

تأثیر خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن بر روند تولید مخزن آسماری میدان مارون

حسین محمدی ^۱ کارشناسی ارشد، شرکت پترو گوهر، فو اساحل کیش (PGFK)

حسن امیری بختیار ^۲ دکتریای چینه شناسی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب
خیراله نورانی نژاد ^۳ کارشناسی ارشد، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

چکیده

میدان مارون در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی و در بخش میانی زون ساختاری زاگرس چین خورده ساده، در امتداد تاقدیس های رامین و آجاجاری قرار دارد. در این مطالعه بر اساس اطلاعات زیرسطحی و با بهره گیری از روش های تحلیلی زیرسطحی مکانیزم شکستگی ها و خصوصیت سیالات مخزنی این تاقدیس بررسی می شود.

پایداری آسفالتن درون سیالات هیدروکربوری در شرایط ترمودینامیکی مخزن ممکن است مخدوش شود. پراکندگی سیالات در محیط متخلخل به طور مستقیم از خاصیت ترشوندگی سنگ تأثیر می پذیرد. اطلاعات حاصل از تحلیل نگارهای پتروفیزیکی بیانگر شرایط واقعی مخزن است و از این اطلاعات می توان برای محاسبه پروفایل اشباع آب و همچنین تشخیص لیتولوژی در مخزن استفاده کرد. بررسی لایه های ماسه سنگی مخزن آسماری میدان مارون حاکی از آب دوست بودن آنهاست. وجود فاز آبی بر سطح تماس سنگ (ماسه سنگ)، مانع جذب مواد نفتی روی سطح سنگ می شود. در زمان تولید، نفت با عبور از میان لایه های آبی و عدم تماس با سطح سنگ، سبب تخلیه کامل مخزن در لایه های ماسه سنگی می شود و افزایش درصد آسفالت در نفت تولیدی را در پی دارد.

نتایج این پژوهش انطباق خوبی بین تحلیل داده فشار هیدرواستاتیک، داده های هرزروی گل، شاخص بهره دهی در ناحیه خمش تاقدیس مارون و حضور شکستگی ها در این بخش را نشان می دهد. تحلیل داده ها، بیانگر این مطلب است که بیشترین گسترش شکستگی ها، به منطقه خمش میدان مربوط می شود و بنابراین به نظر می رسد، شکستگی نقش اصلی را در تولید از مخزن آسماری میدان مارون دارد.

واژه های کلیدی میدان نفتی مارون، ترشوندگی، آسفالتن، تراکم شکستگی، هرزروی گل حفاری.

۱- مقدمه

ترشوندگی بر اساس میزان ارجحیتی تعریف می شود که سنگ برای پوشیده شدن سطح خود در مقایسه با آب یا نفت دارد. امروزه مشخص شده، ترشوندگی فاکتور بسیار مهم و کنترل کننده ای در جریان و توزیع سیال در مخزن است.

شکستگی ها ^۱ رایج ترین ساختار زمین شناسی اند که ممکن است در هر رخنمون سنگی باشند ^[۴]. در مخزن آسماری، غالباً تولید با نفوذپذیری مرتبط با تخلخل زمینه سنگ متناسب نیست و به مراتب بیشتر از آن است؛ بنابراین نقش شکستگی ها در تخلیه طبیعی، باز یافت ثانویه و بالأخره باز یافت نهایی بسیار پراهمیت تلقی می شود ^[۵]. از این رو تحلیل و بررسی آنها به خصوص از دیدگاه ساختاری، مشکل است. به همین دلیل علی رغم اهمیت زیاد، زمین شناسان کمتر به آنها توجه کرده اند.

فشار متوسط مخزن مشمول پارامترهای مهم در مطالعات مهندسی مخزن و محاسبات تولید است. این پارامتر در فعالیت های بالادستی

رسوب مواد آلی در مخزن یکی از مهم ترین مشکلاتی است که صنعت نفت را در دنیا از نظر اقتصادی و تولیدی متأثر می سازد. دلایل فراوان زمین شناسی و ژئوشیمی برای رسوب کردن بخش سنگین نفت در مراحل مختلف تولید ابراز شده است ^[۱ و ۲].

از مهم ترین عوامل مؤثر بر رسوب آسفالتین در مخازن نفتی، تغییر فشار و تزریق حلال است. آسفالتین یکی از اجزای بسیار قطبی نفت، با ساختمان مولکولی پیچیده، مشمول حلقه های آروماتیک در هسته و اجزای نفتینیک در اطراف هسته با جرم مولکولی بالاست. آسفالتین ها به شکل محلول در نفت یا به منزله سوسپانسیون کلونیدی کاملاً پخش شده در نفت هستند که با رزین های جذب شده روی سطح شان حالت توازن و پایداری دارند ^[۳]. ترشوندگی به صورت تمایل سنگ به پخش شدن یا چسبیدن یک سیال به سطح سنگ در حضور مایعی غیرامتراجی ^۲ تعریف شده است. در یک سیستم سنگ-آب-نفت،

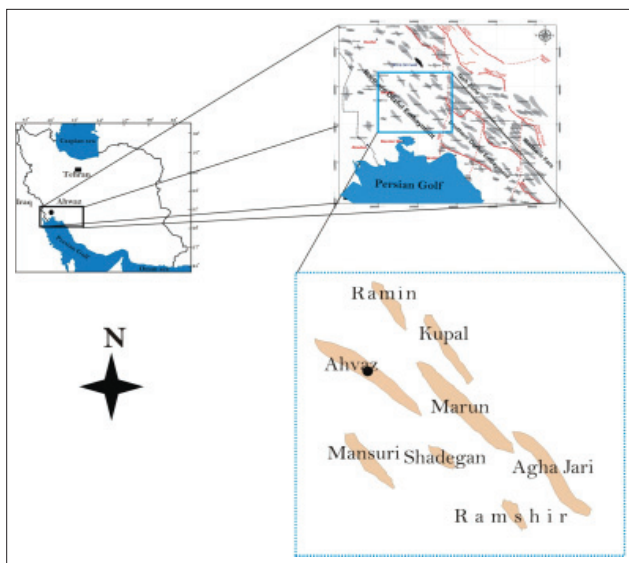


به نوع نمونه بستگی دارد که در این مطالعه از حلال نرمال هگزان استفاده شده است.

ابتدا ۴۰ برابر وزن نمونه، نرمال هگزان، اضافه و در مکانی تاریک برای جلوگیری از واکنش نوری و ثابت، به مدت ۲۴ ساعت قرار داده می‌شود. آسفالتن‌ها با جرم مولکولی بالا اولین گروهی‌اند که از نفت جدا می‌شوند. محلول به کمک کاغذ صافی (کاغذ واتمن) به دلیل اینکه حلال نرمال هگزان نمی‌تواند ترکیبات آسفالتن را در خود حل کند، صاف می‌شود.

نرمال هگزان ترکیبات اشباع، آروماتیک و رزین را در خود، حل و محلول‌گیری از آسفالتن از کاغذ صافی عبور می‌کند که مالتن نامیده می‌شود. سپس مالتن به کمک روش کروماتوگرافی ستونی تفکیک جزء به جزء می‌شود [۱۰]. در اینجا از پودر آلومینا و سیلیکاژل فعال شده، به منزله فاز ثابت و همچنین نرمال هگزان، بنزن و متانول، به منزله فاز متحرک برای جداسازی هیدروکربن‌های اشباع، آروماتیک و رزین استفاده شده است. برای تعیین مناطق مستعد رسوب آسفالت هفت نمونه از سراسر میدان، انتخاب و سپس نمونه‌های مورد نظر آنالیز کروماتوگرافی ستونی و درصد هر کدام از بخش‌های اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین نمونه‌های مورد نظر مشخص شدند (جدول ۱).

سپس با در دست داشتن نمودارهای مختلف دو چاه، از جمله نمودارهای پتروفیزیکی و ترسیمی سر چاهی، با کمک نرم افزار، فرایند تفسیر پتروفیزیکی بر آنها انجام شد. به این صورت که داده‌های رقمی در نرم افزار، وارد و بعد از آن فرایند هم‌عمق‌سازی انجام شد. پارامترهای



۱ | موقعیت جغرافیایی میدان نفتی مارون و میادین نفتی همجوار آن [۹] به میدان کوپال، از غرب و شمال غرب به میادین شادگان و اهواز و از جنوب به میدان رامشیر محدود می‌شود.

نفت، از جمله ارزیابی میدان، طراحی چاه و تجهیزات و امکانات واحدهای بهره‌برداری نقش مؤثری دارد. آزمایش‌های اندازه‌گیری فشار ابزارهای ترجیحی‌اند که برای تعیین دبی جریان چاه، شعاع ریزش چاه، اثر پوستی و دیگر اطلاعات لازم استفاده می‌شوند.

تخمین فشار متوسط مخزن در حالت عادی از آزمایش‌های افزایش فشار با اندازه‌گیری و تحلیل داده‌های فشار هیدرواستاتیک^۵ ته چاه بعد از مسدود شدن چاه تولیدی به دست می‌آید. برای این کار ابتدا تولید از چاه متوقف می‌شود. پس از مدت کوتاهی که چاه مسدود شد، سیال در داخل چاه متراکم می‌شود و فشار ته چاه، به تدریج افزایش می‌یابد. پس از مدت کوتاهی فشار ته چاه به حد معینی می‌رسد و فشار ثابت می‌شود. فشار ذکر شده را به منزله فشار هیدرواستاتیک ته چاه در نظر می‌گیرند. هدف از این مطالعه بررسی پدیده ترشوندگی مخزن آسماری و همچنین گسترش شکستگی‌ها در میدان نفتی مارون است.

۲- موقعیت جغرافیایی محدوده مطالعه شده

میدان مارون در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی و در امتداد تاقدیس‌های آجاجاری و رامین قرار دارد. از لحاظ موقعیت جغرافیایی، این میدان در مقایسه با میادین مجاور از شمال به میدان رامین، از شرق به میدان کوپال، از غرب و شمال غرب به میادین شادگان و اهواز و از جنوب به میدان رامشیر محدود می‌شود (شکل ۱).

میدان نفتی مارون در قسمت انتهایی زون ساده چین خورده، نزدیک مرز زون چین خورده و زون عربی قرار دارد. این میدان همانند دیگر میادین حوضه فروافتاده دزفول، روند شمال غربی - جنوب شرقی را دنبال می‌کند. این در حالی است که انتهای شرقی میدان متأثر از خمش حاصل از چین خوردگی و بالا آمدگی احتمالی قدیمی، در امتداد شمال شرقی - جنوب غربی تغییر جهت داده است.

تاکنون درباره زمین‌شناسی مخزن آسماری میدان مارون مطالعات متعددی شده که به ارائه زون بندی‌های مختلف در این مخزن منجر شده است. میرزاقلی پور براساس اطلاعات ۱۷ چاه، مخزن آسماری را به پنج زون اصلی و پنج زیرزون تقسیم کرد [۶]. شرکت اینترا ۱۵ زون مخزنی را در آسماری، براساس اطلاعات مغزه، عمدتاً با نمودار الکتریکی و داده‌های دینامیکی ۱۸۰ حلقه چاه، معرفی کرده است [۷]. شرکت استات اوایل بر اساس تناوب لایه‌های سیلیسی (ماسه سنگی) کربناته و با توجه به مفاهیم چینه‌شناسی سکانشی با استفاده از مطالعات ۲۸۵ حلقه چاه، مخزن آسماری را به ۱۹ زون مخزنی تقسیم کرده است [۸].

۳- روش کار

آسفالتن‌ها با جرم مولکولی بالا، اولین گروهی‌اند که از نفت جدا می‌شوند. حلال مناسب برای این کار معمولاً نرمال هپتان یا نرمال هگزان،

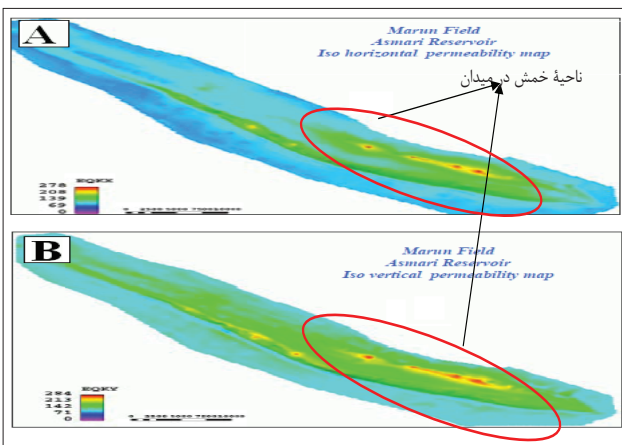
زون‌ها گسترش شکستگی‌های باز است که این پدیده ارتباط مشخص بین تغییرات فشاری و تکتونیک در میدان را نشان می‌دهد. در بخش‌های مرکزی و تا حدودی شرقی ارتباط فشاری بسیار خوبی بین لایه‌های مخزنی دیده می‌شود. این محدوده خمش فراوان دارد. شایان ذکر است، احتمالاً به دلیل شکستگی‌ها، لایه‌های مختلف بهره‌ده با یکدیگر ارتباط فشاری برقرار کرده‌اند. همین نتایج را داده‌های شاخص بهره‌دهی و هرزروی گل تأیید کرده‌اند؛ در نتیجه به نظر می‌رسد مهم‌ترین عامل این ارتباط فشاری بین لایه‌ها گسترش شکستگی‌ها باز در این قسمت از میدان است. در نتیجه گسترش شکستگی‌ها در مخزن آسماری نقش اصلی را در تولید ایفا می‌کند (شکل ۳).

۴-۳- نسبت رزین به آسفالتین

آسفالتین‌ها، رزین‌ها و دیگر هیدروکربن‌های آروماتیک با وزن مولکولی بالای موجود در نفت خام رابطه نزدیکی دارند. نسبت رزین به آسفالتین موجود در نفت خام یکی از فاکتورهای مهم تأثیرگذار بر پایداری آسفالتین‌ها در نفت خام است. بدین صورت که با حضور رزین‌ها در مقادیر متناسب با جذب در سطح مولکول‌های آسفالتین از تشکیل تجمعات آسفالتی جلوگیری می‌کنند.

درصدهای رزین‌های تفکیک‌شده از آنالیزهای کروماتوگرافی ستونی بر نمونه‌های نفتی مخزن آسماری چاه‌های تولیدی میدان نفتی مارون

Sample Number	Well Name	Saturate	Aromatic	Resin	Asphaltene	Asphaltene ratio /Resin
1	Mn # 17	9/43	7/20	24/24	11/10	40/2
2	Mn # 92	78/50	91/32	81/13	34/2	90/5
3	Mn # 219	88/45	32/29	77/20	04/3	83/6
4	Mn # 229	46/36	92/23	85/27	74/11	37/2
5	Mn # 265	27/46	2/32	33/17	2/4	13/4



۲ نقشه تراوایی افقی (A) و قائم (B) سازند آسماری مارون [۱۵]

مورد نیاز با استفاده از روش‌های احتمالی در نرم‌افزار ژئولاگ^۷ محاسبه و در نهایت با ترکیب آنها نتایج معرفی شدند.

۴-۲- بحث

۴-۱- شاخص تراوایی

خواص فیزیکی شکستگی‌ها تابع منشأ، خواص مکانیکی سنگ‌ها و عامل دیاژنز است که تأثیر این عوامل می‌تواند تداخل و تراوایی را افزایش یا کاهش دهد [۱۱].

در مدل‌های ترسیم‌ی نرم‌افزار شبیه‌سازی مخازن نفتی با استفاده از نرم‌افزار شبیه‌سازی شکستگی‌ها فراکا^۸ در دو جهت افقی و قائم، در هر نقطه از ساختمان تراوایی افقی و قائم، محاسبه و در نتیجه نقشه‌های هم‌تراوایی قائم و افقی ترسیم شدند. در میدان مارون نقشه‌های هم‌تراوایی افقی و قائم در نرم‌افزار فراکا را شرکت استات‌اوایل تهیه کرده است (شکل ۲). براساس نقشه‌های تراوایی حداکثر تراوایی افقی و قائم، به ترتیب به میزان ۲۷۸ و ۲۴۶ میلی‌داریسی است. در نواحی شمال شرقی در محل خمش (دوایر قرمز) و قسمتی از یال جنوبی ساختمان در زون یک دیده می‌شود، مناطق با تراکم بالای شکستگی در مخزن آسماری نشان‌دهنده ارتباط قائم شکستگی‌های موجود در این مخزن است [۷]. نقشه‌های شاخص بهره‌دهی، در منطقه خمش تولید، در مقایسه با دیگر نقاط تاقدیس به‌طور قابل ملاحظه‌ای افزایش نشان می‌دهند. همین نتایج با داده‌های هرزروی گل تأیید شده‌اند.

۴-۲- فشار هیدرواستاتیک ته چاه

فشار متوسط مخزن از جمله پارامترهای مهم در همه مطالعات مهندسی مخزن و محاسبات تولید است. همچنین این پارامتر در فعالیت‌های بالادستی نفت، از جمله ارزیابی میدان، طراحی چاه و تجهیزات و امکانات واحدهای بهره‌برداری نقش مؤثری دارد. تخمین فشار متوسط مخزن در حالت عادی از آزمایش‌های افزایش فشار با اندازه‌گیری و تحلیل داده‌های فشار ته چاه پس از مسدود شدن چاه تولیدی به‌دست می‌آید. آزمایش‌های افزایش فشار ابزارهای ترجیحی‌اند که برای تعیین دبی جریان چاه، شعاع ریزش چاه، اثر پوستی و دیگر اطلاعات لازم کاربرد دارند. پس از مدت کوتاهی که چاه مسدود شد، سیال در داخل حفر چاه متراکم می‌شود و فشار ته چاه به تدریج افزایش می‌یابد [۱۲].

تحلیل و تفسیر فشار هیدرواستاتیک ته چاه مؤید این مطلب است که در بخش غربی ارتباط فشاری در بین زون‌های مخزنی ضعیف است، در حالی که در بخش‌های مرکزی و تا حدودی شرقی، زون‌ها ارتباط فشاری خوبی دارند. به نظر می‌رسد مهم‌ترین عامل این ارتباط فشاری بین



سیال در مخزن است و همه پارامترهای مخزنی، از جمله موئینگی، تراوایی نسبی، رفتار سیالات، اشباع آب کاهش نیافتنی، اشباع نفت باقیمانده و خواص الکتریکی، سنگ را تحت تأثیر قرار می دهند.

توانایی یا قابلیت نسبی جذب یک سنگ را در مقابل یک سیال (ترشوندگی) به صورت آب دوست، نفت دوست یا خنثی تقسیم بندی کرده اند. منظور از نفت دوست بودن این است که سنگ برای جذب نفت در مقایسه با آب بیشتر تمایل دارد. منظور از آب دوست بودن آن است که سنگ به جذب آب بیشتر از نفت میل دارد. در حالی که منظور از ترشوندگی میانه این است که سنگ برای جذب آب و نفت تمایل یکسان دارد.

درک اصولی ترشوندگی در سیستم سه فاز نفت-آب-سنگ و تأثیر آن بر بازیافت نفت، پیچیده و نیازمند توصیف دقیق از برهمکنش های بین مولکولی میان فازهای مختلف در حال تماس با یکدیگر است. این سه فاز مخلوط های پیچیده از ترکیبات متعددی اند که خصوصیات فیزیکی و شیمیایی آنها را برهم کنش همزمان چندین اثر تعیین می کند.

سنگ های کربناته ترشوندگی آب تری اولیه دارند که با گسیخته شدن لایه آبی گسترده شده بر سنگ و سپس جذب مواد نفتی به سطح آن، ترشوندگی آن به نفت تری تغییر پیدا کرده است [۱۴]. بنابراین ترشوندگی اولیه سنگ مخزن می تواند با جذب ترکیبات قطبی یا رسوب مواد آلی به نفت تری تغییر کند. همچنین به لحاظ سنگ شناسی اصولاً کربنات ها نفت دوست و ماسه سنگ ها آب دوستند.

همانطور که در جدول ۱ نشان داده شد، دو چاه ۱۷ و ۲۲۹ درصد بالای آسفالت داشتند. بررسی نسبت رزین به آسفالت در چاه های مورد نظر کمتر از ۱/۲۵ است. بنابراین در چاه های مورد نظر رسوب آسفالت رخ نمی دهد. بررسی ستون لیتولوژیکی در چاه های مطالعه شده نشان می دهد، به غیر از دو چاه ۱۷ و ۲۲۹ که لیتولوژی ماسه سنگی در منطقه مشبک کاری دارند، لیتولوژی بقیه کربناته است. این موضوع باعث تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از نفت تری به آب تری می شود که در نتیجه آن، آب مخزن به دلیل از بین بردن سد موئینگی، توانایی مکش خود به خودی به درون ماتریکس و تخلیه نفت را به دست می آورد. در این حالت، علاوه بر اینکه نیروی موئینگی عاملی مقاوم در برابر نفوذ آب به ماتریکس سنگ نیست، بلکه خود به دلیل تغییر ترشوندگی سنگ، به منزله نیروی کمکی عمل می کند و سبب خروج نفت می شود (شکل ۵).

نتیجه گیری

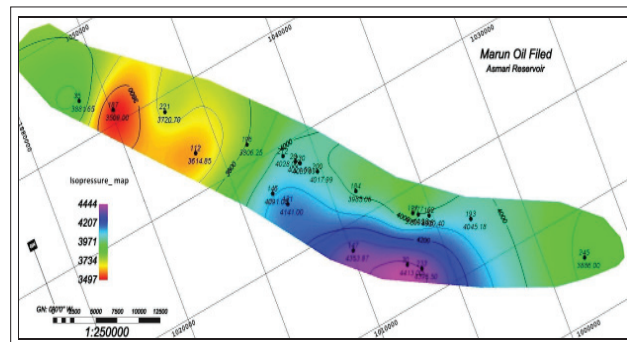
۱- در قسمت های مرکزی مخزن در یال جنوبی، بیشترین گسترش شکستگی های دیده شده است. همچنین بخش شرقی مخزن، در مقایسه با قسمت های مرکزی تراکم شکستگی کمتری دارد. مقایسه نقشه های

بر اساس مطالعات مشخص شد، آسفالتن در محدوده نسبت رزین به آسفالتن کمتر از ۱/۵ در نفت به صورت ترکیبات ناپایدار درمی آید و رسوب می کند؛ در محدوده رزین به آسفالتن ۱/۵ تا ۲/۵ به صورت ترکیبات نیمه پایدار است که بسته به شرایط محیط امکان دارد، آسفالتین رسوب کند. اگر این نسبت بالاتر از ۲/۵ باشد، این ترکیبات به صورت پایدار درمی آیند و رسوب نمی کنند. البته این امر بسته به شرایط مخزن متغیر است [۱۳].

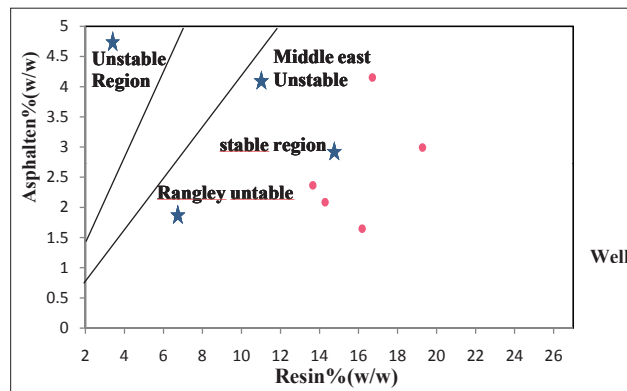
حضور رزین ها در مقادیر متناسب، با جذب در سطح مولکول های آسفالتین از تشکیل تجمعات آسفالتین جلوگیری می کند. مقادیر نسبت رزین به آسفالتن در چاه های مطالعه شده در محدوده ۲/۳ تا ۵/۹ قرار دارد. دو نمونه از نفت های بررسی شده درصد آسفالتین بالایی داشتند، اما در آن پدیده رسوب مشاهده نمی شود؛ چرا که مقدار رزین به میزانی بالاست که ذرات آسفالتین را در محلول معلق نگه می دارد. از این رو مخزن در همه چاه های مطالعه شده مشکل رسوب آسفالتین نخواهد داشت (شکل ۴).

۴-۴- دلایل زمین شناسی تغییرات میزان آسفالتین در چاه های مطالعه شده

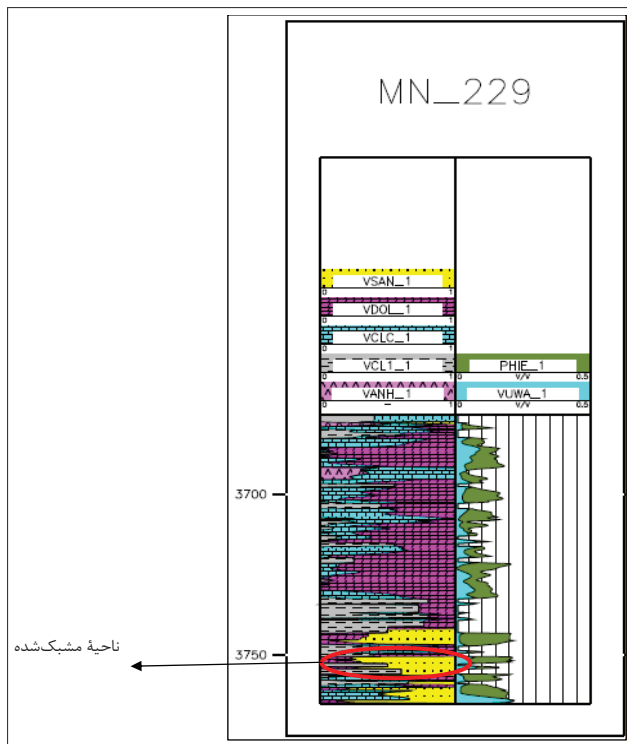
امروزه مشخص شده که ترشوندگی عاملی مؤثر بر جریان و توزیع



شکل ۳ | نقشه هم فشار مخزن آساماری میدان نفتی مارون



شکل ۴ | نسبت رزین به آسفالتن در نمونه های مختلف نشان دهنده قرارگیری نمونه ها در محدوده پایدار است.



شکل ۵ | ستون لیتولوژی چاه ۲۲۹ مخزن آسماری مارون و نمایش محدوده مشبک‌کاری شده (نشان‌دهنده زون‌های ماسه‌سنگی تولید)

هرزروی گل حفاری و تراوایی هماهنگی بسیار خوب مناطق مستعد شکستگی را در منطقهٔ خم‌ش و بیشترین تراکم شکستگی‌ها را در نواحی شرقی یال جنوبی تا مرکزی و بخش‌هایی از شمال شرقی میدان نشان می‌دهند. به نظر می‌رسد شکستگی‌ها مهم‌ترین نقش را در تولید از مخزن آسماری مارون ایفا می‌کنند.

۲- پراکندگی سیالات در محیط متخلخل به‌طور مستقیم از خاصیت ترشوندگی سنگ تأثیر می‌پذیرد و برای تولید بهینه از هر مخزنی، دانستن این خاصیت ضروری است. مخزن آسماری میدان نفتی مارون چندین زون تولیدی دارد و از زون‌های مختلف تولید می‌شود. با توجه به خاصیت آب‌دوست بودن مخازن ماسه‌سنگی و نفت‌دوست بودن مخازن کربناته، به نظر می‌رسد مهم‌ترین عامل تغییرات درصد رزین و آسفالت تغییرات لیتولوژی باشد. فاز آبی روی سطح تماس، مانع جذب مواد نفتی بر سطح سنگ می‌شود و نفت با عبور از میان لایه‌های آبی و عدم تماس با سطح سنگ تخلیه کامل مخزن را در پی دارد. آب‌دوست بودن ماسه‌سنگ‌ها و تولید از میان لایه‌های ماسه‌سنگی در دو چاه نام‌برده شده (۱۷ و ۲۲۹) با رژیم هیدرودینامیک قوی، سبب تخلیه کامل نفت و افزایش درصد رزین و آسفالت در نفت می‌شود. در مقابل، کربنات‌ها به دلیل خاصیت نفت‌دوست بودن، در رزین جذب و آسفالت در چاه‌های مطالعه شده سبب کاهش درصد رزین و آسفالت می‌شود.

پانویس‌ها

- | | | |
|------------------------|-------------------------------------|---------------|
| 1. geology@nioc.ir | 4. fractures | 7. Geolog 6.6 |
| 2. Kh.nuraei@gmail.com | 5. Bottom Hole hydrostatic pressure | 8. frac |
| 3. immiscible | 6. malten | |

منابع

- [1] Islam, M. R., 1994. Role of Asphaltenes on Oil Recovery and Mathematical Modeling, Asphaltenes and Asphalts, v. 1, T. F. Yen and G. Chilingarian, eds., Elsevier Science, Amsterdam, The Netherlands, p. 249.
- [2] Ramos, A.C.S., Delgado, C.C., Mohamed, R.S., Almeda, V.R. and Loh, W. Reversibility and Inhibition of Asphaltene Precipitation in Brazilian Crude Oils, Paper SPE 38967 presented at the 1997 American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, 30 August-3 September.
- [3] Mansoori, G. A., "Modeling of Asphaltene and Other Heavy Organic Depositions. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 17(1997), 101-111.
- [4] Park, RG, Foundation of structural geology, 1989, 358p.
- [5] مطیعی، همایون، زمین‌شناسی نفت زاگرس، جلد اول، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۳۷۴، ص ۵۸۹.
- [6] میرزاقلی‌پور، علی؛ حقی، عبدالحمید (۱۳۶۹). مطالعه زمین‌شناسی میدان نفتی مارون، گزارش شماره پ-۴۲۱۰، اداره کل زمین‌شناسی گسترشی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، صفحه ۵۵.
- [7] Statoil, Marum Asmari Full Field Study, unpublished report, 2003.
- [8] Intera petroleum Technologies, L Td(1992) Marun Field study ISBN 91-554-5621-9.
- [9] Shahram Sherkat, Jean Letouzey, Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful Embayment), marine and petroleum geology January 2004.
- [10] Bordenave, M.L., 1993. Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, Paris.
- [11] Gray, H. George, R., & Darley H.C., "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids", Gulf Publishing Educational Company, Fifth Edition, PP 435-454, Houston, London, Paris, Tokyo, 1988.
- [۱۲] حیدری، امراله، خوشدل، حسین، رفیعی، یوسف، اصول جریان سیال در مخازن نفت و گاز، انتشارات علوی، ۱۳۸۵، ۲۱۳، ۲۱۷، ص ۲۱۸.
- [13] Alkafeef, S. F., 2001. An Investigation of The Stability of Colloidal Asphaltene in Petroleum Reservoirs. SPE 65018.
- [14] Jessen K., Kovscek A.R., Orr F.M. Jr., Increasing 2 CO storage in oil recovery, Energ. Conve. Manag. (2005), 46, 293-311.