

مدل سازی ترمودینامیکی تشکیل رسوب‌های معدنی در فرآیند تزریق آب به مخازن نفتی سیری و نصرت

حسن زارع علی آبادی، علیرضا پورپروانه* و امین شجاع یامی

گروه مهندسی شیمی، دانشگاه مهندسی فناوری‌های نوین قوچان، خراسان، ایران

تاریخ دریافت: ۹۳/۲/۲۳ تاریخ پذیرش: ۹۳/۸/۱۲

چکیده

یکی از روش‌های ازدیاد برداشت، تزریق گاز و یا آب به مخازن نفتی است. برای ازدیاد برداشت از مخازن نفتی سیری و نصرت از تزریق آب خلیج فارس به مخازن فوق استفاده می‌شود. تزریق آب، علی‌رغم مزایای فراوان، باعث تشکیل رسوب‌های فلزات مختلف از جمله کلسیم، باریوم و استرانسیم می‌گردد. در این پژوهش به بررسی و مدل‌سازی ترمودینامیکی تشکیل رسوب در اثر اختلاط آب‌ها به کار گرفته و کمیت فوق اشباع نسبی، برای دماها و فشارهای مختلف، بر حسب درصد آب دریا محاسبه و رسم شده است. نتایج نشان می‌دهند که با افزایش دما، مقدار رسوب‌های سولفات استرانسیم و کلسیم افزایش و مقدار رسوب سولفات باریوم کاهش می‌یابد. افزایش فشار نیز باعث کاهش مقدار رسوب‌های سولفات می‌شود. برای بررسی صحت مدل، نتایج حاصل از مدل‌سازی با نتایج تجربی مقایسه شده‌اند.

کلمات کلیدی: تزریق آب، تشکیل رسوب، معادله NRTL، کمیت فوق اشباع، ازدیاد برداشت نفت

مقدمه

سدیم و سولفات استرانسیم هستند. در این زمینه تحقیقات تجربی و نظری متعددی انجام شده است که در آنها موضوع تجانس آب‌ها بیشتر مورد توجه قرار گرفته است. کمیت کلیدی که بیانگر امکان تشکیل رسوب است فوق اشباع نسبی است [۲]. و تراکم و همکاری مقدار رسوب‌ها را در فرآیند تزریق آب، تابعی از نسبت اختلاط آب‌ها، آنالیز دو آب، دما و فشار در هر نقطه از مخزن پیش‌بینی کردند.

تزریق آب به مخازن نفتی یکی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت است [۱]. از تزریق آب برای تثبیت و تقویت فشار طبیعی مخزن در زمان برداشت نفت استفاده می‌شود [۱]. یکی از مشکلات در این فرآیند تشکیل رسوب در اثر تغییر دما یا فشار و اختلاط آب تزریقی با آب سازند در چاه‌های تزریقی و یا در سنگ مخزن است. رسوب‌های اصلی مخازن کربنات کلسیم، سولفات کلسیم، سولفات باریوم، کلرید

*مستول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: alireza_porparvaneh@yahoo.com

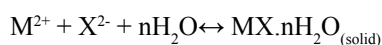
سولفات و کربنات بیشتری از محیط متخلخل و در یک مدت زمان داده‌شده عبور می‌کنند. بنابراین فوق اشباعی زیاد و سرعت تشکیل رسوب‌های مذکور بیشتر خواهد شد [۶]. زو^۳ و همکارانش با یک مدل کامپیوتری مقدار رسوب سولفات را پیش‌بینی کردند و راه جلوگیری از تشکیل رسوب را ارائه دادند. آنها توصیه کردند که روش اساسی برای جلوگیری از تشکیل رسوب، استفاده از آب‌هایی که مقدار سولفات آنها کم باشد و یا استفاده از ممانعت‌کننده است [۷].

کوشانفر و همکارانش در یک کار تجربی با آنالیز آب دریا و آب سازند سیری C و D در آزمایشگاه، امکان تشکیل رسوب کلسیم کربنات، کلسیم سولفات و استرانسیم سولفات را بررسی کردند. آنها در این کار تجربی با در نظر گرفتن نسبت‌های گوناگون از آب دریا در آب مخازن، مقدار رسوب را در دماهای گوناگون تعیین کردند [۸].

متحدین و همکارانش برای پیش‌بینی تشکیل رسوب و فوق اشباعی مخازن نفتی سیری و نصرت از مدل پیتزر^۴ استفاده کردند و نتایج قابل قبولی را ارائه دادند [۹]. در این نوشتار از معادله NRTL برای پیش‌بینی مقدار رسوب نمک‌های سولفات باریم، سولفات استرانسیم و سولفات کلسیم، پس از تزریق آب خلیج فارس به مخازن فارسی که در بین پارامترهای کنترل‌کننده کارایی مخزن، مقدار نفوذپذیری پارامتر کلیدی است. همچنین آنها به دلیل پیچیدگی تأثیر متقابل پارامترهای عملیاتی، تنها تعدادی از این عوامل مانند درجه حرارت، غلظت، دینامیک سیال و نوع محیط متخلخل را بررسی کردند [۵].

تئوری مدل‌های ترمودینامیکی

در محلول، یک واکنش دو طرفه حل شدن و رسوب کردن وجود دارد که برای هر نمک $MX.nH_2O$ طبق واکنش شماره (۱) بیان می‌شود.



1. Lindlof
2. Stoffer
3. Zhu
4. Pitzer

انها بر اهمیت مسئله تجانس آب تزریقی و آب مخزن تأکید کردند و نتیجه گرفتند که وقتی آب تولیدی از مخزن دوباره به درون آن تزریق می‌شود، به دلیل خروج گازهایی مانند کربن دی‌اکسید و سولفید هیدروژن از آب در سرچاه و در نتیجه تغییر آنالیز و pH آب، مشکلاتی در زمینه سازگاری آب‌ها و تشکیل رسوب به وجود خواهند آمد [۳]. طبق آزمایش‌های وتر و همکارانش کلسیم کربنات یکی از مهم‌ترین رسوب‌های تشکیل‌شده در میادین نفتی است [۳]. لیندلوف^۱ و استوفر^۲ مقدار رسوب سولفات‌های استرانسیم، کلسیم و باریم را در اثر تزریق آب دریا به مخزن Arab-D در میدان نفتی Ghawar اندازه‌گیری کردند.

نتایج آنها نشان داد که وقتی رسوب‌ها به‌طور خالص بررسی می‌شوند، حلالیت سولفات استرانسیم می‌تواند از ۹۵۰ mg/lit بیشتر باشد. در صورتی که تعداد هر یک از یون‌های استرانسیم یا سولفات از حد معمول بیشتر باشد، حلالیت به‌طور چشمگیری کاهش می‌یابد. این پدیده به تأثیر یون مشترک معروف است [۴]. مقدسی و همکارانش با استفاده از ۸ نمونه سنگ مخزن از میادین نفتی سیری، مقدار و نوع رسوب تشکیل‌شده در اثر تزریق آب خلیج فارس به مخزن را ارزیابی کردند. آنها نشان دادند که در بین پارامترهای کنترل‌کننده کارایی مخزن، مقدار نفوذپذیری پارامتر کلیدی است. همچنین آنها به دلیل پیچیدگی تأثیر متقابل پارامترهای عملیاتی، تنها تعدادی از این عوامل مانند درجه حرارت، غلظت، دینامیک سیال و نوع محیط متخلخل را بررسی کردند [۵].

مقدسی و همکارانش دریافتند که چون با افزایش دما، حلالیت سولفات کلسیم و کربنات کلسیم کاهش می‌یابد، در دماهای بالا، مقدار رسوب‌های سولفات کلسیم و کربنات کلسیم زیاد می‌شود. همچنین آنها نشان دادند که آب‌های شور با درجه بالاتر فوق اشباعی، کاهش بیشتری در تراوایی ایجاد می‌کنند و در سرعت‌های بالاتر جریان، یون‌های کلسیم،

$$x_{ij} = \frac{x_i V_i \exp(-\alpha_{ij} g_{ij})}{x_i V_i + x_j V_j} \quad (7)$$

$$X_{ij} = \frac{x_i V_i \exp(-\alpha_{ij} g_{ij})}{x_i V_i + x_j V_j} \quad (8)$$

$$g_{ij} = g_{ji} = K_{ij} (g_{ij} g_{ji})^{0.5} \quad (9)$$

در شرایط $S_{s,MX} > 1$ محلول در حالت فوق اشباع است و امکان تشکیل رسوب وجود دارد. برای $S_{s,MX} = 1$ محلول در حالت اشباع است و یون‌های محلول با فاز جامد در تعادل هستند.

نتایج مدل سازی

در شکل ۱- الف فوق اشباع بودن برای میدان نفتی سیری-E در دمای 100°C و فشار 270 psi براساس دو مدل پیتزر و NRTL رسم شده است. نتایج نشان می‌دهند که بیشترین فوق اشباعیت به ترتیب مربوط به انیدرات^۱ (کلسیم سولفات بدون آب) و ژپس^۲ (کلسیم سولفات دوآبه) و پس از آن باریم سولفات و در نهایت استرانسیم سولفات است. همچنین با توجه به شکل ۱- الف می‌توان نتیجه گرفت که برای دو نمک کلسیم سولفات بدون آب و کلسیم سولفات دوآبه، بیشترین فوق اشباعیت در درصدهای میانی (نزدیک 50%) از آب دریا به وجود می‌آید. در نمودار شکل ۱- الف نتایج حاصل از دو مدل مذکور به هم نزدیک هستند و تقریباً مقادیر یکسانی را نشان می‌دهند. شکل ۱- ب فوق اشباع بودن را در دمای 50°C و فشار 135 psi براساس دو مدل برای میدان نفتی سیری-E نشان می‌دهد. نتایج مشابه نمودار شکل ۱- الف هستند با این تفاوت که مقدار فوق اشباع بودن، نسبت به حالت دما و فشار بالاتر، کمتر است.

جدول ۱ وابستگی دمایی K_{sp} [۱۰].

$C_i = k_0 + k_1 t + k_2 t^2 + k_3 t^3 + k_4 t^4$					
پارامترها	k_0	k_1	k_2	k_3	k_4
$-1/2 \ln K_{sp, \text{BaSO}_4}$	$11/69$	$-0/0228$	$0/2009 \times 10^{-2}$	$-0/5801 \times 10^{-6}$	$0/8104 \times 10^{-9}$
$-1/2 \ln K_{sp, \text{SrSO}_4}$	$7/646$	$-0/00567$	$0/1803 \times 10^{-2}$	$-0/1227 \times 10^{-5}$	$0/6418 \times 10^{-8}$
$-1/2 \ln K_{sp, \text{gypsum}}$	$5/247$	$-0/004665$	$0/1089 \times 10^{-2}$	$-0/2696 \times 10^{-6}$	$0/2382 \times 10^{-9}$
$-1/2 \ln K_{sp, \text{anhydrite}}$	$4/662$	$0/0187$	$-0/1678 \times 10^{-2}$	$-0/1688 \times 10^{-5}$	$-0/4425 \times 10^{-8}$

1. Anhydrite

2. Gypsum

$$K_{sp, MX} = m_{M,e} m_{X,e} \gamma_M \gamma_X a_{\text{H}_2\text{O}}^n = m_{M,e} m_{X,e} \gamma_{MX}^2 a_{\text{H}_2\text{O}}^n \quad (1)$$

که m_X, m_M و γ_X, γ_M مولالیت‌ها و ضریب اکتیویته یون‌های M^{2+} و X^{2-} و $a_{\text{H}_2\text{O}}$ اکتیویته آب است. در این معادله، برای CaSO_4 ، SrSO_4 ، BaSO_4 ، $n=0$ می‌باشد و برای کلسیم کربنات دوآبه (Gypsum)، $n=2$ است. از معادله (۱) می‌توان به معادله زیر رسید.

$$-\ln(m_{M,e} m_{X,e}) = -\ln K_{sp, MX} + 2 \ln \gamma_{MX} + n \ln a_{\text{H}_2\text{O}} \quad (2)$$

مقدارهای حاصل ضرب حلالیت در جدول ۱ ارائه شده‌اند. دو کمیت مهم برای بررسی تشکیل رسوب، فوق اشباع نسبی و مقدار رسوب ایجاد شده هستند که کمیت فوق اشباع نسبی به صورت معادله (۳) تعریف می‌شود.

$$S_{s, MX} = (m_M m_X)^{0.5} / (m_{M,e} m_{X,e})^{0.5} \quad (3)$$

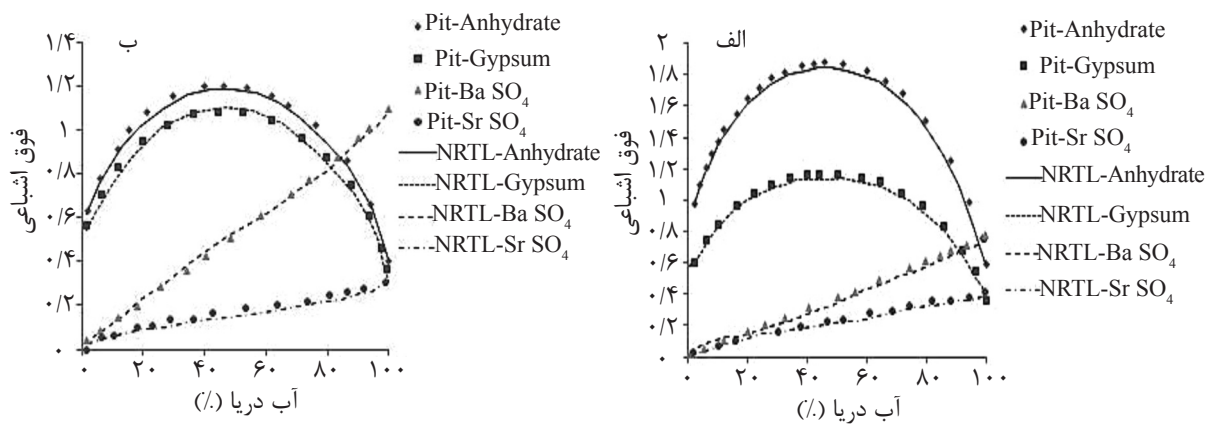
معادله NRTL: مدل دو مایع غیرتصادفی است که رنون برای اولین بار ارائه کرده است. از این مدل می‌توان برای پیش‌بینی رفتار سیستم‌هایی با امتزاج‌پذیری جزئی، به‌خوبی سیستم‌های کاملاً امتزاج‌پذیر، استفاده کرد. این معادله، برای مخلوط‌هایی با رفتار به‌شدت غیرایده‌آل و به‌ویژه مخلوط‌های امتزاج‌پذیر جزئی، اغلب تطابق خوبی را با داده‌های تجربی نشان می‌دهد. برای یک محلول n جزئی، ضریب اکتیویته را به کمک معادله NRTL، به صورت معادله (۴) می‌توان نوشت [۱۱].

$$\ln \gamma_i = \frac{\sum_{j=1}^m \tau_{ji} G_{ji} x_j}{\sum_{i=1}^m G_{ii} x_i} + \sum_{j=1}^m \frac{x_j G_{ij}}{\sum_{i=1}^m G_{ij} x_i} \left(\tau_{ij} - \frac{\sum_{r=1}^m x_r \tau_{rj} G_{rj}}{\sum_{i=1}^m G_{ij} x_i} \right) \quad (4)$$

که در این رابطه،

$$\tau_{ij} = \frac{g_{ij} - g_{ji}}{Rd} = \frac{l}{Rd} \quad (5)$$

$$G_{ij} = \exp(-\alpha_{ij} \tau_{ij}), \alpha_{ij} = \alpha_{ji} \quad (6)$$

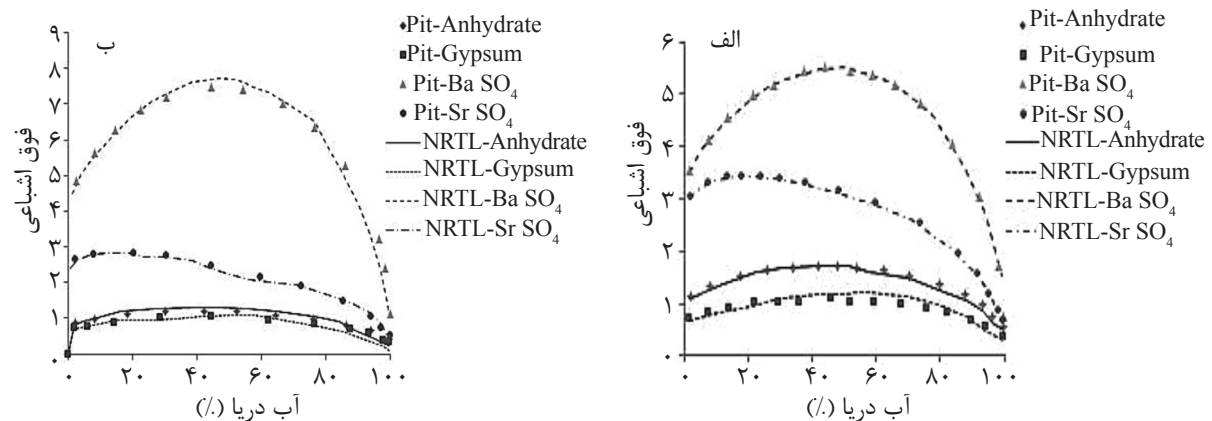


شکل ۱ پیش‌بینی فوق اشباعیت سولفات در میدان نفتی سیری E- دما ۱۰۰ °C و فشار ۲۷۰ psi و دما ۵۰ °C و فشار ۱۳۵ psi.

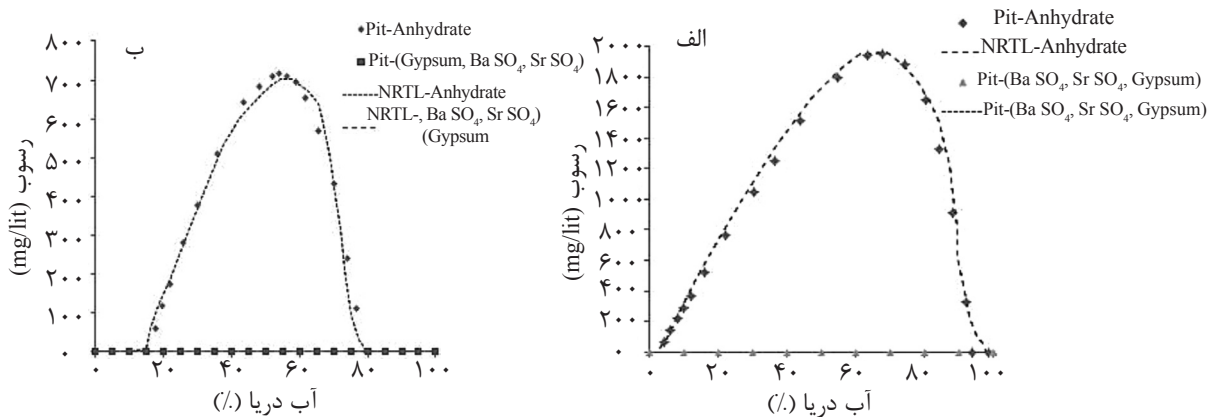
نفتی سیری E- رسوب فقط برای کلسیم سولفات بدون آب تشکیل می‌شود. همچنین با افزایش دما این مقدار رسوب افزایش می‌یابد. نتایج حاصل از دو مدل در دمای بالا نسبت به دماهای پایین از سازگاری بیشتری برخوردار هستند. شکل‌های ۴ مقدار رسوب را برای میدان نفتی نصرت به ترتیب در دمای ۵۰ °C و ۱۰۰ °C نشان می‌دهند. نتایج حاصل نشان‌دهنده این هستند که در دمای بالا مقدار رسوب کلسیم سولفات بدون آب خیلی بیشتر از حالتی است که دما پایین باشد. همچنین می‌توان نتیجه گرفت مقدار رسوب استرانسیم سولفات با تغییر دما تغییر چندانی نمی‌کند. تطابق نتایج به‌دست‌آمده از دو مدل فوق در این حالت برای میدان نفتی سیری کمتر مشاهده می‌شود.

نکته قابل تأمل در دو نمودار این است که مقدار فوق اشباع بودن برای باریم سولفات در دمای پایین و نیز برای باریم و استرانسیم سولفات با افزایش درصد آب دریا بیشتر می‌شود. شکل ۲ فوق اشباع بودن را برای میدان نفتی نصرت در دما و فشار متفاوت نشان می‌دهد. در این حالت کلسیم سولفات دوآبه و کلسیم سولفات بدون آب به ترتیب کم‌ترین و باریم و استرانسیم سولفات بیشترین مقدار فوق اشباعیت را دارند. همچنین در این حالت نیز نتایج حاصل از دو مدل مقادیر نزدیکی را نمایش می‌دهند.

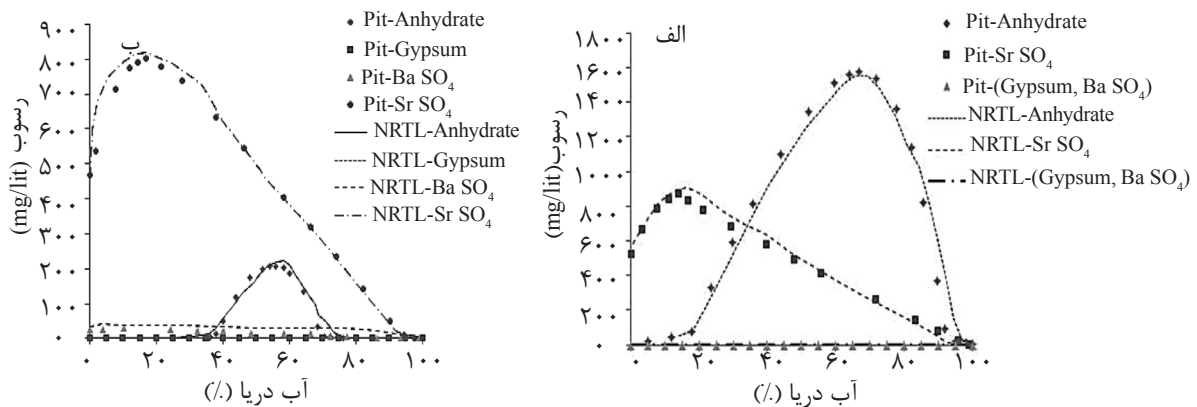
مقدار رسوب برای دو میدان نفتی سیری و نصرت نیز به ترتیب در شکل‌های ۳ و ۴ نشان داده شده است. نتایج شکل ۳ نشان می‌دهند که در میدان



شکل ۲ پیش‌بینی فوق اشباعیت سولفات در میدان نفتی نصرت (الف) دما ۱۰۰ °C و فشار ۲۷۰ psi و دما ۵۰ °C و فشار ۱۳۵ psi.



شکل ۳ پیش‌بینی میزان رسوب سولفات در میدان نفتی سیری E- (الف) دما ۱۰۰ °C و فشار ۲۷۰ psi و (ب) دما ۵۰ °C و فشار ۱۳۵ psi.



شکل ۴ پیش‌بینی میزان رسوب سولفات در میدان نفتی نصرت (الف) دما ۱۰۰ °C و فشار ۲۷۰ psi و (ب) دما ۵۰ °C و فشار ۱۳۵ psi.

نتیجه گیری

حاصل با داده‌های آزمایشگاهی ارائه شده در مرجع ۵، در یک شرایط عملیاتی خاص و برای یک درصد ثابت و مشخص از آب دریای تزریقی، مقایسه شده‌اند (نتایج مخزن نصرت در ۸۰٪ آب دریا و نتایج مخزن سیری در ۵۰٪ آب دریا). در جدول ۵ می‌توان مقادیر فوق اشباع نسبی مربوط به نتایج حاصل از مدل NRTL و در جدول ۶ میزان انحراف (درصد خطای نسبی) دو مدل NRTL و پیتزر را در مقایسه با نتایج آزمایشگاهی مشاهده کرد. طبق نتایج جدول ۶ در بیشتر موارد مدل پیتزر مقدار دقیق‌تری از مدل NRTL نمایش می‌دهد. به‌طور کلی در این پژوهش مقدار رسوب در دو مخزن سیری E- و نصرت با استفاده از مدل ترمودینامیکی NRTL محاسبه شده است.

از آنجایی که مقدار و نوع رسوب تشکیل شده در اثر تزریق آب خلیج فارس به مخازن سیری را مقدسی و همکارانش [۵] گزارش کرده‌اند [۵]، محاسبات برای همین سیستم‌ها اجرا شده‌اند. در جدول ۲ می‌توان تجزیه آب خلیج فارس و آب سازندهای سیری و نصرت را مشاهده کرد.

در جدول ۳ می‌توان مقادیر فوق اشباع نسبی مربوط به نتایج تجربی مقدسی و همکارانش [۵] و در جدول ۴ مقادیر فوق اشباع نسبی مربوط به نتایج حاصل از مدل پیتزر را دید [۹]. در این پژوهش فوق اشباع بودن و مقدار رسوب تشکیل شده در تزریق و اختلاط آب دریا به مخازن و سازندهای نام‌برده براساس دو مدل پیتزر و NRTL محاسبه و نتایج

جدول ۲ تجزیه آب خلیج فارس و آب سازندهای سیری و نصرت [۱۱].

یون‌ها	Na ⁺	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Ba ⁺²	Sr ⁺²	Cl ⁻¹	SO ₄ ⁻²
Siri-E	۴۲۸۰۰	۸۹۱۷	۵۵۲	-	-	۸۳۳۲۴	۱۴۲
Nosrat	۴۳۷۰۰	۷۹۲۰	۲۰۱۰	۱۸	۶۱۰	۸۶۹۰۰	۳۴۰
آب خلیج فارس	۱۱۷۵۰	۲۶۷	۲۹۹۶	۰/۰۹	۳/۴	۲۳۰۰۰	۳۳۵۰

جدول ۳ مقادیر فوق اشباع نسبی، نتایج تجربی مقدسی و همکاران [۱۵].

مخزن	دما (°C)	فشار (psi)	BaSO ₄	SrSO ₄	Gypsum	Anhydrate
سیری-E	۵۰	۱۳۵	۰/۵۲۷۵	۰/۱۷۶۵	۱/۰۷۳۱	۱/۱۹۳۶
سیری-E	۱۰۰	۲۷۰	۰/۳۸۰۴	۰/۲۳۲۴	۱/۱۴۵۸	۱/۸۴۱۷
نصرت	۵۰	۱۳۵	۶/۰۲۱۲	۱/۶۵۸۰	۰/۸۲۰۴	۰/۹۱۲۵
نصرت	۱۰۰	۲۷۰	۴/۲۹۵۱	۲/۲۱۰۵	۰/۸۵۰۳	۱/۳۶۶۶

جدول ۴ مقادیر فوق اشباع نسبی، نتایج حاصل از مدل پیترز [۹].

مخزن	دما (°C)	فشار (psi)	BaSO ₄	SrSO ₄	Gypsum	Anhydrate
سیری-E	۵۰	۱۳۵	۰/۵۲۵	۰/۱۸۳	۱/۰۸۶	۱/۱۹۷
سیری-E	۱۰۰	۲۷۰	۰/۳۷	۰/۲۳	۱/۱۷	۱/۸۷۶
نصرت	۵۰	۱۳۵	۷/۵	۲/۴	۱/۰۷	۱/۲
نصرت	۱۰۰	۲۷۰	۵/۴۴	۳/۱	۱/۱	۱/۶۸

جدول ۵ مقادیر فوق اشباع نسبی، نتایج حاصل از مدل NRTL.

مخزن	دما (°C)	فشار (psi)	BaSO ₄	SrSO ₄	Gypsum	Anhydrate
سیری-E	۵۰	۱۳۵	۰/۵۳	۰/۱۵۶	۱/۱	۱/۱۸۹
سیری-E	۱۰۰	۲۷۰	۰/۳۴	۰/۲۱۵	۱/۱۳	۱/۸۳۷
نصرت	۵۰	۱۳۵	۷/۶۷	۲/۲۴	۱/۰۸۵	۱/۳
نصرت	۱۰۰	۲۷۰	۵/۵۴	۳/۰۸۹	۱/۱۹۸	۱/۷۷

جدول ۶ میزان انحراف (درصد خطای نسبی) دو مدل NRTL و پیترز در مقایسه با نتایج آزمایشگاهی.

میدان نفتی	مدل	BaSO ₄	SrSO ₄	Gypsum	Anhydrate
سیری-E (۵۰ °C)	NRTL	۰/۴۷	۱۱/۶۱	۲/۵۰۶	۰/۳۸
	Pitzer	۰/۴۳	۳/۶۸	۱/۲۰	۰/۲۸
سیری-E (۱۰۰ °C)	NRTL	۱۰/۶۲	۷/۴۸	۱/۳۷	۰/۲۵
	Pitzer	۲/۷۳۳	۱/۰۳۳	۲/۱۱	۱/۸۶
نصرت (۵۰ °C)	NRTL	۲۷/۳۸	۳۵/۱۰	۳۲	۴۲
	Pitzer	۲۴/۵۶	۴۱	۳۰	۳۱/۵
نصرت (۱۰۰ °C)	NRTL	۲۸/۹۸	۳۹/۷۵	۴۰	۲۹
	Pitzer	۲۶/۶۵	۴۰/۲۳	۲۹/۴	۱۸/۶۵

است که مدل پیتزری که متحدین ارائه کرده نتایج بهتری را نشان می‌دهد.

در نهایت این مقادیر با نتایج حاصل از پژوهش متحدین [۹] و نیز مقادیر تجربی در پژوهش مقدسی و همکارانش [۵] مقایسه شدند. نتایج حاکی از این

مراجع

- [۱]. قنبرپور، ا. "تزریق آب به مخازن نفتی و نگاهی ویژه به تزریق آب سرد"، مجله اکتشاف و تولید، شماره ۱۳، مرداد ۱۳۸۳.
- [۲]. انصافی، ع. و ح. رحیمی. شیمی تجزیه مهندسی، انتشارات جهاد دانشگاهی واحد صنعتی اصفهان، ۱۳۷۸.
- [3]. Vetter O. J. G., "Calcium carbonate scale in oilfield operations," SPE 6908, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Sept. 27-30, 1987.
- [4]. Lindlof J. C. and Stoffer K. G., "A case study of seawater injection incompatibility," JPT, 1983.
- [5]. Moghadasi J., Jamialahmadi M., Muller–Steinhagen H. and Izadpanah M. R., "Formation damage in Iranian oil fields," SPE No. 73781, 2002.
- [6]. Moghadasi J., Jamialahmadi M. and Muller–Steinhagen H., "Scale formation in oil reservoir and production equipment during water injection," SPE No. 82233, 2003.
- [7]. Zhu Y. and Zhao Z., "Scale prediction and prevention technologies in low permeability reservoir during water-flood," SPE 29955, International Meeting on Petroleum Engineering, Nov. 14-17, Beijing, China, 1995.
- [۸]. کوشانفر، ع.، م. مصطفوی و س. ح. جزایری. "بررسی امکان تشکیل جرم بر اثر تزریق آب به مخازن نفتی سیری"، مجله بین‌المللی علوم مهندسی، دانشگاه علم و صنعت ایران، (۱) ۷، ص. ۷۷، ۱۳۵۷.
- [۹]. متحدین، پ.، م. لطف‌اللهی و ع. حقیقی اصل. "پیش‌بینی تشکیل رسوب در فرآیند تزریق آب به مخازن نفتی ایران"، یازدهمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران، دانشگاه تربیت مدرس، آذر ماه ۱۳۸۵.
- [10]. Oddo J. E. and Tomson M. B., "Why scale forms and how to predict it," SPE Production and Facilities, Vol. 9, No. 1, p. 47, 1994.
- [11]. Dongmei J., Lisheng W., Changhai L. and Xinxin W., "Solid–liquid phase equilibrium of glyphosate in selected solvents," Fluid Phase Equilibria 327, pp. 1– 8, 2012.
- [12]. 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, The Hague, Netherlands, May 13-14, 2003.