

# بررسی تاثیر قطر ذرات از پیش تشکیل شده ژل پلیمر (پلی اکریل آمید و استات کروم) در کاهش نامتجانس تراوایی

اقدس حیدری<sup>۱</sup>، محسن وفایی سفتی<sup>۱\*</sup>، ابراهیم واشقانی فراهانی<sup>۱</sup>، مهسا باغبان صالحی<sup>۲</sup> و حسن نادری<sup>۳</sup>

۱- دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

۲- پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه شیمی و مهندسی شیمی ایران، تهران، ایران

۳- گروه پژوهشی سیال مخزن، پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۶/۶/۴

تاریخ دریافت: ۹۶/۱/۳۱

## چکیده

در سال‌های اخیر انواع ژل‌ها برای کنترل تولید آب اضافی در چاه‌های نفت به کار می‌روند. استفاده از ذرات ژل از پیش تشکیل شده یکی از روش‌های مناسب برای بستن مسیر آب بدون بستن مسیر تولید نفت و مناطق دارای هیدروکربن است. در این پژوهش نوعی از ذرات ژل با استفاده از کوپلیمر پلی‌اکریل آمید سولفونه و شبکه‌ساز استات کروم (III) تهیه شد. روش آنالیز برش نوسانی با دامنه کوتاه برای بررسی استحکام، گرانروی ترکیبی و مدول ذخیره و ویسکوز نهایی ژل تهیه شده به کار رفت. گرانروی ترکیبی و مدول ذخیره نهایی ژل به ترتیب برابر  $5919 \text{ Pa}\cdot\text{s}$  و  $35/4 \text{ kPa}$  تعیین شد. برای بررسی عملکرد ذرات ژل در محیط متخلخل از آزمایش سیلاب‌زنی استفاده شد. همچنین برای مطالعه اثر اندازه ذرات در فشار تزریق و ضرایب مقاومت باقی‌مانده آب و نفت، دو اندازه مختلف از ذرات ژل (۶۳-۱۰۶ و  $106-188 \mu\text{m}$ ) در سیلاب‌زنی به کار رفت. مقدار شاخص کاهش نامتجانس تراوایی برای دو اندازه کوچک و بزرگ ذرات ژل به ترتیب برابر  $3/196$  و  $4/038$  و ضرایب مقاومت باقی‌مانده آب به ترتیب برابر  $41/42$  و  $53/22$  به دست آمد. نتایج نشان داد که اندازه ذرات ژل روی ضریب مقاومت باقی‌مانده آب موثرتر از ضریب مقاومت باقی‌مانده نفت است.

**کلمات کلیدی:** ذرات ژل از پیش تشکیل شده، کاهش نامتجانس تراوایی، کنترل تولید آب، اندازه ذرات ژل، اصلاح جریان در عمق.

## مقدمه

۲۵٪ آن شامل گاز و نفت است. این حجم تولید آب در مقایسه با نفت و مواد هیدروکربنی باعث افزایش هزینه‌ها در فرآیند استخراج می‌شود. از دهه ۱۹۷۰ تاکنون ژل‌های پلیمری برای حل مشکل تولید آب اضافی در چاه‌های نفت مورد استفاده قرار گرفته‌اند [۱].

در چاه‌های نفتی که از طول عمر تولید از آن‌ها بیش از دو الی سه دهه می‌گذرد، به طور متوسط ۷۵٪ از حجم سیالات برداشت شده آب بوده و تنها

مسیر آب به کار برده شوند: ۱- تزریق ژل از چاه تولیدی و بستن مسیرهای ورود آب به چاه تولیدی، ۲- تزریق ژل از چاه تزریق برای اصلاح الگوی جریان در عمق<sup>۵</sup> مخزن و افزایش بازده عملیات جاروب نفت در سیلابزنی آب [۱۳]. به طور کلی روش‌های ازدیاد برداشت در عمق مخزن از روش‌های نزدیک چاه تولید بسیار مؤثرترند، به‌ویژه در مخازنی که دارای لایه‌های پرتراوی پیوسته و جریان عرضی<sup>۶</sup> هستند. از آنجا که ژلانت‌های پلیمری گرانیروی بالایی دارند، برای استفاده در این عملیات مناسب نیستند. زیرا افزون بر لایه‌های پرتراوا و مجراهای آب، لایه‌های کم تراوا را نیز مسدود کرده و تراوایی آن‌ها را نیز کاهش می‌دهند. برای اصلاح تراوایی در عمق، باید از ژلانت‌هایی با گرانیروی مشابه آب استفاده کرد [۱۴]. وقتی که مخزن ناهمگن دارای جریان عرضی است، تزریق ژل در نزدیک چاه اثر چندانی روی بازده جاروب<sup>۷</sup> نفت ندارد؛ در حالی که تزریق آن در عمق مخزن یعنی در نقاط دور از چاه می‌تواند بازده جاروب نفت را افزایش دهد. شکل ۱ مسیر جریان سیلابزنی آب را در دو حالت بالا، در یک مخزن ناهمگن دارای جریان عرضی، نشان می‌دهد [۱۵-۱۶].

از دهه ۱۹۹۰، استفاده از ذرات ژل از پیش تشکیل شده<sup>۸</sup> (PPG) به‌عنوان یک روش جدید برای کنترل تولید آب در چاه‌های نفت مطرح شده است. ذرات PPG نوعی ابر جاذب پلیمری هستند که با خشک کردن توده ژل تشکیل شده و سپس با آسیاب و الک کردن آن‌ها تهیه می‌شوند [۱۵]. در فرآیند استفاده از PPG، ژل بیرون از چاه تهیه شده و سپس به مخزن تزریق می‌شود.

سامانه‌های ژل پلیمر معمولاً شامل یک محلول پلیمری و یک عامل شبکه‌ساز<sup>۱</sup> محلول در آب هستند. به محلول به‌دست آمده از آب، پلیمر و عامل شبکه‌ساز در اصطلاح ژلانت<sup>۲</sup> می‌گویند [۲-۳]. عامل شبکه‌ساز<sup>۳</sup> زنجیره‌های پلیمری را به یکدیگر متصل می‌کند و با گذشت زمان ساختار سه‌بعدی ژل تشکیل می‌شود. از انواع پلیمرهای طبیعی، سنتزی و کوپلیمرها برای ساخت ژل استفاده شده است [۳-۵]. موادی که به‌عنوان عامل شبکه‌کننده به کار می‌روند به دو دسته آلی و غیر آلی- تقسیم می‌شوند. عوامل شبکه‌ساز آلی، هنگام تشکیل ژل، پیوندهای کوالانسی با پلیمر تشکیل می‌دهند. عوامل شبکه‌ساز معدنی اغلب ترکیبات فلزی هستند، مانند استات کروم و کبالت، نیترات کروم و نیترات آلومینیم که پیوندهای یونی با مولکول‌های پلیمر تشکیل می‌دهند [۱-۵]. در استفاده از ژل‌های پلیمری به روش معمول، محلول ژلانت به چاه تزریق شده و ساختار سه‌بعدی ژل در نزدیک چاه تولید تشکیل می‌شود و مسیر حرکت آب را می‌بندد. از آن جا که در این روش فرآیند ژل شدن درون چاه انجام می‌گیرد این سامانه را ژل درجا<sup>۴</sup> می‌نامند [۱]. این ژل‌ها باید استحکام مناسبی در برابر تنش‌های برشی داشته باشند و زمان تشکیل آن‌ها قابل کنترل باشد [۶-۷]. در ژل‌های درجا واکنش تشکیل ژل تحت تاثیر دما، شوری، pH مخزن و تنش‌های برشی بوده و ترکیب درصد ژلانت نیز در تماس با مواد درون مخزن و آب سازند تغییر می‌کند [۸-۱۰]. همچنین عمق نفوذ آن‌ها به دلیل گرانیروی بالای ژلانت و لزوم کنترل زمان ژل شدن محدود است و امکان جذب پلیمر یا ژلانت روی سطح مخزن و رسوب پلیمر در شرایط نامناسب مخزن وجود دارد. از طرف دیگر این احتمال وجود دارد که در اثر اشتباه در فرآیند تزریق، ژل وارد مناطق شامل نفت شده و خرابی‌های جبران ناپذیری در چاه نفت به‌وجود آورد [۱۱-۱۲]. در عمل ژل‌ها به دو طریق می‌توانند برای بستن

1. Cross Linker

2. Gelant

3. Crosslinker

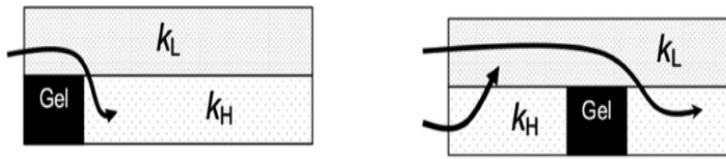
4. In Situ Gels

5. In-Depth Profile Modification

6. Cross Flow

7. Sweep Efficiency

8. Preformed Particle Gel



شکل ۱ مقایسه نحوه عملکرد ژل تزریق شده در نزدیک چاه (چپ) و در عمق مخزن (راست)، در مخزن ناهمگن با وجود جریان عرضی [۱۵]

را به سمت مناطق جاروب نشده منحرف می‌کنند. مقدار این فشار آستانه‌ای به نسبت اندازه ذرات به اندازه حفره‌ها و استحکام ذرات ژل بستگی دارد [۲۱-۲۳].

ثقفی و همکارانش [۲۱] عملکرد ذرات PPG را در بستر شنی ایجاد شده درون لوله‌های باریک مطالعه کردند. آن‌ها به این نتیجه رسیدند که با افزایش اندازه ذرات و شوری آب سازند عملکرد ذرات ژل برای کاهش تراوایی آب بهبود می‌یابد، ولی فشار تزریق ژل برای ذرات بزرگ‌تر افزایش قابل ملاحظه‌ای دارد. امکام و همکارانش [۲۳] با بررسی حرکت ذرات ژل را در طول یک بستر شنی به طول ۹۱/۴ cm، پی بردند که ذرات PPG توانایی نفوذ تا انتهای بستر را دارند و در جریان خروجی بستر دیده شدند. با این حال توزیع فشار تزریق در طول بستر به خواص تورمی و استحکامی ژل و اندازه حفره‌های بستر بستگی دارد و مقدار ذرات ژل به دام افتاده در بستر را با انتخاب این پارامترها می‌توان کنترل کرد. آن‌ها نتیجه گرفتند که ذراتی که به خوبی متورم شده‌اند تزریق‌شوندگی بهتری نسبت به ذرات ژل با تورم جزئی دارند، هر چند که اندازه ذرات ژل در اثر تورم بزرگ‌تر شده باشد. امکام و همکارانش [۲۴] در یک تحقیق دیگر امکان استفاده از ژل PPG را برای انسداد شکاف مطالعه کردند. آن‌ها برای این منظور ذرات ژل را داخل لوله‌های باریک با قطر ۱/۵ و ۳ mm (به‌عنوان شکاف) تزریق کرده و مقدار عبوردهی آب و نفت را قبل و بعد از تزریق ژل مطالعه کردند.

بنابراین، در استفاده از این ژل‌ها مشکلات زمان بندش ژل، اثرات ناشی از تنش‌های برشی روی واکنش ژل شدن، تغییر غلظت محلول ژلانته در مخزن و رقیق شدن آن با آب سازند، منتفی می‌شود [۱۷-۱۹].

ژل PPG برای اولین بار توسط بای و همکارانش پیشنهاد شده است [۱۱]. این پژوهشگران PPG را از مونومر اکریل‌آمید و عامل شبکه‌ساز  $N^2-N$  متیلن بیس اکریل آمید<sup>۱</sup> تهیه کردند. آن‌ها اثر غلظت پلیمر، شبکه‌ساز، آغازگر و افزودنی‌های دیگر را بر استحکام و ظرفیت تورم ذرات ژل تولید شده بررسی کردند. شبکه‌ساز یک گروه چند عاملی دارد که می‌تواند با گروه آمید در مونومر اکریل آمید کمپلکس تشکیل داده و ساختار سه‌بعدی ژل را ایجاد کند. در سال‌های اخیر، برای افزایش پایداری PPG در دما و شوری بالا مونومرهایی مانند وینیل پیرولیدون و اکریل‌آمیدو متیل پروپان سولفونیک سدیم<sup>۲</sup> (AMPSNa) و نانو ذرات خاک رس در تهیه آن‌ها به کار برده شده است [۲۰ و ۲۱]. ذرات ژل می‌توانند به همراه آب سازند به چاه تزریق شوند. آب دارای ذرات ژل، به دلیل گرانشی پایین، تزریق شوندگی خوبی داشته و بیش‌تر وارد لایه‌های پرتراوا می‌شود. این ذرات پس از مخلوط شدن با آب تا چندین برابر حجم اولیه خود متورم می‌شوند [۱۵]. هنگام تزریق، گرادیان فشار ایجاد شده سبب تغییر شکل ذرات ژل شده و آن‌ها را در محیط متخلخل مخزن به حرکت در می‌آورد. این ذرات تا زمانی که اختلاف فشار بیش‌تر از فشار آستانه‌ای باشد در مخزن نفوذ می‌کنند و پس از رسیدن به فشار آستانه‌ای حفره‌ها را می‌بندند و جریان سیلاب‌زنی

1.  $N,N'$ -Methylene Bisacrylamide

2. Acrylamido 2-Methylpropane Sulfonic Sodium Salt

### تهیه ذرات ژل از پیش تشکیل

#### مواد مورد نیاز

برای تهیه ذرات ژل از پلی‌اکریل‌آمید (خریداری شده از شرکت SNF فرانسه) با وزن مولکولی ۲ میلیون و درجه سولفوناسیون ۲۵٪، شبکه‌ساز استات کروم (III) (خریداری شده از شرکت Carlo Erba ایتالیا) و آب مقطر یک بار تقطیر شده استفاده شد. نفت خام از شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب تهیه شد و گرانیروی آن در دمای ۹۰°C برابر ۲/۸۵ cP بود.

#### روش تهیه

محلول پلیمر با غلظت ۴٪ و محلول شبکه‌ساز با غلظت ۲/۵٪ به‌طور جداگانه تهیه شده و با نسبت وزنی شبکه‌ساز به پلیمر برابر ۰/۰۷، توسط همزن مغناطیسی (Heidolph, Germany) به مدت ۱۰ min با هم مخلوط شدند. ژلانت تهیه شده برای مدت ۱۲ hr در آون ۹۰°C قرار گرفت تا توده ژل تشکیل شود. سپس ژل به قطعات ریز چند میلیمتری برش داده شده و در آون ۸۰°C به مدت ۲۴ hr خشک شد. در نهایت تکه‌های ژل حاصل در آسیاب گلوله‌ای مدل Fritsch پودر شده و دانه‌بندی شد.

#### بررسی خواص ویسکوالاستیک ژل تهیه شده

از دهه ۷۰ میلادی تاکنون از روش آنالیز برش نوسانی با دامنه کوتاه<sup>۲</sup> برای مطالعات رئولوژی سیالات ویسکوالاستیک استفاده می‌شود. در این روش برای اندازه‌گیری خاصیت ویسکوالاستیک مواد، تنش در طول یک کرنش برشی سینوسی اندازه‌گیری می‌شود [۳ و ۲۷-۲۸]. در فرآیند تشکیل ژل، مدول ذخیره<sup>۴</sup>، مدول ویسکوز<sup>۵</sup> و گرانیروی ترکیبی<sup>۶</sup> در طول مدت زمان تغییر حالت محلول ژلانت به ژل تغییر می‌کنند [۷ و ۲۷]. در این پژوهش تغییرات این پارامترها در طول فرآیند تشکیل ژل، با استفاده از

در تمام آزمایش‌های آن‌ها کاهش تراوایی آب بسیار بیشتر از کاهش تراوایی نفت بوده و نسبت کاهش تراوایی آب به کاهش تراوایی نفت با افزایش ویسکوزیته نفت، اندازه ذرات، استحکام ژل و پهنای شکاف افزایش یافته است. این خاصیت ژل، پدیده کاهش نامتجانس تراوایی<sup>۱</sup> (DPR) نامیده می‌شود که به معنی توانایی بستن بیشتر مسیر آب و کاهش تراوایی آن نسبت به تراوایی نفت است [۱ و ۲۵]. ژل PPG برای انسداد شکاف‌های خیلی پهن که ذرات ژل بتوانند به راحتی در آن حرکت کنند مناسب نبوده و ممکن است همراه سیال تولیدی از چاه تولید خارج شوند. همچنین این نوع ژل برای چاه‌هایی که دارای شکاف یا لایه‌های پر تراوا نیستند مناسب نیست. بنابراین انتخاب چاه مناسب با توجه به تراوایی لایه‌های مختلف سازند و همچنین انتخاب اندازه ذرات ژل متناسب با اندازه حفره‌های سازند بسیار مهم است [۱].

سامانه ژل پلیمری متشکل از پلیمر اکریل‌آمید و استات کروم (III) در پژوهش‌های پیشین به‌عنوان یک سامانه مناسب به‌عنوان ژل درجا مطرح شده است که دارای استحکام و پایداری لازم برای بستن مسیر آب در مخازن نفتی است. همچنین در هنگام تزریق آب و نفت خاصیت کاهش نامتجانس تراوایی از خود نشان می‌دهد. به عبارت دیگر، پس از تزریق این سامانه ژل، تراوایی آب چندین برابر بیشتر از نفت کاهش می‌یابد [۲۵-۲۷]. در این مطالعه، ژل PPG با استفاده از کوپلیمر پلی‌اکریل‌آمید سولفون که یک پلیمر سازگار با محیط زیست است و شبکه‌ساز استات کروم تهیه شد. سپس خواص رئولوژی آن با رئومتر دینامیک صفحه-صفحه<sup>۲</sup> مدل MCR 502 مورد بررسی قرار گرفت. همچنین عملکرد ذرات ژل در محیط متخلخل و کارایی آنها در کاهش تراوایی آب در مقایسه با تراوایی نفت، با آزمایش سیلاب‌زنی مطالعه شد. نتایج سیلاب‌زنی برای دو اندازه مختلف از PPG گزارش شده و اثر اندازه ذرات در عملکرد ژل مورد بحث و بررسی قرار گرفته است.

1. Disproportionate Permeability Reduction

2. Plate-Plate

3. Low Amplitude Oscillatory Shear

4. Storage Modulus

5. Loss Modulus

6. Complex Viscosity

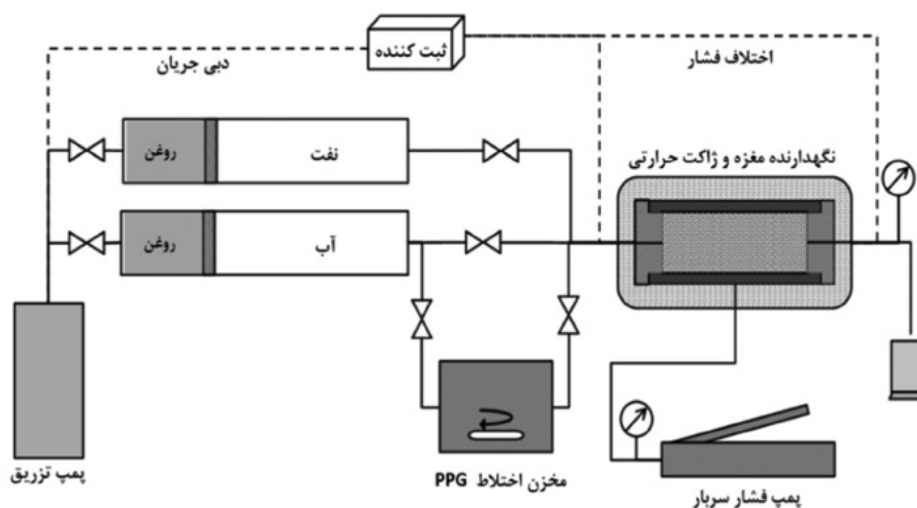
اختلاط PPG با آب سازند برای جلوگیری از ته نشینی ذرات، پمپ‌های تزریق (ساخت شرکت ازدیاد برداشت فارس) با قابلیت تزریق در دو حالت دبی و فشار ثابت (تزریق در محدوده ۰/۰۱ تا ۳۲ mL/min و حداکثر فشار ۱۰۰ bar)، پمپ اعمال کننده فشار سرپار (ENERPAC P-142) و مخازن انتقال دهنده سیال (آب و نفت) به مغزه.

برای انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی، بستری از ذرات شن از جنس سنگ کوارتز و با محدوده اندازه مش ۱۲ تا ۱۶ در قسمت نگهدارنده مغزه تهیه شده و دمای ژاکت گرمایی روی ۹۰°C تنظیم شد. پیش از تزریق سیال به بستر برای اطمینان از خروج هوای اضافی از بستر، بستر شنی تحت خلا قرار گرفت. همچنین آب سازند با شوری ۱۵۰۰۰۰ ppm در آزمایشگاه تهیه شده و در سیلاب‌زنی به کار رفت (جدول ۱).

رئومتر دینامیک (Anton Paar, Austria) MCR502 در دمای ۹۰°C و فشار ۱ atm اندازه‌گیری شده و مقادیر نهایی آن‌ها به‌عنوان خواص ویسکوالاستیک ژل گزارش شده است. به این ترتیب که مقداری از ژلانت در بین دو صفحه رئومتر (با قطر صفحات ۵۰ mm و فاصله ۱ mm) قرار داده شده و کرنش برشی ثابت و برابر ۱٪ با فرکانس برابر ۱ Hz به آن اعمال شد. برای بررسی استحکام ژل در برابر تنش‌های وارد بر آن آزمون روبش کرنش در فرکانس برابر ۱ Hz به عمل آمد.

### آزمایش سیلاب‌زنی بستر

به منظور بررسی عملکرد ژل در محیط متخلخل از دستگاه سیلاب‌زنی مغزه (شکل ۲) استفاده شد. قسمت‌های اصلی این دستگاه عبارتند از: نگهدارنده مغزه (طول ۷/۲ cm و قطر داخلی ۳/۶ cm)، ژاکت گرمایی برای کنترل دمای مغزه (با دقت ۱°C)، مخزن



شکل ۲ دستگاه سیلاب‌زنی مغزه

جدول ۱ ترکیب درصد آب سازند تهیه شده در آزمایشگاه

نوع یون	غلظت یون (ppm)
Na <sup>+</sup>	۴۵۴۵۷
K <sup>+</sup>	۱۴۱
Ca <sup>+2</sup>	۹۶۰۰
Mg <sup>+2</sup>	۱۹۳۵
Cl <sup>-</sup>	۹۲۹۸۵
TDS	۱۵۰۰۰۰

### تعیین تراوایی مطلق و تخلخل بستر شنی

برای تعیین تراوایی بستر، از معادله داریسی به صورت رابطه زیر استفاده شده است:

$$\frac{Q(\text{cm}^3/\text{sec})}{A(\text{cm}^2)} = \frac{k(\text{darcy}) \Delta P(\text{atm})}{\mu(\text{cp}) L(\text{cm})} \quad (1)$$

در این رابطه  $k$  ثابت تراوایی،  $\mu$  گرانشی سیال و  $\Delta P/L$  افت فشار جریان در طول بستر شنی هستند. مقدار  $k$  وقتی که تمام حفره‌های محیط متخلخل از یک نوع سیال پر شده باشند، تراوایی مطلق نامیده می‌شود و مستقل از نوع سیال است. با توجه به این معادله شیب نمودار دبی برحسب  $A\Delta P/\mu L$  برابر با مقدار تراوایی سنگ یا بستر برحسب داریسی خواهد بود [۱۱]. برای تعیین تراوایی مطلق بستر ابتدا سیال مورد نظر با دبی‌های ۱، ۲، ۴، ۶ و ۸ mL/min تزریق شده و اختلاف فشار دو سر بستر اندازه‌گیری شد. سپس با رسم نمودار خطی داریسی مقدار تراوایی در بستر به دست آمد. تخلخل بستر از طریق موازنه آب تزریق شده به بستر خشک و محاسبه مقدار حجم آب تجمع یافته در بستر که معادل حجم تخلخل است، تخمین زده شد. در هر تزریق با دبی ثابت برای اطمینان از یکنواخت شدن جریان، مقدار ۲ الی ۳ برابر حجم تخلخل از سیال‌های آب یا نفت تزریق می‌شد. برای تخمین اندازه حفره‌های بستر از رابطه گرازبک و کولینز [۲۹]:

$$D_{th} = 2 \times 1.15 \sqrt{(8K/\phi)} \quad (2)$$

که  $k$  تراوایی مطلق بستر،  $\phi$  تخلخل و  $D_{th}$  قطر حفره است.

### تزریق ذرات ژل به بستر شنی

مخلوط آب سازند و ذرات PPG در دو مرحله به بستر شنی تزریق شد. در هر مرحله مقدار ۲۰۰ cc آب دارای یک گرم از ذرات ژل (غلظت ۵۰۰۰ ppm) به کار رفت. مدت سه روز (براساس نتایج حاصل از آزمایش تورم در آب سازند) زمان داده شد تا ذرات ژل در اثر جذب آب متورم شوند و حفره‌های خالی بستر را پر کنند.

### تعیین تراوایی بستر پیش و پس از تزریق ژل

برای مطالعه عملکرد ژل در محیط متخلخل آزمایش سیلاب‌زنی مغزه طی مراحل زیر انجام شد:

۱- ابتدا تراوایی مطلق بستر و تخلخل آن به روش بیان شده در قسمت قبل تعیین شد.

۲- در مرحله بعد نفت با دبی‌های مختلف تزریق شده و مقادیر افت فشار در هر مورد اندازه‌گیری شد. مقدار تراوایی محاسبه شده با رابطه داریسی در این مرحله برابر تراوایی موثر بستر نسبت به نفت در سیرشدگی آب همزاد است.

۳- پس از تزریق نفت در بستر، تراوایی موثر نسبت به آب اندازه‌گیری شد. به این ترتیب که آب با دبی‌های متفاوت تزریق شده و به کمک رابطه داریسی، تراوایی موثر بستر نسبت به آب در درجه سیر شدن پسماند نفت به دست آمد.

۴- در این مرحله ذرات ژل از پیش تشکیل شده با آب سازند مخلوط شده و به درون بستر تزریق شد. ۵- تا سپری شدن زمان کافی برای تورم ذرات ژل، تزریقی انجام نشد. در این مدت دمای بستر در ۹۰ °C ثابت ماند.

۶- پس از تزریق ژل دوباره آب و نفت به بستر تزریق شده و تراوایی موثر نهایی آن‌ها به روش بیان شده در مراحل ۲ و ۳ تعیین شدند.

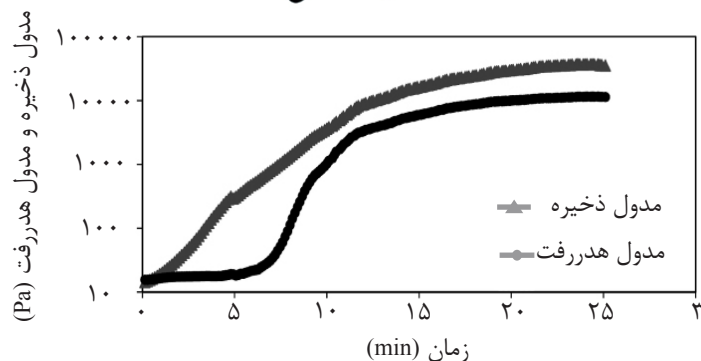
۷- مقدار ضریب مقاومت باقی‌مانده بستر نسبت به آب ( $RRF_w$ ) و نفت ( $RRF_o$ ) از تقسیم مقدار تراوایی موثر آن‌ها پیش از تزریق ژل، به مقدار تراوایی موثر آن‌ها پس از تزریق ژل، به دست آمد.

۸- در پایان هر آزمایش سیلاب‌زنی، شاخص کاهش نامتجانس تراوایی (DPR) با تقسیم  $RRF_w$  به  $RRF_o$  محاسبه شد.

### نتایج و بحث

#### خواص ویسکوالاستیک ژل تهیه شده

شکل ۳ تغییرات مدول ذخیره و مدول هدررفت را با زمان در کرنش برشی ثابت ۱٪ نشان می‌دهد.



شکل ۳ تغییرات مدول ذخیره و مدول هدررفت برحسب زمان در کرنش برشی ثابت و دمای ۹۰ °C

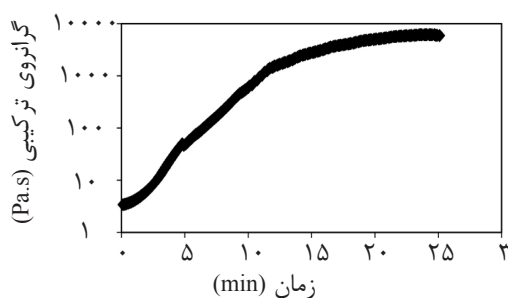
تنش‌های وارد بر آن است. خاصیت ویسکوالاستیک ذرات ژل سبب می‌شود که این ذرات در اثر تنش وارد بر آن‌ها در هنگام عبور از محیط متخلخل، تغییر شکل داده و پس از عبور از حفره‌ها دوباره به شکل اولیه خود بازگردند. به عبارت دیگر ذرات ژل مستحکم با الاستیسیته بالا کمتر شکسته شده و اندازه اولیه خود را در حین عبور از محیط متخلخل حفظ می‌کنند. همانطور که در نتیجه آزمون روبش کرنش در شکل ۵ دیده می‌شود نمونه ژل تا کرنش ۸۲/۶٪ در محدوده ویسکوالاستیک خطی قرار دارد و مدول ذخیره تا این کرنش تقریباً ثابت مانده است. سپس پس از یک افت جزئی در مدول ذخیره، در کرنش ۱۱۲۰٪ ژل به طور کامل پاره شده است. بنابراین این سامانه ژل پلیمری می‌تواند تا ۱۱۲۰٪ کشیده شود و ذرات ژل تهیه شده از آن دارای استحکام قابل قبولی برای عبور از داخل محیط متخلخل هستند.

#### بررسی اثر قطر ذرات PPG بر کاهش نامتجانس تراوایی

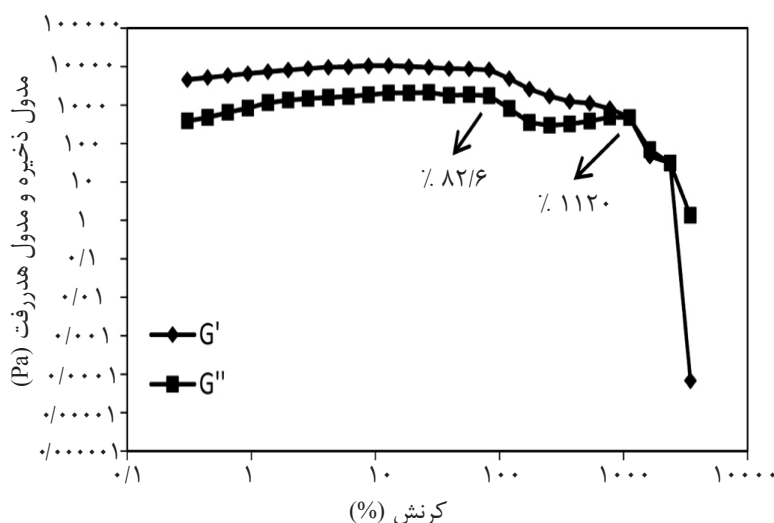
به منظور بررسی تاثیر اندازه ذرات PPG بر مقدار ضرایب مقاومت باقی‌مانده و شاخص DPR، آزمایش سیلابزنی با دو اندازه مختلف از ذرات PPG انجام شد. برای انجام این دو آزمایش ذرات PPG تهیه شده از پلی‌اکریل‌آمید و استات کروم با اندازه ذرات ۶۳ تا ۱۰۶ μm (اندازه S) و اندازه ذرات ۱۰۶ تا ۱۸۸ μm (اندازه L) به کار برده شدند.

همان‌گونه که دیده می‌شود، با گذشت زمان و تبدیل ژلانت به ژل مدول ذخیره افزایش یافته و در انتها در یک مقدار نهایی ثابت شده است. مقدار نهایی مدول ذخیره برابر ۳۵/۴ kPa است که در مقایسه با مدول ذخیره گزارش شده برای این سامانه در پژوهش‌های پیشین (۲۹/۹ kPa) بالاتر است [۷]. نتایج پژوهش‌های انجام شده نشان می‌دهند که با افزایش استحکام ژل، خاصیت DPR ژل افزایش می‌یابد [۲۳ و ۲۴]. بنابراین با استفاده از ژل با استحکام بالاتر می‌توان عملکرد ذرات ژل را در محیط متخلخل بهبود بخشید.

همان‌گونه که شکل ۴ نشان می‌دهد، گرانیروی ترکیبی با گذشت زمان افزایش یافته و به Pa.s ۵۹۱۹ رسیده است. این امر بیانگر تشکیل شبکه سه‌بعدی ژل است. افزایش گرانیروی ترکیبی از افزایش مدول‌های ذخیره و ویسکوز ناشی می‌شود. در ابتدا مقدار مدول ذخیره از مدول ویسکوز کمتر است. زیرا هنوز واکنش ژل شدن رخ نداده و ژلانت خواص مشابه محلول پلیمر دارد [۳۰]. با توسعه شبکه سه‌بعدی ژل، چگالی اتصال عرضی افزایش یافته و در نتیجه آن مدول ذخیره نیز روند افزایشی داشته است. با نزدیک شدن به انتهای واکنش، چگالی اتصال عرضی به مقدار نهایی خود رسیده و مدول‌های ذخیره و ویسکوز نیز ثابت شده‌اند. ثابت ماندن مدول‌ها تحت کرنش اعمال شده با گذشت زمان و بالاتر بودن مدول ذخیره از مدول ویسکوز بیانگر خواص ویسکوالاستیک ژل در برابر



شکل ۴ تغییرات گرانروی ترکیبی برحسب زمان در کرنش برشی ثابت و دمای ۹۰ °C



شکل ۵ تغییرات مدول ذخیره و مدول هدررفت برحسب کرنش در دمای ۹۰°C

آب و نفت پیش و پس از تزریق ژل در جدول ۲ گزارش شده است. ضرایب مقاومت باقی مانده آب و نفت به ترتیب برابر ۴۱/۴۲ و ۱۲/۹۶ به دست آمدند و شاخص DPR برابر ۳/۱۹۶ محاسبه شد (جدول ۲).

#### سیلابزنی ذرات PPG با اندازه L

در این آزمایش، مقدار تراوایی بستر شنی برابر D ۱۷/۹۶ و تخلخل آن ۲۶٪ اندازه گیری شد. اندازه حفره های بستر برابر ۵۳/۷  $\mu\text{m}$ ، نسبت قطر متوسط ذرات ژل خشک به اندازه حفره های برابر ۲/۷۴ و فشار پمپ برابر ۱۳ bar اندازه گیری شد که ۱/۸۵ برابر فشار تزریق در اندازه ذرات S بود. برای حرکت ذرات ژل در محیط متخلخل و عبور از درون حفره های آن باید فشار اعمال شده از فشار آستانه عبور ذرات بزرگتر باشد. فشار آستانه برای ذرات ژل متناسب با اندازه ذرات بوده و با افزایش اندازه ذرات افزایش می یابد.

#### سیلابزنی ذرات PPG با اندازه S

پس از تهیه بستر شنی، با تزریق آب سازند و موازنه آب تزریق شده، تخلخل بستر برابر ۲۶٪ اندازه گیری شد. با استفاده از روابط ۱ و ۲ مقدار تراوایی مطلق D ۱۷/۷۱ و اندازه حفره های بستر ۵۳/۳  $\mu\text{m}$  محاسبه شدند. همچنین مقدار تراوایی موثر نفت برابر ۱۴/۳۳ داری و تراوایی موثر آب در نفت باقی مانده برابر D ۱۰/۸۱ به دست آمد. سپس ذرات ژل با دبی ۳۲ mL/min به بستر تزریق شد. نسبت قطر متوسط ذرات ژل خشک به اندازه حفره های برابر ۱/۵۸ و فشار پمپ هنگام تزریق برابر ۷ bar بود. در مرحله دوم تزریق، ذرات ژل به مقدار کم در خروجی بستر مشاهده شد. تراوایی موثر نفت پس از تزریق ژل، برابر ۱۱۰۶ md و تراوایی موثر آب برابر ۲۶۱ md تعیین شد که بیانگر ۹۷/۶٪ کاهش در تراوایی آب پس از تزریق ژل است. نتایج افت فشار در تزریق



جدول ۲ بررسی عملکرد ذرات ژل در بستر شنی در آزمایش اول

پس از تزریق ژل				پیش از تزریق ژل			
تزریق نفت		تزریق آب		تزریق نفت		تزریق آب	
دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)	دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)	دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)	دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)
۱۴/۹۳	۷	۱۵/۳۱	۶	۱۵/۴۴	۰/۵۲۹	۱۵/۰۷	۰/۱۳۴
۱۰/۱۶	۴/۴	۱۵/۲۶	۴/۴	۱۵/۵۴	۰/۵۱۷	۱۰/۲۳	۰/۱۰۲
۸/۳۷	۳/۵	۱۰/۲۷	۳/۴	۹/۹۵	۰/۳۷۰	۱۰/۲۱	۰/۱۰۴
۵/۵۶	۲/۲	۸/۲۵	۱/۷	۷/۹۶	۰/۲۵۶	۸/۲۶	۰/۰۷۶
۳/۲۷	۱/۳	۵/۱۷	۱/۲	۵/۰۵	۰/۱۸۵	۵/۴۰	۰/۰۵۹
۱/۲۳	۰/۵	۳/۱۷	۰/۴	۳/۲۷	۰/۱۲۱	۳/۲۹	۰/۰۳۸
		۱/۱۴		۱/۵۹	۰/۰۹۰	۱/۳۷	۰/۰۲۴
$(K_o)_2 = 1/106 D$		$(K_w)_2 = 0/261 D$		$(K_o)_1 = 14/33 D$		$(K_w)_1 = 10/81 D$	
$RRF_o = (K_o)_1 / (K_o)_2 = 12/96$				$RRF_w = (K_w)_1 / (K_w)_2 = 41/42$			
$DPR = RRF_w / RRF_o = 3/196$							

باقی مانده آب و نفت در پژوهش ردیف آخر [۲۴] که عملکرد ذرات ژل در شکاف بررسی شده است، بسیار بالاتر از پژوهش‌های دیگر است. زیرا در این مورد ذرات ژل در لوله‌های باریک فاقد بستر شنی تزریق شده و تراوایی اولیه بسیار بالا بوده است. تفاوت زیاد در فشارهای تزریق ذرات ژل، ناشی از اختلاف‌های موجود بین ابعاد بستر، دبی تزریق و خواص استحکامی ذرات ژل و اندازه آن‌هاست. ضریب مقاومت باقی مانده نفت در این دو آزمایش سیلاب‌زنی به ترتیب برابر ۱۲/۹۶ و ۱۳/۱۸ بود که تنها ۲٪ افزایش داشته است. هنگام عبور نفت از بستر، ذرات ژل مقداری از آب تورم خود را از دست داده و مسیری برای حرکت نفت باز کرده‌اند. شکل ۶ نشان می‌دهد که ضریب مقاومت باقی مانده آب و شاخص DPR به اندازه ذرات ژل وابسته بوده و با افزایش اندازه ذرات افزایش یافته‌اند. افزایش اندازه ذرات، افزایش ضریب باقی مانده نفت را نیز در پی داشته است، ولی مقدار آن در مقایسه با دو مورد مذکور کمتر است.

نسبت افزایش فشار تزریق با نتایج گزارش شده در پژوهش‌های پیشین همخوانی دارد [۲۱، ۲۳ و ۲۴].

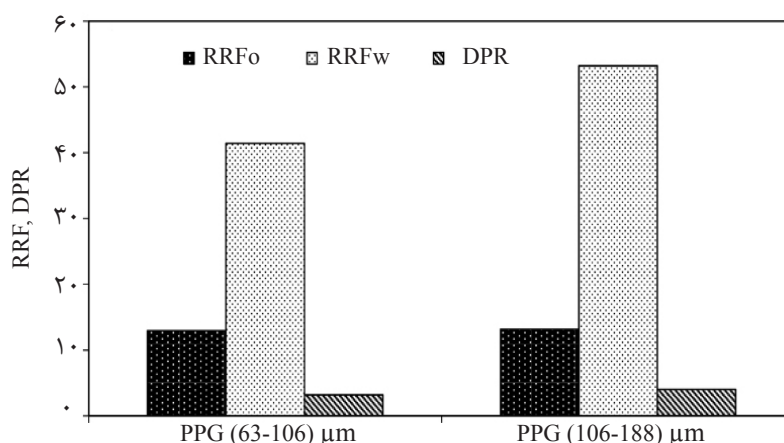
نتایج تراوایی آب و نفت پیش و پس از تزریق ژل و ضریب مقاومت باقی مانده برای آب و نفت در جدول ۳ آورده شده است. نتایج نشان می‌دهد که با افزایش ۱/۷۴ برابر اندازه ذرات ژل، شاخص DPR از ۳/۱۹۶ تا ۴/۰۳۸ افزایش یافته است. در تزریق ذرات ژل درشت‌تر انسداد بهتری حاصل شده است. بنابراین مقدار ضریب مقاومت باقی مانده آب نسبت به آزمایش اول ۲۸/۵٪ افزایش داشته و از ۴۱/۴۲ به ۵۳/۲۲ رسیده است. یعنی با استفاده از ذرات ژل ۱/۷۴ برابر درشت‌تر مقدار مقاومت باقی مانده تقریباً متناسب با ریشه دوم نسبت اندازه ذرات یعنی تا حدود ۱/۲۹ برابر افزایش داشته است. خلاصه‌ای از نتایج حاصل از این پژوهش و نتایج پژوهش‌های مشابه برای مقایسه در جدول ۴ آورده شده است. در پژوهش‌های پیشین نسبت افزایش مقدار مقاومت باقی مانده آب با اندازه ذرات ژل، گاهی برابر نسبت اندازه ذرات [۲۱] و در مواردی مجذور نسبت اندازه ذرات گزارش شده است [۲۳]. مقدار ضرایب مقاومت

جدول ۳ بررسی عملکرد ذرات ژل در بستری شنی در آزمایش دوم

پس از تزریق ژل				پیش از تزریق ژل			
تزریق نفت		تزریق آب		تزریق نفت		تزریق آب	
دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)	دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)	دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)	دبی (mL/min)	اختلاف فشار (psi)
۱۱/۹۸	۵/۳	۵/۸۳	۲/۹	۸/۶۸	۰/۲۶۵	۷/۱۰	۰/۰۶۹
۱۰/۳۵	۴/۴	۴/۹۸	۲/۳	۶/۱۱	۰/۲۱۶	۴/۱۷	۰/۰۴۱
۷/۴۴	۳/۲	۲/۹۹	۱/۷	۵/۰۶	۰/۱۸۵	۳/۹۷	۰/۰۳۵
۵/۵۷	۲/۶	۱/۳۰	۰/۸۵	۳/۱۹	۰/۱۲۰	۲/۳۷	۰/۰۲۱
۳/۲۹	۱/۸	۱/۱۰	۰/۸۴	۱/۱۹	۰/۰۴۹	۱/۹۸	۰/۰۱۸
۱/۳۰	۰/۸					۱/۱۴	۰/۰۱۳
$(K_o)_2 = 1/116 D$		$(K_w)_2 = 0/205 D$		$(K_o)_1 = 14/71 D$		$(K_w)_1 = 10/91 D$	
$RRF_o = (K_o)_1 / (K_o)_2 = 13/18$				$RRF_w = (K_w)_1 / (K_w)_2 = 53/22$			
$DPR = RRF_w / RRF_o = 4/038$							

جدول ۴ خلاصه‌ای از نتایج سیلاب‌زنی در مقایسه با نتایج گزارش شده در مراجع

DPR	$RRF_o$	$RRF_w$	تخلخل	تراوایی بستر	فشار تزریق	دبی تزریق PPG	استحکام	اندازه ذرات PPG	ابعاد بستر	
			%	Darcy	psi	ml/min	Pa	$\mu m$	cm	
۳/۱۹۶	۱۲/۹۶	۴۱/۴۲	۲۶	۱۷/۷۱	۱۰۱/۵۳	۳۲	۳۵۴۰۰	۱۰۶-۶۳	قطر=۳/۶	کار حاضر
۴/۰۳۸	۱۳/۱۸	۵۳/۲۲	۲۶	۱۷/۹۶	۱۸۸/۵۵	۳۲		۱۸۸-۱۰۶	طول=۷/۲	
-	-	۲۹	۳۹	۱۳۷	۴/۵	۰/۱	-	۴۴-۳۷	قطر=۰/۷ طول=۵۱	مرجع ۲۱
-	-	۳۵	۳۹/۵	۱۳۷	۵	۰/۱	-	۶۳-۴۴		
-	-	۴۱	۴۰	۱۳۷	۵/۵	۰/۱	-	۷۴-۶۳		
-	-	۷۹	۳۹	۱۳۷	۱۰/۳	۰/۱	-	۱۰۵-۷۴		
	-	۱۷۹	-	۲۶/۵	۱۶۸۰	۲	۸۷۰	۷۵	قطر=۲/۵	مرجع ۲۳
	-	۷۰۶	-	۲۶/۵	۲۵۸۹/۵	۲		۱۵۰	طول=۹۱/۴	
۱۰۰	۲۰۰	۲۰۰۰۰	۱۰۰	-	۶۵	۳/۰۲۵۶	۱۳۰۰	۱۵۰-۱۲۵	قطر=۰/۳۰۵	مرجع ۲۴
۱۸۰	۵۰۰	۹۰۰۰۰	۱۰۰	-	۷۱	۳/۰۲۵۶		۸۵۰-۶۰۰	طول=۱۵۲/۴	



شکل ۶ مقایسه نتایج سیلاب‌زنی برای دو اندازه از ذرات ژل

### نتیجه‌گیری

در این پژوهش نوعی ذرات ژل از پیش تشکیل شده با استفاده از سامانه ژل پلیمری پلی‌اکریل آمید/ استات کروم تهیه شده و خواص ویسکوالاستیک آن با رئومتر دینامیک بررسی شد. نتایج نشان داد که ژل تهیه شده دارای مدول ذخیره بالایی بوده و در هنگام عبور از محیط متخلخل می‌تواند نیروهای کششی و برشی اعمال شده بر آن را تحمل کرده و بدون شکسته شدن ضمن تغییر شکل از داخل حفره‌های کوچک‌تر از اندازه خود عبور کند. البته هر چه استحکام ژل بالاتر باشد فشار لازم برای تزریق ذرات ژل بالاتر خواهد بود، زیرا برای غلبه بر نیروی الاستیسیته ژل برای تغییر شکل آن هنگام عبور از داخل حفره‌ها نیروی فشاری بیشتری لازم است. همچنین با بررسی عملکرد ذرات ژل در یک بستر متخلخل برای دو اندازه مختلف از ذرات ژل، نتایج زیر به دست آمد:

۱- ذرات ژل تهیه شده خاصیت کاهش نامتجانس

تراوایی از خود نشان داده و تراوایی موثر آب را در بستر شنی چند برابر بیشتر از تراوایی موثر نفت کاهش دادند.

۲- نتایج نشان داد که فشار تزریق، ضرایب مقاومت باقی‌مانده آب و نفت و شاخص کاهش نامتجانس تراوایی به اندازه ذرات ژل تزریق شده وابسته است.

۳- فشار تزریق و ضرایب مقاومت باقی‌مانده آب و نفت با افزایش اندازه ذرات ژل افزایش یافتند.

۴- افزایش مشاهده شده در مقدار ضریب مقاومت باقی‌مانده نفت تا حد زیادی کمتر از افزایش ضریب مقاومت باقی‌مانده آب بود. به همین دلیل ذرات ژل درشت‌تر عملکرد بهتری را از نظر کنترل تولید آب از خود نشان دادند و شاخص کاهش نامتجانس تراوایی در این ذرات بالاتر بود.

۵- برای استفاده از ذرات ژل از پیش تشکیل شده در مخازن نفتی، انتخاب صحیح اندازه ذرات آن به‌عنوان یک عامل مهم برای تزریق شونده‌گی بهتر و کاهش قابل توجه در تولید آب ضروری است.

### مراجع

- [1]. Bai B., Zhou J. and Yin M., "A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control," Petroleum Exploration and Development, Vol. 42, No. 4, pp. 525-532, 2015.
- [2]. Al-Muntasheri A., Zitha L.J. and Nasr-El-Din A., "A new organic gel system for water control, a computed tomography study," SPE 129659, SPE J., pp. 197-207, 2010.

- [3]. Aalaie J., "Viscoelastic properties of polyacrylamide nanocomposite hydrogels prepared in electrolyte media: effect of gelant volume," J. Pet. Sci. Technol., Vol. 6, No. 1, pp. 80-87, 2016.
- [4]. Reddy B. R., Eoff L., Dalrymple E. D., Black K., Brown D., and Rietjens M., "A natural polymer-based cross-linker system for conformance gel systems," SPE J., Vol. 8, No. 2, pp. 99-106, 2003.
- [5]. Arjmand O., Ahmadi M. and Hosseini L., "An overview of the polymer gel technique to improve the efficiency of water flooding into oil reservoirs (with introduction of a new polymer)," Int. J. Chem. Pet. Sci., Vol. 2, No. 1, pp. 1-9, 2013.
- [6]. Sengupta B., Sharma V. P. and Udayabhanu G., "Gelation studies of an organically cross-linked polyacrylamide water shut-off gel system at different temperatures and pH," J. Pet. Sci. Eng., Vol. 81, pp. 145-150, 2012.
- [7]. Baghban Salehi M., Vasheghani-Farahani E., Vafaie Sefti M., Mousavi Moghadam A. and Naderi H., "Rheological and transport properties of sulfonated polyacrylamide hydrogels for water shutoff in porous media," Polymer Adv. Tech., Vol. 25, pp. 396-405, 2014.
- [8]. Yadav U. S. and Mahto V., "Investigating the effect of several parameters on the gelation behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide-hexamine-hydroquinone gels," Ind. Eng. Chem. Res., Vol. 52, No. 28, pp. 9532-9537, 2013.
- [9]. Baghban salehi M., Vafaie sefti M., Mousavi Moghadam A. and Dadvand Koohi A. "Study of salinity and pH effects on gelation time of a polymer gel using central composite design method," J. Macromol. Sci. Part B, Vol. 51, pp. 438-451, 2012.
- [10]. Aalaie J. and Youssefi M., "Study on the dynamic rheometry and swelling properties of the polyacrylamide/laponite nanocomposite hydrogels in electrolyte media," J. Macromol. Sci. Part B, Vol. 51, pp. 1027-1040, 2012.
- [11]. Bai B. and Zhang H., "Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow," SPE 129908-PA, SPE J., pp. 388-400, 2011.
- [12]. Bai B., Wei M. and Liu Y., "Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control," Oil and Gas Science and Technology, Vol. 67, No. 6, pp. 941-952, 2012.
- [13]. El-karsani K. S. M., Al-Muntasheri G. A. and Hussein I. A., "Polymer systems for water shutoff and profile modification: a review over the last decade," SPE-163100-PA, Vol. 19, No. 1, pp. 135-149, 2014.
- [14]. Seright R. S., Zhang G., Akanni O. O. and Wang D., "A comparison of polymer flooding with in-depth profile modification," J. Canadian Petroleum Technology, pp. 393-402, 2012.
- [15]. Bai B., Huang F., Liu Y. and Wang Y., "Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion," SPE 113997, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, USA, April 2008.
- [16]. Elsharafi M.O. and Bai B., "Influence of strong preformed particle gels on low permeable formations in mature reservoirs," Pet. Sci., Vol. 13, pp. 77-90, 2016.
- [17]. Bai B., Wei M. and Liu Y., "Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology," SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, United States, pp. 506-522, March 2013.

- [18]. Yao C., Lei G., Li L. and Gao X., "Selectivity of pore-scale elastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent," Energy and Fuels, Vol. 26, No. 8, pp. 5092-5101, 2012.
- [19]. Weiqing Q., "The application of performed particle gel for water shutoff and flooding in severe heterogeneous reservoir," Advances in Petroleum Exploration and Development, Vol. 9, No. 1, pp. 92-97, 2015.
- [20]. Durán-Valencia C., Bai B., Reyes H., Fajardo-López R., Barragán-Aroche F. and López-Ramírez S., "Development of enhanced nanocomposite preformed particle gels for conformance control in high-temperature and high-salinity oil reservoirs," Polymer Journal, Vol. 46, No. 5, pp. 277-284, 2014.
- [21]. Saghafi H.R., Emadi M.A., Farasat A., Arabloo M. and Naderifar A., "Performance evaluation of optimized preformed particle gel (ppg) in porous media," Chem. Eng. Res. Des., Vol. 112, pp. 175-189, 2016.
- [22]. Abdalbaki M., Huh Ch., Sepehrnoori K., Delshad M. and Varavei A., "A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes," J. Pet. Sci. Eng., Vol. 122, pp. 741-753, 2014.
- [23]. Imqam A., Bai B. and Delshad M., "Preformed particle gel propagation through super-k permeability sand and its resistance to water flow during conformance control," SPE-176429-MS, SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Indonesia, October 2015.
- [24]. Imqam A., Bai B., Xiong Ch., Wei M., Delshad M. and sepehrnoori K., "Characterization of disproportionate permeability reduction of particle gels through fractures," SPE-171531-MS, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Australia, October 2014.
- [25]. Mousavi Moghadam A., Vafaie Sefti M., Baghban Salehi M. and Naderi H., "Bulk and rheological properties of polyacrylamide hydrogels for water shutoff treatment," Korean J. Chem. Eng., Vol. 31, No. 3, pp. 532-539, 2014.
- [26]. Wang J., AlSofi A.M. and AlBoqmi A.A., "Development and evaluation of gel-based conformance control for a high salinity and high temperature carbonate," SPE-179796-MS, SPE/EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Oman, March 2016.
- [27]. Dadvand Koohi A., Vafaie Sefti M., Zarrin Ghalam A., Mousavi Moghadam A. and Zanjani Sabet S., "Rheological characteristics of sulphonated polyacrylamide/chromium triacetate hydrogels designed for water shut-off," Iranian Polymer J., Vol. 19, No. 10, pp. 757-770, 2010.
- [28]. Vafaie Sefti M., Rafihpour S. M., Haghtalab A., Razzaghi Kashani M. and Salimi F., "Investigation of rheological properties and performance of polymeric gel systems in high temperature reservoirs," Petroleum Research, Vol. 22, No. 69, pp. 3-16, 2012.
- [29]. Gruesbeck C. and Collins R.E., "Entrainment and deposition of fine particles in porous media," SPE J., pp. 847-856, 1982.
- [30]. Al-Muntasheri G.A., Hussein I.A., Nasr-El-Din H.A. and Amin M.B., "Viscoelastic properties of a high temperature crosslinked water shutoff polymeric gel," J. Pet. Sci. Eng., Vol. 55, pp. 56-66, 2007.