Archive of SID

مروری بر مطالعه‌های تزریق آب کم شور در مخزن‌های کربناته و چالش‌های موجود

شیما ابراهیم زاده
دانشکده فنی و مهندسی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

علی اکبر سیف کردی*+
دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

شهاب گرامی
دانشکده فنی و مهندسی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

مصطفی گنجه قزوینی
پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، تهران، ایران

چکیده: فرایند تزریق آب و سیلاب‌زنی در سال‌های متمادی به عنوان یکی از روش‌های مهم و کاربردی برای حفظ فشار مخزن و بهبود جریان نفت به سمت چاه‌های تولیدی شناخته شده است. نتیجه‌های به دست آمده از مطالعه‌ها بیانگر آن است که جنس سنگ، ترکیب و درجه شوری آب تزریقی در کارایی فرایند سیلاب‌زنی تاثیر به سزایی دارند. تزریق آب کم شور به دلیل در دسترسی و ارزان بودن آب و سازگاری آن با محیط زیست نسبت به سایر روش‌های تزریقی کاربردی‌تر است. نتیجه‌های آزمایشگاهی بیانگر این است که بیش‌ترین بازیافت نفت زمانی به دست می‌آید که غلظت نمک آب تزریقی کم‌تر از آب سازند باشد. مکانیسم‌های بسیاری برای توصیف عملکرد تزریق آب کم شور در ازدیاد برداشت نفت بیان شده است که مهاجرت ذره‌های رس، تغییر ترشوندگی، تبادل یونی، انبساط لایه دوگانه، تغییر PH، حلالیت کانی و اثر نمک از جمله آن‌ها است. برهم کنش‌ها و اثر متقابل این مکانیسم‌ها افزون بر تأثیر مستقل هریک از آن‌ها، بر پیچیدگی شناخت عملکرد دقیق تزریق آب کم شور افزوده است. اگرچه اعتقاد عمومی بر این است که تزریق آب کم شور سبب افزایش ضریب بازیافت نفت می‌شود لیکن به‌دلیل تناقض در نتیجه‌های برخی از آزمایش‌ها ابهام‌هایی در این زمینه وجود دارد. در این مقاله چکیده‌ای از مهم‌ترین مطالعه‌های منتشر شده در زمینه اثر آب کم شور در مقیاس آزمایشگاهی ارایه و مشاهده‌های میدانی و موردهای مرتبط با شبیه سازی فرایندهای درگیر در تزریق آب کم شور بیان می‌شود. افزون بر این به چالش‌های مطالعات مرتبط با تزریق آب کم شور اشاره خواهد شد.

* عهده دار مکاتبات
+E-mail: safekordi@sharif.edu

www.SID.ir

Archive of SID

کلمات کلیدی: *تغییر ترشوندگی؛ آشام خودبخودی؛ آب کم شور یا شوراب رقیق؛ مخزن کربناته؛ آزمون‌های آزمایشگاهی؛ شبیه سازی؛ بازیافت؛ آب هوشمند.*

KEYWORDS: *Wettability alteration; Spontaneous imbibition; Low salt; Carbonated reservoir; Experimental; Simulation; Recovery; Smart water.*

مقدمه

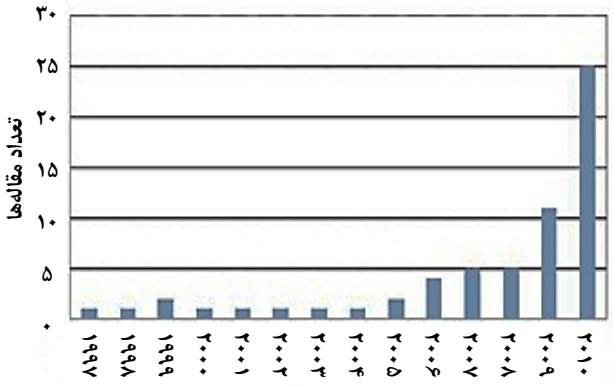
فرایند تزریق آب کم شور به دلیل وجود منابع آب در دسترس و به نسبت ارزان برای حفظ فشار مخزن و بهبود جریان نفت به سمت چاه‌های تولیدی به طور گسترده‌ای در دست بررسی است. اهمیت این مکانیسم پس از آزمایش‌های *مارو*[1] و همکاران [۲، ۱] مورد توجه قرار گرفت و آزمون‌های گوناگون سیلاب‌زنی مغزه برای بررسی اثر آب کم شور در بازیافت نفت انجام شد که بیش‌تر نتیجه‌های ارایه شده در رابطه با تزریق آب کم شور بر روی افزایش ضریب بازیافت نفت بیانگر اثر بخشی تزریق آب در غلظت‌های کم نمک است.

نتیجه‌های موفق تزریق آب کم شور در مقیاس پایلوت در برخی از میدان‌های نفت دنیا از جمله مخزن اکوفیسک[2] و مخزن‌های عربستان و همانندی نسبی ویژگی‌های این نوع از مخزن‌های کربناته به مخزن‌های کربناته ایران بیانگر پتانسیل بالای این روش جهت مخزن‌های ایران است که نیاز به پژوهش و جستجو دارد. در توصیف این عملکرد مکانیسم‌های بسیاری پیشنهاد شده است ولی اجماع کاملی درمورد آن وجود ندارد لیکن به دلیل برخی تناقضات در نتیجه‌های آزمایش‌ها، تردید در این نتیجه‌ها وجود دارد. این مقاله مروری بر مشاهده‌های آزمایشگاهی و میدانی تزریق آب کم شور در مخازن کربناته است.

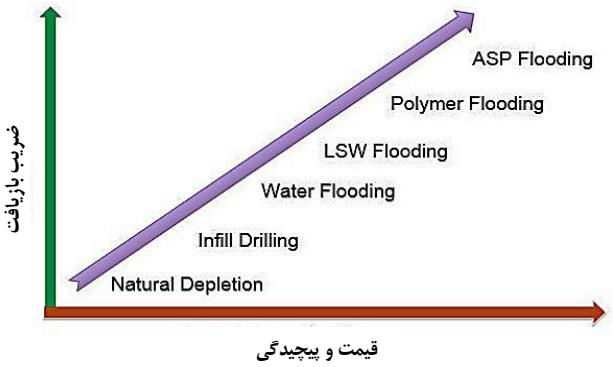
تاریخچه تزریق آب کم شور

در سال ۱۹۹۰ میلادی برای اولین بار تزریق آب با غلظت نمک کنترل شده توسط پژوهشگران دانشگاه وایومینگ مطرح شد. *یالدیز*[3] و *مارو* (۱۹۹۶) تأیید کردند که ترکیب نمک می تواند بازیافت نفت را تحت تأثیر قرار دهد اما میزان نفتی که می‌توان به دست آورد وابسته به شرایط خاص سامانه‌های نفت / آب شور / سنگ است [۱]، فراوانی مقاله‌های چاپ شده در سالیان اخیر نیز از توجه روز افزون به این موضوع را دارد. (شکل ۱)

هزینه اقتصادی مناسب و سادگی اجرای روش تزریق آب کم شور نسبت به سایر روش‌های نوین تزریق پلیمر و ASP (آلکالین،



شکل ۱ـ روند روبه رشد مقاله‌های چاپ شده در موضوع استفاده ازآب کم شور(LSW) از سال ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۰ میلادی [۳].



شکل۲- روش‌های ازدیاد برداشت بر پایه آبی بر اساس هزینه و پیچیدگی‌ها[۴]

ماده فعال سطحی و پلیمر)، دلیل دیگری بر استفاده بیش‌تر از روش تزریق آب کم شور نسبت به سایر روش‌ها است. (شکل ۲)

شرایط لازم در تزریق آب کم شور

پژوهشگران نشان دادند که هیچ حساسیتی در ازدیاد برداشت با کاهش درجه شوری آ ب، در نمونه‌های سنگ عاری از رس[4] وجود ندارد و رس و نفت دارای ترکیب‌های قطبی یا اسیدی و بازی (آسفالتین،

(۱) Morrow
(۲) Ekofisk
(۳) Yildis
(۴) Clay

www.SID.ir

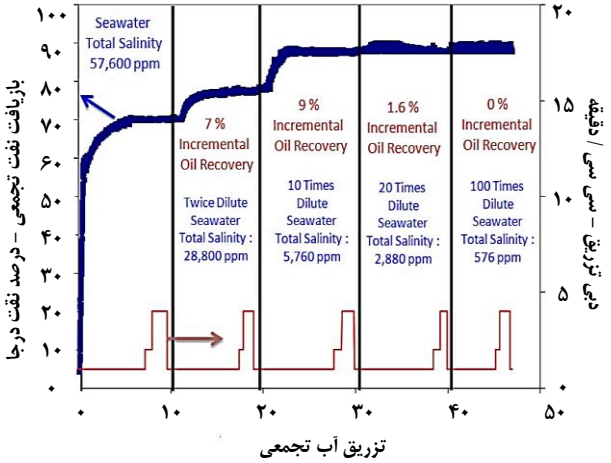
Archive of SID

رزین . . .) شروط لازم برای افزایش بازیافت هستند و نوع رس در این فرآیند نقش مهمی ایفا می‌کند به عنوان مثال کائولینیت و ایلیت (آلومینیوم سیلیکات) رس‌های تورم ناپذیر هستند و هنگامی که شرایط کلوئیدی فراهم باشد، تمایل به کنده شدن از سطح سنگ و مهاجرت دارند. برای دیدن اثر آب کم شور در مخزن‌های رس از نوع کائولینیت و یا کلریت، آب سازند باید شامل مقدارهای زیادی یون کلسیم (Ca^{2+}) باشد، زیرا این رس‌ها انتخاب پذیری قوی‌تری به یون کلسیم (Ca^{2+}) نسبت به یون سدیم (Na^{+}) دارند، به عبارتی یون‌های کلسیم سریع‌تر از یون های سدیم در محیط جذب می‌شوند و تمایل بیش‌تری به جذب یون کلسیم نسبت به یون سدیم دارند، اثر آب کم شور را برخلاف کائولینیت و کلریت، ایلیت و میکا و مونت موریلونیت را می‌توان بدون حضور کاتیون‌های دو ظرفیتی در آب سازند دید [۵].

مشاهده‌های دیگر پژوهشگران نشان می دهد که در مغزه‌هایی که اشباع آب اولیه ندارند و یا آب سازند دارای ترکیب‌های دو ظرفیتی کلسیم و منیزیم نمی باشد، استفاده ازآب کم شورتاثیری در ازدیاد برداشت ندارد [۶، ۲].

براساس پژوهش‌های *شرما* و *فیلوکو*[۱]، اولین پارامتر کنترل بازیافت نفت، میزان نمک آب سازند است[۷] و نتیجه‌های *مک گیور*[۲] و *همکاران* و *ژانگ* و *مارو* نشان دادند که افزایش بازیافت نفت با استفاده از کاهش میزان نمک در آب سازند امکان پذیر است [۸، ۶] هرچند بیش‌تر داده‌های آزمایشگاهی این قضیه را به طور کامل تأیید نمی‌کند. به طور کلی می‌توان گفت افزایش بازیافت در تزریق آب کم شور زمانی است که میزان نمک آب تزریقی کمتر از نمک موجود در آب سازند اولیه باشد [۹]. در این پژوهش، پیشنهاد شده است که شوری آب تزریقی بین ۱۰۰۰ تا ۲۰۰۰ ppm باشد ولی تا مرز ۵۰۰۰ ppm نیز تأثیرات مثبتی دیده شده است[۱۰].

یوسف[۳] (۲۰۱۱ میلادی) کاربرد تزریق آب کم شور روی مغزه کربناته در بازیافت نفت را با استفاده از آب دریا با درجه رقت گوناگون شوری را بررسی کرد و نشان داد بازیافت نفت با کاهش تدریجی غلظت نمک، تا ۱۸٪ افزایش می یابد.(شکل۳)



شکل ۳ نمودار بازیافت نفت بر اساس آزمایش سیلاب‌زنی [۱۰].

جدول ۱- انواع مکانیسم های تولید در تزریق آب کم شور [۲۶، ۲۵، ۱۹، ۱۷، ۱۶، ۱۲، ۱۰، ۸، ۶، ۲].

پژوهشگران	نوع مکانیسم
برنارد[۴](۱۹۶۷)، تانگ و مارو[۵](۱۹۹۹)، زهید[۶](۲۰۱۲)	مهاجرت ذره‌های رس
آستد[۷](۲۰۱۰)، لاگر[۸](۲۰۰۸)	تبادل چندیونی
مک گیور (۲۰۰۵)	تغییر pH
هیروس[۹](۲۰۱۰)، زهید(۲۰۱۲)	حلالیت کانی
رضادوست[۱۰](۲۰۰۹)، گاچوز[۱۱](۲۰۱۷)	اثر نمک
لایتلم[۱۲](۲۰۰۹)	انبساط لایه دوگانه
استرند[۱۳](۲۰۰۳)، هاگنسون[۱۴](۲۰۰۵)، ژانگ و مارو(۲۰۰۵)، وب[۱۵](۲۰۰۵)، یوسف(۲۰۱۱)، ژانگ و مارو (۲۰۰۶)، ژانگ(۲۰۰۵)، استرند(۲۰۰۸) الاتر[۱۶](۲۰۱۴)	تغییر ترشوندگی

سال‌ها بر حسب سال میلادی می‌باشند

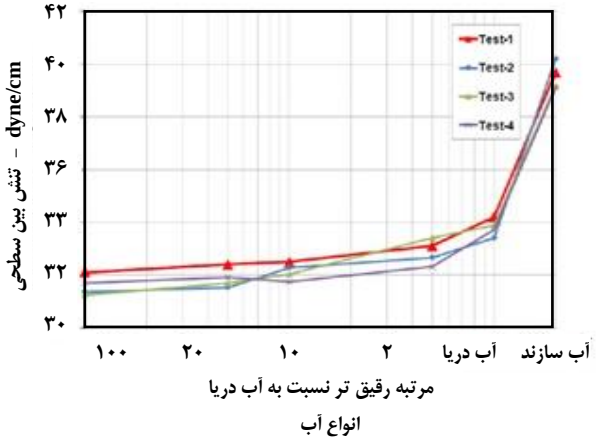
مکانیسم های تولید در تزریق آب کم شور

در این سال‌ها، مکانیسم‌های بسیاری مانند تبادل چند یونی و انبساط لایه دوگانه، تغییر pH، مهاجرت ذرات رس، تغییر ترشوندگی و ... توسط پژوهشگران در تزریق آب کم شور بیان شده است که توضیحات آن‌ها به شرح زیر است:

(۱) Sherma & Filoko
(۲) Mcguire
(۳) Yousef
(۴) Bernard
(۵) Tang &Morrow
(۶) Zahid
(۷) Austad
(۸) Lager
(۹) Hiroth
(۱۰) Rezadoust
(۱۱) Gachuz
(۱۲) Lighthelm
(۱۳) Strand
(۱۴) Hogenson
(۱۵) Webb
(۱۶) Al-Attar

www.SID.ir

Archive of SID

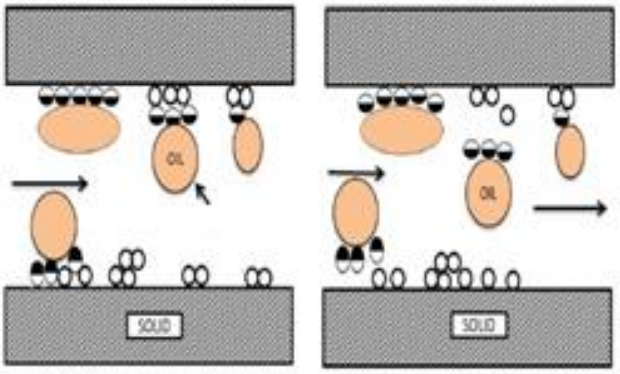


شکل۴- بررسی IFT [۱۰]

اختلاف دیدگاه‌هایی بر روی تأثیر شورآب بر روی کشش بین سطحی آب و نفت که کاهش آن به عنوان یک عامل مهم در افزایش ازدیاد برداشت نفت است، وجود دارد. با این حال *یوسف* و *همکاران* (۲۰۱۲ میلادی) گزارش دادند که آب دریا و آب های کم شور اثر ناچیزی بر روی IFT با نفت خام دارد[۱۰]. (شکل ۴)

مهاجرت ذره‌های ریز رس

ذره‌های رس سازند در اثر مجاورت با نفت، نفت دوست می‌شوند این ذره‌ها در شوری بالای آب، دست نخورده باقی می‌مانند در صورتی که در تماس با شوراب رقیق، ذره‌های رس متورم و برخی از ذره‌ها در آب تزریقی حل و همراه با آب در مسیرهای جریانی با تراوایی بالا حرکت می‌کنند و در فضاهای خالی ریز و یا گلوگاه های باریک ته نشین و گیر می کنند، در نتیجه این ته نشینی، تراوایی این مسیرها کاهش می‌یابد و شوراب به سمت مسیرهای دست نخورده هدایت می‌شود و سرانجام سیلاب‌زنی سنگ بهتر و بازیافت نفت افزایش می‌یابد. در شرایطی که این ذره‌ها درون مغزه ته تشین نشوند، جدا شدن ذره‌های نفت دوست از سطح سنگ افزایش ترشوندگی نسبت به آب را به همراه دارند که موجب بهبود بازیافت نفت می شوند. بر اساس مطالعات *شنگ* (۲۰۱۴ میلادی) مهاجرت ذره‌ها زمانی اتفاق می‌افتد که استحکام یونی آب نمک تزریقی از غلظت انعقاد بحرانی کم‌تر باشد. ذره‌های رس مانند کائولینیت و ایلیت می‌توانند در طول جریان آبی، به ویژه زمانی که آب نمک در حال جریان است از سطح دفع شوند[۹].



شکل۵- کنده شدن ذره‌های از دیواره حفره در طول سیلابزنی آب[۲].

اسکن های انجام شده در مطالعه‌های *ژانگ* و *مارو* (۲۰۰۶ میلادی) نشان دهنده چسبیدن نفت به کائولینیت است که با تزریق آب کم شور سامانه آب دوست شده و نفت از سطح سنگ دور می شود. [۱۱].

تغییر pH

براساس مطالعات صورت گرفته، جدول ۲ مقدار pH پیش و پس از تزریق آب کم شور را نشان می‌دهد. در بیش‌تر نمونه ها pH کم‌تر از ۷ است. *ژانگ*[۱] (۲۰۰۶ میلادی) گزارش کرد که پس از تزریق آب کم شور مقداری افزایش یا کاهش در میزان pH دیده می‌شود ولی هیچ رابطه شفافی بین pH و میزان بازیافت نفت دیده نمی‌شود. افزایش یا کاهش pH وابسته به واکنش‌های شیمیایی صورت گرفته است [۱۱]. با این حال مکانیسم‌های متفاوتی برای توجیه اثر فاکتور PH در ازدیاد بر داشت مطرح شده است و همچنان در حال بررسی است.

بر اساس این روش، آب کم شور با مواد معدنی موجود در سازند واکنش داده و با آزاد شدن یون های هیدروکسیل، PH تا مقدار ۷ تا ۹ افزایش می‌یابد. افزایش PH طبق معادله‌های زیر نتیجه دو عامل تبادل کاتیونی بین سطح کانی و آب نمک و انحلال ترکیب‌های کلسیتی و یا دولومیتی (CaMgCO3) است:[۱۱].

تبادل کاتیونی $CaCO_3 \rightarrow Ca^{2+} + CO_3^{2-}$

انحلال کلسیتی $CO_3^{2-} + H_2O \rightarrow HCO_3^- + OH^-$

آستد[۲] و *همکاران* (۲۰۱۰ میلادی) یک فرضیه دیگر از افزایشpH محلی مطرح کردند که تزریق شوراب رقیق، تعادلی شیمیایی

(۱) Zhang

(۲) Austad

www.SID.ir

Archive of SID

جدول۲- تغییرهای pH در سیلاب‌زنی مغزه[۱۱،۸،۲،۹]

Differential pressure (Δρ) and pH in low-salininty corefloods					
Test#	pH Befor	pH After	Δρ Befor psi	Δρ After psi	Sources
A1	۶/۲	۶-۲	۴	۹	ژانگ- ۲۰۰۷
A2	۸	۸	۲/۸	۴/۹	ژانگ- ۲۰۰۷
A3	۵/۶	۶/۳	۱	۴/۸	ژانگ- ۲۰۰۷
A4	۶	۶/۲	۱/۹	۲/۵	ژانگ- ۲۰۰۷
A5	۶	۶/۳	۱/۸	۴/۲	ژانگ- ۲۰۰۷
B1	۸	۷	۲/۶	۴/۵	ژانگ- ۲۰۰۷
B2	۷	۵/۸	۲	۳/۸	ژانگ- ۲۰۰۷
B3	۵/۶	6.1	۰/۵۶	۴/۸	ژانگ- ۲۰۰۷
B4	۶	۷/۶	۲/۷	۹/۷	ژانگ- ۲۰۰۷
T1F1	۸	۹	۱/۸	۲/۴	تانگ و مارو-۱۹۹۹
T1F2	۸	۹	۲	۲/۶	تانگ و مارو-۱۹۹۹
T1F3	۸	۹	۲/۵	۳/۷	تانگ و مارو-۱۹۹۹
1	۵	۶			لاگر و همکاران-۲۰۰۶
2	۶/۵	۹/۵			لاگر و همکاران-۲۰۰۶
1			۲	۲	ژانگ و مارو- ۲۰۰۷
2			۲	۵/۸	ژانگ و مارو- ۲۰۰۷
3			۲	۱۵	ژانگ و مارو- ۲۰۰۷
4			۰/۵	۴/۵	ژانگو مارو- ۲۰۰۷
1	۸		۹		مک گیور و همکاران- ۲۰۰۵
2	۸		۱۰		مک گیور و همکاران- ۲۰۰۵

بین آب شور و سنگ را بر هم می‌زند و در نتیجه یک دفع مطلق از کاتیون‌ها به ویژه Ca^{2+} به سامانه القا می‌شود. در نتیجه نبود Ca^{2+} در سطح سنگ، H^+از آب نزدیک سطح رس‌ها جذب سطح منفی رس می‌شود. جایگزینی Ca^{2+} با +H توسط معادله زیر نشان داده می‌شود:

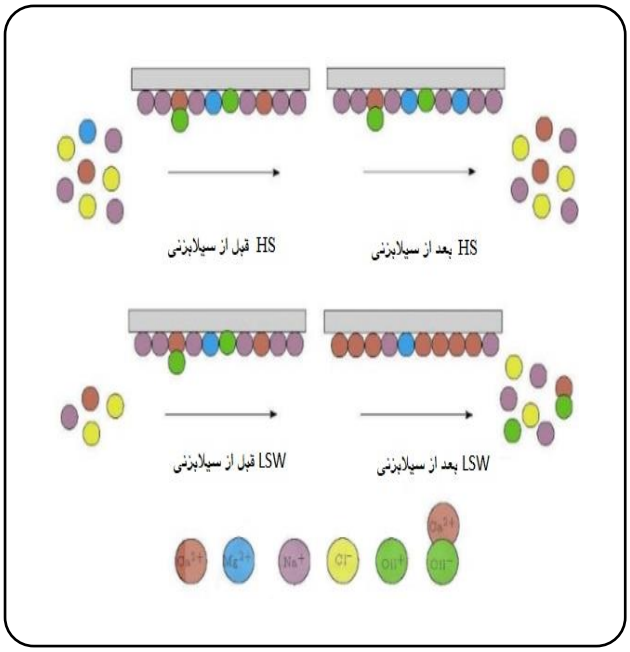
Ca^{2+}- clay + H_2O = H +- clay + Ca^{2+} + OH -Cation exchange

$CaCo_3 + H_2O = Ca^{2+} + HCO_3^- + OH$ -Carbonate dissolution

به یاد داشته باشید که PH اولیه سازند مخزن ممکن است به دلیل H2S و CO2 حل شده، کم‌تر از ۵ باشد. [۱۲].

تبادل چندیونی

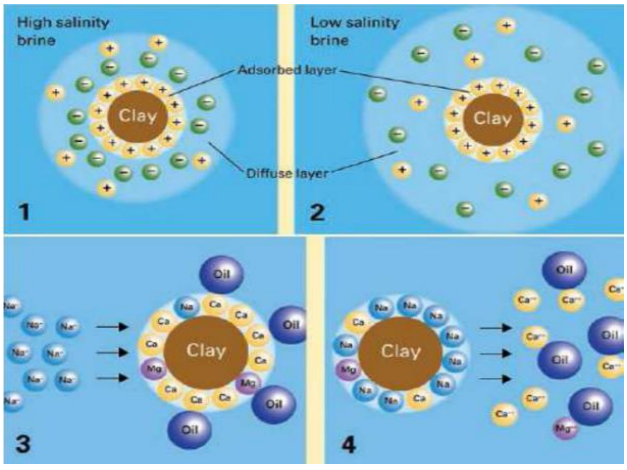
مکانیسم تبادل چند یونی، منجر به جذب قوی کاتیون‌های چند یا دو ظرفیتی همچون کلسیم و منیزیم روی سطح سنگ می شوند تا زمانی که سطح سنگ اشباع شود.کاتیون‌های چند ظرفیتی با ترکیب‌های قطبی موجود در نفت پیوند بر قرار می کنند و یک ترکیب



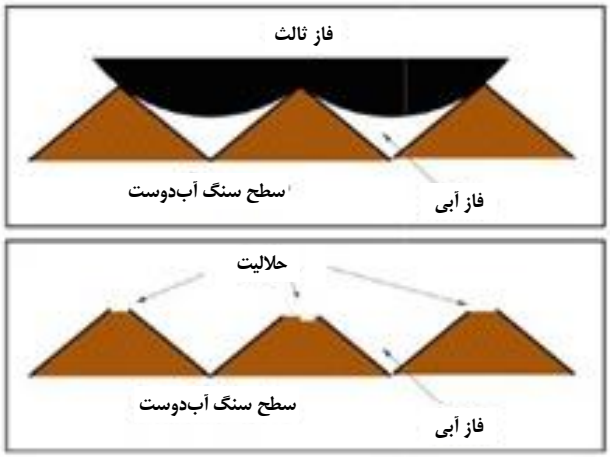
شکل۶- شمای از تبادل یونی چندجزئی[۹].

www.SID.ir

Archive of SID



شکل۷- شماتیکی از مکانیسم انبساط لایه دوگانه و تبادل یونی[۱۳]



شکل۸- مکانیسم حلالیت کانی ها[۱۴].

پیچیده فلزی آلی تشکیل می دهد و بدین صورت سنگ نفت دوست می شود. در تزریق آب کم شور، مکانیسم تبادل یونی اتفاق می افتد و موجب حذف ترکیب‌های قطبی آلی و ترکیب‌های پیچیده فلزی ـ آلی می‌شوند و کاتیون‌های غیر پیچیده جایگزین آن‌ها می‌شوند و دیگر نفت به سطح سنگ نگه داشته نمی شود[۹].(شکل ۶)

برای فهم بهتر این مکانیسم مفهوم لایه دوگانه[۱] پیشنهاد شده است که طبق آن هنگامی که یک شی (جسم جامد، حباب گاز، قطره مایع یا سطح یک محیط متخلخل) درون یک مایع قرار می‌گیرد، دو لایه باردار سطح شی را احاطه می‌کنند که لایه دوگانه نام دارد. تئوری لایه دو گانه، نیروی بین سطح‌های باردار در محیط مایع می باشد. این نظریه ترکیب اثرهای نیروی جاذبه واندروالس و نیروی دافعه الکترو استاتیک بین یون‌های موجود در دو لایه می باشد. لایه اول یون های بارداری (اعم از مثبت یا منفی) است که در نتیجه یک فعل و انفعال شیمیایی به طور مستقیم جذب سطح شی شده و لایه دوم یون‌های بارداری است که در نتیجه نیروهای الکتریکی کولونی جذب یون‌های باردار لایه اول شده اند. اسکن های صورت گرفته، نشان‌دهنده چسبیدن نفت به سطح سنگ است که آب کم شور به دلیل انبساط لایه دوگانه موجب تعادل بیشتر فیلم آبی شده و نتیجه آن آب دوست شدن سطح رس و دفع نفت از این سطح‌ها می‌شود[۹].

مکانیسم حلالیت کانی ها[۱۴]

بر اساس نظریه *هیروس*[۲] (۲۰۱۰ میلادی) در تزریق آب دریا، کلسیت در دمای پایین در حال تعادل با آب دریا می‌باشد هرچند با افزایش دما واکنش کلسیت و سولفات در آب دریا موجب رسوب انیدرید (کلسیم سولفات) می‌شود. حذف کلسیم از فاز آبی باعث می‌شود که کمبود کلسیم از سنگ تغذیه شده تا تعادل بر قرار شود. در این مکانیسم منبع یون کلسیم حلالیت کلسیم است و این امر موجب رهایی قطره‌های نفت و تغییر ترشوندگی می شود.

مکانیسم تأثیر نمک[۳]

با کاهش غلظت نمک، حلالیت سایر مواد (مواد آلی)در حلال افزایش می یابد و در نتیجه یه دلیل تغییر ترشوندگی از نفت دوستی به آب‌دوستی بازیافت بهبود می یابد و این پدیده را تاثیر نمک می‌نامند. البته این توضیح بسیار خلاصه می‌باشد زیرا در تعریف این مکانیسم می بایست به نقش یون‌ها نیز توجه شود. برای فهم بهتر مکانیسم به شکل ۹ توجه فرمایید.

با توجه به این توضیحات متوجه می شویم که مکانیسم موثر در تزریق آب کم شور , salting in effect است و در متن این نوع مکانیسم تعریف شده است.[۱۰,۲۶].

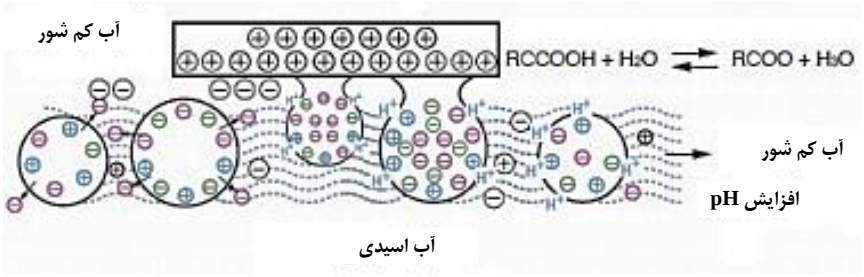
مکانیسم فشار اسمزی

سندنلند و *آرنتزن*[۴] (۲۰۱۳ میلادی) با انجام آزمایش‌ها نشان دادند که قطره‌های نفت مانند غشای شبه تراوا عمل می کند. قطره نفت می‌تواند به دلیل اختلاف فشار اسمزی جابجا شود و معتقدند که سامانه نفت دوست با اشباع آب بالا نمونه ایده آلی برای این مکانیسم می‌باشد. این مکانیسم نمی‌تواند نیاز به حضور نفت (قطبی) و رس را توجیه نماید [۱۵].

(۱) DLVO
(۲) Hiroth
(۳) Salt-In Effect
(۴) Sandengen & Arntzen

www.SID.ir

Archive of SID

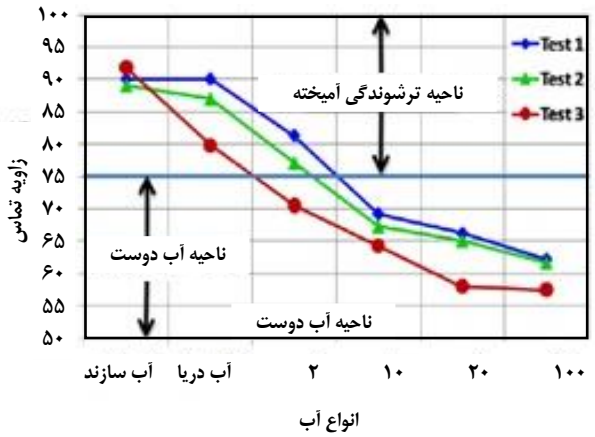


شکل۹ :مکانیسم تأثیر نمک[۲۶].

مکانیسم تغییر ترشوندگی

آستد (۲۰۱۰ میلادی) نشان داد که با رقیق کردن آب نمک مخزن، بازیابی نفت در فرآیند آشام افزایش می‌یابد. افزایش دما در فرایند جابه‌جایی نفت با سیال، به آب دوست شدن سطح و افزایش بازیابی نفت منجر می‌شود و تأثیر دما، زمان و حضور آب اولیه را بر تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته‌ی گچی رخنمون بررسی نمودند. نتیجه‌ها نشان داده است که میزان ترکیب‌های اسیدی نفت‌خام (که با عدد اسیدی بیان می‌شود) عامل مهمی در تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته می‌باشد در حالی که مقدار آسفالتین بر تغییر ترشوندگی، تأثیر مستقیم ندارد. [۱۲].

یوسف (۲۰۱۱ میلادی) نشان داد که بازیافت بالای نفت بر اثر تزریق با شوری کم به دلیل تغییر ترشوندگی است.(شکل ۱۰)



شکل۱۰-بررسی اثر تغییر ترشوندگی[۱۶].

مشاهده‌های آزمایشگاهی مکانیسم تغییر ترشوندگی

اثر یون سولفات در آب تزریقی

در بررسی‌های صورت گرفته توسط *استرند*[۱] و *همکاران* (۲۰۰۳ میلادی)، استفاده از یون سولفات به عنوان کاتالیست در فرآیند تغییر ترشوندگی توسط مواد فعال سطحی کاتیونی موثر بوده است[۱۷]. پس از آن، آزمایش‌ها انجام شده توسط *ژانگ* و *همکاران* (۲۰۰۵ میلادی)، نشان داد، سولفات می‌توان به تنهایی و بدون حضور مواد فعال سطحی گران، ترشوندگی سنگ‌های کربناته را بهبود بخشد[۱۱].

استرند و *همکاران* (۲۰۰۶ میلادی) برای به دست آوردن مکانیسم آشام خودبه‌خودی آب دریا در سنگ‌های گچی نفت ـ دوست، به بررسی اثر یون‌های مؤثر بر پتانسیل سطح موجود در آب دریا در فرآیند آشام خودبخودی پرداختند. آن‌ها با تغییر نسبت غلظت یون‌های Ca^{+2} و SO_4^{-2} و همچنین تغییر دما در انجام آزمایش‌ها، نتیجه‌های زیر را ارایه کردند:

جذب یون SO_4^{-2} بر روی سطح سنگ گچی، با تغییر بار سطح سنگ به دفع مواد کربوکسیلیک دارای بار منفی کمک می‌نماید.

افزایش غلظت یون Ca^{+2} در نزدیکی سطح سنگ در اثر هم‌جذبی این یون در حضور ین SO_4^{-2} ، واکنش با مواد کربوکسیلیک آسان می‌شود.

میزان جذب یون سولفات بر روی سطح سنگ چالکی با افزایش دما و همچنین افزایش غلظت یون Ca^{+2} افزایش میابد.

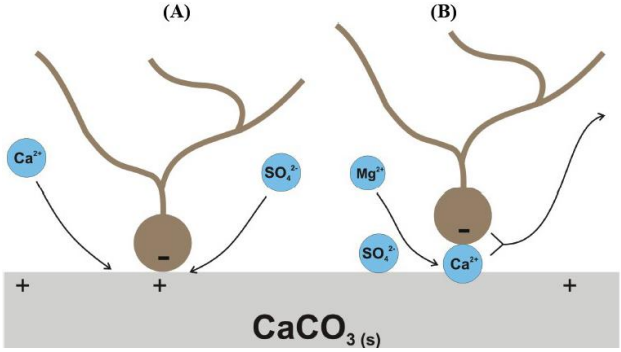
با افزایش دما، سرعت آشام و میزان برداشت نفت درپی افزایش جذب یون‌های Ca^{+2} و SO_4^{-2} بر روی سطح سنگ افزایش می‌یابد.

بر اساس این مکانیسم، در اثر جذب یون‌های سولفات، بار منفی سطح افزایش یافته و موجب افزایش جذب یون کلسیم بر روی سطح سنگ می‌شود. در نتیجه، جدا شدن مواد کربوکسیلیک از سطح درپی واکنش با یون Ca^{+2} و تشکیل کمپلکس با این یون‌ها، آسان می‌شود[۱۲]. بر اساس آزمایشات آشام خود به خودی، *هوگنسن*[۲] (۲۰۰۵ میلادی) نتیجه گرفت در تزریق آب دریا و آب سازند، که افزایش غلظت یون سولفات در دمای بالا موجب افزایش بازیافت

(۱) strand
(۲) Hogenson

www.SID.ir

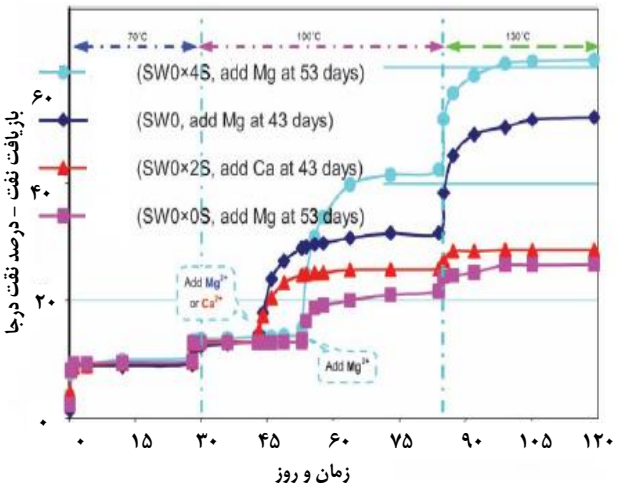
Archive of SID



شکل ۱۱ـ فعل و انفعالات یون‌ها در مکانیسم تغییر ترشوندگی در تزریق آب کم شور[۱۱].

نفت در مغزه آهکی و رخنمون گچی می‌شود که این اتفاق به دلیل اصلاح ترشوندگی در مخازن کربناته از ترشوتدگی آمیخته به آب دوست می باشد[۱۹]. *وب*[۱] و *همکاران* (۲۰۰۵ میلادی) اثر سولفات را در بازیافت نفت مغزه کربناته دریای شمال با استفاده از آزمایش آشام خودبه‌خودی را اثبات کرد و نشان داد که در مقایسه با آب بدون سولفات، آب دریا توانایی تغییر ترشوندگی مخازن کربناته به آب دوست را داراست و اثبات نمود که تأثیر آب دریا در مقایسه با آب سازند ناشی از تغییر در منحنی فشار مویینگی است ۴۰٪ بازیافت نفت با استفاده از آب دریا می‌باشد و با تزریق اجباری[۲] آب دریا، این میزان بازیافت تا ۶۰٪ هم می‌رسد [۲۰]. *ژانگ* و *همکاران* (۲۰۰۶میلادی) با استفاده از آزمایش‌های آشام خودبه خودی، مکانیسم انجام شده بر روی نمونه سنگ پیشنهادی توسط *استرند* و *همکاران* را توسعه دادند. هر دو مکانیسم پیشنهادی جهت تغییر ترشوندگی در شکل (۱۱) نشان داده شده است. مطابق این مکانیسم‌ها تغییر ترشوندگی در سنگ‌های کربناته درتزریق آب کم شور می‌تواند به دلیل تزریق آب دارای یون سولفات و یا یون‌های کلسیم یا منیزیم یا هر دوی آن‌ها انجام شود. در نمونه B با افزایش دما (دمای بالاتر از۹۰ درجه سلسیوس)، یون منیزیم فعال شده و جایگزین یون کلسیم می‌شود و سولفات، اکتیویته خود را زمانی که با منیزیم واکنش می‌دهد از دست می‌دهد [۱۱].

شکل ۱۱ مکانیسم را در دمای پایین (کم‌تر از ۹۰درجه سلسیوس) نشان می‌دهد که در این دما یون منیزیم اکتیویته خود را از دست می‌دهد و هر دو یون کلسیم و سولفات اکتیو شده و CaSO4 تشکیل می‌شود. هر دو مکانیسم تغییر ترشوندگی با یون کلسیم و سولفات و یون منیزیم و سولفات روی سطح چاک در شکل (۱۲) نشان داده شده است [۶].



شکل۱۲-مکانیسم پیشنهادی تغییر ترشوندگی[۶].

واکنش‌ها طی این فرآیند بر اساس واکنش‌های زیر می‌باشد[۶].

$$RCOO^- - Ca - CaCO_3(s) + Ca^{2+} + SO_4^{2-}$$
$$RCOO - Ca^+ + Ca - CaCO_3(s) + SO_4^{2-}$$

در این واکنش، سولفات جهت افزایش غلظت یون کلسیم نزدیک سطح به عنوان یک کاتالیست عمل می‌کند. در بر هم کنش سولفات و منیزیم، منیزیم توانایی جایگزینی با یون کلسیم را روی سطح گچی دارد. حضور سولفات در این فرآیند هم به عنوان کاتالیست می‌باشد.

$$RCOO^- - Ca - CaCO_3(s) + Mg^{2+} + SO_4^{2-} =$$
$$Mg - CaCO_3(s) + RCOO - Ca^+ + SO_4^{2-}$$

نتیجه مطالعه آزمایش‌های اولیه بر روی مکانیسم شیمیایی تغییر ترشوندگی در مخازن شکافدار نشان داد که افزایش ۱۵% بازیافت نفت در مغزه آهکی (کربناته) زمانی است که تزریق آب دریای دارای سولفات اتفاق می افتد و آب دریای عاری از سولفات اثری ندارد[۲۱]. *چندراسخار* و *موهانتی*[۳] (۲۰۱۳ میلادی) بیان کردند افزایش غلظت سولفات در آب تزریقی تا یک سطح معین روی بازیافت نفت اثر مثبت داشته و افزایش غلظت کلسیم اثر منفی دارد[۲۲].

اوولایو[۴] (۲۰۱۴ میلادی) اثر یون سولفات در آب هوشمند را در بازیافت نفت در مخازن کربناته مورد بررسی قرار داد. ایشان از طریق آزمون‌های سیلاب‌زنی، اندازه گیری زاویه تماس، آزمون زتاپتانسیل و آنالیز یون نتیجه گرفت که غلظت بالای یون سولفات منجر به افزایش بازیافت تا یک حد مشخص می‌شود و پیشنهاد نمود که آب هوشمند با ۴ برابر غلظت سولفات ممکن است غلظت بهینه یون سولفات باشد[۲۳].

(۱) Webb
(۲) Forced
(۳) Chandrasekar&Mohanty
(۴) Awolayo

www.SID.ir

Archive of SID

اثر استحکام یونی

رومانوکا [۱] (۲۰۱۲ میلادی) اشاره کرد اصلاح شیمی آب تزریقی موجب بهبود رفتار ترشوندگی سطح‌های سنگ کربناته می‌شود و در تولید ثالثیه نفت، افزایش آب دوستی سنگ به دلیل کاهش استحکام یونی می باشد. و نشان داد که اصلاح ترشوندگی نمونه سنگ کربناته به دلیل نوع ترکیبات یونی و استحکام یونی آب نمک می‌باشد. در این مطالعه اصلاح ترشوندگی با انجام آزمون آشام خود به خودی نفت بررسی شد دلیل اصلی بازیافت بالای نفت جهت آب نمک، استحکام یونی پایین است. بالاترین بازیافت برای نمونه‌ها به دلیل غلظت سولفات بالاتر است که اهمیت آن نسبت به پدیده کاهش استحکام یونی بیشتر است [۲۴].

تأثیر دما در تغییر ترشوندگی

استراند [۲] (۲۰۰۸ میلادی) با انجام آزمایش‌های مغزه نشان داد که افزایش دما فرآیند آب دوست کردن سنگ کربناته را بهبود می بخشد[۲۵].

زهید [۳](۲۰۱۲ میلادی) نشان داد بازیافت نفت از مغزه مخزن کربناته فقط در دمای بالاو به دلیل افزایش فشار ناشی از مهاجرت ذره‌های ریز و حل شدن آن‌ها اتفاق می‌افتد[۲۷]. *چندراسخار و موهانتی* (۲۰۱۳ میلادی) آزمایش آشام خود به خودی و سیلاب زنی را روی چند مغزه سنگ آهکی تحت دمای بالا انجام دادند. ویژگی‌های آب شوری را که می تواند بازیافت نفت در این شرایط دمایی را افزایش دهد، شناسایی کردند[۲۲].

نتیجه متناقص

هامون [۴] (۲۰۱۵ میلادی) ، نشان داد که در سیلاب‌زنی ثالثیه با آب کم شور، تا حجم ۲ تا ۳ حجم فضای متخلخل [۵] بازیافت چشمگیری دیده نمی‌شود و این بر خلاف ادعای گذشته (بالغ بر ۵۰۰ مقاله آزمایشگاهی) مبنی بر تأثیر مثبت و چشمگیر سیلاب‌زنی آب کم شور می‌باشد. تعدادی از آزمایش‌های انجام شده نشان داد که دامنه تغییرهای راندمان در تزریق ثالثیه با آب کم شور ممکن است از مقدار ضعیف تا میزان بسیار جزئی باشد در صورتی که شرایط مورد نیاز در انجام این آزمایش‌ها همچون "حضور رس [۶]"، "آب سازند" و "اثر ترشوندگی آمیخته [۷]" رضایت بخش باشد[۲۸]. بر اساس مطالعه‌های *شریعت پناهی و همکاران* [۸] (۲۰۱۶ میلادی) تزریق آب دریا به عنوان آب هوشمند در مخازن دولومیتی کربناته در دمای ۷۰ درجه سلسیوس بازیافت قابل توجهی ندارد و با ۱۰٪ رقیق سازی آب تزریقی، تغییرهای ترشوندگی موجب افزایش بازیافت تا ۱۵٪ می‌شود درحالی که رقیق سازی تا میزان ۱۰۰برابر در این نوع نمونه منجر به مقدار چشمگیری بازیافت نفت نگردید [۲۹].

مطالعه‌های میدانی

ژانگ [۹] (۲۰۰۷ میلادی) تغییر ترشوندگی مخزن دریای شمال در مخزن کربناته اکوفیسک [۱۰]را مطالعه کرد. این مطالعه با استفاده از نفت (عدد اسیدی [۱۱] یا همان میزان یون کربوکسیلیت۲/۰۷mgKOH/g) و نمک کلرید کلسیم، در غلظت‌های گوناگون سولفات انجام شد و سپس یون کلسیم و منیزیم افزوده شد که نتیجه بیانگر از تغییر ترشوندگی با آب دارای یون کلسیم و سولفات یا یون منیزیم و سولفات بود [۶].

آستد و رضایی دوست (۲۰۱۰ میلادی) در یک مطالعه‌ی میدانی در میدان‌های عربستان بهبود بازیافت در استفاده از این روش را دیدند. در حال حاضر شرکت آرامکو یک پروژه پژوهشی بزرگ به منظور امکان سنجی تزریق آب کم شور و آب هوشمند از مخزن‌های خود را آغاز کرده است[۳۰].

شبیه سازی سیلابزنی با آب کم شور

پژوهشگران زیادی در زمینه شبیه سازی سیلابزنی با آب کم شور بررسی نمودند رویکرد همگی آنها اصلاح منحنی های تراوایی نسبی ومنحنی فشار مویینه به عنوان تابعی از نمک می باشد.

جرالد (۲۰۰۸ میلادی) سیلابزنی با آب کم شور را با استفاده از رویکرد تجربی مدل کرد. منحنی‌های فشار مویینه و تراوایی نسبی جهت ورودی با شوری بالا و پایین به عنوان ورودی محسوب می‌شود. مقادیر فشار *مویینه* و *تراوایی* نسبی واقعی در یک مقدار اشباع خاص، میانگین مقادیر بین آب با شوری کم LS و آب با شوری بالا HS است. فاکتور وزنی W بر اساس رابطه زیر به دست می آید[۳۱].

(۱) Romanoka
(۲) Strand
(۳) Zahid
(۴) Hamon
(۵) Pore volume
(۶) Clay
(۷) Mixed
(۸) Shariatpanahi
(۹) Zhang
(۱۰) Ekofisk
(۱۱) AN

www.SID.ir

Archive of SID

$$W = \frac{Sorw - Sorw^{LS}}{Sorw^{HS} - Sorw^{Ls}} \quad (۱)$$

Sorw به عنوان داده ورودی به عنوان تابعی از نمک با زیر نویس HS وLS جهت شوری بالا و شوری پایین می‌باشد. بر این‌اساس مقادیر فشار مویینه و تراوایی نسبی بر اساس معادله (۲) به دست می آید.

$$Krw = W \times KrwHS + (1-W) \times KrwLS \quad (۲)$$
$$Krw = W \times KrwHS + (1-W) \times KrwLS$$
$$Pcow = W \times Pcow + (1-W) \times PrwLS$$

بر اساس مدل وو (۲۰۰۹ میلادی)، برای شبیه سازی فرایند تغییر ترشوندگی دینامیکی از مدل جذب نمک (مدل همدمای لانگمیور) طبق روابط (۳) و با کمک رابطه‌های (۲) استفاده شد.

$$W = \frac{a^* - cr}{a^*} \quad (۳)$$

$$a^* = \frac{a1}{a2} \qquad cr = \frac{a1 \times Co}{(1 + a2 \times Co)}$$

(a1، a2 ضرایب ثابت مدل لانگمیور می‌باشد). وو و *بای*[۱] (۲۰۰۹ میلادی) نشان دادند که نمک به عنوان ترکیب جدا در نظر گرفته شده و تغییر تراوایی نسبی با غلظت نمک مدل می شود[۳۲]. بر اساس مدل *ماهانتی* (۲۰۱۱ میلادی)، تغییرات ترشوندگی از نفت دوست به آب دوست در زمانی که میزان نمک آب کم شور بالاتر از مقدار درصد حجمی نمک آستانه است اتفاق می افتد[۳۳].

$$f = \frac{TDS_{HS} - TDS_{threshold}}{TDS_{HS} - TDS_{LS}} \quad (۴)$$

TDS مقدار نمک است و مقدار آستانه نمک ،مقداری است که در زمان شروع تاثیر تزریق آب کم شور می‌باشد. *کیالو ولی* (۲۰۱۵ میلادی) اولین مدل را با ارائه رابطه ای بین جریان چند فازی و اجزای سطح در سنگ کربناته و با لحاظ تغییر ترشوندگی پیشنهاد داد و توضیح داد که مدلسازی تغییر ترشوندگی به دلیل پیچیدگی و واکنش‌های بین یون‌ها در محلول آب نمک و نفت روی سطح سنگ به عنوان چالش مطرح است و موارد زیر را نتیجه گیری کرد:

افزایش غلظت سولفات منجر به افزایش بازیافت تا ۴۰٪ می شود درحالی که کاتیون‌هایی همچون کلسیم اثر کمتری روی بازیافت (تا ۵ ٪) دارند. و نتیجه‌های مدل نشان داد که با افزایش غلظت NaClبازیافت کاهش می یابد.

سطح سنگ و ضریب نفوذ کنترل کننده بازیافت است.

در مدل پیشنهادی این مقاله غلظت بهینه سولفات و کاتیون‌ها و مقدار کل یون‌های بهینه به دست آمد.

یون سدیم در جذب شرکت نمی کند و به عنوان ردیاب عمل می کند.

کاهش شوری آب و افزایش PH منجر به کاهش IFT می,aد.

هرچه دما بالاتر باشد، راندمان بالاتر می رود[۳۴].

نتیجه گیری

با توجه به این‌که ایران از نظر مخزن‌های نفت کربناته جایگاه بالایی در منطقه و جهان دارد و بیش‌تر میدان‌های کشورمان به منابع آب نزدیک است، توجه به روش نوین تزریق آب کم شور را که بتوان افزون بر حفظ محیط زیست با هزینه کمتر نسبت به سایر روش‌های شیمیایی به افزایش بازیافت چشمگیری رسید ضروری به نظر می‌رسد.

افزایش ضریب بازیافت در تزریق آب کم شور ۵ تا ۳۸ درصد و کاهش میزان اشباع نفت باقی مانده از ۳ تا ۱۷ درصد حجم فضاهای خالی را در پی داشته است (*ژانگ* و *مارو*[۲]،۲۰۰۶ میلادی). بیش‌تر نتیجه‌ها نشان می‌دهند که آب کم شور (شوراب رقیق)، پتانسیل افزایش بازیافت نفت در هر دو حالت ثانویه و ثالثیه را دارد[۱۱]. مکانیسم‌های بسیاری برای توصیف عملکرد تزریق آب کم شور در ازدیاد برداشت نفت بیان شده است که مهاجرت ذره‌های رس، تغییر ترشوندگی، تبادل یونی، انبساط لایه دوگانه، تغییر PH، حلالیت کانی و اثر نمک از جمله آن‌ها است اما در زمینه این که کدام مکانیسم اصلی تأثیرگذار است، تاکنون اتفاق نظر واحدی وجود ندارد.

از سایر برتری‌های این روش امکان ترکیب آن با سایر روش‌های ازدیاد برداشت مانند پلیمر، آلکالین ،گاز ها و ... است[۸].در کنار این برتری‌ها، پیچیدگی‌های خاصی برای این روش مطرح است از جمله نداشتن شناخت دقیق مکانیسم‌های درگیر، دسترسی به آب جهت تزریق، احتمال آسیب سازند و نیاز به تعیین ترکیب بهینه آب که البته بعضی از این مشکل‌ها برای سایر روش‌های ازدیاد برداشت دیگر نیز مطرح است.

بنابر این برخی چالش‌های مطرح در این نوع فرایند تزریق در مخزن‌های کربناته (به ویژه برای مخازن کشور ایران که با توجه به ویژگی‌های و شرایط هر مخزن از لحاظ نوع کانی ها، دما، ویژگی‌های آب سازند، نوع ترکیب نفت و نوع رس و . . . بسیار کم

(۱) Wu & Bai

(۲) Zhang & Morrow

www.SID.ir

Archive of SID

مورد بررسی آزمایشگاهی و میدانی قرار گرفته است) نیاز به بررسی بیش‌تری دارد را می توان به صورت زیر خلاصه نمود:

مکانیسم های مؤثر در تزریق آب کم شور.

بررسی مکانیسم فشار اسمزی در تزریق آب کم شور.

یون‌ها و عامل‌های مؤثر در افزایش بازیافت در سنگ‌های کربناته.

مدل‌سازی تغییر ترشوندگی به دلیل پیچیدگی و واکنش‌های بین یون‌ها در محلول آب کم شور و نفت روی سطح سنگ.

توجیه اثر فاکتور pH در ازدیاد برداشت.

رابطه بین عدد اسیدی نفت و میزان بازیافت نفت.

میزان اهمیت متغیر مقدار نمک آب سازند در افزایش بازیافت نفت و تعیین میزان بهینه نمک آب سازند.

رابطه بین محتویات کائولینیت سنگ و میزان افزایش بازیافت.

بررسی مکانیسم های شیمیایی و فیزیکی با توجه به واکنش‌های انجام شده.

بررسی اثر آسفالتین بر تغییر ترشوندگی و میزان چایداری آن در شرایط تزریق آب کم شور.

نمادها

تغییرات	Δ
زاویه تماس	θ
گرانروی	μ
وزن حجمی	ρ
کشش بین سطحی	σ
تخلخل	Φ
ثابت	C
تغییرات در طول مغزه	dx
اختلاف فشار	dp
ارتفاع	h
نفوذپذیری	K

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۵/۱۷ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۸/۲۹

مراجع

[1] Yildiz H.O., Morrow N.R., Effect of Brine Composition on Recovery of Moutray Crude Oil by Water Flooding ,.*J. Pet. Sci. Eng*, **14**: 159–168 (1996).

[2] 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* , **24**: 99-111 (1999).

[3] Morrow N., Buckley J., Improved Oil Recovery by Low-Salinity Water Flooding, *Journal of Petroleum Technology* , **63**: 106-112 (2011).

[4].https://www.energyglobal.com/upstream/Drilling-and-Production/27122013/Enhanced_Oil_Recovery_Operations_a_Sustainable_Phase_in_Securing_Global_Energy_Supply/.27 December 2013

[5] 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).

[6] Zhang Y., Xie X., 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. (2007).

www.SID.ir

Archive of SID

[7] Sharma M.M., Filoco P.R., "Effect of Brine Salinity and Crude Oil Properties on Oil Recovery and Resisual Saturation", *SPE65402*, SPE Atce Orleans (1998).

[8] 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).

[9] Sheng J.J., "Critical Review of Low Salinity Water flooding", Elsevior., USA., (2014).

[10] Yousef A.A., Liu J., Blanchard G., Al-Saleh S., Al-Zahrani T., Al-Zahrani R., Al-Tammar H., Al-Mulhim N., "Smart Water Flooding: Industry's First Field Test in Carbonate Reservoirs.", *Paper SPE 159526 , SPE Annual Technical Conference and Exhibition ,* San Antonio , Texas , USA, (2012)

[11] 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).

Yousef M., Vitamin E Modulates Reproductive Toxicity of Pyrethroid Lambdacyhalothrin in Male Rabbits. *Food and Chemical Toxicology*,**48**: 1152-1159 (2010).

[12] Austad, T., RezaeiDoust, A., and Puntervold, T., "Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs", *Paper SPE 129767, SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, (2010)

[13]. Alshakhs, M. J., Kovscek, A. R., "An Experimental Study of the Impact of Injection Water Composition on Oil Recovery from Carbonate Rocks", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30 September*, Houston, Texas, USA , (2015)

[14] Hiorth A., Cathles L.M., Madland M.V. Impact of Pore Water Chemistry on Carbonate Surface Charge and Oil Wettability., *Transport In Porous Media*, **85**(1):1-21 (2010).

[15] Sandengen K., ArntzenO.J., "Osmosis During Low Salinity Water Flooding,17th European Symposium on Improved oil Recovery", SI. Petersburg .Russia. 16 April (2013).

[16].Yousef A.A., Al-Saleh S., Al-Kaabi A., 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): SEP-137634-PA (2011).

[17] Strand S., Standnes D.C., Austad T., Spontaneous Imbibition of Aqueous Surfactant Solution Into Neutral to Oil Wet Carbonate Cores: Effects of Brine Salinity and Composition, *Energy & Fuels*, **17**(5): 1133-1144 (2003).

[18] Strand S., Hogenson D.C., Austad T., Wettability Alteration of Carbonates Effect of Potential Determining Ions and Temp., Colloids and Surface, *Physicochemical, and Engineering Aspect*, **l257**: 1-10 (2006).

[19] Hognesen E.J., Strand S., 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).

[20] Webb K., Black C., Edmonds I.," "Low Salinity Oil Recovery–The Role of Reservoir Condition Corefloods", *In 13th European Symposium on Improved Oil Recovery*, (2005).

www.SID.ir

Archive of SID

[21] Alameri W., TekluT.W., Romano M.G., Kazemi H., Al sumaiti A.M., "Experimental & Numerical Modeling of Low Salinity Waterflood in a Low Permeability Carbonate", Society of Petroleum Engineering,USA,27-30,April (2015).

[22] Chandrasekhar S., Mohanty K.K., "Wettability Alteration with Brine Composition in High Temperature Carbonate Reservoirs", *Paper SPE 166280, SPE Annual Technical Conference and Exhibition , New Orleans , Louisiana , USA* (2013).

[23] Awolayo A., Sarma H., Alsumaiti A.M., "A Laboratory Study of Ionic Effect of Smart Water for Enhancing Oil Recovery in Carbonate Reservoirs", *Paper SPE 169662 , SPE Eor Conference at Oil and Gas West Asia ,* Muscat , Oman (2014).

[24] Romanuka J., Hofman J.P., Ligthelm D.J., Suijkerbuijk B.M.J.M., Marcelis A.H.M., Oedai S., Brussee N.J.,Van Der Linde H.A., Aksulu H., Austad T., "Low Salinity EOR in Carbonates", *SPE153869, April* (2012).

[25] Strand S., Puntervold T., Austad T., Effect of Temperature on Enhanced Oil Recovery from Mixed Wet Chalk Cores by Spontaneous Imbibition and Forced Displacement Using Seawater, *Energy & Fuels,* **22**(5): 3222-32 (2008).

[26] Gachuz Muro H., Sohrabi M., Benavente D., "Dissolution of the Rock During Smart Water Injection in Heavy Oil Carbonate Reservoirs by Natural Generation of Acidic Water", Energy Fuels, Gothenburg University Library, 2 Oct (2017).

[27] Zahid A., Shapiro A. A., Skauge A., "Experimental Studies of Low Salinity Water Flooding Carbonate: a New Promising Approach", *Presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia ,* Muscat , Oman , (2012).

[28].Hamon G., Low Salinity Water Flooding: Facts, Inconsistencies, and the Way Forward , *Petrophysics ,* **57**(1): 41-50(2016).

[29].Shariatpanahi S.F., Hopkins P.H., Strand S., Puntervold.T, Austad.T, "Water Based EOR by Wettability Alteration in Dolomite", *Petroleum Technology Institute, University of Stavanger, 4036 Stavanger, Norway Energy Fuels*, **30**(1): 180–187 (2016).

[30].Austad T., RezaeiDoust A., Puntervold T., "Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs", *Paper SPE 129767, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA,* (2010).

[31].Jerauld.G.R, Webb.J, Seccombe,J.C, "Modeling Low Salinity Water Flooding", *SPE Reservoir Engineering,. SPE* 102239, (2008)

[32] Wu Y., Bai B., "Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs", *Paper SPE 118830 , SPE Reservoir Simulation Symposium,* The Woodlands , Texas , USA, (2009).

[33] Mohanty K.K., Tripathi I., Instability Due to Wettability Alteration in Displacements Through Porous Media., *Chemical Engineering Science ,* **63**(21): 5366 -5374 .2008

[34] Qiao C., Li L., Johns R.T., Xu J., Mechanistic Model for Wettability Alteration by Chemically Tuned Waterflooding in Carbonate Reservoir, *SPE Journal. SPE170966* (2015).

www.SID.ir