

بررسی آزمایشگاهی اثر دما و فشار بر اندازه و توزیع ذرات آسفالتین به همراه مطالعه موردی روی یک نمونه نفت سنگین

مهدی زینلی حسونند^{۱،۲*}، فرزانه فیضی^۲، سید علی موسوی دهقانی^۱ و رضا مسیبی بهبهانی^۲

۱- گروه مدل سازی و توسعه نرم افزار، پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- گروه ترمودینامیک، دانشکده مهندسی شیمی، تهران، دانشگاه علم و صنعت ایران

۳- گروه گاز، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۵/۸/۲۳

تاریخ دریافت: ۹۴/۱۲/۱۵

چکیده

رسوب ذرات آسفالتین روی سطوح انتقال، مانند محیط متخلخل مخزن، دیواره چاه و خطوط انتقال یکی از چالش‌های بهره‌برداری و تولید نفت از مخازن است. در مطالعات انتقال جرم آسفالتین از سیال به سطح، حرکت جریان چند فاز نفت، گاز و جامد اندازه ذرات آسفالتین برای تخمین مکان، زمان و مقدار تشکیل رسوب ضروری است. چگونگی تغییر اندازه ذرات آسفالتین در شرایط مختلف ترمودینامیکی از جمله سوالاتی است که کمتر به آن پرداخته شده است. در این مطالعه ابتدا با انجام آزمایش سارا مقدار ناپایداری آسفالتین در یک نمونه از نفت‌های سنگین کشور مشخص شد. با توجه به ناپایداری آسفالتین در این نفت، از طریق آزمایش فیلتراسیون تحت دما و فشار، رفتار ترمودینامیکی آسفالتین نسبت به دما در محدوده ۲۸۳ تا ۳۶۵ K و فشار ۱۳ تا ۳۴ Mpa مشخص شد. در ادامه با استفاده از سیستم میکروسکوپ نوری تحت فشار اندازه ذرات آسفالتین و توزیع این ذرات در ۱۲ نقطه دمایی و فشاری اندازه‌گیری شد. نتایج مطالعات نشان داد که هر دو ویژگی اندازه ذره و توزیع ذرات نسبت به دما و فشار حساسیت نشان می‌دهند. از سوی دیگر نتایج ترمودینامیکی و ذره‌نگاری تطابق مناسبی دارند. در نهایت نتایج آزمایشگاهی به دست آمده با استفاده از تابع LINEST نرم‌افزار اکسل در قالب یک رابطه تجربی مدل سازی گردید. از آنجا که فرآیند جذب و انتقال جرم ذرات آسفالتین به دیواره سنگ تابعی از اندازه ذرات آسفالتین است نتایج این مطالعه می‌تواند حلقه واسطه‌ای برای ارتباط رفتار ترمودینامیکی آسفالتین و مدل سازی فرآیند تشکیل رسوب آسفالتین در ستون یک چاه نفت باشد.

کلمات کلیدی: آسفالتین، اندازه ذرات، توزیع ذرات، نفت سنگین، دمای بالا.

مقدمه

و آروماتیک‌ها به حالت معلق در نفت خام قرار دارد. براساس این نظریات تغییر نسبت آسفالتین به رزین + آروماتیک موجود در نفت خام سبب رسوب یا انحلال آسفالتین در نفت می‌شود. لذا با اضافه کردن مواد اشباع مانند نرمال پنتان به نفت، آسفالتین موجود در نفت رسوب می‌کند. در مقابل با اضافه کردن تولوئن به نفت، از رسوب آسفالتین موجود در نفت کاسته می‌شود [۸-۱۲]. تاکنون در مورد رفتار ترمودینامیکی آسفالتین مطالعات گسترده‌ای صورت گرفته است. مدل‌های مختلف ترمودینامیکی مانند مدل محلول پلیمری، مدل کلوئیدی، مدل مایسل، مدل جامد، مدل حالت متناظر^۱، معادلات حالت، SAFT و PC-SAFT در دو دهه اخیر ارائه شده‌اند. اغلب این مدل‌ها جواب‌های مناسبی برای تخمین رفتار ترمودینامیکی آسفالتین می‌دهند [۹، ۱۰، ۱۲-۱۸]. با این وجود هنوز مدل قابل قبولی برای تخمین رفتار سینتیکی آسفالتین و توزیع و اندازه ذرات آن وجود ندارد. به‌عنوان مثال در تخمین مقدار رسوب تشکیل شده در یک محیط متخلخل تنها داشتن مقدار رسوب در شرایط ترمودینامیکی کافی نیست. یا در یک چاه تولیدی نفت شرایط ترمودینامیکی مکان تشکیل رسوب هرگز با نقطه آغازین تشکیل رسوب در نمودار ترمودینامیکی یکسان نیست. به‌عبارت دیگر آنچه در واقعیت رسوب آسفالتین رخ می‌دهد تنها یک پدیده ترمودینامیکی نیست. بلکه علاوه بر آنکه نفت باید به لحاظ ترمودینامیکی ناپایدار باشد، پدیده‌های انتقال نیز باید در جهت تشکیل رسوب و چسبیدن آن به سطح باشد [۱۹-۲۱]. در فرآیند رسوب آسفالتین به دیواره چاه نیروی مکانیکی حاصل از حرکت مایع باید به صورتی باشد که اجازه حرکت ذرات آسفالتین تشکیل شده در مایع به‌سوی دیواره چاه را بدهد.

آسفالتین‌ها سنگین‌ترین برش نفت در تفکیک سارا^۱ هستند که با استفاده از خاصیت انحلال آنها در آلکان‌ها و آروماتیک‌ها استخراج می‌شوند. آسفالتین موجود در نفت به‌صورت معمول در آلکان‌های نرمال مانند نرمال پنتان تا نرمال دکان نامحلول‌اند. از سوی دیگر به راحتی در آروماتیک‌هایی مانند بنزن و تولوئن حل می‌شوند. آسفالتین‌ها برخلاف وکس‌ها در دمای بالای مخزن تشکیل می‌شوند [۱-۳]. یک مولکول آسفالتین از تعداد بالایی کربن و هیدروژن تشکیل شده است. در ساختار آن حلقه‌های آروماتیکی و عناصر غیر آلی مانند اکسیژن، نیتروژن و گوگرد وجود دارد. در برخی منابع وجود عناصر فلزی مانند آهن و وانادیوم را در برش آسفالتین تایید کرده‌اند. جرم مولکولی آسفالتین بین ۱۰۰۰ تا ۳۰۰۰ g/mol و اندازه مولکولی آن بیش از ۱۰^۵ A گزارش شده است. در اثر ناپایداری ترمودینامیکی آسفالتین ابتدا به‌صورت هسته‌های معلق رسوب^۲ و سپس با ادامه ناپایداری و گذشت زمان دچار پدیده رشد^۳ و به‌هم چسبیدگی^۴ می‌شود. در نهایت با بزرگ شدن اندازه ذرات به صورتی که محیط مایع توانایی تعلیق آنها را نداشته باشد ذرات آسفالتین رسوب^۵ می‌یابند [۴-۷].

عامل ناپایداری ترمودینامیکی برای رسوب آسفالتین می‌تواند تغییرات فشار، دما یا ترکیب نفت خام باشد. در یک نفت مخزن که امکان رسوب آسفالتین دارد در دمای ثابت با کاهش فشار از فشار مخزن تا فشار حباب مقدار رسوب آسفالتین افزایش و به حداکثر خود در فشار حباب می‌رسد. اثر دما بر رسوب آسفالتین به صورت متفاوت در منابع ذکر شده است. برخی منابع دما را عامل تسهیل‌کننده در تشکیل رسوب آسفالتین ذکر کرده‌اند و برخی دیگر دما را عاملی برای ممانعت از تشکیل فاز جامد آسفالتینی بیان کرده‌اند. براساس نظریه کلوئیدی یا مایسلی، آسفالتین موجود در نفت خام در اثر وجود رزین‌ها

1. SARA (Saturates, Aromatics, Resins and Asphaltenes)
2. Precipitated
3. Growth
4. Aggregation
5. Deposition
6. Corresponding state modeling (CSP)

به دلیل کمبود تجهیزات آزمایشگاهی کار کمی روی مدل‌سازی این اندازه ذرات صورت گرفته است. اغلب کارهای صورت گرفته نیز روی نمونه‌های نفت مرده و در دما و فشار محیط انجام شده است. آسفالتین موجود در نفت نیز توسط یک رسوب‌دهنده یا مخلوطی از چند رسوب‌دهنده و حلال رسوب داده شده است. آسفالتین در این مطالعات رفتار فرکتالی^۵ از خود نشان داده و فرآیند برگشت‌پذیر گزارش شده است [۲۶-۳۱-۳۵].

به‌عنوان مثال کوبین و همکاران و تبیش مقبول نشان داد که رسوب آسفالتین تابعی از زمان است. به این معنا که حدود ۱ hr بعد از رسیدن به شرایط ترمودینامیکی مولکول‌های آسفالتین به صورت اجزای با قطر $1 \mu\text{m}$ از فاز مایع جدا می‌شوند. تبیش مقبول (۲۰۱۱) نشان داد که جداسازی فاز جامد از مایع تابع زمان و دما است. توزیع اندازه ذرات جامد نیز دارای یک الگوی نرمال است [۵] و [۳۶]. از سوی دیگر خوش‌اندام و همکاران افزایش اندازه ذرات آسفالتین را در زمان‌های زیر ۲۰ min در ابعاد کمتر از یک میکرون اندازه‌گیری کردند [۷]. نیلسون و همکاران با استفاده از تحلیلگر اندازه لیزری، اندازه ذرات آسفالتین و کلوخه‌های آن را برای چهار نمونه نفت در محدوده دمایی ۰ تا 150°C و فشار ۰ تا ۵/۶ Mpa را بررسی کردند. در نمونه‌های موردبررسی نفت با استفاده از پنتان طبیعی رقیق شده بود. طی این تحقیق اندازه میانگین ذرات آسفالتین بین ۲۶۶ تا $495 \mu\text{m}$ تعیین شد. نتایج مطالعه نشان می‌داد که اندازه ذرات آسفالتین با فشار افزایش می‌یابند و با دما به مقدار اندکی کاهش می‌یابند. البته رابطه مشخصی بین جرم مولی نفت و اندازه ذرات آسفالتین مشاهده نشد.

از سوی دیگر انتقال جرم ذرات آسفالتین در لایه آشفته^۱ و زیر لایه خطی^۲ جریان تابعی از اندازه ذرات است. رامیرز و همکاران، سولگانی و همکاران، شیردل و همکاران و میرزایی و همکاران از جمله افرادی هستند که سعی کرده‌اند رسوب آسفالتین در خط لوله یا ستون چاه را مدل‌سازی کنند. در همه این کارها مدل‌های انتقال جرم و رسوب استفاده شده تابعی از اندازه ذرات آسفالتین است. در واقع حلقه واسط بین محاسبات انتقال و تعادل ترمودینامیکی در ستون چاه یا یک خط لوله، شناخت اندازه ذرات آسفالتین و توزیع این ذرات است [۲۲-۲۵].

در فرآیندهای مختلف ازدیاد برداشت، سیال تزریقی مانند گاز، آب یا سرفکتانت سبب تغییر ترکیب نفت می‌شود. از سوی دیگر حرکت نفت در محیط متخلخل مخزن با افت فشار همراه است. این تغییرات ترمودینامیکی سبب بهم خوردن پایداری آسفالتین تشکیل ذرات جامد و انسداد گلوگاه‌های محیط متخلخل و کاهش شدید تراوایی مخزن می‌شود. مقدار ضریب جذب^۳ و نفوذ^۴ آسفالتین متاثر از اندازه ذرات آسفالتین است. لذا برای تحلیل همزمان تعادل ترمودینامیکی و پدیده‌های انتقال، تهیه مدل رشد ذرات آسفالتین ضروری است. در مدل‌های مربوط به رسوب آسفالتین در محیط مخزن مانند مدل جذب و مدل انسداد مکانیکی، فرآیند جذب آسفالتین و انسداد گلوگاه‌های سنگ تابعی از اندازه ذرات آسفالتین است. تشکیل رسوب آسفالتین با اندازه‌های مختلف می‌تواند سبب کاهش یا انسداد برخی از مسیرها شود و به نوبه خود سبب کاهش تراوایی کل سنگ گردد. پارامترهای اصلی که برای استفاده از این مدل‌ها باید مشخص شود شامل توزیع قطر کانال‌های سنگ، توزیع اندازه ذرات آسفالتین و توزیع قطر گلوگاه‌های سنگ است [۲۶-۳۰].

با وجود اهمیت اندازه ذرات آسفالتین و توزیع ذرات آن برای تخمین فرآیند رسوب در یک میدان نفتی

1. Turbulent
2. Laminar
3. Adsorption
4. Diffusion Coefficient
5. Fractal

همچنین در اغلب موارد توزیع ذرات آسفالتین به صورت تک مدل با تابع توزیع لگاریتمی - نرمال بود [۳۷].

نوع جامد رسوب کرده در شرایط میدانی با جامد تشکیل شده توسط رسوب دهنده‌هایی مانند نرمال هپتان متفاوت است. روگل و همکاران (۲۰۱۵) نشان دادند که آسفالتین رسوب کرده در واحدهای فراورش دارای درجه آروماتیکی بالاتر و انحلال پذیری کمتری نسبت به آسفالتین رسوب داده شده توسط نرمال هپتان در شرایط اتمسفریک است [۳۸]. در فرآیند تولید نفت خام مهم ترین عامل در تشکیل رسوب آسفالتین تغییرات دما و فشار است. عمده مطالعات صورت گرفته روی اندازه ذرات آسفالتین از طریق افزودن رسوب دهنده‌ها به نفت خام انجام شده است اما در فرآیند تولید نفت، رسوب آسفالتین در اثر تغییر دما و فشار تشکیل می‌شود. از این رو نتایج اندازه ذرات از طریق افزودن رسوب دهنده‌ها کارایی مناسبی در تحلیل تشکیل رسوب طی فرآیند تولید نفت خام ندارند. لذا باید تغییرات اندازه و توزیع ذرات آسفالتین در نفت خام نسبت به دما و فشار بدون حضور افزودنی‌ها و به صورت طبیعی مورد مطالعه قرار گیرد.

در این مطالعه فرآیند طبیعی تشکیل رسوب آسفالتین در یک نمونه نفت سنگین مورد مطالعه قرار گرفته است. ابتدا پایداری برش آسفالتینی نفت از طریق آزمایش‌های مشخصه سازی نفت تعیین شده است. از سوی دیگر آزمایش‌های خواص سیال به منظور تعیین رفتار ترمودینامیکی و تعیین نمودار فازی نفت زنده مخزن انجام شده است. سپس رفتار تعادل ترمودینامیکی آسفالتین با استفاده از آزمایش فیلتراسیون تحت دما و فشار مورد مطالعه قرار گرفت. در نهایت با استفاده از یک میکروسکوپ نوری با قابلیت تحمل فشار بالا اندازه و توزیع ذرات جامد آسفالتینی در دو حالت تولید طبیعی و افزودن رسوب دهنده مورد مطالعه قرار گرفت. نتایج

به دست آمده فرضیه تفاوت رفتار آسفالتین در دو حالت تولید طبیعی و افزودن رسوب دهنده را تایید می‌کند.

روش تحقیق

به منظور مطالعه روی رفتار ترمودینامیکی نفت خام و آسفالتین موجود در آن مقدار ۶۰۰ cc از نفت یکی از مخازن کشور به روش ته‌چاهی نمونه‌گیری شد. دما و فشار مخزن مورد مطالعه به ترتیب K ۳۶۳/۲ و ۲۹/۴۶ MPa بود. نفت به دست آمده دارای درجه سنگینی ۲۰/۳۴ درجه API است که جزو نفت‌های سنگین طبقه بندی می‌شود. به منظور مشخصه سازی نفت و تعیین ترکیب آن دو آزمایش سارا و تقطیر میکرو^۱ روی آن انجام شد. در آزمایش اول با استفاده از یک ستون جداسازی شامل، پشم شیشه، سیلیکا، آلومینا و سدیم سولفات به طول ۲ cm برش‌های مختلف نفت مرده (نفت در فشار ۱ atm) شامل مواد اشباع، آروماتیک و رزین جداسازی شد. درصد وزنی آسفالتین موجود در نفت با استفاده از فرآیند استاندارد IP 143 اندازه‌گیری شد (ASTM D-3279) [۳۹ و ۴۰]. ترکیب عناصر موجود در نفت مخزن با تحلیل ترکیب نفت مرده و گاز اتمسفریک آن محاسبه شد. درصد مولی اجزای موجود در گاز با استفاده از دستگاه کروماتوگرافی گازی تا برش C9⁺ به همراه عناصر غیر آلی شامل نیتروژن، دی اکسید کربن و هیدروژن سولفور اندازه‌گیری شد. درصد مولی اجزای موجود در نفت مرده نیز با استفاده از دستگاه تقطیر میکرو اندازه‌گیری شد. در این روش جرم مولکولی اجزای سنگین تر با استفاده از دستگاه Osmomat 010 اندازه‌گیری شد [۴۱]. به منظور تعیین خصوصیات ترمودینامیکی، نفت مخزن طی دو آزمایش متفاوت در سل PVT یکبار به صورت ترکیب ثابت و بار دیگر به صورت آزادسازی انبساط داده شد. این آزمایش‌ها در دمای ثابت و از فشار مخزن تا فشار اتمسفر ادامه یافت.

1. Micro Distillation

نرم افزار امکان تشخیص تصاویر، فیلتر، تغییر تضاد تصویر و کانالیزه کردن تصویر را دارد. از سوی دیگر می توان توزیع و اندازه ذرات را به سرعت محاسبه کند [۴۲].

بحث و بررسی

به منظور شناسایی ترکیب نفت خام و درصد وزنی اجزای اصلی آن ۴۰ cc از نفت زنده مخزن به فشار و دمای اتمسفر فلش شد. با انجام آزمایش سارا روی نمونه نفت مرده نسبت وزنی چهار برش اصلی نفت اندازه گیری شد. درصد وزنی مواد اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین در این نفت به ترتیب ۵۱/۶، ۳۰/۳، ۷/۷، ۱۰/۴ اندازه گیری شد. با توجه به این نتایج، مقدار ضریب ناپایداری کلوئیدی آسفالتین در این نفت برابر با ۱/۶۳ است که نشان دهنده ناپایداری برش آسفالتین در نفت است. به منظور تعیین ترکیب سیال مخزن، ترکیب اجزای نفت و گاز حاصل از تفکیک به وسیله دستگاه تقطیر میکرو و کروماتوگراف گازی اندازه گیری شد. نتایج حاصل از این آزمایش ها در جدول ۱ ارائه شده است.

با استفاده از دستگاه اندازه گیری جرم مولکولی و اندازه گیری چگالی، جرم مولکولی و چگالی جزء C_{12}^{+} به ترتیب برابر با ۴۶۸ gr/mol و $971/1 \text{ kg/m}^3$ اندازه گیری شد. با انجام آزمایش های انبساط در حجم ثابت و انبساط در جرم ثابت سایر خصوصیات ترمودینامیکی سیال مخزن اندازه گیری شد. تغییرات خواص ترمودینامیکی نفت نسبت به فشار در دمای مخزن (۳۶۳/۲ K) در جدول ۲ ارائه شده است. در جدول ۲ داده های مربوط به حجم نسبی از آزمایش انبساط در ترکیب ثابت آمده است. در این آزمایش نسبت حجمی برابر با حجم سیال (مایع+گاز) در شرایط مختلف به حجم سیال در فشار حباب است. به منظور تعیین رفتار ترمودینامیکی آسفالتین در نفت آزمایش فیلتراسیون تحت فشار در دمای مخزن انجام شد.

به منظور اندازه گیری درصد جرمی جامد تعادلی آسفالتین (رسوب) در دما و فشارهای مختلف از روش فیلتراسیون تحت دما و فشار استفاده شد. در این روش حدود ۱۵۰ cc از نفت مخزن در فشار و دمای مخزن به مدت ۲۴ hr تکان داده می شود. سپس مقدار ۵ cc از نفت را در فشار مخزن از سل خارج کرده و درصد جرمی آسفالتین موجود در نفت را با روش IP-143 اندازه گیری می کنیم. این مقدار را به عنوان حداکثر آسفالتین محلول در نفت در نظر می گیریم. سپس در سایر نقاط فشاری عملیات نمونه گیری را با گذر دادن نفت از یک فیلتر کاغذی $0/2 \mu\text{m}$ تکرار می کنیم. تفاوت درصد جرمی آسفالتین نسبت به درصد جرمی اولیه آسفالتین برابر با مقدار رسوب تشکیل شده است. با استفاده از موازنه جرم و در نظر گرفتن نسبت گاز به نفت آزاد شده در هر مرحله درصد جرمی آسفالتین در نفت مرده به درصد جرمی آسفالتین در نفت زنده تبدیل می شود.

به منظور اندازه گیری ذرات آسفالتین از یک میکروسکوپ تحت فشار استفاده شده است. قبل از تزریق نفت به دلیل وجود ناخالصی و دانه های شن در ابعاد میکروسکوپی از دو فیلتر فلزی ۵ و $0/5 \mu\text{m}$ استفاده شد. همچنین نفت مورد استفاده به مدت ۲۴ hr در دمای بالاتر از دمای مخزن و فشار مخزن تکان داده می شود تا آسفالتین جامد احتمالی در نفت حل شود. این دستگاه از یک مخزن فلزی و شیشه ای با قابلیت تحمل ۷۰ MPa و دمای ۴۷۳ K و یک میکروسکوپ از نوع Leica Z16 APO A با کیفیت عکس برداری ۴/۵ MPa و اندازه گیری ذرات با قطر $0/25 \mu\text{m}$ تشکیل شده است. این میکروسکوپ کاملاً دیجیتال و قابلیت اتصال هم زمان به رایانه را دارد. کنترل آن توسط رایانه و موتور نصب شده روی آن انجام می شود [۴۲].

به منظور تحلیل تصاویر میکروسکوپ از نرم افزار تحلیل تصاویر ImageJ استفاده شده است. این

جدول ۱ ترکیب اجزای نفت و گاز اتمسفریک و نفت مخزن.

اجزا	درصد مولی نفت	درصد مولی گاز	درصد مولی سیال مخزن
H ₂ S	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
N ₂	۰/۰۰	۵/۲۰	۲/۲۳
CO ₂	۰/۰۰	۱/۷۰	۰/۷۳
C ₁	۰/۰۰	۴۷/۶۴	۲۰/۴۴
C ₂	۰/۱۰	۱۸,۲۰	۷/۸۶
C ₃	۰/۱۴	۱۳/۵۳	۵/۸۸
iC ₄	۰/۱۶	۱/۹۷	۰/۹۴
nC ₄	۰/۴۲	۵/۸۱	۲/۷۳
iC ₅	۱/۰۹	۱/۷۲	۱/۳۶
nC ₅	۱/۷۷	۱/۹۰	۱/۸۳
C ₆	۸/۸۷	۱/۴۲	۵/۶۷
C ₇	۶/۷۷	۰/۶۵	۴/۱۵
C ₈	۶/۱۳	۰/۲۱	۳/۵۹
C ₉	۹/۹۰	۰/۰۵	۵/۶۸
C ₁₀	۶/۰۳	۰/۰۰	۳/۴۴
C ₁₁	۴/۴۰	۰/۰۰	۲/۵۱
C ₁₂ ⁺	۵۴/۲۲	۰/۰۰	۳۰/۹۶

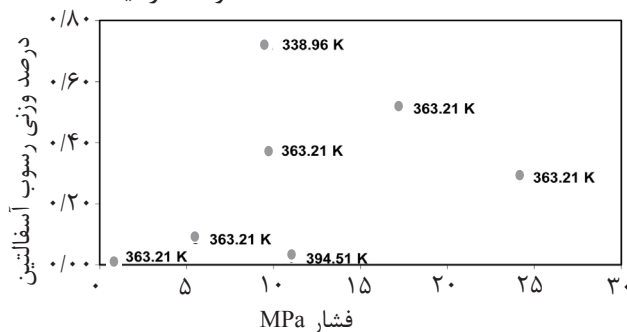
جدول ۲ تغییرات نسبت حجمی گاز به نفت، ضریب حجمی سازند نفت، چگالی نفت و حجم نسبی سیال مخزن نسبت به فشار در دمای ۳۶۳/۲ K

فشار ^۱ (MPa)	نسبت حجمی گاز محلول به نفت	ضریب حجمی سازند	چگالی نفت ^۲ (kg/m ³)	حجم نسبی
۳۴/۷۳	۵۹/۲۳	۱/۲۲۵۹	۸۲۴/۵	۰/۹۷۲۹
۲۷/۸۳	۵۹/۲۳	۱/۲۳۳۹	۸۱۹/۱	۰/۹۷۹۴
۲۰/۹۳	۵۹/۲۳	۱/۲۴۲۶	۸۱۳/۴	۰/۹۸۶۰
۱۷/۴۹	۵۹/۲۳	۱/۲۴۷۴	۸۱۰/۲	۰/۹۸۹۸
۱۴/۰۴	۵۹/۲۳	۱/۲۵۲۶	۸۰۶/۹	۰/۹۹۴۰
۱۳/۳۵	۵۹/۲۳	۱/۲۵۳۷	۸۰۶/۲	۰/۹۹۴۹
۱۲/۶۶	۵۹/۲۳	۱/۲۵۴۸	۸۰۵/۴	۰/۹۹۵۸
۱۱/۹۷	۵۹/۲۳	۱/۲۵۶۰	۸۰۴/۷	۰/۹۹۶۸
۱۱/۲۸	۵۹/۲۳	۱/۲۵۷۲	۸۰۳/۹	۰/۹۹۷۷
۱۰/۵۹	۵۹/۲۳	۱/۲۵۸۴	۸۰۳/۲	۰/۹۹۸۶
۹/۵۸=Pb	۵۹/۲۳	۱/۲۶۰۱	۸۰۲/۱	۱/۰۰۰۰
۷/۶۹	۵۰/۴۴	۱/۲۳۴۴	۸۱۱/۳	۱/۰۷۴۲
۵/۸۲	۴۱/۹۴	۱/۲۱۴۲	۸۱۷/۷	۱/۱۰۱۲
۳/۹۵	۳۲/۹۹	۱/۱۹۲۱	۸۲۵/۰	۱/۶۰۳۹
۲/۰۸	۲۲/۷۴	۱/۱۶۴۵	۸۳۴/۲	۳/۳۰۱۸
۰/۱۰	۰/۰۰	۱/۰۵۰۸	۸۸۳/۷	-

1. درصد خطا = ۰/۰۰۱ MPa

2. درصد خطا = ۰/۰۱ kg/m³

اظهار نظر کرد. به این منظور نفت مورد نظر با استفاده از میکروسکوپ تحت فشار بررسی شد. به منظور تعیین اثر دما و فشار بر اندازه ذرات و توزیع ذرات ۴ نقطه فشاری ۳۴/۴۶، ۲۷/۵۷، ۲۰/۶۸ و ۲۸۳/۴ K و ۱۳/۷۶ و ۳ نقطه دمایی ۳۶۴/۵۱، ۳۱۱/۱۷ و ۲۸۳/۴ K انتخاب گردید. در مجموع در ۱۲ نقطه مختلف ترمودینامیکی فرآیند عکس برداری انجام شد. تصویر مربوط به نفت در این ۱۲ نقطه در شکل ۲ ارائه شده است. نتایج مربوط به تحلیل اندازه و توزیع ذرات توسط نرم افزار ImajeJ نشان می دهد که اندازه و تعداد ذرات با کاهش فشار افزایش می یابد. مشابه این روند در مورد دما رخ می دهد و با کاهش دما اندازه و تعداد ذرات افزایش می یابد. این روند در نتایج عددی حاصل از تحلیل تصاویر کاملاً مشخص است. نتایج به دست آمده از تحلیل تصاویر توسط نرم افزار ImajeJ در جدول ۳ ارائه شده است. در این جدول به تفکیک دما و فشار آزمایش، اندازه ذره میانگین و تعداد ذرات تشکیل شده در یک سطح $727/5 \mu m$ در $543/5 \mu m$ ارائه شده است. از سوی دیگر برای هر دما و فشار توزیع درصد حجمی ذرات نسبت به اندازه ذرات ارائه شده است. براساس نتایج ارائه شده در جدول ۳، در یک فشار ثابت با کاهش دما اندازه ذرات روند افزایشی دارند. این موضوع در شکل ۳ به خوبی نشان داده شده است. از سوی دیگر نکته قابل توجه آن است که ذرات آسفالتین تشکیل شده در محدوده بین ۲ تا $5 \mu m$ تغییر می کنند و پدیده رشد ذرات تابع حساسی از دما و فشار نیست.



شکل ۱ تغییرات درصد وزنی آسفالتین رسوب کرده در سیال مخزن در ۷ نقطه مختلف فشار و دما

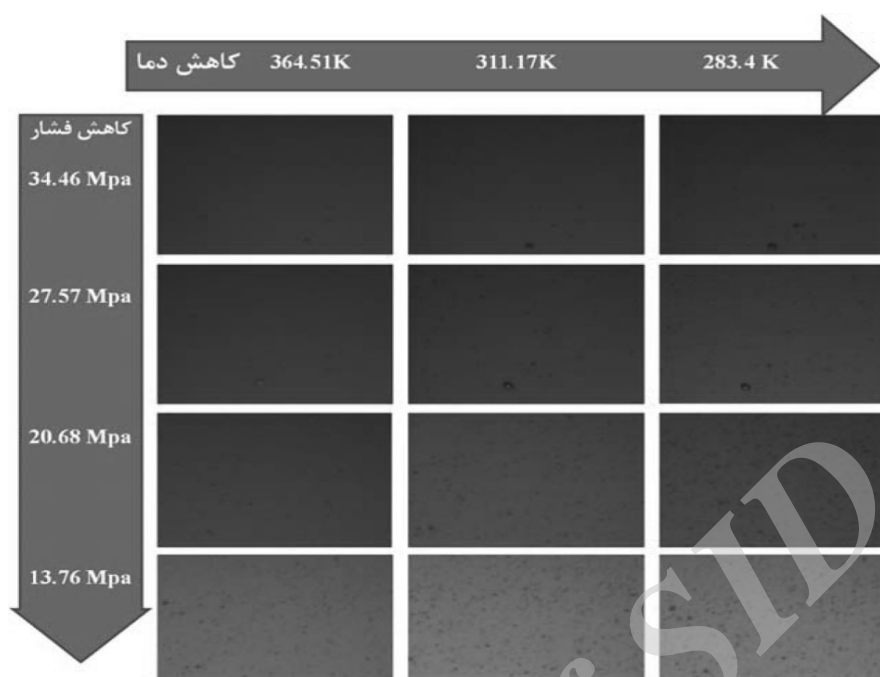
۱. $0.01 K =$ درصد خطا

با توجه به فشار حباب ($9/58 MPa$) عملیات فیلتراسیون در دو فشار بالای حباب و دو فشار زیر فشار حباب انجام شد. به منظور تعیین اثر دما در تشکیل رسوب آسفالتین در نزدیکی فشار حباب عملیات فیلتراسیون در دو دمای مختلف انجام شد. نتایج حاصل از فیلتراسیون در نقاط مختلف در جدول ۳ ارائه شده است.

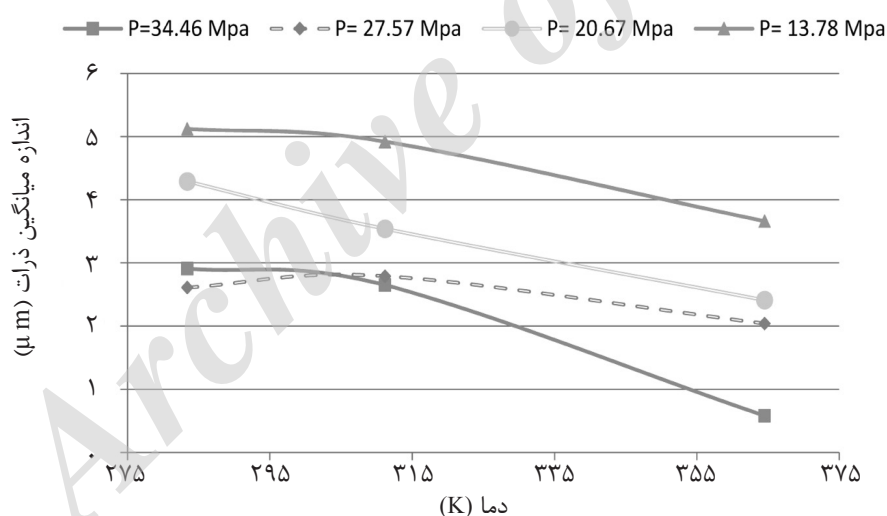
جدول ۳ تغییرات درصد وزنی آسفالتین رسوب کرده در سیال مخزن در ۷ نقطه مختلف فشار و دمای

فشار (MPa)	دما (K)	درصد وزنی آسفالتین رسوب کرده
۲۴/۱۳	۳۶۳/۲۱	۰/۲۹
۱۷/۲۳	۳۶۳/۲۱	۰/۵۱
۹/۶۵	۳۶۳/۲۱	۰/۳۷
۵/۵۱	۳۶۳/۲۱	۰/۰۸
۰/۶۹	۳۶۳/۲۱	۰/۰۰
۹/۶۵	۳۳۸/۹۶	۰/۷۲
۱۱/۰۳	۳۹۴/۵۱	۰/۰۲

نتایج فیلتراسیون تحت فشار نشان می دهد که در دمای مخزن با کاهش فشار از فشار مخزن تا فشار حباب مقدار رسوب آسفالتین افزایش می یابد. این روند با کاهش فشار پس از فشار حباب نزولی است تا در فشار نزدیک به اتمسفر تمام رسوب ایجاد شده به فاز مایع بر می گردد. از سوی دیگر نتایج مربوط به درصد وزنی آسفالتین جامد با دما روند کاهشی دارد. نتایج مربوط به این روندها در شکل ۱ نشان داده شده است. از روی نتایج مربوط به فیلتراسیون به تنهایی نمی توان در مورد تغییرات اندازه ذرات



شکل ۲ تصاویر مربوط به میکروسکوپ نوری در ۱۲ نقطه مختلف فشار و دما



شکل ۳ تغییر میانگین اندازه ذرات آسفالتین نسبت به دما در فشارهای ثابت.

حرکت می‌کردیم. سپس با کاهش فشار، دمای سیال را به بالاترین دما (۳۶۴/۵ K) می‌رساندیم که سبب انحلال بخش قابل توجهی از رسوب در نفت می‌شد. البته نتایج حاصل از نرم‌افزار تحلیل تصاویر خلاف این مشاهده را بیان می‌کند. براساس نتایج موجود در جدول ۴ پس از دما افزایش و کاهش فشار اندازه میانگین ذرات به مقدار کمی کاهش می‌یابد.

موضوع دیگر آنکه ذرات آسفالتین نسبت به زمان با سرعت خوبی تشکیل می‌شوند. به طوری که در تمام مراحل فشاری و دمایی پس از گذشت ۱۰ min روند رشد ذره تقریباً متوقف می‌گردد. فرآیند تشکیل ذرات آسفالتین طی این آزمایش‌ها به ظاهر روندی برگشت پذیر از خود نشان می‌داد. روند انجام آزمایش‌ها به گونه‌ای بود که در یک فشار ثابت از بالاترین دما به پایین ترین دما

جدول ۴ نتایج تغییر اندازه، تعداد و توزیع ذرات آسفالتین در فشار و دماهای مختلف به دست آمده از تحلیل تصاویر میکروسکوپ

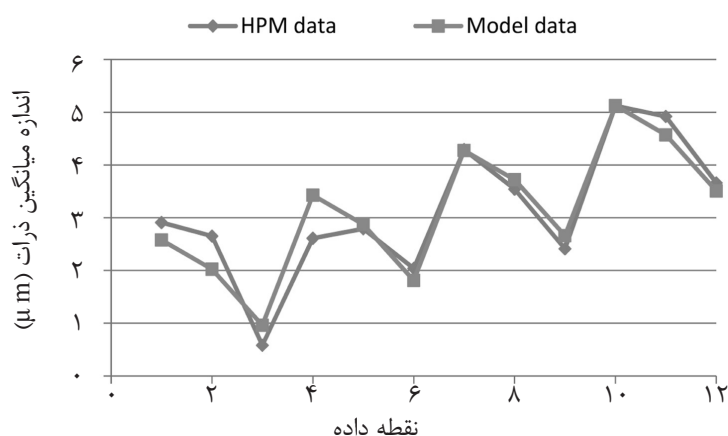
دما (K)	۳۶۴/۵	۳۱۱/۲	۲۸۳/۴	۳۶۴/۵	۳۱۱/۲	۲۸۳/۴	۳۶۴/۵	۳۱۱/۲	۲۸۳/۴	۳۶۴/۵	۳۱۱/۲	۲۸۳/۴
فشار (MPa)	۳۴/۴۶	۳۴/۴۶	۳۴/۴۶	۲۰/۶۸	۲۰/۶۸	۲۰/۶۸	۲۷/۵۷	۲۷/۵۷	۲۷/۵۷	۲۷/۵۷	۲۷/۵۷	۲۷/۵۷
اندازه ذره میانگین (μm)	۰/۵۸	۲/۶۵	۲/۹۱	۲/۴۹	۳/۵۴	۲/۴۱	۲/۶۱	۲/۷۹	۲/۰۴	۲/۹۱	۲/۶۵	۰/۵۸
تعداد ذرات	۲۹	۲۸	۸۶	۸۰۸	۷۵۲	۶۷۲	۷۴۰	۵۱۰	۱۴۸	۸۶	۲۸	۶۸۰
تعداد اندازه	۱۷	۷۴	۲۵۰	۳۴۶۶	۲۶۶۲	۱۶۲۰	۱۹۳۱	۱۴۲۳	۳۰۲	۲۵۰	۷۴	۳۴۸۲
اندازه ذره (μm)	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%	Vol%
۰/۵	۶۳/۴۱۶	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۲۱	۰/۰۱۴	۰/۰۲۵	۰/۰۹۲	۰/۰۶۱	۰/۰۳۳	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۰۹
۰/۶	۶/۵۴۸	-	۰/۰۴۴	۰/۰۱۱	۰/۰۰۶	۰/۰۱۳	۰/۰۵۶	۰/۰۳۵	۰/۰۲۶	۰/۰۴۴	۰/۰۰۷	۰/۰۰۴
۰/۷	۱۱/۰۵۳	۰/۰۸	۰/۰۵	۰/۰۱۷	۰/۰۱۳	۰/۰۲۵	۰/۰۷۴	۰/۰۵۵	۰/۰۵۴	۰/۰۵	۰/۰۱۷	۰/۰۰۷
۰/۸	۷/۳۹۹	-	۰/۱۵۷	۰/۰۲۴	۰/۰۱۳	۰/۰۲۴	۰/۰۱۰	۰/۰۰۶	۰/۰۵	۰/۱۲۷	۰/۰۱	۰/۰۰۶
۰/۹	۱۱/۶۸۳	-	۰/۰۸۷	۰/۰۱۵	۰/۰۰۹	۰/۰۱۸	۰/۰۹۱	۰/۰۴۹	۰/۰۳۵	۰/۰۸۷	۰/۰۰۵	۰/۰۰۶
۱	-	۱/۵۲۱	۰/۷۳۴	۰/۱۵۳	۰/۰۸۳	۰/۱۲۵	۰/۷۹۲	۰/۴۳۶	۰/۴۲۲	۱/۴۸۵	۰/۷۲	۰/۰۴۹
۲	-	۰/۹۸۳	۰/۸۲۱	۰/۱۲	۰/۱۵۲	۱/۱۶۸	۰/۷۶۱	۰/۶۷۲	۲/۳۶۸	۰/۸۲۱	۰/۱۱۳	۰/۰۸۹
۳	-	۱۷/۴۹۲	۰/۶۱۵	۰/۱۵۱	۰/۴۰۸	۲/۹۶۳	۱/۲۶۷	۱/۲۱۷	۴/۱۰۷	۰/۶۱۵	۰/۲۰۹	۰/۳۷۴
۴	-	۲۶/۵۹۶	۱۵/۹۳	۰/۴۹۷	۰/۵۶۳	۶/۸۵۶	۲/۸۳۵	۴/۶۸۱	۱۶/۵۵۸	۱۵/۹۳	۰/۸۹۲	۰/۷۳۶
۵	-	۲۴/۷۰۱	۲۷/۳۸۷	۱/۴۰۲	۱/۹۵۶	۱۴/۳۳۶	۸/۲۸۲	۱۱/۴۵۷	۲۰/۲۸۱	۲۷/۳۸۷	۲/۰۹۹	۲/۳۵۲
۶	-	۲۸/۵۶۶	۲۰/۳۷۹	۲/۱۳۹	۴/۱۶۶	۱۳/۰۹	۱۴/۴۴۳	۱۷/۳۷۲	۱۱/۱۸۱	۲۰/۳۷۹	۳/۳۴۴	۳/۰۱۹
۷	-	-	۲۳/۱۴	۴/۵۱۶	۵/۲۵۴	۲۰/۱۵۵	۱۶/۰۵۷	۲۱/۹۸۸	۱۷/۹۳۳	۲۳/۱۴	۴/۵۶۸	۵/۱۳
۸	-	-	۱۲/۰۳۷	۳/۶۸۴	۷/۴۹۲	۶/۸۰۳	۷/۳۶۳	۶/۹۴	۱۲/۰۳۷	-	۷/۳۹۸	۶/۸۷۶
۹	-	-	۱۳/۴۰۵	۸/۴۲۶	۸/۳۴۶	۷/۷۹۹	۹/۸۵۷	۵/۰۱۵	۱۳/۴۰۵	-	۶/۵۱۵	۴/۹۰۹
۱۰	-	-	۱۰/۶۶۴	۳۹/۰۶۲	۴۸/۸۸۲	۱۴/۳۵	۲۵/۱۹۷	۳۰/۰۰۷	-	۱۰/۶۶۴	۵۵/۶۱۷	۴۶/۳۵۸
۲۰	-	-	-	۲۶/۵۴۹	۱۶/۹۷۵	۱۱/۴۹۹	۱۳/۳۴۲	-	-	-	۱۱/۷۲۸	۱۸/۴۵۲
۳۰	-	-	-	۱۳/۳۱۶	۵/۵۸	-	-	-	-	-	۷/۴۱	۱۱/۸۲۵
۴۰	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

صورت یک رابطه خطی نسبت به فشار و دما در نظر گرفتیم. نتایج تحلیل داده‌ها رابطه تجربی ۱ را به‌عنوان معرف تغییرات اندازه ذرات نسبت به فشار و دما نشان می‌دهد.

$$\text{Mean Particle size } (\mu\text{m}) = -0.01993T(K) - 0.12322P(\text{MPa}) + 12.46987 \quad (1)$$

نتایج مدل تجربی نسبت به داده‌های آزمایشگاهی وجود ۶/۶٪ خطا در تخمین نتایج را نشان می‌دهد. مقایسه نتایج آزمایشگاهی و رابطه ۱ در تخمین مقدار اندازه میانگین آسفالتین در شکل ۴ ارائه شده است.

از سوی دیگر حاصل ضرب میانگین ذرات در تعداد ذرات در هر مرحله افزایشی است. به بیان دیگر اگرچه در تصاویر اندازه ذرات مقداری کاهش می‌یابد اما در مجموع مقدار رسوب در حال افزایش است. با این تفسیر فرآیند رسوب آسفالتین را باید جزئی برگشت‌پذیر تعبیر کرد. این نتیجه‌گیری جز با استفاده از یک نرم‌افزار پردازنده تصویر امکان‌پذیر نیست. به منظور مدل‌سازی روند تغییر اندازه ذرات آسفالتین نسبت به فشار با استفاده از دستور LINEST در نرم‌افزار اکسل تغییر اندازه ذرات را به



شکل ۴ مقایسه نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی در تخمین اندازه میانگین ذرات آسفالتین.

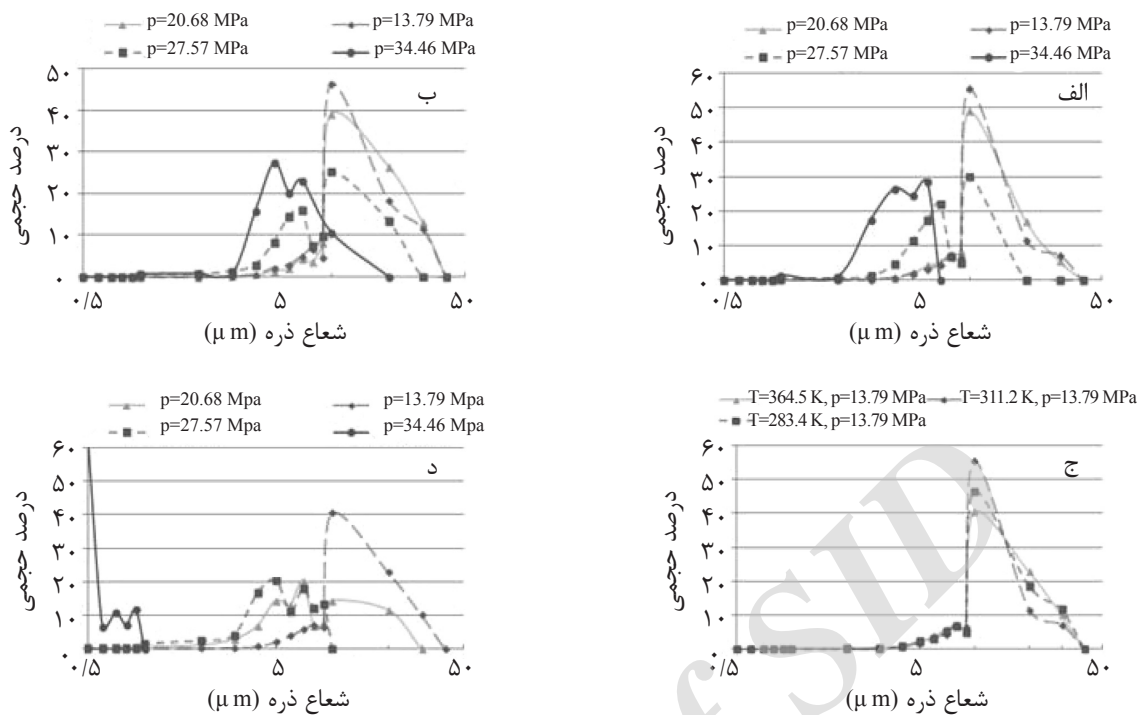
ناپایداری آسفالتین در یکی از نمونه‌های نفت جنوب غربی کشور به اثبات رسید. در این مطالعه رفتار ترمودینامیکی به‌همراه روند تغییرات اندازه ذرات آسفالتین مورد بررسی قرار گرفت. طی این تحقیق مشخص شد در نمونه این نفت سنگین با افزایش دما مقدار جامد تعادلی آسفالتین موجود در نفت کاهش می‌یابد. اما در مورد فشار رفتاری برگشتی مشاهده شد. ذرات آسفالتین تشکیل شده در شرایط مختلف ترمودینامیکی رفتاری جفت نرمال از خود نشان می‌داد. با کاهش فشار تا فشار حباب و کاهش دما اندازه ذرات آسفالتین روندی افزایشی از خود نشان داد. علاوه بر آن تعداد ذرات آسفالتین نیز افزایش یافت. حاصل ضرب اندازه ذرات آسفالتین در تعداد ذرات نشان می‌دهد در کوتاه مدت فرآیند تشکیل رسوب آسفالتین برگشت‌پذیر نیست. به منظور انحلال کامل ذرات باید زمان زیادی (بیش از ۲۴ hr) صرف شود تا ذرات آسفالتین به بخش مایع برگردند. طی این مطالعه به منظور تخمین اندازه میانگین ذرات آسفالتین یک رابطه تجربی توسعه داده شده که خطا آن برای ۱۲ نقطه داده حدود ۶٪ بود. مطالعه حاضر به دلیل بررسی اندازه ذرات آسفالتین در فرآیند تخلیه طبیعی کار نویسی به شمار می‌رود و می‌تواند حلقه واسطی برای مدل‌سازی یکپارچه تشکیل رسوب آسفالتین در تولید طبیعی نفت در مخزن و چاه باشد.

توزیع ذرات آسفالتین در دماهای مختلف در شکل ۵ ارائه شده است. در شرایط ترمودینامیکی مختلف توزیع ذرات آسفالتین رفتاری جفت نرمال^۱ از خود نشان می‌دهد. در یک دمای ثابت با کاهش فشار نمودار توزیع ذرات به سمت راست (افزایش اندازه) میل می‌کند. این تغییر در دمای ۳۶۴/۵ K بیشتر است. اندازه ذرات کم و توزیع اندک آن در فشار ۳۴/۴۶ MPa و دمای ۳۶۴/۵ K نشان می‌دهد این نقطه در شرایطی بالاتر از شرایط تشکیل رسوب قرار دارد. این نتیجه‌گیری با نتایج مربوط به فیلتراسیون تحت فشار در شکل ۱ مطابق است. به منظور نشان دادن اثر دما تغییرات توزیع ذرات در فشار ۱۳/۷۹ MPa و دماهای مختلف در شکل ۵ نشان داده شده است. کاهش دما سبب افزایش درصد حجمی تعداد ذرات با شعاع ۱۰ μm شده است. به طوری که در سه دمای مختلف ۳۶۴/۵ K، ۳۱۱/۲ K و ۲۸۳/۴ K حجمی اجزا با شعاع ۱۰ μm (به‌عنوان قطر میانگین) به ترتیب ۴۰، ۴۷ و ۵۴٪ است. نتایج مربوط به تغییرات توزیع ذرات آسفالتین نشان می‌دهد که توزیع ذرات نیز مانند اندازه ذرات آسفالتین نسبت به دما و فشار حساس است. برای مدل‌سازی توزیع ذرات آسفالتین می‌توان از مدل‌های پیشنهادی مربوط به موازنه جمعیت^۲ استفاده کرد. در کار آینده سعی خواهد شد این موضوع مورد بررسی قرار گیرد.

نتیجه‌گیری

طی این مطالعه با انجام آزمایش‌های مختلف

1. Binormal
2. Population Balance



شکل ۵ مقایسه نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی در تخمین اندازه میانگین ذرات آسفالتین.

مراجع

- [1]. Escobedo J. and Mansoori G. A., "Prefouling behavior of suspended particles in petroleum fluid flow," Scintia Iranica, Vol. 17, Issue 1, pp. 77-85, 2010.
- [2]. Escobedo J. and Mansoori G. A., "Asphaltene and other heavy-organic particle deposition during transfer and production operation," in Production Operation Symposium, SPE 29488: Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A. 1995.
- [3]. Mousavi Dehghani S. A., Vafaie Sefti M. and Mansoori G. A., "An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations," Journal of Petroleum Science and Engineering, 42, pp. 145-156, 2004.
- [4]. Escobedo J. and Mansoori G. A., "Heavy-organic particle deposition from petroleum fluid flow in oil wells and pipelines," Petroleum Science, Vol. 7, pp. 502-508, 2010.
- [5]. Ferworn K. A., Svrcek W. Y., and Mehrotra A. K., "Measurement of asphaltene particle size distributions in crude oils diluted with n-Heptane", Ind. Eng. Chem. Res, Vol. 32, pp. 955-959, 1993.
- [6]. Mullins O. C., Betancourt S. S., Francois E. C. and Jefferson X. D., "The colloidal structure of crude oil and the structure of oil reservoirs," Energy & Fuels, Vol. 21, Issue. 5, p. 2785, 2007.
- [7]. Khoshandam A. and Alamdari A., "Kinetics of asphaltene precipitation in a Heptane-Toluene mixture," Energy Fuels, Vol. 24, pp. 1917-1924, 2010.
- [8]. Hasanvand M. Z., Ahmadi M. A., and Behbahani R. M., "Solving asphaltene precipitation issue in vertical wells via redesigning of production facilities," Petroleum, Vol. 1, Issue. 7, pp. 139-145, 2015.
- [9]. Kohse, N. and Maeda O., "Modelling phase behavior including the effect of pressure and temperature on Asphaltene Precipitation," in SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 2000.

- [10]. Tavakkoli M., Panuganti S.R., Taghikhani V., Pishvaie M. R. and Chapman W. G., "Precipitated asphaltene amount at high-pressure and high-temperature conditions," Energy Fuels, Vol. 28, pp. 1596-1610, 2014.
- [11]. Priyanto S., Mansoori G. A. and Suwono A., "Structure and properties of micelles and micelle coacervates of asphaltene macromolecule," AIChE, Nanotechnology Proceed, 2001.
- [12]. Leontaritis K. J. and Mansoori G. A., "Asphaltene flocculation during oil recovery and processing: a thermodynamic-colloidal model," in The SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, USA, 1987.
- [13]. Agrawal P., Schoeggl F. F., Satyro M. A., Taylor S. D. and Yarranton H. W., "Measurement and modeling of the phase behavior of solvent diluted bitumens," Fluid Phase Equilibria, Vol. 334, pp. 51-64, 2012.
- [14]. Mohammadi A. H. and Richon D., "A Monodisperse thermodynamic model for estimating asphaltene precipitation," AIChE Journal, Vol. 53, Issue. 11, pp. 2940-7, 2007.
- [15]. Chung T. Horng, "Thermodynamic modeling for organic solid precipitation," in 67th Annual Technical Conf. and Exhibition, Washington, DC, U.S.A., 1992.
- [16]. H. Alboudwarej, K. A., beck J., Svrcek W. Y., Yarranton H. W., "Regular Solution Model for Asphaltene Precipitation from Bitumens and Solvents," AIChE Journal, Vol. 49, Issue. 11, pp. 2948-2956, 2003.
- [17]. Hu Y. F., Liu N., Chu Y. P., Park S. J., Mansoori G. A. and Guo T. M., "Measurement and corresponding states modeling of asphaltene precipitation in Jilin reservoir oils," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 41, pp. 169- 182, 2004.
- [18]. Ting P. D., Hirasaki G. J. and Chapman W. G., "Modeling of asphaltene phase behavior with the SAFT equation of state," Petroleum Science and Technology, Vol. 21 Issue 3-4, pp. 647-661, 2003.
- [19]. Tareta C. E. and haskett M. A., "A practical solution to the problem of asphaltene deposits Hassi Messaoud field," Algeria. Journal of Petroleum Technology, 17(4): p. 387, 1965.
- [21]. Alkafeef S. F., Al-Medhadi F. and Al-Shammari A., "A simplified method to predict and prevent asphaltene deposition in oilwell tubing: field case," Ocity of Petroleum Engineering Journal, Vol. 20 Issue 2, pp. 126, 2005.
- [22]. Ramirez-Jaramillo E., Lira-Galeana C. and Manero O., "Modeling asphaltene deposition in production pipelines," Energy & Fuels, Vol. 20, pp. 1184-1196, 2006.
- [23]. Shirdel M., Paes D., Ribeiro P. and Sepehrnoori K., "Evaluation and comparison of different models for asphaltene particle deposition in flow streams," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 84-85, pp. 57-71, 2012.
- [24]. Mirzayi B., Mousavi-Dehghani S. A., and Behruz-Chakan M., "Modeling of asphaltene deposition in pipelines," Journal of Petroleum Science and Technology, Vol. 3, Issue 2, pp. 15-23, 2013.
- [25]. Soulgani B. S., Rashtchian D., Tohidi B., Jamialahmadi M., "Integrated modelling methods for asphaltene deposition in wellstring," Journal of the Japan Petroleum Institute, Vol. 52, Issue 6, pp. 322-331, 2009.
- [26]. Arciniegas L. M., T. babadagli, "Asphaltene precipitation, flocculation and deposition during solvent injection at elevated temperatures for heavy oil recovery," Fuel, Vol. 124: p. 202-211.
- [27]. behbahani T. J., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A., "A new model based on multilayer kinetic adsorption mechanism for asphaltenes adsorption in porous media during dynamic condition," Fluid Phase Equilibria, Vol. 375, pp. 236-245, 2014.

- [28]. Wang, S. and Civan F., "Productivity decline of vertical and horizontal wells by asphaltene deposition in petroleum reservoirs," SPE 64991, 2001.
- [29]. Civan F., Knapp R., Ohen H., "Alteration of permeability by fine particle processes," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol.3, Issue.1/2, pp.65-79, 1989.
- [30]. Hamadou R., Khodja M., Kartout M., Jada A., "Permeability reduction by asphaltenes and resins deposition in porous media," Fuel, Vol.87, Issue.10-11, pp.2178-2185, 2008.
- [31]. Khammar M. and Shaw J.M., "Estimation of phase composition and size of asphaltene colloidal particles in mixtures of asphaltene + polystyrene + toluene at 293 K and atmospheric pressure," Fluid Phase Equilibria, Vol. 332, pp.105-119, 2012.
- [32]. Rastegari K., Svrcek W. Y. and Yarranton H. W., "Kinetics of asphaltene flocculation," Ind. Eng. Chem. Res, Vol. 43, pp. 6861-6870, 2004.
- [33]. Hoepfner M. P., Limsakoune V., Chuenmeechao V., Maqbool T., and Fogler H. S., "A fundamental study of asphaltene deposition," Energy Fuels, Vol.27, Issue. 2, pp. 725 -735, 2013.
- [34]. Buckley J. S., "Asphaltene deposition," Energy Fuels, Vol. 26, , pp. 4086-409, 2012.
- [35]. Mansur R. E. C., de Melo A. R. and Lucas E. F., "Determination of asphaltene particle size: influence of flocculant, additive, and temperature," Energy Fuels. Vol. 26, pp.4988-4994, 2012.
- [36]. Maqbool T., "Understanding the kinetics of asphaltene precipitation from crude oils," in Chemical Engineering, Ph.D. Thesis, University of Michigan, 2011.
- [37]. Nielsen B. B., Svrcek W. Y., Mehrotra A. K., "Effects of temperature and pressure on asphaltene particle size distributions in crude oils diluted with n-pentane," Ind. Eng. Chem. Res, Vol.33, pp.1324-1330, 1994.
- [38]. Rogel E., Miao T., Vien J. and Roye M., "Comparing asphaltenes: deposit versus crude oil," Fuel. Vol.147, pp.155-160, 2015.
- [39]. Felipe S. M., Oliver G. S. and Valle S. F., "Predicting SARA composition of crude oil by means of NMR," Fuel, Vol. 110, pp. 318-321, 2013.
- [40]. Mele´ndez L. V., Jorge A. L., Ruiz A. O., Pachon Z. and Ospino E. M., "Prediction of the SARA analysis of colombian crude oils using ATR-FTIR spectroscopy and chemometric methods," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 90-91, pp. 56-60, 2012.
- [40]. Available from: <http://www.gonotec.com/products/osmomat-010>.
- [41]. <http://www.leica-microsystems.com/products/stereo-microscopes-macroscopes/macrosopes/details/product/leica-z16-apo-a/>