

بررسی رسوب آسفالتین در مخزن بنگستان میدان نفتی مارون

حسن امیری بختیار*، خیرالله نورانی نژاد، هاشم صرافه خت، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب
چکیده

از مهم ترین مشکلات تولید در مخازن نفتی رسوب آسفالتین است. انسداد در محیط متخلخل سازند نفتی، دهانه چاه و تأسیسات فرآورش از مشکلات جدی تولید نفت های آسفالتینی است. پیچیدگی ترکیب مواد ته نشین شده متناسب با نوع ترکیب نفت خام، عمق چاه، دمای سازند، افت فشار و روند تولید است. این عوامل سبب برهم خوردن تعادل شیمیایی موجود در مخزن و در نتیجه تشکیل رسوب آسفالتین خواهد شد. هدف اصلی این مطالعه بررسی علل رسوب آسفالتین در مخزن بنگستان میدان نفتی مارون است. نتایج نشان داد که با وجود سنگ منشاء واحد برای نفت تولیدی لایه های بهره ده مخزنی، نفت چاه های مختلف مخزن بنگستان فاقد تداوم جانبی و عمودی در طول مخزن بوده و دارای ناحیه های مستقل تولیدی است. مقادیر شاخص ناپایداری کلوئیدی آسفالتین (CII) و ISA نشان می دهد که همه میدان مستعد رسوب آسفالتین هستند. مطالعه داده های دما در مخزن بنگستان میدان مارون مؤید این مطلب است که دما چه به شکل مستقیم و چه به شکل غیرمستقیم تأثیری بر رسوب آسفالتین ندارد. بررسی نمودار فشار نسبت به زمان نشان داد با افزایش تولید، فشار مخزن کاهش یافته و رسوب آسفالتین تشکیل شده است. در نهایت می توان با تولیدی اصولی از مخزن، از تشکیل رسوب آسفالت جلوگیری کرد.

واژگان کلیدی میدان نفتی مارون، مخزن بنگستان، آسفالتین، فشار

مقدمه

یکی از مهم ترین مشکلات در تولید از مخازن نفتی، تشکیل رسوب آسفالتین است. کاهش نفوذپذیری، مسدود شدن محیط متخلخل سنگ مخزن، ایجاد رسوب در دهانه چاه و کاهش بازده فرآورده های نفتی از جمله مشکلات عمده ای هستند که مخازن آسفالتینی با آن مواجهند. از مهم ترین عوامل مؤثر بر رسوب گذاری آسفالتین در مخازن نفتی، تغییر فشار و تزریق حلال است [۳۱]. به طور کلی آسفالتین ها ترکیبات سنگینی هستند که در نفت خام یافت می شوند. بر اساس مطالعات آزمایشگاهی گمان می رود بخشی از ترکیبات آسفالتینی به صورت حل شده و بخشی دیگر به صورت کلوئیدی در نفت وجود دارند. رسوب آسفالتین در مخازن به تغییرات فشار، دما و ترکیب نفت بستگی دارد. این عوامل سبب برهم خوردن تعادل شیمیایی مخزن و در نتیجه تشکیل رسوب آسفالتین خواهند شد.

آسفالتین ها به شکل محلول در نفت یا به عنوان یک سوسپانسیون کلوئیدی کاملاً پخش شده در نفت که توسط رزین های جذب شده روی سطحشان در حالت توازن و پایدار قرار دارند یافت می شوند

[۲]. آسفالتین برشی از یک نفت یا دیگر منابع حاوی کربن است که در حلال های پارافینی با نقطه جوش کم (مثل نرمال هپتان) نامحلول و در بنزن محلول است.

برهم خوردن تعادل اجزای موجود در ترکیبات نفتی در اثر عوامل متعدد محیطی و عملیاتی، مشکلات و مسائل فراوانی در پی خواهد داشت [۱۸ و ۲۳]. از مهم ترین پیامدهای این نوع ناپایداری در سامانه تعادلی ترکیبات نفتی، می توان به تشکیل، رشد و رسوب اجزای آلی سنگین اشاره کرد. از مهم ترین این رسوبات که معضلات فراوانی به همراه دارد رسوب اجزای آسفالتینی است.

در مراحل برداشت اولیه و ثانویه نفت به علت تغییر شرایط ترمودینامیکی سیال هیدروکربنی، نظیر تغییر در ترکیب درصد نفت، درجه حرارت و فشار سیال، تعادل پایدار ترمودینامیکی مواد آلی آسفالتینی برهم خورده و در نتیجه با ساز و کارهای مختلف رسوبات آسفالتینی تشکیل و در اثر حرکت در محیط متخلخل سازند، ستون چاه و تأسیسات انتقال و فرآورش نفت انسداد ایجاد می کنند [۱۹]. رسوب آسفالتین سبب بروز مشکلات زیادی در باز یافت، انتقال و پالایش نفت می شود. به عنوان مثال رسوب کردن آسفالتین روی

* نویسنده عهده دار مکاتبات (hamiribakhtiar@gmail.com)

بیشترین نفت در جای این میدان در ناحیه ۲- در بالاترین بخش سازند سروک است قرار دارد که عمده تولید این میدان نیز از همین ناحیه است. ناحیه مذکور توسط دو سطح ناپوستگی سنومانین پیشین- تورونین پسین در قاعده و سطح دگرشیبی تورونین پیشین- سانتونین پسین در بالا محدود است.

۲- مناطق مستعد رسوب آسفالتین

آسفالتین در چاه‌های تولیدی نفت به علت تغییر فشار چاه یا تغییر در سایر کمیت‌های مخزنی از جمله دما و ترکیب نفت خام ته‌نشین می‌شود. بعضی از چاه‌ها در ابتدا مشکل رسوب آسفالتین ندارند ولی در مراحل بعدی تولید دچار این معضل خواهند شد. بنابراین برای این مطالعه ابتدا باید مناطق مستعد رسوب آسفالتین در مخزن مشخص شوند.

افزایش میزان رسوب آسفالتین در اثر کاهش توانایی حلالیت حلال و عدم توانایی آن در حفظ تعلیق خوشه‌های آسفالتین-رزین است. جهت تعیین مناطق مستعد رسوب آسفالتین تعداد ده نمونه نفت خام چاه‌های سراسر میدان انتخاب شد. سپس نمونه‌های مدنظر را آنالیز کرماتوگرافی ستونی کرده و درصد هر کدام از بخش‌های اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین (که به اختصار SARA گفته می‌شود) برای نمونه‌ها مشخص و مناطق مستعد رسوب آسفالتین در میدان تعیین گردید.

شاخص ناپایداری کلئیدی آسفالتین (CII) را می‌توان به کمک داده‌های آزمایشگاهی SARA به دست آورد. این شاخص به‌عنوان نسبت مجموع مقادیر اشباع شده‌ها و آسفالتین‌ها به مجموع آروماتیک‌ها و رزین‌ها شناخته و محاسبه می‌شود. اگر مقادیر CII کمتر از ۰/۷ باشد، نفت آسفالتینی به لحاظ تشکیل رسوبات سنگین پایدار است؛ در حالی که نفت آسفالتینی برای مقادیر ۰/۷-۰/۹ ناپایدار بوده و تحت شرایطی از سیستم نفتی خارج می‌شود. برای مقادیر شاخص ناپایداری بیشتر از ۰/۹ نفت آسفالتینی کاملاً ناپایدار

سطوح متخلخل سنگ مخزن باعث تغییرات ترشوندگی مخزن نفت می‌شود. هم‌چنین این فرآیند در طول بهره‌برداری از ستون چاه موجب توقف تولید می‌شود. به دلیل اینکه خسارت مالی حاصل از این پدیده قابل توجه بوده چگونگی تولید از اینگونه چاه‌ها جایگاه مهمی پیدا کرده است.

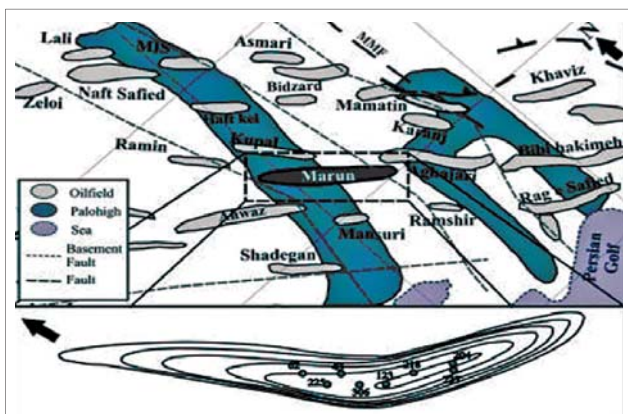
کمیت‌های مخزنی، ترکیب نفت، غلظت آسفالتین و رزین در نفت، دما، فشار و مشخصه‌های جریان در تشکیل رسوب آسفالتین درون مخزن مؤثر خواهد بود [۱۷ و ۱۸ و ۱۹].

در ایران مخازن متعددی دچار مشکل رسوب ترکیبات سنگین مثل آسفالتین هستند. از آن جمله می‌توان سازندهای گروه بنگستان میادین اهواز، مارون، رامشیر، رگ سفید، کوپال، آغاچاری و دارخوین را برشمرد. رسوب آسفالتین که در مخازن نفتی باعث کاهش نفوذپذیری و تغییر ترشوندگی سنگ مخزن و در نهایت کاهش تولید نفت می‌گردد در تولید از مخازن بنگستان ایران (ایلام و سروک) به یک معضل اساسی تبدیل شده است. جهت بررسی رفتار رسوب‌گذاری آسفالتین نفت‌های مختلف سبک و سنگین و هم‌چنین پیش‌بینی بهترین روش جلوگیری یا درمان این مشکل یک مطالعه پژوهشی انجام شده است. آسفالتین رسوب کرده درون سازند می‌تواند با افزایش گرانی سیال، تغییر خواص ترشوندگی و مسدود کردن حفره‌ها و مسیرهای جریان باعث صدمه به مخزن شود.

۱- خصوصیات زمین‌شناسی مخزن بنگستان نفتی مارون

اطلاعات حاصل از مطالعه چاه‌های حفر شده در مخزن بنگستان، بیانگر تولید کمتر این مخزن نسبت به میادین اطراف مانند اهواز است که دلیل این امر عواملی از جمله تولید نمک، کم‌بودن تخلخل و زیاد بودن اشباع هستند [۵]. گروه بنگستان در یک محیط رسوبی دریایی از شمال غرب در ناحیه لرستان تا محیط فلات قاره‌ای در جنوب شرق فارس متغیر است. در این مناطق بیش از هزار متر سنگ آهک‌های نری تیک دریایی کم‌عمق به‌همراه نوساناتی در حاشیه رسوب‌گذاری دیده می‌شود که میدان نفتی مارون نیز در آن واقع شده است. سنگ آهک‌های بنگستان مارون روندی خاص دارند. در شمال غرب، دریای کم‌عمق، اینترتایدال و محصور قرار داشته و در مقابل در جنوب شرق، آهک‌های دریای آزاد دیده می‌شود.

مخزن بنگستان در میدان نفتی مارون مثل مخزن آسماری یک تاقدیس سینوسی است که طول آن حدود ۴۰ کیلومتر و عرض آن ۳-۴/۵ کیلومتر است. اطلاعات ژئوفیزیکی مربوط به مخزن بنگستان میدان مارون حضور گسل تراستی را در بخش جنوب شرقی میدان نشان می‌دهد که اگر تقاطع چنین گسلی با گسل‌های نرمال همراه بود، می‌توانست سبب ایجاد سیستم شکستگی با تولیدی فراوان شود. مخزن بنگستان این میدان بر اساس مطالعات انجام شده به سه ناحیه تقسیم شده که چهار ناحیه مخزنی تشکیل شده از کرنات‌های متخلخل توسط لایه‌های کرنات متر اکم از یکدیگر جدا شده‌اند [۲۹].



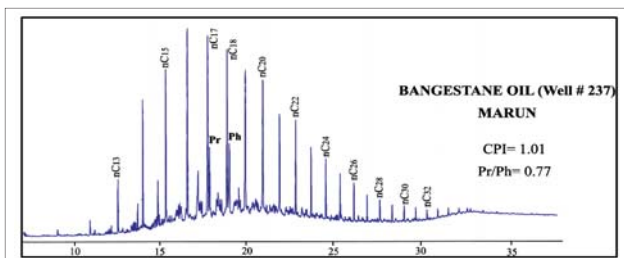
شکل ۱ | موقعیت میدان نفتی مارون و چاه‌های انتخاب شده برای نمونه‌برداری

چاه‌های مورد مطالعه مشاهده شده است.

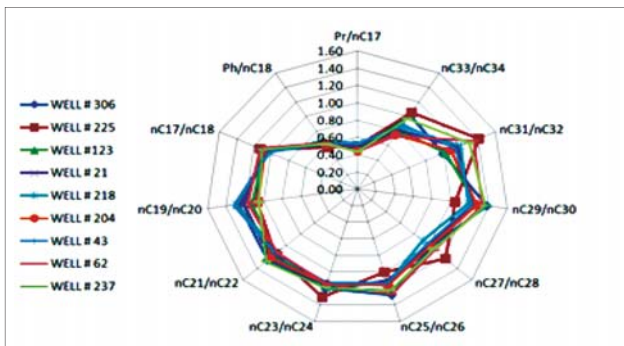
۳- تغییر در ترکیب نفت

از روش‌های مورد استفاده در ژئوشیمی آلی برای تعیین ویژگی‌های نفت، تعیین پراکندگی هیدروکربن‌ها و نحوه حضور ترکیبات مختلف از جمله آلکان‌های نرمال و ایزوپرنوئیدهایی مانند پریستان و فیتان، روش کروماتوگرافی گازی است. با استفاده از داده‌های حاصل از این روش می‌توان نوع رخساره آلی، نوع کروژن، نوع محیط رسوب گذاری، بلوغ حرارتی و تأثیر پدیده‌های تجزیه زیستی و آب‌شویی بر نمونه‌ها را تعیین کرد [۹].

شواهدی از قبیل الگوی تک‌مدال کروماتوگرام‌های گازی در نمونه‌ها، فراوانی نرمال آلکان‌های سبک ($nC_{12}-nC_{21}$)، مقادیر شاخص برتری کربن (CPI) نزدیک به یک و نسبت‌های کم نرمال آلکان‌ها به ایزوپرنوئیدها همگی مؤید این مطلبند که نفت‌های مورد مطالعه از یک سنگ منشاء و متعلق به محیط دریایی با ماده آلی نوع جلبکی است [۲۴]. نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی نمونه‌های مورد مطالعه، طیفی از کربن C_{11} تا C_{36} را نشان داده و هم‌چنین نشان می‌دهد که هیدروکربن‌های سبک، از C_{11} تا C_{24} فراوانی زیاد و هیدروکربن‌های سنگین‌تر از C_{24} فراوانی کمی دارند (شکل-۴).



شکل ۴ کروماتوگرام حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی نمونه‌های اشباع حاصل از نفت‌های مخزن بنگستان مارون

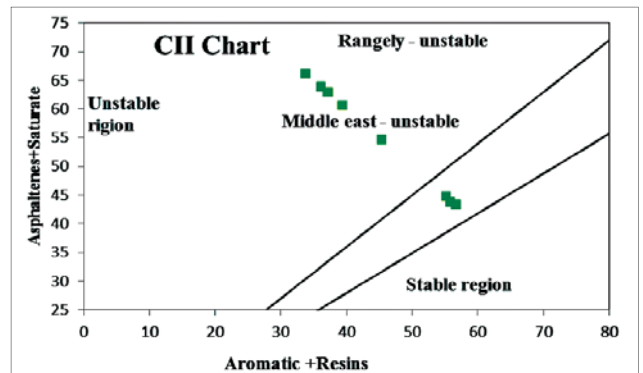


شکل ۵ دیگر ام ستاره ای رسم شده جهت تعیین یکسان بودن سنگ منشاء، برای نمونه‌های نفتی مخزن بنگستان با استفاده از نتایج حاصل از کروماتوگرافی گازی

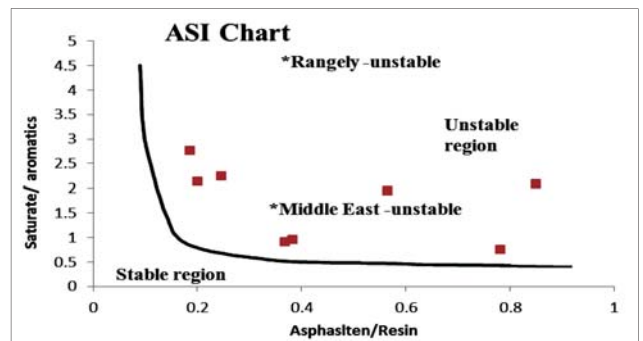
خواهد بود. بر این اساس مشاهده می‌شود که شاخص ناپایداری کلوئیدی در سیالات هیدروکربنی مشخص شده، بیشتر از ۰/۷ بوده است. بنابراین نفت‌های مدنظر به لحاظ تشکیل رسوب آسفالتین، ناپایدارند (شکل-۲).

هم‌چنین جهت مشخص کردن میزان پایداری آسفالتین در مخزن مورد مطالعه، از نمودار نسبت اجزای اشباع به آروماتیک (Saturate/Aromatic) در مقابل نسبت آسفالتین به رزین (Asphaltene/Resin) یا ASI^4 استفاده شده است. طبق این نمودار بخش اعظم نمونه‌های نفت مخزن بنگستان در ناحیه ناپایدار (ناحیه ناپایدار خاورمیانه) قرار گرفته‌اند. این نمودار به روشنی نشان می‌دهد که یکی از عوامل اصلی رسوب آسفالتین در این چاه‌ها، کم بودن اجزای رزین و آروماتیک در نفت است (شکل-۳).

بررسی مقادیر نسبت CII و نسبت رزین به آسفالتین و اندیس ASI نشان می‌دهد که چاه‌های مدنظر ناپایدارند؛ به طوری که مقادیر CII بین ۰/۷ تا ۰/۹ تغییر می‌کند و مقادیر ASI زیاد است. بررسی کمیت‌های مدنظر در مخزن بنگستان میدان مارون نشان می‌دهد که تمامی میدان مستعد رسوب آسفالتین بوده ولی این پدیده در



شکل ۲ بررسی اندیس CII در نمونه‌های مخزنی نشان دهنده قرارگیری نمونه‌ها در محدوده پایدار است [۳۰]

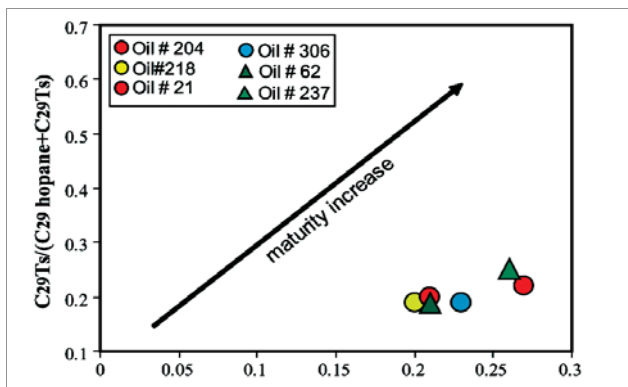


شکل ۳ تغییرات نسبت اشباع به آروماتیک در مقابل نسبت آسفالتین به رزین در نمونه‌های نفت مخزن بنگستان در چاه‌های مختلف نشان می‌دهد تمامی نفت‌ها در محدوده ناپایدار قرار دارند [۳۰].

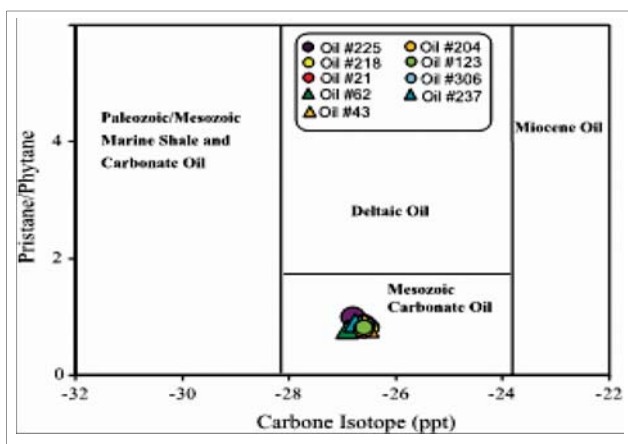
بنگستان می‌توان از نمودار تغییرات مقادیر ایزوتوپ کربن ($\delta^{13}C$) در برابر نسبت Pr/Ph استفاده نمود [۱۰]. بر اساس این نمودار مشخص شد که نفت‌های بالا از سنگ منشاء کربناته با سن مزوزوئیک تولید شده‌اند (شکل-۸).

۴- اثر فشار

از مهم‌ترین عوامل مؤثر در تشکیل رسوب آسفالتین، تغییرات فشار نفت مخزن است. تغییر فشار معمولاً با تغییر در دما همراه است. این تغییرات سبب ناپایداری فیزیکی-شیمیایی و سرانجام تشکیل رسوب آسفالتین در نفت خام می‌گردد. تغییر فشار به تنهایی هم می‌تواند باعث رسوب آسفالتین شود [۳]. با کاهش فشار تا رسیدن به نقطه حباب، حلالیت نفت خام کاهش می‌یابد که این امر ناشی از کاهش چگالی نفت خام است. برای بررسی تغییرات فشار در سازند



شکل ۷ نمودار تغییرات نسبت $Ts/hopane$ در برابر $C_{29}Ts/(C_{29}hopane+C_{29}Ts)$ در نفت‌های مورد مطالعه (اقتباس از [۳۲])



شکل ۸ نمودار تغییرات ایزوتوپ کربن $\delta^{13}C$ در برابر نسبت پریستان به فیتان (Pr/Ph) جهت شناسایی سن و لیتولوژی سنگ منشا، در نمونه‌های نفتی مخزن بنگستان میدان نفتی مارون (اقتباس از [۱۰])

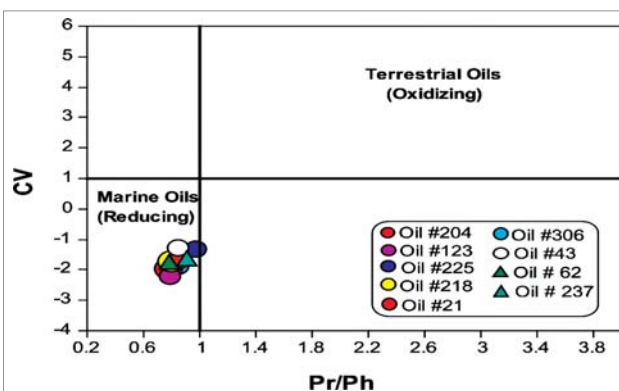
جهت تشخیص یکسان بودن سنگ منشاء نفت‌ها در مخزن، از نمودار ستاره‌ای استفاده شد که نشان‌دهنده نسبت آلکان‌های نرمال فرد به زوج است [۱۶]. با استفاده از این نمودار مشخص شد که مقادیر نسبت نرمال آلکان‌ها با هم پوشانی بسیار واضح، سنگ منشاء واحدی را معرفی می‌کنند که این نفت‌ها از آن مشتق شده‌اند [۷۶] (شکل-۵).

با استفاده از نسبت پریستان به فیتان (Pr/Ph) برای نمونه نفت‌های مورد مطالعه مشخص شد که این نسبت در همه نمونه‌ها کمتر از یک (حداقل ۰/۷۷ و حداکثر ۰/۹۸) است. این امر می‌تواند نشان‌دهنده رسوب سنگ منشاء نفت‌های بنگستان در یک محیط احیایی باشد. البته این نتیجه باید با کمیت‌های دیگر نیز مقایسه شود [۲۵] ولی از آنجایی که ممکن است این نسبت در شرایط مختلفی تغییر کند، بنابراین جهت رسیدن به نتیجه مطمئن تر سعی شد در این مطالعه از تغییر مقادیر آن نسبت به شاخص متغیر استاندارد (CV) استفاده گردد [۲۶]. همان‌طور که مشاهده می‌شود تغییرات هر دو کمیت بالا (با توجه به مقادیر CV کمتر از ۱) نشان‌دهنده شرایط دریایی احیایی در زمان رسوب‌گذاری سنگ‌های منشاء است (شکل-۶).

جهت تعیین روند بلوغ در نفت‌های مخزن بنگستان از نمودار استاندارد تغییرات $Ts/hopane$ در برابر $C_{29}Ts/(C_{29}hopane+C_{29}Ts)$ استفاده گردید [۳۲]. از آنجایی که نسبت‌های بالا با افزایش بلوغ افزایش می‌یابند با کمک آنها می‌توان روند بلوغ را مورد ارزیابی قرار داد (شکل-۷).

با فراوانی زیاد مقادیر نرمال آلکان‌های سبک نسبت به انواع سنگین آن، بلوغ زیاد نفت‌ها و هم‌چنین در امان بودن از هرگونه فرایند آلتراسیونی از قبیل آب‌شویی و تجزیه زیستی محرز گردید. نسبت پریستان به فیتان (Pr/Ph) محاسبه شده برای نفت‌های مخزن (کمتر از ۲) می‌تواند نشان‌دهنده تشکیل نفت‌ها از سنگ منشاء کربناته احیایی-دریایی غنی از ماده آلی باشد.

جهت تعیین سن و لیتولوژی سنگ منشاء نفت‌های مخزن



شکل ۹ نمودار نسبت تغییرات پریستان به فیتان (Pr/Ph) در برابر شاخص متغیر استاندارد (CV) که نشان‌دهنده منشاء دریایی احیایی برای نفت‌های مخزن بنگستان میدان مارون است (اقتباس از [۲۶])

می‌شود. کمترین میزان حلالیت آسفالتین در نفت خام در نقطه حباب اتفاق می‌افتد که این پدیده همراه با حداکثر تشکیل رسوب آسفالتین است. در یک مخزن زیرزمینی در حالت کلی با افزایش فشار، پایداری و درجه حلالیت آسفالتین (درجه حرارت ثابت و حجم گاز ثابت) افزایش می‌یابد.

بررسی رسوب آسفالتین در مخزن نشان می‌دهد که بیشترین میزان رسوب آسفالت در نزدیکی دهانه چاه اتفاق می‌افتد. ته‌نشینی آسفالت بر اثر تغییر شرایط تعادلی آسفالتین در مخزن است. بررسی فشار مخزن مورد مطالعه در یک دوره ۵۰ ساله نشان داد که با افزایش برداشت از مخزن، فشار نفت تولیدی کاهش یافته است (شکل-۹). بنابراین به‌نظر می‌رسد با گذشت زمان کاهش فشار در مخزن رابطه مستقیمی با افزایش رسوب آسفالت دارد. بررسی تعداد چاه‌هایی که در یک دوره ۱۰ ساله دچار رسوب آسفالت شده‌اند نشان می‌دهد که با افزایش تولید از مخزن بنگستان تعداد این چاه‌ها افزایش یافته؛ به‌طوری که در فاصله سال‌های ۱۳۷۸-۱۳۷۴ تعداد این چاه‌ها از ۲ به ۱۲ حلقه رسیده است.

ارزیابی نمودار شکل-۹ حاکی از کاهش فشار مخزن در طول زمان بوده و عدم ارتباط عمودی بین نواحی تولیدی را نشان می‌دهد.

۵- افت دما

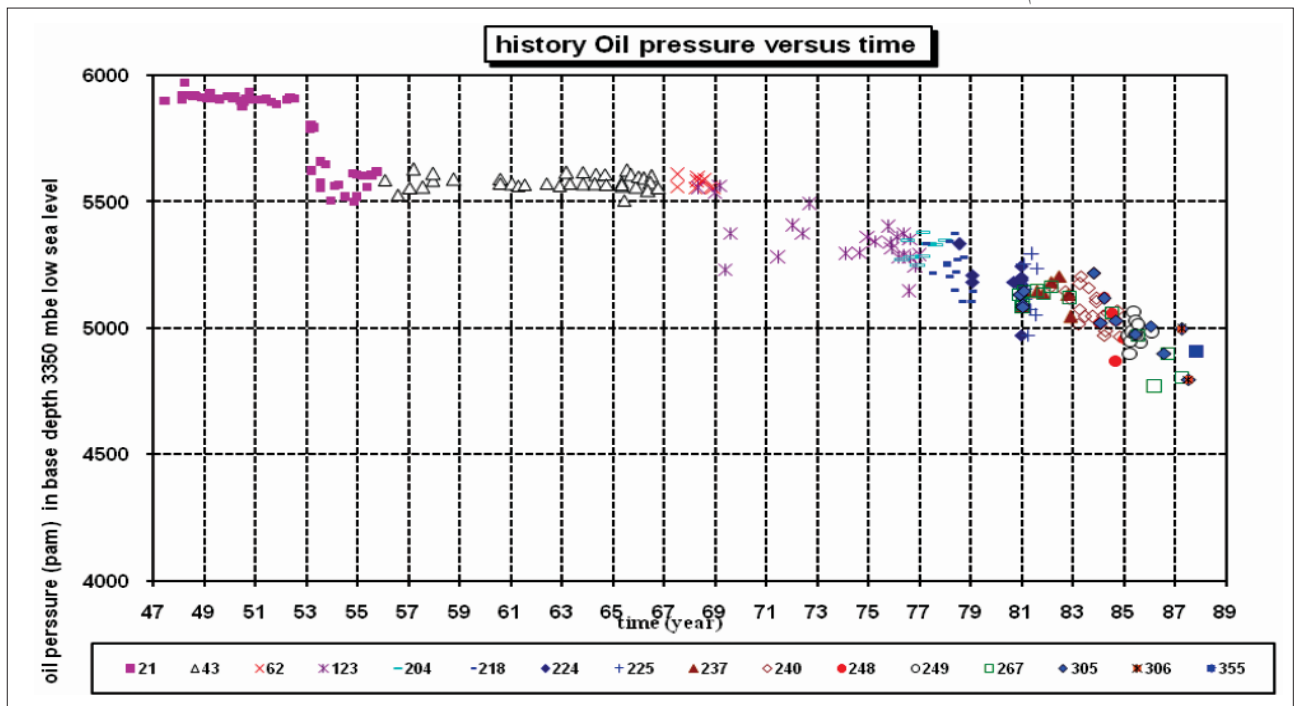
کاهش دما عمومی‌ترین دلیل ته‌نشینی واکس است؛ چراکه با کاهش دما حلالیت واکس در نفت کاهش می‌یابد. در خصوص

از داده‌های لایه آزمایشی مکرر و فشار هیدرواستاتیک ته‌چاه استفاده شده است.

تغییرات گرادیان فشار سیال سازندی نسبت به گرادیان فشار هیدرواستاتیک را فشار غیرنرمال گویند. این فشار به دلیل وجود یک یا تعدادی لایه ناتراوا که مانع ارتباط سیالات لایه‌ها می‌شود به وجود می‌آید [۱]. تفسیر فشار در مخزن چند لایه جهت بررسی تداوم جانبی و عمودی و تخمین شیب فشار انجام می‌شود [۱۵].

زمان عاملی مهم در کنترل تغییرات فشار مخازن نفتی است؛ به‌طوری که اگر فشار در یک میلیون سال کمی کاهش یا افزایش پیدا کند سیالات زمان بیشتری برای پراکندگی داشته و فشار به مقدار کمی از حالت تعادل فاصله می‌گیرد و برعکس هرچه فشار در مدت زمان کمتری افزایش یابد سیالاتی با فشار متفاوت ایجاد می‌شوند [۱۲]. این موضوع باعث فاصله گرفتن فشار از حالت تعادل می‌شود. در این حالت تغییرات فشاری سبب جدا شدن آسفالتین از نفت، کاهش حلالیت و رسوب آن در مخزن می‌گردد.

برای دستیابی به اطلاعات حاصل از چگونگی عملکرد سنگ مخزن از آغاز تا پایان تولید، انجام مطالعات مختلف ضروری است. در مخازنی با نواحی پرفشار، افزایش درجه حرارت هم‌راستا با افزایش فشار خواهد بود. افزایش فشار سبب کاهش حجم مولکولی و افزایش حلالیت سیالات هیدروکربنی می‌شود. هم‌چنین در زیر نقطه حباب در اثر افزایش فشار مقدار بیشتری از گاز (گازهای هیدروکربنی) در نفت خام حل شده و سبب کاهش حلالیت



۹ | در مخزن بنگستان میدان مارون فشارهای ناحیه مخزنی در نمودار تغییرات فشار نسبت به زمان متغیر بوده و در داده‌های فشار نسبت به زمان حالت پلکانی مشاهده می‌شود



از ناپایداری نیروهای وابسته‌ای که توسط تغییر دما حادث شده حاصل می‌گردد. دما ممکن است روی حلالیت مالتن‌ها و رزین‌ها اثر گذار باشد و یک افت دما سیستم را به سمت تولید رسوبات پارافینی ببرد. این تغییر دما ممکن است توسط انبساط گاز دی‌اکسید کربن نیز اتفاق افتد. برای بررسی اثر دما و تعیین شیب زمین گرمایی میدان مذکور، ۷۸ حلقه چاه در سراسر میدان انتخاب و از اطلاعات دمایی ته‌چاه‌ها استفاده شده و در نهایت شیب زمین گرمایی منطقه مورد نظر رسم گردیده است.

طبق نظر اندرسون و بیردی با افزایش دما به بیش از دمای معینی (حدود ۶۰ درجه)، رسوب گذاری آسفالتین شروع به کاهش می‌کند که مهم‌ترین عامل آنرا غلبه انرژی جنبشی اعمال شده به سیستم بر تمایل ذرات آسفالتین برای بهم چسبیدن دانسته‌اند. بررسی‌های به‌عمل آمده در این میدان نشان داد که عمق رسوب آسفالتین ۳۰۰۰-۲۰۰۰ متر بوده که با توجه به شیب زمین گرمایی به دست آمده، دمایی بین ۶۰ تا ۸۰ درجه سانتی‌گراد خواهد داشت (شکل-۱۰). با بررسی داده‌های دما در مخزن بنگستان میدان مورد نظر نمی‌توان تغییرات دمایی را عاملی مستقیم در رسوب آسفالتین در نظر گرفت.

نتیجه‌گیری

اندیس ارجحیت فرد کربنی در نمونه‌های مورد مطالعه مشاهده نشده و پراکندگی آلکان‌های نرمال زوج در محدوده C_{14} تا C_{24} تشخیص داده شد. این مطلب تعیین‌کننده منشاء دریایی آرگانیسیم‌ها و مواد آلی و نشان‌دهنده تعلق سنگ منشاء به محیط‌های احیایی، آب‌های شور همراه با ساکنس‌های تبخیری می‌باشد. نتایج حاصل از روش انگشت‌نگاری نفتی نشان‌دهنده این مطلب است که نمونه‌های مورد مطالعه از چاه‌های مخزن بنگستان میدان مارون از نظر متغیرهای مدنظر که روی نمودار ستاره‌ای رسم شد مقادیر متفاوتی دارند. بنابراین می‌توان این گونه نتیجه گرفت که در مخزن بنگستان میدان نفتی مارون چاه‌های حفر شده در قسمت مورد مطالعه ارتباط و تداوم مخزنی نداشته و مخزن دارای بخش‌های تولیدی مستقلی است.

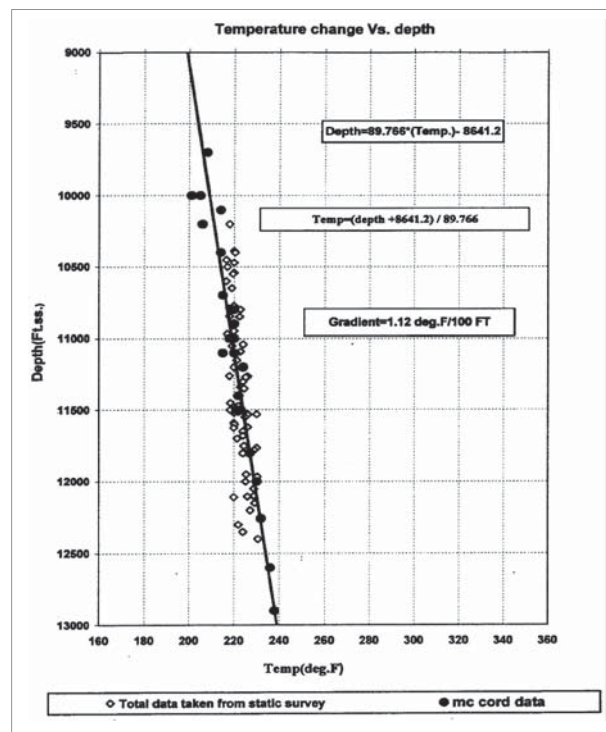
با بررسی داده‌های دما در مخزن مدنظر نمی‌توان دما را عاملی با تأثیر مستقیم یا غیرمستقیم بر تشکیل رسوب آسفالتین در نظر گرفت. تجزیه و تحلیل تغییرات داده‌های فشار در لایه‌های مخزنی مؤید این مطلب است که فشار نواحی مختلف متفاوت بوده و روندهای گوناگونی دارد. در نتیجه به نظر می‌رسد هیچ ارتباط فشاری بین نواحی مخزنی وجود نداشته باشد. با افزایش برداشت از مخزن، فشار نفت تولیدی کاهش یافته و بنابراین به نظر می‌رسد با گذشت زمان کاهش فشار رابطه‌ای مستقیم با درصد رسوب آسفالتین مخزن دارد؛ به طوری که در چاه‌هایی که دچار رسوب آسفالتین شده‌اند فشار کاهش یافته است. در نهایت می‌توان با تولیدی اصولی از مخزن از کاهش فشار و در نتیجه رسوب گذاری آسفالت جلوگیری نمود. ■

رسوب آسفالتین تغییرات دمایی در مقایسه با تأثیر فشار و ترکیب نفت اثر کمتری دارد [۲۰ و ۲۱ و ۲۷].

با افزایش دمای سیستم رزین‌ها حل می‌شوند و بنابراین نوعی موازنه بار الکتریکی بین ذرات به وجود می‌آید؛ چرا که عامل حلالیت نفت به مقدار رزین در آسفالتین بستگی دارد. به عبارت دیگر به دلیل اینکه برای مایعات اثرات دمایی هم بر انرژی داخلی تبخیر و هم بر چگالی اثر گذار است، با کاهش دما تغییراتی در این خواص ایجاد می‌شود که در نهایت منجر به کاهش حلالیت نفت خام می‌گردد. بنابراین رسوب آسفالتین در دماهای کم مشاهده می‌شود.

در خصوص اثر تغییرات دما بر مقدار فراوانی آسفالتین مشاهدات متنوعی وجود دارد. طبق نظر اندرسون و بیردی (۱۹۹۰) با افزایش دما ابتدا رسوب آسفالتین افزایش می‌یابد که در توضیح این پدیده می‌توان گفت که با افزایش دما و تحرک مولکولی، احتمال برخورد و بهم چسبیدن ذرات بیشتر شده و در نهایت سبب تشکیل رسوب آسفالتین شده است. ولی در کل افزایش دما علاوه بر عوامل بالا باعث افزایش حرکت مولکول‌های نفت یا به عبارتی حرکت براونی می‌شود که این عامل سبب افزایش احتمال برخورد ذرات به یکدیگر و جذب ذرات رزین توسط ذرات آسفالتین و در نهایت کاهش احتمال تشکیل رسوب آسفالتین می‌شود [۲].

معمولاً افت فشار با افت دما همراه است. دما عموماً به‌عنوان عامل مستقیم در رسوب گذاری آسفالتین‌ها در نظر گرفته می‌شود که این امر



شکل ۱۰ | برای تعیین شیب زمین گرمایی منطقه از اطلاعات دمایی ۷۸ حلقه چاه استفاده شده است

¹kh.nurarei@gmail.com

²Hashemsarafdokht@gmail.com

³Colloidal Instability Index

⁴Asphaltene Stability Index

منابع

- Proceedings of the SPE Symposium on Oil Field Chemistry, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, SPE 16258.
- [19] Leontaritis, K.J., Asphaltene near-wellbore formation damage modeling, presented at the 1998 SPE Formation Damage Control Conference held in Lafayette, Louisiana, February 18-19, 1998, SPE 39446, (1998).
- [20] Mansoori G.A.; Jiang T.S.; Kawanaka S., 1988, "Asphaltene Deposition and its Role in Petroleum Production and Processing", Chicago, Illinois 60680, USA.
- [21] Mansoori G.A.; Vazquez D., "Identification and Measurement of Petroleum Precipitates", J. of Petroleum Sci. and Eng., 26, 2000, pp.49-55.
- [22] Mansoori, G. A., 1997, "Modeling of Asphaltene and Heavy organic Depositions", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 17.
- [23] Mosavi-Dehghani, S.A. Riazi, M.R., Vafaie-Sefti, M, Mansoori, G.A., .An analysis of methods for determination of onset of asphaltene phase separation., Journal of petroleum science and theology, Vol. 42(2004) 145-156
- [24] Peters, K.E., Moldowan, J.M. (1993) The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
- [25] Powell, T.G., McKirdy, D.M. 1973. The effect of source material, rock type and diagenesis on the n-alkane content of sediments, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 35 pp. 523-633.
- [26] Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 68, pp. 31-49.
- [27] Soulgani, B.S., Jamialahmadi, M, Rashtchian, D. and Tohidi, B., 2009, A New Thermodynamic Scale Equation for Modelling of Asphaltene Precipitation Form Live Oil" Canadian International Petroleum Conference, Calgary.
- [28] Soulgani, B.S., Tohidi, B., Rashtchian, D. and Jamialahmadi, M., "Modelling of Asphaltene Precipitation in well Column of Iranian Crudes: Kupal Case Study" Canadian International Petroleum Conference, Calgary, June 2008
- [29] Speers, R.G., 1978. The geology of the Bangestan Reservoir in marun field (P-3541). NISOC, geology department
- [30] Sylvain Verdier, 2006, P.H.D thesis, Experimental Study and Modelling of Asphaltene Precipitation Caused by Gas Injection, IVC-SEP - Centre for Phase Equilibria and Separation Processes Department of Chemical Engineering, Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark, 284p.
- [31] Vafaie Sefti, M., Mousavi Dehghani, 2006, Application of association theory to the prediction of Asphaltene deposition: Deposition due to natural depletion and miscible gas injection processes in petroleum reservoirs, *fluid phase equilibria*, 247, 182189.
- [32] Volkamn, J.K., Alexander, R., Kagi, R.I. Woodhouse, G.W., 1983. Demethylated hopanes in crude oils and their applications in petroleum geochemistry. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 47, pp. 785-794.
- [1] حیدری، ا.، خوشدل، ح.، رفیعی، ی.، ۱۳۸۵. اصول جریان سیال در مخازن نفت و گاز، انتشارات علوی، ۲۱۳، ۲۱۷، ۲۱۸ ص.
- [2] سولگانی، ۱۳۸۸، اثر کنتیک و هیدرودینامیک بر رسوب آسفالتین درون توده متخلخل، رساله دکتری دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی، ۹۷ ص.
- [3] شهرآبادی، ع.، ۱۳۸۸. بررسی پدیده رسوب آسفالتین در مخزن بنگستان رامشیر پژوهشگاه صنعت نفت، گزارش داخلی، پ ۲۱-۸۲-۸۲.
- [4] علیزاده، ب.، ۱۳۸۶. مطالعه ژئوشیمیایی مخزن بنگستان نفتی مارون، گزارش داخلی، پ ۱۵۵-۱۱-۸۴.
- [5] آقنوتی، ک. (۱۳۷۹)، مطالعه تکمیلی زمین شناسی مخزن بنگستان میدان مارون، (پ-۴۹۴۶).
- [6] Alizadeh, B., Adabi, M.H., Tezheh, F. 2007. Oil-Oil Correlation of Asmari and Bangestan Reservoirs using Gas Chromatography (GC) and stable isotopes of carbon and sulfur in Marun Oilfield, S.W. Iran. *Iranian Journal of Science and Technology*. v.31, no.A3. pp. 241-253.
- [7] Alizadeh, B., Alipor, M., Hossinee, S.H., jahangard, A.A., 2011. Paleo environment reconstruction using biological marker for the Upper Triassic- middle Jurassic sedemetry succession in Tabas Basin, central Iran. *Organic Geochemistry*, Vol 42, pp 431-437.
- [8] Andersen. S. I and Birdi. K. S , 1990, "Influence of Tempreture Solvent on the precipitation of Asphaltenes", *Fuel Science and Technology* , Int. 8 , pp. 593-615.
- [9] Bordenave, M.L., 1993. *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, Paris
- [10] Chung, H.M., Rooney, M.A., Toon, M.B., Claypool, G.E. 1992. Carbon isotope composition of marine crude oils. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 76, pp. 1000-1007.
- [11] Doris Lucia Gonzalez Rodriguez, 2008, P.H.D thesis : modeling of Asphaltene precipitation , 1,39-43.
- [12] Hunt, J.M. 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. 2nd Edition. W.H. Freeman and Company, New York. 743 p.
- [13] Hwang, R. J., A. S. Ahmed, and J. M. Moldowan, 1994, Oil composition variation and reservoir continuity: Unity Field, Sudan: *Org. Geochem.*, v. 21, p. 171-188.
- [14] Hwang, R.J., Baskin, D.K., Teerman, S.C., 2000, Allocation of commingled pipeline oils to field production. *Organic Geochemistry*, vol 31, pp 1463-1474.
- [15] Jackson, R.R., Carnegie A., and Dubost F.X., 2007, Pressure Measurement and Pressure Gradient Analysis: How Reliable for Determining Fluid Density and Compositional Gradients Annual International Conference and Exhibition held in Abuja, Nigeria, 6-8 August 2007.
- [16] Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Elsinger, R.J., 1990. Gas chromatography as a development and production tools for ngerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. In: GC SSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, October 1, 1990, pp. 263-282.
- [17] Kawanaka, S., Park S.J. and Mansoori G.A., 1988, The role of asphaltene deposition in EOR gas flooding, presented at the 1988 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Richardson, TX, Feb 15-17, paper SPE 17376.
- [18] Leontaritis, K.J. and Mansoori G.A., 1987, Asphaltene flocculation during oil recovery and processing: a thermodynamic-colloidal model,