

# بررسی آزمایشگاهی نقش اجزای سنگ بر ازدیاد برداشت به وسیله سیلاب‌زنی آب کم‌شور در میدان نفتی شادگان

حامد فرهادی<sup>۱</sup> و مهدی نظری صارم<sup>۲\*</sup>

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

۲- بخش مهندسی نفت، مواد و معدن دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد تهران مرکز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۶/۲۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۸/۱۷

## چکیده

ساز و کارهای تزریق آب کم‌شور در مخازن کربناته به دلیل طبیعت پیچیده آن نسبت به مخازن ماسه‌سنگی به خوبی درک نشده است. با استفاده از سنگ آهک و نفت خام یکی از چاه‌های میدان نفتی شادگان، آزمایش تزریق مغزه با توالی آب پرشور و کم‌شور انجام شد. آب دریای ۱۰ بار رقیق شده به عنوان آب کم‌شور توانست ۱۴/۵٪ از نفت درجای اولیه را پس از تزریق ثانویه آب دریا بازیافت کند. در نقطه مقابل، تزریق ثالثیه همان آب کم‌شور در سنگ مصنوعی از جنس کلسیت خالص (با خواص پتروفیزیکی مشابه با سنگ واقعی) تنها ۳/۴٪ از نفت درجای اولیه را تولید کرد. نتایج زاویه تماس، ازدیاد برداشت نفت در تزریق آب کم‌شور را به تغییر ترشوندگی سنگ‌ها به سمت آب‌دوستی بیشتر نسبت داد. با این حال، میزان تغییر ترشوندگی در سنگ آهک میدان نفتی شادگان (۴۲°) نسبت به سنگ کلسیتی خالص (۱۶°) به صورت معنی‌داری بیشتر بود. بر اساس نتایج پتانسیل زتا، تغییر ترشوندگی توسط آب کم‌شور به منفی‌تر شدن بار الکتریکی میان‌رویه‌های نفت خام/شورآب و سنگ/شورآب نسبت داده شد. روند افزایشی pH با کاهش شوری نشان داد جذب بیشتر  $\text{CO}_3^{2-}$  در شوری پایین عامل کاهش بار الکتریکی سطح کلسیت می‌باشد. میزان بار الکتریکی سنگ آهک میدان نفتی شادگان در ازای کاهش شوری آب تزریقی از آب دریا به آب دریای ۱۰ بار رقیق شده کاهش بیشتری (۷/۷ mV) نسبت به سنگ کلسیتی خالص (۴/۱ mV) تجربه کرد. نتایج طیف‌سنجی فلورسانس پرتوی ایکس این رفتار را به حضور ناخالصی‌هایی همچون سیلیکا، سولفات و فسفات در سنگ آهک میدان نفتی شادگان نسبت داد.

**کلمات کلیدی:** ازدیاد برداشت نفت، تزریق آب کم‌شور، کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی، بار الکتریکی سطح.

## مقدمه

فرآیند سیلاب‌زنی آب کم‌شور با تنظیم شوری آب تزریقی به سازند کربناته توجه چشمگیری را در دهه اخیر به خود جلب کرده است. تزریق آب کم‌شور می‌تواند از لحاظ اقتصادی به صرفه و سازگار با محیط زیست باشد [۱ و ۲]. تغییر ترشوندگی به عنوان دلیل اصلی تولید نفت اضافی حین تزریق آب کم‌شور در نظر گرفته می‌شود [۳]. تغییر ترشوندگی در مخازن ماسه سنگی به مهاجرت ذرات، افزایش pH، تبادل یونی چندگانه و انبساط لایه دوگانه الکتریکی نسبت داده شده است [۴ و ۵]. حضور رس و حتی نوع آن نقش مهمی در رخ دادن این ساز و کارها در مخازن ماسه سنگی ایفا می‌کند. از آنجا که در مخازن کربناته رس وجود ندارد، اعتقاد بر این بود که تزریق آب کم‌شور در این مخازن موجب بهبود بازیافت نفت نمی‌شود. بنابراین، ساز و کارهای حاکم بر بازیافت نفت در حین تزریق آب کم‌شور برای مخازن کربناته در مقایسه با مخازن ماسه‌سنگی به خوبی پوشش داده نشده است. یکی دیگر از دلیل‌های موجود، ناهمگنی بیشتر و ماهیت پیچیده‌تر برهمکنش‌هایی است که در مخازن کربناته رخ می‌دهد [۳]. همچنین، این ابهام ایجاد می‌شود که آیا نفت اضافی تولیدی در اثر آب کم‌شور است یا در اثر تفاوت در ناهمگنی‌های بین دو مغزه متفاوت می‌باشد. تعداد زیادی از مطالعات آزمایشگاهی توانایی پایین آوردن شوری آب تزریقی در بهبود بازیافت نفت را نشان می‌دهند [۶-۸]. با این حال، تعدادی از مطالعات نشان می‌دهند کاهش شوری آب تزریقی اثر مثبتی بر ازدیاد برداشت نفت ندارد [۹ و ۱۰]. در این مطالعات، حضور کانی انیدریت برای اثربخشی تزریق آب کم‌شور ضروری تلقی شده است به گونه‌ای که در سنگ آهک‌های عاری از انیدریت، بهبود بازیافت نفت در اثر آشام آب کم‌شور مشاهده نشد. برخلاف مخازن ماسه سنگی که کاهش شوری آب تزریقی مهم و مؤثر می‌باشد، پارامترهای دیگری مانند

ترکیب شورآب نقش مهمی در مخازن کربناته ایفا می‌کند [۱۱ و ۱۲]. برای فهم عملکرد آب کم‌شور بایستی به درک کاملی از برهمکنش‌های سنگ-سیال و سیال-سیال رسید. یوسف و همکاران میزان قابل توجهی از بازیافت نفت را با کاهش شوری آب دریا مشاهده کردند و این امر را به افزایش آب‌دوستی سنگ نسبت دادند [۱۳]. آن‌ها با استفاده از داده‌های رزونانس مغناطیسی هسته‌ای<sup>۱</sup> قبل و بعد از تزریق آب کم‌شور، این تغییر ترشوندگی را به انحلال میکروسکوپی سنگ در شورآب با شوری کمتر نسبت دادند؛ چرا که پیوستگی حفرات ریز و درشت بعد از تزریق آب کم‌شور بیشتر شده بود. هایرث و همکاران مدلی شیمیایی برای تأثیر بار سطحی و انحلال سنگ کلسیت خالص (به عنوان نماینده‌ای از مخزن کربناته) در تزریق آب کم‌شور ساختند [۱۴]. نتایج آن‌ها نشان داد میزان بازیافت نفت با انحلال شیمیایی نفت رابطه‌ی مستقیمی دارد. آستد و همکاران دریافتند که در غیاب آندریت موجود در سنگ و یا یون‌های سولفات موجود در آب تزریقی، اثر آب کم‌شور دیده نمی‌شود که نشان دهنده تأثیر اجزای سنگ بر اثر آب کم‌شور می‌باشد [۹ و ۱۰]. ماهانی و همکاران با اندازه‌گیری زاویه تماس و پتانسیل زتا برای سیستم نفت خام/شورآب/سنگ آهک و حذف کردن اثر انحلال معدنی کلسیت نشان دادند پایین آمدن بار میان‌رویبه<sup>۲</sup> سنگ/شورآب در اثر کاهش شوری ساز و کار حاکم بر اثر آب کم‌شور است که منجر به افزایش آب‌دوستی سنگ می‌شود [۱۵]. برخلاف برهمکنش‌های سنگ-سیال، محققان کمتری برهمکنش‌های سیال-سیال را مورد بررسی قرار داده‌اند. سهرابی و همکاران با انجام یک سری آزمایش تزریق مغزه بر اساس قدرت تولید میکرو-پراکنش<sup>۳</sup> نفت در آب پی بردند برهمکنش‌های سیال-سیال از برهمکنش‌های سنگ-سیال از اهمیت بیشتری برخوردارند [۱۶]. محققان

1. Nuclear Magnetic Resonance (NMR)

2. Interface

3. Micro-dispersion

شد. به منظور بررسی دقیق‌تر مشاهدات قبلی و بررسی تأثیر کانی کلسیت و ناخالصی‌ها بر اثر آب کم‌شور، روند تغییر pH و تغییرات بار الکتریکی میان رویه‌های نفت خام/ شورآب و سنگ/ شورآب با کاهش شوری اندازه‌گیری شد.

### فعالیت‌های آزمایشگاهی

#### مواد

شورآب: شورآب‌های مختلفی از جمله آب سازندی، آب دریای خلیج فارس و سطوح مختلف از شوری آب دریا در مطالعه جاری استفاده شدند. ترکیب‌های آب سازندی و آب دریای خلیج فارس در جدول ۱ آورده شده‌اند. همانطوری که مشاهده می‌شود میزان کل مواد جامد محلول<sup>۳</sup> در آب دریای خلیج فارس برابر ۴۱۵۷۱ ppm و در آب سازندی برابر ۲۱۵۵۹۱ ppm است. شورآب‌های آب سازندی و آب دریا با حل کردن مقادیر دقیق نمک‌های ذکر شده در جدول ۱ در آب مقطر آماده می‌شوند. پس از ۲۴ h این شورآب‌ها از فیلتر ۲۴ μm عبور داده می‌شوند تا رسوبات احتمالی از آن جدا شود. برای آماده کردن آب دریای رقیق شده، برای مثال آب دریای ۱۰ bar رقیق شده، ۱۰ cc از آب دریا در یک بالون ژوژه با حجم ۱۰۰ cc ریخته می‌شود و سپس بالن ژوژه توسط آب دی‌یونیزه به حجم می‌رسد.

دیگری نیز با بررسی تأثیر کشش بین سطحی نفت خام/شورآب و تغییرات الاستیسیته نفت در تماس با آب کم‌شور اهمیت برهمکنش‌های سیال-سیال را بر بازیافت نفت خاطر نشان کرده‌اند [۱۷ و ۱۸].

این کار به منظور بررسی سیلاب‌زنی آب کم‌شور در میدان نفتی شادگان که در استان خوزستان و در ۶۰ km جنوب شرق اهواز واقع شده است، انجام شد. هدف این کار درک تأثیر بالقوه اثر اجزای سنگ، برهمکنش‌های سنگ-سیال و سیال-سیال بر بازیافت جابجایی نفت در مقیاس مغزه می‌باشد. با توجه به تاریخچه ارائه شده بررسی پارامترهای ذکر شده برای پی بردن به تأثیر آب کم‌شور بر بازیافت نفت اهمیت دارد. در این مطالعه، عملکرد تزریق ثالثیه آب کم‌شور در سنگ آهک میدان نفتی شادگان با عملکرد آن در سنگ کلسیت خالص مقایسه می‌شود. با توجه به آزمایش پراش اشعه ایکس (XRD)<sup>۱</sup>، ساختار اصلی هر دو سنگ کانی کلسیت می‌باشد. بنابراین از آزمایش طیف‌سنجی فلورسانس پرتوی ایکس (XRF)<sup>۲</sup> به منظور تشخیص ناخالصی‌های سنگ آهک میدان نفتی شادگان استفاده شد. برای پی بردن به عوامل مؤثر بر ازدیاد برداشت نفت توسط آب کم‌شور، کشش بین سطحی نفت خام/ شورآب و زاویه تماس سیستم نفت خام/ شورآب/ سنگ کربناته برای هر دوی سنگ‌ها اندازه‌گیری

جدول ۱ ترکیب آب سازندی و آب دریای خلیج فارس.

نوع نمک	آب سازندی (mg/L)	آب دریای خلیج فارس (mg/L)
NaCl	۱۵۲/۰	۲۸/۴
CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O	۷۱/۰	۱/۸
MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	۱۹/۲	۱۳/۷
KCl	۰/۰	۰/۸
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	۰/۵	۴/۵
NaHCO <sub>3</sub>	۰/۵	۰/۱
TDS (ppm)	۲۱۵۵۹۱	۴۱۵۷۱

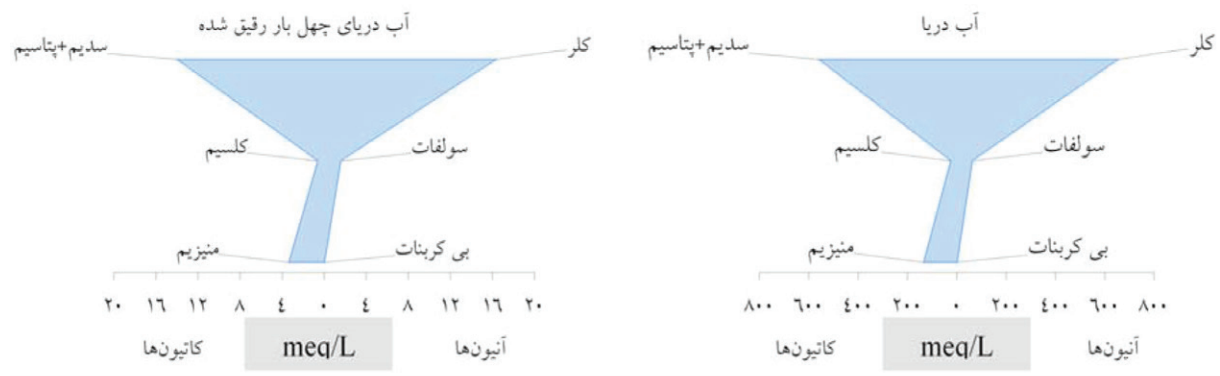
1. X-ray Powder Diffraction

2. X-ray Fluorescence

3. Total Dissolved Solids (TDS)

مشاهده می‌شود در آب کم‌شور فقط مقادیر یون مورد نظر کاهش یافته است و نسبت یون‌ها تغییر نکرده است.

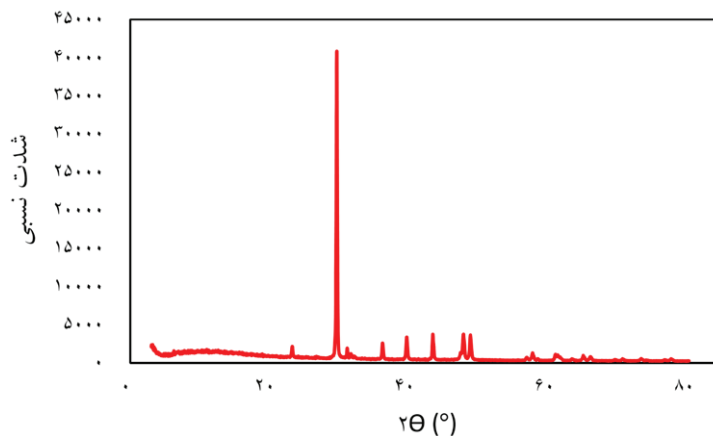
در شکل ۱ نمودار استیف<sup>۱</sup> مربوط به آب دریا و آب ۴۰ بار رقیق شده دریا، به منظور مقایسه بهتر یون‌های موجود در هر شورآب و تفاوت سطح شوری بین این دو شورآب، رسم شده است. همان‌طور که



شکل ۱ مقایسه نمودار استیف مربوط به آب دریا و آب دریای ۴۰ بار رقیق شده.

آزمایش XRF این سنگ در بخش نتایج ارائه شده است. همچنین خواص پتروفیزیکی سنگ در جدول ۲ لیست شده است.

**سنگ واقعی:** سنگ آهک<sup>۲</sup> استفاده شده در این کار از میدان نفتی شادگان تهیه شده است. آزمایش XRD مربوط به این سنگ نشان داد که این سنگ عمدتاً از کلسیت تشکیل شده است (شکل ۲).



شکل ۲ نمودار XRD مربوط به سنگ آهنگ تهیه شده از مخزن شادگان.

جدول ۲ خواص مغزه واقعی.

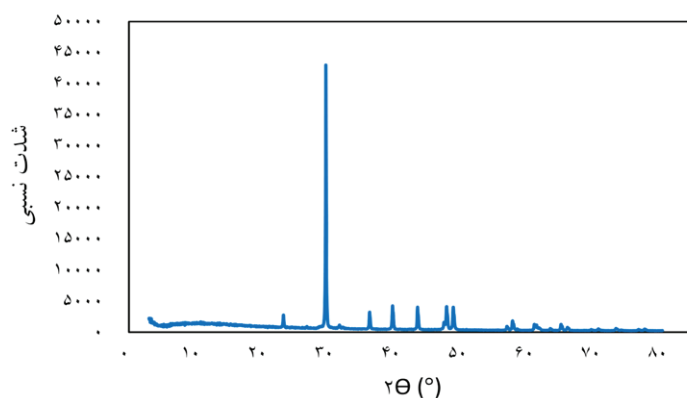
طول (cm)	قطر (cm)	تخلخل (%)	تراوایی (mD)	نفت در جای اولیه (cm <sup>3</sup> )	اشباع آب همزاد (%)	تزریق ثانویه	تزریق ثالثیه
۷/۰۲	۳/۸۴	۱۳/۸۷	۲/۴۹	۹/۵۵	۱۵/۲۶	آب دریا	آب دریای ۱۰ بار رقیق شده

1. Stiff Diagram  
2. Limestone

داخل آن می‌شود. بعد از زمان مشخصی پیمانانه بعدی نیز در بشر ریخته شد. فرآیند ذکر شده تا جایی ادامه یافت که استوانه فلزی نگهدارنده مغزه پر گردید. آزمایش XRD مربوط به این پودر سنگ نشان داد که این سنگ عمدتاً از کلسیت تشکیل شده است (شکل ۳). مغزه مصنوعی پس از چندین بار سعی و خطا به گونه‌ای ساخته شد تا از لحاظ خواص پتروفیزیکی که در جدول ۳ لیست شده است مشابه با سنگ آهنگ میدان نفتی شادگان باشد. برای اطمینان بیشتر از خلوص پودر کلسیت و مقایسه آن با اجزای تشکیل‌دهنده سنگ آهنگ میدان نفتی شادگان، آزمون XRF انجام و در قسمت نتایج ارائه شد.

نفت خام: نفت خام استفاده شده در این کار از سازند بنگستان میدان شادگان می‌باشد. این نفت خام پس از تصفیه توسط فیلتر  $24 \mu\text{m}$  استفاده شد. در دمای محیط و فشار اتمسفری، چگالی این نفت خام برابر با  $0.86 \text{ g/cm}^3$  و ویسکوزیته آن  $8 \text{ cp}$  می‌باشد. این نفت خام برابر با  $33^\circ \text{API}$  می‌باشد و می‌توان آن را جزء نفت‌های سبک محسوب کرد.

سنگ مصنوعی: از پودر خالص کلسیت برای ساخت مغزه مصنوعی جهت مقایسه با سنگ آهنگ میدان نفتی شادگان استفاده شد. علت انتخاب کانی کلسیت این بود که ساختار اصلی سنگ آهک نیز از این کانی تشکیل شده است. برای تأیید صحت این گفته از آزمون XRD استفاده شد که در ادامه نتایج آن نمایش داده شده است. همچنین برای ساخت مغزه کلسیتی، ابتدا پودر کلسیت با اندازه ذرات بین  $37$  تا  $75 \mu\text{m}$  با پیمانانه‌های مساوی و کوچک داخل بشر ریخته، مقداری آب به آن اضافه شده و توسط همزن هم‌زده شد. به علت ریز بودن این ذرات ته‌نشینی آن‌ها بسیار کند است ولی با این حال مخلوط بلافاصله پس از هم زدن داخل استوانه فلزی نگهدارنده مغزه (که به صورت عمودی است) تخلیه گردید و تحت جریان آب (از بالا به پایین) قرار گرفت. هم‌زمان برای دوباره توزیع کردن دانه‌ها داخل استوانه فلزی نگهدارنده مغزه به دیواره خارجی استوانه چکش زده شد. جریان حاصل از آب با توجه به سطح مقطع استوانه فلزی به آن نیرویی وارد می‌کند و باعث جمع‌شدگی ذرات



شکل ۳ نمودار XRD مربوط به سنگ کلسیت خالص.

جدول ۳ خواص مغزه مصنوعی.

طول (cm)	قطر (cm)	تخلخل (%)	تراوایی (mD)	نفت درجای اولیه ( $\text{cm}^3$ )	اشباع آب همزاد (%)	تزریق ثانویه	تزریق ثالثیه
۷/۰۰	۳/۸۴	۱۵/۱۲	۵/۶۴	۱۰/۲۵	۱۶/۶۰	آب دریا	آب دریای ۱۰ بار رقیق شده

### آزمایش سیلاب‌زنی مغزه واقعی

ابتدا مغزه کربناته شادگان در دستگاه ساکسوله قرار گرفت تا هرگونه مواد آلی از آن زدوده شود. سپس این مغزه در کوره خشک شد. در مرحله بعد، مغزه خشک شده به مدت دو روز در دستگاه دسیکاتور تحت خلأ درون شورآب سازندی قرار گرفت. از تفاوت وزن تر و خشک این مغزه میزان حجم فضای خالی و متعاقباً درصد تخلخل آن به دست آمد. مغزه مورد نظر در مغزه نگهدار<sup>۱</sup> قرار گرفت و تراوایی آن نسبت به آب سازندی اندازه‌گیری شد. سپس، به منظور تثبیت آب همزاد، نفت خام به مغزه اشباع از آب سازندی که در حالت افقی قرار داشت با شدت جریان ۰/۲ cc/min تزریق شد. برای برطرف کردن اثر انتهایی مویبندی شدت جریان تزریق نفت به صورت گام به گام به ۰/۴ cc/min و ۰/۶ cc/min افزایش یافت. در این مرحله میزان نفت در جای اولیه توسط بقای حجمی بدست آمد. خروجی مغزه در فشار اتمسفری و فشار محدودکننده برابر با ۱۰۰ bar بود. پس از تثبیت آب همزاد، مغزه تحت دمای ۷۰ °C به مدت ۳۱ روز درون مغزه نگهدار پیرسازی شد. پس از این زمان، نفت گرمادیده با نفت تازه جایگزین شد. سپس آب دریا با شدت جریان ۰/۲ cc/min به مغزه پیرسازی شده تزریق شد. برای برطرف کردن اثر انتهایی مویبندی، شدت جریان تزریقی از ۰/۴ به ۰/۶ و سپس به ۰/۶ cc/min افزایش یافت. در تمام مدت سیلاب‌زنی، میزان نفت تولیدی و افت فشار دو سر مغزه اندازه‌گیری می‌شد. این مرحله تا زمانی ادامه می‌یابد که دیگر نفتی تولید نشود و افت فشار دو سر مغزه ثابت بماند. در مرحله نهایی، آب دریای ۱۰ بار رقیق شده به مغزه تزریق می‌شود تا تأثیر تزریق آب کم‌شور به صورت ثابته بررسی شود.

### آزمایش سیلاب‌زنی مغزه مصنوعی

در مورد مغزه مصنوعی، میزان حجم حفرات از طریق کم کردن حجم داخلی استوانه فلزی از حجم سنگ (وزن پودر سنگ استفاده شده تقسیم بر چگالی) درون آن استوانه فلزی به دست آمد. سپس تراوایی یک

کلسیتی نسبت به آب سازندی اندازه‌گیری شد. بقیه مراحل تزریق در پک کلسیتی شامل پیرسازی، تزریق آب دریا و تزریق آب دریای ۱۰ بار رقیق شده دقیقاً مشابه مراحل تزریق ذکر شده در سنگ واقعی بود.

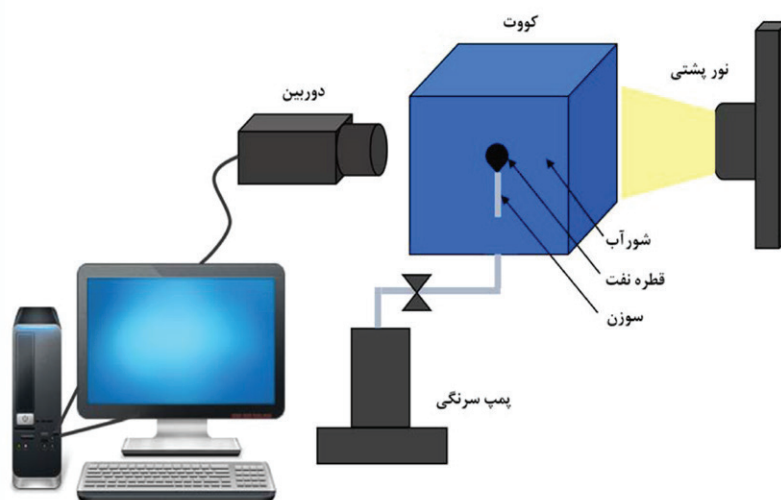
### اندازه‌گیری کشش بین سطحی

برای اندازه‌گیری کشش بین سطحی شورآب/نفت خام از روش قطره آویزان استفاده شد. شماتیک این دستگاه را در شکل ۴ مشاهده می‌کنید. قطره نفت از انتهای ظرف پر شده با شورآب دلخواه از طریق سوزن «ال» شکل تزریق می‌شود. ظرف ذکر شده با اندازه داخلی ۴×۴×۴ cm<sup>۳</sup> دارای دیواره‌های شفاف بود. قبل از شروع آزمایش ظرف و سوزن به ترتیب توسط تولوئن و آب شسته می‌شوند تا اولاً مانع ورود هرگونه آلودگی به شورآب یا نفت شود و ثانیاً سوزن کاملاً آب‌دوست باشد و در هنگام تزریق، قطره نفتی روی آن پخش نشود. تزریق توسط پمپ سرنگی بسیار دقیقی (JMS, SP-500) انجام شد. تزریق بقدری آرام انجام گردید که می‌توان از اثر نیروهای هیدرونامیکی بر اندازه‌گیری کشش بین سطحی صرف‌نظر کرد. بنابراین، تنها نیروهای اعمال شده بر قطره، نیروهای مویبندی و شناوری بودند. عکس‌های قطره نفت آویزان توسط دوربین میکروسکوپی دیجیتال دینولایت<sup>۲</sup> ثبت و نظارت می‌شدند. سپس این تصاویر توسط نرم‌افزار تحلیل شکل قطره<sup>۳</sup> تحلیل می‌شدند. نور پشتی یکنواخت و شدیدی جهت بهبود تضاد رنگ به منظور اندازه‌گیری دقیق تعبیه شد. به محض اینکه قطره نفت آویزان به حجم مناسبی برسد (که توسط نرم‌افزار ذکر شده تشخیص داده می‌شود) شیر تزریق بسته می‌شود. سپس نرم‌افزار شروع به اندازه‌گیری و ثبت داده‌های کشش بین سطحی با زمان می‌کند. اندازه‌گیری کشش بین سطحی تا زمانی ادامه می‌یابد که میزان کشش بین سطحی با زمان تغییر معنی‌داری نکند و سیستم به تعادل نسبی برسد.

1. Core holder

2. Dino-lite

3. Drop Shape Analysis (DSA)



شکل ۴ شماتیک دستگاه اندازه‌گیری کشش بین سطحی با استفاده از روش قطره آویزان.

#### اندازه‌گیری زاویه تماس

زاویه تماس به زاویه بین میان‌رویبه دو سیال امتزاج ناپذیر و سطح سنگ در فاز سنگین‌تر می‌گویند. زاویه تماس معیاری برای تعیین ترشوندگی می‌باشد. در سیستم نفت/آب/سنگ، اگر زاویه تماس کمتر از  $90^\circ$  باشد آن سیستم آب‌دوست است و اگر زاویه تماس بزرگتر از  $90^\circ$  باشد به آن سیستم نفت‌دوست می‌گویند. حالت خنثی زمانی است که سنگ تمایلی به پخش‌شدگی هیچ کدام از سیالات نداشته و زاویه تماس آن برابر  $90^\circ$  باشد. در این مطالعه برای اندازه‌گیری زاویه تماس سیستم سنگ کربناته/نفت خام/شورآب از روش قطره سیسیل<sup>۱</sup> استفاده شد. هدف این مجموعه از آزمایش‌ها ارزیابی تغییر ترشوندگی سنگ کربناته است که تحت فرآیند پیرسازی مشابه با آزمایش تزریق مغزه قرار می‌گیرد. برای اندازه‌گیری زاویه تماس از همان ابزار اندازه‌گیری کشش بین سطحی استفاده می‌شود با این تفاوت که قطره نفتی آزاد می‌شود و به سطح زیرین سنگ می‌چسبد. سپس، زاویه تماس با زمان اندازه‌گیری می‌شود تا جایی که این پارامتر با زمان تغییر معنی‌داری نکند و سیستم به تعادل نسبی برسد.

و داخل دسیکاتور قرار می‌گیرد تا اشباع از آب سازندی شود. سپس برای شبیه سازی کردن فرآیند پیرسازی در مغزه مصنوعی، آن قطعه به مدت ۲۱ روز در دمای  $70^\circ\text{C}$  در نفت قرار گرفت. در مرحله بعد، قطعه نازک سنگ از نفت خارج و به آرامی توسط دستمال نفت آن خشک شد. برای پاک کردن لایه نفتی از سطح کلسیت، قطعه نازک سنگ در محلول سیکلو هگزان و استون قرار گرفت. وقتی محلول در اثر انحلال نفت تیره شد، با محلول تازه و شفاف جایگزین گردید. بعد از دو تا سه مرتبه تکرار، دیگر نفتی از روی سنگ داخل محلول حل نشد و محلول شفاف ماند. سپس سنگ را درون ظرف اندازه‌گیری زاویه تماس داخل شورآب دلخواه قرار داده و پس از  $30\text{ min}$  که زمان تعادل نسبی سیستم بود زاویه تماس ثبت شد. به منظور پیرسازی قطعه نازک نفت‌دوست شده در مجاورت یک شورآب، ابتدا قطعه نازک را از ظرف اندازه‌گیری شورآب خارج کرده و پس از پاک کردن قطره نفت چسبیده به آن، قطعه نازک در داخل شورآب مورد نظر درون بشر به مدت دلخواه قرار داده شد.

در مورد سنگ مصنوعی، یک قطعه نازک از سنگ

در مورد سنگ واقعی، ابتدا یک قطعه نازک<sup>۲</sup> از سنگ آهک میدان نفتی شادگان در شورآب سازندی

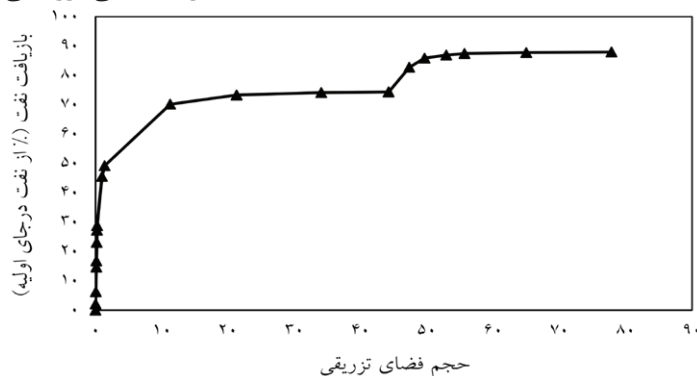
1. Sessile Drop Technique

2. Thin Section

مغزه واقعی که دارای ترشوندگی مخلوط است، آب دریا و آب دریای ۱۰ بار رقیق شده به ترتیب به عنوان شورآب‌هایی با شوری بالا و شوری پایین تزریق شدند. شکل ۵ نشان می‌دهد که آب پرشور داری بازیافت نهایی ۷۴/۳٪ از نفت درجای اولیه می‌باشد. پس از تزریق آب کم‌شور، بازیافت نهایی به میزان ۱۴/۵٪ از نفت درجای اولیه افزایش می‌یابد و بازیافت نهایی نفت به حدود ۸۸٪ از نفت درجای اولیه می‌رسد. در این مطالعه، برای پی بردن به چرایی این رفتار به بررسی برهمکنش‌های سیال-سیال و سنگ-سیال و مقایسه عملکرد تزریق آب کم‌شور در سنگ آهک میدان نفتی شادگان با سنگ کلسیتی خالص با ترشوندگی مخلوط پرداخته شده است.

#### نتایج سیلاب‌زنی در مغزه مصنوعی

به منظور مقایسه عملکرد آب کم‌شور در سنگ آهنگ میدان نفتی شادگان با سنگ کلسیتی خالص با ترشوندگی مخلوط، آب دریا و آب دریای ۱۰ بار رقیق شده به ترتیب به عنوان شورآب با شوری بالا و شوری پایین تزریق شدند. شکل ۶ نشان می‌دهد آب پرشور داری بازیافت نهایی ۷۲/۶٪ از نفت درجای اولیه می‌باشد. پس از تزریق آب کم‌شور، بازیافت نهایی تنها به میزان ۳/۴٪ از نفت درجای اولیه افزایش می‌یابد که نسبت به افزایش مشاهده شده در سنگ آهنگ میدان نفتی شادگان به میزان معنی‌داری کمتر می‌باشد. برای پی بردن به چرایی این رفتار برهمکنش‌های سیال-سیال و سنگ-سیال بایستی بررسی شود.



شکل ۵ بازیافت نفت در طول تزریق ثانویه آب دریا و تزریق ثالثیه آب دریای ۱۰ بار رقیق شده در مغزه آهکی میدان نفتی شادگان با ترشوندگی مخلوط بر حسب حجم فضای خالی تزریقی.

کلسیت خالص (به رنگ کاملاً شفاف) تهیه شد. سپس برای تشکیل فیلم مایع اطراف سنگ، قطعه نازک به مدت ۳۰ min داخل شورآب سازندی قرار گرفت. تمامی مراحل بعدی شامل پیرسازی، شستشو و اندازه‌گیری زاویه تماس همانند سنگ آهک میدان نفتی شادگان بود.

#### پتانسیل زتا

پتانسیل زتا با استفاده از دستگاه Zetasizer Nano-ZS ساخت Malvern Instruments اندازه‌گیری شد. پتانسیل زتا برای هر دو سیستم شورآب/نفت و پودر کلسیت/شورآب به دست آمد. برای تهیه محلول از از روش ارائه شده در کار ماهانی و همکاران استفاده شد [۱۹].

#### اندازه‌گیری pH

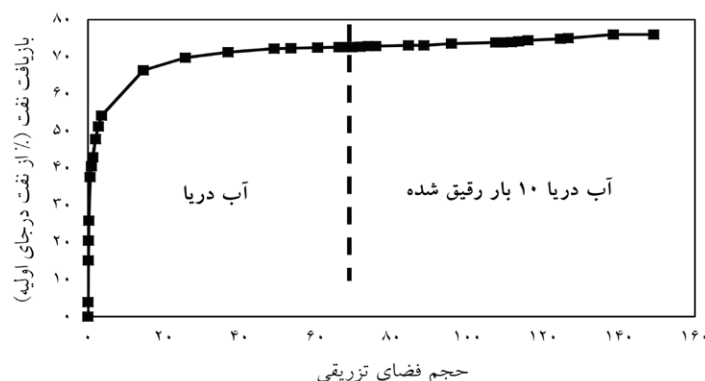
برای اندازه‌گیری میزان بازی یا اسیدی بودن محلول، ابتدا ۱ g پودر کلسیت خالص یا پودر سنگ آهک میدان نفتی شادگان داخل بشری که حاوی شورآب مورد نظر بود ریخته شد. مخلوط پودر سنگ و شورآب به مدت ۵ min به وسیله همزن مغناطیسی هم‌زده شد. در مدت ۲۴ h مخلوط جدید به تعادل می‌رسد. pH این محلول در حالت تعادل ثبت گردید.

#### نتایج و بحث

##### نتایج سیلاب‌زنی در مغزه واقعی

برای بررسی تأثیر کاهش شوری بر بازیافت نفت





شکل ۶ بازیافت نفت در طول تزریق ثانویه آب دریا و تزریق ثالثیه آب دریای ۱۰ بار رقیق شده در مغزه کلسیتی خالص با ترشوندگی مخلوط بر حسب حجم فضای خالی تزریقی.

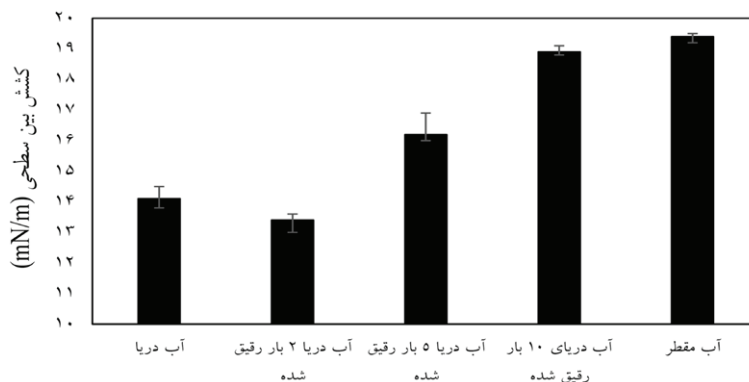
تا فیلم مایع روی سطح سنگ تشکیل شود. سپس، یک قطره نفت آزاد شده و بر سطح زیرین قطعه نازک سنگ کربناته نفت دوست می چسبید. زاویه تماس به تدریج افزایش می یابد تا بعد از چند دقیقه به تعادل می رسد. سپس قطعه نازک سنگ را از داخل ظرف برداشته و داخل آب دریا غوطه ور می کنیم. سپس دوباره قطعه نازک سنگی در داخل آب دریا پیرسازی شده را تحت آزمایش زاویه تماس قرار می دهیم. این فرآیند را تا جایی ادامه می دهیم که تغییر معنی داری در زاویه تماس سیستم مشاهده نشود. این مرحله نماینده تغییر ترشوندگی در تزریق ثانویه آب پرشور دریا می باشد. در مرحله بعد بجای استفاده از آب دریا از آب دریای ۱۰ بار رقیق شده استفاده می کنیم. این آزمایش را نیز جایی ادامه می دهیم که تغییر معنی داری در زاویه تماس سیستم مشاهده نشود. این مرحله نماینده تغییر ترشوندگی در تزریق ثالثیه آب کم شور می باشد.

### تأثیر کشش بین سطحی

شکل ۷ کشش بین سطحی شورآب/نفت خام را در شوری های مختلف نشان می دهد. به صورت کلی، کشش بین سطحی نفت خام/شورآب با کاهش شوری افزایش می یابد. به عبارت دیگر، روند بازیافت نفت در هر دو سنگ با کاهش شوری بر خلاف روند تغییرات کشش سطحی می باشد. بنابراین، تغییرات کشش بین سطحی نمی تواند عامل مثبتی در جهت ازدیاد برداشت نفت به وسیله تزریق آب کم شور باشد.

### تأثیر تغییر ترشوندگی

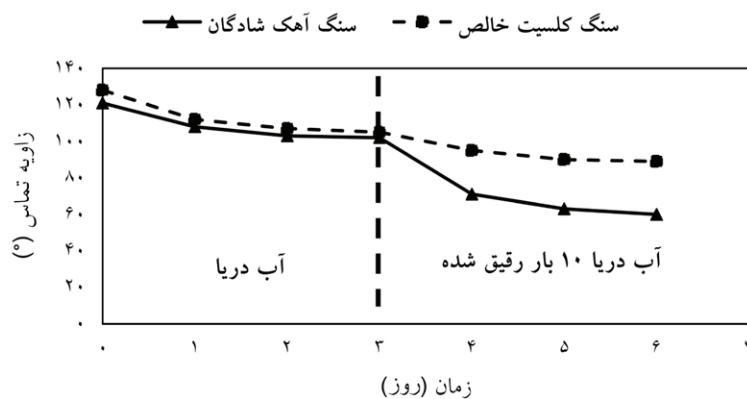
زاویه تماس برای سیستم نفت خام/شورآب/سنگ کربناته (واقعی و مصنوعی) بر اساس فرآیند رخ داده در تزریق ثالثیه آب دریای ۱۰ بار رقیق شده شبیه سازی شد. در ابتدا قطعه نازک از سنگ کربناته نفت دوست داخل ظرف اندازه گیری زاویه تماس به مدت ۳۰ min در تماس با آب دریا قرار می گیرد



شکل ۷ کشش بین سطحی دینامیک در سطوح مختلف شوری آب دریا.

تأثیر بار سطحی سنگ/آب و نفت آب بر تغییر ترشوندگی شکل ۹ پتانسیل زتا نفت خام/شورآب را در شوری‌های متفاوت نشان می‌دهد. شکل ۹ بیان می‌کند که به صورت کلی، در شوری‌های پایین‌تر پتانسیل زتای نفت خام/شورآب منفی‌تر می‌شود. برای درک تأثیر تغییرات بار میان‌رویبه نفت خام/شورآب بر ترشوندگی سنگ کربناته، میزان و تغییرات بار سطحی سنگ کربناته در تماس با شورآب‌های مختلف نیز باید بررسی شود.

شکل ۸ تغییرات زاویه تماس را با تغییر شوری از آب دریا به آب دریای ۱۰ بار رقیق شده در هر دو حالت سنگ واقعی و مصنوعی به نمایش می‌گذارد. همانطور که در شکل ۸ دیده می‌شود آب کم‌شور موفق به تغییر ترشوندگی هر دو سنگ به سمت آب‌دوستی شده است. با این حال، سنگ آهک میدان نفتی شادگان در حضور آب کم‌شور توانست ترشوندگی را به میزان بیشتری (۴۲°) نسبت به سنگ کلسیت خالص (۱۶°) تغییر دهد.



شکل ۸ تغییرات زاویه تماس در طول تزریق ثانویه آب دریا و تزریق ثالثیه آب ۱۰ بار رقیق شده دریا در سنگ کلسیتی خالص و سنگ آهک میدان نفتی شادگان



شکل ۹ پتانسیل زتا نفت خام و سطوح مختلف از شوری آب دریا.

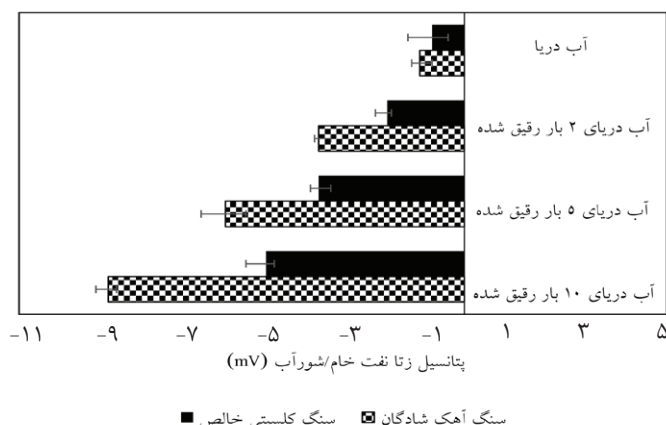
شورآب و سنگ کربناته (واقعی و مصنوعی)/شورآب در شوری‌های مختلف به ما کمک می‌کند تا ساز و کار پشت پرده این تغییر ترشوندگی را متوجه شویم. ترشوندگی سنگ توسط ضخامت فیلم مایع بین نفت و سنگ کنترل می‌شود. بار الکتریکی میان‌رویبه نفت خام/شورآب و سنگ کربناته/شورآب

همچنین پتانسیل زتای سنگ آهک میدان نفتی شادگان و پودر سنگ کلسیتی خالص در شورآب‌های مختلف در شکل ۱۰ نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل ۱۰ مشاهده می‌شود که با کاهش شوری بار سطح هر دو سنگ منفی‌تر می‌شود. مقایسه‌ی نتایج پتانسیل زتا نفت خام/

متعاقباً ترشوندگی سنگ به سمت آب دوستی میل پیدا می‌کند.

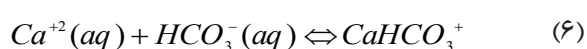
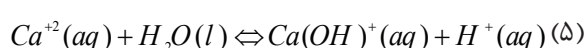
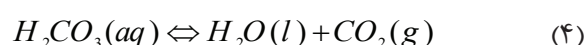
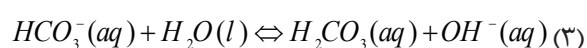
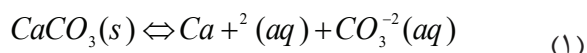
زمانی که آب کم‌شور در تماس با سطح کلسیت قرار می‌گیرد یون‌های  $Ca^{+2}$  و  $CO_3^{-2}$  داخل آب حل می‌شوند. میزان حل شدن این یون‌ها توسط pH محلول از واکنش‌های موجود در معادله ۱ تا ۶ کنترل می‌شود [۲۱ و ۲۰].

عامل کنترل‌کننده ضخامت فیلم مایع می‌باشد. بر مبنای نتایج بدست آمده، زمانی که شوری کاهش می‌یابد بار هر دو میان‌رویبه منفی‌تر می‌شود. این تغییرات در بار میان‌رویبه‌ها منجر به ایجاد نیروی دافعه بیشتری در حضور آب کم‌شور نسبت به آب پرشور می‌شود. بنابراین، با کاهش شوری ضخامت فیلم مایع بین نفت و سنگ افزایش می‌یابد و

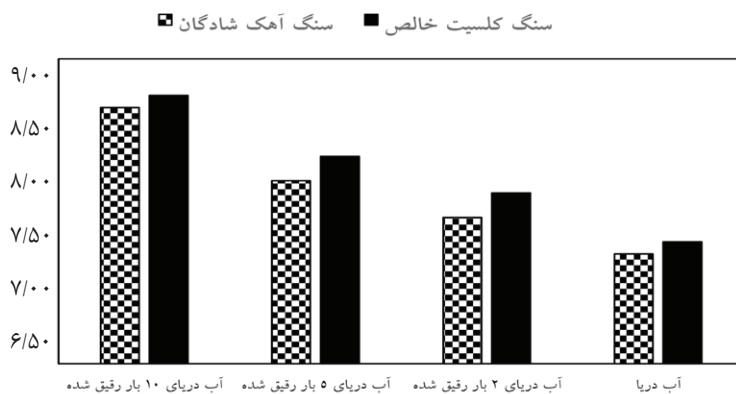


شکل ۱۰ پتانسیل زتا سنگ واقعی و مصنوعی در سطوح مختلف از شوری آب دریا.

کمتری در محلول موجود خواهد بود. لذا، جذب این یون بر سطح کمتر خواهد شد و در نتیجه بار سطح کلسیت منفی‌تر می‌شود [۲۲]. نتایج pH در شکل ۱۱ نشان می‌دهد با کاهش شوری از آب دریا به آب دریا ۱۰ بار رقیق شده میزان pH از ۷/۴ به ۸/۶ افزایش می‌یابد. بنابراین در حضور کلسیت خالص، افزایش انحلال یون‌های  $CO_3^{-2}$  علت اصلی کاهش بار سطح سنگ می‌باشد.



برای مثال، هرچه pH محلول افزایش پیدا کند،  $Ca^{+2}$



شکل ۱۱ pH مربوط به مخلوط پودر سنگ و سطوح مختلف از شوری آب دریا.

سطحی سنگ کربناته می‌شود [۲۴ و ۲۵]. در مطالعات دیگری نیز به نقش دیگر آنیون‌ها همچون فسفات پرداخته شده است [۲۶]. حضور این ناخالصی‌ها در سنگ آهک میدان نفتی شادگان موجب منفی‌تر شدن بار سطح سنگ و ایجاد فیلم مایع با ضخامت بیشتر می‌شود. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که وجود این ناخالصی‌ها منجر به افزایش نفت اضافی تولیدی بیشتر در تزریق آب کم‌شور در سنگ واقعی نسبت به سنگ مصنوعی می‌شود.

### نتیجه‌گیری

به منظور بررسی ساز و کار تأثیر آب کم‌شور در بهبود بازیافت نفت در میدان نفتی شادگان، سنگ آهک این میدان با سنگ کلسیتی خالص در شرایط مشابهی مقایسه شد. مشاهدات نشان داد با وجود اینکه ساختار اصلی شاکله اصلی هر دو سنگ کانی کلسیت است، میزان بهبود بازیافت نفت توسط آب کم‌شور در سنگ آهک میدان نفتی شادگان بیش از ۱۰٪ از نفت درجای اولیه بیشتر از سنگ کلسیتی خالص است. اندازه‌گیری زاویه تماس سیستم نفت خام/شورآب/سنگ کربناته آشکار کرد تغییر شوری آب تزریقی از آب دریا به آب دریای ۱۰ بار رقیق منجر به تغییر ترشوندگی هر دو سنگ واقعی و مصنوعی از حالت مخلوط به حالت آب‌دوستی بیشتر می‌شود. با این حال، میزان این تغییرات ترشوندگی در سنگ آهک میدان نفتی شادگان (۴۲°) بیشتر از سنگ کلسیتی خالص (۱۶°) است که می‌تواند بازیافت نفت اضافی بیشتر را در سنگ آهک میدان نفتی شادگان توجیه کند. برای پی بردن به ساز و کار پشت پرده این پدیده، پتانسیل زتا سیستم نفت خام/شورآب و سنگ کربناته (واقعی و مصنوعی)/شورآب اندازه‌گیری شد. نتایج نشان داد با کاهش شوری آب تزریقی، پتانسیل زتا هر دو میان‌رویه منفی‌تر می‌شود. این امر موجب ایجاد دافعه بین دو میان‌رویه، افزایش ضخامت فیلم مایع و در نتیجه، آب‌دوستی بیشتر سنگ کربناته

با توجه به شکل ۱۰، شدت کاهش بار به سمت بار منفی‌تر در سنگ آهک میدان نفتی شادگان به صورت معنی‌داری بیشتر از سنگ کلسیتی خالص است. به گونه‌ای که با کاهش شوری آب دریا به آب دریای ۱۰ بار رقیق شده پتانسیل زتا سنگ آهک میدان نفتی شادگان  $7/7 \text{ mV}$  کاهش می‌یابد. در حالی که با همین کاهش شوری، بار سطح کلسیت خالص تنها  $4/1 \text{ mV}$  کاهش می‌یابد. برای پی بردن به علت این پدیده باید عناصر موجود در دو سنگ با یکدیگر مقایسه شوند. جدول ۴ اجزای سنگ آهک میدان نفتی شادگان را با اجزای سنگ خالص کلسیتی مقایسه می‌کند.

جدول ۴ نتایج XRF مربوط به سنگ واقعی و مصنوعی

اجزا	سنگ آهک شادگان	سنگ کلسیتی خالص
CaO	۵۳/۰۴	۵۴/۹۶
Si <sub>2</sub> O	۰/۶۴۸۱	۰/۰۱ ≥
Na <sub>2</sub> O	۰/۵۶۵۸	۰/۷۸۲۱
MgO	۰/۴۰۶۹	۰/۱۸۴۲
SO <sub>3</sub>	۰/۱۲۲۵	۰/۰۱ ≥
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	۰/۰۴۶۹	۰/۰۵۶۳
K <sub>2</sub> O	۰/۰۳۹۲	۰/۰۶۶۵
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	۰/۰۳۵۵	۰/۰۱ ≥
Cl	۰/۰۳۰۰	۰/۰۷۵۳
TiO <sub>2</sub>	۰/۰۲۷۱	۰/۰۱ ≥
SrO	۰/۰۲۱۳	۰/۰۱ ≥
اجزای دیگر	۰/۰۱ ≥	۰/۰۱ ≥
LOI	۴۵	۴۳/۹

با توجه به جدول ۴، سنگ آهک داری سیلیکا، سولفات، فسفات و آلومینات می‌باشد در حالی که میزان ناچیزی از این اجزا در سنگ کلسیتی خالص وجود دارد. با کاهش شوری و افزایش pH میزان بار سطحی سیلیکا بشدت منفی‌تر می‌شود [۲۳]. چندین مطالعه پیشنهاد داده‌اند که یون سولفات به عنوان یون تعیین‌کننده بالقوه باعث کاهش بار

به سنگ کلسیتی خالص بیشتر است که در توافق با نتایج زاویه تماس می‌باشد. برای پی بردن به علت این پدیده، اجزا موجود در هر دو سنگ از طریق آزمایش XRF با یکدیگر مقایسه شد. نتایج نشان داد حضور سیلیکا، سولفات و فسفات در سنگ آهک میدان نفتی شادگان و ناچیز بودن این اجزا در سنگ کلسیتی خالص موجب منفی‌تر شدن بار سطحی سنگ آهک میدان نفتی شادگان می‌شود.

می‌شود. در مورد سنگ کلسیتی خالص افزایش pH با کاهش شوری آب تزریقی و در نتیجه، افزایش غلظت و جذب سطحی آنیون‌های  $\text{CO}_3^{2-}$  عامل اصلی منفی‌تر شدن سطح سنگ معرفی شد. در سنگ آهک میدان نفتی شادگان کاهش بار سطحی (mV) (۷/۷) به صورت معنی‌داری از سنگ کلسیتی خالص (۴/۱ mV) بیشتر بود. به عبارت دیگر، دافعه ایجاد شده بین دو میان‌روییه سنگ/شورآب و شورآب/نفت در سنگ آهک میدان نفتی شادگان نسبت

## مراجع

- [1]. Mezher T, Fath H, Abbas Z, Khaled A (2011) Techno-economic assessment and environmental impacts of desalination technologies, *Desalination*, 266, 1–3: 263–273.
- [2]. Einav R, Harussi K, Perry D (2003) The footprint of the desalination processes on the environment, *Desalination*, 152, 1–3: 141–154.
- [3]. Al-Shalabi E W, Sepehrnoori K (2016) A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139: 137–161.
- [4]. Tang G Q, Morrow N R (1999) Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 24, 2–4: 99–111.
- [5]. Ligthelm D J, Gronsveld J, Hofman J, Brussee N, Marcelis F, van der Linde H (2009) Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition, Presented at the EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition.
- [6]. Webb K, Lager A, Black C (2008) Comparison of high/low salinity water/oil relative permeability, Presented At The International Symposium of The Society of Core Analysts, Abu Dhabi, UAE, 29.
- [7]. Nasralla R A, Sergienko E, Masalmeh S K, van der Linde H A, Brussee N J, Mahani H, Suijkerbuijk B, Alqarshubi I (2014) Demonstrating the potential of low-salinity waterflood to improve oil recovery in carbonate reservoirs by qualitative coreflood, Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.
- [8]. Romanuka J, Hofman J, Ligthelm D J, Suijkerbuijk B, Marcelis F, Oedai S, Brussee N, van der Linde H, Aksulu H, Auštd T (2012) Low Salinity EOR in Carbonates, Presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium.
- [9]. Fathi S J, Auštd T, Strand S (2010) Smart Water' As A Wettability Modifier In Chalk: The Effect of Salinity and Ionic Composition, *Energy and Fuels*, 24, 4, 2514–2519.
- [10]. Auštd T, Shariatpanahi S, Strand S, Black C, Webb K (2012) Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs, *Energy and fuels*, 26, 1: 569–575.
- [11] Mahani H, Keya A L, Berg S, Nasralla R (2017) Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of brine salinity, composition, rock type, and pH on  $\zeta$ -potential and a surface-complexation model, *SPE Journal*, 2, 01: 53–68.
- [12]. Sharma H, Mohanty K K (2018) An experimental and modeling study to investigate brine-rock interactions during low salinity water flooding in carbonates, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 1021–1039.
- [13]. Yousef A A, Al-Saleh S, Al-Kaabi A U, Al-Jawfi M S (2010) Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs, Presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference.
- [14]. Hiorth A, Cathles L, Madland M (2010) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability, *Transport in Porous Media*, 85, 1: 1–21.
- [15]. Mahani H, Keya A L, Berg S, Bartels W B, Nasralla R, Rossen W R (2015) Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates, *Energy and Fuels*, 29, 3: 1352–1367.
- [16]. Alhammadi M, Mahzari P, Sohrabi M (2017) Experimental investigation of the underlying mechanism behind improved oil recovery by low salinity water injection in carbonate reservoir rocks, Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.

- [17]. Wei B, Wu R, Lu L, Ning X, Xu X, Wood C, Yang Y (2017) Influence of Individual Ions on Oil/Brine/Rock Interfacial Interactions and Oil–Water Flow Behaviors in Porous Media, *Energy and Fuels*, 31, 11: 12035–12045.
- [18]. Mokhtari R, Ayatollahi S, Fatemi M (2019) Experimental investigation of the influence of fluid-fluid interactions on oil recovery during low salinity water flooding, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182: 106194.
- [19]. Mahani H, Menezes R, Berg S, Fadili A, Nasralla R, Voskov D, Joekar-Niasar V (2017) Insights into the impact of temperature on the wettability alteration by low salinity in carbonate rocks, *Energy and Fuels*, 31, 8: 7839–7853.
- [20]. Thompson D W, Pownall P G (1989) Surface electrical properties of calcite, *Journal of Colloid and Interface Science*, 131, 1: 74–82.
- [21]. Cicerone D S, Regazzoni A E, Blesa M A (1992) Electrokinetic properties of the calcite/water interface in the presence of magnesium and organic matter, *Journal of Colloid and Interface Science*, 154, 2: 423–433.
- [22]. Al Mahrouqi D, Vinogradov J, Jackson M D (2017) Zeta potential of artificial and natural calcite in aqueous solution, *Advances in Colloid and Interface Science*, 240, 60–76.
- [23]. Romero C P, Jeldres R I, Quezada G R, Concha F, Toledo P G (2018) Zeta potential and viscosity of colloidal silica suspensions: Effect of seawater salts, pH, flocculant, and shear rate, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 538: 210–218.
- [24]. Smallwood P (1977) Some aspects of the surface chemistry of calcite and aragonite Part I: An electrokinetic study, *Colloid and Polymer Science*, 255, 9: 881–886.
- [25]. Zhang P, Austad T (2006) Wettability and oil recovery from carbonates: Effects of temperature and potential determining ions, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 279, 1–3: 179–187.
- [26]. Meng W, Haroun M, Sarma H, Adeoye J, Aras P, Punjabi S, Rahman M, Al Kobaisi M (2015) A novel approach of using phosphate-spiked smart brines to alter wettability in mixed oil-wet carbonate reservoirs, Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.



# Experimental Investigation of the Role of Rock Components in Enhanced Oil Recovery Using Low Salinity Water Flooding in Shadegan Oil Field

Hamed Farhadi<sup>1</sup>, Mahdi Nazari Sarem<sup>\*2</sup>

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

2. Department of Petroleum, Engineering and Technical Faculty, Islamic Azad University Central Tehran Branch, Tehran, Iran

mah.nazari\_sarem@iauctb.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4290.2943

Received: September/10/2020

Accepted: November/07/2020

## Introduction

Low salinity water flooding (LSWF) with potential to enhance oil recovery can be economically feasible and environmentally friendly [1,2]. Dominating mechanisms of LSWF responsible for oil recovery have not been well studied in carbonate reservoirs compared to sandstone ones. Many laboratory studies show the ability of LSWF to improve oil recovery in the carbonate reservoir [3-5]. Yet, the main mechanism behind the potential ability of LSWF is not clear. In this work, to find out the potential of LSWF to produce more oil, a core flooding test was performed with sequence of sea water-diluted sea water, respectively. Then, to analyze the mechanism behind the oil recovery behavior, interfacial tension (IFT), contact angle (CA) and zeta potential of the system of limestone/crude oil/ brine were measured.

## Experimental

### Material

Different brines including formation water (FW) of the carbonate field, Persian Gulf sea water (SW, which is close to the carbonate field in southern Iran), and different concentration levels of the sea water were used in this work. The limestone rock and the crude oil were received from Shadegan oil field.

### IFT Measurement

Pendant drop method was used for IFT measurement in this study. Each experiment was repeated three times to ensure the repeatability of the IFT measurement.

## Contact Angle Measurement

Sessile drop technique was used in this study to determine the contact angle of the lime stone/the crude oil/brine system. To age the rock, a thin section was immersed in water for 2 days, and immersed in oil for 21 days, at a temperature of 70 °C.

### Zeta Potential

Zeta potential was measured for both calcite/brine and the crude oil/brine for different brines. The procedure presented by Mahani et al. (2017) was used in this work to prepare water/oil emulsion and rock/water suspension [6].

### Core Flooding Experiment

Sea water was injected into the limestone core with initial oil in place (IOIP) of 9.55 mL as a secondary mode. Then 10-time diluted sea water was injected to reveal the potential of low salinity water to produce additional oil.

## Results and Discussion

### Core flooding results

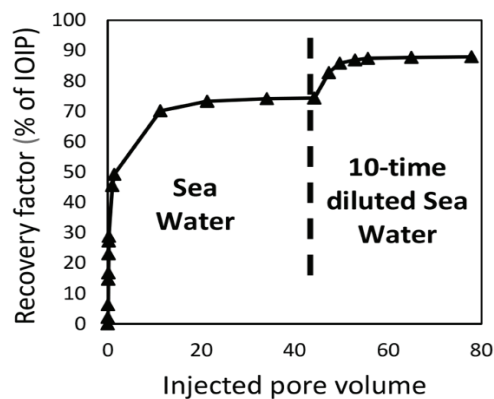
Fig. 1 shows LSWF recover about 15 % of initial oil in place.

### The Effect of Interfacial Tension

Increasing the salinity of brine leads to further reduction in the crude oil/brine IFT. Therefore, IFT cannot be the conductive factor to produce additional oil recovery.

### The Effect of Wettability Alteration

The results of CA show a shift of rock wettability toward more water-wetness which is the main reason to produce the additional oil in the case of 10-time diluted sea water tertiary flooding.



**Fig. 1** Recover factor of the sequence of sea water and 10-time diluted sea water, respectively, with respect to injected pore volume.

#### The effect of Electric Charge of Oil/brine and Rock/Brine Interfaces

Based on the results of zeta potential experiments, a decrease in salinity leads to decrease in both the oil/brine and the rock/brine interface electric charges. Therefore, as salinity decreases the interfaces repulse each other more. Therefore, the rock wettability shifts to more water-wetness.

#### Conclusion

To investigate the effect of low salinity water on improving oil recovery in the Shadegan oil field, a core injection test was performed with a sequence of high salinity-low salinity water using the limestone and the crude oil of the oil field. Sea water was injected in a secondary mode and produced 74.3% of initial oil in place. To investigate the potential ability of low salinity water to increase oil recovery, 10-time diluted sea water was injected in a tertiary mode and produced additional oil up to 15% of initial oil in place. Interfacial tension and contact angle as representative of fluid-fluid and rock-fluid interactions, respectively, were measured over a wide range of salinity. A decrease in salinity led to an increase in IFT. As a result, the IFT variation is not a positive factor to recover additional oil. On the contrary, the results of CA showed that the

change in rock wettability from mixed-wet to the more water-wet state was the main reason for the increase in the oil recovery. Finally, to understand the mechanism behind the wettability alteration, the zeta potential of the crude oil/brine and limestone/brine system was measured.

It was shown that reducing the salinity of the injected water caused that the electric charge of the crude oil/brine and rock/brine intermediates to be more negative, which results in more repulsion between the two interfaces. Consequently, the rock wettability shifts to a more water-wet state.

#### References

1. Mezher T, Fath H, Abbas Z, Khaled A (2011) Techno-economic assessment and environmental impacts of desalination technologies, *Desalination*, 266, 1–3, 263–273.
2. Einav R, Harussi K, Perry D (2003) The footprint of the desalination processes on the environment, *Desalination*, 152, 1–3, 141–154.
3. Webb K, Lager A, Black C (2008) Comparison of high/low salinity water/oil relative permeability, Presented at The International Symposium of the Society of Core Analysts, Abu Dhabi, UAE, 29.
4. Nasralla R A, Sergienko E, Masalmeh S K, van der Linde H A, Brussee N J, Mahani H, Suijkerbuijk B, Alqarshubi I (2014) Demonstrating the potential of low-salinity waterflood to improve oil recovery in carbonate reservoirs by qualitative coreflood, presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.
5. Romanuka J, Hofman J, Ligthelm D J, Suijkerbuijk B, Marcelis F, Oedai S, Brussee N, van der Linde H, Aksulu H, Austad T (2012) Low salinity EOR in carbonates, Presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium.
6. Mahani H, Menezes R, Berg S, Fadili A, Nasralla R, Voskov D, Joekar-Niasar V (2017) Insights into the impact of temperature on the wettability alteration by low salinity in carbonate rocks, *Energy & Fuels*, 31, 8, 7839–7853.