

پیش‌بینی نیم‌رخ حداکثر تشکیل آسفالتین در مسیر چاه با استفاده از مدل MMFH

سیدعلی موسوی دهقانی

پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۲/۹/۱۹ تاریخ پذیرش: ۹۳/۷/۱۶

چکیده

آسفالتین به عنوان قطبی‌ترین و سنگین‌ترین جزء موجود در ترکیبات هیدروکربنی است که با به‌هم خوردن شرایط تعادلی آن در یک ترکیب نفتی در اثر تغییر عواملی همانند دما، فشار و ترکیب سیال، از فاز هیدروکربنی جدا شده و فاز آسفالتین را تشکیل می‌دهد. در این کار سعی شده است رفتار دینامیکی آسفالتین در ستون چاه با رویکرد شبه دینامیکی برای سه نمونه نفت ایران پیش‌بینی گردد. برای انجام این کار دستیابی به یک نمودار مرجع مستقل از رفتار دینامیکی سیالات چند فاز در ستون چاه هدف اصلی است. با پیش‌بینی نمودار فشار اشباع در مسیر جریان سیال در ستون چاه در بازه دمایی ته‌چاه تا سرچاه یا تفکیک‌گر سرچاهی، محدوده متغیرهای عملیاتی دما و فشار را برای پیش‌بینی حداکثر تشکیل آسفالتین در مسیر چاه مشخص می‌گردد. با انجام این کار در حقیقت می‌توان در دما و فشارهای مشخص، که همان فشار اشباع در هر دما است محل تشکیل حداکثری آسفالتین را در مسیر چاه پیش‌بینی کرد. در این جا با استفاده از مدل پلیمری MMFH این کار انجام می‌گیرد.

کلمات کلیدی: آسفالتین، سیال مخزن هیدروکربنی، مدل MMFH، تئوری محلول‌های پلیمری، ستون چاه

مقدمه

و آسفالتین در ترکیبات نفتی، به‌هم خورده و در نتیجه ذرات جامد آسفالتین تشکیل شده و با گذشت زمان و طی مراحل رشد وارد مرحله جذب سطحی و نشست ثقلی خواهند شد. کنترل و رفع رسوبات تشکیل شده در بعضی مواقع غیر ممکن بوده و در صورت امکان هزینه‌های گزافی را خواهد داشت [۱-۵]. با توجه به هزینه‌های بالای پدیده تشکیل و رسوب آسفالتین در ترکیبات نفتی (از مخزن تا تاسیسات فرآورش نفت) و نیز هزینه‌های بالای مربوط به انجام آزمایش‌های دما و فشار بالا برای تعیین رفتار فازی آسفالتین در شرایط مخزن و یا شرایط تولیدی در چاه، مجهز شدن به ابزاری

تشکیل، جذب و رسوب آسفالتین در مخزن، ستون چاه، خطوط لوله انتقال، تاسیسات سرچاهی، تجهیزات فرآورش نفت خام و مخازن ذخیره نفت یکی از مهمترین معضلات صنعت نفت در زمینه رسوبات آلی می‌باشد. به علت تغییر در شرایط عملیاتی و محیطی مانند تغییر در ترکیب نفت خام ناشی از تزریق و یا تولید، تغییر درجه حرارت و تغییر در فشار (در اثر تزریق یا تولید) تعادل ترمودینامیکی مواد سنگین آلی نظیر آسفالت

نمودار حداکثر تشکیل، می‌توان این میزان را در طول مسیر چاه بررسی کرده و شرایط بهینه برای قرار نگرفتن در محدوده‌های مورد نظر را کنترل کرد.

با فرض برقراری تعادل و برگشت پذیری در زمان تشکیل فاز جدید آسفالتین، می‌توان با استفاده از روابط ترمودینامیک کلاسیک، رفتار فازی آسفالتین و نیز فاز هیدروکربنی را پیش بینی نمود. در این دیدگاه مدل‌های مختلفی از جمله مدل جامد و مدل‌های پلیمری پیشنهاد شده‌اند که عملکرد این دو نوع از مدل‌های ترمودینامیکی در مراجع دیگر بررسی شده است [۶-۱۷].

در این کار از مدل میلر-اصلاح شده فلوری-هاگینز^۲ جهت پیش‌بینی رفتار فازی آسفالتین استفاده شده است [۱۶، ۱۷]. این کار به نوعی مدل حلالیت بر اساس تئوری محلول‌های پلیمری می‌باشد. این تفاوت که دو اصلاحیه در جملات آن انجام شده است. این اصلاحیه‌ها در تئوری فلوری-هاگینز که اساس محاسبات در مدل حلالیت است صورت گرفته است. اصلاحیه اول بر روی جمله مربوط به پارامتر باقیمانده (Residual) که جمله تغییرات آنتالپی را در بر دارد انجام شده و اصلاحیه دوم بر روی جمله مربوط به پارامتر ترکیبی (Combinatorial) که جمله تغییرات آنتروپی را شامل می‌شود، صورت گرفته است [۱۶ و ۱۷].

اصلاحیه انجام شده دوم بر روی مدل تصحیح شده فلوری-هاگینز با جایگزینی رابطه آنتروپی ارائه شده توسط میلر [۱۸]، به جای رابطه قبلی ترم آنتروپی انجام شده است [۱۶ - ۱۹]:

$$\Delta \bar{S}_1 = -R \left\{ \ln \phi_1 - \frac{z}{2} \ln \left[1 - \frac{z}{2} \left(1 - \frac{v_1}{v_2} \right) \phi_2 \right] \right\} \quad (۱)$$

در این روابط ϕ_1 و ϕ_2 به ترتیب کسر حجمی حل شونده و حلال، v_1 و v_2 به ترتیب حجم مولی حل

برای پیش‌بینی رفتار فازی آسفالتین در فرآیندهای مختلف از تولید نفت در مخزن تا فراورش نفت (در شرایط استاتیکی و دینامیکی) امری لازم و ضروری به نظر می‌رسد.

با توجه به این که یکی از مهمترین مشکلات رایج در فرآیند تولید از چاه‌های نفتی، تشکیل و رسوب آسفالتین در مسیر تولیدی چاه می‌باشد همچنین با توجه به هزینه‌های بسیار زیاد مربوط به کنترل و رفع رسوب آسفالتین و هزینه‌های مربوطه به کاهش میزان تولید در این مورد، پیش‌بینی محدوده عملیاتی تشکیل این مشکل، یکی از بهترین و موثرترین راه‌های کاهش این نوع هزینه‌ها خواهد بود. پیچیدگی رفتار فازی آسفالتین و ماهیت دینامیکی این موضوع باعث ایجاد مشکلات فراوانی در انجام پیش‌بینی رفتار فازی آسفالتین در شرایط دینامیک ستون چاه می‌گردد. پیش‌بینی این رفتار پیچیده به صورت شبه‌دینامیکی کمک موثری در حل مسئله خواهد بود. در این مطالعه سعی شده است با توجه به اصول بنیادین ترمودینامیکی و دینامیکی رفتار سیال در ستون چاه راه حل موثری جهت پیش‌بینی رفتار فازی آسفالتین در شرایط دینامیکی ارائه گردد.

مشاهدات میدانی، آزمایشگاهی و نیز تئوری در مراجع مختلف نشان دهنده حداکثر میزان ناپایداری آسفالتین در نقطه حباب^۱ می‌باشد؛ به عبارتی حداقل حلالیت آسفالتین در یک نمونه نفتی در نقطه حباب خواهد بود. با این بیان با داشتن فشار نقطه حباب در مسیر دمایی چاه می‌توان حداکثر تشکیل آسفالتین در این مسیر را پیش‌بینی کرد. برای این منظور در فاصله نیم‌رخ دمایی چاه که دمایی بین دمای ته چاه و دمای سرچاه یا دمای تفکیک‌گر سرچاهی می‌باشد می‌توان نقاط حباب سیال نفتی را محاسبه کرد و سپس در هر دما و فشار (که فشار اشباع در آن دما می‌باشد) میزان تشکیل آسفالتین، که حداکثر میزان تشکیل آسفالتین خواهد بود، را محاسبه کرد. با داشتن

1. Bubble Point

2. Miller-Modified Flory-Huggins (MMFH)

$$\Delta\mu_a^A = 0 \quad (۴)$$

با در نظر گرفتن این رابطه و تلفیق معادلات تغییر پتانسیل شیمیایی و تعادلات فازی رابطه زیر به دست می‌آید:

$$\frac{\Delta\mu_a^L}{RT} = \frac{v_a(1-\phi_a^L)^2}{RT} [(\delta_a - \delta_L)^2 + 2l_{al}\delta_a\delta_L] + \left\{ \ln \phi_a^L - \frac{z}{2} \ln \left[1 - \frac{2}{z} \left(1 - \frac{v_a}{v_L} \right) (1 - \phi_a^L) \right] \right\} = 0 \quad (۵)$$

با فرض این‌که میزان آسفالتین در فاز مایع (کسر مولی آسفالتین در فاز نفتی) نسبت به سایر اجزا مقدار کوچکی است، یعنی $\phi_a^L < 1$ ، رابطه فوق ساده شده و کسر حجمی آسفالتین از رابطه زیر قابل تعیین خواهد بود:

$$\phi_a^L = \exp \left\{ \frac{z}{2} \ln \left[1 - \frac{2}{z} \left(1 - \frac{v_a}{v_L} \right) \right] - \frac{v_a}{RT} [(\delta_a - \delta_L)^2 + 2l_{al}\delta_a\delta_L] \right\} \quad (۶)$$

با استفاده از این رابطه رفتار فازی آسفالتین در شرایط مخزن (تولید و یا تزریق گاز، حلال و رسوب دهنده) قابل پیش‌بینی خواهد بود.

روند انجام محاسبات

در ابتدا با داشتن داده‌های آزمایشگاهی استاتیکی مربوط به اثر فشار بر روی میزان تشکیل آسفالتین برای سه نمونه از مخازن نفتی ایران، پارامترهای مدل MMFH برای این سه نمونه محاسبه می‌شود. در فاصله دمایی مخزن تا دمای سطح (حدود ۶۰ تا ۷۰ °F) نقاط فشاری اشباع در دماهای مذکور محاسبه می‌گردد. با داشتن دما و فشار اشباع در آن دما، میزان تشکیل آسفالتین که بیشترین میزان برای هر نمونه خواهد بود محاسبه می‌گردد. با این روش می‌توان مستقل از الگوهای جریانی و مستقل از نیم‌رخ فشاری و دمایی در ستون چاه، نیم‌رخ حداکثر تشکیل آسفالتین را پیش‌بینی کرد. با داشتن این نیم‌رخ کاربر می‌تواند مقایسه‌ای بین این فشار و فشار سیال در مسیر چاه انجام دهد و نهایتاً بدترین حالت از نقطه نظر تشکیل آسفالتین در هر نقطه از ستون چاه را پیش‌بینی و بررسی نماید.

شونده و حلال و z عدد کئوردیناسیون می‌باشند. این عدد نشان‌دهنده تعداد مولکول‌هایی است که یک مولکول مرکزی را احاطه کرده‌اند. در واقعیت هم تعداد مولکول‌های اطراف مولکول مرکزی آسفالتین نیز مهم بوده و به نحوی باید در مدل‌سازی‌ها مد نظر قرار می‌گرفت که در این مدل وارد شده است. تغییر پتانسیل شیمیایی ناشی از این دو اصلاحیه به‌صورت رابطه زیر خواهد بود:

$$\Delta\mu_a = v_a(\phi_L)^2 [(\delta_a - \delta_L)^2 + 2l_{al}\delta_a\delta_L] + RT \left\{ \ln \phi_a - \frac{z}{2} \ln \left[1 - \frac{2}{z} \left(1 - \frac{v_a}{v_L} \right) \phi_L \right] \right\} \quad (۲)$$

در این رابطه α و L به ترتیب فاز آسفالتین و فاز نفت بدون آسفالتین، δ پارامتر حلالیت، v حجم مولی، ϕ کسر حجمی و l_{al} پارامتر متقابل دو جزئی بین آسفالتین و نفت می‌باشند. توزیع آسفالتین در فاز غنی از آسفالتین و فاز مایع از برابر قرار دادن پتانسیل‌های شیمیایی آن در این فازها حاصل می‌شود. به عبارت دیگر:

$$\Delta\mu_a^L = \Delta\mu_a^A \quad (۳)$$

که در آن $\Delta\mu_a^L$ تغییر پتانسیل شیمیایی آسفالتین در فاز مایع و $\Delta\mu_a^A$ تغییر پتانسیل شیمیایی آسفالتین در فاز غنی از آسفالتین نسبت به یک مرجع استاندارد می‌باشند.

اگرچه مشاهدات آزمایشگاهی و میدانی نشان می‌دهند که در فاز رسوب کرده جامد ترکیبات دیگری غیر از آسفالتین نیز وجود دارند اما در شرایطی که برای تشکیل رسوب آسفالتین مناسب هستند مانند دما و فشار، علاوه بر این که اولین اجزای خارج شده از فاز محلول ذرات آسفالتین می‌باشند، عمده رسوب به وجود آمده نیز آسفالتین می‌باشد؛ به عبارتی فرض آسفالتین خالص فرض دور از واقعیتی نیست. این موضوع توسط محققین در مدل‌سازی رسوب آسفالتین نیز مدنظر قرار گرفته است. Hirschberg و همکاران فرض کردند که فاز آسفالتین خالص بوده و تنها حاوی آسفالتین می‌باشد [۱]. با این فرض خواهیم داشت:

نتایج و بحث

آزمایشگاهی میزان تشکیل آسفالتین نسبت به فشار در دمای مخزن و به کارگیری روش تبرید شبیه سازی شده پارامترهای مدل تنظیم شده اند. نتایج این کار برای سه نمونه مورد استفاده در این تحقیق در جدول ۲ آورده شده است.

نتایج آزمایشگاهی و نتایج مدل جامد و مدل MMFH مربوط به اثر فشار بر میزان تشکیل آسفالتین در سه نمونه مورد آزمایش در شکل های ۱ تا شکل ۳ نشان داده شده است.

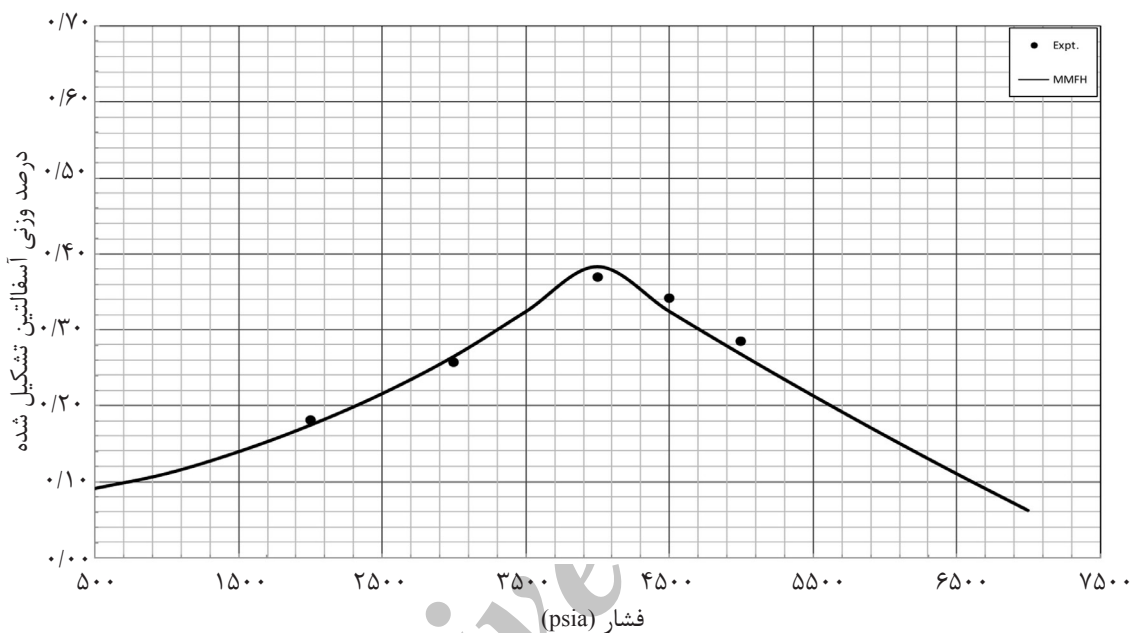
در این بخش نتایج تطابق مدل MMFH با داده های آزمایشگاهی تشکیل آسفالتین در سه نمونه واقعی از مخازن نفتی ایران آورده شده است. ترکیب درصد سیال مخزن برای سه نمونه مورد استفاده در این تحقیق در جدول ۱ آورده شده است. حجم مولی آسفالتین، پارامتر حلالیت آسفالتین، ضریب برهم کنش آسفالتین با نفت و نیز عدد کئوردیناسیون آسفالتین به عنوان پارامترهای قابل تنظیم مدل می باشند. با استفاده از داده های

جدول ۱- ترکیب درصد نمونه های مورد استفاده در این تحقیق

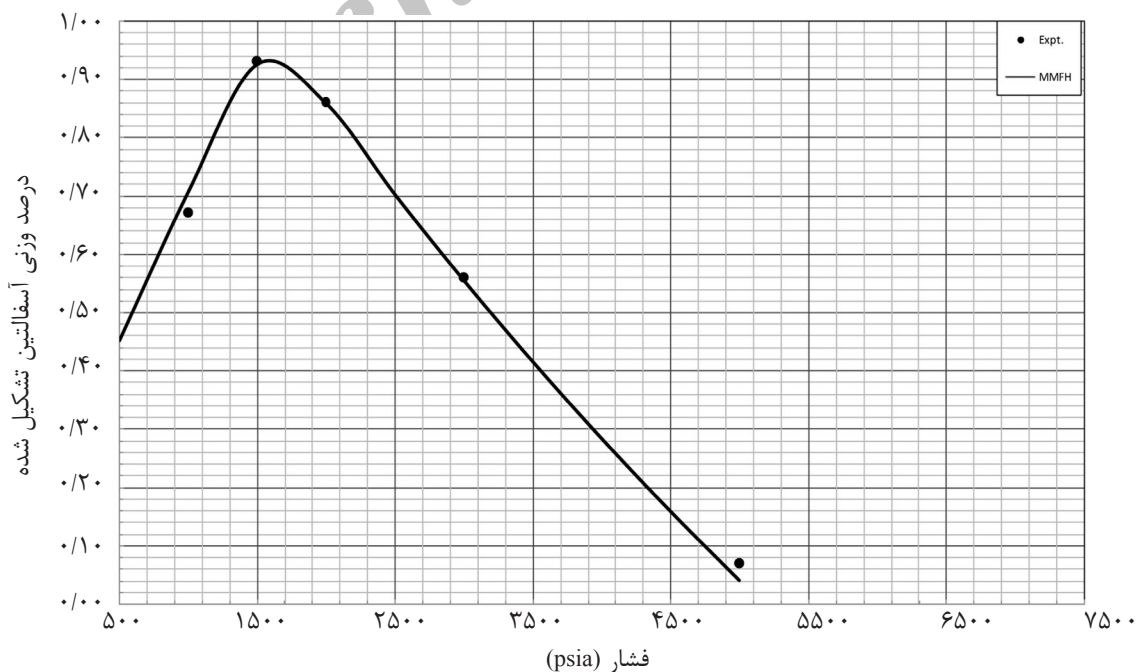
	ترکیب درصد سیال مخزن		
	نمونه ۱	نمونه ۲	نمونه ۳
اجزا	درصد مولی	درصد مولی	درصد مولی
H ₂ S	۱/۸۷	۰/۰۸	۰/۰۷
N ₂	۰/۳۱	۲/۶۰	۰/۲۷
CO ₂	۳/۳۷	۰/۴۹	۲/۹۵
C ₁	۴۳/۵۶	۲۲/۳۰	۴۹/۰۱
C ₂	۸/۵۸	۶/۹۹	۸/۲۸
C ₃	۶/۲۷	۶/۳۲	۵/۵۴
iC ₄	۱/۶۴	۱/۳۲	۱/۰۱
nC ₄	۴/۸۹	۳/۴۹	۲/۵۵
iC ₅	۲/۲۰	۱/۵۳	۰/۷۴
nC ₅	۲/۴۹	۱/۶۰	۰/۸۲
C ₆	۱/۹۱	۴/۸۵	۳/۱۸
C ₇	۰/۸۹	۴/۳۶	۲/۵۷
C ₈	۳/۰۱	۳/۵۴	۲/۶۴
C ₉	۲/۰۵	۳/۳۳	۲/۲۷
C ₁₀	۱/۸۴	۲/۸۹	۲/۱۷
C ₁₁	۱/۳۹	۲/۴۵	۱/۴۷
C ₁₂₊	۱۳/۷۱	۳۱/۸۶	۱۴/۴۶
C ₁₂₊			
Mw	۰/۹۰۲۵	۰/۹۴۸۷	۰/۹۲۰۵
ρ (g/cc)	۰/۹۹	۴/۶۹	۰/۱۵
آسفالتین			
wt% (IP-143)	۰/۹۹	۴/۶۹	۰/۱۵
Mw (VPO)	۶۵۰	۶۶۰	۷۰۰

جدول ۲- مقادیر تنظیم شده پارامترهای مدل MMFH برای سه نمونه نفتی در آن کار

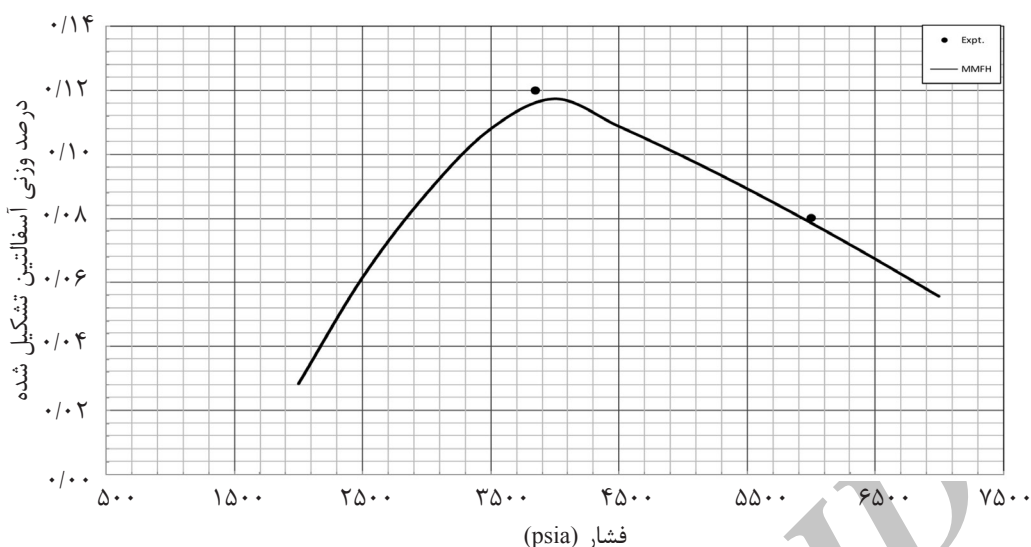
نمونه	حجم مولی آسفالتین cc/mol	پارامتر حلالیت آسفالتین MPa ^{0.5}	برهمکنش نفت-آسفالتین	عدد کثوردیناسیون
شماره ۱	۵۴۱/۶	۱۷/۵۰	۰/۰۶۰۹۷	۴/۴
شماره ۲	۴۳۳/۳۳	۱۶/۵۹۹	۰/۰۳۶۱۵	۱
شماره ۳	۶۲۰/۰۱۷	۱۸/۳۵۲	۰/۰۶۱۹۴	۱/۲۴



شکل ۱- مقایسه نتایج مدل MMFH و داده‌های آزمایشگاهی برای میزان تشکیل آسفالتین برای نمونه شماره ۱ در دمای ۲۵۰ °F



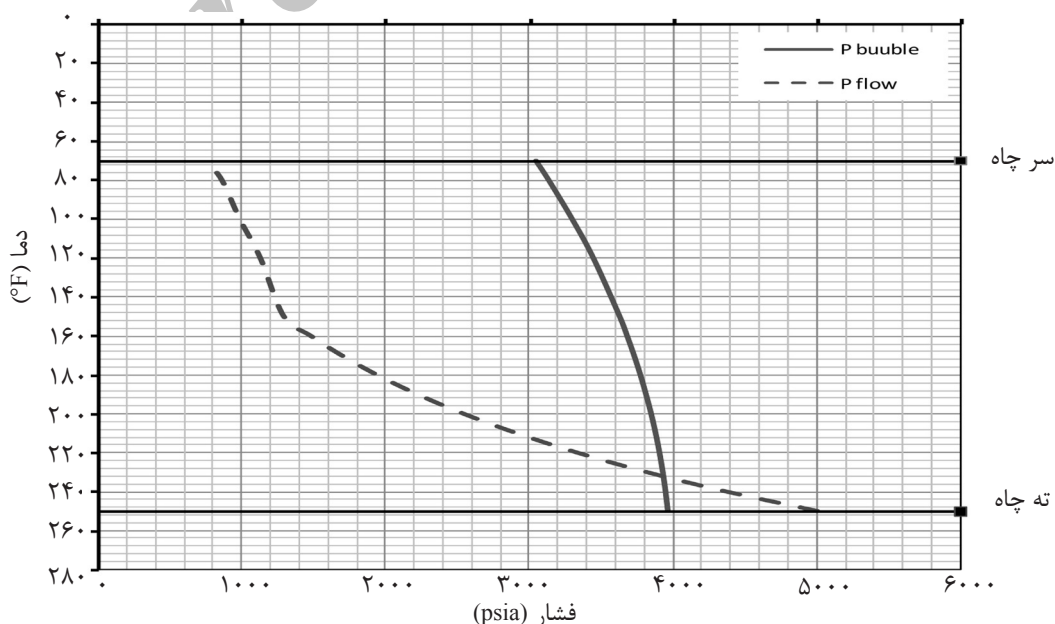
شکل ۲- مقایسه نتایج مدل MMFH و داده‌های آزمایشگاهی برای میزان تشکیل آسفالتین برای نمونه شماره ۲ در دمای ۲۴۰ °F



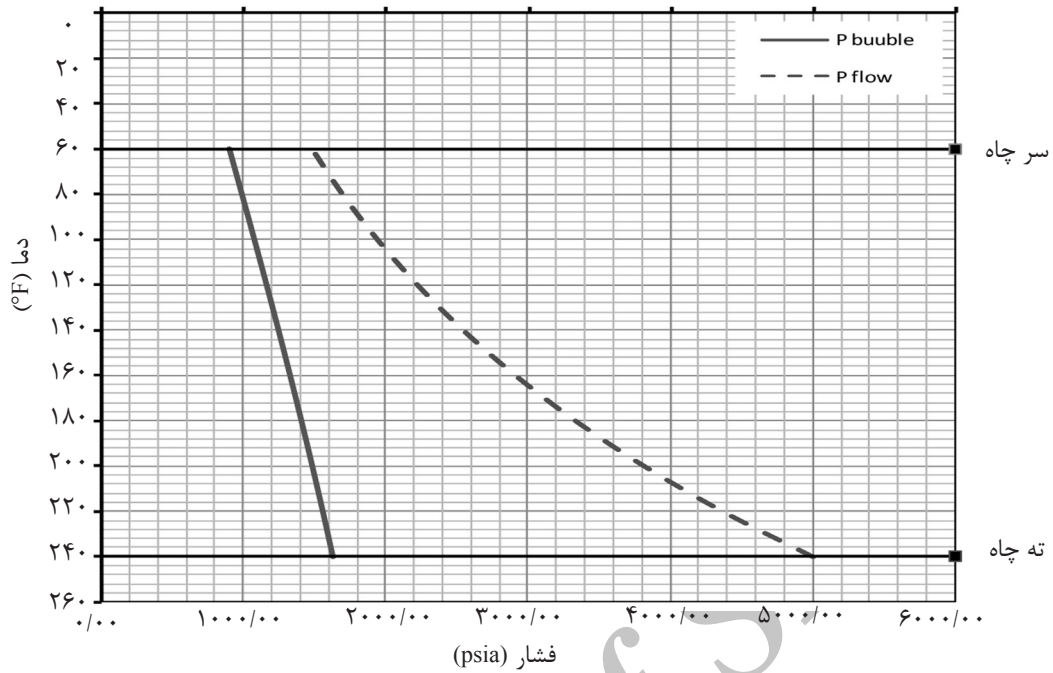
شکل ۳- مقایسه نتایج مدل MMFH و داده‌های آزمایشگاهی برای میزان تشکیل آسفالتین برای نمونه شماره ۳ در دمای ۲۸۸ °F

مقایسه کرد و در مورد حداکثر رسوب آسفالتین در هر نقطه از ستون چاه اظهار نظر کرد. با انجام این مقایسه می‌توان بدترین نقاط از نقطه نظر تشکیل و رسوب آسفالتین در چاه را نیز مشخص نمود. در شکل‌های زیر نمودار فشار جریان سیال به صورت نمونه و برای درک بهتر مقایسه ذکر شده آورده شده است (این نیم‌رخ به راحتی برای هر چاه قابل پیش‌بینی و محاسبه است).

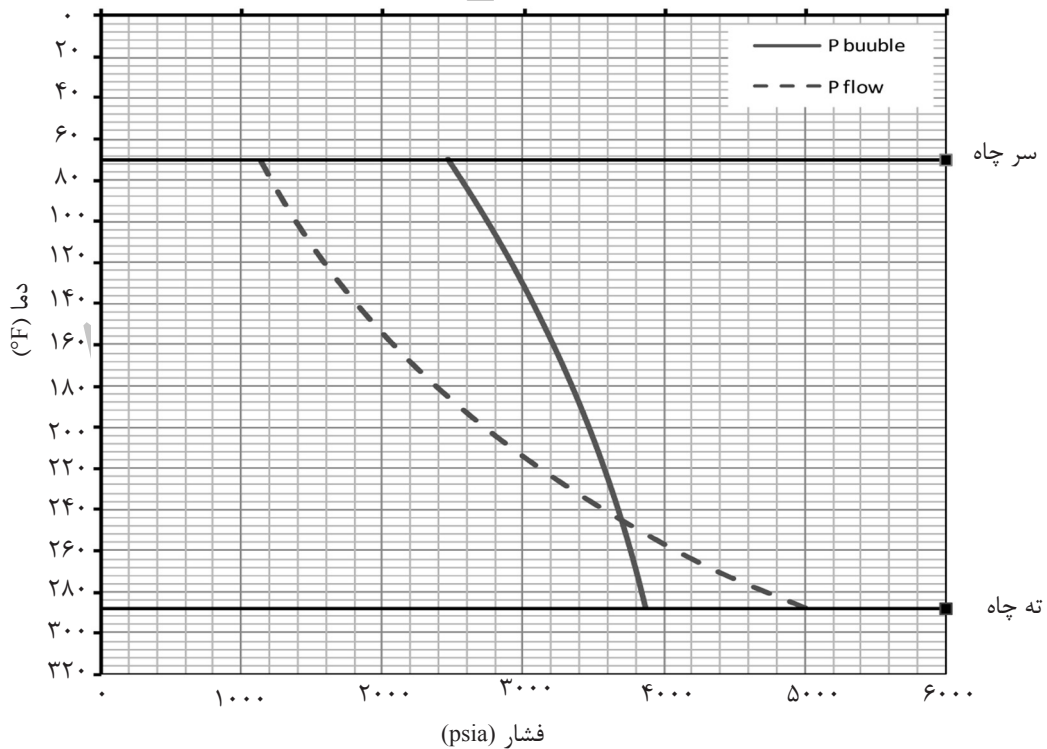
در دامنه تغییرات دمایی از دمایی مخزن تا دمایی سر چاه و یا تفکیک‌گر سرچاهی، نتایج مدل MMFH برای فشار اشباع سیال نفتی برای سه نمونه نفتی در شکل ۴ تا ۶ آورده شده است. با شبیه‌سازی رفتار دینامیکی سیال در ستون چاه و به دست آوردن نیم‌رخ دما و فشار می‌توان فاصله بین فشار اشباع (به عنوان فشار حداکثر ناپایداری) و فشار عملیاتی سیال در هر نقطه از ستون چاه را



شکل ۴- نیم‌رخ فشار اشباع و فشار سیال (نمونه) برای نمونه شماره ۱ در ستون چاه



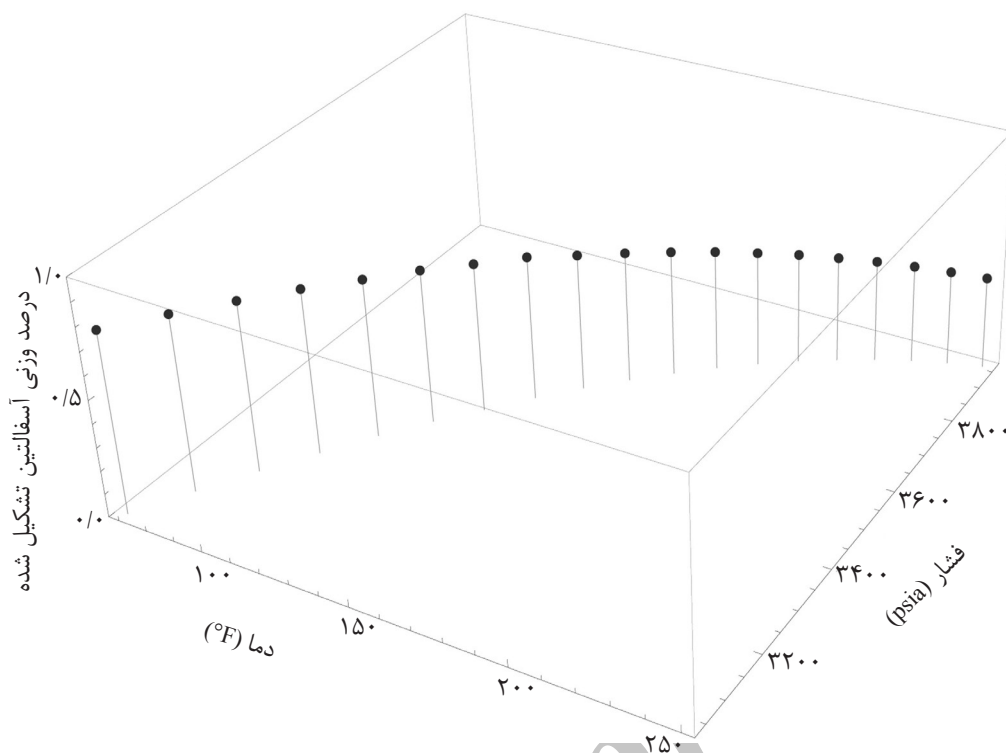
شکل ۵- نیم‌رخ فشار اشباع و فشار سیال (نمونه) برای نمونه شماره ۲ در ستون چاه



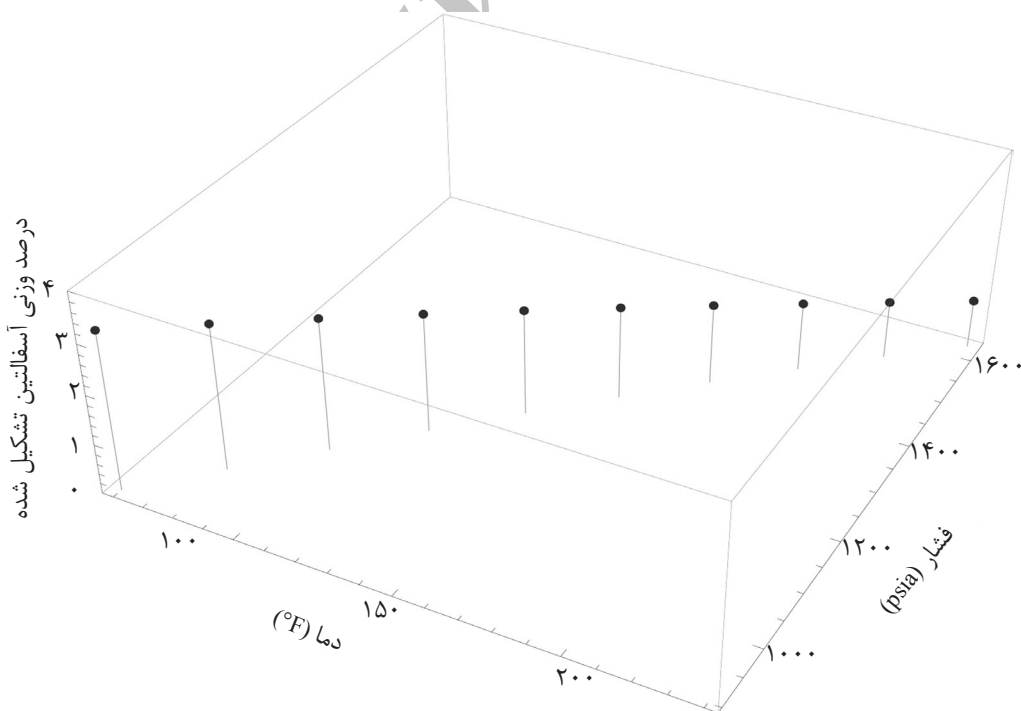
شکل ۶- نیم‌رخ فشار اشباع و فشار سیال (نمونه) برای نمونه شماره ۳ در ستون چاه

نفتی استفاده شده در این‌کار در شکل‌های ۷ تا شکل ۹ نمایش داده شده است.

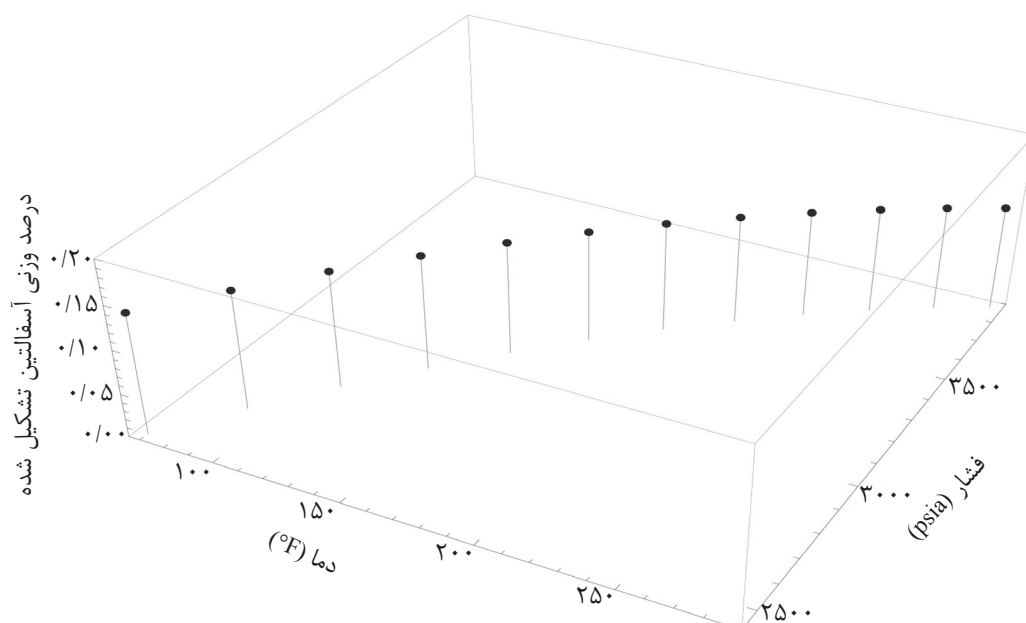
نتایج مدل MMFH برای پیش‌بینی حداکثر میزان تشکیل آسفالتین در ستون چاه برای سه نمونه



شکل ۷- نتایج مدل MMFH برای نیم‌رخ حداکثر میزان تشکیل آسفالتین در مسیر جریان سیال از مخزن تا سرچاه - نمونه شماره ۱



شکل ۸- نتایج مدل MMFH برای نیم‌رخ حداکثر میزان تشکیل آسفالتین در مسیر جریان سیال از مخزن تا سرچاه - نمونه شماره ۲



شکل ۹- نتایج مدل MMFH برای نیم‌رخ حداکثر میزان تشکیل آسفالتین در مسیر جریان سیال از مخزن تا سرچاه - نمونه شماره ۳

نتیجه‌گیری

چندفازی دارد. با توجه به پیچیدگی رفتار فازی آسفالتین در شرایط استاتیکی و همچنین رفتار دینامیکی سیالات چند فازی در ستون چاه، به نظر می‌رسد، لحاظ کردن اثر متقابل این دو رفتار تا اندازه زیادی مشکل بوده و با توجه به عدم دسترسی به داده‌های میدانی و یا آزمایشگاهی در این زمینه (رسوب در نقاط مختلف ستون چاه) و در نتیجه عدم امکان تنظیم مدل نهایی دینامیکی، می‌توان با مکالیزم شبه دینامیک این پدیده را تا اندازه زیادی پیش‌بینی نمود. در این رویکرد دست‌یابی به نمودارهای مرجعی که کمترین وابستگی به رفتار دینامیک در ستون چاه را داشته باشند، یکی از نکات اصلی و مهم می‌باشد. در این مقاله سعی شده است با پیش‌بینی حداکثر تشکیل آسفالتین در یک مسیر دمایی برای سیال مورد نظر که مستقل از مسیر جریان و نیم‌رخ فشاری سیال می‌باشد به نوعی نمودار مرجع برای سیال مورد نظر دست یافت. کاربرد با استفاده از این نمودار و نیز نمودار فشار سیال می‌تواند در مورد حداکثر تشکیل و یا ناپایداری آسفالتین در نقاط مختلف چاه بحث و اظهار نظر کند.

نتایج این کار نشان می‌دهد که پس از تنظیم مدل استاتیکی تشکیل آسفالتین با داده‌های آزمایشگاهی (مثلاً با استفاده از داده‌های شبیه‌سازی آزمایشگاهی میزان تشکیل آسفالتین در فرایند تخلیه طبیعی مخزن) می‌توان رفتار فازی آسفالتین در حالت دینامیکی جریان سیال در مسیر جریان (همانند مسر جریان سیال در چاه) را تا اندازه زیادی پیش‌بینی نمود. برای اینکار در ابتدا با داشتن دمای ته چاه و دمای سرچاه پروفایل دمای اشباع سیال در مسیر جریان در این فاصله دمایی بدست می‌آید. با انجام اینکار فشار اشباع سیال در هر عمقی (که دما در آن عمق مشخص است) بدست خواهد آمد. با علم به اینکه حداکثر ناپایداری آسفالتین و در نتیجه حداکثر میزان تشکیل آسفالتین در شرایط اشباع (در فشار اشباع) رخ خواهد داد، می‌توان حداکثر ناپایداری آسفالتین در مسیر جریان یا به نوعی حداکثر میزان تشکیل آسفالتین در عمقهای مختلف در چاه را پیش‌بینی کرد.

پیش‌بینی رفتار فازی آسفالتین در شرایط دینامیکی ستون چاه نیاز به حل کامل و هم‌زمان معادلات ترمودینامیکی سیال و آسفالتین و معادلات جریان

R : ثابت گازها
 z : عدد کئوردیناسیون
 $\Delta\mu$: تغییر پتانسیل شیمیایی
 T : دما °F

علائم و نشانه‌ها
 L_d : ضریب متقابل دوتایی بین آسفالتین و نفت
 v : حجم مولی
 ϕ : کسر حجمی
 δ : پارامتر حلالیت

مراجع

- [1]. Kawanaka S., Park S. J., and Mansoori G. A., "The role of asphaltene deposition in EOR gas flooding", presented at the SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Richardson, TX, pp. 15-17, Feb., 1988.
- [2]. Park S. J. and Mansoori G. A., *Organic deposition from heavy petroleum crude*, Proceedings of the UNITAR/UNDP 4th International Conference on Heavy Crudes and Tar Sands, Edmonton, Alberta; Aug., 1988.
- [3]. Leontaritis K. J., Mansoori G. A., "Asphaltene flocculation during oil recovery and processing: A thermodynamic-colloidal model", Proceedings of the SPE Symposium on Oil Field Chemistry, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, SPE 16258, 1987.
- [4]. Mansoori G. A., "Modeling of asphaltene and other heavy organic depositions", J. Petrol. Sci. Eng. Vol. 17, pp. 101, 1997.
- [5]. Leontaritis K. J., "The asphaltene and wax deposition envelopes", Fuel Sci. Technol. Int. Vol. 14, pp. 13, 1996.
- [6]. Flory P. J., "Thermodynamics of high polymer solutions", J. Chem. Phys., Vol. 10, pp. 51-61, 1942.
- [7]. Hirschberg A., DeJong L. N. J., Schipper B. A., and Meijer J. G., "Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation", Soc. Petrol. Eng. J., Vol. 24, pp. 283-293, 1984.
- [8]. Cimino R., Corraera S., and Sacomani P. A., "Thermodynamic modeling for prediction of asphaltene deposition in live oil", presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, TX, pp 14-17, Feb., 1995.
- [9]. Nor-Azlan N., and Adewumi M. A., "Development of asphaltene phase equilibrium predictive model", presented at the SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, Pittsburgh, PA, Nov., pp. 2-4, 1993.
- [10]. Thomas F. B., Bennion D. B., Bennion D. W., and Hunter B. E., "Efficient modeling of asphaltene precipitation", J. Can. Pet. Technol. Vol. 31, pp. 22, 1992.
- [11]. Nghiem L. X., Hassam M. S. and Nutakki R., "Efficient modeling of asphaltene precipitation", presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, pp. 3-6, Oct., 1993.
- [12]. Chung T. H., "Thermodynamic modeling for organic solid precipitation", presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, 4-7, Oct., 1992.
- [13]. Vafaie-Sefti M., Mousavi-Dehghani S. A., and Mohammad-Zadeh M., "A simple model for asphaltene deposition in petroleum mixtures", Fluid Phase Equilib., Vol. 206, pp. 1-11, 2003.
- [14]. Vafaie-Sefti M. and Mousavi-Dehghani S. A., "Application of association theory to the prediction of asphaltene

deposition: Deposition due to natural depletion and miscible gas injection processes in petroleum reservoirs", Fluid Phase Equilib., Vol. 247, pp. 182-189 2006.

[15]. Victorov A. I. and Firoozabadi A., "Thermodynamic micellization model of asphaltene precipitation from petroleum fluids", AIChE J., Vol. 42, pp. 1753, 1996.

[16]. Mousavi-Dehghani S. A., Vafaie-Sefti M., and Mirzayi B., "Polymer solution and lattice theory applications for modeling of asphaltene precipitation in petroleum mixtures", Braz. J. Chem. Eng., Vol. 25, pp. 523-534, 2008.

[17]. Mousavi-Dehghani S. A., Mirzayi B., Mousavi S. M., and Fasih, M., "An applied and efficient model for asphaltene precipitation in production and miscible gas injection processes", Petro. Sci. Tech., Vol. 28, pp. 113-124, 2010.

[18]. Miller A. R., "The vapor-pressure equations of solutions and the osmotic pressure of rubber", Proc. Cambridge Philos. Soc., Vol. 39, pp. 54-67, 1943.

[19]. Funk E. W. and Prausnitz J. M., "Thermodynamic properties of liquid mixtures: aromatic-saturated hydrocarbon systems", Ind. Eng. Chem., Vol. 62, pp. 8-15, 1970.

[20]. Mansoori G. A., Jiang, T. S. and Kawanaka S., "Asphaltene deposition and its role in petroleum production and processing", Arabian J. Science & Engineering, Vol. 13, pp.17-34, 1988.,

[21]. Kawanaka S., Park S. J. and Mansoori G. A., "Organic deposition from reservoir fluids: A Thermodynamic Predictive Technique", SPE Reservoir Engineering, Vol. 6, No. 2, pp. 185-192, May 1991.

[22]. Chilingarian G. V., Yen T. F., *Asphaltenes and asphalts*, 1, 1994.

Archive of SID