

ارائه یک رابطه تجربی و بررسی نتایج آن در پیش‌بینی چگالی نفت خام و نفت سنتزی آسفالتینی

صادق حسن پور، فرزانه درخواه، مسعود ریاضی* و محمدرضا ملایری

مرکز تحقیقاتی ازدیاد برداشت از مخازن نفتی، پژوهشکده ازدیاد برداشت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۳/۲۵ تاریخ پذیرش: ۹۶/۱۰/۵

چکیده

اندازه‌گیری و پیش‌بینی چگالی به‌عنوان یکی از خواص مهم سیالات مخزنی، در مقدار تولید سیالاتی همچون نفت بسیار موثر است. در مطالعه حاضر اثر پارامترهای مختلف (فشار، دما و ترکیب سیال) بر چگالی نفت‌های سنتزی آسفالتینی و نفت خام (با ترکیب ثابت) مورد بررسی قرار گرفت. همچنین در شرایط مختلف عملیاتی برای ۵۴۶ داده آزمایشگاهی نفت سنتزی آسفالتینی، یک رابطه تجربی پیش‌بینی شد؛ که قابل استفاده برای ترکیب‌های نفت سنتزی شامل تولوئن، نرمال هپتان و آسفالتین استخراج شده از انواع نفت خام می‌باشد. نتایج حاصل از این مطالعه نشان داد که ضریب محاسبه رگرسیون خطی داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی بیش از ۰/۹۷ می‌باشد. این مقدار نشان‌دهنده همبستگی مقادیر چگالی آزمایشگاهی با روابط تجربی می‌باشد. روند تغییر چگالی با تغییر پارامترهای تاثیرگذار به این صورت می‌باشد: در یک دمای ثابت، افزایش فشار سبب افزایش قابل توجهی در چگالی نفت برای هر دو نوع نفت خام و سنتزی آسفالتینی شد، ضمن آن که برای هر دو نوع نفت مورد استفاده در این مطالعه، افزایش دما در فشارهای مختلف سبب کاهش چگالی گردید. شدت این کاهش با تغییر دما از ۵۰ به ۸۰°C محسوس‌تر بود. همچنین در نفت‌های سنتزی آسفالتینی افزایش درصد وزنی آسفالتین افزوده شده به نفت سنتزی به ویژه از ۵ به ۱۰، افزایش قابل توجهی را در مقدار چگالی نفت در پی داشت.

کلمات کلیدی: چگالی، نفت خام، نفت سنتزی آسفالتینی، رابطه تجربی و شرایط آزمایشگاهی.

مقدمه

است. با افزایش چگالی سیال در مخزن، کاهش تولید نفت به‌صورت قابل توجهی اتفاق می‌افتد [۱]. همچنین چگالی سیال نفتی، از پارامترهای مهم در کشش‌سطحی بین سیالات، مشخصه‌سازی رفتار سیالاتی با استفاده از نفت سنتزی، کنترل سرعت تولیدی چاه بوده که کاهش چگالی سیال مخزن با

چگالی، یکی از خواص مهم سیالات مخزن است. اهمیت این خاصیت به ویژه در مقدار تولید سیالات هیدروکربوری از قبیل نفت بسیار موثر

و همچنین همراه با معادله ریادل^۱، برای محاسبه فشارهای بخار مورد استفاده قرار می‌گیرد. گستره استفاده از این رابطه تقریباً وسیع و از نقطه انجماد تا نقطه بحرانی و از فشار اشباع تا ۵۰۰ MPa می‌باشد. در این تحقیق میانگین خطا از داده‌های تجربی برای پیش‌بینی حجم مایع فشرده شده ۰/۷۷٪ می‌باشد. یادآوری می‌شود که دانسیته مایع فشرده شده یک مشخصه مهم برای شبیه‌سازی فرآیند، طراحی لوله‌ها و اندازه‌گیری مایع است [۷]. یکی از راه‌های پیش‌بینی چگالی نفت غیر اشباع مخزن، استفاده از شبکه عصبی می‌باشد. از معایب این روش نیازمند بودن آن به اطلاعات جامعی از ترکیبات سیال جهت تخمین خواص سیال است. علاوه بر این، نتایج استفاده از معادله‌های حالت برای تخمین خواص سیال در شرایط بحرانی مثل فشار بالا و نزدیک به فشار بحرانی برای سیستم‌های پیچیده، با خطا همراه می‌باشد [۴]. اخیراً سالگادو و همکاران بر پایه شبکه عصبی مصنوعی، با استفاده از سیستم شناسایی هندسه پرتوهای گسترده (شامل منبع اشعه گاما سزیم^۲ و یک آشکارساز^۳)، روش جدیدی برای پیش‌بینی چگالی نفت ارائه دادند. نتایج نشان داد که روش پیشنهادی برای پیش‌بینی چگالی انواع مواد می‌تواند مفید باشد [۸]. همچنین در همین سال الامیر و همکاران مدلی برای پیش‌بینی چگالی و ویسکوزیته نفت سنگین در یک محدوده وسیع دمایی (۲۰ تا ۱۶۰°C) ارائه دادند. در این مطالعه چگالی نفت سنگین با استفاده از درجه API و دما پیش‌بینی شده و سپس از این مقادیر چگالی برای توسعه روابط ویسکوزیته بهره گرفتند. مقایسه نتایج آزمایشگاهی با رابطه تجربی نشان می‌دهد که میانگین خطای مطلق بین این نتایج کمتر از ۰/۸٪ و ضریب همبستگی خطی در دماهای معمولی و بالا به ترتیب ۰/۹۷ و ۰/۹۲ می‌باشد [۹].

توجه به روابط تولید، باعث افزایش میزان بهره‌وری چاه و افزایش تولید مخزن نفتی می‌شود [۲]. چگالی نفت به صورت جرم یک واحد حجم از نفت در فشار و دمای مشخص تعریف می‌شود. همچنین چگالی نفت‌ها در اکثر مواقع کمتر از یک است و با افزایش تعداد کربن، این مقدار افزایش می‌یابد. در صورتی که سیستم نفت‌های مورد بررسی به ترتیب حاوی هیدروکربن‌های اشباع شده غیر حلقوی، اشباع شده حلقوی و آروماتیک باشد، به ازای تعداد معین کربن، چگالی نیز افزایش می‌یابد [۳]. معمولاً روابطی که برای تعیین چگالی نفت مخزن ارائه می‌شوند به دو گروه تقسیم می‌گردند [۴]: الف) محاسبه چگالی نفت با استفاده از داده‌های PVT^۱ سیال (مانند فشار نقطه جوش، نسبت گاز به نفت و غیره) و ب) محاسبه چگالی نفت با مشخص نمودن ترکیبات نفت مخزن. یادآوری می‌شود که روابط تجربی زیادی وجود دارد که چگالی نفت را برحسب داده‌های PVT نفت محاسبه می‌کند [۵]. اکبرزاده و همکاران با استفاده از یک سری دانسیته اندازه‌گیری شده مربوط به نفت‌های سنگین کانادای غربی، معادله حالت اصلاح شده مشفقیان-نصری فر را ارائه دادند. از این معادله برای پیش‌بینی دانسیته بدون تعیین پارامترهای دیگر، استفاده می‌شود. نتایج داده‌های MNM EOS بدون هیچ‌گونه تصحیح حجم، می‌تواند دانسیته‌های ترکیبات SARA (هیدروکربن‌های اشباع، آروماتیک‌ها، رزین‌ها و آسفالتین‌ها) را با دقتی مشابه SRK EOS برای حالتی که تصحیح حجم انجام شده باشد، محاسبه کند. همچنین نتایج این تحقیق با خطای کوچک تایید می‌کند که معادله ارائه شده می‌تواند دانسیته نفت و قیرهای سنگین کانادای غربی را پیش‌بینی کند [۶]. نصری فر و همکاران یک رابطه جدید برای محاسبه دانسیته مایع فشرده شده از ترکیبات خالص و مخلوط‌ها ارائه دادند که این معادله همراه با معادله هانکینسون-تامسون^۲ (COSTALD)، برای محاسبه دانسیته مایع اشباع

1. Pressure-Volume-Temperature
2. Hankinson-Thomson
3. Riedel
4. 137 Cs Gamma-ray
5. NaI(Tl) Detector

چگالی نفت مورد ارزیابی قرار گرفت.

روش تحقیق

مواد، ابزار و دستگاه‌های استفاده شده در این مطالعه آزمایشگاهی، در ادامه معرفی می‌گردند. نفت خام مورد استفاده از میدان منصوری با درصد مولی اشاره شده در جدول ۱ می‌باشد.

محلول‌های نفت سنتزی مورد استفاده در این پژوهش در دو مرحله ساخته شده و مورد آزمایش قرار گرفتند. در مرحله اول، محلول سنتزی بدون آسفالتین حاوی تولوئن و نرمال هپتان می‌باشد. غلظت تولوئن از ۶۰٪ حجمی (۴۰٪ حجمی نرمال هپتان) شروع می‌شود. ترکیب‌های بعدی با افزایش ۱۰٪ حجمی به غلظت تولوئن (کاهش ۱۰٪ حجمی نرمال هپتان) ساخته شده و این روند تا غلظت ۱۰۰٪ حجمی تولوئن (صفر درصد حجمی تولوئن) ادامه می‌یابد. این پنج ترکیب به ترتیب به صورت T-60، T-70، T-80، T-90 و T-100 نمایش داده شده‌اند. در مرحله دوم، آسفالتین با درصدهای وزنی ۱، ۲/۵، ۵ و ۱۰ به محلول نفت سنتزی (حاوی تولوئن و نرمال هپتان) اضافه شده و نفت سنتزی آسفالتینی ساخته می‌شود. جهت توزیع ذرات آسفالتین و همگن نمودن محلول، محلول سنتزی را به ترتیب به مدت ۵ h روی دستگاه همزن مغناطیسی^۱، ۲۴ hr درون دستگاه لرزاننده^۲ با سرعت ۱۵۰ rpm و ۳۰ min درون دستگاه فرا صوتی^۳ قرار داده شد. نمایش ترکیب‌های نفت سنتزی آسفالتینی در ادامه مقاله برای مثال برای ترکیب ۶۰٪ حجمی تولوئن، نرمال هپتان به میزان ۴۰٪ حجمی و ۵٪ آسفالتین به صورت T60-As. 5 wt% است.

از آنجایی که کشش سطحی بین سیالات به عوامل مختلف از جمله ترکیب سیالات وابسته است، چگالی سیالات به‌عنوان یکی از داده‌های ورودی و پیش نیاز برای محاسبه عدد کشش سطحی بین سیالات (رابطه ۱) در شرایط مختلف مورد نیاز است [۱۰].

$$\gamma = \frac{\Delta\rho g D_e^2}{H} \quad (1)$$

بنابراین داده‌های چگالی برای نفت‌های مختلف در مطالعه حاضر، به‌عنوان یک هدف فرعی به منظور محاسبه کشش بین سطحی نفت و سیالات دیگر مانند گاز یا آب (به‌عنوان هدف اصلی) اندازه‌گیری شدند. از آن جایی که تعداد داده‌های چگالی اندازه‌گیری شده فراوان بودند، این مطالعه به منظور مقایسه چگالی نفت‌های مختلف در شرایط گوناگون عملیاتی و همچنین رابطه تجربی این نتایج آزمایشگاهی جهت دستیابی به یک رابطه تجربی جامع انجام گرفت. همچنین اندازه‌گیری‌های چگالی در این مطالعه توسط دستگاه پیشرفته چگالی‌سنج انجام شده است. از جمله ویژگی‌های این دستگاه قابلیت اندازه‌گیری در شرایط مختلف دمایی و فشاری، دقت بسیار بالای آن می‌باشد. بنابراین رابطه تجربی به‌دست آمده در این تحقیق نیاز به اندازه‌گیری چگالی به‌صورت آزمایشگاهی را برای محاسبه کشش بین سطحی در شرایط فشار و دمای مختلف، بدون هزینه و در کم‌ترین زمان مرتفع می‌نماید. در ادامه این مطالعه ابتدا مقایسه‌ای بین چگالی نفت‌های خام و سنتزی آسفالتینی انجام گرفته، سپس رابطه تجربی جهت محاسبه چگالی نفت سنتزی آسفالتینی در شرایط مختلف عملیاتی پیش‌بینی شد. در بخش‌های پایانی نیز اثر پارامترهای موثر بر

جدول ۱ ترکیب نفت خام مورد استفاده در این مطالعه

جزء	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂ ⁺
درصد مولی	۰/۲۹۳	۰/۹۰۲	۱۸/۴۶	۵۷/۰۷	۴/۱۵۹	۰/۷۴	۲۳/۲۶	۱/۴۰۲	۱/۸۱۱	۳/۱۸۹	۳/۳۹۳	۴/۰۲۷	۴/۱۹۶	۳/۷۰۱	۲/۴۵۳	۴۳/۲۴۱

1. Magnetic Stirrer

2. Shaker

3. Sonic

استفاده می‌شود باید به گونه‌ای باشد که در عین عبور سریع سیال از خود، کوچک‌ترین ذرات رسوب را از خود عبور ندهد. برای به‌دست آوردن نمونه خالص‌تر، آسفالتین در تولوئن حل می‌شود و این‌بار در دستگاه ساکسوله^۳ با عمل باز گردانی^۴ توسط نرمال هپتان، رسوب داده می‌شود. این فرآیند آن قدر تکرار می‌شود تا محلول جمع شده در مخزن ساکسوله شفاف شود.

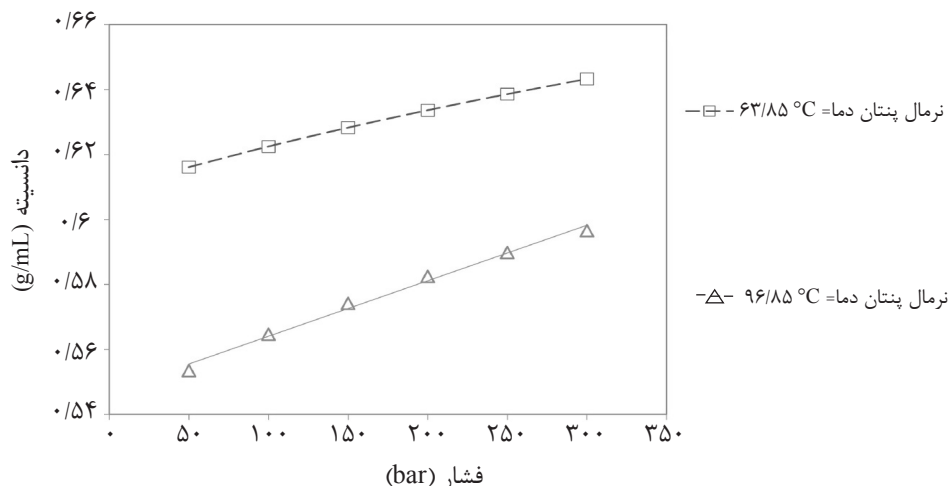
بحث و نتایج

نتایج این مطالعه در پنج بخش مورد بحث قرار گرفته است. ابتدا مقایسه‌ای بین چگالی نفت خام و نفت سنتزی صورت گرفته است و سپس برای داده‌های نفت سنتزی آسفالتینی رابطه تجربی ارائه شده است. در ادامه اثر پارامترهای موثر بر چگالی نفت سنتزی یعنی فشار، دما و غلظت آسفالتین ارزیابی شده است. ضمن آن که در این بخش‌ها تطابق بین مقادیر چگالی حاصل از رابطه تجربی با نتایج آزمایشگاهی مورد سنجش قرار گرفته است.

همچنین چگالی‌های نفت خام و نفت‌های سنتزی در بازه دمایی ۳۰، ۵۰ و ۸۰°C و بازه فشاری ثابت (۱۰ تا ۱۳۰ bar با گام فشاری ۱۰ bar) با دستگاه دی ام ای اچ پی ام^۱ (آنتوان پار^۲ - استرالیا)، اندازه‌گیری شد. همچنین شکل ۱ نمودار کالیبراسیون دستگاه را نشان می‌دهد که مقادیر آن توسط شرکت سازنده دستگاه ارائه شده و قبل از استفاده از دستگاه با استفاده از این مقادیر، تنظیمات کالیبراسیون انجام گرفت.

استخراج آسفالتین و تهیه نفت سنتزی

جداسازی آسفالتین از نمونه نفتی مورد آزمایش، با استفاده از روش استاندارد [۱۲] صورت گرفت. روش کار به این صورت بود که نرمال هپتان با نسبت ۴۰ به ۱ به نفت خام اضافه گردید. سپس مخلوط به مدت دو روز و در هر روز به مدت ۴ به‌وسیله دستگاه همزن مغناطیسی، مخلوط شده تا همگن شود. سپس بعد از همگن نمودن مخلوط نفت خام و نرمال هپتان، رسوب آسفالتین با استفاده از کاغذ صافی از مخلوط جدا می‌شود. بافت کاغذ صافی‌ای که برای جدا کردن آسفالتین



شکل ۱ نمودار کالیبراسیون دستگاه چگالی‌سنج دی ام ای اچ پی با استفاده از سیال پنتان در دماهای ۳۶/۸۵°C و ۹۶/۸۵°C و فشارهای مختلف [۱۱]

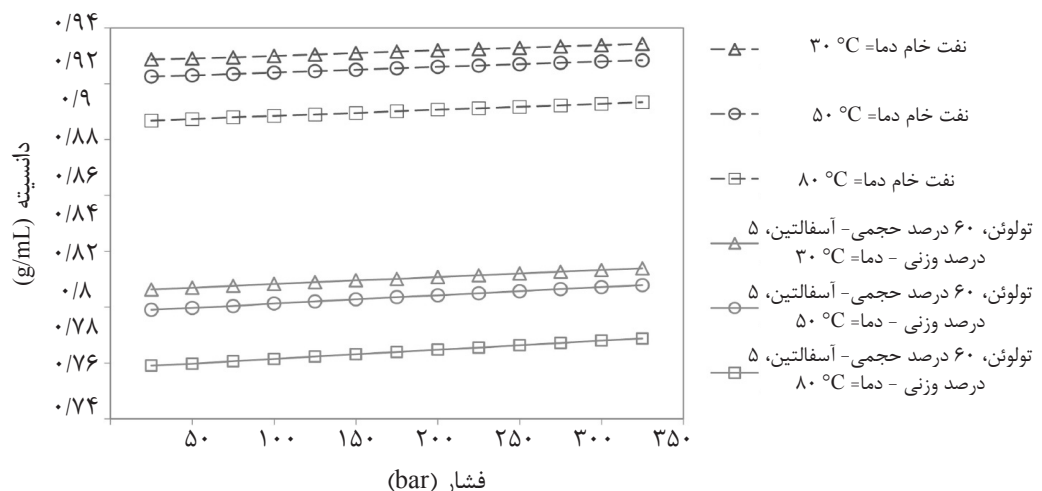
1. DMA-HPM
2. Anton-Paar
3. Soxhlet
4. Reflux

مقایسه چگالی نفت خام با نفت سنتزی آسفالتینی

نفت بر می‌گردد. نفت سنتزی حاوی تولوئن، نرمال هپتان و مقداری آسفالتین است در حالی که نفت خام حاوی ترکیبات مختلف می‌باشد به سنگین‌تر شدن آن کمک می‌کند.

علاوه بر این افزایش دما در یک فشار ثابت، سبب کاهش چگالی برای هر دو نوع نفت (خام و سنتزی آسفالتینی) شده است. دلیل این تغییرات، به افزایش حجم سیال با افزایش دما مربوط می‌شود. به عبارت دیگر با افزایش دما ترکیبات فرار سیال تمایل به تغییر فاز از فاز مایع به فاز گاز را دارد که در نتیجه حجم سیال بیشتر و چگالی آن کاهش می‌یابد [۱۶]. بنابراین دما و فشار به عنوان دو عامل موثر، اثر متضادی بر تغییرات چگالی، در هر دو نوع نفت گذاشتند. نکته جالب در شکل ۲، روند تقریباً یکسان تغییر چگالی با تغییر دما برای هر دو نوع نفت می‌باشد؛ به عبارت دیگر شیب هر دو خط متناظر تقریباً برابر است. همچنین افزایش دما از ۵۰ به ۸۰°C، کاهش بیشتری در میزان چگالی نسبت به افزایش دما از ۳۰ به ۵۰°C ایجاد کرده است. این روند برای هر دو نوع نفت نیز مشابه است که نشان‌دهنده تغییرات حجم و به تبع آن تغییرات ملموس‌تر چگالی در دماهای بالاتر است، به عبارت دیگر عامل دما در مقادیر بالاتر و نزدیک به دمای مخزن، اثر بیشتری در روند تغییرات چگالی دارد.

در اولین گام از بخش بحث و نتیجه‌گیری، مقایسه‌ای بین چگالی نفت خام انتخاب شده و نفت سنتزی آسفالتینی با ترکیب ۶۰٪ حجمی تولوئن، ۴۰٪ حجمی نرمال هپتان و ۵٪ وزنی آسفالتین استخراج شده از همان نفت خام صورت گرفته است. دلیل انتخاب این ترکیب سنتزی در بین ترکیب‌های سنتزی مختلف، این است که در نسبت حجمی ۶۰/۴۰ تولوئن به نرمال هپتان، حداقل میزان تولوئنی که می‌تواند آسفالتین را در خود حل کند در نظر گرفته شده است. همچنین مقدار بهینه آسفالتین نفت مورد استفاده، ۵٪ وزنی می‌باشد. شکل ۲ روند تغییرات چگالی نفت‌های سنتزی و خام را در شرایط دمایی و فشاری مختلف نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده شد، روند کلی تغییرات چگالی برای نفت خام و نفت سنتزی آسفالتینی با بالا رفتن فشار، افزایشی است. دلیل آن این است که در دستگاه چگالی سنج با افزایش فشار بر نفت، حجم سیال در محفظه کمتر شده (ارتباط معکوس فشار با حجم)، بنابراین چگالی نفت افزایش می‌یابد [۱۳-۱۵]. علاوه بر آن در یک فشار ثابت چگالی نفت خام بیشتر از چگالی نفت سنتزی است. این روند در همه فشارها قابل مشاهده است. دلیل این اتفاق، به ترکیب دو نوع



شکل ۲ اختلاف چگالی بین نفت خام و محلول نفت سنتزی (T60-As. 5 wt%) در دماهای مختلف و بازه فشاری ثابت

رابطه تجربی داده‌های چگالی نفت سنتزی

برای نمونه نفت خام تنها متغیرهای موجود فشار و دما بوده در حالی که برای ترکیب نفت سنتزی علاوه بر فشار و دما ترکیب نفت سنتزی (غلظت تولوئن، نرمال هپتان و آسفالتین) نیز موثر بر چگالی می‌باشند. با در نظر گرفتن این ملاحظات، برای نفت خام، ۳۹ داده در حالی که برای ترکیب نفت سنتزی ۵۴۶ داده در اختیار بود. بنابراین چگالی داده‌های آزمایشگاهی ترکیب نفت سنتزی، در شرایط مختلف عملیاتی (دما و فشار)، با استفاده از یک رابطه تجربی به کمک نرم‌افزار Design Expert (نسخه ۷)، به شرحی که در بخش روش تحقیق بیان شد، به دست آمد. این رابطه تجربی به دو صورت بعددار (رابطه ۲) و بدون بعد (رابطه ۳) نشان داده شده است.

$$\text{Density (Synthetic oil) gr/cc} = 0.7069 + (0.0017 \times \text{toluene}) + (0.0031 \times \text{W asphaltene}) + (0.0001 \times \text{Pressure (Bar)}) - (0.0009 \times \text{Temperature (}^\circ\text{C)}) \quad (2)$$

$$\text{Density (Synthetic oil) gr/cc} = 0.707 + (0.0017 \times \text{toluene}) + (0.0031 \times \text{W asphaltene}) + (0.0001 \times \text{Pressure}^*) - (0.0214 \times \text{Temperature}^*) \quad (3)$$

Pressure* و Temperature* به ترتیب فشار و دمای بدون بعد هستند که به صورت نسبت مقادیر این کمیت‌ها در شرایط مختلف به مقادیر آن‌ها در شرایط محیط^۱ تعریف می‌شود. فشار به دلیل انجام مقایسه بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی در

شرایط یکسان، همه نتایج ارائه شده در شکل‌ها و جداول این مقاله، براساس رابطه ۱ محاسبه گردیده است. نتایج حاصل از این مطالعه نشان داد که ضریب محاسبه رگرسیون خطی (ضریب همبستگی) داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی بیش از ۰/۹۷ می‌باشد. این مقدار نشان‌دهنده مطابقت بالای مقادیر چگالی آزمایشگاهی با روابط تجربی می‌باشد. در مرحله بعد، با استفاده از این رابطه، چگالی دو نوع نفت سنتزی دیگر (سبک و سنگین) حاوی تولوئن و نرمال هپتان با غلظت‌های متفاوت و همچنین نوع آسفالتین متفاوت در شرایط دمایی مختلف پیش‌بینی شد. چگالی به دست آمده از نتایج آزمایشگاهی با روش رابطه تجربی مورد مقایسه قرار گرفت و مقادیر آن در جداول ۲ و ۳ گزارش شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود میانگین خطا بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی در فشارهای مختلف برای نمونه نفت‌های سنتزی سبک و سنگین به ترتیب ۰/۴۲ و ۰/۹۸٪ می‌باشد که قابل چشم‌پوشی می‌باشد. بنابراین رابطه پیش‌بینی شده نشان‌دهنده دقت مطلوب آن برای محاسبه چگالی ترکیب نفت سنتزی می‌باشد و محدوده کاربردی آن در ترکیبات نفت سنتزی شامل تولوئن، نرمال هپتان و هر نوع آسفالتین (نفت‌های خام متفاوت) با غلظت‌های مختلف و انواع شرایط عملیاتی دما (۳۰، ۵۰ و ۸۰°C) و فشار (۱۰ تا ۱۳۰ bar) می‌باشد.

جدول ۲ اختلاف چگالی نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی برای ترکیب نفت سنتزی آسفالتینی سبک (T60-As. 5 wt%) در شرایط دما ثابت (۵۰°C) و بازه فشاری ثابت

فشار (bar)	۱۰	۲۰	۳۰	۴۰	۵۰	۶۰	۷۰	۸۰	۹۰	۱۰۰	۱۱۰	۱۲۰	۱۳۰
نتایج آزمایشگاهی	۰/۷۸۷۵	۰/۷۸۸۷	۰/۷۸۹۷	۰/۷۹۱	۰/۷۹۲۲	۰/۷۹۳۳	۰/۷۹۴۲	۰/۷۹۵۴	۰/۷۹۶۵	۰/۷۹۷۵	۰/۷۹۸۵	۰/۷۹۹۶	۰/۸۰۰۸
نتایج رابطه تجربی	۰/۷۸۰۴	۰/۷۸۱۴	۰/۷۸۲۴	۰/۷۸۳۴	۰/۷۸۴۴	۰/۷۸۵۴	۰/۷۸۶۴	۰/۷۸۷۴	۰/۷۸۸۴	۰/۷۸۹۴	۰/۷۹۰۴	۰/۷۹۱۴	۰/۷۹۲۴
درصد خطا	۰/۹۰	۰/۹۳	۰/۹۲	۰/۹۶	۰/۹۸	۰/۹۹	۰/۹۸	۰/۹۸	۱/۰۲	۱/۰۲	۱/۰۱	۱/۰۳	۱/۰۵

1. P (ambient)=14.7 psi =1.01353 bar and t (ambient)=25 °C

جدول ۳ اختلاف چگالی نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی برای ترکیب نفت سنتزی آسفالتینی سنگین (T90-As. 10 wt%) در شرایط دما ثابت (۸۰ °C) و بازه فشاری ثابت (g/cm³)

فشار (bar)	۱۰	۲۰	۳۰	۴۰	۵۰	۶۰	۷۰	۸۰	۹۰	۱۰۰	۱۱۰	۱۲۰	۱۳۰
نتیج آزمایشگاهی	۰/۸۱۶۱	۰/۸۱۷۰	۰/۸۱۸۱	۰/۸۱۹۲	۰/۸۲۰۴	۰/۸۲۱۴	۰/۸۲۲۵	۰/۸۲۳۵	۰/۸۲۴۶	۰/۸۲۵۶	۰/۸۲۶۶	۰/۸۲۷۸	۰/۸۲۹۰
نتیج رابطه تجربی	۰/۸۱۹۹	۰/۸۲۰۹	۰/۸۲۱۹	۰/۸۲۲۹	۰/۸۲۳۹	۰/۸۲۴۹	۰/۸۲۵۹	۰/۸۲۶۹	۰/۸۲۷۹	۰/۸۲۸۹	۰/۸۲۹۹	۰/۸۳۰۹	۰/۸۳۱۹
درصد خطا	۰/۴۶	۰/۴۷	۰/۴۶	۰/۴۵	۰/۴۲	۰/۴۲	۰/۴۱	۰/۴۱	۰/۴۰	۰/۳۹	۰/۳۹	۰/۳۷	۰/۳۴۹

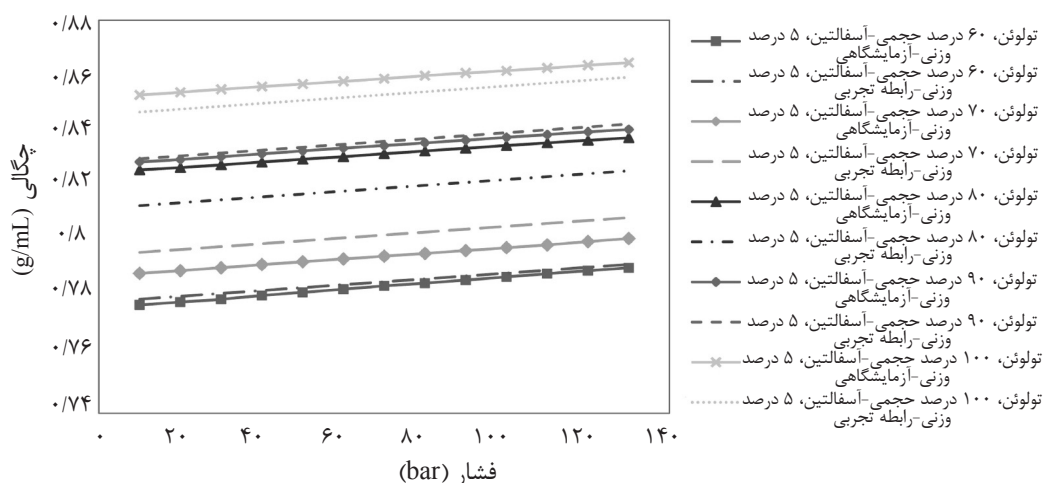
همچنین با وجود اختلاف در غلظت آسفالتین (در دو شکل ۳ و ۴) که منجر به اختلاف در مقادیر چگالی در یک فشار ثابت می‌شود، روند تغییرات چگالی در هر دو شکل مشابه است.

بررسی اثر دما بر چگالی حاصل از داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی در نفت سنتزی آسفالتینی یکی دیگر از پارامترهای تاثیرگذار بر چگالی، دما می‌باشد. به منظور نمایش بهتر اثر دما بر چگالی، برای دو ترکیب نفت سنتزی آسفالتینی سبک (T60-As. 5 wt%) و سنگین (T90-As. 5 wt%) در فشارهای منتخب (۷۰، ۱۰، ۱۳۰ bar) و سه دمای ۳۰، ۵۰ و ۸۰°C، شکل‌های ۵ و ۶ در نظر گرفته شده‌اند. روند تغییر چگالی با افزایش دما در شکل‌های ۵ و ۶ نزولی است. به عبارت دیگر به استناد دلایل ذکر شده قبلی [۱۶]، در هر فشار، افزایش دما موجب کاهش چگالی می‌شود. این مطلب برای داده‌های رابطه تجربی همانند داده‌های آزمایشگاهی تا حد زیادی صادق است. نکته قابل توجه این است که این تغییرات هم برای ترکیب‌های نفت سنتزی و هم بازه فشاری ثابت کاملاً مشابه می‌باشد که نشان‌دهنده اثر کلی افزایش دما بر چگالی است. برای مثال در جدول ۴ مقایسه‌ای بین نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی به صورت جداگانه با خود و همچنین با همدیگر در شرایط فشار ثابت ۱۳۰ bar و سه دمای ۳۰، ۵۰ و ۸۰°C برای همین دو ترکیب سبک و سنگین انتخاب شده، انجام گرفته است.

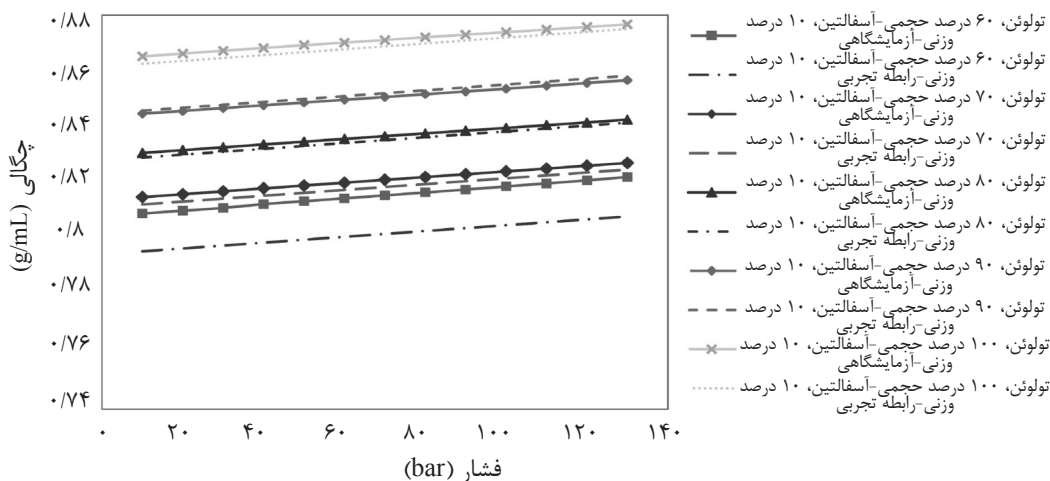
به این ترتیب با صرفه‌جویی در زمان و هزینه، نیاز به اندازه‌گیری چگالی به صورت آزمایشگاهی برای محاسبه کشش بین سطحی در شرایط مختلف، مرتفع می‌شود.

بررسی اثر فشار بر چگالی حاصل از داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی در نفت سنتزی آسفالتینی شکل‌های ۳ و ۴ تاثیر افزایش فشار را بر چگالی نفت‌های سنتزی آسفالتینی (به عنوان نمونه برای محلول‌های حاوی ۶۰٪ حجمی تولوئن) با غلظت ۵ و ۱۰٪ آسفالتین در دمای ثابت نشان می‌دهد. همچنین در این شکل‌ها مقایسه‌ای بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی صورت گرفته است. یادآوری می‌شود که علائم EX و CORR در شکل‌ها به ترتیب معرف نتایج حاصل از داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی می‌باشد.

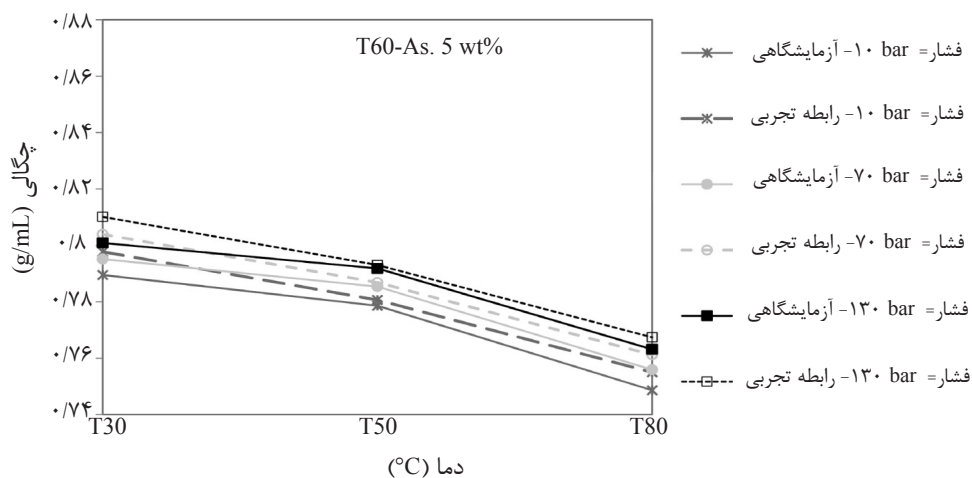
مطابق شکل‌های ۳ و ۴، روند تغییرات چگالی نفت سنتزی هم به روش آزمایشگاهی و هم با استفاده از رابطه تجربی، با افزایش فشار صعودی است. علاوه بر این، به دلیل بیشتر بودن چگالی و غلظت تولوئن نسبت به نرمال هپتان در ترکیب نفت سنتزی، هر چقدر غلظت تولوئن نفت سنتزی بیشتر باشد، چگالی نفت سنتزی بیشتر خواهد بود. همچنین مقایسه چگالی‌های به دست آمده از روش آزمایشگاهی با داده‌های رابطه تجربی، اختلاف اندک مقادیر حاصل از دو روش را نشان می‌دهد. بنابراین با توجه به شکل‌های بالا نیز می‌توان گفت که دقت رابطه ریاضی به دست آمده قابل قبول است.



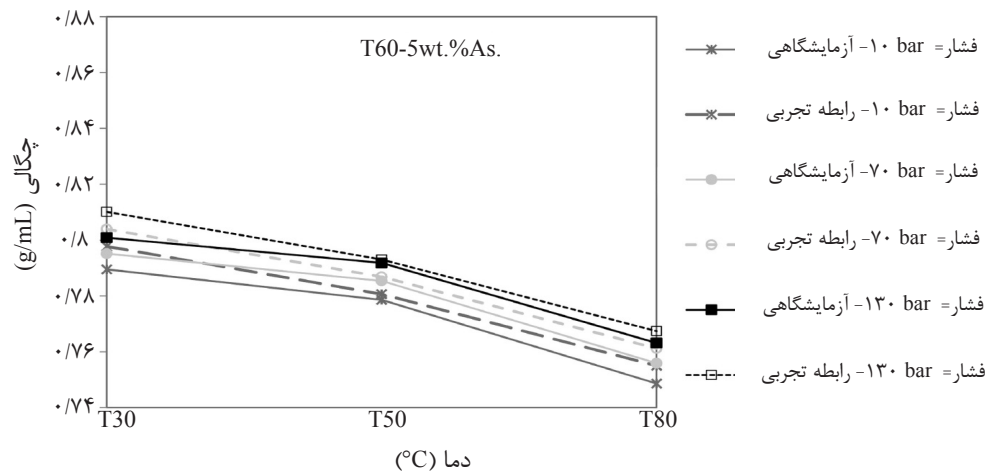
شکل ۳ اختلاف چگالی بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی در محلول‌های مختلف نفت سنتزی با ۵٪ وزنی آسفالتین در فشار ثابت و دمای ۵۰°C



شکل ۴ اختلاف چگالی بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی در محلول‌های مختلف نفت سنتزی با ۱۰٪ وزنی آسفالتین در فشار ثابت و دمای ۵۰°C



شکل ۵ تغییرات چگالی بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی با افزایش دما در محلول نفت سنتزی T60-As. 5 wt% در بازه فشاری ثابت



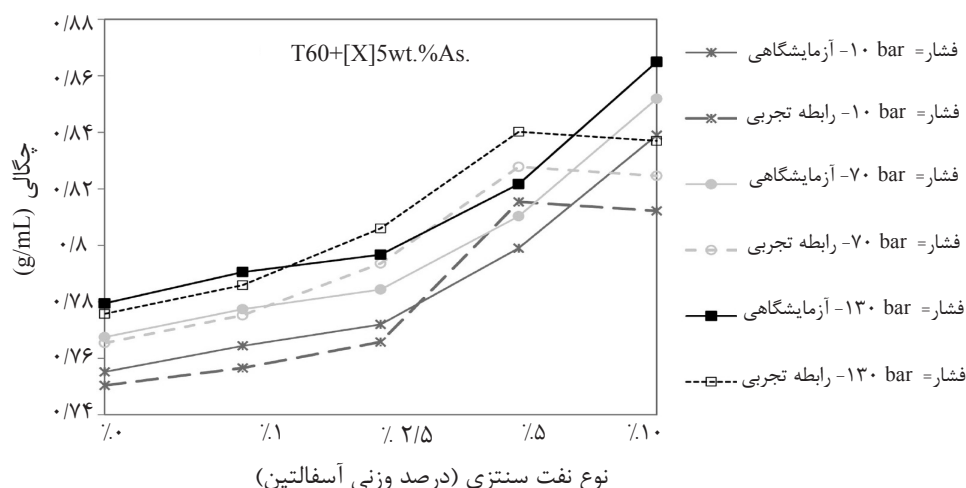
شکل ۶ تغییرات چگالی بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی با افزایش دما در محلول نفت سنتزی T90-As. 5 wt% در فشار ثابت

جدول ۴ اختلاف چگالی نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی برای ترکیب‌های سبک و سنگین نفت سنتزی آسفالتینی در شرایط فشار ثابت و دمایی مختلف

۸۰°C		۵۰°C		۳۰°C		ترکیب نفت سنتزی
نتایج آزمایشگاهی چگالی	نتایج رابطه تجربی چگالی	نتایج آزمایشگاهی چگالی	نتایج رابطه تجربی چگالی	نتایج آزمایشگاهی چگالی	نتایج رابطه تجربی چگالی	
۰/۷۶۳	۰/۷۶۷	۰/۷۹۱	۰/۷۹۳	۰/۸۰۰	۰/۸۱۰	T60-As. 5 wt%
۰/۸۱۴	۰/۸۱۷	۰/۸۴۱	۰/۸۴۳	۰/۸۵۴	۰/۸۶۰	T90-As. 5 wt%
۰/۵		۰/۲		۱/۲۵		درصد خطا برای ترکیب T60-As. 5 wt%
۰/۴		۰/۲		۰/۷		درصد خطا برای ترکیب T90-As. 5 wt%

بررسی اثر غلظت آسفالتین بر چگالی حاصل از داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی در نفت سنتزی آسفالتینی در آخرین قسمت این مطالعه، غلظت آسفالتین به‌عنوان یکی از عوامل موثر بر چگالی، مورد ارزیابی قرار گرفته است. برای نمایش بهتر اثر این پارامتر، نمودارهایی در شکل ۷ تهیه شده است که چگالی را در فشارهای منتخب (۷۰ و ۱۳۰ bar) برای نفت سنتزی حاوی ۶۰٪ حجمی تولوئن (۴۰٪ حجمی نرمال هپتان) با مقادیر مختلف آسفالتین (۰، ۱، ۲/۵، ۵ و ۱۰٪ وزنی) نشان می‌دهد.

همان‌گونه که مشاهده شد، نتایج جدول ۴ با وجود این که تا سه رقم اعشار انتخاب شده اند، به خوبی سازگاری قابل قبول نتایج رابطه تجربی را با نتایج آزمایشگاهی با تغییرات دما در هر دو ترکیب سبک و سنگین نشان می‌دهد. درصد خطای نتایج رابطه تجربی با نتایج آزمایشگاهی بسیار پایین و در محدوده ۰/۲ تا ۰/۱ می‌باشد که قابل نظر کردن می‌باشد. بنابراین افزایش چگالی با سنگین‌تر شدن ترکیب نفت سنتزی، روند منطقی مناسبی را در هر دو نتایج (آزمایشگاهی و رابطه تجربی) بیان می‌کند.



شکل ۷ تغییرات چگالی بین داده‌های آزمایشگاهی و رابطه تجربی با افزایش غلظت آسفالتین در محلول‌های نفت سنتزی در فشار ثابت و دمای 50°C

داده‌ها بسیار کمتر از سایر داده‌هاست که میزان خطای بیشتری را در رابطه تجربی نشان می‌دهد. از سوی دیگر مقایسه بین داده‌های آزمایشگاهی با رابطه تجربی، نشان از تطابق مناسب این داده‌ها به ویژه در غلظت‌های پایین آسفالتین می‌دهد. جهت بهتر نشان دادن این مطلب، جدول ۵، اثر تغییر آسفالتین را بر چگالی به صورت عددی و دقیق‌تر نشان داده است و دقت رابطه تجربی ارائه شده را بررسی می‌نماید.

همان‌طور که مشاهده می‌شود درصدهای خطای نتایج آزمایشگاهی با نتایج رابطه تجربی در غلظت‌های صفر، ۱ و $2/5\%$ وزنی کمتر از 1% ، در غلظت 5% وزنی، حدود 1% و در غلظت 10% وزنی بیش از $1/5$ می‌باشد که این مقدار خطا نیز ناچیز و قابل صرف نظر کردن است. بنابراین افزایش چگالی با سنگین‌تر شدن ترکیب نفت سنتزی به جهت افزایش غلظت آسفالتین، نشان‌دهنده تطابق بالا بین هر دو نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی می‌باشد.

داده‌های آزمایشگاهی در شکل ۷ تایید می‌کنند که روند تغییر چگالی برای نفت‌های سنتزی آسفالتینی با افزایش غلظت آسفالتین، صعودی است. همان‌گونه که پیش از این بیان شد، در فشار ثابت با افزایش درصد آسفالتین، جرم نمونه نفت سنتزی بیشتر شده است از سوی دیگر حجم آن با توجه به ثابت بودن فشار، تقریباً ثابت می‌ماند. بنابراین چگالی ترکیب نفت سنتزی بیشتر شده است. همچنین روند تغییرات داده‌های رابطه تجربی نفت سنتزی نیز در حالت بدون آسفالتین تا 5% وزنی آسفالتین نیز صعودی است، در حالی که با افزایش غلظت آسفالتین از 5% تا 10% ، این داده‌ها بر خلاف داده‌های آزمایشگاهی روند نزولی پیدا کرده است. علت این امر را در تعداد کمتر این داده‌ها در غلظت 10% در مقایسه با سایر غلظت‌ها باید جستجو کرد. به عبارت دیگر با توجه به این که میزان آسفالتین نفت خام مورد استفاده 5% وزنی می‌باشد، آزمایشات بر روی این غلظت متمرکز و برنامه ریزی شده و در غلظت 10% وزنی تعداد

جدول ۵ اختلاف چگالی و درصد خطا نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی برای ترکیب‌های نفت سنتزی با غلظت آسفالتین متفاوت در شرایط دما (۵۰°C) و بازه فشاری ثابت

۱۳۰ bar		۷۰ bar		۱۰ bar		غلظت آسفالتین
نتایج آزمایشگاهی چگالی	نتایج رابطه تجربی چگالی	نتایج آزمایشگاهی چگالی	نتایج رابطه تجربی چگالی	نتایج آزمایشگاهی چگالی	نتایج رابطه تجربی چگالی	
۰/۷۷۹	۰/۷۷۷	۰/۷۷۸	۰/۷۷۲	۰/۷۶۷	۰/۷۶۵	صفر٪ وزنی
۰/۲۵		۰/۷۷		۰/۲۶		درصد خطا
۰/۷۸۵	۰/۷۸۲	۰/۷۷۸	۰/۷۷۷	۰/۷۷۲	۰/۷۶۸	۱٪ وزنی
۰/۳۸		۰/۱۲		۰/۵۱		درصد خطا
۰/۷۸۸	۰/۷۹۳	۰/۷۸۲	۰/۷۸۶	۰/۷۷۶	۰/۷۷۲	۲/۵٪ وزنی
۰/۶۳		۰/۵۱		۰/۵۱		درصد خطا
۰/۸۰۰	۰/۸۱۰	۰/۷۹۳	۰/۸۰۳	۰/۷۸۹	۰/۷۹۷	۵٪ وزنی
۱/۲۵		۱/۲		۱/۰۱		درصد خطا
۰/۸۲۲	۰/۸۰۸	۰/۸۱۵	۰/۸۰۲	۰/۸۰۹	۰/۷۹۶	۱۰٪ وزنی
۱/۷۰		۱/۵۹		۱/۶۰		درصد خطا

نتیجه گیری

سبب کاهش چگالی شده است.

• رابطه تجربی ارائه شده در این مطالعه با ضریب همبستگی حدود ۰/۹۷، تطابق بالایی بین داده‌های چگالی حاصل از نتایج آزمایشگاهی و رابطه تجربی را نشان داده و پیش‌بینی قابل قبولی را برای محاسبه چگالی نفت سنتزی آسفالتینی با استفاده از رابطه تجربی ارائه می‌نماید.

• رابطه تجربی ارائه شده مطابق آن چه که نشان داده شد، قابل استفاده برای نفت‌های سنتزی حاوی تولوئن، نرمال هپتان و آسفالتین (انواع مختلف) قابل استفاده است که این سبب بی‌نیازی از دستگاه‌های گران قیمت اندازه‌گیری چگالی در شرایط مختلف فشار و دما و صرفه‌جویی در هزینه انجام آزمایش‌ها می‌شود.

چگالی سیال نفتی یکی از پارامترهای مهم در جهت کنترل سرعت تولیدی چاه و کاهش چگالی سیال مخزن با توجه به روابط تولید، باعث افزایش میزان بهره‌وری چاه و افزایش تولید مخزن نفتی می‌شود. همچنین تعیین چگالی به‌عنوان یکی از عوامل مؤثر بر کشش سطحی بین سیالات می‌تواند نقش تاثیرگذاری بر فرآیند ازدیادبرداشت از منابع نفتی داشته باشد. بر این اساس، مهم‌ترین نتایج مطالعه حاضر به‌صورت زیر ارائه شده‌اند:

• از هر سه پارامتر فشار، دما و غلظت آسفالتین، با افزایش فشار یا غلظت آسفالتین با فرض ثابت بودن دو پارامتر دیگر، مقدار چگالی افزایش یافته و افزایش دما (با شرط ثابت بودن پارامترهای دیگر)

مراجع

- [1]. Zick A. A., "A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases," Paper SPE 15493 presented at the 1986 SPE 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, October 5-8, 1986.

- [2]. Welge H. J., Johnson E. F., Eving S. P. and Brinkman F. H., "The linear displacement of oil from Porous Media by Enriched Gas," Petroleum Technology, Vol. 13, pp.787-796, 1961.
- [3]. Ahmed T., "Fundamentals of reservoir fluid behaviour," Elseviers, TN871.A337, 1946.
- [4]. Rostami H., Shahkarami A. and Azin R., "The Prediction of the density of undersaturated crude oil using multilayer feed-forward back-propagation perceptron," Petroleum Science and Technology, Vol. 30, pp. 89-99, 2012.
- [5]. MaCcaïn W. D., "The properties of petroleum fluids," 2nd ed., Penn Well Publishing Company, TN870.5.M386, 1989.
- [6]. Akbarzadeh K., Ayatollahi Sh., Nasrifar Kh., Yarranton H. W. and Moshfeghian M., "Prediction of the densities of western Canadian heavy oils and their SARA fractions from the cubic equation of state," Iranian J. of Science & Technology, Vol. 28, pp. 695-699, 2004.
- [7]. Nasrifar Kh., Ayatollahi Sh. and Moshfeghian M., "A compressed liquid density correlation," Fluid Phase Equilibria, Vol. 168, pp.149-163, 2000.
- [8]. Salgado C. M., Brandão L. E. B., Conti C. C. and Salgado W. L., "Density prediction for petroleum and derivatives by gamma-ray attenuation and artificial neural networks," Applied Radiation and Isotopes, Vol. 116, pp.143-149, 2016.
- [9]. Alomair O., Jumaa M., Alkorie M. and Hamed M., "Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated Temperatures," Petrol. Explor. Prod. Technol., Vol. 6, pp. 253-263, 2016.
- [10]. Interfacial tension meter (IFT 700 operating manual), VINCI Technologies France, 2002.
- [11]. Density Measuring Cell for High Pressure and High Temperatures (DMA HPM operating manual), Anton Paar, Austria, 2005.
- [12]. ASTM Standard D2007-80, "Specification for Separating Asphaltenes from Crude Oils," ASTM International. 1983.
- [13]. O'Dogherty H. J. and Wheeler J. A., "Compression of straw to high densities in close cylindrical dies," Agricultural Engineering, Vol. 29, pp. 61-71, 1984.
- [14]. Ooi C. C.; Bari S. and Siddiqui K. M., "Densification and properties of briquetted wastes," Renewable Energy, Vol. 16, pp. 1981-1984, 1998.
- [15]. Husain Z.; Zainac Z. and Abdullah Z., "Briquetting of palm fibre and shell from the processing of palm nuts to palm oil," Biomass and Bioenergy, Vol. 22, pp. 505-509, 2002.
- [16]. Dandekar A. Y., "Petroleum reservoir rock and fluid properties," CRC Press (Taylor and Francis Group) Publishing Co., 2006.



Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (April -May), Vol. 28, No. 98. 43-48

DOI: 10.22078/pr.2017.2911.2360

Density Prediction of Asphaltenic Synthetic Oil and Comparison with Crude Oil at Different Operating Conditions

Sadegh Hassanpour, Farzaneh Dorkhah, Masoud Riazi* and Mohammad Reza Malayeri

Enhanced Oil Recovery Research Centre, Department of Petroleum Engineering, School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz

University, Shiraz, Iran

mriazi@shirazu.ac.ir

Received: June/15/2017

Accepted: September/16/2017

Abstract

The measurement and prediction of density is required for accurate assessment of the production rate of oil. In the present study, the impact of synergetic parameters (pressure, temperature, and fluid composition) on the density of asphaltenic synthetic oils and crude oil is investigated. Furthermore, within the range of operating condition for 546 experimental data of asphaltenic synthetic oils, a correlation is proposed for synthetic oil including toluene, normal heptane and asphaltene extracted from various crude oils. The comparison between the experimental data and the predicted densities showed that the proposed model accurately predicted the experimental data with correlation coefficients (R^2) of more than 0.97. The results also confirmed that the propensity of densities by changing various parameters are as follows. At a given temperature as pressure increases, density increased for crude and synthetic oils. Furthermore, for both types of attempted oils, at different pressures, an increase in temperature caused the reduction of the density. The impact of temperature was dominant in the range of 50 to 80 °C. In addition, for asphaltenic synthetic oils, an increase in the concentration of asphaltene in the synthetic oils, especially from 5 to 10 wt. %, resulted in a significant increase in the oil density.

Keywords: Density, Crude Oil, Asphaltenic Synthetic Oil, Modelling, Experimental Data, Asphaltene.

Introduction

Density is one of the main properties of oil from reservoir conditions to downstream processes [1]. For instance, interfacial tension (IFT) between fluids depends on different factors such as fluids composition and so does the oil density [2]. So far, many studies have been conducted to predict the density of oil and its derivatives with different methods [3-7]. In this study, the density of different synthetic and crude oils are predicted under different operating conditions. In addition, a comprehensive empirical correlation is proposed for measuring the synthetic oils density.

Methodology

The investigated asphaltene was extracted from one of the oil fields in southern Iran (with a molecular weight of 174.8) and its compositions are provided in Table 1.

The extraction of asphaltene from the investigated crude oil was closely followed by the ASTM (D80-2007) procedure. In doing so, n-heptane was firstly added to the crude oil by a ratio of 40 to 1 before shaking the mixture for two days and every day for 4 hours by magnetic stirrer. After making the mixture of crude oil and n-heptane homogeneous, then the precipitated asphaltene was separated from the mixture using a filter paper. To obtain a purer sample,

asphaltene was again dissolved in toluene, then was precipitated again by n-heptane with reflux action in a Soxhlet extractor. This process was repeated to the point that the solution in the Soxhelt tank became clear.

Synthetic oil solutions used in this study were prepared in two steps. In the first step, the synthetic solution containing 60% toluene and 40% n-heptane. Next synthetic oil compositions with 10 vol% increase to toluene concentration (10 vol% reduction of heptane normal) prepared and this process continues to 100 volumes of toluene (0% volume of heptane). In the second step, 5, 2.5, 1 and 10 wt% asphaltene was added to the first solution (containing toluene and n-heptane). Asphaltene dissolution in the oil solution was accomplished by using a magnet stirrer (at rotation per minute (rpm) of 600 for 5 hour) and shaker (at a speed of 150 rpm for 24 hours). The density of synthetic solutions and crude oil at desired temperature and pressure was measured by using a density meter (DMA HPM Anton-Paar).

Results and Discussion

Figure 1 shows the trend of crude and synthetic oils density at different pressures and temperatures.

Table 1. Composition of crude oil from which asphaltene was extracted.

Component	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂ ⁺
Mole Percent	0.293	0.902	18.46	5.707	4.159	0.74	2.326	1.402	1.811	3.189	3.393	4.027	4.196	3.701	2.453	43.241

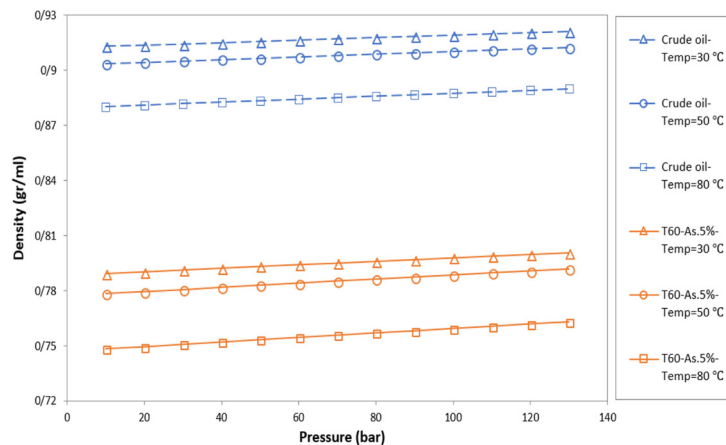


Figure 1: Density of the crude oil and synthetic oil solution (T60- As. 5 wt%) at the different pressures and temperatures

1. At a constant pressure, the crude oil density is more than the synthetic oil. This trend was visible for all attempted pressures. It referred to the difference in components of the both types of oil. The synthetic oil contains toluene, n-heptane and some asphaltene, while crude oil contains various components that cause to be heavier. In addition, increase in temperature at a constant pressure, caused density reduction for both the oil types. These changes are related to increasing the fluid volume by increase in temperature. The reason can be attributed to the phase change of the volatile compounds from the liquid phase to the gas by increasing the temperature. Therefore, the volume and the density of the fluid increases and decreases respectively.

Within the range of operating condition for 546 experimental data of asphaltenic synthetic oils, a correlation is proposed for synthetic oil including toluene, normal heptane and asphaltene extracted from various crude oils by Design Export (V.7) software. The correlation showed in Equation 1.

$$\text{Density (Synthetic oil) g/cc} = 0.0017 + 0.7069 \times X \text{ toluene} + (0.0031 \times W \text{ asphaltene}) + (0.0001 \times \text{Pressure (Bar)}) - (0.0009 \times \text{Temperature (}^\circ\text{C)}) \quad (1)$$

The comparison between the experimental data

and the predicted densities showed that the proposed correlation accurately predicted the experimental data with correlation coefficients (R^2) of more than 0.97.

Figure 2 shows the effect of increasing the pressure on the density of asphaltenic synthetic oil (for solutions with 60% vol. toluene as a model) with 5 wt% of asphaltene in a constant temperature. Furthermore, the comparison between these two dates in the figure has been observed.

An increase in pressure caused the trend of measured density of synthetic oil for both of experimental and predicted ones to increase. In addition, due to that for the synthetic oil solution, the density and the concentration of toluene is more than n-heptane, Therefore, more toluene concentration cause increase in synthetic oil density.

Based on Figure 3, the synthetic oil density reduces by increasing the temperature. It is necessary to emphasize that the trend of these changes is completely similar for the synthetic oil compositions and a constant pressure range which it indicated the overall effect of increasing the temperature on density.

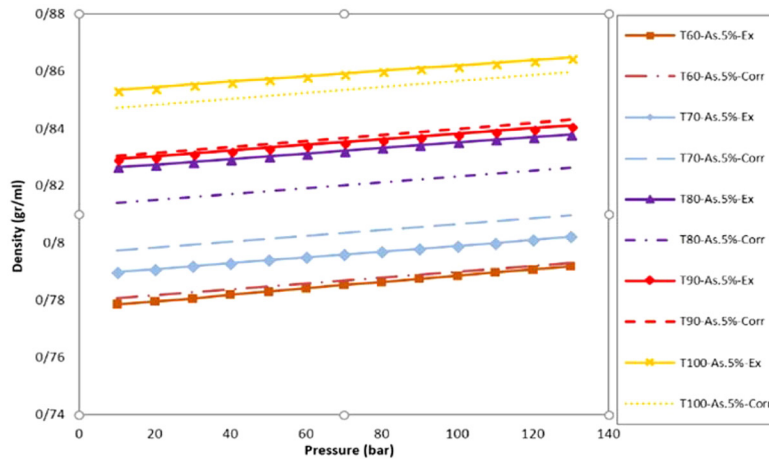


Figure 2: Density difference between experimental and correlation dates for various synthetic oil solutions with 5wt% asphaltene at different pressures and temperature of 50°C

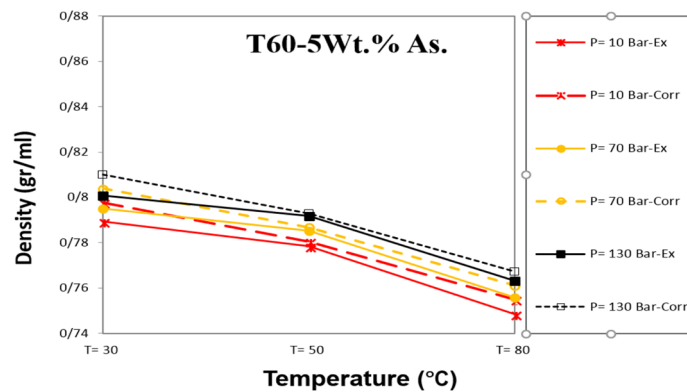


Figure 3: Effect of temperature on density measured of experimental and correlation methods for the synthetic oil solutions (T-60As. 5 wt%) at different pressures

2. In Figure 4, the effect of asphaltene concentration on the density is evaluated for the chosen pressures (10,70,130 bar) for

synthetic oil containing 60 vol% of toluene and n-heptane 40 vol% with different weight fraction 5, 1, 0 and %10 asphaltene.

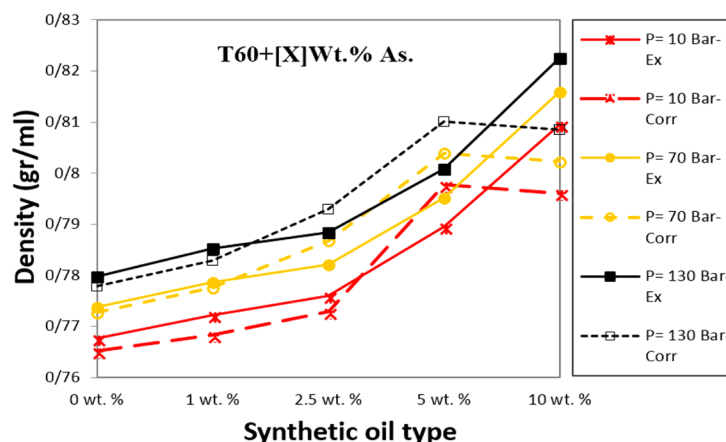


Figure 4: Effect of asphaltene concentration on density measured of experimental and correlation methods for the synthetic oil solutions containing 60 vol% toluene at different pressures and temperature of 50°C

Based on Figure 3, the synthetic oil density reduces by increasing the temperature. It is necessary to emphasize that the trend of these changes is completely similar for the synthetic oil compositions and a constant pressure range which it indicated the overall effect of increasing the temperature on density.

2. In Figure 4, the effect of asphaltene concentration on the density is evaluated for the chosen pressures (10,70,130 bar) for synthetic oil containing 60 vol% of toluene and n-heptane 40 vol% with different weight fraction 0, 1, 5 and 10 % asphaltene.

Density changes are more pronounced for asphaltenic synthetic oils by increasing asphaltene concentration. By the way, the changes in density of synthetic oil is more important compared to those without asphaltene to 5 wt% asphaltene. Nevertheless, by increasing the asphaltene concentration from 5 to 10 wt%, a decreasing trend observed in correlation data.

Conclusions

The comparison between the experimental and predicted densities indicated that the proposed model successfully predicted the experimental data with correlation coefficients (R^2) of more than 0.97. In addition, for both types of oils, at different pressures, the increase in temperature caused density to reduce. The reduction was more pronounced by changing the temperature from 50 to $^{\circ}80C$. In addition, for asphaltenic synthetic oil, the increase in the concentration of asphaltene, especially from 5 to 10 wt%, resulted in a significant increase in the density of oil. The results also confirmed that the trend densities by changing the various parameters are as follows: at a constant temperature as pressure increases,

the densities would increase substantially for both types of crude and synthetic oils.

References

- [1]. Zick A. A., "A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases," Paper SPE 15493 presented at the 1986 SPE 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, October 5-8, 1986.
- [2]. Density Measuring Cell for High Pressure and High Temperatures (DMA HPM operating manual) Anton Paar, Austria, 2005.
- [3]. McCain W. D., "The properties of petroleum fluids," 2nd ed., Penn Well Publishing Company, TN870.5.M386, 1989.
- [4]. Akbarzadeh K., Ayatollahi Sh., Nasrifar Kh., Yarranton H. W. and Moshfeghian M., "Prediction of the densities of western Canadian heavy oils and their SARA fractions from the cubic equation of state," Iranian J. of Science & Technology, Vol. 28, pp. 695-699, 2004.
- [5]. Nasrifar Kh., Ayatollahi Sh. and Moshfeghian M., "A compressed liquid density correlation," Fluid Phase Equilibria, Vol. 168, pp.149-163, 2000.
- [6]. Salgado C. M., Brandão L. E. B., Conti C. C. and Salgado W. L., "Density prediction for petroleum and derivatives by gamma-ray attenuation and artificial neural networks," Applied Radiation and Isotopes, Vol. 116, pp.143-149, 2016.
- [7]. Alomair O., Jumaa M., Alkorie M. and Hamed M., "Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated Temperatures," Petrol. Explor. Prod. Technol., Vol. 6, pp. 253-263, 2016.