

ویژه نامه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش های پایه آبی

# بررسی آزمایشگاهی ناپایداری آسفالتین در تزریق آب کم شور با استفاده از سامانه دیداری هله-شاو

محمد شهابی، فاطمه قربانپور، سید شهاب الدین آیت‌اللهی\* و حسن ماهانی\*

دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۶/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۲/۱۴

## چکیده

تزریق آب کم شور یا مهندسی شده به مخازن نفتی به عنوان یکی از کاربردی ترین روش های حفظ فشار مخزن و افزایش برداشت نفت، شناخته می شود. با این وجود یکی از جنبه هایی که نیاز به بررسی بیشتر دارد، اثر تغییر شوری آب بر ناپایداری و رسوب آسفالتین است که بسته به میزان آن می تواند منجر به آسیب سازند مخزن و کاهش تزریق پذیری شود. در این پژوهش جهت بررسی میزان آسیب ایجاد شده و مکانیزم های مرتبط، تست های آزمایشگاهی در سامانه هله-شاو به صورت تزریق هم زمان آب و نفت انجام گرفت. تاثیر نوع آب در حضور عامل تحریک کننده آسفالتین (نرمال پنتان) و بدون آن و نوع نفت روی ناپایداری آسفالتین برای دو نمونه نفت خام میدان آب تیمور و کوپال بررسی شد. نتایج برای نفت آب تیمور با آب های مختلف نشان می دهد که نوع آب تاثیر به سزایی در رفتار سطح تماس آب-نفت از جمله تشکیل امولسیون درجا و رسوب آسفالتین دارد. پایدارترین امولسیون با شعاع قطرات  $151 \mu$  در آب دریای دوبار رقیق شده و مقدار رسوب آسفالتین  $1.18/3\%$  حجمی سل در حضور آلکان حاصل شد. نتایج نشان داد که رابطه مستقیمی بین پایداری امولسیون و میزان رسوب آسفالتین وجود دارد؛ به نحوی که هرچه امولسیون پایدارتری تشکیل شود، رسوب آسفالتین بیشتری نیز تشکیل می شود. نتایج آزمایش های تزریق هم زمان نفت آب تیمور و کوپال با آب دریای ده بار رقیق شده نشان داد که نواحی در محیط سل وجود داشتند که علی رغم عبور آب از کناره های آنها، سطوح تماس نفت-آب همچنان حتی با افزایش نرخ تزریق بدون تغییر باقی مانده اند. تصاویر میکروسکوپی حاکی از وجود یک لایه سخت، که مانع از نفوذ آب و جاروب قطره نفت می گردید، بود. این پدیده نشان می دهد در فرآیند طبیعی تزریق آب کم شور در میداین در برخی شوری ها امکان ناپایداری آسفالتین وجود دارد که ممکن است منجر به تله افتادن قطرات نفت در اثر سخت شدگی سطح تماس آب-نفت شود.

**کلمات کلیدی:** ازدیاد برداشت نفت، آب کم شور، ناپایداری آسفالتین، سطح تماس نفت-آب، سامانه هله-شاو

\*مسئول مکاتبات  
آدرس الکترونیکی

hmahani@sharif.edu

shahab@sharif.edu

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5254.3331)

## مقدمه

مهمی در تولید و برداشت نفت و به تله افتادن نفت در حفرات داشته باشد، کمی‌سازی نتایج مربوط به امولسیون‌ها و رسوبات آسفالتین از اهمیت بالایی برخوردار است. اطلاعاتی نظیر توزیع اندازه قطرات امولسیون، شکل قطرات و مقایسه این موارد در شرایط مختلف هنگام تزریق آب کم‌شور هنگام آزمایش‌های مربوط به ازدیاد برداشت می‌تواند کمک شایانی برای برنامه‌ریزی در مورد سناریوی بازیافت نفت در پروژه‌های ازدیاد برداشتی کند. همچنین با تعیین مقدار رسوب آسفالتین، می‌توان از رسوب‌گذاری بیش از حد در مخازن پیش‌گیری نمود و راه‌حل‌های مناسبی برای آن در نظر گرفت. بررسی رسوب آسفالتین در حضور آب و نفت و توزیع اندازه امولسیون‌ها در برخی مطالعات پژوهشی اخیر انجام شده است. تامبه و همکاران به بررسی تاثیر ذرات کلونیدی بر روی خواص رئولوژیکی سطح تماس سیال-سیال و پایداری امولسیون پرداخته‌اند. نتایج آن‌ها نشان داد که پایداری امولسیون به‌وضوح تابعی از غلظت ذرات موجود است. این ذرات کلونیدی با ایجاد مانع فضایی امولسیون‌ها را تثبیت می‌کنند [۱۰]. نتایج مشابه توسط رابرت آویارد و همکاران نیز بدست آمد، آن‌ها بیان کردند که جذب ذرات جامد توسط سطح تماس آب-نفت باعث تثبیت و پایداری امولسیون می‌شود [۱۱]. روزبهانی و همکاران نیز به بررسی تاثیر مواد فعال سطحی موجود در نفت و تاثیر آن بر روی برهم‌کنش سیال-سیال پرداختند. نتایج آن‌ها نشان داد آب توسط مواد فعال سطحی درون نفت جذب شده و امولسیون آب در نفت تشکیل می‌شود. همچنین، در تماس نفت و آب کم‌شور، مواد فعال سطحی مانند رزین‌ها و آسفالتین‌ها در سطح تماس آب-نفت جمع شده و میزان آن‌ها در توده‌ی نفت کاهش می‌یابد و این پدیده باعث جذب مولکول‌های سنگین نفت از جمله واکس‌ها و پارافین‌ها به سمت سطح تماس آب-نفت شده که موجب افزایش پایداری امولسیون در سطح تماس می‌شود [۵].

از دهه‌های گذشته عملیات تزریق آب به منظور جابه‌جایی نفت و نگهداری فشار مخازن در حال انجام است. در مقایسه با سایر روش‌های ازدیاد برداشت، تزریق آب با شوری کم، ارزان‌ترین و سازگارترین روش با محیط زیست بیان شده است. این روش، عملکرد فرآیند سیلابزنی معمولی را به‌طور قابل توجهی بهبود می‌بخشد [۱ و ۲]. یکی از مسائل مهم در صنعت نفت رسوب آسفالتین می‌باشد که می‌تواند منجر به کاهش تراوایی و در نتیجه کاهش شاخص بهره‌وری چاه و تولید نفت گردد [۳ و ۴]. یکی از مواردی که بر ناپایداری رسوب آسفالتین تاثیرگذار است افزایش تعامل بین مولکول‌های آسفالتین و یون‌های آب به دلیل امکان تشکیل امولسیون در حین تزریق آب است. امولسیون‌ها از دو مایع امتزاج‌ناپذیر تشکیل شده‌اند که نوعی کلونید مایع در مایع است که در آن قطره‌های ریز یک مایع در مایعی دیگر بدون حل شدن در یکدیگر، پراکنده هستند [۵]. به‌عنوان مثال، امولسیون‌های آب در نفت، شامل قطرات ریز آب معلق در فاز پیوسته‌ی نفت هستند [۶]. پایداری امولسیون به دلیل حضور مواد فعال سطحی طبیعی در نفت مانند آسفالتین‌ها و رزین‌ها است که در سطح میان دو مایع قرار می‌گیرند و تمایل دو سیال به جدا شدن را به تعویق می‌اندازند [۷]. ویژگی‌های یک امولسیون نظیر توزیع اندازه قطرات و میانگین اندازه قطرات با گذشت زمان ثابت نمی‌ماند، در نتیجه پایداری امولسیون به توانایی پراکندگی و قابلیت حفظ خواص در بازه زمانی مشخص بستگی دارد [۸]. آسفالتین سنگین‌ترین و قطبی‌ترین ماده تشکیل‌دهنده نفت خام است که در مایعات آروماتیک محلول و در آلکان‌ها نامحلول است [۹]. از آنجایی که میزان امولسیون آب در نفت تشکیل شده در فرآیند تزریق آب کم‌شور و همچنین مقدار رسوب آسفالتین ایجاد شده در اثر تشکیل امولسیون‌ها، می‌تواند اثر بسیار

دادند. بررسی دیداری با میکروسکوپ نشان داد که با تزریق آب دریای دوبار رقیق شده به میکرومدل، بیشترین ذرات آسفالتین در سطح تماس آب-نمک-نفت حضور پیدا می‌کنند [۱۶]. مختاری و همکاران به بیان دو مکانیزم اصلی برای ناپایداری آسفالتین در حضور فاز آبی پرداختند که مربوط به تجمع آسفالتین‌های ناپایدار جذب شده به سطح تماس و یک تاثیر ظاهری ناشی از الکترولیت‌ها که منجر به همراهی بیشتر می‌شود. به این معنی که در شوری بالای آب تزریقی، یون‌ها نقش اصلی در تجمعات آسفالتینی را ایفا می‌کنند و ممکن است از طریق ایجاد پیوند یون-آسفالتین باعث رسوب آسفالتین شوند [۱۷].

با توجه به پژوهش‌های پیشین که در بالا بررسی گردید، مشخص است که عمده مطالعات بررسی ناپایداری آسفالتین در عدم حضور آب کم‌شور هستند و برخی از مطالعات که این موضوع را بررسی نموده‌اند از تست‌های استاتیکی درون بطری (با و یا بدون حضور سنگ) و در غیاب اثر جریان (یا شرایط دینامیکی) استفاده کرده‌اند. همچنین در پژوهش‌های پیشین به بررسی تاثیر نوع نفت از لحاظ ترکیبات آن‌ها در هنگام تزریق آب کم‌شور و مقایسه عملکرد آن‌ها پرداخته نشده است. لذا در بخش ابتدایی این پژوهش به بررسی تاثیر شوری آب بر پایداری رسوب آسفالتین و امولسیون‌های تشکیل شده در سطح تماس آب-نفت به صورت دینامیکی در تزریق هم‌زمان نفت و آب کم‌شور در سامانه دیداری هله-شاو پرداخته شده است. این روش آزمایشگاهی امکان بررسی تاثیر برهم‌کنش‌های سیال-سیال را فراهم می‌آورد. در بخش دوم مقاله به بررسی تاثیر نوع نفت پرداخته شده است.

تاثیر زمان ماند بر روی پایداری امولسیون و اندازه قطرات امولسیون نیز توسط پال [۱۲] بررسی شد. نتایج مربوط به امولسیون‌های آب در نفت نشان داد که با گذشت زمان، ویسکوزیته به‌طور چشم‌گیری کاهش یافته و قطرات درشت‌تر در اثر به‌هم پیوستن قطرات کوچکتر ایجاد می‌شوند، این به‌هم پیوستن قطرات می‌تواند به دلیل پدیده تورم<sup>۱</sup> و یا تکامل استوالد<sup>۲</sup> باشد که منجر به کاهش ویسکوزیته شده است. توکلی و همکاران به یکی از مهم‌ترین مکانیزم‌های آب کم‌شور برای ازدیاد برداشت اشاره کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که آسفالتین‌ها در سطح تماس آب-نفت به ویژه با حضور مقدار کمتر از نرمال پنتان تجمع می‌کنند. برهم‌کنش‌های بین آب و نفت در سطح تماس و تشکیل خودبه‌خودی ریز امولسیون آب در نفت (میکرودیسپرژن)، یکی از مکانیزم‌های پیشنهادی ازدیاد برداشت توسط آب کم‌شور می‌باشد [۱۳]. سهرابی و همکاران نیز دو دلیل عمده برای ایجاد میکرودیسپرژن مطرح کردند: دلیل اول این موضوع تغییر ترشوندگی در اثر مهاجرت اجزای فعال سطحی نفت از سطح سنگ به سمت توده نفت و تشکیل میکرودیسپرژن‌های آب در نفت و دلیل دوم را انققاد میکرودیسپرژن‌ها در سطح نفت و لایه آب با شوری زیاد سازند و بیرون راندن نفت از حفرات ته‌بسته<sup>۳</sup> بیان کردند [۱۴]. شجاعتی و همکاران در مطالعه‌ای به بررسی تاثیر غلظت‌های مختلف نمک در آب تزریقی بر میزان پایداری رسوب آسفالتین پرداختند. نتایج آن‌ها نشان داد که وجود تمامی نمک‌ها از غلظت کم تا متوسط در سیستم باعث ناپایداری آسفالتین می‌شود و مکانیزم اصلی در ناپایداری آسفالتین‌ها را به تشکیل شلات<sup>۴</sup> نوعی پیوند) نسبت دادند. همچنین، نشان داده شد که کاتیون‌های دو ظرفیتی نسبت به تک ظرفیتی‌ها نقش موثرتری در تشکیل شلات دارند [۱۵]. رستمی و همکاران تزریق آب با شوری‌های مختلف با یک نمونه نفت را مورد بررسی قرار

1. Coalescence  
2. Ostwald Ripening  
3. Dead End  
4. Chelate

## روش پژوهش

## آب‌های کم‌شور

شورآب‌های مورد استفاده در این پژوهش آب دریا، آب دریای رقیق شده و آب سازندی می‌باشند که به ترتیب با نام‌های اختصاری SW، xDSW و FW مشخص می‌شوند. این آبها به صورت مصنوعی و با انحلال نمک‌های مختلف در آب مقطر (DW) تهیه شده‌اند که شامل نمک کلرید منیزیم شش آب، کربنات کلسیم، کلرید پتاسیم، کلرید کلسیم دو آب، کلرید سدیم، سولفات سدیم و بی‌کربنات سدیم می‌باشد. آب دریای رقیق شده به صورت xDSW نام‌گذاری شده است که علامت x نشان‌دهنده مقدار رقیق‌سازی است. به طور مثال آب ۲ DSW به معنای آب دریای دوبار رقیق شده است. ترکیب آب‌های مورد استفاده شامل آب سازندی، آب دریا و آب دریای رقیق شده در جدول ۱ ارائه شده است.

## نفت خام

از نفت خام دو میدان نفتی کوپال و آب تیمور که تفاوت قابل توجهی از لحاظ ترکیب به خصوص

میزان آسفالتین دارند استفاده شده است. خصوصیات فیزیکی و ترکیب شیمیایی این نمونه‌ها در جدول ۲ ارائه شده است.

## مواد شیمیایی

از نرمال پنتان با درجه خلوص آزمایشگاهی (تهیه شده از شرکت شیمیایی مجلی) در برخی آزمایشات ناپایداری آسفالتین نیز استفاده شده است.

## سامانه دیداری هله-شاو

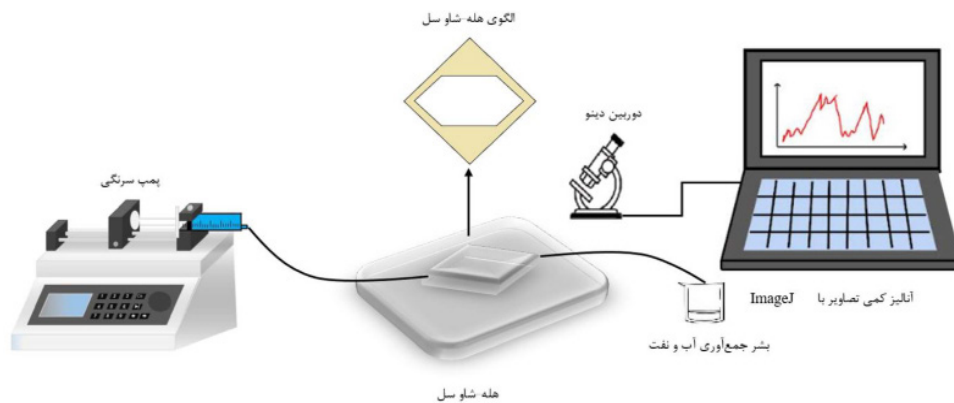
در انجام تست‌های دینامیکی از سامانه دیداری هله-شاو استفاده گردیده است. شکل ۱ به صورت شماتیک اجزای مختلف این سامانه شامل پمپ سرنگی تزریق، سل هله-شاو، سیستم عکس‌برداری میکروسکوپی، و سیستم ثبت و پردازش تصویر را نشان می‌دهد. تزریق هم‌زمان نفت و آب به سل هله-شاو توسط پمپ سرنگی مدل SP ۱۱۰ (ساخت شرکت فن‌آوران نانو مقیاس) انجام شده است. برای تصویربرداری موضعی از دوربین دیجیتال دینو (Dino-Lite Digital Microscope) با توانایی بزرگ‌نمایی تا ۱۰۰۰ برابر و با قابلیت اتصال به کامپیوتر استفاده شد.

جدول ۱ ترکیب آب دریای خلیج فارس، آب سازندی و آب دریای رقیق شده

| نمک  | SW     | ۲ DSW  | ۱۰ DSW | FW      |
|--|--------|--------|--------|---------|
| NaCl (g/L)                                 | ۲۵/۵۷۶ | ۱۲/۷۸۸ | ۲/۵۵۸  | ۱۵۴/۰۳۱ |
| KCl (g/L)                                  | ۱/۱۱۸  | ۰/۵۵۹  | ۰/۱۱۲  | ۱/۱۹۳   |
| CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O (g/L) | ۱/۷۶۴  | ۰/۸۸۲  | ۰/۱۷۶  | ۲۴/۱۱   |
| MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O (g/L) | ۱۱/۹۹۵ | ۵/۹۹۷  | ۱/۱۹۹  | ۸/۹۳۳   |
| NaHCO <sub>3</sub> (g/L)                   | ۶/۸۱۸  | ۳/۴۰۹  | ۰/۶۸۲  | ۰/۶۷۲   |
| Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (g/L)      | ۰/۳۳۶  | ۰/۱۶۸  | ۰/۰۳۴  | ۰/۴۲۶   |
| TDS (ppm)                                  | ۴۷۶۰۷  | ۲۳۸۰۳  | ۴۷۶۱   | ۱۸۹۳۶۵  |
| pH   | ۷/۹۹   | ۷/۹۸   | ۶/۹۵   | ۶/۶۶    |

جدول ۲ خصوصیات فیزیکی و ترکیب شیمیایی نمونه‌های نفت خام مورد استفاده

| نوع نفت  | چگالی (g/cc)          | عدد اسیدی (میلی‌گرم KOH بر گرم نفت) | اشباع (% وزنی) | آروماتیک (% وزنی) | رزین (% وزنی) | آسفالتین (% وزنی) |
|----------|-----------------------|-------------------------------------|----------------|-------------------|---------------|-------------------|
| کوپال    | ۰/۸۶ در دمای ۲۵ °C    | ۰/۱۱                                | ۷۰/۵           | ۲۰/۵              | ۷/۵           | ۱/۵               |
| آب تیمور | ۰/۸۱ در فشار ۶۰۴۰ psi | —                                   | ۳۳/۲۷          | ۴۲/۲۵             | ۱۳/۹۲         | ۱۰/۵۶             |



شکل ۱ شماتیک سامانه دیداری هله-شاو جهت تزریق هم‌زمان نفت و آب و بررسی ناپایداری آسفالتین

شرایط دمایی و فشاری محیط انجام گرفت.

#### دسته اول آزمایش‌ها

تمام مراحل آزمایش‌ها در فشار و دمای آزمایشگاه انجام گرفته‌است. قبل از تزریق هم‌زمان نفت و آب (با نسبت ۵۰-۵۰ حجمی)، هوای داخل سل با تزریق دی‌اکسید کربن خارج شد و سپس مدل با آب سازندی اشباع شد. در ادامه تزریق هم‌زمان به اندازه ۸ برابر حجم فضای خالی انجام گردید تا شرایط اولیه در حضور نفت-آب ایجاد گردد. از نتایج تست‌های آزمایشی اولیه تزریق هم‌زمان با نرخ‌های مختلف برای نفت میدان آب تیمور مشاهده شد که در نرخ  $0.5 \text{ cc/min}$  معادل عدد موینگی حدود  $10^{-6}$  برای این نفت امولسیون تشکیل می‌شود. از آنجا که یکی از اهداف این پژوهش بررسی تغییر خواص شیمیایی و فیزیکی سطح تماس آب و نفت است، آزمایشات اصلی طبق همان نرخ تزریقی که منجر به ایجاد امولسیون شد انجام شدند. پس از پایان تزریق، برای بررسی کمی امولسیون‌ها، از فضای مورد بررسی مدل با بزرگ‌نمایی مناسب تصویربرداری شد. در نهایت، تزریق نرمال پنتان با نرخ  $0.1 \text{ cc/min}$  به مدل انجام شد تا جایی که تمام نفت موجود با نرمال پنتان شسته و خارج شود تا بتوان هر نوع تیرگی/تغییر رنگ مشاهده شده در مدل را حاصل از تجمع آسفالتین در نظر گرفت.

برای تصویر برداری از کل مدل نیز از یک دوربین دیجیتال نیکون استفاده شد تا به آنالیز کمی تصویر و تعیین % رسوب آسفالتین پرداخته شود. سل هله-شاو مورد استفاده از دو شیشه به ابعاد  $10 \text{ cm}$  در  $10 \text{ cm}$  ساخته شده‌است که توسط چسب دو طرفه به ضخامت  $100 \mu\text{m}$  به هم متصل و محل‌های خروج و ورود سیال به آن‌ها مشخص شده‌است. جهت آنالیز تصاویر از نرم‌افزار ImageJ استفاده گردیده است.

#### دستورالعمل انجام آزمایشات

در این پژوهش، دو دسته آزمایشات طراحی شد. در دسته اول آزمایشات به مقایسه تاثیر شوری و نوع آب بر ناپایداری آسفالتین در نفت آب تیمور پرداخته شد. بدین منظور از نفت آب تیمور و ۵ نوع آب (شامل آب مقطر) استفاده شده‌است. در دسته دوم آزمایشات، هدف بررسی کیفی تاثیر زمان و تزریق آب کم‌شور بر تجمع مواد فعال سطحی محلول در نفت در سطح آب-نفت و پیامدهای این پدیده است. همچنین مقایسه‌ای از تاثیر نوع نفت بر ناپایداری آسفالتین زمانی که آب کم‌شور در تماس با نفت باشد ارائه می‌شود. بدین منظور از نفت میدان کوپال و آب تیمور و  $DSW 10$  شده استفاده شده‌است. هدف از این آزمایشات صرفاً مقایسه و تعیین شدت مشارکت هر پارامتر بر ناپایداری آسفالتین است. کلیه آزمایشات در

## دسته دوم آزمایش‌ها

بالا تصویربرداری شد و سپس نرخ تزریق بعدی اجرا گردید و دوباره روند تصویربرداری تکرار شد. در سری آزمایشات انجام شده در این پژوهش برای هر تست، یک سل هله-شاو به صورت جداگانه ساخته شد تا از اثرات منفی نفت باقی مانده در مدل و تغییر ترشوندگی‌های ناشی از تزریق قبلی جلوگیری شود. در **جدول ۳** طراحی کلیه آزمایشات و جزئیات آن‌ها ارائه شده است.

## نتایج و بحث

در این بخش به بررسی تاثیر پارامترهای شوری آب، زمان و نوع نفت روی پایداری آسفالتین بحث می‌شود. لازم به ذکر است که با اینکه خطای اندازه‌گیری  $\% / ۰.۱$  رسوب آسفالتین و متوسط اندازه قطرات امولسیون به ترتیب  $\% / ۰.۱$  و  $۱ \mu m$  بوده است، نتایج تست‌های انجام شده در رابطه با  $\% / ۰.۱$  رسوب آسفالتین یا متوسط شعاع قطرات امولسیون آب در نفت را نمی‌توان ارتقای مقیاس داد و نتیجه‌گیری نمود که همین میزان رسوب آسفالتین در عملیات سیلاب‌زنی با آب در میدان آب تیمور و یا کوپال ایجاد خواهد شد.

## اثر شوری و نوع آب بر پایداری آسفالتین

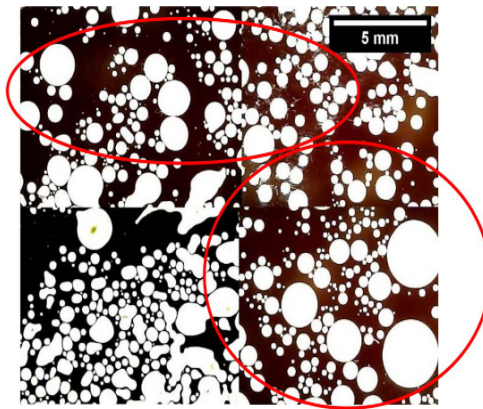
**شکل ۲** تصاویر به هم چسبیده از نواحی مختلف سل هله-شاو برای دسته اول آزمایشات مربوط به تزریق نفت آب تیمور و FW را نمایش می‌دهد.

روش انجام این آزمایش‌ها تا مرحله‌ی تزریق هم‌زمان آب و نفت کاملاً مشابه دسته‌ی اول است. با این تفاوت که پس از پایان تزریق هم‌زمان به‌جای تزریق نرمال پنتان برای تحریک آسفالتین، اجازه داده شد تا ناپایداری آسفالتین در حضور آب کم‌شور به صورت طبیعی بررسی شود. برای این منظور پس از تزریق نفت-آب، شیرهای ورودی و خروجی سل هله-شاو کاملاً بسته شد به طوری که هوا یا سیالی خارجی نتواند وارد سیستم شود و برای مدت یک ماه در شرایط دما و فشار ثابت آزمایشگاه نگهداری (یا پیرسازی) شد. پس از گذشت یک ماه آب دریای دهبار رقیق شده با نرخ  $0.1 \text{ cc/min}$  به مدل تزریق شد تا زمانی که دیگر هیچ نفتی در اثر تزریق بیشتر جابه‌جا یا خارج نشود و سیستم از نظر دینامیکی پایدار شود. پس از تصویربرداری مجدداً شیرهای ورودی-خروجی بسته و برای یک ماه دیگر در شرایط قبلی نگهداری شد. بعد از گذشت یک ماه، برای بار دیگر آب دریای دهبار رقیق شده به هله-شاو تزریق شد. تزریق با نرخ‌های بالا (از  $0.5$  تا  $3 \text{ cc/min}$ ) صورت گرفت و بازه زمانی تزریق هر نرخ تا زمانی صورت گرفت که سیستم به پایداری رسید و دیگر تغییری دیده نشد، در این مرحله از یک ناحیه ثابت از مدل با بزرگ‌نمایی

جدول ۳ طراحی آزمایش‌های دینامیکی در سل هله-شاو

| شماره آزمایش | دسته آزمایشات | نوع نفت خام | نوع آب                  | نرخ تزریق هم‌زمان هر سیال (cc/min) | مدت زمان ماند | حلال یا آب تزریقی ثانویه |
|--------------|---------------|-------------|-------------------------|------------------------------------|---------------|--------------------------|
| ۱            | دسته ۱        | آب تیمور    | آب سازندی               | ۰/۰۵                               | —             | نرمال پنتان              |
| ۲            | دسته ۱        | آب تیمور    | آب دریا                 | ۰/۰۵                               | —             | نرمال پنتان              |
| ۳            | دسته ۱        | آب تیمور    | آب دریای دهبار رقیق شده | ۰/۰۵                               | —             | نرمال پنتان              |
| ۴            | دسته ۱        | آب تیمور    | آب دریای دهبار رقیق شده | ۰/۰۵                               | —             | نرمال پنتان              |
| ۵            | دسته ۱        | آب تیمور    | آب مقطر                 | ۰/۰۵                               | —             | نرمال پنتان              |
| ۶            | دسته ۲        | آب تیمور    | آب دریای دهبار رقیق شده | ۰/۰۵                               | یک ماه        | آب دریای دهبار رقیق شده  |
| ۷            | دسته ۲        | کوپال       | آب دریای دهبار رقیق شده | ۰/۰۳                               | یک ماه        | آب دریای دهبار رقیق شده  |

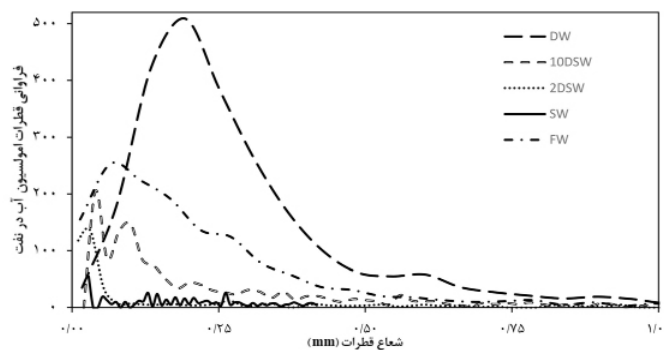




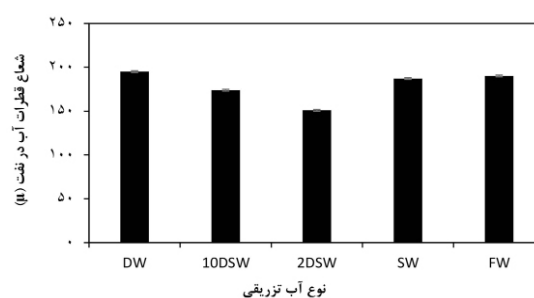
شکل ۲ تصاویر میکروسکوپی امولسیون‌های آب سازندی در نفت آب تیمور از نواحی مختلف سل هله-شاو. خطوط قرمز نشان‌دهنده امولسیون‌های آب در نفت بوده که اغلب شکل هندسی معین دایره‌ای دارند

دریای ده‌بار رقیق‌شده، روند کاهشی تعداد قطرات امولسیونی تغییر پیدا کرد. همان‌طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود، فراوانی قطرات آب در نفت به‌طور چشم‌گیری افزایش پیدا کرد و توزیع اندازه امولسیون‌های آب در نفت بسیار گسترده‌تر؛ از ۲۰ تا  $900 \mu\text{m}$  به دست آمد. در نهایت آزمایش تزریق نفت آب تیمور همراه با آب مقطر منجر به تشکیل امولسیون آب در نفت با توزیع اندازه قطرات از ۱۷ تا  $1000 \mu\text{m}$  شد. میزان فراوانی امولسیون به‌طور قابل توجهی افزایش پیدا کرد و در عین حال پایداری آن نسبت به آب‌های دیگر کاهش داشته است. به‌طور کلی با کاهش شوری آب تزریقی، پراکندگی اندازه قطرات امولسیونی وسیع‌تر شده است. همچنین طبق شکل ۴ که متوسط اندازه قطرات امولسیون آب در نفت برحسب نوع آب تزریقی را نشان می‌دهد، با تغییر نوع آب از آب سازندی به آب دریا متوسط اندازه امولسیون‌ها از  $190 \mu\text{m}$  به  $187 \mu\text{m}$  کاهش پیدا کرده که چندان تغییر محسوسی نیست. اما با کاهش شوری تا آب ۲ DSW متوسط اندازه قطرات امولسیون به کمترین مقدار برابر  $151 \mu\text{m}$  می‌رسد که نشان از پایداری بالای امولسیون‌های تشکیل‌شده دارد. بعد از آن روند کاهشی اندازه قطرات برعکس شده و در آب ۱۰ DSW و ۱۰ DW به ترتیب به  $174 \mu\text{m}$  و  $195 \mu\text{m}$  افزایش می‌یابد. شکل ۴ روند این تغییرات را به‌خوبی نشان می‌دهد.

نتایج این آزمایش‌ها نشان داد که با تغییر نوع آب در تزریق هم‌زمان با نفت آب تیمور، تفاوت قابل توجهی در میزان پایداری امولسیون آب در نفت و متعاقباً میزان تجمع و رسوب آسفالتین ایجاد می‌شود. با توجه به تصاویر ارائه شده در شکل ۲ مشخص است که نتیجه‌ی این تزریق، تشکیل امولسیون‌های آب در نفت بوده که اغلب شکل هندسی معین و سطح مقطع دایره‌ای دارند. شکل ۳ فراوانی اندازه قطرات امولسیون آب در نفت را برای آب‌های مختلف تزریق شده همراه با نفت آب تیمور به سل هله-شاو نشان می‌دهد. همان‌طور که از شکل به‌وضوح قابل مشاهده است، در آزمایش تزریق نفت آب تیمور با آب سازندی پراکندگی اندازه قطرات عمدتاً بین مقادیر ۶۵ تا  $400 \mu\text{m}$  است. با تغییر نوع و شوری آب از آب سازندی به آب دریا، فراوانی امولسیون تشکیل شده کاهش و پراکندگی اندازه قطرات افزایش یافت؛ به‌طوری‌که اندازه قطرات از ۲۰ تا  $410 \mu\text{m}$  مشاهده شد. در آزمایش بعد با کاهش شوری آب تزریقی به آب دریای دوبار رقیق‌شده، فراوانی امولسیون روند کاهشی خود را حفظ کرده اما امولسیون‌های به مراتب ریزتر که عمدتاً اندازه کمتر از  $10 \mu\text{m}$  داشته‌اند تشکیل شده است. با این حال همچنان قطرات درشت تا  $270 \mu\text{m}$  نیز دیده شد که نشان از پراکندگی بالای اندازه قطرات دارد. با کاهش بیشتر شوری به آب



شکل ۳ فراوانی اندازه قطرات امولسیون آب در نفت (آب تیمور) برحسب آب‌های مختلف

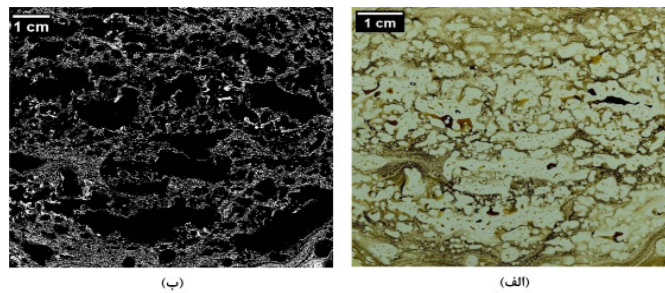


شکل ۴ متوسط اندازه قطرات امولسیون آب در نفت برحسب نوع آب تزریقی همراه با نفت آب تیمور

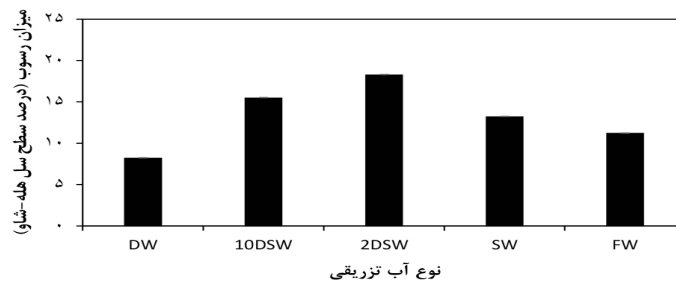
در شکل ۵ به‌عنوان نمونه از نحوه به دست آوردن رسوب در آزمایش‌ها، نتیجه تصویری از رسوب آسفالتین (ذرات سفید در تصویر آستانه‌گذاری شده، ذرات تیره در تصویر واقعی) پس از تزریق نرمال پنتان در سل هله-شاومربوط به نفت آب تیمور و آب FW به همراه خروجی آن از آنالیز کمی با نرم‌افزار ImageJ نمایش داده شده است. تغییرات در پایداری و فراوانی امولسیون تاثیر مستقیمی در میزان رسوب و تجمع آسفالتین و مواد فعال سطحی در تزریق انواع مختلف آب داشته‌است. به طوری که در تزریق با آب دریای دوبار رقیق شده با کمترین میزان متوسط اندازه قطرات آب در نفت  $151 \mu\text{m}$  و بیشترین پایداری امولسیون، بیشترین میزان رسوب و تجمعات آسفالتین با  $18/3\%$  به دست آمد. از سوی دیگر، با کاهش پایداری امولسیون در تزریق با آب سازندی و آب مقطر کمترین میزان رسوب با  $11/2\%$  و  $8/3\%$  مشاهده شد (شکل ۶). این نتیجه در تصاویر بزرگ‌نمایی شده از مدل بعد از تزریق نرمال پنتان نیز قابل مشاهده است. در شکل ۷ برای دو نمونه آب DSW

۲ و FW آورده شده‌است. به‌طور کلی شکل‌گیری امولسیون نشان‌دهنده مهاجرت مواد فعال سطحی به سمت سطح تماس آب-نفت است. در این آزمایشات فاز نفت به‌علت آسفالتینی بودن دارای مواد فعال سطحی است این مواد فعال، آب را به سمت خود جذب کرده و در نتیجه امولسیون آب در نفت ایجاد شد [۱۵]. مهاجرت مولکول‌های آسفالتین به سمت سطح تماس در اثر دو پدیده‌ی نمک‌زایی و پلاریزاسیون اتفاق می‌افتد. با کاهش شوری از FW، دو پدیده‌ی متضاد نمک‌زایی و پلاریزاسیون سطح تماس رخ می‌دهد. رقابت بین این دو پدیده، برهم‌کنش‌های در سطح تماس را نتیجه می‌دهد. این فرآیندها منجر به جذب مولکول‌های آسفالتین در سطح مشترک آب-نفت، تفکیک نفتنیک اسید در محلول آبی، انتشار مواد فعال سطحی به سمت سطح مشترک، جابه‌جایی، بازآرایی و جدا شدن اجزای قطبی جذب شده در سطح مشترک می‌شوند. هنگامی که این دو پدیده متضاد، به تعادل می‌رسند، شوری بهینه حاصل می‌شود [۱۸].

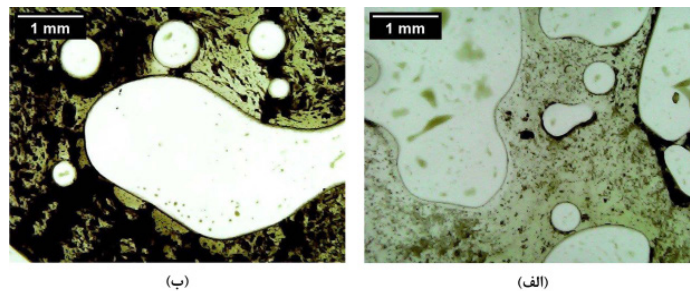




شکل ۵ نواحی مرکزی سل هله-شاو (الف) تصویر رسوبات و تجمعات آسفالتین، (ب) تصویر سیاه و سفید آن در تزریق نفت آب تیمور و آب سازندی (FW)



شکل ۶ درصد رسوب آسفالتین در سطح سل هله-شاو بر حسب نوع آب تزریقی همراه با نفت آب تیمور



شکل ۷ تصاویر میکروسکوپی از امولسیون‌های تشکیل شده و تجمعات آسفالتینی (با رنگ سیاه) در سل هله-شاو. (الف) نفت آب تیمور و آب سازندی بعد از تزریق نرمال پنتان، (ب) نفت آب تیمور و آب ۲ DSW بعد از تزریق نرمال پنتان

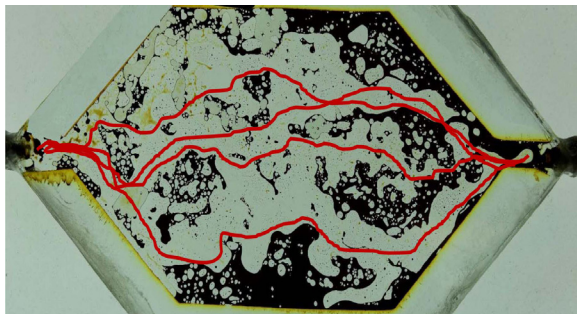
توده نفت دارند و در نتیجه تمایل آن‌ها به حرکت در سطح مشترک کاهش می‌یابد و آب تمایل کمی به حل کردن اجزای قطبی نفت دارد. در این حالت اثر یون‌های فعال، به ویژه  $Ca^{2+}$  و  $Mg^{2+}$  کاهش می‌یابد [۲۱] و جذب اجزای قطبی نفت خام را به سطح مشترک نفت و آب نمک کاهش می‌دهد که مشاهده می‌شود امتزاج‌پذیری نفت با آب سازندی و آب دریا کم بوده و اندازه بزرگتر قطرات حاکی از این مسئله می‌باشد. البته اندازه قطرات در آب‌های DW و FW تفاوت بسیار اندکی دارند و با در نظر گرفتن خطاها می‌توان قطرات مربوط به FW را بزرگترین مورد در نظر داشت.

این فرآیند جذب برای آب ۲ DSW با شدت بیشتری رخ داده است چرا که پلاریزاسیون سطح تماس و ضخامت لایه دوگانه الکتریکی برای جذب آسفالتین و نفتنیک اسید به سمت سطح تماس برای پر کردن تمام مکان‌های خالی کافی است و بنابراین تجمع تمام اجزای قطبی در سطح تماس منجر به امتزاج‌پذیری بیشتر، اندازه قطرات کوچکتر و در نتیجه امولسیون‌های پایدارتر می‌شود [۱۹]. برای آب‌های با شوری بالا (SW و FW) که حاوی یون‌های بیشتری است، طول ضخامت لایه دوگانه کوتاه است [۲۰] و همچنین، آسفالتین‌های محلول در نفت کمتر یونیزه می‌شوند و تمایل به ماندن در

رسوب می‌دهد. برای آب بدون یون DW میزان شعاع قطرات بیشینه و مقدار % رسوب آن کمترین مقدار بوده است که این هم می‌تواند توضیحی بر تاثیر افزودن یون‌ها بر امتزاج‌پذیری و تشکیل رسوب آسفالتین باشد [۱۵ و ۲۲].

#### اثر نوع نفت بر پایداری آسفالتین

پس از یک ماه زمان ماندن نفت-آب کم شور در کنار یکدیگر، وقتی برای اولین بار آب دریای ده‌بار رقیق شده با نرخ  $0.1 \text{ cc/min}$  به مدل حاوی نفت آب تیمور تزریق شد، مشاهده گردید که آب تزریقی از مسیرهای مشخصی عبور می‌کند. شکل ۸ برخی از این مسیرهای جریانی را با خطوط قرمز نمایش می‌دهد. بنابراین برای بررسی امکان وجود رسوب و سخت‌شدگی سطح تماس، با گذشت یک ماه دیگر مجدداً تزریق آب DSW ۱۰ با نرخ‌های بالاتر صورت گرفت و نتایج کیفی قابل توجهی به دست آمد.



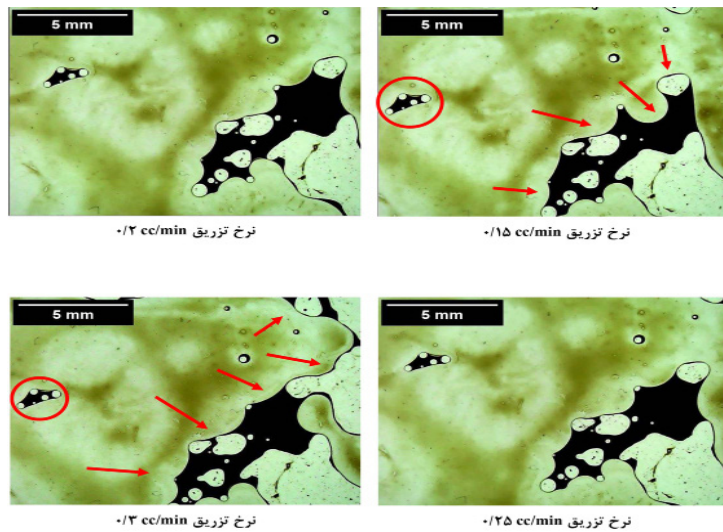
شکل ۸ توزیع نفت-آب (برای آب تیمور) در سل هله-شاو پس از تزریق ثانویه آب دریای ده‌بار رقیق شده. خطوط قرمز نشان‌دهنده مسیرهای ترجیحی آب کم‌شور است

شکل ۹ تصاویر مربوط به یک ناحیه از مدل با بزرگ‌نمایی بالا را پس از پایان هر نرخ تزریق نفت آب تیمور و آب DSW ۱۰ نمایش می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با بالا بردن نرخ تزریق، سطح آب-نفت پیشروی کرده است اما این جابه‌جایی نیازمند نرخ تزریق بالایی بوده؛ برای مثال اگر به تصویر مربوط به نرخ  $0.15 \text{ cc/min}$  دقت شود واضح است که هیچ‌گونه تغییر در پیشروی با افزایش نرخ تا  $0.2 \text{ cc/min}$  و  $0.25 \text{ cc/min}$  ایجاد نشده و بالاخره در نرخ  $0.3 \text{ cc/min}$  تزریق آب، نفت را به حرکت درآورده است.

این موضوع همچنین، توسط نتایج ارائه شده توسط محققان دیگر تأیید می‌شود که قدرت یونی بالای آب‌نمک مانع از تشکیل لایه آسفالتینی می‌شود [۲۲]. حال به بحث در مورد رسوب آسفالتین پرداخته می‌شود. پل یونی تأثیر مستقیم بر خوشه‌بندی و ناپایداری آسفالتین دارد. مولکول‌های آسفالتین می‌توانند نقش لیگاندهای چند دندانه<sup>۱</sup> را ایفا کنند و با کاتیون‌های موجود تشکیل شلات دهند و تجمع آسفالتین را تقویت کنند که به نوبه خود منجر به ناپایداری بیشتر آسفالتین در سطح تماس می‌شود. با توجه به مشاهده بیشترین مقدار رسوب در تزریق آب دریای دوبار رقیق شده، می‌توان این‌گونه بیان کرد که یک مقدار بیشینه ترسیب آسفالتین برای شوری آب وجود دارد و آن آب دریای دوبار رقیق شده است. با کاهش شوری آب از FW به DSW ۲ مشاهده می‌شود که مقدار رسوب آسفالتین بیشتر شده و این پدیده با اثر نمک‌زایی توجیه می‌شود [۱۵]. به این صورت که در غلظت‌های کم نمک، حرکت مولکول‌های آسفالتین توسط یون‌هایی که در فاز آبی وجود دارند به سمت سطح تماس تسریع می‌شود و چون مولکول‌های آسفالتین قطبی هستند از سطح تماس عبور کرده و در کنار یون‌ها در فاز آبی حضور می‌یابند، در اینجا کاتیون‌های فاز آبی با آسفالتین‌ها پیوند تشکیل می‌دهند. این به مولکول‌های آسفالتین کمک می‌کند تا با کاهش بار سطحی خود پایدار شوند و از رسوب آن‌ها جلوگیری شود. اما از سوی دیگر، این کاتیون‌ها می‌توانند با مولکول‌های آسفالتین، یک شلات تشکیل دهند در عین حال به‌عنوان یک پل عمل کرده و چندین مولکول آسفالتین را به یکدیگر متصل کرده و باعث افزایش خوشه‌بندی آسفالتین شوند. شلاته شدن<sup>۲</sup> شدیدتر از خنثی‌سازی بار سطحی توسط کاتیون‌ها است و در نتیجه منجر به ناپایداری آسفالتین و به عبارتی رسوب آسفالتین می‌شود. هرچه اندازه قطرات آب در نفت کوچکتر باشد نشان از امتزاج‌پذیری بیشتر آب و نفت است و مقدار آسفالتین بیشتری

1. Polydentate Ligands

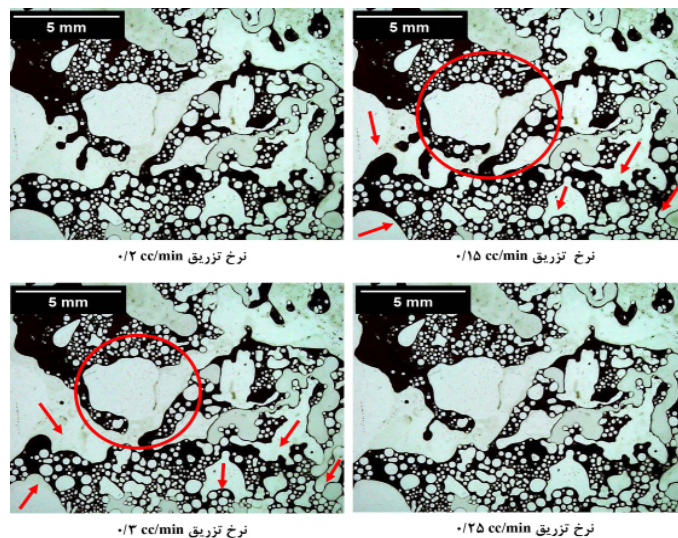
2. Chelation



**شکل ۹** روند تغییر سطح تماس آب-نفت با افزایش نرخ تزریق آب کم شور در سل هله-شاو نفت آب تیمور. خطوط قرمز نشان‌دهنده سطح تماس آب نفت تغییر یافته و ثابت مانده در نقاط مختلف است

به نرخ تزریق بالاتری در نفت کوپال دیده می‌شود. با این حال واضح است که آب تزریقی از مسیرهای ترجیحی خود در حال عبور بوده و مشابه آزمایش نفت آب تیمور در نقاطی که امولسیون تشکیل شده سطوح آب-نفت بدون تغییر باقی مانده‌اند. در تصاویر می‌توان دید که نواحی با امولسیون ریزتر جاروب نفت کمتر، نواحی با امولسیون درشت‌تر جاروب نفت بیشتری داشته‌اند. بنابراین می‌توان بیان کرد که امولسیون ریزتر و در نتیجه پایدارتر منجر به رسوب بیشتر و تشکیل یک لایه سخت در سطح آب-نفت شده‌است. دلیل این امر می‌تواند تقابل بین نیروهای نفوذ سیال و نشست باشد که در مرزهای گسترده‌تر آب-نفت مانع از نشست در تمامی سطح تماس شده و پایداری آن را کاهش می‌دهد اما در مرزهای محدودتر یعنی در مجاورت امولسیون‌های ریزتر، رسوبات فرصت کافی برای نشست در مرزها و پایدار شدن داشته‌اند.

به‌طور کلی می‌توان مشاهده کرد نفت همچنان قابل حرکت است اما در بخش‌هایی که امولسیون آب در نفت وجود دارد این پیشروی با مقاومت بیشتری روبرو می‌شود و با این نرخ تزریق باعث ایجاد فشاری بیش از آستانه مقاومت آن می‌شود و لذا سطح آب-نفت به پیشروی ادامه می‌دهد تا جایی که به تعادل برسد. این مقاومت از آنجا که در سطوح تماس آب-نفت و به ویژه در نواحی شامل امولسیون دیده می‌شود می‌تواند نمایانگر تجمع آسفالتین در سطح تماس و تشکیل یک لایه سخت باشد. مشابه آزمایش نفت آب تیمور، برای نفت کوپال نیز مسیرهای ترجیحی مشاهده شد. **شکل ۱۰** تصاویر مربوط به یک ناحیه از مدل با بزرگ‌نمایی بالا را پس از پایان هر نرخ تزریق نمایش می‌دهد. مشاهده می‌شود که نرخ بیشتر آب تزریقی توانسته منجر به جاروب بیشتر نفت شود و نسبت به نفت آب تیمور، حساسیت



شکل ۱۰ روند تغییر سطح تماس آب-نفت با افزایش نرخ تزریق آب کم شور در هله-شاو سل نفت کوپال. خطوط قرمز نشان‌دهنده سطح تماس آب نفت تغییر یافته و ثابت مانده در نقاط مختلف است

### نتیجه گیری

این پژوهش با هدف بررسی میکروسکوپی رفتار سطحی آسفالتین و ناپایداری آن در تزریق آب با شوری‌های مختلف و چند نوع نفت متفاوت انجام شد. آزمایشات در شرایط دینامیکی و در سامانه دیداری هله-شاو انجام گرفت. مهمترین نتایج این پژوهش به صورت زیر است:

- میزان شوری و نوع یون‌های محلول در آب در تشکیل امولسیون و تجمع آسفالتین در سطح آب-نفت تاثیر دارد. تزریق هم‌زمان نفت آب تیمور که دارای میزان بیشتر آسفالتین است با آب سازندی منجر به تشکیل امولسیون با متوسط اندازه قطرات بزرگتر و % رسوب آسفالتین کمتر از سایر آب‌ها شد.

- با کاهش شوری از آب سازندی به آب دریا و بعد از آن به آب دریای دوبار رقیق شده، متوسط اندازه قطرات امولسیون به مقدار کمینه  $151 \mu\text{m}$  کاهش یافت و رسوب به مقدار بیشینه  $18/3\%$  افزایش یافت. با ادامه رقیق‌سازی این روند برعکس شد؛ به طوری که در آب دریای ده‌بار رقیق شده و آب مقطر، امولسیون درشت‌تر با اندازه‌های  $174 \mu\text{m}$  و  $195 \mu\text{m}$  مشاهده شد. نتایج نشان داد که آب مقطر

از رسوب کمتر به میزان  $3/8\%$  برخوردار بود.

- تصاویر بزرگ‌نمایی شده از یک نقطه مشخص از سل هله-شاو مربوط به آزمایش‌های دسته دوم، نشان داد که با افزایش نرخ تزریق و عبور آب از کناره‌های این بخش، تغییری ایجاد نشد. به نظر می‌رسد که یک لایه سخت در این قسمت مانع نفوذ آب و جاروب قطره‌ی نفت شده که می‌تواند دلیلی بر به تله افتادن نفت در اثر ازدیاد برداشت در روش تزریق آب کم‌شور باشد.

- در تزریق با نفت کوپال مشاهده شد که در نواحی با امولسیون ریزتر جاروب نفت کمتر و در نواحی با امولسیون درشت‌تر جاروب نفت بیشتری اتفاق افتاده است. این پدیده نتایج آزمایش‌های مربوط به تحلیل کمی را تایید می‌کند که امولسیون ریزتر و در نتیجه پایدارتر منجر به رسوب بیشتر و تشکیل یک لایه سخت در سطح آب-نفت شده است. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که می‌توان با تزریق ثانویه آب کم‌شور به جای استفاده از محرک رسوبی مانند نرمال پنتان، به طور کیفی تشکیل و میزان تجمع آسفالتین در نقاط مختلف هله-شاو را مشاهده کرد.



## مراجع

- [1]. Nasralla, R. A., van der Linde, H. A., Marcelis, F. H., Mahani, H., Masalmeh, S. K., Sergienko, E., ... & Basu, S. (2016, November). Low salinity waterflooding for a carbonate reservoir experimental evaluation and numerical interpretation. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D011S005R003). SPE, doi: 10.1016/j.petrol.2018.01.028.
- [2]. Belhaj, A. F., Fakir, S. H., Singh, N., & Sarma, H. K. (2023, May). A comparative enhanced oil recovery study between low-salinity water and hybrid surfactant process for a carbonate reservoir. In SPE Western Regional Meeting (p. D041S013R007). SPE. Doi: 10.2118/212959-MS.
- [3]. Mahani, H., & Thyne, G. (2023). Low-salinity (enhanced) waterflooding in carbonate reservoirs. In Recovery Improvement (39-107). Gulf Professional Publishing. doi: 10.1016/B978-0-12-823363-4.00007-8.
- [4]. Izadi, S., & Jafarzadegan, M. (2022). Simulation of Asphaltene Precipitation in the Reservoir and Its Final Effect on Wells' Productivity Index. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 12(3), 24-36. doi:10.22078/JPST.2023.4572.1755.
- [5]. Roozbahani, A., Saedi Dehaghani, A., H., & Ayatollahi, S. (2019). Experimental investigation of the Effect of Salinity and Type of Ion on the Stability of Water in Oil emulsion, *Journal of Petroleum Research*, doi: 10.22078/pr.2019.3221.2487.
- [6]. Dayili, M., Alghamdi, A., Sadeg, H., & Abdel-Fattah, A. (2023, March). Investigating separation efficiency of oil-in-water emulsions subjected to an acoustic field. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference (p. D031S120R002). SPE, doi: 10.2118/213344-ms.
- [7]. Nazari, S. M., & Malmir, P. (2022). Macroscopic Investigation of Injected water Salinity on the Production of Emulsion Oil Reservoirs., doi: 10.22078/PR.2021.4393.2994.
- [8]. Schramm, L. L. (1992). Petroleum emulsions: basic principles. doi: 10.1021/ba-1992-0231.ch001.
- [9]. Mohammed, I., Mahmoud, M., Al Shehri, D., El-Husseiny, A., & Alade, O. (2021). Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 107956. Doi: 10.1016/j.petrol.2020.107956.
- [10]. Tambe, D. E., & Sharma, M. M. (1994). The effect of colloidal particles on fluid-fluid interfacial properties and emulsion stability. *Advances in colloid and interface science*, 52, 1-63. doi: 10.1016/0001-8686(94)80039-1.
- [11]. Aveyard, R., Binks, B. P., & Clint, J. H. (2003). Emulsions stabilised solely by colloidal particles. *Advances in colloid and interface science*, 100, 503-546, Doi: 10.1016/s0001-8686(02)00069-6.
- [12]. Pal, R. (1996). Effect of droplet size on the rheology of emulsions. *AIChE journal*, 42(11): 3181-3190. doi: 10.1002/aic.690421119.
- [13]. Tavakkoli, M., Chen, A., Sung, C. A., Kidder, K. M., Lee, J. J., Alhassan, S. M., & Vargas, F. M. (2016). Effect of emulsified water on asphaltene instability in crude oils. *Energy & Fuels*, 30(5): 3676-3686, Doi: 10.1021/acs.energyfuels.5b02180.
- [14]. Sohrabi, M., Mahzari, P., Farzaneh, S. A., Mills, J. R., Tsolis, P., & Ireland, S. (2017). Novel insights into mechanisms of oil recovery by use of low-salinity-water injection. *Spe Journal*, 22(02): 407-416, doi: 10.2118/172778-PA.
- [15]. Shojaati, F., Mousavi, S. H., Riazi, M., Torabi, F., & Osat, M. (2017). Investigating the effect of salinity on the behavior of asphaltene precipitation in the presence of emulsified water. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 56(48): 14362-14368, Doi: 10.1021/acs.iecr.7b03331.
- [16]. Roštami, P., Mehraban, M. F., Sharifi, M., Dejam, M., & Ayatollahi, S. (2019). Effect of water salinity on oil/brine interfacial behaviour during low salinity waterflooding: A mechanistic study. *Petroleum*, 5(4): 367-374, doi: 10.1016/j.petlm.2019.03.005.
- [17]. Mokhtari, R., Hosseini, A., Fatemi, M., Andersen, S. I., & Ayatollahi, S. (2022). Asphaltene destabilization in the presence of an aqueous phase: The effects of salinity, ion type, and contact time. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109757, doi: 10.1016/j.petrol.2021.109757.
- [18]. Saw, R. K., & Mandal, A. (2023). Experimental investigation on fluid/fluid and rock/fluid interactions in enhanced oil recovery by low salinity water flooding for carbonate reservoirs. *Fuel*, 352, 129156, doi: 10.1016/j.fuel.2023.129156.
- [19]. Balavi, A., Ayatollahi, S., & Mahani, H. (2023). The simultaneous effect of brine salinity and dispersed carbonate particles on asphaltene and emulsion stability. *Energy & Fuels*, 37(8), 5827-5840, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c00293.
- [20]. Mwakipunda, G. C., Jia, R., Mgisamba, M. M., Ngata, M. R., Mmbuji, A. O., Said, A. A., & Yu, L. (2023). A critical review on low salinity waterflooding for enhanced oil recovery: Experimental studies, simulations, and field applications. *Geoenergy Science and Engineering*, 227, 211936. doi: 10.1016/j.geoen.2023.211936.

- [21]. Golmohammadi, M., Mahani, H., & Ayatollahi, S. (2023). Toward low-salinity waterflooding predictive capability development in carbonates for fast screening of oil-brine-rock candidates. *Geoenergy Science and Engineering*, 221, 111258, doi: 10.1016/j.petrol.2022.111258.
- [22]. Mokhtari, R., & Ayatollahi, S. (2019). Dissociation of polar oil components in low salinity water and its impact on crude oil-brine interfacial interactions and physical properties. *Petroleum Science*, 16(2), 328-343, doi: 10.1007/s12182-018-0275-5.





## Special Issues on Water-based EOR

Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(June-July), Vol. 34, No. 135, 1-3

DOI:10.22078/pr.2024.5254.3331

# Laboratory Investigation of Asphaltene Instability in Low-salinity Waterflooding using a Hele-Shaw Cell

Mohammad Shahabi, Fatemeh Ghorbanpour, Shahab Ayatollahi\* and Hassan Mahani\*

Department of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

hmahani@sharif.edu

shahab@sharif.edu

DOI:10.22078/pr.2024.5254.3331

Received: September/20/2023

Accepted: March/04/2024

### Introduction

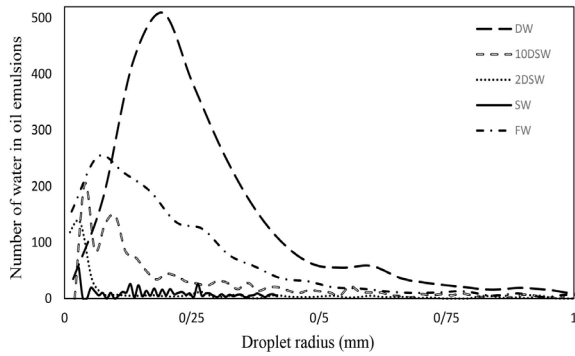
For decades, water injection operations have been carried out to sweep oil and maintain reservoir pressure. Compared to other enhanced oil recovery (EOR) methods, low-salinity waterflooding is one of the cheapest and most environmentally friendly techniques. This approach significantly improves the performance of the conventional waterflooding [1-3] via increasing sweep efficiency. One of the important issues in the oil industry is asphaltene deposition in the reservoir, well and surface facilities. Asphaltene in the oil phase may become destabilized upon contact with the injection brine. When water gets in contact with oil, an emulsion will form. The stability of the emulsion is due to the presence of natural surfactants in oil, such as asphaltenes and resins, which are located at the interface of liquids and postpone the tendency of the two liquids to separate [4]. The characteristics of an emulsion such as droplet size distribution and average droplet size do not remain constant over time, as a result the stability of the emulsion depends on the dispersion ability and the capability to maintain the properties in a certain period [5]. The amount of water-in-oil emulsion formed in low-salinity waterflooding and the amount of asphaltene deposits created due to the formation of emulsions can have a significant effect on trapping of the oil in the pore space, formation damage and oil recovery factor. Therefore, in the first part of this research, the effect of water salinity on the stability of asphaltene and emulsions was investigated using dynamic experiments in a Hele-Shaw cell and by co-injection of oil and brine. In the second part, the impact of oil type on asphaltene stability was investigated.

### Materials and Methods

To investigate the effect of salinity on asphaltene and emulsion stability, five types of brines (i.e., formation water (FW), seawater (SW), 2-times diluted seawater (2DSW), 10-times diluted seawater (10DSW) and distilled water (DW)) were used. Furthermore, crude oil samples from Kupal and Ab-Teimour fields, which significantly differ in asphaltene content, were used. In the first set of experiments, normal pentane (as a stimulator) was used to study the effect of water type and salinity on asphaltene instability. In the second set of experiments, we examined qualitatively the effect of aging and low-salinity water injection on the precipitation of asphaltene at the oil-water interface, without using a stimulator. A Hele-Shaw cell was designed and employed for conducting these experiments. To gain deeper insights, the microscopic images were analyzed quantitatively using ImageJ software.

### Results and Discussion

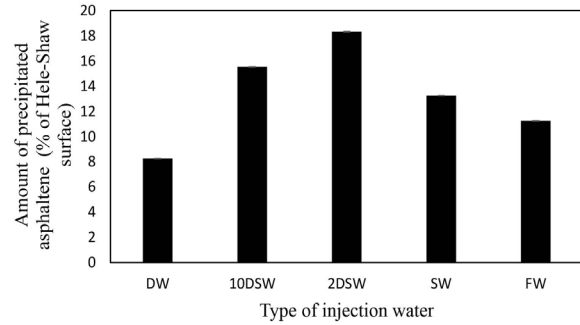
As shown in Fig. 1, the emulsion droplet size and the number of the water-in-oil droplets are a function of water type and salinity. By changing water from FW to SW, the number of the emulsions decreases and the droplet size distribution increases. The droplet sizes are between 20 and 410  $\mu\text{m}$ . As the salinity decreases to 2DSW, the number of the emulsions maintain its decreasing trend, however much smaller emulsions were formed, which were mostly less than 10  $\mu\text{m}$  in size. Nevertheless, large droplets up to 270  $\mu\text{m}$  were also observed that indicates the wide distribution of the droplet size. By further reducing the salinity to 10DSW, the decreasing trend of the number of emulsion droplets was reversed.



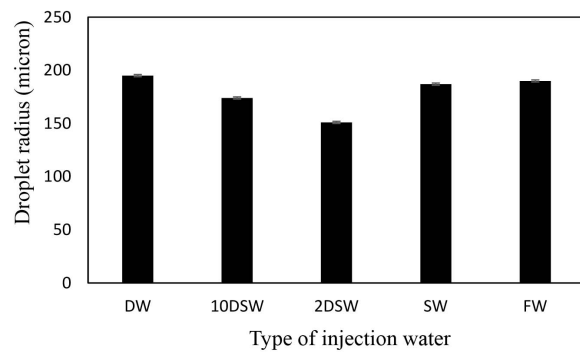
**Fig. 1** Water-in-oil droplet size distribution for different types of water.

**Fig. 2** shows that the minimum water droplet size occurs in 2DSW-oil system. The trend of water droplet size with salinity is in agreement with the trend of asphaltene precipitation shown in **Fig. 3**, where generally, a smaller droplet size results in a higher amount of asphaltene precipitation and a more stable emulsion.

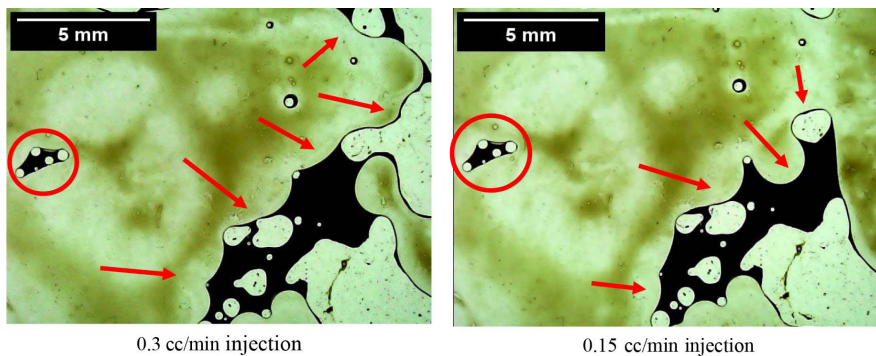
The results of the second set of experiments show that after one month of ageing oil and low-salinity water in the Hele-Shaw cell, a rigid interface is formed between water and oil, which represents the presence of asphaltene precipitates and may cause oil trapping, formation damage and flow diversion during low-salinity waterflooding (see **Fig. 4**).



**Fig. 3** The percentage of asphaltene precipitation versus type of injection water.



**Fig. 2** Average size of water-in-oil droplets versus type of injection water.



**Fig. 4** The gradual movement of oil-water interface upon increase of the low-salinity water injection rate in the Hele-Shaw cell (with Ab-Timor oil). The red arrows indicate the moved and fixed water-oil interfaces at different locations.

**Conclusions**

This research was carried out with the aim of microscopically investigating asphaltene instability during injection of water with different salinities. Two type of crude oils were used to investigate the effect of crude oil composition on asphaltene instability. Furthermore, the experiments were performed at dynamic conditions in a Halle-Shaw cell. The most important findings of this research are as follows:

- Brine type and salinity: The visual experiments showed that brine type and salinity affects the stability of asphaltene via affecting the stability of water-in-oil emulsions.
- Oil Type: Different crude oils, exhibit varying

behaviors in terms of asphaltene stability when in contact with low-salinity water. The oil forming more emulsions with brine can lead to more asphaltene precipitation.

- Emulsion Characteristics: At lower salinities finer emulsions and more stable emulsions can be formed.

**References**

1. Nasralla R. A, Mahani H., Van der Linde H. A, Marcelis F., Masalmeh S.K, Sergienko E, Brussee N.J, Pieterse, S. and Basu S. (2018) Low salinity waterflooding for a carbonate reservoir: Experimental evaluation and numerical interpretation, Journal of Petroleum Science

- and Engineering, 164, 640–654, doi: 10.1016/j.petrol.2018.01.028.
2. Belhaj, A. F., Fakir, S. H., Singh, N., and Sarma, H. K. (2023). A comparative enhanced oil recovery study between low-salinity water and hybrid surfactant process for a carbonate reservoir, In SPE Western Regional Meeting (D041S013R007). SPE, doi: 10.2118/212959-MS.
  3. Mahani, H, and Thyne G, (2023). Low-salinity (enhanced) waterflooding in carbonate reservoirs, in Recovery Improvement, Elsevier, 39–107. doi: 10.1016/B978-0-12-823363-4.00007-8.
  4. Nazari Saram, M. and Malmir, P. (2021). Macroscopic investigation of injected water salinity on the production of emulsion oil reservoirs, Journal of Petroleum Research, doi: 10.22078/PR.2021.4393.2994.
  5. Schramm, L. L. (1992). Petroleum emulsions, Petroleum Recovery Institute, 1–49. doi: 10.1021/ba-1992-0231.ch001.