Archive of SID.ir

پژوهش نفت شماره ۱۲۲، فروردین و اردیبهشت ۱۴۰۱، صفحه ۵۰-۲۴

مطالعات موردی موفق در استفاده از پلیمر به منظور ازدیاد برداشت نفت از میادین نفتی به‌روش سیلاب‌زنی پلیمری

اشکان کیانی[۱] و عباس هاشمی‌زاده[۲و۱*]

۱- دانشکده مهندسی نفت و پتروشیمی، دانشگاه حکیم سبزواری، سبزوار، ایران

۲- دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۳/۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۱۱/۱۳

چکیده

در برداشت اولیه هیدروکربن‌ها که با استفاده از سازوکارهای طبیعی مخزن صورت می‌گیرد، به دلایل مختلف از جمله کاهش فشار ناشی از تولید، در بهترین حالت کمتر از یک سوم نفت تولید می‌گردد. همچنین با اتخاذ روش‌های ثانویه ازدیاد برداشت مانند تزریق آب نیز با وجود کاربرد گسترده، به‌دلیل تحرک بالای آب نسبت به نفت، بخش عظیمی از منابع قابل تولید نخواهد بود. از این رو جهت تأمین تقاضای نفت خام که به‌صورت پیوسته در حال افزایش است، همواره نیاز به استفاده از روش‌های ثالثیه ازدیاد برداشت جهت افزایش ضریب بازیافت پس از شروع تولید وجود دارد. از جمله روش‌های کارآمد جهت افزایش میزان بازدهی در فرآیند جاروب‌زنی نفت خام، تزریق (سیلاب‌زنی) پلیمر است که به‌عنوان یکی از روش‌های شیمیایی مؤثر ازدیاد برداشت از سال‌ها پیش تا کنون مورد استفاده قرار گرفته است. از آنجا که مطالعه موردی به‌صورت گسترده، ژرف و جزئی‌نگر به مطالعه یک مورد خاص می‌پردازد و در نتیجه به محدوده وسیعی از دانش برای تحلیل سیستم‌های پیچیده دسترسی می‌یابد، این اطمینان در پژوهش مطالعه موردی حاصل می‌شود که تمام اجزا مورد بررسی قرار گرفته‌اند. از این رو در این مقاله پس از بررسی نظام‌مند بسیاری از مطالعات موردی موفق ازدیاد برداشت توسط عملیات سیلاب‌زنی پلیمر در میادین مختلف نفتی جهان، به بررسی عوامل و شرایط تأثیرگذار در هر یک از مراحل انتخاب پلیمر، عملیات تزریق و سپس تأثیر آن برروی میزان افزایش نرخ تولید و همچنین میزان ضریب بازیافت نفت مخزن پرداخته شده و چالش‌های موجود در این عملیات‌ها به دقت مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. نتایج حاصل از تحقیق نشان می‌دهد افزودن پلیمر مناسب به آب در فرآیند سیلاب‌زنی و در شرایط مختلف، از پتانسیل بالقوه‌ای برای کاهش میزان تولید آب و همچنین کاهش میزان اشباع نفت باقی‌مانده مخازن و در نتیجه افزایش ضریب بازیافت نفت برخوردار است.

کلمات کلیدی: سیلاب‌زنی پلیمری، ازدیاد برداشت نفت، ضریب بازیافت نفت، تحرک‌پذیری آب، مطالعه موردی

*مسؤول مکاتبات

آدرس الکترونیکی a.hashemizadeh@hsu.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4508.3033)

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

مقدمه

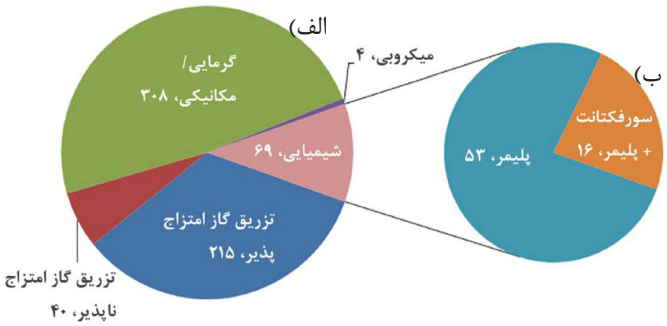
با توجه به روند روز افزون تقاضای سوخت‌های فسیلی از ابتدای تولید آنها تاکنون، برای فراهم کردن نیاز جوامع به این نوع از انرژی لازم است منابع جدیدی از آن کشف گردد [۱ و ۲]. اما از آنجا که تعداد منابع جدید کشف شده به مرور زمان در حال کاهش است، رویکرد دیگر افزایش نرخ بازیابی از مخازنی است که به دلایل مختلف با کاهش تولید نفت روبرو و دیگر بهره‌برداری از آنها اقتصادی نبوده درحالی‌که همچنان مقادیر عظیمی از هیدروکربن‌ها را در خود جای داده‌اند. بنابراین اهمیت استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت بیش از پیش احساس می‌گردد [۳]. علی‌رغم استفاده از فناوری‌های جدید در زمینه حفاری و بهره‌برداری نظیر حفاری چاه‌های افقی و چند شاخه‌ای، عوامل محدود کننده طبیعی که در اثر برهم‌کنش میان سنگ و سیالات مخزن وجود دارند همواره موجب کاهش راندمان تولید می‌شوند. از این رو با تولید ابتدایی از مخازن تنها حدود یک سوم از نفت قابل استحصال تولید می‌گردد و بقیه آن درون مخزن باقی می‌ماند [۴-۶]. همچنین تزریق آب یا گاز نیز که از جمله روش‌های بازیابی ثانویه شناخته می‌شوند، تا حدودی مؤثر و اقتصادی بوده اما به‌دلیل نسبت تحرک این سیالات و همچنین عوامل دیگری نظیر ناهمگنی سازند، وجود شکاف در مخزن، وجود نفت سنگین و ساختار پیچیده فضاهای خالی، بازدهی کافی را نداشته و همچنان مقادیر قابل توجهی (حدود ۵۰-۷۰٪) از نفت در مخزن باقی‌مانده و تولید نمی‌گردد [۷-۱۰]. بنابراین به نظر می‌رسد بدون بهره‌گیری از روش‌های بازیابی ثالثیه که شامل ازدیاد برداشت شیمیایی، حرارتی، میکروبی و همچنین تزریق گاز به‌صورت امتزاجی و غیر امتزاجی است، نمی‌توان حجم نفت خام باقی‌مانده در مخزن را کاهش داد [۱۱]. در شکل ۱ میزان بازیابی نفت خام درجای قابل استحصال در هر یک از مراحل تولید ابتدایی، بازیابی ثانویه و ثالثیه نشان داده شده است. به‌طور کلی، ازدیاد برداشت شیمیایی عمدتا شامل تزریق پلیمر، سورفکتانت-پلیمر[1] و همچنین آلکالین-سورفکتانت-پلیمر[2] می‌گردد [۱۳]. همان‌طور که در شکل ۲ میزان استفاده از هر یک از روش‌های ازدیاد برداشت نشان داده شده، حدود ۱۱٪ از موارد ازدیاد برداشت انجام شده به‌روش شیمیایی اختصاص یافته که تزریق پلیمر به‌عنوان مهم‌ترین بخش در ازدیاد برداشت شیمیایی، ۷۷٪ از این میزان را به خود اختصاص داده است [۱۴ و ۱۵]. افزودن پلیمرهای محلول در آب با جرم مولکولی بالا موجب افزایش گرانروی و در نتیجه کاهش تراوایی نسبی آن در مقایسه با فاز نفت می‌گردد.

شکل ۱ میزان بازیابی نفت خام درجای قابل استحصال در هر یک از مراحل تولید ابتدایی، بازیابی ثانویه و ثالثیه [۱۲]

1. Surfactant Polymer (SP)
2. Alkaline Surfactant Polymer (ASP)

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir



شکل ۲ الف) میزان کاربرد از هر یک از روش‌های ازدیاد برداشت، ب) میزان استفاده از هر یک از مواد افزودنی در ازدیاد برداشت به‌روش شیمیایی [۱۴]

که در واقع این امر با کنترل نسبت تحرک آب به نفت [۱۶] در جابه‌جایی نفت باقی‌مانده در فضای متخلخل نقش اساسی را ایفا می‌کند [۲۰-۱۷]. علاوه‌بر این، به‌طور معمول هزینه تزریق پلیمر به‌همراه آب به‌دلیل افزایش در برداشت از مخزن و همچنین کاهش میزان برش آب تولیدی و متعاقبا هزینه‌های مربوط به جداسازی آن به صرفه‌تر از سیلاب‌زنی آب است [۲۴-۲۱]. بنابراین استفاده از پلیمرهای محلول در آب با افزایش گرانروی و سورفکتانت‌ها با کاهش کشش سطحی بین نفت باقی‌مانده، آب و سنگ به‌عنوان مؤثرترین روش‌ها جهت افزایش بازده جاروب‌زنی، موجب حرکت آسان نفت درون فضای متخلخل و بهبود ضریب بازیابی نفت می‌گردند [۲۷-۲۵]. از این جهت بسیاری از عملیات‌های میدانی انجام شده نشان‌دهنده ۳۰-۵٪ افزایش در نرخ بازیابی نفت خام درجای قابل استحصال از مخازن نفتی است. هرچند مطالعات آزمایشگاهی برای بررسی رفتار پلیمر در مخزن روی مغزه کربناته [۲۸]، مغزه ماسه‌سنگی [۲۹] توسط دستگاه سیلاب‌زنی مغزه و یا مدل‌سازی توسط میکرومدل [۳۲-۳۰] و نیز رایانه [۳۳] انجام می‌شود، اما با استفاده از مطالعه موردی، این اطمینان در پژوهش حاصل می‌شود که تمام اجزا مورد بررسی قرار گرفته‌اند [۳۴]. بنابراین، مطالعات آزمایشگاهی و یا مدل‌سازی به‌دلیل فرضیات در نظر گرفته شده هیچ‌گاه توانایی ایجاد شرایطی مشابه با شرایط حاکم بر مخزن را نداشته و از این نظر روش مطالعه موردی به‌دلیل دقت و قاطعیت آن از ارجحیت برخوردار است. از این رو با توجه به اهمیت افزایش ضریب بازیافت تولید نفت و نقش حیاتی پلیمرها در آن، در این مطالعه به مرور نظام‌مند[1] مطالعات موردی طبق ساختار زیر پرداخته شده است: ابتدا در ادبیات موضوع، پلیمرهای مورد استفاده در ازدیاد برداشت نفت و عوامل و شرایط تأثیرگذار در هر یک از مراحل انتخاب پلیمر، عملیات تزریق و تأثیر آن برروی میزان افزایش نرخ تولید و نهایتا میزان بازیابی نفت بررسی گردیده است. سپس مطالعات موردی موفق ازدیاد برداشت نفت به‌روش سیلاب‌زنی پلیمری در میادین مختلف نفتی جهان مورد مطالعه قرار گرفته است. در پایان پس از ارزیابی مطالعات موردی انجام شده، چالش‌های مربوطه و زمینه‌های استفاده از آن در مخازن ایران مورد بحث و بررسی قرار گرفته است.

ادبیات موضوع

مهم‌ترین پلیمرهای مورد استفاده در ازدیاد برداشت نفت

در نگاه کلی، پلیمرهای رایج مورد استفاده جهت ازدیاد برداشت در صنعت نفت به دو دسته پلیمرهای سنتزی (مصنوعی) و پلیمرهای زیستی تقسیم بندی می‌شوند. از جمله پلیمرهای سنتزی می‌توان پلی‌اکریل‌آمید (PAM) و مشتقات آن را نام برد.

1. Systematic Review

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

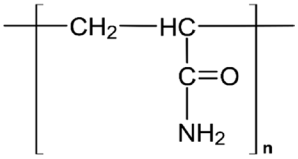
همچنین عمده پلیمرهای زیستی به‌کار رفته شامل پلی ساکاریدها از جمله صمغ زانتان و برخی از پلیمرهای طبیعی اصلاح شده از جمله هیدروکسی اتیل سلولز (HEC)، صمغ گوار و سدیم کربوکسی متیل سلولز اشاره کرد [۳۵]. از آنجا که هر یک از پلیمرها در شرایط خاص مخزن دارای مزایا و معایبی هستند در ادامه به معرفی چند مورد از آنها پرداخته خواهد شد.

پلی‌اکریل‌آمید (PAM)

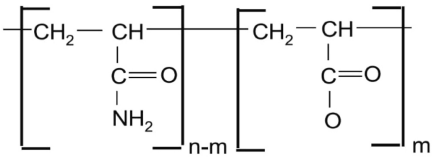
پلی‌اکریل‌آمید یکی از پرمصرف‌ترین گونه‌های پلیمر مصنوعی محلول در آب است که تعداد زیادی گروه‌های آمید آزاد در ساختار مولکولی آن وجود دارد. این پلیمر با وزن مولکولی بالا (بیش از ۱۰۶ گرم بر مول) به‌عنوان اولین عامل تغلیظ‌کننده در محلول‌های آبی به‌کار گرفته شده است. این پلیمر در محلول با شوری نرمال تا دمای ۹۰ °C و در شوری آب دریا تا ۶۲ °C از خود پایداری نشان می‌دهد. بنابراین، تقریبا در به‌کارگیری در خشکی محدود می‌شود، زیرا شوری زیاد می‌تواند خاصیت گرانروی این ترکیب را به‌طور چشم‌گیری کاهش دهد [۳۵]. استفاده از پلی‌اکریل‌آمیدها، افزون بر افزایش گرانروی آب و بهبود نسبت پویایی، به ته‌نشین شدن روی سطح محیط متخلخل و کاهش تراوایی مناطق تحت تأثیر محلول پلیمری، منجر می‌شود [۱۰]. شکل ۳ ساختار این پلیمر را نشان می‌دهد، همان‌طور که روشن است گروه‌های آمید موجود در ساختار این ترکیب فعالیت شیمیایی بالایی از خود نشان می‌دهند، از این رو محققان زیادی همواره در تلاش‌اند تا با تغییر ساختار شیمیایی آن و تولید کوپلیمرهای جدید به بهبود خواص این پلیمر در شرایط مختلف کمک کنند.

پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده (HPAM)

از جمله پلیمرهای سنتزی می‌توان پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده (HPAM) و مشتقات آن را نام برد که امروزه به‌دلیل هزینه اندک و گرانروی بیشتر نسبت به سایر پلیمرها در مقیاس وسیعی برای اکثر پروژه‌های میدانی مورد استفاده قرار می‌گیرند [۱۵ و ۳۶]. پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده از طریق هیدرولیز جزئی پلی‌اکریل‌آمید یا کوپلیمریزاسیون سدیم اکریلات با اکریل آمید قابل دست‌یابی است. به‌طور کلی فرآیند هیدرولیز در نتیجه واکنش پلی‌اکریل‌آمید با محلول‌های قلیایی ایجاد می‌شود که در طی این فرآیند تعدادی از گروه‌های آمیدی ($CONH_2$) به گروه‌های کربوکسیلی (COO^-) تبدیل می‌شوند [۳۷]. در شکل ۴ ساختار این پلیمر نشان داده شده است. از مزایای این پلیمر می‌توان از مقاومت در برابر نیروهای شدید مکانیکی در طول سیلاب‌زنی مخزن، هزینه کم و پایداری در مقابل حملات میکروبی را نام برد [۳۵]. این پلیمر بسته به شوری آب تا دمای ۹۹ °C قابل استفاده است، هرچند بعضی از نمونه‌های اصلاح شده آن نظیر کوپلیمر HPAMAMPS و پلی‌اکریل‌آمید سولفوناته به‌ترتیب توانایی تحمل دما را تا ۱۰۴ °C و ۱۲۰ °C از خود نشان می‌دهند [۱۱]. از معایب این پلیمر می‌توان به حساسیت بالای آن در مقابل شوری، سختی آب و وجود سورفکتانت‌ها و یا سایر مواد شیمیایی اشاره کرد. بنابراین در صورت افزایش درجه شوری یا سختی محلول این پلیمر میزان گرانروی آن به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد که این ویژگی نشان‌دهنده یکی از معایب این پلیمر در مخازن نفت گازی است که به‌طور کلی تا حدودی شوری از خود نشان می‌دهند.



شکل ۳ ساختار پلی‌اکریل‌آمید [۳۵]



شکل ۴ ساختار پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده [۳۵]

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

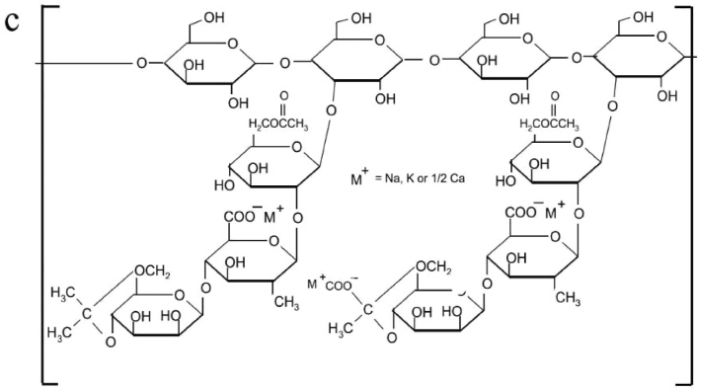
علاوه‌بر درجه شوری دیگر عواملی که بر گرانروی محلول این پلیمر تأثیر گذارند شامل درجه هیدرولیز شدن، دمای محلول، وزن مولکولی، کیفیت حلال و فشار است [۳۵]. از آنجا که پلی‌اکریل‌آمید به شدت روی سطوح معدنی جذب می‌شود، بنابراین عمل هیدرولیز به کاهش جذب روی این سطوح منجر خواهد شد. علاوه‌بر این، افزایش درجه هیدرولیز پلی‌اکریل‌آمید تا حدودی موجب افزایش گرانروی ظاهری شده ولی در مقادیر بالای هیدرولیز شاهد افزایش حساسیت خصوصیات این پلیمر به میزان شوری و سختی محلول خواهیم بود. این در حالی است که اگر درجه هیدرولیز کم باشد پلیمر به آسانی در آب قابل حل نیست.

صمغ زانتان

صمغ زانتان پلی ساکاریدی است که از طریق تخمیر گلوکز یا فروکتوز توسط باکتری‌های مختلف تولید می‌شود، که یکی از مؤثرترین این باکتری‌ها در تولید زانتان Xanthomonas campestris نام دارد. این صمغ معمولا به‌صورت محلولی با غلظت بالا تولید می‌شود که می‌توان بدون استفاده از هیچ گونه تجهیزات مخلوط کننده‌ای آن را رقیق کرد و به‌کار برد. به‌طور کلی زانتان دارای وزن مولکولی بسیار بالا (در محدوده ۱۰۶×۵۰-۲ گرم بر مول) و همچنین زنجیره پلیمری بسیار محکمی است، که در مقایسه با پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده ساختار مستحکم‌تر و گرانروی بالاتری را در غلظت مشابه به آن می‌دهد. این ویژگی‌ها باعث می‌شود صمغ زانتان در مقابل شوری و درجه سختی حساسیت کمتری از خود نشان داده و نسبت به اکثر سورفکتانت‌ها و سایر افزودنی‌های سیال تزریقی که در مرحله ازدیاد برداشت استفاده می‌گردد، سازگار گردد [۳۵]. این پلیمر از لحاظ دمایی در محدوده ۷۰ °C تا ۹۰ °C پایدار است، اما با این وجود، این ترکیب به‌طور کلی و خصوصا زمانی‌که به مخزنی با دمای پایین تزریق می‌گردد، مستعد تخریب باکتریایی است [۱۱]. بنابراین، هنگام استفاده از آن در مخزن باید از حمله باکتری‌ها جلوگیری کرد. چرا که افزون بر تخریب پلیمر، می‌توانند با تولید سلول‌هایی با قطر ۱ µm و طول ۴ µm به کلی باعث بسته شدن چاه تولیدی شوند [۱۰]. به همین دلیل برای جلوگیری از تجزیه این پلیمر توسط باکتری‌ها معمولا همراه با ماده زیست‌کش (Biocide) تزریق می‌گردد [۳۸]. در شکل ۵ ساختار این پلیمر نشان داده شده است.

هیدروکسی اتیل سلولز (HEC)

هیدروکسی اتیل سلولز (HEC) یکی از مشتقات سلولز غیریونی و بی‌شکل بوده که از واکنش بین سلولز نامحلول و اتیلن اکسید به‌دست می‌آید. این ماده به‌دلیل دارا بودن ویژگی‌هایی نظیر هزینه اندک، غیر سمی بودن و سازگاری با محیط زیست به‌طور گسترده در صنایع مختلف مورد استفاده قرار می‌گیرد.



شکل ۵ ساختار صمغ زانتان [۳۵]

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

علاوه‌بر این، در صنعت نفت نیز به‌صورت فراوان در پروژه‌های ازدیاد برداشت، تعمیر و تکمیل چاه و همچنین جهت ایجاد شکاف هیدرولیکی به‌کار گرفته می‌شود. برخلاف زانتان که با تولید خرده‌های سلولی (cellular debris) موجب آسیب به سازند می‌شود، این پلیمر دارای چنین بافتی نبود و همچنین در محلول ساختار آن حالت مارپیچی پیدا نمی‌کند [۳۹].

این پلیمر به‌دلیل جرم مولکولی بالا و زنجیره مستحکم آن، معمولا در برابر دما و برش مکانیکی مقاومت خوبی از خود نشان می‌دهد، اما به هر حال به مانند سایر پلیمرها، افزایش دما تا حدودی باعث کاهش گرانروی آن می‌شود. همچنین از آنجا که محلول این پلیمر یک سیال غیرنیوتنی است، گرانروی آن با افزایش تنش‌های وارده کاهش می‌یابد. لازم به ذکر است که به‌طور کلی این پلیمر نسبت به شوری حساس نبوده و به‌دلیل خاصیت غیریونی آن، حلالیت آن در آب‌های شور به‌طور شگفت انگیزی افزایش می‌یابد. علاوه‌بر این‌ها، محلول این پلیمر در محیطی با محدوده pH خنثی و بالاتر از آن تا چند ماه به‌صورت پایدار باقی می‌ماند. با این وجود، pH پایین به‌دلیل هیدرولیز پیوندهای استال موجود در ساختار این پلیمر تأثیر مخربی از خود برجای خواهد گذاشت. در مقایسه با سایر بیوپلیمرها، هیدروکسی اتیل سلولز به‌دلیل حلالیت بسیار بالا و قابلیت هیدراته شدن آسان آن، همواره یکی از گزینه‌های مناسب برای افزودن به آب تزریقی جهت ازدیاد برداشت از مخازن نفت است [۳۶]. در شکل ۶ ساختار پلیمر هیدروکسی اتیل سلولز نشان داده شده است.

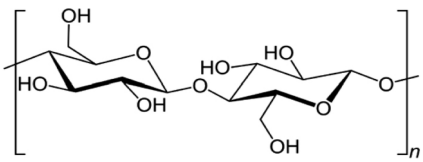
عوامل مؤثر بر سیلاب‌زنی پلیمری

انجام ازدیاد برداشت به‌روش تزریق پلیمر تحت تأثیر عوامل مختلفی قرار دارد که برای رسیدن به بیشترین میزان راندمان ممکن در ازدیاد برداشت نفت، همه این عوامل باید در نظر گرفته شوند. از جمله مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به گرانروی محلول پلیمر، دمای مخزن، شوری و سختی آب، نفوذپذیری و ... اشاره کرد که در ادامه به بررسی آن‌ها خواهیم پرداخت.

گرانروی پلیمر

همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، گرانروی محلول پلیمر یکی از عوامل مهم در بهبود نسبت تحرک بین نفت و آب بوده و علاوه‌بر این موجب بهبود پروفایل حرکتی سیال تزریقی می‌شود. بنابراین، با افزایش گرانروی محلول تزریقی، اثربخشی و کارایی سیلاب‌زنی پلیمر نیز افزایش می‌یابد.

گرانروی محلول پلیمر همواره تحت تأثیر عوامل مختلفی قرار داشته که می‌بایست جهت طراحی گرانروی سیال تزریقی این موارد مد نظر قرار گیرند. وزن مولکولی پلیمر و غلظت آن از جمله عواملی هستند که باعث افزایش گرانروی پلیمر می‌گردند. لازم به ذکر است، افزایش درجه هیدرولیز پلیمر نیز تا مقداری مشخص موجب افزایش گرانروی پلیمر خواهد گردید. از دیگر عوامل مؤثر بر گرانروی محلول پلیمر می‌توان به دما، شوری و سختی اشاره کرد که افزایش هر کدام از آن‌ها به نوبه خود منجر به کاهش گرانروی محلول پلیمر می‌گردد [۴۱]. به منظور افزایش گرانروی و کاهش تحرک‌پذیری نسبی، پلیمرهای مختلفی از جمله TAP [۴۲ و ۴۳] و HPAM [۴۴ و ۴۵] مورد استفاده قرار گرفته‌اند که هر کدام در شرایط شوری و دمایی مختلف کارایی متفاوتی دارند.



شکل ۶ ساختار هیدروکسی اتیل سلولز [۴۰]

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

پژوهش نفت شماره ۱۲۲، فروردین و اردیبهشت ۱۴۰۱، صفحه ۵۰-۲۴

وزن مولکولی پلیمر

مطالعات نشان می‌دهد وزن مولکولی پلیمر می‌تواند از طرق مختلف تأثیر قابل توجهی در کاهش درصد نفت باقی‌مانده و افزایش ضریب بازیافت سیلاب‌زنی پلیمر داشته باشد [۴۶]. مهم‌ترین تأثیر وزن مولکولی روی رفتار رئولوژیکی سیال است و از آنجا که در اکثر موارد افزایش وزن مولکولی باعث افزایش گرانروی محلول تزریقی می‌گردد، می‌توان به نقش مثبت آن در افزایش ازدیاد برداشت در روش تزریق پلیمر اشاره کرد. بنابراین، جهت دست‌یابی به مقدار مشخصی از بازیابی نفت نیاز به حجم کمتری از محلول پلیمر با وزن مولکولی بالاتر است [۴۱]. با این حال عامل محدود کننده‌ای وجود دارد که باید در انتخاب وزن مولکولی پلیمر در نظر گرفته شود. زیرا در صورت استفاده از پلیمرهایی با وزن مولکولی بالا، تزریق پلیمر می‌تواند موجب کاهش چشم‌گیری در نفوذپذیری سنگ مخزن داشته باشد. از این رو با توجه به قطر حفرات سنگ مخزن و نفوذپذیری آن، میزان بیشینه‌ای برای وزن مولکولی پلیمر وجود دارد که در مقادیر بالاتر از آن، مولکول‌های پلیمر توانایی عبور از گلوگاه حفره را نخواهند داشت و باعث مسدود شدن حفره و ایجاد آسیب در سازند می‌گردند [۴۷].

غلظت محلول پلیمر

غلظت محلول پلیمر تعیین‌کننده گرانروی پلیمر و همچنین اندازه اسلاگ تزریقی مورد نیاز در سیلاب‌زنی پلیمر است. افزایش غلظت محلول پلیمر تا میزان مشخصی، می‌تواند موجب کاهش میزان برش آب تولیدی و همچنین کاهش مدت دوره سیلاب‌زنی گردد. از این رو با افزایش غلظت تا مقداری معین، می‌توان راندمان سیلاب‌زنی پلیمر را افزایش داد و پس از آن تأثیر آن ناچیز خواهد بود. با این حال، این واقعیت را نیز باید در نظر گرفت که غلظت بیشتر باعث افزایش فشار مورد نیازجهت تزریق و در نتیجه کاهش تزریق‌پذیری خواهد شد [۴۱]. پلیمر حتی در غلظت‌های بسیار پایین (کمتر از ۱٪) نتایج قابل توجهی روی افزایش ضریب بازیافت دارد [۴۸].

نرخ تزریق

نرخ تزریق عمدتا به قابلیت تزریق‌پذیری و همچنین فشار شکست سازند وابسته است. برای کاهش میزان تخریب برشی پلیمر، نرخ تزریق محلول پلیمر باید کاهش یابد. از طرفی نرخ تزریق بیشتر ممکن است موجب کاهش تخریب دمایی و همچنین تجزیه شیمیایی محلول پلیمر شده و باعث حفظ خصوصیات پلیمر از جمله گرانروی گردد. علاوه‌بر این نرخ تزریق بیشتر با کاهش زمان سیلاب‌زنی، از لحاظ اقتصادی نقش مؤثری در عملیات ایفا می‌کند [۴۷ و ۴۹]. بررسی‌ها نشان می‌دهد که ایجاد فشار تزریق در ناحیه نزدیک چاه (که به آن رفتار ضخیم شدن برشی پلیمری نیز گفته می‌شود)، قابلیت تزریق محلول های پلیمری را محدود می‌کند. این اثر زمانی‌که پلیمر با وزن مولکولی بالا تزریق می‌شود در مقایسه با غلظت پلیمر بالا قابل توجه تر است. لازم به ذکر است حضور نفت باعث افزایش نرخ تزریق پذیری می‌شود [۵۰]. استفاده از آب هوشمند تبعات منفی کاهش تزریق‌پذیری را ندارد و می‌تواند راه حل مناسبی برای رفع مشکل سیلاب زنی پلیمری باشد [۵۱].

شوری و سختی آب

شوری و سختی (وجود یون‌های چند ظرفیتی نظیر کلسیم و منیزیم) از جمله عواملی هستند که براساس میزان غلظت خود می‌توانند باعث تسریع فرآیند تخریب پلیمر شده، و با کاهش شدید گرانروی محلول پلیمر موجب عدم موفقیت در سیلاب‌زنی پلیمر گردند [۵۲]. از این رو برای کاهش تأثیر این عوامل، محلول پلیمر را همواره به‌صورت یک اسلاگ و در بین دو توده آب شیرین تزریق می‌کنند [۴۹]. با بررسی مطالعات انجام شده، می‌توان به این نکته پی‌برد که داده‌های مربوط به سختی آب به ندرت گزارش می‌شوند، که این امر باعث عدم تعیین معیار کمی برای این خاصیت می‌گردد.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

اگرچه پلیمرهای مورد استفاده در دهه ۱۹۸۰ تا ۱۹۹۰ توانایی تحمل تنها چند دهه تا چند صد ppm را داشتند، پلیمرهایی که امروزه مورد استفاده قرار می‌گیرند تا چندین هزار ppm در مقابل سختی از خود مقاومت نشان می‌دهند.

دمای سازند

دمای مخزن همواره به‌عنوان یکی از مهم‌ترین پیش شرط‌های سیلاب‌زنی پلیمر به شمار رفته و نقش اساسی در انتخاب پلیمر ایفا می‌کند. به‌طور کلی پلیمرها در محدوده دمایی مطلوب تا مدت نسبتا طولانی می‌توانند پایدار باقی بمانند، با این حال برای هر پلیمر بیشینه دمایی وجود دارد که در صورت قرار گرفتن پلیمر در دمایی بالاتر از این مقدار مجاز باعث تجزیه پلیمر و در نتیجه از دست رفتن خاصیت گرانروی در آن می‌شود [۵۳]. لازم به ذکر است که این حداکثر دما وابسته به عوامل مختلف از جمله نوع پلیمر، شوری آب و سختی (غلظت یون‌های دوظرفیتی) متفاوت خواهد بود، که این بدان معناست که درجه حرارت باید همراه با نوع پلیمر، ترکیب آب و سختی در نظر گرفته شود تا معیار معنی‌داری ایجاد شود. همچنین از آنجا که دمای سازند رابطه مستقیمی با عمق داشته و مخازن دارای نفت سنگین اغلب در عمق کم قرار دارند، معمولا این محدودیت برای این‌گونه مخازن در نظر گرفته نمی‌شود [۵۴]. براساس عملیات‌های موفق تزریق پلیمر انجام شده با استفاده از پلی‌اکریل‌آمید هدرولیز شده، این عملیات‌ها در دمایی پایین‌تر از ۲۲۸ °F و به‌طور متوسط در دمای ۱۱۵ °F انجام شده‌اند [۴۷ و ۵۴].

سنگ‌شناسی

از آنجا که دست‌یابی به نرخ تزریق‌پذیری و بهره‌برداری اقتصادی در مخزن نیازمند نفوذپذیری بالای آن است، طبق بررسی‌های انجام شده قریب به اتفاق عملیات‌های ازدیاد برداشت به‌روش تزریق پلیمر در مخازن ماسه‌سنگی انجام گرفته است. لازم به ذکر است سایر عملیات‌های صورت گرفته نیز در مخازن کربناته با نفوذپذیری بالا یا مخازن کربناته-ماسه‌ای انجام پذیرفته، که در همه این موارد دارای نفت خام با خصوصیات معمولی یا گرانروی نسبتا پایینی بوده‌اند. از این‌رو خصوصیات سنگ مخزن می‌تواند یکی از محدودیت‌های جدی برای تزریق پلیمر در مخازن کربناته به شمار آید [۵۴]. علاوه‌بر این‌ها، کانی‌شناسی سنگ مخزن نیز از دیگر عوامل مهم در تزریق پلیمر محسوب می‌گردد. وجود برخی مواد معدنی به ویژه رس و گچ می‌توانند از طریق کاهش گرانروی محلول پلیمر، جذب آن توسط سنگ و تورم رس، راندمان سیلاب‌زنی پلیمر را تا حد چشم‌گیری کاهش دهد. همچنین وجود کربنات کلسیم ($CaCO_3$) در سازندهای کربناتی آنها را بیشتر از ماسه سنگ‌ها مستعد جذب پلیمر می‌سازد [۵۲].

جذب سطحی پلیمر

به‌طور کلی این عامل که ارتباط مستقیمی با نوع پلیمر و خواص سنگ مخزن دارد، با جذب پلیمر باعث کاهش تراوایی سنگ و همچنین از دست رفتن پلیمر می‌گردد [۴۹]. اما با این حال براساس نتایج به‌دست آمده از مطالعات می‌توان به تأثیر متفاوت جذب پلیمر در تولید از مخازن همگن و ناهمگن اشاره داشت. از این رو می‌توان گفت که که جذب پلیمر در مخازن همگن یک عامل نامطلوب در نظر گرفته شده و موجب کاهش راندمان سیلاب‌زنی پلیمر می‌گردد، درحالی‌که در مخزن ناهمگن برای یک دوره یک ماهه تزریق پلیمر فرایندی مطلوب بود و با افزایش آن موجب بالارفتن میزان بازدهی تولید می‌شود [۵۵]. مطالعات جذب پلیمر Schizophyllan در سازندهای مختلف در دمای ۲۵ °C تا ۷۵ °C نشان می‌دهد جذب سطحی پلیمر ارتباط معکوس با میزان شوری آب دارد. همچنین جذب در سازندهای کربناته و دولومیتی به مراتب از سازندهای ماسه‌سنگی بیشتر است [۵۶].

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

تخلخل

تخلخل مخزن از طریق تأثیرگذاری بر میزان حجم نفت قابل برداشت، مقدار محلول پلیمر مورد نیاز جهت انجام سیلاب‌زنی و همچنین میزان ابقاء آن در مخزن، راندمان عملیات ازدیاد برداشت به‌روش تزریق پلیمر را تحت تأثیر قرار می‌دهد. همچنین براساس نتایج به‌دست‌آمده، قریب به اتفاق پروژه‌های موفق تزریق پلیمر در مخازنی با تخلخل بالای ۲۵٪ انجام شده است. استفاده از میکرومدل می‌تواند تأثیر خصوصیات سنگ بر عملکرد سیلاب زنی پلیمری را به‌صورت بهتری به نمایش بگذارد [۵۷].

نفوذپذیری

میزان نفوذپذیری و تغییرات آن به‌عنوان عامل کنترل‌کننده تزریق‌پذیری و بهره‌دهی مخزن، یکی از مهم‌ترین فاکتورها به‌خصوص در مخازن دارای نفت سنگین به شمار می‌آید که می‌تواند بر موفقیت پروژه سیلاب‌زنی پلیمر تأثیر به‌سزایی داشته باشد. از آنجا که در عملیات سیلاب‌زنی نرخ تزریق سیال در مخزن تابعی از نفوذپذیری آن است، این ویژگی با تعیین فاصله چاه‌ها از یکدیگر و همچنین مدت زمان انجام عملیات برروی اقتصاد پروژه تأثیرگذار خواهد بود [۵۲]. از جمله عوامل مؤثر بر نفوذپذیری مخزن می‌توان به جذب پلیمر برروی سنگ و به تله افتادگی مکانیکی اشاره کرد که هر دو عامل منجر به کاهش نفوذپذیری می‌گردند. علاوه‌بر این، مطالعات تجربی نشان داده است که با کاهش نفوذپذیری میزان سیال باقی‌مانده در سنگ افزایش می‌یابد، که می‌توان آن را به افزایش سطح مخصوص در دسترس برای پلیمر در سنگ‌های دارای منافذ باریک‌تر مرتبط کرد [۵۴]. بنابراین سیلاب‌زنی پلیمر در سازندهای دارای نفوذپذیری کم و خصوصا مخازن دارای نفت با گرانروی بالا، ممکن است باعث مسدود شدن منافذ و کاهش قابلیت تزریق و در نتیجه پدید آمدن مشکلات اقتصادی گردد. از این رو براساس پروژه‌های موفق در تزریق پلیمر، میانگین نفوذپذیری ۱۰ mD به‌عنوان معیار غربال‌گری توسط محققان مختلف معرفی شده است [۵۸].

ناهمگنی مخزن

به‌طور کلی در مخازن ناهمگن سیال تزریقی تمایل به پیشروی از طریق لایه‌های با نفوذپذیری بالاتر یا دارای شکاف دارد که معمولا منجر به کاهش جاروب‌زنی نفت باقی‌مانده و در نتیجه کاهش راندمان ازدیاد برداشت می‌گردد. در روش تزریق پلیمر این مشکل تا حدودی رفع شده ولی همچنان می‌تواند تأثیر قابل توجهی در میزان بازیابی نفت از خود نشان دهد. از این رو محققان بر این باورند، که امکان موفقیت سیلاب‌زنی پلیمر در مخازن همگن یا با ناهمگنی اندک از احتمال بیشتری برخوردار است [۵۴]. پلیمرهای نوین طراحی شده پتانسیل کاربرد و مزایای قابل‌توجهی نسبت به HPAM در ازدیاد برداشت دارد. نتایج آزمایشات نشان می‌دهد نه تنها دارای خاصیت ویسکوالاستیسیته بهتر، بلکه دارای ظرفیت کنترل ناهمگنی بیشتر است که می‌تواند یک مفهوم طراحی سیستم جدید و ایده‌های فنی برای کنترل ناهمگنی مخزن ارائه دهد [۵۹]. مدل‌سازی جریان در محیط متخلخل نیز نقش پلیمر بر کنترل ناهمگنی و بهبود ضریب جاروب‌زنی را به‌خوبی نمایش می‌دهد [۶۰].

معیارهای غربال‌گری مخازن در سیلاب‌زنی پلیمر

معیارهای غربال‌گری به‌عنوان اولین مرحله در پیش بینی پتانسیل روش‌های ازدیاد برداشت از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در مطالعه‌ای که برروی ۴۸۱ عملیات تزریق پلیمر در مخازن سراسر جهان انجام شده است، پس از انتخاب ۲۵۰ مورد معتبر به تحلیل داده‌های حاصل از آن پرداخته شده است. براساس نتایج به‌دست آمده، این احتمال وجود دارد که سیلاب‌زنی پلیمر بتواند در مخازنی با دمای کمتر از ۲۱۰ °F، بیشینه گرانروی ۵۰۰۰ cp و تا کمترین مقدار ۱۲ °API با موفقیت انجام گردد [۶۱]. در جدول ۱ نتایج حاصل از این پژوهش گنجانده شده است.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

جدول ۱ معیارهای غربال‌گری مخازن جهت انجام عملیات سیلاب‌زنی پلیمر [۶۱]

کمیت آماری	نفت °API	گرانروی نفت (cp)	تخلخل (٪)	اشباع نفت در شروع (٪)	اشباع نفت در پایان (٪)	تراوایی متوسط (mD)	عمق (ft)	دما (°F)
میانگین[1]	۳۱/۲	۱۲/۲۱	۱۸/۱۵	۵۵/۸۵	۴۶/۵۷	۳۸۴/۸۸	۲۱/۴۰۰۴	۱۱۸/۱
میانه[2]	۳۲/۰۰	۴/۰۰	۱۷/۴۰	۵۳/۰۰	۴۷/۰۰	۱۰/۰۰	۳۶۵۰	۱۱۰
انحراف استاندارد[3]	۸/۲۶	۱۹/۷۴	۵/۴	۱۵/۵	۳۷/۱۳	۸۷۴/۵۵	۱۹۲۵/۸	۳۰/۰۶
حداقل[4]	۱۲	۰/۳	۴/۱	۲۱	۲۰	۰/۶	۵۵۰	۶۵
حداکثر[5]	۴۸	۱۳۰	۳۶/۱	۹۴	۹/۸۰	۵۵۰۰	۹۴۰۰	۲۱۰

مطالعات موردی موفق در استفاده از پلیمر در ازدیاد برداشت نفت

مطالعه موردی یک روش پژوهش علمی است که به‌صورت باز، ژرف و جزئی‌نگر به مطالعه یک مورد خاص می‌پردازد و در نتیجه به محدوده وسیعی از دانش برای تحلیل سیستم‌های پیچیده دسترسی می‌یابد. یکی از نکات مهم در استفاده از مطالعه موردی شناخت تمام واقعیات پژوهش است که موجب شده تا بر اهمیت اینگونه از پژوهش‌ها افزوده شود. با استفاده از مطالعه موردی، این اطمینان در پژوهش حاصل می‌شود که تمام اجزا مورد بررسی قرار گرفته‌اند [۶۲ و ۶۳]. با توجه به اهمیت مطالعه عملیات‌های میدانی موفق تزریق پلیمر، در این قسمت به تفصیل سیلاب‌زنی‌های پلیمری موفق مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرند.

میدان Yangsanmu

این میدان در چین متعلق به یک مخزن ماسه‌سنگی متراکم با اشباع آب (بیش از ۹۶٪) و گرانروی بالاست که به علت کمبود منابع آب قابل استفاده در این ناحیه و استفاده از آب تولید شده جهت تزریق، سیلاب‌زنی آلکالین-پلیمر (AP) را با چالش روبرو می‌کند. این مخزن با میانگین ضخامت لایه حدود ۱۲ m دارای تخلخل ۳۱٪ و دمای ۶۲ °C است. Yang و همکاران [۶۴] با هدف شناخت ویژگی‌های این میدان نفتی مطالعه در مورد سیلاب‌زنی آلکالین-پلیمر را در دهه ۱۹۸۰، و آزمایشات میدانی آن را در مارس ۱۹۹۹ آغاز کردند که ادامه داشت. در جدول ۲ مشخصات مربوط به این میدان ذکر شده است.

در این میدان به‌دلیل شوری کم آب، دمای متوسط مخزن، گرانروی بالا و نفوذپذیری خوب، از پلیمرهایی با وزن مولکولی بالا (KYPAM-۲،TS-۶۵ ،۳۶۳۰ s) به‌عنوان عامل محرک نفت استفاده شده است. همچنین با توجه به اختلاف زیاد گرانروی آب سازند (۰/۵ mPa.s در دمای سازند) و نفت خام، برای حل این مشکل از افزودنی‌های قلیایی (Na_2CO_3) جهت امولسیون‌سازی و سپس کاهش کشش سطحی و گرانروی استفاده گردید.

جدول ۲ مشخصات میدان نفتی Yangsanmu [۶۴]

عمق مخزن (m)	۱۳۹۶-۱۳۱۷
میانگین ضخامت (m)	۱۲
دما (°C)	۶۲
میانگین تخلخل (٪)	۳۱
نفوذپذیری (D)	۱
چگالی نفت در شرایط سطح (g/mL)	۰/۹۶
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۱۲۰
مقدار آسفالتین (٪)	۲۳،۵
میزان اسید (mg/KOHg)	۱/۲-۱/۶

1. Mean
2. Median
3. Standard Deviation
4. Minimum
5. Maximum

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

از این رو طبق آزمایشات انجام گرفته قبل از تزریق، ترکیب ۱٪ Na_2CO_3 به‌علاوه ۱۰۰۰ mg/L پلیمر به‌عنوان بهترین حالت معرفی شده است. این مطالعه در ناحیه‌ای به وسعت ۰/۷۱ km^2 در جنوب میدان نفتی Yangsanmu صورت گرفت، که دارای ۴ حلقه چاه تزریقی و ۱۸ چاه تولیدی نفت است. میزان حجم تزریق شده در این میدان شامل ۱/۱ میلیون متر مکعب محلول پلیمر با غلظت ۰/۱۵٪ و ۰/۷۲٪ میلیون متر مکعب محلول آلکالین با غلظت ۰/۸٪ است. طبق نتایج به‌دست آمده، شش ماه پس از تزریق، میزان نفت باقی‌مانده در دو چاه از ۵۲/۸٪ به ۳۹/۶٪ و همچنین درصد برش آب تولید شده از ۹۶٪ به ۷۲٪ کاهش یافت. علاوه‌بر این مجموع افزایش تولید ۰/۹۴ میلیون بشکه نفت برآورد گردید.

میدان Brown

این میدان ماسه‌سنگی که در کشور عمان واقع شده است، کشف و اولین تولید اقتصادی از آن در دهه ۸۰ میلادی صورت گرفت که تاکنون فازهای توسعه مختلفی را پشت سر گذاشته و به‌عنوان اولین پروژه تزریق پلیمر جهت ازدیاد برداشت در خاورمیانه شناخته می‌شود. این میدان که در عمق ۵۵۰ m تا ۶۷۵ m زیر سطح دریا قرار دارد، عمدتا از سه مخزن تشکیل شده است که مخزن بزرگ Al Khalata که مخزن میانی آن است، ۶۰٪ از کل نفت درجای میدان را در خود جای داده است. علاوه‌بر اینها این مخزن به چند آبده مختلف تقسیم می‌شود که راهبردهای مد نظر جهت پیشرفت میدان از ناحیه‌ای به ناحیه دیگر متفاوت است. در جدول ۳ مشخصات این میدان ارائه شده است. به‌دلیل گرانروی بالای نفت، نسبت پایین گاز محلول در نفت و آبده ضعیف، تولید اولیه از این مخزن به میزان مطلوب نبوده و همچنین سیلاب‌زنی آب در این مخزن به‌دلیل نسبت تحرک نامطلوب و ناهمگنی‌های زمین شناسی به‌عنوان روشی غیر ایده‌آل در نظر گرفته شده است. اما با توجه به ویژگی‌های این میدان نظیر تخلخل و نفوذپذیری بالا، دمای متوسط، عمق و شوری کم، این مخزن را به گزینه مناسبی جهت ازدیاد برداشت تبدیل می‌کند. از این رو در اواسط دهه ۸۰ روش‌های ازدیاد برداشت مختلف شامل تزریق بخار، انگیزش توسط بخار و تزریق پلیمر در بخش‌های مختلف این میدان به‌کار گرفته شد که نتایج به‌دست آمده از آن حاکی از این است که تزریق پلیمر بهترین روش جهت توسعه این مخزن است.

جدول ۳ مشخصات میدان نفتی Brown [۶۵]

عمق مخزن (m)	۵۵۰-۶۷۵
میانگین ضخامت (m)	۱۲۵
میانگین تخلخل (٪)	۲۵-۳۰
نفوذپذیری (D)	۱-۲/۰
چگالی نفت (API)	۲۲
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۹۰

جهت انتخاب پلیمر، مطالعات آزمایشگاهی صورت گرفته با توجه معیارهای مختلفی نظیر حلالیت در آب، توان افزایش گرانروی، پایداری برشی و حرارتی پلیمرها را مورد ارزیابی قرار داده و پس از بررسی رفتار رئولوژیکی آنها، محلول رقیق پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده (HPAM) را جهت انجام این امر مناسب دانسته است. طرح آزمایشی تزریق پلیمر در این میدان برای اولین بار در قسمت جنوب شرقی آن و در یک الگوی متشکل از پنج چاه صورت گرفت که نتایج امیدوار کننده آن امکان گسترش این روش به ناحیه بزرگتری را می‌داد، اما به‌دلیل قیمت پایین نفت در آن دوره، اجرای میدانی سیلاب‌زنی پلیمری مورد توجه قرار نگرفت. در این حین علی‌رغم چالش‌های نامبرده جهت انجام سیلاب‌زنی، این میدان به‌طور کامل مورد تزریق آب قرار گرفت که با موفقیت‌هایی از جمله افزایش فشار و افزایش میزان جاروب‌زنی همراه بود. سرانجام، براساس تجربیات حاصل از طرح‌های آزمایشی صورت گرفته،

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

برنامه بلند مدت توسعه این میدان با استفاده از سیلاب‌زنی پلیمر دوباره مطرح گردید که شامل تزریق پلیمر با گرانروی ۱۵ cp توسط ۲۷ حلقه چاه تزریق کننده و تولید نفت از ۱۲۶ چاه به مدت ۲۵ سال و با هدف ۱۰٪ ازدیاد در برداشت است. در این پروژه پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده به‌عنوان ماده اصلی در تهیه اسلاگ پلیمر کاربرد دارد و همچنین از جاذب‌های اکسیژن در مقادیر مصرفی بهینه جهت پایداری محلول پلیمر استفاده گردیده است. اولین تأثیرات ناشی از تزریق پلیمر حدود ۴ ماه بعد در چاه‌های تولیدی مشاهده گردید که در ادامه آن با افزایش قابل توجه تولید نفت و روند کاهش میزان برش آب در محدوده ۳۰-۲٪ ادامه یافت. براساس شواهد، چاه‌های عمودی با فاصله کم و سطح آب پایین در زمان تزریق بازدهی بهتری را نسبت به چاه‌های افقی نشان داده‌اند. با گذشت سه سال از آغاز عملیات میدانی این پروژه، نتایج آن نشان‌دهنده موفقیت در ازدیاد برداشت و بازدهی پلیمر مطابق با انتظارات بوده است [۶۵].

میدان Shengli

این میدان که کشف و در شمال شرق چین واقع شده است، به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین و قدیمی‌ترین میادین نفتی در این کشور شناخته می‌شود. لازم به ذکر است که این میدان عظیم خود از ۱۱ میدان کوچک‌تر دیگر با نام‌های Gudao، Gudong، Shengtuo و ... تشکیل گردیده است. در دهه‌های گذشته به‌دلیل تقاضای بالای سوخت‌های فسیلی در این کشور، مدیران این میدان را ترغیب به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت کرد. از این‌رو، بالغ بر حدود ۶۰ مخزن در این میدان تحت تزریق پلیمر یا ترکیب سورفکتانت-پلیمر با غلظت کم قرار گرفته‌اند که عمدتا از پلیمر HPAM و سولفونات نفتی به‌عنوان پلیمر استفاده گردیده است. براساس نتایج به‌دست آمده از این میدان، سیلاب‌زنی پلیمر یا سورفکتانت-پلیمر تأثیر بسزایی در افزایش تولید نفت و کاهش میزان برش آب تولیدی و به‌طور کلی افزایش بازیافت نفت دارد [۶۶]. در ادامه به تعدادی از موارد موفق انجام شده در این میدان اشاره می‌شود.

میدان Gudao

این میدان، یک میدان ماسه‌سنگی نامتراکم است که در عمق ۱۲۳۰ m قرار داشته و به بهره‌برداری رسیده است. به‌دلیل گرانروی بالای نفت، با وجود سیلاب‌زنی تنها ۱۶/۵٪ از نفت درجای میدان استحصال گردید و برش آب نیز به ۹۷٪ رسیده بود. اگرچه اختلاف زیاد گرانروی محلول پلیمر و نفت خام نیز چالش بزرگی در رابطه با جاروب‌زنی نفت به حساب می‌آمد، اما دما و شوری آن جهت تزریق پلیمر ایده‌آل است [۶۶]. در جدول ۴ مشخصات مربوط به این میدان ذکر شده است.

جدول ۴ مشخصات میدان نفتی Gudao [۶۶]

عمق مخزن (m)	۱۲۳۰
میانگین ضخامت (m)	۵/۵-۳۰/۷
فشار (MPa)	۵/۱۲
دما (°C)	۷۱
میانگین تخلخل (٪)	۳۳
نفوذپذیری (D)	۱۸۰۰
چگالی نفت در شرایط سطح (g/mL)	۹۲/۰
گرانروی نفت در شرایط سطح (cp)	۱۴۷۵-۳۸۷۵
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۵۰-۱۵۰
مقدار آسفالتین (٪)	۲۳.۵

در مخزن ZYQ در این میدان که ذخیره نفت درجای آن ۱/۶۵ میلیون تن است، یک طرح آزمایشی سیلاب‌زنی پلیمر انجام گردید. پس از تزریق پلیمر نرخ تولید نفت به‌صورت پیوسته از ۱۲۰ تن به ۳۳۰ تن در روز افزایش داشته است. همچنین در طی آن دوره میزان برش آب نیز از ۹۰٪ به ۶۸٪ کاهش یافته است. میزان بازیافت ثالثیه توسط این روش حدود ۱۸۱ هزار تن برآورد گردید و پس از این موفقیت، تزریق پلیمر به سایر نواحی در این میدان گسترش داده شد.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

در مخزن ZENZ از این میدان که حاوی ۱۱/۸۵ میلیون تن نفت درجاست، پس از شروع تزریق پلیمر در طول یک سال میزان نفت تولیدی روزانه از ۴۲۰ به ۱۰۰۰ تن افزایش و همچنین برش آب از ۹۵٪ به ۸۲٪ تقلیل یافته است. بر این اساس، میزان افزایش بازیافت نفت در طول این مدت ۴۹۰ هزار تن محاسبه گردید. مخزن ZEB دارای ۱۵/۹ میلیون تن ذخیره نفت درجا و دارای ۵۶ حلقه چاه تزریقی و ۷۹ چاه تولید کننده است. حدود ۰/۵۹ حجم فضای خالی از این مخزن مورد تزریق پلیمر قرار گرفته است. میزان افزایش نرخ تولید ناشی از تزریق پلیمر به بیشترین میزان خود یعنی ۸۲۰ تن در روز رسید. همچنین میزان برش آب نیز طی این دوره از ۹۵٪ به ۸۸٪ کاهش یافته است. میزان برداشت تجمعی از این مخزن حدود ۸۵۳ هزار تن و به میزان ۵/۴٪ بازیابی رسیده است. مخزن Dong با ۱۴/۶۷ میلیون تن ذخیره نفت درجا دارای ۵۵ حلقه چاه تزریقی و ۸۴ چاه تولید کننده بوده، حدود ۰/۴ از حجم فضای خالی این مخزن مورد تزریق محلول سورفکتانت-پلیمر قرار گرفته است. در این حین، غلظت محلول پلیمر تزریقی ppm ۲۰۰۰ بود که در نتیجه آن گرانروی محلول به cp ۲۵-۳۰ در چاه‌های تزریقی رسید. طی این دوره میزان تولید از ۱۸۷ به ۸۷۲ تن در روز افزایش و همچنین میزان برش آب نیز از ۹۷٪ به ۸۴٪ کاهش یافته است. میزان افزایش تجمعی تولید از این مخزن در طی این دوره حدود ۵۰۰ هزار تن تخمین زده شده که به ۳/۷٪ افزایش بازیابی رسیده است [۶۶].

میدان Gudong

این میدان ماسه‌سنگی غیرمتراکم که حاوی نفت سنگین است، برای اولین بار به بهره‌برداری رسید. اطلاعات این میدان در جدول ۵ آمده است. به‌دلیل دما و شوری آب کم این میدان، این احتمال داده شد که انجام پروژه‌های تزریق پلیمر جهت افزایش میزان نفت تولیدی مناسب باشد. از این رو تعدادی از موارد صورت گرفته در ذیل شرح داده می‌شود.

برای اولین بار اولین طرح سیلاب‌زنی آلکالین-سورفکتانت-پلیمر در این میدان انجام شدکه موجب افزایش بازیافت ثانویه از ۵۴٪ به ۶۷/۴٪ پس از تزریق گردید اما با توجه به موفقیت‌آمیز بودن این عملیات، به‌دلیل برخی مشکلات نظیر رسوب شدید ایجاد شده این طرح ادامه نیافت.

جدول ۵ مشخصات میدان نفتی Gudong [۶۶]

عمق مخزن (m)	۱۲۶۱
میانگین ضخامت (m)	۳/۱۲
دما (°C)	۶۵
میانگین تخلخل (٪)	۳۴
نفوذپذیری (D)	۲۳/۱
چگالی نفت در شرایط سطح (g/mL)	۹۵۳/۰
گرانروی نفت در شرایط سطح (cp)	۳۵۰
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۴۵
شوری آب مخزن (mg/L)	۸۲۰۷
سختی آب (mg/L)	۲۳۱

مخزن شماره ۸ این میدان با نرخ تولید روزانه ۴۰۰ تن، پس از تزریق پلیمر شاهد افزایش پیوسته نرخ تولید و تا مقدار ۹۰۰ تن در روز بود. همچنین میزان برش آب تولیدی نیز از ۹۲٪ به ۷۹٪ کاهش داشت. همچنین در مخزن QQX از این میدان که به وسعت km^2 ۰/۹۴ و دارای میزان ذخایر نفت درجای ۲/۷۷ میلیون تن است، جهت افزایش نرخ تولید از سیلاب‌زنی به‌روش سورفکتانت-پلیمر صورت گرفت. این میدان که شامل ۹ حلقه چاه تزریقی و ۱۶ حلقه چاه تولیدی است، پس از تزریق ۰/۱۲ از حجم منافذ، اثرات سیلاب‌زنی سورفکتانت-پلیمر با افزایش نرخ تولید نفت و کاهش میزان برش آب تولیدی نمایان گشت. از این رو تا سال ۲۰۰۶ قریب به ۱۴ حلقه چاه از این مجموعه افزایش تولید و میزان تولید روزانه از ۳۵ تن به ۱۹۶ تن افزایش داشته است. همچنین برش آب تولیدی نیز از ۹۸٪ به ۸۶٪ کاهش یافته است.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

علاوه‌براین، از نزدیک به ۰/۶ از حجم منافذ مخزن شماره ۳۴ از این میدان تحت سیلاب‌زنی سورفکتانت-پلیمر بوده است. نتایج به‌دست آمده نشان‌دهنده افزایش نرخ تولید از ۳۹۰ به ۱۱۶۹ تن در روز است. همچنین میزان برش آب تولید شده نیز از ۹۶٪ به ۸۷٪ کاهش یافته است. از این رو میزان تجمعی تولید نفت طی این دوره ۱/۱۶۳ میلیون تن برآورد گردیده که نشان‌دهنده ۵/۵٪ بازیابی است [۶۶].

میدان Shengtuo

بهره‌برداری از این میدان صورت گرفته و در عملیات سیلاب‌زنی با آب درآن آغاز گردید. وجود نفت سنگین، دمای زیاد و شوری آب بالا و عدم دسترسی به آب شیرین در این میدان، تزریق پلیمر را با چالشی اساسی روبرو کرده بود. قبل از تزریق پلیمر، میزان بازیابی نفت ۳۱٪ و برش آب نیز ۹۵٪ تولید را تشکیل میداد. مشخصات این میدان در جدول ۶ قابل مشاهده است. در مخزن شماره ۱ این میدان به‌دلیل شرایط نامطلوب این میدان از پلیمر KYPAM استفاده گردید.

جدول ۶ مشخصات میدان نفتی Shengtuo [۶۶]

عمق مخزن (m)	۱۸۹۹-۲۰۶۰
میانگین ضخامت (m)	۶/۱۳
دما (°C)	۸۵
نفوذپذیری (D)	۴۸۰۰-۹۱۰۰
چگالی نفت در شرایط سطح (g/mL)	۹۳/۰
چگالی نفت در شرایط مخزن (g/mL)	۸۶/۷۸-۰/۰
گرانروی نفت در شرایط سطح (cp)	۱۰۰-۳۰۰۰
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۱۰-۴۰
شوری آب مخزن (mg/L)	۲۱۰۰۰
شوری آب تزریقی (mg/L)	۱۲۴۰۰

همچنین عملیات آن به سه فاز تقسیم شد که غلظت‌های پلیمر تزریقی (mg/L) ۱۸۰۰، ۱۴۰۰ و ۱۰۰۰ به‌ترتیب برای هر فاز در نظر گرفته شد. در پایان این مراحل، نرخ تولید از ۳۴۰ به ۷۰۰ تن در روز افزایش داشته است، همچنین برش آب تولیدی نیز به ۸۲٪ کاهش یافت. علاوه‌بر این در مخزن SEQ12، سیلاب‌زنی سورفکتانت-پلیمر انجام شد که در نتیجه آن تولید روزانه از ۲۰ به ۷۰ تن در روز افزایش یافت و برش آب همراه نفت از ۹۸٪ به ۹۲٪ کاهش داشته است.

میدان Algyo

این میدان که بزرگترین میدان نفتی در مجارستان است و در جنوب این کشور واقع شده، اولین تولید خود را آغاز کرده است. پس از چهار سال تولید از این میدان که براساس روند تولید طبیعی از آن بوده است، جهت افزایش تولید، تزریق آب در محل تماس آب و گاز با نفت صورت پذیرفته نیز ادامه داشته است. در جدول ۷ مشخصات مربوط به این میدان ذکر شده است.

جدول ۷ مشخصات میدان نفتی Algyo [۴]

عمق مخزن (m)	۱۸۰۰-۱۹۰۰
فشار (MPa)	۱/۱۹
دما (°C)	۹۸
میانگین تخلخل (٪)	۲۴
نفوذپذیری (D)	۷۰
چگالی نفت (API)	۲۲

در این میدان، مهندسان پس از انجام سیلاب‌زنی‌های پرهزینه به دنبال یافتن روش‌های جدیدی جهت افزایش میزان بازیابی بودند. این میدان با تولید ۱۱۰-۱۰۰ میلیون تن نفت خام از نرخ بازیابی بیشتری نسبت به میانگین جهانی (حدود ۴۶٪) برخوردار بوده است. براساس برآوردهای واقع بینانه صورت گرفته، با تمرکز بر روش‌های جدید از جمله ازدیاد برداشت به‌روش شیمیایی می‌توان افزایشی حدود ۱۲-۱۰ میلیون تن نفت خام را در تولید داشت. از این رو برای دست‌یابی به دانشی مؤثر جهت توسعه سیلاب‌زنی سورفکتانت-پلیمر، آزمایشات بی‌شماری

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

برروی پلیمرها، مواد فعال‌کننده سطحی و مشتقات آنها در آزمایشگاه انجام شد. آنها برای این کار، از گونه جدیدی از سورفکتانت‌ها که دوپیکره[1] نامیده می‌شوند و دارای خواص بی‌نظیری از جمله غلظت بحرانی پایین تشکیل میسل، راندمان بالا در کاهش کشش سطحی و خصوصیات جالب رئولوژیکی دیگری هستند استفاده کردند. همچنین برای انتخاب پلیمر علاوه‌بر دمای بالای سازند معیارهای دیگری نظیر حلالیت در آب سازند، وزن مولکولی مناسب، پایداری گرانروی و صرفه اقتصادی در نظر گرفته شد که پس از انجام آزمایشات بسیاری، کوپلیمر اکریل‌آمید و تری بوتیل سولفونات انتخاب گردید. استفاده از ترکیب این پلیمر و سورفکتانت در سیلاب‌زنی مغزه موجب مشاهده پدیده هم افزایی بین آنها گردید. علاوه‌بر این، تجزیه و تحلیل آن با استفاده از شبیه‌سازی عددی و مدل‌های سه بعدی نیز نشان‌دهنده ۲۰٪ تا ۲۵٪ افزایش در میزان بازیابی نفت توسط این ترکیب بودند. نتایج تزریق آزمایشی $2000\ m^3$ ترکیب سورفکتانت-پلیمر، حاکی از افزایش تولید حتی بعد از گذشت ۳ سال در یکی از چاه‌های این مخزن بود. سرانجام مراحل ابتدایی گسترش تزریق آن با استفاده از دو چاه صورت پذیرفت [۴].

میدان Bohai

مخزن SZ36-1 که در میدان فراساحلی Bohai و در کشور چین واقع شده است، کشف و به بهره‌برداری رسید. این مخزن که از ماسه سنگ رسوبی تشکیل شده است، در عمق ۱۳۰۰-۱۶۰۰ m از کف دریا قرار دارد و میانگین ضخامت لایه آن حدود ۶۱ m است. قبل از به‌کارگیری تزریق پلیمر سیلاب‌زنی آب به‌عنوان روش اصلی برای تولید نفت به‌کار برده شده است، اما به‌دلیل گرانروی بالای نفت، لایه ضخیم ناهمگن و همچنین تعداد کم چاه‌ها در الگوی حفاری شده این روش تنها قادر به ۲۰-۱۸٪ بازیابی نفت از این مخزن بوده است. پس از شبیه‌سازی عددی مخزن، تزریق پلیمر نسبت به سایر روش‌ها پتانسیل بسیار خوبی را از خود نشان داد. به همین دلیل برای انجام این پروژه نیاز به استفاده از پلیمری آبگریز و مقاوم در برابر آب شور و همچنین به‌کارگیری ابزار تزریق قابل حمل بر مشکلات ذکر شده غلبه کردند. پلیمر اکریل‌آمید آبگریز (AP-P4) به‌عنوان پلیمر انتخابی پس از طی کردن مراحل آزمایشگاهی بیشترین میزان بازدهی را در محیط آب شور از خود نشان داد [۴۰]. در جدول ۸ مشخصات مربوط به این میدان ذکر شده است.

جدول ۸ مشخصات میدان نفتی Bohai [۴۰]

عمق مخزن (m)	۱۳۰۰-۱۶۰۰
میانگین ضخامت (m)	۶۱
فشار (MPa)	۲۸/۱۴
دما (°C)	۶۵
میانگین تخلخل (٪)	۲۸-۳۵
نفوذپذیری (D)	۶/۲
گرانروی نفت در شرایط سطح (cp)	۵۰-۱۵۰
میزان واکس (٪)	۵۳/۲
مقدار آسفالتین (٪)	۱/۹

ناحیه در نظر گرفته شده جهت تزریق آزمایشی در لبه این مخزن قرار داشته و دارای مساحتی در حدود $0/4\ km^2$ بود. همچنین این ناحیه دارای ۱ چاه تزریقی و ۵ چاه تولیدی با فاصله بین چاهی ۳۷۰ m است. بنابراین با نرخ تزریق آزمایشی $500\ m^3/day$ محلول پلیمر به این مخزن این عملیات وارد فاز میدانی شد. پس از تزریق میزان فشار سر چاهی در برخی از چاه‌ها از حدود ۳ MPa به ۸ MPa افزایش و همچنین با وجود کاهش سیال تولیدی میزان برش آب تولیدی هم با افزایش مواجه شده است. با این حال پس از گذشت ۱۰ ماه از تزریق پلیمر، با افزایش میزان تولید از $20\ m^3/day$ به $70\ m^3/day$ و همچنین کاهش برش آب از ۹۵٪ به ۵۴٪ اثرات تزریق پلیمر نمایان گشت که نشان‌دهنده امکان‌پذیری تزریق آن در مقیاس بزرگ‌تری است.

1. Gemini Surfactants

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

میدان Dalia

میدان فراساحلی Dalia که در شمال غربی کشور آنگولا واقع شده کشف گردید. این میدان که متشکل از چهار مخزن است تخمین زده می‌شود که حاوی یک میلیارد بشکه نفت خام درجا باشد که در مساحتی حدود ۲۳۰ km^2 گسترده شده است. در این میدان عمق آب بین ۱۴۰۰-۱۲۰۰ m بوده و همچنین لایه نفتی آن نیز در عمق ۱۰۰۰-۸۰۰ m از کف دریا قرار دارد. نفوذپذیری این میدان از چند میلی دارسی تا چند دارسی متغیر بوده و معمولا میانگین آن ۱ D در نظر گرفته می‌شود. در جدول ۹ مشخصات مربوط به این میدان ذکر شده است.

جدول ۹ مشخصات میدان نفتی Dalia [۶۷]

عمق مخزن (m)	۱۰۰۰-۸۰۰
میانگین ضخامت (m)	۱۰۰
فشار (MPa)	۲۳۵-۲۱۵
دما (°C)	۵۶-۴۵
چگالی نفت (API)	۲۳-۲۱
نفوذپذیری (D)	۱
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۱۰-۱
گرانروی آب (cp)	۰/۵

با گذشت مدتی از تزریق آب در این میدان میزان برش آب تولیدی چاه‌ها از چند درصد تا ۷۰٪ افزایش یافته بود. پس از بررسی‌های اولیه به این نکته پی برده شد که به علت گرانروی نفت این میدان (۱۰-۱ cp) سیلاب‌زنی آب نمی‌تواند روش مناسبی برای بازیابی نفت از آن باشد. از این رو با توجه به نفوذپذیری بالای ساختار ماسه‌سنگی آن و دمای پایین سازند، تزریق پلیمر به‌عنوان یکی از روش‌های ازدیاد برداشت بالقوه در نظر گرفته شد. از این رو پس از طی مراحل مختلف آزمایشگاهی و همچنین شبیه‌سازی تزریق توسط نرم‌افزارهای مختلف، پلی‌اکریل‌آمید هیدرولیز شده به‌عنوان پلیمر تزریقی انتخاب گردید. بر این اساس تخمین زده شد که براساس شرایط هر مخزن بین ۷-۳٪ افزایش در میزان بازیابی از نفت صورت پذیرد. از این رو اولین مرحله آزمایش تزریق پلیمر و در یکی از چاه‌های مخزن Camelia انجام شد. پس از تزریق ۳۹۰ هزار بشکه از محلول پلیمر به چاه بدون کاهش تزریق‌پذیری در آن، تصمیم گرفته شد تزریق پلیمر در کل این مخزن گسترش یابد. بر همین اساس تا حدود ۵/۵ میلیون بشکه از محلول پلیمر توسط ۳ چاه در این مخزن تزریق شده است. در این حالت، به‌صورت کاملا آشکار مشخص شده است که تزریق پذیری پلیمر که یکی از مؤلفه‌های مهم عملیات است با موفقیت پشت سر گذاشته شده و برای نمود تأثیرات نهایی این تزریق زمان بیشتری مورد نیاز است [۶۷].

میدان Mangala

این میدان نفتی کشف و تولید ابتدایی از آن آغاز گشت. نفت خام این میدان حاوی مقدار زیادی ترکیبات واکسی و غیرترش است که در محدوده API ۲۰-۲۸ قرار می‌گیرد. این میدان از پنج مخزن تشکیل شده که نرخ تولید آن تا حدود STBD ۱۲۵۰۰۰ بوده است. مخزن FM1 در این میدان که برای انجام ازدیاد برداشت شیمیایی در نظر گرفته شده است دارای تخلخلی در محدوده ۳۵-۲۸٪ و همچنین نفوذپذیری آن در محدوده D ۲۰-۰/۲ متغیر است. در جدول ۱۰ مشخصات مربوط به این میدان قابل مشاهده است. براساس اطلاعات موجود، در اولین عملیات ازدیاد برداشت انجام شده در این میدان از آبی با دمای بالاتر از انحلال واکس جهت تزریق مورد استفاده قرار گرفت تا از راندمان جابه‌جایی نفت توسط آن اطمینان حاصل گردد.

جدول ۱۰ مشخصات میدان نفتی Mangala [۶۸]

دما (°C)	۶۵
چگالی نفت (API)	۲۸-۲۰
نفوذپذیری (D)	۲۰-۰/۲
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۱۷-۹

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

تـا اینکـه تصمیـم بـه انجـام عملیـات ASP جهـت افزایـش میـزان بازیابـی نفـت در آن گرفتـه شـده اسـت. در ناحیـه مـورد نظـر ۴ چـاه تزریـق کننـده بـا الگـوی مربعـی بـه ضلـع ۱۰۰ m و همچنیـن ۱ چـاه تولیدکننـده و ۳ چـاه مشـاهده‌ای بـرای ارزیابـی عملیـات در نظـر گرفتـه شـد. لازم بـه ذکـر اسـت پـس از حفـاری هـر چـاه مغزه‌هایـی از لایـه مخـزن جهـت تعییـن مشـخصات سنگ‌شناسـی، پتروگرافـی و شـیمیایی تهیـه شـده اسـت. سـرانجام نتایـج حاصـل از تزریـق محلـول پلیمـر در ایـن میـدان حاکـی از موفقیت‌آمیـز بـودن عملیـات تزریـق و همچنیـن کاهـش مقـدار قابـل توجهـی از بـرش آب تولیـدی را در پـی داشـته اسـت [۶۸].

میدان Daqing

ایـن میـدان کـه در کشـور چین قـرار داد، اولیـن مطالعات ازدیـاد برداشـت روی آن و در ناحیـه مرکـزی آن توسـط متخصصـان چینـی و فرانسـوی انجـام شـد. ایـن مطالعات شـامل بررسـی انـواع پلیمرهـا و مشـخصات مخـزن جهت طراحـی یـک پـروژه بـرای انجـام بیشـترین میـزان جابه‌جایـی نفـت در ایـن میـدان صـورت گرفـت. پـس از ایـن مرحلـه، جهـت انجـام دو عملیـات آزمایشـی تزریـق پلیمـر در ایـن میـدان ابتـدا ایـن دو ناحیـه سـیلاب‌زنی شـده و تزریـق پلیمـر انجـام شـد و تـا زمانـی ادامـه یافت کـه میـزان بـرش آب تولیـدی در چـاه مرکـزی بـه ۹۸٪ رسـید. ایـن دو ناحیـه کـه در فاصلـه ۱۵۰ m از یکدیگـر قـرار دارنـد، هـر کـدام دارای ۴ حلقـه چـاه تزریقـی و ۹ حلقـه چـاه تولیـدی در مسـاحتی بـه گسـتردگی km^2 ۹۰/۰۰۰ بـوده و ۲ حلقـه چـاه مشـاهده‌ای نیـز در فاصلـه ۱۰۶ m از یکدیگـر می‌باشـند. میانگیـن ضخامـت لایـه ماسه‌سـنگی در ناحیـه یـک (PO) در حـدود ۱۱/۶ m و در ناحیـه دو (PT) در حـدود ۱۵ m اسـت. در جـدول ۱۱ مشـخصات مربـوط ناحیـه یـک ذکـر شـده اسـت. عملیـات تزریـق پلی‌اکریل‌آمیـد در دو ناحیـه در سـال ۱۹۹۰ آغـاز و تـا سـال ۱۹۹۲ ادامـه داشـته اسـت. در ایـن مـدت در ناحیـه یـک، حجمـی برابـر m^3 ۲۱۳۰۰۰ معـادل ۶۶/۷٪ از فضـای خالـی و بـا نـرخ تزریـق m^3/day ۱۰۰ مـورد تزریـق پلیمـر قـرار گرفتـه اسـت. همچنیـن در ناحیـه دو نیـز m^3 ۳۳۵۰۰۰ کـه معـادل بـا ۵۷/۶٪ از فضـای خالـی آن اسـت محلـول پلیمـر بـا نـرخ m^3/day ۲۰۰ تزریـق شـده اسـت. براسـاس نتایـج به‌دسـت آمـده از ایـن طـرح آزمایشـی، در ناحیـه یـک پـس از تزریـق پلیمـر میـزان بـرش آب تولیـدی از ۹۵٪ بـه ۷۹٪ کاهـش و همچنیـن میـزان نفـت تولیـدی نیـز از STBD ۲۷۰ بـه STBD ۱۱۰۰ افزایـش یافتـه اسـت. همچنیـن در ناحیـه دو میـزان بـرش آب تولیـدی از ۹۵٪ بـه ۶۹٪ کاهـش و نفـت تولیـدی نیـز از STBD ۱۱۰ بـه STBD ۴۳۰ افزایـش پیـدا کـرده اسـت [۶۹]. در جـدول ۱۲ مشـخصات مربـوط بـه ناحیـه دو ذکـر شـده اسـت.

جدول ۱۱ مشخصات میدان نفتی Daqing ناحیه PO [۶۹]

میانگین ضخامت (m)	۱۱/۶
دما (°C)	۴۳
نفوذپذیری (D)	۱/۴
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۹/۵

جدول ۱۲ مشخصات میدان نفتی Daqing ناحیه PT [۶۹]

میانگین ضخامت (m)	۱۵
دما (°C)	۴۳
نفوذپذیری (D)	۳/۸
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۹/۵

میدان Chateaurenard

ایـن میـدان کـه حـدودا در ۱۰۰ km جنـوب شـرقی شـهر پاریـس در کشـور فرانسـه واقـع شـده اسـت، در عمـق ۶۰۰ m قـرار داشـته و گسـلهای شـمالی جنوبـی، مخـزن را بـه سـه بخـش شـامل لایه‌هـای افقـی ماسـه سـنگ تقسـیم نمـوده اسـت. ضخامـت لایـه مخـزن تـا ۷ m متغیـر بـوده و میانگیـن آن حـدود ۳/۲ m اسـت. ایـن میـدان کـه دارای دمایـی حـدود ۳۰ °C اسـت، از نفتـی بـا سـبکی حـدود ۳۷ °API و گرانـروی ۴۰ cp تشـکیل شـده کـه ایـن شـرایط میـدان را جهـت ازدیـاد برداشـت بـه‌روش پلیمـری مناسـب می‌گردانـد. در جـدول ۱۳ مشـخصات مربـوط بـه ایـن میـدان ذکـر شـده اسـت.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

جدول ۱۳ مشخصات میدان نفتی Chateaurenard [۷۰]	
عمق مخزن (m)	۶۰۰
میانگین ضخامت (m)	۳/۲
دما (°C)	۳۰
فشار نقطه حباب (MPa)	۰/۵۲
چگالی نفت (API)	۳۷
نفوذپذیری (D)	۲
چگالی نفت در شرایط مخزن (g/mL)	۰/۸۹
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۴۰
عمق مخزن (m)	۶۰۰

عملیات تزریق پلیمر با ۴ چاه تزریق کننده و ۱۸ چاه تولیدی در ابعادی به حجم m^3 ۶۴۰۰۰۰ شروع به فعالیت کرد. محلولی از پلی‌اکریل‌آمید به غلظت ppm ۹۰۰ که با استفاده از آب میدان رقیق شده بود با نرخی حدود m^3 ۳۸۰ در روز تزریق گردید. پس از تزریق حدود ۸۴٪ از حجم در نظر گرفته شده، شرایط نشان‌دهنده موفقیت آمیز بودن این عملیات بود. در این مرحله در ۱۴ حلقه چاه شاهد افزایش میزان فشار بوده و حدود ۲۶۵ هزار بشکه نفت یا به عبارت دیگر ۶/۶٪ از نفت درجای مخزن توسط این روش بازیابی گردید [۷۰].

میدان East-Messoyakhskoye

East-Messoyakhskoye یک میدان عظیم نفتی با ذخایر منحصر به فرد بوده که مشخصه‌های اصلی آن وجود نفت با گرانروی بالا در مخزن ماسه‌ای ناهمگن و با دمای پایین است. این میدان که در حال حاضر شمالی‌ترین میدان نفتی در حال توسعه در روسیه به شمار می‌رود، در ناحیه‌ای با شرایط قطبی و به دور از تجهیزات صنعتی و امکانات حمل و نقل قرار گرفته است. بزرگترین مخزن این میدان که PK1-3 نام دارد، تقریبا بخش عمده این میدان نفتی را در برگرفته و از پایین با یک آبده با تولید متغییر در تماس بوده و در بالای آن یک کلاهک گازی قرار گرفته است. در جدول ۱۴ مشخصات مربوط به این میدان ذکر شده است. براساس عقیده آنها دو رویکرد برای انجام سیلاب‌زنی پلیمر در یک مخزن نفتی با گرانروی بالا وجود دارد، رویکرد استاندارد و رویکرد پیشگیرانه. در حالت استاندارد از سیلاب‌زنی پلیمر به‌عنوان روش ثالثیه در ازدیاد برداشت استفاده می‌گردد که از مزایای این روش می‌توان به شناخت خوب از مخزن و امکان مقایسه آن با سیلاب‌زنی آب به‌عنوان مرجع اصلی اشاره کرد.

جدول ۱۴ مشخصات میدان نفتی East-Messoyakhskoye [۷۱]	
میانگین تخلخل (٪)	۲۸-۳۰
نفوذپذیری (D)	۰/۰۰۵-۵
عمق مخزن (m)	۸۰۰
دما (°C)	۳۰
میانگین ضخامت (m)	۱۵-۵۰
فشار اولیه (atm)	۷۸
فشار نقطه حباب (atm)	۷۸
گرانروی نفت در شرایط مخزن (cp)	۱۶

اما معایب اصلی این روش شامل جابه‌جایی ضعیف، تولید آب بالا، نرخ بازیابی پایین، نیاز به حجم زیادی از آب و نیاز به امکانات و هزینه‌های عملیاتی بالای آن است که همه این موارد منجر به اتلاف زمان و کاهش تولید می‌گردد. اما در طرف دیگر رویکرد پیش‌گیرانه قرار دارد که از سیلاب‌زنی پلیمر به‌عنوان بازیابی ثانویه استفاده می‌کند. از جمله مزایای این روش می‌توان به جابه‌جایی مطلوب، نرخ بازیابی بیشتر (۵٪ تا ۱۰٪)، کاهش تولید آب و هزینه‌های عملیاتی کمتر آن اشاره کرد. البته این روش نیز همانند روش دیگر دارای معایبی است که از عمده‌ترین آنها می‌توان، نبود اطلاعات کافی در مورد مخزن، عدم وجود سابقه سیلاب‌زنی با آب و همچنین عدم قطعیت و نیاز به اجرای آزمایشی این طرح را نام برد [۷۲]. در مرحله توسعه میدانی که آغاز گردید، محاسبات انجام شده با توجه به این نکته که فشار مخزن در نقطه حباب قرار داشت، نیاز به تزریق سیال جهت حفظ فشار

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

مخزن را بیش از پیش مورد توجه قرار داد. از این رو جهت تعیین راهبرد کلی و به‌صورت آزمایشی مخزن تحت سیلاب‌زنی با آب قرار گرفت اما براساس پیش‌بینی‌های انجام شده نتیجه گرفته شد که این روش به تنهایی از کارایی لازم برخوردار نخواهد بود (حدود ۱۰٪ بازیابی). همچنین براساس تجربه‌های جهانی، در حین دوره توسعه یک میدان نفتی با گرانروی بالا و با استفاده از روش سیلاب‌زنی با آب، نیمی از کل تولیدات با بیش از ۹۰٪ برش آب تولید می‌شود. از این جهت با توجه به توضیحات بیان شده و همچنین خصوصیات این مخزن نفتی، سیلاب‌زنی پلیمر با رویکرد پیش‌گیرانه به‌عنوان روشی مناسب و امیدوارکننده انتخاب گردید تا در قالب دو طرح آزمایشی ابتدا به تایید مهندسان رسیده و سپس به‌صورت کامل برروی میدان انجام گردد. بر این اساس مطالعات آزمایشگاهی گسترده‌ای برروی ۵۲ مورد از پلیمرها آغاز گردید که در این پژوهش به جزئیات آن اشاره‌ای نشده است. از این رو در اولین طرح آزمایشی در الگویی متشکل از دو حلقه چاه تزریقی و چهار حلقه چاه تولیدکننده آغاز گردید و ادامه یافت. در طی این دوره حدود ۲۲۵ هزار بشکه محلول پلیمر با گرانروی ۳۰ cp در سطح و با هدف رسیدن به گرانروی نهایی ۶۰-۸۰ cp در شرایط مخزن تزریق شد که حجمی بالغ بر ۱۰٪ از فضای خالی الگوی مورد نظر را در برمی‌گیرد. براساس نتایج به‌دست آمده، سه چاه از مجموع چاه‌های تولیدی شاهد واکنش مثبت بودند که در مجموع موجب افزایش تولید ۱۷۲ هزار تن نفت خام یا به‌عبارتی ۴۳ تن نفت به ازای یک تن پلیمر تزریق شده گردید [۷۱].

بحث و بررسی

چالش‌های فناوری سیلاب‌زنی پلیمری

فرآیند سیلاب زنی پلیمری هنوز هم با چالش‌های بزرگی برای کاربرد در مقیاس تجاری مواجه است. اگرچه موفقیت قابل توجهی در کاهش آب تولیدی و افزایش تولید نفت حاصل شده است، اما وجود برخی پلیمرها در سیال تولیدی باعث به وجود آمدن امولسیون نفت/آب فشرده می‌شود که مشکلات جدی در فرآیند جداسازی آب/نفت سطحی به‌همراه دارد [۷۳]. برخی از این مشکلات سبب محدودیت استفاده گسترده از این تکنولوژی، به ویژه در دریا شده است. مشکلات فرآیندی شامل حجم بالای مواد شیمیایی که باید به مکان‌هایی دور منتقل شوند و برروی سکوهایی نگه‌داری شوند که فضای محدود و کوچکی دارند. مشکلات فنی شامل این است که مواد شیمیایی مورد نیاز، باید به دقت طراحی و ساخته شوند زیرا برخی پلیمرها بهترین عملکرد را در آب با شوری پایین دارند، درحالی‌که در دریا، آب دریا تنها منبع موجود برای تزریق آب می‌باشد که شوری بالایی دارد، بنابراین، احتمالا به ناچار نمک‌زدایی و یا افزودنی‌های شیمیایی باید استفاده شوند. مشکل رسوب تجهیزات در هنگام تزریق برخی پلیمرها به‌دلیل حضور مقدار زیاد یون‌های دوظرفیتی نیز ممکن است رخ دهد [۳۵].

چالش‌های عملیاتی تزریق پلیمر: در برخی چاه‌ها سیلاب زنی پلیمری با چندین محدودیت عملیاتی مواجه است. مشکلاتی مانند قابلیت کم تزریق‌پذیری یا تخریب پلیمر، از کارافتادن پمپ، انحلال ناقص پلیمر، خوردگی و تخریب تجهیزات وجود دارند.

مشکلات ناشی از رسوب[1] تجهیزات در تزریق پلیمر: احتمال تخریب تجهیزات چاه در اثر واکنش بین مواد بازی و کاتیون‌های فلزی دو ظرفیتی (مانند کلسیوم و منیزیم) که باعث ترسیب برخی پلیمرها و مصرف مواد بازی می‌شود، وجود دارد.

تصفیه فاضلاب تولید شده از سیلاب‌زنی پلیمری: در عملیات میدانی سیلاب زنی پلیمری، بسیاری از روش‌های دفع فاضلاب تولیدی با چالش‌های تصفیه، آلودگی تجهیزات، تهدیدات سلامت و محیط زیست، هزینه‌های اقتصادی روبرو است [۷۳].

1. Scaling

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

چالش‌های مختص به میادین دریایی: اگرچه این تکنولوژی‌ها در حال پیشرفت می‌باشند و در حال حاضر به‌صورت گسترده و موفقیت آمیز در میادین خشکی به‌کار می‌روند [۷۴]، اما چالش‌های متعددی وجود دارد که مختص به سکوهای دریایی است. یک فعالیت میدانی در سطح بسیار گسترده در میادین خشکی چین انجام می‌شود [۵۲]. در مقابل، کاربرد دریایی خیلی محدود بوده و به علت تعدادی از چالش‌های منحصر به فرد در دریا فقط در مقیاس پایلوت وجود دارد که این چالش‌ها عبارتند از [۷۵ و ۷۶]:

• مکان دور: دور از دسترس بودن سکوهای دریایی برای ازدیاد برداشت می‌تواند سبب سختی انتقال تجهیزات و نگاه‌داری مواد شیمیایی و همچنین افزایش هزینه‌ها شود.

• چاه‌های گران قیمت و نیاز به حفر چاه بزرگ: هزینه‌های بالای حفاری چاه در چاه‌های بزرگ دریایی سبب سختی کنترل و زیر نظر داشتن فرآیند سیلاب‌زنی در مقایسه با چاه‌های خشکی می‌شود. علاوه‌بر این، زمان سود دهی ازدیاد برداشت در دریا طولانی تر است چراکه پس از چندین سال بعد از تزریق، نفت تولید می‌شود.

• محدودیت وزن و فضا در سطح سکوها: تجهیزات موردنیاز برای سیلاب زنی پلیمری در دریا مانند مخزن FPSO (تولید شناور، ذخیره‌سازی و خارج‌سازی از دریا) معمولا با محدودیت فضا برای قرارگیری و نگه‌داری مواجه می‌شوند.

و منبع تزریق آب دریا: آب دریا اغلب به‌عنوان سیال تزریقی استفاده می‌شود و به‌صورت گسترده با آب تولید شده همراه می‌شود و مشکلات شدیدی برای دفع آب تولیدی وجود دارد.

تمامی چالش‌های ذکر شده در بالا برروی راندمان جاروب‌زنی، آمایش، تزریق، تولید و جنبه‌های زیست محیطی ازدیاد برداشت تأثیر می‌گذارد. هم‌چنین، سبب محدودیت به‌کارگیری این روش در دریا شده است که فقط به حالت پایلوت در چندین جا و تعدادی پروژه‌های میدانی به‌کار می‌رود.

نتایج عملیات سیلاب‌زنی پلیمری در میادین مختلف

جدول ۱۵ شرایط و نتایج حاصل از عملیات سیلاب‌زنی پلیمری در میادین مختلف را به‌طور خلاصه ارائه نموده است. به‌طور کلی هدف از افزودن پلیمرها به آب در هنگام سیلاب‌زنی را می‌توان افزایش گرانروی محلول تزریقی برشمرد که باعث برطرف کردن مشکلاتی از قبیل نسبت تحرک نامناسب آب و نفت و همچنین ناهمگنی سازند شده و مانع گذر زود هنگام آب نسبت به نفت و ایجاد پدیده انگشتی شدن می‌شود، که این امر موجب افزایش در میزان راندمان حجمی جاروب‌زنی و افزایش برداشت از مخزن می‌گردد. البته سایر محققان بر این باورند که مزیت فرآیند سیلاب‌زنی با پلیمر نسبت به سیلاب‌زنی آب، تأثیر پلیمر بر جریان جزئی فازها و همچنین کاهش نسبت تحرک آب و نفت است که در نتیجه باعث جابه‌جایی بهینه نفت در درون منافذ می‌گردد [۷۷ و ۷۸]. اگرچه در صورت استفاده از این روش ازدیاد برداشت در همان ابتدای تولید از مخزن می‌تواند بسیار مؤثرتر باشد، اما با توجه به موارد انجام شده روشن است که این روش معمولا در مخازنی انجام می‌شود که زمان طولانی از تولید آنها گذشته و یا شاهد چندین مرحله سیلاب‌زنی با آب بوده و نرخ برداشت نفت در آنها کاهش و میزان آب تولیدی افزایش چشم‌گیری داشته است، به‌نحوی‌که دیگر تولید از آنها اقتصادی نیست [۷۹]. در این حالت می‌توان در نظر گرفت درصورتی‌که تزریق محلول پلیمر حتی نقشی در میزان کاهش حجم نفت باقی‌مانده در مخزن نداشته باشد، موجب تسریع در رسیدن به میزان اشباع نفت باقی‌مانده در مخزن خواهد شد که مزیت ویژه‌ای به حساب می‌آید [۸۰ و ۸۱]. همان‌طور که قابل ملاحظه است، تزریق پلیمر به‌عنوان یکی از مهم‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی تاکنون در مخازن مختلفی در سرتاسر جهان انجام شده است.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

پژوهش نفت شماره ۱۲۲، فروردین و اردیبهشت ۱۴۰۱، صفحه ۵۰-۲۴

جدول ۱۵ نتایج عملیات‌های ازدیاد برداشت به‌روش سیلاب‌زنی پلیمری در میادین نفتی مختلف در جهان

میدان/ناحیه	جنس سازند	تخلخل (٪)	تراوایی (D)	دمای سازند (°C)	گرانروی (cp)	نوع سیلاب‌زنی	نوع پلیمر	تاریخ شروع	تاریخ اتمام	کاهش تولید آب (٪)	نرخ تولید در آغاز (bbl/day)	بیشترین نرخ تولید (bbl/day)	تولید تجمعی (MMbbl)	ضریب بازیافت (٪)
Yangsanmu	ماسه سنگ	۳۱	۱	۶۲	۱۱۴	آلکالین-پلیمر	KYPAM	۱۹۹۹	۲۰۰۸	۲۴	----	----	۰/۹۴	۱۳
Brown/Al Khalata	ماسه سنگ	۲۵-۳۰	۲-۱۰۰	----	۹۰	پلیمر	HPAM	۲۰۰۶	----	۲-۳۰	----	----	----	----
Gudao/ZYQ	ماسه سنگ	۵/۳۳	۱/۸	۷۱	۵۰-۱۵۰	پلیمر	HPAM	۱۹۹۲	۱۹۹۷	۲۲	۷۶۰	۲۱۰۰	۱/۱۳	۱۱
Gudao/ZENZ	ماسه سنگ	۵/۳۳	۱/۸	۷۱	۵۰-۱۵۰	پلیمر	HPAM	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۱۳	۲۶۵۰	۶۳۰۰	۳/۰۸	۴/۱
Gudao/ZEB	ماسه سنگ	۵/۳۳	۱/۸	۷۱	۵۰-۱۵۰	پلیمر	HPAM	۲۰۰۵	۲۰۱۲	۷	۱۷۵۰	۵۲۰۰	۵/۳۶	۵/۴
Gudao/Dong	ماسه‌سنگ	۵/۳۳	۱/۸	۷۱	۵۰-۱۵۰	سورفکتانت-پلیمر	HPAM	۲۰۰۸	۲۰۱۲	۱۳	۱۲۰۰	۵۵۰۰	۳/۱۳	۳/۷
Gudong/8	ماسه‌سنگ	۳۴	۱/۲۳	۶۵	۴۵	پلیمر	HPAM	۱۹۹۸	۲۰۰۰	۱۳	۲۵۰۰	۵۷۰۰	----	----
Gudong/QQX	ماسه‌سنگ	۳۴	۱/۲۳	۶۵	۴۵	سورفکتانت-پلیمر	HPAM	۲۰۰۴	۲۰۰۸	۱۲	۲۲۰	۱۲۰۰	----	----
Gudong/34	ماسه‌سنگ	۳۴	۱/۲۳	۶۵	۴۵	سورفکتانت-پلیمر	HPAM	۲۰۰۶	۲۰۱۲	۹	۲۵۰۰	۷۴۰۰	۷/۳۱	۵/۵
/1Shengtuo	ماسه‌سنگ	----	۴/۸-۹/۱	۸۵	۱۰-۴۰	پلیمر	KYPAM	۲۰۰۲	۲۰۰۹	۱۳	۲۱۵۰	۴۴۰۰	----	----
Shengtuo/ SEQ12	ماسه‌سنگ	----	۴/۸-۹/۱	۸۵	۱۰-۴۰	سورفکتانت-پلیمر	HPAM	۲۰۰۹	۲۰۱۳	۶	۱۲۰	۴۴۰	----	----
Algyo/2	ماسه‌سنگ	۲۴	۰/۰۷	۹۸	۰/۶۴	سورفکتانت-پلیمر	PAM & ATBS	۲۰۱۳	۲۰۱۶	----	----	----	----	۲۰-۲۵
Dalia/Camelia	ماسه سنگ	----	۱	۴۵-۵	۱۰	پلیمر	HPAM	۲۰۰۸	۲۰۱۱	----	----	----	----	۳-۷
Bohai/SZ36-1	ماسه‌سنگ	۲۸-۳۵	۲/۶	۶۵	۵۰-۱۵۰	پلیمر	AP-P4	۲۰۰۳	۲۰۰۶	۴۰	۱۲۵	۴۴۰	----	----
Mangala/FM1	ماسه‌سنگ	۲۱-۲۸	۰/۲-۲۰	۶۵	۹-۱۷	آلکالین-سورفکتانت-پلیمر	HPAM	۲۰۱۱	۲۰۱۲	----	-----	-----	-----	----
Chateaurenard	ماسه‌سنگ	۳۰	۲	۳۰	۴۰	پلیمر	PAM	۱۹۸۹	۲۰۰۱	----	----	----	۰/۲۶۵	۶/۶
Daqing/PO	ماسه‌سنگ	----	۱/۴	۴۳	۹/۵	پلیمر	PAM	۱۹۹۰	۱۹۹۲	۱۶	۲۷۰	۱۱۰۰	----	۱۴
Daqing/PT	ماسه‌سنگ	----	۳/۸	۴۳	۹/۵	پلیمر	PAM	۱۹۹۰	۱۹۹۲	۲۶	۱۱۰	۴۳۰	----	۱۱/۶
East-Mesoyakhskoye	ماسه‌سنگ	۲۸-۳۰	۵۰-۵۰۰۰	۱۶	۱۱۱	پلیمر	----	۲۰۱۶	۲۰۱۹	----	----	----	۱/۲۹	----

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

اما این پروژه‌ها عمدتا در خشکی انجام شده و تزریق پلیمر در دریا نیازمند امکانات و تمهیدات گسترده‌ای به‌دلیل نبود مکان کافی و همچنین عدم دسترسی به آب شیرین و نیز نگرانی‌هایی در مورد هزینه، ایمنی و محیط زیست است، که طراحی و انجام آن را با چالش‌های گسترده‌ای روبرو می‌سازد و به همین علت عملا انجام آن به ندرت صورت می‌گیرد. به گونه‌ای که از میان ۷۳۳ پروژه تزریق پلیمر تا سال ۲۰۱۵ در سرتاسر جهان تنها ۸ مورد آن مربوط به تزریق در مخازن دریایی بوده است [۱۵]. از این رو تصمیم برای انجام عملیات ازدیاد برداشت به‌روش سیلاب‌زنی پلیمر در محیط فراساحلی نیازمند ارزیابی قوی در زمینه آزمایشگاهی و شبیه‌سازی و همچنین انجام عملیات به‌صورت آزمایشی برای کاهش خطر و عدم اطمینان و افزایش احتمال موفقیت همراه باشد [۷۹].

برای موفقیت در انجام یک پروژه سیلاب‌زنی سه مرحله مهم وجود دارد که شامل انتخاب صحیح مخزن، طراحی مناسب پروژه (انتخاب پلیمر و طراحی اسلاگ) و انجام عملیات در میدان است [۶۵]. همچنین جهت دست‌یابی به بیشترین میزان راندمان در یک عملیات ازدیاد برداشت، عوامل بسیار گوناگونی دخیل هستند که در نظر نگرفتن هر یک از آنها می‌تواند نتایج منفی را به وجود آورده و حتی کل پروژه را با شکست مواجه کند. به‌عنوان مثال نسبت تحرک‌پذیری مهم‌ترین عامل تعیین کننده در بازیابی نفت در روش سیلاب‌زنی پلیمر می‌باشد. علاوه‌بر این دمای مخزن، شوری سازند، گرانروی محلول پلیمر، تخلخل و نفوذپذیری نیز در این بین از اهمیت خاصی برخوردارند [۸۲-۸۴]. از این رو، همواره باید موارد کلیدی زیر را نیز جهت طراحی یک فرآیند سیلاب‌زنی در نظر گرفت:

- انتخاب مقدار بهینه گرانروی پلیمر براساس قابلیت تزریق‌پذیری و شرایط اقتصادی پروژه.
- تأثیر شوری آب بر گرانروی محلول پلیمر.
- جذب پلیمر روی سنگ و در نتیجه کاهش غلظت پلیمر.
- امکان کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن در نتیجه نامناسب بودن وزن مولکولی پلیمر.
- وابستگی محلول پلیمر تزریقی به نرخ برش، که باعث تخریب محلول و کاهش گرانروی می‌گردد.
- تخریب محلول پلیمر با افزایش دما در اعماق تزریق شده.
- استفاده از عوامل شیمیایی تثبیت کننده جهت جلوگیری از تخریب پلیمر

بنابراین ویژگی‌های پلیمر تزریق شده همراه نقش مهمی را در میزان موفقیت فرآیند ازدیاد برداشت ایفا می‌کند. از این رو پلیمر تزریقی باید نیازهایی از جمله حلالیت خوب در آب و قابلیت تزریق‌پذیری مناسب را برآورده کرده، و نیز تحت تأثیر عواملی نظیر دما، تنش برشی، شوری و سختی آب از میزان گرانروی آن کاسته نگردد [۶۶].

امکان‌سنجی سیلاب‌زنی پلیمر در مخازن ایران

با توجه به این نکته که اکثر مخازن نفت ایران در نیمه دوم عمر خود قرار دارند، تولید از این مخازن با کاهش میزان بهره‌وری و صرفه اقتصادی همراه شده است. از این رو برای جلوگیری از کاهش تولید و بازیابی نفت باقی‌مانده در این مخازن، به‌دلیل ناکارآمدی روش‌های ثانویه که پیش‌تر به آن پرداخته شد، ناگزیر به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت از مخزن هستیم. با این حال از آنجا که مخازن ایران عمدتاً از نوع کربناته شکافدار و حاوی نفت با دمای بالا هستند، دارای نفوذپذیری کم و ناهمگنی بالایی بوده که قابلیت تزریق‌پذیری و بهره‌دهی آن‌ها را با مشکل روبرو می‌سازد. علاوه‌بر این همان‌طور که پیش‌تر ذکر شد، دمای بالای مخزن عامل مهمی در تجزیه پلیمرها محسوب شده و از این لحاظ با تخریب ساختار پلیمر باعث از بین رفتن خواص آن از جمله خاصیت گرانروی می‌شود. از این رو در چنین شرایطی، این عوامل در تضاد با اهداف اصلی افزودن پلیمر به آب تزریقی بوده و موجب کاهش راندمان ازدیاد برداشت شیمیایی می‌گردد.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

پژوهش نفت شماره ۱۲۲، فروردین و اردیبهشت ۱۴۰۱، صفحه ۵۰-۲۴

افزون بر این موارد، مخازن ایران دارای وسعت بالایی هستند که منابع عظیم و امکانات مورد نیاز جهت انجام سیلاب‌زنی پلیمر، به نوبه خود از عوامل محدود کننده آن‌ها به شمار می‌رود. از این رو بنابر دلایل ذکر شده، به‌طور کلی ازدیاد برداشت به‌روش تزریق پلیمر را نمی‌توان به‌عنوان روشی بهینه و اقتصادی برای مخازن ایران در نظر گرفت. هر چند با توجه به بهبودهای انجام شده در زمینه سنتز پلیمر و تولید پلیمرهایی با توان پایداری دمایی بالا و همچنین مقاومت در برابر شوری، سختی و برش مکانیکی، این دیدگاه مستلزم مطالعات و امکان‌سنجی‌های دقیق‌تری در این زمینه است. بر این اساس مطالعه اخیر که در آن به شبیه‌سازی تزریق پلیمر در یکی از مخازن نفتی جنوب ایران و تعیین غلظت بهینه پلیمر در آزمایشگاه پرداخته شده است. در این پژوهش که با رویکرد بهبود سنتز پلیمر اکریل‌آمید هیدرولیز شده انجام گرفته است، از ذرات نانو رس که مقاومت دمایی بالا و سازگاری خوبی با آب شور از خود نشان می‌دهند در تولید پلیمر بهره گرفته شده است. پس از شبیه‌سازی، نتایج حاصل از سه سناریوی تولید با انرژی طبیعی، سیلاب‌زنی آب و سیلاب‌زنی پلیمر مقایسه شده و در نهایت، تولید با سیلاب‌زنی پلیمر، با بیشترین بازیافت نفت، کمترین تولید آب اضافی و نیز کمترین افت فشار، برای ازدیاد برداشت پیشنهاد شده است [۸۵].

نتیجه گیری

در این پژوهش ابتدا به معرفی پلیمرهای رایج مورد استفاده در ازدیاد برداشت پلیمری و همچنین معیارهای انتخاب مخزن و بررسی عوامل تأثیرگذار در هر یک از مراحل انتخاب پلیمر و تزریق آن پرداخته و سپس تأثیر این عوامل برروی میزان افزایش نرخ تولید و همچنین میزان بازیابی نفت مخزن مورد ارزیابی قرار گرفت. سپس از آنجا که در مطالعه موردی تمام واقعیات پژوهش شناسایی می‌گردد، موارد متعددی از عملیات‌های موفق سیلاب‌زنی پلیمر در شرایط عملیاتی و نقاط مختلف دنیا مورد بررسی و نتایج مهم حاصل از آن مورد ارزیابی و بحث و بررسی قرار گرفت. چالش‌های مختلف عملیاتی و فنی استفاده از فناوری ازدیاد برداشت و نیز امکان استفاده از آن در مخازن جنوب غرب ایران نیز مطالعه گردید. از این رو به ترتیب مهم‌ترین مزایا و معایب این فناوری عبارت است از:

- افزایش گرانروی محلول تزریقی.
- بهبود نسبت تحرک نفت و آب.
- بهبود جاروب‌زنی نفت خام
- افزایش میزان بازیابی نفت باقی‌مانده در مخزن
- نیاز به منابع و تجهیزات گسترده جهت انجام در محیط‌های فراساحلی و مخازن وسیع
- کاهش شدید راندمان ازدیاد برداشت در مخازن ناهمگن و دارای شکاف
- تخریب و از دست رفتن گرانروی محلول پلیمر در صورت قرار گرفتن مولکول‌های پلیمر در محیط‌های دارای دمای بالا، شوری و سختی آب، برش شدید مکانیکی و حملات میکروبی (در پلیمرهای زیستی).
- محدودیت در افزایش وزن مولکولی پلیمر زیرا می‌تواند موجب مسدود شدن حفرات سنگ مخزن شده و در نتیجه کاهش نفوذپذیری و آسیب سازند را به دنبال دارد.

بنابراین لازم است تا با در نظر گرفتن معیارهای متناسب با نوع پلیمر و شرایط عملیاتی، میزان احتمال موفقیت و همچنین راندمان بازیابی از مخازن افزایش یابد.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

مراجع

[1]. Reynolds D J O, Gas E L (2004) Scarcity and growth considering oil and energy, An Alternative Neo-Classical View, 2nd edition, Edwin Mellen Pr Publisher, 1-232.
[2].Hirsch R, Bezdek R, Wendling R (2005) Peaking of world oil production: impacts, mitigation and risk management, National Energy Technology Laboratory, Department of Energy, US.
[3].Hashemizadeh A, Gholizadeh M, Tabatabaeinejad A, Hoopanah M (2014) The possibility of enhanced oil recovery by using magnetic water flooding, Petroleum Science and Technology, 32, 9: 1038-1042.
[4]. Puskas S, Vago A, Toro M, Ordog T, Kalman G, Hanzelik P, Lakatos I (2018) Surfactant-polymer EOR from laboratory to the pilot, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers: Muscat, Oman, 15.
[5]. Juri J, Ruiz A M, Pedersen G, Pagliero P, Blanco H, Eguia V, Serrano V (2017) Grimbeek2: first successful application polymer flooding in multilayer reservoir at YPF, Interpretation of Polymer Flooding Response, in SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Society of Petroleum Engineers.
[6]. Gao S, He Y, Zhu Y, Han P, Peng S, Liu X (2020) Associated polymer ASP flooding scheme optimization design and field test after polymer flooding in daqing oilfield, in SPE Improved Oil Recovery Conference, OnePetro.
[7]. Austad T, Matre B, Milter J, Saevareid A, Øyno L (1998) Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil-and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions, olloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 137, 1-3: 117-129.
[8]. Wang D, Wang G, Wu W, Xia H, Yin H (2007) The influence of viscoelasticity on displacement efficiency--from micro to macro scale, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro.
[9]. Daneshmand H, Wang G, Wu W, Xia H, Yin H (2020) Evaluation of polymer wettability alteration and adsorption of modified silica nanoparticles for enhanced oil recovery, Iranian Journal of Polymer Science and Technology,33, 3: 272-285.
[10]. Shaban M, Ramazani SaadatAbadi A, Ahadian M M J B (2017) Water soluble polymers as mobility control agents in enhanced oil recovery (EOR): a literature review, 7, 3: 38-49.
[11]. Abidin A Z, Puspasari T, W, Nugroho A (2012) Polymers for enhanced oil recovery technology, Procedia Chemistry, 4: 11-16.
[12]. Rezk M Y (2018) Nanocomposite formulations for enhanced oil recovery (EOR).
[13]. Sheng J J (2010) Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice, Gulf Professional Publishing.
[14]. Rellegadla S, Prajapat G, Agrawal A (2017) Polymers for enhanced oil recovery: fundamental and selection criteria, Applied Microbiology and Biotechnology, 101.
[15]. Sheng J J, Leonhardt B, Azri N J J o C p t (2015) Status of polymer-flooding technology, 54, 2: 116-126.
[۱۶]. باشتی ن، گندم‌کار ا، شریف م (۲۰۲۰) تأثیر قوام‌دهنده پلیمری P-1-D در کنترل تحرک‌پذیری گاز دی‌اکسیدکربن در فرآیند ازدیاد برداشت نفت، پژوهش نفت، ۳۰، ۹۹-۲: ۱۰۳-۱۱۲.
[17]. Pope G A (2007) Overview of chemical EOR, in Casper EOR workshop, The University of Texas at Austin Austin, TX.
[18]. Huang W, Dong Y, Zhao J, Liu X, Fan Y, Bai H, Hao (2019) JA/SP alternating flooding, a modified ASP flooding technology, in SPE Russian Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers.
[19]. Aitkulov A, Dao E, Mohanty K K (2018) ASP flood after a polymer flood vs. ASP flood after a water flood, in SPE Improved Oil Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers.
[20]. Li X, Zhang F, Liu G (2021) Review on polymer flooding technology, in IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, IOP Publishing.
[21]. AlSofi A M, Blunt M J (2014) Polymer flooding design and optimization under economic uncertainty, Journal of Petroleum Science and Engineering, 124: 46-59.
[22]. Vermolen E, Pingo Almada M, Wassing B M, Ligthelm D J, Masalmeh S K (2014) Low-salinity polymer flooding: improving polymer flooding technical feasibility and economics by using low-salinity make-up brine, In International petroleum technology conference, OnePetro.
[23]. Sieberer M, Jamek K, Clemens T (2016) Polymer flooding economics, from pilot to field implementation at the example of the 8 TH reservoir, Austria. in SPE Improved Oil Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers.
[24]. Mohsenatabar Firozjaii A, Saghafi H R (2020) Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation, Petroleum, 6, 2: 115-122.
[25]. Shehata A M, Ghatas A, Kamel M, Aly A, Hassan A (2012) Overview of polymer flooding (EOR) in North Africa fields - elements of designing a new polymer/surfactant flood offshore (Case Study), in North Africa Technical Conference and Exhibition.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

Society of Petroleum Engineers: Cairo, Egypt, 11.
[26]. Huifen X, Ye J, Kong F, Wu J (2004) Effect of elastic behavior of HPAM solutions on displacement efficiency under mixed wettability conditions, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro.
[27]. Clarke A, Howe A M, Mitchell J, Staniland J, Hawkes L (2016) A How viscoelastic-polymer flooding enhances displacement efficiency, SPE Journal, 21, 03: 0675-0687.

[۲۸]. مغانی رحیمی ع، صادقی ا، کعبی ع، فلاحیه اصل (۲۰۱۹) بررسی اثر دما و پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده برروی چگالی جذب سورفکتانت تریتون ایکس- ۱۰۰ در سنگ‌های کربناته. پژوهش نفت، ۲۹ :۵-۹۸ ۱۰۷-۱۱۸.

[۲۹]. مالمیر پ، هاشمی ع، سلطانی سولگانی ب (۲۰۱۹) بررسی آزمایشگاهی تزریق پلیمر بر ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین و تعیین غلظت بهینه تزریق. پژوهش نفت، ۲۹، ۹۸-۳: ۱۲۰-۱۳۰.

[۳۰]. چهاردولی م، سیم‌جو م، صیادی ص (۱۴۰۰) مطالعه مکانیسم‌های موثر بر بازیافت نفت سنگین در فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید با استفاده از میکرومدل، پژوهش نفت، ۳۱، ۱۱۶: ۱۹-۳.

[۳۱]. گلشکوه س، حکمت‌زاده م، خرمیان ر (۲۰۱۷) طراحی میکرومدل‌های جدید سه‌بعدی برای بررسی عملکرد نانوذرات سیلیکا در افزایش اثربخشی تزریق آب. پژوهش نفت، ۲۷، ۹۶-۵: ۵۵-۴۶.

[۳۲]. کریمان مقدم ع، صادق‌نژاد س، جعفری آ (۲۰۱۵) شبیه‌سازی فرآیند تزریق پلیمر در میکرو مدل شکاف‌دار حاوی نفت سنگین. پژوهش نفت، ۲۵، ۸۳: ۱۵-۴.

[۳۳]. کرم‌بیگی م (۲۰۱۸) بهینه‌سازی چندهدفه با تلفیق روش‌های طراحی آزمایش، الگوریتم ازدحام ذرات و منطق فازی: مطالعه موردی برای ازدیاد برداشت به کمک تزریق پلیمر. پژوهش نفت، ۲۸، ۹۷-۴: ۱۳۸-۱۲۶.

[34]. Crowe S, Cresswell K, Robertson A, Huby G, Avery A, Sheikh A (2011) The case study approach, BMC medical research methodology, 11, 1: 1-9.
[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]. Pu W, Shen C, Wei B, Yang Y, Li Y (2018) A comprehensive review of polysaccharide biopolymers for enhanced oil recovery (EOR) from flask to field, Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 61: 1-11.
[37]. Choi B, Jeong M S, Lee K S (2014) Temperature-dependent viscosity model of HPAM polymer through high-temperature reservoirs, Polymer Degradation and Stability, 110: 225-231.
[38]. Ghoumrassi- Barr S, Aliouche D (2013) Characterisation and rheological study of xanthan polymer for enhanced oil recovery (EOR) application, in Offshore Mediterranean Conference and Exhibition.
[39]. Abbas S, Sanders A W, Donovan J C (2013) Applicability of hydroxyethylcellulose polymers for chemical EOR, in SPE Enhanced Oil Recovery Conference.
[40]. Han M, Xiang W, Zhang J, Jiang W, Sun F (2006) Application of EOR technology by means of polymer flooding in bohai oilfields, in International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Society of Petroleum Engineers: Beijing, China. 6.
[41]. Dong H, Fang S, Wang D, Wang J, Liu Z L, Hou W (2008) Review of practical experience and amp; management by polymer flooding at daqing, in SPE Symposium on Improved Oil Recovery.
[42].Tamsilian Y, Agirre A, Fernandez M, Sheng J J, Tomovska R (2020) High-molar mass acrylamide-co-diacetoneacrylamide graft copolymers as viscosity enhancer for polymer flooding oil recovery, Polymer Testing, 82: 106332.
[43]. Su X, Feng Y (2018) Thermoviscosifying smart polymers for oil and gas production: state of the art, ChemPhysChem, 19, 16: 1941-1955.
[44]. Abdel-Azeim S, Kanj M Y (2018) Dynamics, aggregation, and interfacial properties of the partially hydrolyzed polyacrylamide polymer for enhanced oil recovery applications: insights from molecular dynamics simulations, Energy and Fuels, 32, 3: 3335-3343.
[45].Rodriguez L, Antignard S, Giovannetti B, Gaillard N, Jouenne S, Bourdarot G, Zaitoun A (2018) A new thermally stable synthetic polymer for harsh conditions of middle east reservoirs: Part ii. Nmr and size exclusion chromatography to assess chemical and structural changes during thermal stability tests, in SPE Improved Oil Recovery Conference, OnePetro.
[46]. Ji Y, Wang D, Cao X, Guo L, Zhu,Y (2016) Both-branch amphiphilic polymer oil displacing system:

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

Molecular weight, surfactant interactions and enhanced oil recovery performance. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 509: 440-448.
[47]. Sheng J J, Leonhardt B, Azri N (2015) Status of polymer-flooding technology, Journal of Canadian Petroleum Technology, 54, 02: 116-126.
[48]. Li X e, Xu Z, Yin H., Feng Y, Quan H (2017) Comparative studies on enhanced oil recovery: thermoviscosifying polymer versus polyacrylamide, Energy and Fuels, 31, 3: 2479-2487.
[49]. khalili y, Hashemizadeh A, yasemi S (2021) Study on the efficiency of different polymers used in polymer injection (flooding) operations in EOR of heavy oil reservoirs, Basparesh.
[50]. Al-Shakry B, Shiran B S, Skauge T, Skauge (2018) A Enhanced oil recovery by polymer flooding: optimizing polymer injectivity, in Spe Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, OnePetro.
[51]. AlSofi A M, Wang J, Kaidar Z F (2018) Smart water synergy with chemical EOR: effects on polymer injectivity, retention and acceleration, Journal of Petroleum Science and Engineering, 166: 274-282.
[52]. Du Y, Guan L (2004) Field-scale polymer flooding: lessons learnt and experiences gained during past 40 years, in SPE International Petroleum Conference in Mexico.
[53]. Speight J G (2016) Chapter 8 - nonthermal methods of recovery, in introduction to enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands (Second Edition), J.G. Speight, Editor, Gulf Professional Publishing: Boston, 353-403.
[54]. Saboorian-Jooybari H, Dejam M, Chen Z (2016) Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies, Journal of Petroleum Science and Engineering, 142: 85-100.
[۵۵]. طهماسبی ع، ریاضی م (۱۳۹۳) مقایسه تاثیر پدیده جذب پلیمر تزریقی برروی سطح سنگ بر میزان تولید نفت از مخازن همگن و ناهمگن، دومین همایش ملی نفت و گاز ایران..
[56].Shoaib M, Quadri S M R, Wani O B, Bobicki E, Garrido G I, Elkamel A, Abdala A (2020) Adsorption of enhanced oil recovery polymer, schizophyllan, over carbonate minerals, Carbohydrate Polymers, 240: 116263.
[57].Gaol C L, Wegner J, Ganzer L (2020) Real structure micromodels based on reservoir rocks for enhanced oil recovery (EOR) applications, Lab on a Chip, 20, 12: 2197-2208.
[58]. Aladasani A, Bai B (2010) Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques, in International Oil and Gas Conference and Exhibition in China.
[59]. Liang Y, Wang Z L, Jin Y X, Tian Y Q, Liu X M, Guo Y J, Zhou M Y (2019) Heterogeneity control ability in porous media: Associative polymer versus HPAM, Journal of Petroleum Science and Engineering, 183: 106425.
[60]. Torrealba V A, Hoteit H (2019) Improved polymer flooding injectivity and displacement by considering compositionally-tuned slugs, Journal of Petroleum Science and Engineering, 178: 14-26.
[61]. Saleh L D, Wei M, Bai B (2014) Data analysis and updated screening criteria for polymer flooding based on oilfield data, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 17, 01: 15-25.
[62]. Johansson R (2007) On case study methodology. Open house international.
[63]. Noor K B M (2008) Case study: A strategic research methodology, American journal of applied sciences, 5, 11: 1602-1604.
[64]. Yang D h, Wang J Q, Jing L X, Feng Q X, Ma X P (2010) Case study of alkali - polymer flooding with treated produced water, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers: Muscat, Oman, 6.
[65]. Thakuria C, Al-Amri M S, Al-Saqri K A, Jaspers H F, Al-Hashmi K H, Zuhaimi K (2013) Performance review of polymer flooding in a major brown oil field of sultanate of Oman, in SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers: Kuala Lumpur, Malaysia, 13.
[66]. Gao C, Shi J, Zhao F (2014) Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at shengli oilfield from 1992 to 2012, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 4, 1: 1-8.
[67]. Morel D, Jouenne S, Zaugg E, Bouger Y (2011) EOR polymer in deep offshore field angola: development strategy and polymer performance surveillance, in 20th World Petroleum Congress, World Petroleum Congress: Doha, Qatar, 12.
[68]. Pandey A, Kumar M S, Jha M K, Tandon R, Punnapully B S, Kalugin M, Beliveau D (2012) Chemical EOR pilot in mangala field: results of initial polymer flood phase, in SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers: Tulsa, Oklahoma, USA, 8.
[69]. Wang D, Hao Y, Delamaide E, Ye Z, Ha S, Jiang X (1993) Results of two polymer flooding pilots in the central area of daqing oil field, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.
[70]. Putz A, Pedron B, Bazin B J G S (1995) London, special publications, commercial polymer injection in the courtenay field, 1993 update, Geological Society, London, Special Publications, 84, 1: 239-249.
[71]. Ilyasov I, Gudz A, Podkorytov A, Komarov V, Glushchenko N (2020) Results of the first polymer flooding

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field, in SPE Russian Petroleum Technology Conference.
[72]. Zagrebelnyy E, Glushenko N, Komarov V, Nemirovich G, Ilyasov I, Sugaipov D, Iskhakov R (2018) Experience in implementation of polymer flooding on East Messoyakhskoye oil field, in SPE Russian Petroleum Technology Conference.
[73]. Li M, Guo J, Peng B, Lin M, Dong Z, Wu Z (2005) Formation of crude oil emulsions in chemical flooding, in Emulsions and emulsion stability, CRC Press, 537-568.
[74]. Stoll W M, al Shureqi H, Finol J, Al-Harthy S A, Oyemade S, de Kruijf A, Faber M J (2011) Alkaline/surfactant/polymer flood: From the laboratory to the field, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 14, 06: 702-712.
[75]. Zhou W, Zhang J, Feng G, Jiang W, Sun F, Zhou S, Liu Y (2008) Key technologies of polymer flooding in offshore oilfield of Bohai Bay, in SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, OnePetro.
[76]. Morel D C, Vert M, Jouenne S, Gauchet R, Bouger Y (2012) First polymer injection in deep offshore field Angola: recent advances in the Dalia/Camelia field case, Oil and Gas Facilities, 1, 02: 43-52.
[77]. Needham R B, Doe P H (1987) Polymer flooding review, Journal of Petroleum Technology, 39, 12: 1503-1507.
[78]. Seright R S, Wang D, Lerner N, Nguyen A, Sabid J, Tochor R (2018) Can 25-cp polymer solution efficiently displace 1,600-cp oil during polymer flooding? SPE Journal, 23, 06: 2260-2278.
[79]. Geremia G, Bennetzen M V (2016) An operational workflow for polymer EOR field trials, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers: Muscat, Oman, p, 10.
[80]. Akstinat M H (1980) Polymers for enhanced oil recovery in reservoirs of extremely high salinities and high temperatures, In SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium. OnePetro.
[81]. Du Y, Guan L (2004) Field-scale polymer flooding: lessons learnt and experiences gained during past 40 years, in SPE International Petroleum Conference in Mexico, OnePetro.
[82]. Taber J J, Martin F, Seright R J S r e (1997) EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects, 12, 03: 189-198.
[83]. Al-Bahar M A, Alajmi A, Gharbi R (2004) Evaluation of IOR potential within Kuwait. in Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
[84]. Akstinat MH (1980) Polymers for enhanced oil recovery in reservoirs of extremely high salinities and high temperatures, in SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium, Society of Petroleum Engineers.
[85]. Mohammad Salehi M, Hekmatzadeh A, Sajjadian V A, Masoumi M (2017) Simulation of polymer flooding in one of the Iranian oil fields, Egyptian Journal of Petroleum, 26, 2: 325-330.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

Successful Case Studies on the Use of Polymers to EOR by Polymer Flooding

Ashkan Kyani[1], Abbas Hashemizadeh[1,2]*

1. Petroleum Engineering Department, Petroleum and Petrochemical Engineering School, Hakim Sabzevari University, Sabzevar, Iran

2. Petroleum Engineering Department, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

a.hashemizadeh@hsu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4508.3033

Received: May/24/2021 Accepted: February/02/2022

Abstract

In the primary oil recovery, which is done using natural mechanisms in the reservoir, less than one third of the volume of petroleum is produced in the best cases for various reasons, including the process of reducing the pressure caused by production. In addition, by adopting secondary methods of oil recovery, such as water injection, despite the widespread use, due to the high mobility of water relative to oil, a large part of the resources will not be able to be produced. Therefore, in order to meet the demand for crude oil, which is constantly increasing, there is always a need to use EOR methods of overdraft to increase the recycling rate after the start of production. One of the efficient methods to increase the efficiency of the crude oil sweeping process is polymer injection (or flooding), which has been used as one of the chemical methods of oil recovery for many years. Since Case Study is a wide, in-depth, and detailed study of a particular case and thus accesses a wide range of knowledge for the analysis of complex systems, the assurance of case study research that all components have been examined is assured. In this study, after a comprehensive review of successful case studies, EOR by polymer flooding operations, the factors and conditions affecting each of the stages of polymer selection, injection operations and then its impact on the rate of increase in production rate and also the rate of reservoir oil recovery has been studied. The results of this operation in different oil fields show the addition of suitable polymer to water in the flooding process and in different conditions, the potential to reduce water production and also reduce the amount of oil saturation remaining in the reservoirs and thus increases oil recovery factor.

Keywords: Polymer Flooding, EOR, Recovery Factor, Mobility Ratio, Case Study.

Archive of SID.ir