

# مدل سازی اثر منحرف کننده‌ها در اسیدکاری مخازن ناهمگن کربناته در سیستم شعاعی

بهزاد حسین زاده<sup>۱</sup>، شهاب‌الدین آیت‌اللهی<sup>۲</sup>، بهزاد رستمی<sup>۱\*</sup> و محمد بازارگان<sup>۲</sup>

۱- انستیتو مهندسی نفت، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۸/۲۴ تاریخ پذیرش: ۹۷/۳/۲۷

## چکیده

یکی از مؤثرترین راه‌ها برای اسیدکاری مخزن ناهمگن، استفاده از افزایش‌های منحرف کننده است. این افزایش‌ها ناحیه پرتراوا را به صورت موقتی با افزایش ویسکوزیته، بسته نگه می‌دارند و اسید را به نواحی کم‌تراوا هدایت می‌کنند. در این تحقیق، از مدل رئولوژی ژل اسیدهای درجا که پیشتر توسط محققان با استفاده از نتایج آزمایشگاهی و با در نظر گرفتن تنش برشی، pH و دما توسعه داده شد مورد استفاده قرار گرفته است. سپس از ترکیب آن با معادلات حاکم در فرآیند اسیدکاری، انحلال اسید در یک محیط ناهمگن در حضور افزایش‌های منحرف کننده نسبت به اسیدکاری معمولی بدون حضور این مواد، مورد بررسی و مقایسه قرار گرفته است. با استفاده از مدل رئولوژی، ویسکوزیته ظاهری ژل اسیدهای درجا تخمین زده شده و در هر مرحله زمانی در محاسبات به روزرسانی می‌شود. در این مطالعه به مقایسه نتایج مدل خطی و شعاعی اشاره شده است. نتایج نشان می‌دهد که در سیستم خطی با افزایش ویسکوزیته در مغزه پرتراوا، رشد و پیشروی اسید درون مغزه پرتراوا متوقف و درون مغزه کم‌تراوا ادامه پیدا می‌کند. این در حالی است که در سیستم شعاعی به دلیل تشکیل چندین کرم‌چاله اطراف چاه، متوقف شدن یک کرم‌چاله منجر به انحراف اسید درون ناحیه کم‌تراوا نمی‌شود. به عبارت دیگر مدل موجود پاسخ‌گوی انحراف اسید از ناحیه پرتراوا به ناحیه کم‌تراوا در سیستم شعاعی نیست.

**کلمات کلیدی:** اسیدکاری ماتریکسی، سنگ کربناته، ژل اسید درجا، افزایش‌های منحرف کننده، مدل

پیوسته

## مقدمه

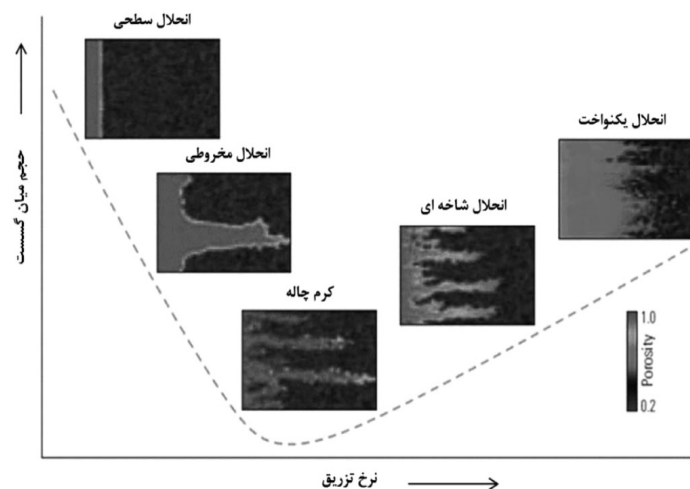
برای رفع صدمه دیدگی سازند و افزایش بهره‌دهی چاه‌ها بسیار ضروری است. در اسیدکاری به روش ماتریکسی، اسید زیر فشار شکست سازند به ناحیه اطراف چاه تزریق می‌شود و با حل کردن سنگ باعث افزایش تراوایی و تسهیل جریان یافتن نفت به سمت چاه می‌شود.

از لحظه‌ای که اولین مته حفاری در سازند مخزن نفوذ می‌کند تا پایان عمر تولیدی چاه‌ها، عملیات انجام شده روی چاه‌ها می‌تواند به ایجاد آسیب دیدگی سازند منجر شود. اسیدکاری ماتریکسی<sup>۱</sup>

اسید، کانی سنگ، ناهمگنی سازند، دما و غیره بستگی دارد [۲].

انحلال محیط متخلخل فرآیندی ناپایدار و مشابه پدیده انگشتی شدن است که به تشکیل مسیرهایی با تراوایی بالا منجر می شود. وقتی که بخشی از محیط متخلخل حل می شود، تراوایی محلی افزایش یافته و در نتیجه انتقال جرم نیز بیشتر می شود که این دو به انحلال بیشتر منجر می شود. ساختار این مسیره های کرمی شکل به شدت به نرخ های انتقال جرم و سینتیک واکنش سطحی بستگی دارد که برای سیستم های مختلف سیال/کانی، تفاوت بزرگی دارد. برای مثال الگوهای انحلال یکنواخت<sup>۲</sup> در دبی های تزریق خیلی بالا تشکیل می شوند در حالی که الگوهای انحلال سطحی<sup>۳</sup> در دبی های تزریق پایین تشکیل می شوند [۳]. شکل ۱ این پدیده را به خوبی نشان می دهد. تأثیر دبی تزریق بر الگوی انحلال واکنش تقریباً در همه مطالعات آزمایشگاهی دیده شده است. مطالعات انجام شده، بیشتر به بررسی اسیدهای نیوتنی پرداخته است، در حالی که به دلیل ناهمگنی های موجود در مخزن (تغییرات نفوذپذیری)، اسید ترجیحاً به نقاط با تراوایی بالای مخزن رفته و باعث افزایش تراوایی آن نقاط می شود.

اسیدکاری ماتریسی هم در مخازن ماسه سنگی و هم در مخازن کربناته مورد استفاده قرار می گیرد. هدف از اسیدکاری در سنگ های ماسه سنگی، حل کردن ناحیه آسیب دیده در اطراف چاه است، در حالی که هدف از اسیدکاری در سنگ های کربناته، ایجاد مسیره های جدید در سنگ است. بنابراین، موفقیت اسیدکاری در سنگ های ماسه سنگی به وجود ناحیه آسیب دیده در ناحیه اطراف چاه بستگی خواهد داشت. هیدروفلوئوریک اسید و هیدروکلریک اسید به ترتیب معمول ترین اسید مورد استفاده در اسیدکاری سنگ های ماسه سنگی و کربناته هستند. زمانی که اسید وارد سنگ کربناته می شود با حل کردن سنگ، کانال های پرتراوایی که شبیه مسیره های کرمی شکل<sup>۱</sup> هستند ایجاد می کند [۱]. مسیره های کرمی شکل از ناحیه آسیب دیده اطراف چاه عبور کرده و با باقی گذاشتن مسیره های پرتراوا، جریان نفت به داخل چاه را بعد از اسیدکاری فراهم می کنند. پدیده ایجاد مسیره های کرمی شکل، پدیده ای است که در عین پیچیدگی، اثر قابل ملاحظه ای بر عملکرد اسیدکاری ماتریسی می گذارد. تشکیل و گسترش مسیره های کرمی شکل به نرخ تزریق اسید، حجم اسید تزریق شده، نوع



شکل ۱ تغییرات حجم تزریق مورد نیاز برای میان شکست اسید تزریقی با تغییر در نرخ تزریق [۴]

1. Wormhole
2. Uniform Dissolution
3. Face Dissolution

شکل، به‌طور قابل توجهی ویسکوزیته ظاهری سیال اسید را افزایش می‌دهد. بنابراین سیالات بر پایه سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک می‌توانند به‌منظور بهبود قابلیت انحراف سیال در عملیات تزریق اسید به‌کار روند. سیستم اسید بر پایه سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک که به‌صورت درجا ژل می‌شود، می‌تواند با اضافه کردن این نوع مواد آماده شود. پس‌ازاین که اسید با سنگ کربناته واکنش دهد، pH محیط افزایش یافته و غلظت کاتیون‌های دو ظرفیتی ( $Mg^{+2}$ ،  $Ca^{+2}$ ) در اسید مصرف‌شده افزایش می‌یابد. وجود نمک‌ها و افزایش pH باعث می‌شود مولکول‌های سورفکتانت، مایسل‌های میله‌ای شکل درازی تشکیل دهند که به‌طور قابل ملاحظه‌ای ویسکوزیته محلول را افزایش خواهند داد. برای شکستن ژل باید مایسل‌های میله‌ای به مایسل‌های کروی تبدیل شوند. اسید بر پایه سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک می‌تواند به‌راحتی تمیز شود و نسبت به سیستم‌های ژل اسیدهای درجا، تراوایی مجدد بیشتری حاصل کند. ژل سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک می‌تواند در هیدروکربن حل شود ولی اگر سیال مخزن نتواند به‌طور طبیعی و کامل ژل سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک ایجاد شده در محل را بشکند، عملیات پس تزریق با حلال دوگانه<sup>۳</sup> به‌منظور حصول اطمینان از شکست کامل ژل و بازیافت تراوایی توصیه می‌شود [۸]. خواص رئولوژیکی اسید بر پایه سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک تابع پیچیده‌ای از نوع و غلظت سورفکتانت، دما، افزایه‌های دیگر، pH، تنش برشی، شوری و روش مخلوط کردن است [۹].

#### مدل‌های مقیاس دارسی

پانگا و همکاران [۱۰] با ارائه مدل پیوسته در دو مقیاس دارسی و حفره و با تعریف دو متغیر غلظت و ضریب انتقال جرم توانستند مدلی را ارائه دهند که هر دو مکانیسم انحلال را پوشش می‌داد.

به‌عبارت‌دیگر، نواحی پرتراوا، اسید بیشتری دریافت می‌کند و تراوایی آن بیشتر می‌شود درحالی‌که نواحی کم‌تراوا همچنان دست‌نخورده باقی می‌ماند. بنابراین، اسیدهای منحرف‌کننده همانند ژل اسیدهای درجا<sup>۱</sup>، سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک<sup>۲</sup> و اسیدهای امولسیون در اسیدکاری میدانی استفاده می‌شود تا اسیدکاری به‌صورت یکنواخت انجام پذیرد [۵].

ژل اسیدهای درجا با افزایش pH باعث به هم چسبیدن زنجیرهای پلیمری در داخل محلول می‌شود که این کار منجر به افزایش ویسکوزیته سیال و در نهایت باعث منحرف شدن آن‌ها می‌شود. به‌عنوان مثال در pH‌های کم، زنجیرهای پلیمری جدا از هم هستند ولی زمانی که pH اسید به مقدار مشخصی رسید، آن‌ها شروع به اتصال می‌کنند و ویسکوزیته را افزایش می‌دهند [۶]. با توجه به مطالب گفته‌شده، زمانی که اسید با pH کم به مخزن تزریق می‌شود (ویسکوزیته کمتری دارد)، اسید ترجیحاً به نواحی پرتراوا رفته و باعث انحلال آن ناحیه می‌شود. pH سیال با کاهش غلظت اسید شروع به افزایش می‌کند. زمانی که pH به مقدار مشخصی رسید، زنجیرهای پلیمری به هم متصل می‌شوند و ژل را تشکیل می‌دهند که این مواد ژلی به‌دلیل داشتن ویسکوزیته بالا، مانع جریان یافتن سیال به ناحیه پرتراوا شده و لذا اسید به سمت نواحی کم‌تراوا هدایت می‌شود. به‌طور کلی، منحرف‌کننده‌های اسید باعث می‌شوند اسید به‌صورت یکنواخت‌تری سنگ کربناته ناهمگن را حل کند. ژل اسیدهای درجا پس از شکستن ژل، به‌ویژه اگر حجم موردنظر به‌درستی انتخاب نشده باشد، ممکن است باقی‌مانده‌هایی از خود بر جای بگذارند و باعث آسیب ماتریس سنگ شوند.

سورفکتانت‌های ویسکوالاستیک در صنعت به‌عنوان منحرف‌کننده جهت بهبود توزیع سیال اسیدکاری به‌کار می‌روند [۷]. خواص ویسکوالاستیکی این نوع مواد با تشکیل ساختارهای مایسلی و میله‌ای

1. In-situ Gelled Acid

2. Visco-elastic Surfactant

3. Mutual Solvent

است که دبی تزریق اسید ثابت بوده و چگالی سیال تزریقی با گذر زمان ثابت بماند. در آخر سعی شده است تا با استفاده از شبیه سازی فرآیند اسیدکاری در مقیاس میدانی، با استفاده از یک مدل دومقیاسی پیوسته، اثر وجود منحرف کننده های ژل اسیدهای درجا بررسی شود. بررسی نتایج در سیستم خطی و شعاعی نشان می دهد که در سیستم خطی با استفاده از مواد منحرف کننده، رشد اسید در ناحیه پرتراوا متوقف شده و وارد ناحیه کم تراوا می شود، در حالی که در سیستم شعاعی، انحراف اسید مشاهده نمی شود.

### روش انجام کار

#### مدل در مقیاس داری

معادلات موجود برای مدل سازی در مقیاس داری به شرح زیر است [۱۲]،

$$\mathbf{U} = -\frac{1}{\mu_{\text{eff}}} \mathbf{K} \cdot \nabla P \quad (1)$$

$$\mu_{\text{eff}} = \frac{\mu_0}{12} \left(9 + \frac{3}{n}\right)^n \left(1 - \alpha \frac{T - T_0}{T_0}\right) (150K \varepsilon)^{(1-n)/2} \|\mathbf{U}\|^{n-1}$$

$$\left[1 + (\mu_{m-1}) \left( \exp \left\{ \frac{-a(pH - pH_m)^2}{pH(7 - pH)} \right\} + \frac{\text{erf}(bpH - c) + 1}{W_1} \right) \right] \quad (2)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial x} + \nabla \cdot \mathbf{U} = 0 \quad (3)$$

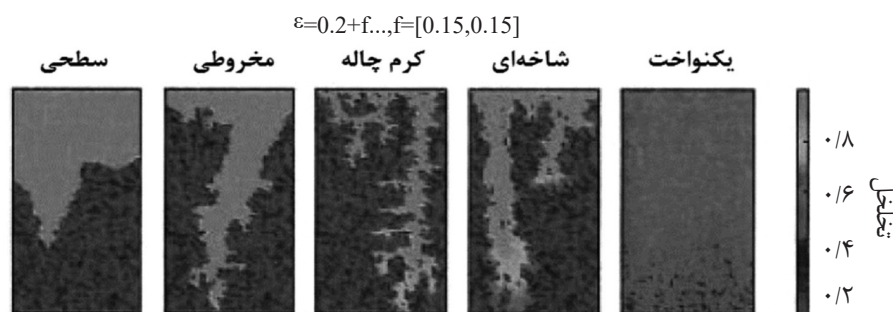
$$\frac{\partial (\varepsilon C_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{U} C_f) = \nabla \cdot (\varepsilon \mathbf{D}_e \cdot \nabla C_f) - k_c a_v (C_f - C_s), \quad (4)$$

$$\frac{\partial (\varepsilon C_p)}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{U} C_p) = \nabla \cdot (\varepsilon \mathbf{D}_{ep} \cdot \nabla C_p) \quad (5)$$

آن ها به منظور بررسی صحت مدل جدید، نتایج را با نتایج آزمایش های گولفیر و همکاران [۱۱] مقایسه کردند و البته این مدل در مقایسه با مدل گولفیر و همکاران [۱۱] تخمین بهتری نسبت به داده های آزمایشگاهی داشت. آن ها با در نظر گرفتن جریان تک فاز و تراکم ناپذیر اسید در یک محیط متخلخل ناهمگن توانستند الگوهای انحلال و تاثیر پارامترهای مختلف روی تشکیل این الگوهای انحلال و در نهایت حجم مورد نیاز اسید تزریقی برای میان شکنی مغزه های کربناته را بررسی کنند. شکل ۲ نتایج تزریق هیدروکلریک اسید در یک مغزه کلسیتی فرضی را نشان می دهد که در آن الگوهای انحلال مختلف دیده شده است.

حسین زاده و همکاران [۱۲] با استفاده از داده های آزمایشگاهی، مدل رئولوژی تجربی را برای ژل اسیدهای درجا که تابعی از دما، pH و تنش برشی بر روی ویسکوزیته است را پیشنهاد دادند. آن ها با استفاده از قانون داری معادل برای حرکت ژل اسیدها، معادلات پیوسته پیشنهادی توسط پانگا و همکاران [۱۰] را توسعه دادند. آن ها همچنین با حل این معادلات در سیستم های تکی و موازی، نتایج خود را برای سیالات نیوتنی و ژل اسید درجا در سیستم خطی مورد بررسی قرار دادند.

در این پژوهش از شبیه سازی فرآیند تزریق اسید یک محیط متخلخل به صورت شعاعی و دوبعدی (در جهت r و θ) ناهمگن و به کمک مدل دومقیاسی پیوسته بررسی شده است. در این مدل فرض شده



شکل ۲ پروفایل تخلخل در سرعت های تزریق مختلف توسط پانگا و همکاران [۹]

مدل جزئی در مقیاس حفره که ساختمان واقعی حفره را در نظر بگیرد، از روابط خواص ساختمانی که تراوایی، سطح حجمی و میانگین شعاع حفرات در مقیاس حفره را به تداخل ربط می‌دهد استفاده شده است. با استفاده از روابط تجربی زیر می‌توان مقادیر  $k_c$ ،  $D_e$ ،  $K$  و  $a_v$  به دست آمده از این محاسبات را به عنوان ورودی از مدل در مقیاس حفره به مدل در مقیاس داریسی استفاده کرد [۱۰].

$$\frac{K}{K_0} = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \left( \frac{\varepsilon(1-\varepsilon_0)}{\varepsilon_0(1-\varepsilon)} \right)^{2\beta} \quad (8)$$

$$\frac{r_{p0}}{r_0} = \sqrt{\frac{K \varepsilon_0}{K_0 \varepsilon}} \quad (9)$$

$$\frac{a_v}{a_{v0}} = \sqrt{\frac{\varepsilon r_{p0}}{\varepsilon_0 r_p}} \quad (10)$$

$$Sh = \frac{2k_c r_p}{D_m} = Sh_\infty + \frac{0.7}{m^{1/2}} Re_p^{1/2} Sc^{1/3} \quad (11)$$

$$Pe_p = \frac{|U|d_h}{\varepsilon D_m} \quad (12)$$

که  $r_0$ ،  $K_0$  و  $a_0$  به ترتیب مقادیر اولیه برای تراوایی، شعاع متوسط حفره و سطح واحد حجم هستند.  $k_c$  ثابت انتقال جرم،  $r_p$  شعاع حفره و  $D_m$  نفوذ مولکولی،  $Sh_\infty$  عدد شرود مجانب در مقیاس حفره،  $Re_p$  عدد رینولد در مقیاس حفره و  $Sc$  عدد اشمیت است ( $Sc = \nu / D_m$ ) که در آن  $\nu$  ویسکوزیته سینماتیک است). در آخر نیز  $|U|$  بزرگی سرعت داریسی و  $d_h$  قطر هیدرولیک حفره است.

### روش حل معادلات

در این روش، ابتدا با روش اختلاف حجم محدود، معادله دیفرانسیل پارهای ذکر شده به چند معادله دیفرانسیل معمولی مرتبه اول تبدیل می‌گردد و سپس از روش‌های متداول حل معادله‌های دیفرانسیل معمولی، حل می‌شوند. در این جا از روش غیرصریح اولر برگشتی استفاده شده است. در نهایت، دستگاه معادلات خطی حل شده و جواب‌ها مشخص می‌شوند.

$$k_c(C_f - C_s) = R(C_s) \quad (6)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = \frac{R(C_s) \alpha_v \alpha_c}{\rho_s} \quad (7)$$

در این معادلات،  $U=(U,V,W)$  سرعت داریسی،  $K$  تانسور تراوایی،  $P$  فشار،  $\varepsilon$  تخلخل،  $C_f$  غلظت اسید در فاز سیال،  $C_p$  غلظت پلیمر،  $D_{ep}$  تانسور نفوذ مؤثر در فاز پلیمر،  $C_s$  غلظت اسید در سطح تماس سیال / جامد،  $D_e$  تانسور نفوذ مؤثر اسید،  $k_c$  ضریب محلی انتقال جرم،  $a_v$  مساحت سطح در دسترس برای واکنش به ازای واحد حجم از محیط متخلخل،  $\rho_s$  چگالی فاز جامد و  $\alpha$  قدرت انحلال اسید (به صورت گرم حل شده بر مقدار مول اسید واکنش داده) است.  $\mu_0$  ویسکوزیته مینا که معادل با ضریب همسانی،  $H$ ، در مدل توانی،  $n$  شاخص توانی،  $\mu_m$  افزایش حداکثری ویسکوزیته نسبت به ویسکوزیته مینا که به نتیجه تشکیل ژل از پلیمر و دیگر افزایه‌ها بستگی دارد.  $pH_m$  مقدار pH است که در آن ویسکوزیته به حداکثر مقدار خود می‌رسد. پارامتر  $b$  تعیین می‌کند که در کدام pH مقدار ویسکوزیته ظاهری بعد از کاهش ثابت می‌ماند و ثابت  $c$  به مقدار pH که در آن ویسکوزیته شروع به کاهش می‌کند بستگی دارد. ضریب  $W$ ، قسمت آخر معادله ۲ را به ویسکوزیته مینا مرتبط می‌سازد. سرعت واکنش با  $R(C_s)$  بیان شده است. برای یک واکنش مرتبه اول  $R(C_s)$  برابر با  $k_s C_s$  می‌باشد که در آن  $k_s$  سطح ثابت سرعت واکنش است. نحوه محاسبه مقدار ضرایب معادله (۲) در مقاله حسین زاده و همکاران [۱۲] اشاره شده است.

### مدل در مقیاس حفره

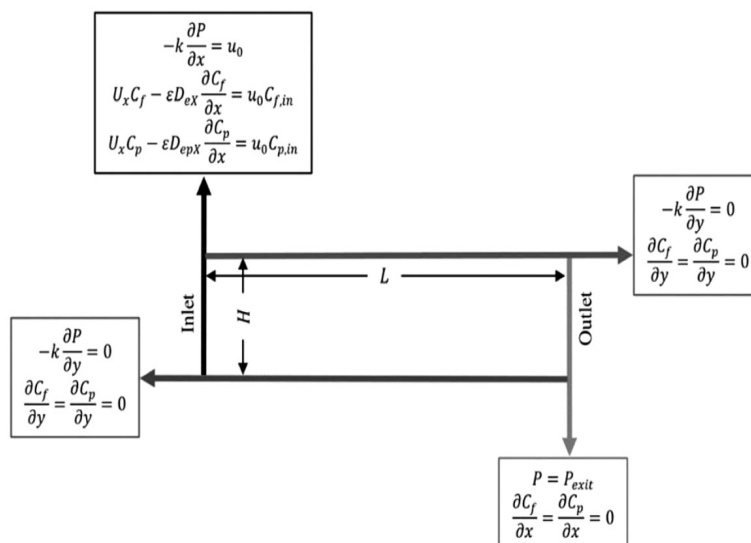
برای کامل کردن مدل در مقیاس داریسی اطلاعات مربوط به تانسور تراوایی  $K$ ، تانسور  $D_e$ ، ضریب انتقال جرم  $k_c$  و سطح تماس مورد نیاز است. این مقادیر به ساختمان حفره ربط داشته و ورودی‌های مدل داریسی از مدل در مقیاس حفره هستند. به جای محاسبه این مقادیر با در نظر گرفتن یک

کاهش می یابد اما در تزریق ژل اسید درجا، افت فشار کلی ابتدا افزایش و سپس کاهش می یابد (شکل ۵). شکل ۵ نحوه ورود اسید به هر یک از مغزه ها با نسبت تراوایی ۹:۲۳ (تراوایی مغزه ی کم تراوا برابر با ۹ mD و تراوایی مغزه ی پرتراوا برابر با ۲۳ mD) را نشان می دهد. همان طور که مشاهده می شود زمانی که اسید هیدروکلریک تزریق می شود، مقدار زیاد اسید وارد مغزه پرتراوا شده و مقدار کمی از آن وارد مغزه کم تراوا می شود، اما زمانی که ژل اسید درجا تزریق شود، مقدار زیاد اسید ابتدا وارد مغزه پرتراوا و سپس به مغزه کم تراوا هدایت می شود. مقدار افت فشار کلی بسیار حائز اهمیت است چراکه طراحی انحراف اسید از ناحیه پرتراوا به کم تراوا براساس مقدار افت فشار کلی دو سر مغزه خواهد بود. فرآیند اسیدکاری با سیال ژل اسید درجا شامل سه مرحله خواهد بود. مرحله اول شامل توسعه ژل است جایی که ژل شروع به تشکیل شدن می کند و پهنای ژل شروع به افزایش می کند. در این مرحله تراوایی چندان افزایش نمی یابد اما به دلیل تشکیل ژل، ویسکوزیته به صورت یکنواخت افزایش خواهد یافت؛ بنابراین تحرک پذیری مؤثر کاهش خواهد یافت و افت فشار کلی اطراف مغزه افزایش پیدا می کند.

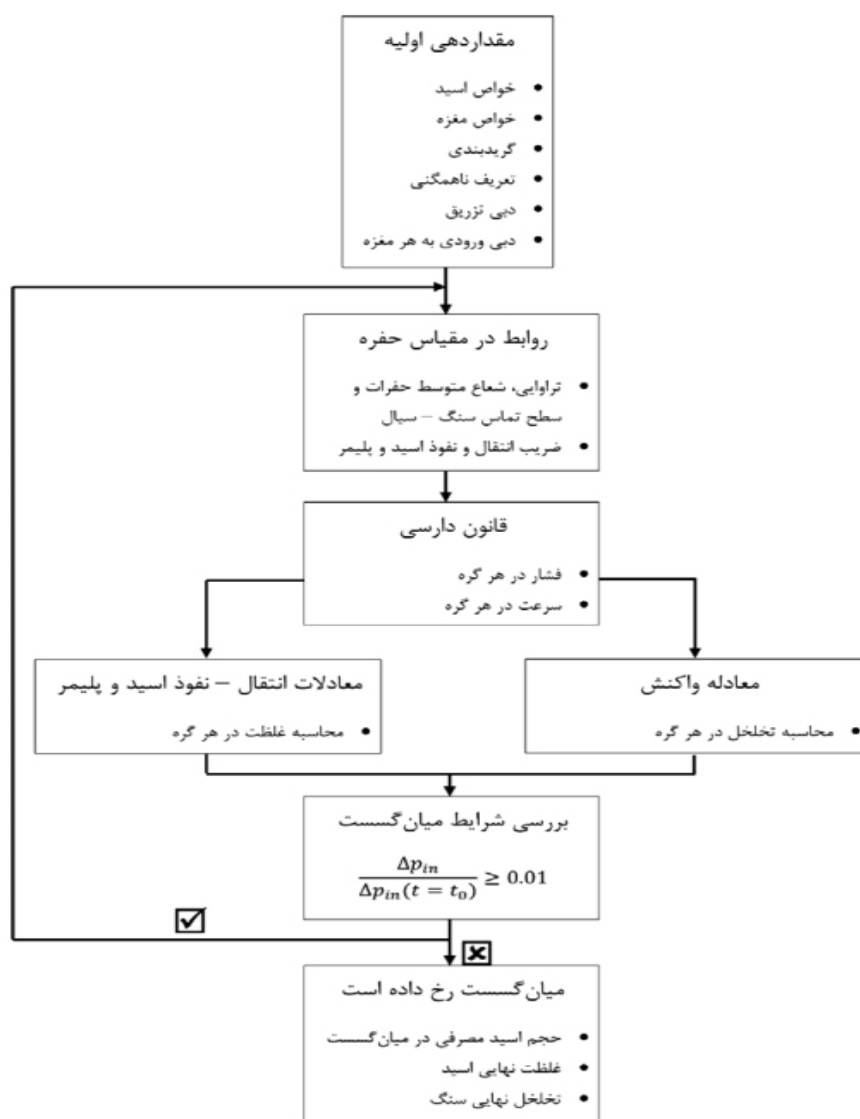
بدین ترتیب، در هر گام زمانی،  $t^n$ ، ابتدا معادلات پیوستگی و سرعت های داری حل شده و سپس مقادیر غلظت اسید و تخلخل با داشتن فشارها و سرعت زمانی، در گام زمان قبل با روش اپراتور- جداکننده<sup>۱</sup> محاسبه می شوند. پس از محاسبه غلظت و تخلخل، غلظت پلیمر نیز مشابه با غلظت اسید محاسبه می شود (برای ژل اسیدهای درجا) و سپس پارامترها در مقیاس حفره محاسبه شده و لذا توزیع جدیدی از نفوذپذیری محاسبه می شود (برای ژل اسیدهای درجا نیز مدل رئولوژی به روزرسانی می شود). سپس از مقادیر تخلخل و غلظت در زمان  $t^n$ ، برای تعیین فشار در گام زمانی بعدی،  $t^{n+1}$ ، استفاده می شود و به همین ترتیب از فشارهای به روز شده برای تعیین  $C_f^{n+1}$  و  $C_p^{n+1}$  بهره گرفته می شود. این حلقه تا زمانی که میانگسست در ناحیه آسیب دیده رخ دهد تکرار می شود. شکل ۳ شرایط مرزی و شکل ۴ الگوریتم حل این معادلات را نشان می دهد و کلیه پارامترهای انجام شده براساس جدول ۱ محاسبه شده است.

### نتایج و بحث

همان طور که در مقاله حسین زاده [۱۲] نشان داده شده، در تزریق اسید نیوتنی افت فشار کلی اطراف مغزه به صورت یکنواخت با حجم اسید تزریقی



شکل ۳ پروفایل شرایط مرزی برای سیالات غیرنیوتنی [۱۲]

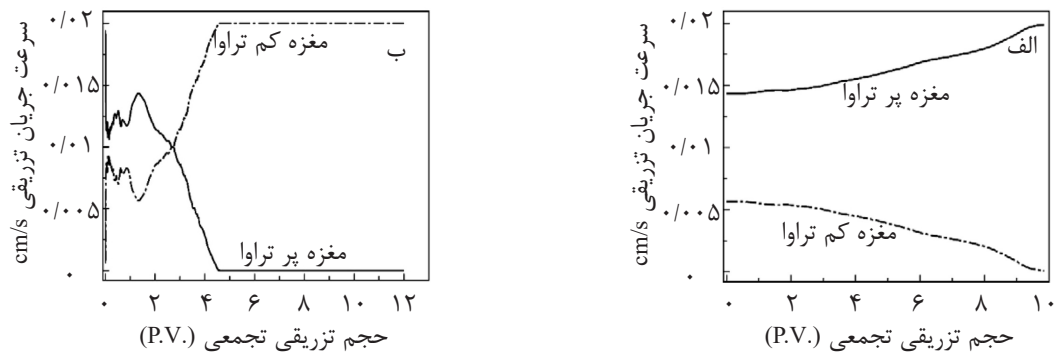


شکل ۴ الگوریتم اولیه حل معادلات اساسی اسیدکاری

جدول ۱ لیست خواص و پارامترهای در نظر گرفته شده برای شبیه‌سازی [۲]

مقدار	پارامتر
۱۰۰ cm	شعاع آسیب
۱۵ cm	شعاع چاه
۱ μm	$r_0$ (شعاع اولیه میانگین منافذ)
$50 \text{ cm}^2/\text{cm}^3$	$av_0$ (سطح واحد حجم اولیه سنگ)
$2 \text{ e}^{-1} \text{ cm/s}$	$k_s$ (ثابت سرعت واکنش در سطح سنگ)
$4 \text{ e}^{-6} \text{ cm}^2/\text{s}$	$D_m$ (ثابت انتشار اسید)
$2/71 \text{ g/cm}^3$	$\rho_s$ (چگالی سنگ)
۲	$\beta$
۱۵٪ وزنی	$C_0$ (غلظت اولیه اسید)



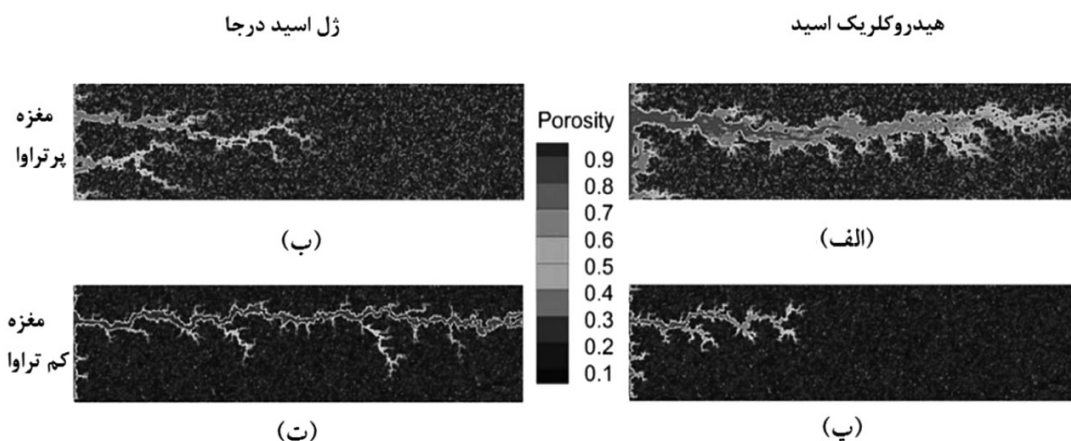


شکل ۵ سرعت ورودی به هر یک از مغزه‌ها با نسبت تراوایی ۹:۲۳ الف) اسید هیدروکلریک ب) ژل اسید درجا [۱۲]

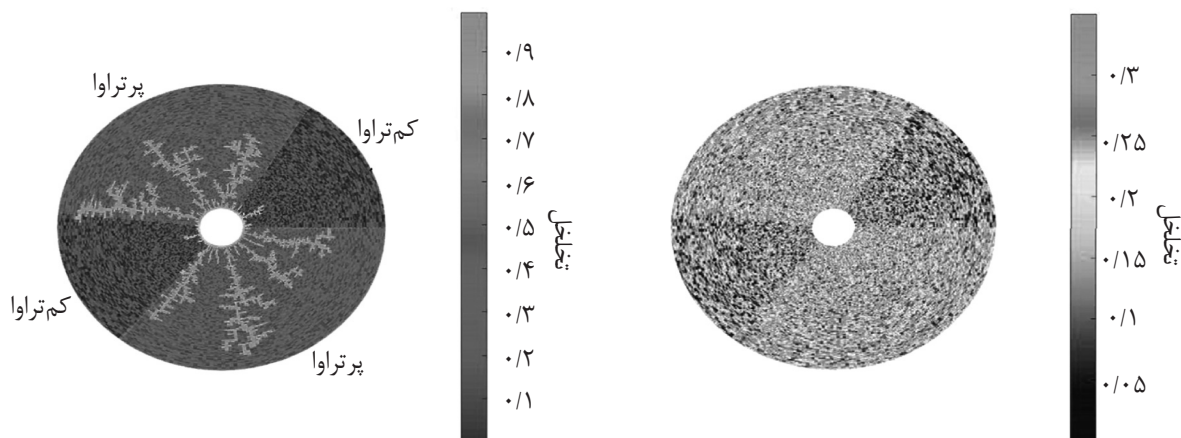
پرتراوا با ۰/۲۵ در این سیستم به صورت تصادفی پرتراوا شده است. در این مقاله فرض بر آن است که کل سیستم از سنگ کلسیت تشکیل شده است. برای تزریق اسید در مدل شعاعی نیاز است تا اسید با دبی بهینه در این سیستم تزریق شود. بدین منظور برای محاسبه دبی بهینه از نتایج مدل خطی استفاده کردیم. در مدل خطی و در حضور ژل اسید درجا، دبی بهینه تزریق برابر با ۰/۰۹ m/s گزارش شد [۱۲]. بعد از انتخاب دبی بهینه ابتدا اسید هیدروکلریک با ۱۵٪ وزنی به سیستم شعاعی تزریق شد. شکل ۸ پیشروی اسید نیوتنی در سیستم شعاعی را نشان می‌دهد. همان‌طور که انتظار میرفت اسید به ناحیه پرتراوا سازند منتقل شد و ناحیه کم تراوا را دست‌نخورده رها کرد. شکل ۸ همچنین نشان می‌دهد برخلاف سیستم خطی که تنها یک گرم‌چاله در اثر تزریق اسید ایجاد شد، در سیستم شعاعی هفت گرم‌چاله غالب در این سیستم تشکیل شده است. در مرحله بعد، تزریق اسید هیدروکلریک ۱۵٪ وزنی به همراه ۲٪ وزنی ژل اسید درجا به سیستم شعاعی برای هدایت اسید به ناحیه کم‌تراوا تزریق شد. شکل ۹ پیشروی اسید غیرنیوتنی در سیستم شعاعی را نشان می‌دهد. بر خلاف سیستم خطی، اسید در سیستم شعاعی به ناحیه کم‌تراوا سازند هدایت نشد. همچنین شکل ۹ نشان می‌دهد در اثر تزریق اسید به همراه ژل اسید درجا، طول و پیشروی گرم‌چاله در مسیر پرتراوا نیز کمتر شده است.

مرحله دوم زمانی شروع می‌شود که ژل به حداکثر پهنای خود رسیده باشد و با سرعت ثابت شروع به حرکت می‌کند. در این حالت ویسکوزیته ثابت ولی تراوایی با سرعت کم افزایش پیدا می‌کند که باعث کاهش افت فشار کلی در دو سر مغزه خواهد شد تا اینکه مرحله سوم شروع می‌شود. در مرحله سوم ژل شروع به خارج شدن از مغزه می‌کند که باعث می‌شود افت فشار به صورت ناگهانی کاهش یابد. شبیه‌سازی مدل بهبودیافته در سیستم‌های موازی با نسبت تراوایی‌های ۹:۲۳ انجام شد و مشاهده گردید چون ویسکوزیته اسید مصرف‌شده در مدل بهبودیافته بالا می‌ماند، بنابراین گسترش مسیرهای گرمی‌شکل در مغزه پرتراوا متوقف شده و با گذشت زمان سرعت آن به صفر می‌رسد. با توجه به نتایج، انحراف جریان از مغزه پرتراوا به مغزه‌ی کم‌تراوا، در مدل رئولوژی توسعه داده شده، وجود خواهد داشت (شکل ۶). به منظور بررسی بیشتر و نزدیک بودن مدل به مقیاس میدانی، مدل بهبودیافته را در سیستم شعاعی مورد بررسی قرار دادیم. کالیا و همکاران [۲] مدل به‌دست‌آمده توسط پانگا [۱۰] را برای حالت شعاعی نیز توسعه داده و رژیم‌های انحلال مشاهده‌شده را در حالت شعاعی گزارش کردند. شکل ۷ توزیع تخلخل در سیستم شعاعی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌کنید، دو برش با زاویه ۶۰° به موازات هم برای محیط کم‌تراوا و دو برش با زاویه ۱۲۰° به موازات هم برای محیط پرتراوا در نظر گرفته‌ایم. تخلخل محیط کم‌تراوا با میانگین ۰/۱۵ و محیط



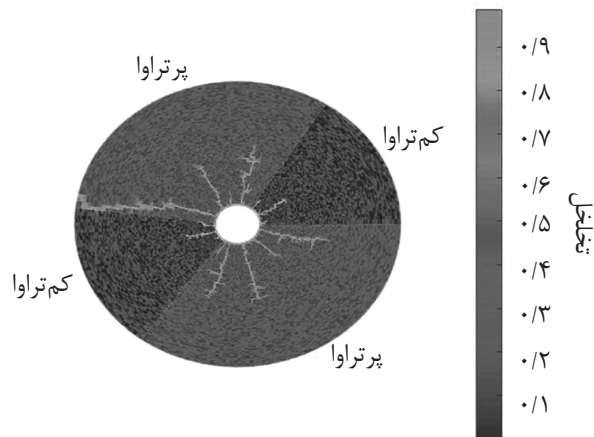


شکل ۶ الگوی انحلال برای اسید هیدروکلریک و ژل اسید درجا در سیستم موازی در  $u_0=0.1$  cm/s با نسبت تراوایی ۹:۳۹ (الف) اسید هیدروکلریک در مغزه پرتراوا، (ب) ژل اسید درجا در مغزه پرتراوا، (پ) اسید هیدروکلریک در مغزه کم تراوا و (ت) ژل اسید درجا در مغزه کم تراوا [۱۲]



شکل ۷ توزیع تخلخل اولیه در سیستم شعاعی

شکل ۸ پیشروی اسید نیوتنی در سیستم شعاعی



شکل ۹ پیشروی اسید غیرنیوتنی در سیستم شعاعی

**علایم و نشانه‌ها** $\beta$ : ضریب خواص سنگ ساختمانی $t$ : زمان (s) $x$ : راستای افقی (cm) $y$ : راستای عمودی (cm) $u$ : سرعت دارسی افقی (cm/s) $v$ : سرعت دارسی عمودی (cm/s) $\varepsilon$ : تخلخل (نسبت حجمی) $k$ : تراوایی (md) $P$ : فشار (atm) $C$ : غلظت (نسبت جرمی) $D$ : تانسور انتشار (cm<sup>2</sup>/s) $k_c$ : ثابت محلی انتقال جرم (cm/s) $a$ : سطح موثر واحد حجم سنگ (cm<sup>2</sup>/cm<sup>3</sup>) $k_s$ : ثابت سرعت واکنش سطحی (cm/s) $\alpha$ : قدرت حل کنندگی اسید (g/mol) $r$ : شعاع میانگین منافذ (cm) $Sh$ : عدد بی بعد شروود $Sc$ : عدد بی بعد اشمیت $\lambda_x$ : ثابت موجود در ضریب مؤثر پراکندگی محوری $\lambda_r$ : ثابت موجود در ضریب مؤثر پراکندگی متقاطع $\mu_0$ : ویسکوزیته مینا (cP) $\mu_m$ : حداکثری ویسکوزیته نسبت به ویسکوزیته

مینا

 $n$ : شاخص توانی $\alpha$ : ضریب دمایی $pH$ : مقدار  $pH$  که در آن ویسکوزیته به حداکثر مقدارخود می‌رسد  $pH_m$  $a$ : محدوده  $pH$  $b_{pH}$ : حداقل شاخص توانی $a_{pH}$ : حداکثر شاخص توانی

با این وجود، اگر چه در سیستم شعاعی پیشروی اسید در ناحیه کم‌تراوای مخزن بیشتر شده است، ولی هدف ژل اسید درجا در این سیستم برآورده نشده است. از علت‌های اصلی آن می‌توان به این موضوع اشاره کرد که در سیستم شعاعی به دلیل افزایش تعداد کرم‌چاله، اسید مسیر دیگری را در صورت بسته شدن پیشروی خود انتخاب می‌کند. به عبارت دیگر، تعداد کرم‌چاله نقش بسیاری در انحراف اسید از ناحیه کم‌تراوا به ناحیه پرتراوا را خواهد داشت.

**نتیجه‌گیری**

در این پژوهش سعی شد که تاثیر ژل اسیدهای درجا در سیستم خطی و شعاعی با یکدیگر مقایسه شود. این موضوع از دو جهت بسیار حائز اهمیت است، اولاً مدل شعاعی برابر با مقیاس میدانی است، بنابراین نتایج می‌تواند بسیار به واقعیت نزدیک باشد. ثانیاً استفاده از مدل خطی و به دست آوردن دبی بهینه در این مقیاس و سپس انجام شبیه‌سازی با دبی بهینه در مقیاس شعاعی، دقیقاً مشابه کار عملیاتی است که امروزه صورت می‌پذیرد. در این پژوهش، نتایج نشان می‌دهند که در سیستم خطی مدل توسعه داده شده باعث هدایت اسید از ناحیه پرتراوا به ناحیه کم‌تراوا می‌شود این در حالی است که در سیستم شعاعی این انحراف رخ نمی‌دهد. با توجه به اینکه تعداد کرم‌چاله تشکیل شده در سیستم شعاعی خیلی بیشتر از سیستم خطی است، بنابراین اسید مسیر پرتراوای دیگری را به مسیر کم‌تراوا در سیستم شعاعی برا پیشروی خود انتخاب می‌کند. این باعث می‌شود که انحراف اسید در سیستم شعاعی رخ ندهد. لازم است ذکر شود که در مراجع نتایج مشابه به این مقاله وجود ندارد.

## مراجع

- [1]. Daccord G., Touboul E. and Lenormand R., "Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon," SPE Prod. Eng, Vol. 4, No. 01, pp. 63-68, 1989.
- [2]. Kalia N. and Balakotaiah V., "Modeling and analysis of wormhole formation in reactive dissolution of carbonate rocks," Chem. Eng. Sci., Vol. 62, No. 4, pp. 919-928, 2007.
- [3]. Fredd C.N. and Fogler H. S., "Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media," AIChE J., Vol. 44, No. 9, pp. 1933-1949, 1998.
- [4]. Akanni O. O. and Nasr-El-Din H. A., "The accuracy of carbonate matrix-acidizing models in predicting optimum injection and wormhole propagation rates," In SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, p. 18, 2015.
- [5]. Gomaa A. M., Mahmoud M. A. and Nasr-El-Din H., "Laboratory study of diversion using polymer-based in-situ-gelled acids," SPE Prod. & Oper., Vol. 26, No. 3, pp. 278-290, 2011.
- [6]. MaGee J., Buijse M. A. and Pongratz R., "Method for effective fluid diversion when performing a matrix acid stimulation in carbonate formations," In SPE Middle East Oil Show and Conference, p. 11, 1997.
- [7]. Chang F., Qu Q. and Frenier W., "A novel self-diverting-acid developed for matrix stimulation of carbonate reservoirs," In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, p. 11, 2001.
- [8]. Nelson E. B., Lungwitz B., Dismuke K., Samuel M., Salamat G., Hughes T., Lee J., Fletcher P., Fu D., Hutchins R., Parris M. and inventors, "Viscosity reduction of viscoelastic surfactant based fluids," US patent, No. 6881709, 2005.
- [9]. Nasr-El-Din H. A., Chesson J. B., Cawiezel K. E. and De Vine C. S., "Field success in carbonate acid diversion, utilizing laboratory data generated by parallel flow testing," In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, p. 14, 2006.
- [10]. Panga M. K., Ziauddin M. and Balakotaiah V., "Two-scale continuum model for simulation of wormholes in carbonate acidization," AIChE J., Vol. 51, No. 12, pp. 3231-3248, 2005.
- [11]. Golfier F., Zarcone C., Bazin B., Lenormand R., Lasseux D. and Quintard M., "On the ability of a darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium," J. Fluid Mech., Vol. 457, pp. 213-254, 2002.
- [12]. Hosseinzadeh B., Bazargan M., Rostami B. and Ayatollahi S., "Modeling of wormhole propagation in carbonate rocks by use of in-situ-gelled acids," SPE J., Vol. 22, No. 6, pp. 2032-2048, 2017.



## Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (December-January), Vol. 28, No. 102. 1-3

DOI: 10.22078/pr.2018.3148.2462

# Modeling the Impact of Diverting Agents on Acidization of Heterogeneous Carbonate Reservoir Based on Radial System

Behzad Hosseinzadeh<sup>1</sup>, Shahab Ayatollahi<sup>2</sup>, Behzad Rostami\*<sup>1</sup>, Mohammad Bazargan<sup>2</sup>

1. Institute of Petroleum Engineering, College of Engineering, University of Tehran

2. Chemical and Petroleum Engineering Department, Sharif University of Technology

brostami@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.3148.2462

Received: February/13/2018

Accepted: June/17/2018

## INTRODUCTION

In carbonate reservoirs, acid is injected to dissolve carbonate rocks and create a new conductive path commonly known as a "wormholes" [1]. Wormholes bypass the damaged area and consequently facilitating production of oil and gas. While wormholes incredibly increase matrix acidizing efficiency, and they are extremely complex to be designed. Wormhole formation and propagation depend on injection rate, injected volume, type of acid and its concentration, rock heterogeneity, and formation type and temperature [2]. In highly heterogeneous porous media, more acid preferentially flows into the high-permeable region(s) and leaves the low-permeable region(s) underreacted. To alleviate this problem, diverting agents such as viscoelastic-surfactant (VES) and

in-situ gelled acids are used to uniformly treat near wellbore area.

A rheological model based on experimental data has been developed by Hosseinzadeh et al [3]. The rheological model is used for in-situ gelled acids by considering the main factors such as shear rate, pH and temperature. Here, we developed their model in 2D radial flow has been developed by us, and then the efficiency of the rheological model by injecting in-situ gelled acid in radial flow through highly heterogeneous porous media has been investigated by us. The result shows that in a radial system, propagation of wormholes is not enough to bypass a damaged area in low-permeability regions in comparison with the propagation of wormholes in a linear system.

## TWO SCALE CONTINUUM MODEL

The in-situ gelled acid is a shear-thinning fluid, and its flow in porous medium is described by modified Darcy's law [3];

$$\mathbf{U} = -\frac{1}{\mu_{\text{eff}}} \mathbf{K} \cdot \nabla P \quad (1)$$

where  $\mathbf{U}$  is the Darcy velocity vector,  $\mathbf{K}$  is the permeability tensor,  $P$  is the pressure, and,  $\mu_{\text{eff}}$  is the effective viscosity of the in-situ gelled acid. It is assumed that the rock dissolution does not change the density of the fluid, the mass balance equation is given by

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{U} = 0 \quad (2)$$

in which the first term accounts for the effect of local volume change by dissolution. The mass balance equation for  $\text{H}^+$  is as follows:

$$\frac{\partial(\varepsilon C_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{U} C_f) = \nabla \cdot (\varepsilon \mathbf{D}_e \cdot \nabla C_f) - k_c a_v (C_f - C_s) \quad (3)$$

where  $\varepsilon$  is the local porosity;  $\mathbf{U}$  is the Darcy velocity vector;  $C_f$  is the cup-mixing concentrations of the acid;  $C_s$  is the concentration of acid at the fluid-solid interface;  $\mathbf{D}_e$  is the effective dispersion tensors of acid;  $a_v$  is the interfacial area per unit volume of the medium available for reaction, and  $t$  is time. The change in the porosity due to dissolution is as follows:

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = \frac{R(C_s) a_v \alpha_c}{\rho_s} \quad (4)$$

in which  $\alpha_c$  is the dissolving power of the acid (defined as grams of solid dissolved per mole of acid reacted),  $\rho_s$  is the density of the solid phase, and  $R(C_s)$  is the rate of the dissolution reaction.

The mass balance equation for the polymer component is:

$$\frac{\partial(\varepsilon C_p)}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{U} C_p) = \nabla \cdot (\varepsilon \mathbf{D}_{ep} \cdot \nabla C_p) \quad (5)$$

where  $C_p$  is the polymer concentration, and  $\mathbf{D}_{ep}$

is the effective dispersion tensors of polymer in solution.

## NUMERICAL SIMULATION

Numerical solution of Eqs. 1 to 5 is achieved by finite volume method using an implicit backward Euler scheme for the temporal domain solved sequentially. In the present study, results are reported with fixed size at  $(100 \times 100 \times 100)$  cells in the  $r$ -direction and  $100$  cells each in the  $\theta$ -direction). In other words,  $100$  of aspect ratio is used in this work.

## CONCLUSION

Pressure drop across the core decreases uniformly during injecting Newtonian fluid has been demonstrated by Hosseinzadeh et al [2]. However, pressure drop first increases and then decreases in a period of injection of non-Newtonian fluid, mainly because viscous fluid blocks the permeability wormhole and divert fresh acid into the lower permeability region. In addition, it is important to highlight that pressure drop along the core is a key parameter to identify the mechanism of flow diversion. More accurately, the large viscosity of the spent acid is considered as the key parameter to divert acid from the high permeability region to the low permeability region.

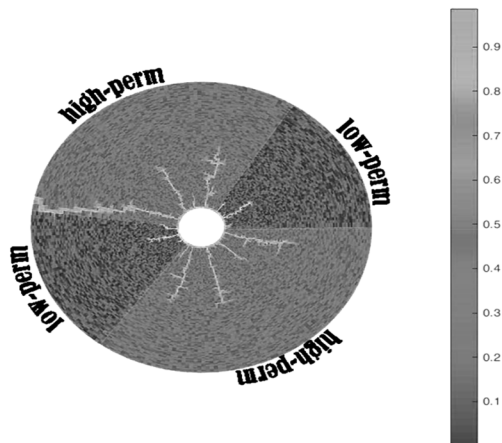
Hydrochloric acid,  $10\%$  with  $2\%$  of in-situ gelled acid has been injected at the constant rate in 2D radial flow as shown in Fig. 1. It can be observed from Fig. 1 that unlike the large propagation of wormholes in low permeability regions in the linear system, only a few short wormholes are created in the radial system. The

reason is that several wormholes are formed in high permeability regions and prevent diverting acid from high permeability region to low permeability region in a radial system. In other words, in-situ gelled acids are not too efficient to stop propagation of several wormholes in high permeability region and thus allow more acid to propagate in low permeability region.

In brief, the existing model could not react or respond to divert acid from in high permeability region to low permeability region in the radial system.

*situ-gelled acids,”* SPE J., Vol. 22, No. 6, pp. 2032-2048, 2017.

[5]. Goma A. M., Mahmoud M. A. and Nasr-El-Din H., “*Laboratory study of diversion using polymer-based in-situ-gelled acids,”* SPE Prod & Oper, Vol. 26, No. 3, pp. 278-290, 2011.



**Figure 1: Non-Newtonian acid propagation in a radial system.**

## REFERENCES

- [1]. Daccord G., Touboul E. and Lenormand R., “*Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon,”* SPE Prod Eng, Vol. 4, No. 01, pp. 63-68, 1989.
- [2]. Kalia N. and Balakotaiah V., “*Modeling and analysis of wormhole formation in reactive dissolution of carbonate rocks,”* Chem. Eng. Sci., Vol. 62, No. 4, pp. 919-928, 2007.
- [12]. Hosseinzadeh B., Bazargan M., Rostami B. and Ayatollahi S., “*Modeling of wormhole propagation in carbonate rocks by use of in-*