

# بررسی اثرات فرکانس و هپتان نرمال بر رفتار رئولوژی نفت خام- مطالعه موردی مخزن منصوری

محمدجواد فاضلی و بهزاد وافری\*

دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد شیراز، شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۳/۲۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۶/۱

## چکیده

آسفالتین نه تنها ویسکوزیته نفت خام را افزایش می‌دهد بلکه می‌تواند تجهیزات استخراج، انتقال و جداسازی آن را نیز مسدود کند. بنابراین در پژوهش حاضر، اثر فرکانس زاویه‌ای و افزودن هپتان نرمال بر رفتار رئولوژی دو نمونه نفتی ۲۳ و ۷۱ میدان منصوری بررسی شد. تغییرات ویسکوزیته به‌عنوان معیاری از میزان جداسازی آسفالتین، و فاکتور اتلاف برای تشخیص رفتار ویسکوز با الاستیک (مایع یا ژله‌ای مانند) نفت استفاده شده است. آزمایشات ویسکوزیته و فرکانس زاویه‌ای در غلظت‌های مختلف هپتان نرمال انجام گرفت. آزمایشات ویسکوزیته اثبات کرد که با افزودن هپتان نرمال به هر دو نمونه، مقدار زیادی از آسفالتین آنها از نفت جدا می‌شود. علاوه بر این، با افزایش غلظت هپتان نرمال، ویسکوزیته هر دو نمونه به‌صورت پیوسته کاهش می‌یابد. در ادامه آزمایش فرکانس زاویه‌ای، برای اندازه‌گیری مقادیر عددی فاکتور اتلاف برای نمونه‌های نفتی در حضور غلظت‌های مختلف هپتان نرمال استفاده شده است. با استفاده از فاکتور اتلاف به راحتی می‌توان رفتار مایع-مانند یا ژله‌ای-مانند نفت را تشخیص داد. در نهایت با در نظرگیری همزمان کاهش ویسکوزیته و رفتار مایع-مانند نفت، محدوده‌ی بهینه فرکانس زاویه‌ای و غلظت هپتان نرمال برای نمونه‌های نفتی تعیین شد. نتایج نشان داد که افزودن ۷۵٪ حجمی هپتان نرمال به نمونه نفت ۲۳ در فرکانس بالاتر از  $33/6 \text{ rad.s}^{-1}$  منجر به رفتار مایع-مانند آن شده و ویسکوزیته آن را بیش از ۹۷٪ کاهش می‌دهد. همچنین، بهترین نتایج برای نمونه نفت ۷۱ با افزودن ۷۵٪ حجمی هپتان نرمال در فرکانس بیشتر از  $23/4 \text{ rad.s}^{-1}$  به‌دست آمد. در این شرایط، تقریباً ۹۶٪ کاهش در ویسکوزیته نفت مشاهده شد و نمونه نفتی رفتار مایع-مانند از خود نشان داد.

**کلمات کلیدی:** نفت خام، آزمایش رئولوژی، جداسازی آسفالتین، آزمایش فرکانس زاویه‌ای، رفتار ویسکوز-

الاستیک

## مقدمه

تأمین انرژی در زندگی روزمره، فعالیت‌های اقتصادی و صنعتی ایفا می‌کنند. نفت خام برش پیچیده‌ای از هیدروکربن‌های گوناگون است.

فراورده‌های نفتی نقش ارزنده‌ای به‌عنوان منبع

\*مسئول مکاتبات  
آدرس الکترونیکی  
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4195.2901)  
vaferi@iaushiraz.ac.ir

در بخش‌های مختلف استخراج و انتقال نفت نظیر مخزن، لوله‌ها، قسمت‌های جداسازی و ... یکی از مشکلات مرسوم در صنعت نفت است [۲]. علاوه بر این، رسوب آسفالتین در مخازن نفتی باعث کاهش نفوذپذیری، تغییر ترشوندگی سنگ مخزن و در نهایت، کاهش تولید آن‌ها می‌گردد [۳-۶]. رسوب دادن آسفالتین و جدا کردن آن از نفت یکی از روش‌های کاهش مشکلات ناشی از آن است. بدین منظور، مطالعه و بررسی روش‌های افزایش رسوب آسفالتین حائز اهمیت است. افزودنی‌هایی وجود دارند که آسفالتین را رسوب داده یا میزان رسوب آن را تشدید می‌کنند. آلکان‌های نرمال از جمله موادی هستند که آسفالتین در آن‌ها نامحلول است. با افزودن آلکان‌های نرمال به‌عنوان عامل رسوب دهنده، رسوب آسفالتین تشکیل شده و به‌صورت فاز جامد ته‌نشین می‌شود. رزین‌ها را که در واقع عامل پایدارکننده آسفالتین هستند در آلکان‌ها حل شده و پایداری آسفالتین را بر هم می‌زند. در نتیجه بر هم خوردن این تعادل، ذرات آسفالتین رسوب خواهد کرد. هر چه حلالیت رزین در آلکان نرمال بیشتر باشد، سرعت تشکیل رسوب آسفالتین نیز بیشتر می‌شود [۷-۱۰].

محمد و همکاران مشخصات رئولوژیکی سطح مشترک آب و نفت را با استفاده از رئومتر بررسی کردند [۱۱]. همچنین، تأثیر دما و افزودن تعلیق شکن بر مشخصات فیلم بررسی شده و مواد تعلیق شکن که باعث کاهش پایداری امولسیون شده یا از تشکیل آن جلوگیری می‌کنند را معرفی کرده‌اند. اشپیکر و کیلپاتریک رفتار مکانیکی فیلم آسفالتین جذب شده در سطح مشترک آب و نفت را بررسی کردند [۱۲]. در این مطالعه، الاستیسیته و تنش تسلیم فیلم بین‌سطحی در چهار نوع نفت سنتز شده (آسفالتین استخراج شده از چهار گونه متفاوت نفت خام در مخلوط هپتان- تولوئن حل شده است) مد نظر قرار گرفته است.

هر چند بخش عمده‌ای از نفت خام میادین مختلف را زنجیره‌های آلکانی تشکیل می‌دهد، اما ویژگی‌های ظاهری، ترموفیزیکی، و ترکیبات آنها تفاوت‌های زیادی با هم دارد. صنعت نفت ایران به دنبال فوران اولین چاه نفت در مسجد سلیمان واقع در جنوب غربی کشور متولد گردید و به‌عنوان آغازگر و پیش‌تاز عملیات نفتی در منطقه خاورمیانه شناخته شد. استخراج نفت با استفاده از تکنولوژی‌های جدید، روز به روز در حال پیشرفت است. برای استخراج نفت از یک مخزن نیاز به حفاری لایه‌های زمین است اما با حفر چاه و تولید از مخزن، معمولاً تا ۹۰٪ از حجم نفت مخزن، به‌دلیل شرایط عملیاتی یا ویژگی‌های رئولوژیکی نفت، همچنان در زیر زمین باقی می‌ماند. بنابراین، شناخت ویژگی‌های رئولوژیکی نفتی جهت رفع موانع استخراج و بهبود روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. مصرف روزافزون مواد نفتی، نفش بارز آنها در مسائل اقتصادی و سیاسی باعث شده است تا مراحل حفاری، استخراج نفت، روش‌های ازدیاد برداشت مورد توجه محققان قرار گیرد. در ساختار متخلخل مخازن نفتی، در اغلب موارد، نفت و آب در مجاورت یکدیگر قرار دارند. در طی تولید نفت از این‌گونه مخازن و همچنین انتقال آن، امولسیون آب در نفت ایجاد می‌شود. از آنجایی که این امولسیون‌ها باعث خوردگی لوله‌ها و پمپ‌ها، افزایش هزینه‌های انتقال، غیرفعال شدن کاتالیست‌ها در فرآیندهای پالایشی و ... می‌شوند، به‌عنوان پدیده‌ای نامطلوب در صنعت نفت مطرح هستند. پایداری امولسیون‌ها ناشی از فیلم بین‌سطحی الاستیک است که به‌دلیل وجود آسفالتین در نفت ایجاد می‌شود. آسفالتین‌ها ترکیبات سنگینی با ساختار هیدروکربنی می‌باشند که دارای یک بخش آروماتیکی و یک بخش آلیفاتیکی هستند و در نفت خام به‌صورت کلوئیدی یافت می‌شوند و توسط رزین‌ها (به‌عنوان عامل نگه‌دارنده) احاطه شده‌اند [۱]. رسوب آسفالتین

خام به آب شور همراه با نفت دارد. در این تحقیق، ویسکوالاستیسیته بین‌سطحی، با افزایش غلظت آسفالتین افزایش و با افزایش غلظت اسید کاهش یافته است. روگل و همکاران به بررسی رسوب آسفالتین در نفت‌های سنگین ونزوئلا و کانادا با حضور ذرات نانوی پراکسید بنزوئیل، اکسید آهن و اکسید نیکل پرداختند [۱۷]. آن‌ها بیان داشتند که تأثیر پراکسید بنزوئیل بر رسوب آسفالتین بیشتر از اکسید نیکل و اکسید نیکل بیشتر از اکسید آهن بوده است. نتایج آزمایشات نشان داد که در صورت استفاده از مواد دارای آهن و نیکل، مقدار زیادی از این فلزات در آسفالتین رسوب شده نیز یافت می‌شود. کمپن و همکاران، تأثیر مخلوط تولوئن و هپتان نرمال را بر رسوب آسفالتین بررسی کردند [۱۸]. با افزایش نسبت هپتان به تولوئن لخته شدن آسفالتین سریع‌تر شده و لخته‌ها اندازه بزرگتری داشتند. کوانگ و همکاران یک سیستم با ستون پرشده برای رسوب آسفالتین طراحی و ابداع کردند [۱۹]. این سیستم امکان بررسی عوامل مختلف تأثیرگذار بر رسوب آسفالتین در محدوده وسیعی از دما (۲۰ تا ۳۰۰ °C) و فشار (۰ تا ۳۰۰ lb/in<sup>2</sup>) را ممکن می‌سازد. تأثیر نوع ماده رسوب دهنده، درجه پایداری آسفالتین و افزودنی‌های شیمیایی مختلف بر میزان رسوب آسفالتین بررسی شده است. نتایج آزمایشات نشان داد که افزایش نسبت ماده رسوب‌دهنده به نفت، هر چند زمان رسوب آسفالتین را به تأخیر می‌اندازد اما میزان رسوب آسفالتین را به صورت خطی افزایش می‌دهد. کاساس و همکاران به مطالعه سرعت ته‌نشینی لخته‌های آسفالتین در حضور هپتان نرمال و پنتان نرمال در دمای ۲۱ °C و فشار ۱ atm پرداختند [۲۰]. نتایج مطالعه آن‌ها نشان داد که با افزایش آلکان نرمال تا ۷۵٪ در مخلوط، سرعت ته‌نشینی آسفالتین افزایش می‌یابد و پس از آن، افزایش غلظت آلکان نرمال باعث کاهش سرعت ته‌نشینی آسفالتین می‌گردد.

مکانیزم پایداری امولسیون و تأثیر انحلال‌پذیری آسفالتین و ترکیب آن بر سینتیک جذب و خواص مکانیکی فیلم بین‌سطحی مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج نشان داده است که آسفالتین با غلظت فلزات سنگین بیشتر، آروماتیک کمتر و قطبیت بیشتر، باعث تشکیل فیلم‌هایی با الاستیسیته، تنش تسلیم و قوام بیشتر می‌شوند. فان و همکاران اثر نسبت تولوئن به هپتان (میزان آروماتیک نفت)، زمان، غلظت آسفالتین، و همچنین، افزودن مواد فعال سطحی غیریونی بر پایداری امولسیون‌های آب در نفت، خواص و ساختار لایه بین‌سطحی را مد نظر قرار دادند [۱۳]. نتایج نشان داده است که با افزایش میزان آروماتیک نفت، پایداری امولسیون کاهش می‌یابد. همچنین، وجود مواد فعال سطحی غیریونی از تشکیل دسته‌های آسفالتین در سیال جلوگیری می‌کند. ریاضی و همکاران به بررسی رسوب آسفالتین پرداختند [۱۴]. آن‌ها با رسم نمودار کشش بین‌سطحی بر حسب فشار، نقطه‌ی شروع تشکیل رسوب آسفالتین و تأثیر پارامترهای مختلف بر آن را مطالعه کردند. نتایج آزمایشگاهی نشان داد وجود آسفالتین در نمونه‌ی نفتی، باعث می‌شود نمودار کشش بین‌سطحی بر حسب فشار، به صورت خطی کاهش یابد. در مطالعه‌ای دیگر، کاظم‌زاده و همکاران عنوان کردند که استفاده از نانوذرات اکسید فلزی یکی از راه‌های مقابله با تشکیل رسوب آسفالتین حین ازدیاد برداشت به روش تزریق دی‌اکسید کربن است. بدین منظور آن‌ها تأثیر افزودن نانوذرات اکسید آهن بر کشش بین‌سطحی و رسوب آسفالتین را بررسی کردند [۱۵]. نتایج نشان داد که هر چه غلظت نانوذرات اکسید آهن بیشتر شود، شدت تشکیل رسوب آسفالتین کمتر می‌شود. گارسیا-اولورا و همکاران تأثیر میزان اجزای اسیدی و آسفالتینی نفت خام بر رئولوژی بین‌سطحی را بررسی کردند [۱۶]. آن‌ها عنوان کردند که تأثیر اجزای آسفالتین و اسیدی، بستگی زیادی به نسبت حجمی نفت

### دستگاه رئومتر آنتون پارام سی آر ۳۰۲ [۲۱-۲۲]

در این پژوهش، از رئومتر آنتون پارام سی آر ۳۰۲ که در شکل ۱ قابل مشاهده است برای انجام آزمایشات استفاده شده است. اندازه‌گیری تغییرات ویسکوزیته برحسب سرعت برشی، منحنی روبش دما، منحنی روبش زمان، منحنی روبش کرنش، منحنی روبش فرکانس، منحنی مدول ذخیره و مدول اتلاف، مدول کمپلکس، ویسکوزیته کمپلکس و دیگر خواص ویسکوالاستیک خطی به‌صورت تابعی از فرکانس و به‌طور کلی، بررسی خواص ویسکوالاستیک خطی و خواص ویسکوالاستیک غیرخطی و نیز منحنی تابع توزیع زمان آسودگی از ویژگی‌های شاخص این دستگاه است. مجهز بودن به سیستم‌های اندازه‌گیری اتوماتیک و لوازم جانبی و امکان تغییر سریع و آسان سیستم‌های اندازه‌گیری از ویژگی‌های منحصر به فرد این دستگاه است.

### نتایج و بحث

#### نتایج آزمایش ویسکوزیته

نتایج آزمایش ویسکوزیته برای نمونه‌های نفتی ۲۳ و ۷۱ در حالتی که هیچ‌گونه افزودنی با آن‌ها مخلوط نشده است، به‌ترتیب در شکل‌های ۲ و ۳ قابل مشاهده است. همان‌طور که از تغییرات ویسکوزیته‌ی این دو نمونه نفتی مشخص است، در ابتدا و با شروع تنش، تغییرات ویسکوزیته نوسانی بوده سپس تقریباً ثابت می‌ماند.

آن‌ها همچنین عنوان کردند که تأثیر پنتان نرمال به‌دلیل کم بودن دانسیته و ویسکوزیته به مراتب بیشتر از تأثیر هپتان نرمال بوده است. با توجه به مشکلات متعدد ناشی از وجود آسفالتین در نفت خام، تمرکز پژوهش حاضر بر روی رسوب هر چه بیشتر آن معطوف شده است. در واقع اثر هپتان نرمال بر کاهش آسفالتین دو نمونه نفتی از میدان منصوری (که با نام‌های تجاری ۲۳ و ۷۱ شناخته می‌شوند) به‌صورت آزمایشگاهی بررسی شده است. غلظت‌های حجمی مختلف از هپتان نرمال به دو نمونه نفتی اضافه شده و آزمایش‌های رئومتری و فرکانس بر روی آنها انجام می‌شود.

### روش کار

به منظور مطالعه رفتار رئولوژی نمونه‌های نفتی ۲۳ و ۷۱ در حضور و عدم حضور افزودنی هپتان نرمال، نمونه‌هایی با غلظت‌های مختلف از هپتان نرمال آماده شده و توسط آزمایشات ویسکوزیته و فرکانس آنالیز شده‌اند. درصدهای مختلف حجمی از هپتان نرمال به‌صورتی که در جدول‌های ۱ و ۲ آمده است، به نمونه‌های ۲۳ و ۷۱ افزوده می‌شود. در مجموع برای ۸ نمونه‌ای که در جدول‌ها مشاهده می‌شود، آزمایش‌های ویسکوزیته و فرکانس زاویه‌ای توسط دستگاه رئومتر آنتون پارام سی آر ۳۰۲ انجام شد که نتایج آن در ادامه ارائه می‌شود.

جدول ۱ نمونه‌ها با پایه نفت ۲۳

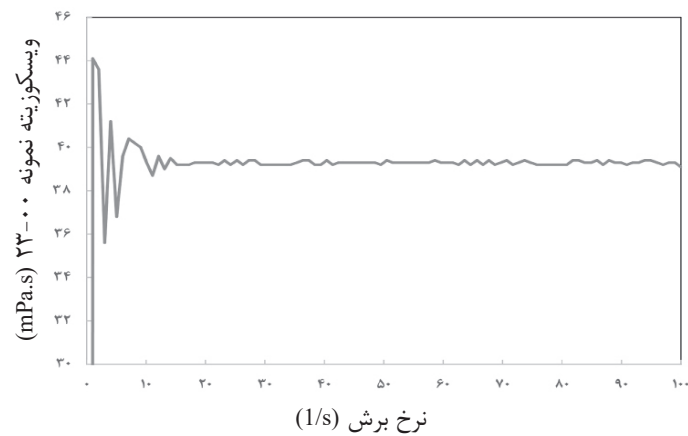
نمونه نفتی	نمونه ۰۰-۲۳	نمونه ۲۵-۲۳	نمونه ۵۰-۲۳	نمونه ۷۵-۲۳
درصد حجمی نمونه ۲۳	۱۰۰	۷۵	۵۰	۲۵
درصد حجمی هپتان نرمال	۰	۲۵	۵۰	۷۵

جدول ۲ نمونه‌ها با پایه نفت ۷۱

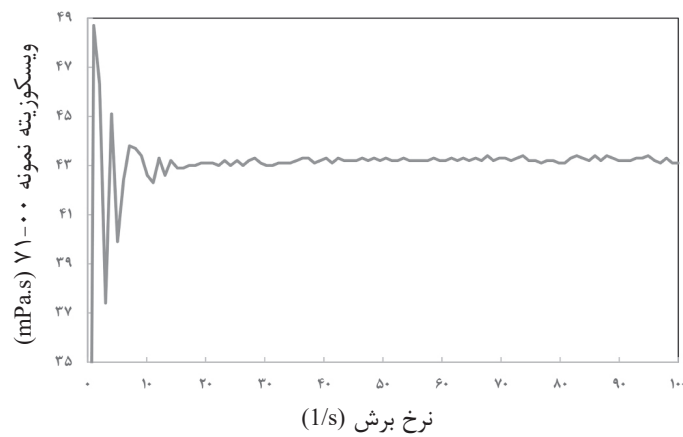
نمونه نفتی	نمونه ۰۰-۷۱	نمونه ۲۵-۷۱	نمونه ۵۰-۷۱	نمونه ۷۵-۷۱
درصد حجمی نمونه ۷۱	۱۰۰	۷۵	۵۰	۲۵
درصد حجمی هپتان نرمال	۰	۲۵	۵۰	۷۵



شکل ۱ رنومتر آنتون پار مدل ام سی آر ۳۰۲



شکل ۲ اندازه‌گیری ویسکوزیته نمونه نفتی ۲۳-۰۰



شکل ۳ اندازه‌گیری ویسکوزیته نمونه نفتی ۷۱-۰۰

از آن به نمونه‌های افزوده شده و مورد آزمایش قرار گرفته‌اند. نتایج آزمایش ویسکوزیته در حضور غلظت‌های مختلف از هپتان نرمال در شکل‌های ۴ و ۵ ارائه شده است. همچنین مقدار عددی ویسکوزیته نمونه‌های نفتی مختلف و میزان کاهش آن نسبت به نمونه مینا برای غلظت‌های متفاوت هپتان نرمال در جدول ۳ و ۴، گزارش شده است. همان‌طور که از شکل ۴ و ۵ مشخص است، با چشم‌پوشی از نوسانات ابتدای نمودار، با افزودن هپتان نرمال به نمونه‌های نفتی، ویسکوزیته به‌طور پیوسته کاهش می‌یابد.

با نادیده گرفتن نوسانات ابتدای نمودار، می‌توان نتیجه گرفت که ویسکوزیته مستقل از تنش برشی است. بنابراین، هر دو نوع نمونه نفتی رفتار نیوتونی دارند. با تقریب خوبی می‌توان عنوان کرد که ویسکوزیته نفت ۲۳ برابر  $39/3 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  و ویسکوزیته نفت ۷۱ برابر با  $43/2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  است.

#### اثر افزودن هپتان نرمال بر ویسکوزیته نمونه‌های نفتی ۲۳ و ۷۱

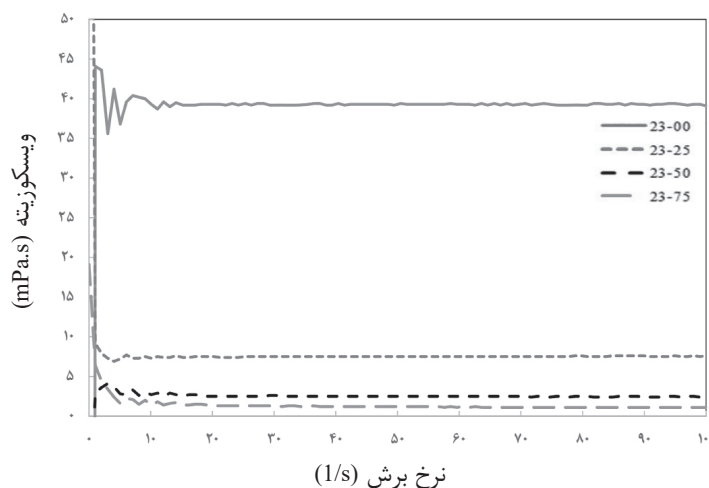
به منظور بررسی اثر هپتان نرمال بر رفتار رئولوژی نمونه‌های نفتی، غلظت‌های مختلف

جدول ۳ تغییرات ویسکوزیته نفت ۲۳ در حضور غلظت‌های مختلف از هپتان نرمال

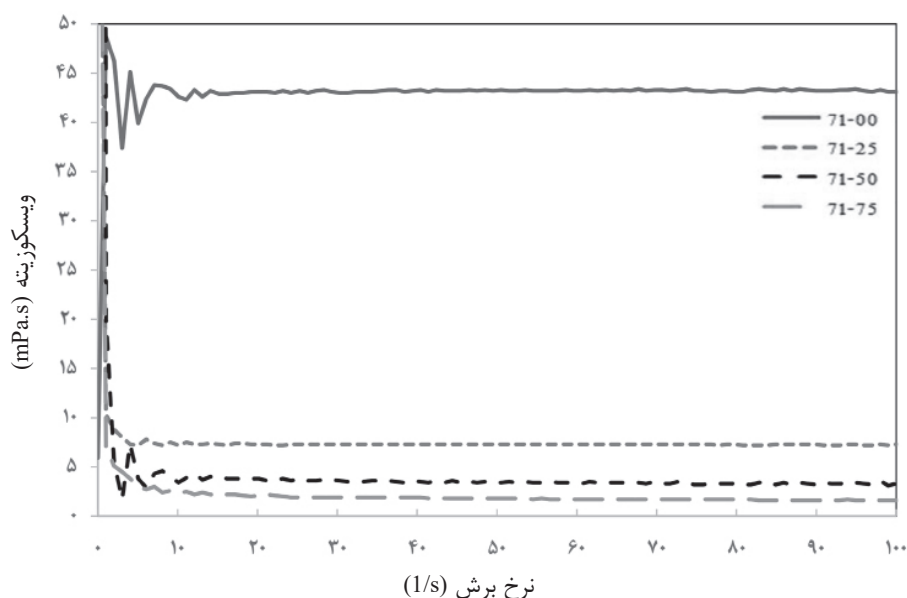
نمونه نفتی	نمونه ۰۰-۲۳	نمونه ۲۵-۲۳	نمونه ۵۰-۲۳	نمونه ۷۵-۲۳
ویسکوزیته (mPa.s)	۳۹/۳	۷/۶	۲/۵	۱/۱
کاهش ویسکوزیته (%)	نمونه مینا	۸۰/۶	۹۳/۶	۹۷/۲

جدول ۴ تغییرات ویسکوزیته نفت ۷۱ در حضور غلظت‌های مختلف از هپتان نرمال

نمونه	نمونه ۷۱-۰۰	نمونه ۷۱-۲۵	نمونه ۷۱-۵۰	نمونه ۷۱-۷۵
ویسکوزیته (mPa.s)	۴۳/۲	۷/۳	۳/۳	۱/۶
کاهش ویسکوزیته (%)	نمونه مینا	۸۳/۱	۹۲/۳	۹۶/۳



شکل ۴ اثر غلظت هپتان نرمال بر ویسکوزیته نمونه‌ها با پایه نفت ۲۳



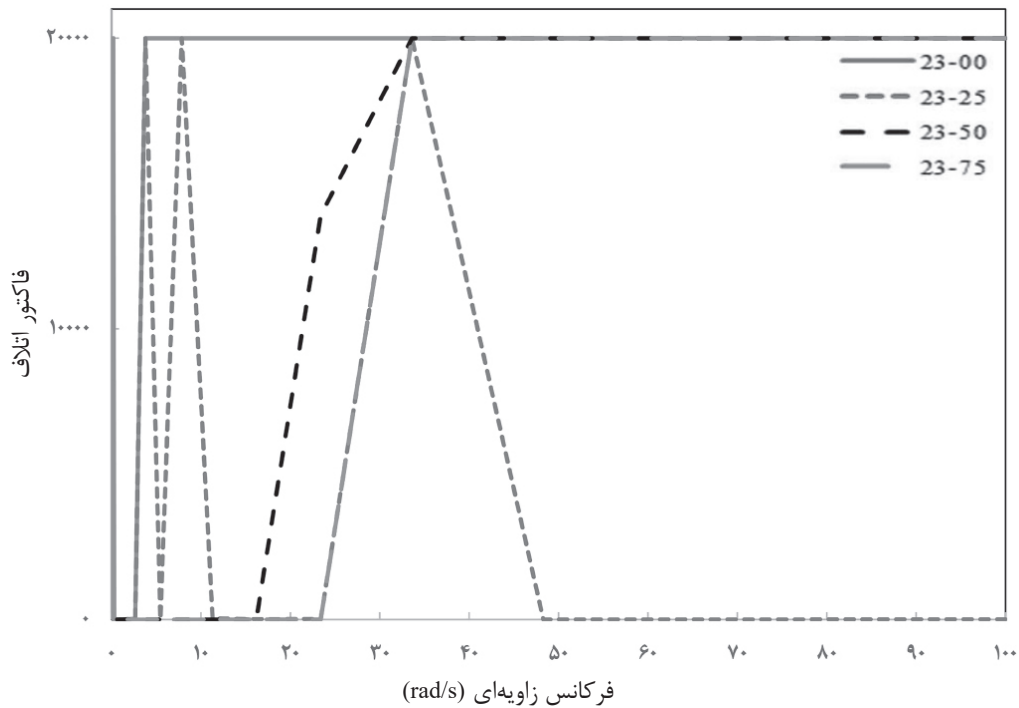
شکل ۵ اثر غلظت هپتان نرمال بر ویسکوزیته نمونه‌ها با پایه نفت ۷۱

فرکانس زاویه‌ای نیز انجام شده است. با استفاده از این آزمایش می‌توان فاکتور اتلاف برحسب فرکانس زاویه‌ای در غلظت‌های مختلف هپتان نرمال را رسم کرد (شکل‌های ۶ و ۷). این فاکتور نقش مؤثری در تشخیص رفتار مایع یا ژله‌ای-مانند نفت دارد. کم بودن مقدار فاکتور اتلاف نشان‌دهنده رفتار الاستیک (ژله‌ای-مانند) بوده درحالی‌که مقدار زیاد آن نشان‌دهنده رفتار ویسکوز (مایع-مانند) است. مشخص است که هر چه رفتار ویسکوز (مایع-مانند) غالب‌تر باشد، شرایط نفت برای استخراج، انتقال و استفاده در واحدهای بالادستی مطلوب‌تر خواهد بود. زمانی‌که فاکتور اتلاف مقادیر بسیار کمی داشته باشد، بدین معناست که رفتار سیال به رفتار الاستیک ایده‌آل نزدیک است. از طرف دیگر، زیاد بودن فاکتور اتلاف، به معنای نزدیک بودن رفتار نفت به رفتار ویسکوز بوده و رفتار نفت مایع-مانند است. شکستگی‌های تند شکل‌های ۶ و ۷، نشان‌دهنده تغییر رفتار نفت از ویسکوز به الاستیک و یا برعکس است [۲۲]. بنابراین افزایش شدید فاکتور اتلاف نشان می‌دهد که نفت از حالت جامد-مانند به مایع-مانند تغییر رفتار می‌دهد.

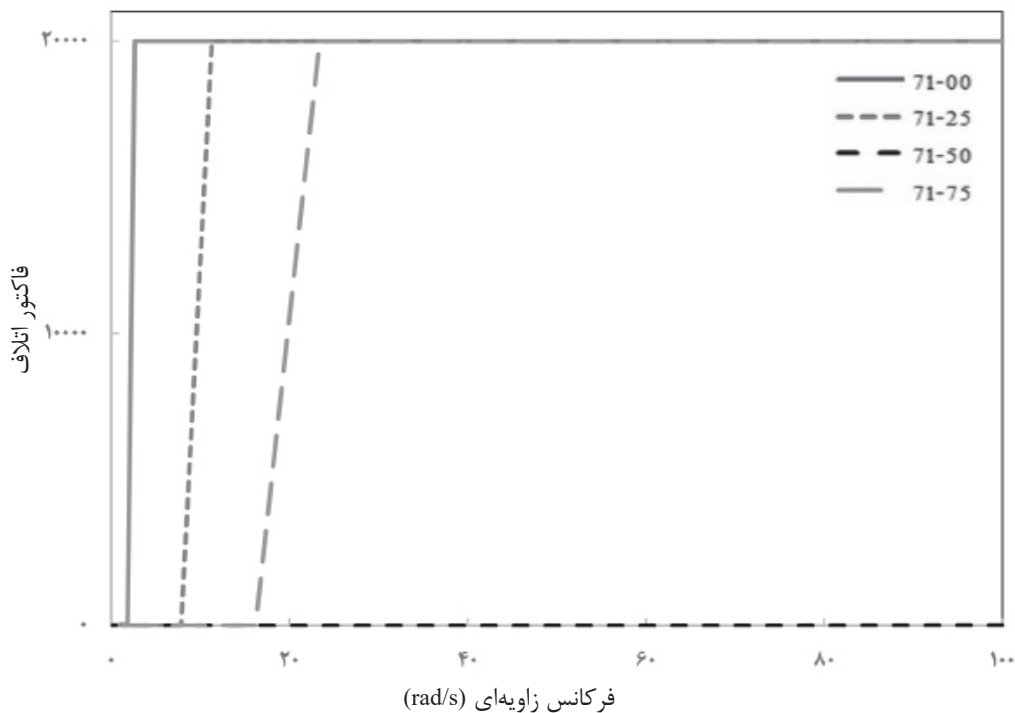
علت این تغییر را می‌توان به حضور آسفالتین نسبت داد. وجود آسفالتین، یکی از علل ویسکوزیته بالای نفت است. در صورتی که آسفالتین به طریقی از نفت خارج شود، ویسکوزیته نیز کاهش می‌یابد. از آن‌جا که آسفالتین در آلکان‌های نرمال نامحلول است، با افزودن هپتان نرمال، آسفالتین‌های موجود در نفت، به صورت لخته در آمده و به دلیل نیروی گرانش، به صورت جامد رسوب می‌کنند. با ته‌نشینی آسفالتین و جداسازی آن از فاز مایع، ویسکوزیته نفت باقی‌مانده کاهش یافته و در نتیجه خواص بهتری خواهد داشت. بنابراین، از طرفی با کم شدن آسفالتین در نمونه نفتی، مشکلات حاصل از وجود آسفالتین کاهش یافته و از طرفی با کاهش ویسکوزیته، حرکت نفت و انتقال آن راحت‌تر می‌شود. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که افزایش هپتان نرمال با حذف آسفالتین و کاهش چشم‌گیر ویسکوزیته، اثری مطلوب بر نفت ۲۳ و ۷۱ داشته است.

### نتایج آزمایش فرکانس

به منظور بررسی و مطالعه بیشتر رفتار نمونه‌های نفتی ۲۳ و ۷۱ در حضور هپتان نرمال، آزمایش



شکل ۶ اثر غلظت‌های مختلف هپتان نرمال بر فاکتور اتلاف نفت ۲۳



شکل ۷ اثر غلظت‌های مختلف هپتان نرمال بر فاکتور اتلاف نفت ۷۱

عنوان شده، می‌توان بیشترین مقدار فاکتور اتلاف را به‌عنوان شرایط مطلوب در نظر گرفت زیرا نفت در این شرایط رفتار مایع-مانند داشته و برای انتقال

برعکس، زمانی که فاکتور اتلاف به‌صورت ناگهانی کم شود، نشان‌دهنده تغییر رفتار نفت از حالت مایع-مانند به جامد-مانند است. طبق مطالب



### نتیجه‌گیری

وجود آسفالتین در نمونه‌های نفتی میدان منصوری، نه تنها باعث افزایش ویسکوزیته آن‌ها شده و هزینه‌های انتقال را افزایش می‌دهد بلکه مشکلات متعددی را در صنعت نفت ایجاد می‌کند. بنابراین در پژوهش حاضر، اثر فرکانس زاویه‌ای و همچنین، افزودن مقادیر مختلف هپتان نرمال بر رفتار رئولوژی دو نمونه نفتی این میدان بررسی شده و شرایط مطلوب عملیاتی معرفی گردید. نتایج این آزمایشات نشان داده است که برای نفت نمونه ۲۳، بهترین شرایط، کار کردن در فرکانس بالاتر از  $1 \text{ rad.s}^{-1}$  و استفاده از ۷۵٪ حجمی هپتان نرمال است. در این شرایط نمونه نفتی ۲۳ رفتار مایع-مانند داشته و ویسکوزیته آن نسبت به حالت مینا بیش از ۹۷٪ کاهش می‌یابد. همچنین، برای نفت ۷۱، بهترین حالت زمانی اتفاق می‌افتد که فرکانس بیشتر از  $1 \text{ rad.s}^{-1}$  و ۲۳٪ حجمی هپتان نرمال به آن اضافه گردد. رفتار نمونه نفت ۷۱ در این شرایط مایع-مانند بوده و ویسکوزیته آن نسبت به حالت مینا بیش از ۹۶٪ کاهش می‌یابد.

و استفاده در واحدهای بالادستی مناسب‌تر است. با مقایسه نتایج آزمایش‌های ویسکوزیته و فرکانس مشاهده می‌شود در عین حال که افزایش غلظت هپتان نرمال باعث حذف بیشتر آسفالتین، کاهش ویسکوزیته و بهبود شرایط نفت می‌شود اما تأثیر آن بر فاکتور اتلاف منظم نیست. بنابراین لازم است طبق نتایج ویسکوزیته و فاکتور اتلاف، محدوده‌های بهینه فرکانس و غلظت هپتان نرمال تعیین شود.

### تعیین شرایط بهینه

با توجه به شکل‌های ۴ و ۵ می‌توان گفت بهترین نمونه‌های نفتی، نمونه‌های ۲۳-۷۵ و ۷۵-۷۱ است که دارای بیشترین غلظت هپتان نرمال هستند یعنی با افزودن ۷۵٪ حجمی هپتان نرمال به نفت ۲۳ و ۷۱، بیشترین مقدار آسفالتین را حذف کرده و کاهش ویسکوزیته، بیشترین مقدار را تجربه می‌کند. اما در شکل‌های ۶ و ۷، مشخص است که نمونه‌های ۷۵-۲۳ و ۷۱-۷۵، به ترتیب در فرکانس‌های بالاتر از  $1 \text{ rad.s}^{-1}$  و  $1 \text{ rad.s}^{-1}$  رفتار مایع-مانند و مطلوب از خود نشان می‌دهند. نتیجه می‌شود حالت بهینه برای نفت ۲۳ و ۷۱، افزودن ۷۵٪ حجمی هپتان نرمال به آنها و کار کردن در فرکانس‌های مذکور است.

### مراجع

- [1]. Yang X, Verruto VJ, Kilpatrick PK (2007) Dynamic asphaltene-resin exchange at the oil/water interface: Time-dependent W/O emulsion stability for asphaltene/resin model oils, *Energy and Fuels* 21: 1343-1349.
- [2]. Soleymanzadeh A, Yousefi M, Kord S, Mohammadzadeh O (2019) A review on methods of determining onset of asphaltene precipitation, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 9: 1375-1396.
- [3]. Junior LCR, Ferreira MS, da Silva Ramos AC (2006) Inhibition of asphaltene precipitation in Brazilian crude oils using new oil soluble amphiphiles, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 51: 26-36.
- [4]. Yen A, Yin YR, Asomaning S (2001) Evaluating asphaltene inhibitors: laboratory tests and field studies, *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, Society of Petroleum Engineers.
- [5]. Kokal SL, Sayegh SG (1995) Asphaltenes: The cholesterol of petroleum, *Middle East oil show*, Society of Petroleum Engineers.
- [6]. Kokal SL, Najman J, Sayegh SG, George AE (1992) Measurement and correlation of asphaltene precipitation from heavy oils by gas injection, *Journal of Canadian Petroleum Technology* 31: 4-12.
- [7]. Gonzalez K, Nasrabadi H, Barrufet M (2017) Modeling asphaltene precipitation in a compositional reservoir simulator using three-phase equilibrium, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 154: 602-611
- [8]. Rogel E, Leon O, Espidel Y, Gonzalez Y (2001) Asphaltene stability in crude oils, *SPE Production and Facilities* 16: 84-88.
- [9]. [https://petrowiki.org/Asphaltenes\\_and\\_waxes](https://petrowiki.org/Asphaltenes_and_waxes).
- [10]. [http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Asphaltene\\_inhibitor](http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Asphaltene_inhibitor).
- [11]. Mohammed R, Bailey A, Luckham P, Taylor S (1993) Dewatering of crude oil emulsions 1. Rheological behaviour of the

- crude oil—water interface, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 80: 223-235.
- [12]. Spiecker PM, Kilpatrick PK (2004) Interfacial rheology of petroleum asphaltenes at the oil– water interface, *Langmuir* 20: 4022-4032.
- [13]. Fan Y, Simon S, Sjöblom J (2010) Interfacial shear rheology of asphaltenes at oil–water interface and its relation to emulsion stability: Influence of concentration, solvent aromaticity and nonionic surfactant, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 366: 120-128.
- [14]. Riazi M, Kazemzadeh Y, Parsaei R (2014) Experimental Investigation of the Effect of Asphaltene and Normal Paraffin on CO<sub>2</sub>-Oil Interfacial Tension, Taylor and Francis.
- [15]. Kazemzadeh Y, Malayeri M, Riazi M, Parsaei R (2015) Impact of Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> nanoparticles on asphaltene precipitation during CO<sub>2</sub> injection, *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 22: 227-234.
- [16]. Garcia-Olvera G, Reilly TM, Lehmann TE, Alvarado V (2016) Effects of asphaltenes and organic acids on crude oil-brine interfacial visco-elasticity and oil recovery in low-salinity waterflooding, *Fuel* 185: 151-163.
- [17]. Rogel E, Vien J, Morazan H, Lopez-Linares F, Lang J, Benson I, Carbognani Ortega LA, Ovalles C (2017) Subsurface Upgrading of Heavy Oils via Solvent Deasphalting Using Asphaltene Precipitants. *Preparative Separations and Mechanism of Asphaltene Precipitation Using Benzoyl Peroxide as Precipitant*, *Energy and Fuels* 31: 9213-9222.
- [18]. Campen S, Smith B, Wong J (2018) Deposition of asphaltene from destabilized dispersions in heptane–toluene, *Energy and Fuels* 32: 9159-9171.
- [19]. Kuang J, Tavakkoli M, Yarbrough J, Wang J, Jain S, Ashtekar S, Abdallah DS, Punnapala S, Vargas FM (2018) Investigation of asphaltene deposition at high temperature and under dynamic conditions, *Energy and Fuels*, 32: 12405-12415.
- [20]. Casas YA, Duran JA, Schoeggl FF, Yarranton HW (2019) Settling of Asphaltene Aggregates in n-Alkane Diluted Bitumen, *Energy and Fuels* 33: 10687-10703.
- [21]. Central Laboratory of Shiraz University. Available from: <http://clab.shirazu.ac.ir/instrument.aspx>.
- [22]. Official Website of Anton Paar Company, Available on: <https://wiki.anton-paar.com/en/basics-of-rheology/>.



# Investigation of Effects of Frequency and n-heptane on Rheological Behavior of Crude Oil – A Case Study of Mansouri Reservoir

Mohammad Javad Fazeli and Behzad Vaferi\*

Department of Chemical Engineering, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Shiraz, Iran

vaferi@iaushiraz.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2020.4195.2901

Received: June/09/2020

Accepted: August/22/2020

## Introduction

These days, oil-based fuels have remarkable roles in providing energy, economic and industrial activities. Increasing consumption of petroleum products and their importance attract many of researchers and cause them study on different aspects of oil productions such as drilling process, extractions, enhanced oil recovery (EOR) and reduction of any operational barriers in oil industries. One of the common problems in oil industries is coagulation and precipitation of asphaltenes in different sections of oil processing such as extraction, pipe lines, separation units etc. Precipitating asphaltene content and then eliminating the precipitates from the oil phase is one of the methods to overcome the problems raised by asphaltene. Normal alkanes are a group of additives that asphaltenes are insoluble in, so they can be used as precipitating agents for asphaltene. Fan et al in 2010 investigated the effect of oil aromaticity, time, asphaltene concentration and non-ionic surface active additives on stability of water in oil emulsions and their interfacial layer properties [1]. Rogel et al in 2017 studied on asphaltene precipitates in Venezuelan and Canadian heavy crude oils in presence of benzoyl peroxide (BP), Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and NiO nanoparticles [2]. They claimed that BP is the most effective additives among

these. Campen et al in 2018 worked on the influence of the mixture of toluene and normal heptane on asphaltene precipitation [3]. They declared that by increasing heptane/toluene ratio, asphaltene coagulation gets faster and the produced flocs are bigger in size. Kuang et al in 2018 designed a packed bed column to study on different factors that can influence the asphaltene precipitation such as temperature, pressure, precipitating agent, etc. [4]. The results showed that by increasing the concentration of the precipitant, the onset of asphaltene deposition delays, but the amount of precipitations increases linearly. Casas et al in 2019 studied the rate of asphaltene flocculation in presence of normal heptane and normal pentane. They stated that by increasing normal alkanes concentrations up to 75%, the asphaltene settling rate increases remarkably [5].

## Materials and Methods

In order to study the effect of normal heptane on the two oil types that previously mentioned, different samples based on oil types 23 and 71 with different concentrations of normal heptane have been prepared as presented in Tables 1 and 2.

**Table 1** Samples based on oil type 23.

Oil Samples	23-00	23-25	23-50	23-75
Vol% of oil type 23	100	75	50	25
Vol% of n-heptane	0	25	50	75

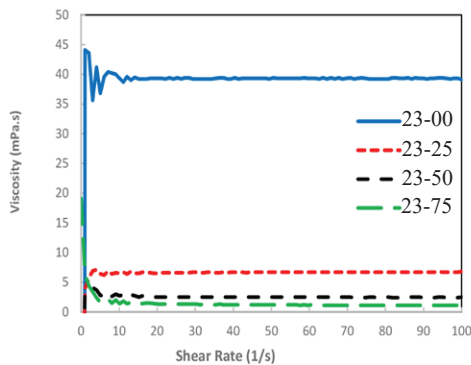
**Table 2** Samples based on oil type 71.

Oil Samples	71-00	71-25	71-50	71-75
Vol% of oil type 71	100	75	50	25
Vol% of n-heptane	0	25	50	75

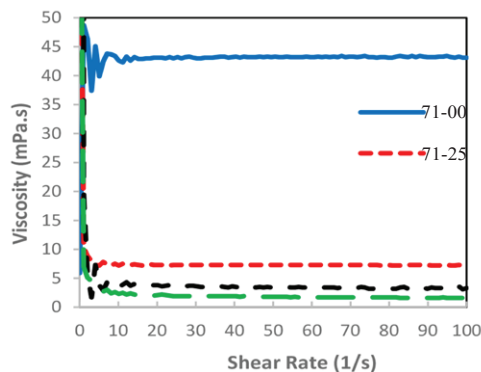
For investigating the rheological behavior of the samples, viscosity and frequency tests have been carried out by Anton Paar MCR 302 Rheometer in central laboratory of Shiraz University for all 8 samples, and the results are discussed in the following section.

**Results and Discussion**

The results of viscosity tests for samples based on oil type 23 and 71 are presented in Figures 1 and 2, respectively. Ignoring the fluctuations of the beginning of the curves, the viscosity decreases significantly in presence of n-heptane. This decreasing owes to the oil phase asphaltene content.



**Fig. 1** The effect of different concentrations of n-heptane on oil type 23.



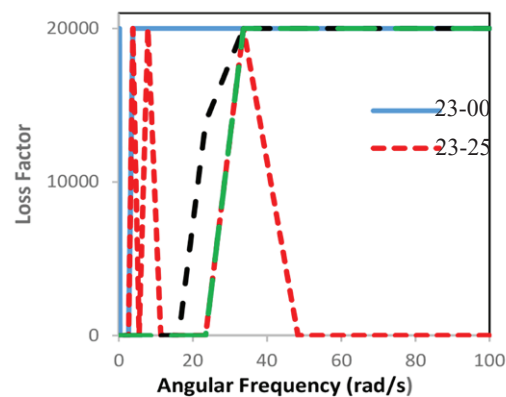
**Fig. 2** The effect of different concentrations of n-heptane on oil type 71.

Since, asphaltene is insoluble in n-alkanes, existence of n-heptane in the system causes asphaltene particles to get together and coagulate. Afterwards, the asphaltene coagulations precipitate due to gravity as solid phase, and this way, asphaltene particles leave the liquid phase.

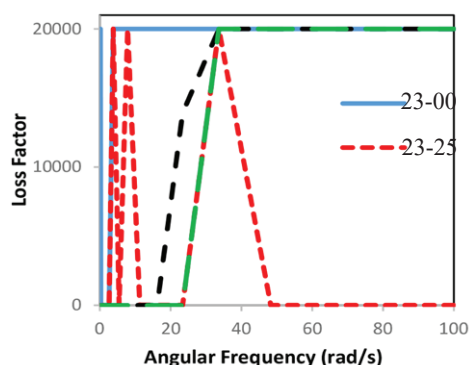
As a result, the residual oil has lower viscosity and better performance.

As previously mentioned, asphaltene causes serious problems in oil industries, thus, elimination of asphaltene, on one hand reduces the operational problems and on the other hand, by lowering the viscosity, the oil movement and its transportations gets easier. Comparing the viscosity in different concentrations of n-heptane indicated that higher concentration of n-heptane results in more viscosity reduction. It can be concluded that adding n-heptane to oil types 23 and 71 of Mansouri Oil Reservoir causes significant reduction of viscosity and shows desirable effect on oil samples performance.

For more investigation on viscoelastic behavior of oil type 23 and 71, the frequency tests have been applied. The loss factors vs. angular frequency at different concentrations of n-heptane for the both types of oils are presented in Figures 3 and 4. The loss factor is a way of evaluating the viscoelastic behavior. At low loss factors, the larger portion of the viscoelastic behavior belongs to the elastic one, and the fluid is therefore solid-like. On the other hand, high loss factors show that the viscous behavior has greater portion, and the fluid has liquid-like behavior. It is obvious that viscous fluids that show more liquid-like behavior would be more favorable in oil industries. Sudden changes in Figures 3 and 4 are the results of phase transition. By transferring from low loss factors to high ones, the phase behavior changes from solid-like to liquid-like and vice versa.



**Fig. 3** The loss factor vs. angular frequency at different concentrations of n-heptane for oil type 23.



**Fig. 4** The loss factor vs. angular frequency at different concentrations of n-heptane for oil type 71.

As mentioned earlier, the suitable condition is the one in which the loss factor is high and the fluid has liquid-like behavior. Comparing the results of viscosity and frequency tests show that although higher concentration of n-heptane results in higher elimination of asphaltene, it doesn't show exact result on loss factor, so finding the optimum criteria for frequency and n-heptane concentration would be necessary. According to the viscosity results, it is obvious that the best samples are 23-75 and 71-75 which have 75 vol% n-heptane and show maximum viscosity reduction. On the other hand, the frequency results show that samples 23-75 and 71-75 have their best performance at frequencies above 33.6 rad.s<sup>-1</sup> and 23.4 rad.s<sup>-1</sup>, respectively, and only in this range they have liquid-like behavior. Therefore, the optimum condition for both oil samples is to have 75 vol% n-heptane and be operated at high frequencies.

### Conclusions

Asphaltene not only increases viscosity of oil samples of Mansouri oil reservoir and its transportation cost, but it also leads to several problems in oil industry. Therefore, in the present study the effect of frequency and addition of different amounts of n-heptane on

rheology behavior of two oil samples is investigated and optimum operation conditions are determined. The results of these experiments show that the best condition for oil sample of 23 is frequency of higher than 33.6 rad.s<sup>-1</sup> and 75% volume concentration of n-heptane. In this condition, the oil sample shows liquid-like behavior and its viscosity decreases more than 97% respect to the base case. Furthermore, the best condition for the oil sample of 71 is frequency of higher than 23.4 rad.s<sup>-1</sup> and addition of 75% volume concentration of n-heptane. In this condition, the oil sample of 71 shows a liquid-like behavior, and its viscosity decreases more than 96% in comparison with the base case.

### References

1. Fan Y, Simon S, Sjöblom J (2010) Interfacial shear rheology of asphaltenes at oil–water interface and its relation to emulsion stability: Influence of concentration, solvent aromaticity and nonionic surfactant, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 366: 120-128.
2. Rogel E, Vien J, Morazan H, Lopez-Linares F, Lang J, Benson I, Carbognani Ortega LA, Ovalles C (2017) Subsurface Upgrading of Heavy Oils via Solvent Deasphalting Using Asphaltene Precipitants. *Preparative Separations and Mechanism of Asphaltene Precipitation Using Benzoyl Peroxide as Precipitant*, *Energy and Fuels* 31: 9213-9222.
3. Campen S, Smith B, Wong J (2018) Deposition of asphaltene from destabilized dispersions in heptane–toluene, *Energy and Fuels* 32: 9159-9171.
4. Kuang J, Tavakkoli M, Yarbrough J, Wang J, Jain S, Ashtekar S, Abdallah DS, Punnapala S, Vargas FM (2018) Investigation of asphaltene deposition at high temperature and under dynamic conditions, *Energy and Fuels*, 32: 12405-12415.
5. Casas YA, Duran JA, Schoeggl FF, Yarranton HW (2019) Settling of Asphaltene Aggregates in n-Alkane Diluted Bitumen, *Energy and Fuels* 33: 10687-10703.

