

بررسی کارایی و تعیین غلظت بهینه بازدارنده رسوبات معدنی مورد استفاده در یکی از میادین نفتی ایران

تاریخ دریافت: ۸۹/۴/۱۲ ؛ تاریخ پذیرش: ۹۰/۵/۴

پژوهش نفت

سال بیست و یکم
شماره ۶۷
صفحه ۵۹-۵۰، ۱۳۹۰

سکینه شکراله‌زاده*، محمد زاهدزاده، عماد رعایانی و مزگان رادمهر

شرکت ملی نفت ایران، مدیریت پژوهش و فناوری، پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز

Sakineh_shokrolahzadeh@yahoo.com

مقدمه

در میادین نفتی به دلیل استفاده گسترده از تزریق آب برای نگهداری فشار مخزن و افزایش ضریب بازیافت، مشکل تشکیل رسوب هنگامی که آب به مخزن تزریق می‌شود، وجود دارد. در بیشتر موارد کربنات‌ها و سولفات‌های استرانسیم، باریم و کلسیم به صورت رسوب مشاهده می‌شود که به دلیل سختی و حلالیت پایین، راه‌حل‌های محدودی جهت حذف آنها موجود می‌باشد. تشکیل رسوب در مخزن و تجهیزات تولیدی نفت و گاز یک مشکل عمده می‌باشد که سبب آسیب دیدگی سازند در چاه‌های تولیدی و تزریقی می‌شود. رسوب باعث گرفتگی مسیر و محدودیت جریان و در نهایت کاهش تولید نفت و گاز می‌گردد. بسیاری از چاه‌های نفت به دلیل تشکیل رسوب در ماتریس و در تجهیزات ته چاهی در اثر عملیات ازدیاد برداشت اولیه، ثانویه و ثالثیه دچار کاهش جریان می‌گردند. رسوب همچنین می‌تواند در جریان پایین دستی در سیستم تولید در شرایط فوق اشباع تولید شود. شرایط فوق اشباع می‌تواند با تغییر شرایط دما و فشار یا

چکیده

تشکیل رسوبات معدنی در سازند و تسهیلات سرچاهی یکی از مهم‌ترین مشکلات چاه‌های نفت و گاز است که باعث افت تولید و در موارد حادتر بسته شدن چاه می‌شود. معمولاً این رسوبات در اثر تغییر شرایط دمایی، فشاری و اختلاط آب‌های ناسازگار در مخزن به وجود می‌آیند. مؤثرترین روش جهت حل مشکل فوق به کارگیری بازدارنده مناسب به منظور جلوگیری و یا به تأخیر انداختن تشکیل رسوب می‌باشد. پیش از استفاده از بازدارنده رسوب در میدان، نیاز به مطالعه جامع آزمایشگاهی کارایی بازدارنده تحت شرایط مختلف می‌باشد. در این تحقیق کارایی بازدارنده تجاری مورد استفاده در یکی از میادین نفتی ایران برای آب تزریقی که مخلوطی از آب دریا و آب تولیدی می‌باشد، در شرایط محیط و شرایط مخزن مورد بررسی قرار گرفته و غلظت بهینه آن مشخص شده است.

واژه‌های کلیدی: بازدارنده، رسوبات معدنی، بررسی آزمایشگاهی، تزریق آب، غلظت بهینه

در جدول ۱ نشان داده شده است [۴ و ۶].

پیش‌بینی تشکیل رسوب

پیش‌بینی تشکیل رسوب از مسائل چالش برانگیز در صنعت نفت می‌باشد. مدل‌های مختلفی به منظور پیش‌بینی حلالیت رسوبات معدنی مخازن نفت ارائه شده است. به دلیل اینکه مدل‌های در دسترس برای تخمین رسوب بر پایه ترمودینامیک و اطلاعات حلالیت محدود بنا شده‌اند، تنها می‌توانند پتانسیل تشکیل رسوب را پیش‌بینی نمایند. برای پیش‌بینی تشکیل رسوب در حالت مخلوط آب‌های دریا و تولیدی بر اساس مدل Odd و Tomson، رابطه شاخص اشباع^۱ (SI) و نیز آنالیز آب‌ها مقدار شاخص اشباع برای مخلوط آب‌ها محاسبه گردیده است [۶ و ۷]. در این تحقیق نیز مقدار SI برای مخلوط آب‌های تولیدی دریا در شرایط اتمسفریک (فشار ۱۴/۷ Psia و دمای ۲۶ °C) و مخزن (فشار ۳۰۰۰ Psia و دمای ۹۲ °C) محاسبه گردید که در شکل‌های ۲ و ۳ به ترتیب نشان داده شده است. با توجه به مقادیر اشباع به دست آمده در شکل مشخص می‌شود که کربنات کلسیم، سولفات کلسیم و سولفات استرانسیم عمده‌ترین رسوبات در این میدان می‌باشند. همچنین مقدار رسوب با افزایش نسبت آب تولیدی افزایش می‌یابد.

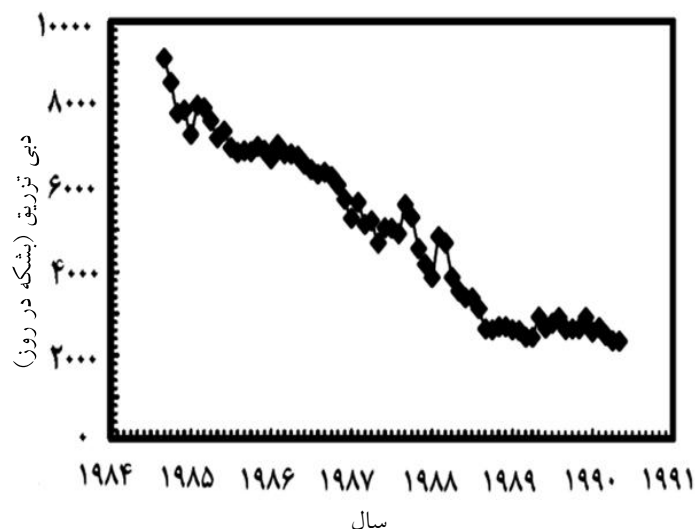
به وسیله مخلوط دو آب نامتجانس به وجود آید [۱-۳]. در این تحقیق، کارایی بازدارنده تجاری مورد استفاده در یکی از میداین نفتی ایران در شرایط اتمسفریک و شرایط مخزن بررسی شده است. در پایان مقدار غلظت بهینه ماده مذکور پیشنهاد شده است.

بررسی تشکیل رسوب در میدان نفتی در حالت مخلوط آب‌های تولیدی و دریا

تزریق آب به میدان نفتی مورد نظر در سال ۱۹۸۵ با ۹۱۰۰ بشکه در روز به منظور نگهداری فشار و افزایش برداشت آغاز شد. تزریق تا سال ۱۹۹۰ به دلیل تشکیل رسوبات معدنی و دیگر مکانیزم‌های آسیب دیدگی سازند به طور محسوس کاهش یافت و مقدار آن به ۲۲۰۰ بشکه در روز رسید که به دنبال آن عملیات تزریق متوقف شد. میزان دبی آب تزریق به این میدان در بین سال‌های ۱۹۸۴ تا ۱۹۹۱ در شکل ۱ رسم شده است [۴ و ۵].

آنالیز آب‌ها

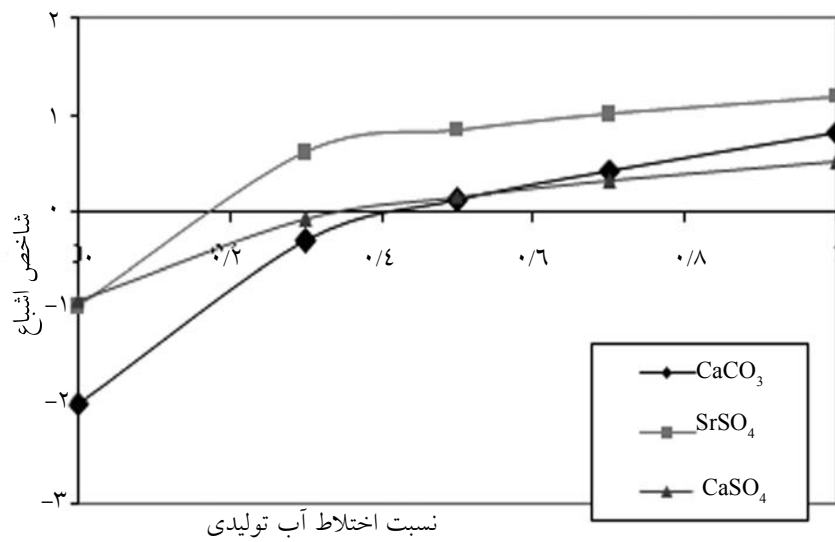
آب دریا و آب همراه تولیدی، نمونه گیری شده و مطابق جدول ۱ آنالیز شدند. به دلیل عدم دسترسی مستقیم به آب سازند، این آب با استفاده از داده‌های آنالیز انجام گرفته از نمونه گیری ته چاهی در آزمایشگاه تهیه گردید که آنالیز آن



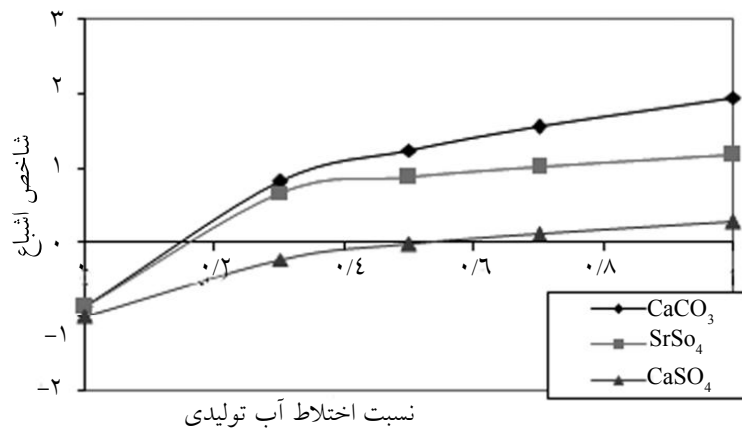
شکل ۱- تاریخچه تزریق آب در میدان مورد نظر [۴ و ۵]

جدول ۱- آنالیز آب خلیج فارس، آب سازند و آب تولیدی

یون (mg/l)	آب سازند	آب دریا	آب تولیدی
کلرید	۷۳۹۴۲	۲۳۰۰۰	۶۲۰۰۰
سولفات	۶۳۵	۳۳۵۰	۸۱۰۰
کربنات	۰	۰	۰
بیکربنات	۵۷۹	۱۶۶	۴۷۸/۲۴
منیزیم	۷۵۹	۲۹۹۶	۹۵۸/۰۸
کلسیم	۵۰۳۲	۲۶۷	۴۵۸۰
سدیم	۴۲۲۱۵	۱۱۷۵۰	۳۶۸۰۰
پتاسیم	۱۹۸۶	۰	۷۲۰
باریم	-	۰/۰۹	۰
آهن	۱۷	۰/۴۲	۰/۳۲
استرانسیم	۵۴۷	۳/۴	۴۱۰
لیتیم	-	۰	۰
دی اکسیدکربن	-	۰	۰
سولفید هیدروژن	-	۰	۰
pH	۶/۸۲	۷/۷	۷/۴۳
کل جامدات حل شده	۱۳۱۴۷۲	۴۰۲۷۰	۱۱۴۲۰۰

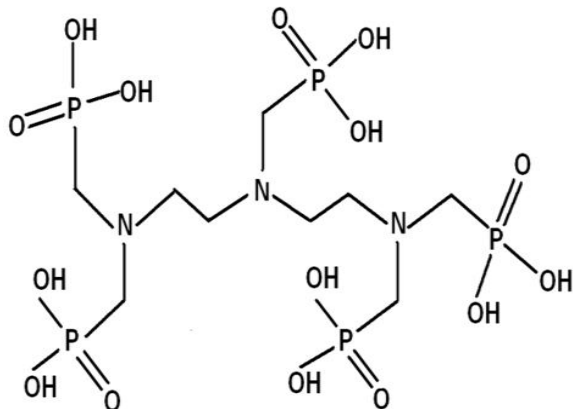


شکل ۲- پیش‌بینی تشکیل رسوب در حالت مخلوط آب دریا و آب تولیدی در شرایط اتمسفریک



شکل ۳- پیش‌بینی تشکیل رسوب در حالت مخلوط آب دریا و آب تولیدی در شرایط مخزن

بازدارنده مذکور به‌عنوان یک بازدارنده هسته‌گذاری^۱ مورد توجه بوده است. DETPMP یا گونه‌های فسفونات، ساختار شیمیایی نشان داده شده در شکل ۵ را دارند و سبب تأخیر در رشد کریستال‌ها می‌شوند [۱۱].



شکل ۵- ساختار شیمیایی بازدارنده DETPMP [۱۱]

مکانیسم عمل بازدارنده‌ها

به‌طور کلی مکانیسم عمل بازدارنده‌ها به ۳ صورت زیر می‌باشد:

- اثر آستانه^۲

- تغییر ساختار کریستالی^۳

- پراکندگی^۴

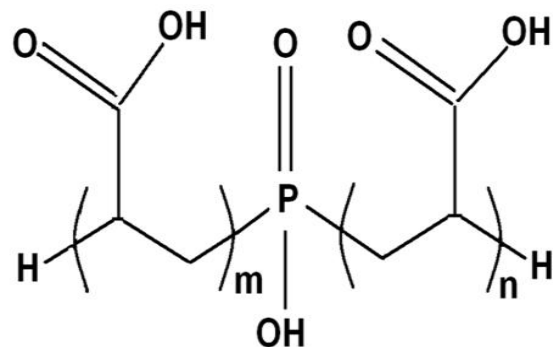
که مکانیسم عملکرد هرکدام به‌طور نمادین در شکل ۶ نشان داده شده است.

1. Nucleation
2. Threshold Effect
3. Crystal Distortion
4. Dispersion

بازدارنده‌های رسوب

استفاده از بازدارنده‌های رسوب، روش شناخته شده‌ای برای جلوگیری از تشکیل و یا تجمع رسوب می‌باشد. اغلب بازدارنده‌های تجاری مورد استفاده در میدین نفتی پایه فسفونات و پلی‌اکریلات دارند [۸-۱۰]. فسفونات‌ها، ترکیبات آلی فسفردار می‌باشند که به‌دلیل پیوند قوی بین فسفر و کربن در ساختار خود، به راحتی هیدرولیز نمی‌شوند. دی‌اتیلن تری آمین پنتا متیلن فسفونیک اسید (DETPMP) و پلی فسفونو کربوکسیلیک اسید (PPCA) دو بازدارنده تجاری معمول برای جلوگیری از تشکیل رسوب در صنعت نفت و گاز می‌باشند.

PPCA پلیمری است که از اتصال دو پلی‌آکریلیک اسید به وسیله یک گروه فسفوری تشکیل شده است. ساختار این پلیمر در شکل ۴ نشان داده شده است.



شکل ۴- ساختار شیمیایی بازدارنده PPCA [۱۱]

به دلیل اینکه در آزمایشات با غلظت سروکار داریم، لازم است که کارایی را بر اساس غلظت تعریف کنیم. طبق پیشنهاد انجمن مهندسی خوردگی (NACE) کارایی بازدارنده (E) به صورت زیر تعریف می شود:

$$\%E = \frac{C_1 - C_B}{C_0 - C_B} \times 100 \quad (2)$$

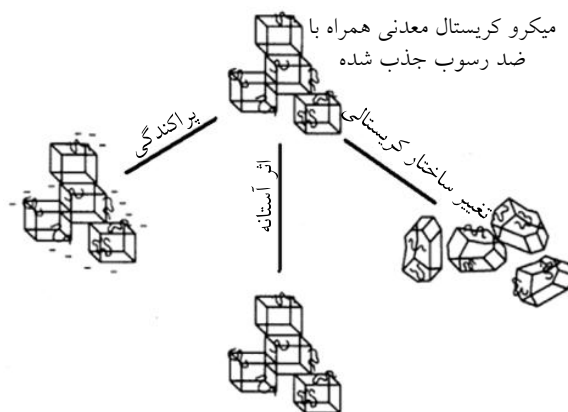
که C_1 غلظت کاتیون مورد نظر در محلول حاوی بازدارنده، C_0 غلظت کاتیون در محلول اولیه و C_B غلظت کاتیون در محلول بدون بازدارنده می باشد [۱۲].

آزمایش بازدارنده‌ها

بازدارنده تجاری مورد استفاده در این آزمایش، مخلوطی از فسفونات و پلی اکریلات می باشد که برای کنترل تشکیل رسوبات کربناته و سولفات در آب به کار می رود. بر خلاف پلی فسفات‌ها و اترهای فسفات، این ترکیب پایدار است و حتی در دمای بالا نیز تجزیه نمی شود [۱۳]. شرکت سازنده محدوده غلظت مناسب جهت استفاده از ماده شیمیایی مورد نظر را بین ۵ تا ۴۰ ppm پیشنهاد کرده است. بنابراین برای انتخاب مقدار بهینه، غلظت‌های ۵، ۱۰، ۳۰ و ۴۰ ppm با ترکیب ۹۰٪ آب تولیدی و ۱۰٪ آب دریا که بیشترین مقدار رسوب را در حالت اتمسفریک تولید می نمود، استفاده شد. آزمایشات در دو دمای ۲۶ °C و ۹۲ °C (به ترتیب دمای محیط و دمای مخزن) و فشار اتمسفر انجام گرفت. سپس غلظت انتخاب شده در شرایط مخزن (آزمایش مغزه نگهدار) بررسی و مطالعه گردید.

روش انجام آزمایش

محلول‌هایی با غلظت ۵، ۱۰، ۳۰ و ۴۰ ppm از بازدارنده با ترکیب درصد ۹۰٪ از آب تولیدی و ۱۰٪ از آب دریا در دمای ۲۶ °C تهیه شده و در ظرف شیشه‌ای اتمسفریک قرار داده شد (شکل ۷). میزان pH همه محلول‌ها در مدت زمان طولانی و مشخص به طور متناوب اندازه‌گیری شد که به عنوان نمونه تغییرات pH محلول‌های ۱۰ و ۳۰ ppm از بازدارنده در شکل ۸ نشان داده شده است. همان گونه که در شکل ۸ مشاهده می شود، pH محلول‌های حاوی بازدارنده به مقدار کمی افزایش یافته است. لازم به ذکر است که با تشکیل رسوب در محلول، pH کاهش می یابد.



شکل ۶- مکانیسم عمل بازدارنده‌ها [۱۱]

بازدارنده‌های رسوب، جداکننده و عامل‌های کی لیت‌ساز خوبی برای کاتیون‌های شبکه کریستال استرانسیم، باریم و کلسیم می باشند که سبب کاهش فعالیت کاتیون‌ها و به تبع آن کاهش فوق اشباع و در نهایت کاهش تشکیل رسوب می شوند. در حالت دیگر، بازدارنده بعد از تشکیل هسته وارد عمل شده و از طریق جذب به سایت‌های رشد فعال روی سطح کریستال، باعث متوقف شدن رشد آنها می شود. مکانیسم دوم تغییر ساختار کریستالی می باشد که سبب افزایش پایداری هسته گذاری شده و اغلب باعث از بین رفتن قدرت چسبندگی روی سطح جامد و در نتیجه پراکندگی راحت تر آن می گردد. مکانیسم سوم پراکندگی است که سبب کاهش انباشتگی و ته نشینی ذرات معلق می شود. بازدارنده‌های پلیمری سبب از هم گسستن شبکه کریستالی شده و در نتیجه مانع رشد و چسبندگی آن می شوند [۱۱].

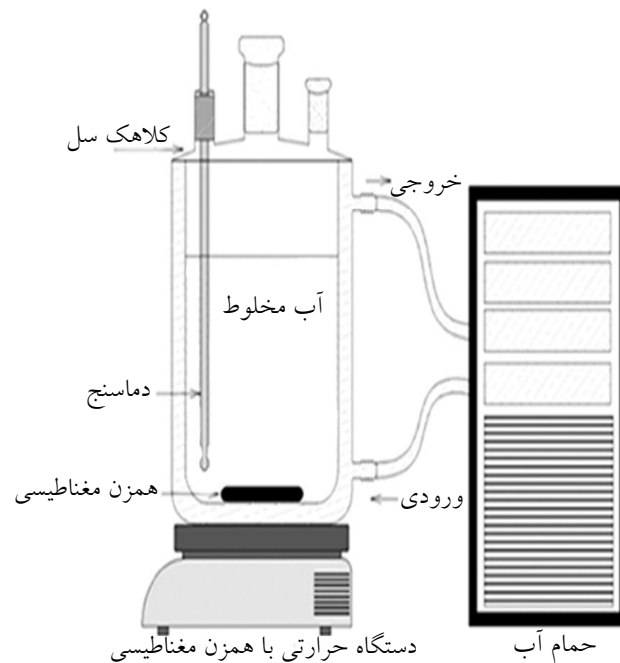
غلظت بهینه و مؤثر بازدارنده‌ها

برای هر بازدارنده می توان کمترین غلظت مؤثر بازدارنده را تعیین کرد. کمترین غلظت مؤثر بازدارنده غلظتی است که در آن، کارایی بازدارنده ۸۰٪ و یا بیشتر شود. عوامل زیادی از جمله درجه فوق اشباع شدگی، دما، فشار، نوع رسوب، قدرت یونی و pH بر کارایی بازدارنده تاثیر می گذارند.

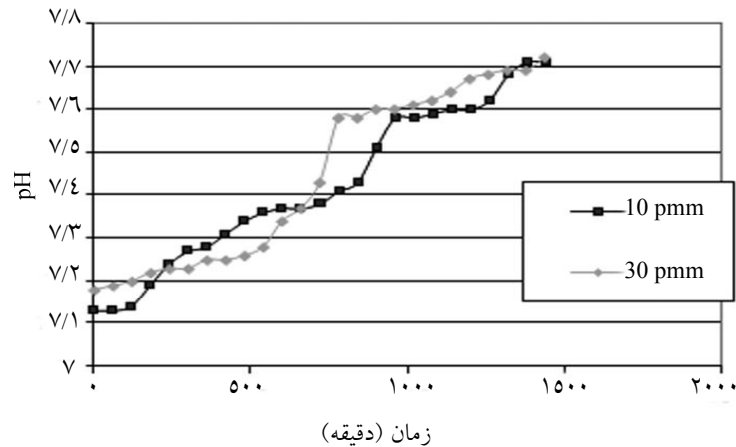
کارایی بازدارنده عموماً به صورت کسری یا نسبی

$$E = \frac{M}{M_B} = \frac{M_B - M_I}{M_B} = 1 - \frac{M_I}{M_B} \quad (1)$$

در رابطه بالا M_B جرم رسوب در محلول بدون بازدارنده و M_I جرم رسوب در محلول حاوی بازدارنده می باشد.



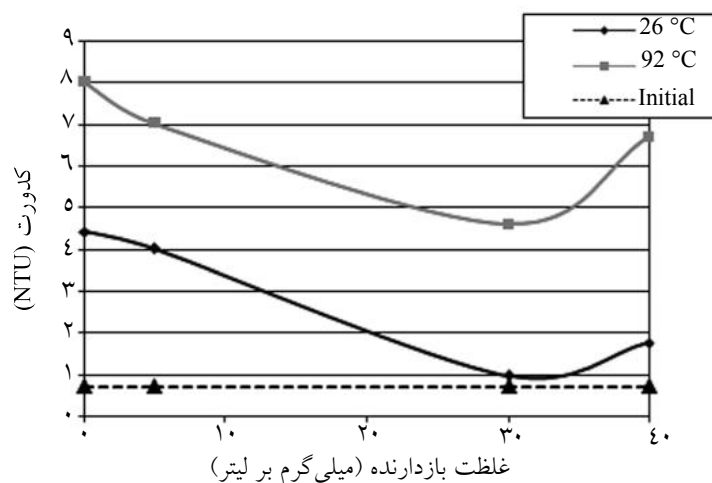
شکل ۷- سل شیشه‌ای اتمسفریک مورد استفاده جهت انجام آزمایشات بازدارنده‌ها



شکل ۸- تغییرات pH نسبت به زمان در محلول‌های با غلظت‌های مختلف بازدارنده

تعیین گردید. همان گونه که انتظار می‌رفت، بیشترین مقدار کدورت در حالتی است که از بازدارنده استفاده نشده است و کمترین مقدار آن مربوط به محلولی است که دارای غلظت بهینه بازدارنده ۳۰ ppm می‌باشد. با توجه به شکل ۹، افزایش دما مقدار تشکیل رسوبات را تشدید می‌کند که تاثیر آن در مقدار کدر بودن نیز مشهود است.

در این آزمایشات علاوه بر بررسی pH محلول‌ها، کدورت^۱ محلول‌ها نیز مقایسه گردید. بدیهی است که هر چه مقدار مواد معلق و رسوب یک محلول بیشتر باشد، میزان کدورت آن نیز بیشتر خواهد بود. ابتدا مقدار اولیه کدورت برای تمام محلول‌های حاوی بازدارنده و نیز محلول بدون بازدارنده اندازه‌گیری شد. سپس در انتهای زمان ماندگاری محلول‌ها بعد از اتمام آزمایش (که برای تمامی محلول‌ها یکسان و برابر ۳ ساعت بود) دوباره مقدار کدر بودن محلول‌ها



شکل ۹- تغییرات کدوری در محلول‌ها با غلظت ۰، ۵، ۳۰ و ۴۰ ppm از بازدارنده

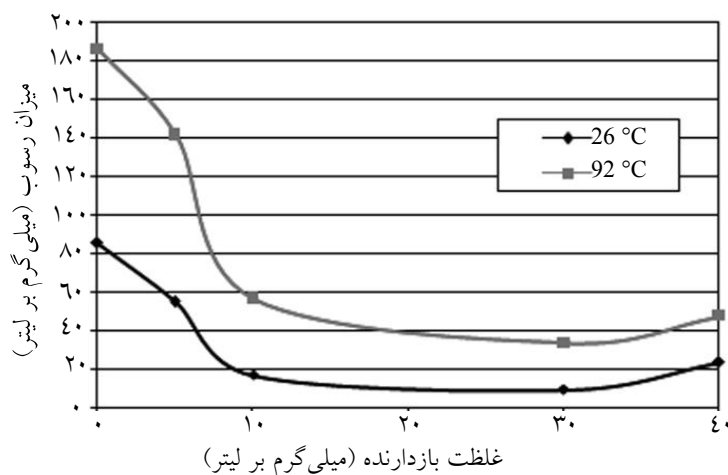
جدول ۲- مشخصات مغزه‌های مورد استفاده در آزمایش

مغزه	تخلخل (%)	نفوذپذیری (md)	طول (cm)	قطر (cm)
۱	۲۴/۶۶۰	۹/۵	۲/۵	۳/۸۷
۲	۲۶/۳۸۹	۱۰/۹۹	۲/۴۵	۳/۸۵

با توجه به این نکته که غلظت ۳۰ ppm از بازدارنده به عنوان غلظت بهینه می‌باشد، این غلظت از بازدارنده به مخلوط آب با نسبت ۹۰٪ از آب تولیدی و ۱۰٪ از آب دریا که دارای بیشترین مقدار رسوب در محیط معمولی بودند اضافه شده و پس از اختلاط، در دمای محیط با دبی ۱۴۰ cc/hr به مغزه شماره ۱ تزریق شد.

در پایان، محلول‌های فوق از فیلتر ۰/۴۵ میکرون عبور داده شد و میزان وزنی رسوبات تشکیل شده اندازه‌گیری گردید. همان طور که در شکل ۱۰ نشان داده شده است، استفاده از بازدارنده (در دماهای ۲۶ °C و ۹۲ °C) به شدت مقدار رسوب را کاهش می‌دهد و مقدار کمینه آن در غلظت ۳۰ ppm اتفاق می‌افتد.

بررسی اثر بازدارنده در دمای مخزن و در حضور سنگ مخزن
برای انجام آزمایشات در دمای مخزن و در حضور سنگ مخزن، از نمونه مغزه گرفته شده از میدان مزبور دو پلاگ (نمونه کوچک از مغزه) با مشخصات ارائه شده در جدول ۲ تهیه گردید.



شکل ۱۰- مقدار رسوب تشکیل شده در محلول‌ها با غلظت ۰، ۵، ۱۰، ۳۰ و ۴۰ ppm از بازدارنده

اشباع بودن آب تولیدی از نمک‌ها و ترکیبات مختلف، بعید به نظر می‌رسد. بدیهی است که این نتایج در آزمایشگاه و در شرایط مشخص و کنترل شده به دست آمده است و در آن شرایط نیز تکرار پذیر می‌باشد. لازم به ذکر است که استفاده از مواد شیمیایی مانند ضد خوردگی، ضد باکتری و... که جهت اهداف مختلف در آب تزریقی به میدان به کار می‌رود، بر کارکرد بازدارنده موثر می‌باشد که این تأثیرات در پژوهش حاضر بررسی نشده است.

تشکر و قدردانی

این پروژه پژوهشی-آزمایشگاهی تحت حمایت مالی شرکت نفت فلات قاره ایران به عنوان کارفرما انجام گرفته که صمیمانه از همکاری‌های بی‌دریغ مسئولین مربوطه و کارشناسان محترم آن شرکت و نیز از کارشناسان منطقه عملیاتی تشکر و قدردانی می‌گردد.

علائم و نشانه‌ها

DETPMP: دی‌اتیلن تری‌آمین پنتا متیلن فسفونیک اسید

E: کارایی بازدارنده

NACE: انجمن مهندسين خوردگی آمریکا

PPCA: پلی فسفونو کربوکسیلیک اسید

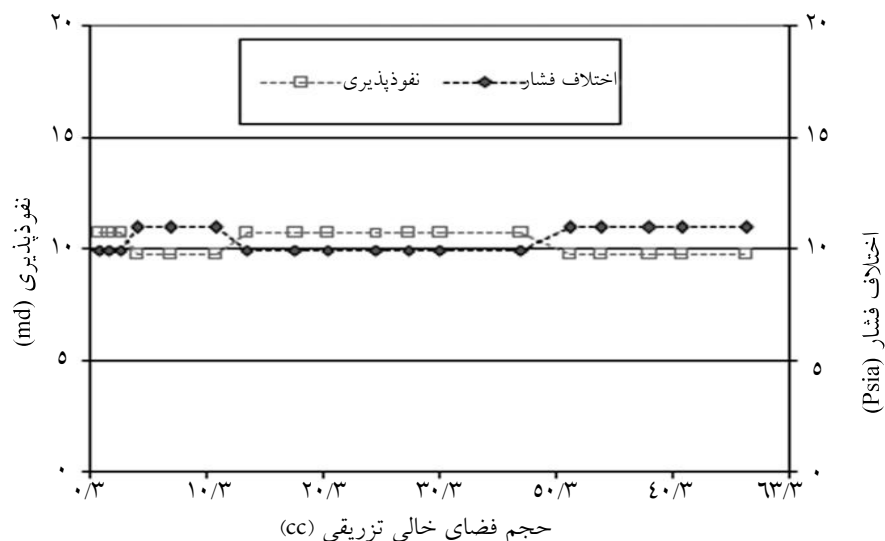
SI: شاخص اشباع

به منظور بررسی اثر بازدارنده، تغییرات نفوذپذیری، اختلاف فشار و pH آب خروجی اندازه‌گیری گردید. همان گونه که در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ نشان داده شده، بازدارنده فوق در دمای مخزن و حضور سنگ مخزن از بازدهی بالایی برخوردار می‌باشد. نفوذپذیری مغزه در محدوده ۹/۸ تا ۱۰/۸ md بوده و pH ثابت مانده است.

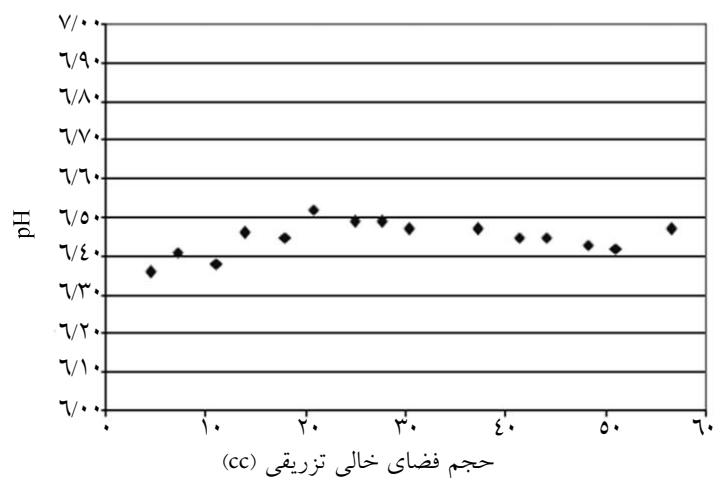
آزمایش در شرایط عدم حضور بازدارنده بر روی مغزه شماره ۲ انجام گرفت که نتایج در شکل ۱۳ رسم شده است. همان گونه که در شکل مشاهده می‌شود در این حالت مخلوط آب‌ها پس از تزریقی معادل ۵۶ برابر حجم تخلخل، نفوذپذیری مغزه را از ۱۲/۴۸ به ۷/۴۸۸ md کاهش می‌دهد. با توجه به نتایج به دست آمده، تغییرات فشار و نفوذپذیری تا تزریقی در حدود ۳۰ برابر حجم تخلخل، نامحسوس می‌باشد.

نتیجه‌گیری

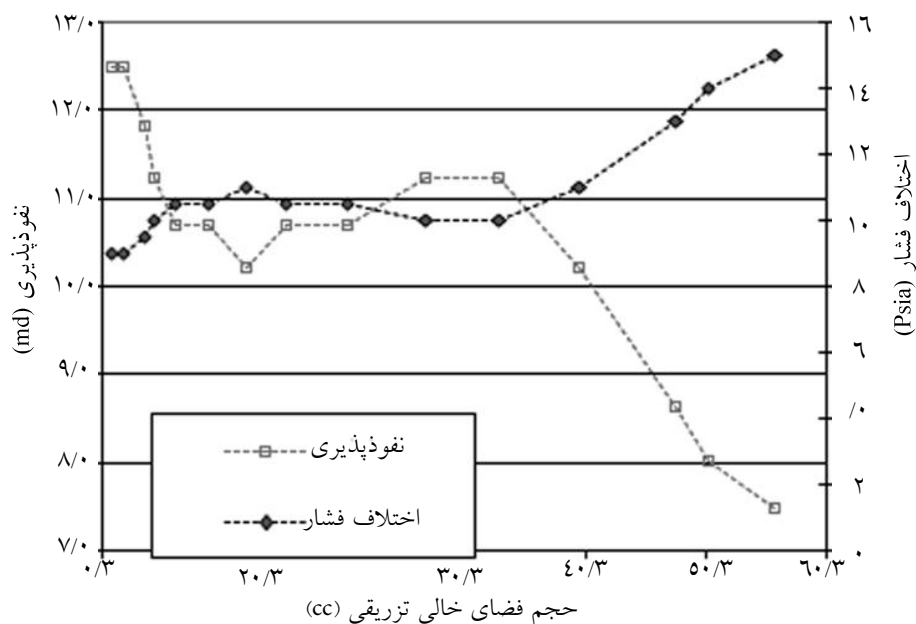
طبق نتایج به دست آمده در این پژوهش، استفاده از بازدارنده مورد استفاده در دمای محیط و مخزن (دمای مخزن در حضور سنگ مخزن) در کاهش میزان رسوب گذاری مؤثر بوده و غلظت بهینه آن ۳۰ ppm می‌باشد. این بازدارنده کارایی مؤثری در بازدارندگی رسوبات سولفات و کربنات دارد. جلوگیری از تشکیل رسوب به صورت کامل با توجه به



شکل ۱۱- تغییرات اختلاف فشار و نفوذپذیری در اثر تزریق مخلوط آب تولیدی و آب دریا در حضور بازدارنده به مغزه شماره ۱



شکل ۱۲- تغییرات pH در اثر تزریق مخلوط آب تولیدی و آب دریا در اثر حضور بازدارنده به مغزه شماره ۱



شکل ۱۳- تغییرات اختلاف فشار و نفوذپذیری در اثر تزریق مخلوط آب تولیدی و آب دریا بدون حضور بازدارنده به مغزه شماره ۲

منابع

- [1] Lindlof J.C. & Stoffer K.G., "A Case study of seawater injection incompatibility, *Journal of Petroleum Technology*", Vol. 35, No. 7, pp. 1256-62, July 1983.
- [2] Vetter O.J., Farone W.A., *Calcium carbonate scale in oilfield operations*, Paper SPE 16908, presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, pp. 27-30 September 1987.
- [3] Vetter O.J., Farone W.A., Veith E. & Lankford S., *Calcium carbonate scale considerations: a practical approach*, Paper SPE 17009, presented at the International 16-17 Symposium 1987.
- [4] Moghadasi J., Jamialahmadi M., Muller-Steinhagen H., Ghalambor A., *Scale formation in iranian oil reservoir and production equipment during water injection*, Paper SPE 80406, Presented at International Oilfield Scale Symposium and Exhibition held in Aberdeen, UK, 29-30 January 2003.
- [5] Zahedzadeh M., Masoudi R., Saboormaleki M., Abbasian S., Roayaei E. & Ashoori S., *Feasibility study of produced water re-injection in Siri oil field in Iran*, First International Petroleum Conference & Exhibition Shiraz, Iran, 4-6 May 2009.
- [6] Moghadasi J., Jamialahmadi M., Muller teinhagen H. & Izadpanah M.R., "Formation damage in iranian oil field", Paper SPE 73781, Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 20-21 February 2002.
- [7] Oddo J.E. & Tomson M.B., "Simplified calculation of CaCO_3 saturation at high temperatures and pressures in Brine Solutions", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 34, No. 7, pp. 1583, July 1982.
- [8] Phuong Tung N., Thi Phuong Phong N., Quang Khanh Long B. & Hoang Duy N., Scale inhibitors for co-deposited calcium sulfate and calcium carbonate in squeeze process in white tiger oilfields, Paper SPE 87467, Presented at the 6th International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 26- 27 May 2004.
- [9] Crowe C., McConnell S. B., Hinkel J.J. & Chapman K., *Scale inhibition in wellbores*, Paper SPE 27996, Presented at the University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium held in Tulsa, OK.U.S.A., 29-31 August. 1994.
- [10] Salman M., Al-Hashem A., Carew J., Control of scaling tendencies in an effluent water injection plant in west kuwait oil fields: laboratory study, Paper SPE 81573, Presented at the SPE 13th Middle East Oil Show & Conference to be held in Bahrain 9-12 July. 2003.
- [11] Chen T. & Neville A., *Effect of PPCA and DETPMP inhibitor blends on CaCO_3 scale formation*, Paper SPE 87442, Presented at the 6th International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 26- 27 May 2004.
- [12] NACE Standard, *Laboratory screening test to determine the ability of scale inhibitors to prevent precipitation of barium sulphate and/or strontium sulphate solution*, NACE, 1 January, 2002.
- [13] Zahedzadeh M., Shokrolahzadeh S., Shahraki A., Abbasian S., Saboormaleki M. & Radmehr M., *Optimization of sea water injection plant reports*, Improved Oil Recovery Research Institute, Tehran, Iran, February 2009.