

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

عباس شهرآبادی^{۱*}، کامران پریزاد^۲، مسعود نصیری^۲ و سعید عباسی^۱

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. در خصوص نفت‌های با محتوای آسفالتین پایین‌تر، نشست سطحی بیشتر غالب است و سرعت نشست ذرات یکنواخت و ثابت است در حالی که 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

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.

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

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی shahrabadia@ripi.ir

شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2017.2632.2218)

درصدوزنی ۶/۵ و $API = 21$ 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 بر روی 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 بر روی تشکیل رسوب بررسی کردند. آزمایشات تزریق گاز به صورت 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 تاثیر 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.

آسفالتین ترسیب یافته بر سطح خلل و فرج سنگ مخزن نشسته و در مواردی آنها را به کلی مسدود می‌نماید که در نهایت منجر به کاهش تراوایی، تغییر در ترشوندگی و آسیب سازند خواهد گردید [۱۰-۱۶]. ایجاد روش‌های متداول حذف رسوبات آسفالتینی شامل روش‌های شیمیایی، مکانیکی و حرارتی، علاوه بر آن که پرهزینه هستند در مواردی کارایی 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 مکانیسم‌های 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 بر روی 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 بر روی 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 به صورت 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

سطح مغزه، تشکیل خوشه‌های بزرگ با سایزهای مشخصه بزرگ‌تر از سایز مشخصه تک لایه را نشان می‌دهد و در نتیجه رسوب چند لایه‌ای آسفالتین بر سطح مغزه را پیشنهاد می‌کند. علاوه بر آن مشخص شده است که دبی زیاد تزریق کربن‌دی‌اکسید، میزان آسفالتین و رزین مواد رسوب یافته در مغزه را افزایش می‌دهد. در حالی که 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، عموماً بر روی 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 ۱۸]. 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 بر روی مقدار آسفالتین نشست کرده بر روی سنگ و همچنین کاهش تراوایی و تخلخل مطالعه گردید. ذکر این نکته ضروری است که در منابع شاخص و معیاری در خصوص کم بودن محتوای آسفالتین در نفت خام وجود ندارد و در این مطالعه صرفاً 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 میدین نفتی ایران با محتوای آسفالتین استفاده گردید.

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 بر روی 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 حالی که 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 دی‌اکسید کربن) 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 به کمک روش SEM استفاده نمودند. نتایج آزمایشگاهی حاصل از کار آنها نشان می‌دهد که افزایش دبی تزریق کربن‌دی‌اکسید منجر به افزایش افت فشار و کاهش تراوایی و تخلخل نمونه مغزه می‌شود. همچنین میکروگراف‌های SEM مربوط به جذب آسفالتین بر

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 بر روی مغزه‌های کربناته مطالعه سرعت سیال بر گسترده‌گی 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 بر روی 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 بر روی مغزه ماسه‌سنگی تحت تزریق گاز تحلیل مورفولوژی نمونه مغزه ماسه سنگی به منظور بررسی آسیب سازند بررسی دبی تزریق کربن‌دی‌اکسید بر روی 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 به همراه دی‌اکسیدکربن مشاهده بهبود در تراوایی سنگ مخزن نسبت به حالت بدون استفاده از نانو ذره	٪۴/۳۳	[۲۴]
۶	کاشفی و همکاران (۲۰۱۶)	سنتز یک بازدارنده پلیمری و استفاده از آن به همراه 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]

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.

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

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 رسوب گذاری (Psi)	مقدار آسفالتین 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

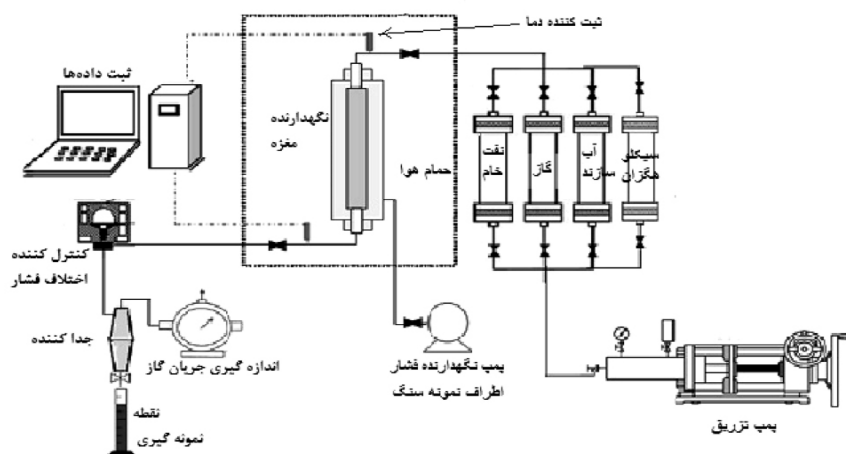
جزء	H ₂ S	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂₊
درصد مولی نفت ۱	۰/۲۷	۰/۰۷	۲/۹۵	۴۹/۰۱	۸/۲۸	۵/۵۴	۱/۰۱	۲/۵۵	۰/۷۴	۰/۸۲	۳/۱۸	۲/۵۷	۲/۶۴	۲/۲۷	۲/۱۷	۱/۴۷	۱۴/۴۶
درصد مولی نفت ۲	۰/۰۳	۰/۰۹	۲/۵۲	۴۴/۵۱	۹/۹۰	۷/۵۰	۱/۳۹	۳/۱۹	۱/۰۶	۱/۲۱	۴/۴۳	۳/۵۹	۲/۶۱	۲/۹۸	۲/۱۹	۲/۱۲	۱۰/۳۸

جدول ۵ مشخصات مغزه ماسه‌سنگی

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

جدول ۴ مشخصات جزء سنگین (C₁₂₊)

نفت ۱	نفت ۲	
۲۸۱	۴۰۰	جرم ملکولی جزء سنگین (C ₁₂₊)
۰/۷۴۸۸	۰/۸۸۲۹	وزن مخصوص جزء سنگین (C ₁₂₊)



شکل ۱ شماتیک سیستم مورد استفاده برای انجام آزمایشات دینامیک مغزه

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

این دستگاه شامل یک پمپ با قابلیت تزریق تحت فشار بالا، نگهدارنده مغزه، سیستم گرمایشی، دو سیلندر جابه‌جاکننده سیال^۱، تنظیم کننده فشار انتهایی، پمپ دستی اعمال فشار در اطراف مغزه^۲، اندازه‌گیر اختلاف فشار و جداکننده نفت و گاز و فلومتر گاز است.

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

1. Accumulator
2. Confining Pressure

اطلاعات حاصل از این آزمایشات در جدول ۶ ارائه شده است.

جدول ۶ نتایج حاصل از آزمایشات آماده سازی

تراوایی مطلق	اشباع اولیه آب
۲/۱۳	۰/۳۴

در ادامه، آزمایشات دینامیک تخلیه طبیعی در دمای 100°C و دبی تزریق 18 cc/min ادامه یافت. انتخاب دبی تزریقی براساس محاسبات شرط آرام بودن رژیم جریان می باشد. محدوده رژیم جریان داری با استفاده از عدد رینولدز و (کوچک تر بودن آن از یک) تعیین می گردید:

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

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

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

که در مقدار a برای سنگ ماسه سنگی معادل $(1/0.135) / (3/2 \times 10^6)$ است.

سه مرحله فشاری 5200 ، 4500 و 3800 psi جهت تزریق نفت شماره ۱ و سه مرحله فشاری 5100 ، 4400 و 3600 psi برای نفت شماره ۲ در نظر گرفته شد. نظر به اینکه با رسوب آسفالتین بر روی 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 می یابد، لذا با ثبت فشار دو سر مغزه محیط متخلخل و همچنین نمونه گیری از نفت خروجی از مغزه می توان به اطلاعات بسیار خوبی از نقطه نظر مقدار آسفالتین نشست کرده بر روی 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 گونه ای انتخاب شده است که یکی بالاتر از فشار نقطه رسوب گذاری، یکی پایین این نقطه و دیگری حدود نقطه حباب نفت مربوطه انتخاب گردد.

ورودی نگهدارنده مغزه متصل می شود. آب سازند در چندین دبی مختلف تزریق می شود و اختلاف فشار در دو طرف مغزه به ازای هر دبی با اختلاف فشارسنج اندازه گیری می شود. با استفاده از اطلاعات فشاری ثبت شده در هر دبی می توان تراوایی مطلق آب را محاسبه نمود. مرحله بعد، رساندن اشباع مغزه به آب همزاد است. برای انجام دادن این کار، نمونه مغزه که کاملاً با آب اشباع شده است تحت تزریق نفت قرار می گیرد و تزریق تا زمانی که در خروجی مغزه، آب مشاهده نشود ادامه می یابد. عموماً تزریق معادل ۲ تا $2/5$ برابر حجم فضای خالی^۱ مغزه، ادامه می یابد.

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 می شود و دمای سیستم گرمایشی در دمای مخزن تنظیم می شود. در ادامه نفت به درون نگهدارنده مغزه هدایت می شود. با توجه به مشخص بودن دبی نفت تزریقی و حجم فضای خالی بعد از مدت مشخصی عملیات نمونه گیری از اولین حجم تزریق انجام می شود. جمع آوری این حجم های سیال از آن جهت انجام می شود که میزان آسفالتین موجود در زمان های مختلف محاسبه شود تا بتوان میزان رسوب آسفالتین را محاسبه و در نتیجه میزان کاهش تراوایی و به تبع آن تخلخل مغزه را اندازه گیری نمود. عملیات تزریق تا زمانی که اختلاف فشار دو سر مغزه تقریباً ثابت گردد ادامه می یابد. 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.

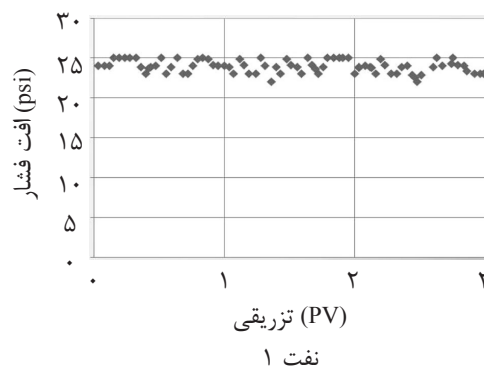
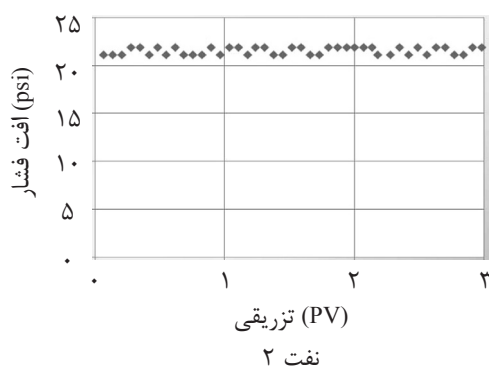
نتایج و بحث

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.

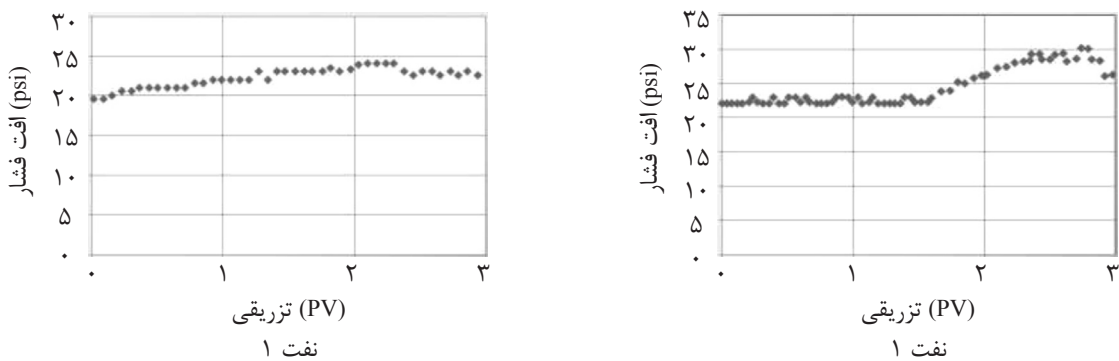
1. Pore Volume (PV)

محیط متخلخل خارج می‌گردند و همان‌گونه که بعداً 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، ۳۶۰۰ psi می‌باشد. نتایج اختلاف فشار دو سر مغزه در شکل ۳ نشان داده شده است. درخصوص نفت شماره ۱ با ادامه تزریق تا ۱/۵ PV 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 ۱/۵ PV 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.

اولین فشار آزمایش، برای نفت شماره ۱ فشار ۵۲۰۰ و برای نفت شماره ۲ فشار ۵۱۰۰ psi است. این نقاط از فشار نقطه رسوب‌گذاری کمی بالاتر انتخاب شده است. در این 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، ۴۵۰۰ psi و درخصوص نفت ۲، ۴۴۰۰ psi می‌باشد. این فشارها، به ترتیب معادل ۵۵۰ و ۶۰۰ psi 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



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



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

مسئله انسدادی در این مرحله رخ نمی‌دهد که این روند تا تزریق PV ۲/۴ ادامه دارد. از این زمان به بعد تقریباً روند ثابتی مشاهده می‌شود که دلیلی بر برابر بودن نرخ نشست سطحی و به‌همراه حمل ذرات آسفالتین توسط جریان می‌باشد. بنابراین مشاهدات فوق می‌توان مکانیسم‌های غالب را برای نفت شماره ۲ به‌صورت جدول ۸ خلاصه نمود.

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

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

جدول ۸ مکانیسم‌های مختلف نشست آسفالتین بر روی سنگ در بازه‌های مختلف (نفت شماره ۲)

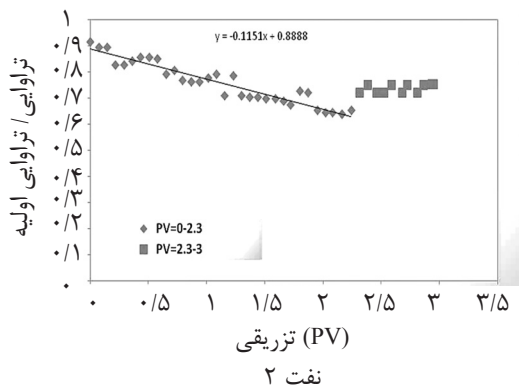
مکانیسم غالب نشست	بازه تزریق (PV)
نشست سطحی ذرات	۰-۲/۴
نشست سطحی و به‌همراه حمل ذرات	۲/۴-۳

این افزایش اختلاف فشار تا حدود PV ۲/۸ ادامه دارد. با توجه به شکل‌های ۳ و همچنین ۶ که کاهش تخلخل را نشان می‌دهد 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 بر روی سطح جامد نشست کرده است و کاهش تخلخل به این مفهوم است که نشست سطحی غالب بوده چون انسداد گلوگاهی تأثیر کمی بر روی تخلخل دارد.

در ادامه روند کاهشی در افت فشار مشاهده می‌شود و نهایتاً این افت فشار تقریباً 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 بر روی سنگ را به‌صورت جدول ۷ می‌توان خلاصه نمود.

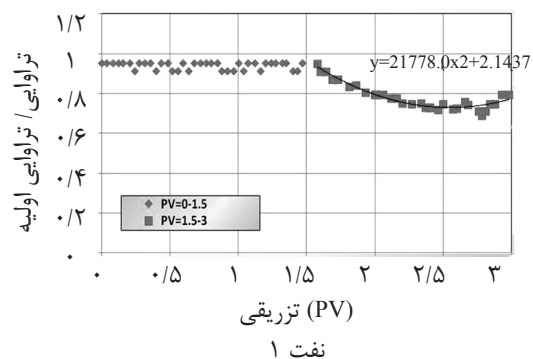
در خصوص نفت شماره ۲ از ابتدای آزمایش با افزایش ملایم افت فشار مواجه می‌شویم و این نشان‌دهنده غالب بودن مکانیسم نشست سطحی ذرات است و

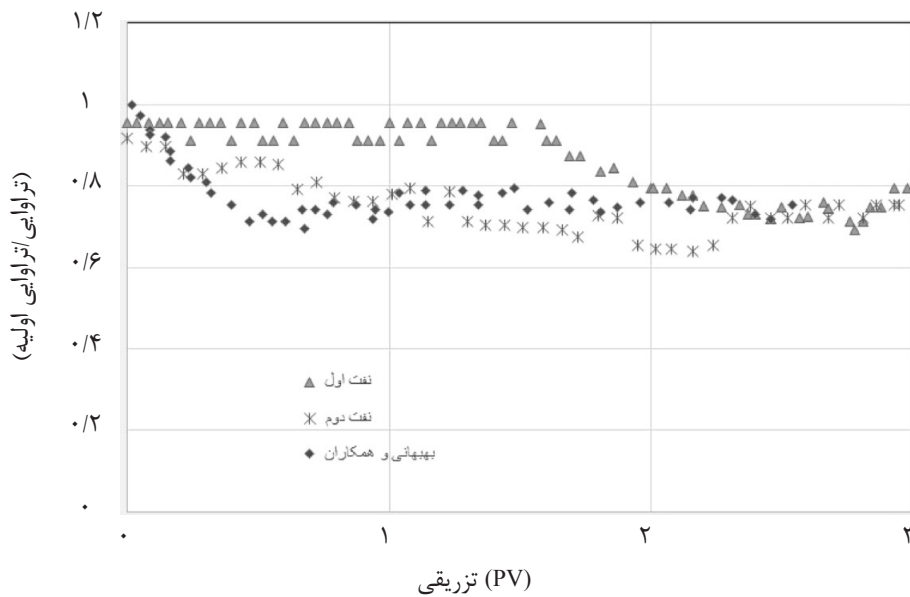
حدی افزایش می‌یابد و در حالتی که سرعت رسوب ذرات با سرعت کنده‌شدن آن برابر شد تراوایی در مقدار مشخص ثابت می‌شود. در مورد نفت شماره ۲ از ابتدا با کاهش تراوایی به صورت خطی مواجه می‌شویم و همان‌گونه که ذکر گردید این نشانه نشست سطحی آسفالتین بر سطح حفرت با سرعت یکنواخت و ثابت می‌باشد و این روند تا تزریق PV ۲/۴ 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 قبلاً با استفاده از نفت با مقدار آسفالتین بالا انجام شده است مقایسه شده است. در این نوع نفت‌ها همان‌گونه 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 علاوه بر 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

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 گرانشی 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 عملاً 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 در خصوص نفت شماره ۱، پس از تزریق PV ۱/۵ 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 به صورت غیر خطی حاکمی از فعال بودن هر دو مکانیسم در کاهش تراوایی می‌باشد. این کاهش تا تزریق PV ۲/۸ ادامه یافته و سپس تا حدی کاهش می‌یابد که می‌تواند ناشی از فعال شدن مکانیسم به همراه حمل ذرات باشد. در نتیجه مقدار تراوایی تا





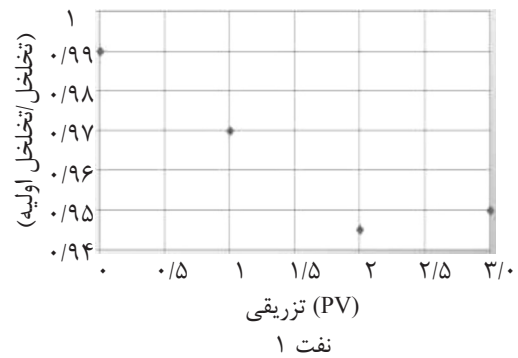
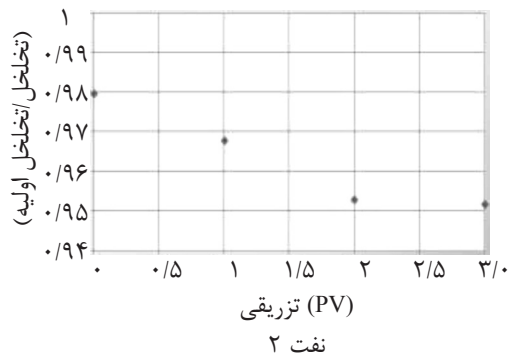
شکل ۵ مقایسه کاهش تراوایی در این مطالعه و یک مطالعه دیگر با نفت محتوای آسفالتین بالا [۲۱]

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 بر روی سنگ حجم فضای خالی محاسبه می‌شود. نتیجه در شکل ۶ نشان داده شده است. این شکل نشان می‌دهد که روند کاهش تخلخل از روند کاهش تراوایی تبعیت می‌کند. روند تغییرات دقیقاً با مشاهدات قبلی در خصوص تغییرات تراوایی منطبق می‌باشد. در انتها لازم به ذکر است در صورتی که مکانیسم غالب نشست آسفالتین در محیط متخلخل نشست سطحی ذرات باشد علاوه بر این که باعث کاهش تراوایی سنگ می‌شود از تخلخل سنگ نیز می‌کاهد در صورتی که 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.

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 می‌باشد که دقیقاً داده‌های افت فشار و کاهش تراوایی نیز آن را تایید می‌نماید. در خصوص 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

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

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



شکل ۶ تغییرات کاهش تخلخل مغزه برحسب حجم نفت تزریقی

نتیجه گیری

از آسفالتین ترسیب شده بر روی خلل و فرج سنگ مخزن نشست یافته است؛ و باعث آسیب سازند گردیده است.

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

- در خصوص 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

در این تحقیق به بررسی تشکیل و نشست رسوب آسفالتین با استفاده از نمونه‌های نفتی با محتوای آسفالتین پایین بر روی 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 رسوب گذاری 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 رسوب گذاری فاصله گرفته و نزدیک نقطه حباب انتخاب گردید. در این فشار افزایش فشار ثبت شده نشان داد که مقداری

باشد علاوه بر این که باعث کاهش تراوایی سنگ می شود از تخلخل سنگ نیز می کاهد در صورتی که اگر مکانیسم غالب انسداد حفرات و گلوگاه های سنگ باشد ذرات آسفالتین حفرات ریز را مسدود می نمایند 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.

زمان مکانیسم نشست سطحی و حمل ذرات با هم برابر هستند.

- محاسبات کاهش تخلخل سنگ در تمام آزمایشات نشان دهنده کاهش این عدد به میزان کم می باشد هر چند روند تغییر با روند کاهش تراوایی یکسان است. در صورتی که مکانیسم غالب نشست آسفالتین در محیط متخلخل نشست سطحی ذرات

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 CO₂ 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-EI-Din H. and Al-Rufaie Y., "Productivity decline in oil wells related to asphaltene precipitation and emulsion 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 productivy 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-permeability: an experimental and numerical approach," SPE Production & Facilities, Vol. 13, Issue 3, August, DOI: <https://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, Oklahomacity, 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]. Zendeheboudi 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 CO₂ 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 CO₂ 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.

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.

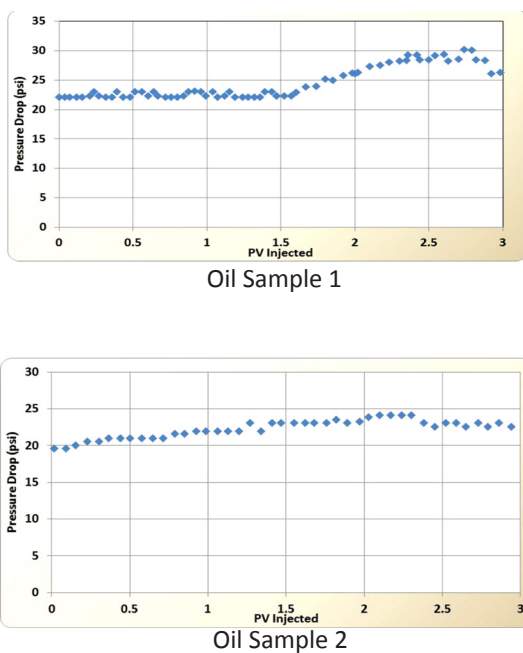


Figure 1: Pressure drop along the core at 3800 psi for oil 1 and 3600 psi for oil 2

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.

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, asphaltene 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 CO₂ 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 productivity 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]. Zendejboudi 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.