

ارزیابی جامع آسیب سازند سیالات مجرابند جدید

جواد مهدوی کلاته‌نو^۱، احسان خامه‌چی^{۱*} و پارسا کاظمی حکم‌آباد^۱، علیرضا کاظمی^۲

۱- دانشکده مهندسی نفت و زمین انرژی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه سلطان قابوس، عمان

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۱/۰۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۵/۲۹

چکیده

سیالات تکمیل چاه برای تکمیل و تعمیر موفقیت‌آمیز چاه‌های نفت و گاز، به‌ویژه در مخازن چالش برانگیز با دما، فشار بالا و نفوذپذیری پایین ضروری هستند. هدف اصلی این مطالعه به بررسی و ارزیابی آسیب سازند دو سیال مجرابند جدید، یکی پایه فسفاتی و یکی پایه نیتراتی می‌باشد. در این پژوهش دو سیال تکمیل با چگالی بالا مورد استفاده قرار گرفته است. اولین سیال، سیال پایه فسفاتی با چگالی ۱۱۴ pcf و بعدی سیال پایه نیتراتی است که با افزودن حل‌کننده به چگالی بیشتر از ۹۵ pcf رسیده است. در این مطالعه آزمایش‌های آسیب سازندی هم‌چون تغییر ترشوندگی، تورم رس، سازگاری سیال مجرابند با سیالات مخزن و نفوذ سیال به پلاگ (سیلاب‌زنی) انجام شده است. نتایج تجربی نشان می‌دهد که ارزیابی‌های سازگاری سیالات عدم وجود امولسیون با نفت خام و میعانات را برای همه سیالات نشان می‌دهد، اما در ارزیابی مربوط به سازگاری آب سازند در سیال پایه فسفاتی مقدار رسوبات جزئی مشاهده شد. نتایج آزمایش نفوذ سیال به پلاگ کربناته و ماسه‌سنگی برای سیال پایه فسفاتی نشان می‌دهد که این سیال می‌تواند به ترتیب ۴۱/۱۷٪ و ۳۰/۵٪ و نتایج آزمایش نفوذ سیال به پلاگ کربناته برای سیال پایه نیتراتی نشان می‌دهد که این سیال می‌تواند ۲۹/۳۳٪ تراوایی سازند را کاهش دهد که این میزان آسیب سازند به‌طور قابل توجهی کمتر از سایر سیالات مانند گل حفاری می‌باشد. همچنین نتایج حاصل از آزمایش تورم رس نشان می‌دهد که میزان تورم رس ناشی از هر دو سیال کمتر از ۵ mL در ۲ g رس می‌باشد. از این‌رو این سیالات می‌توانند به‌عنوان سیال مجرابند در چاه‌های نفت و گاز استفاده شوند و بهره‌وری و ایمنی را به‌ویژه در مخازن چالش برانگیز با دما و فشار بالا و نفوذپذیری کم افزایش دهند.

کلمات کلیدی: سیال تکمیل، سیال مجرابند، آسیب سازند، سیلاب‌زنی، ترشوندگی، تورم رس

مقدمه

است. از این موانع می‌توان به کمبود انتخاب کافی در گزینش سیال‌های تکمیل سنگین و مقرون به‌صرفه‌ای اشاره کرد که برای استفاده در چاه‌های پر فشار و با دمای بالا مناسب باشد [۲]. یکی دیگر از این موانع تردید در انتخاب کردن این سیال‌ها به دلیل ایجاد آسیب سازند متفاوت در نتیجه وجود سیال‌های تکمیل متنوع در چاه‌های متفاوت است.

تقاضای هیدروکربن در جهان منجر به آن شده که شرکت‌های نفتی به چاه‌های پر فشار و با دمای بالا رو بیاورند [۱]. صنعت استخراج نفت دارای موانع زیادی است که در عملیات مختلف گسترده

آسیب سازند یک اصطلاح عمومی است که به اختلال در تراوایی سازندهای نفتی توسط فرایندهای نامطلوب مختلف اشاره دارد. آسیب سازند از نظر اقتصادی و عملیاتی یک مشکل اساسی است و در مراحل مختلف برداشت هیدروکربن از مخازن از جمله تولید، عملیات تعمیر چاه، شکاف هیدرولیکی و تعمیر چاه رخ می‌دهد [۳]. به دلیل آن که آسیب سازند بر اقتصاد شرکت‌ها تأثیر می‌گذارد باید برای همه افراد در میدان‌های نفتی و گازی اهمیت داشته باشد [۴]. عوامل مختلفی می‌تواند منجر به آسیب سازند شوند که برخی از آن‌ها عبارتند از شرایط عملیاتی مانند فشار، دما و دبی جریان چاه، خواص سیالات و ماتریس سازند، نفوذ ذرات خارجی و همچنین دادن قابلیت حرکت ذرات سازند مانند باکتری‌ها، شن و ماسه و ذرات گل. بنابراین بررسی تأثیر آسیب سازند سیال تکمیل/مجراند سنگین بسیار مهم است. حذف سیال تکمیل عبارت جامعی است که سیال‌هایی را که در مراحل متفاوت عملیات تکمیل چاه و تعمیر چاه استفاده می‌شوند را پوشش می‌دهد و عمدتاً از جنس آب‌نمک هستند. پس از اتمام حفاری، برای نصب تجهیزات تکمیلی در چاه حفرشده، سیال حفاری توسط سیال تکمیل جایگزین می‌شود. این عملیات جایگزین کردن با استفاده از یک سری فاصله دهنده‌هایی انجام می‌گیرد که برای تمیز کردن چاه، مرطوب کردن لوله جداره با آب (در صورتی که از سیال حفاری غیرآبی برای حفاری مخزن استفاده شده باشد) و به حداقل رساندن آلودگی طراحی شده‌اند و در حین انتقال از سیال حفاری به سیال تکمیلی استفاده می‌شوند [۵-۷]. از انواع سیال تکمیل می‌توان به سیال مجراند، سیال مشبک‌کاری، سیال تعمیر و سیال شکاف هیدرولیکی و غیره اشاره کرد. هنگامی که یک چاه تکمیل می‌شود، بهتر است که یک مجراند بین لوله مغزی و لوله جداره و بالاتر از قسمت تولیدی و در فضای حلقوی قرار داده شود و در بالای این

مجراند سیالی به نام سیال مجراند قرار داده شود [۸]. سیال‌های مجراند باید دارای خصوصیتی از جمله چگالی و شفافیت بالا، pH مناسب، خوردگی و گرانیروی پایین و پایداری در دمای بالا و پایین و غیره باشند و منجر به آسیب سازند نشوند [۷-۹]. مهم‌ترین خصوصیت سیال مجراند چگالی آن است. بسیاری از مخازن نفت و گاز در شرایط دما و فشار زیاد قرار دارند؛ پس سیال مجراندی لازم است تا با فشار هیدرواستاتیکی که ایجاد می‌کند، فشار مخزن را کنترل کند. در برخی مواقع مخازن دارای عمق کم یا فشار و دمای زیاد است که این امر منجر به نیاز به یک سیال مجراند سنگین و گران است (بیشتر از $1/6 \text{ g/cm}^3$) [۷]. مهم‌ترین مشخصه سیال تکمیل سازگاری آن با محیط زیست است. ویژگی پایانی سیال تکمیل/مجراند این است که در صورت نفوذ به سازند باعث آسیب سازند نشود. در سال‌های اخیر مطالعات متعددی در این زمینه انجام شده است که به مهم‌ترین آن‌ها پرداخته می‌شود. بن ایتون و همکاران بر روی آسیب چاه که در حین تکمیل اولیه چاه یا تعمیر چاه رخ می‌دهد مطالعه کردند. در آخر نتیجه گرفتند که سیالات تکمیلی که حاوی افزاینده کربناته بوده‌اند، منجر به نفوذپذیری برگشتی نسبتاً بیشتری می‌شوند [۱۰]. آقای لانگرون و همکاران تراوایی برگشتی مغزه‌های ماسه‌سنگی را بعد از تزریق سیال‌های تکمیل و گل حفاری مشاهده کردند. ایشان نتیجه گرفتند که تراوایی برگشتی بسته به گرانیروی نفت و فشار فراطعادل در زمان تزریق سیالات تکمیل و گل حفاری در محدوده ۴۴ تا ۹۰٪ تغییر می‌کند [۱۱]. آقای عبدالله المعجیل همچنین با تزریق سیال تکمیل پایه سدیم کلریدی با pH بالا و چگالی 1.07 pcF به مغزه ماسه‌سنگی، با کاهش ۱۲ تا ۳۱٪ تراوایی رو به رو بودند [۱۲]. آقای همزوی و همکاران با استفاده از سیال تکمیل با پایه سدیم کلرید و pH برابر ۱۰ با آزمایش بر روی مغزه‌های ماسه‌سنگی تراوایی برگشتی ۷۶٪ را به دست آوردند [۱۳].

نتایج آقای هوجیا و همکاران نشان داد که سیال‌های تکمیل پایه فسفاتی باعث آسیب سازند کمتری می‌شوند و تراوایی برگشتی از مغزه ماسه‌سنگی را ۸۶/۵۱٪ تراوایی اولیه به‌دست آوردند [۱۴]. چین ژائو و همکاران با استفاده از مغزه‌هایی از قسمت غرب دریای چین جنوبی، ترکیب معدنی، ریزساختار، تخلخل، و ویژگی‌های تراوایی سازند مخزن را مورد تجزیه و تحلیل قرار دادند. آن‌ها با استفاده از آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه حذف نتیجه گرفتند که سازند مخزن از سیلتستون تثبیت نشده با محتوای معدنی رسی ۶ تا ۱۹٪ تشکیل شده است و دارای تخلخل و تراوایی بالا با حفره‌های بزرگ است [۱۵]. ریزوان احمد خان و همکاران تأثیر مایعات یونی به‌عنوان بازدارنده تورم رس در سیال‌های تکمیل را برای به حداقل رساندن آسیب سازند بررسی کردند. ایشان آزمایش‌های سیلاب‌زنی را برروی مغزه‌های ماسه‌سنگی و با استفاده از سیالات تکمیل پایه کلسیم کلریدی، منیزیم کلریدی، آمونیم کلریدی و همچنین پایه مایع یونی پایه ایمیدازولیومی بررسی کردند. مشاهده شد که سیال تکمیل پایه مایع یونی برخلاف سیالات تکمیل دیگر منجر به کاهش تراوایی بسیار ناچیزی می‌شود [۱۶]. مایکل چاکس حلیم و همکاران تأثیر سه سیال حفاری را برروی تراوایی سه مغزه ماسه‌سنگی با رس‌های متفاوت بررسی کردند و نتیجه گرفتند که سیال حفاری بر پایه‌هالیدی در مغزه حاوی رس کائولین، منجر به کاهش تراوایی کمتری شدند [۱۷]. اوگور پاکوز و همکاران یک مطالعه برروی آسیب سازند ناشی از سیالات مورد استفاده در عملیات استخراج

برای میدان ساکاریا انجام دادند و نتیجه گرفتند که حفظ این سیالات در سازند منجر به کاهش دائمی تراوایی گاز تا حد معینی می‌شود [۱۸]. از این‌رو در این مطالعه سعی بر این است که به بررسی و ارزیابی آسیب سازند دو سیال مجراند جدید، یکی پایه فسفاتی و یکی پایه نیتراتی پرداخته شود. سیال پایه فسفاتی اولین سیال فسفاتی با چگالی ۱۱۴ pcf و سیال پایه نیتراتی نیز اولین سیالی است که با افزودن حل‌کننده به چگالی بیشتر از ۹۵ pcf رسیده و ارزیابی آسیب سازند آن‌ها برروی مغزه‌های کربناته و ماسه‌سنگی انجام می‌شود.

مواد

آب‌نمک

در این مطالعه، دو آب‌نمک، یکی پایه نیتراتی و دیگری پایه فسفاتی با فرمولاسیون مشخص تهیه شدند. این دو سیال دارای پارامترهای فنی زیادی مانند چگالی بالا، شفاف، pH مناسب و غیره هستند که آن‌ها را برای استفاده به‌عنوان یک سیال مجراند معرفی می‌کند. مشخصات این سیالات در **جدول ۱** گزارش شده است.

محیط متخلخل (پلاگ‌ها و مقاطع نازک)

در آزمایش نفوذ سیال به محیط متخلخل (پلاگ)، پلاگ کربناته و یک پلاگ ماسه‌سنگی مورد استفاده قرار گرفت. کلیه پلاگ‌ها از سازندهای جنوبی ایران تهیه شدند. هیچ‌گونه نفتی در پلاگ‌ها وجود نداشت. جهت انجام آزمایش‌های تعیین نوع ترشوندگی نمونه‌ها از پلاگ‌های کربناته و ماسه‌سنگی مقاطع نازک ۲ mm تهیه گردید. **جدول ۲** مشخصات پلاگ‌ها را نشان می‌دهد.

جدول ۱ فرمولاسیون سیالات تکمیل/مجراند جدید

نام اختصاری	فرمولاسیون	چگالی (pcf)	pH	نرخ خوردگی (mpy)
پایه نیتراتی	کلسیم نیترات + الکل‌های سازگار به‌عنوان حل‌کننده	۱۰۱	۷-۹	۰/۵
پایه فسفاتی	سیال پایه فسفات حاصل از سنتز پتاسیم هیدروکسید و فسفریک اسید + بازدارنده‌های خوردگی و pH	۱۱۴	۱۰/۵-۷	۳/۵

جدول ۲ مشخصات پلاگ‌های مورد استفاده

پلاگ	طول (cm)	قطر (cm)	حجم منافذ (cm ³)	تخلخل (%)	نفوذپذیری اولیه (mD)
کربناته ۱	۹/۵	۳/۶	۲۴/۱۱	۲۴/۹۴	۲۱/۳
کربناته ۲	۹/۵	۳/۶	۲۵/۲۲	۲۶/۰۹	۲۱/۸۹
ماسه‌سنگی	۵/۵	۳/۶	۲۰/۴۵	۳۶/۵۵	۱۲۲

سیالات سازند

در این مطالعه از سه نوع سیال آب سازند، نفت خام و میعانات گازی از یک میدان نفتی و گازی جنوب ایران تهیه شد. سیالات تهیه شده، به آزمایشگاه منتقل و مورد تجزیه تحلیل قرار گرفتند. اجزای یونی با استفاده از تکنیک‌هایی مانند کروماتوگرافی یونی، کروماتوگرافی گازی و طیف سنجی جرمی تعیین شدند. نتایج به‌ترتیب در **جداول ۳-۵** گزارش شده است. ترکیبات آورده شده در **جدول ۵** مربوط به نفت زنده است ولی آزمایشات با نفت مرده انجام گرفته شده است.

روش کار

تغییر ترشوندگی

ترشوندگی توانایی یک مایع برای حفظ تماس با سطح جامد است و با تعادل بین فعل و انفعالات بین مولکولی از نوع چسب (مایع به سطح) و نوع چسبنده (مایع به مایع) کنترل می‌شود [۱۹]. هر چه سازند نفت‌دوست تر باشد، توانایی عبور و در نتیجه تراوایی نسبی هیدروکربن در آن کمتر است و هر چه سازند آب‌دوست‌تر باشد توانایی عبور و در نتیجه تراوایی نسبی هیدروکربن در آن بیشتر است [۲۰]. پس هر چه سازند آب‌دوست‌تر باشد، تولید نفت بیشتر است. تماس سیالات تکمیل با سازند در شرایط درون چاهی ممکن است منجر به تغییراتی در ترشوندگی آن سازند به‌خصوص آب‌دوست شدن آن شود که معمولاً دائمی است. مخزن‌های ماسه‌سنگی معمولاً آب‌دوست و مخزن‌های کربناته معمولاً نفت‌دوست هستند. به همین دلیل در این پژوهش تأثیر سیال تکمیل برروی ترشوندگی

سازندهای کربناته بررسی شده است. جهت تعیین نوع ترشوندگی مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی از روش اندازه‌گیری زاویه تماس استفاده شد. به همین منظور، ابتدا یک مقطع نازک از نمونه مغزه‌ها به‌صورت افقی در سیال اشباع‌کننده (آب سازندی) معلق گردید. سپس یک قطره کروسن به آرامی روی سطح زیرین مقطع نازک قرار داده شد. با عکس‌برداری از سطح تماس قطره کروسن با مقطع نازک و بررسی عکس‌ها در نرم‌افزار دیجیمایزر^۱ زاویه تماس قطره با سطح مقطع نازک اندازه‌گیری شد. زاویه بدست آمده مشخص‌کننده نوع ترشوندگی نمونه‌ها است. زاویه بین صفر تا ۶۰-۷۵° نشان‌دهنده آب‌دوست بودن نمونه، زاویه بین ۷۵ تا ۱۰۵° بیانگر خنثی بودن نمونه و زاویه بین ۱۰۵-۱۲۰° تا ۱۸۰° درجه نشان‌دهنده نفت‌دوست بودن نمونه است. دو دلیل برای استفاده از کروسن به‌جای نفت استفاده شده در این پژوهش وجود دارد. دلیل اول آسانی کار با آن، تخریب نکردن مقاطع نازک سنگ سازند و تجهیزات است. دلیل دوم وجود ماهیت پیچیده ترکیبات مختلف نفت خام است که بر قوام و تکرارپذیری اندازه‌گیری‌های زاویه تماس تأثیر می‌گذارد. کروسن به‌دلیل ویژگی‌های کشش سطحی مشخص و توانایی آن در نمایش مایعات هیدروکربنی که معمولاً در صنایع مختلف با آن مواجه می‌شوند، در این پژوهش استفاده شده است؛ در اصل کروسن یک محیط ثابت و قابل اعتماد برای اندازه‌گیری ترشوندگی سطوح فراهم می‌کند، که برای درک نحوه تعامل مایعات با مواد مختلف بسیار قابل اهمیت است [۲۱ و ۲۲].

جدول ۳ ترکیبات آب سازند

NH ₄ (mg/L)	SO ₄ (mg/L)	NO ₃ (mg/L)	NO ₂ (mg/L)	F(mg/L)	Br(mg/L)	Cl(mg/L)	PO ₄ (mg/L)	TDS(mg/L)
۲۷/۷	۱۸۵	۱۵	۰/۰۷۱	۰/۳۸	۲۹۰	۱۰۵/۶۴	۰/۰۴	۸۰۸/۹۱

جدول ۴ ترکیبات میعانات گازی

ترکیبات میعانات (٪)												
C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂₊	کل
۰	۰	۰	۰	۰	۰/۶۸	۱/۵۲	۸/۵۵	۱۶/۳	۱۳/۶۲	۱۳/۱۱	۴۶/۱۷	۱۰۰

جدول ۵ ترکیبات نفت خام

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ (mean)	C ₇ H ₁₆ (plus)	ترکیبات
۴۶/۱۶	۷/۳۴	۴/۴۱	۰/۸۶	۲/۱۸	۱/۰۵	۱/۲۰	۱/۷۶	۳۵/۰۵	مول (٪)
۷/۶۱	۲/۲۷	۲	۰/۵۱	۱/۳۰	۰/۷۸	۰/۸۹	۱/۵۶	۸۳/۰۸	درصد وزنی (٪)

چرب می‌توانند در این شرایط، ترشوندگی سنگ را به سمت نفت‌دوستی تغییر دهند [۲۳-۳۰]. بعد از فرآیند تغییر ترشوندگی مجدداً اندازه‌گیری زاویه تماس به منظور اثرگذاری فرآیند روی نمونه‌ها صورت پذیرفت. سپس این آزمایش به منظور بررسی تکرارپذیری نتایج، مجدداً انجام شد.

تورم رس

پدیده تورم رس یکی از رایج‌ترین ساز و کارهای آسیب سازند است. دلیل این پدیده هیدراته شدن لایه‌های رسی و احاطه کردن ساختار بلورهای رس توسط مولکول‌های آب است که باعث افزایش فاصله c ساختار و در نتیجه افزایش حجم خاک رس می‌شود. این افزایش حجم منجر به بسته شدن منافذ سازند و کاهش تراوایی می‌شود. تورم رس معمولاً زمانی رخ می‌دهد که سازندهای رسوبی در تماس با محلول‌های پایه آبی همچون آب شیرین، آب‌هایی با شوری کم یا محلول‌هایی که pH بالایی دارند، باشد. تماس این محلول‌ها با سازند معمولاً از طریق نفوذ گل حفاری و سیال تکمیل به سازند رخ می‌دهد. تورم خاک رس می‌تواند تأثیر نامطلوبی بر عملیات میدان‌های نفتی داشته باشد و ممکن است منجر به افزایش قابل توجه هزینه‌ها شود؛ بنابراین به حداقل رساندن تورم خاک رس

تغییر ترشوندگی نمونه‌های آب‌دوست به نفت‌دوست با استفاده از محلول ۰/۰۱ M استتاریک اسید در نرمال هپتان انجام شد. جهت تغییر ترشوندگی ابتدا نمونه‌های کربناته و ماسه‌سنگی درون آب قرار داده شد، سپس نمونه‌های خیس شده بلافاصله در محلول ۰/۰۱ M استتاریک اسید قرار داده شدند و به مدت ۲ روز در دمای ۶۵ °C از این محلول اشباع گردید. دلیل محدودیت دمایی، عدم قابلیت کنترل شرایط آزمایش در دماهای بالاتر و همچنین احتمال تبخیر سیالات است. دلیل انتخاب مدت زمان ۲ روز نیز آن است که پس از گذر این بازه زمانی، به هدف اصلی که نفت‌دوست شدن مقاطع نازک است رسیده‌ایم و دلیلی برای صرف وقت بیشتر وجود ندارد [۲۳ و ۲۴]. بعد از آن نمونه‌ها با آب و نرمال هپتان شسته شده و خشک گردید. دو دلیل برای استفاده از محلول استتاریک اسید به جای نفت استفاده شده در این پژوهش نیز وجود دارد. دلیل اول جلوگیری از تخریب مقاطع نازک سنگ سازند توسط نفت خام است. دلیل دوم تسریع در فرآیند نفت‌دوست کردن این مقاطع نازک است. همچنین گفته می‌شود که در گزارش بسیاری از محققانی که در زمینه‌های مکانیسم‌های ازدیاد برداشت فعالیت کرده‌اند، بیان شده که اسیدهای

گذاشته می‌شود و در آخر تشکیل رسوب یا عدم تشکیل رسوب در مخلوط مورد بررسی قرار می‌گیرد. روش بررسی تشکیل امولسیون نیز به این صورت است که ابتدا سیال‌های تکمیل/مجرابند با همان نسبت‌ها با هیدروکربن‌ها مخلوط شده و به مدت ۶۰ min در دمای ۶۵ °C قرار داده می‌شوند. سپس با استفاده از همزن با سرعت ۲۰۰ rpm به مدت ۳۰ s مخلوط شده و مجدد در آن قرار داده می‌شوند. بعد از آن هر ۵ min جدایش آن‌ها بررسی می‌شود.

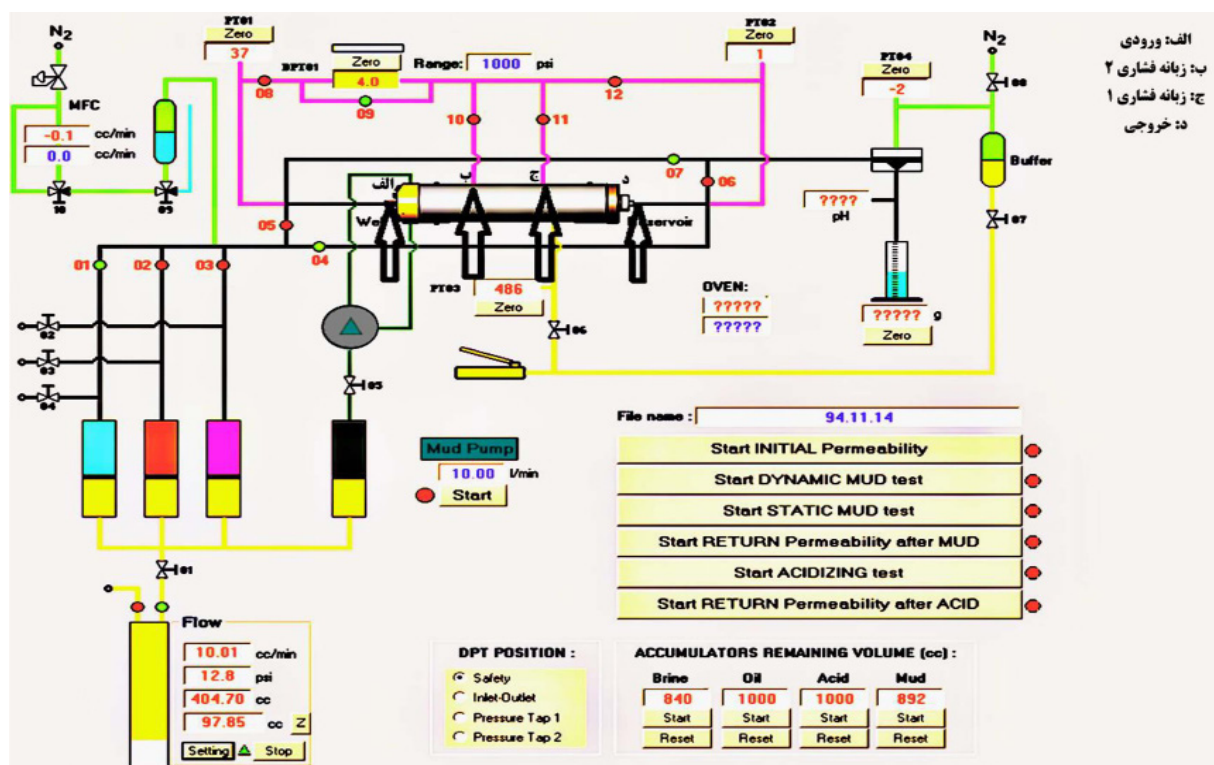
نفوذ سیال به پلاگ (سیلاب‌زنی)

آسیب به سازند، که یک چالش قابل توجه در عملیات چاه‌های نفت و گاز است، اغلب به سازگاری بین سنگ و سیالات نسبت داده می‌شود. سیالات تکمیل و تعمیر و نگهداری چاه، گاهی اوقات، حاوی جامدات معلق هستند که می‌توانند منافذ سنگ سازند را مسدود کرده و تراوایی آن را کاهش دهند. در این مطالعه، آزمایش‌های سیلاب‌زنی پلاگ انجام شد تا میزان آسیب سازند براساس تراوایی اولیه و برگشتی ارزیابی شود. از دو پلاگ کربناته و یک پلاگ ماسه‌سنگی برای بررسی ویژگی‌های نفوذ سیالات به داخل محیط متخلخل (پلاگ) استفاده شد. در ابتدا، پلاگ‌ها با آب سازند اشباع و پارامترهای کلیدی آن‌ها به همراه تراوایی اولیه (براساس قانون دارسی) اندازه‌گیری شدند. در ادامه، با استفاده از سیالات پایه نیترات و پایه فسفات، دستگاه وینچی FDS ۳۵۰ و پلاگ‌ها محیط چاه و مخزن (با در تماس قرار گرفتن سیالات با انتهای پلاگ‌ها) شبیه سازی شد. همان‌طور که در شکل ۱ نشان داده شده است، دستگاه وینچی FDS ۳۵۰ دارای چهار زبانه فشار متمایز است که از الف تا د نشان داده شده‌اند. در این آزمایش، سیالات با استفاده از یک پمپ (که به صورت یک مثلث سبز در شکل ۱ نشان داده شده است) از طریق دو شیلنگ (شیلنگ‌های سبز متصل به پمپ همان‌طور که در شکل ۱ نشان داده شده است) که در تماس با پلاگ هستند، گردش می‌کنند (قسمت الف).

یک مسئله مهم است [۱۲، ۱۳، ۳۱-۳۶]. متداول‌ترین رس‌هایی که در این شرایط متورم می‌شوند اسمکتیت و مخلوط‌های آن هستند که وقتی در منافذ بزرگ‌تر سنگ مخزن قرار می‌گیرند، مانعی تقریباً غیرقابل نفوذ برای جریان سیال ایجاد می‌کنند [۳۱]. در خاک رس‌هایی با ظرفیت تبادل کمتر مانند کائولینیت، ایلیت و کلریت، هیدراتاسیون منجر به تورم آن‌ها نمی‌شود [۳۷]. این آزمایش بنا به استاندارد ASTM D5890 انجام شده است. روش آزمایش به این صورت است که در ابتدا ۱۰۰ mL سیال (سیال تکمیل یا آب) در یک استوانه مدرج ریخته و سپس ۲ g خاک رس بنتونیت با اندازه قطر ۱۵۰ μm به آن اضافه می‌شود. پس از گذشت یک روز مقدار انبساط رس بررسی می‌شود.

سازگاری سیال-سیال

علت مکانیسم آسیب سازند می‌تواند از دسته شیمیایی باشد که بین آن‌ها می‌توان به ناسازگاری سیال و سیال اشاره کرد. یکی از انواع این ناسازگاری، ناسازگاری سیالات تکمیل/مجرابند با سیالات سازندی است که بسته به ترکیبات سیال و فشار چاه منجر به واکنش‌های شیمیایی و تشکیل رسوب می‌شود. تشکیل رسوب، یا همان پوسته، نفوذپذیری در نزدیکی چاه را کاهش می‌دهد و پدیده‌ای را ایجاد می‌کند که به عنوان اثر پوسته شناخته می‌شود [۳ و ۳۸]. برای یک مثال صریح از رسوب ناشی از ناسازگاری، می‌توان آب دریا (غلظت‌های کم یون‌های استرونیوم و باریم و کلسیم و غلظت‌های بالای یون سولفات) با آب‌های سازندی (غلظت‌های بالای یون‌های استرونیوم و باریم و کلسیم و غلظت‌های کم یون سولفات) را نام برد، که ناسازگاری این آب‌ها ممکن است باعث رسوب کلسیم سولفات، ژپس، باریم سولفات یا استرونیوم سولفات شود [۳۹]. روش این آزمایش به این صورت است که سیال‌های تکمیل/مجرابند و آب‌های سازند با نسبت‌های حجمی ۱ به ۱، ۱ به ۳ و ۳ به ۱ با یکدیگر مخلوط شده و به مدت ۷۲ h در دمای ۶۵ °C



شکل ۱ طرح‌واره کامپیوتری دستگاه وینچی

داده و به مدت ۴۸ h در داخل آون و در دمای 65°C اشباع گردیدند. بعد از آن نمونه‌ها با آب و نرمال هپتان شسته شده و خشک گردید. بعد از نفت دوست کردن مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی، زاویه تماس آن‌ها اندازه‌گیری شد. پس از اطمینان یافتن از نفت دوست بودن مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی، مقاطع نازک در محلولی به نسبت حجمی مساوی آب سازندی و سیالات پایه فسفاتی/ پایه نیتراتی قرار داده شد و مجدد در دما 65°C و به مدت ۴۸ h قرار داده شد. پس از آزمایش زاویه تماس مقاطع نازک مجدد اندازه‌گیری شد. سپس برای اطمینان از تکرارپذیری نتایج، این آزمایشات مجدد انجام شده و نتایج آن ثبت گردید. **جدول ۶** اندازه‌گیری زاویه تماس را قبل و بعد از آزمایش ترشوندگی برای سیالات مختلف انتخاب شده و آزمایش‌های تکرار آن نشان می‌دهد. در **شکل ۲** نمونه‌ای از اندازه‌گیری زاویه تماس بر روی مقاطع نازک با استفاده از سیالات انتخاب شده مشاهده می‌شود.

در طول این آزمایش، هیچ سیالی به درون پلاگ پمپ نمی‌شود؛ بلکه سیال در تماس با پلاگ گردش می‌کند. بنابراین، به علت این گردش، سیال به پلاگ نفوذ می‌کند. پس از اتمام آزمایش، تراوایی بازگشتی پلاگ‌ها با آب سازند و با دبی ۱ cc در دقیقه، مشابه با ارزیابی تراوایی اولیه، اندازه‌گیری شد.

نتایج و بحث

تغییر ترشوندگی

قبل از قرار گرفتن مقاطع نازک در سیالات مجراوند، اندازه‌گیری زاویه تماس نشان می‌دهد که مقطع نازک کربناته نفت دوست و مقطع نازک ماسه‌سنگی آب دوست هستند. اما برای اطمینان بیشتر هر دو مقطع نازک برای تغییر ترشوندگی از آب دوست به نفت دوست مورد آزمایش قرار گرفتند. جهت تغییر ترشوندگی ابتدا مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی درون آب قرار داده شدند، سپس نمونه‌های خیس شده بلافاصله در محلول ۰/۰۱ استاریک اسید قرار

جدول ۶ ارزیابی تغییر ترشوندگی مقاطع نازک

جنس مقطع نازک	نوع سیال	زاویه تماس قبل از آزمایش (°)	زاویه تماس بعد از آزمایش (°)
کربناته	پایه فسفاتی	۱۳۴	۴۴
کربناته	پایه نیتراتی	۱۴۵	۳۶
ماسه‌سنگی	پایه فسفاتی	۱۴۷	۷۸
ماسه‌سنگی	پایه نیتراتی	۱۴۶	۵۹
کربناته	پایه فسفاتی	۱۳۸	۵۱
کربناته	پایه نیتراتی	۱۴۸	۴۰
ماسه‌سنگی	پایه فسفاتی	۱۴۳	۷۲
ماسه‌سنگی	پایه نیتراتی	۱۳۹	۵۱



شکل ۲ نمونه‌ای از اندازه‌گیری زاویه تماس مقاطع نازک

می‌تواند منجر به واکنش آشکارتر نسبت به سیالات تغییردهنده قابلیت ترشوندگی شود. علاوه‌براین، وجود کانی‌های واکنش‌پذیر مانند کلسیت در کربنات‌ها می‌تواند برقراری تعاملات قوی‌تر با سیالات تزریق شده را تسهیل کند و در نتیجه، تغییر قابلیت ترشوندگی را افزایش دهد. برعکس، ماسه سنگ‌ها که عمدتاً از کوارتز تشکیل شده‌اند، کمتر واکنش‌پذیر هستند و بنابراین ممکن است واکنش ضعیف نشان دهند. علاوه‌براین، زبری سطح و تخلخل ماسه سنگ می‌تواند بر تعاملات سیال-سنگ تأثیر بگذارد و به‌طور قابل توجهی منجر به اختلافات مشاهده شده در اندازه‌گیری زاویه تماس شود. این یافته‌ها با تحقیقات قبلی که بر نقش نوع سنگ در تعیین کارایی استراتژی‌های تغییر قابلیت ترشوندگی تأکید کرده‌اند، مطابقت دارد. به‌عنوان مثال، مطالعات نشان داده‌اند که مخازن کربناته اغلب به‌دلیل ویژگی‌های منحصر به فرد خود به رویکردهای متناسب برای اصلاح موثر قابلیت ترشوندگی نیاز دارند [۴۰].

پس از استفاده آزمایش، تغییر قابل توجهی در زاویه تماس دو سیال مشاهده شد. همان‌طور که در **جدول ۶** نشان داده شده است، زاویه تماس سیال پایه فسفات برای مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی به‌ترتیب به 44° و 78° و زاویه تماس سیال پایه نیترات برای مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی به‌ترتیب به 36° و 59° کاهش یافتند که نشان‌دهنده انتقال ترشوندگی از نفت‌دوست به آب‌دوست است. در آزمایش مجدد نیز زاویه تماس سیال پایه فسفات برای مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی به‌ترتیب به 51° و 72° و زاویه تماس سیال پایه نیترات برای مقاطع نازک کربناته و ماسه‌سنگی به‌ترتیب به 40° و 51° کاهش یافتند که نتایجی تقریباً نزدیک به آزمایش قبلی است. تفاوت در میزان تغییر قابلیت ترشوندگی بین نمونه‌های کربناته و ماسه‌سنگی را می‌توان به اختلافات ذاتی در ترکیب معدنی و شیمی سطح آن‌ها نسبت داد. سنگ‌های کربناته معمولاً نسبت به ماسه سنگ‌ها از ساختار تخلخل پیچیده‌تر و ناهمگنی بیشتری برخوردار هستند که

شاخص تورم دو سیال تکمیل را می‌توان وجود یون پتاسیم در سیال پایه فسفاتی و وجود افزاینده در سیال پایه نیتراتی دانست.

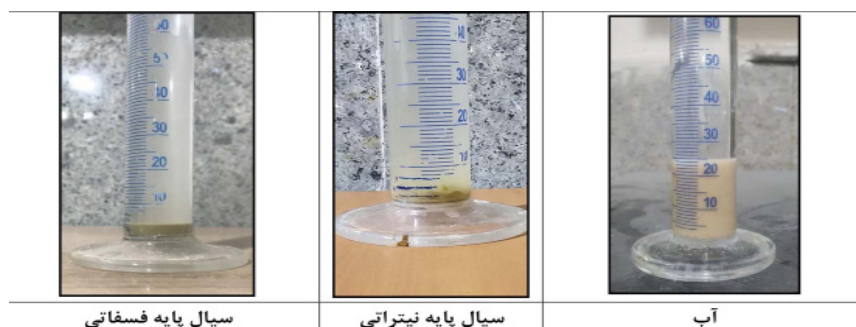
سازگاری سیال-سیال

در این بخش آزمایش سازگاری سیالات مجراند معرفی شده با سیالات سازند مورد ارزیابی قرار گرفتند. این آزمایش جهت شبیه سازی شرایط محیط متخلخل به مدت ۳ روز به طول انجامید. پس از گذشت ۳ روز، نمونه‌هایی که از مخلوط کردن سیالات مجراند و سیالات سازند با نسبت‌های متفاوت ساخته شده است، مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرند. جزئیات نمونه‌ها در جدول ۷ آمده است. همان‌طور که در شکل ۴ (سمت راست) مشاهده می‌شود، از بین نمونه‌های ترکیب شده سیال پایه نیتراتی با آب سازند، نمونه شماره ۲ کمی کدر شده است. این نشان‌دهنده آن است که هر چه نسبت آب سازندی به سیال مجراند بیشتر باشد، ترکیب ناسازگارتر است. همچنین در قسمت چپ این شکل سازگاری سیال پایه فسفاتی مشاهده می‌شود که تمامی نمونه‌ها با آب سازند کمی رسوب داده‌اند و در نتیجه کمی ناسازگاری در آن‌ها مشاهده می‌شود؛ و همچنین هر چه نسبت آب سازندی به سیال مجراند بیشتر باشد، رسوب بیشتری تشکیل می‌شود. دلیل تشکیل این رسوبات را می‌توان برهمکنش بین یون‌های کلسیم موجود در آب سازند و یون‌های فسفات ناشی از سیال پایه فسفاتی دانست.

از سوی دیگر، مخازن ماسه‌سنگی با ماهیت یکنواخت تر و واکنش‌پذیری کمتر ممکن است تحت شرایط مشابه تغییر چشم‌گیری نشان ندهند [۴۱]. در نتیجه، تنوع در تغییر قابلیت ترشوندگی بین سنگ‌های کربناته و ماسه‌سنگی یک پدیده چندوجهی است که تحت تأثیر کانی‌شناسی، واکنش‌پذیری و خواص فیزیکی قرار دارد. درک این موضوع برای طراحی روش‌های موثر بازیافت نفت بهینه شده که متناسب با ویژگی‌های خاص سنگ مخزن است، ضروری می‌باشد.

تورم رس

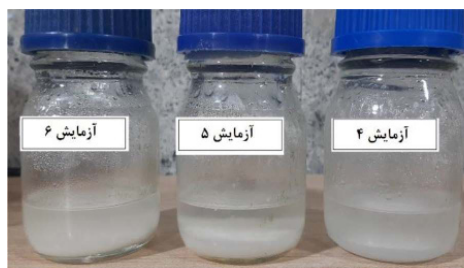
در این بخش نتایج آزمایش تورم رس برای دو سیال مورد پژوهش و آب انجام شد. بعد از گذشت یک روز، خاک‌های رسی که در سیال‌های مجراند ریخته شده و به حد امکان هیدراته شده‌اند، بررسی می‌شوند. همان‌طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود، رس‌های موجود در هر دو استوانه مدرج حاوی سیال تکمیل تا مدرج حدوداً ۳ mL انبساط یافته است و استوانه مدرج حاوی آب تا مدرج حدود ۲۵ mL انبساط یافته است. این به آن معناست که شاخص تورم^۱ هر دو سیال مجراند، ۳ mL بر gr ۲ رس است که براساس گزارش شرکت ملی حفاری ایران مقدار کمتر از ۵ mL بر gr ۲ رس نتایج بسیار مطلوبی دارد. در گذشته، نمک‌های حاوی پتاسیم، مانند پتاسیم کلرید و غیره، اغلب به‌عنوان یک افزودنی ضد تورم به سیالات تکمیل اضافه می‌شدند [۳۹]. از این‌رو دلیل پایین بودن



شکل ۳ نتایج آزمایش تورم رس آب و سیالات مجراند فسفاتی و نیتراتی

جدول ۷ نتایج آزمایش سازگاری سیالات مجراند با سیالات سازند

شماره	نام ترکیب	نام سیال سازند	نسبت ترکیب سیالات	مشاهدات
۱	سیال پایه نیتراتی	آب سازند	۲۵/۷۵	ترکیب شفاف است.
۲	سیال پایه نیتراتی	آب سازند	۷۵/۲۵	ترکیب کمی کدر شد.
۳	سیال پایه نیتراتی	آب سازند	۵۰/۵۰	ترکیب شفاف است.
۴	سیال پایه فسفاتی	آب سازند	۲۵/۷۵	ترکیب کمی رسوب کرد.
۵	سیال پایه فسفاتی	آب سازند	۷۵/۲۵	ترکیب کمی رسوب کرد.
۶	سیال پایه فسفاتی	آب سازند	۵۰/۵۰	ترکیب کمی رسوب کرد.
۷	سیال پایه نیتراتی	نفت خام	۲۵/۷۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۸	سیال پایه نیتراتی	نفت خام	۷۵/۲۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۹	سیال پایه نیتراتی	نفت خام	۵۰/۵۰	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۰	سیال پایه نیتراتی	میعانات	۲۵/۷۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۱	سیال پایه نیتراتی	میعانات	۷۵/۲۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۲	سیال پایه نیتراتی	میعانات	۵۰/۵۰	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۳	سیال پایه فسفاتی	نفت خام	۲۵/۷۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۴	سیال پایه فسفاتی	نفت خام	۷۵/۲۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۵	سیال پایه فسفاتی	نفت خام	۵۰/۵۰	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۶	سیال پایه فسفاتی	میعانات	۲۵/۷۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۶	سیال پایه فسفاتی	میعانات	۷۵/۲۵	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.
۱۸	سیال پایه فسفاتی	میعانات	۵۰/۵۰	در ترکیب امولوسیونی دیده نشد.



سیال پایه فسفاتی

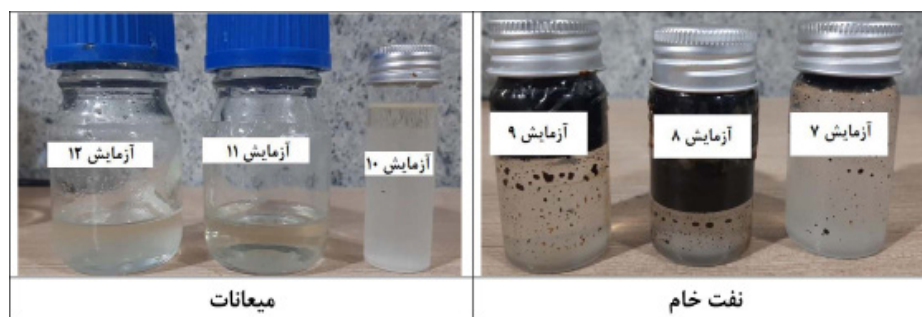


سیال پایه نیتراتی

شکل ۴ سازگاری سیالات مجراند با آب سازند

مجراند جدید در جهت تشکیل امولوسیون با نفت خام و میعانات نتایج روشن تری به همراه داشت. آزمایش‌ها، همان‌طور که در **شکل ۵** و **شکل ۶** نشان داده شده است، به‌دقت برای ارزیابی پایداری امولسیون در شرایطی طراحی شده‌اند که محیط حرارتی چاه را شبیه‌سازی می‌کنند.

این آزمایش برای سیال پایه فسفاتی صرفاً به‌عنوان شاخص‌های اولیه سازگاری سیال عمل می‌کند و در تعیین کمیت پتانسیل آسیب سازند نیاز به بررسی‌های بیشتر است. از این‌رو، برای بررسی دقیق‌تر تأثیر این ناسازگاری‌ها بر تراوایی سازند، باید آزمایش‌های نفوذ سیال به پلاگ روی سیال پایه فسفاتی انجام شود. نتایج سازگاری دو سیال



شکل ۵ سازگاری سیال پایه نیتراتی با میعانات و نفت خام

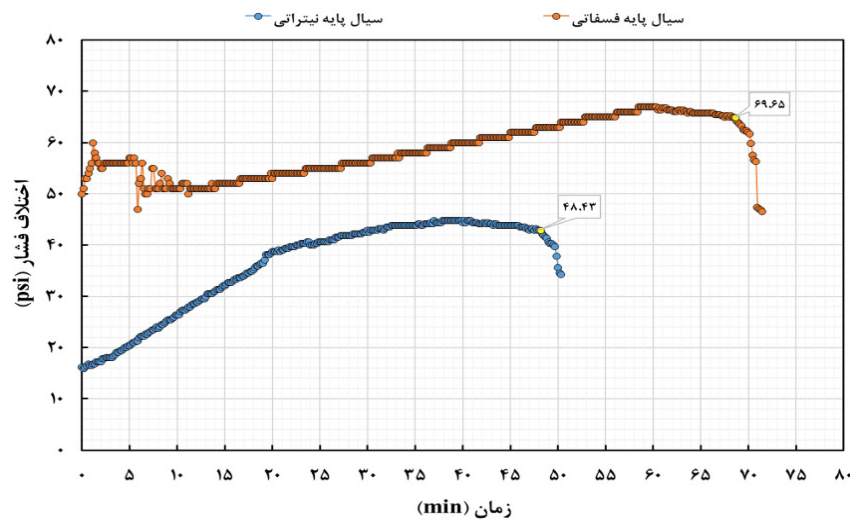


شکل ۶ سازگاری سیال پایه فسفاتی با میعانات و نفت خام

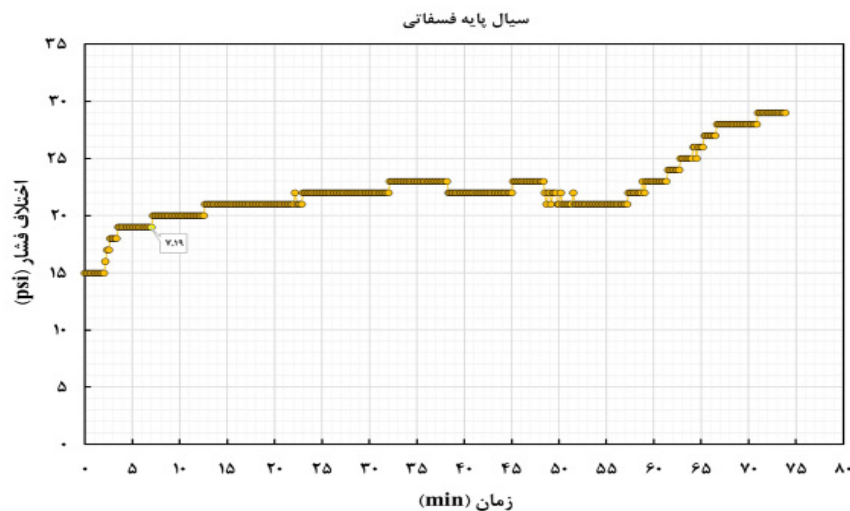
نفوذ سیال به پلاگ (سیلاب زنی)

بعد از اندازه گیری نفوذپذیری اولیه پلاگ ها توسط آب سازند، بلافاصله پلاگ ها تحت نفوذ سیالات قرار داده شدند. آزمایش با اعمال فشار فراتعدالی ۱۰۰ psi به سیالات، فشار محدودکننده ۷۰۰ psi، دبی تزریق ۱ mL/min و گردش سیال با دبی ۲ L/min انجام گردید. سپس نمودار اختلاف فشار برحسب زمان نفوذ، همان طور که در **شکل ۷** و **شکل ۸** نشان داده شده است، به دست آمد. همان طور که در **شکل ۷** نشان داده شده است، اختلاف فشار در طول زمان برای دو سیال پایه نیتراتی و پایه فسفاتی از طریق یک پلاگ کربناته به تصویر کشیده شده است. سیال پایه نیتراتی، در ابتدا افت فشار سریع تری را نشان می دهد که این نشان می دهد مقاومت در برابر جریان زیاد شده و باعث افزایش گرادیان فشار در ابتدا پلاگ شده است. این اختلاف فشار می تواند بابت عوامل مختلفی همچون تشکیل رسوبات، کشش سطحی بین دو سیال و تخلخل و جورشده گی ذرات پلاگ بوده باشد.

پس از انجام آزمایش سازگاری دو سیال مجرباند با مواد هیدروکربنی مشاهده شد که پس از ۵ min هیچ امولسیون بین سیالات و نمونه های هیدروکربنی باقی نماند. این نتیجه نشان دهنده درجه بالایی از سازگاری بین سیالات آزمایش شده و نفت خام و میعانات است که یک ویژگی مطلوب در سیالات تکمیل چاه و تحریک است. عدم تشکیل امولسیون نشان می دهد که کشش سطحی بین فازهای نفت و آب به اندازه کافی کاهش نمی یابد تا امکان پراکندگی یک فاز به فاز دیگر را فراهم کند. این را می توان به خواص ذاتی سیالات پایه استفاده شده نسبت داد. علاوه بر این، نتایج این آزمایش نشان می دهد که این سیالات دارای انعطاف پذیری در برابر جداسازی فاز ناشی از دما هستند. این نشان می دهد که این سیالات در برابر تغییرات در ساختار خود (جداسازی فاز) در مواجهه با دماهای مختلف مقاوم هستند. این یک نتیجه گیری مهم است زیرا اگر سیالات از نظر حرارتی تجزیه شوند، می توانند تشکیل امولسیون دهند که جداسازی فاز آبی و هیدروکربنی دشوار است.



شکل ۷ نفوذ سیالات پایه فسفاتنی و پایه نیتراتنی به پلاگ کربناته



شکل ۸ نفوذ سیالات پایه فسفاتنی به پلاگ ماسه‌سنگی

آهسته‌تری نسبت به سیال پایه نیتراتنی دارد اما این سیال بعد از ۶۹ min، به حداکثر فشار خود می‌رسد و از پلاگ خارج می‌شود که نشان‌دهنده این است که مدت زمان بیشتری طول می‌کشد تا سیال پایه فسفاتنی به خروجی پلاگ برسد. این تغییر آهسته‌تر می‌تواند به دلیل جورشدگی بهتر ذرات در این پلاگ باشد. مقایسه این دو منحنی نشان می‌دهد که سیال پایه نیتراتنی به دلیل سازگاری بیشتر با سنگ کربناته با مقاومت کمتری در برابر جریان درون پلاگ مواجه می‌شود، که نشان‌دهنده نفوذپذیری برگشتی بالاتر در مقایسه با پایه فسفاتنی است.

با نفوذ بیشتر سیال به پلاگ به‌نظر می‌رسد مقاومت در برابر جریان کم شده است، از این‌رو گرادیان فشار با شیب کمتری افزایش پیدا می‌کند. این نشان می‌دهد که سیال راحت‌تر در پلاگ حرکت می‌کند که می‌تواند ناشی از نفوذ سیال به منافذ به هم مرتبط باشد. در نهایت بعد از ۴۸ min میزان گرادیان فشار به حداکثر میزان خود می‌رسد و سیال در خروجی پلاگ (قسمت ب در شکل ۱) مشاهده شد. در مقابل، مایع پایه فسفاتنی، در ابتدا تغییرات افت فشار ناپایدارتری دارد سپس بعد از حدود ۱۰ min تغییرات افت فشار پایدارتر می‌شوند. همچنین این سیال افت فشار

برگشتی نشان می‌دهد که نفوذ سیال پایه فسفاتی در پلاگ کربناته ۱، ۴۱/۱۷٪ آسیب سازند داشته است. به همین ترتیب میزان آسیب سازند برای پلاگ کربناته ۲ در اثر نفوذ سیال پایه نیتراتی ۲۹/۳۳٪ و میزان آسیب سازند برای پلاگ ماسه‌سنگی در اثر نفوذ سیال پایه فسفاتی ۳۰/۵٪ می‌باشد. با مقایسه میزان آسیب سازند پلاگ‌های کربناته و نمودار **شکل ۷** مشخص می‌شود که در اثر نفوذ این دو سیال میزان اختلاف فشار برای سیال پایه فسفاتی به مراتب بیشتر از سیال پایه نیتراتی است، این نشان‌دهنده این است که سیال فسفاتی ممکن است با پلاگ کربناته واکنش داده، اما با توجه به مدت زمان حضور سیال مجربند در محیط متخلخل و حضور آب سازند در آن محیط، محتمل تر است که احتمال تشکیل رسوب را به آب سازند نسبت داد. بنابراین عواملی مانند تشکیل رسوب معدنی، کشش سطحی و خواص سنگ منجر افزایش افت فشار و میزان آسیب سازند شده است. از طرف دیگر ممکن است سیال فسفاته با سنگ سازند واکنش دهد. واکنش‌های ممکن بین آب فسفاته و سنگ کلسیتی شامل تعدادی واکنش شیمیایی است که می‌تواند به تشکیل رسوبات و تغییرات در سنگ منجر شود. یکی از واکنش‌های اصلی تشکیل هیدروکسی آپاتیت $(Ca_5(PO_4)_3OH)$ است. همچنین، واکنش‌های دیگر می‌توانند منجر به تشکیل کلسیم فسفات $(Ca_3(PO_4)_2)$ و دی‌کلسیم فسفات $(CaHPO_4)$ شوند. بسته به شرایط محیطی مانند pH و غلظت یون‌ها، فازهای مختلفی از کربنات‌ها و فسفات‌ها ممکن

شکل ۸ نمودار اختلاف فشار در طول زمان برای نفوذ سیال پایه فسفاتی در یک پلاگ ماسه‌سنگی را نشان می‌دهد. برخلاف پلاگ‌های کربناته، به دلیل نفوذپذیری بالا پلاگ ماسه‌سنگی، بعد از ۷ min افت فشار به ۱۹ psi رسید و سیال در خروجی پلاگ مشاهده شد. سپس جهت پایداری سیال در پلاگ و تماس بیشتر سیال با آن نفوذ سیال به پلاگ به مدت حدودا ۷۵ min ادامه یافت. از ۷ min تا حدود ۵۸ min افت فشار در طول پلاگ ثابت ماند که نشان‌دهنده آن است که سیال با یک فشار ثابت در پلاگ جریان پیدا کرده است، اما پس از ۵۸ min افت فشار مجدد شروع به افزایش کرد، این پدیده می‌تواند به خاطر واکنش سیال یا سنگ و ایجاد رسوباتی مانند کلسیم فسفات باشد. بعد از اتمام شبیه‌سازی نفوذ سیالات به پلاگ، مسیر سیالات به پلاگ نگهدارنده (شیر دستی) بسته می‌شود و محلول آب‌نمک سازندی را برای اندازه‌گیری نفوذپذیری بازگشتی همانند نفوذپذیری اولیه به پلاگ تزریق می‌شود، منتها در این قسمت چون پلاگ به سیالات تکمیل آغشته شده است باید مدت زمان خیلی بیشتری تزریق صورت گیرد تا به پایداری برسد. میزان آسیب سازند وارده به پلاگ ناشی از نفوذ سیالات با استفاده از درصد تغییرات نفوذپذیری محاسبه گردید. نتایج نفوذپذیری برگشتی برای پلاگ‌ها در **جدول ۸** نشان داده شده است. نفوذپذیری‌های برگشتی محاسبه شده برای پلاگ کربناته ۱ مربوط به نفوذ سیال پایه فسفاتی برابر ۵۸/۸۳٪ نسبت به نفوذپذیری اولیه است. مقایسه مقادیر نفوذپذیری

جدول ۸ نفوذپذیری برگشتی پلاگ‌های کربناته و ماسه‌سنگی بعد از نفوذ سیالات

پلاگ	نفوذپذیری اولیه (mD)	نفوذپذیری برگشتی بعد از نفوذ سیالات (mD)	نسبت نفوذپذیری برگشتی به نفوذپذیری اولیه (%)	کاهش نفوذپذیری (آسیب سازند) (%)
کربناته ۱ (سیال پایه فسفاتی)	۲۱/۳	۱۲/۵۳	۵۸/۸۳	۴۱/۱۷
کربناته ۲ (سیال پایه نیتراتی)	۲۱/۸۹	۱۵/۴۷	۷۰/۶۷	۲۹/۳۳
ماسه‌سنگی (سیال پایه فسفاتی)	۱۲۲	۸۴/۷۹	۶۹/۵۰	۳۰/۵

بسیار کمتر از سیالاتی مانند گل حفاری و سایر مواد شیمیایی تزریقی به محیط متخلخل است. از این رو، این سیالات می‌توانند انتخاب‌های مناسبی جهت استفاده به عنوان سیالات مجرا باند باشند.

نتیجه‌گیری

این مقاله نتایج یک مطالعه تجربی مربوط به آسیب سازند دو نوع سیال مجرا باند پایه فسفاتی و پایه نیتراتی را ارائه می‌کند. در این مطالعه آزمایش‌های آسیب سازندی هم‌چون تغییر ترشوندگی، تورم رس، سازگاری سیال مجرا باند با سیالات مخزن و نفوذ سیال به پلاگ (سیلاب‌زنی) انجام شده است. نتایج اصلی این مطالعه عبارتند از:

- سیالات مورد استفاده در این پژوهش، سیال پایه فسفاتی که اولین سیال فسفاتی با چگالی ۱۱۴ pcf و سیال پایه نیتراتی نیز اولین سیالی است که با افزودن حل‌کننده به چگالی بیشتر از ۹۵ pcf رسیده است.

- نتایج ترشوندگی بر روی مقاطع نازک ماسه‌سنگی و کربناته نشان می‌دهد که تمام سیالات توانایی آب‌دوست کردن سنگ مخزن را دارند.

- ارزیابی‌های سازگاری سیالات عدم وجود امولسیون با نفت خام و میعانات را برای همه سیالات نشان می‌دهد، اما در ارزیابی مربوط به سازگاری آب سازند در سیال پایه فسفاتی مقدار رسوبات جزئی مشاهده شد که این پدیده به دلیل وجود یون‌های منیزیم و کلسیم موجود در آب سازند می‌باشد.

- آزمایش نفوذ سیال به پلاگ (سیلاب‌زنی) برای هر دو سیال انجام شد. نتایج آزمایش نفوذ سیال به پلاگ کربناته و ماسه‌سنگی برای سیال پایه فسفاتی نشان می‌دهد که این سیال می‌تواند به ترتیب ۴۱/۱۷ و ۳۰/۵٪ و نتایج آزمایش نفوذ سیال به پلاگ کربناته برای سیال پایه نیتراتی نشان می‌دهد که این سیال می‌تواند ۲۹/۳۳٪ به سازند آسیب برساند که این میزان آسیب سازند به طور قابل توجهی کمتر از سایر سیالات مانند گل حفاری

است تشکیل شوند که هر یک تأثیر متفاوتی بر نفوذپذیری و ساختار سنگ دارند. این واکنش‌ها می‌توانند باعث کاهش نفوذپذیری سنگ کلسیتی و ایجاد رسوبات شوند که منجر به افت فشار و آسیب به سازند می‌شود. داده‌های نفوذپذیری بازگشتی نیز بر این امر تأکید دارد. علاوه بر این مقایسه میزان آسیب سیال پایه فسفاتی در سازندهای ماسه‌سنگی و کربناته نشان می‌دهد که میزان آسیب سازند در سازندهای ماسه‌سنگی کمتر است، سرعت نفوذ بالا در سازندهای ماسه‌سنگی به کاهش آسیب سازند به دلایل متعددی منجر می‌شود. در این سازندها، به دلیل تخلخل و نفوذپذیری بالاتر، سیال با سرعت بیشتری توزیع می‌شود و زمان تماس کمتری با سنگ دارد، که منجر به کاهش واکنش‌های شیمیایی و تشکیل رسوبات می‌شود. همچنین، رسوبات احتمالی توسط جریان سیال به راحتی جابه‌جا و از سازند خارج می‌شوند، که از تجمع آن‌ها در منافذ سنگ جلوگیری می‌کند. توزیع یکنواخت‌تر فشار نیز از ایجاد نقاط فشار بالا که می‌تواند منجر به شکستگی سازند شود، جلوگیری می‌کند. این ویژگی‌ها در مجموع باعث کاهش آسیب به سازندهای ماسه‌سنگی در مقایسه با سازندهای کربناته می‌شوند. از این رو می‌توان نتیجه گرفت که در پلاگ ماسه‌سنگی به دلیل نفوذپذیری بالا، سیال با مقاومت کمتری حرکت می‌کند و احتمال وقوع واکنش بین آنیون فسفاته و کانی‌های ماسه‌سنگی کاهش پیدا کرده است. به طور کلی، نفوذ سیالات ناسازگار با محیط متخلخل می‌تواند احتمال وقوع آسیب سازند را افزایش دهد، سیالات مجرا باند نیز در صورت نفوذ به سازند از این قاعده مستثنی نیستند و با ورود به فضای متخلخل ممکن است سازند را تحت تأثیر قرار داده و باعث کاهش نفوذپذیری سازند شوند. نتایج این پژوهش نیز این موضوع را تأیید می‌کند، با این حال نتایج نشان می‌دهند که میزان آسیب وارده به سازند برای این سیالات

تشکر و قدردانی

می‌باشد.

• نتایج حاصل از آزمایش تورم رس نشان می‌دهد که میزان تورم رس برای هر دو سیال کمتر از ۵ gr در ۲ رس می‌باشد.

این پروژه با حمایت مالی مرکز مطالعات و همکاری‌های علمی بین‌المللی (CISSC) وزارت علوم تحقیقات و فن‌آوری انجام شده است.

مراجع

- [1]. Lee, J., Shadravan, A., & Young, S. (2012). Rheological properties of invert emulsion drilling fluid under extreme HPHT conditions. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, doi.org/10.2118/151413-MS.
- [2]. Singh, R., Sharma, R., & Rao, G. R. (2024). Investigation of the effects of ultra-high pressure and temperature on the rheological properties of a novel high-density clear completion fluids using magnesium bromide for applications in HPHT reservoirs. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 10(1), 9. doi.org/10.1007/s40948-023-00724-y.
- [3]. Civan, F. (2023). Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation. Gulf Professional Publishing.
- [4]. Porter, K. E. (1989). An overview of formation damage (includes associated paper 20014). Journal of Petroleum Technology, 41(08), 780-786. doi.org/10.2118/19894-PA.
- [5]. completion fluid. glossary.slb.com/en/terms/c/completion_fluid.
- [6]. Ezzat, A. (1990). Completion fluids design criteria and current technology weaknesses. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, doi.org/10.2118/19434-MS.
- [7]. Wang, Q. (2021). Fluid chemistry, drilling and completion. Gulf Professional Publishing.
- [8]. Caenn, R., Darley, H. C., & Gray, G. R. (2011). Composition and properties of drilling and completion fluids. Gulf professional publishing.
- [9]. Dubberley, S., & Magill, S. (2020). A technical review of solids free brine-based drilling fluids. In American Association of Drilling Engineers Technical Conference and Exhibition on Fluids, Houston, Texas.
- [10]. Eaton, B. A., & Smithey, M. (1971). Formation damage from workover and completion fluids. SPE Western Regional Meeting, doi.org/10.2118/3707-MS.
- [11]. Longeron, D., Argillier, J.-F., & Audibert, A. (1995). An integrated experimental approach for evaluating formation damage due to drilling and completion fluids. SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, doi.org/10.2118/30089-MS.
- [12]. Al Moajil, A., Khaldi, M., Hamzaoui, B., Al-Rustum, A., & Al-Badairy, H. (2017, November). Formation damage assessment of high pH and salinity completion fluids in gas wells. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D011S006R006). SPE. doi.org/10.2118/188266-MS.
- [13]. Hamzaoui, B., & Al Moajil, A. M. (2018). Causes and mitigation of completion fluids-induced formation damage in high temperature gas wells. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, doi.org/10.2118/189495-MS.
- [14]. Jia, H., Hu, Y. X., Zhao, S. J., & Zhao, J. Z. (2019). The feasibility for potassium-based phosphate brines to serve as high-density solid-free well-completion fluids in high-temperature/high-pressure formations. SPE Journal, 24(05), 2033-2046. doi.org/10.2118/194008-PA.
- [15]. Zhao, X., Qiu, Z., Sun, B., Liu, S., Xing, X., & Wang, M. (2019). Formation damage mechanisms associated with drilling and completion fluids for deepwater reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 173, 112-121. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.098.
- [16]. Khan, R. A., Tariq, Z., Murtaza, M., Kamal, M. S., Mahmoud, M., & Abdulraheem, A. (2022). Ionic liquids as completion fluids to mitigate formation damage. Journal of Petroleum Science and Engineering, 214, 110564. doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110564.
- [17]. Halim, M. C., Hamidi, H., & Houston, K. (2023). A mitigation strategy for productivity impairment in sandstone reservoirs with varying clay mineralogy. Geoenergy Science and Engineering, 231, 212405.
- [18]. Paköz, U., Ceyhan, A. G., Aktepe, S., Cruden, N., Patey, I., & McLaughlin, R. (2024). Formation damage challenges and solutions in cased hole gravel pack completions in deep offshore unconsolidated laminated sandstone formations in the Sakarya Field. Geoenergy Science and Engineering, 233, 212527.
- [19]. Moldoveanu, S. C., & David, V. (2016). Selection of the HPLC method in chemical analysis. Elsevier.
- [20]. Rasaei, M.R., & Ebrahimzadeh, K., (2024). Water-based drilling mud formulation enhancement from hydroxy to amine functional groups to reduce formation damage caused by mud filtrate in carbonate reservoirs. Petroleum Research, doi.org/10.22078/pr.2024.5325.3372.

- [21]. Hamidpour, E., Mirzaei-Paiaman, A., Masihi, M., & Harimi, B. (2015). Experimental study of some important factors on nonwetting phase recovery by cocurrent spontaneous imbibition. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27, 1213-1228. doi.org/10.1016/j.jngse.2015.09.070.
- [22]. Xue, H., Dong, Z., Tian, S., Lu, S., An, C., Zhou, Y., Li, B., & Xin, X. (2021). Characteristics of shale wettability by contact angle and its influencing factors: a case study in Songliao. *Frontiers in Earth Science*, 9, 736938. doi.org/10.3389/feart.2021.736938.
- [23]. Bijani, M., Khamsehchi, E., & Ezzati, S. (2020). Silica Nanoparticles and pH effect on Sand Production Mechanism due to Smart Water Softening. *Lett. Appl. NanoBioSci.*, 9, 1294-1306. doi.org/10.33263/LI-ANBS93.12941306.
- [24]. Rafiei, A., & Khamsehchi, E. (2021). Design of smart water composition based on scale minimization and its effect on wettability alteration in the presence of nanoparticles and mineral scales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107832. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107832.
- [25]. Hansen, G., Hamouda, A., & Denoyel, R. (2000). The effect of pressure on contact angles and wettability in the mica/water/n-decane system and the calcite+ stearic acid/water/n-decane system. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 172(1-3), 7-16. doi.org/10.1016/S0927-7757(99)00498-7.
- [26]. Bijani, M., Khamsehchi, E., & Shabani, M. (2022). Comprehensive experimental investigation of the effective parameters on stability of silica nanoparticles during low salinity water flooding with minimum scale deposition into sandstone reservoirs. *Scientific Reports*, 12(1), 16472. doi.org/10.1038/s41598-022-20595-9.
- [27]. Gomari, K. R., Denoyel, R., & Hamouda, A. (2006). Wettability of calcite and mica modified by different long-chain fatty acids (C18 acids). *Journal of Colloid and Interface Science*, 297(2), 470-479. doi.org/10.1016/j.jcis.2005.11.036.
- [28]. Gomari, K. R., & Hamouda, A. A. (2006). Effect of fatty acids, water composition and pH on the wettability alteration of calcite surface. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50(2), 140-150. doi.org/10.1016/j.petrol.2005.10.007.
- [29]. Ezzati, S., & Khamsehchi, E. (2020). Sandstone reservoir wettability alteration due to water softening: Impact of silica nanoparticles on sand production mechanism. *Biointerface Research in Applied Chemistry*, 5, 6328-6342. doi.org/10.33263/BRIAC105.63286342.
- [30]. Shakiba, M., Khamsehchi, E., Fahimifar, A., & Dabir, B. (2020). A mechanistic study of smart water injection in the presence of nanoparticles for sand production control in unconsolidated sandstone reservoirs. *Journal of Molecular Liquids*, 319, 114210. doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114210.
- [31]. clay swelling. https://glossary.slb.com/en/terms/c/clay_swelling.
- [32]. Fink, J. (2021). *Petroleum engineers guide to oil field chemicals and fluids*. Gulf Professional Publishing.
- [33]. Anderson, R., Ratcliffe, I., Greenwell, H., Williams, P., Cliffe, S., & Coveney, P. (2010). Clay swelling—a challenge in the oilfield. *Earth-Science Reviews*, 98(3-4), 201-216. doi.org/10.1016/j.earscirev.2009.11.003.
- [34]. Hamzaoui, B., & Moajil, A. M. (2018). Scaling and completion fluid pH effect on sandstone formation damage. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, doi.org/10.2118/189421-MS.
- [35]. Hamzaoui, B., Moajil, A. M. A., Yami, I., & Hazzazi, H. (2018). Completion Fluids-Induced Formation Damage in High Temperature Gas Wells: Causes and Mitigation. *Offshore Technology Conference*, doi.org/10.4043/28666-MS.
- [36]. Zargar, G., Mohsenatabar Firozjahi, A., Khedri Mirghaed, M., & Moghadasi, J. (2021). Experimental study on preventing formation damage due to clay swelling caused by water based drilling fluid using aluminum ion based clay inhibitor. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 11(2), 13-21. doi.org/10.22078/jpst.2021.4403.1714 .
- [37]. McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). *Core analysis: a best practice guide*. Elsevier.
- [38]. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-formation-damage.ashx>.
- [39]. Kalatehno, J. M., & Khamsehchi, E. (2021). A novel packer fluid for completing HP/HT oil and gas wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203, 108538. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108538.
- [40]. Faramarzi-Palanger, M., Mirzaei-Paiaman, A., Ghoreishi, S. A., & Ghanbarian, B. (2021). Wettability of carbonate reservoir rocks: a comparative analysis. *Applied Sciences*, 12(1), 131. doi.org/10.3390/app12010131.
- [41]. Mwangi, P., Brady, P. V., Radonjic, M., & Thyne, G. (2018). The effect of organic acids on wettability of sandstone and carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 428-435. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.033.



Comprehensive Evaluation of Formation Damage Caused by Novel Packer Fluids

Javad Mahdavi Kalatehno¹, Ehsan Khamsehchi^{1*}, Parsa Kazemi hokmabad¹ and Alireza Kazemi²

1- Department of Petroleum and Geoenergy Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

2- Petroleum and Chemical Engineering, College of Engineering, Sultan Qaboos University, Muscat, Oman

khamsehchi@aut.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2024.5402.3404

Received: March/25/2024

Accepted: August/19/2024

Introduction

Formation damage is a general term used to describe the impairment of permeability in oil-bearing formations caused by various adverse processes. This is a significant economic and operational issue that occurs at different stages of hydrocarbon recovery from reservoirs, including production, workover operations, hydraulic fracturing, and well repair [1]. Due to its impact on company economics, it should be a concern for everyone in oil and gas fields [2]. Numerous factors can contribute to formation damage; therefore, examining the impact of formation damage caused by heavy completion/barrier fluids is crucial.

Completion fluid is a comprehensive term that encompasses fluids used in various stages of well completion and workover operations. They are primarily composed of brine solutions, with one type being packer fluid. Packer fluids must possess several properties, with density being the most critical. The primary function of packer fluid is to control reservoir pressure through the hydrostatic pressure it exerts, while simultaneously avoiding causing formation damage if it penetrates the formation.

Therefore, this study aims to investigate and evaluate the formation damage caused by two new packer fluids: one phosphate-based and the other nitrate-based. The phosphate-based fluid is the first phosphate fluid with a density of 114 pcf, and the nitrate-based fluid is also the first to achieve a density greater than 95 pcf through the addition of a solvent. The formation damage of these fluids is evaluated on carbonate and sandstone cores.

Materials and Experimental Procedures

Wettability Alteration

The experiment aimed to study the effect of different fluids on the wettability of carbonate and sandstone rocks. Initially, the natural wettability of the rock samples was determined through contact angle measurements. Subsequently, the samples were aged with stearic acid to induce oil-wet conditions. In the final stage, these oil-wet samples were exposed to phosphate-based and nitrate-based fluids to assess any potential alterations in wettability. To ensure the reliability of the results, the experiments were replicated once.

Clay Swelling Test

This test is conducted according to ASTM standard D5890. The test procedure involves initially pouring 100 cubic centimeters of fluid (completion fluid or water) into a graduated cylinder. Then, 2 grams of bentonite clay with a particle size of 150 micrometers is added to it. After one day, the amount of clay swelling is measured.

Fluid-Fluid Compatibility

This test is designed to assess the compatibility between different fluids that might come into contact during oilfield operations. It involves mixing completion/packer fluids and formation waters in ratios of 1:1, 1:3, and 3:1. Furthermore, these mixtures are then aged at 65 degrees Celsius for 72 hours. Subsequently, the formation of any precipitate is observed or noted.

To test for emulsion formation, completion/packer fluids are mixed with hydrocarbons in the same ratios. These mixtures are then placed in an oven at 65 degrees Celsius for 60 minutes. Subsequently, they are stirred at 200 RPM for 30 seconds and returned to the oven. The separation of the phases is then observed every 5 minutes.

Core Flooding System Test

Two carbonate plugs and one sandstone plug were used to examine the characteristics of fluid penetration into a porous medium (plug). Initially, the plugs were saturated with formation water, and their key parameters, including the initial permeability (based on Darcy's law), were measured. Subsequently, using nitrate-based and phosphate-based fluids, the FDS 350 Vinci apparatus and the plugs were used to simulate the wellbore and reservoir environment (by bringing the fluids into contact with the ends of the plugs). The FDS 350 Vinci apparatus has four distinct pressure tabs labeled A to D. In this experiment, fluids were circulated using a pump through two hoses that were in contact with the plug (part A). During this experiment, no fluid was pumped into the plug; rather, the fluid circulated in contact with the plug. Therefore, due to this circulation, the fluid penetrated into the plug. After the completion of the experiment, the return permeabilities of the plugs with formation water and at a flow rate of 1 cc per minute, similar to the initial permeability assessment, were measured.

Results and Discussion

Wettability Alteration

Table 1 presents the contact angle measurements before and after the wettability alteration test for the selected fluids and their repeatability tests. The variation in wettability alteration between carbonate and sandstone rocks is a multifaceted phenomenon influenced by mineralogy, reactivity, and physical properties. Understanding this is crucial for effectively designing and optimizing oil recovery methods tailored to the specific characteristics of the reservoir rock.

Results and Discussion

Wettability Alteration

Table 1 presents the contact angle measurements before and after the wettability alteration test for the selected fluids and their repeatability tests. The variation in wettability alteration between carbonate and sandstone rocks is a multifaceted phenomenon influenced by mineralogy, reactivity, and physical properties. Understanding this is crucial for effectively designing and optimizing oil recovery methods tailored to the specific characteristics of the reservoir rock.

Clay Swelling

The swelling index of both completion fluids is 3 cc per

2 grams of clay, which is considered very good based on the National Iranian Drilling Company's report stating that a value less than 5 cc per 2 grams of clay is highly desirable. The reason for the low swelling index of the two completion fluids can be attributed to the presence of potassium ions in the phosphate-based fluid and the presence of additives in the nitrate-based fluid.

Table. 1 Evaluation of wettability alteration in the thin sections.

Thin section material	Fluid Type	Contact angle before aging in fluid	Contact angle after aging in fluid
Carbonate	Phosphate based	134	44
Carbonate	Nitrate based	145	36
Sandstone	Phosphate based	147	78
Sandstone	Nitrate based	146	59
Carbonate	Phosphate based	138	51
Carbonate	Nitrate based	148	40
Sandstone	Phosphate based	143	72
Sandstone	Nitrate based	139	51

Fluid-Fluid Compatibility

Among the samples of nitrate-based fluid mixed with formation water, the one with 1:3 ratio of nitrate-based fluid to formation water showed slight turbidity. This indicates that as the ratio of formation water to completion fluid increases, the compatibility decreases. Similarly, for the phosphate-based fluid, all samples mixed with formation water showed slight precipitation, indicating some degree of incompatibility. Moreover, the amount of precipitate increased with the increasing proportion of formation water. This precipitation is likely due to the interaction between calcium ions in the formation water and phosphate ions from the phosphate-based fluid.

When the compatibility of both completion fluids with hydrocarbons was tested, no emulsions were observed after 5 minutes. This indicates a high degree of compatibility between the tested fluids and crude oil/condensate, which is a desirable characteristic for completion and stimulation fluids.

The lack of emulsion formation suggests that the interfacial tension between the oil and water phases was not reduced enough to allow one phase to disperse into the other. This can be attributed to the inherent properties of the base fluids used.

Core Flooding System Test

Fig. 1 illustrates the pressure drop over time for a nitrate-based and a phosphate-based fluid passing through a carbonate plug. Fig. 2 shows a graph of the pressure drop over time as the phosphate-based fluid penetrates a sandstone plug.

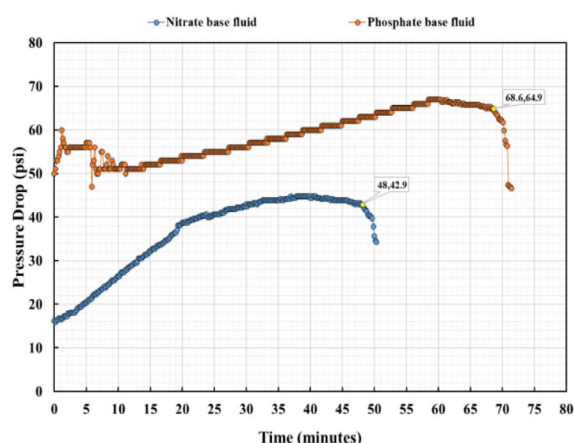


Fig. 1 Penetration of phosphate-based and nitrate-based fluids into carbonate plugs.

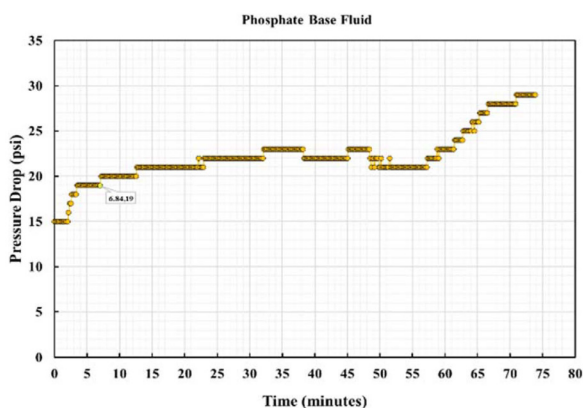


Fig. 2 Penetration of phosphate-based fluids into sandstone plugs.

The results of the fluid penetration tests on carbonate and sandstone plugs for the phosphate-based fluid indicate that this fluid can reduce formation permeability by 41.17% and 30.5%, respectively. Similarly, the results for the nitrate based fluid on carbonate plugs show a 29.33% reduction in permeability. These levels of formation damage are significantly lower compared to other fluids such as drilling mud.

Several factors could contribute to this increased formation damage, including reactions between the completion fluids and the formation water and the plug itself.

Conclusions

This paper presents the results of an experimental study on the formation damage caused by two types of completion fluids: phosphate-based and nitrate-based. In this study, formation damage tests such as wettability alteration, clay swelling, compatibility of completion fluids with reservoir fluids, and fluid penetration into plugs (flooding) were conducted. Ultimately, the results indicate that these fluids can be used as completion fluids in oil and gas wells, improving efficiency and safety, especially in challenging reservoirs with high temperature, high pressure, and low permeability.

References

- [1]. Civan, F. (2023). Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation. Gulf Professional Publishing.
- [2]. Porter, K. E. (1989). An Overview of Formation Damage (includes associated paper 20014). Journal of Petroleum technology, 41(08), 780-786. doi. org/10.2118/19894-PA.