# بررسی آزمایشگاهی تزریق پلیمر بر ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین و تعیین غلظت بهینه تزریق

**پوریا مالمیر، عبدالنبی هاشمی* و بهرام سلطانی سولگانی**

دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۷/۶/۱۳ تاریخ پذیرش: ۹۷/۱۲/۱۱

**چکیده**

استفاده از پلیمرها جهت کنترل تحرک‌پذیری آب تزریقی و ازدیاد برداشت از مخازن نفتی از سال‌ها پیش مورد استفاده قرار می‌گیرد. سیلاب‌زنی پلیمر موجب بهبود بازده جاروبی حجمی، کاهش پدیده انگشتی شده و ایجاد کانال و تاخیر در زمان میان‌شکنی آب می‌شود. مجموعه این فرآیندها موجب افزایش تولید نفت و کاهش هزینه‌های تولیدی خواهد شد. جهت انجام این فرآیند، پلیمرهای مختلف به تنهایی یا همراه با سورفکتانت و آلکالین‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. در این پژوهش از یک نوع پلیمر جدید به‌نام FLOPPAM ۳۶۳۰ جهت بررسی ازدیاد برداشت مخازن نفت بسیار سنگین استفاده شده است. بدین منظور ۶ محلول پلیمری با غلظت‌های مختلف ساخته شده و آزمایش‌های پایداری نسبت به نرخ برشی، زمان و دما برروی آنها انجام شد. نتایج پایداری پلیمر بیانگر پایداری آن در شرایط مختلف نرخ برشی، دما و همچنین گذشت زمان است. در نتیجه این پلیمر کاندیدای مناسبی جهت انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی در شرایط دمایی مخزن است. سپس ۳ محلول پلیمری مناسب‌تر انتخاب شده و سیلاب‌زنی پلیمر انجام شد. نتایج نشان داد که محلول با غلظت ppm ۱۰۰۰ بهترین بازدهی را با حدود ۴۰٪ دارد. علت بازدهی مناسب این غلظت جاروب سطحی و عمودی بیشتر آن نسبت به سایر غلظت‌ها است. همچنین به‌دلیل اختلاف بازدهی کم بین ۱۰۰۰ و ppm ۲۰۰۰ بهتر است به‌دلیل صرفه اقتصادی بیشتر و تزریق‌پذیری راحت‌تر آن از غلظت کمتر استفاده شود. همچنین بازدهی نفت این نوع پلیمر در بستر شنی به نسبت پلیمرهای دیگر با این شرایط آزمایش بیشتر است که استفاده از آن را اقتصادی‌تر جلوه می‌دهد.

**کلمات کلیدی:** پلیمر، سیلاب‌زنی، گرانروی، تنش برشی، نفت سنگین

**مقدمه**

فرآیند سیلاب‌زنی پلیمری یکی از انواع روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی به حساب می‌آید. به‌طور عمده هدف از این عملیات برطرف کردن مشکلات رایج در فرآیند سیلاب‌زنی از جمله نسبت پویایی نامناسب و ناهمگنی مخزن است [۱]. پلیمرها به آب تزریقی درون سازند اضافه می‌شوند تا نسبت پویایی آب و نفت کاهش پیدا کند.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی a.hashemi@put.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3503.2602)

بـا ایـن کار راندمـان جاروبـی بهبـود یافتـه و همچنیـن جابه‌جایـی نفـت در ناحیـه جـاروب شـده راحت‌تـر انجـام می‌شـود [۲]. پـس از سـیلاب‌زنی همـواره مقـداری نفـت در مخـزن بـه جـا می‌مانـد کـه دیگـر امـکان تولیـد آن توسـط تزریـق آب ناسـت. دو دلیـل بـرای بـه جـا مانـدن نفـت وجـود دارد. نفـت یـا به‌واسـطه نیروهـای مویینـه در مخـزن بـه دام می‌افتـد (نفـت باقی‌مانـده)و یـا در پشـت جبهـه آب تزریقـی بـه جـای می‌مانـد. نفـت باقی‌مانـده درون حفـرات به‌دلیـل نیـروی قـوی مویینـه در جـای خـود بی‌حرکـت می‌مانـد [۳]. بـرای به‌حرکـت درآوردن ایـن نفـت کشـش سـطحی بیـن آب و نفـت بایـد کاهـش یابـد. ایـن کار توسـط اضافـه کـردن مـواد فعـال سـطحی بـه آب انجـام می‌شـود [۲]. بنابرایـن هـدف از تزریـق پلیمـر تولیـد آن بخـش از نفـت درون مخزن اسـت کـه پشـت جبهـه آب بـه جـای مانـده اسـت [۴]. برخـی از محققـان بـر ایـن عقیده‌انـد کـه پلیمرهـا به‌دلیـل خاصیـت الاسـتیک خـود توانایـی کاهـش میـزان نفـت باقی‌مانـده را دارنـد. توضیحـات بیشـتر در ایـن زمینـه در بخش‌هـای بعـدی آورده شـده اسـت. بـه هـر حـال حتـی بـا فـرض اینکـه سـیلاب‌زنی پلیمـری قـادر بـه کاهـش نفـت باقی‌مانـده نباشـد، ایـن روش یـک راه مؤثـر و اقتصـادی در رسـیدن بـه میـزان اشـباع نفـت باقی‌مانـده در زمـان کوتاه‌تـر اسـت [۵]. محققـان دیگـری در گـزارش خـود دلایـل بازیافـت بیشـتر در فرآینـد سـیلاب‌زنی پلیمـری نسـبت بـه سـیلاب‌زنی را به‌علـت تأثیـر پلیمـر بـر جریـان جزئـی فازهـا، کاهـش نسـبت پویایـی[1] بین آب و نفـت و جابه‌جایـی بهینه‌تـر نفـت در ناحیـه جـاروب شـده می‌داننـد [۶ و ۷]. کومـار و همـکاران آزمایش‌هـای گوناگونـی را بـرای بررسـی نسـبت‌های پویایـی نامطلـوب انجـام داده‌انـد [۸]. آنهـا نتیجـه گرفتنـد کـه جابه‌جایـی نفـت به‌شـدت تحـت تأثیـر پدیـده انگشـتی شـدن قـرار می‌گیـرد. آنهـا پیشـنهاد کردنـد کـه بهبـود نسـبت پویایـی (به‌طـور مثـال بـا افـزودن پلیمـر) باعـث بهبـود در جـاروب شـدن و بازیافـت مخـزن می‌شـود.

راندمـان جاروبـی در کنـار نسـبت پویایـی یکـی از مهم‌تریـن معیارهـای ارزیابـی یـک پـروژه سـیلاب‌زنی اسـت. ضریـب راندمـان کلـی، E، به‌صـورت کسـری از کل نفـت در جـای اولیـه در شـروع فرآینـد سـیلاب‌زنی تعریـف می‌شـود کـه می‌توانـد توسـط ایـن فرآینـد جابه‌جـا شـود [۹ و ۱۰]. پارامترهـای فراوانـی بـرروی فرآیندهـای شـیمیایی تأثیـر دارنـد، در ایـن میـان مهم‌تریـن پارامترهـا عبارتنـد از دمـای مخـزن، شـوری سـازند، محتویـات رسـی سـازند و گرانـروری نفـت. در عملیـات سـیلاب‌زنی پلیمـری تراوایـی نیـز یـک عامـل مهـم دیگـر محسـوب می‌شـود [۱۱- ۱۴]. یـک پلیمـر مناسـب بایـد دارای ویژگی‌هایـی از جملـه: فاقـد اکسـیژن در سـاختار (زنجیـره کربنـی) خـود، پایـداری گرمایـی، حـاوی گـروه آبدوسـت یونـی بـا بـار منفـی بـرای کاهـش جـذب بـرروی سـطح سـنگ، خاصیـت گرانروکنندگـی بـالا، حـاوی گـروه آبدوسـت غیریونـی بـرای پایـداری شـیمیایی و تغییـر تراوایـی نسـبی مناسـب باشـد. براسـاس ایـن معیارهـا، FLOPPAM یـک پلیمـر مناسـب اسـت [۱۵- ۱۸].

**پیشـرفت‌های اخیـر در زمینـه کاربـرد پلیمـر در نفـت سـنگین**

مطالعـات آزمایشـگاهی در ایـن زمینـه از سـال ۱۹۷۷ توسـط نایـت و رودی آغـاز شـد. آنهـا در آزمایش‌هـای خـود محلـول پلیمـری بـا غلظت‌هـای گوناگـون را مـورد اسـتفاده قـرار دادنـد. دو نمونـه نفـت سـنگین توسـط آنهـا مـورد بررسـی قـرار گرفـت. نسـبت پویایـی در ابتـدا بـرای آب و نفـت چیـزی حـدود ۳۰ گـزارش شـد، در حالی‌کـه بعـد از تزریـق پلیمـر ایـن مقـدار بـرای دو نفـت به‌ترتیـب ۰/۳۴ و ۳/۲ شـد. نتایـج بازیافـت نفـت نیـز بیانگـر افزایـش بازیافـت بیـن ۱۹ تـا ۳۱٪ بـود [۱۹]. بررسـی اثـر پلـی اکریـل آمیدهـای هیدرولیـز شـده بـر ازدیـاد برداشـت نفـت سـنگین طرفـداران زیـادی در ایـن سـال‌های داشـته اسـت. بـرای مثـال واسـموس و همـکاران بـرروی سـه نمونـه نفـت بـا گرانـروی متفـاوت تزریـق پلیمـر بـا غلظـت ppm ۱۵۰۰ انجـام داده و افزایـش بازیابـی میانگیـن ۲۰٪ مشـاهده شـد [۲۰].

1. Mobility Ratio

در حالی‌که یک مطالعه دیگر در محفظه شنی با پلیمر HPAM برروی نفت سنگین شاهد افزایش بازیابی ۴ تا ۲۰٪ بودند [۲۱]. تزریق پلیمر HPAM در مغزه در حضور نفت سنگین نیز توسط چند محقق بررسی شده است که در مغزه‌های ماسه سنگی نتایج بیانگر تاخیر در میان‌شکنی، جابه‌جایی جریان جزئی به‌سمت راست و افزایش بازدهی نفت است. همچنین تراوایی نسبی آب و نفت پس از تزریق پلیمر تغییر کرده و در برخی موارد گرانروی بالای پلیمر موجب ایجاد مشکل حین تزریق شده و به اجبار غلظت پلیمر تزریقی را کاهش داده‌اند [۲۲- ۲۴]. استفاده از پلیمرهایی به‌جز HPAM نیز جهت ازدیاد برداشت نفت سنگین معمول است. برای مثال آزمایش‌های سیلاب‌زنی آنها بیانگر جابه‌جایی خوب نفت به‌صورت پیستون‌وار، قابل استفاده در بازه وسیعی از غلظت و عدم ایجاد پدیده انگشتی شدن بودند. با اضافه کردن نانو ذرات به محلول پلیمر نیز گرانروی محلول پلیمر و همچنین جذب پلیمر برروی سطح کاهش می‌یابد [۲۲ و ۲۵]. به‌طور کلی سه پارامتر اثرگذار در ازدیاد برداشت پلیمری شمال گرانروی، غلظت پلیمر و تراوایی است [۴، ۸، ۱۵ و ۲۴].

با توجه به کارهای انجام شده طی سال‌های گذشته می‌توان دریافت بررسی رفتار پلیمرها برروی نفت‌های خیلی سنگین همچنان دچار خلا است. برای مثال انتخاب نوع پلیمر مناسب برای این نوع مخازن و همچنین انتخاب غلظت مناسب پلیمر برای تزریق همچنان مبهم است. همچنین از آنجا که تزریق پلیمر هزینه بالایی دارد بالا بردن هرچه بیشتر بازیافت نهایی موجب صرفه اقتصادی بیشتر در این‌گونه پروژه‌ها خواهد شد. به همین دلیل در این پژوهش سعی شده است امکان‌سنجی تزریق یک نوع پلیمر جدید برای این نوع مخازن انجام شده و با انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی در غلظت‌های مختلف این پلیمر به غلظت بهینه جهت تزریق و رسیدن به بالاترین بازیافت رسید. پلیمر مورد استفاده پایداری بسیار خوبی در برابر دما، شوری و تنش برشی داشته و توان بالا بردن گرانروی آن نیز بالاست. به همین دلایل این پلیمر جهت انجام آزمایش‌ها انتخاب و با انجام آزمایش‌های مختلف سعی شده است میزان کارایی آن جهت ازدیاد برداشت نفت‌های سنگین مورد بررسی قرار گیرد. همچنین میزان افزایش بازیابی نهایی نفت برای این پلیمر محاسبه شده و میزان اقتصادی بودن این روش مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

## روش کار

### مواد

به‌منظور انجام آزمایش‌ها از پلیمر FLOPPAM ۳۶۳۰ ساخت شرکت SNF فرانسه استفاده شد. آب مورد استفاده در آزمایش‌ها آب مقطر دی‌یونیزه شده است. تمامی نمک‌های مورد استفاده شده ساخت شرکت مرک آلمان است. تولوئن و الکل مورد استفاده جهت شست و شوی محیط متخلخل ساخت شرکت مرک آلمان با درجه خلوص ۹۹٪ هستند. شن‌های مورد استفاده جهت ساخت محیط متخلخل از جنس سیلیس ۹۹٪ است. نفت مورد استفاده جهت انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی نفت سنگین یکی از مخازن جنوب غرب ایران با گرانروی محیطی cp ۲۱۰۰ و درجه API ۲۰ است.

### آماده‌سازی محلول‌ها و محیط متخلخل

به‌منظور آماده‌سازی محلول پلیمری میزان وزن متناسب با غلظت مدنظر از پلیمر به آرامی به cc ۱۰۰ آب مقطر اضافه می‌شود. محلول برروی همزن مغناطیسی بوده و پس از اضافه شدن کامل پلیمر به‌مدت hr ۲۴ برروی همزن قرار می‌گیرد. علت این کار همسان شدن کلیه قسمت‌های محلول پلیمری از نظر خواص فیزیکی و شیمیایی است. همچنین جهت اشباع محیط متخلخل از آب سازندی با شوری حدود ppm ۲۰۰۰۰۰ استفاده شده است.

ترکیب درصد نمک‌های مورد استفاده در آب سازندی مطابق ترکیب آب سازند واقعی است و در جدول ۱ آمده است. به‌دلیل ایجاد مقداری رسوب پس از ساخت آب سازندی آن‌را فیلتر کرده و از آب فیلتر شده بدون رسوب به‌عنوان آب سازندی در تمام آزمایش‌ها استفاده شده است. میزان هدایت‌پذیری آب سازندی پس از فیلتر µs/cm ۲۶۵۶۰۰ است که با توجه به روابط موجود جهت تبدیل به مقدار غلظت جامدات (TDS) در حدود ppm ۱۷۰۰۰۰ است

**جدول ۱** ترکیب درصد آب سازندی مورد استفاده در آزمایش‌ها

| نوع نمک | غلظت (ppm) |
|---|---|
| NaCl | ۱۴۰۳۱۴ |
| $CaCO_3$ | ۱۶۲۸ |
| $MgCl_2$ | ۲۸۵۴ |
| $CaCl_2$ | ۴۰۲۸۶ |
| $Na_2SO_4$ | ۲۵۸۶ |
| $NaHCO_3$ | ۲۰۱۴ |
| TDS (ppm) | ۱۸۹۶۸۲ |
| قدرت یونی (mol/L) | ۳/۶۷۴۷ |

## روش و نحوه انجام آزمایش‌ها

### آزمایش‌های پایداری پلیمر

همان‌گونه که گفته شد جهت انجام آزمایش‌ها از پلیمر FLOPPAM ۳۶۳۰ استفاده شد. جهت اطمینان از امکان انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی لازم است یکسری آزمایش پایداری در شرایط مختلف انجام شود. جهت انجام آزمایش‌های پایداری ۶ غلظت پلیمر مطابق جدول ۲ انتخاب شده است. دلیل انتخاب این غلظت‌ها بررسی گستره وسیعی از غلظت‌ها جهت بررسی امکان سنجی استفاده آنها در فرآیند تزریق پلیمر است. همچنین به‌دلیل دشواری در اندازه‌گیری خواص و عدم تزریق‌پذیری غلظت‌های بالای ppm ۴۰۰۰ از آزمایش کردن غلظت‌های بالای این مقدار صرف نظر شده است. آزمایش‌های گرانروی محلول‌ها توسط دستگاه اندازه‌گیری گرانروی BROOKFIELD انجام پذیرفت. در بخش اول آزمایش‌های پایداری میزان تغییرات تنش برشی و گرانروی در ۱۵ نرخ برشی مختلف اندازه‌گیری شد. در بخش دوم میزان پایداری محلول‌های پلیمری با زمان و همچنین شوری در یک نرخ برشی ثابت انجام شد و در بخش پایانی اثر تغییر دما برروی رفتار رئولوزیک محلول‌ها مورد بررسی و آزمایش قرار گرفت.

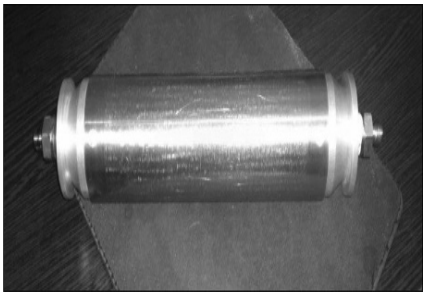
### محیط متخلخل

برای پر کردن فضای محفظه شنی از دانه‌های شنی از جنس سیلیس با خلوص ۹۹٪ که اندازه ذرات آن بین ۰/۱- mm ۰/۳ بوده استفاده شده است. جذب آب توسط این ذرات بسیار ناچیز بود. درضمن. تراوایی و تخلخل محیط متخلخل به‌ترتیب به‌طور میانگین در حدود D ۳ و ۴۰٪ اندازه‌گیری شد. شکل ۱ و ۲ محفظه شنی مورد استفاده در آزمایش‌ها را نشان می‌دهند. بدنه محفظه شنی از جنس استیل است تا بتواند دماهای بالا را تحمل کند. ابعاد این محفظه cm ۳/۶۷۵×cm ۱۲ است. در دو سر این محفظه شنی پخش‌کننده نصب گردید. برروی آن‌ها نیز توری استیل با اندازه مش ۱۸۰ قرار داده شد. برای جلوگیری از اثر دیواره، روی دیواره درونی محفظه حلقه‌هایی با فاصله mm ۱ در جهت عمود بر محور محفظه تراش داده شد. با این کار از سر خوردن سیالات از روی دیواره تا حد مناسبی جلوگیری شده است. پس از آماده‌سازی محیط متخلخل تراوایی آن اندازه‌گیری شد.

**جدول ۲** غلظت‌های محلول‌های پلیمر مورد استفاده جهت انجام آزمایش‌ها

| شماره محلول | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ | ۵ | ۶ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| غلظت (ppm) | ۵۰۰ | ۱۰۰۰ | ۱۵۰۰ | ۲۰۰۰ | ۳۰۰۰ | ۴۰۰۰ |

**شکل ۱** نمایی از درپوش‌های محفظه شنی



**شکل ۲** محفظه شنی ساخته شده از جنس استیل

با تزریق آب مقطر در ۳ دبی ۰/۱، ۰/۵ و ۱ cc/min مقادیر افت فشار پایدار شده ثبت شده و با رسم نمودار فشار برحسب دبی تزریقی و محاسبه شیب خط راست، با استفاده از رابطه D برای جریان پایدار میزان تراوایی مطلق اندازه‌گیری شد.

**اجرای سیلاب‌زنی**

پس از قرار دادن محفظه شنی درون دستگاه سیلاب‌زنی، دستگاه روشن شده و دما روی ۴۰ °C قرار می‌گردد. به‌مدت ۳ h دستگاه در دمای مورد نظر قرار می‌گرفت تا سیالات به تعادل دمایی برسند. نرخ تزریق در تمامی حالات برابر ۰/۵ cc/min در نظر گرفته شد. ابتدا محفظه از آب سازندی اشباع شده و تراوایی مطلق آن اندازه‌گیری شد. سپس نفت به درون محفظه تزریق شده و آب خروجی به دقت محاسبه می‌گردد. آنقدر تزریق نفت ادامه می‌یافت تا از عدم خروج آب اطمینان حاصل شود. به‌دلیل سنگین بودن نفت معمولاً پس از مشاهده ۱۰ cc نفت در خروجی دیگر آبی خارج نمی‌شد. پس از اشباع محفظه از نفت، سیلاب‌زنی صورت می‌گرفت. تزریق آب به درون محفظه تا زمانی که نفت خروجی کمتر از ۵٪ شود ادامه می‌یافت. به‌طور معمول ۱/۵ حجم خالی آب به درون محفظه تزریق شده است. پس از پایان سیلاب‌زنی آب، یک حجم خالی محلول پلیمر به‌صورت پیوسته تزریق شد. به‌دلیل سنگین بودن نفت و مشخص نبودن میزان دقیق آب و نفت خروجی، سیال خروجی در ظروف مدرج ۱۰ cc جدا شده و درب آن‌ها بسته و درون کوره با دمای ۶۰ °C به‌مدت ۲ روز قرار داده می‌شد.

پس از آنکه به‌دلیل اختلاف چگالی نفت و آب، نفت کاملا از آب جدا شده و در قسمت فوقانی استوانه مدرج قرار گرفت، استوانه مدرج از کوره خارج شده و پس از سرد شدن میزان حجم آب و نفت از روی درجه بندی خوانده می‌شد. در هر آزمایش به‌طور میانگین ۳ حجم خالی آب و پلیمر به محیط متخلخل تزریق شده است. در جدول ۳ زیر شرایط حاکم بر تست‌های سیلاب‌زنی این بخش آمده است. تنها عامل متغیر در این بخش غلظت پلیمر تزریقی بوده است. لازم به ذکر است که تمامی پلیمرها درون آب مقطر تهیه شده‌اند.

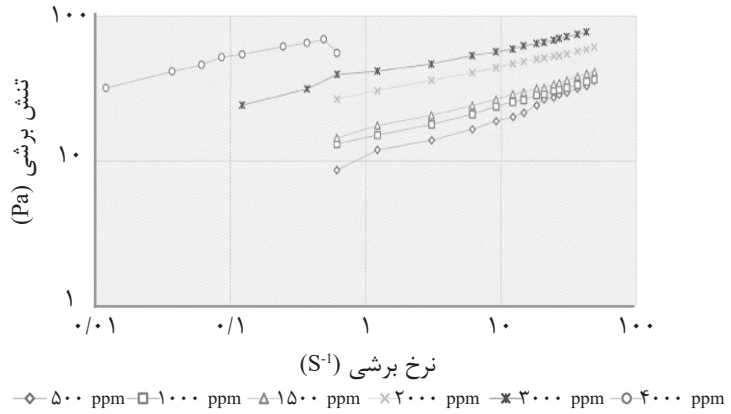
## نتایج و بحث

### آزمایش‌های پایداری پلیمر

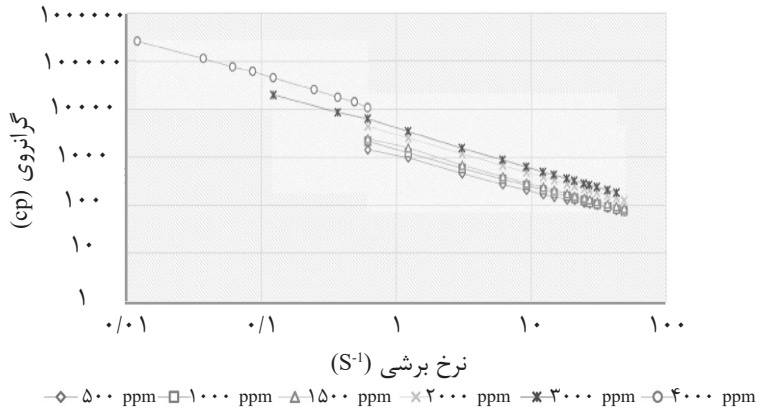
در این بخش از آزمایش‌ها با هدف ازدیاد برداشت و امکان‌سنجی انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی از پلیمر FLOPPAM استفاده شده و سری کامل آزمایش‌های پایداری آن با نرخ برشی، زمان و دما و شوری انجام شد. در بخش اول آزمایش‌ها ۶ محلول پلیمری با غلظت‌های ۵۰۰، ۱۰۰۰، ۱۵۰۰، ۲۰۰۰، ۳۰۰۰ و ۴۰۰۰ ppm آماده شد. آزمایش پایداری پلیمر با غلظت‌های مختلف در ۱۵ نرخ برشی مختلف انجام شد. نتایج تنش برشی و گرانروی با تغییر نرخ برشی در شکل‌های ۳ و ۴ آمده است. با توجه به شکل‌ها، پلیمر مورد استفاده در نرخ‌های برشی مختلف رفتاری نیوتنی مشابه پلیمرهای دیگر نشان داده و با افزایش نرخ برشی میزان گرانروی محلول‌ها کاهش یافته است.

**جدول ۳** خواص سیالات و محیط متخلخل مورد استفاده جهت سیلاب‌زنی

| شماره تست | غلظت پلیمر (PPM) | میزان تراوایی (D) | اشباع نفت ٪ | تخلخل ٪ | درصد اشباع آب همزاد |
|---|---|---|---|---|---|
| ۱ | ۵۰۰ | ۳/۲ | ۸۲/۵ | ۳۹/۳ | ۱۷/۵ |
| ۲ | ۱۰۰۰ | ۲/۸ | ۸۲ | ۳۹/۳ | ۱۸ |
| ۳ | ۲۰۰۰ | ۳/۱ | ۸۳/۱ | ۳۸/۵ | ۱۶/۹ |




**شکل ۳** تنش برشی- نرخ برشی محلول‌های پلیمری




**شکل ۴** گرانروی- نرخ برشی محلول‌های پلیمری

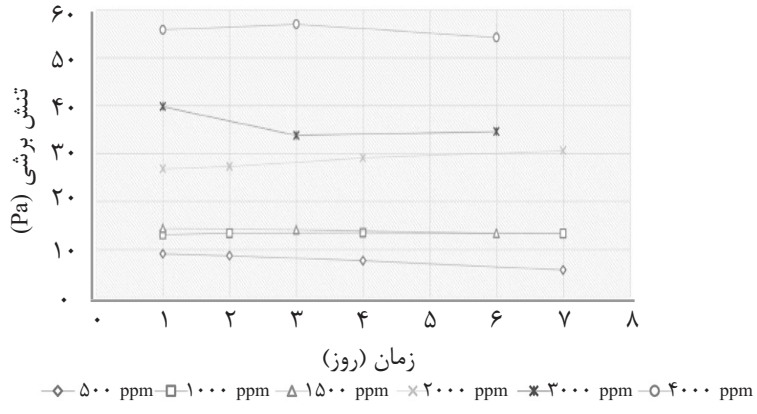
همچنین روند کاهش گرانروی برای تمامی غلظت‌ها کاملا مشابه بوده و از رابطه یکسانی پیروی می‌کند. این رفتار نشانه مثبتی در جهت کاربردی بودن تزریق آن در مخزن به‌عنوان بالا برنده بازدهی سطحی نفت است. معیار گرانروی محلول پلیمری، گرانروی آن تحت نرخ برشی حرکت سیال در مخزن است. همان‌طور که می‌دانیم سرعت خطی حرکت نفت در مخزن حدود یک فوت در روز است اگر این سرعت خطی را به سرعت دورانی تبدیل کنیم به عدد حدود ۰/۰۰۱۴ rpm می‌رسیم و گرانروی در این سرعت دورانی ملاک گرانروی در آزمایش‌ها است. حال اگر فرض شود سرعت تزریق پلیمر ۱۰۰ برابر سرعت حرکت نفت در مخزن باشد (که در واقعیت نیست) به سرعت دورانی حدود ۰/۱۴ rpm می‌رسیم که گرانروی محلول پلیمر ۱۰۰۰ ppm در این نرخ برشی حدود ۷۰۰۰ cp خواهد بود. درنتیجه حین آزمایش‌ها پدیده انگشتی شدن رخ نخواهد داد و کنترل تحرک‌پذیری آب به‌طور کامل اتفاق افتاده و در نتیجه بهبود تولید خواهیم داشت.

در قسمت دوم آزمایش‌های پایداری، اثر زمان برروی تغییرات تنش برشی محلول‌های پلیمری در نرخ برشی ثابت اندازه‌گیری شد. نتایج طبق شکل ۵ بیانگر ثابت ماندن تنش برشی و به تبع آن گرانروی محلول‌ها پس از یک هفته بودند. با توجه به این نتایج، پلیمر مورد استفاده با گذشت یک هفته دچار هیچ‌گونه تغییری در خواص رئولوژیکی نشده و کاملا پایدار باقی‌مانده است. البته این آزمایش در دمای محیطی انجام شده است و ممکن است در دمای بالا زنجیره‌های پلیمری شکسته شده و ناپایدار شوند. بدین منظور پایداری این پلیمر در دماهای مختلف هم مورد بررسی قرار گرفت که نتایج آن در ادامه خواهد آمد.

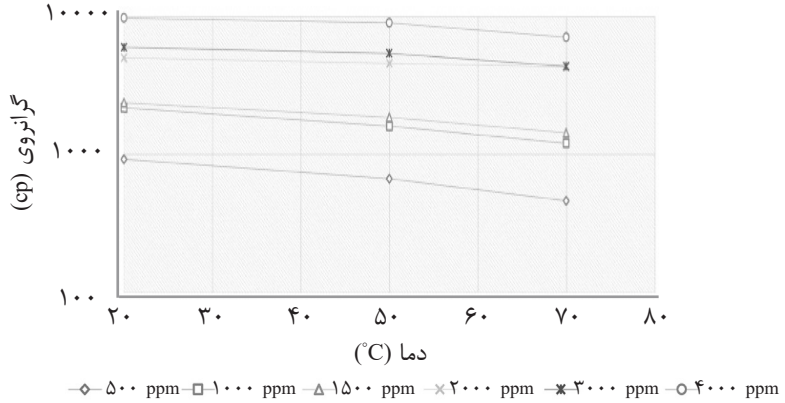
جهت بررسی اثر شوری آب بر پایداری پلیمر دو آزمایش انجام شد. ابتدا محلول ppm ۱۰۰۰ در آب مقطر و سپس همان محلول در آب سازندی ساخته شد. سپس میزان گرانروی این دو محلول در نرخ برشی ثابت 1/s ۶/۱۲ اندازه‌گیری شد. نتایج گرانروی آنها برای آب مقطر و آب سازندی به‌ترتیب میزان ۳۴۶/۹ و cP ۳۰۳/۸ را نشان داد. کاهش گرانروی بر اثر افزایش شوری برای تمامی پلیمرها وجود دارد که در این پلیمر به نسبت کاهش شدید مشاهده نشد و می‌توان ادعا کرد که این پلیمر در شوری بالا پایدار بوده و شکسته نشده و خاصیت خود را حفظ کرده است. مصداق این موضوع تحقیقات ورمولن برروی اثر شوری آب بر پایداری چند نوع پلیمر مختلف است که با بالا رفتن شوری تا نزدیکی شوری آب سازندی پلیمر تقریبا شکسته شده و خاصیت ویسکوزکنندگی خود را از دست می‌دهد [۲۵]. در بخش پایانی آزمایش‌های پایداری پلیمر اثر تغییرات دما برروی خواص رئولوژیک پلیمر مورد استفاده مورد بررسی قرار گرفت. بدین منظور در ۳ دمای ۲۰، ۵۰ و ۷۰ °C گرانروی ۶ محلول پلیمری مد نظر اندازه‌گیری شده و نتایج در شکل ۶ آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌کنید این نوع پلیمر پایداری نسبتا خوبی نسبت به دما داشته و با افزایش دما تا ۷۰ °C شاهد کاهش کمی در مقادیر گرانروی محلول پلیمری هستیم. این رفتار نشان‌دهنده عدم شکستن زنجیره‌های پلیمری تحت دما است که همین رفتار تزریق پذیر بودن آن را جهت آزمایش‌های سیلاب‌زنی پلیمر توجیه می‌کند. از آنجا که حفظ گرانروی با تغییر دما در این آزمایش‌ها از اهمیت بسیار بالایی برخوردار بود، جهت بررسی میزان پایداری گرانروی محلول پلیمری از این آزمایش‌ها استفاده شده است.

**آزمایش‌های سیلاب‌زنی**

با انجام سری کامل آزمایش‌های پایداری نتیجه گرفته شد امکان استفاده از غلظت‌های بالای این نوع پلیمر جهت تزریق به مخزن وجود ندارد. علت این امر گرانروی بالای این نوع پلیمر است که تزریق کردن آن توسط پمپ بسیار سخت و حتی ناممکن است.




**شکل ۵** تغییرات تنش برشی محلول‌های پلیمری برحسب زمان



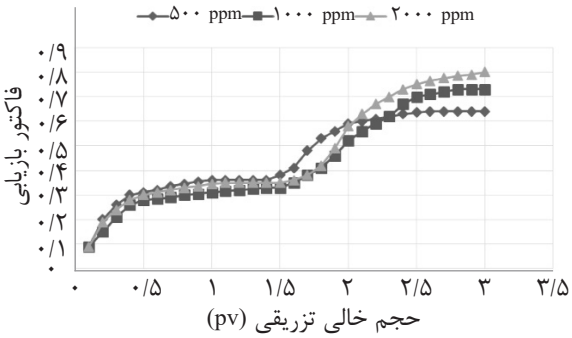

**شکل ۶** تغییرات گرانروی محلول‌های پلیمری با تغییرات دما

با این وجود جهت امکان‌سنجی عملی بودن این روش ۳ محلول با غلظت پایین‌تر ۵۰۰، ۱۰۰۰ و ۲۰۰۰ ppm را کاندید سیلاب‌زنی پلیمر کرده و ازدیاد برداشت ناشی از آنها برروی یک نمونه نفت بسیار سنگین خاص مورد بررسی قرار گرفت. نفت مورد استفاده جهت انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی گرانروی ۲۱۰۰ cP و درجه API ۲۰ دارد.

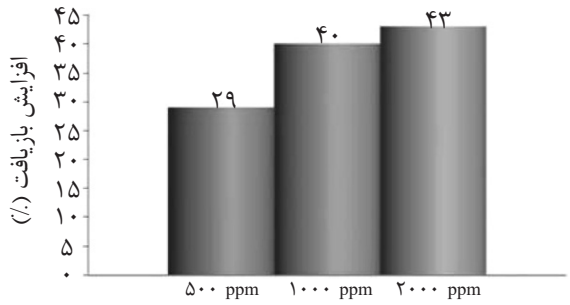
نتایج سیلاب‌زنی در این سه غلظت در شکل ۷ آمده است. قسمت اول هر سه نمودار (حدود ۱/۵ حجم خالی تزریق آب) مربوط به افزایش بازیابی سیلاب‌زنی آب است. میزان این افزایش بازیابی بین ۳۰ تا ۴۰٪ نفت درجای اولیه است و بعد از آن با ادامه تزریق آب تنها شاهد خروج آب بوده و نفتی تولید نمی‌شود. پس از مرحله بازیابی ثانویه مرحله ثالثیه یا تزریق پلیمر آغاز می‌شود. همان‌طور که از شکل ۷ مشاهده می‌شود با افزایش غلظت پلیمر تزریقی میزان بازیابی نهایی افزایش یافته است. در واقع با افزایش غلظت میزان گرانروی افزایش یافته و توانایی جاروب محیط متخلخل توسط پلیمر افزایش یافته است و به همین دلیل نفت باقی‌مانده کمتری در پشت جبهه پلیمر باقی‌مانده و نتیجتا میزان بازیابی نهایی نفت افزایش قابل ملاحظه ای را نشان می‌دهد.

همان‌گونه که از شکل ۸ قابل مشاهده است افزایش میزان بازیابی به نسبت سیلاب‌زنی آب برای پلیمر با غلظت‌های ۵۰۰، ۱۰۰۰ و ppm ۲۰۰۰ به‌ترتیب برابر است با ۲۹، ۴۰ و ۴۳٪ است. مسلما با افزایش غلظت محلول پلیمری می‌توان به بازیابی بالاتری هم رسید ولی مسئله تزریق‌پذیر بودن محلول است. در واقع پمپی با توان بسیار بالا جهت تزریق یا وجود ندارد و یا هزینه آن بسیار بالاست که از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نخواهد بود. نکته مهم در این آزمایش‌ها سنگین بودن نفت مورد استفاده است. با وجود نفت سنگین شاهد هستیم که پلیمر مورد استفاده به‌خوبی توانسته است نفت را جاروب کرده و درصد بسیار خوبی از نفت در خروجی سیستم تولید شود. در واقع هر پلیمری قادر به تولید این‌گونه نفت‌ها نیست و این نتایج بیانگر کاربردی بودن این پلیمر جهت استفاده در مخازن نفت بسیار سنگین است.

در ادامه توضیحات بالا، میزان افزایش بازیابی نفت در این سه آزمایش در شکل ۸ آورده شده است. با توجه به محدودیت‌های گفته شده و نتایج بسیار خوب محلول ppm ۱۰۰۰ می‌توان غلظت بهینه محلول پلیمری را جهت تزریق در مخزن ppm ۱۰۰۰ در نظر گرفت.




**شکل ۷** نتایج آزمایش‌های سیلاب‌زنی پلیمر با غلظت‌های مختلف




**شکل ۸** میزان افزایش بازدهی تولید بر اثر تزریق غلظت‌های مختلف پلیمر

## نتیجه‌گیری

براساس نتایج آزمایش‌های انجام شده می‌توان نتیجه گرفت پایداری این نوع پلیمر با تغییرات نرخ برشی و همچنین زمان نسبت به پلیمرهای دیگر مناسب‌تر است. همچنین با تغییر دما میزان گرانروی آن تغییر نکرده و این ویژگی امکان استفاده از آن را در مخازن با دماهای مختلف خواهد داد. فشار هم می‌تواند برروی پایداری یا عدم پایداری پلیمر اثرگذار باش ولی از آنجا که اثر آن نسبت به عوامل بررسی شده بسیار ناچیز است می‌توان اثرش را نادیده گرفت. نتایج سیلاب‌زنی گویا بازدهی بسیار مناسب این نوع پلیمر است. به‌گونه‌ای که تا حدود ۴۵٪ بازدهی نفت درجا به‌دلیل سیلاب‌زنی پلیمر رخ داده است. این میزان بازدهی آن هم برای نفت بسیار سنگین استفاده شده بیانگر کارایی بالای این نوع پلیمر برروی نفت‌های سنگین است. علت عملکرد مناسب این نوع پلیمر در وهله اول به پایداری آن در شرایط مختلف آزمایش و همچنین توانایی بالا بردن گرانروی به میزان بیشتر نسبت به پلیمرهای دیگراست. در نتیجه پدیده انگشتی شدن حذف شده و میزان جاروب سطحی پلیمر به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد. نتایج سیلاب‌زنی همچنین غلظت ppm ۱۰۰۰ از این نوع پلیمر را به‌عنوان غلظت بهینه جهت تزریق به مخزن نشان می‌دهند. مقایسه اقتصادی نتایج آزمایش‌ها با پژوهش‌های قبلی بیانگر بازدهی بالاتر نسبت به پلیمرهای دیگر است که همین مورد موجب تولید سرمایه بیشتر شده و اجرای این پروژه را از لحاظ اقتصادی به صرفه‌تر خواهد نمود. دلیل اقتصادی‌تر شدن استفاده از این نوع پلیمر به‌خاطر افزایش بازدهی بیشتر با استفاده از غلظت کمتری از پلیمر است. چراکه در عملیات تزریق پلیمر هزینه خرید پلیمر بخش مهمی از هزینه‌ها را شامل می‌شود. با توجه به نتایج محققان دیگر رفتار این پلیمر از چند جهت دارای مزیت است. اولا گرانروی این پلیمر نسبت به پلیمرهای دیگر در غلظت ثابت بالاتر است. همچنین عملکرد آن در شرایط دما و شوری بالا بهتر بوده و پایداری قابل قبولی دارد. لذا این پلیمر کاندیدای مناسبی جهت تزریق است. نتایج سیلاب‌زنی این پلیمر هم نشان داد به نسبت کارهای دیگر توانست در غلظت کمتری به بازدهی قابل توجهی رسیده و عملکرد بسیار خوبی از خود نشان داد.

## مراجع

[1]. Kharat R., Asadollahi M., and Nemani M., *"Enhanced Oil Recovery,"* Nehare Danesh Press, 2009.

[2]. Lake L. W., *"Enhanced oil recovery,"* Englewood Cliffs, New Jersey: Patent Hall, 1989.

[3]. Dullien F. A. L., *"Porous media: fluid transport and pore structure,"* Academic Press, Washington, USA. 1979.

[4]. Sorbie K. S. *"Polymer-improved oil recovery,"* London: Blackie and Son Limited, 1991.

[5]. Du Y. and Guan L., *"Field-scale polymer flooding: lessons learnt and experiences gained during past 40 years,"* SPE 91787, International Petroleum Conference, Puebla, Mexico, 8-9 November 2004.

[6]. Needham R. B. and Doe P. H., *"Polymer flooding review,"* J. Pet.Tech., Vol. 39, No. 12, pp.1503-1507, 1987.

[7]. Seright R. S., D. Wang, N. Lerner, A. Nguyen, J. Sabid, and R. Tochor. *"Can 25-cp polymer solution efficiently displace 1,600-cp oil during polymer flooding?,"* SPE Journal, Vol. 23, Issue 06, December 2018.

[8]. Kumar M., Hoang V., Satik C. and Rojas D., *"High-mobility-raio waterflood performance prediction: challenges and new insights,"* SPERE, Vol. 11, No. 1, pp. 186-196, 2008.

[9]. Craft B. C., Hawkins M. F. and Terry R. E., *"Applied petroleum reservoir engineering,"* 2nd Englewood Cliffs, N. J: Prentice Hall PTR 4-6., pp. 376-384, 1991.

[10]. Neil J. D., Chang H. L. and Geffen T. M., *"Waterflooding and improved waterflooding in improved oil recovery,"* Oklahoma City, Interstate Oil Compact Commission, pp. 1-52, 1983.

[11]. Taber J. J., Martin F. D. and Seright R. S., *"EOR screening criteria revisited – Part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects,"* SPERE, Vol. 12, No. 3, pp. 189-198, 1997.

[12]. Taber J. J., Martin F. D. and Seright R. S., *"EOR screening criteria revisited – Part 2: applications and impact of oil prices,"* SPERE, Vol. 12, No. 3, August 1997.

[13]. Al-Bahar M. A., Merrill R., Peake W., Jumaa M. and Oskui R., "*Evaluation of IOR potential within Kuwait*", Paper SPE 88716 presented at the Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Abu Dhabi, 10–13 October 2004.

[14]. Dickson J. L., Leahy-Dios A. and Wylie P. L., "*Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies*," Paper SPE 129768 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24–28 April 2010.

[15]. Shupe R. D., *"Chemical stability of polyacrylamide polymers,"* J. Pet. Tech., Vol. 33, No. 8, pp. 1513-1529, 1981.

[16]. Akstinat M. H., *"Polymers for enhanced oil recovery in reservoirs of extremely high salinities and high temperatures,"* SPE 8979, Fifth International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, CA, 28-30 May 1980.

[17]. Davison P. and Mentzer E., *"Polymer flooding in north sea reservoirs,"* SPE 9300, 55th Annual Fall Conference, Dallas, TX, 21-24 September 1980.

[18]. Manrique E. J., Muci V. E. and Gurfinkel M. E., *"EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States,"* SPEREE, Vol. 10, Issue 6, pp. 667–686, December 2007.

[19]. Gao C H. *"Advances of polymer flood in heavy oil recovery,"* SPE heavy oil conference and exhibition held in

Kuwait, 12-14 December 2011.

[20]. Wassmuth F., Green K., Hodgins L. and Turta A., *"Polymer flood technology for heavy oil recovery,"* Paper 2007-182 Presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary Canada, June 2007.

[21]. Wang J. and Dong M., *"A laboratory study of polymer flooding for improving heavy oil recovery,"* Paper 2007-178 Presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary Canada, June 2007.

[22]. Corredor Laura M., Maen M. Husein and Brij B. Maini., *"Effect of hydrophobic and hydrophilic metal oxide nanoparticles on the performance of xanthan gum solutions for heavy oil recovery,"* Nanomaterials, Vol. 9, No. 1, p. 94, 2019.

[23]. Silveira B. M. O., Lopes L. F. and Moreno R. B. Z. L., *"Polymer flooding in a high salinity heavy-oil reservoir,"* Brazilian Journal of Petroleum and Gas, Vol. 12, No. 1, pp. 35-51, 2018.

[24]. Rajiv D., Soroush M., Alexander D., Shahkarami A. R. and Boodlal D., *"Polymer flooding application in trinidad heavy oil reservoirs,"* In SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Society of Petroleum Engineers, 2018.

[25]. Esther V., M. Van Haasterecht J. T., Masalmeh S. K., Faber M. J., Boersma D. M. and Gruenefelder M. A., *"Pushing the envelope for polymer flooding towards high-temperature and high-salinity reservoirs with polyacrylamide based ter-polymers,"* In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Society of Petroleum Engineers, September, Manama, Bahrain, 2011.

**Petroleum Research**

Petroleum Research, 2019(August-September), Vol. 29, No. 106, 29-31

**DOI: 10.22078/pr.2019.3503.2602**

# Experimental Study of Polymer Injection on Enhanced Oil Recovery from Heavy Oil Reservoirs and Determination of Optimum Injection Concentration

**Pourya Malmir, Abdolnabi Hashemi* and Bahram Soltani Soulgani**

Petroleum University of Technology, Ahwaz Faculty of Petroleum Engineering, Iran

**a.hashemi@put.ac.ir**

**DOI: 10.22078/pr.2019.3503.2602**

Received: September/04/2018 Accepted: March/02/2019

## INTRODUCTION

Polymer flooding is one of distinguished EOR methods which enhances oil recovery through reduction of mobility ratio [1]. As polymer was added to the water, the displacing phase mobility was reduced, and thereafter, the displacing sweep efficiency was modified [2]. The results of recent researches showed that polymer flooding could reduce the residual oil saturation which was trapped after water flooding [3].

Hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) is one of polymers which is widely applied in as a chemical EOR agent [4- 6]. However, the recent researches are focused on new polymers which are tolerant at high salinity and high temperature conditions [7, 8].

The applicability of polymer EOR in heavy oil reservoirs is not well addressed. This research is aim to investigate the application of a new polymer to enhance oil recovery in heavy oil reservoir at high salinity-high temperature condition.

## XPERIMENTAL PROCEDURE

FLOPPAM3630 from SNF was used as the polymer in this study. The polymer makeup solution was the formation water with the TDS of 200000 ppm. The stability of polymer solutions was checked by rheology test for 7 days. The crude oil of one of Iranian oil reservoir with API of 200 and viscosity of 2100 cP was used. The applicability of FLOPPAM3630 as an EOR method was studied through sandpack flooding at 400 °C.

The sand pack is fabricated by quartz glass beads with the purity of 99%. The sand pack is firstly saturated with reservoir brine. Afterwards, oil is injected to the sandpack to obtain the connate water saturation state. Reservoir brine is injected to the sandpack over 1.5 PV. Finally polymer solution is injected as tertiary EOR agent to the sandpack for 2 PV.

## RESULTS AND DISCUSSION

### STABILITY TESTS

The stability of polymer solutions with concentration of 500, 1000, 1500, 2000, 3000, and 4000 ppm was studied as a function of shear rate, temperature and time. The results showed that polymer solutions had good stability at high shear rate conditions. Also, temperature increase from 20 °C to 70 °C did not affect solutions viscosity which thermal stability of samples. The thermal stability of polymer solutions for 7 days is shown in Figure 1.

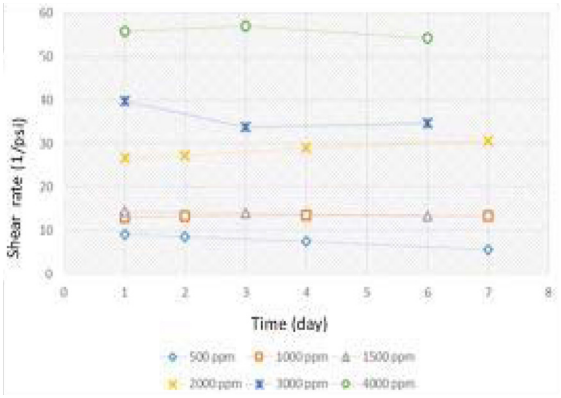



**Figure 1**: Shear rate vs. time of polymer solutions

### POLYMER FLOODING TESTS

Based on the results of rheology tests, solutions of 500, 1000 and 2000 ppm were selected for flooding tests. Figure 2 shows the results of polymer flooding. As it is shown in the figure, secondary water flooding had recovery of about 30-40%. Injection of polymer enhances oil recovery. Injection of 500 ppm polymer solution increased the recovery as 29%. The oil recovery increased of about 40 and 43% for the case of 1000 ppm and 2000 ppm polymer solution injection, respectively.

This showed that 1000 ppm solution was the optimum concentration in both recovery and economical points of view. Also, the results of this study showed the potential of polymer to enhance oil recovery in samples saturated with 2100 cp oil.

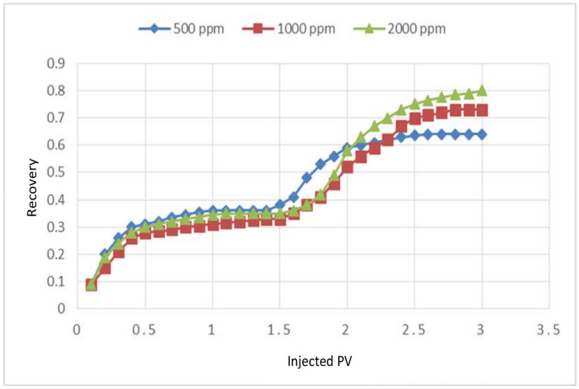



**Figure 2:** recovery factor as a function of polymer concentration.

## CONCLUSION

Application of a new polymer to displace 2100 cp oil at high salinity condition was investigated in this study. The results showed that polymer solutions had stability versus temperature, shear rate and time. The results of polymer injection tests showed that tertiary injection of 1000 ppm polymer solution increases recovery of about 43% after water flooding. The results of this study approved the potential of polymer injection as an EOR method in heavy oil reservoirs.

## REFERENCES

[1]. Kharat R., Asadollahi M., and Nemani M., *"Enhanced oil recovery,"* Nehare Danesh press, 2009.

[2]. Lake L. W., *"Enhanced oil recovery,"* Englewood Cliffs, New Jersey: Patent Hall, 1989.

[3]. Du Y. and Guan L., *"Field-scale polymer flooding: lessons learnt and experiences gained during past 40 years,"* SPE 91787, International Petroleum Conference, Puebla, Mexico, 8-9 November 2004.

[4]. Shupe R. D., *"Chemical stability of*

*polyacrylamide polymers,"* J. Pet. Tech., Vol. 33, No. 8, pp. 1513-1529, 1981.

[5]. Akstinat M. H., *"Polymers for enhanced oil recovery in reservoirs of extremely high salinities and high temperatures,"* SPE 8979, Fifth International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, CA, 28-30 May 1980.

[6]. Corredor Laura M., Maen M. Husein and Brij B. Maini., *"Effect of hydrophobic and hydrophilic metal oxide nanoparticles on the performance of xanthan gum solutions for heavy oil recovery,"* Nanomaterials, Vol. 9, No. 1, p. 94, 2019.

[7]. Rajiv D., Soroush M., Alexander D., Shahkarami A. R. and Boodlal D., *"Polymer flooding application in trinidad heavy oil reservoirs,"* In SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Society of Petroleum Engineers, 2018.