

بررسی تاثیر فرآیند آلکالین، سورفکتانت، پلیمر (ASP) بر بازیافت نفت در مخازن ناهمگن

صدیقه خسروی^۱، محسن مسیحی^{۲*} و علی نخعی^۳

۱- دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

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

۳- انستیتو نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۳/۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۸/۲۲

چکیده

مخازن ناهمگن (مانند مخازن کربناته) با پیچیدگی در نقشه تراوایی، یا وجود شکاف‌های طبیعی و عمدتاً نوع ترشوندگی نفت‌دوست دارای ضرایب بازیافت نفت پایین هستند. یکی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت برای ارتقای درجه بازیافت چنین مخازنی استفاده از فرآیندهای سیلاب‌زنی شیمیایی از نوع ASP است. در این فرآیند، ترکیب آلکالین و سورفکتانت باعث می‌شود نفتی که به‌واسطه فشار موئینگی به دام افتاده آزاد گردد و هم‌زمان پلیمر اثر منفی بالا بودن تراوایی سنگ مخزن در برخی نواحی را کاهش می‌دهد و نسبت تحرک‌پذیری را بهبود می‌دهد. تمرکز اصلی این تحقیق بر تأثیر ناهمگنی در خواص مخزنی مانند تراوایی سنگ مخزن بر عملکرد فرآیند ASP است. در این پژوهش، با ساخت تعداد ۲۳ مدل مخزنی به بررسی وجود ناهمگنی با فرض یک لایه کانال با تراوایی بالا به‌صورت صفحه افقی در راستای x، در راستای y و در راستای z و صفحاتی در عرض جریان و همچنین در طول جریان و اجرای شبیه‌سازی جریان برای آنها به مقایسه تأثیر آنها پرداخته می‌شود. به‌طور خاص، سیلاب‌زنی آب، پلیمر، AS+P و P+AS+P برای همه‌ی مدل‌ها اجرا و میزان ضریب بازیافت نفت در مقابل حجم سیال تزریقی محاسبه گردید. همچنین برای بررسی نقش عوامل مختلف، جبهه‌های تزریق در هر سناریو، ضریب مقاومت سیال در مقابل جریان، میزان دبی تولیدی سیال بر جرم مواد تزریقی، غلظت‌های متفاوت تزریق مواد مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفت. نتایج شبیه‌سازی برای یک دوره تولیدی تقریباً ده ساله نشان داد میزان ضریب بازیافت نفت برای فرآیند P+AS+P حدود ۲۰٪ نسبت به سیلاب‌زنی آب افزایش می‌یابد. همچنین مشاهده گردید برای هر مورد شبیه‌سازی اندازه بهینه لخته مربوطه سیستم مانند لخته آب یا پلیمر به‌تنهایی یا لخته AS در سیلاب‌زنی (P+AS+P) و پلیمر در سیلاب‌زنی (P+W+P) قابل بررسی و تعیین است. برای مدل‌های ناهمگن با کانال تراوا، ضریب شکلی کانال (نسبت پهنا به ارتفاع کانال تراوا) و جهت قرارگیری کانال تراوا در مدل برای ارزیابی میزان افزایش ضرایب بازیافت نفت دو حالت P+AS+P, AS+P در مقایسه با سیلاب‌زنی آب مؤثر دیده شد و در واقع، اختلاف بین دو حالت AS+P و P+AS+P را بیشتر بروز می‌دهد.

کلمات کلیدی: مخازن ناهمگن، ازدیاد برداشت، آلکالین، سورفکتانت، پلیمر (ASP)

مقدمه

می‌تواند براساس آنالیز ابعادی و روش‌های آماری باشد [۷ - ۹].

در تقسیم‌بندی کلی، ازدیاد برداشت در دسته‌های روش‌های پایه آبی، پایه گازی و گرمایی است. یک دسته از روش‌های ازدیاد برداشت پایه آبی روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی است. این دسته خود شامل روش‌های مختلفی است که برای آشنایی بیشتر آنها می‌توان به مراجع ازدیاد برداشت [۲ و ۱۰] مراجعه نمود. تزریق آلكالین - سورفکتانت - پلیمر (ASP) یا ترکیبی از آنها در مقایسه با روش‌های دیگر جدیدتر است که از سال ۱۹۸۰ و با هدف بهره‌گیری از مزایای وجود آلكالین، سورفکتانت و پلیمر معرفی گردید و از آن زمان به بعد استراتژی‌های مختلف از آن پیشنهاد گردیده است [۱۱ - ۱۴].

سورفکتانت در یک مولکول واحد خود دارای دو بخش قطبی و غیرقطبی هستند. این نوع از مواد شیمیایی قابلیت کاهش نیروی کشش بین سطحی را دارند. در یک غلظت معین از سورفکتانت شرایط کشش سطحی بسیار پایین ایجاد می‌شود و نفت به شکل امولسیون جدا می‌گردد [۱۳]. اگرچه به نظر می‌رسد که سورفکتانت اثر چشم‌گیری بر بهبود برداشت نفت دارد ولی به علت جذب روی سطح سنگ غلظت سورفکتانت کاهش یافته و باعث ایجاد یک هزینه اضافی می‌شود که مقدار مورد نیاز آن بستگی به نوع سیالات مخزنی و سنگ مخزن متفاوت است [۱۶]. همچنین، وجود پلیمر علی‌رغم تأثیر کنترلی بر تحرک‌پذیری می‌تواند گاهی منجر به افزایش کمی در IFT گردد [۱۷]. آلكالین‌ها نسبت به سورفکتانت‌ها ارزان‌تر هستند و با هدف ممانعت از کاهش مواد فعال سطحی و افزایش کم IFT ناشی از پلیمر تزریق می‌شوند [۱۸].

مرحله برداشت اولیه^۱ نفت از مخزن با استفاده از نیروی رانش طبیعی بستگی به خصوصیات سنگ و سیال مخزن توانایی بازیافت کمی از نفت مخزن را داراست. با شروع تولید و افت فشار مخزن انرژی طبیعی مخزن کاسته شده و نیاز به نیروی مازاد برای برداشت نفت وجود دارد. در این مرحله که برداشت ثانویه^۲ گفته می‌شود تزریق سیالاتی مانند آب یا گاز برای حفظ فشار مخزن انجام می‌شود. سیلابزنی آب به دلیل سادگی و در دسترس بودن ماده تزریق شونده (آب) به‌طور گسترده‌ای اجرا می‌شود [۱ و ۲]. با این حال، در بسیاری از میدان‌های نفتی پس از انجام تزریق آب، مقدار زیادی از نفت به‌علت عدم دسترسی ناشی از ناهمگنی مخزن و برهم کنش بین سنگ و سیال در مخزن باقی می‌ماند که با روش‌های ثالثیه^۳ قابل بازیافت است [۳].

به‌عنوان مثال، مخازن کربناته شکاف‌دار نمونه‌ای از چنین مخازنی است که با داشتن ناهمگنی در تراوایی، وجود شکاف‌های طبیعی و سطح نفت‌دوست نیازمند روش‌های ثالثیه مناسب است. البته برای مخازن خاص مانند مخازن نفت سنگین ملاحظات دیگری مانند میزان بهینه تزریق مواد شیمیایی را باید در نظر داشت [۴]. روش‌های ثالثیه معمول به دو دسته روش‌های پایه آبی و روش‌های پایه گازی قابل تقسیم هستند. تمرکز این پژوهش بر روش‌های پایه آبی است. امروزه، روش‌های ازدیاد برداشت نفت پایه آبی در حال تحقیق آزمایشگاهی و همچنین توسعه میدانی می‌باشند. هدف عمده آنها دستیابی به روش‌های مناسبی است تا مقدار بیشتری از نفت باقی‌مانده مخازن به برداشت برسد. در مطالعه روش ازدیاد برداشت یک مخزن و برای دستیابی به مناسب‌ترین روش، در ابتدا از غربال‌گری روش‌های ازدیاد برداشت استفاده می‌شود [۵ و ۶]. سازوکار/ویکرد غربال‌گری

1. Primary Recovery
2. Secondary Recovery
3. Tertiary Recovery

[۲۹]. در این گونه مخازن انتقال سیالات تحت نیروی موینگی بوده که بر بازیافت نفت تأثیر قابل توجهی دارد. البته محدوده وسیعی از ترشوندگی در سنگ مخازن مختلف گزارش شده که بر سازوکار آشام مؤثر است [۳۱-۳۲]. علاوه بر این، ناهمگنی مخزن از جمله وجود نواحی با تراوایی بالا در مخزن، و یا وجود شبکه شکافهای تراوا می تواند منجر به ایجاد مسیرهای جریانی میان بر و در نتیجه سریع تر رسیدن مواد تزریقی به چاههای تولیدی می گردد و لذا می تواند بر عملکرد سیلابزنی شیمیایی مانند ASP مؤثر باشد [۳۳-۳۴]. بنابراین انتظار است که با فعال شده مکانیزمهای بوجود آمده توسط حضور آلکالین - مواد فعال سطحی - پلیمر [۳۵] شرایط نامناسب مخازن نفت دوست و دارای کانالهای با تراوایی بالا بهبود یابد. به عنوان مثال، وجود آلکالین و سورفکتانت با همکاری همدیگر نفتی که به واسطه فشار موینگی به دام افتاده است را آزاد می کنند و هم زمان وجود پلیمر اثر منفی تراوایی بالای بخش های مخزنی را کاهش می دهد و نسبت تحرک پذیری را کنترل می کند [۳۶]. با این وجود، این روش همیشه بالاترین بازده را ندارد که می تواند ناشی از عدم انطباق مواد و مکانیزمهای مؤثر در سیلابزنی ASP باشد.

هزینه های بالای سورفکتانت از عوامل محدودیت ساز در کاربردی کردن روش ASP می باشد که منجر به پیشنهاد مثلاً روش ACP با استفاده از افزایه حلال به جای سورفکتانت و کاهش ویسکوزیته میکرو امولسیون حاصل است [۳۷]. بنابراین، بررسی بیشتر اثر بخشی این روش در مخازن واقعی و بهینه سازی فرآیند ضروری است. در سال های اخیر آزمون های پایلوت و میدانی فرآیند ازدیاد برداشت ASP در کشورهای مانند آمریکا، هند، چین و دیگر کشورها با میزان موفقیت متفاوت گزارش شده است [۳۸-۴۴].

آلکالین ها با اسیدهای بزرگ موجود در نفت خام طی یک واکنش خودبه خودی مواد فعال کننده سطحی درجا تولید می کنند. به همراه مواد فعال سطحی، آلکالین ها در ایجاد نیروی کشش بین سطحی کمتر، کمک می کنند. از این رو، نیروی کشش بین سطحی بسیار کم می تواند در غلظت پایین مواد فعال سطحی ایجاد شود. آلکالین همچنین می تواند ترشوندگی سطح سنگ را در جهتی که مناسب شرایط تولید نفت است، تغییر دهد. این عملکرد بیشتر در مخازن کربناته که شدیداً نفت دوست هستند، مطلوب است [۱۹].

محققان در خصوص نقش عوامل مختلف مانند کاهش IFT در غلظت های کم سورفکتانت و تغییرات ترشوندگی، جذب کم سورفکتانت توسط آلکالین، ایجاد امولسیون های مختلف و کنترل تحرک پذیری در تزریق ASP بررسی های سازوکاری زیادی داشته اند که عمدتاً تأثیر مثبت وجود آنها را بیان می کند [۲۱-۲۶]. به عنوان مثال، لیو و همکاران با استفاده از سدیم کربنات و سورفکتانت آزمایشاتی را انجام دادند و کاهش مقادیر کشش بین سطحی را با مرور زمان مشاهده کردند. آنها نتیجه گرفتند که شرایط بسیار کم کشش بین سطحی زمانی اتفاق می افتد که آلکالین و سورفکتانت با هم ترکیب باشند. به هر حال، سازوکارهای درگیر در روش های مختلف سیلابزنی شیمیایی هنوز کامل شناخته شده نیستند و نیازمند بررسی های بیشتر می باشند [۲۷].

مخازن کربناته از دید ماکروسکوپی و میکروسکوپی ساختار پیچیده ای دارند. این پیچیدگی باعث کاهش ضریب بازیافت این مخازن در مکانیزمهای رانش طبیعی و حتی برداشت ثانویه می شود.

در اغلب موارد مشاهده شده است که ماتریس سنگ کربناته به علت جذب مواد اسیدی طبیعی، نفت دوست هستند [۲۸]. این ویژگی از شرایط نامناسب برای برداشت نفت شناخته می شود [۳۰-۳۰].

ساخت مدل‌ها و شبیه‌سازی

جدول ۱ خصوصیات مدل ناهمگن مخزن به کار گرفته شده در این تحقیق

واحد	مقدار	پارامتر
عدد	33×33×9	تعداد شبکه‌ها
ft	30×30×12	اندازه هر شبکه
ft	۳۲۰۰	عمق مبنا
ft	۳۳۰۸	سطح تماس آب و نفت
%	۰/۱۴	تخلخل مؤثر
mD	۵۰۰	تراوایی افقی
mD	۵۰	تراوایی عمودی
mD	۱۵۰۰	تراوایی کانال
%	۰/۱۵	اشباع آب ذاتی
psi	۱۴۴۰	فشار در عمق مبنا

در این بخش، جزئیات ساخت مدل‌های مخزن مصنوعی به کار گرفته شده در این تحقیق تشریح می‌شود. همچنین مدل‌سازی مخزن توسط نرم‌افزار اکلپس برای مطالعه اثرات سیلاب‌زنی فرآیند آلکالین، سورفکتانت، پلیمر (ASP) در مدل‌های در نظر گرفته شده (نماینده مخازن ناهمگن نفت‌دوست حاوی کانال‌هایی با نفوذپذیری بالا) انجام می‌شود.

خصوصیات کلی مدل مخزن

مدل مخزن در نظر گرفته شده در این تحقیق به شکل مکعب مستطیل با بلوک‌های شبکه‌ای با تعداد ۳۳، ۳۳ و ۹ بلوک به ترتیب در جهات x ، y و z است. تعداد کل بلوک‌های شبکه ۹۸۰۱ است. حجم کلی این مخزن $18/8$ MMbbl و تخلخل مؤثر سنگ مخزن ۱۴٪ بوده و بنابراین حجم کل فضای خالی مؤثر در مدل مخزن، $2/64$ MMbbl است.

نفت در جای اولیه مدل مخزن $2/24$ MMbbl است که بر پایه ۱۵٪ آب اشباع ذاتی در نظر گرفته شده برای مخزن است. محل تماس آب-نفت در پایین مخزن در عمق 3308 ft تنظیم شده است و عمق مبنا در بالای مخزن در عمق 3200 ft با فشار اولیه 1440 psi قرار دارد.

جدول ۱ جزئیات بیشتری از خصوصیات مدل مخزن را نشان می‌دهد. همچنین، چاه تزریقی در گوشه سمت چپ مخزن در بلوک (۱ و ۱ و ۱) و چاه تولید در گوشه مقابل آن در بلوک (۱ و ۳۳ و ۳۳) در نظر گرفته شد. مدل پایه مخزن (A01) یک الگوی مخزن ناهمگن دارای یک کانال با تراوایی بالا **جدول ۱** به شکل لایه‌ای مسطح واقع در لایه پنجم از سطح و با تراوایی سه برابر تراوایی مطلق در جهت‌های x و y است. اطلاعات ضروری استفاده شده برای ایجاد داده‌های PVT در **جدول ۲** ارائه شده است.

جدول ۲ خصوصیات سیالات مخزنی و داده‌های PVT

واحد	مقدار	پارامتر
°API	۲۰	وزن مخصوص نفت
---	۷/۰	وزن مخصوص گاز
scf/stb	۷۸	نسبت گاز به نفت محلول
°F	۱۴۰	دمای مخزن

فشار نقطه حباب زمانی که نسبت انحلال گاز-نفت در حدود 78 scf/stb است برابر با 660 psi است. تغییرات دمای مخزن وابسته به گرادیان زمین گرمایی و برابر 20° برای هر کیلومتر در نظر گرفته شده است. بر این اساس، دمای مخزن در نقطه پایانی 140° F است. دمای مخزن پارامتر بسیار مهم در فرآیندهای شیمیایی محسوب می‌شود زیرا می‌تواند باعث کاهش اثربخشی فرآیند تزریق ASP به وسیله تجزیه شیمیایی شود. با این حال، اغلب محدودیتی برای سیلاب‌زنی شیمیایی به منظور جلوگیری از تخریب سورفکتانت، پلیمر و همچنین کاهش سرعت تخلیه آلکالین تا دمای 200° F در

پلیمر توصیف شده است. با توجه به کاهش شدید کشش بین سطحی با استفاده از کربنات سدیم در مقایسه با هیدروکسید سدیم، در این مطالعه از کربنات سدیم به عنوان عامل آلکالین استفاده شده است. سورفکتانت آنیونی که دودسیل بنزن سولفونات است به عنوان عامل سورفکتانت انتخاب گردید (جدول ۳). مکانیزم اصلی سیلاب زنی آلکالین سورفکتانت به خاطر کاهش مقدار کشش بین سطحی به حالتی که شرایط فوق العاده کم نامیده می شود، است. در این شرایط اشباع نفت باقی مانده تقریباً صفر است. عملکرد کاهش کشش بین سطحی وابسته به آلکالین، سورفکتانت و ترکیبی از هر دو ماده است. لیو و همکارانش با استفاده از سدیم کربنات و سورفکتانت S4 آزمایشاتی را انجام دادند و کاهش مقادیر کشش بین سطحی را با مرور زمان مشاهده کردند.

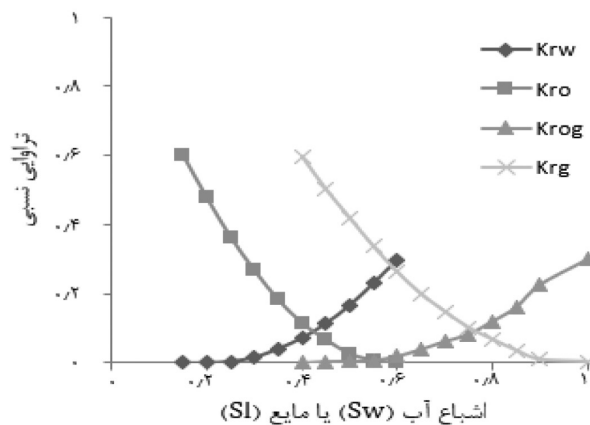
نظر گرفته شده است [۵، ۶ و ۱۰] از این رو، دمای 140°F برای مخزن به منظور مطالعه آلکالین سورفکتانت پلیمر مناسب است.

نمودارهای تراوایی نسبی

منحنی های تراوایی نسبی آب-نفت و مایع-گاز در شکل ۱ نشان داده شده است. همان گونه که از نمودارها مشخص است، این مخزن نسبتاً نفت دوست و دارای منحنی های تراوایی نسبی از رابطه ی کوری می باشد. همچنین، فشار مویینه آب-نفت در حداکثر مقدار ۲- در مدل مخزن ثابت در نظر گرفته شده است.

توصیف خواص شیمیایی و پارامترهای آن در مدل سازی مخزن

خواص شیمیایی به صورت نیروی کشش بین سطحی به عنوان تابعی از غلظت، جذب سطحی، گرانیروی و همچنین خواص آلکالین، سورفکتانت و



شکل ۱ نمودار تراوایی نسبی سیستم آب-نفت و مایع-گاز

جدول ۳ پارامترهای مورد نیاز برای مدل سازی فرآیند سیلاب زنی سورفکتانت-آلکالین

مقدار	پارامتر
۳	تعداد مجموعه های نفوذ پذیری نسبی برای درون یابی
خیر	جذب برای آلکالین
بله	جذب برای سورفکتانت
بله	جذب سورفکتانت وابسته به وزن آلکالین
۳	تعداد انواع وزن آلکالین
۲	تعداد انواع وزن سورفکتانت
بله	کشش بین سطحی وابسته به وزن سورفکتانت

در مقایسه با سیلاب زنی معمولی تعریف می شود. فاکتور مقاومت، کاهش تراوایی را با استفاده از جذب پلیمر بر روی سطح سنگ کنترل می کند. مقدار فاکتور مقاومت معمولاً کمتر از ۱۰ است. در این مطالعه، فاکتور مقاومت از ابتدا و به عنوان فاکتور پیش فرض مقاومت پلیمر به مقدار ۵ تثبیت شده است (جدول ۴). اطلاعات مربوط به جذب پلیمر برای بررسی اثر بخشی تزریق پلیمر مورد نیاز است (جدول ۵). جذب بالک استاتیکی پلیمر مورد استفاده با غلظت ۰/۰۶ wt% بر روی مواد کربناته معادل ۱۰۰ μg در هر گرم ماده کربناته در نظر گرفته شده است که به عنوان اطلاعات ورودی جذب در شبیه ساز استفاده گردید. گرانیروی غیرخطی محلول پلیمر با استفاده از اطلاعات ورودی اولیه به شبیه ساز محاسبه شد (جدول ۶). غلظت پلیمر به صورت ppm در حفره تزریق به یک واحد کسر مولی تبدیل می شود.

سناریوهای در نظر گرفته شده در شبیه سازی

مرحله اول:

در این مرحله مدل پایه برای تزریق آب با ساخت یک مدل مخزنی با کانالی با تراوایی بالا واقع در لایه میانی در امتداد صفحه x-y (مدل A01) در نظر گرفته می شود. سپس سیلاب زنی آب برای به دست آوردن ضریب بازیافت نفت (RF) مرجع در مدل A01 انجام می شود.

مرحله دوم:

انجام سیلاب زنی پلیمری یکپارچه بر روی مدل مخزنی A01 به منظور بهینه سازی غلظت مورد نیاز پلیمر با بررسی غلظت های ۳۰۰، ۵۰۰ و ۷۰۰ ppm پلیمر با هدف ارزیابی میزان تزریق پذیری چاه تزریقی انجام می شود. همچنین در این مرحله، بهینه سازی تزریق یک لخته پلیمر قبل از تزریق لخته آلکالین و لخته سورفکتانت انجام می گیرد. پارامترهای مورد بررسی به شرح زیر انتخاب شدند: (۱) اندازه لخته آب: ۰/۱، ۰/۱۵، ۰/۲، ۰/۲۵، ۰/۳، ۰/۳۵ و ۰/۴ برابر حجم حفره مخزن (PV).

آنها نتیجه گرفتند که سورفکتانت به تنهایی توانایی بیشتری برای کاهش کشش بین سطحی نسبت به آلکالین دارد و شرایط فوق العاده کم کشش بین سطحی زمانی اتفاق می افتد که آلکالین و سورفکتانت با هم ترکیب باشند. این اطلاعات به عنوان راهنما برای مقادیر ورودی کشش بین سطحی استفاده شد (لیو و همکارانش). جذب آلکالین و سورفکتانت یکی از پارامترهای مهم کنترل کننده اثر بخشی کل فرآیند است. مقدار جذب به دو دسته تقسیم می شود: جذب سورفکتانت با و بدون حضور آلکالین. با آزمایش بررسی مصرف کاستیک سولفات کلسیم مشاهده شد که آلکالین نسبت به سورفکتانت به میزان قابل توجهی کمتر مصرف می شود [۴۵]. بنابراین، جذب آلکالین همان طور که در جدول ۳ نشان داده شده بر روی گزینه "خیر" تنظیم شده است. لیو و همکارانش نتیجه گرفتند که جذب سورفکتانت آنیونی در حضور و غیاب سدیم کربنات به داخل تخلخل های دولومیتی صورت می گیرد. جذب سورفکتانت به تنهایی درون تخلخل های دولومیتی برابر با مقدار تقریبی ۰/۸۷ mg/m² است. زمانی که ۰/۰۵٪ آلکالین وجود داشته باشد مشاهده می شود که مقدار جذب سورفکتانت به ۰/۱ mg/m² کاهش می یابد. بنابراین، حضور آلکالین می تواند جذب سورفکتانت در سطح سنگ را کاهش دهد [۴۵]. غلظت آلکالین و سورفکتانت در این مطالعه به ترتیب ۱/۳ و ۰/۲۸ wt% است. انتشار مایع تزریق پلیمری به وسیله افزایش گرانیروی و کاهش تراوایی مؤثر، تحت تأثیر قرار می گیرد (جدول ۴).

جدول ۴ پارامترهای سیلاب زنی پلیمر

واحد	مقدار	پارامتر
-	۵	فاکتور مقاومت پلیمر
PV	۰/۸	حجم حفره در دسترس جذب پلیمر
PV/gmol	سنگ آهک	نوع سنگ برای تبدیل مقادیر جذب

فاکتور مقاومت به عنوان افت فشار در حضور پلیمر

جدول ۵ اطلاعات مربوط به جذب پلیمر بر روی سطح برخی از مواد [۴۵].

نوع سنگ	نوع جذب	مقدار جذب	واحد
پودر سیلیس	جذب بالک استاتیک	۵۵	$\mu\text{g/g}$
بسته شنی	آزمون جریان دینامیک	۳/۳	$\mu\text{g/g}$
کربناته	جذب بالک استاتیک	۱۰۰	$\mu\text{g/g}$

جدول ۶ گرانیوی محلول پلیمر در غلظت‌های مختلف

واحد	گرانیوی	درصد وزن پلیمر در آب (%)
cp	۰/۵	۰
cp	۳/۵	۰۳/۰
cp	۵/۲	۰۵/۰
cp	۱۰/۸	۰۷۵/۰

تراوایی بالا در جهت‌ها و صفحه‌های مختلف ساخته شد. همه مدل‌ها حجم ثابتی دارند تا حجم سازند یکسانی از کانال‌هایی با تراوایی بالا ایجاد شود. ابتدا سیلاب‌زنی آب برای هر یک از مدل‌ها انجام گردید تا ضریب بازیافت نفت مرجع آن مدل مخزن آمده و سپس امکان مقایسه اثر تزریق ASP در آن‌ها به‌دست آید. در این تحقیق، مخازن با مدل‌های ناهمگن زیر در نظر گرفته شده است:

- (۱) کانال تک لایه با تراوایی بالا: نوع A
- (۲) کانال موازی با محور y با تراوایی بالا: نوع B
- (۳) کانال موازی با محور x با تراوایی بالا: نوع C
- (۴) کانال در عرض جهت جریان با تراوایی بالا: نوع D
- (۵) کانال در طول جهت جریان با تراوایی بالا: نوع E
- (۶) کانال‌های دوگانه با تراوایی بالا در عرض جهت جریان: نوع F

مرحله پنجم:

در آخرین مرحله، فرآیندهای سیلاب‌زنی AS+P و P+AS+P در مدل‌های ناهمگن مرحله چهارم با استفاده از پارامترهای عملیاتی که در مرحله سوم به‌دست آمده است انجام شد. هر دو روش سیلاب‌زنی AS+P و P+AS+P برای مشاهده تفاوت در نتایج بازیافت نفت انجام گردید که در حضور و

(۲) اندازه لخته پلیمر: از ۰/۱ برابر حجم حفره مخزن (PV) شروع می‌شود و تا پایان تزریق پلیمر ادامه دارد.

(۳) فاکتور مقاومت (R): مقادیر ۱/۰، ۲/۵، ۵/۰، ۷/۵، ۱۰/۰، ۱۲/۵ و ۱۵/۰ در نظر گرفته می‌شود

مرحله سوم:

سیلاب‌زنی پلیمری به‌صورت دو لخته با استفاده از اندازه لخته که در مرحله ۲ برای پلیمر به‌دست آمد، انجام می‌شود. در انتهای این مرحله، پارامترهای عملیاتی چون اندازه لخته پیش تزریق پلیمر که از لخته آلکالین-سورفکتانت و سپس از لخته پلیمری تبعیت می‌کند (P+AS+P) و همچنین لخته آلکالین-سورفکتانت که به‌وسیله لخته پلیمری دنبال می‌شود، (AS+P) در یک حجم کلی مشابه با P+AS+P تعیین می‌شوند. پارامترهای انتخاب شده به‌صورت زیر هستند:

(۱) اندازه لخته پلیمر پیش تزریق شده: از ۰/۰۵ تا ۱ برابر حجم حفره مخزن (PV).

(۲) اندازه لخته آلکالین-سورفکتانت: از ۰/۱۵، ۰/۲ و ۰/۲۵ برابر حجم حفره مخزن (PV).

مرحله چهارم:

در این مرحله برای بررسی تأثیر ناهمگنی مخزن، ۲۳ مدل مخزنی ناهمگن دارای کانال‌ها و شکاف‌هایی با

با سایر حالت‌های شبیه‌سازی در نظر گرفته شد. سیلاب‌زنی آب، از روز اول شبیه‌سازی انجام می‌شود تا اینکه یکی از محدودیت‌های تولید، نمایان شود. ضریب بازیافت نفت به دست آمده به وسیله سیلاب‌زنی آب در طی ۹ سال و ۷ ماه معادل ۳۳/۹۲٪ بود (شکل ۲). در این مدل مینا، سرعت تولید نفت در دوره تثبیت فشار مخزن، تقریباً در طول یک سال، به علت رخنه اولیه آب که از کانالی با نفوذپذیری بالا در لایه میانی می‌گذرد، حفظ می‌شود. بعد از گذشت حدود ۹ سال از سیلاب‌زنی آب، امکان جابه‌جایی مقدار زیاد نفت باقی مانده در مخزن، با روش سیلاب‌زنی متعارف وجود ندارد.

فرآیند سیلاب‌زنی پلیمر در مدل ناهمگن A01

فرآیند سیلاب‌زنی پلیمر در مخزن با مدل A01 به منظور بهینه‌سازی پارامترها در سه غلظت پلیمری ۳۰۰، ۵۰۰ و ۷۰۰ ppm انجام گردید. سیلاب‌زنی پلیمر در این بخش تنها پس از لخته پلیمری هدف‌گذاری می‌شود تا بازدهی روبش را بدون حضور آلکالین و سورفکتانت اصلاح کند. در ادامه به بررسی تاثیر اندازه لخته آب، اندازه لخته پلیمر و میزان مقاومت پلیمر پرداخته می‌شود.

بررسی اثر اندازه لخته آب

هدف اصلی این بخش شناسایی یک لخته بهینه از آب پیش از شستشو، قبل از شروع تزریق پلیمر (در سه غلظت مختلف در نظر گرفته شده) است.

غیاب لخته پیش تزریق پلیمر در مخزن حاوی کانال با تراوایی بالا در صفحات و جهات مختلف بود.

نتایج شبیه‌سازی

در این بخش، دو روش سیلاب‌زنی AS+P و P+AS+P در مدل مخزن ناهمگن A01 که در آن تزریق آب قبلاً صورت گرفته است، ارزیابی گردید. بعد از آن، مدل مخزنی A01 با تعداد ۲۲ مدل مخزنی ناهمگن توصیف شده در بخش ۲-۴ برای اجرای سیلاب‌زنی آب، سیلاب‌زنی AS+P، و سیلاب‌زنی P+AS+P به منظور ارزیابی اثرات جهت و سیستم کانال‌هایی با نفوذپذیری بالا، جایگزین گردید. به طور مختصر شبیه‌سازی‌های صورت گرفته این بخش شامل موارد زیر می‌باشند:

* حالت مینا شامل سیلاب‌زنی آب در مدل مخزنی ناهمگن A01

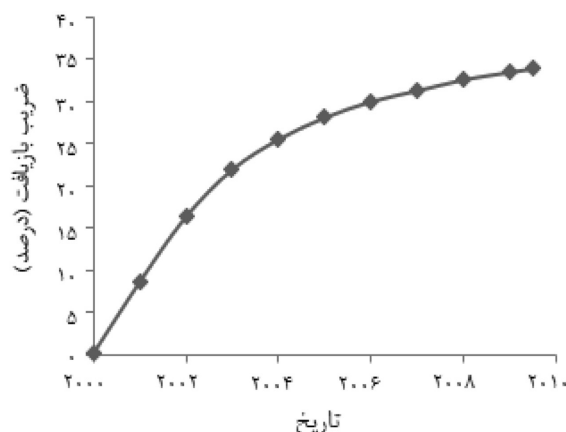
* سیلاب‌زنی لخته پلیمری واحد در مدل مخزنی ناهمگن A01

* سیلاب‌زنی لخته پلیمری دوتایی در مدل مخزنی ناهمگن A01

* مدل‌های مخزنی ناهمگن توصیف شده در بخش ۲-۴

فرآیند سیلاب‌زنی آب در مدل ناهمگن A01

فرآیند سیلاب‌زنی آب یا تزریق آب، در مخزن با مدل A01 به عنوان حالت مبنایی و به منظور مقایسه



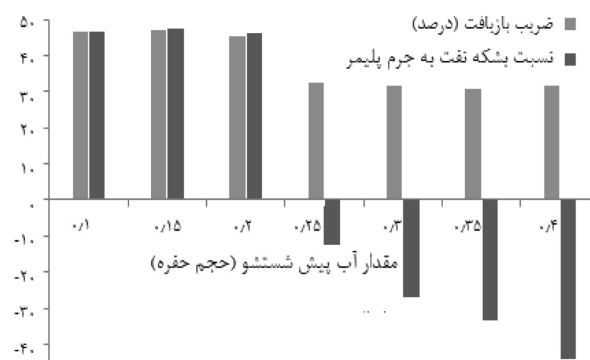
شکل ۲ تغییرات ضریب بازیافت نفت نسبت به زمان برای فرآیند سیلاب‌زنی آب در مخزن مدل A01

۳۰۰ معادل PV ۰/۲ آب پیش از شستشو و در غلظت ppm ۵۰۰ معادل PV ۰/۱۵ آب پیش از شستشو است. برای حالت تزریق با غلظت پلیمری ppm ۷۰۰ ضریب بازیافت نفت حاصل کمتر از حالت مبنای سیلابزنی آب (یعنی ۳۳/۹٪ بازیافت نفت) به دست آمد که می‌تواند ناشی از انتشار آهسته جرم پلیمر در مخزن باشد. به همین دلیل، سناریوی سیلابزنی پلیمر با غلظت ppm ۷۰۰ از ادامه بررسی‌ها حذف شد. تولید از چاه برای حالت PV ۰/۳ لخته‌های آب پیش از شستشو در نهمین سال با محدودیت دبی تولیدی خاتمه می‌یابد در حالی که تولید ادامه پیدا می‌کند وقتی این محدودیت برداشته می‌شود. لخته‌های آب پیش از شستشو با اندازه PV ۰/۲ و PV ۰/۳ برای غلظت پلیمری ppm ۳۰۰ انتخاب می‌شوند تا کاهش دبی تولید نفت را توصیف کنند. بررسی پروفایل اشباع نفت لخته آب پیش از شستشو PV ۰/۲ با غلظت پلیمر ppm ۳۰۰ مؤید این موضوع است.

بررسی اثر اندازه لخته پلیمر

بر اساس نتایج مرحله قبل غلظت پلیمر به کار گرفته شده در این بخش معادل ۳۰۰ و ppm ۵۰۰ تعیین شد. به منظور تعیین اندازه‌های بهینه لخته پلیمر، ضریب مقاومت با مقدار ۵ ثابت می‌ماند. اندازه لخته پلیمر از PV ۰/۱ تغییر می‌کند تا به ماکزیمم مقدار PV پلیمر تزریق شده در موارد با غلظت ۳۰۰ ppm و ۵۰۰ برسد.

اندازه لخته آب پیش از شستشو در بازه PV ۰/۱ تا PV ۰/۴ در نظر گرفته شد. بعد از آن، تزریق پلیمر با غلظت‌های ۳۰۰، ۵۰۰ و ppm ۷۰۰ و با ضریب مقاومت پنج در نظر گرفته شد که تا زمان انتهای تولید ادامه پیدا می‌کرد. نتایج شبیه‌سازی برای ضریب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده بر حسب جرم پلیمر به کار رفته (جرم پلیمر / حجم نفت) برای حالت نمونه غلظت پلیمر ppm ۵۰۰ در شکل ۳ نشان داده شده است. برای توجیه رفتار مشاهده شده در شکل ۳ توجه شود که در شبیه‌سازی حالت با لخته‌های آب با اندازه PV ۰/۱، PV ۰/۱۵ و PV ۰/۲ پلیمر دوره تولید توانست تا بیش از بیست سال ادامه یابد در حالی که وقتی اندازه لخته آب پیش از شستشو بیشتر از PV ۰/۲ باشد دبی تولید نفت در سال نهم زیر حد اقتصادی در نظر گرفته شده برای تولید چاه (۵۰ bbl/day) افت می‌کند و منجر به کاهش تولید نسبت به حالت مبنای (سیلابزنی آب) گردید. این مسئله، دلیل اصلی ضریب بازیافت نفت پایین تر در حالت‌های با اندازه لخته آب پیش از شستشو PV ۰/۳ بود (شکل ۳). همچنین در این حالات که تولید تحت محدودیت سال نهم به بعد است و منجر به تولید کم تر از حالت مبنای (سیلابزنی آب با بازیافت نفت ۳۳/۹٪) می‌شود باعث شده مقدار اضافه تولید شده بر حسب جرم پلیمر با علامت منفی دیده می‌شود (شکل ۳). با توجه به نتایج به دست آمده (مانند آنچه در شکل ۳ دیده می‌شود) شرایط بهینه برای غلظت ppm



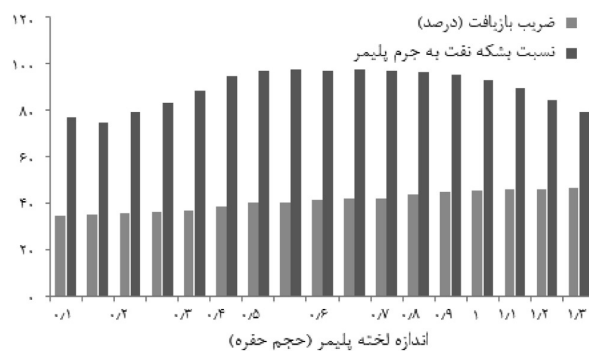
شکل ۳ ضرایب بازیافت نفت و نفت اضافه تولید شده بر حسب جرم پلیمر به کار رفته از لخته‌های مختلف آب پیش از شستشو با غلظت پلیمری ۵۰۰ ppm و ضریب مقاومت ۵

رفته برای انتخاب بهترین شرایط (مشابه بخش‌های قبل) استفاده می‌شوند. نتایج شبیه‌سازی برای ضریب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر به کار رفته (جرم پلیمر/ حجم نفت) برای حالت نمونه غلظت پلیمر ۳۰۰ ppm در شکل ۵ نشان داده شده است. همان طوری که از این شکل دیده می‌شود ضریب مقاومت بهینه برای پلیمر با غلظت ۳۰۰ ppm معادل ۱۲/۵ و در حالت ۵۰۰ ppm معادل ۵ است. ضریب مقاومت بزرگتر می‌تواند سبب افت فشار بیشتر و نهایتاً کاهش نفوذپذیری مؤثر آب در مخزن گردد. بدین ترتیب جبهه شوک پلیمری پایدار می‌شود و بازده روبش افزایش پیدا می‌کند. با این وجود، ضریب مقاومت بالا، همواره بازدهی روبش خوبی ارائه نمی‌دهد. ضریب مقاومت ۱۵ مثال خوبی از افت فشار بالا است. به این علت که در ضریب مقاومت ۱۵، پلیمر به آهستگی در مخزن منتشر می‌شود.

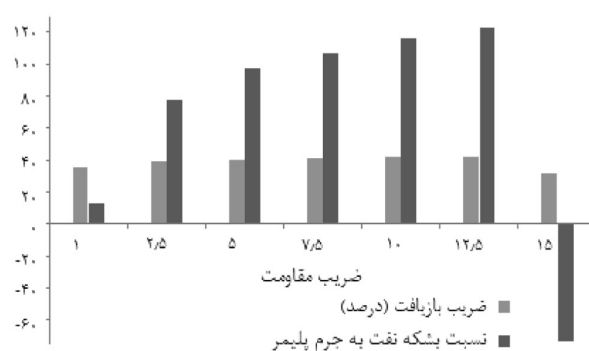
بعد از آن، تزریق لخته‌های آب تا انتهای تولید انجام می‌شود. نتایج شبیه‌سازی برای ضریب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر به کار رفته (جرم پلیمر/ حجم نفت) برای حالت نمونه غلظت پلیمر ۳۰۰ ppm در شکل ۴ نشان داده شده است. همان طوری که از شکل ۴ دیده می‌شود اندازه لخته پلیمری برای پلیمر با غلظت ۳۰۰ ppm معادل ۰/۵۵ PV و در حالت ۵۰۰ ppm معادل ۰/۲۵ PV است.

بررسی اثر ضریب مقاومت

در این بخش، به بررسی اثر ضریب مقاومت برای تزریق در حالت پلیمر با غلظت ۳۰۰ و ۵۰۰ ppm پرداخته می‌شود. اندازه لخته سیالات متوالی، مشابه بخش قبل در هر دو غلظت حفظ می‌شود. تغییرات ضریب مقاومت در بازه ۱ تا ۱۵ در نظر گرفته می‌شود. مجدداً ضریب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر به کار



شکل ۴ ضریب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر با اندازه لخته پلیمری با غلظت ۳۰۰ ppm و ضریب مقاومت ۵

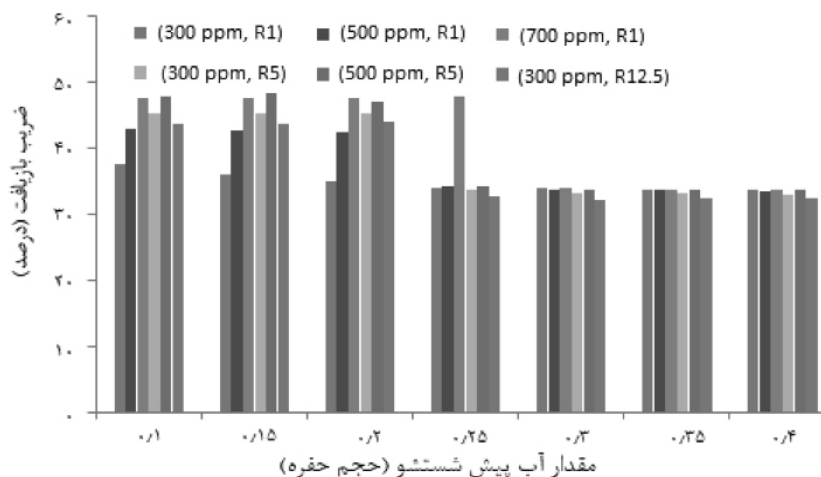


شکل ۵ ضرایب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر به کار رفته در ضرایب مقاومت متعدد و غلظت پلیمر ۳۰۰ ppm

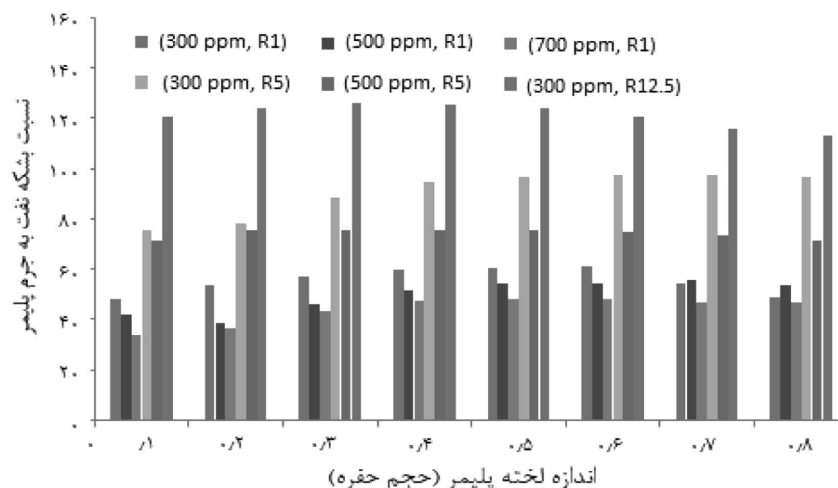
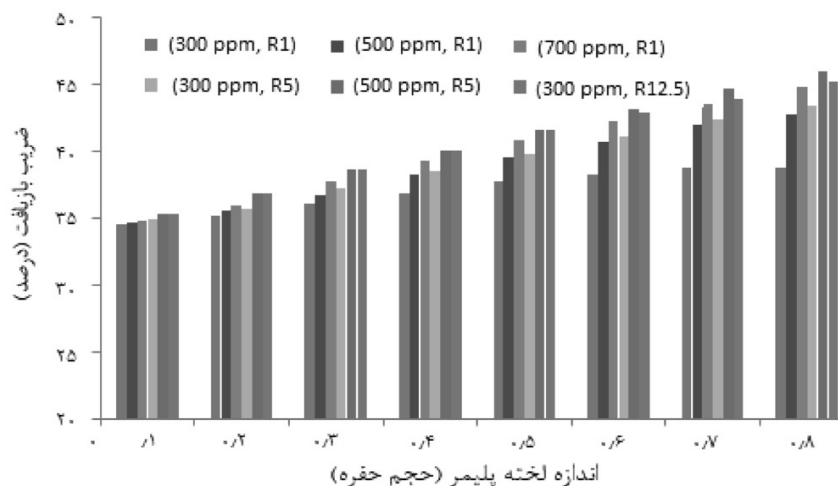
از شستشو نباید بیشتر از PV ۰/۲ باشد تا ضریب بازیافت نفت بالایی حاصل شود.

همچنین نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد ضریب بازیافت نفت برای حالت‌های هر اندازه از لخته پلیمری با ضریب مقاومت ۱ تا ۱۲/۵ افزایش می‌یابد. به‌عنوان مثال، برای غلظت پلیمر ppm ۳۰۰ با ضریب مقاومت ۱۲/۵ ضریب بازیافت نفت بالاترین مقدار بوده و ضریب مقاومت ۵ در وسط و ضریب مقاومت ۱ در کف منحنی قرار می‌گیرند (شکل ۷-الف). همچنین شکل ۷-ب نشان می‌دهد نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر به کار رفته با غلظت ppm ۳۰۰ و ضریب مقاومت ۱۲/۵ به‌طور قابل توجهی بیش از حالت‌های دیگر است. بنابراین، غلظت ppm ۳۰۰ با ضریب مقاومت ۱۲/۵ به‌عنوان غلظت پلیمری و ضریب مقاومت مناسب برای ارائه ماکزیمم نفت تولید شده با مقدار مناسبی از پلیمر تزریق شده در نظر گرفته می‌شود. به‌علاوه، وقتی اندازه لخته پلیمر افزایش می‌یابد ضریب بازیافت نفت نیز افزایش می‌یابد. بیشترین انحنای ضریب بازیافت برای غلظت پلیمری ppm ۳۰۰ با ضریب مقاومت ۱۲/۵ و غلظت ppm ۵۰۰ با ضریب مقاومت ۵ است که بیشترین نفت تولید شده را در مقایسه با حالت‌های دیگر نشان می‌دهد.

که این، به‌دلیل کاهش بسیار بالای نفوذپذیری مؤثر آب است. ضریب مقاومت ۵ برای غلظت ppm ۵۰۰ و ضریب مقاومت ۱۲/۵ برای غلظت ppm ۳۰۰ به‌منظور توصیف بازدهی روبش ناحیه‌ای ضرایب مقاومت متعدد در طی دوره تعقیب آب، انتخاب می‌شوند. نتایج نشان می‌دهد وقتی اندازه لخته آب پیش از شستشو، بالاتر از PV ۰/۲۵ باشد برای پلیمر با غلظت ppm ۷۰۰ و ضریب مقاومت ۱/۰، ضرایب بازیافت نفت کمتر از حالت مینای سیلاب‌زنی آب حاصل می‌شود. بنابراین اندازه لخته آب پیش از شستشو نباید بیشتر از PV ۰/۲ باشد تا ضریب بازیافت بالایی حاصل شود. شکل ۶ مقایسه ضرایب بازیافت نفت برای حالت‌های با غلظت پلیمری و ضریب مقاومت مختلف، به‌صورت تابعی از اندازه لخته آب پیش از شستشو را نشان می‌دهد. خط افقی قرمز رنگ در شکل، ضریب بازیافت نفت بدست آمده در مدل حالت مینا (سیلاب‌زنی آبی) را نشان می‌دهد که برای مقایسه با همه حالت‌ها به کار می‌رود. همان‌طوری که دیده می‌شود، ضرایب بازیافت نفت در برخی حالات به زیر مقدار پایه (حالت مینا) افت می‌کند. این برای وقتی است که اندازه لخته آب پیش از شستشو، بالاتر از PV ۰/۲۵ برای پلیمر با غلظت ppm ۷۰۰ و ضریب مقاومت ۱/۰ باشد. بنابراین، اندازه لخته آب پیش



شکل ۶ ضریب بازیافت نفت برای حالت‌های با غلظت پلیمری و ضرایب مقاومت مختلف به‌صورت تابعی از اندازه لخته آب پیش از شستشو



شکل ۷ نمودار (پایین) نسبت بشکه نفت اضافه تولید شده به جرم پلیمر به کار رفته به صورت تابعی از اندازه لخته پلیمر در غلظت‌ها و ضرایب مقاومت مختلف پلیمر و (بالا) ضریب بازیافت نفت برحسب اندازه لخته پلیمر برای غلظت‌ها و ضرایب مقاومت مختلف پلیمر در غلظت‌ها و ضرایب مقاومت مختلف پلیمر

ضریب مقاومت ۱۲/۵ ناشی از بخش قبلی انتخاب می‌شود. پارامترهای باقی‌مانده، لخته پلیمر پیش از شستشو و لخته آلکالین-سورفکتانت (AS) هستند. ضریب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر پیش از شستشو به کار رفته، به‌عنوان معیارهای انتخاب شرایط مناسب به کار می‌روند. ضریب بازیافت نفت از نتیجه به‌دست آمده در شبیه‌سازی استخراج می‌شود درحالی‌که مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر پیش از شستشو به کار رفته، از مقدار نفت اضافی از تزریق ۰/۰۵ PV پلیمر پیش از شستشو تقسیم بر جرم پلیمر به کار رفته در لخته پیش از شستشو، محاسبه می‌شود.

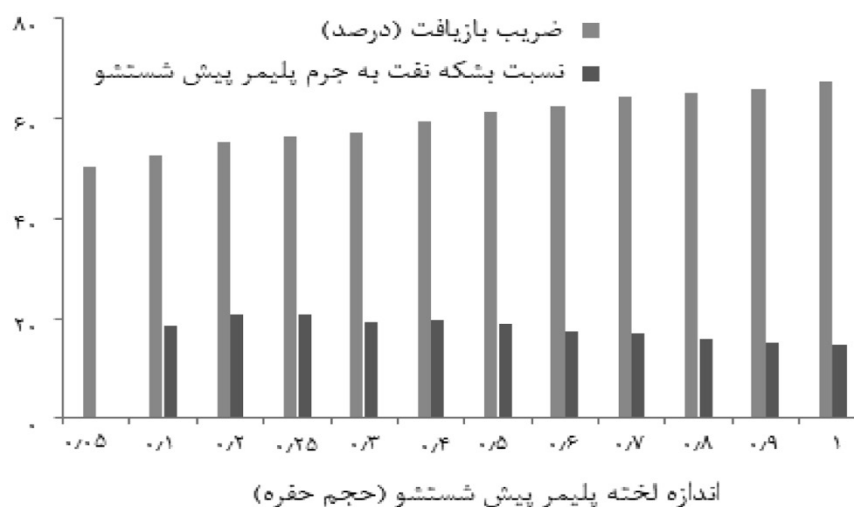
سیلاب‌زنی پلیمر لخته دوتایی در مدل ناهمگن مینا

A01

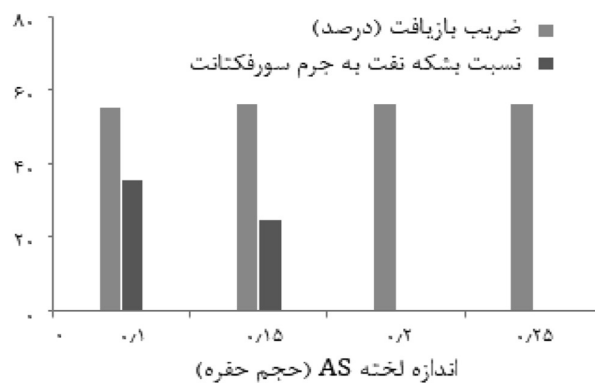
در سیلاب‌زنی پلیمری با لخته دوتایی، تزریق پلیمر در دوره اول، (پلیمر پیش از شستشو) بازیافت را از طریق کاهش نفوذپذیری نسبی آب افزایش می‌دهد. پارامترهای مربوطه شامل پلیمر پیش از شستشو، آلکالین-سورفکتانت (AS) و پلیمر پس از شستشو هستند. توالی سیلاب‌زنی لخته پلیمری دوتایی با پلیمر پیش از شستشو (0.55 PV) شروع می‌شود و با لخته آلکالین-سورفکتانت (0.15PV) دنبال می‌شود و با لخته پلیمری (1 PV- 0.05 PV) ختم می‌گردد. به همین طریق، سیلاب‌زنی لخته بهینه پلیمری تقریباً در غلظت ۳۰۰ ppm به‌میزان ۰/۵۵ PV و

شیمیایی تزریق شده صورت می‌گیرد. اندازه لخته AS از ۰/۱ PV تا ۰/۲۵ PV با قرار گرفتن در بین لخته‌های پلیمر پیش از شستشو و پس از شستشو تغییر می‌کند که به ترتیب در ۰/۲۵ PV و ۰/۵۵ PV تثبیت می‌شوند. بعد از آن، آب تا انتهای تولید تزریق می‌شود. ضریب بازیافت نیز از نتیجه شبیه‌سازی استخراج شده درحالی‌که مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم سورفکتانت به کار رفته (جرم سورفکتانت / حجم نفت) از مقدار نفت اضافه تولید شده در واحد جرم سورفکتانت مقایسه شده با آب در بین لخته‌های دوتایی حالت‌های پلیمر (P+W+P) محاسبه می‌شود. همان‌گونه که در **شکل ۹** دیده می‌شود مقدار بهینه اندازه لخته AS در ۰/۱ PV به دست می‌آید که منجر به بیشترین مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم سورفکتانت به کار رفته داشته درحالی‌که ضریب بازیافت نفت و به دنبال آن مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم سورفکتانت وقتی اندازه لخته AS افزایش بیشتر می‌یابد تفاوت زیادی نمی‌کند. به همین دلیل در **شکل ۹** مقادیر نفت اضافه تولید شده برحسب جرم سورفکتانت تنها در دو اندازه لخته AS اول نشان داده شده است.

به این علت که پلیمر پیش از شستشو می‌تواند در ابتدا از رخنه اولیه آب جلوگیری کند، لخته AS نفت باقی‌مانده را حذف می‌کند. بنابراین بازیافت نفت، به‌طور قابل توجهی در مقایسه با حالت مینا (سیلاب‌زنی آب)، افزایش پیدا می‌کند (**شکل ۸**). نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر پیش از شستشو به کار رفته، به‌عنوان معیاری برای انتخاب حالت بهینه شده با مقدار مناسب پلیمر پیش از شستشو تزریق شده استفاده می‌شود. اندازه لخته بهینه برای پلیمر پیش از شستشو، ۰/۲۵ است که بیشترین مقدار نفت اضافه تولید شده برحسب جرم پلیمر پیش از شستشوی به کار رفته، را به همراه داشته است (**شکل ۸**). قبل از اینکه اندازه لخته آلکالین-سورفکتانت (AS) در بین پلیمر لخته-دوتایی (P+AS+P) بررسی شود، ابتدا تاثیر تغییرات اندازه لخته آب از ۰/۱ PV به ۰/۲۵ PV در بین پلیمر لخته دوتایی (P+W+P) بررسی گردید. لخته‌های پیش از شستشو (دوره اول تزریق) و پس از شستشو (دوره دوم تزریق) همانند ۰/۲۵ PV و ۰/۵۵ PV در بخش قبلی تعیین می‌شوند. بعد از آن، آب تا انتهای تولید تزریق گردید. مطالعه اندازه لخته AS با هدف شناسایی لخته بهینه آلکالین-سورفکتانت (AS) با مقدار مناسب ماده



شکل ۸ ضرایب بازیافت نفت و مقدار نفت اضافه تولید شده در واحد جرم پلیمر پیش از شستشوی به کار رفته به‌عنوان تابعی از اندازه لخته پلیمر پیش از شستشو



شکل ۹ ضرایب بازیافت نفت و نفت اضافه تولید شده برحسب جرم سورفکتانت به کار رفته با اندازه لخته متعدد برای AS

شبیه‌سازی مدل‌های مخزنی ناهمگن

در بخش قبلی تزریق متوالی پلیمر پیش از شستشو و پس از آن لخته آلکالین-سورفکتانت و به دنبال آن لخته پلیمر (P+AS+P) و نیز لخته آلکالین-سورفکتانت و به دنبال آن لخته پلیمر (AS+P) براساس مدل ناهمگن A01 با یک لایه کانال میانی با تراوایی بالا بررسی گردید. در این بخش، برای بررسی ناهمگنی در مدل مخزن، موقعیت کانال نفوذپذیر در جهت افقی و عمودی تغییر می‌کند در هر حال، حجم ماتریس نفوذپذیری در همه موارد به‌طور ثابت حفظ می‌شود. در همه مدل‌ها به‌عنوان مدل مرجع، سیلاب‌زنی آب، قبل از انجام سیلاب‌زنی P+AS+P, AS+P انجام می‌شود (جدول ۷). مدل‌های مختلف ناهمگن مخزنی براساس موقعیت کانال تراوا نسبت به صفحات xy و yz و xz و جهت جریان در جدول ۷ توصیف شده‌اند. همچنین موقعیت نمادین کانال تراوا در صفحات موازی جریان و عمود بر جریان در این مدل‌ها با اندیس‌های 01 و 02 و 03 و 04 شماره‌گذاری شده که در شکل ۱۰ نشان داده شده است.

مدل مخزنی با کانال تک لایه با تراوایی بالا (حالت‌های A)

حالت‌های A شامل کانالی با نفوذپذیری بالا به‌صورت تک لایه در یکی از ۹ لایه راستای عمودی مخزن است. حالت‌های A به سه الگو تقسیم می‌شوند که در آنها لایه کانال نفوذپذیر

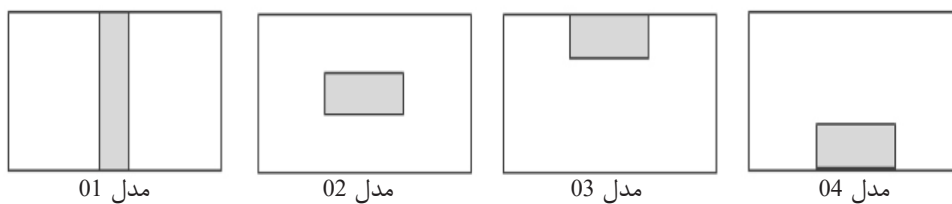
به ترتیب برای حالت‌های A02, A01 و A03 در وسط، بالا و پایین قرار می‌گیرد. نتایج سیلاب‌زنی آب، سیلاب‌زنی AS+P و سیلاب‌زنی P+AS+P در جدول ۸ خلاصه شده و نتایج ضریب بازیافت نفت در شکل ۱۱ نشان داده شده است. نتایج نشان می‌دهد هر مقدار موقعیت لایه تراوا به سمت پایین تر مخزن می‌رود (مدل A03 نسبت به مدل A01) تأثیر نیروی ثقلی تزریق آب بیشتر دیده شده که منجر به درجه بازیافت نفت کمتری می‌شود. به هر حال، این تأثیر در سیلاب‌زنی AS+P و سیلاب‌زنی P+AS+P آشکار نیست (جدول ۸). همچنین از این نتایج، سیلاب‌زنی P+AS+P، ضریب بازیافت نفت را نسبت به سیلاب‌زنی آب در همه موارد تقریباً ۲۰٪ افزایش می‌دهد در حالی که اختلاف ضریب بازیافت اضافی نفت بین سیلاب‌زنی AS+P و سیلاب‌زنی P+AS+P حدود ۳٪ است. به علاوه، زمان تولید مؤثر در سیلاب‌زنی‌های AS+P و P+AS+P حدود دو برابر زمان تولید در سیلاب‌زنی آب است.

مدل مخزنی با کانال با تراوایی بالا موازی محور Y (حالت‌های B)

کانال نفوذپذیر در حالت‌های B، به‌صورت موازی با جهت محور Y و در میانه بین چاه‌های تولیدی و تزریقی قرار دارد. کانال نفوذپذیر در همه لایه‌ها در میانه، وسط و پایین تغییر می‌کند و در نتیجه به‌صورت حالت‌های B01, B02, B03 و B04 نام‌گذاری می‌شود (شکل ۱۲).

جدول ۷ نام‌گذاری مدل‌های ناهمگن مخزنی

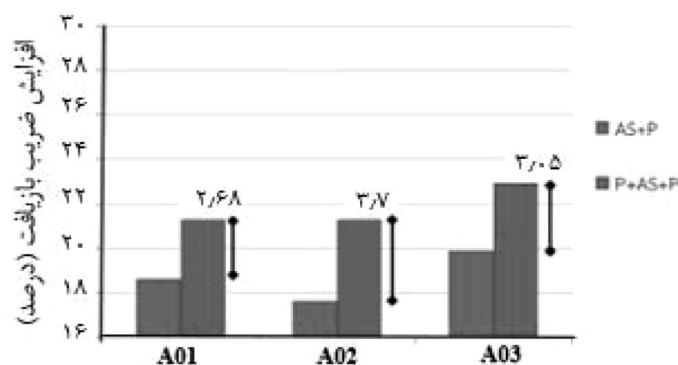
وضعیت صفحه کانال	کانال واقع در همه لایه‌ها	کانال واقع در لایه میانی	واقع در لایه فوقانی	واقع در لایه تحتانی
کانال تک لایه (با سطح ۱۱×۳ گرید)	-----	A01	A02	A03
کانال موازی محور y	B01	B02	B03	B04
کانال موازی محور x	C01	C02	C03	C04
کانال در عرض جریان	D01	D02	D03	D04
کانال در طول جریان	E01	E02	E03	E04
دو کانال در طول جریان	F01	F02	F03	F04



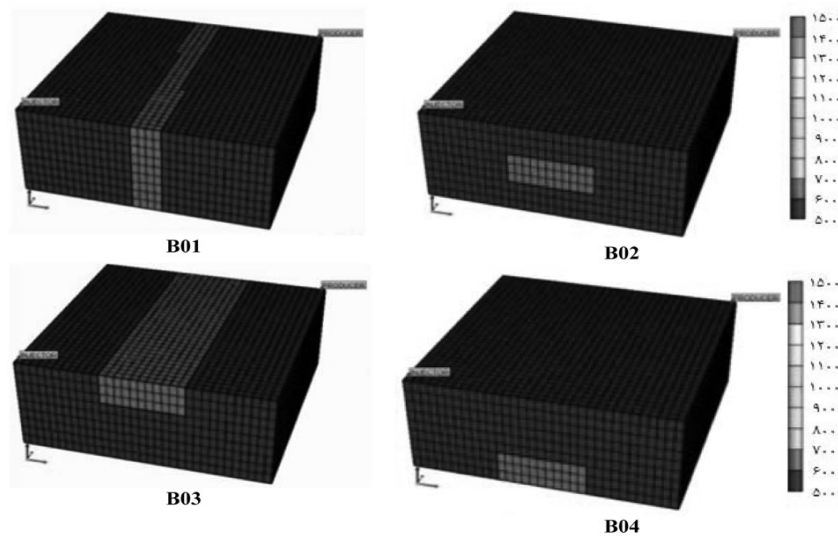
شکل ۱۰ موقعیت نمادین کانال تراوا در صفحات موازی جریان و عمود بر جریان در مدل‌های مخزنی ناهمگن شماره‌گذاری شده با اندیس‌های 01 و 02 و 03 و 04

جدول ۸ خلاصه نتایج شبیه‌سازی سیلاب‌زنی آب، سیلاب‌زنی AS+P, P+AS+P در مدل‌های مخزن حالت A

پارامترها	سناریوها	A۰۱	A۰۲	A۰۳
دوره تولید	سیلاب‌زنی آب	۹ سال ۸ ماه	۹ سال ۱۱ ماه	۱۰ سال ۳ ماه
	AS+P	۱۸ سال ۱۱ ماه	۱۹ سال ۴ ماه	۱۸ سال ۹ ماه
	P+AS+P	۱۹ سال ۸ ماه	۲۰ سال ۸ ماه	۲۰ سال ۴ ماه
ضریب بازیافت (%)	سیلاب‌زنی آب	۳۳/۹۹	۳۴/۹۹	۳۲/۶۹
	AS+P	۵۲/۶۰	۵۲/۵۸	۵۲/۵۵
	P+AS+P	۵۵/۲۸	۵۶/۲۸	۵۵/۶۱
نسبت آب/ نفت	سیلاب‌زنی آب	۱/۴۱۱	۱/۴۰۴	۱/۴۵۹
	AS+P	۲/۰۷۶	۲/۱۳۱	۲/۲۰۰
	P+AS+P	۲/۰۳۰	۲/۱۲۸	۲/۱۱۵



شکل ۱۱ مقایسه افزایش ضرایب بازیافت نفت مخزن در روش‌های سیلاب‌زنی AS+P, P+AS+P مبتنی بر سیلاب‌زنی آب در حالت‌های A



شکل ۱۲ مقایسه موقعیت کانال تراوا در مدل مخزنی ناهمگن در حالت‌های B

از نتایج شکل ۱۳ مشخص است که نتایج را می‌توان به دو گروه تقسیم نمود. اولین گروه شامل مدل‌های مخزنی ناهمگن در حالت‌های E03، E02، A03، A02، A01 و E04 با نسبت w/h بالاست. پهنای کانال در این گروه بزرگتر از ارتفاع آن است. می‌توان دید که افزایش ضرایب بازیافت هر دو روش سیلاب‌زنی P+AS+P، AS+P به مقدار کمی نسبت به سیلاب‌زنی با آب در این گروه افزایش می‌یابند. همچنین، اختلاف بین سیلاب‌زنی P+AS+P، AS+P قابل توجه نیست. به عبارت دیگر، افزایش ضرایب بازیافت نفت هر دو مورد و نیز اختلاف بین این دو سیلاب‌زنی در گروه دوم بالا است. می‌توان نتیجه گفت که از عبارت نسبت w/h کانال نفوذپذیر می‌تواند برای ارزیابی افزایش ضریب بازیافت P+AS+P، AS+P در مقایسه با سیلاب‌زنی با آب و نیز اختلاف بین سیلاب‌زنی P+AS+P، AS+P استفاده نمود. وقتی نسبت w/h بالاست، هر دو روش سیلاب‌زنی P+AS+P و AS+P ضریب بازیافت نفت کمتری به همراه دارند و اختلاف بین آنها نیز کم است. برای دو مقدار از نسبت w/h ، اختلاف زیاد ضریب بازیافت نفت، بین دو روش حاصل شده که بستگی به جهت کانال تراوا دارد.

نتایج سیلاب‌زنی آب، سیلاب‌زنی AS+P و P+AS+P که در این مدل‌ها انجام گردید که نتایج آن در جدول ۹ آورده شده‌اند. این نتایج نشان می‌دهند که زمان تولید و افزایش ضریب بازیافت سیلاب‌زنی P+AS+P در مقایسه با سیلاب‌زنی آب و سیلاب‌زنی AS+P در حالت B01 که در آن کانال نفوذپذیر باریک ولی مسیر جریانی بین دو چاه تزریق و تولید را در بر دارد بارزتر است.

نتایج مدل‌های ناهمگن C تا F

نتایج مربوط به شبیه‌سازی سایر مدل‌های مخزنی ناهمگن (C تا F) در جداول (۱۰ تا ۱۳) نشان داده شده‌اند. در نهایت با بررسی نتایج مربوط به افزایش ضریب بازیافت نفت در سیلاب‌زنی با P+AS+P، AS+P و سیلاب‌زنی با آب در همه حالت‌های ناهمگن تأثیر شکل و موقعیت کانال‌ها بر ضریب بازیافت نفت به دست می‌آید. بدین منظور از نسبت پهنای به ارتفاع کانال (w/h) نفوذپذیر به عنوان معیار دسته بندی استفاده شد. نسبت پهنای به ارتفاع کانال نفوذپذیر از پهنای باریک‌ترین موقعیت یک کانال نفوذپذیر در جهت x تقسیم بر ارتفاع کانال در جهت z محاسبه می‌شود. خلاصه افزایش ضرایب بازیافت نفت در سیلاب‌زنی با P+AS+P، AS+P در شکل ۱۳ آورده شده است.

جدول ۹ خلاصه مشخصات شبیه‌سازی ناشی از سیلاب‌زنی آب، سیلاب‌زنی AS+P, P+AS+P در مدل‌های مخزن B

پارامترها	سناریوها	B01	B02	B03	B04
دوره تولید	سیلاب‌زنی آب	۹ سال ۵ ماه	۹ سال ۶ ماه	۹ سال ۵ ماه	۹ سال ۷ ماه
	AS+P	۲۳ سال ۲ ماه	۲۲ سال ۴ ماه	۲۳ سال ۳ ماه	۲۲ سال ۱۱ ماه
	P+AS+P	۲۵ سال ۹ ماه	۲۲ سال ۷ ماه	۲۳ سال ۵ ماه	۲۳ سال ۸ ماه
ضریب بازیافت (%)	سیلاب‌زنی آب	۳۴/۰۳	۳۴/۰۳	۳۴/۱۹	۳۳/۹۵
	AS+P	۵۶/۲۱	۵۵/۳۳	۵۶/۰۲	۵۵/۸۵
	P+AS+P	۶۳/۷۳	۶۰/۱۹	۶۱/۰۶	۶۱/۲۹
نسبت آب/ نفت	سیلاب‌زنی آب	۱/۳۴۵	۱/۳۶۷	۱/۳۳۴	۱/۳۹۳
	AS+P	۲/۵۱۳	۲/۴۳۹	۲/۵۳۶	۲/۴۹۶
	P+AS+P	۲/۴۴۵	۲/۱۹۶	۲/۲۶۸	۲/۲۹۰

جدول ۱۱ مشخصات شبیه‌سازی فرآیند سیلاب‌زنی با آب، سیلاب‌زنی با AS+P, P+AS+P در مدل‌های مخزن حالت D

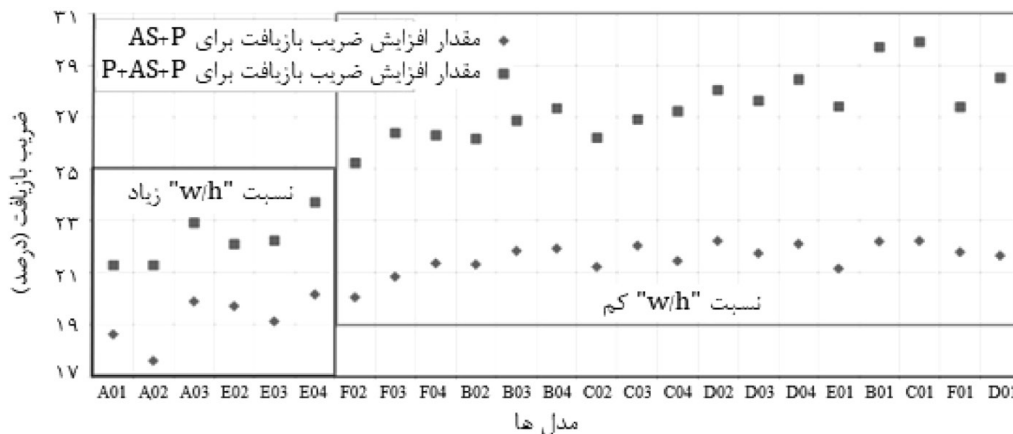
پارامترها	سناریوها	D01	D02	D03	D04
دوره تولید	سیلاب‌زنی آب	۹ سال ۳ ماه	۹ سال ۴ ماه	۹ سال ۴ ماه	۹ سال ۴ ماه
	AS+P	۲۲ سال ۱۰ ماه	۲۳ سال ۲ ماه	۲۳ سال ۲ ماه	۲۲ سال ۱۱ ماه
	P+AS+P	۲۴ سال ۷ ماه	۲۳ سال ۱۱ ماه	۲۳ سال ۱۱ ماه	۲۴ سال ۲ ماه
ضریب بازیافت (%)	سیلاب‌زنی آب	۳۴/۲۳	۳۴/۰۶	۳۴/۴۰	۳۳/۷۸
	AS+P	۵۵/۸۸	۵۶/۲۸	۵۶/۱۲	۵۵/۸۸
	P+AS+P	۶۲/۷۵	۶۲/۱۰	۶۲/۰۴	۶۲/۲۴
نسبت آب/ نفت	سیلاب‌زنی آب	۱/۲۹۰	۱/۳۲۳	۱/۳۰۰	۱/۳۴۲
	AS+P	۲/۴۸۲	۲/۵۰۸	۲/۵۱۸	۲/۴۹۵
	P+AS+P	۲/۳۳۹	۲/۲۹۴	۲/۲۸۶	۲/۳۱۰

جدول ۱۲ مشخصات شبیه‌سازی فرآیند سیلاب‌زنی با آب، سیلاب‌زنی با AS+P, P+AS+P در مدل‌های مخزن حالت E

پارامترها	سناریوها	F01	F02	F03	F04
دوره تولید	سیلاب‌زنی آب	۹ سال ۱ ماه	۹ سال ۴ ماه	۹ سال ۶ ماه	۹ سال ۷ ماه
	AS+P	۲۲ سال ۶ ماه	۲۰ سال ۱۰ ماه	۲۰ سال ۱۱ ماه	۲۰ سال ۱۱ ماه
	P+AS+P	۲۳ سال ۷ ماه	۱۹ سال ۱۱ ماه	۲۰ سال ۱۱ ماه	۲۱ سال ۴ ماه
ضریب بازیافت (%)	سیلاب‌زنی آب	۳۴/۴۸	۳۴/۰۶	۳۴/۶۱	۳۳/۶۲
	AS+P	۵۵/۶۲	۵۳/۷۶	۵۳/۷۱	۵۳/۷۶
	P+AS+P	۶۱/۹۰	۵۶/۱۵	۵۶/۸۵	۵۷/۳۲
نسبت آب/ نفت	سیلاب‌زنی آب	۱/۲۳۳	۱/۳۲۲	۱/۳۲۷	۱/۴۱۷
	AS+P	۲/۴۴۷	۲/۳۰۱	۲/۳۳۱	۲/۳۲۸
	P+AS+P	۲/۲۴۶	۲/۰۳۳	۲/۱۳۵	۲/۱۷۱

جدول ۱۳ مشخصات شبیه‌سازی فرآیند سیلاب‌زنی با آب، سیلاب‌زنی با AS+P, P+AS+P در مدل‌های مخزن حالت F

F04	F03	F02	F01	سناریوها	پارامترها
۹ سال ۳ ماه	۸ سال ۱۱ ماه	۹ سال ۱ ماه	۸ سال ۱۱ ماه	سیلاب‌زنی آب	دوره تولید
۲۲ سال ۲ ماه	۲۲ سال ۱۰ ماه	۲۱ سال ۶ ماه	۲۲ سال ۱۰ ماه	AS+P	
۲۲ سال ۸ ماه	۲۳ سال ۳ ماه	۲۱ سال ۱۱ ماه	۲۳ سال ۴ ماه	P+AS+P	
۳۳/۸۴	۳۴/۸۴	۳۴/۳۲	۳۴/۳۴	سیلاب‌زنی آب	ضریب بازیافت (%)
۵۵/۱۸	۵۵/۶۷	۵۴/۳۶	۵۶/۱۲	AS+P	
۶۰/۱۴	۶۱/۲۲	۵۹/۵۶	۶۱/۷۳	P+AS+P	
۱/۳۱۶	۱/۱۹۰	۱/۲۴۴	۱/۲۰۱	سیلاب‌زنی آب	نسبت آب/ نفت
۲/۴۲۳	۲/۴۹۵	۲/۳۷۰	۲/۴۶۷	AS+P	
۲/۲۱۲	۲/۲۳۶	۲/۱۴۸	۲/۲۲۱	P+AS+P	



شکل ۱۳ افزایش ضرایب بازیافت در سیلاب‌زنی AS+P, P+AS+P در مقایسه با سیلاب‌زنی با آب برای مدل‌های مختلف در نظر گرفته شده در دو دسته با نسبت w/h زیاد (درون چهارضلعی با رنگ قرمز) و نسبت w/h کم (درون چهارضلعی با رنگ سبز)

اندازه لخته آب پیش از شستشو نباید از ۰/۲ PV بزرگتر باشد تا ضریب بازیافت نفت بزرگتری حاصل شود. مقدار آب پیش از شستشو قبل از تزریق پلیمر اساساً بر مقدار آب مخزن اثر می‌گذارد که سبب توانایی پلیمر جهت تشکیل بانک نفت از اشباع نفت باقی‌مانده می‌شود

۲- مشاهده و بررسی اندازه لخته پلیمر تأکید دارد که تعقیب آب پس از تزریق پلیمر، بازدهی فرآیند را از طریق اصلاح انتشار لخته پلیمر به درون مخزن افزایش می‌دهد. با این وجود، اندازه لخته پلیمری بسیار کوچک، می‌تواند با تعقیب آب ناپایدار شود. از این‌رو، لازم است اندازه لخته بهینه برای پلیمر شناسایی شود. در این تحقیق، مشاهده گردید که

برای نمونه در حالت F01 که این نسبت خیلی کم است افزایش ضریب بازیافت نفت کم بوده. بنابراین راستای کانال در مقایسه با جهت جریان سیال باید با نسبت w/h با هم در نظر گرفته شوند.

نتیجه‌گیری

از بررسی شبیه‌سازی فرآیندهای سیلاب‌زنی آب و تزریق پلیمر و ASP بر مبنای مدل‌های مخزنی پایه و مدل‌های مصنوعی ناهگمن در نظر گرفته شده نتایج زیر حاصل می‌شود:

۱- اندازه بهینه لخته آب پیش از شستشو با افزایش غلظت پلیمر کم می‌شود (غلظت ۳۰۰ ppm معادل ۰/۲ PV و غلظت ۵۰۰ ppm معادل ۰/۱۵ PV). همچنین

افزایش می‌دهد. بنابراین رسوخ آب در طی دوره پلیمر پس از شستشو می‌تواند رخ دهد.

۶- نتایج شبیه‌سازی مدل مخزنی ناهمگن A نشان می‌دهد هر مقدار موقعیت لایه تراوا به سمت پایین تر مخزن می‌رود (مدل A03 نسبت به مدل A01) تأثیر نیروی ثقلی تزریق آب بیشتر دیده شده که منجر به درجه بازیافت نفت کمتری می‌شود. به هر حال، این تأثیر در سیلابزنی AS+P و سیلابزنی P+AS+P آشکار نیست. همچنین از این نتایج، سیلابزنی P+AS+P، ضریب بازیافت نفت را نسبت به سیلابزنی آب در همه موارد تقریباً ۲۰٪ افزایش می‌دهد در حالی که اختلاف ضریب بازیافت اضافی نفت بین سیلابزنی AS+P و سیلابزنی P+AS+P حدود ۳٪ است.

۷- نتایج شبیه‌سازی مدل مخزنی ناهمگن B نشان می‌دهد که زمان تولید و افزایش ضریب بازیافت سیلابزنی P+AS+P در مقایسه با سیلابزنی آب و سیلابزنی AS+P در حالت B01 که در آن کانال نفوذپذیر باریک ولی مسیر جریان بین دو چاه تزریق و تولید را در بر دارد بارزتر است.

۸- نتایج شبیه‌سازی مدل‌های مخزنی ناهمگن C-F نشان می‌دهند نسبت پهنا به ارتفاع کانال تراوا برای ارزیابی میزان افزایش ضرایب بازیافت نفت دو حالت AS+P, P+AS+P در مقایسه با سیلابزنی آب و اختلاف بین دو حالت AS+P, P+AS+P مؤثر بوده به طوری که مقدار پایین نسبت w/h نقش مثبت داشته و راستای کانال در مقایسه با جهت جریان سیال باید با نسبت w/h با هم در نظر گرفته شوند.

۹- نتایج ذکر شده فوق برای مدل‌های ناهمگن مصنوعی به کار رفته در این مطالعه است و با تغییر نوع ناهمگنی در ساختار مخزن نتایج می‌تواند تفاوت یابد

اندازه بهینه لخته پلیمری با افزایش غلظت پلیمر کم می‌شود (غلظت ۳۰۰ ppm معادل PV ۰/۵۵ و غلظت ۵۰۰ ppm معادل PV ۰/۲۵). بنابراین لخته PV ۰/۵۵ به صورت مقدار مناسبی نشان داده شد که می‌تواند جبهه متحرک را پایدار کند و نفت اضافه تولید شده مناسبی بر حسب جرم پلیمر به کار رفته ارائه دهد

۳- ضریب مقاومت (R) فرآیند سیلابزنی پلیمر، نفوذپذیری مؤثر را برای آب به وسیله جذب سطحی پلیمر روی سنگ کاهش می‌دهد. طبق این روند، فاز محلول با جبهه پایدار حرکت می‌کند. البته نتایج نشان داد ضریب مقاومت بهینه با افزایش غلظت پلیمر کم می‌شود (غلظت ۳۰۰ ppm معادل ۱۲/۵ و غلظت ۵۰۰ ppm معادل ۵). در این مطالعه، ضریب مقاومت ۱۲/۵ برای غلظت پلیمر ۳۰۰ ppm و مخزنی با نفت دوستی متوسط بهترین حالت است و در آن kw در اشباع نفت ته مانده ۵۰٪ k_{ro} در اشباع آب تقلیل ناپذیر است.

۴- لخته پلیمری پیش از شستشو در سیلابزنی پلیمر لخته دوتایی، حرکت جبهه را در کانال پایدار کرده و شبیه لخته بافر از رسوخ آلکالین-سورفکتانت (AS) جلوگیری می‌کند. در این مطالعه مقدار بهینه PV ۰/۲۵ به دست می‌آید.

۵- نتایج شبیه‌سازی سیلابزنی (P+AS+P) در مقایسه با سیلابزنی (P+W+P) نشان داد بهینه اندازه لخته AS در PV ۰/۱ به دست می‌آید. در حالی که ضریب بازیافت نفت وقتی اندازه لخته AS افزایش بیشتر می‌یابد تفاوت زیادی نمی‌کند. افزایش اندازه لخته AS، نفت ته مانده را بعلت ماده شیمیایی تزریق شده بیشتر کاهش می‌دهد اما تنها بخش‌هایی از مخزن بویژه اطراف چاه تزریقی از این مزیت برخوردار می‌باشند. با این وجود، تزریق AS نیز نفوذپذیری نسبی آب را

مراجع

- [1]. Donaldson E C, Chilingarian G V, Yen T F (1985) Enhanced oil recovery, Developments in Petroleum Science, Amsterdam, Elsevier, 17B, 1st Edition.
- [2]. Lake L W (1989) Enhance oil recovery, New Jersey: Prentice-Hall, 550.
- [3]. Tiab D, Donaldson E C (1996) Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, Houston, Tex.: Gulf Pub, 706.
- [۴]- مالمیر پ، هاشمی ع، سلطانی سولگانی ب (۱۳۹۸) بررسی آزمایشگاهی تزریق پلیمر بر ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین و تعیین غلظت بهینه تزریق، پژوهش نفت، ۲۹، ۹۸-۳: ۱۲۰-۱۳۰.
- [5]. Taber J J, Martin F D, Seright R S (1997a) EOR screening criteria revisited - part I: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects, SPE Reservoir Engineering, 12, 03: 189 - 198.
- [6]. Taber J J, Martin F D, Seright R S (1997b) EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices, SPE Reservoir Engineering, 12, 03: 199 - 206.
- [7]. Bang V (2013) A new screening model for gas and water based EOR processes, presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, SPE-165217.
- [8]. Kang P S, Lim J S, Huh C (2014) Screening criteria for application of EOR processes in offshore fields, presented at the The Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference, Busan, Korea, ISOPE-I-14-159.
- [9]. Kamari A, Nikookar M, Sahranavard L, Mohammadi A H (2014) Efficient screening of enhanced oil recovery methods and predictive economic analysis, Neural Computing and Applications, 25, 3: 815-824.
- [۱۰] اسدالهی م، نعمانی م، خراط ر (۱۳۹۳) ازدیاد برداشت نفت انتشارات نهر دانش، ۶۵۲.
- [11]. Alvarado V, Manrique E (2010) Enhanced oil recovery: an update review, Energies, 3, 1529-1575.
- [12]. Speight J G (2013) Heavy oil production processes, Gulf Professional Publishing, 1st Edition.
- [13]. Sheng J J (2014) A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding, Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering, 9, 4: 471-489.
- [14]. Zhang Y, Huang S, Dong M (2005) Determining the most profitable asp flood strategy for enhanced oil recovery, Journal of Canadian Petroleum Technology, 44, 02: 42-49.
- [15]. Sheng J J (2013) A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding, In SPE western regional and AAPG pacific section meeting 2013 joint technical conference, OnePetro.
- [16]. Pei H, Zhang G, Ge J, Tang M, Zheng Y (2012) Comparative effectiveness of alkaline flooding and alkaline-surfactant flooding for improved heavy-oil recovery, Energy Fuels, 26, 5: 2911-9.
- [17]. Youyi Z, Zhang Y, Jialing N, Weidong L I U, Qingfeng H O U (2012) The research progress in the alkali-free surfactant-polymer combination flooding technique, Petroleum Exploration and Development, 39, 3: 371-376.
- [18]. Argillier J F, Henaut I, Noik C, Viera R, Roca Leon F, Aanesen B (2014) Influence of chemical EOR on top-side produced water management, presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, SPE-169067.
- [19]. Hirasaki G J, Zhang D L (2003) Surface chemistry of oil recovery from fractured, oil-wet, carbonate formations, SPE Journal, SPE-88365, 9, 2: 151-62.
- [20]. French T R (1996) A Method for simplifying field application of asp flooding, presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers: Tulsa, Oklahoma, SPE-35354-MS.
- [21]. Olsen D K, Hicks M D, Hurd B G, Sinnokrot A A, Sweigart C N (1990) Design of a novel flooding system for an oil-wet Central Texas carbonate reservoir, Presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Oklahoma. SPE 20224.
- [22]. Dehghan A A, Masihi M, Ayatollahi S (2013) Evaluation of chemicals interaction with heavy crude oil through water/oil emulsion and interfacial tension study, Energy Fuels, 27, 10: 5852-60.
- [23]. Dehghan A A, Jadaly A, Ayatollahi S, Masihi M (2017) Acidic heavy oil recovery using a new formulated surfactant accompanying alkali-polymer in high salinity brine, Journal of Surfact Deterg, 20: 725-733.
- [24]. Liu Q, Dong M, Ma S, Tu Y (2007) Surfactant enhanced alkaline flooding for Western Canadian heavy oil recovery, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 293, 1: 63-71.
- [25]. Han D, Yuan H, Wang H, Dong F (2006) The effect of wettability on oil recovery by Alkaline/Surfactant/Polymer flooding, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA.
- [26]. Anderson G A, Delshad M, Brown King C L, Mohammadi H, Pope G A (2006) Optimization of chemical flooding in a mixed-wet dolomite reservoir, presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April, SPE-100082-MS.
- [27]. Panthangkool A (2012) Evaluation of polymer flooding in multi-layered heterogeneous reservoir: the study

of viscosity and injection rate of polymer solution, Thesis of the Department of Mining and Petroleum Engineering, Faculty of Engineering., Chulalongkorn University.

[28]. Wang J, Han M, Fuseni A B, Cao D (2015) Surfactant adsorption in surfactant-polymer flooding for carbonate reservoirs, presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March, SPE-172700.

[29]. Tabary R, Fornari A, Bazin B, Bourbiaux B J, Dalmazzone C S (2009) Improved oil recovery with chemicals in fractured carbonate formations, Presented at the in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas.

[30]. Srisuriyachai F (2008) Evaluation of alkali flooding combined with intermittent flow in carbonate reservoir, Thesis of the Department of Chemical, Mining and Environmental Engineering (DICMA), Faculty of Engineering, University of Bologna.

[31]. Morrow N R (1990) Wettability and its effect on oil recovery, Journal of petroleum technology, 42, 12: 1476–1484.

[32]. Cuiec L E (1990) Evaluation of reservoir wettability and its effect on oil recovery, In Interfacial Phenomena in Oil Recovery, Morrow, Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery, 319–375.

[33]. Li J J, Jiang H Q, Hou J R, Wang S L (2014) The effects of oil displacement efficiency and conformance efficiency on viscosity of asp flooding in a heterogeneous reservoir, Petroleum Science and Technology, 32, 7: 830-839.

[34]. Teklu T W, Alameri W, Akinboyewa J, Kazemi H, Graves R M, AlSumaiti A M (2013) Numerical modeling of polymer-augmented waterflooding in heterogeneous reservoirs, In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. OnePetro.

[35]. Olajire A A (2014), Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges, Energy, 77: 963-982.

[36]. Shutang G, Qiang G (2010) Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR in daqing oil field, presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia: Muscat, Oman.

[37]. Sharma H, Panthi K, Mohanty K K (2018) Surfactant-less alkali-cosolvent-polymer floods for an acidic crude oil, Fuel, 1, 215: 484-491.

[38]. Pratap M and Gauma M S (2004) Field implementation of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding: a maiden effort in India, presented at the SPE Asia Pacific oil and gas conference and exhibition, Australia, SPE , 88455.

[39]. Li H, Xu D, Jiang J, Du X, Hong J, Jiang Y, Xu Y (2008) Performance analysis of ASP commercial flooding in Central Xing2 area of Daqing Oilfield. InSPE Symposium on Improved Oil Recovery 2008 Apr 20. OnePetro.

[40]. Li H, Liao G, Han P, Yang Z, Wu X, Chen G, Xu D, Jin P (2003) Alkline/surfactant/polymer (ASP) commercial flooding test in central Xing2 area of Daqing oilfield, InSPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific Oct 20, OnePetro.

[41]. Pitts M J, Dowling P, Wyatt K, Surkalo H, Adams K C (2006) Alkaline-surfactant-polymer flood of the Tanner Field, InSPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, OnePetro.

[42]. Chang H L, Zhang Z Q, Wang Q M, Xu Z S, Guo Z D, Sun H Q, Cao X L, Qiao Q (2006) Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China, Journal of petroleum technology, 58, 02:84-89.

[43]. Zhijian Q (1998) A Successful ASP flooding Pilot in Gudong, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma.

[44]. Guo H, Li Y Q, Ma R C, Wang F Y, Shihu Z (2017) Evaluation of Three Large Scale ASP Flooding Field Test, 19th European Symposium on Improved Oil Recovery.

[45]. Sheng J J (2011) Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice, Gulf Professional Publishing, 601.

Investigation of the Effect of Alkaline-Surfactant- Polymer (ASP) on Oil Recovery in Heterogeneous Reservoirs

Sedighe Khosravi ¹, Mohsen Masihi^{2*} and Ali Nakhaei³

1. Department of Chemical and Petroleum Engineering, Islamic Azad University, Tehran, Iran

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

3. Institute of Petroleum Engineering, Tehran University, Iran

masihi@sharif.edu

DOI:10.22078/pr.2021.4516.3038

Received: May/29/2021

Accepted: November/13/2021

Introduction

EOR methods are used to improve the oil recovery by altering the rock-fluid interactions [1]. One of the branches of these methods is water based EOR method. An example of such chemical methods is ASP flooding which proposed in 1980 and since then extended in various directions [2,3,4]. This is also useful in oil wet carbonate reservoirs [5]. Several researchers have reported the IFT change, wettability alteration, surfactant absorption, emulsion forms and mobility control during this process [1,3,6]. In this study, the impacts of such factors along with the effect of heterogeneity in the reservoir properties are investigated

Materials and Methods

The reservoir used in this study is located in depth of 3200 ft and contains 33×33×9 cells with a size of 30×30×12 ft. The other data include: water oil contact of 3308 ft, porosity of 14%, permeabilities of 500 mD and 50 mD in horizontal and vertical directions, initial water saturation of 15%, channel permeability of 1500 mD and reservoir volume of 18.8 MMbbl. Oil with API 20, GOR of 78 SCF/STB is used. Various synthetic reservoir models with and without high permeable channels located at different directions are made. These are named by A01 to F04. An illustrative model to show the position of high permeability channel is shown in Figure 1.

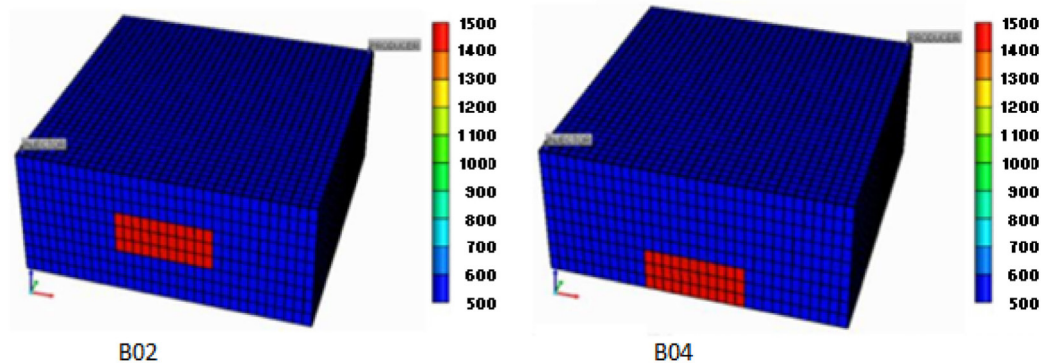


Fig. 1 Illustration of permeable channel position in heterogeneous model B.

Results and Discussion

We first do consider a sensitivity analysis for the involving factor such as the slug sizes for the pre wash and polymer and check if they depend on them, for example, polymer concentration. An example for the result is shown in Figure 2.

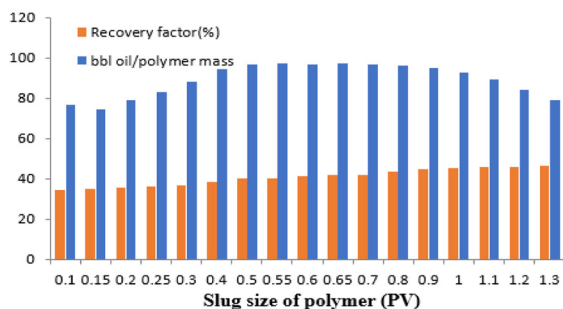


Fig. 2 Recovery factor and amount of oil per polymer mass as a function of slug size of polymer of the case of polymer concentration of 200 ppm and resistance factor 5.

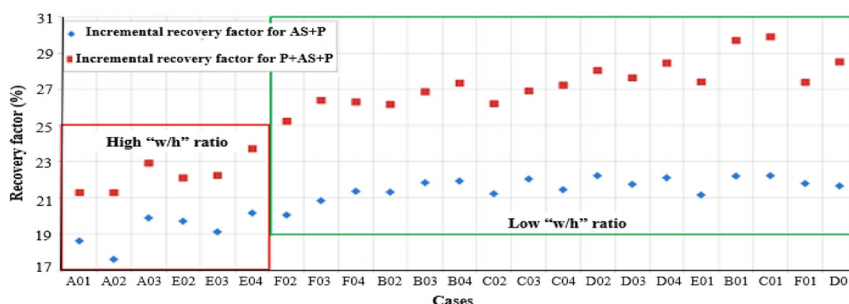


Fig. 4 Illustration of incremental recovery factor for AS+P as well as P+AS+P scenarios for various models.

Conclusions

The simulation cases of a 10-year period, in this study, has shown that the P+AS+P results in a higher recovery (20%) compared to the water flooding. The optimum pre-wash slug depends on the polymer concentration. Also, optimum polymer slug size of 0.55 PV for the case of 300 ppm concentration observed. For heterogeneous models with permeable channels aligned in various directions along and perpendicular to the flow directions, channel aspect ratio and the direction of channels are effective for oil recovery improvement in P+AS+P and AS+P floods compared to water flood (about 20%) and highlights the difference between P+AS+P and AS+P cases. Ultimately, these results for the potential of ASP processes observed for synthetic reservoir models and may give different results once applied to real reservoirs models.

References

1. Taber J J (1997) EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects, SPE Reservoir Engineering, 12, 03: 189 - 198.

Then, the results of oil recovery in waterflood for the reservoir base case A01 with which the other models can be compared is shown in Figure 3.

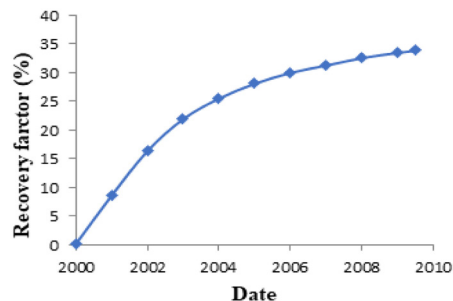


Fig. 3 Illustration of oil recovery in waterflood of the base case.

Also, the results of incremental oil recovery in AS+P, P+AS+P in comparison to waterflood for various model is shown in Figure 4.

2. Alvarado V, Manrique E (2010) Enhanced Oil Recovery: An Update Review, Energies, 3: 1529-1575.
3. Sheng J J (2014) comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding, Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering, 9 ,4: 471-489.
4. Zhang Y P, Huang S, Dong M (2005) Determining the Most Profitable ASP Flood Strategy for Enhanced Oil Recovery, Journal of Canadian Petroleum Technology, 44, 02: 42-49.
5. Hirasaki G J, Zhang D.L.(2003), Surface chemistry of oil recovery from fractured, oil-wet, carbonate formations, SPE Journal, SPE-88365;9, 2:151-62.
6. Dehghan A.A, et al. (2017), Acidic Heavy Oil Recovery Using a New Formulated Surfactant Accompanying Alkali-Polymer in High Salinity Brine, Journal of Surfactants and Detergents, 20, 3: 725-733.