مطالعه آزمایشگاهی آسیب سازند ناشی از نشست رسوب آسفالتین در نفت خام‌های با محتوای آسفالتین پایین

عباس شهرآبادی[1*]، کامران پریزاد[2]، مسعود نصیری[2] و سعید عباسی[1]

۱- پژوهشکده مهندسی نفت، پردیس توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه سمنان، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۱/۲۰ تاریخ پذیرش: ۹۶/۹/۱۹

چکیده

در این مقاله، سیستم آزمایشگاهی نشست دینامیکی آسفالتین بر روی مغزه در فرآیند تخلیه طبیعی تهیه گردیده و طی انجام آزمایشات تخلیه طبیعی، تحت دما و فشار مخزن اثر کاهش فشار و میزان آسفالتین اولیه موجود در نفت، در نشست آسفالتین بر روی مغزه مورد بررسی قرار گرفت. در این تحقیق از دو نمونه نفت زنده از مخازن نفتی ایران، با محتوای آسفالتین پایین استفاده شد. نتایج آزمایش که در دبی ثابت نفت تزریقی و در سه مرحله فشاری در هر مورد نفت خام انجام شده است نشان می‌دهد که با کاهش فشار در نزدیکی نقطه حباب مخزن شاهد ایجاد نشست آسفالتین بر روی مغزه خواهیم بود و مشاهدات تایید می‌نمایند، مکانیسم آسیب سازند از نوع نشست سطحی ذرات و انسداد گلوگاهی می‌باشد. در ضمن در بازه‌ای از زمان تزریق، همراه بردگی رسوبات توسط جریان سیال مشاهده می‌گردد. درخصوص نفت‌های با محتوای آسفالتین پایین‌تر، نشست سطحی بیشتر غالب است و سرعت نشست ذرات یکنواخت و ثابت است در حالی‌که هر چه قدر محتوای اولیه آسفالتین در نفت خام بیشتر می‌شود مکانیسم انسداد گلوگاهی نیز در کاهش تراوایی نقش موثرتری خواهد داشت.

کلمات کلیدی: نشست آسفالتین، تخلیه طبیعی، آسیب سازندی، مکانیسم، محتوای آسفالتین.

مقدمه

رسوب آسفالتین یکی از مشکلات جدی است که صنعت نفت کشورهای تولیدکننده نفت، طی سالیان متمادی با آن روبرو بوده است [۱]. آسفالتین سنگین‌ترین بخش نفت خام است و به‌طور متداول به‌عنوان بخش محلول در تولوئن و بنزن و نامحلول در آلکان‌های با نقطه جوش پایین مانند نرمال پنتان و نرمال هپتان، تعریف می‌شود و در شرایط اولیه مخزن، در نفت خام محلول می‌باشد [۵-۲]. آسفالتین می‌تواند در اثر تغییر در شرایط عملیاتی مانند: فشار، دما، ترکیب اجزا نفت و یا سایر عواملی که به نوعی سبب تغییر در این پارامترها گردد، ترسیب نماید.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی shahrabadia@ripi.ir
شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2017.2632.2218)

آسفالتین ترسیب یافته بر سطح خلل و فرج سنگ مخزن نشسته و در مواردی آنها را به‌کلی مسدود می‌نماید که در نهایت منجر به کاهش تراوایی، تغییر در ترشوندگی و آسیب سازند خواهد گردید [۱۰-۶]. ایجاد روش‌های متداول حذف رسوبات آسفالتینی شامل روش‌های شیمیایی، مکانیکی و حرارتی، علاوه‌بر آن که پر هزینه هستند در مواردی کارآیی بالا نیز ندارند [۱۱]. بنابراین پیشگیری از تشکیل و رسوب آسفالتین بهترین راه مقابله با این مشکل است. به این منظور مطالعه مکانیسم‌های رسوب آسفالتین و پارامترهای تاثیرگذار آن بسیار ضروری می‌باشد. در راستای شناخت مکانیزم‌های آسیب سازندی محققین مختلف آزمایشات و نظریه‌های مختلفی ارائه نموده‌اند [۱۵-۱۲]. براساس مطالعات وانگ و سیوان کاهش تراوایی براساس دو مکانیسم اساسی اتفاق می‌افتد که عبارت از تجمع ذرات ریز در حفره‌ها و گلوگاه‌های بزرگ که منجر به کاهش پیوسته سطح حفرات برای جریان سیال می‌شود و دیگری انسداد حفره‌ها و گلوگاه‌های ریز توسط ذرات درشت آسفالتین می‌باشد [۱۶]. نتیجه مهم این تحلیل این است که کاهش تراوایی به مکانیسم نشست ذرات وابسته است. به منظور شناخت مکانیسم صحیح نشست آسفالتین برروی سنگ محیط متخلخل، لازم است آزمایشات دینامیکی در شرایط تخلیه طبیعی انجام و پارامترهای موثر مورد مطالعه قرار گیرند. با توجه به افزایش مشکلات ناشی از این پدیده در صنعت نفت کشورمان و صرف هزینه‌های بالا برای رفع مشکل، توجه محققین زیادی برروی این موضوع متمرکز شده است. دانشجویان و پژوهشگران در موسسات پژوهشی و دانشگاه‌های کشور تحقیقات زیادی را به جنبه‌های مختلف این مساله اختصاص داده‌اند. موسوی دهقانی و همکاران به‌صورت آزمایشگاهی به بررسی مشکل رسوب آسفالتین طی فرآیند جابه‌جایی نفت با گاز طبیعی در محیط متخلخل غیرمستحکم پرداختند. برای انجام آزمایشات از نفت مرده، با میزان آسفالتین درصدوزنی ۶/۵ و API =۲۱ استفاده شد. نتایج تست IP ۱۴۳ نفت تولیدی نشان داد میزان آسفالتین نفت تولیدی تا تزریق حدود PV ۰/۶ گاز تغییر نمی‌کند و بعد از آن میزان آسفالتین نفت خروجی کاهش می‌یابد. و با تزریق بیشتر گاز، کاهش شدیدی در میزان آسفالتین نفت خروجی مشاهده می‌شود که نشانگر تشکیل و رسوب آسفالتین در محیط متخلخل در نتیجه تزریق گاز است. همچنین مشخص شد جنس سنگ بر میزان رسوب آسفالتین تاثیر می‌گذارد و مقدار آسفالتین رسوب کرده برروی نمونه ماسه‌سنگی کمتر از نمونه کربناته بوده است [۱۷]. باقری و همکارانش نیز به بررسی تشکیل و رسوب آسفالتین در مغزه‌های ماسه سنگی با تزریق گاز دی‌اکسیدکربن و گاز سبک در نفت ترکیبی پرداختند. همچنین آنها تاثیر فشار عملیاتی، غلظت گاز تزریقی و دبی تولید را برروی تشکیل رسوب بررسی کردند. آزمایشات تزریق گاز به‌صورت تزریق هم‌زمان نفت ترکیبی و گاز انجام گرفت. نتایج نشان داد که افزایش درصد مولی گاز تزریقی سبب افت فشار بیشتر در طول مغزه می‌گردد که خود به معنی رسوب بیشتر آسفالتین در محیط متخلخل است. آزمایشات مشابهی نیز برای گاز دی‌اکسیدکربن انجام شد. نتایج بیانگر تولید رسوب بیشتری در زمان تزریق گاز سبک بود [۱۸]. کرد و همکارانش با استفاده از نمونه‌های نفتی مرده و زنده و نمونه‌های واقعی مغزه، چندین آزمایش رسوب آسفالتین در شرایط دینامیک و استاتیک جهت بررسی رسوب آسفالتین در یکی از مخازن عظیم جنوب ایران انجام دادند. آن‌ها همچنین تأثیر سرعت سیال بر گستردگی تخریب را مورد بررسی قرار دادند. نتایج حاصل از کار آنها نشان داد که در آغاز هر آزمایش، تمام مغزه‌ها حدوداً با ۵۰ تا ۷۵٪ کاهش سریع تراوایی مواجه می‌شوند که ناشی از رسوب سطحی ذرات آسفالتین می‌باشد. همچنین مشخص شد که این رژیم گرفتگی از یک رفتار نمایی تبعیت کرده و تخریب زیادی را به سنگ تحمیل می‌کند.

همچنین تمام آزمایشات آنها تأیید می‌کند که گرفتگی گلوگاه‌ها باعث کاهش خطی تراوایی مغزه‌ها با زمان می‌شود تا زمانی که یک مکانیسم جدید باز کننده حفره- گلوگاه اثرگذار شود [۱۹]. زنده بودی و همکارانش جهت بررسی تأثیر دما، فشار، اختلاف فشار، نسبت رقیق سازی و ترکیب مخلوط برروی رسوب آسفالتین، یک‌سری آزمایش‌های استاتیک و دینامیک انجام دادند. آنها همچنین روش‌های متفاوتی برای آنالیز رسوب آسفالتین استفاده کردند. نهایتاً آنها براساس داده‌های آزمایشگاهی، نتایج مدل‌سازی و به کمک بررسی آماری نتیجه گرفتند که فشار و دما مهم‌ترین پارامترهای دخیل در آزمایشات استاتیک می‌باشند، در حالی‌که در آزمایشات دینامیک، اختلاف فشار (نه فشار جریانی) و دما تأثیر بیشتری در رسوب آسفالتین دارند. همچنین درصد آسفالتین رسوب یافته در نمونه نفت سبک بسیار بیش‌تر از مخلوط نفت سنگین می‌باشد که می‌تواند به ناپایداری بیشتر و حلالیت کمتر آسفالتین در نفت سبک نسبت داده شود. همچنین آنها نتیجه گرفتند که رسوب آسفالتین در حالت عادی از طریق تکنیک میکروسکوپی فشار بالا نسبت به روش‌های کمی و هر وسیله بصری دیگر با دقت بیش‌تری تحلیل می‌شود [۲۰]. بهبهانی و همکارانش رسوب آسفالتین در مغزه‌های ماسه سنگی را با استفاده از نمونه‌های نفتی زنده که به شرایط واقعی مخازن نفتی نزدیک است را تحت شرایط دینامیک (تزریق امتزاجی دی‌اکسیدکربن) مورد بررسی قرار دادند. آنها به منظور بررسی تخریب ناشی از رسوب موادی مانند آسفالتین در نمونه مغزه‌های ماسه سنگی، از تحلیل مورفولوژی نمونه مغزه‌ی ماسه‌سنگی به‌کمک روش SEM استفاده نمودند. نتایج آزمایشگاهی حاصل از کار آنها نشان می‌دهد که افزایش دبی تزریق کربن‌دی‌اکسید منجربه افزایش افت فشار و کاهش تراوایی و تخلخل نمونه مغزه می‌شود. همچنین میکروگراف‌های SEM مربوط به جذب آسفالتین بر سطح مغزه، تشکیل خوشه‌های بزرگ با سایزهای مشخصه بزرگ‌تر از سایز مشخصه تک لایه را نشان می‌دهد و درنتیجه رسوب چند لایه‌ای آسفالتین بر سطح مغزه را پیشنهاد می‌کند. علاوه‌بر آن مشخص شده است که دبی زیاد تزریق کربن‌دی‌اکسید، میزان آسفالتین و رزین مواد رسوب یافته در مغزه را افزایش می‌دهد. در حالی‌که دبی‌های زیاد تزریق کربن‌دی‌اکسید در مغزه، میزان ترکیبات آروماتیک و سیر شده مواد رسوب یافته را کاهش می‌دهد [۲۱]. به خلاصه‌ای از مطالعات و نتایج حاصله از آنها که توسط محققین داخلی انجام شده در جدول ۱ اشاره شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود اکثر مطالعات و آزمایشات انجام گرفته قبلی، عموما برروی نفت‌های خام که درصد آسفالتین بالایی دارند انجام گرفته است و از طرفی در بعضی نفت‌های سبک با محتوای آسفالتین پایین‌تر از ۱٪ نیز گزارش‌هایی مبنی بر وجود مشکل رسوب آسفالتین در چاه‌ها مشاهده گردیده است [۱۷ و ۷]، در این تحقیق سعی گردید آزمایشات با استفاده از نفت‌های خام با محتوای آسفالتین پایین انجام شود. لذا دو نمونه نفت خام با محتوای آسفالتین ۰/۵ و ۰/۲٪ انتخاب و اثر فشار برروی مقدار آسفالتین نشست کرده برروی سنگ و همچنین کاهش تراوایی و تخلخل مطالعه گردید. ذکر این نکته ضروری است که در منابع شاخص و معیاری درخصوص کم بودن محتوای آسفالتین در نفت خام وجود ندارد و در این مطالعه صرفا نفت‌های با محتوای آسفالتین کمتر از ۱٪ به‌عنوان نفت با محتوای آسفالتین پایین در نظر گرفته شده است. در این‌گونه نفت‌ها لازم است انجام آزمایشات با دقت بیشتری انجام پذیرد.

مواد

جهت انجام آزمایشات، از دو نمونه نفت زنده مربوط به میادین نفتی ایران با محتوای پایین آسفالتین استفاده گردید.

جدول ۱ خلاصه‌ای از تحقیقات انجام شده توسط پژوهشگران ایرانی در مورد پدیده آسفالتین

شماره	نام محقق	خلاصه تحقیق و نتایج حاصل از تحقیق	محتوای آسفالتین در نفت	مرجع
۱	موسوی دهقانی و همکاران (۲۰۰۷)	بررسی مشکل رسوب آسفالتین طی فرآیند جابه‌جایی نفت با گاز طبیعی استفاده از دو نوع سنگ ماسه‌سنگی و کربناته تعیین مقدار رسوب طی تزریق گاز بررسی نوع سنگ بر مقدار نشست آسفالتین در محیط متخلخل	٪۶/۵	[۱۷]
۲	کرد و همکاران (۲۰۱۲)	انجام آزمایشات دینامیک برروی مغزه‌های کربناته مطالعه سرعت سیال بر گستردگی تخریب سازند مطالعه مکانیسم های رسوب سطحی، کنده شدن ذرات و گرفتگی گلوگاه پیشنهاد یک مکانیسم جدید بازشدگی حفره- گلوگاه و در نتیجه بهبود تراوایی	٪۱۳/۵ ٪۳/۷۵	[۱۹]
۳	بهبهانی و همکاران (۲۰۱۳)	- انجام آزمایشات نشست آسفالتین برروی مغزه ماسه‌سنگی و کربناته - بررسی پارامترهای محیط متخلخل مانند مورفولوژی و ترکیب عناصر سطح - تعیین سهم مکانیسم جذب و انسداد مکانیکی در کاهش تراوایی سنگ مخزن	٪۱۶/۳	[۲۳]
۴	بهبهانی و همکاران (۲۰۱۴)	انجام آزمایشات نشست آسفالتین برروی مغزه ماسه‌سنگی تحت تزریق گاز تحلیل مورفولوژی نمونه مغزه ماسه سنگی به منظور بررسی آسیب سازند بررسی دبی تزریق کربن‌دی‌اکسید برروی کاهش تراوایی و تخلخل نمونه مغزه پیشنهاد رسوب چندلایه‌ای آسفالتین بر سطح مغزه	٪۱۶/۳	[۲۲]
۵	هاشمی و همکاران (۲۰۱۴)	انجام آزمایشات آسیب سازندی در فرآیند تزریق گاز کربن‌دی‌اکسید استفاده از نانو ذره NiO به‌همراه دی‌اکسیدکربن مشاهده بهبود در تراوایی سنگ مخزن نسبت به‌حالت بدون استفاده از نانو ذره	٪۴/۳۳	[۲۴]
۶	کاشفی و همکاران (۲۰۱۶)	سنتز یک بازدارنده پلیمری و استفاده از آن به‌همراه گاز دی‌اکسیدکربن انجام آزمایشات تزریق گاز و تعیین آسیب سازندی مشاهده بهبود تراوایی طی استفاده از بازدارنده	ذکر نشده است	[۲۵]
۷	باقرزاده و همکاران (۲۰۱۷)	پیشنهاد یک روش سیستماتیک آزمایشگاهی برای مطالعه پدیده رسوب آسفالتین انجام یک مطالعه موردی با استفاده از روش پیشنهادی	٪۲/۷	[۲۶]

خلاصه‌ای از شرایط مخازن و مشخصات نفت این میادین که نمونه نفتی، از آن‌ها اخذ گردیده در جدول ۲ آورده شده است. همان‌گونه که از اطلاعات این جدول مشخص است نفت‌های مخازن انتخاب شده، نفت‌های سبک و همچنین فشار مخزن در هر دو مورد در شرایط بالای نقطه حباب قرار دارد. در جداول ۳ و ۴ ترکیب نفت مخزن و اطلاعات مربوط به جزء سنگین داده شده است. اطلاعات مربوط به مغزه مورد استفاده که در انجام آزمایشات دینامیکی از آن استفاده گردید نیز در جدول شماره ۵ داده شده است.

تجهیزات آزمایشگاهی

جهت انجام آزمایشات تخلیه طبیعی در حالت دینامیکی، تجهیزات آزمایشگاهی همانند آنچه که در شکل ۱ نشان داده شده است برپا گردید.

جدول ۲ شرایط مخزن و مشخصات نمونه‌های نفتی مورد استفاده

مشخصات نفت شماره	فشار مخزن (Psi)	دمای مخزن (°F)	فشار نقطه حباب (Psia)	درجه API	فشار نقطه شروع رسوب‌گذاری (Psi)	مقدارآسفالتین محلول (درصد وزنی)
۱	۷۰۳۰	۲۳۲	۳۸۵۹	۳۳/۸۹	۵۰۵۰	۰/۵
۲	۸۵۰۰	۲۳۶	۳۴۰۰	۳۲/۸۷	۵۰۰۰	۰/۲

جدول ۳ ترکیب نفت مخزن

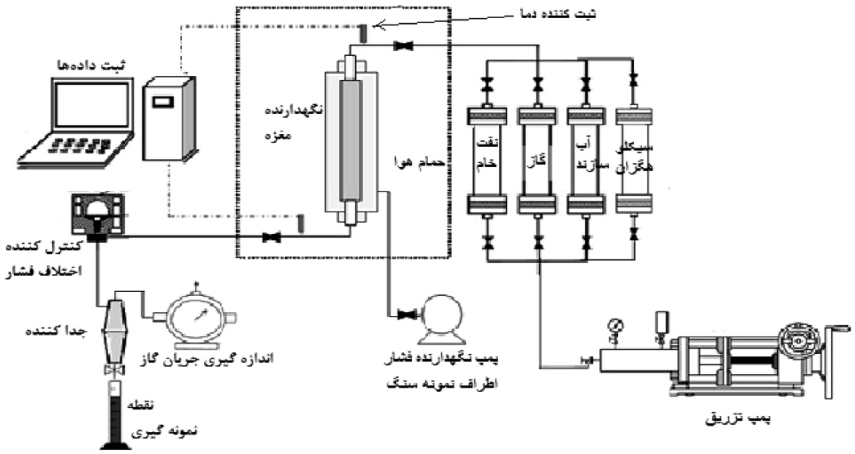
جزء	H_2S	N_2	CO_2	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_{11}	$C_{12}+$
درصد مولی نفت ۱	۰/۲۷	۰/۰۷	۲/۹۵	۴۹/۰۱	۸/۲۸	۵/۵۴	۱/۰۱	۲/۵۵	۰/۷۴	۰/۸۲	۳/۱۸	۲/۵۷	۲/۶۴	۲/۲۷	۲/۱۷	۱/۴۷	۱۴/۴۶
درصد مولی نفت۲	۰/۰۳	۰/۰۹	۲/۵۲	۴۴/۵۱	۹/۹۰	۷/۵۰	۱/۳۹	۳/۱۹	۱/۰۶	۱/۲۱	۴/۴۳	۳/۵۹	۲/۶۱	۲/۹۸	۲/۱۹	۲/۱۲	۱۰/۳۸

جدول ۴ مشخصات جزء سنگین ($C_{12}+$)

	نفت ۱	نفت۲
جرم ملکولی جزء سنگین ($C_{12}+$)	۲۸۱	۴۰۰
وزن مخصوص جزء سنگین ($C_{12}+$)	۰/۷۴۸۸	۰/۸۸۲۹

جدول ۵ مشخصات مغزه ماسه‌سنگی

تخلخل	طول (cm)	قطر (cm)
۰/۰۸۴۷	۱۳/۴۴	۳/۴۴



شکل ۱ شماتیک سیستم مورد استفاده برای انجام آزمایشات دینامیک مغزه

این دستگاه شامل یک پمپ با قابلیت تزریق تحت فشار بالا، نگهدارنده مغزه، سیستم گرمایشی، دو سیلندر جابه‌جاکننده سیال[1]، تنظیم کننده فشار انتهایی، پمپ دستی اعمال فشار در اطراف مغزه[2]، اندازه‌گیر اختلاف فشار و جداکننده نفت و گاز و فلومتر گاز است.

به‌طورکلی انجام آزمایشات دینامیکی تخلیه طبیعی از سنگ مخزن، در دو بخش انجام می‌پذیرد:

۱) آزمایشات اولیه و آماده‌سازی: این بخش شامل اندازه‌گیری تراوایی مطلق آب و همچنین رساندن مغزه مورد نظر به اشباع آب اولیه می‌باشد. برای اندازه‌گیری تراوایی مطلق، ابتدا مغزه درون نگهدارنده قرار داده می‌شود. سیلندر جابه‌جا کننده سیال که با آب سازند پر شده است به بخش

1. Accumulater
2. Confining Pressure

ورودی نگهدارنده مغزه متصل می‌شود. آب سازند در چندین دبی مختلف تزریق می‌شود و اختلاف فشار در دو طرف مغزه به‌ازای هر دبی با اختلاف فشارسنج اندازه‌گیری می‌شود. با استفاده از اطلاعات فشاری ثبت شده در هر دبی می‌توان تراوایی مطلق آب را محاسبه نمود. مرحله بعد، رساندن اشباع مغزه به آب همزاد است. برای انجام دادن این کار، نمونه مغزه که کاملا با آب اشباع شده است تحت تزریق نفت قرار می‌گیرد و تزریق تا زمانی که در خروجی مغزه، آب مشاهده نشود ادامه می‌یابد. عموما تزریق معادل ۲ تا ۲/۵ برابر حجم فضای خالی[1] مغزه، ادامه می‌یابد.

۲) آزمایشات دینامیکی تخلیه: پس از انجام آزمایشات آماده سازی، لازم است سیال و سنگ در شرایط مخزن قرار گیرند، از این رو نگهدارنده مغزه و سیلندرهای جابجاکننده سیال درون سیستم گرمایشی قرار داده می‌شود و دمای سیستم گرمایشی در دمای مخزن تنظیم می‌شود. در ادامه نفت به درون نگهدارنده مغزه هدایت می‌شود. با توجه به مشخص بودن دبی نفت تزریقی و حجم فضای خالی بعد از مدت مشخصی عملیات نمونه‌گیری از اولین حجم تزریق انجام می‌شود. جمع‌آوری این حجم‌های سیال از آن جهت انجام می شود که میزان آسفالتین موجود در زمان‌های مختلف محاسبه شود تا بتوان میزان رسوب آسفالتین را محاسبه و در نتیجه میزان کاهش تراوایی و به تبع آن تخلخل مغزه را اندازه‌گیری نمود. عملیات تزریق تا زمانی‌که اختلاف فشار دو سر مغزه تقریبا ثابت گردد ادامه می‌یابد. بعد از انجام هر آزمایش تزریق نفت، مغزه آغشته به نفت و آسفالتین باید شستشو شود و نمونه برای آزمایش بعدی مورد استفاده قرار گیرد.

نتایج و بحث

جهت محاسبه تراوایی مطلق، آزمایش تزریق آب با دستورالعمل اشاره شده در بخش قبل با سه دبی مختلف انجام و افت فشار دو سر مغزه ثبت گردید. اطلاعات حاصل از این آزمایشات در جدول ۶ ارائه شده است.

جدول ۶ نتایج حاصل از آزمایشات آماده‌سازی

تراوایی مطلق	اشباع اولیه آب
۲/۱۳	۰/۳۴

در ادامه، آزمایشات دینامیک تخلیه طبیعی در دمای ۱۰۰ ºC و دبی تزریق ۱۸ cc/min ادامه یافت. انتخاب دبی تزریقی براساس محاسبات شرط آرام بودن رژیم جریانی می‌باشد. محدوده رژیم جریان دارسی با استفاده از عدد رینولدز و (کوچک‌تر بودن آن از یک) تعیین می‌گردید:

$$Re=\rho u d_p/\mu$$

و پارامتر قطر d_p در رابطه بالا از رابطه کازنی- کارمن محاسبه می‌شود:

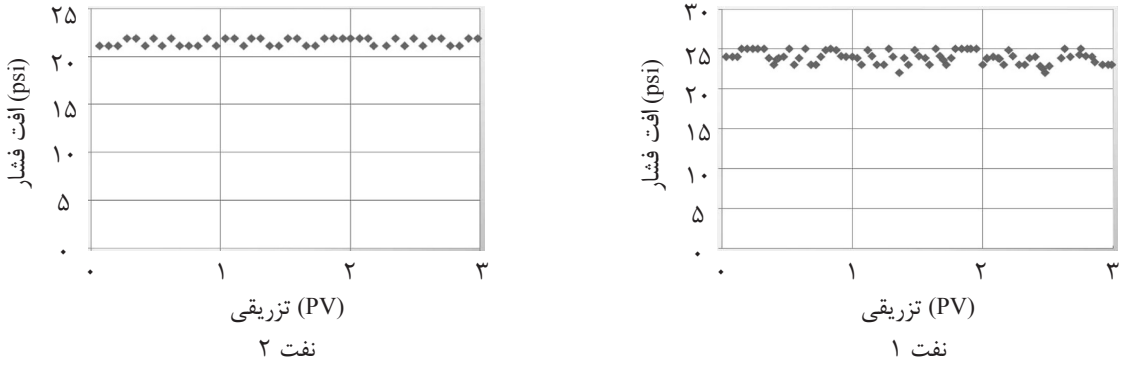
$$K=a\,\phi^3 dp^2/(1-d_p)^2$$

که در مقدار a برای سنگ ماسه‌سنگی معادل $1/0135/(3/2\times10^{-6})$ است.

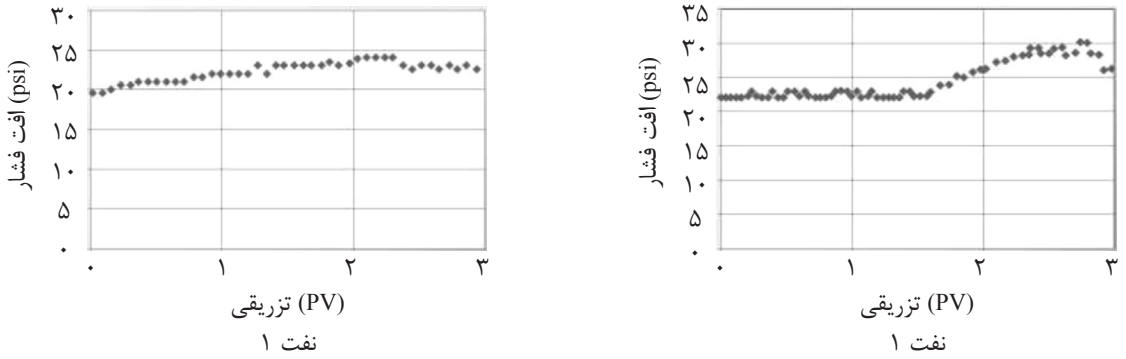
سه مرحله فشاری ۵۲۰۰ ، ۴۵۰۰ و ۳۸۰۰ psi جهت تزریق نفت شماره ۱ و سه مرحله فشاری ۵۱۰۰، ۴۴۰۰ و ۳۶۰۰ psi برای نفت شماره ۲ در نظر گرفته شد. نظر به اینکه با رسوب آسفالتین برروی سطح حفرات محیط متخلخل و بسته شدن جزئی و یا کلی گلوگاه این حفرات، فشار لازم برای عبور دادن دبی حجمی ثابت از محیط متخلخل افزایش می‌یابد، لذا با ثبت فشار دو سر مغزه محیط متخلخل و همچنین نمونه‌گیری از نفت خروجی از مغزه می‌توان به اطلاعات بسیار خوبی از نقطه نظر مقدار آسفالتین نشست کرده برروی سطح حفرات و همچنین مقدار کمی کاهش تراوایی و به تبع آن کاهش تخلخل سنگ مخزن پی برد. در هر دو مورد نفت، فشارها به گونه‌ای انتخاب شده است که یکی بالاتر از فشار نقطه رسوب‌گذاری، یکی پایین این نقطه و دیگری حدود نقطه حباب نفت مربوطه انتخاب گردد.

1. Pore Volume (PV)

اولین فشار آزمایش، برای نفت شماره ۱ فشار ۵۲۰۰ و برای نفت شماره ۲ فشار psi ۵۱۰۰ است. این نقاط از فشار نقطه رسوب‌گذاری کمی بالاتر انتخاب شده است. دراین فشارها حتی تا تزریق ۳ برابر حجم حفرات از نفت زنده به مغزه تغییر قابل ملاحظه و محسوسی در اختلاف فشار میان دو سر مغزه مشاهده نگردید. لذا می‌توان این پدیده را دلیلی بر عدم تشکیل ذرات رسوب آسفالتین و یا نشست آنها در محیط متخلخل در نظر گرفت. نتایج مربوط به تغییرات افت فشار در این دو فشار در شکل ۲ نشان داده شده است. فشار بعدی تزریق درخصوص نفت ۱، psi ۴۵۰۰ و درخصوص نفت ۲، psi ۴۴۰۰ می‌باشد. این فشارها، به‌ترتیب معادل ۵۵۰ و psi ۶۰۰ از فشار نقطه رسوب‌گذاری پایین‌تر است و لذا انتظار می‌رود ذرات آسفالتین در مغزه تشکیل شوند و با کاهش تراوایی مواجه شویم. با انجام آزمایش نتایجی مانند قبل مشاهده شد و این به معنی عدم نشست آسفالتین برروی سنگ است. با توجه به فشار نقطه شروع رسوب‌گذاری می‌توان نتیجه گرفت به احتمال بسیار زیاد ذراتی از رسوبات آسفالتین در محیط متخلخل تشکیل شده‌اند ولی در این فشار اجازه تجمع با همدیگر و تشکیل کلوخه‌های بزرگ‌تر را با توجه به وجود غلظت کافی از رزین‌ها به دور هسته‌های آسفالتین، نمی‌یابند. لذا اندازه آنها از مقدار معینی افزایش نمی‌یابد و به این ترتیب ذرات تشکیل شده از محیط متخلخل خارج می‌گردند و همان‌گونه که بعدا دیده می‌شود آنالیز نمونه نفت خروجی از مغزه و اندازه‌گیری مقدار محتویات آسفالتین در آن این گفته را تایید می‌نماید. در فشار بعدی، ضمن آن که از فشار نقطه شروع به حد کافی دور می‌شویم، سعی بر آن است که این فشار نزدیک نقطه حباب باشد. چون همان‌گونه که می‌دانیم مقدار رسوب آسفالتین در این نقطه ماکزیمم مقدار خود را دارا می‌باشد. این فشار برای نفت شماره ۱ معادل ۳۸۰۰ و برای نفت شماره ۲، psi ۳۶۰۰ می‌باشد. نتایج اختلاف فشار دو سر مغزه در شکل ۳ نشان داده شده است. درخصوص نفت شماره ۱ با ادامه تزریق تا PV ۱/۵ هیچ‌گونه افزایش اختلاف فشار قابل ملاحظه‌ای در دو سر مغزه مشاهده نمی‌کنیم. همان‌گونه که درخصوص آزمایش قبلی نیز توضیح داده شد این، دلیلی بر عدم تشکیل رسوب نمی‌باشد و با مراجعه به جدول ۸ و آنالیز آسفالتین نفت خروجی از مغزه می‌توان نتیجه گرفت که آسفالتین تشکیل شده در لحظات اولیه برروی سطح سنگ نشست و باعث کاهش تراوایی به میزان ۵٪ شده است (شکل ۳) و تا تزریق PV ۱/۵ تغییری در این مقدار دیده نمی‌شود. با ادامه تزریق در بالاتر از این مقدار حجم، افزایش ناگهانی در اختلاف فشار مشاهده می‌شود که ناشی از رسوب آسفالتین برروی سطح مغزه و انسداد گلوگاه است.



شکل ۲ اختلاف فشار ایجاد شده در دوسر مغزه برحسب حجم تزریقی در فشار psi ۵۲۰۰ برای نفت ۱ و psi ۵۱۰۰ برای نفت ۲



شکل ۳ اختلاف فشار ایجاد شده در دوسر مغزه در فشار psi ۳۸۰۰ برای نفت ۱ و psi ۳۶۰۰ برای نفت ۲

این افزایش اختلاف فشار تا حدود PV ۲/۸ ادامه دارد. با توجه به شکل‌های ۳ و همچنین ۶ که کاهش تخلخل را نشان می دهد روشن و واضح است که در بازه ۱/۵ الی PV ۲/۸ با توجه به افزایش افت فشار دو سر مغزه و در نتیجه کاهش تراوایی مغزه مقداری از آسفالتین تشکیل شده برروی سطح جامد نشست کرده است و کاهش تخلخل به این مفهوم است که نشست سطحی غالب بوده چون انسداد گلوگاهی تاثیر کمی برروی تخلخل دارد.

در ادامه روند کاهشی در افت فشار مشاهده می‌شود و نهایتا این افت فشار تقریبا حالت ثابت به خود می‌گیرد و با توجه به همان نمودار و اینکه افزایش تخلخل در نقطه ۳ حجم فضای خالی روند افزایش تخلخل مشاهده می‌شود که نشان‌دهنده آن است که آسفالتین‌های تشکیل شده توانسته‌اند از خلل و فرج سنگ مخزن به بیرون هدایت شوند. این پدیده ناشی از کنده‌شدن ذرات آسفالتین و جریان یافتن آنها به بیرون از مغزه به‌طور موقت می‌باشد. پس از ثابت شدن افت فشار می‌توان به این نتیجه رسید که سرعت رسوب ذرات با کنده‌شدن آنها برابر گردیده است. لذا مکانیسم‌های نشست ذرات برروی سنگ را به‌صورت جدول ۷ می‌توان خلاصه نمود.

درخصوص نفت شماره ۲ از ابتدای آزمایش با افزایش ملایم افت فشار مواجه می‌شویم و این نشان‌دهنده غالب بودن مکانیسم نشست سطحی ذرات است و مسلما انسدادی در این مرحله رخ نمی‌دهد که این روند تا تزریق PV ۲/۴ ادامه دارد. از این زمان به بعد تقریبا روند ثابتی مشاهده می‌شود که دلیلی بر برابر بودن نرخ نشست سطحی و به‌همراه حمل ذرات آسفالتین توسط جریان می‌باشد. بنابر مشاهدات فوق می‌توان مکانیسم‌های غالب را برای نفت شماره ۲ به‌صورت جدول ۸ خلاصه نمود.

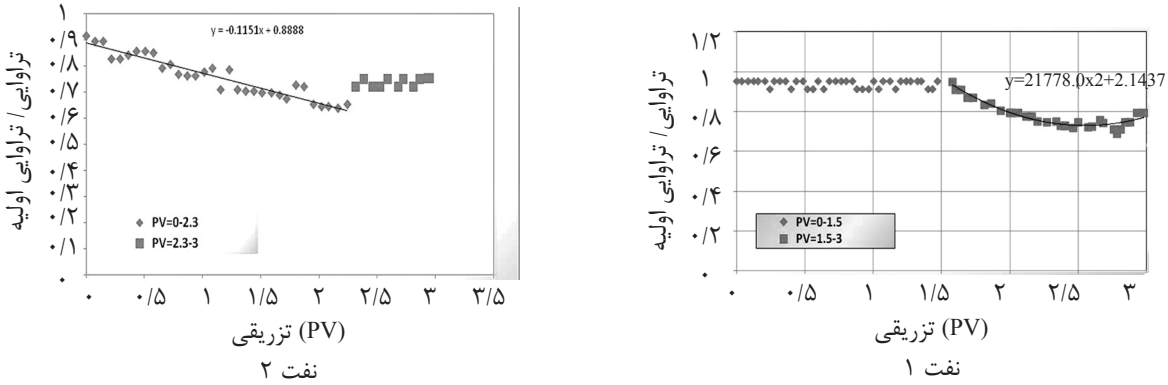
جدول ۷ مکانیسم‌های مختلف نشست آسفالتین برروی سنگ در بازه‌های مختلف (نفت شماره ۱)

بازه تزریق (PV)	مکانیسم غالب نشست
۱/۵-۲/۸	نشست سطحی ذرات، انسداد گلوگاه
۲/۸-۲/۹	به‌همراه حمل ذرات
۲/۹-۳	نشست سطحی و به‌همراه حمل ذرات

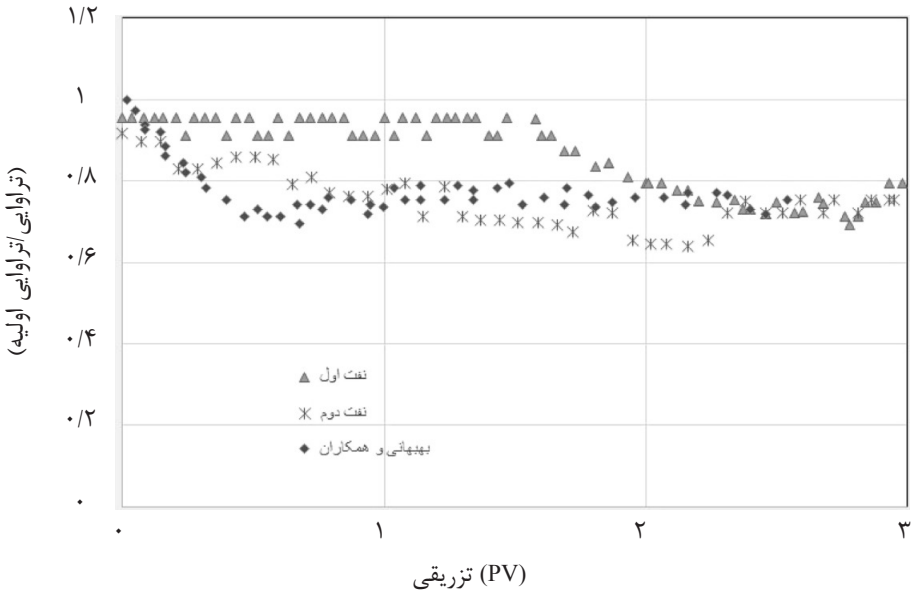
جدول ۸ مکانیسم های مختلف نشست آسفالتین برروی سنگ در بازه‌های مختلف (نفت شماره ۲)

بازه تزریق (PV)	مکانیسم غالب نشست
۰-۲/۴	نشست سطحی ذرات
۲/۴-۳	نشست سطحی و به‌همراه حمل ذرات

همان‌گونه که ذکر گردید از اطلاعات افت فشار دو سر مغزه باید پارامترهای مفیدی چون کاهش تراوایی و کاهش تخلخل را که شاخصی برای آسیب سازند می‌باشد استخراج نمود که این با استفاده از خواص سیال چون گرانروی سیال و اطلاعات فشاری قابل دست‌یابی است. با توجه به اینکه در دو فشار اولیه آزمایش تغییرات افت فشار در دو سر مغزه مشاهده نگردید لذا این دلیلی بر عدم کاهش تراوایی سنگ است و عملا کاهش تراوایی فقط در فشارهای نزدیک نقطه حباب دو نفت ملاحظه گردید. در شکل ۴ کاهش تراوایی براساس اطلاعات افت فشار در فشار ۳۸۰۰ برای نفت ۱ و فشار ۳۶۰۰ psi برای نفت ۲، نشان داده شده است. همان‌گونه که از شکل ۴ ملاحظه می‌گردد درخصوص نفت شماره ۱، پس از تزریق ۱/۵ PV افت تراوایی به وضوح مشاهده می‌شود. با توجه به این که تغییرات تراوایی ناگهانی و از سهمی درجه ۲ پیروی می‌کند دلیلی بر وجود هم‌زمان مکانیسم رسوب سطحی و انسداد گلوگاه در این بازه تزریقی می‌باشد. با توجه به این که افت تراوایی در حالتی که مکانیسم نشست سطحی غالب باشد به طور ملایم صورت می‌پذیرد و در هر حال مکانیسم نشست سطحی وجود دارد. لذا افت سریع تراوایی به‌صورت غیر خطی حاکی از فعال بودن هر دو مکانیسم در کاهش تراوایی می‌باشد. این کاهش تا تزریق ۲/۸ PV ادامه یافته و سپس تا حدی کاهش می‌یابد که می‌تواند ناشی از فعال شدن مکانیسم به‌همراه حمل ذرات باشد. در نتیجه مقدار تراوایی تا حدی افزایش می‌یابد و در حالتی که سرعت رسوب ذرات با سرعت کنده‌شدن آن برابر شد تراوایی در مقدار مشخص ثابت می‌شود. در مورد نفت شماره ۲ از ابتدا با کاهش تراوایی به‌صورت خطی مواجه می‌شویم و همان‌گونه که ذکر گردید این نشانه نشست سطحی آسفالتین بر سطح حفرات با سرعت یکنواخت و ثابت می‌باشد و این روند تا تزریق ۲/۴ PV ادامه دارد. از این زمان به بعد تراوایی با افزایش کمی تا انتهای آزمایش در مقدار ثابتی باقی می‌ماند و این ناشی از حمل ذرات مقداری از ذرات به‌طور ناگهانی در یک بازه بسیار کوتاه و سپس برابر شدن نرخ نشست سطحی و حمل ذرات می‌باشد. شکل ۵ مقایسه کاهش تراوایی در یکی از مطالعاتی که قبلا با استفاده از نفت با مقدار آسفالتین بالا انجام شده است مقایسه شده است. در این نوع نفت‌ها همان گونه که ملاحظه می‌شود از همان ابتدا کاهش تراوایی مشهود می‌باشد ولی در این مطالعه کاهش تراوایی بعد از مدت زمانی از شروع فرآیند شروع می‌شود. از دیگر پارامترهای مهم دیگر پتروفیزیکی که تحت تاثیر نشست ذرات آسفالتین قرار می‌گیرد تخلخل مغزه است. رسوب آسفالتین علاوه‌بر کاهش تراوایی مغزه باعث کاهش تخلخل موثر نیز می‌شود. بنابراین لازم است که تخلخل موثر مغزه، بعد از تزریق هر حجم سیال محاسبه شود. با استفاده از اطلاعاتی چون جرم آسفالتین خروجی و حجم تزریقی نفت در هر مرحله می‌توان تخلخل را در هر مرحله محاسبه نمود.



شکل ۴ تغییرات تراوایی نسبت به تراوایی اولیه در بازه تزریقی

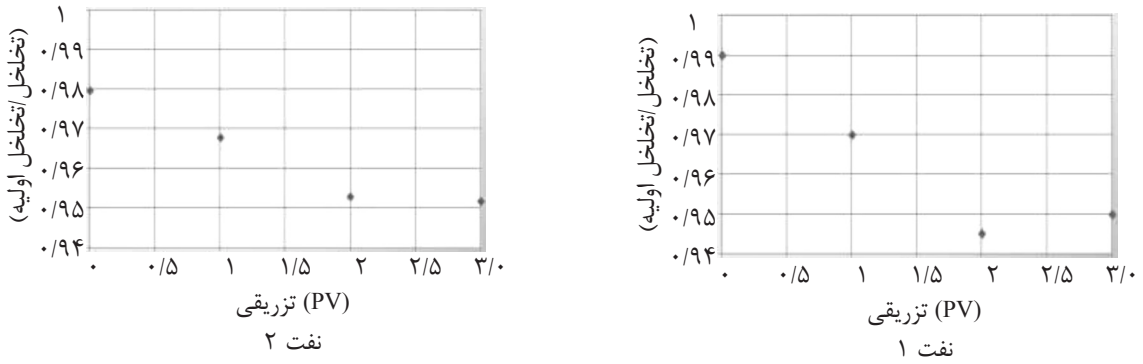


شکل ۵ مقایسه کاهش تراوایی در این مطالعه و یک مطالعه دیگر با نفت محتوای آسفالتین بالا [۲۱]

بنابراین لازم است در مراحل مختلف از خروجی مغزه نمونه‌گیری شده و مقدار آسفالتین نمونه اندازه‌گیری شود. جدول ۹ نتایج حاصل از اندازه‌گیری مقدار آسفالتین جریان خروجی مغزه را نشان می‌دهد. مراجعه به جدول نشان می‌دهد در دو فشار اولیه از نمونه‌های اخذ شده تغییر قابل ملاحظه‌ای در مقدار محتوای آسفالتین وجود ندارد ولی در فشار ۳۸۰۰ psi برای نفت شماره ۱ و فشار ۳۶۰۰ psi برای نفت شماره ۲ در مراحل مختلف، تغییر در محتوای آسفالتین خروجی دیده می‌شود. همان‌گونه که انتظار می‌رود کاهش در محتوای آسفالتین نشانه نشست آسفالتین در محیط متخلخل می‌باشدکه دقیقا داده‌های افت فشار و کاهش تراوایی نیز آن را تایید می‌نماید. درخصوص نفت شماره ۱ در انتهای آزمایش با کاهش محسوس در آسفالتین نشست کرده مواجه می‌شویم که نشان می‌دهد مقداری از آسفالتین نشست یافته توسط مکانیسم حمل ذرات با جریان سیال از محیط متخلخل خارج گردیده است. ولی در مورد نفت شماره ۲ این مقدار ثابت است که نشان‌دهنده برابری دو مکانیسم حمل ذرات و نشست سطحی می‌باشد. حال با داشتن چنین اطلاعاتی میزان تخلخل موثر به راحتی محاسبه می‌گردد. یعنی با محاسبه حجم آسفالتین نشست یافته برروی سنگ حجم فضای خالی محاسبه می‌شود. نتیجه در شکل ۶ نشان داده شده است. این شکل نشان می‌دهد که روند کاهشی تخلخل از روند کاهشی تراوایی تبعیت می‌کند. روند تغییرات دقیقا با مشاهدات قبلی درخصوص تغییرات تراوایی منطبق می‌باشد. در انتها لازم به ذکر است در صورتی‌که مکانیسم غالب نشست آسفالتین در محیط متخلخل نشست سطحی ذرات باشد علاوه‌بر این که باعث کاهش تراوایی سنگ می‌شود از تخلخل سنگ نیز می‌کاهد در صورتی‌که اگر مکانیسم غالب انسداد حفرات و گلوگاه‌های سنگ باشد ذرات آسفالتین حفرات ریز را مسدود می‌نمایند و این پدیده ضمن آن که کاهش شدید تراوایی را به دنبال دارد تاثیر زیادی در کاهش حجم فضای خالی سنگ و با تخلخل ندارد.

جدول ۹ محتوای آسفالتین نفت در خروجی مغزه در مراحل مختلف تزریق

نفت شماره ۱	فشار (psi)	۵۲۰۰			۴۵۰۰			۳۸۰۰	
	حجم خالی (PV)	۱	۲	۳	۱	۲	۳	۱	۲	۳
	کسر وزنی آسفالتین (٪)	۰/۴۸۹	۰/۴۹۳	۰/۴۸۸	۰/۴۹۵	۰/۴۸۴	۰/۴۸۶	۰/۳۲۳	۰/۲۱۲	۰/۲۴۲
نفت شماره ۲	فشار (psi)	۵۱۰۰			۴۴۰۰			۳۶۰۰		
	حجم خالی (PV)	۱	۲	۳	۱	۲	۳	۱	۲	۳
	کسر وزنی آسفالتین (٪)	۰/۱۹۲	۰/۱۹۵	۰/۱۸۷	۰/۱۹۵	۰/۱۹۲	۰/۱۷۲	۰/۱۲۸	۰/۰۸۳	۰/۰۹۶



شکل ۶ تغییرات کاهش تخلخل مغزه برحسب حجم نفت تزریقی

نتیجه‌گیری

در این تحقیق به بررسی تشکیل و نشست رسوب آسفالتین با استفاده از نمونه‌های نفتی با محتوای آسفالتین پایین برروی سنگ مخزن در فرآیند تخلیه طبیعی پرداخته شد. در ادامه آسیب سازند از جمله کاهش تراوایی و تخلخل مورد محاسبه قرار گرفت و نتایج زیر حاصل گردید:

- در فشارهای بالای نقطه شروع رسوب‌گذاری آسفالتین، هیچ‌گونه کاهش تراوایی در سنگ مخزن مشاهده نگردید.

- در فشارهای زیر نقطه شروع رسوب آسفالتین نیز با وجود تشکیل رسوب آسفالتین، هیچ‌گونه تغییری در محتوای آسفالتین خروجی از مغزه مشاهده نگردید و لذا این مبنی بر عدم نشست آسفالتین بر سطح سنگ مخزن است.

- کاهش تراوایی زمانی مشاهده شد که فشار تزریقی به اندازه کافی از نقطه شروع رسوب‌گذاری فاصله گرفته و نزدیک نقطه حباب انتخاب گردید. در این فشار افزایش فشار ثبت شده نشان داد که مقداری از آسفالتین ترسیب شده برروی خلل و فرج سنگ مخزن نشست یافته است؛ و باعث آسیب سازند گردیده است.

- درخصوص نفتی که محتوای آسفالتین بالاتری دارد در فشار نزدیک نقطه حباب در مراحل اولیه آزمایش تغییری در تراوایی ملاحظه نگردید و در بازه‌ای از زمان تغییر ناگهانی کاهشی دیده شد که این تغییر ناگهانی ناشی از فعال‌شدن دو مکانیسم هم‌زمان نشست سطحی و انسداد گلویی می‌باشد و با افزایش مقدار نشست پدیده حمل ذرات نیز در انتهای آزمایش مشاهده شد.

- درخصوص نفت با محتوای آسفالتین پایین‌تر در فشار نزدیک نقطه حباب از همان ابتدای آزمایش تغییر ملایم در افت فشار دیده می‌شود و این نشانه نشست سطحی ذرات و عدم وجود انسداد گلوگاهی می‌باشد. همچنین در این حالت نرخ نشست یکنواخت و ثابت است. در مواردی در انتهای آزمایش پدیده حمل ذرات دیده می‌شود که در این

زمـان مکانیسـم نشسـت سـطحی و حمـل ذرات بـا هـم برابـر هسـتند.

- محاسـبات کاهـش تخلخـل سـنگ در تمـام آزمایشـات نشـان دهنـده کاهـش ایـن عـدد بـه میـزان کـم می‌باشـد هـر چنـد رونـد تغییـر بـا رونـد کاهـش تراوایـی یکسـان اسـت. در صورتـی کـه مکانیسـم غالـب نشسـت آسـفالتین در محیـط متخلخـل نشسـت سـطحی ذرات باشـد علاوه‌بـر ایـن کـه باعـث کاهـش تراوایـی سـنگ می‌شـود از تخلخـل سـنگ نیـز می‌کاهـد در صورتی‌کـه اگـر مکانیسـم غالـب انسـداد حفـرات و گلوگاه‌هـای سـنگ باشـد ذرات آسـفالتین حفـرات ریـز را مسـدود می‌نماینـد و ایـن پدیـده ضمـن آن کـه کاهـش شـدید تراوایـی را به‌دنبـال دارد تاثیـر زیـادی در کاهـش حجـم فضـای خالـی سـنگ و بـا تخلخـل نـدارد.

مراجع

[1]. Kawanaka S., Park S. J. and Mansoori G. A., *"Organic deposition from reservoir fluids,"* SPE Reservoir Engineering Journal, pp. 185-192, May 1991.

[2]. Gholoum E. F., Oskui G. P. and Salman M., *"Investigation of asphaltene precipitation onset conditions for Kuwait reservoir,"* SPE 81571, Presented at the SPE 13th Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, April 5-8, 2003.

[3]. Al-Sahhaf T. A., Fahim M. A. and Elkilani A. S., *"Retardation of asphaltene precipitation by addition of toluene, resins, deasphalted oil and surfactants,"* Fluid Phase Equilibria, pp. 194-197, 2001.

[4]. Yin Y. R., Yen A. T. and Asomaning S., *"Asphaltene inhibitor evaluation in CO_2 floods: laboratory study and field testing,"* SPE 59706, Presented at the 2000 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, March 21-23, 2000.

[5]. Kokal S. and Sayegh S. G., *"Asphaltenes: the cholesterol of petroleum,"* SPE 29878, Presented at the SPE Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, March 11-14, 1995.

[6]. Kokabas I., *"Characterization of asphaltene precipitation effect on reducing carbonate rock permeability,"* SPE 81572, , Presented at the SPE 13th Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, April 5-8 2003.

[7]. Samra H. K., *"Can we ignore asphaltene in a gas injection project for light oils?,"* SPE 84877, Presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, October 20-21 2003.

[8]. Zekri A. Y. and Al-Mehaideb R., *"Steam/Bacteria to treatment of asphaltene deposition in carbonate rocks,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol.37, Elsevier, 123-133 2003.

[9]. Kokal S., Davood N., Fontanilla J., Al-Ghamdi A., Nasr-El-Din H. and Al-Rufaie Y., *"Productivity decline in oil wells related to asphaltene precipitation and emusion blocks,"* SPE 77767. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 29-October 2, 2002.

[10]. Shedid S. A., *"Influences of asphaltene deposition on rock/fluid properties of low permeability carbonate reservoir,"* SPE 68229, Presented at the 2001 SPE Middle East Oil Show, Bahrain, March 17-20 2001.

[11]. Mohammed M. A., *"Effect of scale and corrosion inhibitors on well productiviy in reservoirs containing asphaltenes,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 46, pp. 243-252 2005.

[12]. Kamath V. A., Yang J. and Sharma G. D, *"Effect of asphaltene deposition on dynamic displacement of oil by water,"* SPE 26046, Western Regional Meeting, Alaska, Anchorage, pp. 179-87, May 26-28, 1993.

[13]. De Pedroza T. M., Calderon G. and Rico A., *"Impact of asphaltene presence in some rock properties,"* SPE 27069, SPE Advanced Technology Series, Vol. 4, No.1, 1995.

[14]. Piro G., Barberis L., Galbariggi G., Bertero L. and Camiani C., *"Experimental study on asphaltene adsorption onto formation rock: an approach to asphaltene formation damage prevention,"* SPE 30109, the European Formation Damage Conference held in the Hague, The Netherlands, 15-16 May, 1995.

[15]. Ali M. A. and Islam M. R., *"The effect of asphaltene precipitation on carbonate-rock-ermeability: an experimental and numerical approach,"* SPE Production & Facilities, Vol. 13, Issue 3, August ,DOIhttps://doi.org/10.2118/50963-PA, 1998.

[16]. Wang S. and Civan F., *"Preventing asphaltene deposition in oil reservoirs by early water injection,"* SPE 94268, Oklohamacity, Oklohama, pp. 1-16, 2005.

[17]. Mousavi Dehghani S. A., Vafaie Sefti Mirzayi M., Mirzayi B. and Fasih M., *"Experimental investigation on asphaltene deposition in porous media during miscible gas injection,"* Iran J. Chem. Eng, Vol. 26, No. 4, pp. 39-48 2007.

[12]. Bagheri M. B., Kharrat R. and Ghotby C., *"Experimental investigation of the asphaltene deposition process during different production schemes,"* Oil and Gas Science and Technology – Review, IFP Energies nouvelles, Vol. 66, No. 3, pp. 507-519, 2011.

[19]. Kord S., Miri R., Ayatollahi S. and Escrochi M., *"Asphaltene deposition in carbonate rocks: experimental investigation and numerical simulation,"* Energy & Fuels, Vol. 26, No. 10, 2012.

[20]. Zendehboudi S., Shafiei A., Bahadori A. R., James L. A., Elkamel A. and Lohi A., *"Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs– Technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tools,"* Chemical Engineering Research and Design, Vol. 92, Issue 5, pp. 857-875, 2014.

[21]. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V. and Shahrabadi A., *"Investigation of asphaltene adsorption in sandstone core sample during CO_2 injection: Experimental and modified modeling,"* Fuel, Vol. 133, pp. 63-72, 2014.

[22]. de Boer R. B., Leeriooyer K., Elgner M. R. P. and Van Bergen A. R. D., *"Screening of crude oils for asphalt precipitation: theory, practice, and the selection of inhibitors,"* Journal of the Society of Petroleum Engineers (SPE) Production & Facilities, Vol. 10, Issue 1, pp. 57-61, Feb. 1995.

[23]. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V. and Shahrabadi A., *"Asphaltene deposition under dynamic conditions in porous media: theoretical and experimental investigation,"* Energy and Fuels, Vol. 27, pp 622–639, January 9, 2013.

[24]. Hashemi S. I., Fazelabdolabadi B., Moradi S., Rashidi A. M., Shahrabadi A. and Bagherzadeh H., *"On the application of NiO nanoparticle to mitigate in situ asphaltene deposition in carbonated matrix,"* App Nanosci, Vol. 6, No. 1, pp. 71-81, 2016.

[25]. Kashefi S., Shahrabadi A., Lotfollahi M. N. and Varamesh A., *"A new polymeric additive as asphaltene deposition inhibitor in CO_2 core flooding,"* Korean Journal of Chemistry Engineering, Vol. 33, No. 11, pp. 3273-3280 2016.

[26]. Bagherzadeh H., Golghanddashti H. and Shahrabadi A., *"A proposed systematic approach for experimental asphaltene investigation: an oil reservoir case study,"* SPE Production and Operation, Vol. 33, Issue 1, February 2018.

Petroleum Research

Petroleum Research 2018(June-July), Vol. 28, No. 99. 10-14

DOI: 10.22078/pr.2017.2632.2218

Experimental Investigation of Formation Damage due to Asphaltene Deposition in Crude Oils with Low Asphaltene Content

Abbas Shahrabadi*[1], Kamran Parizad[2], Masoud Nasiri[2] and Saeed Abbasi[1]

1. Petroleum Engineering Research Division, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

2. Chemical Engineering Department, Semnan University, Iran

shahrabadia@ripi.ir

Received: April/09/2017 Accepted: December/10/2017

Abstract

In this paper, a setup for performing dynamic flow experiments was prepared. A set of natural depletion tests were done to investigate the effects of pressure depletion and the initial asphaltene content of crude oils on asphaltene deposition in porous media using two live oil samples of Iranain reservoirs. The results of these experiments, which were done in constant rate and three pressure steps, show that the asphaltene deposition occurs by decreasing pressure in the vicinity of bubble point pressure and the main mechanisms are surface deposition, pore throat plugging and in some period the entrainment of the particles via the flow of oil is observed. According to the experiments, in case of the oils with less asphaltene content, the dominant mechanism is surface deposition, and the rate of deposition is uniform, while using the crude oil with higher asphaltene content, the pore throat plugging mechanism has more important role in the permeability reduction of reservoir rock.

Keywords: Asphaltene Deposition, Natural Depletion, Formation Damage, Mechanism, Asphaltene Content.

Introduction

Asphaltene deposition is one of the serious problems that the petroleum industry faces for several years [1]. Asphaltenes molecules are generally defined as the heaviest species in crude oils that are soluble in aromatics (i.e. toluene and benzene), and insoluble in n-alkanes (i.e. n-heptane). Initially, dissolved asphaltenes in crude oil can be destabilized to precipitate by varying pressure, temperature, and compositions of the oil components [2-4]. Asphaltenes are precipitated on the reservoir pore surface, and blocked them completely in some cases, which ultimately cause wettability change and formation damage [5-8]. In order to understand the mechanisms of damage, various researchers have presented various experiments and theories [9-10].

According to Wang and Sivan studies in 2005, permeability reduction is based on two mechanisms: the accumulation of fine particles in the pores and large throats, which leads to a continuous reduction of the pores surface for the fluid flow, and the plugging of the pores and throats by coarse asphaltene particles [11].

The asphaltene precipitation and deposition during carbon dioxide and light gas injection process in sandstone cores saturated with oil were studied by Bagheri et al. Also, they examined the effect of operating pressure, concentration of injected gas and production rate on asphaltene precipitation [12].

According to experimental data, modeling results and statistical analysis, Zendehboudi et al. concluded that pressure and temperature were the most important parameters in static tests, while the pressure difference (not the flowing pressure) and the temperature had more effect on the asphaltenes precipitation in dynamic tests [13].

Most of the previous studies have generally been carried out on crude oils with high asphaltene content. We used low asphaltene content crude oils in experiments. Therefore, two crude oil samples with asphaltene content of 0.5% and 0.2% were selected. The effect of pressure was studied on the amount of asphaltene precipitation in the core sample, permeability and porosity reduction.

It is necessary to note that no defined criterion exists for low asphaltene content crude oil in references.

In this study, we considered asphaltene content less than 1% as low asphaltene content. It is necessary to perform tests for these oils more carefully.

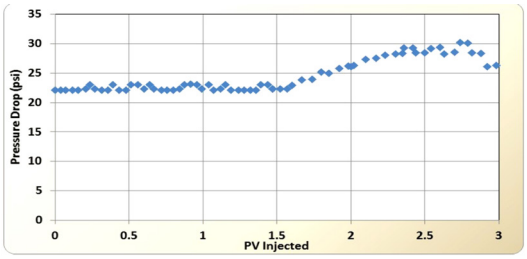
Material and Experimental

Experimental works were carried out by two low asphaltene content oil samples collected from Iranian oil fields which have 0.5 and 0.2 wt% asphaltene content and API of 33.89 and 32.87, respectively. Sandstone core of 13.44 cm in length and 0.0847 porosity is prepared for core flooding tests. A core flood system with auxiliary equipment and controlling devices designed for natural drainage dynamic tests.

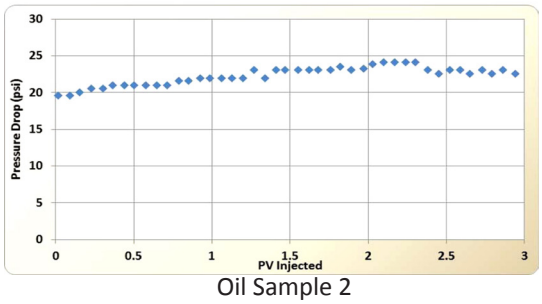
Discussion and Results

Natural drainage dynamic tests have been performed at 100°C and three selected pressure (higher than the deposition pressure, lower than the deposition pressure and around the bubble point pressure). It can be concluded that large amounts of asphaltene particles are deposited in the porous medium. At pressures around

asphaltene onset pressure, fresh asphaltene molecules are stripped out from crude oil. These small particles are stable in the crude oil and they do not precipitate because of sufficient resin molecules concentration around asphaltene nuclei. At bubble point pressure, asphaltene molecules can aggregate with each other and create larger size asphaltene clusters and flocculate. Once these clusters are generated asphaltene precipitation starts. The asphaltene onset pressure is 3800 psi and 3600 psi for oil sample 1 and for oil sample 2, respectively. The results of the core differential pressure are shown in Fig. 1.



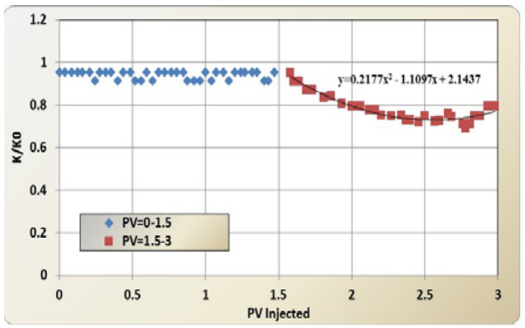
Oil Sample 1



Oil Sample 2

Figure 1: Pressure drop along the core at 3800 psi for oil 1 and 3600 psi for oil 2 respectively.

summarized into three major groups: surface deposition, pore throat plugging and entrainment of deposits. According to observations of second oil sample, the dominant mechanisms can be summarized into two parts: surface deposition, surface deposition with entrainment of deposits. In Figure 2, the permeability reduction is shown based on the pressure drop data at 3800 psi for oil sample 1 and 3600 psi for oil sample 2.



Oil 1

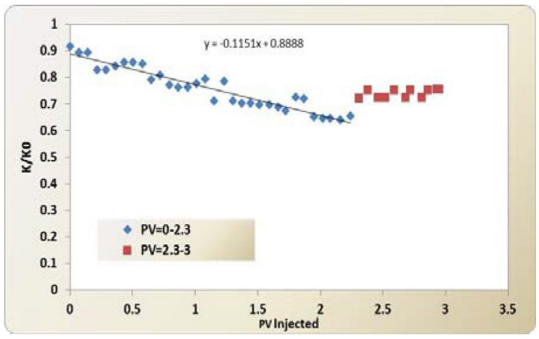


Figure 2: Permeability reduction in injection process tests.

Simultaneous activity of two different mechanisms of asphaltene precipitation is suggested based on permeability decline data (Figure 2) during injected pore volumes. During smooth permeability reduction, surface deposition is the predominant mechanism and during rapid permeability decline, both mechanisms are active.

Conclusion

We investigated the potential of asphaltene precipitation and deposition on reservoir rock during natural pressure depletion using low asphaltene content oil samples. In addition, the permeability and porosity were calculated, and the following results were obtained.

- Permeability decline was observed at injection pressures above the asphaltene onset pressure and near the bubble point pressure. It was found that by increasing the injection pressure, asphaltenes deposited on the pores of core sample

which causes formation damage.

- In the case of oil with higher asphaltene content, no permeability reduction observed at pressures near the bubble point pressure at the early stages of the test. By continuing the injection, experiments showed a considerable permeability decline due to simultaneous activity of two different mechanisms of asphaltene precipitation (surface deposition, pore throat plugging).
- In the case of oil with lower asphaltene content, pressure drop is stabilized at injection pressures near the bubble point pressure and at the early stages of the test. It is due to asphaltene deposition on pore surfaces. There is a constant and homogenous deposition rate.
- Although porosity and permeability are gradually reduced during core flood tests with a same pattern, the amount of porosity reduction is small. When surface deposition is the predominant mechanism, porosity is reduced as same as permeability decline. If the deposition was considered due to the pore throat plugging, rapid permeability decline will occur, but it hasn't any effects on pore volume and porosity decrease.

References

[1]. Kawanaka S., Park S. J. and Mansoori G. A., *"Organic deposition from reservoir fluids,"* SPE Reservoir Engineering Journal, pp. 185-192, May, 1991.

[2]. Gholoum E. F., Oskui G. P. and Salman M., *"Investigation of asphaltene precipitation onset conditions for Kuwait reservoir,"* SPE 81571, Presented at the SPE 13th Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, April 5-8, 2003.

[3]. Al-Sahhaf T. A., Fahim M. A. and Elkilani A. S., *"Retardation of asphaltene precipitation by addition of toluene, resins, deasphalted oil and surfactants,"* Fluid Phase Equilibria, pp. 194-197, 2001.

[4]. Yin Y. R., Yen A. T. and Asomaning S., *"Asphaltene inhibitor evaluation in CO_2 floods: laboratory study and field testing,"* SPE 59706, Presented at the 2000 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, March 21-23, 2000.

[5]. Kokabas I., *"Characterization of asphaltene precipitation effect on reducing carbonate rock permeability,"* SPE 81572, , Presented at the SPE 13th Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, April 5-8, 2003.

[6]. Samra H. K., *"Can we ignore asphaltene in a gas injection project for light oils?,"* SPE 84877, Presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, October 20-21, 2003.

[7]. Zekri A. Y. and Al-Mehaideb R., *"Steam/ Bacteria to treatment of asphaltene deposition in carbonate rocks,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol.37, Elsevier, pp. 123-133, 2003.

[8]. Mohammed M. A., *"Effect of scale and corrosion inhibitors on well productiviy in reservoirs containing asphaltenes,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 46, pp. 243-252, 2005.

[9]. Kamath V. A., Yang J. and Sharma G. D, *"Effect of asphaltene deposition on dynamic displacement of oil by water,"* SPE 26046, Western Regional Meeting, Alaska, Anchorage, pp. 179-87, May 26-28, 1993.

[10]. De Pedroza T. M., Calderon G. and Rico A., *"Impact of asphaltene presence in some rock*

properties," SPE 27069, SPE Advanced Technology Series, Vol. 4, No.1, pp. 85-188, 1995.

[11]. Wang S. and Civan F., *"Preventing asphaltene deposition in oil reservoirs by early water injection,"* SPE 94268, Oklohamacity, Oklohama, pp. 1-16, 2005.

[12]. Bagheri M. B., Kharrat R. and Ghotby C., *"Experimental investigation of the asphaltene deposition process during different production schemes,"* Oil and Gas Science and Technology – Review, IFP Energies nouvelles, Vol. 66, No. 3, pp. 507-519, 2011.

[13]. Zendehboudi S., Shafiei A., Bahadori A. R., James L. A., Elkamel A. and Lohi A., *"Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs–Technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tools,"* Chemical Engineering Research and Design, Vol. 92, Issue 5, pp. 857-875, 2014.