

ژئودینامیک سیال مخزن؛ حلقه‌ی مفقوده‌ی میان مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی و شبیه‌سازی مخزن

نوید وحیدی مطلق^{*}، بیوک قربانی، یزن بیرانوند، پژوهشگاه صنعت نفت

چکیده

برخلاف باور رایج، نفت‌خام تنها از دو فاز مایع و گاز تشکیل نشده بلکه نفت‌خام محلولی کلونیدی است که ذرات آسفالتن موجود در آن جامد هستند. معادله‌ی حالت مکعبی که تنها برای توصیف تعادل ترمودینامیکی سیستم‌های دو فاز (مایع-گاز) به کار می‌رود در مورد محلول‌های کلونیدی صدق نمی‌کند. برای توصیف نحوه‌ی تعادل ترمودینامیکی ذرات آسفالتن موجود در ستون نفت‌خام با بهره‌گیری از مدل پین-مالینز و با در نظر گرفتن قانون دوم نیوتن از معادله‌ی حالت FHZ استفاده می‌شود. ابداع ابزارهای نوین و فن‌آورانه‌ی (DFA) بر مبنای طیف‌سنجی نوری و نزدیک به مادون قرمز که مقدار ذرات آسفالتن را در کنار سایر ویژگی‌های مهم مخزنی به صورت برجا اندازه‌گیری می‌کند، این امکان را فراهم آورده تا مدل‌های ساخته شده از تعادل ترمودینامیکی ذرات آسفالتن با اطمینان بسیاری کالیبره شوند. این مطالعات با نام ژئودینامیک سیال مخزن به‌عنوان یک شاخه‌ی نوظهور علمی در صنعت بالادستی، شکاف عمیق میان مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی و شبیه‌سازی مخزن را برطرف کرده است. در حقیقت ژئودینامیک سیال مخزن قادر است با بهره‌گیری از مفهوم سیستم هیدروکربنی و نحوه‌ی شارژ مخزن، بخش عمده‌ای از چالش‌های پیش‌روی توسعه‌ی مخزن از جمله پیوستگی جریان، گرادیان GOR، تشکیل لایه‌ی قیری بر سطح تماس نفت-آب و غیره را پاس‌خو باشد. ژئوشیمی نفت با استفاده از ابزارهای جدید، نظیر کروماتوگرافی دوبعدی (GC×GC) و طیف‌سنجی جرمی زمان پرواز (TOF-MS) مهر تأییدی است بر نتایج حاصل از ژئودینامیک سیال مخزن. مطالعات موردی متعدد، تأثیرگذاری و اعتبار نتایج حاصل از ژئودینامیک سیال مخزن را اثبات می‌کنند.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۰۱/۲۱

تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۰۲/۲۳

تاریخ پذیرش داور: ۹۸/۰۳/۱۹

واژگان کلیدی:

ژئودینامیک سیال مخزن، آسفالتن، آنالیز پایین‌چاهی سیال، سیستم هیدروکربنی، تعادل ترمودینامیکی

مقدمه

از دیدگاه بسیاری از مهندسان مخزن و حتی زمین‌شناسان نفت، مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی در مناطق در حال تولید و توسعه، قابل‌توجه نیست. در حقیقت تاکنون هیچ‌یک از مدل‌های ساخته شده از سیستم‌های هیدروکربنی نه‌تنها در داخل بلکه حتی در خارج از کشور

نیز برای تدوین برنامه‌ی توسعه‌ی یک مخزن هیدروکربنی به کار نرفته است. بنابراین پاسخ به این پرسش که آیا آگاهی از زمان‌بندی بلوغ سنگ منشأ، مهاجرت و انباشت سیال در تله‌های هیدروکربنی و مدل‌سازی

تمامی این فرآیندها در الگویی واحد، قادر است بخشی از ابهامات، مشکلات و عدم قطعیت‌های موجود در توسعه‌ی یک مخزن هیدروکربنی

را رفع کند یا خیر، هنوز به‌طور آشکار مشخص نشده است.

مثلاً فرض کنید گروه مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی در یک ناحیه‌ی در حال تولید بدین نتیجه دست یافته که سنگ منشأ احتمالی ناحیه علاوه بر زایش هیدروکربن‌های نفتی موجود در مخزن اکنون در پنجره‌ی گازی قرار داشته و مهاجرت گاز‌های حاصل از آن با راندگی مفید بسیار زیاد و به‌صورت جانبی، تله‌ی هیدروکربنی که قبل از این با نفت پر شده بود را شارژ کرده است. این در حالی است که چالش اصلی

گروه مهندسی مخزن برای توسعه‌ی آن میدان، آگاهی از وجود یا عدم وجود لایه‌ی قیری^۱ در سطح تماس نفت-آب است. در چنین شرایطی پرسش اصلی و قابل‌بحث اینست که آیا می‌توان از دیدگاه این دو گروه تخصصی به نقطه‌ای مشترک رسید یا خیر؟

به‌طور کلی مهم‌ترین چالش‌های پیش‌روی گروه مهندسی مخزن برای توسعه و بهینه‌سازی تولید عبارتند از:

(۱) اثبات پیوستگی یا ناپیوستگی جریان افقی و عمودی مخزن

(۲) وجود موانع یا سدهای جریان^۲

(۳) وجود بافل^۳ (عوارض زمین‌شناسی که به‌صورت یک تیغه، جریان سیال را منحرف یا متوقف می‌کنند)

(۴) رسوب آسفالتن روی سطح تماس نفت-آب

(۵) رسوب آسفالتن حین تولید

(۶) گرادیان GOR^۴ و افزایش یا کاهش ناگهانی آن

(۷) اختلاف فشار در بخش‌های مختلف مخزن و ...

پرسش اساسی اینست که آیا می‌توان به‌کمک مدل‌سازی سیستم‌های

هیدروکربنی بر این چالش‌ها فائق آمد و مقدار عدم قطعیت این عوامل

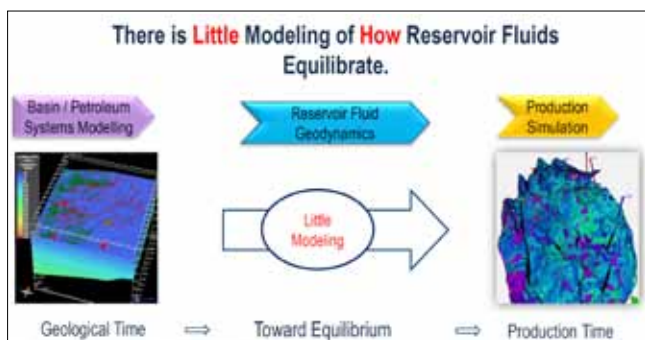
* نویسنده‌ی عهد‌دار مکاتبات (navid.v.motlagh@gmail.com)

طراحی نشده بود. علت اصلی عدم تعریف چنین معادله‌ای، نامشخص بودن اندازه‌ی مولکولی ذرات آسفالتن چه در نفت خام و چه در حلال‌های آزمایشگاهی بود. از این رو تا هنگامی که اندازه‌ی ذرات آسفالتن نامعلوم باشد بالطبع جرم آنها نیز مشخص نخواهد بود. بنابراین نمی‌توان نیروی وارده بر آنها را در میدان گرانشی زمین اندازه گرفت (قانون دوم نیوتون) و مدل‌سازی گرادیان ذرات آسفالتن در مخزن با فرض نامعلوم بودن اندازه و جرم آنها ناممکن است. از طرفی نیز مدل‌سازی سیال مخزن و دستیابی به معادله‌ی حالت نفت خام نیازمند تعیین نیروی گرانشی است. زیرا در حقیقت جدایش ثقلی گاز، نفت و آب در داخل مخزن ناشی از گرانش زمین است [۷-۱۱].

تَه‌فَویْن^۶ استاد دانشگاه کالیفرنیا شمالی ابتدا در دهه‌ی ۶۰ میلادی مطالعه روی ذرات آسفالتن را پایه‌گذاری و مدلی برای تعیین ابعاد ذرات آسفالتن ارائه کرد. اما وزن مولکولی آسفالتن همچنان با عدم قطعیت جدی همراه بود [۸ و ۹]. در سال ۲۰۱۰ الیور مالینز^۷ با پیشنهاد یک ساختار مرتبه‌ای برای ذرات آسفالتن در دو سطح مولکولی و کلئیدی، مدل پِن را اصلاح کرد (شکل-۲) [۱۰]. مهم‌ترین دستاورد این مدل جدید که در سال ۲۰۱۵ با عکس‌برداری مولکولی اثبات شد برآورد اندازه‌ی ذرات آسفالتن بود [۱۱]. با معلوم شدن اندازه‌ی ذرات آسفالتن می‌توان با استفاده از معادله‌ی حالت فلوری-هاگینز^۸ که به‌طور خاص برای رفتار پلیمرها در محلول طراحی شده، تعادل ترمودینامیکی آسفالتن را توصیف کرد. زو و مالینز در سال ۲۰۱۰ با افزودن یک عبارت گرانشی برای ذرات آسفالتن به معادله‌ی حالت فلوری-هاگینز آنرا به‌طور خاص، ویژه‌ی توصیف گرادیان ذرات آسفالتن در نفت خام کردند (معادله‌ی-۱) [۱۲].

$$\frac{OD(h_2)}{OD(h_1)} = \exp\left(\frac{V_a \delta a \rho (h_2 - h_1)}{kT} + \left(\frac{V_a}{V}\right)_{h_2} - \left(\frac{V_a}{V}\right)_{h_1} - \frac{V_a[(\delta a - \delta)_{h_2}^2 - (\delta a - \delta)_{h_1}^2]}{kT}\right) \quad (1)$$

در معادله حالت FHZ^۹ (معادله‌ی-۱)، گرانش ذرات آسفالتن توسط اصل



۱ ژئودینامیک سیال مخزن با مدل‌سازی نحوه‌ی توزیع مجدد سیالات داخل مخزن پس از شارژ اولیه، شکاف میان مدل‌سازی حوضه، سیستم‌های هیدروکربنی، شبیه‌سازی مخزن و فرآیند تولید را پر می‌کند [۱]

ریسک را کاهش داد یا خیر؟ بنابراین هدف اصلی این نوشتار، معرفی ژئودینامیک سیال مخزن به‌عنوان یک دانش و تخصص نوین در بخش بالادستی صنعت نفت برای پاسخ به این پرسش است. متخصصان این دانش توانسته‌اند با ارائه‌ی مدلی از ساختار مولکولی و نانوکلئیدی ذرات جامد آسفالتن و اصلاح معادله‌ی حالت مکعبی، میان مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی و شبیه‌سازی مخزن ارتباط برقرار کرده و شکاف بین این دو حوزه‌ی مطالعاتی را با ابداع و اختراع ابزارهای نوین و فن‌آورانه پر کنند.

۱- ژئودینامیک سیال مخزن

مهم‌ترین خروجی مطالعه‌ی مفهومی یک سیستم هیدروکربنی (و نه لزوماً مدل‌سازی آن)، تعیین زمان‌بندی شارژ مخزن توسط سیال است. البته تعیین نوع سیال و تخمین حجم آن نیز از دیگر دستاوردهای این مطالعات است. از جمله مهم‌ترین پرسش‌ها بدین ترتیب هستند: در فاصله‌ی زمانی بین پر شدن مخزن تا قبل از ورود مته‌ی حفاری به داخل تله‌ی هیدروکربنی چه اتفاقی برای سیال افتاده است؟ و آیا سیال در تمامی این بازه‌ی زمانی که ممکن است میلیون‌ها یا حتی ده‌ها میلیون سال طول کشیده باشد در تعادل ترمودینامیکی بوده یا خیر؟ بدیهی است که سیال پس از شارژ مخزن، متحمل تغییرات بسیار گسترده‌ای شده و نحوه‌ی توزیع کنونی آن نسبت به زمان شارژ مخزن کاملاً متفاوت است. بنابراین توزیع مجدد سیال پس از شارژ مخزن و تغییرات فازی بالقوه‌ی آن که ممکن است منجر به تشکیل لایه‌های قیری شود و فرآیندهای مسئول آن با عنوان ژئودینامیک سیال مخزن به‌عنوان شاخه‌ای از دانش نوین بررسی می‌گردد (شکل-۱).

همان‌طور که از عنوان این شاخه‌ی دانشی پیداست زمان زمین‌شناسی در آن به‌عنوان مقیاس ارزیابی مطرح است. در حقیقت فرآیندهایی که منجر به تکامل سیال مخزن طی بازه‌ی زمانی پس از شارژ مخزن تا قبل از حفاری می‌شوند با عنوان ژئودینامیک سیال مخزن مطالعه می‌گردند. درک درست این فرآیندها مستلزم توصیف کامل نحوه‌ی تعادل ترمودینامیکی نفت درون مخزن است. مهندسان نفت برای توصیف تعادل ترمودینامیکی نفت خام درون مخزن از معادله‌ی حالت مکعبی^۵ استفاده می‌کنند. اگرچه این معادله در واقع یکی از دستاوردهای صنعت نفت برای علوم مهندسی است اما تنها برای توصیف تعادل ترمودینامیکی دو فاز مایع-گاز طراحی شده و هرگز پاسخگوی جامدات کلئیدی نظیر ذرات آسفالتن نیست. بنابراین مهندسان نفت برای توصیف کامل تعادل ترمودینامیکی نفت خام (که طبیعتاً دربردارنده‌ی ذرات جامد آسفالتن نیز هست) نیازمند معادله‌ی دیگری هستند که تا قبل از سال ۲۰۱۰

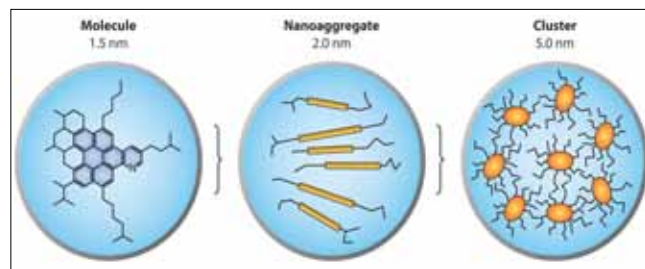
$\Delta\rho$ اختلاف چگالی ذرات آسفالتن با فاز نفت، g شتاب گرانشی زمین، h_1 عمق، T دما و δ متغیر انحلال پذیری است. متغیرهای δ ، ρ ، v_a ، T همچنین فشار و ترکیب شیمیایی نفت کاملاً وابسته به عمق هستند. با تکمیل توصیف فیزیکی و ترمودینامیکی سیالات و جامدات کلوئیدی مخزن می‌توان توزیع آنها را به آسانی در بازه‌ی عمقی دلخواه مدل کرد [۱۵-۱۲].

۲- آنالیز پایین چاهی سیال (DFA)

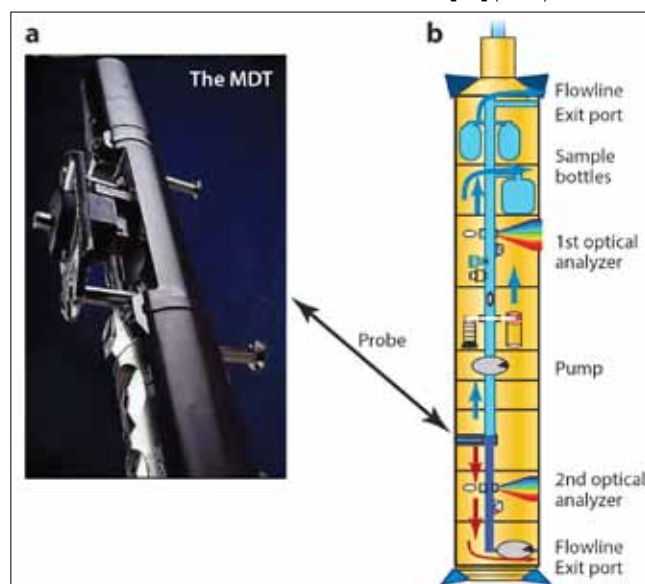
سمت راست معادله‌ی حالت FHZ، مبنای علمی مدل‌سازی تعادل ترمودینامیکی ذرات آسفالتن در یک بازه‌ی عمقی مشخص است. اما هر مدلی برای کالیبراسیون یا واسنجی نیازمند داده‌های واقعی است. بنابراین گرادیان سیالات مخزن در وضعیت کنونی آن باید اندازه‌گیری شود. نمونه‌برداری از نفت مخزن چه در حالت حفره‌باز و چه پس از عملیات جداره‌گذاری معمولاً در اغلب یا در تمامی چاه‌های حفاری شده در یک میدان انجام می‌شود. واضح است که نمونه‌برداری از تمامی بازه‌ی عمقی مخزن در یک چاه به‌هیچ‌وجه اقتصادی نیست. اما شرایط ایده‌آل برای گروه مهندسی مخزن برای اتخاذ بهینه‌ترین و آگاهانه‌ترین تصمیم ممکن جهت توسعه‌ی یک میدان آنست که نه‌تنها نمونه‌برداری از هر عمق دلخواه صورت گیرد، بلکه ارزیابی و آنالیز نفت مخزن نیز به‌صورت درجا و همزمان توسط ابزار نمونه‌برداری انجام شود. بیش از ۲۰ سال است که ابزارهای فن‌آورانه‌ی شلمبرژه چنین امکانی را فراهم کرده‌اند. آنالیز پایین چاهی سیال (DFA) بر مبنای طیف‌سنجی نوری ناحیه‌ی مرئی و نزدیک به مادون قرمز، تمامی ویژگی‌های مهم مخزنی اعم از مقدار گاز محلول، گرانی، چگالی، محتوای آسفالتن، نقطه‌ی ریزش و رسوب آسفالتن و غیره را به‌صورت برجا اندازه‌گیری می‌کند. مزیت ابزار DFA، اندازه‌گیری بر جای تمام این ویژگی‌هاست. ابزارهای متنوع DFA روی ابزار MDT^{۱۱} سوار شده و بسیاری از ویژگی‌های مخزن را که تاکنون در آزمایشگاه با خطای بسیار زیاد تعیین می‌شدند در داخل چاه اندازه‌گیری می‌کند (شکل-۳).

دستاورد این ابزار، اندازه‌گیری بر جای گرادیان سیالات مخزن با تفکیک بسیار زیاد به‌صورت عمودی در داخل چاه و به‌صورت جانبی در سطح میدان است. بنابراین نتایج این آنالیز، داده‌های واقعی مورد نیاز برای کالیبراسیون مدل‌سازی فرآیندهای ژئودینامیک سیال مخزن را فراهم می‌کند. اندازه‌گیری گرادیان سیالات مخزن توسط ابزار DFA بر تعیین مقدار گاز محلول و آسفالتن محلول در نفت خام تمرکز دارد و با اندازه‌گیری این دو گرادیان می‌توان سناریوهای گوناگون نحوه‌ی توزیع نفت مخزن را به‌طور مستقل بررسی کرد. سمت چپ معادله‌ی حالت

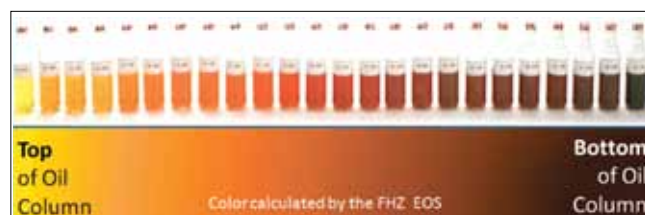
شنواری ارشمیدس ($v_a g \Delta\rho$) در توزیع بولتزمان (k : ثابت بولتزمان) در نظر گرفته می‌شود. در این معادله v_a حجم مولی ذرات آسفالتن،



نمایش گونه‌های غالب مولکولی و پایدار نانوکلوئیدی ذرات آسفالتن در مدل پن-مالینز؛ یک مولکول آسفالتن متشکل از یک هیدروکربن آروماتیک چندحلقه‌ای و هفت حلقه‌ی آروماتیک جوش خورده به آن (چپ). نانوتوده (nanoaggregate) آسفالتن متشکل از توده‌ای نامنظم با تقریباً شش مولکول آسفالتن (وسط). رشته (cluster) آسفالتن متشکل از تقریباً هشت نانوتوده (راست) [۱۶]



ابزار MDT که علاوه بر نمونه‌برداری جهت آنالیزهای تکمیلی با داشتن بخش‌های مختلف (b) نظیر آنالیزگر نوری، آنالیز پایین‌چاهی سیال را ممکن می‌کند [۱۶]



نمونه‌های نفت خام مرده (پس از خروج گاز محلول) از یک مخزن نفتی در خلیج مکزیک، به‌کمک معادله‌ی حالت FHZ می‌توان گرادیان ذرات آسفالتن را که مسنول اصلی رنگ نفت خام هستند بار دیگر مدل‌سازی کرد [۱۷]

آسفالتن در آن بیشتر باشد رنگ نفت تیره‌تر خواهد بود [۱۷].

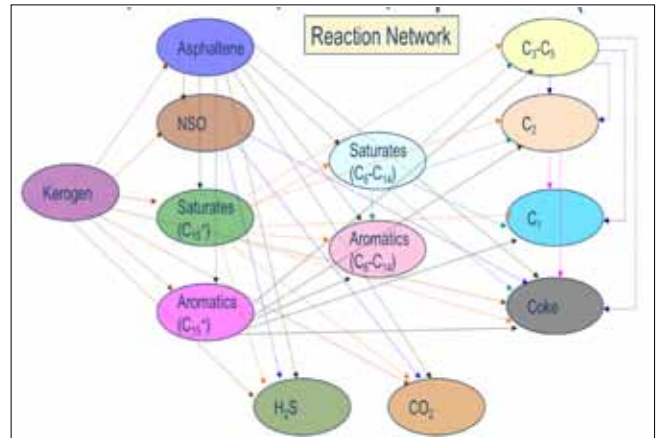
۳- نقش ژئوشیمی و مدل‌سازی سیستم هیدروکربنی

برای درک بهتر فرایندهای ژئودینامیک مخزن، آگاهی از نحوه‌ی شارژ مخزن ضروری است. سنگ منشأ با گذشت زمان و بسته به مقدار گرمایی که دریافت می‌کند طی چندین مرحله و به‌طور مداوم مخزن یا تله‌ی هیدروکربنی را شارژ می‌کند. نخستین شارژی که به مخزن می‌رسد کمترین بلوغ را داشته و به‌مرور زمان با بالغ‌تر شدن منشأ، هیدروکربن‌های سبک‌تر به مخزن وارد می‌شوند. در حالت طبیعی هر یک از این سیالات پس از ورود به مخزن بر مبنای چگالی سیال، طبقه‌بندی شده و روی یکدیگر قرار می‌گیرند. دانش ژئوشیمی می‌تواند هر گونه تغییری در ترکیب شیمیایی نفت در سطح مولکولی را از بدو زایش هیدروکربن‌ها تا مخلوط شدن آنها در تأسیسات سطح‌الأرضی، ردیابی و ارزیابی کند. در طرح‌واره‌های رایج برای توصیف نحوه‌ی زایش هیدروکربن از سنگ منشأ هر یک از فازهای سیال به‌صورت همگن در نظر گرفته شده و تغییرات فازی در راستای زمان و مکان ناچیز فرض می‌شود. اما برای توصیف نحوه‌ی تکامل سیال پس از شارژ مخزن و تعادل ترمودینامیکی گرادیان آسفالتن، گرادیان نسبت گاز به نفت (GOR) و حتی گرادیان باپومارکرها، این طرح‌واره‌های رایج ناکارآمدند. در مطالعات نوین سیستم‌های نفتی و مدل‌سازی آنها، این طرح‌واره‌های ژئوشیمیایی به‌گونه‌ای روزآمد شده‌اند که بتوانند پاسخگوی تغییرات فازی درون مخزن بوده و بر مبنای آنها و به‌کمک معادله‌ی حالت FHZ، تعادل ترمودینامیکی سیالات و جامدات کلوئیدی مخزن را مدل‌سازی کرد (شکل-۵).

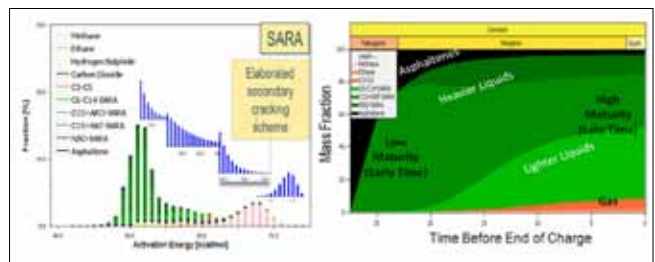
بر مبنای این طرح‌واره و سینتیک شیمیایی مورد استفاده در مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی، در مراحل پایانی بلوغ مقدار ذرات آسفالتن به حداقل می‌رسد و هیدروکربن‌های گازی مشارکت بیشتری در واپسین شارژ مخزن دارند (شکل-۶).

شارژ دیرگاهی گاز^{۱۲} یک پدیده‌ی کاملاً رایج در مفهوم سیستم هیدروکربنی است. به‌دنبال ورود گاز به داخل مخزن و انتشار^{۱۳} آن در ستون نفت، بخش‌های بالایی مخزن، هیدروکربن‌های گازی بیشتری دریافت می‌کنند و به‌تدریج مقدار گاز محلول به سمت بخش‌های زیرین کاهش می‌یابد. در نتیجه گرادیان نسبت گاز به نفت (GOR) در بخش‌های بالایی ستون نفت از تعادل ترمودینامیکی خارج می‌شود. با انتشار گاز در بخش‌های بالایی، ذرات آسفالتن که از لحاظ ساختار مولکولی شبیه هیدروکربن‌های گازی نیستند، با ترکیب دو فرآیند انتشار و همرفت به قاعده‌ی مخزن منتقل می‌شوند و روی سطح تماس آب-نفت، لایه‌ای قیری تشکیل می‌دهند. بنابراین اگرچه وجود تعادل

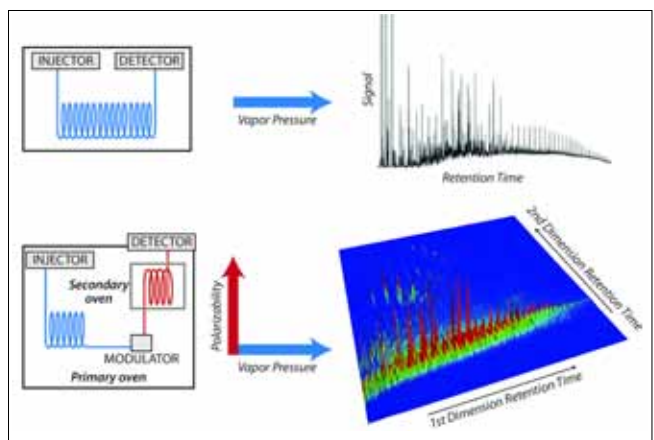
FHZ، چگالی نوری (OD) یا رنگ نفت خام است که با محتوای آسفالتن آن نسبت خطی دارد (شکل-۴). در حقیقت سیالات هیدروکربنی در صورت فقدان ذرات آسفالتن، بی‌رنگ هستند و هرچه حضور ذرات



شکل ۵ | طرح‌واره‌ی واکنشی برای زایش اجزای مختلف نفت (ترکیبات اشباع، آروماتیک، NSO و آسفالتن) و سازگار با معادله‌ی حالت FHZ. واکنش‌های کروژن به‌معنای واکنش‌های اولیه و واکنش‌های حاصل از اجزای زایش یافته به‌معنای واکنش‌های ثانویه در نظر گرفته می‌شوند [۲۴]

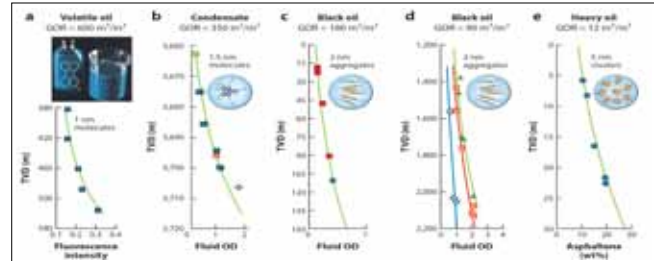


شکل ۶ | سینتیک شیمیایی واکنش‌های مورد استفاده در مدل‌سازی سیستم‌های نفتی. راست) بخش اعظم شارژ اولیه (بلوغ کم) را ذرات آسفالتن تشکیل می‌دهند. در شارژ نهایی مقدار ذرات آسفالتن به حداقل می‌رسد و در عوض سهم ترکیبات سبک (بلوغ بالا) بیشینه می‌شود [۲۴]



شکل ۷ | مقایسه‌ی کروماتوگرافی معمولی (GC) و کروماتوگرافی دوعده‌ی (GCxGC) [۲۵]

ترمودینامیکی به احتمال زیاد نشان‌دهنده پیوستگی جریان‌ی ستون مخزن است اما عدم وجود آن لزوماً به معنای ناپیوستگی جریان‌ی نیست. علاوه بر شارژ دیرگاهی گاز، فرآیندهای ثانویه نظیر تجزیه‌ی زیستی^{۱۴}،



۸ | گرادیان آسفالتن محاسبه‌شده توسط معادله‌ی حالت FHZ به همراه داده‌های واقعی حاصل از آنالیز پایین‌چاهی سیال در پنج مخزن نفتی کاملاً متفاوت از میعانات گازی (a) تا نفت سنگین (e). اندازه‌ی ذرات آسفالتن برآمده از مدل پین-مالینز در معادله‌ی حالت FHZ قرار می‌گیرد و با داده‌های واقعی حاصل از DFA کالیبره می‌شود. ذرات آسفالتن در هر یک از مخازن با توجه به داده‌های واقعی به تعادل ترمودینامیکی رسیده‌اند [۲۷]

۴- مطالعات موردی

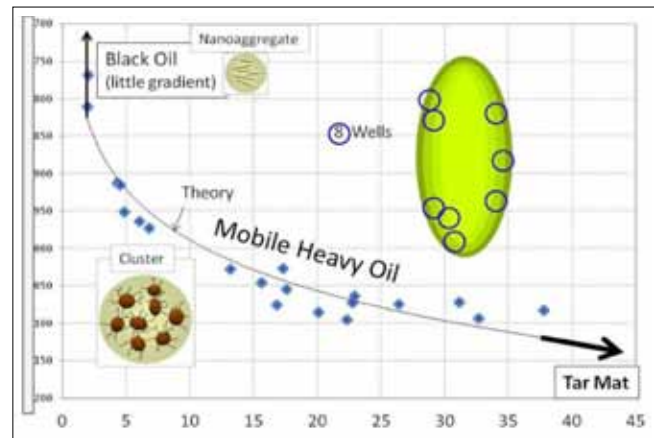
۴-۱- خلیج مکزیک

ذرات آسفالتن متراکم و چگال هستند و در نتیجه با گذشت زمان ته‌نشین می‌شوند. بنابراین اگر مخزن به صورت قائم، پیوسته و مرتبط باشد انتظار می‌رود ذرات آسفالتن در بخش‌های قاعده‌ای مخزن نسبت به بخش‌های بالایی حضور بیشتری داشته باشند. به عبارت دیگر تعادل ترمودینامیکی ذرات آسفالتن در سراسر مخزن متضمن آنست که مخزن کاملاً از لحاظ جریان‌ی پیوسته باشد (شکل-۷).

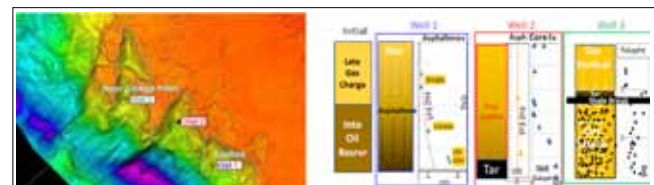
همان‌طور که در شکل-۷ مشاهده می‌شود نحوه‌ی توزیع انواع سیالات مخزن‌ی اعم از میعانات گازی، نفت سیاه و نفت سنگین در میدان‌ی مختلف در خلیج مکزیک با تعیین اندازه‌ی ذرات آسفالتن با استفاده از مدل پین-مالینز به کمک معادله‌ی حالت FHZ مدل‌سازی شده و سپس توسط داده‌های واقعی حاصل از DFA کالیبره می‌شوند. در تمامی این موارد آغاز فاز بهره‌برداری نشان داده که پیش‌بینی ژئودینامیک سیال مخزن صحیح و مخازن کاملاً از لحاظ جریان‌ی پیوسته بوده و تولید از آنها اقتصادی است.

۴-۲- عربستان سعودی

مورد دیگر مربوط به یک مخزن نفتی به ضخامت تقریباً ۶۰ متر در عربستان سعودی است (شکل-۸). آنالیز پایین‌چاهی سیال (DFA) از نفت سنگین حاشیه‌ی این میدان فوق‌عظیم که قطر طولی آن حدود ۵۰ کیلومتر است از هشت چاه واقع بر محیط آن انجام شده است. همان‌طور که در شکل-۸ مشاهده می‌شود ذرات آسفالتن در سراسر حاشیه‌ی



۹ | نفت سنگین حاشیه‌ی یک میدان فوق‌عظیم به قطر طولی ۵۰ کیلومتر در تعادل ترمودینامیکی است. ذرات آسفالتن کاملاً از معادله‌ی حالت FHZ تبعیت می‌کنند که حاکی از پیوستگی جریان‌ی مخزن است (محیط این میدان فوق‌عظیم ۱۰۰ کیلومتر است) [۲۷]



۱۰ | (چپ) سه بلوک گسلی مجزا واقع در یک میدان که توسط یک سیستم هیدروکربنی واحد شارژ شده‌اند، از لحاظ مخزن‌ی اما سه وضعیت کاملاً متفاوت دارند. هر یک از این سه بلوک با یک چاه مشخص شده‌اند از محدوده‌ای که با خط قرمز نشان داده شده، شارژ دیرگاهی گاز دریافت کرده‌اند. (راست) فرآیندهای ژئودینامیکی کاملاً متفاوت در سه مخزن با یک سیستم هیدروکربنی مشترک [۲۸]

به صفر و در نزدیکی سطح تماس نفت-آب بیشینه است. استخراج آسفالتن از مغزه‌های این چاه نیز حاکی از وجود یک لایه‌ی قیری ضخیم روی سطح تماس نفت-آب در چاه-۲ است. تفاوت ژئودینامیکی چاه‌های-۱ و ۲ و همچنین نزدیکی چاه-۱ به ناحیه‌ی گسل خورده نشان می‌دهد که صفحه‌ی گسلی مانند یک تیغه (بافل)، جریان سیال را منحرف و تعادل ترمودینامیکی ذرات آسفالتن را در بخش‌های قاعده‌ای مخزن با کندی مواجه کرده است. آزمایش تداخل قائم^{۱۸} (VIT) در چاه-۱ و نرخ کم تولید نیز این پدیده را تأیید می‌کند. اما وضعیت در چاه-۳ بسیار متفاوت‌تر و پیچیده‌تر است. یک لایه‌ی شیلی در بخش بالایی مخزن این چاه به چشم می‌خورد که روی آن یک لایه‌ی قیری تشکیل شده است. اما در بخش قاعده‌ای مخزن تشکیل لایه‌ی قیری به چشم نمی‌خورد و تنها به صورت محدود شواهدی از رسوب ذرات آسفالتن در استخراج مواد آلی مغزه‌ها وجود دارد (شکل-۹).

مطالعات ژئوشیمی و بررسی بایومارکرهای نفت ضمن تأیید رخ دادن پدیده‌ی تجزیه‌ی زیستی (عدم غلبه ۲۵-نورهوپان‌ها نسبت به هویان‌ها)، وجود دو سطح تماس نفت-آب دیرینه^{۱۹} را پایین‌تر از سطح تماس نفت-آب کنونی نشان می‌دهد (شکل-۱۰). در حقیقت به کمک مطالعات ژئوشیمیایی می‌توان دریافت که هر سه مخزن طی دو مرحله توسط سنگ منشأ شارژ شده‌اند. شارژ نهایی، بلوغ بسیاری داشته (هیدروکربن‌های سبک فراوان‌ترند) و با انتشار در ستون نفت، مقدار انحلال‌پذیری ذرات آسفالتن حاصل از شارژ نخست را به شدت کاهش داده است. طبق شواهد موجود، شارژ نخست متحمل تجزیه‌ی زیستی شده اما باقی ماندن هیدروکربن‌های سبک در وضعیت کنونی حاکی از آنست که با ورود شارژ دوم به مخزن، دیگر شرایط برای فعالیت میکروبی مساعد نبوده است.

همان‌طور که گفته شد چاه-۳ نزدیک‌ترین فاصله را از نقطه‌ی شارژ مخازن دارد. مطالعه‌ی مغزه‌های چاه-۳ وجود یک لایه‌ی قیری روی میان‌لایه‌ی شیلی را در بخش بالایی مخزن تأیید می‌کند. در اثر انتشار قائم هیدروکربن‌های سبک گازی، ذرات آسفالتن روی میان‌لایه‌ی شیلی، تشکیل لایه‌ی قیری می‌دهند. اما در بخش زیرین بر روی سطح تماس نفت-آب، لایه‌ی قیری وجود ندارد. حتی آزمایش DST^{۲۰} نیز وجود یک لایه‌ی قیری ناتراوا را روی سطح تماس نفت-آب نشان نمی‌دهد. در حقیقت نزدیکی به نقطه‌ی شارژ سبب شده هیدروکربن‌های سبک گازی در داخل ستون نفت در بخش پایینی میان‌لایه‌ی شیلی به صورت جانبی انتشار یابند و این پدیده نه تنها به ذرات آسفالتن مهلت رسوب‌گذاری سراسری روی سطح تماس نفت-آب نداده بلکه این ذرات توسط هیدروکربن‌های گازی به دام افتاده و به صورت محلی در تمامی ستون نفت به صورت جزئی

این میدان با محیط ۱۰۰ کیلومتر به‌خوبی مدل حاصل از معادله‌ی حالت FHZ را کالیبره می‌کنند. این نشان می‌دهد که مخزن به‌طور کامل پیوستگی جریانی دارد. مقدار حضور ذرات آسفالتن در قسمت‌های زیرین این مخزن ده برابر قسمت‌های بالایی است. بنابراین ویژگی‌های شیمیایی آن نیز کاملاً متفاوت خواهد شد (اندازه‌ی ذرات آسفالتن در سراسر ستون مخزن یکسان نیست). در نتیجه از آنجا که معادله‌ی حالت مکعبی تنها برای سیستم‌های گاز-مایع طراحی شده، هیچ گرادایانی برای ذرات آسفالتن نشان نمی‌دهد. اما به کمک ژئودینامیک سیال مخزن می‌توان دریافت که گرادایان ذرات آسفالتن ۱۰ و گرادایان گرانیروی ۱۰۰۰ برابر است و آگاهی از این دو گرادایان برای توسعه‌ی این مخزن بسیار ضروری است.

۳-۴- دریای شمال

همان‌طور که گفته شد شارژ دیرگاهی گاز در سیستم‌های هیدروکربنی پدیده‌ای بسیار رایج بوده و تشخیص آن برای مطالعات ژئودینامیک سیال مخزن و توسعه‌ی میدان بسیار ضروری است. مثلاً مطالعات لرزه‌نگاری در فلات قاره‌ی نوژ نشان داده که یک میدان نفتی از سه بلوک گسلی مجزا و همجوار تشکیل شده است. هر یک از این سه بلوک با وجود پذیرش شارژ از یک سیستم هیدروکربنی واحد، ساختار مخزنی کاملاً متفاوت با فرآیندهای ژئودینامیک منحصر به فرد دارند (شکل-۹). چاه-۱ نزدیک به قسمت گسل خورده‌ی بلوک اول حفاری شده است. چاه-۳ نزدیک‌ترین فاصله را با محل بلوغ سنگ منشأ دارد و طبیعتاً بلوک سوم قبل از همه شارژ دیرگاهی گاز را دریافت کرده است. همان‌طور که انتظار می‌رود شارژ دیرگاهی گاز به داخل ستون نفت در چاه-۱ سبب شده ذرات آسفالتن به‌مرور زمان به قاعده‌ی مخزن انتقال یافته و به همراه GOR از تعادل خارج شوند. اما در چاه-۲ هم ذرات آسفالتن و هم نسبت گاز به نفت (GOR) در تعادل ترمودینامیکی هستند. خروج آسفالتن از تعادل ترمودینامیکی فرآیندی زمان‌بر است. از آنجا که معادله‌ی حالت FHZ وابسته به زمان نیست مدل حاصل از این معادله در بخش‌های قاعده‌ای چاه-۱ از داده‌های واقعی DFA تبعیت نمی‌کند. اما چه پدیده‌ای باعث شده با وجود ضخامت نسبتاً کم مخزن، دست‌یابی به تعادل ترمودینامیکی با تأخیر مواجه شود؟ چاه‌های-۱ و ۲ سطح تماس گاز-نفت و نفت-آب مشترک دارند. اما آزمایش ساق‌مته (DST) نرخ تولید چاه-۲ را ده برابر چاه-۱ نشان می‌دهد. در چاه-۱ مقدار آسفالتن در نزدیکی سطح تماس نفت-آب تنها ۳۵ درصد است و تصاویر میکروسکوپ الکترونی از مغزه‌ها، تغییر فاز ذرات آسفالتن را نشان نمی‌دهند. اما در چاه-۲ مقدار حضور ذرات آسفالتن در ستون نفت بسیار ناچیز و نزدیک

آن در مناطق از قبیل کشف شده و در حال توسعه از دید بسیاری از متخصصان توسعه‌ی مخازن محل تردید است. این در حالی است که در سال‌های اخیر، دانشمندان حوزه‌ی بالادستی توانسته‌اند با بهره‌گیری از دانش نوین ژئودینامیک سیال مخزن و فن‌آوری آنالیز پایین‌چاهی سیال، جای این تردید را با اطمینان پر کنند. دانشمندان با تخمین اندازه‌ی ذرات آسفالتن و دخیل کردن آن در توصیف نحوه‌ی تعادل ترمودینامیکی نفت‌خام پس از ورود به تله‌ی نفتی (به‌کمک معادله‌ی حالت FHZ)، در کنار اندازه‌گیری بر جای مقدار حضور ذرات آسفالتن در ستون نفت‌خام (به‌کمک ابزار DFA)، توانسته‌اند شکاف میان مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی و شبیه‌سازی مخزن را رفع کنند. بررسی تعادل یا عدم تعادل ترمودینامیکی ذرات آسفالتن در ستون نفت مخزن می‌تواند بسیاری از چالش‌های پیش‌روی توسعه‌ی مخزن از جمله پیوستگی جریان، وجود لایه‌ی قیری ناتراوا، گردآیدان GOR و تغییرات ناگهانی آن و غیره را برطرف کند.

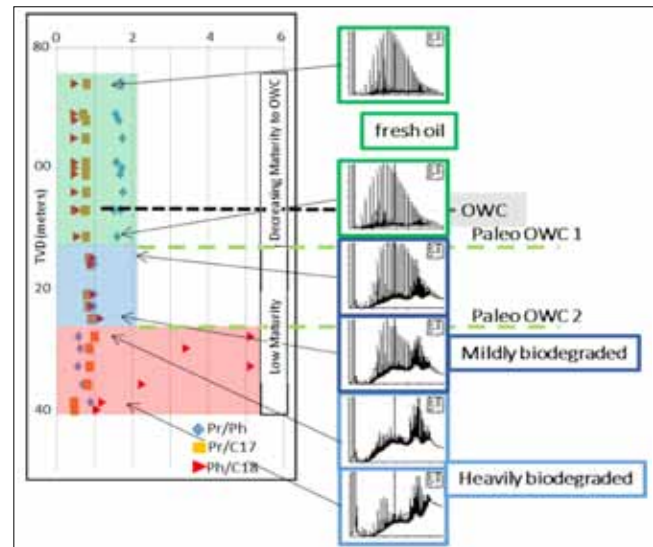
اغلب میدانی که تاکنون دانش ژئودینامیک سیال مخزن و آنالیز پایین‌چاهی سیال در آنها راهگشای توسعه بوده، مخازن ماسه‌سنگی و آواری دارند. مطالعه‌ی موردی از یک مخزن کربناته در برزیل نیز به تازگی منتشر شده است [۳۰]. با این وجود به گفته‌ی الیور مالینز که پایه‌گذار این دانش نوین به حساب می‌آید این راهبرد را در مخازن کربناته‌ی شکاف‌دار نیز می‌توان به‌کار برد (مکاتبه‌ی شخصی از طریق ایمیل).

آگاهی از نحوه‌ی بلوغ سنگ منشأ و چگونگی شارژ مخزن طی زمان زمین‌شناسی، برای درک بهتر فرآیندهای تأثیرگذار ژئودینامیک سیال مخزن ضروری است. دانش ژئوشیمی ضمن بهره‌گیری از ابزارهای نوین و پیشرفته نظیر کروماتوگرافی دویعدی (GC×GC) و تلفیق آن با طیف‌سنج جرمی زمان پرواز (TOF-MS) در سال‌های اخیر توانسته درک بهتری از فرآیندهای ثانویه تأثیرگذار بر نحوه‌ی توزیع سیال مخزن از جمله تجزیه‌ی زیستی، آب‌شویی، شارژهای متمادی و دگر ترکیب فراهم کند. اثبات کارآمدی ژئودینامیک سیال مخزن در ده‌ها مطالعه‌ی موردی از یک‌سو و عدم محدودیت نظری برای ایجاد و توسعه‌ی نرم‌افزارهای مدل‌سازی از سوی دیگر، در آینده‌ی نزدیک منجر به پیدایش نسل جدید بسته‌های نرم‌افزاری مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی یا حتی تلفیق آن با نرم‌افزارهای شبیه‌سازی مخزن خواهد شد. ■

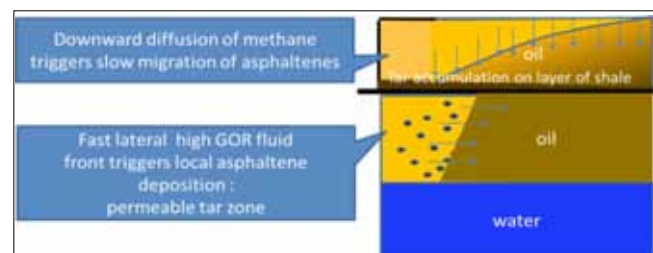
رسوب کرده‌اند (شکل-۱۱). در نهایت می‌توان نتیجه گرفت که از این سه چاه، تولید تنها از چاه-۲ به صرفه خواهد بود و تولید از دو چاه دیگر با چالش‌های اساسی مواجه است [۲۸-۲۶].

نتیجه‌گیری

با وجود رواج مدل‌سازی سیستم‌های هیدروکربنی، لزوم انجام و به‌کارگیری



۱۱ | شواهد ژئوشیمیایی حاکی از وجود سه ناحیه‌ی متفاوت در مخزن و کاهش بلوغ به سمت سطح تماس نفت-آب است. بر مبنای کروماتوگرافی گازی، نفت‌های بخش بالایی سطح تماس آب-نفت کنونی هیچ‌گونه تجزیه‌ی زیستی را نشان نمی‌دهند. هر دو سطح تماس دیرینه پایین‌تر از سطح تماس کنونی واقع شده‌اند [۲۹]



۱۲ | جهت ورود شارژ دیرگاهی گاز در بخش بالایی میان‌لایه‌ی شیلی قائم است و منجر به تشکیل لایه‌ی قیری روی آن شده است. اما در بخش پایینی لایه‌ی شیلی در اثر همجواری با نقطه‌ی شارژ مخزن، جهت ورود هیدروکربن‌های گازی به صورت جانبی است و این پدیده مانع تشکیل لایه‌ی قیری آسفالتنی روی سطح تماس نفت-آب شده است [۲۹]

پانویس‌ها

- | | | |
|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| 1. Tar Mat | 8. Flory-Huggins | 15. Water Washing |
| 2. Flow Barriers | 9. Flory-Hugginz-Zuo | 16. Time of Flight Mass Spectrometer |
| 3. Baffle | 10. Downhole Fluid Analysis | 17. Coelution |
| 4. Gas Oil Ratio | 11. Modular Dynamic Test | 18. Vertical Interference Testing |
| 5. Cubic Equation of State | 12. Late Gas Charge | 19. Paleo Oil-Water Contact |
| 6. Teh Fu Yen | 13. Diffusion | 20. Drill Stem Test |
| 7. Oliver C. Mullins | 14. Biodegradation | |

- [1] Mullins, O.C., Dumont, H., Mishra, V.K., Gomez, A., Wilkinson, T., Winkelman, B., Primio, R.D., Uchytel, S., Nagarajan, N., Strauss, S. and O'Donnell, M., 2017, October. The Critical Role of Asphaltene Gradients and Data Integration in Reservoir Fluid Geodynamics Analysis. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [2] Chen, L., Gan, Y., Gao, B., Chen, J., Canas, J.A., Jackson, R., El-Khoury, J. and Mullins, O.C., 2019, March. Reservoir Fluid Geodynamics, a New Way to Evaluate the Reservoir Connectivity and Crude Oil Alteration with Late Gas Charge. In International Petroleum Technology Conference. International Petroleum Technology Conference.
- [3] Mullins, O.C., Zuo, J.Y., Dumont, H., Mishra, V.K. and Chen, L., 2018. Simple asphaltene thermodynamics, oilfield reservoir evaluation, and reservoir fluid geodynamics. Handbook of Materials Modeling: Applications: Current and Emerging Materials, pp.138-.
- [4] Fujisawa, G. and Mullins, O.C., 2017. Reservoir Evaluation by DFA Measurements and Thermodynamic Analysis. In Springer Handbook of Petroleum Technology (pp. 251271-). Springer, Cham.
- [5] Mullins, O.C., Dumont, H., Mishra, V., Pfeiffer, T., Achourov, V., Pomerantz, A.E., Zuo, J.Y., Tilke, P., Elshahawi, H. and Di Primio, R., 2016, June. Reservoir evaluation, downhole fluid analysis and reservoir fluid geodynamics. In SPWLA 57th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- [6] Zuo, Y., Pan, S., Wang, K., Mullins, O. and Partouche, A., Schlumberger Technology Corp, 2018. Reservoir fluid geodynamics system and method. U.S. Patent Application 15428,534/.
- [7] Mullins, O.C., Zuo, J.Y., Pomerantz, A.E., Forsythe, J.C. and Peters, K., 2017. Reservoir fluid geodynamics: the chemistry and physics of oilfield reservoir fluids after trap filling. Energy & Fuels, 31(12), pp.1308813119-.
- [8] Dickie, J.P. and Yen, T.F., 1967. Macrostructures of the asphaltic fractions by various instrumental methods. Analytical chemistry, 39(14), pp.18471852-.
- [9] Yen, T. F., 1989. Asphaltic materials. In Encyclopedia of Polymer Science and Engineering, 2nd ed.; Mark, H. S., Bikales, N. M., Overberger, C. G., Menges, G., Eds.; John Wiley and Sons: New York; Supplementary Volume, pp 110-.
- [10] Mullins, O.C., 2010. The modified Yen model. Energy & Fuels, 24(4), pp.21792207-.
- [11] Pomerantz, A.E., Wu, Q., Mullins, O.C. and Zare, R.N., 2015. Laser-based mass spectrometric assessment of asphaltene molecular weight, molecular architecture, and nanoaggregate number. Energy & Fuels, 29(5), pp.2833-2842.
- [12] Zuo, J.Y., Mullins, O.C., Freed, D. and Zhang, D., 2010. A simple relation between solubility parameters and densities for live reservoir fluids. Journal of Chemical & Engineering Data, 55(9), pp.29642969-.
- [13] Zuo, J.Y., Mullins, O.C., Dong, C. and Zhang, D., 2010. Modeling of asphaltene grading in oil reservoirs. Nat. Resour, 1(1), pp.1927-.
- [14] Zuo, J.Y., Freed, D., Mullins, O.C., Zhang, D. and Gisolf, A., 2010, January. Interpretation of DFA color gradients in oil columns using the Flory-Huggins solubility model. In International oil and gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers.
- [15] Zuo, J.Y., Mullins, O.C., Freed, D., Elshahawi, H., Dong, C. and Seifert, D.J., 2012. Advances in the Flory-Huggins-Zuo equation of state for asphaltene gradients and formation evaluation. Energy & Fuels, 27(4), pp.1722-1735.
- [16] Mullins, O.C., Pomerantz, A.E., Zuo, J.Y. and Dong, C., 2014. Downhole fluid analysis and asphaltene science for petroleum reservoir evaluation. Annual review of chemical and biomolecular engineering, 5, pp.325345-.
- [17] Mullins, O.C., Sabbah, H., Eyssautier, J., Pomerantz, A.E., Barré, L., Andrews, A.B., Ruiz-Morales, Y., Mostowfi, F., McFarlane, R., Goual, L. and Lepkowitz, R., 2012. Advances in asphaltene science and the Yen-Mullins model. Energy & Fuels, 26(7), pp.39864003-.
- [18] Johansen, Y.B., Rinna, J., Betancourt, S.S., Forsythe, J.C., Achourov, V., Canas, J.A., Chen, L., Zuo, J.Y. and Mullins, O.C., 2018, September. Asphaltene Gradient Analysis by DFA Coupled with Geochemical Analysis by GC and GCxGC Indicate Connectivity in Agreement with One Year of Production in a Norwegian Oilfield. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [19] Forsythe, J.C., Pomerantz, A.E., Seifert, D.J., Wang, K., Chen, Y., Zuo, J.Y., Nelson, R.K., Reddy, C.M., Schimmelmann, A., Sauer, P. and Peters, K.E., 2015. A geological model for the origin of fluid compositional gradients in a large Saudi Arabian oilfield: an investigation by two-dimensional gas chromatography (GC×GC) and asphaltene chemistry. Energy & Fuels, 29(9), pp.56665680-.
- [20] Forsythe, J.C., Kenyon-Roberts, S., O'Donnell, M., Betancourt, S.S., Masurek, N., Gisolf, A., Bennett, B., Nelson, R.K., Canas, J.A., Reddy, C.M. and Peters, K.E., 2019. Biodegradation and water washing in a spill-fill sequence of oilfields. Fuel, 237, pp.707719-.
- [21] Forsythe, J.C., De Santo, I., Martin, R., Tyndall, R., Arman, K., Pye, J., O'Donnell, M., Kenyon-Roberts, S., Nelson, R.K., Reddy, C.M. and Pomerantz, A.E., 2017, October. Reservoir implications of a spill-fill sequence of reservoir charge coupled with viscosity and asphaltene gradients from a combination of water washing and biodegradation. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [22] Juyal, P., McKenna, A.M., Yen, A., Rodgers, R.P., Reddy, C.M., Nelson, R.K., Andrews, A.B., Atolia, E., Allenson, S.J., Mullins, O.C. and Marshall, A.G., 2010. Analysis and identification of biomarkers and origin of color in a bright blue crude oil. Energy & Fuels, 25(1), pp.172182-.
- [23] Ventura, G.T., Raghuraman, B., Nelson, R.K., Mullins, O.C. and Reddy, C.M., 2010. Compound class oil fingerprinting techniques using comprehensive two-dimensional gas chromatography (GC×GC). Organic Geochemistry, 41(9), pp.10261035-.
- [24] Wang, K., Kauerauf, A., Dong, C., Elshahawi, H., Zuo, J.Y. and Mullins, O.C., 2016, May. Fault Block Migration and Its Impact of Complex Fluid Distributions and Equilibration. In Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference.
- [25] Forsythe, J.C., Martin, R., De Santo, I., Tyndall, R., Arman, K., Pye, J., De Nicolais, N., Nelson, R.K., Pomerantz, A.E., Kenyon-Roberts, S. and Zuo, J.Y., 2017. Integrating comprehensive two-dimensional gas chromatography and downhole fluid analysis to validate a spill-fill sequence of reservoirs with variations of biodegradation, water washing and thermal maturity. Fuel, 191, pp.538554-.
- [26] Mullins, O.C., Primio, R.D., Uchytel, S., Zuo, J.Y., Dumont, H., Mishra, V., Pfeiffer, T. and Achourov, V., 2016, September. Bitumen and Tar Deposition and Tar Mat Formation Accounted for by Multiple Charging, Trap Filling and Fluid Geodynamics. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [27] Mullins, O.C., Zuo, J.Y., Pomerantz, A.E., Forsythe, J.C. and Peters, K., 2017. Reservoir fluid geodynamics: the chemistry and physics of oilfield reservoir fluids after trap filling. Energy & Fuels, 31(12), pp.1308813119-.
- [28] Mullins, O.C., Forsythe, J.C., Pomerantz, A.E., Wilkinson, T., Winkelman, B., Mishra, V.K., Canas, J.A., Chen, L., Jackson, R., Betancourt, S.S. and Zuo, J.Y., 2018. Downhole Fluid Analysis and Gas Chromatography; a Powerful Combination for Reservoir Evaluation. Petrophysics, 59(05), pp.649-671.
- [29] Pfeiffer, T., Achourov, V.V., Kollien, T., Foyn, S.E., Betancourt, S.S., Zuo, J.Y., Di Primio, R. and Mullins, O.C., 2016, May. Reservoir Baffling Seen by Disequilibrium of DFA Fluid Gradients and by Wireline Pressure Transients and DSTs. In Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference.
- [30] Bertolini, A.C., Monteiro, J., Canas, J.A., Betancourt, S.S., Mullins, O.C., Colacelli, S. and Polinski, R.K., 2019, March. Reservoir Fluid Geodynamics in Brazilian Presalt Carbonate Field. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers.