

# بررسی آزمایشگاهی خاصیت آسفالتین زدایی سورفاکتنت شیمیایی تریتون ایکس-۱۰۰ در سنگ‌های کربناته

سینا بازبار، معین نبی پور\*، امین اژدرپور، بیژن هنرور و نادیا اسفندیاری

گروه مهندسی شیمی، واحد مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۴/۱۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۷/۱۷

## چکیده

رسوب آسفالتین همان‌طور که در بسیاری از مطالعات گذشته بیان شده باعث پلاگ شدن منافذ موجود در محیط متخلخل می‌شود و مشکلات عدیده‌ای از جمله تراوایی، تغییر ترشوندگی، آسیب سازند و در نهایت کاهش تولید را باعث می‌شود. در این مطالعه از روش تزریق مواد شیمیایی شامل سورفاکتنت نانیونیک تریتون ایکس ۱۰۰ برای آسفالتین زدایی استفاده شده است. نتایج به‌دست آمده نشان داد که این سورفاکتنت در فازهای مختلف آبی مورد استفاده، کارآمد بوده و قادر است مانع از تجمع رسوبات آسفالتین در سطح حفرات شود و علاوه بر افزایش تولید در آزمایش سیلاب‌زنی مغزه، باعث تغییر ترشوندگی سطح حفرات مغزه از نفت‌دوستی شدید به حالت میانه شود. میزان افزایش بازیافت نفت آسفالتین‌دار در تزریق آب دریا نسبت به سایر فازهای آبی بیشتر بوده به‌طوری که قادر است مقدار آن را از ۴۹٪ در حالت بدون سورفاکتنت تا ۵۹/۴٪ در حالت استفاده از سورفاکتنت افزایش دهد.

**کلمات کلیدی:** تریتون ایکس ۱۰۰، آسفالتین، تغییرات ترشوندگی، آب کربناته، آب دریا

## مقدمه

هزینه تولید پدیدار می‌شود و یک هزینه اضافی را مشمول صنعت بالادستی و پایین‌دستی می‌کند [۲] و [۱]. هاشمی و همکاران، از سه نوع ماده شیمیایی به‌عنوان بازدارنده رسوب آسفالتین در نفت استفاده کردند که عبارت بودند از پخش‌کننده نانیونیک، پخش‌کننده از نوع اسید معدنی و حلال آروماتیکی. نتایج کار به این صورت بود که پخش‌کننده نانیونیک با نام اختصاری BA با غلظت ۱۰ ppm قادر به پایدار کردن ذرات آسفالتین در محلول است.

نفت خامی که از میادین نفتی تولید می‌شود همواره مقداری آسفالتین را به‌همراه خود دارد و رسوب آسفالتین در مخازن نفتی، در تجهیزات سرچاهی و همچنین در تجهیزات پالایشگاهی همواره مشکلات عدیده‌ای را برای صنعت نفت پدید می‌آورد. تأثیر نهایی رسوب آسفالتین در مقدار

\*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی  
Nabipour @miau.ac.ir  
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2021.4538.3044)

مطالعات نشان داد که آب دریا بیشترین تأثیر را در کاهش نیروی کشش بین سطحی آب و نفت دارد [۶].

احسای و همکاران تأثیر چندین سورفاکتانت شیمیایی را بر روی تغییرات ترشوندگی یک مخزن کربناته مورد بررسی قرار دادند. روش مطالعه آنها به این صورت بود که غلظت‌های مختلفی از هر سورفاکتانت با هم ترکیب شد و در دو نمونه فاز آبی شامل آب سازند و آب دریا مورد بررسی قرار گرفت. نتایج کار آنها نشان داد که ترکیب سورفاکتانت‌های شیمیایی توانایی بالایی در تغییر ترشوندگی از نفت دوست به آب دوست داشتند و علاوه بر آن، آب دریا نسبت به آب سازند تأثیر بیشتری در تغییر ترشوندگی داشت [۷]. جاناینا و همکاران از سورفاکتانت میکروبی سافورولپید<sup>۲</sup> و سورفاکتانت دودسیل بنزن سولفونیک اسید (DBSA) به عنوان عوامل آسفالتین‌زدا با سازوکار پخش‌کنندگی استفاده کردند. روش کار آنها به این صورت بود که ابتدا آسفالتین را با استفاده از نرمال هپتان‌ها رسوب دادند و میزان پایداری و انحلال آن را در ترکیب نرمال هپتان و آب ارزیابی کردند. نتایج به دست آمده نشان داد که سورفاکتانت میکروبی SPL قادر است به صورت ۱۰۰٪ آسفالتین رسوب شده را پخش کند و مانع از تجمع دوباره آن گردد. سورفاکتانت DBSA در شرایط مشابه قادر به پخش کردن ذرات آسفالتین با غلظت بیشتر از ۱۰۰۰ ppm نبود [۸]. در این مطالعه از سورفاکتانت شیمیایی Triton X ۱۰۰ که تأثیر آن بر روی ازدیاد برداشت نفت در مطالعات گذشته به اثبات رسیده است استفاده می‌شود [۹]. برای بررسی تأثیر آسفالتین‌زدایی این سورفاکتانت از آزمایش زاویه تماس و سیلاب‌زنی استفاده شد. در آزمایش سیلاب‌زنی میزان توانایی این سورفاکتانت در بازیافت نفت آسفالتین‌دار در فازهای آبی مختلف شامل آب مقطر، آب دریا و ترکیب آب دریا و گاز

اسید مورد استفاده (دو دکیل بنزن سولفونیک اسید<sup>۱</sup>) ذرات آسفالتین را به طور کامل در خود حل نموده و از رسوب آنها جلوگیری کرده است. حلال آروماتیکی (تولوئن) نیز باعث انحلال ذرات آسفالتین و از بین بردن توده‌های تشکیل شده می‌شد [۳]. فیروز آبادی و همکاران تأثیر آب دی یونیزه/آب سازندی بر رسوب آسفالتین در یک نفت سنگین همراه با یک سورفاکتانت شیمیایی نانیونیک را مورد ارزیابی قرار دادند. روش کار آنها به این صورت بود که مقداری نفت خام را در چند ظرف مختلف قرار دادند و در هر کدام از ظرف‌ها درصدهای مختلفی از آب دی یونیزه، آب سازندی و ۵٪ وزنی سورفاکتانت مورد نظر قرار دادند. مدت ۱۰ روز به محلول‌ها زمان دادند و در این مدت میزان رسوب آسفالتین را یادداشت کردند. نتایج آنها نشان دادند که آب دی یونیزه شده و آب سازندی به تنهایی تأثیر چندانی بر روی رسوب آسفالتین ندارند. در حضور سورفاکتانت، هرچه درصد آب بالاتر باشد، مقدار رسوب نیز بیشتر می‌شود [۴]. وانگ و همکاران از یک سورفاکتانت پلیمری نانیونیک به عنوان بازدارنده رسوب آسفالتین استفاده کردند. روش کار آنها به این صورت بود که ابتدا مقداری آسفالتین خالص را با درصدی از تولوئن و نرمال هپتان ترکیب کردند و سپس غلظت‌های مختلفی از این سورفاکتانت را به محلول اضافه کردند و میزان رسوب آسفالتین را براساس میزان نور عبوری از محلول اندازه‌گیری کردند. نتایج کار به این صورت بود که این ماده شیمیایی از طریق زنجیره آب‌گریز خود بین مولکول‌های آسفالتین قرار می‌گیرد و مانع از نزدیک شدن آنها به هم دیگر می‌شود در حالی که سر قطبی این سورفاکتانت به مولکول‌های آسفالتین می‌چسبد [۵]. نبی پور و همکاران تأثیر سورفاکتانت‌های مختلف را بر روی ترشوندگی، بازیافت نفت و نیروی کشش بین سطحی در مخزن کربناته مورد بررسی قرار دادند. در این مطالعه از فازهای آبی مختلف شامل آب دریا، آب مقطر و آب سازند استفاده شد. در نهایت، نتایج

1. Dodecyl Benzene Sulfonic Acid  
2. Soporolipids

مغناطیسی قرار می‌دهیم تا کاملاً بهم بخورد. در روز سوم مخلوط حاصل را با استفاده از پمپ خلاء، ارلن بوخنر، قیف چینی و کاغذ صافی، کاملاً غربال می‌کنیم و رسوبی که روی کاغذ صافی می‌ماند و حاوی ترکیبات سنگین نفت است را برای جداسازی آسفالتین همراه با کاغذ صافی درون سوکسیله قرار می‌دهیم [۱۰]. برای تهیه نفت آسفالتین‌دار با غلظت ۱۰۰۰ ppm، ۱ g آسفالتین را با ۹۹/۹۰ g سالتروپ مخلوط کرده و در دمای مخزن با همزن مغناطیسی هم‌زده می‌شود.

#### مغزه و قرص کربناته

**جدول ۲** خصوصیات مغزه مورد نظر را نشان می‌دهد.

#### فاز آبی

در این مطالعه از آب مقطر و آب دریا و آب کربناته به‌عنوان فاز آبی استفاده شد. مشخصات، آب دریا و آب مقطر در **جدول ۳** آورده شده است.

#### تهیه آب کربناته و آب کربناته اکتیو

برای ساخت آب کربناته، ابتدا پمپ سرنگی و لاین خروجی آن از آب دریا پر شد و سپس لاین مورد نظر به سیلندر حاوی گاز دی‌اکسید کربن متصل شد و تحت تزریق با فشار ۲۰۰۰ psi قرار گرفت. ضمناً برای حل کردن گاز دی‌اکسید کربن به مدت ۲۴ h زمان داده شد تا گاز دی‌اکسید کربن در آب دریا حل شده و آب کربناته تشکیل شود. برای ساخت آب کربناته فعال نیز از غلظت بحرانی سورفاکتنت مورد نظر (۲۳۰ ppm) در همین شرایط فشاری و زمانی استفاده شد. برای ساخت آب کربناته میزان انحلال‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن در فشار ۲۰۰۰ psi و دمای مخزن برابر با ۹۷ scf/stb و برای ساخت آب کربناته فعال (ترکیب سورفاکتنت و آب کربناته) میزان انحلال‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن در دما و فشار مذکور برابر با ۷۹ scf/stb است [۱۱].

دی‌اکسید کربن بررسی شد که در مطالعات گذشته استفاده از این سورفاکتنت در چندین فاز آبی مختلف به‌صورت هم‌زمان و مقایسه آنها به منظور جلوگیری از رسوب آسفالتین صورت نگرفته است.

#### مواد مورد استفاده

##### مواد شیمیایی مورد استفاده

**تولوئن:** تهیه شده از شرکت سیگما آلدریج (درصد خلوص ۹۹/۸٪)

**متانول:** تهیه شده از شرکت سیگما آلدریج (درصد خلوص ۹۹/۹٪)

**نیترات نقره  $AgNO_3$  (۱۰٪):** برای تشخیص وجود نمک‌های آلی در محلول آزوتروپ (محلول شست و شوی مغزه) از این ماده استفاده می‌شود. (تهیه شده از شرکت سیگما آلدریج با خلوص ۹۹/۹٪)

##### نفت خام و نفت مصنوعی معادل

**جدول ۱** مشخصات نفت‌های مورد استفاده در این مطالعه را نشان می‌دهد.

**جدول ۱** خصوصیات نفت خام و نفت مصنوعی جایگزین (فشار و دمای اتاق)

نوع ماده	چگالی (g/ml)	ویسکوزیته (cp)
نفت خام سازند گدوان	۰/۸۲	۰/۹۴
نفت مصنوعی (سالتروپ)	۰/۸۱	۰/۹۲

#### آسفالتین

در این مطالعه آسفالتین با غلظت ۱۰۰۰ ppm به نفت مصنوعی اضافه شده که برای تهیه آسفالتین از استاندارد API43 استفاده شده است. در این استاندارد نفت آسفالتین‌دار را با نسبت ۱ به ۴۰ با نرمال هپتان مخلوط می‌کنیم (یک گرم نفت، چهل سی سی نرمال هپتان) مخلوط را داخل یک بشر ریخته و آن را دو روز پی‌آپی و هر روز ۵ h بر روی همزن

#### جدول ۲ خصوصیات مغزه کربناته مورد استفاده

نوع مغزه / لیتولوژی	طول (cm)	قطر (cm)	تخلخل هلیوم (%)	تراوایی مطلق (mD)
کربناته / دولومیتی	۵/۱۱۸	۳/۸۳	۱۵/۳۳	۸/۶۲

جدول ۳ مشخصات و ترکیب آب دریا و آب مقطر در فشار و دمای اتاق

نمونه	pH	چگالی (g/ml)	ویسکوزیته (cp)	Na (ppm)	Ca (ppm)	Mg (ppm)	Sr (ppm)	(ppm)K	SO <sub>4</sub> (ppm)	HCO <sub>3</sub> (ppm)	Cl (ppm)	Fe (ppm)	TDS (ppm)
آب دریا	۷/۱۰	۱/۰۰۸۵	۰/۹۷	۱۵۰۰۰	۳۷۲	۲۰۰	۲/۳	۳۷۲	۵۴۵۰	۶۷	۲۲۱۶۷	۰/۰۰۵	۳۰۱۳۰/۳
آب مقطر	۷	۰/۹۹۶	۰/۸۹										

## سورفاکتنت مورد استفاده

تریتون ایکس-۱۰۰ یک سورفاکتانت نانیونیک می باشد که دارای یک زنجیره ی آب دوست اکسید پلی اتیلن (به طور متوسط دارای ۹/۵ واحد اتیلن اکسید) و یک زنجیره ی آروماتیکی لیبوفیلیک یا آب گریز می باشد. مشخصات سورفاکتنت مورد نظر در جدول ۴ آورده شده است.

سورفاکتنت ۱۰۰ تا ۱۰۰۰ ppm به همراه آب مقطر تهیه و بعد از اندازه گیری مقادیر هدایت سنجی و pH آنها، این مقادیر در مقابل غلظت آنها رسم می شود. داده های رسم شده برای هر کدام از خواص یک ماده دارای دو روند مجزا خواهند بود که اگر از این دو روند دو خط رگراسیون عبور داده شود، غلظت متناظر با محل تقاطع این دو خط همان غلظت CMC است که برای تزریق در مغزه از این غلظت استفاده خواهد شد [۱۲].

جدول ۴ مشخصات سورفاکتنت TritonX-100 [۱۳]

نام	تریتون ایکس-۱۰۰
شرکت سازنده	Sigma-Aldrich
فرمول شیمیایی	C <sub>14</sub> H <sub>22</sub> O(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> O) <sub>n</sub> (n= 9-10)
جرم مولی	۶۴۷ g/mol
حالت فیزیکی	سیال ویسکوز و زرد رنگ
دانسیته	۱/۰۶ g/cm <sup>3</sup>
دمای ذوب	۶ °C
pH	۶-۸
دمای اشتعال	۲۵۱ °C

## سیلاب زنی مغزه

## آماده سازی مغزه

مرحله اول آماده سازی مغزه شامل شست و شو مغزه با آزتروپ تولوئن و متانول است بعد از شست و شوی مغزه با سوکسیله و حلال های تولوئن و متانول که یک هفته طول می کشد، مغزه در آن و در دمای ۸۰ °C خشک می شود و برای آزمایش های روتین آماده می شود.

## اندازه گیری تخلخل و تراوایی گازی

برای اندازه گیری تخلخل در این مطالعه از گاز هلیوم و دستگاه تخلخل سنج هلیوم استفاده شد به خاطر اینکه این گاز در شرایط محیطی یک گاز ایده آل است. اساس کار این آزمایش طبق قانون بویل-ماریوت است. اندازه گیری تراوایی گازی با استفاده از تراوایی سنج گازی و با گاز ازت اندازه گیری شد. مبنای اندازه گیری در این دستگاه قانون اصلاح شده دارسی است که توسط کلینکنبرگ انجام شد. اندازه گیری تراوایی گازی به منظور تحلیل اولیه وضعیت مغزه و همچنین انتخاب دبی مناسب در اندازه گیری تراوایی مطلق صورت می گیرد.

## روش انجام آزمایشات

در این مطالعه روش انجام آزمایش ها به سه مرحله تقسیم می شود؛ اندازه گیری غلظت بحرانی (CMC) سورفاکتنت مورد استفاده، سیلاب زنی مغزه و آزمایش اندازه گیری زاویه تماس که در زیر هر مرحله به صورت جداگانه بررسی می شود.

## تهیه محلول سورفاکتنت با غلظت های مختلف برای تعیین CMC

در این مطالعه از روش pH سنجی و هدایت سنجی برای این منظور استفاده شده است. روش کار به این صورت است که ابتدا ده محلول با غلظت

## اندازه‌گیری حجم فضای خالی

ابتدا مغزه اشباع از فاز آبی مورد نظر می‌شود. برای اشباع مغزه از پمپ خلاء و دسی کاتور استفاده می‌شود. ابتدا مغزه خشک وزن می‌شود و درون آب مورد نظر قرار می‌گیرد به طوری که کاملاً غرق شود، ظرف حاوی مغزه را درون دسی کاتور قرار داده و پمپ خلاء متصل به آن را روشن می‌کنیم تا به مدت ۸ h تحت خلاء قرار بگیرد. مغزه اشباع شده دوباره درون سیلندر حاوی فاز آبی مورد نظر تحت فشار قرار می‌گیرد تا به اشباع کامل برسد. با وزن کردن مغزه اشباع شده و اندازه‌گیری اختلاف وزن تر و خشک آن و با داشتن چگالی فاز آبی مورد نظر، حجم فضای خالی مغزه اندازه‌گیری می‌شود.

## سیلاب‌زنی مغزه و اندازه‌گیری تراوایی مطلق

بعد از اندازه‌گیری حجم فضای خالی، مغزه درون مغزه نگهدار قرار گرفته و بعد از اعمال فشار سرباره برابر با ۲۸۴۰ psi تحت تزریق آب مقطر در چهار دبی ۰/۱، ۰/۲، ۰/۳ و ۰/۴ cc/min قرار می‌گیرد و تراوایی مطلق مغزه برآورد می‌گردد.

## اندازه‌گیری اشباع آب اولیه (SWi)

بعد از این مرحله نفت مصنوعی بدون آسفالتین به مغزه تزریق می‌شود و تا موقعی که واتراکت<sup>۱</sup> به کمتر از ۱٪ برسد ادامه پیدا می‌کند. با توجه به اینکه حجم فضای خالی سنگ قبلاً مشخص شده است، میزان اشباع اولیه آب در این مرحله مشخص می‌گردد.

اشباع<sup>۲</sup>

بعد از اندازه‌گیری اشباع آب اولیه، مغزه درون سیلندر حاوی نفت خام مخزن و تحت فشار و دمای مخزن درون آن قرار می‌گیرد. مدت زمان اشباع مغزه سه هفته است.

## شست شو با دکالین

بعد از خارج کردن مغزه از آن، برای جلوگیری از رسوب آسفالتین در مغزه، دکالین به اندازه ۴ تا ۵ PV به مغزه تزریق می‌شود.

## تزریق نفت مصنوعی و اندازه‌گیری تراوایی موثر نفت

بعد از تزریق دکالین، نفت مصنوعی مورد نظر در دبی ثابت به مغزه تزریق می‌شود و بعد از اینکه دکالین کاملاً از مغزه خارج شد، در چهار دبی ۰/۱، ۰/۲، ۰/۳ و ۰/۴ cc/min نفت مصنوعی تزریق و تراوایی موثر اندازه‌گیری می‌شود.

## • سیلاب‌زنی مغزه با آب مقطر، آب دریا و آب کربناته

ابتدا آب مقطر در دبی ثابت به مغزه تزریق می‌شود و میزان بازیافت نفت، تغییرات فشار سر مغزه و داده‌های مربوط به منحنی‌های تراوایی نسبی اندازه‌گیری می‌شود. بعد از این مرحله شست و شو و آماده‌سازی مغزه انجام گرفته و این مراحل با نفت آسفالتین‌دار با غلظت ۱۰۰۰ ppm تکرار پیدا می‌کند.

بعد از ثبت داده‌های این مرحله و آماده‌سازی دوباره مغزه، مراحل ذکر شده با تزریق آب دریا صورت می‌گیرد و داده‌های حاصل یادداشت می‌شود. مرحله آخر تزریق آب کربناته است که به صورت زیر انجام می‌شود:

آب کربناته در فشار ثابت ۲۰۰۰ Psi به مغزه تزریق می‌گردد و میزان بازیافت نفت اندازه‌گیری می‌شود. این مرحله به ترتیب بعد از شست و شوی مغزه و اشباع با نفت آسفالتین‌دار غلظت ۱۰۰۰ ppm تکرار می‌گردد.

## اندازه‌گیری زاویه تماس

برای اندازه‌گیری زاویه تماس تعدادی قرص دایره‌ای شکل کوچک از نمونه مغزه کربناته با قطر ۱ cm و ضخامت ۴ mm تهیه می‌کنیم و این قرص‌ها را در نفت خام با غلظت‌های آسفالتین صفر و ۱۰۰۰ ppm به مدت دو هفته در دمای مخزن اشباع (Aging) می‌کنیم. برای اندازه‌گیری زاویه تماس از دستگاه VIT6000 استفاده شده است.

1. Water Cut  
2. Aging

## بحث و بررسی نتایج

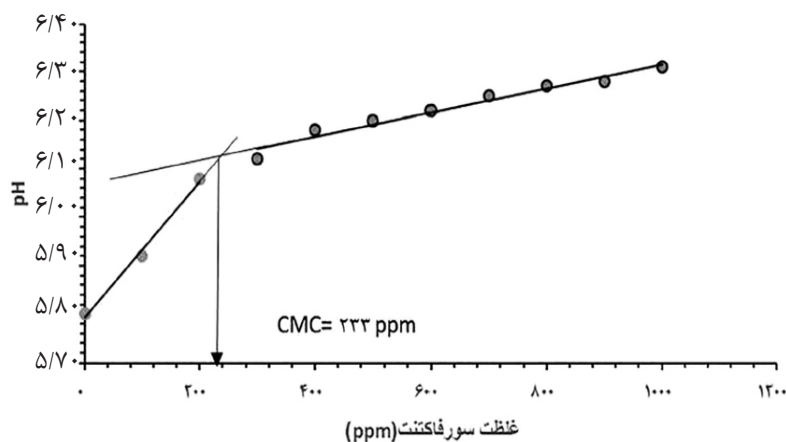
## محاسبه مقدار CMC سورفاکتنت TritonX-100

است. همان‌طور که مشخص است در همه فازهای آبی سورفاکتنت بسیار تاثیر گذار بوده و توانسته مقدار زاویه تماس را به مقدار قابل توجهی کاهش دهد. در آزمایش‌هایی که از نفت بدون آسفالتین استفاده شده، آب کربناته بیشترین تاثیر را در کاهش زاویه تماس داشته است اما در آزمایش‌هایی که از نفت آسفالتین‌دار استفاده شده است، آب دریا بهترین و آب کربناته بدترین عملکرد را داشته است. استفاده از آسفالتین در همه حالات تمایل به نفت‌دوستی سطح حفرات را افزایش می‌دهد. علت افزایش نفت‌دوستی سطح و در پی آن افزایش زاویه تماس بین قطره آب و سطح سنگ، رسوب ذرات آسفالتین در سطح حفرات و افزایش نیروی کشش بین سطحی بین آب و نفت است که مانع از پخش شدن قطرات آب روی سطح حفرات می‌گردد.

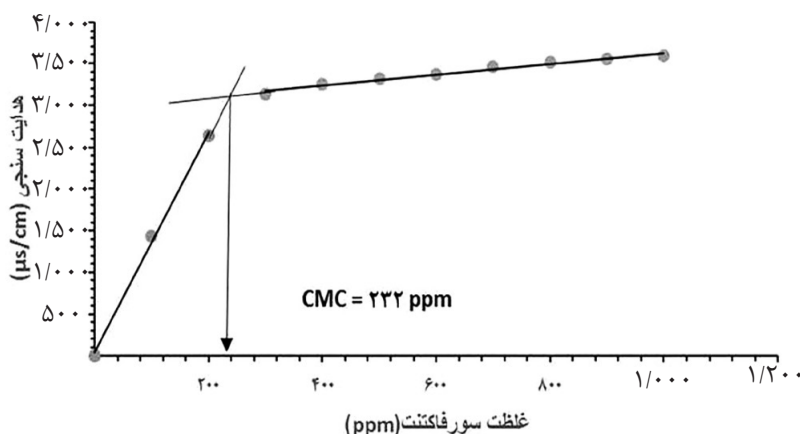
شکل ۱ اندازه‌گیری مقدار غلظت بحرانی سورفاکتنت با استفاده از pH سنجی و شکل ۲ این فرآیند را با روش هدایت‌سنجی نشان می‌دهد. مقدار CMC به‌دست آمده از روش pH سنجی برابر با ۲۳۲ ppm و از روش هدایت‌سنجی برابر با ۲۳۳ ppm است. غلظت سورفاکتنت مورد استفاده در این مطالعه ۲۳۰ ppm در نظر گرفته شد.

## نتایج آزمایش زاویه تماس

شکل‌های ۳ و ۴ نتایج آزمایش زاویه تماس را برای حالت‌های مختلف فاز آبی (آب مقطر، آب دریا و آب کربناته) نشان می‌دهند. در هر فاز یک بار آزمایش با سورفاکتنت و یک مرحله بدون سورفاکتنت انجام شده

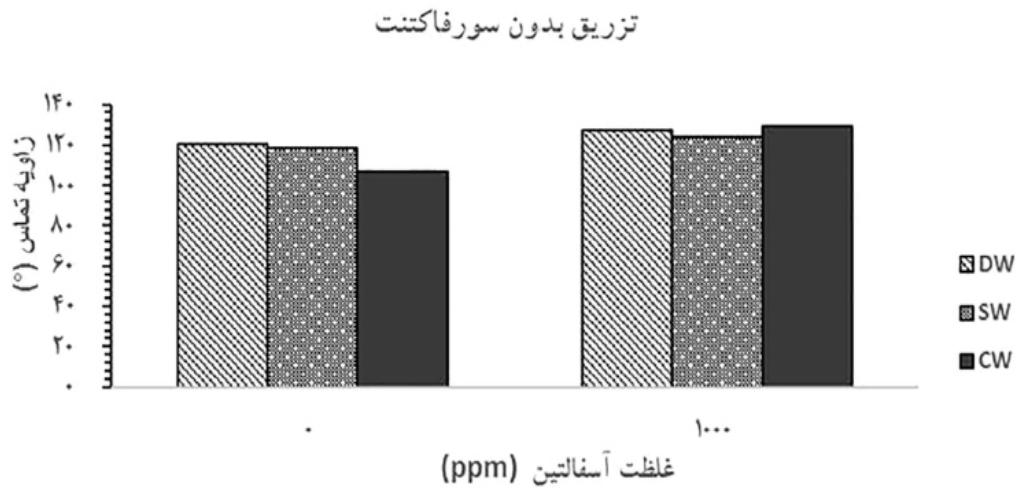


شکل ۱ اندازه‌گیری مقدار غلظت بحرانی با روش pH سنجی

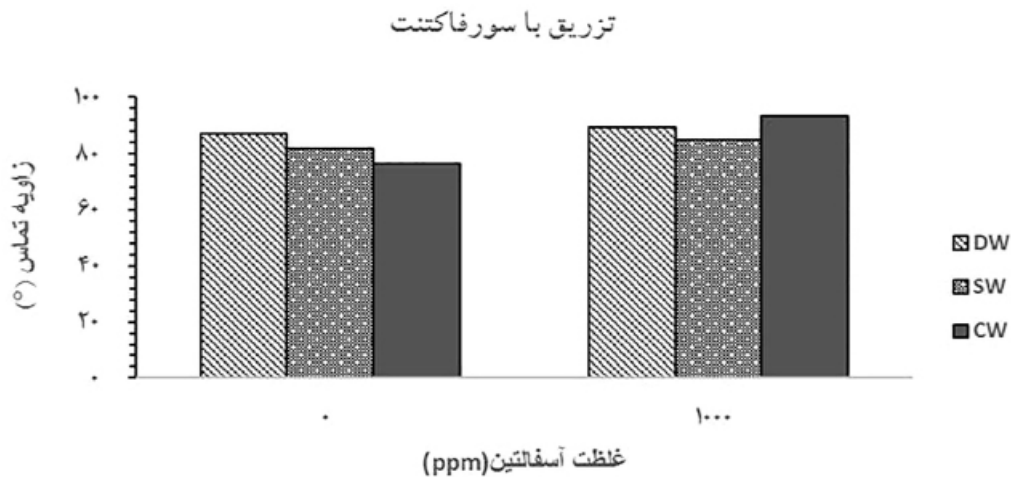


شکل ۲ اندازه‌گیری مقدار غلظت بحرانی با استفاده از روش هدایت‌سنجی





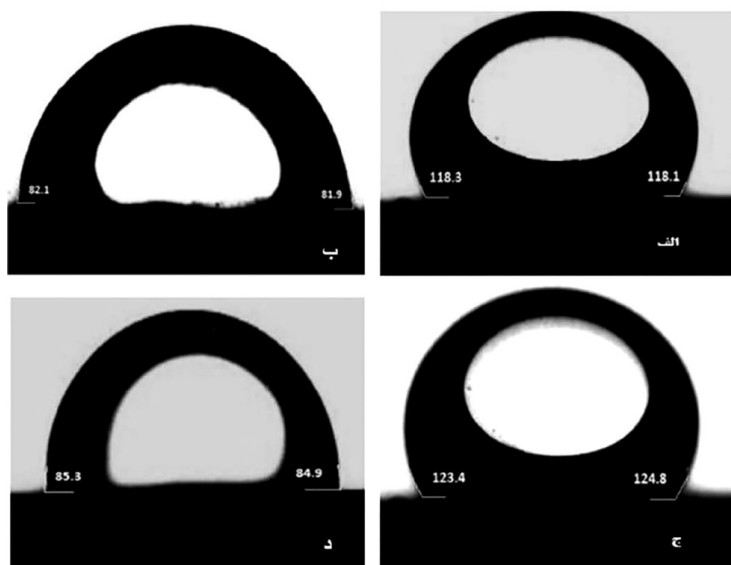
شکل ۳ نتایج تست زاویه تماس در حالت تزریق بدون سورفاکتنت برای فازهای آبی مختلف



شکل ۴ نتایج آزمایش زاویه تماس در حالت تزریق با سورفاکتنت برای فازهای آبی مختلف

هم مقدار آن را تنها تا  $93/4^\circ$  کاهش می‌دهد. میزان بازیافت نفت آسفالتین‌دار نیز در تزریق آب کربناته بدون سورفاکتنت برابر  $45/3\%$  و با سورفاکتنت برابر  $50/1\%$  است که در مقایسه با آب دریا مقدار پایین تری دارد. شکل ۵ نمونه ای از قطرات تشکیل شده در استفاده از آب دریا را نشان می‌دهد. در این شکل در آزمایش بدون آسفالتین، مقدار زاویه تماس درحالتی که آزمایش بدون سورفاکتنت انجام شده است برابر  $118/2^\circ$  و درحالتی که از سورفاکتنت استفاده شده این مقدار برابر  $82^\circ$  است. درحالتی که قرص‌ها در نفت آسفالتین‌دار با غلظت ۱۰۰۰ ppm اشباع شده باشد.

در نهایت استفاده از سورفاکتنت در آزمایش آب دریا توانسته مقدار زاویه تماس را از  $124/1^\circ$  (بدون سورفاکتنت) به  $85/1^\circ$  کاهش دهد. با افزودن سورفاکتنت به فاز آبی، تجمع آسفالتین روی سطح قرص کمتر شده به گونه‌ای نیروی دافعه بین سطح و قطره آب کاهش می‌یابد و قطره می‌تواند راحت‌تر روی سطح بنشیند. استفاده از آب کربناته درحالتی که نفت بدون آسفالتین باشد، بسیار مؤثر بوده و قادر است زاویه تماس بین آب و سطح قرص را تا  $76/5^\circ$  کاهش دهد اما درحالتی که از نفت آسفالتین‌دار استفاده می‌شود، زاویه تماس برابر  $129/8^\circ$  می‌شود و حتی استفاده از سورفاکتنت



شکل ۵ قطرات تشکیل شده بر روی قرص کربناته در آزمایش زاویه تماس فاز آبی: آب دریا: الف) بدون سورفاکتنت بدون آسفالتین، ب) با سورفاکتنت و بدون آسفالتین، ج) بدون سورفاکتنت و با آسفالتین و د) با سورفاکتنت و با آسفالتین

تزریق آب کربناته است و در آزمایش تزریق بدون سورفاکتنت مقدار بازیافت نهایی نفت ۳/۴۵٪ نفت درجا است و با افزودن سورفاکتنت این مقدار به ۱/۵۰٪ می‌رسد. بیشترین مقدار بازیافت نفت مربوط به تزریق آب دریا همراه با سورفاکتنت و کمترین مقدار بازیافت مربوط به تزریق آب کربناته بدون سورفاکتنت است. علت بالا بودن بازیافت نفت در تزریق آب دریا همراه با سورفاکتنت، تأثیر بیشتر آب دریا در تغییر ترشوندگی سطح حفرات از نفت دوستی به آب دوستی است. تأثیر آب دریا به گونه‌ای است که سبب می‌شود آسفالتین موجود در نفت یا رسوب نکند و یا اینکه بعد از رسوب آن را پراکنده می‌کند و مانع از جذب آنها بر روی سطح حفرات می‌گردد. وقتی آسفالتین کمتری در بر روی سطح حفرات باقی بماند، توانایی کمتری در نفت دوست نگه داشتن سطح حفرات دارد و سطح حفرات تمایل بیشتری به جذب آب پیدا می‌کنند. بنابراین، تراوایی نسبی آب نسبت به نفت کاهش پیدا می‌کند و آب کندتر حرکت کرده و می‌تواند نفت به تله افتاده در حفرات را بهتر جاروب کند. از این رو، بازیافت نفت افزایش پیدا می‌کند.

مقدار زاویه تماس در آزمایش بدون سورفاکتنت برابر با  $124/1^\circ$  و درحالتی که از سورفاکتنت استفاده شده باشد برابر با  $85/1^\circ$  است. **جدول ۵** نتایج کلی آزمایش زاویه تماس را نشان می‌دهد:

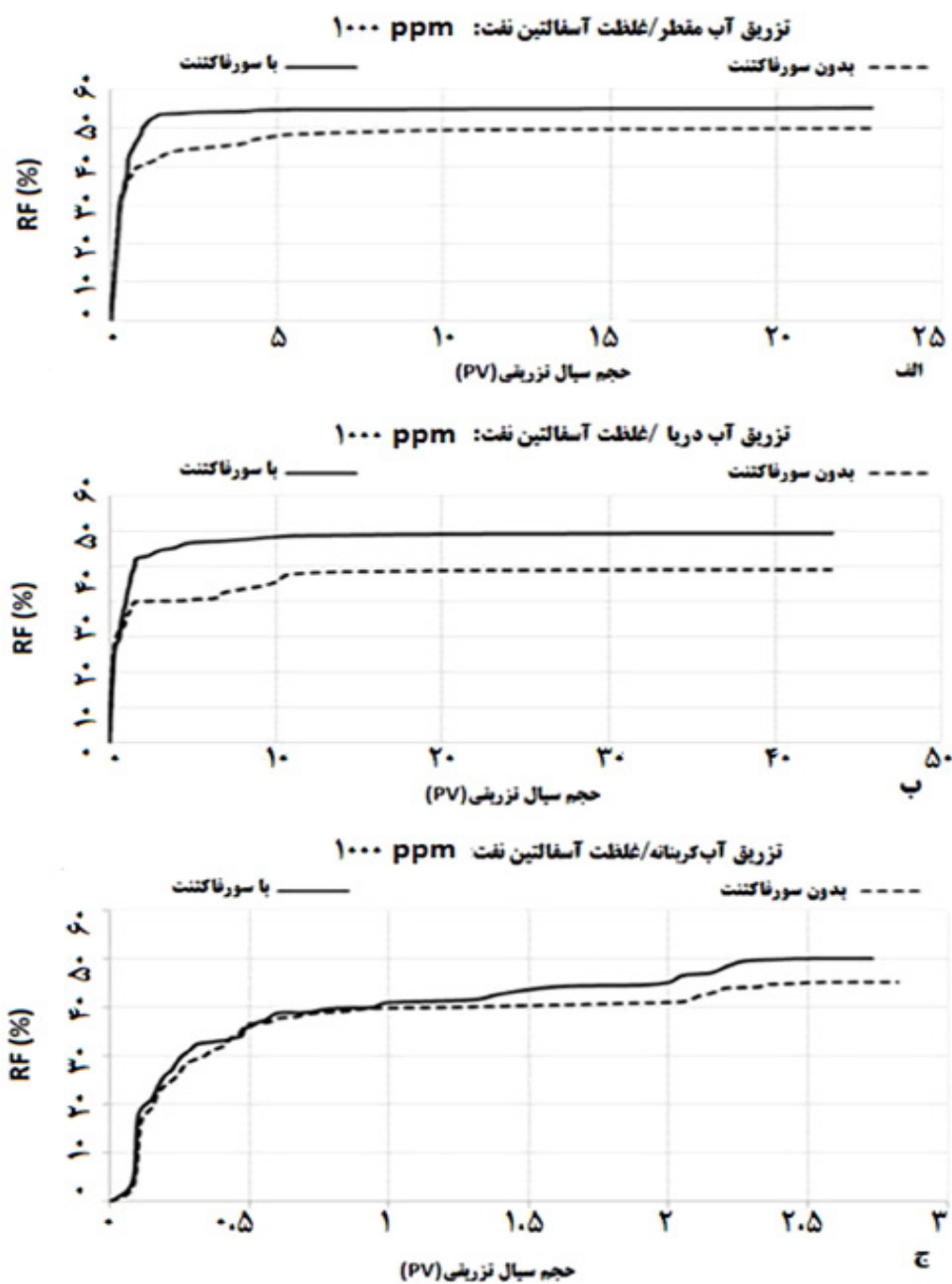
#### بازیافت نفت

**شکل ۶** منحنی‌های بازیافت نفت را در حالت استفاده از سورفاکتنت و بدون سورفاکتنت در سه فاز آبی مختلف نشان می‌دهد. همان‌طور که از شکل‌ها مشخص است در هر فاز آبی دو تزریق صورت گرفته است (با سورفاکتنت و غلظت آسفالتین  $1000 \text{ ppm}$  / بدون سورفاکتنت و غلظت آسفالتین  $1000 \text{ ppm}$ ). در **شکل ۶-الف** که مربوط به تزریق آب مقطر است، میزان بازیافت نفت در آزمایش اول که تزریق آب مقطر بدون سورفاکتنت صورت گرفته است، برابر با  $49/9\%$  است که با افزودن سورفاکتنت این مقدار به  $55/5\%$  افزایش می‌یابد. در **شکل ۶-ب** که مربوط به تزریق آب دریا است، در آزمایش اولیه (تزریق بدون سورفاکتنت) میزان بازیافت نهایی از مغزه برابر با  $49\%$  می‌باشد که با افزودن سورفاکتنت به آب دریا این مقدار به  $59/4\%$  افزایش پیدا می‌کند. **شکل ۶-ج** مربوط به



جدول ۵ نتایج کلی زاویه تماس در فازهای آبی مختلف

زاویه تماس (°)				فاز آبی
As:1000, Sf: CMC (ppm)	As:1000, Sf:0 (ppm)	As:0, Sf: CMC (ppm)	As:0, Sf:0 (ppm)	
۸۹/۳۵	۱۲۷/۱	۸۷/۳	۱۲۰/۷	آب مقطر
۸۵/۱	۱۲۴/۱	۸۲	۱۱۸/۲	آب دریا
۹۳/۴	۱۲۹/۸	۷۶/۵	۱۰۶/۷	آب کربناته



شکل ۶ منحنی‌های بازیافت نفت: الف) تزریق آب مقطر، ب) تزریق آب دریا و ج) تزریق آب کربناته

و تزریق آب مقطر مشاهده می‌شود، وجود یونهای NaCl و KCl در آب دریا است که باعث می‌شود آب دریا از لحاظ ساختاری در مقایسه با آب مقطر بسیار مشابه تر با آب سازند باشد و حفرات موجود در فضای متخلخل تمایل بیشتری به جذب آب دریا و اجازه ورود به آن را داشته باشند. وجود یون‌ها و املاح در آب دریا باعث افزایش ویسکوزیته سیال شده و نرخ تحرک‌پذیری آن را کاهش می‌دهد در نتیجه می‌تواند نفت موجود در حفرات را بهتر جابه‌جا کند [۱۶]. جدول ۶ نتایج کلی بازیافت نفت را نشان می‌دهد.

نحوه تأثیرگذاری سورفاکتنت مورد استفاده به‌همراه آب نمک بر روی رسوب آسفالتین در این مطالعه بررسی نشده است و تنها تغییرات ترشوندگی به‌عنوان عامل اصلی تأثیرگذار بر روی بازیافت نفت مورد بررسی قرار گرفته است. آقای داوودف و مغالو نیز در مطالعه خود بر روی تأثیر آسفالتین بر بازیافت نفت، رسوب بیشتر آسفالتین را سبب کاهش بازیافت نفت دانسته‌اند که علت آن را بسته شدن حفرات و همچنین، تغییر ترشوندگی به‌سمت نفت‌دوستی بیان کرده‌اند [۱۵ و ۱۴]. طبق مطالعه آقای لشکرآبادی و همکاران در حالت کلی تفاوت‌هایی که در ترشوندگی و بازیافت نفت در تزریق آب دریا

جدول ۶ نتایج کلی بازیافت نفت در استفاده از فازهای آبی مختلف با سورفاکتنت و بدون سورفاکتنت

RF (%)		فاز آبی
As:1000, Sf: CMC (ppm)	As:1000, Sf:0 (ppm)	
۵۵/۵	۴۹/۹	آب مقطر
۵۹/۴	۴۹	آب دریا
۵۰/۱	۴۵/۳	آب کربناته

در غلظت بحرانی ppm ۲۳۰ به ۵۹/۴٪ می‌رسد که در مقایسه با حالت تزریق بدون سورفاکتنت (۴۹٪) بسیار قابل توجه است.

۴- در تزریق آب کربناته درحالتی که نفت آسفالتین‌دار باشد و فاز آبی بدون سورفاکتنت، مقدار زاویه تماس برابر  $129/8^\circ$  و در حالت استفاده از سورفاکتنت به  $93/4^\circ$  کاهش پیدا می‌کند. میزان بازیافت نفت نیز از  $45/3\%$  نفت درجا به  $50/1\%$  افزایش پیدا می‌کند که نسبت به آب مقطر و آب دریا عملکرد ضعیف‌تری داشته است.

۵- در تزریق هر سه فاز آبی، سورفاکتنت مورد استفاده قادر به افزایش بازیافت نفت است که مقدار افزایش آن در استفاده از آب دریا نسبت به آب مقطر و آب کربناته قابل توجه است. علت این تفاوت تغییر ترشوندگی سطح حفرات است که در استفاده از آب دریا بیشترین تغییر را به‌سمت آب‌دوستی داشته است.

### نتیجه‌گیری

۱- آزمایش زاویه تماس نشان داد که رسوب آسفالتین باعث تمایل بیشتر سطح حفرات قرص کربناته به‌سمت نفت‌دوستی می‌شود و سورفاکتنت مورد استفاده توانایی بالایی در کاهش زاویه تماس از نفت‌دوستی به‌سمت میانه و آب‌دوستی را دارد.

۲- مقدار زاویه تماس در استفاده از آب مقطر برای حالتی که نفت آسفالتین‌دار باشد، از  $127/1^\circ$  (تزریق بدون سورفاکتنت) تا مقدار  $89/3^\circ$  در هنگام استفاده از سورفاکتنت کاهش پیدا می‌کند. درصد بازیافت نفت نیز در حالت تزریق بدون سورفاکتنت برابر  $49/9$  بوده که با تزریق سورفاکتنت به  $55/5$  افزایش پیدا کرده است.

۳- تأثیر این سورفاکتنت در حضور آب دریا بیشتر شده و قادر است زاویه تماس را از  $124/1^\circ$  به  $85/1^\circ$  در نفت آسفالتین‌دار کاهش دهد. علاوه‌بر این میزان بازیافت نفت با تزریق محلول آب دریا و سورفاکتنت

RF: فاکتور بازیافت

DW: آب مقطر

SW: آب دریا

CW: آب کربناته

علائم و نشانه‌ها

ppm: قسمت در میلیون

CMC: غلظت بحرانی

As: آسفالتین

Sf: سورفاکتنت

## مراجع

- [1]. Antonio V, Brancoa M, Mansoori G A, Xavier L C D A, Park S J, Manafi H (2001) Asphaltene flocculation and collapse from petroleum fluids, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 32: 117-230.
- [2]. Nasri Z. Dabir B (2009) Effects of asphaltene deposition on oil reservoir characteristics including two phase flow, *Journal of the Japan Institute*, 52, 1: 1-9.
- [3]. Sara M, Hashmi, Firoozabadi A, Yale University (2013) Asphaltene Deposition in Metal Pipes: Efficient Inhibition and Removal by Different Surfactants, SPE 166404.
- [4]. Sabramanian D, Firouzabadi A (2015) Effects of surfactants and water on inhibition of asphaltene precipitation and deposition, SPE- 177669- MS.
- [5]. Wang M, Kaufman J, Chen X, Sungail C (2015) Development and evaluation of non-ionic polymeric surfactants as asphaltene inhibitors, SPE-173720- Ms.
- [6]. Nabipour M, Ayatollahi Sh, Keshavarz P (2017) Application of different novel and newly designed commercial ionic liquids and surfactants for more oil recovery from an Iranian oil field, *Journal of Molecular Liquids*, 230: 579–588.
- [7]. Ahsaeia Zh, Nabipour M (2019) Application of commercial zwitterionic surfactants and ionic liquids to reduce interfacial tension and alter wettability in a carbonate reservoir, Taylor and Francis, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, And Environmental Effects*.
- [8]. Janaina I, Aguiar S, Rogers J, Mahmoudkhani A (2020) Locus bio-energy solutions, the assessment of microbial surfactants as asphaltene dispersants: sophorolipids vs dodecylbenzenesulfonic acid, OTC-30673-MS.
- [9]. Moghanirahimi A, Sadeghi A, Kaabi A (2019) Investigation of Temperature and Hydrolyzed Polyacrylamide Polymer on Adsorption Density of the TritonX-100 Surfactant in Carbonate Rocks, *Petroleum Research*, 29: 108, 36-38.
- [10]. Alhreeza M, Wenb D (2018) Controlled releases of asphaltene inhibitors by nanoemulsions, *Fuel*, 234: 538–548.
- [11]. Guanli Sh, Mingzhe D, Shengnam Ch (2014) Improvements of CO<sub>2</sub> EOR performance in water-wet reservoirs by adding active carbonate water, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 121: 142-148.
- [12]. Emadi S, Shadizadeha S R (2019) Effect of using zyziphus spina christi or cedr extract (CE) as a natural surfactant on oil mobility control by foam flooding, *Journal of Molecular Liquids*, 293: 111573.
- [13]. <https://www.sigmaaldrich.com>.
- [14]. Davudov D (2018) A new model for permeability impairment due to asphaltene deposition, *Fuel*, 235: 239–248.
- [15]. Hematfar V (2017) Experimental investigation of asphaltene adsorption in porous media due to solvent injection and effects on relative permeability, *International Journal of Multiphase Flow*, 99: 174-185.
- [16]. Lashkarbolooki M, Ayatollahi Sh, Riazi M (2017) Mechanistical study of effect of ions in smart water injection into carbonate oil reservoir, *Process safety and environmental Protection*, 105: 361-372.



# Experimental Investigation of Chemical Surfactant (Triton x-100) Effect on Asphaltene Precipitation in Carbonate Rocks

Sina Bazyr, Moein Nabipour\*, Amin Azdarpour, Bizhan Honarvar and Nadia Esfandiari

Department of Chemical Engineering, Marvdasht Branch, Islamic Azad University, Marvdasht, Iran

Nabipour @miau.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2021.4538.3044

Received: July/02/2021

Accepted: October/23/2021

## Introduction

Crude oil produced from oil fields always has some asphaltene with in, and asphaltene precipitation in oil reservoirs, wellhead equipment, and also in refinery equipment always causes different problems for industry. The final effect of asphaltene precipitation appears on the amount of production cost and imposes an additional cost on the oil upstream and downstream industries [1,2].

In previous researches, many chemical surfactants have been used for de-asphalting, which have had different effects, and sometimes their effect in seawater has been reported to be more effective than formation water [3,4]. In this study, the chemical surfactant Triton x-100 was used. Contact angle and core flooding test were applied to evaluate the effect of this surfactant on asphaltene precipitation. Core flood test was implemented to assess the ability of this surfactant to recover asphaltene oil in different aqueous phases including distilled water, seawater and carbonate water. In this study, three different aqueous phase were used, and their behavior was comprised.

## Materials and Methods

### Materials

Surfactant: Triton X-100

Toluene: (99.8% purity)

Methanol: (99.9% purity)

AgNO<sub>3</sub> (10%): (99.9% purity)

Crude oil: (Density: 0.82 gr/ml, Viscosity: 0.94 cP)

Mineral oil: Soltrol (Density: 0.81 gr/ml, Viscosity: 0.92 cP)

Asphaltene Oil (0.1 gr Asphaltene+99.9 gr Soltrol)  
Aqueous phase: Distilled water, Sea water, Carbonate water/  
Core plug and Tablet: Carbonate (Dolomite)

## Methods

The approach of core flooding is shown in Figure 1.

- Surfactant CMC measurement (pH and Conductivity methods)
- Core flooding by different aqueous phase (below flowchart):
- Contact angle measurement by sessile drop method  
To measure the contact angle, a number of small circular tablets from a carbonate core sample with a diameter of one centimeter and a thickness of four millimeters were prepared. Then, Saturate these tablets in crude oil with zero and 1000 ppm asphaltene concentrations for one to two weeks at reservoir temperature. The sessile drop method was used to measure the contact angle.

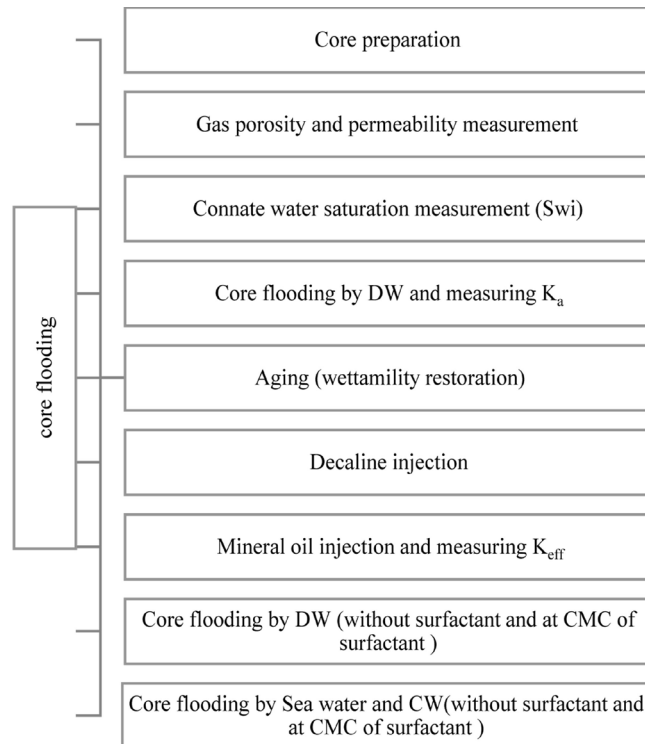
## Results and Discussions

### CMC

The CMC that was measured from pH measurement method is equal to 233 ppm and from conductivity method is equal to 232 ppm. The CMC that used in this study was considered to be 240 ppm, which is approximately the average of the measured concentrations.

Contact Angle:

Table 1 shows the results of contact angle measurements at 0 and 1000 ppm of asphaltene without surfactant and with CMC of surfactant solution.



**Fig 1.** The approaches of core flooding.

**Table 1:** Results of contact angle test at different aqueous phase.

Contact angle ( $\theta$ )				Aqueous Phase
A:1000, S: CMC (ppm)	A:1000, S:0 (ppm)	A:0, S:cmc (ppm)	A:0, S:0 (ppm)	
89.35	127.1	87.3	120.7	DW
85.1	124.1	82	118.2	SW
93.4	129.8	76.5	106.7	CW

**Table 2** illustrates the RF% at 0 and 240 ppm of surfactant 0 and 1000 ppm of asphaltene solution.

**Table 2** Results core flooding test at different aqueous phase.

RF(%)		Aqueous Phase
A:1000, S: CMC (ppm)	A:1000, S:0 (ppm)	
55.5	49.9	DW
59.4	49	SW
50.1	45.3	CW

The contact angle test showed that asphaltene precipitation causes the surface of pores on carbonate tablet to be more oil-wet and the surfactant had a high ability to alter the wettability from oil-wet to the intermediate and water-wet.

The behavior of triton x-100 was more effective at sea water, and was able to reduce the contact angle from 124.1 degrees to 85.1 degrees in asphaltene oil. Moreover, the amount of oil recovery by injecting seawater solution and surfactant at a critical concentration of 240

ppm reaches 59.4%, which is remarkable compared to the injection mode without surfactant (50.1%).

#### Nomenclatures

CMC: Critical Micelle Concentration

DW: Distilled Water

SW: Sea Water

CW: Carbonate Water

RF: Recovery Factor

Ka: Absolute Permeability

Keff: Effective Permeability

PPM: Part Per Million

#### References

1. Mansoori G A (2001) Physicochemical basis of arterial blocage/fouling prediction and prevention, Department of Chemical University of Illinois at Chicago.
2. Nasri Z, Dabir B (2009) Effects of Asphaltene Deposition on Oil Reservoir characteristics including two phase flow, Journal of the Japan Institute, 52, 1: 1-9.
3. Nabipour M, Ayatollahi, Sh, Keshavarz P (2017)

Application of different novel and newly designed commercial ionic liquids and surfactants for more oil recovery from an Iranian oil field. *Journal of Molecular Liquids*. 230: 579–588.

4. Ahsaeia Zh, Nabipour M (2019) Application

of commercial zwitterionic surfactants and ionic liquids to reduce interfacial tension and alter wettability in a carbonate reservoir. Taylor and Francis, *Energy Sources. Part A: Recovery Utilization and Environmental Effects*.