

مقاله پژوهشی

تأثیر آب هوشمند بر روی ازدیاد برداشت مخازن کربناته

مهسا مردانه

گروه مهندسی شیمی، واحد ایرانشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۱/۳۱
 تاریخ داوری: ۱۳۹۸/۷/۱۴
 تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۹/۴

واژه‌های کلیدی:

آب هوشمند، آب کربناته، شوری کم، کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی، انحلال سنگ، آشام، زاویه تماس

چکیده: بخش قابل توجهی از ذخایر نفتی جهان مخازن کربناته شکافدار هستند که به دلیل ترشوندگی سنگ و متراکم بودن ماتریکس، بازده بازیابی نفت خیلی کمی دارند. اگر ترشوندگی سنگ مخزن از حالت عمده نفت تر به آب تر به منظور افزایش آشام آب به سنگ اشباع شده از نفت تغییر یابد، بازده بازیابی نفت به طور قابل ملاحظه ای بهبود می یابد. از میان این روش ها تزریق آب ارتقاء یافته یا آب هوشمند، با توجه به تقابل فیزیکی و شیمیایی بین سنگ و سیال در سال های اخیر بیشتر مورد توجه قرار گرفته است. از نمک های MgCl_2 و kCl و NaCl و CaCl_2 و Na_2SO_4 و K_2SO_4 و MgSO_4 برای هوشمندسازی آب و از گاز CO_2 برای کربناته کردن آن استفاده شده است. آزمایشات زاویه تماس برای بیان تغییر ترشوندگی سنگ کربناته با آب هوشمند و آب هوشمند کربناته انجام شده است. این آزمایشات خاصیت تغییر ترشوندگی مواد تزریقی را به خوبی نشان می دهند. تست های سازگاری با آب سازند نیز انجام شدند و نتایج حاصل حاکی از سازگاری تمامی نمک ها با آب سازند بود. کمترین مقدار کشش بین سطحی آب و نفت در غلظت های مختلف آب هوشمند بدست آمده است که در محلول 2000 ppm از نمک K_2SO_4 شاهد کمترین مقدار کشش بین سطحی به مقدار $10/233 \text{ mN/m}$ بوده ایم. آنالیز آب هوشمند کربناته در معرض سنگ نشان می دهد که میزان یون Mg^{2+} در مقایسه با Ca^{2+} در سنگ کربناته مورد آزمایش بیشتر بوده است پس می توان گفت که جنس سنگ، دولومیت است.

مقدمه

راندمان ضعیف نفوذ CO_2 یکی از مشکلات رایج در عملیات تزریق CO_2 به عنوان یکی از روشهای مناسب ازدیاد برداشت نفت است. بنابراین به منظور کاهش این مشکل، تکنولوژی تزریق آب کربناته در میادین نفتی معرفی شد. آب کربناته، آب اشباع شده از گاز CO_2 است که به عنوان سیال جایجا کننده به مخزن تزریق می شود. دی اکسید کربن در ابتدا در فاز آبی باقی است و کم کم به فاز نفتی منتقل می شود؛ ضمن اینکه در حین انتقال، دی اکسید کربن محلول می ماند. با حل شدن CO_2 در نفت، گر انرژی نفت کاهش می یابد؛ همچنین حجم نفت افزایش پیدا می کند که این امر باعث افزایش تراوایی نسبی نفت و لذا افزایش ضریب نهایی بازیافت نسبت به سیلاب زنی معمولی می شود. در فرایند سیلاب زنی آب کربناته، امتزاج پذیری از اهداف مورد نظر نیست، در نتیجه، محدودیت های کمتری برای انتخاب شرایط مخزن و نوع نفت وجود دارد. علاوه بر این، سهولت جدایش مخلوط CO_2 و آب در چاه های

تولیدی، حمل و نقل آسان سیال تزریقی، امکان انجام روش های دیگر ازدیاد برداشت ثالثیه پس از آن از دیگر امتیازات عملیاتی این روش است. در دهه های گذشته، مطالعات کمتری روی تزریق آب کربناته انجام شده است و اطلاعات موجود در مورد جنبه های مختلف آن محدود است. سیلاب زنی با آب کربناته، برای اولین بار در سال ۱۹۴۰ بکار گرفته شد [۱]. گروه تحقیقاتی مونته کلاپیر ۱ با انجام آزمایشاتی روی مدل شن فشرده ۲ نشان دادند که سیلاب زنی با آب کربناته به عنوان روش ثالثیه تولید می تواند مقدار نفت باقیمانده را تا ۱۵ درصد PV کاهش دهد. در فاصله سالهای ۱۹۵۲-۱۹۴۸ گروهی از مهندسان ارفرا ۳ یکسری مطالعات آزمایشگاهی سیلاب زنی روی مغزه را با استفاده از آب کربناته انجام دادند که نتایج آن نشان می داد، سیلاب زنی آب کربناته، PV، ۲-۲۶٪ تولید بیشتری نسبت به سیلاب زنی با آب خواهد داشت [۲]. مارتین ۴ در سال ۱۹۵۱ گزارش داد که ضریب بازیافت تقریباً ۱۲ درصد توسط آب کربناته افزایش می یابد. مطالعات

* نویسنده مسئول:

نشانی: گروه مهندسی شیمی، واحد ایرانشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران

تلفن: ۰۰۰

پست الکترونیکی: mahsamardaneh16@gmail.com

وی نشان می‌داد که افزایش تولید نفت بطور مستقیم به سطح کربناته شدن بستگی دارد و اگر این میزان (به خصوص در نفت‌های سنگین) کاهش پیدا کند، راندمان سیلاب‌زنی نیز کاهش پیدا می‌کند [۳]. هولم ۲ در سال ۱۹۶۳ یکسری مطالعات روی سیلاب‌زنی مغزه با استفاده از آب کربناته و CO_2 انجام داد. او از مغزه‌های ۱ فوتی با قطر ۳/۵ اینچ از جنس ماسه سنگ و از نفت ۵/۱ cp در دمای 70°F و نیز نفت ۲/۲cp در دمای 125°F استفاده کرد. او مشاهده کرد که ضریب بازیافت به ترتیب ۲۱ و ۱۹ درصد نسبت به سیلاب‌زنی با آب افزایش پیدا کرده است [۴]. هولم همچنین نتایجی را که از آزمایش تزریق CO_2 به عنوان سیال دنبال کننده ۳ بعد از تزریق آب کربناته بدست آورد را گزارش کرد. طبق این گزارش، تولید نفت ۳-۳۵ درصد نسبت به سیلاب‌زنی با آب افزایش پیدا کرده بود [۵]. در دهه ۷۰ انجمن نفت فرانسه مطالعات گسترده‌ای روی سیلاب‌زنی مغزه در دمای 149°F و ۴۰۶ psig انجام داد. دو نوع نفت با گرانی بالایی (۲۹۰ cp) و پایین (۴۲ cp) استفاده شد. آنها آزمایشات را به صورت متوالی با آب، CO_2 و آب کربناته با دوره‌ی زمانی ۲۴ ساعت برای هر تزریق انجام دادند. نهایتاً ۱۵-۱۴ درصد بهبود در تولید نفت گزارش شد [۶]. مایزر و همکاران ۴ دودسته آزمایش سیلاب‌زنی مغزه رادر سال‌های ۱۹۸۱ و ۱۹۸۵ انجام دادند. گرانیوی نفت در دمای آزمایش به ترتیب ۴۵۷ و ۴۰۶ cp بود. یک سرعت اولیه تزریق در نظر گرفته شد و بعد از تولید آب، سرعت تزریق به ۱ft/day تغییر کرد. بهبود تولید نفت بین ۲۴-۱۳ PV% با میانگین PV ۱۷٪ در گروه اول و PV ۱۹/۴٪ در گروه دوم گزارش شد [۷]. پرز و همکاران ۵ روی آشام آب کربناته در مخازن شکافدار مطالعه کردند. فشار کربناته کردن ۶ از ۵۰ psig تا ۵۰ psig متغیر در نظر گرفته شد. آشام خودبخودی آب و آب کربناته در تعدادی از نمونه‌های مغزه نشان می‌داد که ضریب بازیافت ۱۶-۱۰ درصد نسبت به قبل افزایش داشته است. سهرابی و همکاران از میکرومدل در آزمایشات سیلاب‌زنی با آب کربناته استفاده کردند. شرایط آزمایش ۲۰۰ psia و 100°F بود و از نفت ۱۶/۵ cp و نرمال دکان ۰/۸cp استفاده کردند. برای دو مدل نفت به ترتیب ضریب بازیافت PV ۸/۸٪ و PV ۲۳/۸٪ افزایش یافت [۸]. در طول سالهای ۱۹۶۰ تا ۱۹۸۰ نیز آزمایشاتی روی آب کربناته انجام داد. برای این منظور از آزمایش‌های سیلاب‌زنی مدل شن فشرده و مدل شیشه قلم زده ۸ استفاده کرد. در آزمایش سیلاب‌زنی با آب کربناته، ضریب بازیافت PV٪ ۲۳-۱۲ بیشتر بود و با توجه به گرانیوی نفت این مقدار افزایش می‌یابد [۹ و ۱۰]. پروژه‌ی K&S اولین پروژه‌ی اقتصادی تزریق آب کربناته می‌باشد. در سال ۱۹۵۸ تزریق همزمان آب و CO_2 شروع شد

و بطور تقریبی با تزریق آب کربناته تولید نفت ۳۷٪ بیشتر از سیلاب‌زنی ساده گزارش شد. البته با استفاده از آب کربناته مشکل تشکیل امولسیون و خوردگی در این میدان نیز حل شد [۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۵]. پروژه‌ی دیگر در میدان دامزیونیت ۹ در سال ۱۹۶۵ بوده که در آن، تزریق آب کربناته با درصدهای زیاد و کم CO_2 و نیز تزریق CO_2 تنها انجام شده است. در این میدان تزریق آب کربناته منجر به افزایش ۹ درصدی تولید نفت نسبت به تزریق آب شد [۱۶].

نرژ ی یک کشور به میزان زیادی وابسته به مقدار نفت ارزیابی شده و استخراج شده و همچنین ذخایر گاز و دیگر منابع طبیعی است. بنابراین این منبع اصلی اقتصاد یک کشور است. بخش نفتی و گازی موجود در یک کشور ابعاد زیادی دارد، در ابتدا تأیید وجود هر منبع طبیعی روی پوسته زمین از طریق حفاری صورت می‌گیرد [۱۷ و ۱۸]. حفاری یکی از جنبه‌های مهم بخش نفت و گاز است و بدون حفاری دسترسی به منابع طبیعی موجود در زیر پوسته زمین وجود ندارد. حفاری فرآیند ایجاد یک چاه در سطح زمین با هدف ایجاد دسترسی به منبع مطلوب زیر پوسته زمین است. فرآیند حفاری باید به صورت ایمن، با کمترین هزینه و با حداقل آسیب و یا بدون آسیب به محیط انجام گیرد [۱۸]. یکی از مواد مهم استفاده شده در حفاری سیالات حفاری هستند که به صورت متداول گل حفاری نامیده می‌شوند. سیال حفاری در دو نوع گل پایه آبی و گل پایه نفتی است. طراحی و تولید سیال حفاری به دلیل نقش آن در حفاری دارای بیشترین اهمیت است. شرکت‌های درگیر در طراحی و تولید سیالات حفاری در یک کشور برای بخش

مواد و روش‌ها

نمونه سنگ مورد استفاده در این تحقیق از رخنمون سازند آسماری و از منطقه تنگ ماغر در استان کهگیلویه و بویراحمد گرفته شده است. که بصورت پلاگ های ۱/۵ اینچی و مقطع ۳ میلی‌متری برش داده شده‌اند و همگی از یک جنس و کربناته می‌باشند. در ادامه در توضیح هر آزمایش خصوصیات فیزیکی سنگ مورد استفاده و مشخصات نمونه‌های مصرفی آورده شده است.

آب شور مورد استفاده در این تحقیق نمونه واقعی آب سازند می‌باشند که از مخزن کرنج گرفته شده است. آنالیز آب شور مصرفی در جدول ۱ آورده شده است. نمونه نفت خام مورد استفاده از مخزن کرنج گرفته شده است و بصورت نفت مرده استفاده می‌شود ویژگی‌های نفت مورد تحقیق در جدول ۲ آمده است. در این تحقیق از دستگاه IFT400 ساخت تیم ازدیاد برداشت شیراز استفاده شده است که در شکل ۱ نشان داده شده است. نمک‌های مورد استفاده برای هوشمندسازی آب در این

شکل ۱: دستگاه اندازه گیری کشش بین سطحی سیالات به روش قطره آویزان

همانگونه که گفته شد ۷ عنوان نمک برای هوشمندسازی آب مقطر و آب سازند تهیه شده است. محلول‌های هوشمند در غلظت‌های ۰، ۵۰۰، ۱۰۰۰، ۲۰۰۰، ۱۰۰۰۰، ۲۰۰۰۰، ۴۰۰۰۰، ۸۰۰۰۰ در مقیاس ppm با آب مقطر و ساخته شدند و سپس تست کشش بین سطحی آنها با نمونه نفت خام زده شد. دمای آزمایش دمای مخزن معادل 75°C می‌باشد و فشار همان فشار 14/7 psi در نظر گرفته شد. چگالی محلول‌ها همگی با هیدرومتر در دمای مورد نظر گرفته شد. نتایج آزمایشات در فصل بعدی بطور مفصل بررسی خواهد شد.

در مرحله قبل از هر نمک یک غلظت بهینه براساس کمترین کشش بین سطحی با نفت خام در نظر گرفته شد. به محلول نمکی با غلظت بهینه گاز CO₂ اضافه می‌شود. فشار اعمال گاز CO₂ به محلول‌های بهینه ۱۰۰۰، ۱۵۰۰ و ۲۰۰۰ در مقیاس psi می‌باشد. کربناته‌سازی محلول هوشمند با همان دستگاه IFT انجام گرفت به این گونه که پس از تزریق محلول هوشمند به دستگاه خط CO₂ از کپسول به دستگاه متصل و با فشار ۵۰۰ psi در دستگاه تزریق می‌شود سپس این فشار را با اهرم دستگاه به فشار مد نظر (۱۰۰۰ و ۱۵۰۰ و ۲۰۰۰) رساندیم و زمان کافی برای به تعادل رسیدن گاز CO₂ و محلول را اعمال کردیم و سپس تست کشش بین سطحی انجام شد نکته قابل بررسی در این تستها چگالی سیال توده یا همان آب هوشمند کربناته می‌باشد که در زیر به شرح آن پرداخته‌ایم:

برای محاسبه چگالی آب هوشمند کربناته چند عامل را در نظر می‌گیریم، یکی اینکه محلول علاوه بر گاز CO₂ مقداری جامد حل شده دارد و دیگر اینکه محلول با پایه آب مقطر یا آب سازند ساخته می‌شود که هر کدام چگالی خاص خود را دارد. نکته دیگر شرایط فشار و دما بر چگالی است که هر دو ترم پارامترهای تأثیرگذار بر چگالی و انحلال پذیری دی اکسید کربن در آب هستند. بطور کلی زمانی که CO₂ در آب حل می‌شود چگالی محلول از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\rho_{cw} = (\%CO_2) \times \rho_{CO_2} + (\%w) \times \rho_w$$

نکته قابل توجه دیگر درصد حلالیت CO₂ در آب است که تحت تأثیر دما، فشار و جامدات حل شده در آب می‌باشد. Whiston عنوان کرد که حلالیت CO₂ در آب به ازای هر ۱۰۰۰۰۰ ppm جامدات حل شده در آب ۳۰ درصد کاهش می‌یابد.

نتایج و بحث:

نتایج و بررسی آزمایشات کشش بین سطحی آب هوشمند و نفت:

برای مرحله اول تست‌های کشش بین سطحی محلول‌های مورد نظر در غلظت‌های متفاوت همانگونه که در جدول ۲ مشاهده می‌شود با آب مقطر ساخته شد و تست‌های کشش بین سطحی با نفت خام زده شد. تستها در دمای مخزن (75°C) و فشار ۱۴/۷ psi انجام شدند. همانگونه که در نتایج پیداست تمامی محلول‌ها یک غلظت بهینه از

تحقیق همگی از شرکت MP Bio Medical هلند خریداری شده‌اند و دارای درصد خلوص بالا می‌باشند. ویژگی‌های هفت عنوان نمک مصرفی در جدول ۳ آمده است.

جدول ۱: آنالیز آب شور بکار رفته در این تحقیق

عنوان	cond (μs)	T.D.S (ppm)	NaCl (ppm)	Cl- (ppm)	Na (ppm)	T.H (ppm)
مقدار	95000	74000	64350	39050	25300	5200

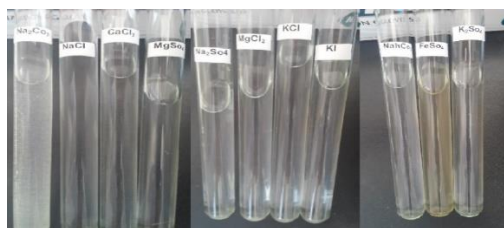
جدول ۲: آنالیز نفت خام مورد استفاده در تحقیق

عنوان	مقدار
چگالی	0/870
°API	31/14
آسفالتین	6%
رزین	10%

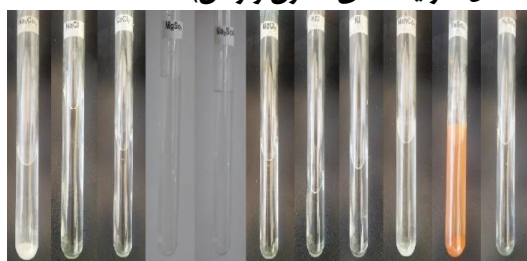
جدول ۳: مشخصات نمک های مورد استفاده جهت هوشمند سازی آب

نمک	وزن مولی	چگالی	g/l حلالیت در آب
NaCl	۵۸/۴۴	۲/۱۶	۳۵۹
KCl	۷۴/۵۵	۱/۹۸	۲۸۱-۵۶۷
MgCl ₂	۹۵/۲۱	۲/۳۲	۵۳۰-۷۳۰
CaCl ₂	۱۱۰/۹۸	۲/۱۵	۶۰۰-۱۵۳۴
Na ₂ SO ₄	۱۴۲/۰۴	۲/۶۶	۴۸-۴۲۷
MgSO ₄	۱۲۰/۳۷	۲/۶۶	۲۵۵-۷۱۰
K ₂ SO ₄	۱۷۴/۲۵	۲/۶۶	۱۱۱-۲۴۰





شکل ۲: محلول های هوشمند در مجاورت آب سازند (قبل از اعمال شرایط دمایی مخزن و زمان)



شکل ۳: محلول های هوشمند در مجاورت آب سازند (بعد از اعمال شرایط دمایی مخزن و زمان)

اثر دما بر روی کشش بین سطحی آب هوشمند و نفت خام:

برای بررسی اثر دما بر روی کشش بین سطحی آب هوشمند و نفت خام سه بازه دمایی ۳۵ و ۵۵ و ۷۵ درجه سانتیگراد انتخاب شد. محلول ها با آب سازند در غلظت های بهینه تهیه شدند نتایج بصورت زیر ارائه می شود:

با افزایش دما در فشار ثابت کشش بین سطحی آب هوشمند در تمامی محلول ها روند افزایشی و برعکس با کاهش دما روند کاهشی مشاهده شد. مقدار افزایش و کاهش کشش بین سطحی تقریباً متناسب و روند استثنایی دیده نمی شود. در مورد نمک بهینه (K_2SO_4) با غلظت بهینه ۲۰۰۰ ppm آزمایشات کشش بین سطحی با نفت در محلول با پایه آب مقطر در دمای $75^{\circ}C$ برابر با $10/233$ mN/m، در دمای $55^{\circ}C$ برابر با $9/850$ mN/m و در دمای $35^{\circ}C$ برابر با $9/308$ mN/m بدست آمد و با پایه آب سازند در دمای $75^{\circ}C$ برابر با $22/785$ mN/m، در دمای $55^{\circ}C$ برابر با $19/677$ mN/m و در دمای $35^{\circ}C$ مقدار کشش بین سطحی با نفت برابر $17/008$ mN/m بدست آمد. این در حالی است که با آب مقطر و آب سازند ارتقاء نیافته این مقادیر بیشتر از زمانی است که آب و آب سازند با (K_2SO_4) در غلظت ۲۰۰۰ ppm ارتقاء می یابند.

در قسمت های کشش بین سطحی آب هوشمند کربناته و نفت خام و ۲۰۰۰ سه بازه دمایی ۳۵، ۵۵ و PSI سه بازه فشاری ۱۰۰۰، ۱۵۰۰ و ۷۵ درجه سانتیگراد مورد آزمایش قرار گرفت نتایج بصورت زیر است:

با کربناته کردن محلول های بهینه و انجام تست کشش بین سطحی با نفت، با افزایش دما شاهد افزایش مقدار کشش بین سطحی بودیم و با افزایش فشار و در پی آن حلالیت بیشتر CO_2 در محلول ها شاهد کاهش

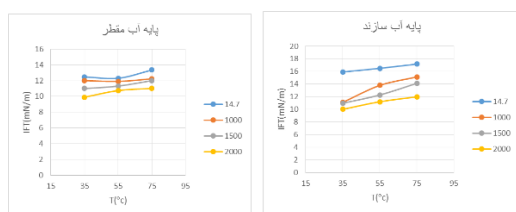
نظر کمینه کشش بین سطحی را داراست. عملکرد کلیه نمک ها بر روی تغییر کشش بین سطحی به گونه ای است که روند کاهشی را پی می گیرند و به یک عدد کمینه می رسد سپس روند افزایشی را طی می کنند. در بین نمک های مورد استفاده K_2SO_4 نمک بهینه و غلظت 2000 ppm این محلول غلظت بهینه خوانده می شود چون عدد $10/233$ (mN/m) برای کشش سطحی که در این محلول و غلظت 2000 ppm ثبت شده است از همه کمتر بوده پس انتظار داریم عملکرد بهتری در فرایندهای ازدیاد برداشت خود نشان دهد.

جدول ۲: اطلاعات بدست آمده از آزمایشات کشش بین سطحی غلظت های مختلف آب هوشمند با نفت

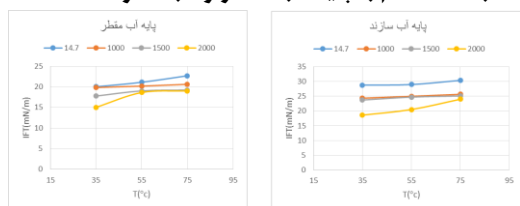
NaCl	KCl	MgCl ₂	CaCl ₂	Na ₂ SO ₄	MgSO ₄	K ₂ SO ₄
24/145	24/145	24/145	24/145	24/145	24/145	24/145
0 ppm						
26/271	22/357	23/671	26/724	29/862	18/351	16/147
500 ppm						
25/204	20/710	22/677	28/811	26/954	16/435	15/177
1000 ppm						
20/421	13/349	27/661	19/081	22/755	18/122	10/233
2000 ppm						
27/436	19/465	28/451	25/515	27/461	26/852	16/906
10000						
29/231	21/148	29/312	27/141	29/512	27/052	21/434
20000						
32/118	21/923	32/120	27/944	34/126	31/431	24/330
40000						
32/914	26/768	35/653	33/450	34/951	36/362	28/234
80000						

تست های سازگاری با آب سازند را طبق روشی که در فصل قبل توضیح داده شد انجام دادیم. رسوبات در محلول سه نمک با عناوین $FeSO_4$ و Na_2CO_3 و $NaHCO_3$ مشاهده شده که نامی از آنها در پایان نامه ذکر نشده. شکل های ۲ و ۳ رسوب گذاری این محلول ها را نشان می دهند.

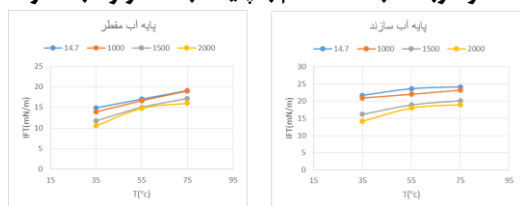
شکل ۴: نمودار کشش بین سطحی محلول NaCl هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



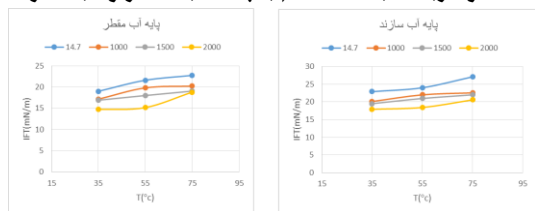
شکل ۵: نمودار کشش بین سطحی محلول KCl هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



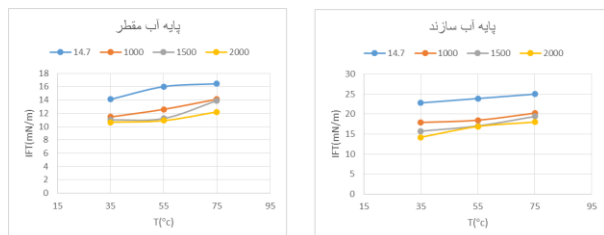
شکل ۶: نمودار کشش بین سطحی محلول MgCl₂ هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



شکل ۷-۱۳: نمودار کشش بین سطحی محلول CaCl₂ هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



شکل ۸: نمودار کشش بین سطحی محلول Na₂SO₄ هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



کشش بین سطحی بودیم. به عنوان مثال برای محلول ۲۰۰۰ ppm K₂SO₄ با پایه آب مقطر، کشش بین سطحی با نفت در فشار ۱۰۰۰ psi و دمای مخزن ۷۵°C برابر با ۹/۶۹۱ mN/m و در فشار ۱۵۰۰ psi و دمای مخزن، برابر با ۹/۴۳۳ mN/m و در فشار ۲۰۰۰ psi و دمای مخزن، برابر با ۸/۹۷۱ mN/m شد. و با پایه آب سازند و دمای مخزن در فشار ۱۰۰۰ psi برابر با ۱۵/۶۶۴ mN/m و در فشار ۱۵۰۰ psi و دمای مخزن، برابر با ۱۱/۸۹۵ mN/m و در فشار ۲۰۰۰ psi و دمای مخزن برابر با ۱۲/۶۲۸ mN/m مشاهده شد. در مقالات مرتبط گزارش شده است که اضافه کردن CO₂ به آب شور می‌تواند کشش بین سطحی با نفت را تا ۲۰ درصد کاهش داد [۱۹]. حال آنکه با مدیریت پیشرفته یون در آب کربناته می‌توان این مقدار را بهبود بخشید کما اینکه با افزودن غلظت ۲۰۰۰ ppm از نمک K₂SO₄ این مقدار به قرار زیر افزایش یافت. کشل های ۴ الی ۱۰ نتایج این آزمایش های را نشان می دهد.

در دمای مخزن و در فشار ۱۰۰۰ psi شاهد کاهش ۳۱ درصدی در مقدار کشش بین سطحی بودیم. در دمای مخزن و در فشار ۱۵۰۰ psi شاهد کاهش ۴۸ درصدی در مقدار کشش بین سطحی بودیم و در دمای مخزن و در فشار ۲۰۰۰ psi شاهد کاهش ۴۵ درصدی در مقدار کشش بین سطحی بودیم و این در حالتیست که در این کار تحقیقاتی اثر اضافه کردن CO₂ به آب مقطر و آب سازند بدون نمک K₂SO₄ از قرار زیر است:

با پایه آب مقطر :

در دمای مخزن و در فشار ۱۰۰۰ psi شاهد کاهش ۵ درصدی در مقدار کشش بین سطحی بودیم.

در دمای مخزن و در فشار ۱۵۰۰ psi کاهش ۱۲ درصدی را در مقدار کشش بین سطحی را گزارش کردیم.

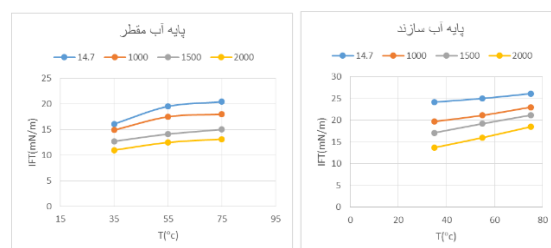
و در دمای مخزن و در فشار ۲۰۰۰ psi کاهش ۱۴ درصدی را در مقدار کشش بین سطحی ثبت کردیم.

و با پایه آب سازند:

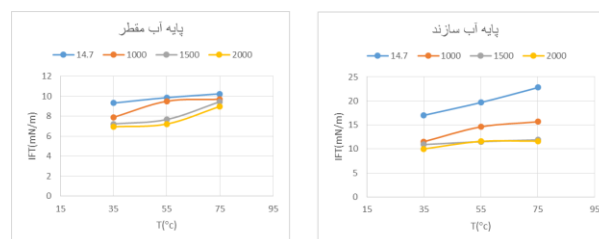
در دمای مخزن و در فشار ۱۰۰۰ psi شاهد کاهش ۲۸ درصدی در مقدار کشش بین سطحی بودیم.

در دمای مخزن و در فشار ۱۵۰۰ psi شاهد کاهش ۳۲ درصدی در مقدار کشش بین سطحی بودیم.

در دمای مخزن و در فشار ۲۰۰۰ psi شاهد کاهش ۳۵ درصدی در مقدار کشش بین سطحی بودیم.



شکل ۹: نمودار کشش بین سطحی محلول $MgSO_4$ هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



شکل ۱۰: نمودار کشش بین سطحی محلول K_2SO_4 هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند

نتیجه گیری

گزارشات این تحقیق نشان می دهند که مدیریت پیشرفته یون در فرایند تزریق آب به مخازن می تواند در افزایش بازیافت نفت بسیار موثر باشد. هزینه های بسیار کم انجام تکنیک آب هوشمند کربناته به همراه راحت بودن انجام فرایند می تواند آن را به یک شیوه کاربردی تبدیل کند. در بیشتر نوشته ها مکانیسم اصلی تولید با روش تزریق آب هوشمند (هوشمند کربناته) تغییر ترشوندگی گزارش شده است و این درحالیست که در این تحقیق مشاهده کردیم که این روش با کاهش کشش بین سطحی آب و نفت نیز می تواند در افزایش تولید تاثیر بسزایی داشته باشد. افزودن دی اکسید کربن به محلول هوشمند باعث ایجاد روند کاهشی در کشش بین سطحی و تغییر بهتر ترشوندگی سنگ کربناته از نفتدوستی به آبدوستی می شود. افزودن دی اکسید کربن به محلول هوشمند باعث انحلال سنگ و یک نوع اسید کاری جانبی شده که این خود می تواند در مخازن با حفرات بزرگ تراوایی و تخلخل را افزایش داد و تولید را بیشتر کند. با توجه به اینکه اکثر نمک های بکار رفته در این تحقیق با آب سازند سازگار هستند می توان نتیجه گرفت که این روش می تواند از ایجاد رسوب و آسیب سازند که در دیگر روش ها بیشتر مشاهده می شود نیز پیشگیری کند. مطالعه و بررسی دیگر نمک ها و ترکیبات یونی برای تحقیقات بعدی پیشنهاد می شود. بررسی دیگر ترکیبات و دیگر مکانیسم ها می تواند تاثیرات آب هوشمند را بیشتر شناسایی کند.

مشارکت نویسندگان

طراحی و ایده پردازی، روش شناسی و تحلیل داده ها: و نگارش نهایی: مهسا مردانه

تعارض منافع

بنابر اظهار نویسندگان مقاله حاضر فاقد هرگونه تعارض منافع بوده است.

ملاحظات اخلاقی

پیروی از اصول اخلاق پژوهش

در مطالعه حاضر، فرم های رضایت نامه آگاهانه توسط تمامی آزمودنی ها تکمیل شد.

تشکر و قدردانی

نویسنده از معاونت پژوهشی دانشگاه مرودشت به خاطر حمایت در انجام کار تحقیقاتی حاضر تشکر و قدردانی می کند.

References

- [1] Preston, C. et al. " IEA GHG Weyburn Co2 monitoring and storage project." Fuel Processing Technology 86 (2005): 1547-1568.
- [2] Vladimir Alvarado, and Eduardo Manrique: "Enhanced Oil Recovery: An Update Review" Energies 2010, 3, 1529- 1575; doi:10.3390/en3091529
- [3] Hickok, C. W., Christensen R. J. and Ramsay, H. J., 1960: "Progress Review of the K&S Carbonated Waterflood Project", Journal of Petroleum Technology, December 1960, 20-24, SPE 1474-G.
- [4] Willhite, G. Paul. "Water Flooding." Edited by Richardson. SPE Tectbook Series (SPE) 3 (2004): 50-51.
- [5] Abhijit Y. Dandekar, Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties., CRC Press., Technology & Engineering.,chapter 6., 2006.
- [6] Xu, W. (2005). "Experimental investigation of Dynamic Interfacial Interactions at reservoir conditions." MS Thesis, University of Petroleum, China.
- [7] Guo-Qing Tang, and Abbas Firoozabadi, Relative Permeability Modification in Gas-Liquid Systems Through Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting., SPE 62934.,2000.
- [8] Anderson, W.G., Wettability literature survey-Part 2: wettability measurement.J, Pet. Technol.,1246 1224,1973.
- [9] Morrow, N.R., Physics and thermodynamics of capillary action in porous media, Ind ENG. Chem., 62,32,1970.
- [10] Eick, J. D., Good,R.J. and Owens, W.W., Laboratory evaluation of the wettability of

fifty oil producing reservoirs, Soc. Pet. Eng., J., 531-540,1972.

[11] Amott, E., Observations relating to the wettability of porous rocks, trans. AIME, 192,99,1951.

[12] Boenau, D.F. and Clampitt, R.L., A surfactant system for the oil-wet sandstone of the North Burbank Unit, J.Pet. Technol., 501-506,1977.

[13] Trantham, J.C. and Clampitt, R.L., Determination of oil saturation after waterflooding in an oil-wet reservoir – The North Burbank Unit, Tract 97 project, J.Pet. Technol., 491-500,1977.

[14] Cuiec, L., Rock/crude-oil interaction and wettability: an attempt to understand their relation, Society of Petroleum Engineers SPE paper number 13211.

[15] Donaldson, E.C., Thomas, R.D., and Lorenz, P.B., Wettability determination and its effect on recovery efficienct, Soc, Pet, Eng. J., 13-20,1969.

[16] Slobod, R.L., Chambers, A., and Prehn, W.L., Use of centrifuge for determination connate water, residual oil, and capillary pressure curves of small core samples, Trans. AIME, 192,127,1951.

[17] Liu, Y. and Buckley, J.S., Evolution of wetting alteration by adsorption from crude oil, SPE *Formation Evaluation*, 12,5-123,1997.

[18] Poston, S.W., Ysrael, S.C., Hossain, A.K.M.S., Monotgomery, E.F., and Ramey, H.J.Jr., The effect of temperature on irreducible water saturation and relative permeability of unconsolidated sands, Soc. Pet. Eng.J., 171-180,1970.

[19] Tang, G.Q. and Morrow, N.R., Effect of temperature, salinity and oil composition on wetting behavior and oil recovery by waterflooding, Society of Petroleum Engineers (SPE) paper number 36680.