

شبیه‌سازی فرایند ازدیاد برداشت نفت توسط سیلاب‌زنی پلیمر: بررسی اثر شوری آب بر جابه‌جایی محلول پلیمری در یک مخزن ماسه‌سنگی با تخلخل و تراوایی بالا

مینا کوچکزایی، سیدعلیرضا طباطبائی‌نژاد، الناز خدادپناه*

دانشکده مهندسی نفت و گاز، پژوهشکده نفت و گاز سهند، دانشگاه صنعتی سهند، شهر جدید سهند، تبریز، ایران

چکیده: در بسیاری از مخازن به دلیل ناهمگنی و نسبت تحرک پذیری نامناسب بین نفت و سیال جابه‌جا کننده، پس از تزریق آب با شوری کم، افزایش چشمگیری در بازیابی نفت دیده نمی‌شود. تزریق محلول پلیمر برای بازیافت بیشتر، می‌تواند توسط شوری آب محدود شود. در این پژوهش، هم‌افزایی روش‌های ازدیاد برداشت سیلاب‌زنی با شوری کم و پلیمر در یکی از مخازن ایران با مدل‌سازی جریان سیال و وارد کردن واکنش‌های ژئوشیمیایی بررسی شد. به منظور مدل‌سازی تغییر ترشوندگی در اثر تزریق آب با شوری کم، فاکتور میان‌یابی تراوایی نسبی و فشار موینگی بر اساس واکنش‌های ژئوشیمیایی بین سنگ و آب با شوری کم به دست آمد. سناریوهای طراحی شده به بررسی اثر میزان شوری آب در سیلاب‌زنی پیوسته آب، پیش و پس از تزریق غلظت‌های گوناگون پلیمر و شوری آن می‌پردازد. افزایش بازیابی در سیلاب‌زنی با شوری کم نسبت به شوری بالا ۴/۱۹٪ و در فرایند سیلاب‌زنی با شوری کم نسبت به تزریق آب با شوری بالا پیش از تزریق پلیمر با شوری بالا، کم‌تر از یک درصد است. شوری کم در محلول شیمیایی به دلیل افزایش گرانیوی محلول باعث افزایش بازده سیلاب‌زنی پلیمر می‌شود. غلظت ۱۰۰ ppm محلول پلیمر با شوری کم با توجه به فشار شکست سازند عملیاتی بوده و نسبت به پلیمر با شوری بالا بازیابی نفت را ۵/۰۵٪ افزایش می‌دهد. اثرگذاری شوری کم پس از تزریق پلیمر بهتر بوده و بازیافت نفت بیش‌تری نسبت به استفاده از آب با شوری بالا در مرحله ثالثیه دارد؛ در تزریق پلیمر با غلظت ۱۰۰ ppm و شوری کم در مرحله ثالثیه، افزایش بازیابی نفت در مقایسه با تزریق پیوسته شوری کم ۲/۲۷٪ به دست آمد. سیلاب‌زنی آب با شوری کم همراه با پلیمر در مخزن می‌تواند به عنوان یکی از روش‌های منتخب ازدیاد برداشت برای اجرا در مقیاس پایلوت مورد بررسی قرار گیرد.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، ترکیب تزریق شوری کم و پلیمر، تغییر ترشوندگی، تراوایی نسبی، تبادل یونی.

KEYWORDS: Enhanced oil recovery; Combined low-salinity and polymer flooding; Wettability alteration; Relative permeability; Ion exchange.

مقدمه

کاهش شوری آب تزریقی به مخازن نفتی مطابق با پژوهش‌های بسیاری که در مقیاس مغزه و میدان انجام شده، تولید نفت را بیش‌تر از سیلاب‌زنی معمول آب افزایش می‌دهد که این فرایند ازدیاد برداشت نفت آب با شوری کم^۱ (LSW) نامیده می‌شود [۱-۳]. همچنین، به صورت آزمایشگاهی نشان داده شده که آب با شوری کم، می‌تواند با روش‌های ازدیاد برداشت نفت مانند پلیمر ترکیب شود و بازدهی بازیافت و مدت زمان سیلاب‌زنی آب با شوری کم را بهبود دهد، به عبارتی پلیمر می‌تواند نقش مکمل برای بهبود موینگی سیلاب‌زنی آب با شوری کم داشته باشد [۴-۱۲]. برتری‌های این روش می‌تواند کنترل اقتصادی نسبت پویایی نفت/آب باشد به گونه‌ای که کاهش شوری آب باعث کاهش غلظت پلیمر برای ایجاد محلول با گرانشی مورد نظر نسبت به سیلاب‌زنی معمول پلیمر می‌شود. همچنین، می‌تواند باعث تغییر ترشوندگی به دلیل واکنش‌های ژئوشیمیایی بین آب با شوری کم و سنگ مخزن شود. شیران^۲ (۲۰۱۴ میلادی) اثر هم‌افزایی محلول پلیمر با شوری کم را روی افزایش بازیافت نفت با مطالعه‌های آزمایشگاهی بررسی نمود و نتیجه گرفت آب با شوری کم در حالت ثانویه نسبت به ثالثیه باعث افزایش ۱۳ درصد میزان تولید نفت شده و پس از سیلاب‌زنی پلیمر، میزان بازیافت، نود درصد میزان نفت درجای اولیه است. او بیان کرد این اثر می‌تواند به بهبود بانک شوری کم برای محرک‌سازی نفت کمک کند [۱۳]. تورریجوس^۲ و همکاران^۲ (۲۰۱۸ میلادی) هم‌افزایی شوری کم و پلیمر را در ماسه سنگ‌ها به صورت آزمایشگاهی بررسی کردند و نتیجه گرفتند که ترکیب سیلاب‌زنی آب و محلول پلیمر با شوری کم (LSP) حدود ۲۰ درصد بازیافت نفت بیش‌تری نسبت به ترکیب تزریق پلیمر با شوری کم در آغاز تزریق و سیلاب‌زنی آب پس از آن دارد [۶].

مکانیسم اصلی تزریق LSW و پلیمر، تغییر ترشوندگی به سمت آب دوستی بیش‌تر شناسایی شده است و مکانیسم‌های میکروسکوپی که سبب تغییر ترشوندگی می‌شود به دلیل پیچیدگی‌های برهم‌کنش بین سنگ و پلیمر، نفت خام و ترکیب فاز آبی، به طور قطع توصیف نشده است؛ ولی بیش‌ترین علت ذکر شده توسط پژوهشگران در مخازن ماسه سنگی، تبادل یونی چندگانه بین سطح مواد معدنی رس و شورآب تزریقی و انبساط لایه دوگانه است. با کاهش غلظت کاتیون‌ها در آب تزریقی، دافعه الکتروستاتیکی بین نفت، شورآب و سطح سنگ اتفاق می‌افتد و لایه

دوگانه منبسط شده و نفت از سطح رس جدا می‌شود. مطابق مکانیسم تبادل یونی چندگانه، با تزریق آب با شوری کم به دلیل تفاوت در یون‌های آب سازند و آب تزریقی، تعادل اولیه در مخزن به هم خورده و با جابه‌جایی کاتیون‌ها، اجزای قطبی از سطح رس رها شده، پیوند کاتیونی بین سنگ و نفت می‌شکند و آب دوستی سنگ افزایش می‌یابد [۳۱، ۱۷-۱۴، ۱۴]. برهم‌کنش بین پلیمر و شوری کم روی تزریق پذیری پلیمر، ماندگاری، پایداری پلیمر و فاکتورهای رئولوژی مانند گرانشی تأثیر دارد. در شوری کم‌تر، زنجیره پلیمری به دلیل یون‌های کم‌تر در LSW کاهش می‌یابد، از این رو دافعه بیش‌تری بین زنجیره‌های پلیمر ایجاد می‌شود که گرانشی بالاتری را نتیجه می‌دهد و منجر به افزایش فشار و قدرت تزریق پذیری کم‌تر پلیمر می‌شود [۱۲]. برخلاف مطالعه‌های آزمایشگاهی بسیاری که بر روی روش‌های ترکیبی ازدیاد برداشت با LSW مانند پلیمر انجام شده است، مدل‌سازی کمی برای توصیف این روش صورت گرفته است که اساس این مدل‌سازی‌ها تغییر منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار موینگی با شوری است؛ در مدل‌های ارائه شده، انتخاب پارامتر وزنی (F_1) برای درون‌یابی منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار موینگی دارای اهمیت می‌باشد [۱۸]. در مدل جرال^۳ (۲۰۰۸ میلادی)، نمک به صورت جزء واحد در فاز آبی مدل‌سازی می‌شود. وابستگی تراوایی نسبی و فشار موینگی به شوری در شوری‌های بالا و پایین حد آستانه قابل چشم‌پوشی است. اشباع نفت باقی‌مانده به صورت تابعی از شوری در قالب جدولی برای تعریف وابستگی وارد می‌شود [۱۹]. پژوهشگرانی بر اساس آزمایش‌های انجام شده تزریق شوری کم در مغزه، کاهش تراوایی نسبی آب در نقطه انتهایی و افزایش تراوایی نسبی نفت در این نقطه [۲۰] و کاهش فشار موینگی را دریافتند و بیان کردند توان تابع جریان مانند اشباع نفت باقی‌مانده به صورت خطی با شوری تغییر می‌کند [۲۱، ۱۸]. دانگ و همکاران^۴ (۲۰۱۳ میلادی) در فرایند LSW، تغییر منحنی‌های تراوایی نسبی آب و نفت را با تغییر ترشوندگی در اثر مکانیسم تبادل یونی چندگانه توصیف کردند و با توجه به کسر معادل کاتیون‌های روی سطح فاکتور وزنی را معرفی کردند [۱۵]. خرسندی و همکاران^۲ (۲۰۱۶ میلادی) اولین حل تحلیلی رفتار هم‌افزایی شوری کم و پلیمر را با استفاده از الگوریتم جبهه در مورد منحنی‌های جریان جزئی در ماسه سنگ‌ها با در نظر گرفتن واکنش‌های شیمیایی، تغییر ترشوندگی برآمده از تبادل کاتیونی کلسیم، منیزیم و سدیم، جذب و اثرهای شوری روی گرانشی پلیمر ارائه دادند [۲۲]. هدف از این مطالعه، بررسی جزئیات شبیه‌سازی فرایند ترکیبی LSW و پلیمر در یک مخزن ماسه سنگی نفت دوست است که در آن مدل‌سازی

(۱) Low Salinity Water Flooding

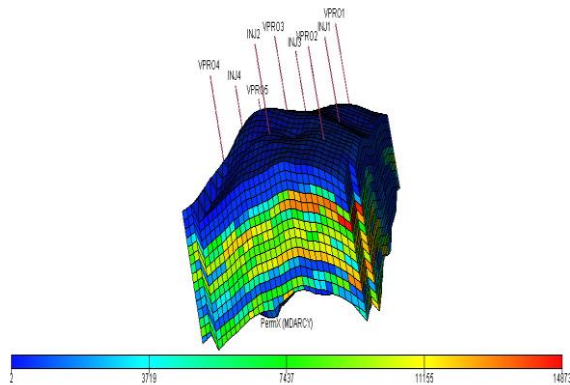
(۳) Low Salinity Polymer

(۲) Torrijos

(۴) Dang et al.

جدول ۱. ویژگی‌های سنگ مخزن مورد استفاده در این مطالعه

آب با شوری بالا		آب با شوری کم	پارامتر
۱۴۸۷۳-۲			بازه تراوایی (md)
۰/۰۱۲۰۵ - ۰/۳۳۲۶۱			بازه تخلخل
۱			K_{ro}^*
۰/۳	۰/۶		K_{rw}^*
۰/۰۸			S_{wc}
۰/۱	۰/۲		S_{or}
۳/۵			n_o
۳/۸	۲/۳		n_w



شکل ۱. توزیع تراوایی در مدل سکتور

ویژگی‌های سیال مخزن

نفت مخزن دانسیته API ۲۰ را دارد و ترکیب آن پیش از برآزش، در جدول ۲ مشخص شده است. فشار و دمای مخزن به ترتیب ۳۵۲۰ psia و ۱۸۰ °F می باشد و فشار نقطه حباب ۶۳۱ psia است. سایر ویژگی‌های سیال مخزن در جدول ۳ مشخص شده است.

ویژگی‌های آب تزریقی و آب سازندی

جدول ۴ ترکیب آب سازندی، آب با شوری بالا HSW^۲ که ترکیب یونی آب خلیج فارس برای آن در نظر گرفته شده است [۲۴] و آب تزریقی (LSW) که از رقیق سازی ۰/۰۲۳ برابر آب دریا ساخته شده را با یک TDS به ترتیب برابر با ۱۵۷۴۱۹ ppm و ۴۳۷۳۰ ppm و ۱۰۰۵/۷۹ ارایه می کند. ویژگی‌های گوناگون آب برحسب شوری از رابطه‌های تجربی محاسبه شده است. چگالی و ضریب حجمی آب سازند از رابطه مک کین^۳ [۲۵] تراکم پذیری آب از رابطه بگنر-بریل^۴ [۲۶] و رابطه نامبری^۵ [۲۷] و گرانیوی آب در سه شوری آب سازندی، آب دریا و آب با شوری کم در جدول ۵ ارایه شده است.

جریان سیال با محاسبه فاکتور وزنی منحنی‌های تراوایی نسبی بر اساس واکنش‌های تبادل یونی انجام شده است. برای مدل سازی جریان سیال در مخزن نیز، از شبیه‌ساز تجاری نفت سیاه (ECLIPSE) استفاده شده است. کسر معادل تبادل یونی سدیم به عنوان شاخص ترشوندگی معرفی شده که شامل اثرهای تبادل یونی روی منحنی‌های تراوایی نسبی نفت و آب است. پتانسیل ازدیاد برداشت فرآیند ترکیبی محلول پلیمر با شوری کم به همراه سیلابزنی آب با شوری کم در قالب سناریوهای گوناگون بازیافت ثانویه و ثالثیه، میزان و مدت زمان تزریق آب با شوری کم و تزریق پلیمر با استفاده از محلول آب با شوری کم و بالا در غلظت‌های گوناگون بررسی شده است. در این مطالعه، نخست داده‌های مورد نیاز ویژگی‌های سنگ و سیال برای توصیف شوری کم و پلیمر مشخص شده، سپس، روند شبیه‌سازی این فرآیند و تعیین فاکتور وزنی باتوجه به واکنش‌های ژئوشیمیایی توصیف شده و در پایان نیز، نتیجه‌های تزریق LSW و پلیمر در یک مخزن ماسه سنگی نفت دوست برای افزایش تولید نفت بحث شده و نتیجه‌های اصلی در قالب نمودار به تصویر کشیده شده است.

بخش نظری

داده‌های مورد نیاز برای شبیه‌سازی فرآیند تزریق پلیمر همراه آب با شوری کم

ویژگی‌های سنگ مخزن

در این مطالعه، پتانسیل ازدیاد برداشت نفت در فرآیند ترکیبی LSW و پلیمر در یک سکتور مدل سه بعدی از مخزنی بررسی شده است. سنگ مخزن از نوع ماسه سنگی نفت دوست و ناهمگن با تخلخل و تراوایی متوسط بسیار بالا است که ویژگی‌های آن شامل تخلخل و تراوایی در لایه‌ها و بلوک‌های گوناگون، متفاوت است. این سنگ دارای کوارتز، فلدسپار، کاتولینیت، ایلیت و کلسیت می‌باشد. الگوی چاه‌ها به صورت نه نقطه‌ای شامل پنج چاه تولیدی و چهار چاه تزریقی است که در آن چاه‌های تزریق و تولید توسط نرخ جریان^۱ مایع در مقدار ۵۰۰۰ STB/Day کنترل می‌شوند. طول و عرض مخزن به ترتیب ۳۴۸۲ و ۳۵۱۱ متر است که شامل ۱۶×۳۲×۳۳ بلوک شبکه در جهت‌های گوناگون است. گریدبندی مدل استاتیک مخزن بر اساس روش Corner Point انجام شده است. شکل ۱ توزیع تراوایی را در مدل نشان می‌دهد. همچنین، در جدول ۱ خلاصه‌ای از ویژگی‌های سنگ مخزن و داده‌های تراوایی نسبی آب و نفت در شرایط شوری بالا و پایین آورده شده است. زاویه تماس سنگ و سیال، ۸۰/۸ درجه است که با تزریق شوری کم به سمت ۴۵ درجه میل می‌کند؛ بنابراین، فشار موینگی طبق رابطه (۱) با ثابت بودن IFT محاسبه می‌شود [۲۳].

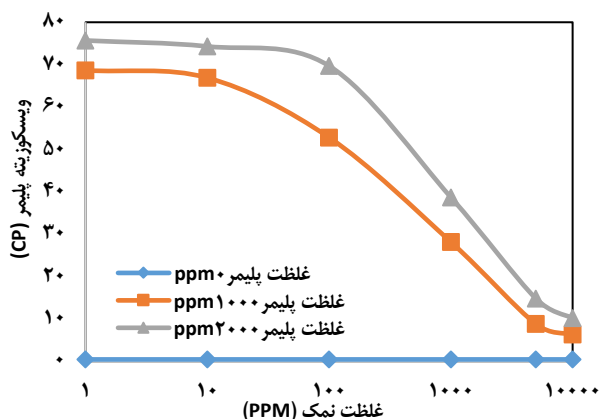
$$P_{cow} = \frac{\sigma(X_c) \cos\theta(X_c)}{(\sigma \cos\theta)} P_{cow}^0 (S_w, S_o) \quad (1)$$

(۱) Flow Rate

(۲) High Salinity Water

(۳) McCain

(۴) Beggs-Brill



شکل ۲. اثر شوری بر روی گرانروی پلیمر HPAM در دمای ۸۲ °C و نرخ برش $5/68 S^{-1}$

ویژگی‌های پلیمر

گرانروی محلول پلیمر HPAM با غلظت‌های ۱۰۰۰ و ۲۰۰۰ ppm از پژوهش‌های ورمولن و همکاران در سال ۲۰۱۱ میلادی و لی و همکاران در سال ۲۰۰۹ میلادی به دست آمده که مقدارهای آن با توجه به شوری و ترکیب‌های آب در دمای ۲۵ °C و نرخ برشی $5/68 S^{-1}$ در شکل ۲ ارایه شده است [۲۴، ۲۹]. از معادله آرنیوس نیز، برای محاسبه گرانروی در دمای مخزن مورد مطالعه با توجه به انرژی فعال‌سازی $37/5$ ، گزارش شده توسط ورمولن، استفاده شده است. مقدارهای جذب پلیمر نیز، در جدول ۶ نشان داده شده است. ویژگی‌های ارایه شده با مخزن مورد بررسی و ویژگی‌های سیال آن سازگار است. شایان ذکر است که در این مقاله اثر شوری بر روی جذب پلیمر نادیده گرفته شده است. با توجه به دمای مخزن، پلیمر HPAM پایداری گرمایی دارد. از سویی یکی از برتری استفاده از شورآب با درجه شوری پایین، پایداری بهتر پلیمر (به ویژه در دماهای بالاتر) می‌باشد [۲۴].

سناریوهای مورد بررسی

در جدول ۷ همه سناریوهای مورد بررسی در این مطالعه ارایه شده است. در فرایند سیلاب‌زنی آب پیش از تزریق پلیمر با توجه به قابلیت‌های نرم افزار مورد استفاده، سه اثر اصلی بررسی می‌شود: اثر غلظت پلیمر در مرحله ثانویه تزریق، اثر شوری محلول پلیمر و اثر استفاده از آب با شوری بالا و شوری کم در اولین مرحله روی سیلاب‌زنی پلیمر. به دلیل وابستگی زیاد گرانروی محلول پلیمر به غلظت و شوری آن، محلول پلیمر در غلظت‌های ۱۰۰، ۳۰۰، ۱۰۰۰ و ۲۰۰۰ ppm برای تعیین غلظت بهینه پلیمر و برای هر غلظت در شرایط شوری بالا و شوری کم بررسی می‌شود. پس از انتخاب اولین مرحله تزریق آب و غلظت بهینه پلیمر و میزان شوری در محلول پلیمر، سیلاب‌زنی پلیمر در دومین مرحله تزریق

جدول ۲. ترکیب نفت استفاده شده در این مطالعه

جزء تشکیل دهنده	ترکیب (درصد مولی)	جزء تشکیل دهنده	ترکیب (درصد مولی)
H ₂ S	۰	nC ₅	۲/۰۴
N ₂	۰/۱	C ₆	۳/۴
CO ₂	۰/۲۸	C ₇	۵/۴۱
C ₁	۱۱/۶۱	C ₈	۳/۴۲
C ₂	۲/۰۷	C ₉	۳/۹۵
C ₃	۳/۹۰	C ₁₀	۴/۲۸
iC ₄	۱	C ₁₁	۳/۸۶
nC ₄	۳/۰۴	C ₁₂₊	۴۹/۶۶
iC ₅	۱/۹۸	مجموع	۱۰۰

جدول ۳. برخی از ویژگی‌های سیال مخزن مورد مطالعه

پارامتر	مقدار	واحد
گرانروی نفت	۱۹/۱۶	cp
ضریب حجمی سازند در شرایط اولیه	۱/۱۰۳	resbbl/STB
دانسیته نفت	۰/۸۸۶۴	gr/cc
ضریب حجمی آب	۱/۳	res bbl/STB

جدول ۴. ترکیب آب سازندی، آب دریا و آب تزریقی

یون	غلظت یون در آب سازندی (mg/l)	غلظت یون در آب دریا (mg/l)	غلظت یون در آب تزریقی (mg/l)
Ca ²⁺	۹۳۰۰	۵۰۸	۱۱/۶۸۴
Mg ²⁺	۱۰۹۳	۱۶۱۸	۳۷/۲۱۴
Na ⁺	۵۰۱۲۷	۱۳۴۰۴	۳۰۸/۲۹۲
K ⁺	-	۴۸۳	۱۱/۱۰۹
Cl ⁻	۹۶۵۶۰	۲۴۱۴۰	۵۵۵/۲۲
So ₄ ²⁻	۲۰۵	۳۳۸۴	۷۷/۸۳۲
HCO ₃ ⁻	۱۳۴	۱۷۶	۴/۰۴۸
Sr ²⁺	-	۱۷	۰/۳۹۱
TDS	۱۵۷۴۱۹	۴۳۷۳۰	۱۰۰۵/۷۹

جدول ۵. گرانروی آب برحسب شوری

میزان شوری (ppm)	گرانروی آب (cp)
۱۰۰۵/۷۹	۰/۵۵
۴۳۷۳۰	۰/۶۱
۱۵۷۴۱۹	۰/۷۹۶

جدول ۶. جذب پلیمر به صورت تابعی از غلظت پلیمر

جذب پلیمر روی سنگ (mg/kg)	غلظت پلیمر (kg/m ³)
۰	۰
۰/۰۰۱۷	۱
۰/۰۰۱۷	۲

جدول ۷. مروری بر همه سناریوهای تزریق مورد بررسی در این مطالعه

سناریو	تزریق آب	تزریق پلیمر	تزریق آب
۱	۰/۲ PV آب با شوری بالا	-	-
۲	۰/۲ PV آب با شوری کم	-	-
۳	۰/۱۶ PV آب با شوری بالا	۰/۱۸۳ PV محلول پلیمر با شوری بالا (غلظت پلیمر ۱۰۰، ۳۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰ ppm)	-
۴	۰/۱۶ PV آب با شوری کم	۰/۱۸۳ PV محلول پلیمر با شوری بالا (غلظت پلیمر ۱۰۰، ۳۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰ ppm)	-
۵	۰/۱۶ PV آب با شوری بالا	۰/۱۸۳ PV محلول پلیمر با شوری کم (غلظت پلیمر ۱۰۰، ۳۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰ ppm)	-
۶	۰/۱۶ PV آب با شوری کم	۰/۱۸۳ PV محلول پلیمر با شوری کم (غلظت پلیمر ۱۰۰، ۳۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰ ppm)	-
۷	۰/۱۶ PV آب با شوری بالا	۰/۰۵۵ PV محلول پلیمر با شوری کم (غلظت پلیمر ۱۰۰ ppm)	آب با شوری کم
۸	۰/۱۶ PV آب با شوری بالا	۰/۰۵۵ PV محلول پلیمر با شوری کم (غلظت پلیمر ۱۰۰ ppm)	آب با شوری بالا
۹	۰/۱۶ PV آب با شوری بالا	۰/۰۸۳ PV محلول پلیمر با شوری کم (غلظت پلیمر ۱۰۰ ppm)	آب با شوری کم
۱۰	۰/۱۶ PV آب با شوری بالا	۰/۰۸۳ PV محلول پلیمر با شوری کم (غلظت پلیمر ۱۰۰ ppm)	آب با شوری بالا

جدول ۸. فاکتور میان‌یابی منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار موینگی بین حالت‌های گوناگون شوری کم و شوری بالا با استفاده از کسر معادل سدیم

ضریب رقیق‌سازی یون‌های آب دریا	۰/۲۳	۰/۱	۰/۲	۰/۳۵	۰/۵	۰/۶
F_1	۱	۰/۷۴	۰/۵۳	۰/۳۸	۰/۲۶۱	۰/۱۹۴

استفاده شده است [۳۰]. طبق رابطه‌های آن‌ها از آنجا که در مخازن ماسه سنگی توزیع رس وجود دارد، برای کاهش عدم قطعیت زمین‌شناسی مخزن، کسر معادل سدیم طبق رابطه (۳) نخست نرمالایز شده، سپس، از رابطه (۲) برای محاسبه فاکتور میان‌یابی استفاده می‌شود. با در نظر گرفتن مقدار متوسط تخلخل کل برابر با ۰/۲۱، مقدار CEC در مدل و بیشینه مقدار آن به ترتیب برابر با ۱۹۵/۷۵ و ۲۰۶ محاسبه شده است.

$$[Na - x]^* = [Na - x] \times \frac{CEC}{CEC_{max}} \quad (3)$$

منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار موینگی نفت و آب برای شوری‌های گوناگون از معادله‌های (۴) تا (۶) به دست می‌آید.

$$K_{ro} = F_1 K_{ro}^L + (1 - F_1) K_{ro}^H \quad (4)$$

$$K_{rw} = F_1 K_{rw}^L + (1 - F_1) K_{rw}^H \quad (5)$$

$$P_{cow} = F_2 P_{cow}^L + (1 - F_2) P_{cow}^H \quad (6)$$

شایان ذکر است در شبیه‌سازی، در سیلابزنی آب با شوری کم، نمک به عنوان یک جزء واحد در فاز آبی در نظر گرفته می‌شود و پلیمر نیز، تنها با هدف کاهش تحرک‌پذیری آب مدل‌سازی می‌شود.

و تزریق آب (شوری بالا و پایین) در سومین مرحله، برای بررسی محدوده تزریق پلیمر در مرحله ثانویه و نوع سیلابزنی ثالثیه آب (شوری کم و شوری بالا)، بررسی می‌شود.

مدل‌سازی تغییر ترشوندگی در اثر تزریق LSW و پلیمر

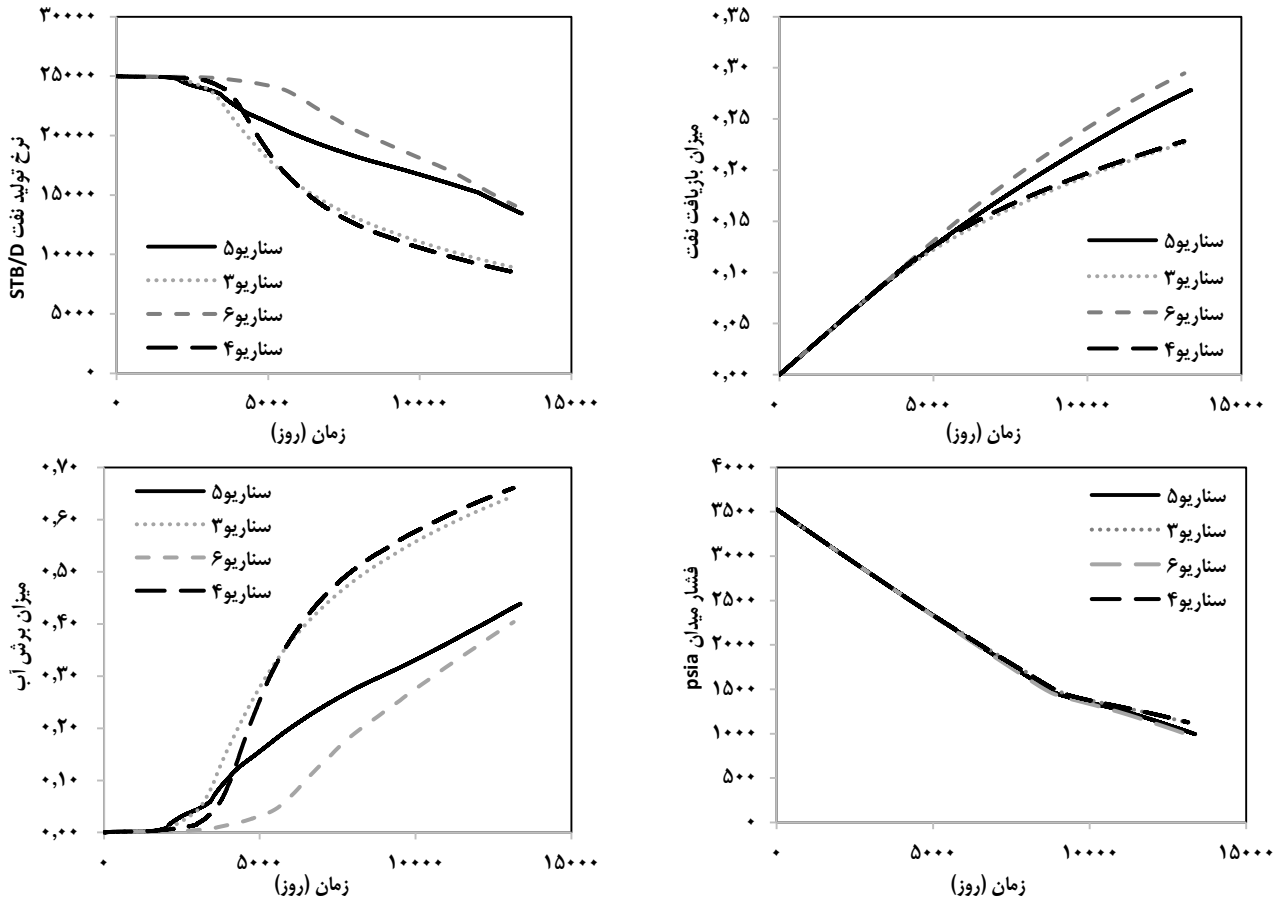
در این مطالعه، تغییر ترشوندگی برآمده از فرآیند تزریق آب با شوری کم و پلیمر با تنظیم تابع‌های تراوایی نسبی به آب دوستی بیش‌تر توصیف شده که برای محاسبه فاکتور میان‌یابی منحنی‌های تراوایی نسبی، اشباع نفت باقی‌مانده و فشار موینگی به عنوان داده‌های ورودی شبیه‌سازی، از رابطه دانگ و همکاران در سال ۲۰۱۵ میلادی در شوری‌های گوناگون استفاده شد. در مدل دانگ، کنترل تغییر ترشوندگی توسط غلظت یون سدیم جذب شده انجام می‌شود که درون‌یابی مؤثرتری در یک فرآیند تبادل یونی چندگانه به دست می‌دهد [۱۵]. فاکتور درون‌یابی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$1 - F_1 = \frac{[Na - x] - [Na - x]_{ww}}{[Na - x]_{ow} - [Na - x]_{ww}} \quad (2)$$

بدین منظور تبادل کاتیونی بین یون‌های موجود در آب و سطح رس با استفاده از نرم افزار ژئوشیمیایی فریکسی^۱ محاسبه شده و مقدار $[Na - x]$ متناسب با غلظت یون‌های آب به دست آمده است. جدول ۸ ضریب درون‌یابی بین حالت‌های شوری کم و شوری بالا را در درصدهای گوناگون رقیق‌سازی یون‌های آب نشان می‌دهد. شایان ذکر است که همه واکنش‌های شیمیایی بین یون‌ها در شرایط تعادل در نظر گرفته می‌شود. برای محاسبه میزان ظرفیت تبادل یونی (CEC^۲) سنگ مخزن در نقاط گوناگون از دو رابطه نموداری پیشنهادی دانگ و همکاران (۲۰۱۵ میلادی)،

(۱) PHREEQC

(۲) Cation Exchange Capacity



شکل ۳. ضریب بازیابی نفت، نرخ تولید نفت، برش آب و فشار مخزن در مقابل زمان در سناریوی ۳ برای غلظت ppm ۱۰۰ محلول پلیمر

به دست آمده برای بازیابی نفت دیده می‌شود. این نتیجه در شکل مربوط به نرخ تولید نفت نیز، دیده می‌شود؛ استفاده از شوری کم در محلول پلیمر سبب می‌شود نرخ تولید نفت با سرعت کم‌تری کاهش یابد. نتیجه‌های برش آب، هماهنگ با نرخ تولید نفت است و برش آب در فرایند تزریق محلول پلیمر با غلظت ۱۰۰ ppm پس از تزریق آب با شوری کم در مقایسه با تزریق پلیمر پس از سیلابزنی آب با شوری بالا، به تقریب ۱۰۰۰ روز دیرتر اتفاق می‌افتد. همان‌گونه که در شکل ۳ دیده می‌شود، فشار مخزن در فرایند تزریق محلول پلیمر با شوری پایین، کمی بیش‌تر کاهش می‌یابد؛ در حالی که تزریق محلول پلیمر با شوری بالا باعث تغییر ناچیزی در فشار مخزن می‌شود که با فشار مخزن در سناریوی ۱ متفاوت نیست.

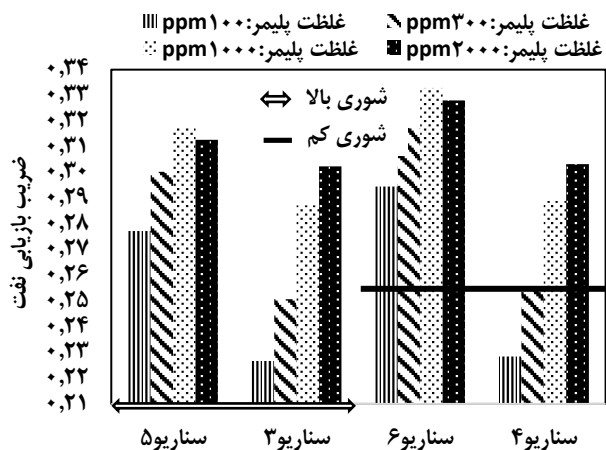
اثر غلظت و شوری در محلول پلیمر

نتیجه‌های به دست آمده از مقایسه ضریب‌های بازیابی نفت برای مقدارهای گوناگون غلظت و شوری محلول پلیمر در سناریوهای ۳ تا ۶ در شکل ۴ نشان داده شده است. زمانی که از محلول پلیمری

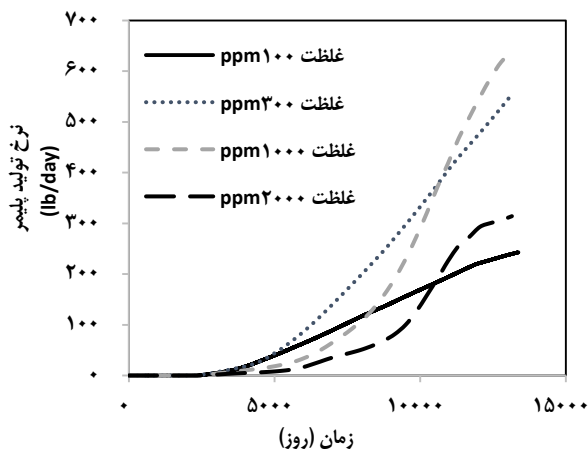
نتیجه‌ها و بحث

میزان ضریب بازیافت نفت در دو سناریو ۱ و ۲ به ترتیب ۲۰/۹٪ و ۲۵/۰۹٪ و میزان افزایش تجمعی بازیافت نفت در سیلابزنی شوری کم 0.836150×10^6 STB به دست آمده است. افزایش بازیافت نفت در اثر تزریق پیوسته LSW نشان‌دهنده تغییر ترشوندگی به آب دوستی است که به دلیل واکنش‌های ژئوشیمیایی بین سنگ و آب با شوری کم اتفاق می‌افتد. برای بررسی هم‌افزایی این دوسناریو با پلیمر و بررسی شوری محلول پلیمر، در سناریوهای ۳ تا ۶ نخست ۳ سال تزریق آب (شوری بالا و شوری پایین) و پس از آن تزریق محلول پلیمر (با شوری بالا و شوری پایین) شبیه‌سازی شده است. نتیجه‌های به دست آمده برای بازیابی نفت، نرخ تولید نفت، برش آب و فشار مخزن در شکل ۳ نشان داده شده است.

با توجه به شکل ۳، روند بازیابی نفت در سناریوهای ۳ تا ۶ یکسان است و میزان بازیابی استفاده از آب با شوری کم در این فرایند نسبت به شوری بالا پیش از پلیمر، اندکی بیشتر است. در حالی که در فرایند تزریق محلول پلیمر با شوری کم، تفاوت بیش‌تری در نتیجه‌های



شکل ۴. مقایسه ضریب بازبازی نفت در مقادیرهای گوناگون غلظت پلیمر و شوری محلول پلیمری در سناریوی ۳ تا ۶.



شکل ۵. نرخ تولید پلیمر برای مقادیرهای گوناگون غلظت پلیمر در سناریو ۵

بازبازی نفت بسیار کم و قابل اغماض است و حتی پتانسیل کم‌تری نسبت به اثر تغییر ترشوندگی دارد. بنابراین، اثر تغییر ترشوندگی در اولین مرحله سیلاب‌زنی آب نقش مهمی را در بازیافت کلی در این مورد بازی می‌کند. در فرآیند ترکیب پلیمر و شوری کم، اگرچه تغییر ترشوندگی در اولین مرحله سیلاب‌زنی وجود دارد، اثر گرانیروی در مرحله ثانویه روی نرخ تولید نفت بیش‌تر از اثر ترشوندگی می‌باشد. براین اساس، تفاوت چشمگیری در بازیافت نفت با تغییر شوری در اولین مرحله سیلاب‌زنی در مقایسه با اثر سیلاب‌زنی پلیمر دیده نمی‌شود.

فرآیند ترکیبی سیلاب‌زنی آب در مرحله سوم تزریق و پلیمر در مرحله دوم تزریق

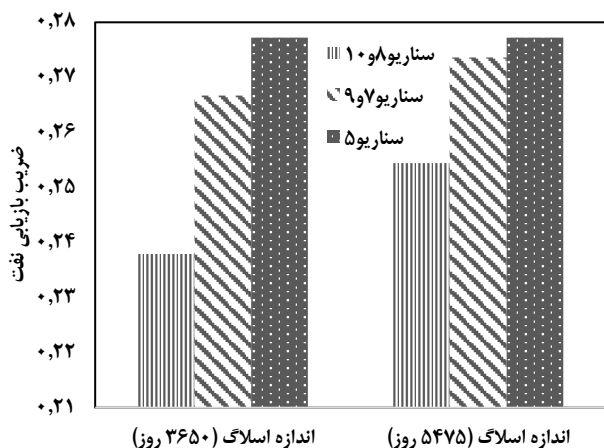
از آنجا که گرانیروی بالای ترکیب شوری کم و پلیمر منجر به فشار ته چاهی بالای چاه تزریقی و شکاف سازند مخزن می‌شود و سیلاب‌زنی پلیمر پرهزینه‌تر از سیلاب‌زنی آب می‌باشد، بهتر است

با شوری ۱۰۰۰ ppm استفاده می‌شود، غلظت محلول پلیمر ۲۰۰۰ ppm تأثیر زیادی در بازیافت بیش‌تر نفت ندارد. از سوی دیگر، زمانی که محلول پلیمری با شوری ۴۰۰۰ ppm تزریق می‌شود، با افزایش غلظت پلیمر بازیافت نفت افزایش می‌یابد؛ این در حالی است که نتیجه‌های به دست آمده از تزریق محلول پلیمری با شوری بالا در غلظت‌های گوناگون، در دو حالت سیلاب‌زنی آب با شوری بالا و شوری پایین در مرحله اول و پیش از تزریق پلیمر، تفاوت چشمگیری با هم ندارند. زمانی که پلیمر با شوری کم ترکیب می‌شود، گرانیروی پلیمر به ویژه در غلظت‌های بالا بسیار افزایش می‌یابد و نسبت به اثر تغییر ترشوندگی بیش‌تر است؛ به طوری که در غلظت‌های ۱۰۰۰ و ۲۰۰۰ ppm مقادیرهای نسبت پویایی کمتر از یک و به نسبت نزدیک به هم و به ترتیب برابر با ۰/۳۲ و ۰/۴۴ به دست می‌آید. مطابق شکل ۵ در غلظت ۲۰۰۰ ppm پلیمر با شوری کم، محلول پلیمر به سختی حرکت می‌کند، گسست پلیمر دیرتر اتفاق می‌افتد و میزان تولید پلیمر تزریقی نیز، پس از گسست آن کم‌تر است که یکی از علت‌های آن می‌تواند ماندگاری پلیمر در روزنه‌های سنگ باشد؛ زیرا میزان جذب در غلظت‌های بالاتر پلیمر بیش‌تر است؛ بنابراین، برخلاف انتظار، در سیلاب‌زنی پلیمر با شوری کم در غلظت ۲۰۰۰ ppm تولید نفت بیش‌تری به دست نمی‌آید. شوری بالا در محلول پلیمر، گرانیروی را به میزان چشمگیری افزایش نمی‌دهد که در نتیجه آن مقدار بازبازی نفت در غلظت‌های گوناگون به ویژه غلظت‌های کم‌تر، تفاوت چشمگیری نسبت به سیلاب‌زنی معمول آب ندارد. این بدین معنی است که ترکیب پلیمر و شوری بالا در محلول می‌تواند باعث افزایش گرانیروی پلیمر به دلیل وجود پلیمر شود؛ ولی تأثیر آن به اندازه تأثیر شوری کم در افزایش گرانیروی محلول پلیمری در فرآیند ترکیب پلیمر با شوری کم نمی‌باشد.

همان‌گونه که در شکل ۴ دیده می‌شود، مقایسه دو فرآیند تزریق پلیمر در غلظت ۱۰۰ ppm با شوری بالا پس از سیلاب‌زنی شوری کم و سیلاب‌زنی پیوسته شوری کم نشان می‌دهد که در سیلاب‌زنی پیوسته شوری کم، تغییر ترشوندگی به آب دوستی بیشتر ادامه پیدا می‌کند، این بدین معنی است که اثر گرانیروی پلیمر در محلول شوری بالا در این غلظت، نسبت به اثر تغییر ترشوندگی تأثیر کم‌تری دارد.

اثر شوری در اولین مرحله تزریق آب

مطابق شکل ۴ با کاهش شوری آب در اولین مرحله سیلاب‌زنی از ۴۳۷۶۰ ppm به ۱۰۰۰ ppm، مقدار بازبازی نفت هنگامی که محلول پلیمری با شوری کم ترکیب می‌شود، نسبت به زمانی که پلیمر با شوری بالا ترکیب می‌شود، بیش‌تر است. همان‌گونه که در بخش پیش نیز، مورد بررسی قرار گرفت، اثر گرانیروی پلیمر در محلول با شوری بالا بر روی



شکل ۶- تأثیر مدت زمان تزیق پلیمر ppm ۱۰۰ در مرحله ثانویه و شوری آب در فرایند سیلاب‌زنی در مرحله ثالثیه بر روی ضریب بازیابی نفت

گرانروی بهبود دهد. شوری کم در محلول پلیمری با غلظت بالا می‌تواند گرانروی محلول را به اندازه‌ای افزایش دهد که به سختی حرکت کند و روزه‌های سنگ را در مخزن می‌بندد؛ طوری که فشار ته چاهی چاه‌های تزیقی در یک لحظه افزایش می‌یابد. این مسأله می‌تواند باعث ایجاد شکاف در مخزن شود. بنابراین، بهینه‌سازی برای یافتن بهترین شرایط شوری و غلظت پلیمر مورد استفاده در سیلاب‌زنی پلیمر مورد نیاز است.

۲- اندازه اسلاگ بزرگ‌تر تزیق پلیمر و شوری کم در سیلاب‌زنی ثالثیه، دو عامل مهم در دستیابی به بازیافت بیشتر هستند. اثرگذاری محلول گرانرو پلیمر می‌تواند با افزایش بازه تزیق پلیمر طولانی‌تر شود. در مدت زمان یکسان تزیق پلیمر در مرحله ثانویه، سیلاب‌زنی با شوری کم می‌تواند ترشوندگی را پس از سیلاب‌زنی پلیمر بهبود دهد؛ همچنین، محلول پلیمر را جاروب کند. شوری کم در سیلاب‌زنی ثالثیه، نتیجه مؤثرتری نسبت به مدت زمان تزیق پلیمر دارد. بنابراین، سناریوی بهینه با استفاده از تزیق محلول پلیمر با غلظت میانی همراه با شوری کم برای ۱۵ سال و سپس، سیلاب‌زنی شوری کم به دست می‌آید. این که آب با شوری کم ترشوندگی را به سمت دلخواه تغییر می‌دهد، دلخواه تولید است؛ ولی در مرحله اول سیلاب‌زنی در چنین مخازن ناهمگنی افزایش بازیافت زیادی به دست نمی‌آید. بر همین اساس، برای این مخزن، بررسی کاربرد پلیمر به عنوان روش ثانویه با سیلاب‌زنی با شوری کم به عنوان روش ثالثیه توصیه می‌شود که با توجه به فشار شکست سازند، استفاده از محلول پلیمر ppm ۱۰۰ با شوری ppm ۱۰۰۰ در این حالت، ۶/۴۶ درصد افزایش تجمعی در بازیافت نفت نسبت به سناریوی پایه شوری بالا به دست می‌دهد که برای مخزن مورد مطالعه توصیه می‌شود.

که محلول پلیمر برای یک مدت زمان مشخص تزیق شود و فرایند تزیق توسط سیلاب‌زنی آب ادامه یابد. به همین منظور، سیلاب‌زنی آب با شوری بالا در اولین مرحله سیلاب‌زنی و سپس تزیق محلول پلیمری با غلظت ppm ۱۰۰ و شوری محلول ppm ۱۰۰۰ با توجه به نتیجه‌های به دست آمده برای بررسی اثر مدت زمان تزیق ثانویه (۱۰ و ۱۵ سال) و اثر شوری آب در سیلاب‌زنی ثالثیه (شوری بالا و شوری پایین) انتخاب می‌شود.

اثر مدت زمان دومین مرحله تزیق و شوری در مرحله ثالثیه تزیق

تأثیر مدت زمان تزیق پلیمر در مرحله ثانویه و شوری آب در سیلاب‌زنی در مرحله ثالثیه بر روی ضریب بازیابی نفت در شکل ۶ مقایسه شده است. بدون در نظر گرفتن شوری در سیلاب‌زنی ثالثیه آب، برای دو مورد شوری بالا و شوری پایین، بازه طولانی‌تر سیلاب‌زنی پلیمر، می‌تواند تولید نفت بیشتر را ایجاد کند. با مدت زمان یکسان تزیق پلیمر، شوری کم‌تر آب در سیلاب‌زنی ثالثیه، می‌تواند بازیافت نفت را افزایش دهد. نکته قابل توجه دیگر این است که تزیق پلیمر در ۳۶۵۰ روز با شوری کم در مرحله ثانویه نسبت به ۵۴۷۵ روز تزیق پلیمر و سپس سیلاب‌زنی شوری بالا می‌تواند اثر بهتری در میزان بازیافت نفت داشته باشد. این بدین معنی است که جدا از رانش محلول پلیمر در مخزن، سیلاب‌زنی با استفاده از آب با شوری کم می‌تواند ترشوندگی را به سمت آب دوستی بیشتر نسبت به سیلاب‌زنی با شوری بالا تغییر دهد؛ بنابراین، بازیافت نفت بیشتر به دست می‌آید. به عبارت دیگر، تغییر شوری در سیلاب‌زنی ثالثیه آب، می‌تواند منجر به تولید نفت بیشتر، بیش از تولید آن در اثر افزایش محدوده سیلاب‌زنی پلیمر شود.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، با استفاده از شبیه‌سازی، پتانسیل ازدیاد برداشت فرایند ترکیبی پلیمر و آب با شوری کم در یک مخزن ماسه سنگی نفت دوست با در نظر گرفتن تغییر ترشوندگی بررسی شد. تغییر ترشوندگی توسط مکانیسم تبادل یونی در نظر گرفته شد که در آن از کسر معادل یون سدیم برای تنظیم منحنی‌های تراوایی نسبی در شوری‌های گوناگون استفاده شده است.

۱- تزیق آب با شوری کم پیش از تزیق محلول پلیمر ppm ۱۰۰ با شوری بالا، بازیافت نفت را نسبت به تزیق آب با شوری بالا پیش از تزیق پلیمر، ۱۸٪ افزایش می‌دهد که به علت تغییر ترشوندگی به حالت آب دوستی اتفاق می‌افتد و به نسبت مقدار بالایی نیست. افزایش غلظت پلیمر و کاهش شوری محلول پلیمر می‌تواند بازیافت نفت را به دلیل بالابردن

فهرست نمادها

توان معادله کوری برای تراوایی نسبی نفت	$:N_o$	زاویه تماس بین نفت و آب	$:\theta$
فشار موینگی بین نفت و آب	$:P_{cow}$	کشش سطحی تابعی از کسر جرمی نمک	$:\sigma(X_c)$
اشباع باقی مانده نفت	$:S_{or}$	غلظت پلیمر	$:C_p$
اشباع آب	$:S_w$	غلظت نمک	$:C_s$
اشباع آب غیرقابل کاهش	$:S_{wr}$	تراوایی نسبی نفت	$:K_{ro}$
فشار موینگی بین نفت و آب	$:P_{cow}$	تراوایی نسبی آب	$:K_{rw}$
		کسر معادل سدیم جذب شده در حالت آب دوست	$:[Na - x]_{ww}$
		کسر معادل سدیم جذب شده در حالت نفت دوست	$:[Na - x]_{ow}$
		توان معادله کوری برای تراوایی نسبی آب	$:N_w$

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۲/۱۶ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۳/۲۴

مراجع

- [1] Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A., "Chemistry of Injection Water and Its Impact on Oil Recovery in Carbonate and Clastics Formations", *SPE 121565, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry* (2009).
- [2] Morrow N. Buckley J., "Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding", *Journal of Petroleum Technology*, **63(5)**: 106-112 (2011)
- [3] Lager A., Webb K.J., Collins I.R., Richmond D.M., "LoSal Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale", *SPE 113976* (2008).
- [4] Mohammadi H. Jerauld G., "Mechanistic Modeling of the Benefit of Combining Polymer with Low Salinity Water for Enhanced Oil Recovery", *SPE 153161* (2008).
- [5] Ayirala S., Uehara-Nagamine E., Matzakos A., Chin R., Doe P., Den Hoek, P.V., "A Designer Water Process for Offshore Low Salinity and Polymer Flooding Applications", in *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Society of Petroleum Engineers (2010).
- [6] Shaker Shiran B., Skauge A., "Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combined Low Salinity Water/Polymer Flooding", *Energy & Fuels*, **27(3)**: 1223-1235 (2013).
- [7] Tahir M., Hincapie R.E., Foedisch H., Abdullah H., Ganzer L., "Impact of Sulphates Presence During Application of Smart Water Flooding Combined with Polymer Flooding", *SPE Europec Featured at 80th EAGE Conference and Exhibition*. DOI: 10.2118/190796-MS (2018).
- [8] Zhuoyan Z., Quan X., Hanbing X., Jian F., Feng W., Juedu A., Vermolen Esther C.M., Lingli W., Lau Hon C., Shemin S., Dehai H., "Evaluation of the Potential of High-Temperature, Low-Salinity Polymer Flood for the Gao-30 Reservoir in the Huabei Oilfield, China: Experimental and Reservoir Simulation Results", *Offshore Technology Conference*. (2015).
- [9] Kozaki C., "Efficiency of Low Salinity Polymer Flooding in Sandstone Cores", Doctoral Dissertation, The University of Texas at Austin, (2012).

- [10] Almansour A.O., AlQuraishi A.A., AlHussinan S.N., AlYami H.Q., [Efficiency of Enhanced Oil Recovery Using Polymeraugmented Low Salinity Flooding](#), *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **7(4)**: 1149-1158 (2017).
- [11] Vermolen, E.C., Pingo Almada, M., Wassing, B.M., Ligthelm, D.J., Masalmeh, S.K., ["Low-Salinity Polymer Flooding: Improving Polymer Flooding Technical Feasibility and Economics by Using Low-Salinity Make-up Brine"](#), *International Petroleum Technology Conference*, 19-22 (2014).
- [12] AlSofi AM, Wang J, Kaidar ZF., ["Smartwater Synergy with Chemical EOR: Effects on Polymer Injectivity, Retention and Acceleration"](#), *SPE Journal*. **166**: 274-282 (2018).
DOI: 10.1016/j.petro.2018.02.036
- [13] Piñerez Torrijos I.D., Puntervold T., Strand S, Austad T., Bleivik T.H., Abdullah H.I., [An Experimental Study of the Low Salinity Smart Water—Polymer Hybrid EOR Effect in Sandstone Material](#), *Journal of Petroleum Science and Engineering*. **164**: 219-229 (2018).
DOI: 10.1016/j.petro.2018.01.031
- [14] Al-Adasani, A., Bai, B., Wu, Y.-S., ["Investigating Low-Salinity Waterflooding Recovery Mechanisms in Sandstone Reservoirs"](#), *SPE 152997, SPE Improved Oil Recovery Symposium* (2012).
- [15] Dang, C.T., Nghiem, L.X., Chen, Z., Nguyen, Q.P., ["Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration"](#), *SPE 166447* (2013).
- [16] Kuznetsov, D., Cotterill, S., Giddins, M.A., Blunt, M.J., ["Low-Salinity Waterflood Simulation: Mechanistic and Phenomenological Models"](#), *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers. (2015).
- [17] Al-Shalabi, E.W., Sepehrnoori, K., Pope, G., [Mechanistic Modeling of Oil Recovery Caused by Low-Salinity-Water Injection in Oil Reservoirs](#), *SPE Journal*, **21(03)**: 0730-0743 (2016)
- [18] Shojaei, M.-J., Ghazanfari, M.H., Masihi, M., ["Relative Permeability and Capillary Pressure Curves for Low Salinity Water Flooding in Sandstone Rocks"](#), *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **25**: 30-38 (2015).
- [19] Jerauld G.R., Webb K.J., Lin C-Y., Seccombe J., [Modeling Low-Salinity Waterflooding](#), *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **11(6)**: 1000-1012 (2008).
- [20] Rivet S., Lake L.W., Pope G.A., ["A Coreflood Investigation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery"](#), *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers (2010).
- [21] Tripathi I., Mohanty K., ["Instability Due to Wettability Alteration in Displacements Through Porous Media"](#), *Chemical Engineering Science*, **63(21)**: 5366-5374 (2008).
- [22] Khorsandi S., Qia, C., John, R.T., [Displacement Efficiency for Low-Salinity Polymer Flooding Including Wettability Alteration](#), *SPE Journal*, **22(02)**: 417-430 (2016).

- [23] Idowu J., Somerville J., Adebari D. Meshioye O., "Effect of Salinity Changes of the Injected Water on Water Flooding Performance in Carbonate Reservoirs", *SPE 150816* (2001).
- [24] Vermolen E.C., van Haasterecht M.J., Masalmeh S.K., Faber M.J., Boersma D.M., Gruenenfelder M., "Pushing the Envelope for Polymer Flooding Towards High-Temperature and High-Salinity Reservoirs with Polyacrylamide Based ter-Polymers", *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Society of Petroleum Engineers, (2011).
- [25] McCain W.D., "The properties of petroleum fluids", PennWell Books, (1990).
- [26] Beggs H.D., Brill J.P., "Two-Phase Flow in Pipes", in Lecture Notes, University of Tulsa Tulsa, Okla, (1978).
- [27] Numbere D., Brigham W.E., Standing M., "Correlations for Physical Properties of petroleum reservoir Brines", Stanford University., CA (USA), Petroleum Research Inst, (1997).
- [28] Meehan D., A Correlation for Water Compressibility, *Petroleum Engineer*, **52**: 125-126 (1980).
- [29] Lee S., Kim D.H., Huh C. Pope G.A., "Development of a Comprehensive Rheological Property Database for EOR Polymers", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, (2009).
- [30] Dang C., Nghiem L., Nguyen N., Chen Z., Nguyen Q., "Modeling and Optimization of Low Salinity Waterflood", *SPE 173194* (2015).
- [31] Ebrahimzadeh Rajae S., Safekordi A.A., Gerami S., Bahramian A., Ganjeh-Ghazvini M., Experimental Study on Enhanced Oil Recovery by Low Ssalinity Water Flooding on the Fractured Dolomite Reservoir, *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, **40(5)**: 1703-1719 (2021).