

# بررسی آزمایشگاهی عوامل موثر بر پایداری فوم سورفکتانتی در حضور حلال کمکی و تاثیر آن بر بازیافت نفت

مرتضی ایرانشاهی، سیاوش ریاحی\* و حامد فرهادی

دانشکده مهندسی شیمی، انستیتو مهندسی نفت، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۴/۷/۷ تاریخ پذیرش: ۹۵/۴/۲۸

## چکیده

تزریق فوم در فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت یکی از انواع روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی می‌باشد. در این روش علاوه بر مواد فعال سطحی، از برخی افزودنی شیمیایی در جهت پایین آوردن کشش بین‌سطحی آب و نفت استفاده می‌شود که منجر به محرک کردن نفت به‌جامانده حاصل از مراحل اولیه و ثانویه بازیافت نفت می‌شود. ایجاد فوم سبب دستیابی به نسبت تحرک پذیری کمتر از ۱ و در نتیجه بهبود ضریب جاروبی حجمی می‌شود. در تزریق فوم، یکی از پارامترهای مؤثر در افزایش بازیافت نفت پایداری فوم تولیدی می‌باشد. ایجاد پایدارترین فوم با استفاده از گزینش نوع و غلظت بهینه مواد شیمیایی یکی از اهداف پژوهش‌های حال حاضر بر روی این نوع ازدیاد برداشت است. در این مطالعه اثر غلظت نمک، غلظت سورفکتانت، نوع حلال کمکی و غلظت حلال‌های کمکی بر روی پایداری فوم بررسی شد. در حلال‌های کمکی متفاوت، بهینه‌ی پایداری بدست آمد و از آن در عملیات تزریق نفت برای بررسی تاثیر آن بر بازیافت نفت استفاده شد. از بوتریک‌اسید به‌عنوان یک حلال کمکی جایگزین در کنار ۱-بوتانول استفاده شده است. بالاترین پایداری در فوم‌هایی که از بوتریک‌اسید به‌عنوان حلال کمکی استفاده شد به دست آمد. حداکثر میزان بازیافت نفت در استفاده از حلال کمکی ۱-بوتانول حاصل شد که برابر با ۴۴٪ نفت درجای موجود در مغزه می‌باشد که با استفاده از روش سیلاب زنی با آب برداشت نشده بود و نشان از توانایی بالای این روش در ازدیاد برداشت نفت می‌باشد.

کلمات کلیدی: فوم، پایداری فوم، سورفکتانت، حلال کمکی، ازدیاد برداشت نفت

## مقدمه

عملیات موفقیت آمیز میدانی تزریق فوم در منابع مختلف گزارش شده است [۱۱-۱۴]. فوم باعث بهبود بازدهی جاروبی حجمی تزریق گاز، از طریق کاهش تحرک پذیری در گاز می شود؛ که این کاهش تحرک پذیری به خاطر محصور کردن و یا از حرکت انداختن گاز بدون از دست دادن کارایی آن است. تثبیت فرآیند جا به جایی با افزایش گرانشی گاز و کم رنگ کردن اثر نیروهای موئینگی به علت حضور سورفکتانت، به خصوص در فوم های با حضور آلکالین در کنار سورفکتانت، دو مکانیسم اصلی است که می تواند باز یافت نفت را تحت تأثیر قرار دهد [۳].

فوم پراکندگی نسبتاً همگن فاز گاز در فاز مایع تعریف می شود؛ که در آن حباب های گاز توسط لایه نازک مایع به نام لملا<sup>۱</sup> جدا می شود [۱۵ و ۱۶]. با توجه به ساختار خاص آن، گرانشی فوم بسیار بالاتر از گرانشی گاز است؛ بنابراین، فوم قادر است نسبت تحرک پذیری بین فاز جابه جا کننده و جابجاشونده را بهبود ببخشد [۱۷ و ۱۸]. سطوح مشترک بسیار زیاد گاز/مایع و یا لملا است که از لحاظ ترمودینامیکی ناپایدار هستند؛ باعث جدایش فوم به فاز گاز و مایع جداگانه می شود [۶]. به علت ریزش مایع از لملاها و محل تقاطع لملا فوم متلاشی می شود [۱۹ و ۲۰]. برای ایجاد پایداری در فوم می توان از سورفکتانت و یا با اثری کمتر از پلیمر و نانو ذرات استفاده کرد [۲۱ و ۲۲]. تمرکز این مطالعه بر تثبیت فوم با استفاده از سورفکتانت است. پایداری فوم نقش بسیار مهمی در راندمان جابه جایی نفت خام

امروزه تزریق گاز به خاطر هزینه مناسب آن به ازای هر بشکه تولیدی، به عنوان یکی از رایج ترین روش های ازدیاد برداشت استفاده می شود. تزریق غیر امتزاجی<sup>۱</sup> و امتزاجی<sup>۲</sup> گاز که به ترتیب راه های بالقوه و اثبات شده برای ازدیاد برداشت هستند. برای مثال تزریق امتزاجی با مکانیسم کاهش گرانشی نفت و کاهش فشار موئینه<sup>۳</sup> باعث کاهش اشباع نفت باقی مانده<sup>۴</sup> می شوند، اما یکی از اشکالات اصلی فرآیندهای تزریق غیر امتزاجی گاز رورانندگی گاز<sup>۵</sup> و انگشتی شدن<sup>۶</sup> و کانالی شدن<sup>۷</sup> در لایه هایی با نفوذ پذیری بالا در مخزن است [۳-۱]. این پدیده ها به علت اختلاف بسیار زیاد بین چگالی گاز و نفت و تحرک پذیری بالای گاز در مقایسه با نفت می باشد که بازدهی جاروبی<sup>۸</sup> تزریق گاز را پایین می آورد. برای بهبود بازدهی جاروبی در عملیات تزریق گاز، می توان از تزریق متناوب گاز و آب (WAG)<sup>۹</sup> به منظور ایجاد نسبت تحرک پذیری<sup>۱۰</sup> مناسب استفاده کرد [۴ و ۵]. در این روش یک جبهه آبی مانند بلوک از پخش شدن دی اکسید کربن در مخزن جلوگیری می کند اما مقادیر زیاد آب استفاده شده مانع از تماس کامل نفت و دی اکسید کربن می شود. همچنین به دلیل امتزاج پذیری بالای دی اکسید کربن در آب، حجم زیادی از دی اکسید کربن هدر می رود.

تزریق فوم<sup>۱۱</sup> فرآیند ازدیاد برداشتی است که جایگزین WAG می باشد. دارا بودن بیش از ۷۰٪ گاز، مزیت خاص فوم نسبت به استفاده از تزریق تناوبی آب و گاز برای کنترل تحرک پذیری است. به این معنا که میزان دی اکسید کربن استفاده شده کاهش می یابد و پروژه از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه خواهد بود و بازدهی تزریق دی اکسید کربن با بالا رفتن سطح تماس CO<sub>2</sub> و نفت افزایش می یابد. تاریخچه استفاده از فوم در صنعت نفت برای بهبود بازدهی جاروبی در فرآیند سیلاب زنی گاز به ۵۰ سال پیش بر می گردد [۶-۱۰]. چند

1. Immiscible
2. Miscible
3. Capillary Pressure
4. Residual Oil Saturation
5. Gas Override
6. Fingering
7. Channeling
8. Sweep Efficiency
9. Water Alternative Gas Injection (WAG)
10. Mobility
11. Foam
12. Lamella

بسیار پایین<sup>۶</sup>، بدون ایجاد فاز بلوره‌ای مایع و فاز ژل‌مانند استفاده کرد [۳۶ و ۳۷].

به‌طور خلاصه در این مطالعه به بررسی اثر غلظت سورفکتانت، غلظت نمک، نوع و غلظت حلال کمکی بر پایداری استاتیک فوم پرداخته‌شده است. و درنهایت با بررسی تغییر در نوع حلال کمکی اثر نوع حلال کمکی بر میزان بازیافت نفت بررسی شده است.

### فعالیت‌های آزمایشگاهی

#### مواد

نفت مورد استفاده در آزمایش‌ها نفت یکی از مخازن ایران می‌باشد که مشخصات آن در جدول ۱ آمده است. سورفکتانت استفاده‌شده سدیم دودسیل سولفات با عنوان اختصاری SDS محصول شرکت مرک آلمان می‌باشد، که یک سورفکتانت آنیونی است. حلال‌های کمکی استفاده‌شده ۱- بوتانول و بوتریک اسید با خلوص ۹۹/۹ محصول شرکت مرک آلمان مورد استفاده قرار گرفت. از سدیم کلرید تولید کارخانه شیمیایی و دارویی باران ایران با خلوص ۹۹/۹ به‌عنوان نمک استفاده شد. به علت پایداری بیشتر فوم‌های حاصل از گاز  $N_2$  از این گاز برای تزریق استفاده شد.

جدول ۱ مشخصات نفت مورد استفاده در آزمایش

مقدار	پارامتر
۴۱/۰۶	درجه (API)
۳/۳۱	ویسکوزیته در شرایط استاندارد* (cp)
۰/۸۲	دانسیته در شرایط استاندارد* (g/cc)

\* شرایط استاندارد، دمای محیط و فشار اتمسفری می‌باشد.

در محیط متخلخل دارد. به‌عبارت دیگر، برای رسیدن به کنترل تحرک‌پذیری مؤثر، پایدار ماندن فوم در شرایط مخزن بسیار مهم است. پایداری فوم در حضور نفت به‌طور گسترده در منابع مورد بررسی قرار گرفته است [۲۳-۲۶]. برخی نشان دادند که ترکیب فاز نفت، اثر زیادی بر پایداری فوم دارد؛ به‌طوری‌که وجود اجزا سبک باعث کاهش پایداری فوم است [۲۷ و ۲۸]. علاوه بر اثر فاز نفت، در پایداری فوم، برای پیش‌بینی رفتار سیستم‌های سیلاب زنی با فوم در شرایط مخزن، آزمایش‌ها می‌بایست در طیف گسترده‌ای از پارامترهای مخزن مانند شوری، نوع گاز، نوع سورفکتانت، حضور آلكالین و حلال کمکی<sup>۱</sup> انجام شود. محققان بسیاری [۲۹-۳۲] تلاش کرده‌اند مطالعات جامعی بر روی اثر نوع گاز تزریقی، شوری، نوع سورفکتانت و حضور آلكالین بر پایداری فوم انجام دهند. شوری به صورت کلی اثری مخرب بر پایداری فوم دارد [۲۹-۳۲].

حلال‌های کمکی مولکول زنجیره کربنی کوچک می‌باشند که در سطح مشترک آب-نفت قطرات میکروامولسیون<sup>۲</sup>، بین سرهای جهت‌دار آب‌گریز سورفکتانت عمل می‌کنند، و باعث افزایش آنروپی سیستم و در نتیجه کاهش گرانیوی میکروامولسیون و جلوگیری از تشکیل ژل<sup>۳</sup> می‌شوند [۳۳-۳۵]. در استفاده از سورفکتانت‌هایی با کارایی بالا برای جلوگیری از تشکیل ژل، بلوره‌های مایع<sup>۴</sup> و ماکروامولسیون<sup>۵</sup> و همچنین برای ترویج سریع تعادل و شکل‌گیری میکروامولسیون با گرانیوی پایین، حلال‌های کمکی به کار گرفته می‌شوند؛ و به این صورت از سازگاری سورفکتانت-پلیمر-الکترولیت اطمینان حاصل می‌کنند [۳۴ و ۳۵]. عموماً از الکل‌های با زنجیره کوتاه کربنی ( $C_3$  تا  $C_5$ ) به‌عنوان حلال کمکی استفاده می‌شود؛ که می‌تواند باعث ناپایداری فوم شود. محققان اخیراً دریافته‌اند که می‌توان از اسیدهای چرب با زنجیره کربنی  $C_3$  تا  $C_8$  به‌عنوان جایگزینی برای الکل در ایجاد فاز میکروامولسیون و رسیدن به کشش بین‌سطحی

1. Co-Solvent  
2. Microemulsion  
3. Gel Phase  
4. Liquid Crystal  
5. Macroemulsion  
6. Ultralow IFT

## آزمایش‌ها

## تهیه محلول‌ها

پس از طراحی آزمایش با روش باکس-بنکن (در بخش بعد توضیح داده می‌شود) و تعیین درصد وزنی مواد موجود در محلول با استفاده از ترازوی دیجیتال (با دقت سه رقم اعشار) محلول‌های طراحی شده آماده می‌شود. یکی از عوامل تأثیرگذار بر نتایج آزمایش‌های انجام‌شده، همگن بودن محلول‌های مورد استفاده در آزمایش‌ها است. برای این منظور، برای آماده‌سازی محلول‌های موردنیاز آزمایش‌ها از دستگاه همزن مغناطیسی استفاده می‌شود. برای ایجاد محلول همگن (حاوی ماده فعال سطحی، نمک، الکل یا اسید چرب و آلکالین)، محلول موردنظر به مدت ۲۰ دقیقه بر روی دستگاه قرار داده می‌شود. در آزمایش‌های اولیه، طراحی با حضور ۴ پارامتر درصد غلظت سورفاکتانت، حلال کمکی، آلکالین و نمک انجام شد؛ اما در ساخت محلول‌های حاوی بوتریک‌اسید اضافه کردن آلکالین منجر به تشکیل رسوب سفیدرنگی شد. یکی از مراحل ایجاد محلول مناسب تزریق، آماده کردن محلولی است همگن و شفاف که دارای دو یا چند فاز نباشد و چون استفاده از آلکالین باعث ایجاد رسوب در محلول حاوی بوتریک‌اسید می‌شد از فرآیند حذف گردید.

## آزمون پایداری فوم

آزمایش‌های پایداری فوم در دما و فشار محیط مورد بررسی قرار گرفته است. از آنجایی که فرآیند تزریق مواد شیمیایی بسیار پرهزینه است، کاهش مواد مصرفی و تعداد آزمایش‌ها فاکتور تعیین‌کننده‌ای می‌شود. در این راستا، تشخیص میزان و نوع تأثیر پارامترهای کلیدی افزایش پایداری فوم، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌گردد. از این‌رو، از طراحی آزمایش برای انتخاب و انجام تعداد محدودی آزمایش و تحلیل نتایج آن‌ها، جهت تعیین میزان حساسیت پایداری فوم به غلظت و نوع مختلف اجزاء، استفاده شد.

طراحی آزمایش‌ها انتخابی برای روش کار است به طوری که حداکثر اطلاعات ممکن از هر آزمایش به دست بیاید و بتوان به صورت آماری میزان اهمیت فاکتورهای مختلف را اندازه گرفت. این امر به طور خلاصه شامل مراحل زیر است:

- تعیین پارامترهای مؤثر
- تعیین محدوده تغییر هر یک از متغیرهای ورودی
- انجام دادن آزمون‌ها و به دست آوردن میزان پایداری فوم برای هر یک از محلول‌ها
- استفاده از مدل ریاضی به دست آمده جهت بررسی میزان تأثیر هر یک اجزا شیمیایی به تنهایی و برهم‌کنش آنها [۳۸].

در این مطالعه، از روش طراحی باکس-بنکن، جهت طراحی آزمایش‌ها استفاده شد. این روش اغلب برای طراحی سه سطحی و بررسی تأثیرات درجه دوم پارامترها استفاده می‌شود و برای به دست آوردن ضرایب چندجمله‌ای درجه دوم سطح پاسخ مناسب است. از آنجایی که مؤثرترین پارامترهای مورد تحلیل بر پایداری فوم غلظت مواد فعال سطحی، حلال کمکی و نمک می‌باشد؛ در طراحی آزمایش به روش باکس-بنکن با سه متغیر ورودی به ۱۵ آزمون برای تفسیر و آنالیز تابع پاسخ (پایداری فوم) نیاز می‌باشد که در جدول ۲ با جزئیات بیان شده است.

برای سنجش میزان پایداری فوم حاصل از هر محلول از الگوی راس میل<sup>۱</sup> استفاده شد و معیار پایداری فوم مدت زمان لازم برای رسیدن ارتفاع اولیه فوم به ۰/۲ ارتفاع اولیه آن در نظر گرفته شد. پس از انجام آزمایش‌ها و اندازه‌گیری میزان پایداری فوم، نتایج حاصل با استفاده از نرم‌افزار برای یافتن میزان تأثیر هر جزء در آن بازه مورد تحلیل قرار می‌گیرد. سطح پاسخ یک رابطه تجربی است که با رگرسیون، برای تخمین نتایج آزمایش‌ها یا شبیه‌سازی‌ها، بر آن‌ها برازش می‌شود. با یافتن سطح پاسخ از آن برای آنالیز تأثیر اجزا شیمیایی و برهم‌کنششان بر پایداری فوم، استفاده شد.

جدول ۲ آزمایش‌های طراحی شده به روش باکس-بنکن

شماره تست	غلظت ماده فعال سطحی (%wt)	غلظت حلال کمکی (%wt)	غلظت نمک (%wt)
۱	۰/۵	۰/۵	۴
۲	۱/۵	۰/۵	۴
۳	۰/۵	۱/۵	۴
۴	۱/۵	۱/۵	۴
۵	۰/۵	۱	۲
۶	۱/۵	۱	۲
۷	۰/۵	۱	۶
۸	۱/۵	۱	۶
۹	۱	۰/۵	۲
۱۰	۱	۱/۵	۲
۱۱	۱	۰/۵	۶
۱۲	۱	۱/۵	۶
۱۳	۱	۱	۴
۱۴	۱	۱	۴
۱۵	۱	۱	۴

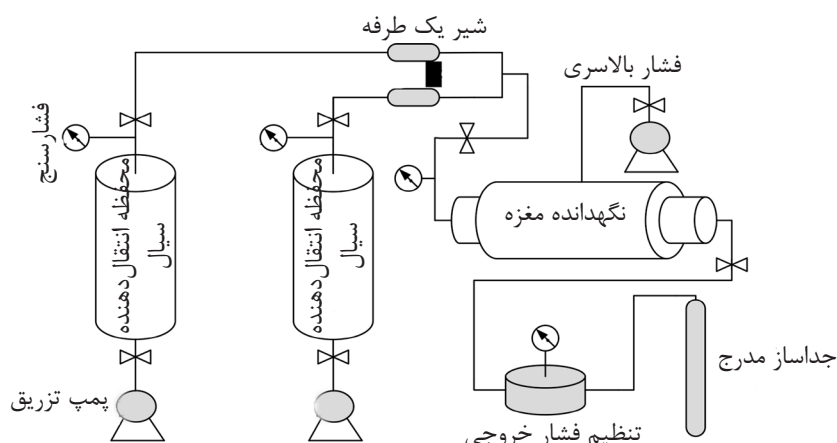
## آزمون سیلاب زنی

پس از تعیین غلظت بهینه برای هر سری محلول که از طریق روش باکس-بنکن میسر می‌شود، نوبت به تزریق محلول بهینه به‌عنوان روش سوم برداشت می‌رسد. برای این کار از یک نمونه مغزه استفاده گردیده که ویژگی‌های آن در بیان شده است.

در این فرآیند ابتدا مغزه موردنظر در دستگاه ساکسوله<sup>۱</sup> به مدت یک هفته شستشو می‌شود تا به طور کامل تمیز گردد. سپس در کوره<sup>۲</sup> قرار گرفته تا کاملاً خشک شود. حال مغزه را در دستگاه سیلاب‌زنی قرار داده و CO<sub>2</sub> را تزریق می‌کنیم تا به‌طور کامل هوای موجود در مغزه خارج شود. مرحله بعدی خلأ کردن مغزه می‌باشد و به مدت ۲ روز سنگ موردنظر را خلأ می‌کنیم تا به‌طور کامل CO<sub>2</sub> مغزه موردنظر خلأ شده باشد. مرحله اشباع مغزه با آب سازندی بعد از خلأ کردن مغزه انجام می‌شود در این مرحله تخلخل و تراوایی مطلق مغزه اندازه‌گیری می‌شود. تزریق نفت برای رساندن مغزه به اشباع آب کاهش‌ناپذیر پس از

فرآیند اشباع مغزه از آب سازندی می‌باشد. بعد از رساندن مغزه به آب کاهش‌ناپذیر برای شبیه‌سازی بیشتر مغزه به شرایط مخزن، فرآیند پیرسازی مغزه انجام می‌شود، برای این کار مغزه به مدت ۴۰ روز در فشار مخزن نگهداری می‌شود. پس از پیرسازی مغزه فرآیند سیلاب زنی با آب به‌عنوان فرآیند بازیافت ثانویه انجام می‌شود. در این مرحله فاز گازی و محلول مولد فوم (فاز آبی) به صورت همزمان و هرکدام با دبی ۲۰ cc/hr تزریق شدند. بنابراین دبی کل برابر ۴۰ cc/hr است. همچنین در تمام آزمایش‌های تزریق مغزه فشار انتهایی دستگاه برابر ۲۰۰۰ psi و دما در آزمایشات سیلاب زنی ۶۰ °C بود. پس از فرآیند سیلاب زنی فرآیند تزریق فوم به‌عنوان روش ازدیادبرداشت ثالثیه انجام می‌شود و میزان برداشت نفت باقی‌مانده از مرحله سیلاب زنی به‌عنوان بازیافت فرآیند ازدیادبرداشت به‌صورت تجمعی محاسبه می‌شود. در شکل ۱ شماتیکی از دستگاه تزریق نشان داده شده است.

1. Soxhlet  
2. Oven



شکل ۱ شماتیک دستگاه سیلاب‌زنی.

می‌باشد. در حضور الکل به‌عنوان حلال کمکی برهم‌کنش‌های تأثیرگذار بر روی پایداری فوم برهم‌کنش ۱- بوتانول و سورفکتانت و برهم‌کنش نمک و سورفکتانت می‌باشد که با توجه به ضریب میزان تأثیر هر برهم‌کنش قابل‌درک است و در اینجا هر دو برهم‌کنش باعث ناپایداری فوم می‌شود. در استفاده از الکل تغییر در درصد وزنی نمک دارای اثر معناداری بر روی پایداری فوم نبود و چون پارامتر اصلی است نمی‌توان آن را از معادله حذف کرد؛ بنابراین برای بررسی اثر آن توابع مختلفی در نظر گرفته شد که تابع عکس در این مورد بهترین نتیجه را به دست می‌دهد. در این صورت پایداری فوم با غلظت نمک دارای رابطه عکس می‌باشد. در محلول‌های حاوی اسید چرب دو برهم‌کنش معنادار وجود دارد که یکی برهم‌کنش سورفکتانت و نمک می‌باشد و دیگری برهم‌کنش حلال کمکی و نمک می‌باشد و هر دو باعث پایداری فوم می‌شوند و دارای اثر مثبت می‌باشند که ضرایب نشانگر اثر آنها می‌باشد. پایدارترین فوم‌ها با محلول شماره هشت جدول ۲ تشکیل شد در آن نمک و سورفکتانت در بالاترین غلظت می‌باشند و غلظت حلال کمکی در حد میانه می‌باشد.

جدول ۳ مشخصات مغزه مورد استفاده

طول (mm)	قطر (mm)	تخلخل (%)	تراوایی (md)
۶۲/۷۸	۳۷/۳۹	۱۶/۵۱	۲۲

## بحث و نتایج

### آزمون‌های پایداری فوم

در اینجا مدت زمانی که فوم به ۰/۲ عمر خود می‌رسد به عنوان پایداری فوم و سطح پاسخ در نظر گرفته شد. با استفاده از آنالیز واریانس میزان تأثیر هر جزء و برهم‌کنش بین اجزا بر روی پایداری فوم بررسی می‌شود. در این مرحله برهم‌کنش‌هایی که اثر معناداری بر روی پایداری فوم ندارند، حذف می‌شوند. در نهایت رفتار پایداری فوم در حضور اجزا و برهم‌کنش‌های معنادار به صورت یک معادله (مدل) ریاضی به دست می‌آید. معادلات حاصل از رگرسیون غیرخطی پایداری فوم در نتیجه تغییر غلظت اجزا برای حلال کمکی ۱- بوتانول و بوتریک اسید به ترتیب در معادله ۱ و ۲ آورده شده است.

$$F = -1.44 + 361.5A + 287.2B + 548.1\left(\frac{1}{C}\right) - 210.7B^2 - 168AB - 522\left(\frac{A}{C}\right) \quad (1)$$

$$F = 10.41.5 - 422.67A - 395.5B - 174.29C + 142.46A^2 + 9.22C^2 + 71AC + 64.25BC \quad (2)$$

که در این معادلات A درصد وزنی سورفکتانت، B درصد وزنی حلال کمکی و C درصد وزنی نمک

تشکیل مایسل‌ها و شبه مایسل‌ها در نتیجه کاهش حضور سورفکتانت در میان‌روی، پایداری فوم کاهش می‌یابد. همچنین تاثیر ۱-بوتانول بر پایداری فوم در غلظت‌های پایین‌تر سورفکتانت، بیشتر است. ولی در حضور بوتریک اسید این روند برعکس می‌شود و در غلظت‌های بالاتر SDS، میزان پایداری فوم تاثیر بیشتری از غلظت این سورفکتانت می‌گیرد.

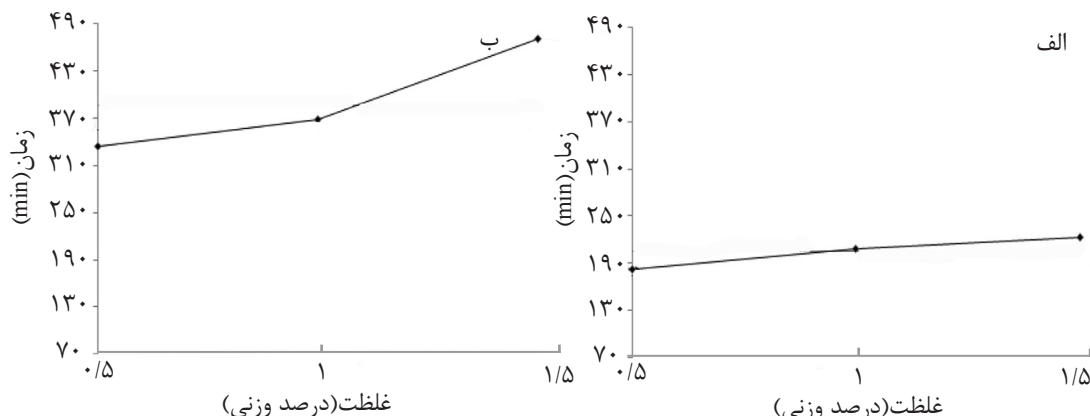
#### اثر غلظت نمک بر پایداری فوم

طبق مطالعات انجام‌شده وجود NaCl باعث کاهش پایداری فوم حاوی SDS می‌شود [۳۲ و ۳۳]. حدس زده می‌شود افزایش شوری تاثیر دو طرفه دارد. از یک طرف باعث کاهش پتانسیل زتا محلول سورفکتانتی و کاهش پایداری می‌شود و از طرف دیگر با کم کردن تاثیر افزونه تصحیح کننده بر کاهش دافعه بین سرگروه سورفکتانت‌ها، باعث افزایش پایداری می‌شود. مشاهده شد در محلول‌های حاوی افزونه بوتریک اسید میزان پایداری فوم با افزایش میزان نمک افزایش می‌یابد. ولی افزایش شوری در حضور ۱-بوتانول بر میزان پایداری فوم تاثیر معنی داری ندارد. این امر نشان می‌دهد، در حضور افزونه‌های تصحیح کننده، افزایش نمک نه تنها از کاهش پایداری جلوگیری می‌کند بلکه در مواردی با تصحیح نیروهای الکترواستاتیکی باعث افزایش معنی دار پایداری فوم می‌شود. روند تاثیر غلظت نمک در پایداری فوم در شکل ۳ نشان داده شده است.

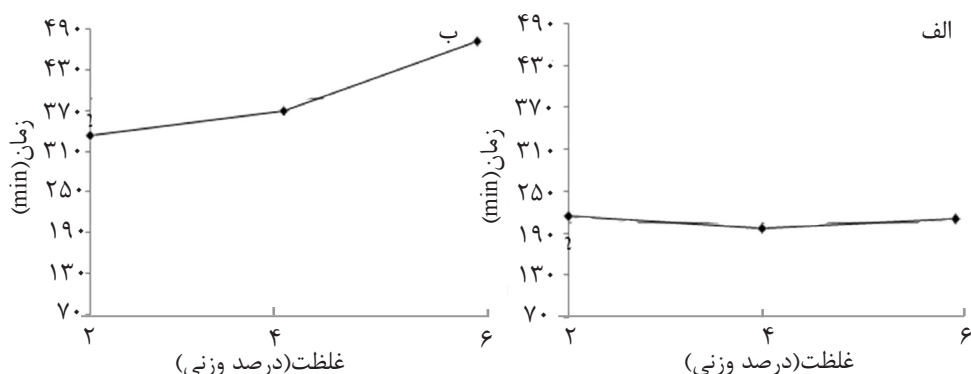
در معادله ۱ اثر شوری به صورت معکوس و در معادله ۲ اثر شوری با پایداری رابطه مستقیم دارد. در نگاه اول این امر یک تناقض به نظر می‌رسد. اما حدس زده می‌شود این اثر متناقض شوری به تاثیر دو طرفه آن بر روی سورفکتانت و حلال کمکی برمی‌گردد. از یک طرف باعث کاهش پتانسیل زتا محلول سورفکتانتی و کاهش پایداری می‌شود و از طرف دیگر با کم کردن تاثیر افزونه تصحیح کننده بر کاهش دافعه بین سرگروه سورفکتانت‌ها، باعث افزایش پایداری می‌شود. همانطور که از معادلات برمی‌آید؛ در معادله ۱ فرآیند اول غالب می‌باشد و در معادله ۲ فرآیند دیگر غالب است.

#### اثر غلظت سورفکتانت بر پایداری فوم

در شکل ۲ میزان حساسیت پایداری فوم به غلظت وزنی سورفکتانت در حضور حلال‌های کمکی استفاده شده نشان داده شده است. به‌طور کلی سورفکتانت با کاهش کشش بین سطحی و افزایش الاستیسیته باعث پایداری فوم تشکیل شده می‌شود. ولی در اثر حضور افزونه‌های تصحیح کننده خواص سورفکتانت، میزان پایداری تغییر می‌کند. در حضور ۱-بوتانول به عنوان تصحیح کننده خواص سورفکتانت، پایداری فوم به اندازه معنی داری کمتر از پایداری فوم در حضور بوتریک اسید است. در حضور این افزونه‌ها، دافعه سرگروه‌های سورفکتانت کاهش می‌یابد و با افزایش



شکل ۲ تاثیر غلظت سورفکتانت (محور افقی) بر پایداری فوم در حضور (الف) ۱-بوتانول (ب) بوتریک اسید



شکل ۳ تاثیر غلظت نمک (محور افقی) بر پایداری فوم در حضور (الف) ۱-بوتانول (ب) بوتریک اسید

محلول را به دست می‌آوریم. مراحل آماده‌سازی مغزه در قسمت‌های قبلی به‌طور کامل شرح داده شده است. در شکل ۵ و ۶ میزان بازیافت نفت برحسب میلی‌لیتر به ترتیب برای بوتریک اسید و ۱-بوتانول نشان داده شده است. نسبت به نفت درجا (۸/۳۶ mL) موجود در مغزه، میزان بازیافت نهایی به ترتیب برابر ۳۴٪ و ۴۴٪ نفت درجا موجود در مغزه می‌باشد و یا ۶۸٪ و ۸۷٪ نفت به جا مانده از فرآیند سیلاب زنی با آب می‌باشد که نشان از توانایی بالای این روش در بازیافت نفت باقی‌مانده دارد.

همان‌طور که در شکل‌ها مشخص شده است، میزان بازیافت نفت در استفاده از بوتریک‌اسید کمتر از میزان بازیافت نفت در حضور ۱-بوتانول است؛ در صورتی که پایداری فوم تشکیل شده در حالت استاتیک ۱-بوتانول کمتر از پایداری فوم بوتریک‌اسید است. این نتیجه خود می‌تواند دو دلیل داشته باشد یکی به دلیل ناپایداری بیشتر فوم‌های حاصل از بوتریک‌اسید در مواجهه با نفت که در قسمت مقدمه ذکر گردید؛ و دیگری می‌تواند به دلیل خاصیت آبدوستی بیشتر بوتریک‌اسید باشد. چراکه با افزایش آبدوستی ترکیبات، تمایل به حل کردن فاز نفتی کاهش می‌یابد و میزان نفتی باقی‌مانده‌ای که می‌تواند در خود حل کند کاهش می‌یابد. بنابراین پایداری فوم به تنهایی نمی‌تواند باعث افزایش میزان بازیافت نفت در فرآیند تزریق فوم باشد و میزان توانایی مواد شیمیایی استفاده شده در محرک کردن نفت نیز بر میزان بازیافت موثر خواهد بود.

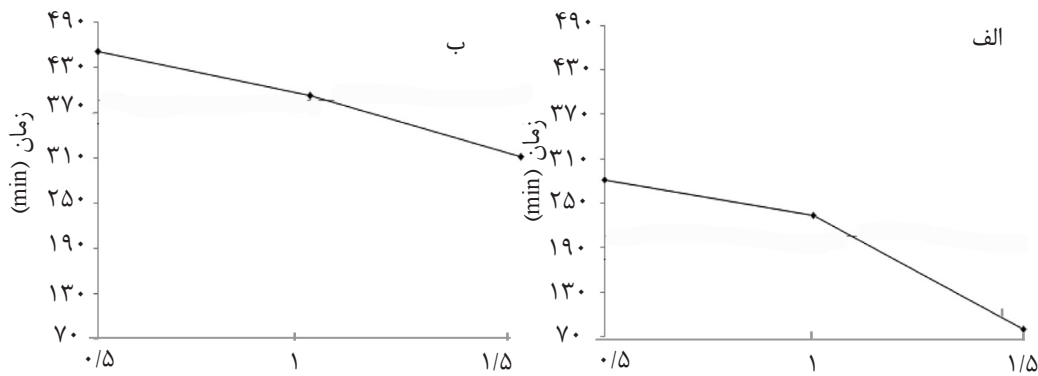
#### اثر تغییر نوع و غلظت حلال کمکی بر پایداری فوم

همان‌طور که در شکل ۴ نشان داده شده است افزایش غلظت افزونه‌های تصحیح کننده باعث کاهش پایداری می‌شود. لاجینوا [۳۹] نشان داد افزایش غلظت این افزونه‌ها باعث کاهش CMC می‌شود. به عبارت دیگر با افزایش غلظت افزونه‌های تصحیح کننده خواص سطحی سورفکتانت، میزان دافعه بین سورفکتانت‌ها کاهش می‌یابد و مایسلی شدن در آنها تشدید می‌شود و پایداری کاهش می‌یابد. با بررسی پایداری نتیجه گرفته شد میزان تأثیر الکل و اسید چرب استفاده شده بر پایداری فوم متفاوت است. سطح میانگین پایداری فوم در حضور بوتریک‌اسید بالاتر از ۱-بوتانول می‌باشد. این سطح برای بوتریک‌اسید و ۱-بوتانول به ترتیب ۳۸۶ min و ۲۰۵ می‌باشد. در حضور بوتریک‌اسید کاهش میزان پایداری، تقریب خطی دارد. ولی در حضور ۱-بوتانول، با افزایش غلظت این افزونه تصحیح کننده پایداری فوم به صورت تشدید شونده‌ای کاهش می‌یابد.

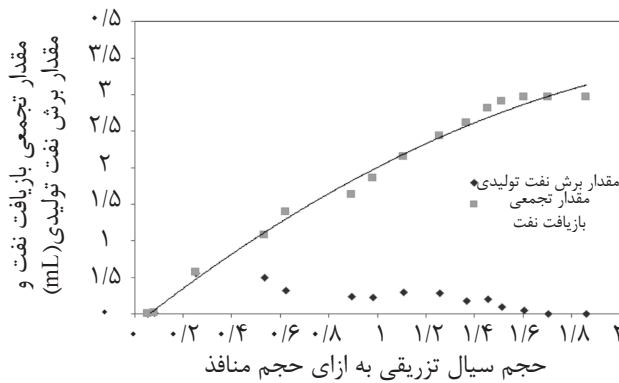
#### آزمون‌های سیلاب‌زنی با فوم

از آنجا که پایداری فوم و تاثیر آن بر ازدیاد برداشت، در کنار تفاوت بین آن‌ها، هم‌پوشانی بسیاری دارند؛ در این آزمایش سعی بر این است که تاثیر حلال‌های کمکی را در ازدیاد برداشت نفت بررسی کنیم. به صورت عملی پس از بررسی میزان پایداری فوم و انتخاب محلول با خاصیت ایجاد پایدارترین فوم؛ محلول را به‌صورت هم‌زمان با گاز  $N_2$  تزریق می‌کنیم و میزان بازیافت نفت حاصل از هر نوع

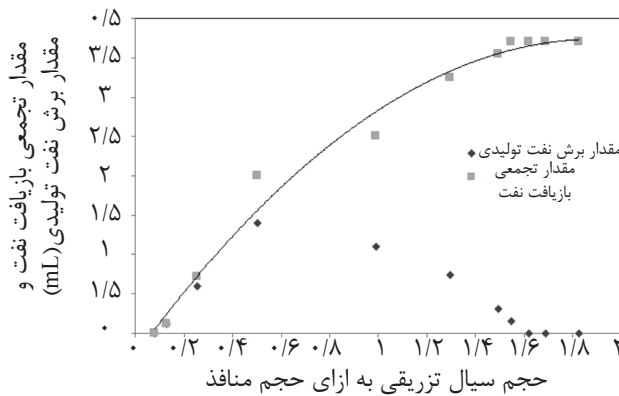




شکل ۴ تاثیر غلظت حلال کمکی (محور افقی) بر پایداری فوم (الف) ۱- بوتانول (ب) بوتریک اسید. غلظت (درصد وزنی)



شکل ۵ بازیافت نفت در فرآیند تزریق در حضور بوتریک اسید. حجم سیال تزریقی به ازای حجم منافذ



شکل ۶ بازیافت نفت در تزریق در حضور ۱- بوتانول. حجم سیال تزریقی به ازای حجم منافذ

### نتیجه گیری

با حلال کمکی اسید چرب تاثیر بسیار زیاد تری نسبت به فوم با حلال کمکی الکل دارد. ۴- افزایش غلظت الکل تاثیر بیشتر و تشدید کننده تری در کاهش پایداری فوم دارد. در حالی که استفاده از اسید چرب باعث کاهش جزیی و خطی در پایداری فوم می شود. این موضوع نیازمند تحقیقات بیشتر است. ۵- پایداری فوم به تنهایی باعث موفقیت آمیز بودن روش ازدیاد برداشت فوم نیست بلکه توان محلول

در کل نتایج حاصل از این آزمون های پایداری فوم و تزریق فوم را می توان به صورت زیر ذکر کرد: ۱- تاثیر حضور حلال کمکی بوتریک اسید که یک اسید چرب است در ناپایداری فوم به مراتب کمتر از الکل ۱- بوتانول می باشد. ۲- نمک در حضور سورفکتانت SDS می تواند باعث افزایش پایداری فوم شود. ۳- افزایش غلظت نمک روی افزایش پایداری فوم

پذیری بیشتری نسبت به اسید چرب به عملیات تزریق فوم می‌دهد.

شیمیایی استفاده شده در محرک کردن نفت نیز باید به صورت هم‌زمان مد نظر باشد. فوم سورفکتانتی در حضور الکل قابلیت کنترل تحرک

## مراجع

- [1]. Liu M., Andrianov A. and Rossen W. R., "Sweep efficiency in CO<sub>2</sub> foam simulations with oil," in IOR 2011-16<sup>th</sup> European Symposium on Improved Oil Recovery, 2011.
- [2]. Rossen W. R., Van Duijn C., Nguyen Q. P., Shen C., and Vikingstad A. K., "Injection strategies to overcome gravity segregation in simultaneous gas and water injection into homogeneous reservoirs," SPE Journal, Vol. 15, pp. 76-90, 2010.
- [3]. Vikingstad R. X., Andrianov A. and Zitha P., "Investigation of immiscible and miscible foam for enhancing oil recovery," Industrial & Engineering Chemistry Research, Vol. 49, pp. 1910-1919, 2009.
- [4]. Christensen J. R., Stenby E. H. and Skauge A., "Review of WAG field experience," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 4, pp. 97-106, 2001.
- [5]. Crogh N. A., Eide K. and Morterud S. E., "WAG injection at the stafford field a success story," in European Petroleum Conference, 2002.
- [6]. Gauglitz P. A., Friedmann F., Kam S. I. and Rossen W. R., "Foam generation in homogeneous porous media," Chemical Engineering Science, Vol. 57, pp. 4037-4052, 2002.
- [7]. Friedmann F., Chen W., and Gauglitz P., "Experimental and simulation study of high-temperature foam displacement in porous media," SPE Reservoir Engineering, Vol. 6, pp. 37-45, 1991.
- [8]. Kovalscek A. R., Patzek T. W., and Radke C. J., "Mechanistic foam flow simulation in heterogeneous and multi-dimensional porous media," SPE JOURNAL-RICHARDSON-, Vol. 2, pp. 511-526, 1997.
- [9]. Kamal M. and Marsden S. Jr, "Displacement of a micellar slug foam in unconsolidated porous media," in Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 1973.
- [10]. Lawson J. B. and Reisberg J., "Alternate slugs of gas and dilute surfactant for mobility control during chemical flooding," in SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 1980.
- [11]. Turta A. T. and Singhal A. K., "Field foam applications in enhanced oil recovery projects: screening and design aspects," in IOGCEC: International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, 1998.
- [12]. Patzek T. W., "Field applications of steam foam for mobility improvement and profile control," SPE Reservoir Engineering, Vol. 11, pp. 79-86, 1996.
- [13]. Skauge A., Aarra M., Surguchev L., Martinsen H., and Rasmussen L., "Foam-assisted WAG: Experience from the Snorre field," in SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2002.
- [14]. Zhdanov S. A., Amiyani A., Surguchev L. M., Castanier L. M. and Hanssen J. E., "Application of foam for gas and water shut-off: review of field experience," in European Petroleum Conference, 1996.
- [15]. Schramm L. L., "Foams: fundamentals and applications in the petroleum industry," Vol. 242: American Chemical Society Washington, DC, Oct. 1994.

- [16]. Dickson T., Hirasaki G. J. and Miller C. A., "Conditions for foam generation in homogeneous porous media," in SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2002.
- [17]. Fried A. N., "Foam-drive process for increasing the recovery of oil," Bureau of Mines, San Francisco, Calif. (USA). San Francisco Petroleum Research Lab. 1960.
- [18]. Hirasaki G. and Lawson J., "Mechanisms of foam flow in porous media: apparent viscosity in smooth capillaries," Society of Petroleum Engineers Journal, Vol. 25, pp. 176-190, 1985.
- [19]. Srivastava M., "Foam assisted low interfacial tension enhanced oil recovery," Doctor of Philosophy, The University of Texas at Austin, USA, 2010.
- [20]. Ma K., Lopez-Salinas J. L., Puerto M. C., Miller C. A., Biswal S. L., and Hirasaki G. J., "Estimation of parameters for the simulation of foam flow through porous media. Part 1: The dry-out effect," Energy & Fuels, Vol. 27, pp. 2363-2375, 2013.
- [21]. Eaves D., "Handbook of polymer foams," Polimeri, Vol. 25, pp. 1-2, 2004.
- [22]. Sheng J., "Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice", Gulf Professional Publishing, 2010.
- [23]. Du D.-X., Beni A. N., Farajzadeh R., and Zitha P. L., "Effect of water solubility on carbon dioxide foam flow in porous media: an X-ray computed tomography study," Industrial & Engineering Chemistry Research, Vol. 47, pp. 6298-6306, 2008.
- [24]. Jensen J. and Friedmann F., "Physical and chemical effects of an oil phase on the propagation of foam in porous media," in SPE California Regional Meeting, 1987.
- [25]. Mannhardt K., Novosad J. and Schramm L., "Foam/oil interactions at reservoir conditions," in Symposium on Improved Oil Recovery, pp. 287-300, 1998.
- [26]. Farajzadeh R., Andrianov A., Krastev R., Hirasaki G., and Rossen W. R., "Foam-oil interaction in porous media: implications for foam assisted enhanced oil recovery," Advances in Colloid and Interface Science, Vol. 183, pp. 1-13, 2012.
- [27]. Kuhlman M. I., "Visualizing the effect of light oil on CO<sub>2</sub> foams," Journal of Petroleum Technology, Vol. 42, pp. 902-908, 1990.
- [28]. Schramm L. L., Turta A. T. and Novosad J. J., "Microvisual and coreflood studies of foam interactions with a light crude oil," SPE Reservoir Engineering, Vol. 8, pp. 201-206, 1993.
- [29]. Andrianov A., Farajzadeh R., Mahmoodi Nick M., Talanana M. and Zitha P. L., "Immiscible foam for enhancing oil recovery: bulk and porous media experiments," Industrial & Engineering Chemistry Research, Vol. 51, pp. 2214-2226, 2012.
- [30]. Vikingstad A. K., Skauge A., Høiland H. and Aarra M., "Foam-oil interactions analyzed by static foam tests," Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Vol. 260, pp. 189-198, 2005.
- [31]. Liu Y., Grigg R. B. and Bai B., "Salinity pH and surfactant concentration effects on CO<sub>2</sub>-Foam," in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2005.
- [32]. Shokrollahi A., Ghazanfari M. H. and Badakhshan A., "Application of foam floods for enhancing heavy oil recovery through stability analysis and core flood experiments," The Canadian Journal of Chemical Engineering,

Vol. 92, pp. 1975-1987, 2014.

[33]. Sanz C. and Pope G., "Alcohol-free chemical flooding: from surfactant screening to coreflood design," in International Symposium on Oilfield Chemistry, 1995, pp. 117-128.

[34]. Levitt D., Jackson A., Heinson C., Britton L. N., Malik T., Dwarakanath V., Pope G. A., "Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 12, pp. 243-253, 2009.

[35]. Flaaten A., Nguyen Q. P., Pope G. A. and Zhang J., "A systematic laboratory approach to low-cost high-performance chemical flooding," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 12, pp. 713-723, 2009.

[36]. Li X.-q., Chai J.-l., Shang S.-c., Li H.-l., Lu J.-j., Yang B. and Y.-t. Wu., "Phase behavior of alcohol-free Microemulsion systems containing Butyric Acid as a Cosurfactant," Journal of Chemical & Engineering Data, Vol. 55, pp. 3224-3228, 2010.

[37]. Lohateeraparp P., Wilairuengsuwan P., Saiwan C., Sabatini D. A. and Harwell J. H., "Study of alcohol-free microemulsion systems containing fatty acids as cosurfactants," Journal of Surfactants and Detergents, Vol. 6, pp. 15-24, 2003.

[38]. Eriksson L., Design of experiments: principles and applications, : MKS Umetrics AB, 2008.

[39]. Loginova L. P., Yakovleva E. Y., Galat M. N. and Boichenko A. P., "Effect of aliphatic alcohols and aliphatic carboxylic acids on the critical micelle concentration and counter-ion binding degree of sodium dodecylsulfate," Journal of Molecular Liquids, Vol. 145, pp. 177-181, 2009.