

شبیه‌سازی تزریق بهینه اسیدهای قوی و ضعیف در مخازن کربناته، مطالعه موردی: اسیدکاری در دولایه هیدروکربوری مربوط به یکی از مخازن جنوب غرب ایران

مهدی نظری صارم^{۱*} و محمد حسین مرادی^۲

۱- گروه مهندسی نفت، مواد و معدن، دانشکده عمران و منابع زمین، واحد تهران مرکز، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۲- گروه آموزشی مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۱/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۵/۳۱

چکیده

یکی از روش‌های افزایش تراوایی در نواحی آسیب‌دیده اطراف چاه، تزریق اسیدهای مختلف است. میزان بازده این فرآیندها در مخازن کربناته، تا حد زیادی وابسته به ایجاد مسیرهایی کرمی‌شکل در محیط متخلخل است. شکل‌گیری این مسیرهای پرتراوا عمدتاً متأثر از دبی تزریق اسید در سازند کربناته است، به شکلی که وجود یک دبی بهینه تزریق همواره مورد تأیید مطالعات آزمایشگاهی گذشته بوده است. در این پژوهش، فرآیند تزریق اسیدهای ضعیف و قوی در یک چاه مربوط به یکی از مخازن جنوب ایران مورد بررسی قرار گرفته است و از نرم‌افزار Wellbook برای شبیه‌سازی این فرآیندها استفاده شده است. در واقع نرخ‌های بهینه تزریق اسیدهای مختلف به منظور دستیابی به کمترین مقدار ضریب پوسته در هنگام تزریق حجم‌های متفاوتی از محلول‌های اسیدی مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین دو سناریوی تزریق اسید با استفاده از لوله مغزی سیار در هنگام اسیدکاری همزمان چند لایه تولیدی، مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج حاصل از این پژوهش نشان می‌دهند که امکان انجام فرآیند اسیدکاری به شکلی مؤثر در سازندهای مورد بررسی وجود دارد. نرخ تزریق بهینه به‌دست آمده برای هیدروکلریک اسید، نزدیک به حداکثر دبی تزریقی قابل اعمال در سازند، بدون ایجاد شکست در آن است. همچنین نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهند که استفاده از فرمیک اسید به‌جای استیک اسید می‌تواند منجر به دست‌یابی به ضریب پوسته منفی‌تری گردد. در سازند مورد بررسی، استفاده کردن از لوله مغزی سیار و جابه‌جایی این لوله مغزی بین دو نقطه انتهایی و ابتدایی نواحی تولیدی، دست‌یابی به یک فرآیند اسیدکاری یکنواخت‌تر و افزایش بهره‌وری در هر سه ناحیه مورد بررسی را تسهیل می‌کند. همچنین نتایج شبیه‌سازی‌ها در سازندهای مورد بررسی نشان می‌دهد که تزریق بهینه هیدروکلریک اسید، فرمیک اسید و استیک اسید، می‌تواند به ترتیب منجر به افزایش نرخ تولید از ۳۰۰ bbl/day به ۵۴۴، ۵۱۱ و ۴۴۱ bbl/day گردد.

کلمات کلیدی: اسیدکاری مخازن کربناته، مقیاس میدانی، نرخ بهینه تزریق، حجم تزریق، آسیب‌سازندی

مقدمه

میزان تراوایی نواحی اطراف چاه عاملی مؤثر بر دبی تولید از مخازن کربناته و ماسه‌سنگی است و آسیب سازند در این نواحی، میزان تولید از مخازن را تحت تأثیر قرار می‌دهد. عوامل مختلفی همچون نفوذ ذرات به سازند و ساییدگی دیواره چاه در هنگام حفاری، رسوب آسفالتین، مهاجرت ذرات از سازند و رسوب آن‌ها در اطراف چاه می‌توانند سبب کاهش تراوایی شوند [۱]. اسیدکاری سازند یکی از روش‌های افزایش تراوایی و کاهش ضریب پوسته در نواحی اطراف چاه است که متناسب با جنس سازند (کربناته یا ماسه‌سنگی بودن)، اهداف متفاوتی را دنبال می‌کند. در مخازن ماسه‌سنگی، هدف از تزریق اسید حل کردن رسوبات و افزایش تراوایی است به شکلی که پس از انجام این عملیات، عموماً رسیدن به ضریب پوسته صفر و احیای تراوایی اولیه نواحی اطراف چاه، هدف مطلوبی به شمار می‌آید. ولی در مخازن کربناته، هدف از تزریق اسید ایجاد مسیره‌های کرمی‌شکل است که اصطلاحاً کرم‌چاله^۱ نامیده می‌شوند [۲]. در واقع بازکردن مسیره‌های مسدود شده و یا ایجاد مسیره‌های تراوایی جدید به‌عنوان اهداف فرآیند تزریق اسید در مخزن کربناته تلقی می‌گردند. در این میان، کنترل فرآیند تزریق اسید به منظور ایجاد مسیره‌های پرتراوای پایدار، دارای اهمیت است. زیرا تزریق اسید با دبی پایین ممکن است منجر به انحلال کامل نواحی اطراف چاه گردد، که احتمال ریزش دیواره به‌علت فشار روبارگی^۲ را در پی خواهد داشت. این مسئله خود باعث بسته شدن مسیره‌های ایجاد شده خواهد شد. همچنین، تزریق اسید با دبی‌های بسیار بالا نیز منجر به افزایش تخلخل به شکل یکنواخت در تمامی نقاط خواهد گردید که نیازمند تزریق حجم بالایی از اسید است. این امر از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نیست. لذا، کنترل فرآیند اسیدکاری به منظور ایجاد مسیره‌های کرمی‌شکل دارای اهمیت فراوانی است.

مدل‌های توسعه داده شده برای بررسی تزریق اسید در سنگ‌های کربناته، عموماً به چهار گروه مدل‌های پیوسته [۳]، مدل‌های نیمه‌تجربی [۴] و [۵]، مدل‌های مکانیکی^۳ [۶] و مدل‌های مبتنی بر واکنش‌های ژئوشیمیایی [۷] تقسیم‌بندی می‌شوند. همچنین، مدل‌های در مقیاس حفره (مدل شبکه بولتزمن^۴ و مدل‌سازی شبکه حفرات^۵) نیز برای بررسی جریان همراه با واکنش مفید هستند، ولی قاعدتاً به‌علت نیاز به زمان شبیه‌سازی بسیار بالا، امکان استفاده از آن‌ها برای مقیاس‌های بزرگ وجود ندارد. در این میان، به منظور بررسی ایجاد مسیره‌های کرمی‌شکل در مقیاس مغزه، عموماً از مدل‌های پیوسته بهره گرفته می‌شود [۸].

مدل پیوسته دو مقیاسی، دو پدیده انتقال یون هیدروژن به سطح و همچنین واکنش آن با سنگ را در نظر می‌گیرد. در این مدل پارامترهایی همچون تراوایی، سطح ویژه و قطر حفرات، بر مبنای تغییرات تخلخل سنگ به روزسانی می‌گردند. این مدل در ابتدا برای شبیه‌سازی واکنش کانی کلسیت با هیدروکلریک اسید (اسید قوی) توسعه داده شده بود. ولی به مرور و در پژوهش‌های مختلف، ارتقاء یافته و برای شبیه‌سازی فرآیندهایی همچون تزریق اسید در محیط دارای شکاف و یا واگ [۹]، تزریق اسید ضعیف در سیستم کربناته [۱۰]، شکل‌گیری مسیره‌های کرمی‌شکل در یک سیستم دوفازی [۱۱] و ... مورد استفاده قرار گرفته است. مدل‌های مبتنی بر واکنش‌های ژئوشیمیایی، حرکت چند جزئی همراه با واکنش در محیط متخلخل را توصیف می‌کنند. این مدل‌ها برای تزریق اسید در محیط‌های متشکل از کانی‌های متفاوت که دارای واکنش‌های مختلف هستند و یا برای شبیه‌سازی تزریق اسیدهای ضعیف که به شکل جزئی یونیزه

1. Wormhole
2. Overburden Pressure
3. Mechanistic
4. Lattice Boltzmann
5. Pore Network Modeling

همان‌گونه که عنوان شد، تحقیقات متعددی در مقیاس مغزه و در ارتباط با عوامل مؤثر بر شکل‌گیری و پیش‌روی مسیره‌های کرمی شکل انجام شده است. ولی پژوهش‌های محدودی به منظور طراحی یک فرآیند بهینه اسیدکاری در مقیاس میدانی صورت گرفته است. برخی از فرآیندهای اسیدکاری در ایران، کارایی مورد قبول را ندارند. لذا شبیه‌سازی فرآیند تزریق اسید و مشخص کردن یک حالت بهینه تزریق، بسیار با اهمیت است. هدف از این تحقیق، بررسی کمی تأثیر چند پارامتر مختلف بر بازده فرآیند اسیدکاری است. در این پژوهش، فرآیند تزریق هیدروکلریک اسید، فرمیک اسید و استیک اسید در نواحی اطراف یک چاه مربوط به یکی از مخازن جنوب غرب ایران شبیه‌سازی شده است. برای انجام شبیه‌سازی‌ها از نرم‌افزار Wellbook بهره‌گرفته شده است. این نرم‌افزار مختص شبیه‌سازی تزریق اسید در مخازن کربناته است و همچنین، قابلیت‌های جامعی برای استفاده از لوله مغزی سیار ارائه می‌دهد. در واقع هدف از این مطالعه، مقایسه عملکرد اسیدهای ضعیف با یک اسید قوی و همچنین انجام آنالیز حساسیت بر روی پارامترهای مؤثر بر بازده فرآیند اسیدکاری بوده است. همچنین، تأثیر استفاده از لوله مغزی سیار بر توزیع یکنواخت اسید در لایه‌های مختلف نیز مطالعه شده است. نهایتاً میزان افزایش نرخ تولید نفت پس از تزریق اسیدهای مختلف، مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته است.

روش انجام کار

در این بخش، تزریق اسیدهای مختلف به سازند آسیب دیده در یکی از مخازن نفتی جنوب غرب ایران مورد شبیه‌سازی قرار گرفته است. بدین منظور، از نرم‌افزار Wellbook (توسعه داده شده توسط شرکت شلمبرژه) استفاده شده است. هدف از این امر، بررسی امکان دستیابی به یک برنامه تزریق بهینه، به منظور کاهش ضریب پوسته است. مخزن کربناته مورد بررسی، دارای دو لایه تولیدی است.

می‌شوند، بهتر بوده و نتایج قابل قبولی را ارائه می‌دهند. لازم به ذکر است که مشابه با مدل پیوسته دومقیاسی، این مدل‌ها نیز دارای زمان شبیه‌سازی بالا هستند و در حال حاضر استفاده از آن‌ها در مقیاس میدانی میسر نیست. مدل‌های نیمه تجربی، مبتنی بر داده‌های آزمایشگاهی هستند. یکی از مدل‌های نیمه تجربی مورد توجه، مدل ارائه شده توسط بوئیچس و همکاران است [۵]. در واقع داده‌های آزمایشگاهی مربوط به میزان حجم اسید لازم برای میان گسست مسیره‌های کرمی شکل در مغزه، به‌عنوان اطلاعات ورودی در این مدل محسوب می‌گردند. با استفاده از این مدل می‌توان به تخمینی از میزان پیش‌روی اسید و مسیره‌های کرمی شکل در مقیاس میدانی دست یافت. این مدل نیمه تجربی به‌همراه یک مدل ارائه شده توسط داکورد و همکاران [۱۲]، دو مدل استفاده شده در نرم‌افزار Stimpro برای شبیه‌سازی میزان گسترش مسیره‌های کرمی شکل هستند.

مدل مکانیکی، یک مدل تحلیلی با فرض‌های ساده کننده است که واکنش اسید در دیواره مسیره‌های کرمی شکل و همچنین، میزان انتقال اسید به جبهه مسیره‌های کرمی شکل را در نظر می‌گیرد. این مدل تخمین مناسبی نیز از پیش‌روی مسیره‌های کرمی شکل در جریان شعاعی ارائه می‌دهد [۶]. به منظور بررسی عملکرد اسیدهای ضعیف و قوی، پژوهش‌های مختلفی در قالب مطالعات آزمایشگاهی و شبیه‌سازی‌های عددی صورت گرفته است [۵، ۱۰ و ۱۳]. به‌طور کلی، نتایج این مطالعات نشان می‌دهند که نرخ تزریق بهینه به‌دست آمده برای اسیدهای ضعیف، کمتر از نرخ بهینه به‌دست آمده برای هیدروکلریک اسید است. با توجه به اینکه این مطالعات در مقیاس مغزه صورت گرفته‌اند، انجام شبیه‌سازی در مقیاس میدانی به منظور مقایسه عملکرد اسیدهای ضعیف و قوی در سازندهای آسیب دیده، ضروری است و می‌تواند بهینه‌سازی این فرآیندها را تسهیل کند.

در این پژوهش، آنالیزهای حساسیت مختلفی به منظور کمی‌سازی تأثیر پارامترهای متفاوت بر بازده اسیدکاری انجام شده است. این آنالیز حساسیت‌ها عمدتاً بر روی یکی از نواحی تولیدی صورت گرفته‌اند (ناحیه اول در **جدول ۱-۱**). برای انجام آنالیز حساسیت، شبیه‌سازی‌های مختلفی در ارتباط با اسیدکاری ناحیه آسیب دیده صورت گرفته است و در هر یک از این شبیه‌سازی‌ها، یک پارامتر تغییر داده شده است و تأثیر تغییر آن پارامتر بر نتایج شبیه‌سازی مورد ارزیابی قرار گرفته است. در **جدول ۲-۱** خلاصه‌ای از پارامترهای مورد بررسی و همچنین محدوده تغییرات آن‌ها در شبیه‌سازی‌های صورت گرفته آورده شده‌اند.

این لایه‌ها غالباً متشکل از کانی کلسیت هستند (۹۸٪ کلسیت و ۲٪ دولومیت). مجموعاً در سه قسمت مختلف از این لایه‌ها، عملیات مشبک‌کاری صورت گرفته است. عمق میانه این سه ناحیه تولیدی به ترتیب برابر با ۱۳۷۷۸، ۱۴۲۰۹ و ۱۴۲۴۷ ft هستند و فشار این لایه‌ها به ترتیب برابر با ۶۲۲۳، ۶۲۷۶ و ۶۲۹۲ (Psi) است. ضریب پوسته کلی این سازندها ۴/۹۳ بوده و عمق آسیب‌دیده برابر با ۱ ft است. دیگر مشخصات چاه و مخزن مورد بررسی در **جدول ۱-۱** آورده شده‌اند. در این پژوهش فرض شده است که رسوب کلسیم کربنات، سبب آسیب سازند گردیده است. مشخصات لوله‌های جداری و مغزی در **جدول ۲-۲** آورده شده‌اند.

جدول ۱ مشخصات چاه و مخزن مورد مطالعه

توضیحات	لایه دوم	لایه اول	پارامتر
-	۶/۱۲	۳/۸	تخلخل
MD	۱/۱۲	۲/۱۰	تراوایی
ft	-	۸/۱۴۱۳۳-۳/۱۴۰۴۵	محدوده ناحیه تولیدی اول
ft	۱۴۲۲۹-۶/۱۴۱۸۹	-	محدوده ناحیه تولیدی دوم
ft	۳/۱۴۲۵۵-۹/۱۴۲۳۸	-	محدوده ناحیه تولیدی سوم
Psi/ft	۷/۰		گرادیان فشار شکست
in	۵		قطر چاه در بخش تولیدی
bbl	۴۸۰		حجم ستون چاه
Cp	۰۴/۲		گرانروی نفت مخزن
°F	۲۶۵		دما ته‌چاهی
lb/ft ²	۵۴/۵۱		چگالی نفت

جدول ۲ مشخصات لوله‌های جداری و مغزی

نوع	عمق پایینی (ft)	عمق بالایی (ft)	قطر خارجی (in)	قطر داخلی (in)
لوله جداری	۲۳۶۳	۰	۱۸/۶۲۵	۱۷/۷۵۵
لوله جداری	۶۶۱۰	۰	۱۳/۳۷۵	۱۲/۶۱۵
لوله جداری	۸۱۵۱	۰	۹/۶۲۵	۸/۶۱۰
لوله آستری	۱۱۶۸۹	۷۷۲۸	۷	۶/۵۳۸
لوله آستری	۱۴۶۲۲	۱۴۴۷۹	۵	۴/۵۶۰
لوله مغزی	۵۰۰۴	۰	۴/۵	۳/۹۵۸

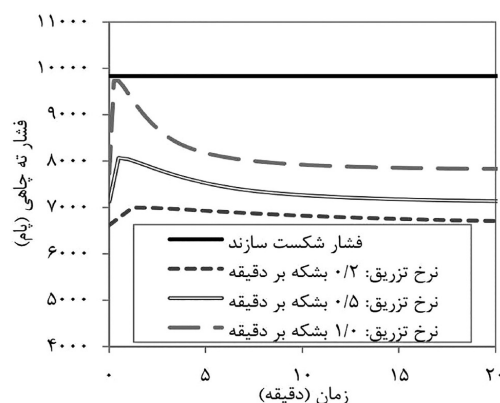
تزریق اسید است، به شکلی که در دبی‌هایی بالاتر از این مقدار، سازند مورد بررسی شکاف خواهد خورد که مسئله نامطلوبی برای فرآیند اسیدکاری محسوب می‌شود. لذا ضروری است تا تزریق اسید در دبی‌هایی پایین‌تر از این دبی بحرانی صورت پذیرد. لازم به ذکر است که به منظور ایجاد امکان تزریق اسید با نرخ‌های بالاتر از ۱ barrel/min، در ابتدا می‌توان حجم محدودی از اسید را با نرخ ۱ barrel/min تزریق کرد و پس از افزایش نسبی تراوایی نواحی اطراف چاه و افت فشار ته‌چاهی، نرخ تزریق اسید را بالاتر برد. در این حالت باید پارامترهایی همچون حجم اسید تزریقی در هر مرحله، تعداد مراحل و میزان افزایش نرخ تزریق در هر مرحله، مورد بررسی قرار گیرند. مطالعه این موارد خارج از محدوده این پژوهش است و بهینه‌سازی این فرآیندها می‌تواند موضوع تحقیقات بعدی باشد. یافتن دبی بهینه تزریق، نیازمند شبیه‌سازی تزریق اسید در دبی‌های متفاوت و بررسی نحوه تغییرات ضریب پوسته نهایی است. به‌طور کلی در نرخ‌های تزریق بسیار پایین اسید، شاهد انحلال سنگ به‌صورت کامل^۱ خواهیم بود. این مسئله باعث ناپایداری نواحی اطراف چاه می‌شود و امکان ریزش این نواحی را در پی خواهد داشت که باعث بسته شدن مسیرهای عبور سیال می‌گردد.

نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌های صورت گرفته، بر مبنای شاخص‌هایی همانند فراتر نرفتن فشار ته‌چاهی از فشار شکست سازند، میزان نرخ بهینه تزریق اسیدهای مختلف و ضریب پوسته نهایی قابل دستیابی مورد بحث و بررسی قرار گرفته‌اند.

نتایج و بحث

نرخ بهینه تزریق هیدروکلریک اسید

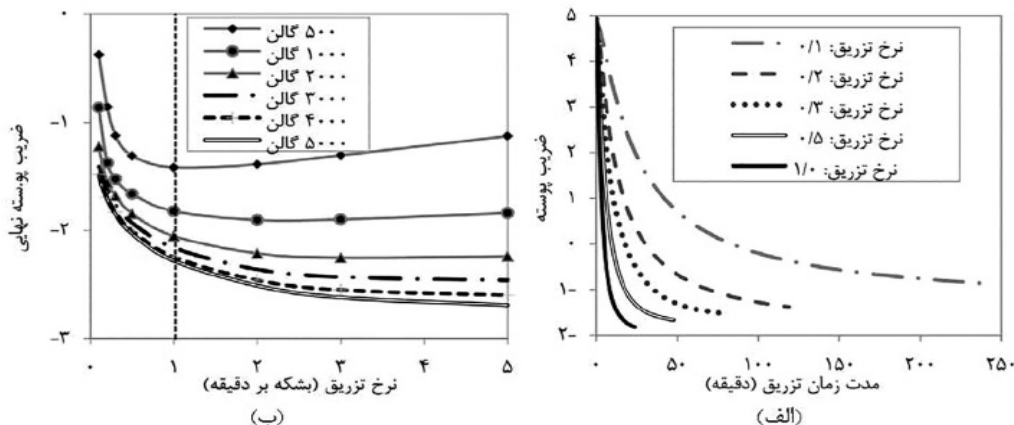
در مرحله اول، حداکثر تزریق‌پذیری ناحیه تولیدی اول (ناحیه اول در جدول ۱-)، بدون ایجاد شکاف، مورد مطالعه قرار گرفته است. شکل ۱- نشانگر نحوه تغییر فشار ته‌چاهی در هنگام تزریق اسید هیدروکلریک ۱۵٪ است. مطابق با این شکل، فشار ته‌چاهی در ابتدا روند افزایشی داشته و سپس نزولی می‌شود. با شروع تزریق سیال، افزایش فشار ته‌چاهی طبیعی است. البته به‌علت تراکم‌پذیری سیال، این افزایش فشار به‌صورت لحظه‌ای نبوده و در طول مدت زمان کوتاهی صورت می‌گیرد. در ادامه به‌علت واکنش اسید با سنگ و افزایش تراوایی محیط، مقاومت در برابر تزریق کاهش یافته و فشار ته‌چاهی نیز به تبع آن کاهش می‌یابد. مطابق با این شکل، حداکثر دبی قابل تزریق، به‌صورت تقریبی برابر با ۱ barrel/min است. شکل ۱- در واقع نشانگر وجود یک دبی حداکثری برای



شکل ۱- نمودار جریان فرآیندی فرآیند در نرم‌افزار ASPEN HYSYS

نمایش داده شده است. نتایج حاصل از این شکل نشان می‌دهند که با افزایش دبی تزریقی از bbl/min تا $0/1 \text{ min}$ تا 1 bbl/min ، ضریب پوسته نهایی همچنان کاهش می‌یابد (شکل ۲-الف). دلیل این امر این است که دبی بهینه تزریق به صورت تقریبی، بالاتر از 1 bbl/min است. به شکلی که با افزایش دبی تزریق اسید تا 1 bbl/min ، کماکان ضریب پوسته نهایی در حال کاهش است. در واقع با نزدیک‌تر شدن به دبی تزریق بهینه اسید، الگوی انحلال به الگوی انحلال مربوط به شکل‌گیری مسیره‌های کرمی شکل نزدیک‌تر می‌شود. در نتیجه بازده عملیات اسیدکاری افزایش یافته و ضریب پوسته پایانی عدد کوچکتری خواهد بود. شکل ۲-ب نشانگر ضریب پوسته نهایی برحسب دبی تزریق، به‌ازای تزریق حجم‌های متفاوتی از هیدروکلریک اسید 15% است. این شکل وجود دبی‌های بهینه تزریق را نشان می‌دهد. در واقع نقطه کمینه نسبی نمودارها که نشانگر منفی‌ترین ضریب پوسته قابل دستیابی است، نشانگر حالات بهینه هستند. در واقع تزریق اسید با دبی‌هایی بسیار پایین (برای مثال، دبی $0/1 \text{ bbl/min}$ الگوی انحلال کامل سنگ را در پی خواهد داشت.

در نرخ‌های تزریق بالاتر، شاهد ایجاد و پیش‌روی مسیره‌های کرمی شکل^۱ خواهیم بود. ایجاد این مسیره‌های پرتروا که از ناحیه آسیب‌دیده عبور کرده و ارتباط بین چاه و مخزن را برقرار می‌کنند، حالت مطلوب فرآیند اسیدکاری است و رسیدن به یک ضریب پوسته منفی‌تر با تزریق کمترین حجم از اسید را میسر می‌کند. ولی در نرخ‌های تزریق بسیار بالا، زمان در تماس بودن اسید و سنگ کاهش می‌یابد. در این حالت، محلول اسیدی تزریق شده فرصت واکنش موثر با سنگ در ناحیه آسیب دیده را نخواهد داشت و در نتیجه افزایش تخلخل کمی حاصل خواهد شد. در این نرخ‌های تزریق بسیار بالا، شاهد الگوی انحلال یکنواخت خواهیم بود و بیشتر حجم اسید تزریقی هدر خواهد رفت. با توجه به الگوهای انحلال شرح داده شده، انتظار می‌رود که به‌ازای تزریق حجم مشخصی از اسید در نرخ‌های تزریق متفاوت، نمودار ضریب پوسته برحسب دبی تزریقی، یک روند نزولی و سپس صعودی را داشته باشد. نقطه کمینه این نمودار به شکل تقریبی مشخص کننده نرخ بهینه تزریق اسید است که معادل با حالت شکل‌گیری مسیره‌های کرمی شکل است. این مسئله در شکل ۲-ب



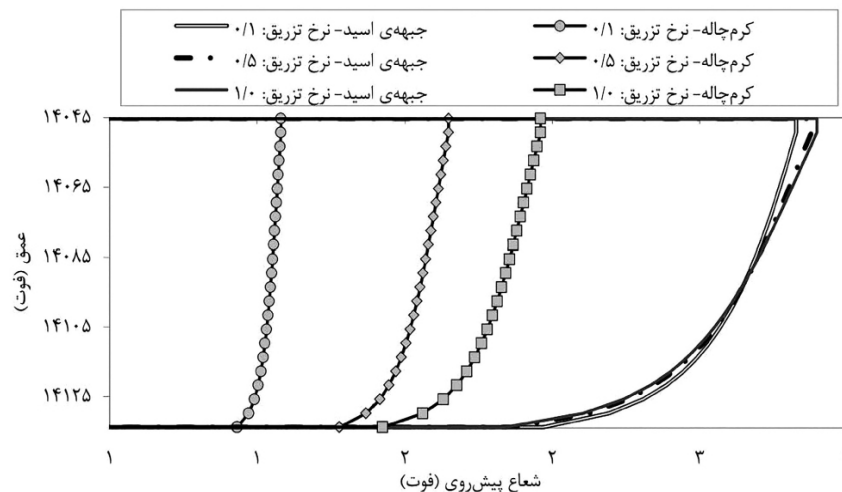
شکل ۲ تغییرات ضریب پوسته سازند کربناته در هنگام تزریق هیدروکلریک اسید 15% : (الف) نمودارهای تغییرات ضریب پوسته برحسب زمان در هنگام تزریق 1000 gal اسید با دبی‌های تزریق متفاوت و (ب) ضریب پوسته نهایی برحسب دبی تزریق، به‌ازای تزریق هیدروکلریک اسید با حجم‌های متفاوت

از هیدروکلریک اسید ۱۵٪ با دبی‌های متفاوت تزریقی در شکل ۳ رسم شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، شعاع پیش‌روی اسید در محیط متخلخل برحسب عمق تغییر می‌کند. این مسئله متأثر از مقدار متغیرهایی است که بر توزیع فشار در داخل ستون چاه و داخل مخزن تأثیرگذار هستند. در واقع مجموعه عواملی همچون چگالی و گرانیروی سیال مخزن و اسید تزریقی، نرخ تزریق، محل تزریق اسید و میزان تراوایی محیط متخلخل بر شکل نهایی جبهه پیش‌روی اسید در محیط متخلخل تأثیرگذار هستند. مشابه بودن جبهه نهایی اسید در نمودارهای شکل ۳ به علت برابر بودن حجم اسید تزریقی (۱۰۰۰ gal) است و عدم تطابق کامل این نمودارها به علت تفاوت در نرخ تزریق اسید است. پیش‌بینی این شبیه‌ساز برای میزان گسترش مسیرهای کرمی‌شکل، تا حدی قابل توجهی وابسته به دبی تزریق اسید است. با افزایش نرخ تزریق از ۰/۱ تا ۱ barrel/min، شعاع گسترش مسیرهای کرمی‌شکل بیش از ۱/۵ برابر شده است.

تزریق اسیدهای ضعیف

عموماً تمایل بیشتری برای استفاده از اسیدهای قوی برای دستیابی به بهره‌دهی بیشتر وجود دارد.

همچنین، در نرخ‌های تزریق بسیار بالا (برای مثال، ۵ barrel/min) نیز الگوی انحلال یکنواخت به وجود می‌آید که باعث هدررفت اسید می‌گردد. خط چین عمودی رسم شده در شکل ۲-ب نشانگر بالاترین دبی مجاز برای تزریق اسید می‌باشد. در دبی‌هایی بالاتر از این مقدار، فشار ته‌چاهی از فشار شکست سازند فراتر خواهد رفت. با توجه به این شکل، مقدار دبی بهینه تزریق (نقطه کمینه نسبی نمودارها)، تا حدی بیشتر از حداکثر دبی قابل اعمال (خط چین عمودی) می‌باشد. لذا دبی مطلوب تزریق هیدروکلریک اسید، همان بیشترین دبی قابل اعمال خواهد بود. همان‌طور که مشخص است، نقطه کمینه نمودارهای مختلف (شبیه‌سازی برای حجم‌های اسید مختلف)، متفاوت است (شکل ۲-ب). این نقطه کمینه نمودارها برای حجم‌های بیشتر اسید، به سمت راست جابه‌جا می‌گردد. در واقع به هنگام تزریق حجم بیشتری از اسید، قاعدتاً شعاع گسترش اسید نیز افزایش می‌یابد که کاهش سرعت در جبهه حرکت اسید را در پی خواهد داشت. لذا برای حفظ سرعت بهینه در جبهه مسیرهای کرمی‌شکل، نیازمند تزریق اسید با نرخ بالاتری هستیم. برای نشان دادن تأثیر نرخ تزریق بر میزان پیش‌روی اسید و مسیرهای کرمی، نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌ها برای تزریق ۱۰۰۰ gal

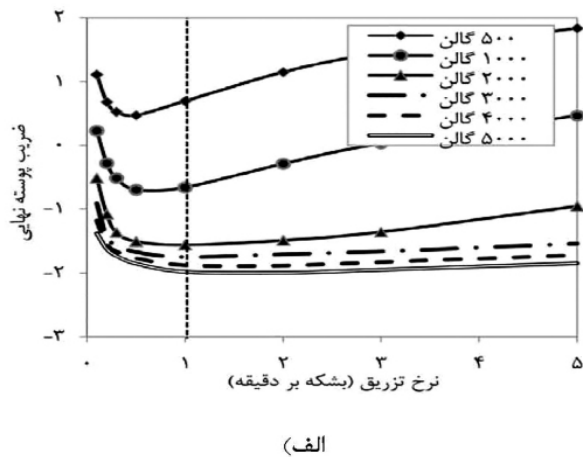
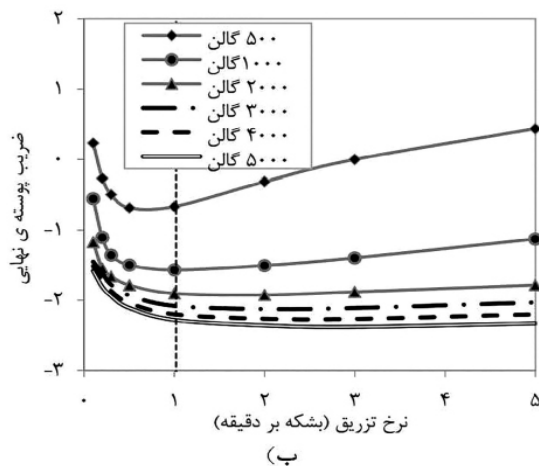


شکل ۳ نمودارهای شعاع پیش‌روی جبهه اسید و جبهه مسیرهای کرمی‌شکل پس از تزریق ۱۰۰۰ gal از هیدروکلریک اسید ۱۵٪ با دبی‌های متفاوت تزریق در ناحیه تولیدی اول

بهینه اسید، پایین‌تر از میزان دبی بحرانی به‌دست آمده است. سرعت انحلال سنگ آهک در هنگام تزریق استیک اسید و فرمیک اسید کمتر از سرعت انحلال این سنگ در مجاورت هیدروکلریک اسید می‌باشد. علت این امر به خاطر یونیزه شدن جزئی این اسیدهای ضعیف است که تولید یون هیدروژن کمتر و سرعت واکنش پایین‌تر را به دنبال دارد. در نتیجه مدت زمان بیشتری برای واکنش مؤثر سنگ آهک و اسید به منظور تشکیل مسیره‌های کرمی‌شکل مورد نیاز است. قاعدتاً حرکت اسید با سرعت پایین‌تر در محیط متخلخل، این زمان را برای انحلال مؤثر سنگ آهک فراهم می‌آورد. به همین دلیل، نرخ تزریق بهینه به‌دست آمده برای اسیدهای ضعیف (شکل ۴-ب) کمتر از نرخ تزریق بهینه به‌دست آمده برای هیدروکلریک اسید است (شکل ۲-ب). این امر با نتایج به‌دست آمده در مطالعات مربوط به مقیاس مغزه مطابقت دارد [۱۰]. مقایسه نتایج حاصل از شبیه‌سازی در شکل ۴-الف و ب نشان می‌دهد که میزان ضریب پوسته نهایی به‌دست آمده پس از تزریق فرمیک اسید کمتر از مقدار به‌دست آمده برای استیک اسید می‌باشد. دلیل این امر ضعیف‌تر بودن استیک اسید نسبت به فرمیک اسید می‌باشد. ثابت یونیزه شدن استیک اسید کوچکتر از فرمیک اسید است.

ولی در برخی از موارد، به‌علت بالا بودن احتمال خوردگی تجهیزات و ایجاد رسوب‌های مختلف، استفاده از هیدروکلریک اسید میسر نیست [۱۴ و ۱۵]. در این موارد استفاده از اسیدهای ضعیف می‌تواند جایگزین مناسبی باشد. لذا بررسی نحوه عملکرد این اسیدها نیز با اهمیت است. در این بخش میزان تأثیر دو اسید ضعیف (استیک اسید و فرمیک اسید) بر رفع آسیب سازند، مورد بررسی قرار گرفته است. اسیدهای ضعیف عموماً به شکل جزئی یونیزه می‌شوند [۱۶]. میزان یونیزه شدن این اسیدها وابسته به مقدار ثابت تعادل واکنش مربوطه است. شکل ۴- نشانگر میزان ضریب پوسته نهایی در ناحیه تولیدی اول (ناحیه اول در جدول ۱-ا)، پس از تزریق استیک اسید و فرمیک اسید با غلظت ۱۲٪ می‌باشد. در واقع در این شکل، تأثیر حجم و دبی تزریق بر عملکرد این دو اسید ضعیف بررسی شده است. با توجه به این شکل، افزایش حجم اسید تزریقی تا ۳۰۰۰ gal/min (معادل gal/min ۳۴)، سبب کاهش ضریب پوسته گردیده است ولی در صورت تزریق حجم‌های بالاتری از این اسیدها، تغییر محسوسی در ضریب پوسته پایانی مشاهده نمی‌گردد.

برای هر دو اسید مورد بررسی، میزان نرخ تزریق



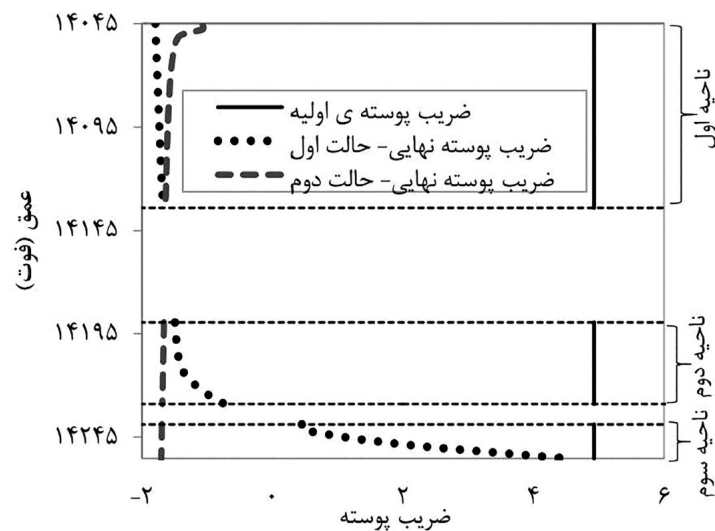
شکل ۴ نمودارهای ضریب پوسته نهایی برحسب دبی تزریقی به‌ازای تزریق حجم‌های متفاوتی از دو اسید مختلف: الف) تزریق استیک اسید و ب) تزریق فرمیک اسید

کرمی شکل در هر سه ناحیه تولیدی مورد بررسی قرار گرفته است. بدین منظور از لوله مغزی سیار در شبیه‌سازی‌ها بهره گرفته شده است. لوله مغزی سیار می‌تواند در هنگام تزریق اسید به شکل متحرک باشد. لذا، محل ورود اسید از درون لوله مغزی به درون ستون چاه قابل کنترل است. در شبیه‌سازی‌های صورت گرفته در این بخش، ورود اسید به هر سه ناحیه تولیدی (جدول ۱-۱) در نظر گرفته شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که حداکثر نرخ تزریق قابل اعمال، بدون ایجاد شکست در سازندها، برابر با $1/8$ barrel/min است. در حالت اول، تزریق 1000 gal هیدروکلریک اسید 1.5 ٪ از بالای نواحی تولیدی (عمق 14045 ft) شبیه‌سازی شده است. در این حالت، لوله مغزی سیار، بدون حرکت بوده است. در حالت دوم، لوله مغزی سیار در هنگام اسیدکاری به صورت متحرک در نظر گرفته شده است. به شکلی که انتهای این لوله مغزی در حین فرآیند تزریق اسید، از عمق 14265 (پایین لایه‌های تولیدی) تا عمق 14045 (بالای لایه‌های تولیدی) با سرعت ثابت حرکت کرده است. شکل ۵ نحوه توزیع ضریب پوسته نهایی در طول سه بخش تولیدی، پس از تزریق اسید با دو الگوی متفاوت را نشان می‌دهد. با توجه به این شکل، در پایان شبیه‌سازی اول (تزریق اسید از عمق 14045 ft و بدون حرکت دادن لوله مغزی سیار)، توزیع ضریب پوسته نهایی برحسب عمق دارای الگوی یکنواختی نیست. به شکلی که در ناحیه اول، بیشترین مقدار کاهش ضریب پوسته را شاهد بوده‌ایم و در ناحیه سوم کمترین مقدار کاهش ضریب پوسته مشاهده شده است. این امر به علت توزیع غیریکنواخت سیال تزریقی در سه ناحیه مختلف بوده است. در واقع در این حالت، ناحیه اول، نزدیک‌ترین نقطه به محل تزریق اسید است. لذا با شروع فرآیند، بخشی از اسید تزریقی وارد این ناحیه شده و سبب افزایش تراوایی آن می‌گردد. مشخص است.

لذا استیک اسید، کمتر یونیزه می‌شود که تولید یون هیدروژن کمتری را در پی خواهد داشت. در نتیجه واکنش کمتر و تدریجی‌تری را در هنگام تزریق این اسید شاهد خواهیم بود. مقایسه دبی‌های تزریق بهینه به دست آمده در شکل ۴ (برای اسیدهای ضعیف) با نرخ‌های تزریق بهینه به دست آمده در شکل ۲-ب (برای اسید قوی) نشان می‌دهد که استفاده از اسیدهای ضعیف در این سازندها بر استفاده از هیدروکلریک اسید ارجحیت دارد. در شکل ۲-ب (هیدروکلریک اسید) نقطه کمینه نمودارها عموماً مربوط به نرخ‌های تزریق بالاتر از 1 bbl/min هستند. همان گونه که شرح داده شد، امکان تزریق هیدروکلریک اسید با این نرخ‌های تزریق به علت بالاتر رفتن فشار ته‌چاهی از فشار شکست سازند وجود ندارد. اگر تزریق هیدروکلریک اسید در دبی‌هایی پایین‌تر از نرخ تزریق بهینه صورت گیرد، احتمال انحلال کامل سنگ وجود دارد. لذا تزریق هیدروکلریک اسید با حداکثر دبی مجاز (1 bbl/min) نیز می‌تواند منجر به انحلال کامل نواحی اطراف چاه شود و یا الگوهایی مشابه با الگوی انحلال کامل ایجاد گردد که کاهش شدید بازده عملیات را در پی خواهد داشت. ولی با توجه به شکل ۴-، نرخ تزریق بهینه به دست آمده برای اسیدهای ضعیف، کمتر از حداکثر نرخ تزریق مجاز (1 bbl/min) است. لذا تزریق اسیدهای ضعیف در حالت بهینه می‌تواند منجر به ایجاد مسیره‌های کرمی شکل شود که نتیجه مطلوبی برای فرآیند اسیدکاری به شمار می‌رود.

استفاده از لوله مغزی سیار

در بخش‌های قبلی، تزریق اسید در تنها یکی از سه ناحیه تولیدی مورد بررسی قرار گرفته بود. در این بررسی‌ها، حرکت رو به پایین اسید در درون ستون چاه شبیه‌سازی شده بود و قاعدتاً بالاترین قسمت از لایه تولیدی، اولین نقطه ورود اسید به سازند بوده است. در این بخش، تأثیر محل تزریق اسید بر نحوه پیش‌روی اسید و گسترش مسیره‌های



شکل ۵ توزیع ضریب پوسته نهایی در طول نواحی تولیدی پس از پایان اسیدکاری سازند با دو الگوی متفاوت به هنگام تزریق ۱۰۰۰ gal هیدروکلریک اسید ۱۵٪: (حالت اول) در طول فرآیند تزریق اسید، انتهای لوله مغزی سیار در عمق ۱۴۰۴۵ ft به شکل ثابت قرار گرفته است و (حالت دوم) انتهای لوله مغزی سیار از عمق ۱۴۲۵۵ ft تا عمق ۱۴۰۴۵ ft در حین تزریق اسید جابه‌جا می‌گردد.

نشان‌گر بهینه‌تر بودن فرآیند اسیدکاری در این حالت است. در واقع اجرای این الگوی تزریق اسید باعث شده است که حجم اسید وارد شده به هر فوت از نواحی مختلف تولیدی، عدد مشابهی باشد که حالت نسبتاً مطلوبی به شمار می‌آید. در جدول ۳- ضریب پوسته‌های به‌دست آمده برای سه ناحیه تولیدی، پس از تزریق اسید با استفاده از دو الگوی مختلف ذکر شده، آورده شده‌اند. در مرحله بعدی، تزریق ۱۰۰۰ gal از هیدروکلریک اسید، فرمیک اسید و استیک اسید با غلظت ۱۲٪ شبیه‌سازی و مقایسه شده است. در این موارد نیز لوله مغزی سیار به‌صورت متحرک در نظر گرفته شده است و در حین تزریق اسید، از انتهای ناحیه سوم تا ابتدای ناحیه اول حرکت کرده است. همان‌گونه که در جدول ۴ مشخص شده است این فرآیند تزریق، برای نرخ‌های تزریق مختلف تکرار شده است و نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهند که دبی بهینه تزریق برای فرمیک اسید و استیک اسید به‌ترتیب برابر با ۱/۷ و ۱/۲ barrel/min است. همچنین، تزریق هیدروکلریک اسید نیز با نرخ تزریق ۱/۸ bbl/min (حداکثر نرخ تزریق قابل اعمال) شبیه‌سازی شده است.

که این افزایش تراوایی در ناحیه اول، منجر به تسهیل ورود اسید بیشتر به این ناحیه خواهد شد. در مقابل، ناحیه سوم در شکل ۵، دورترین نقطه به محل تزریق اسید می‌باشد. لذا مدت زمانی طول می‌کشد تا اسید تزریقی به این ناحیه رسیده و وارد آن گردد. همین مسئله باعث می‌شود که ضریب پوسته نهایی ناحیه اول نسبت به ناحیه سوم عدد منفی تری باشد. به شکلی که پس از تزریق ۱۰۰۰ gal از هیدروکلریک اسید، همچنان ضریب پوسته در بخش‌های عمده‌ای از ناحیه سوم مثبت می‌باشد. در حالت دوم از لوله مغزی سیار استفاده شده است تا اسید تزریقی به شکل یکنواخت‌تری در هر سه ناحیه توزیع گردد و تا حد امکان، ضریب پوسته هر سه ناحیه تولیدی در پایان فرآیند، کوچکتر از صفر باشد. در واقع در شروع فرآیند اسیدکاری، انتهای لوله مغزی در انتهای چاه قرار گرفته است (عمق تقریبی ۱۴۲۵۵ ft) و در هنگام تزریق ۱۰۰۰ gal هیدروکلریک اسید، لوله مغزی سیار با سرعت ثابت به سمت بالا جابه‌جا می‌گردد. نتایج این شبیه‌سازی (شکل ۵-ه) نشان می‌دهد که در این حالت، ضریب پوسته هر سه ناحیه مورد بررسی منفی شده است که

جدول ۳ پارامترهای مورد بررسی در آنالیز حساسیت‌های انجام شده

پارامترها و موارد مورد بررسی	توضیحات و محدوده متغیرها
نوع اسید تزریق شده	هیدروکلریک اسید، استیک اسید و فرمیک اسید
محل تزریق اسید	تزریق از نقطه بالایی لایه‌های تولیدی استفاده از لوله مغزی سیار متحرک در طول ناحیه تولیدی
حجم اسید تزریقی (ft/gal)	۵۷-۵
نرخ تزریق اسید (bbl/min)	۰/۵-۱

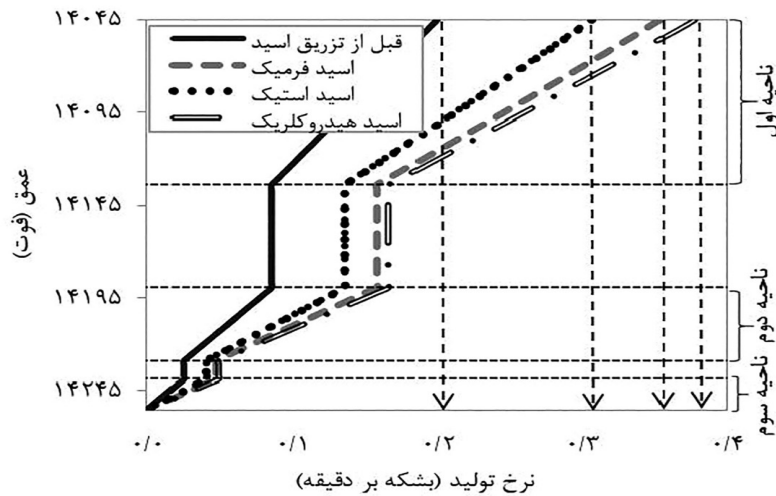
جدول ۴ ضریب پوسته نهایی در نواحی مختلف تولیدی پس از پایان تزریق اسید

نواحی تولیدی	ضریب پوسته نهایی	
	حالت اول: تزریق اسید از یک نقطه ثابت	حالت دوم: استفاده از لوله مغزی سیار متحرک
ناحیه اول	-۱/۷	-۱/۶
ناحیه دوم	-۱/۳	-۱/۷
ناحیه سوم	۲/۰	-۱/۷

اسید، امکان انحلال سنگ به شکل کامل وجود دارد. لذا، علی‌رغم دستیابی به نرخ تولید نفت مناسب در صورت اسیدکاری سازندها با هیدروکلریک اسید (شکل ۶-)، استفاده از این اسید در این سازندها توصیه نمی‌شود. در واقع در سیستم مورد بررسی، استفاده از اسیدهای ضعیف ارجحیت خواهند داشت. لازم به ذکر است اسیدهای ضعیف به شکل قابل توجهی گرانتر از هیدروکلریک اسید هستند. لذا برآورد هزینه‌های تزریق اسیدهای ارگانیک و مقایسه آن با هزینه‌های مربوط به تزریق هیدروکلریک اسید ضروری است و می‌تواند موضوع پژوهش‌های آتی باشد.

همچنین با مقایسه نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌های صورت گرفته در این پژوهش با نتایج اسیدکاری‌های صورت پذیرفته در میدان، می‌توان میزان دقت این شبیه‌سازی‌ها را مورد ارزیابی قرار داد.

نتایج پایانی شبیه‌سازی تزریق این سه اسید با نرخ‌های تزریق ذکر شده، در شکل ۶ آورده شده‌اند. در این شکل، نرخ تولید تجمعی نفت در طول سه ناحیه تولیدی، به‌ازای فشار ته‌چاهی ۵۵۰۰ psi رسم شده است. قبل از تزریق اسید، نرخ تولید در فشار ته‌چاهی ۵۵۰۰ psi برابر با ۳۰۰ bbl/day (معادل ۰/۲ barrel/min) بوده است. با توجه به این نمودارها، تزریق بهینه هیدروکلریک اسید، فرمیک اسید و استیک اسید می‌تواند منجر به افزایش نرخ تولید به ۵۴۴، ۵۱۱ و ۴۴۱ min (معادل ۰/۳۷، ۰/۳۵ و ۰/۳۱ barrel/min) گردد. در جدول ۵- اطلاعات تکمیلی در ارتباط با درصد افزایش تولید نفت پس از تزریق اسیدهای مختلف آورده شده است. در واقع مشخص گردیده است که پس از انجام اسیدکاری، نرخ تولید نفت در هر لایه چند درصد افزایش یافته است. با توجه به نتایج شبیه‌سازی‌ها (توضیحات مربوط به شکل ۲-)، در صورت استفاده از هیدروکلریک



شکل ۶ نمودار دبی تجمعی تولیدی برحسب عمق در قبل و بعد از اسیدکاری سازندها با دو اسید مختلف

جدول ۵ درصد افزایش تولید نفت در لایه‌های مختلف نسبت به قبل از تزریق اسید

سیال اسیدی	ناحیه اول (%)	ناحیه دوم (%)	ناحیه سوم (%)
هیدروکلریک اسید	۸۵	۸۸	۸۹
فرمیک اسید	۷۲	۷۹	۸۰
استیک اسید	۴۸	۵۳	۵۵

نتیجه‌گیری

در این پژوهش فرآیند تزریق اسیدهای مختلف در مقیاس میدانی شبیه‌سازی شده است و پارامترهای مختلفی که می‌توانند بر بازده این فرآیندها موثر باشند، مورد بررسی قرار گرفته‌اند. نتایج عمده حاصل از این پژوهش به شرح زیر می‌باشند:

- نتایج حاصل از تحقیق، تأییدکننده‌ی وجود یک دبی بهینه تزریق در مقیاس میدانی می‌باشد.
- مقدار دبی بهینه تزریق هیدروکلریک اسید بیشتر از فرمیک اسید و استیک اسید است که می‌تواند ناشی از واکنش آرام اسیدهای ضعیف با سنگ کربناته باشد.

- در مخزن مورد مطالعه در این تحقیق، حرکت پیوسته لوله مغزی سیار از پایین‌ترین نقطه نواحی تولیدی (عمق ۱۴۲۵۵ ft) تا بالاترین بخش تولیدی

(عمق ۱۴۲۴۵ ft) منجر به کاهش نسبتاً یکسان ضریب پوسته در هر سه ناحیه تولیدی گردیده است.

- در سازندهای آسیب دیده مورد بررسی، تزریق بهینه هیدروکلریک اسید، فرمیک اسید و استیک اسید می‌تواند افزایش نرخ تولید از ۳۰۰ bbl/day به ۵۴۴، ۵۱۱ و ۴۴۱ bbl/day را به همراه داشته باشد.
- در صورت استفاده از هیدروکلریک اسید در سازندهای مورد بررسی، احتمال حل شدن سنگ با الگوی انحلال کامل وجود دارد. لذا استفاده از این اسید در سیستم مورد بررسی در این پژوهش توصیه نمی‌گردد.

- تزریق استیک اسید و فرمیک اسید تا حجم ۳۴ gal/ft از سازندهای مورد بررسی، می‌تواند کاهش ضریب پوسته محسوسی را به دنبال داشته باشد.

مراجع

- [1]. Hosseinzadeh B, Ayatollahi S, Roostami B, Bazargan M (2018), Modeling the Impact of Diverting Agents on Acidization of heterogeneous carbonate reservoir based on radial system, Journal of Petroleum Research, 28, 97-5: 4-14.
- [2]. Chen Y, Ma G, Li T, Wang, Y, Ren F (2018) Simulation of wormhole propagation in fractured carbonate rocks with unified pipe-network method, Computers and Geotechnics, 98: 58-68.
- [3]. Jia C, Huang Z, Sepehrnoori K, Yao J (2020) Modification of two-scale continuum model and numerical studies for carbonate matrix acidizing, Journal of Petroleum Science and Engineering, 107972.
- [4]. Schwalbert M P, Zhu D, Hill A D (2017) Extension of an empirical wormhole model for carbonate matrix acidizing through two-scale continuum 3D simulations, in SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, OnePetro.
- [5]. Buijse MA, Glasbergen G (2005) A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, OnePetro.
- [6]. Ali M, Ziauddin M (2020) Carbonate acidizing: A mechanistic model for wormhole growth in linear and radial flow, Journal of Petroleum Science and Engineering, 186: 106776.
- [7]. Mahrous M, Sultan A, Sonnenthal E. (2017) Towards geochemically accurate modeling of carbonate acidizing with HCl acid, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [8]. Panga M K, Ziauddin M, Balakotaiah V (2005) Two-scale continuum model for simulation of wormholes in carbonate acidization, AIChE Journal, 51, 12: 3231-3248.
- [9]. Liu F, Sang Y, Xie N, Li L, Ran L, Chen W (2017) Wormholes propagation for fractured-vuggy formation: Laboratory tests, numerical simulation and field application, Petroleum, 3, 4: 438-446.
- [10]. Akanni O O, Nasr-El-Din H A (2016) Modeling of wormhole propagation during matrix acidizing of carbonate reservoirs by organic acids and chelating agents, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [11]. Babaei M, Sedighi M (2018) Impact of phase saturation on wormhole formation in rock matrix acidizing, Chemical Engineering Science, 177: 39-52.
- [12]. Daccord G, Touboul E, Lenormand R (1989) Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon, SPE Production Engineering, 4, 01: 63-68.
- [13]. Fredd C, Tjia R, Fogler H (1997) The existence of an optimum damkohler number for matrix stimulation of carbonate formations, in SPE European Formation Damage Conference, OnePetro.
- [14]. Migahed M, Nassar I (2008) Corrosion inhibition of tubing steel during acidization of oil and gas wells, Electrochimica Acta, 53, 6: 2877-2882.
- [15]. Adenuga O O, Nasr-El-Din H A, Sayed M A I (2013) Reactions of simple organic acids and chelating agents with dolomite, in SPE Production and Operations Symposium, Society of Petroleum Engineers.
- [16]. Alhamad L, Alrashed A, Al Munif E, Miskimins J (2020) A Review of organic acids roles in acidizing operations for carbonate and sandstone formations, in SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Society of Petroleum Engineers.



Simulation of Weak and Strong Acids Injection into a Carbonate Formation: Case Study of Acidizing in Two Hydrocarbon Layers of an Oil Field, South-West of Iran

Mahdi Nazari Sarem^{1,*} and Mohammad Hossein Moradi²

1. Petroleum, Mining And Materials Group, Faculty of Civil and Earth Resources Engineering, Central Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

2. Petroleum Group, Faculty of Petroleum and Chemical Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

mah.nazari_sarem@iauctb.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2021.4400.2996

Received: February/09/2021

Accepted: August/22/2021

Introduction

The permeability of the near-wellbore areas has a great influence on production performance in oil reservoirs [1]. However, many factors such as fine migration, mechanical skin caused by drilling bit, asphaltene deposition, and so forth may damage these areas and decrease the well productivity index [2]. In these situations, acidizing can be a practical approach for well treatment purposes. In sandstone reservoirs, dissolution of the deposited debris and achieving a zero skin factor can be a favorable achievement. However, in carbonates, the ultimate goal of acidizing is the propagation of wormholes that bypass the damaged area and guarantee to have a high production rate [3]. The models that are developed for the prediction of acid flooding in porous media can be classified into four groups, namely semi-empirical [4], continuum [5], mechanistic [6], and geochemical models [7]. Continuum models can provide acceptable predictions for core-scale simulation of wormhole propagation. However, they require a high computational cost, and may not be proper for simulation of a field-scale acidizing process. On the other hand, the semi-empirical models are computationally fast and can provide acceptable results. Therefore, these models are usually used for prediction of field-scale acidizing processes.

Many studies have investigated the core-scale simulation of acid flooding in carbonate rocks and creation of wormholes in different conditions. However, there are limited studies regarding the field-scale simulation of this process.

In this study, the injection of weak and strong acids into a damaged well located in the south-west of Iran is simulated. Several sensitivity analyses are performed and optimum flooding rates are provided for different acids. Implementation of the proposed acid flooding scenarios can contribute toward the highest reduction of skin factor.

Materials and Methods

Well and Formation Specifications

In this damaged well that its acidizing is simulated in this study, there are three perforated sections in two different hydrocarbon layers. The layers are composed of calcite, and skin factor of the well is 4.93. Rock, fluid, and well specifications are provided in Table 1.

Results and Discussion

Our simulations indicate that it is probable to implement optimized acidizing operations in the well that is studied in this research.

Sensitivity Analysis

Table 1 Well and reservoir specifications.

Parameter	Layer 1	Layer 2
Porosity	8.3	12.6
Permeability (mD)	10.2	12.1
Fracture Pressure gradient (psi/ft)	0.7	
Well total volume (bbl)	480	
Oil viscosity (cP)	2	
Temperature (°F)	265	
Oil density (lbm/gal)	6.89	

Sensitivity Analysis

Several sensitivity analyses are performed to clarify the influence of type, volume, and the injection rate of acid on the final skin factor of the well.

Figures 1 and 2 represent the final skin factor after the injection of formic and acetic acid with different flow rates into the first perforated section (i.e., 14045 < Depth < 14134 ft). In these flooding scenarios, injection of 500 to 5000 gallons of the acidic solutions with the concentration of 12 wt. is simulated. The vertical dashed lines in these figures indicate the maximum injection rate that the reservoir rock can tolerate. Higher flow rates are not allowed because of the possibility of formation fracturing.

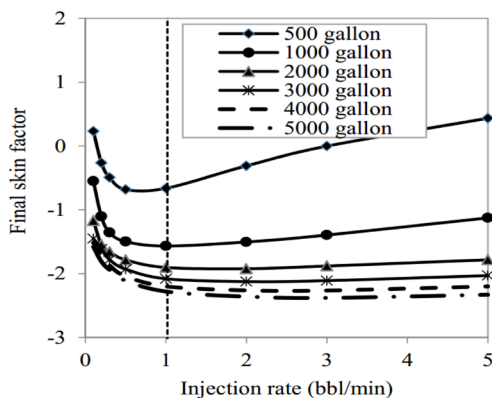


Fig. 1 Final skin factor after the injection of different volumes of formic acid with various flow rates.

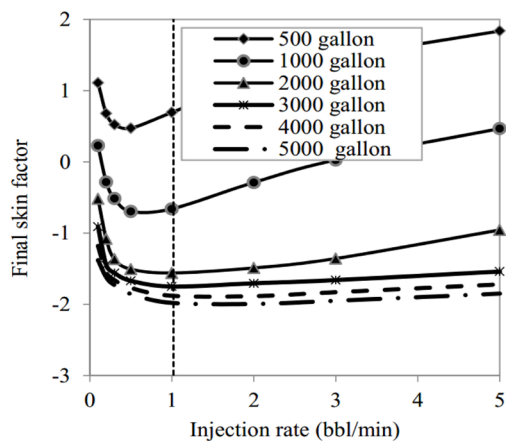


Fig. 2 Final skin factor after the injection of different volumes of acetic acid with various flow rates.

As it is indicated, the graphs of the final skin factor versus the flow rate have a minimum point. This point indicates the optimum condition for acid flooding in the carbonate porous medium.

In the same flooding scenarios, the final skin factor achieved by the injection of formic acid is lower than that achieved by the injection of acetic acid. This is because of the higher ionization of formic acid in comparison with acetic acid, and its faster reaction rate with the calcite mineral.

Acidizing in the Three Perforated Sections

Coiled tubing is used for acid injection into the three perforated sections. In these scenarios, the critical flow rate is 1.8 bbl/min, and the acid injection rate should be kept lower than this value. First, the optimum injection rate of acetic acid (1.2 bbl/min) and formic acid (1.7 bbl/min) are obtained through simulating the injection of these acids with different flow rates. Then, the amount of the production enhancement as a result of the 1000 gallons of hydrochloric acid (Q=1.8 bbl/min), acetic (Q=1.2 bbl/min) and formic (Q=1.7 bbl/min) acid flooding are predicted.

Figure 3 indicates the cumulative production rate versus depth before and after acidizing. In the damaged well, the production rate was 0.2 bbl/min for the bottom hole flowing pressure of 5500 psi. This value increased to 0.37, 0.35, 0.31 bbl/min after the injection of 1000 gallons of hydrochloric, acetic and formic acid respectively. During these simulations, the coiled tubing was moving upward in order to guarantee the uniform distribution of acid in three sections.

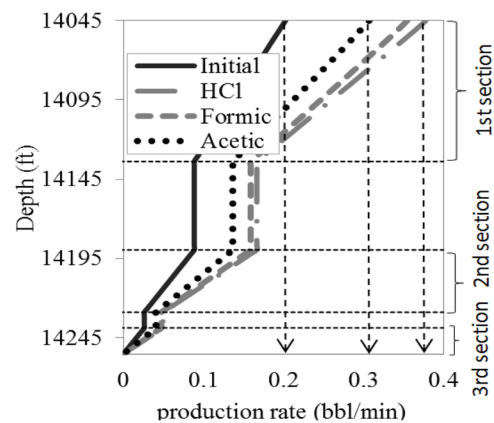


Fig. 3 Overall production rate versus depth before and after hydrochloric, acetic and formic acid flooding.

Conclusions

The results of this study indicate that there are optimum flooding rates for field-scale acidizing processes. In other words, injection of acetic acid, formic acid, and hydrochloric acid in their optimum injection rates result in the highest possible reduction of the skin factor.

Hydrochloric acid has the highest, and acetic acid has the lowest optimum injection rate. This is because a

strong acid (HCl) reacts quickly with calcite. Therefore, its slow transport in porous media will result in a face-dissolution pattern that decreases the efficiency of the acidizing process. On the other hand, a weak acid (acetic acid) needs more time to dissolve the calcite mineral. Therefore, the residence time of weak acids should be higher than HCl, in order to guarantee the creation of high permeable flow paths.

It is shown that the use of coiled tubing can help to achieve a uniform distribution of acid in different layers. A proper design for moving this tool can increase the possibility of lowering the skin factor in all of the layers during multi-layer acidizing. According to the simulation results, injection of hydrochloric, acetic and formic acid in the determined optimized condition can result in the increase in the oil production rate from the primary value of 300 bbl/day to 544, 511, and 441 bbl/day respectively.

References

1. Alhamad L, Alrashed A, Al Munif E, Miskimins J (2020), A Review of Organic Acids Roles in Acidizing Operations for Carbonate and Sandstone Formations. in SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers.
2. Ali M, Ziauddin M,(2020) Carbonate acidizing: A mechanistic model for wormhole growth in linear and radial flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 186: 106776.
3. Buijse MA, Glasbergen G.(2005) A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing. in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
4. Cohen, C E, Ding, D, Quintard M, Bazin B (2008) From pore scale to wellbore scale: Impact of geometry on wormhole growth in carbonate acidization, *Chemical Engineering Science*, 63, 12: 3088-3099.
5. Farkha S A, Khoshnaw F A, Jaf P T (2017) Formation damage removal through acidizing of an oil well after drilling and completion, *European Scientific Journal*, 13, 9: 154-167.
6. Mahrous M, Sultan A, Sonnenthal E (2017) Towards geochemically accurate modeling of carbonate acidizing with HCl acid, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
7. Panga M K, Ziauddin M, Balakotaiah V (2005) Two-scale continuum model for simulation of wormholes in carbonate acidization, *AIChE journal*, 51, 12: 3231-3248.