

مدل سازی و شبیه سازی تبدیل تغییر ترشوندگی سنگ مخزن

اسداله جوع عطا بیرمی^۱، ناصر اخلاقی^۲، محمدعلی جعفری^۳

^۱ هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی

^۲ هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی

^۳ کارشناسی ارشد مهندسی نفت دانشگاه آزاد اسلامی

چکیده

تغییر ترشوندگی در فرایند تزریق آب هوشمند همراه با بازیافت نفت بیشتر در آزمایش های آشام خودبه خودی، پس از جایگزین کردن آب ابتدایی با آب هوشمند، شناخته می شود. آشام خودبه خودی زمانی که مغزه ترشونده با نفت است مهار می شود؛ بنابراین فرض می شود افزایش باز یافت نفت در این آزمایش نشان دهنده تغییر ترشوندگی است. سیلاب زنی با آب کم شور یا آب هوشمند یک فرایند اقتصادی است و به تجهیزات سطحی کم و در نتیجه سرمایه گذاری کم و هزینه های عملیاتی کمی نیاز دارد. پتانسیل این روش برای اولین بار با بررسی تأثیر شوری آب بر خاک رس بر تغییرات تراوایی ماسه سنگ مورد مطالعه قرار گرفت. در برخی از مقالات، افزایش نفت آزاد شده نشان دهنده تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن است به وسیله دو مکانیزم حل شدن کلسیت و تغییر بار سطح و یا استفاده از هردو این مکانیزم ها این ها در سطح بزرگ عملی نشده اند تا کنون.

کلید واژه ها: سیلاب زنی با آب کم شور یا مهندسی شده (هوشمند) مکانیزم هایی برای تاثیر تزریق (آب کم شور) از جمله کاهش تراوایی، ویسکوالاستیسیته.

مقدمه

تقریباً ده تا پانزده درصد سنگهای رسوبی از سنگهای کربنات تشکیل شده اند. سه نوع عمده سنگ کربناته وجود دارد. سنگهای آهکی، دولومیت و گچ. سنگهای آهکی از کلسیت و دولومیت از کربناتهای کلسیت و منیزیم تشکیل می شوند. از سال ۱۹۵۰ معمولاً از تزریق آب برای حفظ فشار مخزن در کاهش انرژی طبیعی مخزن استفاده می شود، بنابراین بازیابی می تواند به ۴۰-۱۰٪ نفت اصلی موجود (OOIP) برسد. بازیابی سیلابزنی به پارامترهایی از جمله خصوصیات نفت، خصوصیات سنگ مخزن، الگوی چاه و غیره بستگی دارد. تقریباً همه مخازن مرسوم دریایی و خشکی از چرخه سیلابزنی عبور می کنند تا بخشی از نفت باقیمانده را پس از کاهش فشار طبیعی بازیابی کنند. مقدار قابل توجهی (تقریباً ۳/۲ OOIP) روغن حتی پس از سیلابزنی در منافذ باقی می ماند، بخشی از آن به دلیل نیروهای سطحی و سطح (interfacial) است. این مقدار در کربناته ها به دلیل ساختار پیچیده سنگ که معمولاً شامل شکستگی های طبیعی فراوان است، در مقایسه با انواع دیگر سنگ کمی بیشتر است؛ بنابراین، صنعت نفت علاقه مند به بهبود و بهبود فن آوری های بازیافت نفت برای بازیابی نفت بیشتر از مخازن بالغ است. مفهوم سیلابزنی با آب کم شور با استفاده از پساب تولید اولیه، توجه صنعت را در دو دهه اخیر جلب کرده است.^۱

سیلابزنی با آب کم شور یا مهندسی شده (هوشمند)

فرآیند سیلابزنی با آب در طی دو دهه گذشته، حتی بعد از توسعه روش های دیگر از دیاد برداشت مانند تزریق گاز و روشهای از دیاد برداشت شیمیایی، یکی از کاربردیترین روشها برای حفظ فشار مخزن بعد از کاهش فشار اولیه و همچنین حرکت و روبش نفت به سمت چاههای تولیدی شناخته شده است.

تغییر درجه شوری آب و یا تفاوت در ترکیب آب تزریقی با آب سازندی جهت تزریق، برای سیلابزنی با آب یکی از مباحث مورد مطالعه می باشد که می تواند در مخازن نفتی مورد استفاده قرار گیرد. در واقع در این روش با تغییر درجه شوری، که تحت عنوان سیلابزنی با آب کم شور یا مهندسی شده بیان میشود، سعی میشود تا با تزریق آب، اثرات متقابل آب، نفت و سنگ را تحت تاثیر قرار داد که با افزایش برداشت از مخازن نفتی مواجهه شد. هدف از ساخته شدن آب هوشمند تغییر ترشوندگی اولیه سنگ و تنظیم ترکیب یونها در سیال تزریقی است.

سازوکار فرآیند سیلابزنی با آب کم شور

مکانیزمی برای تاثیر تزریق آب کم شور از جمله کاهش تراوایی^۲، انحلال مواد معدنی^۳، تاثیرات اسمزی^۴، آزاد شدن اجزا قطبی نفت^۵، ویسکوالاستیسیته^۶، تغییر کشش بین سطحی، انبساط لایه الکتریکی دوگانه^۷، تبادل چند جزیی یونی^۸، تغییر ترشوندگی^۹ مطرح شده است؛ اما یافتن مکانیزم غالب در بحث یافتن ترکیب بهینه آب تزریقی به مخازن کربناته یا ماسه سنگی، چالش برانگیز است؛ اما مکانیزم تغییر ترشوندگی به طور گسترده به عنوان مکانیزم غالب و اساسی مورد قبول واقع شده است. بعضی محققان مانند آلوارادو و همکارانش در سال (۱۹۷۱) ترکیب تغییر ترشوندگی و توسعه ویسکوالاستیسیته بین سطحی را مکانیزم اساسی از دیاد برداشت میدانند. تغییر غلظت یونهای تعیین کننده پتانسیل باعث تغییر ترشوندگی و در نهایت بهبود تولید نفت از مخازن کربناته شد. همچنین نشان داده شده است که خصوصیات سطح علاوه بر ترکیب آب تزریقی

¹ interfacial

² Permeability reduction

³ Mineral dissolution

⁴ Osmotic effects

⁵ Desorption of polar oil components

⁶ viscoelasticity

⁷ Electrical double layer expansion

⁸ Multi component ionic exchange

⁹ Wettability alteration

و انحلال ماده معدنی سنگ مخزن، به طور قابل توجهی بر روی تغییر ترشوندگی تاثیرگذار است. ماهانی و همکاران سال (۲۰۱۷) بار سطح سنگ را به عنوان مکانیزم احتمالی تغییر ترشوندگی در سیلاب‌زنی با آب کم‌شور معرفی کردند

مکانیزم تغییر ترشوندگی

اساس تغییر ترشوندگی را، پایداری فیلم آب شکل گرفته بین سطح مشترک سنگ-آب و آب-نفت می دانند که بستگی به بار الکتریکی در سطوح مشترک سنگ-آب-نفت دارد. وجود برهمکنشهای اسیدی-بازی و فرایندهای جذب، باعث باردار شدن سطح مشترک بین آب و نفت میشود. یونهای با بار مخالف موجود در آب به سطح مشترک نفت-آب جذب میشوند و غلظت آنها زیاد میشود که باعث تشکیل یک لایه نفوذ یونی میشود و ضخامت این لایه نفوذ بستگی به طول دیبای دارد. با کاهش شوری، طول دیبای افزایش پیدا می کند و باعث افزایش جذب گروه های قطبی می شود

افزایش تولید تجمعی نفت حاصل از افزایش پتانسیل زتا تجمعی نرمال شده است. همچنین سطح مشترک نفت-آب می تواند بار مثبت داشته باشد در این مورد باید ترکیب آب تزریقی به گونه‌ای باشد که باعث ایجاد پتانسیل زتا مثبت در سطح مشترک آب-سنگ شود. قطبیت همسان در هر دو سطح مشترک ایجاد دافعه میکند که خود باعث بهبود پایداری فیلم آب می شود. بدین وسیله ترشوندگی از حالت مخلوط^{۱۰} یا ترشونده با نفت به حالت ترشونده با آب تغییر میکند که موجب افزایش تولید نفت می شود. اندازه گیری پتانسیل زتا برای تشخیص این که کدام یک از سطوح مشترک آب-نفت یا نفت-سنگ تاثیر بیشتری در تغییر زاویه تماس دارد به کار گرفته شده است و سطح مشترک آب-نفت تاثیر بیشتری بر تغییر ترشوندگی دارد.

ترشوندگی

تعریف ترشوندگی به عنوان نوعی چسبیدن یک مایع به سطح جامد در حضور مایعات غیر قابل اختلاط دیگر است. توصیف آن در میدان نفتی مانند تمایل سنگ مخزن به تماس با آب یا نفت یا هر دو است. این در شکل ۱ نشان داده شده است. شایان ذکر است که قابلیت تر شدن فقط میزان خیس شدن سنگ را تعیین میکند، اما به طور مستقیم به مایعی که در تماس با سنگ است، اشاره نمیکند. فعل و انفعالات خاص نفت خام / آب نمک / سنگ ممکن است منجر به تغییر ترشوندگی از آبدوستی به نفتدوستی شود. ترشوندگی خنثی (یا متوسط) متناسب با شرایطی است که سنگ تمایل زیادی به هیچ یک از مایعات ندارد.

به دلیل طبیعت پیچیده سنگ های مخزن، آنها همچنین میتوانند ترشوندگی کسری را رشد دهند. سطح داخلی سنگ با مواد معدنی متعددی با ویژگی های مختلف شیمیایی و جذب تجسم یافته است؛ بنابراین، جذب عناصر نفت خام در برخی از قسمت‌های سنگ ممکن است باعث ترشوندگی ناهمگن یا لکه دار شود. سالاتیل Salathiel قابلیت ترشوندگی مخلوط را به عنوان مسئله ویژه‌ای از ترشوندگی کسری معرفی کرد که در آن سطوح ترشده از نفت مسیره‌ای ثابت منافذ بزرگتر را تشکیل می دهند. انتظار میرود که در سنگهایی که ترشوندگی مخلوط دارند آب ترجیحاً منافذ کوچک را اشغال کند، که آب را مرطوب نگه میدارد در حالی که نفت منافذ بزرگتری را اشغال میکند. ترشوندگی یکی از این عوامل مهم است که بر جریان و توزیع مایعات در محیط متخلخل تأثیر میگذارد؛ بنابراین، "اندازه گیری" ترشوندگی و شناخت مکانیزمی که ممکن است حالت تر شدن سنگ را اصلاح کند، بسیار مهم است.

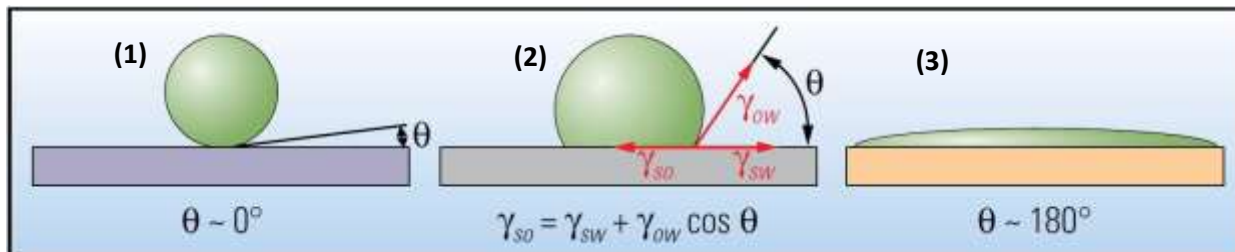
اندازه گیری میزان ترشوندگی، زاویه تماس θ است که به دلیل عملکرد کشش سطحی در مرزهای بین فاز به وجود می آید، همانطور که در شکل ۱ نشان داده شده است. اندرسون قابلیت ترشوندگی سنگ را به صورتی که در ادامه توضیح داده می شود، مشخص می کند: برای یک سنگ آبدوست $\theta < 75$ ، برای یک سنگ نفتدوست $\theta > 105$ ، در حالی که دامنه $75 < \theta < 105$ ، مبوب به سنگ های با ترشوندگی خنثی است [59]. با این وجود، فاکتورهای زیادی استفاده از اندازه گیری های زاویه تماس را برای توصیف تر بودن محدود می کنند. عامل اصلی، اندازه گیری هایی است که به طور معمول در یک سطح نرم انجام می شود و نمی تواند زبری، ناهمگنی و هندسه پیچیده سنگ های مخزن را در نظر بگیرد مورد دوم، عملکرد زاویه تماس است و هیچ اطلاعاتی در مورد وجود مواد آلی متصل و غیر قابل جابه جایی و قابلیت جا به جایی آن ها بر

¹⁰ Mixed-wet

روی سنگ های مخزن ندارد. بن؛ راین، استفاده از رویکرد زاویه تماس برای توصیف و اندازه گیری ترشوندگی مغزه کامل نیست و قرار است از تکنیک های دیگر استفاده شود.

شکل ۱... نمونه هایی از شرایط ترشوندگی مختلف: (۱) کاملاً مرطوب در آب؛ (۲) آب دوست؛ (۳) به شدت نفت دوست است.

[۶]



تصویربرداری از محیط متخلخل برای شبیه سازی

تصویربرداری از مقاطع محیط متخلخل به ۴ روش کلی قابل انجام است. امروزه با پیشرفت تکنولوژی، از فناوری نوینی در ساخت میکروسکوپ ها بهره می برند. استفاده از پرتوهای شتابدهنده الکترونی به عنوان منبع نوری و نیز آشکارسازهای الکترونی موجب شده تا میکروسکوپ های الکترونی^{۱۱} با قدرت تفکیک بالا جای میکروسکوپ های نوری را گرفته و در مشاهده و ثبت وقایع به ما کمک کنند. همچنین استفاده از آشکارسازهای الکترونی متفاوت صورت پذیرفته که هر کدام قابلیت ثبت تصاویر با ویژگیهای منحصر به خود است. افزایش کیفیت تصاویر و قدرت تفکیک بیشتر مواد و سیالات از جمله ویژگی های استفاده از این میکروسکوپها در مقایسه با میکروسکوپ های نوری است. میکروسکوپهای الکترونی باتوجه به تکنولوژی ساخت آنها در تصویربرداری انواع مختلفی دارند. میکروسکوپ الکترونی انتقال^{۱۲}، میکروسکوپ الکترونی برش-دنباله ای^{۱۳}، میکروسکوپ الکترونی اسکن کننده^{۱۴}، میکروسکوپ الکترونی بازتابی^{۱۵}، میکروسکوپ الکترونی انتقال اسکن^{۱۶}

تصاویر آشکارساز الکترونی تابیده شده (BSE)

این تصاویر متداولترین تصاویری است که از مقاطع میکرومدل هایافت می شود. الکترونها تابیده شده با انرژی بالا پس از نزدیک شدن به اتم های نمونه منعکس شده و در آشکارساز قابل تصویربرداری هستند. این روش تصویرساز از اختلاف بین نواحی با ترکیب شیمیایی متفاوت کمک می گیرد که بر اثر این تفاوت می توان تمایز میان فازهای مختلف جامد و فضای خالی را تشخیص داد. این تصاویر دو بعدی بوده و قابلیت انجام هرگونه آنالیزی برای مطالعات بعدی را دارا هستند [۲۵].

پردازش تصویر به منظور ساخت مدل فیزیکی

در این مرحله پردازش تصویر بر روی یک مقطع ماسه های شکل (۳-۳) به ترتیب زیر انجام گرفته است:

حذف نوفه^{۱۷}

در فرآیند پردازش تصاویر، به فیلترهایی که سبب کاهش نویز (نوفه) میشوند، فرآیندیکدست (ملایم) سازی تصویر یاد می شود. عملکرد این فیلترها به وسیله روابط خطی و غیرخطی تعریف شده که به تغییر در تیزیلبها، خروج تصویر از تیرگیبا روشنی با کمک پیکسلهایی که در همسایگی پیکسل مورد نظر قرار دارد؛ صورت میپذیرد. این فیلترها با روشهای (آماری-ترتیبی) که به همراه دارند، به رفع نوفه میپردازند. اگرچه هر کدام از این روشها در مواجهه با برخی از نوفهها قوی و در برخی ضعیف عمل میکنند. بحث در مورد انواع نویز و روشهای رفع آنها در تصاویر از حوصله این پژوهش خارج است، با این حال انواع مهمترین

¹¹Electron microscope

¹²Transmission electron microscope (TEM)

¹³Serial-section electron microscopy (ssEM)

¹⁴Scanning electron microscope (SEM)

¹⁵Reflection electron microscope (REM)

¹⁶Scanning transmission electron microscope (STEM)

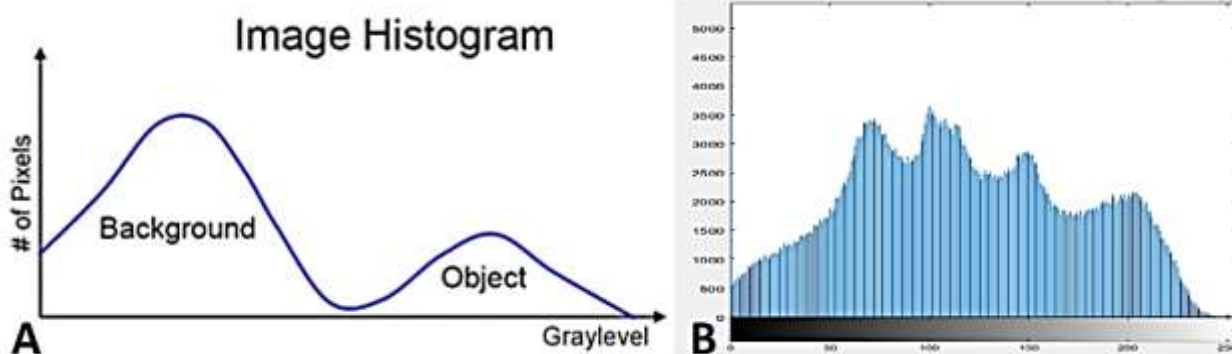
¹⁷Denosing / Noise reduction

نوفه عبارت اند از: نویز گاوسی^{۱۸}، نویز پواسون^{۱۹}، نویز فلفل-نمکی^{۲۰}، نویز ستاره‌های^{۲۱}، نویز یکنواخت^{۲۲}، نویز رایلی^{۲۳}، نویز دوره‌های^{۲۴}، نویز حرکتی^{۲۵}، ترکیبی از انواع نویز. اگرچه نوفه‌ها بر روی سیگنالها رخ میدهد با این وجود تصاویر نیز سیگنالهایی هستند که بر روی یک سطح پخش شده و مجموعه‌ی این سیگنالها با طول موجهای متفاوت (رنگها) به چشم ما می رسند و نوفه‌ها (موجهای با فرکانس بالا) می توانند بر روی تصاویر رخ دهند. انواع رفع نوفه نیز برای برطرفسازی این تصاویر نیز وجود دارد. از جمله مهمترین روش های رفع نویز می توان به: فیلترهای خطی^{۲۶}، فیلتر پایینگذر^{۲۷}، فیلتر بالاگذر^{۲۸}، فیلتر میانه^{۲۹}، فیلتر وینر^{۳۰}، فیلتر گاوسی^{۳۱}، فیلتر هدایت شده^{۳۲} و اجرای الگوریتمهای یادگیری ماشین برای رفع نویز را اشاره نمود. برای اجرای حذف نویز بر روی تصویر مورد پژوهش از فیلتر گاوسی در نرمافزار Matlab استفاده شده است [۲۶].

هیستوگرام تصویر

نمودارهای فراوانی هیستوگرام، نمودارهایی هستند که بر اساس داده های آماری، میزان فراوانی داده ها را برای شاخصها نمایان می سازند. برای تعریف شاخص هیستوگرام از روش های دیجیتال سازی تصاویر فضای رنگی (قرمز-سبز-آبی) را به فضای خاکستری^{۳۳} (سیاه-سفید) تبدیل مینمایند. این فضای خاکستری در تصاویر، میزان فراوانی پیکسلها با این طیف می باشد. همچنین این نمودارها سبب شناخت تفکیک فضای رنگی پس زمینه از اشیا موجود در تصویر خواهد شد. این عملیات به منظور ورود به عملیات آستانه‌گذاری صورت میپذیرد [۲۷].

شکل ۲ هیستوگرام تصاویر، B هیستوگرام تصویر مقطع مورد مطالعه.



آستانه‌گذاری تصویر

آستانه‌گذاری با تعیین حد برای جداسازی اشیا^۲ و پسزمینه^۳ با هدف باینریسازی تصویر^۴ صورت میگیرد. این روش با استفاده از هیستوگرامها صورت گرفته و حد میانی شی و پسزمینه را برای آن در نظر میگیرند. سپس برای جداسازی از فیلتری که بتواند تصویر را مجزا نماید، استفاده می شود و در نهایت عملیات دو دویی انجام میگیرد. روش های زیادی برای دو

¹⁸ Gaussian noise

¹⁹ Poisson noise

²⁰ Salt-and-pepper noise

²¹ Speckle noise

²² Uniform noise

²³ Rayleigh noise

²⁴ Periodic noise

²⁵ Blurred noise

²⁶ Linear filter

²⁷ Min filter

²⁸ Max filter

²⁹ Median filter

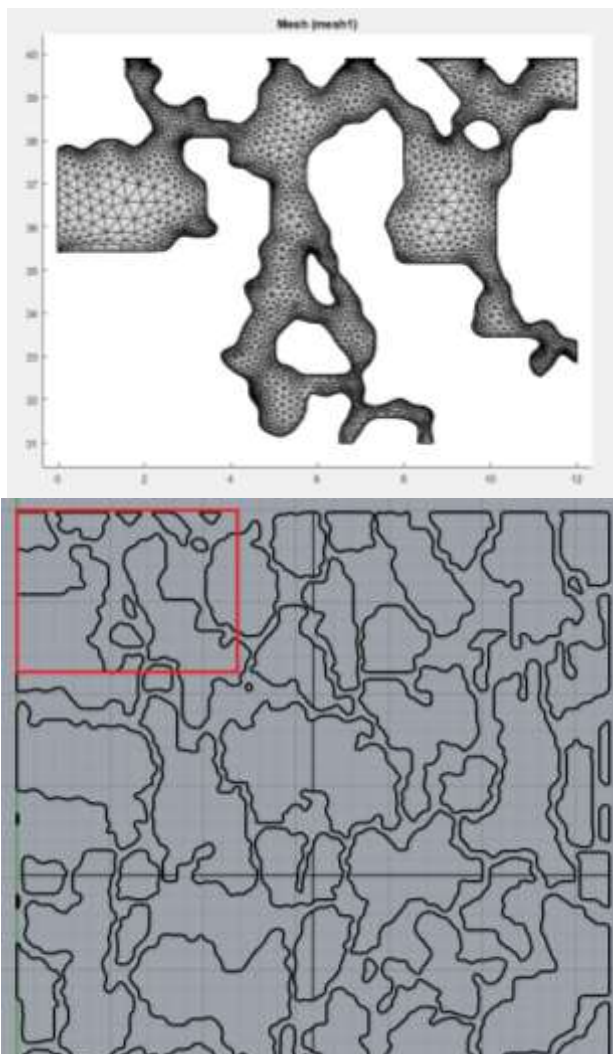
³⁰ Wiener filter

³¹ Gaussian filter

³² Guided filter

³³ Grayscale

دویی مطرح و اجرا شده و همچنان موضوع مورد مطالعه بسیاری از پژوهشهای پردازش تصویر میباشد. دو دویی به صورت باینری و چندگانه صورت میگیرد. در این پژوهش از روشهای آستانهگذاری باینری که شامل روش آستانهگذاری سراسری Otsu است، استفاده شده که یکی از بهترین روشهای آستانهگذاری است [۲۸]. در این پژوهش قسمتی از تصویر سنگ مخزن Berea استفاده شده است که به کمک نرم افزار Rhino تبدیل به فایل cad به منظور ساخت مدل فیزیکی برای حل مسئله شده است. بدین منظور قسمتی از محیط متخلخل ماسه سنگ Berea را انتخاب و شرایط مرزی را تعریف میکنیم شکل ۳ متخلخل ماسه سنگ Berea را انتخاب و شرایط مرزی



شرح مدل سیالات برای شبیه سازی

با توجه به مطالعاتی که در فصول گذشته صورت گرفت؛ سیالات موجود در سناریوهای شبیه سازی پیش رو ۳ نوع خواهد بود. نفت درجا که به صورت اولیه در میکرومدل حاضر است. دو سیال آبسازند و آب کم شور به ترتیب برای سناریوهای اول و دوم به میکرومدل شبیه سازی تزریق خواهند شد. همچنین دما ثابت و سیالات تراکم پذیری کمی خواهند داشت.

خصوصیات نفت

نفت به صورت عمومی با درجه API شناخته می شود و با توجه به این عدد دسته بندی و حیطه خصوصیات فیزیکی نفت را برای ما مشخص میسازد. اگر چه دسته بندی متفاوتی برای نفت مطرح میشود با این وجود از نظر وزن مخصوص می توان ۴ دسته زیر را برای رده بندی نفت با درجه API مطرح نمود [۲۸].

- نفت سبک: درجه API بالای ۳۱٫۱ و چگالی کمتر از ۸۷۰ کیلوگرم بر مترمکعب.

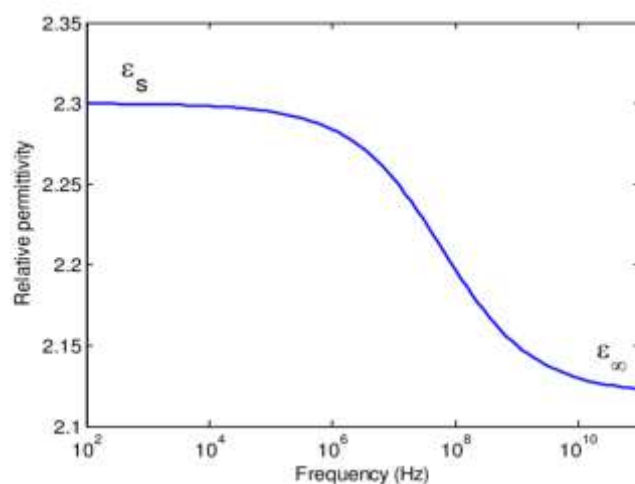
- نفت معمولی: درجه API بین ۲۲،۳ تا ۳۱،۱ و چگالی بین ۹۲۰ تا ۸۷۰ کیلوگرم بر مترمکعب.
- نفت سنگین: درجه API بین ۱۰ تا ۲۲،۳ و چگالی بین ۱۰۰۰ تا ۹۲۰ کیلوگرم بر مترمکعب.
- نفت فوق سنگین: درجه API کمتر از ۱۰ و چگالی بیش از ۱۰۰۰ کیلوگرم بر مترمکعب.

نفتی که نیاز است تا در شبیهسازی قرار داشته باشد، بایستی نفت با درجه سنگین باشد؛ زیرا انجام عملیات ازدیاد برداشت بر روی نفتهای سبک از نظر اقتصادی به صرفه نیست. همچنین به دلیل وابستگی این نوع نفتها به ترکیبات آلی (برشهای سنگین G_7+) باید قبل از شبیهسازی مطالعات دقیقی بر روی نفت مورد مطالعه صورت پذیرد. در جدول زیر خصوصیات نفت برای شبیهسازی قرار گرفته است.

جدول ۱ - خصوصیات نفت برای شبیهسازی

مقدار [واحد]	خصوصیات فیزیکی نفت
۱۳	$^{\circ}API$
$793/07 [kg/m^3]$	ρ_o
$0/0032 [Pa. s]$	μ_{od}
شکل	$Conduc$
	er

شکل ۱



جدول ۲- خواص نفت مخزن مورد نظر

Parameter	Feed oil
API gravity (°)	~13
Viscosity at 20 °C (Pa.s)	0.49
Density at 15 °C (g.cm ⁻³)	980 kg/m³
Sulfur (wt.%)	3.8
Ni (ppm)	56
V (ppm)	150
Ni + V (ppm)	206
Asphaltene (wt.%)	11.3
Simulated distillation, ASTM D2887	
10 vol.%	105
30 vol.%	151
50 vol.%	208
70 vol.%	293
90 vol.%	405

جدول ۳- انواع نفت های مورد نظر با رسانندگی در مقابل دمای مورد نظر

Crude Oil	Temperature (°C)	Conductivity (nS/m)	Crude Oil	Temperature (°C)	Conductivity (nS/m)
A	22	56.6	D	22	6.7
	40	128.5		40	17.8
	50	208.8		50	39.7
	60	219.3		60	56.1
	70	232.7		70	79.0
B	22	94.9	E	22	14.3
	40	209.1		40	48.5
	50	391.5		50	130.8
	60	428.4		60	141.8
	70	544.2		70	162.4
C	22	50.3			
	40	93.9			
	50	167.0			
	60	188.7			
	70	216.1			

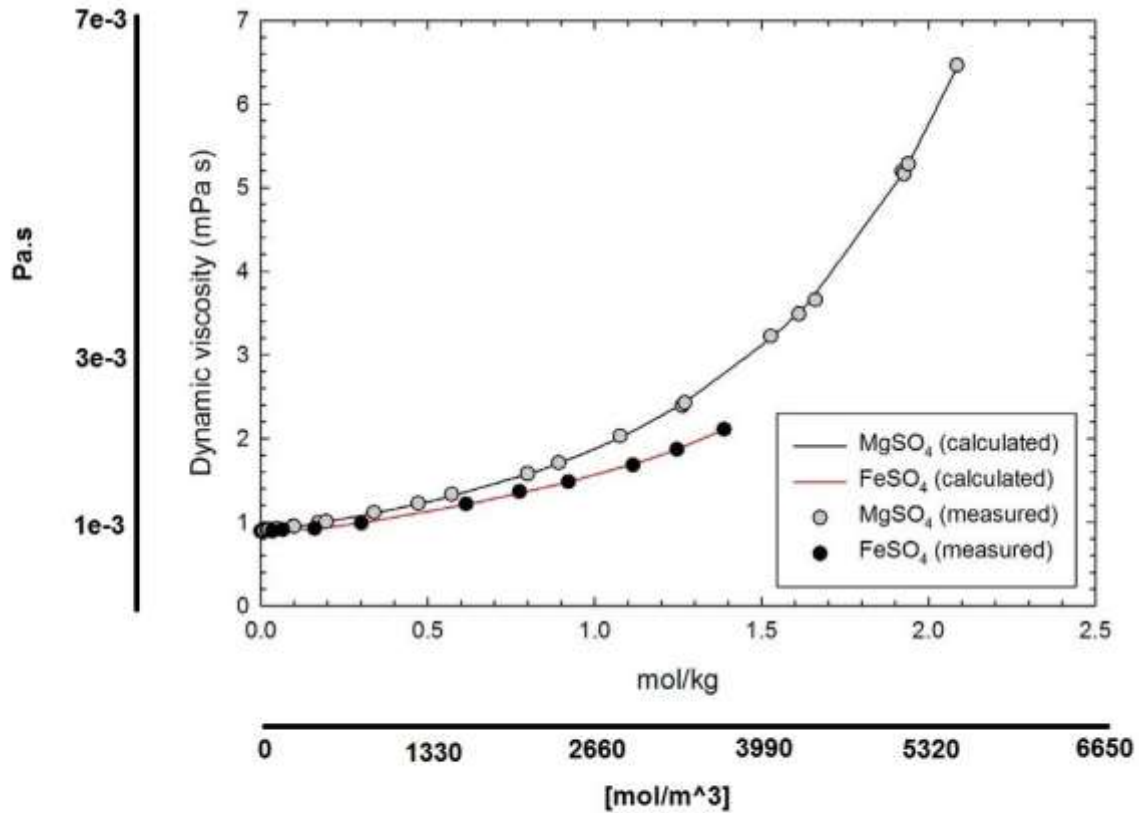
خصوصیات آب سازند و آب کم شور و آب بدون نمک

سولفات منیزیم و سولفات آهن بر حسب گرانیروی دینامیکی از یون $MgSO_4$ غلظت بر حسب ppm و تبدیلش به mol/m^3

جدول ۴- خصوصیات فیزیکی آب سازند مورد نظر

آب بدون نمک	آب کم شور	آب سازند [واحد]	خصوصیات فیزیکی آب
		۱۳	$^{\circ}API$
		$793.07 [kg/m^3]$	ρ_o
		$0.033 [Pa.s]$	μ

شکل ۲- نمودار ویسکوزیته ی دینامیکی بر حسب غلظت

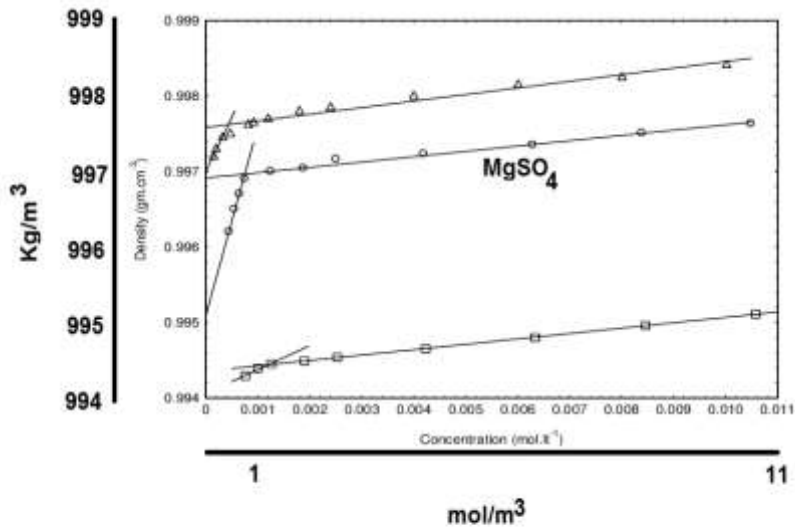


$$\rho_{\text{MgSO}_4} = 2660 \text{ Kg/m}^3$$

$$\begin{aligned} \rho &= m/V ; [\text{kg/m}^3] = [\text{kg}]/[\text{m}^3] \\ \rho * V &= m ; [\text{kg/m}^3] * [\text{m}^3] = [\text{kg}] \\ \Rightarrow [\text{mol/kg}] &= [\text{mol}]/[\text{kg/m}^3] * [\text{m}^3] ; \\ [\text{mol/kg}] &= 1/\rho * [\text{mol/m}^3] ; \\ \rho * [\text{mol/kg}] &= [\text{mol/m}^3] ; \end{aligned}$$

توابع دانسیته و ویسکوزیته در غلظتهای مختلف برای نمک MgSO_4 به صورت شکل های مختلف و شماره گذاری شده تهیه توابع برای مواد و عناصر جهت اضافه کردن .

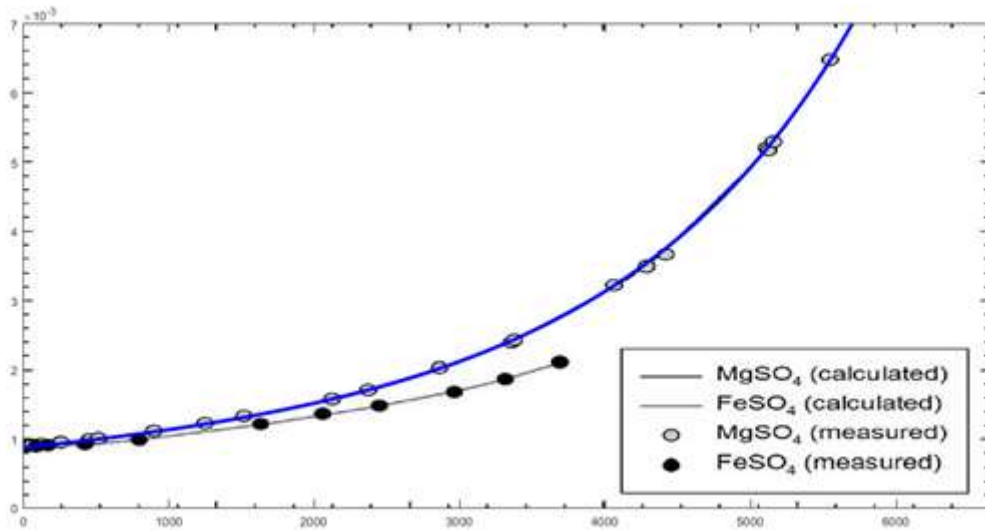
شکل ۳- نمودار چگالی مواد مورد نظر بر حسب غلظت آن ها



$$1 \text{ mol/Lit} = 1000 \text{ mol/m}^3$$

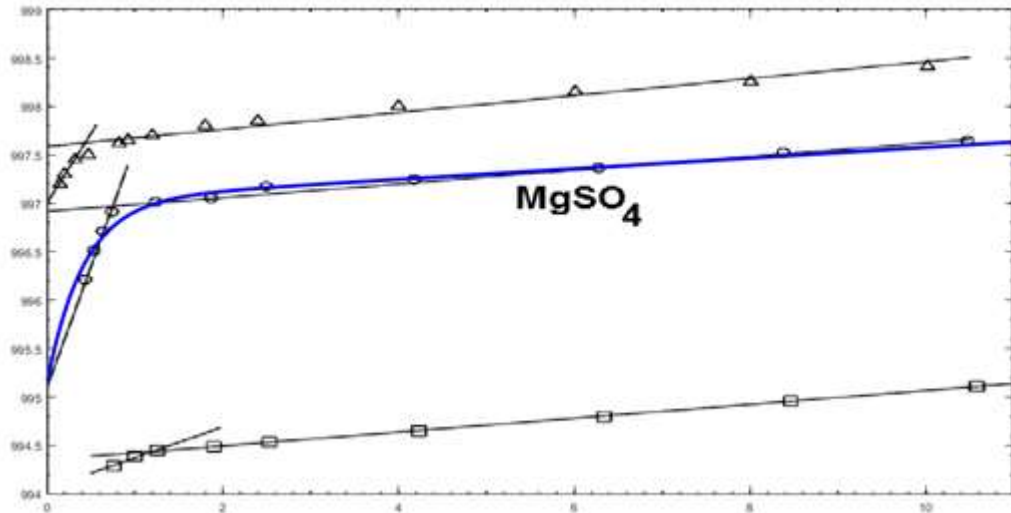
محاسبه دو تابع برای دانسیته و ویسکوزیته بر حسب غلظت توابع دانسیته و ویسکوزیته در غلظتهای مختلف برای نمک $MgSO_4$ به صورت زیر تهیه و توابع برای آنها جهت اضافه کردن به کدها نوشته شد.

شکل ۴



توابع دانسیته و ویسکوزیته در غلظتهای مختلف برای نمک $MgSO_4$ به صورت شکل های مختلف و شماره گذاری شده تهیه توابع برای مواد

شکل ۵- نمودار گرانی دینامیکی و چگالی به دست آمده از کدنویسی بر حسب غلظت



Density

$$997.0479 * \exp(5.51232e-05 * x) + -1.951337 * \exp(-2.458488 * x)$$

Viscosity

$$0.00078793 * \exp(0.0001957 * x) + 8.7043e-05 * \exp(0.00069599 * x)$$

پردازش (شبیه‌سازی)

خواص فیزیکی میکرومدل مورد بحث

خواص فیزیکی میکرومدل به چند بخش خواص اولیه میکرومدل و ابعاد میکرومدل تقسیم می‌شود.

خواص اولیه میکرومدل

این خواص شامل خصوصیات اولیه و یا غیر قابل تغییر در میکرومدل و در مدت شبیه‌سازی است.

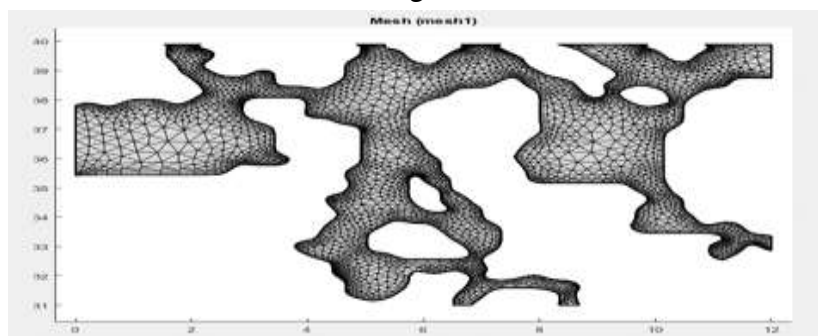
ابعاد میکرومدل

ابعاد میکرومدل در شکل اولیه با توجه به مقیاس تصویر آن تقریباً برابر ۲/۹۰۴ میلی‌متر در ۲/۰۲۵۵ میلی‌متر است. فایل *dxg* اصلاح

شده پس از وارد شدن به نرم‌افزار کامسول با تغییر جایگاه به مبدا و مقیاس سازی به صورت شکل

قابل مشاهده است.

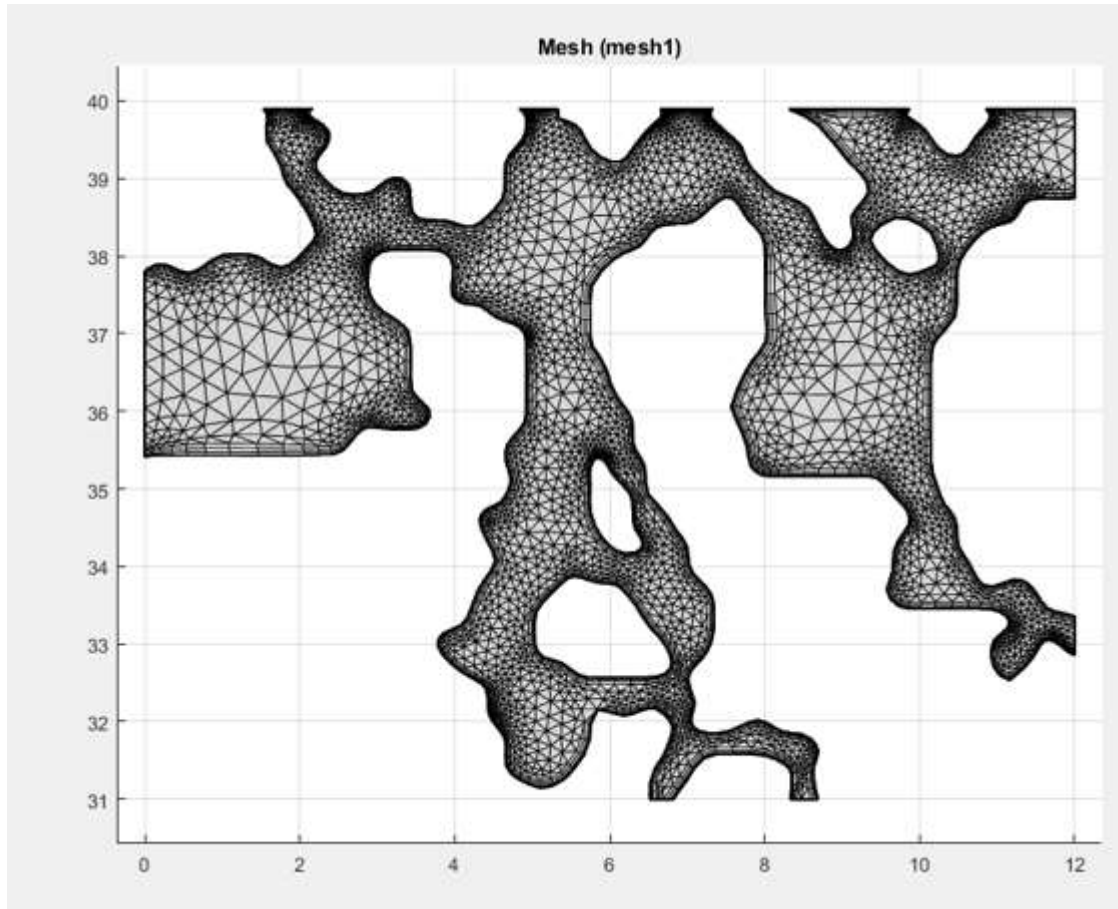
شکل ۶



توضیح خواهیم داد ابعاد میکرومدل و تخلخل چقدره و ... مقیاس میکرون، اعداد در مراحل بعدی توضیح داده شده همراه

باشکل های متفاوت در صفحه بعد .

توضیح خواهم داد ابعاد میکرومدل و تخلخل چقدره و ... مقیاس میکرون، اعداد در مراحل بعدی



شکل ۷-۵ ناحیه در این اسلایس از سنگ مخزن Berea دارای بار منفی هستند و بقیه مرزهای دارای بار مثبت هستند

فشار اولیه

فشار اولیه نفت درون میکرومدل به علت استفاده از تعریف سیال به صورت نفت مرده، $psi \ 14/7$ فرض شده و برای به حرکت در آمدن نفت از تعریف مرز ورودی و خروجی با فشار ثابت استفاده میشود که در قسمتهای بعدی به نحوه تعریف آن در نرمافزار کامسول خواهیم پرداخت.

اشباع

اشباع آب در مدل در ابتدای شبیه سازی صفر بوده و به تدریج افزایش خواهد یافت. متعاقباً اشباع نفت نیز ۱ میباشد. با توجه به این رویکرد در پایان شبیه سازی برای حالت های تزریق آب کم شور و آب معمولی نتایج اشباع نفت و بازیافت نفت قابل مقایسه خواهند بود.

جدول ۵- درصد اشباع اولیه سیالات در میکرومدل

اشباع فاز در ابتدای شبیه سازی	درجه اشباع در ابتدا (کسر)
$S_{o,initial}$	۱
$S_{w,initial}/S_{ls,initial}$	۰

درجه اشباع نفت باقی مانده

این درجه اشباع در شبیه سازی دوفازی رخ داده و زمانی حاصل میشود که پس از انجام تزریق به مدل دیگر نفتی قابل تولید نباشد. این اشباع میتواند در نواحی دور از دسترس سیلاب زنی و یا در نواحی که میزان فشار موئینگی بالا باشد باعث به دام

افتادگی نفت گردد. همچنین اگر سطح مدل با تغییر شدید ترشوندگی روبهرو شود می توان شاهد پدیده به دام افتادگی نفت بود.

غلظت یون $MgSO_4$

غلظت تزریق $2000ppm$ رو مناسب و هدف تزریق آب کم شور معرفی کن ($44.2 mol/m^3$)

پتانسیل زتا و بار اولیه دیواره های مدل

خواص متغیر

این خواص فیزیکی در طول شبیه سازی از میکرومدل حاصل می گردند و برای دو حالت شبیه سازی مورد استفاده قرار می گیرند.

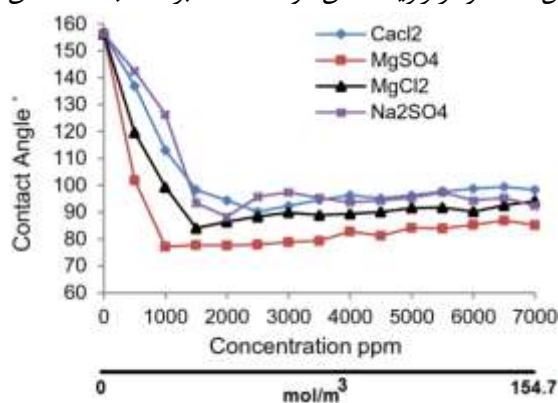
خواص دوفازی

این خواص قابل محاسبه در شرایط دوفازی بوده و گاهی در میکرومدل ثابت و گاهی متغیر هستند.

ترشوندگی

تمایل یک سیال برای چسبیدن و یا پخش شدن روی یک سطح جامد در حضور سیال دیگر غیر قابل امتزاج را ترشوندگی می گویند. این تمایل برای پخش شدگی را با اندازه گیری زاویه تماس سطح مایع-جامد بیان کرده و با θ نمایش می دهند. زاویه تماس همواره از طرف مایع به سمت جامد اندازه گیری می شود. ترشوندگی پارامتری است که توزیع کننده سیال در محیط متخلخل است و وجود آن باعث آن میشود که فاز ترکننده در حفره های کوچکتر قرار گرفته و فاز غیر ترکننده در کانالهای بازتر قرار بگیرند. با تعریف تابعی وابسته به غلظت یون حل شده در آب می توان، خواص و تغییرات ترشوندگی سطح آب-جامد را در شبیه سازی و کنترل نمود. در ۲ سناریوی تزریقی مورد مطالعه در ابتدای شبیه سازی سطح کانالهای میکرومدل نفت دوست بوده و در تعامل با آب و یا آب کم شور ترشوندگی آن دستخوش تغییر خواهد شد و زاویه تماس تغییر خواهد کرد.

شکل ۸- نمودار زاویه تماس مواد مختلف بر حسب غلظت آن ها

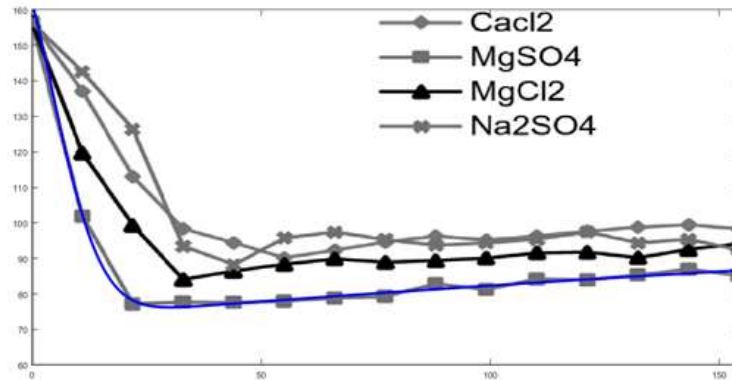


توابع IFT و ترشوندگی در غلظت های مختلف برای نمک $MgSO_4$ به صورت شکل های داده شده تهیه و توابع بریا آنها جهت اضافه کردن به کد ها نوشته شد در شکل (۸) توضیح

جدول ۶- زاویه تماس برای سیالات تزریقی در میکرومدل

ترشوندگی فاز	زاویه تماس (رادیان)
$\theta_{w(c)}$	$5\pi/6$
$\theta_{ls(c)}$	asdaasd

شکل ۹- تابع زاویه تماس (رادیان) بر حسب غلظت و نحوه مقدار دهی به ترشوندگی در نرمافزار.



توابع IFT و ترشوندگی در غلظت های مختلف برای نمک $MgSO_4$ به صورت شکل های داده شده تهیه و توابع بریا آنها جهت اضافه کردن به کد ها نوشته شد در شکل (۱۰) توضیح

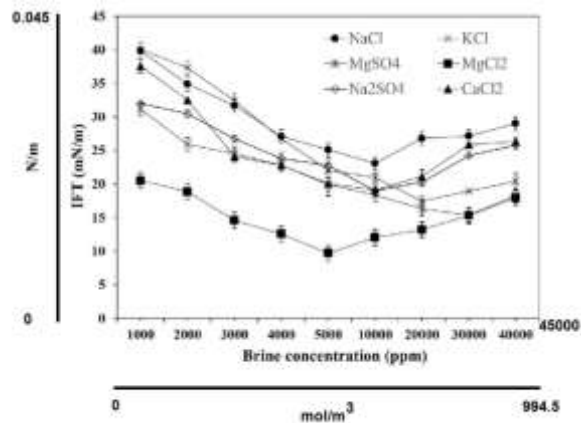
ترشوندگی

$$106.6227 * \exp(-((x+6.352155)/15.02138)^2) + 95.13488 * \exp(-((x-380.7792)/738.4838)^2)$$

کشش سطحی و کشش بین سطحی (σ)

زمانی که در سیستمهای چندفازی سیالات غیرامتزاجی باهم در تماس هستند، لازم است اثر نیروهای بین سطحی مورد مطالعه قرار گیرد. عبارت «کشش بین سطحی» برای توصیف نیروهای سطح تماس بین دوفاز مایع و «کشش سطحی» برای توصیف نیروهای سطح تماس بین دوفاز مایع-گاز استفاده میشود.

شکل ۱۰- نمودار کشش بین سطحی نمک های مختلف بر حسب غلظت آن ها

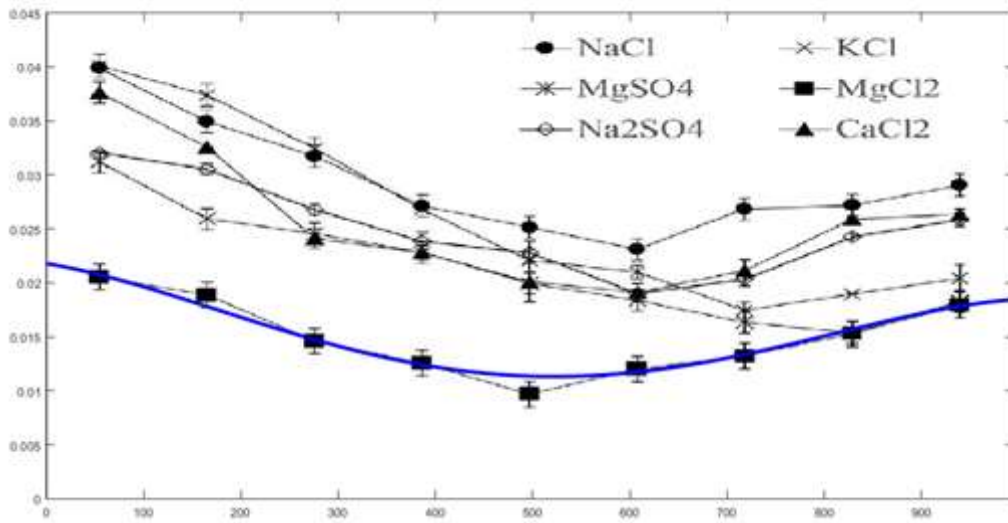


توابع IFT و ترشوندگی در غلظت های مختلف برای نمک $MgSO_4$ به صورت شکل های داده شده تهیه و توابع بریا آنها جهت اضافه کردن به کد ها نوشته شد در شکل (۱۱) توضیح

جدول ۷- نیروی کشش بین سطحی برای سیالات تزریقی در میکرومدل

کشش بین سطحی فاز	مقدار $[N/m]$
$\sigma_{w(c)}$	4.8×10^{-2}
$\sigma_{ls(c)}$	adasd

شکل ۱۱- تابع کشش بین سطحی بر حسب غلظت و نحوه مقدار دهی به کشش بین سطحی در نرم افزار



توضیح توابع IFT و ترشوندگی در غلظت های مختلف برای نمک $MgSO_4$ به صورت شکل های داده شده تهیه و توابع بریا آنها جهت اضافه کردن به کد ها نوشته شد در شکل (۱۳)

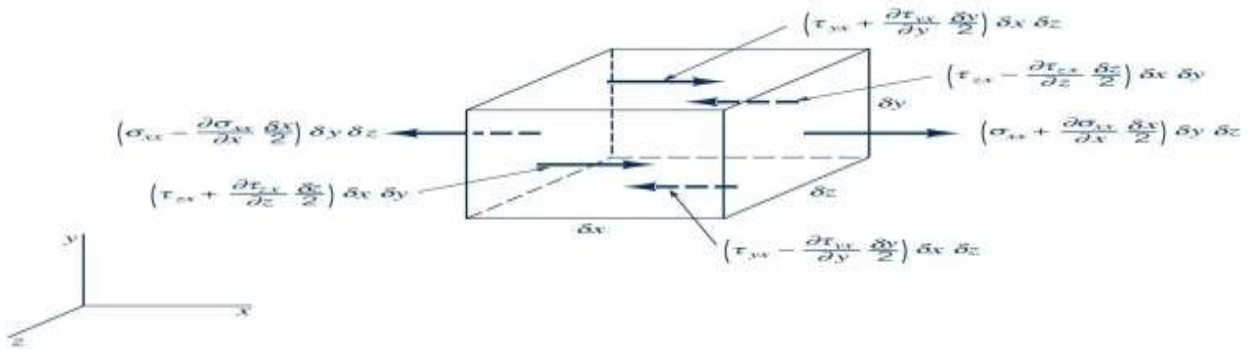
IFT

$$-9.916e-14*x^4 + 1.958e-10*x^3 - 8.506e-08*x^2 - 1.4884e-05*x + 0.021787$$

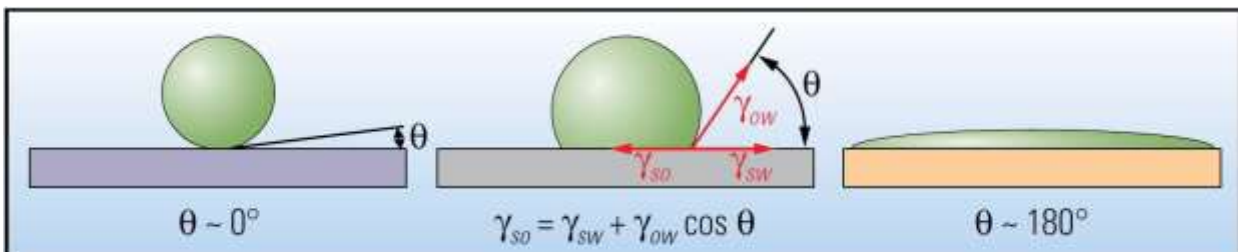
رژیم جریان چند فازی

انواع جریانها و جریان های چندفازی و تکنیکهای محاسباتی آنها مانند FEM, FDM

شکل ۱۲- معادلات حاکم بر حل معادله ناویه-استوکس معادلات ناویه-استوکس برای سیالات تراکم ناپذیر



نمونه هایی از شرایط ترشوندگی مختلف: (۱) کاملاً مرطوب در آب؛ (۲) آب دوست؛ (۳) به شدت نفت دوست است.



معادله انتقاله-انتقال. جرم. ترشوندگی. غلظت (فی-ک)

$$S^* = \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}}$$

$$\theta = \frac{S_{orw} - S_{orw}^{LS}}{S_{orw}^{HS} - S_{orw}^{LS}}$$

به حرکت یک گونه (A Species) شیمیایی از ناحیه‌ای با غلظت بیشتر به سمت ناحیه‌ای با غلظت کمتر، انتقال جرم گفته می‌شود

معادله-پتانسیل الکتریکی: رابطه ϵ ثابت دی الکتریک آب، ϵ_0 ثابت گذردهی خلاء $(8.854 \times 10^{-12} \frac{C}{V.m})$ ، T دمای مطلق $(R.K)$ ، ثابت گاز ایده آل $(8.314 \frac{J}{mol.K})$ ، قدرت یونی محلول یا محلول الکترولیت، F ثابت فارادی $(96490 \frac{C}{mol})$ و Z بار یونی در نرم افزار برابر با ۱ در نظر گرفته می‌شود.

معادله -هلم هولتز

$$\left(\frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{G}{T} \right) \right)_{p, \{n_j\}} = - \frac{H}{T^2}$$

شکل ۱۳- نحوه ی محاسبه ی پتانسیل زتا

Zeta potential by Electrophoresis



Electrophoretic mobility μ_e is calculated from particle migration v

$$\mu_e = \frac{v}{E}$$

Zeta potential ζ is obtained from the Helmholtz-Smoluchowski equation

$$\zeta = \frac{4\pi\eta}{\epsilon} f(\kappa a) \cdot \mu_e$$

- η = Viscosity of medium
- ϵ = Dielectric constant
- $f(\kappa a)$ = Helmholtz-Smoluchowski function
- ζ = Zeta potential
- μ_e = Electrophoretic mobility
- a = Radius of particle
- E = Electric field

Zeta Potential determination

$\zeta = \mu_e \frac{\eta}{\epsilon} f(\kappa, a)$

Calculated / Measured

Zeta is dependent of the κ, a factor value
 κ is dependent of the solvent.

- μ_e : Zeta Potential (mV)
- η : viscosity of medium
- ϵ : medium permittivity
- η : medium viscosity
- a : particle radius
- κ : inverse of double layer thickness
- a : Debye length
- $f(\kappa a)$: Henry's function

General case

$f(\kappa, a) = 1.5$

Debye-Hückel

$f(\kappa, a) = 1$

Organic medium

$f(\kappa, a) = 0.5$

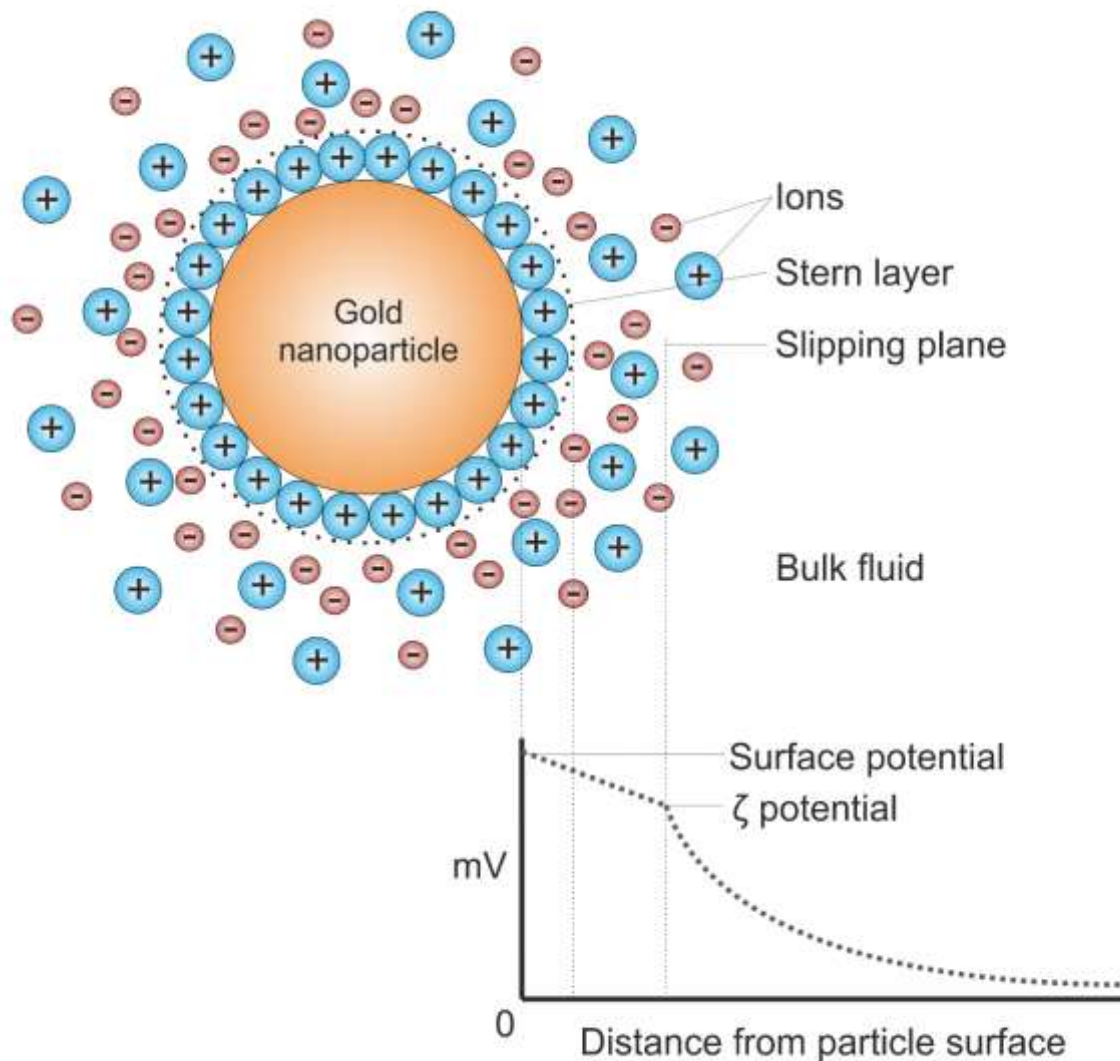
99% cases !!!

در اصطلاحات علمی برای اشاره به پتانسیل الکتریکی در تعلیق کلوئیدی به کار می‌رود

۱. قسمت درونی: شامل یون‌هایی است که به صورت قوی با سطح خارجی غشاء اتصال پیدا کرده‌است.

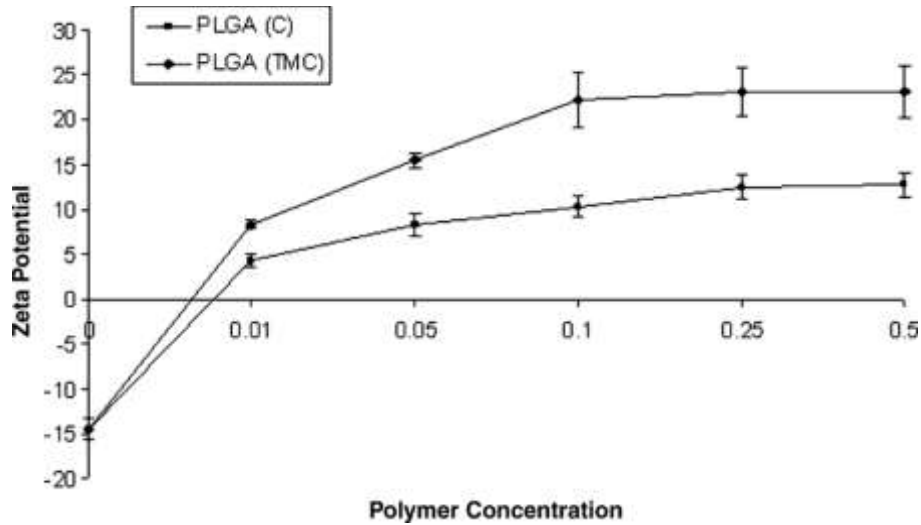
شکل ۱۵- شماتیکی از مدل دولایه الکتریکی و ارتباط آن با پتانسیل زتا

شکل ۱۴- شماتیکی از مدل دولایه الکتریکی و ارتباط آن با پتانسیل زتا



۱. قسمت بیرونی یا ناحیه پراکنده که یون‌ها در آن قسمت در حالت تعادل یونی به سر می‌برند. پتانسیل Zeta به عنوان قسمت کاربردی بار الکتریکی سطح غشاء عمل می‌کند. ماهیت محیطی که سلول در آن قرار دارد، میزان یون‌ها و pH محیط بر روی میزان پتانسیل zeta تأثیر می‌گذارد.

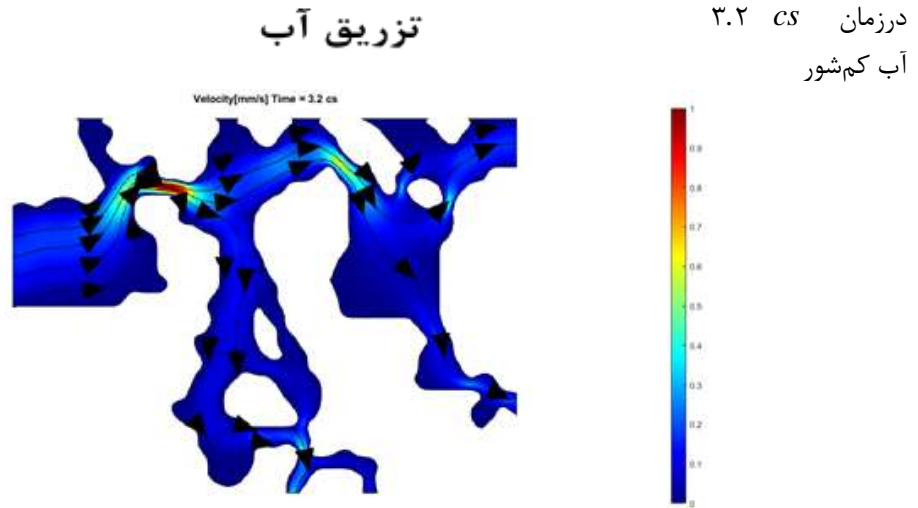
شکل ۱۵- نمودار پتانسیل زتا برحسب غلظت پلیمر



شبیه‌سازی جریان دوفازی دینامیک سیالات محاسباتی (CFD)

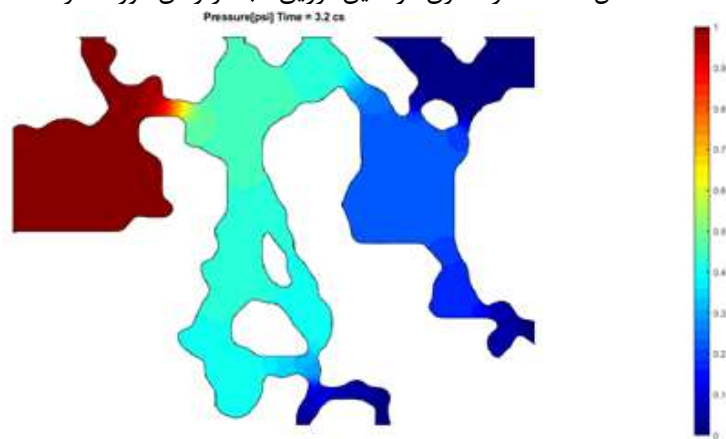
تکنیک *CFD* از هضم بی‌هوازی یک فرآیند بیوشیمیایی پیچیده‌ی چند مرحله‌ای است که شامل یک سری واکنش‌های میانی است که توسط گروه‌های مختلفی از میکروارگانیسم‌های بی‌هوازی صورت می‌گیرد. در این پژوهش شبیه‌سازی بر پایه‌ی دینامیک سیالات محاسباتی *CFD* سه بعدی جفت شده. تعریف مسئله در *MATLAB*: متلب (*MATLAB*) یک محیط محاسباتی و زبان برنامه‌نویسی است که کاربردهای فراوانی در رشته‌های مختلف علوم و مهندسی دارد. واژه *MATLAB* از دو واژه انگلیسی *MATRIX* به معنای ماتریس و *LABORATORY* به معنای آزمایشگاه تشکیل شده است، زیرا در آن مبنای محاسبات ماتریس‌ها هستند.

شکل ۱۶- شماتیک سرعت جریان سیال در هنگام تزریق آب در زمان ۳,۲ cs

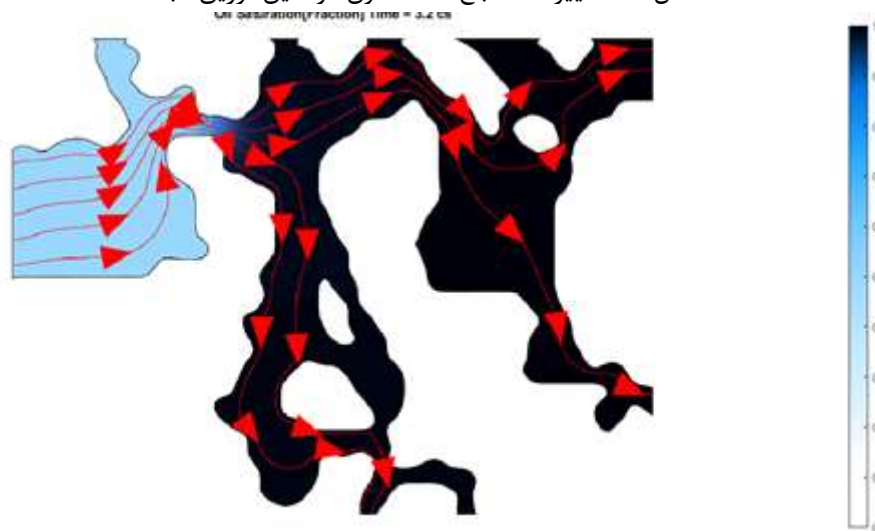


۱- پروفایل سرعت
بحث و نتایج آزمایش آب کم‌شور

شکل ۱۷- فشار مخزن در حین تزریق آب در زمان مورد نظر

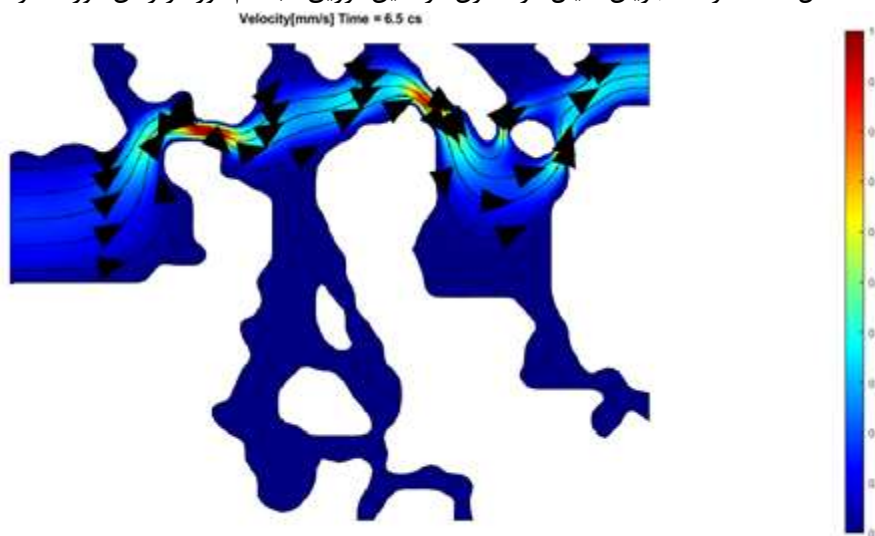


شکل ۱۸- تغییرات اشباع نفت مخزن در حین تزریق آب

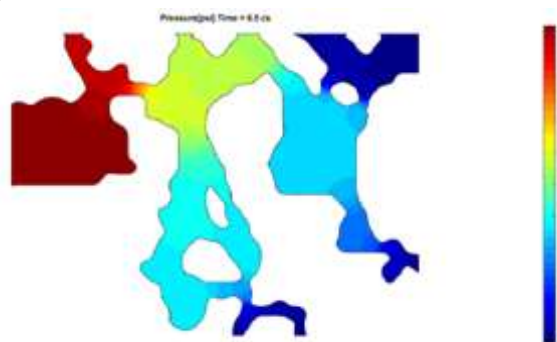


تزریق آب کم‌شور

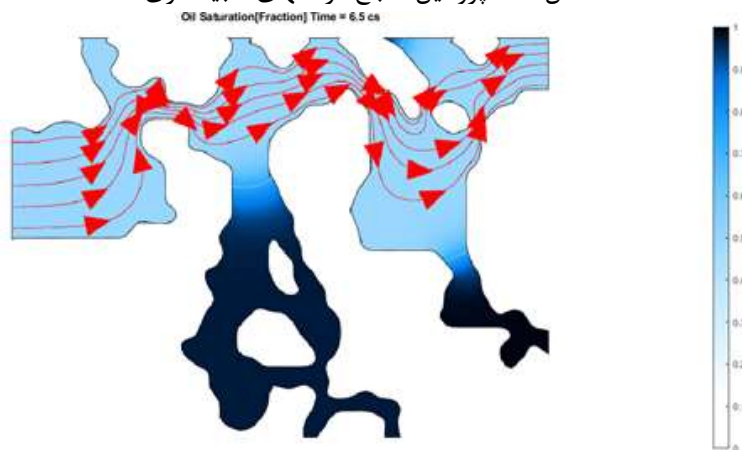
شکل ۱۹- سرعت جریان سیال در مخزن در حین تزریق آب کم‌شور در زمان مورد نظر



شکل ۲۰- تغییرات فشار مخزن مورد نظر در حین تزریق آب کم‌شور



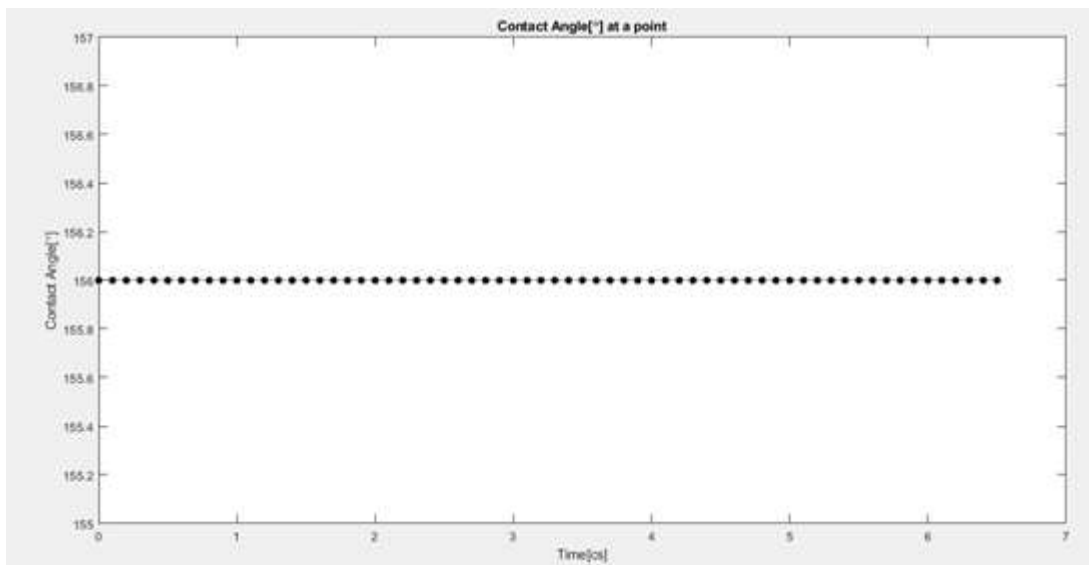
شکل ۲۱- پروفایل اشباع در انتهای شبیه‌سازی



شکل ۲۲- تغییرات اشباع نفت مخزن در حین تزریق آب کم‌شور در زمان ۶.۵ CS

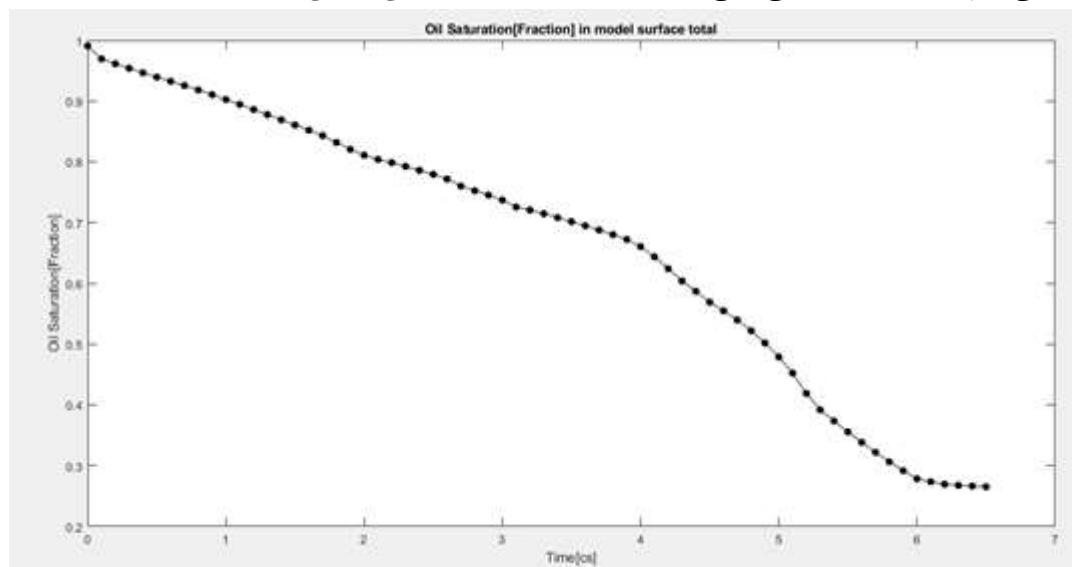
شکل ۲۳- نمودار تغییرات زاویه تماس در گذر زمان با توجه به کد نوشته شده

بررسی زتاپتانسیل در نزدیکی یکی از دیوارهای تحت تاثیر میدان جریان



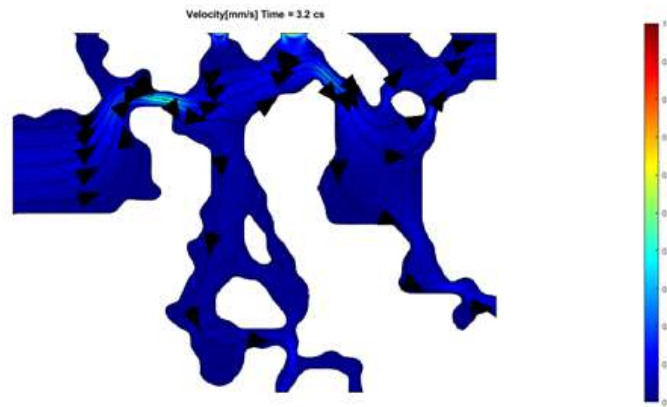
شکل ۲۴- نمودار تغییرات اشباع نفت بر حسب زمان

بررسی زتاپتانسیل در نزدیکی یکی از دیوارهای تحت تاثیر میدان جریان



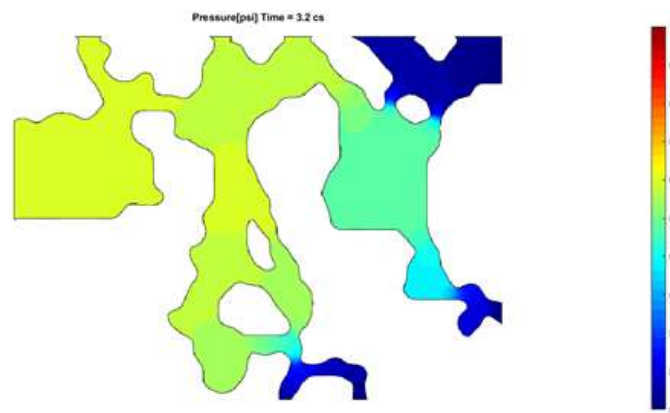
شکل ۲۵- سرعت جریان سیال در هنگام تزریق آب کم شور در زمان مورد نظر

تزریق آب کم شو CS ۲,۲



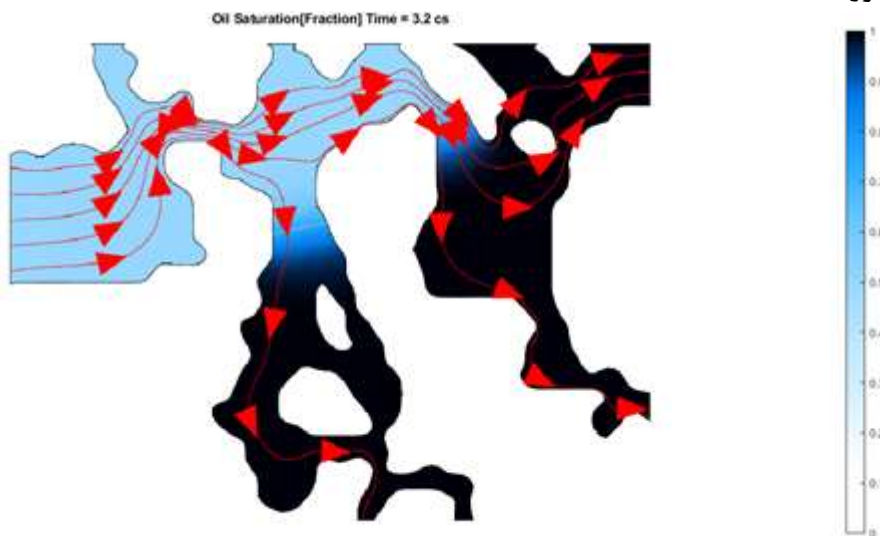
شکل ۲۶- تغییرات فشار مخزن در حین تزریق آب کم شور در زمان مورد نظر

تزریق آب کم شو 3.2cs



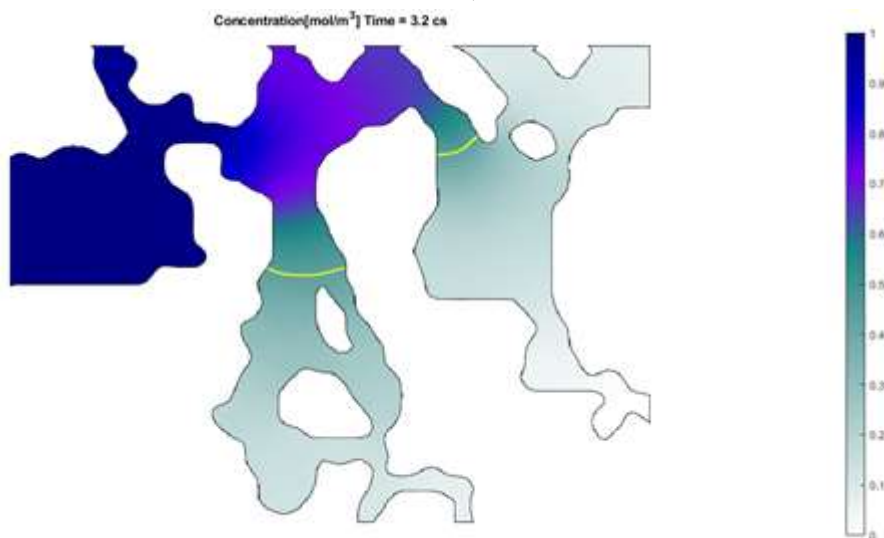
شکل ۲۷- تغییرات اشباع نفت در حین تزریق آب کم شور در زمان مورد نظر

تزریق آب کم شور 3. 2cs

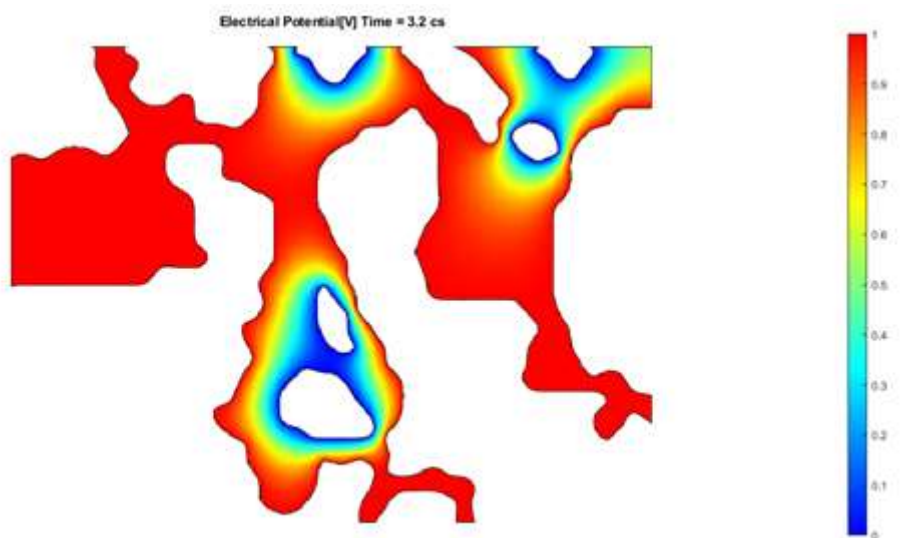


شکل ۲۸- تغییرات غلظت یون های موجود در آب کم شور در حین تزریق در زمان مورد نظر

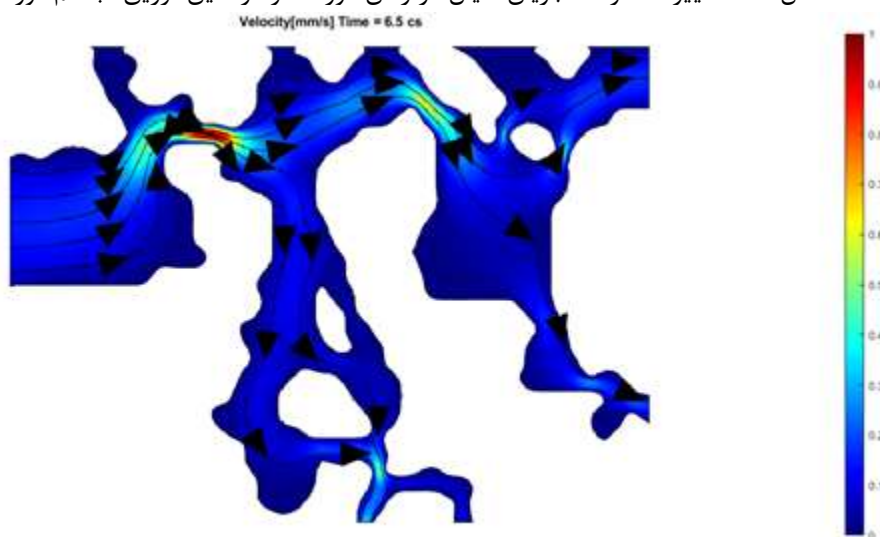
پروفیل اشباع در انتهای شبیه سازی در تزریق آب کم شور 3. 2cs



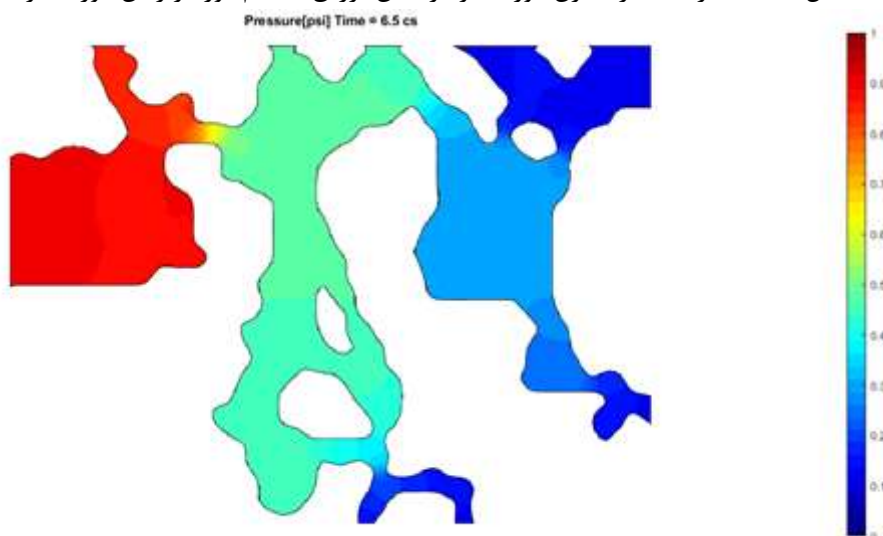
شکل ۲۹- تغییرات پتانسیل زتا در حین تزریق آب کم شور در زمان مورد نظر میدان الکتریکی در نزدیکی دیوار با خاصیت الکترواوسموزتیک



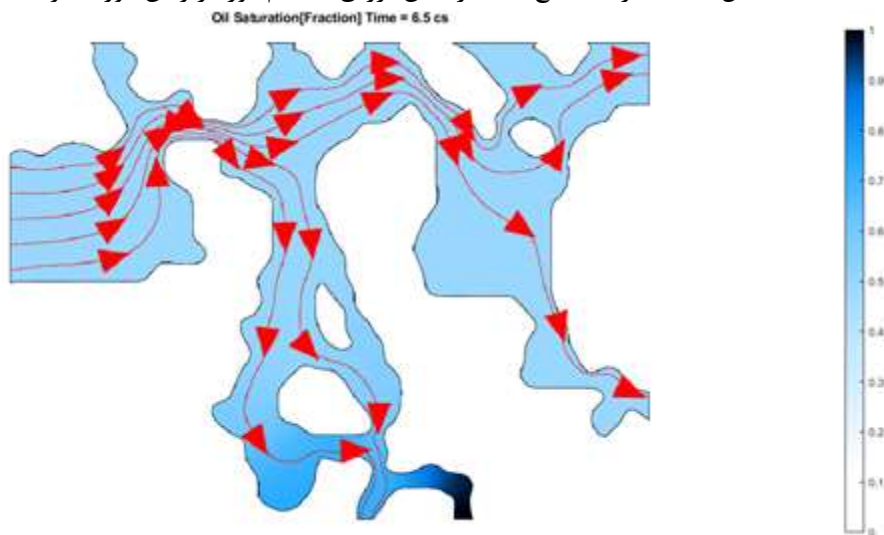
شکل ۳۰- تغییرات سرعت جریان سیال در زمان مورد نظر در حین تزریق آب کم شور



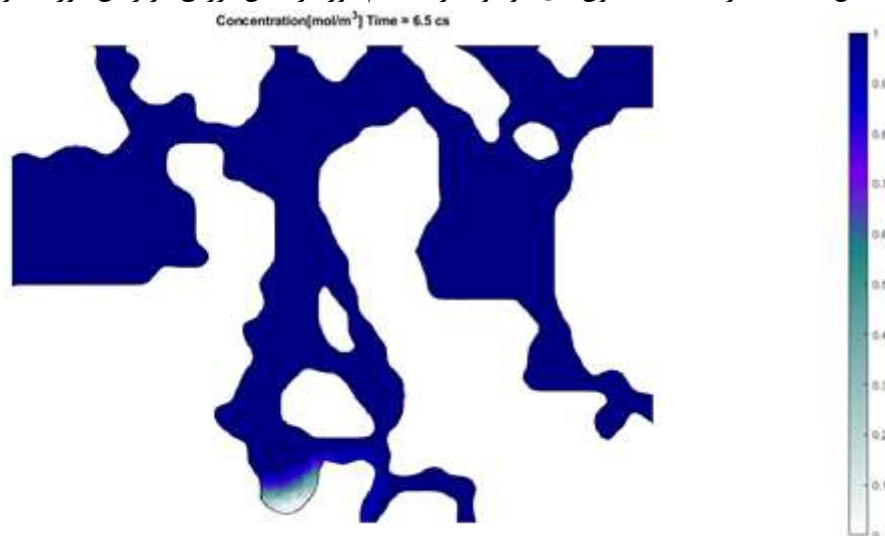
شکل ۳۱- تغییرات فشار مخزن مورد نظر در حین تزریق آب کم‌شور در زمان مورد نظر



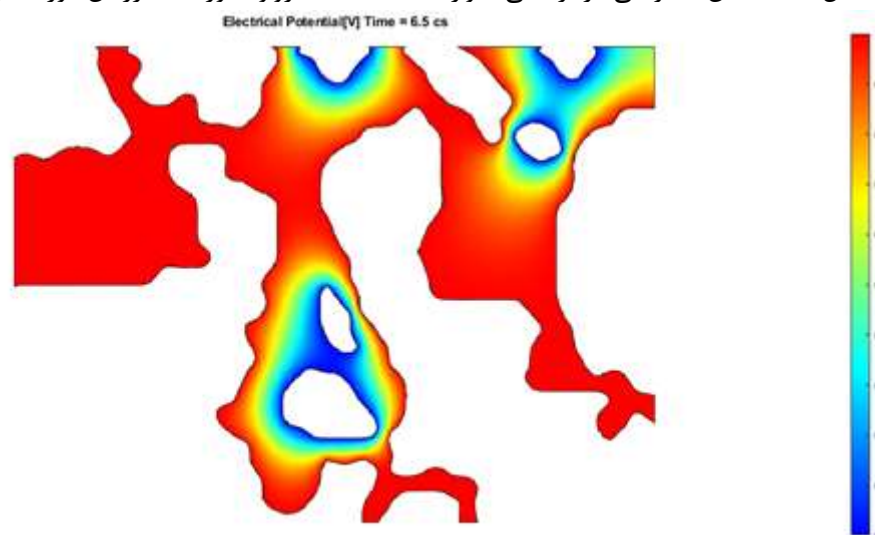
شکل ۳۲- تغییرات اشباع نفت در حین تزریق آب کم‌شور در زمان مورد نظر



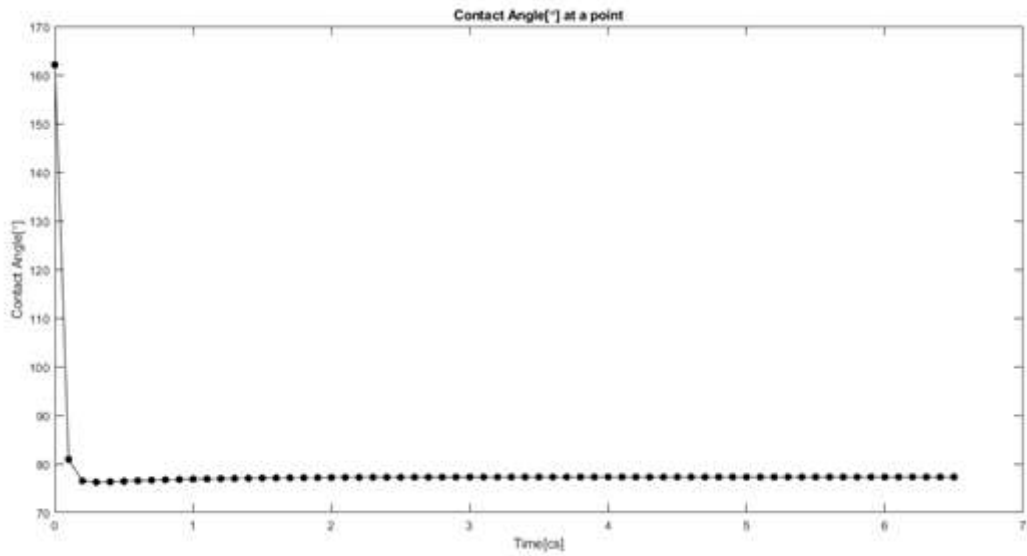
شکل ۳۳- تغییرات غلظت یون‌های موجود در آب کم‌شور در حین تزریق در زمان مورد نظر



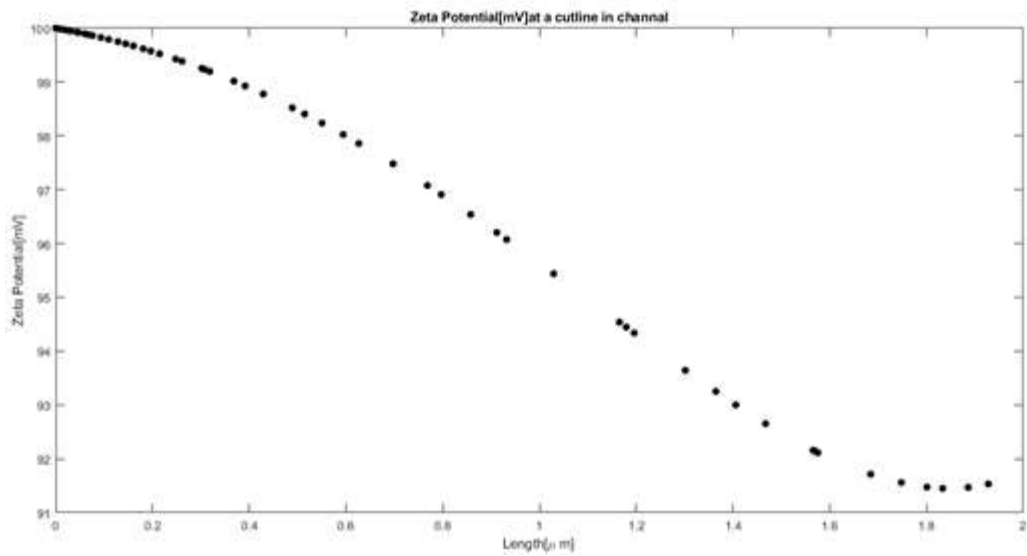
شکل ۳۴- میدان الکتریکی در نزدیکی دیواره با خاصیت الکترواوسموزتیک در زمان مورد نظر



شکل ۳۵- نمودار تغییرات زاویه تماس بر حسب زمان
مقایسه ترشوندگی یکی از گره های مرزی با پتانسیل الکتریکی منفی (جریان الکترواسموتیک)

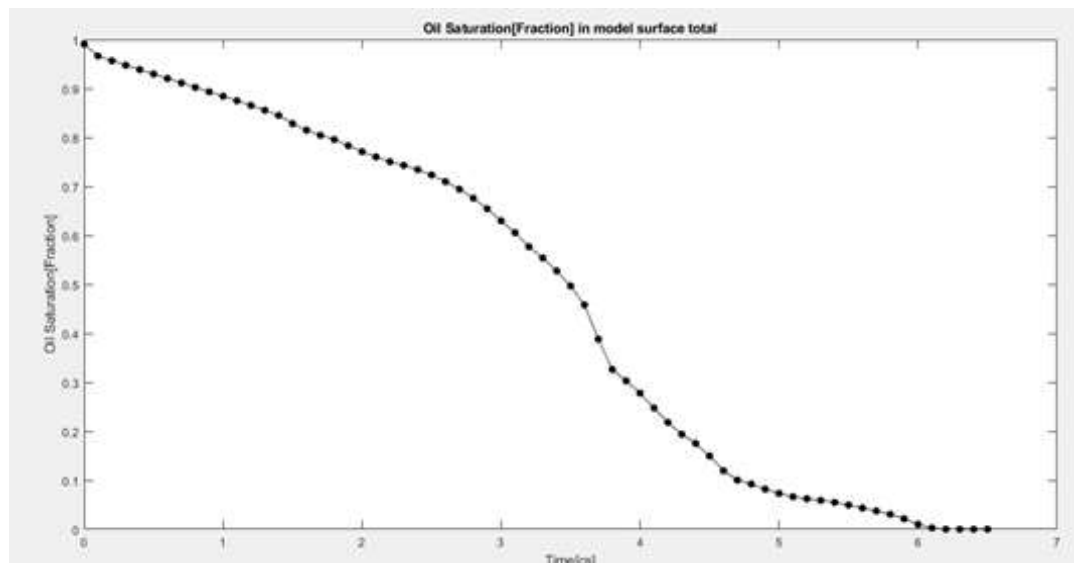


شکل ۳۶- بررسی پتانسیل زتا در نزدیکی یکی از دیواره های تحت تاثیر میدان جریان
مقایسه ترشوندگی یکی از گره های مرزی با پتانسیل الکتریکی منفی (جریان الکترواسموتیک)

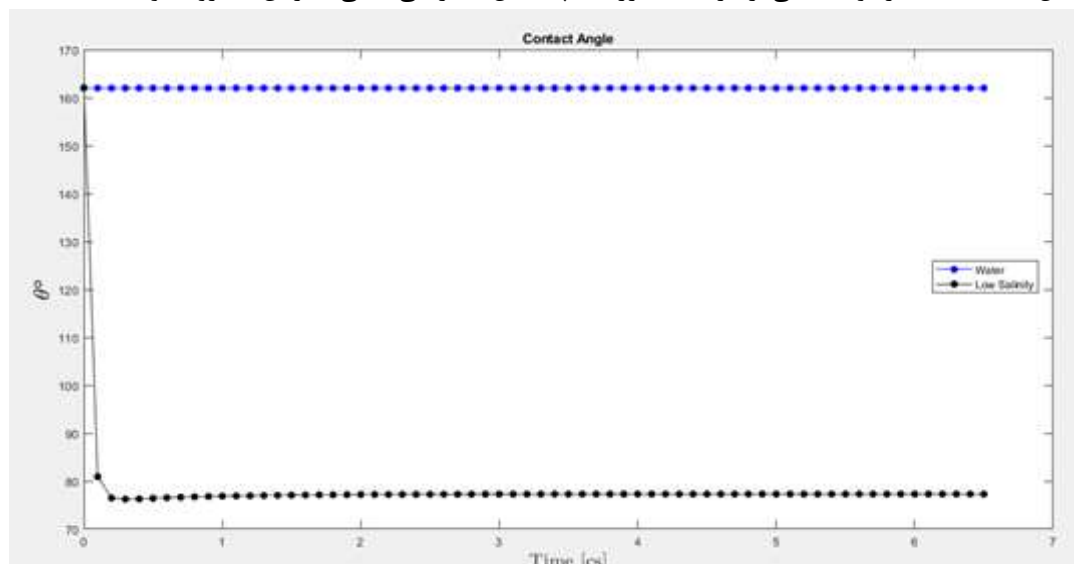


شکل ۳۷- تغییرات اشباع نفت مخزن بر حسب زمان

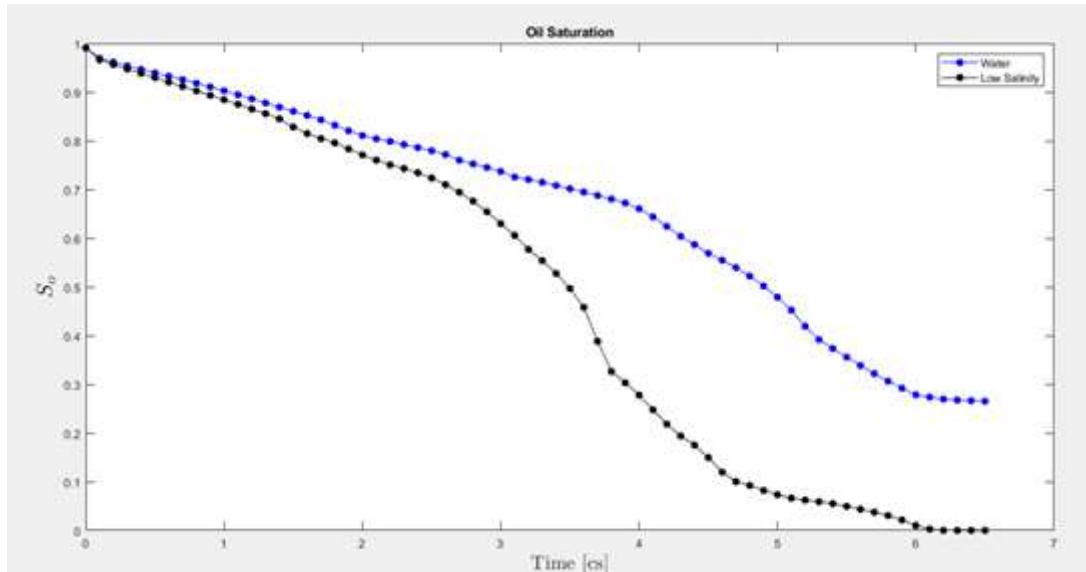
مقایسه اشباع نفت در دو حالت



شکل ۳۸- مقایسه ترشوندگی یکی از گره های مرزی با پتانسیل الکتریکی منفی (جریان الکترواسموتیک)



شکل ۳۹- مقایسه اشباع نفت در دو حالت



نتیجه گیری

نتیجه گیری مربوط به آزمایش تزریق آب معمولی و آب با شوری کم حاوی یونهای پی دی ای تزریق آب معمولی باعث اتفاقات و پدیده ای خاص نشد و در هنگام تزریق آب گرانی در سیال در برابر تغییر شکل یا حرکت قسمت های مجاور که در تزریق آب معمولی در زمان $3/2$ CS و در فشار و زمان $3/2$ سانتی ثانیه پسماند نفت باقی مانده در سنگ مخزن تغییر ترشوندگی حاصل نشده و همچنین در مراحل بعدی که شامل اشباع نفت و گرانی دینامیکی و تغییرات صورت گرفته هیچ گونه ترشوندگی انجام نشده و پسماند نفت همچنان ثابت مانده است که نشان از اهمیت ترکیب نسبت به غلظت است.

نتیجه گیری مربوط به آزمایش های میکرومدل و سیلاب زنی در فشار و اشباع متفاوت با استفاده از نفت خام

سنگین در سازند ماسه سنگی

ایجاد امولسیون های آب در نفت درجا برای نفت خام سنگین با پایداری آسفالتین کم و بازیافت نفت بیشتر در طول سیلاب زنی با آب کم شور توسط امولسیون ها که با انسداد منافذ / گلوگاه ها و انحراف جبهه ی سیال تزریقی به مناطق جاروب نشده ی محیط متخلخل مخزن همراه بوده است

انحراف جریان موضعی و سپس در تماس بودن نفت باقی مانده ی بیشتر با آب با شوری کم و به دنبال آن بهبود راندمان آب کم شور با تشکیل شدن امولسیون های درجا در طول تزریق آب کم شور

مکانیسم غالب به تله افتادن آب کم شور، به تله افتادن مواد انحلال پذیر در سیالات مخزن (آب و نفت)، به ویژه در فاز نفتی در مقیاس نرم افزاری و در نتیجه تمایل بیشتر نفت به نگه داشتن آب کم شور یا هوشمند در محلول نسبت به آب بر اساس نتایج.

منابع

- [1]: J. Song, Q. Wang, I. Shaik, M. Puerto, P. Bikkina, C. Aichele, S.L. Biswal, G.J. Hirasaki, Effect of salinity, Mg^{2+} and SO_4^{2-} on “smart water”-induced carbonate wettability alteration in a model oil system, *Journal of Colloid and Interface Science* (2019).
- [2]: Akhlaghi Amiri HA, Hamouda AA (2013) Evaluation of level set and phase field methods in modeling two phase flow with viscosity contrast through dual permeability porous medium. *Int J Multiph Flow* 52:22–34
- [3]: Takeya, M., Ubaidah, A., Shimokawara, M., Okano, H., Nawa, T., & Elakneswaran, Y. Crude oil/brine/rock interface in low salinity waterflooding: Experiments, triple-layer surface complexation model, and DLVO theory. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 106913(2020).
- [4]: T.Austad et Al.”Chemical Flooding of Oil Reservoirs and Spantaneous Oil Expulsion from Oil-and WaterWet low Permeable Chalk Materials By Imibitionof Aqueos Surfactan Solution”.*Colloid Surf A*, V. 137. (1997)
- [5]: Akhlaghi Amiri HA, Hamouda AA (2014) Pore-scale modeling of non-isothermal two phase flow in 2D porous media: influences of viscosity, capillarity, wettability and heterogeneity. *Int J Multiph Flow* 61:14–27
- [6]: Badalassi VE, Cenicerob HD, Banerjee S (2003) Computation of multiphase systems with phase field models. *J Comput Phys* 190:371–397
- [7]: Blunt MJ (2001) Flow in porous media, pore-network models and multiphase flow. *Curr Opin Colloid Interface Sci* 6:197–207
- [8]: Bogdanov I, Jardel S, Turki A, Kamp A (2010) Pore scale phase field model of two-phase flow in porous medium. In: Annual COMSOL Conference, Paris, France
- [9]: Chegenizadeh N, Saedi A (2017) Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. Department of Petroleum Engineering, Curtin University, 26 Dick Perry Avenue, 6151 Kensington 3(2): 197–211
- [10]: Chiu PH, Lin YT (2011) A conservative phase field method for solving incompressible two-phase flows. *J Comput Phys* 230:185–204
- [11]: Bonto, M., Eftekhari, A., Nick, H. An overview of the oil-brine interfacialbehavior and a new surface complexation model. *Sci. Rep.* 9, 6072(2019).
- [12]: Craig FF (1971) The reservoir engineering aspects of water flooding, vol 2. American Institute of Minerals, Metallurgy and Petroleum Engineers Inc, New York, p 202e13
- [13]: Feng JJ, Liu C, Shen J, Yue P (2005) An energetic variational formulation with phase field methods for interfacial dynamics of complex fluids: advantages and challenges. In: Maria-Carme [14]: T, Eugene M (eds) *Modeling of soft matter, the IMA volumes in mathematics and its applications*, vol 141. Springer, New York, pp 1–26
- [15]: Gonzalez RC, Woods RE (2002) *Digital image processing*, 3rd edn. Prentice Hall, New Jersey, pp 711–759
- [16]: Jackson, M. D., Al-Mahrouqi, D. & Vinogradov, J. Zeta potential in oil-watercarbonate systems and its impact on oil recovery during controlled salinity water-flooding. *Sci. Rep.* 6, 33763 (2016)
- [17]: Gunde AC, Bera B, Mitra SK (2010) Investigation of water and CO_2 (carbon dioxide) flooding using micro-CT (micro-computed tomography) images of Berea sandstone core using finite element simulations. *Energy* 35:5209–5216
- [18]: Alshakhs, M. J. & Kovscek, A. R. Understanding the role of brine ionic composition on oil recovery by assessment of wettability from colloidal forces. *Advances in Colloid and Interface Science* 233, 126–138 (2016)

- [19]: Garcia Olvera, G. et al. Effects of asphaltenes and organic acids on crude oil-brine interfacial viscoelasticity and oil recovery in low salinity waterflooding. *Fuel* 185, 151–163 (2016).
- [20]: Moradi, M. et al. Impact of ionic strength on partitioning of naphthenic acids in water-crude oil systems –Determination through high-field NMR spectroscopy. *Fuel* 112, 236–248 (2013)
- [21]: Chávez M., T. E., Firoozabadi, A. & Fuller, G. G. Nonmonotonic Elasticity of the Crude Oil-Brine Interface in Relation to Improved Oil Recovery. *Langmuir* 32, 2192–2198 (2016).
- [22]: Lashkarbolooki, M. & Ayatollahi, S. Effects of asphaltene, resin and crude oil type on the interfacial tension of crude oil/brine solution. *Fuel* 223, 261–267 (2018).
- [23]: Chakravarty, K. H., Fosbøl, P. L. & Thomsen, K. Brine crude oil interactions at the Oil-Water Interface. Proceedings of the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, 817–836, <https://doi.org/10.2118/174685-MS> (2015).
- [24]: Hadia N, Chaudhury L, Mitra SK, Vinjamur M, Singh R (2007) Experimental investigation of horizontal wells in water flooding. *J Pet Sci Eng* 56:303e10
- [25]: H. Mahani, A. Levy Keya, S. Berg, R. Nasralla. “Electrokinetics of Carbonate/Brine Interface in Low Salinity Waterflooding: Effect of Brine Salinity, Composition, Rock Type and pH on Zeta-Potential and a Surface Complexation Model”. Shell Global Solutions International B.V. *SPE Journal*, V. 22, P. 53-68. (2017)
- [26]: Hara K, Kuwabara H, Kajimoto O, Bhattacharyya K (1999) Effect of pressure on the critical micelle concentration of neutral surfactant using fluorescence probe method. *J Photochem Photobiol A* 124:159–162
- [27]: Hatiboglu CH, Babadagli T (2007) Lattice-Boltzmann simulation of solvent diffusion into oil saturated porous media. *Phys Rev* 76:066309
- [28]: Hirt CW, Nichols BD (1981) Volume of fluid (VOF) method for the dynamics of free boundaries. *J Comput Phys* 39:201–225
- [29]: http://www.kgs.ku.edu/Publications/Oil/prime_r03.html
- [30]: Jacqmin D (1999) Calculation of two-phase Navier-Stokes flows using phase field modeling. *J Comput Phys* 155:96–127
- [31]: Jarvet J, Danielsson J, Damberg P, Oleszczuk M, Gräslund A (2007) Positioning of the Alzheimer A β (1–40) peptide in SDS micelles using NMR and paramagnetic probes. *J Biomol NMR* 39(1):63–72
- [32]: Kathel P, Mohanty KK (2013) EOR in tight oil reservoirs through wettability alteration. SPE annual technical conference and exhibition, Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Louisiana, USA
- [33]: Kushner LM, Duncan BC, Hoffman JI (1952) A viscometric study of the micelles of sodium dodecyl sulfate in dilute solutions. *J Res Natl Bur Stand* 49(2):85
- [34]: Liu C, Shen J (2003) A phase field model for the mixture of two incompressible fluids and its approximation by a Fourier-spectral method. *Phys D* 179:211–228
- [35]: Maaref S, Rokhforouz MR, Ayatollahi S (2017) Numerical investigation of two phase flow in micromodel porous media: effects of wettability, heterogeneity, and viscosity. *Can J Chem Eng* 95:1213–1223
- [36]: Martys N, Cieplak M, Robbins M (1991) Critical phenomena in fluid invasion of porous media. *Phys Rev Lett* 66:1058–1061
- [37]: Mukerjee P, Mysels K (1972) Critical micelle concentrations of aqueous surfactant systems. *Natl Bur Stand* 36:227
- [38]: Panton RL (2004) *Incompressible flow*, 3rd edn. Wiley, New York

- [39]: Qi Z, Wang Y, Xu X (2014) Effects of interfacial tension reduction and wettability alteration on oil recovery by surfactant imbibition. *Adv Mater Res* 868:664–668
- [40]: Ramstad T, Oren P, Bakke S (2009) Simulation of two-phase flow in reservoir rocks using a lattice Boltzmann method. *Soc Pet Eng J* 15:917–927
- [41]: Rostami P (2019) The effect of nanoparticles on wettability alteration for enhanced oil recovery: micromodel experimental studies and CFD simulation
- [42]: Santhosh V, Mitra SK, Vinjamur M (2008) Flow visualization of waterflooding with horizontal and vertical wells. *Pet Sci Technol* 26(15):1835–1851
- [43]: Schramm LL (2000) *Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry*, 621 pages
- [44]: Smereka P, Sethian JA (2003) Level set methods for fluid interfaces. *Annu Rev Fluid Mech* 35:341–372