

بررسی آزمایشگاهی اثر رس کائولینیت بر عملکرد تزریق آب با شوری کم در محیط میکرومدل

راضیه کشیری، عظیم کلانتری اصل*، رفعت پارسایی، مجتبی قائدی و حجت مهدی‌یار

بخش مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۵/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۶/۱۸

چکیده

تزریق آب یکی از مهم‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت نفت است که در میادین مختلفی در دنیا به‌صورت موفقیت آمیز مورد استفاده قرار گرفته است. تحقیقات جدید نشان داده است که شوری آب ضمن اهمیت آن برای مباحث مربوط به آزادسازی ذرات و آسیب سازند می‌تواند نقش مهمی در افزایش تولید نفت داشته باشد. پژوهش‌های زیادی نشان داده‌اند که وجود رس در سازندهای ماسه‌سنگی می‌تواند در ازدیاد برداشت نفت در اثر تزریق آب با شوری کم نقش به‌سزایی داشته باشد. با این حال، همه محققان نظر واحدی در این زمینه ندارند. همچنین، اکثر مطالعات مرتبط با جدا شدن و مهاجرت ذرات در اثر تزریق آب با شوری کم هم با سیال تک فازی (آب) انجام شده است. بنابراین، در این مطالعه با استفاده از محیط متخلخل دوبعدی (میکرومدل شیشه‌ای)، به بررسی نقش رس کائولینیت بر عملکرد تزریق آب با شوری کم در مقیاس آزمایشگاهی پرداخته شده است. در آزمایش‌های انجام شده از نفت قطبی یکی از میادین جنوب ایران به‌عنوان فاز نفتی و شوری‌های مختلف آب‌نمک سدیم کلرید به‌عنوان فاز آبی استفاده شده است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد در هر دو حالت میکرومدل پوشیده با رس و عاری از آن، با کاهش شوری، افزایش برداشت مشاهده می‌شود. افزایش ضریب باز یافت نهایی مطلق در میکرومدل پوشیده از رس و عاری از رس در اثر تزریق آب با شوری کم، به ترتیب ۳/۰۷٪ و ۱/۸۹٪ حجم اولیه نفت می‌باشد. به‌علاوه، مهاجرت ذرات در آزمایش‌های دو فازی و تک فازی در میکرومدل پوشیده با رس در اثر کاهش پیوسته شوری آب تزریقی مشاهده شد.

کلمات کلیدی: آسیب سازند، ازدیاد برداشت نفت، تزریق آب با شوری کم، رس کائولینیت، مهاجرت ذرات

مقدمه

و کربناته موضوعی پذیرفته شده است. هر چند که نشانه‌های اثر مثبت کاهش شوری آب در افزایش تولید، قدمتی بیش از ۶۰ سال دارد ولی ورود جدی محققان به این مبحث در اواخر دهه ۹۰ میلادی و با کارهای تانگ و مورو [۱] که نشان دادند با تغییر

افزایش تولید نفت با اصلاح ترکیب آب تزریقی در فرآیند برداشت ثانویه و ثالثیه در مخازن ماسه‌سنگی

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی: azim.kalantari@shirazu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.3890.2772)

آزمایشات با میکرومدل تمیز و دارای ترشوندگی مختلط مشاهده کردند که تشکیل میکرو پراکندگی آب در فاز نفت منجر به بهبود ازدیاد برداشت نفت شده است [۱۴]. سانگ و کوسک به بررسی مستقیم تزریق آب با شوری کم در مقیاس حفره با استفاده از میکرومدل پوشش داده شده با رس کائولینیت پرداختند. آن‌ها با مشاهده مهاجرت ذرات در اثر تزریق آب مقطر تولید مازاد نفت به میزان ۱۴٪ در مقایسه با تزریق آب سازند را گزارش کردند [۱۵]. بارناجی و همکاران با انجام آزمایشات در مقیاس حفره، نقش رس کائولینیت و آب همزاد را بررسی کردند. نتایج آزمایشات آن‌ها نشان داده است که با تزریق آب با شوری کم و نیز مهاجرت ذرات، برداشت نفت در مقایسه با عدم حضور رس در محیط افزایش یافته است و در حالت عدم وجود رس افزایش تولید مشاهده نشده است. هم‌چنین در صورت حضور آب همزاد در محیط، آب به‌صورت فیلم نازک روی سطح دیواره حرکت کرده و مقداری از نفت در مرکز حفره به دام افتاده و جابه‌جا نمی‌شود و در مقایسه با عدم وجود آب همزاد، مقدار تولید نفت کمتر می‌باشد. به‌علاوه در این حالت (وجود آب همزاد در سیستم) مهاجرت ذرات نقشی در افزایش تولید نداشته است [۱۶]. امیریان و همکاران، نیز با اشاره به خاصیت ویسکوالاستیک در سطح آب و نفت و کاهش قطرات نفت به دام افتاده در مرکز حفرات در اثر تزریق آب با شوری کم به نتایج مشابه رسیدند و اعلام کردند که مهاجرت ذرات نقش مهمی نداشته است [۱۷]. بارتلز و همکاران با استفاده از یک میکرومدل تک کانالی پوشیده از رس مونتموریلونیت، اثر حضور رس، نوع نفت (نفت خام و n-دکان) و زمان خیساندن را بررسی کردند [۱۸]. اثر مثبت تزریق آب با شوری کم برای این سیستم در حضور نفت خام به‌صورت تغییر ترشوندگی و بعضاً آزاد شدن قطرات نفت گزارش شده است. بر این اساس، قطبیت نفت و برهم‌کنش الکتریکی بین نفت و جامد که در نفت

شوری و ترکیب آب تزریقی می‌توان افزایش برداشت قابل ملاحظه‌ای داشت شروع شد. از آن زمان به بعد تعداد تحقیقات مرتبط با این موضوع رشد بسیار چشم‌گیری به‌خصوص در دهه اخیر داشته است. ساز و کارهای مختلفی برای افزایش برداشت با این روش پیشنهاد شده‌اند که به‌طور خلاصه عبارتند از: تغییر pH، تبادل یونی چندگانه، انبساط دو لایه الکتریکی، مهاجرت ذرات و تغییر ترشوندگی به‌سمت آبدوستی بیشتر [۹-۱]. علی‌رغم تحقیقات گسترده در این موضوع، با توجه به گستردگی پارامترهای درگیر، عملکرد ساز و کارهای محتمل هنوز به‌درستی درک نشده است و نیاز به تحقیقات بیشتر دارد. وجود تناقضات متعدد در نتایج تحقیقات، میان رشته‌ای بودن و جذابیت موضوع برای محافل دانشگاهی و صنعت سبب شده است تعداد زیادی مقاله مروری بسیار خوب در این زمینه منتشر شوند که خوانندگان جهت آشنایی و کارها و ساز تحلیل به مطالعه آنها ارجاع داده می‌شوند [۴-۱۰]. در سه مقیاس حفره، مغزه و تست میدانی (به‌صورت بسیار محدود) آزمایش‌هایی انجام شده و در اکثر موارد نتایج مثبتی گزارش شده است [۵]. تانگ و مورو، ساز و کار مهاجرت ذرات را پیشنهاد دادند که تزریق آب با شوری کم باعث پراکندگی ذرات رس و تحرک قطرات نفت چسبیده به این ذرات می‌شود. از طرفی، ذرات پراکنده شده با جابه‌جایی در محیط متخلخل و گیر افتادن در گلوگاه‌های حفرات، مسیرهای جریان را مسدود کرده و مسیرهای جدید جریانی به نواحی جاروب نشده نفت باز می‌شود که تولید نفت را افزایش می‌دهد [۱]. مطالعات زیادی در زمینه تزریق آب کم‌شور در مقیاس مغزه انجام شده است که تا به امروز محققان به نظر واحدی در ساز و کار اصلی تأثیر تزریق آب با شوری کم نرسیده‌اند [۱، ۱۱-۱۳]. میکرومدل‌ها امکان بررسی و مشاهده مستقیم توزیع سیال و ساز و کارهای رخ داده در محیط متخلخل را در مقایسه با آزمایشات سیلاب‌زنی مغزه فراهم می‌کنند. عمادی و سهرابی با انجام

کائولینیت و ایلیت، پاسخ به تزریق آب با شوری کم، کمی بیشتر از ستون کوارتز خالص بوده است که نشان می‌دهد که رس می‌تواند نقش داشته باشد [۲۲]. یو و همکاران اثر مهاجرت ذرات کائولینیت و کوارتز را در دو نمونه ماسه‌سنگ با تراوایی زیاد و کم مشاهده کردند و آسیب سازند را ناشی از حرکت و تولید ذرات کائولینیت دانسته و افزایش برداشت حدود ۳٪ نیز برای آزمایش دوفازی گزارش کردند [۲۳]. همان‌طور که ذکر شد هنوز نظر واحدی در مورد ساز و کارهای اثر آب با شوری کم و نیز پارامترهای مؤثر بر افزایش تولید وجود ندارد. برخی محققان وجود رس را ضروری دانسته‌اند [۱۶، ۲۰ و ۲۱] درحالی‌که در بعضی کارها در سیستم بدون رس هم افزایش تولید گزارش شده است [۱۴، ۱۸، ۲۱ و ۲۲]. برخی تحقیقات افزایش تولید را منوط به حضور نفت قطبی کرده‌اند [۱۸] و برای نفت‌های غیر قطبی افزایش تولید گزارش نشده است درحالی‌که استفاده از نفت غیر قطبی در فرآیند تزریق آب با شوری کم هم سبب افزایش تولید و کاهش اشباع نفت باقی‌مانده شده است [۲۰ و ۲۳]. به‌علاوه، برخی کارها نقش مهاجرت ذرات در افزایش تولید با تزریق آب با شوری کم را پررنگ می‌بینند [۱۵، ۱۹، ۲۰ و ۲۳] درحالی‌که افزایش تولید بدون آسیب سازند و حضور رس در مقالات متعددی گزارش شده است و یا نقش اصلی برای آن قائل نشده‌اند [۱۴، ۱۷، ۱۸ و ۲۱]. بنابراین در این تحقیق سعی شده است نقش رس کائولینیت که به‌عنوان رس مهاجرتی معروف هست در اثر تزریق آب با شوری کم و مقایسه آن با شرایط بدون حضور رس بررسی گردد.

مواد مصرفی و تجهیزات

سیال‌ها

با استفاده از آب مقطر، غلظت‌های مختلف از آب‌نمک سدیم کلرید به‌عنوان فاز آبی ساخته شده است که مشخصات آن در جدول ۱ نشان داده شده است.

خام وجود دارند ولی در نفت غیر قطبی وجود ندارند، مهم هستند. نکته دیگری که در این تحقیق به آن اشاره شده است، زمان پاسخ به اثر شوری تغییر یافته است که در برخی موارد پاسخ سریع [۱۵] و در برخی موارد [۱۸] پاسخ با تأخیر دارد. آنها همچنین نتیجه گرفتند که وجود رس یک پیش شرط برای موفقیت تزریق آب با شوری کم نیست و تغییر زاویه تماس با نفت خام با و بدون حضور رس مشاهده شده است. از طرف دیگر، تزریق آب با شوری کم روی نفت غیر قطبی اثری نداشته است. آنها حرکت ذرات را نیز گزارش نکرده‌اند هر چند اندازه کانال بسیار کوچک بوده است.

بازیاری و همکاران، آسیب سازند در طول تزریق آب هوشمند در بستر شنی با مقادیر مطلوب از رس‌های کائولینیت و مونتوریلونیت را به‌صورت آزمایشگاهی بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داده است که در حضور رس، آسیب سازند و برداشت نفت افزایش می‌یابد. آن‌ها دو ساز و کار تورم رس و مهاجرت ذرات را به‌ترتیب برای رس‌های مونتوریلونیت و کائولینیت برای کاهش تراوایی و افزایش مقدار نفت تولیدی پیشنهاد دادند و مقدار برداشت را به میزان رس ارتباط دادند [۱۹]. السریحی و همکاران، با استفاده از نفت غیر قطبی و مغزه‌های حاوی رس دریافتند که کاهش اشباع نفت باقی‌مانده در اثر مهاجرات ذرات امکان‌پذیر است [۲۰]. محضری و همکاران، با استفاده از میکرومدل شیشه‌ای بدون رس، پاسخ مثبت تزریق آب با شوری کم را به‌دلیل تشکیل میکرو پراکندگی را برای سه نوع نفت از چهار نوع نفت خام مختلف مشاهده کردند و نتیجه گرفتند که تمایل نفت به تشکیل میکرو پراکندگی و نیز سیستمی با ترشوندگی مختلط یا متمایل به آب دوست شرط مناسبی برای عملکرد مثبت تزریق آب با شوری کم هست [۲۱]. السعیدی و همکاران اثرات کوارتز، کائولینیت و ایلیت در تزریق آب با شوری کم در ستون‌های مصنوعی شن و ماسه به‌عنوان تابعی از دما را بررسی کردند. در ستون کوارتز به‌همراه

جدول ۱ مشخصات آب نمک سدیم کلرید تزریقی در آزمایشات

آب مقطر (ppm)	آب کم شور-۲ (ppm)	آب کم شور-۱ (ppm)	آب شور (ppm)	آب همزاد (ppm)	جزء (نمک)
۰	۲۰۰۰	۴۰۰۰	۳۰۰۰۰	۳۰۰۰۰	NaCl

از فعل و انفعالات سطحی بین سیالات مخزن و سنگ مخزن باشد، رس کائولینیت بر سطوح جامد میکرومدل قرار گرفته است. کائولینیت $(Al_2Si_2O_5(OH)_4)$ ، کانی رس نوع ۱:۱ (یک ورق سیلیکا به یک ورق آلومینا پیوند خورده) با رنگ خاکه سفید غیرشفاف و حاوی ورقه‌های متناوب از سیلیکای چهار وجهی (SiO_4) و آلومینیوم اکسید هشت وجهی $(Al(OH)_3)$ می‌باشد. در ورقه هشت وجهی، هر اتم آلومینیوم به دو اتم اکسیژن در ورقه چهار وجهی متصل شده و چهار هیدروکسیل با اتم آلومینیوم مجاور خود به اشتراک می‌گذارد. لایه‌های متوالی کائولینیت توسط پیوند هیدروژنی بسیار قوی بین هیدروکسیل ورقه هشت وجهی و اکسیژن ورقه چهار وجهی متصل می‌شوند. بنابراین، اجازه ساخت یک بلور نسبتاً بزرگ (۱۰۰-۷۰ لایه) را می‌دهد [۱۸]. کائولینیت استفاده شده در آزمایشات از معدن زنوز گرفته شده که نتایج آنالیز EDX آن در شکل ۱ و جدول ۳ آورده شده است (آزمایشگاه مرکزی دانشگاه شیراز).

تجهیزات آزمایش

نمونه میکرومدل استفاده شده و الگوی آن در شکل ۲ نشان داده شده است. تجهیزات آزمایشگاهی شامل پمپ سرنگی (شرکت فناوران نانو مقیاس) و سرنگ برای تزریق آب نمک با دبی تعیین شده، میکرومدل شیشه‌ای، دوربین دیجیتال کانن (IXUS ۱۹۰) متصل به کامپیوتر برای ضبط مستقیم تصاویر، صفحه نوری به منظور عکس برداری بهتر از محیط میکرومدل و سه‌راهی‌های آنژیوکت به منظور جلوگیری از ورود و خروج هوا به محیط میکرومدل در زمان‌های خیساندن^۱ می‌باشد که در شکل ۳ نشان داده شده‌اند.

لازم به ذکر است در بسیاری از آزمایش‌های مربوط به مهاجرت ذرات این نمک به کار برده می‌شود چون اثر اصلی برای مخازن ماسه‌سنگی بیشتر با کاهش شوری مشاهده شده است. به علاوه، انتخاب یک نمک می‌تواند با کاهش تعداد پارامترها به تفسیر نتایج و تشخیص ساز و کارهای هدف کمک کند. بنابراین، در این تحقیق به بررسی تأثیر یون‌های تک ظرفیتی پرداخته شده است و از وجود یون‌های دو ظرفیتی صرف نظر شده است تا از پیچیدگی در ساز و کارهای اتفاقی جلوگیری شود. تعداد زیادی از محققان مشابه این نمک را استفاده کرده‌اند [۱۷، ۱۹، ۲۰، ۲۲]. به علاوه در مباحث مربوط به حضور رس و مهاجرت ذرات، کاتیون‌های تک ظرفیتی نقش مهمی در این فرآیند دارند که با تجربه مدل‌سازی نویسندگان مقاله این نمک انتخاب شد. لازم به ذکر است جهت تعیین اثر ترکیب نمک‌ها هم آزمایشاتی با نمک ترکیبی (حاوی آنیون‌ها و کاتیون‌های مختلف) انجام شد و روند کلی تغییرات مشابه نتایج مربوط به نمک سدیم کلراید بود. از نفت خام قطبی تهیه شده از یکی از میادین نفتی ایران (میدان منصوری) با چگالی 0.93 g/cc ($API=20$) و ویسکوزیته 160 cP در دمای 25°C به عنوان فاز نفتی استفاده شده است. نتایج آنالیز SARA نفت استفاده شده در جدول ۲ آورده شده است.

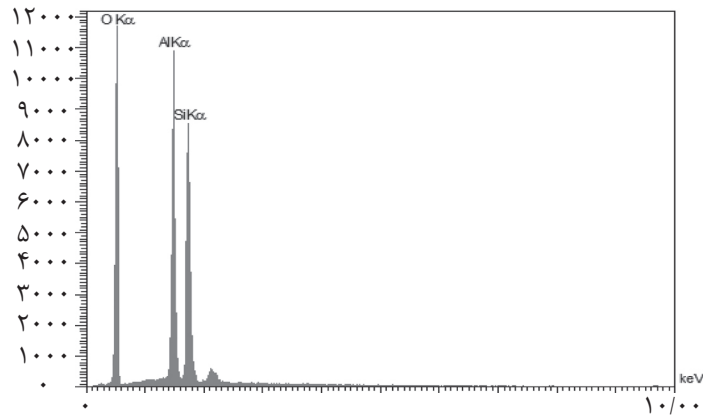
جدول ۲ نتایج آنالیز SARA نفت قطبی استفاده شده در آزمایشات

نوع	اشباع	آروماتیک	رزین	آسفالتین
جرمی %	۴۱	۴۹	۲	۸

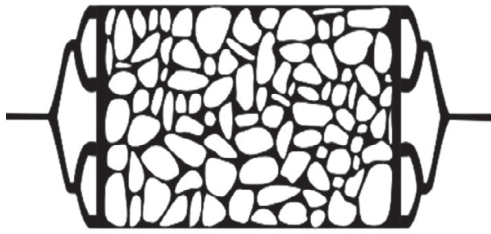
کانی رس

برای اینکه سطح شیشه‌ای میکرومدل معرف بهتری

1. Soaking Time



شکل ۱ نتایج آنالیز EDX رس کائولینیت



شکل ۲ میکرومدل و الگوی آن

جدول ۳ نتایج آنالیز EDX رس کائولینیت

عنصر	درصد وزنی
اکسیژن (O)	۶۶/۸۳
آلومینیوم (Al)	۱۷/۲۱
سیلیکون (Si)	۱۵/۹۶



شکل ۳ نحوه قرار گرفتن تجهیزات استفاده شده در انجام آزمایشات

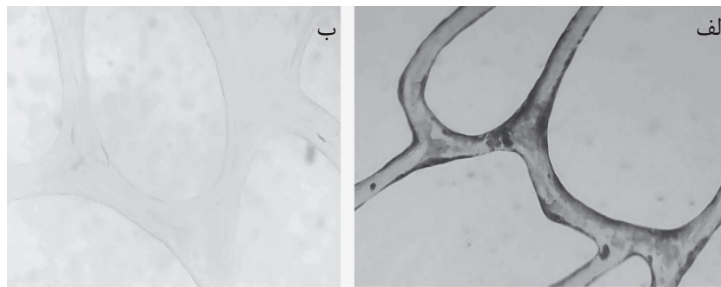
دو میکرومدل با الگوی کاملاً مشابه، یکی تمیز و دیگری پوشیده از رس کائولینیت استفاده شده است. پودر بسیار ریزی از رس کائولینیت درست شد که هم برای مدتی معلق بمانند و هم توانایی تزریق به میکرومدل و نشست روی سطح را داشته باشد. برای نشان دادن رس در محیط میکرومدل با ابتدا سوسپانسیونی با غلظت ۰.۵٪ وزنی از ذرات رس و آب مقطر تهیه و به مدت ۳۰ min با سرعت بالا همزده شد تا سوسپانسیون پایدار شود. تزریق سوسپانسیون به محیط میکرومدل سریعاً انجام شد تا از ته نشست آن در مسیر جلوگیری شود [۱۵-۱۸]. سرعت بالای تزریق طوری انتخاب شد که در حد امکان ذرات رس فرصت رسوب پیدا نکنند (به صورت دستی و بدون استفاده از پمپ و با سرنگ حاوی سوسپانسیون) و حجم تزریقی نیز به اندازه ۵ PV بود که اطمینان حاصل شود سوسپانسیون در همه محیط میکرومدل وارد شده است. توزیع و نشست ذرات رس روی سطح به صورت چشمی و با میکروسکوپ بررسی شد و در مقیاس حفره هم نشست ذرات در بخش‌های مختلف با میکروسکوپ دیجیتال مورد تأیید قرار گرفت. تصاویر نشان داده شده مؤید عدم بستن گلوگاه در اکثر گلوگاه‌هاست و حرکت نفت در آنجا با ثبت تصاویر نشان دهنده ارتباط خوب بین حفرات است. از طرف دیگر، معمولاً در میکرومدل، اندازه حفرات بزرگ هستند و امکان به تله افتادن ذرات در گلوگاه‌ها کمتر هست هر چند در مخازن واقعی این مسأله می‌تواند شدیدتر باشد. پس از آن میکرومدل با قرار دادن روی صفحه داغ (در دمای ۸۰°C) در تماس با هوا به مدت ۲ h خشک شده است. کشش بین سطحی خیلی قوی بین هوا و فاز آب باعث بیرون راندن مسدود کننده‌های گلوگاه شده و صفحه داغ با دمای متوسط باعث خشک شدن محیط می‌شود [۱۸]. بنابراین، ذرات رس محیط میکرومدل را پوشش می‌دهند که نمونه‌ای از سطح حفره در شکل ۴ نشان داده شده است.

میکرومدل‌های مورد استفاده دارای ابعاد فیزیکی ۴×۱۰ cm، اندازه گلوگاه‌ها حدود ۲۵۰-۱۵۰ μm، تخلخل ۰/۲۵ و حجم فضای خالی ۰/۲ cc می‌باشند. با توجه به افت فشار بسیار جزئی در میکرومدل و نیاز به تجهیزاتی با دقت اندازه‌گیری بسیار بالا، اندازه‌گیری تراوایی آن میسر نبود، هر چند در این‌گونه آزمایش‌ها هدف اصلی مشاهده فرآیندهاست. برای اندازه‌گیری کشش بین سطحی نفت و آب‌نمک از دستگاه تحلیل قطره‌ای (DSA 100, KRUSS, Germany) استفاده شده است. در مقایسه با سایر روش‌های موجود، تکنیک DSA برای روش قطره آویزان در اندازه‌گیری IFT دقیق (mN/m) (۰/۰۵)، کاملاً اتوماتیک و بدون دخالت کاربر^۱ است. دستگاه DSA ۱۰۰ از قطعات اصلی ذیل تشکیل شده است: پیستون سرنگ، آکواریوم نمونه، منبع نور، لنز، دوربین و همچنین، کامپیوتر برای کنترل پمپ میکروسرنگی و نرم‌افزار پردازش تصاویر. به‌طور خلاصه، برای اندازه‌گیری IFT، یک سرنگ انسولین به یک سوزن U شکل متصل شده و از سیال با چگالی کمتر (نفت) پر می‌شود. سپس، سرنگ در پیستون دستگاه قرار داده شده و مکان سوزن U شکل به گونه‌ای تنظیم می‌گردد تا درون محلول آبی قرار گیرد. با حرکت پیستون تزریق صورت گرفته و قطره نفت در نوک سوزن قرار می‌گیرد. سپس، تصویر قطره با استفاده از دوربین مجهز به ماکرولنز تصویربرداری می‌شود. تزریق با سرعت خیلی کم تا جایی ادامه می‌یابد که قطره تحت تأثیر نیروی بویانسی (نه نیروی تزریق) از نوک سوزن U شکل خارج شود. با استفاده از چگالی نفت و آب‌نمک و تجزیه و تحلیل تصویر کامپیوتری با نرم‌افزار Image-J می‌توان مقدار کشش بین سطحی را به دست آورد.

روش انجام آزمایش

هدف از انجام آزمایشات، بررسی نقش رس بر عملکرد تزریق آب کم‌شور می‌باشد که بدین منظور از

1. Operator



شکل ۴ الف) نمونه‌ای از حفره پوشیده شده از رس کائولینیت ب) حفره تمیز و عاری از رس

بعد، PV ۱۲ آب کم‌شور-۱ (۴۰۰۰ ppm NaCl) با دبی قبل در میکرومدل تزریق شده و بعد از ۴۸ h زمان خیساندن، مجدداً تزریق شده است. مشاهدات این مرحله نیز برای بررسی نتایج در اثر تزریق آب کم‌شور ۱- ثبت شده است. تزریق آب کم‌شور از این مرحله و به‌صورت تولید دوره سوم انجام شده است. در ادامه نیز آب کم‌شور ۲- و آب مقطر کاملاً مشابه مراحل قبل در محیط میکرومدل تزریق شده‌اند. لازم به ذکر است تزریق آب مقطر به مخازن نفت و گاز صورت نمی‌گیرد (هر چند ممکن است برای مقاصد تغییرات مطلوب در نواحی اطراف چاه می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد). در واقع با کاهش شوری آب، میزان آزادسازی ذرات و مهاجرت آنها می‌تواند نکته منفی برای روش ازدیاد برداشت نفت با آب با شوری کم در محیط‌های غنی از رس باشد و بررسی آب‌هایی با شوری بسیار کم لزوماً به معنی استفاده در شرایط میدان نبوده و می‌تواند مبنایی برای مقایسه با شوری‌های بیشتر و یا دست یافتن به شوری (ترکیبات) بهینه برای ازدیاد برداشت و کمینه‌سازی آسیب احتمالی سازند باشد. در صورتی که مهاجرت ذرات در شوری‌های شبیه آب مقطر به‌وجود بیاید می‌توان از عدم آسیب آن در شوری‌های بالاتر اطمینان بیشتری داشت ولی در صورتی که آستانه آزادسازی ذرات در شوری‌های بالاتری (مثلاً ۴۰۰۰ ppm) که در برخی آزمایش‌های تک فازی با مغزه مشاهده شده است اتفاق بیفتد می‌تواند اثر منفی روی انتخاب این روش ازدیاد برداشت داشته باشد. به‌علاوه در بسیاری از آزمایش‌های تک فازی و دو

برای حصول اطمینان از نشست رس در در بخش‌های مختلف، بررسی با میکروسکوپ صورت گرفت. لازم به ذکر است که اندازه حفرات میکرومدل اجازه تزریق کافی و نیز پوشش قابل قبول سطح با رس را می‌دهد. روش انجام آزمایشات برای هر دو میکرومدل تمیز و پوشیده از رس کاملاً یکسان بوده که در نهایت نتایج آن‌ها باهم مقایسه و نقش رس بررسی شده است. انجام آزمایش‌ها با تزریق آب همزاد (۳۰۰۰۰ ppm NaCl) در محیط میکرومدل شروع شد. سپس، تزریق نفت خام با دبی ۱/۵ cc/h تا زمان تثبیت اشباع آب یعنی رسیدن به حالت اشباع آب کاهش نیافتنی ($S_{w,c}$) انجام شد. در ادامه، به‌مدت دو هفته زمان ماند داده شد تا فعل و انفعالات لازم جهت برقراری شرایط اولیه مخزن انجام شود. پس از خیساندن دو هفته‌ای نفت داخل میکرومدل تغییر ترشوندگی قابل توجهی به سمت نفت دوستی اتفاق نیفتاده بود و عکس‌های میکروسکوپی هم نشان می‌داد که نفت لزوماً به سطح حفرات نچسبیده است (تمایل به سمت ترشوندگی ترکیبی و یا آب‌دوستی ضعیف). مشابه این شرایط در مقالات دیگر هم مشاهده شده است [۱۶].

پس از زمان ماند داده شده، PV ۱۲ آب شور (۳۰۰۰۰ ppm NaCl) با دبی ۰/۵ cc/h در میکرومدل تزریق شد. پس از ۴۸ h زمان خیساندن، دوباره PV ۱۲ از همان آب شور تزریق شد که در این مرحله از تزریق، عکس‌برداری و فیلم‌برداری از میکرومدل به منظور بررسی مقدار نفت تولیدی یا تزریق آب شور انجام شده است. در مرحله

باشند هر چند روند تغییرات می‌تواند نزدیک باشد. به منظور بررسی اثر تماس آب‌نمک با ذرات رس بر مقادیر کشش بین سطحی، مقداری رس کائولینیت به مدت ۲۴ h (جهت تناسب با مدت زمان سیلاب‌زنی) در مجاورت آب‌نمک‌های مختلف مورد استفاده قرار گرفته و پس از آن آب‌نمک‌ها با فیلتراسیون خلاً فیلتر شده (۰/۲۲ میکرون) و سپس مقادیر کشش بین سطحی بین آب‌نمک‌های مورد نظر و نفت طبق توضیحات بخش تجهیزات اندازه‌گیری شده است.

نتایج و بحث

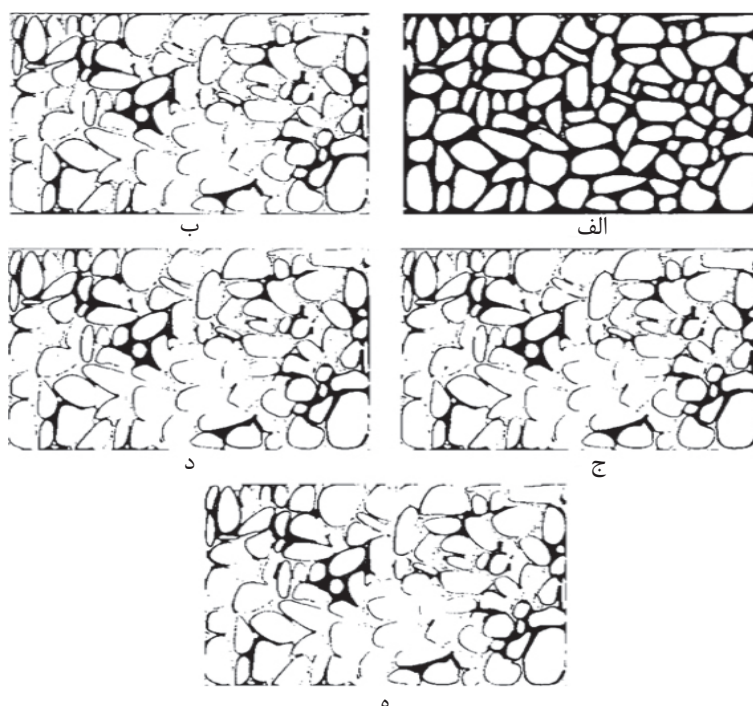
پس از تزریق PV ۲۴ از آب‌نمک با شوری‌های مختلف (کاهش شوری متوالی)، عکس‌های نشان داده شده در شکل ۵ و شکل ۶ به ترتیب برای محیط میکرومدل تمیز و پوشیده از رس کائولینیت به دست آمده است. همان‌طور که در شکل ۴ مشاهده می‌شود، تزریق آب با شوری کم در غیاب رس تأثیر چندانی بر ازدیاد برداشت نفت نداشته است در صورتی که با توجه به شکل ۵ با حضور رس تزریق آب با شوری کم بر ازدیاد برداشت نفت تأثیر مثبت داشته است. تغییرات در هر مرحله از تزریق آب با شوری‌های مختلف با دایره‌های رنگی نشان داده شده است.

عکس‌های گرفته شده در شکل ۵ و شکل ۶ با استفاده از نرم‌افزار Image-J آنالیز شده‌اند و مقادیر ضریب برداشت نفت (نسبت به نفت اولیه درجا) محاسبه شده و در شکل ۷ آورده شده است. تغییرات اشباع نفت باقی‌مانده برای میکرومدل پوشیده از رس بیشتر از میکرومدل تمیز می‌باشد (این آزمایش تکرار شده و نتایج مشابهی به دست آمده است). تغییر حدود ۳٪ در میکرومدل حاوی رس با بازدهی سیلاب‌زنی آب با شوری کم در مغزه مطالعات جدید هم‌خوانی دارد [۱۶، ۱۷، ۱۹، ۲۰، ۲۳].

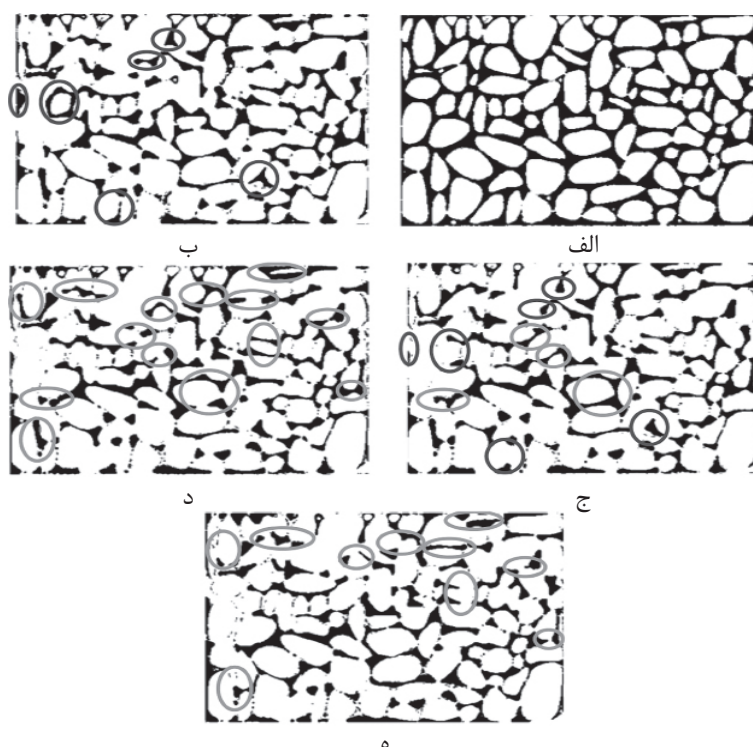
فازی گذشته معمولاً این نوع آب هم مورد آزمایش قرار گرفته بود و در این مطالعه هم برای مباحث مقایسه‌ای در نظر گرفته شد. عکس‌های گرفته شده از محیط متخلخل با استفاده از نرم‌افزار Image-J آنالیز شده‌اند. به این صورت که پس از سیاه و سفید کردن عکس‌ها، درصد مساحت پیکسل‌های سیاه به کل پیکسل‌ها به دست آمده است. سیاه و سفید کردن عکس‌ها به گونه‌ای است که نقاط سیاه معرف نفت موجود در محیط متخلخل و نقاط سفید معرف فاز غیرنفتی می‌باشد. برای آنالیز ابتدا تصاویر سیاه و سفید شده‌اند. تمام پیکسل‌های موجود در عکس که مقادیر آن‌ها در زیر آستانه قرار دارد به سیاه تبدیل شده و تمام پیکسل‌ها با مقادیر بالاتر از آستانه به رنگ سفید تبدیل می‌شوند و برعکس. آستانه رنگ پیش فرض نرم‌افزار بوده است. ضریب برداشت نفت به صورت درصدی از نفت اولیه درجا با استفاده از روش آنالیز پیکسل و معادله زیر محاسبه شده است:

$$RF = \frac{BP_i - BP_f}{BP_i} \times 100 \quad (1)$$

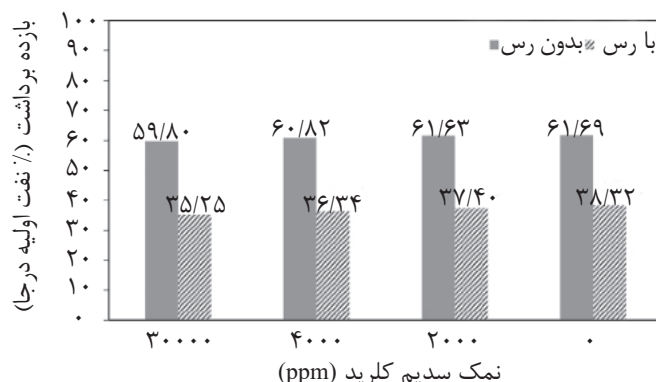
در این رابطه RF ضریب برداشت نفت (%، BPI) تعداد پیکسل‌های سیاه اولیه به کل پیکسل‌های عکس و BPF تعداد پیکسل‌های سیاه پس از هر مرحله تزریق به کل پیکسل‌های عکس می‌باشد. لازم به ذکر است با توجه به مبنای یکسان، در اینجا هدف مقایسه و تشخیص ساز و کار هست. هر چند که مطلق اعداد ارائه شده می‌تواند تغییر بسیار جزئی داشته باشد. نکته مهمی که باید در آزمایش‌های مشاهده‌ای در نظر گرفته شود این است که میکرومدل هم به لحاظ ساختار و اندازه حفرات و هم به لحاظ مقیاس لزوماً نماینده قابل اعتمادی برای شرایط مخزن نیست. مشاهده ساز و کارها و نیز ارزیابی روند تغییرات معمولاً هدف اصلی در این‌گونه آزمایش‌ها هستند. بنابراین اعداد مطلق بازیابی نفت ذکر شده در این مقاله ممکن است با آنچه در مخزن اتفاق می‌افتد متفاوت



شکل ۵ عکس‌های گرفته شده پس از تزریق آب‌نمک با شوری‌های مختلف در میکرومدل تمیز و اشباع از نفت خام: الف) قبل از تزریق و در حالت Swc، ب) پس از تزریق PV ۲۴ آب شور (۳۰۰۰۰ ppm)، ج) پس از تزریق PV ۲۴ آب کم‌شور-۱ (۱ ppm)، د) پس از تزریق PV ۲۴ آب کم‌شور-۲ (۲۰۰۰ ppm) و ه) پس از تزریق PV ۲۴ آب مقطر (جهت تزریق در تمامی حالات از چپ به راست می‌باشد)



شکل ۶ عکس‌های گرفته شده پس از تزریق آب‌نمک با شوری‌های مختلف در میکرومدل پوشیده از رس و اشباع از نفت خام: الف) قبل از تزریق و در حالت Swc، ب) پس از تزریق PV ۲۴ آب شور (۳۰۰۰۰ ppm)، ج) پس از تزریق PV ۲۴ آب کم-شور-۱ (۱ ppm)، د) پس از تزریق PV ۲۴ آب کم‌شور-۲ (۲۰۰۰ ppm) و ه) پس از تزریق PV ۲۴ آب مقطر (جهت تزریق در تمامی حالات از چپ به راست می‌باشد)



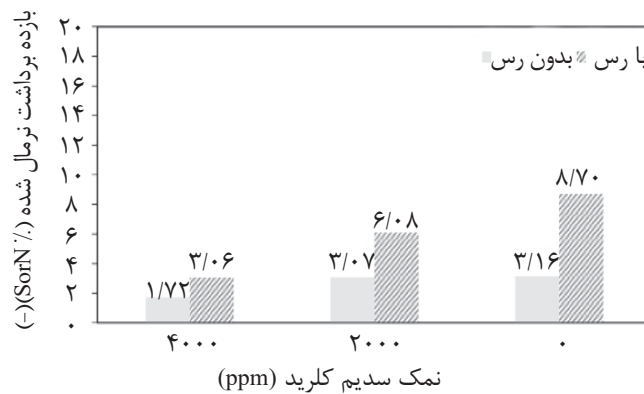
شکل ۷ مقایسه ضریب برداشت (%OOIP) به دست آمده در طول تزریق PV ۲۴ از آب نمک با شوریه های مختلف در میکرومدل های تمیز و پوشیده از رس

به آن پرداخته خواهد شد. از آنجا که مقادیر نفت اولیه درجا و مقدار نفت باقی مانده پس از تزریق آب شور در دو آزمایش دقیقاً یکسان نخواهد بود برای مقایسه بهتر از بازده برداشت نرمال شده نسبت به نفت باقی مانده پس از تزریق آب شور استفاده شده است (رابطه ۲).

$$\%S_{orN} = \frac{RF_{LS} - RF_{HS}}{RF_{HS}} \quad (2)$$

در این رابطه RF_{LS} و RF_{HS} به ترتیب ضریب برداشت آب با شور کم و آب با شور بالا می باشد. نتایج S_{orN} در شکل ۸ آورده شده است. همان طور که مشاهده می شود، تزریق آب با شور کم در میکرومدل پوشیده از رس بهتر عمل کرده و مقادیر ازدیاد برداشت نرمال شده را با درصد بیشتری افزایش داده است. با توجه به شکل ۸، در میکرومدل پوشیده از رس، ضریب برداشت نرمال شده آب های با شور کم نسبت به ضریب برداشت آب با شور بالا، به ترتیب ۰۶/۳٪، ۰۸/۶٪ و ۰۷/۸٪ اضافه شده است در حالی که این روند برای میکرومدل بدون رس به ترتیب ۰۷/۳٪، ۰۷/۱٪ و ۱۶/۳٪ بوده است. این تفاوت ناظر به نقش رس بوده و مهم ترین دلیل آن می تواند آزاد شدن ذرات رس در اثر تزریق آب با شور کم و مهاجرت متعاقب آن باشد. لازم به ذکر است جهت حصول اطمینان، آزمایش ها برای بار دوم نیز تکرار شده اند که روند یکسان بوده و در حضور رس افزایش برداشت بیشتری حاصل شده است.

لازم به ذکر است که چسبیدن نفت قطبی به سطح رس می تواند باعث به وجود آمدن سطوح با ترشوندگی ترکیبی شود. در تزریق آب با شور بالا امکان گسستن پیوند بین ذرات رس با بار منفی و نفت با بار مثبت کمتر هست (غلبه نیروی جاذبه بین مولکولی). پس از تزریق آب با شور کمتر امکان کاهش نیروی چسبندگی بیشتر می شود که می تواند دلیلی بر عملکرد بهتر تزریق آب با شور کمتر در میکرومدل پوشیده از رس باشد. تحقیقات جدید نشان داده است که پاسخ تزریق آب با شور کم در محیط های بدون رس (کوارتز) و با رس مثبت بوده است که با تحقیق حاضر هم خوانی دارد هر چند نوع رس می تواند بر ساز و کار و میزان افزایش برداشت تأثیر داشته باشد. تغییر تراوایی به سمت آب دوستی بیشتر، آزادسازی ذرات پوشیده از نفت، آزادسازی و سپس گیرافتادن مجدد ذرات در حفرات جلوتر همراه با حرکت در مسیر جریان و انحراف جریان سیال به سمت مناطق حفرات کمتر جاروب شده، انبساط دولایه الکتریکی و کاهش نیروی های بین سنگ/ آب و سنگ/ نفت، و نهایتاً تغییر محلی pH با تبادل یونی آب و ذرات رس می تواند از مهم ترین ساز و کارهای محتمل برای مشاهدات مرتبط با تغییرات بازدهی نفت در این مطالعه باشد [۱-۵، ۱۲ و ۱۳]. تغییرات کشش بین سطحی نفت/ آب ناشی از تبدلات یونی نیز می تواند مؤثر باشد که در ادامه

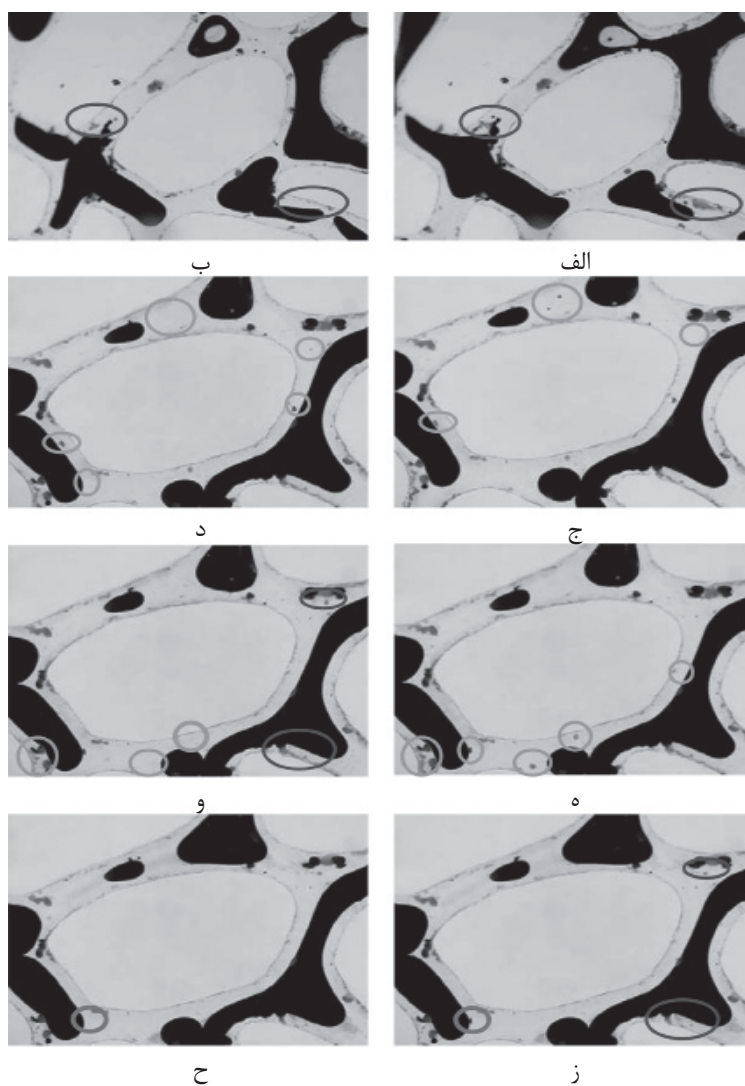


شکل ۸ مقایسه مقادیر بازده برداشت نرمال شده (S_{ofN} ٪) در طول تزریق PV ۲۴ از آب نمک با شوری‌های مختلف به منظور بررسی نقش رس

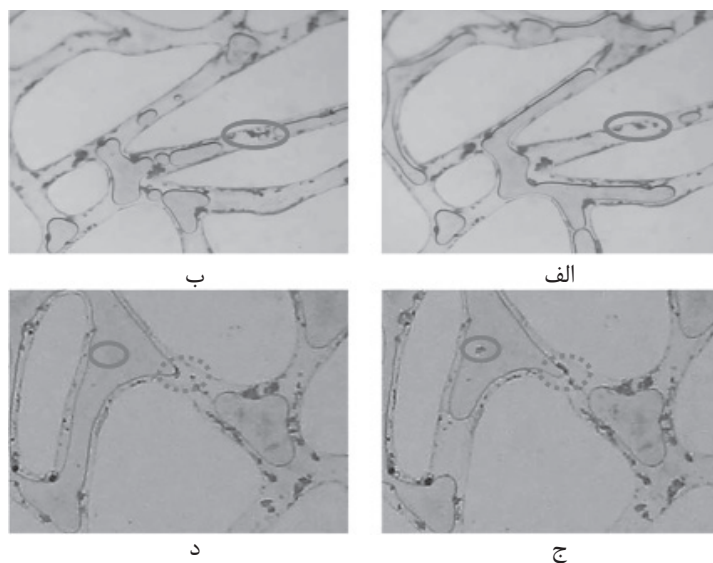
بر برهم‌کنش بین سنگ/آب/نفت در سطح حفرات است [۱۴ و ۱۸]. به‌علاوه، به منظور تأیید رخ دادن مهاجرت ذرات در اثر تزریق آب با شوری کم، آزمایش تک‌فازی (بدون حضور نفت در محیط متخلخل) نیز انجام شده است که نتایج آن در شکل ۱۰ آورده شده است. در این آزمایش فرآیند کاهش شوری آب تزریقی شبیه حالت دوفازی بوده است و نتایج آن تأییدی بر مهاجرت ذرات در اثر کاهش متوالی شوری آب تزریقی است. ذرات رس پس از بلند شدن از سطح می‌توانند در جای دیگر از محیط متخلخل ته‌نشست شده و یا تولید و از انتهای سیستم خارج شوند. در صورت نشستن دوباره رس‌ها در گلوگاه حفرات ریز، همان‌طور که در شکل ۱۱ نشان داده شده، این گلوگاه‌ها مسدود شده و در نتیجه تغییر مسیر جریان به نواحی جاروب نشده رخ داده که باعث افزایش برداشت نفت می‌شود. به‌علاوه آزاد شدن ذرات از روی سطح می‌تواند نفت همراه خود را حرکت داده و از این طریق هم به افزایش برداشت نفت کمک می‌کند. آزاد شدن ذرات با تزریق آب با شوری کم را می‌توان با تئوری DLVO مرتبط دانست [۲۴]. در صورتی که آب تزریقی به اندازه کافی رقیق باشد (معمولاً زیر ۵۰۰۰ ppm)، با انبساط دولایه الکتریکی، نیروهای جاذبه که سبب چسبیدن ذرات به سطح جامد شده‌اند کاهش می‌یابند و ذرات راحت‌تر کنده می‌شوند.

در تکرار آزمایش میزان ضریب برداشت نرمال شده آب‌های با شوری کم نسبت به ضریب برداشت آب با شوری بالا، به ترتیب ۱/۹۹٪، ۸/۲۹٪ و ۱۰/۶٪ برای میکرومدل پوشیده از رس و برای میکرومدل بدون رس به ترتیب ۳/۳۵٪، ۴/۶۷٪ و ۶/۳۱٪ به دست آمده است.

در شکل ۹ جابه‌جایی ذرات رس به‌وضوح نشان داده شده است که با نتایج مطالعات قبلی مبنی بر آزادسازی بیشتر ذرات رس در اثر کاهش متوالی شوری مطابقت دارد. البته باید توجه داشت که در تزریق آب با شوری کم و یا تغییرات یونی آب، ترکیبی از ساز و کارها می‌توانند مؤثر باشند. تحقیقات زیادی نشان داده‌اند که مهم‌ترین عامل، تغییر شونده‌گی به سمت آب‌دوستی بیشتر هست که پارامترهای مؤثر بر آن هم پیچیده هستند. هر چند که برخی محققان اثبات کرده‌اند که به دلیل اثر زمانی، تغییر ترشونده‌گی به سمت مطلوب لزوماً منجر به افزایش برداشت نخواهد شد [۱۸]. از طرفی، حفرات میکرومدل برای تشکیل لایه پیوسته نفت بعد از تغییر ترشونده‌گی مناسب نیستند [۵] و ممکن است در مخزن شرایط متفاوتی حاکم باشد. به‌علاوه، افزایش برداشت در میکرومدل‌هایی با آب‌دوستی قوی هم مشاهده شده است [۱۷]. تغییر ترشونده‌گی در سیستم‌های بدون حضور رس برای نفت قطبی هم مشاهده شده است که بیانگر اثر کاهش شوری

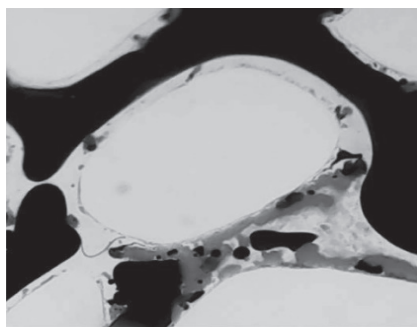


شکل ۹ مهاجرت ذرات در حفرات محیط متخلخل: الف) پس از تزریق ۱۳ PV آب کم‌شور-۲، ب) پس از تزریق ۲۲ PV آب کم‌شور-۲ و ج، د، ه، و، ز و ح) در طول تزریق ۱۳ PV تزریقی تا ۲۰ PV تزریقی از آب مقطر



شکل ۱۰ مهاجرت ذرات در آزمایش تک فازی در طول تزریق آب کم‌شور: الف) پس از تزریق ۰/۵ PV آب کم‌شور-۱، ب) پس از تزریق ۳/۵ PV آب کم‌شور-۱، ج) پس از تزریق ۱ PV آب کم‌شور-۲ و د) پس از تزریق ۵ PV آب کم‌شور-۲

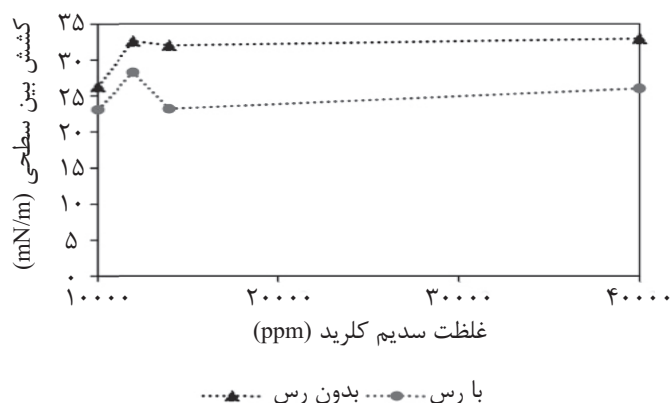
در حضور رس، مقادیر کشش بین سطحی کمتر در مقایسه با عدم حضور رس در محیط می‌باشد که نتایج آزمایش‌های اندازه‌گیری کشش بین سطحی در شکل ۱۲ نشان داده شده است. نتایج نشان داد که در حالت مجاورت آب با رس، کشش سطحی کمتر است. دلایل این مسأله را می‌توان به تبادل یونی رس با آب و تغییرات محلی pH نسبت داد که می‌تواند در تحقیقات بعدی بیشتر مد نظر قرار گیرد. این ساز و کار هم می‌تواند عامل دیگر افزایش بیشتر تولید نفت در سیستم حاوی رس باشد. لازم به ذکر است مطابق با ایزوترم جذب گیبس، با افزودن نمک‌های معدنی به محلول آبی، کشش بین سطحی افزایش می‌یابد. در غلظت ۴۰۰۰ ppm از سدیم کلرید یک رفتار غیر منتظره رخ داده است. اینطور به نظر می‌رسد که به علت همکاری بین نمک و ماده فعال سطحی^۱ طبیعی موجود در نفت خام، ساز و کار غالب در کشش بین سطحی آب و هیدروکربن تأثیر شوری نمی‌باشد و در این غلظت نمک‌های تک ظرفیتی باعث شده است که مولکول‌های سورفکتانت طبیعی موجود در نفت خام به سطح مشترک نفت و آب حرکت کنند و کشش بین سطحی کاهش یابد [۲۵]. لازم به ذکر است که شیمی آب همزاد می‌تواند نقش مهمی در بررسی ساز و کارهای مرتبط با تزریق آب با شوری کم داشته باشد که لازم است در بررسی‌های آتی مد نظر قرار گیرد. از طرفی با توجه به نتایج پراکنده و بعضاً متناقض در تحقیقات مختلف، طراحی، برنامه‌ریزی و اجرای دقیق آزمایش‌های مغزه هر مخزن کاندید با رعایت پروتکل‌های استاندارد توصیه می‌شود. همچنین با توجه به اهمیت مشاهده ای این آزمایش‌ها، اعداد مرتبط با بازده برداشت لزوماً نماینده شرایط مخزن نیستند هر چند اعداد به‌دست آمده مشابه نتایج سیلاب‌زنی مغزه هستند.



شکل ۱۱ حفره مسدود شده در اثر آزاد شدن ذرات و ته‌نشست دوباره در گلوگاه حفره

در این حالت، اندازه گشتاور نیروهایی که سبب کنده شده ذرات می‌شوند از گشتاور نیروهای نگهدارنده ذرات بیشتر شده و سبب آزاد شدن ذرات از روی سطح می‌شود. توضیحات مفصل این ساز و کار در منابع مرتبط با مهاجرت ذرات و آسیب سازند وجود دارد. همچنین در صورتی که قطرات نفت به ذرات چسبیده باشند هم در این فرآیند عملاً به حرکت در می‌آیند و عامل بخشی از افزایش تولید هستند. میزان افزایش تولید به‌دست آمده در این تحقیق (حدود ۳٪ نفت اولیه) با نتایج مطالعات قبلی در مقیاس مغزه هم‌خوانی دارد [۱۹ و ۲۳]. لازم به ذکر است که ساز و کارهای مختلفی می‌توانند در افزایش تولید با تزریق آب با شوری کم مشارکت داشته باشند. در این تحقیق به نظر می‌رسد که یکی از عوامل آزادسازی و مهاجرت ذرات رس بوده است. به‌علاوه، نقش نفت قطبی در چسبیدن به ذرات باردار رس هم می‌تواند مؤثر باشد که با کنده شدن ذرات سبب افزایش جابه‌جایی نفت شود. حضور اجزای قطبی نفت به دلیل دارا بودن گروه‌های هیدروکسیل می‌تواند با رس کائولینیت که دارای گروه‌های هیدروکسیل است پیوند هیدروژنی برقرار نموده و باعث کنده شدن نفت چسبیده به دیواره و تولید آن شود. البته باید توجه داشت که رس کائولینیت بیشتر خاصیت مهاجرتی دارد و نسبت به برخی انواع دیگر رس تبادل یون کمتری دارد ولی در مقایسه با کوارتز عملکرد بهتری دارد. از دیگر دلایل عملکرد مثبت تزریق آب با شوری کم

1. Surfactant



شکل ۱۲ نتایج مقادیر کشش بین سطحی اندازه‌گیری شده برای نفت خام و آب‌نمک با شوری‌های مختلف با و بدون تماس با رس

نتیجه‌گیری

- در میکرومدل‌های پوشیده از رس، در طول تزریق آب با شوری کم، آزادسازی و مهاجرت ذرات در بهبود برداشت نفت نقش مهمی بازی می‌کند.
- با کاهش شوری آب تزریقی از ۴۰۰۰ ppm به آب مقطر، میزان برداشت نفت روندی افزایشی داشته است.
- در صورت وجود رس، کشش بین سطحی نفت و آب در مقایسه با حالت عدم وجود رس کمتر می‌باشد. این مکانیسم دلیل دیگر بهبود برداشت نفت در حضور رس است.

با توجه به آزمایشات انجام شده و مطالعات بررسی شده به منظور آنالیز تأثیر نقش رس در ازدیاد برداشت نفت، نتایج زیر به دست آمده است:
- در صورت حضور رس کائولینیت در محیط متخلخل نسبت به شرایط عدم حضور آن، ضریب برداشت نفت در اثر تزریق آب با شوری کم افزایش بیشتری داشته است و رس نقش مثبتی در افزایش برداشت ایفا می‌کند.

مراجع

- [1]. Tang G, Morrow NR (1997) Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding, in SPE Reservoir Engineering, 269-276.
- [2]. Morrow N, Buckley J (2011) Improved oil recovery by low-salinity waterflooding, Journal of Petroleum Technology, 63, 05: 106-112.
- [3]. Mahani H, Berg S, Ilic D, Bartels WB, Joekar-Niasar V (2015) Kinetics of low-salinity-flooding effect, SPE Journal, 20, 01: 8-20.
- [4]. Sheng JJ (2014) Critical review of low-salinity waterflooding, Journal of Petroleum Science and Engineering, 120, 216-224.
- [5]. Bartels WB, Mahani H, Berg S, Hassanzadeh SM (2019) Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective, Fuel, 236: 338-353.
- [6]. Jackson MD, Vinogradov J, Hamon G, Chamerois M (2016) Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1: Sandstones, Fuel, 185: 772-793.
- [7]. Katende A, Sagala F (2019) A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application, Journal of Molecular Liquids, 278: 627-649.
- [8]. Ayirala S, Yousef A (2015) A state-of-the-art review to develop injection-water-chemistry requirement guidelines for IOR/EOR projects, SPE Production & Operations, 30, 01: 26-42.
- [9]. Hao J, Mohammadkhani S, Shahverdi H, Esfahany MN, Shapiro A (2019) Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs-A review, Journal of Petroleum Science and Engineering, 179: 276-291.
- [10]. Ding H, Rahman S (2017) Experimental and theoretical study of wettability alteration during low salinity water flooding-an state of the art review, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 520: 622-639.

- [11]. Al-Sarihi A, Zeinijahromi A, Genolet L, Behr A, Kowollik P, Bedrikovetsky P (2018) Effects of fines migration on residual oil during low-salinity waterflooding, *Energy & Fuels*, 32, 8: 8296-8309.
- [12]. Auštad T, RezaeiDoust A, Puntervold T, (2010) Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs, In SPE improved oil recovery symposium, Society of Petroleum Engineers.
- [13]. Nasralla RA, Nasr-El-Din HA (2014P) Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding?. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17, 01: 49-59.
- [14]. Emadi A, Sohrabi M (2013) Visual investigation of oil recovery by low salinity water injection: formation of water micro-dispersions and wettability alteration, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [15]. Song W, Kovscek AR (2015) Functionalization of micromodels with kaolinite for investigation of low salinity oil-recovery processes, *Lab on a Chip*, 15, 16: 3314-3325.
- [16]. Barnaji MJ, Pourafshary P, Rasaie MR (2016) Visual investigation of the effects of clay minerals on enhancement of oil recovery by low salinity water flooding, *Fuel*, 826-835.
- [17]. Amirian T, Haghighi M, Mostaghimi P. (2017) Pore scale visualization of low salinity water flooding as an enhanced oil recovery method, in *Energy & Fuels*, 31, 12: 13133-13143.
- [18]. Bartels WB, Mahani H, Berg S, Menezes R, van der Hoeven JA, Fadili A (2017) Oil configuration under high-salinity and low-salinity conditions at pore scale: a parametric investigation by use of a single-channel micromodel, *SPE Journal*, 22, 05, 1-362.
- [19]. Bazyari A, Soulgani BS, Jamialahmadi M, Dehghan Monfared A, Zeinijahromi A (2018) Performance of smart water in clay-rich sandstones: experimental and theoretical analysis, *Energy & Fuels*, 32, 10: 10354-10366.
- [20]. Al-Sarihi A, Zeinijahromi A, Genolet L, Behr A, Kowollik P, Bedrikovetsky P (2018) Effects of fines migration on residual oil during low-salinity waterflooding, *Energy & Fuels*, 32, 8: 8296-8309.
- [21]. Mahzari P, Sohrabi M, Cooke AJ, Carnegie A (2018) Direct pore-scale visualization of interactions between different crude oils and low salinity brine, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166: 73-84.
- [22]. Al-Saedi HN, Brady PV, Flori RE, Heidari P (2019) Insights into the role of clays in low salinity water flooding in sand columns, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174: 291-305.
- [23]. Yu M, Zeinijahromi A, Bedrikovetsky P, Genolet L, Behr A, Kowollik P, Hussain F (2019) Effects of fines migration on oil displacement by low-salinity water, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175: 665-680.
- [24]. Bedrikovetsky P, Siqueira FD, Furtado CA, Souza ALS (2011) Modified particle detachment model for colloidal transport in porous media, *Transport in Porous Media*, 86, 2: 353-383.
- [25]. Lashkarbolooki M, Ayatollahi S, Riazi M (2014) The impacts of aqueous ions on interfacial tension and wettability of an asphaltenic-acidic crude oil reservoir during smart water injection, *Journal of Chemical & Engineering Data*, 59, 11: 3624-3634.



Experimental Investigation of Kaolinite Clay Role in Low Salinity Water Flooding: A Micromodel Study

Razieh Kashiri, Azim Kalantari^{1*}, Rafat Parsaei, Mojtaba Ghaedi and Hojjat Mahdiyar

Department of Petroleum Engineering, School of Chemical and Petroleum engineering, Shiraz University, Iran

azim.kalantari@shirazu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.3890.2772

Received: August/16/2019

Accepted: September/08/2020

Introduction

Enhanced oil recovery is a vital part of oilfield life. Water injection for pressure maintenance and increasing sweep efficiency of oil reservoirs has been widely used in many oil fields around the world. Sea water, produced water from oil and gas fields, water from shallow aquifers and surface water sources have been used for water injection operations [1,2]. Low salinity water flooding (LSWF) has shown impressive potential as enhanced oil recovery (EOR) method for both sandstone and carbonate rocks. The mechanisms proposed for enhanced recovery by LSWF have been well summarized in [1,34]. The mechanisms include wettability alteration to more water-wet, IFT reduction, pH increase, ion-exchange, dissolution and precipitation, salting in, and fines migration. Fines migration has been proposed as one of the mechanism for enhanced oil recovery of sandstone rocks [1,3,5]. Many sandstone formations contain considerable clay particles attached on the rock grain surface. Chemical and hydrodynamic perturbation may result in detachment of attached fine particles. However, release of fine particles can cause pore plugging and subsequent severe permeability impairment [6]. Thus, pore plugging can divert oil to upswept areas which aids in more oil recovery. Moreover, attached oil to the fine particles may be mobilized due to fine mobilization which is attributed to more oil production. However,

role of fines migration for increasing recovery is controversial and needs more investigations. Some researchers have reported EOR without accompany of fines migration while others have observed fines produced and linked the fines migration to EOR of sandstone rocks.

Despite many studies, presence of clay particle and their detachment during LSWF for oil are not well understood and there is no general agreement for the role of clay and mechanisms behind oil recovery for clay rich sandstone systems. Thus, pore-scale characterization methods are needed to enhance the detection of microscopic mechanisms such as fines migration and better understanding of possible mechanisms [7].

In this study, detailed visualization experiments were designed to investigate the role of Kaolinite clay particles on fines migration and oil recovery by reducing injected water salinity. 2-D glass micromodel was prepared and used as flow visualization media. Single phase (oil-free) displacement of low salinity water was implemented to confirm the fine mobilization. To investigate the role of clay mineral on pore surface, both clean (clay-free) and clay-coated micromodels have been used to compare the role of clay in oil recovery experiments. Oil recovery factor of each scenario was calculated using image analysis.

Materials and Methods

The clay mineral used in this study was kaolinite (Zonuz mine, provided by Department of Geology, Shiraz University) with chemical composition of $Al_2Si_2O_5(OH)_4$. Desired concentrations of brine were made with careful dissolving NaCl (Merck) with deionized water (DI, zolal company) to prepare solutions with given salinities (30000, 4000 and 2000 ppm). These solutions were injected as the aqueous phase in both single phase flow and oil displacement experiments. The crude oil obtained from an Iranian large oilfield was used as an oil phase in the experiments. After coating the micromodel with clay, several PVs of high salinity water as initial formation water (30000 ppm) were injected into the micromodel, and then oil was injected until no change in water saturation was observed and connate water saturation (S_{wc}) has been obtained. After that, two weeks aging time were given for possible oil/brine/solid interactions and establishing the initial conditions. Moreover, single phase low salinity flooding of clay coated micromodel was done to monitor fines migration in micromodel in the absence of oil.

The injection process was as follows: High salinity brine (30000 ppm) was injected into the oil saturated micromodel at the secondary mode (24 PV). Then, low salinity_1 (4000 ppm brine) was carried out as the tertiary recovery method (24 PV). After that the same procedure was done for low salinity_2 (2000 ppm) and DI water in a sequence of lowering brine salinity; i.e. first high salinity injection, then low salinity_1, after that low salinity_2 and finally DI water were injected for 24 PV. The imaging of micromodels was carried out during flooding process using a Canon digital camera (190 IXUS) and a microscopic camera. Pictures taken from the porous media of micromodel were analyzed using the Image-J software, and oil recovery was calculated as the percentage of the original oil in place using pixel analysis.

Results and Discussion

Recovery factor of crude oil in clay-coated and clay free micromodels based on pixel counting the final stage of each injection scenario compared to initial conditions (no waterflooding) is shown in Figure 1. Results indicate more oil ultimate recovery factor for clay free case. Micromodel with clay-coated surface has recovery factor from 35.25 to 38.32% while for clay free micromodel the values are changing from 59.80 to 61.69%.

In order to compare the role of clay in enhanced recovery of crude oil during LSWF, normalized recovery factors were used. This indicates what percentage (relative to the secondary injection) of recovery factors has changed due to low salinity water injection.

The results of normalized recovery factors shown in Figure 2 indicate that in the case of clay presence in

the porous medium, the percentage of recovery factor changes is greater during LSWF and the response to LSWF is stronger in the presence of clay particles. One of the main reasons may be fines migration that has been observed in both single phase and two phase tests.

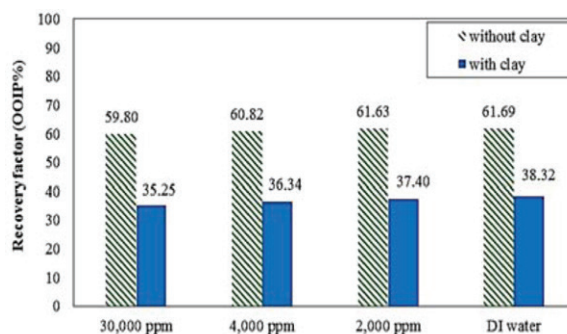


Fig. 1 Comparison of recovery factor during injection of various brine salinities in clay-coated and clean micromodels saturated with crude oil.

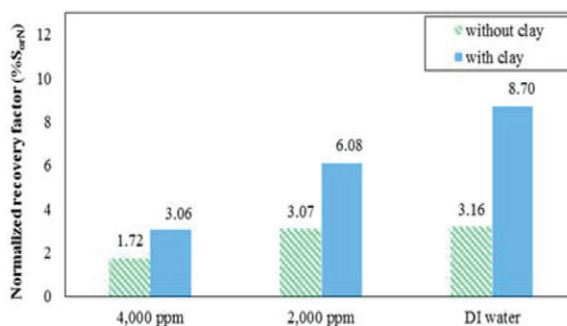


Fig. 2 Comparison of normalized recovery factor during LSWF in clay-coated and clean micromodels saturated with crude oil.

Conclusions

Fines migration during injection of low salinity water for both single phase and two phase flow was observed. Although clay-free micromodel showed more ultimate oil recovery factor, clay-coated micromodel showed more increase in oil recovery than clay-free (clean) micromodel due to low salinity water injection.

References

- Bartels WB, Mahani H, Berg S, Hassanizadeh SM (2019) Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective, Fuel, 236, 338-353.
- Mahani H, Berg S, Ilic D, Bartels WB, Joekar-Niasar V (2015) Kinetics of low-salinity-flooding effect, Spc Journal, 20(01), pp.8-20.
- Sheng JJ (2014) Critical review of low-salinity waterflooding, Journal of Petroleum Science and Engineering, 120, 216-224.
- Tang G, Morrow NR (1997) Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding, in

- SPE Reservoir Engineering, p. 269-276.
5. Hao J, Mohammadkhani S, Shahverdi H, Esfahany MN, Shapiro A (2019) Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs-A review, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179: 276-291.
 6. Al-Sarhi A, Zeinjahromi A, Genolet L, Behr A, Kowollik P, Bedrikovetsky P (2018) Effects of fines migration on residual oil during low-salinity waterflooding, *Energy & Fuels*, 32, 8: 8296-8309.
 7. Yu M, Zeinjahromi A, Bedrikovetsky P, Genolet L, Behr A, Kowollik P, Hussain F (2019) Effects of fines migration on oil displacement by low-salinity water, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175: 665-680.