فصلنامه علمی پژوهشی زمین شناسی محیط زیست
سال سیزدهم، شماره ۴۶، بهار۹۸

بررسی کاربرد نانوذرات در کاهش جذب پلیمرها بر روی سنگ در حین سیلاب زنی مخزن و کاهش غلظت بهینه پلیمر تزریقی به مخزن

مجید داستانیان[1]*، ناصر اخلاقی اولقی[2] و سید جمال شیخ ذکریایی[3]

۱-دانشگاه آزاد اسلامی،واحد امیدیه،گروه مهندسی شیمی،امیدیه،ایران

۲- دانشگاه آزاد اسلامی،واحد امیدیه،گروه مهندسی نفت،امیدیه،ایران

۳- استادیاردانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم تحقیقات، دانشکده نفت و گاز،گروه مهندسی نفت،تهران،ایران

چکیده

امروزه عمده مخازن نفتی به خصوص در مخازن نفتی جنوب غربی ایران بدلیل تولید از این مخازن در نیمه دوم عمر خود بسر می برند. تزریق آب یا گاز در ازدیاد برداشت ثانویه به منظور تثبیت یا کاهش افت فشار این مخازن دیگر جوابگوی کاهش تولید نخواهد بود لذا از روشهای ازدیاد برداشت ثالثیه جهت جلوگیری از افت تولید استفاده می گردد. یکی از روشهای ازدیاد برداشت ثالثیه استفاده از تزریق مواد شیمیایی می باشد. تزریق مواد شیمیایی به مخازن نفتی جهت افزایش ویسکوزیته سیال تزریقی، کاهش کشش بین سطحی میان سیال تزریقی و سیال تولیدی و نیز تغییر ترشوندگی سنگ مخزن کاربرد دارد. یکی از این مواد شیمیایی که عمدتا در مخازن با تراوایی نسبتا بالا استفاده می گردد، پلیمرها می باشند که منظور افزایش ویسکوزیته سیال تزریقی و نیز افزایش نسبت تحرک پذیری سیالات مخزن استفاده می شوند. این مسئله منجر به جاروب نسبتا پیستونی سیال تولیدی در مخزن و نیز به تعویق افتادن لحظه رسیدن سیال تزریقی به دهانه چاه تولیدی (breakthrough) می گردد. یکی از چالش های پیشرو در تزریق پلیمرها به مخازن نفتی، جذب سطحی این پلیمرها بر روی سنگ مخزن می باشد که علاوه بر کاهش اثر پذیری پلیمر در تمام منطقه تحت تزریق، افزایش هزینه های تزریق را نیز به همراه دارد. لذا در این مطالعه به بررسی اثر نانو ذرات به منظور کاهش جذب پلیمر ها بر روی سنگ مخزن و در نتیجه پلیمر کمتر مورد نیاز جهت دستیابی به تولید مشخص در مخزن و به تبع آن کاهش خسارات زیست محیطی به منظور تولید پلیمرها و نیز تزریق آنها به مخازن نفتی پرداخته شده است. نتایج بدست آمده، کاهش جذب پلیمر با نانو ذرات مورد مطالعه را نشان می‌دهد.

واژگان کلیدی: پلیمر،ازدیاد برداشت نفت، نانو ذره،جذب سحطی،سیلابزنی پلیمر.

مقدمه

یکی از مشکلاتی که جهان در آینده نزدیک با آن روبرو خواهد بود مسأله ذخایر سوختی و کاهش در کشف منابع جدید هیدروکربوری می باشد؛ با افزایش مصرف منابع در آینده نزدیک جهان با چالش جدیدی با نام انرژی درگیرخواهد شد.هر مخزن نفتی در ابتدای عمر خود به گونه‌ای رفتار می نماید که در این زمان برداشت نفت از مخازن به کمک نیروهای طبیعی موجود در مخزن و از طریق تخلیه طبیعی صورت می پذیرد. با برداشت نفت به تدریج لایه نفتی مخزن نازک می شود و مقداری از گاز محلول یا نا محلول همراه نفت نیز خارج می شود در نتیجه مخزن با افت فشار روبرو می شود. با ادامه افت فشار در

مخزن، مخزن دو فازی شده و گاز همراه از نفت جدا می شود حال اگر مخزن دیگر قادر نباشد نفت را به شکل طبیعی به بیرون هدایت کند؛ شیوه های ازدیاد برداشت نفت جهت بهبود تولید مورد توجه قرار می گیرد. پس از تزریق آب و گاز به عنوان روشهای مرسوم ازدیاد برداشت ثانویه، روش ازدیاد برداشت ثالثیه مورد استفاده قرار می گیرد. یکی از روشهای مرتبط با این نوع ازدیاد برداشت روش تزریق مواد شیمیایی به مخازن نفتی می باشد. در تزریق مواد شیمیایی، موادی همچون پلیمرها، مواد فعال سطحی (سورفکتانت ها) و آلکالین ها هر کدام به تنهایی یا بصورت ترکیبی با یکدیگر و یا بصورت متناوب پس از یکدیگر استفاده می شوند.تزریق این مواد می تواند منجر به افزایش ویسکوزیته آب تزریقی به مخزن و نیز کاهش نسبت تحرک پذیری جریان در محیط متخلخل سنگ مخزن گردد؛ که در نهایت می تواند افزایش تولید نهایی نفت را به همراه داشته باشد. همچنین این مواد با کاهش کشش بین سطحی میان آب و نفت و یا تغییر خصوصیات سنگ مخزن از جمله تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از نفت دوست به آب دوست به خصوص در سنگهای کربناته که بیش از نیمی از سنگ مخازن نفتی ایران را شامل می شود؛ قادر به افزایش تولید نفت پس از تزریق آب به مخزن می باشد. اغلب از پلیمرهای سنتزی در رده‌بندی پلی‌اکریل آمید و پلیمر بیولوژیکی زانتاگام استفاده می‌شود. اگرچه پلیمرهای بیولوژیکی در مقابل تغییرات دما حساس‌ترند، اما به‌دلیل ارزانی، زانتاگام جایگاه مناسبی در این روش دارد. این روش در اواسط دهۀ ۵۰ میلادی توسعه یافت، در سال ۱۹۶۰ از پلیمرهای جدیدی با وزن مولکولی بالا بین ۳ تا ۹ میلیون استفاده شد که موفقیت‌آمیز بوده است. اصلاح سیلابزنی آب با هدف بالا بردن بازدهی نفت و کم کردن مشکلات تزریق، از دهه ۱۹۵۰ شروع شد. در مطالعات آزمایشگاهی، مناسبترین گزینه برای اصلاح سیلابزنی آب، پلیمر می باشد که مطالعات بسیار زیادی برای بهبود سیلابزنی پلیمر، شناخت خواص رئولوژی و بهتر کردن این خواص از دهه ۱۹۷۰ انجام شده است. در سیلابزنی پلیمر، با کمتر شدن نسبت تحرک پذیری، کاهش پدیده انگشتی شدن و همچنین بالا رفتن ضریب جارویی، زمان میانگذر به تعویق افتاده و بازدهی مخزن بالاتر می رود. در سال ۱۹۹۸ شرکت ماراتن اویل، ۱۷ عملکرد سیلابزنی پلیمر همراه با انسداد لایه با ژل پلیمر را در میدان نفتی SOBگزارش داد که در نتیجه آن تولید نفت به میزان MMStb ۳/۶۵ افزایش یافت. همچنین یک آزمایش پایلوت تزریق پلیمر آلکالین سورفکتانت در میدان Daqingگزارش شد که در آزمایشات مغزه و شبیه سازی عددی، ۲۰ درصد افزایش بازیابی نفت و در آزمایش میدانی ۱۸/۵ درصد افزایش بازیابی نفت در تزریق پلیمر نسبت به تزریق آب را نشان می داد. یکی از مشکلات مرسوم در تزریق مواد شیمیایی به خصوص پلیمرها به مخزن، جذب سطحی این مواد بر روی سنگ مخزن بدلایل واکنش های شیمیایی و فیزیکی با سنگ تحت شرایط محیط متخلخل سنگ مخزن و درپی آن کاهش کارایی آن ها در افزایش برداشت از مخزن و نیز عدم توزیع مناسب این مواد در کل محیط متخلخل سنگ مخزن می باشد که علاوه بر هدر رفت وقت و هزینه، پروژه تزریق این مواد به مخزن را غیر قابل توجیه می نماید. لذا مطالعات بسیاری بر روی شرایط و یا استفاده از بازدارنده هایی جهت کاهش هدر رفت و ته نشست این مواد بر روی سنگ مخزن در حین تزریق انجام شده است. یکی از بازدارنده هایی که

در دهه اخیر بشدت مورد توجه قرار گرفته است استفاده از نانو ذرات جهت کاهش جذب سطحی پلیمرها بر روی سطح سنگ می باشد. بطور کلی با گذر از میکرو ذرات به نانوذرات، با تغییر بر خی از خواص فیزیکی روبه رو می شویم که دو مورد مهم از آنها عبارتند از: افزایش نسبت مساحت سطحی به حجم و ورود اندازه ذره به قلمرو اثرات کوانتومی. افزایش نسبت مساحت سطحی به حجم که به تدریج با کاهش اندازهء ذره رخ می دهد، باعث غلبه یافتن رفتار اتم های واقع در سطح ذره به رفتار اتم های درونی می شود. این پدیده بر خصوصیات ذره در حالت انزوا و بر تعاملات آن با دیگر مواد اثر می گذارد. افزایش سطح، واکنش پذیری نانوذرات را به شدت افزایش می دهد زیرا تعداد مولکولها یا اتمهای موجود در سطح در مقایسه با تعداد اتمها یا مولکولهای موجود در تودهء نمونه بسیار زیاد است، به گونه ای که این ذرات به شدت تمایل به آگلومره یا کلوخه ای شدن دارند. امروزه تحقیقات گسترد های در خصوص استفاده از نانو رس جهت افزایش کارایی پلیمر انجام شده است. مطالعات محققین نشان داده است که با افزودن درصد کم (۳-۱ درصد) نانو رس مونت موریلونیت به پلیمر، ویسکوزیته بالاتری در آب سازند به دست می آید و نانوکامپوزیت حاصل مقاومت دمایی بالاتر و پایداری برشی بهتری در محیط متخلخل مخزن نسبت به پلیمر اولیه خواهد داشت. آقای اسکوج در یک مطالعه آزمایشگاهی سیلابزنی با ژل های پراکنده کلوئیدی(CDG) در مغزه، نشان داد که بازده جارویی میکروسکوپی توسط این نانو ذرات افزایش می یابد . در سال ۲۰۰۷ آقای وانگ در یک مطالعه آزمایشگاهی دیگر گزارش داد که یک محدوده برای ویسکوزیته پلیمر وجود دارد که تزریق پلیمر در این محدوده محدوده اقتصادی بوده و بهره وری پلیمر در این محدوده در بالاترین حد ممکن می باشد. بر همین اساس آزمایشاتی صورت گرفت تا غلظت بهینه تزریق برای شبیه سازی معین شود. در این کار تحقیقاتی، ابتدا پس از تهیه نانوکامپوزیت مورد نظر، خواص آن مطالعه و پس از انجام آزمایشات تزریق در مغزه، غلظت بهینه پلیمر مشخص و سپس با مدل کردن یک مخزن، سیلابزنی پلیمری طراحی و نتایج با سیلابزنی آب مقایسه شده است. در این پروژه، مطالعه شبیه سازی سیلابزنی پلیمر، در یکی از مخازن نفتی جنوب ایران انجام شده و خواص و غلظت بهینهٔ این پلیمر در آزمایشگاه به دست آمده است .همچنین برای بهبود کاربری پلیمر، از ذرات نانو رس استفاده شده است .پس از شبیه سازی، نتایج حاصل از سه سناریوی تولید با انرژی طبیعی ، سیلابزنی آب و سیلابزنی پلیمر مقایسه شده و در نهایت، سناریوی تولید با سیلابزنی پلیمر ، با بیشترین بازیافت نفت، کمترین تولید آب اضافی و نیز کمترین افت فشار، برای ازدیاد برداشت پیشنهاد شده است.

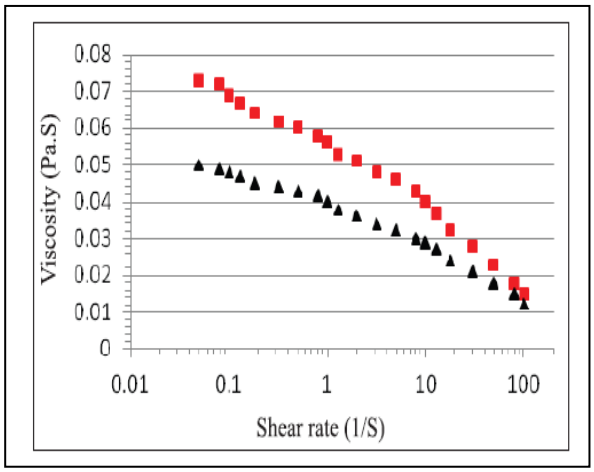
روش کار

رئولوژی

در این تحقیق، از پلیمر اکریل آمید هیدرولیز شده شرکت SNF با نام تجاری(SLOPAM 25CS) با درجه هیدرولیز ۲۵ ٪ و وزن مولکولی ۱۰۶ * ۱۶ استفاده شده است. پلیمر تزریقی بایستی مقاومت دمایی و سازگاری با آب سازند در شوری بالا را داشته باشد. به این منظور از ذرات نانورس ، در تهیه نانوکامپوزیت استفاده شد.

با افزایش غلظت نانوذرات خاک رس، ویسکوزیته و تنش برشی در نرخ های برش کم افزایش می یابد. این افزایش

ویسکوزیته و تنش برشی می تواند ناشی از به وجود آمدن پیوندهای هیدروژنی بین اتم های اکسیژن خاک رس و پروتون های گروه اکریل آمید پلیمر باشد. در شکل ۱ ، ویسکوزیته پلیمر در حضور ۱۰۰۰ ppm نانورس بررسی شده است.



شکل۱- مقایسه ویسکوزیته پلیمر با نانو کامپوزیت پلیمر غلظت پلیمر5000ppm و غلظت نانورس 1000 ppm

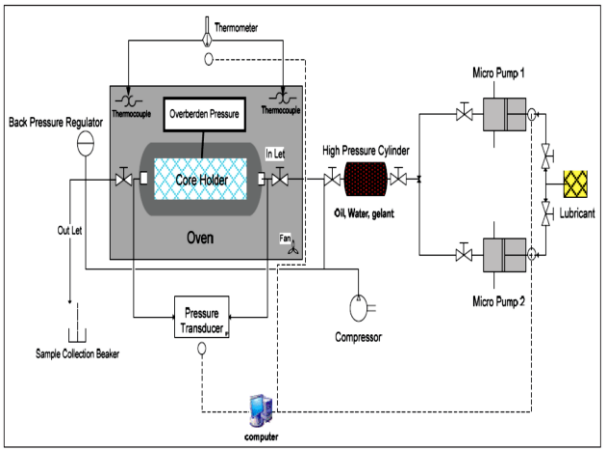
نتایج نشان می دهد که ویسکوزیته اندازه گیری شده توسط دستگاه رئومترِ Anton Paar Rheolab QC در حضور نانورس به صورت قابل توجهی افزایش یافته است.

غلظت بهینه تزریق پلیمر: لازمه یک شبیه سازی، استفاده از داده های منطقی و معتبر است. برای تعریف پلیمر مورد نظر در نرم افزار، در بخش قبل آزمایشاتی انجام پذیرفت و خواص رئولوژی پلیمر مطالعه گردید. برای انجام این آزمایش ها، از نمونه مغزه و نفت مرده مخزن استفاده گردید تا جواب ها دارای اعتبار کافی باشد. مغزه مورد استفاده برای این آزمایش ۲/۴ cm قطر و ۷/۴ cm طول دارد. برای انجام هر آزمایش، مراحل زیر را به ترتیب انجام شد:

۱- پس از آماده سازی، نمونه با نفت سیلابزنی شد تا اشباع نفت در نمونه برابر با 0/8 (So =0/8) شود. لازم به ذکر است که اشباع اولیه مخزن مدل شده ۰/۸ می باشد.

۲-آزمایش به گونه ای طراحی گردید که با استفاده از تغییر غلظت پلیمر، ضریب جارویی تغییر کرده و بازدهی های متفاوتی به دست آید، ابتدا در هر نمونه ۱۰ pv آب با دبی ۶ cm^3/hr تزریق گردید تا نشان دهنده برداشت اولیه و ثانویه در این نمونه از مخزن باشد.

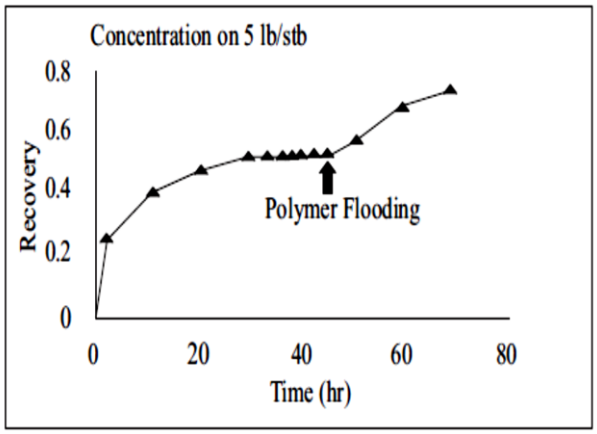
۳- در این مرحله یک سیلابزنی پلیمری با حجم ۰/۵ pv پلیمر تزریق شد و به دنبال آن ۱/۵ pv آب به عنوان آب تعقیب کننده تزریق گردید. لازم به ذکر است که دبی در تمام مراحل ثابت و برابر با ۶ cm^3/hr می باشد. این آزمایش ها در دستگاه سیلابزنی مغزه انجام شد که نمای شماتیک آن در شکل۲ دیده می شود.



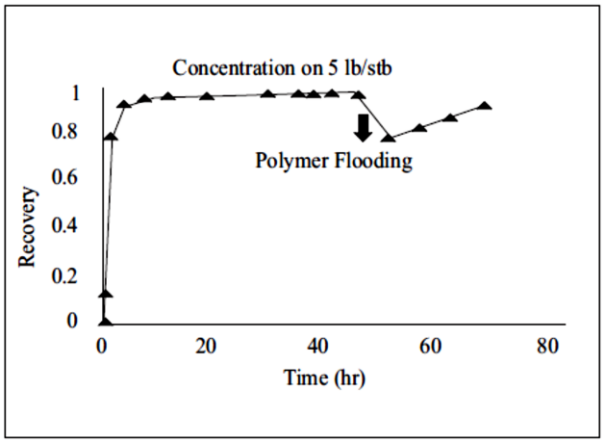
شکل۲ – نمای شماتیک از دستگاه سیلابزنی مغزه

به دلیل استفاده از واحد lb/stb در نرم افزار اکلیپس برای غلظت پلیمر در این مقاله از این واحد استفاده گردید .در ادامه آزمایش برای سه غلظت lb/stb ۶، ۷ و ۸ تکرار شد که نتایج در شکل۳ تا ۵ نشان داده شده است. همانطور که در شکل ۵ دیده می شود، در غلظت های پایین مانند lb/stb ۵ با افزایش غلظت، بازیابی نفت به صورت قابل توجهی بالا

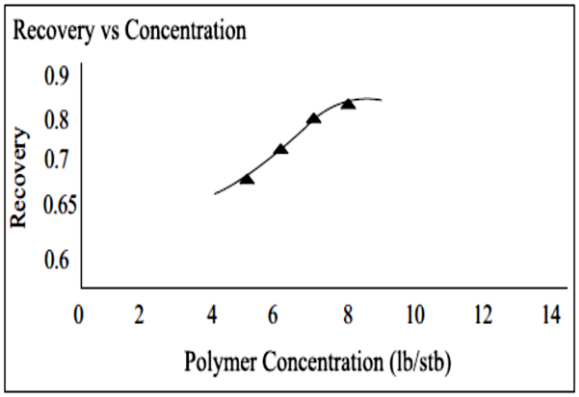
می رود و در این غلظت ها تعقر نمودار رو به بالا می باشد، ولی در غلظت های بالاتر مانند ۸ lb/stb افزایش بازیابی با افزایش غلظت ناچیز بوده و تعقر نمودار رو به پایین است. بنابراین استفاده از غلظتهای بالاتر پلیمر برای سیلابزنی مناسب نبوده و یک محدوده اقتصادی وجود دارد که غلظت بهینه تزریق پلیمر باید در این محدوده مشخص شود در این مطالعه، غلظت مورد نظر ۷ lb/stb انتخاب شد.



شکل۳ –نمودار بازیابی به زمان تزریق آب و پلیمر در نمونه با غلظت 5lb/stb

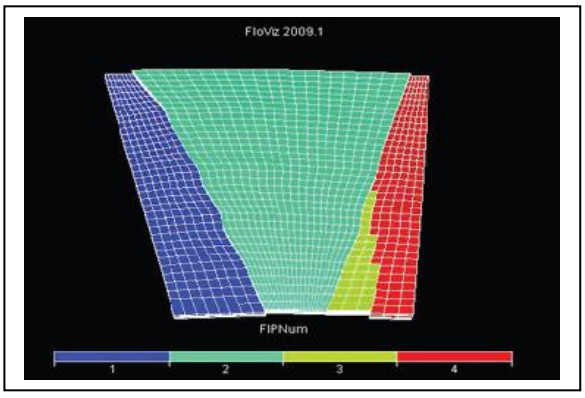


شکل۴ – نمودار برش آب به زمان تزریق آب و پلیمر در نمونه با غلظت 5lb/stb



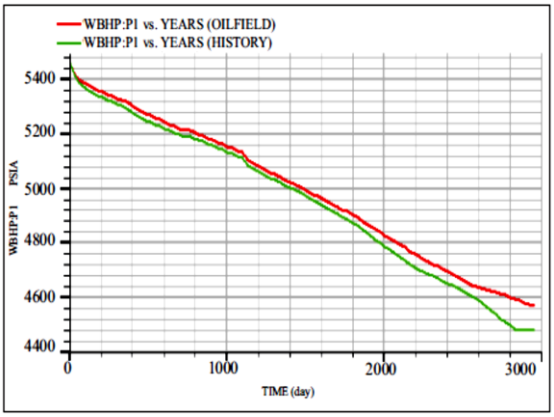
شکل۵– نمودار بازیابی به غلظت پلیمر برای تعیین غلظت مطالعات شبیه سازی

ساخت مدل: مخزن نفتی A در میدان B یک طاقدیس کشیده از جهت شمال غربی به جنوب شرقی است که در حدود 7 کیلومتر طول، 5 کیلومتر عرض دارد و طول لایه نفت آن ۱۲۳/۵ متر می باشد .این مخزن، دارای 12 حلقه چاه تولیدی می باشد و Top مخزن در زون ۲ قرار دارد که یک کلاهک گازی در حین تولید در این زون تشکیل شده است . هما نطور که در شکل ۶ مشاهده می شود ، این مخزن توسط سه گسل به چهار زون تقسیم شده و انتقال پذیری ۱۱ در این گسل ها در حدود یک دهم دیگر قسمت های مخزن می باشد.



شکل۶ – نمایی از مدل مخزن

برای معتبر بودن داده های مدل، باید تطابق تاریخچه بررسی شود .در شکل ۷ تطابق تاریخچه فشار ته چاهی برای چاه P1جهت معتبر بودن پیش بینی مدل بررسی شده است .این تطابق تاریخچه در ۷ سال بوده و از سال 1997تا سال 2004می باشد.



شکل۷- تطابق تاریخچه فشار ته چاهی برای چاه

اجرای سناریوها

سناریوی تخلیه طبیعی: در این سناریو، به مدت ۱۵ سال تولید طبیعی مخزن با کنترل دبی تولید، بررسی شده است. در زون ۱و ۲، مکانیسم تولید به ترتیب رانش گاز محلول و انبساط کلاهک گازی بوده و مشکل تولید گاز وجود دارد که به علت تولید گاز بالا باعث بسته شدن چاه های P2 و P12می شود که می توان با کاهش افت فشار در سناریو تزریق آب تولید گاز را کاهش داد. در زون ۴، سفره آبی باعث می شود که افت فشار کاهش یافته و مشکل تولید گاز دیده نشود، ولی در اثر تولید بالای آب تحت تاثیر سفره آبی چاه های P9 و P10 بسته شدند. البته در این زون به علت وجود سفره آبی، می توان این روش ازدیاد برداشت را به کار برد؛ حفر چاه تزریقی در این زون صرفه اقتصادی ندارد.

سناریوی تزریق آب: در این سناریو، برای جبران افت فشار مخزن، هفت چاه تزریقی حفر شد که دو چاه در زون ۱ و پنج چاه دیگر در زون ۲ که بزرگترین زون مخزن است قرار دارد. در این سناریو به علت تزریق آب، کاهش افت فشار دیده می شود که درنتیجه تولید گاز کاهش می یابد و چاه های P2 و P12 که در اثر تولید گاز در سناریو قبل بسته شده بودند، در این سناریو تا پایان به تولید خود ادامه می دهند. البته در بعضی از چاهها بعد از زمان میانگذر که تقریباً در حدود سال۲۰۰۸ بود، تولید آب اضافی مشکلاتی ایجاد کرد که چاههای P3و P5 به ترتیب در سال ۲۰۱۴ و ۲۰۱۸ بسته شدند.

سناریوی تزریق پلیمر: برای اینکه مشکلات تولید آب در سناریو قبل کمتر شود، از سیلابزنی پلیمر استفاده شد. در اثر جذب پلیمر در محیط متخلخل، غلظت پلیمر کاهش یافته و برای کم کردن اثر جذب، سه سناریو تعریف شده است:

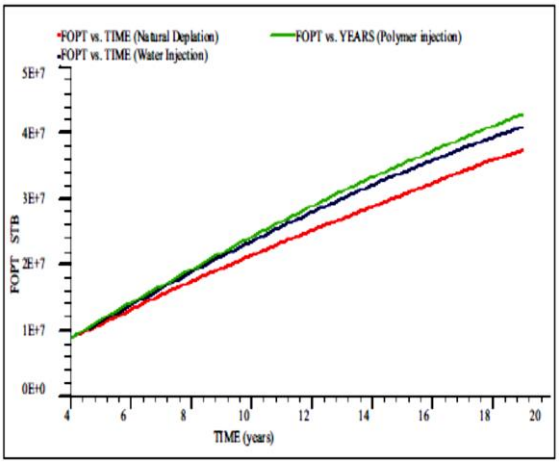
۱- تزریق با غلظت بهینه(۷lb/stb)

۲- تزریق با غلظت های بالاتر پلیمر(۱۷lb/stb)

۳- تزریق چند دوره پلیمر با غلظت بهینه. (۷lb/stb)به علت مشکلاتی که در تزریق با غلظت بالای پلیمر وجود دارد و نیز داشتن بالاترین بازدهی، سه اسلاگ پلیمر در سالهای ۲۰۰۴، ۲۰۱۰ و ۲۰۱۵ در مخزن تزریق شد.

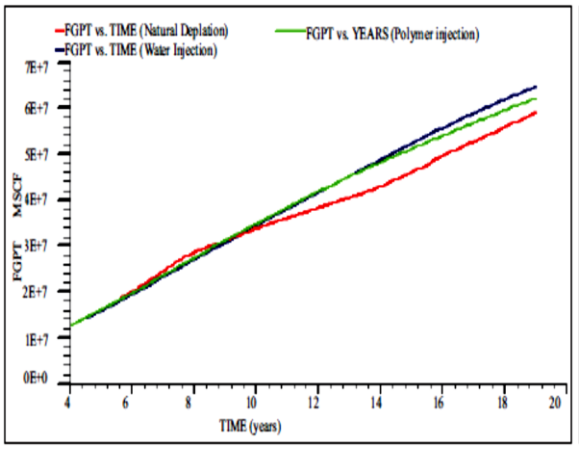
نتایج شبیه ساز

در شکل ۸ ، نفت تولیدی تجمعی مشاهده می شود که سناریو تزریق پلیمر با 42/9 MMSTB نفت بالاترین تولید را داراست و در سناریو تزریق آب و سناریو تخلیه طبیعی به ترتیب 40/8MMSTB و 37/4 نفت تولید شد.



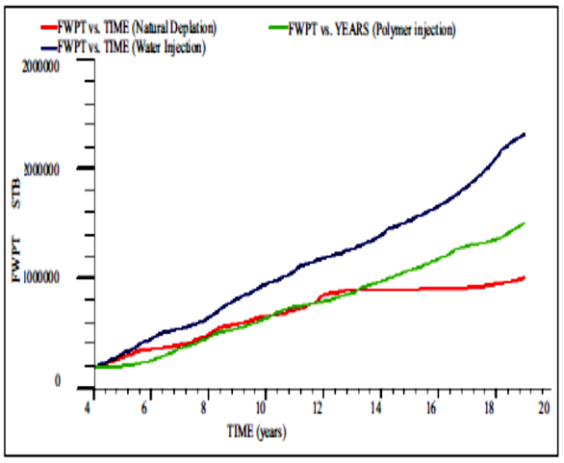
شکل۸ – مقایسه نفت تولیدی تجمعی در سه سناریو

تولید گاز تجمعی در شکل ۹ نشان داده شده است که این تولید در سناریو تخلیه طبیعی تا سال ۲۰۰۸ بیشتر می باشد ولی با بستن دو چاه در اثر تولید گاز بالا بیشتر از Mscf/STB ۱۰کمترین گاز تولیدی را دارا می باشد.



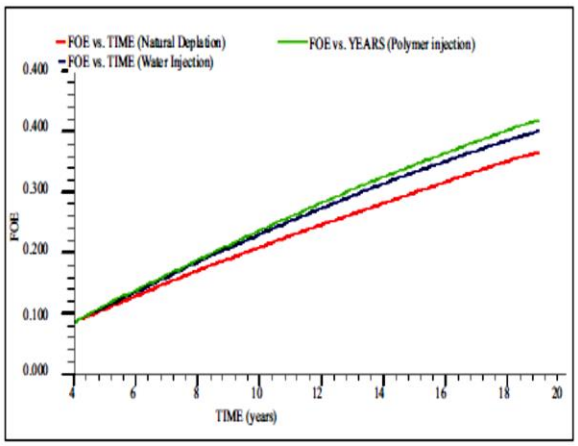
شکل۹- مقایسه گاز تولیدی تجمعی در سه سناریو

در شکل ۱۰ آب تولیدی تجمعی در سه سناریو مقایسه شده است که در سناریو تزریق آب بیشترین آب تولیدی را داریم.



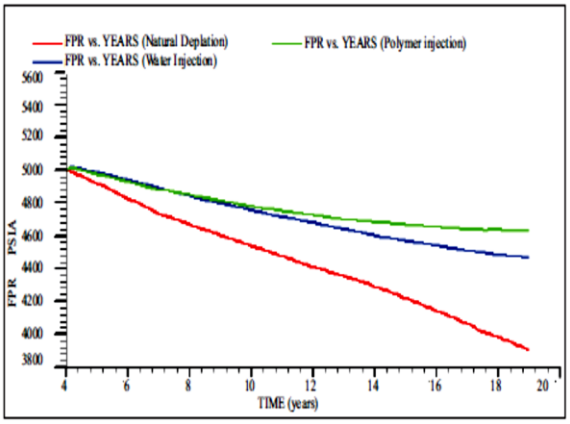
شکل ۱۰- مقایسه آب تولیدی تجمعی در سه سناریو

شکل ۱۱ نمودار بازیابی نفت را در سه سناریو نشان می دهد که در پایان سال 2018 در سناریوی تخلیه طبیعی 36/6 درصد، در سناریو تزریق آب ۴۰/۱ درصد و در سناریو تزریق پلیمر ۴۱/۹ درصد می باشد.



شکل۱۱- مقایسه بازیافت نفت در سه سناریو

در شکل ۱۲ روند افت فشار مخزن در سه سناریو نشان داده شده است که کمترین افت فشار در سناریو تزریق پلیمر دیده می شود و کمترین تولید سیال اضافی را دارد.



شکل۱۲ – مقایسه افت فشار مخزن در سه سناریو

همانطور که از نمودارهای مربوط به شبیه ساز می توان دریافت در بین سناریوهای تولید که شامل تخلیه طبیعی، تزریق آب و تزریق پلیمر در غلظت بهینه بدست آمده در مطالعات آزمایشگاهی، بیشترین بازیافت نفت و نفت تولیدی تجمعی و نیز کمترین افت فشار به ترتیب مربوط به سناریو تزریق پلیمر، تزریق آب و تخلیه طبیعی می باشد. همچنین میزان تولید تجمعی آب و گاز بعنوان عوامل نامطلوب نیز در سناریوی تزریق آب بیشتر از تزریق پلیمر می باشد.

نتیجه‌گیری

در این مقاله مطالعات آزمایشگاهی و شبیه سازی مربوط به تزریق پلیمر بعنوان یک ماده شیمیایی در یکی از مخازن نفتی جنوب غربی ایران بررسی گردید و نتایج آن با سناریوهای تزریق آب و نیز تخلیه طبیعی از مخزن مقایسه گردید. از آنجایی که تولید مواد پلیمر خود به تنهایی می تواند ملاحظات زیست محیطی را در پی داشته باشد و همچنین عدم تعیین و تزریق با غلظت بهینه پلیمر می تواند با برهم کنش موثر میان سنگ و سیال تزریقی در محیط متخلخل سنگ مخزن و نیز برهم کنش غیر موثر سیال تزریقی حاوی پلیمر با سیال تولیدی (نفت) در حضور سنگ مخزن و به تبع آن افزایش تراوایی نسبی سیال تزریقی نسبت به سیال تولیدی در محیط متخلخل سنگ مخزن بدلیل عدم تحقق ویسکوزیته مورد نیاز سیال تزریقی (محلول پلیمری) در طول فرآیند تزریق و کاهش نسبت تحرک پذیری بعنوان یک امر نامطلوب در تزریق پلیمر منجر به افزایش مواد پلیمری مورد نیاز جهت تزریق می گردد که علاوه بر افزایش هزینه های تزریق و غیر اقتصادی نمودن پروژه منجر به آثار سوء زیست محیطی در فرآیند تولید پلیمرها و نیز آثار مخرب در محیط متخلخل سنگ مخزن از طریق تخریب تراوایی سنگ مخزن بواسطه ته نشست پلیمرها در سنگ مخزن می گردد. همچنین استفاده از ذرات نانو رس و پوشش پلیمر استفاده شده (پلی اکریل آمید با درجه هیدرولیز ۲۵ درصد) منجر به کاهش جذب پلیمرها بر روی سطح سنگ و در نتیجه موثر بودن فرآیند تزریق پلیمر در کل منطقه تحت جاروب پلیمر در محیط متخلخل سنگ مخزن گردید. نتایج بدست آمده از مطالعات انجام شده در این مقاله به شرح ذیل می باشد:

-نانو کامپوزیت پلیمری استفاده شده در این مطالعه دارای ویسکوزیته بیشتری نسبت به پلیمر به تنهایی بود که غلظت های بهینه جهت ایجاد این نانو کامپوزیت پلیمری برای پلیمر ۵۰۰۰ ppm و برای نانو رس ۱۰۰۰ ppm بود.

-با توجه به آزمایشات سیلاب زنی مغزه با سه غلظت نانو کامپوزیت پلیمری ۵، ۷ و ۸ lb/stb؛ غلظت ۷ lb/stb بعنوان غلظت بهینه تزریق انتخاب گردید.

-سه سناریوی ازدیاد برداشت با تخلیه طبیعی، تزریق آب و تزریق پلیمر بررسی گردید. میزان نفت تجمعی تولید برای این سه سناریو به ترتیب برابر با ۳۷/۴ ، ۴۰/۸ و ۴۲/۹ MMSTB بود.

-بیشترین آب و گاز تجمعی تولیدی به ترتیب مربوط به سناریوهای تزریق آب، پلیمر و تخلیه طبیعی بود.

-بیشترین درصد بازیافت نفت در بین این سناریوها مربوط به تزریق پلیمر، آب و تخلیه طبیعی به ترتیب با ۴۱/۹، ۴۰/۱ و ۳۶/۶ درصد بود. همچنین کمترین افت فشار نیز به ترتیب مربوط به سناریوهای تزریق پلیمر، آب و تخلیه طبیعی می باشد.

منابع

-**Austad, T., Strand, S., Madland, M.,V., Puntervold, T., and Korsnes, R.I., (2008)**, «Seawater in Chalk:An EOR and Compaction Fluid», SPE-118431-PA 2008, SPEResEval&Eng 11 (4): 648–654.

ChuckKossack,SchlumbergerAdvisor,Denver.Colorado, (2012), «ECLIPSE Black Oil Simulator – Advanced Options:Low Salinity Water Flooding», Schlumberger Private.

- **-Fattahi, A.,Universiti Teknologi Malaysia, (November 2014),** «low salinity waterflooding in sandstone – a review», International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering.
- **-Geoffrey Thyne, SPE, PubuduGamage SPE,(30 October-2 November 2011)** ,« Evaluation Of The Effect Of Low Salinity Waterflooding For 26 Fields In Wyoming», SPE 147410-MS, Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA.
- -**Hiorth, A., Cathles, L., and Madland, M., (2010) ,** «The Impact of Pore Water Chemistry on Carbonate Surface Charge and Oil Wettability», Transport Porous Media 85 (1): 1–21.
- -**Jadhunandan, P.P.,(1990)** , «Effects of Brine Composition, Crude Oil and Aging Conditions onWettability and Oil Recovery», PhD dissertation, New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro, New Mexico.
- -**K. Skrettingland, Statoil; T. Holt, SPE, Sintef Petroleum Research; and M.T. Tweheyo ,(Number 2, 2011)** ,« Snorre Low Salinity Water Injection
- Coreflooding Experiments and Single-Well Field Pilot», SPE 129877-PA, Volume 14.
- -**RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., and Austad, T., (2009)** ,« Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms», Energy Fuels 23 (9): 4479–4485.
- -**Ruidiaz, E.M., Winter, A.,Trevisan, O.V., (27 April 2017),** «Oil recovery and wettability alteration in carbonates due to carbonate water injection»,Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.
- -**Zhang, P., Tweheyo, M.T., and Austad, T. ,(2007),** «Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca*P*2+*P*, Mg*P*2+*P* and SOR4RP2-P. Colloids Surf», A 301 (1–3): 199–208.

-

Investigation of Nano-particle in reduction of polymer adsorption on rock surface during reservoir flooding and reduction of optimum injected polymer concentration toward reservoir with an environmental approach

Majid Dastanian[1],Naser Akhlaghi Olghi[2], Seyed Jamal Sheykh Zakariyaee[3]

1- Chemical Engineering Department, Islamic Azad University, Omidiyeh Branch, Omidiyeh,Iran.

2- Petroleum Engineering Department, Islamic Azad University, Omidiyeh Branch, Omidiyeh, Iran.

3- Petroleum Engineering Department, Islamic Azad University,Tehran Science And Research Branch, Tehran, Iran.

Abstract

Today's the mostly of oil reservoirs specially Iranian south-west oil reservoirs due to production from these reservoirs are at their second half of life. Water or gas injection at secondary enhanced oil recovery (EOR) in order to stabilize or reduction of pressure depletion it will no longer be responsible for reducing production. Therefore, tertiary EOR methods are used to prevent the loss of production. One of the tertiary EOR methods is using chemical injections. Injection of chemicals into oil reservoirs is used to increase the viscosity of the injected fluid, to reduce the interfacial tension between the injected fluid and the fluid produced, as well as to change the wettability of the reservoir rock. One of these chemicals, which is mainly used in relatively high permeability reservoirs, is polymers that are used to increase the viscosity of the injected fluid and also increase the mobility ratio of the reservoir fluids. This leads to the relatively piston sweeping of the produced fluid in the reservoir and also the postponement of the moment to reach the breakthrough time. One of the main challenges in the injection of polymers into oil reservoirs is the absorption of these polymers on the reservoir rock, which in addition to reducing the polymer's effectiveness in the entire injection region, also increases the cost of injection. Therefore, in this study, the effect of nanoparticles in order to reduce the adsorption of polymers on the reservoir and therefore the less polymer needed to achieve a specific production in the reservoir and, consequently, to reduce the environmental damage in order to produce polymers and also to inject them into oil reservoirs have been dealt with. The results show a decrease in polymer adsorption by the nanoparticles studied.

Keywords: Polymer, Oil Extraction, Nanoparticle, Nuclear Absorption, Polymer Flooding.