

مطالعه تجربی اثر ترکیبات فعال آب هوشمند در یک مخزن کربناته

سمانه بوردا^۱، محمد تقی صادقی^{۱*}، عزت‌اله کاظم‌زاده^۲ و روح‌الدین میری^۱

۱- دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت، تهران، ایران

۲- پردیس توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۴/۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۹/۲۰

چکیده

تزریق آب هوشمند به مخزن کربناته همواره با ابهامات فراوانی روبرو بوده است. در این مطالعه با بررسی یکی از عوامل مؤثر نظیر ترکیبات یونی فعال در آب هوشمند این دسته ابهامات بیشتر مورد بررسی و تحلیل قرار گرفته است. واکنش بین سه فاز، نفت، سنگ و آب شور که منجر به تغییر ترشوندگی می‌شود نیازمند وجود ترکیبات یونی فعال در آب هوشمند و ترکیبات فعال در نفت است. وجود این ترکیبات در غلظت‌های مطلوب عامل مؤثر انجام واکنش‌های تبادل یونی و بدنبال آن تغییر در حالت ترشوندگی است. در حقیقت، غلظت بهینه یون‌های فعال منجر به تشکیل یک فیلم آب پایدار و تغییر در ترشوندگی سنگ می‌شود. در این مطالعه، آزمایش‌های اندازه‌گیری زاویه تماس و فرآیند آشام خودبه‌خودی روی نمونه‌هایی از مغزه آهکی انجام شده است. بدین منظور، مغزه‌ها با شرایط یکسان در مجاورت ترکیبات مختلفی از یون‌های فعال در آب هوشمند قرار گرفته‌اند. در این خصوص با استفاده از نتایج گردآوری شده می‌توان نحوه اثرگذاری ترکیبات فعال آب هوشمند و میزان تأثیر آن را تفسیر و بررسی نمود. همچنین، می‌توان نتیجه گرفت که کاتیون‌ها در حضور یون سولفات به اندازه حداقل غلظت موجود در آب دریا می‌توانند عملکرد مثبتی داشته و راندمان قابل قبول و بیشتری نسبت به غلظت‌های چند برابری یون سولفات در آب دریا در شرایط آزمایشگاهی داشته باشند.

کلمات کلیدی: آب هوشمند، ازدیاد برداشت، آشام خودبه‌خودی، ترکیبات یونی، سیلاب‌زنی هوشمند.

مقدمه

دقیق‌تری از عوامل مؤثر بر آن است. برداشت نفت از مخازن کربناته که دارای سطوحی با درجه نفت متفاوت‌تری است. به دلیل انرژی پیوند قابل ملاحظه بین سطح ناهم‌گون کربناته و اجزای قطبی در نفت خام سخت است [۱ و ۲]. این موضوع و دیگر چالش‌های مخازن کربناته پژوهش‌گران را ملزم به شناسایی روش‌های ازدیاد برداشت مطابق با ساختار و شرایط ویژه هر مخزن کربناته کرده است.

یکی از سازوکارهای اصلی افزایش ضریب بازیافت نفت در مخازن کربناته تغییر ترشوندگی است. درک اساسی ترشوندگی در سیستم‌های سه فازی نفت-آب شور-سنگ و تأثیرات آن بر میزان ضریب بازیافت نفت پیچیده است. بنابراین، نیازمند توصیف

*مسئول مکاتبات

sadeghi@iust.ac.ir

آدرس الکترونیکی شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2021.4528.3041)

کربناته، افزایش غلظت آنیون‌های دو ظرفیتی، کاهش کاتیون‌های دو ظرفیتی و نیز کاهش میزان شوری آب تزریقی می‌توانند دلایل تغییر ترشوندگی سطح سنگ کربناته و افزایش بازیافت نفت باشند [۳، ۶ و ۷]. این در حالی است که در برخی دیگر از مطالعات، پژوهش‌گران در رابطه با میزان شوری و غلظت بهینه کاتیون‌های دو ظرفیتی نظرات متفاوتی دارند. این موضوع نشان می‌دهد که در این رابطه بررسی دقیق تمام فاکتورها در سیستم سنگ/آب همزاد و آب تزریقی موجب شفاف‌تر شدن نتایج می‌گردد. بررسی و اندازه‌گیری زاویه تماس یکی از تکنیک‌های بررسی تغییر ترشوندگی سطوح است که با ایجاد شرایطی صحیح می‌توان نتایج قابل قبولی از این آزمایش دریافت نمود. اندازه‌گیری زاویه تماس می‌تواند مقدار کمی ترشوندگی را هنگام تماس یک مایع با سطح جامد در حضور یک مایع دیگر را نشان دهد و به‌عنوان زاویه بین جامد و مایع-مایع از طریق فاز متراکم‌تر توصیف شود [۸]. تاکنون مطالعات وسیعی در خصوص چگونگی اثرگذاری روش تزریق آب کم شور یا هوشمند در مخازن کربناته صورت گرفته است. در اغلب مطالعات نتایج حاکی از بهبود بازیافت نفت از اینگونه مخازن بوده است [۹-۱۳]. اگرچه نمی‌توان گزارش عدم موفقیت این تکنیک را در چندین مطالعه در نظر نگرفت [۱۴ و ۱۵]. با وجود مطالعات وسیع در این موضوع، همچنان ابهامات بسیاری در خصوص این روش باقی‌مانده است. بنابراین، مطالعه دقیق فاکتورهای مؤثر در این روش الزامی و مهم است. در این مطالعه، سعی شده است که آزمایشات در شرایط واقعی‌تر و نزدیک به شرایط مخزن بررسی گردد. به‌علاوه، نگاه دقیق‌تری به برهم‌کنش‌های اتفاق افتاده در سیستم سنگ-نفت و آب شور یون‌های فعال به‌طور مجزا در برهم‌کنش سنگ، سیال تزریقی و نفت وجود داشته باشد.

در این خصوص یکی از پرکاربردترین روش‌های ازدیاد برداشت روش‌های اب محور است که شامل تکنیک‌های شیمیایی و یا تغییر در ترکیب یونی آب است. بازدهی و عملکرد فرآیند تزریق آب هوشمند به یک مخزن نفتی می‌تواند وابسته به مشخصات ذاتی سنگ مانند جنس، ترشوندگی اولیه، تخلخل، نحوه توزیع اندازه حفرات^۱ و نیز شرایط فیزیکی مخزن باشد. ایجاد یک واکنش سطحی بر روی سطح واکنش‌پذیر سنگ می‌تواند موجب بهبود ترشوندگی سنگ مخزن کربناته به‌سمت آب‌تری و در نتیجه تغییر نحوه توزیع فازها در حفرات و افزایش تحرک پذیری و بهبود بازیافت نفت شود. در یک فرآیند تزریق آب هوشمند وجود شرایطی مانند دما، درجه ترشوندگی اولیه، وجود ترکیبات قطبی در نفت و ترکیبات یونی فعال در آب تزریقی به‌منظور ایجاد شرایطی که به دنبال آن افزایش ضریب بازیافت نفت مشاهده شود، بسیار حائز اهمیت است [۳]. ایجاد شرایط مطلوب در جهت افزایش بازیافت نفت می‌تواند ناشی از قابلیت تغییر در ترشوندگی سنگ باشد که در این خصوص ضخامت و پایداری فیلم آب بین سطح سنگ و نفت خام یک فاکتور تعیین‌کننده است. مطابق با تحقیقات انجام شده برهم خوردن تعادل ترمودینامیکی پیشین بین سنگ، آب سازند و ترکیبات قطبی متصل به سطح سنگ، با تزریق آب کم شور و تسهیل در ایجاد تعادل شیمیایی جدید و به دنبال آن تغییرات ترشوندگی پذیرفته شده است. در حقیقت، تغییر در شرایط ترمودینامیکی بین سه فاز نفت-آب شور و سنگ، ترشوندگی سطح سنگ را به‌سمت شرایط مطلوب‌تری در جهت بهبود بازیافت نفت از منافذ سنگ مخزن هدایت می‌کند. این میزان تغییر در نوع ترشوندگی علاوه‌بر خصوصیات آب تزریقی تحت تأثیر دما، فشار، آب همزاد درون منافذ و ترکیبات شیمیایی نفت خام است [۴ و ۵].

در این رابطه مطالعات بسیاری نشان می‌دهد که در یک فرآیند تزریق آب هوشمند به مخازن

1. Pore Size Distribution

از ترکیب نمک‌های سدیم کلرید، سدیم سولفات، منیزیم کلرید، کلسیم کلرید، پتاسیم کلرید و سدیم بی‌کربنات ساخته می‌شوند. آب‌های هوشمند ساخته شده با هدف بررسی اثرات یون‌های فعال در این مطالعه انتخاب شده‌اند. همچنین، سعی بر آن بوده است که دو فاکتور قدرت یونی و pH ثابت نگه داشته شود. مشخصات فیزیکی و شیمیایی آب‌های مصنوعی استفاده شده در این مطالعه در **جدول ۲** آمده است.

سنگ

پلاگ‌های مغزه‌گیری شده از سنگ مخزن کربناته با اندازه‌های یکسان و لیتولوژی مشابه از جنس آهکی تهیه شده است. جهت بررسی اثرات خواص سنگ‌ها پارامترهایی مانند نفوذپذیری مطلق و میزان تخلخل آنان اندازه‌گیری می‌شود. مشخصات مغزه‌های استفاده شده در **جدول ۳** آمده است.

بنابراین در این پژوهش ضمن در نظر گرفتن اثر ترکیبات یونی فعال سطح سنگ سعی در بررسی فاکتور ترکیبات یونی فعال در آب هوشمند به‌طور مجزا وجود دارد.

روش انجام کار

نفت خام

در این مطالعه از نفت خام مخزن سورمه، میدان بلال پس از فیلتر کردن و عبور از کاغذ صافی μm ۲/۵ استفاده شده است. مشخصات نفت خام استفاده شده در **جدول ۱** آمده است.

آب شور

آب‌های مورد استفاده در این مطالعه به‌صورت مصنوعی در آزمایشگاه تهیه می‌شوند و با توجه به آنالیزهای موجود از نمونه آب خلیج فارس به‌عنوان آب دریا، آب سازند میدان بلال و دیگر نمونه آب‌های طراحی شده، ساخته می‌شوند. آب‌ها

جدول ۱ مشخصات نفت مورد مطالعه

نفت	ویسکوزیته 40 °C @ (mm ² /s)	دانسیته (g/cm ³)	عدد اسیدی (mgKOH/g oil)	عدد بازی (mgKOH/g oil)	درصد آسفالتین (%Wt)	درصد وکس (%.wt)	API
Oil.A	۱/۵۵	۰/۸۲۱	۰/۱۸	۰/۳۶	۰/۲	۳/۹	۴۱

جدول ۲ مشخصات آب‌های مصنوعی مورد استفاده در این مطالعه

آب شور	ترکیبات (ppm)							pH	TDS (g/L)
	so ₄ ²⁻	cl ¹⁻	Hco ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺		
Formation Water	۰/۴۷	۱۴۴/۳۴	۰/۱۲۶	۱۹/۳	۲/۷۳	۶۴/۴۲	۳/۶۴	۶/۶	۲۳۱/۳۹
Sea water	۳/۰۷	۲۳/۳۸	۰/۰۸۷	۰/۵	۱/۶۴	۱۲/۷۱	۰/۴۶	۷/۸	۴۱/۳۹
Sea water twice Ca	۳/۰۷	۲۸/۲۸	۰/۰۸۷	۱	۱/۶۴	۱۲/۰۷	۰/۴۶	۷/۸	۴۱/۱۵
Sea Water twice Mg	۳/۰۷	۲۴	۰/۰۸۷	۰/۵	۳/۲۸	۱۰	۰/۴۶	۷/۷۳	۴۱/۴
Sea Water twice So ₄	۶/۱۴	۲۰/۶۳	۰/۰۸۷	۰/۵	۱/۶۴	۱۲/۳۹	۰/۴۶	۷/۷۰	۴۱/۴
Sea Water quadruple So ₄	۱۲/۲۸	۱۵/۱۸	۰/۰۸۷	۰/۵	۱/۶۴	۱۱/۱۱۷۸	۰/۴۶	۷/۷۲	۴۱/۴۷
SM	۶/۱۴	۲۰/۶۴	۰/۰۸۷	۰/۷۵	۲/۴۶	۱۰/۴۳	۰/۴۶	۷/۷۲	۴۱/۶۶

جدول ۳ خواص مغزه‌های مورد استفاده در این مطالعه

شماره مغزه	تخلخل (%)	نفوذپذیری گاز (mD)	نفوذپذیری مایع (mD)	جنس کانی
۱	۲۴/۳۳	۳	۲	آهکی
۲	۱۶/۶۱	۶/۷۷	۲/۵	آهکی

کامل، مغزه را به مدت ۲۴ h در شرایط فشار ۳۰۰ psi قرار می‌دهیم. سپس مغزه با استفاده از دستگاه سیلابزنی تحت تزریق نفت قرار می‌گیرد و از طریق کنترل دبی و فشار به میزان کمترین اشباع اولیه از آب سازند می‌رسد. مغزه‌های استفاده شده در این مطالعه به مدت ۴۰ روز در دمای ۸۵ °C تحت شرایط پیرشدگی قرار می‌گیرند.

اندازه‌گیری زاویه تماس

اندازه‌گیری زاویه تماس با استفاده از تکنیک قطره آویزان و با استفاده از یک سیستم تحلیل شکل قطره مطابق شکل ۲ انجام گرفته است. جهت انجام این آزمایش، صفحات کربناته با تولوئن و متانول پاک‌سازی و سپس، خشک می‌شوند. به منظور انجام فرآیند اشباع، نمونه‌ها را در محفظه‌ای به مدت ۴ h تحت شرایط خلاء قرار داده و با آب سازند اشباع می‌کنیم.

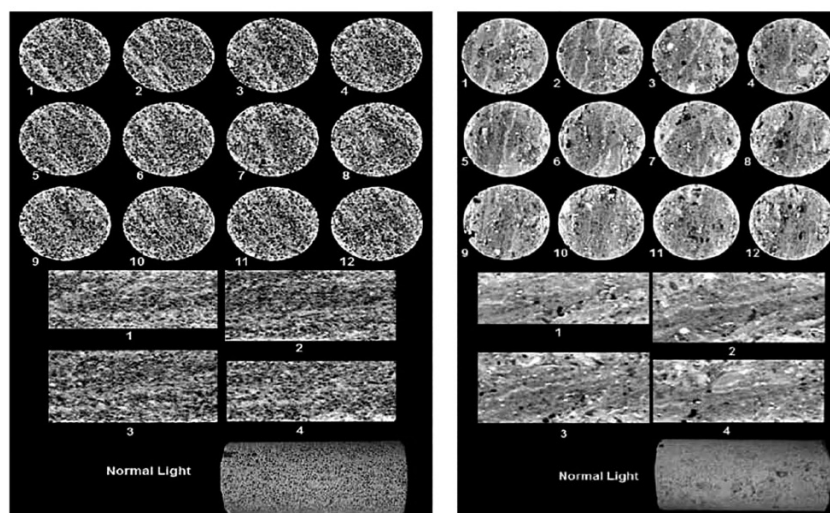
همچنین، مشخصات لیتولوژی سنگ‌ها در جدول ۴ نمایش داده شده است. مطابق با شکل ۱، به جهت اطمینان از عدم وجود شکاف و بررسی میکرو شکاف‌های سنگ از آنان سی‌تی‌اسکن گرفته شده است. همچنین به دلیل محدودیت در نمونه سنگ‌های مخزنی جهت انجام آزمایش‌های تعیین ترشوندگی و تأثیر سیالات تزریقی بر آنان با روش اندازه‌گیری زاویه تماس از نمونه‌های به دست آمده از رخنمون کلیست با خواص نزدیک به مغزه‌های اصلی استفاده شده است. رخنمون‌های استفاده شده دارای مشخصات: متوسط تخلخل ۳۰٪، متوسط نفوذپذیری ۱ mD و متوسط حجم حفره ۵۵ می‌باشند.

رساندن مغزه‌ها به شرایط مخزنی

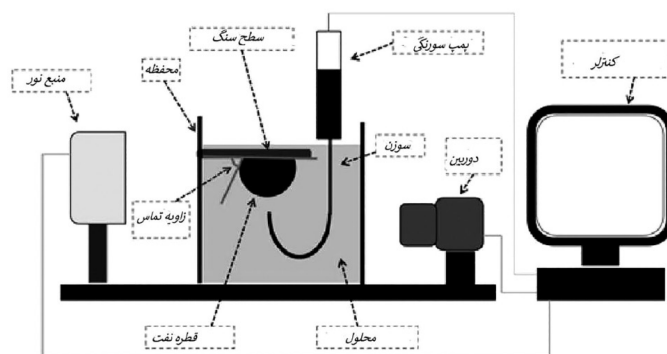
ابتدا مغزه را خلاء و سپس از آب سازند مصنوعی اشباع می‌کنیم. جهت حصول اطمینان از اشباع

جدول ۴ مشخصات کانی‌شناسی

مواد معدنی	۱ (wt.%)	۲ (wt.%)	Out crop (wt.%)
Quartz	۰	۰	۰
Ankerite	۰	۰	۵
Anhydrite	۱	۸	۲
Calcite	۷۹	۸۰	۹۰
Dolomite	۲۰	۱۲	۳



شکل ۱ تصویر سی‌تی‌اسکن از مغزه ۱ و ۲



شکل ۲ تصویر دستگاه اندازه‌گیری زاویه تماس

به زمان سنجیده می‌شود. در این آزمایش‌ها ابتدا آب سازند سپس آب دریا، سیال بهینه اول و دوم پشت سر هم تزریق شده و به هر کدام تا زمان عدم تولید نفت زمان داده شده است.

نتایج و بحث

در این مطالعه آزمایش‌ها به صورتی طراحی گردیده است که اثر یون‌های مختلف در تغییر ترشوندگی با فرض سازوکار تبادل یونی مشاهده شود. بدیهی است که سطوح کربناته قبل از مهاجرت نفت آب‌تر بوده‌اند و سپس در تماس با ترکیبات نفت در طی مدت زمان بسیار طولانی نفت‌تر می‌شوند. بنابراین، می‌توان در نظر داشت این سطوح، مطابق با شرایط فیزیکی و دیگر عوامل مؤثر، عملکرد متفاوتی در تماس با آب که حاوی یون‌های فعال و غیر فعال می‌باشند، داشته باشند.

اندازه‌گیری زاویه تماس

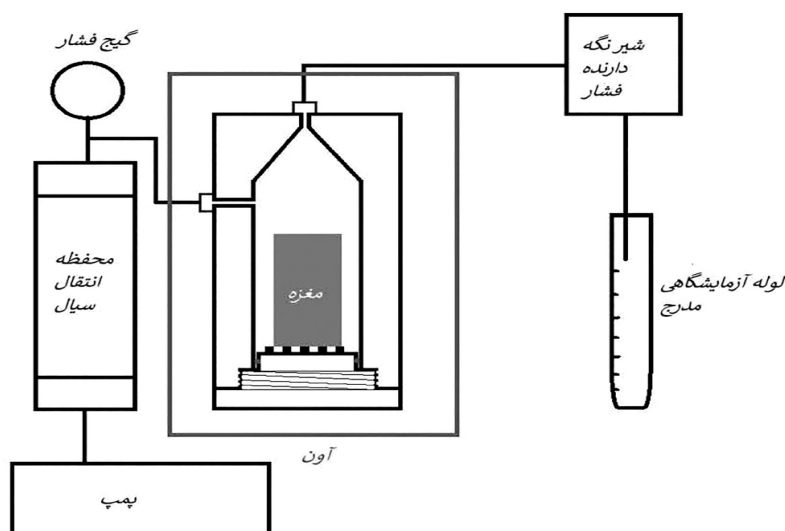
در شکل ۴ تصاویر با وضوح بالا از سطح تماس نفت روی سطح کربناته به منظور تعیین اندازه زاویه تماس مشاهده می‌شود. زاویه تماس با توجه به شیوه‌نامه استاندارد از طریق غوطه‌وری در فاز سیال با دانسیته بیشتر انجام شده است. نتایج حاصل به صورت اندازه زاویه تماس از طریق تطبیق پروفایل نفت/ آب شور و تعیین خط پایه^۱ در سطح سنگ کربناته و سپس مشخص کردن خط مماس روی قطره نفت انجام گردید.

جهت اطمینان از اشباع صد درصدی، نمونه‌ها را به مدت یک روز تحت فشار ۳۰۰ psi از آب سازند قرار می‌دهیم. صفحات کربناته سنگ به مدت ۲۵ روز در دمای ۸۵ °C در نفت نگهداری می‌شوند. در انتها، صفحات سنگ کربناته در محفظه‌هایی مجزا که از آب هوشمند منتخب پر شده می‌باشند غوطه‌ور می‌کنیم و در بازه‌های زمانی مشخص زاویه تماس نفت را اندازه می‌کنیم. اندازه زاویه تماس به تدریج تغییر یافته و در نهایت، پایدار می‌شود. به منظور افزایش دقت نتایج، تعداد صفحات کربناته را افزایش داده و آزمایش با شرایط یکسان در دو بازه زمانی تکرار می‌شود.

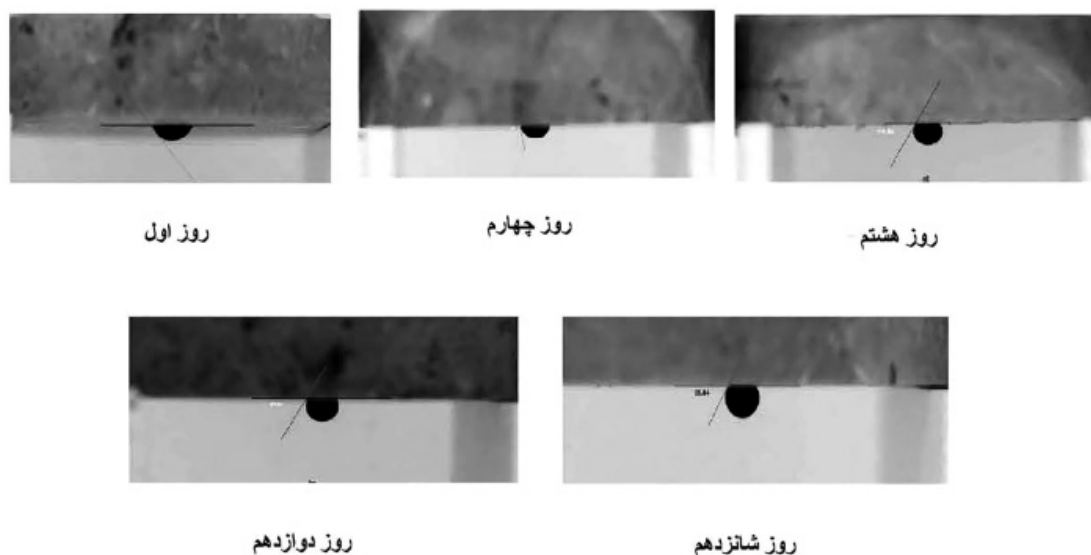
تست آشام خودبه‌خودی

به جهت انجام تست‌های آشام خودبه‌خودی در شرایط واقعی‌تر مخزن، مطابق شکل ۳ سامانه آزمایشگاهی طراحی شد که بتواند دما و فشار را طی انجام این فرآیند به مدت طولانی کنترل کرده و نیز قابلیت تزریق آب هوشمند را به طور پیوسته داشته باشد. این سامانه از یک سل جهت نگهداری مغزه در طول فرآیند با تحمل فشاری ۴۰۰۰ psi طراحی شده است. جهت حفظ یکنواختی دما در بلند مدت از آون استفاده می‌شود. پس از اتمام دوره پیرشدگی مغزه را در یک سل آموت در دمای ۸۵ °C و فشار ۸۵ psi قرار داده و سیال منتخب را تزریق می‌کنیم. نفت تولید شده به طور دائم رؤیت می‌شود. در این سل، مغزه به صورت عمودی قرار گرفته و به واسطه آب هوشمند محصور شده است. تولید نفت نسبت

1. Base line



شکل ۳ سامانه آزمایشگاهی آشام خودبه خودی تحت دما و فشار



شکل ۴ تغییرات زاویه تماس در مدت ۱۶ روز

در مرحله دوم، زاویه تماس بروی پلاگ‌های کربناته پیر شده در نفت اندازه‌گیری می‌شود که مقادیر ترشوندگی اولیه (θ_0) فراهم می‌کند. در مرحله سوم، مقادیر زاویه تماس نهایی (θ_p) را پس از گذشت یک بازه زمانی به‌صورتی که تغییر زاویه تماس نسبت به زمان وجود نداشته باشد اندازه‌گیری می‌شود. در نتیجه شاخص تغییرپذیری ترشوندگی (WAI) به شرح زیر برای نمونه‌ها تعریف و محاسبه می‌شود [۱۶ و ۱۷]. در نتیجه شاخص تغییرپذیری ترشوندگی (WAI) به شرح زیر برای نمونه‌ها تعریف و محاسبه

زاویه تماس حاصل، از طریق میانگین حسابی زاویه سمت راست و چپ قطره نفت پایدار روی سطح پلاگ کربناته اندازه‌گیری می‌شود. خطای اندازه‌گیری به دلیل داشتن تصاویر با وضوح بالا، تعداد پلاگ‌های بالا و نیز تکرار آزمایش در دو دوره زمانی در حدود $\pm 2\%$ است. همچنین به‌منظور اندازه‌گیری شاخص تغییرپذیری ترشوندگی (WAI)، زاویه تماس بر روی پلاگ‌های کربناته در مجاورت آب سازند اندازه‌گیری می‌شود که نتایج آن به‌عنوان ترشوندگی آغازین سنگ (θ_p) در نظر گرفته می‌شود.

شود. نتایج حاصل نشان می‌دهد که نحوه عملکرد تغییر ترشوندگی سطح و سرعت تغییر ترشوندگی در مجاورت آب‌های هوشمند با تغییر غلظت ترکیبات یونی، متفاوت است. در شکل ۴ می‌توان نحوه تغییر ترشوندگی سطح کربناته طی مدت زمان ۱۶ روز در مجاورت آب دریا با غلظت دو برابری یون سولفات را مشاهده کرد. همچنین، در شکل‌های ۵ و ۶ نتیجه اندازه‌گیری زاویه تماس با روش‌های ذکر شده نشان داده شده است. در این آزمایش از اندازه زاویه تماس پلاگ‌های کربناته که در مجاورت آب سازند قرار داشته‌اند به‌عنوان داده‌های پایه استفاده شده است. نتایج نشان داد که بیشترین تغییر ترشوندگی در سطوحی است که در مجاورت آب دریا با غلظت دو برابری یون سولفات قرار گرفته است. همچنین کمترین تغییر ترشوندگی در پلاگ‌هایی که در مجاورت آب دریا بدون تغییر در ترکیب یونی قرار گرفته‌اند مشاهده می‌شود. مطابق با نتایج حاصل از اندازه‌گیری زاویه تماس مشخص است که افزایش غلظت یون سولفات بیشتر از دو برابر اثرگذاری کم‌تری بر روند تغییر ترشوندگی داشته است.

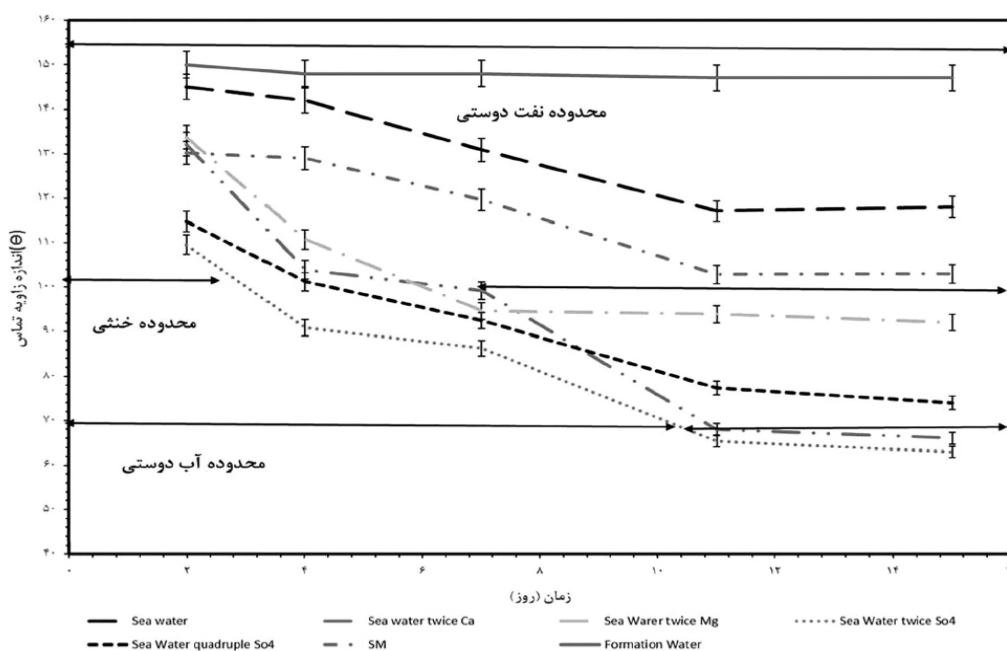
می‌شود [۱۶ و ۱۷]. در این محاسبه، مقدار WAI نزدیک به صفر هیچ تغییری در ترشوندگی نشان نمی‌دهد در حالی که مقدار WAI نزدیک به واحد یک، نشان از تغییر ترشوندگی مطلوب دارد.

$$WAI = \frac{(\theta_0 - \theta_f)}{(\theta_0 - \theta_i)} \quad (1)$$

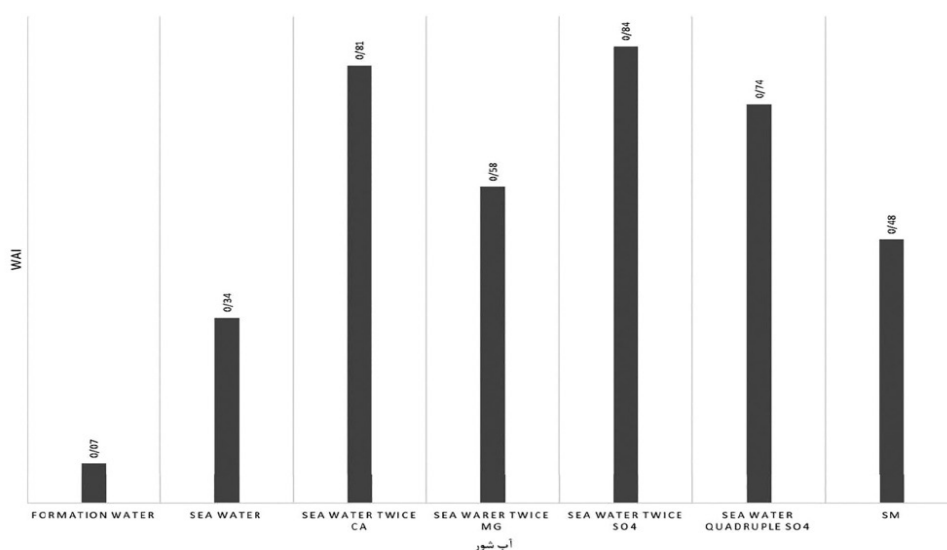
نتایج حاصل از انجام آزمایش‌ها نشان می‌دهد که زاویه قطره نفت با سطح سنگ‌هایی که در معرض آب هوشمند قرار گرفته بودند با گذشت زمان کاهش یافته است. در نتیجه ترشوندگی سطح کربناته در مجاورت آب‌های هوشمند به سمت آب‌تری^۱ تمایل نشان داده است. به‌طور کلی اثر واقعی استفاده از آب هوشمند مبنی بر تغییر ترشوندگی سطح ناشی از تغییر بار سطح کربناته است.

بررسی اثر تغییر ترکیبات یونی آب هوشمند

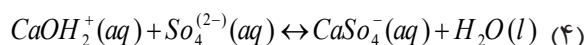
پلاگ‌های کربناته در یک نوع نفت یکسان پیر شده و در مجاورت آب هوشمند با درصد ترکیب متفاوت قرار گرفته‌اند. در این آزمایش سعی بر آن بوده است که تمام شرایط آزمایش به جز ترکیب درصد یونی آب هوشمند، به‌صورت یکسان اعمال



شکل ۵ مقادیر اندازه زاویه تماس سنگ کربناته در مواجهه با آب‌های هوشمند متفاوت



شکل ۶ مقادیر شاخص WAI سنگ کربناته در مواجهه با آب‌های هوشمند متفاوت



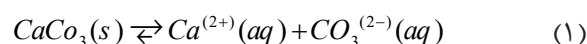
تست آشام خودبه‌خودی

جهت بررسی نتایج حاصل از تعاملات یونی با سطح سنگ کربناته در حضور نفت، دو تست آشام خودبه‌خودی طراحی و انجام گردید. در این آزمایش دو مغزه با مشخصات درج شده در **جدول ۳**، تحت شرایطی مشابه از آب سازند و نفت اشباع شده و سپس با نفت مذکور به مدت ۴۰ روز تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفته‌اند. یک سنگ جهت بررسی اثر یون سولفات و بروی سنگ دیگر اثر یون کلسیم در مقایسه با یون منیزیم بررسی گردید.

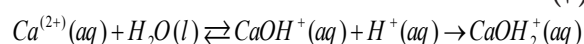
بررسی اثر یون سولفات

مغزه (۲) با میزان تخلخلی در حدود ۱۶/۶۱٪ و نفوذپذیری مایع در حدود ۲/۵ mD با نفت تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفت. میزان نفت اولیه در این مغزه در حدود ۷۶٪ است.

همچنین در این آزمایش مطابق با نتایج به‌دست آمده مشخص شده است که یون کلسیم اثرگذاری بیشتری نسبت به یون منیزیم در تغییر ترشوندگی داشته است که آن را می‌توان به انرژی هیدراسیون متفاوت کلسیم و منیزیم در دمای ۸۵ °C مرتبط دانست. در واقع، یون منیزیم می‌تواند جانشین یون کلسیم در سطوح کربناته شود و شرایط دفع گروه‌های کربوکسیلیک را بهبود دهد اما این مهم در شرایطی که دما بالا باشد و تراکم بار مثبت سطح زیاد باشد رخ می‌دهد. داده‌های تجربی منتشر شده حاکی از آن است که واکنشی که منجر به دفع^۱ ترکیبات اسیدی نفت از سطح سنگ شود می‌تواند موجب تغییر ترشوندگی به درجه آب‌تری شود. واکنش‌های آغازین تزریق آب هوشمند روی سطح کلسیت به‌صورت واکنش‌های ۱ تا ۸ نشان داده شده است. به‌جهت تأیید نتایج حاصل از تغییر ترشوندگی و نیز میزان خطای متصور استفاده از تکنیک زاویه تماس از تست آشام خودبه‌خودی در ادامه این مطالعه استفاده شده است.



(۳)



1. Desorption

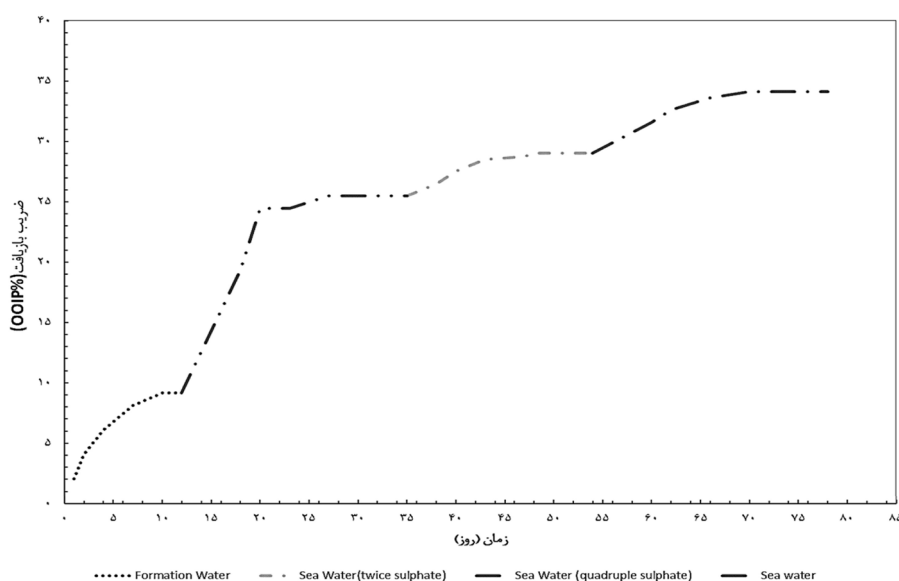
جدول ۳ خواص مغزه‌های مورد استفاده در این مطالعه

شماره مغزه	تخلخل (%)	نفوذپذیری گاز (mD)	نفوذپذیری مایع (mD)	جنس کانی
۱	۲۴/۳۳	۳	۲	آهکی
۲	۱۶/۶۱	۶/۷۷	۲/۵	آهکی

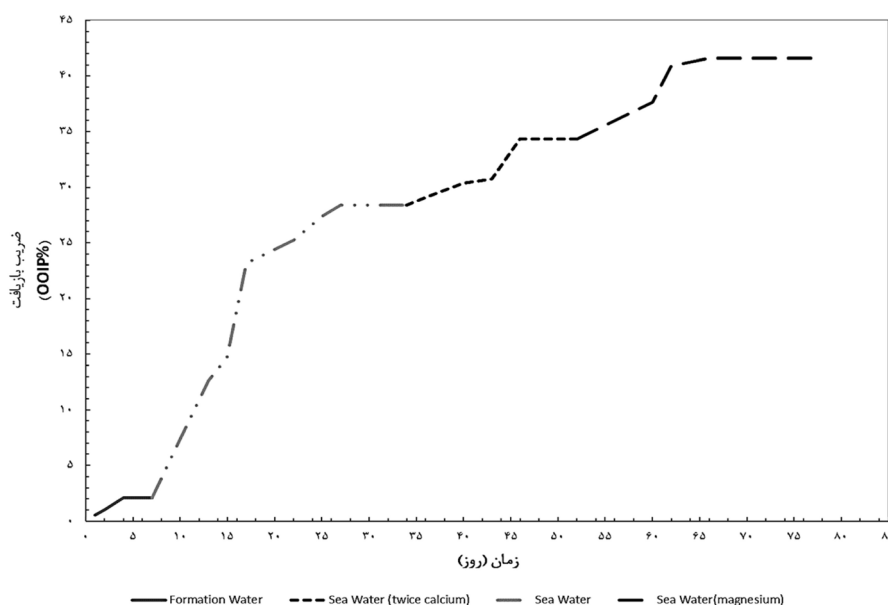
بررسی اثر یون کلسیم در مقایسه با یون منیزیم

مغزه (۱) با میزان تخلخلی در حدود ۲۴/۳۳٪ و نفوذپذیری مایع در حدود ۲ mD با نفت تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفت. میزان نفت اولیه در این مغزه در حدود ۸۵٪ است. نتایج سی‌تی‌اسکن و آنالیزهای EDX XRD، تأیید می‌کند که مغزه فاقد میکروشکاف بوده و حاوی حدوداً ۱٪ رسوب اندریت است. این سنگ به مدت ۸۰ روز تحت فرآیند آشام خودبه‌خودی قرار گرفت که نتایج حاصل از آن در شکل ۸ مشاهده می‌شود. مغزه پس از قرارگیری در سل آشام، در ابتدا در معرض آب سازند قرار گرفت. در این مرحله در حدود ۱۰٪ بازدهی نفت مشاهده می‌شود که می‌توان این میزان تولید را به فرآیند جابه‌جایی آب با نفت تحت تأثیر دمای ۸۵ °C نسبت داد. به آهستگی به‌طوری‌که اطراف سنگ از آب خالی نگردد آب سازند با آب دریا تعویض گردید. پس از گذشت ۳۵ روز از شروع آزمایش، بازدهی نفت در حدود ۲۵٪ مشاهده شد. این موضوع تأییدکننده اثر آب دریا بر تغییر ترشوندگی سطح سنگ کربناته و جابه‌جایی نفت از حفرات بزرگ‌تر است. افزایش غلظت یون سولفات آب دریا موجب افزایش بازدهی نفت تا ۳۴٪ شده است که تأییدکننده اثر مثبت یون سولفات است. افزایش غلظت یون سولفات موجب تشدید فرآیند تغییر ترشوندگی و جابه‌جایی نفت از حفرات متوسط و کوچک‌تر گردیده است. این اتفاق به فرآیند جذب سولفات و کاهش پتانسیل سطح سنگ و جایگزینی کاتیون‌های منیزیم و کلسیم اشاره دارد که این عملکرد منجر به جدایش گروه‌های کربوکسیک از روی سطح سنگ می‌شود. این دسته از واکنش‌ها در حقیقت بخش تغییر زاویه تماس ناشی از تغییر ترشوندگی سطح را کنترل می‌کنند که متعاقباً فشار موینگی، تراوایی نسبی و میزان نفت باقی‌مانده درون سنگ^۱ را تعیین می‌کنند.

نتایج سی‌تی‌اسکن و تست‌های XRD و EDX تأیید می‌کنند که مغزه فاقد میکرو شکاف بوده و حاوی حدوداً ۸٪ رسوب اندریت است. این سنگ به مدت ۸۰ روز تحت فرآیند آشام خودبه‌خودی قرار گرفته است که نتایج حاصل از آن در شکل ۷ مشاهده می‌شود. مغزه پس از قرارگیری در سل آشام، در ابتدا در معرض آب سازند قرار گرفت. در این مرحله در حدود ۱۰٪ بازدهی نفت مشاهده می‌شود که می‌توان این میزان تولید را به فرآیند جابه‌جایی آب با نفت تحت تأثیر دمای ۸۵ °C نسبت داد. سپس به آهستگی به‌طوری‌که اطراف سنگ از آب خالی نگردد آب سازند با آب دریا تعویض گردید. پس از گذشت ۳۵ روز از شروع آزمایش، بازدهی نفت در حدود ۲۵٪ مشاهده شد. این موضوع تأییدکننده اثر آب دریا بر تغییر ترشوندگی سطح سنگ کربناته و جابه‌جایی نفت از حفرات بزرگ‌تر است. افزایش غلظت یون سولفات آب دریا موجب افزایش بازدهی نفت تا ۳۴٪ شده است که تأییدکننده اثر مثبت یون سولفات است. افزایش غلظت یون سولفات موجب تشدید فرآیند تغییر ترشوندگی و جابه‌جایی نفت از حفرات متوسط و کوچک‌تر گردیده است. این اتفاق به فرآیند جذب سولفات و کاهش پتانسیل سطح سنگ و جایگزینی کاتیون‌های منیزیم و کلسیم اشاره دارد که این عملکرد منجر به جدایش گروه‌های کربوکسیک از روی سطح سنگ می‌شود. این دسته از واکنش‌ها در حقیقت بخش تغییر زاویه تماس ناشی از تغییر ترشوندگی سطح را کنترل می‌کنند که متعاقباً فشار موینگی، تراوایی نسبی و میزان نفت باقی‌مانده درون سنگ^۱ را تعیین می‌کنند.



شکل ۷ درصد بازیافت نفت (OOIP) برای انواع مختلف آب هوشمند حاوی یون سولفات



شکل ۸ درصد بازیافت نفت (OOIP) برای انواع مختلف آب هوشمند حاوی یون کلسیم و منیزیم

بین دو سیستم سنگ کربناته-آب همزاد^۱ و نفت-آب همزاد یک لایه نازک و ناپایدار از آب همزاد غنی از ترکیبات یونی و ترکیبات اسیدی^۲ نفت ایجاد می‌کند که می‌تواند اتصال ترکیبات قطبی و فعال نفت را به سطوح کربناته تسهیل کند. در نتیجه، هیدروکربن‌ها در منافذ کوچک و بزرگ سطح سنگ محبوس می‌شوند، که موجب می‌شود ترشوندگی سطح سنگ نفت‌تر شده که

که در نتیجه منجر به جابه‌جایی با یون کلسیم و اثرگذاری بهتر یون منیزیم و نیز جدایش گروه‌های کربوکسیلیک شده است. در ادامه، این آب با آب دریا حاوی غلظت دو برابری یون منیزیم تعویض گردید. بازدهی نهایی از این سنگ در حدود ۴۱٪ مشاهده شد. در این خصوص مشاهده می‌شود که افزایش غلظت یون‌های کلسیم و منیزیم در حضور یون سولفات موجب تشدید فرآیند تغییر ترشوندگی و جابه‌جایی نفت از حفرات متوسط و کوچک‌تر شده است. کشش الکترواستاتیک

1. Connate Water
2. Water Soluble Acid

تزریقی - نفت و نفت - سطح کربناته، می‌توان به واکنش‌های ۵ تا ۸ اشاره داشت که اثر متقابل ترکیبات اسیدی و بازی نفت در مجاورت سطح سنگ و آب تزریقی را نشان می‌دهند. جذب الکترواستاتیک بین بارهای مخالف منجر به دفع نفت از سطح جامد می‌شود [۱۹]. آزمایش‌های انجام شده، تأیید می‌کنند که تغییر نیروی دافعه الکترواستاتیک^۲ بین سطح سنگ کربناته و آب شور/نفت باعث تغییر ترشوندگی سطح می‌شود و شرایط را برای انجام آشام خودبه‌خودی ایجاد می‌کند.

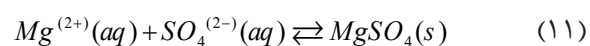
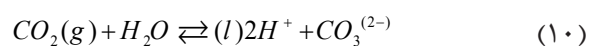


نتیجه‌گیری

نتایج تجربی نشان می‌دهد که آب هوشمند پتانسیل بسیار خوبی جهت تغییر ترشوندگی سطح به‌منظور بهبود بازیافت نفت از سطوح کربناته را دارد. با این حال این روش، یک تکنیک بسیار پیچیده است که به متغیرهای مختلفی مانند شرایط مخزن و واکنش‌های رخ داده در سیستم سنگ-آب شور و نفت وابسته است. بنابراین به نظر می‌رسد جهت رسیدن به فرمولاسیون مناسب آب هوشمند درک سازوکار تغییر ترشوندگی در یک سیستم سه جزیی سنگ-آب شور و نفت ضروری است. زیرا مشخص است که تغییر در هر کدام از پارامترهای مؤثر می‌تواند در سازوکار عملکردی تغییر ایجاد کند. در کنار توجه به این پارامترها باید شرایط فیزیکی مخزن نیز در نظر گرفته شود. این امر موجب می‌گردد که برای هر مخزن خاص با توجه به پارامترهای مؤثر آن، آب تزریقی مختص به آن طراحی گردد.

این امر در کنار مشخصات ذاتی مخزن موجب کاهش بازیابی نفت از مخزن کربنات می‌شود [۱۸]. آب هوشمند تزریقی دارای ترکیبات مختلف یونی است. این تفاوت در ترکیبات یونی، تعادل ترمودینامیکی اصلی مخزن را برهم زده و منجر به تشکیل واکنش‌های ژئوشیمیایی روی سطح می‌شود که موجب تغییر شرایط الکترواستاتیک سطح و در نهایت منجر به تغییر ترشوندگی می‌شود. ترشوندگی می‌تواند فشار موینگی^۱ و نفوذپذیری نسبی^۲ را کنترل کند. بنابراین تغییرات حاصل شده در ترشوندگی، موجب تغییرات در این دو عامل شده است که این موضوع منجر به تغییر در وضعیت جریان چند فاز در مخزن و در نهایت میزان بازیافت نفت می‌گردد. یون‌هایی از جمله H^+ و OH^- می‌توانند نقش مؤثری در تغییر بار سطح سنگ و در نتیجه تغییر ترشوندگی داشته باشند. نتایج آزمایشگاهی نشان می‌دهد که کلسیم، منیزیم و سولفات به‌واسطه بارهای الکتریکی آزاد خود می‌توانند پتانسیل سطح را کنترل نمایند. اما این نکته را نیز باید در نظر داشت که کلسیم یا منیزیم بدون حضور یون سولفات نمی‌توانند منجر به تغییرات در ترشوندگی سطح شوند. واکنش‌های ۴ تا ۸ نشان می‌دهد که یون سولفات پتانسیل سطح را تعیین می‌کند در حالی که منیزیم و کلسیم با اسیدهای کربوکسیلیک از فصل مشترک بین مایع و جامد دفع می‌شوند، که منجر به تغییرات در وضعیت ترشوندگی می‌شود.

(۹)



در این خصوص واکنش‌های ۱ تا ۱۴ نقش‌های مختلف ترکیبات فعال یونی را در فرآیند کلی تغییر ترشوندگی از زمان تزریق آب هوشمند تا جدایش گروه‌های کربوکسیلیک‌ها توصیف می‌کنند. در خصوص واکنش‌های مؤثر در سیستم بین آب

1. Capillary Pressure

2. Relative Permeability

3. Electrostatic Repulsion Force

فیزیکی مخزن جهت انجام یک فرآیند سیلاب‌زنی با آب هوشمند به منظور افزایش بازدهی مخزن ضروری است.

• با توجه به نتایج حاصل از تست آشام خودبه‌خودی، از آنجایی که هر دو مغزه کم‌ترا بوده‌اند توانسته‌اند نسبت به تزریق آب هوشمند بازدهی مناسبی داشته باشند.

• با توجه به مقایسه نتایج حاصل از تست آشام خودبه‌خودی بازدهی در مغزه (۱) در حدود ۷٪ بیشتر بوده است. در این رابطه با در نظر گرفتن اینکه خصوصیات فیزیکی هر دو مغزه مشابه بوده است، می‌توان دریافت که افزایش کاتیون‌های دو ظرفیتی کلسیم و منیزیم در حضور حداقل بهینه یون سولفات (در این پژوهش غلظت سولفات آب دریا)

می‌تواند عملکرد بهتری به سبب پتاسیل بالای یون سولفات در تشکیل رسوب داشته باشد.

همچنین نتایج بیانگر این است که نوع سازوکار درگیر در برهم‌کنش سنگ-آب شور و نفت در نحوه تغییر ترشوندگی و به دنبال آن نحوه توزیع فازها درون مخزن و در نتیجه بازدهی ایجاد شده بسیار مؤثر است. بنابراین، ایجاد شرایطی که منجر به تشکیل لایه فیلم پایدار و غنی از یون‌های مثبت بر روی سطح و افزایش فشار جدایش شود منجر به دفع و آزاد سازی بیشتر اجزای نفت خام می‌گردد. از این رو، در این پژوهش سعی شده است که آزمایشات در شرایط واقعی‌تر و نزدیک به شرایط مخزن بررسی گردد. همچنین، در این پژوهش سعی بر تفکیک و بررسی اثر یون‌های فعال به‌طور مجزا در برهم‌کنش سنگ، سیال تزریقی و نفت بوده است.

به‌طوری‌کل می‌توان دریافت که:

• نتایج تأییدکننده این مطلب است که وجود ترکیبات یونی فعال در آب تزریقی و نیز شرایط پایدار

مراجع

- [1]. Lager A, Webb K J, Black C J J, Singleton M, Sorbie K S (2008) Low salinity oil recovery-an experimental investigation1, *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 49: 01.
- [2]. Seccombe J C, Lager A, Webb K J, Jerauld G, Fugle E (2008) Improving waterflood recovery: LoSalTM EOR field evaluation, in *SPE Symposium On Improved Oil Recovery*, Society of Petroleum Engineers, OnePetro.
- [3]. Fathi S J, Auštađ T, Strand S (2011) Water-based enhanced oil recovery (EOR) by smart water”: Optimal ionic composition for EOR in carbonates, 25, 11: 5173-5179.
- [4]. Hiorth A, Cathles L, Madland M J T i p m (2010) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability, 85, 1: 1-21.
- [5]. Mohammadi S, Kord S, Moghadasi J, Mohammadzadeh O (2020) Experimental study of rock dissolution mechanism during diluted sea water injection in carbonate reservoirs, *Journal of Petroleum Research*, 30, 99-3: 34-45.
- [6]. Auštađ T, Shariatpanahi S F, Strand S, Black C J J, Webb K J (2012) Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs, 26, 1: 569-575.
- [7]. Awolayo A, Sarma H, AlSumaiti A M (2014) A laboratory study of ionic effect of smart water for enhancing oil recovery in carbonate reservoirs, in *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Society of Petroleum Engineers.
- [8]. Yuan Y, Lee T R (2013) Contact angle and wetting properties, in *Surface science techniques*, Springer, 3-34.
- [9]. Auštađ T, Strand S, Høgenesen E J, Zhang P (2005) Seawater as IOR fluid in fractured chalk. in *SPE international symposium on oilfield chemistry*, Society of Petroleum Engineers.
- [10]. Ligthelm D J, Gronsveld J, Hofman J, Brussee N, Marcelis F, van der Linde H (2009) Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition, in *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers.
- [11]. Webb K J, Black C J J, Tjetland G (2005) A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates, in *International Petroleum Technology Conference*, International Petroleum Technology Conference.
- [12]. Yousef A A, Al-Saleh S, Al-Kaabi A, I-Jawfi M (2011) Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 14, 05: 578-593.

- [13]. Zhang P, Tweheyo M T, Austad T (2007) Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{+2} , Mg^{+2} , and SO_4^{2-} , 301, 1-3: 199-208.
- [14]. Winoto W, Loahardjo N, Xie X S, Yin P, Morrow N R (2012) Secondary and tertiary recovery of crude oil from outcrop and reservoir rocks by low salinity waterflooding, in SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers.
- [15]. Zahid A, Shapiro A A, Skauge A (2012) Experimental studies of low salinity water flooding carbonate: A new promising approach, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.
- [16]. Montazeri M, Shahrabadi A, Nouralishahi A, Mousavian S M, Hallaj A (2018) Investigation of wettability alteration due to smart water injection into carbonate reservoirs by zeta potential and contact angle's tests, Journal of Petroleum Research, 28, 97-4: 29-39.
- [17]. Rashid S, Mousapour M S, Ayatollahi S, Vossoughi M, Beigy A H (2015) Wettability alteration in carbonates during "Smart Waterflood: Underlying mechanisms and the effect of individual ions, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 487: 142-153.
- [18]. Hirasaki G, Zhang D L J S J (2004) Surface chemistry of oil recovery from fractured, oil-wet, carbonate formations, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 9, 02: 151-162.
- [19]. Buckley J S, Bousseau C, Liu Y (1996) Wetting alteration by brine and crude oil: from contact angles to cores, SPE Journal, 1, 03: 341-350.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2022(April-May), Vol. 32, No. 122, 8-10

DOI: 10.22078/PR.2021.4528.3041

Experimental Study of the Effect of Smart Water Active Compounds in a Carbonate Reservoir

Samaneh Bovard¹, Mohammad Taghi Sadeghi^{1*}, Ezatollah kazemzadeh² and Rohaldin Miri¹

1. School of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Iran University of Science and Technology (IUST), Tehran, Iran

2. Center for Exploration and Production Studies and Research, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

sadeghim_t@iust.ac.ir.

DOI: 10.22078/PR.2021.4528.3041

Received: June/25/2021

Accepted: December/11/2021

Introduction

One of the main mechanisms for recovery factor enhancement in carbonate reservoirs is known as wettability alteration. Wettability analysis in an oil-brine-rock three-phase system and its effects on oil recovery factor is so complex that requires a more detailed description of the effective factors. The molecular interactions between three constituent phases give rise to many compounds with different chemical and physical properties [1]. The carbonate rock surfaces are naturally water-wet and positive charged in a wide range of pH [2]. Therefore, the aqueous layer over the rock splits and organic compounds are adsorbed instead. As a result, adsorbed compounds turn the surface more oil-wet [3-5]. Thomas et al. investigated the rock type effect [6]. They reported that organic components in organic and aqueous solvents could easily be adsorbed on carbonate rock surface and induce wettability alteration. Fatty acid could also be irreversibly absorbed from aqueous solutions to the rock surface. The surface wettability may become strongly oil-wet as a result of these interactions. Electrostatic interactions between carbonate rock surface-brine system and oil-brine system make the brine layer thin and so unstable that adsorption of organic compounds to carbonate rock surface will be predictable. Therefore the oil recovery factor will be significantly low in this condition [7]. In other words, oil extraction from carbonate reservoirs that have already become oil-wet would be difficult due to the remarkable bonding energy between the heterogeneous carbonate surface and polar components in crude oil

[8,9]. This phenomenon can be problematic in the oil production process. Therefore, it is necessary to enhance the recovery using novel methods considering specific structure and condition of carbonate reservoir. The water-based methods such as smart water are the most common treatment in reservoirs which use chemical additives to enhance wettability. The efficiency of a smart water injection process into the reservoir mainly depends on natural characteristics of constituent formation such as lithology, initial wettability, porous media properties such as pore size distribution, as well as other physical and chemical conditions of the reservoir rock. A reaction on the rock surface can improve the water-wetness of the carbonate reservoir rock, alter the distribution of phases in the pores, increase the oil phase mobility, and finally, improve the oil recovery. Effective parameters such as temperature, initial wettability, polar groups relative abundance of crude oil and active ionic compound content of formation water can clarify the smart water injection performance in oil recovery factor enhancement [10].

So far, extensive studies have been conducted on how the low salinity water or smart water injection method works in carbonate reservoir. In most studies, the results have shown an improvement in oil recovery from such reservoirs [11-16]. However, the failure of this technique cannot be considered in several studies [17-19]. Despite extensive studies on this subject, many ambiguities remain about this method. Therefore, careful study of the effective factors in this method is necessary and important. In this study, an attempt

has been made to take a closer look at the interactions that have occurred in the rock-oil and brackish water system. In this study, while considering the effect of active ionic compounds on the rock surface, it tries to investigate the factor of active ionic compounds in smart water.

Materials and Methods

In this study, in order to investigate the effect of ionic active compounds in a smart water injection process, contact angle test and spontaneous imbibition measurement experiments were used. Also, to perform the experiments designed in this study, a type of oil with average physical properties of Iranian reservoirs and two calcite cores have been used. In this study, calcite outcrops with similar properties of real ones were used to test the contact angle measurement. Also, the water used in the experiments was synthetic prepared in the laboratory.

Results and Discussion

In this study, an experimental procedure has been designed by which effect of different ions on the wettability alteration process can be analyzed considering the mechanism of ion exchange and crude oil constituents' structure.

Measurement of the Contact Angle

The contact angle measurements are performed through immersion of rock sample in the fluid phase with higher density, i.e. the aqueous phase, and placing an oil droplet on it. The contact angle measurement are made through matching the oil/brine profile and determining the baseline on the carbonate rock surface and then specifying the tangent line on the three phases contact point. The arithmetic mean of the right and left captured angles of the stable oil drop on the surface of the carbonate sample has been introduced as final contact angle. The measurement approach in these experiments is based on the Young Laplace method. The results indicate that carbonate rock surface contact angle declines over time, especially at the exposed surface to the injected water. Thus, exposure of smart water to carbonate rock surface can influence initial wetting conditions considerably and alter it to a more water-wet condition. Altogether, smart water mechanism could be explained by the observed surface wettability alteration caused by the changes in surface charge or electrostatic forces

Spontaneous Imbibition (SI) Test

To examine and validate the results obtained from the contact angle measurement which represents wettability alteration induced by smart water injection, two spontaneous imbibition tests were designed and conducted. The main goal of the tests was to investigate the effects of ionic compounds in smart water. The

results of experiments confirm this claim that any changes in electrostatic repulsion force between carbonate rock surface and brine / oil will affect the surface wettability and provide the conditions for the spontaneous imbibition process.

Conclusions

Experimental results show that smart water has a very good potential to change the surface wettability in order to improve oil recovery from carbonate reservoirs. However, this method is a very complex technique with multiple uncertainties that depends on various variables such as reservoir conditions and reactions that occur in the rock-brine-oil system interface. Small change in any of the effective parameters can cause a change in functionality of mechanism. Therefore, it seems that in order to achieve the proper formulation of smart water, a mechanistic understanding of how wettability changes in a three-component system of rock-brine-oil is essential. In addition to paying attention to these parameters, the physical condition of the reservoir must also be considered. This leads to the design of injection water for each specific reservoir according to its effective parameters. The results also indicate that the type of mechanism involved in the rock-brine-oil interaction is very effective on the wettability followed by the distribution of phases in the reservoir and the resulting recovery enhancement. Therefore, conditions must be provided such that they lead to the formation of a stable film layer on the surface, rich in positive ions. Increase in disjoining pressure leads to further desorption and deallocation of crude oil components.

In general, it can be concluded that:

- The results confirm that the presence of active ionic compounds in the injected water as well as the stable physical conditions of the reservoir are necessary to perform a flooding process with smart water in order to increase the efficiency of the reservoir.
- The predominant mechanism in this study in smart water injection is ion exchange mechanism.

Financial Interest

Notes: The authors declare no competing financial interest.

Reference

1. Drummond C, Israelachvili J J JOPS (2004) and Engineering, Fundamental studies of crude oil-surface water interactions and its relationship to reservoir wettability, 45, 1-2: 61-81.
2. Gomari K R, Hamouda A A (2006) Effect of fatty acids, water composition and pH on the wettability alteration of calcite surface. Journal of petroleum science and engineering, 50, 2: 140-150.
3. Buckley J S, Bousseau C, Liu Y J S J (1996) Wettability alteration by brine and crude oil: from

- contact angles to cores, 1, 03: 341-350.
4. Legens C, Toulhoat H, Cuiec L, Villieras F, Palermo T (1998) Wettability change related to the adsorption of organic acids on calcite: experimental and ab initio computational studies, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
 5. Morrow N R, Lim H T, Ward J S (1986) Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery, SPE Formation Evaluation, 1, 01: 89-103.
 6. Thomas M M, Clouse J A, Longo J M J C g (1993) Adsorption of organic compounds on carbonate minerals: 1. Model compounds and their influence on mineral wettability, 109, 1-4: 201-213.
 7. Hirasaki G, Zhang D L J S J (2004) Surface chemistry of oil recovery from fractured, oil-wet, carbonate formations, 9, 02: 151-162.
 8. Lager A, Webb K J, Black C J J, Singleton M, Sorbie K S (2008) Low salinity oil recovery-an experimental investigation1, Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description, 49, 01.
 9. Seccombe J C, Lager A, Webb K J, Jerauld G, Fueg E (2008) Improving waterflood recovery: LoSalTM EOR field evaluation, In SPE symposium on improved oil recovery, OnePetro.
 10. Fathi S J, Austad T, Strand S (2011) Water-based enhanced oil recovery (EOR) by "smart water": Optimal ionic composition for EOR in carbonates, Energy and fuels, 25, 11: 5173-5179.
 11. Austad T, Strand S, Høgenesen E J, Zhang P (2005) Seawater as IOR fluid in fractured chalk, In SPE international symposium on oilfield chemistry, OnePetro.
 12. Ligthelm D J, Gronsveld J, Hofman J, Brussee N, Marcelis F, van der Linde H (2009) Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition, In EUROPEC/EAGE conference and exhibition, OnePetro.
 13. Webb K J, Black C J J, Tjetland G (2005) A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates, in International Petroleum Technology Conference, International Petroleum Technology Conference.
 14. Yousef A A, Al-Saleh S, Al-Kaabi A, Al-Jawfi M (2010) Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs, In Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, OnePetro.
 15. Yousef A A, Al-Saleh S, Al-Kaabi A, Al-Jawfi M (2011) Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 14, 05, 578-593.
 16. Zhang P, Tweheyo M T, Austad T (2007) Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{+2} , Mg^{+2} , and SO_4^{-2} , Colloids and Surfaces A: physicochemical and engineering aspects, 301, 1-3: 199-208.
 17. Fathi S J, Austad T, Strand S, Puntervold T (2010) Wettability alteration in carbonates: The effect of water-soluble carboxylic acids in crude oil, Energy and Fuels, 24, 5: 2974-2979.
 18. Winoto W, Loahardjo N, Xie X S, Yin P, Morrow N R (2012) Secondary and tertiary recovery of crude oil from outcrop and reservoir rocks by low salinity waterflooding, In SPE Improved Oil Recovery Symposium, OnePetro.
 19. Zahid A, Shapiro A A, Skauge A (2012) Experimental studies of low salinity water flooding carbonate: A new promising approach, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.