

تعیین مقدار رسوب در فرایند تزریق آب به مخازن نفتی ایران

سمانه صبور، محمد نادر لطف‌اللهی*⁺، پویا متحدین

سمنان، دانشگاه سمنان، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز

چکیده: در این پژوهش، با استفاده از مدل پیترز مقدار و نوع رسوب برای چندین نمونه آب دریا و آب سازند به دست آمده است. این رسوب‌ها به علت تزریق آب ناسازگار با آب سازند و یا تغییر دما و فشار در داخل چاه به وجود آمده‌اند. این رسوب‌ها شامل باریم سولفات، استرانسیم سولفات، کلسیم سولفات دو آب و کلسیم سولفات بدون آب هستند که باعث بروز مشکلات فراوانی در مخزن نفت و یا چاه تولید نفت می‌شوند. نتیجه‌ها نشان می‌دهد که بیشترین مقدار رسوب برای نسبت‌های بزرگ تر آب سازند به آب دریا به وجود می‌آید و در بیشتر موارد، مقدار رسوب استرانسیم سولفات از رسوب‌های دیگر بیشتر است. همچنین به دلیل حلالیت بیشتر کلسیم سولفات دو آب، مقدار رسوب کلسیم سولفات دو آب ناچیز است. با افزایش دما، مقدار رسوب استرانسیم سولفات و کلسیم سولفات، افزایش و مقدار رسوب باریم سولفات، کاهش می‌یابد و افزایش فشار باعث کاهش فوق اشباع بودن سولفات و مقدار رسوب می‌شود. البته در شرایط دمایی و فشاری به کار رفته در این پژوهش، تغییرهای فشار اثر کمتری را نشان می‌دهد. محاسبه‌های این مطالعه، تطابق خوب مدل پیشنهادی برای پیش‌بینی مقدار و نوع رسوب با نتیجه‌های گزارش شده میدانی را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: مدل پیترز، رسوب، تزریق آب، حلالیت.

KEY WORDS: The Pitzer model, Scale, Water injection, Solubility.

مقدمه

رسوب تشکیل شده در منافذ مخزن مانع حرکت نفت شده و برای ثابت نگه داشتن مقدار تولید نفت باید فشار و مقدار آب تزریقی افزایش یابد. به همین دلیل باید مقدار رسوب پیش‌بینی شود تا با راه کارهای مناسب از تشکیل آن جلوگیری شود. در این زمینه پژوهش‌های تجربی و نظری بسیاری انجام شده است. در پژوهش‌های انجام شده، موضوع تجانس آب‌ها بیشتر مورد توجه قرار گرفته است [۱-۳].

کوشانفر و همکاران [۱] در یک کار تجربی با تجزیه و تحلیل آب دریا و آب سازند سیری C و D در آزمایشگاه، امکان تشکیل رسوب کلسیم کربنات، کلسیم سولفات و استرانسیم سولفات را

از فرایند تزریق آب به مخازن نفتی هم برای تثبیت فشار مخزن و هم برای ازدیاد برداشت نفت استفاده می‌شود. از دیگر کاربردهای تزریق آب، تزریق متناوب آب و گاز برای ازدیاد برداشت نفت است. یکی از مهم‌ترین مشکلات در این فرایندها، تشکیل رسوب در اثر تغییر دما یا فشار و یا اختلاط آب تزریقی با آب سازند در داخل مخزن نفت و یا در لوله‌های تزریقی می‌باشد. تشکیل رسوب در فرایند تزریق آب دریا و اختلاط آن با آب سازند به علت حضور یون‌های مشترک در دو آب می‌باشد. این موضوع با عنوان عدم تجانس دو آب نیز بیان می‌شود. کمیت کلیدی که بیان‌گر تشکیل رسوب می‌باشد، کمیت فوق اشباع نسبی است.

⁺E-mail: mnlotfollahi@semnan.ac.ir

*عهده دار مکاتبات

UNIUQUAC توسعه یافته به همراه پارامترهای فشار پیشنهاد شده می‌تواند داده‌های حلالیت چهارتایی، سه تایی و دوتایی را در بازه‌ی دمایی ۲۰- تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد و فشار ۱ تا ۱۰۰۰ بار تعیین کند. آن‌ها همچنین در مقاله‌ای که در سال ۲۰۰۶ میلادی [۷] به چاپ رساندند، مدلی برای پیش بینی تعادل جامد-مایع-گاز برای سامانه‌هایی شامل کربنات (کلسیم کربنات، منیزیم کربنات، باریوم کربنات و استرانسیم کربنات) ارائه کردند.

در سال ۱۹۹۵ میلادی، زو و همکاران [۸] با یک مدل کامپیوتری مقدار رسوب سولفات را پیش‌بینی کرده و راه کارهایی برای جلوگیری از تشکیل رسوب ارائه دادند. به طور مثال توصیه کردند که روش اساسی برای جلوگیری از تشکیل رسوب، استفاده از آب‌هایی است که مقدار سولفات آنها، کم باشد و یا از ممانعت کننده استفاده شود.

در سال ۲۰۰۳ میلادی، مقدسی و همکاران [۹] مدلی پیشنهاد کردند که بتواند پدیده رسوب در چاه‌های نفت ایران را که به علت اختلاط دو آب ناسازگار، یا تغییر در ترمودینامیک، سینتیک و هیدرودینامیک شرایط سامانه اتفاق می‌افتد، پیش‌بینی کند. آنها این مدل را با استفاده از داده‌های تجربی و برازش تجربی مبتنی بر شرایط حاکم بر چاه‌های نفت ایران پیشنهاد کردند. همچنین توانستند ته‌نشینی هم‌زمان رسوب‌های چاه نفت و رقابت یون‌های گوناگون در تشکیل رسوب و اثر آن‌ها در ته‌نشینی یون‌های دیگر را در رابطه ریاضی خویش وارد کنند. آنها در محاسبات خویش محلول را ایده آل فرض کردند.

ژاکس و همکاران [۱۰] یک مدل برازشی را برای پیش‌بینی تشکیل رسوب استرانسیم سولفات ارائه کردند. آنها محلول را ایده‌آل فرض کرده و با استفاده از نتیجه‌های تجربی، پارامترهای مدل خود را به‌دست آوردند. مطالعه‌های آنها، همچنین ثابت کرد که حلالیت استرانسیم سولفات با افزایش قدرت یونی، افزایش و با افزایش دما، کاهش می‌یابد. نتیجه‌های این مدل نشان می‌دهد که تغییر فشار از ۱۰۰ تا ۳۰۰۰ psig، تنها باعث تغییرهای خیلی جزئی در حلالیت استرانسیم سولفات می‌شود.

آدو و تامسن [۱۱] نیز یک مدل برازشی را برای پیش‌بینی تشکیل رسوب ارائه کردند. این دانشمندان، مدل خود را با استفاده از مفهوم فوق‌اشباعی ارائه و محلول را ایده‌آل فرض کردند.

لیندلفو/استفر [۱۲]، مقدار رسوب‌های سولفات‌های استرانسیم، کلسیم و باریوم را در اثر تزریق آب دریا به مخزن Arab-D در مناطق شمالی میدان نفتی Ghawar ارزیابی کردند. همچنین

مورد بررسی قرار دادند. آنها در این کار تجربی با در نظر گرفتن نسبت‌های گوناگون از آب دریا در آب مخازن، مقدار رسوب در دماهای گوناگون را تعیین کردند.

شیخ‌الاسلامی و آنگ [۲] اثر غلظت NaCl محلول را روی سینتیک و ترمودینامیک رسوب‌های CaCO_3 و CaSO_4 به شکل جدا از هم و با هم بررسی کردند. آزمایش‌ها به صورت ناپیوسته در دمای 30°C برای غلظت‌های آب نمک ۰/۵ تا ۱/۵ مولار، کلسیم سولفات برای بازه ۰/۰۶ تا ۰/۱۵ مولار و باریوم کربنات در بازه ۰/۰۷ تا ۰/۰۲ مولار و نسبت ۲ به ۸ سولفات به کربنات انجام شده است.

در سال ۱۹۹۰ میلادی، ناد و یوان [۳] چگونگی تشکیل رسوب‌های SrSO_4 و BaSO_4 بر اثر تزریق آب دریای شمال به مخازن نفتی از جنس ماسه سنگ را به صورت آزمایشگاهی بررسی کردند. آنها با استفاده از میکروسکوپ الکترونی، شکل و اندازه کریستال‌ها و مقدار کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن را تعیین کردند و نیز اثر نسبت یون‌های استرانسیم به باریوم (Sr/Ba) بر تشکیل رسوب را گزارش کردند. این پژوهشگران در سال ۱۹۹۲ میلادی، اثر دما بر مقدار رسوب‌های باریوم سولفات و استرانسیم سولفات را تعیین و گزارش کردند [۲۰].

هاربرگ و همکاران [۴] مدلی برای حاصل‌ضرب انحلال مواد معدنی رسوبی ارائه کردند. حلالیت‌های به دست آمده از مدل پیشنهادی برای محلول‌هایی با غلظتی تا حدود دو برابر غلظت آب دریا و دمای 20°C تا 150°C و فشاری تا حدود 40MPa به خوبی سازگار بود. آنها در محاسبه‌های خود از معادله UNIUQUAC استفاده کردند.

میچل و گریست [۵]، مشکل‌های به وجود آمده از تشکیل کربنات و سولفات در مخزن Forties دریای شمال را بررسی کرده و نتیجه گرفتند که این مشکلات، ناشی از دو عامل بنیادی است. یکی از این عامل‌ها، اختلاط آب مخزن و آب تزریقی می‌باشد که باعث تشکیل رسوب‌هایی مانند باریوم سولفات و استرانسیم سولفات می‌شود. عامل دیگر، تشکیل رسوب کلسیم کربنات در آب مخزن به علت تغییر دما و فشار در طی فرایند بهره‌برداری معرفی شده است.

در سال ۲۰۰۴ میلادی، تامسن و استن بای [۶] با افزودن پارامترهای فشار به مدل UNIUQUAC، مدل اصلاح شده‌ای را ارائه کردند که این مدل برای پیش بینی تعادل جامد - مایع رسوب مواد معدنی کلسیم سولفات بدون آب، کلسیم سولفات دو آبه، باریوم سولفات و استرانسیم سولفات تا دمای 300°C و فشار ۱۰۰۰ bar به کار می‌رود. نتیجه‌های آن‌ها نشان می‌دهد که مدل

جدول ۱- وابستگی دمایی K_{sp} [۱۱].

$$c_t = k_0 + k_1t + k_2t^2 + k_3t^3 + k_4t^4$$

پارامترها	k_0	k_1	k_2	k_3	k_4
$-\frac{1}{\nu} \ln K_{sp, BaSO_4}$	۱۱/۶۹	-۰.۲۲۸×10^{-1}	۰.۲۰۰۹×10^{-3}	-۰.۵۸۰۱×10^{-6}	۰.۸۱۰۴×10^{-9}
$-\frac{1}{\nu} \ln K_{sp, SrSO_4}$	۷/۶۴۶	-۰.۵۶۷×10^{-2}	۰.۱۸۰۳×10^{-3}	-۰.۱۲۲۷×10^{-5}	۰.۶۴۱۸×10^{-8}
$-\frac{1}{\nu} \ln K_{sp, gypsum}$	۵/۲۴۷	-۰.۴۶۶۵×10^{-2}	۰.۱۰۸۹×10^{-3}	-۰.۲۶۶۶×10^{-6}	۰.۲۳۸۲×10^{-9}
$-\frac{1}{\nu} \ln K_{sp, anhydrite}$	۴/۶۶۲	۰.۱۸۷۰×10^{-1}	-۰.۱۶۷۸×10^{-3}	۰.۱۶۸۸×10^{-5}	-۰.۴۴۲۵×10^{-8}



$$K_{sp, MX} = m_{M,e} m_{X,e} \gamma_M \gamma_X a_{H_2O}^n = \quad (۲)$$

$$m_{M,e} m_{X,e} \gamma_{MX}^r a_{H_2O}^n$$

که m_M , m_X و γ_M , γ_X مولالیته و ضریب اکتیویته یون‌های M^{r+} و X^{r-} هستند و a_{H_2O} اکتیویته آب می‌باشد. در معادله، برای $BaSO_4$ ، $SrSO_4$ و $CaSO_4$ ، $n=۰$ می‌باشد و برای کلسیم کربنات دو آبه (Gypsum)، $n=۲$ است. از معادله (۲) می‌توان به معادله زیر رسید:

$$-\ln(m_{M,e} m_{X,e}) = \quad (۳)$$

$$-\ln K_{sp, MX} + r \ln \gamma_{MX} + n \ln a_{H_2O}$$

مقدارهای حاصل ضرب حلالیت در جدول ۱ داده شده است. ضریب اکتیویته (γ_{MX}) نیز از معادله زیر محاسبه می‌شود [۱۹، ۲]:

$$\ln \gamma_{MX} = \quad (۴)$$

$$\begin{aligned} & |Z_M Z_X| F + \frac{V_M}{V} \sum_a m_a (2B_{Ma} + ZC_{Ma} + 2 \frac{V_X}{V_M} \Phi_{Xa}) \\ & + \frac{V_X}{V} \sum_c m_c (2B_{cX} + ZC_{cX} + 2 \frac{V_M}{V_X} \Phi_{Mc}) \\ & + \sum_c \sum_a m_c m_a v^{-1} (2v_M ZM C_{ca} + v_M \Psi_{Mca} + v_X \Psi_{caX}) \\ & + \sum_c \sum_{c'} m_c m_{c'} \frac{V_X}{V} \Psi_{cc'X} + \sum_a \sum_{a'} m_a m_{a'} \frac{V_M}{V} \Psi_{Maa'} \\ & + \frac{r}{V} \sum_n m_n (v_M \lambda_{nM} + v_X \lambda_{nX}) \end{aligned}$$

a' و a نشان‌دهنده یون‌های آنیون و c و c' نشان‌دهنده کاتیون‌ها در محلول هستند. Z_M و Z_X ظرفیت یون‌ها را نشان می‌دهند و v_M و v_X تعداد یون‌ها را نمایش می‌دهند.

وتر و همکاران [۱۴]، مقدار رسوب‌ها در فرایند تزریق آب را تابعی از نسبت اختلاط آب‌ها، تجزیه دو آب، دما و فشار در هر نقطه از مخزن دانستند. آنها بر اهمیت مسئله تجانس آب تزریقی و آب مخزن تأکید کرده و نتیجه گرفتند وقتی که فقط آب تولیدی از مخزن دوباره به درون آن تزریق می‌شود، به علت خارج شدن گازهایی مانند CO_2 و H_2S از آب در سر چاه و در نتیجه تغییر تجزیه و pH آب، مشکلاتی در زمینه سازگاری آب‌ها و تشکیل رسوب، به وجود خواهد آمد.

در سال ۲۰۰۵ میلادی [۱۵] لیو در پژوهشی مکانیسم رسوب و جلوگیری از تشکیل آن را در منطقه Mawangmiao بررسی کرد. لیو در مدت بررسی مکانیسم تزریق آب، مقدار کاهش تشکیل رسوب را نیز اندازه‌گیری کرد. لیو و همکاران در پژوهشی دیگر در سال ۲۰۰۹ میلادی [۱۶] تجمع رسوب در لوله‌های تزریق آب در منطقه نفتی Daqing را پیش‌بینی کردند. آنها به بررسی مکانیسم و عامل‌های مؤثر بر روی رسوب پرداختند و نوع اصلی رسوب در لوله‌های تزریق آب در منطقه نفتی Daqing را مورد بررسی قرار دادند.

آمر بدر و همکاران [۱۷] طی پژوهشی به پیش‌بینی تشکیل رسوب باریم سولفات در آب سازندهایی با باریم بالا پرداختند. در پژوهش آنها کاهش مقدار نفوذپذیری به علت ته نشینی باریم سولفات در حفره‌های سنگ‌ها به علت ترکیب آب دریا و سازندی که دارای غلظت بالای باریم هستند در گستره‌ی دمایی ۵۰ تا ۸۰ درجه سانتی‌گراد و محدوده فشاری ۱۰۰ تا ۲۰۰ psig مورد بررسی قرار گرفته است.

بخش نظری

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

جدول ۲- تجزیه آب خلیج فارس و آب سازندهای سیری و نصرت [۹].

یون‌ها	Na ⁺	Ca ^{+۲}	Mg ^{+۲}	Ba ^{+۲}	Sr ^{+۲}	Cl ⁻	SO ^{-۲}
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

برای محاسبه مقدار رسوب نیز می‌توان از معادله زیر استفاده کرد:

$$(m_M \cdot m_X)^{1/r} = \quad (10)$$

$$(m_i - \Delta m_i)^{1/r} (x - (\Delta m_1 + \Delta m_2 + \Delta m_3 + \Delta m_4))^{1/r}$$

که Δm_1 مقدار رسوب $BaSO_4$ ، Δm_2 مقدار رسوب $SrSO_4$ ، Δm_3 مقدار رسوب $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ و Δm_4 مقدار رسوب کلسیم سولفات دوآبه می‌باشند.

برای محاسبه مقادیر رسوب‌های $SrSO_4$ ، $BaSO_4$ ، $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ و $CaSO_4$ معادله (۱۰) برای این چهار رسوب نوشته شده و به طور همزمان حل می‌شوند.

نتیجه‌های مدل سازی

در این پژوهش برای نمونه‌های گوناگون آب دریا و آب سازند مقدارهای فوق اشباع نسبی و مقدار رسوب با استفاده از مدل پیتر محاسبه شده است. جدول ۲ تجزیه آب خلیج فارس و آب سازندهای سیری - E و نصرت را نشان می‌دهد. در شکل ۱ مقدار فوق اشباع نسبی برحسب درصدی مختلف اختلاط آب دریا با آب سازند سیری - E در دمای ۱۰۰ درجه سانتی گراد و فشار ۲۷۰ psi ارایه شده است. در شکل ۲ مقدار رسوب‌های تشکیل شده برحسب درصد اختلاط آب دریا به آب سازند داده شده است. در شکل‌های ۱ و ۲، در دمای ۱۰۰ درجه سانتی گراد و فشار ۲۷۰ psi در مخزن سیری - E رسوب انیدرید و ژیسیم دیده شد. که با کاهش دما به ۵۰ درجه سانتی گراد و کاهش فشار به ۱۳۵ psi، فوق اشباعیت انیدرید کاهش یافت و مقدار رسوب نیز کم شد، فوق اشباعیت استرانسیم سولفات و ژیسیم کاهش یافت، ولی فوق اشباعیت باریم سولفات افزایش پیدا کرد (شکل‌های ۳ و ۴).

برای سازند نصرت فوق اشباعیت و مقدار رسوب در دمای ۱۰۰ درجه سانتی گراد و فشار ۲۷۰ psi در شکل‌های ۵ و ۶ نشان داده شده است. با کاهش دما و فشار به ۵۰ درجه سانتی گراد و ۱۳۵ psi، فوق اشباعیت باریم سولفات و مقدار رسوب آن افزایش می‌یابد

F و Z در معادله‌های فوق، از معادله‌های (۵) و (۶) محاسبه می‌شوند.

$$F = -A_\phi [I^{1/r} / (1 + bI^{1/r}) + (2/b) \ln(1 + bI^{1/r})] + \quad (5)$$

$$\sum_c \sum_a m_c m_a B'_{ca} + \sum_c \sum_{c'} m_c m_{c'} \Phi'_{cc'} + \sum_a \sum_{a'} m_a m_{a'} \Phi'_{aa'}$$

$$Z = \sum_i m_i |z_i| \quad (6)$$

C_{ij} و B_{ij} پارامترهای مربوط به ضریب‌های ویریال برای هر نمک و Φ_{ij} و Ψ_{ij} ضریب‌های ویریال برای مخلوط الکترولیت‌ها هستند. اکتیویته آب نیز از فرمول زیر محاسبه می‌شود:

$$a_s = \exp\left(-\frac{\phi \cdot v \cdot m_{MX} \cdot M_s}{1000}\right) \quad (7)$$

که v برابر مجموع v_M و v_X مولالیتیه رسوب موردنظر و M_s جرم مولکولی حلال می‌باشد. ϕ نیز که فشار اسمزی می‌باشد به شکل زیر تعریف می‌شود:

$$\phi - 1 = \sum_i m_i \left[\frac{-A_\phi I^{1/r}}{1 + bI^{1/r}} + \sum_c \sum_a m_c m_a (B'_{ca} + ZC_{ca}) + \right] \quad (8)$$

$$\sum_{c < c'} \sum_a m_c m_{c'} (\Phi'_{cc'} + \sum_a m_a \Psi_{cc'a}) +$$

$$\sum_{a < a'} \sum_c m_a m_{a'} (\Phi'_{aa'} + \sum_c m_c \Psi_{caa'}) +$$

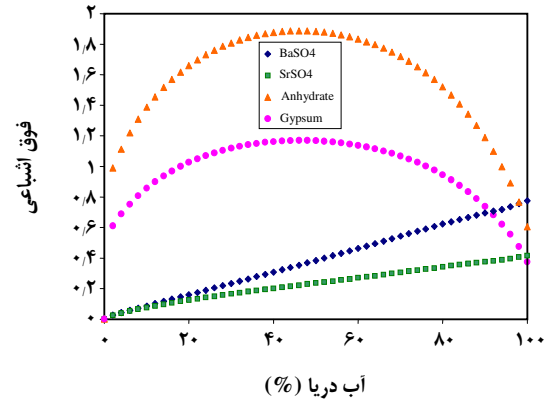
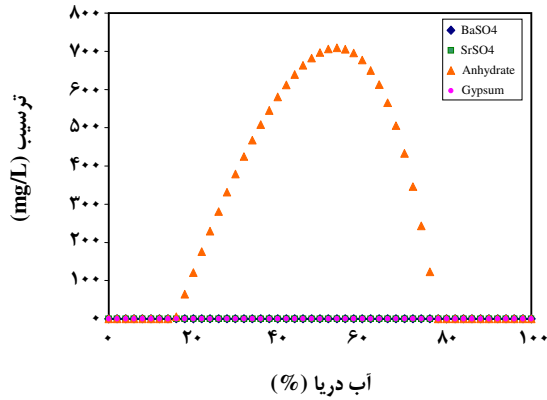
$$\sum_n \sum_c m_n m_c \lambda_{nc} + \sum_n \sum_a m_n m_a \lambda_{na} +$$

$$d \sum_{n < n'} \sum_n m_n m_{n'} \lambda_{nn'} + \frac{1}{v} \sum_n m_n^2 \lambda_{nn} + \dots$$

دو کمیت مهم برای بررسی تشکیل رسوب، فوق اشباع نسبی و مقدار رسوب می‌باشد که فوق اشباع نسبی به صورت زیر تعریف می‌شود:

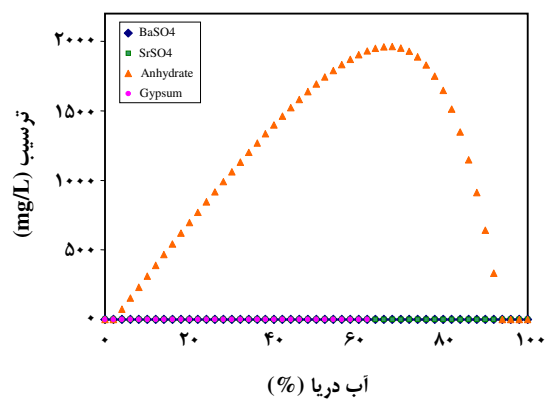
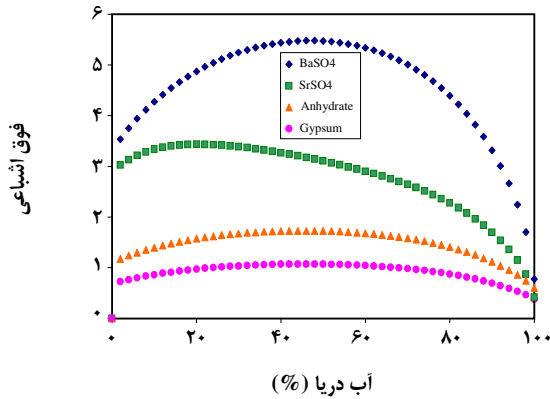
$$S_{s,MX} = (m_M m_X)^{1/r} / (m_{M,e} m_{X,e})^{1/r} \quad (9)$$

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



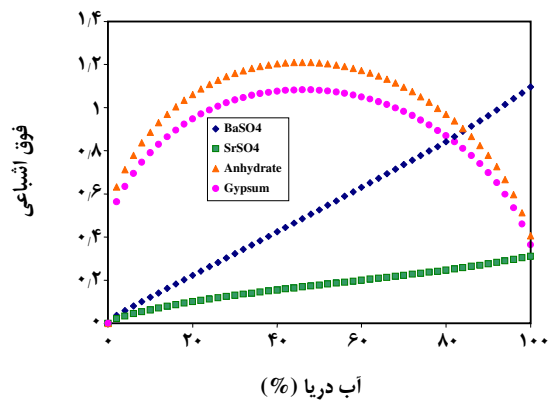
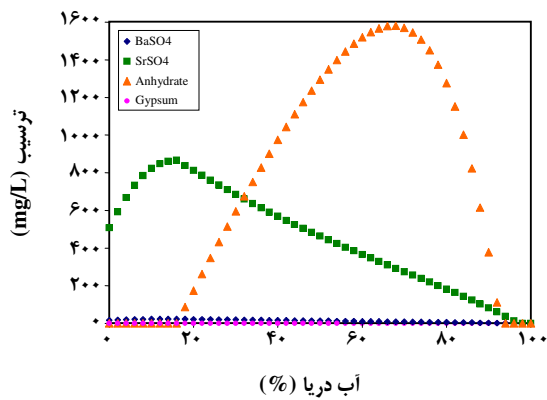
شکل ۴- پیش‌بینی مقدار رسوب سولفات در میدان نفتی سیری E-1 (دما ۵۰ درجه سانتیگراد و فشار ۱۳۵ psi).

شکل ۱- پیش‌بینی فوق اشباعیت سولفات در میدان نفتی سیری E-1 (دما ۱۰۰ درجه سانتیگراد و فشار ۲۷۰ psi).



شکل ۵ - پیش‌بینی فوق اشباعیت سولفات در میدان نفتی نصرت (دما ۱۰۰ درجه سانتیگراد و فشار ۲۷۰ psi).

شکل ۲- پیش‌بینی مقدار رسوب سولفات در میدان نفتی سیری E-2 (دما ۱۰۰ درجه سانتیگراد و فشار ۲۷۰ psi).

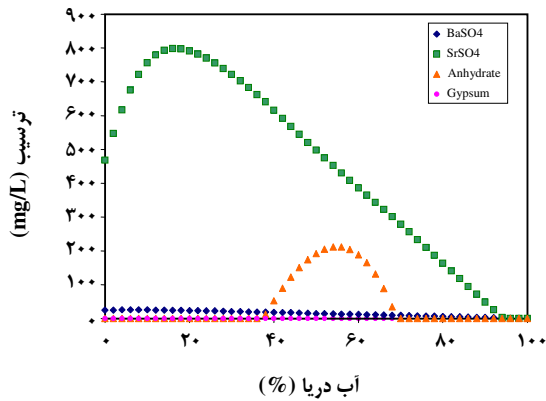


شکل ۶ - پیش‌بینی مقدار رسوب سولفات در میدان نفتی نصرت (دما ۱۰۰ درجه سانتیگراد و فشار ۲۷۰ psi).

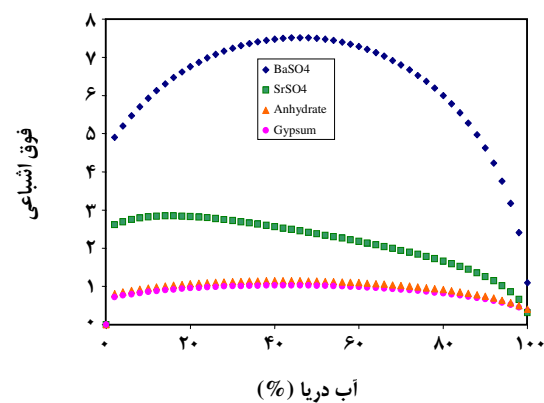
شکل ۳- پیش‌بینی فوق اشباعیت سولفات در میدان نفتی سیری E-3 (دما ۵۰ درجه سانتیگراد و فشار ۱۳۵ psi).

جدول ۳- مقایسه نتیجه‌های محاسباتی فوق اشباعیت از مدل پیشنهادی با مشاهدات میدانی گزارش شده در مرجع [۲۰].

سازند	دما (°C)	فشار (Psi)	درصد آب دریا	باریم سولفات	استرانسیم سولفات	ژپسیم	انیدرید	مشاهده‌های میدانی [۹]
سیری-E	۱۰۰	۲۷۰	۵۰	۰٫۳۸۴	۰٫۲۳۵۳	۱٫۱۶۷۴	۱٫۸۸۳۷	انیدرید، ژپسیم
	۵۰	۱۳۵	۵۰	۰٫۵۲۶۳	۰٫۱۷۷۳	۱٫۰۸۰۴	۱٫۲۰۷	انیدرید، ژپسیم
نصرت	۱۰۰	۲۷۰	۸۰	۴٫۳۹۱۷	۲٫۲۷۴۷	۰٫۸۷۵۲	۱٫۴۰۸۶	استرانسیم سولفات، باریم سولفات، انیدرید
	۵۰	۱۳۵	۸۰	۵٫۹۹۹۴	۱٫۶۶۱۸	۰٫۸۲۱۴	۰٫۹۱۵۴	استرانسیم سولفات، باریم سولفات



شکل ۸ - پیش بینی مقدار رسوب سولفات در میدان نفتی نصرت (دما ۵۰ درجه سانتیگراد و فشار ۱۳۵psi).



شکل ۷- پیش بینی فوق اشباعیت سولفات در میدان نفتی نصرت (دما ۵۰ درجه سانتیگراد و فشار ۱۳۵psi).

کلسیم سولفات دوآبه (Gypsum) و کلسیم سولفات بدون آب (Anhydrite) در کنار استرانسیم سولفات و باریم سولفات محاسبه نشده بود که برای اولین بار در این مقاله این محاسبه‌ها انجام شد. محاسبه‌های بسیار در این مقاله، توانایی خوب مدل پیشنهادی برای پیش بینی مقدار و نوع رسوب در اثر اختلاط آب‌ها را نشان می‌دهد. حال با توجه به مشکلات به وجود آمده در اثر تشکیل رسوب در فرایند تزریق آب به مخازن نفتی، می‌توان به اهمیت پیش‌بینی این پدیده قبل از طراحی سیستم پی برد و با فهم بهتر اثر پارامترهای گوناگون مانند دما، فشار و نسبت آب دریا به آب سازند، طراحی مناسب‌تر برای افزایش بهره‌وری امکان‌پذیر می‌باشد. با رسم نمودارهای فوق اشباع و مقدار رسوب، دیده شد که بیشترین مقدار رسوب هنگامی است که مقدار حجم به نسبت زیاد آب سازند و حجم کم آب تزریقی با هم ترکیب شوند.

و فوق اشباعیت و مقدار رسوب استرانسیم سولفات، انیدرید و ژپسیم کاهش می‌یابد (شکل‌های ۷ و ۸).

در جدول ۳ برای دو میدان نفتی سیری - E و نصرت، مقدارهای محاسبه شده فوق اشباع نسبی برای نمک‌های باریم سولفات، استرانسیم سولفات، کلسیم سولفات بدون آب و کلسیم سولفات دو آبه آورده شده است. نتیجه‌های میدانی مرجع شماره [۲۰]، در ستون آخر جدول آورده شده است. با مقایسه نتیجه‌های محاسبه شده فوق اشباع نسبی و نتیجه‌های اندازه‌گیری شده، می‌توان دریافت که مدل پیشنهادی، برای پیش بینی مقدار و نوع رسوب در اثر اختلاط آب‌ها، توانایی و دقت خوبی دارد.

نتیجه‌گیری

در مقاله‌های مرور شده تشکیل هم زمان رسوب‌های

به دست آمده که فقط تعدادی از این اشکال در مقاله آورده شده، می‌توان گفت که با افزایش دما، مقدار فوق اشباعیت برای استرانسیم سولفات و کلسیم سولفات، افزایش و برای باریم سولفات، کاهش می‌یابد و افزایش فشار باعث کاهش فوق اشباعیت سولفات و مقدار رسوب تشکیل شده، می‌شود. البته در شرایط دمایی و فشاری اعمال شده در این پژوهش، تغییرهای فشار اثر کمتری را نشان می‌دهد.

تاریخ دریافت: ۱۳۸۷/۹/۹ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۰/۶/۲۱

در مواردی که در ابتدای نمودار و ترکیب درصد صفر از آب دریا با رسوب سولفات روبه‌رو می‌شویم، علت تشکیل رسوب متفاوت بودن شرایط دمایی و فشاری گزارش شده برای تجزیه آب سازند و شرایط دمایی و فشاری محاسباتی می‌باشد. در بیشتر موارد مقدار رسوب استرانسیم سولفات از دیگر رسوب‌های بیشتر است و تشکیل رسوب کلسیم سولفات دو آبه در شرایط دما و فشار اعمال شده به تقریب ناچیز بود. این پدیده به علت حلالیت بالاتر کلسیم سولفات دو آبه در آب می‌باشد. با مقایسه شکل‌های

مراجع

- [۱] کوشانفر، ع.؛ مصطفوی، م.؛ جزایری، س.ح.؛ 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 (۱۳۷۵)
- [2] Sheikholeslami R., Ong H.W.K., Kinetics and Thermodynamics of Calcium Carbonate and Calcium Sulfate at Salinities up to 1.5 M, *Desalination*, **157**(1-3), p. 217 (2003).
- [3] Yuan M.D., Todd A.C., Prediction of Sulfate Scaling Tendency in Oilfield Operations, *SPE 18484*, **6**(1), p. 63 (1991).
- [4] Haarberg T., Seim I., Granbakken D.B., Scale Formation in Reservoir and Production Equipment During oil Recovery: An Equilibrium Model, *SPE 19449*, **7**(1), p. 75 (1992).
- [5] Mitchell R.W., Grist B., Chemical Treatments Associated with North Sea Projects, *JPT*, **32**(5), p.904 (1980).
- [6] Thomsen K., Stenby E.H., Prediction of Mineral Scale Formation in Geothermal and Oilfield Operation Using the Extended UNIQUAC Model Part I: Sulfate Scaling Minerals, *Geothermics*, **34**(1), p. 61 (2004).
- [7] 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**(3), p.239 (2006).
- [8] Zhu Y., Zhao Z., Scale Prediction and Prevention Technologies in Low Permeability Reservoir During Waterflood, *SPE 29955*, International Meeting on Petroleum Engineering, 14-17 Novembers, Beijing, China (1995).
- [9] Moghadasi J., Jamialahmadi M., Muller-Steinhagen H., Scale Formation in Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection, *SPE 82233*, SPE European Formation Damage Conference, 13-14 May, The Hague, Netherlands (2003).
- [10] Jacques D. F., Bourland, A Study of Solubility of Strontium Sulfate, *SPEJ*, **23**(2), p. 292 (1983).
- [11] Oddo J.E., Tomson M.B., Why Scale Forms and How to Predict It, *SPE Production and Facilities*, **9**(1), p. 47 (1994).

- [12] Lindlof J.C., Stoffer K.G., A Case Study of Seawater Injection Incompatibility, *JPT*, **35**(7), p. 1256 (1983).
- [13] Todd A.C., Yuan M.D., Barium and Strontium Sulfate Solid - Solution Scale Formation in Relation to North Sea Scaling Problems, *SPE Production Engineering*, *SPE 18200*, **5**(3), p. 279 (1990).
- [14] Vetter O.J.G., Calcium Carbonate Scale in Oilfield Operations, *SPE 6908*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September, Dallas, Texas (1987).
- [15] Liu Shixiang, Scaling Mechanism and Prevention Of Water Injection System in Mawangmiao Oilfield, *Journal of Jiangnan Petroleum University Of Staff and Workers*, (2005-6).
- [16] Liu X., JungangL., Qianya Z., Jinlai F., Yingli L., Sunjingxin, The Analysis and Prediction of Scale Accumulation for Water-injection Pipelines in the Daqing Oilfield, *Journal of petroleum Science and Engineering*, **66**(3-4), p. 161 (2009).
- [17] Binmerdhah A.B., Yassin A.A.M., Muherei M.A., Laboratory and Prediction of Barium Sulfate Scaling at high-barium formation Water, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **70**(1-2), p. 79 (2010).

[۱۸] متحدین، پ.؛ "پیش‌بینی تشکیل رسوب در تزریق آب به چاه‌های نفت"، دانشگاه سمنان، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، شهریور (۱۳۸۵).

- [19] Prausnitz J.M., Lichtenthaler R.N., Edmundo Gomes de Azevedo, "Molecular Thermodynamics of Fluid-Phase Equilibria" Third edition, Prentice-Hall, Inc. New Jersey (1999).
- [20] Moghadasi J., Jamialahmadi M., Muller-Steinhagen H., Izadpanah M.R., Formation Damage in Iranian Oil Fields, *SPE 73781*, International Symposium and Exhibition on Formation Damage Country, 20-21 February, Lafayette, Louisiana (2002).