

بررسی آزمایشگاهی پارامترهای مؤثر بر کشش بین سطحی نفت-آب در سیلاب زنی آب هوشمند به نفت حاوی آسفالتین

سید علی حسینی^{۱*}، خلیل شهبازی^۱ و میلاد غفوری^۲

۱- دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

۲- واحد مهندسی مخازن هیدروکربوری، شرکت بهره برداری نفت و گاز مارون، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۲/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۹/۲۰

چکیده

آسفالتین‌ها باعث مشکلات زیادی در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی صنعت نفت می‌شوند. از طرفی، تولید آب همراه نفت در مخازن نفتی در دوره دوم تولید که دارای آبده فعال یا تحت عملیات سیلاب‌زنی هستند، یکی از چالش‌های اصلی تولیدی را تشکیل می‌دهد. در چنین شرایطی تشکیل امولسیون آب در نفت اجتناب‌ناپذیر بوده و آسفالتین به‌عنوان پایدارکننده امولسیون عمل می‌کند. در نتیجه بیشتر مقالات تنها به مشکلات ناشی از رسوب و ته‌نشینی آسفالتین در شرایط تشکیل امولسیون آب و نفت پرداخته‌اند. در مقابل، تعداد کمی از کارهای انجام‌شده بر روی برهم‌کنش سیال-سیال آب و نفت در هنگام تزریق آب به مخازن نفتی دارای آسفالتین متمرکز شده‌اند. بر این اساس، این پژوهش به مطالعه آزمایشگاهی کشش سطحی بین نفت آسفالتین‌دار و آب هنگام تزریق آب هوشمند می‌پردازد. جهت نیل به این هدف برهم‌کنش‌های سیال-سیال با دقت مورد بررسی قرار گرفته و سپس تأثیر پارامترهای مؤثر نظیر شوری و ترکیب یونی آب و نوع نمک، نقش زمان، اثر نفت مدل، نوع آسفالتین و حضور یا عدم حضور نفتنیک اسید بر کشش بین‌سطحی آب هوشمند و نفت حاوی آسفالتین مورد آزمایش قرار گرفته است. نتایج نشان داد که کم‌ترین میزان کشش سطحی برای نمک‌های منیزیم کلرید، کلسیم کلرید و سدیم سولفات در شوری‌های پایین به‌دست می‌آید. در تمام شوری‌ها به‌جز آب دریای دو بار رقیق‌شده، کشش بین‌سطحی بعد از گذشت ده روز مقادیر بیشتری را نسبت به زمانی که نفت و آب تازه در کنار هم قرار داده‌شده، نشان داد. با حضور نفتنیک اسید در فاز توده نفتی نسبت به آسفالتین تنها، کاهش بیشتری از کشش بین‌سطحی دیده شد. همچنین، کم‌ترین میزان کشش بین‌سطحی در شوری آب دریا مشاهده شد. یافته‌های این مطالعه ادبیات حوزه‌ی ازدیاد برداشت در مطالعات میدانی بر روی نفت‌های آسفالتین‌دار و آب هوشمند را غنی‌تر خواهد نمود.

کلمات کلیدی: آسفالتین، کشش بین‌سطحی، سیلاب‌زنی آب، آب هوشمند، ازدیاد برداشت نفت

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی dralihosseini1994@gmail.com

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5422.3412)

مقدمه

یکی از روش‌هایی که در ازدیاد برداشت نفت با آب پیشنهاد می‌شود، تغییر ویژگی‌های آب تزریقی برای افزایش بازیافت است که عموماً در آن، برداشت نفت با تغییر شیمی آب تزریقی افزایش می‌یابد [۱]. در این رویکرد با تغییر شوری و یا تغییر هوشمندانه یون‌های موجود در آب تزریقی، تأثیراتی که آب، نفت و سنگ بر روی هم می‌گذارند را تغییر می‌دهند که در نهایت منجر به افزایش برداشت نفت می‌شود. افزایش بازیافت نفت با استفاده از آب کم شور اولین بار توسط برنارد مورد استفاده قرار گرفت [۲]. شرکت‌های تجاری نیز تحقیقات خود را در این زمینه انجام داده‌اند و هر کدام نام‌های مختلفی را برای آن برگزیده‌اند. شرکت نفت بریتانیا از اصطلاح آب کم شور^۱، اکسون موبیل^۲ از مدیریت یونی پیشرفته^۳ و شرکت شل از آب طراحی شده^۴ برای نام‌گذاری این پدیده استفاده کردند [۳]. براساس حلالیت، آسفالتین‌ها اجزایی از نفت خام هستند که در آلکان‌های سبک مانند پنتان، هپتان و هگزان رسوب می‌کنند اما در حلال‌های آروماتیکی مانند تولوئن و بنزن حل می‌شوند. اجزای آسفالتینی بیشترین میزان هترواتم‌های موجود در نفت را به خود اختصاص می‌دهند. از نظر قطبیت، هیدروکربن‌های اشباع و آروماتیک، غیر قطبی یا دارای قطبیت متوسطی می‌باشند اما آسفالتین‌ها و رزین‌ها قطبی می‌باشند [۴]. آسفالتین‌ها دارای اسکلت هیدروکربنی و شامل گروه‌های قطبی دارای عناصر اکسیژن، نیتروژن و گوگرد هستند. از آنجایی که گروه‌های قطبی آب‌دوست و بخش هیدروکربنی آب‌گریز می‌باشند و هر دو این عوامل در مولکول‌های آسفالتین وجود دارند؛ بنابراین، آسفالتین‌ها مانند مواد فعال سطحی عمل می‌کنند [۵]. به این معنا که مانند ماده فعال سطحی تمایل دارند جذب سطح مشترک نفت و آب شوند و سر آب‌دوست به سمت فاز آبی و سر آب‌گریز به سمت ماده نفتی جهت‌گیری داشته

باشد. چنان‌چه آسفالتین‌ها قطبیت کافی داشته باشند به‌عنوان ماده فعال سطحی عمل کرده و کشش بین‌سطحی آب و نفت را کاهش می‌دهند [۶ و ۷]. رائو و همکاران آب مخزن را به‌وسیله آب مقطر تا یک مقدار مشخص (۶۰٪ آب مخزن در کنار ۴۰٪ آب مقطر) رقیق کردند و کاهش ۱۰٪ در مقدار کشش بین‌سطحی را مشاهده کردند [۸]. الاطیبی و ناصرالدین کشش بین‌سطحی آب و نفت را با استفاده از روش قطره آویزان اندازه‌گیری کردند. طبق مشاهدات آن‌ها، کاهش غلظت نمک باعث افزایش کشش بین‌سطحی می‌شود و همین‌طور یک نقطه بحرانی وجود دارد که در آن کم‌ترین مقدار کشش بین‌سطحی برای افزایش بازیافت نفت دیده می‌شود [۹]. یوسف و همکاران برای آب دریا تأثیر بسیار کم در میزان کشش بین‌سطحی گزارش دادند و نتوانستند تأثیر کشش بین‌سطحی را به‌خوبی در این مورد بیان کنند، اما برای آب دریای دهبار رقیق‌شده افزایش بازیافت نفت و کاهش کشش بین‌سطحی را مشاهده کردند [۱۰]. لشکرلوکی و همکاران تأثیر نمک‌های سدیم کلرید، کلسیم کلرید و منیزیم کلرید را بر خواص سطحی آب، نفت و سنگ بررسی کردند. آن‌ها نشان دادند که در شوری‌های پایین کاتیون‌های دوظرفیتی تأثیر حضور آسفالتین در کاهش کشش بین‌سطحی بیشتر از رزین است و هرچه غلظت بیشتر باشد تأثیر رزین بیشتر از آسفالتین هست [۱۱]. معینی و همکاران کشش بین‌سطحی را برای نفت سنگین به‌عنوان تابعی از غلظت نمک، فشار و دما با استفاده از روش قطره آویزان و همین‌طور تأثیر یون‌های تک‌ظرفیتی و دو‌ظرفیتی را بررسی کردند. آن‌ها بیان کردند که بین مواد فعال سطحی در نفت و نمک در فاز آبی برهم‌کنش‌هایی به‌وجود می‌آید که میزان کشش بین‌سطحی به این برهم‌کنش‌ها بستگی دارد.

1. Low Salinity Water

2. ExxonMobil

3. Advanced Ion Management

4. Designer Water

صورت بوده که در شوری‌های پایین با افزایش غلظت نمک میزان کشش بین‌سطحی کاهش پیدا می‌کند و این روند تا یک نقطه بهینه ادامه پیدا می‌کند و پس از نقطه بهینه با افزایش شوری، کشش بین‌سطحی نیز افزایش پیدا می‌کند. آن‌ها غلظت در نقطه بهینه را بهترین غلظت برای افزایش برداشت نفت معرفی کردند [۱۵]. جیان و همکاران تأثیر دما و شوری را برروی کشش بین‌سطحی آب و نفت با استفاده از شبیه‌سازی دینامیک مولکولی و دستگاه کشش بین‌سطحی بررسی کردند. در این کار از تولوئن به‌عنوان فاز نفتی استفاده شده است که بیشتر به‌دلیل کاربرد زیاد آن به‌عنوان جداکننده آسفالتین از دیگر جامدات و همین‌طور وایولنترون^۳ -۷۹ به‌عنوان آسفالتین مدل در نظر گرفته شده است. براساس مطالعه آن‌ها، در دماهای بالا، با پیوندهای هیدروژنی تشکیل‌شده کمتر، انرژی لازم برای ساختن یک سطح یکسان از مولکول‌های آب کاهش پیدا می‌کند، بنابراین کشش سطحی کمتر می‌شود [۱۶]. محمودوند و همکاران به مطالعه آزمایشگاهی اثرات یون‌های تک ظرفیتی و دو ظرفیتی بارهای مختلف بر ویژگی‌های سطحی سیستم آب/نفت پرداختند. محلول‌های جداگانه‌ای از آسفالتین استخراج شده در تولوئن و مالتن^۴ (نفت آسفالت‌زدایی شده با استفاده از هپتان) تهیه و برای مطالعات تطبیقی استفاده شد. نتایج این مطالعه، نقش عمده کاتیون‌ها را نشان داد، درحالی‌که تغییرات آنیون‌ها دارای اثرات ناچیز بود [۱۷]. حمیدیان و همکاران شش الکترولیت مختلف را برای ارزیابی تجربی اثر آن‌ها بر کشش بین‌سطحی دینامیکی آسفالتین و رزین در فصل مشترک نفت-آب به کار گرفتند. با تهیه دو نمونه نفت مصنوعی براساس انحلال آسفالتین و رزین استخراج شده در تولوئن، مقادیر کشش بین‌سطحی در حضور آب نمک‌های مختلف اندازه‌گیری شد.

معینی نشان داد که افزایش دما کشش بین‌سطحی را به‌صورت خطی کاهش می‌دهد [۱۲]. مرادی و همکاران تأثیر شوری و دما را برروی خواص سطحی بررسی کردند. مشاهدات آن‌ها نشان می‌داد که شوری‌های پایین شرایط مطلوب‌تری را برای تشکیل یک فیلم ویسکوالاستیک فراهم می‌کند. از طرفی با افزایش شوری رشد الاستیسیته کم‌تر می‌شود چراکه با افزایش شوری مخصوصاً در غلظت‌های بالای مواد نفتیکی، بین لایه دوگانه و مواد قطبی یک رقابت به‌وجود می‌آید چراکه در شوری‌های بالا نفتتیک اسیدها تمایل به تفکیک شدن در فاز آبی و تشکیل نمک‌های نفتنی دارند [۱۳]. این مواد همچنین مواد فعال‌سطحی می‌باشند و جذب آن‌ها برروی سطح تماس آب و نفت مانع جذب آسفالتین‌ها برروی سطح شده و ویسکوالاستیسیته سطح را کمتر می‌کند. براساس نتایج آن‌ها، یک نقطه بهینه وجود دارد که در این نقطه هر دو جذب آسفالتین و مواد نفتتیک برروی سطح تماس اتفاق می‌افتد که به‌دلیل نیروی محرک آسفالتین بیشتر است. وانگ و همکاران بیان کردند زمانی‌که آسفالتین و نفتتیک اسید به‌صورت هم‌زمان در سطح تماس وجود دارند، سختی^۱ فیلم بین فاز نفتی (تولوئن) و آب کمتر از حالتی است که تنها آسفالتین در فاز نفتی وجود دارد [۱۴]. عامری و همکاران به مطالعه تأثیر حضور نمک‌های مختلف در میزان رسوب آسفالتین و همین‌طور فشار بالایی محدوده رسوب^۲ پرداختند. در دمای مخزن فشار بالایی محدوده رسوب آسفالتین را با استفاده از کشش بین‌سطحی برای نمک‌های مختلف بررسی کردند. بررسی آن‌ها نشان داد که با افزایش فشار مقدار کشش بین‌سطحی آب و نفت افزایش می‌یابد اما در یک فشار مشخص میزان کشش بین‌سطحی جهش بزرگ‌تری از خود نسبت به بقیه فشارها نشان می‌دهد که این فشار را، فشار بالایی محدوده رسوب نام‌گذاری کردند. تغییرات کشش بین‌سطحی برای نمک‌های مختلف به این

1. Rigidity

2. Offset Pressure

3. Violanthrone-79

4. Maltene

مرحله نخست، سینتیک کاهش کشش بین‌سطحی با انتشار کنترل می‌شود، که طی آن آسفالتین‌ها به‌طور خود به‌خود به سطح مشترک نفت-آب جذب می‌شوند. ضریب انتشار سطحی آسفالتین‌ها به سطح مشترک با افزایش دما و کاهش غلظت آسفالتین افزایش می‌یابد. در مرحله دوم، بازدارنده‌ی فضایی ناشی از آسفالتین‌های جذب‌شده در سطح مشترک نفت-آب از مرحله نخست، تمایل به مهار بیشتر جذب آسفالتین‌ها به سطح مشترک دارد. در مرحله سوم، جذب مداوم آسفالتین‌ها به زیرلایه سطح مشترک و پیکربندی مجدد آسفالتین‌های جذب‌شده یا کلوخه‌های آسفالتین اتفاق می‌افتد که به کاهش پیوسته اما بسیار آهسته تنش بین‌سطحی دینامیکی کمک می‌کند [۲۱]. خلیلی و همکاران مجموعه آزمایش‌هایی را برای بررسی پارامترهای مؤثر بر کشش بین‌سطحی برای تزریق آب با شوری پایین انجام دادند و تأثیر شوری آب نمک، غلظت آسفالتین و دما را ارزیابی کردند. آب‌نمک‌های دارای NaCl ، CaCl_2 و MgCl_2 و دو نفت مصنوعی با محتوای آسفالتین ۱ و ۱۰ wt.% در دماهای بین ۲۵ تا ۸۰ °C استفاده شد. براساس نتایج، وجود نمک در محلول می‌تواند توزیع اجزای قطبی را در سطح مشترک نفت و آب نمک به دلیل اثرات الکترواستاتیکی تغییر دهد که به نوبه‌خود باعث تغییر کشش بین‌سطحی سیستم می‌شود. کشش بین‌سطحی با افزایش دما از ۲۵ °C به ۸۰ °C کاهش یافت. با این حال، سطح تغییرات به شدت به نوع آب نمک، سطح شوری، و محتوای آسفالتین بستگی دارد. همچنین، نفت خام با غلظت آسفالتین بالاتر، کاهش کشش بین‌سطحی بیشتری را در هنگام تماس با آب کم‌شور تجربه می‌کند [۲۲]. لی و همکاران به ارزیابی تأثیر غلظت آسفالتین و دمای آزمایش بر پایداری امولسیون‌های آب در نفت مدل دارای وکس پرداختند.

نتایج نشان داد که کاتیون‌های دو ظرفیتی دارای میل ترکیبی بالاتری نسبت به گروه‌های قطبی اجزای آسفالتین و رزین در حضور کلرید در مقایسه با یون سولفات هستند [۱۸]. آلوز و همکاران تأثیر آسفالتین و رزین از دو نمونه نفت خام مختلف را بر کشش سطحی نفت مدل-آب، همراه با تأثیر آنها بر پایداری امولسیون مطالعه کردند. تفاوت در پایداری آسفالتین با خصوصیات شیمیایی، فعالیت بین‌سطحی و رفتار امولسیون آسفالتین‌های نفت خام، رزین‌ها و مخلوط‌های آنها با استفاده از محلول‌های تولوئن مقایسه شد. برای نمونه‌ای که دارای آسفالتین‌های پایدار کمتر بود، تثبیت سریع کشش سطحی پویا همراه با کاهش کشش بین‌سطحی در محدوده محتوای آسفالتین مورد مطالعه مشاهده شد. در مقابل، برای نمونه آسفالتین با پایداری بالا، یک رفتار کشش بین‌سطحی پویای گذرا مشاهده شد. نتایج مشابهی برای محلول‌های مدل رزین برای هر دو نفت خام آزمایش شده به‌دست آمد [۱۹]. عاشوریان و همکاران تغییرات رفتار سطحی آسفالتین‌ها با توجه به تغییرات آروماتیکی در توده^۱ را بررسی کردند. آن‌ها آزمایش‌های پراکندگی نور دینامیکی^۲ (DLS) را همراه با اندازه‌گیری‌های کشش بین‌سطحی و رئولوژی سطحی انجام دادند تا اندازه، تحرک و فعالیت سطحی کلوخه‌های آسفالتین را پس از تغییر خلصت آروماتیک توده، تحلیل کنند. نتایج نشان داد که فعالیت سطحی و ساختار لایه‌های جذب‌شده آسفالتین‌ها به‌طور قابل‌توجهی تحت‌تأثیر خواص توده است و خلصت آروماتیکی کم منجر به افزایش فعالیت سطحی آسفالتین شد [۲۰]. ژانگ و همکاران اثرات دما و غلظت آسفالتین را بر کشش بین‌سطحی دینامیکی نفت-آب با استفاده از روش قطره‌ی آویزان تبیین کردند. تغییر دما از ۲۳ °C تا ۷۰ °C، کشش بین‌سطحی پویا را کاهش داد. فرآیند جذب سه مرحله را به‌عنوان تابعی از زمان جذب نشان داد. در

1. Bulk

2. Dynamic Light Scattering

مولکول درون پوسته هیدراسیون هر یون، اهمیت زیادی در درک رفتار آب هوشمند دارد. هیدراسیون یون‌های گوناگون همراه با تغییر آنتروپی در اثر تغییر دمای محیط نشان داد که افزایش دما در سیستم آب هوشمند پیر شده با نفت، موجب افزایش آنتروپی سطح دو فاز می‌شود و کاهش کشش بین‌سطحی را در پی دارد. همچنین، تغییرات کشش بین‌سطحی در آب هوشمند پیر شده با نفت به ساختار آسفالتین و نوع نمک و میزان شوری وابسته بود [۲۵]. محمدی و همکاران به ارزیابی آزمایشگاهی اثرات غلظت آسفالتین و یون‌های دو ظرفیتی کلسیم، منیزیم و سولفات بر کشش بین‌سطحی هپتول و آب شور پرداختند. نتایج مطالعه آن‌ها نشان داد که در بازه شوری‌های مختلف، افزایش آسفالتین تا غلظتی مشخص موجب کاهش کشش بین‌سطحی هپتول و آب شور می‌شود به‌طوری‌که کمترین کشش بین‌سطحی در آب با شوری ۴۰۰۰۰ ppm رخ داد. همچنین با افزایش ۴ برابری یون کلسیم، کشش بین‌سطحی حدود ۱۰٪ کمتر از حالت مبنای شد که در مقایسه با سایر نمونه‌ها، کمترین مقدار بود [۲۶]. طاهریان تأثیر آسفالتین و خصوصیات آن را روی برهم‌کنش‌های سیال-سیال در سیلاب‌زنی آب کم شور به‌صورت آزمایشگاهی مطالعه کرد. کشش بین‌سطحی نفت غیر پیر شده بنگستان، سیاه‌مکان و رگ‌سفید بررسی شد و هنگامی‌که این نفت‌ها با آب دریا پیر شدند، کشش بین‌سطحی آن‌ها نسبت به نفت تازه به دلیل مهاجرت آسفالتین‌ها از نفت به سطح مشترک افزایش یافت. همچنین آزمایش‌های دیگر نشان داد که میزان مهاجرت آسفالتین به سطح مشترک آب و نفت به ساختار، غلظت و توزیع اتم‌های آسفالتین بستگی دارد [۲۷].

با بررسی کارهایی که توسط پژوهش‌گران بر روی آب کم شور و هوشمند و تأثیر حضور آسفالتین در سطح تماس آب و نفت انجام‌شده نتایج زیر حاصل می‌گردد:

افزایش غلظت آسفالتین موجب تسهیل جذب آسفالتین به سطح مشترک نفت-آب شد، بنابراین کشش سطحی و اندازه قطرات آب را کاهش داد. پایداری امولسیون حاوی ۱۰٪ wt. وکس عمدتاً از دو جنبه کنترل می‌شود. از یک طرف، وکس حالت محلول (30°C) می‌تواند جذب آسفالتین را در سطح مشترک نفت-آب تسهیل کند، کشش سطحی و اندازه قطرات آب را بیشتر کاهش دهد و در عین حال مدول اتساع سطحی^۱ را افزایش دهد. از سوی دیگر، کریستال‌های وکس رسوب‌شده در فاز نفتی (15°C) می‌توانند یک ساختار شبکه قوی در غلظت‌های آسفالتین نسبتاً بالا (۰/۵ تا ۱/۵٪ wt.) تشکیل دهند و سپس قطرات آب را بی‌حرکت کنند. دو جنبه فوق تا حد زیادی پایداری تهنشینی و تعلیق امولسیون‌ها را در دمای 15°C بهبود می‌بخشد [۲۳].

در میان پژوهش‌های داخلی، مطالعات کمی به بررسی آزمایشگاهی خواص بین‌سطحی نفت دارای آسفالتین و آب پرداخته‌اند. رضوانی سیمکانی تغییر خواص سطحی را با ترکیب آب هوشمند و نانوذرات اکسید آلومینیوم و اثر آن روی جریان سیال در محیط متخلخل را به‌صورت آزمایشگاهی مطالعه کرد. آزمایش‌های کشش بین‌سطحی آب و نفت آسفالتینی برای دو حالت طراحی شدند، به‌طوری‌که غلظت سدیم کلرید ثابت و غلظت منیزیم سولفات ثابت برای غلظت‌های گوناگون نانوذره در مقادیر دمایی مختلف در نظر گرفته شد. مطابق نتایج آزمایش‌ها، کاهش یون‌های خنثی سدیم و کلر نسبت به افزایش یون‌های تعیین‌کننده منیزیم و سولفات در سیال پایه اولویت بالاتری در کاهش کشش بین‌سطحی آب و نفت دارد [۲۴].

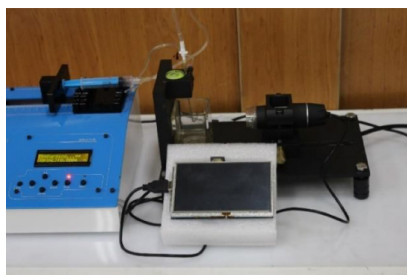
عبدی پدیده‌های سطحی سیستم نفت حاوی آسفالتین و آب هوشمند را بررسی کرد. اثر نوع نمک، تنوع شوری، نوع نفت، pH، درصد آسفالتین و پیرشدگی آب هوشمند با نفت با اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی بیانگر این بود که هیدراسیون یون‌های گوناگون در آب به‌دلیل تفاوت در انرژی هیدراسیون و تعداد

سولفات، اثر شوری آب، نقش زمان و اثر نفت مدل بر کشش بین سطحی آب هوشمند و نفت حاوی آسفالتین است تا پژوهش گران حوزه‌ی ازدیاد برداشت از آن در مطالعات میدانی خود برروی نفت‌های آسفالتین دار بهره‌مند شوند.

روش کار

روش اندازه‌گیری کشش بین سطحی

با استفاده از پمپ تزریقی، سیال نمونه را با حجم خیلی کم، از طریق یک سوزن، به صورت یک قطره درون توده آبی قرار داده و با استفاده از دوربینی که در **شکل ۱** مشاهده می‌شود به صورت برخط از آن عکس برداری شده و تصاویر با استفاده از نرم افزار ساخت شرکت کوپال انرژی برای اندازه‌گیری کشش بین سطحی، آنالیز شدند. برای آنالیز تصاویر، ورودی‌های مورد نیاز نرم افزار کشش بین سطحی، وزن مخصوص سیال نفتی و آبی و قطر سوزن بوده که با دریافت این موارد از کاربر و طبق روش قطره آویزان، کشش بین سطحی را اندازه‌گیری می‌کند.



شکل ۱ پمپ سرنگی در کنار دستگاه اندازه‌گیری کشش بین سطحی

تصویری از محیط نرم افزار اندازه‌گیری کشش بین سطحی در **شکل ۲** آمده است. پمپ سرنگی SP ۱۲۰ یک پمپ سرنگی دقیق نانولتری و قابل برنامه‌ریزی خودکار است که برای تزریق دقیق و کنترل شده مایعات به کار می‌رود. این دستگاه از یک سرنگ با قطر مشخص تشکیل شده که پیستون آن به وسیله یک سیستم حرکت خطی دقیق به حرکت درمی‌آید.

۱. در زمینه تأثیر آب کم شور بیشتر به کارهایی پرداخته شده که تأثیرپذیری آب کم شور و هوشمند را برروی تغییر ترشوندگی سنگ نشان می‌دهند و نتایج بسیار کمی در زمینه تأثیر و نقش آب کم شور و هوشمند در سطح تماس آب و نفت ارائه شده است. از این رو، در این زمینه عدم قطعیت‌های زیادی وجود دارد.

۲. تأثیر حضور نفتیک اسیدها به عنوان یکی از اجزای نفت خام به قدرت در کارهای قبلی دیده شده و تحقیقات بسیار کمی در این زمینه صورت گرفته که عمدتاً نیز به نقش نفتیک اسیدها در مدول‌های الاستیسیته پرداخته است. بنابراین انجام یک تحقیق در این زمینه لازم می‌باشد.

۳. معمولاً نقش زمان بر پدیده‌هایی که بر اثر تماس نفت و آب اتفاق می‌افتد نادیده گرفته شده است.

۴. عمده کارهایی که در زمینه آسفالتین انجام شده به بررسی پدیده‌ها هنگام تزریق گازهای امتزاجی و غیر امتزاجی پرداخته‌اند، در این پژوهش به بررسی کشش بین سطحی در مدل تزریق آب کم شور هوشمند پرداخته شده است.

۵. استفاده از نفت‌های مدل در تحقیقات آزمایشگاهی این امکان را می‌دهد که به صورت سیستماتیک و شفاف پدیده‌ها را بررسی کرد. به عنوان مثال در این پژوهش به منظور بررسی تأثیر حضور نفتیک اسیدها، دو سیستم نفت در نظر گرفته شد که در یک سیستم از هپتول و آسفالتین و در دیگری از هپتول، آسفالتین و نفتیک اسید برای اجزای نفت مدل استفاده شد و تأثیر شوری و حضور نفتیک اسیدها بررسی شده است.

با توجه به کمبود مطالعات برروی پدیده‌های رخ داده برروی سطح تماس نفت حاوی آسفالتین و آب، تمرکز اصلی این پژوهش برروی سطح تماس نفت و آب در اثر تزریق آب کم شور است. بر این اساس، هدف از این پژوهش بررسی تأثیر یون شامل نمک منیزیم کلرید، کلسیم کلرید و سدیم

خصوصیت نفت

IFT=19.0031977136889 mN/m
d=1.930781109862816 mm
D=1.10320322867483 mm
P=0 psi
T=0.0
bulk density=1.0098 g/m³
drop density=0.8524 g/m³
date=2018/07/27
time=03/04/15

خصوصیت آب

جدول ۱ مشخصات نمک‌های مورد استفاده برای ساختن آب‌های کم‌شور و هوشمند

نمک	FW (g/L)	نمک	SW (g/L)	۲ SW (g/L)	۱۰ SW (g/L)
NaCl	۱۳۷/۲۷۳۵	NaCl	۱/۴۲۱۲	۰/۷۱۰۰	۰/۱۴۲۱
KCl	۰/۰۰۰۰	KCl	۰/۰۴۱۳	۰/۰۲۰۰	۰/۰۰۴۱
CaCO ₃	۱/۶۲۷۸	MgCl ₂	۰/۳۲۱۵	۰/۱۶۰۸	۰/۰۳۲۱
MgCl ₂	۵۳/۳۷۰۰	CaCl ₂	۰/۰۶۹۲	۰/۰۳۴۵	۰/۰۰۶۹
CaCl ₂	۶/۰۹۸۰	Na ₂ SO ₄	۰/۲۲۴۵	۰/۱۱۲۱	۰/۰۲۲۴
Na ₂ SO ₄	۲/۵۸۷۰	NaHCO ₃	۰/۰۰۵۳	۰/۰۰۴۲	۰/۰۰۰۵
NaHCO ₃	۲/۰۱۵۷				
TDS (g/50mL)	۹/۴۸۴۴	TDS (g/50mL)	۲/۰۸۰۰	۱/۰۴۱۷	۰/۲۰۸۰
IS (mole/L)	۳/۶۷۴۷	IS (mole/L)	۰/۸۳۲۶	۰/۴۱۶۳	۰/۰۸۳۳

درصد آسفالتین (%wt)	عدد اسیدی (mg KOH/g oil)	گرانروی (cp@90 °C)	چگالی (g/cm³)@ 90 °C	نمونه نفت
۰/۶۰	۰/۱۴	۲/۳۵	۰/۸۴	KL

سرنگ با دقت از نزدیک سطح تماس دو فاز انجام شد. عمل نمونه‌گیری با استفاده از سرنگ این امکان را می‌دهد که آزمایش برای همه نمونه‌ها به‌صورت یکسان باشد. برای انجام آزمایش کشش بین‌سطحی، نمونه‌ها از سطح تماس نفتی که در کنار آب در طول مدت‌زمان خاصی پیر شده بود، انتخاب شدند و کشش بین‌سطحی آن‌ها با آب‌های نمکی تازه اندازه گرفته شد. برای اطمینان از نتایج کشش بین‌سطحی هرکدام از نمونه‌ها (آزمون‌های تکرارپذیری) آزمایش‌ها پنج بار تکرار شدند. لازم به ذکر است تمام آزمایش‌ها در دمای محیط ($^{\circ}\text{C}$ ۲۰) انجام شد. خلاصه‌ای از کلیه آزمایش‌ها در **جدول ۴** ارائه شده است.

نتایج و بحث

در این بخش، نتایج مربوط به تأثیر یون شامل نمک منیزیم کلرید، کلسیم کلرید و سدیم سولفات، اثر شوری آب و اثر نفت مدل بر کشش بین‌سطحی آب هوشمند و نفت حاوی آسفالتین ارائه و تحلیل شده است.

تأثیر یون

در این پژوهش، برای بررسی تأثیر یون‌های مختلف از سه نمک CaCl_2 ، MgCl_2 و Na_2SO_4 استفاده شده است.

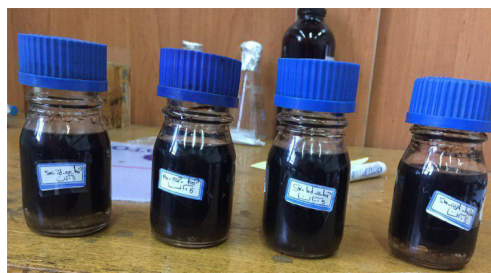
برای ساخت نفت مدل، آزمایش SARA مربوط به نفت کوپال انجام شد و متناسب با اجزای آن از ۷۰ mL هپتان و ۳۰ mL تولوئن استفاده کرده و مخلوط توسط همزن مغناطیسی همگن شد. در **جدول ۳** مشخصات نرمال هپتان و تولوئن و ترکیب آن‌ها ذکر شده است. نمونه‌هایی از سیالات ساخته شده در این پژوهش در **شکل ۳** نشان داده شده‌اند.

روند انجام آزمایش‌ها

در ابتدا آب با شوری موردنظر ساخته شد که در اینجا آب‌های نمکی مورد استفاده SW، SW، FW و ۲ و ۱۰ SW می‌باشند. نمونه نفتی تهیه‌شده با استفاده از کاغذ صافی صاف شد تا در صورت وجود شن، ماسه و یا مواد سنگینی که در نفت خام وجود دارد این مواد از نفت خام جدا شوند. ۱۰۰ mL نفت خام برروی مگنت استیرر گذاشته شد و آب با شوری موردنظر در طول یک ساعت به آن اضافه شد. درب ظرف شیشه‌ای که آب و نفت در آن قرار گرفته‌اند بسته شد و اجازه داده شد به مدت ۲۴ h برروی همزن مغناطیسی با هم مخلوط شوند. پس از گذشت ۲۴ h، نمونه‌ها از روی همزن مغناطیسی برداشته شدند و در دمای آزمایشگاه برای انجام آزمایش‌های بعدی قرار داده شدند. در روزهای مشخص‌شده، برای انجام آزمایش کشش بین‌سطحی، نمونه‌گیری با استفاده از

جدول ۳ مشخصات مواد استفاده‌شده در ساخت نفت مدل

اولئیک ^۱ اسید	هپتول (۷۰-۳۰)	هپتان	تولوئن	درصد آسفالتین (/wt)
۰/۸۹۰۰	۰/۷۱۷۶	۰/۶۵۹۵	۰/۸۵۵۴	۰



شکل ۳ نمونه سیالات ساخته شده برای آزمون کشش بین‌سطحی

جدول ۴ خلاصه‌ای از آزمایش‌های انجام شده در پژوهش حاضر

ردیف	آزمایش	متغیر
۱	تأثیر شوری نمک منیزیم کلرید بر کشش بین‌سطحی نفت‌مدل دارای آسفالتین و آب‌نمک	شوری (ppm): ۱۰۰۰، ۵۰۰۰، ۱۵۰۰۰، ۳۰۰۰۰ و ۴۵۰۰۰
۲	تأثیر شوری نمک کلسیم کلرید بر کشش بین‌سطحی نفت‌مدل دارای آسفالتین و آب‌نمک	شوری (ppm): ۱۰۰۰، ۵۰۰۰، ۱۵۰۰۰، ۳۰۰۰۰ و ۴۵۰۰۰
۳	تأثیر شوری نمک سدیم سولفات بر کشش بین‌سطحی نفت‌مدل دارای آسفالتین و آب‌نمک	شوری (ppm): ۱۰۰۰، ۵۰۰۰، ۱۵۰۰۰، ۳۰۰۰۰ و ۴۵۰۰۰
۴	تأثیر شوری آب دریا بر کشش بین‌سطحی آب و نفت تازه و پیر شده	شوری: FW، SW، ۲ SW و ۱۰ SW زمان پیرشدگی: نفت تازه، ۱۰ روز، چهل روز
۵	تأثیر شوری آب دریا بر کشش بین‌سطحی در دو نوع نفت مدل پس از بیست روز	شوری: FW، SW، ۲ SW و ۱۰ SW نفت مدل: A و B حضور یا عدم حضور نفتتیک اسید
۶	تکرار هر آزمایش برای ۵ مرتبه برای اطمینان از نتایج	-

شدن مولکول‌های آسفالتین در سطح تماس آب و نفت موجب می‌شود تعادل ترمودینامیکی بین اجزای نفت به هم بخورد، در نتیجه مولکول‌های آسفالتینی که در فاز نفتی قرار دارند از رزین‌هایی که آن‌ها را احاطه کردند رها می‌شوند و به دلیل حرکت براونی^۱ سعی در نزدیک شدن به هم می‌کنند. این حرکت براونی سبب می‌شود مولکول‌ها با هم برخورد کرده و نیروهای واندروالسی موجب تجمع آن‌ها شود. هرچه مولکول‌های آسفالتین قطبی‌تر باشند نیروهای واندروالسی قوی‌تر عمل می‌کنند و تجمع بیشتری اتفاق می‌افتد و در نهایت آسفالتین ته‌نشین می‌شود. در سطح تماس آب و نفت، مولکول‌های آسفالتین که مولکول‌هایی قطبی می‌باشند به یون‌های موجود در فاز آبی جذب می‌شوند و سبب ارتباط فاز آبی و فاز نفتی می‌شوند و این عمل باعث کاهش کشش بین‌سطحی آب و نفت می‌شود [۳۰]. در غلظت‌های پایین، غلظت آسفالتین به نسبت نمک‌ها بیشتر است بنابراین مولکول‌های آسفالتین بیشتری نیز در سطح تماس بین دو فاز وجود دارند و همین عامل باعث می‌شود خاصیت سورفکتانتی یا عامل سطحی بودن آسفالتین به پدیده شوره‌زنی^۲ غلبه کرده و موجب برهم‌کنش آسفالتین با یون‌های نمکی موجود در فاز آبی شود.

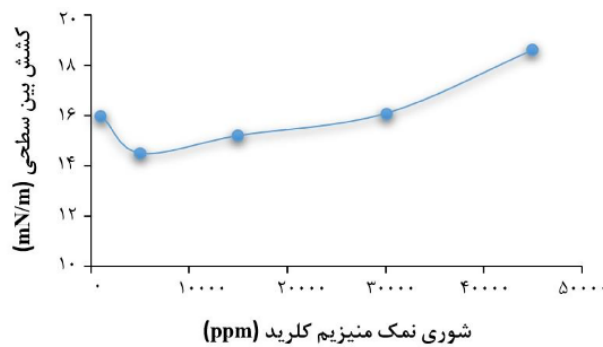
این سه نمک به دلیل این که در بررسی کارهایی که توسط محققان مختلف صورت گرفته، بیشترین تأثیر را نسبت به نمک‌های دیگر مخصوصاً یون‌های تک‌ظرفیتی ایفا می‌کردند برای این کار انتخاب شدند [۱۱ و ۲۹].

نمک منیزیم کلرید

به دلیل ساختار پیچیده نفت خام، تغییرات مشاهده‌شده در کشش بین‌سطحی را نمی‌توان دقیقاً به تأثیر یک جزء خاص نسبت داد. در چنین مواردی می‌توان از نفت مدل به منظور سهولت بررسی ساز و کارها استفاده کرد. زمانی که از نفت‌های مدل استفاده می‌شود به دلیل این که تنها یک پارامتر در نفت مدل مورد بررسی قرار می‌گیرد، تفسیر پدیده‌های مشاهده‌شده راحت‌تر خواهد بود. در این پژوهش برای نمک منیزیم کلرید نفت مدل را استفاده کرده و در این نفت تنها از آسفالتین استفاده‌شده تا به صورت واضح‌تر تأثیر حضور آسفالتین مشاهده شود. همان گونه که از شکل ۴ مشخص است با افزایش شوری نمک منیزیم کلرید تا غلظت ppm ۵۰۰۰ کشش بین‌سطحی کاهش می‌یابد. با افزایش بیشتر شوری (بیشتر از ppm ۵۰۰۰) مقدار کشش بین‌سطحی افزایش می‌یابد. این روند باعث شده است که کمترین مقدار کشش بین‌سطحی در شوری ppm ۵۰۰۰ نمک منیزیم کلرید مشاهده شود. جمع

1. Brownian Motion

2. Salting Out



شکل ۴ کشش بین سطحی نفت و آب نمک‌های مختلف منیزیم کلرید

بیش تر شوری با دور شدن آسفالتین از سطح تماس و برگشت آن‌ها به فاز توده نفتی، آسفالتین وارد فاز نفتی شده که به علت جدایش قبلی آن‌ها از رزین‌ها، این مولکول‌ها که به وسیله رزین‌ها پایدار نشدند حالت خود تجمعی پیدا می‌کنند و رسوب می‌کنند. ساز و کاری که برای رسوب آسفالتین و کشش بین سطحی نمک سدیم سولفات مطرح می‌شود مشابه نمک‌های منیزیم کلرید و کلسیم کلرید می‌باشد که در قسمت‌های قبل به صورت کامل توضیح داده شده است.

اثر شوری آب دریا

در قسمت قبل تأثیر نمک‌های دوظرفیتی و تک ظرفیتی بر روی کشش بین سطحی آب و نفت مشاهده شد. اما در واقعیت آبی که برای ازدیاد برداشت از مخازن استفاده می‌شود آبی نیست که تنها از یک نمک ساخته شود بلکه آب تزریقی به مخازن نفتی (معمولاً آب دریا) حاوی نمک‌های مختلفی است که همگی در فرایند ازدیاد برداشت تأثیرگذار می‌باشند. در این پژوهش برای تأثیر شوری از آب دریا (SW)، آب دریای دو بار رقیق شده (2 SW)، آب دریای ده بار رقیق شده (10 SW) و آب سازند (FW) استفاده شده است. برای این که به صورت دقیق تر پدیده‌هایی که در حال رخ دادن می‌باشند مورد بررسی قرار گیرند آزمایش‌های کشش بین سطحی را یکبار در حالتی که آب و نفت تازه در تماس باهم قرار داده شده محاسبه شده است و در مرحله بعد از نمونه نفت پیر شده و آب تازه پس از ده و چهل روز برای آزمایش کشش بین سطحی استفاده شده است.

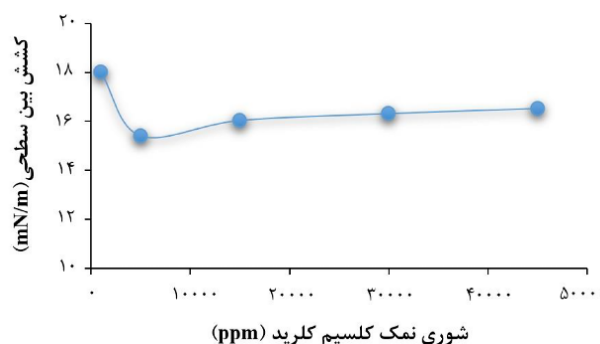
با افزایش بیشتر غلظت، یک روند افزایشی در میزان کشش بین سطحی مشاهده می‌شود. ساز و کار غالب در این قسمت شوره زنی است که با افزایش یون‌ها اتفاق می‌افتد و سبب می‌شود مولکول‌های قطبی از سطح تماس دور شوند. خالی شدن سطح تماس نفت و آب از مولکول‌های آسفالتین باعث می‌شود که یون‌های نمک نیز از سطح تماس وارد فاز توده آبی شوند و این اتفاق منجر به افزایش کشش بین سطحی خواهد شد.

نمک کلسیم کلرید

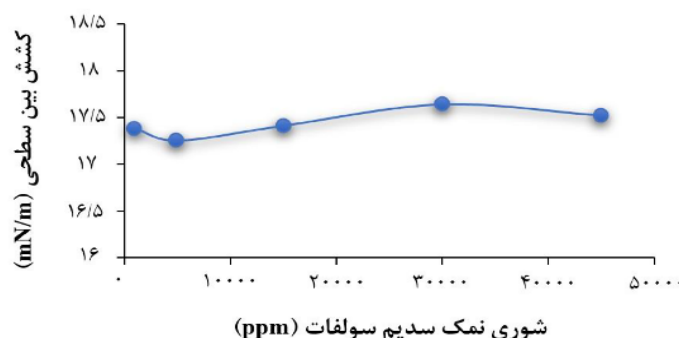
شکل ۵ که کشش بین سطحی را برای نمک کلسیم کلرید نمایش می‌دهد کم‌ترین میزان کشش بین سطحی را در غلظت ۵۰۰۰ ppm نشان می‌دهد. همان‌طور که برای نمک منیزیم کلرید بیان شده به علت مهاجرت ذرات آسفالتین از روی سطح به درون فاز توده کشش بین سطحی با افزایش غلظت افزایش پیدا می‌کند.

نمک سدیم سولفات

نمودار مربوط به کشش بین سطحی نفت دارای آسفالتین و آب نمک سدیم سولفات در **شکل ۶** رسم شده است. مطابق با نمودار، در غلظت‌های کم نمک (در محدوده ۱۰۰۰ تا ۵۰۰۰ ppm) با افزایش میزان نمک ضریب فعالیت یون‌ها بیشتر می‌شود. در این محدوده آسفالتین که مانند سورفکتانت‌ها عمل کرده با یون‌های موجود در سطح تماس نفت و آب برهم کنش داده و موجب می‌شود تا کشش بین سطحی نفت و آب کم شود. با افزایش



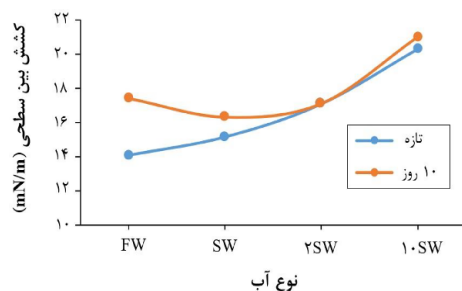
شکل ۵ کشش بین سطحی نفت و غلظت‌های مختلف آب‌نمک کلسیم کلرید



شکل ۶ کشش بین سطحی نفت و غلظت‌های مختلف آب‌نمک سدیم سولفات

نسبت به عامل الکترواستاتیکی غلبه می‌کند و نفتینک اسیدها به دلیل این‌که آب سازندی شوری بیشتری دارد بیشتر تفکیک می‌شوند و قادر خواهند بود کشش بین سطحی را بیشتر کاهش دهند. کشش بین سطحی برای آب دریای دو بار رقیق شده بیشتر از آب دریا و آب سازندی است که به دلیل تأثیرپذیری بیشتر نفتینک اسیدها در آب دریا و آب سازند در مقایسه با آسفالتین‌هایی است که در آب دریای دو بار رقیق شده روی سطح آمده‌اند. همان‌طور که توضیح داده شده، آسفالتین و نفتینک اسید هر دو ماده فعال سطحی می‌باشند اما تأثیرپذیری نفتینک اسیدها برای این نوع نفت بیشتر از آسفالتین‌ها است و این با نتایج قبلی محققان دیگر از جمله لشکر بلوکی و همکاران [۱۱] نیز سازگار است. پس از گذشت ده روز از مجاورت آب با شوری‌های مختلف و نفت، کشش بین سطحی فاز توده نفتی پیر شده و آب اندازه‌گیری شد. نتایج این اندازه‌گیری‌ها برحسب شوری‌های مختلف در شکل ۸ رسم شده است.

در شکل ۷ مقادیر مربوط به کشش بین سطحی آب دریا، آب دریای دو بار رقیق شده، آب دریای ده بار رقیق شده و آب سازندی در کنار نفت آمده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش شوری کشش بین سطحی آب و نفت کاهش می‌یابد. پدیده‌هایی که در سطح تماس آب و نفت اتفاق می‌افتند درواقع تأثیرپذیر از اثر ترکیبی جذب مولکول‌های آسفالتین و نفتینک اسید برروی سطح تماس آب و نفت می‌باشند. در شوری‌های کم، برهم‌کنش‌های الکترواستاتیکی بین لایه دوگانه فاز آبی و مولکول‌های قطبی فاز نفتی مانند آسفالتین، باعث جذب آسفالتین برروی سطح تماس و برهم‌کنش آن با یون‌های موجود در فاز آبی می‌شود. از طرفی با افزایش قدرت یونی، مولکول‌های نفتینک اسید که ماده فعال سطحی می‌باشند تمایل به تفکیک در فاز آبی دارند و هر چه شوری بیشتر باشد مولکول‌های نفتینک بیشتری در فاز آبی تفکیک می‌شوند. می‌توان این‌گونه نتیجه‌گیری کرد که عامل نفتینکی



شکل ۸ مقایسه تأثیر شوری آب بر کشش بین‌سطحی نفت ده روز پیر شده و آب تازه

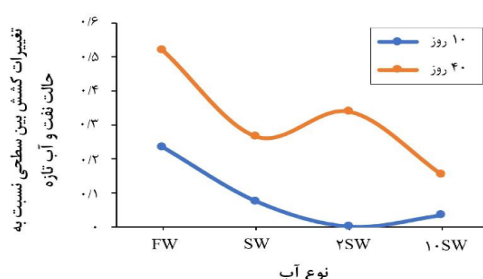


شکل ۷ تأثیر میزان شوری آب بر کشش بین‌سطحی نفت و آب تازه

آسفالتین‌های کمی وارد سطح تماس می‌شوند، پس فاز توده نفتی مقادیر کمی از آسفالتین‌های خودش را ازدست‌داده است و به همین خاطر کشش بین‌سطحی نسبت به حالت تازه مقدار خیلی کمی افزایش یافته است. برای آب دریای دو بار رقیق‌شده، از آنجایی که در این حالت از یک‌طرف نیروهای الکترواستاتیکی لایه الکتریکی دوگانه به‌اندازه کافی قوی می‌باشند و از طرف دیگر قدرت یونی آن به نسبت آب دریای ده بار رقیق‌شده بیشتر است و اجزای نفتیکی آن بیشتر است بنابراین هر دو ساز و کار قادر خواهند بود تغییراتی ایجاد کنند. طبق توضیحات بالا هر دو ساز و کار گفته‌شده برای آب دریای دو بار رقیق‌شده قدرت کافی را دارند، به همین علت بین مولکول‌های نفتیک و تماس آب و نفت ایجاد می‌شود که این رقابت در طی زمان‌های مختلف حالات مختلفی به‌خود می‌گیرد. با وجود اینکه فاز نفتی آسفالتین خود را ازدست‌داده است کشش بین‌سطحی آن نسبت به حالت قبل تغییری نکرده است. بنابراین نتیجه می‌شود باوجود از دست رفتن آسفالتین موجود در فاز توده نفتی، مولکول‌های نفتیک به‌دلیل قدرت یونی متوسط آب دریای دو بار رقیق‌شده، همچنان توانایی جذب در سطح تماس را دارند و این امر موجب می‌شود کمبود آسفالتین را جبران کرده و مانع از افزایش کشش بین‌سطحی شوند. برای پی بردن به ساز و کار که در پشت این فعل و انفعالات بین آسفالتین‌ها و نفتیک‌ها وجود دارد

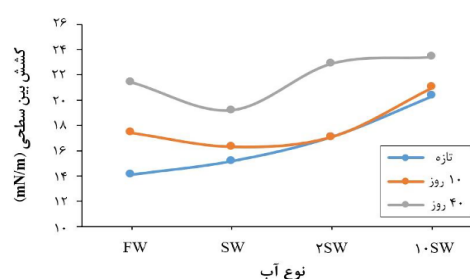
در تمام شوری‌ها به‌جز در آب دریای دو بار رقیق‌شده، کشش بین‌سطحی بعد از گذشت ده روز مقادیر بیشتری را نسبت به زمانی که نفت و آب تازه در کنار هم قرار داده‌شده، نشان می‌دهد. همان‌طور که ذکر شد در شوری‌های بالا نفتیک‌اسیدها در سطح تماس آب و نفت قرار می‌گیرند و اجازه حضور مولکول‌های آسفالتین را در سطح تماس نمی‌دهند. بنابراین در شوری بالا نفتیک‌اسیدها از فاز نفتی وارد سطح تماس نفت و آب می‌شوند و فاز توده نفت مقدار از نفتیک اسید و آسفالتین خود را که هر دو ماده فعال‌سطحی می‌باشند، از دست می‌دهد و با کم‌تر شدن غلظت آسفالتین و نفتیک‌اسید در فاز نفتی میزان کشش بین‌سطحی نفتی که مواد فعال‌سطحی خود را ازدست‌داده است، با آب تازه بیشتر می‌شود. هر چه شوری آب بیشتر می‌شود به‌دلیل این که نفتیک‌های بیشتری قادر به تفکیک شدن هستند، تغییرات کشش بین‌سطحی نسبت به حالتی که شوری کمتر است، بیشتر است و دلیل اختلاف بیشتر بین دو نمودار در مورد آب سازند نسبت به آب دریا، به تفکیک بیشتر اسیدهای نفتیک در اثر شوری بالاتر آب سازند بازمی‌گردد. در غلظت‌های پایین، نیروهای الکترواستاتیکی لایه دوگانه پدید می‌آید و نفتیک‌اسیدها توانایی تفکیک شدن در غلظت‌های پایین را ندارند، بنابراین در آب دریای ده بار رقیق‌شده آسفالتین‌ها به‌علت لایه الکتریکی دوگانه ایجادشده و قطبیت بالایی که دارند جذب سطح تماس می‌شوند و از آنجایی که آب دریای ده بار رقیق‌شده قدرت یونی بالایی ندارد

پایین مانند آب دریای ده بار رقیق شده نیروهای الکترواستاتیکی نیروهای غالب برای جذب آسفالتین بر روی سطح می‌باشند. از طرفی به دلیل این که آب قدرت یونی خیلی بالایی ندارد آسفالتین‌ها به میزان کم جذب سطح می‌شوند و نفتیک‌ها نیز به دلیل قدرت یونی آب قادر به عمل نخواهند بود. بنابراین در این حالت کشش بین سطحی توده نفتی به دلیل مهاجرت آسفالتین‌ها به سطح تماس بین نفت و آب پس از ده روز تنها به مقدار ۰/۷ و پس از چهل روز به میزان ۲ واحد افزایش می‌یابد. در آب دریای دو بار رقیق شده بیشترین اختلاف بین کشش بین سطحی در چهل و ده روز مشاهده شده است. **شکل ۱۰** تغییرات نسبی کشش بین سطحی نسبت به حالت آب و نفت تازه را به نسبت به حالت آب و نفت تازه می‌دهد. طبق نمودار برای آب دریای دو بار رقیق شده بعد از گذشت زمان ده روز کشش بین سطحی نسبت به حالت آب و نفت تازه تغییراتی نداشته اما بعد از گذشت زمان چهل روز جهش بزرگی داشته است. در آب دریای دو بار رقیق شده هر دو ساز و کاری که قبلاً در مورد آن‌ها توضیح دادیم فعال هستند، در واقع به علت قدرت یونی که این آب دارد از یک طرف نیروهای الکترواستاتیکی لایه دوگانه باعث جذب آسفالتین بر روی سطح تماس آب و نفت می‌شوند و از طرف دیگر قدرت یونی آب نسبت به حالت ده بار رقیق شده بیشتر است و اجزای نفتیکی که مواد فعال سطحی نیز می‌باشند توانایی تفکیک پذیری و در نهایت جذب بر روی سطح تماس آب و نفت را دارند.



شکل ۱۰ تغییرات نسبی کشش بین سطحی بعد از ۱۰ و ۴۰ روز نسبت به حالت نفت و آب تازه

نفتیک‌ها وجود دارد مدت زمان بیشتری به آب و نفت اجازه داده شد در تماس باهم قرار گیرند چراکه تقابل بین آسفالتین و نفتیک برای نشستن بر روی سطح تماس نفت و آب ممکن است باگذشت زمان دچار تغییراتی شود. بدین منظور بعد از گذشت چهل روز از آماده سازی نمونه‌ها از توده فاز نفتی نمونه گرفته شد و کشش بین سطحی در شوری‌های مختلف اندازه گیری شد. برای تحلیل نتایج، در **شکل ۹** داده‌های به دست آمده بعد از گذشت چهل روز همراه با داده‌های مربوط به ده روز و نفت تازه رسم شده است. همان گونه که در نمودار مشخص است نمونه‌های آنالیز شده پس از چهل روز، در تمامی شوری‌ها، کشش بین سطحی بیشتری را نسبت به نمونه‌های قبل نشان داده‌اند. در شوری‌های بالا مانند آب دریا و آب سازندی به دلیل این که آب مورد نظر قدرت یونی بالایی دارد و قدرت یونی بالا در جهت جذب مواد نفتیکی به روی سطح تماس نفت و آب عمل می‌کنند، بنابراین باگذشت زمان نفتیک‌ها بیشتر جذب سطح تماس نفت و آب می‌شوند پس آسفالتین‌های بیشتری از سطح تماس نفت و آب وارد فاز توده نفتی می‌شوند و در آنجا رسوب می‌کنند. از طرفی، فاز توده نفتیک‌های بیشتری را به دلیل مهاجرت به سطح تماس از دست می‌دهد. همین عامل سبب می‌شود که برای شوری بالا، نفت که مواد فعال سطحی بیشتری را از دست داده، کشش بین سطحی بیشتری را در تماس با آب تازه نسبت به روزهای گذشته نشان دهد. در شوری‌های

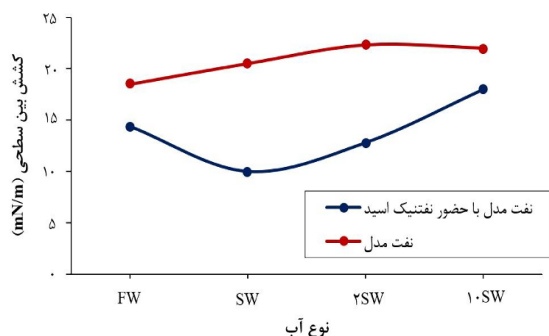


شکل ۹ مقایسه تأثیر شوری آب بر کشش بین سطحی بعد از ده روز و چهل روز

بیشتری در فاز توده به دلیل رسوب کمتر، کاهش کشش بین سطحی را در این حالت نشان می‌دهد و همچنین نشان می‌دهد که آسفالتین‌ها نسبت به نفتیک‌ها کشش بین سطحی را بیشتر کاهش می‌دهند.

نفت مدل B

برای این که تأثیر نوع آسفالتین‌ها مشاهده شود از آسفالتین موجود در نفت دیگر برای ساخت نفت مدل استفاده شده است. همانند آزمایش‌های اول برای این نوع نفت مدل نیز از دو ترکیب استفاده شده است. در ترکیب اول از هپتول به علاوه آسفالتین برای ساخت نمونه استفاده شده ولی برای این که تأثیر نفتیک اسیدها مشاهده شود در ترکیب دوم هپتول، آسفالتین و نفتیک اسید مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در شکل ۱۲ کشش بین سطحی نمونه‌ها پس از بیست روز نشان داده شده است. برای انجام این آزمایش نمونه‌گیری را از فاز نفتی انجام داده و در تماس با آب با شوری‌های مختلف کشش بین سطحی اندازه‌گیری می‌شود. همان‌طور که از نمودار مشخص است در تمامی شوری‌ها برای حالتی که در نفت مدل از آسفالتین و نفتیک اسید به صورت هم‌زمان استفاده شد نسبت به حالتی که تنها از آسفالتین در نفت مدل استفاده شده، کشش بین سطحی کمتر است. با افزایش قدرت یونی به دلیل قرار گرفتن اجزای نفتی در سطح تماس آب و نفت، آسفالتین‌های بیشتری در فاز توده نفتی باقی می‌مانند.

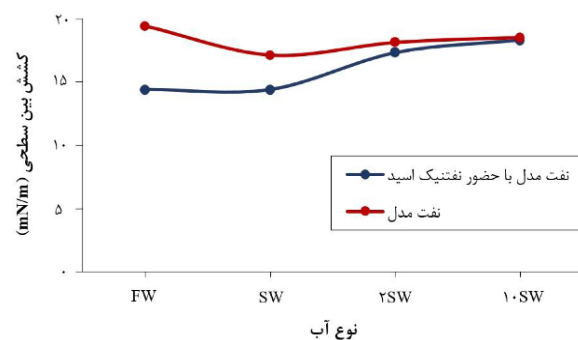


شکل ۱۲ تأثیر شوری آب بر کشش بین سطحی نفت مدل B در حضور و عدم حضور نفتیک اسید بعد از بیست روز

بنابراین همان‌طور که مرادی و همکاران [۱۳] در آزمایش‌های مربوط به ویسکوالاستیک سیالات نشان دادند رقابت بین اجزای آسفالتینی و نفتیکی به وجود می‌آید که در نهایت آسفالتین‌ها روی سطح جذب می‌شوند، اما بعد از گذشت مدت زمانی اجزای نفتیکی روی سطح می‌آیند. تا زمان ده روز از آماده‌سازی نمونه‌ها، آسفالتین‌ها به روی سطح تماس نفت و آب آمده اما بعد از گذشت زمان‌های بیشتر اجزای نفتیکی به صورت تدریجی جذب سطح تماس نفت و آب می‌شوند. با جذب نفتیک‌ها و جدا شدن از فاز توده نفتی، نفت مواد فعال سطحی خود را از دست داده و به همین علت در آزمایش‌های کشش بین سطحی که بعد از گذشت چهل روز انجام شد، نفت و آب کشش بین سطحی بیشتری را از خود نشان می‌دهند.

نفت مدل A

شکل ۱۱ تأثیر شوری بر کشش بین سطحی نفت مدل A در حضور و عدم حضور نفتیک اسید بعد از بیست روز را نشان می‌دهد. با وجود رسوب برابر در آب دریای دو بار رقیق شده در هر دو حالت، کشش بین سطحی در سیستم شامل نفتیک اسید کمتر شده است. از آنجا که مقدار آسفالتین در نفت‌ها یکسان بوده است، این کاهش نمایانگر حضور نفتیک اسید، به عنوان یک ماده‌ی فعال سطحی، در فاز نفتی است. برای آب دریا و آب سازندی به دلیل افزایش قدرت یونی، حضور نفتیک‌ها در سطح مشترک آب و نفت و بنابراین ماندن اجزای آسفالتین



شکل ۱۱ تأثیر شوری آب بر کشش بین سطحی نفت مدل A در حضور و عدم حضور نفتیک اسید بعد از بیست روز

در آب دریای دو بار رقیق شده به علت رقابت بین آسفالتین و نفتنیک، در مرحله اول آسفالتین‌ها جذب سطح تماس آب و نفت می‌شوند و بعد از مدت‌زمانی اجزای نفتنی به عنوان ماده جذب شده دوم، جذب سطح تماس آب و نفت می‌شوند. البته از آنجایی که این نمونه‌ها بعد از گذشت بیست روز از آماده‌سازی نمونه انجام شده‌اند، در زمان انجام این آزمایش اجزای نفتنی به تدریج جذب سطح تماس نفت و آب شده و از حضور آسفالتین‌های بیشتر در سطح تماس ممانعت به عمل می‌آورند و کشش بین سطحی کمتری که نسبت به حالت آسفالتین تنها مشاهده می‌شود به علت وجود مواد نفتیکی است که از جمله مواد فعال سطحی می‌باشند. نتایج آزمایش‌های انجام شده در این مطالعه در **جدول ۵** خلاصه شده است.

علاوه بر این، نفتنیک اسید نیز در فاز توده نفتی وجود دارد و هر دو ماده فعال سطحی می‌باشند، بنابراین نسبت به حالتی که تنها آسفالتین در فاز توده وجود دارد و میزانی از آن نیز رسوب کرده کشش بین سطحی کمتری مشاهده می‌شود. برای آب دریا نیز به دلیل قدرت یونی بالا اجزای نفتنی در سطح جذب می‌شوند و همان اتفاقات آب سازند برای آب دریا نیز تکرار می‌شود با این تفاوت که آب دریا به علت قدرت یونی پایین تری که نسبت به آب سازندی دارد نفتنیک اسیدهای کمتری وارد سطح می‌شوند و از طرف دیگر آسفالتین‌های کمتری نیز رسوب کرده، بنابراین هر دو عامل سطحی یعنی آسفالتین و اجزای نفتنی بیشتری در فاز توده وجود دارند و کشش بین سطحی کمتری مشاهده می‌شود. به همین خاطر کمترین میزان کشش بین سطحی در این شوری دیده شده است.

جدول ۵ خلاصه نتایج آزمایش‌های انجام شده در پژوهش حاضر

پارامتر مورد بررسی	نتیجه
میزان نمک سدیم کلرید	کمترین کشش بین سطحی در ۵۰۰۰ ppm
میزان نمک کلسیم کلرید	کمترین کشش بین سطحی در ۵۰۰۰ ppm
میزان نمک سدیم سولفات	کمترین کشش بین سطحی در ۵۰۰۰ ppm
اثر شوری آب دریا در آب و نفت تازه	کاهش کشش بین سطحی با افزایش شوری
اثر زمان پیرشدگی نفت	پس از ده روز: افزایش کشش بین سطحی برای تمام شوری‌ها به جز دو بار رقیق شده پس از چهل روز: افزایش کشش بین سطحی در تمام شوری‌ها
اثر حضور نفتنیک اسید در نفت مدل	کاهش کشش بین سطحی در هر دو نفت مدل دارای نفتنیک اسید

نتیجه‌گیری

در این پژوهش در ابتدا با توجه به مطالعاتی که بر روی کارهای گذشته انجام شد، سه نمک که بیشترین تأثیر را بر کاهش کشش بین سطحی داشته انتخاب شد و سپس تأثیر شوری و زمان بر روی کشش بین سطحی در زمان‌های ده و چهل روز در شوری‌های مختلف آب دریا، آب دریای دو بار رقیق شده، آب دریای ده بار رقیق شده و آب سازند بررسی شد. در ادامه برای بررسی تأثیر نفتنیک

اسید بر روی کشش بین سطحی آب و نفت دو سیستم متفاوت نفت مدل ساخته شد:

۱. هپتان-تولوئن-آسفالتین
۲. هپتان-تولوئن-آسفالتین-نفتنیک اسید

و تأثیر شوری بر روی هر کدام از این سیستم‌ها مطالعه شد. برای این که تأثیر آسفالتین‌های مختلف بر روی کشش بین سطحی اندازه‌گیری شود، در این پژوهش از آسفالتین‌های مربوط به دو نوع نفت خام مختلف استفاده شد.

شده و آسفالتین‌های کمتری نیز رسوب می‌کنند و در این حالت دو عامل سطحی یعنی آسفالتین و اجزای نفتنی بیشتری در فاز توده اثرگذار هستند و کاهش بیشتری در کشش بین‌سطحی رخ می‌دهد. بنابراین، کمترین میزان کشش بین‌سطحی در این شوری مشاهده شد.

پیشنهادهایی برای ادامه پژوهش در این حوزه ارائه می‌گردد:

- بررسی تأثیر رزین در رسوب آسفالتین که برای انجام این کار لازم است نفت مدلی ساخته شود که در آن تأثیر حضور و عدم حضور رزین بر روی رسوب آسفالتین بررسی شود.

- آزمایش‌های مربوط به ویسکوالاستیک انجام شود که مدول‌های الاستیک و ویسکوز را برای فیلم مشترک بین آب و نفت مورد استفاده در این پژوهش بررسی کند.

- انجام آزمون‌های کلیدی شامل بررسی آزمون تخلیه آشام توسط سل آموت، آزمون زاویه تماس در فاز آب و نفت، بررسی اثر دما و pH مخزن، اندازه‌گیری بار الکتریکی سیالات پتانسیل زتا، اندازه‌گیری امولسیون‌های به‌دست آمده نفتنیکی-آسفالتینی و تعیین اندازه امولسیون‌ها با پراکندگی نور پویا^۱ (DLS)

در ادامه نتایج به‌دست آمده از این پژوهش شرح داده می‌شود:

- کم‌ترین میزان کشش سطحی برای نمک‌های منیزیم کلرید و سدیم سولفات در شوری‌های پایین و در غلظت ۵۰۰۰ ppm و برای نمک کلسیم کلرید در غلظت‌های ۱۰۰۰ ppm و ۵۰۰۰ ppm به‌دست آمدند.
- هر چه شوری بالاتر باشد مولکول‌های نفتنیک بیشتری در فاز آبی تفکیک می‌شوند. بر این اساس، مولکول‌های نفتنیک توانایی جذب در سطح تماس را دارند و کمبود آسفالتین را جبران نموده و مانع افزایش کشش بین‌سطحی می‌شوند.

- در تمام شوری‌ها به‌جز در آب دریای دو بار رقیق‌شده، کشش بین‌سطحی بعد از گذشت ده روز مقادیر بیشتری را نسبت به زمانی که نفت و آب تازه در کنار هم قرار داده‌شده، نشان داد.

- با تشدید قدرت یونی و قرارگیری اجزای نفتنیک در سطح تماس آب و نفت، آسفالتین‌های بیشتری در فاز نفتی باقی می‌مانند. همچنین با حضور نفتنیک اسید در فاز توده نفتی نسبت به حالتی که تنها آسفالتین در فاز توده وجود دارد کاهش بیشتری از کشش بین‌سطحی دیده می‌شود.

- به دلیل قدرت یونی کمتر آب دریا نسبت به آب سازندی، نفتنیک اسیدهای کمتری به سطح وارد

مراجع

- [1]. Lemos B., Winter A., Blini E. K., Kim N. R., and Almeida R. V. (2024). Laboratory data for oil recovery by injecting low-salinity water into sandstone from Brazilian Campos Basin reservoir, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 14(2), 25–37. doi: 10.22078/jpst.2025.5516.1949.
- [2]. Jadhunandan, P. P., & Morrow, N. R. (1991). Spontaneous imbibition of water by crude oil/brine/rock systems. *In Situ* (United States), 15(4).
- [3]. Morrow, N., & Buckley, J. (2011). Improved oil recovery by low-salinity waterflooding. *Journal of petroleum Technology*, 63(05), 106-112. doi.org/10.2118/129421-JPT.
- [4]. Goual, L., & Firoozabadi, A. (2002). Measuring asphaltenes and resins, and dipole moment in petroleum fluids. *AIChE Journal*, 48(11), 2646-2663. doi.org/10.1002/aic.690481124.
- [۵]. شهابی، م، قربانپور، ف، آیت‌اللهی، ش، و ماهانی، ح. (۱۴۰۳)، بررسی آزمایشگاهی ناپایداری آسفالتین در تزریق آب کم‌شور با استفاده از سامانه دیداری هله-شاو، پژوهش نفت، دوره ۳۴، شماره ویژه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش‌های پایه آبی، ۱۳۵، (۳-۱۶). doi: 10.22078/pr.2024.5254.3331.
- [6]. Speight, J. G. (2004). *Petroleum Asphaltenes-Part 1: Asphaltenes, resins and the structure of petroleum*. *Oil & gas science and technology*, 59(5), 467-477. doi.org/10.2516/ogst:2004032.

- [7]. Sheu, E. Y., Storm, D. A., & Maureen, M. (1991). Asphaltenes in polar solvents. *Journal of non-crystalline solids*, 131, 341-347. doi.org/10.1016/0022-3093(91)90326-2.
- [8]. Vijapurapu, C. S., & Rao, D. N. (2003, February). Effect of brine dilution and surfactant concentration on spreading and wettability. In *SPE International Conference on Oilfield Chemistry?* (pp. SPE-80273). SPE. doi.org/10.2118/80273-MS.
- [9]. Alotaibi, M. B., & Nasr-El-Din, H. A. (2009, April). Chemistry of injection water and its impact on oil recovery in carbonate and clastic formations. In *SPE International Conference on Oilfield Chemistry?* (pp. SPE-121565). SPE. doi.org/10.2118/121565-MS.
- [10]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2010, October). Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs. In *SPE Canada Unconventional Resources Conference* (pp. SPE-137634). SPE. doi.org/10.2118/137634-MS.
- [11]. Lashkarbolooki, M., Ayatollahi, S., & Riazi, M. (2014). Effect of salinity, resin, and asphaltene on the surface properties of acidic crude oil/smart water/rock system. *Energy & Fuels*, 28(11), 6820-6829. doi.org/10.1021/ef5015692.
- [12]. Moeini, F., Hemmati-Sarapardeh, A., Ghazanfari, M. H., Masihi, M., & Ayatollahi, S. (2014). Toward mechanistic understanding of heavy crude oil/brine interfacial tension: The roles of salinity, temperature and pressure. *Fluid phase equilibria*, 375, 191-200. doi.org/10.1016/j.fluid.2014.04.017.
- [13]. Moradi, M., & Alvarado, V. (2016). Influence of aqueous-phase ionic strength and composition on the dynamics of water-crude oil interfacial film formation. *Energy & Fuels*, 30(11), 9170-9180. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01841.
- [14]. Wang, X., Pensini, E., Liang, Y., Xu, Z., Chandra, M.S., Andersen, S.I., Abdallah, W. and Buiting, J.J., 2017. Fatty acid-asphaltene interactions at oil/water interface. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 513, pp.168-177. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.10.029.
- [15]. Ameri, A., Esmailzadeh, F., & Mowla, D. (2019). Effect of brine on asphaltene precipitation at high pressures in oil reservoirs. *Petroleum Chemistry*, 59(1), 57-65.
- [16]. Jian, C., Poopari, M. R., Liu, Q., Zerpa, N., Zeng, H., & Tang, T. (2016). Mechanistic understanding of the effect of temperature and salinity on the water/toluene interfacial tension. *Energy & Fuels*, 30(12), 10228-10235. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01995.
- [17]. Mahmoudvand, M., Javadi, A., & Pourafshary, P. (2019). Brine ions impacts on water-oil dynamic interfacial properties considering asphaltene and maltene constituents. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 579, 123665. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.123665.
- [18]. Hamidian, R., Lashkarbolooki, M., & Amani, H. (2020). Evaluation of surface activity of asphaltene and resin fractions of crude oil in the presence of different electrolytes through dynamic interfacial tension measurement. *Journal of Molecular Liquids*, 300, 112297. doi.org/10.1016/j.molliq.2019.112297.
- [19]. Alves, C. A., Yanes, J. F. R., Feitosa, F. X., & de Sant'Ana, H. B. (2022). Influence of asphaltenes and resins on water/model oil interfacial tension and emulsion behavior: Comparison of extracted fractions from crude oils with different asphaltene stability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109268. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109268.
- [20]. Ashoorian, S., Javadi, A., Hosseinpour, N., & Nassar, N. N. (2023). Interrelationship of bulk and oil-water interfacial properties of asphaltenes. *Journal of Molecular Liquids*, 381, 121761. doi.org/10.1016/j.molliq.2023.121761.
- [21]. Zhang, S., Zhang, L., Lu, X., Shi, C., Tang, T., Wang, X., Huang, Q. and Zeng, H., 2018. Adsorption kinetics of asphaltenes at oil/water interface: Effects of concentration and temperature. *Fuel*, 212, 387-394, doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.051.
- [22]. Khalili, H., Fahimpour, J., Sharifi, M., & Isfehiani, Z. D. (2022). Investigation of influential parameters on oil/water interfacial tension during low-salinity water injection. *Journal of Energy Resources Technology*, 144(8), 083008. doi.org/10.1115/1.4053138.
- [23]. Li, Y., Li, C., Zhao, Z., Cai, W., Xia, X., Yao, B., Sun, G. and Yang, F., 2022. Effects of asphaltene concentration and test temperature on the stability of water-in-model waxy crude oil emulsions. *ACS omega*, 7(9), 8023-8035, doi: 10.1021/acsomega.1c07174.

[۲۴]. رضوانی سیمکانی، ح. (۱۳۹۷). بررسی آزمایشگاهی تغییر خواص سطحی با استفاده از ترکیب آب هوشمند و نانوذرات اکسید آلومینیوم و تأثیر آن بر جریان سیال در محیط متخلخل، پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی نفت-اکتشاف، دانشکده مهندسی معدن دانشگاه صنعتی اصفهان.

<https://library.iut.ac.ir/dL/search/default.aspx?Term=13947&Field=0&DTC=107>

- [۲۵]. عبدی، ا. (۱۳۹۹)، بررسی پدیده سطحی سیستم آب هوشمند و نفت آسفالتینی، پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی نفت-مخازن هیدروکربوری، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز دانشگاه شیراز، پایان نامه.
- [۲۶]. محمدی، ا.، چهاردولی م. و سیم جو م. (۱۴۰۰). بررسی آزمایشگاهی تأثیر غلظت آسفالتین و یون های دوظرفیتی محلول در آب بر کشش بین سطحی سیستم هپتول/آب شور، مجله پژوهش نفت، ۳۱، ۱۲۱، (۱۴۰-۱۲۸). doi.org/10.22078/PR.2021.4322.2958.
- [۲۷]. طاهریان ز. (۱۴۰۱). بررسی تجربی اثر آسفالتین و خصوصیات آن روی برهم کنش های سیال/سیال در سیلاب زنی آب کم شور، رساله دکتری مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه تربیت مدرس.
- [28]. Shojaei, S. A., Osfouri, S., Azin, R., & Dehghani, S. A. M. (2020). Kinetic modeling of asphaltene nano-aggregates formation using dynamic light scattering technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107293. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107293.
- [29]. Lashkarbolooki, M., Ayatollahi, S., & Riazi, M. (2014). The impacts of aqueous ions on interfacial tension and wettability of an asphaltenic-acidic crude oil reservoir during smart water injection. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 59(11), 3624-3634. doi.org/10.1021/je500730e.
- [30]. Chávez-Miyauchi, T. E., Firoozabadi, A., & Fuller, G. G. (2016). Nonmonotonic elasticity of the crude oil-brine interface in relation to improved oil recovery. *Langmuir*, 32(9), 2192-2198. doi.org/10.1021/acs.langmuir.5b04354.



Experimental Investigation of Parameters Affecting Oil-Water Interfacial Tension for Smart Water Flooding into Asphaltene-Bearing Oil

Seyed Ali Hosseini¹, Khalil Shahbazi¹ and Milad Ghafoori^{*2}

1. Department of Petroleum Engineering, Petroleum University of Technology, Ahvaz, Iran

2. Department of Production Operations, Maroun Oil and Gas Production Company, Ahvaz, Iran

dralihosseini1994@gmail.com

DOI: 10.22078/pr.2024.5422.3412

Received: March 20, 2024

Accepted: December 10, 2024

Introduction

Low salinity or smart water flooding enhances oil recovery by altering the salinity or ionic composition of injected water, thereby influencing interactions among oil, water, and rock [1]. Asphaltenes, due to their amphiphilic structure, can act like surfactants at the oil–water interface and significantly reduce interfacial tension [2,3]. A review of previous studies on low salinity and smart water injection reveals that most research has focused on their effects on rock wettability alteration, while limited attention has been given to the interactions at the oil–water interface. Additionally, the role of naphthenic acids has rarely been explored, with existing studies primarily addressing their influence on elasticity moduli rather than interfacial phenomena. Moreover, the effect of contact time between oil and water on interfacial behavior has often been overlooked. Previous investigations concerning asphaltenes have largely focused on their behavior during miscible and immiscible gas injections. The use of model oils in laboratory studies offers a systematic and controlled way to investigate the contribution of specific components such as naphthenic acids. In light of these research gaps, the present study focuses on the oil–water interface involving asphaltene-containing oil during smart low salinity water injection. The aim is to evaluate the effects of ion type, water salinity, contact time, and model oils on the interfacial tension (IFT) between smart water and asphaltene-bearing oil. The findings are intended to support enhanced oil recovery

(EOR) strategies for reservoirs containing asphaltenic crudes.

Materials and Methods

Interfacial Tension Measurement

A precise droplet of oil was injected into a water phase using an SP120 syringe pump, and the droplet shape was captured in real-time using a camera. The images were analyzed to calculate the IFT using the pendant drop method.

Water Properties

Synthetic formation water (FW) and seawater (SW) were prepared by dissolving specific laboratory-grade salts into deionized water based on the ionic composition of the Bangestan reservoir and the Persian Gulf. Moreover, three dilution levels (SW, 2SW, 10SW) were used to evaluate the effect of salinity on IFT.

Oil Properties and Model Oil Preparation

A crude oil sample from a southern Iranian reservoir was used. To isolate the effects of asphaltenes and salinity, model oils were prepared using heptane–toluene mixtures with dissolved asphaltenes (extracted via ASTM D6560-12 [4]). Also, naphthenic acid was added to study its synergistic impact.

Experimental Procedure

Crude oil was filtered to remove solid impurities, and 100 cc of the oil was placed on a magnetic stirrer.

The brine was added gradually over one hour, and the mixture was sealed and aged on the stirrer for 24 hours. After aging, the samples were kept at room temperature for further testing. Moreover, for IFT measurement, samples were carefully taken near the oil–water interface using a syringe. Furthermore, five sets of IFT experiments were performed. The first three evaluated the effect of salinity from different salts (magnesium chloride, calcium chloride, and sodium sulfate) at various concentrations (1000 to 45000 ppm) on IFT between asphaltenic model oil and brine. The fourth experiment assessed how seawater salinity (FW, SW, 2SW, and 10SW) and oil aging (fresh, 10 days, 40 days) affect IFT. Moreover, the fifth experiment examined the influence of seawater salinity on IFT for two types of model oils after 20 days, considering the presence or absence of naphthenic acid. Each test was repeated five times for reliability.

Results and Discussion

Ion Effect

Three salts (MgCl_2 , CaCl_2 , and Na_2SO_4) were selected for their strong influence on IFT. To isolate effects, model oil with only asphaltene was used. For both MgCl_2 and CaCl_2 , IFT decreases up to 5000 ppm due to asphaltenes acting as surfactants, then it increases as salts displace them from the interface (salting-out). Na_2SO_4 shows similar trends: IFT drops at low salinities due to ion–asphaltene interaction, but IFT rises at higher salinities as asphaltenes desorb and aggregate.

Effect of Seawater Salinity

Results showed that an increase in salinity generally reduced IFT. At low salinity, asphaltenes adsorb at the interface due to electrostatic interactions. At higher salinities, naphthenic acids migrate to the aqueous phase and dominate the interface, especially in FW. Also, 2SW had higher IFT than SW and FW because NA, more effective in SW and FW, reduce IFT better than the asphaltenes in 2SW.

Effect of Contact Time (Aging)

After 10 days of contact, in most salinities (except 2SW), aged oil exhibits higher IFT than fresh oil due to loss of surface-active components (asphaltenes and NA) to the interface. The increase in IFT is more significant at higher salinities where NA dominates and further depletes from the bulk phase. At low salinities, electrostatic forces dominate, and fewer surfactants are lost to the interface.

In the case of 2 SW, both asphaltenes and NA compete for interface adsorption due to moderate ionic strength and electrostatic interactions, balancing each other. This results in unchanged IFT after 10 days despite asphaltene depletion. After 40 days, results show further IFT increase across all cases. In high-salinity

waters (SW, FW), more NA adsorbs onto the interface, further displacing asphaltenes and reducing the concentration of surface-active components in the bulk oil, leading to higher IFT. In low salinity (10SW), electrostatic attraction governs asphaltene adsorption, but due to weak ionic strength, few asphaltenes reach the interface, and NA remains mostly inactive. Thus, IFT increases only slightly. In 2SW, the highest relative IFT change occurs between 10 and 40 days due to dynamic competition between asphaltenes and NA.

Model Oil A

The effect of salinity on IFT after 20 days, with and without naphthenic acid, shows that despite similar asphaltene precipitation in twice-diluted seawater, IFT is lower with NA due to its surface activity. In seawater and formation water, high ionic strength promotes NA adsorption at the interface, reducing asphaltene precipitation and lowering IFT. Moreover, asphaltenes reduce IFT more effectively than NA.

Model Oil B

Model Oil B uses asphaltenes from a different source. Two mixtures were tested: 1) Heptol + Asphaltene; 2) Heptol + Asphaltene + NA.

For IFT results after 20 days, in all salinities, IFT is lower with both asphaltene and NA due to their combined surface activity and less precipitation.

In seawater, more surface-active components remain in the bulk phase, giving the lowest IFT. In diluted seawater, NA gradually replaces asphaltenes at the interface, leading to lower IFT compared to using asphaltene alone.

Conclusions

In this study, based on previous research, three salts (magnesium chloride, calcium chloride, and sodium sulfate) were selected for their significant effect on IFT. Furthermore, the influence of salinity and aging time on IFT was then examined using different types of water: seawater, twice-diluted seawater, ten-times diluted seawater, and formation water. Moreover, to investigate the effect of naphthenic acids on oil–water IFT, two model oil systems were prepared. The impact of salinity on each system was studied, utilizing asphaltenes from two different crude oils to assess their influence on IFT. The lowest IFT was observed for different salts at low salinities. As salinity increases, more naphthenic acid molecules partition into the aqueous phase, where they adsorb at the oil–water interface. This adsorption compensates for the reduced presence of asphaltenes and prevents an increase in IFT. Except for twice-diluted seawater, the IFT measured after 10 days was higher than the IFT observed when fresh oil and water were first contacted. With higher ionic strength and the

adsorption of naphthenic components at the interface, more asphaltenes remain in the oil phase. The presence of both naphthenic acids and asphaltenes in the oil phase results in a greater reduction of IFT compared to asphaltenes alone. Because seawater has lower ionic strength than formation water, fewer naphthenic acids adsorb at the interface and less asphaltene precipitation occurs, allowing more asphaltenes and naphthenic components to remain in the oil phase. This causes the greatest reduction in IFT at this salinity.

References

1. Morrow, N., & Buckley, J. (2011). Improved oil recovery by low-salinity waterflooding. *Journal of petroleum Technology*, 63(05), 106-112. doi.org/10.2118/129421-JPT.
2. Ashoorian, S., Javadi, A., Hosseinpour, N., & Nassar, N. N. (2023). Interrelationship of bulk and oil-water interfacial properties of asphaltenes. *Journal of Molecular Liquids*, 381, 121761. doi.org/10.1016/j.molliq.2023.121761.
3. Alves, C. A., Yanes, J. F. R., Feitosa, F. X., & de Sant'Ana, H. B. (2022). Influence of asphaltenes and resins on water/model oil interfacial tension and emulsion behavior: Comparison of extracted fractions from crude oils with different asphaltene stability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109268. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109268.
4. Shojaei, S. A., Osfour, S., Azin, R., & Dehghani, S. A. M. (2020). Kinetic modeling of asphaltene nano-aggregates formation using dynamic light scattering technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107293. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107293.