

مقاله پژوهشی

تأثیر آب هوشمند بر روی ازدیاد برداشت مخازن کربناته

مهسا مردانه

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

واژه‌های کلیدی:

آب هوشمند، آب کربناته، شوری کم، کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی، انحلال سنگ، آسام، 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 آسام 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 MgSO_4 ، K_2SO_4 ، Na_2SO_4 ، CaCl_2 ، MgCl_2 ، KCl و NaCl 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

یکی از مشکلات رایج در عملیات تزریق CO_2 راندمان ضعیف نفوذ 2 CO به عنوان یکی از روشهای مناسب ازدیاد برداشت نفت است. بنابراین به منظور کاهش این مشکل، تکنولوژی تزریق آب کربناته در است CO_2 میادین نفتی معرفی شد. آب کربناته، آب اشباع شده از گاز 2 CO که به عنوان سیال جابجا 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 در نفت، گرانیوی نفت کاهش می یابد؛ همچنین حجم نفت CO_2 شدن 2 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 و آب در CO_2 نفت وجود دارد. علاوه بر این، سهولت جدایش مخلوط 2

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 [۴۹]. گروه تحقیقاتی مونتکلایر با انجام آزمایشاتی روی مدل شن فشرده نشان دادند که سیلاب زنی با آب کربناته به عنوان روش ثالثیه تولید می تواند مقدار نفت باقیمانده را تا کاهش دهد. در فاصله سالهای ۱۹۵۲-۱۹۴۸ گروهی 15 PV درصد 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، $26\% - 2$ تولید بیشتری نسبت به PV سیلاب زنی آب کربناته، . مارتین در سال ۱۹۵۱ گزارش [۵۰] سیلاب زنی با آب خواهد داشت داد که ضریب بازیافت تقریباً 12 درصد توسط آب کربناته افزایش

* نویسنده مسئول:

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

تلفن: ۰۰۰

پست الکترونیکی: mahsamardaneh16@gmail.com



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 به 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 اعمال 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.

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 (μ s) | 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

| علامت اختصاری | NaCl | KCl | MgCl ₂ | CaCl ₂ | Na ₂ So ₄ | MgSo ₄ | K ₂ So ₄ |
|-----------------------|-------|-------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|-------------------|--------------------------------|
| وزن مولکولی | 58/44 | 74/55 | 95/21 | 110/98 | 142/04 | 120/37 | 174/252 |
| چگالی | 2/16 | 1/98 | 2/32 | 2/15 | 2/6 6 | 2/66 | 2/66 |
| حلالیت در آب (gr/lit) | 359 | 281- 567 | 530- 730 | 600- 1524 | 48- 427 | 255- 710 | 111- 240 |

نتایج و بحث:

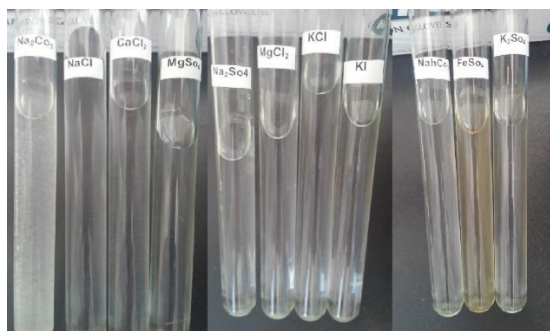
نتایج و بررسی آزمایشات کشش بین سطحی آب هوشمند و نفت:

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 $14/7 \text{ psi}$ انجام شدند. همانگونه که در نتایج پیداست تمامی محلول‌ها یک غلظت بهینه از نظر کمینه کشش بین سطحی را داراست. عملکرد کلیه نمک‌ها بر روی تغییر کشش بین سطحی به گونه‌ای است که روند کاهشی را پی می‌گیرند و به یک عدد کمینه می‌رسد سپس روند افزایشی را طی می‌کنند. در بین نمک‌های مورد استفاده K_2SO_4 نمک بهینه و غلظت 2000 ppm این محلول غلظت بهینه خوانده می‌شود چون عدد $10/233 \text{ (mN/m)}$ 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

| غلظت محلول (ppm) | غلظت محلول | | | | | | |
|------------------|------------|--------|-------------------|-------------------|---------------------------------|-------------------|--------------------------------|
| | NaCl | KCl | MgCl ₂ | CaCl ₂ | Na ₂ SO ₄ | MgSO ₄ | K ₂ SO ₄ |
| ۰ | 24/145 | 24/145 | 24/145 | 24/145 | 24/145 | 24/145 | 24/145 |
| ۵۰۰ | 26/271 | 22/357 | 23/671 | 26/724 | 29/862 | 18/351 | 16/147 |
| ۱۰۰۰ | 25/204 | 20/710 | 22/677 | 28/811 | 26/954 | 16/435 | 15/177 |
| ۲۰۰۰ | 20/421 | 13/349 | 27/661 | 19/081 | 22/755 | 18/122 | 10/233 |
| ۱۰۰۰۰ | 27/436 | 19/465 | 28/451 | 25/515 | 27/461 | 26/852 | 16/906 |
| ۲۰۰۰۰ | 29/231 | 21/148 | 29/312 | 27/141 | 29/512 | 27/052 | 21/434 |
| ۴۰۰۰۰ | 32/118 | 21/923 | 32/120 | 27/944 | 34/126 | 31/431 | 24/330 |
| ۸۰۰۰۰ | 32/914 | 26/768 | 35/653 | 33/450 | 34/951 | 36/362 | 28/234 |

تست‌های 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 ک نامی از آنها در پایان نامه ذکر نشده. شکل‌های ۲ و ۳ رسوب‌گذاری این محلول‌ها را نشان می‌دهند.



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



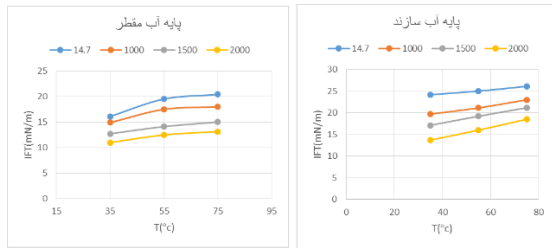
شکل ۳: محلول های هوشمند در مجاورت آب سازند(بعد از اعمال شرایط دمای مخزن و زمان)

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

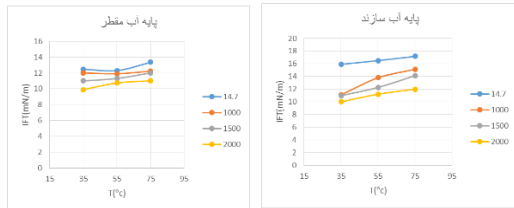
برای بررسی اثر دما بر روی کشش بین سطحی آب هوشمند و نفت خام سه بازه دمایی ۳۵ و ۵۵ و ۷۵ درجه سانتی‌گراد انتخاب شد. محلول‌ها با آب سازند در غلظت‌های بهینه تهیه شدند نتایج بصورت زیر ارائه می‌شود:

با افزایش دما در فشار ثابت کشش بین سطحی آب هوشمند در تمامی محلول‌ها روند افزایشی و برعکس با کاهش دما روند کاهشی مشاهده شد. مقدار افزایش و کاهش کشش بین سطحی تقریباً متناسب و روند استثنایی دیده نمی‌شود. در مورد نمک بهینه (K_2SO_4) با غلظت بهینه 2000 ppm آزمایشات کشش بین سطحی با نفت در محلول با پایه آب مقطر در دمای 75°C برابر با $10/233 \text{ mN/m}$ ، در دمای 55°C برابر با $9/308 \text{ mN/m}$ و در دمای 35°C برابر با $19/677 \text{ mN/m}$ بدست آمد و با پایه آب سازند در دمای 75°C برابر با $19/677 \text{ mN/m}$ ، در دمای 55°C برابر با $19/677 \text{ mN/m}$ و در دمای 35°C مقدار کشش بین سطحی با نفت برابر $17/008 \text{ mN/m}$ 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 2000 ppm ارتقاء می‌یابند.

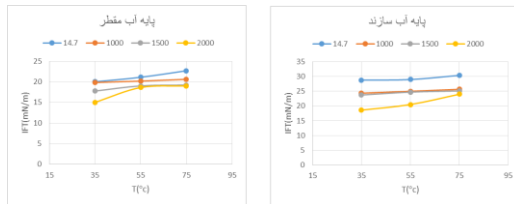
در قسمت‌های کشش بین سطحی آب هوشمند کربناته و نفت خام و 2000 سه بازه دمایی ۳۵، ۵۵ و psi سه بازه فشاری ۱۰۰۰، ۱۵۰۰ و 75 درجه‌ی سانتیگراد مورد آزمایش قرار گرفت نتایج بصورت زیر است:



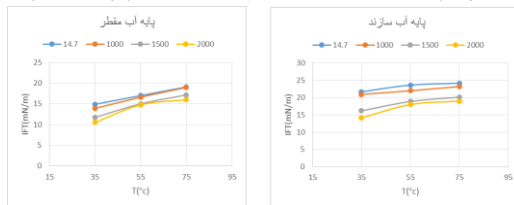
شکل ۴: نمودار کشش بین سطحی محلول NaCl هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



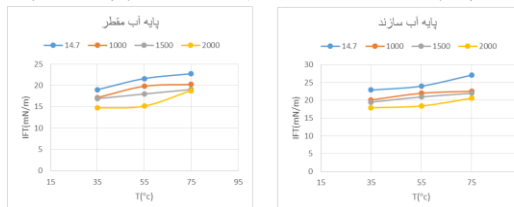
شکل ۵: نمودار کشش بین سطحی محلول KCl هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و آب سازند



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

با کربناته کردن محلول‌های 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 محلول‌ها شاهد کاهش کشش بین سطحی بودیم. به عنوان مثال برای محلول K_2SO_4 ، ۲۰۰۰ ppm با پایه آب مقطر، کشش بین سطحی با نفت در فشار ۱۰۰۰ psi و دمای مخزن $75^\circ C$ برابر با $9/691 \text{ mN/m}$ و در فشار ۱۵۰۰ psi و دمای مخزن، برابر با $9/433 \text{ mN/m}$ و در فشار ۲۰۰۰ psi و دمای مخزن، برابر با $8/971 \text{ mN/m}$ و با پایه آب سازند و در فشار ۱۵۰۰ psi و دمای مخزن، برابر با $15/664 \text{ mN/m}$ و در فشار ۲۰۰۰ psi و دمای مخزن برابر با $11/895 \text{ mN/m}$ و در فشار ۱۲/۶۲۸ mN/m مشاهده شد. در مقالات مرتبط گزارش شده است که اضافه کردن CO_2 به آب شور می‌تواند کشش بین سطحی با نفت را تا ۲۰ درصد کاهش داد [74]. حال آنکه با مدیریت پیشرفته یون در آب کربناته می‌توان این مقدار را بهبود بخشید که اینک با افزودن غلظت ۲۰۰۰ ppm از نمک K_2SO_4 این مقدار به قرار زیر افزایش یافت. کشش‌های ۴ الی ۱۰ نتایج این آزمایش‌های را نشان می‌دهد. 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 CO_2 به آب مقطر و آب سازند بدون نمک K_2SO_4 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.

تعارض منافع

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

ملاحظات اخلاقی

پیروی از اصول اخلاق پژوهش

در مطالعه حاضر، فرم‌های رضایت نامه آگاهانه توسط تمامی آزمودنی‌ها تکمیل شد.

تشکر و قدردانی

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

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 Textbook Series (SPE) 3 (2004): 50-51.

[5] Abhijit Y. Dandekar, Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties., CRC Press., Technology & Engineering.,chapter 6., 2006.

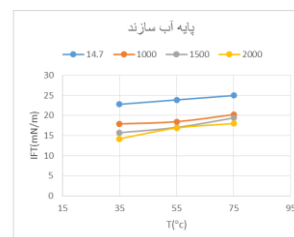
[6] Xu, W. (2005). "Experimental investigation of Dynamic Interfacial Interactions at reservoir conditions." MS Thesis, University of Petroleum, China.

[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.

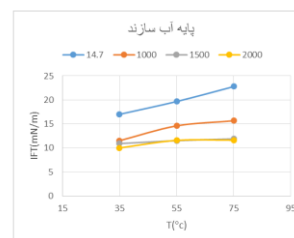
[9] Morrow, N.R., Physics and thermodynamics of capillary action in porous media, 1nd ENG. Chem., 62,32,1970.

[10] Eick, J. D., Good,R.J. and Owens, W.W., Laboratory evaluation of the wettability of



شکل ۹: نمودار کشش بین سطحی محلول

هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر MgSO₄ و آب سازند



شکل ۱۰: نمودار کشش بین سطحی محلول

هوشمند و کربناته با نفت خام با پایه آب مقطر و K₂SO₄ آب سازند

نتیجه‌گیری

گزارشات این تحقیق نشان می‌دهند که مدیریت پیشرفته یون در فرایند تزریق آب به مخازن می‌تواند در افزایش بازیافت نفت بسیار موثر باشد. هزینه‌های بسیار کم انجام تکنیک آب هوشمند کربناته به همراه راحت بودن انجام فرایند می‌تواند آن را به یک شیوه کاربردی تبدیل کند. در بیشتر نوشته‌ها 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 می‌تواند 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 می‌شود. افزودن دی اکسید کربن به محلول هوشمند باعث انحلال سنگ و یک نوع اسید کاری جانبی شده که این خود می‌تواند در مخازن با حفرات بزرگ تراوایی و تخلخل را افزایش داد و تولید را بیشتر کند. با توجه به اینکه اکثر نمک‌های بکار رفته در این تحقیق با آب سازند سازگار هستند می‌توان نتیجه گرفت که این روش می‌تواند از ایجاد رسوب و آسیب سازند که در دیگر روش‌ها بیشتر مشاهده می‌شود نیز پیشگیری کند. مطالعه و بررسی دیگر نمک‌ها و ترکیبات یونی برای تحقیقات بعدی پیشنهاد می‌شود. بررسی دیگر ترکیبات و دیگر مکانیسم‌ها می‌تواند تاثیرات آب هوشمند را بیشتر شناسایی کند.

مشارکت نویسندگان

طراحی و ایده پردازی، روش شناسی و تحلیل داده‌ها؛ و نگارش نهایی: مهسا مردانه

Society of Petroleum Engineers SPE paper number 28576.

[22] Anderson, W. G. (1987). "Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability." Journal of Petroleum Technology 39.

[23] Zhang, P. and Austad, T., 2006. Wettability and oil recovery from carbonates: Effects of temperature and potential determining ions. Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects, 279: 179-187.

[24] Zhang, P., Tweheyo, M.T. and Austad, T., 2006. Wettability alteration and improved oil recovery in chalk: The effect of calcium in the presence of sulfate. Energy & Fuels, 20: 2056-2062.

[25] Riazi, M. "Oil recovery improvement using CO₂-Enriched Water Injection." EUROPEC/EAGA conference and Exhibition, 2009: Amsterdam, Netherland.

[26] Kislyakov, Y. P., Kovalenko, K. I., Babalyna, G. A., 1967: "Treatment of well-Bore Area of Injection Wells with Carbonated Water", Neft Khoz, Vol. 45, No. 4 P. 41-44.

[27] Kraus, A. D., Mendoza, C. M. and Cortes, M. C., 1970: "Injection of Acidulated Water of Carbonated Water", ING Petrol, Vol. 10, No. 1, P. 17-21.

[28] Wang, W. and Gupta, A., Investigation of the effect of temperature and pressure on wettability using modified pendant drop method, Society of petroleum engineers SPE paper number 30544.

[29] Jennings, H. Y., Jr. and Newman, G.H., the effect of temperature and pressure on the interfacial tension of water against methane-normal decane mixtures, Soc. Pet. Eng. J., 171-1756,1971.

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 efficiency, 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.

[20] Vijapurapu, C.S. and Rao, D.N., Effect of brine dilution and surfactant concentration on spreading and wettability, Society of Petroleum Engineers (SPE) paper number 80273.

[21] Jerauld, G.R. and Rathmell, J.J., wettability and relative permeability of Prudhoe Bay: a case study in mixed-wet reservoirs,