

مروری بر کارایی و مکانیسم های کنترل رسوب آسفالتین در میادین نفتی

سهیل مشتاق زاده^{۱*}

۱- کارشناسی ارشد مهندسی شیمی- فراوری و انتقال گاز، دانشکده اهواز، دانشگاه صنعت نفت

Soheil.moshtaghzadeh2020@gmail.com

۱. خلاصه

رسوب آسفالتین یکی از مهم ترین معضلات تولید نفت خام به ویژه در مراحل بهره برداری و انتقال است که به دلیل ناپایداری ترمودینامیکی و شیمیایی اجزای سنگین نفت رخ می دهد. این پدیده با انسداد منافذ سنگ مخزن، کاهش تراوایی، افت فشار و ایجاد رسوبات چسبنده در خطوط لوله و تجهیزات سطحی، موجب کاهش راندمان تولید و افزایش هزینه های عملیاتی می گردد.

ضرورت انجام این پژوهش از آن جا ناشی می شود که علی رغم پیشرفت های فراوان در شناخت مکانیسم های تشکیل و رسوب آسفالتین، هنوز کنترل مؤثر و پایدار آن در شرایط واقعی مخزن با چالش های فراوانی همراه است. هدف این مطالعه، بررسی جامع مکانیسم های رسوب گذاری آسفالتین، پیامدهای عملیاتی ناشی از آن و تحلیل علمی راهکارهای کنترلی موجود از دیدگاه های ترمودینامیکی، هیدرودینامیکی و شیمیایی است.

نتایج مرور منابع و تحلیل های انجام شده نشان می دهد که ترکیب سه رویکرد اصلی شامل کنترل فشار و دما در محدوده ایمن، مدیریت دبی جریان، و تزریق مداوم مهارکننده های شیمیایی می تواند به صورت هم افزا در کاهش نرخ رسوب و افزایش پایداری سیستم مؤثر واقع شود. با این حال، تغییرپذیری ترکیب نفت، ناهمگنی سنگ مخزن و محدودیت عملکرد مهارکننده ها در شرایط دمای بالا از چالش های اساسی باقی مانده است. در مجموع، توسعه مدل های داده محور و به کارگیری سامانه های پایش لحظه ای درون چاهی می تواند مسیر دستیابی به کنترل پایدار و اقتصادی رسوب آسفالتین را در میادین نفتی هموار سازد.

کلمات کلیدی: آسفالتین، رسوب گذاری، دبی جریان، مهارکننده، محدوده رسوب آسفالتین، نقطه آغاز رسوب

۱. مقدمه

رسوب آسفالتین^۱ یکی از چالش‌های دیرپای و اساسی در تولید و بهره‌برداری از میادین نفتی به شمار می‌رود. آسفالتین‌ها سنگین‌ترین و پیچیده‌ترین بخش از ترکیبات نفت خام هستند که به صورت مولکول‌های آروماتیک^۲ با وزن مولکولی بالا و ساختارهای قطبی در فاز نفتی وجود دارند. این ترکیبات در شرایط تعادلی^۳ خاصی در نفت خام پایداری دارند، اما هرگونه تغییر در فشار، دما، ترکیب گازهای محلول، یا تماس با سیالات تزریقی می‌تواند سبب ناپایداری و در نهایت رسوب آن‌ها شود. تشکیل رسوبات آسفالتینی در مراحل مختلف تولید، از ناحیه مخزن گرفته تا خطوط انتقال و تجهیزات سطحی، مشکلات متعددی همچون افت تراوایی، کاهش نرخ تولید، انسداد لوله‌ها و افزایش هزینه‌های عملیاتی را به دنبال دارد. از این رو، درک رفتار ترمودینامیکی و سینتیکی آسفالتین و یافتن راهکارهای مؤثر برای کنترل رسوب آن، هم از منظر اقتصادی و هم فنی، از اهمیت بسزایی برخوردار است [1].

پدیده رسوب آسفالتین ماهیتی چندعاملی و پیچیده دارد که به طور هم‌زمان تحت تأثیر خواص سیال، شرایط فیزیکی محیط و برهم‌کنش‌های مولکولی^۴ میان اجزای نفت قرار می‌گیرد. رفتار آسفالتین در نفت خام عمدتاً به میزان آروماتیسیته، وجود ترکیبات قطبی، نوع حلال، و ساختار مولکولی اجزای سنگین وابسته است. مطالعات متعددی نشان داده‌اند که برهم‌کنش‌های $\pi-\pi$ بین حلقه‌های آروماتیک آسفالتین و مولکول‌های پیرامون، از جمله عوامل اصلی در آغاز تجمع و تشکیل ساختارهای کلئیدی محسوب می‌شود. همچنین، حضور گروه‌های عاملی نظیر هیدروکسیل^۵ و کربوکسیل^۶ در ترکیبات نفتی می‌تواند با افزایش قطبیت، بر پایداری یا ناپایداری این ساختارها تأثیر بگذارد [2].

از دیدگاه مخزنی، شرایط فشار و دمای بالا و تماس با گازها یا سیالات تزریقی نیز می‌تواند رفتار رسوب را دگرگون کند. کاهش فشار به زیر نقطه آستانه‌ی رسوب^۷، یکی از عوامل کلیدی در آغاز فرآیند ته‌نشینی آسفالتین است. این تغییر شرایط موجب کاهش قدرت حلالیت فاز نفتی و تشکیل نواحی ناپایدار می‌شود که در آن ذرات آسفالتین تمایل به تجمع و چسبیدن به سطوح سنگ مخزن پیدا می‌کنند. جذب سطحی ذرات بر روی دیواره‌های منافذ سنگ و تجمع تدریجی آن‌ها، به افت تراوایی و تغییر رفتار جریان سیال منجر می‌شود. در جریان انتقال نفت نیز، تغییرات دما و فشار در مسیر خطوط لوله می‌تواند به رشد بیشتر این رسوبات کمک کند [3].

به منظور مقابله با این مشکل، روش‌های مختلفی برای کنترل رسوب آسفالتین توسعه یافته است. این روش‌ها را می‌توان به دو دسته کلی تقسیم کرد شامل روش‌های فیزیکی و عملیاتی (نظیر تزریق حلال، شست‌وشوی دوره‌ای و کنترل شرایط فشار و دما) و روش‌های شیمیایی که شامل استفاده از مهارکننده‌ها و افزودنی‌های ضدآسفالتینی است. در میان این روش‌ها، استفاده از مهارکننده‌های شیمیایی^۸ به عنوان روشی اقتصادی، کارآمد و قابل‌اعمال در مقیاس میدانی، توجه بسیاری از

¹ Asphaltene Deposition

² Aromatic

³ Equilibrium Conditions

⁴ Intermolecular Interactions

⁵ Hydroxyl Group

⁶ Carboxyl Group

⁷ Onset of Precipitation

⁸ Chemical Inhibitors

پژوهشگران و شرکت‌های نفتی را به خود جلب کرده است. مهارکننده‌ها معمولاً شامل ترکیباتی با ساختار آروماتیکی و گروه‌های عاملی قطبی هستند که می‌توانند از طریق برهم‌کنش‌های $\pi-\pi$ و پیوندهای هیدروژنی با مولکول‌های آسفالتین، مانع از تجمع یا ته‌نشینی آن‌ها شوند. عملکرد این مهارکننده‌ها به ویژگی‌های شیمیایی آن‌ها، غلظت بهینه، نوع نفت خام، و شرایط فیزیکی محیط وابسته است [4].

در سال‌های اخیر، بررسی مکانیسم عملکرد مهارکننده‌ها از سطح مولکولی تا مقیاس مخزنی، یکی از محورهای اصلی تحقیقات در این حوزه بوده است. مطالعات نشان داده‌اند که نحوه‌ی جذب این ترکیبات بر روی سطح سنگ، قطبیت گروه‌های عاملی و توانایی تشکیل برهم‌کنش‌های پایدار با مولکول‌های آسفالتین، نقش تعیین‌کننده‌ای در کارایی مهارکننده دارد. همچنین، استفاده از ترکیبات نانوساختار و اصلاح‌شده‌ی سطحی در کنار افزودنی‌های شیمیایی کلاسیک، چشم‌انداز جدیدی برای بهبود کنترل رسوب آسفالتین در محیط‌های پیچیده مخزنی ایجاد کرده است [5].

در مجموع، بررسی جامع کارایی و مکانیسم‌های کنترل رسوب آسفالتین، نیازمند نگاهی چندبعدی است که شامل تحلیل ساختار شیمیایی آسفالتین، رفتار فیزیکی رسوب، شرایط محیطی مخزن، و اثر متقابل افزودنی‌های مهارکننده می‌شود. هدف از این مطالعه، ارائه‌ی دیدی منسجم از سازوکارهای کنترل رسوب آسفالتین در میادین نفتی و مرور روش‌های متداول و نوین در این زمینه است تا بتوان از طریق درک بهتر فرآیندهای مولکولی و عملیاتی، راهکارهای مؤثرتری برای کاهش اثرات منفی این پدیده در صنعت نفت داد [6].

۲. پیشینه پژوهش

پاپادیمیتریو^۱ و همکاران در سال ۲۰۰۷ پژوهشی تجربی را در زمینه بررسی مکانیسم رسوب آسفالتین در جریان سیال نفت درون نمونه‌های سنگ مخزن انجام دادند. آنان با انجام آزمایش‌های جریان در هسته‌های سنگی، به بررسی تأثیر متغیرهایی همچون دما، نرخ جریان و تخلخل سنگ بر مقدار و توزیع رسوب پرداختند. نتایج این پژوهش نشان داد که تغییر شرایط فیزیکی جریان می‌تواند محل و شدت رسوب را به طور قابل توجهی تغییر دهد؛ به گونه‌ای که در نرخ‌های جریان بالا، تجمع ذرات آسفالتین در نواحی انتهایی هسته افزایش یافته و در نواحی ابتدایی کاهش می‌یابد. همچنین مشاهده شد که افزایش دما و کاهش تراوایی سنگ موجب تسریع فرآیند ته‌نشینی می‌شود. پژوهشگران نتیجه گرفتند که شناخت دقیق تأثیر پارامترهای فیزیکی و هندسی سنگ مخزن می‌تواند نقش مهمی در طراحی راهکارهای شیمیایی و عملیاتی برای کنترل رسوب آسفالتین ایفا کند [2].

فاویرو^۲ و همکاران در سال ۲۰۱۶ به بررسی مکانیسم‌های فیزیکی و شیمیایی رسوب آسفالتین در جریان‌های نفتی پرداختند. آنان با طراحی و ساخت یک دستگاه آزمایشی شامل بستری از دانه‌های فولاد ضدزنگ، فرآیند رسوب‌گذاری آسفالتین را در شرایط مختلف جریان و غلظت مورد مطالعه قرار دادند. در این پژوهش تأکید شد که اندازه ذرات ناپایدار آسفالتین نقش مهمی در چگونگی رسوب‌گذاری دارد و با افزایش غلظت هپتان در مخلوط نفت-هپتان، میزان رسوب نیز افزایش می‌یابد.

¹ Papadimitriou

² Fávero

نتایج نشان داد که نرخ رسوب آسفالتین با غلظت آسفالتین‌های ناپایدار رابطه‌ای خطی دارد. همچنین مشخص شد که در رژیم جریان‌های ویسکوز، فرآیند رسوب به‌صورت انتقال جرم محدود^۱ کنترل می‌شود. پژوهشگران با مدل‌سازی پدیده رسوب‌گذاری توانستند ضریب نفوذ ذرات آسفالتین را تعیین و با داده‌های تجربی تطبیق دهند. یافته‌های آنان نشان داد که مدل انتقال جرم محدود قادر است رفتار واقعی رسوب آسفالتین را به‌خوبی پیش‌بینی کند و به درک بهتر از پدیده گرفتگی در تجهیزات نفتی کمک نماید [3].

پوزش^۲ و همکاران در سال ۲۰۲۰ به بررسی رفتار سینتیکی رسوب آسفالتین در جریان نفت پرداختند. آنان با هدف رفع نواقص مدل‌های پیشین، مدلی جامع ارائه کردند که بتواند فرآیندهای ته‌نشینی، انتشار، تجمع، شکست و رسوب ذرات آسفالتین را به‌صورت هم‌زمان در مسیر جریان پیش‌بینی کند. در این پژوهش، آسفالتین به‌عنوان یک سیستم چندپراکندگی در نظر گرفته شد تا رفتار ذرات در اندازه‌های مختلف به‌طور دقیق‌تری شبیه‌سازی شود. نتایج مدل نشان داد که افزایش دما موجب تشدید رسوب‌گذاری می‌شود، زیرا تعامل میان ذرات و سطح رسوب افزایش می‌یابد. همچنین تغییر ترکیب نفت می‌تواند بسته به اثر آن بر پایداری و ویسکوزیته محیط، نرخ رسوب را افزایش یا کاهش دهد. یافته‌ها نشان دادند که مدل پیشنهادی قادر است داده‌های تجربی آزمایش‌های لوله موئین را با دقت بالا بازتولید کند. پژوهشگران نتیجه گرفتند که این مدل می‌تواند برای پیش‌بینی رفتار رسوب آسفالتین در شرایط میدانی و طراحی راهکارهای کنترل آن مورد استفاده قرار گیرد [4].

الحصانی^۳ و همکاران در سال ۲۰۲۱ به بررسی جامع مدل‌های عددی و تجربی مربوط به رسوب آسفالتین در فرآیندهای تولید نفت و گاز پرداختند. آنان با مرور بیش از دو دهه پژوهش در این حوزه، نقاط قوت و ضعف مدل‌های موجود را از دیدگاه ترمودینامیکی و سینتیکی تحلیل کردند. در این مطالعه نشان داده شد که بیشتر مدل‌های موجود تنها بخشی از فرآیند رسوب‌گذاری، مانند ناپایداری یا انتقال جرم، را در نظر می‌گیرند و قادر به پیش‌بینی دقیق رفتار میدانی نیستند. پژوهشگران بر اهمیت ترکیب داده‌های آزمایشگاهی با شبیه‌سازی‌های دینامیکی مولکولی برای بهبود دقت مدل‌ها تأکید کردند. نتایج مرور آنان بیانگر این بود که شرایط عملیاتی مانند فشار، دما و ترکیب سیال اثر چشمگیری بر آغاز و شدت رسوب آسفالتین دارند. همچنین پیشنهاد کردند که مدل‌های آینده باید بتوانند تعامل میان پدیده‌های رسوب، چسبندگی و گرفتگی در خطوط لوله را به‌صورت هم‌زمان شبیه‌سازی کنند. در نهایت، این مطالعه به‌عنوان یک چارچوب تحلیلی برای جهت‌دهی تحقیقات آینده در زمینه مدل‌سازی رسوب آسفالتین معرفی شد [5].

ژو^۴ و همکاران در سال ۲۰۲۲ در مطالعه‌ای آزمایشگاهی و شبیه‌سازی‌شده به بررسی رفتار رسوب آسفالتین در یکی از میادین نفتی خاورمیانه پرداختند. آن‌ها با استفاده از آزمون‌های طیف‌سنجی مادون قرمز^۵ (FTIR)، رزونانس مغناطیسی هسته‌ای^۶ (NMR) و کاهش فشار هم‌دما^۷ (IDE) نسبت اجزای نفت خام را تعیین کرده و شاخص ناپایداری کلئیدی را

¹ Diffusion-Limited

² Poozesh

³ Al-Hosani

⁴ Xue

⁵ Fourier Transform Infrared Spectroscopy

⁶ Proton Nuclear Magnetic Resonance

⁷ Isothermal Depressurization Experiments

۰.۸۸ به دست آوردند که نشان دهنده احتمال بالای رسوب آسفالتین است. نتایج شبیه سازی های مولکولی نشان داد که فرآیند رسوب گذاری به صورت خود به خودی انجام می شود و مولکول های آسفالتین به صورت نانو تجمعات منظم بر سطوح فلزی ته نشین می شوند. بیشترین میزان رسوب در دمای ۳۲۵ کلوین مشاهده شد. همچنین یافته ها بیانگر آن بود که استفاده از مواد پراکننده باعث کاهش انرژی سیستم و افزایش فاصله میان مولکول های آسفالتین و در نتیجه کاهش تمایل به رسوب گذاری می شود. این نتایج می تواند در طراحی راهکارهای کنترلی برای جلوگیری از گرفتگی تجهیزات تولید نفت مؤثر باشد [1].

۳. بحث و نتایج

پدیده ی رسوب آسفالتین با وجود دهه ها مطالعه، همچنان یکی از چالش های اساسی در تولید و بهره برداری از میادین نفتی به شمار می رود. پیچیدگی ترکیب شیمیایی آسفالتین، گستره ی وسیع شرایط ترمودینامیکی مخازن، و تأثیر متقابل عوامل فیزیکی و شیمیایی سبب شده است که رفتار این ترکیب در مقیاس مخزن به سادگی قابل پیش بینی نباشد. مرور پژوهش های گذشته نشان می دهد که اگرچه مکانیسم های متعددی برای توصیف پایداری و ناپایداری آسفالتین^۱ ارائه شده است، اما هیچ یک به تنهایی قادر به توضیح کامل فرآیند رسوب در شرایط واقعی نیستند [7].

از این رو، تحلیل و مقایسه ی یافته های حاصل از مطالعات تجربی، مدل سازی های سینتیکی و ترمودینامیکی^۲، و بررسی کارایی مهارکننده های شیمیایی^۳ می تواند درک عمیق تری از سازوکار کنترل این پدیده فراهم آورد. در این راستا، نتایج پژوهش های اخیر نشان داده است که پایداری سیستم نفت-آسفالتین به عواملی چون ساختار مولکولی، نوع حلال، قطبیت محیط، و برهم کنش های بین مولکولی وابسته است [8].

در این بخش، تلاش می شود تا بر اساس نتایج مطالعات گذشته، ارتباط میان ساختار مولکولی آسفالتین^۴، شرایط فیزیکی و شیمیایی محیط مخزن، و عملکرد مهارکننده های شیمیایی^۵ تبیین گردد. هدف از این تحلیل، ارزیابی نقاط اشتراک و تفاوت در مکانیسم های گزارش شده، شناسایی عوامل کلیدی مؤثر بر پایداری سیستم، و بررسی ظرفیت روش های کنونی در پیش بینی و کنترل رسوب در مقیاس میدانی است [9].

۳.۱. مکانیسم رسوب گذاری آسفالتین

رسوب گذاری آسفالتین حاصل زنجیره ای از پدیده های ترمودینامیکی^۶ و انتقالی است که از ناپایداری آسفالتین در سامانه نفتی آغاز می شود. در سطح ترمودینامیک، تغییرات فشار و دما و نیز تغییر ترکیب سیال (مثلاً ورود گازهای سبک یا تغییر

¹ Asphaltene Stability and Instability

² Kinetic and Thermodynamic Modeling

³ Chemical Inhibitor Efficiency

⁴ Molecular Structure of Asphaltene

⁵ Performance of Chemical Inhibitors

⁶ Thermodynamic Phenomena

نسبت‌های ¹(SARA) پایداری فاز نفت را کاهش می‌دهد و محدوده بارش آسفالتین ²(APE) و حدود فشار آغاز بارش را تعیین می‌کند؛ در نتیجه بخشی از آسفالتین از حالت پایدار به کلوئیدهای ناپایدار تبدیل شده و فرآیند بارش/تجمع کلید می‌خورد [1].



(a) Asphaltene



(b) Saturate



(c) Aromatic



(d) Resin

شکل ۱. شماتیک اجزا آلی جدا شده از نفت (Saturates, Aromatics, Resins, Asphaltenes) [1]

گام بعدی، گذار از رسوب به تجمع و در نهایت رسوب‌گذاری ³ بر سطح جامد است. در مقیاس مولکولی، آروماتیک بودن هسته آسفالتین و وجود گروه‌های عاملی قطبی (N, O, S) موجب برهم‌کنش‌های $\pi-\pi$ و هیدروژنی و تشکیل نانوآگریگیت‌ها⁴ می‌شود؛ این نانوآگریگیت‌ها در شرایط مناسب به هم‌آیندی بیشتری رسیده و به سمت سطوح (سنگ مخزن، جداره لوله، تجهیزات) رانده می‌شوند [7].

داده‌های آزمایشگاهی بستر دانه‌ای و مدل‌سازی انتقال جرم نشان می‌دهد که برای ذرات نانومتری ناپایدار، رژیم غالب رسوب‌گذاری در بسیاری از شرایط، «محدود به انتقال/نفوذ» است و نرخ رسوب‌گذاری با غلظت جزء ناپایدار و سرعت برشی پیوند دارد؛ به گونه‌ای که در سرعت‌های بالاتر، برش هیدرودینامیکی می‌تواند چسبندگی را محدود کند و مفهوم «اندازه بحرانی» برای عدم رسوب‌گذاری ذرات درشت‌تر نمود پیدا می‌کند [5].

در محیط متخلخل، برهم‌کنش با سازند به جذب سطحی و انسداد منافذ می‌انجامد. آزمون‌های جریان در هسته سنگ نشان داده‌اند که رسوب در امتداد طول هسته یکنواخت نیست و با تغییر نرخ جریان، دما و ویژگی‌های تخلخل/تراوایی، الگوی مکانی رسوب جابه‌جا می‌شود؛ به‌طور خاص، افزایش نرخ جریان می‌تواند تمرکز رسوب را از ناحیه ورودی به پایین‌دست منتقل کند و افت تراوایی را به‌صورت مقطعی تشدید نماید. این رفتار با مشاهده میدانی افزایش افت فشار و کاهش قطر مؤثر جریان در خطوط تولید نیز هم‌خوان است [8].

¹ Saturates, Aromatics, Resins, Asphaltenes

² Asphaltene Precipitation Envelope

³ Dominant Deposition Regime

⁴ Nanoaggregates

از منظر مدل‌سازی، ساختار فرایند رسوب‌گذاری را می‌توان دو مرحله‌ای در نظر گرفت که شامل انتقال ذره از توده سیال به سطح لایه رسوب و چسبش موفق به سطح است. کارهای اخیر نشان داده‌اند که گرادیان شعاعی قوی و دائمی غلظت در نزدیکی دیواره فرض واقع‌بینانه‌ای نیست و باید رقابت نیروهای بُرشی و واندروالس^۱ با کارایی چسبش بسیار کم و همچنین طیف اندازه ذرات در حال رشد را در هسته مدل وارد کرد؛ در این چارچوب، رسوب‌گذاری تابعی از انتقال براونی، برش‌مانع، و هسته رسوب اولیه است. مدل‌های سینتیکی جدید، سامانه پلی‌دیپرسی اگریگیت‌ها^۲ را ردیابی می‌کنند (بارش، هم‌رفت/نفوذ، تجمع، شکست و رسوب‌گذاری) و نشان داده‌اند که افزایش دما می‌تواند با افزایش بسامد تعامل اگریگیت-لایه، رسوب‌گذاری را تسریع کند؛ درحالی‌که تغییر ترکیب، بسته به پایداری محیط و ویسکوزیته، می‌تواند اثر دوگانه داشته باشد. در کنار شواهد آزمایشگاهی، شبیه‌سازی‌های مولکولی و طیف‌سنجی‌ها بینش مستقیمی از نحوه آرایش و رسوب‌گذاری روی سطوح فراهم کرده‌اند: تشکیل نانوآگریگیت‌ها با آرایش face-to-face و قرارگیری موازی بر سطح رشته/تجهیز، و نیز این‌که افزودن دیسپرسانت‌ها^۳ فاصله میانگین مولکول-سطح و انرژی سامانه را طوری تغییر می‌دهد که گرایش به رسوب‌گذاری تضعیف می‌شود [3].

در کل مکانیسم رسوب‌گذاری را باید حاصل برهم‌کنش چندمقیاسی ناپایداری ترمودینامیکی، تجمع کلوئیدی و محدودیت‌های انتقالی-چسبشی دانست؛ ازاین‌رو، توضیح کامل رفتار، مستلزم ادغام داده‌های آزمایشگاهی جریان در هسته، بینش‌های مولکولی و مدل‌های سینتیکی/ترمودینامیکی است [2].

۳.۲. مشکلات ناشی از رسوب آسفالتین

رسوب آسفالتین یکی از مهم‌ترین عوامل افت کارایی در بهره‌برداری از میادین نفتی است. تجمع ذرات آسفالتین در محیط متخلخل^۴ منجر به کاهش تراوایی^۵ و در نتیجه کاهش نرخ تولید^۶ می‌شود. این پدیده به‌ویژه در نواحی نزدیک به چاه^۷ تأثیر چشمگیری بر افت فشار و راندمان جریان دارد. مطالعات نشان داده‌اند که حتی مقدار کمی از رسوب آسفالتین می‌تواند تا بیش از ۳۰ درصد از نفوذپذیری سنگ مخزن را کاهش دهد [9].

در خطوط لوله و تجهیزات سطحی^۸ نیز آسفالتین می‌تواند به صورت لایه‌هایی چسبناک بر جداره‌ها بنشیند و موجب انسداد مسیر جریان شود. این لایه‌ها با گذشت زمان ضخیم‌تر شده و باعث افزایش مقاومت هیدرولیکی و تغییر در رژیم جریان می‌گردند. در نتیجه، فشار پمپاژ افزایش یافته و هزینه‌های عملیاتی بالا می‌رود [6].

¹ Shear and Van Der Waals Forces

² Polydisperse Aggregate System

³ Dispersant Additives

⁴ Porous Medium

⁵ Permeability Reduction

⁶ Production Rate Decline

⁷ Near-Wellbore Region

⁸ Surface Facilities

رسوب آسفالتین همچنین می‌تواند به مشکلات مکانیکی در تجهیزات پایین‌دستی مانند پمپ‌ها، شیرآلات و جداکننده‌ها منجر شود. چسبندگی زیاد رسوبات فرآیند پاک‌سازی را دشوار کرده و نیاز به عملیات شیمیایی یا مکانیکی مکرر دارد. این موضوع علاوه بر افزایش هزینه، توقف تولید^۱ را نیز به دنبال دارد [5].

از دیدگاه اقتصادی، رسوب آسفالتین یکی از پرهزینه‌ترین معضلات تولیدی در صنعت نفت محسوب می‌شود. هزینه‌های سالانه مربوط به تمیزکاری، تعویض قطعات، و تزریق مواد شیمیایی مهارکننده در برخی میادین می‌تواند تا میلیون‌ها دلار افزایش یابد. افزون بر آن، کاهش کارایی تولیدی و توقف‌های ناگهانی می‌تواند باعث افت قابل توجه درآمد میدان گردد. در مجموع، می‌توان گفت که رسوب آسفالتین بر سه جنبه اصلی عملیات تولید اثر منفی دارد:

- کاهش توانایی حرکت جریان در محیط متخلخل
- ایجاد انسداد در خطوط و تجهیزات سطحی
- افزایش هزینه‌های عملیاتی و تعمیراتی



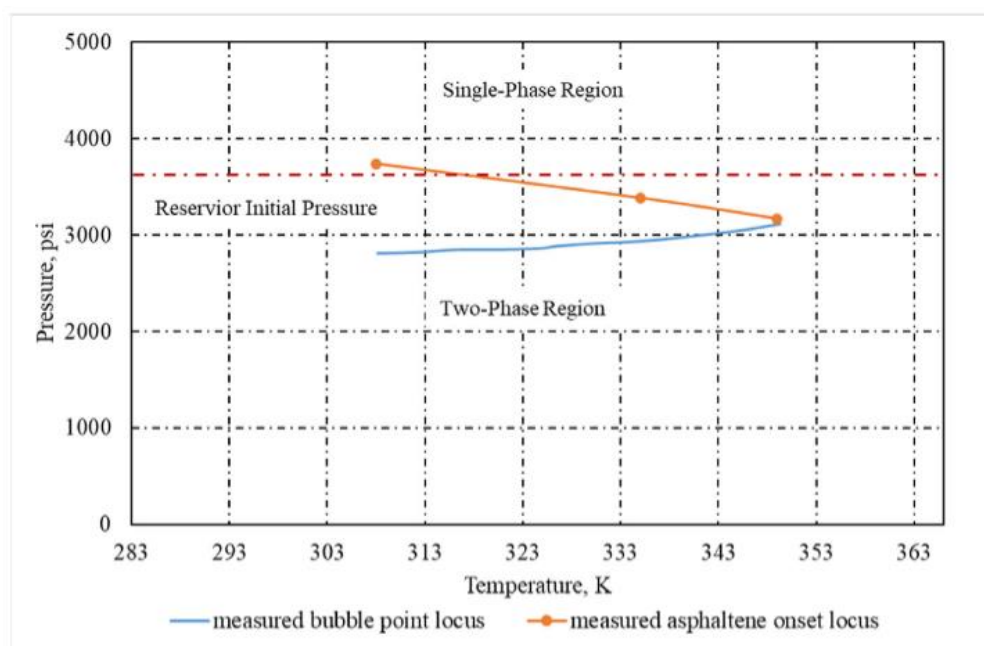
شکل ۲. آسیب به تجهیزات سطحی به علت رسوب آسفالتین [1]

۳.۳. مکانیسم‌ها و راهکارهای مقابله با رسوب آسفالتین

نقطه شروع طراحی راهکار، شناخت دقیق مرزهای پایداری و ناپایداری آسفالتین در دستگاه فشار-دما-ترکیب است. توسعه و به‌کارگیری APE و نقاط آغاز بارش بالایی و پایینی، به مهندسان اطمینان جریان کمک می‌کند تا محدوده ایمن عملیات تولید را تعیین کنند و از ورود مسیر عملیاتی به ناحیه بارش اجتناب شود. این چارچوب ترمودینامیکی با روش‌های دیداری

¹ Production Shutdown

و کمی مانند طیف‌سنجی نزدیک به فروسرخ^۱ (NIR) و میکروسکوپ فشار بالا^۲ (HPM) برای تشخیص زودهنگام نقطه آغاز بارش^۳ (AOP) پشتیبانی می‌شود و نشان داده شده است که حداکثر بارش نزدیک نقطه حباب رخ می‌دهد؛ بنابراین تعیین و پایش AOP/APE به عنوان لایه اول دفاعی در پیشگیری از رسوب به کار می‌رود. به طور مشخص، نتایج میدانی و آزمایشگاهی گزارش می‌کند که کاهش دما، فشار آغاز ناپایداری را به ناحیه‌ای بالاتر از فشار نقطه حباب منتقل می‌کند و با کاهش فشار، تعداد ذرات جامد افزایش می‌یابد؛ برعکس، افزایش دما تعداد ذرات را کم اما رشد هسته‌ها را تقویت می‌کند. جمع‌بندی این شواهد، توصیه حفظ فشار سامانه بالاتر از AOP برای پرهیز از ورود به ناحیه بارش در مخزن و ستون چاه است. به علاوه، برای مخازن ناپایدار، تزریق پیوسته مهارکننده در ناحیه چاه پایه به عنوان تدبیر خط مقدم توصیه شده است. این بسته عملیاتی—پایش AOP با NIR/HPM، کار با APE، و نگهداشت فشار بالاتر از AOP به همراه تزریق پیوسته مهارکننده—در منابع مروری و مطالعات میدانی اخیر به طور صریح تأیید شده است [8].



شکل ۳. نمودار P-T، AOP سیال [1]

کنترل هیدرودینامیکی جریان^۴ راهکار مکمل مهمی است. داده‌های میدانی در مخزن مَرآت^۵ نشان می‌دهد که در فشارهای پایین‌تر از AOP، فرایندهای بارش، فلوکولاسیون^۶ و رسوب‌گذاری تشدید می‌شود؛ باین حال، مدیریت دبی به نحوی که نرخ برشی بالا باشد، می‌تواند بسامد برخورد مؤثر و چسبش به دیواره را کاهش دهد و با گذر زمان، آهنگ رسوب‌گذاری در ستون

¹ Near-infrared Spectroscopy

² High-pressure Microscopy

³ Asphaltene Onset Pressure

⁴ Hydrodynamic Control

⁵ Marrat Field

⁶ Flocculation

تولید را کم کند. مقایسه سناریوهای میدانی با دبی بالا و پایین نشان داده است که در دبی‌های بالا، رسوب‌گذاری با زمان کاهش یافته، ولی در دبی‌های پایین، رسوب‌گذاری افزایشی است؛ علت این رفتار، نقشِ برش در مهار چسبندگی لایه رسوبی است. نتیجه عملی این مشاهده، استفاده از پنجره دبی ایمن در طراحی تولید است تا هم از ناپایداری شدید دور بمانیم و هم اثر برش برای کاهش رسوب‌گذاری در ستون چاه و لوله‌گذاری‌ها فعال شود [8].

در مقیاس حفره‌ای و تجهیزات، رفتار انتقال-چسبش تعیین‌کننده کارایی راهکارهاست. آزمایش‌های بستر دانه‌ای و هسته سنگ نشان می‌دهد که در رژیم‌های محدود به نفوذ، آهنگ رسوب‌گذاری با افزایش سرعت جریان ابتدا به دلیل کاهش ضخامت لایه مرزی جرم زیاد می‌شود، اما در ادامه با افزایش بیشتر سرعت، ریزش لایه تحت تنش برشی سیال رخ می‌دهد و آهنگ رسوب‌گذاری کاهش می‌یابد؛ این همان منطق انتخاب دبی‌ای است که هم از منظر ترمودینامیکی خارج از APE باشد و هم از منظر چسبش سطحی تحت برش مؤثر قرار گیرد. از سوی دیگر، پروفیل مکانی رسوب‌گذاری در هسته به تغییر دبی و تخلخل/تراوایی جابه‌جا می‌شود و معمولاً در دبی‌های بالاتر، اوج رسوب‌گذاری به پایین‌دست منتقل می‌گردد؛ پیامد عملی این نکته، لزوم مکان‌یابی هدفمند برای عملیات پاک‌سازی یا تزریق موضعی است [3].

راهکار دیگر استفاده از مواد شیمیایی، تزریق مهارکننده‌ها¹ و دیسپرسانت‌ها² در ناحیه چاه‌پایه و مسیرهای جریانی به‌منظور مهار تجمع و تقویت پایداری کلئیدی به کار می‌رود. منابع مروری تأکید می‌کنند که در مخازن ناپایدار، تزریق پیوسته مهارکننده در ستون چاه باید در دستور کار باشد، در حالی که تعیین نرخ و مکان بهینه تزریق باید با اتکا به پایش AOP/APE و تغییرات فشار سرچاه³ (FWHP) انجام شود؛ زیرا افت FWHP ضمن جابه‌جایی مکانی ناحیه بارش، می‌تواند ضخامت لایه رسوب را در ارتفاع مشخصی از ستون چاه افزایش دهد. همسوسازی برنامه تزریق با لاگ فشار و ابزارهای اندازه‌گیری و کنترل ناحیه هدف جزء الزامات اجرایی برای اثرگذاری پایدار است [1].

در بخش طراحی، تلفیق مدل‌های سینتیکی و هیدرودینامیکی با تحلیل ترمودینامیکی بر پایه معادلات حالت برای برآورد آهنگ رسوب‌گذاری و کسر ذرات دیواره‌نشین ضروری است. چارچوب‌های محاسباتی نوین با حل ترازهای جرم و به‌روزرسانی تکراری فشار و دما در امتداد ستون چاه، ابتدا غلظت تعادلی را از روی شرایط P-T محاسبه و سپس آهنگ رسوب‌گذاری و سهم چسبندگی به دیواره را تعیین می‌کنند؛ محدودیت اصلی این سامانه‌ها، کمبود داده میدانی کامل برای صحنه‌گذاری سرتاسری و پیچیدگی الگوهای جریانی چندفازی⁴ است، باین‌حال همین چارچوب‌ها ابزار عملی برای تعیین پنجره عملیاتی بدون رسوب⁵ و ارزیابی اثر راهکارها در مقیاس چاه و خط لوله فراهم می‌کنند. برای خطوط با الگوهای جریانی آشفته مانند اسلاگ⁶، لازم است مساحت مؤثر رسوب‌گذاری⁷ و تأثیر لایه رسوب در موازنه مومنتوم⁸ صراحتاً وارد مدل شود تا پیش‌بینی به میدان نزدیک شود [2].

¹ Inhibitors

² Dispersants

³ Flowing Wellhead Pressure

⁴ Multiphase Flow Patterns

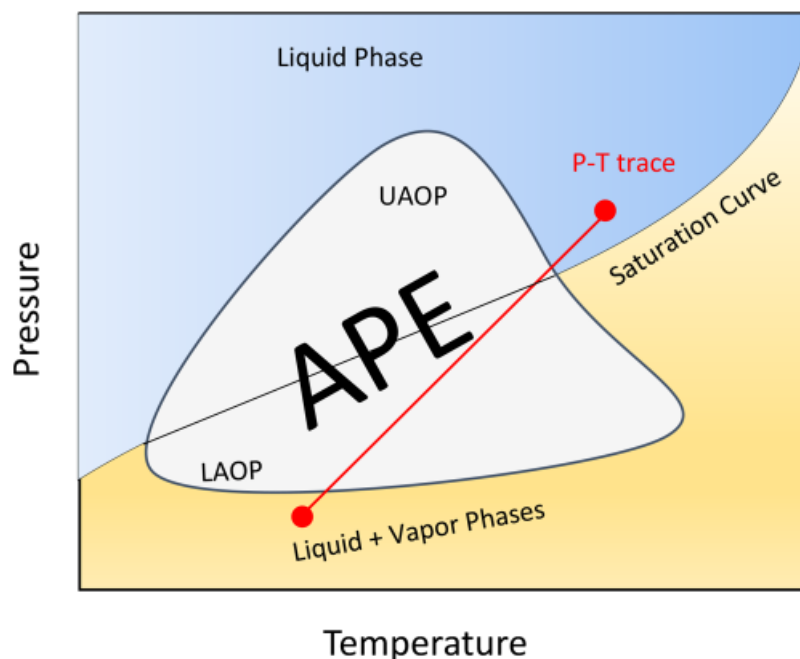
⁵ No-deposition Operating Window

⁶ Slug Flow

⁷ Effective Deposition Area

⁸ Momentum Balance

در کنار این محورها، یک اصل کلیدی در کنترل رسوب، اعتبارسنجی میدانی مداوم است. گزارش‌های موردی نشان می‌دهد که پیش‌بینی آزمایشگاهی، لزوماً در میدان تکرار نمی‌شود؛ علت اصلی، اثر افت فشار استخراجی^۱ و تغییر الگوی جریان بر موقعیت و شدت رسوب‌گذاری است. اندازه‌گیری‌های مستقل ضخامت لایه با کالیپر^۲ و ثبت پیوسته فشار سرچاه FWHP نشان داده‌اند که ضخامت لایه نسبت به شعاع داخلی لوله به‌طور تجربی به‌حدود یک‌سوم می‌رسد و مکان اوج رسوب‌گذاری در بازه‌ای میان فشار حباب و AOP تثبیت می‌شود؛ لذا هم‌ترازی راهکارهای عملیاتی و شیمیایی با این واقعیت‌های میدانی، پیش‌شرط موفقیت کنترل پایدار است [4].



شکل ۴. APE به عنوان تابعی از دما و فشار مانند شکل بالا تعریف می‌شود [5].

۳.۴. چالش‌ها و محدودیت‌های مکانیسم‌های کنترل

با وجود توسعه روش‌های مختلف برای پیشگیری و کنترل رسوب آسفالتین، اجرای مؤثر آن‌ها در شرایط واقعی مخزن همواره با چالش‌های جدی روبه‌رو است. نخستین چالش، پیچیدگی رفتار ترمودینامیکی و سینتیکی آسفالتین‌ها است. پدیده ناپایداری آسفالتین به شدت به ترکیب شیمیایی نفت، نسبت اجزای SARA، فشار، دما و وجود گازهای تزریقی وابسته است. این وابستگی‌های چندبعدی موجب می‌شوند که محدوده آغاز بارش در طول تولید یا تزریق گاز به‌صورت پویا تغییر کند، به‌طوری‌که مدل‌های آزمایشگاهی در فشار و دمای استاندارد، توانایی پیش‌بینی دقیق شرایط واقعی را ندارند [1].

¹ Reservoir Drawdown

² Caliper Log

چالش دوم مربوط به ناهمگنی سنگ مخزن¹ و تأثیر آن بر جذب سطحی و رسوب گذاری آسفالتین است. در مخازن کربناته، بار سطحی مثبت سنگ موجب جذب بالاتر ترکیبات آنیونی مهارکننده² می شود و کارایی مهارکننده را کاهش می دهد؛ در حالی که در مخازن سیلیکاته³ با بار سطحی منفی، برهم کنش با مهارکننده های آنیونی ضعیف تر است. این تفاوت در بار سطحی و تخلخل باعث می شود که توزیع و ضخامت لایه های رسوب در مقیاس هسته تا میدان به صورت نامنظم باشد و کنترل موضعی را دشوار کند [4].

چالش سوم به پایداری و عملکرد مهارکننده های شیمیایی مربوط است. مهارکننده ها در دماهای بالا یا در تماس با فازهای آبی شور ممکن است دچار تجزیه شدن از سطح سنگ شوند. همچنین رقابت بین جذب مهارکننده و جذب خود آسفالتین می تواند موجب کاهش اثربخشی ترکیب شیمیایی شود. بسیاری از ترکیبات مؤثر مانند سالیسیلیک اسید⁴ و فتالات ها⁵ در شرایط آزمایشگاهی بازده بالایی نشان داده اند، اما در محیط متخلخل واقعی، به دلیل محدودیت نفوذ⁶ و برهم کنش با املاح یونی⁷ کارایی آن ها به طور محسوسی کاهش می یابد. افزون بر این، انتخاب حلال پایه مناسب برای تزریق مهارکننده نیز از چالش های مهم است، زیرا ویسکوزیته بالا یا ناسازگاری حلال با فاز نفتی می تواند منجر به جدایش فازی و ته نشینی مجدد آسفالتین گردد [3].

چالش بعدی مربوط به داده های محدود آزمایشگاهی و میدانی است. اغلب مدل های پیش بینی بر پایه داده های محدود آزمایش های بطری⁸ یا جریان در مغز⁹ توسعه یافته اند، که شرایط واقعی مخزن را به طور کامل شبیه سازی نمی کنند. در میدان، پارامترهایی مانند افت فشار دینامیکی، نوسان دبی و دمای متغیر تأثیر بسزایی در رفتار رسوب دارند، اما اندازه گیری پیوسته این پارامترها دشوار است. کمبود ابزارهای درون چاهی برای پایش زنده تغییرات فشار و ضخامت لایه رسوب نیز یکی از موانع کلیدی در کنترل مؤثر است [6].

در بخش مدل سازی، ساده سازی های بیش از حد یکی از محدودیت های رایج است. مدل های ترمودینامیکی مبتنی بر معادلات حالت اغلب رفتار چندفازی را با فرض تعادل کامل شبیه سازی می کنند، در حالی که در میدان، سامانه در حالت نیمه تعادلی عمل می کند. از سوی دیگر، مدل های سینتیکی به پارامترهایی مانند نرخ رشد، نرخ شکست و ضریب چسبندگی وابسته اند که اندازه گیری مستقیم آن ها در میدان امکان پذیر نیست. به همین دلیل، پیش بینی کمی نرخ رسوب گذاری هنوز با عدم قطعیت بالا همراه است [2].

از منظر اقتصادی، هزینه بالای تزریق پیوسته مهارکننده، عملیات پاک سازی مکرر و توقف تولید موجب می شود که استفاده بلندمدت از برخی راهکارهای شیمیایی غیراقتصادی باشد. افزون بر آن، نگرانی های زیست محیطی در مورد استفاده از ترکیبات فنولی و آروماتیک به عنوان مهارکننده های مؤثر، چالش دیگری است که روند توسعه مهارکننده های جدید را کند کرده است.

¹ Reservoir Heterogeneity

² Anionic Inhibitors

³ Siliciclastic Reservoirs

⁴ Salicylic Acid

⁵ Phthalates

⁶ Diffusion Limitation

⁷ Ionic Interactions

⁸ Bottle Tests

⁹ Core Flow Tests

در نهایت، ادغام داده‌های میدانی با مدل‌های عددی یکی از چالش‌های بنیادین است. عدم انطباق کامل داده‌های مشاهده‌شده در میدان با پیش‌بینی‌های شبیه‌سازی باعث می‌شود که طراحی مکانیسم‌های کنترلی نیازمند فرآیند کالیبراسیون مستمر باشد. در بسیاری از موارد، پارامترهایی مانند اندازه مؤثر ذرات^۱ و چسبندگی سطحی^۲ باید با روش‌های تجربی تعیین شوند تا مدل‌های عددی کارایی قابل اعتماد پیدا کنند [5].

۴. نتیجه‌گیری

نتیجه‌گیری نهایی پژوهش حاضر نشان می‌دهد که رسوب آسفالتین یکی از مهم‌ترین چالش‌های تولید نفت است که از ناپایداری ترمودینامیکی ترکیبات سنگین در شرایط مخزن ناشی می‌شود. تغییرات فشار، دما و ترکیب سیال باعث ته‌نشینی و در ادامه رسوب‌گذاری آسفالتین بر روی سطوح مختلف می‌گردد. این پدیده موجب انسداد منافذ سنگ، کاهش تراوایی، افزایش افت فشار و در نهایت کاهش نرخ تولید می‌شود.

مطالعات مختلف نشان داده‌اند که کنترل مؤثر رسوب آسفالتین تنها با تکیه بر یک روش امکان‌پذیر نیست و باید ترکیبی از راهکارهای ترمودینامیکی، هیدرودینامیکی و شیمیایی به کار گرفته شود. پایش دقیق فشار آغاز بارش و محدوده بارش، تنظیم فشار و دمای عملیاتی در محدوده ایمن، و مدیریت دبی جریان از راهکارهای اساسی برای جلوگیری از ورود سامانه به ناحیه ناپایداری آسفالتین هستند. تزریق مداوم مهارکننده‌های شیمیایی نیز یکی از مؤثرترین روش‌ها برای کاهش چسبندگی و تجمع ذرات آسفالتینی محسوب می‌شود.

با وجود پیشرفت‌های علمی، کنترل این پدیده همچنان با چالش‌هایی نظیر تغییرات ترکیب نفت، ناهمگنی سنگ مخزن، پایداری محدود مهارکننده‌ها در دما و شوری بالا، و کمبود داده‌های میدانی روبه‌رو است. توسعه مدل‌های دقیق‌تر بر پایه داده‌های واقعی و استفاده از سامانه‌های پایش درون‌چاهی لحظه‌ای می‌تواند به بهبود پیش‌بینی و تصمیم‌گیری عملیاتی کمک کند. در نهایت، دستیابی به کنترل پایدار و اقتصادی رسوب آسفالتین مستلزم همگرایی دانش ترمودینامیک، مهندسی جریان و شیمی نفت است تا بهره‌وری و عمر اقتصادی میدان نفتی افزایش یابد.

۵. منابع

1. Xue, H., et al., Asphaltene precipitation trend and controlling its deposition mechanism. Natural Gas Industry B, 2022. 9(1): p. 84-95.
2. Papadimitriou, N., et al., Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples. 2007. 57(3-4): p. 281-293.

¹ Effective Particle Size

² Surface Adhesion Energy

3. Vilas Bôas Fávero, C., et al., Mechanistic investigation of asphaltene deposition. *Energy & Fuels*, 2016. 30(11): p. 8915-8921.
4. Poozesh, A., M. Sharifi, and J. Fahimpour, Modeling of asphaltene deposition kinetics. *Energy & Fuels*, 2020. 34(8): p. 9304-9319.
5. Al-Hosani, A., S. Ravichandran, and N. Daraboina, Review of asphaltene deposition modeling in oil and gas production. *Energy & Fuels*, 2020. 35(2): p. 965-986.
6. Hemmati, M. and Y. Ahmadi, A comparative review on the application of green and efficient nanoparticles in EOR with the focus on asphaltene deposition. *Journal of Molecular Liquids*, 2024. 413: p. 125860.
7. Yang, S., et al., Research progress in nanoparticle inhibitors for crude oil asphaltene deposition. *Molecules*, 2024. 29(5): p. 1135.
8. Tananykhin, D.S., et al., Investigation of the influences of asphaltene deposition on oilfield development using reservoir simulation. *Petroleum Exploration and Development*, 2022. 49(5): p. 1138-1149.
9. Yang, S., et al., Asphaltene Deposition Inhibitors in CO₂ Flooding: A Review and Future Application Prospects. *Energy & Fuels*, 2024. 38(23): p. 22616-22636.