

ارائه یک روش پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی مرتبط با تغییرات دما و فشار چاه تولیدی با استفاده از مارچینگ الگوریتم: مطالعه موردی یکی از چاه‌های نفتی جنوب غرب ایران

احسان خامه‌چی*، علیرضا دولت‌باری و مسعود بیژنی

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۲/۲۴ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۶/۲۳

چکیده

تشکیل رسوبات معدنی در چاه‌های تولیدی و تزریقی در صنعت نفت از جمله مشکلاتی است که اگر کنترل و پیشگیری نشود مشکلات بسیاری را به همراه خواهد داشت، به طوری که برای برطرف سازی و حذف آنها نیاز به صرف هزینه‌های زیاد اقتصادی برای تعمیر و تکمیل، عملیات اسیدکاری و انگیزش چاه و انواع بازدارنده‌ها می‌باشد. هدف از این پژوهش در ابتدا مدل‌سازی پروفایل‌های فشار و دما به همراه سایر خواص سیال تولیدی مخزن مانند چگالی، ویسکوزیته و دیگر پارامترهای تأثیرگذار به صورت درجا در چاه به کمک روش بگز و بریل و همچنین، مارچینگ الگوریتم می‌باشد به طوری که بتوان بدون استفاده از ابزار فیزیکی و درون چاهی خاص بدون صرف هزینه‌های زیاد اقتصادی در نقاط مختلف چاه در هر زمانی از فرآیند تولید از تشکیل رسوبات معدنی در هر نقطه از درون چاه آگاه شد. پس از تخمین شرایط ترمودینامیکی و فیزیکی سیال درون چاه، به بررسی وضعیت فیزیکی-شیمیایی سیال تولیدی در حالت‌های اشباع، فوق اشباع و زیر اشباع برای تشکیل رسوبات معدنی مسئله ساز با استفاده از محاسبه تغییرات غلظت و شاخص اشباع به کمک روش اودو و تامسون پرداخته و در نهایت با استفاده از مدل‌های ریاضی پتانسیل رسوب گذاری، نقاط (اعماق) بحرانی و مستعد برای رسوب گذاری را بررسی و ثبت کرد. هر چند ممکن است رسوبی که باعث توقف تولید چاه شود در محیط متخلخل باشد، اما این بررسی تنها درون چاه و در رشته تولیدی و لوله مغزی انجام شده است. نتایج حاصل از مدل سازی بر روی یکی از چاه‌های نفتی تحت نظر شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به عنوان مطالعه موردی نشان داد که با افزایش عمق از سطح، شاخص رسوب گذاری برای رسوبات کلسیم سولفات نیمه آب دار (همی هیدرات) و استرانسیم سولفات در طول چاه تقریباً در تمام عمق‌ها منفی است و در نتیجه می‌توان گفت که احتمال تشکیل این رسوبات در اعماق مختلف این چاه وجود ندارد. همچنین برای رسوب کلسیم سولفات آب دار (ژپیس) تقریباً همین شرایط برقرار است. همچنین در نزدیکی سطح زمین شاخص اشباع این رسوب مثبت و کمی بزرگتر از صفر می‌باشد که نشان دهنده احتمال تشکیل رسوب ژپیس در این محدوده عمقی است. در نهایت، شاخص رسوب گذاری برای رسوبات کلسیم سولفات بدون آب (انیدریت)، باریم سولفات و کلسیم کربنات (کلیست) همواره مثبت بوده که نشان دهنده وجود احتمال تشکیل این رسوبات در چاه می‌باشد.

کلمات کلیدی: رسوبات معدنی، روش اودو و تامسون، مدل بگز و بریل، مارچینگ الگوریتم، شاخص اشباع شدگی.

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی khamehchi@aut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4170.2889)

مقدمه

رسوب‌گذاری^۱ در حضور آب یک مشکل مشترک در بیشتر صنایع از جمله صنعت نفت و گاز می‌باشد. آب سازند در مخازن زیرزمینی در مجاورت نفت و به دلیل اختلاف چگالی در بستر زیرین آن قرار دارد و قطرات آب به صورت اشباع در میان مولکول‌های نفت در لایه نفتی وجود دارند. آب همواره تحت فرآیندهای انحلال یا ته‌نشست ذرات جامد قرار دارد. به ته‌نشست تشکیل شده در حالت کلی رسوب می‌گویند. آب به‌ندرت در حالت غیرفعال قرار دارد. این موضوع باعث محتمل شدن تشکیل رسوب و نشست آن روی دیواره لوله و چاه می‌شود [۱]. از آنجا که در این مطالعه از روش اودو و تامسون^۲ برای محاسبه‌ی شاخص رسوب‌گذاری^۳ استفاده شده است، ابتدا به طور مختصر به مرور تاریخچه مطالعات انجام شده، مدل‌های توسعه داده شده و ارائه شده برای شاخص اشباع شدگی^۴ و در نهایت تشکیل رسوب در محیط متخلخل و چاه و خطوط لوله می‌پردازیم. در بخش مدل سازی و روش کار در خصوص مدل ارائه شده توسط اودو و تامسون و الگوریتم بکار گرفته که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته‌اند با جزئیات کامل بحث خواهد شد. از گذشته تا کنون محققان و دانشمندان فعال در این حوزه در تلاش بوده‌اند که فرآیند تشکیل رسوب را از حالت کیفی که نتیجه مطالعات آزمایشگاهی بوده خارج و به صورت کمی تغییر دهند. به عنوان نمونه لانجلیر مفهوم شاخص پایداری را به صورت معادله زیر ارائه داد [۲]:

$$StabilityIndex = pH - pCa - pAlk - k \quad (1)$$

که در آن pH نمونه‌ی آب، pCa منفی لگاریتم غلظت کلسیم، pAlk منفی لگاریتم قلیاییت^۵ کل و k تابعی از دما و غلظت نمک است. استیف و دیویس، از دما و غلظت نمک است. استیف و دیویس، K-value را برای معادله فوق تعریف کرده و به کمک این پارامتر، شاخص رسوب در سیستم‌های تولید محاسبه می‌شود. یکی از مشکلات آنها در نظر نگرفتن تأثیر فشار بر پارامتر مذکور بوده است [۳].

وتر و کانداریا به کمک داده‌های تجربی، به این نتیجه رسیدند که در اثر انحلال دی‌اکسید کربن موجود در هیدروکربن در فاز آب، کربنیک اسید^۶ تشکیل شده باعث تغییر pH شده که این موضوع بر سرعت تشکیل کربنات کلسیم اثر می‌گذارد [۴]. والون و اسکیلرن با انجام اصلاحاتی بر روی محاسبات استیف و دیویس به کمک تعریف غلظت نمک نسبتاً نامحلول و شرایط مختلفی که با توجه به مقدار Q-Value برای تشکیل رسوب امکان دارد رخ دهد، یک مدل کامپیوتری ارائه دادند [۵]. اودو و تامسون، به کمک حذف استفاده از اکتیویته در مدل تعادلی، مقدار pH را به کمک ترکیب ثابت هانری^۷ و اولین ثابت تعادلی کربنیک اسید تعریف کردند [۶]. مطالعات قبلی در زمینه مدل سازی پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی در شرایط مختلف در چاه و لوله در جدول ۱ ارائه شده است.

یکی از روش‌های غیر مستقیم جهت تعیین پتانسیل رسوب‌گذاری در چاه‌های نفتی و گازی و حتی چاه‌های دفع پساب نمک‌زدایی، استفاده از شاخص‌های رسوب‌گذاری می‌باشد. این شاخص‌ها بیانگر خصوصیات کیفی آب می‌باشند. ارزیابی دقت شاخص رسوب‌گذاری براساس توانایی آنها در تعیین حالت‌های تحت اشباع^۷، اشباع^۸ و فوق اشباع^۹ آب بر حسب کلسیم کربنات یا کلسیت و نیز پیش‌بینی ظرفیت آب همراه نفت در تشکیل انواع رسوبات مختلف کلسیم کربنات (کلسیت)، سولفات باریم (باریت) و کلسیم سولفات (انیدریت) می‌باشد [۸].

1. Scaling
2. Scaling Index
3. Saturation Index
4. Alkalinity
5. Carbonic Acid
6. Henry's Constant
7. Under Saturated
8. Saturated
9. Supersaturated

جدول ۱ مرور پیشینه مدل سازی های رسوبات معدنی و تهنشست در شرایط مختلف در لوله و چاه

نام محقق	سال	عنوان پژوهش	نقاط قوت	نقاط ضعف	مراجع
بیژنی و خامه چی	۲۰۱۹	بهینه سازی و تصفیه آب پساب نمک زدایی و پیش بینی تشکیل رسوبات معدنی	پیش بینی همزمان آزمایشگاهی و شبیه سازی در دما و فشار محیط و مخزن	در نظر نگرفتن شرایط دینامیکی و در مقیاس مغزه	[۷]
ابویی و همکاران	۲۰۱۷	مدل سازی جامع تهنشست رسوب با یک شبیه ساز ترکیبی از چاه و یک شبیه ساز ژئوشیمیایی ^۱	استفاده از روش های عددی در تعیین الگوی جریان، بررسی دقیق واکنش ها با نرم افزار Phreeqc	عدم ارائه نحوه محاسبات پروفایل غلظت ذرات در طول چاه	[۸]
شیردل	۲۰۱۳	توسعه یک مدل کوپل شده ی چاه-مخزن شبیه ساز ترکیبی برای پیش بینی و درمان آسیب سازند	توسعه شبیه ساز درون چاه با کوپل شدن با نرم افزار Phreeqc و بررسی رسوب و تهنشست در چاه	در نظر نگرفتن آثار فشار و دما	[۹]
شولر و همکاران	۲۰۰۰	مدل سازی تهنشست رسوب در چاه های گازی با تولید آب بسیار شور	ارائه مکانیزم های مؤثر در تهنشست رسوب و تعیین مکان و زمان تزریق آب	مناسب برای چاه گازی تزریقی	[۱۰]
اودو و تامسون	۱۹۹۴	چرا رسوب در میادین نفتی شکل می گیرد و روش های پیش بینی آن	ارائه شاخص اشباع به عنوان تابعی از دما، فشار و استحکام یونی برای کلسیم کربنات و سولفات با تطابق با داده های آزمایشگاهی، بهبود مدل قبلی خود (۱۹۸۲) با افزودن فوگاسیته ^۲ گاز کربن دی اکسید	عدم در نظر گیری اثر حضور کانی های مختلف که بر غلظت های محاسبه شده در رابطه ارائه شده اثر گذارند.	[۱۱]
والون و اسکیلرن	۱۹۸۲	یک روش بهبود یافته برای پیش بینی شدت رسوب کلسیم کربنات	تعیین مقدار تهنشست رسوب در مدل رایانه ای، راهنمایی به منظور استفاده از بازدارنده های شیمیایی	عدم تطابق با واقعیت	[۵]
وتر و کاندراپا	۱۹۸۰	پیش بینی رسوب $CaCO_3$ در شرایط درون چاهی	مدل ترمودینامیکی ارائه شده به صورت تابعی از فشار و دما توسعه داده شده است.	استفاده از داده های تجربی جهت انحلال پذیری کربن دی اکسید در فاز آبی	[۴]
استیف و دیویس	۱۹۵۲	یک روش برای پیش بینی توانایی آب های میدان نفتی برای تهنشست کلسیم کربنات	شاخصی برای بررسی و پیش بینی احتمال تشکیل رسوب ارائه شد.	در نظر نگرفتن تأثیر فشار بر پارامتر K-Value	[۳]
لانجلیر	۱۹۳۶	کنترل تحلیلی ضد خوردگی ^۳ تصفیه آب ^۴	تبدیل مدل ها کیفی به مدلی کمی	عدم در نظر گرفتن تغییرات ترمودینامیکی	[۲]

مطالعه حاضر با هدف تعیین میزان رسوب گذاری در یکی از چاه های از میادین نفتی جنوب غرب ایران با استفاده از شاخص رسوب گذاری پر کاربرد اوده و تامسون و همچنین به کمک روش بگز و بریل^۱ و الگوریتم مارچینگ^۲ می باشد، به طوری که بتوان بدون استفاده از ابزار فیزیکی و درون چاهی خاص در نقاط مختلف چاه در هر زمانی از فرآیند تولید پدیده

تشکیل رسوب را در هر نقطه از چاه را پیش بینی و کنترل کرد. ساده بودن و کاربردی بودن این روش از ویژگی های برجسته این روش می باشد.

1. Beggs and Brill
2. Marching Algorithm

$$SR = \frac{[Me][An]}{K_{sp}(P,T,I)} \quad (5)$$

که [Me] می‌تواند غلظت هر کدام از کاتیون‌های دوظرفیتی و [An] نیز غلظت آنیون‌های دوظرفیتی مانند CO_3^{2-} و SO_4^{2-} باشد. همچنین شاخص اشباع^۳ (SI) به صورت لگاریتم نرخ اشباع شدگی یعنی حاصل ضرب اکتیویته نسبت به حاصل ضرب حلالیت بیان می‌شود:

$$SI = \log(SR) = \log \frac{[Me][An]}{K_{sp}(P,T,I)} = \log\{[Me][An]\} - \log K_{sp}(P,T,I) \quad (6)$$

در حالیکه کروه‌ها بیانگر غلظت یون‌ها بر حسب مولار و فاکتور حاصل ضرب حلالیت شرطی به صورت زیر بیان می‌شود:

$$pK_{sp} = -\log pK_{sp} = -\log K_{sp} \quad (7)$$

در روابط بالا [Me] غلظت یون‌ها یا کاتیون‌های مثبت مثل $[Ca^{2+}, [An]$ غلظت آنیون‌ها یا یون‌های منفی مثل بی‌کربنات (HCO_3^-) و K_{sp} ضریب حلالیت در محلول آب شور تحت شرایط واکنش می‌باشد. همچنین در این روابط، دما (T) بر حسب درجه فارنهایت ($^{\circ}F$)، فشار (P) بر حسب Psia و قدرت یونی (I) بر حسب مولال محلول می‌باشد و عبارت (I و P و T) در جلو رابطه فوق نشان‌دهنده وابستگی فاکتور حلالیت ثابت شرطی تعادل به ترتیب به فشار، دما و قدرت یونی می‌باشد. با دانستن $pK_c = -\log K_c$ داریم:

$$SI = \log[Me][An] + pK_c \quad (8)$$

باید دقت داشت که تمامی غلظت‌ها باید بر حسب مولار به کار گرفته شوند.

اگر مقدار SI صفر باشد محلول در حال تعادل، منفی باشد محلول زیراشباع بوده و شرایط تشکیل رسوب را ندارد و اگر این مقدار مثبت باشد محلول فوق اشباع است و می‌تواند رسوب تشکیل دهد [۶]. جدول ۲ تفسیر نتایج حاصل از شاخص رسوب گذاری را با توجه به تغییرات دما، فشار، pH و حلالیت را در سه حالت نشان می‌دهد.

مدل سازی پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی

برای پیش‌بینی شاخص رسوب و میزان حلالیت رسوب نمک‌ها، روش‌های گوناگونی ارائه شده است. به طور مثال، ASTM4328^۱ یک روش برای پیش‌بینی تشکیل رسوبات سولفات در دو دمای $35^{\circ}C$ و $80^{\circ}C$ و فشار اتمسفر می‌توان استفاده کرد. این روش به کمک مراحل زیر، توانایی یک محلول در ایجاد رسوب را تعیین می‌کند [۱۲]:

الف- اندازه‌گیری غلظت کاتیون‌ها و آنیون‌ها، TDS و چگالی نمونه‌های آب

ب- تعیین غلظت مولال هر یون به کمک رابطه زیر:

$$Molal = \frac{mole}{lit} \times \frac{1000}{(SP.GR \times 1000) - \frac{TDS}{1000}} \quad (2)$$

که TDS، کل ذرات جامد محلول، SP.GR، وزن مخصوص می‌باشد.

ج- تعیین قدرت یونی با استفاده از رابطه زیر:

$$\mu_i = \frac{1}{2} \sum_i^n C_i Z_i^2 \quad (3)$$

که C_i ، غلظت مولال اجزاء و Z_i بار یونی هر جزء است.

د- در پایان، تعیین حلالیت نمک‌های سولفات (کلسیم، استرانسیم و باریوم) از رابطه زیر:

$$S = (\sqrt{X^2 + 4k} - X) / 2 \quad (4)$$

که k ثابت حلالیت بر حسب مولار، قدرت یونی و X اختلاف غلظت‌های یون Ca^{2+} و SO_4^{2-} بر حسب مولال است. معادلات ثابت حلالیت در این روش در هر دما دارای ثابت‌های گوناگونی است اما تنها تابع قدرت یونی می‌باشند. پس از محاسبه حلالیت، اگر مقدار غلظت نمک سولفات در نمونه بیشتر از حلالیت محاسبه شده باشد، آب مورد نظر نسبت به نمک سولفات در حالت فوق اشباع بوده و احتمال رسوب وجود خواهد داشت [۱۳]. در مدل اودو و تامسون نرخ اشباع شدگی^۲ به صورت حاصل ضرب اکتیویته نسبت به حاصل ضرب حلالیت بیان می‌شود [۶]:

1. American Society of Testing and Material
2. Saturation Ratio
3. Saturation Index

جدول ۲ تفسیر شاخص رسوب‌گذاری [۱].

تفسیر	SI مقدار
آب در حالت اشباع و در تعادل قرار دارد	SI=۰
آب در حالت فوق اشباع نسبت به رسوبات قرار دارد، رسوب‌گذاری می‌تواند انجام بگیرد	SI > ۰
آب شور زیر اشباع یا غیر اشباع، رسوب می‌تواند محلول باشد، عدم تشکیل رسوب (خاصیت خوردگی)	SI < ۱

ژپیس^۱

$$SI = \log_{10} \{ [Ca^{2+}] [SO_4^{2-}] \} + 3.47 + 1.8 \times 10^{-3} T + 2.5 \times 10^{-6} T^2 + 5.9 \times 10^{-5} P - 1.13 \times \mu_i^{0.5} - 2 \times 10^{-3} \mu_i^{0.5} T \quad (۱۶)$$

همی‌هیدرات^۲

$$SI = \log_{10} \{ [Ca^{2+}] [SO_4^{2-}] \} + 4.04 + 1.9 \times 10^{-3} T + 11.9 \times 10^{-6} T^2 + 6.9 \times 10^{-6} P - 1.66 \times \mu_i^{0.5} + 0.49 \mu_i - 0.66 \times 10^{-3} \mu_i^{0.5} T \quad (۱۷)$$

انیدریت^۳

$$SI = \log_{10} \{ [Ca^{2+}] [SO_4^{2-}] \} + 2.52 + 9.98 \times 10^{-3} T + 0.97 \times 10^{-6} T^2 + 3.07 \times 10^{-5} P - 1.09 \times \mu_i^{0.5} + 0.5 \mu_i - 3.3 \times 10^{-3} \mu_i^{0.5} T \quad (۱۸)$$

الگوریتم محاسبات

با توجه به موارد گفته شده به منظور مدل فرآیند ایجاد رسوب در ستون چاه، باید معادلات شاخص رسوب‌گذاری و تعادل ترمودینامیکی و معادلات مربوط به توزیع و انتقال دما و افت فشار حل شود. برای این اساس، از الگوریتم موجود در شکل ۱ استفاده شده است. این الگوریتم، محاسبات مربوط به یک گام زمانی را ارائه دهد. در گام‌های زمانی بعدی، شرایط اولیه و خواص فیزیکی و شیمیایی سیال ورودی به چاه مانند تغییرات یونی، ویسکوزیته و چگالی ثابت می‌ماند و تغییر نمی‌کند. اما شرایط ترمودینامیکی مثل دما و فشار متناسب با عمق چاه تغییر می‌کند.

بحث و نتایج

در این مطالعه به بررسی و پیش‌بینی تشکیل انواع رسوبات مختلف معدنی در یکی از چاه‌های نفتی جنوب غرب ایران خواهیم پرداخت. نتایج حاصل از آنالیز آب تولیدی و اطلاعات بهره‌برداری به ترتیب در جداول ۳ و ۴ آورده شده است.

برای رسوبات سولفات، به علت پیچیدگی جفت‌شدگی یونی یا کمپلکس بودن یون‌های فلزی با یون‌های سولفات موجود در محلول، نیاز به غلظت‌های یون فلز آزاد و یون سولفات آزاد می‌باشد. مقدار جفت‌شدگی یون‌ها در محلول به دما، فشار، قدرت یونی و غلظت کل یون‌های فلزی و سولفات بستگی دارد. براساس مدل اودو و تامسون، جهت محاسبه شاخص اشباع شدگی رسوبات سولفات به صورت زیر عمل می‌شود [۱۴، ۱۵]:

$$K_{st} = \frac{[CaSO_4^0]}{[Ca^{2+}][SO_4^{2-}]} \quad (۹)$$

مشابه رابطه فوق ضریب حلالیت (K_{st}) برای باریم، استرانسیم و منیزیم به صورت رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$\log K_{st} = 1.86 + 4.5 \times 10^{-3} T - 1.2 \times 10^{-6} T^2 + 10.7 \times 10^{-5} P - 2.38 \times \mu_i^{0.5} + 0.58 \mu_i - 1.3 \times 10^{-3} \mu_i^{0.5} T \quad (۱۰)$$

که در آن T برحسب فارنهایت، P برحسب پام و قدرت یونی از رابطه ۳ به دست می‌آید.

برای تعیین غلظت سولفات آزاد:

$$[SO_4^{2-}] = \frac{\{ [1 + K_{st} (\sum C_M - C_{SO_4^{2-}})]^2 + 4K_{st} SO_4^{2-} \}^{0.5} - \{ 1 + K_{st} (C_M - C_{SO_4^{2-}}) \}}{2K_{st}} \quad (۱۱)$$

که در آن CM جمع غلظت‌های کانی‌های سولفاته‌ی کلسیم، منیزیم، استرانسیم، باریم و یون سولفات می‌باشد.

غلظت کاتیون‌های آزاد از روابط زیر محاسبه می‌شوند [۷]:

$$[Sr^{2+}] = C_{Sr} / (1 + K_{st} [SO_4^{2-}]) \quad (۱۲)$$

$$[Mg^{2+}] = C_{Mg} / (1 + K_{st} [SO_4^{2-}]) \quad (۱۳)$$

$$[Ba^{2+}] = C_{Ba} / (1 + K_{st} [SO_4^{2-}]) \quad (۱۴)$$

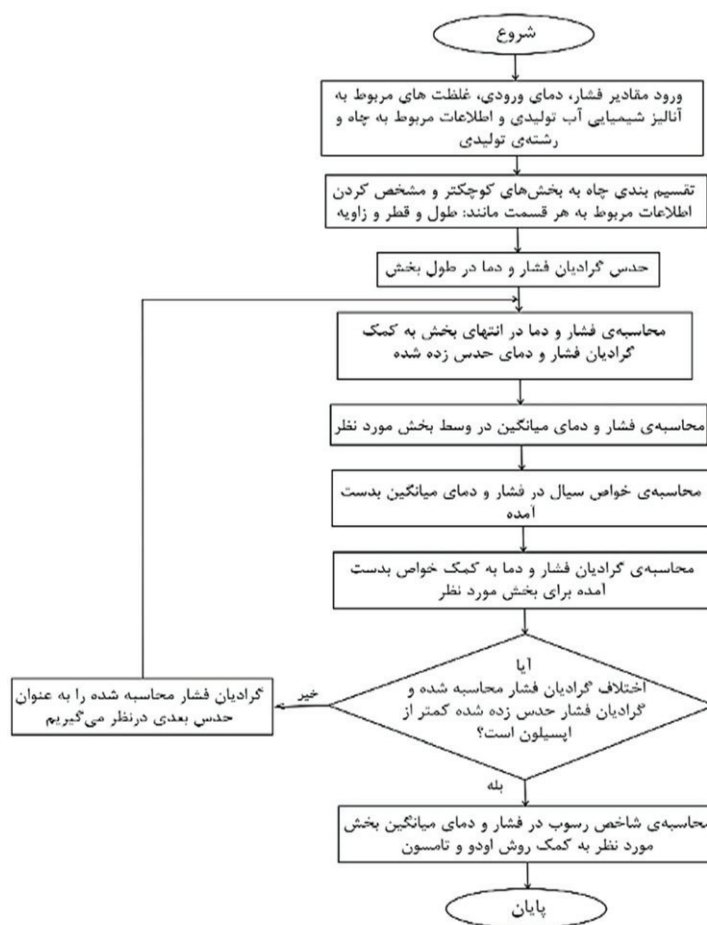
$$[Ca^{2+}] = C_{Ca} / (1 + K_{st} [SO_4^{2-}]) \quad (۱۵)$$

در نهایت شاخص‌های اشباع شدگی رسوبات معدنی مختلف به کمک روابط زیر به دست می‌آیند:

1. Gypsum

2. Hemihydrate

3. Anhydrite



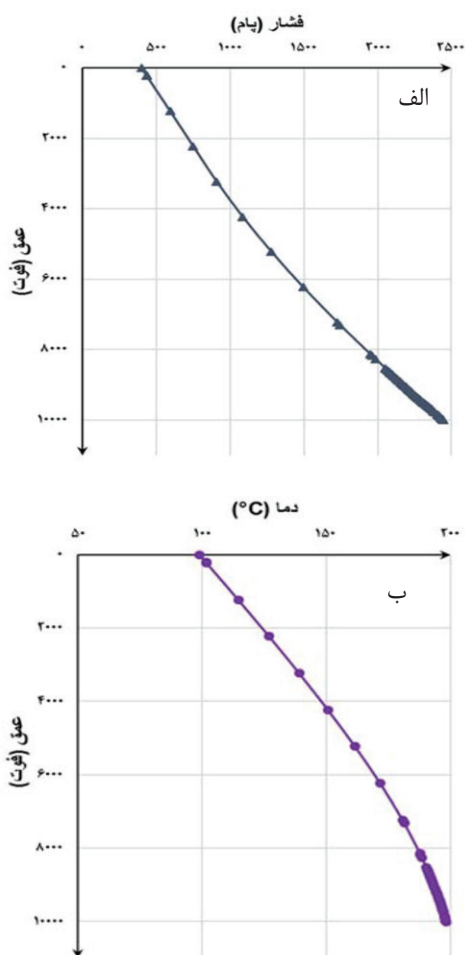
شکل ۱ الگوریتم محاسبات مربوط به اندازه‌گیری مقدار رسوب ایجاد شده در ستون چاه.

جدول ۳ ترکیب آب سازندی یکی از مخازن نفتی ایران.

مقدار	واحد	پارامتر اندازه‌گیری شده
۲۱۰۴۵	mg/L	کلسیم (Ca^{2+})
۴۷۳۸.۵	mg/L	منیزیم (Mg^{2+})
۳/۱۳۶۲۳۱	mg/L	کلور (Cl)
۲۰	mg/L	باریم (Ba^{2+})
۴۰	mg/L	استرانسیم (Si^{2+})
۳۰۵	mg/L	بی‌کربنات (HCO_3)
۸۲۵	mg/L	سولفات (SO_4^{2-})
۰۴/۵۵۷۳۵	mg/L	سدیم (Na^+) و پتاسیم (K^+) بر حسب سدیم (Na^+)
۸۴/۲۱۸۹۵۷	mg/L	مواد جامد محلول (TDS)
۷۸۱/۴	mol/L	قدرت یونی
۵/۶	-	pH

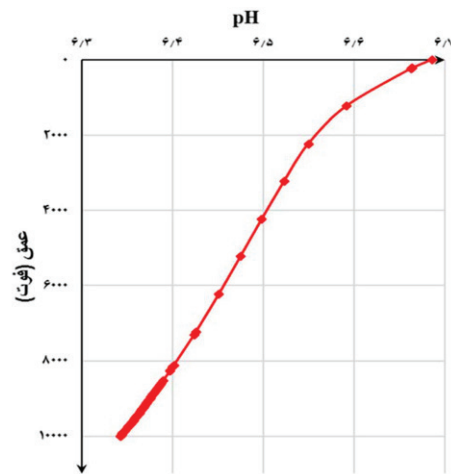
جدول ۴ داده‌های تولید چاه مورد مطالعه.

پارامتر	واحد	مقدار
فشار مخزن	Psia	۴۲۶۰
دما مخزن	°F	۱۹۵
فشار سرچاه	Psia	۴۰۰
دبی نفت تولیدی	Bbl/day	۱۴۸۰
دبی آب تولیدی	Bbl/day	۳۲۰
API Gravity	°API	۲۱
نسبت گاز به نفت تولیدی	Scf/day	۵۰۰
قطر داخلی لوله تولید	In	۵/۴
عمق مشبک کاری	m	۳۱۸۵
عمق کل	m	۳۳۰۳

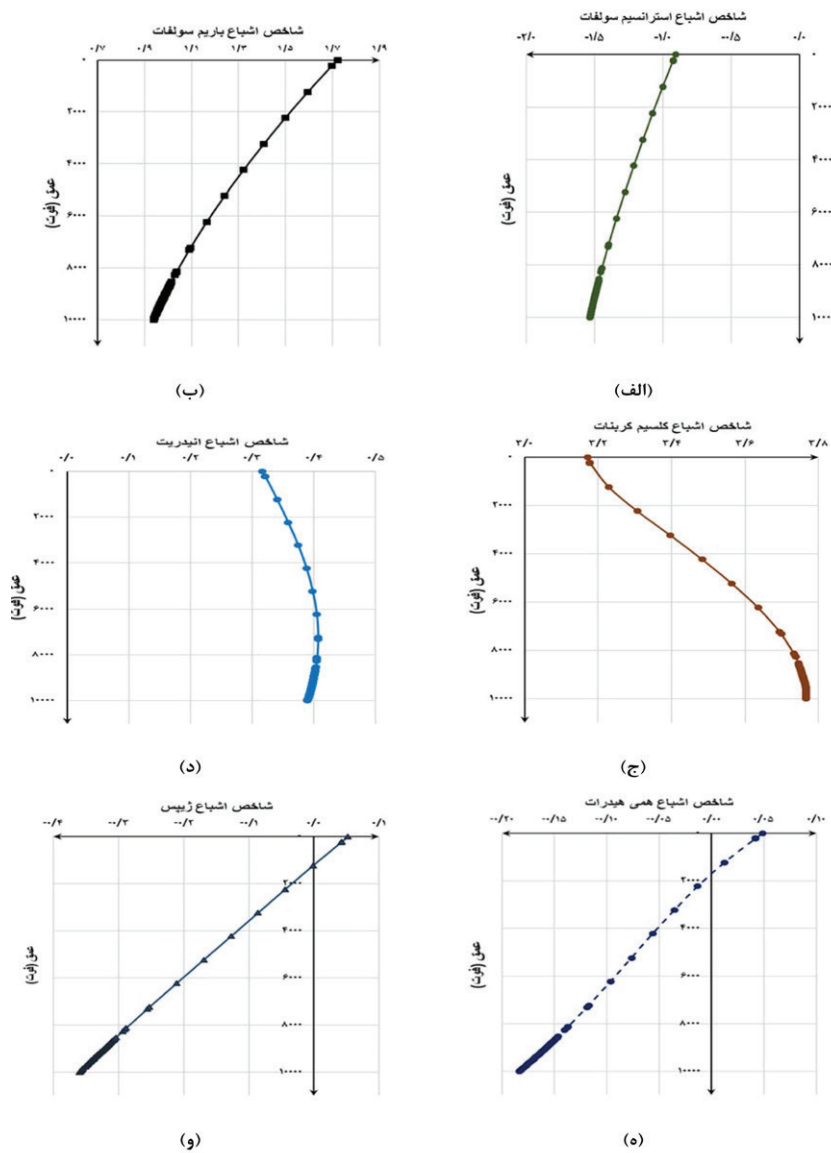


شکل ۲ (الف) تغییرات فشار نسبت به عمق، (ب) تغییرات دما نسبت به عمق.

در این بخش به بررسی تشکیل انواع رسوبات معدنی و محاسبه تغییرات شرایط ترمودینامیکی دما و فشار در اعماق مختلف چاه مطابق با مارچینگ الگوریتم و مدل بگز و بریل خواهیم پرداخت. نتایج به دست آمده از این مدل در شکل ۲ تغییرات فشار و دما نسبت به عمق (TVD) می‌باشد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود با کاهش عمق و حرکت به سمت سطح، فشار و دما کاهش می‌یابد. همچنین مطابق شکل ۳ می‌توان مشاهده کرد که از ته چاه تا سرچاه میزان pH افزایش می‌یابد. علت این افزایش این است که با افت فشار سیال، فشار جزئی کربن دی‌اکسید افزایش و گاز کربن دی‌اکسید از ترکیب محلول خارج و چاه خاصیت قلیایی پیدا می‌کند. در نتیجه میزان pH در طول چاه از کف چاه تا سطح افزایش یافته است. با توجه به فشار و دمای محاسبه شده در عمق‌های مختلف می‌توان به کمک روابط پیشنهاد شده توسط اودو و تامسون، شاخص رسوب‌گذاری و یا تمایل رسوب‌دهی را برای انواع رسوبات مختلف در عمق‌های مختلف را به دست آورد. شکل ۴ (قسمت‌های الف تا و) شاخص رسوب‌گذاری را برای انواع رسوبات در اعماق مختلف از سرچاه تا ته چاه را نشان می‌دهد. همچنین، شکل ۵ تغییرات کلی انواع رسوبات معدنی را برحسب عمق نشان می‌دهد.



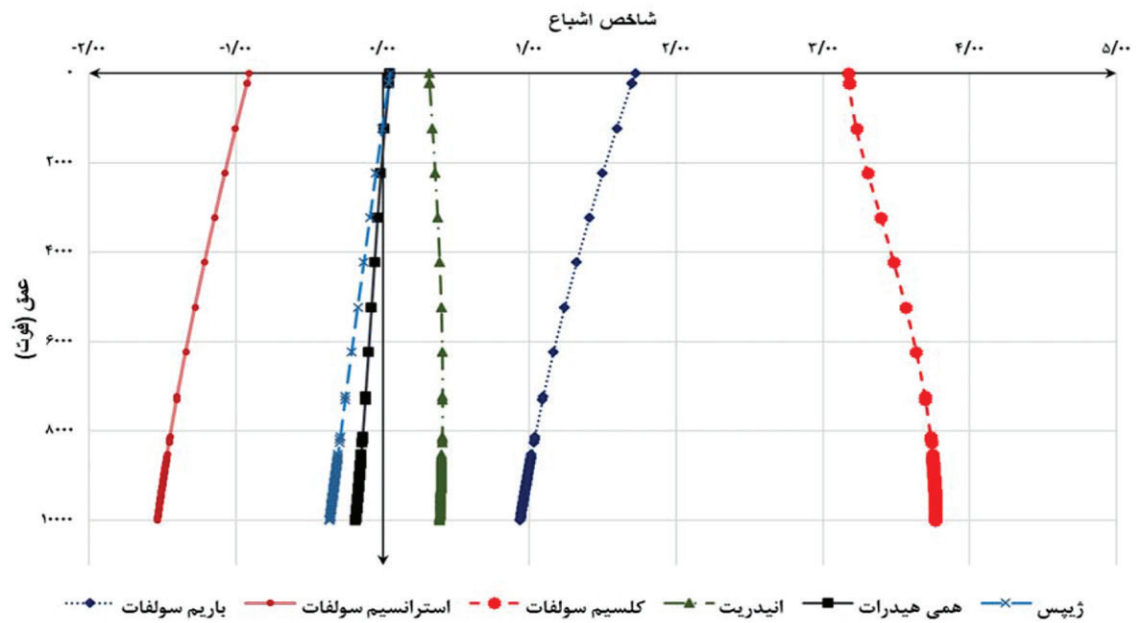
شکل ۳ تغییرات pH نسبت به عمق.



شکل ۴ تغییرات شاخص اشباع رسوبات مختلف نسبت به عمق (الف) تغییرات شاخص اشباع استرانسیم سولفات، (ب) تغییرات شاخص اشباع باریم سولفات، (ج) تغییرات شاخص اشباع کلسیم کلرید، (د) تغییرات شاخص اشباع انیدریت، (ه) تغییرات شاخص اشباع همی هیدرات، (و) تغییرات شاخص اشباع زینک.

pH محلول افزایش می‌یابد و میزان انحلال‌پذیری کلسیم کربنات کاهش و تشکیل رسوب کلسیم کربنات (کلسیت) افزایش می‌یابد (شکل ۳ (ب)، ۴ (ج) و ۵). رسوبات سولفات معمولاً رسوباتی هستند که وابستگی چندانی به تغییرات pH آب تولیدی و تزریقی ندارند. و بیشتر تابع غلظت یون‌های تشکیل دهنده این رسوبات (Ca^{2+}) و سولفات (SO_4^{2-})، شوری کل محلول (TDS) دما و فشار چاه و مخزن می‌باشد. مؤثرترین پارامتر ترمودینامیکی اثرگذار بر تشکیل این رسوبات دما می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۴ (د، ه، و) می‌توان مشاهده کرد که تنها رسوب کلسیم سولفات بدون آب (انیدریت) توانایی تشکیل در چاه مورد مطالعه را دارد. علت این امر این است که عموماً با افزایش دما از سرچاه تا ته چاه، رسوبات سولفاتی با از دست دادن آب در ساختار کریستالی آنها تمایل دارند به هم تبدیل شوند به‌طوری‌که در شکل ۴ (د)، تشکیل رسوبات به صورت انیدریت بیشتر از همی‌هیدرات و ژپیس است و حالت پایدارتری در ته چاه نسبت به ژپیس و کلسیم سولفات نیمه آبدار از خود نشان می‌دهد. حلالیت همه انواع کلسیم سولفات با افزایش دما تا حدود دمای $40^\circ C$ افزایش می‌یابد و با افزایش دما این حلالیت کاهش می‌یابد. در دماهای بالای $40^\circ C$ ، انیدریت حلالیت کمتری نسبت به رسوب ژپیس در آب دارد و تمایل بیشتری برای رسوب‌گذاری دارد [۱۷ و ۱۸]. بنابراین مطابق شکل ۴ (و) رسوب ژپیس در دماهای کمتر به میزان بسیار کمی در سطح تشکیل خواهد شد ولی انیدریت با توجه به حلالیت کم نسبت به ژپیس تمایل به رسوب‌گذاری در دماهای بالا دارد (شکل ۴ (د)). با توجه به آنالیز ارایه شده در جدول ۵ و شرایط دمایی سرچاهی و ته چاهی $99^\circ F$ و $195^\circ F$ و فشار سرچاهی و ته چاهی 400 و 2500 Psia، پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی با توجه به مدل و الگوریتم ارائه شده و نرم‌افزارهای تجاری و کاربردی OLI و Scalesoft Pitzer مقایسه و ارزیابی شد و نتایج این مقایسه در جدول ۵ ارائه گردید.

همان‌طور که می‌توان مشاهده کرد کل میزان تغییرات رسوب‌گذاری یا تغییرات اشباع برای استرانسیم سولفات از سرچاه تا ته چاه منفی می‌باشد. بنابراین، تشکیل این رسوب در چاه مورد مطالعه دور از انتظار می‌باشد. با کاهش دما از ته چاه تا سرچاه میزان رسوب باریم سولفات کاهش می‌یابد. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که اثرگذاری دما بر روی فوق اشباع‌شدگی و حلالیت باریم سولفات (باریت) بیشتر از فشار است به‌طوری‌که در سرچاه که دما کمتر است میزان حلالیت باریم سولفات کاهش و تمایل رسوب‌گذاری در سرچاه بیشتر از ته چاه است. حلالیت باریم سولفات با افزایش دما، افزایش غلظت کلراید و کاهش pH افزایش می‌یابد. مؤثرترین عامل بر روی تشکیل رسوب باریم سولفات دما می‌باشد. بنابراین آنجائی‌که در سرچاه کاهش دما و افزایش pH داریم، می‌توان انتظار داشت که میزان رسوب باریم سولفات بیشتر باشد (شکل ۳ (ب)، ۴ (ب) و ۵). همچنین میزان غلظت یون‌های باریم و سولفات برای تشکیل این رسوب به اندازه کافی می‌باشد. تشکیل این رسوب به فشار، دما، ترکیب و غلظت کاتیون‌های کلسیم و آنیون‌های بی کربنات (HCO_3) در آب، غلظت کربن دی‌اکسید (CO_2) در آب، قلیائیت، pH آب و قدرت یونی محلول بستگی دارد. در چاه‌های نفتی، تشکیل رسوبات کلسیم کربنات ناشی از آزاد شدن کربن دی‌اکسید (CO_2) از یون‌های بی کربنات (HCO_3) می‌باشد. با کاهش افت فشار یا افزایش دما، کربن دی‌اکسید از یون‌های بی کربنات آزاد می‌شود، مقدار pH محلول افزایش و میزان انحلال‌پذیری کربنات‌ها کاهش و در نتیجه تشکیل رسوب افزایش می‌یابد. بنابراین همان‌طور که در شکل ۴ (ج) می‌توان مشاهده کرد، با افزایش عمق از سرچاه تا ته چاه میزان شاخص رسوب‌گذاری افزایش می‌یابد. علت این افزایش همان‌طور که بیان شد این است که تغییرات افزایش دما در مقابل فشار بیشتر است به‌طوری‌که با افزایش دما، گاز کربن دی‌اکسید از یون‌های بی کربنات آزاد و مقدار



شکل ۵ تغییرات شاخص اشباع رسوبات مختلف نسبت به عمق.

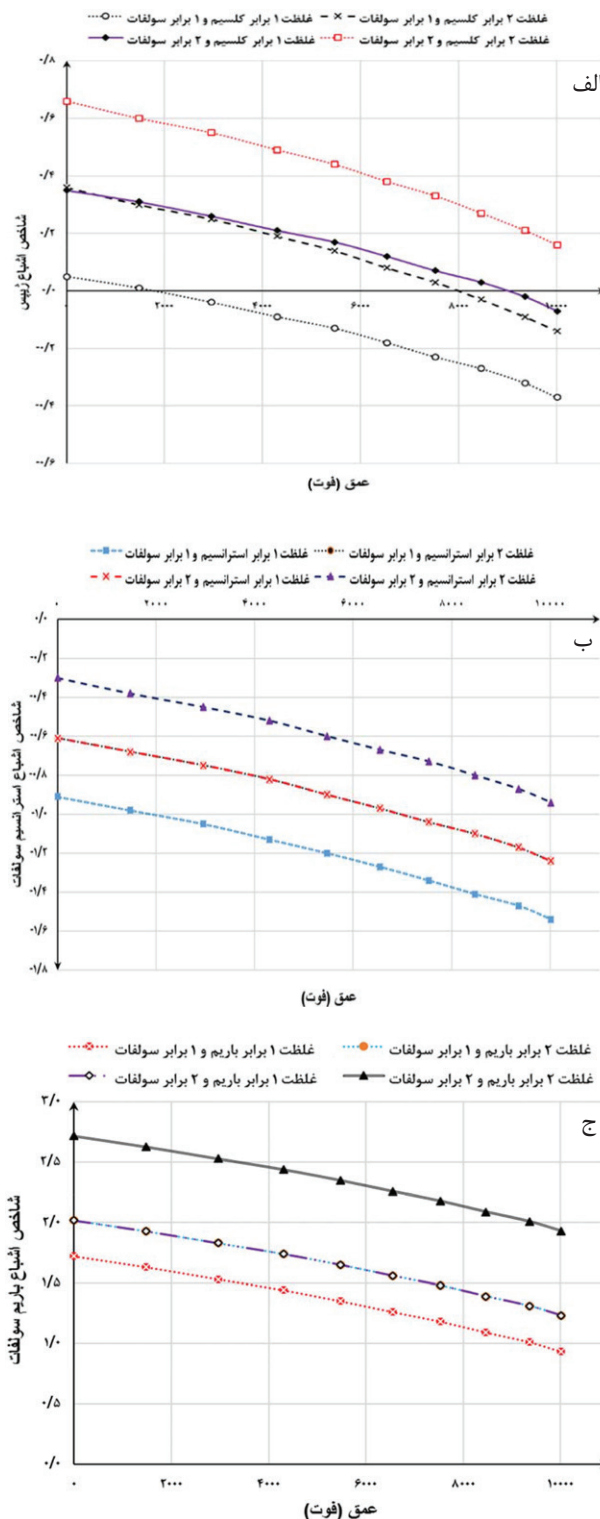
جدول ۵ مقایسه پیش‌بینی شاخص اشباع (SI) رسوبات معدنی مدل و الگوریتم ارائه شده و نرم‌افزارهای Oli ScaleChem و Scalesoft Pitzer

شرایط دمایی و فشاری چاه	نوع رسوب	مدل ارائه شده	نرم‌افزار OLI	نرم‌افزار Scalesoft Pitzer	نتایج
در شرایط سرچاه	کلسیم سولفات	۰/۳۲	۰/۱۱۲	۰/۱۱	تشکیل رسوب به علت فوق اشباع بودن سیال ($SI > 0$)
	استرانسیم سولفات	-۰/۹۴	-۰/۸۷		عدم تشکیل رسوب به علت زیر اشباع بودن سیال ($SI < 0$)
	باریم سولفات	۱/۷۲	۱/۴۰	۱/۵۰	تشکیل رسوب به علت فوق اشباع بودن سیال ($SI > 0$)
	کلسیم کربنات	۳/۱۷	۰/۹۷	۰/۶۰	تشکیل رسوب به علت فوق اشباع بودن سیال ($SI > 0$)
در شرایط ته چاه	کلسیم سولفات	۰/۳۹	۰/۲۱	۰/۵۶	تشکیل رسوب به علت فوق اشباع بودن سیال ($SI > 0$)
	استرانسیم سولفات	-۱/۵۴	-۰/۹۶۵	-۱/۰۲	عدم تشکیل رسوب به علت زیر اشباع بودن سیال ($SI < 0$)
	باریم سولفات	۰/۹۳	۰/۷۲	۰/۹۶	تشکیل رسوب به علت فوق اشباع بودن سیال ($SI > 0$)
	کلسیم کربنات	۳/۷۵	۱/۴۷	۰/۶۷	تشکیل رسوب به علت فوق اشباع بودن سیال ($SI > 0$)

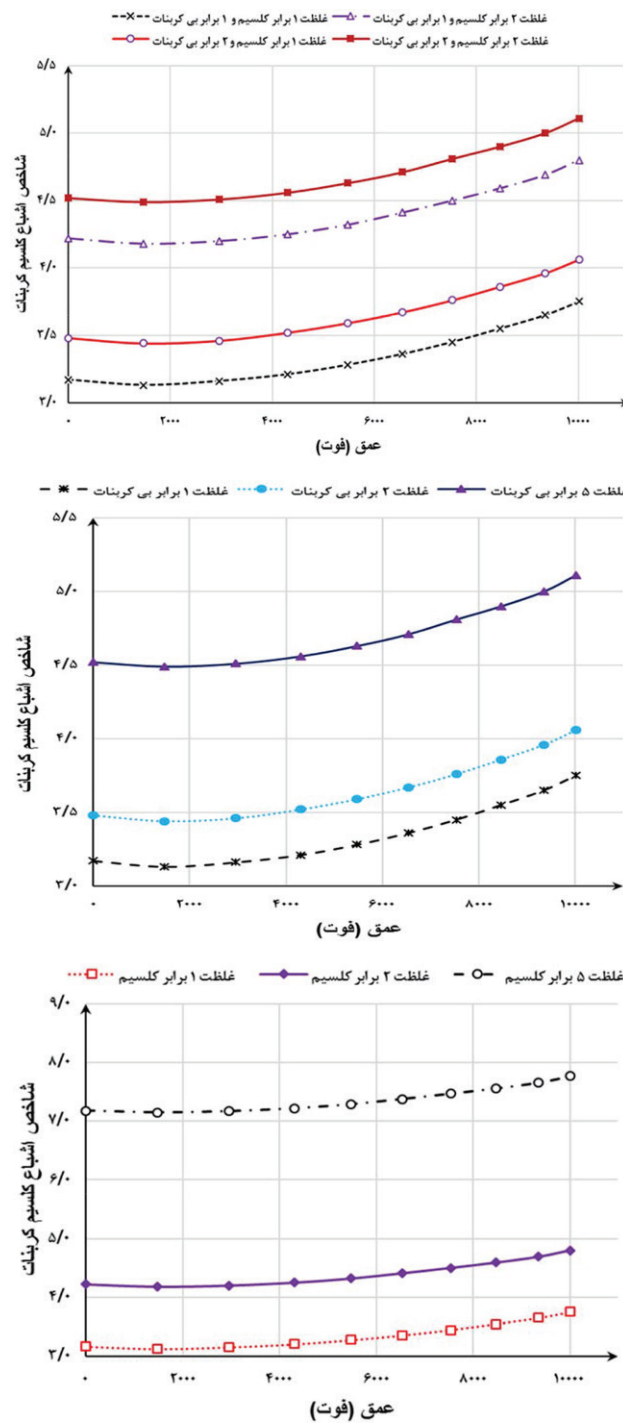
یون‌های فعال در تشکیل رسوبات معدنی با تغییرات شرایط ترمودینامیکی دما و فشار در اعماق مختلف چاه مطابق با مارچینگ الگوریتم و مدل بگز و بریل خواهیم پرداخت. نتایج به‌دست آمده از این مدل در شکل‌های ۶ و ۷ نشان می‌دهد که با تغییر غلظت یون‌های سولفات، کلسیم، استرانسیم و باریم میزان شاخص اشباع برای رسوبات سولفاتی با تغییرات فشار و دما نسبت به عمق (TVD) تغییر می‌کند.

نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه مورد مطالعه با مدل الگوریتم ارائه شده و نرم‌افزارهای تجاری نشان دهنده بالابودن دقت و کارایی این مدل و الگوریتم می‌باشد و نتایج یکسانی برای پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی حاصل گردید.

بررسی تغییرات و حساسیت‌سنجی بر روی یون‌های مؤثر در تشکیل رسوبات معدنی
در این بخش به بررسی اثرگذاری غلظت انواع



شکل ۶ تغییرات شاخص اشباع رسوبات سولفاتی با تغییر غلظت یون‌های سولفات، کلسیم، استرانسیم و باریم نسبت به عمق (الف) تغییرات شاخص اشباع ژپس، (ب) تغییرات شاخص اشباع استرانسیم سولفات، (ج) تغییرات شاخص اشباع باریم سولفات.



شکل ۷ تغییرات شاخص اشباع رسوب کلسیم کربنات (کلسیت) با تغییر غلظت یون‌های کلسیم و بی کربنات نسبت به عمق.

دو برابر شدن غلظت یون‌های سولفات، کلسیم، استرانسیم و باریم در ترکیب آب تولیدی و حرکت سیال از ته چاه به سرچاه، میزان تشکیل رسوبات معدنی برای سه رسوب سولفاتی (کلسیم سولفات، باریم سولفات و استرانسیم) افزایش می‌یابد. شکل ۷ تغییرات غلظت یون‌های کلسیم و بی کربنات را نشان می‌دهد. همان‌طور که از شکل ۷ (الف)

همان‌طور که در شکل ۶ (الف) مشاهده می‌شود در تشکیل رسوب کلسیم سولفات تأثیر یون سولفات بیشتر از یون کلسیم است. در شکل ۶ (ب) و (ج) در تشکیل رسوب استرانسیم سولفات و باریم سولفات میزان اثرگذاری غلظت هر سه یون سولفات، استرانسیم و باریم بر روی تشکیل رسوب استرانسیم سولفات و باریم سولفات به یک اندازه است. با

مشاهده می‌شود با افزایش غلظت یون بی کربنات و کلسیم با هم میزان تشکیل رسوب بیشتر از حالت‌های دیگر است. همچنین مطابق شکل ۷ (ب و ج) مقدار شاخص رسوب نسبت به تغییر غلظت یون کلسیم تغییرات بیشتری دارد، بنابراین در تشکیل رسوب کلسیم کربنات اثر یون کلسیم مؤثرتر از یون بی کربنات و یون تعیین کننده تشکیل رسوب کلسیم کربنات، یون کلسیم است.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش با استفاده از روش اوده و تامسون و همچنین مارچینگ الگوریتم، تغییرات ترمودینامیکی دما و فشار چاه و همچنین، میزان pH آب تولیدی از چاه را می‌توان به صورت درجا به شاخص رسوب‌گذاری مرتبط کرده و در هر نقطه از چاه به آسانی با این روش میزان شاخص رسوب‌گذاری را برای هر نوع رسوب معدنی پیش‌بینی کرد. برخلاف روش‌های قبلی و نرم‌افزارهای تجاری می‌توان با حداقل داده‌های تولیدی از چاه و خواص فیزیکی-شیمیایی آب مخزن پیش‌بینی سریع‌تر و مناسب‌تری از وضعیت رسوب‌گذاری در چاه تولید داشت و خسارت ناشی از تشکیل این رسوبات را به حداقل رساند. نتایج حاصل از این روش بر روی یکی از چاه‌های نفتی مناطق نفت خیز جنوب نشان دهنده کارایی این روش می‌باشد. همچنین در این پژوهش، مدل ارائه شده با نتایج نرم‌افزارهای تجاری و کاربردی OLI و Scalesoft Pitzer مقایسه و ارزیابی گردید. نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه مورد مطالعه با مدل ارائه شده

و نرم‌افزارهای تجاری نشان دهنده بالابودن دقت و کارایی این مدل و الگوریتم می‌باشد و نتایج یکسانی برای پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی حاصل گردید. مطابق این روش، با افزایش عمق از سطح شاخص رسوب‌گذاری برای رسوبات کلسیم سولفات نیمه آب دار (همی‌هیدرات) و استرانسیم سولفات در طول چاه تقریباً در تمام عمق‌ها منفی است و در نتیجه می‌توان گفت که این رسوبات در اعماق مختلف در این چاه تشکیل نخواهد شد. کلسیم سولفات آب‌دار (ژپیس) نیز تقریباً همین شرایط را دارا می‌باشد، اما در نزدیکی سطح چاه شاخص اشباع این رسوب مثبت و کمی بزرگتر از صفر شده است که نشان دهنده احتمال تشکیل کم این رسوب در این محدوده‌ی عمقی است. برای رسوبات انیدریت، باریم سولفات و کلسیم کربنات همانطور که از نمودارها مشخص است، شاخص اشباع همواره مثبت است که نشان دهنده تشکیل این رسوبات در چاه می‌باشد. بنابراین با توجه به بررسی‌های انجام شده برای این چاه احتمال تشکیل رسوب کلسیم کربنات، انیدریت و باریم سولفات وجود دارد که باید با در نظر گرفتن روش‌های مناسب همچون مواد بازدارنده رسوب‌گذاری از تشکیل این رسوبات در چاه تا حد امکان جلوگیری شود تا با مشکلات اقتصادی که ممکن است باعث کاهش تولید چاه و نیاز به عملیات اسیدکاری و تعمیر چاه که هزینه‌های اقتصادی زیادی را به چاه تحمیل می‌کند، جلوگیری کرد.

مراجع

- [۱] بیژنی م. و خامه‌چی ا. (۱۳۹۸) «بررسی و پیش‌بینی پتانسیل خوردگی و رسوب‌گذاری در خطوط لوله انتقال پساب و لوله‌های مغزی چاه تزریق پساب واحد نمک‌زدایی رگ سفید»، پژوهش نفت، ۲۹: صفحات ۱۰۶-۱۱۹.
- [2]. Langelier WF(1936) The analytical control of anti-corrosion water treatment, Journal-American Water Works Association, 28: 1500-1521.
- [3]. Stiff Jr HA, Davis LE (1952) A method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate, Journal of Petroleum Technology, 4: 213-216.
- [4]. Vetter O, Kandarpa V (1980) Prediction of CaCO₃ scale under downhole conditions, In: SPE Oilfield and

Geothermal Chemistry Symposium, Society of Petroleum Engineer.

[5]. Valone FW, Skillern KR (1982) An improved technique for predicting the severity of calcium carbonate, In: SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium, Society of Petroleum Engineers.

[6]. Oddo JE, Tomson MB (1982) Simplified calculation of CaCO_3 saturation at high temperatures and pressures in brine solutions, *Journal of Petroleum Technology*, 34, 1: 581-590.

[7]. Bijani M, Khamehchi E (2019) Optimization and treatment of wastewater of crude oil desalting unit and prediction of scale formation, *Environmental Science and Pollution Research*, 26: 25621-25640.

[8]. Abouie A, Korrani AKN, Shirdel M, Sepehrnoori K (2017) Comprehensive modeling of scale deposition by use of a coupled geochemical and compositional wellbore simulator, *SPE Journal*, 22, 1: 225-221, 241.

[9]. Shirdel M (2013) Development of a coupled wellbore-reservoir compositional simulator for damage prediction and remediation.

[10]. Shuler PJ, Daniels EJ, Burton L, Chen H-J (2000) Modeling of scale deposition in gas wells with very saline produced water, In: CORROSION 2000, NACE International.

[11]. Oddo J, Tomson M (1994) Why scale forms in the oil field and methods to predict it. *SPE Production & Facilities*, 9: 47-54.

[۱۲] دادوند کوهی ا. و اردکانی ح (۱۳۹۴) "پیش‌بینی تشکیل رسوبات سولفات‌ها و کربنات‌ها در اثر تزریق آب دریا

به مخزن نفتی سیری"، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز؛ ۷۱-۶۴.

[13]. Standard A. D 4328-97 Standard Practice for Calculation of Supersaturation of Barium Sulfate, Strontium Sulfate, and Calcium Sulfate Di-hydrate (Gypsum) in Brackish Water, Seawater and Brines.

[14]. Arnórsson S (1989) Deposition of calcium carbonate minerals from geothermal waters— theoretical considerations, *Geothermics*, 18: 33-39.

[15]. He S, Kan A, Tomson M, Oddo J (1997) A new interactive software for scale prediction, control, and management, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

[17]. Moghadasi J, Jamialahmadi M, Müller-Steinhagen H, Sharif A (2004) Formation damage due to scale formation in porous media resulting from water injection, In: SPE international symposium and exhibition on formation damage control, Society of Petroleum Engineer.

[18]. Moghadasi J, Jamialahmadi M, Müller-Steinhagen H, Sharif A, Ghalambor A, Izadpanah MR, Motaie E (2003) Scale formation in Iranian oil reservoir and production equipment during water injection, In: International Symposium on Oilfield Scale, Society of Petroleum Engineers.



Providing a Method for Predicting the Scale Formations Related to Changes in Temperature and Pressure of Production Wells Using the Marching Algorithm: A Case Study of One of the Wells in the Southwest of Iran

Ehsan Khamehchi*, Alireza Dolatiari and Masoud Bijani

Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic), Tehran, Iran

Khamehchi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4170.2889

Received: May/13/2020

Accepted: September/13/2020

Introduction

Scale formation in the presence of water is a common problem in most industries, including the oil and gas industry. The formation water is located in underground reservoirs near the oil due to the difference in density; it is located under the oil layer. Water droplets are saturated among the oil molecules in the oil layer. The precipitation formed is generally called scales. Water is rarely inactive. This makes it possible for deposits to create and settle on the walls of pipes and wells [1].

Since in this study, Oddo and Tomson method [2] has been used to calculate the saturation index, first briefly reviewing the history of researches, developed and presented models for saturation index, and finally deal with the formation of scale in porous media, wells, and pipelines. In the modeling and working method section, the model presented by Oddo and Tomson and the algorithms used in this study will be discussed in detail. Previous studies in the field of modeling the prediction of scale deposits formation in different conditions in wells and pipes are presented in Table 1.

Table 1 Review of the history of scale deposition modeling and precipitation in different conditions in pipes and wells

Authors	Year	Strengths	Weaknesses
Bijani and Khamehchi [3]	2019	Simultaneous laboratory forecasting and simulation at temperature, pressure and reservoir environment	Ignoring dynamic conditions at the core scale
Abouie et al.[4]	2017	Use numerical methods in determining the flow pattern, detailed examination of reactions with Phreeqc software	Failed to provide the calculation method of the particle concentration profile along the well
Stiff and Davies [5]	1952	An index was provided to investigate and predict the possibility of deposit formation	Ignoring pressure impact on K-value parameter

Calculation Algorithm

According to the above, to model the process of scale formation in the well column, the equations of saturation index and thermodynamic equilibrium and the equations related to temperature distribution and transfer and pressure drop must be solved. For this basis, the algorithm in Fig. 1 is used. This calculation algorithm is related to a time step. In the next time steps, the initial conditions and physical and chemical properties of the fluid entering the well, such as ionic changes, viscosity, and density, are fixed and do not change. But thermodynamic conditions such as pressure and temperature change in proportion to the depth of the well.



Fig. 1 Calculation algorithm for calculation saturation index in the well.

Results and Discussion

In Fig. 2 (a-f) the saturation index for different scales at different depths from the beginning to the end of the well is shown. As can be seen in Fig. 2 (a), the total amount of saturation index changes for strontium sulfate from the beginning to the end of the well is negative. Therefore, the formation of this scale in the studied well is far from expected.

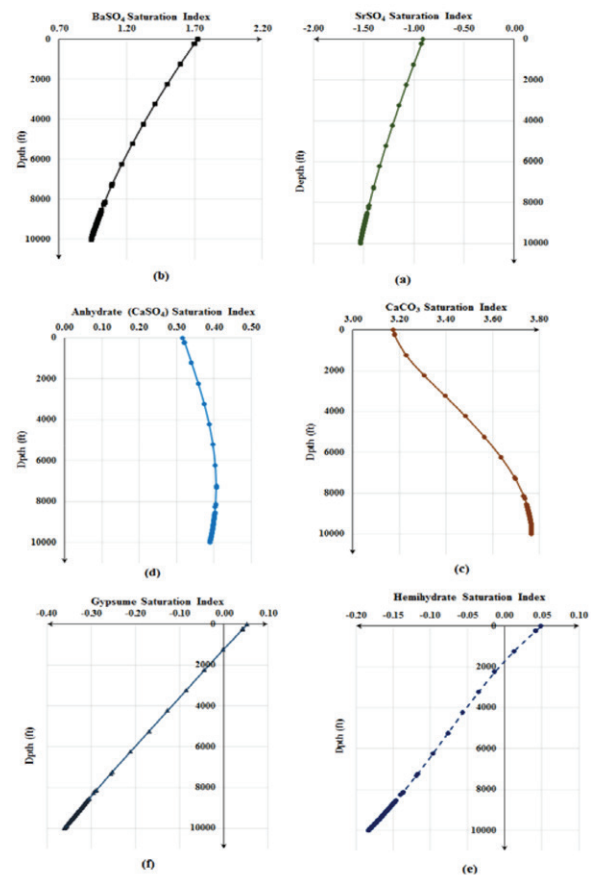


Fig. 2 Saturation index changes for different scales versus depth. (a) Strontium sulfate, (b) Barium sulfate, (c) calcium carbonate, (d) anhydrite, (e) hemihydrate (f) gypsum.

In Fig. 2 (b) the saturation index for Barium sulfate (BaSO_4) scale with change true vertical depth (TVD) from the beginning to the end of the well is shown. Barium sulfate formation decreases with a decrease in temperature from the bottom of the well to the beginning. Therefore, it can be concluded that the effect of temperature on supersaturation and barium sulfate solubility is higher than the pressure. The solubility of barium sulfate decreases, and the tendency of scale formation at the beginning of the well is higher than the bottom of the well. The solubility of barium sulfate increases with increasing temperature, increasing chloride concentration, and decreasing pH. The most effective factor in the formation of the scale of barium sulfate is temperature. Therefore, since we have a drop in temperature and an increase in pH at the beginning of the well and shallow depths, we can expect that the amount of barium sulfate deposition is higher (Fig. 2 (b)). Also, the concentration of barium and sulfate ions is sufficient for the formation of this scale. Calcium carbonate scale formation depends on the pressure, temperature, composition, and concentration of calcium cations and bicarbonate anions in water. Also, the concentration of carbon dioxide in water, alkalinity, water pH, and ionic strength of the solution is effective on scale formation. In oil wells, the

formation of calcium carbonate scales is due to the release of carbon dioxide from bicarbonate ions. As the pressure drop decreases or the temperature increases, carbon dioxide is released from the bicarbonate ions, the pH of the solution increases, the solubility of the carbonates decreases, and scale formation increases. Therefore, as seen in Fig. 2 (c), with increase in depth from the well to the bottom, the amount of saturation index increases. The reason for this increase, as stated, is that the changes in temperature increase are higher than the pressure. As the temperature increases, carbon dioxide from free bicarbonate ions, and the pH value of the solution increases, and the solubility of calcium carbonate decreases, and the formation of calcium

carbonate scale increases.

As shown in Fig. 2 (d, e and f), only anhydrous calcium sulfate scale (anhydrite) can form with change true vertical depth (TVD) from the beginning to the end in the well under study. Because generally with increasing temperature from the beginning of the well to the bottomhole as true vertical depth (TVD) sulfate sediment wells tend to transform with each loss of water so that in Fig. 2 (d), scale of gypsum will be formed at a minimal amount below the surface at lower temperatures, but anhydrite due to low solubility in comparison with gypsum tends to scale formation at high temperatures.

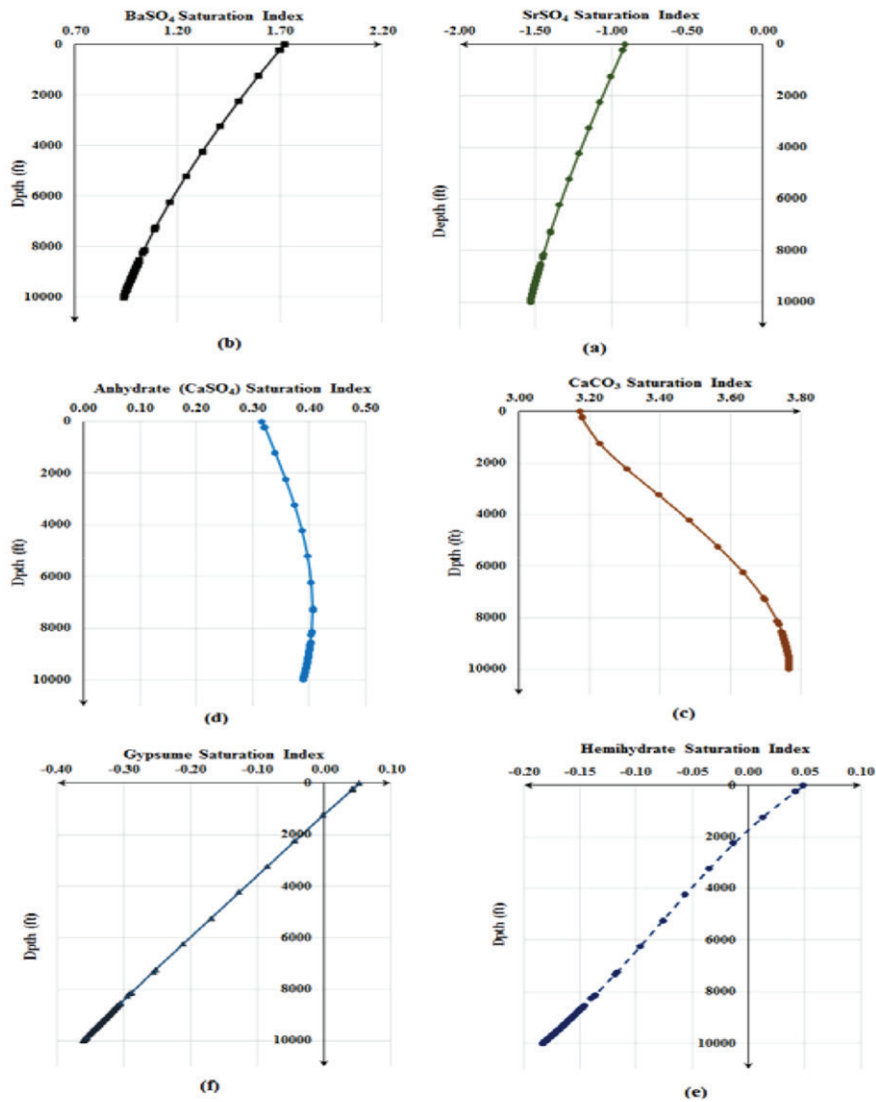


Fig. 2 Saturation index changes for different scales versus depth. (a) Strontium sulfate, (b) Barium sulfate, (c) calcium carbonate, (d) anhydrite, (e) hemihydrate (f) gypsum.

Conclusions

In this research, using the Oddo and Tomson method as well as the marching algorithm, thermodynamic changes of well temperature and pressure and the pH of water produced from well in situ are related to saturation index and efficiently anywhere in the well with this method. Predicted the amount of saturation index for each type of mineral scale. Unlike previous methods and commercial software, with minimal production data from wells and physicochemical properties of reservoir water, it is possible to more quickly and more accurately predict the deposition status of production wells and minimize the damage caused by the formation of these scales. This method's results on one of the oil wells in the oil-rich areas of the south showed the efficiency of this method. This method, with increasing depth from the level of saturation index for semi-aqueous calcium sulfate (hemihydrate) and strontium sulfate scales along the well, is negative at almost all depths. As a result, it can be said that these scales will not form at different depths in this well. Aqueous calcium sulfate (gypsum) has almost the same conditions. Still, near the surface of the well, the saturation index of this scale is positive and slightly larger than the scale, which indicates the possibility of low formation of this scale in this depth range. For anhydrite, barium sulfate, and calcium carbonate scales, as shown in the graphs, the saturation index is always positive, indicating the formation of these scales in the well. Therefore, according to the studies performed for this well, there is a possibility of the formation of calcium carbonate, anhydrite and barium sulfate scales, which should be prevented as

much as possible by considering appropriate methods such as scale inhibitors. To avoid economic problems that may reduce well production and the need for acidizing and well repair operations that impose high economic costs on the well.

References

1. Bijani M, Khamsehchi E (2019) Investigation and prediction of corrosion and scaling tendency in wastewater pipelines and tubings of disposal wells of Rag-e-Safid crude-oil desalting unit Petroleum Research, 106:106-119.
2. Bijani M, Khamsehchi E (2019) Investigation and prediction of corrosion and scaling tendency in wastewater pipelines and tubings of disposal wells of Rag-e-Safid crude-oil desalting unit Petroleum Research, 106:106-119.
3. Oddo J, Tomson M (1994) Why scale forms in the oil field and methods to predict it. SPE Production and Facilities, 9:47-54.
4. Bijani M, Khamsehchi E (2019) Optimization and treatment of wastewater of crude oil desalting unit and prediction of scale formation. Environmental Science and Pollution Research, 26:25621-25640.
5. Abouie A, Korrani AKN, Shirdel M, Sepehrnoori (2017) Comprehensive modeling of scale deposition by use of a coupled geochemical and compositional wellbore simulator. SPE Journal, 22:1,225-221,241.
6. Stiff Jr HA, Davis LE (1952) A method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate. Journal of Petroleum Technology; 4:213-216.