

بررسی آزمایشگاهی مکانیسم‌های تولید آشام آب کم‌شور در مخزن کربناته شکافدار

شیمای ابراهیم‌زاده رجائی^{*}، مصطفی گنجه قزوینی، شهاب گرامی، سید مجید هاشمی، پژوهشکده ازدیاد برداشت

چکیده

روش تزریق آب کم‌شور به دلیل دارا بودن مزایایی همچون دسترسی آسان، سازگاری با محیط زیست و مقرون به صرفه بودن، یکی از مهمترین موضوعات تحقیق جهت بهبود بازیافت نفت در صنعت می‌باشد. امروزه در میددین نفتی دنیا از تزریق آب کم‌شور به عنوان یکی از روش‌های نوین ازدیاد برداشت، جهت افزایش تولید نفت استفاده می‌شود. مکانیسم‌های متعددی برای توصیف عملکرد تزریق آب کم‌شور در ازدیاد برداشت نفت بیان شده است که مهاجرت ذرات رس، تغییر ترشوندگی، تبادل یونی، انبساط لایه دوگانه، تغییر pH، حلالیت کانی و اثر نمک از جمله آنهاست. برهم کنش‌ها و اثر متقابل این مکانیسم‌ها و تناقض در نتایج برخی آزمایش‌ها بر پیچیدگی شناخت عملکرد دقیق تزریق آب کم‌شور افزوده است.

هدف این مقاله، بررسی مکانیسم‌های حلالیت کانی، اثر افزایش pH و تغییر ترشوندگی است. با توجه به اینکه مخزن مورد مطالعه از نوع کربناته شکافدار با تراوایی پایین یکی از مخازن جنوب کشور می‌باشد و مکانیزم اصلی در بخش آیزده این نوع مخازن به منظور تولید نفت، آشام است، لذا در این مطالعه جهت دستیابی به اهداف موردنظر، آزمایش‌های آشام ثانویه بر نمونه سنگ کربناته در بازه‌های مختلفی از نمک (رقت‌های ۱۰،۰۰، ۲۰، ۱۰۰ و ۲۰۰ برابر آب دریا) طراحی و اجرا گردید. جهت بررسی مکانیسم‌های مورد اشاره، غلظت یون‌های کلسیم، منیزیم و سولفات و مقدار pH در ابتدا و انتهای آزمایش‌های آشام و در فاز آبی، مورد اندازه‌گیری قرار گرفت. نتایج حاصل، غلظت نمک بهینه جهت نمونه سنگ این نوع مخزن کربناته شکافدار (یکی از مخازن جنوب کشور) را مشخص و وقوع مکانیسم حلالیت کانی (انیدریت و سنگ کربناته) را تأیید نمود که میزان آن وابسته به غلظت نمک است. همچنین بر اساس نتایج اندازه‌گیری pH، به نظر می‌رسد مکانیسم افزایش pH تنها در رقت بالای آب دریا (در این مطالعه ۱۰۰ برابر آب دریا) رخ می‌دهد و نتایج اندازه‌گیری زاویه تماس طبق روش اجرایی استاندارد، وابستگی میزان تغییر ترشوندگی از حالت نفت‌دوستی به آب‌دوستی را به غلظت نمک تأیید می‌کند. علاوه بر این، با توجه به افزایش میزان بازیافت نفت در آشام آب کم‌شور در مقایسه با آب دریا، در طراحی روش‌های ازدیاد برداشت جهت مخازن کربناته شکافدار با تراوایی پایین می‌توان از تزریق آب کم‌شور با رقت بهینه از لحاظ میزان تولید و اقتصادی استفاده نمود.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۱۱/۰۸

تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۱۱/۱۱

تاریخ پذیرش داور: ۹۷/۱۲/۰۴

واژگان کلیدی:

تغییر ترشوندگی، آشام خودبه‌خودی، آب کم‌شور یا شوراب رقیق، مخزن کربناته، آزمایش‌های آشام، مکانیسم حلالیت کانی، مکانیسم افزایش pH، رقت، دولومیت، آهنکی، غلظت نمک

مقدمه

تزریق آب کم‌شور می‌باشد [۲]. کیا او^۲ ۲۰۱۵ در مدل‌سازی تزریق آب کم‌شور بر اساس سرعت واکنش‌ها، واکنش‌های عمده در تزریق آب کم‌شور را در دسته‌های واکنش‌های بین‌سطحی آب/نفت، بین‌سطحی سنگ کلسیت/آب، واکنش‌های حلالیت و رسوب کانی و واکنش‌های فاز آبی، در نظر گرفت [۳].

به دلیل تفاوت‌های مربوط به شرایط آزمایش (نوع سنگ و جنس سنگ) اجماع گسترده‌ای در زمینه توصیف مکانیسم اصلی تولید نفت در تزریق آب کم‌شور وجود ندارد [۴].

مکانیسم‌های مختلفی در تزریق آب کم‌شور ارائه شده است که بر اساس مطالعات از مهمترین مکانیسم‌ها می‌توان به مکانیسم تغییر ترشوندگی اشاره کرد [۵]. علاوه بر آن، بر اساس اثر سنگ و سیال مکانیسم‌ها شامل اثر افزایش pH، حلالیت کانی^۱، مهاجرت ذرات

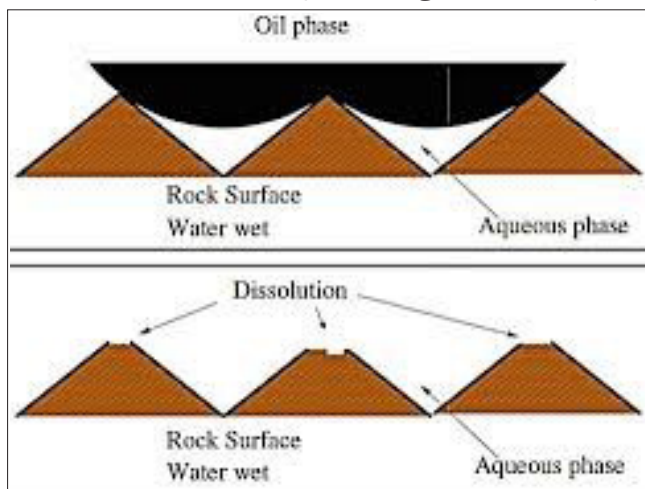
در سال ۱۹۹۰ برای اولین بار تزریق آب با غلظت نمک کنترل شده توسط محققان دانشگاه ایومینگ مطرح شد. شناخت اثر غلظت نمک در تست‌های آشام خودبخودی مشخص کرد که در شرایط آزمایشگاهی، افزایش در میزان تولید نفت با کاهش نمک اتفاق می‌افتد [۱]. مطالعات آستاد^۱ در سال‌های ۲۰۱۰ نشان می‌دهد که آب دریا می‌تواند به صورت هوشمند و با کاهش غلظت نمک کلرید سدیم و سولفات، موجب افزایش تولید نفت در مخازن کربناته شود که از جمله دلایل افزایش تولید، کاهش غلظت یون‌های لایه اطراف سطح سنگ (لایه دوگانه) و دسترسی آسان یون‌های فعال به سطح سنگ می‌باشد. وی در ادامه توضیح داد به منظور دفع یون کلسیم از سطح سنگ و بهبود بازیافت نفت، لازم است که آب ۱۰ تا ۱۰۰ مرتبه رقیق شود که این مقدار غلظت نمک، معادل نمک بهینه جهت تأثیر

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (Shima.Ebrahimzadeh@gmail.com)

مطرح می‌باشد که در خصوص این مکانیسم اختلاف نظر وجود دارد. در این بخش به مکانیسم افزایش pH و تفسیر نتایج بررسی‌های مرتبط با آن پرداخته می‌شود. بر اساس نظر موهان^{۱۷} ۱۹۹۳ این افزایش pH به دلیل تبادل یونی پروتون‌های مثبت موجود در آب کم‌شور (H^+) با کاتیون‌های سطح سنگ مانند (Na^+) می‌باشد [۱۰]. مک‌گیور^{۱۸} ۲۰۰۵، نشان داد که در تزریق آب کم‌شور به دلیل تبادل یون هیدروژن آب کم‌شور و یون کلسیم جذب شده روی سطح سنگ غلظت یون هیدروژن در محیط آبی کاهش و بنابراین، مقدار pH افزایش می‌یابد [۱۱]. بر اساس نتایج مطالعات ژانگ و مارو^{۱۹} ۲۰۰۶، در مکانیسم تزریق آب کم‌شور در سنگ کربناته، یون‌های آب کم‌شور با مواد معدنی موجود در سنگ واکنش می‌دهد و با آزاد شدن یون‌های هیدروکسیل، pH افزایش می‌یابد. افزایش pH نتیجه‌ی دو عامل است: انحلال ترکیبات کلسیتی ($CaCO_3$) و یا دولومیتی ($CaMgCO_3$) و تبادل یونی بین سطح کانی کربناته و آب کم‌شور (واکنش ۳ و ۴) [۱۲].



ژانگ^{۲۰} در سال ۲۰۰۷ گزارش کرد که بعد از تزریق آب کم‌شور، pH گاهی زیاد و گاهی کم می‌شود [۱۳] و [۱۴]. همچنین اشاره کرد که هیچ رابطه‌ی شفاف‌ی بین مقدار pH و میزان بازیافت نفت نمی‌توان برقرار نمود. آستاد^{۲۱} ۲۰۱۰، یک فرضیه در زمینه تبادل کاتیونی در نتیجه افزایش pH محلی در نزدیک سطح رس ارائه دادند و بیان کردند که تزریق آب کم‌شور، تعادل شیمیایی بین سیال تزریقی و سنگ را بر هم می‌زند که در نتیجه‌ی آن، کاتیون‌ها به خصوص یون کلسیم از سطح سنگ دفع می‌گردند و متعاقب آن، یون هیدروژن در ترکیب آب موجود در نزدیک سطح رس‌ها، جذب سطح منفی آنها شده، pH افزایش می‌یابد. انحلال سنگ کربناته از دیگر واکنش‌های مطرح در افزایش pH در محیط می‌باشد (واکنش‌های ۵ و ۶)

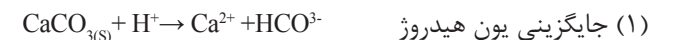


شکل ۱ | مکانیسم حلالیت کانی‌ها [۷]

رس^۵، تبادل یون‌های چندگانه^۶، تئوری انبساط لایه دوگانه^۷ و بر اساس اثر سیال و سیال شامل مکانیسم‌های اثر اسمزی^۸، کاهش تنش بین‌سطحی^۹، پراکندگی میکروسکوپی، ویسکوالاستیسیته^{۱۰} بین‌سطحی می‌باشد [۶]. با توجه به نوع بررسی صورت گرفته در این مطالعه، به بررسی آزمایشگاهی دو مکانیسم حلالیت کانی و افزایش pH بر اساس غلظت یون‌های کلیدی همچون Ca^{2+} ، Mg^{2+} ، SO_4^{2-} و مقدار pH می‌پردازیم و با اندازه‌گیری زاویه تماس بر اساس روش استاندارد، میزان تغییر ترشوندگی را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

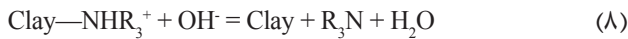
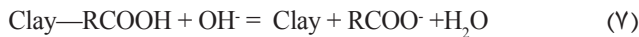
در توضیح مکانیسم حلالیت کانی، هیورس^{۱۱} و همکاران در سال ۲۰۱۰ نشان دادند که قبل از تزریق آب کم‌شور، سنگ کربناته در تعادل با آب دریا می‌باشد. لذا کاهش غلظت نمک‌ها در آب تزریقی (آب کم‌شور) و تشکیل رسوب نمک‌های معدنی از جمله انیدریت^{۱۲} (سولفات کلسیم) منجر به کاهش یون کلسیم در فاز آبی می‌گردد که جهت برقراری تعادل، کمبود کلسیم از سطح سنگ و از طریق حلالیت آن جبران می‌شود. این امر موجب رهایی قطرات نفت به دلیل تغییر ترشوندگی می‌گردد (شکل ۱- [۷]).

بر اساس نظریه یوسف^{۲۰۱۰} در اثر حلالیت سنگ، مواد معدنی حل شده از سازند عبور نموده و سپس رسوب می‌کنند. در این صورت این رسوبات می‌توانند گلوگاه حفرات را ببندند و بر همین اساس جریان تغییر مسیر داده و به سمت نواحی جاروب نشده^{۱۳} رفته و موجب بهبود راندمان جاروبی میکروسکوپی^{۱۴} و در نتیجه بهبود راندمان بازیافت نفت می‌شود [۸]. ماهانی^{۱۵} در سال ۲۰۱۰ نتایج دقیق‌تری برای حلالیت کلسیت به‌عنوان یک مکانیسم بهبود بازیافت ارائه نمود. این مطالعه بر اساس اندازه‌گیری زاویه تماس و اندازه‌گیری زاویه تماس جهت مشاهده تغییرات ترشوندگی بر روی هر دو نوع سنگ آهکی و دولومیتی انجام شد. نتایج بررسی‌های در این مطالعه نشان داد که میزان بازیافت نفت در تأثیر آب کم‌شور بر سنگ کربناته، بدون حلالیت سنگ هم افزایش می‌یابد و بر اساس اندازه‌گیری طیف‌سنجی اتمی^{۱۶} کاملاً شفاف است که حلالیت کانی زمانی که رقت آب دریا در تعادل با سنگ ۲۵ برابر می‌شود، اتفاق می‌افتد. در این صورت غلظت یون‌های کلسیم و منیزیم در آب کم‌شور افزایش می‌یابد که می‌توان بر اساس این افزایش، از روی دادن مکانیسم حلالیت کانی مطمئن شویم که در این مطالعه این مسأله مورد بررسی قرار گرفت [۹]. بر اساس مطالعه کیا و^{۲۰۱۵} ۲۰۱۵ واکنش‌های موثر در حلالیت کانی مطابق واکنش‌های ۱ و ۲ می‌باشد:



که در این مطالعه حلالیت انیدریت به‌عنوان ترکیب موثر در مکانیسم حلالیت کانی و بر اساس غلظت یون سولفات تولیدی در محیط، مورد بررسی قرار گرفت.

اثر افزایش pH به‌عنوان یکی از مکانیسم‌های تزریق آب کم‌شور

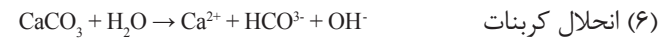
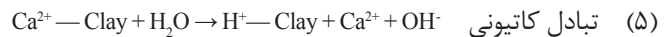


سنگ ۲۰۱۱، نشان دادند در شرایط pH بالا، آب کم شور مشابه تزریق قلیا عمل می کند و طبق واکنش های ۹ و ۱۰، با صابونی کردن اسیدهای آلی نفت، منجر به تولید سورفکتانت در جا و به دنبال آن کاهش کشش بین سطحی آب و نفت می گردد که در نهایت، این عوامل موجب افزایش راندمان جاروبی آب و بازیافت نفت می شود. در این شرایط pH ممکن است به میزان ۱۱ تا ۱۳ برسد [۱۴].

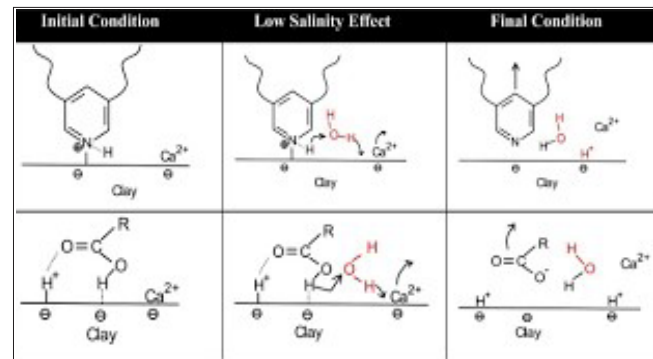


از دیدگاه آستاد ۲۰۱۳، مشابه آنچه در سیلاب زنی قلیا رخ می دهد، ممکن است مکانیسم افزایش pH در تزریق آب کم شور مؤثر نباشد. افزایش یا کاهش pH وابسته به نوع واکنش های شیمیایی است. بنابراین مقدار pH نمی تواند به عنوان معیاری جهت تأیید مکانیسم سیلاب زنی آب کم شور باشد [۱۵]. بر اساس نتایج مطالعات آکسولو ۲۰۱۲ [۱۶]، افزایش pH می تواند به دلیل وجود کلسیت و انیدریت در ترکیب سنگ باشد. به عبارتی، با افزایش غلظت یون کلسیم در آب آشام شده pH افزایش می یابد [۱۶]. بر اساس نتایج مطالعات زائری ۱۳ و همکاران ۲۰۱۸، حلالیت سطح کلسیتی سنگ، مشابه غلظت کاتیون ها در آب کم شور مقدار pH را تحت تأثیر قرار می دهد و قطرات نفت متصل روی سطح سنگ دفع می گردند. در نتیجه، بازیافت نفت افزایش می یابد. وی نشان داد که میزان pH در آشام رقت های مختلف از ۵ برابر تا ۴۰ برابر آب دریا افزایش می یابد [۱۷].

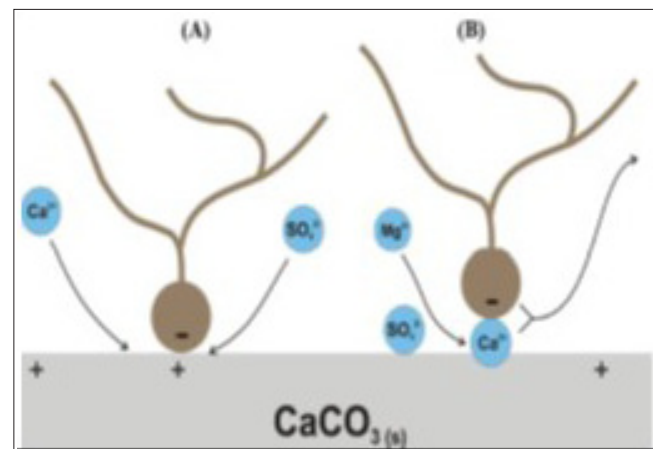
مکانیسم تغییر ترشوندگی وابسته به حضور یون های فعال کلسیم و منیزیم و سولفات و افزایش دما می باشد. مکانیسم شیمیایی که طی این فرآیند اتفاق می افتد واکنش بین یون های کلسیم و سولفات و بین منیزیم و سولفات روی سطوح کربناته (گچی) است که منجر به منفی تر شدن بار نفت و دفع از سطح با بار مثبت می گردد (شکل ۳-۳). در خصوص واکنش کلسیم و سولفات، جذب سولفات روی سطح کربناته موجب کاهش بار مثبت سطح و در نتیجه، پیوستن یون کلسیم به سطوح سنگ می شود و نیروی دفع الکترواستاتیک کاهش یافته و



در ادامه یون هیدروکسیل OH⁻ و اسیدیک جذب شده در حضور یون های مثبت واکنش می دهد و موجب دفع مواد آلی از سطح سنگ و آب دوست تر شدن سطح و افزایش بازیافت نفت می گردد. بنابراین با افزایش مقدار pH و یا به عبارتی، افزایش یون هیدروکسیل در محیط موجب رهایش نفت از سطح سنگ و آب دوست تر شدن سطح سنگ می شود (شکل ۲-۲، واکنش های ۷ و ۸) [۲].



شکل ۲ | مکانیسم پیشنهادی افزایش pH [۲]



شکل ۳ | فعل و انفعالات یون ها در مکانیسم تغییر ترشوندگی در تزریق آب کم شور [۱۲]

جدول ۱ | خواص نمونه سنگهای مورد استفاده در آزمایش های

نام پلاگ	نوع کانی غالب	وزن (gr)	طول (mm)	قطر (mm)	تخلخل (%)	تراوایی (md)	تراوایی مایع (md)	آب آشام شده	%Swi
C1	Mostly Dolomite	146.25	52.19	38.05	12.66	9.19	4.187	Sea water	12
C2	Mostly Dolomite	138.19	51.6	37.6	15.47	6.39	3.19	10*SW ^{TY}	31
C3	Mostly Dolomite	142.9	52.31	38.03	14.8	5.34	3.575	20*SW	24
C4	Mostly Dolomite	143.75	52.25	38.11	14.17	6.8	2.75	100*SW	20.4
C5	Mostly Limestone	142.384	52.22	38.31	12.26	1.913	0.6	100*SW	27.5

نمک و یا به عبارتی رقت‌های مختلف آب دریا را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است با کاهش غلظت نمک دانسیته و ویسکوزیته کاهش می‌یابد.

جدول ۴- میزان غلظت یون‌های موثر در آب کم‌شور شامل Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} به انضمام غلظت کل نمک‌ها^{۲۱} در رقت‌های ۱۰، ۲۰ و ۱۰۰ برابر آب دریا را نشان می‌دهد.

۲. بحث و بررسی

آشام خودبخودی فرآیندی است که بر اساس آن سیال ترشونده در محیط متخلخل توسط نیروی موینه وارد می‌شود. آزمایش‌های آشام خودبخودی به‌عنوان یک معرف مهم در ارزیابی ترشوندگی سیستم آب/نفت/سنگ مورد توجه می‌باشد و میزان بازیافت نفت در تزریق آب بر اساس ترشوندگی سیستم کنترل می‌شود. البته نقش مهم و کلیدی در این فرآیند، جهت ارزیابی دقیق نتایج آزمایش‌های آشام را فرآیند پیرشدگی سنگ دارد.

در این مطالعه قبل از تعیین زمان لازم جهت طی فرآیند پیرشدگی^{۲۲} در نمونه‌سنگ‌های کربناته و به‌منظور اطمینان از تغییر ترشوندگی پلاگ‌های شسته شده به سمت نفت‌دوستی، اسلب‌هایی^{۲۳} از جنس

جدول ۲ | خواص نفت خام

density (gr/cc)@ATM	Viscosity (cp) @ 26°C	Viscosity (cp) @ 75°C	API (°)	Asphaltin content%
0.8794	19.56	4.756	29.4	3.3

جدول ۳ | خواص فیزیکی آب نمک

	Salinity ^{۲۴} (%)	density (gr/cc)@ATM	Viscosity (cp) @ 26.8°C	Viscosity (cp) @ 75°C	IFT (dyne/cm)
FW ^{۲۵}	-	1.1125	1.1258	-	-
SW ^{۲۰}	100	1.0274	0.969	0.48	34.1
10*SW	10	0.9994	0.926	0.466	32.6
20*SW	5	0.989	0.901	0.45	32.2
100*SW	1	0.9867	0.895	0.413	32

جدول ۴ | ترکیبات آب دریا و آب‌های کم‌شور مورد استفاده در آزمایش‌های آشام خودبخودی

brine	Key ion component(ppm)			TDS (ppm)
	Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	
SW	440	1632	3110	43120
10*SW	44	163.2	311	4312
20*SW	22	81.6	155.5	2100
100*SW	4.4	16.32	31.1	431.2
FW	8917	552	142	224000

واکنش یون کلسیم با مواد کربوکسیلیک اتفاق می‌افتد. واکنش‌های طی این فرآیند به شرح زیر است:



در واکنش-۱۱، سولفات در نزدیک سطح به عنوان یک کاتالیست جهت افزایش فعالیت یون کلسیم به‌منظور جذب یون کربوکسیلیک عمل می‌کند. در برهم‌کنش سولفات و منیزیم، منیزیم توانایی جایگزینی با یون کلسیم را روی سطح کربناته گچی دارد. حضور سولفات در این فرآیند نیز به عنوان کاتالیست می‌باشد.

نتایج مطالعات نشان داده که سولفات حل شده در آب سازند و سولفات در محیط آبی مخزن در تغییر ترشوندگی حضور فعال دارند. بر اساس نظر آستاد^{۲۰۱۱}، غلظت یون سولفات ناشی از حلالیت ترکیب انیدریت^{۲۴} در شرایط دمایی بالا و در حضور آب کم‌شور به دلیل کاهش غلظت نمک‌های کلرید سدیم و نمک‌های سولفات، کاهش می‌یابد [۲]. در ادامه به ارائه عملکرد آب کم‌شور در بازیافت نفت در مخزن کربناته مورد مطالعه که شکافدار با تراوایی پایین می‌باشد، می‌پردازیم. همچنین بر اساس نتایج حاصل از اندازه‌گیری آزمایشگاهی یون‌ها (بر اساس روش تیتراسیون) و مقدار pH و زاویه تماس و طبق دانش گذشته، مکانیسم‌های حلالیت کانی، اثر افزایش pH و تغییر ترشوندگی را مورد بحث و بررسی قرار می‌دهیم.

۱. مواد و روش

در این بخش مشخصات فیزیکی نمونه سنگ مورد استفاده در آزمایش‌های آشام خودبخودی که گرفته شده از مغزه‌های یکی از میداین کربناته شکافدار جنوب کشور می‌باشد، به انضمام خواص فیزیکی و شیمیایی نفت و آب دریا و آب‌های کم‌شور معرفی می‌گردد (دمای مورد مطالعه ۷۵ درجه سانتی‌گراد می‌باشد).

خواص سنگ

خواص نمونه‌سنگ‌ها و آب‌های کم‌شور آشام شده در هر یک از سنگ‌ها، در جدول ۱- آورده شده است. بر اساس بررسی‌های صورت گرفته بر روی نتایج اسکن نمونه‌سنگ‌ها، میکروشکاف^{۲۵}، واگ^{۲۶} در نمونه‌ها وجود نداشته و سنگ‌ها ناهمگونی کمی دارند. همچنین تمامی پلاگ‌ها وجود انیدریت مشاهده شد.

پلاگ‌های کربناته با نمونه نفت خام مرده گرفته شده از مخزن نفتی مورد نظر با API بین ۲۹ تا ۳۰، اشباع شدند. میزان آسفالتین بر اساس استاندارد IP143 اندازه‌گیری گردید. سایر خواص نفت در جدول ۲- مشخص شده است.

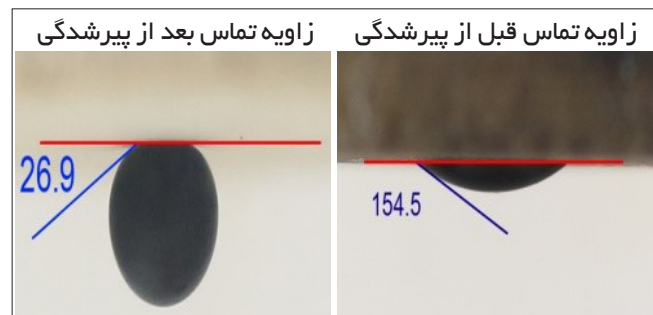
خواص آب نمک

جدول ۳- مشخصات فیزیکی آب‌های کم‌شور در غلظت‌های مختلف

کربناته تهیه گردید و پیرشدگی آنها بعد از گذشت زمان ۳۰ روز [۱۸] مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به اندازه زاویه تماس مشخص شد (جدول-۵) که پلاگها بعد از ۳۰ روز ترشوندگی به سمت نفت دوستی تغییر ترشوندگی می دهند (شکل-۴).

بر اساس نتایج آزمایش های آشام خودبخودی و بعد از گذشت ۴۵ روز و با توجه به مقدار حجم حفرات و اشباع آب کاهش نیافتنی، میزان بازیافت نفت در رقت های مختلف آب دریا مطابق جدول-۶ می باشد. همانطور که مشخص است در این مطالعه میزان بازیافت نفت در رقت بالاتر آب کم شور (۱۰۰*SW) جهت نمونه سنگهای کربناته شکافدار مخزن مورد مطالعه در حضور آب کاهش نیافتنی، بیشتر می باشد. در توجیه مکانیسم های موثر در این میزان بازیافتی، دو مکانیسم حلالیت کانی و اثر افزایش pH و تغییر ترشوندگی بررسی می شود. بدین منظور پس از اتمام آزمایش های آشام، غلظت یون های کلیدی شامل یون های کلسیم و منیزیم و سولفات، قبل و بعد از آزمایش آشام در حضور رقت های مختلف آب کم شور بر روی سنگ کربناته با روش تیتراسیون و همچنین زاویه تماس اندازه گیری شد.

در مقایسه حلالیت سنگ نسبت به غلظت نمک همانطور که در



شکل ۴ | زاویه تماس قطره نفت در قبل و بعد از فرآیند پیرشدگی (درجه)

جدول ۵ | نوع ترشوندگی بر اساس زاویه تماس [۱۹]

سطح آب دوست	$0 < \phi < 70$
سطح نفت دوست	$115 < \phi < 180$
ترشوندگی خنثی	$70 < \phi < 115$

جدول ۶ | میزان بازیافت نفت بر حسب درصد نفت در آ آزمایش های آشام خودبخودی با حضور آب های کم شور در رقت های مختلف و در نمونه سنگ کربناته

Rock lithology	Spontaneous imbibition recovery (%)	
	Dolomite rock	Limestone rock
Low salinity dilution		
SW	4.5	NA
10*SW	12.2	NA
20*SW	13.5	NA
100*SW	14.9	20.6

جدول-۷ مشخص است، غلظت یون کلسیم در آب کم شور در رقت های ۱۰ و ۱۰۰ بر نمونه سنگ های با جنس کانی غالباً دولومیتی افزایش یافته است. همانطور که اشاره شد بر اساس هیروس ۲۰۱۰، با توجه به کاهش غلظت یون کلسیم در آب های کم شور تزریقی و جهت تعادل سیستم آب/سنگ کربناته/نفت، کمبود یون کلسیم در محیط از طریق حلالیت سنگ کربناته تأمین می شود که افزایش غلظت این یون در تمامی آزمایش های انجام شده، نشان دهنده ایجاد مکانیسم حلالیت کانی می باشد.

همچنین مقایسه غلظت یون کلسیم تولیدی در دو رقت متفاوت ۱۰ و ۱۰۰ برابر آب دریا بر سنگ دولومیتی در جدول-۷ و مقدار بالای غلظت یون کلسیم در رقت بالا، نشان می دهد که حلالیت یون کلسیم سنگ در رقت بالای آب کم شور به مراتب بیشتر از آب کم شور با رقت پایین می باشد که میزان بازیافت نفت در این میزان از رقت ها نشان می دهد که حلالیت کانی که طبق نظر ماهانی ۲۰۱۰ با تولید غلظت یون کلسیم بالاتر رابطه مستقیم دارد، منجر به افزایش میزان بازیافت نفت در آب کم شور با رقت بالا (۱۰۰ برابر آب دریا) باشد. وجود ترکیب انیدریت در ساختار سنگ های دولومیتی و همچنین وابستگی حلالیت انیدریت به غلظت نمک ها، و همچنین تولید یون سولفات به مقدار زیاد در خروجی آشام آب کم شور در رقت بالاتر نسبت به رقت پایین تر مشخص است که حلالیت انیدریت در رقت های بالاتر آب کم شور بیشتر بوده و این فرضیه مطابق نظر آستاد ۲۰۱۰ می تواند موجب افزایش تولید نفت در رقت بالاتر گردد.

با توجه به اینکه میزان بازیافت نفت بر اساس نتایج آزمایشگاهی در جدول-۶ در تأثیر آب کم شور با رقت یکسان ۱۰۰ برابر آب دریا، در سنگ آهکی نسبت به سنگ دولومیتی بیشتر است، لذا جهت بررسی دلایل این نتیجه بر اساس مکانیسم حلالیت کانی به عنوان یکی از مکانیسم های موثر در تولید نفت در آشام آب کم شور، غلظت یون های

جدول ۷ | تغییرات غلظت یون های کلیدی در قبل و بعد از آزمایش های آشام در دمای ۷۵ درجه سانتی گراد (واحد ppm)

سنگ غالباً دولومیتی ^{۲۱}		
	قبل از آزمایش آشام	بعد از آزمایش آشام
غلظت یون کلسیم Ca ²⁺		
جنس کانی		
10*SW	44	180
100*SW	4.4	230
غلظت یون منیزیم Mg ²⁺		
10*SW	163.2	166.75
100*SW	16.32	46
غلظت یون سولفات SO ₄		
10*SW	311	543
100*SW	31.1	583

بررسی بیشتر، آزمایش‌های آشام بیشتری بر نمونه‌سنگ‌های کربناته با مقدار متفاوت از ترکیب انیدریت در حضور آب کم‌شور با رقت یکسان انجام شود.

مقایسه غلظت یون منیزیم تولیدی در آشام آب کم‌شور با رقت یکسان بر دو نوع سنگ دولومیتی و آهکی نشان می‌دهد، غلظت یون منیزیم تولیدی در آشام آب کم‌شور بر نمونه سنگ دولومیتی بیشتر از سنگ‌آهکی است که حلالیت این یون به دلیل وجود آن در ترکیب سنگ دولومیتی می‌باشد (جدول-۸).

در توضیح مکانیسم اثر افزایش pH همانطور که در شکل-۵ مشخص است، در آشام آب دریا و آب‌های کم‌شور با رقت‌های ۱۰ و ۲۰ برابر آب دریا، میزان pH کاهش می‌یابد. ولی در آشام آب کم‌شور با رقت ۱۰۰ برابر، مقدار pH از میزان ۶/۴۱ به ۶/۹۵ افزایش پیدا می‌کند. لذا می‌توان متوجه شد هیچ رابطه‌ی شفاف‌ی بین مقدار pH و میزان بازیافت نفت نمی‌توان برقرار نمود و به دلیل وابستگی مقدار pH به نوع واکنش‌های شیمیایی، مکانیسم افزایش pH در تزریق آب کم‌شور ممکن است مؤثر نباشد و یا بر اساس نتایج به دست آمده شاید بتوان نتیجه گرفت مکانیسم افزایش در رقت‌های بالای آب کم‌شور اتفاق می‌افتد که با نتایج ماهانه ۲۰۱۰ مطابقت دارد.

نتایج اندازه‌گیری زاویه تماس بعد از آزمایش‌های آشام در رقت‌های مختلف آب کم‌شور (۱۰، ۲۰، ۱۰۰) نشان‌دهنده تغییر ترشوندگی سنگ‌ها از حالت نفت‌دوست به سمت آب‌دوستی بوده و مقدار پایین‌تر زاویه تماس در رقت‌های بالاتر، نشان‌دهنده آب‌دوست‌تر شدن ترشوندگی است (شکل-۶)

نتیجه‌گیری

بر اساس بررسی‌های آزمایشگاهی در این مطالعه طبق شرایط سنگ و سیال و نتایج آزمایش‌های آشام بر نمونه‌سنگ کربناته (غالباً دولومیتی و غالباً آهکی)، اندازه‌گیری غلظت یون‌های کلیدی تولیدی در محیط

کلیدی در آزمایش‌های آشام آب کم‌شور اندازه‌گیری شد که نتیجه آزمایش‌ها در جدول-۸ جهت سنگ دولومیتی و جدول-۹ جهت سنگ‌آهکی آمده است.

می‌دانیم که حلالیت سنگ آهکی در آب به دلیل ناپایداری، نسبت به سنگ دولومیتی بیشتر است [۲۰] ولی در این مطالعه تولید یون کلسیم بیشتر در حضور سنگ دولومیتی نسبت به سنگ آهکی مخالف این اصل می‌باشد که می‌تواند به دلیل اختلاف خواص فیزیکی دو نوع سنگ باشد. تراوایی بالای سنگ دولومیتی و در نتیجه افزایش سطح تماس بین سنگ و فاز آبی منجر به حلالیت بیشتر سنگ و تولید یون‌های کلسیم، منیزیم و سولفات بیشتر گردد. بنابراین می‌توان نتیجه‌گیری کرد که مکانیسم حلالیت کانی (سنگ کربناته) بر روی هر دو نوع سنگ اتفاق افتاده و پارامتر تراوایی و تخلخل بالا در سنگ دولومیتی نقش مهمتری در افزایش حلالیت سنگ دارد.

با توجه به توضیحات فوق لازم است تولید نفت در آزمایش‌های آشام در سنگ دولومیتی بیشتر از سنگ آهکی باشد ولی نتیجه‌گیری عکس می‌تواند مربوط به فرآیند پیرشدگی و تفاوت در میزان تغییر ترشوندگی هر دو نوع سنگ به دلیل اختلاف در تراوایی و تخلخل آنها باشد. به عبارت دیگر، در مرحله آماده‌سازی سنگ با ترشوندگی به سمت نفت‌دوستی، در شرایط یکسان، تغییر ترشوندگی سنگ به سمت نفت‌دوستی در سنگ آهکی به دلیل تراوایی و تخلخل پایین نسبت به سنگ دولومیتی کمتر است و بخش عمده‌ای از سنگ آهکی با ترشوندگی آب‌دوست باقی مانده که در این حالت تولید نفت در سنگ آهکی به دلیل نیروی موئینه مثبت بزرگ‌تر، بیشتر خواهد بود. با توجه به منبع تولید یون سولفات از ترکیب انیدریت و اینکه همراهی ترکیب انیدریت در سنگ‌های دولومیتی بیشتر از سنگ‌های آهکی است، علت افزایش یون سولفات تولیدی در آزمایش‌های آشام در سنگ دولومیتی نسبت به سنگ آهکی به دلیل حلالیت ترکیب انیدریت است، که پیشنهاد می‌گردد جهت

تغییرات غلظت یون‌های کلیدی در قبل و بعد از آزمایش‌های آشام بر سنگ غالباً آهکی (PPM)		
جنس کانی	سنگ غالباً دولومیتی ^{۲۵}	
مشخصات سنگ	تخلخل	تراوایی (md)
	12.26	1.913
مرحله	قبل از آزمایش آشام	بعد از آزمایش آشام
غلظت یون کلسیم Ca ²⁺		
100*SW	4.4	30
غلظت یون منیزیم Mg ²⁺		
100*SW	16.32	8.74
غلظت یون سولفات SO ₄		
100*SW	31.1	50

تغییرات غلظت یون‌های کلیدی در قبل و بعد از آزمایش‌های آشام بر سنگ غالباً دولومیتی (ppm)		
جنس کانی	سنگ غالباً دولومیتی	
مشخصات سنگ	تخلخل	تراوایی (md)
	14.17	6.8
مرحله	قبل از آزمایش آشام	بعد از آزمایش آشام
غلظت یون کلسیم Ca ²⁺		
100*SW	4.4	230
غلظت یون منیزیم Mg ²⁺		
100*SW	16.32	46
غلظت یون سولفات SO ₄		
100*SW	31.1	583

انجام آزمایش‌های آشام بر نمونه سنگ‌آهکی به دلیل وجود سهم عمده سنگ با ترشوندگی آب‌دوستی، آب کم‌شور با نیروی مثبت مویینه وارد سنگ شده و نفت بیشتری تولید می‌نماید. همچنین در تولید نفت در آشام آب کم‌شور در سنگ آهکی، اثر نیروی محرکه مویینه نسبت به اثر حلالیت سنگ و انیدریت بیشتر می‌باشد.

■ علی‌رغم اختلاف‌نظرها در خصوص مکانیسم افزایش pH به‌عنوان یکی از مکانیسم‌های موثر در تزریق آب کم‌شور، نتایج آزمایش pH نشان می‌دهد که در رقت‌های بالا (۱۰۰ برابر آب در این مطالعه) مکانیسم افزایش pH می‌تواند به دلیل جایگزینی یون هیدروژن با یون کلسیم حل شده از سنگ (حلالیت کانی) باشد.

■ بر اساس نتایج این مطالعه در آشام آب کم‌شور، تغییر ترشوندگی سنگ‌ها از حالت نفت‌دوستی به سمت آب‌دوستی ایجاد می‌شود و هر چه رقت آب کم‌شور بالاتر باشد، تغییرات ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی بیشتر خواهد بود.

در راستای ارتقا این مطالعه پیشنهاد می‌گردد جهت بررسی اثر حلالیت انیدریت در افزایش تولید نفت، آزمایش آشام در یک رقت یکسان از آب کم‌شور بر نمونه سنگ‌های دولومیتی با مقدار متفاوت از غلظت انیدریت مورد آزمایش قرار گیرد و کلیه آزمایش‌های این مطالعه بر نمونه سنگ‌های دولومیتی با خواص نسبتاً یکسان سنگ و اندازه‌گیری غلظت یون‌های کربوکسیلیک^{۲۸}، هیدروژن و هیدروکسیل^{۲۹} علاوه بر یون‌های کلیدی مورد اشاره در این مطالعه انجام و نتایج مطالعه در زمینه مکانیسم اثر افزایش pH در مقایسه با مقدار یون هیدروکسیل تولیدی و همچنین مکانیسم تغییر ترشوندگی بر اساس یون کربوکسیلیک تولیدی بیشتر، مجدداً مورد بررسی قرار گیرد. همچنین پیشنهاد می‌گردد جهت اطمینان از ایجاد مکانیسم حلالیت کانی در آزمایش‌های آشام سنگ‌های کربناته و ارتباط مستقیم آن با غلظت یون کلسیم تولیدی، آزمایش‌های با تعداد نمونه سنگ بیشتر و رقت‌های آب کم‌شور متفاوت تکرار شود. ■

آبی، میزان pH و زاویه تماس در رقت‌های مختلف آب دریا و همچنین با فرض عدم تشکیل رسوب بر اساس عدم تطابق پذیری^{۳۶} آب کم‌شور و آب سازند (در میزان اشباع آب کاهش نیافتنی سنگ^{۳۷}) و مقدار بسیار ناچیز رس، می‌توان نتایج زیر را اظهار نمود:

■ نتایج آزمایش آشام آب کم‌شور در رقت‌های مختلف بر سنگ‌های دولومیتی نشان‌دهنده میزان رقت ۱۰۰ برابر آب دریا با غلظت نمک حدوداً ۴۳۰ ppm، به‌عنوان نمک بهینه در ازدیاد برداشت در این مخزن کربناته مورد مطالعه می‌باشد.

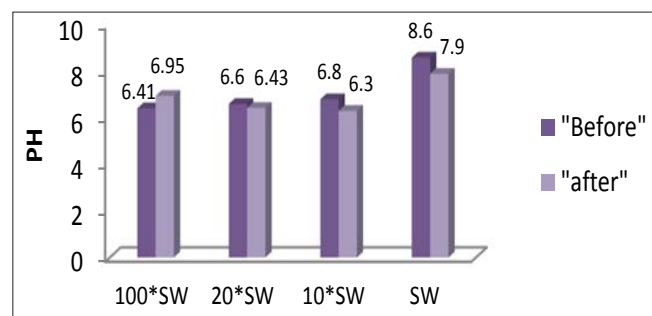
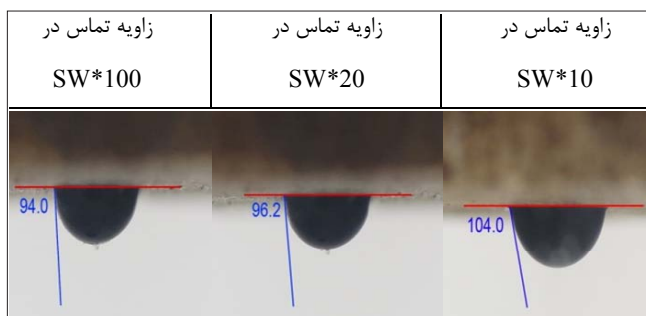
■ افزایش غلظت یون نیزیم در آشام آب‌های کم‌شور بر نمونه سنگ دولومیتی حاکی از تأیید حلالیت سنگ‌های دولومیتی می‌باشد.

■ به دلیل افزایش بیشتر یون کلسیم در رقت بالای آب کم‌شور می‌توان اظهار کرد که حلالیت سنگ دولومیتی در رقت بالا به مراتب بیشتر از آب کم‌شور با رقت پایین می‌باشد که نتیجه با میزان بازیافت نفت مطابقت دارد.

■ به دلیل افزایش یون سولفات و اطمینان از وجود ترکیب انیدریت در نمونه سنگ‌ها، می‌توان اظهار کرد با کاهش غلظت نمک‌ها، حلالیت انیدریت افزایش یافته و یون سولفات بیشتری تولید می‌گردد که به دلیل نقش کاتالیستی یون سولفات در رهاش قطرات نفت از سطح سنگی، افزایش بازیافت نفت را به همراه دارد.

■ با توجه به همراهی بیشتر ترکیب انیدریت در سنگ دولومیتی نسبت به سنگ آهکی، علت افزایش بیشتر غلظت یون‌ها در آشام بر سنگ دولومیتی نسبت به سنگ آهکی می‌تواند به دلیل حلالیت ترکیب انیدریت باشد.

■ مقدار تخلخل و تراوایی بسیار پایین سنگ آهکی در مقایسه با سنگ دولومیتی در این مطالعه موجب می‌شود که در زمان انجام مرحله پیرشدگی این نوع نمونه سنگ با نفت (در بخش آزمایشگاهی آماده‌سازی مغزه)، به دلیل نیروی مقاوم مویینه در حفرات ریز و عدم وجود نیروی محرکه، دیگر نفت نتواند وارد بخش عمده‌ای از حفرات شود و در نتیجه، تغییر ترشوندگی کامل حفرات به سمت نفت‌دوستی صورت نمی‌گیرد. بنابراین در حین



شکل ۶ | زاویه تماس قطره نفت در بعد از آزمایش‌های آشام در رقت‌های مختلف آب کم‌شور (درجه)

شکل ۵ | تغییرات pH در تست آشام خودبخودی آب کم‌شور در رقت‌های مختلف بر نمونه سنگ غالباً دولومیتی (بررسی مکانیسم افزایش اثر pH)

پانویس‌ها

1. dilution
 2. Astad
 3. Qiao
 4. Mineral Dissolution
 5. Fine Migration
 6. Multicomponent Ion Exchange
 7. Double Layer Expansion
 8. Osmosis Effect
 9. IFT Reduction
 10. Viscos Elasticity
 11. Hiorth
 12. Anhydrite
 13. Not Sweep
 14. Microscopic Sweep efficiency
 15. Mahani
 16. ICP-MS
 17. Mohan
 18. Mcguire
 19. Zhang & Morrow
 20. Zhang
 21. Sheng
 22. Aksulu
 23. Zaeri
 24. anhydrite(CaSO4)
 25. Micro Fracture
 26. Vug
 27. Sea water
۲۸. درصد وزنی نمک بر حسب درصد که بر اساس غلظت نمک آب دریا به میزان ۱۰۰ درصد و رقت آبهای کم شور محاسبه می‌شود.
29. Formation water
 30. Sea water
 31. TDS
 32. Aging
 33. Slab
 34. MgCaCO₃
 35. CaCO₃
 36. Compatibility
 37. Swi
 38. HCOOH⁻
 39. OH⁻

منابع

- [1].Tang, G. Q., Morrow, N. R., «Influence Of Brine Composition And Fines Migration On Crude Oil/ Brine/ Rock Interactions And Oil Recovery», Journal Of Petroleum Science And Engineering, Vol. 24, Pp991999, «111-.
- [2].Austad, T., Rezaeidoust, A., Puntervold, T., «Chemical Mechanism Of Low Salinity Water Flooding In Sandstone Reservoirs», Presented At The SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 2010.
- [3].Qiao, C., Li, L., Johns, R. T., Xu, J., «A Mechanistic Model For Wettability Alteration By Chemically Tuned Waterflooding In Carbonate Reservoir», SPE Journal, SPE170966, 2015.
- [4].Hognesen, E. J., Strand, S., And Austad, T., «Waterflooding Of Preferential Oil-Wet Carbonates: Oil Recovery Related To Reservoir Temperature And Brine Composition», Paper SPE 94166, SPE Europec/ Eage Annual Conference, Madrid, Spain, 2005.
- [5].Lee, S.; Webb, K.; Collins, I.; Lager, A.; Clarke, S.; Sullivan, M. O.; Et, Al.; Low Salinity Oil Recovery: Increasing Understanding Of The Underlying Mechanisms. In SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010.
- [6].W. B. Bartels, H. Mahani, S. Berg, S.M. Hassanizadeh, Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. Fuel 236 (2019) 338–353
- [7].Hiorth, A., Cathles, L. M., And Madland, M. V., «Impact Of Pore Water Chemistry On Carbonate Surface Charge And Oil Wettability», Transport In Porous Media, 85(1): 12010, «21-
- [8].Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., And Al-Jawfi, M., Laboratory Investigation Of The Impact Of Injection-Water Salinity And Ionic Content On Oil Recovery From Carbonate Reservoirs, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 14(5),2011
- [9].Mahani H., Keya AL., Berg S., Bartels W-B., Nasralla R., Rossen WR., Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates. Energy Fuels.2015;29(3):1352–67.https://doi.org/10.1021/ef5023847.
- [10].Mohan, K.K., Vaidyab, R.N., Reed, M.G., Fogler, H.S., 1993. Water sensitivity of sandstones containing swelling and non-swelling clays. Coll. Surf. A: Physico-chem. Eng. Asp. 73, 231–254
- [11].Mcguire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., Sommer, D. M., Carini, F. H., «Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New Eor Opportunity For Alaska's North Slope», Presented At The SPE Western Regional Meeting, Irvine, California, 2005
- [12].Zhang, Y., Morrow, N., «Comparison Of Secondary And Tertiary Recovery With Change In Injection Brine Composition For Crude-Oil/ Sandstone Combinations», In SPE/Doe Symposium On Improved Oil Recovery, 2006.
- [13].Zhang, Y., Xie, X., and Morrow, N. R., «Waterflood Performance by Injection of Brine with different Salinity for Reservoir Cores», Paper SPE 109849, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 2007a.
- [14].Sheng, J. J., «Critical Review Of Low Salinity Waterflooding», Elsevier, USA, 2014.
- [15].Austad, 2013. Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using SmartWater. In: Sheng, J.J. (Ed.), EOR Field Case Studies. Elsevier, Waltham, MA, USA, pp. 301–335 (Chapter 13)
- [16].Aksulu H., Haˆmsø D., Strand S., Puntervold T., Austad T. Evaluation of low-salinity enhanced oil recovery effects in sandstone: effects of the temperature and pH gradient. Energy Fuels.2012;26(6):3497–503.
- [17]. Zaeri, M., Hashemi, R., Shahverdi, H., Sadeghi, M., Enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by spontaneous imbibition of low salinity water, Petroleum Science (2018) 15:564–576.
- [18]. Sachdeva, J.S., Sripal, E.A., Nermon, A., Korsnes, R.I., Madland, M. V., James, L.A., H. Sadeghi, M., a laboratory scale approach to wettability restoration in chalk core samples, presented in International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim, Norway, August 2018.
- [19].Rao, N., The concept, characterization, concerns and consequences of contact angle, in solid-liquid-liquid systems, in: K.L. Mittal (Ed.), Contact Angle, Wettability and Adhesion, vol. 3, VSP International Science Publishers, 2003, 191–210.
- [20].W. A. Deer, FRS, R. A. Howie, J. Zussman, «An Introduction to the Rock-Forming Minerals», Book, Mineralogical Society of Great Britain and Ireland, January 01, 2013