

# مطالعه شبیه‌سازی تزریق فوم به مخازن شکاف‌دار با رویکرد تجربی: بررسی اثر ترشوندگی ماتریس بر عملکرد فوم

علی ساعی<sup>۱</sup> و مریم خسروی<sup>۲\*</sup>

۱- انسیتیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۲- پژوهشکده مهندسی نفت، پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۸/۱۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۱/۱۵

## چکیده

تزریق گاز به عنوان یک ازدیاد برداشت نفت مورد استفاده می‌باشد. این روش اما به دلیل گرانی‌روی پایین گاز و ناهمگونی مخازن با ضریب بازیافت پایینی همراه است. تزریق فوم به عنوان یک روش برای اصلاح تحرک‌پذیری گاز پیشنهاد و مورد استفاده قرار گرفته است. در این مطالعه، شبیه‌سازی اثر ترشوندگی محیط متخلخل بر رفتار فوم بررسی شده است. بر همین اساس، یک مدل شکاف‌دار ساخته و ترشوندگی محیط ماتریس آن مورد تغییرات قرار گرفته است. برای افزایش دقت شبیه‌سازی‌ها، مدل فوم متفاوتی به شکاف و ماتریس اختصاص یافته است. مدل‌های اختصاص یافته از آزمایش‌هایی نزدیک به محیط متخلخل بوده، چه از نوع محیط و چه میزان تراوایی، بوده است. پارامترهای فوم در شکاف، از یک الگوریتم بهینه‌سازی برمبنای پارامترهای شکاف حاصل شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که ایجاد فوم در محیط متخلخل سبب ایجاد یک جریان گرانیرو بین شکاف و ماتریس شده که در نهایت سبب می‌شود فوم به داخل ماتریس وارد شده و نفت بیشتر تولید شود. در قیاس با تزریق مجزای گاز و در عدم حضور نیروی ریزش ثقلی، تزریق فوم می‌تواند تا حدود ۷۰٪ سبب افزایش تولید نفت شود. به علت گرانیروی مناسب فوم در داخل شکاف، میزان تغییرات ضریب بازیافت در حضور فوم با گرانیروی‌های مختلف کمتر از ۵٪ بوده که نشان از عدم ضرورت ایجاد فوم با گرانیروی‌های بالا برای افزایش ضریب بازیافت می‌باشد. ترشوندگی ماتریس نوع کیفیت فوم را تعیین می‌کند و هرچه میزان ترشوندگی از آبدوست به ترشوندگی مخلوط برود، فوم ساختاری پایه آبی پیدا می‌کند. حضور نیروی موئینه نیز می‌تواند سبب ایجاد یک جریان گرانیرو موئینه شده و به راندمان اثربخشی تزریق فوم آسیب بزند.

کلمات کلیدی: شبیه‌سازی، تزریق فوم، مخازن شکاف‌دار، ترشوندگی؛ جریان متقاطع گرانیرو.

\*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: khosravim@ripi.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2022.4637.3085)

## مقدمه

به کربن دی اکسید، نیتروژن و بخار آب اشاره کرد [۵ و ۶].

رفتار فوم وابسته به عوامل گوناگونی بوده که از میان آنها می‌توان به غلظت سورفکتانت، میزان اشباع نفت، نوع محیط تزریقی (ماتریس/شکاف) و یا سرعت تزریق اشاره کرد. حضور نفت سبب ناپایداری لاملها شده و با از بین بردن آنها منجر به پیوستگی حباب‌های گاز می‌شود [۷]. رفتار رئولوژیک فوم نیز بسیار پیچیده بوده و بررسی‌های پیشین نشان می‌دهند که فوم می‌تواند از خود رفتار غلیظ شدگی (افزایش گرانشی با افزایش سرعت) و یا رقیق شدگی (کاهش گرانشی با افزایش سرعت) نشان دهد [۸].

روش‌های گوناگونی برای مدل‌سازی حرکت فوم در داخل محیط متخلخل موجود می‌باشد. در کل، می‌توان روش‌های موجود را به دو دسته روش‌های مکانیکی و تجربی تقسیم‌بندی کرد. تفاوت اصلی این دو روش در رویکرد آنها نسبت به اعمال حضور فوم در داخل محیط متخلخل می‌باشد. روش‌های مکانیکی، تحرک‌پذیری گاز را بر اساس بافت فوم (تعداد لاملها در واحد حجم) اصلاح می‌کنند، حال آنکه روش‌های تجربی بافت فوم را بدست نیاورده و تحرک‌پذیری گاز بر اساس معادلاتی که حاصل از نتایج آزمایشگاهی و میدانی می‌باشند، اصلاح می‌شود. هردو رویکرد عملکرد مناسبی برای مدل‌سازی نحوه جابه‌جایی فوم در داخل محیط متخلخل از خود نشان داده‌اند، حال آنکه بدست آوردن پارامترهای روش‌های مکانیکی از نظر محاسباتی سخت‌تر و زمان برتر می‌باشد [۹]. در میان روش‌های تجربی، روش STARS به علت محاسبه آسوده پارامترهای آن و امکان بررسی عوامل مختلف بر رفتار فوم از محبوبیت بالایی برخوردار بوده و مطالعات مختلفی در منابع برای محاسبه و یا استفاده از آن موجود است [۹-۱۴].

تزریق گاز همواره به عنوان یکی از مرسوم‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت نفت مطرح بوده و از دیرباز مورد استفاده قرار گرفته است. با این حال و به دلیل وجود مسیریایی با تراوایی بالا در مخازن شکاف‌دار، گاز توانایی ایجاد نیروی ویسکوز زیادی را نداشته و راندمان جاروب در این روش نامناسب می‌باشد. ایجاد فوم در داخل محیط متخلخل به عنوان یک روش کمکی برای بهبود تحرک‌پذیری گاز پیشنهاد و مورد استفاده قرار گرفته است. مطالعات مختلفی چه در مقیاس میدان و آزمایشگاه (در شرایط مخزنی) به بررسی رفتار فوم پرداخته و همگی حاکی از عملکرد مناسب فوم برای ازدیاد برداشت نفت بوده است [۱-۳]. فوم با ایجاد غشاهای نازکی به نام لامل، باعث افزایش گرانشی گاز و یا کاهش تراوایی نسبی آن می‌شود. لاملها ناپایدار بوده و به کمک مواد فعال سطحی، سورفکتانت، می‌توان به افزایش پایداری آنها کمک کرد. در داخل محیط متخلخل، گاز عمدتاً در حفرات درشت‌تر بوده و فاز مایع حفرات کوچک‌تر را اشغال می‌کنند. بر همین اساس، تراوایی نسبی فاز مایع مستقل از فاز گازی بوده و فوم اثر ناچیزی بر روی تحرک‌پذیری فاز مایع دارد [۴].

به شکل کلی فوم را می‌توان به دو شکل تزریق همزمان محلول سورفکتانت و گاز و یا تزریق متناوب آنها در داخل محیط متخلخل ایجاد کرد. در روش اول، گاز و محلول سورفکتانت به شکل مجزا و از طریق دو لوله مختلف به داخل محیط متخلخل تزریق می‌شوند. در روش دوم، گاز و محلول سورفکتانت در سیکل‌های مجزا و به شکل متناوب به داخل مخزن تزریق می‌شوند، که در این حالت فوم در تمامی نقاطی که گاز و محلول سورفکتانت در مجاورت یکدیگر قرار گیرند، تشکیل می‌شوند. گازهای متفاوتی تا به حال در تزریق میدانی فوم مورد استفاده قرار گرفته‌اند که از جمله می‌توان

مورد استفاده قرار گرفته است به نحوی که یک مدل برای سطح مقطعی از مخزن و در حالت دو بعدی بوده و مدل دیگر برای حالت سه بعدی مورد استفاده قرار گرفت. خروجی مدل‌سازی‌ها نشان از عملکرد بهتر فوم بر روی ازدیاد برداشت داشته و میزان ضریب بازیافت تا ۱۲٪ در قیاس با تزریق گاز افزایش یافته است [۱۸]. رفتار فوم در داخل محیط مخزنی ناهمگون برای ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی کربن دی اکسید توسط الکورن و همکاران مورد بررسی قرار گرفت. مدل مخزنی بر اساس یک میدان نفتی بوده و یک جفت چاه در داخل آن برای تزریق و تولید مورد انتخاب قرار گرفت. انتخاب چاه‌ها بر مبنای معیارهایی همانند نسبت گاز به نفت تولیدی بالا و حداقل فاصله بوده است. عملکرد فوم بر مبنای حداکثر رساندن ضریب بازیافت و افزایش ذخیره‌سازی زیرزمینی کربن دی اکسید بوده است. در میان روش‌های مختلف تزریقی (همانند تزریق متناوب آب و گاز)، فوم عملکرد بهتری برای ازدیاد برداشت و کاهش میزان گاز تولیدی از خود نشان داده است [۱۹].

در میان اکثر مطالعات موجود در منابع [۱۳، ۱۸ و ۲۰]، تنها یک مدل فوم برای شبیه‌سازی تزریق فوم به داخل مدل مخزنی مورد استفاده قرار گرفته است. با این وجود بررسی‌ها نشان می‌دهد که گذردهی مخزن یک عامل اثرگذار بر روی گرانبوی فوم بوده و میزان آن به همراه رفتار فوم در محیط شکاف و ماتریس بسیار متفاوت می‌باشد [۱۱ و ۲۱]. بر همین اساس، اختصاص مدل‌های گوناگون و مختص فوم به هر محیط مخزنی بسیار حائز اهمیت می‌باشد. علاوه بر آن، نحوه تأثیرگذاری ترشوندگی محیط متخلخل بر روی عملکرد فوم مشخص نمی‌باشد. بر همین اساس در این مطالعه و به کمک مدل تجربی STARS، به بررسی اهمیت ترشوندگی ماتریس و اثرگذاری آن بر عملکرد فوم پرداخته می‌شود. برای این مهم، یک مدل شبیه‌سازی شکاف‌دار ایجاد شده و بر خلاف

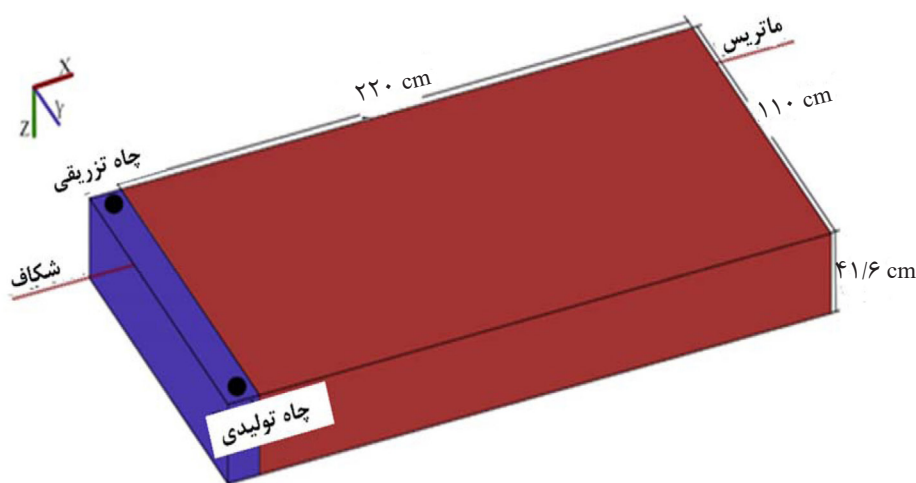
عملکرد فوم را می‌توان توسط آزمایش‌های بررسی کیفیت فوم (نسبت حجم گاز به حجم کل) و آزمایش‌های بررسی نرخ سرعت فوم در محیط آزمایشگاه مطالعه کرد. در دسته اول، رفتار فوم در یک سرعت ثابت و کیفیت‌های مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد، حال آنکه در حالت دوم، عملکرد فوم در یک کیفیت ثابت و سرعت‌های مختلف مطالعه می‌شود. هرکدام از این آزمایش‌ها خواص‌های مختلفی از فوم را بررسی می‌کند. پارامترهای مدل‌سازی فوم را می‌توان به کمک خروجی این آزمایش‌ها و الگوریتم‌هایی محاسبه کرد که در نهایت منجر به تعریف مشخصات فوم ایجاد شده به شبیه‌ساز مورد نظر می‌شود [۱۵]. الگوریتم‌های گوناگونی در منابع برای بررسی رفتار فوم با استفاده از مدل STARS موجود است. هرکدام از این الگوریتم‌ها رویکردها و محدودیت‌های گوناگونی برای به دست آوردن خواص فوم داشته که می‌توان جزئیات بیشتری از آنها را در منبع مطالعه کرد [۱۶]. در زمینه مطالعات پیشین انجام شده با استفاده از روش تجربی STARS، فرج‌زاده و همکاران به بررسی عملکرد فوم بر روی بهبود فرآیند ریزش ثقلی در داخل مخازن شکاف‌دار پرداختند. محیط مخزنی توسط روش تک تخلخل شبیه‌سازی شده و فوم به داخل شبکه شکاف تزریق می‌شود. در قیاس بین نتایج برای حضور و یا عدم حضور فوم، شبیه‌سازی‌ها حاکی از بهبود چشمگیر ضریب بازیافت نفت پس از تزریق فوم به داخل مخزن بوده و این میزان متناسب با زمان اولیه تزریق می‌باشد به نحوی که هرچه فوم برای مدت زمان بیشتری تزریق شده باشد، میزان ضریب بازیافت بالاتر خواهد بود [۱۷]. المقبالی و همکاران به بررسی عملکرد فوم در داخل یک مخزن شکاف‌دار پرداختند. دو مدل متفاوت تجربی و مکانیکی برای بررسی عملکرد فوم مورد استفاده قرار گرفت که هر دو حاصل از داده‌های آزمایشگاهی در داخل محیط شکاف بوده‌اند. هر مدل برای سناریوهای مختلفی

شمای مدل شبیه‌سازی را نشان می‌دهد. شکاف تنها حاوی گاز بوده و ماتریس دارای ۹۰٪ اشباع نفت و ۱۰٪ اشباع آب بوده است. فوم با کیفیت ۸۵٪ به شکل تزریق همزمان گاز و محلول سورفکتانت در داخل شکاف ایجاد می‌شود. کیفیت و نرخ تزریق فوم به نحوی انتخاب شده است که متناسب با شرایط آزمایشگاهی انتخابی در شکاف مصنوعی باشد. **جدول ۱** خواص و پارامترهای مدل را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که از نیروی گرانشی در هر دو محیط ماتریس و شکاف چشم‌پوشی شده است. نیروی مؤئینه نیز تنها برای بررسی اثر آن بر عملکرد فوم در برخی از شبیه‌سازی‌ها اعمال شده است. پارامترهای مورد استفاده برای رفتار فوم متناسب با شرایط شبیه‌سازی‌ها مورد تغییر قرار می‌گیرند. به عبارت دیگر، برای رسیدن به ویژگی‌های مورد نظر خواص فوم به نحوی تغییر می‌کنند که گرانشی مورد نظر حاصل شود. علاوه بر آن، خواص مدل مخزنی ثابت بوده و همانطور که ذکر شد تنها نوع ترشودگی ماتریس به عنوان تحلیل حساسیت تغییر می‌یابد.

سایر مطالعات، دو مدل مختلف فوم به ماتریس و شکاف اختصاص داده می‌شود. برای افزایش دقت شبیه‌سازی‌ها، مدل اختصاص داده شده برای هر محیط مختص آن محیط بوده و از آزمایش‌هایی حاصل شده‌اند که در همان محیط (ماتریس/شکاف) و تراوایی نزدیک به تراوایی مدل شبیه‌سازی بدست آمده‌اند. پارامترهای مدل تجربی در داخل شکاف به کمک یک الگوریتم بهینه‌سازی بدست آمده و داده‌های ورودی آن از آزمایش‌های پیشین بررسی کیفیت فوم در داخل شکاف مصنوعی حاصل شده‌اند.

### روش انجام مطالعه

مدل شبیه‌سازی مورد استفاده یک مدل دو بعدی بوده که دارای ۵۵۰ گزید فعال به فرم  $(1 \times 22 \times 25)$  می‌باشد. تعداد گزیدها بر اساس یک تحلیل حساسیت بر روی ضریب بازیافت حاصل شده که هم از جنبه دقت و هم زمان محاسباتی بهینه باشند. ۴۸۴ گزید  $(22 \times 22)$  در ناحیه ماتریس موجود بوده و یک شکاف به ضخامت  $0.3 \text{ mm}$  در سمت چپ ماتریس موجود می‌باشد. **شکل ۱**



شکل ۱ شمای مدل شبیه‌سازی در راستای افقی

جدول ۱ خواص و پارامترهای مدل شبیه‌سازی

پارامتر	مقدار
تخلخل ماتریس	۰/۰۵۲
تراوایی ماتریس (K <sub>x</sub> , K <sub>y</sub> ) (mD)	۰/۵۱
تراوایی ماتریس (K <sub>z</sub> ) (mD)	۳
تراوایی شکاف (K <sub>x</sub> ) (mD)	۵۰۰۰
تراوایی شکاف (K <sub>y</sub> ) (mD)	۴۴۰۰
تراوایی شکاف (K <sub>z</sub> ) (mD)	۳۸۰۰
فشار اولیه (lb/in <sup>2</sup> )	۲۳۵۰
دمای اولیه (°C)	۷۵
محدودیت چاه تولیدی	فشار ثابت @ فشار اولیه مخزن
محدودیت چاه‌های تزریقی	نرخ تزریق ثابت @ شرایط مخزن

گرفته‌اند، می‌پردازیم [۵].

$$F_1 = \frac{(C_s / Fmsurf)^{Epsurf}}{1} \quad (C_s < Fmsurf) \quad (3)$$

$$F_1 = \frac{(C_s / Fmsurf)^{Epsurf}}{1} \quad (C_s > Fmsurf)$$

در رابطه فوق  $fmsurf$  غلظت بحرانی سورفکتانت بوده و مقدار آن برابر غلظت بحرانی تشکیل مایسل‌ها است.  $C_s$  نیز نشان‌دهنده غلظت سورفکتانت می‌باشد. در این روابط پارامترهایی که با پسوند  $ep$  آغاز می‌شوند نحوه تغییرات هر ضریب را بین دو مقدار حداقل و حداکثری کنترل می‌کنند.

$$F_2 = ((Fmoil - S_0) / (Fmoil - Floil))^{Epoil} \quad (4)$$

در رابطه ۴ پارامتر  $fmoil$  نشان‌دهنده اشباع بحرانی نفت می‌باشد که در اشباع‌های نفت بیش‌تر از آن فوم از بین می‌رود. پارامتر  $floil$  حد پایین اشباع نفت بوده و در اشباع‌های نفت پایین‌تر از آن حضور نفت بر روی عملکرد فوم تأثیری ندارد.

$$F_3 = (u_g / u_{g.reference})^{Epv} \quad (5)$$

$u_g$  سرعت ظاهری گاز و  $u_{g.reference}$  سرعت مرجع می‌باشد. این ضریب نشان‌دهنده رفتار رئولوژیک فوم می‌باشد. مقدار مثبت پارامتر  $Epcap$  بیانگر رفتار رقیق‌شدگی فوم بوده و مقدار منفی آن نشان‌دهنده رفتار غلیظ‌شدگی فوم است.

$$F_7 = 0.5 + \frac{(\tan^{-1}[epdry (S_w - fmdry)])}{\pi} \quad (6)$$

در رابطه فوق، پارامتر  $fmdry$  بیان‌کننده اشباع بحرانی آب (اشباعی که در کمتر از آن فوم شروع

همان‌طور که ذکر شد، برای شبیه‌سازی جریان فوم در محیط متخلخل از مدل تجربی STARS استفاده شده است که در آن تراوایی نسبی گاز توسط یک ضریب اصلاح می‌شود. روابط ۱ و ۲ این مدل را نشان می‌دهند [۱۳، ۱۴ و ۲۲]:

$$K_{r,g}^f = K_{r,g} * MRF \quad (1)$$

$$MRF = \frac{1}{1 + Fmmob * F_1 + F_2 * F_3 * F_4 * F_5 * F_6 * F_7} \quad (2)$$

که در آن  $k_{rg}$  و  $k_{rg}^f$  به ترتیب بیانگر تراوایی نسبی گاز و فوم می‌باشند. پارامتر  $Fmmob$  نشان‌دهنده حداکثر توانایی فوم برای کاهش تراوایی نسبی گاز در حالتی که تمامی شرایط ایده‌آل هستند، می‌باشد. هر کدام از ضرایب  $F_i$  نشان‌دهنده اثر یک پارامتر بوده و به ترتیب بیان‌کننده اثرات غلظت سورفکتانت، اشباع نفت بر تخریب لاملا، سرعت بر رئولوژی فوم، فشار موئینگی بر تولید و از بین رفتن فوم، حضور ترکیبات مخصوص در نفت، شوری نمک و اثر اشباع آب بر لاملا می‌باشد. هر یک از این ضرایب در منابع دارای رابطه مخصوص به خود بوده‌اند و می‌توانند مقادیری بین صفر تا یک را به خود اختصاص دهند. در نتیجه، فوم هنگامی به حداکثر قدرت خود می‌رسد که تمامی ضرایب برابر یک شوند. در ادامه، به معرفی برخی از این پارامترها که در این مطالعه مورد استفاده قرار

در شکاف که به عنوان ورودی اولیه برای الگوریتم بهینه‌سازی استفاده می‌شوند، از آزمایش‌های براتکاس و همکاران اقتباس یافته است. آنها با شکستن سنگ مرمر و دوباره قرار دادن آنها در کنار هم، شکاف‌هایی با تراوایی‌های مختلف ایجاد کردند. برای افزایش دقت شبیه‌سازی‌ها، نتایج آزمایشگاهی شکافی به تراوایی D ۲/۲ به عنوان ورودی الگوریتم انتخاب شده است [۲۳]. به دلیل آنکه فوم ایجاد شده در عدم حضور فاز نفتی و با غلظت سورفکتانت بالایی بوده است، تنها پارامترهای F3 (تابع وابسته به سرعت) و F7 (تابع وابسته به اشباع آب) در داخل مدل فوم مورد بررسی قرار گرفته‌اند. جدول ۲ خروجی نهایی الگوریتم را بر اساس داده‌های ورودی از آزمایش بررسی کیفیت براتکاس و همکاران نشان می‌دهد.

اما به دلیل آنکه ماتریس اشباع از نفت بوده است و فوم به شکل مستقیم در داخل ماتریس تزریق نمی‌شود، مدل فوم اختصاص یافته با ماتریس حاوی دو پارامتر F1 و F2 می‌باشد.

برای نمودارهای تراوایی نسبی نیز در تمامی شبیه‌سازی‌ها از شکل ۲ استفاده شده است و تغییر وضعیت ماتریس از آب‌دوست به ترشوندگی مخلوط از شکل ۳ استفاده شده است. لازم به ذکر است که برای شکاف نمودارهای تراوایی نسبی خطی بوده است. برای بررسی اثر نیروی مؤئینه نیز شکل ۴ به عنوان تحلیل حساسیت مورد استفاده قرار گرفته است.

به از بین رفتن می‌کند) می‌باشد. این ترم همچنین دربرگیرنده اثر فشار مؤئینه محدودکننده بر پایداری لاملا می‌باشد. پارامتر  $Epdry$  تغییرات فوم بین دو ناحیه کیفیت پایین و کیفیت بالا را کنترل می‌کند. مقادیر بالای این پارامتر نشان‌دهنده یک ناحیه گذرای سریع بوده است در حالی که هرچه این عدد کوچکتر شود، تغییرات بین این دو ناحیه تدریجی‌تر می‌باشد.

برای محاسبه پارامترهای فوم در داخل شکاف یک الگوریتم بهینه‌سازی بازتولید شده است که در آن تابع هزینه به فرم زیر می‌باشد [۲۱]:

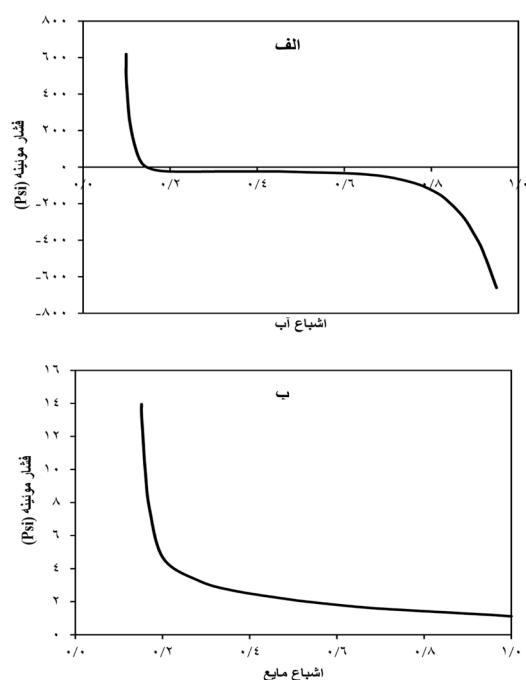
$$\phi(x) = \sum_{i=1}^m w_i (\mu_{foam,i}^{cal}(x) - \mu_{foam,i}^{exp})^2 \quad (7)$$

در رابطه فوق  $w_i$  پارامتر وزندهی می‌باشد. دو ترم  $\mu_{foam}^{cal}$  و  $\mu_{foam}^{exp}$  نیز به ترتیب گرانیوی فوم حاصل از الگوریتم و نتایج آزمایشگاهی می‌باشند. برای یافتن پارامترهای مجهول نیاز است تا تابع هدف حداقل شود. برای حداقل کردن تابع هدف از روش حداقل مربعات دارای محدودیت استفاده می‌شود. با توجه به ماهیت این الگوریتم، نتایج خروجی آن بسیار به داده‌های اولیه و بازه‌های حدس وابسته می‌باشد. با اعمال بازه‌ها و محدودیت‌هایی برای مجهولات، مقدار بهینه پارامترهای مورد نظر به نحوی به دست می‌آید که بهترین تطابق را با گرانیوی آزمایشگاهی داشته باشد. در قیاس با سایر الگوریتم‌های موجود در منابع [۱۶]، این الگوریتم زمان و هزینه محاسباتی بسیار کمتری داشته و تنها به نتایج آزمایش بررسی کیفیت فوم به عنوان ورودی نیاز دارد.

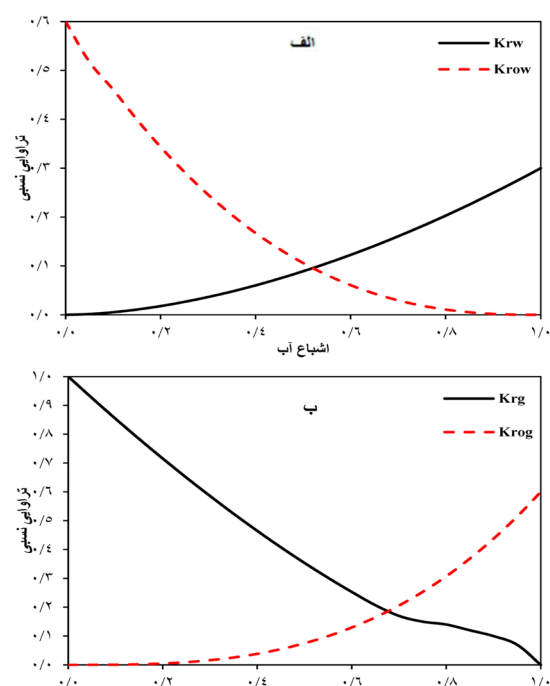
داده‌های آزمایشگاهی استفاده شده برای جریان فوم

جدول ۲ خروجی مدل تطابق یافته برای شکاف با تراوایی D ۲/۲ و سرعت تزریق کل ۴۷ cm/h

پارامتر	مقدار
Fmmob	۳۸۸۰/۳۳
Fmdry	۰/۰۰۰۱
Epdry	۳۶۹/۱۹
Epcap	۰/۰۱
Fmcap	۰/۰۰۰۱



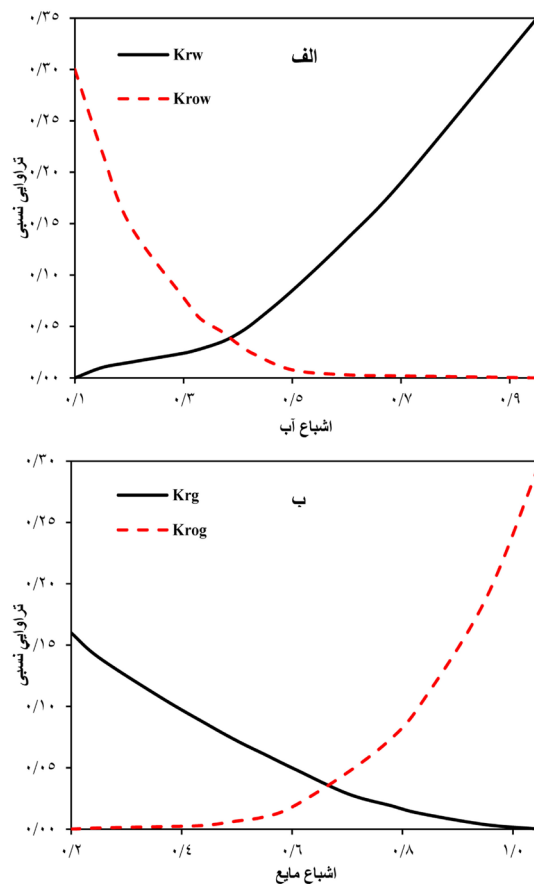
شکل ۴ نمودارهای فشار موئینه برای ماتریس (الف) آب- نفت. (ب) مایع-گاز.



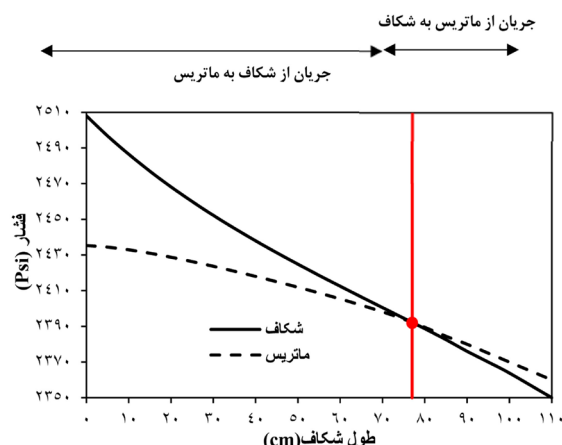
شکل ۲ نمودار تراوایی نسبی ماتریس (آب-دوست). (الف) آب-نفت. (ب) گاز-مایع.

### نتایج شبیه‌سازی‌ها

چاه‌های تولیدی و تزریقی در داخل شکاف بوده و در نتیجه آن فوم به داخل شکاف تزریق می‌شود. در شبیه‌سازی‌های انجام شده مشاهده می‌شود که در اثر تزریق فوم به داخل شکاف، یک جریان متقاطع گرانیو بین شکاف و ماتریس ایجاد شده است که در نتیجه آن محلول سورفکتانت و گاز به داخل شکاف هدایت می‌شوند. به عبارتی، ایجاد فوم در داخل شکاف سبب به وجود آمدن یک افت فشار بین شکاف و ماتریس شده که سبب رانده شدن سیالات به محیط ماتریس می‌شوند. شکل ۵ تغییرات فشار در داخل شکاف و ماتریس مجاور آن را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، فشار در راستای شکاف تا طول مشخصی بیشتر از ماتریس بوده و در ادامه آن فشار ماتریس بر شکاف برتری می‌یابد. میزان این افزایش فشار و محل تغییرات آن وابسته به خواص سنگ و محیط متخلخل و گرانیروی فوم ایجاد شده است. در قیاس با تزریق گاز، به دلیل نبود این افت فشار گاز توانایی جاروب ماتریس را نداشته و ضریب بازیافت نفت به سبب آن بالا نخواهد بود [۱۷].



شکل ۳ نمودار تراوایی نسبی ماتریس (ترشوندگی مخلوط). (الف) آب-نفت. (ب) مایع-گاز.



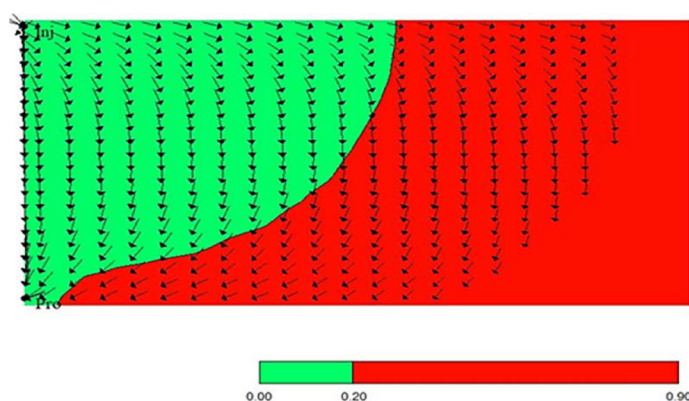
شکل ۵ نحوه تغییرات فشار در شکاف و ماتریس مجاور آن.

و با گذشت زمان تغییرات آن آهسته شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، ایجاد فوم در محیط متخلخل توانسته است که ضریب بازیافت را به شکل چشمگیری در قیاس با تزریق مجزای گاز افزایش دهد. بر همین اساس لازم است گرانیروی فوم مورد استفاده متناسب با خواص مخزنی (همانند فشار شکست سازند) و عوامل اقتصادی وفق داده شود.

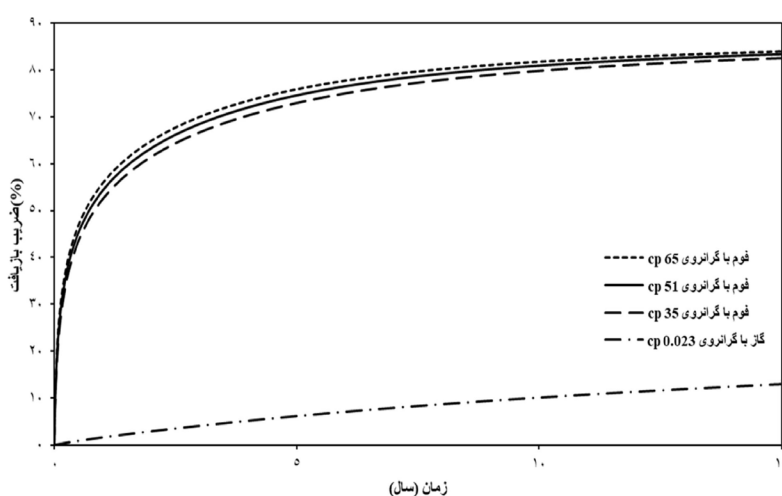
برای بررسی اثر نیروی موئینه بر روی رفتار فوم به بررسی تغییرات اشباع سیالات در داخل ماتریس می‌پردازیم. در شبیه‌سازی‌ها مشاهده شده است، که در زمان اولیه ورود فوم به ماتریس، به علت بالا بودن اشباع نفت، فوم از بین رفته و تنها آب وارد می‌شود. این آب اولیه به شکل یک جبهه پایه آبی حرکت کرده و در پشت آن با کاهش اشباع نفت، میزان فوم افزایش یافته است. این جبهه اولیه که از آن به عنوان موج حرکتی نیز یاد می‌شود در اثر تغییر در اشباع سیالات و دیگر خواص بین دو وضعیت اولیه و وضعیت تزریقی می‌باشد و در تزریق فوم هنگامی رخ می‌دهد که فوم در اثر تماس با نفت از بین می‌رود [۲۵]. در واقع می‌توان این تغییر در اشباع را بین دو وضعیت عدم وجود فوم و ایجاد فوم دانست. دقت اینکه شبیه‌ساز بتواند تا چه میزان این موج حرکتی را نشان دهد بستگی به دقت تغییرات اشباع در هر گرید دارد [۲۶].

**شکل ۶** نحوه جابه‌جایی سیالات داخل ماتریس را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود تزریق فوم و ایجاد یک جریان گرانیرو به تبع آن سبب به وجود آمدن یک جبهه جابه‌جایی کمانی شده است که میزان سرعت جابه‌جایی آن در نزدیک شکاف بالا و با دور شدن از آن کاهش می‌یابد. بر همین اساس، میزان تغییرات ضریب بازیافت نفت و جاروب شدن آن در داخل ماتریس در زمان‌های ابتدایی بالا بوده و پس از آن به آرامی افزایش می‌یابد. **شکل ۷** میزان ضریب بازیافت نفت را در گرانیروی‌های مختلف فوم نشان می‌دهد. به دلیل آنکه در تمامی حالات فوم ایجاد شده از گرانیروی بالا برخوردار بوده است و توانسته است افت فشار مناسبی ایجاد کند، میزان تغییرات ضریب بازیافت نهایی برای آنها ناچیز بوده است. به بیان دیگر، به دلیل آنکه حتی در ضعیف‌ترین حالت فوم گرانیروی مناسبی از خود نشان می‌دهد و فوم تحت اثر نیروی تخریبی گرانش نمی‌باشد [۲۴]، ایجاد فوم سبب راندن مقدار بالای سیالات به داخل ماتریس شده است. افزایش بیشتر گرانیروی تأثیری بر ضریب بازیافت نداشته چراکه حجم عمده فوم (آب و گاز) حتی در کمترین گرانیروی نیز به داخل ماتریس منتقل می‌شوند. علاوه بر این، به دلیل سرعت بالای جابه‌جایی سیال در مجاورت شکاف، میزان ضریب بازیافت نفت به سرعت افزایش یافته





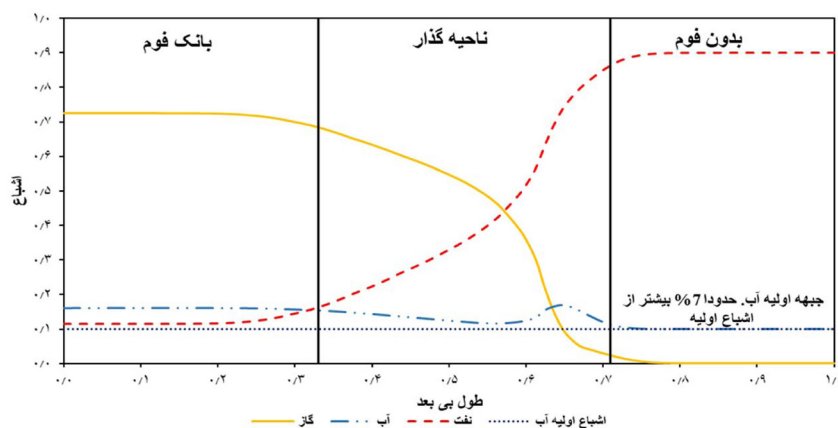
شکل ۶ تغییرات اشباع نفت در داخل ماتریس پس از ۱ سال. خطوط جریانی نشان‌دهنده شار گاز در مقیاس لگاریتمی می‌باشد.



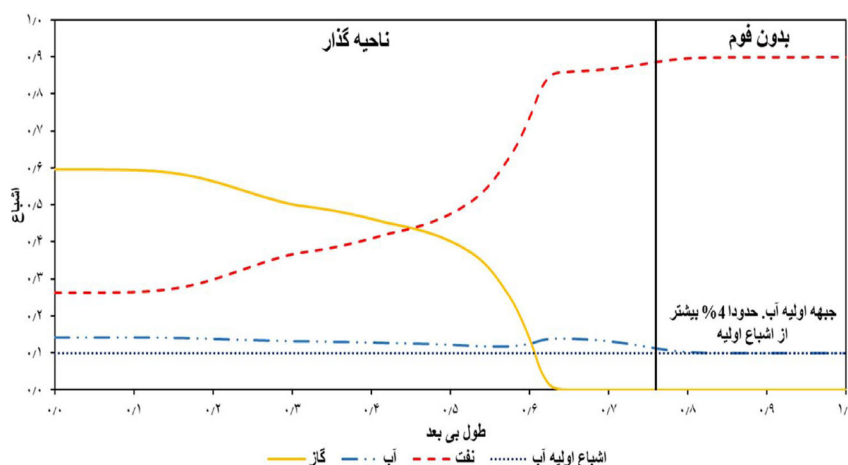
شکل ۷ تغییرات ضریب باز یافت نفت با زمان برای تزریق فوم با گرانی‌های مختلف در شکاف و گاز.

حرکت فوم را کندتر کرده است و بازه گذرا طولانی‌تر شده است. شکل ۹ پروفایل حرکتی فازها را در این حالت نشان می‌دهد. در این حالت و برای جلوگیری از تداخل اثر نیروها، تنها نوع ترشوندگی تغییر یافته و نیروی مؤثر به شکل مجزا مورد تحلیل حساسیت قرار می‌گیرند. در قیاس با دو نمودار تراوایی نسبی حالات آب دوست و نفت دوست مشاهده می‌شود که عمده تغییر این دو نمودار کاهش تحرک‌پذیری فاز نفتی می‌باشد. به همین دلیل، بازه جبهه آب اولیه با کاهش درصد اشباع همراه بوده است. اما با این وجود، شروع محل تغییرات افزایشی درصد اشباع آب جلوتر از حالت آب دوست بوده است. به علت پایین بودن تراوایی نسبی فاز نفتی، میزان اشباع آن به زیر مقدار بحرانی نرسیده و در نتیجه بانک فوم مشاهده نمی‌شود.

شکل ۸ پروفایل اشباع سیالات در داخل ماتریس را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود، ۳ ناحیه قابل بررسی است. در جلوی جبهه حرکت که میزان نفت بالا بوده و فومی موجود نمی‌باشد. محلول سورفکتانت عمده‌تاً در تماس اولیه با نفت بوده است و یک پیک اشباع در فاز آبی قابل ملاحظه است. در پشت این جبهه اولیه، یک ناحیه گذرا می‌باشد، که اشباع نفت در حال کاهش و میزان گاز/ فوم در حال افزایش است. در نزدیک‌ترین قسمت به شکاف، میزان اشباع نفت بسیار کاهش یافته و یک فوم قوی با درصد اشباع بالای گاز، بانک فوم ایجاد شده است. پس از اعمال تراوایی نسبتاً نفت دوست مشاهده می‌شود که به علت کاهش میزان تراوایی نسبی فاز نفت و کمتر بودن میزان تحرک‌پذیری آن نسبت به حالت قبل، فاز نفتی، به علت داشتن اشباع بالاتر،



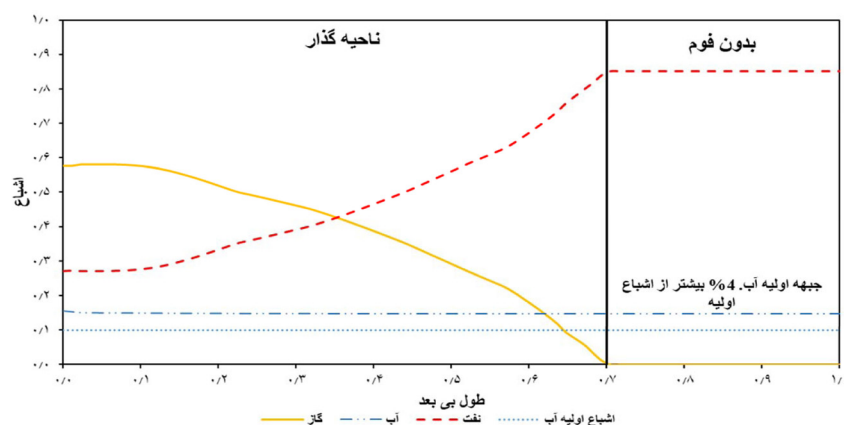
شکل ۸ پروفایل اشباع سیالات در داخل ماتریس. تراوایی نسبتا آب دوست و بدون فشار موئینه. در راستای گرید (۴,۹,۱) و پس از یک سال



شکل ۹ پروفایل اشباع سیالات در داخل ماتریس. تراوایی نسبتا نفت دوست و بدون فشار موئینه. در راستای گرید (۴,۹,۱) و پس از یک سال

به چاه‌های تزریقی، مکش موئینه فاز آبی تأثیر آن‌چنانی بر روی کیفیت فوم در داخل شکاف ندارد. اما در یک مقیاس بزرگ‌تر و در نواحی دور از چاه این نیرو می‌تواند باعث ایجاد یک نیروی متقاطع موئینه شده و به سبب آن منجر به خشک شدن و از بین رفتن فوم در داخل شکاف شده و گرانروی فوم ایجاد را کاهش داده و به تبع آن، باعث کاهش اثر بخشی انتقال سیالات به ماتریس شود [۲۷]. این فرآیند از این لحاظ حائز اهمیت است که در عمده بررسی‌های پیشین اثر نیروی موئینه در شبیه‌سازی‌ها لحاظ نشده و یا مورد تحلیل حساسیت قرار نگرفته است [۱۸، ۱۹ و ۲۸] که این چشم‌پوشی در نهایت سبب نتایج نادرست خواهد شد.

برای بررسی اثر نیروی موئینه، نمودار شکل ۴ در شبیه‌سازی‌ها اعمال می‌شود. پس از اعمال فشار موئینگی نفت دوست نیز همان جبهه حرکت پایه آبی اولیه مشاهده می‌شود (شکل ۱۰). در واقع در زمان‌های اولیه که اشباع نفت زیاد می‌باشد، نیروی موئینه، به دلیل ترشوندگی مخلوط، نقش حمایتی برای ورود آب داشته و آب راحت‌تر وارد ماتریس می‌شود. این جبهه اولیه که در حدود ۰.۴٪ می‌باشد، باعث کاهش نفت شده و بعد از آن میزان گاز شروع به افزایش می‌کند. همچنین به دلیل وجود نیروی موئینه حمایتی برای فاز آب نسبت به دو حالت قبلی، این جبهه حرکت اولیه سریعتر حرکت کرده و در مدت زمان یکسان (پس از یک سال) جلوتر می‌باشد. به علت مجاورت ماتریس



شکل ۱۰. پروفایل اشباع سیالات در داخل ماتریس. تراوایی نسبتاً نفت دوست و با فشار مؤئینه. در راستای گرید (۴,۹,۱) و پس از یک سال

جریان متقاطع گراندرو بین شکاف و ماتریس شده که منجر به جاروب نفت از ماتریس می‌شود. میزان سرعت این جابه‌جایی به خواص سنگ و فوم مربوط بوده و می‌بایست متناسب با شرایط مخزنی و اقتصادی طراحی شود.

۲- حضور نفت در ماتریس و اشباع بالای آن در زمان‌ها اولیه سبب می‌شود که فوم از بین رفته و یک جبهه حرکت پایه آبی ایجاد شود. با گذشت زمان و کاهش اشباع نفت، بانک فوم به دور از این جبهه پایه آبی ایجاد می‌شود.

۳- اهمیت اعمال نیروی مؤئینه و نحوه تغییرات آن در شبیه‌سازی تزریق فوم مورد بررسی قرار گرفت. خروجی شبیه‌سازی‌ها حاکی از اثرگذاری بالای نیروی مؤئینه بوده به نحوی که می‌تواند سبب یک جریان متقاطع مؤئینه بین شکاف و ماتریس شود. متناسب با نوع نیروی مؤئینه، این جریان سبب کاهش اشباع آب در داخل شکاف شده و فوم را در داخل آن خشک و به فرم گاز در آورد.

به بیان دیگر، عدم بررسی نیروی مکش مؤئینه سبب تخمین نادرست گراندرو فوم شده و می‌تواند در مکان‌های دور از چاه که عمده نفت به تله افتاده در ماتریس قرار داشته و نیروی گراندرو و مؤئینه هم میزان می‌باشند، فوم با گراندرو بسیار کمتر از مقدار پیش‌بینی شده تولید شود.

### نتیجه‌گیری

در این مطالعه به بررسی رفتار فوم و اثرگذاری ترشوندگی ماتریس بر روی عملکرد فوم پرداخته شد. رفتار فوم و نحوه تغییرات اشباع جبهه حرکت آن در داخل شکاف و ماتریس در شرایط ترشوندگی گوناگون مورد بررسی قرار گرفت. پارامترهای فوم ارائه شده مختص هر محیط (شکاف و ماتریس) بوده و برای شکاف نیز بر اساس خروجی‌های آزمایشگاهی پیشین، پارامترهای فوم از الگوریتم بهینه‌سازی ذکر شده، حاصل شده‌اند. موارد زیر را می‌توان بر اساس مطالعه انجام شده ذکر کرد:

۱- تزریق فوم به محیط متخلخل سبب ایجاد یک

### مراجع

- [1]. Zuta J, Fjelde I, Berenblyum R (2009) Oil recovery during CO<sub>2</sub>-foam injection in fractured chalk rock at reservoir conditions, in International Symposium of the Society of Core Analysts held in Noordwijk, The Netherlands, 26-30.
- [2]. Blaker T, Aarra M G, Skauge A, Rasmussen L, Celius H K, Martinsen H A, Vassenden F (2002) Foam for gas mobility control in the snorre field: The FAWAG project, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 5, 04: 317-323.
- [3]. Shojaiepour M, Rashidi F, Dabir B, Amirsardari M (2021) Investigation of foam injection scenarios to con-

- trol the gas oil ratio in carbonate reservoirs with permeability heterogeneity: simulation of the process in an oil reservoir sector, *Journal of Petroleum Research*, 31, 119: 3-14.
- [4]. Ma K, Ren G, Mateen K, Morel D, Cordelier P (2014) Literature review of modeling techniques for foam flow through porous media, Presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [5]. Saeibehrouzi A, Khosravi M, Roštami B (2020) Steps and challenges in empirical foam modeling for enhanced oil recovery, *Natural Resources Research*, 29, 5: 3363-3384.
- [6]. Khoshkalam Y, Khosravi M, Roštami B (2019) An Experimental Investigation on Foam Injection in a Fractured Matrix: Effect of Viscous Cross flow, *Journal of Petroleum Research*, 29, 98-2: 61-71.
- [7]. Simjoo M, Rezaei T, Andrianov A, Zitha P L J (2013) Foam stability in the presence of oil: Effect of surfactant concentration and oil type, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 438: 148-158.
- [8]. Kahrobaei S, Vincent-Bonnieu S, Farajzadeh R (2017) Experimental Study of Hysteresis behavior of Foam Generation in Porous Media, *Scientific Reports*, 7, 1: 8986.
- [9]. Hematpur H, Mahmood S M, Nasr N H, Elraies K A (2018) Foam flow in porous media: Concepts, models and challenges, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 53: 163-180.
- [10]. Zeng Y, Farajzadeh R, Biswal S L, Hirasaki G J (2019) A 2-D simulation study on CO<sub>2</sub> soluble surfactant for foam enhanced oil recovery, *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 72: 133-143.
- [11]. Kapetas L, Vincent-Bonnieu S, Farajzadeh R, Eftekhari A A, Mohd-Shafian S R, Bahrim R K, Rossen W R (2015) Effect of permeability on foam-model parameters: An integrated approach from core-flood experiments through to foam diversion calculations, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 530: 172-180.
- [12]. Li B, Hirasaki G J, Miller C A (2006) Upscaling of foam mobility control to three dimensions, in SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers.
- [13]. Abbaszadeh M, Rodriguez De La Garza F, Yuan C, Pope G A (2010) Single-well simulation study of foam EOR in gas-cap oil of the naturally-fractured cantarell field, in SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers.
- [14]. Abbaszadeh M, Kazemi Nia Korani A, Lopez-Salinas J L, Rodriguez-de La Garza F, Villavicencio Pino A, Hirasaki G (2014) Experimentally-based empirical foam modeling, in SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers.
- [15]. Zeng Y, Muthuswamy A, Ma K, Wang L, Farajzadeh R, Puerto M, Hirasaki G J (2016) Insights on foam transport from a texture-implicit local-equilibrium model with an improved parameter estimation algorithm, *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 55, 28: 7819-7829.
- [16]. Saeibehrouzi A., Khosravi M, Roštami B (2020) Simulation of viscous crossflow in fractured media by foam injection, *Conference Proceedings*, 1: 1-5.
- [17]. Farajzadeh R, Wassing B M, Boerrigter P M (2012) Foam assisted gas-oil gravity drainage in naturally-fractured reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 94-95: 112-122.
- [18]. AlMaqbali A, Agada S, Geiger S, Haugen Å, Fernø M A (2015) Modelling foam displacement in fractured carbonate reservoirs, Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.
- [19]. Alcorn Z P, Fredriksen S B, Sharma M, Rognmo A U, Føyen T L, Fernø M A, Graue A (2019) An integrated carbon-dioxide-foam enhanced-oil-recovery pilot program with combined carbon capture, utilization, and storage in an onshore texas heterogeneous carbonate field, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 22: 04.
- [20]. Alcorn Z, Fredriksen S B, Sharma M, Rognmo A U, Føyen T L, Fernø M A, Graue A (2018) An integrated CO<sub>2</sub> foam EOR pilot program with combined CCUS in an Onshore Texas Heterogeneous carbonate field, in SPE Improved Oil Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [21]. Farajzadeh R, Lotfollahi M, Eftekhari A A, Rossen W R, Hirasaki G J H (2015) Effect of permeability on implicit-texture foam model parameters and the limiting capillary pressure, *Energy and Fuels*, 29, 5: 3011-3018.
- [22]. Ma K, Lopez-Salinas J L, Puerto M C, Miller C A, Biswal S L, Hirasaki G J (2013) Estimation of parameters for the simulation of foam flow through porous media. Part 1: the dry-out effect, *Energy and fuels*, 27, 5: 2363-2375.
- [23]. Brattekkås B, Eide Ø, Johansen S A, Vasshus S S, Polden A G, Fernø M A (2020) Foam flow and mobility control in natural fracture networks, *Transport in Porous Media*, 131, 1: 157-174.
- [24]. Fathollahi A, Roštami B, Khosravi M (2019) Fluid displacement mechanisms by foam injection within a microfluidic matrix-fracture system, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176: 612-620.
- [25]. Ashoori E, Marchesin D, Rossen W R (2011) Roles of transient and local equilibrium foam behavior in porous media: Traveling wave, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 377, 1: 228-242.
- [26]. Rossen W R (2013) Numerical challenges in foam simulation: A review, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA.

[27]. Rossen W R, Lu Q (1997) Effect of capillary crossflow on foam improved oil recovery, presented at the SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California.

[28]. Gong J, Martinez, Vincent-Bonnieu W F, Bahrim S, Mamat R Z K, Tewari R D, Martinez W F, Vincent-Bonnieu S, Bahrim R Z K, Mamat C A N B C, Tewari R D, Amir M I M, Farajzadeh R, Rossen W (2020) Effect of superficial velocity on liquid injectivity in SAG foam EOR. Part 1: Experimental study, Fuel, 278: 118299.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2022(June-July), Vol. 32, No. 123, 9-11

DOI: 10.22078/pr.2022.4637.3085

# Simulation Study of Foam Injection into Fractured Reservoirs using an Empirical Approach: Investigation of Matrix Wettability Effect on the Foam Performance

Ali Saeibehrouzi<sup>1</sup> and Maryam Khosravi<sup>2\*</sup>

1. Institute of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran

2. Petroleum Engineering Research Division, Faculty of Research and Development in Upstream Petroleum Industry (FRDUPI), Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

khosravim@ripi.ir

DOI: 10.22078/PR.2022.4637.3085

Received: November/03/2021

Accepted: April/04/2022

## Introduction

Gas injection is a common method for enhancing oil recovery. Nevertheless, fractured reservoirs provide a fast pathway for injected fluids that will finally lead to an early breakthrough and low recovery factors [1]. This phenomenon can be controlled by foaming the gas, lowering the mobility, and enhancing fluids diversion from the fracture network to the matrix media [2].

Generally, foam modeling methods can be categorized into empirical and mechanistic models. However, due to lower computational time, the empirical methods are preferred. The STARS model is an empirical model that has been employed in various researches because of providing the possibility of testing different factors on foam performance, and ease of calculating its parameters [3]. In the majority of available studies, a unique foam model has been assigned to the fracture and matrix media that obviously involves serious errors in the estimation of recovery. Some others have also neglected matrix capillary pressure. To the best of authors' knowledge, there is no study in the literature to evaluate the effects of aforementioned assumption on the foam flow properties.

There are many variables that affect foam viscosity, such as oil saturation, surfactant type and concentration, and medium geometry [4,5]. The wettability of the hydrocarbon-bearing reservoir, as well as capillary

pressure, greatly influence the behavior in a wide variety of ways, including multiphase flow and fluid saturation distribution. In order to understand the impact of matrix wettability on foam performance, it is essential to evaluate how different wetting conditions can influence oil production conditions.

## Materials and Methods

Simulations are conducted in a 2-D single porosity model that consists of 550 grid blocks at horizontal (25\*22\*1) (X\*Y\*Z) conditions. The matrix contains 484 (22\*22) grids, and a 0.3-millimeter thickness fracture (3\*0.1) is located at the left of the matrix. Figure 1 shows a schematic of this model. The fracture only has gas, and the matrix has 90% and 10% oil and water saturation, respectively. Foam with the quality of 85%, through simultaneous injection of gas and surfactant solution, is injected into fracture. Simulations are done by giving a particular foam model to the matrix and the fracture.

Foam displacement is modeled using the STARS empirical approach. A mobility reduction factor (MRF) is used in this approach for modifying relative permeability of gas. Following are the foam/gas relative permeability and MRF:

$$K_{rg}^f = K_{rg} * MRF \quad (1)$$

$$MRF = \frac{1}{1 + F_{mobe} * F_1 * F_2 * F_3 * F_4 * F_5 * F_6 * F_7} \quad (2)$$

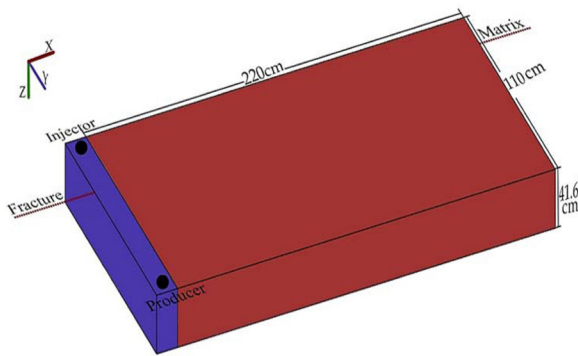


Fig. 1 A schematic of simulation model.

where  $K_{rg}^f$  and  $K_{rg}$  are foam and gas relative permeability, respectively. In Equation 2,  $F_{mob}$  is the maximum ability of foam to decrease gas relative permeability, and  $F_i$  factors take the impact of surfactant concentration, oil saturation on lamella-destruction, velocity on foam rheology, capillary pressure on production and foam destruction, presence of specific components in oil, salinity, and water saturation on lamella, respectively, into account.

**Results and Discussion**

The effect of matrix wettability and capillary pressure on foam properties is studied at three conditions. First scenario is water-wet relative permeability and no capillary pressure. Figure 2 demonstrates the saturation profile in the matrix. The saturation profile can be divided in three regions. Since the surfactant solution is in direct contact with the oil phase, foam is generated gradually behind the front (No Foam). Behind this front, there is a transition region which oil saturation is decreasing and foam/gas are increasing (Transition Zone). A strong foam is only formed far from the front where oil saturation is too low to affect foam (Foam Bank).

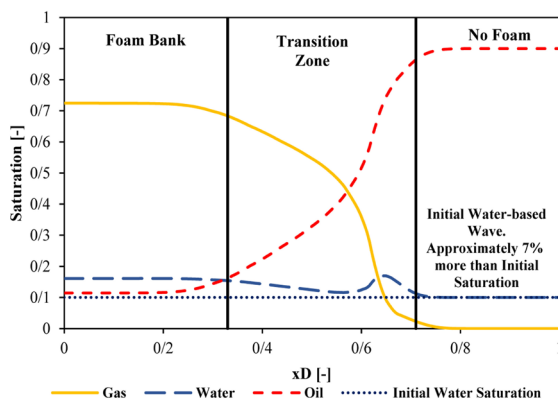


Fig. 2 Saturation profile in the matrix after one year. Water-wet matrix, no capillary pressure.

Second condition is mixed-wet relative permeability and no capillary pressure. Figure 3 displays the saturation profile of this case. In a mixed-wet to relatively oil-wet medium, the oil phase is in the small

pores, and water mostly settles in the larger pores. On this account, water can move forward easier, and the oil phase, particularly at lower saturation, has insignificant mobility. As the oil phase reduces marginally and never drops below the critical oil saturation, no “Foam Bank” is formed, and the “Transition Zone” is longer in this case.

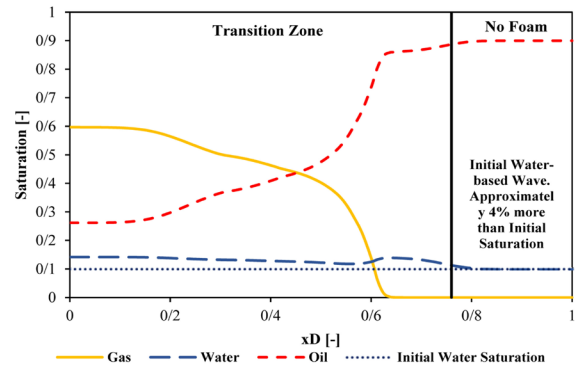


Fig. 3 Saturation profile in the matrix after one year. Mixed-wet matrix, no capillary pressure.

Finally, the third scenario is mixed-wet relative permeability with capillary pressure. In Figure 4, the saturation profile in the presence of capillary pressure for a mixed-wet matrix is illustrated. In this situation, water moves ahead of the gas and reduces oil saturation to some extent. The amount of diverted water ultimately rests on the capillary pressure curves and can vary in each medium. The oil saturation declines gradually and remains above the critical oil saturation as in the previous case. Therefore, there can be no “Foam Bank” within the matrix. Due to the proximity of the matrix to the injection well, the capillary suction of water does not have a significant effect on foam quality in the fracture. However, if the capillary imbibition of the matrix occurs in a broader scope and deeply within the reservoir, it can dry out the foam in the fracture, causing a capillary crossflow and a reduction in the effectiveness of foam diversion.

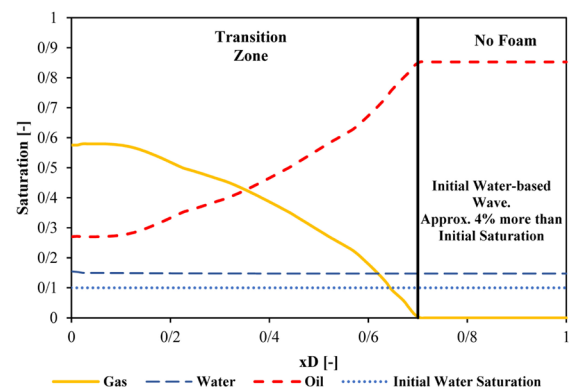


Fig. 4 Saturation profile in the matrix after one year. Mixed-wet matrix, with capillary pressure.

### Conclusions

In the following paragraph, the essential results of this research are highlighted.

1) The formation of foam within the fracture can create a viscous crossflow between fracture and matrix that causes fluids to sweep the matrix efficiently. 2) Due to presence of oil and high saturation at the beginning, foam is destroyed and a water-based front is developed. As the oil saturation is reduced, foam bank is gradually forming far from this water-based front. 3) Our results show the significant impact of capillary pressure. The capillary imbibition of the matrix can dry out foam in the fracture, and turning it into a gas.

### References

1. Agada S, Geiger S (2014) Wettability, trapping and fracture-matrix interaction during WAG injection in fractured carbonate reservoirs, n SPE Improved Oil Recovery Symposium. OnePetro.
2. Blaker T, Arra M G, Skauge A, Rasmussen L, Celius H K, Martinsen H A, Vassenden F (2002) Foam for gas mobility control in the Snorre field: the FAWAG project, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, Aug 1, 5: 04, 317-23.
3. Saeibehrouzi A, Khosravi M, Rostami B (2020) Steps and challenges in empirical foam modeling for enhanced oil recovery, Natural Resources Research, 29, 5: 3363-3384.
4. Simjoo M, Rezaei T, Andrianov A, Zitha P L J, (2013) Foam stability in the presence of oil: effect of surfactant concentration and oil type, Colloids Surfaces A Physicochem, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 438, 148–158.
5. Kapetas L, Vincent-Bonnieu S, Farajzadeh R, Eftekhari A A, Mohd-Shafian S R, Bahrim R K, Rossen W R (2015) Effect of permeability on foam-model parameters-an integrated approach from coreflood experiments through to foam diversion calculations, In IOR 2015-18th European Symposium on Improved Oil Recovery, cp-445, European Association of Geoscientists and Engineers.





Petroleum Research

Petroleum Research, 2022(June-July), Vol. 32, No. 123, 9-11

DOI: 10.22078/pr.2022.4637.3085

# Simulation Study of Foam Injection into Fractured Reservoirs using an Empirical Approach: Investigation of Matrix Wettability Effect on the Foam Performance

Ali Saeibehrouzi<sup>1</sup> and Maryam Khosravi<sup>2\*</sup>

1. Institute of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran

2. Petroleum Engineering Research Division, Faculty of Research and Development in Upstream Petroleum Industry (FRDUPI), Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

khosravim@ripi.ir

DOI: 10.22078/PR.2022.4637.3085

Received: November/03/2021

Accepted: April/04/2022

## Introduction

Gas injection is a common method for enhancing oil recovery. Nevertheless, fractured reservoirs provide a fast pathway for injected fluids that will finally lead to an early breakthrough and low recovery factors [1]. This phenomenon can be controlled by foaming the gas, lowering the mobility, and enhancing fluids diversion from the fracture network to the matrix media [2].

Generally, foam modeling methods can be categorized into empirical and mechanistic models. However, due to lower computational time, the empirical methods are preferred. The STARS model is an empirical model that has been employed in various researches because of providing the possibility of testing different factors on foam performance, and ease of calculating its parameters [3]. In the majority of available studies, a unique foam model has been assigned to the fracture and matrix media that obviously involves serious errors in the estimation of recovery. Some others have also neglected matrix capillary pressure. To the best of authors' knowledge, there is no study in the literature to evaluate the effects of aforementioned assumption on the foam flow properties.

There are many variables that affect foam viscosity, such as oil saturation, surfactant type and concentration, and medium geometry [4,5]. The wettability of the hydrocarbon-bearing reservoir, as well as capillary

pressure, greatly influence the behavior in a wide variety of ways, including multiphase flow and fluid saturation distribution. In order to understand the impact of matrix wettability on foam performance, it is essential to evaluate how different wetting conditions can influence oil production conditions.

## Materials and Methods

Simulations are conducted in a 2-D single porosity model that consists of 550 grid blocks at horizontal (25\*22\*1) (X\*Y\*Z) conditions. The matrix contains 484 (22\*22) grids, and a 0.3-millimeter thickness fracture (3\*0.1) is located at the left of the matrix. Figure 1 shows a schematic of this model. The fracture only has gas, and the matrix has 90% and 10% oil and water saturation, respectively. Foam with the quality of 85%, through simultaneous injection of gas and surfactant solution, is injected into fracture. Simulations are done by giving a particular foam model to the matrix and the fracture.

Foam displacement is modeled using the STARS empirical approach. A mobility reduction factor (MRF) is used in this approach for modifying relative permeability of gas. Following are the foam/gas relative permeability and MRF:

$$K_{rg}^f = K_{rg} * MRF \quad (1)$$

$$MRF = \frac{1}{1 + F_{m1} * F_1 * F_2 * F_3 * F_4 * F_5 * F_6 * F_7} \quad (2)$$

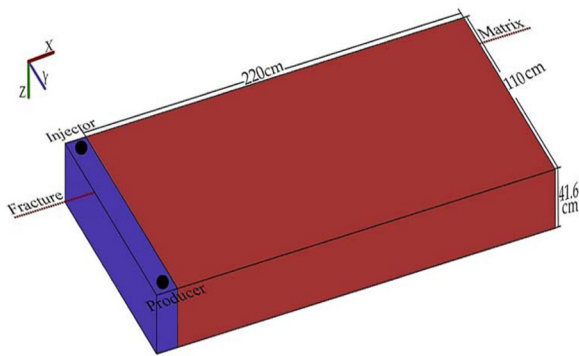


Fig. 1 A schematic of simulation model.

where  $K_{rg}^f$  and  $K_{rg}$  are foam and gas relative permeability, respectively. In Equation 2,  $F_{mob}$  is the maximum ability of foam to decrease gas relative permeability, and  $F_i$  factors take the impact of surfactant concentration, oil saturation on lamella-destruction, velocity on foam rheology, capillary pressure on production and foam destruction, presence of specific components in oil, salinity, and water saturation on lamella, respectively, into account.

**Results and Discussion**

The effect of matrix wettability and capillary pressure on foam properties is studied at three conditions. First scenario is water-wet relative permeability and no capillary pressure. Figure 2 demonstrates the saturation profile in the matrix. The saturation profile can be divided in three regions. Since the surfactant solution is in direct contact with the oil phase, foam is generated gradually behind the front (No Foam). Behind this front, there is a transition region which oil saturation is decreasing and foam/gas are increasing (Transition Zone). A strong foam is only formed far from the front where oil saturation is too low to affect foam (Foam Bank).

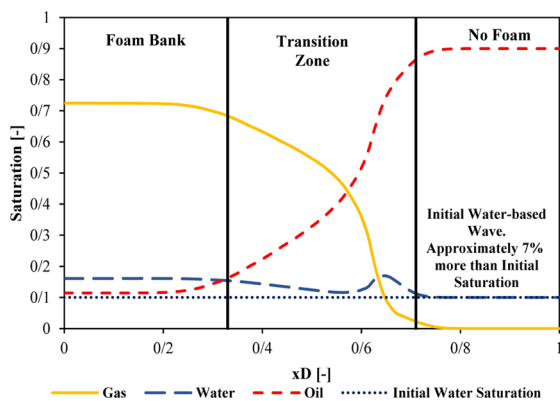


Fig. 2 Saturation profile in the matrix after one year. Water-wet matrix, no capillary pressure.

Second condition is mixed-wet relative permeability and no capillary pressure. Figure 3 displays the saturation profile of this case. In a mixed-wet to relatively oil-wet medium, the oil phase is in the small

pores, and water mostly settles in the larger pores. On this account, water can move forward easier, and the oil phase, particularly at lower saturation, has insignificant mobility. As the oil phase reduces marginally and never drops below the critical oil saturation, no “Foam Bank” is formed, and the “Transition Zone” is longer in this case.

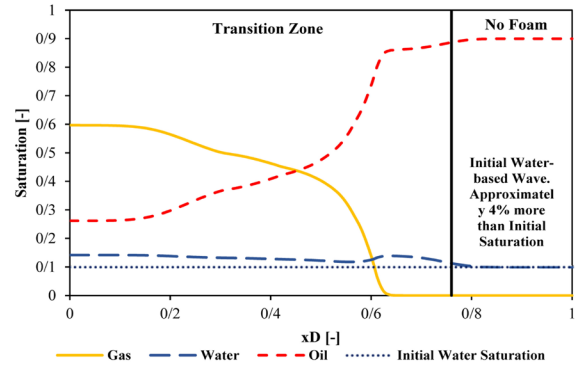


Fig. 3 Saturation profile in the matrix after one year. Mixed-wet matrix, no capillary pressure.

Finally, the third scenario is mixed-wet relative permeability with capillary pressure. In Figure 4, the saturation profile in the presence of capillary pressure for a mixed-wet matrix is illustrated. In this situation, water moves ahead of the gas and reduces oil saturation to some extent. The amount of diverted water ultimately rests on the capillary pressure curves and can vary in each medium. The oil saturation declines gradually and remains above the critical oil saturation as in the previous case. Therefore, there can be no “Foam Bank” within the matrix. Due to the proximity of the matrix to the injection well, the capillary suction of water does not have a significant effect on foam quality in the fracture. However, if the capillary imbibition of the matrix occurs in a broader scope and deeply within the reservoir, it can dry out the foam in the fracture, causing a capillary crossflow and a reduction in the effectiveness of foam diversion.

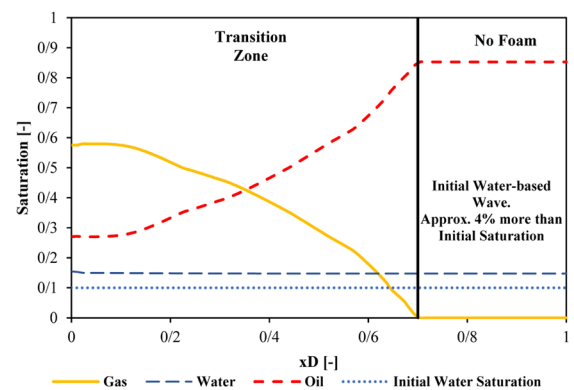


Fig. 4 Saturation profile in the matrix after one year. Mixed-wet matrix, with capillary pressure.

### Conclusions

In the following paragraph, the essential results of this research are highlighted.

1) The formation of foam within the fracture can create a viscous crossflow between fracture and matrix that causes fluids to sweep the matrix efficiently. 2) Due to presence of oil and high saturation at the beginning, foam is destroyed and a water-based front is developed. As the oil saturation is reduced, foam bank is gradually forming far from this water-based front. 3) Our results show the significant impact of capillary pressure. The capillary imbibition of the matrix can dry out foam in the fracture, and turning it into a gas.

### References

1. Agada S, Geiger S (2014) Wettability, trapping and fracture-matrix interaction during WAG injection in fractured carbonate reservoirs, n SPE Improved Oil Recovery Symposium. OnePetro.
2. Blaker T, Arra M G, Skauge A, Rasmussen L, Celius H K, Martinsen H A, Vassenden F (2002) Foam for gas mobility control in the Snorre field: the FAWAG project, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, Aug 1, 5: 04, 317-23.
3. Saeibehrouzi A, Khosravi M, Rostami B (2020) Steps and challenges in empirical foam modeling for enhanced oil recovery, Natural Resources Research, 29, 5: 3363-3384.
4. Simjoo M, Rezaei T, Andrianov A, Zitha P L J, (2013) Foam stability in the presence of oil: effect of surfactant concentration and oil type, Colloids Surfaces A Physicochem, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 438, 148–158.
5. Kapetas L, Vincent-Bonnieu S, Farajzadeh R, Eftekhari A A, Mohd-Shafian S R, Bahrim R K, Rossen W R (2015) Effect of permeability on foam-model parameters-an integrated approach from coreflood experiments through to foam diversion calculations, In IOR 2015-18th European Symposium on Improved Oil Recovery, cp-445, European Association of Geoscientists and Engineers.