

بررسی مکانیسم‌های بهبود تولید نفت در روش تزریق آب با شوری کم با استفاده از روش آنالیز دیجیتال مغزه

مهدی رضوی فر^۱، جعفر قاجار، دانشگاه شیراز

چکیده

امروزه کاهش تولید نفت از مخازن مشکل اصلی در صنعت نفت است. برای افزایش تولید نفت روش‌های متفاوت در شرایط مختلف وجود دارد. تزریق آب از روش‌های مفید برای افزایش تولید نفت از مخازن است. در سال‌های اخیر با تغییر شوری آب تزریقی به مخزن و تزریق آب با شوری کم، تولید از مخازن نفتی افزایش داشته است. تصاویر دیجیتال سنگ روشی دقیق برای تحلیل و ارزیابی نتایج آزمایش‌ها در محیط متخلخل هستند. تصاویر گرفته شده از محیط متخلخل سنگ در مقیاس میکرو (و حتی نانو) دقیق‌ترین اطلاعات را از مکانیسم‌های تولید نفت در روش‌های متفاوت از تولید نشان می‌دهد. در این مطالعه، مروری بر نتایج آزمایش‌های تزریق آب با شوری کم در مغزه‌های سنگی به روش آنالیز دیجیتال مغزه انجام شده است. طبق نتایج حاصل از آزمایش‌های دیجیتال سنگ، کاهش شوری آب تزریقی با تغییر ترشوندگی سنگ از نفت‌دوست به آب‌دوست، مهاجرت رس‌ها و تشکیل امولسیون آب در نفت باعث افزایش تولید نفت از مخازن نفتی می‌شود. اگر آب تزریقی دارای شوری کم باشد؛ امکان تشکیل امولسیون‌های آب در نفت و مهاجرت رس‌ها در حفرات سنگ افزایش یافته و راندمان تولید نفت بیشتر می‌گردد. هدف این مطالعه بررسی و اثبات مکانیسم‌های دخیل در فرایند تزریق آب با شوری کم در مخازن نفتی به کمک روش‌های تصویربرداری است.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۱۱/۱۸
تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۱۲/۰۵
تاریخ پذیرش داور: ۹۸/۰۴/۱۳

واژگان کلیدی:

آنالیز دیجیتال مغزه، تصویربرداری از سنگ، تزریق آب با شوری کم، تغییر ترشوندگی سنگ، تشکیل امولسیون آب در نفت، ازدیاد برداشت نفت

مقدمه

تحرك پذیری^۱، الگوی قرارگیری چاه‌های تزریقی و تولیدی، فشار تزریق سیالات و زمان شروع تزریق از عوامل مهم و کنترل‌کننده تولید نفت در روش تزریق آب هستند. شماتیک از چگونگی انجام این روش در شکل ۱- نشان داده شده است [۱-۴].

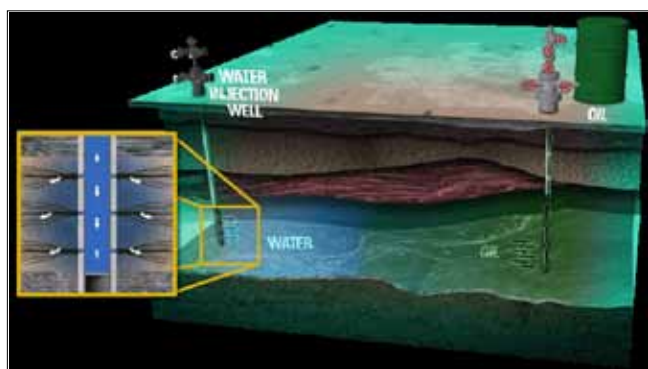
۱- روش تصویربرداری از سنگ

روش میکرو سی تی^۲ با استفاده از پرتو ایکس از یک جسم تصویربرداری کرده و قابلیت پردازش سه‌بعدی آن را فراهم می‌کند؛ پیشوند میکرو (μ) برای نشان دادن اندازه پیکسل سطح مقطع در مقیاس میکرومتر بیان می‌گردد. تصاویر گرفته شده و تحلیل اطلاعات به‌دست آمده از روش Micro-CT یک روش دقیق برای مطالعه توزیع سیالات و توزیع اندازه حفرات در محیط متخلخل سنگ است [۵-۷]. شکل ۲- به صورت شماتیک، مراحل مدل‌سازی دیجیتال سنگ را نشان می‌دهد. در این روش، پس از تصویربرداری از نمونه سنگ و توصیف ویژگی‌های سنگ و سیالات درون آن، مدل دیجیتالی از سنگ، شبیه‌سازی می‌شود و با استفاده از این مدل، عوامل مؤثر در جریان سیالات درون محیط متخلخل و سناریوهای متفاوت از تولید ارزیابی می‌گردد. در شکل ۳- تصویر شماتیکی از نمونه ماسه‌سنگ Berea به ابعاد ۳ میلی‌متر و تصویر سطح مقطع آن به روش Micro-CT نشان داده شده است. تکنولوژی دیجیتال سنگ تقریباً به دو قسمت تقسیم می‌شود:

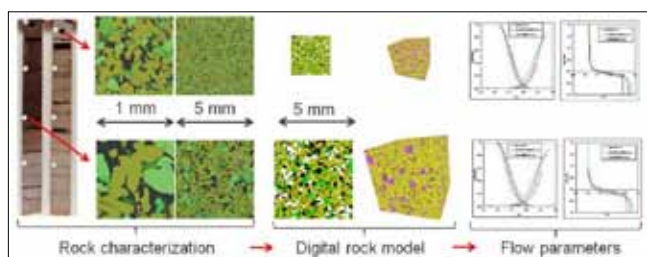
پس از حفاری چاه تولیدی و دست‌یابی به نفت موجود در مخازن نفتی، تولید از چاه به واسطه فشار سیالات موجود در اعماق زمین آغاز می‌شود؛ این مرحله از استخراج، بازیافت اولیه نفت^۱ نام دارد که عامل اصلی آن فشار مخزن است. با افزایش تولید و کاهش فشارمخزن، دبی تولید نفت نیز کاهش می‌یابد؛ تا اینکه فشار به حدی می‌رسد که دیگر تولید نفت مقرون‌به‌صرفه نیست. در این مرحله به‌صورت میانگین ۰/۲۵ از کل نفت در جای مخزن به‌طور طبیعی استخراج می‌شود. علاوه بر فشار مخزن، عوامل دیگری مانند خواص سیالات مخزن، میزان تخلخل و تراوایی سنگ مخزن و نیز دمای مخزن در میزان تولید تأثیر دارند. برای افزایش تولید نفت، روش‌های متنوعی وجود دارد که هر روش دارای مزایا و معایب متفاوتی است و در شرایط خاصی قابلیت اجرایی دارد؛ مانند تزریق گاز (هیدروکربن‌ها، نیتروژن و کربن دی‌اکسید) به‌صورت امتزاجی و غیرامتزاجی، تزریق پلیمر، تزریق سورفکتانت، احتراق در جای نفت^۲، تزریق آب با شوری کم، تزریق بخار^۳ آب با دمای بالا و... [۱-۲]. سیلاب‌زنی آب^۴ روشی کاربردی و مؤثر در تولید ثانویه^۵ از مخازن نفتی است. در این روش، آب با فشار زیاد، از طریق چاه‌های تزریقی وارد مخزن شده و نیروی محرکه لازم برای جاروب نفت مخزن به سمت چاه تولیدی و استخراج نفت را به‌وجود می‌آورد. هدف اصلی از تزریق آب در مخزن، تأمین انرژی موردنیاز برای جاروب نفت به سمت چاه تولیدی و حفظ فشار مخزن است. بازده میکروسکوپی و ماکروسکوپی، نسبت

* نویسنده‌ی عهد‌دار مکاتبات (Mahdi_razavifar@yahoo.com)

راندمان تولید نفت در صورت تزریق آب با شوری کم به خوبی در مقیاس حفره و شبکه حفرات^{۱۳} (مقیاس میکرو) بیان نشده است و فقط تحلیل آزمایش‌های تجربی انجام شده به صورت جریان سیال در مغزه^{۱۴} یا آشام خودبه خودی^{۱۵}، تغییر ترشوندگی سنگ و سایر مکانیسم‌های مذکور بیان شده است؛ بنابراین، با توجه به لزوم افزایش تولید از مخازن نفتی،



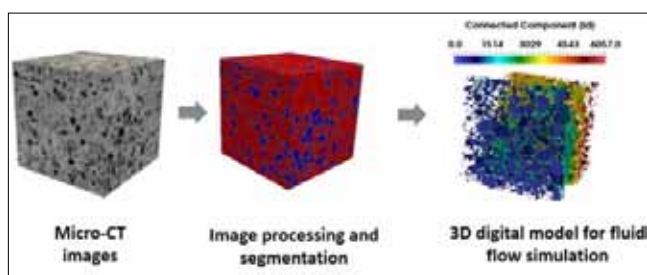
شکل ۱ | شماتیک چگونگی تزریق آب به مخزن نفتی برای ازدیاد برداشت نفت



شکل ۲ | طرح شماتیک از مراحل مدل‌سازی دیجیتال سنگ [۸]



شکل ۳ | (a) نمونه ماسه‌سنگ Beres مورد استفاده در روش (b) Micro-CT تصویر از سطح مقطع سنگ در فاصله ۰/۳۷۸ میلی‌متری از سطح، رنگ سیاه نشانگر دانه‌های سنگ و رنگ سفید فضاهای خالی را نمایش می‌دهد [۹].



شکل ۴ | روند شبیه‌سازی عددی محیط متخلخل با استفاده از تصویر Micro-CT از سنگ [۱۲]

(۱) تصویربرداری، (۲) مدل‌سازی. در این روش نیاز به تصویربرداری و مدل‌سازی با تفکیک^۸ بالا و پوشش و گستردگی زیاد است [۱۰-۱۱]. در روش دیجیتال سنگ^۹ (DRP) پس از تهیه تصاویر دقیق از سنگ، معادلات انتقال سیالات به صورت عددی روی شکل دیجیتالی از سنگ حل می‌شود تا سناریوهای متفاوت از تولید، ارزیابی و مقایسه شوند. شکل-۴ به صورت شماتیک فرایند شبیه‌سازی شبکه حفرات سنگ توسط تصویربرداری به روش Micro-CT را نشان می‌دهد. پس از تحلیل تصاویر و شبیه‌سازی سنگ، جریان سیالات درون محیط متخلخل مدل‌سازی شده است [۱۲].

بنابراین، اطلاعات به دست آمده از DRP در سه دسته کلی تقسیم‌بندی می‌شوند: (۱) اطلاعات دقیق سه‌بعدی از ساختار سنگ (مانند تخلخل و تراوایی سنگ، توزیع حفرات و سنگ‌شناسی، مقدار رس موجود در سنگ و ...) [۱۳-۱۴]، (۲) جریان چندفازی به دلیل برهم‌کنش ساده بین سیالات و سنگ (مانند فشار موینگی اولیه) [۱۵-۱۶]، (۳) برهم‌کنش^{۱۱} پیچیده بین سیالات و سنگ (مانند محاسبه تراوایی نسبی سیالات و فشار آشام^{۱۱}) [۱۷].

نمونه‌ای از اطلاعات به دست آمده از تصاویر گرفته شده در مورد ساختار سنگ، در شکل‌های (۵) و (۶) نشان داده شده است. طبق شکل-۵ تخلخل، تراوایی و درصد کانی‌های موجود در سنگ با استفاده از تصاویر اندازه‌گیری شده است [۸]. در شکل-۶ کانی‌های سازنده نمونه ماسه‌سنگ Beres بعد از تهیه مینی‌پلاگ^{۱۲} و با استفاده از روش تصویربرداری (با میکروسکوپ الکترونی) بررسی شده است. با آنالیز تصاویر به دست آمده، اطلاعاتی در مورد کانی‌های سازنده هر نمونه سنگ و توزیع کانی‌ها در سنگ به دست آمد که طبق نتایج، شباهت قوی در ساختار دو نمونه وجود داشته و به طور میانگین برای هر نمونه ۴/۵ درصد ذرات رس وجود دارد [۱۸].

۲- تزریق آب با شوری کم

یکی از مؤثرترین روش‌های ازدیاد برداشت نفت، روش تزریق آب با شوری کم است. در این روش با تغییر درجه شوری آب تزریقی (و ترکیب یونی آن) اثرات متقابل و برهم‌کنش بین آب-سنگ-نفت تحت تأثیر قرار گرفته و راندمان برداشت نفت افزایش می‌یابد. در بسیاری از مطالعات انجام شده، به افزایش راندمان تولید نفت، هم در ماسه‌سنگ‌ها و هم در سنگ‌های آهکی، با تزریق آب با شوری کم اشاره شده است. مکانیسم‌های متفاوتی از جمله تغییر ترشوندگی سنگ و تمایل به آب‌دوست شدن آن در این فرایند تأثیر دارند [۱۹-۲۱].

در تحقیقات انجام شده و سوابق تحقیقاتی موجود، مکانیسم‌های افزایش

این تحقیق می‌تواند برای توسعه استفاده از روش تزریق آب با شوری کم در ازدیاد برداشت از مخازن نفت خام کاربرد داشته باشد.

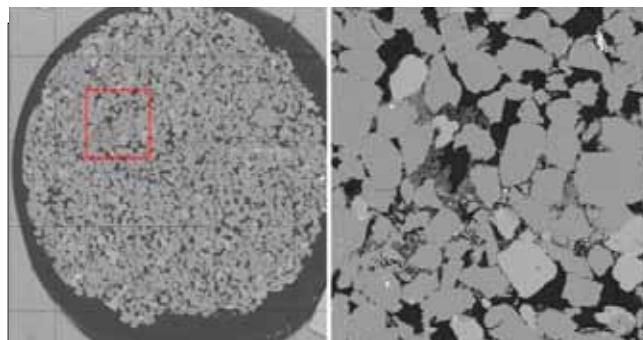
۳- ارزیابی و تحلیل پیشینه تحقیق

در این بخش به بررسی پیشینه تحقیقات و آزمایش‌های تجربی انجام‌شده درباره تأثیر تزریق آب با شوری کم بر بازده تولید نفت خام پرداخته شده است. نتایج آزمایشگاهی و میدانی نشانگر افزایش راندمان تولید نفت در ماسه‌سنگ‌های دارای رس با تزریق آب با شوری کم است. به دلیل عدم شناخت دقیق از این فرایند، مقدار این افزایش در بازده تولید از مخزن نفتی بسیار متنوع و تخمین آن بسیار سخت است [۳-۴].

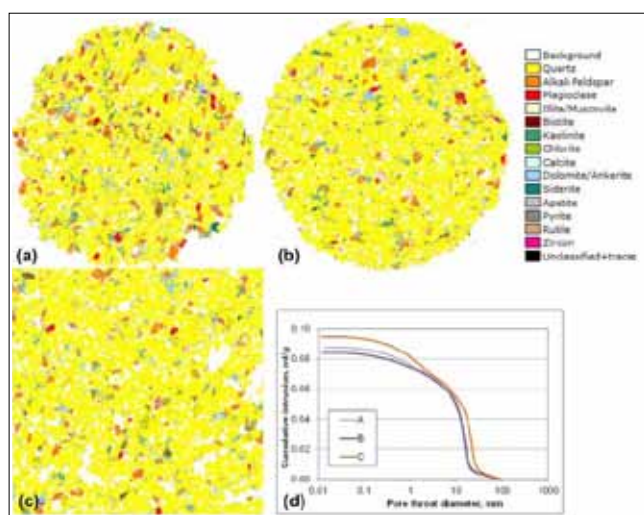
در سال‌های اخیر محققان زیادی سعی در شناخت مکانیسم‌های مربوط به افزایش تولید نفت ناشی از تزریق آب با شوری کم داشته‌اند. در برخی مطالعات اشاره شده است که وجود اشباع آب اولیه و رس (مخصوصاً کائولینیت^{۱۶}) برای اثرگذاری تزریق آب کم شور و مهاجرت ذرات رس درون محیط متخلخل برای تولید نفت ضروری است [۱۹]. با این حال تأثیر تزریق آب کم شور حتی در سنگ‌های بدون کائولینیت نیز دیده شده است [۲۲-۲۳]. افزایش سیال خروجی ناشی از تزریق آب کم شور در سنگ‌های مخزن در برخی نتایج گزارش شده است [۲۴]. برخی محققان تبادل یون‌های چندظرفیتی (مانند کلسیم و منیزیم) را عامل این افزایش راندمان تولید نفت دانسته و تأثیر نیروهای دافعه الکتریکی را در این فرایند بررسی کرده‌اند [۲۵-۲۶]. اما عامل مهم که مقبولیت جامع تری دارد، نقش اصلی برهم‌کنش بین آب-نفت-سنگ در صورت تزریق آب کم شور است [۲۷]. از نتایج تزریق آب کم شور، تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی است که سبب افزایش راندمان تولید نفت در صورت تزریق آب به مخزن نفتی می‌شود. در برخی از تحقیقات این مکانیسم به‌عنوان مکانیسم اصلی در صورت تزریق آب با شوری کم مطرح شده است [۲۸-۳۰].

بنابراین، در بسیاری از مطالعات انجام شده، به افزایش راندمان تولید نفت هم در ماسه‌سنگ‌ها و هم در سنگ‌های آهکی با تزریق آب با شوری کم اشاره شده است. مکانیسم‌های متفاوتی از جمله تغییر ترشوندگی سنگ و تمایل به آب‌دوست شدن آن، در این فرایند تأثیر دارند؛ اما این مکانیسم‌ها به‌خوبی در مقیاس حفره و شبکه حفرات^{۱۷} درون محیط متخلخل سنگ اثبات نشده است و فقط تحلیل نتایج آزمایش‌های انجام شده نشانگر چنین مکانیسم‌هایی بوده‌اند. از این‌رو، در سال‌های اخیر از روش تصویربرداری Micro-CT برای اثبات این مکانیسم‌ها استفاده شده است. این روش به‌عنوان روشی دقیق برای مطالعه توزیع سیالات

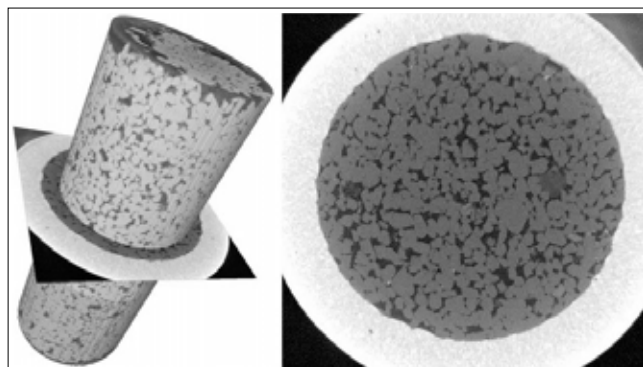
توجه به روش تزریق آب در این مخازن به‌عنوان یک روش پُرکاربرد و بررسی دقیق نتایج و مکانیسم‌های این روش در سنگ مخزن، در این مطالعه مکانیسم‌های مؤثر در تزریق آب با شوری کم در سنگ‌های مخزن با استفاده از روش‌های تصویربرداری بررسی گردیده است. نتایج



شکل ۵ | نمونه ماسه‌سنگ با قطر ۱/۵ اینچ، با استفاده از تحلیل تصاویر گرفته شده، تخلخل درون‌دانه‌ای ۲۰/۵ درصد و ۷/۴ درصد مقدار رس‌های سازنده سنگ است و نفوذپذیری سنگ ۱۱/۸ داری محاسبه شده است [۸].



شکل ۶ | بررسی کانی‌های سازنده نمونه‌ها با استفاده از میکروسکوپ الکترونی (a-b) [۱۸].



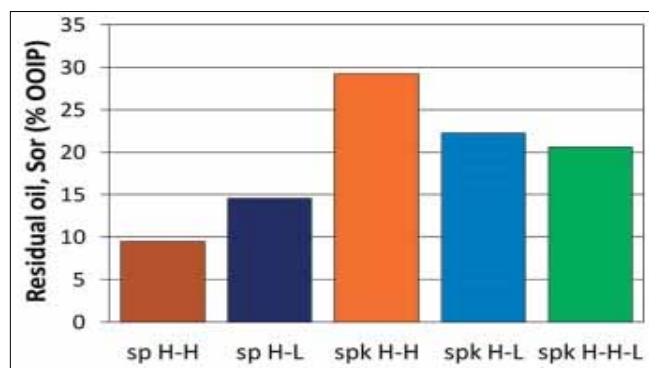
شکل ۷ | تصویر Micro-CT نمونه دارای قطر تقریبی ۵ میلی‌متر با دقت ۶/۷ میکرومتر [۸].

متخلخل سنگ در صورت تزریق آب کم‌شور است [۳۱-۳۴]. نمونه از تصاویر به‌دست آمده از سنگ مخزن با استفاده از این روش در شکل-۷ نشان داده شده است.

۳-۱- تغییر ترشوندگی سنگ با تزریق آب با شوری کم

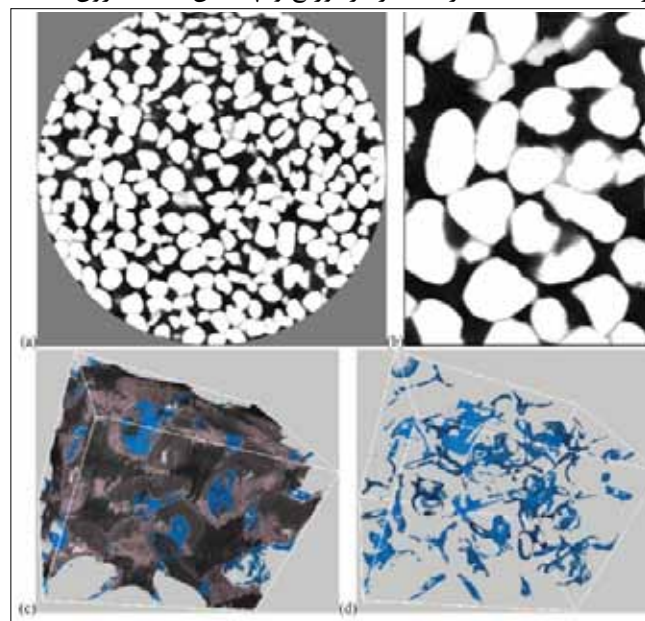
Evgenia و همکاران در سال ۲۰۱۱ به بررسی تأثیر شوری آب تزریقی در ترشوندگی سنگ پرداختند. آنها از روش تصویربرداری Micro-CT و FESM (میکروسکوپ الکترونی) به‌صورت هم‌زمان استفاده کرده و به کمک تصاویر به‌دست آمده به تحلیل نتایج پرداختند. آنها با استفاده از تصاویر FESM کانی‌های سازنده سنگ و رس‌های کائولینیت موجود در سنگ را شناسایی کردند و با استفاده از تصاویر خروجی از-Micro-CT اقدام به تصویرسازی سه‌بعدی از نمونه‌های سنگ مورد بررسی کردند. با جداسازی نواحی مختلف از تصاویر، اشباع آب داخل حفرات و اشباع نفت درون محیط متخلخل را تمایز داده و در سناریوهای متفاوت این مقادیر را مقایسه کردند. شکل-۸ چگونگی انجام این فرایند و جداسازی فازها در تصاویر گرفته شده را نمایش می‌دهد [۳۳].

بررسی مقدار نفت باقی‌مانده در سنگ در سناریوهای مختلف از تزریق آب، با استفاده از تصاویر گرفته شده بوسیله Micro-CT باعث تحلیل تأثیر شوری آب در راندمان تولید از مخازن می‌شود. همان‌گونه که در شکل‌های ۹- و ۱۰ مربوط به تصاویر گرفته از نمونه‌ها قابل تشخیص است، نمونه فاقد کائولینیت (sp) با تزریق آب با شوری بالا (H-H) دارای حداقل نفت باقی‌مانده است و قطرات نفت موجود به هم متصل بوده، اکثراً حفرات ریز را پوشش داده‌اند. درحالی که در صورت تزریق آب با شوری کم (H-L) به‌همین نمونه سنگ، اشباع نفت باقی‌مانده افزایش یافته است. ولی این نفت‌های موجود جدا از هم بوده و اکثراً حفرات بزرگ را پوشش داده‌اند. نمونه حاوی کائولینیت (spk)، در صورت



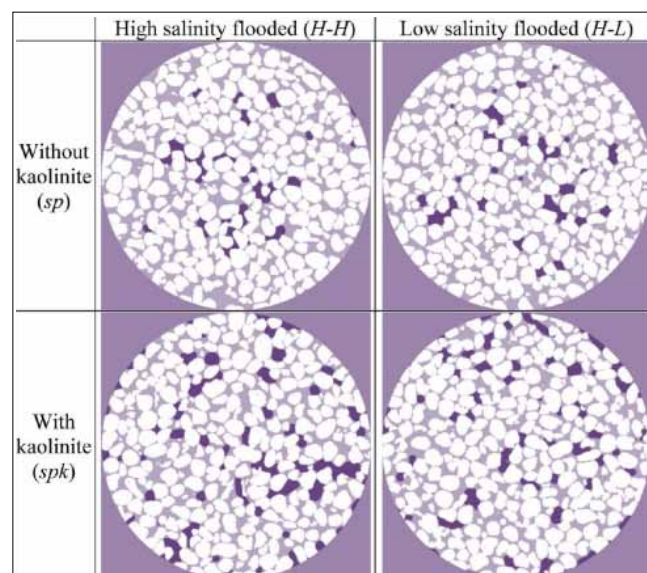
۱۰ | مقادیر نفت باقی‌مانده به‌دست آمده از Micro-CT برای نمونه‌های فاقد کائولینیت (sp) و نمونه حاوی کائولینیت (spk) در صورت تزریق آب با شوری بالا (H) یا شوری کم (L) یا هر دو به ترتیب (H-L) [۳۳].

در حفرات سنگ و توزیع اندازه حفرات استفاده می‌شود. نتایج حاصل از Micro-CT نشانگر تغییر در توزیع و چیدمان نفت درون محیط



شکل ۸ | تصویر گرفته شده با Micro-CT از ماسه‌های پوشیده شده

با کائولینیت بعد از تخلیه نفت و Aging، (a) برش افقی دوبعدی با قطر ۸ میلی‌متر در تزریق آب با شوری بالا، (b) سطح درونی این برش (۲/۷ میلی‌متر \times ۲/۰ میلی‌متر)، ش ۱۲ نیز با تصویرسازی سه‌بعدی انجام شده از داده‌های به‌دست آمده از Micro-CT کاهش نفت موجود درون حفرات سنگ با تزریق آب با شوری کم نسبت به آب با شوری بالا مشخص است [۳۳].



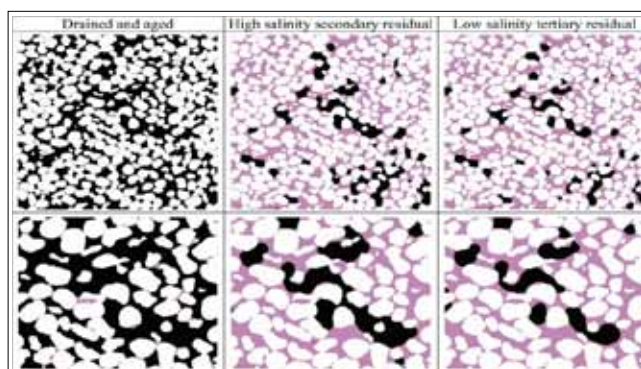
۹ | تصویری از برش افقی دوبعدی از Tomogram جداسازی شده از ماسه‌ها با قطر ۸ میلی‌متر دارای کائولینیت و بدون آن در تزریق آب با شوری کم و شوری زیاد. (دانه‌ها به رنگ سفید، آب شور به رنگ بنفش کم‌رنگ و نفت به صورت بنفش پررنگ در تصویر قابل مشاهده است) [۳۳].

و تصویرسازی^{۱۹} سه‌بعدی از نمونه‌ها بعد از تزریق آب با شوری بالا (spk) و (H-H) و سپس تزریق آب با شوری پایین (spk H-H-L) است. در شروع عملیات تزریق، آب در حالت ابتدایی خود و در حفرات ریز قرار گرفته است. بعد از تزریق آب با شوری بالا توزیع سیالات در حفرات تغییر کرده و توده‌های نفت به‌صورت پیوسته در بعضی حفرات باقی‌مانده است. در حالی که بعد از تزریق آب با شوری کم، قطرات نفت از حفرات بزرگ خارج شده است و در بعضی حفرات، حجم نفت کاهش یافته است. تنوع اشباع سیالات در حفرات به دلیل تفاوت در اشکال و اندازه حفرات و کانی‌های متفاوت تشکیل‌دهنده است؛ بنابراین، با بررسی هر دو شکل-۱۱ و ۱۲ واضح است، که با تزریق آب با شوری کم به نمونه‌ها، مقدار نفت موجود در محیط متخلخل کاهش داشته است؛ که این عامل، نشانگر افزایش راندمان تولید از سنگ با تزریق آب با شوری کم است. در تصویر-۱۲ نیز با تصویرسازی سه‌بعدی انجام شده از داده‌های به‌دست آمده از Micro-CT کاهش نفت موجود درون حفرات سنگ با تزریق آب با شوری کم نسبت به آب با شوری بالا مشخص است [۳۳]. شعبانی‌نژاد و همکارانش در سال ۲۰۱۷ تأثیر شوری آب تزریقی در هشت نمونه از ماسه‌سنگ‌های Berea را به روش آشام خودبه‌خودی^{۲۰} و با استفاده از تصویربرداری Micro-CT بررسی کردند. با اطلاعات به‌دست آمده در مورد تغییر اشباع سیالات در سنگ و برهم‌کنش بین سیالات و سنگ، نتایج زیر به‌دست آمد. مشاهدات کیفی و تحلیل نتایج نشان داد که تزریق آب با شوری کم، تأثیر کم و متغیری در سنگ‌های مورد بررسی دارد که به‌خاطر آبدوست شدن اندک سنگ است. گاهی حرکات رس‌ها^{۲۱} درون محیط متخلخل دیده شد؛ بنابراین، این پدیده (مهاجرت رس‌ها) در مقیاس درون حفرات به‌دلیل برهم‌کنش آب و نفت سبب افزایش تأثیر تزریق آب با شوری کم می‌شود. با تحلیل تصاویر، افزایش حدود ۳ درصدی در بازده تولید نفت به دلیل تزریق آب با شوری کم دیده شد. نتایج حاصل از آشام خودبه‌خودی در نمونه‌ها در شوری‌های متفاوت با نمونه خشک مقایسه و تصاویر سه‌بعدی از نمونه‌ها در حالت خشک و شوری‌های متفاوت با استفاده از نرم‌افزار Mango بازسازی شد. با تشخیص و تمایز بین نفت و آب، تصاویر تحلیل شدند. شکل-۱۳ نمونه‌ای از تصاویر Tomogram سطحی از نمونه‌های سنگی را نشان می‌دهد که فازهای سنگی و نفت توسط نرم‌افزار جداسازی و تمیز داده شده است [۱۸].

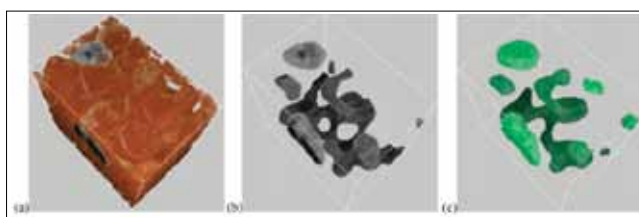
شکل-۱۴ بزرگ‌نمایی تصاویر Micro-CT از سطح مینی پلاگ‌ها برای یکی از نمونه‌های مورد استفاده (نمونه A) می‌باشد. با تزریق آب کم شور در نمونه A، افزایش راندمان تولید ۸/۹ درصدی به‌دست آمد

تزریق آب با شوری بالا دارای بیشترین مقدار نفت باقی‌مانده است و قطرات نفت به صورت توده‌ای^{۱۸} اغلب حفرات بزرگ را پوشش داده‌اند. در حالی که با تزریق آب با شوری کم، حفرات کمتری با هم در ارتباط هستند و اشباع نفت کمتری نیز داریم [۳۳].

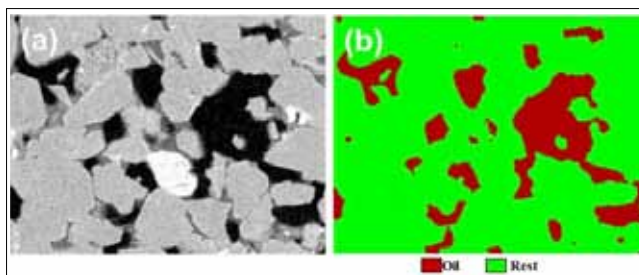
دلیل تفاوت در راندمان تولید نفت در حالت‌های مورد بررسی، دو عامل است: یکی کاتولینیت‌های موجود در ساختار سنگ‌ها و دیگری شوری آب تزریقی. شکل‌های-۱۱ و ۱۲ نشانگر تصاویر دوبعدی گرفته از سنگ



شکل ۱۱ | تصاویر متناظر از برش عمودی Tomogram های جدا شده بعد از تزریق آب با شوری زیاد و شوری کم در سه تصویر، (۷/۶ میلی‌متر ۷/۴X میلی‌متر برای تصاویر بالا) و نزدیک‌نمایی این تصاویر از وسط (۳/۳ میلی‌متر ۳/۷X میلی‌متر برای تصاویر پایین) [۳۳].



شکل ۱۲ | تصویرسازی از حجم درونی Tomogram ها (۱/۳ میلی‌متر ۱/۳X میلی‌متر ۱/۷X میلی‌متر). (a,b) بعد از تزریق آب با شوری بالا (نفت به رنگ سیاه و دانه‌ها به رنگ قهوه‌ای) در شکل (b) فقط نفت نمایش داده شده است، (c) بعد از تزریق آب با شوری کم (فقط نفت به رنگ سبز) [۳۳].



شکل ۱۳ | تصویر سطحی Tomogram (۱/۱ میلی‌متر ۰/۸X میلی‌متر) برای نمونه (a)، (b) نمونه تحت تزریق آب با شوری بالا، (c) جداسازی دوفازی تصویر به صورت نفت و باقی‌مانده‌ها [۱۸].

تزریق آب کم‌شور پرداختند. نمونه‌ها با طول ۲۰ میلی‌متر و قطر ۴ میلی‌متر برای آزمایش‌ها انتخاب شدند. ابتدا تزریق در نمونه‌ها با آب با شوری بالا (HS) انجام گرفت؛ سپس آب با شوری کم (LS) به نمونه‌ها تزریق شد. تصاویر سه‌بعدی گرفته شده از سنگ‌ها نشان داد که توزیع اشباع سیالات در نمونه‌ها تغییر کرده است و آب به دیواره حفرت منتقل شده است. بنابراین، طبق نتایج و تصاویر گرفته شده از محیط متخلخل سنگ، ترشوندگی سنگ با تزریق آب کم‌شور از ترشوندگی مرکب^{۲۳} به سمت آب‌دوست شدن تغییر یافته که سبب افزایش راندمان تولید و جابه‌جایی نفت شده است. طبق تصویر گرفته شده از محیط متخلخل در شکل-۱۵، تغییر در توزیع نفت درون حفرت با تزریق آب با شوری کم دیده می‌شود، به نحوی که با کاهش شوری آب تزریقی، نفت از حفرت ریز وارد حفرت بزرگ شده است. این موضوع نشان می‌دهد که ترشوندگی سنگ بعد از تزریق آب کم‌شور تمایل به آب‌دوستی پیدا کرده است [۳۴].

۲-۳- مهاجرت رس‌ها با تزریق آب با شوری کم

Kumar و همکارانش نیز در سال ۲۰۱۰ به بررسی تأثیر تزریق آب با شوری کم در ماسه‌سنگ‌ها پرداختند. آنها از تصاویر FESEM استفاده کردند. طبق نتایج آزمایش‌های آنها، کاهش شوری آب تزریقی باعث مهاجرت و جابه‌جایی رس‌های درون محیط متخلخل شده و با این مکانیسم سبب بهبود تولید نفت می‌شوند. شکل-۱۶ نمونه‌ای از تصاویر گرفته شده را نمایش می‌دهد که طبق شکل با تزریق آب با شوری کم، جابه‌جایی رس‌ها درون حفرت سنگ اتفاق افتاده است [۳۵].

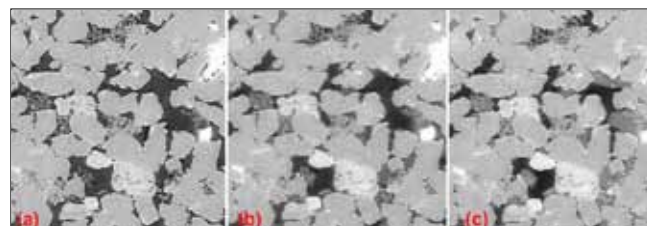
۳-۳- تشکیل امولسیون آب در نفت

تشکیل امولسیون آب در نفت در صورت تزریق آب کم‌شور در سنگ مخزن، در بسیاری از مطالعات بیان شده است [۳۶] و طبق نتایج به‌دست آمده، یک مکانیسم دیگر برای افزایش راندمان تولید نفت است؛ چون با افزایش گرانی سیال باعث جاروب^{۲۴} بهتر نفت به سمت چاه تولیدی می‌شود. طبق نتایج تحقیقات شعبانی-نژاد و همکارانش در سال ۲۰۱۷ که در شکل-۱۷ قابل مشاهده است، وجود این مکانیسم تأیید شده است. دایره‌های سبز رنگ در تصویر، نشانگر وجود امولسیون‌های آب در نفت بعد از آشام خودبه‌خودی نفت در شوری‌های متفاوت از آب تزریقی است [۱۸].

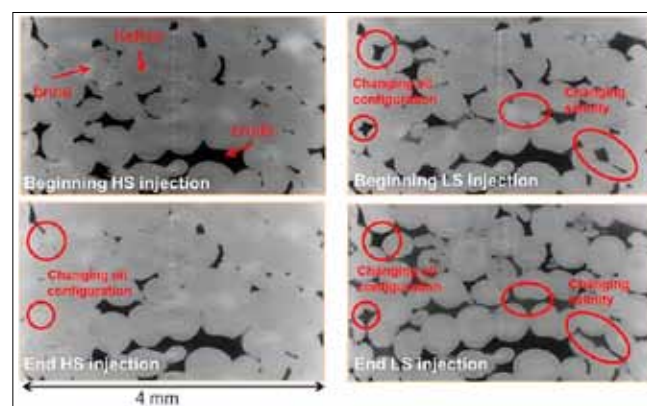
نتایج آزمایش‌ها Bartels و همکاران در سال ۲۰۱۶ تأیید می‌کند که در تزریق آب کم‌شور علاوه بر مکانیسم تغییر ترشوندگی، مکانیسم

که در بین نمونه‌ها بیشترین مقدار بوده است. در بعضی مناطق این نمونه سنگ به‌صورت محلی جابه‌جایی ذرات ریز رس نیز مشاهده شده است که باعث تولید نفت شده و راندمان تولید را افزایش داده است [۱۸].

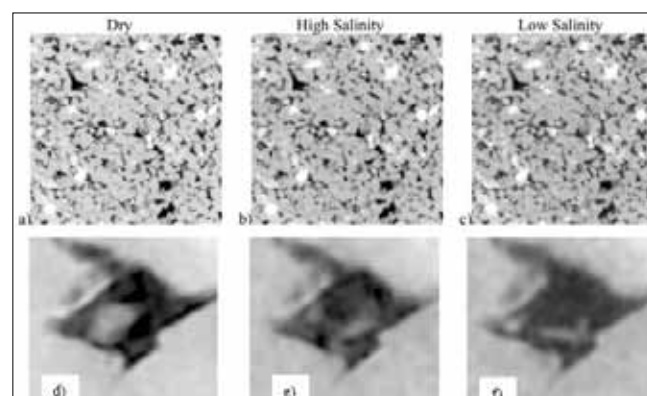
Bartels و همکاران در سال ۲۰۱۶ به بررسی این مکانیسم با استفاده از روش X-ray سریع و مطالعه سه‌بعدی توموگرافی^{۲۲} سنگ در طول



شکل ۱۴ | بزرگنمایی از سطح نمونه A (۱/۱۰۰ میلی‌متر × ۱ میلی‌متر)، (a) نمونه خشک، (b) تزریق آب شور، (c) تزریق آب با شوری کم (رنگ سیاه نشان‌دهنده نفت است) [۱۸].



شکل ۱۵ | توزیع نفت درون حفرت با تغییر شوری آب تزریقی [۳۴].



شکل ۱۶ | تصاویر FESEM گرفته شده از ماسه‌سنگ Berea. قسمت d مربوط به قبل از تزریق آب است، قسمت e مربوط به تزریق آب با شوری زیاد است، قسمت f مربوط به تزریق آب با شوری کم است. قسمت‌های c, b, a به مقیاس ۳/۲۶ میلی‌متر و d, e, f به مقیاس ۲۱۴ میکرومتر هستند [۳۵].

نتیجه‌گیری

یکی از مؤثرترین روش‌های ازدیاد برداشت نفت، روش تزریق آب با شوری کم است. در واقع 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. در بسیاری از مطالعات انجام شده، به افزایش راندمان تولید نفت هم در ماسه‌سنگ‌ها و هم در سنگ‌های آهکی با تزریق آب با شوری کم اشاره شده است. مکانیسم‌های افزایش راندمان تولید نفت در صورت تزریق آب با شوری کم، به خوبی در مقیاس حفره و شبکه حفرات^{۲۵} بیان نشده است. از روش دیجیتال سنگ و تصویربرداری Micro-CT به عنوان روشی دقیق برای مطالعه توزیع سیالات در حفرات سنگ و توزیع اندازه حفرات استفاده می‌شود.

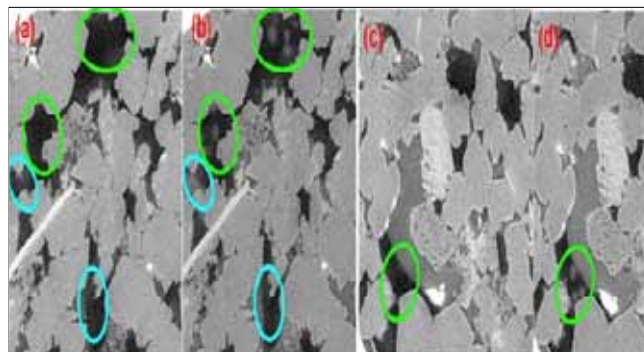
۱- با استفاده از روش دیجیتال سنگ و تحلیل تصاویر گرفته شده به روش Micro-CT از محیط متخلخل سنگ و سیالات محصور در آن، تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی در صورت تزریق آب با شوری کم، مشاهده و اثبات شده است.

۲- مهاجرت و جابه‌جایی رس‌ها درون حفرات سنگ از مکانیسم‌های اصلی در بهبود تولید از ماسه‌سنگ‌ها به روش تزریق آب با شوری کم است که با تحلیل تصاویر گرفته شده به روش Micro-CT از محیط متخلخل مشاهده و اثبات شده است.

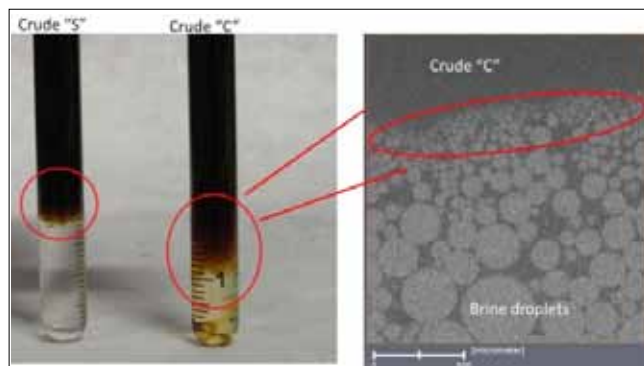
۳- با استفاده از روش دیجیتال سنگ و تصاویر گرفته شده از محیط متخلخل، تشکیل امولسیون آب در نفت در صورت تزریق آب با شوری کم مشاهده و اثبات شد.

۴- بنابراین در تحقیقات انجام شده به روش دیجیتال سنگ و تصویربرداری دوبعدی و سه‌بعدی از سنگ، افزایش راندمان تولید نفت در صورت تزریق آب با شوری کم طبق دلایل ذکر شده اثبات شده است. ■

ایجاد امولسیون آب در نفت نیز وجود دارد. نتایج این تحقیق در شکل-۱۸ نشان داده شده است که تشکیل امولسیون‌های آب در نفت به‌وضوح در تصویر گرفته شده از سیال درون محیط متخلخل قابل مشاهده است [۳۴].



شکل ۱۷ | تصویر سطحی Tomogram (۰/۶۶ میلی‌متر × ۰/۶۶ میلی‌متر) برای نمونه (a) تزریق آب شور، (b) تزریق آب با شوری کم- دایره‌های آبی‌رنگ نشانگر نفت جابه‌جاشده با تزریق آب کم شور است. دایره‌های سبز رنگ نشان‌دهنده امولسیون‌های آب در نفت تشکیل شده بعد از تزریق آب کم شور است [۱۸]



شکل ۱۸ | تفاوت در درجه تشکیل امولسیون آب در نفت برای نفت‌های S و C، شکل سمت راست نشانگر تصویر Micro-CT از نفت C است که نشانگر تشکیل قطرات آب در نفت به صورت امولسیون می‌باشد [۳۴].

پانویس‌ها

1. Primary oil production
2. In-situ combustion
3. Steam flooding
4. Water injection
5. Secondary oil production
6. Mobility ratio
7. X-ray Microtomography
8. Resolution
9. Digital Rock Physics
10. Interaction
11. Imbibition
12. Mini-plugs
13. Pore Network
14. Core Flooding
15. Spontaneous Imbibition
16. kaolinite
17. Pore Network
18. Clusters
19. Visualization
20. Spontaneous Imbibition
21. Fines Movement
22. Tomography
23. Mixed Wet
24. Sweap
25. Pore Network

- [1] Lake, L. W., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. (2014). Fundamentals of enhanced oil recovery.
- [2] Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., & Yen, T. F. (Eds.). (1989). Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. Elsevier.
- [3] Morrow, N., & Buckley, J. (2011). Improved oil recovery by low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 63(05), 106-112.
- [4] Masalmeh, S. K., Sorop, T. G., Suijkerbuijk, B. M., Vermolen, E. C., Douma, S., Van Del Linde, H. A., & Pieterse, S. G. J. (2014, January). Low salinity flooding: Experimental evaluation and numerical interpretation. In IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference.
- [5] Qajar, J., & Arns, C. H. (2016). Characterization of reactive flow-induced evolution of carbonate rocks using digital core analysis-part 1: Assessment of pore-scale mineral dissolution and deposition. *Journal of contaminant hydrology*, 192, 6086-.
- [6] Qajar, J., & Arns, C. H. (2017). Characterization of reactive flow-induced evolution of carbonate rocks using digital core analysis-part 2: Calculation of the evolution of percolation and transport properties. *Journal of contaminant hydrology*, 204, 1127-.
- [7] Qajar, J., Francois, N., & Arns, C. H. (2013). Microtomographic characterization of dissolution-induced local porosity changes including fines migration in carbonate rock. *SPE Journal*, 18(03), 545562-.
- [8] Berg, C. F., Lopez, O., & Berland, H. (2017). Industrial applications of digital rock technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 131147-.
- [9] Gunde, A. C., Bera, B., & Mitra, S. K. (2010). Investigation of water and CO₂ (carbon dioxide) flooding using micro-CT (micro-computed tomography) images of Berea sandstone core using finite element simulations. *Energy*, 35(12), 52095216-.
- [10] Andrä, H., Combaret, N., Dvorkin, J., Glatt, E., Han, J., Kabel, M., & Marsh, M. (2013). Digital rock physics benchmarks—Part I: Imaging and segmentation. *Computers & Geosciences*, 50, 2532-.
- [11] Andra, H., et al., (2013b). Digital rock physics benchmarks—Part II: computing effective properties. *Computation. Geoscience*. 50, 33–43.
- [12] Tembely, M., AlSumaiti, A. M., Jouini, M. S., & Rahimov, K. (2017). The Effect of Heat Transfer and Polymer Concentration on Non-Newtonian Fluid from Pore-Scale Simulation of Rock X-ray Micro-CT. *Polymers*, 9(10), 509.
- [13] Øren, P.-E., Bakke, S., Held, R., (2007). Direct pore-scale computation of material and transport properties for North Sea reservoir rocks. *Water Resource. Res.* 43 (12).
- [14] Berg, C.F., (2014). Permeability description by characteristic length, tortuosity, constriction and porosity. *Transp. Porous Media* 103 (3), 381–400.
- [15] Bekri, S., Howard, J., Muller, J., & Adler, P. M. (2003). Electrical resistivity index in multiphase flow through porous media. *Transport in Porous Media*, 51(1), 4165-.
- [16] Rezaei-Gomari, S., Berg, F., Mock, A., Øren, P. E., Petersen Jr, E. B., Rustad, A. B., & Lopez, O. (2011). Electrical and petrophysical properties of siliciclastic reservoir rocks from pore-scale MODELING.
- [17] Ramstad, T., Øren, P. E., & Bakke, S. (2010). Simulation of two-phase flow in reservoir rocks using a lattice Boltzmann method. *Spe Journal*, 15(04), 917927-.
- [18] Shabaninejad, M., Middleton, J., & Fogden, A. (2018). Systematic pore-scale study of low salinity recovery from Berea sandstone analyzed by micro-CT. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 283294-.
- [19] 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(2-111-99), (4).
- [20] Myint, P. C., & Firoozabadi, A. (2015). Thin liquid films in improved oil recovery from low-salinity brine. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 20(2), 105114-.
- [21] Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil recovery-an experimental investigation1. *Petrophysics*, 49(01).
- [22] Al-adasani, A., Bai, B., & Wu, Y. S. (2012, January). Investigating low salinity waterflooding recovery mechanisms in carbonate reservoirs. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers.
- [23] Cissokho, M., Bertin, H., Boussour, S., Cordier, P., & Hamon, G. (2010). Low salinity oil recovery on clayey sandstone: experimental study. *Petrophysics*, 51(05).
- [24] McGuire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., Sommer, D. M., & Carini, F. H. (2005, January). Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. In SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.
- [25] Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil recovery-an experimental investigation1. *Petrophysics*, 49(01).
- [26] Ligthelm, D. J., Gronsveld, J., Hofman, J., Brussee, N., Marcelis, F., & van der Linde, H. (2009, January). Novel Waterflooding Strategy By Manipulation Of Injection Brine Composition. In EUROPEC/EAGE conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [27] Assef, Y., Arab, D., & Pourafshary, P. (2014). Application of nanofluid to control fines migration to improve the performance of low salinity water flooding and alkaline flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, 331340-.
- [28] Berg, S., Cense, A. W., Jansen, E., & Bakker, K. (2010). Direct experimental evidence of wettability modification by low salinity. *Petrophysics*, 51(05).
- [29] Sorop, T. G., Suijkerbuijk, B. M., Masalmeh, S. K., Looijer, M. T., Parker, A. R., Dindoruk, D. M., ... & Al-Qarshubi, I. S. (2013, July). Integrated approach in deploying low salinity waterflooding. In SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers.
- [30] Rivet, S., Lake, L. W., & Pope, G. A. (2010, January). A coreflood investigation of low-salinity enhanced oil recovery. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [31] Shabaninejad, M., Marathe, R., Middleton, J., & Fogden, A. (2015, June). Micro-ct pore-scale analysis of low salinity recovery from reservoir sandstones. In 77th EAGE Conference and Exhibition 2015.
- [32] Shabaninejad, M., Middleton, J., Latham, S., & Fogden, A. (2017). Pore-Scale Analysis of Residual Oil in a Reservoir Sandstone and Its Dependence on Water Flood Salinity, Oil Composition, and Local Mineralogy. *Energy & Fuels*, 31(12), 1322113232-.
- [33] Lebedeva, E. V., & Fogden, A. (2011). Micro-CT and wettability analysis of oil recovery from sand packs and the effect of waterflood salinity and kaolinite. *Energy & Fuels*, 25(12), 56835694-.
- [34] Bartels, W. B., Rücker, M., Berg, S., Mahani, H., Georgiadis, A., Fadili, A., ... & Jacob, A. (2017). Fast X-ray micro-CT study of the impact of brine salinity on the pore-scale fluid distribution during waterflooding. *Petrophysics*, 58(01), 3647-.
- [35] Kumar, M., Fogden, A., Morrow, N. R., & Buckley, J. S. (2011). Mechanisms of improved oil recovery from sandstone by low salinity flooding. *Petrophysics-SPWLA-Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 52(6), 428.
- [36] Tetteh, J. T., Rankey, E., & Barati, R. (2017, October). Low salinity waterflooding effect: crude oil/brine Interactions as a recovery mechanism in carbonate rocks. In OTC Brasil. Offshore Technology Conference.