

بررسی آزمایشگاهی مکانیسم انحلال سنگ ضمن تزریق آب رقیق شده دریا در سنگ‌های کربناته

سامان محمدی^۱، شاهین کرد^{۱*}، جمشید مقدسی^۱ و امید محمدزاده^۲

۱- دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

۲- شرکت شلمبرژر، ادمونتون، کانادا

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۲/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۳/۳۱

چکیده

حدوداً سه دهه از معرفی آب هوشمند جهت استفاده در افزایش تولید از مخازن نفتی می‌گذرد، اما همچنان برخی جنبه‌های استفاده از آب کم‌شور و رقیق شده دریا به‌خوبی شناخته و معرفی نشده است. مکانیسم‌های متعددی بر کارایی ازدیاد برداشت از مخازن کربناته در روش تزریق آب کم‌شور معرفی شده‌اند. در این مطالعه، از تست‌های سیلاب‌زنی برای ارزیابی یکی از مکانیسم‌های حاکم بر این فرآیند، که اصطلاحاً مکانیسم انحلال سنگ (rock dissolution) گفته می‌شود، استفاده شده است. به‌طور دقیق‌تر آب دریا به‌عنوان گزینه حالت پایه (شاخص) و آب‌های ۵ و ۲۰ برابر رقیق شده دریا برای بررسی اثر شوری مورد استفاده قرار گرفتند. برای تولید نفت خام، به سنگ‌های واقعی مخزن، چندین برابر حجم فضای متخلخل سنگ از آب‌هایی که به‌عنوان سیال جابه‌جا کننده گزینش شده بودند، تزریق شد. شاخص‌هایی برای بررسی رخداد این مکانیسم در نظر گرفته شد از جمله تراوایی سنگ قبل و بعد از تزریق، ضریب برداشت به‌عنوان تابعی از زمان و درجه pH مربوط به سیال جابه‌جا کننده در خروجی پلاگ (مغزه). با بهره‌گیری از داده‌های توزیع فشار، برهم‌کنش سنگ و سیال به‌طور جزئی ارزیابی شد. مهم‌ترین نتیجه این مطالعه این است که میان رقیق‌سازی آب دریا و شدت فعالیت مکانیسم انحلال سنگ رابطه مستقیم وجود دارد.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، انحلال سنگ، افزایش pH، آب هوشمند، آب دریای رقیق شده

مقدمه

نفت در جای دنیا را در خود جای داده‌اند [۱-۸]. در آب هوشمند درجه شوری فاز آبی برای افزایش بهره‌وری طی فرمولاسیون‌های مختلف تنظیم می‌شود [۴، ۵ و ۹]. بدین علت، تزریق آب هوشمند به‌عنوان یکی از روش‌های منسجم ازدیاد برداشت ثالثیه در جوامع علمی پذیرفته شده است [۱۰].

بهره‌گیری از آب هوشمند با هدف افزایش حجم نفت جابه‌جا شونده، روشی بسیار اقتصادی و مقرون به‌صرفه است به‌خصوص جهت استفاده در مخازن کربناته خاورمیانه که بیش از نیمی از حجم

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی sh.kord@put.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4159.2887)

بیشتر کرده و اصطلاحاً تبادل یونی چندگانه نامیده می‌شود [۱۰، ۱۷-۲۰]. آب کم‌شور اخیراً به‌طور جزئی در مخازن کربناته به‌کار گرفته شده است [۱۰-۱۳، ۱۸ و ۲۱-۲۷]. الوتیبی و ناصرالدین از جمله پیشگامان استفاده از آب کم‌شور در مخازن کربناته بوده‌اند که این ایده را با انجام سری آزمایش‌های سیلاب‌زنی در پلاگ‌های بلند مورد بررسی قرار دادند. این گروه و سایر محققین نشان دادند که هم در برداشت ثانویه و هم ثالثیه، رقت آب دریا موجب بهبود برداشت نفت خواهد شد [۱۸ و ۲۸]. اودن و همکاران، ضمن تأیید مکانیسم انحلال سنگ، نشان دادند که این مکانیسم با تغییر pH و درجه شوری آب، منجر به بهبود برداشت نهایی نفت می‌شود. آنالیز کلی این گروه حجمی و مبتنی بر آزمایش‌های دوفازی و تک‌فازی بود. به‌علاوه با استفاده از پودر سنگ کربناته و تزریق هم‌زمان با شورآب، تأثیر هم‌زمان و جداگانه پارامترهای مختلفی را از جمله دما، pH، ترکیب شورآب و فشار جزئی کربن دی‌اکسید مورد مطالعه قرار دادند. آنها نشان دادند که فعالیت این مکانیسم با دبی تزریق شورآب رابطه وارون دارد. نتیجه‌گیری نهایی اودن و همکاران مبنی بر اثر مکانیسم یاد شده بر درجه pH و متعاقباً برداشت نهایی، تقریباً به‌طور کامل با مطالعه حاضر همخوانی دارد [۲۵].

با استناد به مطالعات آزمایشگاهی و مدل‌سازی موجود در ادبیات موضوع، بازه‌های مختلفی برای تعریف درجه شوری آب کم‌شور هوشمند قابل استفاده در مخازن کربناته معرفی شده است که با اشتراک از آنها می‌توان گفت درجه شوری ۱۰۰۰ تا ۳۰۰۰ ppm، و گاهی تا ۵۰۰۰ ppm، رایج‌ترین درجه شوری است [۷، ۶، ۱۱ و ۱۲]. آب کم‌شور هوشمند، در ابتدا برای استفاده در مخازن ماسه‌سنگی معرفی گردید [۱ و ۸]. مکانیسم‌های مختلفی برای توجیه عملکرد آب هوشمند معرفی شده‌اند که به‌طور خلاصه در جدول ۱ آورده شده است.

لازم به ذکر است که به‌جزء مکانیسم بهبود ترشوندگی، هیچکدام از مکانیسم‌های یاد شده در زمان سیلاب‌زنی آب هوشمند در مخازن کربناته به‌طور کامل پذیرفته نشده است. بهبود ترشوندگی به‌طور کلی به برهم‌کنش میان یون‌های دو ظرفیتی سولفات، کلسیم و منیزیم در جداسازی گروه‌های اسیدی (چرب) چسبیده به سطح سنگ و متعاقباً، آبدوست تر شدن سطح سنگ گفته می‌شود [۱۱ و ۱۶]. به‌علاوه، مطالعات نشان داده است که در دماهای عموماً بالاتر از ۹۰ °C، یون منیزیم قادر به جایگزینی کلسیم چسبیده به گروه‌های اسیدی جدا شده از سطح سنگ است که این امر احتمال رخداد بهبود ترشوندگی را

جدول ۱ مکانیسم‌های معرفی شده در توجیه عملکرد آب کم‌شور در مخازن کربناته

پیشگامان	مکانیسم
الشلی و سپهرنوری [۱۰] و مینت و فیروزآبادی [۱۳]	بهبود ترشوندگی (مکانیسم اصلی)
گوپتا و همکاران [۱۴] و هیورث و همکاران [۱۵]	انحلال سنگ
گوپتا و همکاران [۱۴] و هیورث و همکاران [۱۵]	تبادل یونی چندگانه
گوپتا و همکاران [۱۴] و هیورث و همکاران [۱۵]	ایجاد سورفکتانت درجا
مینت و فیروزآبادی [۱۳] و رضایی دوست و همکاران [۱۱]	اثر سالتینگ این ^۱
مینت و فیروزآبادی [۱۳]	انبساط لایه دوگانه الکتریکی
مینت و فیروزآبادی [۱۳]	انحلال آنیدریت

انجام شده است [۲۹ و ۳۰]. تراوایی نمونه سنگها به روش ناپایا در حین سیلابزنی اندازه گیری شد. حجم فضای متخلخل هر سنگ، نه تنها در زمان آشام اجباری مایعات بلکه با استفاده از دستگاه سنجش تخلخل هلیومی اندازه گیری شد. خواص این سنگها در جدول ۲ آورده شده است. شکل ۱ که نتیجه آزمایش XRD^۱ را نشان می دهد بیانگر این است که سنگ از دو جزء تشکیل شده است که بخش غالب آن کلسیت و بخش جزئی آن کوارتز است. لازم به ذکر است که در ادبیات موضوع به اثر کوارتز بر روی این مکانیسم اشاره ای نشده است.

$$FZI^* = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{j}} \quad (1)$$

به طوری که در رابطه ۱، K نشانگر تراوایی مطلق بر حسب mD و ϕ تخلخل عددی نمونه ها است.

نفت خام

نمونه نفتی استفاده شده برای این مطالعه از مخزن ذخیره همان مخزن A گرفته شد. برای استفاده دقیق و به دست آوردن نتایج معتبر، نمونه نفتی به مدت ۲ h با همزن کاملاً هم زده شد. سپس با هدف زدودن هرگونه ناخالصی اعم از ماسه، ذرات جامد و فلزی و حتی آب، فیلتر شد. اطلاعات مربوط به نفت در جدول ۳ آورده شد.

نمونه های شورآب

برای ساخت شورآبها با همان یونها و درصدهای وزنی، از نمک هایی با درصد خلوص ۹۹٪ که از شرکت مرک آلمان خریداری شده است استفاده گردید.

التحیر و حسین، مطالعه ای مشابه تحقیق حاضر ارائه دادند. نتایج آزمایشات این گروه نشان از افزایش غلظت کلسیم در خروجی مغزه ها، افزایش pH شورآب جمع آوری شده، افت کلی اختلاف فشار دو سر مغزه، و غیره را نشان می دهد. التحیر و حسین با تأیید اثر بیشتر مکانیسم بهبود ترشوندگی، اثر آلكالین و نیز انحلال سنگ را در بهبود برداشت نهایی مؤثر می داند [۲۴]. تاکنون تنها مکانیسمی که به طور عام در جامعه علمی پذیرفته شده است، مکانیسم بهبود ترشوندگی است. این مطالعه ضمن تأیید اثر غالب مکانیسم بهبود ترشوندگی با هدف پوشش برخی موارد مبهم مکانیسم انحلال سنگ نگارش شده است. به بیان بهتر، در ادبیات موضوع جای خالی شاخص های اصلی این مکانیسم همچون تغییرات تراوایی و pH، همچنین بررسی توزیع فشار این مورد خاص به وضوح احساس می شد که در اینجا اهتمام نویسندگان بر پوشش این شکافها است.

مواد و روش کار

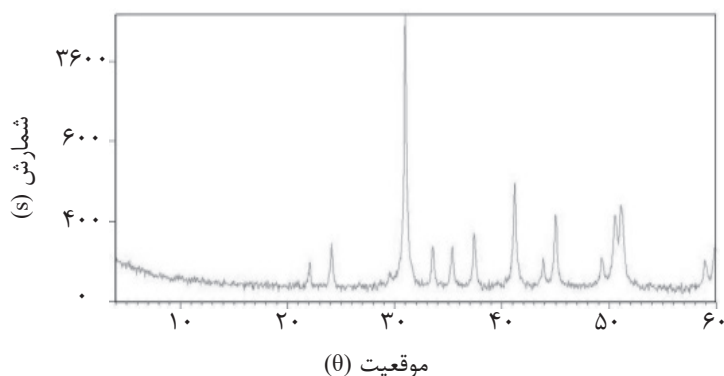
مواد

محیط متخلخل

از میان تعداد زیادی نمونه سنگ گرفته شده از ناحیه گاز زده میدان نفتی گچساران، تعداد سه عدد پلاگ با بیشترین شباهت ظاهری و پتروفیزیکی گزینش شد (مخزن A). اندازه گیری شاخص FZI^* این سه نمونه سنگ که در جدول ۲ آورده شده است نشان می دهد که سنگها به احتمال زیاد از یک نوع هستند. فرمول محاسبات FZI^* با استناد به رابطه ۱

جدول ۲ مشخصات سنگهای مورد مطالعه

FZI*	طول (cm)	قطر (cm)	حجم فضای متخلخل (cm ³)	تراوایی (mD)	جرم (g)	تخلخل (%)	
۰/۱۵۷	۸/۰۸۷	۳/۸۱	۱۵/۴	۳/۹۴	۱۸۸/۷	۱۵۷۳	پلاگ # ۱
۰/۱۶۹	۸/۱۲۰	۳/۸۰	۱۶/۵۹	۴/۹۱	۱۹۱/۵	۱۷/۰۱	پلاگ # ۲
۰/۱۵۰	۸/۲۰۷	۳/۸۰	۱۷/۳۳	۴/۰۳	۱۹۰/۴	۱۷/۵۸	پلاگ # ۳



Major Phase (s)	Minor Phase (s)	Trace Phase (s)
Calcite	Quartz	--
CaCO ₃	SiO ₂	

شکل ۱ آنالیز XRD برشی از سنگ

جدول ۳ مشخصات نفت مورد مطالعه

واحد اندازه گیری	مقدار	خاصیت نفت
cp	۲۵	لزجت
g/cm ³	۰/۸	دانسیته
mg KOH/g Oil	۰/۶	عدد اسیدی
% (g asphaltene/g oil)	۱	جزء آسفالتین

به مدت یک هفته در محیط تاریک قرار داده شد.

تمیزسازی پلاگ‌ها

در مرحله تمیزسازی نمونه سنگ‌ها، پلاگ در نگاه‌دارنده مغزه هاسلر^۲ جای داده شدند و به شکل پی در پی، به ترتیب تولوئن و متانول به نمونه‌ها تزریق شد. پس از آنکه سیال خروجی نمونه‌ها کاملاً بی رنگ شد، جهت نگاه‌دارنده مغزه برعکس شد تا سیالات شست و شو دهنده از هر دو طرف به داخل پلاگ‌ها سیلاب داده شوند و بدین ترتیب می‌توان اطمینان حاصل کرد که نمونه سنگ‌ها کاملاً شست و شو داده شده‌اند. نمونه‌های شسته شده در نهایت در دمای ۹۰ °C به مدت دو روز در آون قرار داده شدند.

از نمک NaCl برای ایجاد توازن در شوری نهایی آب‌ها ضمن تولید یون‌های سدیم و کلر استفاده شد. علاوه بر آب دریا (SW) که شورآب حالت پایه است، آب دریای ۵ بار رقیق شده (d5SW) و آب دریای ۲۰ بار رقیق شده (d20SW) تهیه شد. مشابه فرآیندی که برای خالص‌سازی نفت انجام شد، شورآب‌ها نیز پیش از هرگونه استفاده با کاغذ جداساز، فیلتر شدند. خواص شورآب‌ها در جدول ۴ آورده شده است.

روش‌ها

آزمایش سازگاری شورآب‌ها

سازگاری سیالات سنتز شده با آب سازندی با استفاده از روش پایای Bottle test^۱ مورد سنجش قرار گرفت. در واقع در این روش، شورآب‌ها با آب سازندی در لوله‌های آزمایش ادغام شده و در دمای اتاق

۱. تست بطری/وزنی

جدول ۴ خواص آب‌های تزریقی و آب سازندی

شورآب‌ها				پارامتر
d20SW	d5SW	SW	FW	
۰/۵۵	۲/۲	۱۱	۲۶۹۷	یون کلسیم (mmol/L)
۳/۱۵	۱۲/۶	۶۳	۱۱۰	یون منیزیم (mmol/L)
۲۶/۷	۱۰۶/۸	۵۳۴	۲۶۴	یون سدیم (mmol/L)
۳۱/۹۵	۱۲۷/۸	۶۳۹	۳۴۷۱	یون کلراید (mmol/L)
۱/۶۷	۶/۶۸	۳۳/۴	۰	یون سولفات (mmol/L)
۰/۱۲	۰/۴۸	۲/۴	۲	یون هیدروژن بی کربنات (mmol/L)
۰/۳۶	۱/۴۴	۷/۲	۰	یون پتاسیم (mmol/L)
۶۴/۵	۲۵۸	۱۲۹۰	۶۵۴۴	استحکام یونی (mmol/L)
۲/۰۲۳	۸/۱۱۴	۴۰/۵۷	۲۴۰	کل میزان ذرات جامد (g/L)

شدن سیستم، نمونه‌های اشباع شده ضمن پوشیده شدن با کاورهای ضد زنگ، در نمونه مشابه نفتی در دمای 90°C به مدت چهار هفته تحت مانس قرار گرفتند [۱۹، ۲۰، ۳۱ و ۳۲]. قرص‌های کوچکی از سنگ‌های مشابه برای آزمایش‌های زاویه تماس گرفته شد. مجموعه آزمایش‌های زاویه تماس بر روی این قرص‌ها پس از مانس نشان می‌دهد که نمونه‌ها با زاویه تماس میانگین حدود 110° ، نفت دوست شده‌اند. شکل ۲ تصاویر مربوطه را نشان می‌دهد.

آزمایش‌های بهره‌وری نفت

تمامی تست‌های بهره‌وری نفت در دمای 90°C انجام شد. با علم به ثابت نگه داشتن همه متغیرهای قابل کنترل از جمله خواص نفت خام، دبی تزریق سیال جابه‌جا کننده و خواص محیط متخلخل، سه نوع سیال آشام کننده به ترتیب d20SW، d5SW و dSW به نمونه‌ها تزریق شد. در زمان انجام تست‌های سیلاب‌زنی، تمامی داده‌های خروجی از جمله توزیع فشار، درصد حجمی سیالات تولیدی به‌عنوان تابعی از زمان و غیره ثبت شد.

رساندن پلاگ‌ها به اشباع آب کاهش نیافتنی

پلاگ‌های تمیز شده و خشک شده مرحله قبل به مدت ۱۲ h توسط پمپ خلأ تخلیه شدند تا اینکه هیچ هوایی داخل سنگ نباشد و تزریق نیز براحتی انجام شود. از آب سازندی پنج بار رقیق شده برای اشباع نمونه‌ها استفاده شد. برای اطمینان از همسان بودن ترشوندگی و نیز یکنواخت بودن آب سازندی در جای جای پلاگ‌ها، نمونه‌ها پس از اشباع ۱۰۰٪ از آب سازندی، به مدت ۱۲ h در همان آب خوابانده شدند. با استفاده از خشکانه^۱، میزان آب کاهش نیافتنی ۲۰٪ برای هر سه پلاگ برقرار شد. نمونه‌هایی که به اشباع آب کاهش نیافتنی رسیده‌اند، به مدت سه روز در نگه‌دارنده‌های پلاستیکی کاملاً عایق شده قرار داده شدند.

سیلاب‌زنی و مانس^۲

پس از اعمال آب کاهش نیافتنی، هر کدام از نمونه سنگ‌های مورد نظر در نگه‌دارنده مغزه هاسلر جای داده شدند. پس از چند دقیقه کوتاه تخلیه شدن، در دمای 90°C و فشار بالاسری ۳۰۰۰ psi، نفت خام به نمونه‌ها تزریق شد. جهت برقراری اشباع یکنواخت و سراسری نفت، تزریق نفت خام به اندازه دو برابر حجم فضای متخلخل پس از برونزاد نفت ادامه یافت. پس از اشباع همه نمونه‌ها از نفت و سرد

1. Desiccator
2. Aging Time



شکل ۲ آزمایش زاویه تماس بر روی قرص‌های سنگ برای تأیید نفت‌دوستی پس از مانس

۷۰ به مدت ۲۴ h در آون قرار داده شد. مواد جامد شکل گرفته یا اصطلاحاً رسوبات پس از جداسازی و خشک کردن، برای انجام تست FTIR گردآوری شد. شکل ۳ نتایج اولیه تست‌های سازگاری را برای مقایسه چشمی نشان می‌دهد. نتایج آزمایش FTIR طیف‌هایی در گستره ۴۰۰ تا 4000 cm^{-1} را پوشش داد. نمودار حاصل از طیف‌های FTIR در شکل ۴ نشان داده شده است. پیک‌های شدید در طول موج حدوداً 1140 cm^{-1} و پیک‌های کوچک در طول موج‌های 660 cm^{-1} و 602 cm^{-1} به احتمال زیاد بیانگر حضور سولفات در ژئپس خالص هستند [۲۱، ۲۷ و ۳۳]. رسوب و شکل‌گیری ژئپس ناشی از برهم‌کنش میان اجزای آب‌های SW و FW تا حدود زیادی قابل پیش‌بینی بود و علت آن میزان زیاد یون سولفات در آب دریا و یون کلسیم در آب سازندی می‌تواند باشد [۳۴]. جمع‌بندی کلی از تست سازگاری شورآب‌ها افزون بر اثبات برهم‌کنش میان آب سازندی و آب دریا، این مورد را نیز تداعی می‌کند که از بابت رسوب نمک‌های موجود در شورآب‌ها و اثر کلی بر فرآیند سیلاب‌زنی (بسته شدن گلوگاه‌ها) نگرانی خاصی وجود ندارد. گرچه تماس مستقیم آب دریا با ترکیب درصد ارائه شده و آب سازندی توصیه نمی‌شود.

عملکرد تولید در قالب تست‌های سیلاب‌زنی

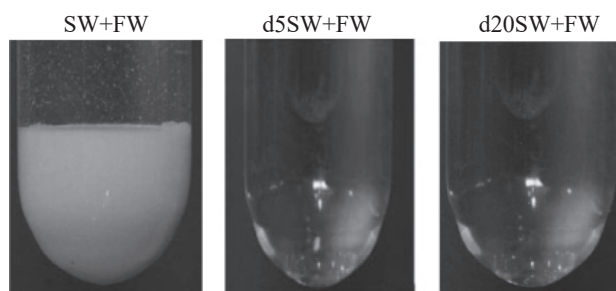
اثرگذاری شورآب‌های مختلف در فرآیند تولید نفت در شکل‌های ۵ تا ۷ نشان داده شده است.

تمامی سیالات تولید شده در میکروتیوب‌های مخصوص جمع‌آوری سیال جمع شد و pH آب‌ها با استفاده از دستگاه Kenl 7045/46c pH meter اندازه‌گیری شد. فرآیند سیلاب‌زنی به مدت تزریق ۱۰ برابر حجم فضای متخلخل از سیالات آشام‌کننده ادامه داده شد. بسته به نوع سیال آشام‌کننده، زمان رسیدن به اشباع نفت باقی‌مانده برای هر نمونه متفاوت بود. پس از اتمام تست‌های سیلاب‌زنی، نمونه‌ها دقیقاً مشابه آنچه که پیش‌تر شرح داده شد، مجدداً شسته شدند. تراوایی نمونه‌ها یکبار دیگر با همان روش ناپایا اندازه‌گیری شد.

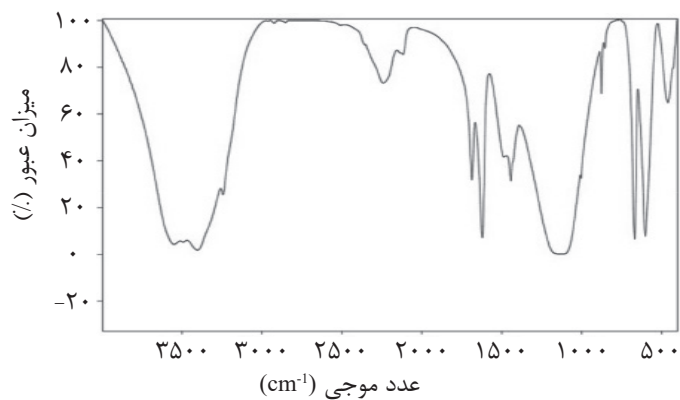
نتایج و بحث

سازگاری و آنالیز FTIR

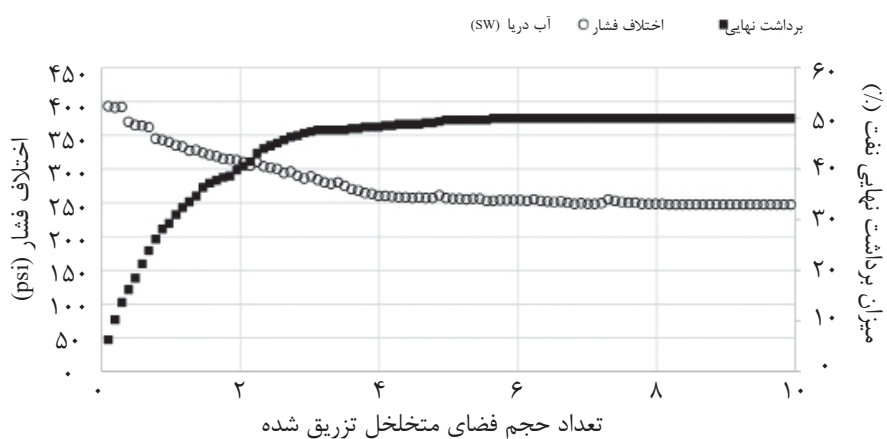
ضمن مخلوط کردن شورآب‌های d20SW و d5SW با آب سازندی (FW) و متعاقباً نگه داشتن آنها به مدت یک هفته در محیط تاریک، عملاً هیچ‌گونه رسوب و ترکیب جامدی در مخلوط این سیالات دیده نشد. گرچه زمانی که ۲۰ mL از آب دریا و ۴ mL آب سازندی با هم مخلوط شدند، حدوداً ۲۵٪ وزنی از ذرات جامد موجود در مخلوط رسوب پیدا کرد. در واقع میزان رسوبات ناسازگاری‌ها پس از فیلتر کردن مخلوط‌ها و گذراندن نمونه‌های آبی از کاغذ صافی واتمن گرید ۱ (با قطر میانگین عبوردهی ۱۱ mm) اندازه‌گیری شد. مواد رسوب پیدا کرده روی کاغذ فیلتر با همان حالت ابتدای در دمای $^{\circ}\text{C}$



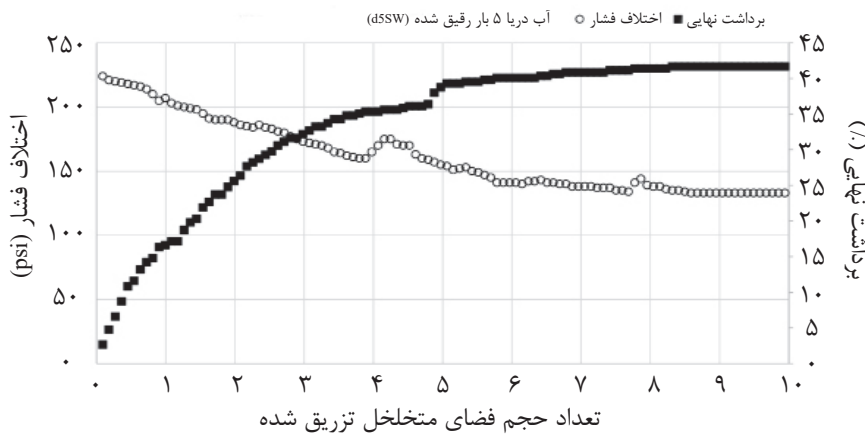
شکل ۳ نتایج اولیه تست‌های سازگاری شورآب‌ها و آب سازندی



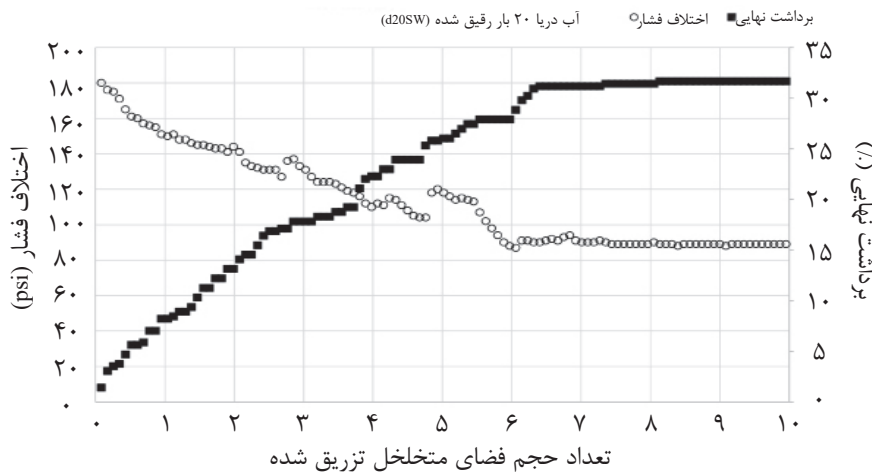
شکل ۴ آنالیز FTIR رسوب حاصله از آزمایش سازگاری



شکل ۵ نمودار برداشت تجمعی و توزیع فشار مربوط به سیلاب‌زنی آب دریا



شکل ۶ نمودار برداشت تجمعی و توزیع فشار مربوط به سیلاب‌زنی آب دریای ۵ بار رقیق شده



شکل ۷ نمودار برداشت تجمعی و توزیع فشار مربوط به سیلاب‌زنی آب دریای ۲۰ بار رقیق شده

نسبت به SW بسیار دیرتر حاصل می‌شود. نمودار برداشت نفت d5SW نشان می‌دهد که شیب تولید نسبت به SW کمتر بوده است. افزون بر این، شوک‌هایی که در هر دو توزیع نمودار شکل ۶ دیده می‌شود (در زمان‌های تزریق ۴ تا ۵ برابر حجم فضای متخلخل) می‌تواند ناشی از مکانیسم انحلال سنگ باشد. آنچه که در نمودار شکل ۷ دیده می‌شود مربوط به تزریق d20SW است که به‌طور کلی رفتاری تقریباً مشابه شورآب رقیق شده d5SW دارد با این تفاوت که شوک‌های فشاری با شدت بیشتری دیده می‌شود و این ناشی از این حقیقت است که مکانیسم شست و شوی سنگ با شدت بیشتری در این مورد فعال است. در همه اشکال می‌توان ادعا کرد که شوک‌های فشاری موجب

آنالیز میزان بهره‌دهی نفت در سیلاب‌زنی شورآب‌های رقیق‌شده نشان می‌دهد که ضمن کاهش میزان شوری، تولید نهایی نفت در مقایسه با SW کاهش می‌یابد. برداشت نهایی نفت با شورآب‌های d5SW و d20SW به ترتیب ۲۵ و ۴۳٪ کمتر از برداشت نهایی نفت با SW بود. گرچه می‌توان ادعا کرد که بهره‌دهی کمتر این شورآب‌ها در مقایسه با SW، با اختلاف فشار بسیار کمتر شورآب‌های رقیق‌شده پوشانده می‌شود. به بیان بهتر، به‌طور میانگین اختلاف فشار لازم برای تزریق SW، بیش از ۷۰٪ از شورآب‌های رقیق‌شده بیشتر است که این مورد در مقیاس میدانی بدون شک حائز اهمیت است. علاوه بر این‌ها، اشباع نفت باقی‌مانده در فرآیند تزریق شورآب‌های رقیق‌شده

pH سیال خروجی نیز تأیید شد. همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، pH سیالات قبل و بعد از تمامی تست‌های سیلاب‌زنی اندازه‌گیری شد. نتایج این تست در شکل ۸ آورده شده است. از آنجایی که pH مربوط به شورآب SW پیش و پس از سیلاب‌زنی تغییر نکرده می‌توان نتیجه گرفت که مکانیسم انحلال سنگ تقریباً فعالیتی نداشته است. به علاوه، چون در تمامی میکروتیوب‌ها اندکی نفت موجود بود، به همین دلیل، pH مربوط به SW در خروجی حتی از مقدار اولیه هم اندکی کمتر بود. دلیل آن می‌تواند حضور اجزای اسیدی قطبی موجود در نفت خام باشد. مشاهدات ما از تست‌های pH شورآب‌های رقیق شده حاکی از آنست که مکانیسم انحلال سنگ به‌عنوان یکی از مکانیسم‌های فعال در تولید نقش دارد. در واقع، pH شورآب‌های d5SW و d20SW نسبت به حالت پیش از تزریق به ترتیب ۱۵ و ۲۰٪ افزایش یافته است. این مهم با مرور واکنش ژئوشیمیایی زیر که هم‌زمان فعالیت شورآب و سنگ را در نظر می‌گیرد قابل توجیه است:



با استناد به این واکنش تعادلی، با کاهش درجه شوری شورآب‌ها، میزان کلسیم کاهش پیدا می‌کند که میزان کاهش یافته کلسیم در واکنش یاد شده، با جابه‌جایی واکنش تعادلی به سمت راست؛ جبران می‌شود. نتیجه این فرآیند افزایش pH سیستم خواهد بود. معیار افزایش pH در این واکنش افزایش غلظت OH^- است [۳۵]. درحالی‌که pH سیال جمع‌آوری شده در خروجی پلاگ نسبت به حالت پیش از تزریق تغییری نکرده باشد می‌توان ادعا کرد که انحلال سنگی رخ نداده است.

اندازه‌گیری تراوایی مطلق نمونه سنگ‌ها پیش و پس از سیلاب‌زنی

مقایسه تغییرات تراوایی مطلق نمونه سنگ‌ها پیش و پس از سیلاب‌زنی نتیجه‌ای مشابه استدلال اندازه‌گیری pH را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۹ نشان داده شده است،

تحریک حرکت نفت می‌شوند و تقریباً در همه موارد پس از ثبت شوک فشاری، تولید نفت هرچند برای مدتی کوتاه، با افزایش روبرو شده است. پرش‌های ناگهانی در نمودار تولید دقیقاً هم‌ارز و هم‌زمان با پرش در نمودار اختلاف فشار بوده است. می‌توان این‌چنین نتیجه‌گیری کرد که هرچه میزان رقت شورآب بیشتر شده، شوک‌های فشاری و تولیدی نیز زودتر رؤیت شده است. جهت تسهیل در تفسیر و جمع‌بندی داده‌ها، چکیده‌ای از مهم‌ترین داده‌ها برای برقراری رابطه میان اختلاف فشار دو سر مغزه برداشت نهایی در جدول ۵ آورده شده است.

جدول ۵ اطلاعات تکمیلی فشار- برداشت آزمایش‌های تزریق

شورآب- شماره پلاگ	اختلاف فشار دو سر پلاگ (psi)	برداشت نهایی (%)
1-SW	۳۹۳	۵۰
2-d5SW	۲۲۴	۴۲
3-d20SW	۱۸۰	۳۲

مرور داده‌های جدول ۵ نشان می‌دهد که میان درجه شوری و اختلاف فشار رابطه عکس وجود دارد که تقریباً بدیهی است. نسبت اختلاف فشار اولیه دو سر پلاگ در تزریق آب دریا به پلاگ تحت سیلاب‌زنی شورآب‌های ۵ و ۲۰ بار رقیق شده به ترتیب ۱/۷۵ و ۲/۱۸ است. در مقیاس میدانی گرچه سیاست‌های تولید تحت تأثیر پارامترهای مختلفی از جمله حجم درجای نفت و غیره دارد، اما به نظر می‌رسد برداشت نهایی آب دریا نسبت به شورآب‌های رقیق شده آنقدر نیست که در مدت زمان اعمال این روش اختلاف فشار حدوداً ۲ برابری را تأمین کنند. پس با اشاره به امکان رسوب آب دریا و نیز نیاز به تأمین فشار ۲ برابری، شورآب‌های رقیق شده گزینه مناسب‌تری برای تزریق به نظر می‌رسند.

اندازه‌گیری pH شورآب‌ها و فاز آبی خروجی از تست‌های سیلاب‌زنی

حضور رسوب در تست سیلاب‌زنی SW در تست



شکل ۸ تغییرات pH شورآب‌ها قبل و بعد از تزریق شدن به سنگ



شکل ۹ تغییرات تراوایی مطلق سنگ‌ها قبل و بعد از سیلاب‌زنی با شورآب‌های مختلف

این امر حاکی از فعالیت آشکار مکانیسم یاد شده است.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، ما اثر آب دریا به‌عنوان گزینه معیار و آب دریای رقیق‌شده را به‌عنوان شورآب‌های کاندید بررسی مکانیسم انحلال سنگ مورد آنالیز قرار دادیم. مهم‌ترین نتایج این مطالعه به شرح زیر خلاصه می‌شود:

- با تزریق SW مقدار ضریب برداشت نهایی بالاتر بود؛ گرچه، این نتیجه علی‌رغم ضریب برداشت نهایی بالاتر این شورآب، به فشار تزریق بسیار بیشتری نیز نیاز بود. شواهدی مبنی بر کاهش تراوایی ناشی از ناسازگاری شیمیایی یون‌های موجود در آب دریا و یون‌های موجود در آب سازندی به دست رسید.

- ضریب برداشت نهایی شورآب‌های رقیق‌شده اندکی کمتر از آب دریا بود که ضمن رخداد مکانیسم انحلال سنگ و بزرگ شدن حفرات، فشار

تراوایی نمونه‌ای که با SW تحت سیلاب‌زنی قرار گرفت تقریباً ۲۵٪ کاهش یافته است. این مقدار کاهش در تراوایی این سنگ به احتمال قریب به یقین مربوط به رسوب نمک در ساختار محیط متخلخل این پلاگ است که به نوعی نتایج تست‌های عملکرد تولید و توزیع فشار، تست‌های سازگاری، آنالیز FTIR و اندازه‌گیری pH را تأیید می‌کند. لازم به ذکر است که همه سیالات مورد استفاده در این مطالعه پیش از تزریق فیلتر شدند. پس می‌توان گفت که هر نوع کاهش تراوایی به‌خودی‌خود نمی‌تواند ناشی از حضور سیال تزریقی باشد بلکه یا ناشی از رسوب و برهم‌کنش با سیال دیگر است یا معلول فعالیت مکانیسم انحلال سنگ است. مرور تغییرات تراوایی سنگ‌های شماره ۲ و ۳ که به‌ترتیب با d5SW و d20SW تحت سیلاب‌زنی قرار گرفتند ایده فعالیت مکانیسم انحلال سنگ را حمایت می‌کند. در واقع تراوایی سنگ‌هایی که با شورآب‌های رقیق‌شده سیلاب‌زنی شدند به‌ترتیب ۱۰ و ۳۲٪ نسبت به تراوایی اولیه افزایش یافته که

میزان شوری آب تزریقی کم‌تر باشد مکانیسم انحلال سنگ با شدت بیشتری فعالیت خواهد کرد.

تشکر و قدردانی

نگارندگان این مقاله از آقای رضا نجفی سیلاب به‌خاطر طراحی اشکال و از آقایان سهیل محمدزاده و عیدان حمید برای همکاری در اجرای بخش‌های آزمایشگاهی این مطالعه صمیمانه قدردانی می‌نمایند.

لازم برای سیلاب‌زنی شورآب‌های رقیق‌شده بسیار کمتر از آب دریا بود.

• مکانیسم انحلال سنگ در واقع حین سیلاب‌زنی شورآب‌های رقیق‌شده فعال شده و ضمناً خواص سنگ و سیال را تحت تأثیر قرار می‌دهد. تغییر pH شورآب‌ها ناشی از تغییر خواص سیال و افزایش تراوایی سنگ‌ها سرخ‌ی برای تغییر خواص سنگ است.

• می‌توان این‌چنین جمع‌بندی کرد که هرچه

مراجع

- [1]. Auštd T (2013) Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using smart water, in Enhanced oil recovery Field case studies, Elsevier 301-335.
- [2]. Mashayekhizadeh V, Kord S, Dejam M (2014) EOR potential within Iran, Special Topics & Reviews in Porous Media: An International Journal 5, 4.
- [3]. Fathi SJ, Auštd T, Strand S (2010) Smart water as a wettability modifier in chalk: the effect of salinity and ionic composition, Energy & fuels 24, 4: 2514-2519.
- [4]. Seethepalli A, Adibhatla B, Mohanty K (2004) Wettability alteration during surfactant flooding of carbonate reservoirs, in SPE/DOE symposium on improved oil recovery, Society of Petroleum Engineers.
- [5]. Hosseini S, Shuker MT, Hosseini Z, Tomocene TJ, Shabib-Asl A, Sabet M (2015) The role of salinity and brine ions in interfacial tension reduction while using surfactant for enhanced oil recovery, Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 9, 9: 722-726.
- [6]. Hognesen EJ, Strand S, Auštd T (2005) Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: Oil recovery related to reservoir temperature and brine composition, in SPE Europec/EAGE Annual Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [7]. Standnes DC, Auštd T (2003) Wettability alteration in carbonates: Interaction between cationic surfactant and carboxylates as a key factor in wettability alteration from oil-wet to water-wet conditions, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 216, 1-3: 243-259.
- [8]. Treiber, L. and W. Owens (1972) A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs," Society of Petroleum Engineers Journal 12, 6: 531-540.
- [9]. Yousef AA, Al-Salehsalah SH, Al-Jawfi MS (2011) New recovery method for carbonate reservoirs through tuning the injection water salinity: smart waterflooding, in SPE EUROPEC/EAGE annual conference and exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [10]. Al-Shalabi E, Sepehrnoori K, Delshad M (2015) Simulation of wettability alteration by low-salinity water injection in waterflooded carbonate cores, Petroleum Science and Technology 33, 5: 604-613.
- [11]. RezaeiDoust A, Puntervold T, Strand S, Auštd T (2009) Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms, Energy & fuels 23, 9: 4479-4485.
- [12]. Auštd T, Shariatpanahi SF, Strand S, Aksulu H, Puntervold T (2015) Low salinity EOR effects in limestone reservoir cores containing anhydrite: a discussion of the chemical mechanism, Energy & Fuels, 29, 11: 6903-6911, 2015.
- [13]. Myint PC, Firoozabadi A (2015) Thin liquid films in improved oil recovery from low-salinity brine," Current Opinion in Colloid & Interface Science 20, 2: 105-114.
- [14]. Gupta R, Smith GG, Hu L, Willingham T, Lo Cascio M, Shyeh JJ, Harris CR (2011) Enhanced waterflood for carbonate reservoirs-impact of injection water composition, in SPE Middle East oil and gas show and conference, Society of Petroleum Engineers.
- [15]. Hiorth A, Cathles L, Madland M (2010) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability, Transport in porous media 85, 1: 1-21.
- [16]. Strand S, Auštd T, Puntervold T, Hognesen EJ, Olsen M, Barštd SMF (2008) "Smart water" for oil recovery from fractured limestone: a preliminary study, Energy & fuels 22, 5: 3126-3133.

- [17]. Al-Balushi M, Karimi M, Al-Maamari RS (2019) Impact of acid and base numbers and their ratios on wettability alteration of calcite surface, *Energy & Fuels*, 34, 1: 245-257.
- [18]. Alotaibi MB, Nasralla RA, Nasr-El-Din HA (2011) Wettability studies using low-salinity water in sandstone reservoirs, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 14, 06: 713-725.
- [19]. Shariatpanahi SF, Strand S, Auštd T (2010) Evaluation of water-based enhanced oil recovery (EOR) by wettability alteration in a low-permeable fractured limestone oil reservoir, *Energy & Fuels* 24, 11: 5997-6008.
- [20]. Zhang P, Auštd T (2006) Wettability and oil recovery from carbonates: effects of temperature and potential determining ions, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 279, 1-3: 179-187.
- [21]. Al Harrasi A, Al-maamari RS, Masalmeh SK (2012) Laboratory investigation of low salinity waterflooding for carbonate reservoirs, in Abu Dhabi international petroleum conference and exhibition, Society of Petroleum Engineers 3: 1620-1631.
- [22]. Al-Shalabi EW, Sephehnoori K (2016) A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 139:137-161.
- [23]. Al-Shalabi EW, Sephehnoori K, Pope G (2015) Geochemical interpretation of low-salinity-water injection in carbonate oil reservoirs, *SPE Journal* 20, 06: 212-1,226.
- [24]. Altahir M, Yu M, Hussain F, (2017) Low salinity water flooding in carbonate rocks—dissolution effect, in International Symposium of the Society of Core Analysts held in Vienna, Austria SCA2017-070.
- [25]. Den Ouden L, Nasralla RA, Guo H, Bruining H, Van Kruijsdijk CPJ W (2015) Calcite dissolution behaviour during low salinity water flooding in carbonate rock, in IOR 2015-18th European Symposium on Improved Oil Recovery, European Association of Geoscientists & Engineers.
- [26]. Mahani H, Keya AL, Berg S, Nasralla R (2017) Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of brine salinity, composition, rock type, and pH on ζ -potential and a surface-complexation model, *Society of Petroleum Engineers* 22, 01: 53-68.
- [27]. Romanuka J, Hofman J, Ligthelm DJ, Suijkerbuijk B, Marcelis F, Oedai S, Brussee N, van der Linde H, Aksulu H, Auštd T (2012) Low salinity EOR in carbonates, in SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers, SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April, Tulsa.
- [28]. Alotaibi MB, Nasr-El-Din HA (2009) Chemistry of injection water and its impact on oil recovery in carbonate and clastics formations, in SPE international symposium on oilfield chemistry, Society of Petroleum Engineers, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 20-22 April, The Woodlands. Texas.
- [29]. Mirzaei-Paiaman A, Oštdhassan M, Rezaee R, Saboorian-Jooybari H, Chen Z (2018) A new approach in petrophysical rock typing, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 166: 445-464.
- [30]. Mirzaei-Paiaman A, Sabbagh F, Oštdhassan M, Shafiei A, Rezaee R, Saboorian-Jooybari H, Chen Z (2019) A further verification of FZI* and PSRTI: Newly developed petrophysical rock typing indices, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 175: 693-705.
- [31]. Rahimi A, Honarvar B, Safari M (2020) The role of salinity and aging time on carbonate reservoir in low salinity seawater and smart seawater flooding, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 187: 106739.
- [32]. Elakneswaran Y, Takeya M, Ubaidah A, Shimokawara M, Okano H, Nawa T (2020) Integrated geochemical modelling of low salinity waterflooding for enhanced oil recovery in carbonate reservoir, in International Petroleum Technology Conference, International Petroleum Technology Conference.
- [33]. Putnis A, Winkler B, Fernandez-Diaz L (1990) In situ IR spectroscopic and thermogravimetric study of the dehydration of gypsum, *Mineralogical Magazine* 54, 374: 123-128.
- [34]. Böke H, Akkurt S, Özdemir S, Göktürk EH, Saltik ENC (2004) Quantification of CaCO_3 - $\text{CaSO}_3 \cdot 0.5 \text{H}_2\text{O}$ - $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ mixtures by FTIR analysis and its ANN model, *Materials Letters* 58, 5: 723-726.
- [35]. Karimi M, Al-Maamari RS, Ayatollahi S, Mehranbod N (2015) Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet calcite: The effect of magnesium ions in the presence and absence of cationic surfactant, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 482: 403-415.



Experimental Study of Rock Dissolution Mechanism during Diluted Sea Water Injection in Carbonate Reservoirs

Saman Mohammadi¹, Shahin Kord^{1*}, Jamshid Moghadasi¹ and Omid Mohammadzadeh²

1. Ahwaz Faculty of Petroleum, Petroleum University of Technology, Iran

2. DBR Technology Centre – Schlumberger, Edmonton, AB, Canada

sh.kord@put.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4159.2887

Received: May/06/2020

Accepted: June/20/2020

Introduction

Use of water-based EOR methods to increase the moveable oil volume is a very economical approach, especially in the Middle East carbonate reservoirs [1-5]. One of the variations of water-based methods is smart water injection in which salinity of the aqueous phase is modified for enhanced productivity [4,5]. Different salinity ranges, from 1000 to 3000 ppm are reported beneficially in the literature based on a series of experimental and modelling studies [1,5]. Several mechanisms are reported responsible for enhanced productivity of smart waterflooding such as multi ion exchange (MIE), wettability alteration, Electrical Double Layer (EDL) expansion, interfacial tension (IFT) reduction, rock dissolution, and in-situ sulphate formation [2,3]. Note that except for the wettability alteration mechanism, none of the other mentioned mechanisms has been widely accepted by researchers when it comes to the application of smart waterflooding in carbonate formations.

Materials and Methods

Brine Compatibility Tests

The compatibility of synthetic brine solution and the diluted solutions with FW was examined through a series of static bottle tests. In this method, SW, d5SW, and d20SW were mixed with FW in separate bottles, and stored in the dark at room temperature for a week and then weighted to measure the incompatibilities.

Core Cleaning

To clean the core plugs, they were placed in a Hassler core holder, and toluene and methanol were successively injected through the core plugs from both directions.

Coreflooding and Aging

After establishing Swi, each core plug was placed in the Hassler core holder and was flooded with oil at 90 °C. Two pore volumes of oil were injected after oil breakthrough in order to make sure that the Swi condition was met.

Oil recovery tests

Three waterflooding tests were executed with SW, d5SW and d20SW displacing fluids. The coreflooding tests were continued up until about 10 pore volumes (PVs) of the saline solution was injected into each core plug. After dismantling the setup and extracting the core plug, the same core cleaning procedure was conducted for each core plug. The permeability of each core plug sample was then measured during the cleaning process using unsteady state method.

Results and Discussions

Compatibility and FTIR analysis

Upon mixing the diluted saline solutions (d5SW and d20SW) with FW followed by aging, no solid precipitation was visually detected. However, when 20 mL of SW was mixed with 4 mL of FW, about

25 wt.% of the materials in the mixture were precipitated out. The precipitated substances were kept in an oven at 70 °C for 24 hours and then weighted. This dried filtered substance was then collected for FTIR analysis.

Using FTIR analysis, the spectra were then obtained in the range of 400-4000 cm^{-1} .

The strong band in the vicinity of 1140 cm^{-1} and small peaks at 669 and 602 cm^{-1} were attributed to bending modes of sulphate in pure gypsum.

Production performance of the waterflooding Tests

The oil production performances of injecting various saline solutions are presented in Figures 1 to 3.

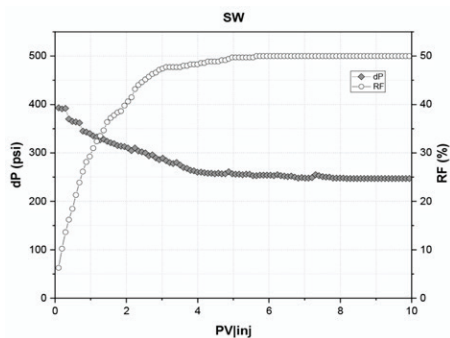


Fig.1 Recovery factor and differential pressure across the core plug # 1 during oil displacement with SW flooding.

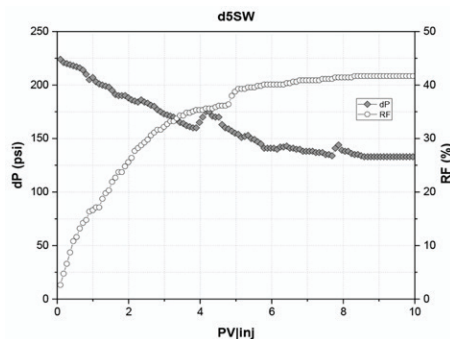


Fig. 2 Recovery factor and differential pressure across core plug # 2 during oil displacement with d5SW flooding.

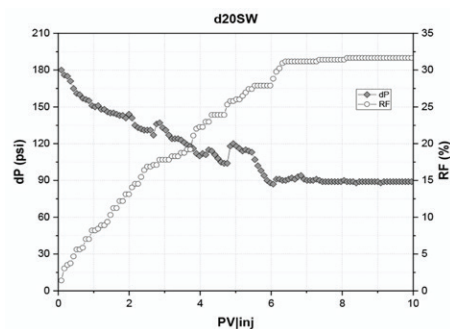


Fig. 3 Recovery factor and differential pressure across core plug # 3 during oil displacement with d20SW flooding.

The greatest ultimate recovery factor was obtained when SW was used as the displacing fluid. The differential pressure was also dropped from its greatest

value between these tests (i.e. 393 psig) to about 247 psig. The recovery factor was levelled off when about 5 pore volumes of SW was injected into the core plug. The small spikes in differential pressure just before 5 and after 7 pore volumes of SW injection were attributed to precipitation of calcium sulfate.

The ultimate recovery factor for flooding the core plugs with d5SW and d20SW were about 25 and 43% less than that of SW injection respectively. However, the ultimate recovery factor loss was compensated by the lower differential pressure requirements in both diluted SW injection scenarios by about 37% compared to that of the SW injection. It also took longer for both cases of diluted SW flooding to achieve the state of residual oil saturation.

The recovery factor plot for d5SW injection had a milder slope than that of SW flooding, with some sharp spikes (between 4 and 5 PV injected), which it was hypothesized to be a result of rock dissolution. These sudden jumps in the recovery factor trend were also supported by sudden drops in the differential pressure trend at corresponding time intervals. The greater the dilution ratio of the injecting fluid was, the earlier the spikes in recovery factor curve resulting from rock dissolution were.

pH measurements for the injecting and effluent aqueous phases

The presence of precipitated salt following SW injection was also validated through measurement of effluent pH. The results are plotted in Figure 4.

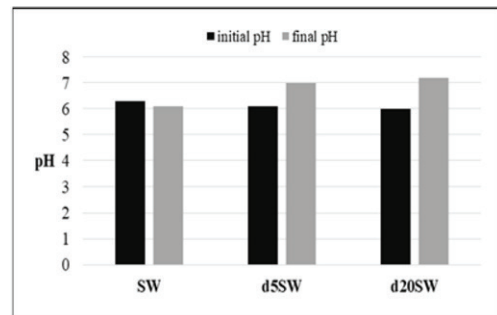


Fig. 4 Changes in the pH of the displacing fluids before and after the injection.

Our observations from pH measurements of the injecting and produced aqueous phases for the cases of diluted SW injection confirm the presence of rock dissolution as one of the recovery mechanisms. The pH of the produced aqueous phase was higher than that of the injecting phase by about 15 and 20% for the coreflooding tests with d5SW and d20SW respectively. This can be justified by reviewing the below chemical reaction (Equation 1) between the aqueous phase and the carbonate rock:



Permeability Measurement

A 25% decrease in core plug permeability was obtained when it was flooded with SW phase.

This permeability damage could be attributed to the salt precipitation in the porous structure that validates the results obtained from production performance analysis, compatibility tests, FTIR analysis and pH measurements (Figure 5).

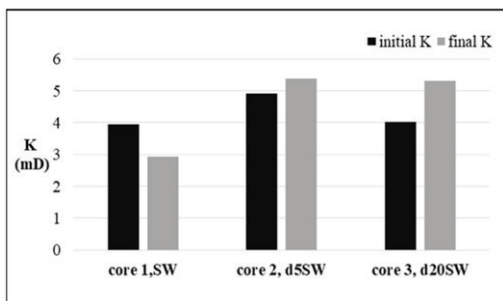


Fig. 5 Changes in the permeability of core plugs before and after the injection.

Reviewing the permeability of core plug #2 and 3 before and after being flooded with d5SW and d20SW phases also supports the proposed rock dissolution mechanism. There were enhancements in permeability of these two core plugs to the extent of 10 and 32% of their pre-flood values respectively, which it shows that the rock dissolution has occurred extensively.

Conclusions

In this study, the impact of injecting diluted SW on production performance of waterflooding as well as its effect on rock dissolution mechanism has been investigated by us. The slightly lower recovery factors obtained during injection of diluted SW were obtained at much lower differential pressure due to activation of rock dissolution mechanism which created pore enlargement. Several spikes in recovery factor trend were observed, which they were due to rock dissolution and enhanced permeability of the core plug. Greater pH values of the produced aqueous phase as well as enhanced permeability of the core plug post-flooding were among these changes. Finally, according to this study, it was found out that the greater the dilution of the injecting fluid was, the more aggressive the rock dissolution mechanism was.

Nomenclatures

EDL: Electrical Double Layer

IFT: Interfacial tension

MIE: Multi ion exchange

References

1. Austad T (2013) Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using “smart water”, in Enhanced oil recovery Field case studies, Elsevier 301-335.
2. Mashayekhizadeh V, Kord S, Dejam M (2014) EOR potential within Iran, Special Topics & Reviews in Porous Media: An International Journal, 5, 4.
3. Fathi SJ, Austad T, Strand S (2010) “Smart water” as a wettability modifier in chalk: the effect of salinity and ionic composition, Energy & fuels 24, 4, 2514-2519.
4. Seethepalli A, Adibhatla B, Mohanty K (2004) Wettability alteration during surfactant flooding of carbonate reservoirs, in SPE/DOE symposium on improved oil recovery, Society of Petroleum Engineers.
5. Hosseini S, Shuker MT, Hosseini Z, Tomocene TJ, Shabib-Asl A, Sabet M (2015) The role of salinity and brine ions in interfacial tension reduction while using surfactant for enhanced oil recovery, Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 9, 9, 722-726.