

## مروری بر تزریق آب هوشمند و آب با شوری کم در سنگ‌های کربناته

مهدی رضوی فر، دانشجوی دکتری مهندسی نفت دانشگاه شیراز ■ جعفر قاجار، استادیار مهندسی نفت دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز دانشگاه شیراز

### چکیده

امروزه یکی از اولویت‌های مهم صنعت نفت، ازدیاد برداشت نفت است و یکی از روش‌های متداول افزایش تولید نفت از مخازن، تزریق آب است. اما این روش دارای محدودیت‌هایی است که آن را با چالش‌هایی روبه‌رو کرده‌است. به منظور افزایش بازدهی تولید در عملیات تزریق آب، از تزریق آب هوشمند و آب با شوری پایین استفاده می‌شود. آب هوشمند با تنظیم و بهینه‌سازی ترکیب یون‌ها در آب تزریقی طراحی می‌شود. بخش بزرگی از سنگ‌های مخزن را سنگ‌های کربناته تشکیل می‌دهند که دارای پیچیدگی فراوانی هستند. مهم‌ترین چالش در بهره‌برداری نفت از مخازن کربناته که سبب کاهش میزان بازیافت نهایی نفت‌خام می‌شود، پدیده باقی‌ماندن مقدار زیادی از نفت درون سنگ است. در این مطالعه با بررسی جامع بر عوامل اثرگذار بر عملکرد آب هوشمند مشخص شد که یون‌های محلول در آب در تغییر ترشوندگی سنگ از وضعیت نفت‌دوست<sup>۱</sup> به آب‌دوست<sup>۲</sup> از سازوکارهای مختلفی عمل می‌کنند. برای نمونه افزایش غلظت یون‌های دو ظرفیتی و کاهش غلظت نمک NaCl موجود در آب، بازیابی نفت از مخازن کربناته را افزایش می‌دهد. همچنین نتایج آزمایش‌ها نشان می‌دهد، که علاوه بر تغییر ترشوندگی سنگ در تماس با آب هوشمند، مکانیسم تشکیل امولسیون آب در نفت نیز سبب افزایش راندمان تولید نفت می‌شود. هر چه آب تزریقی دارای شوری کمتری باشد، امکان تشکیل میکروامولسیون‌های آب در نفت افزایش یافته و مقدار راندمان تولید نفت بیشتر خواهد شد. هدف این مطالعه استفاده مناسب‌تر از روش تزریق آب برای افزایش راندمان تولید نفت از مخازن کربناته است.

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۶/۰۹/۱۰

تاریخ ارسال به داور: ۹۶/۰۹/۱۸

تاریخ پذیرش داور: ۹۶/۱۱/۲۱

### واژگان کلیدی:

ازدیاد برداشت نفت، تزریق آب هوشمند، مکانیسم‌های تزریق آب هوشمند، تزریق آب در سنگ‌های کربناته، تغییر ترشوندگی، تزریق آب با شوری کم

### مقدمه

#### الف) ضرورت ازدیاد برداشت نفت

با توجه به نیاز روزافزون به انرژی و محدود بودن ذخایر نفتی جهان، تمرکز بر افزایش تولید از مخازن نفتی ضروری است. ازدیاد برداشت نفت به مجموعه تکنیک‌ها و فرآیندهایی گفته می‌شود که طی آن با استفاده از انرژی یا مواد خارج از میدان نفتی، تولید بخشی از نفت‌خام غیر قابل استخراج که با روش‌های معمولی امکان‌پذیر یا تولید آن اقتصادی و مقرون‌به‌صرفه نیست، استخراج می‌شود. در حال حاضر عمر بیشتر مخازن نفتی دنیا به نیمه دوم خود رسیده - که ایران نیز با سابقه بیش از ۱۰۰ ساله صنعت نفت از این قاعده مستثنا نیست - و میزان برداشت نفت از آنها به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است. به همین دلیل لزوم توجه به ازدیاد برداشت از مخازن نفتی ضروری است.

#### ب) چالش‌های تولید نفت از سنگ‌های کربناته

مهم‌ترین چالش در بهره‌برداری از مخازن کربناته شکافدار که سبب کاهش درصد بازیافت نفت‌خام می‌شود، پدیده باقی‌ماندن مقدار زیادی از نفت درون شبکه ماتریسی سنگ و چسبیدن به سطح سنگ است. دو عامل اصلی موجب این پدیده می‌شود. اولی خاصیت ترشوندگی سنگ کربناته که در بیشتر مخازن نفت‌دوست است و دیگری تفاوت زیاد بین تراوایی پایین در شبکه ماتریسی سنگ و تراوایی بالای شبکه شکاف‌های سنگ است. به دلیل بالا بودن تراوایی شبکه شکاف

نسبت به شبکه ماتریسی سنگ، به هنگام جابجایی نفت توسط آب، نفت موجود در شکاف‌ها به سرعت تخلیه شده و حجم زیادی از نفت در داخل شبکه ماتریس سنگ باقی می‌ماند. در نتیجه هر فرایندی که بتواند حالت ترشوندگی شبکه ماتریسی سنگ را به آب‌دوست تغییر دهد، فرایندی مؤثر در ازدیاد برداشت از مخازن کربناته شکافدار است [۱ و ۳].

#### ج) تزریق آب هوشمند در سنگ‌های کربناته

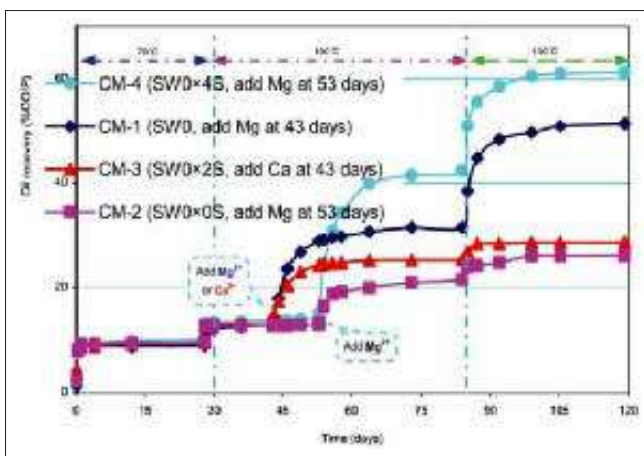
یکی از کاربردی‌ترین روش‌های نوظهور ازدیاد برداشت برای استفاده در مخازن کربناته، استفاده از تزریق آب هوشمند است. در این روش با تغییر درجه شوری آب تزریقی و ترکیب یونی آن، سعی می‌شود تا اثرات متقابل آب، سنگ و نفت را تحت تأثیر قرار داده و راندمان برداشت نفت از مخازن را افزایش داد. آب هوشمند با هدف اصلاح شرایط ترشوندگی اولیه سنگ و تنظیم و بهینه‌سازی ترکیب یون‌ها در سیال تزریقی ساخته می‌شود. مطالعات پیشین نشان می‌دهد که مواد فعال سطحی به تنهایی نیز می‌توانند در تغییر ترشوندگی سطح، کاهش چسبندگی سطحی و ازدیاد برداشت از مخازن کربناته مؤثر باشند [۲]، اما برای کاربردهای میدانی، مقدار زیادی از مواد شیمیایی گران‌قیمت مورد نیاز است که به دلایل اقتصادی شرکت‌های نفتی تمایل به اجرای این روش در حوزه‌های میدانی

\* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (Mahdi\_razavifar@yahoo.com)

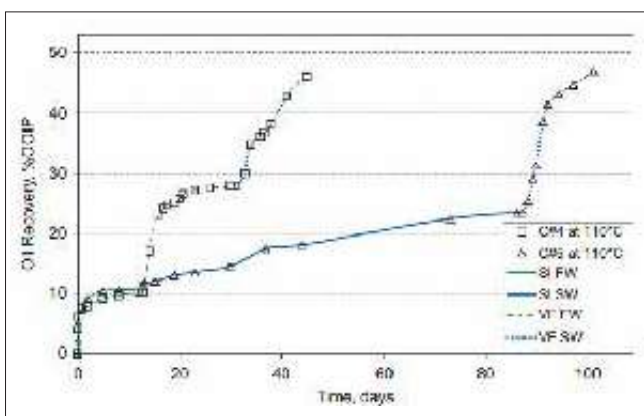
کربناته بعد از تزریق آب دریا در دمای بالا را تایید کردند که منجر به افزایش تولید نفت شد [۶]. (شکل-۲)

#### ۱-۲- آزمایش جریان سیال درون مغزه

با استفاده از این روش باگسی و همکارانش (۲۰۰۱) افزایش بازده تولید نفت تا ۳۵ درصد از نفت درجا را به وسیله تزریق آب دارای نمک KCL (غلظت ۲ درصد وزنی از آب) در سنگ کربناته مشاهده کردند. آنها همچنین افزایش PH آب خروجی از مغزه را نیز به دلیل وجود رس های درون سنگ و تبادل یونی انجام شده مشاهده کردند و افزایش تولید نفت در سنگ های کربناته به دلیل تزریق آب با شوری پایین را حاصل تغییر ترشوندگی سنگ دانستند [۷]. یوسف و همکارانش (۲۰۱۱) به بررسی کاربرد تزریق آب هوشمند در سنگ های کربناته پرداختند. آنها از آب دریا در غلظت های مختلف استفاده کردند. نتایج جریان آب درون مغزه کربناته نشان داد که با رقیق شدن آب



شکل ۱ | تغییر ترشوندگی سنگ کربناته و تغییر بازده تولید نفت در حضور یون های کلسیم و منیزیم و سولفات [۵]



شکل ۲ | تاثیر تزریق آب دریا در بازده تولید نفت نسبت به آب سازند در دو حالت آشام خود به خودی و آشام با اعمال نیرو [۶]

ندارند و استفاده از افزودنی های شیمیایی ارزان قیمت بسیار مورد توجه بوده و از اهمیت زیادی برخوردار است. بنابراین به نظر می رسد ترکیب آب هوشمند و مقدار کمی از مواد فعال سطحی به عنوان سیال تزریقی می تواند در مقیاس میدانی قابل استفاده باشد. از این رو ضرورت این مطالعه بررسی مکانیسم های مؤثر در تزریق آب هوشمند در سنگ های کربناته است و تمام محدودیت ها و چالش های این روش مورد ارزیابی و بررسی قرار گرفته است. در این مطالعه به بررسی پیشینه تحقیقات و آزمایش های انجام شده درباره تأثیر تزریق آب هوشمند و آب با شوری پایین بر بازده تولید نفت خام پرداخته شده است. پیشینه تحقیقات مرتبط با سنگ های کربناته در ۸ بخش تقسیم بندی شده و هر بخش به صورت مجزا بررسی و تحلیل شده است. مکانیسم ها و عوامل مؤثر به صورت جامع بررسی و ارزیابی شده است. نتایج این تحقیق می تواند بستر مناسبی برای توسعه استفاده از تزریق آب هوشمند در عملیات بهره برداری پیشرفته و ازدیاد برداشت از مخازن نفت خام فراهم کند.

#### ۱-۱- آزمایش های آب هوشمند و شوری کم بر سنگ های کربناته

مطالعات آزمایشگاهی مختلفی از تزریق آب به مغزه های متفاوت و نفت خام های مختلف در شرایط دمایی و ترشوندگی مختلف انجام شده اند. تزریق آب با شوری پایین در سنگ های کربناته برخلاف ماسه سنگ ها، به دلیل تغییر ترشوندگی ناشی از حضور رس ها قابل بیان نیست. تأثیر تزریق آب هوشمند بر بازده تولید نفت در مغزه ها و مقیاس آزمایشگاهی به دو صورت آشام خود به خودی<sup>۳</sup> و مطالعات جریان درون مغزه ها<sup>۴</sup> انجام گرفته است.

#### ۱-۱-۱- آزمایش آشام خود به خودی

وب و همکارانش (۲۰۰۵) تأثیر یون سولفات در بازدهی تولید نفت از سنگ کربناته دریای شمال را توسط آزمایش آشام خود به خودی بر روی مغزه بررسی کردند. نتایج نشان داد که تزریق آب دریا به سنگ کربناته باعث تغییر ترشوندگی سنگ و آب دوست تر شدن آن نسبت به تزریق آب بدون سولفات می شود [۴]. ژانگ و همکارانش (۲۰۰۷) تغییر ترشوندگی مخازن چالکی دریای شمال در میدان اکوفیسک را مورد مطالعه قرار دادند. آنها تأثیر افزودن یون های کلسیم و منیزیم به آب تزریقی را در بازدهی تولید نفت بررسی کردند. طبق نتایج حاصله اگر آب تزریقی دارای یون های سولفات و کلسیم یا سولفات و منیزیم باشد، به تغییر ترشوندگی سنگ منجر می شود [۵]. (شکل-۱)

استرند و همکارانش (۲۰۰۸) با انجام تست های آشام خود به خودی و آشام با اعمال نیرو بر روی سنگ کربناته، بهبود آب دوستی سنگ

سنگ آهک خاورمیانه و سنگ دولومیت تگزاس غربی پرداختند. نتایج نشان‌دهنده افزایش ۵ تا ۹ درصدی بازده تولید نفت برای هر دو نمونه به دلیل تزریق سولفات بود. همچنین طبق نتایج، در سنگ آهک افزایش ۷ تا ۹ درصدی تولید نفت درجا به دلیل کاهش سختی آب تزریقی<sup>۶</sup> به دست آمد و افزایش ۱۵ و ۲۰ درصدی در بازده تولید نفت در صورت استفاده از یون‌های بورات ( $BO_3^{3-}$ ) و فسفات ( $PO_4^{3-}$ ) مشاهده شد. آنها مکانیسم تغییر در ترشوندگی سنگ را عامل افزایش تولید نفت در سنگ‌های کربناته معرفی کردند [۹].

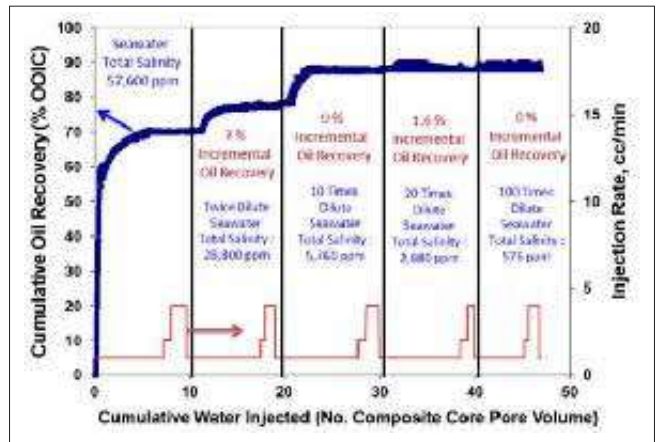
## ۲- تأثیر یون‌های دوظرفیتی در بازده تولید نفت با تزریق آب هوشمند

ژانگ و همکاران تأثیر هم‌زمان یون‌های سولفات و کلسیم را به منظور افزایش بازیابی نفت در مخازن چالکی مطالعه کردند. این بررسی‌ها نشان داد، آب دریا با داشتن یون‌های مؤثر بر پتانسیل سطح همچون  $Ca^{2+}$  و  $SO_4^{2-}$ ، با افزایش آب‌دوستی سطح سنگ‌های چالکی، موجب افزایش فشار موئینگی و در نتیجه افزایش آشام خودبه‌خودی آب به شبکه ماتریسی حاوی نفت می‌شود (شکل-۴). آنها مشاهده کردند، هنگامی که غلظت یون  $SO_4^{2-}$  در سیال آشام تا ۴ برابر غلظت آن در آب معمولی دریا افزایش می‌یابد، بازیابی نفت تا ۵۰ درصد نفت درجا<sup>۷</sup> موجود در مخزن افزایش می‌یابد. بنابراین غلظت این یون بر بازیابی نفت تأثیر زیادی دارد. به‌طور مشابه، غلظت  $Ca^{2+}$  از ۰ تا ۴ برابر غلظت آن در آب دریا تغییر داده شد. بازیابی نفت پس از ۳۰ روز آشام خودبه‌خودی از ۲۸ درصد به ۶۰ درصد افزایش یافت. در این حالت غلظت یون سولفات مشابه غلظت آن در آب دریا ثابت حفظ شد [۱۰].

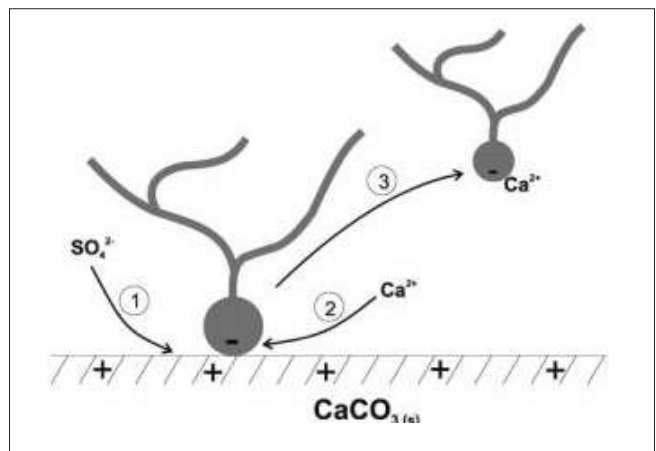
ژانگ و همکارانش (۲۰۰۷) با آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی تأثیر یون  $Mg^{2+}$  را بر بازیابی نفت در سنگ چالکی بررسی کردند. نتایج آنها نشان داد که افزایش مقدار  $Mg^{2+}$  بدون حضور  $SO_4^{2-}$  بازیابی کمی از نفت خام را به همراه داشت. اما وجود  $Mg^{2+}$  همراه با  $SO_4^{2-}$  بازیابی قابل توجهی از نفت خام را با آزمایش آشام در پی داشت.  $SO_4^{2-}$  و  $Ca^{2+}$  به تنهایی مقدار کمی بازیابی نفت را با آشام خودبه‌خودی افزایش می‌دهند. بنابراین،  $SO_4^{2-}$  باید به صورت هم‌زمان همراه با یون  $Ca^{2+}$  یا  $Mg^{2+}$  به منظور بهبود بازیابی نفت عمل کند [۵].

استرنند و همکاران تأثیر آب دریا را بر روی مخازن کربناته چالکی با استفاده از تکنیک کروماتوگرافی استفاده کردند. سازوکار این روش براساس جداسازی ردیاب  $SCN^-$  و یون  $SO_4^{2-}$  در مکان‌هایی از سطح سنگ که آب تر<sup>۸</sup> شده است. آنها مشاهده کردند که وجود هر سه یون  $Mg^{2+}$ ،  $SO_4^{2-}$  و  $Ca^{2+}$  موجود در آب دریا، بازیابی نفت را در سنگ افزایش می‌دهد. براساس داده‌های آزمایشگاهی، تغییر ترشوندگی دلیل اصلی بهبود بازیابی نفت گزارش شد. براساس این مدل هنگامی که آب دریا به سیستم تزریق می‌شود، یون‌های

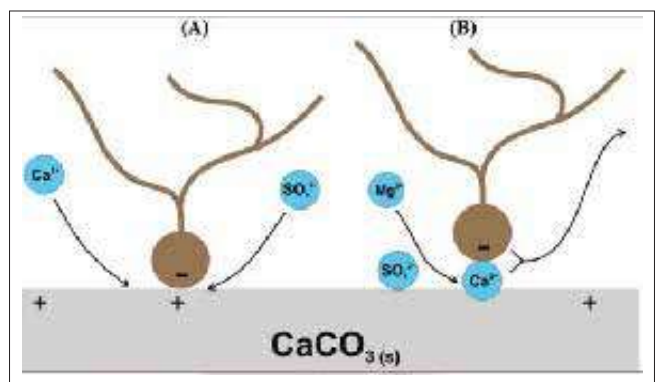
دریا، میزان بازده تولید نفت تا ۱۸ درصد افزایش داشت (شکل-۳) [۸]. گپتا و همکارانش (۲۰۱۱) به بررسی جریان آب در مغزه‌های مربوط به



شکل ۳ | منحنی بازده تولید نفت در برابر جریان آب دریا در مراحل مختلف از رقیق‌سازی [۸]



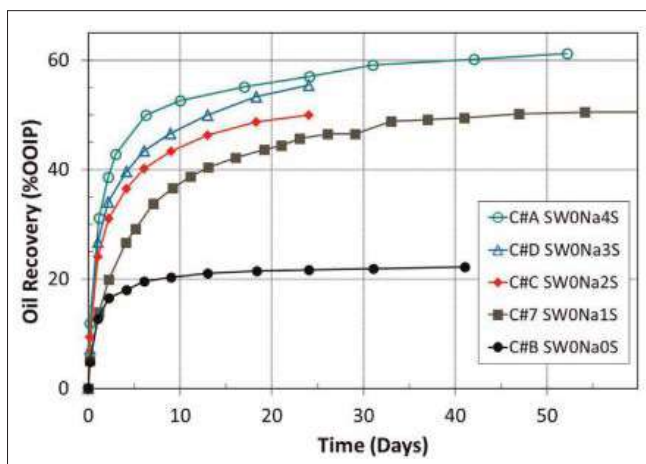
شکل ۴ | طرح‌واره سازوکار پیشنهادی با استفاده یون‌های  $Ca^{2+}$  و  $SO_4^{2-}$  [۱۰]



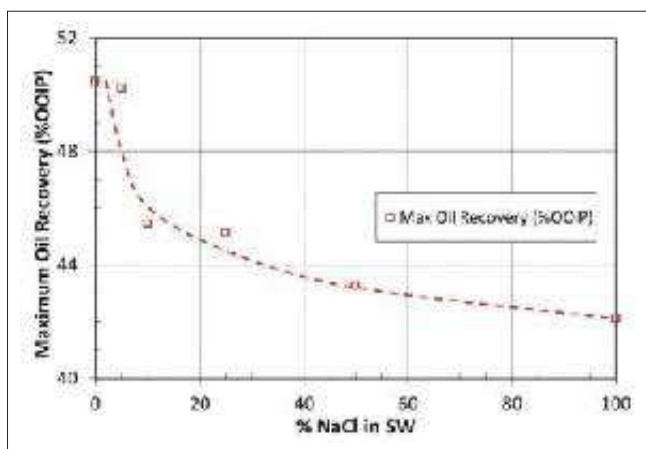
شکل ۵ | طرح‌واره سازوکار تغییر ترشوندگی توسط آب دریا [۱] A: سازوکار پیشنهادی هنگامی که  $Ca^{2+}$  و  $SO_4^{2-}$  یون‌های فعال هستند. B: هنگامی که  $Mg^{2+}$  و  $SO_4^{2-}$  یون‌های فعال هستند

$Mg^{2+}$  با غلظت‌های برابر بر روی سطح سنگ چالکی کربناته در دماهای  $20^{\circ}C$  تا  $130^{\circ}C$  را با آزمایش کروماتوگرافی جذبی بررسی کردند. در دمای  $20^{\circ}C$  کشش یون  $Ca^{2+}$  به سمت سنگ چالکی بالاتر از یون  $Mg^{2+}$  بود، در حالی که در دمای  $130^{\circ}C$  غلظت  $Ca^{2+}$  در محلول خروجی بیشتر از مقدار آن و غلظت یون  $Mg^{2+}$  کمتر از مقدار آن در سیال تزریقی بود. یون  $Mg^{2+}$  در سیال تزریقی قادر است جایگزین یون  $Ca^{2+}$  شود [۵].

استرند و همکاران تأثیر دما را بر جذب سطحی رقابتی  $Mg^{2+}$  و  $Ca^{2+}$  بر روی سطح سنگ کربناته آهکی بررسی کردند. در دمای زیر  $100^{\circ}C$  جذب  $Ca^{2+}$  و  $Mg^{2+}$  بر سطح کربناته کاملاً مشابه بود، اما با افزایش دما از  $100^{\circ}C$  به  $130^{\circ}C$  میزان جذب  $Mg^{2+}$  بیشتر از یون  $Ca^{2+}$  است. در شکل-۶،



شکل ۵ | بازده تولید نفت در آشام خودبه‌خودی از سنگ چالکی برای آب هوشمند فاقد یون Na در غلظت‌های مختلف از یون  $SO_4^{2-}$  (از ۰ تا ۴ برابر غلظت در آب دریا) در دمای  $90^{\circ}C$  و اشباع آب اولیه ۱۰ درصد و عدد اسیدی ۵/۵ میلی‌گرم از KOH در گرم [۱۱]

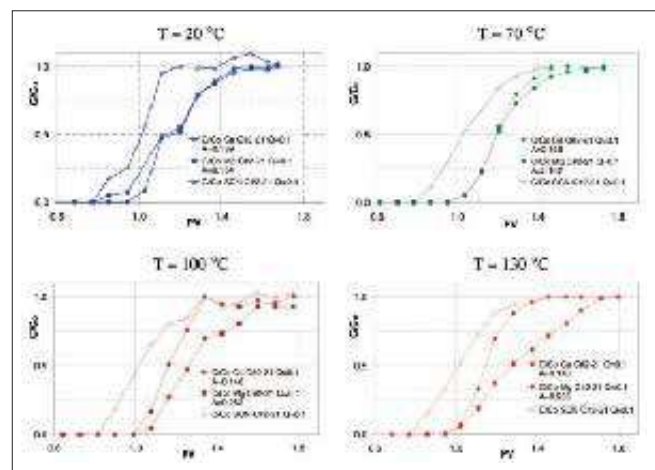


شکل ۸ | بالاترین بازده تولید نفت با استفاده از آب دریا تصحیح‌شده در غلظت‌های مختلف از NaCl در دمای  $90^{\circ}C$  و اشباع آب اولیه ۱۰ درصد و عدد اسیدی ۵/۵ میلی‌گرم از KOH در گرم [۱۱]

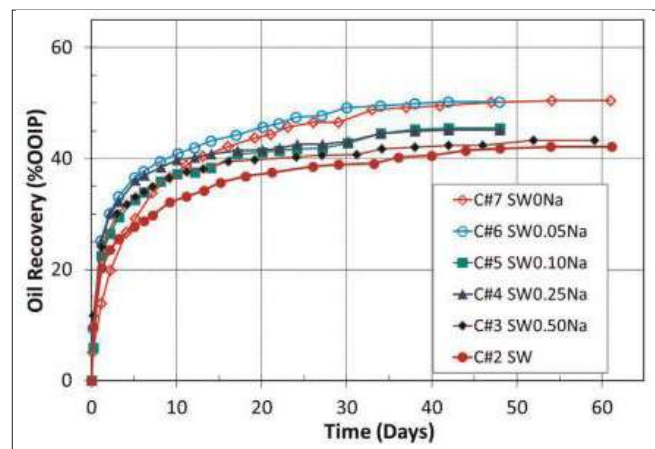
سولفات بر روی سطح سنگ جذب می‌شوند و بار سطحی را تغییر می‌دهند. بنابراین ممکن است مقداری از اسیدهای کربوکسیلیک نفت‌خام جذب شده بر روی سنگ جدا شوند. به دلیل دافعه الکترواستاتیکی کمتر، یون‌های کلسیم نیز به سطح سنگ نزدیک شده و مقدار بیشتری از نفت را با پیوند یونی از سطح سنگ جدا می‌کنند. در دمای بالای  $90^{\circ}C$  درجه سانتی‌گراد، یون منیزیم نیز در فرایند تغییر ترشوندگی مشارکت دارد. نتایج آزمایشگاهی نشان می‌دهد هنگامی که تزریق آب دریا به مغزه‌ها به آرامی انجام شود، یون منیزیم در دمای بالا قادر است، جایگزین یون کلسیم بر روی سطح سنگ شود (شکل-۵) [۱].

### ۳- تأثیر دما بر بازدهی تزریق آب هوشمند در مخازن کربناته

دما یک پارامتر بحرانی در بیشتر مطالعات ازدیاد برداشت بر پایه آب در مخازن کربناته چالکی است. ژانگ و همکاران جذب یون‌های  $Ca^{2+}$  و



شکل ۶ | مقایسه جذب سطحی رقابتی  $Mg^{2+}$  و  $Ca^{2+}$  بر سطح سنگ کربناته در دماهای متفاوت [۱]



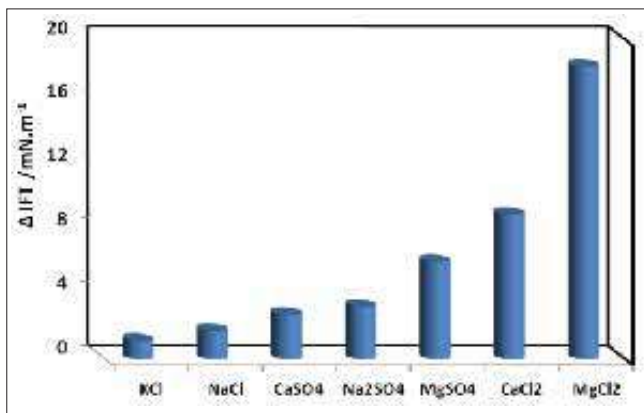
شکل ۷ | بازده تولید نفت در آشام خودبه‌خودی از سنگ چالکی اشباع از نفت برای آب هوشمند در غلظت‌های متنوع از یون Na در دمای  $90^{\circ}C$  و اشباع آب اولیه ۱۰ درصد و عدد اسیدی ۵/۵ میلی‌گرم از KOH در گرم [۱۱]

میزان بازده تولید افزایش داشته است. (شکل-۷) بر طبق نتایج آزمایشگاهی برای رسیدن به بازده تولید بیشتر نفت نسبت به آب دریا (در حدود ۸ درصد بازده بیشتر تولید) نیاز به حذف بیش از ۹۰ درصد از NaCl موجود در آب دریا است. همچنین طی نتایج آزمایشگاهی با افزایش غلظت یون  $SO_4^{2-}$  در آب دریا بدون NaCl مقدار بازده تولید نفت تا ۱۰ درصد افزایش یافت. (شکل‌های-۸، ۹ و ۱۰) [۱۱].

#### ۵- تأثیر تزریق آب هوشمند بر کشش بین سطحی آب و نفت

خاکسار و همکارانش (۲۰۱۶) به بررسی تأثیر یون‌های محلول در آب بر کشش بین سطحی آب و نفت در طی فرآیند تزریق آب هوشمند بر سطح سنگ کربناته پرداختند. آنها برای ۱۱ نمک مختلف به صورت محلول در آب دریا و آب سازند در غلظت‌های مختلف به اندازه‌گیری کشش بین سطحی نفت و آب توسط آزمایش قطره آویزان و بررسی ابعاد قطره براساس تصویر گرفته‌شده از آن در دمای  $75^{\circ}C$  و فشار اتمسفریک پرداختند. بر طبق نتایج تا مقدار بهینه از غلظت نمک‌ها کشش بین سطحی آب و نفت کاهش داشته است، اما بعد این مقدار بهینه کشش بین سطحی افزایش داشته است. در این آزمایش نمک  $K_2SO_4$  پایین‌ترین کشش بین سطحی برای آب و نفت در غلظت بهینه داشته است. بنابراین با استفاده از نمک  $K_2SO_4$ ، مکانیسم اصلی افزایش تولید نفت در سنگ‌های کربناته ناشی از تزریق آب هوشمند که تغییر در ترشوندگی سنگ است، مؤثرتر خواهد بود. (شکل-۱۱) [۱۲].

لشکربلوکی و همکارانش (۲۰۱۴) به بررسی تأثیر یون‌های مختلف در کشش بین سطحی آب و نفت پرداختند. آنها در این آزمایش از نمک‌های  $MgCl_2$ ،  $CaCl_2$ ،  $CaSO_4$ ،  $MgSO_4$ ،  $Na_2SO_4$ ،  $KCl$ ،  $NaCl$  استفاده کردند. بر طبق نتایج با افزایش غلظت یون‌های دو ظرفیتی در آب تزریقی، مقدار کشش بین سطحی کاهش می‌یابد، که این کاهش برای  $MgCl_2$  بیشترین مقدار است. کشش بین سطحی آب و نفت نیز در صورت وجود

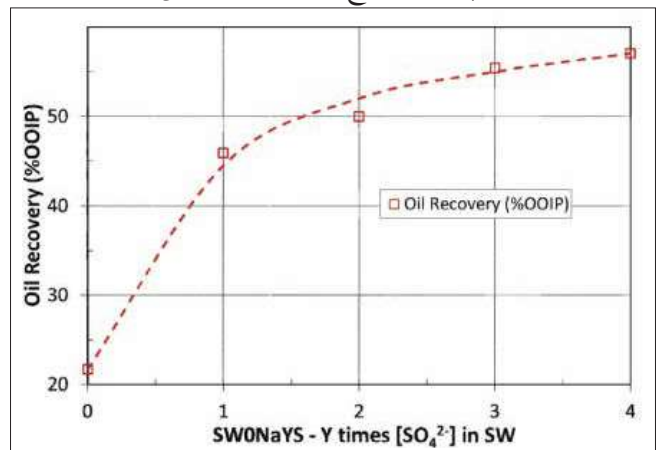


شکل ۱۲ | مقایسه تفاوت نتایج کشش بین سطحی برای ۷ نمونه نمک مورد بررسی با آب دیونیزه شده [۱۳]

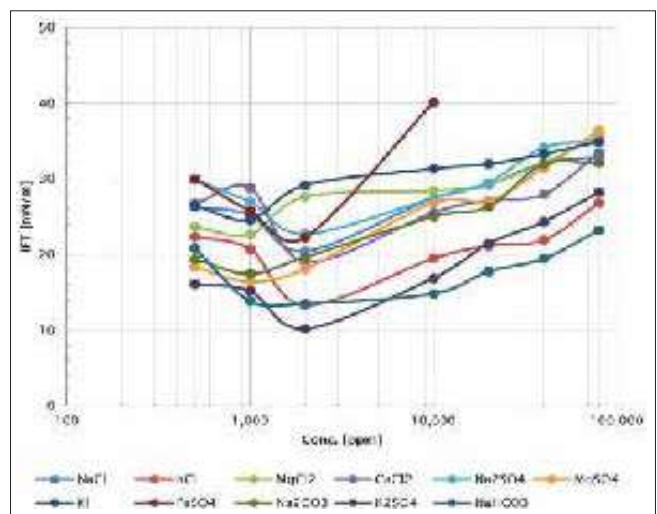
منحنی‌های  $Ca^{2+}$  و  $Mg^{2+}$  در دماهای زیر  $100^{\circ}C$  تقریباً برهم منطبق است، اما با افزایش دما منحنی مربوط به  $Mg^{2+}$  زیر منحنی  $Ca^{2+}$  قرار می‌گیرد که نشان‌دهنده جذب بیشتر  $Mg^{2+}$  بر سطح سنگ کربناته آهنکی است. در دماهای بالا  $Mg^{2+}$  قادر است جایگزین  $Ca^{2+}$  شود [۱].

#### ۴- تأثیر غلظت یون‌های $SO_4^{2-}$ و NaCl موجود در آب دریا بر بازده تولید نفت

پانترولد و همکارانش (۲۰۱۵) به بررسی تأثیر غلظت یون‌های  $SO_4^{2-}$  و NaCl موجود در آب دریا بر بازده تولید نفت در طی آشام خودبه‌خودی بر روی سنگ چالک پرداختند. نتایج نشان داد که با کاهش مقدار یون NaCl



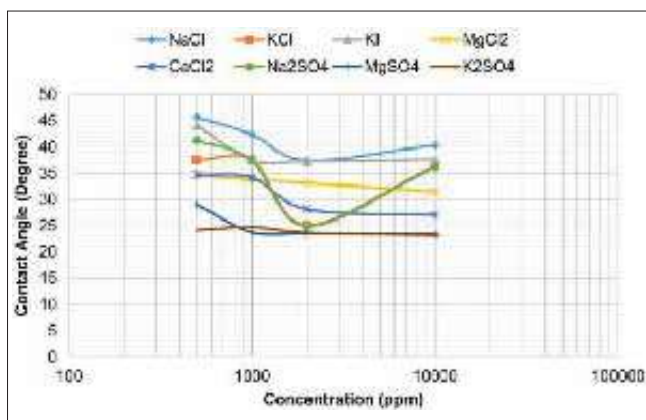
شکل ۱۰ | بازده تولید نفت بعد از ۲۴ روز از آشام با آب هوشمند فاقد یون Na در غلظت‌های مختلف از یون  $SO_4^{2-}$  (از ۰ تا ۴ برابر غلظت آب دریا) در دمای  $90^{\circ}C$  و اشباع آب اولیه ۱۰ درصد و عدد اسیدی ۰/۵ میلی‌گرم از KOH در گرم [۱۱]



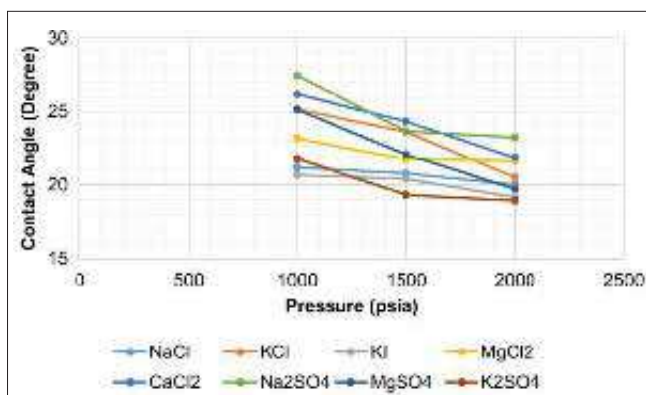
شکل ۱۱ | کشش بین سطحی محلول آب هوشمند در غلظت‌های متنوع در دمای مخزن و فشار اتمسفریک [۱۲]

در مرحله نخست از آزمایش آنها به بررسی سازگاری مواد با آب سازند پرداختند و رسوب و ته‌نشست نمک‌ها در تماس آب سازند را اندازه‌گیری کردند تا نمک‌های سازگار با آب سازند را شناسایی کنند. برای محلول‌های سه نمک  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{FeSO}_4$  رسوب و ته‌نشست در آب سازندی مشاهده شد. بنابراین این نمک‌ها با آب سازندی سازگار بوده و برای عملیات ازدیاد برداشت نفت مناسب نبودند. بر طبق نتایج استفاده از آب هوشمند کربناته برای تزریق، بازده تولید بالاتر و بیشتری از نفت خواهد داشت و تغییر ترشوندگی سنگ از نفت دوست به آب دوست مؤثرتر خواهد بود و ظرفیت افزایش تولید مربوط به هر دو روش در حالت ترکیبی، هم‌زمان نقش خواهند داشت.  $\text{CO}_2$  باعث افزایش اسیدی شدن آب و حل شدن سنگ و بالا بردن تخلخل و تراوایی سنگ می‌شود و باعث افزایش تولید نفت می‌شود (شکل‌های ۱۴ و ۱۵) [۱۴].

نتایج آزمایش‌ها نشان داد که افزایش غلظت یون سولفات تأثیر چشمگیری بر میزان بازیابی نفت از مخازن کربناته با روش آب هوشمند در آزمایش



شکل ۱۴ | نتایج زاویه تماس محلول‌های آبی متنوع در غلظت‌های مختلف از نمک [۱۴]



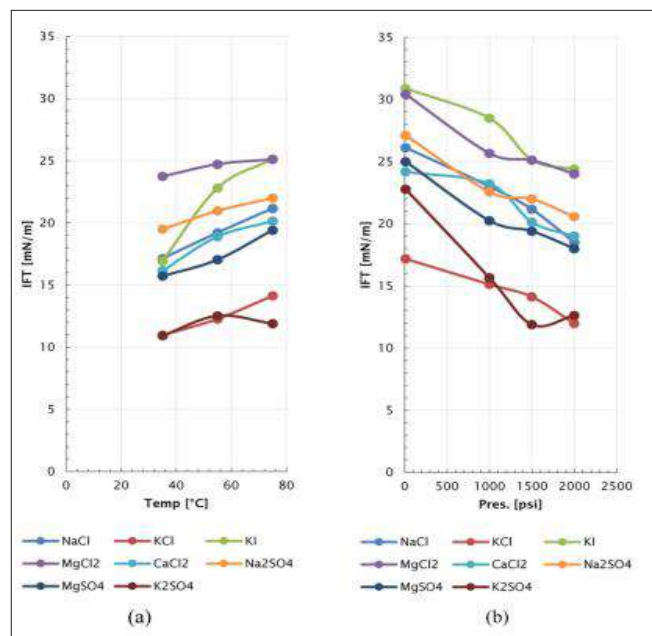
شکل ۱۵ | تغییر درجه زاویه تماس با تزریق آب هوشمند کربناته در غلظت بهینه در برابر فشار مخزن [۱۴]

یون‌های دو ظرفیتی نسبت به یون‌های تک‌ظرفیتی کمتر است، به‌خصوص زمانی که یون‌های دو ظرفیتی متصل به آنیون کلرید باشند (شکل-۱۲) [۱۳].

### ۶- تأثیر انحلال $\text{CO}_2$ بر بازده تزریق آب هوشمند در مخازن کربناته

خاکسار و همکارانش نمک‌ها را در غلظت بهینه با  $\text{CO}_2$  محلول کرده و دوباره کشش بین سطحی نفت و آب کربناته را اندازه‌گیری کردند. نتایج نشان داد که افزودن  $\text{CO}_2$  به آب باعث کاهش محسوس کشش بین سطحی شده است. به‌عنوان مثال در دمای  $75^\circ\text{C}$  و فشار ۱۰۰۰ psia، کشش بین سطحی ۳۱ درصد نسبت به نفت بدون  $\text{CO}_2$  کاهش داشته است و در فشار ۱۵۰۰ psia میزان ۴۸ درصد کاهش در کشش بین سطحی آب و نفت دیده شد. در این آزمایش نیز  $\text{K}_2\text{SO}_4$  کمترین میزان کشش بین سطحی آب و نفت را داشته و نسبت به نمک‌های دیگر بازده تولید بیشتری داشت. همچنین مشاهده شد که با افزایش فشار در دمای معین، کشش بین سطحی آب و نفت کاهش داشت که دلیل آن افزایش حلالیت  $\text{CO}_2$  در آب با افزایش فشار است (شکل-۱۳) [۱۳].

خاکسار و همکارانش (۲۰۱۷) به بررسی تأثیر یون‌های محلول در آب بر تغییر ترشوندگی سنگ کربناته با اندازه‌گیری زاویه تماس بین سنگ و آب پرداختند تا تأثیر تزریق آب هوشمند در سنگ‌های کربناته را بررسی کنند. آنها این آزمایش را با استفاده از چند نمک مختلف انجام داده و سپس در شرایط بهینه تأثیر  $\text{CO}_2$  در تغییر ترشوندگی سنگ بررسی کردند.



شکل ۱۳ | تأثیر دما و فشار بر کشش بین سطحی آب هوشمند کربناته و نفت: (a) زمانی که فشار در ۱۵۰۰ psia ثابت است و (b) زمانی که دمای  $75^\circ\text{C}$  ثابت است [۱۳].

غلظت یون  $Na^+$  مقدار بازیابی نفت را اندکی کاهش می‌دهد و به عبارتی از فعالیت یون‌های مؤثر در آب هوشمند می‌کاهد. البته کاهش مقدار یون  $Na^+$  موجب افزایش چشمگیر برداشت نفت می‌شود و به عبارتی با کاهش این یون دسترسی یون‌های فعال به اسید چرب جذب شده بر سطح افزایش می‌یابد. در دمای  $51^\circ C$  هنگامی که از سیالات آب هوشمند به تنهایی استفاده شد، مقدار بازیابی نفت از مغزه‌ها پایین بوده و افزایش غلظت یون‌های  $Mg^{2+}$ ،  $Ca^{2+}$  تأثیر چندانی بر افزایش برداشت نفت نداشت. ولی با افزایش دما مقدار برداشت نفت نسبت به دماهای پایین‌تر افزایش یافت و فعالیت یون‌ها در محلول آب هوشمند نیز زیاد شده و افزایش یا کاهش غلظت یون‌ها بر مقدار نهایی برداشت نفت تأثیر گذار بود [۱۴].

#### ۲- تأثیر تزریق آب هوشمند در ترشوندگی مخازن کربناته

فتحی و همکارانش (۲۰۱۱) به بررسی تأثیر ترکیب یون‌ها در ازدیاد برداشت نفت از مخازن کربناته با تزریق آب هوشمند پرداختند. آنها در آزمایش‌ها از ۴ نمونه آب استفاده کردند. آب سازند (VB)، آب دریا (SW)، آب بدون یون  $Na^+$  و آب دریا با ۴ برابر غلظت یون  $SO_4^{2-}$  [۱۵]. بر طبق نتایج با کاهش غلظت یون  $Na^+$  در آب دریا، نرخ آشام خودبه‌خودی و بازده تولید نفت افزایش داشت (۵ تا ۱۰ درصد از نفت درجا) و این افزایش در دماهای بالا شدیدتر است. همچنین با افزایش غلظت یون  $SO_4^{2-}$  در آب دریا، میزان بازده به شدت افزایش داشت. (۵ تا ۱۸ درصد نسبت به آب بدون  $Na^+$  متناسب با دما). بر طبق نتایج آزمایش‌ها، افزایش بازده تولید از سنگ کربناته برای این ۴ نمونه به ترتیب زیر است.

آب سازند > آب دریا > آب دریا بدون یون  $Na^+$  > آب دریا بدون یون  $Na^+$  و دارای یون  $SO_4^{2-}$

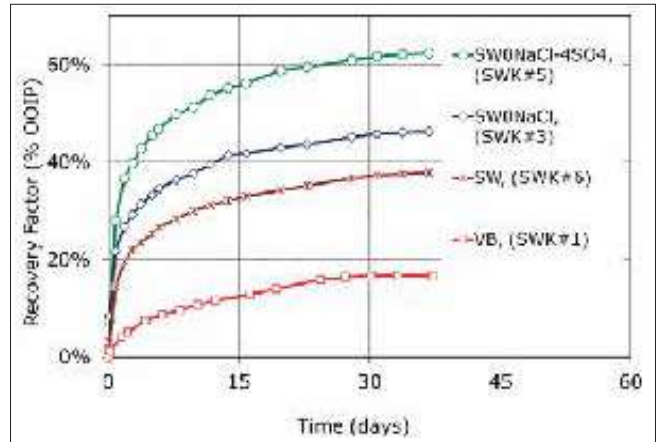
همچنین آب دوستی سنگ برای این ۴ نمونه به ترتیب زیر به دست آمد.

آب سازند > آب دریا > آب دریا بدون یون  $Na^+$  > آب دریا بدون یون  $Na^+$  و دارای یون  $SO_4^{2-}$

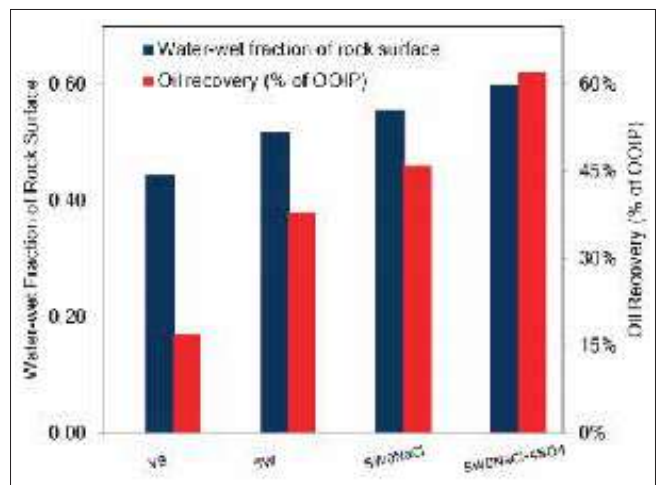
بنابراین در سنگ‌های کربناته مهم‌ترین مکانیسم افزایش تولید نفت، مکانیسم تغییر ترشوندگی سنگ در تماس با آب هوشمند است و با تغییر ترشوندگی سنگ، شرایط لازم برای افزایش برداشت نفت و بالا بردن راندمان عملیات تزریق آب در مخزن فراهم می‌شود (شکل ۱۶- [۱۵-۱۹]).

فتحی و همکاران پیشنهاد کردند که نه تنها غلظت یون‌های فعال  $Ca^{2+}$ ،  $Mg^{2+}$ ،  $SO_4^{2-}$  در بازیابی نفت مؤثر است، بلکه مقدار نمک NaCl نیز بر این فرایند تأثیر گذار است. آزمایشات آشام خودبه‌خودی روی مغزه با آب دریا و آب دریای عاری از NaCl انجام شد. هر دو نرخ آشام و مقدار بازیابی نفت در آب دریای عاری از NaCl بیشتر از آب دریا گزارش شد و سطوح آب‌تر به مقدار ۲۹ درصد بیشتر از آب دریا افزایش یافت. همچنین کاهش مقدار

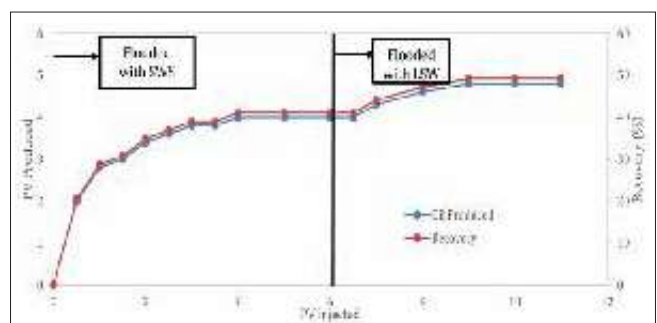
آشام خودبه‌خودی دارد. به طوری که با افزایش غلظت یون  $SO_4^{2-}$  به سه برابر مقدار اولیه، بازیابی نفت تا حدود ۵۸ درصد افزایش می‌یابد. اما افزایش



شکل ۱۶ | بازده تولید نفت در فرآیند آشام خود به خودی برای مغزه چالکی اشباع با نفت در دمای  $90^\circ C$  و اشباع آب اولیه ۱۰ درصد و عدد اسیدی ۰/۵ میلی‌گرم از KOH در گرم [۱۵]



شکل ۱۷ | رابطه بین بازده تولید نفت و نسبت آب‌دوستی سنگ در فرآیند آشام خود به خودی در دمای  $90^\circ C$  [۱۵]



شکل ۱۸ | راندمان تولید نفت از مغزه در تزریق آب دریا و سپس تزریق آب با شوری پایین در دمای  $40^\circ C$  [۲۰]

بازیابی نفت با افزایش مقدار NaCl مشاهده شد (شکل ۱۷-۱۵).

نفت به وضوح مشاهده شد. اندازه این میکرو امولسیون‌ها در حدود ۵۰ میکرون گزارش شد (شکل ۲۱-۲۰).

#### ۸- مکانیسم جدید افزایش بازده تولید نفت از سنگ‌های کربناته در تزریق آب هوشمند

ژوئل تته و همکارانش (۲۰۱۷) به بررسی مکانیسم‌های افزایش تولید نفت از سنگ‌های کربناته در صورت استفاده از آب هوشمند و آب با شوری کم پرداختند. در کارهای قبلی تنها مکانیسم مهم و اصلی در افزایش تولید از سنگ‌های کربناته، تغییر ترشوندگی سنگ در تماس با آب هوشمند بود ولی نتایج جدید نشان داد که علاوه بر این مکانیسم، تشکیل امولسیون آب در نفت به صورت میکرونی نیز سبب افزایش راندمان تولید نفت شده است. آنها از آزمایش تزریق در مغزه استفاده کرده و نتایج نشان داد که پس از تزریق آب دریا در مغزه که راندمان تولید نزدیک ۴۰ درصدی دارد با تزریق آب با شوری پایین این راندمان با افزایش تقریباً ۱۰ درصدی به حدود ۵۰ درصد افزایش می‌یابد. مکانیسم اصلی در این افزایش راندمان، تغییر در ترشوندگی سنگ کربناته است (شکل ۱۸-۲۰).

نکته مهم در این مطالعه این بود که آنها برای کاهش تأثیر مکانیسم ترشوندگی در راندمان تولید نفت از سنگ کربناته Non-aged استفاده کردند که نشان داد در صورت کاهش تأثیر ترشوندگی در راندمان تولید نفت، همچنان با کاهش شوری آب تزریقی میزان تولید از مغزه کربناته افزایش می‌یابد. بنابراین مکانیسم مؤثر دیگری به جز تغییر ترشوندگی در این افزایش راندمان تولید نفت نقش دارد که ایجاد میکرو امولسیون‌های آب در نفت است. (شکل ۱۹-۲۰)

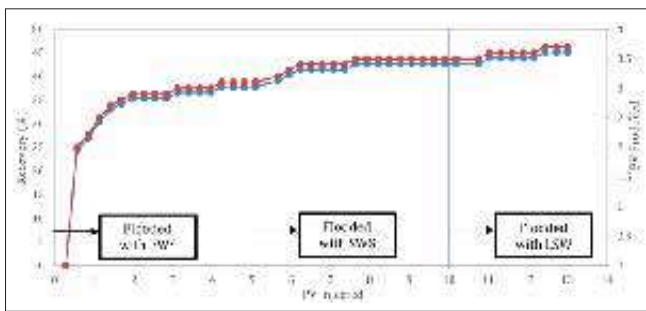
بنابراین در صورت تزریق آب با شوری پایین در سنگ‌های کربناته، علاوه بر مکانیسم تغییر ترشوندگی، مکانیسم تشکیل میکرو امولسیون‌های آب در نفت باعث افزایش راندمان تولید نفت می‌شود. آنها از آب دریا، آب سازند و آب با شوری پایین استفاده کردند. آنها محلول آب و نفت را توسط آزمایش TG (جرم‌سنجی حرارتی) تا دمای ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد حرارت دادند و کاهش وزن نفت محلول با ۳ نمونه آب ذکر شده را اندازه‌گیری و ارزیابی کردند. بر طبق نتایج همه نمونه‌ها دارای دو شیب متفاوت در نمودار بودند. از بازه دمایی ۸۰ تا ۳۵۰ درجه سانتی‌گراد تبخیر آب درون نفت انجام شده و در بازه دمایی بیشتر از ۳۵۰ درجه سانتی‌گراد، تبخیر اجزای سبک نفت انجام شده بود. با مقایسه کاهش وزن نفت محلول با آب در بازه دمایی ۸۰ تا ۳۵۰ درجه برای هر ۳ نمونه مشخص شد که نفت همراه با آب شوری پایین، دارای آب بیشتری بوده و چون در این محدوده دمایی بیشترین کاهش وزن نفت را دارد، نمودار آن با شیب شدیدتری در این بازه کاهش یافته است (شکل ۲۰-۲۰).

آنها سپس از میکروسکوپ‌های الکترونی ESEM برای مشاهده دقیق تر محلول نفت و آب در شوری‌های متفاوت استفاده کردند. طبق نتایج خروجی میکروسکوپ، میکرو امولسیون‌های آب پخش شده در

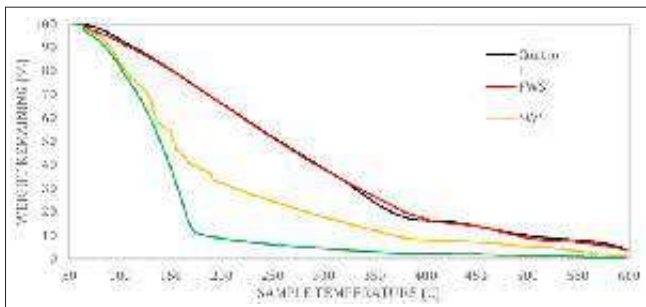
#### نتیجه‌گیری

۱- با افزایش غلظت یون  $SO_4^{2-}$  در آب هوشمند تزریقی، میزان بازده برداشت از نفت افزایش می‌یابد.

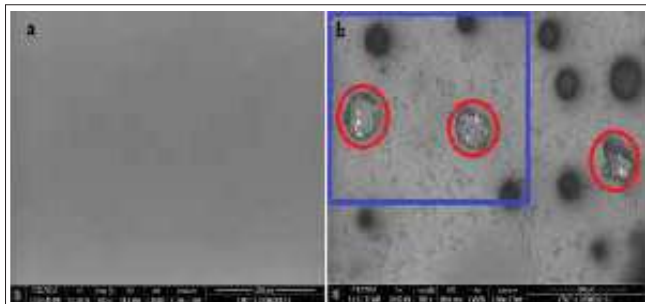
۲- با افزایش غلظت یون  $Mg^{2+}$  در آب هوشمند تزریقی، میزان بازده برداشت از نفت افزایش می‌یابد که در صورت وجود دمای بالا در مخزن این افزایش



شکل ۱۹ | راندمان تولید نفت از مغزه کربناته Non-aged در صورت تزریق آب سازند پس آب دریا و سپس تزریق آب با شوری پایین در دمای ۴۰ C در فشار ۱۰۰۰ psia [۲۰]



شکل ۲۰ | نتایج آزمایش TGA برای محلول نفت و آب در شوری متفاوت - نمودار کاهش وزن نفت بر حسب دما - زمان حرارت‌دهی به نمونه‌ها تا ۲ ساعت [۲۰]



شکل ۲۱ | تصویر خروجی از میکروسکوپ الکترونی ESEM - اشکال درون دایره‌های قرمز رنگ نشانگر وجود میکرو امولسیون‌های آب درون نفت (برای آب با شوری کم) با ۵۰ میکرون اندازه است [۲۰]



مخزن نفتی می‌شود.

۶- علاوه بر تغییر ترشوندگی سنگ در تماس با آب هوشمند، تشکیل امولسیون آب در نفت به صورت میکرونی نیز سبب افزایش راندمان تولید نفت شده است. با تشکیل این میکرو امولسیون‌های آب در نفت، جاروب نفت موجود در سازند در صورت تزریق آب هوشمند با بازده بالاتری انجام خواهد شد و مقدار نفت باقیمانده کمتری در سنگ بعد از اتمام عملیات تزریق آب خواهیم داشت.

۷- هرچه آب تزریقی دارای شوری کمتری باشد، امکان تشکیل میکرو امولسیون‌های آب در نفت افزایش یافته و مقدار راندمان تولید نفت بیشتر می‌شود.

تولید شدیدتر است.

۳- با افزایش غلظت یون  $Ca^{2+}$  در آب هوشمند تزریقی، میزان بازده برداشت از نفت افزایش می‌یابد که در صورت وجود دمای پایین در مخزن این افزایش تولید شدیدتر است.

۴- در صورت تزریق آب هوشمند به صورت ترکیبی با آب دارای  $CO_2$ ، برداشت از مخزن افزایش بیشتری خواهد داشت و بازده تولید بیشتر است.

۵- تزریق آب هوشمند به مخزن کربناته باعث تغییر ترشوندگی سنگ از نفت دوست به آب دوست می‌شود که موجب بهبود بازده تولید از

## پانویس‌ها

1- oil wet	3- Spontaneous imbibition	5- Core flooding	7- OOIP
2- water wet	4- Core flooding	6- Hardness of the injected water	8- Water Wet

## منابع

- [1]. S. Strand, et al. "Smart Water for Oil Recovery from Fractured Limestone: A Preliminary Study". *Energy & Fuels*, 22(8)(2008) 31263133-.
- [2]. T. Austad, B. Matre, J. Milner, A. Saevreid, L. Oyno." Chemical Flooding of Oil Reservoirs and Spontaneous Oil Expulsion from oil-and Water-Wet Low Permeable Chalk Material By Imbibition of Aqueous Surfactant Solution". *Colloid Surf A*, 137 (1997) 117129-.
- [3]. M. Salehi, S. J. Johnson, J. T. Liang." Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs". *Journal of Langmuir*, 24 (24) (2008) 1409914107-.
- [4]. K.J.Webb, C.J.J.Black, G. Tjetland." A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates". *SPE International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, (2005) Paper SPE 10506.
- [5]. P. Zhang, M. T. Tweheyo, T. Austad. "Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ , and  $SO_4^{2-}$ ". *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 301 (2007) 199 -208.
- [6]. S. Strand, T. Puntervold, T. Austad. "Effect of temperature on enhanced oil recovery from mixed wet chalk cores by spontaneous imbibition and forced displacement using seawater". *Energ. Fuel*. 22 (5), (2008) 3222 - 3225.
- [7]. S. Bagci, M.V. Kok, U. Tursoy. "Effect of brine composition on oil recovery by water flooding". *J. Petrol. Sci. Technol.* 19 (3 4), (2001) 359- 372.
- [8]. A.A. Yousef, S. Al-Saleh, A. Al-Kaabi, M. Al-Jawfi. "Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoir". *SPE Reserv. Eval. Eng.* 14 (5)(2011), 578 - 593.
- [9]. R. Gupta, G.G. Smith, L. Hu, T. Willingham, M.L. Cascio, J.J. Shyeh, et al." Enhanced water flood for Middle East carbonates cores Impact of injection water composition". *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, (2011) Paper SPE 142668.
- [10]. P. Zhang, M. T. Tweheyo, T. Austad." Wettability alteration and improved oil recovery in chalk: The effect of calcium in the presence of sulfate". *Energy & fuels*, 20 (5) (2006) 2056- 2062.
- [11]. T. Puntervold, S.Strand, R.Ellouz, T.Austad. "Modified seawater as a smart EOR fluid in chalk". *Journal of Petroleum Science and Engineering* 133 (2015) 440-443.
- [12]. A. Khaksar Manshad, M.Olad, Sh. Aldin Taghipour, I. Nowrouzi, A. H. Mohammadi." Effects of water soluble ions on interfacial tension (IFT) between oil and brine in smart and carbonated smart water injection process in oil reservoirs". *Journal of Molecular Liquids* 223 (2016) 987-993.
- [13]. M. Lashkarbolooki, Sh. Ayatollahi, M. Riazi." The Impacts of Aqueous Ions on Interfacial Tension and Wettability of an Asphaltenic - Acidic Crude Oil Reservoir during Smart Water Injection". *J. Chem. Eng. Data* 2014, 59, 3624 -3634.
- [14]. A. Khaksar Manshad, I. Nowrouzi, A. H. Mohammadi." Effects of water soluble ions on wettability alteration and contact angle in smart and carbonated smart water injection process in oil reservoirs". *Journal of Molecular Liquids* 244 (2017) 440 -452.
- [15]. S. Jafar Fathi, T. Austad, and S. Strand, (University of Stavanger). "Water-Based Enhanced Oil Recovery (EOR) by "Smart Water": Optimal Ionic Composition for EOR in Carbonates". *Energy Fuels* 2011, 25, 5173-5179.
- [16]. A. Hiorth, L. M. Cathles, and M. V. Madland. "The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability." *Transport in porous media* 85.1 (2010): 121-.
- [17]. G-Q. Tang, and A. R. Kovscek. "An experimental investigation of the effect of temperature on recovery of heavy oil from diatomite." *SPE Journal* 9.02 (2004): 163179-.
- [18]. S. Evje, and A. Hiorth. "A mathematical model for dynamic wettability alteration controlled by water-rock chemistry". (2010) *NHM*, 5(2), pp.217256-.
- [19]. W. Alameri, T. teklu, et al. "Experimental and numerical modeling of low-salinity waterflood in a low permeability carbonate reservoir." *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [20]. J. T. Tetteh, E. Rankey, R. Barati, (University of Kansas). "Low Salinity Water flooding Effect: Crude Oil/Brine Interactions as a Recovery Mechanism in Carbonate Rocks". *Offshore Technology Conference 2017(OTC-28023-MS)*.