

شبیه‌سازی تزریق فاز برای ازدیاد برداشت نفت در ناحیه مورد تهاجم گاز در مخازن کربناته شکافدار طبیعی

بهاره اشرفی، ریاض خراط دانشکده نفت اهواز ■ مهدی زلفی*، مرکز تحقیقات نفت تهران

چکیده

کنترل تحرک یکی از چالش‌های اصلی در تزریق گاز برای ازدیاد برداشت نفت از مخازن شکافدار طبیعی است. فوم و تزریق متناوب آب و گاز روش‌های پیشنهادی به‌عنوان کنترل تحرک سیال تزریقی برای غلبه بر این چالش هستند. تزریق فوم نتایج امیدوارکننده‌ای برای کنترل جریان کنترل گاز تزریقی در تجربیات آزمایشگاهی داشته است. تزریق فوم در شکاف‌ها یک گردان فشاری اعمال می‌کند که در نتیجه آن، مکانیزم رانشی ویسکوز غالب می‌شود و نفوذ ماده‌ی فعال سطحی به ماتریکس بلاک‌ها را ملزم می‌کند.

در این پژوهش، تزریق فوم برای کنترل تحرک گاز تزریقی در ناحیه‌ی مورد هجوم مخازن شکافدار طبیعی از طریق شبیه‌سازی استفاده شده است. هدف، کنترل تحرک سیال تزریقی برای بهبود بازیافت نفت در مخازن کربناته شکافدار ناهمگن است. چندین شبیه‌سازی برای به‌دست آوردن بهترین سناریوی تزریق انجام شده است. همچنین اثربخشی غلظت فوم نیز بررسی شد که غلظت یک درصد حجمی فوم به‌عنوان بهترین غلظت تزریق به‌دست آمد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که تزریق فوم با غلظت بهینه‌ی یک درصد حجمی، افزایش ۱۰ درصدی بازیافت نفت را نسبت به سناریوی تزریق گاز نشان داده و همچنین مقدار نسبت گاز به نفت تولیدی را بیشتر از ۶ هزار استاندارد فوت مکعب در روز نسبت به تزریق گاز به تنهایی، کاهش می‌دهد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۸/۰۹/۰۱

تاریخ ارسال به داو: ۹۸/۰۹/۰۷

تاریخ پذیرش داو: ۹۹/۰۱/۲۳

واژگان کلیدی:

ازدیاد برداشت، تزریق فوم، مخازن کربناته شکافدار، ناحیه مورد هجوم گاز، کنترل تحرک.

مقدمه

نوع مخزن موردنظر بستگی دارد. در مخازن نفت‌دوست کربناته، به‌علت اینکه گاز در مقابل نفت فاز غیر ترکننده است، حرکت نفت راحت‌تر از حرکت گاز خواهد بود و با نیروی رانشی تخلیه‌ی ثقیلی، نفت از بلوک خارج شده و وارد شبکه شکاف می‌شود. بنابراین روش تزریق گاز برای این مخازن مناسب‌تر است. اما اگر مخزن، آب‌دوست باشد به‌علت وجود نیروی آشام موئینگی، روش تزریق آب گزینه مناسبی برای ازدیاد برداشت خواهد بود. [۲]

شبکه شکاف‌ها دارای بیشترین تراوایی و کمترین ظرفیت ذخیره هستند، در حالی که بلوک ماتریکس‌ها دارای کمترین تراوایی و بیشترین ظرفیت ذخیره هستند و همین اختلاف تراوایی زیاد بین شکاف و بلوک ماتریکس باعث کاهش عملکرد فرآیندهای ازدیاد برداشت به‌خصوص تزریق گاز می‌شود، زیرا گاز تزریقی ترجیح می‌دهد از مسیرهای راحت‌تر و با تراوایی بالا حرکت کند. به‌همین دلیل، گاز بدون اینکه نفت زیادی را تولید کرده باشد، خیلی سریع به چاه تولیدی می‌رسد. وجود عواملی همچون ناهمگنی بالا، گرانیروی و چگالی کم گاز و وجود شبکه شکاف با تراوایی بالا، ما را ملزم به استفاده از روش‌های کنترل تحرک گاز کرده است

مخازن کربناته، موقعیت مناسبی را برای توسعه نفت و گاز در دنیا ایجاد کرده‌اند و بیشتر از نیمی از ذخایر نفت و گاز در مخازن کربناته قرار گرفته است. بیشتر مخازن کربناته، شکافدار هستند. یک مخزن کربناته شکافدار، می‌تواند به‌عنوان مخزنی معرفی شود که دارای شبکه شکاف‌های به‌هم مرتبط هستند که این شکاف‌ها توسط فرآیندهای طبیعی همچون چین‌خوردگی، انقباض، تنش‌های فیزیکی، فعالیت‌های حفاری و ایجاد شکاف هیدرولیکی ایجاد شده‌اند. [۱] مکانیزم‌های تولید نفت از مخازن شکافدار به‌دلیل وجود شبکه شکاف‌ها و بلوک ماتریکس‌ها، متفاوت از مکانیزم‌های اولیه در مخازن معمولی هستند و مکانیزم‌های غالب در مخازن شکافدار شامل آشام و تخلیه‌ی ثقیلی هستند. [۳] مخازن شکافدار طبیعی به‌علت وجود ناهمگنی زیاد، شبکه شکاف‌ها و خاصیت نفت‌دوستی بلوک ماتریکس‌ها، دارای رفتار پیچیده‌ای هستند و این ویژگی‌ها باعث می‌شود که بازده مخازن شکافدار نسبت به مخازن ماسه‌سنگی معمولاً کمتر باشد. [۵]

تزریق آب و گاز در مخازن، معمولاً برای حفظ فشار، مورد استفاده قرار می‌گیرند که انتخاب هر یک از این روش‌های تزریق، به

* نویسنده عهد‌دار مکاتبات (mmzallaghi@gmail.com)

ممکن است تولید گاز زیادی مشاهده شود. [۹] بازدهی میکروسکوپیک فرآیند تزریق گاز خوب است، اما بازدهی ماکروسکوپیک این فرآیند به دلیل پایین بودن گرانروی و چگالی گاز و ناهمگنی بالای موجود در مخزن، ضعیف است. یکی از روش‌های مورد استفاده برای کنترل جریان گاز تزریق شده، تزریق فوم است که از حرکت سریع گاز از طریق شکاف‌ها جلوگیری می‌کند. فوم مخلوطی از گاز، آب و مواد فعال سطحی است که در آن فاز گاز به صورت حباب‌های پراکنده و ناپیوسته درون فاز مایع پخش شده است. [۶،۷] لذا تراوایی نسبی گاز کاهش و گرانروی ظاهری آن افزایش یافته و این افزایش گرانروی ظاهری فاز گاز باعث افزایش گرادیان فشاری در شکاف شده و بازدهی تزریق افزایش پیدا می‌کند. [۱۷] فوم در نواحی با تراوایی بالا تشکیل می‌شود، زیرا فوم در این نواحی پایداری بیشتری دارد و سپس به نواحی با تراوایی پایین حرکت می‌کند. [۱۸،۱۹] فوم می‌تواند سیال را از نواحی با تراوایی بالا به نواحی با تراوایی پایین منتقل کند، آنگاه فاز مایع در ناحیه‌ی کم‌تراوا به ناحیه‌ی پرتراوا جابه‌جا می‌شود.

تزریق فوم به‌عنوان یک روش ازدیاد برداشت، دو هدف عمده دارد: هدف اول، کاهش تحرک گاز به‌علت پایین بودن گرانروی و چگالی گاز است. علاوه بر کاهش تحرک گاز، فوم تحرک فاز مایع را نیز کاهش می‌دهد (گاز به‌صورت حباب‌هایی ناپیوسته درون این فاز مایع پراکنده شده است). با افزایش اشباع گاز، تحرک فاز مایع کاهش می‌یابد که به دلیل ثابت بودن گرانروی فاز مایع، تراوایی نسبی مایع کاهش می‌یابد. هدف دوم، کاهش نسبت گاز به نفت تولیدی است. [۲۰] شافیان و همکاران (۲۰۱۵) فوم را با استفاده از گاز دی‌اکسیدکربن غنی و ماده فعال سطحی ایجاد کردند. آنها اثر

که از آن جمله می‌توان به روش‌های تزریق فوم و تزریق متناوب آب و گاز اشاره کرد. [۴] فرآیند تزریق متناوب آب و گاز دارای هر دو مزیت فرآیندهای تزریق آب و تزریق گاز به‌تنهایی است و این مزایا بر روی بازدهی ماکروسکوپی و میکروسکوپی تاثیر بسزایی خواهند داشت که این فرآیند جبهه‌ی تزریق را پایدار کرده و زمان میانشکن شدن را به تاخیر می‌اندازد. بنابراین میزان تولید نفت در تزریق متناوب آب و گاز در مقایسه با تزریق آب به‌تنهایی و یا تزریق گاز به‌تنهایی افزایش پیدا می‌کند. [۱۰] استریبر و همکاران (۱۹۷۲) و جیلینگر و یین (۱۹۸۳) به نتایج یکسانی مبنی بر اینکه تقریباً ۹۰ درصد مخازن کربناته، نفت‌دوست و یا دارای ترشوندگی مخلوط هستند رسیدند. [۸] برای این مخازن، به‌علت خاصیت ترشوندگی نفت‌دوستی سنگ مخزن، روش تزریق گاز مناسب است. زیرا فاز گاز در مقابل فاز نفت، فاز غیر ترکنده خواهد بود و تنها چالش‌های این روش ازدیاد برداشت، در دسترس بودن حجم گاز تزریقی مورد نیاز، میانشکن شدن گاز تزریقی و کنترل نسبت تحرک است. در فرآیند تزریق گاز به مخازن شکافدار، مکانیزم‌های تخلیه ثقلی، نفوذ مولکولی و جابه‌جایی ویسکوز نقش عمده‌ای را ایفا می‌کنند و هر کدام از این مکانیزم‌ها بسته به فاکتورهای مهمی همچون تراوایی ماتریکس، شدت شکاف‌های سنگ، خواص سیال، دبی تزریق و فشار و دمای مخزن نقش خود را ایفا می‌کنند. [۱۱] اگر ارتفاع بلوک ماتریکس به اندازه کافی زیاد باشد، به‌گونه‌ای که ارتفاع گاز درون شکاف از ارتفاع گاز درون ماتریکس بیشتر باشد، گاز وارد ماتریکس شده و به‌علت اختلاف چگالی بین نفت درون ماتریکس و گاز، فرآیند تخلیه گرانشی رخ می‌دهد. در صورتی که بین بلوک ماتریکس‌ها پیوستگی وجود داشته باشد، به‌علت اینکه ارتفاع موینگی کمتر از ارتفاع کل مخزن است، بازدهی بیشتری را انتظار خواهیم داشت. بنابراین در روش تزریق گاز، فرآیند تخلیه گرانشی بسیار مهم خواهد بود. [۱۲] در مخازن شکافدار به نسبت مخازن معمولی، مکانیزم نفوذ مولکولی نقش اساسی در برداشت نفت از بلوک ماتریکس دارد زیرا سطح در دسترس برای مخازن شکافدار بالا است. در حقیقت در فرآیند نفوذ مولکولی، ترکیبات گاز درون شکاف وارد نفت بلوک ماتریکس شده و نفت را از بلوک خارج کرده و میانشکن شدن گاز را به تاخیر می‌اندازد. [۱۱] بنابراین دو فرآیند تخلیه گرانشی و نفوذ مولکولی، راندمان مخازن شکافدار حین تزریق گاز را بهبود می‌بخشند. [۲] دبی تزریق گاز در راندمان و مقدار نفت تولیدی بسیار تاثیرگذار خواهد بود به‌گونه‌ای که در دبی‌های تزریقی بالا پدیده انگشتی شدن گاز رخ داده و



شکل ۱: دیگر روش‌های تحقیق

زیاد شده است که عملکرد تزریق گاز در آن کاهش یافته است. از این رو، تزریق فوم برای کنترل تحرک گاز تزریقی و در نتیجه بهبود عملکرد فرآیند ریزش ثقلی مورد استفاده قرار گرفته است.

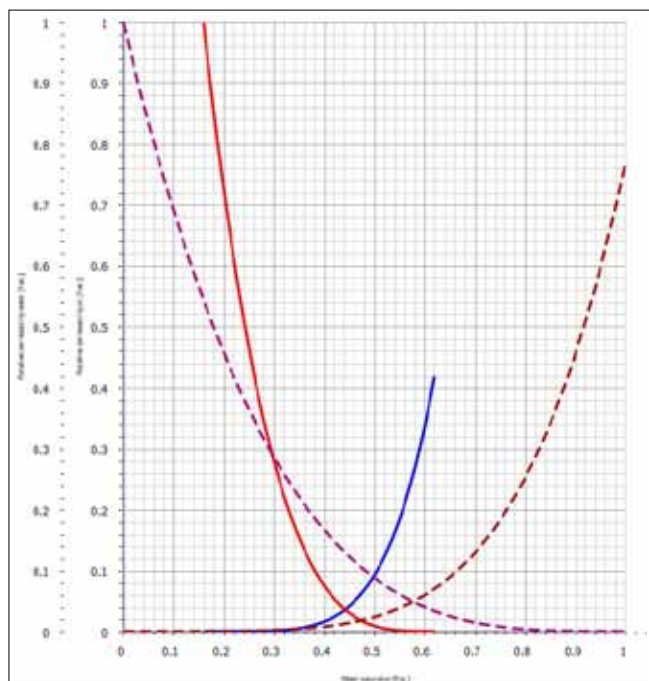
روش تحقیق و توصیف مدل

تحقیق شامل شبیه‌سازی مخزن کربناته شکافدار طبیعی در سازند آسماری و کالیبره کردن مدل توسط داده‌های آزمایشگاهی است. شبیه‌سازی با استفاده از شبیه‌ساز تجاری با مدل نفت سیاه انجام شده و در آن پارامترهای مختلف همچون دبی تزریق گاز و غلظت فوم مورد بررسی و آنالیز قرار گرفته است. روش تحقیق شامل سه مرحله بوده که مراحل انجام شده در دیاگرام نمایش داده شده است. در مدل تخلخل دوگانه برای گریدهای شکاف و ماتریس بلاک‌ها توابع اشباع به صورت جداگانه قابل تخصیص هستند. از این رو، برای ناحیه مورد هجوم گاز با تعریف توابع اشباع، شبکه شکاف‌ها اشباع از گاز و ماتریس بلاک‌ها اشباع از نفت در نظر گرفته شده است.

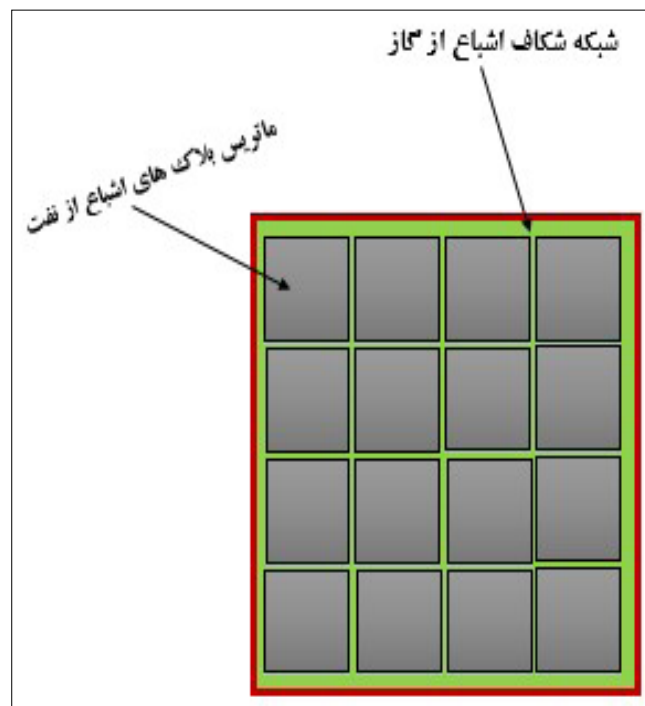
برای توابع اشباع شامل تراوایی نسبی و فشار موینگی از تطبیق داده‌های سنگ و سیال و همچنین پروفایل تولید سیالات به دست آمده در آزمایشگاه استفاده شده است. در این مرحله با استفاده از نرم‌افزار Sendra و با تطبیق داده‌های آزمایشگاهی توابع اشباع

نرخ تزریق را به عنوان یک فاکتور اساسی در تزریق فوم و پایداری آنها بررسی کردند و مشاهده کردند که فاکتور کاهش تحرک با افزایش نرخ جریان افزایش پیدا کرده ولی پایداری فوم کاهش پیدا می‌کند. [۲۱] فرج‌زاده و همکاران (۲۰۱۲) نیز از فوم برای ایجاد گرادیان فشار در شکاف استفاده کردند. آنها بیان کردند که فرآیند تزریق متناوب گاز و ماده فعال سطحی یک راه حل عالی برای ایجاد فوم در شکاف‌ها نیست زیرا آب تزریق شده فوراً به دلیل جاذبه تولید خواهد شد. تزریق فوم از قبل ایجاد شده یا تزریق همزمان محلول سرفکتانت و گاز برای مخازن شکافدار، عملی تر است. [۲۲]

مخازن کربناته شکافدار ایران دارای بلوک ماتریکس‌های با تخلخل، تراوایی و ارتفاع کم هستند. بنابراین فرآیند تخلیه ثقلی در این مخازن تاثیر زیادی در بازیافت نفت از ماتریکس ندارند. برای حل این مشکل، نیازمند فعال کردن مکانیزم نفوذ مولکولی هستیم. در حقیقت با افزایش نفوذ مولکولی، نرخ تخلیه ثقلی نیز افزایش پیدا می‌کند. مخزن مورد نظر برای اجرای روش‌های ازدیاد برداشت، مخزن کربناته آسماری یکی از میادین ایران است و روش تزریق گاز به صورت بازگردانی گاز تولید شده از این سازند است و یا مخازن گازی مجاور که هم‌اکنون در حال انجام است. تزریق گاز در مدت زمان طولانی موجب ایجاد ناحیه مورد هجوم گاز با ارتفاع



۳ نمودار تراوایی نسبی آب و گاز برای سیلاب‌زنی مغزه در حالت تزریق مواد فعال سطحی و حالت معمولی



۲ مدل تخلخل دوگانه در ناحیه‌ی مورد هجوم گاز

نیز ۱۵ هزار فوت است. درون مخزن مدنظر، هر سه فاز آب، نفت، گاز و گاز محلول در نفت موجود است. مخزن کربناته‌ی شکافدار مدنظر دارای ناهمگنی‌های زیادی در ویژگی‌های پتروفیزیکی مخزن شامل تخلخل و تراوایی می‌باشد که این ناهمگنی در مدل مخزنی ما نیز مشاهده می‌شود. دامنه تخلخل مدل مخزن بین ۲ تا ۳۲ درصد است که توزیع تخلخل ماتریکس در مدل توسعه یافته در شماتیک زیر نمایش داده شده است.

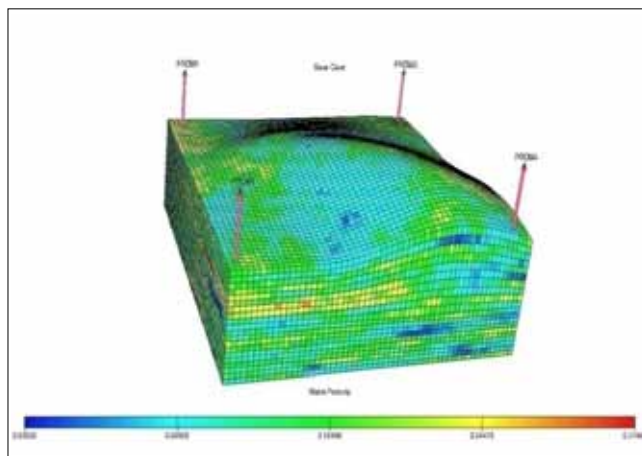
راوایی بلوک ماتریکس‌ها نیز در سه جهت X ، Y و Z دارای مقادیر متفاوتی هستند که به‌طور میانگین، کمتر از یک میلی‌داری است. شکاف‌ها نیز دارای خواص پتروفیزیکی متفاوتی با بلوک ماتریکس‌ها هستند که در این مدل، تخلخل شکاف ۰٫۰۰۲ درصد، تراوایی در راستای X و Y دارای مقدار ۱۱۰۰ میلی‌داری و در راستای Z ، ۵۰۰ میلی‌داری است.

شرایط اولیه و سطح تماس سیالات مدل

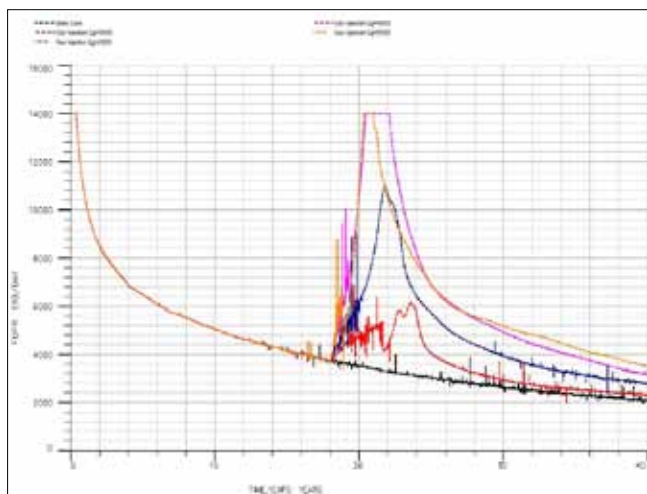
قبل از اجرای روش‌های ازدیاد برداشت و بعد از تولید از هر چهار چاه تولیدی توسط روش‌های تولید طبیعی، مقدار اشباع نفت باقی‌مانده در مدل مدنظر، بین ۰٫۳۵ تا ۰٫۸۵ بوده است که مقدار نفت باقی‌مانده‌ی زیادی را درون بلوک ماتریکس مخزن تحت تولید طبیعی نشان می‌دهد و نیاز به اجرای روش‌های ازدیاد برداشت برای تولید این حجم بالا از نفت موجود در بلوک ماتریکس، به‌شدت احساس می‌شود. برای این منظور، با توجه به نفت‌دوست بودن بلوک ماتریکس‌های مخزن و با توجه به اینکه مخازن شکافدار ایران دارای بلوک ماتریکس‌های با تخلخل و تراوایی پایین و ارتفاع کم هستند، از تزریق غیرتعادلی گاز استفاده

به‌دست آمده است. سپس نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موینگی به‌دست آمده برای ساخت مدل دینامیک مخزن استفاده شده است.

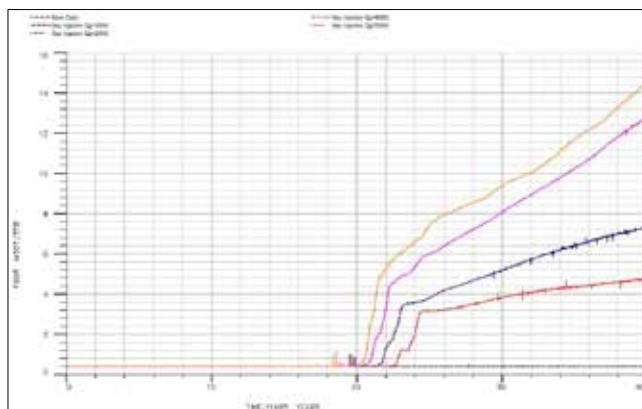
مکانیزم‌های ریزش ثقلی و نفوذ مولکولی در مدل فعال و شبیه‌سازی تزریق گاز و تزریق فوم برای مدت زمان ۲۲ سال انجام شده است. مدل شبیه‌سازی دینامیکی با استفاده از نرم‌افزار پترل ساخته شده است. مقدار تابع انتقال در مدل تخلخل دوگانه برای این سازند، ۰٫۵۴ است. سکتور مدل دارای ۱۲۵۴۴۰ گرید بلاک در هر سه راستای Z باشد که تعداد گریدها در راستای X و Y برابر ۰٫۵۶ و در راستای Z برابر ۴۰ عدد است. اندازه‌ی گرید بلاک‌ها در راستای X و Y ، ۱۰۰ فوت و اندازه‌ی آن در راستای Z ، ۱۰ فوت است. سکتور مدل دارای الگوی پنج نقطه‌ای معکوس (چهار چاه تولیدی عمودی و یک چاه تزریقی) است که چاه تزریقی در مرکز قرار گرفته است. شعاع چاه‌ها ۰٫۶۲۵ فوت است و فرض بر این است که هیچ‌گونه آسیبی در اطراف چاه‌ها وجود ندارد. شعاع خارجی مخزن



شکل ۴ | شماتیک توزیع مقادیر تخلخل در ماتریس بلاک‌ها



شکل ۶ | دبی تولیدی نفت میدان برای دبی‌های تزریق گاز مختلف



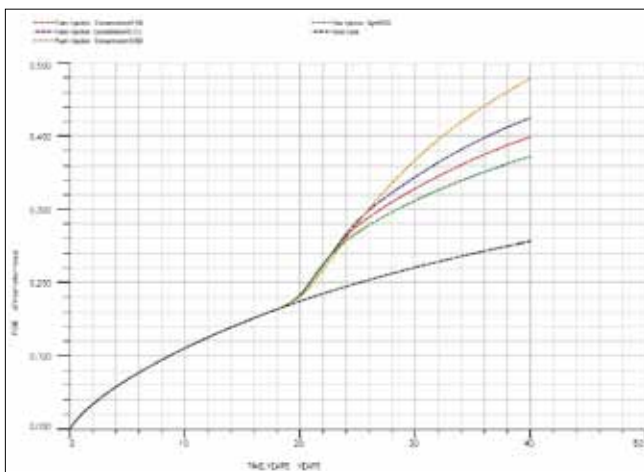
شکل ۵ | نمودار بازدهی نفت میدان برای دبی‌های تزریق گاز مختلف

نفست را کاهش می‌دهد. فوم در نواحی با تراوایی بالا (شبکه شکاف‌ها) ایجاد می‌شود، زیرا فوم در این نواحی پایدارتر است و در نهایت به نواحی با تراوایی پایین (بلوک ماتریکس‌ها) انتقال پیدا می‌کند. [۱۴]

در استفاده از فوم یک‌سری عوامل شامل حضور آب، نفت و جذب سطحی فوم وجود دارند که تاثیرات منفی بر روی فوم می‌گذارند. در واقع حضور فاز آب در کنار فاز گاز سبب بالا رفتن فشار موینگی محیط شده و این عامل خود سبب تخریب فوم می‌شود. فوم در حضور فاز نفت نیز پایداری خود را از دست می‌دهد و در صورت جذب فوم بر روی سطح بلوک ماتریکس‌ها، گلوگاه‌ها بسته شده و تراوایی محیط به شدت کاهش پیدا می‌کند. [۱۶]

برای ساخت فوم درجا در مخزن مورد بررسی، محلول فعال سطحی و گاز همزمان تزریق می‌شود. شبیه‌سازی فوم نیز با استفاده از نرم‌افزار اکلیپس ۱۰۰ انجام می‌شود. با توجه به وجود فازهای آب و نفت درون مخزن، عملکرد فوم به شدت تحت تاثیر این سیالات قرار می‌گیرد که نیمه عمر فوم تحت تاثیر این فازها را می‌توان طبق جدول برای مدل مورد نظر نشان داد.

برای بهینه کردن و نشان دادن تاثیر غلظت فوم، غلظت‌های ۰٫۳، ۰٫۵ درصد حجمی و ۰٫۵، ۱ درصد حجمی و یک درصد حجمی مورد بررسی قرار گرفت و تزریق فوم با دبی ثابت ۴۰ هزار فوت مکعب استاندارد در روز انجام شده است. در نهایت با انجام شبیه‌سازی‌های مربوط به هر کدام از سناریوهای مختلف تزریق فوم، نتایج به دست آمده، با نتایج حاصل از تزریق گاز و حالت تولید طبیعی مقایسه شده است و بهترین حالت تزریق در مخزن به دست آمده است که در ادامه به تجزیه و تحلیل نتایج پرداخته شده است.



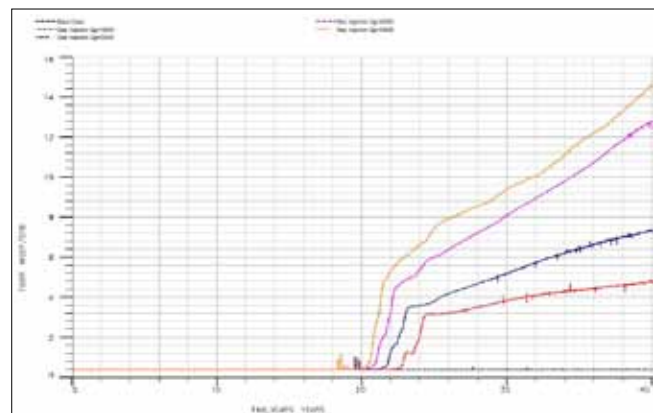
شکل ۸ | بازدهی نفت میدان برای غلظت‌های مختلف سر فکتنت

می‌شود. تزریق غیرتعادلی به این معنی است که بین گاز تزریق شده در شکاف و نفت بلوک ماتریکس از لحاظ ترکیب، اختلاف وجود دارد که باعث به وجود آمدن مکانیزم نفوذ مولکولی و بالا رفتن سرعت ریزش ثقلی می‌شود. از طرفی هم، به دلیل تحرک بالای فاز گاز و تمایل به حرکت آن از طریق شبکه شکاف‌های موجود و جلوگیری از به وجود آمدن پدیده‌های انگشتی شدن و میان شکن شدن، از روش تزریق فوم استفاده می‌شود.

خواص فوم تزریقی و رویه تزریق فوم

گرچه فوم، ترکیبی از گاز، آب و مواد فعال سطحی است، اما شبیه‌ساز، فوم را یک غلظت موثر ماده فعال سطحی همراه با فاز آب یا گاز مدل می‌کند. در نتیجه غلظت فوم را می‌توان غلظت ماده فعال سطحی موجود در فوم در نظر گرفت. انتظار می‌رود ماده فعال سطحی سبب پایداری فوم و کاهش کشش سطحی بین گاز و نفت و در نهایت منجر به کاهش نیروی موینگی و بهبود تولید نفت شود. تشکیل فوم، گرادیان فشاری موجود در شکاف را افزایش می‌دهد و باعث به وجود آمدن نیروی رانشی ویسکوز در شکاف می‌شود. افزایش گرانیوی ظاهری گاز و کاهش تراوایی نسبی آن، دو نتیجه‌ی مهم استفاده از فوم است که افزایش گرانیوی فاز گاز سبب تماس بیشتر آن با فاز نفت می‌شود و انتقال جرم بین آنها صورت می‌گیرد و ویسکوزیته

واحد	مقادیر	داده‌ها
فوت	۵۰۸۵	سطح مینا
پام	۳۶۰۰	فشار در سطح مینا
فوت	۵۴۰۰	عمق سطح تماس آب-نفت
فوت	۴۵۳۰	عمق سطح تماس گاز-نفت



شکل ۹ | مقدار گاز به نفت تولیدی میدان برای دبی‌های تزریق گاز مختلف

بحث و تحلیل نتایج

میدان کاهش پیدا کرده است و دبی تزریق ۵۰ هزار فوت مکعب در روز، بازدهی کمتری را دارا است.

بر اساس نتایج به دست آمده از شبیه سازی مشاهده می شود که با افزایش دبی تزریق گاز، دبی تولیدی میدان با شیب زیادی افزایش پیدا می کند. (نمودار ۳) در دبی تزریق ۱۰ هزار فوت مکعب در روز، دبی تولیدی برای مدت زمان تقریباً ۶ سال با شیب اندک افزایش یافته و در نهایت کاهش پیدا می کند. در دبی تزریق ۲۰ هزار فوت مکعب در روز نیز تولید نفت برای مدت زمان ۴ سال با شیب بیشتری افزایش پیدا می کند. در دبی تزریق ۴۰ هزار فوت مکعب در روز، تولید نفت با شیب خیلی بیشتری افزایش پیدا کرده است و دارای دوره ی تثبیت دبی نیز می باشد که در مدت زمان ۲ سال با حداکثر دبی (۱۴ هزار بشکه در روز) تولید می کند.

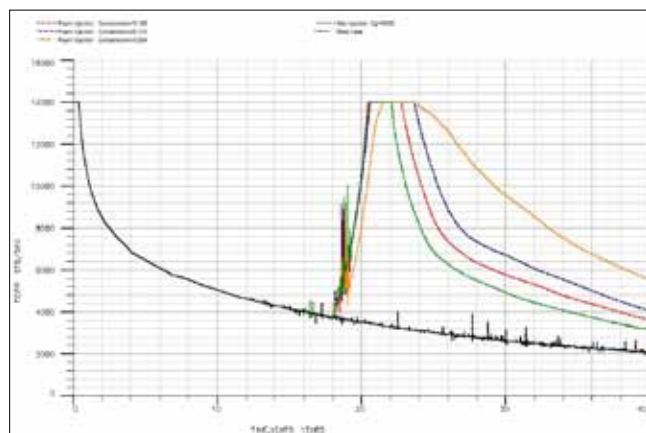
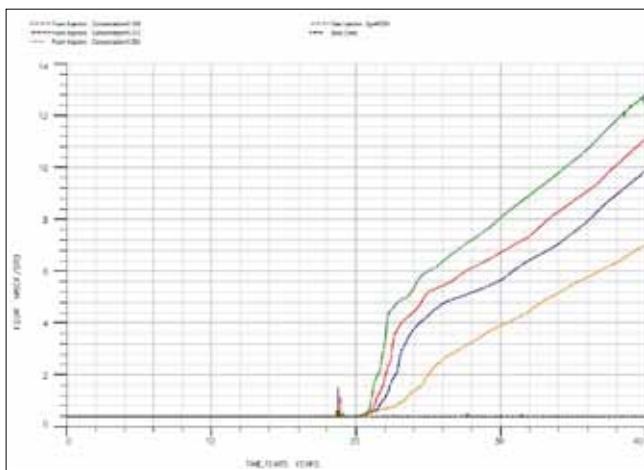
همان طور که بیان شد، با افزایش دبی تزریق گاز، تولید گاز نیز به مراتب زودتر و با شیب بیشتری افزایش پیدا می کند. تاثیر مثبتی که افزایش دبی تزریق گاز دارد این است که مقدار آب تولیدی میدان را کاهش می دهد. در این مخزن، آبدهی وجود دارد که کل مخزن را پوشش می دهد اما این آبده، آبدهی ضعیف است و قادر به حفظ فشار مخزن نیست. (جدول ۱)

با توجه به نتایج به دست آمده از شبیه سازی، مناسب ترین حالت تزریق می تواند تعیین شود. دبی مناسب تزریق، دبی است که دارای نفت تولیدی بالا و مقدار گاز و آب تولیدی کمتری باشد. با توجه به تمامی این شرایط، می توان نتیجه گرفت که دبی تزریق ۴۰ هزار فوت مکعب در روز دارای مقدار نفت تولیدی بیشتر و مقدار آب تولیدی کمتری نیز است، زیرا این حجم از گاز تزریقی

ابتدا در سکتور مدل ساخته شده، فرآیند تزریق گاز با چندین دبی مختلف برای بهینه سازی و تعیین بهترین حالت دبی تزریق انجام می شود. برای این منظور از ۴ دبی تزریق مختلف ۱۰ هزار، ۲۰ هزار، ۴۰ هزار و ۵۰ هزار استاندارد فوت مکعب در روز استفاده می شود. گاز تزریقی، همان گاز تولید شده از مخزن است که از روش بازگردانی گاز برای تزریق استفاده شده است. لذا، ترکیب گاز تزریقی همان ترکیب گاز مخزن است و از شبیه ساز نفت سیاه اکلیپس ۱۰۰ استفاده می شود. تزریق برای ۲۲ سال شبیه سازی شده است و گزارشی از عملکرد مخزن تحت تزریق گاز در نمودار زیر ارائه شده است.

با توجه به نمودار ۳ مشاهده می شود که با افزایش دبی تزریقی گاز، بازده تولیدی نیز افزایش پیدا کرده است و این به دلیل تاثیری است که حجم گاز تزریقی بر روی مکانیزم های تولیدی از جمله افزایش نرخ ریزش ثقلی داشته است. بایستی به این نکته توجه کرد که برای دبی تزریقی حد بهینه ای وجود دارد که اگر گاز بیشتر از آن میزان تزریق شود، تولید گاز نیز به مراتب افزایش پیدا می کند و مقدار نفت بیشتری را درون مخزن بر جای می گذارد. برای دبی تزریقی بیشتر از ۴۰ هزار فوت مکعب در روز، بازدهی

نیمه عمر فوم	
نیمه عمر (روز)	اشباع آب
۳۰۰۰	۰
۲۰۰۰	۱
اشباع نفت	
۳۰۰۰	۰
۲۵۰۰	۱



شکل ۱۰ | نسبت گاز به نفت میدان برای غلظت های مختلف سور فکتنت

شکل ۹ | دبی تولیدی نفت میدان برای غلظت های مختلف سور فکتنت

دوره‌ی تثبیت طولانی‌تری مشاهده می‌شود که در نهایت دبی تولیدی در دوره‌ی کاهش دبی، با شیب کمتری شروع به کاهش می‌کند.

نمودار ۷، اثر تشکیل فوم قوی با افزایش غلظت ماده فعال سطحی را نشان می‌دهد. فوم قوی‌تر قادر است از حرکت سریع و تولید زود هنگام گاز از طریق چاه‌های تولیدی جلوگیری کند. در این شکل مشاهده می‌شود که تزریق گاز با بهینه‌ترین دبی تزریق (۴۰ هزار فوت مکعب در روز)، گاز تولیدی بیشتری نسبت به تزریق فوم داشته و غلظت سرفکانت ۰,۶۲۴ (یک درصد حجمی) نیز کمترین مقدار نسبت گاز تولیدی را دارا است. لذا تزریق فوم در سازند آسماری به‌عنوان روشی کارآمد شناخته می‌شود.

همان‌طور که در نمودار فشار میدان در نمودار ۸ نمایان است، در حالت تولید با انرژی طبیعی مخزن و بدون هیچ‌گونه اعمال روش زیاد برداشتی، فشار از مقدار اولیه‌ی ۳۶۰۷ پام به مقدار ۲۷۶۶ پام کاهش یافته است. با اعمال روش ازدیاد برداشت تزریق غیرتعدالی گاز در سال ۲۰۱۸، مقدار فشار در اثر تزریق گاز در مدت زمان تقریباً ۴ سال، تا مقدار ۴۰۴۲ پام افزایش پیدا کرده است و در نهایت در اثر تولید نفت به مقدار ۲۹۵۵ پام کاهش می‌یابد. در همان سال ۲۰۱۸، اگر روش تزریق فوم برای کنترل گاز تزریقی به کار برده شود، به دلیل فعال شدن نیروی ویسکوز و بالا رفتن اختلاف فشار در شکاف، مقدار فشار از ۲۷۶۶ پام در مدت زمان ۷ سال به مقدار ۴۶۳۸ پام می‌رسد و در نهایت در سال ۲۰۴۰ مقدار آن به ۳۵۶۰ خواهد رسید. با توجه به اینکه حداکثر فشار ایمنی برای تزریق، ۵ هزار پام در نظر گرفته شده است، این افزایش فشار در حین تزریق فوم و گاز منطقی و قابل قبول است.

در جدول زیر می‌توان مقدار افزایش تولید و کاهش گاز تولیدی را در سناریوهای مختلف تزریق مشاهده کرد.

نتیجه‌گیری

نتایج به‌دست آمده از این تحقیق عبارتند از:

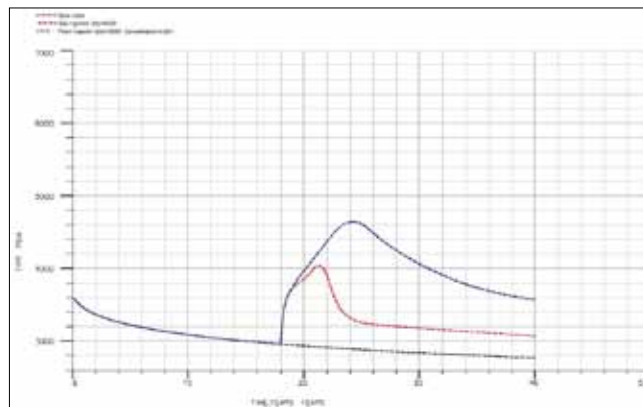
- ۱- مدل مخزن شکافدار با الگوی پنج نقطه‌ای معکوس بر اساس اطلاعات سازند آسماری ساخته شده است که برای آن بازدهی تولید برابر ۲۵,۶۱۶ درصد است.
- ۲- با توجه به خصوصیات بلوک‌های ماتریکس سازند کربناته شکافدار که دارای ترشوندگی نفت‌دوست، تخلخل و تراوایی کم هستند، از روش تزریق گاز غیرتعدالی در لایه نفتی به‌عنوان روش ازدیاد برداشت استفاده شده است که دبی‌های تزریق ۱۰ هزار،

از حرکت رو به بالای آبد و تولید آب جلوگیری می‌کند. دبی‌های ۱۰ هزار و ۲۰ هزار فوت مکعب در روز از نظر اقتصادی برای تولید نفت کافی مناسب نیستند و چه بسا هزینه‌ی تزریق از هزینه‌ی تولید و فروش نفت بیشتر شود. دبی ۵۰ هزار فوت مکعب در روز نیز نسبت به دبی ۴۰ هزار فوت مکعب در روز نفت کمتر و گاز بیشتری تولید کرده است. بنابراین با توجه به تمامی نتایج به‌دست آمده می‌توان نتیجه گرفت که دبی تزریق ۴۰ هزار فوت مکعب در روز بهینه‌ترین حالت برای تزریق گاز در سازند آسماری است که برای کاهش مقدار گاز تولیدی آن از روش تزریق فوم استفاده کردیم که در ادامه به توصیف نتایج آن خواهیم پرداخت.

تزریق فوم

در این بخش، نتایج شبیه‌سازی تزریق فوم در مخزن مدنظر و مقایسه‌ی آن با بهینه‌ترین حالت تزریق گاز و همچنین با حالت تخلیه تحت انرژی طبیعی مخزن نمایش داده می‌شود. فوم به‌صورت درجا و با تزریق همزمان محلول فعال سطحی و گاز درون چاه ساخته می‌شود و همانند فرآیند تزریق گاز، شبیه‌سازی تزریق فوم نیز برای مدت زمان ۲۲ سال انجام شده است. فوم با دبی ۴۰ هزار فوت مکعب در روز تزریق می‌شود و چندین غلظت ماده فعال سطحی مختلف شامل ۰,۱۸۸، ۰,۳، ۰,۵ (درصد حجمی)، ۰,۳۱۲، ۰,۵ (درصد حجمی) و ۰,۶۲۴ (یک درصد حجمی) برای انتخاب غلظت مناسب در نظر گرفته شده است. پس از انجام شبیه‌سازی برای هر یک از سناریوهای تزریق، نتایج به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

همان‌طور که در نمودارهای ۵ و ۴ مشاهده می‌شود، با افزایش غلظت ماده فعال سطحی، فوم قوی‌تری ساخته می‌شود که نتیجتاً تاثیر خیلی بهتری بر روی تحرک گاز تزریقی گذاشته و بازدهی نفت میدان را با شیب بیشتری افزایش می‌دهد. همچنین با افزایش غلظت ماده فعال سطحی، در نمودار دبی تولیدی میدان،



۱۱ | فشار میدان برای حالت‌های تولید طبیعی، تزریق گاز با دبی بهینه و تزریق فوم بهینه

غلظت مواد فعال سطحی مورد بررسی قرار گرفته‌اند که عبارتند از: ۰,۱۸۸ (۰,۳ درصد حجمی)، ۰,۳۱۲ (۰,۵ درصد حجمی) و ۰,۶۲۴ (یک درصد حجمی).
 ۴- تزریق فوم با چهار غلظت مختلف استفاده شده، افزایش بازده تولید نفت در مخزن را نسبت به تزریق گاز نشان می‌دهد و این نشان‌دهنده اثربخشی تزریق فوم بر روی سازند کربناته شکافدار مورد مطالعه است. غلظت فوم یک درصد حجمی یا ppm ۱۰۰۰۰، بازدهی نفت را به ۴۷,۸۲۲ درصد افزایش داده است که تقریباً ۱۰ درصد بیشتر از سناریوی تزریق گاز است. همچنین مقدار نسبت گاز به نفت تولیدی را بیشتر از ۶ هزار استاندارد فوت مکعب در روز نسبت به تزریق گاز به تنهایی، کاهش می‌دهد. ■

۲۰ هزار، ۴۰ هزار و ۵۰ هزار فوت مکعب در روز برای تزریق انتخاب شده‌اند. دبی تزریق ۴۰ هزار فوت مکعب در روز، بازدهی تولید را ۱۱,۵۷ درصد بالا برده و مقدار نسبت گاز به نفت تولیدی به ۱۲,۷۷۹ هزار استاندارد فوت مکعب در روز رسیده است که به‌عنوان دبی بهینه‌ی تزریق انتخاب شده است. دبی تزریق ۵۰ هزار فوت مکعب در روز، نسبت به دبی ۴۰ هزار فوت مکعب در روز، بازدهی را کاهش داده و دارای گاز تولیدی بسیار بالایی است که در این حالت گاز میانسکن می‌شود.
 ۳- برای غلبه بر مشکلات روش تزریق گاز در مخازن شکافدار، از روش تزریق فوم استفاده شد تا تحرک فاز گاز کنترل شود و گاز مدت زمان بیشتری در تعادل با نفت مخزن قرار گیرد و انتقال جرم بین آنها انجام شود. در این روش تزریق سیال، چندین

منابع

- [1]. TorAkselLystad2016. Study of Gas Mobility Control during CO₂ Injection for Enhanced Oil Recovery. Department of Physics and Technology University of Bergen, Bergen 01.06.2016.
- [2]. Jose Sergio de Araujo CavalcanteFilho, 2016. Mobility Control of Gas Injection in Highly Heterogeneous and Naturally Fractured Reservoirs. The University of Texas At Austin, 2016.
- [3]. PallavSarma and Khalid Aziz, Stanford U, 2006. New Transfer Functions for Simulation of Naturally Fractured Reservoirs With Dual-Porosity Models. SPE 90231.
- [4]. S. R. MohdShafian and R. KamarulBahrim, PETRONAS Research Sdn. Bhd.; Y. Foo, PETRONAS; A. Abdul Manap, PETRONAS Research Sdn. Bhd.; R. D. Tewari, PETRONAS CarigaliSdn.Bhd. Division,2015. Foam Mobility Control During WAG Injection in a Difficult Reservoir With High Temperature and High Acid Gas. SPE-174571-MS.
- [5]. Mun-Hong (Robin) Hui, Mohsen Heidary-Fyrozjaee and Jairam Kamath, Chevron,2014. Scaling Gravity-Drainage Oil Recovery from Fractured Reservoirs Using 3D Discrete Fracture Models. SPE-172295-MS.
- [6]. Di Mo, SPE, Jianjia Yu, SPE, Ning Liu, SPE, Robert Lee, SPE Petroleum Recovery and Research Center, New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro, NM 87801,2012. Study of the Effect of Different Factors on Nanoparticle-Stablized Co₂ Foam for Mobility Control. SPE 159282.
- [7]. B. Li, G.J. Hirasaki, and C.A. Miller, Rice U,2006. Upscaling of Foam Mobility Control To Three Dimensions. SPE 99719.
- [8]. Bernard Bourbiaux, Andre Fournu, Quang-Long Nguyen, Francoise Norrant, Michel Robin, Elisabeth Rosenberg, and Jean-FraboisArgillier, IFP Energies Nouvelles,2016. Experimental and Numerical Assessment of Chemical Enhanced Oil Recovery in Oil-Wet Natyally Fractured Reservoirs. SPE 169140.
- [9]. P.S.Jadhawar, University of Adelaide,. H.K. Sarma, Petroleum Institute, Abu Dhabi, UAE,2010. Numerical Simulation and Sensitivity Analysis of Gas-Oil Gravity Drainage Process of Enhanced Oil Recovery. 2008-006; SPE Paper 133373.
- [10]. Mohamed Ahmed Elfeel, Adnan Al-Dhahli, Sebastian Geiger and Marinus I.J. Van Dijke; Heriot-Watt University,2013. Multi-Scale Simulation of WAG Flooding in Naturally Fractured Reservoirs. SPE 164837.
- [11]. HasanShojaei and Kristian Jessen, University of Southern California,2014. Diffusion and Matrix-Fracture Interactions during Gas Injection in Fractured Reservoirs. SPE-169152-MS.
- [12]. M.Verlaan and P. Boerrigter, Shell E&P,2006. Miscible Gas/Oil Gravity Drainage. SPE 103990.
- [13]. Benham, A., W. Dowden, and W. Kunzman, Miscible fluid displacement-prediction of miscibility. 1960.
- [14]. Bourbiaux, B., et al., Computed-Tomography-Scan Monitoring of Foam-Based Chemical-Enhanced-Oil-Recovery Processes in Fractured Carbonate Cores. SPE Journal, 2017. 22(03): p. 912-923.
- [15]. Boeije, C.S. and W. Rossen, Fitting foam-simulation-model parameters to data: I. coinjection of gas and liquid. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2015. 18(02): p. 264-272.
- [16]. Rossen, W. Numerical challenges in foam simulation: a review. in SPE annual technical conference and exhibition. 2013. Society of Petroleum Engineers.
- [17]. Steinsbø, M., 2016. "Enhanced Oil Recovery by CO₂ Injection in Fractured Reservoirs". Emphasis on Wettability and Water Saturation.
- [18]. Bourbiaux, B., et al., 2017. "Computed-Tomography-Scan Monitoring of Foam-Based Chemical-Enhanced-Oil-Recovery Processes in Fractured Carbonate Cores". SPE Journal, 22(03): pp. 912-923.
- [19]. Boeije, C.S., M.V. Bennetzen., and W.R. Rossen., 2017. "A methodology for screening surfactants for foam enhanced oil recovery in an oil-wet reservoir". SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 20(04): pp. 795-808.
- [20]. Sunmonu, R.M., and M. Onyekonwu., 2013. "Enhanced oil recovery using foam injection; a mechanistic approach". in SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [21]. Mohd Shafian, S., et al., 2015. "Foam mobility control during WAG injection in a difficult reservoir with high temperature and high acid gas". in SPE Asia Pacific enhanced oil recovery conference. Society of Petroleum Engineers.
- [22]. Farajzadeh, R., B. Wassing., and P.M. Boerrigter., 2012. "Foam assisted gas-oil gravity drainage in naturally-fractured reservoirs". Journal of Petroleum Science and Engineering, 94: pp. 112-122