

بررسی رفتار دوگانه هیدروژل‌ها در برابر آب و نفت با هدف کنترل تولید آب

مینا سلیمانیان

دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

مهسا باغبان صالحی

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

عاصفه موسوی مقدم

بخش مهندسی شیمی، دانشگاه مالایا مالزی، مالزی

محسن وفايي سفتي*+

دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

چکیده: با توجه به کاربرد موفقیت‌آمیز هیدروژل‌های پلیمری در کاهش تولید آب، در این پژوهش یکی از پرکاربردترین این نوع هیدروژل‌ها تشکیل شده از کopolymer پلی اکریل آمید سولفون هیدرولیز شده و عامل شبکه‌ساز کروم (III) استات بررسی شد. بدین منظور از آزمایش‌های بطری، سامانه صافی ژل، که برای نخستین بار در کشور طراحی و ساخته شد، و همچنین آزمون جاروب کرنش استفاده شد. بر اساس نتیجه‌های به دست آمده، رابطه‌های ریاضی درجه دوم با پیش‌بینی گرادیان فشار شکست ژل در اثر تزریق نفت و آب و مقدار هیدروژل خروجی در اثر تزریق نفت و آب بر حسب دو پارامتر غلظت کopolymer و کروم (III) استات ارایه شد. نتیجه‌ها نشان داد غلظت کopolymer در مقایسه با غلظت عامل شبکه‌ساز و اثر متقابل بین آن‌ها، بیش‌ترین تأثیر را بر گرادیان فشار شکست و مقدار هیدروژل خارج شده در اثر تزریق نفت و آب دارد. همچنین در غلظت ثابت از عامل شبکه‌ساز، با دو برابر شدن غلظت کopolymer گرادیان فشار شکست ۵ برابر افزایش می‌یابد که این امر به علت افزایش مدول الاستیک شبکه سه بعدی هیدروژل و پیرو آن افزایش استحکام آن است. به طوری که با افزایش کرنش تا ۱۰۰٪ این استحکام حفظ شده است. در حقیقت تا کرنش کم‌تر از ۱۰۰٪ هیدروژل تنش وارده را تا حد امکان خنثی و به حالت اولیه‌اش باز می‌شود. نتیجه‌های آزمایش‌های بررسی ایجاد شکاف درون هیدروژل، منجر به ارایه مکانیسم جدیدی برای توجیه پدیده کاهش نامتجانس تراوایی (با عنوان ایجاد مجاری بزرگ‌تر درون ژل توسط نفت نسبت به آب) شد که بر طبق آن در شرایط یکسان، توانایی نفت در شکافتن ژل و ایجاد کانال عرض‌تر برای عبور از توده ژل، در مقایسه با آب بیش‌تر است.

واژه‌های کلیدی: هیدروژل؛ مدول الاستیک و گرانش؛ جاروب کرنش؛ گرادیان فشار شکست؛ بازه‌ی ویسکوالاستیک خطی.

KEYWORDS: Hydrogel, Elastic and Viscous Modulus, Strain Sweep, Rupture Pressure Gradient, Linear Viscoelastic Region.

+E-mail: vafaiasm@modares.ac.ir

*عهده دار مکاتبات

مقدمه

امروزه جلوگیری از تولید آب اضافی از چاه‌های تولیدی نفت و گاز یکی از چالش‌های عمده در مهندسی نفت است [۱]. روش‌های شیمیایی و مکانیکی گوناگونی برای عملیات انسداد آب وجود دارد [۲]. یکی از روش‌های نوین شیمیایی کاهش آب اضافی، استفاده از سامانه‌های هیدروژل پلیمری است [۳]. عمر طولانی، سازگاری با محیط زیست، سادگی و کنترل پذیری بالای عملیات تزریق هیدروژل و صرفه اقتصادی به همراه نتیجه‌های موفقیت آمیز به کارگیری سامانه‌های ژل پلیمری در خاورمیانه و جهان باعث افزایش روز افزون استفاده آن‌ها به عنوان یک عامل منحرف کننده یا مسدود کننده برای بهبود روند تولید نفت و گاز شده است [۳، ۴]. سامانه‌های هیدروژل پلیمری به طور معمول شامل یک محلول پلیمر و یک عامل شبکه‌ساز محلول در آب است. عامل شبکه ساز زنجیره‌های پلیمر را به یکدیگر متصل می‌کند. محلول به دست آمده از ترکیب آب، پلیمر و عامل شبکه‌ساز ژلانت^(۱) نامیده می‌شود [۵، ۶]. در یک بازه زمانی مشخص (زمان تشکیل)، هیدروژل با ساختار سه بعدی بر اثر کنش و واکنش‌های شیمیایی تشکیل می‌شود. به طور کلی محلول ژلانت به درون چاه تزریق و پس از پایان یافتن زمان تشکیل، به ماده نیمه جامد تبدیل می‌شود. ژل‌ها توانایی کاهش تراوایی آب را دارند بدون اینکه تأثیر چندانی بر تراوایی نفت بگذارند که به این ویژگی کاهش نامتجانس تراوایی^(۲) یا بهبود دهنده تراوایی نسبی^(۳) گفته می‌شود [۷، ۸]. به طور معمول در چاه‌های تزریقی، ژلانت به کانال‌های پر تراوا و شکاف‌هایی که پیش‌تر توسط سیال‌های تزریقی جاروب شده‌اند، نفوذ کرده و آن‌ها را مسدود می‌سازد. در نتیجه‌ی این عملیات، آب یا گاز تزریقی به چاه، به منطقه‌هایی با تراوایی پایین که پیش‌تر جاروب نشده‌اند هدایت شده و باعث بازیابی نفت باقیمانده می‌شود [۹]. در چاه‌های تولیدی، سامانه‌های ژلی به طور معمول به منظور کاهش تولید آب، حذف هزینه‌های اضافی و بهبود افت فشار در کانال‌های پر تراوا و شکاف‌ها تزریق می‌گردند [۴]. هیدروژل‌ها پس از جای‌گیری در محل مورد نظر، تحت تأثیر گرادیان‌های فشاری گوناگون ناشی از تزریق سیال‌ها به چاه‌های تزریقی و یا برداشت نفت از چاه‌های تولیدی، قرار می‌گیرند. گرادیان‌های فشار باعث جابه‌جایی توده هیدروژل، شکافته شدن و دهیدراته شدن شبکه ژل

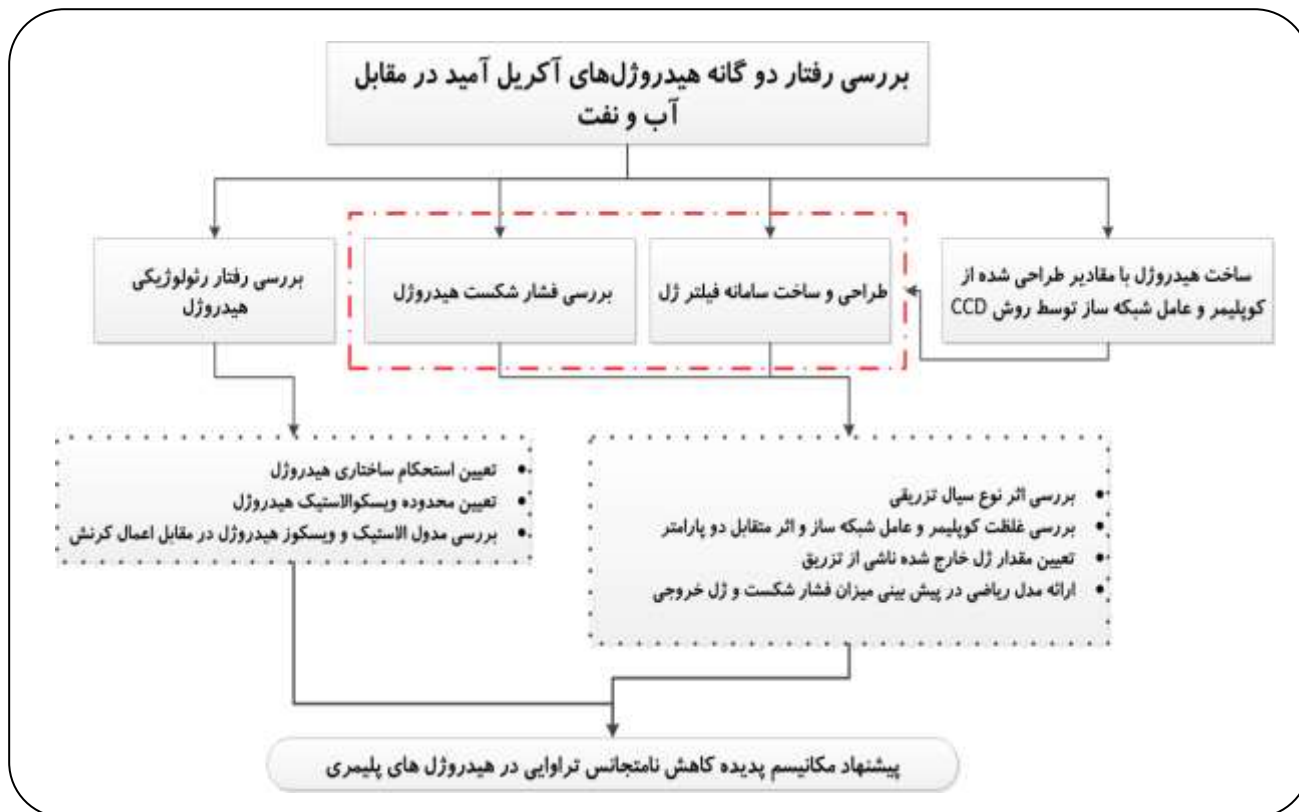
و یا نفوذ سیال‌های گوناگون به داخل آن می‌شوند [۹]. بر اساس نتیجه‌های پژوهش‌های *سرایت* [۱۰] شکاف‌ها عامل مهمی در تولید آب اضافی هستند و در عملیات کنترل تولید آب توسط هیدروژل‌ها، یکی از مکان‌های مهم برای ژل‌گذاری به شمار می‌روند. از این رو بررسی اثر اعمال فشار بر ژل درون شکاف، امری ضروری به نظر می‌رسد که این ضرورت افراد بی‌شماری را تاکنون به مطالعه و پژوهش در این زمینه ترغیب نموده‌است [۱۱، ۳]. بررسی چگونگی ایجاد شکاف و پیشرفت آن در طول ژل بر اثر تزریق آب و نفت به صورت جداگانه، بیانگر رفتار متفاوت ژل در برخورد با آب و نفت است [۱]. بر اساس مشاهده‌های *گانگولی* [۱۱]، آب و نفت با ایجاد شکاف درون ژل از آن عبور می‌کنند ولی صرف نظر از نوع سیال ایجاد کننده شکاف، همواره تراوایی نفت بیش‌تر از تراوایی آب بوده است. وی این پدیده را به بیش‌تر بودن کشش سطحی نفت و ژل در مقایسه با آب و ژل نسبت داد. مطالعه‌های زیادی در زمینه کاهش نامتجانس تراوایی در محیط متخلخل انجام شده است [۱۲، ۱]. درحالی که بررسی عبور سیال از ساختار خود ژل نیز امری ضروری است، در نتیجه در این پژوهش به عملکرد ساختار ژل به تنهایی (خارج از محیط متخلخل) در مقابل آب و نفت پرداخته شده است و توانایی آب و نفت در ایجاد شکاف در شبکه هیدروژل مقایسه شده است. شایان ذکر است که از سامانه کوپلیمر PAM-NaAMPS و استات کروم (III) با توجه به پایداری دمایی در بازه‌ی دمایی مخازن ایران [۱۳]، استحکام ساختاری در برابر یون‌های موجود در آب سازند [۱۴]، عملیات موفق میدانی [۱۳]، توانایی در کاهش نامتجانس تراوایی [۱] و افزون بر آن مسائل زیست محیطی و دیدگاه اقتصادی [۱۱]، برای تهیه هیدروژل انتخاب شد. با توجه به این امر که ویژگی‌های شبکه‌ای هیدروژل و رفتار رئولوژیکی آن به طور کامل وابسته به غلظت پلیمر و عامل شبکه‌ساز است [۷]، در این پژوهش اثر غلظت کوپلیمر و عامل شبکه‌ساز و تأثیر متقابل آن‌ها بر میزان گرادیان فشار شکست هیدروژل و همچنین مقدار ژل خارج شده در اثر تزریق آب و نفت به کمک روش مکعب ترکیب مرکزی^(۴) (CCD)، با هدف ارزیابی رفتار دوگانه هیدروژل در برابر این دو سیال، ارزیابی شد. با توجه به حجم انبوه فعالیت‌ها از جمله طراحی و ساخت سامانه صافی ژل، برای درک بهتر و بیش‌تر موضوع، نمودار بلوکی که به نوعی بیانگر فرایند پیاده‌سازی و اجرای پژوهش است در شکل ۱ آورده شده است.

(۱) Gelant

(۲) Disproportionate Permeability Reduction (DPR)

(۳) Relative Permeability Modifiers (RPM)

(۴) Central Composite Design (CCD)



شکل ۱- نمودار فرایند پژوهش.

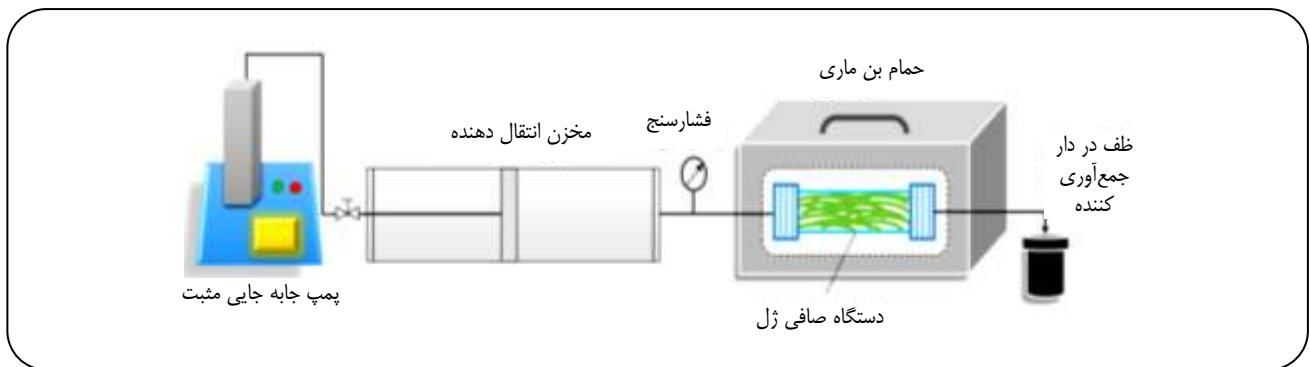
بخش تجربی

مواد

با بار منفی در زنجیره پلیمر و کاتیون‌های چند ظرفیتی است که منجر به تضعیف شبکه ژل خواهد شد [۱۶]. با توجه به دمای مخزان ایران و تعداد زیاد مخزن‌های کربناته شکاف‌دار در منطقه و همچنین شوری بالای آب سازند در مخزان کشور، یک راه‌کار برای دستیابی به پایداری دلخواه در پلیمرهای با پایه پلی آکریل آمید ترکیب آن با سایر مونومرها و تولید کوپلیمرها است. مطالعه‌های انجام شده نشان می‌دهد که کوپلیمرهای تولید شده تمایل کمتری برای آبکافت داشته و پایداری گرمایی و استحکام ساختاری آن‌ها در مقابل آب سازند به مقدار چشمگیری افزایش می‌یابد [۲]. در کوپلیمر انتخاب شده در این پژوهش جایگزینی گروه سولفون به جای گروه عاملی آمید (NH_2) باعث افزایش مقاومت کوپلیمر در مقابل دما و یون‌های دو ظرفیتی موجود در محیط مخزن‌های ایران [۱۷] شده است. از کروم (III) استات $\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3$ فرآورده‌ی شرکت CarloErba به‌عنوان عامل شبکه‌ساز و از آب دو بار تقطیر برای تهیه محلول‌های گوناگون استفاده شد.

در این پژوهش از کوپلیمر پلی آکریل آمید سولفون هیدرولیز شده (کوپلیمر آکریل آمید و نمک سدیم^(۱)) از شرکت SNF (AN113) با وزن مولکولی ۸ میلیون دالتون، درجه سولفونه ۱۳ و هیدرولیز ۱۰ درصد استفاده شد. طبیعی است دمای مخزن نقش چشمگیری در استحکام ژل در طولانی مدت دارد. ضمن آن که درجه آبکافت پلیمرهای با پایه پلی آکریل آمید نیز در استحکام شبکه ژل پلیمر بسیار مؤثر است چرا که آبکافت زیاد پلیمر منجر به بروز پدیده چروکیدگی و خروج آب از هیدروژل خواهد شد [۱۵]. در اینجا بایستی اشاره کرد که در مخزن‌های شکاف‌دار پدیده چروکیدگی منجر به تضعیف شبکه ژل و کاهش تأثیر آن بر انسداد آب می‌شود. آبکافت اضافی ناشی از قرارگیری پلیمر در دمای بالای 100°C ، در آب‌های با مقدارهای زیادی از یون کلسیم و منیزیم، امری بسیار مهم است زیرا منجر به رسوب پلیمر در محلول شده و این مسئله که ناشی از اثر متقابل گروه‌های کربوکسیلات

(۱) Sodium-2-Acrylamide-2-MethylpropaneSulfonate (NaAMPS)



شکل ۲- سامانه صافی ژل.

سامانه‌ی صافی ژل

فشار، مخزن استوانه‌ای شکل از جنس پلکسی گلاس با دو درپوش در دو سر ابتدایی و انتهایی ساخته شد.

آزمون جاروب زمان و جاروب کرنش

با توجه به اهمیت پیش بینی رفتار هیدروژل در برابر تنش و کرنش وارد بر آن به ویژه در هنگام تزریق به محیط متخلخل و جای‌گیری آن در مغزه و یا عبور آن از شکاف و به ویژه هنگام عبور سیال، لزوماً می‌بایست ویژگی‌های رئولوژیکی به دقت بررسی شود [۷]. در نتیجه در این پژوهش به منظور تعیین استحکام هیدروژل‌ها از آزمون جاروب زمان و برای سنجش بازه‌ی ویسکوالاستیک از آزمون جاروب کرنش استفاده شده است. بدون تردید این بررسی باعث می‌شود تا با آگاهی بیشتر بتوان افزودن بر کنترل واکنش ژل شدن و کنترل عمق نفوذ آن در مغزه، ترکیبی با استحکام بالا را بر اساس شرایط مخازن ایران تعیین کرد [۵]. بر این اساس و به منظور محاسبه پارامترهای رئولوژیکی هیدروژل از رئومتر دینامیکی MCR305 فراورده‌ی شرکت PaarAnton اتریش، با ژئومتری صفحه - صفحه با سطح صیقلی، قطر ۵۰ mm و با فاصله ۳ mm استفاده شد. در این روش برای مشخص کردن خاصیت ویسکوالاستیک مواد، تنش در طول یک کرنش برشی سینوسی اندازه‌گیری می‌شود [۱۸]:

$$\dot{\gamma} = \dot{\gamma} \sin(\omega t) \quad (1)$$

$\dot{\gamma}$ ، بیش‌ترین کرنش و ω ، فرکانس زاویه‌ای موج کرنش است. در یک رئومتر صفحه - صفحه، صفحه اول حرکت می‌کند و باعث ایجاد تغییر شکل در ماده مورد نظر می‌شود. موج تنش ایجاد شده (τ) توسط صفحه دوم اندازه‌گیری و ثبت می‌شود:

$$\tau = \tau_0 \sin(\omega t + \delta) \quad (2)$$

به منظور بررسی عملکرد ژل در مقابل عبور نفت و آب و چگونگی ایجاد شکاف، سامانه‌ای به عنوان صافی ژل تشکیل شده از موارد زیر طراحی و ساخته شد. در شکل ۲ اجزای تشکیل دهنده سامانه نشان داده شده است.

۱- پمپ جابه‌جایی مثبت ۱۰۰ میلی لیتر، ساخت شرکت فن آوری ازدیاد برداشت فارس (ساخت ایران) با قابلیت کارکرد در دو حالت شدت جریان ثابت (۳۲-۰/۰۰۱ میلی لیتر بر دقیقه) و فشار ثابت برای تزریق سیال‌های مورد نظر به ظرف آزمایش. این پمپ مجهز به کنترل‌گر PLC و سامانه جمع‌آوری و ذخیره داده‌هاست، که همین امر منجر به کنترل دلخواه پارامترهای مورد نظر (فشار، شدت جریان و زمان) می‌شود.

۲- ترانسمیتر ۱۶۰۰۰۰۰ پاسکال، ساخت شرکت ویکا (آلمان) مدل A-۱۰ زمان پاسخ دهی کمتر از ۴ میلی ثانیه و دقت ۱۰۰۰ پاسکال که قبل از ورودی دستگاه صافی ژل، به پمپ متصل شده است و به کمک آن می‌توان با دقت بالایی فشار را اندازه‌گیری نمود.

۳- حمام بن ماری با دقت 0.1°C ، ساخت شرکت ممرت (آلمان).

۴- مخزن انتقال دهنده سیال تزریق شونده، ساخت شرکت فن آوری ازدیاد برداشت فارس (ایران).

۵- صافی، برای آزمایش‌های دهیدراتنگی و تراوایی هیدروژل (متشکل از یک مش ۵ میکرون استیل بر روی یک صفحه استیل مشبک به طوری که هر دو درون یک قاب استیل قرار گرفته‌اند و از سه اورینگ برای آب بندی کامل روی شیار ایجاد شده بر سطح بیرونی آن، استفاده شده است).

۶- دستگاه صافی ژل ساخته شده از جنس پلکسی گلاس. به دلیل الزام بر قابل دیده شدن و شفافیت مدل و توانایی تحمل

روش انجام آزمایش

محفظه استوانه‌ای دارای ژلانت در دمای 70°C به مدت معلوم (بر اساس نتیجه‌های آزمون بطری) در آون نگهداری شد. سپس در حمام آب 70°C قرار داده و آب و نفت (یکی از مخزن‌های ایران) با شدت جریان ثابت ۱ سی‌سی بر دقیقه به محفظه درون حمام تزریق شد. فشار شکست هیدروژل با استفاده از ترانسدمتری اندازه‌گیری و طول هیدروژل با عکس برداری از دستگاه صافی ژل و استفاده از نرم افزار پردازش تصویر، ثبت شد. سرانجام گرادیان فشار شکست با تقسیم فشار رؤیت شده از پمپ در لحظه شکاف، بر طول ژل شکافته نشده، محاسبه شد.

نتیجه‌ها و بحث

بررسی اثر نوع سیال تزریقی، غلظت پلیمر و عامل شبکه ساز بر فشار

شکست ژل

در طی آزمایش‌های بررسی ایجاد شکاف ناشی از گرادیان فشار در توده هیدروژل، از زمان شروع نفوذ سیال تزریقی، فشار در بازه‌ی کوچکی تغییر کرد. بیشینه فشاری که پس از آن، فشار در ورودی به صفر می‌رسد، به عنوان فشار شکست هیدروژل در نظر گرفته شد. همان‌گونه که در شکل ۳ نشان داده شده است، بر اثر تزریق سیال (نفت و آب) به هیدروژل، یک زائده انگشت مانند، در محور طولی هیدروژل ایجاد و منجر به خروج هم‌زمان هیدروژل از سمت دیگر دستگاه شد. به تدریج و با افزایش فشار سیال تزریقی بر ژل باقی‌مانده و کاهش طول هیدروژل تحت فشار، گرادیان فشار وارد بر هیدروژل افزایش و سرانجام در کسری از ثانیه، سیال تزریقی از دستگاه خارج شد. شایان ذکر است که شکل ۳ (الف و ب) در شرایط به طور کامل یکسان از نقطه نظر زمان، شدت جریان تزریق، دما و نوع هیدروژل عکس‌برداری شده است، در نتیجه می‌توان تفاوت در نوع و حرکت زائده ناشی از تزریق آب (شکل ۳ الف) و نفت (شکل ۳ ب) را به خوبی دید.

به منظور محاسبه تأثیر غلظت کوپلیمر و نسبت غلظت عامل شبکه‌ساز و نوع سیال تزریقی (آب و نفت) بر فشار شکست هیدروژل، مقدار فشار شکست برای تمامی نمونه‌ها تعیین و سرانجام منحنی برازش درجه دوم که به نوعی بیانگر فشار شکست هیدروژل بر حسب پارامترهای کد شده A (غلظت کوپلیمر) و B (غلظت عامل شبکه ساز) است به صورت زیر برای هر دو سیال نفت (معادله (۵)) و آب (معادله (۶)) به وسیله نرم‌افزار DX7 محاسبه شد.

δ اختلاف فاز بوده که برای جامدهای الاستیک صفر و برای سیال نیوتنی 90° درجه است. زمانی که ماده مورد آزمایش ویسکوالاستیک باشد، اختلاف فاز بین صفر تا نود درجه خواهد بود. موج تنش به طور معمول به دو موج با یک فرکانس تقسیم می‌شود. یکی از آن دو موج مولفه الاستیک است (τ') که هم فاز با موج کرنش است و موج دوم مولفه گرانو است (τ'') که 90° درجه اختلاف فاز دارد. مدول الاستیک^(۱)، G' ، (انرژی که در نمونه ذخیره می‌شود) و G'' مدول گرانو^(۲) (انرژی که نمونه از دست می‌دهد)، با معادله زیر بیان می‌شود [۱۸]:

$$G' = \frac{\tau'_0}{\dot{\gamma}} \quad (3)$$

$$G'' = \frac{\tau''_0}{\dot{\gamma}} \quad (4)$$

رابطه‌های بالا برای بررسی رفتار رئولوژیکی هیدروژل، رابطه‌های کلیدی به حساب می‌آید. شایان ذکر است که پارامترها در این رابطه‌ها در هنگام انتقال از محلول ژلانت به ژل تغییر می‌کنند.

آماده سازی نمونه‌ها

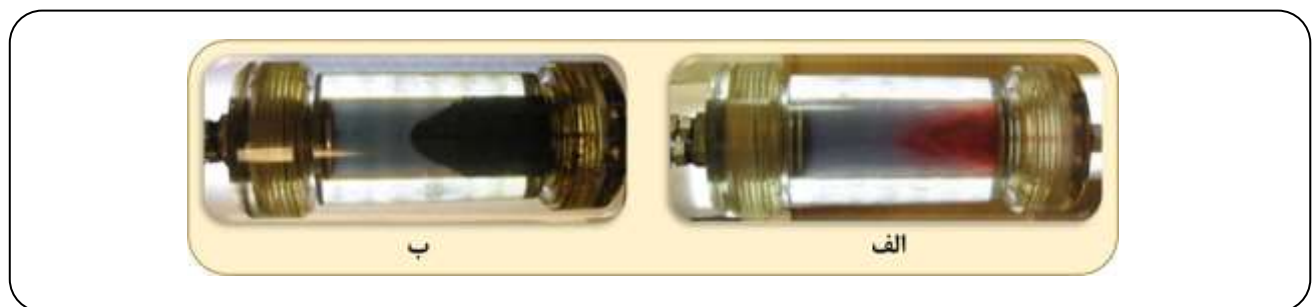
به منظور تهیه محلول ژلانت در این پژوهش نخست محلول همگن کوپلیمر با غلظت مورد نظر، توسط آب مقطر ساخته و سپس محلول عامل شبکه‌ساز با غلظت طراحی شده، به محلول کوپلیمری افزوده و توسط مگنت به مدت ۱۵ دقیقه هم زده می‌شود. به منظور تعیین زمان تشکیل هیدروژل، بر اساس غلظت‌های طراحی شده به روش CCD (جدول ۱)، ژلانت‌ها تهیه و سپس در دمای 70°C در آون نگهداری و در بازه‌های گوناگون زمانی مورد ارزیابی قرار گرفت. به منظور تعیین خطای آزمایشگر و همچنین اعتبار سنجی نتیجه‌های آزمایش، در این طراحی ۴ نقطه تکرار (نقطه مرکزی) در نظر گرفته شد. در این پژوهش از لوله‌های آزمایش با حجم 70 میلی لیتر استفاده شد. با وارونه کردن لوله‌ها در فاصله‌های زمانی یکسان و بررسی چگونگی حرکت ژلانت به کمک جدول کدبندی سیدانک [۱۹] زمان تقریبی برای تبدیل ژلانت‌ها به ژل غیر روان، با کد G یا H تعیین شد. شایان ذکر است که در این روش زمان تشکیل شبکه سه بعدی هیدروژل، بر اساس میزان استحکام آن، با کدهای الفبایی (ژل روان (A,B,C,D,E)، ژل غیر روان (F,G,H) و ژل سفت (I,J)) بیان می‌شود.

(۱) Storage Modulus

(۲) Loss Modulus

جدول ۱- مقدارهای غلظت پلیمر و عامل شبکه ساز طراحی شده به روش CCD.

شماره	غلظت کویلر ppm	غلظت عامل شبکه ساز ppm
۱	۱۸۵۳۶	۷۴۱۴
۲	۱۵۰۰۰	۶۰۰۰
۳	۱۸۵۳۶	۴۵۸۶
۴	۱۵۰۰۰	۶۰۰۰
۵	۱۱۴۶۴	۷۴۱۴
۶	۲۰۰۰۰	۶۰۰۰
۷	۱۱۴۶۴	۴۵۸۶
۸	۱۵۰۰۰	۶۰۰۰
۹	۱۵۰۰۰	۸۰۰۰
۱۰	۱۵۰۰۰	۶۰۰۰
۱۱	۱۵۰۰۰	۴۰۰۰
۱۲	۱۰۰۰۰	۶۰۰۰



شکل ۳- حرکت زائده انگشت مانند در دستگاه صافی ژل بر اثر تزریق الف) آب رنگی و ب) نفت.

برخوردار است. براساس نتیجه‌های واکاوی آماری^(۱)، منحنی برازش درجه دوم بیانگر دقت بالای مدل ریاضی (مقدار P کم‌تر از ۰/۰۰۰۱) است (جدول ۲). شایان ذکر است که y_i نمایانگر داده‌های آزمایشگاهی، \bar{y} متوسط داده‌های آزمایشگاهی و \hat{y} مقدارهای پیش‌بینی شده توسط مدل را نشان می‌دهد. افزون بر آن در شکل ۵، نمودار مقدار مانده‌ها در برابر مقدارهای پیش‌بینی شده مدل آورده شده است. این نمودار مقدار مانده‌ها را در برابر مقدارهای پیش‌بینی پاسخ نشان داده و فرض واریانس ثابت را آزمون می‌کند. قرار گیری نقطه‌ها در بین دو خط و تصادفی بودن آن‌ها نمایانگر بالا بودن درجه اطمینان مدل ارائه شده است.

$$\text{Rupture pressure gradient for oil (bar)} = 3.8 + 2.55A + 0.46B + 1.29A^2 \quad (5)$$

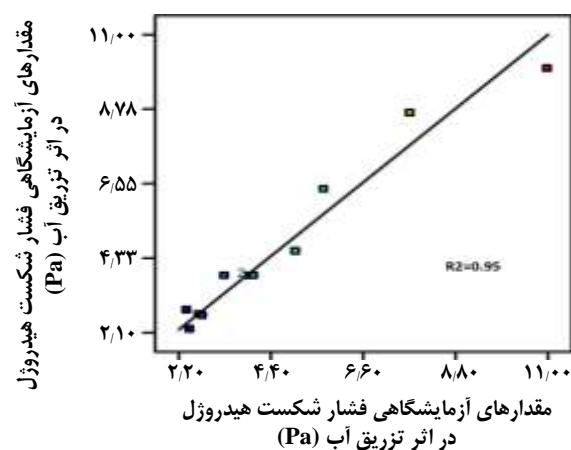
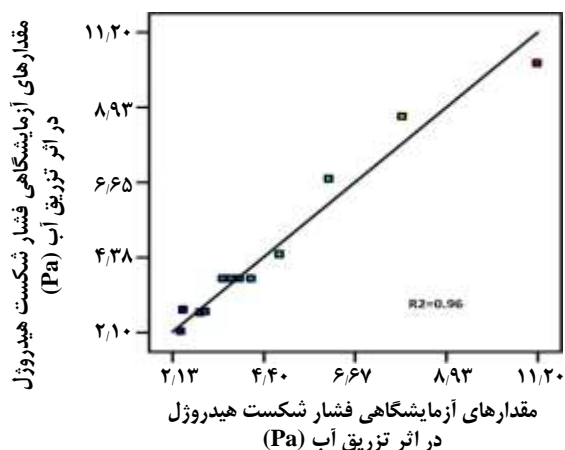
$$\text{Rupture pressure gradient for oil (bar)} = 3.73 + 2.64A + 0.61B + 1.04A^2 \quad (6)$$

در شکل ۴ نمودار به دست آمده از داده‌های آزمایشگاهی بر حسب مقدارهای پاسخ پیش‌بینی شده نشان داده شده است. انطباق داده‌های واقعی با پاسخ پیش‌بینی شده به دو دلیل است اول آن که مقدار احتمال منحنی برازش درجه دوم کوچک‌تر از ۰/۰۵ است و دوم مقدار F-Value این منحنی در مقایسه با سایر منحنی‌ها اعم از خطی، درجه سوم و بالاتر، از مقدار بزرگ‌تری

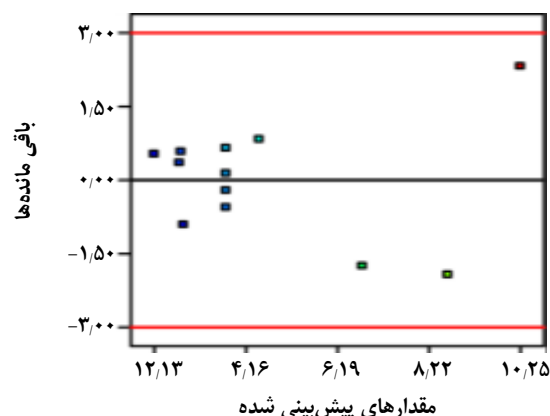
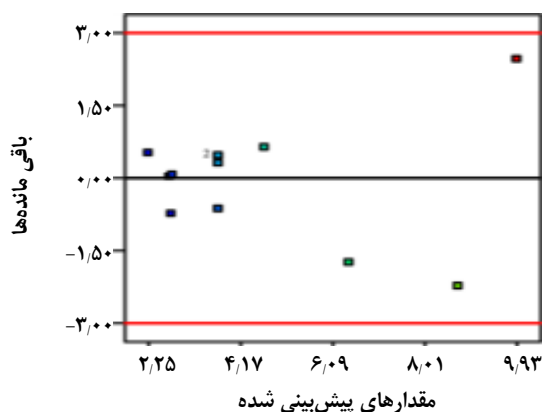
(1) Analysis Of Variance (ANOVA)

جدول ۲- نتیجه‌های آنالیز آماری مدل (رابطه ۵ و ۶).

مقدار P	مقدار F	متوسط مجموع مربع‌ها	درجه آزادی	مجموع مربع‌ها	گرادین فشار شکست (بار)	
$< 0,0001$	۳۵/۹۹	۱۶,۹۹	۴	$d\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2 = ۶۷,۹۵$	مدل	تزریق نفت
-	-	۰,۴۷	۷	$\sum(y_i - \hat{y}_i)^2 = ۳,۳۰$	باقیمانده	
$0,0003$	۳۲/۳۵	۱۴,۵۰	۴	$\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2 = ۷۲,۴۹$	مدل	تزریق آب
		۰,۸۱	۷	$\sum(y_i - \hat{y}_i)^2 = ۲,۶۹$	باقیمانده	



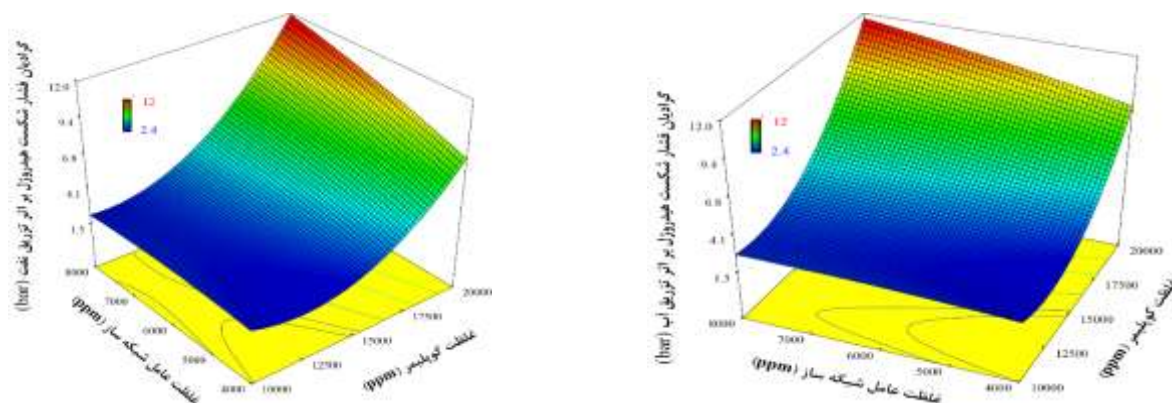
شکل ۴- مقایسه داده‌های واقعی فشار شکست هیدروژل با مقدارهای پیش‌بینی شده آن بر اثر تزریق الف (آب و ب) نفت.



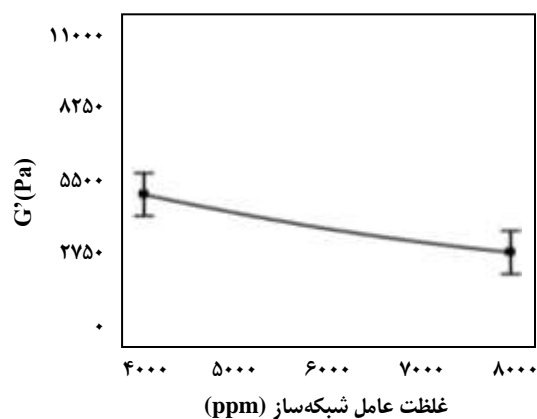
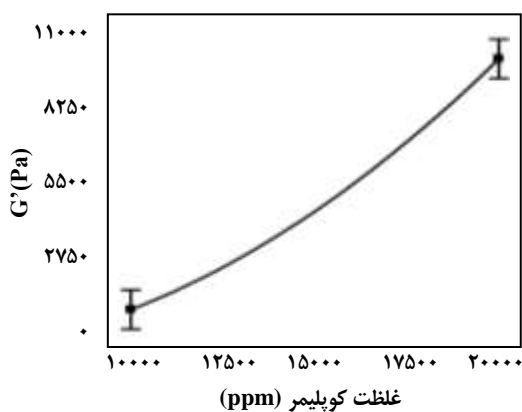
شکل ۵- نمودار داده‌های پیش‌بینی شده و باقی مانده فشار شکست هیدروژل با مقدارهای پیش‌بینی شده آن بر اثر تزریق الف (آب و ب) نفت.

رویه‌ی پاسخ به ترتیب در شکل ۶ (الف و ب) نشان داده شده است. همان‌گونه که دیده می‌شود روند تغییرهای فشار شکست در تزریق آب و نفت یکسان است، در نتیجه می‌توان گفت میزان گرادین فشار شکست تابع ترکیب درصد مواد تشکیل دهنده ژل بوده و مستقل از نوع سیال تزریقی است. بنابراین گرادین فشار

با توجه به مدل‌های ارائه شده، غلظت کوپلیمر در مقایسه با غلظت عامل شبکه ساز و اثر متقابل بین دو پارامتر، دارای ضریب بزرگ‌تری بوده و در نتیجه تأثیر بیش‌تری بر گرادین فشار شکست دارد. نتیجه‌های به دست آمده از تأثیر همزمان این دو پارامتر بر روی گرادین فشار شکست در اثر تزریق نفت و آب به صورت



شکل ۶ - اثر متقابل غلظت کوپلیمر و عامل شبکه ساز بر روی گرادیان فشار شکست هیدروژل بر حسب بار در دمای 70°C بر اثر تزریق (الف) آب و (ب) نفت.



شکل ۷ - تغییرهای مدول الاستیک (pa) هیدروژل پرکننده محفظه بر اثر تغییر الف: غلظت عامل شبکه ساز و ب: کوپلیمر در دمای 70°C .

شیمیایی بیش از اندازه^(۱) شبکه هیدروژل سست تر شده است [۲۰]. به طور کلی در هر دو تزریق، در غلظت ثابت از عامل شبکه ساز، با افزایش غلظت کوپلیمر گرادیان فشار شکست افزایش می یابد. انتظار می رود که این نتیجه به علت افزایش مدول الاستیک شبکه سه بعدی هیدروژل باشد. در نتیجه به علت افزایش مدول الاستیک ژل های طراحی شده در فرکانس ثابت ۱ Hz و نرخ کرنش ۱٪ (بازه ی ویسکوالاستیک هیدروژل) مورد بررسی قرار گرفت. در شکل ۷ تأثیر غلظت کوپلیمر و عامل شبکه ساز بر مدول الاستیک هیدروژل نسبت به تغییرهای غلظت کوپلیمر و استات کروم (III) نشان داده شده است. نتیجه ها بیانگر آن است که با افزایش غلظت پلیمر G' افزایش یافته است. در نتیجه استحکام ژل با افزایش غلظت پلیمر در مقدار ثابت از عامل شبکه ساز افزایش می یابد

شکست هیدروژل عامل مؤثر در رفتار دوگانه آن نسبت به آب و نفت نیست.

همان گونه که در شکل ۶ دیده می شود، در غلظت های کم تر از ۱۲۰۰۰ ppm از کوپلیمر، با افزایش غلظت عامل شبکه ساز، نخست گرادیان فشار افزایش و سپس کاهش می یابد که این امر نمایانگر وجود تاثیر متقابل بین دو پارامتر در غلظت های کم کوپلیمر^(۲) است. در غلظت ثابت از کوپلیمر در بازه ی کم تر از ۱۲۰۰۰ ppm با افزایش غلظت عامل شبکه ساز نخست استحکام ساختاری شبکه هیدروژل در نتیجه ی افزایش نخست پیوندهای بین مولکولی افزایش یافته ولی به تدریج با افزایش یافتن غلظت عامل شبکه ساز، احتمال ایجاد پیوندهای درون مولکولی نسبت به پیوندهای بین مولکولی افزایش می یابد [۱۴] و در نتیجه به علت پدیده اتصال

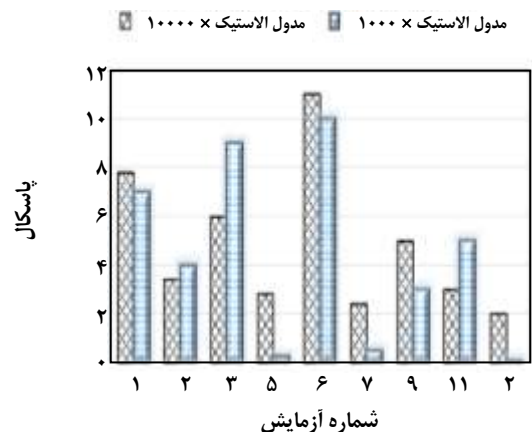
(۱) Over Crosslinking

هم پار (۲)

دقت بالای مدل ریاضی (مقدار P کم‌تر از ۰/۰۰۰۱) ارایه شده است (جدول ۳). همان‌گونه که در شکل ۹ نشان داده شده است مدل‌های ارایه شده تطابق قابل قبولی با مقادیرهای آزمایشگاهی داشته و مقدار R^2 این امر را تصدیق می‌کند. افزون بر آن همان‌گونه که در شکل ۱۰ نشان داده شده است تصادفی بودن توزیع داده‌های باقی‌مانده نسبت به مقادیرهای پیش بینی شده نمایانگر درجه اطمینان نتیجه‌های ارایه شده است.

در شکل ۱۱ تأثیر همزمان (اثر متقابل) دو پارامتر غلظت پلیمر و عامل شبکه ساز بر مقدار هیدروژل خروجی (gr) از سامانه نشان داده شده است. در این نمودار مقدار ژل خروجی نسبت به تغییرهای غلظت کopolymer در مقادیرهای کمینه (نمودار سیاه با علامت مربع) و بیشینه (نمودار قرمز با علامت مثلث) عامل شبکه‌ساز نشان داده شده است. شایان توجه است که برخورد دو منحنی بیانگر اثر متقابل دو پارامتر غلظت پلیمر و عامل شبکه‌ساز بر مقدار ژل خروجی است. همان‌گونه که دیده می‌شود مقدار هیدروژل خروجی در اثر تزریق نفت، نسبت به آب، بیش‌تر است. افزون بر آن مقدار هیدروژل خروجی با افزایش غلظت کopolymer و در نتیجه افزایش گرادیان فشار شکست افزایش یافته که این نتیجه در هر دو تزریق تکرار شده است. با توجه به ثابت بودن شدت جریان در تمامی آزمایش‌ها، با افزایش غلظت کopolymer و به دنبال آن افزایش گرادیان فشار شکست، مدت زمان بیش‌تری صرف رسیدن به گرادیان فشار مورد نظر خواهد شد. طبیعی است که با افزایش مدت زمان اعمال فشار، مقدار هیدروژل خروجی افزایش یابد.

نتیجه‌های به دست آمده از آزمایش‌های فشار شکست بیانگر آن است که بر اثر تزریق سیال (آب و نفت)، در اثر شکافته شدن هیدروژل، راه برای عبور آب یا نفت درون هیدروژل ایجاد می‌شود. اما از آنجا که مقدار هیدروژل خارج شده در اثر تزریق نفت بیش‌تر از مقدار هیدروژل خارج شده در اثر تزریق آب در شرایط یکسان (دمای آزمایش، شدت جریان تزریق، غلظت عامل شبکه‌ساز و کopolymer به کار رفته در ساخت هیدروژل، مقدار هیدروژل، شکل ظرف دارای نمونه و طرز قرار گرفتن آن) است، می‌توان نتیجه گرفت که اندازه مجرای ایجاد شده در هیدروژل زمانی که آب به هیدروژل فشار وارد می‌کند، کم‌تر از زمانی است که نفت سیال فشار آورنده باشد. به نظر می‌رسد علت این پدیده گرانبوی بیش‌تر نفت نسبت به آب باشد چراکه بنا به گفته گرین و ویلهایت [۲۱] اگر سیال تزریق شده گرانبوی کمتری نسبت به



شکل ۸ - تغییرهای مدول الاستیک (pa) و گرادیان فشار شکست هیدروژل بر اساس شماره آزمایش در جدول ۱.

و به تبع فشار مورد نیاز برای شکست شبکه نیز بیش‌تر می‌شود. به بیان دیگر حساسیت مدول الاستیک نسبت به تغییرهای غلظت کopolymer، نسبت به عامل شبکه‌ساز بیش‌تر است. همان‌گونه که در شکل ۸ نشان داده شده است مقدار گرادیان فشار شکست با میزان مدول الاستیک مقایسه شده است در همه موارد افزایش مدول الاستیک به همراه افزایش فشار شکست بوده است و بیش‌ترین مقدار هر دو پارامتر در آزمایش شماره ۶ با بیش‌ترین غلظت پلیمر رخ داده است.

مقدار هیدروژل خارج شده از سامانه بر اثر تزریق آب و نفت

به منظور تعیین نقش نوع سیال بر میزان هیدروژل خروجی، آب و نفت در شدت جریان ثابت به ۱۳ نمونه هیدروژل طراحی شده تزریق شد. مقدار هیدروژل خروجی بر اثر تزریق نفت و آب اندازه‌گیری و نتیجه‌های به دست آمده وارد نرم افزار DX7 شد. سرانجام مدل تجربی درجه دوم به منظور پیش بینی مقدار هیدروژل خروجی برای تزریق نفت (معادله ۷) و آب (معادله ۸) ارایه شد:

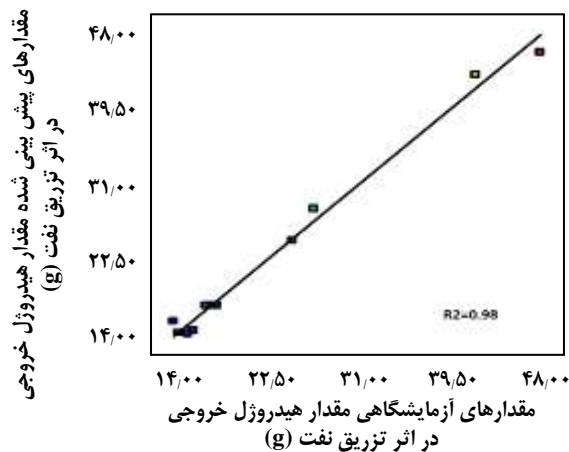
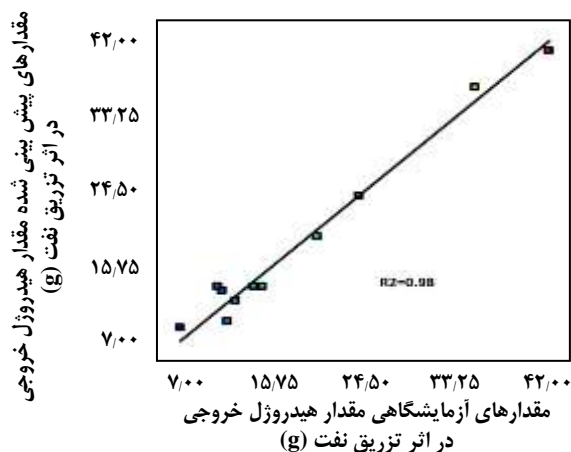
$$\text{Gel out for oil (gr)} = 17.58 + 10.15A + 3.81B + 4.12AB + 6.63A^2 \quad (7)$$

$$\text{Gel out for water (gr)} = 13.61 + 11.23A + 3.53B + 3.05AB + 8.43A^2 \quad (8)$$

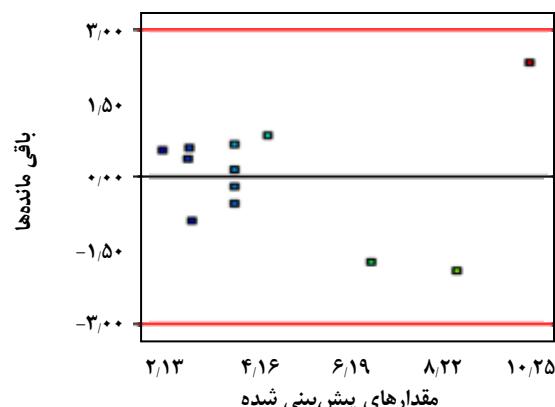
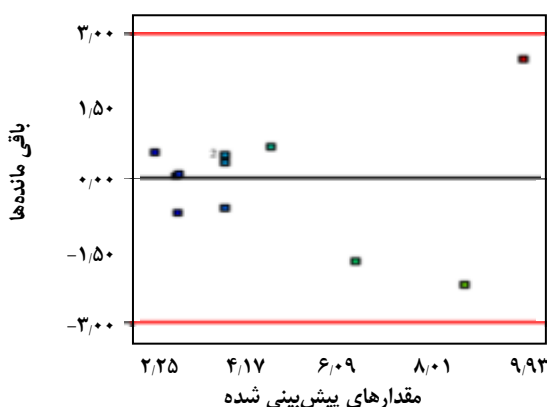
مقدار F-Value مدل ارایه شده در مقایسه با سایر منحنی‌ها اعم از خطی، درجه سوم و بالاتر، از مقدار بزرگ‌تری برخوردار است. نتیجه‌های واکاوی آماری منحنی برازش درجه دوم بیانگر

جدول ۳- نتیجه‌های آنالیز آماری مدل (رابطه ۷ و ۸).

مقدار P	مقدار F	متوسط مجموع مربعها	درجه آزادی	مجموع مربعها	مقدار ژل خروجی (g)	
۰,۰۰۰۲	۳۰,۱۵	۴۰۶,۷۱	۴	$d\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2 = ۱۶۲۶,۸۴$	مدل	تزریق آب
-	-	۱۳,۴۹	۷	$\sum(y_i - \hat{y}_i)^2 = ۹۴,۴۴$	باقیمانده	
۰,۰۰۰۳	۲۴,۸۹	۳۲۴,۲۹	۴	$\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2 = ۱۲۹۷,۱۶$	مدل	تزریق نفت
		۱۳,۰۳	۷	$\sum(y_i - \hat{y}_i)^2 = ۹۱,۲۱$	باقیمانده	



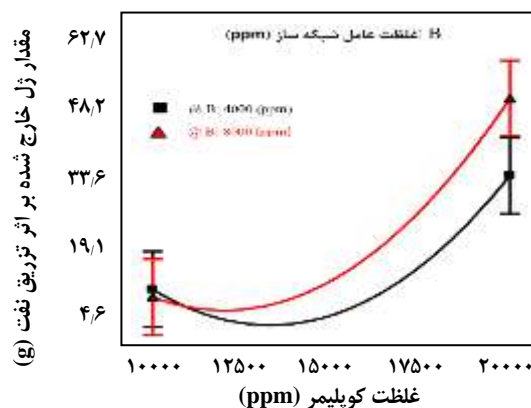
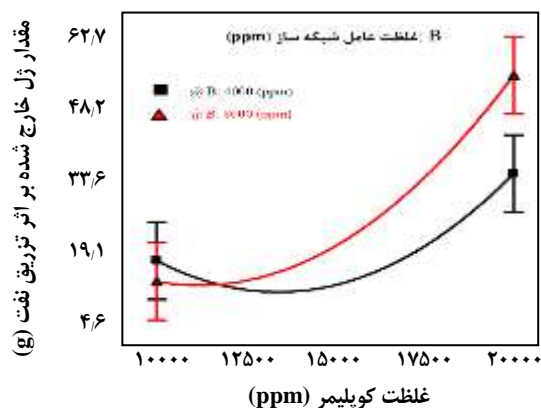
شکل ۹- مقایسه داده‌های واقعی مقدار هیدروژل خارج شده از دستگاه صافی ژل با مقادیر پیش‌بینی شده آن بر اثر تزریق الف) آب و ب) نفت.



شکل ۱۰- نمودار داده‌های پیش‌بینی شده و باقی مانده مقدار ژل خارج شده بر اثر تزریق الف) آب و ب) نفت.

بیش‌تر از آب است، حرکت آن درون هیدروژل حالت پیستونی داشته و به مقدار بیشتری، نسبت به آب، هیدروژل را به بیرون از استوانه محتوی ژل می‌راند. نمودار مدول الاستیک و گرانیو نمونه ژل (شماره ۲) نسبت به تغییرهای کرنش (آزمون جاروب کرنش) در شکل ۱۲ نمایانگر رفتار ویسکوالاستیک این ماده است،

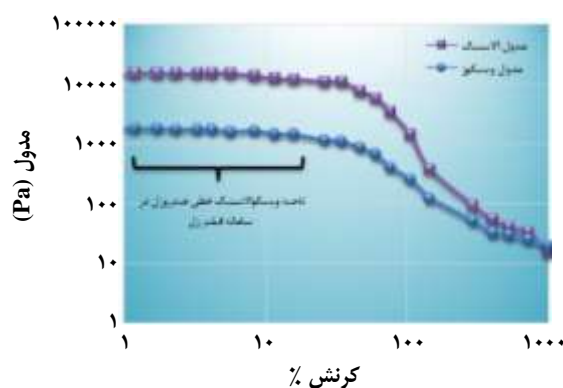
سیال موجود در مخزن داشته باشد به صورت یک زائده انگشت مانند درون آن حرکت نموده و قادر به جابه‌جا نمودن آن نخواهد بود ولی با افزایش گرانیوی سیال تزریقی، سیال قرار گرفته درون مخزن با حرکت پیستونی رو به جلو، تحت فشار قرار گرفته و به میزان بیش‌تری جابه‌جا می‌شود. در این حالت چون گرانیوی نفت



شکل ۱۱ - اثر متقابل غلظت کopolymer و عامل شبکه ساز بر مقدار ژل خارج شده (gr) در اثر تزریق الف) آب و ب) نفت.

به مجرای عبوری ایجاد شده توسط سیال و باریک‌تر شدن آن شوند. از آنجا که مقدار هیدروژل به جا مانده در دستگاه، پس از تزریق نفت کم‌تر از مقدار هیدروژل به جا مانده پس از تزریق آب است، پاسخ الاستیک هیدروژل باقی مانده در ظرف آزمایشی که به آن آب تزریق شده است، شدیدتر بوده و در نتیجه مجرای ایجاد شده توسط آب را بیش‌تر از مجرای ایجاد شده توسط نفت تحت تأثیر قرار داده است. این دو عامل به طور موازی در کنار هم منجر به افزایش اندازه متوسط مجرای ایجاد شده توسط نفت در هیدروژل در مقایسه با آب شده است.

نتیجه‌های آزمایش‌های بررسی ایجاد شکاف درون هیدروژل بدون از هم گسیختگی ساختار، منجر به ارایه مکانیسم جدیدی برای توجیه پدیده کاهش نامتجانس تراوایی شد. طبق این مکانیسم، که در اینجا با عنوان ایجاد مجاری بزرگ‌تر درون هیدروژل توسط نفت نسبت به آب نامیده شد، در شرایط یکسان، توانایی نفت در شکافتن هیدروژل و ایجاد کانال عریض‌تر برای عبور، در مقایسه با آب بیش‌تر است. ایجاد مجرا سبب می‌شود تا افت فشار به شدت کاهش یابد و سیال بتواند مسیر دیگری ایجاد کند، در نتیجه برای هر مسیر (شکاف/حفره) یک مجرا ایجاد خواهد شد که عرض آن بستگی به سیال ایجاد کننده دارد. به نظر می‌رسد گرانیوی بیشتر نفت نسبت به آب، علت این پدیده باشد (اختلاف گرانیوی در این آزمایش‌ها ۶cp بوده است). شایان ذکر است که مدل صافی ژل در این پژوهش به صورت افقی تحت تزریق قرار گرفت، در نتیجه اثر گرانش و اختلاف چگالی آب و نفت در بروز پدیده کاهش نامتجانس تراوایی در اینجا مؤثر نخواهد بود.



شکل ۱۲ - تغییرهای مدول الاستیک و ویسکوز نمونه هیدروژل با ترکیب ppm ۱۵۰۰۰ کopolymer و ۶۰۰۰ ppm استات کروم (III) بر اثر اعمال کرنش در دمای ۷۰°C

همان‌گونه که دیده می‌شود در ابتدا منحنی مدول الاستیک هیدروژل بالاتر از مدول ویسکوز آن است و با افزایش کرنش تا ۱۰۰٪ که به نوعی بیانگر میزان تغییر شکل شبکه هیدروژل است، این برتری حفظ شده است. با افزایش بیش‌تر کرنش، ساختار هیدروژل گسیخته شده و مدول الاستیک از گرانیوی کم‌تر می‌شود. در حقیقت تا کرنش کم‌تر از ۱۰٪ هیدروژل نسبت به اعمال نیروی خارجی عکس العمل نشان داده و تنش وارده را تا حد امکان خنثی و به حالت اولیه‌اش بازمی‌شود [۲۲]. در فیلم‌های ضبط شده از نمونه، پاسخ کشسان یا الاستیک هیدروژل به جا مانده درون ظرف بی‌درنگ پس از ایجاد شکاف، به طور کامل قابل دیدن بوده و باعث شد تا هیدروژل‌های باقی مانده در دستگاه صافی ژل که با تزریق سیال از ظرف خارج نشده بودند، به سرعت به سمت بالا و مرکز ظرف حرکت کرده، منجر به اعمال فشار

نتیجه گیری

پس از بررسی توانایی آب و نفت در ایجاد شکاف در یکی از پرکاربردترین نوع هیدروژل (تهیه شده از کوپلیمر پلی اکریل آمید و عامل شبکه‌ساز استات کروم (III)) در صنایع نفت، با استفاده از طراحی آزمایش به روش مکعب ترکیب مرکزی و استفاده از نرم افزار DX7، اثر غلظت کوپلیمر و عامل شبکه‌ساز و تأثیر متقابل آن‌ها بر میزان گرادیان فشار شکست هیدروژل، در شرایطی که گرادیان فشار اعمال شده باعث ایجاد شکاف در هیدروژل شود، مورد ارزیابی قرار گرفت. در نتیجه این آزمایش‌ها، رابطه‌های درجه دومی به منظور پیش بینی گرادیان فشار شکست و مقدار هیدروژل خروجی در اثر تزریق نفت و آب بر حسب دو پارامتر غلظت کوپلیمر و غلظت عامل شبکه‌ساز، با درجه اطمینان بالای ۹۹ درصد، ارایه شد. با توجه به بررسی‌ها و مطالعه‌های انجام شده در این پژوهش نتیجه‌های زیر به دست آمد:

- ۱- غلظت کوپلیمر در مقایسه با غلظت عامل شبکه‌ساز و اثر متقابل بین آن‌ها، بیش‌ترین تأثیر را بر اختلاف فشار شکست و مقدار هیدروژل خارج شده در اثر تزریق نفت و آب دارد.
- ۲- در غلظت ثابت از عامل شبکه‌ساز با افزایش غلظت کوپلیمر اختلاف فشار شکست افزایش می‌یابد که این امر به علت افزایش مدول الاستیک شبکه سه بعدی هیدروژل و به تبع آن افزایش استحکام آن است.

مراجع

- [1] Bai B., Zhou J., Yin M., [A Comprehensive Review of Polyacrylamide Polymer Gels for Conformance Control](#), *Petroleum Exploration and Development*, **42**(4): 525-32 (2015).
- [2] Simjoo M., Vafaie Sefti M., Dadvand Koochi A., Hasheminasab R., Sajadian V., [Polyacrylamide Gel Polymer as Water Shut-off System: Preparation and Investigation of Physical and Chemical Properties in One of the Iranian Oil Reservoirs Conditions](#), *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, **26**(4): 99-108 (2007).
- [3] Elsharafi M.O., Bai B., [Effect of Back Pressure on the Gel Pack Permeability in Mature Reservoir](#), *Fuel*, **183**: 449-56 (2016).
- [4] Goudarzi A., Zhang H., Varavei A., Taksaudom P., Hu Y., Delshad M., Bai B., Sepehrnoori K., [A laboratory and Simulation Study of Preformed Particle Gels for Water Conformance Control](#), *Fuel*, **140**: 502-13 (2015).

- ۳- میزان گرادیان فشار شکست، تابع ترکیب درصد مواد تشکیل دهنده هیدروژل بوده و مستقل از نوع سیال تزریقی است. بنابراین گرادیان فشار شکست نمی‌تواند عامل موثر در رفتار دوگانه هیدروژل نسبت به آب و نفت باشد.
- ۴- مقدار هیدروژل خارج شده در اثر تزریق نفت بیش‌تر از مقدار هیدروژل خارج شده در اثر تزریق آب در شرایط یکسان است.
- ۵- برای شستشوی شکاف‌هایی که هیدروژل درون آن‌ها کارایی خود را از دست داده‌اند، نمی‌توان از تزریق آب با شدت جریان‌های بالا بهره جست و می‌بایست از سایر روش‌های تخریب ژل استفاده کرد.
- ۶- اندازه مجرای ایجاد شده در هیدروژل زمانی که آب به هیدروژل فشار وارد می‌کند، کمتر از زمانی است که نفت سیال فشار آورنده باشد.
- ۷- مکانیسم پیشنهادی برای پدیده کاهش نامتجانس تراوایی، ایجاد مجاری بزرگ‌تر درون هیدروژل توسط نفت نسبت به آب است. طبق این مکانیسم، در شرایط یکسان، توانایی نفت در شکافتن هیدروژل و ایجاد کانال عریض‌تر برای عبور، در مقایسه با آب بیش‌تر است.

تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۱۱/۱۶؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۸/۸

- [5] Mousavi Moghadam A., Vafaie Sefti M., Baghban Salehi M., Naderi H., [Bulk and Rheological Properties of Polyacrylamide Hydrogels for Water Shutoff Treatment](#), *Korean Journal of Chemical Engineering*, **31**(3): 532-539 (2014).
- [6] Vafaie Sefti M., Naderi H., Baghban Salehi M., Hashemi Nasab Zavareh R., Sajadian V., Hasani A., Dadvand kofi A., Saeidi Dehagani, A.H., [Experimental Study of Polymer Gels Performance In order to Prevent Water Production in Oil Production Wells](#), *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, **27**(2): 30-21 (1387).
- [7] Baghban Salehi M., Vasheghani-Farahani E., Vafaie Sefti M., Mousavi Moghadam A., Naderi H., [Rheological and Transport Properties of Sulfonated Polyacrylamide Hydrogels for Water Shutoff in Porous Media](#), *Polymers for Advanced Technologies*, **25**: 4396-405 (2014).
- [8] Vafaie Sefti M., Naderi H., Baghban Salehi M., Hashemi Nasab Zavareh R., [Modeling and Effects of Polymer Gel Injection to the index of one of Iranian Reservoirs](#), *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, **26**(4): 51-61 (1386).
- [9] Saghafi H.R., Naderifar A., Gerami S., Farasat A., [Performance Evaluation of Viscosity Characteristics of Enhanced Preformed Particle Gels \(PPGs\)](#), *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, **35**(3):83-92 (2016).
- [10] Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D., "A Strategy for Attacking Excess Water Production", *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*, Midland, Texas (2001).
- [11] Ganguly S., [Effect of Pressure Gradient on the Flow of Oil and Water in Gel-Filled Pore](#), *Chemical Engineering Research and Design*, **89**(11): 2380-2388 (2011).
- [12] Jia H., Ren Q., Li Y.M., Ma X.P., [Evaluation of Polyacrylamide Gels with Accelerator Ammonium Salts for Water Shutoff in Ultralow Temperature Reservoirs: Gelation Performance and Application Recommendations](#), *Petroleum*, **2**(1): 90-97 (2016).
- [13] Aldhaheer M., Wei M., Bai B., Alsaba M., [Development of Machine Learning Methodology for Polymer Gels Screening for Injection Wells](#), *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **151**: 77-93 (2016).
- [14] Wever D.A.Z., Picchioni F., Broekhuis A.A., [Polymers for Enhanced Oil Recovery: A Paradigm for Structure–Property Relationship in Aqueous Solution](#), *Progress in Polymer Science.*, **36**(11):1558-628 (2011).
- [15] Moradi-Araghi A., [A Review of Thermally Stable Gels for Fluid Diversion in Petroleum Production](#), *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **26**: 1-10 (2000).
- [16] Moradi-Araghi A., Doe P., [Hydrolysis and Precipitation of Polyacrylamide in Hard Brines at Elevated Temperatures](#), *SPEREJ*, **2**(2): 189-198 (1987).
- [17] Doe P.H., Moradi-Araghi A., Shaw J.E., Stahl G.A., [Development and Evaluation of EOR Polymers Suitable for Hostile Environments: Copolymers of Vinylpyrrolidone and Acrylamide](#), *SPEREJ*, **2**(4): 461-467 (1987).

- [18] Hackley V.A., Ferraris C.F., [Guide to Rheological Nomenclature: Measurements in Ceramic Particulate Systems](#), Washington: National Institute of Standards and Technology, (2001).
- [19] Sydansk R.D., Argabright P.A., [Conformance Improvement in a Subterranean Hydrocarbon Bearing Formation Using a Polymer Gel](#), US4683949 A (1987).
- [20] Zhang G., Chen L., Ge J., Jiang P., Zhu X., [Experimental Research of Syneresis Mechanism of HPAM/Cr³⁺ Gel](#), *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, **483**: 96-103 (2015).
- [21] Green D.W., et al. "Insitu Permeability Modification Using Gelled Polymer Systems", *Topical Report*, June 10, 1996--April 10, 1997. 1997: United States.
- [22] Pham L.T., Hatzignatiou D.G., [Rheological Evaluation of a Sodium Silicate Gel System for Water Management in Mature, Naturally-Fractured Oilfields](#), *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **138**: 218-33 (2016).