

بررسی و تعیین میزان اثر شوری، نوع یون و pH بر روی مهاجرت ذرات ریز در مخازن ماسه‌سنگی

حسین قبادی^۱، سیاوش ریاحی^{۲*} و علی نخعی^۱

۱- گروه مهندسی نفت، پردیس بین‌المللی کیش، دانشگاه تهران، ایران

۲- انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکده‌گان فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۳/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۶/۰۶

چکیده

یکی از روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفتی تزریق آب با شوری‌های کم و pH بالا است. این روش علی‌رغم مزایای فراوان مانند هزینه کم و دسترسی زیاد، می‌تواند باعث آسیب به سازند شود. یکی از مشکلات هنگام تزریق آب با شوری کم، مهاجرت ذرات ریز است. مهاجرت ذرات ریز می‌تواند تراوایی مخزن را کاهش دهند و یا به تجهیزات آسیب جدی وارد کند. شرایط آب تزریقی با توجه به قدرت یونی، نوع یون‌ها و pH به شکل‌های مختلف بر روی مهاجرت ذرات مؤثر است. در این مقاله، تأثیر قدرت یونی و نوع یون‌های مؤثر، اعم از یون‌های یک و دو ظرفیتی، در قدرت یونی که کمتر به مفهوم آن پرداخته شده است بر روی مهاجرت ذرات مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد. به این منظور، چهار نمک شامل یون‌های یک و دو ظرفیتی انتخاب و با تغییرات فاکتور قدرت یونی و نوع یون مهاجرت ذرات بررسی شد. تأثیر pH نیز در مقادیر ۶/۵، ۸، ۱۰ و ۱۲ بر روی مهاجرت ذرات ریز مورد مطالعه قرار گرفت. نتایج نشان دادند که به طور کلی با افزایش قدرت یونی سیال تزریقی میزان مهاجرت ذرات کاهش می‌یابد. نمک‌های دو ظرفیتی نیز به دلیل افزایش قدرت یونی باعث کاهش میزان مهاجرت ذرات می‌گردد، ولی اثر آن‌ها در قدرت‌های یونی یکسان نبوده و رفتاری متفاوت نشان می‌دهند تا حدی که حضور هم‌زمان یون‌های دو ظرفیتی در سیال تزریقی حتی باعث افزایش شدت مهاجرت ذرات ریز می‌گردد. علاوه بر آن، نتایج نشان داد که با افزایش pH میزان مهاجرت ذرات تشدید می‌شود. هنگام تزریق سیال با pH بالا پتانسیل زتا سطح ذرات زیاد شده و در نتیجه با افزایش نیروی دافعه بین ذرات میزان مهاجرت و تولید ذرات افزایش می‌یابد.

کلمات کلیدی: مهاجرت ذرات ریز، آسیب سازند، قدرت یونی، پتانسیل زتا و pH

مقدمه

مختلفی برای افزایش بازیافت نفت از مخازن دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد. از این رو، یافتن روشی بهینه برای افزایش بازیافت نفت از مخازن، نیازمند انجام مطالعات جامع فنی و اقتصادی است. معمولاً هر میدان نفتی در طول دوره عمر خود سه مرحله

امروزه براساس ویژگی‌های هر مخزن، روش‌های

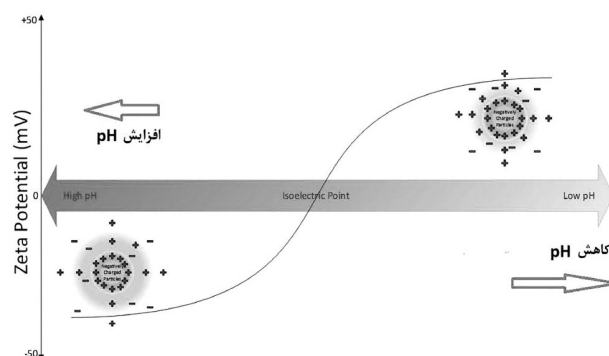
*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
riahi@ut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2021.4524.3039)

۱۸۷۰ آغاز شد. در ابتدای امر توجهی به اثر آب تزریقی بر سنگ مخزن نمی‌شد و تنها در دسترس بودن آب تزریقی مورد توجه قرار می‌گرفت. اما در چهار دهه اخیر اثر آب تزریقی بر مهاجرت ذرات ریز سنگ مخزن مورد بررسی قرار گرفته است. عواملی همچون تخریب تأسیسات درون چاهی و سرچاهی، تغییر کیفیت سنگ مخزن اطراف چاه به سبب باز یا مسدود شدن کانال‌های جریان‌ی توسط ذرات ریز، باعث شد تا توجه مراکز علمی و تحقیقاتی و شرکت‌های عظیم فعال صنعت نفت در زمینه بررسی و کنترل تولید ماسه را به خود معطوف کند [۶-۸]. بوستون و همکاران نشان دادند ذرات شن و ماسه در حین جریان آب می‌توانند جدا و منفصل شوند به‌خصوص زمانی که جریان آب شور دارای شوری کمتری در مقایسه با آب سازند باشد، به دلیل تبادلات یونی و فعل و انفعالات شیمیایی که در زمان تزریق با درجه شوری کم، ذرات ریز بسیاری مهاجرت می‌کنند. از طرفی، موهان و همکاران و فگلر مطالعاتی در مورد مسدود شدن حفره‌ها توسط مهاجرت و جداسازی ذرات شن و ماسه انجام دادند. آنها به این نتیجه رسیدند که مهاجرت ذرات ریز، ماسه و همچنین متورم شدن انواع رس‌ها به دلیل تغییرات شرایط یونی محیط باعث کاهش تراوایی در ماسه‌سنگ می‌شوند [۹-۱۱]. خیلار و فگلر و خیلار و همکاران نشان دادند که یک غلظت شوری بحرانی (CSC) برای مهاجرت و جابه‌جایی ذرات شن و ماسه در محیط متخلخل وجود دارد. نتایج حاصل به این صورت است که اگر درجه شوری سیال کمتر از مقدار بحرانی باشد، تراوایی ماسه‌سنگ به‌طور قابل ملاحظه‌ای بر اثر جدایی ذرات شن و ماسه از دیواره حفره‌ها، کاهش پیدا می‌کند و باعث مسدود شدن گلوگاه‌ها می‌شود [۱۲-۱۴]. همچنین، برخی تغییرات شیمیایی در محیط متخلخل باعث جدا شدن و مهاجرت ذرات ریز از سطح سنگ می‌شود. تغییرات شیمیایی غالباً در اثر نفوذ و تزریق سیالات

مختلف تولید را طی می‌کند؛ برداشت اولیه نفت، برداشت ثانویه نفت و برداشت ثالثیه نفت. به تمامی روش‌هایی که طی آن‌ها به مخازنی که تحت شرایط طبیعی خود قادر به تولید اقتصادی نیستند از بیرون انرژی داده شده یا موادی به آن‌ها تزریق می‌شود، روش‌های ازدیاد برداشت نفت گفته می‌شود [۱-۳]. در برداشت اولیه، از انرژی طبیعی مخزن برای تولید نفت استفاده می‌شود. البته اگر نفت خودبه‌خود و با استفاده از انرژی طبیعی مخزن به سطح زمین نیاید و برای انتقال نفت به سطح، از روش‌های فراآوری مصنوعی از جمله پمپ‌های درون‌چاهی استفاده شود، نیز هنوز در مرحله اول برداشت نفت هستیم، زیرا در این مرحله، انرژی جداگانه‌ای وارد مخزن نمی‌شود. همچنین هنگامی که با تزریق آب در بخش آبده مخزن و یا تزریق گاز در بخش کلاهک گازی مخزن، انرژی و فشار طبیعی مخزن حفظ شود، هنوز برداشت اولیه نفت انجام می‌شود [۲ و ۳]. در طول بازه تولید از مخازن نفتی و طی روند افت فشار در یک مخزن تنها ۲۰ تا ۳۵٪ نفت مخزن توسط روش‌های معمول استخراج نفت تولید می‌شود و به همین علت جهت برداشت قسمت اعظم سیال باقی‌مانده و با هدف بهره‌برداری حداکثری از ذخایر نفتی، باید از روش‌های ازدیاد برداشت استفاده شود. درصد ضریب بازیافت نفت یا به عبارتی درصد نسبت میزان نفت قابل برداشت نسبت به میزان نفت در جای مخازن به‌طور متوسط در دنیا حدود ۳۶٪ است [۴ و ۵]. زمانی که مخزن تخلیه شده و امکان تولید نفت حتی با پمپاژ از چاه به سطح زمین وجود ندارد، استفاده از روش‌های کمکی تولید شروع می‌شود که امروزه در دنیا تزریق آب یکی از مرسوم‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت است. در این روش از چاه تزریقی، آب به مخزن تزریق می‌شود که در سیستم مخزن مداخله می‌کند و باعث جابه‌جایی و حرکت نفت به طرف چاه تولیدی می‌شود [۶-۸]. تزریق آب جهت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی در دهه

نمک‌های سیال و همچنین، ترکیب نمک‌ها بستگی دارد [۱۶، ۲۵ و ۲۶]. علی‌رغم تعداد مطالعات انجام شده در این زمینه، تأثیر قدرت یونی بر مهاجرت ذرات در فضای متخلخل هنوز به‌صورت کامل مورد مطالعه قرار نگرفته است و بررسی‌های زیادی باقی‌مانده است. مطالعات بسیار کمی در مورد قدرت یونی‌های بالا (نزدیک شوری آب دریا) مورد مطالعه قرار گرفته است که حرکت ذرات در شوری بالا به‌صورت کامل توضیح داده نشده است [۲۸ و ۲۹]. اثر و اهمیت ترکیب شیمیایی بر ذرات کلوییدی در محیط متخلخل به‌صورت گسترده‌ای بررسی شده است، اما محققین خیلی کمی نقش قدرت یونی را در شرایط و با نمک‌های مختلف مطالعه کرده‌اند. قدرت یونی محلول‌هایی که در مطالعات گذشته مورد بررسی قرار گرفته‌اند، غالباً با یک نمک تک ظرفیتی مانند NaCl تنظیم شده‌اند. اگرچه در بسیاری شرایط تزریق آب به مخازن نفتی سیال تزریقی ترکیبی از نمک‌های مختلف تک ظرفیتی و دو ظرفیتی است [۱۶، ۲۵، ۲۶ و ۳۰-۳۲]. در این مقاله تلاش شده است اثر قدرت یونی به‌صورت کامل مورد مطالعه قرار گیرد. ابتدا میزان مهاجرت ذرات ریز هنگام تزریق آب با شوری کم، ساخته شده با نمک‌های تک ظرفیتی و دو ظرفیتی اندازه‌گردید. با استفاده از این آزمایش‌ها میزان تأثیر تغییر قدرت یونی و نمک‌های مختلف در شوری‌های پایین مورد بررسی قرار گرفت.

با خصوصیات شیمیایی متفاوت از سیال سازندی ایجاد می‌شود. روش‌های مختلف ازدیاد برداشت نفت وجود دارد که خصوصیات شیمیایی سیال مخزن را تغییر می‌دهد و باعث ایجاد برخی آسیب‌های سازندی مانند جدا شدن ذرات ریز می‌شود [۱۵]. مهم‌ترین عوامل در مهاجرت ذرات قدرت یونی و pH سیال تزریقی است [۱۶-۲۲]. در سطح ذرات ریز دو لایه الکتریکی وجود دارد که لایه‌های دوگانه الکتریکی نامیده می‌شود. اختلاف پتانسیل بین سطح ذرات لایه‌های دوگانه الکتریکی را پتانسیل زتا می‌نامند. هر چه پتانسیل زتا منفی‌تر باشد، نیروهای دافعه بین ذرات و سطح سنگ افزایش می‌یابد، در نتیجه، ذرات از سطوح سنگ به راحتی جدا می‌شوند. پتانسیل زتا به pH و قدرت یونی سیال بستگی دارد. کیا و همکاران مشاهده کردند با افزایش pH سیال تزریقی، نفوذپذیری شن و ماسه به‌شدت کاهش می‌یابد [۲۳]. همان‌طور که در شکل ۱ با افزایش pH محلول نشان داده شده است، پتانسیل زتا در ذرات ریز و سنگ‌های متخلخل منفی‌تر شده است [۲۴]. بنابراین، آن‌ها نتیجه گرفتند که با افزایش pH سیال تزریقی، نیروهای دافعه بین ذرات ریز و سطح محیط متخلخل افزایش یافته و باعث جدا شدن ذرات ریز می‌شود [۲۵]. همچنین، وقتی قدرت یونی سیال و محیط متخلخل تغییر می‌کند، پتانسیل زتا تغییر می‌کند و جدا شدن و مهاجرت‌های ذرات رخ می‌دهد. قدرت یونی سیال به‌شدت به‌میزان



شکل ۱ شماتیک از پتانسیل زتا در سطوح ذرات در pHهای مختلف [۲۷]

تهیه شده است. میزان تخلخل بسته‌های شنی ساخته شده دارای تخلخل ۳۳ تا ۳۴٪ و جورشدگی شنی مورد استفاده بسیار خوب بوده است.

آب نمک

در مرحله اول همه آزمایش‌ها، بسته‌شنی با آب سازند اشباع می‌گردد و **جدول ۲** ترکیب آب سازند را نشان می‌دهد. همچنین، برای تزریق سیال، چندین سیال تزریقی ساخته شد. در **جدول ۳** مشخصات سیال‌های تزریقی نشان داده شده است. برای ساختن آب سازندی و سیالات تزریقی، NaCl، Na₂SO₄، CaCl₂، MgCl₂·6H₂O و KCl استفاده شده است. همچنین، NaOH و HCl برای تغییر pH سیال تزریقی استفاده گردید. لازم به ذکر است که کلیه نمک‌ها از شرکت مرک خریداری شده است. همچنین برای بررسی تأثیر pH بر میزان مهاجرت و تولید ذرات ریز سه سیال با pHهای ۸، ۱۰ و ۱۲ در شوری ثابت ۲۰۰۰ ppm NaCl به‌عنوان سیال تزریقی انتخاب گردید. برای افزایش pH از مقادیر مختلف NaOH با در نظر گرفتن میزان شوری ثابت سیال استفاده شد.

همچنین، تأثیر قدرت یونی آب تزریقی در شوری‌های بالا برابر با آب دریا با ترکیب‌های مختلف نمک‌های دو ظرفیتی بر پدیده مهاجرت ذرات ریز بررسی شد. در مرحله آخر، اثر pH مورد مطالعه قرار گرفت و سیال‌های تزریقی با pHهای متفاوت ۵/۶، ۸، ۱۰ و ۱۲ به درون بسته شنی تزریق شد.

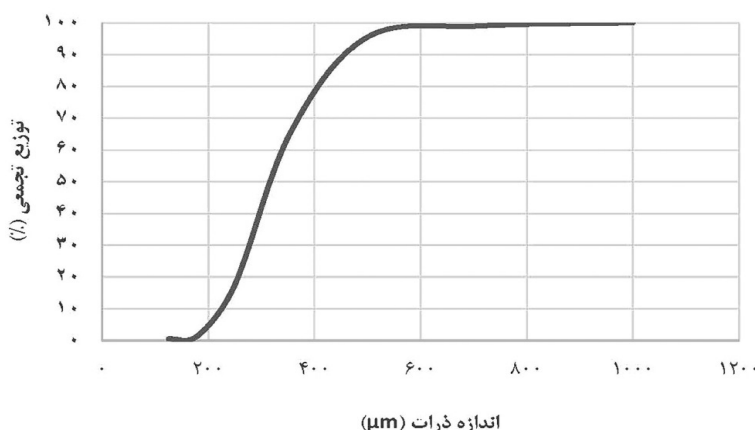
مواد

ماسه

در این سری آزمایش‌ها، بسته شنی براساس جنس مشابه سازند مورد مطالعه، به طول ۱۰ cm و قطر ۴ cm ساخته شد. ماسه استفاده شده از شرکت توان سیلیس خریداری شده است. قطر متوسط ماسه‌ها ۳۵۰ μm بود و براساس پراش اشعه ایکس (آنالیز XRD)، ۹۶٪ وزنی ماسه از جنس سیلیس بود. تمام مشخصات شن و ماسه استفاده شده در **جدول ۱** و **شکل ۲** نشان داده شده است. علاوه بر شن و ماسه سازندی، ۵٪ وزنی از رس به‌عنوان ذرات ریز در نمونه محیط متخلخل استفاده شد. رس مورد استفاده در نمونه ترکیبی از ۲٪ وزنی ایلیت و ۳٪ وزنی کائولینیت بود که از شرکت پاسارگاد نوین

جدول ۱ ترکیب معدنی ماسه از طریق تجزیه و تحلیل XRD

L.O.I	Al ₂ O ₃	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	CaO ₂	Fe ₂ O ₃	SiO ₂	اجزا
۰/۱۳	۱/۹	۰/۴۳	۰/۰۷	۰/۶۳	۰/۶۴	۰/۲۴	۹۶	درصد وزنی (٪)



شکل ۲ توزیع اندازه ذرات شن و ماسه استفاده شده

جدول ۲ ترکیب آب سازند

غلظت (g/L)	نمک
۳۹/۳۲	CaCl ₂
۱۷/۰۶۴	MgCl ₂ .6H ₂ O
۰/۵۲۲۱	Na ₂ SO ₄
۰/۴۵	NaHCO ₃
۱۶۴/۹۷	NaCl

جدول ۳ خصوصیات سیال‌های تزریقی

شماره آزمایش	شوری (ppm)	pH	قدرت یونی (mmol/L)
۱	آب مقطر	۶/۵	-
۲	2000 (NaCl)	۶/۵	۳۴/۲
۳	2000 (KCl)	۶/۵	۲۶/۸۲
۴	2000 (CaCl ₂)	۶/۵	۴۵
۵	2000 (MgCl ₂)	۶/۵	۵۲/۵
۶	56100 (NaCl)- 2000 (CaCl ₂)	۶/۵	۱۰۲۶
۷	55100 (NaCl)-1000 (MgCl ₂)- 2000 (CaCl ₂)	۶/۵	۱۰۵۱
۸	56100 (NaCl)- 2000 (MgCl ₂)	۶/۵	۱۰۴۳
۹	56100 (NaCl)- 1000 (CaCl ₂)- 2000 (MgCl ₂)	۶/۵	۱۰۵۹

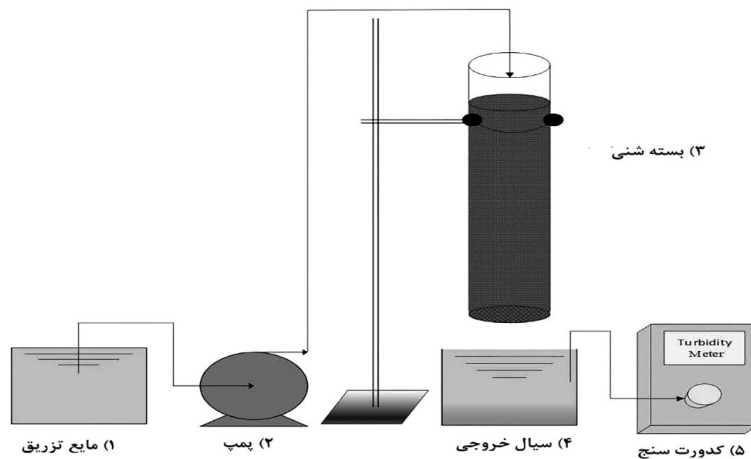
روش انجام آزمایش‌ها

برای شروع آزمایش‌ها، ابتدا باید آب سازندی و سیال‌های تزریقی مورد نظر ساخته شود. همان‌طور که در بخش قبل ذکر شد، برای ساخت آب‌های مختلف از چندین نمک استفاده شد. برای ساخت آب‌های مختلف برای جلوگیری از تشکیل رسوب و به دست آوردن پایداری مطلوب، ترتیب اضافه کردن نمک‌های مختلف در آب مقطر از اهمیت به‌سزایی برخوردار است. بدین منظور در این مطالعه ترتیب اضافه کردن نمک‌های مختلف به‌صورت زیر بود [۳۳]:

CaCl₂ > MgCl₂.6H₂O > KCl > NaCl > Na₂SO₄ > NaHCO₃

پس از ساخت آب‌های مختلف، بسته شنی توسط ماسه سازندی و دو نوع رس ساخته شد. بسته شنی توسط آب سازندی اشباع گردید. پس از ۲۴ h، سیالات مختلف به داخل فضای متخلخل تزریق و سیال

خروجی به‌ازای هر حجم فضای متخلخل جمع‌آوری و کدورت آن اندازه‌گیری گردید. شماتیک دستگاه مورد استفاده برای انجام آزمایش‌ها در شکل ۳ ارائه شده است. این دستگاه شامل سه قسمت اصلی پمپ، بسته شنی و قسمت جمع‌آوری پساب است. با استفاده از پمپ، می‌توان سیال تزریقی را با دبی دلخواه به فضای متخلخل تزریق کرد. در این سری از آزمایش‌ها، دبی سیال تزریقی ۵ cc/min بود. فضای متخلخل در این پژوهش از ترکیب ماسه و رس تشکیل شده است و ارتفاع بسته شنی ۱۰ و قطر آن ۴ cm بود. برای ساخت فضای متخلخل ابتدا ماسه و رس را با هم در یک بشر ترکیب و همزده شد تا همگن شود. سپس به درون استوانه طراحی شده برای انجام آزمایش‌ها منتقل شد. پس از اشباع سازی بسته شنی با آب سازند، سیال‌های تزریقی مختلف به درون آن تزریق شد.



شکل ۳ شماتیک تنظیمات آزمایش (۱: مایع تزریق، ۲: پمپ، ۳: بسته شنی، ۴: سیال خروجی، ۵: کدورت سنج)

کدورت را در مقایسه با سایر شرایط داشته است. اما با حضور نمک‌های تک ظرفیتی و دو ظرفیتی حتی در غلظت‌های ۲۰۰۰ ppm میزان کدورت سیال خروجی کاهش می‌یابد. زمانی که قدرت یونی برابر با صفر است، میزان انبساط لایه‌های دوگانه الکتریکی سطح ذرات و رس‌ها شدت می‌یابد. انبساط این لایه‌های دوگانه باعث کاهش میزان نیروی جذب ذرات ریز بر سطح سنگ می‌شود و در نتیجه، ذرات به راحتی از سطوح جدا شده و با جریان حرکت می‌کنند. در حالی که حضور نمک‌ها، میزان انبساط لایه‌های دوگانه را کاهش می‌دهد، لذا نیروی قوی‌تر جذب، به ذرات وارد می‌شود و ذرات کمتری در اثر جریان آب از سطح سنگ‌ها جدا می‌شوند. این امر سبب می‌شود، میزان کدورت سیال خروجی هنگام تزریق سیال تزریقی کمتر باشد. اگر چه حضور هر کدام از نمک‌ها باعث کاهش کدورت سیال خروجی می‌شود، تأثیر نمک‌های مختلف یکسان نیست. همان‌طور که در شکل ۵ نمایان است، نمک‌های دو ظرفیتی کلرید کلسیم و منیزیم تأثیر بهتری در مهاجرت و تولید ذرات دارند. نمک‌های دو ظرفیتی همچون CaCl_2 و MgCl_2 در غلظت یکسان قدرت یونی بیشتری نسبت به نمک‌های تک ظرفیتی NaCl دارند.

سیال خروجی در قسمت جمع‌آوری پس از هر حجم فضای متخلخل جمع‌آوری و پس از جمع‌آوری پساب، میزان کدورت سیال تزریقی اندازه‌گیری شد. همچنین، میزان پتانسیل ذرات ریز، زمانی که سیال تزریقی با pHهای مختلف استفاده شد، نیز اندازه‌گیری گردید.

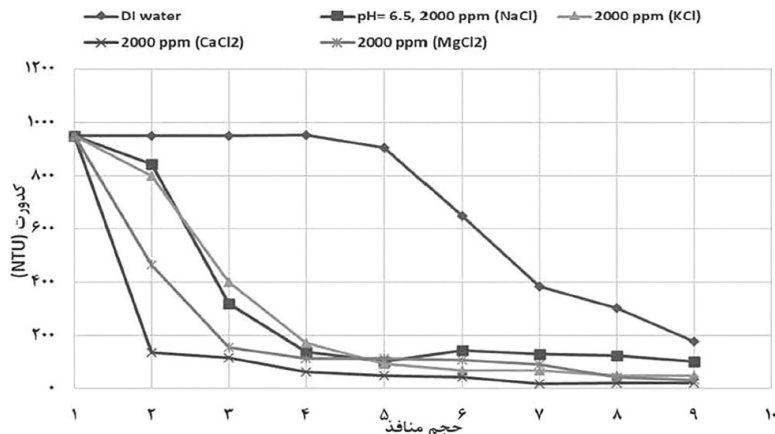
نتایج و بحث

بررسی اثر نمک‌ها

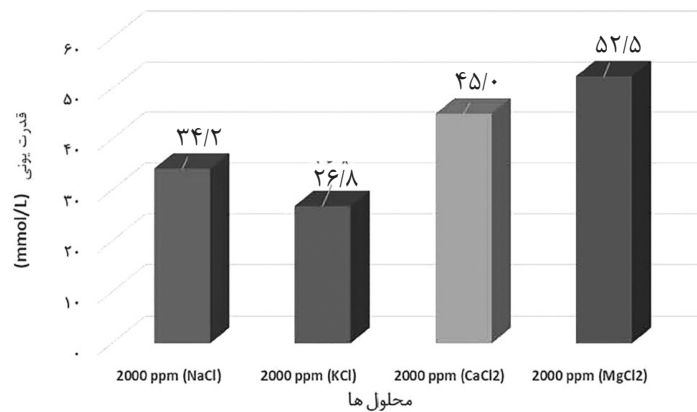
همان‌طور که در قسمت مقدمه ذکر شد، قدرت یونی سیال تزریقی، پارامتر مهمی در هنگام سیلاب‌زنی است. قدرت یونی سیال را می‌توان با ترکیب یونی و غلظت هر کاتیون در محلول محاسبه کرد. رابطه ۱ نحوه محاسبه قدرت یونی یک محلول را نشان می‌دهد.

$$I = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n C_i \times Z_i^2 \quad (1)$$

که C_i میزان غلظت هر یون را بر حسب mmol/L و Z_i بار آن یون را نشان می‌دهد. در این بخش اثر کاتیون‌های یک ظرفیتی و دو ظرفیتی مورد بررسی قرار گرفت. شکل ۴ کدورت پساب‌های حاصل از بسته ماسه‌ای در هر حجم منافذ را در حالت‌های مختلف نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۴ نشان داده شده است، هنگام تزریق آب مقطر (DI) به درون بسته ماسه‌ای، سیال خروجی بیشترین



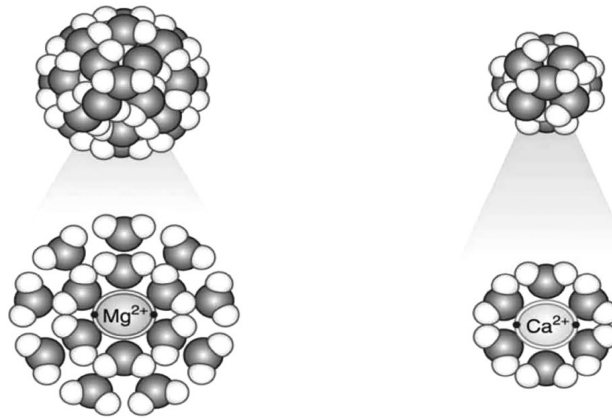
شکل ۴ کدورت جریان‌ها در هر یک از حجم منافذ حین تزریق مایعات با ترکیب نمک مختلف



شکل ۵ میزان قدرت یونی محلول‌های حاوی نمک‌های مختلف در غلظت ۲۰۰۰ ppm

نشان داده شده در شکل ۴ برعکس است. در شکل ۴ کدورت سیال خروجی زمانی که محلول آب نمک ۲۰۰۰ ppm CaCl_2 به بسته شنی تزریق می‌شود کمتر است. دلیل این اختلاف و تناقض ظاهری به دلیل آب پوشانی یا هیدراتاسیون کاتیون‌های منیزیم است که باعث افزایش شعاع کاتیون‌ها می‌شود. همان‌طور که در شکل ۶ نشان داده شده است، یون‌های منیزیم قدرت آب پوشانی بیشتر نسبت به یون‌های کلسیم دارند. در نتیجه، شعاع یون‌های منیزیم با در نظر گرفتن مولکول‌های آب اطراف آن‌ها بزرگ‌تر از یون‌های کلسیم هستند. بنابراین هنگامی که یون‌های منیزیم بین لایه‌های دوگانه الکتریکی ذرات قرار می‌گیرند، فاصله ذرات تا سطح سنگ بیشتر شده و ذرات راحت‌تر جدا می‌شوند.

شکل ۵ قدرت یونی چهار محلول حاوی چهار نمک NaCl ، MgCl_2 ، CaCl_2 و KCl را در غلظت ۲۰۰۰ ppm نشان می‌دهد. قدرت یونی محلول‌های حاوی کاتیون‌های دو ظرفیتی بیشتر از کاتیون‌های تک ظرفیتی است. قدرت یونی بالاتر باعث کاهش بیشتر نیروی دافعه بین ذرات ریز همچون رس‌ها و سطح سنگ می‌شود. در نتیجه، میزان مهاجرت رس‌ها در حضور نمک‌های دو ظرفیتی کاهش می‌یابد و میزان کدورت سیال خروجی کاهش می‌یابد. اگر چه قدرت یونی یکی از فاکتورهای مهم و تأثیرگذار بر میزان مهاجرت ذرات است، اما نوع یون هم عامل تعیین کننده در کنترل مهاجرت ذرات ریز و رس‌ها می‌باشد. در شکل ۵ قدرت یونی محلول حاوی MgCl_2 بیشتر از محلول حاوی نمک CaCl_2 است، اما میزان کدورت سیال‌های خروجی

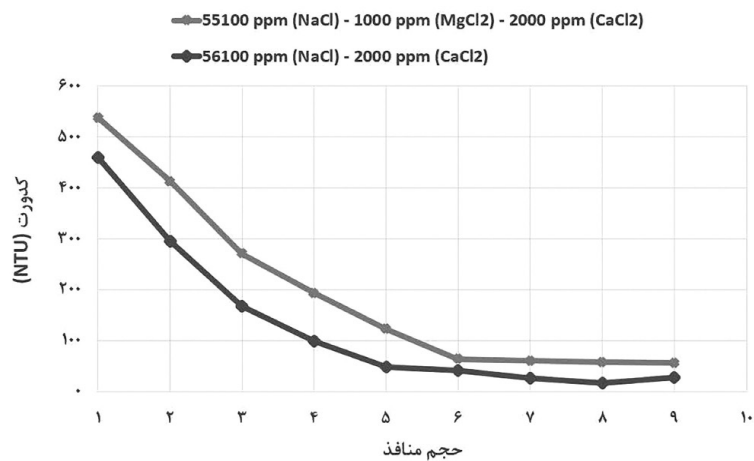
شکل ۶ آب پوشانی یونهای Ca^{2+} و Mg^{2+} [۳۴]

تجزیه و تحلیل اثر pH

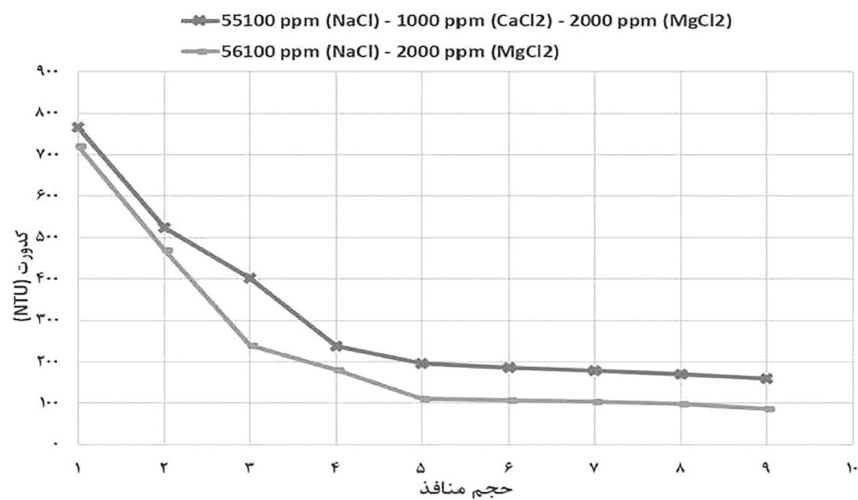
تزریق سیال با خاصیت قلیایی اگرچه نفت باقی مانده در مخازن نفتی را کاهش می‌دهد، می‌تواند باعث ایجاد برخی آسیب‌ها شود. در این بخش، تأثیر افزایش pH بر مهاجرت ذرات ریز در محیط متخلخل بررسی شد. شکل ۹ نتایج آزمایش کدورت را نشان می‌دهد، هنگامی که سیالی با چهار pH شامل ۶/۵، ۸، ۱۰، و ۱۲ به درون بسته‌شنی اشباع شده تزریق می‌شود. نتایج نشان می‌دهد که pH تأثیر منفی در مهاجرت ذرات دارد و آن را تشدید می‌کند. وقتی pH برابر با ۶/۵ است، کدورت پساب حداقل است. با این حال، pH بالاتر دارای کدورت بیشتری است که میزان مهاجرت ذرات بالاتر را نشان می‌دهد. در واقع، pH بالا پتانسیل زتا سطح ذرات ریز را افزایش می‌دهد. وقتی پتانسیل زتا سطح افزایش می‌یابد، نیروهای دافعه بین ذرات بیشتر می‌شوند و جدا شدن ذرات با سهولت بیشتری رخ می‌دهد [۳۵-۳۸]. شکل ۱۰ پتانسیل ذرات ریز را در چهار pH نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۱۰ نشان داده شده است، پتانسیل زتا در pH با مقدار ۶/۵ برابر $-۶/۷۳$ mV است، در حالی که در pHهای بالاتر شامل ۸، ۱۰، و ۱۲ میزان پتانسیل زتا ذرات به ترتیب $-۱۵/۱۷$ ، $-۱۶/۵۷$ و $-۲۸/۶۷$ mV است. این نتایج کاملاً مطابق با نتایج آزمایش کدورت است.

بررسی تأثیر یونهای Ca^{2+} و Mg^{2+} بر عملکرد یکدیگر

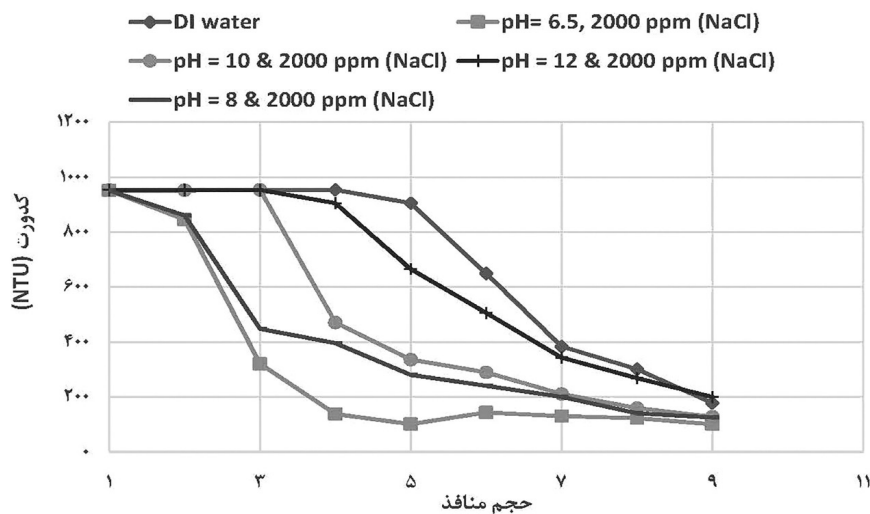
یکی دیگر از دغدغه‌های مهندسان نفت هنگام تزریق آب به میدان‌های نفتی به منظور افزایش تولید نفت از چاه‌های تولیدی تأثیر هم‌زمان نمک‌های مختلف بر روی پدیده مهاجرت ذرات است. بدین منظور در این بخش به تأثیر یون‌های منیزیم و کلسیم در حضور یکدیگر بر کدورت سیال خروجی پرداخته خواهد شد. شکل ۷ کدورت سیال‌های خروجی را در حضور و عدم حضور نمک $MgCl_2$ و غلظت ثابت نمک $CaCl_2$ و شوری کل ثابت (معادل شوری آب دریا) را نشان می‌دهد. با نتایج موجود در شکل ۷ می‌توان تأثیر حضور یون Mg^{+2} را بر روی عملکرد یون Ca^{+2} بر پدیده مهاجرت ذرات ریز بررسی کرد. زمانی که نمک $MgCl_2$ در سیال تزریقی وجود ندارد، میزان کدورت سیال‌های خروجی نسبت به حالت دیگر کمتر است. این تفاوت میزان شوری بیان‌گر این است که در شوری کل ثابت حضور یون Mg^{+2} باعث کاهش تأثیر مثبت یون Ca^{+2} کنترل مهاجرت ذرات ریز می‌شود. همچنین در این مطالعه، تأثیر حضور یون Ca^{+2} بر روی عملکرد یون Mg^{+2} در پدیده مهاجرت ذرات ریز مورد مطالعه قرار گرفت. شکل ۸ تأثیر حضور یون Ca^{+2} را بر روی عملکرد یون Mg^{+2} نشان می‌دهد. با توجه به شکل ۸ میزان کدورت سیال خروجی با حضور یون Ca^{+2} افزایش می‌یابد.



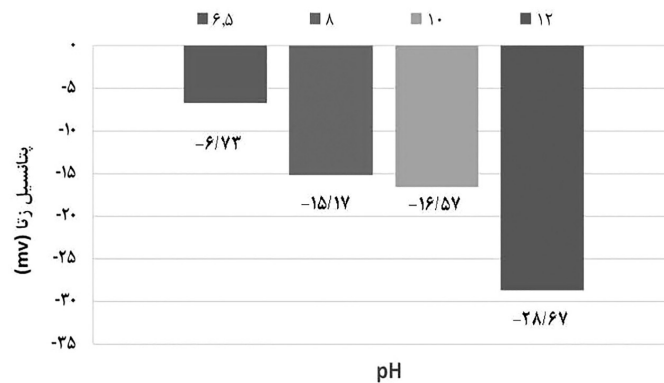
شکل ۷ میزان کدورت سیال خروجی هنگام تزریق یون Ca^{2+} در حضور و عدم حضور یون Mg^{2+}



شکل ۸ میزان کدورت سیال خروجی هنگام تزریق یون Mg^{2+} در حضور و عدم حضور یون Ca^{2+}



شکل ۹ کدورت جریان‌ها در هر حجم منافذ در حین تزریق مایعات با pH متفاوت.



شکل ۱۰ پتانسیل زتا سطح ذرات ریز در pHهای مختلف

نتیجه گیری

- یونهای Ca^{2+} و Mg^{2+} تأثیر عکس بر روی هم دارند و حضور هر کدام تأثیر بازدارندگی یون دیگر را بر پدیده مهاجرت ذرات را کاهش می‌دهد.
- سیلاب‌زنی قلیایی مهاجرت ذرات و آسیب سازندگی را تشدید می‌کند.
- پتانسیل زتا در سطح ذرات ریز با افزایش pH سیال افزایش می‌یابد و دلیل اصلی مهاجرت ذرات در هنگام سیلاب‌زنی قلیایی است.

- مهاجرت ذرات یک چالش جدی در هنگام تزریق آب با شوری کم و با pH بالا به مخازن نفتی برای ازدیاد برداشت نفت است.
- ترکیب یونی آب با شوری کم یک عامل تعیین‌کننده در پدیده مهاجرت ذرات ریز است و کاتیون‌های دو ظرفیتی به‌ویژه Ca^{+2} باعث کاهش میزان مهاجرت ذرات ریز می‌شوند.

مراجع

- [1]. Lake L, Walsh M. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery of petroleum exploration and production, Elsevier Science BV, Amsterdam.
- [2]. Lake L W, Johns R, Rossen B, Pope G A (1989) Fundamentals of enhanced oil recovery, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1.
- [3]. کردش، هاشمی ع، صالحی ر (۲۰۲۰) غربال‌گری روش‌های مهار ماسه برای یکی از چاه‌های جنوب غرب ایران با استفاده از الگوریتم تاپسیس. پژوهش نفت، ۳۰، (۹۹-۴): ۱۰۵-۱۷.
- [4]. Hebert M (2015) New technologies for EOR offer multifaceted solutions to energy, environmental, and economic challenges, Oil and Gas Financial Journal.
- [5]. Austell J M (2005) CO₂ for enhanced oil recovery needs—enhanced fiscal incentives, Exploration and Production: The Oil and Gas Review, 1-3.
- [6]. Madadzadeh A, Sadeghein A, Riahi S (2021) A Comparison of different nanoparticles' effect on fine migration by low salinity water injection for oil recovery: introducing an optimum condition, Journal of Energy Resources Technology, 1-22.
- [7]. Madadzadeh A, Sadeghein A, Riahi S (2022) Effects of nanosilica on fine migration and location distribution of blockage at different pH and temperatures: modelling and experimental studies, The Canadian Journal of Chemical Engineering.
- [8]. Zojaji I, Madadzadeh A, Riahi S (2022) Elemental analysis of scale inhibitors' effect on water incompatibility in carbonate reservoirs: Modeling, bulk and core scales studies, Journal of Petroleum Science and Engineering 208, 109580.
- [9]. Boston W G, Brandner C F, Foster W R (1969) Recovery of oil by waterflooding from an argillaceous, oil-containing subterranean formation, Google Patents.
- [10]. Mohan K K, Fogler H S, Vaidya R N, Reed M G (1993) Water sensitivity of sandstones containing swelling and non-swelling clays, Colloids in the Aquatic Environment, Elsevier, 237-254.
- [11]. Mohan K K, Fogler H S (1997) Colloidally induced smectitic fines migration: existence of microquakes, AIChE journal 43, 3: 565-576.
- [12]. Khilar K C, Fogler H S (1984) The existence of a critical salt concentration for particle release, Journal of

Colloid and Interface Science, 101, 1: 214-224.

[13]. Khilar K C, Fogler H S (1998) Migrations of fines in porous media, Springer Science and Business Media.

[14]. Khilar K C, Vaidya R N, Fogler H S (1990) Colloidally-induced Fines Release in porous Media.

[15]. Sarkar A K, Sharma M M (1990) Fines migration in two-phase flow, Journal of petroleum technology 42, 05, 646-652.

[16]. You Z, Badalyan A, Yang Y, Bedrikovetsky P, Hand M (2019) Fines migration in geothermal reservoirs: laboratory and mathematical modelling, Geothermics 77: 344-367.

[17]. Bedrikovetsky P G, Vaz Jr A, Machado F A, Zeinijahomi A, Borazjani S (2011) Well productivity decline due to fines migration and production:(Analytical model for the regime of strained particles accumulation), SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands.

[18]. Zeinijahomi A, Vaz A, Bedrikovetsky P (2012) Well impairment by fines migration in gas fields, Journal of Petroleum Science and Engineering, 88, 125-135.

[19]. Bedrikovetsky P G, Siqueira F D, Furtado C J A, Serra de Souza A L (2010) Quantitative theory for fines migration and formation damage, SPE International Symposium and Exhibiton on Formation Damage Control, Society of Petroleum Engineers.

[20]. Zeinijahomi A, Bedrikovetsky P (2013) Physics mechanisms of enhanced recovery by fines-migration-assisted waterflooding (Laboratory Study), SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.

[21]. Bedrikovetsky P, Zeinijahomi A, Siqueira FD, Furtado C A, de Souza A L S (2012) Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media, Transport in Porous Media, 91, 1: 173-197.

[22]. Zeinijahomi A, Nguyen T K P, Bedrikovetsky P (2013) Mathematical model for fines-migration-assisted waterflooding with induced formation damage, SPE Journal 18, 03, 518-533.

[23]. Kia S, Fogler H, Reed M (1987) Effect of pH on colloidally induced fines migration, Journal of Colloid and Interface Science, 118, 1: 158-168.

[۲۴]. غلامی ویجویه ع، حسن پور صدقی م، کدخدایی ع، شیرزادی ا (۲۰۱۹) پیش‌بینی تولید ماسه در سنگ مخزن هیدروکربوری میدان شاه‌دینیز، حوضه دریای خزر با استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی، پژوهش نفت، ۲۹، (۳-۹۸): ۹۱-۱۰۵.

[25]. Valdy R, Fogler H (1992) Fines migration and formation damage: influence of pH and ion exchange, SPE Production Engineering, 7, 04: 325-330.

[26]. Bennacer L, Ahfir N D, Alem A, Wang H (2017) Coupled effects of ionic strength, particle size, and flow velocity on transport and deposition of suspended particles in saturated porous media, Transport in Porous Media 118, 2: 251-269.

[27]. Madadzadeh A, Sadeghein A, Riahi S (2020) The use of nanotechnology to prevent and mitigate fine migration: a comprehensive review, Reviews in Chemical Engineering.

[28]. Bradford S A, Torkzaban S (2015) Determining parameters and mechanisms of colloid retention and release in porous media, Langmuir, 31, 44: 12096-12105.

[29]. Torkzaban S, Bradford S A, Vanderzalm J L, Patterson B M, Harris B, Prommer H (2015) Colloid release and clogging in porous media: Effects of solution ionic strength and flow velocity, Journal of Contaminant Hydrology, 181, 161-171.

[30]. Magal E, Weisbrod N, Yechieli Y, Walker S L, Yakirevich A (2011) Colloid transport in porous media: impact of hyper-saline solutions, Water Research, 45, 11, 3521-3532.

[31]. Grolimund D, Borkovec M (2005) Colloid-facilitated transport of strongly sorbing contaminants in natural porous media: Mathematical modeling and laboratory column experiments, Environmental Science and Technology, 39, 17: 6378-6386.

[32]. Tripathy A (2010) Hydrodynamically and chemically induced in situ kaolin particle release from porous media an experimental study, Advanced Powder Technology, 21, 5: 564-572.

[33]. Shirazi M, Farzaneh J, Kord S, Tamsilian Y (2020) Smart water spontaneous imbibition into oil-wet carbonate reservoir cores: symbiotic and individual behavior of potential determining ions, Journal of Molecular Liquids, 299: 112102.

[34]. Wilhelm J D, Markus K (2012) Magnesium basics, Clin Kidney, National Center for Biotechnology Information Search Database, 5, (Suppl 1) i3-i14.

[35]. Arab D, Pourafshary P, Ayatollahi S, Habibi A (2014) Remediation of colloid-facilitated contaminant transport in saturated porous media treated by nanoparticles, International Journal of Environmental Science and Technology, 11, 1: 207-216.

[36]. Habibi A, Ahmadi M, Pourafshary P, Al-Wahaibi Y (2012) Reduction of fines migration by nanofluids in

jection: an experimental study, SPE Journal, 18, 02: 309-318.

[37]. Ahmadi M, Habibi A, Pourafshary P, Ayatollahi S (2013) Zeta-potential investigation and experimental study of nanoparticles deposited on rock surface to reduce fines migration, SPE Journal 18, 03: 534-544.

[38]. Habibi A, Ahmadi M, Pourafshary P, Ayatollahi S (2014) Fines migration control in sandstone formation by improving silica surface Zeta potential using a nanoparticle coating process, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 36, 21: 2376-2382.



An Investigation and Determination of Different Salinity, Ion Type and pH's Effect on Fine Migration in Sandstone Reservoirs

Hossein Ghobadi¹, Siavash Riahi^{2*} and Ali Nakhaee^{1,2}

1. Department of Petroleum Engineering, Kish International Campus, University of Tehran, Iran

2. Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

riahi@ut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2021.4524.3039

Received: June/11/2021

Accepted: August/28/2021

Introduction

Fine particles in the porous media which could move due to colloidal, hydrodynamic, and other forces are called formation fines. These particles comprise a wide range of clay and non-clay materials [1]. Unlike rock matrixes, the fine particles are not attached to the rock surfaces by cementitious materials, and they are affected by colloidal attraction forces [2,3].

Some chemical changes in the porous media cause detachment and migration of the fine particles from the rock surface. Chemical changes are often caused by the infiltration and injection of fluids with different chemical properties from the formation fluid [4].

Also, there are various enhancing oil recovery (EOR) methods that alter the chemical properties of the reservoir fluid and cause some formation damages such as detachment of fine particles [5]. The most important factors in fine migration are ionic strength and pH [1-3].

In this paper, the effect of various salts and pH on fine migration during LSW injection was investigated. In the first step, four brine composed of four salts including NaCl, KCl, CaCl₂, and MgCl₂ at 2000 ppm as low salinity water injected into the saturated sand pack with formation water. In the second step, pH's effect was studied. To do this, fluid with different pH was injected into the synthesized sand pack. Moreover, the zeta potential of fines surfaces at the four pH 6.5, 8, 10, and 12 were determined.

Materials and Methods

Sand and Clay

In these series of experiments, a sand pack was built by formation sand with a length of 10 cm and 4 cm in diameter. The formation sand was purchased from the Tavan Silice Company. The average diameter of sands was 350 microns, and based on the XRD analysis, 96 weight percent of the utilized sand was silica.

In addition to the formation sand, 5 wt.% of clay was used as fine particles in the porous media sample. The clay used in the sample was a combination of 2 wt.% illit and 3 wt.% kaolinite, which it was provided by Pasargad Novin company.

Brine

After building the sand pack, it was saturated by formation water. Table 1 shows the salt composition of utilized formation water. Also, for injection fluid, several scenarios were applied, and the properties of injection fluid are indicated in Table 2 NaCl, KCl, MgCl₂.6H₂O CaCl₂, Na₂SO₄, NaHCO₃, and distilled water were used to compose both formation water and injection fluids. NaOH and HCl were used to alter the pH of the injection fluid. All salts were purchased from Merk Company.

Materials and Methods

First, a sand pack was built by formation sand with two types of clay. Then the sand pack is saturated by synthesized formation water.

Table 1 The Composition of Formation Water.

Salts	g/l
CaCl ₂	39.32
MgCl ₂ ·6H ₂ O	17.064
Na ₂ SO ₄	0.5521
NaHCO ₃	0.45
NaCl	164.97

Table 2 Properties of Injection Fluid.

Experiment ID	Salinity	pH
1 st run	Distilled Water	6.5
2 nd run	2000 ppm NaCl	6.5
3 rd run	2000 ppm KCl	6.5
4 th run	2000 ppm CaCl ₂	6.5
5 th run	2000 ppm MgCl ₂	6.5
6 th run	56100 NaCl- 2000 CaCl ₂	6.5
7 th run	55100 NaCl-1000 MgCl ₂ - 2000 CaCl ₂	6.5
8 th run	56100 NaCl- 2000 MgCl ₂	6.5
9 th run	56100 NaCl- 1000 CaCl ₂ - 2000 MgCl ₂	6.5

After 24 hours, different fluid was injected into the sand pack, and effluent was collected in each pore volume. The turbidity of the collected fluid was determined. In addition to turbidity measurements, zeta potential analysis was applied to outlet fluid of sand pack when fluid with various pH was injected into the sand pack. Changing the zeta potential of fine's surface indicates the effect of various injection fluid on particles' surface potential.

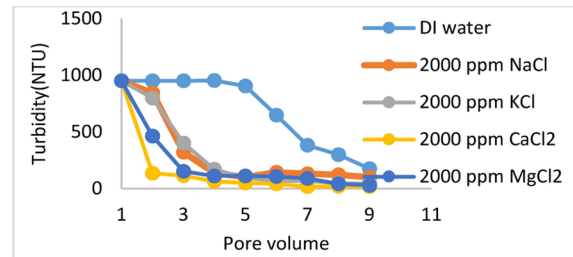
Results and Discussion

Salts' Effect Analysis

Fig. 1 shows the turbidity of effluents from the sand pack in each pore volume in different states. As shown in Fig. 1, when distilled water (DI) was injected into the sand pack, outlet fluid had the highest turbidity in comparison with other conditions. The presence of salts decreases the fluid turbidity sharply. Also, it could be concluded that divalent salts calcium chloride, and magnesium have better influences on fine migration and production.

Results which are shown in Fig. 1 prove that the more ionic strength of injection fluid is, the less fine migration in porous media is. Distilled water has the minimum ionic strength so the amount of produced particle is maximum. Divalent cations such as Mg⁺²

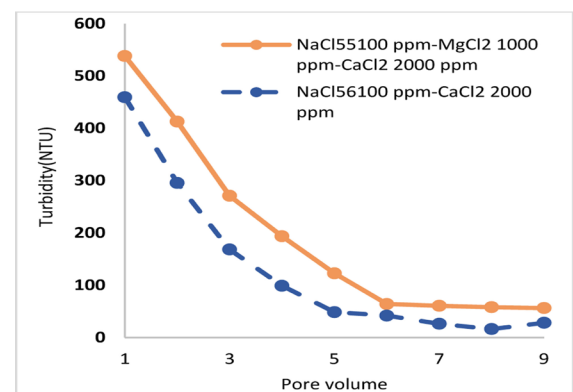
and Ca⁺² have a higher ionic strength than monovalent cations, K⁺ and Na⁺. As a result, less fine migration was observed when CaCl₂ and MgCl₂ salts were injected. Another amazing result of this study is the difference between CaCl₂ and MgCl₂'s effect. Mg⁺² has a shorter atomic radius than Ca⁺², but effluent has less turbidity during 2000 ppm CaCl₂ injection. This conflict is because of the hydration of magnesium cations which cause to increase the cations' radius.

**Fig. 1** The Turbidity of Effluents in each Pore Volume during Fluid Injection with Different Salt Composition.

Ca⁺² and Mg⁺² Interactions

Another engineers' concern during water flooding is the simultaneous effect of different salts on fine migration. For this purpose, in this section, the effect of magnesium and calcium ions on each other will be discussed.

Fig. 2 shows the turbidity of the effluents in the presence or non-presence of MgCl₂ and the constant concentration of CaCl₂. When MgCl₂ is not present in the injected fluid, the turbidity of the effluent is lower than in the other case. This difference in salinity indicates that the presence of Mg⁺² ion at constant total salinity reduces the positive effect of Ca⁺² ion on the control of fine particle migration.

**Fig. 2** The turbidity of the outlet fluid during injecting Ca⁺² in the presence and non-presence of Mg⁺² ions.

Also, in this study, the effect of the presence of Ca⁺² ions on the performance of Mg⁺² ions in the phenomenon of fine particle migration was studied. Fig. 3 shows the effect of the presence of Ca⁺² ions on the performance of Mg⁺² ions. According to Fig. 3, the turbidity of the output fluid increases with the presence of Ca⁺² ions.

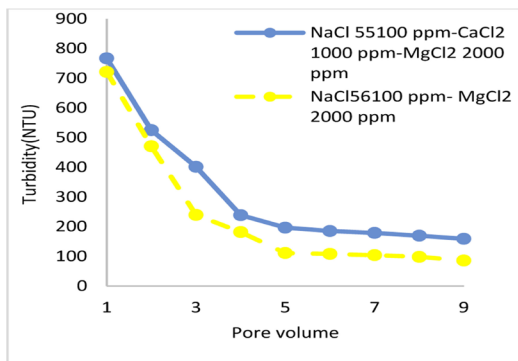


Fig. 3 The turbidity of the outlet fluid during injecting Mg⁺² in the presence and non-presence of Ca⁺² ions.

pH's Effect Analysis

Although alkaline flooding reduces the residual oil in petroleum reservoirs, it could cause some formation damages. In this section, the effect of raising pH on fine migration in porous media was investigated.

Fig. 4 shows the turbidity tests' results when fluid with four pH values including 6.5, 8, 10, and 12 was injected into the saturated sand pack. Results show that pH has a negative effect on fine migration and intensify it. When pH is 6.5, the turbidity of effluent is minimum. However, higher pH has more turbidities which it shows higher fine migration.

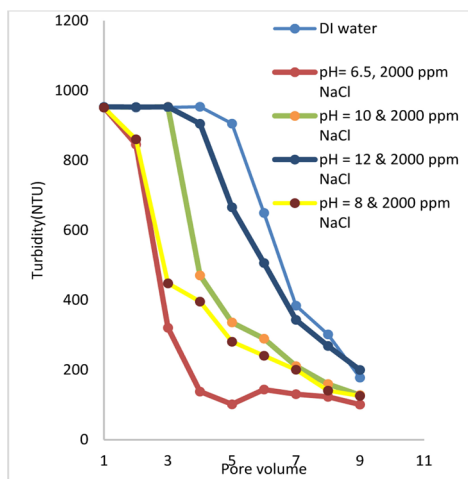


Fig. 4 The Turbidity of Effluents in each Pore Volume during Fluid Injection with Different pH.

The mechanism of pH's effect on fine migration is increasing zeta potential of fine particles' surfaces in high pH. When surface zeta potential increases, the repulsive forces between particles be greater and fine detachment occurs more easily [4-5]. Fig. 5. shows the fine particles' zeta potential at four pH. As shown in Fig. 5, zeta potential at pH= 6 is -6.73 mV while in higher pH 8, 10, and 12, fine 's zeta potential is -15.17, -16.57, and -28.67 mV respectively. These results completely align with the turbidity tests' results.

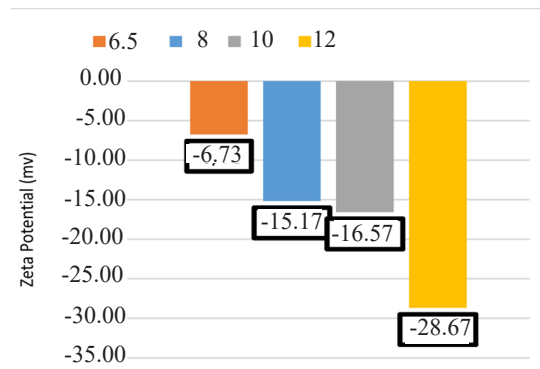


Fig. 5 The Zeta Potential of Fine Particles' Surface at Various pH.

Conclusions

- Fine migration is a serious challenge during LSW injection into the petroleum reservoirs for EOR.
- The ionic composition of LSW is a critical factor in fine migration phenomenon and divalent cations especially Ca⁺² cause less fine detachment.
- Ca⁺² and Mg⁺² ions have the opposite effect on each other and the presence of each reduces the inhibitory effect of the other ion on fine migration.
- Alkaline flooding intensifies fine migration and formation damage.
- Zeta potential of fine particles' surface goes up with raising fluid pH and it's main reason for fine migration during alkaline flooding.

References

1. Madadzadeh A, Sadegheini A, Riahi S (2020) The use of nanotechnology to prevent and mitigate fine migration: a comprehensive review, *Reviews in Chemical Engineering*, 38: 1-16.
2. Khilar K C, Vaidya R N, Fogler H S (1990) Colloidally-induced fines release in porous media, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 3: 213-221.
3. Arab D, Pourafshary P, Ayatollahi S (2014) Mitigation of Fine Particles Migration in Deep Bed Filters Treated by a Nanofluid Slug: An Experimental Study, *In Advanced Materials Research, Trans Tech Publ*, 841-845.
4. 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: 331-340.
5. Mansouri M, Nakhaee A, Pourafshary P (2019) Effect of SiO₂ nanoparticles on fines stabilization during low salinity water flooding in sandstones, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174: 637-648.