

بررسی آزمایشگاهی تشکیل رسوب سولفات استرانسیم در سیستم‌های تزریق مخلوط آب دریا و آب تولیدی مخزن در یکی از مخازن کربناته و مطابقت آن با مدل ژاکس

حبیب غلامیان پور^{*}، عماد رعایایی و محمدعلی عمادی

پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۳/۱۱/۶ تاریخ پذیرش: ۹۴/۶/۱۸

چکیده

هر گاه در میادین نفتی دریایی از مخلوط آب دریا و آب تولیدی برای فشارافزایی مخزن و یا افزایش ضریب بازیافت نفت استفاده می‌شود، تمهیدات لازم برای کنترل تشکیل رسوب‌های معدنی نیز باید در نظر گرفته شود. در صورت ناسازگاری بین آب تزریقی و آب تولیدی، مشکلاتی مانند تخریب سازند و گرفتگی لوله‌های مغزی چاه‌ها و خطوط انتقال اجتناب‌ناپذیر خواهند بود. در این تحقیق تشکیل رسوب سولفات استرانسیم در مخلوط آب تولیدی چاه و آب دریا به نسبت‌های مختلف در شرایط دمایی یکی از مخزن‌های جنوب کشور بررسی شده است. نتایج نشان می‌دهد که هر چه نسبت آب تولیدی به آب دریا بیشتر باشد، تشکیل رسوب شدت می‌یابد. در شرایط اختلاط ۶۰ درصد آب دریا و ۴۰ درصد آب تولیدی، تشکیل سولفات استرانسیم حداکثر است. محاسبات حاصل از مدل ژاکس برای پیش‌بینی مقدار و نوع رسوب تطابق خوبی با نتایج گزارش شده میدانی نشان می‌دهد. مقدار رسوب در فرآیند تزریق آب تابعی از نسبت اختلاط آب‌هاست.

کلمات کلیدی: ناسازگاری، تخریب سازند، تزریق آب، سولفات استرانسیم، مدل ژاکس.

مقدمه

دبی تولید نفت را به‌دنبال خواهد داشت [۱ و ۲]. قابل ذکر است که رسوب به‌خاطر ته‌نشینی املاح کم‌محلول آب، تشکیل می‌شود. دما و pH دو متغیر اصلی در حلالیت نمک‌ها هستند. البته عوامل زیادی بر کیفیت و کمیت رسوب تاثیر دارند از جمله: الف- جنس سطح- جنس سطح در کمیت و در کیفیت رسوب، به‌ویژه از نظر چسبندگی، موثر می‌باشد.

در بررسی فرآیند تزریق آب، یکی از نکات مهمی که باید در نظر داشت سازگاری^۱ آب سازند و آب تزریقی^۲ است. اگر آب سازند و آب تزریقی ناسازگار باشند، در مسیر تزریق و یا در مخزن، تولید رسوب می‌کنند که باعث گرفتگی محیط متخلخل سنگ مخزن می‌شود. این پدیده کاهش تزریق و حتی کاهش

1. Compatibility
2. Injection Water

h.gholamianpour@nioc.ir

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

زمینه تجانس آب‌ها، آزمایش‌ها و مطالعات زیادی در شرایط و مخازن مختلف انجام و برای محاسبه مقدار حلالیت رسوبات ناشی از اختلاط دو یا چند نمونه آب مدل‌هایی مختلف ارائه شده‌اند. مواقعی که آب تزریقی با آب سازند ناسازگار باشد، باید بر روی آب تزریقی عملیات آماده‌سازی انجام شود. [۵-۷]

آب برای حفظ فشار مخزن و یا بازگردانی پساب‌های حاصل از فضولات نمک‌زدایی به بخش آبد مخزن^۲ به مخازن هیدروکربوری تزریق می‌شود. به صورت ایده‌آل آب تزریقی به مخزن باید فاقد هر گونه ذرات معلق و فیلم نفت و سازگار با آب مخزن باشد تا رسوب‌های معدنی در سنگ مخزن تشکیل نشوند و نفوذپذیری و یا تزریق‌پذیری سنگ مخزن کاهش نیابد. مطالعه یون‌های مزاحم، تعیین احتمال رسوب‌گذاری و هم‌چنین نحوه جلوگیری و کاهش مقدار رسوب و امکان تزریق آب با شدت جریان بالا و در نتیجه حفظ فشار مخزن، افزایش بازیافت نهایی نفت را تضمین می‌کند [۸ و ۹].

در سال ۱۹۹۵ میلادی، زو^۳ و همکارانش با یک مدل کامپیوتری مقدار رسوب سولفات را پیش‌بینی کردند و راه‌کارهایی را برای جلوگیری از تشکیل رسوب ارائه دادند که از جمله استفاده از آب‌هایی با سولفات کم بود [۱۰-۱۲]. در ادامه وتر^۴ و همکارانش مقدار رسوب در فرآیند تزریق آب را تابعی از نسبت اختلاط آب‌ها، تجزیه دو آب و دما و فشار در هر نقطه از مخزن دانستند. آنها بر اهمیت مسئله تجانس آب تزریقی و آب مخزن تاکید داشتند [۱۳]. طی مطالعاتی در سال ۲۰۱۰ در میدانی دارای مشکل رسوب سولفات استرانسیم در تجهیزات ته‌چاهی و مشکل کم‌اهمیت‌تر کلسیم سولفات در این تجهیزات، تشکیل رسوب با استفاده از یک مدل شیمی شبیه‌ساز رسوب و با دخالت اثر اختلاط آب‌ها (با توجه به داده آنالیز آب‌ها) در دماها و فشارهای گوناگون پیش‌بینی شد.

ناهمواری سطح باعث می‌شود که چسبندگی رسوب بیش‌تر شود. به‌طور کلی چسبندگی رسوب به نوع رسوب و جنس سطح جامد بستگی دارد. pH و قلیابیت آب: با توجه به آن که اولاً در pH های مختلف جنس رسوب می‌تواند فرق کند و ثانیاً حلالیت برخی نمک‌ها به pH بستگی دارد، می‌توان انتظار داشت که pH نقش کلیدی در کیفیت و در کمیت رسوب داشته باشد.

ج- ترکیبات آب: کلراید و سولفات باعث افزایش خوردگی آب می‌شوند، از این رو نسبت مجموع غلظت کلراید و سولفات به غلظت قلیابیت شاخص خوردگی آب در نظر گرفته می‌شود.

د- زمان و سرعت ترسیب: هر چه سرعت ترسیب کندتر باشد، رسوب تولید شده غیرمتخلخل‌تر و سفت‌تر خواهد بود. علاوه بر آن، گذشت زمان چسبندگی سطح و رسوب را افزایش خواهد داد.

ه- تاثیر عوامل هیدرودینامیکی: حرکت سیال بر کیفیت رسوب اثر می‌گذارد و در سیستم‌هایی که آب در گردش است، رسوب کربنات ایجاد شده سفت و سخت است، ولی در آب‌های ساکن کریستال‌های کربنات کلسیم نرم و غیرچسبنده می‌شوند [۳ و ۴]. تقریباً در همه مخازن نفتی، آب جزء لاینفک سیستم است و همواره مقداری آب همراه نفت خام تولیدی از چاه نفت خارج می‌شود. آسیب‌دیدگی سازند^۱ یکی از فرآیندهای ایجاد شده از حرکت سیال نفت یا گاز و یا آب درون سازند است. هنگامی که سیالات در حالت غیرتعادلی قرار می‌گیرند و یا در حالت تعادل با سرعت زیاد درون مخزن جابه‌جا می‌شوند و یا ذرات جامد به‌همراه آنها وارد مخزن می‌شوند، احتمال آسیب‌دیدگی سازند افزایش می‌یابد. با حرکت آب در مخزن، دمای آن افزایش می‌یابد و مقدار حلالیت مواد حل شده در آب نیز تغییر می‌کند. اگر مقدار حلالیت کاهش یابد، املاح در لوله‌های تزریق یا در سنگ مخزن رسوب می‌کنند. آب تزریقی، بر حسب نوع ترکیب، می‌تواند با آب مخزن سازگار یا ناسازگار باشد. در

1. Formation Damage
2. Aquifer
3. Zhu
4. Vetter

جزء در آب‌های آشامیدنی نیز هست. مهم‌ترین منبع یون کلرید NaCl است. مقدار یون کلرید به‌عنوان مقدار نمک موجود در آب تعبیر می‌شود.

کربنات و بی‌کربنات (CO_3 و HCO_3): این یون‌ها اهمیتی بسزایی دارند، زیرا می‌توانند رسوب نامحلول تشکیل دهند.

سولفات (SO_4^{2-}): یون سولفات می‌تواند مشکل‌زا باشد، زیرا توانایی واکنش با کلسیم، باریم و استرانسیم را دارد و رسوب تولید می‌کند و یا تمایل شدید سولفات موجود در آب تزریقی به کلسیم موجود در سطح سنگ مخازن کربناته باعث واکنش از نوع راسب شدن می‌شود [۱۸].

روش کار

با توجه به این که اکثر میادین نفتی تحت تزریق آب در نیمه دوم عمر خود هستند، در نواحی از مخزن آب دریا با آب سازند مخلوط و به مرور ترکیب آب سازند دگرگون می‌شود و به همین دلیل در این تحقیق از آب تولیدی چاه، که نزدیک‌ترین ترکیب را به آب سازند دارد، استفاده شده است. در متن به آب جداشده از چاه نفتی، آب همراه نفت گفته شده است. لازم به ذکر است روش آزمایشگاهی سازگاری تجانس آب‌ها دارای استاندارد ASTM نمی‌باشد و شرایط و مدت آزمایش، با توجه به مقالات مطالعه‌شده و کارهای انجام شده در سال‌های اخیر در زمینه سیستم‌های سیلاب‌زنی در مخازن، بهینه شده‌اند. برای بررسی امکان تشکیل رسوب در اثر مجاورت آب تزریقی (آب دریا) و آب تولیدی (آب همراه نفت) آزمایش سازگاری آب‌ها انجام شد. در این آزمایش، ۹ لوله شیشه‌ای به ظرفیت ۱۰۰ cc آماده شده را جهت بررسی سازگاری، ابتدا آب دریا و سپس آب همراه نفت جداشده را از فیلتر ۰/۴۵ میکرون عبور داده شد و سپس محلول‌هایی با نسبت‌های مختلف درون ویال‌های (ظرف شیشه‌ای درب بسته) مخصوص تهیه شده و درب آنها پلمپ می‌شود.

در این مطالعات مشخص شد که رسوب استرانسیم سولفات، وقتی آب تولیدی شامل ۱۰ تا ۹۰٪ آب دریاست، می‌تواند ته‌نشین شود. بیش‌ترین تمایل به تشکیل رسوب هنگامی است که نسبت آب تولیدی به آب دریا ۴۰ به ۶۰ باشد. این تمایل، با کاهش دما از مخزن به سمت سرچاه^۱، کاهش و با کاهش فشار در همین جهت افزایش می‌یابد [۱۴ و ۱۵]. در ادامه کاتیون‌ها و آنیون‌های موجود در آب همراه نفت و آب دریا مرور می‌شوند.

کاتیون‌ها

کلسیم (Ca^{+2}): یون کلسیم از مهم‌ترین کاتیون‌های آب در یک میدان نفتی است که به‌راحتی با یون‌های کربنات و سولفات ترکیب می‌شود و رسوب تولید می‌کند.

منیزیم (Mg^{+2}): غلظت یون منیزیم از یون کلسیم کم‌تر است و می‌تواند با یون کربنات ترکیب شود، ولی MgCO_3 به اندازه CaCO_3 مشکل‌آفرین نیست. همچنین از ترکیب با یون سولفات، سولفات منیزیم تولید می‌شود که در آب محلول است و مشکلی تولید نمی‌کند.

سدیم (Na^{+1}): یون سدیم بیش‌ترین مقدار را در آب میادین نفتی دارد، اما در مواقع عادی مشکلی به وجود نمی‌آورد. گاهی رسوب NaCl در آب فوق‌العاده شور دیده می‌شود.

باریم (Ba^{+2}): یون باریم از مهم‌ترین اجزاست زیرا در ترکیب با یون سولفات، سولفات باریم تولید می‌کند که به‌شدت نامحلول است. خوش‌بختانه به‌دلیل عدم‌مشاهده یون باریم در آب سازند و آب دریا، تشکیل این رسوب ممکن نیست.

استرانسیم (Sr^{+2}): یون استرانسیم، همانند یون باریم و کلسیم، می‌تواند با یون سولفات ترکیب و باعث تشکیل سولفات استرانسیم نامحلول شود. حلالیت سولفات استرانسیم از سولفات باریم بیش‌تر است [۱۶ و ۱۷].

آنیون‌ها

کلرید (Cl^{-1}): یون کلرید تقریباً همیشه بیش‌ترین مقدار را در آب همراه نفت دارد و معمولاً بیش‌ترین

1. Wellhead

2. Vial

باشد. تشکیل رسوب می‌تواند به صورت ذرات معلق در آب یا پوسته چسبیده به سطح لوله یا سطح سازند باشد و امکان گرفتگی سازند^۲ را به همراه دارد و اغلب باعث کم شدن جریان در تزریق آب می‌شود. رسوبهایی که با توجه به آنالیز آب دریا و آب تولیدی می‌توانند تشکیل شوند عبارت‌اند از: کربنات کلسیم، سولفات کلسیم و سولفات استرانسیم. در جدول ۱ عوامل موثر بر تشکیل این رسوبات به اختصار آورده شده‌اند [۲۰ و ۲۱].

نتایج آزمایش سازگاری

ابتدا با توجه به مشاهدات چشمی در زمان آزمایش سازگاری در دمای بالا، تمام محلول‌ها کدورت و رسوب تولید کردند. نتیجه عینی آزمایش سازگاری آب‌ها (در دمای مخزن) در جدول ۲ آورده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، به جز نمونه‌های ۱ و ۹ که اختلاطی وجود ندارد، در بقیه نمونه‌ها رسوب تشکیل شد که مبین ناسازگار بودن آب تزریقی و آب سازند است.

وبال‌ها سی روز درون آون حرارتی با دمای 109°C قرار گرفتند. طی این مدت تغییرات ظاهری محلول‌ها از نظر شفافیت و تشکیل رسوب مشاهده و ثبت شدند و در پایان ۳۰ روز، آزمایش‌های کدورت‌سنجی و مقدار کل ذرات معلق^۱ انجام شده اند. نظر به شرایط میدان نفتی مذکور (دمای و شوری مخزن) آزمایش‌ها طوری طراحی شدند که بتوانند شرایط مخزن را به خوبی پوشش دهند [۱۹].

نتایج و بحث

در این تحقیق رسوب‌گذاری طی فرآیندهای گوناگون، بنا به شرایط مخزن و عملیات، رخ داده است که دلایل آن عملیات تحریک چاه و تزریق آب، به‌علت نامتجانس بودن آب تزریقی با آب سازند، و نیز فرآیندهای دیگر مانند آزاد شدن گاز CO_2 در درون چاه، کاهش فشار و دما و یا تغییر pH در طول روند تولید رسوب‌اند. شاید مهم‌ترین دلیل برای تشکیل رسوبات معدنی، فوق‌اشباع شدن محلول‌های آبی نمکی در اثر تغییر حالت ترمودینامیکی و شیمیایی

جدول ۱ رسوبات و عوامل موثر بر شکل رسوب.

نام شیمیایی	فرمول	عوامل موثر بر تشکیل رسوب
کربنات کلسیم (کلسیت)	CaCO_3	مقدار گاز کربنیک
		pH
		درجه حرارت
		مقدار نمک‌های محلول دیگر
سولفات کلسیم (گچ انیدرید)	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	درجه حرارت (بعد از ۱۰۰ درجه فارنهایت)
	CaSO_4	مقدار نمک‌های محلول دیگر
سولفات باریم	BaSO_4	درجه حرارت
سولفات استرانسیم	SrSO_4	نمک‌های محلول دیگر

جدول ۲ مشاهدات چشمی ناشی از اختلاط آب‌ها.

Tube number	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹
A(ml) آب دریا	۱۰۰	۹۰	۷۵	۶۰	۵۰	۴۰	۲۵	۱۰	۰
B(ml) آب تولیدی	۰	۱۰	۲۵	۴۰	۵۰	۶۰	۷۵	۹۰	۱۰۰
درصد اختلاط	٪۱۰۰ A	٪۹۰ A	٪۷۵ A	٪۶۰ A	٪۵۰ A	٪۴۰ A	٪۲۵ A	٪۱۰ A	٪۱۰۰ B
تولید رسوب		بله	بله	بله	بله	بله	بله	بله	

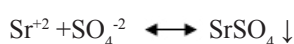
1. Total Suspended Solid
2. Formation

سولفات استرانسیم در آب با افزایش دما کاهش و با افزایش قدرت یونی افزایش می‌یابد. براساس مطالعات انجام‌شده، اثر فشار بر افزایش حلالیت سولفات استرانسیم ناچیز است که می‌توان از آن صرف‌نظر کرد، زیرا تغییر فشار تا حدود ۲۰۰۰ psi از ته چاه تا سطح زمین باعث می‌شود که فوق‌اشباعی سولفات استرانسیم در حدود ۲-۵ mg/l باشد. ضمناً تاثیر تغییرات pH بر حلالیت سولفات استرانسیم ناچیز است [۲۲]. در طی انجام تحقیق، چندین بار از رسوبات مختلف نمونه‌گیری شد که یکی از نمونه‌ها در شکل ۱ نمایش داده شده است. نمونه رسوب پس از توپکرانی^۱ از محفظه دریافت خطوط لوله انتقال سیال گرفته شده و برای آنالیز کیفی و کمی آن آزمایش پراکنش اشعه ایکس^۲ انجام و مشخص شد که ترکیب اصلی و عمده آن سولفات استرانسیم است (شکل ۲ و جدول ۳).

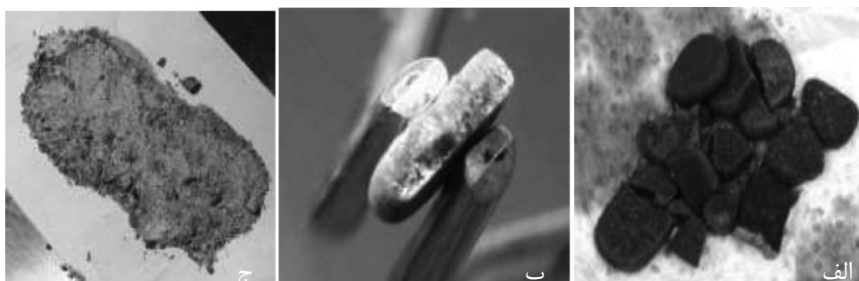
این ناسازگاری می‌تواند نتیجه اختلاف غلظت جفت‌یون‌های مخالف باشد که در آب دریا و آب سازند وجود دارند.

سولفات استرانسیم

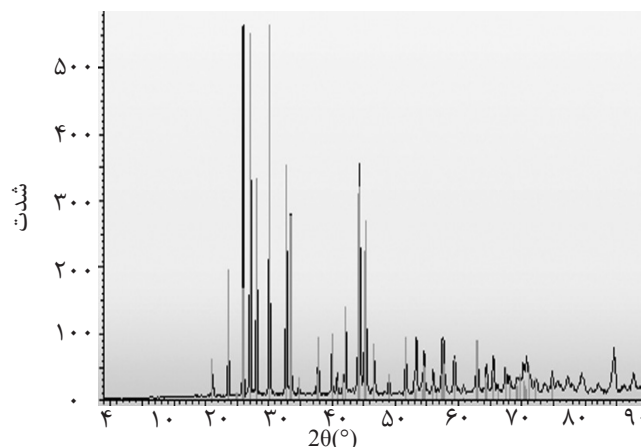
در این تحقیق، بر روی رسوب سولفات استرانسیم از خانواده سلیستین تمرکز شده که در اثر واکنش یون استرانسیم با یون سولفات تشکیل می‌شود:



حلالیت این ماده از سولفات باریم بیشتر و در دمای ۲۵°C در حدود ۱۲۹ mg/l در آب خالص است. این رسوب اغلب به‌تنهایی و یا همراه با سولفات باریم مشاهده می‌شود. قابل‌ذکر است که غلظت باریم در نمونه‌های گرفته‌شده بسیار ناچیز و قابل‌صرف‌نظر بوده است. تشکیل رسوب نتیجه اختلاط زیرزمینی آب‌هاست که در حالت فوق‌اشباعی در محلول سولفات استرانسیم رخ می‌دهد. براساس تحقیقات قبلی، حلالیت



شکل ۱ الف) نمونه رسوب گرفته‌شده؛ ب) مقطع عرضی آن و ج) نمونه پودر شده.



شکل ۲ طیف پراکنش XRD رسوب پس از توپکرانی از محفظه دریافت. (مرجع: آزمایشگاه بینالود (xrd@binaloud.com))

1. Pigging
2. X Ray Diffraction

رسوب سولفاتی (meq/l) است. مقدار رسوب سولفات استرانسیم (P) ناشی از اختلاط در دمای ۱۰۹°C از رابطه ۱ به دست آمد که خلاصه نتایج در جدول ۵ ارائه شده است.

بررسی تشکیل رسوب سولفات استرانسیم با مدل ژاکس

ژاکس^۱ و همکارانش مدلی را برای پیش‌بینی تشکیل رسوب استرانسیم سولفات ارائه کردند. آنها محلول را ایده‌آل فرض کردند و با استفاده از نتایج تجربی، مشخصه‌های مدل را به دست آوردند. در مطالعه آنها تاثیر سه متغیر دما، فشار و قدرت یونی بر حلالیت استرانسیم سولفات در محلول‌های سنتزی نمک طعام بررسی شد. مطالعات آنها ثابت کرد که حلالیت با افزایش قدرت یونی افزایش و با افزایش دما کاهش می‌یابد (شکل ۳). نتایج این مدل نشان می‌دهند که تغییر فشار ۳۰۰۰ - ۱۰۰ psig باعث تغییرات بسیار جزئی حلالیت سولفات استرانسیم می‌شود. در این پژوهش با استفاده از مدل ژاکس مقدار رسوب محاسبه شد. شرایط موردنظر در مدل ژاکس در جدول ۶ آورده شده‌اند. در رابطه ۲ عبارات حلالیت رسوب K_{sp} و X معکوس دمای کلین و R از رابطه (۴) به دست می‌آیند:

$$K_{sp} = \frac{X}{R} \quad (2)$$

$$X = \frac{1}{T} \quad (3)$$

$$R = A + BX + C\sqrt{\mu} + D\mu + EP^2 + FXP + G\sqrt{\mu P} \quad (4)$$

مقادیر ثابت در رابطه (۴) به همراه شرایط دمایی و فشار مخزن در جدول ۷ آمده‌اند.

$$\mu = \frac{1}{\rho} \sum m_i z_i^2 \quad (5)$$

$$Q = \frac{Sr(mg/l)}{87.62} \times \frac{SO_4(mg/l)}{96} \times 10^{-6} \quad (6)$$

$$1 < \frac{Q}{K_{sp}} \quad (7)$$

رابطه (۵) مقدار قدرت یونی را به دست می‌دهد که در آن m_i ، مولالیتته جزء i و z_i ، بار مربوط به یون i و مقدار آن برای هر مخلوط متفاوت است (جدول ۸). با استفاده از این مقادیر، ابتدا مقدار R و سپس K_{sp} به دست می‌آید [۲۴].

جدول ۳ آنالیز کیفی و کمی XRD نمونه رسوب.

SrO	SO ₃ ⁻²	CaO	Fe ₂ O ₃
%. wt	%. wt	%. wt	%. wt
۳۸/۶۵	۴۹/۸۵	۳/۸۹	۲/۴۱

محاسبه حداکثر مقدار رسوب سولفات

روش‌هایی تئوریک برای محاسبه مقدار رسوب در یک سیستم وجود دارند که با استفاده از آنها می‌توان امکان تولید رسوبات را بررسی و بر آن نظارت کرد. یکی از روش‌های تشخیص تشکیل رسوب محاسبه ایندکس رسوبات مختلف است. در این روش آنالیز یونی، به هر کدام از یون‌های مختلف در درصدهای مختلف اختلاط آب‌ها نیاز است [۲۳]. از این رو قبل از تعیین نوع رسوب تشکیل‌شده، جدولی حاوی مقادیر یون‌ها و روش آنالیز آنها تهیه می‌شود (جدول ۴).

در یک رسوب سولفات معادله تعادلی زیر برقرار است:



جدول ۴ مقادیر یون‌های مختلف در آب دریا و آب همراه نفت.

یون (mg/l)	روش استاندارد	آب دریا	آب همراه نفت
Mg ⁺²	۳۵۰۰ Mg-B	۱۶۳۲	۹۳۶
Ba ⁺²	۳۱۱۱	۰	۰
Ca ⁺²	۳۵۰۰-Ca-B	۴۴۰	۷۴۰۰
Na ⁺¹	۳۵۰۰ Na-B	۱۲۰۰۰	۵۲۰۰۰
Cl ⁻¹	۴۵۰۰-Cl	۲۱۴۱۰	۸۸۲۵۲
Sr ⁺²	۳۱۱۱	۰	۱۳۱۱
SO ₄ ⁻²	۴۵۰۰-SO4	۳۱۱۰	۲۴۲
HCO ₃ ⁻¹	۲۳۲۰ B	۱۶۵/۹	۳۰۰
CO ₃ ⁻²	۲۳۲۰ B	۲۵	۰
T.D.S.	۲۵۴۰ D	۳۳۴۱۰	۱۴۵۴۰۰

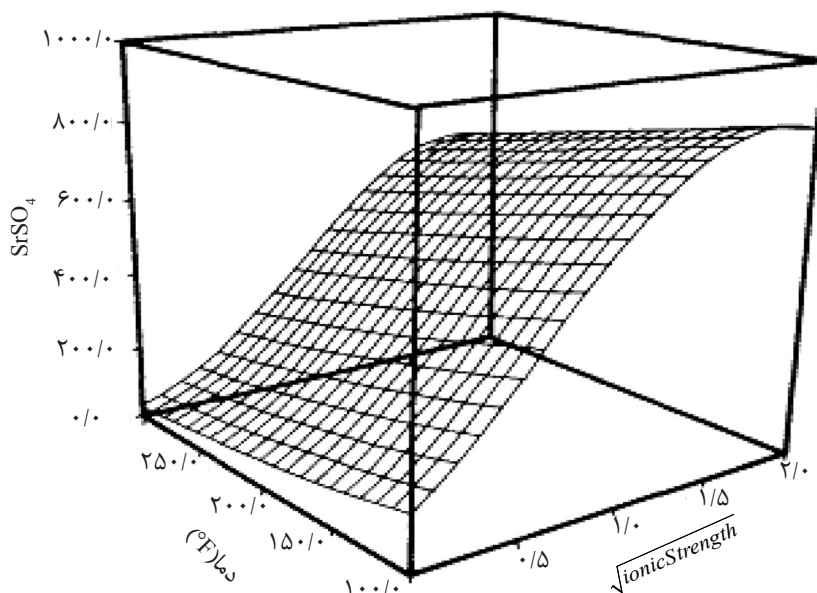
حداکثر مقدار MSO_4 راسب‌شده برحسب mg/l با P نشان داده و از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$P = (eq_{MSO_4}) (A_{SO_4} - S_{MSO_4}) \quad (1)$$

eq_{MSO_4} ، وزن اکی‌والانت رسوب سولفات، A_{SO_4} ، غلظت واقعی سولفات در محلول (meq/l) و S_{MSO_4} ، حلالیت

جدول ۵ پیش‌بینی حداکثر مقدار رسوب $SrSO_4$.

	واحد/درصد	%۹۰ A	%۷۵ A	%۶۰ A	%۵۰ A	%۴۰ A	%۲۵ A	%۱۰ A
Sr^{+2}	mg/l	۱۳۱	۳۲۸	۵۲۴	۶۵۶	۷۸۷	۹۸۳	۱۱۸۰
SO_4^{-2}	mg/l	۲۸۲۳	۲۳۹۳	۱۹۶۳	۱۶۷۶	۱۳۸۹	۹۵۹	۵۲۹
A_{SO_4}	meq/l	۶۰/۸۲	۵۰/۴۹	۴۲/۸۹	۳۶/۹۲	۳۳/۹۴	۲۴/۹۸	۱۶،۰۲
$[SO_4^{-2}]$	(mol/l)	۰/۰۰۲۹۴	۰/۰۰۲۴۹	۰/۰۰۲۰۴	۰/۰۰۱۷۵	۰/۰۰۱۴۵	۰/۰۰۱۰۰	۰/۰۰۰۵۵
$[Sr^{+2}]$	(mol/l)	۰/۰۰۰۱۵	۰/۰۰۰۳۷	۰/۰۰۰۶۰	۰/۰۰۰۷۵	۰/۰۰۰۹۰	۰/۰۰۱۱۲	۰/۰۰۱۳۵
S	meq/l	۵۸/۷۱	۴۷/۵۵	۳۹/۴۶	۳۳/۱۱	۲۶/۷۹	۱۷/۴۵	۱۵/۲۸
P	mg/l	۱۹۳/۴۱	۲۶۹/۵۰	۳۱۵/۰۶	۳۴۹/۴۹	۶۵۶/۵۹	۶۹۱/۲۵	۶۷/۶۳



شکل ۳ حلالیت سولفات استرانسیم در محلول‌های نمک طعام (محور افقی دما و جذر قدرت یونی - محور عمودی غلظت سولفات استرانسیم) [۲۷].

جدول ۶ شرایط مدل محاسباتی ژاکس.

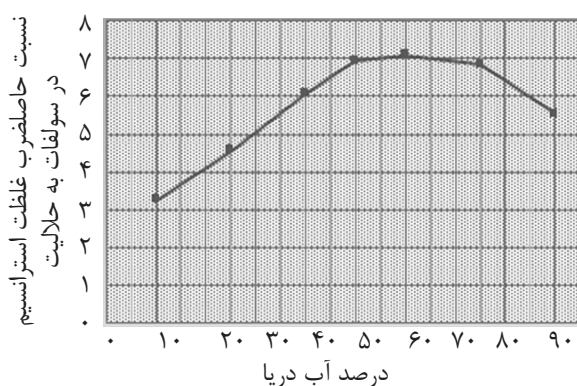
$0 < g/l \text{ کلرید سدیم} < 200$
$100 < \text{دما } ^\circ F < 300$
$100 < \text{فشار } \text{psig} < 3000$
$0 < \text{قدرت یونی } \text{mol/l} < 3/43$

جدول ۷ مقادیر ثابت و دما و فشار مخزن.

A	۰/۰۰۰۲۶۶۴۹۸	D	۰/۰۰۰۰۵۳۵۴۳	T(°K)	۳۸۲
B	-۰/۲۴۴۸۲۸	E	-۱/۳۸ E-۱۲	P(psig)	۲۰۰۰
C	-۰/۰۰۰۱۹۱۰۷	F	۱/۱۰ E-۰۶	G	-۵/۰۹ E-۱۰

جدول ۸ جدول پیش‌بینی تشکیل رسوب SrSO₄ با استفاده از مدل ژاکس.

Sr ²⁺	۱۳۷	۲۱۹	۲۷۴	۳۲۸	۴۱۰	۴۹۲	۵۴۷
SO ₄ ²⁻	۲۴۶۹	۲۰۷۹	۱۸۱۹	۱۵۵۹	۱۱۷۰	۷۸۰	۵۲۰
μ	۰/۹۴۳۷۵	۱/۰۳۴۲	۱/۰۹۴۵	۱/۱۵۴۸	۱/۲۴۵۲۵	۱/۳۳۵۷	۱/۳۹۶
√μ	۰/۹۷۱۴۷	۱/۰۱۶۹۶	۱,۰۴۶۱۸	۱/۰۷۴۶۲	۱/۱۱۵۹۱	۱/۱۵۵۷۲	۱/۱۸۱۵۲
Q	۴/۰۱ E-۰۵	۵/۴۱ E-۰۵	۵/۹۱ E-۰۵	۶/۰۸ E-۰۵	۵/۷۰ E-۰۵	۴/۵۶ E-۰۵	۳/۳۸ E-۰۵
K _{sp}	۷/۲۴ E-۰۶	۷/۹۱ E-۰۶	۸/۳۵ E-۰۶	۸/۷۷ E-۰۶	۹/۳۹ E-۰۶	۹/۹۹ E-۰۶	۱/۰۴ E-۰۵
Q/K _{sp}	۵/۵۴۳	۶/۸۳۴	۷/۰۸۴	۶/۹۳۳	۶/۰۷۲	۴/۵۷۰	۳/۲۶۲
واحد/درصد	% ۹۰ A	% ۷۵ A	% ۶۰ A	% ۵۰ A	% ۴۰ A	% ۲۵ A	% ۱۰ A



شکل ۴ نمودار Q/K_{sp} به درصد آب دریا.

برای تعیین امکان تشکیل رسوب سولفات استرانسیم، با استفاده از معادله ۶ حاصلضرب نسبت غلظت سولفات در غلظت استرانسیم (Q) به K_{sp} به دست آمد که اگر این نسبت بیش از یک می‌شد، پتانسیل تشکیل رسوب وجود داشت. همان‌گونه که از نسبت Q/K_{sp} مشخص است، تمام مقادیر بیش از یک هستند که به معنی پیش‌بینی تشکیل رسوب با مدل محاسباتی ژاکس است. در شکل ۴ نمودار حاصل از مدل ژاکس ارائه شده است.

نتیجه‌گیری

نتایج بررسی‌های سازگاری دو آب در دمای ۱۰۹ درجه سانتی‌گراد به مدت ۳۰ روز نشان دادند که در تمام حالات مخلوط امکان تشکیل رسوب سولفات استرانسیم وجود دارد و با افزایش درصد آب تولیدی در محلول، رسوب سولفات استرانسیم بیش‌تری دیده می‌شود. بیشترین تشکیل رسوب در نسبت ۶۰ درصد آب دریا به ۴۰ درصد آب تولیدی می‌باشد، که می‌تواند ناشی از افزایش غلظت یون استرانسیم در آب تولیدی و یون سولفات در آب تزریقی و در نتیجه تشکیل رسوب پایدار سولفات استرانسیم باشد. این موضوع با آنالیز رسوبات به روش اسپکتروسکوپی اشعه ایکس تایید شد.

مقدار رسوب در فرآیند تزریق آب تابعی از نسبت اختلاط آب‌هاست. تجانس آب تزریقی و آب مخزن مهم است و زمانی که فقط آب تولیدی از مخزن

دوباره به درون آن تزریق می‌شود، به‌علت خارج شدن گازها از آب در سر چاه و در نتیجه تغییر pH آب، مشکلاتی در زمینه سازگاری آب‌ها و تشکیل رسوب به وجود می‌آیند. حال با توجه به مشکلات به‌وجودآمده در اثر تشکیل رسوب در فرآیند تزریق آب به مخازن نفتی، می‌توان به اهمیت پیش‌بینی این پدیده قبل از طراحی سیستم پی برد. با فهم بهتر اثر مشخصه‌های گوناگون مانند دما و نسبت آب دریا به آب سازند، طراحی مناسب‌تر برای افزایش بهره‌وری ممکن می‌شود. البته در شرایط دمایی و فشاری اعمال‌شده در این پژوهش، تغییرات فشار اثری ناچیزی را نشان می‌دهد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله از پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز برای حمایت مالی و اجازه انتشار

نتایج این مطالعه قدردانی می کنند.

ضمیمه

مدلهایی که انحلال مواد معدنی تشکیل دهنده رسوبات معدنی مختلف را مدل سازی می کنند، قابلیت انحلال پذیری رسوبات در گستره ای وسیع از دما، فشار و مقاومت یونی را نیز پیش بینی می کنند و همین مشخصه شاخصی از تشکیل رسوب در نظر گرفته می شود. همچنین معادلات حالت برای در نظر گرفتن رفتار چندفازی، برای محاسبه ویژگی های ترمودینامیکی محلول های الکترولیتی (محتوی یون ها) مناسب نیستند و به یک مدل ترکیبی ترمودینامیکی- تعادلی نیاز است که بتواند pH و پتانسیل تشکیل رسوب را در مخازن پیش بینی کند. از طرف دیگر، تحقیقات بنیادی نشان داده اند که تشکیل رسوب را می توان، جدا از قابلیت انحلال پذیری، بر مبنای فعالیت یون های موجود در محلول های آبی پیش بینی کرد [۲۵].

غلظت های یونی در رابطه K_{sp} غلظت های مربوط به یک محلول سیر شده در دمای مرجع هستند.

بنابراین مقدار عددی K_{sp} یک نمک بیان کمی حد انحلال پذیری آن نمک است. چون انحلال پذیری یک نمک معمولاً با تغییر دما بسیار تغییر می کند، مقدار عددی K_{sp} یک نمک نیز با تغییر دما عوض می شود. عوامل موثر مهم دیگر بر این ثابت فشار، مقدار شوری و pH هستند. این روش تئوریک بر نتایج تجربی بسیار نزدیکی بر اساس اندازه گیری های حلالیت ترمودینامیکی استوار است. اطلاعاتی که باید به دست آورد عبارتند از: غلظت یون های SO_4^{2-} و HCO_3^{-1} ، CO_3^{2-} ، Cl^{-} ، Mg^{+2} ، Ca^{+2} ، Na^{+} و همچنین مقدار pH و درجه حرارت [۲۶ و ۲۷].

از بین روش های تجربی می توان به روش بررسی کمی سازگاری از راه اندازه گیری با دستگاه کدورت سنج و آنالیز اندازه گیری کل ذرات معلق TSS در آزمایشگاه اشاره کرد. برای تعیین نوع رسوب از روش پراش اشعه ایکس XRD استفاده می شود. در روش سازگاری و عدم تجانس کدورت محلول ها به شفاف و نیمه شفاف و کدر و کاملاً کدر درجه بندی می شود و با دستگاه کدورت سنج مقداری عددی به دست می آید.

مراجع

- [1]. Yuan M. D. and Todd A. C., "Prediction of sulfates scaling tendency oilfield operation," SPE 18484, 6, pp. 61-63, 1991.
- [2]. Thomsen K., Stenby. E. H., "Prediction of mineral scale formation in geothermal and oilfield operation using the extended UNIQUAC model part II: carbonate scaling minerals," Geothermics, 35, p.239, 2006.
- [3]. Shixiang L., "Scaling mechanism and prevention of water injection system in mawangmiao oilfield," Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2005-6.
- [4]. Mackay E. J. and Jordan M. M., "Impact of brine flow and mixing in the reservoir on scale control risk assessment and subsurface treatment options: case histories," Journal of Energy Resources Technology, Vol. 127, pp. 201, 2005.
- [5]. Jordan M. M., Kemp S., Sorhaug E., Sjursather K. and Freer. B., "Effective management of scaling from and within carbonate oil reservoirs, North Sea Basin," Trans. IChemE, Vol. 81, Part A, 2003.
- [6]. Wieclaw D., Rabhani A. R. and Kotarba M. J., "Origin of oils accumulated in mesozoic-cenozoic reservoirs of the Iranian sector of the Persian Gulf," London 2013-75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE

EUROPEC, 2013.

- [7]. Sheikholeslami R. and Ong H. W. K. , "Kinetics and thermodynamics of calcium carbonate and calcium sulfate at salinities up to 1.5 M, *Desalination*," 157., p. 217, Aug. 2003
- [8]. Merdhan A. B. and Yassin A. M., "Formation damage due to scale formation in porous media resulting water injection System," 14, 2008.
- [9]. Mackay E. J., Jordan M. M. and Torabi. F., "Predicting brine mixing deep within the reservoir and its impact on scale control in marginal and deepwater developments," SPE Paper 85104, No. 3, pp. 210-220, 2003.
- [10]. Mohd Yassin A. A., "Solubility of common oil field scales of injection water and high-barium concentration and high-salinity formation water," *Journal Teknologi*, Vol. 50, pp. 67-77, 2012.
- [11]. Mohd Yassin A. A., "Low-sulfate seawater injection into oil reservoir to avoid scaling problem," *Journal of Applied Sciences* ,No. 7, pp. 1169-11788, 2008.
- [12]. Mohd Yassin A. A., "Scale formation in oil reservoir during water injection at high-salinity formation water," *Journal of Applied Sciences*, Vol. 7, No. 21, pp. 3198-3207, 2007.
- [13]. Vetter O. J., Farone W. A., Veith E. and Lankford. S., "Calcium carbonate scale considerations: a practical approach," Engineers Paper SPE 17009, presented at The International 16-17 Symposium, 1987.
- [14]. Safari H., "Prediction of the aqueous solubility of BaSO₄ using pitzer ion interaction model and LSSVM Algorithm," *Fluid Phase Equilibria*, 374, pp 48-62, 2014.
- [15]. Safari H., "Predicting the solubility of SrSO₄ in Na-Ca-Mg-Sr-Cl-SO₄-H₂O system at elevated temperatures and pressures," *Fluid Phase Equilibria*, Vol. 374, No. 86-101, 2014.
- [16]. Moghadasi J., Jamialahmadi M., Muller-Steinhagen H. and Izadpanah M. R., "Formation damage in Iranian oil fields," SPE 73781, February, 2002.
- [17]. Liu X., Jungang L., Qianya Z., Jinlai F. and Yingli L., "The analysis and prediction of scale accumulation for water-injection pipelines in the daqing oilfield," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 66, Issues 3-4, pp. 161-164, June 2009.
- [18]. Binmerdhan A. B., Yassin A. A. M. and Muherei. M. A., "Laboratory and prediction of barium sulfate scaling at high-barium formation water," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 70, Issues 1-2, pp. 79-88 Jan. 2010.
- [19]. Bin Merdhan A. "Inhibition of calcium sulfate and strontium sulfate scale in waterflood," SPE Production & Operations, Vol. 25. Issue 4, pp. 545-552, 2010.
- [20]. Taheri A. and Zahedzadeh M., "Simulation and experimental studies of mineral scale formation effects on performance of sirri-C oil field under water injection," *Iran. J. Chem. Chem. Eng*, Vol. 30, pp. 10, 2011.
- [21]. Moghadasi J., Jamialahmadi M. and Muller-Steinhagen H., "Scale formation in oil reservoir and production equipment during water injection," SPE 82233, SPE European Formation Damage Conference, 2003.
- [22]. Jordan M. M., Collins R. I. and Mackay. J. E., "Low-sulfate seawater injection for barium sulfate scale control: a life-of-field solution to a complex challenge," SPE 98096, pp. 15-17, Feb, 2006.
- [23]. Zettlitzer M. and Busch M., "Produced water cleaning and re-injection experience- zero discharge to water,"

4th International Conference on Produced Water Management, January 2007.

[24]. Jacques D. F. and Bourland. B. I., "A study of solubility of strontium sulfate," Society of Petroleum Engineers Journal, Vol. 23., Issue 02, pp. 292-300, Apr. 1983.

[25]. Jordan M. M. and Mackay J. E., "Integrated field development for effective scale control throughout the water cycle in deep water subsea fields," The SPE Europec /EAGE Annual Conference, SPE 94052, No. 1-9, pp. 13-16 June, 2005.

[26]. Collins R. I. and Jordan M. M., "Occurrence, prediction and prevention of Zinc Sulfide scale within Gulf coast and North Sea high-temperature and high-salinity fields," SPE Production and Facilities, pp. 200-209, August 2003.

[27]. Jacques D. F. and Gollberg J. B., "Strontium sulfate solubility and the effects of scale inhibitors," paper Presented at The NACE Middle East Corrosion Conference 79 Bahrain, April 15-17, 1979.