سنجش حساسیت سازند کربناته فهلیان توسط تزریق سیال های قلیایی و ارزیابی میزان آسیب سازند

علی حسنی[1*]، سید علیرضا مرتضوی[1]

[1]پژوهشگاه صنعت نفت، واحد پژوهش و فناوری حفاری و تکمیل چاه

*hassania@ripi.ir

تاریخ دریافت: اسفند ۹۱، تاریخ پذیرش: اسفند ۹۲

Archive of SID

چکیده

بازیافت ثانویه و ثالثیه می‌تواند منجر به کاهش شدید و دائمی نفوذپذیری سنگ شود که دلیل اصلی آن واکنش بین سیال های تزریقی و سنگ مخزن است. این امر به ویژه در مخازنی با درصد رس بالا، نفوذپذیری کم و سنگ‌شدگی ضعیف دیده می‌شود. پس از ورود سیالی با pH بالا به درون سنگ مخزن، بافت کانی‌های رسی و سیمان سیلیسی موجود در مخزن به دلیل انحلال کانی‌های رسی و سیمان، آزاد شدن ذرات ریز و مهاجرت آنها تخریب شده و منجر به بسته شدن منافذ موجود در سنگ مخزن می‌گردد. آسیب سازند نیز ممکن است به صورت موقتی و برگشت پذیر و یا دائمی که ناشی از رسوب محصولات حاصل از واکنش بین سیال‌های دارای pH بالا و سنگ مخزن بوده و منجر به بسته شدن منافذ می‌گردد، اتفاق بیفتد. در تحقیق حاضر یکسری آزمایش‌های تزریق به منظور تعیین pH بحرانی سیال‌های قلیایی در نمونه پلاگ‌های سازند کربناته فهلیان صورت گرفته است. سیال‌های قلیایی با pH های متفاوت (۷، ۸/۵ ۱۰ و ۱۲) به درون سنگ تزریق شده و میزان حساسیت نمونه مغزه های کربناته نسبت به سیال‌های قلیایی به توسط یک روش جدید و کاربردی اندازه گیری شده است. استفاده از روش ارائه شده منجر به تعیین دقیق پارامتر درجه آسیب سازند خواهد شد. نتایج نشان می دهند که نمونه های مورد استفاده رفتارهای متفاوتی را نسبت به تزریق سیال‌های قلیایی از خود نشان داده و آسیب ایجاد شده در آنها از بدون آسیب تا آسیب جدی متغیر است که در بعضی موارد قابل ملاحظه و برگشت ناپذیر می‌باشد. لذا می‌بایست میزان pH سیال‌های تزریقی در چاه کمتر از مقدار بحرانی آن نگاه داشته شود تا از بروز آسیب سازند جلوگیری گردد.

کلمات کلیدی: حساسیت سنجی، pH بحرانی، سیلابزنی نمونه، آسیب سازند، سازند کربناته

www.SID.ir

۱. مقدمه

اکثر مخازن دارای کانی های حساس با درجات متغیر می باشند. به طور کلی این کانی‌ها دارای قطر دانه‌ای خیلی کوچک (کوچکتر از ۲۰ میکرومتر) بوده و بر روی سطح فضاهای خالی که به طور برجسته‌ای با سیال‌های خارجی در تماس می‌باشند، پراکنده می‌باشند. در طول عملیات تکمیل، سیال‌های خارجی مختلف با سیال‌های و کانی‌های موجود در مخزن واکنش داده و در نتیجه تولید طبیعی یا تزریق پذیری مخزن را کاهش می‌دهد. این پدیده آسیب سازند نامیده می‌شود که درجه آن به توسط میزان کاهش نفوذپذیری مخزن مشخص می‌گردد [۵-۱].

ممکن است آسیب سازند به صورت‌های فیزیکی، شیمیایی، بیولوژیکی و حرارتی ایجاد شود و هر کدام از موارد مذکور به زیر شاخه‌های مختلف طبقه بندی می‌گردد [٤-۳]. در طول عملیات حفاری، تکمیل، انگیزش، تعمیر چاه، تزریق آب و تولید نفت، ممکن است انواع و درجه‌های مختلفی از آسیب سازند ایجاد گردند. در اکثر موارد این پدیده به صورت دائم و برگشت‌ناپذیر است [٤]. این اصل که پیشگیری و جلوگیری از آسیب سازند بهتر از درمان آن است می‌بایست به عنوان یک رویکرد منطقی در نظر گرفته شود تا مشکلات ناشی از این پدیده به حداقل برسد. با مشخص شدن درجه آسیب، می‌توان یک زمینه علمی جهت بهینه‌سازی طراحی سیال تکمیل چاه و پارامترهای مهندسی ایجاد کرد.

آسیب نفوذپذیری که نتیجه واکنش سیال های تزریقی و سنگ سازند است، معمولا نتیجه حرکت ذرات است. به هر حال مکانیزم خاصی که منجر به حرکت دانه‌ها می‌شود به شدت به فرآیند بازیافت مورد نظر بستگی دارد. دما، ترکیب سیال تزریقی، نرخ تزریق، pH و ترکیب کانی‌شناسی از جمله مهمترین پارامترهایی هستند که طبیعت و گستره واکنش سنگ و سیال را تحت تاثیر قرار می‌دهد [۲-۱].

معمولا pH آب سازند در محدوده ٤ تا ۹ و برای اکثر سیال های حفاری و تکمیل چاه و دوغاب سیمان در محدوده ۸ تا ۱۲ می باشد. پس از ورود سیالی با pH بالا به درون سنگ مخزن، بافت کانی‌های رسی و سیلیسی موجود در مخزن به دلیل انحلال کانی‌های رسی، سیمان و آزاد شدن ذرات جدا شده تخریب شده و منجر به مسدود شدن منافذ موجود می‌گردد [۸-۱]. علاوه بر این، ماده غیر قابل حل ایجاد شده که از به هم چسبیدن رادیکال‌های هیدروکسیدی با کاتیونهای دو ظرفیتی ایجاد می‌شود نیز منجر به بسته شدن منافذ می‌گردد. از این رو آزمایش‌های ارزیابی حساسیت سنجی قلیایی به منظور تعیین میزان pH بحرانی و درجه آسیب سازند حاصل انجام می‌شوند و از نتایج آن می‌توان به عنوان اصل در طراحی سیال‌های مختلف استفاده کرد [۱۲-۹].

محلول‌های قلیایی مانند NaOH، KOH، آب دریا، آب نمک‌های اشباع و نیمه اشباع جهت بررسی وضعیت بازیافت ثانویه نفت و امکان سنجی دفع سیال‌های مختلف مورد استفاده قرار می‌گیرند. در آزمایش‌های سیلابزنی سیال‌های قلیایی، کاهش نفوذپذیری در نتیجه تزریق سیال هایی با خاصیت قلیایی بالا (pH >۷) نظیر NaOH و $NaSiO_4$ مشاهده می‌شود [۲]. همچنین کاهش نفوذپذیری در اثر تزریق مخلوط از محلولهای آب نمک و کلرید کلسیم و کلرید پتاسیم مشاهده شده است [۷]. پدیده رسوب در حین فرآیند تزریق سیالهای قلیایی در pH بحرانی خاص دیده می‌شود. نفوذپذیری نمونه‌ها به توسط تزریق آب سازند با مقادیر مختلف pH اندازه‌گیری و درجه آسیب حاصل از تزریق سیال‌های قلیایی از طریق تغییر نفوذپذیری و در نتیجه تعیین شرایط ایجاد کننده آسیب ارزیابی می‌گردد [۱۰].

به منظور درک پدیده آسیب سازند و تعیین pH بحرانی، آزمایش‌های تزریق بر روی سه نمونه پلاگ از سازند فهلیان انجام گرفت. سیال‌های قلیایی با pH های مختلف (۷، ۸/۵، ۱۰ و ۱۲) به درون نمونه پلاگ ها با نرخ ۰/۵ سی سی بر دقیقه تزریق شده و نفوذپذیری نمونه پلاگ ها به توسط قانون خطی دارسی اندازه‌گیری شد. مقدار pH سیال به صورت مرحله

www.SID.ir

ای افزایش یافته و در نهایت به مقدار پایه آن یعنی pH = ۷ پس از هر بار افزایش برگردانده می‌شود. ارزیابی محدوده آسیب سازند به دو روش کیفی و کمی ارائه شده است. در روش کمی از پارامتر D_k که درجه آسیب سازند نامیده می شود، جهت اندازه‌گیری میزان آسیب در نمونه استفاده شده است. در کارهای قبلی انجام گرفته، درجه آسیب سازند در pH های مختلف مورد محاسبه قرار گرفته در صورتیکه در مقاله حاضر که جنبه جدید و نوآوری مقاله می‌باشد، این پارامتر در pH پایه محاسبه شده است. بزرگترین مزیت این کار در این است که ممکن است هر گونه افزایش یا کاهش در نفوذپذیری در هنگام تزریق سیالات مختلف به عنوان آسیب در نظر گرفته شود، در صورتیکه ممکن است پس از بازگشت به تزریق سیال با pH = ۷ هیچگونه آسیبی در سنگ مشاهده نشود. نتایج بررسی‌ها نشان می دهند که با استفاده از روش استفاده شده به راحتی می‌توان محدوده آسیب سازند را در نمونه ها شناسایی نمود. نتایج حاصل نشان می‌دهند نمونه‌های مورد استفاده رفتارهای متفاوتی را نسبت به تزریق سیال‌های قلیایی از خود نشان داده و آسیب ایجاد شده در آنها از بدون آسیب تا آسیب جدی متغیر است که در بعضی موارد قابل ملاحظه و برگشت ناپذیر می‌باشد. لذا می‌بایست قبل از انجام عملیات حفاری و یا هرگونه عملیات تزریق در سازند، میزان خاصیت قلیایی سیال تزریق شونده مورد بررسی قرار گیرد و مقدار بحرانی آن تعیین شود تا از بروز آسیب سازند جلوگیری شود.

۲. ارزیابی میزان حساسیت سنگ مخزن نسبت به pH سیال تزریقی

حساسیت سنگ مخزن نسبت به pH سیال تزریقی عبارت است از پدیده کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن به توسط رسوب محصولات واکنش در منافذ و بسته شدن منافذ به واسطه جریان سیال در محیط متخلخل در طول عملیات حفاری، تولید، انگیزش و تزریق آب. به منظور ارزیابی آسیب سازند حاصل از تزریق سیال‌های قلیایی، نفوذپذیری نمونه مغزه در حین تزریق سیال‌های قلیایی مختلف اندازه گیری می‌شود. بر این اساس، حساسیت نمونه مغزه نسبت به pH سیال سنجیده شده و سپس pH بحرانی که در آن نفوذپذیری به طور واضح کاهش می‌یابد، مشخص می‌گردد. حساسیت نمونه مغزه به pH سیال قلیایی زمانی اتفاق می‌افتد که نفوذپذیری K_{i-1} حاصل از تزریق سیال با pH_{i-1} با نفوذپذیری K_i حاصل از تزریق سیال با pH_i رابطه زیر را داشته باشند [٤] :

$$D_k = \left|\frac{K_{i-1}-K_i}{K_{i-1}}\right| \times 100 \geq 5 \quad (۱)$$

که در رابطه بالا pH_{i-1} حد بحرانی میزان خاصیت قلیایی سیال جریان خوانده می‌شود. درجه آسیب حاصل از حساسیت سنجی مذکور در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱: تعیین درجه آسیب ناشی از حساسیت سنجی قلیایی [٤]

درصد آسیب نفوذپذیری (٪)	$D_k \leq ۵$	$۵ < D_k \leq ۳۰$	$۳۰ < D_k \leq ۵۰$	$۵۰ < D_k \leq ۷۰$	$D_k > ۷۰$
درجه آسیب	فاقد آسیب	ضعیف	متوسط تا ضعیف	متوسط تا قوی	قوی

۲-۱ روش انجام آزمایش

آزمایش‌های سیلابزنی مغزه به منظور اندازه‌گیری میزان کاهش نفوذپذیری و ثبت جریان خروجی از نمونه مغزه‌های ماسه سنگی و کربناته به صورت تابعی از زمان انجام می‌شوند. آزمایش‌های مذکور در سرعت جریان کمتر از سرعت بحرانی جریان تزریق انجام می‌شوند. سرعت جریانی که در آن ذرات کلوئیدی ریز از محل خود جدا شده و در طول سازند

www.SID.ir

حرکت می‌کنند، سرعت جریان بحرانی[1] نامیده می‌شود. به منظور تعیین سرعت بحرانی تزریق، ابتدا یک نرخ تزریق ایمن که در آن آسیب سازند اتفاق نمی‌افتد، انتخاب و مقدار نفوذپذیری در آن اندازه‌گیری می‌شود (مرحله ۱) که خط پایه نفوذپذیری[2] نامیده می‌شود. سپس مقدار نرخ تزریق به مقادیر بالاتر افزایش یافته (مرحله ۲) و پس از آن دوباره به مقدار پایه بازگردانده می‌شود (مرحله ۳). مقدار نفوذپذیری در این مرحله اندازه‌گیری و با مقدار آن در مرحله ۱ مقایسه می‌شود. چنانچه مقدار بدست آمده تغییر یافته باشد، نرخ تزریق مرحله ۲ به عنوان نرخ تزریق بحرانی تعیین می‌شود در غیر این صورت آزمایش تا یافتن نرخ بحرانی تزریق در مراحل بعدی ادامه می‌یابد [٤].

در ابتدا نمونه مغزه به توسط محلول ٤ درصد کلرید پتاسیم (4% wt. KCl) با pH= ۷ اشباع شده و نفوذپذیری آن در pH موردنظر اندازه‌گیری می‌شود. در گام بعدی مقدار pH آب نمک به مقادیر بالاتر (۸/۵، ۱۰ و ۱۲) افزایش داده می‌شود. پس از هر مرحله افزایشی، pH آب نمک تزریقی به مقدار پایه (pH= ۷) کاهش یافته تا میزان آسیب سازند به صورت کمی (رابطه ۱) و کیفی ارزیابی گردد. میزان نفوذپذیری در هر مرحله سنجیده شده و pH بحرانی جریان تزریقی تعیین و بررسی می‌گردد.

کاهش نفوذپذیری نمونه مغزه در آزمایش تزریق سیال‌های قلیایی، در یک pH بحرانی اتفاق می‌افتد. نرخ جریان تزریق در هر مرحله ۰/۵ سی سی بر دقیقه می‌باشد. مقدار نفوذپذیری در هر مرحله توسط فرمول دارسی در جریان خطی محاسبه و نمودار حاصل از آن در زمان های مختلف ایجاد می‌شود. سپس با استفاده از رابطه ۱ درجه آسیب سازند حاصله در pH= ۷ اندازه‌گیری شده و مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد.

۲-۲ اطلاعات کلی آزمایش

اطلاعات مربوط به نمونه پلاگ‌های انتخاب شده به منظور انجام تست حساسیت سنجی سرعت در جدول ۲ آورده شده است.

جدول ۲: خصوصیات نمونه مغزه های کربناته

نمونه	جنس	عمق (متر)	تخلخل (٪)	نفوذپذیری مطلق (میلی دارسی)	ابعاد		حجم منافذ (سی سی)
					قطر(cm)	طول (cm)	
۱	کربناته	۴۲۵۹/۵۳	۶/۷۷	۱۱/۱۰۳	۳/۸۱	۵/۰۰	۳/۸۶
۲	کربناته	۴۲۷۸/۵۰	۳۰/۴۵	۱۶/۲۳۷	۳/۸۰	۵/۱۳۶	۱۷/۳۶
۳	کربناته	۴۲۸۳/۷۹	۲۰/۳۱	۶/۷۲۹	۳/۸۱	۵/۱۲۸	۱۱/۵۸

اطلاعات مینرالوژیکی نمونه‌های مختلف در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳: خصوصیات نمونه مغزه های کربناته

نمونه	Calcite ($CaCO_3$)	Dolomite ($CaMg(CO3)_2$)	Quartz (SiO_2)	کائولینیت
۱	٪۸۹	٪۸	٪۱	٪۲
۲	٪۸۲	٪۱۸	---	---
۳	٪۷۳	٪۲۷	---	---

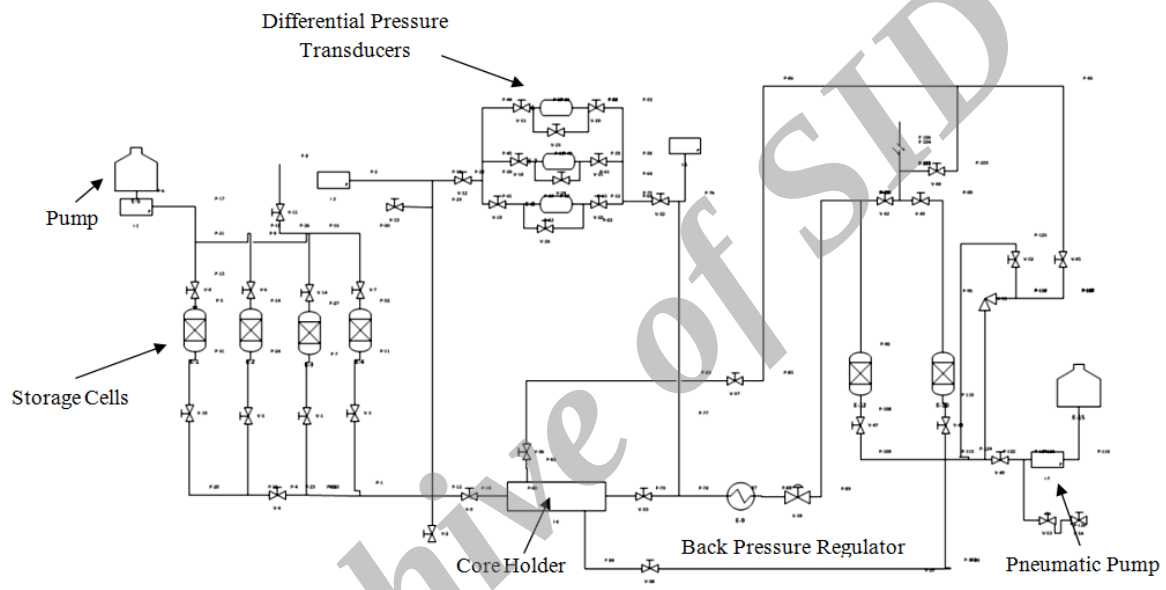
[1] Critical Flow Rate
[2] Base-Line Permeability

Archive of SID
www.SID.ir

۲-۳ سیستم تزریق آزمایشگاهی

سیستم تزریق نمونه‌ها از یک قسمت نگهدارنده نمونه[3]، مبدل فشار به منظور اندازه‌گیری افت فشار کلی در طول مغزه و افت فشار مقطعی در طول مقاطع مغزه، پمپ پنوماتیکی به منظور اعمال فشار روباره[4] به روی غلاف لاستیکی[5] که بر روی نمونه مغزه قرار می‌گیرد، سیستم فشار برگشتی[6] که همانند فشار منفذی عمل کرده و ظرف جمع آوری نمونه سیال خروجی (شکل ۱).

به منظور جلوگیری از آسیب سازند ناشی از برهم‌کنش میان رس و آب، در ابتدا نمونه‌ها با سیال حاوی نمک کلرید پتاسیم با ٤ درصد وزنی اشباع گردیدند. لذا نفوذپذیری نسبی نسبت به آب نمک در این نقطه اندازه‌گیری گردید.



شکل ۱: شماتیک دستگاه آزمایشگاهی مورد استفاده در آزمایش‌های سیلابزنی نمونه مغزه

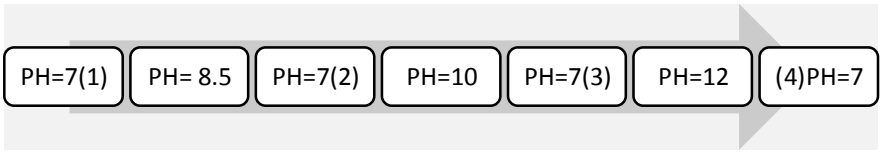
۳. آزمایش‌های سیلابزنی نمونه

پلاگ شماره ۱

پس از جایگذاری پلاگ مورد نظر در قسمت نگهدارنده نمونه، به منظور شبیه سازی شرایط مخزن به مدت ٢٤ ساعت تحت دما و فشار مخزن قرار گرفت. سپس تزریق آب نمک (نمک کلرید پتاسیم با ٤ درصد وزنی) به منظور حفظ حالت اشباع نمونه انجام شد. عملیات تزریق بر روی نمونه های مورد نظر تا زمانی که به یک اختلاف فشار ثابت برسیم ادامه می‌یابد. دستگاه تزریق نیز با دمای ١٤٠ درجه سانتی گراد، اختلاف فشار روباره با فشار ورودی به اندازه ۲۰ تا ۳۰ بار و فشار منفذی (BP) ٦٠ بار با نرخ جریان تزریق ۰/۵ سی سی بر دقیقه تنظیم گردید. شکل ۲ روند تزریق سیال‌های قلیایی را نشان می‌دهد.

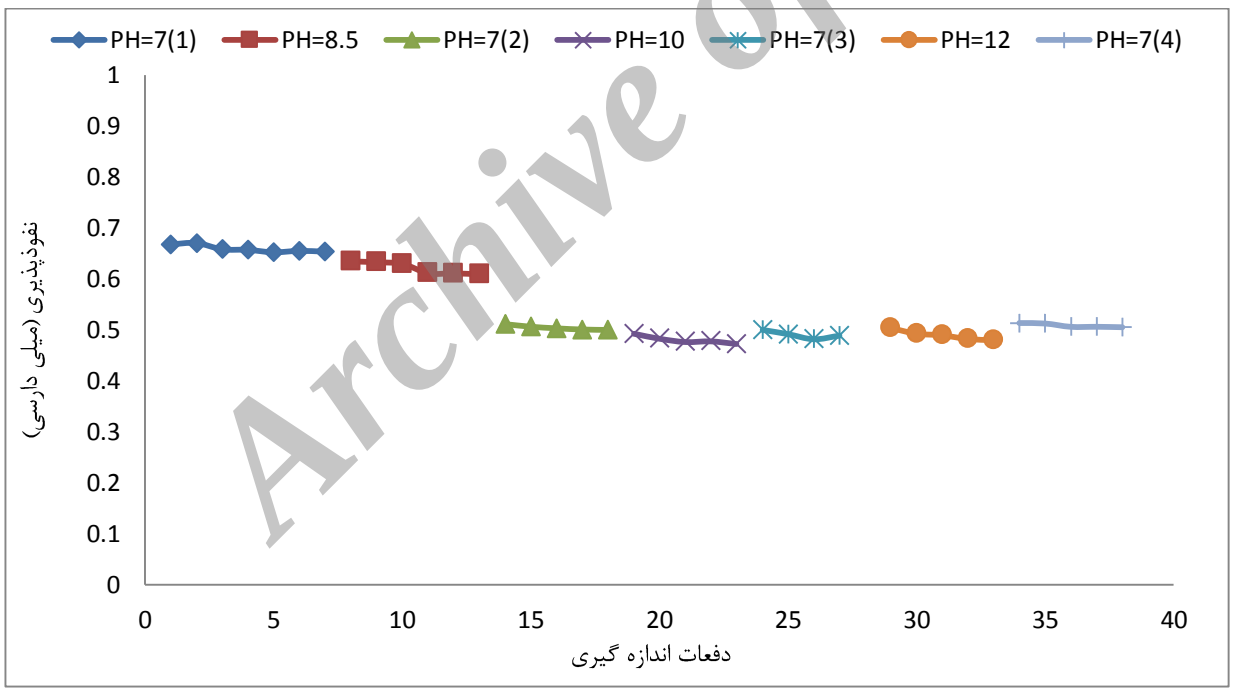
[3] Core Holder
[4] Overburden Pressure
[5] Sleeve
[6] Back Pressure

Archive of SID
www.SID.ir



شکل ۲: برنامه تزریق سیال های قلیایی با خاصیت قلیایی متفاوت بر روی نمونه مغزه‌های سازند فهلیان

تغییرات نفوذپذیری نمونه شماره ۱ به ازای تزریق سیال های قلیایی متفاوت در شکل ۳ نمایش داده شده است. همانطور که دیده می‌شود پس از تزریق سیال قلیایی با pH= ۸/۵، نفوذپذیری نمونه مغزه در مرحله سوم تزریق نسبت به حالت اولیه آن یعنی pH= ۷(۱) به اندازه ۲۰ درصد کاهش یافته و با ادامه مراحل تزریق تا انتهای تزریق مرحله ۷ ثابت مانده است. این تغییر در مقدار نفوذپذیری به صورت ماندگار بوده و غیر قابل رفع می‌باشد. از آنجائیکه در حدود ۲ درصد این نمونه از کائولینیت تشکیل شده است (جدول ۳)، لذا ممکن است در اثر واکنش میان کلسیت و سیال قلیایی این ذرات از محل خود جدا شده و در منافذ جای بگیرند و این ذرات به عنوان عامل اصلی پدیده مهاجرت ذرات[7] شناخته شده اند [۳]. همچنین ممکن است در اثر واکنش صورت گرفته، ذراتی از بدنه نمونه مانند کوارتز از محل خود جدا شده و درون منافذ قرار گرفته باشند که کاهش نفوذپذیری را در بر خواهد داشت. با افزایش خاصیت قلیایی سیال تزریقی (مرحله ٤ تا ۷) هیچگونه تغییری در میزان آسیب سازند دیده نمی‌شود(D_k< ۵).



شکل ۳: تغییرات نفوذپذیری پلاگ شماره ۱ در زمان تزریق سیال‌هایی با خاصیت قلیایی متفاوت

[7] Fine Migration

Archive of SID
www.SID.ir

جدول ٤: مقادیر میانگین نفوذپذیری در مراحل مختلف تزریق برای نمونه پلاگ شماره ۱

مرحله	دبی (سی سی بر دقیقه)	pH	نفوذپذیری میانگین (میلی دارسی)
۱	۰/۵	۷	۰/۶۵۹
۲	۰/۵	۸/۵	۰/۶۲۱
۳	۰/۵	۷	۰/۵۰۴
۴	۰/۵	۱۰	۰/۴۸۱
۵	۰/۵	۷	۰/۴۹۰
۶	۰/۵	۱۲	۰/۴۸۹
۷	۰/۵	۷	۰/۵۰۸

به منظور ارزیابی کمی آسیب ایجاد شده از پارامتر D_k و محاسبه آن در مقادیر میانگین نفوذپذیری در pH = ۷ استفاده می‌شود (مراحل ۱، ۳، ۵ و۷). مقادیر محاسبه شده در جدول ۵ آورده شده است.

جدول ۵: مقادیر محاسبه شده پارامتر **Dk** برای نمونه پلاگ شماره ۱

مراحل	pH	پارامتر	مقدار محاسبه شده
۱ و ۳	۷	$D_{k(1,3)}$	۲۳/۵۲۰
۳ و ۵	۷	$D_{k(3,5)}$	۲/۷۷۸
۵ و ۷	۷	$D_{k(5,7)}$	۳/۶۷۳

همانطور که در جدول ۵ دیده می شود، مرحله دوم تزریق دارای آسیب ضعیف (۳۰ $\geq D_k >=$ ۵) بوده و آسیب ایجاد شده در مراحل ٤ و ٦ تزریق باقی مانده است. لذا pH= ۸/۵ (مرحله دوم تزریق) برای نمونه مغزه مورد آزمایش به عنوان حد بحرانی میزان خاصیت قلیایی سیال تعیین می‌شود. یعنی چنانچه سیالی با pH $\geq$ ۸/۵ در محدوده عمقی مورد نظر تزریق شود موجب آسیب سازند و رسوب سیال‌های قلیایی در منافذ سازند می‌شود.

پلاگ شماره ۲

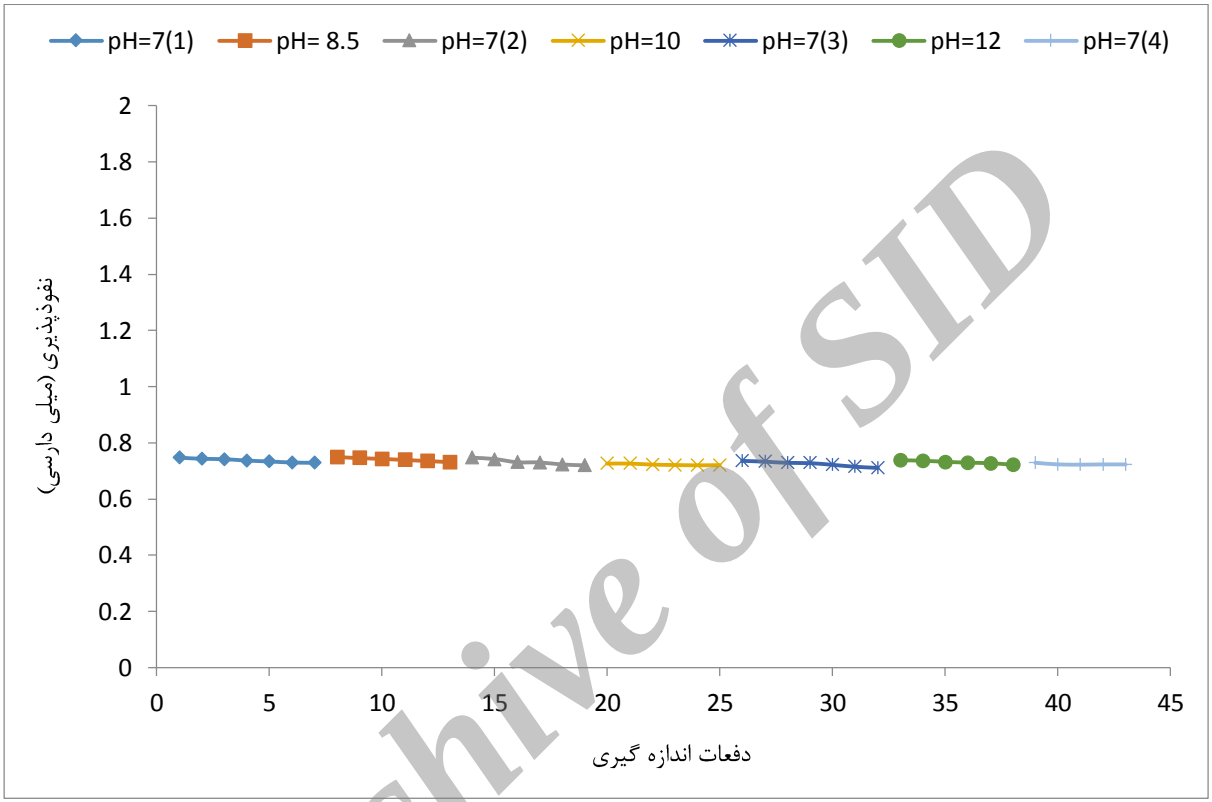
به منظور شبیه‌سازی شرایط مخزن، پس از قرارگیری پلاگ موردنظر در قسمت نگه دارنده نمونه به مدت ٢٤ ساعت تحت دما و فشار مخزن قرار گرفت. تزریق اولیه آب نمک (نمک کلرید پتاسیم با ٤ درصد وزنی) به منظور حفظ حالت اشباع نمونه انجام گرفت. همانطور که در شکل ٤ دیده می‌شود، نمونه مورد نظر هیچگونه حساسیتی نسبت به تزریق سیال‌های قلیایی با pH مشخص از خود نشان نمی‌دهد. نتایج آزمایش CEC[8] برای نمونه مورد نظر نشان می‌دهد که میزان رس موجود در نمونه‌های مورد استفاده بسیار کم می‌باشد (جدول ٦). میزان کلسیت این نمونه نسبت به نمونه ۱ در حدود ۷ درصد کمتر و مقدار کانی دولومیت در حدود ۱۰ درصد بیشتر می‌باشد و فاقد کانی کائولینیت می‌باشد. لذا اثری از ایجاد رسوب حاصل از واکنش میان سنگ و سیال و یا پدیده مهاجرت ذرات در این سنگ نمی‌باشد.

[8] Cation Exchange Capacity

Archive of SID
www.SID.ir

جدول ٦: نتایج آزمایش CEC برای نمونه های مورد استفاده

شماره نمونه	حجم متیلن بلو مصرفی (meq/100 gr)	میزان رس
۱	۳	کم
۲	۰/۶	بسیار کم
۳	۰/۴	بسیار کم



شکل ٤: تغییرات نفوذپذیری پلاگ شماره ۲ در زمان تزریق سیال هایی با خاصیت قلیایی متفاوت

جدول ۷: مقادیر میانگین نفوذپذیری در مراحل مختلف تزریق برای نمونه پلاگ شماره ۲

مرحله	دبی (سی سی بر دقیقه)	pH	نفوذپذیری میانگین (میلی دارسی)
۱	۰/۵	۷	۰/۷۳۷
۲	۰/۵	۸/۵	۰/۷۴۱
۳	۰/۵	۷	۰/۷۳۲
۴	۰/۵	۱۰	۰/۷۲۳
۵	۰/۵	۷	۰/۷۲۵
۶	۰/۵	۱۲	۰/۷۳۱
۷	۰/۵	۷	۰/۷۲۴

Archive of SID

www.SID.ir

به منظور ارزیابی کمی آسیب ایجاد شده از پارامتر D_k و محاسبه آن در مقادیر میانگین نفوذپذیری در pH = ۷ استفاده می شود (مراحل ۱، ۳، ۵ و۷). مقادیر محاسبه شده در جدول ۸ آورده شده است.

جدول ۸: مقادیر محاسبه شده پارامتر D_k برای نمونه پلاگ شماره ۲

مراحل	pH	پارامتر	مقدار محاسبه شده
۱ و ۳	۷	$D_{k(1,3)}$	۰/۶۷۸
۳ و ۵	۷	$D_{k(3,5)}$	۰/۹۵۶
۵ و ۷	۷	$D_{k(5,7)}$	۰/۱۳۸

همانطور که در جدول ۷ دیده می شود، هیچگونه آسیبی در مراحل تزریق ایجاد نشده است. زیرا مقدار پارامتر D_k کمتر از ۵ ($D_k < ۵$) می باشد. بنابراین نمونه مورد نظر فاقد حساسیت نسبت به تزریق سیال‌های قلیایی می‌باشد.

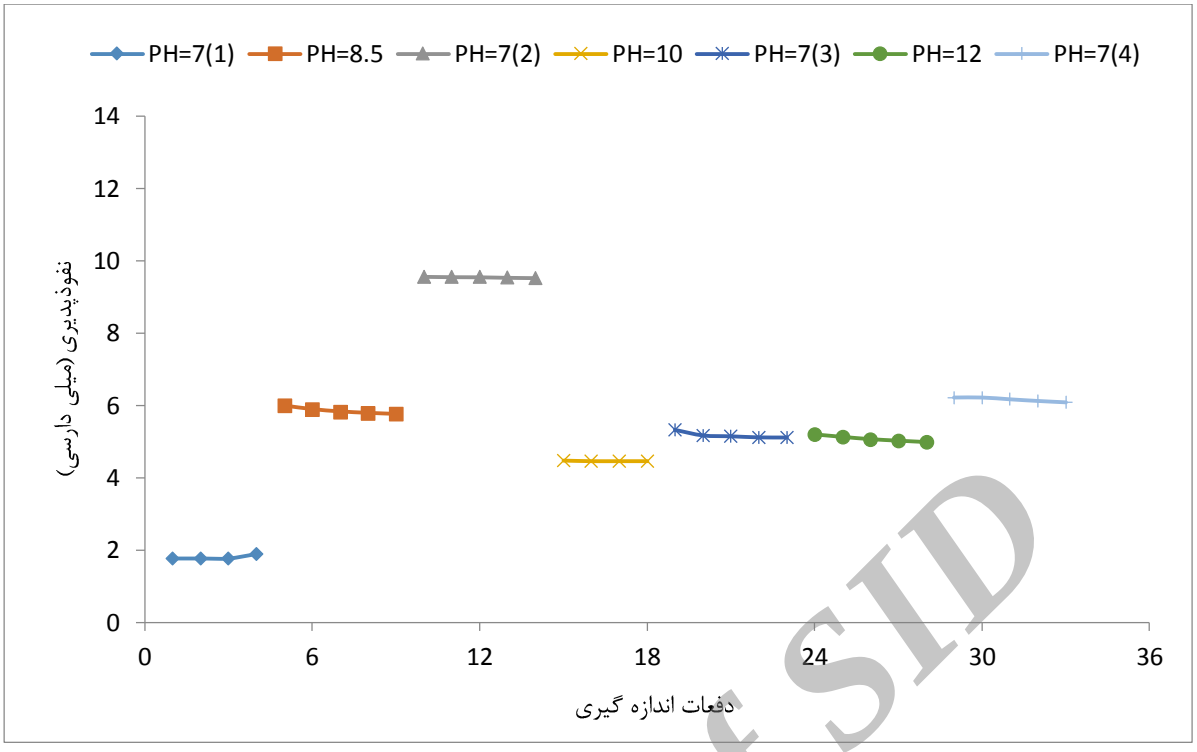
پلاگ شماره ۳

پلاگ مورد نظر به مدت ٢٤ ساعت تحت دما و فشار مخزن قرار گرفته و به منظور حفظ حالت اشباع آن از آب نمک حاوی ٤ درصد وزنی KCl استفاده گردید. دستگاه تزریق نیز همانند شرایط ایجاد شده برای پلاگ‌های قبلی تنظیم گردید. نمونه شماره ۳ رفتارهای متفاوتی را به هنگام تزریق سیال های قلیایی متفاوت از خود نشان می‌دهد. میزان نفوذپذیری نمونه در pH = ۷ برابر ۱/۸ میلی دارسی بوده و پس از تزریق سیالی با pH = ۸/۵ و اندازه‌گیری مجدد نفوذپذیری در pH = ۷ این مقدار به ۹/٥٤٩ میلی دارسی تغییر یافته است. یعنی مقدار نفوذپذیری به اندازه بیش از ۵ برابر افزایش یافته است (شکل ۵). با در نظر گرفتن دما و فشار موجود و همچنین کانی‌های تشکیل دهنده نمونه سنگ، سیال با pH = ۸/۵ باعث انحلال یکسری از ذرات موجود شده و به مشابه یک سیال موثر اسیدکاری، میزان نفوذپذیری را افزایش داده است. در اثر واکنش صورت گرفته میان این سنگ و سیال قلیایی قسمتی از نمونه حل شده و از سنگ خارج شده است. نتایج آنالیز سیال خروجی از این نمونه نشان می‌دهد که میزان کربنات پتاسیم و سدیم موجود در سیال خروجی افزایش یافته که نشان دهنده انحلال بخشی از کربنات کلسیم موجود در سیال قلیایی بوده که در اثر آن نفوذپذیری افزایش یافته است.

با ادامه فرآیند تزریق و تغییر pH سیال، مقادیر نفوذپذیری کاهش یافته اما میزان آن به اندازه بیشتر از دو برابر مقدار اولیه آن (۱/۸ میلی دارسی) در هنگام تزریق pH برابر ۱۰ و ۱۲ می باشد. در طی این مرحله نیز بدلیل ایجاد رسوب حاصل از واکنش میان سیال قلیایی و کانی‌های تشکیل دهنده سنگ، تعدادی از منافذ هادی موجود در سنگ بسته شده و مقدار نفوذپذیری کاهش یافته است.

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۵: تغییرات نفوذپذیری پلاگ شماره ۳ در زمان تزریق سیال‌هایی با خاصیت قلیایی متفاوت

جدول ۹: مقادیر میانگین نفوذپذیری در مراحل مختلف تزریق برای نمونه پلاگ شماره ۳

مرحله	دبی (سی سی بر دقیقه)	pH	نفوذپذیری میانگین (میلی دارسی)
۱	۰/۵	۷	۱/۷۹۷
۲	۰/۵	۸/۵	۵/۸۵۷
۳	۰/۵	۷	۹/۵۴۹
۴	۰/۵	۱۰	۴/۴۶۸
۵	۰/۵	۷	۵/۱۸۲
۶	۰/۵	۱۲	۵/۰۸۴
۷	۰/۵	۷	۶/۱۶۵

به منظور ارزیابی کمی آسیب ایجاد شده از پارامتر D_k و محاسبه آن در مقادیر میانگین نفوذپذیری در pH = ۷ استفاده می‌شود (مراحل ۱، ۳، ۵ و ۷). مقادیر محاسبه شده در جدول ۱۰ آورده شده است.

جدول ۱۰: مقادیر محاسبه شده پارامتر D_k برای نمونه پلاگ شماره ۳

مراحل	pH	پارامتر	مقدار محاسبه شده
۱ و ۳	۷	$D_{k(1,3)}$	۴۳۱/۳۸۶
۳ و ۵	۷	$D_{k(3,5)}$	۴۵/۷۳۳
۵ و ۷	۷	$D_{k(5,7)}$	۱۸/۹۷۰

Archive of SID
www.SID.ir

با توجه به جدول ۱۰، در مرحله دوم تزریق (pH = ۸/۵) آسیب جدی (D_k= ٤٣١/٣٨٦ > ٧٠)، در مرحله ٤ آسیب متوسط تا ضعیف (٣٠ <D_k≤ ٥٠) و در مرحله ٦ آسیب ضعیف (٣٠ ≥ D_k > ٥) در نمونه پلاگ شماره ۳ ایجاد شده است. لذا pH = ۸/۵ به عنوان حد بحرانی افزایش نفوپذیری و pH = ۱۰ به عنوان حد بحرانی کاهش نفوپذیری در نمونه سنگ می‌باشد.

چنانچه بخواهیم عملیات حفاری یا سیمانکاری و یا تکمیل چاه را در چنین چاهی انجام دهیم، می بایست pH سیال تزریقی را کمتر از ۱۰ نگاه داشت تا از بروز آسیب سازند ناشی از رسوب سیال های قلیایی ممانعت شود.

با توجه به تفسیر ارائه شده برای نمونه پلاگ‌های مورد استفاده از اعماق مختلف نمی‌توان روند خاصی را جهت سنجش حساسیت سازند فهلیان ارائه نمود. در اعماق کمتر، پدیده کاهش نفوذپذیری بدلیل مهاجرت ذرات در سنگ دیده شد که در اعماق میانی و انتهایی سازند این پدیده دیده نمی‌شود. نمونه شماره ۲ نیز فاقد حساسیت نسبت به تزریق سیالات قلیایی بوده اما نمونه شماره ۳ رفتار دوگانه‌ای را از خود نشان می‌دهد. ابتدا افزایش و متعاقب آن کاهش میزان نفوذپذیری در نتیجه انحلال کربنات‌ها در سیال قلیایی و در ادامه کاهش میزان نفوذپذیری بدلیل ایجاد رسوب در نمونه دیده می‌شود. لذا جهت تعیین رفتار دقیق سازند فهلیان نسبت به سیالات قلیایی می‌بایست آزمایش‌های تکمیلی بر روی نمونه‌های بیشتر صورت گیرد.

نتیجه گیری

۱. در مقاله حاضر، میزان حساسیت سه نمونه مغزه نسبت به تزریق سیال‌های قلیایی ارائه شده است. آزمایش‌های سیلابزنی توسط محلول ٤ درصد کلرید پتاسیم به عنوان سیال تزریقی و در pH های متفاوت (۷، ۸/۵، ۱۰ و ۱۲) صورت پذیرفته است. آزمایش تزریق به صورت مرحله‌ای انجام شده و میزان کاهش نفوذپذیری به توسط قانون دارسی در جریان خطی محاسبه شده است. همچنین میزان آسیب با استفاده از یک روش جدید جهت محاسبه پارامتر درجه آسیب سازند به صورت کمی و کیفی انجام شده است.

۲. نتایج آزمایش بر روی پلاگ شماره ۱ نشان می دهد که در pH = ۸/۵ آسیب ضعیف در نمونه ایجاد شده و با افزایش pH سیال میزان نفوذپذیری ثابت مانده است و لذا pH = ۸/۵ به عنوان حد بحرانی آسیب سازند می‌باشد. علت این آسیب، وجود کانی کائولینیت در سازند، مهاجرت آنها در محیط متخلخل و در نهایت مسدود کردن حفرات می‌باشد.

۳. نتایج تست حساسیت سنجی بر روی پلاگ شماره ۲ حاکی از آن است سیال های قلیایی هیچگونه تاثیری بر میزان نفوذپذیری سنگ مورد نظر نداشته و آسیب سازند ناشی از رسوب سیال‌های قلیایی در نمونه مورد نظر مشاهده نمی شود. مقدار پارامتر D_k برای نمونه مورد نظر بسیار کم می باشد.

٤. با در نظر گرفتن رفتارهای متفاوت نمونه شماره ۳ در حین تزریق سیال های قلیایی مختلف، در pH = ۸/۵ یکسری کانیها انحلال یافته و نفوذپذیری افزایش یافته است. همچنین در pH = ۱۰ بدلیل ایجاد رسوب در منافذ، نفوذپذیری کاهش یافته است. لذا pH = ۸/۵ به عنوان حد بحرانی افزایش نفوپذیری و pH = ۱۰ به عنوان حد بحرانی کاهش نفوذپذیری در نمونه سنگ نامیده می شود.

۵. به منظور تعیین دقیق رفتار سازند فهلیان نسبت به تزریق سیالات قلیایی می‌بایست آزمایش های تکمیلی بر روی نمونه های بیشتر صورت گیرد. همچنین برای جلوگیری از آسیب سازند ناشی از برهمکنش میان سیال های قلیایی و سنگ مخزن و بسته شدن منافذ آن، در هنگام عملیات حفاری یا سیمانکاری و یا تکمیل چاه می بایست pH سیال تزریقی را کمتر از مقدار بحرانی آن نگاه داشت تا از بروز آسیب سازند ناشی از رسوب سیال های قلیایی جلوگیری شود.

Archive of SID

www.SID.ir

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله موارد امتنان خود را از مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران به جهت حمایت از تحقیقات منتهی به این نتایج، اعلام می دارند.

"هیئت تحریریه مجله از آقایان دکتراحسان کمری و دکتر بهزاد رستمی که داوری مقاله را بر عهده داشته‌اند کمال تشکر وسپاس را دارد"

منابع

[1] Patino, O., F. Civan, N. Subhash, D. R. Zornes and E. A. Spinler, 2003, Identification of Mechanisms and Parameters of Formation Damage Associated with Chemical Flooding, Paper SPE 80271 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston; Texas, U.S.A., 5–7 Feb.

[2] Bagci, S.and M.V. Kok, 2001, Effect of Brine Composition and Alkaline Fluid on the Permeability Damage of Limestone Reservoirs, Paper SPE 65394 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13–16 Feb.

[3] Civan, F., 2007, Reservoir Formation Damage- Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Gulf Publication Company, Houston; TX, 742 pp.

[4] Renpu, W., 2011, Advanced Well Completion Engineering, Third Edition, 716 pp (in English).

[5] Leone, A. L. and E.M Scott, 1988, Characterization and Control of Formation Damage during Waterflooding of a High-Clay-Content Reservoir, SPE Reservoir Engineering Journal, 1279-86.

[6] Moghadasi, J., M. Jamialahmadi, H. M. Steinhagen, A. Sharif, M. R. Izadpanah, E. Motaei and R. Barati, 2002, Formation Damage in Iranian Oil Fields, Paper SPE 151611-MS presented at International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control; Lafayette; Louisiana; 20-21 Feb.

[7] Mungan, N., 1965, Permeability Reduction through Changes in pH and Salinity, Journal of Petroleum Technology, pp 1449-1453, Dec.

[8] Surkalo, H., 1990, Enhanced Alkaline Flooding, Paper SPE 19896, JPT, pp 6-7.

[9] Wojtanowicz, A. K., Z. Krilov and J. P. Langlinais, 1987, Study on the effect of pore blocking mechanisms on formation damage, Paper SPE 16233 presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, 8-10 March.

[10] Bertaux, J. and Z. R. Lemanczyk, 1987, Importance of dissolution/precipitation mechanisms in sandstone-alkali interactions, Paper SPE 16278 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas; 4-6 Feb.

[11] Nguyen, P. T., A. Zeinijahromi and P. Bedrikovetsky, 2012, Taking advantage of fines migration formation damage for enhanced gas recovery, Paper SPE 151611-MS presented at SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette; Louisiana, 15-17 Feb.

[12] Zeinijahromi, A., T. N. Phuong and P. Bedrikovetsky, 2011, Taking advantage of fines-migration-induced formation damage for improved waterflooding, Paper SPE 144009-MS presented at SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, Netherlands, 7-10 June.

Archive of SID

www.SID.ir

Quantifying alkaline sensitivity of Fahlyian Formation by alkaline flooding and formation damage evaluation

Hasani A., Mortazavi S. A.

Abstract

Secondary and Tertiary recovery processes can lead to severe and permanent reductions in permeability due to the interactions between injected fluids and the reservoir rock that is especially true in high clay content, low permeability, poorly consolidated reservoirs. After the fluid with a high pH value enters the reservoir, the texture of clay minerals and siliceous cement in the reservoir is destroyed due to the dissolution of clay minerals and cement and the release of fine particles produced, thus causing reservoir plugging. Formation damage could be both temporarily due to the precipitation of reaction products caused by interaction between high pH fluids and reservoir rock which will result in pore plugging.In this study, a series of core flooding experiments have been carried out to determine the critical pH of Alkaline fluids for plug samples of Fahlyian carbonate formation. Alkaline fluids with different pH (7, 8.5, 10 and 12) were injected into plug samples and the alkaline sensitivity of the carbonate formation has been measured in both qualitative and quantitative forms by a new applicable method. Using this approach will result in the accurate estimation of the degree of formation damage. Results indicate that used plugs show different behavior when exposed to fluids with different alkalinity and the degree of resulted formation damage varies from zero to serious and in certain cases are noticeable and Irreversible. Therefore, pH of injecting fluids must be kept less than its threshold value to prevent formation damage.

Keywords: Sensitivity measurement, Critical pH, Core flooding, Formation damage, Carbonate formation

Archive of SID

www.SID.ir