

# مدل سازی اندرکنش بین آب با شوری پایین و ماسه‌سنگ از طریق کوپل کردن معادلات جریان سیال با مدل ژئوشیمیایی PHREEQC

الهام کلانتری و محمد سیم‌جو\*

دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۱۲/۲۰ تاریخ پذیرش: ۹۷/۵/۲۰

## چکیده

یکی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت که اخیراً مورد توجه زیادی قرار گرفته است، تزریق آب با شوری پایین (LSW) است. بررسی مکانیسم‌های مرتبط با LSW نشان می‌دهد که واکنش‌های ژئوشیمیایی نقش موثری در تغییرات ترشوندگی سنگ و تولید نفت دارند. هدف این مقاله بررسی تأثیر واکنش‌های ژئوشیمیایی حل شدن کلسیت و مبادله یون بر روی عملکرد LSW در یک مخزن ماسه‌سنگی با استفاده از مفهوم شوری آستانه است. بدین منظور، معادله جریان سیال براساس تئوری بالکی-لورت با نرم‌افزار ژئوشیمیایی PHREEQC کوپل شدند. نتایج نشان داد که در تزریق LSW، تعادل اولیه بین فاز آبی و سطح سنگ مخزن بر هم می‌خورد که این امر باعث انحلال کلسیت و نیز رخداد تبادل یونی بین فاز آبی و سطح سنگ می‌شود. آنالیز واکنش‌های ژئوشیمیایی در بلوک مجاور چاه تزریقی نشان داد که تبادل کاتیون‌ها می‌تواند سبب رهایش مواد نفتی از سطح سنگ شده که در نتیجه آن تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی بیشتر رخ خواهد داد. همچنین، پروفایل تغییرات pH در گستره مدل مخزنی نشان داد که سرعت انحلال کلسیت در فواصل نزدیک به چاه تزریقی با نرخ بالایی انجام می‌گیرد، اما در فواصل دورتر، صرفاً انحلال جزئی کلسیت به واسطه مکانسیم تبادل یونی رخ می‌دهد. آنالیز نمودارهای جریان جزئی همراستا با پروفایل شوری کل فاز آبی نشان داد که در طول تزریق LSW، دو جبهه جریانی مختلف در گستره مخزن ایجاد می‌شود: جبهه اول مربوط به جابه‌جایی آب با شوری بالا با میزان اشباع آب ۰/۴۳ و جبهه دوم مربوط به جابه‌جایی آب با شوری پایین با مقدار اشباع آب ۰/۵۸. این مقدار افزایش در اشباع فاز آبی بیانگر توانایی LSW در تولید نفت اضافی است که براساس شرایط این مطالعه و انتخاب شوری آستانه ۳۰۰۰ ppm، افزایشی در حدود ۱۰٪ از نفت اولیه مخزن است.

**کلمات کلیدی:** آب با شوری پایین، واکنش‌های ژئوشیمیایی، PHREEQC، ترشوندگی، ازدیاد برداشت نفت

## مقدمه

یکی از روش‌های جدید ازدیاد برداشت نفت که اخیراً مورد توجه زیادی قرار گرفته است، تزریق آب با شوری پایین<sup>۱</sup> (LSW) است [۱]. این روش در مقایسه با سایر روش‌های ازدیاد برداشت آب‌محور می‌تواند از لحاظ سهولت کارکرد عملیاتی و نیز سازگاری با محیط‌زیست دارای مزیت‌های بیشتری باشد [۲]. براساس نتایج کارهای گذشته، تزریق LSW به‌عنوان یک روش مناسب جهت افزایش تولید نفت خصوصاً در مخازن ماسه‌سنگی نفت دوست بیان شده است که می‌تواند منجر به کاهش اشباع نفت باقی‌مانده شود [۳-۵]. مطالعات مختلفی اعم از آزمایش‌های سیلاب‌زنی در مقیاس مغزه و نیز مطالعات میدانی، افزایش برداشت نفت در طول تزریق ثانویه و ثالثیه LSW را گزارش کرده‌اند [۶-۱۱]. شاددل و همکاران با انجام یکسری آزمایش‌های سیلاب‌زنی به بررسی تأثیر مقدار شوری آب تزریقی و نیز ترکیب یونی آب بر بازیافت حاصل از تزریق ثانویه و ثالثیه آب با شوری پایین پرداختند. آن‌ها گزارش کردند که با کاهش مقدار شوری در یک محدوده معین و تغییر ترکیب آب تزریقی، بازیافت ثانویه نفت بین ۴ تا ۷/۷٪ و بازیافت ثالثیه نیز تا حدود ۲۲٪ بهبود می‌یابد [۱۲]. براساس نتایج حاصله به نظر می‌رسد که تغییر ترشوندگی سنگ به‌سمت آب‌دوستی به‌عنوان مهم‌ترین عامل افزایش برداشت نفت در تزریق LSW است [۸، ۱۳ و ۱۴]. همچنین در برخی مطالعات آزمایشگاهی مشاهده شده است که LSW تأثیر چشم‌گیری برروی شکل نمودارهای تراوایی نسبی آب-نفت و نیز نقاط انتهایی<sup>۲</sup> آن‌ها دارد که این امر نیز می‌تواند بیانگر تغییر ترشوندگی سنگ در طول تزریق LSW باشد [۱۵-۱۸]. در این راستا، شجاعی و همکاران به بررسی تأثیر میزان شوری آب تزریقی بر تغییر نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موینگی با استفاده از آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه پرداختند. آن‌ها مشاهده کردند که با کاهش

میزان شوری آب تزریقی، مقدار نفت باقی‌مانده کاهش یافته و ترشوندگی سیستم نیز به‌سمت آب دوستی بیشتر تغییر می‌کند [۱۹]. نتایج مطالعات مختلف همچنین نشان می‌دهد که واکنش‌های ژئوشیمیایی مختلفی از قبیل حل شدن<sup>۳</sup> کانی‌ها، مهاجرت ذرات<sup>۴</sup> و تغییر بار سطحی سنگ می‌توانند باعث تغییر ترشوندگی در طول تزریق LSW شوند [۱۶، ۲۰-۳۱]. بر این اساس، اوستاد و همکاران تغییر ترشوندگی سنگ در طول تزریق LSW را بر پایه رهایی کاتیون‌ها از سطوح کانی‌های رسی موجود در ماسه‌سنگ‌ها توصیف نمودند. این اثر موجب افزایش pH فاز آبی و نیز رهایی مواد آلی از قبیل نفت از سطح رس می‌شود [۳۲]. تانگ و مورو نیز بیان کردند که LSW موجب رهایی ذرات قطبی نفت از سطح رس می‌شود و در نتیجه ترشوندگی سنگ به‌سمت آب‌دوستی تغییر می‌کند [۳۳]. باین‌حال لیگزلیم و همکاران گزارش کردند که ازدیاد برداشت نفت در طول LSW به‌دلیل تغییر ترشوندگی سنگ ناشی از انبساط لایه دوگانه الکتریکی<sup>۵</sup> است [۲۵]. نصرالله و همکاران نیز نشان دادند که تزریق LSW، ترشوندگی سطح میکا را به حالت آب‌دوست قوی تغییر می‌دهد. آن‌ها بیان کردند که این تغییر ترشوندگی به‌دلیل نیروهای دافعه ایجاد شده به‌واسطه تزریق LSW است که باعث افزایش ضخامت فیلم آبی و پایداری آن برروی سطح سنگ می‌شود [۳۴].

مرور کارهای گذشته در توصیف عملکرد LSW نشان می‌دهد که علی‌رغم طیف گسترده مطالعات آزمایشگاهی، به‌طور مقایسه‌ای مطالعات محدودی در زمینه مدل‌سازی تزریق LSW با احتساب واکنش‌های ژئوشیمیایی انجام گرفته است.

1. Low Salinity Water (LSW)

2. End Points

3. Dissolution

4. Fine Migration

5. Electrical Double Layer Effect

آب تزریقی و سطح سنگ انجام گرفت. لازم به ذکر است که معادلات جریان سیال در نرم‌افزار MATLAB توصیف شدند و واکنش‌های ژئوشیمیایی مورد نظر نیز از طریق نرم‌افزار PHREEQC مورد بررسی قرار گرفتند. در نهایت با کویل کردن این دو برنامه، تأثیر فرآیندهای ژئوشیمیایی مورد نظر بر عملکرد LSW در شرایط یک مخزن ماسه‌ای سنگی بررسی شد.

### داده‌های مورد نیاز جهت انجام مدل‌سازی

در این مقاله جهت انجام مدل‌سازی، یک محیط متخلخل یک بعدی به طول ۸۰۰ m که یک چاه تزریقی در ابتدا و یک چاه تولیدی در انتهای آن است، در نظر گرفته شد. این مدل یک بعدی به ۱۰۰ بلوک مساوی تقسیم شد. خواص سنگ و سیال مورد استفاده در مدل براساس شرایط یک مخزن ماسه‌سنگی است که داده‌های آن در جدول ۱ بیان شده است. براساس شرایط مخزن مورد نظر، مقدار کلسیت اولیه موجود در سنگ و نیز مقدار ظرفیت تبادل یونی<sup>۲</sup> (CEC) آن به ترتیب ۰/۹۴۳ mol/kgw و ۰/۴۵ mol/kgw است.

جدول ۱ خواص سنگ و سیال به‌کار رفته در مدل‌سازی

واحد	مقدار	پارامتر
-	۰/۲۲	تخلخل سنگ
mol/kgw	۰/۴۵	CEC سنگ
mol/kgw	۰/۹۴۳	مقدار اولیه کلسیت سنگ
cP	۲/۴	ویسکوزیته نفت
°C	۸۵	دمای مخزن
atm	۲۴۸	فشار مخزن
atm	۱/۳۸	فشار جزئی CO <sub>2</sub>
-	۵/۷	pH آب سازندی
-	۶	pH آب تزریقی

از آنجا که هنوز مکانسیم غالب در تغییر ترشوندگی سنگ در حضور آب با شوری پایین به‌طور کامل مشخص نشده است، روش‌های مختلفی جهت مدل‌سازی عملکرد LSW ارائه شده است [۲، ۵، ۲۲، ۱۷، ۳۲ و ۳۵-۴۱]. در اکثر این روش‌ها از یکسری پارامترهای درون یاب که در واقع به‌نحوی بیانگر مکانسیم‌های درگیر در توصیف LSW است، جهت توصیف نمودارهای تراوایی نسبی در حضور آب با شوری مختلف استفاده می‌شود. یکی از اولین مدل‌های ارائه‌شده جهت توصیف فرآیند LSW توسط جرالد و همکاران است که در آن توابع نفوذپذیری نسبی آب-نفت و نیز فشار موینگی به‌صورت تابعی از میزان شوری آستانه در نظر گرفته شد [۴۲]. در ادامه، ماهانی و همکاران با استفاده از شبیه‌ساز شرکت شل (MoRes) به شبیه‌سازی تزریق آب با شوری پایین در میدان‌های عمر و سیجان سوریه پرداختند. آن‌ها برای در نظر گرفتن اثر شوری از پارامتر اختلاط<sup>۱</sup> استفاده کردند که این پارامتر براساس مقدار شوری آب سازندی، آب تزریقی و همچنین مقدار شوری آستانه محاسبه می‌شود [۴۳]. سپس، دانگ و همکاران با احتساب رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی، مدلی برای تغییر ترشوندگی سنگ در طول تزریق آب با شوری پایین مطرح نمودند که در آن تغییر ترشوندگی به‌صورت میان‌یابی توابع تراوایی‌های نسبی آب و نفت براساس میزان جذب کلسیم برروی سطح سنگ بیان شد [۴۴]. کاظمی نیا و همکاران نیز با استفاده از نرم‌افزار UTCOMP-IPHREEQC از پارامتر قدرت یونی برای میان‌یابی بین داده‌های تراوایی نسبی استفاده نمودند [۴۵]. در این مقاله از مفهوم شوری آستانه جهت توصیف نمودارهای تراوایی نسبی در حضور آب با شوری مختلف استفاده شده است. بدین منظور فرآیند مدل‌سازی تزریق LSW از طریق توصیف هم‌زمان معادلات جریان سیال براساس تئوری باکلی-لورت و نیز توصیف واکنش‌های ژئوشیمیایی حل شدن کلسیت و تبادل یونی بین

1. Mixing Factor

2. Cation Exchange Capacity (CEC)

آب با شوری پایین، نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت نسبت به حالت آب با شوری بالا به سمت راست جابجا شده است که این امر نشان‌دهنده تغییر ترشوندگی به سمت حالت آب‌دوستی بیشتر است. سایر داده‌های عمومی استفاده‌شده در فرآیند مدل‌سازی تزریق LSW و HSW نیز در جدول ۳ بیان شده است.

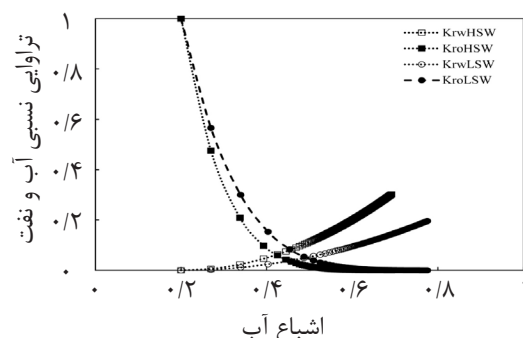
### فرآیند مدل‌سازی کوپل معادلات جریان سیال و واکنش‌های ژئوشیمیایی

در این مقاله جهت توصیف واکنش‌های ژئوشیمیایی در طول تزریق LSW از نرم‌افزار PHREEQC استفاده شد.

لازم به ذکر است که در نرم‌افزار PHREEQC به‌عنوان یک قرارداد بیان می‌شود که در هر بلوک ۱ kg آب حضور دارد از این رو مقادیر یون‌ها و کانی‌ها به‌ازای ۱ kg آب بیان می‌شوند [۴۶]. جدول ۲ نیز ترکیب آب سازندی مخزن مورد نظر که به‌عنوان آب با شوری بالا (HSW) لحاظ شده و نیز ترکیب آب تزریقی با شوری پایین (LSW) را بیان می‌نماید. شوری کل این دو آب به ترتیب ۴۷۰۰۰ ppm و ۷۵۰ ppm است. شکل ۱ نیز نمودارهای تراوایی نسبی آب-نفت را براساس خواص سنگ و سیال ارائه‌شده در جدول ۱ و نیز ترکیب آب تزریقی مندرج در جدول ۲ برای شرایط مخزن مورد نظر نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۱ مشاهده می‌شود در طول تزریق

جدول ۲ ترکیب آب سازندی با شوری بالا و آب تزریقی با شوری پایین

یون	غلظت اجزای آب با شوری بالا (ppm)	غلظت اجزای آب با شوری پایین (ppm)
Na <sup>+</sup>	۱۷۲۷۰	۲۹۵
K <sup>+</sup>	۴۰۰	-
Li <sup>+</sup>	۲۰	-
Si <sup>+2</sup>	۴۰	-
B <sup>+</sup>	۹۰	-
Sr <sup>+</sup>	۸۰	-
Ba <sup>+</sup>	۱۲۰	-
Ca <sup>+2</sup>	۱۱۸۵	-
Mg <sup>+2</sup>	۱۳۵	-
Cl <sup>-</sup>	۲۷۶۶۰	۴۵۵
شوری کل	۴۷۰۰۰	۷۵۰



شکل ۱ نمودار تراوایی نسبی برای دو حالت HSW و LSW

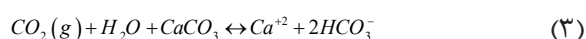
جدول ۳ داده‌های عمومی استفاده شده برای مدل‌سازی تزریق HSW و LSW

توصیف	متغیر	مقدار	واحد
طول محیط	L	۸۰۰	m
تعداد بلوک‌ها	N	۱۰۰	-
گام زمانی	$\Delta t$	۱	day
سایز هر بلوک	$\Delta x$	۸	m
سرعت تزریق	u	۰/۱۳	m/day

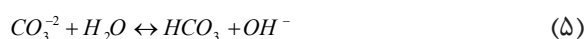
انحلال کلسیت نیز به‌طور کلی براساس واکنش تعادلی زیر قابل توصیف است:



با این حال به‌دلیل وجود گاز دی‌اکسید کربن در محیط مخزن و امکان انحلال آن در فاز آبی، شرایط برای انحلال بیشتر کلسیت نیز می‌تواند مطابق با واکنش زیر فراهم شود.

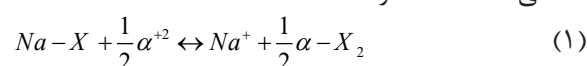


حال یون کربنات تولیدشده می‌تواند مطابق با واکنش (۴) مجدد با آب واکنش داده و منجر به تولید یون هیدروکسید در فاز آبی و به تبع آن افزایش pH محیط شود.



جدول ۴ فهرستی از واکنش‌های استفاده‌شده در فرآیند مدل‌سازی LSW به‌همراه مقادیر ثوابت تعادل این واکنش‌ها در دمای مخزن ( $85^{\circ}C$ ) را نشان می‌دهد. مقادیر ثوابت تعادل از طریق نرم‌افزار PHREEQC با استفاده از معادله وانته هوف<sup>۲</sup> در دمای مخزن محاسبه شده است. حال جهت ارتباط واکنش‌های ژئوشیمیایی فوق‌الذکر با معادلات جریان سیال از متدلوژی توصیف‌شده در شکل ۲ استفاده می‌شود. بدین منظور لازم است که ابتدا معادله باکلی-لورت (معادله ۶) به‌صورت عددی در یک فضای یک بعدی به طول L با روش تفاضل محدود مرکزی گسسته‌سازی شود (معادله ۷).

فرآیند مدل‌سازی از طریق کوپل کردن نرم‌افزار PHREEQC و معادله باکلی-لورت جهت توصیف هم‌زمان جریان آب-نفت، بررسی تأثیر جریان دو‌فازی برروی واکنش‌های ژئوشیمیایی و نیز تأثیر عوامل ژئوشیمیایی برروی نفت تولیدی انجام گرفت. در این مقاله، حل شدن کلسیت و تبادل یونی که به‌عنوان دو واکنش ژئوشیمیایی مهم در فرآیند تزریق آب با شوری پایین مطرح هستند [۱، ۱۷ و ۲۰]، در فرآیند مدل‌سازی کوپلی مورد بررسی قرار گرفت. براساس مطالعات آپلو و پستما، به‌دلیل وجود بار منفی برروی سطوح رس که از آن‌ها به‌عنوان سطوح مبادله‌کننده سطح سنگ نیز یاد می‌شود، یون‌های مثبت بین فاز آبی و سطح رس مبادله خواهند شد [۴۶]. از آن جایی که طی این فرآیند، عمدتاً یون‌های مثبت مبادله می‌شوند، سطوح رس اصطلاحاً به‌عنوان مبادله‌کننده کاتیون<sup>۱</sup> در نظر گرفته می‌شوند. حال با تزریق LSW به مخزن، تعادل الکتروشیمیایی محیط و نیز وضعیت تعادلی سایت‌های مبادله‌کننده با محیط آبی می‌تواند برهم بخورد. جهت نیل به شرایط تعادلی جدید، واکنش زیر (واکنش ۱) می‌تواند بین فاز آبی و سطوح مبادله‌کننده رخ دهد که طی آن کاتیون‌های سدیم با منیزیم و کلسیم مبادله می‌شوند. در معادله زیر X بیانگر یک سایت مبادله‌کننده با بار منفی است [۱۷ و ۴۵].

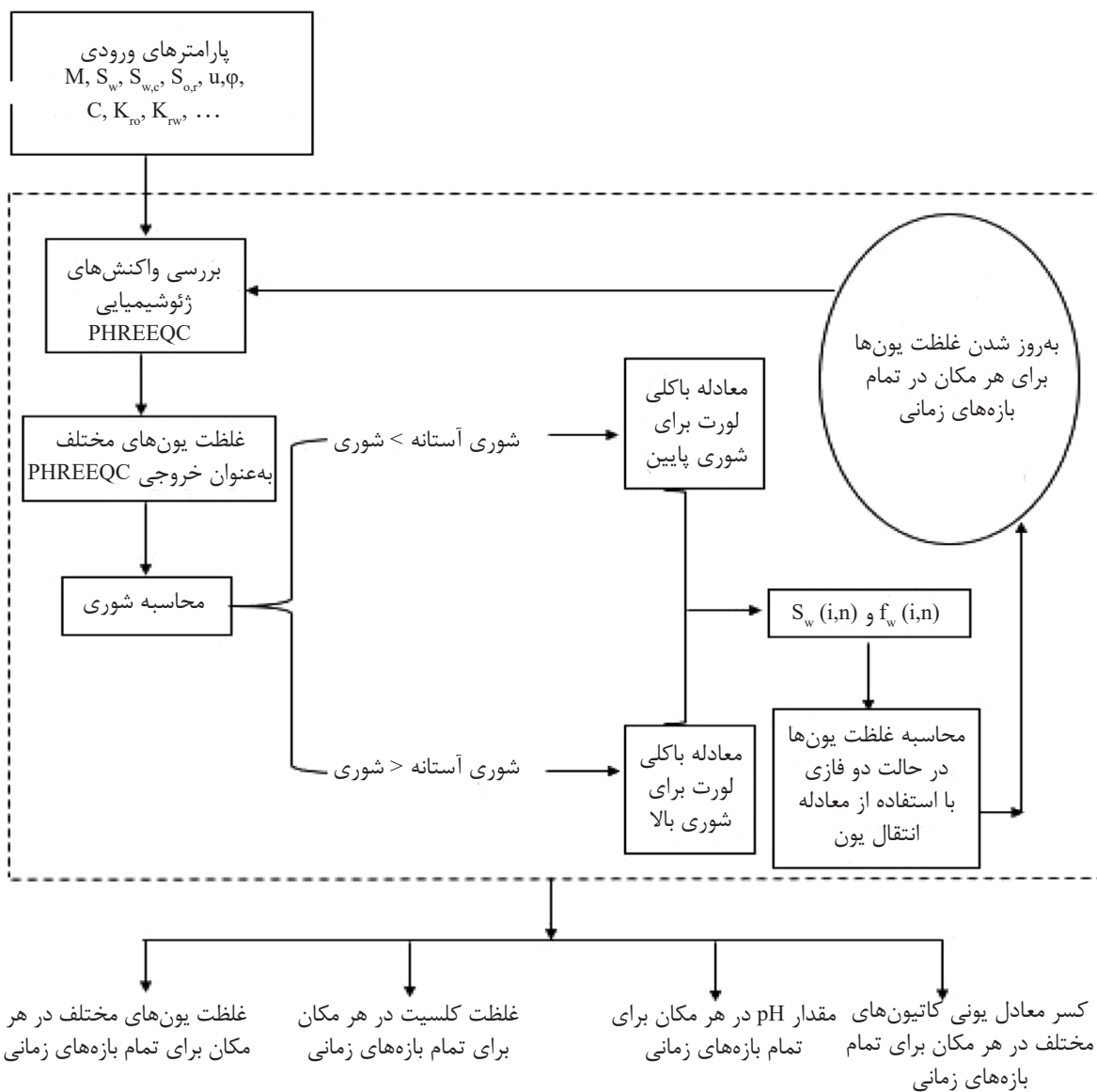


در معادله فوق  $\alpha$  می‌تواند منیزیم یا کلسیم باشد.

1. Cation Exchange  
2. Van't Hoff

جدول ۴ فهرستی از واکنش‌های استفاده‌شده در مدل‌سازی به‌همراه مقادیر ثوابت تعادل آنها

واکنش	$\text{Log } K_{eq}$
$H_2O \leftrightarrow H^+ + OH^-$	-۱۲/۴۹۵
$CaCO_3(s) \leftrightarrow Ca^{+2} + CO_3^{-2}$	-۹/۰۵۳۷
$CO_2(g) + H_2O \leftrightarrow 2H^+ + CO_3^{-2}$	-۱۶/۴۸۶
$HCO_3^- \leftrightarrow H^+ + CO_3^{-2}$	-۱۰/۱۲۹
$Na^+ + X^- \leftrightarrow NaX$	۰
$Ca^{+2} + 2X^- \leftrightarrow CaX_2$	۱/۰۱۱۳
$Mg^{+2} + 2X^- \leftrightarrow MgX_2$	۰/۸۱۷۱۸



شکل ۲ خلاصه‌ای از مراحل انجام فرآیند مدل‌سازی از طریق کوپل کردن معادلات جریان سیال و واکنش‌های ژئوشیمیایی

در یک دامنه مشخصی از شوری آب مشاهده شده به گونه‌ای که این مقدار آستانه در حدود ۳۰۰۰ ppm گزارش شده است [۴، ۱۱ و ۳۰]. در این مقاله نیز مقدار مذکور به عنوان شوری آستانه جهت انتقال نمودارهای تراوایی نسبی از حالت شوری بالا به حالت شوری پایین استفاده شد. در واقع زمانی که مقدار شوری آب کمتر از مقدار شوری آستانه باشد، تراوایی نسبی آب و نفت برای حالت شوری پایین بررسی می‌شود، اما زمانی که مقدار شوری آب بیشتر از شوری آستانه باشد، تراوایی نسبی برای حالت شوری بالا توصیف می‌شود. بدین منظور در فرآیند مدل‌سازی جهت تعیین شوری آب در گستره محیط متخلخل و به تبع آن انتخاب نوع نمودارهای تراوایی نسبی، از معادله زیر استفاده شد:

$$1000 \times \sum_{\gamma} C_{\gamma} M(\gamma) = \text{شوری} \quad (۸)$$

که در آن  $C_{\gamma} \in \{Na^{+}, Ca^{2+}, Mg^{2+}, \dots\}$  غلظت یون بر حسب mol/L و  $M(\gamma)$  جرم مولکولی بر حسب g/mol است. لازم به ذکر است که نوع و غلظت یون‌ها در گستره محیط متخلخل ممکن است به خاطر رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی بین سنگ و سیال تزریقی تغییر نماید. همان‌طور که در معادله ۸ مشاهده می‌شود برای محاسبه شوری آب، غلظت یون‌ها مورد نیاز است. لذا، جهت توصیف غلظت یون‌ها در فاز آبی از معادله انتقال یون به صورت زیر استفاده شد:

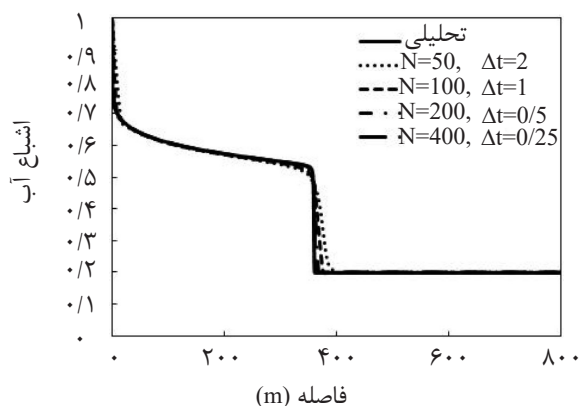
$$\phi \frac{\partial}{\partial t} (S_w C_{\gamma}) + u \frac{\partial}{\partial x} (f_w C_{\gamma}) = 0 \quad (۹)$$

در این کار فرض شده است که توابع تراوایی نسبی تنها تابعی از اشباع آب است و همچنین از تأثیر نیروی ثقلی و تغییرات فشار موپینگی نیز صرف‌نظر شده است.

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + u \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \quad (۶)$$

$$S_{w,i}^{n+1} = S_{w,i}^n - \frac{u \Delta t}{\phi \Delta x} (f_{w,i}^n - f_{w,i-1}^n) \quad (۷)$$

همچنین جهت بررسی همگرایی حل عددی معادله فوق ضروری است که ابتدا آنالیز پایداری برای تمام مقادیر اشباع موجود در طول مدل بررسی شود. بدین منظور حل عددی معادله باکلی-لورت براساس نمودار اشباع آب بر حسب مکان برای تعداد بلوک‌ها و گام‌های زمانی مختلف محاسبه شد و نتایج حاصله با حل تحلیلی مقایسه گردید، شکل ۳. همان‌طور که نتایج شکل ۳ نشان می‌شود، هر چقدر تعداد بلوک‌ها افزایش و گام زمانی کاهش یابد، حل عددی تطابق بهتری با نمودار حل تحلیلی دارد. حال برای توازن بین کاهش مدت زمان محاسبات و تطابق حل عددی با حل تحلیلی، تعداد بلوک‌ها و گام زمانی به ترتیب ۱۰۰ و ۱ انتخاب شدند که براساس شکل ۳، نمودار مربوطه تطابق مطلوبی با حل تحلیلی دارد. در این مقاله جهت توصیف نمودارهای تراوایی نسبی در حضور آب با شوری مختلف از مفهوم شوری آستانه استفاده شده است. براساس مطالعات آزمایشگاهی گذشته، عملکرد مثبت تزریق LSW در تولید نفت



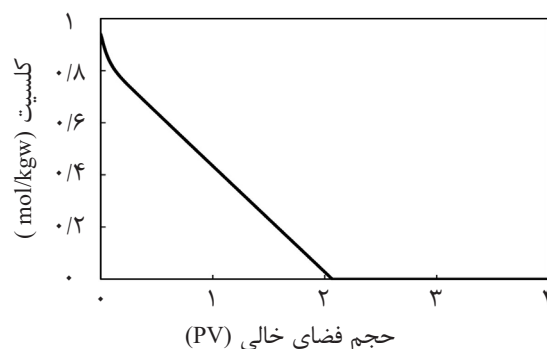
شکل ۳ مقایسه حل عددی با تعداد بلوک‌ها و گام‌های زمانی مختلف با حل تحلیلی معادله باکلی-لورت

جهت برقراری مجدد شرایط تعادلی و رفع فقدان یون‌های  $Ca^{+2}$  در فاز آبی، کلسیت موجود در سطح سنگ براساس واکنش ۲ در آب حل خواهد شد. از طرفی به دلیل وجود گاز دی‌اکسید کربن در محیط مخزن و امکان انحلال آن در فاز آبی، شرایط برای حل شدن بیشتر کلسیت مطابق با واکنش (۳) می‌تواند مهیا شود. لازم به ذکر است که اثر گاز دی‌اکسید کربن در نرم‌افزار ژئوشیمیایی PHREEQC براساس فشار جزئی آن توصیف می‌شود. در نتیجه رخداد واکنش‌های ۲ و ۳، مقدار یون  $Ca^{+2}$  بیشتری در فاز آبی تولید می‌شود. از سویی دیگر به علت رخداد فرآیند تبادل یونی بین فاز آبی و سایت‌های مبادله کننده کاتیون‌ها بر روی سطح سنگ، بخشی از یون‌های  $Ca^{+2}$  تولیدشده می‌توانند با یون‌های  $Na^{+}$  موجود بر روی سطح سنگ مبادله شوند، واکنش (۱). این امر در شکل ۵ که بیانگر نحوه تغییرات کسر معادل یونی کاتیون‌ها در بلوک اول مجاور چاه تزریقی است، نشان داده شده است. مطابق شکل ۵ تحت شرایط تعادلی اولیه بین سطح سنگ و آب سازندی، سایت‌های مبادله کننده کاتیون‌ها عمدتاً توسط  $Na^{+}$  پر شده است. این بدان دلیل است که مطابق با جدول ۲، مقدار غلظت  $Na^{+}$  در آب سازندی حدوداً ۲۵ برابر  $Ca^{+2}$  است. در طول تزریق LSW به دلیل برهم خوردن شرایط تعادلی اولیه و نیز تمایل بیشتر سایت‌های مبادله کننده به جذب یون  $Ca^{+2}$  در مقایسه با  $Na^{+}$ ، مقدار جذب یون  $Ca^{+2}$  بر روی سایت‌های مبادله کننده‌ها افزایش می‌یابد.

معادله مذکور نیز در فضای یک بعدی به طول  $L$  با روش تفاضل محدود مرکزی گسسته‌سازی شد. بدین ترتیب با استفاده از معادله انتقال یون گسسته شده می‌توان غلظت هر یون را در گستره محیط متخلخل تعیین نمود و متعاقب آن شوری آب نیز با استفاده از معادله ۸ تعیین می‌شود. حال با در نظر داشتن مقدار شوری آستانه و مقایسه آن با شوری فاز آبی می‌توان از نمودارهای تراوایی نسبی مرتبط با شرایط شوری بالا و شوری پایین که در شکل ۱ نشان داده شده است، استفاده نمود.

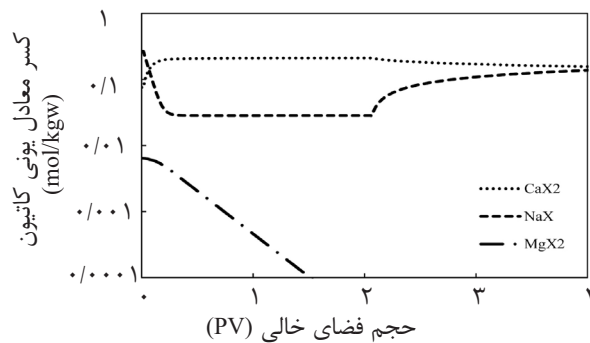
### بحث و نتایج

در این بخش ابتدا نتایج حاصل از رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی حل شدن کلسیت و نیز تبادل یونی بین آب تزریقی و سطح سنگ مورد بررسی قرار می‌گیرد. شکل ۴ چگونگی حل شدن کلسیت موجود در سطح سنگ به واسطه تزریق LSW در بلوک اول مجاور چاه تزریقی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود تمام کلسیت موجود در بلوک اول بعد از تزریق ۲/۲ PV آب با شوری پایین حل می‌شود (کاهش کلسیت از مقدار اولیه  $0.943 \text{ mol/kgw}$  به صفر). حل شدن کلسیت بدان دلیل است که در طول تزریق LSW به دلیل کاهش غلظت یون‌های دو ظرفیتی در فاز آبی، تعادل اولیه موجود بین سطح سنگ و فاز آبی برهم خواهد خورد. این رخداد سبب می‌شود که مقدار یون‌های  $Ca^{+2}$  در فاز آبی به کمتر از مقدار تعادلی خود برسد.



شکل ۴ تغییرات مقدار کلسیت موجود بر روی سطح سنگ در طول تزریق LSW در بلوک اول مجاور چاه تزریقی





شکل ۵ کسر معادل یونی کاتیون‌ها در طول تزریق LSW در بلوک اول مجاور چاه تزریقی

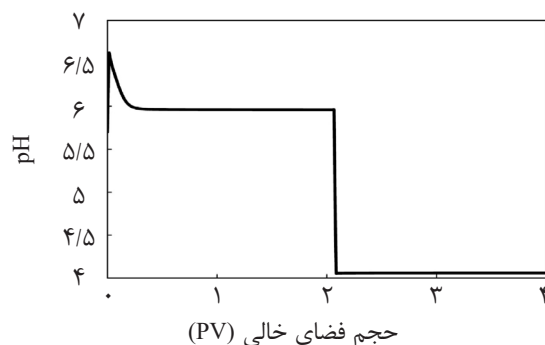
همان‌طور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود در زمان‌های اولیه تزریق LSW، کسر معادل یونی کلسیم ( $\text{CaX}_2$ ) بر روی سطح سنگ از مقدار تعادلی اولیه  $0.0757 \text{ mol/kg}$  تا  $0.2$  افزایش می‌یابد. به‌واسطه این امر، مقداری از یون‌های  $\text{Ca}^{+2}$  تولیدشده در فاز آبی صرف جذب بر روی سایت‌های مبادله‌کننده می‌شود که این رخداد خود باعث انحلال بیشتر کلسیت در اوایل تزریق LSW خواهد شد، شکل ۴. مطابق نتایج مطالعات گذشته، رخداد تبادل یونی فوق‌الذکر بر روی سطح رس (سطوح مبادله‌کننده کاتیون‌ها) می‌تواند منجر به رهايش ذرات قطبی نفت از سطح رس شود که در نتیجه آن ترشوندگی سنگ به‌سمت آب‌دوستی بیشتر تغییر می‌نماید [۱۷ و ۳۳]. همچنین براساس شکل ۵ به نظر می‌رسد که پس از گذشت مدت زمان  $0.22 \text{ PV}$  از تزریق LSW، سایت‌های مبادله‌کننده موجود در بلوک اول عمدتاً توسط یون‌های  $\text{Ca}^{+2}$  اشغال شده‌اند به‌گونه‌ای که مقدار  $\text{CaX}_2$  به حدود  $0.2 \text{ mol/kgw}$  می‌رسد و پس از آن مقدار  $\text{CaX}_2$  عملاً با نرخ کمتری افزایش می‌یابد؛ بنابراین تحت این شرایط می‌توان پیش‌بینی کرد که مقدار  $\text{Ca}^{+2}$  تولیدی ناشی از انحلال کلسیت عمدتاً صرف افزایش غلظت این یون در فاز آبی می‌شود. این مورد در شکل ۴ قابل توصیف است به‌گونه‌ای که پس از گذشت  $0.22 \text{ PV}$  از تزریق LSW، انحلال کلسیت نیز با شیب نسبتاً کمتری ادامه می‌یابد که تحت این شرایط یون‌های  $\text{Ca}^{+2}$  تولیدی منجر به افزایش غلظت

کلسیم در فاز آبی مطابق واکنش‌های ۲ و ۳ می‌شوند. شکل ۵ همچنین بیانگر میزان تغییرات کسر معادل یونی منیزیم ( $\text{MgX}_2$ ) بر روی سطح سنگ است. نتایج نشان می‌دهد که مقدار جذب یون‌های  $\text{Mg}^{+2}$  در طول تزریق LSW به‌طور پیوسته کاهش می‌یابد به‌گونه‌ای که پس از گذشت  $1/8 \text{ PV}$  از تزریق LSW، میزان  $\text{MgX}_2$  از مقدار اولیه  $0.064 \text{ mol/kgw}$  به صفر می‌رسد. دلیل این اتفاق آن است که سایت‌های مبادله‌کننده بر روی سطح سنگ تمایل بیشتری به جذب  $\text{Ca}^{+2}$  در مقایسه با  $\text{Mg}^{+2}$  دارند. از سویی دیگر مقدار یون منیزیم در آب سازندی در مقایسه با کلسیم بسیار کم است (حدود ۶ برابر کمتر) و همچنین مقدار آن در LSW تزریقی نیز صفر است، از این‌رو عملاً منبعی برای بازتولید یون  $\text{Mg}^{+2}$  و متعاقباً جبران روند کاهشی کسر معادل یونی آن در طول تزریق LSW وجود ندارد. بررسی دقیق‌تر شکل ۵ همچنین نشان می‌دهد که پس از گذشت  $2/2 \text{ PV}$  تزریق LSW، مقدار  $\text{CaX}_2$  در بلوک مورد مطالعه تا حدی کاهش یافته است. این امر بدان دلیل است که پس از  $2/2 \text{ PV}$  تزریق LSW، تمام کلسیت موجود در بلوک اول مطابق شکل ۴ حل می‌شود و عملاً منبعی برای تولید  $\text{Ca}^{+2}$  در محیط و متعاقباً حفظ شرایط تعادلی بین سطح سنگ و فاز آبی وجود نخواهد داشت. از سویی دیگر به‌دلیل اینکه در آب تزریقی نیز یون  $\text{Ca}^{+2}$  وجود ندارد، امکان برهم خوردن شرایط تعادلی ایجاد خواهد شد.

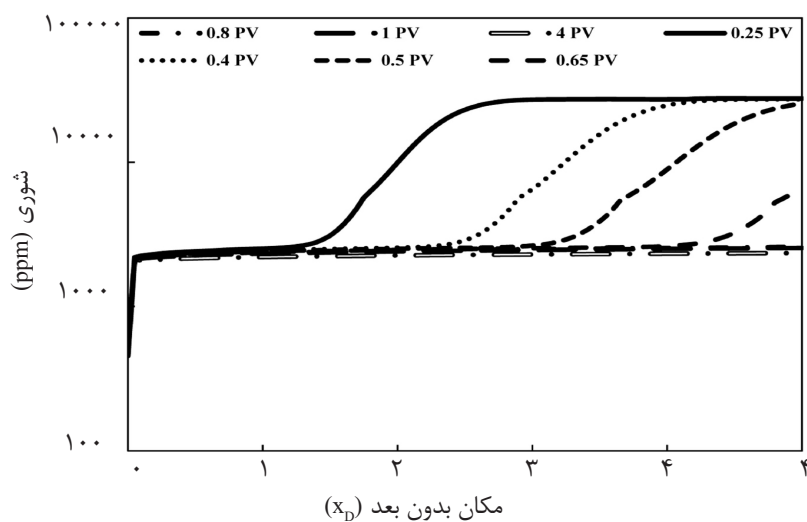
کلسیت در بلوک اول رخ می‌دهد، pH فاز آبی نیز در مقدار تعادلی ۵/۹ ثابت باقی می‌ماند. اما زمانی که تمام کلسیت موجود در بلوک اول حل شود، فاز آبی به‌واسطه انحلال  $\text{CO}_2$  در آن و نیز عدم مصرف  $\text{CO}_2$  در واکنش انحلال کلسیت، حالت اسیدی پیدا کرده و مقدار pH آن تا حدود ۴/۱ کاهش می‌یابد.

حال جهت بررسی نحوه پیشرفت واکنش‌های ژئوشیمیایی در گستره مدل مخزنی از چاه تزریقی  $(x_D=0)$  به سمت چاه تولیدی  $(x_D=1)$ ، شکل‌های ۷ الی ۹ به ترتیب روند تغییرات شوری کل فاز آبی، انحلال کلسیت و نیز روند تغییرات pH فاز آبی را برحسب مکان بدون بعد  $(x_D)$  در طول زمان‌های مختلف تزریق آب با شوری پایین نشان می‌دهند. نتایج شکل ۷ بیان می‌کند که پروفایل شوری کل که براساس میزان یون کلرید در محیط است، قبل از رخداد زمان رسوخ<sup>۱</sup>، به دو ناحیه مشخص شوری پایین و شوری بالا قابل تقسیم است. به‌عنوان مثال در زمان ۰/۲۵ PV، نمودار شوری کل از یک مقدار کمینه در نزدیکی چاه تزریقی شروع شده تا اینکه به مقدار ۲۳۰۰ ppm تا حوالی مکان بدون بعد ۰/۲۵ می‌رسد و پس از آن به‌صورت صعودی تا شوری اولیه محیط (شوری آب سازندی) افزایش می‌یابد. این روند تغییرات در نمودار شوری کل تا زمان رسوخ جبهه با شوری پایین ادامه داشته و پس از آن عملاً یک مقدار شوری ثابت در گستره مخزن ایجاد خواهد داشت.

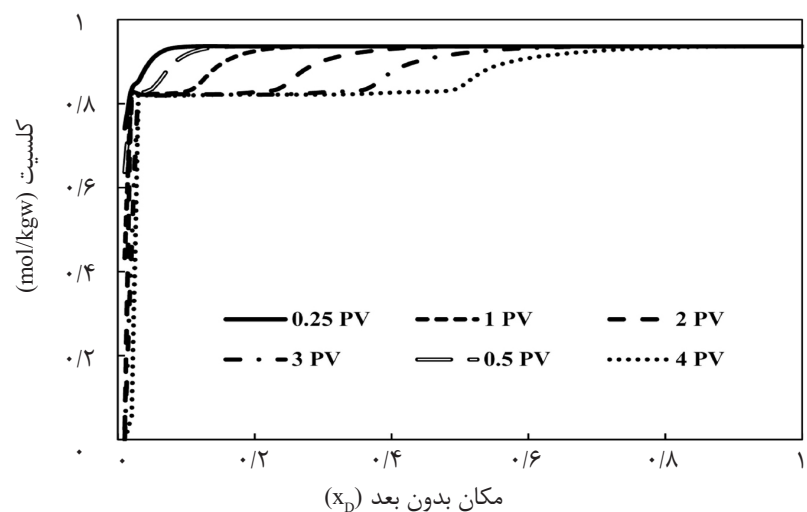
لذا برای حفظ شرایط تعادلی، بخشی از یون‌های  $\text{Ca}^{2+}$  از سایت‌های مبادله‌کننده جدا شده و وارد فاز آبی می‌شوند و متعاقباً یون‌های  $\text{Na}^+$  نیز سایت‌های مبادله‌کننده خالی را مجدداً پر می‌کنند؛ به همین دلیل مطابق با شکل ۵ بعد از ۲/۲ PV تزریق LSW، مقدار  $\text{CaX}_2$  برروی سایت‌های مبادله‌کننده کاهش یافته و در مقابل مقدار NaX افزایش می‌یابد. شکل ۶ تغییرات pH را در طول تزریق LSW در بلوک اول مجاور چاه تزریقی نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود در زمان‌های اولیه تزریق LSW، مقدار pH افزایش می‌یابد که این امر به دلیل تولید یون هیدروکسید ناشی از حل شدن کلسیت با توجه به معادلات ۴ و ۵ است. از سویی دیگر همان‌طور که در شکل ۴ نشان داده شد، به دلیل این‌که فرآیند تبادل یونی نیز در محیط رخ می‌دهد، انحلال کلسیت در شروع تزریق LSW بیشتر بوده که این امر باعث می‌شود که غلظت یون هیدروکسید در فاز آبی براساس واکنش ۵ افزایش محسوس‌تری داشته باشد. مطابق شکل ۶ این رخداد باعث افزایش pH از مقدار اولیه ۵/۷ (مقدار متناظر با آب سازندی) به ۶/۶ می‌شود. با این حال پس از ۰/۲۲ PV تزریق آب با شوری پایین، به دلیل کاهش نرخ انحلال کلسیت (شکل ۴) و متعاقباً کاهش غلظت یون هیدروکسید تولیدی در فاز آبی، مقدار pH نیز تا حدود ۵/۹ کاهش می‌یابد. براساس نتایج شکل ۶، تا زمانی که فرآیند انحلال



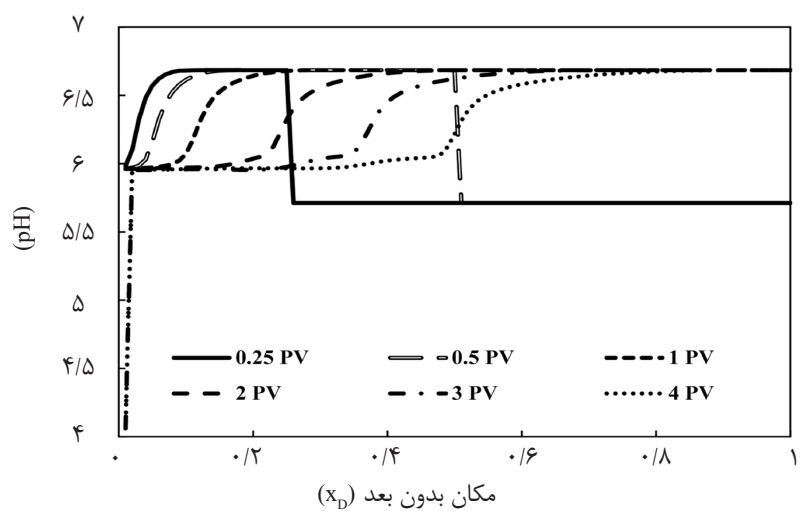
شکل ۶ تغییرات pH فاز آبی در طول تزریق LSW در بلوک اول مجاور چاه تزریقی



شکل ۷ تغییرات شوری کل برحسب مکان بدون بعد در طول تزریق LSW



شکل ۸ تغییرات کلسیت موجود بر روی سطح سنگ برحسب مکان بدون بعد در طول تزریق LSW



شکل ۹ تغییرات pH فاز آبی برحسب مکان بدون بعد در طول تزریق LSW

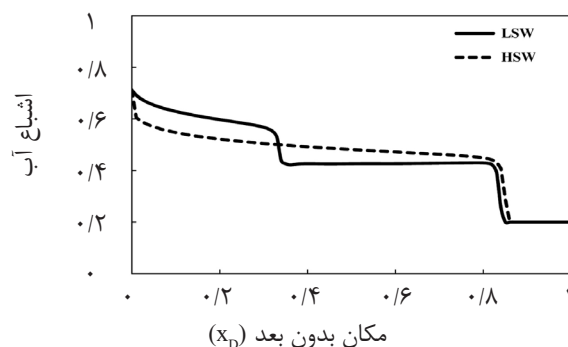
شوری بالا (شرایط اولیه محیط) کاهش می‌یابد. با این حال با گذشت زمان و انحلال کامل کلسیت در حوالی چاه تزریقی، pH متناظر با این بخش از مخزن مجدداً به‌طور چشم‌گیری تا حدود ۴/۱ کاهش می‌یابد. این شرایط در پروفایل مربوط به زمان ۳ PV مشهود است. همان‌طور که قبلاً نیز در شکل ۶ بحث شد این مورد به‌دلیل حضور دی‌اکسیدکربن محلول در فاز آبی است که به‌دلیل پایان یافتن واکنش انحلال کلسیت، باعث اسیدی شدن فاز آبی در نواحی نزدیک به چاه تزریقی شده است.

بررسی دقیق‌تر پروفایل pH مربوط به زمان ۳ PV نشان می‌دهد که در فواصل میانی مخزن، به‌دلیل پایان یافتن اثر تبادل یونی و متعاقب آن انحلال کمتر کلسیت، pH فاز آبی به مقدار ثابت ۵/۹ میل نموده درحالی‌که در فواصل دورتر به‌دلیل رخداد توأمان تبادل یونی و انحلال کلسیت، pH فاز آبی در حدود ۶/۶ است. بدین ترتیب با بررسی پیشرفت واکنش‌های ژئوشیمیایی در گستره مدل مخزنی می‌توان دریافت که انحلال کامل کلسیت در فواصل دورتر از چاه تزریقی عملاً رخ نخواهد داد، اما با این حال پروفایل تغییرات pH نشان‌دهنده این موضوع است که انحلال جزئی کلسیت (براساس شکل ۸ از مقدار اولیه  $0.943 \text{ mol/kgw}$  به  $0.821$ ) به‌واسطه انجام مکانسیم تبادل یونی می‌تواند در گستره مخزن امکان‌پذیر باشد. این نتیجه با مطالعه اخیر نصرالا و همکاران در توصیف واکنش‌های ژئوشیمیایی تزریق LSW نیز هم‌راستا است، اگرچه که آن‌ها در کار خود تأثیر حضور دی‌اکسیدکربن محلول در فاز آبی را در نظر نگرفتند [۴۷]. با این حال مطابق نتایج مطالعات گذشته [۳۲]، اگر تأثیر pH برروی نحوه توزیع بارهای سطحی سیستم سنگ/سیال و متعاقباً تأثیر آن برروی تغییر ترشوندگی سنگ حائز اهمیت باشد، میزان انحلال کلسیت در گستره مخزن و تأثیر آن بر pH فاز آبی می‌تواند نقش مهمی را در توصیف عملکرد LSW داشته باشد.

حال با احتساب مقدار شوری آستانه و مقایسه آن با مقدار شوری کل، می‌توان دامنه مکانی تأثیر تزریق LSW و همچنین نحوه پیشرفت واکنش‌های ژئوشیمیایی را در گستره مخزن تعیین نمود. این مورد را می‌توان با بررسی شکل ۸ که بیانگر پروفایل انحلال کلسیت در گستره مخزن است، به‌طور دقیق‌تری بررسی نمود. همان‌طور که مشاهده می‌شود در فواصل نزدیک به چاه تزریقی با گذشت زمان، سرعت انحلال کلسیت با نرخ بالایی انجام می‌گیرد به‌گونه‌ای که مقدار کلسیت موجود در این بخش عملاً پس از تزریق ۲ PV آب با شوری پایین به‌سمت صفر میل می‌نماید. همان‌طور که قبلاً هم در شکل ۴ بحث شد، انحلال کامل کلسیت به‌واسطه رخداد تبادل یونی و نیز تأثیر حضور دی‌اکسیدکربن محلول در فاز آبی است. با این حال در فواصل میانی مخزن، سرعت حل شدن کلسیت به‌طور محسوسه کاهش می‌یابد به‌گونه‌ای که در فواصل نزدیک به چاه تولیدی با وجود تزریق ۴ PV آب با شوری پایین، مقدار کلسیت موجود در محیط بدون تغییر باقی مانده است. این امر نشان‌دهنده آن است که انحلال کلسیت فرآیندی زمان‌بر بوده و برای حل شدن کامل آن در گستره مخزن نیاز به تزریق حجم زیادی از آب با شوری پایین است. بررسی روند تغییرات pH فاز آبی نیز بازگوکننده نحوه پیشرفت واکنش‌های ژئوشیمیایی تبادل یونی و انحلال کلسیت در گستره مخزن است. برای بررسی بهتر روند تغییرات pH، پروفایل مربوط به زمان ۰/۲۵ PV در نظر گرفته می‌شود: در طول این زمان، pH فاز آبی ابتدا به‌دلیل رخداد فرآیند تبادل یونی و متعاقب آن انحلال کلسیت از مقدار اولیه ۵/۷ تا حدود ۶/۶ در گستره مکانی چاه تزریقی تا مکان بدون بعد ۰/۱ به‌طور محسوسه افزایش می‌یابد. روند افزایشی pH تا مکانی که تأثیر وجود آب با شوری پایین وجود دارد ( $x_D=0.25$ ) ادامه یافته و پس از آن pH از مقدار ۶/۶ تا pH متناظر با شرایط آب با

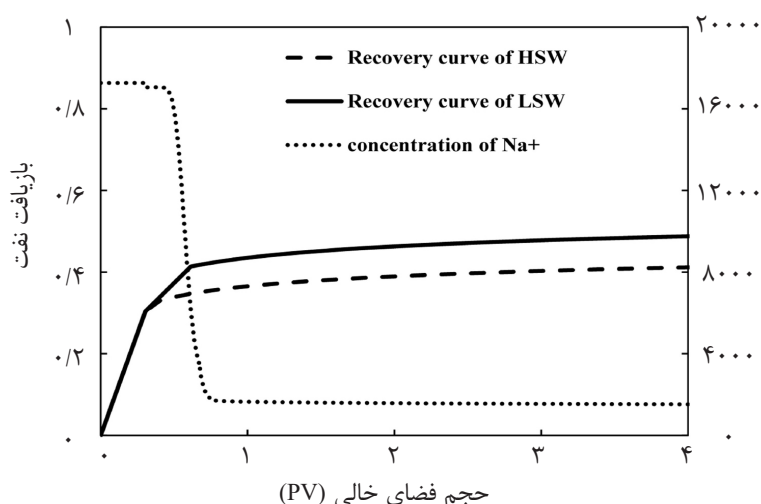
جهت مقایسه بهتر نمودار بازیافت نفت با داده‌های حاصل از واکنش‌های ژئوشیمیایی، پروفایل تغییرات غلظت  $\text{Na}^+$  (به‌عنوان نماینده‌ای از غلظت یون‌های موجود در آب تولیدی) در طول تزریق LSW نیز در شکل ۱۱ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در طول تزریق HSW، ابتدا نمودار بازیافت نفت به‌طور پیوسته تا حدود ۳۱٪ افزایش می‌یابد، ولی پس از آن به‌دلیل رسوخ جبهه پیشرونده در چاه تولیدی، شیب نمودار کاهش چشمگیری یافته به‌گونه‌ای که پس از گذشت ۴ PV، بازیافت نفت تنها تا حدود ۴۰٪ افزایش می‌یابد. اما در مورد تزریق LSW، نمودار بازیافت نفت ابتدا تحت تأثیر جبهه پیشرونده اول که رفتاری مشابه تزریق HSW دارد، است (افزایش پیوسته بازیافت نفت تا حدود ۳۱٪) به‌طوری‌که این شرایط با غلظت بالای  $\text{Na}^+$  در چاه تولیدی نیز مطابقت دارد. اما در ادامه به‌دلیل تشکیل جبهه دوم ناشی از آب با شوری پایین، روند افزایشی نمودار بازیافت نفت کماکان ادامه خواهد داشت تا اینکه جبهه دوم نیز در چاه تولیدی رسوخ نماید. این شرایط با کاهش چشم‌گیر مقدار  $\text{Na}^+$  در چاه تولیدی مطابقت دارد به‌گونه‌ای که با گذشت زمان، مقدار  $\text{Na}^+$  به شرایط غلظتی آب با شوری پایین میل می‌نماید. نتایج نشان می‌دهد که تحت شرایط این مطالعه در اثر تزریق LSW، افزایش تولید نفت معادل ۱۰٪ از نفت در جای اولیه مخزن خواهد شد.

در ادامه، نتایج حاصل از تغییرات اشباع سیالات در طول تزریق آب با شوری مختلف با احتساب تأثیر عوامل ژئوشیمیایی و در نظر گرفتن شوری آستانه ۳۰۰۰ ppm بررسی می‌شود. شکل ۱۰ پروفایل اشباع آب را در طول سیلاب‌زنی ثانویه LSW و HSW در زمان ۰/۲۵ PV نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود در طول تزریق HSW، پروفایل اشباع آب رفتاری مشابه پروفایل معمول جابه‌جایی باکلی - لورت دارد [۴۸]: ناحیه جبهه پیشرونده که متعاقباً توسط یک موج انتشاری دنبال می‌شود. مقدار اشباع آب در ناحیه جبهه پیشرونده به‌طور ناگهانی از ۰/۲ (اشباع آب همزاد) تا ۰/۴۳ (اشباع آب در جبهه) افزایش یافته در حالی که در طول ناحیه موج انتشاری، اشباع آب به‌طور پیوسته‌ای از مقدار ۰/۴۳ تا ۰/۷۱ افزایش می‌یابد. با این‌حال پروفایل اشباع آب در طول تزریق LSW، توسط دو جبهه پیشرونده مجزا قابل توصیف است، به‌گونه‌ای که جبهه اول مربوط به جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری بالا و جبهه دوم مربوط به جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری پایین است. همان‌طور که مشاهده می‌شود جبهه آب با شوری پایین نسبت به جبهه آب با شوری بالا دارای اشباع آب بالاتری است ( $S_{w,HSW}: 0/43$  و  $S_{w,LSW}: 0/58$ ) که این امر می‌تواند بیانگر توانایی بالاتر LSW در تولید بیشتر نفت باشد. جهت بررسی این موضوع، نمودار بازیافت نفت در طول سیلاب‌زنی ثانویه LSW و HSW در شکل ۱۱ نشان داده شده است. همچنین



شکل ۱۰ تغییرات اشباع آب برحسب مکان بدون بعد در طول سیلاب‌زنی ثانویه LSW و HSW در ۰/۲۵ PV پس از شروع فرآیند تزریق

1. Shock Front
2. Spreading Wave



شکل ۱۱ نمودار بازیافت نفت در طول سیلاب‌زنی ثانویه LSW و HSW؛ پروفایل غلظت  $Na^+$  در طول تزریق LSW در محل چاه تولیدی

### نتیجه‌گیری

رهایش مواد نفتی از سطوح مبادله‌کننده سنگ رخ دهد. بررسی واکنش‌های ژئوشیمیایی در گستره مدل مخزنی نشان داد که در فواصل نزدیک به چاه تزریقی، انحلال کامل کلسیت به واسطه فرآیند تبادل یونی و نیز حضور دی‌اکسیدکربن محلول در فاز آبی رخ می‌دهد. تحت این شرایط pH فاز آبی از مقدار بیشینه ۶/۶ به دلیل تولید یون هیدروکسید در اثر انحلال کلسیت تا مقدار کمینه ۴/۱ به خاطر عدم مصرف بیشتر دی‌اکسیدکربن محلول در فاز آبی در واکنش انحلال کلسیت کاهش می‌یابد. با این حال نتایج نشان داد که در فواصل دورتر از چاه تزریقی، سرعت انحلال کلسیت به‌طور محسوسی کاهش یافته است. این امر نشان‌دهنده آن است که واکنش انحلال کلسیت فرآیندی زمان‌بر است و برای انحلال کامل آن در گستره مخزن نیاز به تزریق حجم زیادی از آب با شوری پایین است. آنالیز نمودارهای جریان جزئی نیز نشان داد که در طول تزریق LSW، پروفایل اشباع آب توسط دو جبهه پیش‌رونده مجزا قابل توصیف است به گونه‌ای که جبهه اول مربوط به جابه‌جایی نفت توسط آب با شوری بالا بوده که رفتاری مشابه جابه‌جایی معمول باکلی-لورت دارد، اما جبهه دوم که با سرعت پایین‌تری در محیط حرکت می‌کند، مربوط به رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی در طی تزریق آب با شوری پایین است که می‌تواند منجر به تولید

هدف این مقاله بررسی عملکرد تزریق آب با شوری پایین (LSW) در یک مخزن ماسه‌سنگی از طریق کوپل کردن معادله جریان سیال براساس تئوری باکلی-لورت با نرم‌افزار ژئوشیمیایی PHREEQC می‌باشد. در این مقاله از مفهوم شوری آستانه جهت توصیف نمودارهای تراوایی نسبی در حضور آب با شوری مختلف استفاده شد. همچنین تأثیر واکنش‌های ژئوشیمیایی حل شدن کلسیت و مبادله یونی بر روی عملکرد تزریق LSW مورد بررسی قرار گرفت. نتایج مدل‌سازی نشان داد که در طول تزریق LSW، به دلیل تفاوت میزان شوری و نیز ترکیب آب تزریقی با آب سازندی، تعادل اولیه بین فاز آبی و سطح سنگ مخزن بر هم می‌خورد. برای برقراری تعادل، کلسیت موجود در سطح سنگ حل می‌شود تا فقدان یون‌های  $Ca^{+2}$  در فاز آبی را جبران نماید. همچنین آنالیز واکنش‌های ژئوشیمیایی در بلوک مجاور چاه تزریقی نشان داد که به واسطه تمایل بیشتر سایت‌های مبادله‌کننده موجود بر روی سطح سنگ به جذب یون  $Ca^{+2}$  در مقایسه با  $Na^+$ ، مقدار جذب یون  $Ca^{+2}$  بر روی سایت‌های مبادله‌کننده‌ها افزایش می‌یابد. در نتیجه این نوع تبادل یونی، تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی بیشتر می‌تواند به دلیل

$x$ : فاصله (m)  
 $PV$ : حجم فضای خالی  
 $\Delta t$ : گام زمانی (day)  
 $C$ : غلظت یون (mol/L)  
 $\Delta x$ : سایز بلوک (m)  
 $f_w$ : جریان جزئی آب  
 $\alpha$ : نوع فاز  
 $K_{ro}$ : تراوایی نسبی نفت  
 $\phi$ : تخلخل  
 $K_{rw}$ : تراوایی نسبی آب  
 $\gamma$ : نوع یون  
 $M$ : وزن مولکولی (g/mol)

نفت بیشتری شود. نتایج حاصل از این مطالعه بیانگر افزایش ۲۰٪ تولیدی نفت در طول تزریق ثانویه LSW در مقایسه با HSW است.

#### علائم و نشانه‌ها

$S_{w,i}^n$ : اشباع آب در مکان  $i$  و زمان  $n$   
 $CEC$ : ظرفیت تبادل کاتیونی  
 $S_{o,r}$ : اشباع نفت باقی مانده  
 $HSW$ : آب با شوری بالا  
 $u$ : سرعت دارسی (m/day)  
 $LSW$ : آب با شوری پایین

#### مراجع

- [1]. Sheng J., "Critical review of low-salinity waterflooding," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 120, pp. 216-224, 2014.
- [2]. Dang C. T. Q., "Mechanistic modeling of low salinity water flooding," Ph.D. Thesis, University of Calgary, Canada, 2015.
- [3]. Lager A., Webb K. J., Collins I. R. and Richmond D. M., "LoSal enhanced oil recovery: Evidence of enhanced oil recovery at the reservoir scale," SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008.
- [4]. Webb K., Black C. and Al Ajeel H., "Low salinity oil recovery-log-inject-log," DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Bahrain, 2004.
- [5]. Lager A., Webb K., Black C., Singleton M. and Sorbie K., "Low salinity oil recovery-an experimental investigation," Petrophysics, Vol. 49, 2008.
- [6]. Zhang Y. and Morrow N. R., "Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude-oil/sandstone combinations," SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 2006.
- [7]. Zhang Y., Xie X. and Morrow N. R., "Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA 2007.
- [8]. Jerauld G. R., Webb K. J., Lin C.-Y. and Secombe J. C., "Modeling low-salinity waterflooding," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 11, pp. 1,000-1,012, 2008.
- [9]. Robertson E. P., "Oil recovery increases by low-salinity flooding: Minnelusa and Green River formations," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 2010.
- [10]. Skrettingland K., Holt T., Tveheyo M. and Skjevrak I., "Snorre low salinity water injection—core flooding experiments and single well field pilot," SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 2010.

- [11]. McGuire P., Chatham J., Paskvan F., Sommer D. and Carini F., "Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope," SPE Western Regional Meeting, Irvine, California, 2005.
- [12]. Shaddel S., Tabatabae-Nejad S. A. and Fathi S. J., "Low-salinity water flooding: evaluating the effect of salinity on oil and water relative permeability, Wettability, and oil recovery," Special Topics & Reviews in Porous Media, Vol. 5, 2014.
- [13]. Mohanty K. K. and Chandrasekhar S., "Wettability alteration with brine composition in high temperature carbonate reservoirs," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 2013.
- [14]. Yousef A. A., Al-Saleh S. H., Al-Kaabi A. and Al-Jawfi M. S., "Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 14, pp. 578-593, 2011.
- [15]. Webb K., Black C. and Edmonds I., "Low salinity oil recovery—the role of reservoir condition corefloods," IOR 2005-13<sup>th</sup> European Symposium on Improved Oil Recovery, 2005.
- [16]. Rivet S. M., "Coreflooding oil displacements with low salinity brine," M.Sc. Thesis, Texas at Austin, USA, 2009.
- [17]. Fjelde I., Asen S. M. and Omekeh A. V., "Low salinity water flooding experiments and interpretation by simulations," SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.
- [18]. Kulkarni M. M. and Rao D. N., "Experimental investigation of miscible and immiscible water-alternating-gas (WAG) process performance," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 48, pp. 1-20, 2005.
- [19]. Shojaei M. J., Ghazanfari M. H. and Masihi M., "Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks," Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 25, pp. 30-38, 2015.
- [20]. Al Shalabi E. W. and Sepehrnoori K., "A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 139, pp.137-161, 2016
- [21]. Tang G. and Morrow N. R., "Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding," SPE Reservoir Engineering, Vol. 12, pp. 269-276, 1997.
- [22]. Nasralla R. A., Alotaibi M. B. and Nasr-El-Din H. A., "Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs," SPE Western North American Region Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 2011.
- [23]. Suijkerbuijk B., Sorop T., Parker A., Masalmeh S., Chmuzh I., Karpan V. and Skripkin A. G., "Low salinity waterflooding at west-salym: laboratory experiments and field forecasts," SPE Improved Oil Recovery Symposium, Muscat, Oman, 2014.
- [24]. Buckley J., Liu Y. and Monsterleet S., "Mechanisms of wetting alteration by crude oils," SPE Journal, Vol. 3, pp. 54-61, 1998.
- [25]. Ligthelm D., Gronsveld J., Hofman J., Brussee N., Marcelis F. and van der Linde H., "Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition," EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 2009.
- [26]. Nasralla R. A., Bataweel M. A. and Nasr-El-Din H. A., "Investigation of wettability alteration by low salinity Water,"



Offshore Europe, Aberdeen, UK, 2011.

[27]. RezaeiDoust A., PunterVold T., Strand S. and Austad T., "Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms," Energy & Fuels, Vol. 23, pp. 4479-4485, 2009.

[28]. Suijkerbuijk B., Hofman J., Ligthelm D. J., Romanuka J., Brussee N., van der Linde H. and Marcelis F., "Fundamental investigations into wettability and low salinity flooding by parameter isolation," SPE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, USA, 2012.

[29]. Teklu T. W., Alameri W., Graves R. M., Kazemi H. and Al-sumaiti A. M., "Low-salinity water-alternating-CO<sub>2</sub> flooding enhanced oil recovery: theory and experiments," Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 2014.

[30]. Vledder P., Gonzalez I. E., Carrera Fonseca J. C., Wells T. and Ligthelm D. J., "Low salinity water flooding: proof of wettability alteration on a field wide scale," SPE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, USA, 2010.

[31]. Zekri A. Y., Nasr M. S. and Al-Arabai Z. I., "Effect of losal on wettability and oil recovery of carbonate and sandstone formation," International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 2011.

[32]. Austad T., RezaeiDoust A. and PunterVold T., "Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs," SPE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, USA, 2010.

[33]. Tang G.-Q. and Morrow N. R., "Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 24, pp. 99-111, 1999.

[34]. Nasralla R. A. and Nasr-El-Din H. A., "Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding?," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 17, pp. 49-59, 2014.

[35]. Farooq U., Asif N., Tweheyo M. T., Sjöblom J. and Øye G., "Effect of low-saline aqueous solutions and pH on the desorption of crude oil fractions from silica surfaces," Energy & Fuels, Vol. 25, pp. 2058-2064, 2011.

[36]. Brady P. V. and Krumhansl J. L., "A surface complexation model of oil-brine-sandstone interfaces at 100° C: Low salinity waterflooding," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 81, pp. 171-176, 2012.

[37]. Emadi A. and Sohrabi M., "Visual Investigation of oil recovery by lowsalinity water Injection: formation of water micro-dispersions and wettability alteration," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 2013.

[38]. Austad T., Strand S., Madland M. V., PunterVold T. and Korsnes R. I., "Seawater in chalk: an EOR and compaction fluid," International Petroleum Technology Conference, Dubai, U.A.E, 2007.

[39]. Austad T., Strand S., Høgnesen E. and Zhang P., "Seawater as IOR fluid in fractured chalk," SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA 2005.

[40]. Fathi S. J., Austad T. and Strand S., "Water-based enhanced oil recovery (EOR) by "smart water", Optimal ionic composition for EOR in carbonates," Energy & Fuels, Vol. 25, pp. 5173-5179, 2011.

[41]. Strand S., Standnes D. and Austad T., "New wettability test for chalk based on chromatographic separation of SCN- and SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 52, pp. 187-197, 2006.

- [42]. Jerauld G. R., Webb K. J., Lin C.-Y. and Seccombe J., "Modeling low-salinity waterflooding," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 2006.
- [43]. Mahani H., Sorop T., Ligthelm D. J., Brooks D., Vledder P., Mozahem F. and Ali Y., "Analysis of field responses to low-salinity waterflooding in secondary and tertiary mode in Syria," SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 2011.
- [44]. Dang C. T. Q., Nghiem L. X., Chen Z. J. and Nguyen Q. P., "Modeling low salinity waterflooding: ion exchange, geochemistry and wettability alteration," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 2013.
- [45]. Kazemi Nia Korrani A., Jerauld G.R. and Sepehrnoori K., "Coupled geochemical-based modeling of low salinity waterflooding," SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA , 2014.
- [46]. Parkhurst D. L. and Appelo C., "Description of input and examples for PHREEQC version 3—a computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations," 6<sup>th</sup> ed., US Geological Survey Techniques and Methods, 2013.
- [47]. Nasralla R. A., Snippe J. R. and Farajzadeh R., "Coupled geochemical-reservoir model to understand the interaction between low salinity brines and carbonate rock," SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2015.
- [48]. Dake L. P., "Fundamentals of reservoir engineering," 8<sup>th</sup> ed., Elsevier, 1983.



# Modeling the Interaction between Low Salinity Water and Sandstone Rock by Coupling Fluid Flow Equations with the PHREEQC Geochemical Model

Elham Kalantari and Mohammad Simjoo\*

Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

simjoo@sut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.3288.2515

Received: May/10/2018

Accepted: August/11/2018

## INTRODUCTION

Low salinity water (LSW) flooding is a promising enhanced oil recovery (EOR) method that has received more attention during recent years [1]. Previous experimental studies have revealed the EOR potential of LSW for producing incremental oil on top of conventional water flooding using high salinity water [2-3]. Moreover, different mechanisms were proposed to describe LSW performance among which rock wettability alteration toward more water wetness was believed to be one of the main underlying oil recovery mechanisms [4-5]. The latter was also experimentally supported that LSW could affect oil-water relative permeability function and make them more water-wet [6-7]. Although there is still no consensus on the dominant microscopic mechanisms leading to wettability alteration, it has been reported that geochemical reactions

among low salinity water, crude oil and rock minerals could affect rock wettability [8-9]. The review of the previous studies shows that the core of the modeling procedure of LSW is mainly to modify oil-water relative permeability and capillary pressure as a function of brine salinity [10-11]. To this end, different interpolating parameters have been proposed to describe rock-fluid interaction induced by LSW injection [9, 11-12].

## METHODOLOGY

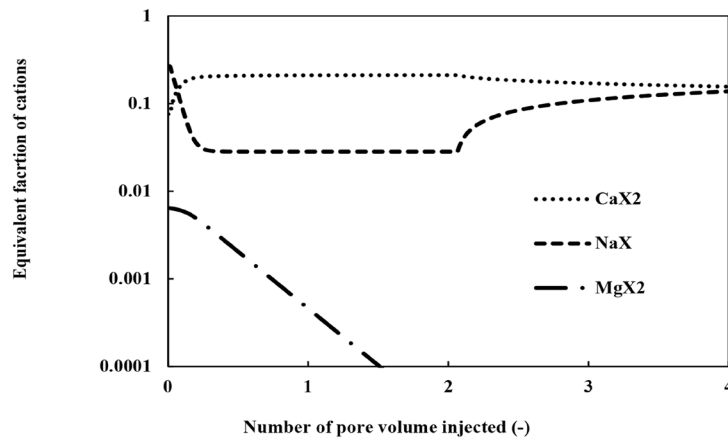
In this paper, LWS injection in a sandstone oil reservoir was modeled by coupling fluid flow equations and PHREEQC geochemical model. The new concept of threshold salinity was used to describe oil-water relative permeability function in presence of water with different salinity. We considered ion exchange processes between injected water and rock surface and also calcite

dissolution as the two main geochemical reactions in the LSW modeling. To this end, first, the fluid flow equations were discretized by using central finite difference scheme. Then, the ion transport equations in the aqueous phase were described to obtain water salinity through the model. It is worth to mention that the type of ions which are present in the aqueous phase and also ion concentration could be changed due to the occurrence of geochemical reactions between injected water and rock surface. Then, a threshold salinity of 3000 ppm in line with the previous experimental studies was used to describe the appropriate oil-water relative permeability function during water injection with different salinity [13-14]. Finally, the performance of LSW injection in the given reservoir conditions was discussed by describing the amount of calcite on the rock surface, cation equivalent fraction on the rock surface, evaluation of the pH of the aqueous phase, water saturation and oil recovery profile at different water salinity.

## RESULTS AND DISCUSSION

The modeling results have shown that as LSW is injected, the initial equilibrium between reservoir aqueous phase and rock surface is disturbed because of the difference in salinity and composition of the injected low salinity water as compared to high salinity formation water. This leads to the calcite of the reservoir rock becomes dissolved in order to compensate the amount of  $\text{Ca}^{2+}$  cations in the aqueous phase. Also, due to the presence of  $\text{CO}_2$  in the reservoir and its solubility in the aqueous phase, calcite dissolution reaction could be promoted, which leads to additional amount of  $\text{Ca}^{2+}$  cations in the reservoir. As a consequence, the produced  $\text{Ca}^{2+}$

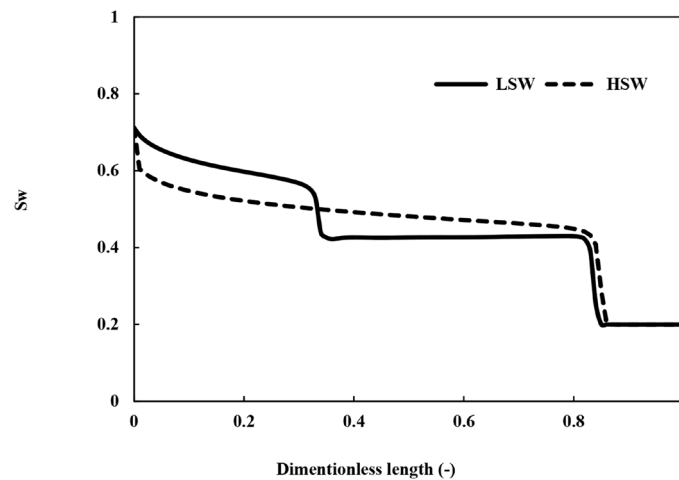
cations along with initial  $\text{Ca}^{2+}$  cations present in the aqueous phase promote ion exchange processes through the exchange of divalent and monovalent cations on the clay exchanger sites on the rock surface. Based on Figure 1, the profile of equivalent fraction of cations on the clay exchanger sites in the grid block adjacent to the injection well shows that most of the exchanger sites are initially saturated by  $\text{Na}^+$  cations. But due to higher tendency of the clay exchanger sites to adsorb divalent cations rather than monovalent ones, the equivalent fraction of  $\text{Ca}^{2+}$  cations ( $\text{CaX}_2$ ) on the rock surfaces increases during LSW injection. Such above-mentioned ion exchange processes could promote wettability alteration toward more water wet conditions due to the release of hydrocarbon compound from rock exchanger sites. Also, based on Figure 1, the equivalent fraction of  $\text{Mg}^{2+}$  cations ( $\text{MgX}_2$ ) continuously decreases on the rock surfaces during LSW injection. This is mainly due to fact that the clay exchanger sites have more tendency to adsorb  $\text{Ca}^{2+}$  than  $\text{Mg}^{2+}$  cations. Also, the  $\text{Mg}^{2+}$  concentration in the formation brine is much less than  $\text{Ca}^{2+}$ , and no  $\text{Mg}^{2+}$  is present in low salinity water. Thus, there is no additional source to generate  $\text{Mg}^{2+}$  cations and compensate the decreasing trend of  $\text{MgX}_2$  during LSW injection. Geochemical analysis also revealed that calcite dissolution reaction was performed completely in the region near to the injection well leading to a significant reduction in pH of the aqueous phase. However, the rate of calcite dissolution reaction decreases far from the injection well most likely due to insufficient time to interact low salinity water with the reservoir rock and fluid.



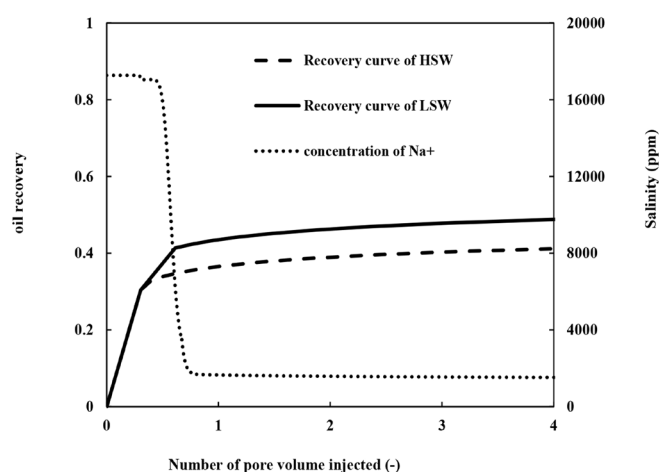
**Figure 1:** Equivalent fraction of cations on clay exchanger sites in adjacent grid block from injection well during LSW.

According to fluid flow analysis in Figure 2, it was found that two distinct water saturation shock fronts were evident during LSW injection. The first shock is related to oil displacement by high salinity water which is similar to the typical Buckley-Leverett displacement front. The second shock is related to the occurrence of geochemical

reactions during LSW injection with a significant reduction of  $\text{Na}^+$  concentration at production well. In terms of oil recovery, LSW injection increased oil recovery as much as 10 % of the oil initially in place on top of high salinity water injection under the given reservoir conditions, as seen in Figure 3.



**Figure 2:** Water saturation profile during LSW and HSW injection at 0.25 pore volume injected.



**Figure 3:** Oil recovery profile during LSW and HSW injection along with Na<sup>+</sup> concentration profile during LSW injection in production well.

## CONCLUSIONS

In this paper, the performance of LWS injection in a sandstone oil reservoir by coupling fluid flow equations with the PHREEQC geochemical model is investigated. We considered the salinity threshold concept along with calcite dissolution reaction and ion exchange processes to describe geochemical reactions between low salinity water and reservoir rock surface. The results showed that as LSW was injected into the given reservoir pre-equilibrated by formation brine, calcite dissolution and cation exchange occurred due to the difference between salinity and composition of injected water compared to reservoir aqueous phase. These geochemical processes promote the exchange of divalent and monovalent cations on the clay exchanger sites on the rock surface. This causes to break cation bridging between hydrocarbon compound and rock surface that can make the rock water-wet and increase oil recovery as much as 10% of the oil initially in place as compared to high salinity water injection.

## REFERENCES

- [1]. Robertson E. P., "Oil recovery increases by low-salinity flooding: Minnelusa and Green River formations," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 2010.
- [2]. Zhang Y. and Morrow N. R., "Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude-oil/sandstone combinations," SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 2006.
- [3]. Skrettingland K., Holt T., Tveheyo M. and Skjevrak I., "Snorre low salinity water injection—core flooding experiments and single well field pilot," SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 2010.
- [4]. Austad T., RezaeiDoust A. and PunterVold T., "Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs," SPE improved oil recovery symposium, Oklahoma, USA, 2010.
- [5]. Farooq U., Asif N., Tveheyo M. T., Sjöblom J. and Øye G., "Effect of low-saline aqueous solutions and pH on the desorption of crude oil fractions from silica surfaces," Energy & Fuels, Vol. 25, pp. 2058-2064, 2011.
- [6]. Mohanty K. K. and Chandrasekhar S., "Wettability alteration with brine composition in

*high temperature carbonate reservoirs,”* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 2013.

[7]. Emadi A. and Sohrabi M., “*Visual Investigation of oil recovery by low salinity water Injection: formation of water micro-dispersions and wettability alteration,*” SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 2013.

[8]. Fjelde I., Asen S. M. and Omekeh A. V., “*Low salinity water flooding experiments and interpretation by simulations,*” SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.

[9]. Kazemi Nia Korrani A., Jerauld G.R. and Sepehrnoori K., “*Coupled geochemical-based modeling of low salinity waterflooding,*” SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA , 2014.

[10]. Dang C. T. Q., Nghiem L. X., Chen Z. J. and Nguyen Q. P., “*Modeling low salinity waterflooding: ion exchange, geochemistry and wettability alteration,*” SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 2013.

[11]. Lager A., Webb K. J., Collins I. R. and Richmond D. M., “*LoSal enhanced oil recovery: Evidence of enhanced oil recovery at the reservoir scale,*” SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008.

[12]. Vledder P., Gonzalez I. E., Carrera Fonseca J. C., Wells T. and Ligthelm D. J., “*Low salinity water flooding: proof of wettability alteration on a field wide scale,*” SPE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, USA, 2010.