

مطالعه‌ی عددی تزریق آب با شوری پایین به منظور افزایش برداشت نفت در مخازن ماسه سنگی از طریق کوپل معادلات جریان سیال با واکنش‌های ژئوشیمیایی تبادل یونی و انحلال کلسیت

سروه نادری^۱ و محمد سیم‌جو^{۲*}

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: ۹۷/۰۳/۱۵ پذیرش مقاله: ۹۷/۰۸/۱۹	<p>تزریق آب با شوری پایین، یکی از روش‌های جدید ازدیاد برداشت نفت است که اخیراً بسیار مورد توجه قرار گرفته است. تغییر ترشوندگی سنگ به سمت حالت آب‌دوستی به واسطه تبادل یونی بین آب با شوری پایین و سطح سنگ، یکی از مکانیسم‌های غالب در افزایش برداشت نفت در این روش است. این مقاله به بررسی عملکرد تزریق آب با شوری پایین در شرایط یک مخزن ماسه‌سنگی می‌پردازد که در آن چگونگی تغییرات ترشوندگی سنگ از طریق کوپل کردن واکنش‌های ژئوشیمیایی بین آب-سنگ و معادلات جریان سیال در حالت دوفازی مطالعه شد. کسر معادل یونی سدیم به‌عنوان شاخص تغییر ترشوندگی معرفی شد که شامل اثرات تبادل یونی و خواص رس بر روی توابع تراوایی نسبی آب/نفت است. همچنین تأثیر انحلال کانی کلسیت به‌واسطه اندرکنش آن با آب با شوری پایین از طریق توصیف واکنش‌های ژئوشیمیایی مربوط بررسی شد. نتایج نشان می‌دهد که تفاوت شوری آب تزریقی و آب سازندی باعث رخداد واکنش‌های تبادل یونی بین آب و سطح سنگ می‌شود. همچنین انحلال کلسیت، نرخ واکنش‌های تبادل یونی را افزایش داده، بدین ترتیب باعث تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی بیشتر می‌شود. نتایج نشان داد حضور CO₂ محلول در فاز آبی مخزن، انحلال کانی کلسیت را افزایش می‌دهد. با این حال، بررسی نتایج نشان می‌دهد رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی تبادل یونی و انحلال کلسیت در فواصل دورتر از چاه تزریقی، به مقدار کمتری رخ می‌دهد. نتایج حاصل از این مطالعه بیانگر افزایش ۸ درصدی تولید نفت به واسطه تزریق آب با شوری پایین در مقایسه با تزریق آب با شوری بالا است.</p>

واژگان کلیدی:

ازدیاد برداشت نفت،
آب با شوری پایین،
واکنش‌های ژئوشیمیایی،
تغییر ترشوندگی.

مقدمه

برداشت نفت، مانند پلیمر، سورفکتانت و ژل‌های پلیمری تلفیق شود [۳-۶]. مطالعات گذشته نشان داده است که می‌توان با کنترل مقدار شوری آب تزریقی، نفت بیشتری در مقایسه با سیلاب‌زنی معمول آب، تولید کرد [۷-۱۰]. مطالعات سیلاب‌زنی در مقیاس مغزه نیز تأثیر مثبت تزریق LSW بر روی افزایش برداشت نفت در طول بازیافت ثانویه و ثالثیه در سنگ‌های ماسه‌ای را بیان کرده است [۱۱]. وب

یکی از چالش‌های پیش رو در صنایع بالادستی نفت، حفظ سقف تولیدی از مخازن و نیز توانایی افزایش میزان تولید از آن‌ها با استفاده از روش‌های مناسب ازدیاد برداشت نفت است [۱ و ۲]. یکی از این روش‌ها که اخیراً بسیار مورد توجه قرار گرفته، تزریق آب با شوری پایین (LSW) در مخازن نفتی است که می‌تواند با سایر روش‌های ازدیاد

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: simjoo@sut.ac.ir

۱. کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز

۲. استادیار، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز

نیازمند کویل کردن معادلات جریان سیال و واکنش‌های ژئوشیمیایی مرتبط می‌باشد، کمتر پرداخته شده است. در واقع یکی از چالش‌های مهم در زمینه تحلیل عددی عملکرد تزریق LSW در مخزن، چگونگی توصیف دقیق اندرکنش‌های فیزیکی/شیمیایی بین آب تزریقی، نفت خام و سنگ مخزن است. به طور کلی روش متداول در این زمینه، اصلاح توابع تراوایی نسبی آب/نفت و فشار موینگی بر اساس مقدار شوری آب تزریقی است. یکی از اولین کارهای ارائه شده در این زمینه، توسط جرال و همکاران است که در آن از یک مدل خطی ساده برای توصیف اشباع نفت باقیمانده در شوری‌های مختلف استفاده شد که از نظر توصیف مکانیسمی فرایند، روش کاملی نیست [۱۶]. مطالعات بعدی نشان دادند استفاده از شوری کل نمی‌تواند فرایند LSW را به طور واقعی توصیف کند؛ زیرا عملکرد این فرایند علاوه بر شوری کل، به اجزای موجود در فاز آبی نیز وابسته است. بر این اساس، ایوژ و هاپروث یک مدل ترکیبی که در آن اندرکنش‌های بین آب/سنگ و نفت/آب در نظر گرفته شده بود، معرفی کردند. این مدل که صرفاً بر روی حل شدن کلسیت تمرکز داشت، بر این اساس بود که برای برقراری تعادل بین کلسیم موجود در فاز آبی و کلسیت موجود در سنگ مخزن، یون کلسیم باید از سنگ مخزن تأمین شود. در واقع در این مدل، منبع اصلی برای تأمین کلسیم، تجزیه شدن کلسیت بود؛ به طوری که اگر انحلال کلسیت رخ دهد، نفت نیز می‌تواند از سطح سنگ مخزن جدا شود [۲۰]. در ادامه، آل شلبی و همکاران بیان کردند که نمی‌توان به طور مشخص نتیجه گرفت که LSW فقط زمانی که نفت باقیمانده در محیط به سطح کلسیت چسبیده است، می‌تواند در حل شدن کلسیت اثرگذار باشد. آن‌ها بیان کردند اگرچه حل شدن کلسیت در واکنش‌های ژئوشیمیایی مربوط به فرایند LSW ایفای نقش می‌کند، نمی‌تواند دلیل اصلی تولید نفت و متعاقباً تغییر ترشوندگی در طول تزریق LSW باشد [۲۱]. ماهانی و همکاران نیز با استفاده از مفهوم کسر حجمی آستانه شوری، به مدل‌سازی فرایند LSW پرداختند. در این مدل، زمانی که کسر حجمی آب با شوری پایین، بالاتر از کسر حجمی آستانه باشد، ترشوندگی سنگ از حالت نفت‌دوستی به سمت آب‌دوستی تغییر می‌کند [۲۲]. امکه و همکاران نیز با

و همکاران با اندازه‌گیری اشباع نفت باقیمانده حاصل از تزریق آب دریافتند که در شوری بالاتر از ۳۵۰۰ ppm تغییر در اشباع نفت باقیمانده ایجاد نمی‌شود. همچنین آن‌ها مطالعات خود را در مقیاس میدانی در یک مخزن ماسه‌سنگی نیز بررسی کردند که نتایج گویای این بود که با تزریق LSW مقدار اشباع نفت باقیمانده از ۲۵ تا ۵۰ درصد کاهش می‌یابد [۱۲]. شاددل و همکاران نیز با استفاده از مغزه یکی از میدانی نفتی ایران گزارش کردند که با کاهش مقدار شوری در یک محدوده معین و تغییر ترکیب آب تزریقی، می‌توان باز یافت نفت را بهبود بخشید [۱۳]. الساعدی و همکارانش اثرگذاری تزریق آب با شوری پایین در افزایش برداشت نفت سنگین در مخزن ماسه سنگی را در حین تزریق مغزه گزارش کردند [۱۴].

علاوه بر نتایج آزمایشگاهی، در طول دو دهه اخیر، مکانیسم‌های مختلفی نیز برای توصیف افزایش باز یافت نفت به واسطه تزریق LSW ارائه شده است. مکانیسم‌های پیشنهاد شده عمدتاً شامل مهاجرت ذرات ریز، تبادل یونی چنگانه، اثر نمک‌زدایی^۱، اثر لایه دوگانه و تغییر ترشوندگی است [۱۵]. با این حال هنوز مکانیسم غالبی برای توصیف افزایش باز یافت نفت به واسطه تزریق LSW پیشنهاد نشده است. این امر می‌تواند به دلیل ماهیت پیچیده اندرکنش بین نفت خام، سنگ و آب باشد [۱۶]. تحقیقات انجام شده بر روی نمونه‌های ماسه‌سنگی، تغییرات ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی بیشتر را به‌عنوان اصلی‌ترین مکانیسم در طول تزریق LSW نشان می‌دهد که می‌تواند منجر به افزایش برداشت نفت شود [۱۶-۱۸]. براساس نتایج حاصل از مطالعه سنگ [۱۷]، اگرچه هر یک از مکانیسم‌های پیشنهادی در طول تزریق LSW تحت شرایط خاص مورد اهمیت قرار می‌گیرند، تغییرات ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی می‌تواند به‌عنوان مکانیسم غالب در نظر گرفته شود؛ زیرا تغییرات ترشوندگی نه تنها به‌عنوان یک مکانیسم مشخص در حین LSW در نظر گرفته شده، بلکه می‌تواند به‌عنوان نتیجه حاصل از سایر مکانیسم‌ها نیز بحث شود.

بررسی مطالعات گذشته نشان می‌دهد به طور مقایسه‌ای کارهای گسترده‌ای در زمینه بررسی آزمایشگاهی عملکرد تزریق LSW انجام شده است؛ ولی به مطالعات مکانیسمی مرتبط با اندرکنش LSW با سنگ و سیال مخزن که

^۱ Salting in effect

مطالعه شد که در آن کوپل کردن هم‌زمان معادلات جریان سیال و واکنش‌های ژئوشیمیایی انجام گرفت. بدین ترتیب، ساختار این مقاله بدین صورت است که ابتدا داده‌های مورد نیاز برای انجام مطالعات عددی بیان می‌شود. سپس نحوه مدل‌سازی فرایند LSW از طریق کوپل کردن معادلات جریان سیال و واکنش‌های ژئوشیمیایی مورد نظر و تأثیر آن‌ها بر روی توابع نفوذپذیری نسبی آب/نفت توصیف می‌شود. در نهایت نیز نتایج حاصل از رخدادهای فرایندهای تبادل یونی و انحلال کلسیت و تأثیر آن‌ها بر میزان بازیافت نفت در شرایط شوری‌های مختلف، مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد.

۲- داده‌های موردنیاز برای توصیف عملکرد LSW

مدل مورد مطالعه در این مقاله بر اساس شرایط یک مخزن ماسه‌سنگی بوده که در آن ترشوندگی اولیه محیط به‌صورت نفت‌دوست است. جدول ۱ بیانگر ترکیب سنگ مخزن مورد مطالعه است که با توجه به جنس ماسه‌ای آن، کانی کوارتز در آن غالب است. همچنین کانی معدنی کلسیت ۰/۹۷٪ وزن سنگ را تشکیل می‌دهد. کانی‌های رسی موجود در سنگ نیز مجموعاً ۲۱/۹۵٪ وزنی هستند. جدول ۲ ترکیب اجزای نفت استفاده‌شده در این مطالعه را نشان می‌دهد که دارای چگالی $API = 30^\circ$ است. جدول ۳ خلاصه‌ای از خواص فیزیکی سنگ و نیز سیالات موجود در مخزن را توصیف می‌کند. جدول ۴ بیانگر ترکیب آب سازندی (آب با شوری بالا: HSW) و آب تزریقی (آب با شوری پایین: LSW) بوده که در آن شوری کل HSW، ۳۱۴۰۰ ppm و شوری کل LSW نیز ۱۰۰۰ ppm است.

۳- فرایند مدل‌سازی تغییر ترشوندگی به واسطه تزریق LSW

در این مطالعه، از شبیه‌ساز GEM به منظور توصیف اثر واکنش‌های ژئوشیمیایی، تبادل یونی و تغییر ترشوندگی در طول فرایند تزریق آب با شوری مختلف استفاده شد. شایان ذکر است این شبیه‌ساز چندفازی چندجزئی از روش ریاضی ضمنی تطبیقی^۱ برای حل معادلات جریان سیال استفاده می‌کند. همچنین این شبیه‌ساز قابلیت توصیف واکنش‌های تعادلی و واکنش‌های وابسته به سرعت، از قبیل حل شدن و ته‌نشینی کانی‌های معدنی را دارد.

استفاده از مکانیسم تبادل یونی چندگانه به توصیف عملکرد LSW پرداختند. آن‌ها بیان کردند که آزاد شدن یون‌های دوظرفیتی از سطح سنگ منجر به تغییر توابع تراوایی نسبی به حالت آب‌دوستی شده که متعاقباً می‌تواند موجب تولید نفت اضافی شود [۲۳]. کاظمی کورانی و همکاران نیز به منظور توصیف عملکرد LSW از کوپل کردن نرم‌افزارهای IPHREEQC به‌عنوان ماژول ژئوشیمیایی و نیز UTCHEM به‌عنوان شبیه‌ساز جریان سیال استفاده کردند [۲۴]. در این کار نیز مکانیسم اصلی در توصیف تغییرات ترشوندگی در طول تزریق LSW، مکانیسم تبادل یونی در نظر گرفته شد. دنگ و همکاران اخیراً با توصیف فرایندهای ژئوشیمیایی درگیر در طول تزریق LSW در قالب یک مدل تبادل یونی، به توصیف تغییرات ترشوندگی سنگ در طول فرایند تزریق پرداختند [۲۵].

ایروانی و سیم‌جو با استفاده از تئوری جریان‌های جزئی به بررسی عملکرد تزریق LSW، از طریق جابه‌جایی توابع تراوایی نسبی آب/نفت بین دو حد آستانه شوری بالا و شوری پایین بر اساس تغییر ترشوندگی سنگ پرداختند. نتایج آن‌ها نشان داد در شرایط شوری پایین، میزان اشباع میانگین فاز آبی در گستره مخزن به دلیل تشکیل یک جبهه تانویه، افزایش محسوسی می‌یابد که می‌تواند افزایش تولید نفت را در بر داشته باشد [۲۶]. بررسی مطالعات عددی گذشته نشان می‌دهد علی‌رغم مدل‌های مختلف ارائه‌شده در توصیف فرایند LSW، هنوز برخی سؤالات مهم درباره نقش واکنش‌های مختلف ژئوشیمیایی از قبیل تبادل یونی و انحلال کلسیت در میزان تغییرات ترشوندگی سنگ و متعاقباً تولید نفت اضافی وجود دارد. همچنین در اکثر کارهای گذشته، شبیه‌سازی تزریق LSW صرفاً محدود به مقیاس مغزه بوده، در حالی که میزان رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی مختلف در فواصل دورتر از چاه تزریقی و تأثیر آن‌ها بر جریان سیال نیاز به بررسی دقیق‌تری دارد. بر این اساس، مقاله حاضر درصدد بررسی این نوع سؤالات از طریق انجام یک مطالعه عددی برای بررسی عملکرد تزریق آب با شوری پایین در شرایط یک مخزن ماسه‌سنگی است. برای نیل به این هدف، تغییرات ترشوندگی سنگ در طول فرایند LSW از طریق توصیف واکنش‌های ژئوشیمیایی بین آب تزریقی و سطح سنگ با استفاده از یک شبیه‌ساز ترکیبی

¹ Adaptive implicit

جدول ۱- اجزای سنگ مورد استفاده در این مطالعه

کانی رس	چگالی سنگ (g/cm^3)	درصد وزنی سنگ (%)	Max CEC (meq/kg)	Min CEC (meq/kg)
ایلیت-میکا	۲/۷۵	۸/۷۸	۵۰۰	۲۰۰
کائولینیت	۲/۶۲	۱۰/۰۵	۱۵۰	۳۰
کلریت	۲/۶۵	۱/۱۲	۴۰۰	۱۰۰
کوارتز	۲/۶۵	۶۳/۵۳	-	-
فلدسپار	۲/۵۳	۷/۹۳	-	-
پلاژیوکلاز	۲/۶۷	۳/۷۸	-	-
کلسیت	۲/۷۱	۰/۹۷	-	-
دولومیت	۲/۸۴	۰/۹۵	-	-
سیدریت	۳/۷۷	۰/۸۳	-	-

بالا (HSW) و شوری پایین (LSW) از طریق انجام تست‌های آزمایشگاهی توصیف شوند. در این مطالعه از داده‌های تراوایی نسبی دنگ و همکاران مطابق جدول ۵ برای توصیف حالت آستانه شوری بالا و شوری پایین استفاده شد [۲۷].

جدول ۴- ترکیب اجزای مربوط به HSW و LSW

یون	غلظت یون‌ها در HSW (gmol/kg)	غلظت یون‌ها در LSW (gmol/kg)
H ⁺	1×10^{-7}	1×10^{-7}
Ca ²⁺	$2 / 44 \times 10^{-2}$	$1 / 892 \times 10^{-3}$
Na ⁺	$4 / 89 \times 10^{-1}$	$1 / 196 \times 10^{-2}$
Cl ⁻	$5 / 38 \times 10^{-1}$	$1 / 15744 \times 10^{-2}$
OH ⁻	$1 / 7 \times 10^{-7}$	۰
HCO ₃ ⁻	$2 / 11 \times 10^{-3}$	۰

جدول ۵- داده‌های تراوایی نسبی در دو حالت آستانه شوری بالا و شوری پایین

پارامتر	شوری بالا	شوری پایین
K_{ro}^*		۱
K_{rw}^*		۱
S_{wc}		۰/۰۹
S_{or}	۰/۱۲	۰/۰۸
n_o	۴/۵	۳/۳
n_w	۲/۱	۲/۶

همان‌طور که در جدول ۴ بیان شده است، آب تزریقی و آب اولیه موجود در مخزن شامل یون‌های Na⁺ و Ca²⁺ است که می‌توانند در واکنش‌های ژئوشیمیایی شرکت کنند. در

جدول ۲- ترکیب اجزای نفت مورد استفاده در این مطالعه

اجزا	کسر مولی
H ₂ S	$9 / 11 \times 10^{-3}$
CO ₂	$7 / 5 \times 10^{-3}$
N ₂	$5 / 6 \times 10^{-3}$
CH ₄	$2 / 8 \times 10^{-1}$
C ₂ H ₆	$8 / 41 \times 10^{-2}$
C ₃ H ₈	$7 / 65 \times 10^{-2}$
IC ₄ -NC ₅	$8 / 44 \times 10^{-2}$
C ₆ -C ₈	$1 / 58 \times 10^{-1}$
C ₉ -C ₁₂	$2 / 94 \times 10^{-1}$

جدول ۳- خواص فیزیکی سنگ و سیالات استفاده شده در این مطالعه

پارامتر	مقدار	واحد
تراوایی	$1 / 97 \times 10^{-12}$	m ²
تخلخل	۰/۲	-
دما	۱۰۰	°C
فشار	۳۰۰	bar
ویسکوزیته نفت	۱/۳۱	mPa.s
ویسکوزیته آب	۰/۲۵	mPa.s
وزن مخصوص نفت در شرایط سطح	۳۰	API

در این مطالعه، تغییر ترشوندگی سنگ در طول تزریق آب با شوری پایین از طریق تغییر توابع تراوایی نسبی به سمت حالت آب‌دوستی بیشتر توصیف می‌شود. بدین منظور لازم است ابتدا توابع تراوایی نسبی در دو حالت آستانه شوری

در این مطالعه، کسر معادل یونی Na^+ بر روی سایت‌های مبادله‌کننده ($[Na-X]$) به‌عنوان پارامتر اصلی درون‌یابی برای مدل کردن تغییرات ترشوندگی سنگ در طول تزریق LSW استفاده شده است. علت انتخاب $[Na-X]$ ، مؤثر بودن یون Na^+ نسبت به سایر یون‌های موجود در فرایند تبادل یونی است؛ به طوری که درصد بالایی از سطح رس در شرایط نفت‌دوستی سنگ مخزن توسط یون‌های Na^+ اشباع شده است [۲۹]. بر این اساس، لازم است ابتدا مقادیر $[Na-X]$ متناظر با حالت آستانه شوری بالا و شوری پایین تعیین شود. آپلو و پستما بیان کردند که مقدار $[Na-X]$ را می‌توان از ترکیب معادلات ۶، ۷ و ۸ با احتساب ترکیب درصد اجزای آب و نیز در نظر گرفتن ضریب تبادل یونی $K'_{Na/Ca}$ محاسبه کرد [۲۷]. همچنین آن‌ها ضریب تبادل یونی بین یون سدیم و کلسیم را ۰/۴ گزارش کردند؛ بنابراین مقدار $[Na-X]$ متناظر با حالت آستانه شوری بالا و شوری پایین براساس ترکیب درصد گزارش شده در جدول ۴، به ترتیب ۰/۶۹۴ و ۰/۱۰۴ به دست خواهد آمد.

$$K'_{Na/Ca} = \frac{[Na-X][m(Ca^{++})]^{-0.5}}{[Ca-X_2]^{0.5} m(Na^+)} \times \frac{[\gamma(Ca^{++})]^{0.5}}{\gamma(Na^+)} \quad (5)$$

$$[Ca-X_2] = [Na-X]^2 \times \left(\frac{[Ca^{2+}]}{K'_{Na/Ca} \times [Na^+]^2} \right) \quad (6)$$

$$[Na-X] + [Ca-X_2] = 1 \quad (7)$$

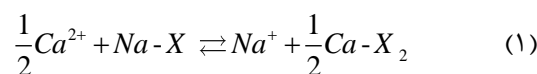
$$[Na-X]^2 \times \left(\frac{[Ca^{2+}]}{K'_{Na/Ca} \times [Na^+]^2} \right) + [Na-X] - 1 = 0 \quad (8)$$

حال برای احتساب میزان تبادل یونی در سایت‌های مبادله‌کننده رس در گستره مدل مخزنی، پارامتر درون‌یاب ω مطابق معادله ۹ توصیف می‌شود:

$$\omega = \frac{[Na-X] \times CEC}{CEC_{max}} \quad (9)$$

که در این رابطه، CEC ظرفیت مبادله یونی در هر بلوک

نتیجه این رخداد می‌توان نحوه تغییرات ترشوندگی را از طریق تبادل یون‌های Na^+ و Ca^{2+} بین فاز آبی و کانی‌های رسی موجود در سطح سنگ (که اصطلاحاً از آن‌ها با عنوان سایت‌های مبادله‌کننده نام برده می‌شود) توصیف کرد. در این مطالعه، معادله ۱ برای توصیف واکنش تبادل یونی مذکور استفاده شده است. بر این اساس، در طول رخداد واکنش‌های تبادل یونی، افزایش مقدار کاتیون‌های Ca^{2+} بر روی سایت‌های مبادله‌کننده رس ($Ca-X_2$) متناسب با آزاد شدن کاتیون‌های Na^+ از روی آن‌ها است.



در معادله بالا، X بیانگر سایت‌های مبادله‌کننده رس موجود در سطح سنگ است. همانند واکنش‌های شیمیایی تعادلی، واکنش تبادل یونی مذکور نیز با تعریف ثابت تعادل (K) به صورت معادله ۲ بیان می‌شود.

$$K_{Na/Ca} = \frac{[\alpha(Ca^{++})]^{0.5} \alpha(Na-X)}{\alpha(Na^+) [\alpha(Ca-X_2)]^{0.5}} \quad (2)$$

که در آن، $\alpha(\dots)$ بیانگر فعالیت اجزا در محیط آبی است که بر اساس معادله ۳ با غلظت اجزا ارتباط دارد.

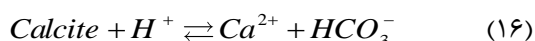
$$\alpha_i = \gamma_i m_i, \quad i = 1, \dots, n_{aq} \quad (3)$$

در معادله فوق، m و γ به ترتیب بیانگر مولالیت و ضریب فعالیت است. با ترکیب معادلات ۲ و ۳، ثابت تعادل واکنش تبادل یونی بین سدیم و کلسیم به صورت معادله ۴ توصیف می‌شود:

$$K_{Na/Ca} = \frac{m(Na-X) [m(Ca^{++})]^{-0.5}}{[m(Ca-X_2)]^{0.5} m(Na^+)} \times \frac{\gamma(Na-X) [\gamma(Ca^{++})]^{0.5}}{[\gamma(Ca-X_2)]^{0.5} \gamma(Na^+)} \quad (4)$$

شایان ذکر است ضریب فعالیت Na^+ و Ca^{2+} در داخل محلول آبی را می‌توان با تقریب خوبی برابر یک در نظر گرفت؛ اما محاسبه ضریب فعالیت یون‌های Na^+ و Ca^{2+} بر روی سایت‌های مبادله‌کننده، کار دشواری است [۲۶]. با این حال، در بیشتر مطالعات مدل‌سازی مبتنی بر توصیف مکانیسم تبادل یونی، از ضریب تبادل یونی ($K'_{Na/Ca}$) به جای ثابت تعادل ($K_{Na/Ca}$) استفاده می‌شود که به صورت معادله ۵ قابل توصیف است [۲۸].

می‌شود [۳۱]. از آنجا که واکنش بین اجزای فاز آبی و کانی معدنی کلسیت به صورت سینتیکی کنترل می‌شود [۳۲]، افزایش مقدار کاتیون‌های H^+ در فاز آبی باعث افزایش انحلال کلسیت و متعاقباً تولید کاتیون‌های Ca^{2+} در محیط می‌شود (معادله ۱۶). بدین ترتیب، کاتیون‌های Ca^{2+} تولیدی حاصل از انحلال کلسیت و نیز کاتیون‌های Ca^{2+} حاصل از آب تزریقی، واکنش‌های تبادل یونی را گسترش می‌دهند.



۳- بحث و بررسی نتایج

در این بخش، نتایج حاصل از عملکرد تزریق HSW و LSW برای ازدیاد برداشت نفت در مدل مخزنی مورد نظر توصیف می‌شود. بدین منظور، ابتدا نتایج حاصل از واکنش‌های ژئوشیمیایی به واسطه تزریق HSW و LSW ارائه می‌گردد.

شکل (۱) بیانگر پروفایل تغییرات $[Na-X]$ و $[Ca-X_2]$ در طول تزریق HSW در بلوک مجاور چاه تزریقی است. همان طور که مشاهده می‌شود، در طی تزریق HSW، تغییر چندانی در روند نمودارهای تبادل یونی بین یون‌های موجود بر روی سایت‌های مبادله‌کننده رس و فاز آبی مخزن ایجاد نمی‌شود. در واقع طی شرایط اولیه مخزن، آب سازندی به طور کامل در تعادل با محیط مخزن قرار گرفته است و با شروع تزریق HSW (با خواصی مشابه آب سازندی)، انتظار می‌رود تعادل محیط بر هم نخورد. در نتیجه، کسر معادل یونی Na^+ و Ca^{2+} در طول تزریق HSW عملاً ثابت خواهد ماند. بدین ترتیب، به واسطه عدم مشارکت واکنش‌های تبادل یونی در طول تزریق HSW، ترشوندگی سنگ در حالت اولیه خود (حالت نفت دوستی) باقی خواهد ماند و عملاً تغییری در نمودارهای تراوایی نسبی آب/نفت رخ نمی‌دهد. با این حال، زمانی که LSW در مخزن تزریق می‌شود، شرایط تعادلی اولیه در مخزن بر هم می‌خورد، به گونه‌ای که سیال اولیه موجود در محیط و سنگ مخزن با ایجاد تبادل یونی با آب تزریقی، سعی در ایجاد شرایط تعادل جدیدی در محیط دارد. برای بررسی دقیق‌تر این موضوع، تبادل یونی بین کاتیون‌های Ca^{2+} و Na^+ بر روی سایت‌های مبادله‌کننده رس در بلوک مجاور چاه تزریقی در شکل (۲) نشان شده است.

مکانی از مدل مخزنی مورد مطالعه با در نظر گرفتن مقدار کانی رسی موجود در آن است. CEC_{max} نیز ماکزیمم مقدار ظرفیت مبادله یونی در گستره مدل مخزنی است. زمانی که محیط متخلخل همگن در نظر گرفته شود، مقدار CEC در همه بلوک‌ها یکسان است که در این حالت عملاً پارامتر درون‌یاب ω با کسر معادل یونی Na^+ بر روی سایت‌های مبادله‌کننده رسی برابر خواهد بود.

$$\omega = [Na - X] \quad (10)$$

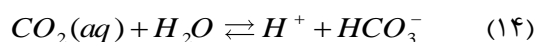
حال با تعیین مقدار $[Na-X]$ در شوری‌های مختلف و به دنبال آن، تعیین پارامتر ω می‌توان فاکتور وزنی θ را بر اساس معادله ۱۱ توصیف کرد. بدین ترتیب توابع تراوایی نسبی آب/نفت در شوری‌های مختلف بر اساس فاکتور وزنی θ بین دو حد آستانه شوری بالا و شوری پایین مطابق معادلات ۱۲ و ۱۳ قابل توصیف هستند.

$$\theta = \frac{(\omega - \omega^{LS})}{(\omega^{HS} - \omega^{LS})} \quad (11)$$

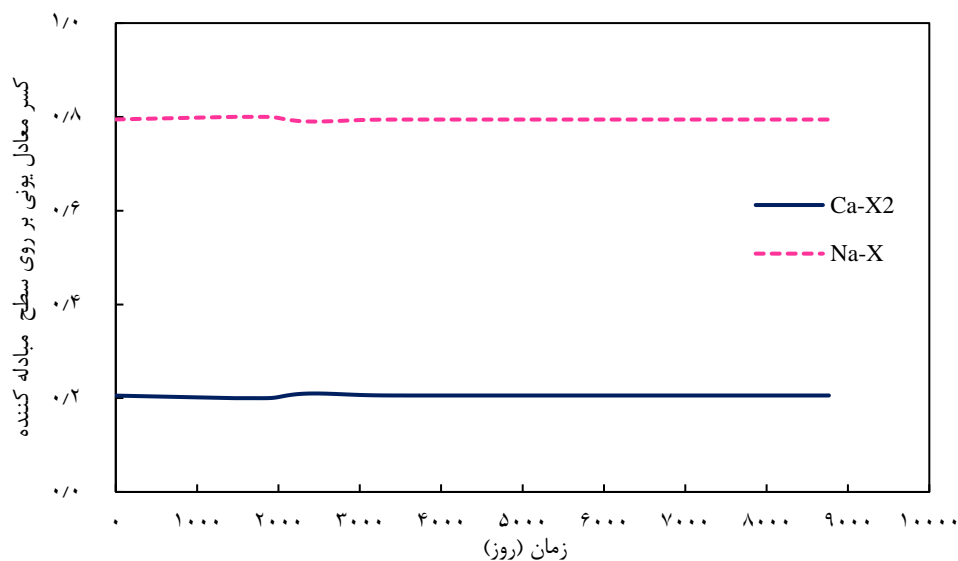
$$K_{rw} = \theta K_{rw}^{HS}(S^*) + (1 - \theta) K_{rw}^{LS}(S^*) \quad (12)$$

$$K_{rv} = \theta K_{rv}^{HS}(S^*) + (1 - \theta) K_{rv}^{LS}(S^*) \quad (13)$$

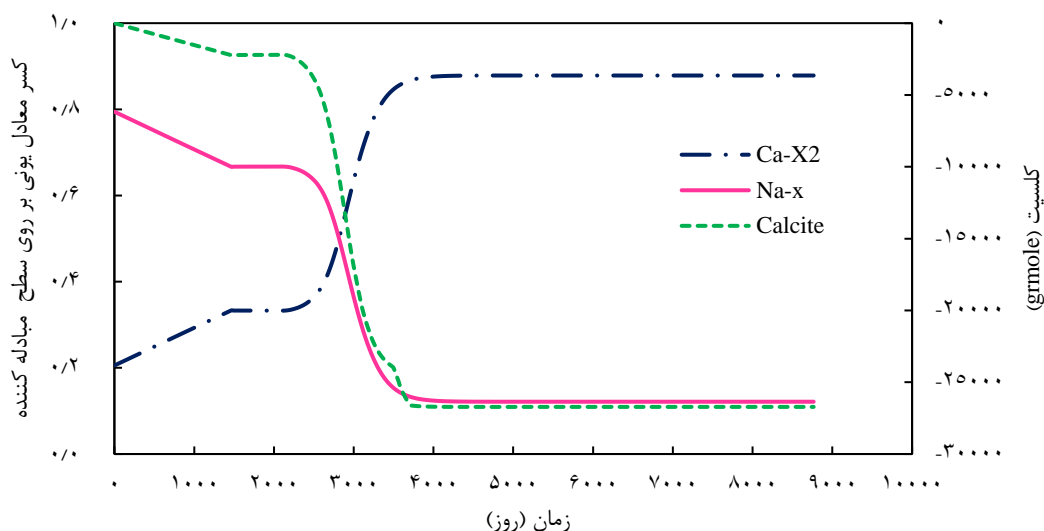
در روابط فوق، K_r^{HS} و K_r^{LS} به ترتیب بیانگر توابع تراوایی نسبی در دو حد آستانه شوری بالا و شوری پایین هستند. از سویی دیگر، به واسطه وجود گاز CO_2 در مخزن (جدول ۲) و امکان انحلال آن در فاز آبی، واکنش‌های مرتبط با انحلال کلسیت نیز می‌تواند رخ دهد (معادلات ۱۴ و ۱۵). شایان ذکر است با توجه به حضور کانی دولومیت در سنگ مخزن (جدول ۱)، امکان انحلال آن نیز در حضور دی‌اکسید کربن وجود دارد؛ اما با توجه به اینکه نرخ انحلال دولومیت موجود در ماسه‌سنگ، یک درجه کمتر از نرخ انحلال کلسیت است [۳۰]، این واکنش در توصیف فرایندهای ژئوشیمیایی زیر در نظر گرفته نشد.



از سوی دیگر، با کاهش شوری آب موجود در مخزن، حلالیت CO_2 در فاز آبی افزایش می‌یابد که این امر مطابق معادله ۱۴، منجر به تولید تعداد بیشتری از کاتیون‌های H^+



شکل ۱- کسر معادل یونی سدیم و کلسیم بر روی سایت‌های مبادله‌کننده سنگ در طول تزریق HSW در بلوک مجاور چاه تزریقی

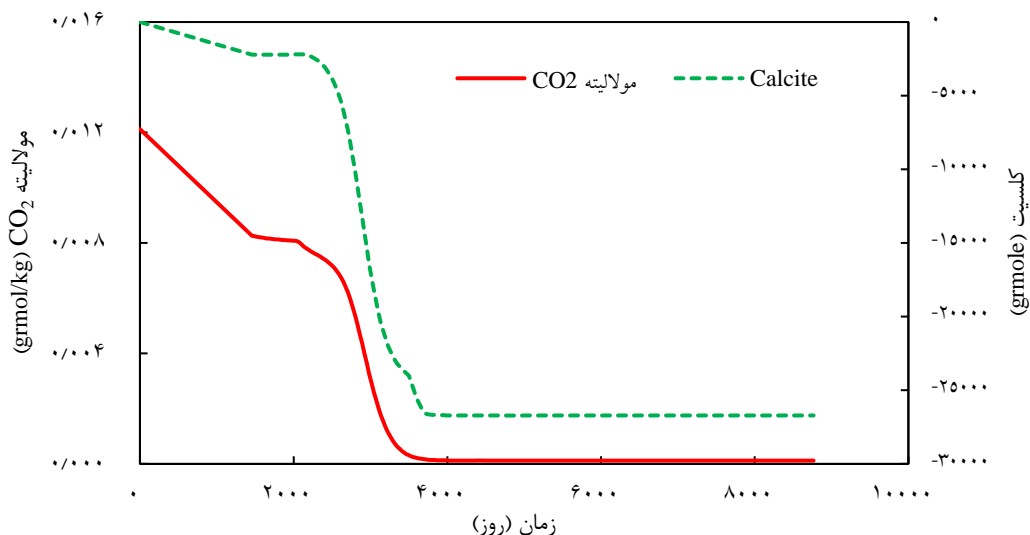


شکل ۲- کسر معادل یونی سدیم و کلسیم به همراه پروفایل انحلال کلسیت در طول تزریق LSW در بلوک مجاور چاه تزریقی

و همکاران در توصیف مکانیسم تبادل یونی چندگانه در طول تزریق آب با شوری پایین، مطابقت دارد [۳۳]. همچنین احتمال رخداد واکنش انحلال کلسیت موجود در سنگ مخزن می‌تواند مطابق معادله ۱۶ بر روی ترکیب درصد فاز آبی مخزن اثرگذار باشد. در واقع در طول تزریق LSW به دلیل رقیق شدن فاز آبی مخزن، غلظت یون‌ها کاهش می‌یابد که این امر باعث برهم خوردن شرایط تعادلی بین اجزای موجود در فاز آبی و کانی‌های معدنی فعال بر روی سطح سنگ می‌شود. در نتیجه، علاوه بر رخداد واکنش‌های تبادل یونی، انحلال کلسیت نیز می‌تواند انجام پذیرد. همان‌طور که در شکل (۲) نشان داده شده است، در طول تزریق LSW، مقدار کلسیت موجود در سنگ با

همان‌طور که مشاهده می‌شود، قبل از شروع تزریق LSW، آب سازندی به‌عنوان سیال اولیه در محیط مخزن وجود دارد. به دلیل اینکه مقدار Na^+ موجود در آب سازندی طبق جدول ۴ بیشتر از Ca^{2+} است، سایت‌های مبادله‌کننده عمدتاً توسط Na^+ پوشیده شده است. از این رو مقدار $[\text{Na-X}]$ در زمان اولیه بیشتر از $[\text{Ca-X}_2]$ است. با شروع تزریق LSW به دلیل کاهش مقدار Na^+ موجود در فاز آبی، قدرت یونی محلول کاهش و متعاقباً تمایل Ca^{2+} برای جذب بر روی سایت‌های مبادله‌کننده رس افزایش می‌یابد. در نتیجه، مطابق با شکل (۲) در مراحل اولیه تزریق LSW، جذب Ca^{2+} بر روی سطح رس با آزادسازی Na^+ همراه است که این رفتار با نتایج حاصل از مطالعات ژئوشیمیایی پوریوسفی

گذشت زمان کاهش می‌یابد تا اینکه شرایط تعادلی جدیدی در محیط مخزن ایجاد شود که به واسطه آن مقادیر $[Na-X]$ و X و $[Ca-X_2]$ به مقدار ثابتی میل کند. از سوی دیگر، همان طور که قبلاً در جدول ۲ ذکر شد، مقدار جزئی CO_2 در فاز نفتی وجود دارد. این امر باعث می‌شود در حین تزریق آب به مخزن، به دلیل تمایل CO_2 به حل شدن در فاز آبی، مقدار آن در فاز نفتی کاهش یابد که این مورد در شکل (۳) نشان داده شده است.



شکل ۳- پروفایل تغییرات غلظت CO_2 به همراه پروفایل انحلال کلسیت در طول تزریق LSW در بلوک مجاور چاه تزریقی

بر روی سایت‌های مبادله‌کننده سطح سنگ می‌شود. این رفتار با نتایج کار مدل‌سازی ایوژ و هاپروت در توصیف اندرکنش بین سنگ و آب با شوری مختلف مطابقت دارد [۲۰]. مطابق شکل (۲)، روند افزایشی $[Ca-X_2]$ تا زمانی ادامه می‌یابد که شرایط تعادلی جدیدی به واسطه تزریق LSW بر روی سایت‌های مبادله‌کننده سطح سنگ ایجاد شود که به دنبال آن، مقدار $[Ca-X_2]$ نیز به مقدار ثابت میل خواهد کرد.

برای بررسی روند کلی رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی در نواحی دورتر از چاه تزریقی، شکل (۴) چگونگی توزیع مقادیر $[Ca-X_2]$ و $[Na-X]$ در سه زمان مختلف را در گستره مدل مخزنی نشان می‌دهد.

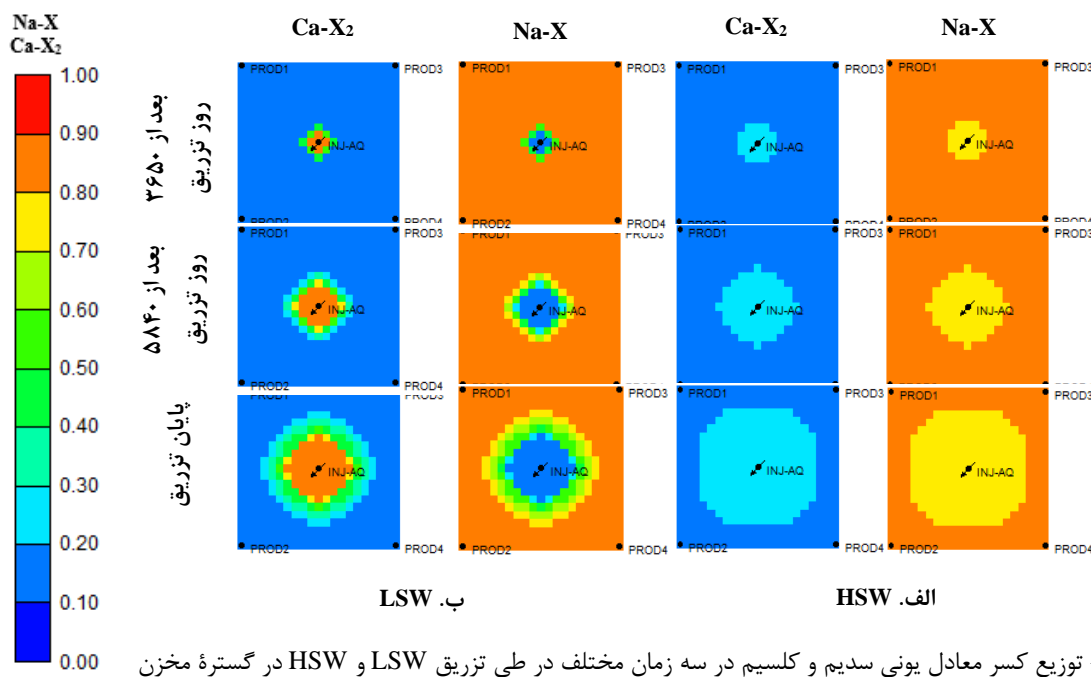
همان‌طور که در شکل (۴.ب) مشاهده می‌شود، با گذشت زمان به واسطه رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی، مقادیر $[Ca-X_2]$ و $[Na-X]$ به صورت شعاعی از محل چاه تزریقی (در بخش مرکزی شکل) به سمت نواحی اطراف چاه به ترتیب افزایش و کاهش می‌یابد. بررسی دقیق‌تر پروفایل تغییرات $[Ca-X_2]$ و $[Na-X]$ در شکل (۴.ب) نشان می‌دهد که تبادل یونی در فواصل دورتر از چاه تزریقی به میزان کمتری رخ می‌دهد. این مورد می‌تواند بدین دلیل

شایان ذکر است بر اساس مطالعات گذشته، میزان انحلال CO_2 در فاز آبی علاوه بر تابعیت فشار و دما، وابسته به شوری نیز است؛ به طوری که با کاهش شوری فاز آبی، میزان انحلال CO_2 افزایش می‌یابد [۳۴]. از سوی دیگر مطابق معادله ۱۴، انحلال CO_2 در فاز آبی باعث تولید یون H^+ می‌شود. افزایش یون H^+ تولیدی در محیط نیز موجب انحلال کانی کلسیت مطابق با معادله ۱۶ می‌شود. این مورد در شکل (۳) نشان داده شده است که روند کاهشی غلظت CO_2 به واسطه انحلال آن در فاز آبی با روند نمودار انحلال کلسیت ارتباط دارد. با گذشت زمان، در اثر واکنش CO_2 محلول در آب با کلسیت، مقدار آن در فاز آبی عملاً به سمت صفر میل می‌کند که در نتیجه، یون H^+ نیز طبق معادله ۱۴ تولید نمی‌شود. عدم تولید یون H^+ در محیط، منجر به کاهش انحلال کلسیت شده، به گونه‌ای که با گذشت زمان، نرخ واکنش انحلال نیز مطابق با شکل (۳) عملاً به سمت صفر میل می‌کند.

طبق معادله ۱۶، به واسطه انحلال کانی کلسیت، مقدار بیشتری از یون Ca^{2+} در محیط تولید می‌شود. این امر مطابق معادله ۱ و نیز شکل (۲)، باعث افزایش رخداد واکنش‌های تبادل یونی به سمت افزایش مقدار $[Ca-X_2]$

پایین به منظور رخداد واکنش‌های تبادل یونی و نیز واکنش‌های مرتبط با انحلال کلسیت را نداشته است.

باشد که در این نقاط در طول زمان مورد بررسی، سنگ مخزن، زمان کافی برای اندرکنش کامل با آب با شوری



شکل ۴- توزیع کسر معادل یونی سدیم و کلسیم در سه زمان مختلف در طی تزریق LSW و HSW در گستره مخزن

نفت باقیمانده همراه خواهد بود. برای بررسی این موضوع، شکل (۵) چگونگی توزیع اشباع نفت باقیمانده در سه زمان مختلف را در گستره مخزن در طول تزریق LSW و HSW نشان می‌دهد.

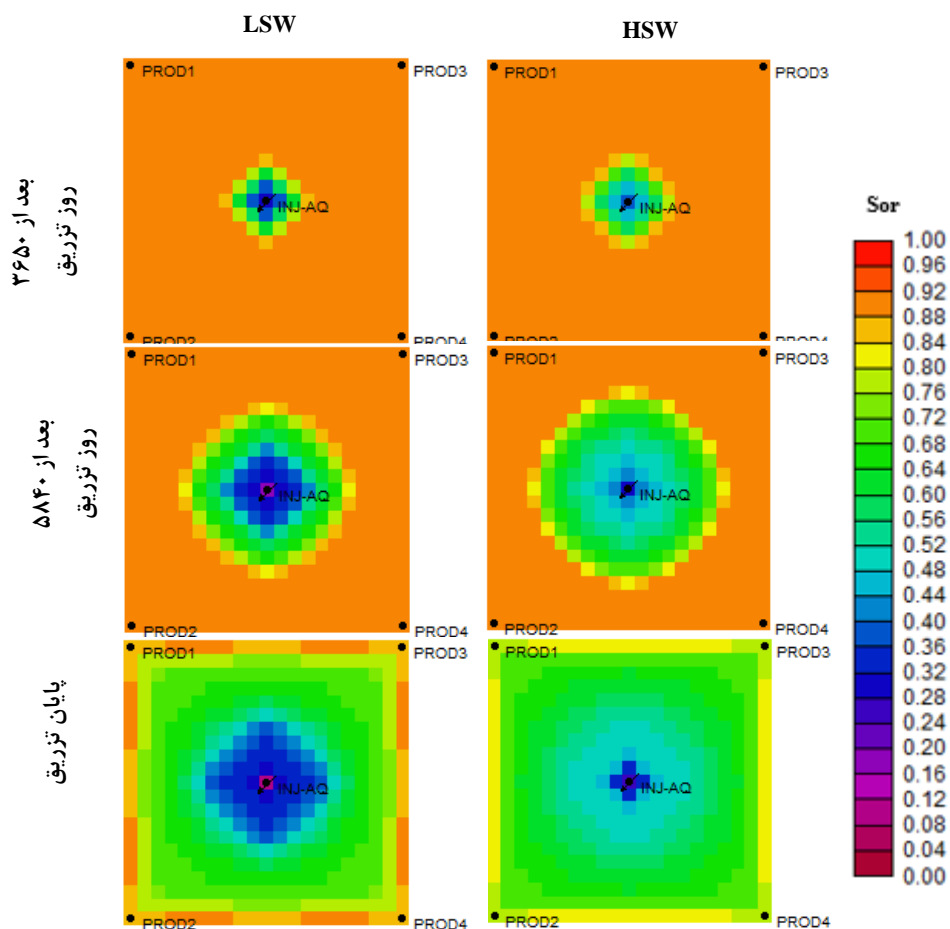
همان طور که مشاهده می‌شود، میزان کاهش اشباع نفت باقیمانده در گستره مخزن در طول تزریق LSW نسبت به HSW بیشتر است. این میزان کاهش به طور محسوسی در نواحی اطراف چاه تزریقی بیشتر است. علت آن را می‌توان به کاهش قابل توجه [Na-X] در این نواحی به دلیل رخداد واکنش‌های ژئوشیمیایی (شکل ۴) در طول تزریق LSW نسبت داد.

در واقع، در طول تزریق LSW علاوه بر جابه‌جایی ماکروسکوپیک نفت توسط آب تزریقی (مشابه حالت HSW)، واکنش‌های ژئوشیمیایی نیز باعث ایجاد تبادل یونی بر روی سطح سنگ می‌شوند که در نتیجه، ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب‌دوستی بیشتر تغییر می‌کند و نفت از سطح سنگ جدا می‌شود. بدین ترتیب، با افزایش تحرک‌پذیری فاز نفت به واسطه افزایش تراوایی نسبی آن، نفت بیشتری به سمت چاه تولیدی حرکت کرده، در نتیجه، اشباع نفت باقیمانده در گستره مخزن کاهش می‌یابد. شکل (۶) میزان بازیافت نفت تولیدی در طول تزریق LSW و

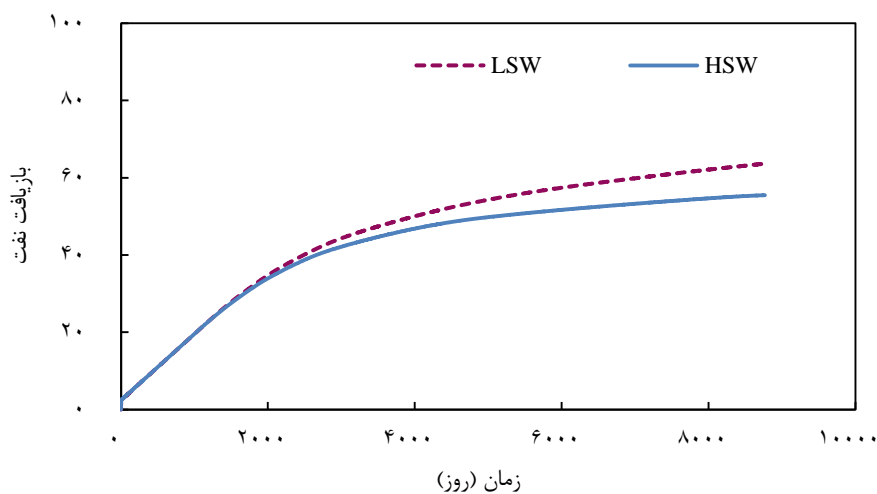
در واقع، مطابق با رابطه ۱۶، واکنش انحلال کانی معدنی کلسیت از جمله واکنش‌های وابسته به سرعت است که به صورت سینتیکی کنترل می‌شود؛ بنابراین به منظور ایجاد شرایط مناسب برای رخداد کامل واکنش‌های ژئوشیمیایی مذکور، LSW باید برای مدت‌زمان کافی، در تماس با سنگ و سیال مخزن قرار گیرد. با این حال، شکل (۴.ب) نشان می‌دهد که پس از گذشت حدود ۹۰۰۰ روز (شرایط پایان تزریق: در حدود تزریق ۱/۵ برابر حجم فضای خالی، PV) از تزریق LSW، تأثیر واکنش‌های ژئوشیمیایی در گستره مخزن به صورت افزایش مقدار [Ca-X₂] و متعاقباً کاهش مقدار [Na-X] به طور محسوسی قابل مشاهده است؛ اما تغییرات تبادل یونی در گستره مخزن در طول تزریق HSW مطابق با شکل (۴.الف) بسیار جزئی است که می‌توان تأثیر آن را بر روی تغییر ترشوندگی سنگ مخزن نادیده گرفت. مطابق روابط ۹، ۱۰ و ۱۱، کاهش مقدار [Na-X] در محیط مخزن بیانگر مشارکت بیشتر توابع تراوایی نسبی حالت شوری پایین آستانه در توصیف معادلات تراوایی نسبی آب و نفت (روابط ۱۲ و ۱۳) در طول تزریق LSW است. بدین ترتیب، انتظار می‌رود با کاهش مقدار [Na-X]، تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن به سمت حالت آب‌دوستی بیشتر رخ دهد که متعاقباً با کاهش میزان اشباع

استفاده در این مطالعه، ۸ درصد از نفت در جای اولیه مخزن است.

HSW را نشان می‌دهد. همان طور که مشاهده می‌شود، تزریق LSW منجر به تولید نفت بیشتری در مقایسه با HSW شده که این مقدار افزایش بر اساس داده‌های مورد



شکل ۵- توزیع اشباع نفت باقیمانده در سه زمان مختلف در طی تزریق LSW و HSW در گستره مخزن



شکل ۶- نمودار بازیافت نفت در طول تزریق LSW و HSW

۴- نتیجه گیری

تواند به دلیل نبود زمان کافی برای اندرکنش سنگ مخزن با آب با شوری پایین به منظور رخداد واکنش‌های تبادل یونی و نیز واکنش‌های مرتبط با انحلال کلسیت باشد. بر اساس نتایج به دست آمده، کاهش کسر معادل یونی سدیم در طول فرایند تزریق LSW باعث تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت حالت آب دوستی بیشتر شد که به واسطه آن، تراوایی نسبی فاز نفت افزایش و در نتیجه، اشباع نفت باقیمانده در گستره مخزن کاهش یافت. مقایسه نتایج بازیافت نفت نشان می‌دهد که بر اساس شرایط این مطالعه پس از تزریق PV ۱/۵، روش LSW منجر به تولید نفت بیشتری در حدود ۸ درصد در مقایسه با تزریق آب با شوری بالا شد.

تقدیر و تشکر

نویسندگان مقاله از حمایت‌های پژوهشکده نفت و گاز دانشگاه صنعتی سهند برای انجام این پژوهش تشکر و قدردانی می‌کنند.

این مقاله به بررسی عملکرد تزریق LSW در شرایط یک مخزن ماسه‌سنگی با احتساب کوپل کردن واکنش‌های ژئوشیمیایی با معادلات جریان سیال پرداخته است. نتایج این مقاله نشان داد که تغییرات کسر معادل یونی سدیم بر روی سطح سنگ می‌تواند برای توصیف تغییرات ترشوندگی سنگ در طول تزریق LSW به کار رود. بر اساس نتایج حاصل، کسر معادل یونی سدیم در طول تزریق LSW کاهش می‌یابد که این موضوع بر اساس رخداد واکنش‌های تبادل یونی بین آب تزریقی و سطح سنگ و نیز انحلال کانی معدنی کلسیت، قابل توصیف است. همچنین نتایج نشان داد به واسطه حضور CO₂ در محیط مخزن و انحلال آن در فاز آبی، حل شدن کانی کلسیت با نرخ بیشتری انجام می‌پذیرد که این امر باعث افزایش رخداد واکنش‌های تبادل یونی و متعاقباً کاهش بیشتر کسر معادل یونی سدیم در گستره مخزن می‌شود. با این حال، این اثر در نواحی دورتر از چاه تزریقی به میزان کمتری رخ می‌دهد که علت آن می

اختصارات و علائم

(PV): حجم فضای خالی	(Aq): فاز آبی
(K _{rw}): تراوایی نسبی آب	(CEC): ظرفیت مبادله یونی
(K _{ro}): تراوایی نسبی نفت	(HS): شوری بالا
(K ⁻): ضریب تبادل یونی	(HSW): آب با شوری بالا
(K): ثابت تعادلی واکنش	(LS): شوری پایین
(m _i): مولالیته جز i	(LSW): آب با شوری پایین
(γ _i): ضریب فعالیت	(X): سطح کانی رس
(ω): پارامتر مربوط به درون‌یابی	([Na ⁺]): غلظت یون سدیم
(θ): فاکتور درون‌یاب	([Ca ²⁺]): غلظت یون کلسیم
([Ca-X ₂]): کسر معادل یونی کلسیم بر روی سطح رس	([Na-X]): کسر معادل یونی سدیم بر روی سطح رس

مراجع

- [1] World oil Outlook, Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), Vienna, Austria, October 2017, Available: http://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm.
- [۲] احسان لطفی و حمیدرضا نویدی، «یک مدل جدید جهت تعیین سطح تولید نفت اوپک بر اساس پیش‌بینی قیمت‌ها و نظریه بازی»، مجله مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۱، شماره ۳۵، زمستان ۱۳۹۲، صفحه ۶۳-۷۶.
- [3] B.S. Shiran and A. Skauge, "Similarities and differences of low salinity polymer and low salinity LPS (linked polymer solutions) for enhanced oil recovery", Journal of Dispersion Science and Technology, Vol. 35, December 2014, pp. 1656-1664.
- [4] H. Hosseinzade Khanamiri, M. Nourani, T. Tichelkamp, J. Å. Stensen, G. Øye and O. Torsæter, "Low-salinity-surfactant enhanced oil recovery (EOR) with a new surfactant blend: Effect of calcium cations", Energy & Fuels, Vol. 30, February 2016, pp. 984-991.
- [5] B. Brattekkås and R. Seright, "Implications for improved polymer gel conformance control during low-salinity chase-floods in fractured carbonates", Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017.

[۶] عاطفه موسوی مقدم، محسن وفایی سفتی، مهسا باغبان صالحی، حسن نادری و احمد دادوند کوهی، «مدل‌سازی زمان بندش هیدروژل پلی‌اکریل‌آمید سولفون‌ه/استات کروم (III) بر پایه غربالگری پارامترهای مؤثر»، مجله مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۳، شماره ۴۱، تابستان ۱۳۹۴، صفحه ۱۵۹-۱۷۲.

[7] K. Smith, "Brines as flooding liquids", in Seventh Annual Tech. meeting, Min. Ind. Expt. Sta., Penn. State College, 1942.

[8] R.V. Hughes and R.J. Pfister, "Advantages of brines in secondary recovery of petroleum by water-flooding", Transactions of the AIME, Vol. 170, January 1947, pp. 187-201.

[9] P.K. Reiter, "A water-sensitive sandstone flood using low salinity water", PhD diss., University of Oklahoma, 1961.

[10] G.G. Bernard, "Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays", Paper SPE 1725, SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California, USA, 1967.

[11] A. Al-adasani, B. Bai and Y.-S. Wu, "Investigating low-salinity waterflooding recovery mechanisms in sandstone reservoirs", Paper SPE 152997, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.

[12] K. Webb, C. Black and H. Al-Ajeel, "Low Salinity Oil Recovery-Log-Inject-Log.", Paper SPE 89379, SPE DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Oklahoma, USA, 2004.

[13] S. Shaddel, S. Tabatabai Nejad and S. Fathi, "Enhanced Oil Recovery (EOR) by Low Salinity Water and Surfactant/Alkaline Improved Low Salinity Waterflooding", World Applied Sciences Journal, 2013.

[14] H.N. Alsaedi, P. Han, R.E. Flori, P.V. Brady and A.K. Alhuraishawy, "Simulation and Experimental Investigation of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs", SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2018.

[15] A.R. Doust, T. Puntervold, S. Strand and T. Austad, "Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone", 15th European symposium on improved oil recovery, Paris, France, 2009. pp. 17-29.

[16] G.R. Jerauld, K.J. Webb, C.-Y. Lin and J.C. Seccombe, "Modeling low-salinity waterflooding", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 11, June 2008, pp. 1,000-1,012.

[17] S. Chandrasekhar, "Wettability alteration with brine composition in high temperature carbonate reservoirs", Paper SPE 166280, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 2013.

[18] A.A. Yousef, S.H. Al-Saleh, A.Al-Kaabi and M.S. Al-Jawfi, "Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 14, May 2011, pp. 578-593.

[19] J. Sheng, "Critical review of low-salinity waterflooding", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 120, 2014, pp. 216-224.

[20] S. Evje and A. Hiorth, "A model for interpretation of brine-dependent spontaneous imbibition experiments", Advances in Water Resources, Vol. 34, December 2011, pp. 1627-1642.

[21] E.W. Al-Shalabi, K. Sepehrnoori and G.A. Pope, "Modeling the combined effect of injecting low salinity water and carbon dioxide on oil recovery from carbonate cores", Paper SPE 17862, SPE International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2014.

[22] H. Mahani, T. Sorop, D.J. Ligthelm, D. Brooks, P. Vledder, F. Mozahem and et al., "Analysis of field responses to low-salinity waterflooding in secondary and tertiary mode in Syria", Paper SPE 142960, SPE EUROPEC/EAGE Annual Technical Conference and Exhibition, Vienna, Austria, May 2011.

[23] A.V. Omekeh, H.A. Friis, I. Fjelde and S. Evje, "Modeling of ion-exchange and solubility in low salinity water flooding", Paper SPE 154144, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.

[24] A.K.N. Korrani, K. Sepehrnoori and M. Delshad, "A Novel Mechanistic Approach for Modeling Low Salinity Water Injection", Paper SPE 166523, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, USA, Vol. 10, 2013.

[25] C. Dang, L. Nghiem, N. Nguyen, Z. Chen, C. Yang and Q. Nguyen, "A framework for assisted history matching and robust optimization of low salinity waterflooding under geological uncertainties", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 152, 2017, pp. 330-352.

[۲۶] مصطفی‌ایروانی و محمد سیم‌جو، «مدل‌سازی تزریق آب با شوری پایین همراه با پلیمر با استفاده از تئوری جریان‌های جزئی»، مجله مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۷، شماره ۵۶، بهار ۱۳۹۸.

[27] C.T.Q. Dang, "Mechanistic Modeling, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding", PhD diss., University of Calgary, 2015.

- [28] C. Appelo and D. Postma, Redox processes, Geochemistry, groundwater and pollution, Leiden: AA Balkema Publishers, 2005, pp. 415-87.
- [29] C.T. Dang, L.X. Nghiem, Z. Chen, N.T. Nguyen and Q.P. Nguyen, "CO₂ Low Salinity Water Alternating Gas: A New Promising Approach for Enhanced Oil Recovery", Paper SPE 169071, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, 2014.
- [30] M. Deynoux, J. Miller and E. Domack, Earth's glacial record, Vol. 5, Cambridge University Press, 2004.
- [31] M.M. Kulkarni and D.N. Rao, "Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 48, January 2005, pp. 1-20.
- [32] T. Dang, L. Nghiem, T. Nguyen, Z. Chen and Q. Nguyen, "Modeling and optimization of low salinity waterflooding", Paper SPE 173194, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX, USA, 2015, pp. 23-25.
- [33] E. Pouryousefy, Q. Xie and A. Saeedi, "Effect of multi-component ions exchange on low salinity EOR: Coupled geochemical simulation study", Petroleum, Vol. 2, March 2016, pp. 215-224.
- [34] A. RezaeiDoust, T. Puntervold and T. Austad, "A discussion of the low-salinity EOR potential for a North Sea sandstone field", Paper SPE 134459, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 2010.