

بررسی ارتباط شکستگی‌ها و تشکیل آسفالتن در مخزن آسماری، میدان نفتی کوپال

بهمن سلیمانی^{۱*}، عقیل حیدری^۲، شهرام تقوی^۳

^{۱*} -استاد گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

^۲ - کارشناس ارشد مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران

^۳ - کارشناس ارشد مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران

*soleimani_b@scu.ac.ir

دریافت مهر ۱۴۰۲، پذیرش مرداد ۱۴۰۳

چکیده

مطالعه شکستگی‌ها نقش مهمی در شناخت رفتار مخزن دارد و این نقش با فرآیند رسوب آسفالتن می‌تواند کاهش یابد. این فرآیند در بسیاری از میادین نفتی جهان و در بخش‌های مختلف صنعت مشکلات بسیار جدی را بوجود آورده و فرآیندی متداول محسوب می‌شود. مهمترین جنبه آن در مهاجرت سیالات نفتی مخزن است. در این مقاله سعی شده تأثیر شکستگی‌ها در پیدایش آسفالتن را در مخزن آسماری میدان نفتی کوپال با استفاده از نمودارهای تصویرگر (OBMI-UBI (oil based micro imager-Ultrasonic borehole imager) مورد بررسی قرار گیرد. اکثر شکستگی‌ها با توجه به الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین خوردگی از نوع درزهای مورب و طولی هستند. شکستگی‌ها در فواصل عمقی هیدروکربن دار نسبت به بقیه فواصل عمقی کمتر در نمودارهای تصویرگر آشکار شده است. لایه ماسه سنگی پائینی با بیشترین شکستگی و اکثرا از نوع باز مشخص می‌شوند. عمده شکستگی‌های باز در نیمه پایینی آسماری شناسایی گردید که متشکل از شیل و ماسه سنگ است. بررسی چگالی شکستگی باز نشان می‌دهد زون‌های ۲ و ۳ بیشترین و زون ۴ کمترین تراکم شکستگی را دارا هستند. با توجه به راستای شکستگی‌های ریزشی ناشی از حفاری، جهت حداکثر تنش افقی (δH_{max})، N55E و جهت حداقل تنش افقی (δH_{min}) N35W است. این راستا با راستای عمومی زاگرس مطابقت دارد. داده‌های مربوط به هرز روی گل نشان داد که حداکثر مقدار آن با محل تمرکز شکستگی‌ها انطباق دارد. نتایج آنالیز نمونه‌های نفتی نشان داد که درصد آسفالتن در مخزن آسماری پایین بوده و در چاه‌های مختلف هیچ ارتباطی به فاصله زمانی تولید ندارد. درصد آسفالتن از ۰/۶ تا ۲/۷۵ درصد متغیر است. بطور کلی آسفالتن اولیه در نفت‌ها وجود ندارند. افزایش درصد شکستگی‌ها در مخزن نسبت به عمق نیز با افزایش درصد آسفالتن تولید شده همراه است.

واژه های کلیدی: نمودارهای تصویرگر، مخزن آسماری، میدان کوپال، سیستم شکستگی، آسفالتن

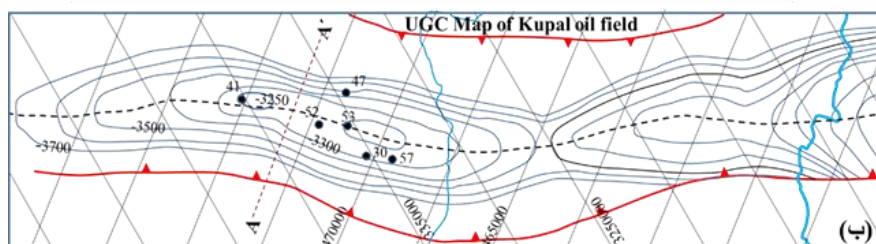
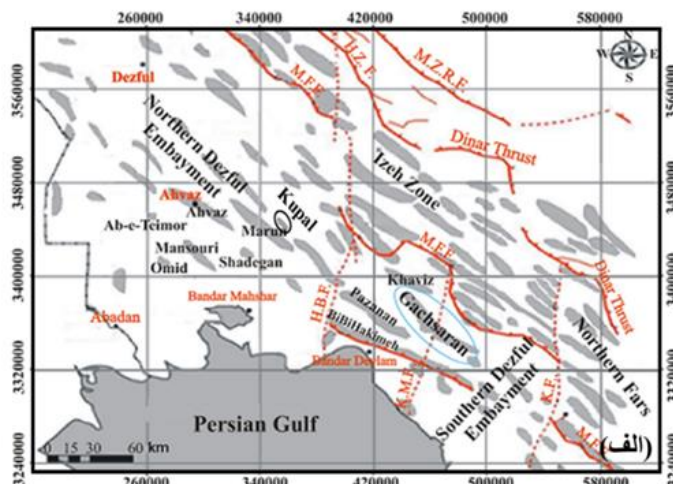
۱- مقدمه

زون‌های مخزنی دارای شکستگی‌های طبیعی و یا مصنوعی ناشی از هیدرولیک به دلیل نفوذپذیری بالا، نقش مهمی در ازدیاد تولید بازی می‌کنند. با این حال، این شکستگی‌ها ممکن است به دلیل رسوب ذرات آلی و معدنی مسدود شوند. در بین ذرات آلی، رسوب آسفالتن به شدت نفوذپذیری مخزن را کاهش می‌دهد و باعث کاهش نمایی در تولید می‌گردد [۲۵، ۵۷]. رسوب ترکیبات آلی سنگین نظیر آسفالتن مشکل عمومی در همه بخش‌های صنعت نفت مانند تولید، حمل و فرآوری [۹، ۱۰، ۱۴، ۲۰، ۳۷، ۳۶، ۳۸، ۴۶] است. چنین فرآیندی موجب مشکلاتی نظیر معکوس‌شدگی آب دوستی، کاهش نفوذپذیری، افت افزایش فشار، بسته شدن چاه و لوله، و کاهش نرخ تولید [۱۱، ۱۴، ۳۴، ۴۲] می‌گردد. احتمالاً تغییر فشار و ترکیب در جریان تزریق گاز از عوامل اصلی رسوب آسفالتن بشمار می‌رود [۱۱، ۵۱]. سیال مخزن نفت ترکیبی از مخلوط چندگانه معلقی است که عمدتاً شامل بخش سبک و سنگین از پارافین، رزین، و آسفالتن است. آسفالتن در بعضی از نمونه‌ها مانند پارافین غیر محلول و در بعضی دیگر مانند ترکیبات قطبی/آروماتیکی نظیر تولن، گزین و .. محلول می‌باشد [۱۹، ۲۱، ۲۹، ۳۰، ۴۰]. رزین تمایل شدیدی به همراهی با آسفالتن دارد و کمک زیادی به انحلال آن در نفت خام می‌نماید [۲۷]. مشاهدات صحرائی [۱۲، ۲۶] و تجربی [۷، ۱۵، ۱۷، ۴۱، ۵۰، ۵۴، ۵۵، ۵۶] نشان می‌دهد که پایداری آسفالتن به عوامل زیادی در ارتباط است مانند ترکیب سیال، فشار و حرارت. آسفالتن کمتر شناخته شده و مشکل سازترین رسوب ماده آلی در مخازن است. نفت‌های پارافینی سبک پتانسیل بالاتری نسبت به نفت‌های سنگین در تشکیل آسفالتن دارند [۴۳] و این رسوب تاثیر زیادی بر کاهش تراوایی شکستگی دارد [۵۳]. لذا مطالعه آن در میداین نفتی و شناخت و کنترل عوامل مداخله کننده دارای اهمیت است. تشکیل آسفالتن بدلیل ایجاد مشکلاتی در بسته شدن چاه و یا لوله‌های انتقال در مخازن دریای شمال و خلیج مکزیک [۱۳، ۱۴، ۱۶، ۳۵، ۳۷، ۴۲] مورد توجه بوده است. در ایران نیز موارد متعددی مانند مخازن بنگستان میداین اهواز، مارون، میدان رامشیر، کوپال، و آغاچاری [۲۲، ۲۳، ۴۵، ۵۲] و یا مخازن آسماری [۲۴، ۴۹] وجود دارد که با مشکل تشکیل آسفالتن مواجه می‌باشند. پیش بینی تشکیل رسوب نیازمند مطالعه کاملی با در نظر گرفتن همه فاکتورهاست و لذا کوشش زیادی در دنیا جهت پیش بینی و جلوگیری و فورموله کردن ضد رسوب انجام شده است [۶، ۱۸، ۳۲، ۳۳، ۳۹، ۴۴]. مطالعه کنونی از جمله اولین مطالعات تحقیقی است که در حوضه زاگرس انجام شده و هدف آن بررسی این پدیده در مخزن آسماری میدان نفتی کوپال می‌باشد. از آنجا که شکستگی‌ها در میداین نفتی حوضه زاگرس نقش اساسی در مهاجرت و تولید از مخازن هیدروکربوری بویژه سازند آسماری دارند؛ لذا بررسی این پدیده و تأثیر آن بر روی رسوب آسفالتن با اهمیت و ضروری بنظر می‌رسد. در این مقاله سعی شده تأثیر شکستگی‌ها در پیدایش آسفالتن را با استفاده از نمودارهای مختلف تصویرگر (Formation Micro Scanner) FMS و (Formation Micro Image) (FMI) و یا نظاره‌گرهای صوتی تصویری (Acoustic Tele Viewer) ATV مورد بررسی قرار دهد. در صورت تطابق تمرکز شکستگی‌ها و محل‌های تجمع آسفالتن می‌توان تأثیر شکستگی را بر پیدایش آسفالتن را در برنامه‌های تولید و توسعه مخزن مورد توجه قرار داد.

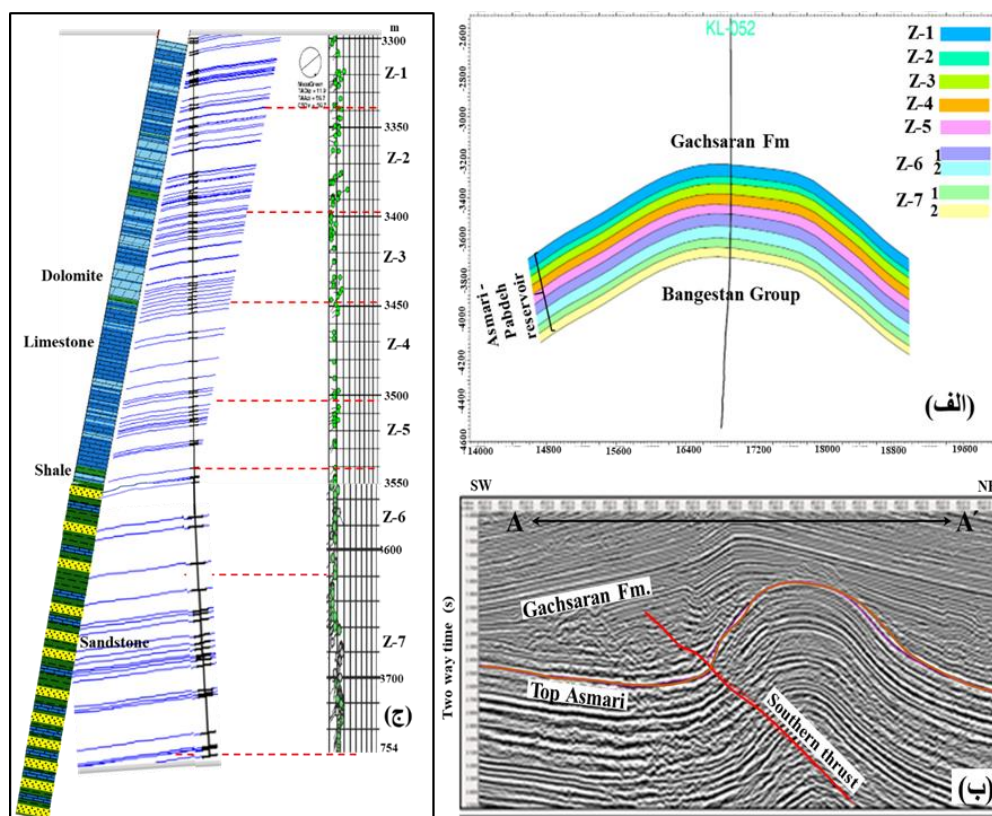
۲- موقعیت ناحیه مورد مطالعه

میدان نفتی کوپال در فاصله ۶۰ کیلومتری شرق شهرستان اهواز قرار دارد. این میدان در ناحیه فرفرافتادگی دزفول شمالی و شمال استان خوزستان واقع است. روند ساختار زیر سطحی کوپال به صورت شمال غرب-جنوب شرق می‌باشد. تاقدیس

کوپال در سطح زمین، توسط رسوبات تخریبی سازند آغاچاری و بخش لهبری پوشیده شده است. دماغه شمال غربی با رسوبات جوان تر یعنی کنگلومرای بختیاری قابل مشاهده است. میدان نفتی کوپال (شکل ۱-الف) تاقدیسی کشیده‌ای است که در فرو افتادگی دزفول شمالی واقع شده است و پلانژ جنوب شرقی آن به میدان آغاچاری و پلانژ شمال غربی آن به کوهانکی به نام کوپال غربی ختم می‌شود. ساختمان کوپال به ابعاد 5×45 کیلومتر و بستگی قائم حدود پانصد متر در قسمت غرب میدان و برجستگی کوچکتر به ابعاد 4×19 کیلومتر و بستگی قائم حدود یکصد متر در قسمت شرق میدان قرار دارد و این دو کوهانک دارای سطوح آب و نفت جداگانه می‌باشند (شکل ۱-ب). نیمرخ عرضی ساختمانی حاصل از شیب و جهت لایه‌بندی تعیین شده از تفسیر نمودارهای تصویرگر و ستون چینه‌ای مخزن آسماری یکی از چاه‌های میدان کوپال در شکل ۲ نشان داده شده است. مخزن آسماری در این میدان دارای ۷ زون می‌باشد که ویژگی‌های پتروفیزیکی آن‌ها در زیر آمده است. زون ۱- در اکثر قسمت‌های میدان با یک لایه نازک شیل یا ماسه سنگ آغاز می‌شود که از ضخامت تقریباً یکنواختی در سراسر مخزن برخوردار بوده و حداقل ضخامت $51/8$ متر و حداکثر $61/2$ است که عمده تشکیل دهنده آن دولومیت است که همراه با لایه‌های آهک دولومیتی می‌باشد. بیشترین میزان تخلخل مفید زون ۱ حدود $14/5$ و کمترین میزان آن $10/2$ در صد می‌باشد. زون ۲- این زون با یک لایه شیلی شروع و به یک لایه متراکم آهکی ختم می‌شود و از یکنواختی نسبی ضخامت حقیقی در سرتاسر میدان برخوردار می‌باشد. میزان حداکثر ضخامت آن $39/7$ متر است. دولومیت و آهک دولومیتی در اکثر قسمت‌های مخزن، سازنده غالب این زون بوده و به طور پراکنده، نازک لایه‌هایی از ماسه سنگ نیز دیده می‌شود. تغییرات میزان تخلخل مفید تا حدودی اندک بوده و بیشترین تخلخل مفید $12/8$ درصد است. به طور کلی افزایش تخلخل مفید در زون ۲ را در اکثر قسمت‌های مخزن می‌توان از سمت یال جنوبی به طرف یال شمالی در نظر گرفت. در این راستا کاهش میزان اشباع آب نیز وجود دارد. نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل برابر $0/58$ است.



شکل ۱- الف-موقعیت جغرافیایی میدان کوپال در فرو افتادگی دزفول [۴۸]، (ب) نقشه همتراز زیر سطحی سر سازند آسماری میدان نفتی کوپال (A-A' راستای نیمرخ لرزه‌ای در شکل ۲).



شکل ۲-الف- نیمرخ عرضی ساختمانی حاصل از شیب و جهت لایه‌بندی تعیین شده از تفسیر نمودارهای تصویرگر ، ب-نیمرخ لرزه‌ای در راستای A-A (در شکل ۱-ب نمایش داده شده است) و ج-ستون چینه‌ای مخزن آسماری یکی از چاه‌های میدان کوپال.

زون ۳- در اکثر قسمت های مخزن با یک لایه دولومیت یا آهک دولومیتی متخلخل آغاز و به یک لایه شیلی ختم می شود که تخلخل زیادی دارد. میانگین ضخامت این زون را $64/5$ متر می توان تخمین زد که در اکثر نواحی مخزن دارای، دولومیت و دولومیت های آهکی و به طور پراکنده و لایه هایی از ماسه سنگ می باشد. تخلخل در آن از نوع حفره ای و بین بلوری می باشد و در قسمت های غربی مخزن روند افزایش میزان تخلخل مفید از یال جنوبی به طرف شمالی بوده حال آنکه در قسمت های شرقی میدان عکس آن دیده می شود. متوسط آب اشباع $22/1$ درصد و نسبت ضخامت مفید به کل برابر با $74/1$ است.

زون ۴- حد بالایی آن با یک شیل شروع می شود و مرز پایینی آن توسط یک لایه سنگ آهک متراکم تعیین می گردد. میانگین ضخامت آن حدود ۵۱ متر است. سنگ آهک و سنگ آهک دولومیتی بیشترین سنگ تشکیل دهنده این زون بوده که لایه هایی از ماسه سنگ و آهک دارد. در اکثر قسمت های مخزن روند افزایش میزان تخلخل مفید از یال جنوبی به سمت یال شمالی ساختار می باشد. میانگین اشباع آب $26/6$ درصد است. روند افزایش نسبت ضخامت مفید به ضخامت کل در اکثر قسمت های مخزن از سمت یال شمالی به طرف یال جنوبی و ناحیه ستیغ ساختار می باشد.

زون ۵- دارای ضخامت متوسط ۴۰ متر است و گاهی به دو زیر زون ۱-۵ و ۲-۵ تقسیم می شود [۲]. از نقطه نظر فشار مخزن از لایه بالایی قابل تفکیک است و به یک واحد شیلی ختم می شود. از یکنواختی ضخامت کمی برخوردار است و بویژه این عدم یکنواختی در نواحی مرکزی میدان وجود دارد و افزایش ضخامت زیر زون اولیه زون ۵ از یال شمال به

سمت یال جنوبی می‌باشد. عمده سنگ‌های تشکیل دهنده زیر زون ۵-۱ سنگ آهک و دولومیتی و آهک می‌باشد که به طور پراکنده لایه‌های ماسه سنگی دارد. روند افزایش میزان تخلخل مفید این زیر زون از نواحی جنوبی به سمت دامنه شمالی می‌باشد. حد بالایی زیر زون ۵-۲ به صورت تدریجی است. در ضخامت چینه‌ای این زیر زون تفاوت زیادی دیده نمی‌شود. در اکثر مناطق کربناته و همراه با شیل و سیلت و ماسه است.

زون ۶- مرز بالایی این زون معادل شروع حد تدریجی سازندهای آسماری پابده و آغاز لایه شیلی ضخیم بوده و مرز پائینی آن ماسه سنگ است. میانگین ضخامت ۷۷ متر بوده، و افزایش ضخامت این زون از یال جنوبی به طرف یال شمالی می‌باشد و از تناوبی از شیل و ماسه سنگ و آهک تشکیل شده است. روند افزایش میزان تخلخل از نواحی یال جنوبی به سمت ستیغ ساختار و به طرف یال شمالی و دماغه‌های غربی و شرقی مخزن است. میانگین اشباع آب مفید برابر با ۴۳ درصد است. به دو زیر زون ۶-۱ با ضخامت متوسط ۲۹ متر و ۶-۲ با ضخامت ۴۸ متر تقسیم می‌شود.

زون ۷- ضخامت متوسط آن ۱۵۴ متر بوده، در قسمت پایینی زون حد تدریجی وجود دارد که به لایه‌های کربناته الیگوسن ختم می‌شود. قسمت‌های جنوب شرقی بیشترین ضخامت این زون را دارا بوده و به سمت نواحی دیگر کاهش می‌یابد. از لایه‌های ضخیم شیلی و میان لایه‌هایی از ماسه سنگ و ... ایجاد شده است. در شمال شرق و جنوب غرب بیشترین میزان تخلخل را دارا می‌باشند. روند افزایش اشباع آب به دو سمت غرب و شرق مخزن می‌باشد. به دو زیر زون ۷-۱ با ضخامت متوسط ۴۶ متر و ۷-۲ با ضخامت ۸۸ متر تقسیم می‌شود.

۳- داده‌ها و روش مطالعه

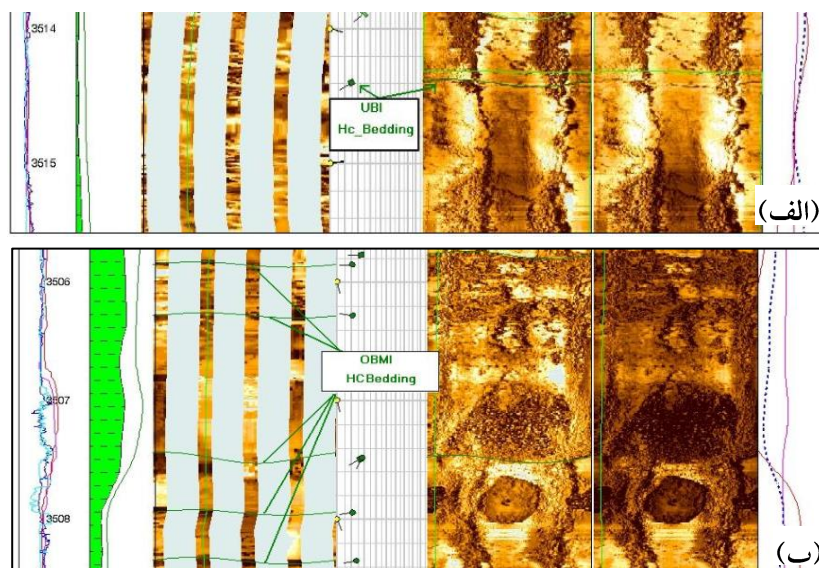
در بررسی عوامل تاثیر گذار بر تشکیل آسفالتین به مطالعه تاثیر شکستگی‌ها در بروز این مشکل در میدان نفتی کوپال پرداخته شده است. این مطالعه با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی مانند CNL (Compensated neutron log)، FDC (Formation density compensated) و کالیپر نیز نمودارهای تصویرگر UBI، OBMI، FMI (Formation micro scanner) و FMS (Formation micro scanner) صورت گرفته است. همچنین از میزان آسفالتین موجود در آنالیز نمونه‌های نفتی استفاده شده است. پس از تفسیر نمودارها و منحنی‌های حاصل از بررسی شکستگی‌ها، محل‌های مشاهده آسفالتین یا نفت مرده را با محل‌های تمرکز شکستگی‌ها انطباق داده شد. در این مقاله تلاش بر این است با توجه به اطلاعات موجود و داده‌های در دسترس رابطه‌ای بین محل تمرکز شکستگی‌ها و محل اجتماع آسفالتین برقرار کرده و وجود رابطه بین این دو را در این میدان نفتی بررسی نماییم. امروزه با پیچیده شدن سازوکار تولید از مخازن نفتی و افت فشار عمده مخازن نفتی موجود در ایران تولید به روش‌های ثانویه اهمیت بیشتری پیدا کرده است. از طرفی با توجه به موقعیت مخازن کربناته و اثر فرایندهای دیاژنزی و تکتونیک در این مخازن (از جمله شکستگی‌ها) شاهد ناهمگونی بسیاری در این مخازن هستیم. لذا اهمیت بررسی شکستگی‌ها در صیانت از مخازن و بهینه سازی تولید ضروری به نظر می‌رسد.

تعیین زون‌های شکستگی معمولاً با استفاده از اطلاعات محدود لاگ‌های تصویرگر به دست می‌آید. اگرچه ابزارها و لاگ‌های متفاوتی طراحی شده است ولی هیچ یک از ابزارها به صورت مشخص و واضح به شکستگی واکنش نشان نمی‌دهد [۴]. بدلیل حجم بالای اطلاعات مورد مطالعه تنها داده‌های تصویری دو چاه در این مقاله آورده شده است.

۴- بحث و بررسی داده‌ها

شکستگی‌ها در نمودارهای مختلف تصویرگر چاه‌های انتخابی میدان کوپال در اینجا مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرد. چاه AH200- گل مورد استفاده در این چاه از نوع پایه روغنی و نمودارهای تصویرگر UBI و OMBI در این چاه مورد استفاده قرار گرفته است. با بررسی اطلاعات نمودار تصویرگر OMBI از عمق ۳۸۱۱-۳۳۴۶ متری، نمودار UBI از عمق ۳۳۵۷-۳۷۹۸ متری، و اطلاعات نمودارهای CNL، FDC، کالیپر از عمق ۳۸۰۹-۳۳۶۰ متری آشکار گردید که شیب لایه بندی در سازند آسماری از ۱۰ تا ۳۰ درجه به سمت S50-55W با امتداد N35-40W متغیر می‌باشد. با این وجود میانگین شیب لایه‌ها حدود ۱۷ درجه به سمت S50-55W تخمین زده می‌شود. دو دسته شکستگی غالب باز با شیبی معادل ۶۶ تا ۷۸ و البته با بیشترین فراوانی حدود ۷۴-۷۲ درجه شناسایی شد. یک دسته به سمت E و دارای امتداد N-S و دسته دوم به سمت N80-85E و در جهت N5-10W می‌باشند. یک دسته شکستگی بسته با شیب ۳۲-۳۰ درجه به سمت S30-50E و امتداد N40-60E نیز مشاهده گردید. اکثر شکستگی‌ها با توجه به الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین خوردگی از نوع درزهای مورب و طولی هستند [۴۷].

شیب ساختمانی - با استفاده از نمودار تصویرگر UBI و OMBI می‌توان تا حدودی به وضعیت لایه‌بندی پی برد. الگوی لایه‌ها بر روی تصاویر OMBI متفاوت از تصاویر UBI می‌باشد (شکل ۳). به طوری که در تصاویر OMBI بیشتر از تباین رنگ‌ها برای تشخیص لایه‌ها استفاده می‌شود. در تصاویر UBI تباین قابل ملاحظه‌ای در مرز لایه‌ها دیده نمی‌شود. برای هر دو نمودار لایه‌ها با شیب مشخص و واضح را لایه بندی با شیب مطمئن و لایه‌ها با مرزهای ناهموار و مبهم را لایه بندی با شیب نامطمئن می‌گویند [۲، ۲۸].

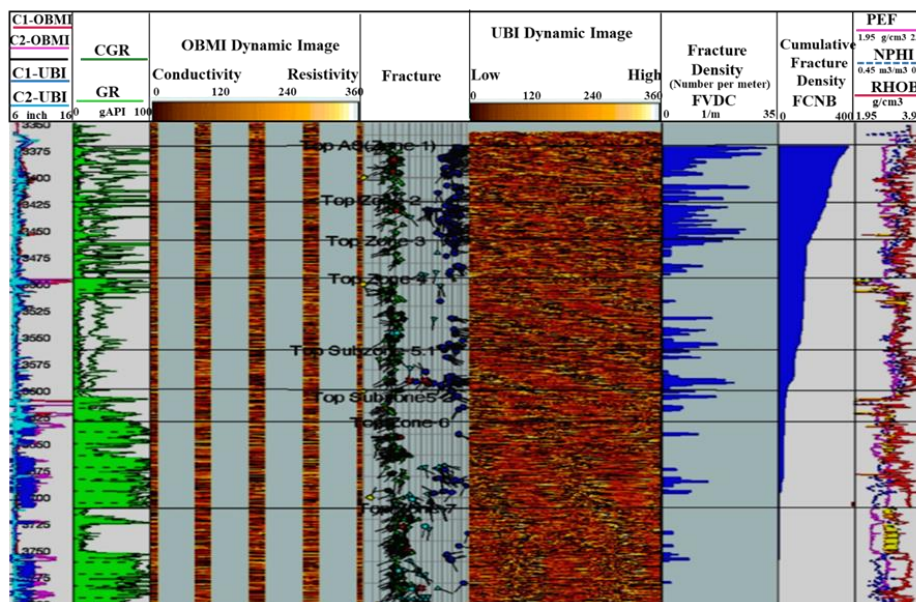


شکل ۳- مقایسه الگوی لایه‌های مطمئن بر روی تصاویر (الف) UBI و (ب) OMBI

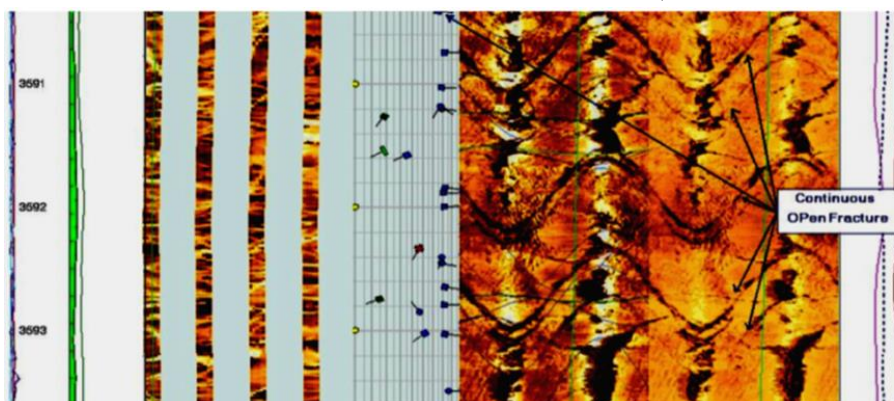
بررسی شکستگی‌ها - به کمک نمودارهای UBI و OMBI می‌توان در چاه‌هایی که گل پایه روغنی دارند شکستگی‌های باز و بسته را از هم تفکیک کرد. بدین منظور ابتدا شکستگی‌ها را بر روی نمودار OMBI مشخص نموده (هر دو دسته بر روی نمودار سفید دیده می‌شوند)، سپس بر روی نمودار UBI منتقل گردید (نمودارهای تیره نمایشگر شکستگی‌های باز).

در این چاه، حدوداً ۳۶۷ شکستگی باز مشاهده شد (شکل ۴) که از این تعداد ۳۴۴ شکستگی غیر ممتد، ۲۳ شکستگی باز ممتد می باشند (شکل ۵ الی ۷). در این چاه برای شکستگی های باز دو دسته اصلی در نظر گرفته شده است که هر دو دسته دارای شیب ۷۸ تا ۶۶ درجه و البته بیشترین فراوانی ۷۴ تا ۷۲ درجه می باشد. یک دسته به سمت E و دارای امتداد N-S و دسته دوم به سمت N80-85E و در امتداد S5-10E و N5-10W می باشند. محاسبه میزان تراکم شکستگی ها نشان می دهد که این تراکم از صفر تا ۳۱ عدد متغیر می باشد [۴۷]. توزیع آماری شکستگی های باز در این چاه در فواصل عمقی دارای نمودار تصویرگر در شکل ۸ نمایش داده شده است. این نمودارها نشان داد که با افزایش عمق راستا و شیب شکستگی ها بدلیل تغییرات ویژگی های سنگ شناسی تغییر می نماید.

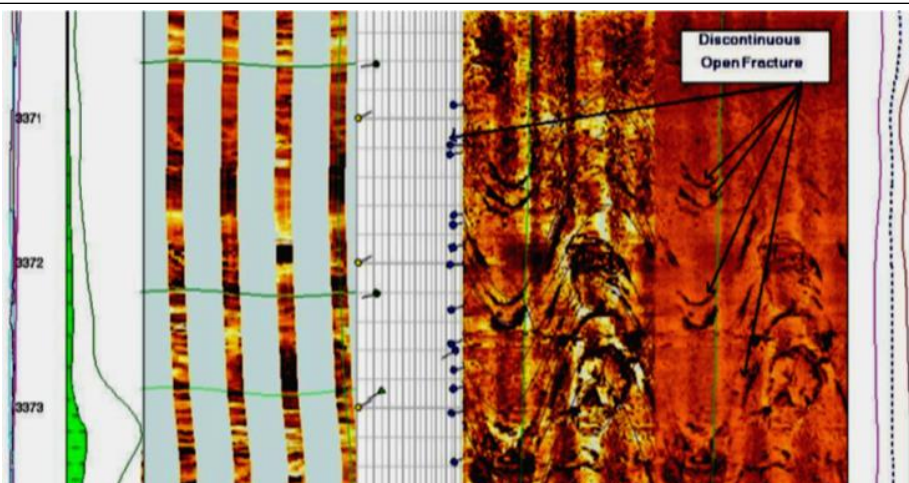
شکستگی های حفره ای یا ووگی - این شکستگی ها در دسته شکستگی های واقعی قرار نمی گیرند و بنابه دلایل ایجاد شدن آنها معمولاً در محدوده اطراف شکستگی ها و در امتداد آنها ایجاد می شوند (شکل ۹). طی تفسیر نمودار تصویرگر تعداد ۱۰ شکستگی انحلالی در محدوده عمقی ۳۴۳۰-۳۴۲۹ متری مشاهده گردید.



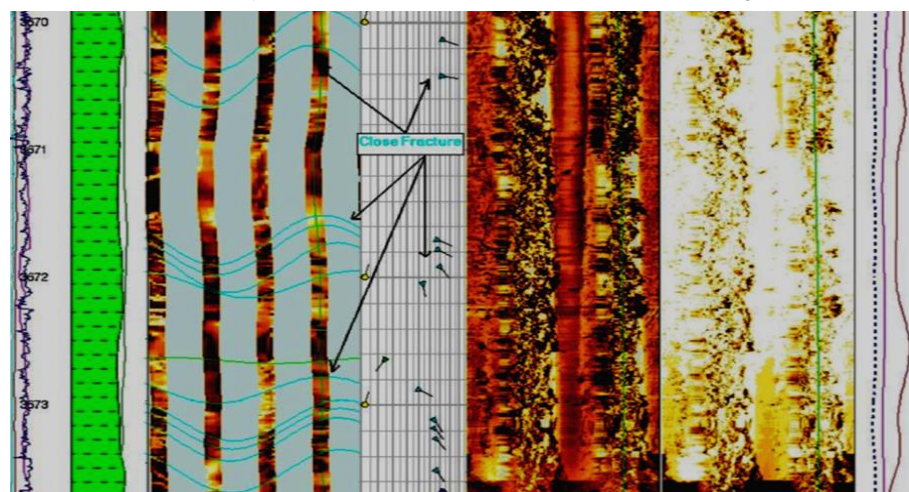
شکل ۴- نمایش کلی شکستگی ها و تراکم آنها در نمودار OBMI و UBI در سازند آسماری کوپال AH200



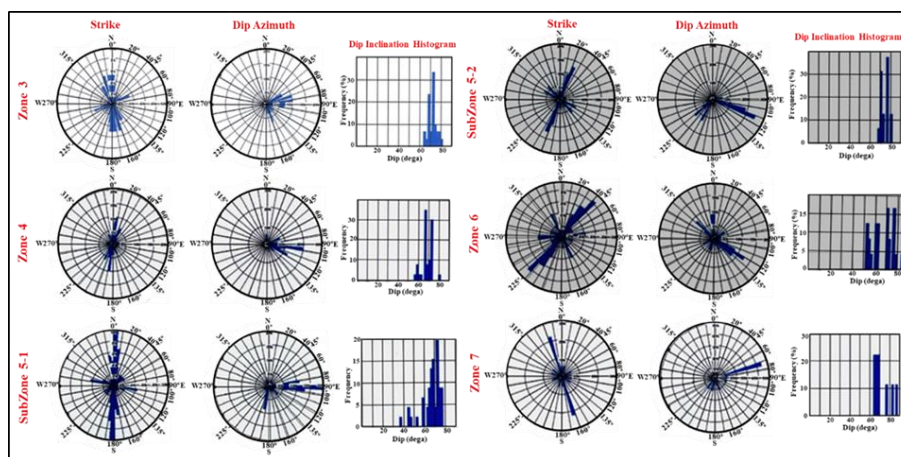
شکل ۵- نمایش شکستگی های باز ممتد بر نمودار UBI کوپال AH200



شکل ۶- نمایش شکستگی‌های باز غیر ممتد مخزن آسماری کوپال AH200



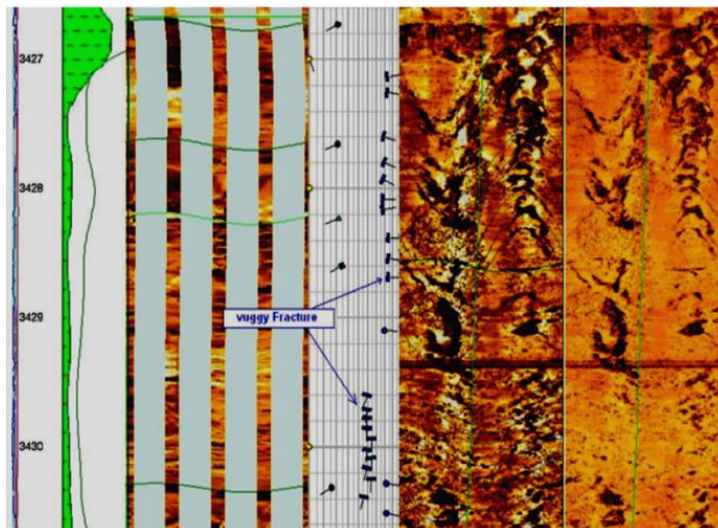
شکل ۷- نمایش شکستگی‌های بسته بر روی نمودار OBMI کوپال AH200



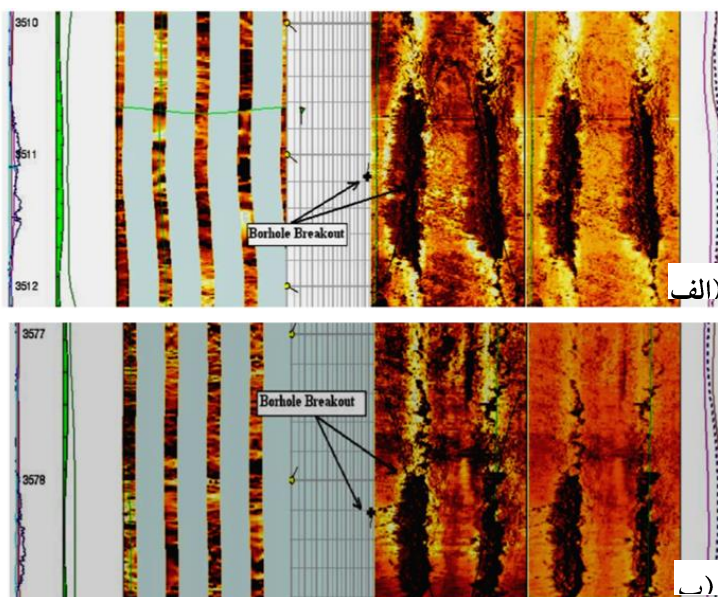
شکل ۸- توزیع آماری شکستگی‌ها در زون‌های انتخابی مخزن آسماری در کوپال AH200

۱-۴- بررسی تنش‌های وارده- نمودارهای تصویری قادر می‌باشند وضعیت بیشترین و کمترین تنش وارده بر دیواره چاه را به وسیله شکستگی‌های حاصل از محل کمترین و بیشترین تنش مشخص کنند. در تفسیر نمودار UBI و OBMI مربوط به این چاه، شکستگی‌ها از نوع شکستگی‌های حاصل از حفاری و فشار ناشی از چرخش مته در نظر گرفته شد (شکل ۱۰) و

محل کمترین اثر آن در امتداد NW-SE بیان گردید. امتداد تنش های افقی - داده های مربوط به ریزش دیواره (Borehole Breakout) که در جهت کمترین تنش افقی وارد بر حفره چاه ایجاد می گردند نشان می دهد که در این چاه، امتداد کلی آنها (NW۵W) با امتداد کلی چین خوردگی های زاگرس (جهت کمترین تنش افقی) مطابقت دارد. وضعیت استیلولیت ها نیز در این چاه بررسی گردید که نشان دهنده انحلال در محیط جامد بوده و مبین این است که استیلولیت ها روندی مشابه با لایه بندی دارند [۴۷].



شکل ۹- نمایش شکستگی های حفره ای مخزن آسماری در کوپال AH200

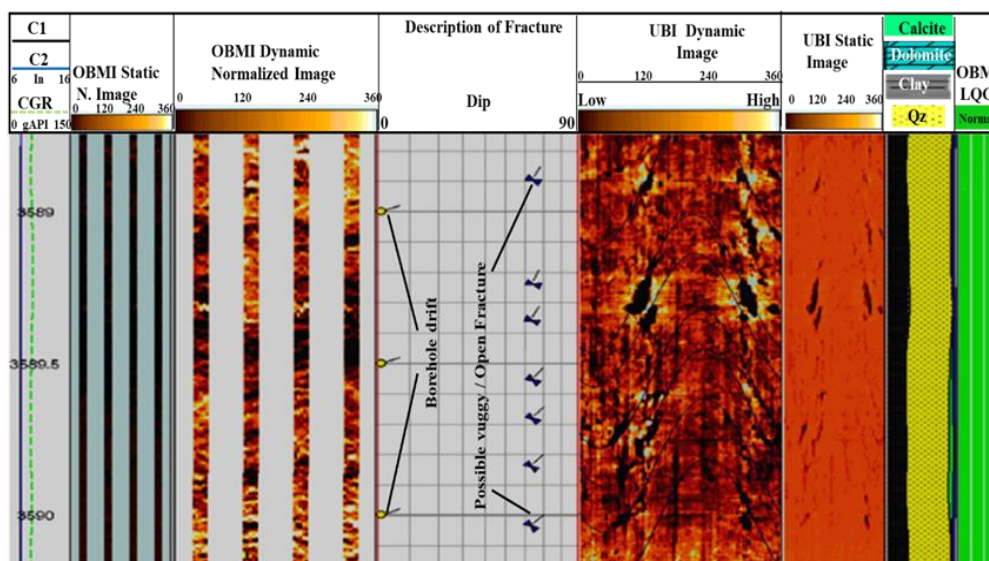


شکل ۱۰- نمایش شکستگی های ریزشی ناشی از حفاری در نمودار UBI در دو عمق مختلف، مخزن آسماری چاه AH200

چاه AH300- نوع گل حفاری مورد استفاده از نوع پایه نفتی یا روغن بوده است. لیتولوژی سازند آسماری در نیمه بالایی عمدتاً سنگ آهک دولومیتی و در نیمه پایین تر ماسه سنگ می باشد. میانگین مقدار اشباع آب ۰/۲۲ تا ۰/۴۵ متغیر است. پس از شناسایی شکستگی های ناشی از حفاری (شکل ۱۱)، نوع و توزیع شکستگی ها مورد بررسی قرار گرفت. این شکستگی ها به صورت نواحی تاریک ممتد در تصاویر FMI بوده و دارای شیب ۸۰ درجه هستند. به طور کلی در چاه های عمودی

و چاه‌هایی با انحراف جزئی، جهت‌گیری طولی چاه هم تراز با مسیر حداقل فشار افقی است و رگه ناشی از حفاری هم تراز با مسیر حداکثر فشار افقی می‌باشد.

شکستگی‌ها در نواحی خاصی از چاه مشاهده می‌شود. شکستگی‌های بسته در نیمه بالایی و اکثراً در ناحیه ۱ تا ۵ آسماری عمدتاً دارای دو جهت N22E و N47W می‌باشند. عمده شکستگی‌های باز در نیمه پایینی آسماری دیده می‌شوند که متشکل از شیل و ماسه سنگ است. به طور کلی ۹۴ شکستگی دیده می‌شود که اکثراً ظاهری ناپیوسته و بیشتر شیبی معادل ۵۳، ۶۰ تا ۶۳ درجه دارند. عمق این شکستگی‌ها معمولاً ۳۷۲۵ تا ۳۷۱۷ متر است. هرچند اکثر این شکستگی‌ها در لایه‌های ماسه‌ای تمیز و در فواصل عمقی ۳۵۴۹-۳۵۸۴، ۳۷۳۵-۳۷۱۷ و ۳۷۵۰ تشکیل شده‌اند.



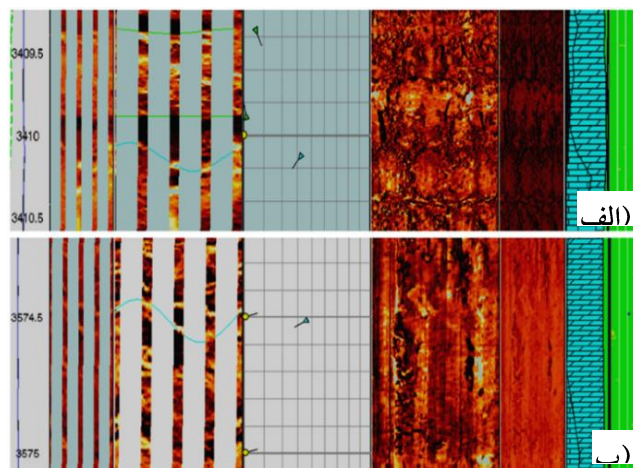
شکل ۱۱- شکستگی‌های ناشی از حفاری در مخزن آسماری میدان کوپال در چاه AH300

ویژگی شکستگی‌ها - تحلیل شکستگی یکی از مهمترین اهداف نمودار تصویری در گل حفاری پایه روغنی در چاه مورد بررسی می‌باشد. با استفاده از تصاویر دو نوع شکستگی بسته (شکل ۱۲ و ۱۳) و باز (شکل ۱۴ و ۱۵) طبقه بندی شده است. شکستگی‌های باز به عنوان شکستگی‌های ناپیوسته و حفراهی بررسی و به همراه اثرات ناپیوسته و حفراهی از طریق تصاویر صوتی (UBI) نشان داده شده‌اند. در کل ۹۴ شکستگی باز شناسایی شده است. جالب توجه‌ترین نکته این است که اکثر این شکستگی‌ها در لایه‌های ماسه‌ای تمیز در فواصل عمقی ۳۵۴۹-۳۵۸۴، ۳۷۳۵-۳۷۱۷ و ۳۷۵۰ متری تشکیل شده‌اند. شکستگی‌های بسته در نیمه بالایی آسماری (عمدتاً سنگ آهک دولومیتی) ایجاد شده‌اند. به طور کلی ۱۳ شکستگی بسته شناسایی شده است که اکثر آنها در زون ۵ آسماری شناسایی شدند. توزیع آماری آن در شکل ۱۶ دیده می‌شود.

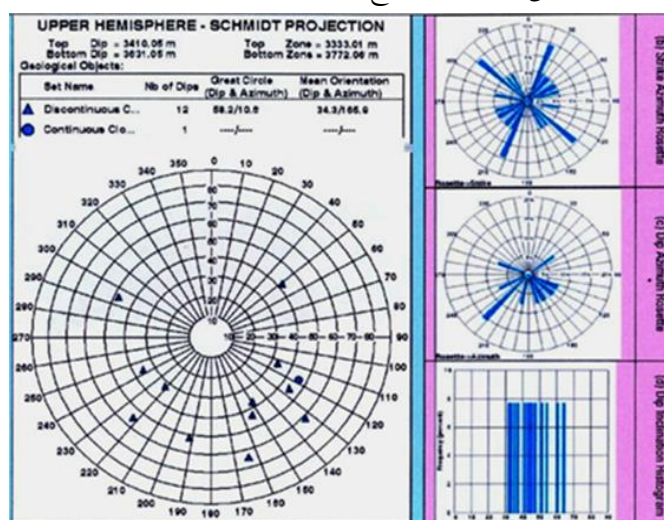
شیب شکستگی‌ها - در شکستگی‌های بسته پراکندگی بیشتری در شیب دیده می‌شود. شکستگی‌های باز دارای جهت حرکت و سمت معینی می‌باشند. عمدتاً زاویه میل شکستگی‌های بسته S47E-N22E-S22W می‌باشد و مقدار خاصی برای در نظر گرفتن انحراف عمده برای شیب شکستگی‌های بسته وجود ندارد. شیب هر دو گروه از شکستگی‌های باز با میل NW-SE و SW-NE می‌باشند (شکل ۱۷). این جهت حرکت شامل آن شکستگی‌هایی می‌شود که در لایه‌های ماسه سنگی دیده می‌شوند و شیبی تقریبی معادل ۵۳، ۶۰ و ۶۳ درجه دارا می‌باشد.

دهانه و تخلخل شکستگی‌ها: دهانه شکستگی از ۰/۰۰۱ تا ۰/۳ سانتیمتر در نوسان است. بزرگترین دهانه شکستگی در فاصله عمقی ۴۲۰۷ تا ۴۲۱۳ متر دیده شده است. بنابراین این ناحیه منطقه‌ای است که باید بیشترین قابلیت ایجاد شکستگی

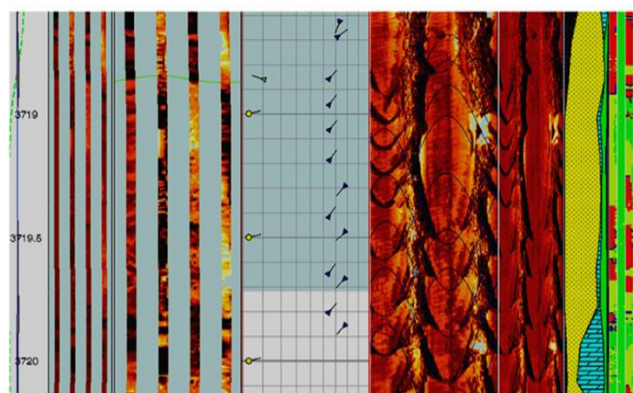
را داشته باشد. قابلیت ایجاد شکستگی از طریق ایجاد برش، از طریق انسجام دهانه شکستگی در سر تا سر فاصله شکسته شدن محاسبه می شود. تخلخل شکستگی از صفر تا ۷۵ درصد با در نظر گرفتن بالاترین مقادیر در فاصله عمقی ۴۲۰۷ تا ۴۲۱۳ متر در نوسان است [۴۷].



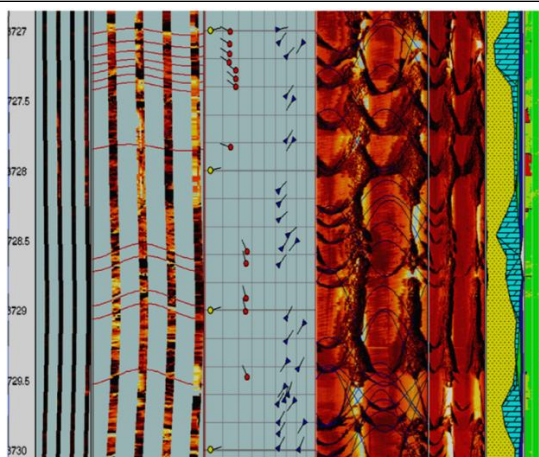
شکل ۱۲- شکستگی‌های بسته منقطع در نمودار OBMI-UBI در چاه AH300



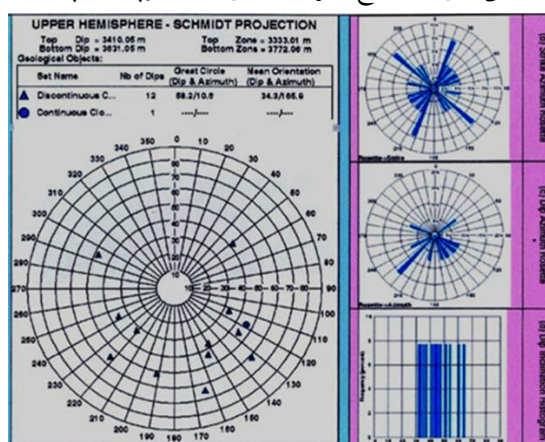
شکل ۱۳- نمودار آماری شیب و راستا شکستگی‌های بسته در چاه AH300



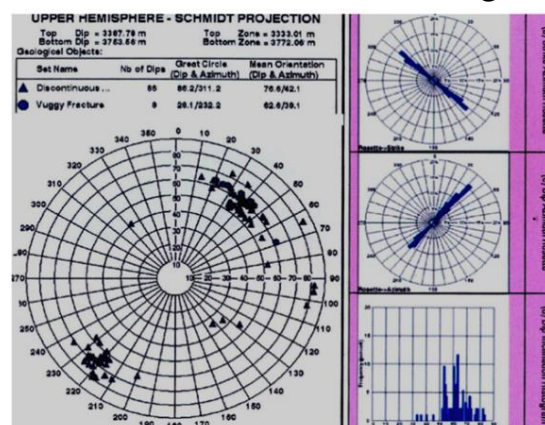
شکل ۱۴- شکستگی‌های باز منقطع احتمالی در نمودار OBMI-UBI در بخش ماسه سنگی در چاه AH300



شکل ۱۵- شکستگی های باز منقطع مخزن آسماری میدان کوپال در چاه AH300



شکل ۱۶- نمودار توزیع آماری شیب و راستا شکستگی های بسته مخزن آسماری کوپال AH300



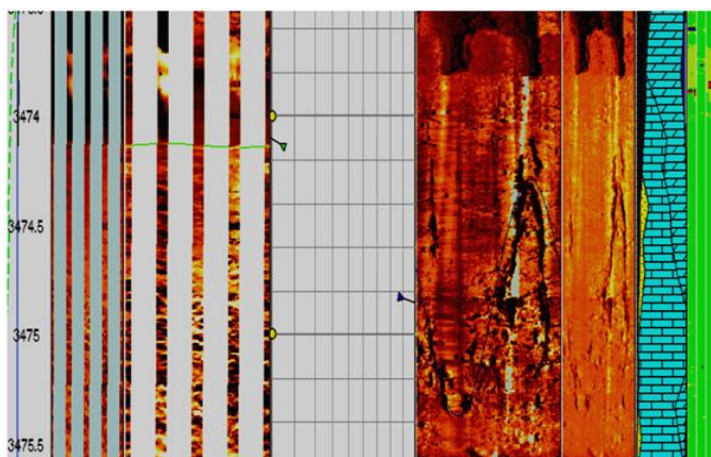
شکل ۱۷- نمودار توزیع آماری ویژگی های شیب و امتداد شکستگی های باز در مخزن آسماری کوپال AH300

۴-۲- تحلیل شکستگی ها - خصوصیات مسطح بدون جابجایی ظاهری بلوک ها در امتداد سطح شان می باشند. بطور کلی شکستگی ها شیب تندی در رژیم های کششی و چرخشی دارند، در حالی که در رژیم های فشارشی شکستگی ها ممکن است زاویه شیب زیاد یا کم داشته باشند. دهانه شکستگی ها ممکن است باز، بسته یا پر شده از کانی هایی چون رس، انیدریت و پیریت و ... باشد. در تصاویر FMI شکستگی ها مانند خصوصیات خطی که عموماً شیب تندتری نسبت به شیب

ساختاری دارند، تمایل به پدیدار شدن دارند. شکستگی های باز عاری از رس، به علت تهاجم گل حفاری، حالتی رسانا در تصاویر دارند ولی شکستگی های کانی سازی شده مقاوم به نظر می آیند [۴۷].

تحلیل و بررسی ها جهت WN - ESE را برای حداقل فشار افقی و جهت NNE-SSW را برای حداکثر فشار افقی نشان داده به معنای این است که هر گونه شکستگی هیدرولیکی طراحی شده برای این چاه شکستگی هایی به سمت NNE-SSW را ایجاد خواهد کرد.

بررسی های انجام شده شیب ساختاری آسماری را در این چاه ۳ تا ۴ درجه NW نشان می دهد و شکستگی ها در فواصل هیدروکربن دار (شکل ۱۸) نسبت به بقیه فواصل کمتر آشکار شده است. لایه ماسه سنگی پائینی لایه ای با بیشترین شکستگی و اکثراً از نوع باز می باشند.



شکل ۱۸- شکستگی های باز منقطع در نمودار OBMI-UBI در بخش کربنی مخزن آسماری در چاه AH300

نتایج بررسی چاه های مختلف نشان داد که شکستگی در یال شمالی در مقایسه با یال جنوبی بیشتر است. چگالی شکستگی باز زون ها (یعنی نسبت تعداد شکستگی های باز هر زون به فاصله حفاری شده در آن زون بر حسب متر) نشان می دهد زون های ۲ و ۳ به ترتیب با متوسط ۱/۰۵ و ۰/۹۶ شکستگی در هر متر بیشترین و زون ۴ با متوسط ۰/۵۳ شکستگی در هر متر کمترین تراکم شکستگی را دارا هستند. با بررسی داده های مربوط به هرز روی گل آشکار گردید که حداکثر میزان هرز روی ها با محل تمرکز شکستگی ها انطباق دارد. بررسی تنش - شکستگی ها اکثراً دارای امتداد N55E هستند. داده های کالیپر (قطر سنج) و نمودار FMI جهت N35W را بعنوان راستای محور بلند باز شدگی دیواره چاه در نیمه پائینی سازند آسماری در فاصله عمقی ۴۲۵۰ تا ۴۳۰ متر نشان می دهد. با توجه به راستای شکستگی های ریزشی ناشی از حفاری، راستای حداقل تنش افقی (δH min) N35W و حداکثر تنش افقی (δH max) N55E است. تصاویر FMI و کیفیت آنها تحت تاثیر محتویات نفت موجود در گل حفاری است. کیفیت تصاویر در مناطق کم تر مقاوم بهتر بوده و قابل استفاده برای تفسیر در رابطه با شکستگی و لایه هاست.

۳-۴- ارتباط شکستگی ها و تولید آسفالتن

بررسی ها و مطالعات انجام شده نشان داده است که در صد افزایش آسفالتن نفت در مخزن آسماری میدان کوپال در چاه های مختلف هیچ ارتباطی به فاصله تولید ندارد. بنابراین انطباق شکستگی ها و محل های مشاهده آسفالتن دلیل بر آن است که مهمترین عامل ایجاد و تشکیل رسوب آسفالتن در مخازن این میدان، وجود شکستگی ها و تاثیر آنها بر پدیده فشار و در

نهایت تشکیل رسوبات آسفالتن خواهد بود. بررسی‌ها نشان داده که هر چه عمق بیشتر باشد و یا به سطح تماس آب و مخزن نزدیکتر باشد درصد آسفالتن تولید شده بیشتر است.

با بررسی داده‌های مربوط به هرز روی گل (جدول ۱) آشکار گردید که حداکثر میزان هرزروی‌ها با محل تمرکز شکستگی‌ها انطباق داشته است که خود منطبق بر میزان اعماق گزارش شده ایجاد نفت مرده و آسفالتن می‌باشد. همانطور که در پیش بیان شد دما و تغییرات آن یکی از پارامترهای مهم در رسوب آسفالتن می‌باشد. بررسی‌ها نشان داد که رسوب در دمای بالا بیشتر از میزان رسوب در دمای پایین است، بنابراین هر چه میزان دما افزایش پیدا کند، میزان رسوب اضافه خواهد شد، البته این افزایش چندان محسوس نمی‌باشد و با افزایش فشار (بالتر از ۲۰۰۰ psi) نیز از رسوب آسفالتن کاسته می‌گردد [۸]. مطالعه لی و همکاران [۳۱] نشان داد که آسفالتن‌های مختلف حساسیت متفاوتی به دما در محدوده دمایی ۲۵ تا ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد دارند. یک فرضیه برای توضیح این است که ساختار تجمعی آسفالتن عامل مهمی برای پایداری آسفالتن است. با تعیین پارامترهای کریستالی آسفالتن‌ها با پراش اشعه ایکس (XRD) برای توصیف ویژگی‌های ساختاری نشان داد که فاصله لایه بین ورقه‌های اروماتیک (dm) آسفالتن‌های مشتق شده از نفت S1 و نفت S2 متفاوت بوده و به ترتیب ۰/۳۷۸ و ۰/۴۰۸ نانومتر می‌باشد، که نشان می‌دهد تجمع آسفالتن حاصل از نفت S2 شل‌تر از نفت S1 است. بنابراین دمای بالا می‌تواند نفوذ رزین‌ها به تجمع آسفالتن را تسهیل کرده و در نهایت پراکندگی آسفالتن‌ها را بهبود بخشد. اما در این میدان تغییرات گرادیان حرارتی در مخزن آسماری در محدوده ۱۵ الی ۱۶ تغییر نموده [۳] و بنابراین به دلیل تاثیر کم یا حتی ناچیز شکستگی‌ها بر روی دما بعید است که رابطه‌ای بین شکستگی‌ها، دما و آسفالتن وجود داشته باشد.

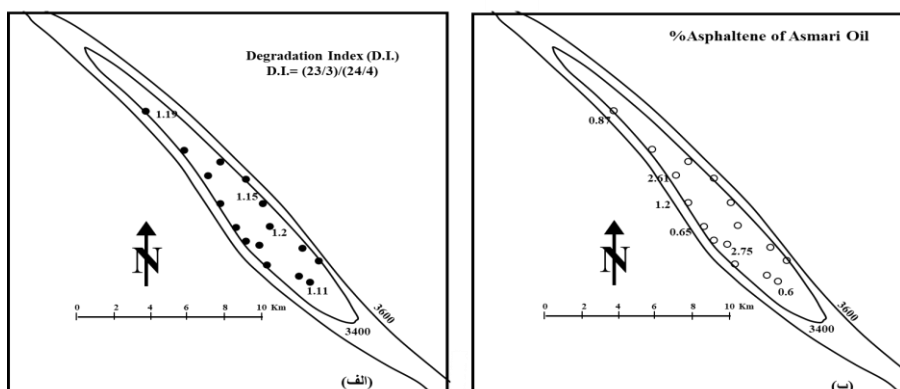
با بررسی و مطالعه تغییرات فشار (متناسب با وزن گل حفاری است) در میدان نفتی کوپال جای شکی نخواهد بود که عمده تاثیر بر رسوب آسفالتن از طریق تغییر فشار در مخزن باشد. فشار یکی از مهمترین عوامل در رسوب آسفالتن می‌باشد و شکستگی نیز یکی از عوامل مهم در تغییرات فشار بوده و بنابراین می‌توان بیان کرد که تاثیر شکستگی‌ها بر رسوب آسفالتن از طریق اعمال تغییرات در فشار مخزن امری غیر قابل انکار می‌باشد.

در صد آسفالتن استخراج شده از نمونه‌های نفت مخزن آسماری [۱] مربوط به هر چاه (جدول ۲، شکل ۱۹-الف) نشان می‌دهد که درصد متفاوتی داشته و مقدار آن از ۰/۶ تا ۲/۷۵ درصد متغیر است. درصد آسفالتن این مخزن در یال شمالی بیش از یال جنوبی است.

جدول ۱- داده‌های هرزروی بر حسب بشکه در روز (bbl/Day) و وزن گل حفاری بر حسب پوند بر گالن (ppg) در چاه‌های مورد مطالعه در فواصل عمقی سازند آسماری [۵].

Mud loss data in AH200											
Depth (m)	3368	3400	3498	3594	3640	3644	3690	3714	3744	3796	3827
bbl/Day	120	240	630	900	2600	75	55	14	65	30	25
bl/inch	56	56	56	56	62.4	58	58	59	64	64	64
Mud loss data in AH300											
Depth (m)	3341	3393	3396	3545	3590	3759					
bbl/Day	-	-	-	50	-	40					
Bl/inch	55.5	55.5	55.5	55.5	55.5	63					

نمونه	چاه	زون	درصد آسفالتن
۱	KL 11	Zone-1	1.2
۲	KL 5	Zone - 6, 7	2.75
۳	KL 1	Zone-1, 2, 3	0.6
۴	KL 10	Zone - 2, 3	0.95
۵	KL 14	Zone - 2-1	0.65
۶	KL 18	Zone - 5-1	1.61
۷	KL 29	Zone - 5-1	0.87
۸	KL 34	Zone - 7	17



شکل ۱۹- (الف)-درصد آسفالتن و (ب) مقدار ضریب تخریبی نمونه های نفت مخزن آسماری در چاه‌های مختلف نتایج حاصل از پیرولیز گاز کروماتوگرام آسفالتن حاصل از نفت‌های مخزن آسماری کوپال نشان داد که اولاً آسفالتن اولیه در نفت‌ها وجود ندارند و فعل و انفعالات شیمیایی در چاه عامل ایجاد آسفالتن ثانویه شده است. با روش پیرولیز جذب حرارتی آسفالتن اولیه جدا و با روش پیرولیز آسفالتن باقی مانده ترکیبات شیمیایی مشخص می‌شود. مقدار تخریب نفت‌ها در بخش شمال غربی میدان کمتر از بخش جنوب شرقی آن می‌باشد [۱] (شکل ۱۹-ب) که این امر با تمرکز شکستگی‌ها داشته، می‌تواند مؤید تاثیر شکستگی‌ها در تشکیل آسفالتن باشد.

۵- نتیجه‌گیری

نتایج بررسی نمودارهای تصویرگر نشان داد که شکستگی در یال شمالی نسبت به یال جنوبی بیشتر است. براساس چگالی شکستگی باز، زون‌های ۲ و ۳ بیشترین و زون ۴ کمترین تراکم شکستگی را در متر دارا هستند. داده‌های مربوط به هرز روی گل نشان داد که حداکثر مقدار با محل تمرکز شکستگی‌ها انطباق دارد. اکثر شکستگی‌ها با توجه به الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین خوردگی از نوع درزهای مورب و طولی هستند. شکستگی‌ها در فواصل عمقی هیدروکربن دار نسبت به بقیه فواصل عمقی کمتر در نمودارهای تصویرگر آشکار شده است. لایه ماسه سنگی پائینی با بیشترین شکستگی و اکثراً از نوع باز مشخص می‌شوند. عمده شکستگی‌های باز در نیمه پائینی آسماری شناسایی گردید که متشکل از شیل و ماسه سنگ است. شکستگی ناشی از حفاری در راستای شمالغرب-جنوب شرق بوده و با راستای عمومی تنش در زاگرس همخوانی دارد. جهت حداکثر تنش افقی (N55W (δH_{max}) و جهت حداقل تنش افقی (N35W (δH_{min}) است.

براساس داده‌ها و اطلاعات بدست آمده از آزمایش‌های ژئوشیمیایی نفت میدان کوپال مشخص شده است که درصد آسفالتن در مخزن آسماری پایین می‌باشد. در صد افزایش آسفالتن در چاه‌های مختلف هیچ ارتباطی به فاصله تولید ندارد. انطباق شکستگی‌ها و محل‌های مشاهده آسفالتن دلیل بر تاثیر شکستگی‌ها بر پدیده فشار و در نهایت تشکیل رسوبات آسفالتن است. درصد آسفالتن تولید شده با افزایش عمق افزایش می‌یابد. حداکثر میزان هرزروی‌ها با محل تمرکز شکستگی‌ها انطباق داشته و منطبق بر مکانهای ایجاد نفت مرده و آسفالتن می‌باشد. به دلیل تاثیر کم یا حتی ناچیز شکستگی‌ها بر روی دما بعید بنظر می‌رسد که رابطه‌ای بین شکستگی، دما و آسفالتن در ناحیه مورد مطالعه باشد. درصد آسفالتن متفاوت بوده و مقدار آن از ۰/۶ تا ۲/۷۵ در صد متغیر است. بطور کلی آسفالتن مشاهده شده اولیه در نفت‌ها وجود ندارند و ثانویه است. با مقایسه شکستگی‌ها و تمرکز آنها و مقدار تخریب نفت مطابقت داشته و می‌تواند تاثیر شکستگی‌ها در تشکیل آسفالتن را نشان دهد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان بر خود لازم می‌دانند از بخش معاونت پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب جهت فراهم آوردن امکانات و اطلاعات مورد نیاز این پژوهش تشکر نمایند. همچنین از داوران محترم مقاله آقایان دکتر علیرضا بشری (رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران) و دکتر بابک سامانی (دانشیار دانشگاه شهید چمران اهواز) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] اشکان، ع.، ۱۳۸۳، اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگهای منشا هیدروکربوری، رساله دکتری - دانشگاه نانی فرانسه.
- [۲] پیروزنیا، ص.، ۱۳۸۷، تفسیر نمودار تص.یرگر OBMI-UBI چاه کوپال ۳۰، در مخزن آسماری، گزارش شماره پ-۶۳۱۸، ۷۱ص.
- [۳] حیدری فرد، م.ح.، شایسته، م.، قلاوند، ه.، سراج، م.، و اشرفی، ا.، ۱۳۸۶، مطالعه تغییرات گرادیان حرارتی مخزن آسماری در ناحیه فروافتادگی دزفول، گزارش پ-۶۰۰۸، اداره مطالعات شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب
- [۴] رضایی، م.، ۱۳۸۰، زمین شناسی نفت، انتشارات علوی، ۴۷۲ صفحه.
- [۵] شرکت ملی حفاری ایران، ۱۳۷۰-۱۳۸۵، گزارش روزانه حفاری سنگ مخزن آسماری، میدان نفتی کوپال.
- [6] ALIMOHAMMADI, S., ZENDEHBOUDI, S., & JAMES, L., 2019, A comprehensive review of asphaltene deposition in petroleum reservoirs: Theory, challenges, and tips. *Fuel*, **252**, 753-791. doi:10.1016/j.fuel.2019.03.016.
- [7] ANDERSEN, S. I., 1994, Dissolution of solid Boscan asphaltenes in mixed solvents. *Fuel Sci. Tech. bzt.*, **12**, 1551.
- [8] ANDERSEN, S.I., AND BIRDI, K.S., 1990, Influence of temperature solvent on the precipitation of asphaltene. *Fuel Science and Technology, Int.* **8**: 593-615.
- [9] ANTHONY, E.J., TALBOT, R., JIA, L., AND GRANATSTEIN, D.L., 2000, Agglomeration and fouling in three industrial petroleum coke-fired CFBC boilers due to carbonation and sulfation. *Energy & Fuels*, **14** (5), 1021-1027.
- [10] ASKE, N., KALLEVIK, H., JOHNSEN, E.E., AND SJO`BLOM, J., 2002, Asphaltene aggregation from crude oils and model systems studied by high-pressure NIR spectroscopy. *Energy & Fuels*, **16**, 1287-1295.
- [11] BURKE, N.E., HOBBS, R.D., AND KASHOU, S.F., 1990, Measurement and modeling of asphaltene precipitation. *JPT*, **November**, 1440-1446.
- [12] DE BOER, R., K. LEELOYER, M. EIGNER, AND VAN BERGEN, A., 1995, Screening of crude oils for asphalt precipitation: Theory, practice, and the selection of inhibitors." *Soc. Petrol. Eng.*, **2**, 55-61.
- [13] ESCOBEDO, J., & MANSOORI, G. A., 1992, Heavy organic deposition and plugging of wells (Analysis of Mexico's Experience). *Proceedings of SPE Latin America Petroleum Engineering Conference*. doi:10.2523/23696-ms.

- [14]ESCOBEDO, J., MANSOORI, G.A., BALDERAS-JOERS, C., CARRANZA-BECERRA, L.J., AND MENDEZ-GARCIA, M.A., 1997, Heavy organic deposition during oil production from a hot deep reservoir: A field experience, *Proceedings of the 5th Latin American and Caribbean Pet. Eng. Conf. and Exhib.*, Rio de Janeiro, Brazil, 30 Aug. - 3Sep.
- [15]FOTLAND, P., H. ANFINSEN, H. FOERDEDAL, AND HJERMSTAD, H.P., 1997, The phase diagrams of asphaltenes: Experimental technique, results and modeling on some North Sea crude oils." *Symposium on the Chemistry of the Asphaltene and Related Substances*, Cancun, Mexico.
- [16]GEORGIADIS, M.C., PAPAGEORGIOU, L.G., AND MACCHIETTO, S, 2000, Optimal Cleaning Policies in Heat Exchanger Networks under Rapid Fouling. *Ind. & Eng. Chem. Res.*, **39**(2); 441-454.
- [17]HAMMAMI, A., PHELPS, C.H., MONGER-MCCLURE, T., AND LITTLE, T.M., 2000, Asphaltene Precipitation from Live Oils; An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility." *Energy Fuels*, **14**, 14-20.
- [18]HEMMATI-SARAPARDEH, A., AHMADI, M., AMELI, F., DABIR, B., MOHAMMADI, A. H., & HUSEIN, M. M., 2019. Modeling asphaltene precipitation during natural depletion of reservoirs and evaluating screening criteria for stability of crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. doi:10.1016/j.petrol.2019.05.078.
- [19]HIRSCHBERG, A., DEJONG, L.N.J., SCHIPPER, B.A., AND MEIJER, J.G., 1984, Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation." *SPEJ*, **June**, 283-293.
- [20]KARABELAS, A.J., 1998, Comprehensive modeling of precipitation and fouling in turbulent pipe flow. *Ind. & Eng. Chem. Res.*, **37**(4); 1536-1550.
- [21]KAWANAKA, S., LEONTARITIS, K.J., PARK, S.J. AND MANSOORI, G.A. 1989, Thermodynamic and colloidal models of asphaltene flocculation in "Oil field chemistry". *ACS Symposium Series No. 396*, Chapter 24, Am. Chem. Soc., Washington. D.C.
- [22]KHAMEHCHI, E., GHASEMI, M., SHAHSAVARI, M.H., 2020, Investigation of effective parameters on asphaltene deposition and production optimization in one of the Iranian oil fields. *April 2020SOCAR Proceedings*. DOI: 10.5510/OGP20200100417.
- [23]KHAMEHCHI, E., SHAKIBA, M. & ARDAKANI, M.S., 2018, A novel approach to oil production optimization considering asphaltene precipitation: a case study on one of the Iranian south oil wells. *J Petrol Explor Prod Technol*, **8**, 1303–1317. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0409-0>.
- [24]KHODAPANAH, E., TABATABAEI NEZHAD, S. A. R., HASHEMZADEH, H., 2023, An Investigation of the Asphaltene Effect on Wax Precipitation of Iran Asmari reservoir dead crude oil. *Iran. J. Chem. Chem. Eng.*, **42** (10), 3555-3566. 1021-9986/2023/10/3555-3566.
- [25]KHURSHID, I., ALSHALABI, E.W., AL-ATTAR, H., AL-NEAIMI, A.K., 2020, Analysis of formation damage and fracture choking in hydraulically induced fractured reservoirs due to asphaltene deposition. *J Petrol Explor Prod Technol* **10**, 3377–3387. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00910-8>.
- [26]KOKAL S.L. AND SAYEGH S.G., 1995, Asphaltenes: The cholesterol of petroleum. *Proceedings VI. SPE 9th Middle East Oil Conference*, 169-181.
- [27]KOOTS, J. A., AND SPEIGHT, J.G., 1975, Relation of Petroleum Resins to Asphaltenes." *Fuel*, **54**, (3), 179-84.
- [28]LAI, J., WANG, G., FAN, Z., WANG, Z., CHEN, J., ZHOU, Z., WANG, S., XIAO, C., 2017, Fracture detection in oil-based drilling mud using a combination of borehole image and sonic logs. *Marine and Petroleum Geology*, **84**, 195-214. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.03.035>.
- [29]LEONTARITIS, K.J., AMAEFULE, J.O. AND CHARLES, R.E., 1994, A systematic approach for the prevention and treatment of formation damage caused by asphaltene deposition." *SPE Production & Facilities*, August, p. 157-164.
- [30]LEONTARITIS, K.J., AND MANSOORI, G.A., 1989, Fast crude-oil heavy-component characterization using Combination of ASTM, HPLC, and GPC Methods. *J. Petrol. Sci. & Eng.*, **2**, 1-12.
- [31]LI, M., TIAN, Y., WANG, C., JIANG, C., YANG, C., AND ZHANG, L., 2022, Effect of Temperature on Asphaltene Precipitation in Crude Oils from Xinjiang Oilfield. *ACS Omega*. **7**(41): 36244–36253. doi: 10.1021/acsomega.2c03630.
- [32]MA, H., BOWMAN, C.N., AND DAVIS, R.H., 2000, Membrane fouling reduction by backpulsing and surface modification. *J. of Membrane Sci.*, **73**(2), 15, 191-200.
- [33]MADHI, M., KHARRAT, R., & HAMOULE, T., 2018, Screening of inhibitors for remediation of asphaltene deposits: Experimental and modeling study. *Petroleum*, **4**(2), 168–177. doi:10.1016/j.petlm.2017.08.001.
- [34]MANSOORI, G. A., JIANG, T.S., AND KAWANAKA, S., 1988, Asphaltene deposition and its role in petroleum production and processing. *Arab. J. Sci. Eng.*, **13**, 17.

- [35]MANSOORI, G.A. 1997b, Prevention and remediation of heavy organics deposits in petroleum fluid transfer lines. *Proceedings of the International Conference on Fluid and Thermal Energy Conversion '97*, ISSN 0854-9346, K17-K39.
- [36]MANSOORI, G.A. AND JIANG, T.S., 1985, Asphaltene deposition and its role in EOR miscible flooding, FIOC. *Third AGIP SPA Improved Oil Recovery European Meeting*, Rome, Italy 75.
- [37]MANSOORI, G.A., 1997a, Modeling of heavy organics depositions. *J. Petrol. Sci. & Eng.*, **17**, 101-121.
- [38]MANSOORI, G.A., 2000, Thermophysical behavior and control of fouling materials in petroleum processing, in the Proceedings of "Heat Exchanger Seminar" Lecture 1, 18 pages, *AIChE (Chicago Section) and ASME International (Chicago Section)*, Chicago, IL, Feb. 9.
- [39]MURALIDHARA, H.S., 1996, Electrokinetics methods to control membrane fouling. *Ind. & Eng. Chem. Res.*, **35**(4), 1233-1240.
- [40]PAN, H. Q., AND FIROOZABADI, A., 1997, Thermodynamic micellization model for asphaltene precipitation from reservoir crude at high pressure and temperatures, SPE 38857, *SPE Ann. Tech. Conf. and Exhib.*, San Antonio, TX, Oct. 5-8.
- [41]PANCHAL, C.B., (Ed.)1997, Fouling Mitigation of Industrial Heat Exchange Equipment. *Begell House*, New York, NY.
- [42]PARK, S.J., AND MANSOORI, G.A., 1988, Aggregation and Deposition of Heavy Organics in Petroleum Crudes. *J. of Energy Sources*, **10**, 109-125.
- [43]PATHAK, V., BABADAGLI, T., EDMUNDS, N., 2012, Mechanics of heavy-oil and bitumen recovery by hot solvent injection. *SPE Reserv. Eval. Eng.*, **15**:182-194.
- [44]PEREIRA, C.J., 1998, Design of a monolith catalyst for fouling resistance. *Ind. & Eng. Chem. Res.*, **37** (2), 388-390.
- [45]RABBANI, A.R., AGHAEI, H., SAADATI NEJAD, M.R., 2011, Study on asphaltene at one of the Iranian oil field. *Australian J. of Basic and Applied Sciences*, **5**(6): 1315-1323.
- [46]REID, R.C., PRAUSNITZ, J.M., AND POLING, B.E., 1987, The properties of gases and liquids, 4th edition. *McGraw-Hill, Inc. New York*, ISBN-10/ASIN: 0070517991, 741p.
- [47]SCHLUMBERGER, 2004, FMI full bore formation micro imager, Schlumberger Ltd.
- [48]SHERKATI, S., AND LETOUZEY, J., 2004, Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros Izeh zone and Dezful Embayment, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 535-554.
- [49]SOLAIMANY NAZAR, A.R., AND BAYANDORY, L., 2008, Investigation of asphaltene stability in the Iranian crude oils. *Iranian J. of Chemical Engineering*, **5** (1), 1-11. IACHe.
- [50]SOULGANI, B.S., TOHIDI, B., RASHTCHIAN, D., JAMIALAHMADI, M., 2008, Modeling of asphaltene precipitation in well column of Iranian crudes: Kupal case study. In: *Canadian international petroleum conference*.
- [51]SRIVASTAVA, R.K., HUANG, S.S., DYER, S.B., MOURITS, F.M., 1995, Quantification of asphaltene flocculation during miscible CO₂ flooding in the Weyburn reservoir. *J. of Canadian Petrol. Tech.*, **34** (8), 31-42.
- [52]TABATABAEI, H., DADGAR, S., DEIMAR, H., 2019, Investigation of asphaltene precipitation in Bangestan Reservoir, Kupal Oil Field, SW of Iran. *Petroleum and Coal* **61**(2):351-359.
- [53]TELMADARREIE, A., TRIVEDI, J., 2017, Dynamic behavior of asphaltene deposition and distribution pattern in fractured porous media during hydrocarbon solvent injection: pore-level observations. *Energy Fuels* **31**(9):907-9079.
- [54]THOMAS, F. B., BENNION, M.C., BENNION, D.W., and HUNTER, B.E., 1992, Experimental and theoretical studies of solids precipitation from reservoir fluid, *J. Can. Petrol. Technol.*, **31** (1): 22-31.
- [55]VASQUEZ, D., and MANSOORI, G.A., 2000, Identification and Measurement of Petroleum Precipitates, *J. Petrol. Sci. & Eng.*, **26** (1-4), 49-56.
- [56]VASQUEZ, D., EXCOBEDO, J., MANSOORI, G.A., 1998. Characterization of crude oils from southern mexican oilfields. *Proceedings of the EXITEP 98, Inter. Petrol. Tech. Exhib.*, Placio de Los Deportes, Mexico City, Mexico, D.F., 15th- 18th Nov. PEMEX, Mexico City.
- [57]ZEKRI, A.Y., AND SHEDID, S.A., 2004, The effect of fracture characteristics on reduction of permeability by asphaltene precipitation in carbonate formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **42** (2-4), 171-182. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.009>.

Evaluation of Fractures and Asphaltene Formation Relation in Asmari Reservoir, Kupal Oil Field

Bahman Soleimani^{1*}, Aqhil Heidari², Shahram Taghavipour³

1-Prof. of the Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran.

2. Senior expert in the NISOC, Ahvaz, Iran

3- Senior expert in the NISOC, Ahvaz, Iran

* soleimani_b@scu.ac.ir

Received: October 2023, Accepted: August 2024

Abstract

The study of fractures plays an important role in understanding the behavior of the reservoir, and this role can be reduced by the process of asphaltene deposition. This process has caused very serious problems in many oil fields of the world and in various sectors of the industry and is considered as a common process. Its most important aspect is in the migration of reservoir petroleum fluids. In this article, an attempt has been made to investigate the effect of fractures on the formation of asphaltene in the Asmari reservoir of Kupal oil field located in North Dezful embayment by using different image logs, OBMI-UBI. According to the pattern of fractures related to folding, most of the fractures are of the type of oblique and longitudinal seams. Fractures in depth hydrocarbon-bearing intervals have been revealed less than the rest of the depth intervals in the image logs. The lower sandstone layer is characterized by the most fractures and mostly of the open type. Most of the open fractures were identified in the lower half of Asmari, which consists of mudstone and sandstone. The examination of open fracture density shows that zones 2 and 3 have the highest and zone 4 has the lowest fracture density. According to the direction of collapse fractures caused by drilling, the direction of maximum horizontal stress (δH_{max}) is N55E and the direction of minimum horizontal stress (δH_{min}) is N35W. This direction corresponds to the general direction of Zagros. The data on mud loss showed that the maximum value corresponds to the location of the concentration of fractures. The results of the analysis of oil samples showed that the percentage of asphaltene in the Asmari reservoir is low and has no relation to the production time in different wells. The percentage of asphaltene varies from 0.6 to 2.75%. In general, primary asphaltene does not exist in oils. The increase in the percentage of fractures in the reservoir compared to the depth is also associated with the increase in the percentage of asphaltene produced.

Key words: Image logs, Asmari reservoir, Kupal oil field, Fracture system, Asphaltene