

## شبیه سازی سیلابزنی پلیمری در یکی از مخازن نفتی ایران

دکتر ولی احمد سجادیان<sup>۱</sup>، دکتری مهندسی نفت، شرکت نفت و گاز اروندان

عبدالوحد حکمت زاده<sup>۲</sup>، دانشجوی کارشناسی ارشد مخازن نفت، دانشگاه علوم و تحقیقات تهران  
دکتر محمود همتی<sup>۳</sup>، دکتری مهندسی پلیمر، پژوهشگاه صنعت نفت

### چکیده

روش های ازدیاد برداشت پس از مراحل «تخلیه با انرژی طبیعی»<sup>۴</sup> با هدف افزایش تولید انجام می شود. سیلابزنی آب یکی از ساده ترین و ارزان ترین این روش ها بوده و کاربرد وسیعی در دنیا دارد. این روش به دلیل بروز پدیده «انگشتی شدن»<sup>۵</sup> و میان شکنی سریع ناشی از تحرک بیشتر آب نسبت به نفت، سبب تولید آب اضافی گردیده که هزینه زیادی در پی داشته و طول عمر اقتصادی چاه را کاهش می دهد. سیلابزنی پلیمر با افزایش گرانی آب و کاهش نسبت تحرک، موجب افزایش بازده جارویی مخزن و در نهایت افزایش بازیافت نفت می شود. در این پروژه، مطالعه شبیه سازی سیلابزنی پلیمر، در یکی از مخازن نفتی جنوب ایران انجام شده و خواص و غلظت بهینه 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.

**واژه های کلیدی** سیلابزنی پلیمر، نسبت تحرک پذیری، زمان میان گذر<sup>۶</sup>، غلظت بهینه پلیمر.

### مقدمه

و در آزمایش میدانی، ۱۸/۵٪ افزایش بازیابی نفت در تزریق پلیمر نسبت به تزریق آب را نشان می داد [۴].  
امروزه تحقیقات گسترده ای 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 «نانو کامپوزیت» حاصل مقاومت دمایی بالاتر و پایداری برشی بهتری در محیط متخلخل مخزن نسبت به پلیمر اولیه خواهد داشت [۵ و ۱].

آقای «اسکوج» (Skauge) در یک مطالعه آزمایشگاهی سیلابزنی با «ژل های پراکنده کلونیدی»<sup>۸</sup> (CDG) در مغزه، نشان داد که بازده جارویی میکروسکوپی توسط این نانو ذرات افزایش می یابد [۳].  
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 اقتصادی بوده و بهره وری پلیمر در این محدوده در بالاترین حد ممکن می باشد [۴]؛ بر همین اساس آزمایشاتی صورت گرفت تا غلظت بهینه تزریق برای شبیه سازی معین شود. در این کار تحقیقاتی، ابتدا پس از تهیه «نانو کامپوزیت» 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.

اصلاح سیلابزنی آب با هدف بالا بردن بازدهی نفت و کم کردن مشکلات تزریق، از دهه ۱۹۵۰ شروع شد. در مطالعات آزمایشگاهی، مناسب ترین 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 [۲].

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 گذشته به علت مسائل فنی و مالی، رویکرد استفاده از پلیمر (به همراه تزریق آب و گاز به مخزن نفتی) جهت کنترل تحرک و افزایش جارویی، کمتر مورد توجه قرار می گرفت. با افزایش قیمت نفت، ازدیاد برداشت نسبت به گذشته مفهوم ویژه تری یافته است که با افزایش کاربرد میدانی پلیمر، ضرورت مطالعات شبیه سازی سیلابزنی افزایش یافته است. در سال ۱۹۹۸ شرکت «ماراتن اویل»، ۱۷ عملکرد «سیلابزنی پلیمر» همراه با انسداد لایه با ژل پلیمر را در میدان نفتی SOB گزارش داد که در نتیجه آن تولید نفت به میزان ۳/۶۵ MMSStb افزایش یافت [۳]. همچنین یک تست پایلوت تزریق پلیمر «آلکالین سورفکتانت» در میدان Daqing گزارش شد که در آزمایشات «مغزه»<sup>۷</sup> و شبیه سازی عددی، ۲۰٪ افزایش بازیابی نفت



### ۱- مطالعه آزمایشگاهی

#### ۱-۱ رئولوژی

در این تحقیق، از «پلیمر اکریل آمید» هیدرولیز شده شرکت SNF با نام تجاری (SLOPAM 25CS) با درجه هیدرولیز ۲۵٪ و وزن مولکولی  $16 \times 10^6$  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 «نانو کامپوزیت» استفاده شد.

با افزایش غلظت نانوذرات خاک رس، ویسکوزیته و تنش برشی در نرخ‌های برش کم افزایش می‌یابد. این افزایش ویسکوزیته و تنش برشی می‌تواند ناشی از به‌وجود آمدن پیوندهای هیدروژنی بین اتم‌های اکسیژن خاک رس و پروتون‌های گروه «اکریل آمید» پلیمر باشد.

در شکل ۱، ویسکوزیته پلیمر در حضور  $1000 \text{ ppm}$  نانورس بررسی شده است. نتایج نشان می‌دهد که ویسکوزیته اندازه‌گیری شده توسط دستگاه رئومتر Anton Paar Rheolab QC در حضور نانورس به صورت قابل توجهی افزایش یافته است.

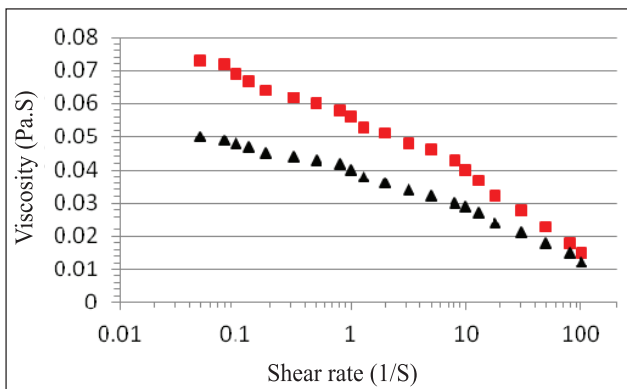
#### ۱-۲ غلظت بهینه تزریق پلیمر

لازمه یک شبیه‌سازی، استفاده از داده‌های منطقی و معتبر است. برای تعریف پلیمر مورد نظر در نرم‌افزار، در بخش قبل آزمایشاتی انجام پذیرفت و خواص رئولوژی پلیمر مطالعه گردید. برای انجام این آزمایش‌ها، از نمونه مغزه و «نفت مرده» مخزن استفاده گردید تا جواب‌ها دارای اعتبار کافی باشد. مغزه مورد استفاده برای این آزمایش  $4/2 \text{ cm}$  قطر و  $4/7 \text{ cm}$  طول دارد. برای

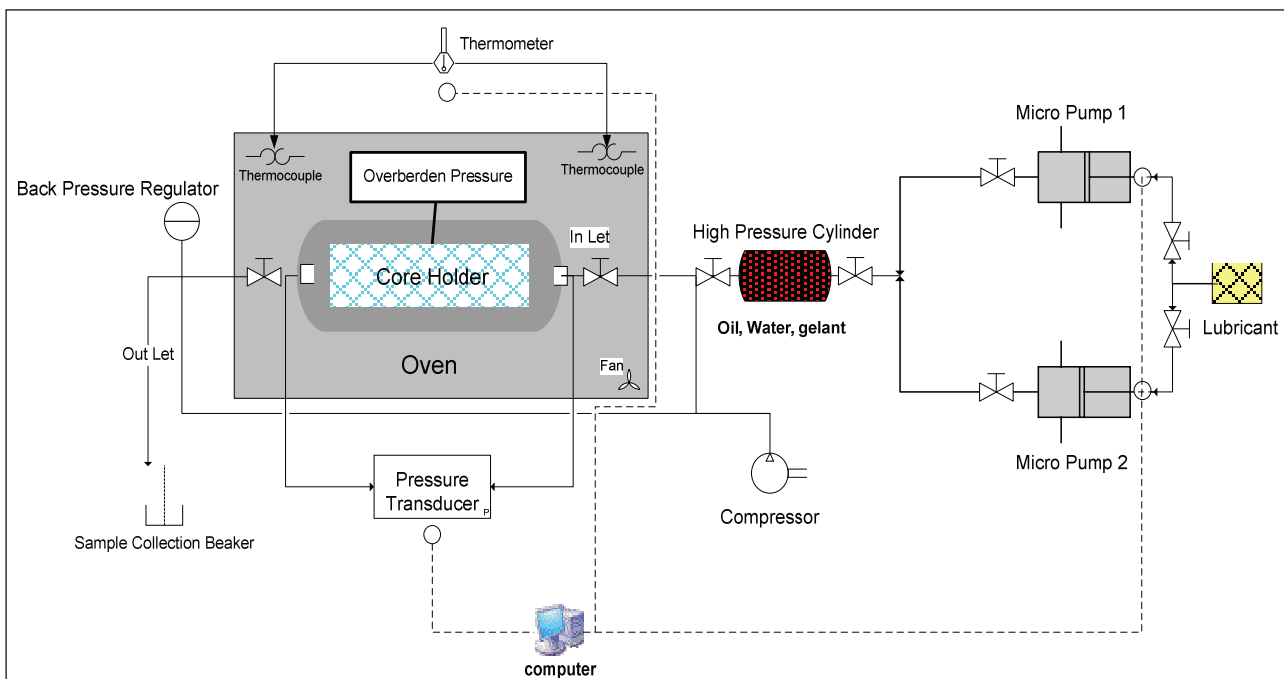
انجام هر آزمایش، مراحل زیر را به ترتیب انجام شد:  
۱. پس از آماده‌سازی، نمونه با نفت سیلابزنی شد تا اشباع نفت در نمونه برابر با  $0/8$  ( $S_o = 0/8$ ) شود. لازم به ذکر است که اشباع اولیه مخزن مدل شده  $0/8$  می‌باشد.

۲. آزمایش به گونه‌ای طراحی گردید که با استفاده از تغییر غلظت پلیمر، ضریب جارویی تغییر کرده و بازدهی‌های متفاوتی به دست آید، ابتدا در هر نمونه  $10 \text{ pv}^1$  آب با دبی  $6 \text{ cm}^3/\text{hr}$  تزریق گردید تا نشان دهنده برداشت اولیه و ثانویه در این نمونه از مخزن باشد.

۳. در این مرحله یک سیلابزنی پلیمری با حجم  $0/5 \text{ pv}$  پلیمر تزریق شد و به دنبال آن  $1/5 \text{ pv}$  آب به عنوان آب تعقیب کننده تزریق گردید. لازم به ذکر است که دبی در تمام مراحل ثابت و برابر با  $6 \text{ cm}^3/\text{hr}$  می‌باشد. این آزمایش‌ها



شکل ۱ | مقایسه ویسکوزیته پلیمر با نانو کامپوزیت پلیمر (غلظت پلیمر  $1000 \text{ ppm}$  و  $5000 \text{ ppm}$  غلظت نانورس)



شکل ۲ | نمای شماتیک از دستگاه Core flooding

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. همان طور که در شکل ۶ مشاهده می شود، این مخزن توسط سه گسل به چهار زون تقسیم شده و انتقال پذیری<sup>۱۱</sup> در این گسل ها در حدود یک دهم دیگر قسمت های مخزن می باشد. برای معتبر بودن داده های مدل، باید تطابق تاریخچه بررسی شود. در شکل ۷ تطابق تاریخچه فشار ته چاهی برای چاه P<sub>1</sub> جهت معتبر بودن پیش بینی مدل بررسی شده است. این تطابق تاریخچه در ۷ سال بوده و از سال ۱۹۹۷ تا سال ۲۰۰۴ می باشد.

## ۲-۲-۱ اجرای سناریو

### ۲-۲-۱-۱ سناریوی تخلیه طبیعی

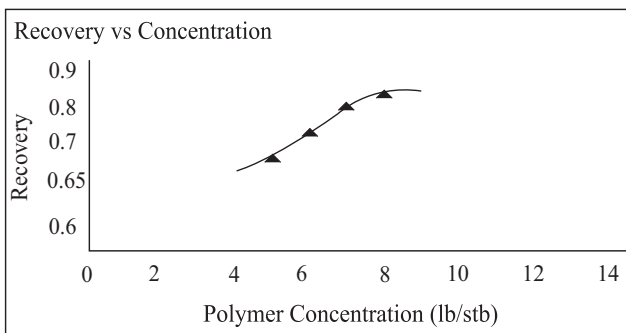
در این سناریو، به مدت ۱۵ سال تولید طبیعی مخزن با کنترل دبی تولید، بررسی شده است. در زون ۱ و ۲، مکانیسم تولید به ترتیب رانش گاز محلول و انبساط کلاهک گازی بوده و مشکل تولید گاز وجود دارد که به علت تولید گاز بالا باعث بسته شدن چاه های P<sub>2</sub> و P<sub>12</sub> می شود که می توان با کاهش افت فشار در 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

در دستگاه Core flooding انجام شد که نمای شماتیک آن در شکل ۲ دیده می شود. به دلیل استفاده از واحد lb/stb در نرم افزار eclipse برای غلظت پلیمر در این مقاله از این واحد استفاده گردید. در ادامه آزمایش برای سه غلظت ۶، ۷ و ۸ lb/stb تکرار شد که نتایج در شکل ۵ نشان داده شده است. همان طور که در این شکل (۵) دیده می شود، در غلظت های پایین مانند ۵ lb/stb 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 غلظت های 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.

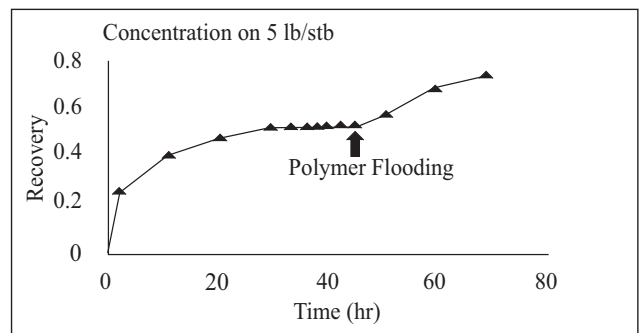
## ۲-۲ مطالعه شبیه سازی

### ۲-۲-۱ ساخت مدل

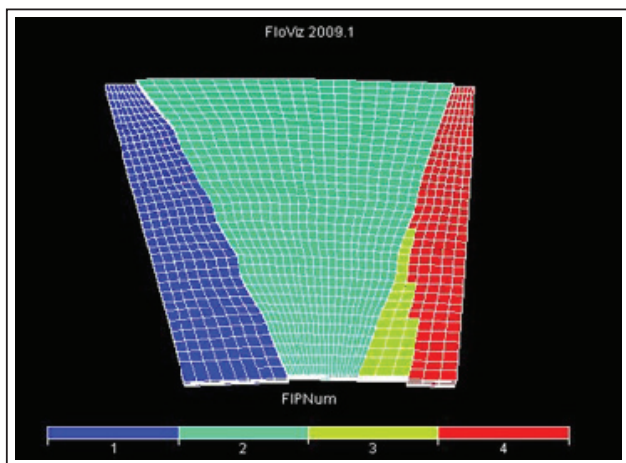
مخزن نفتی A در میدان B یک طاقدیس کشیده از جهت شمال غربی به جنوب شرقی است که در حدود ۷ کیلومتر طول، ۵ کیلومتر عرض دارد و طول لایه نفت آن ۱۲۳/۵ متر می باشد. این مخزن، دارای ۱۲ حلقه



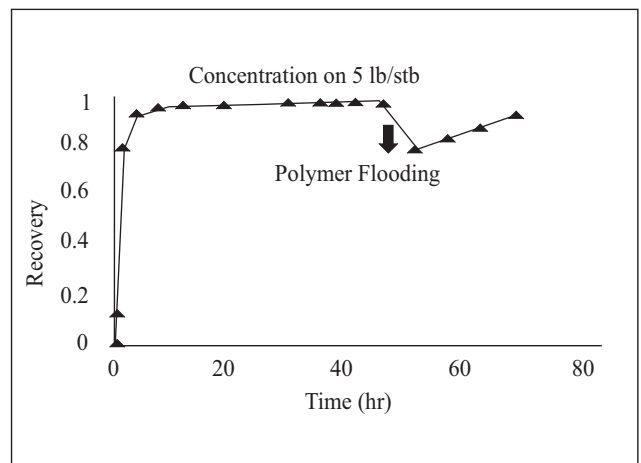
شکل ۵ | نمودار بازیابی به غلظت پلیمر برای تعیین بهترین غلظت



شکل ۳ | نمودار بازیابی به زمان تزریق آب و پلیمر در نمونه با غلظت ۵ lb/stb



شکل ۶ | نمایی از مدل مخزن



شکل ۴ | نمودار برش آب به زمان تزریق آب و پلیمر در نمونه با غلظت ۵ lb/stb



تاثیر سفره آبی چاه‌های  $P_9$  و  $P_{10}$  بسته شدند. البته در این زون به علت وجود سفره آبی، می‌توان این روش ازدیاد برداشت را به کار برد؛ حفر چاه تزریقی در این زون صرفه اقتصادی ندارد.

### ۲-۲-۲- سناریو 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 می‌شود که در نتیجه تولید گاز کاهش می‌یابد و چاه‌های  $P_2$  و  $P_{12}$  که در اثر تولید گاز در سناریو قبل بسته شده بودند، در این سناریو تا پایان به تولید خود ادامه می‌دهند. البته در بعضی از چاه‌ها بعد از زمان میانگذر که تقریباً در حدود سال ۲۰۰۸ بود، تولید آب اضافی مشکلاتی ایجاد کرد که چاه‌های  $P_3$  و  $P_5$  به ترتیب در سال ۲۰۱۴ و ۲۰۱۸ بسته شدند.

### ۲-۲-۳- سناریو 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 (Vlb/stb)

۲- تزریق با غلظت‌های بالاتر پلیمر (Vlb/stb)

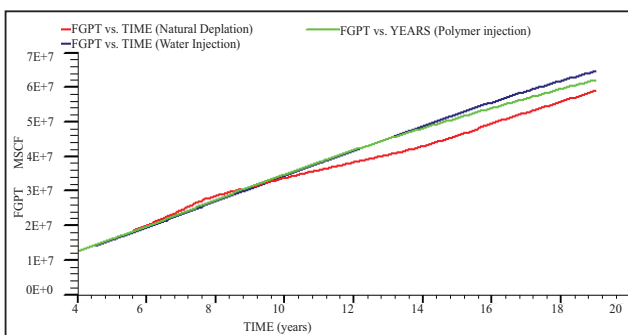
۳- تزریق چند دوره پلیمر با غلظت بهینه (Vlb/stb).

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.

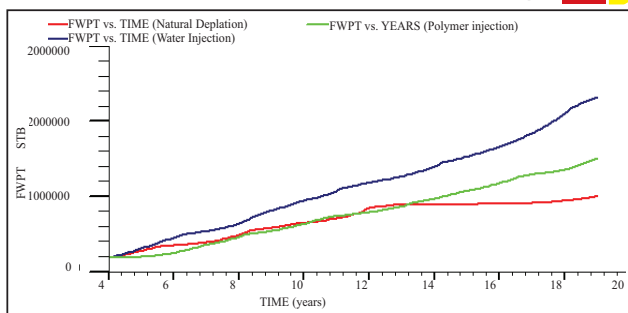
### ۳- نتایج شبیه ساز

در شکل ۸، نفت تولیدی تجمعی مشاهده می‌شود که سناریو تزریق پلیمر با ۴۲/۹ MMSTB نفت بالاترین تولید را داراست و در سناریو تزریق آب و سناریو تخلیه طبیعی به ترتیب ۴۰/۸ و ۳۷/۴ MMSTB نفت تولید شد. تولید گاز تجمعی در شکل ۹ نشان داده شده است که این تولید در سناریو تخلیه طبیعی تا سال ۲۰۰۸ بیشتر می‌باشد ولی با بستن دو چاه در اثر تولید گاز بالا (بیشتر از ۱۰ Mscf/STB) کمترین گاز تولیدی را دارا می‌باشد. در شکل ۱۰ آب تولیدی تجمعی

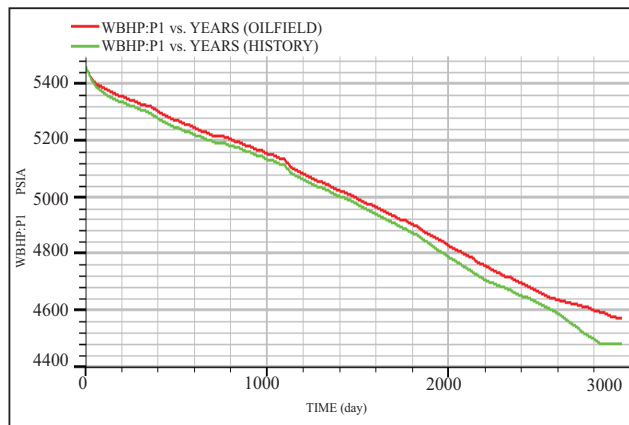
سناریو	بازده نفت
تزریق یک دوره با غلظت ۷ پوند بر بشکه (lb/stb)	۴۰/۲
تزریق یک دوره با غلظت ۱۷ پوند بر بشکه (lb/stb)	۴۰/۸
تزریق سه دوره متناوب با غلظت ۷ پوند بر بشکه (lb/stb)	۴۱/۸



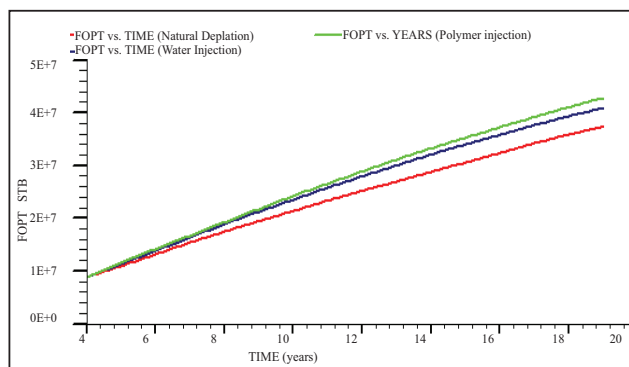
شکل ۷ | مقایسه گاز تولیدی تجمعی در سه سناریو



شکل ۸ | مقایسه نفت تولیدی تجمعی در سه سناریو



شکل ۹ | تطابق تاریخچه فشار ته چاهی برای چاه



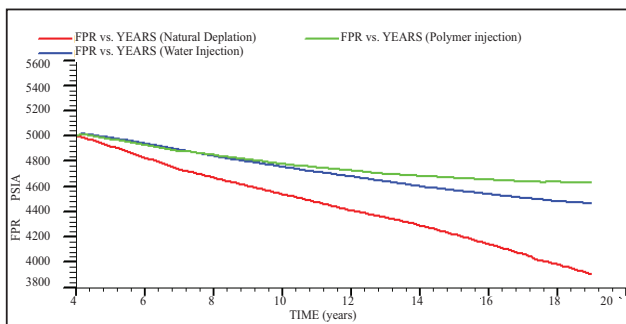
شکل ۱۰ | مقایسه آب تولیدی تجمعی در سه سناریو

۲. جذب پلیمر در محیط متخلخل باعث می‌شود که اثر تزریق پلیمر از بین رفته و با تزریق پلیمر در چند دوره این نقیصه برطرف می‌گردد.  
 ۳. برای کم کردن اثر جذب، از تزریق با غلظت‌های بالاتر پلیمر در شبیه‌سازی استفاده شد که نسبت به تزریق چند دوره پلیمر بازدهی کمتری داشت؛ در ضمن استفاده از غلظت‌های بالای پلیمر مشکلات زیادی در تزریق به وجود می‌آورد.  
 ۴. افزایش حجم تزریقی پلیمر هزینه‌های زیادی را دربر داشته و همچنین تاسیسات سطح الارضی را افزایش می‌دهد. در این مطالعه مشخص گردید که این افزایش حجم، افزایش بازیابی چشمگیری در پی ندارد.  
 ۵. استفاده از ذرات «نانو کامپوزیت» پلیمر علاوه بر این که باعث بالاتر رفتن مقاومت دمایی پلیمر می‌شود، باعث می‌شود که با استفاده از غلظت کمتر پلیمر، ویسکوزیته بالاتری به دست آید.  
 ۶. بالاترین بازدهی و کمترین تولید سیال اضافی در سناریو تزریق پلیمر دیده شد؛ طول عمر چاه‌ها در این سناریو بیشتر از سایر سناریوها می‌باشد.

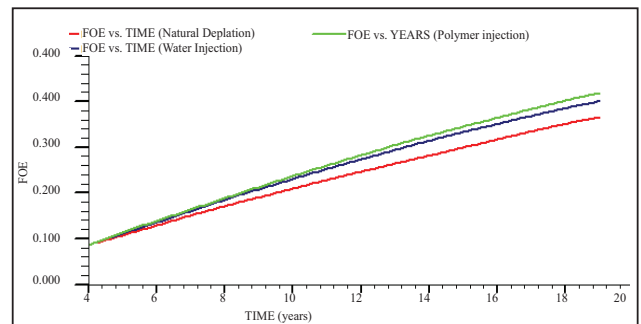
در سه سناریو مقایسه شده است که در سناریو تزریق آب بیشترین آب تولیدی را داریم. در سناریو تخلیه طبیعی، بعد از سال ۲۰۱۳ به علت بسته شدن چاه‌هایی که تولید آب می‌کنند، آب تولیدی کاهش یافته است. شکل ۱۱ نمودار بازیابی نفت را در سه سناریو نشان می‌دهد که در پایان سال ۲۰۱۸ در سناریوی تخلیه طبیعی ۳۶/۶، در سناریو تزریق آب ۴۰/۱ و در سناریو تزریق پلیمر ۴۱/۹ می‌باشد. در شکل ۱۲ روند افت فشار مخزن در سه سناریو نشان داده شده است که کمترین افت فشار در سناریو تزریق پلیمر دیده می‌شود و کمترین تولید سیال اضافی را دارد.

### نتیجه‌گیری

۱. با توجه به آزمایشات مغزه، یک محدوده برای غلظت تزریق وجود دارد که تزریق در بیرون این محدوده پیشنهاد نمی‌شود؛ در این تحقیق با توجه به آزمایشات، غلظت بهینه تزریق انتخاب شد.



شکل ۱۲ | مقایسه افت فشار مخزن در سه سناریو



شکل ۱۱ | مقایسه بازیافت نفت در سه سناریو

### پی‌نوشت‌ها

- |                          |                       |                              |
|--------------------------|-----------------------|------------------------------|
| 1. Vahidhekmat@gmail.com | 4. Natural Depletion  | 8. Colloidal Dispersion Gels |
| 2. Hemmatim@ripi.ir      | 5. Fingering          | 9. Dead oil                  |
| 3. Vasajjadian@gmail.com | 6. Break Through Time | 10. Pore volume              |
|                          | 7. Core               | 11. Transmissibility         |

### منابع

- [1] بهرامیان بهاره و موسوی مقدم عاصفه، بررسی تأثیر ذرات نانو رس «مونت موریلونیت» بر ژل پلیمرهای مورد استفاده در عملیات انسداد آب در مخازن نفت، مجله اکتشاف و تولید شماره ۶۸، خرداد ۸۹.
- [2] Slater G.E., Simulation of oil recovery by Polymer Flooding, SPE, Montreal, 1970.
- [3] Sydansk R.D., More Than 12 Years Experience with a Successful Conformance-Control Polymer-Gel Technology, Marathon Oil Co, 1998.
- [4] Cheng Jiecheng, Commercial test of ASP Flooding in Daqing Oil Field, SPE, 2008.
- [5] Churochkina N.A., Swelling and Collapse of the Gel Composites based on neutral and slightly charged Poly (Acrylamide) Gels containing Na-Montmorillonite, Elsevier, Polymer Gels and Networks 6 (1998).
- [6] Skauge Tormod, Nano-sized Particles for EOR, SPE, 2010.
- [7] WANG J., DONG M., A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery, SPE, 2007.