

ارزیابی جامع آسیب سازند سیالات مجرا بند جدید

جواد مهدوی کلاته نو، احسان خامه چی*، پارسا کاظمی حکم آباد

دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)،

khamehchi@aut.ac.ir

چکیده

سیالات تکمیل چاه برای تکمیل و تعمیر موفقیت آمیز چاه های نفت و گاز، به ویژه 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 مجرا بند جدید، یکی پایه فسفاتی و یکی پایه نیتراتی می باشد. 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 حل کننده به چگالی بیشتر از ۹۵ pcf رسیده است. در این مطالعه آزمایش های آسیب سازندی هم چون تغییر ترشوندگی، تورم رس، سازگاری سیال مجرا بند با سیالات مخزن و نفوذ سیال به پلاگ (سیلابزنی) انجام شده است. نتایج تجربی نشان می دهد که ارزیابی های سازگاری سیالات عدم وجود امولسیون با نفت خام و میعانات را برای همه سیالات نشان می دهد، 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 ماسه سنگی برای سیال پایه فسفاتی نشان می دهد که این سیال می تواند به ترتیب ۴۱/۱۷ و ۳۰/۵ درصد و نتایج آزمایش نفوذ سیال به پلاگ کربناته برای سیال پایه نیتراتی نشان می دهد که این سیال می تواند ۲۹/۳۳ درصد تراوایی سازند را کاهش دهد که این میزان آسیب سازند به طور قابل توجهی کمتر از سایر سیالات مانند گل حفاری می باشد. همچنین نتایج حاصل از آزمایش تورم رس نشان می دهد که میزان تورم رس ناشی از هر دو سیال کمتر از ۵ میلی لیتر در ۲ گرم رس می باشد. از این رو این سیالات می توانند به عنوان سیال مجرا بند در چاه های نفت و گاز استفاده شوند و بهره وری و ایمنی را به ویژه در مخازن چالش برانگیز با دما بالا، فشار بالا و نفوذپذیری کم افزایش دهند.

واژه های کلیدی: سیال تکمیل، سیال مجرا بند، آسیب سازند، سیلابزنی، ترشوندگی، تورم رس

مقدمه

تقاضای هیدروکربن در جهان منجر به آن شده که شرکت های نفتی به چاه های پر فشار و با دمای بالا رو بیاورند (Lee et al., 2012). صنعت استخراج نفت دارای موانع زیادی است که در عملیات مختلف گسترده است. از این موانع می توان به کمبود انتخاب کافی در گزینش سیال های تکمیل سنگین و مقرون به صرفه ای اشاره کرد که برای استفاده در چاه های پر فشار و با دمای بالا مناسب باشد (Singh et al., 2024). یکی دیگر از این موانع تردید در انتخاب کردن این سیال ها به دلیل ایجاد آسیب سازند متفاوت به دلیل وجود سیال های تکمیل متنوع در چاه های متفاوت است.

آسیب سازند یک اصطلاح عمومی است که به اختلال در تراوایی سازندهای نفتی توسط فرآیندهای 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 (Civan, 2023). به دلیل آن که بر اقتصاد شرکت‌ها تأثیر می‌گذارد باید برای همه افراد در میدان‌های نفتی و گازی اهمیت دارد (Porter, 1989). عوامل مختلفی می‌تواند منجر به آسیب سازند شود که برخی از آن‌ها عبارتند از: ۱- شرایط عملیاتی مانند فشار، دما و دبی جریان چاه ۲- خواص سیالات و ماتریس سازند ۳- 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/مجرابند 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 حفارده، 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 (Wang, 2021; Ezzat, 1990; *completion fluid*). از انواع سیال تکمیل می‌توان به سیال مجرابند، سیال مشبک‌کاری، سیال تعمیر و سیال شکاف هیدرولیکی و غیره اشاره کرد. هنگامی که یک چاه تکمیل می‌شود، بهتر است که یک مجرابند بین لوله مغزی و لوله جداره و بالاتر از قسمت تولیدی و در فضای حلقوی قرار داده شود و در بالای این مجرابند سیالی به نام سیال مجرابند قرار داده شود (Caenn et al., 2011).

سیال‌های مجرابند باید دارای خصوصیتی از جمله چگالی و شفافیت بالا، pH مناسب، خوردگی و گرانبوی پایین و پایداری در دمای بالا و پایین و غیره باشد و منجر به آسیب سازند نشود (Wang, 2021; Caenn et al., 2011; Dubberley & Magill, 2020). مهمترین خصوصیت سیال مجرابند چگالی آن است. بسیاری از مخازن نفت و گاز در شرایط دما و فشار زیاد قرار دارند؛ پس سیال مجرابندی 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 مجرابند سنگین و گران است (بیشتر از ۱.۶ گرم بر سانتیمتر مکعب) (Wang, 2021). مهمترین مشخصه سیال تکمیل سازگاری آن با محیط زیست است. ویژگی پایانی سیال تکمیل/مجرابند 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 در سال ۱۹۷۱ 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 افزایش کربناته بوده‌اند، منجر به نفوذپذیری برگشتی نسبتاً بیشتری می‌شوند (Eaton & Smithey, 1971). آقای لانگرون و همکاران در سال ۱۹۹۵ تراوایی برگشتی مغزه‌های ماسه سنگی را بعد از تزریق سیال‌های تکمیل و گل حفاری مشاهده کردند. ایشان نتیجه گرفتند که تراوایی برگشتی بسته به گرانبوی نفت و فشار فراطعادل در زمان تزریق سیالات تکمیل و گل حفاری در محدوده ۴۴ تا ۹۰ درصد تغییر می‌کند (Longeron et al., 1995). آقای عبدالله المعجیل همچنین در سال ۲۰۱۷ با تزریق سیال تکمیل پایه سدیم کلریدی با pH بالا و چگالی ۷۰ پوند بر فوت مکعب به مغزه ماسه سنگی، با کاهش ۱۲ تا ۳۱ درصد تراوایی رو به رو بودند (Al Moajil et al., 2017). آقای

همزوی و همکاران در سال ۲۰۱۸ با استفاده از سیال تکمیل با پایه سدیم کلرید و pH برابر ۱۰ با آزمایش بر روی مغزه های ماسه سنگی تراوایی برگشتی ۷۶ درصد را به دست آوردند (Hamzaoui & Al Moajil, 2018). نتایج آقای هوجیا و همکاران در سال ۲۰۱۹ نشان داد که سیال های تکمیل پایه فسفاتی باعث آسیب سازند کمتری می شود و تراوایی برگشتی از مغزه ماسه سنگی را ۸۶/۵۱ درصد تراوایی اولیه به دست آوردند (Jia et al., 2019). چین ژائو و همکاران در سال ۲۰۱۹ با استفاده از مغزه هایی از قسمت غرب دریای چین جنوبی، ترکیب معدنی، ریزساختار، تخلخل، و ویژگی های تراوایی سازند مخزن مورد تجزیه و تحلیل قرار دادند. آنها با استفاده از آزمایش های سیلاب زنی مغزه حذف نتیجه گرفتند که سازند مخزن از سیلتستون تثبیت نشده با محتوای معدنی رسی ۶ تا ۱۹ درصد تشکیل شده است و دارای تخلخل و تراوایی بالا با حفره های بزرگ است (Zhao et al., 2019). ریزوان احمد خان و همکاران در سال ۲۰۲۲ تاثیر مایعات یونی به عنوان بازدارنده تورم رس در سیال های تکمیل را برای به حداقل رساندن آسیب سازند بررسی کردند. ایشان آزمایش های سیلاب زنی را بر روی مغزه های ماسه سنگی 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 بر خلاف سیالات تکمیل دیگر منجر به کاهش تراوایی بسیار ناچیزی می شود (Khan et al., 2022). مایکل چاکس حلیم و همکاران در سال ۲۰۲۳ تأثیر سه سیال حفاری را بر روی تراوایی سه مغزه ماسه سنگی با رس های متفاوت بررسی کردند و نتیجه گرفتند که سیال حفاری بر پایه هالیدی در مغزه حاوی رس کاعولین، منجر به کاهش تراوایی کمتری شدند (Halim et al., 2023). اوگور پاکوز و همکاران در سال ۲۰۲۴ یک مطالعه بر روی 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 (Paköz et al., 2024).

از این رو در این مطالعه سعی بر این است که به بررسی و ارزیابی آسیب سازند دو سیال مجرا باند 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 حل کننده به چگالی بیشتر از ۹۵ pcf رسیده و ارزیابی آسیب سازند آن ها بر روی مغزه های کربناته و ماسه سنگی انجام می شود.

مواد

آب نمک

در این مطالعه، دو آب نمک، 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 آن ها را برای استفاده به عنوان یک سیال مجرا باند معرفی می کند. مشخصات این سیالات در جدول ۱ گزارش شده است.

جدول ۱: فرمولاسیون سیالات تکمیل/مجرا باند جدید

نام اختصاری	فرمولاسیون	چگالی (pcf)	pH	نرخ خوردگی (mpy)
پایه نیتراتی	کلسیم نیترات+الکل های سازگار به عنوان حل کننده	۱۰۱	۹-۷	۰/۵

۳/۵	۱۰/۵-۷	۱۱۴	سیال پایه فسفات حاصل از سنتز پتاسیم هیدروکسید و فسفریک اسید+بازدارنده های خوردگی و pH	پایه فسفاتی
-----	--------	-----	---	-------------

محیط متخلخل (پلاگ ها و مقاطع نازک)

در آزمایش نفوذ سیال به محیط متخلخل (پلاگ)، پلاگ کربناته و یک پلاگ ماسه سنگی مورد استفاده قرار گرفت. کلیه پلاگ ها از سازندهای جنوبی ایران تهیه شدند. هیچ گونه نفتی در پلاگ ها وجود نداشت. جهت انجام آزمایش های تعیین نوع ترشوندگی نمونه ها از پلاگ های کربناته و ماسه سنگی مقاطع نازک ۲ میلی متری تهیه گردید. جدول ۲ مشخصات پلاگ ها را نشان می دهد.

جدول ۲: مشخصات پلاگ های 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
ماسه سنگی	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 تکنیک هایی مانند کروماتوگرافی یونی، کروماتوگرافی گازی و طیف سنجی جرمی تعیین شدند. نتایج به ترتیب جدول ۳، جدول ۴ و جدول ۵ گزارش شده است.

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 (ترکیبات آورده شده در این جدول مربوط به نفت زنده است ولی آزمایشات با نفت مرده انجام گرفته شده است.)

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 مول (%)
۴۶/۱۶	۷/۳۴	۴/۴۱	۰/۸۶	۲/۱۸	۱/۰۵	۱/۲۰	۱/۷۶	۳۵/۰۵	

درصد وزنی (%)	۸۳/۰۸	۱/۵۶	۰/۸۹	۰/۷۸	۱/۳۰	۰/۵۱	۲	۲/۲۷	۷/۶۱
---------------	-------	------	------	------	------	------	---	------	------

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 (Moldoveanu & David, 2016). هر چه سازند نفت دوست تر باشد، توانایی عبور و در نتیجه تراوایی نسبی هیدروکربن در آن کمتر است و هر چه سازند آب دوست تر باشد توانایی عبور و در نتیجه تراوایی نسبی هیدروکربن در آن بیشتر است. پس هر چه سازند آب دوست تر باشد، تولید نفت بیشتر است. تماس سیالات تکمیل با سازند در شرایط درون چاهی ممکن است منجر به تغییراتی در ترشوندگی آن سازند به خصوص آب دوست شدن آن شود که معمولاً دائمی است. مخزن‌های ماسه سنگی معمولاً آب دوست و مخزن‌های کربناته معمولاً نفت دوست هستند. به همین دلیل در این پژوهش تاثیر سیال تکمیل بر روی ترشوندگی سازند‌های کربناته بررسی شده است.

جهت تعیین نوع ترشوندگی مقاطع نازک کربناته و ماسه سنگی از روش اندازه‌گیری زاویه تماس استفاده شد. به همین منظور، ابتدا یک مقطع نازک از نمونه مغزه‌ها به صورت افقی در سیال اشباع‌کننده (آب سازندی) معلق گردید. سپس یک قطره کروسن به آرامی روی سطح زیرین مقطع نازک قرار داده شد. با عکس برداری از سطح تماس قطره کروسن با مقطع نازک و بررسی عکس‌ها در نرم افزار 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 درجه نشان‌دهنده آبدوست بودن نمونه، زاویه بین ۷۵ تا ۱۰۵ درجه بیانگر خنثی بودن نمونه و زاویه بین ۱۰۵-۱۲۰ تا ۱۸۰ درجه نشان‌دهنده نفت دوست بودن نمونه است. دو دلیل برای استفاده از کروسن به جای 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 به دلیل 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 (Hamidpour et al., 2015; Xue et al., 2021).

تغییر ترشوندگی نمونه‌های آبدوست به نفت دوست با استفاده از محلول ۰/۰۱ مولار استاریک اسید در آن-هپتان انجام شد. جهت تغییر ترشوندگی ابتدا نمونه‌های کربناته و ماسه سنگی درون آب قرار داده شد، سپس نمونه‌های خیس شده بلافاصله در محلول ۰/۰۱ استاریک اسید قرار داده شدند و به مدت ۲ روز در دمای ۶۵ درجه سانتیگراد 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 نفت دوست شدن مقاطع نازک است رسیده ایم و دلیلی برای صرف وقت بیشتر وجود ندارد (Bijani et al., 2020; Rafiei & Khamehchi, 2021). بعد از آن

^۱ Digimizer

نمونه‌ها با آب و آن-هپتان شسته شده و خشک گردید. دو دلیل برای استفاده از محلول استاریک 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 فرایند نفت دوست کردن این مقاطع نازک است. همچنین گفته شود که در گزارش بسیاری از محققانی که در زمینه‌های مکانیسم‌های ازدیاد برداشت فعالیت کرده اند، نوشته شده که اسیدهای چرب می‌توانند در این شرایط، ترشوندگی سنگ را به سمت نفت دوستی تغییر دهند (Bijani et al., 2020; Rafiei & Khamehchi, 2021; Hansen et al., 2000; Bijani et al., 2022; Gomari et al., 2006; Gomari & Hamouda, 2006; Ezzati & Khamehchi, 2020; Shakiba et al., 2020). بعد از فرآیند تغییر ترشوندگی مجدداً اندازه گیری زاویه تماس به منظور اثر گذاری فرآیند روی نمونه‌ها صورت پذیرفت. سپس این آزمایش به منظور بررسی تکرار پذیری نتایج، مجدداً انجام شد.

تورم رس

پدیده تورم رس یکی از رایج ترین مکانیزم های آسیب سازند است. دلیل این پدیده هیدراته شدن لایه های رسی و احاطه کردن ساختار بلوره ای رس توسط مولکول های آب است که باعث افزایش فاصله c ساختار و در نتیجه افزایش حجم خاک رس می شود. این افزایش حجم منجر به بسته شدن منافذ سازند و کاهش تراوایی میشود. تورم رس معمولاً زمانی رخ می دهد که سازند های رسوبی در تماس با محلول های پایه آبی ای همچون آب شیرین، آب هایی با شوری کم یا محلول هایی که pH بالایی دارند، باشد. تماس این محلول ها با سازند معمولاً از طریق نفوذ گل حفاری و سیال تکمیل به سازند رخ می دهد. تورم خاک رس می تواند تأثیر نامطلوبی بر عملیات میدان های نفتی داشته باشد و ممکن است منجر به افزایش قابل توجه هزینه ها شود؛ بنابراین به حداقل رساندن تورم خاک رس یک مسئله مهم است (Al Moajil et al., 2017; Hamzaoui & Al Moajil, 2018; clay swelling; Fink, 2021; Anderson et al., 2010; Hamzaoui & Moajil, 2018; Hamzaoui et al., 2018). متداول ترین رس هایی که در این شرایط متورم می شوند اسمکتیت و مخلوط های آن هستند که وقتی در منافذ بزرگ تر سنگ مخزن قرار می گیرند، مانعی تقریباً غیرقابل نفوذ برای جریان سیال ایجاد می کنند (clay swelling). در خاک رس هایی با ظرفیت تبادل کمتر مانند کائولینیت، اپلیت و کلریت، هیدراتاسیون منجر به تورم آن ها نمی شود (McPhee et al., 2015).

این آزمایش بنا به استاندارد ASTM D5890 انجام شده است. روش آزمایش به این صورت است که در ابتدا ۱۰۰ سی سی سیال (سیال تکمیل یا آب) در یک استوانه مدرج ریخته و سپس ۲ گرم خاک رس بنتونیت با اندازه قطر ۱۵۰ میکرومتر به آن اضافه می شود. پس از گذشت یک روز مقدار انبساط رس بررسی می شود.

سازگاری سیال-سیال

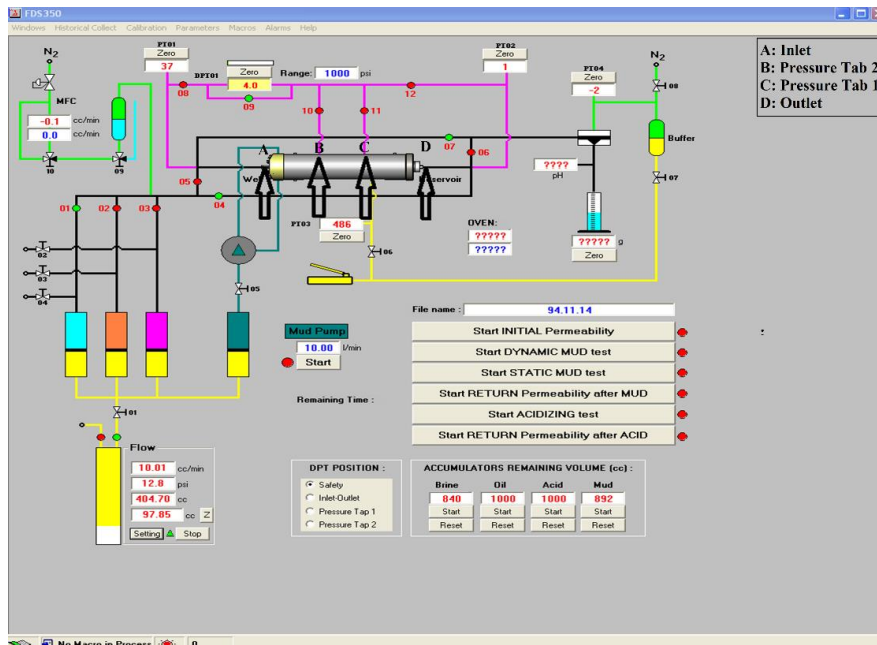
علت مکانیسم آسیب سازند می تواند از دسته شیمیایی باشد که بین آن ها می توان به ناسازگاری سیال و سیال اشاره کرد. یکی از انواع این ناسازگاری، ناسازگاری سیالات تکمیل/مجراند با سیالات سازندی است که بسته به ترکیبات سیال و فشار چاه منجر به واکنش های شیمیایی و تشکیل رسوب می شود. تشکیل رسوب، یا همان پوسته، نفوذپذیری در نزدیکی چاه را کاهش می دهد و پدیده ای را ایجاد می کند که به عنوان اثر پوسته شناخته می شود (Civan, 2023); برای یک مثال صریح از رسوب ناشی از ناسازگاری، می توان آب دریا (غلظت های کم یون های استرونیوم و باریم و کلسیم و غلظت های بالای یون سولفات) با آب های سازندی (غلظت های بالای یون های استرونیوم و باریم و کلسیم و غلظت های کم یون سولفات)

را نام برد، که ناسازگاری این آب‌ها ممکن است باعث رسوب کلسیم سولفات، ژیپس، باریم سولفات یا استرونیوم سولفات شود (Kalatehno & Khamehchi, 2021).

روش این آزمایش به این صورت است که سیال‌های تکمیل/مجرابند و آب‌های سازند با نسبت‌های ۱ به ۱، ۱ به ۳ و ۳ به ۱ با یکدیگر مخلوط شده و به مدت ۷۲ ساعت در دما ۶۵ درجه سانتیگراد 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 دقیقه در دمای ۶۵ درجه سانتیگراد قرار داده می‌شوند. سپس با استفاده از همزن با سرعت ۲۰۰ دور بر دقیقه به مدت ۳۰ ثانیه مخلوط شده و مجدد در آن قرار داده می‌شوند. بعد از آن هر ۵ دقیقه 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 ماسه سنگی 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 (بر اساس قانون داریسی) اندازه‌گیری شدند. در ادامه، با استفاده از سیالات پایه نیترات و پایه فسفات، دستگاه وینچی FDS 350 و پلاگ‌ها محیط چاه و مخزن (با در تماس قرار گرفتن سیالات با انتهای پلاگ‌ها) شبیه‌سازی شد. همانطور که در شکل ۱ نشان داده شده است، دستگاه وینچی FDS 350 دارای چهار زبانه فشار متمایز است که از A تا D 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 A). 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 سی‌سی در دقیقه، مشابه با ارزیابی تراوایی اولیه، اندازه‌گیری شد.



شکل ۱: شماتیک دستگاه وینچی

نتایج و بحث

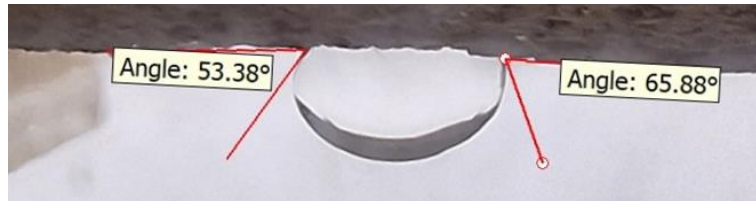
تغییر ترشوندگی

قبل از قرار گرفتن مقاطع نازک در سیالات مجربند، اندازه گیری زاویه تماس نشان می دهد که مقطع نازک کربناته نفت دوست و مقطع نازک ماسه سنگی 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 ماسه سنگی درون آب قرار داده شدند، سپس نمونه های خیس شده بلافاصله در محلول ۰/۰۱ استناریک اسید قرار داده و به مدت ۴۸ ساعت در داخل آون و در دمای ۶۵ درجه سانتی اشباع گردیدند. بعد از آن نمونه ها با آب و آن هیپتان شسته شده و خشک گردید. بعد از نفت دوست کردن مقاطع نازک کربناته و ماسه سنگی، زاویه تماس آن ها اندازه گیری شد. پس از اطمینان یافتن از نفت دوست بودن مقاطع نازک کربناته و ماسه سنگی، مقاطع نازک در محلولی به نسبت حجمی مساوی آب سازندی و سیالات پایه فسفاتی/پایه نیتراتی قرار داده شد و مجدد در دما ۶۵ درجه سانتی گراد و به مدت ۴۸ ساعت قرار داده شد. پس از آزمایش زاویه تماس مقاطع نازک مجدد اندازه گیری شد. سپس برای اطمینان از تکرار پذیری نتایج، این آزمایشات مجدد انجام شده و نتایج آن ثبت گردید. جدول ۶ اندازه گیری زاویه تماس را قبل و بعد از آزمایش ترشوندگی برای سیالات مختلف انتخاب شده و آزمایش های تکرار آن نشان می دهد. در شکل ۲ نمونه ای از اندازه گیری زاویه تماس بر روی مقاطع نازک با استفاده از سیالات انتخاب شده مشاهده می شود.

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
ماسه سنگی	پایه فسفاتی	۱۴۷	۷۸

۵۹	۱۴۶	پایه نیتراتی	ماسه سنگی
۵۱	۱۳۸	پایه فسفاتی	کربناته
۴۰	۱۴۸	پایه نیتراتی	کربناته
۷۲	۱۴۳	پایه فسفاتی	ماسه سنگی
۵۱	۱۳۹	پایه نیتراتی	ماسه سنگی



شکل ۲: نمونه ای از اندازه گیری زاویه تماس مقاطع نازک

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 ماسه سنگی به ترتیب به ۴۴ و ۷۸ درجه و زاویه تماس سیال پایه نیترات برای مقاطع نازک کربناته و ماسه سنگی به ترتیب به ۳۶ و ۵۹ درجه کاهش یافتند که نشان دهنده انتقال ترشوندگی از نفت دوست به آب دوست است. در آزمایش مجدد نیز زاویه تماس سیال پایه فسفات برای مقاطع نازک کربناته و ماسه سنگی به ترتیب به ۵۱ و ۷۲ درجه و زاویه تماس سیال پایه نیترات برای مقاطع نازک کربناته و ماسه سنگی به ترتیب به ۴۰ و ۵۱ درجه کاهش یافتند که نتایجی تقریباً نزدیک به آزمایش قبلی است.

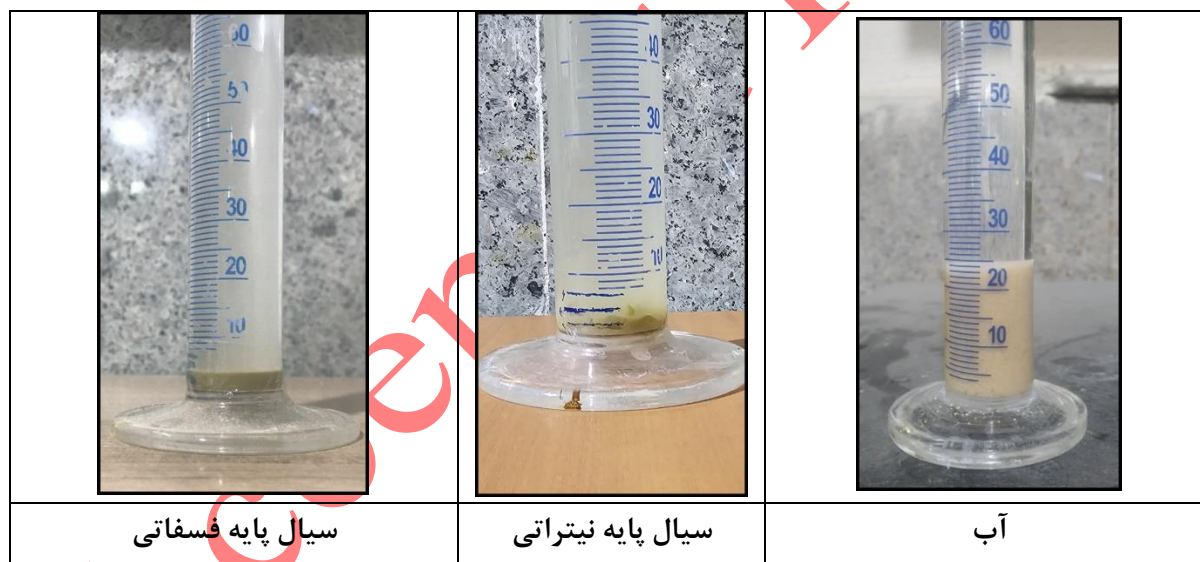
تفاوت در میزان تغییر قابلیت ترشوندگی بین نمونه های کربناته و ماسه سنگی را می توان به اختلافات ذاتی در ترکیب معدنی و شیمی سطح آنها نسبت داد. سنگ های کربناته معمولاً نسبت به ماسه سنگ ها از ساختار تخلخل پیچیده تر و ناهمگنی بیشتری برخوردار هستند که می تواند منجر به واکنش آشکارتر نسبت به سیالات تغییر دهنده قابلیت ترشوندگی شود. علاوه بر این، وجود کانی های واکنش پذیر مانند کلسیت در کربنات ها می تواند برقراری تعاملات قوی تر با سیالات تزریق شده را تسهیل کند و در نتیجه، تغییر قابلیت ترشوندگی را افزایش دهد. برعکس، ماسه سنگ ها که عمدتاً از کوارتز تشکیل شده اند، کمتر واکنش پذیر هستند و بنابراین ممکن است واکنش ضعیف نشان دهند. علاوه بر این، زبری سطح و تخلخل ماسه سنگ می تواند بر تعاملات سیال-سنگ تأثیر بگذارد و به طور قابل توجهی منجر به اختلافات مشاهده شده در اندازه گیری زاویه تماس شود.

این یافته ها با تحقیقات قبلی که بر نقش نوع سنگ در تعیین کارایی استراتژی های تغییر قابلیت ترشوندگی تأکید کرده اند، مطابقت دارد. به عنوان مثال، مطالعات نشان داده اند که مخازن کربناته اغلب به دلیل ویژگی های منحصر به فرد خود به رویکردهای متناسب برای اصلاح موثر قابلیت ترشوندگی نیاز دارند (Faramarzi-Palanger et al., 2021). از سوی دیگر، مخازن ماسه سنگی با ماهیت یکنواخت تر و واکنش پذیری کمتر ممکن است تحت شرایط مشابه تغییر چشمگیری نشان ندهند (Mwangi et al., 2018).

در نتیجه، تنوع در تغییر قابلیت ترشوندگی بین سنگ های کربناته و ماسه سنگی یک پدیده چندوجهی است که تحت تأثیر کانی شناسی، واکنش پذیری و خواص فیزیکی قرار دارد. درک این موضوع برای طراحی روش های موثر بازیافت نفت بهینه شده که متناسب با ویژگی های خاص سنگ مخزن است، ضروری می باشد.

تورم رس

در این بخش نتایج آزمایش تورم رس برای دو سیال مورد پژوهش و آب انجام شد. بعد از گذشت یک روز، خاک های رسی که در سیال های مجرابند ریخته شده و به حد امکان هیدراته شده اند، بررسی می شوند. همانطور که در شکل ۳ مشاهده می شود، رس های موجود در هر دو استوانه مدرج حاوی سیال تکمیل تا مدرج حدوداً ۳ سی سی انبساط یافته است و استوانه مدرج حاوی آب تا مدرج حدود ۲۵ سی سی انبساط یافته است. این به آن معناست که شاخص تورم^۲ هر دو سیال مجرابند، ۳ سی سی بر ۲ گرم رس است که براساس گزارش شرکت ملی حفاری ایران مقدار کمتر از ۵ سی سی بر ۲ گرم رس نتایج بسیار مطلوبی دارد. در گذشته، نمک های حاوی پتاسیم، مانند پتاسیم کلرید و غیره، اغلب به عنوان یک افزودنی ضد تورم به سیالات تکمیل اضافه می شدند (Kalatehno & Khamehchi, 2021). از این رو دلیل پایین بودن شاخص تورم دو سیال تکمیل را می توان وجود یون پتاسیم در سیال پایه فسفاتی و وجود افزاینده در سیال پایه نیتراتی دانست.



شکل ۳: نتایج آزمایش تورم رس آب و سیالات مجرابند فسفاتی و نیتراتی

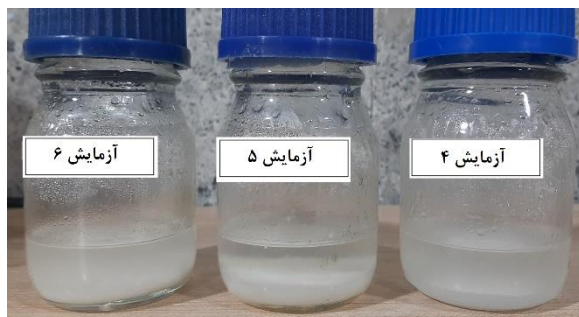
سازگاری سیال-سیال

در این بخش آزمایش سازگاری سیالات مجرابند 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، نمونه هایی که از مخلوط کردن سیالات مجرابند و سیالات سازند با نسبت های متفاوت ساخته شده است، مورد تجزیه و تحلیل قرار می گیرند. جزئیات نمونه ها در جدول ۷ آمده است.

همانطور که در شکل ۴ (سمت راست) مشاهده می شود، از بین نمونه های ترکیب شده سیال پایه نیتراتی با آب سازند، نمونه شماره ۲ کمی کدر شده است. این نشان دهنده آن است که هر چه نسبت آب سازندی به سیال مجرابند بیشتر باشد،

² Swelling Index

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

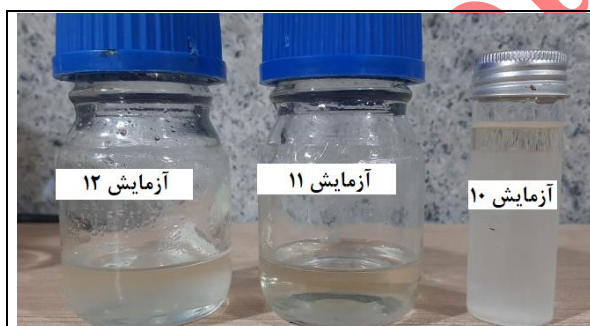


سیال پایه فسفاتی

سیال پایه نیتراتی

شکل ۴: سازگاری سیالات مجرب‌اند با آب سازند

نتایج سازگاری دو سیال مجرب‌اند جدید در جهت تشکیل امولسیون با نفت خام و میعانات نتایج روشن‌تری به همراه داشت. آزمایش‌ها، همانطور که در شکل ۵ و شکل ۶ نشان داده شده است، به دقت برای ارزیابی پایداری امولسیون در شرایطی طراحی شده‌اند که محیط حرارتی چاه را شبیه‌سازی می‌کنند.

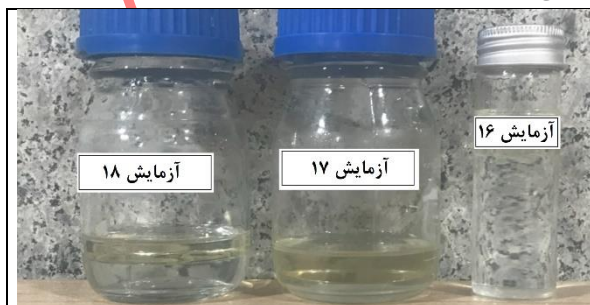


میعانات



نفت خام

شکل ۵: سازگاری سیال پایه نیتراتی با میعانات و نفت خام



میعانات



نفت خام

شکل ۶: سازگاری سیال پایه فسفاتی با میعانات و نفت خام

پس از انجام آزمایش سازگاری دو سیال مجراوند با مواد هیدروکربنی مشاهده شد که پس از ۵ دقیقه هیچ امولسیون بین سیالات و نمونه‌های 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 می‌دهد که کشش سطحی بین فازهای نفت و آب به اندازه کافی کاهش نمی‌یابد تا امکان پراکندگی یک فاز به فاز دیگر را فراهم کند. این را می‌توان به خواص ذاتی سیالات پایه استفاده شده نسبت داد. علاوه بر این، نتایج این آزمایش نشان می‌دهد که این سیالات دارای انعطاف‌پذیری در برابر جداسازی فاز ناشی از دما هستند. این نشان می‌دهد 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، می‌توانند تشکیل امولسیون دهند که جداسازی فاز آبی و هیدروکربنی دشوار است.

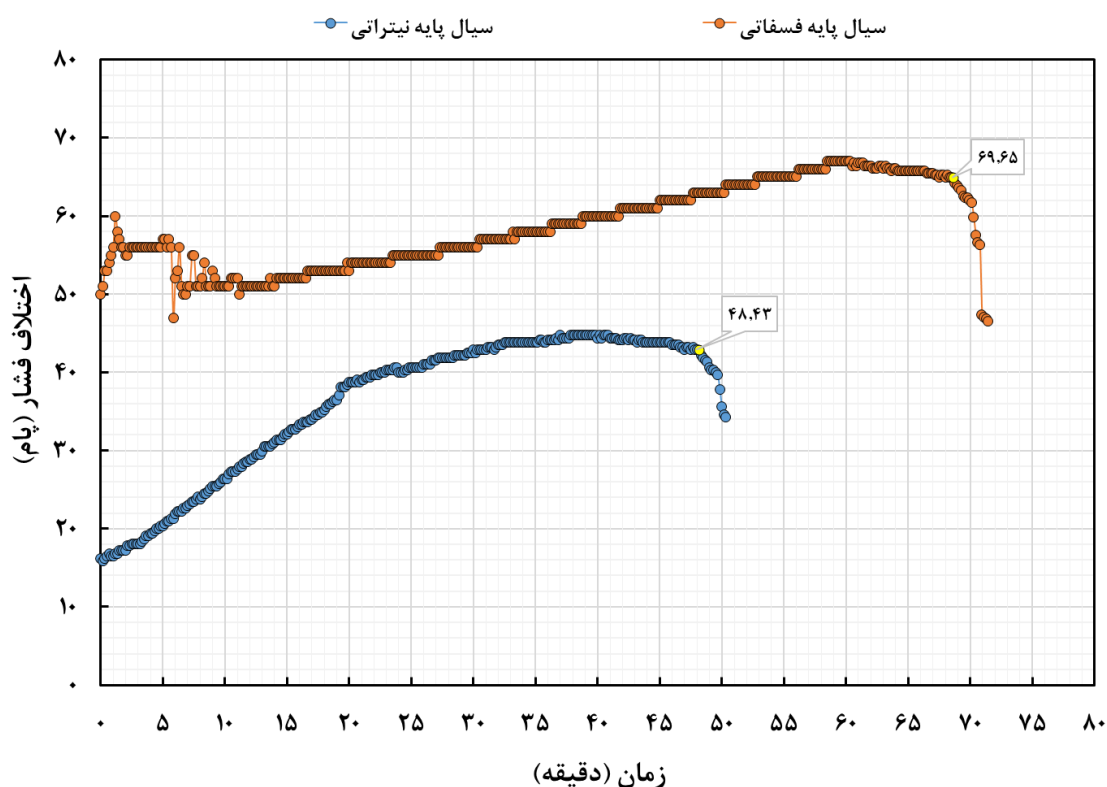
جدول ۷: نتایج آزمایش سازگاری سیالات مجراوند با سیالات سازند

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 امولسیون دیده نشد.
۸	سیال پایه نیتراتی	نفت خام	۷۵/۲۵	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۹	سیال پایه نیتراتی	نفت خام	۵۰/۵۰	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۰	سیال پایه نیتراتی	میعانات	۲۵/۷۵	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۱	سیال پایه نیتراتی	میعانات	۷۵/۲۵	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۲	سیال پایه نیتراتی	میعانات	۵۰/۵۰	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۳	سیال پایه فسفاتی	نفت خام	۲۵/۷۵	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۴	سیال پایه فسفاتی	نفت خام	۷۵/۲۵	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۵	سیال پایه فسفاتی	نفت خام	۵۰/۵۰	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۶	سیال پایه فسفاتی	میعانات	۲۵/۷۵	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۶	سیال پایه فسفاتی	میعانات	۷۵/۲۵	در ترکیب امولسیون دیده نشد.
۱۸	سیال پایه فسفاتی	میعانات	۵۰/۵۰	در ترکیب امولسیون دیده نشد.

نفوذ سیال به پلاگ (سیلابزنی)

بعد از اندازه‌گیری نفوذپذیری اولیه پلاگ‌ها توسط آب سازند، بلافاصله پلاگ‌ها تحت نفوذ سیالات قرار داده شدند. آزمایش با اعمال فشار فراتعادلی ۱۰۰ psi به سیالات، فشار محدود کننده ۷۰۰ psi، دبی تزریق ۱ میلی لیتر در دقیقه و گردش سیال

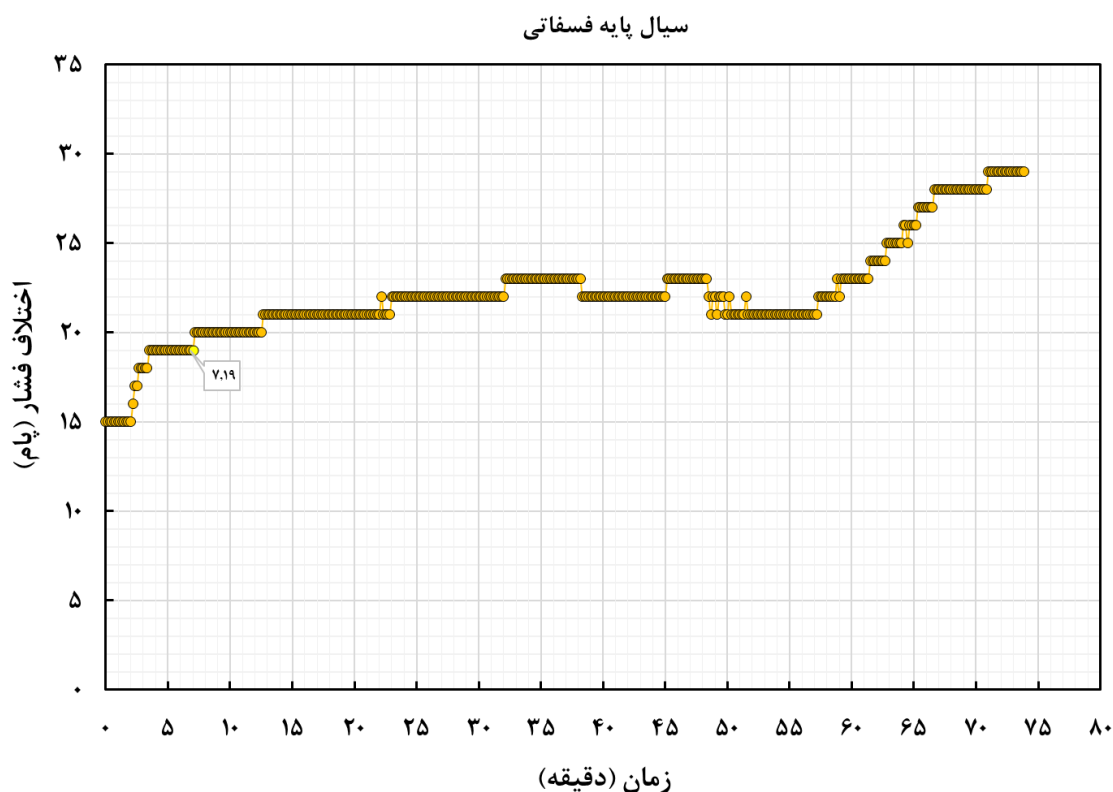
با دبی ۲ لیتر در دقیقه انجام گردید. سپس نمودار اختلاف فشار برحسب زمان نفوذ، همانطور که در شکل ۷ و شکل ۸ نشان داده شده است، به دست آمد.



شکل ۷: نفوذ سیالات پایه فسفاتی و پایه نیتراتی به پلاگ کربناته

همانطور 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 میدهد 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 جورشدگی ذرات پلاگ بوده باشد. با نفوذ بیشتر سیال به پلاگ به نظر می رسد مقاومت در برابر جریان کم شده است، از این رو گرادیان فشار با شیب کمتری افزایش پیدا می کند. این نشان می دهد که سیال راحتتر در پلاگ حرکت می کند که می تواند ناشی از نفوذ سیال به منافذ به هم مرتبط باشد. در نهایت بعد از ۴۸ دقیقه میزان گرادیان فشار به حداکثر میزان خود می رسد و سیال در خروجی پلاگ (قسمت B در شکل ۱) مشاهده شد. در مقابل، مایع پایه فسفاتی، در ابتدا تغییرات افت فشار ناپایدارتری دارد سپس بعد از حدود ۱۰ دقیقه تغییرات افت فشار پایدارتر می شوند. همچنین این سیال افت فشار آهسته تری نسبت به سیال پایه نیتراتی دارد اما این سیال بعد از ۶۹ دقیقه، به حداکثر فشار خود می رسد و از پلاگ خارج می شود که نشان دهنده این است که مدت زمان بیشتری طول می کشد تا سیال پایه فسفاتی به خروجی پلاگ برسد. این تغییر آهسته تر می تواند به دلیل جورشدگی بهتر ذرات در این پلاگ باشد. مقایسه این دو منحنی نشان می دهد که سیال پایه نیتراتی به دلیل سازگاری بیشتر با سنگ کربناته با مقاومت کمتری در برابر جریان درون پلاگ مواجه می شود، که نشان دهنده نفوذپذیری برگشتی بالاتر در مقایسه با پایه فسفاتی است.

شکل ۸ نمودار اختلاف فشار در طول زمان برای نفوذ سیال پایه فسفاتی در یک پلاگ ماسه سنگی را نشان می دهد.



شکل ۸: نفوذ سیالات پایه فسفاتی به پلاگ ماسه سنگی

برخلاف پلاگ های کربناته، به دلیل نفوذپذیری بالا پلاگ ماسه سنگی، بعد از ۷ دقیقه افت فشار به ۱۹ پام 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 دقیقه ادامه یافت. از دقیقه ۷ تا حدود دقیقه ۵۸ 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 دقیقه افت فشار مجدد شروع به افزایش کرد، این پدیده می تواند به خاطر واکنش سیال یا سنگ و ایجاد رسوباتی مانند کلسیم فسفات باشد.

بعد از اتمام شبیه سازی نفوذ سیالات به پلاگ، مسیر سیالات به پلاگ نگهدارنده (شیر دستی) بسته می شود و محلول آب نمک سازندی را برای اندازه گیری نفوذپذیری بازگشتی همانند نفوذپذیری اولیه به پلاگ تزریق می شود، 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 پلاگ ها در جدول ۸ نشان داده شده است.

جدول ۸: نفوذپذیری برگشتی پلاگ های کربناته و ماسه سنگی 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
ماسه سنگی (سیال پایه فسفاتی)	۱۲۲	۸۴/۷۹	۶۹/۵۰	۳۰/۵

نفوذپذیری های برگشتی محاسبه شده برای پلاگ کربناته ۱ مربوط به نفوذ سیال پایه فسفاتی برابر ۵۸/۸۳ درصد نسبت به نفوذپذیری اولیه است. مقایسه مقادیر نفوذپذیری برگشتی نشان می دهد که نفوذ سیال پایه فسفاتی در پلاگ کربناته ۱، ۴۱/۱۷ درصد 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 ماسه سنگی در اثر نفوذ سیال پایه فسفاتی ۳۰/۵ می باشد. با مقایسه میزان آسیب سازند پلاگ های کربناته و نمودار شکل ۷ مشخص می شود که در اثر نفوذ این دو سیال میزان اختلاف فشار برای سیال پایه فسفاتی به مراتب بیشتر از سیال پایه نیتراتی است، این نشان دهنده این است که سیال فسفاتی ممکن است با پلاگ کربناته واکنش داده، اما با توجه به مدت زمان حضور سیال مجرا باند 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. واکنش های ممکن بین آب فسفاته و سنگ کلسیتی شامل تعدادی واکنش شیمیایی است که می تواند به تشکیل رسوبات و تغییرات در سنگ منجر شود. یکی از واکنش های اصلی تشکیل هیدروکسی آپاتیت $(Ca_5(PO_4)_3OH)$ است. همچنین، واکنش های دیگر می توانند منجر به تشکیل کلسیم فسفات $(Ca_3(PO_4)_2)$ و دی کلسیم فسفات $(CaHPO_4)$ شوند. بسته به شرایط محیطی مانند pH و غلظت یون ها، فازهای مختلفی از

کربنات‌ها و فسفات‌ها ممکن است تشکیل شوند که هر یک تاثیر 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 تاکید دارد. علاوه بر این مقایسه میزان آسیب سیال پایه فسفاتی در سازند های ماسه سنگی و کربناته نشان می‌دهد که میزان آسیب سازند در سازند های ماسه سنگی 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 جابجا 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 ماسه سنگی به دلیل نفوذپذیری بالا، سیال با مقاومت کمتری حرکت می‌کند و احتمال وقوع واکنش بین آنیون فسفاته و کانی‌های ماسه سنگی کاهش پیدا کرده است.

به طور کلی، نفوذ سیالات ناسازگار با محیط متخلخل می‌تواند احتمال وقوع آسیب سازند را افزایش دهد، سیالات مجرابند نیز در صورت نفوذ به سازند از این قاعده مستثنی نیستند و با ورود به فضای متخلخل ممکن است سازند را تحت تاثیر قرار داده و باعث کاهش نفوذپذیری سازند شوند. نتایج این پژوهش نیز این موضوع را تایید می‌کند، با این حال نتایج نشان می‌دهد که میزان آسیب وارده به سازند برای این سیالات بسیار کمتر از سیالاتی مانند گل حفاری و سایر مواد شیمیایی تزریقی به محیط متخلخل است. از این رو، این سیالات می‌توانند کاندیدهای مناسبی جهت استفاده به عنوان سیالات مجرابند باشند.

نتیجه‌گیری

این مقاله نتایج یک مطالعه تجربی مربوط به آسیب سازند دو نوع سیال مجرابند پایه فسفاتی و پایه نیتراتی را ارائه می‌کند. در این مطالعه آزمایش‌های آسیب‌سازندی هم‌چون تغییر ترشوندگی، تورم رس، سازگاری سیال مجرابند 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 114 pcf و سیال پایه نیتراتی نیز اولین سیالی است که با افزودن حل‌کننده به چگالی بیشتر از 95 pcf رسیده است.
- نتایج ترشوندگی بر روی مقاطع نازک ماسه سنگی و کربناته نشان می‌دهد که تمام سیالات توانایی آب دوست 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 آب‌سازند 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 ماسه سنگی برای سیال پایه فسفاتی نشان میدهد که این سیال می تواند به ترتیب ۴۱/۱۷ و ۳۰/۵ درصد و نتایج آزمایش نفوذ سیال به پلاگ کربناته برای سیال پایه نیتراتی نشان میدهد که این سیال می تواند ۲۹/۳۳ به سازند آسیب برساند که این میزان آسیب سازند به طور قابل توجهی کمتر از سایر سیالات مانند گل حفاری می باشد.
- نتایج حاصل از آزمایش تورم رس نشان می دهد که میزان تورم رس برای هر دو سیال کمتر از ۵ میلی لیتر در ۲ گرم رس می باشد.

مراجع

- 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
- 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
- Civan, F. (2023). *Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation*. Gulf Professional Publishing.
- 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
- completion fluid. https://glossary.slb.com/en/terms/c/completion_fluid
- 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
- Wang, Q. (2021). *Fluid chemistry, drilling and completion*. Gulf Professional Publishing.
- Caenn, R., Darley, H. C., & Gray, G. R. (2011). *Composition and properties of drilling and completion fluids*. Gulf professional publishing.
- Dubberley, S., & Magill, S. (2020). A technical review of solids free brine-based drilling fluids. AADE Technical Conference and Exhibition on Fluids, American Association of Drilling Engineers,
- Eaton, B. A., & Smithey, M. (1971). Formation damage from workover and completion fluids. SPE Western Regional Meeting, doi.org/10.2118/3707-MS
- 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
- Al Moajil, A., Khaldi, M., Hamzaoui, B., Al-Rustum, A., & Al-Badairy, H. (2017). Formation Damage Assessment of High pH and Salinity Completion Fluids in Gas Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference,
- 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
- 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
- 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
- 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
- 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.
- 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.
- Moldoveanu, S. C., & David, V. (2016). *Selection of the HPLC method in chemical analysis*. Elsevier.

- 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
- 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
- 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/LIANBS93.12941306
- 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
- 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
- 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
- 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
- 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
- Ezzati, S., & Khamsehchi, E. (2020). Sandstone reservoir wettability alteration due to water softening: Impact of silica nanoparticles on sand production mechanism. *Biointerface Res. Appl. Chem*, 5, 6328-6342. 10.33263/BRIAC105.63286342
- 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
- clay swelling. https://glossary.slb.com/en/terms/c/clay_swelling
- Fink, J. (2021). *Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids*. Gulf Professional Publishing.
- 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
- 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
- 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
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). *Core analysis: a best practice guide*. Elsevier. . <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-formation-damage.ashx>
- 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
- Faramarzi-Palangar, 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
- 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

تشکرات

نویسندگان صمیمانه از مرکز مطالعات و همکاری های علمی بین المللی (CISSC) ایران به دلیل تأمین منابع لازم این مقاله قدردانی می کنند. نتیجه گیری ها و نظرات بیان شده در این مقاله، متعلق به نویسندگان است.

Comprehensive Evaluation of Formation Damage by Novel Packer Fluids

Abstract

Well completion fluids are crucial for the successful completion and workover of oil and gas wells, particularly in challenging reservoirs characterized by high temperatures, high pressures, and low permeability. The primary objective of this study is to investigate and evaluate the formation damage inflicted by two novel packer fluids: one phosphate-based and the other nitrate-based. In this research, two high-density completion fluids have been used. The first fluid is the phosphate based fluid with a density of 114 pcf and the next fluid is the nitrate based fluid, which has reached a density greater than 95 pcf by the addition of solvents. This research has conducted various formation damage tests, including assessments of wettability alteration, clay swelling, compatibility of the packer fluid with reservoir fluids, and fluid invasion into the plug (coreflood). The experimental results reveal that compatibility assessments of the fluids indicate no emulsion formation with crude oil and condensates for all fluids tested. However, in the evaluation of formation water compatibility with the phosphate-based fluid, a minor amount of precipitation was observed. Fluid invasion tests into carbonate and sandstone plugs for the phosphate-based fluid demonstrate that this fluid can cause 41.17% and 30.5% reduction in formation permeability, respectively. In contrast, fluid invasion tests into carbonate plugs for the nitrate-based fluid show that this fluid can cause 29.33% reduction in formation permeability, which is significantly less than that caused by other fluids such as drilling mud. Furthermore, the results from the clay swelling tests indicate that the clay swelling caused by both fluids is less than 5 milliliters per 2 grams of clay. Consequently, these fluids can be employed as packer fluids in oil and gas wells, enhancing efficiency and safety, particularly in challenging reservoirs with high temperatures, high pressures, and low permeability.

Keywords: Completion Fluid, Packer Fluid, Formation Damage, CoreFlood, Wettability, Clay Swelling