CTAB به دلیل ماهیت شیمیایی خاص خود، بیشتر تحت تأثیر

Table 3. Summary of the foam stability with both anionic and cationic surfactants in the presence of six different oil samples.

جدول ۳ خلاصه پایداری فوم حاصل از هر دو سورفکتانت آنیونی و کاتیونی در حضور هر شش نوع نفت مختلف.

Reduction percent%	CTAB Stability (s)	Reduction percent (%)	SDS Stability (s)	Oil concentration (%vol)	Oil type	Row
40	3793	29	5240	1	First oil	1
	2264		3722	4		2
40	3480	27	4920	1	Second oil	3
	2072		3600	4		4
38	3145	23	4440	1	Third oil	5
	1924		3430	4		6
40	3010	16	3900	1	Fourth oil	7
	1806		3260	4		8
37	2700	17	3660	1	Fifth oil	9
	1690		3020	4		10
38	2460	17	3452	1	Sixth oil	11
	1520		2852	4		12

**Fig. 12** Investigation of the percentage decreases in foam stability for two different surfactants in the presence of six types of oil with different volume percentages.

با به هم ریختن یکپارچگی لایه سورفکتانت، منجر به درصد بالاتری از تخریب پایداری فوم می‌گردد. از طرفی هپتان که کاملاً غیرقطبی است، تنها از طریق نفوذ فیزیکی به درون دمه‌های هیدروکربنی لایه سورفکتانت عمل می‌کند. این نفوذ، لاملا را در همان غلظت اولیه تخریب می‌کند. بنابراین در غلظت‌های بالای هپتان پس از اینکه فضای بین دمه‌های سورفکتانت پر شد، نفوذ هپتان بیشتر تأثیر چندانی بر یکپارچگی کلی لایه نمی‌گذارد. در نتیجه، افزایش غلظت از ۱ به ۴٪، در حضور هپتان کمتر از تولوئن می‌باشد.

برای مثال با افزایش غلظت تولوئن از ۱ به ۴٪ حجمی پایداری سورفکتانت SDS و CTAB به ترتیب ۲۹ و ۴۰٪ کاهش می‌یابد، در حالی که این کاهش در حضور هپتان به ترتیب برابر ۱۷ و ۳۸٪ می‌باشد. این رفتار متضاد احتمالاً ناشی از مکانیزم دوگانه تخریب توسط تولوئن باشد که علاوه بر نفوذ فیزیکی به ناحیه دمه‌ها، به دلیل قطبیت جزئی و وجود سیستم π آروماتیک، قادر به ایجاد برهم‌کنش الکترواستاتیکی قوی با سرهای سورفکتانت، به ویژه نوع کاتیونی مانند CTAB، می‌باشد. این برهم‌کنش دوگانه در غلظت‌های بالا به صورت هم‌افزایی عمل نموده و

نتیجه گیری

این پژوهش به مقایسه عملکرد سورفکتانت‌های CTAB و SDS در حضور شش نوع نفت مختلف پرداخته شده است که نتایج ذیل حاصل شد: پایداری فوم حاصل از هر دو سورفکتانت در شرایط عدم حضور نفت:

نتایج نشان داد که در غیاب نفت، پایداری فوم هر دو سورفکتانت با افزایش غلظت تا رسیدن به غلظت بحرانی میسل بهبود یافت و پس از رسیدن به غلظت بحرانی مایسل، پایداری فوم تقریباً ثابت ماند. سورفکتانت آنیونی SDS نسبت به سورفکتانت کاتیونی CTAB از پایداری بالاتری برخوردار بود که ناشی از تشکیل حباب‌های ریزتر و متقارن‌تر، و همچنین ایجاد نیروی دافعه قدرتمندی بین حباب‌های مجاور بوده که از نزدیک شدن، یکپارچه شدن و در نهایت تخریب آن‌ها جلوگیری می‌کند.

پایداری فوم حاصل از هر دو سورفکتانت در شرایط حضور شش نوع نفت مختلف:

نتایج نشان داد سورفکتانت آنیونی SDS در مقایسه با CTAB پایداری بهتری در محیط‌های نفتی از خود نشان می‌دهد. این اختلاف قابل توجه ناشی از مکانیزم متفاوت برهم‌کنش این دو سورفکتانت با ترکیبات نفتی است. از طرفی بررسی شش نوع نفت مختلف نشان داد که ویسکوزیته پایین‌تر هپتان موجب تسریع در فروپاشی فوم می‌شود. همچنین مشخص شد که با افزایش غلظت نفت از ۱ به ۴٪، اثر تخریبی ترکیبات قطبی به‌طور تصاعدی افزایش می‌یابد. همچنین با افزایش غلظت نفت، اثر تخریبی تولوئن به‌طور معناداری بیشتر از هپتان است. این پدیده ناشی از مکانیزم دوگانه تخریب توسط تولوئن می‌باشد که هم از طریق نفوذ فیزیکی به دم‌های سورفکتانت و هم از طریق برهم‌کنش الکترواستاتیکی با سرهای سورفکتانت عمل می‌کند. و در آخر این مطالعه نشان داد که انتخاب سورفکتانت آنیونی SDS در محیط‌های حاوی نفت‌های با ترکیبات قطبی می‌تواند به پایداری بهتر فوم و افزایش بازدهی عملیات منجر شود.

مراجع

- [1]. Li, S., Li, Z., & Wang, P. (2016). Experimental study of the stabilization of CO₂ foam by sodium dodecyl sulfate and hydrophobic nanoparticles. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 55(5), 1243-1253. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04443>.
- [2]. Nguyen, P., H. Fadaei, and D. Sinton. (2014). Pore-scale assessment of nanoparticle-stabilized CO₂ foam for enhanced oil recovery. *Energy & Fuels*, 28(10), 6221-6227. <https://doi.org/10.1021/ef5011995>.
- [3]. Rafati, R., H. Hamidi, and A. K. Idris. (2012). Application of sustainable foaming agents to control the mobility of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Egyptian Journal of Petroleum*, 21(2), 155-163. <https://doi.org/10.2118/163287-MS>.
- [4]. Sun, Q., Z. Li, S. Li, et al. (2014). Utilization of surfactant-stabilized foam for enhanced oil recovery by adding nanoparticles. *Energy & Fuels*, 28(4), 2384-2394. <https://doi.org/10.1021/ef402453b>.
- [5]. Hussain, A., et al. (2017). Effect of oil on gravity segregation in SAG foam flooding. In *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700342>.
- [6]. Rossen, W. R. (1996). Foams in enhanced oil recovery. In *Foams: Theory, Measurements and Applications*, 57, 413-464.
- [7]. Valenzuela, G., et al. (2013). Foam sclerosants are more stable at lower temperatures. *European Journal of Vascular and Endovascular Surgery*, 46(5), 593-599. <https://doi.org/10.1016/j.ejvs.2013.08.012>.
- [8]. Rosen, M. J., & J. T. Kunjappu. (2012). *Surfactants and interfacial phenomena*. John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781118228920>
- [9]. Bello, A., A. Ivanova, D. Bakulin, et al. (2024). An experimental study of foam-oil interactions for nonionic-based binary surfactant systems under high salinity conditions. *Scientific Reports*, 14(1), 12208. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-62610-1>.
- [10]. Lu, T., Z. Li, & L. Du. (2024). Enhancing foam stability and addressing asphaltene deposition for improved oil recovery in CCUS applications using aerogel nanoparticles. *Chemical Engineering Journal*, 481, 148290. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.148290>.

- [11]. Youssif, M. I., A. E. Shoukry, K. V. Sharma, L. Goual, & M. Piri. (2024). The effects of brine salinity and surfactant concentration on foam performance in fractured media. *Energy & Fuels*, 38(20), 19494-19508. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c02706>.
- [12]. Lee, J., A. Nikolov, & D. Wasan. (2012). Stability of aqueous foams in the presence of oil: On the importance of dispersed vs solubilized oil. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52(1), 66-72. <https://doi.org/10.1021/ie301102m>.
- [13]. Simjoo, M., T. Rezaei, A. Andrianov, & P. L. J. Zitha. (2013). Foam stability in the presence of oil: Effect of surfactant concentration and oil type. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 438, 148-158. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2013.05.062>.
- [14]. Lee, J., A. Nikolov, & D. Wasan. (2014). Surfactant micelles containing solubilized oil decrease foam film thickness stability. *Journal of Colloid and Interface Science*, 415, 18-25. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2013.10.014>.
- [15]. Piroird, K., E. Lorenceau, & A. L. Bianco. (2014). Oil repartition in a foam film architecture. *Soft Matter*, 10(36), 7061-7067. <https://doi.org/10.1039/C4SM00538D>.
- [16]. Sonoda, J., T. Sakai, & Y. Inomata. (2014). Liquid oil that flows in spaces of aqueous foam without defoaming. *The Journal of Physical Chemistry B*, 118(18), 5114-5119. <https://doi.org/10.1021/jp501599v>.
- [17]. Sun, L., W. Pu, J. Xin, P. Wei, B. Wang, Y. Li, & C. Yuan. (2015). High temperature and oil tolerance of surfactant foam/polymer-surfactant foam. *RSC Advances*, 5(30), 23410-23418. <https://doi.org/10.1039/C4RA17216J>.
- [18]. Osei-Bonsu, K., N. Shokri, & P. Grassia. (2015). Foam stability in the presence and absence of hydrocarbons: From bubble-to bulk-scale. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 481, 514-526. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.06.023>.
- [19]. Tang, J., S. V. Bonnieu, & W. R. Rossen. (2017). The effect of oil on steady-state foam flow regimes in porous media. In *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700345>.
- [20]. Varade, S. R., & P. Ghosh. (2017). Foaming in aqueous solutions of zwitterionic surfactant: Effects of oil and salts. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 38, 1-15. <https://doi.org/10.1080/01932691.2017.1283509>.
- [21]. Beheshti, E., S. Riahi, & M. Riazi. (2022). Impacts of oil components on the stability of aqueous bulk CO₂ foams: An experimental study. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 648, 129328. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.129328>.
- [22]. Wang, Z., Y. Xu, N. Khan, C. Zhu, & Y. Gao. (2023). Effects of the surfactant, polymer, and crude oil properties on the formation and stabilization of oil-based foam liquid films: Insights from the microscale. *Journal of Molecular Liquids*, 373, 121194. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.121194>.
- [23]. Balakirisan, A., Jaafar, M. Z., Sidek, M. A., Yakasai, F., Nwaichi, P. I., Ridzuan, N., ... & Agi, A. (2024, August). Effect of Oil Polarity on Surfactant Foam Properties at Bulk and Macroscopic Scale. In *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition* (p. D021S012R005). SPE. <https://doi.org/10.2118/221592-MS>
- [24]. Babamahmoudi, S., & S. Riahi. (2018). Application of nanoparticle for enhancement of foam stability in the presence of crude oil: Experimental investigation. *Journal of Molecular Liquids*, 264, 499-509. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2018.04.093>.
- [25]. Naskar, B. (2025). Micellization and physicochemical properties of CTAB in aqueous solution: Interfacial properties, energetics, and aggregation number at 290 to 323 K. *Colloids and Interfaces*, 9(1), 4. <https://doi.org/10.3390/colloids9010004>.
- [26]. Parvaneh, R., S. Riahi, & M. N. Lotfollahi. (2022). Experimental evaluation of a polymer foam agent on foam stability: Concern to surfactant, nanoparticle, and salinity. *SPE Journal*, 27(3), 1462-1479. <https://doi.org/10.2118/209209-PA>.
- [27]. Majeed, T., T. I. Sølling, & M. S. Kamal. (2020). Foam stability: The interplay between salt, surfactant, and critical micelle concentration. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106871. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106871>.
- [28]. Massarweh, O., & A. S. Abushaikha. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 6, 3150-3178. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.009>.
- [29]. Parvaneh, R., R. Kianpour & S. Riahi. (2025). Experimental Investigation of New Eco-Friendly Nanosized Particles as Foam Stabilizers Under High Salinity Conditions. <https://doi.org/10.1016/j.surfin.2025.107913>.
- [30]. Palizdan, S., et al. (2020). Experimental study of in-situ W/O emulsification during the injection of MgSO₄ and Na₂CO₃ solutions in a glass micromodel. *Oil & Gas Science and Technology*, 75, 54. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020072>.
- [31]. Rafati, R., et al. (2018). Experimental investigation of emulsified oil dispersion on bulk foam stability. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 554, 110-121. <https://doi.org/10.1016/j>

colsurfa.2018.06.043.

[32]. Fainerman, V. B., R. Miller, E. V. Aksenenko, & A. V. Makievski. (2001). Equilibrium adsorption properties of single and mixed surfactant solutions. In *Studies in Interface Science* (Vol. 13, pp. 189-285). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S1383-7303\(01\)80064-8](https://doi.org/10.1016/S1383-7303(01)80064-8)

[33]. Schramm, L. L., & J. J. Novosad. (1990). Micro-visualization of foam interactions with a crude oil. *Colloids and Surfaces*, 46(1), 21-43. [https://doi.org/10.1016/0166-6622\(90\)80046-7](https://doi.org/10.1016/0166-6622(90)80046-7).

[34]. Bergeron, V. (1993). *Forces and Structure in Surfactant-Laden Thin-Films*. Ph. D. Thesis. (Note: DOIs are typically not assigned to PhD theses unless published by a specific publi