

## پیدایش رسوب و تغییر نفوذپذیری در مخازن زیرزمینی نفت بر اثر تزریق آب دریا

داود خیرخواه

گروه مهندسی شیمی - دانشکده فنی - دانشگاه تهران

احمد تیموری

گروه مهندسی شیمی - دانشکده فنی - دانشگاه تهران

نادر ابوالحسنی راد

پژوهشکده اکتشاف و تولید - پژوهشگاه صنعت نفت

### چکیده:

تزریق آب به داخل مخازن زیرزمینی نفت، به منظور جلوگیری از افت فشار و نیز افزایش بهره‌دهی آنها، امری متداول و شناخته شده است. در این مقاله مطالعات آزمایشگاهی، بمنظور بررسی اثرات این عمل بر نفوذپذیری سازند و تشکیل رسوب در محیط متخلخل بعلت اختلال دو آب ناسازگار (آب دریا و آب سازند)، مورد بررسی قرار گرفته است.

شناسایی و آنالیز شیمیایی کریستالهای ایجاد شده در آزمایشات انجام شده در دمای محیط و نیز در دمای مخزن توسط دستگاه میکروسکوپ الکترونی انجام گرفته و نتایج حاصل، نشان دهنده کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن در اثر تشکیل رسوب در دیواره حفره‌ها می‌باشد.

همچنین در این تحقیق بمنظور توزیع مناسب آبها در ورودی مغزه مورد آزمایش و اختلاط آبها به محض ورود به مغزه سنگ مخزن، صفحه توزیع جدیدی ارائه و مورد استفاده قرار گرفته است.

### مقدمه

در مخزن مورد مطالعه، پدیده رسوب، اساساً مربوط به سولفات استرانسیم می‌باشد. در این مطالعه از اثر فشار با فرض ناچیز بودن اثر آن بر حلالیت سولفات استرانسیم صرفنظر شده [۱۷، ۱۸] و کلیه آزمایشات سیلاب زنی در محیط متخلخل و لوله شیشه‌ای هم در دمای محیط و هم در دمای مخزن  $^{\circ}\text{C}$  (۱۰۴) انجام گرفته است.

همچنین به منظور بررسی میزان کاهش نفوذپذیری در اثر تشکیل رسوب و شناسایی شکل رسوبات حاصل و نحوه توزیع آنها در مغزه مورد آزمایش، نمک خروجی از مغزه در زمانهای مختلف و در طی مراحل انجام آزمایش، مورد نمونه‌گیری و آنالیز قرار گرفت. در کلیه آزمایشات انجام شده، پارامترهای

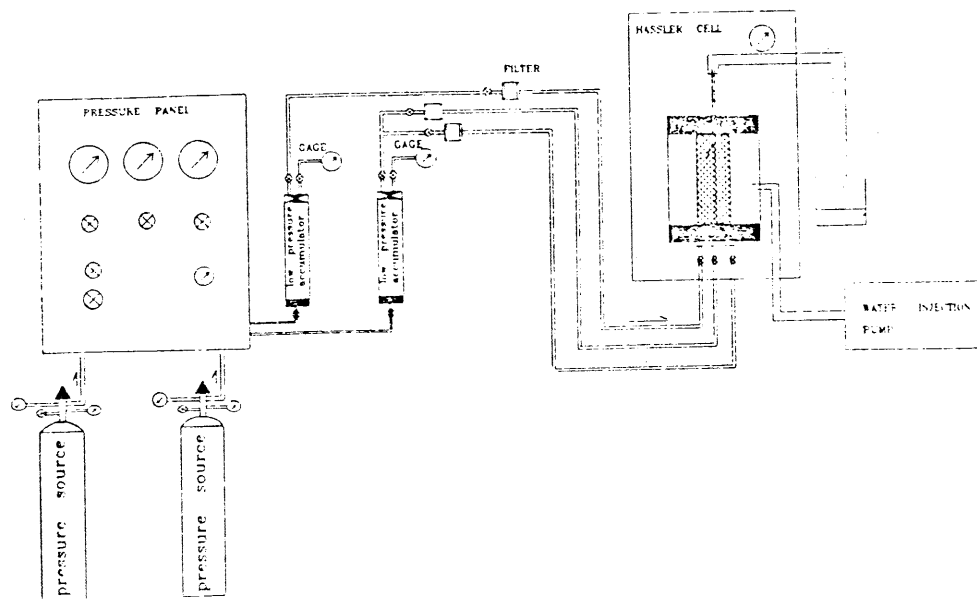
تشکیل رسوب در پروسه تزریق آب عموماً در نتیجه تغییرات دما، فشار، کاهش حلالیت اجزاء، تغییرات PH و یا عدم تجانس بین آبهای تزریق و آبهای موجود در مخازن زیرزمینی نفت می‌باشد [۱۶-۱]. در این تحقیق، مطالعات آزمایشگاهی به منظور نمایش تشکیل رسوب در شرایط محیط و در محیط متخلخل مخزن زیرزمینی نفت مورد نظر و اثرات آن بر نفوذپذیری سنگ مخزن انجام پذیرفته است. آزمایشات لوله شیشه‌ای نیز به منظور مقایسه شکل کریستالهای حاصل تحت تاثیر نیروهای هیدرودینامیکی و در دمای مخزن، با کریستالهای حاصل در شرایط استاتیکی و در دمای محیط انجام گرفته است.

۲ آبهای تزریقی به مغزه، قبل از ورود به داخل مغزه نگهدار<sup>۱</sup>، از درون یک کویل<sup>۲</sup>، حرارتی بطول حدود ۳ متر عبور می نماید تا دمای آنها در ورودی مغزه نگهدار به  $104^{\circ}\text{C}$  (دمای مخزن) برسد. مغزه نگهدار مورد استفاده در این دستگاهها، عبارتست از یک ظرف استیل که در ورودی به یک صفحه توزیع جدید مجهز شده است.

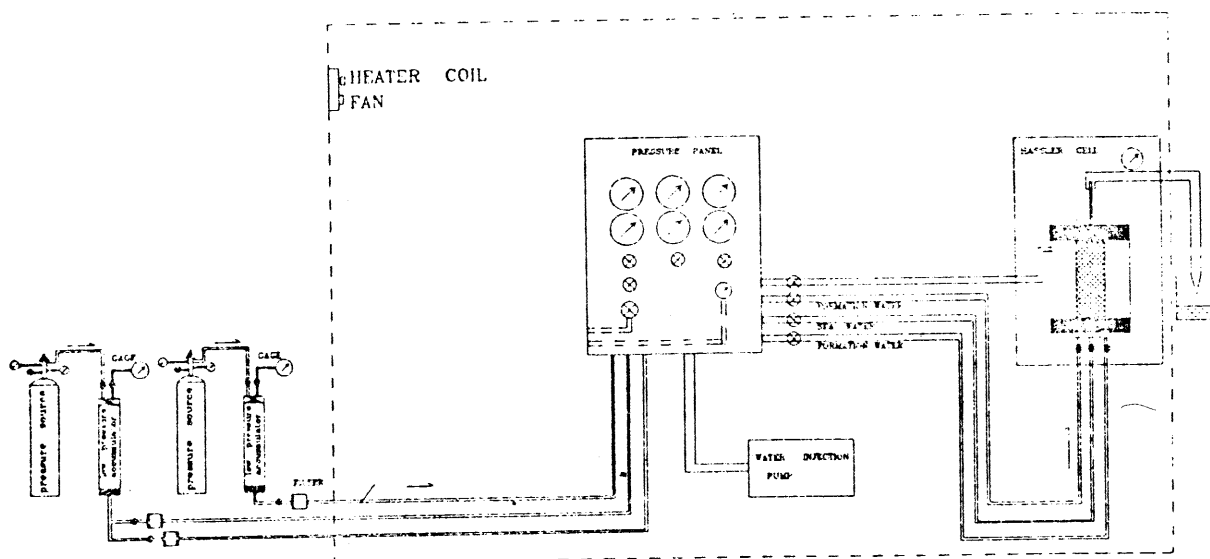
اساسی مربوطه، از جمله ترکیب آب، دما و نفوذپذیری اولیه سنگ در نظر گرفته شده و مورد بررسی قرار گرفته است.

### دستگاههای آزمایشگاهی

شکلهای ۱ و ۲ به ترتیب نشان دهنده شمای دستگاه تزریق جهت انجام آزمایشات سیلاب زنی در دمای محیط و نیز در دمای مخزن می باشند. در شکل



شکل ۱: شمای دستگاه سیلاب زنی در دمای محیط شامل سیستم تزریق جدید.



شکل ۲: شمای دستگاه آزمایش سیلاب زنی در دمای مخزن و شامل سیستم تزریق جدید.

نشان می دهد که آب سازند مصرفی غنی از یونها  $Ca^{++}$   $sr^{++}$  و آب دریا غنی از یونهای سولفات می باشد.

جدول ۱: آنالیز آبهای مورد استفاده در آزمایشات

Component	آب مخزن (PPM)	آب دریا (PPM)
$Na^+$	38160	12450
$K^+$	225	375
$Ca^{++}$	4150	445
$Sr^{++}$	590	-
$Mg^{++}$	970	1380
$So4^-$	350	3220
$Cl^-$	66645	21980

مشخصات ترکیبی آبها بصورت محاسبه درجه فوق اشباعی سولفات، قدرت یونی محلول و نسبت غلظت یونهای رسوب دهنده بیان می گردد. درجه فوق اشباع ( $S_s$ ) یک سولفات معدنی (MX) واقع در یک نمک، بصورت زیر ارائه می شود:

$$S_s = \frac{(m_M \cdot m_X)^{1/2}}{Q_{MX}} \quad (1)$$

در رابطه ۱،  $m_M$ ،  $m_X$  بترتیب مولالیته کاتیون و آنیون رسوب دهنده در محلول و  $Q_{MX}$  عبارت از ریشه دوم حلالیت سولفات مربوطه (MX) می باشند.

قدرت یونی محلول (I)، عبارت از اندازه گیری میزان نمک<sup>۱</sup> در آن می باشد و بصورت زیر بیان می گردد [۱۸]:

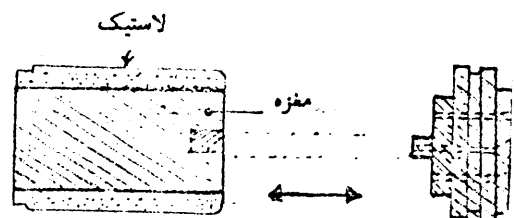
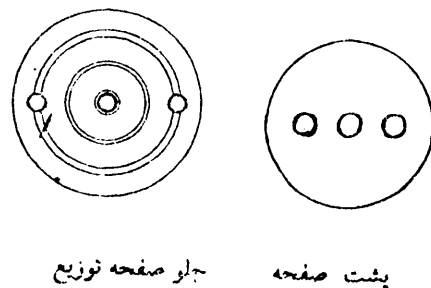
$$I = \frac{1}{2} \sum C_i \cdot Z_i^2 \quad (2)$$

در رابطه ۲، C عبارت از غلظت مولی یون در محلول و Z بار یون مربوطه می باشد. محاسبات مورد نظر، در ضمیمه این مقالات، شرح داده شده است.

### روش انجام آزمایشات

۱- در آزمایش با لوله شیشه‌ای و در دمای محیط، از هفت لوله که در آنها مخلوطی از دو آب که فیلتر

شکل ۳ نشان دهنده قطعه مربوط به ورودی مغزه نگهدار و نیز صفحه توزیع جدید طراحی شده در طی این تحقیق می باشد. طراحی این قطعه به منظور برطرف نمودن نقایص موجود در سایر صفحات توزیع مورد استفاده در پژوهشهای گذشته و نیز عدم نیاز به استفاده از پمپهای دبی ثابت جهت تزریق آبها با نسبتهای مختلف انجام گرفته است. قابل ذکر است که قسمتی از طراحی و تغییرات انجام شده در این طرح، بر روی مغزه مورد آزمایش و بصورت ایجاد حفره‌ای در مرکز آن بوده است.



شکل ۳: طراحی جدید صفحه توزیع آبها در ورودی مغزه.

### مشخصات آبها و مغزه های مورد استفاده در آزمایشات

نمونه مغزه‌ها از جنس کربناته لایه میرشریف و بشکل استوانه‌هایی بقطر یک اینچ و با ابعاد  $50 \times 25/4$  میلیمتر انتخاب گردیده و برای مدت کافی به منظور اشباع شدن با آب مخزن، در داخل اشباع کننده قرار گرفته اند.

آبهای مورد استفاده در آزمایشات، عبارت از آب مخزن زیرزمینی نفت، به عنوان آب سازند و آب دریا به عنوان آب تزریقی بوده و در جدول ۱ آنالیز کامل مربوط به این دو آب ذکر گردیده است. این آنالیز

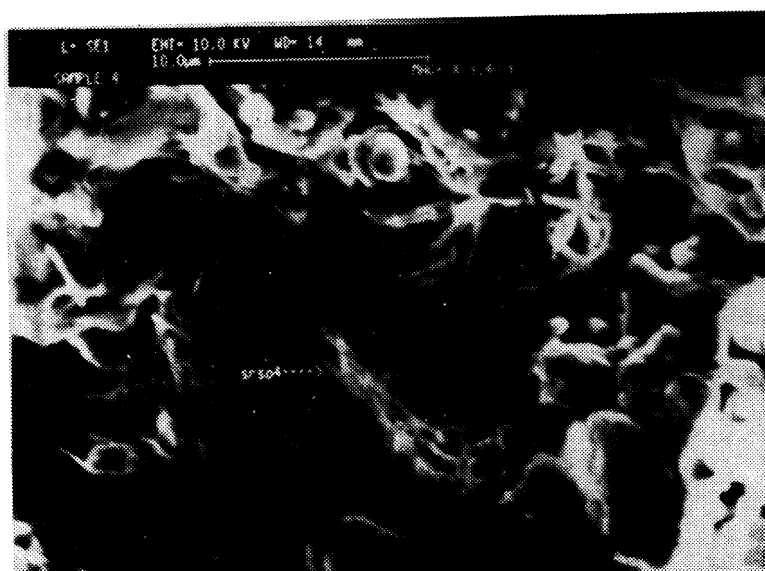
ظروف ذخیره استیل مربوطه که بطور جداگانه تحت فشار ناشی از مخزن هوا قرار داشتند، با دبی های موردنظر به درون مغزه نگهدار جریان یافتند. این عمل به منظور اختلاط آبها در داخل مغزه و تشکیل رسوبات ممکنه صورت گرفت. همچنین با نصب فشارسنج ها در مسیر جریان آبها، کنترل دبی و فشار جریان به نحو مطلوب در طول انجام آزمایش صورت گرفت. به منظور محاسبه میزان کاهش نفوذپذیری مغزه در اثر تشکیل رسوب، در زمانهای مختلف از محلول خروجی در قسمت انتهایی مغزه نمونه گیری شده و با استفاده از فرمول داری و با قرار دادن مقادیر فشار و حجم و زمان در این رابطه میزان کاهش نفوذپذیری بر حسب مقدار حجم تخلخل<sup>۴</sup> تزریقی محاسبه میشود. در خاتمه عمل و پس از گرفتگی کامل، مغزه مورد آزمایش در داخل آن<sup>۵</sup> خشک شده و برشهایی از قسمتهای مختلف آن جهت بررسی نوع و میزان و نحوه پراکندگی رسوبات تشکیل شده در اثر آزمایش سیلاب زنی توسط دستگاه میکروسکوپ الکترونی مورد بررسی قرار گرفتند.

شکل ۴ الی ۹ نشان دهنده تصاویر حاصل از آنالیز میکروسکوپ الکترونی بر روی کریستالهای رسوبات حاصل در آزمایشات سیلاب زنی در دمای محیط و نیز دمای مخزن می باشند.

شده و با نسبتهای مشخص مخلوط شده‌اند، استفاده شده است. پس از قرار دادن لوله در شرایط استاتیکی برای مدت ۲۴ ساعت، محلولهایی که تشکیل رسوب در آنها دیده شد، فیلتر گردیده رسوبات حاصله خشک و مورد قرار گرفتند.

۲- در آزمایش با لوله شیشه ای در دمای مخزن و تحت اختلاط، از آبهای با نسبت اختلاط برار ۵۰:۵۰ و ۳۰:۷۰ و ۱۰:۹۰ (سازند/ تزریقی) که در آزمایشات قبلی، تشکیل رسوب در آنها مشاهده شده بود، استفاده گردید. برای اختلاط کافی، این محلولها به مدت ۲۴ ساعت در ظرف مخصوص، در دمای مخزن و در داخل دستگاه آون چرخان<sup>۱</sup> قرار گرفتند و رسوبات حاصله توسط دستگاه XRD<sup>۲</sup> مورد بررسی قرار گرفت. این دستگاه بر پایه آنالیز ترکیبی مواد واقع شده و نتایج حاصل از آن بصورت شاخص‌هایی که هرکدام نماینده ترکیب خاصی است، ارائه می شود. بررسی های انجام شده حاکی از وجود رسوبات سولفات استرانسیم و کربنات کلسیم و همچنین نشان دهنده وجود بیشترین مقدار از رسوب سولفات استرانسیم در نسبت اختلاط ۳۰:۷۰ از دو آب بوده است. این نتایج در انجام مطالعات بعدی و جهت کسب نتایج بهتر و دقیقتر، در آزمایشات سیلاب زنی مورد استفاده واقع شد.

۳- در آزمایشات سیلاب زنی<sup>۳</sup> آبهای موردنظر از داخل



شکل ۴: آنالیز SEM جهت نمایش کریستالهای  $SrSO_4$  در میانه مغزه و دمای محیط.

1 - Roller Oven

2 - X-Ray Diffraction

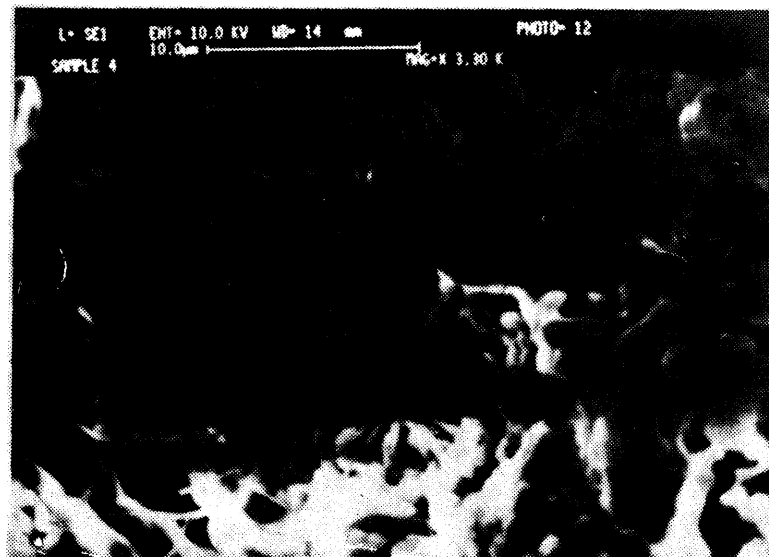
3 - Core Flooding

4 - Pore Volume

5 - Oven



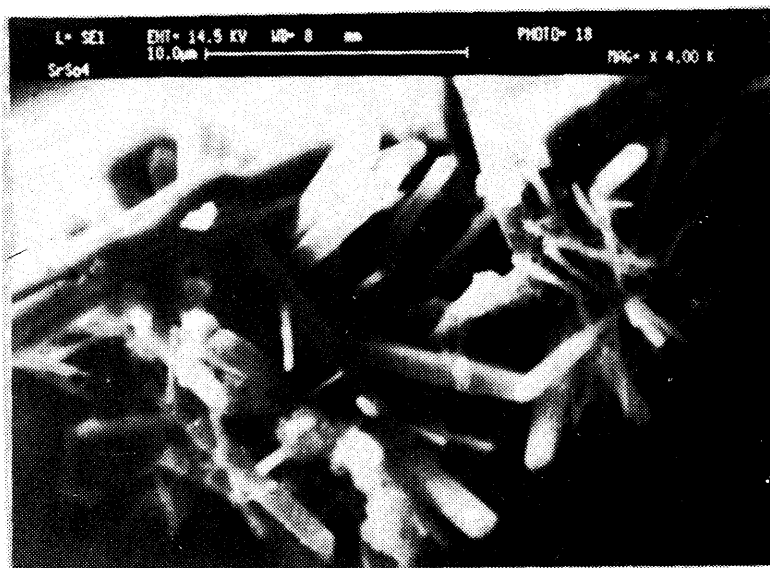
شکل ۵: آنالیز SEM جهت نمایش کریستالهای  $\text{CaSO}_4$  و  $\text{SrSO}_4$  در میانه مغزه و دمای محیط.



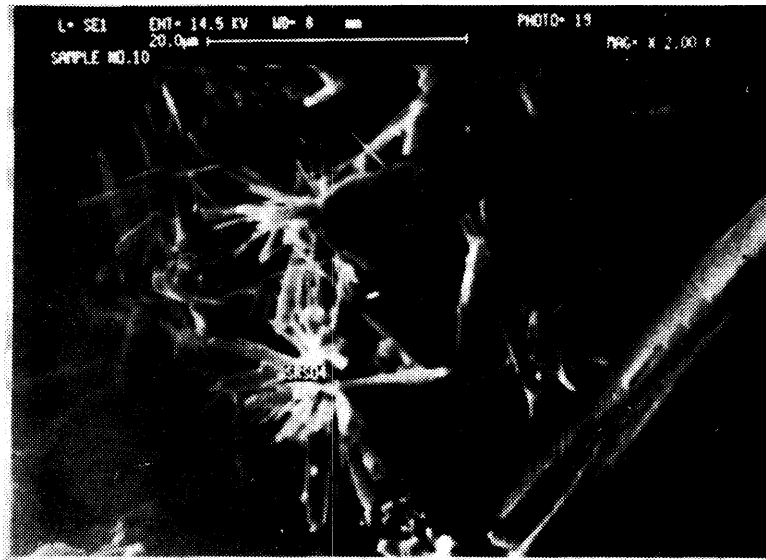
شکل ۶: آنالیز SEM جهت نمایش کریستالهای  $\text{SrSO}_4$  در ورودی مغزه و دمای محیط.



شکل ۷: آنالیز SEM جهت نمایش کریستالهای SrSO<sub>4</sub> در میانه مغزه و دمای مخزن (۱۰۴ °C).



شکل ۸: آنالیز SEM جهت نمایش کریستالهای SrSO<sub>4</sub> در میانه مغزه و دمای مخزن (۱۰۴ °C).



شکل ۹: آنالیز SEM جهت نمایش کریستالهای سوزنی  $\text{SrSO}_4$  در ورودی مغزه و دمای مخزن ( $104^\circ\text{C}$ ).

### میزان کاهش نفوذپذیری در اثر تشکیل رسوب

بود و نشان دهنده بیشترین خسارت وارده به مخزن در این نسبت می باشد.

### اثر دما و فشار بر میزان تشکیل رسوب

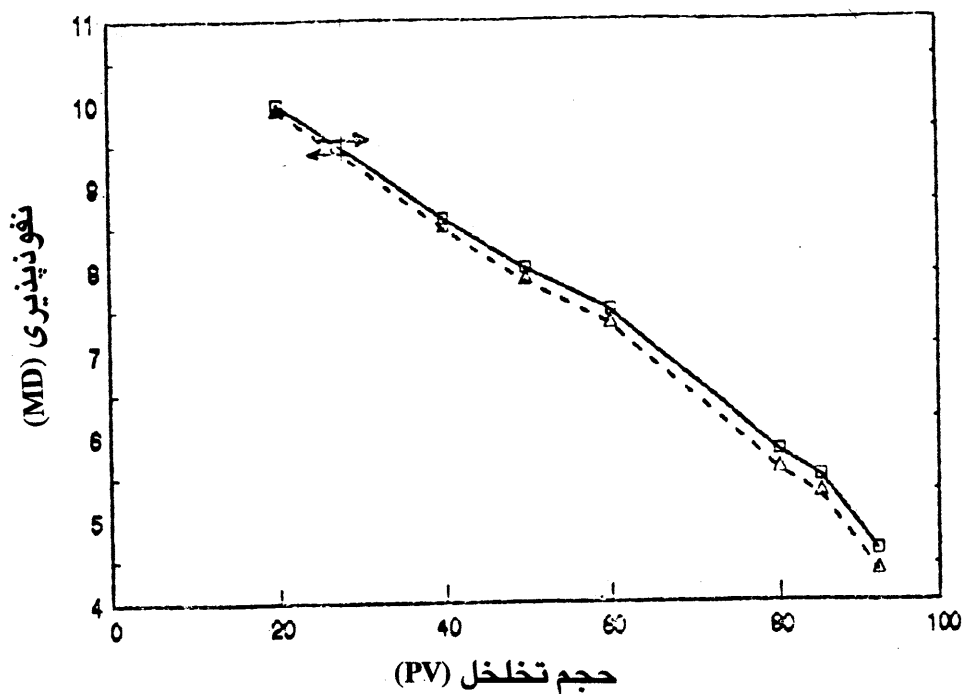
با توجه به مقادیر حلالیت و یا فوق اشباعی رسوبات سولفات استرانسیم و کربنات کلسیم در محلولها، افزایش دما باعث کاهش در میزان رسوب کربنات کلسیم و افزایش در رسوب سولفات استرانسیم می شوند، این نتایج در عمل و بکمک آنالیز حاصل توسط میکروسکوپ الکترونی نیز حاصل گردید. همچنین با بررسی منحنی های شکل های ۱۰ الی ۱۳ مشاهده میشود که در دمای بالاتر، کاهش نفوذپذیری سنگ در زمان کوتاهتر و در مقدار کمتری از حجم تخلخل تزریقی صورت می پذیرد.

اثر فشار بر میزان تشکیل رسوب سولفات استرانسیم در ترکیب ناچیز است. تغییر فشاری حدود ۲۰۰۰ psia از درون مخزن زیرزمینی تا سرچاه، میزان حلالیت این رسوب را حداکثر در حدود ۲٪ تغییر می دهد و این مقدار در مطالعات آزمایشگاهی ناچیز فرض می شود. بنابراین با توجه به پژوهشهای

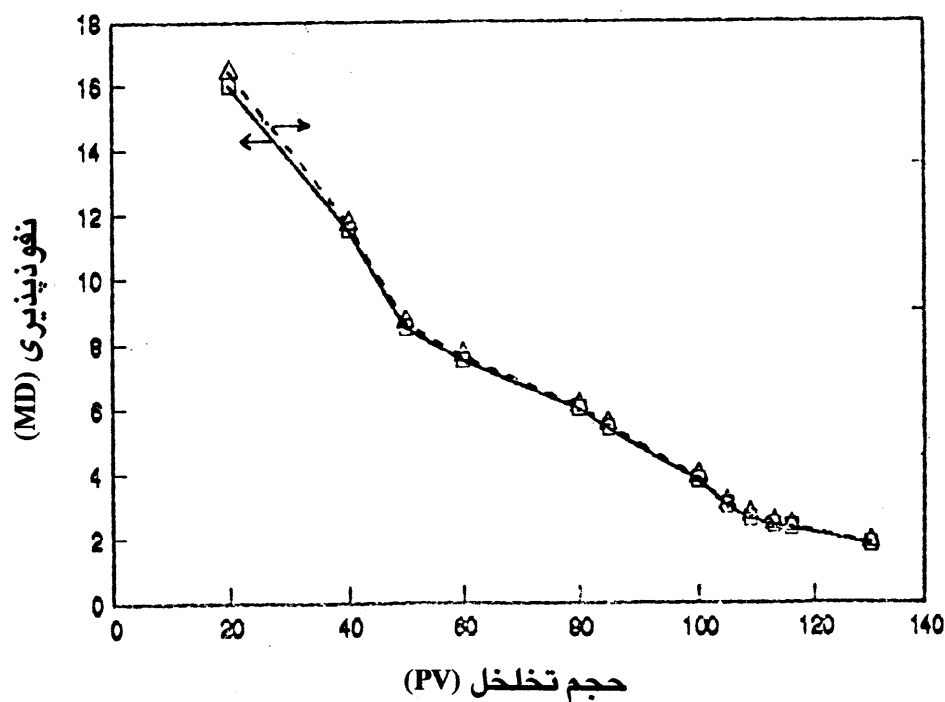
شکل های ۱۰ ال ۱۳ نشان دهنده منحنی های کاهش نفوذپذیری و نیز درصد کاهش نفوذپذیری در مغزه های مورد استفاده در آزمایشات سیلاب زنی تحت دمای محیط و نیز در دمای مخزن بر روی مغزه های با نفوذپذیری اولیه متفاوت می باشند. این منحنی ها نشان می دهند که اولاً، کاهش نفوذپذیری مغزه در مراحل اولیه تزریق بسیار سریعتر اتفاق می افتد و سرعت این عمل پس از گذشت زمان بخصوصی از تشکیل رسوب بطور قابل توجهی کاهش می یابد. ثانیاً سرعت کاهش نفوذپذیری در یک زمان معین در مغزه های دارای نفوذپذیری اولیه کمتر، خیلی بیشتر از مغزه های دارای نفوذپذیری اولیه بیشتر، است. این مطلب از شکل ۱۴ مشهود است. میزان تشکیل رسوب بر حسب نسبتهای مختلف از اختلاط دو آب تزریقی و سازند در شکل ۱۵ رسم شده است، این منحنی نشان می دهد که بیشترین رسوب تشکیل شده در نسبت ۳۰:۷۰ از آبهای (سازند/ تزریقی) می باشد که این مطلب در مبحث آزمایشات لوله های شیشه ای نیز به اثبات رسیده

دمایی مورد استفاده در مطالعات خود ترسیم کرده‌ایم، از اثر فشار در این مطالعه صرف نظر نموده‌ایم.

انجام شده [۱۷، ۱۹، ۲۰] و همچنین شکل ۱۶ که با ترسیم نتایج بدست آمده در محلولهای مشابه به آب مخزن [۱۰]، حاصل شده است و ما آنرا در فاصله

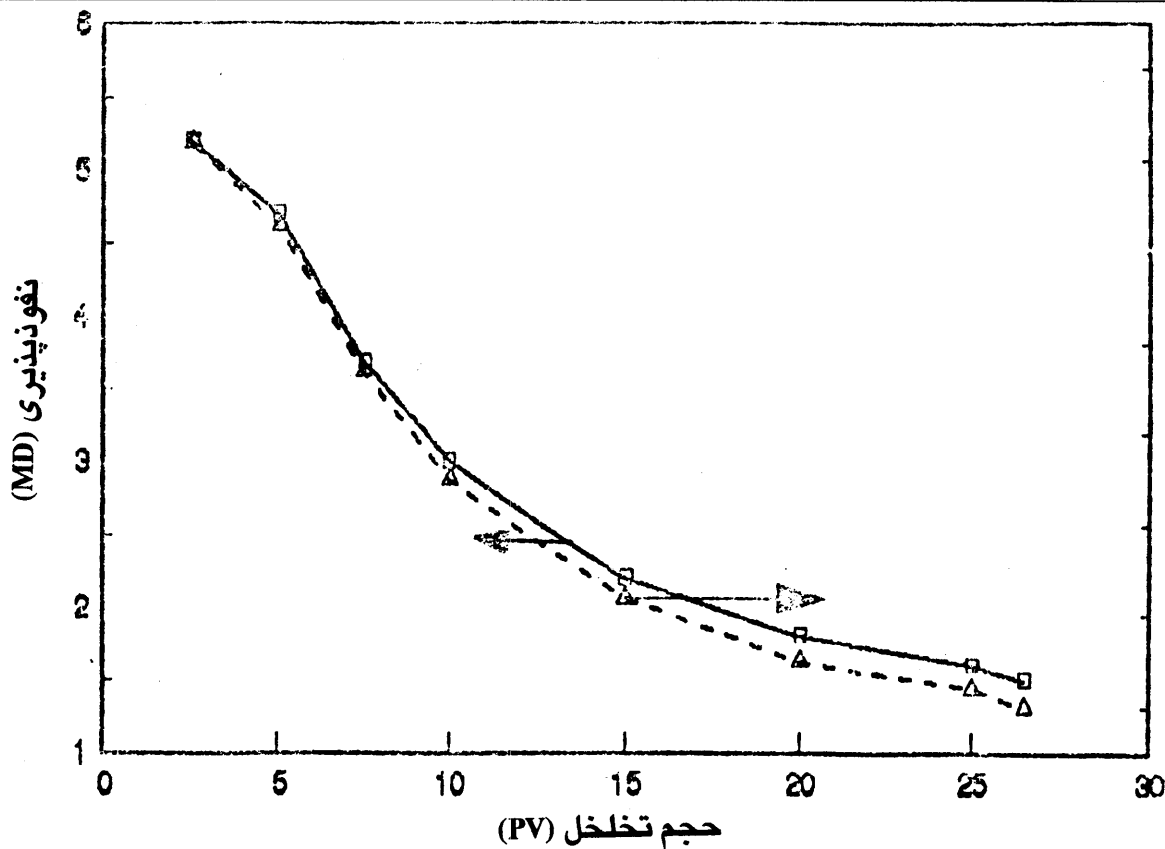


شکل ۱۰: منحنی کاهش نفوذپذیری بر حسب حجم تخلخل در دمای محیط ( $K_1 = 17 \text{md}$ ).

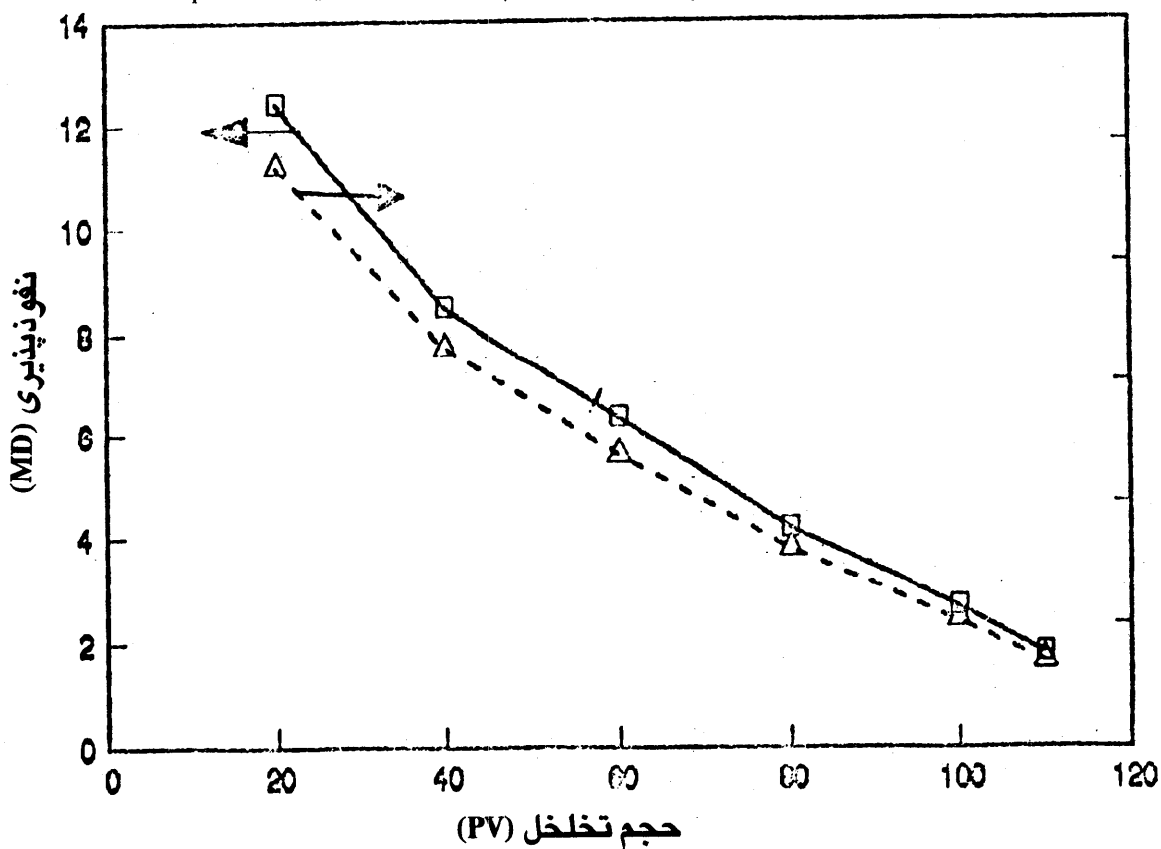


شکل ۱۱: منحنی کاهش نفوذپذیری بر حسب حجم تخلخل در دمای محیط ( $K_1 = 22 \text{md}$ ).

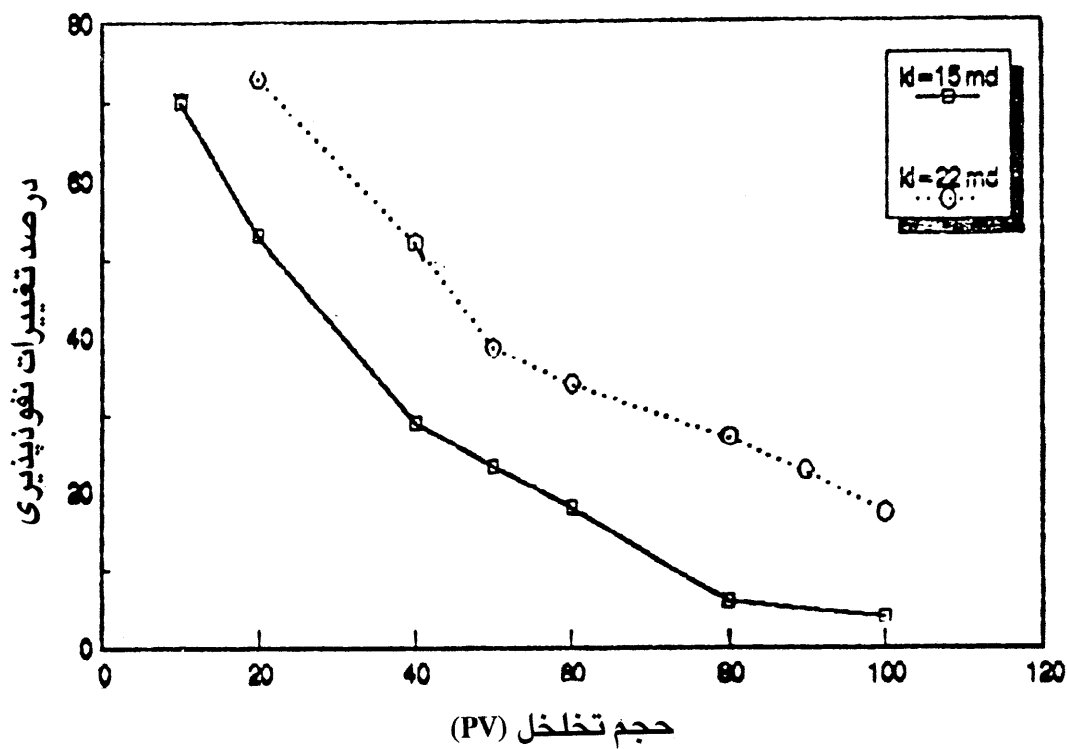




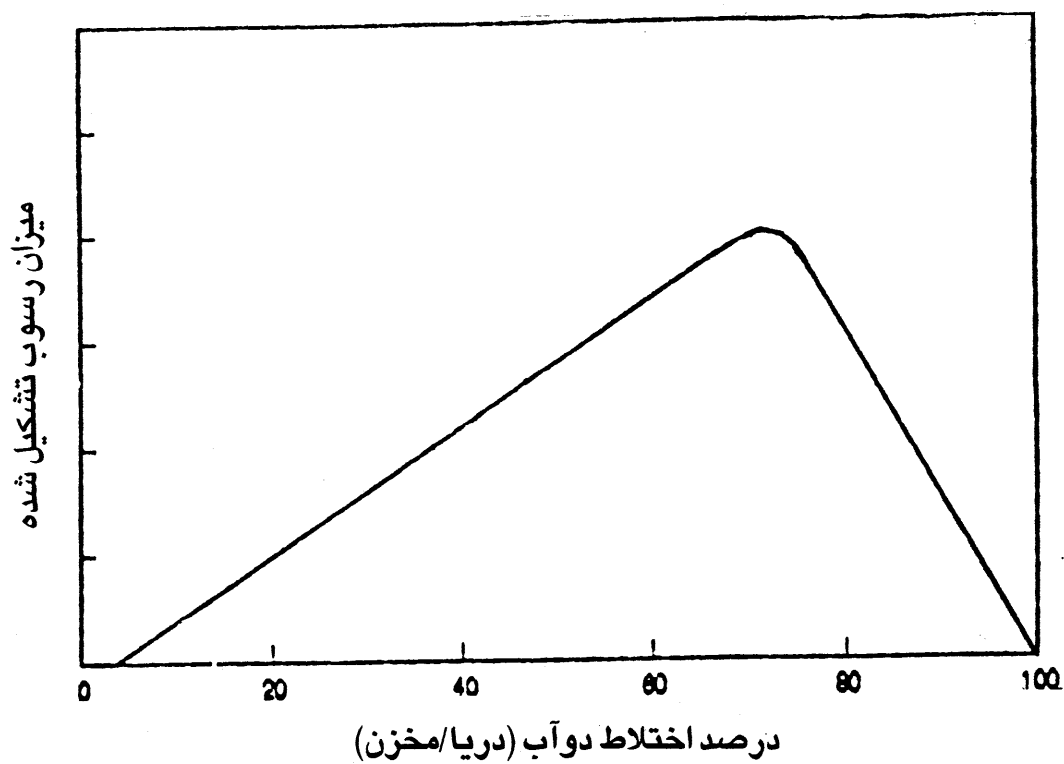
شکل ۱۲: منحنی کاهش نفوذپذیری بر حسب حجم تخلخل در دمای محیط ( $K_f = 6 \text{ md}$ ).



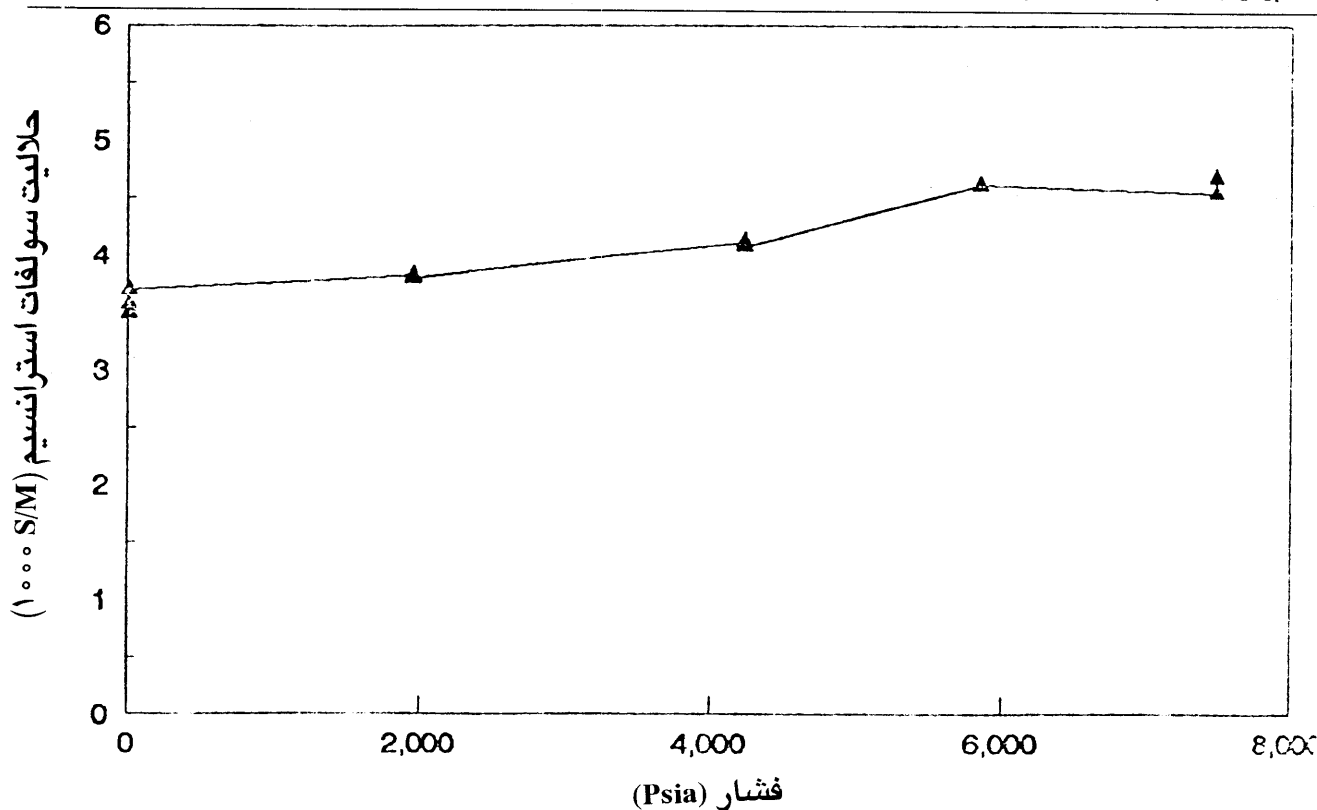
شکل ۱۳: منحنی کاهش نفوذپذیری بر حسب حجم تخلخل در دمای محیط ( $K_f = 26 \text{ md}$ ).



شکل ۱۴: مقایسه درصد کاهش نفوذپذیری برای دو مغزه با نفوذپذیری اولیه متفاوت در دمای محیط.



شکل ۱۵: نمایش کیفی میزان رسوب حاصله در مغزه بر حسب نسبتهای مختلف از دو آب (دریا/مخزن).



شکل ۱۶: تغییر حلالیت  $\text{SrSO}_4$  بر حسب فشار در دمای  $100^\circ\text{C}$  و مولالیت = ۰.۴.

مخزن در اثر تشکیل رسوب را می توان به تغییر در میزان حلالیت و فشار و دمای آب سازند، طی حرکت آن از اعماق مخزن بدخل چاههای تولیدی و تشکیل رسوبات مختلف از جمله سولفات استرانسیم نسبت داد.

بررسی های انجام شده نشاندهنده آنست که مخزن مورد مطالعه ، دارای پتانسیل تشکیل رسوب سولفات استرانسیم در اثر تغییر شرایط دما و فشار از اعماق مخزن به طرف چاههای تولیدی می باشد.

#### علائم

$$I = \text{قدرت یونی}$$

$$m_i = \text{غلظت مولی یون } i \text{ (mol/1000 gr H}_2\text{O)}$$

$$K_{sp} = \text{ضریب حلالیت ترمودینامیکی}$$

$$P = \text{فشار}$$

$$Q = \text{حلالیت الکترولیت در محلولهای آبی}$$

$$Q_{sp} = \text{جذر ضریب حلالیت تعادلی}$$

$$S_s = \text{فوق اشباعی}$$

#### نتایج

بر اساس مطالعات و آزمایشات انجام شده ملاحظه گردید که در مخزن زیرزمینی نفت مورد مطالعه ، تشکیل رسوب سولفات استرانسیم عامل اصلی کاهش نفوذپذیری بوده و لازم است تا با افزودن بازدارنده مناسب به آب تزریقی از دریا، از این مشکل جلوگیری شود. با توجه به اینکه رسوباتی از قبیل سولفاتهای باریم و استرانسیم را نمی توان با روشهای اسید شویی و سایر روشهای شیمیایی از سازند خارج نمود بنابراین در صورت پیدایش رسوبات ، خروج و پاکسازی تنها آنها با روشهای خاص فیزیکی ممکن بوده و مستلزم صرف هزینه گزاف می باشد. پیش بینی میشود که پیدایش این رسوب در چاههای تولیدی نفت که پس از شروع پدیده میان شکنی<sup>۱</sup> در آنها انجام می پذیرد، خسارات جبران ناپذیری بر سازند مربوطه و تجهیزات سرچاهی وارد سازد.

قبل از رسیدن به این مرحله ، کاهش نفوذپذیری

$\gamma_{H_2O}$  ضریب فعالیت آب و اندیس  $e$  مشخص کننده حالت تعادل می باشد.  $Q_{sp}$  جذر فعالیت استوکیومتری ترکیب معدنی  $MX$  است که مشابه حالیت آن در حالت یکسان بودن غلظتهای مولی یونهای  $M^{2+}$  و  $X^{2-}$  می باشد.

وابستگی ضریب فعالیت  $\gamma_{MX}$  که توسط رابطه پیترز بیان می شود، با  $Q_{sp}$  بصورت رابطه زیر بیان می گردد:

$$-\ln Q_{sp, MX} = -\frac{1}{\nu} \ln K_{sp, MX} + \ln \gamma_{MX} + \frac{n}{\nu} \ln H_2O$$

بکمک این روابط مقدار  $Q_{sp}$  نیز برای ترکیب  $MX$  محاسبه می شود.

۲ - محاسبه مقادیر فوق اشباعی سولفاتها:

از روابط تعادلی سولفاتهای استرانسیم، باریم، کلسیم داریم:

$$Q_{sp, BaSO_4} = (m_{Ba} \cdot m_{SO_4})^{1/2}$$

$$Q_{sp, SrSO_4} = (m_{Sr} \cdot m_{SO_4})^{1/2}$$

$$Q_{sp, CaSO_4} = (m_{Ca} \cdot m_{SO_4})^{1/2}$$

که در آنها  $m_{SO_4}$ ،  $m_{Sr}$ ،  $m_{Ba}$  عبارت از غلظت در حالت تعادل (محلول / رسوب) می باشد. همچنین فوق اشباعی سولفاتها بصورت زیر به  $Q_{sp}$  مربوط می گردد:

$$S_{S, BaSO_4} = (m \cdot X)^{1/2} / Q_{sp, BaSO_4}$$

$$S_{S, SrSO_4} = (m \cdot X)^{1/2} / Q_{sp, SrSO_4}$$

$$S_{S, CaSO_4} = (m \cdot X)^{1/2} / Q_{sp, CaSO_4}$$

$$T = \text{دما، } ^\circ K$$

$$Z_m = \text{باریون } M$$

$$Z_x = \text{باریون } X$$

$$\gamma_{MX} = \text{ضریب اکتیویته متوسط الکترولیت } MX \text{ در}$$

محلولهای آبی

$$e = \text{اندیس تعادل}$$

$$i = \text{اندیس داخلی}$$

### ضمیمه

۱ - محاسبات  $K_{sp}$  و  $Q_{sp}$  برای ترکیب  $MX$ :

هنگامی که کاتیون  $M^{2+}$  و آنیون  $X^{2-}$  در یک محلول تشکیک فاز جامد  $MX$  را بدهند، واکنش تعادلی زیر صورت می پذیرد:



در این معادله مقدار  $n$  برای سولفات کلسیم بصورت gypsum ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ) برابر ۲ بوده و برای سولفاتهای کلسیم و باریم و استرانسیم مقدار  $n$  برابر صفر می باشد.

برای این حالیت ترمودینامیکی  $MX$  بصورت زیر نوشته می شود:

$$K_{sp, MX} = m_{M,e} m_{X,e} \gamma_M \gamma_X \gamma_{H_2O}^n$$

$$= Q_{sp, MX}^2 \gamma_{MX}^2 \gamma_{H_2O}^2$$

که در آن  $m_M$  و  $\gamma_M$  و  $m_X$  و  $\gamma_X$  بترتیب مولالیه و ضریب فعالیت یونهای  $M^{2+}$  و  $X^{2-}$  هستند. همچنین

### مراجع

- 1 - Ostroff, A. G.(1979). "Introduction to oilfield water technology." Nace Publication.
- 2 - Peter, A., and Jon, K. R.(1982). "The use of laboratory tests to evaluate sealing problems during water Injection." SPE NO: 10593.
- 3 - Stoffer, K. G., and Lindlof, J. C.(1983). "A case study of seawater injection incompatibility." JPT, July.
- 4 - Bettero et al. "Chemical Equilibrium Models: Their use in Simulating the Injection of Incompatible

- Waters." *SPE, reservoir Eng.* Feb.
- 5 - Mitchell, R. W., Grist, D. M., and Boyle, M. J.(1988). "Chemical treatments associated with north sea projects." *JPT*, May.
  - 6 - Shen, J., and Crosby, C. C.(1983). "Insight into strontium and calcium sulfate scaling mechanisms in a wet Producer." *JPT*, July.
  - 7 - Haarberg, T., Read, P., and Schmidt, T.(1992). "Scale formation in reservoir and production equipment during oil recovery:An equilibrium model." *SPE, Production Eng.*, Feb.
  - 8 - Essel, A. J., and Carberg, B. L.(1982). "Strontium sulfate scale control by inhibitor squeeze treatment in the fateh field." *JPT*, June .
  - 9 - Yuan, M. D., and Todd, A. C.(1991). "Prediction of sulfate scaling tendency in oilfield operation.", *SPE*, Feb.
  - 10 - Yuan, M. D., and Todd, A. C.(1992). "Barium and strontium sulfate solid-solution scale formation at elevated temperatures." *SPE production Eng.*, Feb.
  - 11 - Vetter, O. J. G.(1983). "SrSO<sub>4</sub>: The basic solubility data." *SPE NO: 11803*.
  - 12 - Vetter, O. J. G.(1987). "Calcium carbonate scale in oilfield operation." *SPE NO: 16908*.
  - 13 - Essel, A., and Nassivera, M.(1979). "Fateh field sea water injection-water treatment, corrosion and scale control." *SPE NO: 7765*.
  - 14 - Scott, F. H., and Khilar, U.(1983). "Water sensitivity of sandstones." *SPE*, Feb.
  - 15 - Jetter, O. J., and Kandarpa, J.(1982). "Prediction of scale problem due to injection of incompatible waters." *JPT*, Feb.
  - 16 - Yeboah, Y. D., and Samuah, S. K.(1993). "Prediction of carbonate and sulfate scales in oilfields." *SPE NO: 25586*.
  - 17 - Robert, D. H., and Atkinson, G.(1993). "Thermodynamics of scale mineral solubilities, experimental measurements SrSO<sub>4</sub> in H<sub>2</sub>O and aqueous NaCl from 25 to 250 (C) and from 1 to 500 bar." *J. Chem. Eng. Data*.
  - 18 - Todd, A. C., Yuan, M., and Todd, A. C.(1990). "Barium and strontium sulfate solid-solution formation in relation to north sea scaling problems." *SPEJ*, Aug.
  - 19 - Jacques, D. F., and Bourland, B. L.(1983). "A study of solubility of strontium sulfate." *SPEJ*, Apr.
  - 20 - Campbell, J.(1984). "Oilfield water systems." *Nace Publication*.
-