



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال هفتم، شماره ۱۳، بهار و تابستان ۱۳۹۶

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان
دکتر بهرام حبیب نیا، دانشیار دانشگاه صنعت نفت
دکتر کاظم سید امامی، استاد دانشگاه تهران
دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان
دکتر محمد رضا رضایی، استاد دانشگاه کریتین استرالیا
دکتر ایرج عبدالهی فرد، اداره پژوهش ژئوفیزیک مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران
دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر محمد رضا کمالی، استاد پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد
دکتر علی وطنی، استاد انستیتو نفت دانشگاه تهران

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریعتی خیابان، خواجه عبدالله انصاری،
خیابان ابوذر جنوبی، کوچه نهم، پلاک ۷، طبقه ۴
کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۵
صندوق پستی: ۴۹۹-۱۶۳۱۵
تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمابر: ۲۲۸۵۶۴۰۷
<http://www.ispg.ir>

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

مدیر مسئول: دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

سر دبیر: دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه

صنعت نفت

مدیر اجرایی: گیتی شرفی

مدیر داخلی و ویراستار: دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

۱- دکتر محمود برگریزان

۲- دکتر مهرداد پسندی

۳- دکتر موسی الرضا توری

۴- مهندس حسین محمدرضایی

۵- دکتر احسان ده یادگاری

۶- دکتر بهمن سلیمانی

۷- دکتر عزت اله کاظم زاده

۸- دکتر رضا صادقی

۹- دکتر علی صیرفیان

۱۰- دکتر عزیزاله طاهری

۱۱- دکتر محمود معماریانی

۱۲- دکتر سید علی معلمی

این مجله دارای مجوز علمی- پژوهشی به شماره ۱۱/۵۱۱۵۳/ ۸۹/۳/ ۰۶ به تاریخ ۱۳۸۹/۰۹/ از وزارت علوم، تحقیقات و فناوری می باشد و همچنین این نشریه در پایگاه استنادی علوم جهانی اسلام (ISC) نمایه می شود.



زمین شناسی نفت ایران

سال هفتم، شماره ۱۳، بهار و تابستان ۱۳۹۶

فهرست مقالات

صفحه

۱. تحلیل هندسی شکستگی‌های سازند آسماری تاقدیس دارا، به عنوان الگویی برای مخازن هیدروکربنی زیر سطحی آسماری
سعید محمدی اصل، علی فرضی پور صائین، قدرت اله شفیعی
۲. بررسی زیست چینه نگاری و ریز رخساره های سازندهای شهبازان و آسماری (گذر از ائوسن به الیگوسن) در نهشته های کربناته شمال فروافتادگی دزفول، حوضه رسوبی زاگرس
سپیده غلام پور موگهی، حسین وزیری مقدم، محمدعلی صالحی، ناصر ارزانی، افشین آرمون
۳. مطالعه موردی تعیین تراوایی مخازن کربناته با استفاده از لاگ *NMR* در یکی از میداین جنوب غربی ایران
هدایت اله طیبی، بهرام حبیب نیا
۴. بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی و ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازندهای گورپی و پابده در تعدادی از میداین واقع در شمال غرب خلیج فارس
آرزو کرمی، محمدرضا کمالی، محمود معماریانی، احسان حسینی
۵. شبیه سازی پارامترهای مخزنی تخلخل و تراوایی با استفاده از روش شبیه سازی گوسی متوالی توأم در یکی از میداین نفتی خلیج فارس
بهاره فریدونی، محمد مختاری
۶. انقلاب نفتی شیل و تأثیر آن بر کاهش قیمت نفت و گاز (گزارش تحلیلی)
علیرضا بشری

راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

۱. مقدمه

چکیده و واژه های کلیدی انگلیسی باید در صفحه جداگانه در انتهای مقاله ارائه شود. تطبیق عنوان و چکیده فارسی با انگلیسی باید مورد توجه قرار گیرد و نکات گرامری در چکیده انگلیسی نیز رعایت شود.

۲-۴ مقدمه و هدف

در مقدمه پس از عنوان کردن کلیات موضوع مورد بحث، ابتدا خلاصه ای از تاریخچه موضوع و کارهای انجام شده به همراه ویژگی های آن کار بیان گردیده و در ادامه، هدف از پژوهش انجام شده برای رفع مشکلات و کاستی های موجود، گشودن گره ها یا حرکت به سمت یافته های نو صورت گرفته است در یکی دو پاراگراف توضیح داده می شود.

۲-۵ روش کار یا اصول و تئوری مقاله (شامل ماده، دستگاه ها و

روش آزمایش)

مطالب اصلی شامل تعاریف و مفاهیم مورد نیاز، طرح مسأله، روش انجام آزمایش، مواد و مصالح مورد استفاده و راه حل ارائه شده می باشد. شکل ها، جداول و روابط ریاضی بکار رفته در مقاله همگی مربوط به متن بوده و چنانچه در متن از آنها استفاده شود، باید در مورد آنها توضیح داده شود. در نوشتن متن تنها به موضوع اصلی مقاله پرداخته شود تا ذهن خواننده از انحراف نسبت به سلسله مطالب مصون بماند. در صورت نیاز به ذکر واژه های انگلیسی همزمان تنها یک بار در متن در داخل پرانتز آورده شود.

۲-۶ نتیجه گیری

در این بخش، نکات مهم کار انجام شده به طور خلاصه مرور شده و نتایج برگرفته از آن توضیح داده می شود. سهم علمی مقاله باید در نتیجه گیری مورد تصریح واقع شود. هرگز عین مطالب چکیده در این بخش آورده نشود. بخش نتیجه می تواند به کاربردهای پژوهش انجام شده اشاره نموده و نکات مبهم و قابل پژوهش را مطرح کند و یا گسترش موضوع بحث را به زمینه های دیگر پیشنهاد دهد.

۲-۷ تشکر و قدردانی

۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

۲-۱ عنوان

عنوان مقاله باید در عین اختصار تمام ویژگی های کار انجام شده را دارا باشد.

۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

اسامی نویسندگان به فارسی و انگلیسی پس از عنوان مقاله آورده شود. لازم است مرتبه علمی و محل کار هر یک از نویسندگان مقاله به همراه آدرس پست الکترونیکی نویسنده اول مقاله آورده شود. ضمناً تمامی نویسندگان از ارسال مقاله جهت بررسی در این نشریه می بایستی مطلع باشند.

۲-۳ چکیده مقاله و کلمات کلیدی به زبان فارسی و انگلیسی

چکیده باید بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ کلمه و شامل هدف از تحقیق، روش کار، مهمترین یافته ها و نتیجه گیری باشد. در چکیده نباید هیچ گونه جزئیات، جدول، شکل و مآخذ درج شود.

۲-۳ اندازه و نوع قلم

اندازه قلم	نوع قلم	موقعیت استفاده
۱۸	Lotus Bold	عنوان اصلی مقاله
۱۸	Times New Roman Bold	عنوان انگلیسی مقاله
۱۲	Lotus Bold	نام مؤلفان
۱۱	Lotus Bold	چکیده و کلمات کلیدی
۱۶	Lotus Bold	عناوین بخش ها
۱۴	Lotus Bold	عناوین زیر بخش ها
۱۲	Lotus	متن فارسی
۱۰	Times New Roman	متن انگلیسی
۱۰	Lotus Bold	عنوان جداول و شکل ها
۱۱	Lotus	محتوای فارسی جداول
۹	Times New Roman	محتوای انگلیسی جداول
۱۱	Times New Roman	متن انگلیسی
۱۱	Times New Roman	نام مؤلفان به انگلیسی

۳-۳ منابع فارسی و لاتین

منابع فارسی و لاتین به صورت مجزا و به ترتیب حروف الفبا در بخش فهرست منابع و به شرح مثال های ذیل تنظیم و ارائه گردد:

مقاله: خطیب، م. م.، ۱۳۷۹، تحلیل فرکتالی توزیع شکستگیها در گستره گسل لرزه ای: پژوهشنامه زلزله شناسی و مهندسی زلزله، سال سوم، شماره سوم، صفحه ۷-۱.

کتاب: آفانیاتی، ع.، ۱۳۸۳، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.

پایان نامه: محمدی، ی.، ۱۳۸۶، ارزیابی پوش سنگ (بخش یک سازند گچساران) مخزن آسماری در میدان نفتی کویال: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران اهواز، ۱۴۹ صفحه.

(Book Article): LOGAN, P. and DUDDY, I., 1998, An investigation of thermal history of the Ahnet and Reggane Basin Central Algeria, and the consequences for hydrocarbon generation and accumulation: In: Mc GEGOR, D. S., MOODY, R.T. J. and CLARK- LOWES, D. (Eds.), 1998, Petroleum Geology of North Africa. *Geology Society, London, Special Publication*, 131-155.

(Article): FARZADI, F., 2006, The development of Middle Cretaceous Carbonate platforms, Persian Gulf, constrain from seismic stratigraphy, well and biostratigraphy: *Petroleum Geoscience*, **12**, 59-68.

(Memoir): BURCHETTE, T.P., 1993, Mishrif Formation (Cenomanian-Turonian), southern Persian Gulf, Carbonate platform growth along a cratonic basin margin: In: SIMO, J-A.T., SCOTT, R.W., and MASSE, J.P. (Eds.) Cretaceous carbonate platforms. *AAPG Memoir*, **56**, 185-199.

(Thesis): RASHIDI, B., 2007, Real time bit wear analysis and drilling optimization, a case study for a well in an Iranian offshore oil field: M.Sc. thesis, Faculty of Graduate Studies, Petroleum University of Technology (PUT), 192.

(Internet) USGS website 2002. Accreditation. <http://geology.wr.usgs.gov/wreg/env/monterey.htm>.

- کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

- واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

- کلیه فرمول ها باید به ترتیب شماره گذاری شده و با استفاده از بسته Equation Editor در نرم افزار Word تهیه گردند و به فرمت JPG و یا Tif و وضوح ۳۰۰ dpi همراه مقاله ارسال گردد.

- عرض کلیه شکل ها باید ۱۵ و یا ۷/۵ در نظر گرفته شوند و در متن در محل مشخص قرار گیرند.

- اگر شکل یا جدولی از مرجع دیگر اخذ شده باشد، ضمن درج شماره آن مرجع در انتهای عنوان شکل یا جدول در بخش مراجع نیز ارائه گردد.

- شکل های مقالات به صورت فایل اصلی (در همان نرم افزاری که توسط آن تهیه شده اند مانند Excel و غیره) ارسال گردد.

- از بکار بردن واژه های انگلیسی در متن مقاله خودداری شود. معادل انگلیسی کلمات فارسی و نام نویسنده (گان) که برای نخستین بار در مقاله به کار میرود، به صورت زیر نویس در صفحه مربوط درج گردد. زیر نویس ها در هر صفحه با گذاردن شماره فارسی در گوشه بالای آخرین حرف از کلمه، در متن مشخص شوند.

- ارجاعات باید بر اساس نام نویسنده و سال انتشار در انتهای جمله و در داخل پرانتز آورده شود.

تحلیل هندسی شکستگی‌های سازند آسماری تاقدیس دارا، به عنوان الگوی برای مخازن هیدروکربنی زیر سطحی آسماری

سعید محمدی اصل^۱، علی فرضی پور صائین^{۲*}، قدرت اله شفیعی^۳

^۱کارشناسی ارشد تکتونیک دانشگاه اصفهان

^۲دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه اصفهان

^۳کارشناس ارشد تکتونیک شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

a.farzipour@sci.ui.ac.ir

دریافت فروردین ۱۳۹۶، پذیرش مهر ۱۳۹۶

چکیده

مطالعات فراوانی کیفیت مخازن آسماری، به عنوان سنگ مخزن اصلی در جنوب غرب ایران، را غالباً تحت تاثیر سیستم شکستگی‌ها دانسته اند. در این مطالعه به منظور بررسی الگوی شکستگی‌ها در مخازن آسماری و همچنین ارائه نمونه ای برای سایر مخازن آسماری، تاقدیس دارا در فرو افتادگی دزفول جنوبی که دارای رخنمون وسیعی از سازند آسماری می‌باشد، مورد بررسی قرار گرفته است. در طی مطالعات صحرایی یازده ایستگاه بر روی سازند آسماری تاقدیس دارا در موقعیت‌های مختلف ساختاری، بررسی شده اند. در یال جنوب غربی چهار دسته شکستگی، در یال شمال شرقی چهار دسته شکستگی و در ناحیه لولایی سه دسته شکستگی شناسایی گردیدند. تمام دسته شکستگی‌های شناسایی شده از لحاظ ساختاری مرتبط با چین خوردگی هستند. زمان نسبی تشکیل شکستگی‌های شناسایی شده نسبت به چین خوردگی در طی این مطالعه، قبل و یا همزمان با چین خوردگی تشخیص داده شدند. دامنه تغییرات تراکم شکستگی در رخنمون آسماری تاقدیس دارا بر اساس مطالعات صحرایی ۲ تا ۱۱/۷۵ شکستگی، در متر متغیر است. دامنه تغییرات طول شکستگی‌ها بر اساس مطالعات صحرایی از ۱ تا ۲۵ متر می‌باشد و بیشتر شکستگی‌ها دارای طولی کمتر از ۵ متر می‌باشند. همچنین در این مطالعه مشخص گردید بین تراکم شکستگی و ضخامت لایه بندی، رابطه لگاریتمی منفی برقرار است.

کلید واژه‌ها: مخزن آسماری، شکستگی، تاقدیس دارا، فرو افتادگی دزفول جنوبی.

مقدمه

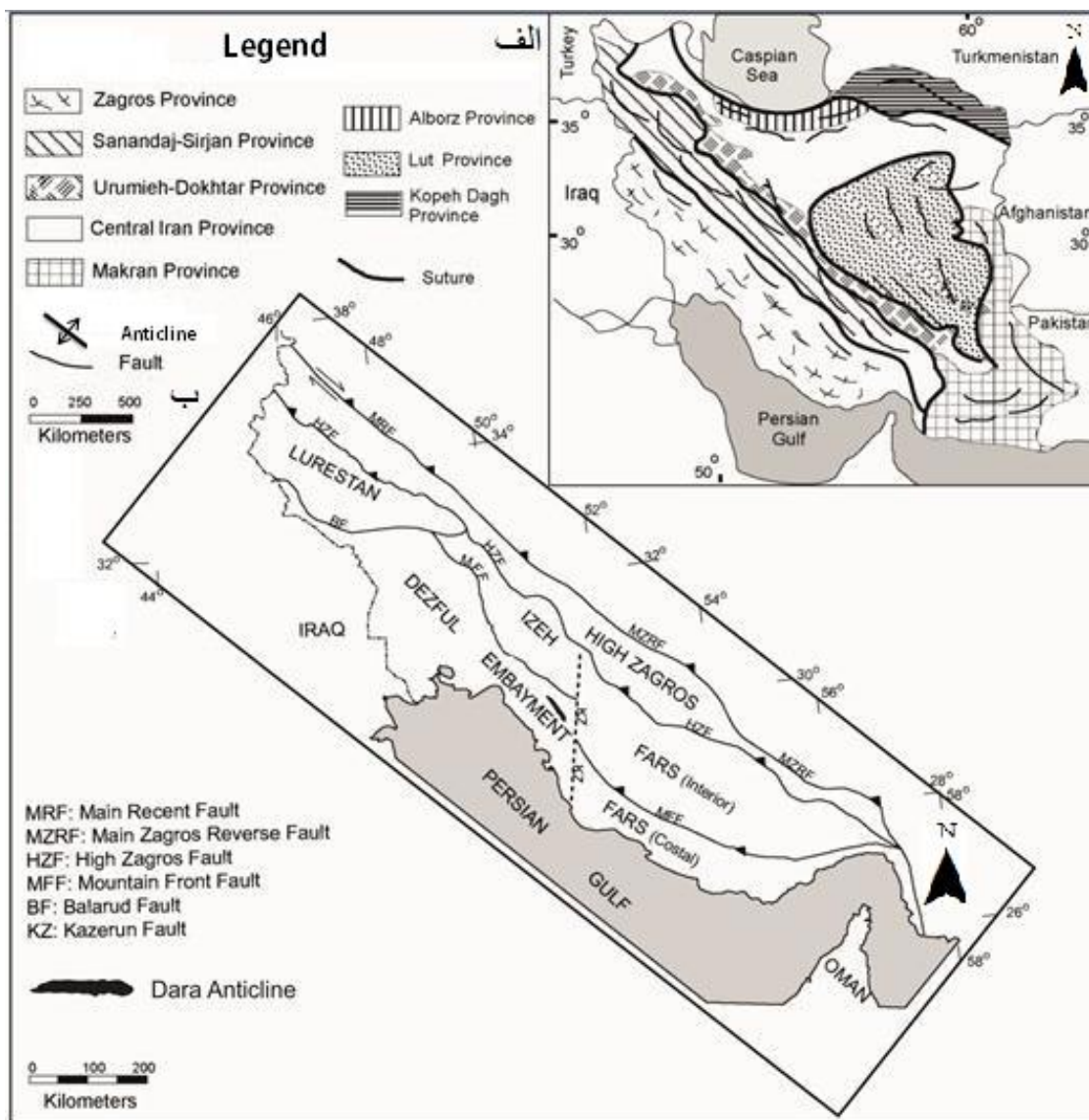
شکستگی‌ها کم و بیش در تمامی سنگ‌ها در سطح و در زیر زمین دیده می‌شوند و خواص فیزیکی این شکستگی‌ها تابع منشأ آنها، خواص مکانیکی سنگ‌ها و عوامل دیاژنزی می‌باشد. تأثیر متداخل این عوامل می‌تواند تخلخل و تراوای مخزن را افزایش یا کاهش دهد [۲]. از آنجایی که در مخازن کربناتی غالباً تولید هیدروکربن متناسب با تراوایی مرتبط با شکستگی‌ها است، لذا نقش شکستگی‌ها در تخلیه طبیعی، بازیافت ثانویه و بازیافت نهایی نفت بسیار پراهمیت است [۲]. بنابراین مطالعه و بررسی شکستگی‌ها و شناخت موقعیت و گسترش آنها در سرتاسر مخزن به طرح توسعه میدان، تعیین محل‌های مناسب جهت حفاری چاه‌های جدید، افزایش طول عمر و بهره‌دهی مناسب مخزن، کاهش هزینه‌های پی‌جویی و درک کلی از سیستم‌های شکستگی در میداین نفتی کمک قابل توجهی می‌کند [۴]. با توجه به حضور گسترده و فراوان نفت در مخزن آسماری که تقریباً سه چهارم نفت جنوب غرب ایران را شامل می‌گردد [۲]، مطالعه این مخزن بسیار مهم است. کیفیت مخزن آسماری به دلیل وجود سیستم شکستگی‌های توسعه یافته است [۲]. محل مورد مطالعه تاقدیس دارا در فرو افتادگی دزفول می‌باشد. تاقدیس دارا تنها محلی در فرو بار دزفول است، که رخنمون گسترده ای از سازند آسماری در آن دیده می‌شود (شکل ۱). این پژوهش به مطالعه شکستگی‌های سازند آسماری در تاقدیس دارا می‌پردازد. نتایج حاصله از این پژوهش را می‌توان به عنوان الگویی برای مطالعه شکستگی‌ها در مخزن آسماری میداین دیگر به کار برد.

زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

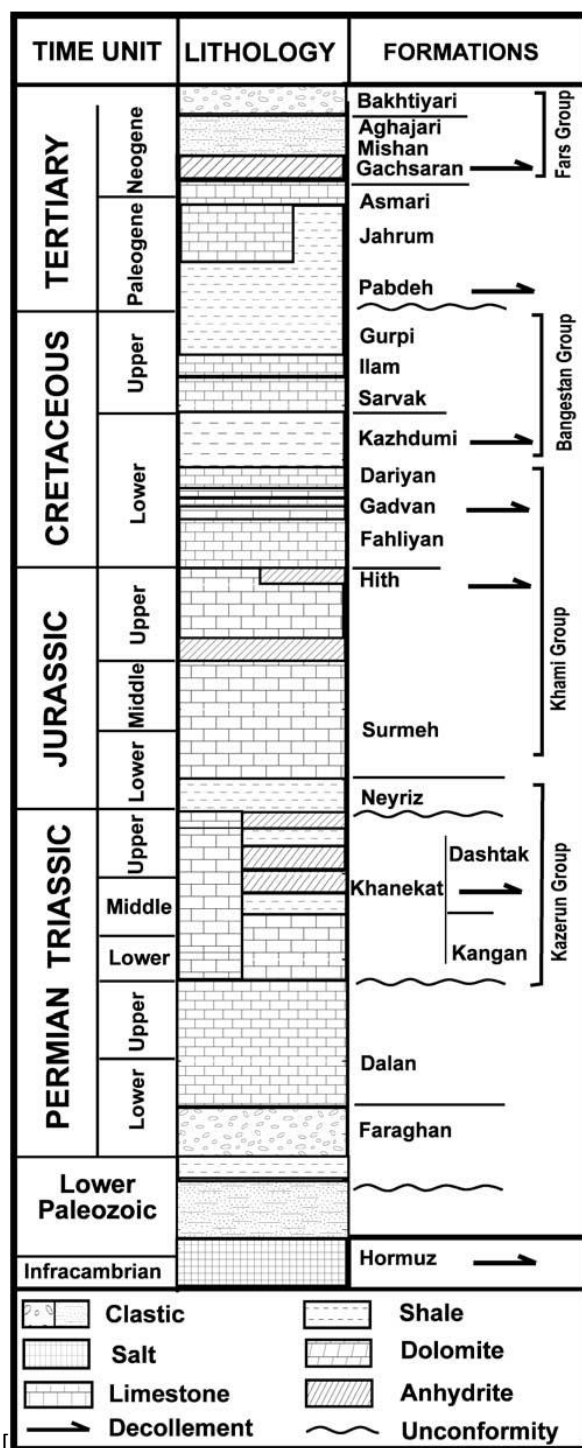
کمربند کوهستانی زاگرس ایران بخشی از سیستم کوهزایی آلپ - هیمالیا است که به دو شاخه، رشته کوه‌های البرز در شمال و رشته کوه‌های زاگرس در جنوب تقسیم می‌شود. در نگاهی وسیعتر، کمربند کوهستانی زاگرس با وسعتی حدود ۲۰۰۰ کیلومتر از جنوب شرقی ترکیه، شمال سوریه و عراق تا بخش‌های جنوب شرقی ایران گسترش یافته است. این کمربند در اثر بسته شدن اقیانوس تتیس جوان و برخورد ورقه عربی با اورآسیا ایجاد گردید [۱۷و۵]. کمربند کوهستانی زاگرس از لحاظ زمین ریخت شناسی در راستای طول خود به دو قسمت زاگرس رورانده و زاگرس چین خورده تقسیم می‌شود. زاگرس چین خورده از لحاظ ساختاری به چهار ناحیه تقسیم می‌شود که به طور جانبی شامل فارس، ایذه، فروبار دزفول و لرستان می‌باشد که این نواحی ساختاری به وسیله گسل‌های بزرگ از هم جدا می‌شوند. فعالیت این گسل‌ها نقش زیادی در کنترل رسوبگذاری دارند [۳]. در نتیجه این نواحی دارای توالی رسوبی متفاوت می‌باشند. زاگرس چین خورده از لحاظ رسوبی متشکل از یک توالی ضخیم حدود ۱۲ کیلومتری از سنگ‌های رسوبی بر روی پی سنگ پرکامبرین است [۱۷و۶]، (شکل ۲). این توالی ضخیم رسوبی دارای سن مزوزویک و سنوزویک است. در توالی رسوبی زاگرس، افق‌های شکل‌پذیر وجود دارد که نقش افق‌های جدایشی را بازی می‌کنند. در ناحیه فارس نمک‌های هرمز، افق جدایشی را می‌سازند و در فروبار دزفول و لرستان افق‌های جدایشی در بخش‌های بالایی توالی رسوبی، شیل‌های مزوزویک و تبخیری‌های میوسن (سازند گچساران) هستند [۳]. زاگرس چین خورده از لحاظ ساختاری از تاقدیس‌ها و ناودیس‌هایی

سعید محمدی اصل، علی فرضی پور صائین، قدرت اله شفیعی

تشکیل شده است که روند عمومی این ساختارها NW-SE می باشد. تاقدیس های طویل زاگرس چین خورده، منابع نفت و گاز عظیمی را در خود جای داده است. منطقه مورد مطالعه تاقدیس دارا می باشد که این تاقدیس در کمربند چین خورده زاگرس و در فروبار دزفول واقع است (شکل ۱). تاقدیس دارا همانند سایر تاقدیس های زاگرس دارای روند شمال غرب - جنوب شرق می باشد و دارای رخنمون وسیعی از سازند آسماری در هسته خود است (شکل ۳ ب).



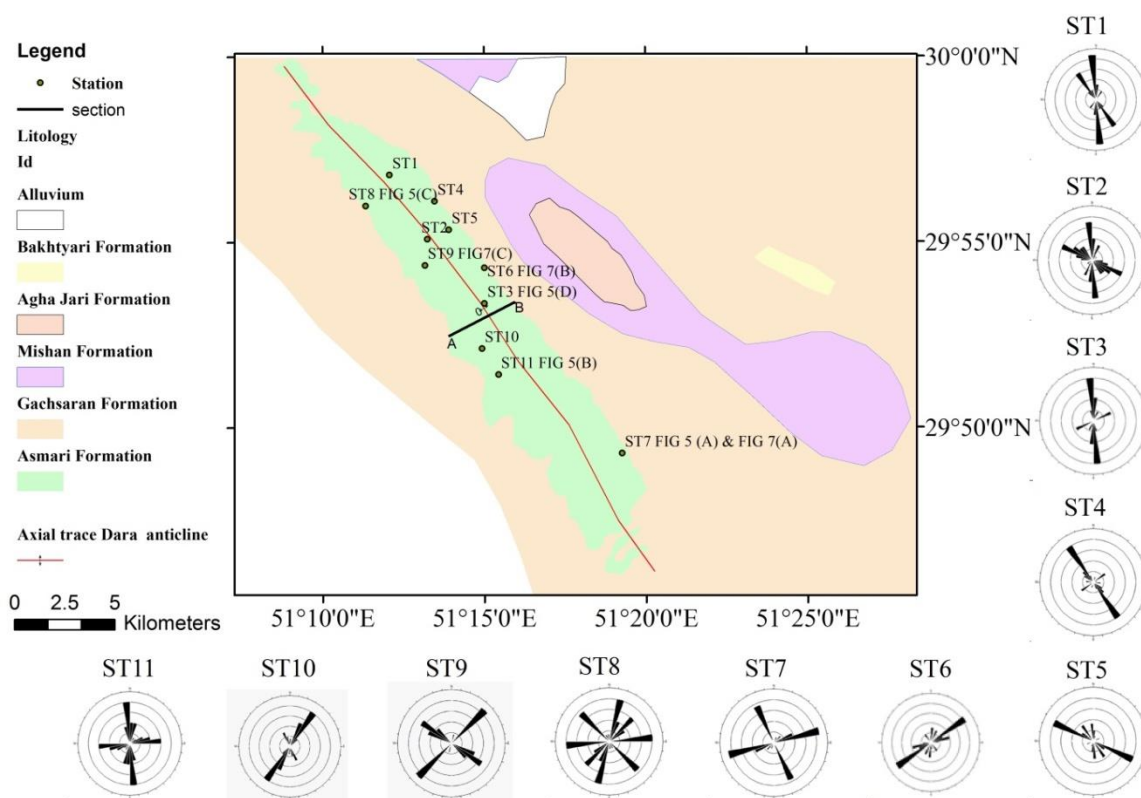
شکل ۱) موقعیت زمین شناسی منطقه مورد مطالعه، الف) تقسیمات ساختاری ایران [۸] ب) تقسیمات ساختاری زاگرس [۷]



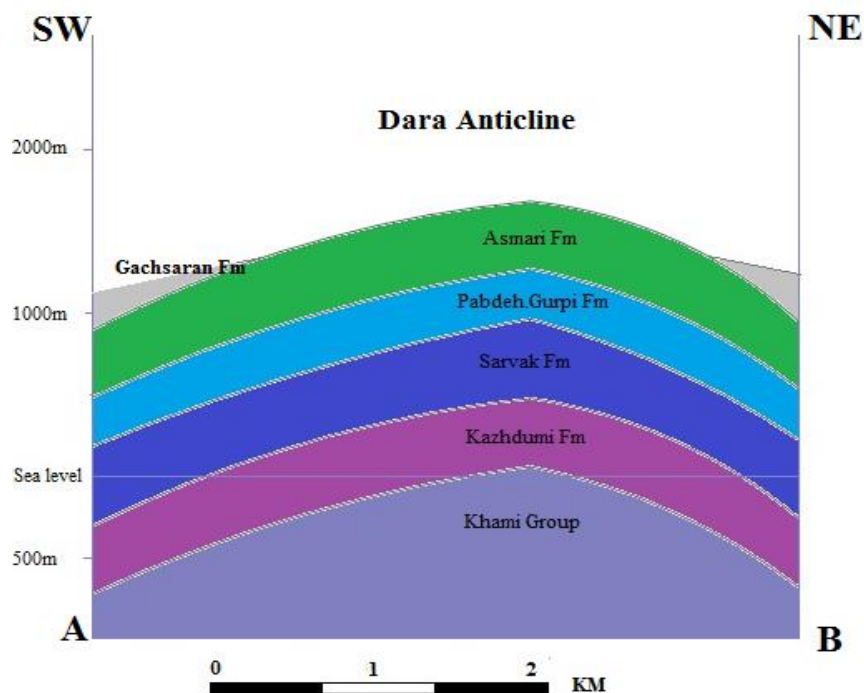
شکل ۲) ستون چینه شناسی زاگرس چین خورده [۱۲]

تحلیل ساختاری و هندسی شکستگی ها

در این پژوهش در طی مطالعات صحرایی، با توجه به رخنمون مناسب و راههای دسترسی و توزیع مناسب ایستگاه های برداشت شکستگی، یازده ایستگاه جهت برداشت شکستگی ها بر روی سازند آسماری تاقدیس دارا مورد بررسی قرار گرفتند. جهت برداشت شکستگی ها در مطالعات صحرایی از روش خط برداشت استفاده گردید. در این روش، ویژگی های هندسی و مورفولوژیکی شکستگی هایی که با خط برداشت برخورد می کنند، برداشت می شوند. پراکنندگی این ایستگاه ها بر روی قسمت های مختلف تاقدیس دارا به همراه دیاگرام گل سرخی شکستگی های برداشت شده در هر ایستگاه بر روی نقشه زمین شناسی نشان داده شده است (شکل ۳ الف).

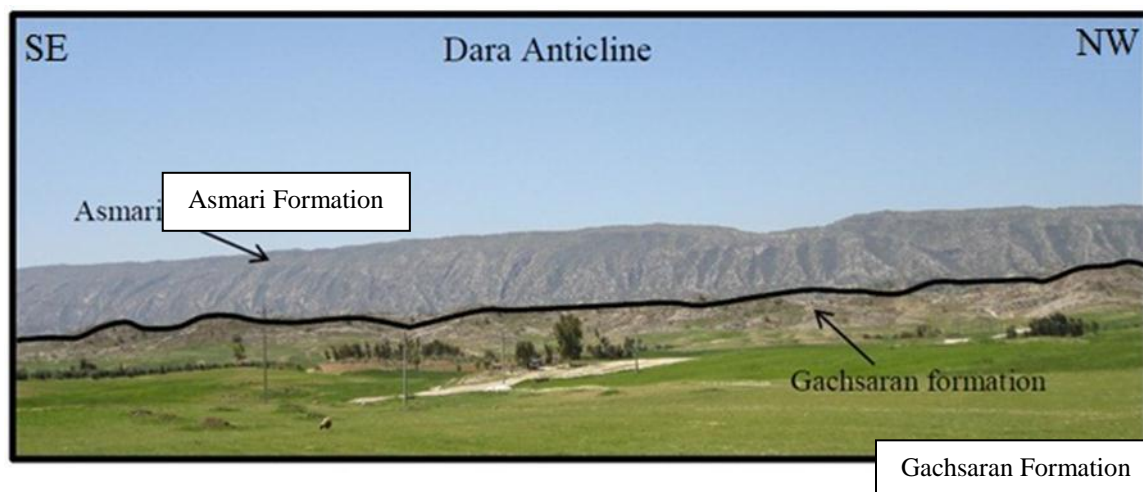


شکل ۳- الف) نقشه زمین شناسی کوه دارا به همراه موقعیت ودیاگرام گل سرخی مربوط به شکستگی های برداشت شده.



شکل ۳- ب) مقطع زمین شناسی کوه دارا.

وضعیت صفحه محوری و وضعیت خط لولایی در قسمت میانی تاقدیس دارا بر اساس وضعیت لایه بندی برداشت شده در یال شمال شرقی و یال جنوب غربی تاقدیس دارا، به ترتیب N41W/86SW و 02/N41W می‌باشد (شکل ۴).



شکل ۴) نمایی از یال شمال شرقی تاقدیس دارا، روستای بشارجان [۱]

در این پژوهش، تعداد زیادی شکستگی بر روی تاقدیس دارا بر اساس مطالعات صحرایی در جایگاه‌های مختلف ساختاری (یال شمال شرقی، یال جنوب غربی و ناحیه لولایی) شناسایی و برداشت شدند (شکل ۵ الف تا ۵ د). با توجه به موقعیت ایستگاه‌های برداشت شکستگی در جایگاه‌های مختلف ساختاری، دیاگرام گل سرخی و استریوگرام هر بخش،

تهیه گردید (شکل ۶). با توجه به دیاگرام گل سرخی مربوط به شکستگی های برداشت شده در یال شمال شرقی چهار

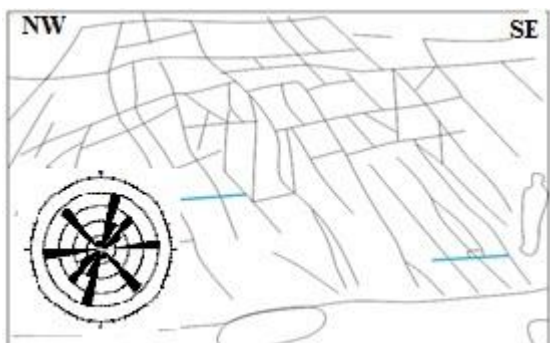
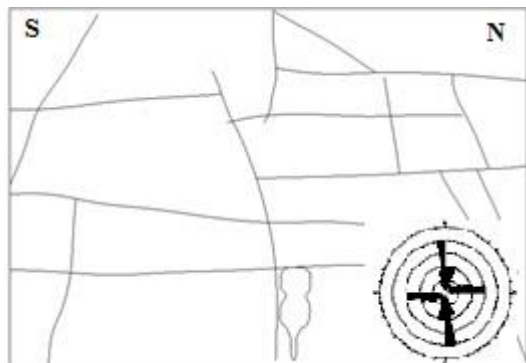
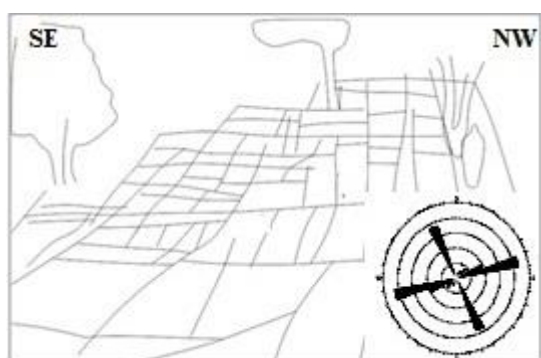
دسته شکستگی شناسایی شد که شامل دسته شکستگی های با وضعیت $N0-10W$ ، $N60-70W$ ، $N40-50W$ ، $N50-60E$

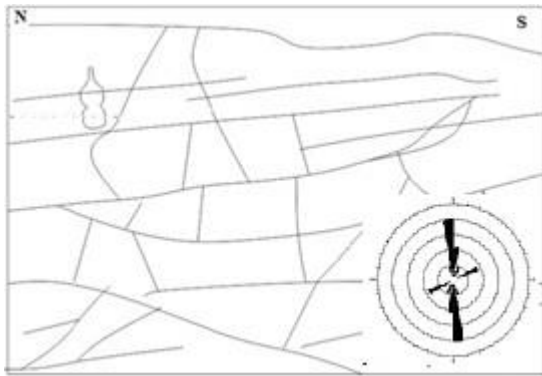
می باشند. با توجه به دیاگرام گل سرخی مربوط به شکستگیهای برداشت شده در یال جنوب غربی چهار دسته شکستگی

شناسایی گردیدند که شامل دسته شکستگی های با وضعیت $N80-90E$ ، $N10-20E$ ، $N40-50W$ ، $N40-50E$ می باشند.

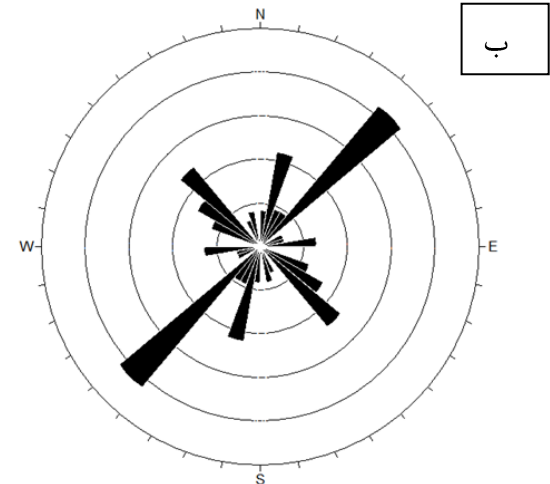
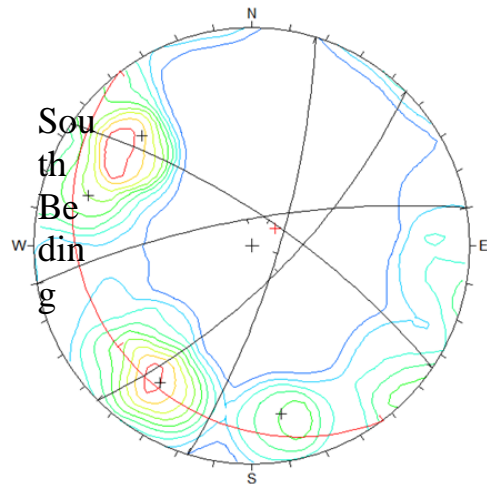
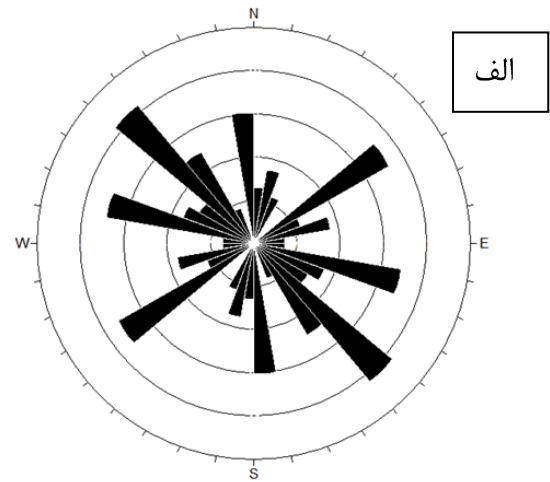
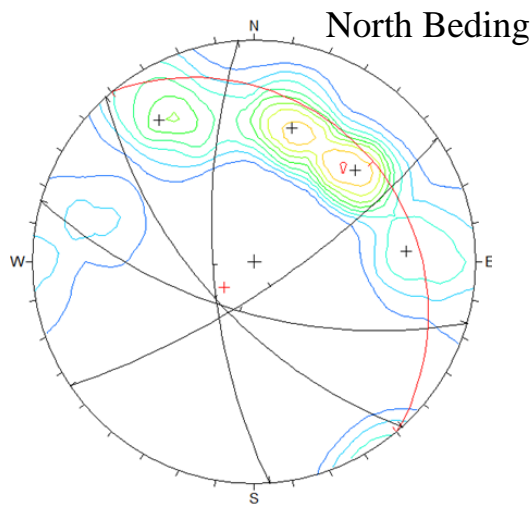
نهایتاً با توجه به دیاگرام گل سرخی مربوط به شکستگی های برداشت شده در ناحیه لولایی، سه دسته شکستگی شامل

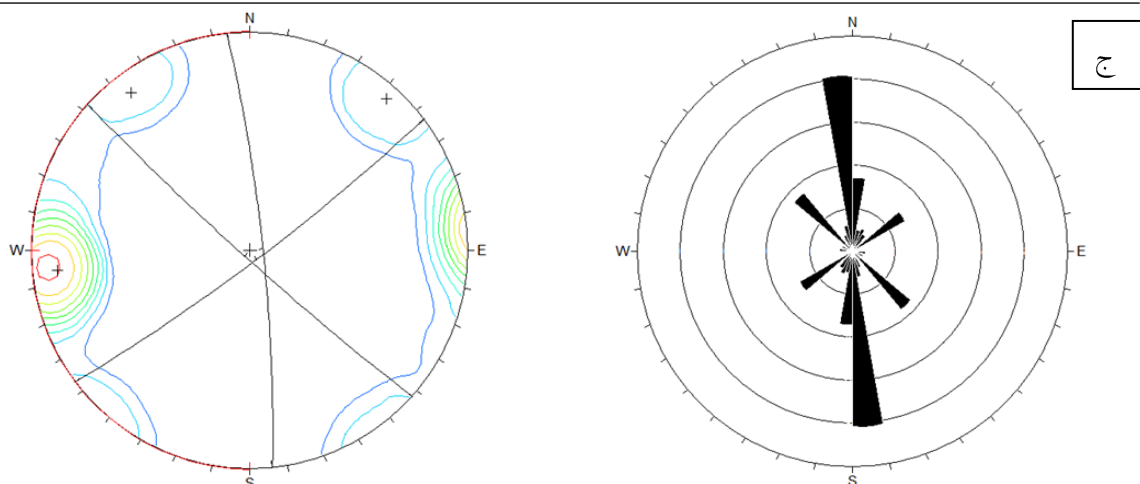
دسته شکستگی های با وضعیت $N0-10W$ ، $N40-50W$ ، $N50-60E$ شناسایی گردیدند.





شکل ۵) تصاویری از شکستگی های سازند آسماری در تاقدیس دارا، الف) تصویر مربوط به ایستگاه شماره هفت، برداشت شکستگی در یال شمال شرقی تاقدیس دارا، ب) تصویر مربوط به ایستگاه شماره یازده، برداشت شکستگی در یال جنوب غربی تاقدیس دارا، ج) تصویر مربوط به ایستگاه شماره هشت، برداشت شکستگی در یال جنوب غربی تاقدیس دارا، د) تصویر مربوط به ایستگاه شماره سه، برداشت شکستگی در ناحیه لولایی تاقدیس دارا.





شکل ۶) دیاگرام گل سرخی و استریوگرام شکستگی های سازند آسماری در تاقدیس دارا، الف) دیاگرام گل سرخی و استریوگرام شکستگی های برداشت شده در یال شمال شرقی تاقدیس دارا، ب) دیاگرام گل سرخی و استریوگرام شکستگی های برداشت شده در یال جنوب غربی تاقدیس دارا، ج) دیاگرام گل سرخی و استریوگرام شکستگی های برداشت شده در لولای تاقدیس دارا.

بحث

تحلیل هندسی شکستگی ها

در نگاه اول مشخصات هندسی شکستگی های برداشت شده طی عملیات صحرائی، بطور کلی انطباق خوبی را با موقعیت شکستگی های برداشت شده بر اساس مطالعات سنجش از دور نشان می دهند [۱]. در بسیاری از حالات درزه های متعددی در حوالی چین ها ایجاد می شوند که این درزه ها بر اثر نیروهایی که لایه ها را چین داده اند، به وجود آمده اند. ذکر این نکته لازم می باشد که ممکن است درزه ها بعد از چین خوردگی نیز بر ساختار اضافه شوند. از آنجایی که جهت تنش در لایه های در حال چین خوردن، از یک مکان به مکان دیگر چین و در طول مدت توسعه چین تغییر می کند، می تواند پاسخی برای وجود درزه ها با جهت های مختلف بر روی چین باشد [۱۸]. بر این اساس، مطالعات نشان می دهد که بعضی از این درزه ها حاصل همان میدان تنش هستند که چین را به وجود آورده است و برخی دیگر در میدان تنش که طی چین خوردن، بر روی یال ها یا بخش های خمیده چین تشکیل شده است، به وجود آمده اند [۱۱]. شکستگی های مرتبط با چین خوردگی، از نظر راستای قرار گیری نسبت به محور چین خوردگی به سه گروه عمده تقسیم می گردند: شکستگی های طولی که راستای آنها موازی محور چین خوردگی است، شکستگی های عرضی که به صورت عمود بر محور چین خوردگی ایجاد می شوند و دسته سوم که نسبت به شکستگی های عرضی دارای زاویه بین ۳۰-۴۵ درجه می باشند و به نام شکستگی های برشی معروف هستند. استرنز [۱۳، ۱۴، ۱۵] شکستگی های مرتبط با چین خوردگی را با توجه به هندسه چین و وضعیت لایه

بندی مورد بررسی قرار داد. بر این اساس ایشان پنج الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین خوردگی را معرفی کرد. در الگوی اول شکستگی‌ها در اثر موازی بودن تنش فشاری بیشینه (σ_1) با جهت شیب لایه‌بندی و موازی با لایه بندی به وجود می‌آیند. این الگو شامل دو دسته شکستگی برشی و یک دسته شکستگی کششی (عمود بر امتداد لایه بندی و محور چین خوردگی) می‌باشد. در الگوی دوم، شکستگی‌ها در اثر عمود بودن تنش فشاری بیشینه (σ_1) با جهت شیب لایه بندی و موازی با لایه بندی ایجاد می‌شوند. این الگو دارای دو دسته شکستگی امتداد لغز و یک دسته شکستگی کششی (به موازات امتداد لایه بندی و موازی با محور چین) است. در الگوی سوم، شکستگی‌ها در اثر موازی بودن تنش فشاری کمینه (σ_3) با جهت شیب لایه بندی و قرار گرفتن تنش فشاری بیشینه (σ_1) به صورت عمود بر لایه بندی ایجاد می‌شوند. این الگو دارای دو دسته شکستگی شیب لغز که با جابجایی نرمال هماهنگ است و همچنین دارای یک دسته شکستگی کششی است. شکستگی‌های کششی و مزدوج مربوط به این الگو، از لحاظ جهت گیری دارای یک امتداد و تنها در میزان شیب و جهت شیب با هم متفاوت هستند. در الگوی چهارم، شکستگی‌ها در اثر موازی بودن تنش فشاری متوسط (σ_2) با امتداد لایه‌بندی و قرار گرفتن تنش فشاری کمینه (σ_3) به صورت عمود بر لایه بندی ایجاد می‌شوند. در این الگو با دو دسته شکستگی امتداد لغز که با جابجایی معکوس همراه هستند، مواجه هستیم. این شکستگی‌ها همراه با تراست‌های مرتبط با چین ایجاد می‌شوند. امتداد شکستگی‌های الگوی سوم و چهارم با شکستگی کششی الگوی دوم که به موازات محور چین خوردگی هستند، همخوانی دارد. بنابراین الگوی یک و الگوی دو از جامعیت بیشتری از لحاظ شکستگی‌های مرتبط با چین برخوردار هستند. الگوی یک و الگوی دو شکستگی‌های مرتبط با چین خوردگی در تاقدیس‌های جنوب غرب ایران، متداول تر هستند [۱۶].

در این پژوهش با توجه به وضعیت متوسط لایه بندی یال شمال شرقی و یال جنوب غربی تاقدیس دارا که به ترتیب N40W/20NE و N37W/15SW می‌باشند. شکستگی‌های مورد انتظار با توجه به الگوهای اول و دوم (شکستگی مرتبط با چین خوردگی) پیش بینی گردیدند (جدول ۱). همچنین از آنجایی که وضعیت صفحه محوری تاقدیس دارا N41W/86SW می‌باشد، وضعیت شکستگی‌های مرتبط با چین خوردگی بر اساس مدل پرایس (۱۹۶۶) شامل شکستگی‌های طولی با وضعیت $N41W \pm 10$ و شکستگی عرضی با وضعیت $N49E \pm 10$ و شکستگی‌های برشی که با شکستگی‌های عرضی زاویه بین $30^\circ - 45^\circ$ دارند با وضعیت $N84E \pm 10$ و $N14E \pm 10$ می‌باشند.

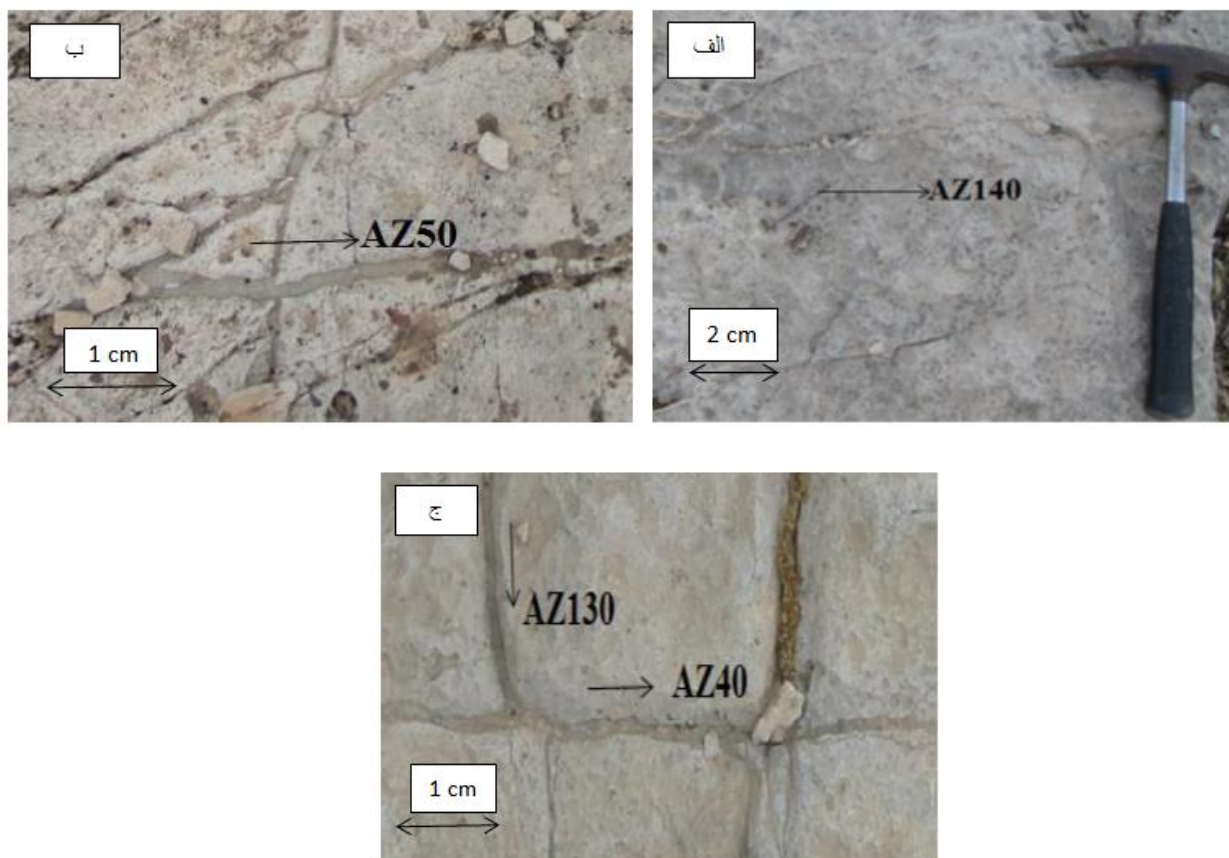
الگو	نوع شکستگی	حرکت	وضعیت شکستگی یال	وضعیت شکستگی یال جنوب غربی	وضعیت شکستگی یال	نام گذاری دسته شکستگی
۱	عرضی	کششی	N50E±10/90	N53E±10/90	N50E±10/90	A
						مزدوج
	چپ گرد	N84E±10/80SE	N84E±10/82NW	N85E±10/90	B2	
۲	طولی	کششی	N40W±10/75SW	N37W±10/77NE	N40W±10/75SW	C
						مزدوج
	چپ گرد	N75W±10/74SW	N73W±10/79NE	N05W±10/90	D2	

دسته شکستگی با وضعیت N40-50W که در طی مطالعات صحرایی و در سه جایگاه ساختاری تاقدیس دارا با پراکندگی‌های مختلف شناسایی گردید، به موازات محور چین خوردگی می باشد و از این رو بر اساس مدل پرایس (۱۹۶۶) نوعی شکستگی طولی می باشد. این دسته شکستگی از لحاظ روندی با شکستگی گروه B از الگوی دوم شکستگی‌های پیش بینی شده مرتبط با چین خوردگی هماهنگی دارد (جدول ۱). آثار کشش به صورت بازشدگی و پرشدگی کلسیتی در این دسته شکستگی مشاهده می گردد (شکل ۷ الف، ج).

دسته شکستگی‌ها با وضعیت N50-60E و N40-50E که بر اساس مطالعات صحرایی به ترتیب در یال شمال شرقی و یال جنوب غربی تاقدیس دارا شناسایی شدند، که این دسته شکستگی‌ها تقریباً عمود بر محور چین خوردگی (محور چین N42W) قرار دارند و از این رو بر اساس مدل پرایس (۱۹۶۶) نوعی شکستگی عرضی می باشند. این دسته شکستگی‌ها از لحاظ روندی با شکستگی گروه A از الگوی اول شکستگی‌های پیش بینی شده مرتبط با چین خوردگی هماهنگی دارند (جدول ۱). آثار کشش به صورت بازشدگی و پرشدگی کلسیتی در این دسته شکستگی‌ها مشاهده می گردد (شکل ۷ ب، ج).

در یال جنوب غربی تاقدیس دارا دو دسته شکستگی دیگر با وضعیت N80-90E و N10-20E بر اساس مطالعات صحرایی شناسایی گردیدند. این دسته شکستگی‌ها تقریباً به صورت مورب نسبت به محور چین خوردگی (محور چین N42W) قرار

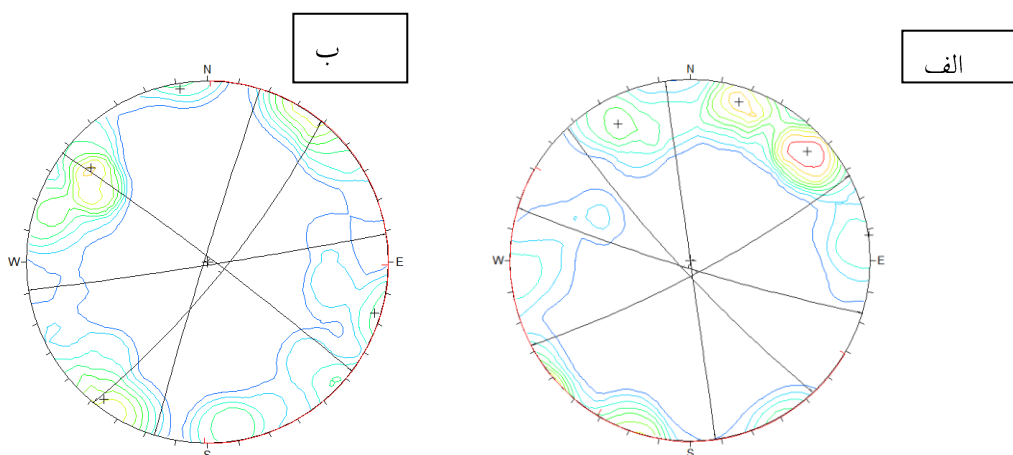
دارند. دسته شکستگی‌های N80-90E و N10-20E از لحاظ روندی به ترتیب با شکستگی‌های C1 و C2 از الگوی اول شکستگی‌های پیش‌بینی شده مرتبط با چین خوردگی هماهنگی دارند (جدول ۱). بنابر مطالب گفته شده دسته شکستگی‌های N80-90E و N10-20E که در یال جنوب غربی شناسایی شدند، شکستگی‌های مزدوج می‌باشند. در یال شمال شرقی تاقدیس دارا دو دسته شکستگی دیگر با وضعیت N60-70W و N0-10W بر اساس مطالعات صحرایی شناسایی گردیدند، این دسته شکستگی‌ها تقریباً به صورت مورب نسبت به محور چین خوردگی (محور چین N42W) قرار دارند. این دسته شکستگی‌های از لحاظ روندی به ترتیب با شکستگی‌های D1, D2 از الگوی دوم شکستگی‌های پیش‌بینی شده مرتبط با چین خوردگی، هماهنگی دارند (جدول ۱). بنابر مطالب گفته شده دسته شکستگی‌های N80-90E و N10-20E که در یال جنوب غربی شناسایی شدند، شکستگی‌های مزدوج می‌باشند.



شکل ۷) آثار کشش به صورت بازشدگی و پرشدگی در شکستگی‌های کششی، الف) ایستگاه شماره هفت در یال شمال شرقی، ب) ایستگاه شماره شش در یال شمال شرقی، ج) ایستگاه شماره نه در یال جنوب غربی.

تعیین سن نسبی شکستگی‌ها نسبت به چین خوردگی

یکی از روشهای بررسی زمان تشکیل شکستگی‌ها نسبت به زمان تشکیل چین خوردگی، بازگرداندن طبقات چین خورده به حالت افقی می باشد به نحوی که اثر چین خوردگی طبقات از بین برود. نحوه توزیع شکستگی‌ها بر روی استریوگرام پس از افقی کردن طبقات و از بین بردن اثر چین خوردگی نشان دهنده این مطلب است که تمامی درزه‌های موجود عمود یا تقریباً عمود بر سطح لایه بندی هستند. بنابراین کلیه درزه‌های مربوط به الگوی شماره ۱ و ۲ قبل و یا همزمان با چین خوردگی طبقات (بسیار نزدیک به زمان چین خوردگی) تشکیل شده‌اند (شکل ۸). این شواهد نشان می‌دهد که تنش اصلی تکنونیک که مسبب تغییرات ساختاری فوق شده است، به صورت افقی عمل کرده است. در نتیجه تمامی درزه‌های اصلی کششی و برشی، در هنگام تشکیل قائم و عمود بر سطح لایه بندی ایجاد شده‌اند. بدیهی است که با تکامل چین خوردگی، موقعیت این درزه‌ها تغییر خواهد کرد ولی همواره سطح آنها بر لایه بندی عمود است. لازم به ذکر است که اگر بعد از چین خوردگی طبقات، شکستگی‌های جدیدی ایجاد شوند، این درزه‌ها به دلیل افقی بودن تنش در هنگام تشکیل قائم بوده ولی به دلیل شیب دار بودن طبقات، زاویه بین درزه و طبقه به صورت عمودی نخواهد بود. بنابراین با این توضیحات، عمده درزه‌های موجود در منطقه مورد مطالعه در ابتدای تغییر شکل ساختاری و قبل یا همزمان با چین خوردگی (در طی کوتاه شدگی) ایجاد شده‌اند (شکل ۸). در این بخش از پژوهش برای تعیین زمان نسبی تشکیل شکستگی‌ها نسبت به چین خوردگی، تنها از داده‌های ایستگاه‌هایی که امکان برداشت شیب شکستگی‌ها نیز بوده است، استفاده گردید.

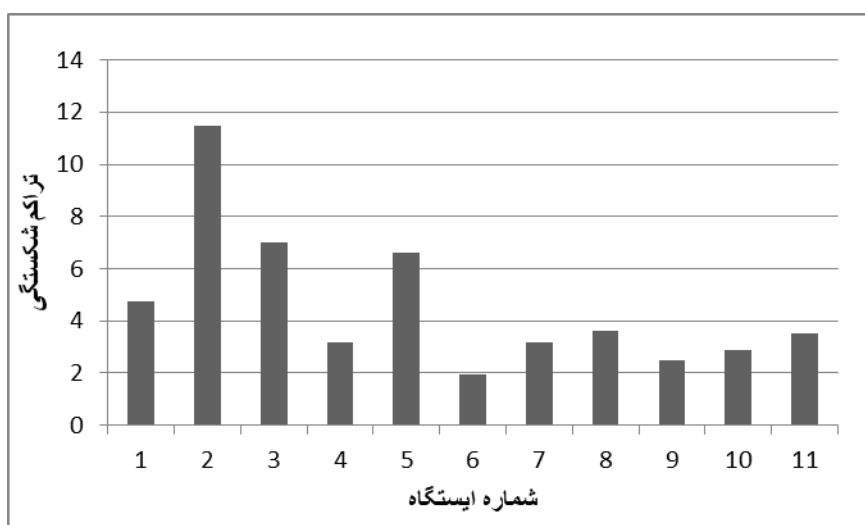


شکل ۸) استریوگرام مربوط به شکستگی‌های (الف) یال شمالی و (ب) یال جنوب غربی تاق‌دیس دارا، پس از دوران حول محور چین خوردگی و افقی کردن لایه‌ها.

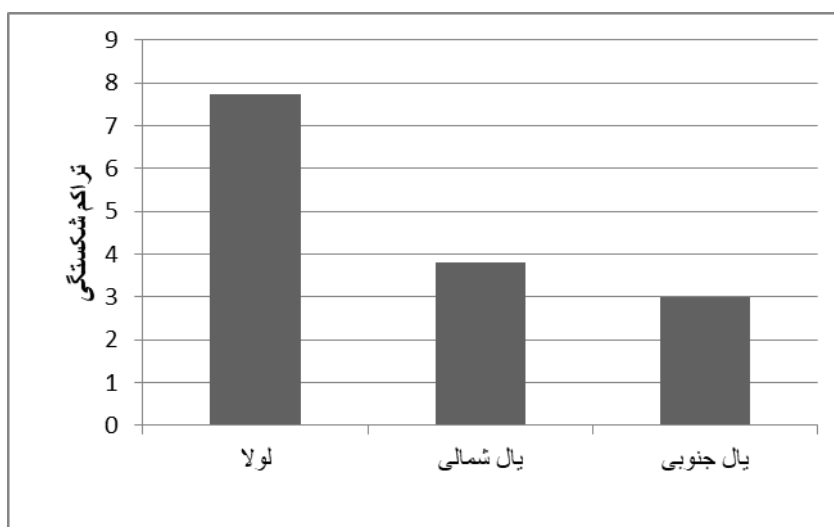
تراکم شکستگی‌ها

تراکم شکستگی‌ها در بخش‌های مختلف یک تاقدیس یکی از پارامترهای مهمی است که بویژه در مطالعه درزه‌ها با اهداف مطالعه مخازن نفت و گاز، استفاده می‌شود. لذا در این پژوهش، تراکم شکستگی‌ها در هر ایستگاه بدست آمد که نتایج آن در هیستوگرام (شکل ۹) آورده شده است. سپس با توجه به محل ایستگاه‌ها نسبت به ساختار، میانگین تراکم شکستگی‌ها در هر ناحیه از تاقدیس دارا (بال شمال شرقی، یال جنوب غربی و ناحیه لولای) تهیه گردید (شکل ۱۰).

تراکم شکستگی‌ها براساس شکل ۱۰ در ناحیه لولایی بیشتر و در یال‌ها کمتر می‌باشد که دلیل آن خمش بیشتر ناحیه لولایی نسبت به یال‌ها است. با توجه به نمودار شکل ۹، تراکم شکستگی‌ها بر اساس مطالعات صحرائی در هر ایستگاه بر روی رخنمون سازند آسماری بین مقادیر ۲ تا ۱۱/۷۵ شکستگی در هر متر، است.



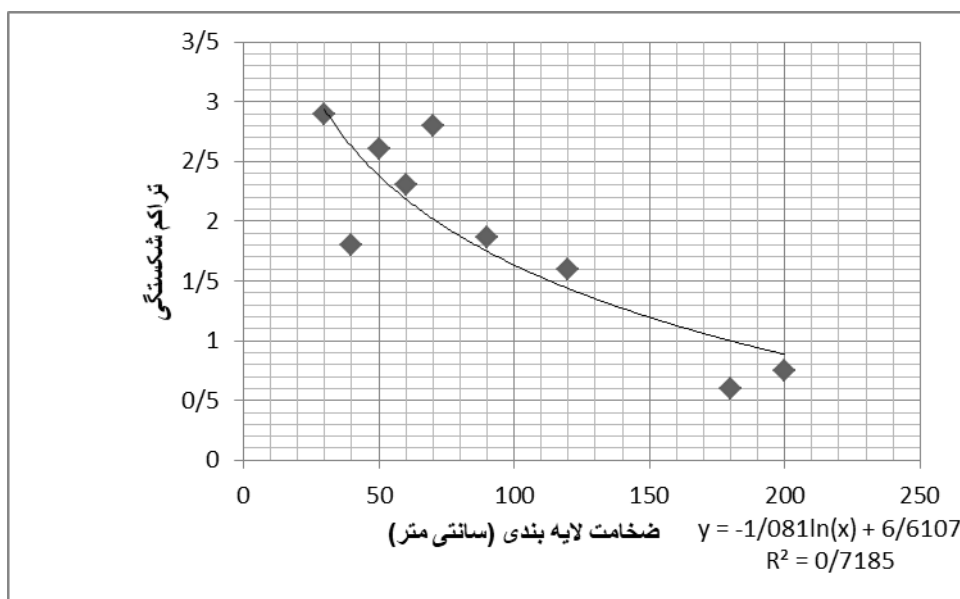
شکل ۹) هیستوگرام مربوط به تراکم شکستگی در هر ایستگاه. ارقام موجود بر خط افقی نشان دهنده شماره ایستگاه‌های برداشت شکستگی و ارقام موجود بر روی خط قائم نشان دهنده تعداد شکستگی در واحد متر می‌باشد.



شکل ۱۰) هیستوگرام مربوط به میانگین تراکم شکستگی در سه جایگاه ساختاری ناقدیس دارا.

همچنین در این پژوهش، رابطه بین تراکم شکستگی ها و ضخامت لایه بندی نیز بررسی شد و نمودار نقطه‌ای بین این دو پارامتر (تراکم شکستگی و ضخامت لایه‌بندی) تهیه گردید (شکل ۱۱). در این نمودار محور قائم نشان دهنده تراکم شکستگی و محور افقی نشان دهنده ضخامت لایه‌هاست، بطوریکه این نمودار نشان دهنده کاهش تراکم شکستگی با افزایش ضخامت لایه بندی است. در این نمودار پس از بررسی الگوهای آماری مختلف بر روی داده‌ها، توزیع لگاریتمی منفی بهترین خط انطباق را با داده ها نشان می‌دهد. این رابطه دارای ضریب همبستگی بیش از ۷۰ درصد می‌باشد. ضمناً مکوین [۹،۱۰] نشان داد که تعداد شکستگی‌ها، در یک طول مشخص با ضخامت لایه رابطه عکس دارد و در عین حال این یک رابطه لگاریتمی می باشد.

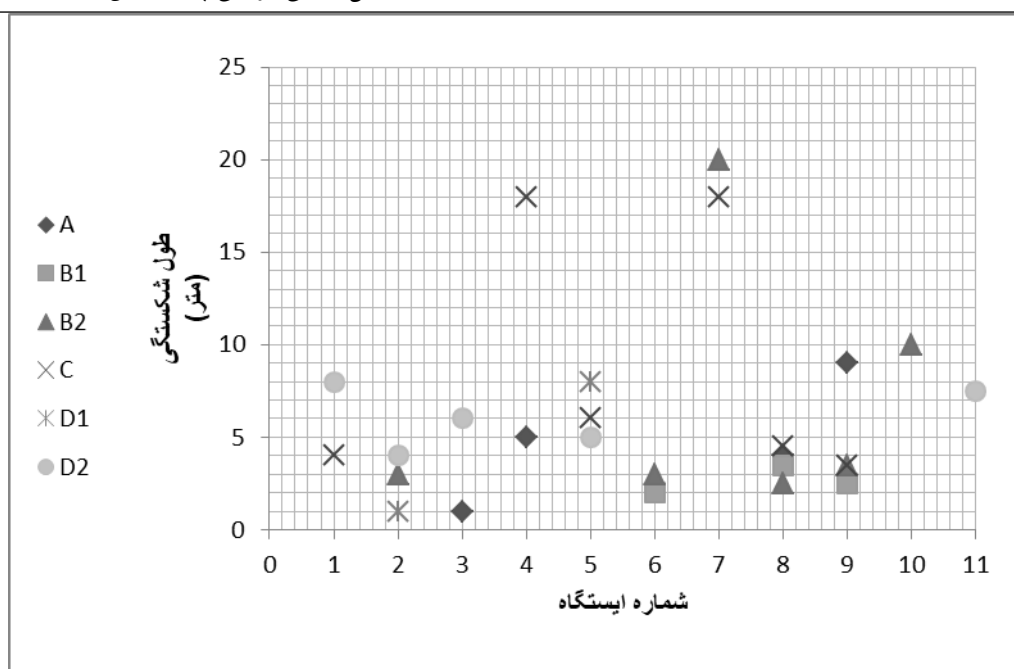
نهایتاً اینکه، اگر تمام شاخص‌های مرتبط با تراکم شکستگی مساوی باشند، درزه‌ها در لایه‌های نازکتر، فاصله بندی کمتر و در لایه‌های ضخیم تر، فاصله‌داری بیشتری خواهند داشت. به عبارتی با افزایش ضخامت لایه‌ها تراکم شکستگی ها کمتر می‌شود [۱۹].



شکل ۱۱) نمودار نقطه‌ای بین تراکم شکستگی و ضخامت لایه بندی در سازند آسماری تاقدیس دارا.

طول دسته شکستگی‌ها

طول شکستگی‌ها یکی از پارامترهای مهم در مطالعات درزه و شکستگی، به عنوان ابزاری برای تعیین شکستگی های اصلی می‌باشد. در طی عملیات صحرایی بر روی سازند آسماری تاقدیس دارا، طول دسته شکستگی‌های اصلی برداشت شده و نمودار نقطه‌ای که نشان‌دهنده طول متوسط دسته شکستگی‌های اصلی است، تهیه گردید (شکل ۱۲). اکثریت شکستگی‌های موجود در سازند آسماری، دارای طولی کمتر از ۵ متر هستند. البته دامنه تغییرات طول شکستگی‌ها تا ۲۵ متر هم می‌رسد.



شکل ۱۲) نمودار نقطه‌ای طول دسته شکستگی‌های اصلی در ایستگاه‌های عملیات صحرایی (A,B1,B2,C,D1,D2) نام دسته شکستگی‌ها می‌باشند).

نتیجه گیری

در طی مطالعات صحرایی بر روی تاق‌دیس دارا، چهار دسته شکستگی بر روی یال شمال شرقی تاق‌دیس دارا با وضعیت N40-50E, N40-50W, N50-60E, N0-10W, N60-70W و در یال جنوب غربی چهار دسته شکستگی با وضعیت N40-50E, N40-50W, N50-60E, N0-10W, N60-70W و در ناحیه لولایی سه دسته شکستگی با وضعیت N50-60E, N40-50W, N0-10E, N50-60E, N40-50W, N0-10E, N80-90E و در ناحیه لولایی 50W N10-20E, N80-90E گردیدند. روند ساختاری شکستگی‌های شناسایی شده، با روند شکستگی‌های پیش‌بینی شده مرتبط با چین‌خوردگی هم‌راستا هستند. بنابر این به احتمال زیاد شکستگی‌های شناسایی شده بر روی تاق‌دیس دارا با توجه به وضعیت آنها، مرتبط با چین‌خوردگی هستند. همچنین شکستگی‌های شناسایی شده بر روی تاق‌دیس دارا نسبت به وضعیت لایه بندی (در حالت افقی و قبل از چین‌خوردگی) عمود می‌باشند، که این موضوع حاکی از تشکیل عمده این شکستگی‌ها قبل یا هم‌زمان با چین‌خوردگی است. تراکم شکستگی‌های ساختاری در ناحیه لولایی، در مقایسه با دیگر جایگاه‌های ساختاری تاق‌دیس دارا، بیشتر می‌باشد. بطوریکه تعداد شکستگی‌ها در ناحیه لولایی ۷-۸ در هر متر طولی می‌باشد. علت افزایش تراکم شکستگی در ناحیه لولایی نسبت به دیگر جایگاه‌های ساختاری، به دلیل بیشتر بودن میزان خمش در ناحیه لولایی است، که باعث افزایش این پارامتر در این ناحیه از تاق‌دیس شده است. همچنین در این پژوهش مشخص گردید که با افزایش

ضخامت لایه‌ها تراکم شکستگی‌ها کمتر می‌شود. سازند آسماری درکوه دارا در ناحیه فرو بار دزفول رخنمون وسیع و مناسبی دارد از این رو نتایج حاصله از مطالعات شکستگی بر روی سازند آسماری تاقدیس دارا را میتوان به عنوان الگویی برای مطالعات شکستگی‌های مخازن آسماری زیر سطحی با اهداف اکتشاف و تولید هیدروکربور استفاده نمود.

تشکر و قدردانی

این مقاله از پایان نامه کارشناسی ارشد تکتونیک آقای سعید محمدی اصل در دانشگاه اصفهان که از سوی اداره مناطق نفت خیز جنوب نیز مورد حمایت قرار گرفته است، استخراج شده است. نگارندگان از حمایت‌های دانشگاه اصفهان و نیز شرکت ملی نفت ایران کمال تشکر را دارند. همچنین از داوران محترم این مقاله آقایان دکتر مهرداد پسندی، دکتر موسی الرضاتوری و مهندس حسین محمدرضایی که نظرات و پیشنهادات سازنده آنها باعث تکمیل و رفع اشکالات این مقاله گردید، صمیمانه قدردانی می‌شود.

منابع:

- [1] محمدی اصل، س.، فرضی پورصائین، ع.، صفایی، ه.، ۱۳۹۵، تحلیل هندسی و کینماتیکی شکستگی‌های محدوده تاقدیس دارا، در فروافتادگی دزفول: مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۲۰، صفحه ۴۱-۵۱.
- [2] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس: دو جلد، طرح تدوین کتاب زمین شناسی، ۱۰۰۹ صفحه.
- [3] معماریان، ه.، ۱۳۸۸، زمین شناسی ساختاری، موسسه دانشگاه تهران، ۸۴۲ صفحه.
- [4] نورایی نژاد، خ.، امیری بختیار، ه.، محمدیان، ر.، ساعدی، ق.، ۱۳۸۰، تعیین غیرمستقیم گسترش شکستگی‌ها در مخزن آسماری میدان نفتی مارون، مجله اکتشاف و تولید، شماره ۹۰، صفحه ۵۲.
- [5] BERBERIAN, M., King, G.C.P., 1981, Towards a Paleogeography and Tectonic Evolution of Iran: *Canadian Journal of Earth Sciences*, **18**(2), 210-265.
- [6] FALCON, N.L., 1974, Southern Iran: Zagros Mountains. In: Spencer a (Ed) Mesozoic–Cenozoic Orogenic Belts: *Geological Society of London Special Publication*, **41**, 99–211.
- [7] FARZIPOUR-SAEIN, A. YASSAGHI, A., S. SHERKATI, S., H. KOYI, H., 2009; Basin Evolution of the Lurestan Region in the Zagros Fold-And-Thrust Belt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, **32**, 5-19.
- [8] HEYDARI, E., 2008, Tectonics versus Eustatic Control on Supersequences of the Zagros Mountains of Iran: *Tectonophysics*, **451**, 56-70.
- [9] MCQUILLAN, H., 1974, Fractuer pattern on Kuh-e-Asmari Anticline, southwest Iran. *AAPG Bulletin*, **58**, 236-245.

- [10] MCQUILLAN, H., 1973, Small scale Fracture Density in Asmari Formation of Southwest and Its Relationship to Bed Thickness and Structural Setting: *AAPG, Bull*, V. 57, No. 12, 2367-2385.
- [11] PRICE, N.J., 1966, Fault and joint Development in Brittle and Semi- Brittle Rocks, *Program, Oxford*. 176
- [12] SEPEHR, M., COSGROVE, J.W., 2005. Role of the Kazerun Fault Zone in the Formation and Deformation of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Tectonics* 24, TC5005, doi 10.1029/2004TC001725.
- [13] STEARNS, D.W., 1964, Macrofracture Patterns on Teton Anticline, Northwest Montana: *American Geophysical Union Transactions*, **45**, 107-108.
- [14] STEARNS, D.W., 1968a, Fracture as a Mechanism of Flow in Naturally Deformed Rock, in Kink Bands and Brittle Deformation, AJ Baer and DK Norris, eds. *Geol. Soc. Canada Paper* **68-52**, 79-95.
- [15] STEARNS, D.W., 1968b, Certain Aspects of Fracture. In: Naturally Deformed Rocks, Rock Mechanics Seminar, Bedford, Massachusetts: *Air Force Cambridge Research Laboratory*, 97-116.
- [16] STEARNS, D.W., and FRIEDMAN, M., 1972, Reservoirs in Fractured Rocks: *AAPPG, Bulletin*, **16**, 82-106.
- [17] TALBOT, C.J., and ALAVI, M., 1996, the Past of a Future Syntaxis across the Zagros: *Geological Society London, Special Publications*, **100(1)**, .89-109.
- [18] TWISS, R.J., and MOORES, E.M., 1992, *Structural Geology* Freeman. New York, 532.
- [19] VAN, PLUIJIM, B.A., MARSHAK, S., 2004, *Earth Structure: an Introduction to Structural Geology and Tectonics*. New York: WW Norton; 2nd ed.

بررسی زیست چینه‌نگاری و ریز رخساره‌های سازنده‌های شهبازان و آسماری (گذر از ائوسن به الیگوسن) در نهشته‌های کربناته شمال فروافتادگی دزفول،

حوضه رسوبی زاگرس

سپیده غلام‌پور موگهی^۱، حسین وزیری مقدم^۲، محمدعلی صالحی^۳، ناصرارزانی^۴، افشین آرمون^۵

کارشناس ارشد رسوب‌شناسی و سنگ شناسی رسوبی، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه اصفهان

استاد، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

استادیار، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

استاد، گروه زمین‌شناسی، دانشگاه پیام نور اصفهان

کارشناس ارشد شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز

*avaziri7304@gmail.com

دریافت مرداد ۱۳۹۶، پذیرش آذر ۱۳۹۶

چکیده

با تکیه بر ۳۳۰ مقطع نازک (شامل خرده حفاری) مطالعات زیست چینه‌نگاری، ریز رخساره و تفسیر محیط رسوبی جهت تعیین مرز بین دو سازند شهبازان و آسماری در چاه شماره یک میدان نفتی بالارود واقع در شمال فروافتادگی دزفول انجام شده است. سازند شهبازان با لیتولوژی عمدتاً دولومیتی همراه با میان لایه‌هایی از سنگ آهک، شیل و انیدریت در چاه مورد نظر دارای ضخامت ۴۶۰ متر می‌باشد. در توالی مورد نظر این سازند در مرز پایینی خود عموماً شیل‌های سازند پایده را به طور هم‌شیب پوشانده و مرز بالایی آن با سازند آسماری به صورت ناپیوسته در نظر گرفته شده است. سازند آسماری دارای ضخامت ۱۴۰ متر، لیتولوژی آن عمدتاً از سنگ‌های آهکی و آهک شیلی همراه با میان لایه‌های دولومیت می‌باشد و مرز بالایی آن با سازند گچساران به صورت پیوسته است. مطالعات زیست چینه‌نگاری منجر به شناسایی روزن‌داران کفزی متنوع و تعداد اندکی روزن‌داران پلانکتون گردیده است و براساس زون تجمعی شناسایی شده سن ائوس پسین (پریابونین) برای سازند شهبازان (۱۵ جنس و ۸ گونه) در نظر گرفته شد. در سازند آسماری نیز سه زون تجمعی (۱۲ جنس و ۸ گونه) به سن‌های اواسط روپلین-شاتین، آکی‌تاین و بوردیگالین معرفی شده است. بر اساس مطالعات زیست چینه‌نگاری مرز بین دو سازند شهبازان و آسماری و موقعیت ناپیوستگی بین آنها مشخص گردید. آنالیز رخساره‌ها، در این برش سبب تشخیص هشت ریز رخساره وابسته به سه کمر بند رخساره‌ای رمپ داخلی (پهنه جزر و مدی و لاگون)، رمپ میانی و رمپ بیرونی برای سازند شهبازان شده است که در یک سکوی کربناته از نوع رمپ نهشته شده است. همچنین چهار ریزرخساره (کربناته) در سازند آسماری شناسایی شده است که به بخش داخلی پلتفرم کربناته تعلق دارند.

کلمات کلیدی: سازند شهبازان، سازند آسماری، زیست چینه‌نگاری، محیط رسوبی، میدان نفتی بالارود.

مقدمه

سازند شهبازان به سن ائوسن، توالی کربناته پسرونده‌ای است که در نواحی شمال فروافتادگی دزفول و حوضه پیش بوم لرستان نهشته شده است [۳، ۷]. این سازند در محل برش الگو (در ۴/۵ کیلومتری ایستگاه راه آهن تله زنگ) از نظر سنگ شناسی شامل دولومیت و سنگ آهک دولومیتی با رنگ هوازده سفید تا قهوه‌ای، ضخیم لایه، متخلخل و دانه شکر می‌باشد [۷]. در زمان ائوسن سازندهای شهبازان و تله زنگ در بخش‌های کم عمق حاشیه پلتفرم و سازند پابده به سمت بخش-های جنوبی عمیق‌تر شده حوضه (Fore deep) ته‌نشست کرده است [۳]. سازند آسماری نیز توالی ضخیمی از رسوبات الیگو-میوسن و مهمترین سنگ مخزن حوضه رسوبی زاگرس در ایران است [۷]. سنگ شناسی این سازند در محل برش الگو شامل سنگ آهک‌های مقاوم کرم تا قهوه‌ای رنگ است که در آنها درزه‌های فراوانی گسترش دارد البته میان لایه‌های شیلی نیز در این سازند دیده می‌شود [۶۱]. بررسی مطالعات قبلی بر روی سازندهای شهبازان و آسماری حاکی از مطالعه گسترده بایوستراتیگرافی و محیط رسوبی این دو سازند به طور مجزا در بخش‌های مختلف حوضه زاگرس می‌باشد [برای مثال ۳، ۵۸، ۶۳]. چاه شماره یک میدان نفتی بالارود از نظر مطالعات چینه‌شناسی و زیست‌چینه‌نگاری نخست توسط بندج شفیع [۱۷] مورد مطالعه قرار گرفته است. به دلیل دولومیتی بودن سازند شهبازان مطالعات زیست‌چینه‌نگاری زیادی روی آن انجام نگرفته است. از جمله مطالعات زیست‌چینه‌نگاری بر روی این سازند در یال جنوب شرقی تاقدیس چنار (حوضه لرستان) توسط مغفوری مقدم و طاهرپور خلیل‌آباد [۴۵] و مطالعه ریز رخساره‌ها و زیست‌چینه‌نگاری سازند آسماری و شهبازان در چاه شماره سه میدان نفتی قلعه نار توسط قنبرلو [۵] می‌باشد. تاکنون مطالعات کثیری در ارتباط با زیست‌چینه‌نگاری سازند آسماری صورت گرفته است. اولین مطالعات و مقالات منتشر شده در مورد سازند آسماری در اوایل قرن ۱۹ منتشر شده است. از جمله مطالعات اخیر بر روی این سازند می‌توان به بازسازی محیط دیرینه الیگو-میوسن (سازند آسماری)، در تاقدیس دیل توسط الله کرم‌پور و همکاران [۱۴]؛ بررسی تغییرات پلتفرم آسماری در طی زمان الیگو-میوسن (جنوب شرقی ایذه و فروافتادگی دزفول) توسط شب افروز و همکاران [۵۷] و همچنین بررسی می‌توان به تکامل پلتفرم کربناته الیگو-میوسن در حاشیه شمالی حوضه درون شلفی آسماری در جنوب غرب زون ایذه توسط الله کرم‌پور و همکاران [۱۵] اشاره کرد. در حوضه زاگرس در شرایطی که سازند آسماری بر روی سازند شهبازان قرار گرفته باشد و شرایط تحولات دیاژنتیکی بطور گسترده‌ای در بخش تحتانی آسماری و بخش فوقانی شهبازان عمل کرده باشد، تشخیص مرز بین این دو سازند تا حدودی مشکل خواهد بود. در این مطالعه با توجه به اهمیت تعیین سن و بررسی دقیق مرز در تفکیک نهشته‌های سازندهای شهبازان و آسماری در چاه شماره یک میدان نفتی بالارود و همچنین بازسازی محیط رسوبگذاری هر دو سازند با استفاده از شناسایی ریز رخساره‌ها در گذر از ائوسن به الیگوسن، از اهداف این مطالعه در نظر گرفته شده است.

موقعیت جغرافیایی

ناحیه مورد مطالعه در این پژوهش در حوضه زاگرس واقع شده است (شکل A ۱). میدان نفتی بالارود در ۳۰ کیلومتری شمال شهرستان اندیمشک بین میداین قلعه‌نار و لب‌سفید و در حاشیه شمالی فروافتادگی دزفول قرار دارد (شکل B ۱). چاه شماره یک میدان نفتی بالارود از لحاظ موقعیت جغرافیایی در محدوده‌های طول جغرافیایی $E 48^{\circ} 25' 05''$ و عرض جغرافیایی $N 32^{\circ} 44' 16''$ قرار گرفته است [۲].

قرار گرفته‌اند. تعداد ۲۵۵ مقطع نازک میکروسکوپی از سازند شهبازان (با ضخامت ۴۶۰ متر) و ۷۵ مقطع نازک میکروسکوپی متعلق به سازند آسماری (با ضخامت ۱۴۰ متر) می‌باشند. تعیین زون‌بندی و سن نسبی نیز با کمک منابعی نظیر سراکیل و همکاران، لس و همکاران، لارسن و همکاران، ون بوخم و همکاران، لس و همکاران، لس و اوزکان و بوداگر-فادل [۱۹، ۴۰، ۴۱، ۴۲، ۴۳، ۵۶، ۶۲] صورت گرفته است. شناسایی میکروفسیل‌ها براساس منابعی از قبیل آدامز و بورژیوس، لوبلیش و تاپان و هوتینگر [۱۱، ۳۶، ۴۴] صورت گرفته است. نام‌گذاری سنگ‌ها و شناسایی بافت‌ها بر اساس رده بندی دانهام [۲۶] و امبری کلوان [۲۷]، شناسایی ریز رخساره‌ها و کمربندهای رخساره‌ای بر مبنای طبقه‌بندی ویلسون و فلوگل [۲۹، ۶۵] انجام شده است.

بحث

مطالعات زیست چینه‌نگاری

نتایج حاصل از بررسی‌های زیست چینه نگاری در شناخت وقایع ثبت شده در توالی‌های رسوبی نظیر ناپیوستگی‌ها بسیار با اهمیت هستند. مطالعات زیست چینه نگاری مقاطع میکروسکوپی در چاه مذکور منجر به شناسایی ۱۵ جنس و ۸ گونه برای سازند شهبازان و ۱۲ جنس و ۸ گونه برای سازند آسماری نیز شده است (شکل ۲). برخی از روزن‌داران سازندهای شهبازان و آسماری دربرش مورد مطالعه در شکل ۳ نشان داده شده است.

سازند شهبازان

زون تجمعی شماره ۱ (Ix)

این زون تجمعی فاصله‌ی عمقی ۱۸۰۰ تا ۱۳۴۰ متری را در برمی‌گیرد و متشکل از فونای زیر است (شکل ۲):

Discocyclina sp., *Amphistegina* sp., *Peneroplis* sp., *Hantkenina* sp., *Praerhapydionina delicata*, *Neorotalia viennotti*, *Nummulites* sp., *Haymanella* sp., *Nummulites* cf. *fabianii*, *Alveolina* sp., *Triloculina trigonula*, *Triloculina tricarinata*, *Quinqluculina* sp., *Austrotrollina* cf. *eocaenica*, *Zeaglobigerina (Globigerina)* cf. *ampliapertura*, *Turborotalia* cf. *increbescens*.

هوتینگر [۳۶] گونه *Nummulites fabianii* را شاخص پریابونین دانسته (جدول ۱) و با زون‌های زیستی معرفی شده توسط سرا-کیل و همکاران [۵۶] تطابق داده است (جدول ۲). زون‌های زیستی معرفی شده توسط سرا-کیل و همکاران [۵۶] در سال‌های ۲۰۰۸، ۲۰۱۱ و ۲۰۱۲ توسط محققینی نظیر لس، لس و همکاران، لس و اوزکان [۴۱، ۴۲، ۴۳] مورد بازنگری قرار گرفته است در نتیجه به علت حضور گونه *Nummulites* cf. *fabianii* معادل سه زون زیستی SBZ و SBZ 19B، SBZ 19A و 20 می‌باشد و سن پریابونین را نشان می‌دهد. علاوه بر این حضور گونه‌های *Turborotalia* cf. *increbescens* (انتهای بارتونین تا اواسط روپلین) و *Zeaglobigerina (Globigerina)* cf. *ampliapertura* (پریابونین بالایی تا اوایل روپلین) [۱۹] (جدول ۲)، موجب می‌شود که بتوان سن رسوبات قرار گرفته در فاصله عمقی ۱۸۰۰ متری تا ۱۳۹۲ متری را سن پریابونین پایینی و سن رسوبات فاصله عمقی ۱۳۹۲ متری تا ۱۳۴۰ متری را پریابونین بالایی در نظر گرفت. بررسی و تطابق زمانی این زون با دیگر زون‌ها در مکان‌های مختلف در حوضه نئوتتیس گویای این واقعیت است که گونه *Nummulites fabianii* در حوضه نئوتتیس گسترش فراوانی داشته است. به طوری که در جاهای مختلفی از این گونه برای زون‌بندی استفاده شده است (جدول ۳).

سازند آسماری

زون تجمعی شماره ۱ (I)

این زون تجمعی فاصله‌ی عمقی ۱۳۴۰ تا ۱۳۰۲ متری را در برمی‌گیرد و متشکل از فونای زیر است (شکل ۲):

Austrotrillina cf. howchini, *Peneroplis sp.*, *Archaias sp.*, *Archaias cf. hensoni*, *Archaias cf. kirkukensis*, *Austrotrillina sp.*, *Valvulinid sp.1*, *Quinqluculina sp.*, *Neorotalia viennotti*, *Peneroplis thomasi*, *Dendritina rangi*, *Dendritina sp.*

به علت حضور گونه‌های *Archaias cf. kirkukensis*, *Archaias cf. hensoni* و همچنین عدم حضور گونه‌های جنس نومولیتس در این تجمع فسیلی و با توجه به این نکته که گونه‌های مثل *Archaias cf. kirkukensis* و *Archaias cf. hensoni* از اواسط روپلین ظاهر می‌شوند و همچنین انقراض تمامی گونه‌های جنس نومولیتس شاخص مرز روپلین-شاتین است [۴۰، ۶۲]، سن در نظر گرفته شده برای این زون تجمعی احتمالاً اواسط روپلین تا انتهای شاتین می‌باشد (جدول ۴).

زون تجمعی شماره ۲ (II)

این زون تجمعی فاصله‌ی عمقی ۱۳۰۲ تا ۱۲۲۸ متری را در برمی‌گیرد و متشکل از فونای زیر است (شکل ۲):

Borelis sp., *Dendritina rangi*, *Discorbis sp.*, *Elphidium sp.1*, *Pyrgo sp.*

این زون به علت عدم حضور فسیل‌های شاخص، قابل تطابق با بیوزون ۶ (Indeterminate zone) لارسن و همکاران و ون-بوخم و همکاران [۴۰، ۶۲] بوده و معرف سن آکی تانین می‌باشد (جدول ۴).

زون تجمعی شماره ۳ (III)

این زون تجمعی فاصله‌ی عمقی ۱۲۲۸ تا ۱۲۰۰ متری را در برمی‌گیرد و متشکل از فونای زیر است (شکل ۲):

Borelis melo curdica.

در این زون تجمعی به علت حضور *Borelis melo curdica* معادل زون زیستی *Borelis melo Borelis melo melo*، لارسن و همکاران و ون-بوخم و همکاران [۴۰، ۶۲] بوده و متعلق به اشکوب بوردیگالین است (جدول ۴).

زون تجمعی شماره یک سازند شهبازان نشان‌دهنده سن پریابونین و زون تجمعی شماره یک سازند آسماری در چاه مذکور نشان‌دهنده سن احتمالاً اواسط روپلین تا انتهای شاتین می‌باشند، بنابراین می‌توان یک نبود فسیلی از انتهای پریابونین تا اواسط روپلین (نبود قاعده روپلین) را بین دو سازند شهبازان و آسماری در نظر گرفت که بیانگر یک مرز ناپیوسته بین این دو سازند است. بنابراین موقعیت این ناپیوستگی بر اساس مطالعات زیست‌چینه نگاری در عمق ۱۳۴۰ متری در این چاه در نظر گرفته شده است (شکل ۲). ناپیوستگی بین سازندهای شهبازان و آسماری را می‌توان در ارتباط با ادامه‌ی برخورد صفحه اوراسیا-صفحه عربی و افت جهانی سطح آب دریا بررسی نمود که از کرتاسه آغاز شده است [۱۳، ۳۵]. به طور غالب عملکرد فرایندهای تکتونیکی در اواخر ائوسن موجب بسته شدن تدریجی نئوتتیس شده است، در نتیجه در اوایل میوسن رشته کوه‌های زاگرس در امتداد حاشیه شمال شرقی پلت فرم ظاهر شدند که در نهایت موجب عقب نشینی دریا از بخش زیادی از پلت فرم می‌شود [۳۵]. احتمالاً این مرز ناپیوسته را می‌توان نتیجه اُفت جهانی سطح آب دریاها، عملکرد حرکات کوه‌زایی و یا تأثیر همزمان هر دو عامل در نظر گرفت.

مطالعات ریز رخساره‌ها

روزن‌داران بزرگ شاخص آب‌های گرم و زون نوری می‌باشند، که جهت تعیین رخساره‌ها و عمق دریا‌های گرم دیرینه مورد استفاده قرار می‌گیرند [۱۸]. در طی سال‌های اخیر دانش ما نسبت به روزن‌داران بزرگ کفزی افزایش یافته است. در این مطالعه براساس بافت رخساره‌ها، گسترش روزن‌داران بزرگ کفزی و تعداد اندکی روزن‌داران پلانکتون، هشت ریز

رخساره در سازند شهبازان و چهار ریزرخساره در سازند آسماری شناسایی شده است (شکل ۲). این ریز رخساره‌ها به ترتیب از بخش‌های عمیق تا بخش‌های کم عمق در زیر شرح داده می‌شوند:

ریز رخساره‌های سازند شهبازان

MF1) پلانکتونیک فرامینیفرایو کلاست و کستون-پکستون

اجزای اصلی این ریز رخساره شامل روزن‌داران پلانکتون، خرده‌های دیسکوسیکیلینا و نومولیتیده بوده و خرده‌های اکیئید، الفیدیوم، اپرکولینا و نئوروتالیا اجزای فرعی این ریز رخساره را تشکیل می‌دهند، و همچنین دارای بافت و کستون-پکستون می‌باشند (شکل ۴ A).

تفسیر: روزن‌داران پلانکتون در رخساره‌های دریای باز و عمق بیش از ۲۰۰ متری به فراوانی یافت می‌شوند [۲۹، ۳۰]. حمل شدگی و خردشدگی تقریباً در همه‌ی قطعات اسکلتی به جز فرم‌های پلانکتون مشاهده شده که حاکی از حمل آن‌ها از قسمت‌های کم عمق‌تر (از رمپ میانی و داخلی) به قسمت‌های عمیق‌تر (رمپ بیرونی) می‌باشد [۲۹، ۳۸]. حضور همزمان قطعات خرد شده و سائیده شده روزن‌داران بزرگ (دیسکوسیکیلینیده و نومولیتیده) در رخساره MF1، بیانگر نابرجا بودن و ریزشی بودن آنهاست. وجود روزن‌داران پلانکتون، بافت ریز دانه و میکریٹ فراوان نشانه رسوبگذاری این رخساره در محیط دریایی نسبتاً عمیق، آرام و کم انرژی در زیر سطح تأثیر امواج است [۲۹، ۵۷، ۶۵]. این رخساره دارای بافت گل پشٹیبان (وکستون) تا دانه پشٹیبان (پکستون) بوده که نشان دهنده انرژی متوسط در محل تشکیل این رخساره می‌باشد [۲۹، ۳۰]. مشابه این ریز رخساره در رسوبات قاعده سازند آسماری مربوط به بخش عمیق دریایی باز در نواحی مختلف حوضه رسوبی زاگرس [۵۱، ۵۷، ۶۳] و از جنوب شرق اسپانیا [۳۰]، همچنین از سازند شهبازان در چاه شماره سه میدان نفتی قله-نار [۵] گزارش شده است.

MF2) بایوکلاست نومولیتیده دیسکوسیکیلینیده و کستون-پکستون (رودستون)

از اجزای اصلی تشکیل دهنده این ریز رخساره می‌توان نومولیتس، دیسکوسیکیلینا و اجزای فرعی آن نئوروتالیا، اپرکولینا، آمفیسترینا، دندریتینا و خرده‌های این مجموعه فسیلی را نام برد. بافت تشکیل دهنده‌ی آن و کستون-پکستون است (شکل ۴ B).

تفسیر: عمده فسیل‌های موجود در این رخساره حاکی از وجود شرایط دریای باز می‌باشند. در این ریز رخساره نومولیت‌ها و دیسکوسیکیلیناها حجم اصلی آلوکم‌ها را تشکیل می‌دهند. اندازه و شکل نومولیت‌ها در ارتباط با نوع محیط رسوبی است، به طوری که نومولیت‌های کشیده و درشت مربوط به بخش‌های دور از ساحل و آب‌های عمیق‌تر و انواع کروی‌تر مربوط به محیط‌های نزدیک‌تر به ساحل هستند [۱۸]. همچنین بدلیل عدم حضور روزن‌داران پلانکتون و فراوانی روزن‌داران کفزی با دیواره نازک حاکی از آن است که این رخساره در بخش خارجی (distal) رمپ میانی و بالای سطح اساس امواج طوفانی تشکیل شده است [۲۹، ۵۷، ۶۵]. خردشدگی قطعات تشکیل دهنده حاکی از حمل آن‌ها از بخش‌های کم عمق‌تر به این قسمت از حوضه بوده است. فراوانی روزن‌داران کفزی درشت مانند دیسکوسیکیلیناها و نومولیتس نشانه رسوب‌گذاری در قاعده منطقه تحت نفوذ نور (photic zone) در آب‌های کم عمق و نسبتاً گرم می‌باشد [۳۰]. بافت موجود در این ریز رخساره گل پشٹیبان (وکستون) تا دانه پشٹیبان (پکستون) بوده که نشان دهنده انرژی متوسط در محل تشکیل این رخساره می‌باشد [۲۹، ۳۰]. مشابه این ریز رخساره در سازند جهرم توسط محسنی [۴۸] در میدان گلخاری واقع در حوضه زاگرس گزارش شده است.

MF3) بایوکلاست نئوروتالیا نومولیتیده وکستون-پکستون

نئوروتالیا و نومولیتس از روزن‌داران کفزی و اصلی تشکیل دهنده این ریز رخساره، اپرکولینا و خرده‌های آن جز اجزای فرعی می‌باشند. بافت تشکیل دهنده‌ی آن وکستون-پکستون است (شکل ۴ C).

تفسیر: مجموعه روزن‌داران موجود در این رخساره نیز همگی دارای دیواره منفذدار بوده که حاکی از شرایط دریای باز می‌باشد. نئوروتالیاها که در این رخساره به فراوانی حضور دارند شاخص آب‌های کم عمق و آشفته می‌باشند. همچنین نومولیت‌ها به صورت عدسی شکل با دیواره ضخیم با محیط‌های پراثری تطابق دارند [۱۸]. این نومولیت‌ها با اندازه متوسط تا بزرگ و بافت گل پشٹیبان تا دانه پشٹیبان نشان دهنده‌ی این است که محیط تشکیل این ریز رخساره کم عمق‌تر نسبت به MF2 و با انرژی نسبتاً متوسط در بخش داخلی (proximal) رمپ میانی است [۲۵، ۲۹، ۳۰، ۴۹]. مشابه این ریز رخساره در رسوبات سازند آسماری دیده می‌شود [۶۴].

MF4) بایوکلاست فرامینفرا (منفذدار و بدون منفذ) وکستون-پکستون

اجزای اصلی این ریز رخساره جنس‌های آلوتولینا، میلیولید، آستروتربیلینا از روزن‌داران با دیواره بدون منفذ و نئوروتالیا، نومولیتس از روزن‌داران با دیواره منفذدار را شامل شده است. دیگر اجزای فرعی تشکیل دهنده شامل خرده‌هایی از آلوتولینا، اکینید و پلوئید می‌باشند. بافت تشکیل دهنده‌ی آن وکستون-پکستون است (شکل ۴ D).

تفسیر: حضور روزن‌داران بدون منفذ و منفذار بیانگر تشکیل این ریز رخساره در محیط لاگونی نیمه محصور با شوری نسبتاً نرمال دریایی می‌باشد. همچنین به نظر می‌رسد سد تأثیرگذاری برای جدایی پلتفرم داخلی و دریای باز وجود نداشته است [۵۴]. مشابه با این ریز رخساره از سازند جهرم واقع در منطقه لار [۴۸] و سازند شهبازان در چاه شماره سه میدان نفتی قلعه‌نار [۵] نیز گزارش شده است.

MF5) بایوکلاست میلیولید نئوروتالیا پکستون

میلیولید و نئوروتالیا از اجزای اصلی تشکیل دهنده این ریز رخساره می‌باشند و از اجزای فرعی می‌توان به آلوتولینا، اکینید، بریزوآ، نومولیتس، الفیدیوم و پلوئید اشاره کرد که دارای بافت پکستون می‌باشد (شکل ۴ E).

تفسیر: میلیولید در محیط‌های آرام و شوری بالا یافت می‌شود. در این ریز رخساره نیز فون‌هایی با شرایط دریای باز هم دیده می‌شود. نئوروتالیاها که در این رخساره به فراوانی حضور دارند شاخص آب‌های کم عمق و آشفته می‌باشند. بافت دانه پشٹیبان این ریز رخساره نشان دهنده انرژی نسبتاً بالای محیط تشکیل این ریز رخساره است. حضور میلیولید همراه با نئوروتالیا نشان دهنده لاگون نیمه محصور می‌باشد [۲۵، ۲۹، ۳۰، ۴۹]. مشابه این ریز رخساره توسط وزیری مقدم و همکاران [۶۴] و قنبرلو [۵] در حوضه زاگرس معرفی شده است.

MF6) بایوکلاست فرامینفرا (بدون منفذ) پکستون-گرینستون

روزن‌داران بدون منفذ موجود در این ریز رخساره شامل میلیولید، دندریتینا، پنیولیس و اجزای فرعی نظیر الفیدیوم، هیمنلا، خرده‌های دندریتینا و کمی پلوئید می‌باشند. بافت تشکیل دهنده‌ی آن وکستون-پکستون تا گرینستون است (شکل ۴ F).

تفسیر: روزن‌داران بدون منفذ از اجزای اصلی این ریز رخساره می‌باشند. ظهور تعداد زیادی از فرام‌های بدون منفذ پورسلانوز به خصوص فراوانی میلیولید در این رخساره گویای محیط با شوری بالا و نشان دهنده لاگون محصور و محیط‌های غنی از مواد غذایی می‌باشد [۲۲، ۳۰]. براساس موارد ذکر شده این ریز رخساره در بخش‌های محصورتر رمپ داخلی و نزدیکتر به محیط جزرومدی در بخش بالایی زون فوتیک تشکیل شده است [۲۳]. مشابه این ریز رخساره از ناحیه فیروزآباد توسط وزیری مقدم و همکاران [۶۴] و شمال فروافتادگی دزفول توسط قنبرلو [۵] نیز شناسایی شده است.

MF7) استروماتولیت باندستون

استروماتولیت‌ها یکی از مهمترین نهشته‌های زیستی-شبکه‌ای ریز دانه هستند. سیانوباکتریایی به عنوان سازندگان اصلی این رخساره محسوب می‌شوند که نقش مهمی در بدام انداختن رسوبات در پهنه‌های جزرومدی را دارند. استروماتولیت باندستون می‌تواند محصول متابولیسم باکتریایی باشند که احتمالاً در اثر کاهش سولفات تشکیل می‌شوند و تأیید کننده محیط محدود جزر و مدی باشد [۴۶]. باتوجه به این شواهد بنظر می‌رسد که این رسوبات در یک محیط کم انرژی در بخش بالایی پهنه‌های جزرومدی نهشته شده اند [۳۹] (شکل ۴ G).

MF8) دولومادستون

این رخساره از بلورهای ریز و خیلی ریز دولومیت تشکیل شده (شکل ۴ H, I)، که در قسمت میانی برش مورد مطالعه حضور دارند و بیشترین بخش از توالی سازند شهبازان را به خود اختصاص داده‌اند (شکل ۲). در تعدادی از مقاطع میکروسکوپی انیدریت به صورت نودلار، جانشینی و سیمان انیدریتی مشاهده می‌شود. این ریز رخساره را می‌توان به نام دولوستون به همراه تبخیری‌ها معرفی کرد [۳۳، ۳۴]. این رخساره مربوط به بخش‌های بالایی محیط جزر و مدی و سبخا است. برخی بلورهای دولومیت در این رخساره در طی مراحل دیاژنز عمدتاً تدفینی تحت تأثیر تبلور مجدد قرار گرفته‌اند و اندازه بلورها افزایش یافته است.

ریز رخساره‌های سازند آسماری

MF1) بایوکلاست فرامینفرا (منفذدار و بدون منفذ) و کستون-پکستون

اجزای اصلی این ریز رخساره شامل فرام‌هایی با دیواره هیالین (نئوروتالیا، الفیدیوم و دیسکوربیس) و فرام‌هایی با دیواره پرسلانوز (میلیولید، دندرتینا، بورلیس) می‌باشد. اجزای فرعی شامل خرده‌های پوسته دوکفه‌ای و اکینید می‌باشد (شکل ۴ J, K). تفسیر: تنوع فونی بالای این رخساره نشان دهنده‌ی شوری و مقدار اکسیژن مناسب و کافی در محیط اولیه می‌باشد [۳۱]. بنابراین هم یافتی روزن‌داران منفذدار متعلق به دریای باز و روزن‌داران بدون منفذ خاص بخش‌های درونی پلتفرم حاکی از آن است که سد بیوکلاستی موثری برای تمایز پلتفرم درونی از دریایی باز وجود ندارد [۵۴]. جایگاه این ریز رخساره با توجه به روزن‌داران موجود در بالای سطح اساس امواج آرام و در شرایط زون یوفوتیک می‌باشد [۳۰]. مشابه این ریز رخساره از ناحیه فیروز آباد توسط وزیری مقدم و همکاران [۶۴] همچنین آدابی و همکاران [۱۰] از کوه ریگ گزارش شده است.

MF2) بایوکلاست فرامینفرا (بدون منفذ) پلوئید پکستون-گریستون

روزن‌داران بدون منفذ از جمله میلیولید، آستروتربیلینا، دندرتینا، پئروپلیس، بورلیس به همراه قطعات آرکیاس از تشکیل دهندگان اصلی این ریز رخساره هستند. روزن‌داران نئوروتالیا، الفیدیوم، دیسکوربیس، بریوزا، جلبک قرمز (corallinacea)، و تکه‌های از پلوئید نیز به صورت فرعی در این ریز رخساره حضور دارند (شکل ۴ L, M).

تفسیر: ظهور تعداد زیادی از فرام‌های بدون منفذ در این رخساره گویای محیط با اندکی شوری بالا بوده است [۲۹]. پلوئید نیز در برخی مقاطع وجود دارد. بافت رسوبی، میکروفسیل‌های شاخص لاگون دال بر رسوبگذاری این ریز رخساره در بخش داخلی پلتفرم و در شرایط آب‌های کم عمق و پرنور می‌باشد. تنوع و فراوانی فرام‌های پرسلانوز تأیید کننده آن می‌-

باشد [۲۳، ۲۴، ۶۳]. میکربیتی شدن از مهمترین فرآیند دیاژنزی در این رخساره می‌باشد. به طوریکه منشأ پلوئیدها را می‌توان اجزای اسکلتی میکربیتی شده در نظر گرفت. بافت دانه پشتیبان این ریز رخساره نشان دهنده انرژی بالای محیط می‌باشد [۲۹]. مشابه این ریز رخساره از سازند آسماری، سازند جهرم و دیگر نقاط حوضه تیس گزارش شده است [۴۸، ۵۵].

MF3) بایوکلاست میلیوید و کستون-پکستون

میلیوید جز اصلی این رخساره می‌باشد و به میزان کمتر بورلیس، دندریتینا، دیسکوربیس، تکه‌های از نئوروتالیا، الفیدیوم، خار اکینید و پوسته‌های دو کفه‌ای دیده می‌شود (شکل ۴ N, O).

تفسیر: با توجه به تنوع پایین و حضور میلیوید، این ریز رخساره به بخش داخلی پلتفرم با شرایط محصورتر نسبت به ریز رخساره‌ی قبلی نسبت داده می‌شود و حاکی از ته‌نشست در محیط‌های شور تا فوق شور لاگون محصور می‌باشد [۳۰، ۵۴]. انرژی امواج در چنین محیط‌های کم تا متوسط است [۹]. رخساره‌های مشابه‌ای در حوضه رسوبی زاگرس گزارش شده است [۵۲، ۶۴].

MF4) دولومادستون

این رخساره نظیر رخساره دولومادستون در سازند شهبازان از بلورهای ریز و خیلی ریز دولومیت تشکیل شده است. این رخساره به صورت پراکنده قسمت‌های از سازند آسماری را به خود اختصاص داده‌اند (شکل ۲ و ۵). این رخساره مربوط به بخش‌های بالایی محیط جزر و مدی و سبخا است.

محیط رسوبی

براساس مطالعات و بررسی‌های انجام شده بر روی رخساره‌ها، محیط تشکیل سازند شهبازان را می‌توان به سه بخش رمپ داخلی (پهنه جزرومدی و لاگون)، میانی و خارجی تقسیم کرد. پهنه جزرومدی تنها شامل ریز رخساره استروماتولیت باندستون (MF7) و دولومادستون (MF8) است. کمربند رخساره‌های لاگون شامل رخساره MF6، که به علت حضور روزن-داران پرسلانوز به یک لاگون محصور و رخساره MF5 و MF4 به علت حضور همزمان روزن‌داران پرسلانوز و هیالین به یک لاگون نیمه محصور تعلق دارند. رخساره‌های MF3 و MF2 متعلق به رمپ میانی می‌باشند. در نهایت رخساره MF1 به دلیل حضور خرده‌های از روزن‌داران با دیواره منفذدار و روزن‌داران پلانکتون، محیط رمپ بیرونی به آن نسبت داده می‌شود. به دلیل عدم حضور رسوبات دوباره نهشته شده برای مثال توریدایت‌ها، نبود رخساره‌های ریفی در بخش دور از ساحل، تغییرات تدریجی رخساره‌ها به یکدیگر، و در نظر گرفتن پیوستگی رخساره‌ها در قانون والتر و نیز گسترش وسیع پهنه‌های جزرومدی می‌توان نتیجه گرفت که نهشته‌های کربناتی سازند شهبازان به احتمال قوی در یک سکوی کربناته از نوع رمپ نهشته شده است [۴] (شکل ۵ A). علاوه بر این توزیع روزن‌داران در مدل ارائه شده با مدل رسی [۵۰] برای رمپ‌های کربناته ائوسن منطبق می‌باشد. بنابراین جایگاه پیشنهادی پلتفرم کربناته از نوع رمپ برای محیط رسوبی سازند شهبازان منطقی به نظر می‌رسد. رخساره‌های شناسایی شده در رسوبات سازند آسماری در این چاه با توجه به تجمع روزن‌داران بدون منفذ (MF1-MF3) عمدتاً به بخش داخلی پلتفرم نظیر لاگون (محصور و نیمه محصور) و همچنین پهنه جزر و مدی و سبخا (MF4) محدود شده‌اند (شکل ۵ B). بنابراین در توالی مورد مطالعه سازند آسماری محدود به بخش داخلی پلتفرم بوده و به علت نبود ریز رخساره‌های مربوط به دریای باز نمی‌توان بطور دقیق نوع پلتفرم را برای این سازند معرفی و مشخص کرد. همچنین با توجه به قانون والتر که در آن نهشته‌های مربوط به محیط‌های رسوبی مجاور یکدیگر در توالی-های رسوبی بر روی یکدیگر به صورت پیوسته ظاهر می‌شوند؛ ذکر این نکته لازم است به دلیل عدم پیوستگی رسوبگذاری

در بین دو سازند شهبازان و آسماری این قانون نقض و لذا نهشته‌های مربوط به محیط‌های رسوبی مجاور یکدیگر در مرز دو سازند بر روی یکدیگر به صورت پیوسته ظاهر نشده‌اند و نتایج مطالعات ریز رخساره‌ها نیز تأکیدی بر وجود ناپیوستگی در بین دو سازند می‌باشد. بنابراین در توالی مورد مطالعه سازند آسماری محدود به بخش داخلی پلتفرم بوده و به علت نبود ریز رخساره‌های مربوط به دریای باز نمی‌توان بطور دقیق نوع پلتفرم را برای این سازند معرفی و مشخص کرد. همچنین با توجه به قانون والتر که در آن نهشته‌های مربوط به محیط‌های رسوبی مجاور یکدیگر در توالی‌های رسوبی بر روی یکدیگر به صورت پیوسته ظاهر می‌شوند؛ ذکر این نکته لازم است به دلیل عدم پیوستگی رسوبگذاری در بین دو سازند شهبازان و آسماری این قانون نقض و لذا نهشته‌های مربوط به محیط‌های رسوبی مجاور یکدیگر در مرز دو سازند بر روی یکدیگر به صورت پیوسته ظاهر نشده‌اند و نتایج مطالعات ریز رخساره‌ها نیز تأکیدی بر وجود ناپیوستگی در بین دو سازند می‌باشد.

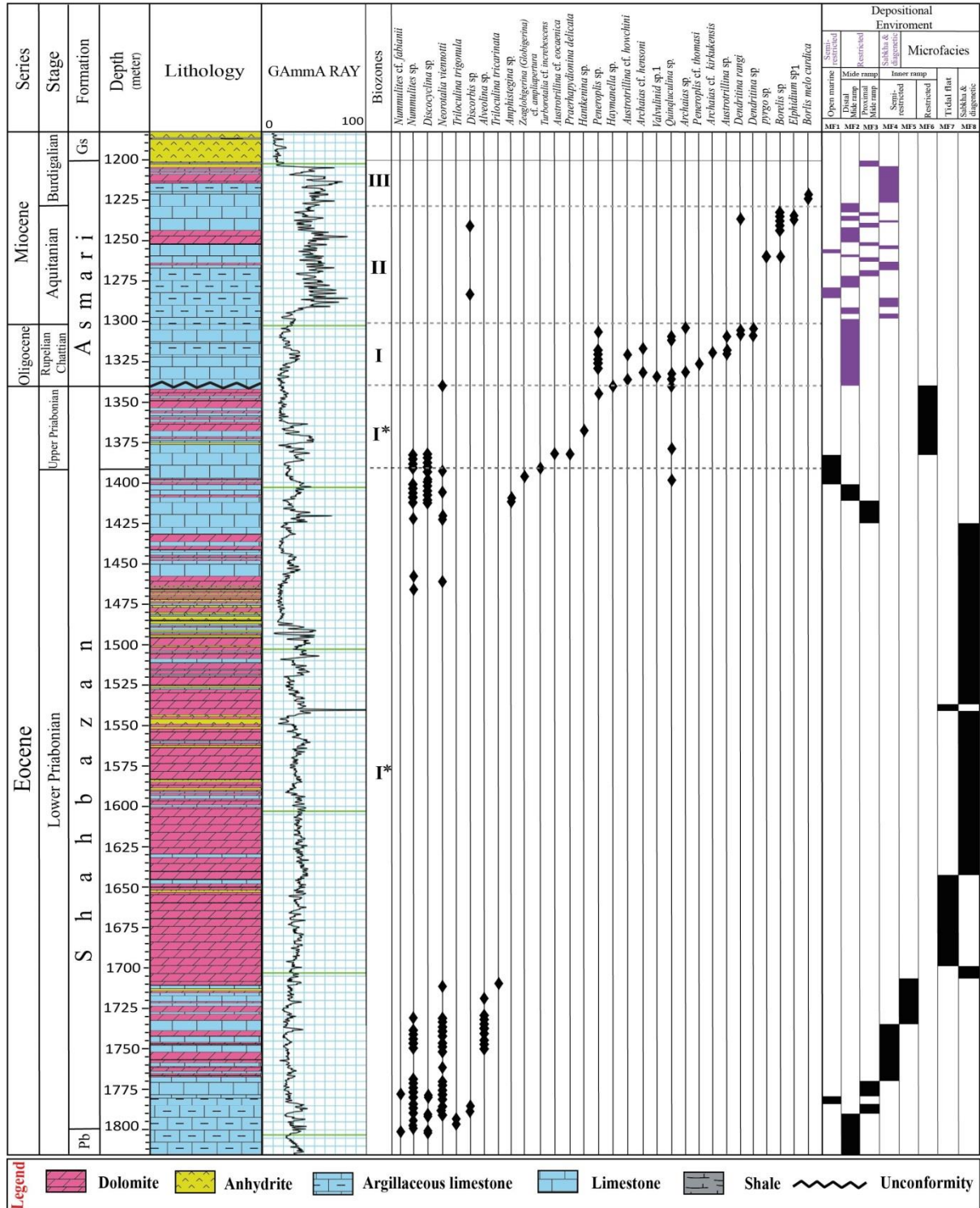
انطباق مرز ائوسن-لیگوسن در برش مورد مطالعه با سایر برش‌ها در زاگرس و صفحه‌ی عربی

نهشته‌های کرتاسه پسین تا عهد حاضر در زاگرس حاکی از تغییرات رخساره‌ای عمودی و جانبی شاخص است که منعکس کننده رخداد‌های تکنونیک می‌باشد. در طی زمان‌های پالئوسن-ائوسن میانی شدت فعالیت‌های کمربند کوهزایی زاگرس کاهش یافته است [۱۲]، اما در زمان ائوسن بالائی پس از یک دوره تشدید گسل‌های رانده پسروری کوتاه مدت دریا رخ داده است و گذر از ائوسن به لیگوسن به صورت ناپیوستگی در رسوبات منتسب به زاگرس و همچنین در تمامی رسوبات کربناته مناطق کم عمق دریا در دیگر نقاط صفحه عربی شناسایی گردیده است [۱]. عوامل ذکر شده ممکن است در ایجاد ناپیوستگی بین دو سازند شهبازان (ائوسن) و آسماری (الیگوسن) در چاه شماره یک میدان نفتی بالارود اثر گذار بوده باشد. به طوری که بعد از ائوسن پسین (پریابونین) تا ابتدای لیگوسن پیشین (روپلین) رسوبگذاری انجام نشده است. سنگ‌های آهکی و دولومیتی سازند آسماری به سن احتمالاً اواسط روپلین تا بوردیگالین بلافاصله بر روی ائوسن پسین ته‌نشست کرده است. ریز رخساره‌ها در بخش‌های بالایی سازند شهبازان و قاعده سازند آسماری عمدتاً از رخساره‌های مربوط به زیر محیط لاگون و جزر و مدی از بخش‌های داخلی پلتفرم تشکیل یافته است. در چاه مذکور، عمق ۱۳۴۰ متری به علت حضور جنس هیمنلا (*Haymanella*) گویایی مرز بین دو سازند شهبازان و آسماری می‌باشد. جنس *Haymanella* از رسوبات پالئوسن تا ائوسن حوضه نئوتتیس گزارش شده است [۳۲، ۵۹] و هیچ گونه گزارشی از حضور این جنس در رسوبات لیگوسن حوضه نئوتتیس به ثبت نرسیده است [۳۲، ۵۳، ۶۰]. همچنین انقراض جنس‌های *Turborotalids* و *Hantkeninids* می‌تواند بیانگر مرز ائوسن-لیگوسن باشند [۳۷]. با مقایسه برش مورد مطالعه با نتایج حاصل از مطالعات زیست چینه‌نگاری رسوبات منتسب به ائوسن پسین در چاه‌های میادین بوشهر، کوتاه و خشت در فارس ساحلی [۸]، در منطقه بندرعباس [۶۷] و برخی کشورهای واقع در صفحه عربی، عدم رسوب‌گذاری و هیاتوس بین رسوبات ائوسن پسین و لیگوسن پیشین قابل تعقیب و شناسایی می‌باشد (جدول ۵). رسوب‌گذاری توالی مطالعه شده از نظر سنی با دیگر توالی‌ها در نواحی سکوی عربی نظیر عمان (سازند سیب و دمام)، عربستان و قطر مشابه می‌باشد [۲۰، ۲۱، ۳۷]. در نهایت می‌توان نتیجه گرفت که بین نواحی زاگرس و نواحی شمالی خلیج فارس کنونی و جنوبی آن (بخش‌های مرکزی سکوی عربی) از نظر محیط رسوبی ارتباط گسترده‌ای وجود داشته است [۳۷، ۶۶].

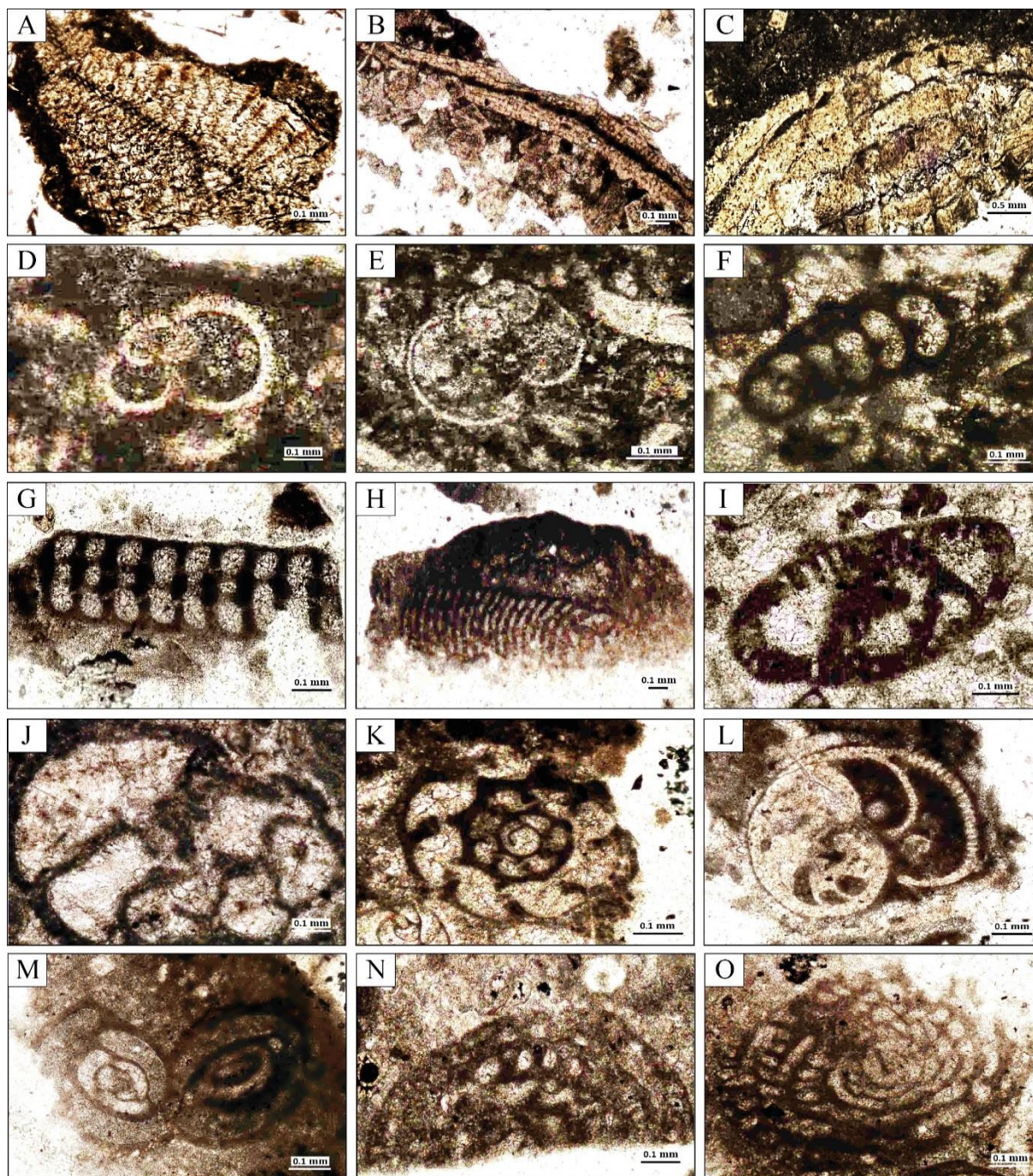
نتیجه‌گیری

رسوبات سازند شهبازان در چاه مورد مطالعه ضخامت ۴۶۰ متر داشته که به طور هم‌شیب و احتمالاً پیوسته بر روی شیل-های سازند پابده و به صورت ناپیوسته توسط سنگ‌های آهکی-دولومیتی سازند آسماری با ضخامت ۱۴۰ متر پوشیده شده

است. با مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی ۱۵ جنس و ۸ گونه برای سازند شهبازان و ۱۲ جنس و ۸ گونه برای سازند آسماری تشخیص داده شده است. براساس مطالعه و شناسایی تجمعات فسیلی و انطباق آنها با زون‌های زیستی تشخیص داده شده سازند شهبازان دارای سن ائوسن و سازند آسماری دارای سن اواسط روپلین-بوردیگالین می‌باشد. با توجه به زون تجمعی شماره یک سازند شهبازان به سن پریابونین و زون تجمعی شماره یک سازند آسماری به سن اواسط روپلین تا انتهای شاتین، می‌توان یک نبود فسیلی از انتهای پریابونین تا اواسط روپلین (نبود قاعده روپلین) را بین دو سازند شهبازان و آسماری در نظر گرفت که نشان‌دهنده یک مرز ناپیوسته بین این دو سازند است. براساس پراکندگی روزن‌داران کفزی و پلانکتون هشت ریز رخساره در زیر محیط‌های مختلف رسوبی رمپ داخلی (پهنه جزر و مدی و لاگون)، رمپ میانی و رمپ خارجی برای سازند شهبازان تعیین گردیده است. با توجه به شواهد ریز رخساره‌ای نظیر عدم توریدایت‌ها، نبود رخساره‌های ریفی در بخش دور از ساحل و تغییرات تدریجی رخساره‌ها به یکدیگر مدل رسوبی ارائه شده برای سازند شهبازان از نوع رمپ معرفی شده است. چهار ریز رخساره شناسایی شده در رسوبات سازند آسماری محدود به بخش داخلی پلتفرم نظیر پهنه جزر و مدی و لاگون است که به علت عدم مشاهده ریز رخساره‌های دریایی باز نمی‌توان نوع پلتفرم را برای سازند آسماری ارائه داد.



شکل ۲) ستون چینه سنگی، پراکندگی روزن‌داران، ریز رخساره‌ها و توزیع زیر محیط‌های رسوبی آنها در امتداد سازندهای شهبازان و آسماری در چاه شماره یک میدان نفتی بالارود.



شکل ۳ تصاویر میکروسکوپی روزن‌داران شناسایی شده در سازند شهبازان و آسماری در چاه شماره یک میدان نفتی بالارود.

A *Discocyclina* sp., Subaxial section, Sample number 1790, B. *Discocyclina* sp., Subaxial section, Sample number 1406, C. *Nummlites cf. fabianii*, Subaxial section, Sample number 1774, D. *Zeaglobigerina (Globigerina) cf. ampliapertura*, Axial section, Sample number 1392, E. *Turborotalia cf. increbescens*, Axial section, Sample number 1392, F. *Haymanella* sp., Longitudinal section, Sample number 1340, G. *Archaias cf. hensoni*, Axial section, Sample number 1316, H. *Archaias cf. kirkukensis*, Axial section, Sample number 1320, I. *Austrotrillina* sp., Oblique section, Sample number 1318, J. *Valvulinid* sp.1, Oblique section, Sample number 1334, K. *Dendritina rangi*, Equatorial section, Sample number 1302, L. *Discorbis* sp., Subequatorial section, Sample number 1282, M. *Pyrgo* sp., Transverse section, Sample number 1260, N. *Borelis melo curdica*, Subaxial section, Sample number 1228, O. *Borelis* sp., Subaxial section, Sample number 1232.

جدول ۱- بیوزوناسیون تجربی ارائه شده توسط هوتینگر [۳۶].

Stages	Lutetian		Bartonian		Priabonian		Rupelian
SBZ zonation	15	16	17	18	19	20	21
<i>Globoreticulina iranica</i>							
<i>Austrotrillina paucialveolata</i>							
<i>Austrotrillina eocaenica</i>	■-?						
<i>Haymanella huberi</i>	←-?						
<i>Praerhapydionina delicata</i>							
<i>Rhabdorites malatyaensis</i>							
<i>Neotaberina neaniconica</i>							
<i>Neorhapydionina spiralis</i>		■-?					
<i>Orbitolites minimus</i>							
<i>Penarchaias glynnjonesi</i>							
<i>Archaias operculiniformis</i>							
<i>Archaias diyarbakirensis</i>							
<i>Coskinolina liburnica</i>							
<i>Coskinolina perpera</i>							
<i>Dictyoconus indicus</i>							
<i>Medocia blayensis</i>							
<i>Rotaliconus persicus</i>							
Nummulite standard	aturicus		perforatus biedai		fabianii		fichteli
Assilina exponens group	←		←		←		←
Position of <i>G. iranica</i> type level	█		█		█		█

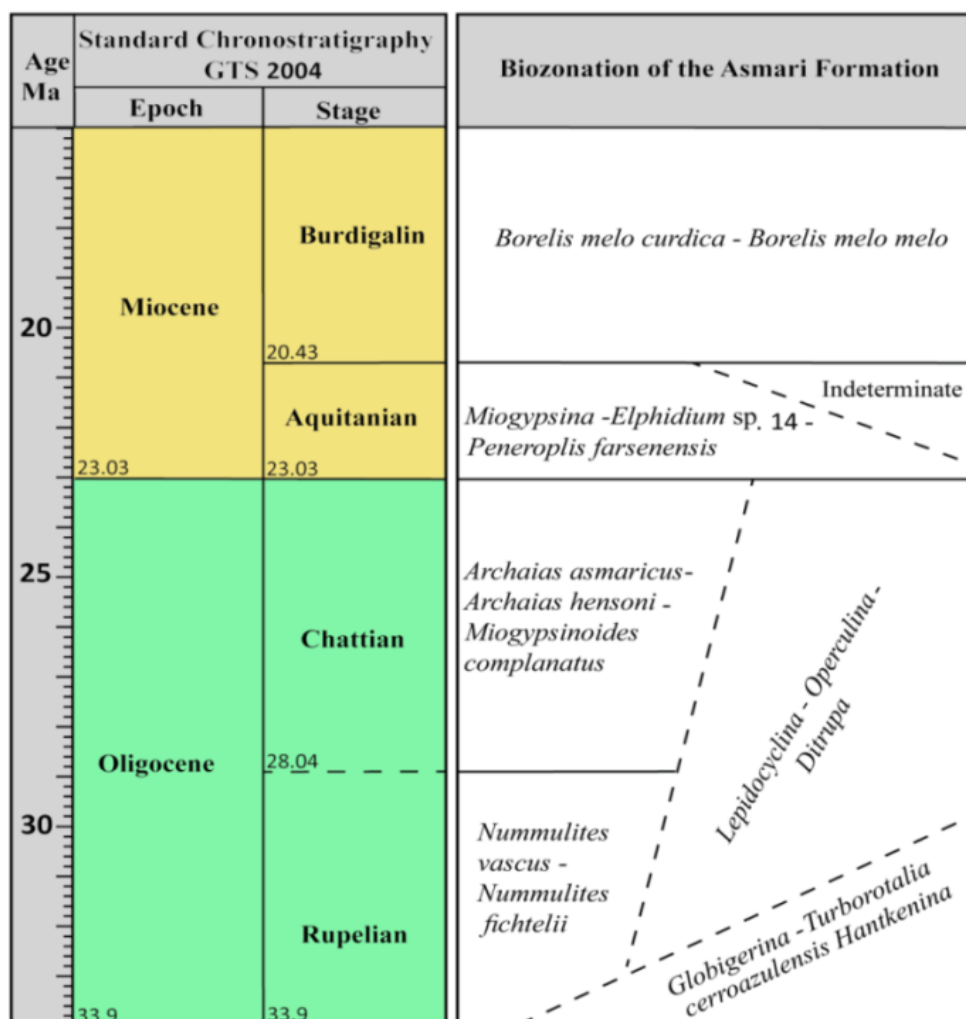
جدول ۲- ارتباط چینه شناسی بین گونه های روزن داران بزرگ و پلانکتون برگرفته از بوخاتی [۲۰].

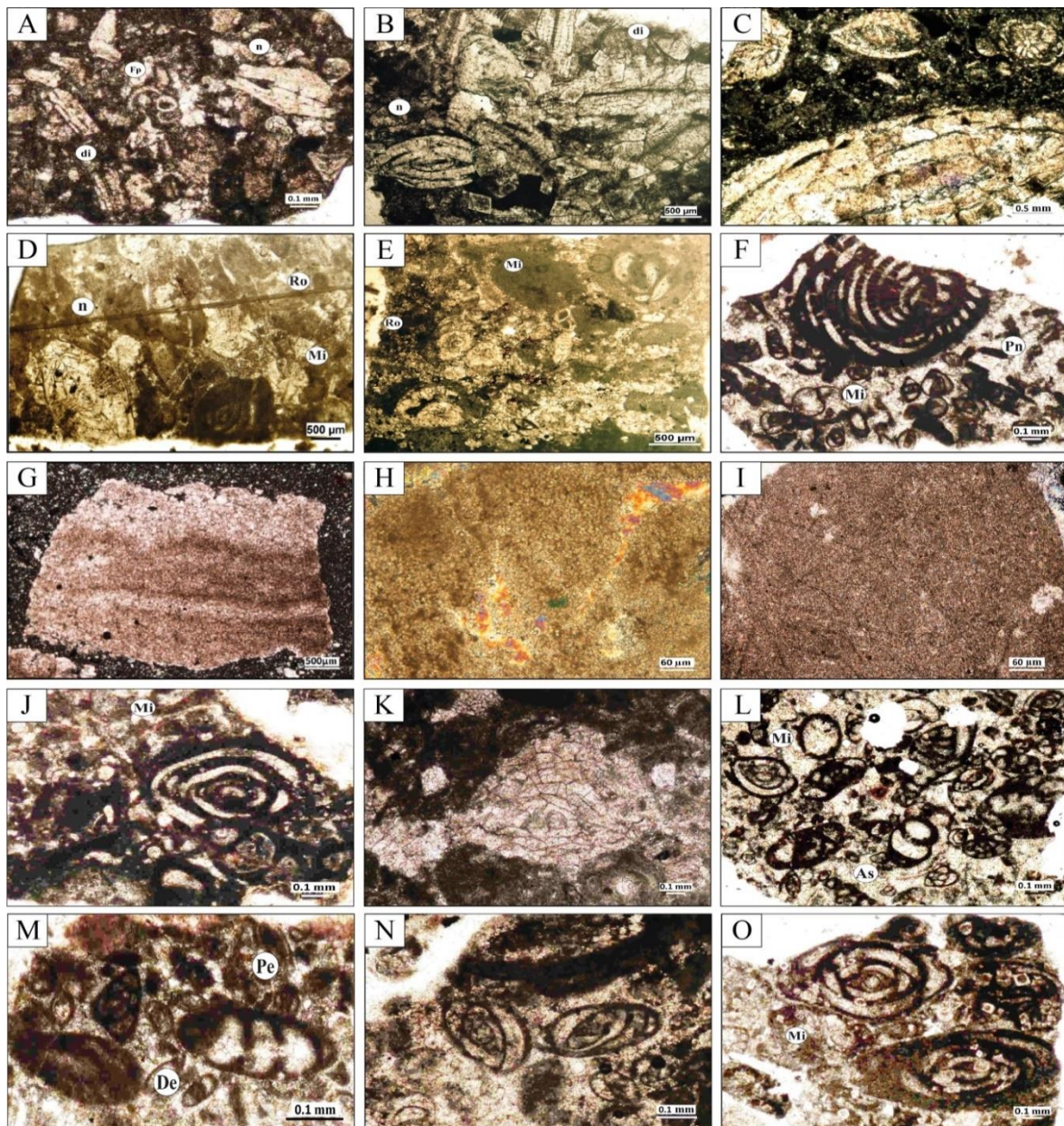
Epoch	Age	Time (Ma)	Paleomagnetic Chrons	Polarity	Late Eocene Planktonic Foraminifer Zones Boukhary et al., (2005)	Berggren et al., 1995	Calcareous Nonoplankton Martini, 1971	BouDagher-Fadal, (2013)	Larger Foraminifera Serra-Kiel et al., (1998)	Anan et al. (1992), Anan (1995) and Udeji et al., 2002	Peresent Study
Late Eocene	Priabonian	34	C13r	■	P17 <i>Turborotalia serroazulensis</i> IZ			<i>Zeaglobigerina (Globigerina) ampliapertura</i>	SBZ20 <i>Nummlites rettatus</i> <i>N. garnieri inaequalis</i> <i>Heterostegina gracilis</i> <i>Discocyclina trabayensis vicenzensis</i>	P16	<i>Zeaglobigerina (Globigerina) ampliapertura</i> cf. <i>Nummlites fabianii</i>
		35	C15r	■	P16 <i>Turborotalia cunialensis/ C. ribrohanckenina inflata</i> CRZ						
		36	C16r	■	P15 <i>Globigerinatheka Seminvoluta</i> IZ						
		37									

جدول ۳- تطابق زون تجمعی سازند شهبازان با زونهای مشابه در مکانهای دیگر از حوضه نئوتیس [۵، ۱۶، ۲۰].

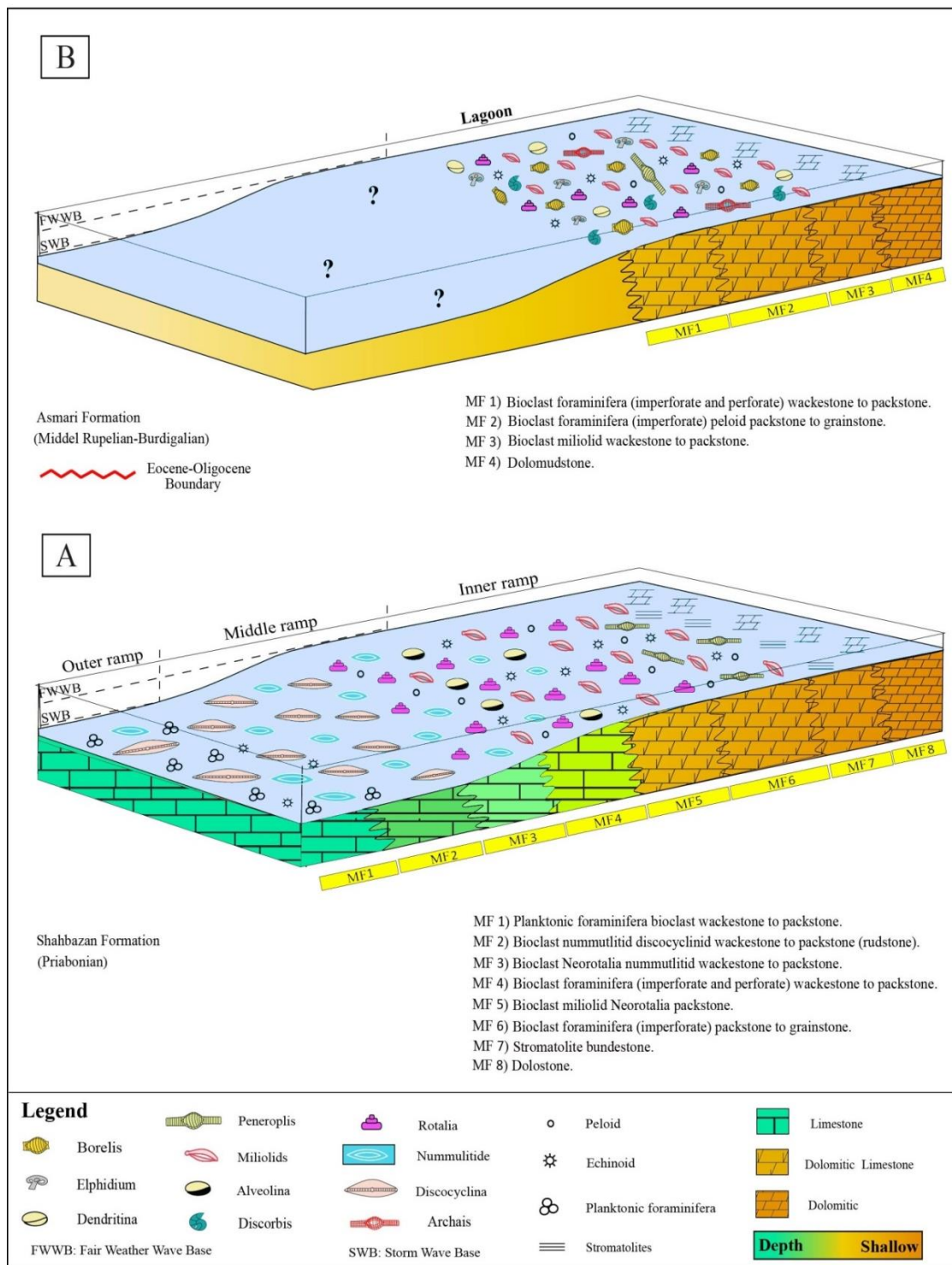
Age	Southern France Boussac, 1911 and Douville, 1919	Egypt Cuvillier, 1930	Syria Cizancout, 1934	Italy Roveda, 1961	Iran Wynd, 1965	Iraq Al-Hashimi, 1980	Oman Adams and Racey, 1992	Northern Oman White, 1994	Northern Oman Racey, 1995	Turkey Sirel, 2003	U/Ae and Oman Boukhary et al., 2005	قنبرلو و همکاران، ۱۳۹۴	Present Study
Late Priabonain	<i>N. bouillei</i> <i>N. fabianii</i> <i>N. rosai</i>	<i>N. striatus</i>	<i>N. bouillei</i> <i>N. cf. incrassatus</i>	<i>N. cf. bouillei</i> <i>N. chavannesi</i> <i>N. incrassatus</i> <i>Operculina alpina</i>	<i>N. fabianii</i> <i>N. sp.</i> <i>Discocyclina sp.</i> <i>Operculina sp.</i> <i>Planorbulina sp.</i> <i>Fabiania sp.</i> <i>Halkyardia sp.</i> <i>Actinocyclina sp.</i> <i>Asterocyclina sp.</i> <i>Orbitolites complanatus</i> <i>Reussella sp.</i> <i>Asterigerina rotul</i>	<i>N. bouillei</i> <i>N. incrassatus</i>	<i>Borelis Vonderschmitti</i> <i>Calcarina sp.</i> <i>Fabiania cassis</i> <i>Silvestriella tetracra and</i> <i>Spiroclpeus granulosis</i>	<i>Biplaispira absourd</i> <i>Asterocyclina sp.</i> <i>Discocyclina sp.</i> <i>Gypsina giobulus</i> <i>N. sp.</i> <i>Rhaphyloina wrensis and</i> <i>Silvestriella tetracra</i>	<i>N. fabianii</i> <i>N. striatus</i> <i>Heterostegina cf. H. mada</i> <i>Spiroclypeus granulosis</i>	<i>N. bouillei</i> <i>N. incrassatus</i> <i>N. garnieri</i> <i>N. fabianii</i> <i>N. Silvestriella tetracra</i>	<i>N. fabianii</i> <i>N. retatus</i> <i>N. ptukhioni</i> <i>N. gamieri</i> <i>Fabiania cassis</i> <i>Silvestriella tetracra</i> <i>Pellatispira madarasa</i> <i>Discocyclina pratti</i> <i>Asterocyclina asterica</i> <i>A. pentagonalis</i> <i>A. soladensis</i>	<i>Nummlites fabianii</i> assemblage zone	<i>Nummlites fabianii</i> assemblage zone
Early Priabonain	<i>N. striatus</i> <i>N. perforatus</i>			<i>N. incrassatus</i> <i>N. fabianii</i> <i>N. garnieri</i> <i>O. alpina</i>		<i>N. striatus</i> <i>N. praefabianii</i>							

جدول ۴- بیوزوناسیون لارسن و همکاران [۴۰].





شکل ۴) تصاویر ریز رخساره‌های شناسایی شده در سازندهای شهبازان و آسماری. A: پلانکتونیک فرامینیفرای بایوکلاست و کستون-پکستون (MF1)، (عمق نمونه 1392)، B: بایوکلاست نومولیتیده دیسکوسیکلینیده و کستون-پکستون (رودستون) (MF2)، (عمق نمونه 1412)، C: بایوکلاست نئوروتالیا نومولیتیده و کستون-پکستون (MF3)، (عمق نمونه 1774)، D: بایوکلاست فرامینیفرای (منفذدار و بدون منفذ) و کستون-پکستون (MF4)، (عمق نمونه 1732)، E: بایوکلاست میلیولید نئوروتالیا پکستون (MF5)، (عمق نمونه 1742)، F: بایوکلاست فرامینیفرای (بدون منفذ) پکستون-گرینستون (MF6)، (عمق نمونه 1356)، G: استروماتولیت باندستون (MF7)، (عمق نمونه 1668)، H و I: دولومیت‌های ریز بلور همراه با سیمان تخییری (انیدریت)، I: دولومیت‌های متوسط بلور تا درشت بلور، J و K: بایوکلاست فرامینیفرای (منفذدار و بدون منفذ) و کستون-پکستون (MF1)، (عمق نمونه‌ها H: I: 1284، J: 1258، K: 1286)، L و M: بایوکلاست فرامینیفرای (بدون منفذ) پلوئید پکستون-گرینستون (MF2)، (عمق نمونه‌ها L: 1318، M: 1334)، N و O: بایوکلاست میلیولید و کستون-پکستون (MF3)، (عمق نمونه‌ها N: 1254، O: 1278)، di: دیسکوسیکلینا، fp: فرامینیفرای پلانکتون، n: نومولیت، Mi: میلیولید، Ro: نئوروتالیا، De: دندرتینا، Pe: پلوئید، Pn: پتروپلیس و As: آستروتریلینا.



شکل ۵) مدل رسوبی ارائه شده برای توزیع ریز رخساره‌های سازندهای شهبازان و آسماری واقع در چاه شماره یک میدان نفتی بالارود. A: توزیع ریز رخساره‌های سازندهای شهبازان در سکوی رمپ کربناته هموکلینال، B: ته‌نشست رسوبات سازنده آسماری در این چاه محدود به بخش داخلی پلتفرم.

منابع

- [۱] زهدی، ا.، س.ع.، معلمی، م.، مرادپور، ز.، زمانی، و.ع.ع.، نیکانندیش، ۱۳۹۶، ناپیوستگی بزرگ مقیاس در مرز ائوسن-لیگوسن، جنوب شرق حوضه زاگرس: سومین همایش انجمن رسوبشناسی ایران، صفحه ۲۶۸-۲۷۶.
- [۲] سراج، م.، ۱۳۸۴، تحلیل ساختاری مقدماتی میداین نفتی مناطق نفت خیز جنوب (محدوده فروافتادگی دزفول): شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۱۹ صفحه.
- [۳] عبدالنیا، ا.، ا. مغفوری مقدم، و د. باغبانی، ۱۳۹۶، چینه نگاری سازند شهبازان در حوضه لرستان: مجله علوم زمین، شماره ۱۰۳، ۱۵۷-۱۶۸.
- [۴] غلامپور موگهی، س.، ۱۳۹۵، ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی، دیاژنز و بررسی مرز سازندهای آسماری و شهبازان در چاه شماره یک میدان نفتی بالارود، شمال فروافتادگی دزفول: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۲۱۰ صفحه.
- [۵] قنبرلو، ح.، ۱۳۹۳، زیست چینه‌نگاری و ریزرخساره‌های سازند آسماری و شهبازان در چاه شماره ۳ میدان نفتی قلعه نار، لرستان: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۸۸ صفحه.
- [۶] مدرس، م. ه.، ۱۳۸۸، بررسی فرایندهای دیاژنزی سازند شهبازان در برش سطحی کیالو: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تربیت معلم، ۹۲ صفحه.
- [۷] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران (چینه‌نگاری زاگرس): انتشارات سازمان زمین شناسی، ۵۸۳ صفحه.
- [۸] معلمی، س.ع.، م. ح. آدابی، و.ع. صادقی، ۱۳۸۷، تفسیر تاریخیچه رسوبگذاری سازند جهرم در ناحیه بوشهر بر مبنای روزنداران کفزی و ایزوتوپ استرانسیم: مجله علوم زمین، شماره ۷۴، صفحه ۱۶۹-۱۷۶.
- [9] ADABI, M., A. ZOHD, A. GHABEISHAVI, and H. AMIRI-BAKHTIYAR, 2008, Applications of nummulitids and other larger benthic foraminifera in depositional environment and sequence stratigraphy: an example from the Eocene deposits in Zagros Basin, SW Iran: *Facies*, **54**, 499-512.
- [10] ADABI, M. H., U. KAKEMEM, and A. SADEGHI, 2015, Sedimentary facies, depositional environment, and sequence stratigraphy of Oligocene-Miocene shallow water carbonate from the Rig Mountain, Zagros basin (SW Iran): *Carbonates and Evaporites, Berlin*, **31**, 69-85.
- [11] ADAMES, T.D., and F. BOURGEOIS, 1967, Asmari biostratigraphy report 1074, Tehran, Iranian Oil Operating Companies, *Geological Exploration, Division*, unpublished.
- [12] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American Journal of Sciences*, **304**, 1-20.
- [13] ALAVI, M., 2007, Structures of the zagros fold-thrust belt in Iran: *American Journal of Sciences*, **307**, 1064-1095.
- [14] ALLAHKARAMPOUR, DILLI, M., A. SEYRAFIAN, and H. VAZIRI-MOGHADDAM, 2012, Palaeoecology of the Oligocene-Miocene Asmari Formation in the Dill Anticline (Zagros Basin, Iran): *Neues Jahrbuch fur Geologie und Palaontologie-Abhandlungen*, **263**(2), 167-184.
- [15] ALLAHKARAMPOUR, DILLI, M., H. VAZIRI-MOGHADDAM, A. SEYRAFIAN, And BEHDAD (GHABEISHAVI), A., 2017, Oligo-Miocene carbonate platform evolution in the northern margin of the Asmari intra-shelf basin, SW Iran: *Marine and Petroleum Geology*, DOI:10.1016/j.marpetgeo.2017.11.008.

- [16] AL-HASHIMI, H.A.J., 1980, Biostratigraphy of Eocene-Lower cene of western desert, Iraq: Colloque Africain Micropaldontologie, Tunis 1974, *Annals des Mines et de la Geologie, Tunis*, **3**, 209-229.
- [17] BANEDJ-SHAFIEI, M.H. 2009, Biostratigraphy and Micropaleontological studies on the cutting samples of the Bala Rud well#1 and its correlation with the Qaleh Nar well#2 and Golmahak well#1 in the Khuzestan (North Dezful) Province, southwestern Iran: NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY, Department of Geological and Geochemical Studies and Researches, 1-51.
- [18] BEAVINGTONE-PENNEY, S.j., and A. RACEY, 2004, Eology of extant nummulitids and other larger benthic foraminifera: applications in palaeoenvironmental analysis: *Earth science*, **67**, 219-265.
- [19] BOUDAGHER-FADEL, M.K., 2013, Biostratigraphic and geological significance of planktonic foraminifera: *Office of the Vice Provost for Research UCL London*, 287.
- [20] BOUKHARY, M., ABDELNABY, O., BAHR, S., and HUSSEIN-KAMEL, Y., 2005, Upper Eocene larger foraminifera from the Dammam Formation in the border region of United Arab Emirates and Oman: *Micropaleontology*, **51**(6), 487-504.
- [21] BOUKHARY, M., A. HAMDAN, S. BAHR, and A.I. ABDELNABY, 2013, Middle-Late Eocene Nummulites (N. burdigalensis group) from Gebel Hafit, along the United Arab Emirates and Oman borders: Arabian Peninsula: *Historical Biology*, **25**(5-6), 599-628.
- [22] BRANDANO, M., V. FREZZA, L. TOMASSETTI, and M. PEDLEY, 2009a, Facies analysis and paleoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Coralline Limestone Formation): Malta: *Sedimentology*, **56**, 1138-1158.
- [23] BRANDANO, M., V. FREZZA, L. TOMASSETTI, and M. CUFFARO, 2009b, Heterozoan carbonates in oligotrophic tropical waters: The Attard member of the lower coralline limestone formation (Upper Oligocene, Malta): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **274**, 54-63.
- [24] CORDA, L., and M. BRANDANO, 2003, aphotic zone carbonate production on a Miocene ramp, Central Apennines, Italy: *Sedimentary Geology*, **161**, 55-70.
- [25] COSONIC, V., K. DROBNE, and A. MORO, 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrian Peninsula): *Facies*, **50**, 61-75.
- [26] DUNHAM, R.J., 1962, Classification of carbonate rocks according to their depositional texture, in W.E. Ham (Ed), Classification of carbonate rocks: *American Association of Petroleum Geologists, Memoir*, **1**, 108-121.
- [27] EMBRY, A.F., and J. E. KLOVAN, 1971, Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730-781.
- [28] ESRAFILI-DIZAJI, B., and F. KIANI-HARCHEGANI, 2011, The Asmari Giant Reservoir; more than one century of exploration and production: *American Association of Petroleum Geologists Middle East Newsletter*, Issue **4**, 4-6.
- [29] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of carbaonate rocks: Berlin, *Springer Verlag*, 976.
- [30] GEEL, T., 2000, Recognition of stratigraphy sequence in carbonate platform and slope deposite: empirical models models based on microfacies analyses of palaeogene deposits in southern Spain: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **155**, 211-238.

- [31] GHABEISHAVI, A., H. VAZIRI-MOGHADDAM, A. TAHERI, and F. TAATI, 2010, Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, **37**(3), 275-285.
- [32] GHAFOR, I.M., K. HAJI KARIM, and V. SISSAKIAN, 2013, Biostratigraphy of oligocene succession in the High Folded Zone, Sulaimani, Kurdistan region, Northeastern Iraq: *Arabian Journal of Geosciences*, **7**(9), 3599-3610.
- [33] GREGG, J.M., and D.F., SIBLEY, 1984, Epigenetic dolomitization and the origin of xenotopic dolomite texture: *Journal of Sedimentary Petrology*, **54**, 908-931.
- [34] GREGG, J.M. and K.L. SHELTON, 1990, Dolomitization and dolomite neomorphism in the back reef facies of the Bonneterre and Davis formations (Cambrian), southeastern Missouri: *Journal of Sedimentary Petrology*, **60**, 549-562..
- [35] HESSAMI, K., H.A. KOYI, C.J. TALBOT, H. TABASI, and E. SHABANIAN, 2001, Progressive unconformities within an evolving foreland fold-thrust belt, Zagros Mountains: *Journal of the Geological Society*, **158**, 969-981.
- [36] HOTTINGER, L., 2007, Revision of the foraminiferal genus Globoreticulina Rahaghi, 1978, and of its associated fauna of larger foraminifera from the late Middle Eocene of Iran: *Carnets de Géologie / Notebooks on Geology*, **6**, 1-51.
- [37] KAROUY-YAAKOUB, N., C. GRIRA, M.S. MTIMET, M.H. NEGRA, and E. MOLINA, 2017, Planktic foraminiferal biostratigraphy, paleoecology and chronostratigraphy across the Eocene/Oligocene boundary in northern Tunisia: *Journal of African Earth Sciences*, **125**, 126-136.
- [38] KNOERICH, A.C., and M. MUTTI, 2003, Controls of facies and sediment composition on the diagenetic pathway of shallow-water Heterozoan carbonates: the Oligocene of the Maltese Islands: *International Journal of Earth Sciences*, **92**(4), 494-510.
- [39] LASEMI, Y., D. JAHANI, H. AMIN-RASOULI, and Z. LASEMI, 2012, Ancient carbonate tidalites: In *Principles of Tidal Sedimentology*, Springer Netherlands, 567-607.
- [40] LAURSEN, G.V., S. MONIBI, T.L. ALLAN, N.A.H. PICKARD, A. HOSSEINEY, B. VINCENT, Y. Hamon, F.S.P. van Buchem, A. Moullemi, and G. Drullion, 2009, The Asmari Formation revisited: changed stratigraphic allocation and new biozonation: *First International Petroleum Conference and Exhibition*, Shiraz, Iran.
- [41] LESS, G., B., KERTESZ, and E., ÖZCAN, 2012, Late Paleogene reticulate Nummulites of the Western Tethys, *Geophysical Research Abstracts*, **14**, 2012-5611.
- [42] LESS, G., E., ÖZCAN, C.A., PAPAZZONLi, and R. STOCKAR, 2008, The middle to late Eocene evolution of nummulitid foraminifer Heterostegina in the Western Tethys: *Acta Palaeontologica Polonica*, **53**(2), 317-350.
- [43] LESS, G., E., ÖZCAN, and A., OKAY, 2011, Stratigraphy and larger foraminifera of the Middle Eocene to Lower Oligocene shallow-marine units in the northern and eastern parts of the Thrace Basin, NW Turkey: *Turkish Journal of Earth Sciences*, **20**, 793-845.
- [44] LOBLISH, A. R., and H. TAPPAN, 1988, Foraminiferal genera and their classification: Van Nostrand Reinhold Company, New York, 970.
- [45] MAGHFOURI-MOGHADAM, I., and M. TAHERPOUR KHALIL ABAD, 2013, Microbiostratigraphy of Middle Eocene Shahbazan Formation at the southeastern flank of Chenar Anticline, Lurestan Basin, Sw Iran: *Iranian Journal of Sciences*, **5**, 74-81.

- [46] MASTANDREA, A., E. PERRI, F. RUSSO, A. SPADAFORA, M. and TUCKER, 2006, Microbial primary dolomite from a Norian carbonate platform: northern Calabria, southern Italy: *Sedimentology*, **53**(3), 465-480.
- [47] MOHSENI, H., V. HASSANVAND, and M. HOMAIE, 2016, Microfacies analysis, depositional environment, and diagenesis of the Asmari-Jahrum reservoir in Gulkhari oil field, Zagros basin, SW Iran: *Arabian Journal of Geosciences*, **9**, 113.
- [48] NAFARIEH, E., H. VAZIRI-MOGHADDAM, A. TAHERI, and A. GHABEISHAVI, 2012, Biofacies and palaeoecology of the Jahrum Formation in Lar area, Zagros Basin, (SW Iran): *Iranian Journal of Science and Technology*, **A1**, 51-60.
- [49] POMAR, L., 2001, Types of carbonate platforms: a genetic approach, *Basin Research*, **13**, 313-334.
- [50] RACEY, A., 1994, Biostratigraphy and palaeobiogeographic significance of Tertiary nummulitids from northern Oman In: Simmons, M.D. *Micropalaeontology and hydrocarbon exploration in the Middle East*, Chapman and Hall, London, 343-370.
- [51] RAHMANI, A., H. VAZIRI-MOGHADDAM, A. TAHERI, and A. GHABEISHAVI, 2009, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on microfacies analysis of Oligocene-Miocene carbonate rocks at Khaviz Anticline, Zagros Basin, SW Iran: *Historical Biology*, **21**(4), 215-227.
- [52] RAHMANI, A., A. TAHERI, H. VAZIRI-MOGHADDAM, and A. GHABEISHAVI, 2012, Biostratigraphy of the Asmari Formation at Khaviz and Bangestan Anticlines, Zagros Basin, SW Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Palaontologie-Abhandlungen*, **263**(1), 1-16.
- [53] ROBINET, J., P. RAZIN, J. SERRA-KIEL, A. GALLARDO-GARCIA, S. LEROY, J. ROGER, and C. GRELAUD, 2013, The Paleogene pre-rift to syn-rift succession in the Dhofar margin (northeastern Gulf of Aden): Stratigraphy and depositional environments: *Tectonophysics*, **607**, 1-16.
- [54] ROMERO, J., E. CAUS, and J. ROSSEL, 2002, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on Late Middle Eocene deposits on the margin of the south Pyrenean basin: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **179**, 43-56.
- [55] SAHRAEYAN, M., M. BAHRAMI, and S. ARZAGHI, 2014, Facies analysis and depositional environments of the Oligocene-Miocene Asmari Formation, Zagros Basin, Iran: *Geoscience*, **5**(10), 103-112.
- [56] SERRA-KIEL, J., L. HOTTINGER, E. CAUS, K. DROBNE, C. FERRANDEZ, A.K. JAUHRI, G. LESS, R. PAVLOVES, J. PIGNATTI, J.M. SAMSO, H. SCHAUB, E. SIREL, A. STROUGO, Y. TAMBAREAU, J. TOSQUELLA, and E. ZAKRESKAYA, 1998, Larger foraminiferal biostratigraphy of the Tethyan Palaeocene and Eocene: *Bulletin de la Société Géologique de France*, **169**(2), 281-299.
- [57] SHABAFROOZ, R., A. MAHBOUBI, H. VAZIRI-MOGHADDAM, A. GHABEISHAVI, R. MOUSSAVI, 2015, Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran: *Facies*, **61**, 423-455.
- [58] SEPEHR, M., and J. W. COSGROVE, 2004, Structural framework of the Zagros Fold-Thrust belt, Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **21**(7), 829-843.

- [59] SIREL, E., 1998, Foraminiferal description and biostratigraphy of the Paleocene-Lower Eocene shallow-water limestones and discussion on the Cretaceous-Tertiary boundary in Turkey: *Monogr. ser/Gen. Directorate of the Mineral Research and Exploration*.
- [60] SIREL, E., N. ÖZGEN-ERDEM, and O. KANGAL, 2013, Systematics and biostratigraphy of Oligocene (Rupelian-Early Chattian) foraminifera from lagoonal-very shallow water limestone in the eastern Sivas Basin (central Turkey): *Geological Croatica*, **66**(2), 82-109.
- [61] THOMAS, A.N., 1948, The Asmari limestone of southwest Iran: *AngloIranian Oil Company Report*, **6**, 35-44.
- [62] VAN BUCHEM, F.S.P., T.L. ALLAN, G.V. LAURSEN, M. LOTFPOUR, A. MOALLEMI, S. MONIBI, H. MOTIEI, N. A. H. PICKARD, A. R. TAHMASBI, V. VEDRENNE and B. VINCENT, 2010, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations), SW Iran: Geological Society, London, *Special Publications*, **329**, 219-263.
- [63] VAZIRI-MOGHADDAM, H., M. KIMIAGARI, and A. TAHERI, 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari formation in SW Iran: *Facies*, **52**, 41-51.
- [64] VAZIRI-MOGHADDAM, H., B. KALANAT, and A. TAHERI, 2011, Sequence stratigraphy and depositional environment of the Oligocene deposits at Firozabad section, southwest of Iran based on microfacies analysis: *Geopersia*, **1**(1), 71-152.
- [65] WILSON, J.L., 1975, Carbonate Facies in Geologic History: *Springer*, New York, **7**, 471.
- [66] ZEIGLER, M.A., 2001, Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian plate and its hydrocarbon occurrences: *GeoArabia*, **6**(3), 445-504.
- [67] ZOHDİ, A., R. MOUSAVI-HARAMI, S.A. MOALLEMI, A. MAHBOUBI, and A. IMMENHAUSER, 2013, Evolution, paleoecology and sequence architecture of an Eocene carbonate ramp, southeast Zagros Basin, Iran: *Arabian Journal of Geosciences*, **18**(4), 49-80.

مطالعه موردی تعیین تراوایی مخازن کربناته با استفاده از لاگ NMR در یکی از میادین جنوب غربی ایران

هدایت اله طیبی^۱، بهرام حبیب نیا^{۲*}

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه، امیدیه، ایران

^۲ عضو هیات علمی دانشگاه صنعت نفت اهواز

*habibnia@put.ac.ir

دریافت شهریور ۱۳۹۶، پذیرش بهمن ۱۳۹۶

چکیده

تراوایی یکی از پارامترهای بسیار پراهمیت در تعیین مشخصه‌های مخازن هیدروکربنی محسوب می‌شود که تقریباً در تمامی مسائل مهندسی نفت نقش اساسی ایفا می‌نماید. تعیین دقیق تراوایی مخزن اغلب در آزمایشگاه مغزه طی فرایندی زمانبر صورت می‌گیرد. در چاه‌آزمایی نیز مقادیر تراوایی محاسبه شده به صورت میانگین به ناحیه‌ای که تولید آن صورت گرفته است تخصیص می‌یابد. به علت هزینه‌بر بودن دو روش مذکور، عموماً در تمام چاه‌ها صورت نمی‌پذیرند، در حالی که ابزار نمودارگیری در تمامی چاه‌ها به دلیل صرفه اقتصادی و زمانی اغلب انجام می‌شود.

با پیشرفت‌های صورت گرفته در ابزارهای نمودارگیری تلاش‌هایی برای تخمین تراوایی به صورت مستقیم از نمودارهای ویژه مانند نمودار NMR انجام شد. داده‌های حاصل از نمودار NMR به عنوان یک منبع پر استفاده‌ی مستقل از لیتولوژی برای تخمین درجه اشباع آب، تخلخل و آنالیز سیستم‌های فضای متخلخل مورد استفاده قرار گرفته است. یکی از پارامترهای مهمی که در NMR اندازه‌گیری می‌شود مقدار زمان آرامیدگی عرضی (T_2) می‌باشد.

در این مقاله از اندازه‌گیری‌های صورت گرفته مربوط به نمودارهای NMR زون ۱ و ۲ سازند سروک برای تخمین مقدار تراوایی با استفاده از مدل‌های Timur، SDR و مدل رگرسیونی استفاده شده است. همچنین در ادامه، نتایج حاصل از این سه روش با مقادیر محاسبه شده تراوایی از مغزه مقایسه گردید و روش SDR به عنوان مناسب‌ترین روش با میزان دقت ۴۴/۱ و خطای ۲۳/۱۲ برای اندازه‌گیری تراوایی در این مخزن معرفی شد.

کلمات کلیدی: تراوایی مخزن، لاگ NMR، روش SDR، روش Timur، توزیع زمان آرامیدگی (T_2)

مقدمه

تراوایی یکی از مشخصه‌های مهم مخازن هیدروکربنی محسوب می‌گردد. تعیین دقیق مقدار تراوایی ابزاری را در اختیار مهندس مخزن قرار می‌دهد که با استفاده از آن می‌تواند مدیریت مناسب‌تری بر تولید از میدان داشته باشد. اهمیت تعیین دقیق تراوایی و بررسی نحوه پراکندگی آن در مخزن در فرایند ازدیاد برداشت دو چندان می‌گردد [۱۲، ۱۱، ۸]. تعیین دقیق تراوایی مخزن اغلب در آزمایشگاه مغزه طی فرایندی زمانبر صورت می‌گیرد. در چاه آزمایشی نیز مقادیر تراوایی محاسبه شده به صورت میانگین به ناحیه‌ای که تولید از آن صورت گرفته است تخصیص می‌یابد. این دو روش به علت هزینه‌بر بودن عموماً در تمام چاه‌ها صورت نمی‌پذیرند، در حالی که ابزار نمودارگیری در تمامی چاه‌ها به دلیل صرفه اقتصادی و زمانی اغلب انجام می‌شود [۶]. محققین بسیاری از نتایج به دست آمده از نمودارهای NMR برای بررسی تخلخل، تراوایی و فشار موینگی سنگ مخزن استفاده کرده‌اند [۱۵، ۱۴، ۱۱، ۱].

نمودارهای چاه‌پیمایی معمول^۱ به طور مستقیم قادر نمی‌باشند که مقدار تراوایی را تخمین بزنند [۸]. روش‌های رگرسیونی و تجربی نیز که برای تخمین تراوایی با استفاده از نمودارهای معمول چاه‌پیمایی توسط محققین (مانند فرمول *Wyllie-Rose* و فرمول تخلخل شلمبرژر) ارائه گردیده است در مخازن کربناته به دلیل ناهمگنی در شکل و اندازه‌ی فضای متخلخل با خطای زیادی همراه می‌باشند و پاسخ مناسبی را ارائه نمی‌دهند. با پیشرفت‌های صورت گرفته در ابزارهای نمودارگیری تلاش‌هایی برای تخمین تراوایی به صورت مستقیم از نمودارهای ویژه^۲ مانند نمودار NMR انجام شد [۷]. داده‌های حاصل از نمودار NMR به عنوان یک منبع پر استفاده‌ی مستقل از لیتولوژی برای تخمین درجه اشباع آب، تخلخل و آنالیز سیستم‌های فضای متخلخل مورد استفاده قرار گرفته است. یکی از پارامترهای مهمی که در NMR اندازه‌گیری می‌شود مقدار زمان آرامیدگی عرضی (T_2) می‌باشد. نتایج برخی از محققین مانند *Timur* و *Kai Cheng* نشان می‌دهد که اندازه‌گیری T_2 می‌تواند اطلاعاتی را فراهم نماید که در محاسبه تراوایی ضروری است [۱ و ۱۳]. دهقانزاده و همکارانش در مطالعه‌ای بر روی یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی نتایج تخلخل و تراوایی حاصل از ابزار CMR را با نتایج مغزه همان چاه مقایسه کردند. نتایج به دست آمده نشان داد که تراوایی به دست آمده از نمودار CMR انطباق قابل قبولی با تراوایی مغزه نشان می‌دهد [۲]. این درحالیست که مسلمان نژاد و همکاران قبل از این در سال ۱۳۸۵ تراوایی سنگ مخزن میدان کنگان را با استفاده از داده‌های نمودار NMR تحلیل و با داده‌های اکوستیک مورد مقایسه قرار داده بودند [۵]. آقای سیمی و همکاران با استفاده از نگار CMR و روش‌های تجربی، تراوایی سنگ‌های کربناته سازند دالان را با استفاده از داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی مورد محاسبه و تخمین قرار دادند [۳]. عابدینی و همکاران تراوایی میدان گازی پارس جنوبی را با استفاده از آنالیز تصویر پتروگرافی و سه سیستم هوشمند شامل شبکه عصبی کم عمق، منطق فازی و عصبی فازی محاسبه کرده و نتایج را با تراوایی به دست آمده از لاگ NMR مقایسه کردند [۴]. در سال‌های اخیر از این روش برای تعیین ویژگی‌های پتروفیزیکی مخازن کم‌تراوا نیز استفاده شده است [۱۶].

در این مقاله از اندازه‌گیری‌های صورت گرفته مربوط به نمودارهای NMR یکی از میادین کربناته جنوب غربی ایران برای تخمین مقدار تراوایی با استفاده از روش‌های موجود استفاده شده است. در این مطالعه زون‌های ۱ و ۲ سازند سروک بررسی شده است که زون ۱ از عمق ۲۶۰۰ متری تا ۲۸۲۵ متری و زون ۲ از عمق ۲۸۲۵ تا عمق ۳۸۰۰ می‌باشد. همچنین

^۱ Conventional Well-logging

^۲ Special Well-logging

در ادامه، مقدار تراوایی از نمودارهای چاه‌پیمایی معمول با استفاده از روابط تجربی محاسبه گردیده و نتایج حاصل از دو روش با مقادیر محاسبه شده تراوایی از مغزه مقایسه شده‌اند.

روش کار

تخمین تراوایی با استفاده از روش‌های تجربی

همانطور که در بخش‌های قبلی به آن اشاره شد، محققین زیادی تلاش نمودند تا با استفاده از روش‌های پتروفیزیکی مقدار تراوایی را از داده‌های نمودارگیری محاسبه نمایند. از جمله روش‌های تجربی که در تعیین تراوایی از آن استفاده می‌شود می‌توان به روش‌های تجربی Timur و SDR اشاره نمود [۹، ۱۰].

در نرم‌افزار ژئولاگ این دو روش گنجانده شده‌اند. قبل از آنکه بتوان از ماژول‌های تعبیه شده برای تعیین تراوایی در نرم‌افزار ژئولاگ استفاده نمود نیاز است که ابتدا نمودارهای پتروفیزیکی را برای تعیین پارامترهای مورد نیاز مدل‌ها تفسیر نمود. در این مطالعه، با توجه به مزایای روش احتمالات آماری در ارزیابی نمودارهای چاه‌پیمایی از ماژول مولتی‌مین نرم‌افزار ژئولاگ که بر مبنای روش احتمالات آماری استوار است، جهت پردازش و تفسیر داده‌های چاه‌پیمایی و در نهایت تخمین پارامترهای پتروفیزیکی استفاده گردیده است. شایان ذکر است قبل از ساخت مدل مولتی‌مین با استفاده از نرم‌افزار ژئولاگ نیاز است که یک استراتژی چهار مرحله‌ای که بارگذاری و کنترل کیفیت داده‌ها (QC)، تطابق عمقی هموارسازی، محاسبات پارامترهای مورد نیاز و انجام تصحیحات محیطی می‌باشد را جهت آماده سازی داده‌ها در ژئولاگ انجام داد.

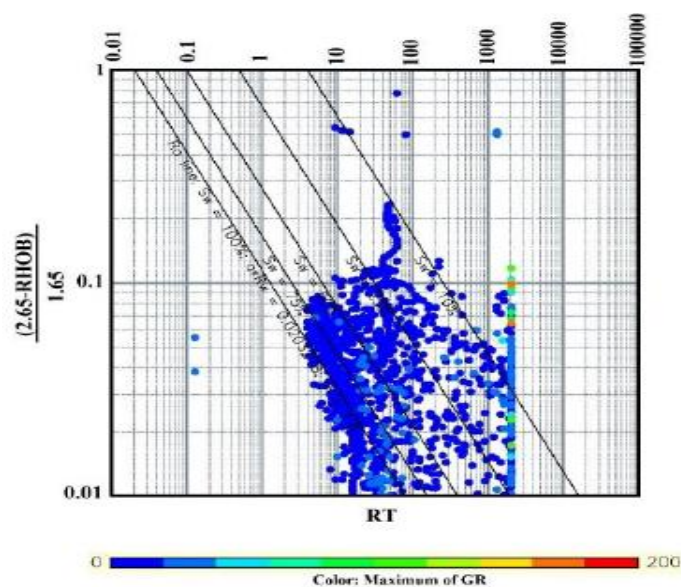
داده‌هایی که در این مطالعه در نرم‌افزار ژئولاگ بارگذاری شدند شامل نمودارهای NGS (SGR و CGR)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، اندیس فوتوالکتریک (PEF)، صوتی (DT)، کالیبر (CALI)، مقاومت الکتریکی (LLD) می‌باشند. در این مرحله همچنین با توجه به قرائت نمودار CALI، ناحیه‌هایی از چاه که در آن‌ها ریزش صورت گرفته است مشخص می‌گردد. به طور تجربی فواصلی که اختلاف میان اندازه دهانه چاه و سایز مته بیش از یک و نیم اینچ باشد جزء فواصلی که در آن ریزش اتفاق افتاده است در نظر گرفته می‌شوند. این نواحی به دلیل آنکه در پاسخ مربوط به بعضی از نمودارها به خصوص ابزار اندازه‌گیری چگالی تاثیر می‌گذارند به عنوان فواصل نامناسب چاه (Bad hole) مشخص می‌گردند. در صورت وجود نمودار DRHO، اگر مقادیر قرائت شده خارج از محدوده $-0/1$ و $0/1$ باشد، می‌توان آن را جزء فواصل نامناسب چاه در نظر گرفت.

در مرحله بعد به دلیل آنکه ممکن است میان نمودارهای چاه‌پیمایی با یکدیگر و یا با داده‌های حاصل از آنالیز مغزه اختلاف عمق وجود داشته باشد برای غلبه بر آن نیاز است که ابتدا یک نمودار به عنوان نمودار مبنا انتخاب گردد و دیگر نمودارها و سپس داده‌های مغزه نسبت به آن تطابق عمقی داده شوند. معمولاً نمودار نوترون به عنوان مبنا برای انجام تطابق عمقی مورد استفاده قرار می‌گیرد. پس از تطابق عمقی نیاز است برای کاهش خطا در صورتی که نوفه بر روی نمودارها به خصوص نمودارهای چگالی و نوترون وجود دارد، در محاسبات هموارسازی صورت گیرد. در این مرحله در صورت وجود پراش در نمودار صوتی تصحیح صورت می‌گیرد.

در مرحله پیش محاسبات (Precalc)، برخی از پارامترهای مهم و مورد نیاز در مدل مولتی‌مین تخمین زده می‌شوند. برای اجرای پیش محاسبات به برخی پارامترهای مربوط به چاه شامل وزن گل، اندازه مته حفاری، مقاومت الکتریکی گل حفاری، مقاومت الکتریکی گل کیره، نقطه شروع و اتمام نمودارگیری و مقدار دما در آن نقاط مورد نیاز می‌باشد که از سربرگ نمودارهای چاه‌پیمایی می‌توان این اطلاعات را جمع‌آوری نمود. مهم‌ترین خروجی‌های این مرحله پارامترهایی مانند فشار، دما، نمودار مقطع عرضی فوتوالکتریک (U)، و مقادیر قابلیت هدایت الکتریکی در زون مورد هجوم و گل حفاری و دست نخورده می‌باشد.

در مرحله بعد نیاز است که تصحیحات محیطی بر روی نمودارهای چاه‌پیمایی صورت گیرد. به این منظور از چارت‌های استاندارد که در نرم‌افزار ژئولاگ با توجه به تنوع ابزار تعریف شده است استفاده می‌نماییم. به همین منظور برای تصحیح نمودار گاما از چارت por-1 شلمبرژر، برای تصحیح نمودار چگالی از چارت por 15a شلمبرژر، و برای تصحیح نمودار مقاومت از چارت Rox3 شلمبرژر استفاده شده است.

قبل از ساخت مدل مولتی‌مین جهت تخمین درجه اشباع آب به کمک مدل آرچی نیاز است که پارامترهای مجهول رابطه آرچی شامل ضریب پیچایی (a)، ضریب سیمان‌شدگی (m) و توان اشباع آب (n) تعیین گردند. به این منظور از نمودار پیکت پلات استفاده شده است. این نمودار (شکل ۱) بر اساس مقادیر مقاومت الکتریکی سازند (نمودار LLD) و مقادیر نمودار چگالی که بیانگر مقدار تخلخل می‌باشد بیان گردیده است. با توجه به نتایج حاصله برای چاه شماره ۱۹ مقادیر aR_w ، m و n به ترتیب برابر با 0/01632، 1/8 و 2/3 در نظر گرفته شده‌اند. با توجه به مقدار شوری آب این سازند که برابر با 200,000ppm می‌باشد، و با توجه به دمای متوسط که برابر با ۲۴۴ درجه فارنهایت می‌باشد مقدار مقاومت الکتریکی آب همزاد برابر با $0/0143 \Omega m$ در نظر گرفته شد و در نتیجه مقدار ضریب پیچایی 1/13 فرض گردید.



شکل ۱) استفاده از روش پیکت پلات جهت محاسبه ضرایب رابطه آرچی در چاه شماره ۱۹.

پس از انجام مراحل آماده‌سازی نوبت به ساخت مدل مولتی‌مین می‌باشد که می‌توان مراحل ساخت آن در نرم‌افزار ژئولاگ را در چهار مرحله خلاصه نمود. این چهار مرحله عبارتند از تعریف مدل اولیه، تعریف عدم قطعیت نمودارها، اجرای مدل و بسط مدل اولیه، رسم نمودار و گرفتن خروجی نهایی.

تعریف مدل اولیه: در این مرحله ابتدا کانی‌ها و سیالات موجود در منافذ با توجه به اطلاعات اولیه در مدل تعریف می‌گردند. با توجه به نمودارهای چاه‌پیمایی موجود از چاه‌های مطالعه شده در میدان رامشیر، سازند سروک به جز در بعضی از عمق‌ها که دارای لایه‌های نازکی از شیل می‌باشد، از سنگ آهک خالص تشکیل شده است. بنابراین برای فواصلی که از سنگ آهک خالص تشکیل شده است کانی تشکیل دهنده ی مدل، کلسیت در نظر گرفته شده است و برای بازه‌هایی که ابزار اشعه گاما مقادیر زیادی را نشان می‌دهد علاوه بر کلسیت، ایلیت به عنوان کانی سازنده در مدل در نظر گرفته شده است. سیالات موجود در منافذ نواحی دور از چاه (نواحی دست نخورده) نیز با توجه به اطلاعات حاصل از عملیات چاه‌آزمایی نفت و آب نمک در نظر گرفته شده است. از رابطه غیرخطی آرچی به عنوان معادله نموداربرداری استفاده و مقادیر پارامترهای آن با توجه به نمودار پیکت پلات به ترتیب برای m و n برابر با $1/13$ ، $1/8$ و $2/3$ در نظر گرفته شد. همچنین در این مرحله نیاز است که مقادیر دمای متوسط سازند، مقدار گراویتی نفت بر حسب API و مقاومت آب سازندی براساس اطلاعات موجود به ترتیب ۲۴۴ فارنهایت، $31/1$ سانتی پواز و $0/0143$ ohmm مشخص گردند.

تعریف عدم قطعیت نمودارها: تعیین عدم قطعیت نمودارها از اهمیت ویژه‌ای در ساخت مدل مولتی‌مین برخوردار است. در صورتی که یک ابزار دارای نتایج با عدم قطعیت پایین باشد اثر آن در مدل مولتی‌مین باید افزایش یابد. تعیین عدم قطعیت‌ها با توجه به شرکت سرویس دهنده و بر مبنای تصحیحات محیطی صورت می‌گیرد. در این مطالعه از مقادیر ثابت پیش فرض برای هر نمودار توسط خود نرم‌افزار استفاده شده است.

اجرای مدل و بسط مدل اولیه: بخش اصلی، اجرای مدل می‌باشد. با ساخت مدل اولیه و معرفی پارامترهای مورد نیاز که شامل دما، فشار، مقاومت ویژه الکتریکی گل حفاری می‌باشد، مدل اولیه به نرم‌افزار داده می‌شود. پس از اجرای مدل و نمایش به صورت گرافیکی می‌توان نواقص موجود در تفسیر را رفع کرد. به طور مثال در صورتی که عدم قطعیت یک نمودار در بعضی فواصل بسیار زیاد باشد حذف آن نمودار در آن فاصله باعث بهبود عملکرد مدل مولتی‌مین می‌گردد. به همین منظور دوباره یک مدل مولتی‌مین جدید ایجاد می‌گردد و به عنوان مدل ثانویه ذخیره می‌گردد. با تعریف یک برگ^۱ می‌توان ناحیه‌هایی که مربوط به پاسخ نامناسب ابزار است تعیین نمود. پس از اجرای مجدد مدل، نواحی انتخاب شده در برگ با مدل ثانویه اجرا و نتایج آن با نتایج اولیه جایگزین می‌گردد. به همین ترتیب می‌توان دیگر مدل‌ها را نیز تعریف و با استفاده از تعریف یک برگ آن‌ها را در فواصل مشخص اجرا و نتایج را بهبود داد. همچنین به همین روش می‌توان در فواصلی که ابزار اشعه گاما پاسخ زیادی را نشان می‌دهد کانی ایلیت را نیز در مدل تعریف نموده و در این فواصل مقدار حجم شیل را نیز اندازه‌گیری نمود.

رسم نمودار و گرفتن نتایج خروجی: پس از اجرای مدل نهایی و کسب نتایج مطلوب نوبت به نمایش نتایج به صورت گرافیکی می‌باشد. جهت بررسی عملکرد مدل مولتی‌مین در تخمین پارامترهای پتروفیزیکی، نتایج حاصل از مغزه نیز به

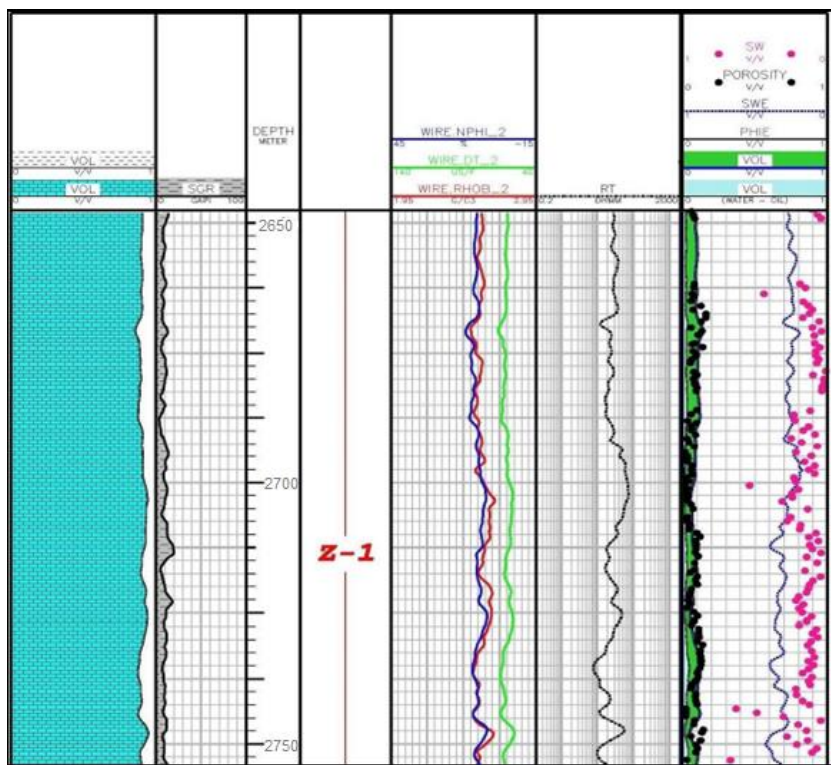
¹ Flag

صورت نقاط ناپیوسته در عمق‌های مربوطه در کنار نمودار درجه اشباع آب حاصله رسم می‌گردد. به منظور یکپارچه سازی داده‌های اندازه‌گیری شده مغزه و اطلاعات مربوط به نمودارهای چاه‌پیمایی، به دلیل وجود اختلاف بین عمق نمودارها و عمق نمونه‌های مغزه، داده‌های مغزه باید با توجه به داده‌های چاه‌پیمایی از نظر عمق همبستگی داشته باشد. معمولاً در نبود نمودار اشعه گامای اندازه‌گیری شده از مغزه، از تخلخل مغزه و تخلخل حاصله از نمودارهای چاه‌پیمایی به منظور همبستگی عمق استفاده می‌شود. جدول ۱ اطلاعات مورد نیاز جهت ساخت مدل مولتی‌مین در چاه مورد مطالعه را نشان می‌دهد.

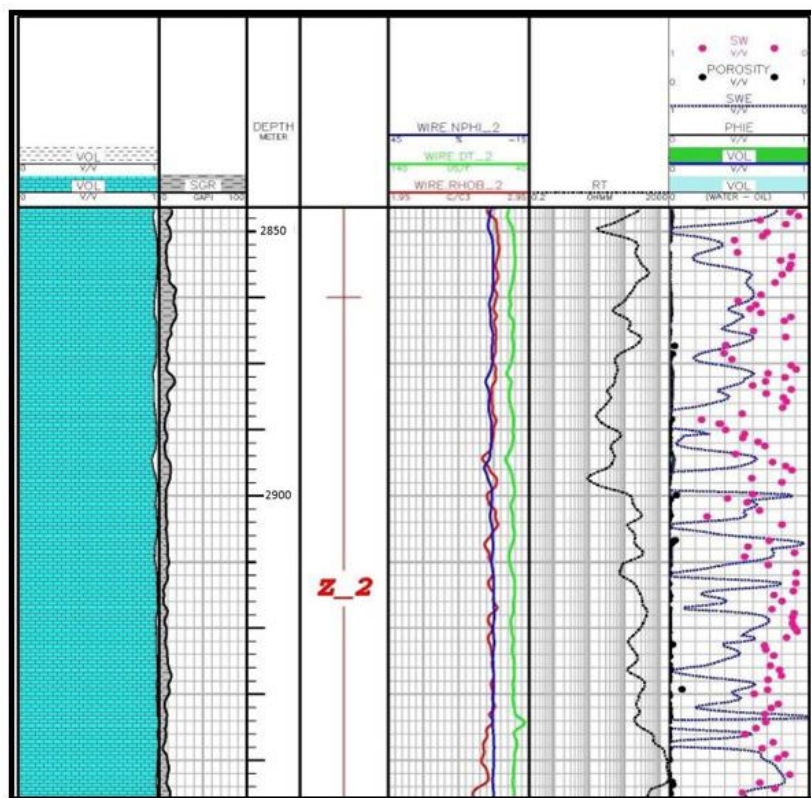
جدول ۱: پارامترهای مدل مولتی‌مین

پارامتر	مقدار
دمای ته چاه	۲۴۴/۴۶
مقاومت نمونه آب سازندی (اهم متر)	۰/۰۱۴۲۷
چگالی گل حفاری (پوند بر گالن)	۱۰/۴
دمای نمونه آب سازندی (درجه فارنهایت)	۲۴۴/۶۴
دمای سازندی (درجه فارنهایت)	۲۴۴/۶۴
مقاومت نمونه فیلتره گل حفاری (اهم متر)	۰/۴۷۵
دمای نمونه فیلتره گل حفاری (درجه فارنهایت)	۹۲
درجه گراویتی نفت (API)	۳۱/۱
غلظت KCl در گل حفاری (درصد)	۰
عدم قطعیت اولیه ابزار چگالی (گرم بر سانتیمتر مربع)	۰/۰۲۶۴
عدم قطعیت اولیه ابزار نوترون (حجم بر حجم)	۰/۰۱۴
عدم قطعیت اولیه ابزار سونیک (میکروثانیه بر فوت)	۱/۹۵۱

شکل ۲ و ۳ نیز نتایج حاصل از مدل مولتی‌مین در تخمین پارامترهای پتروفیزیکی (لیتولوژی، حجم شیل، تخلخل و درجه اشباع آب) در زون‌های مخزنی ۱ و ۲ سازند سروک در چاه شماره ۱۹ را نشان می‌دهند. در این دو شکل تراک اول نشان دهنده لیتولوژی سازند، تراک دوم نشان دهنده مقادیر اشعه گاما سازند (SGR)، تراک سوم و چهارم به ترتیب مربوط به مقیاس عمق و زون مربوطه، تراک پنجم شامل نمودارهای نوترون (رنگ آبی)، دانسیته (رنگ قرمز) و صوتی (رنگ سبز)، تراک ششم مربوط به نمودار مقاومت الکتریکی سازند، و تراک هفتم نیز تخلخل و درجه اشباع آب حاصل از مدل مولتی‌مین و نتایج آنالیز مغزه را نشان می‌دهد. در تراک آخر خطوط سیاه رنگ پیوسته که با رنگ سبز (حجم نفت) و آبی روشن (حجم آب) تا حاشیه سمت چپ رنگ آمیزی شده است، تخلخل مدل مولتی‌مین و خطوط ناپیوسته آبی رنگ درجه اشباع آب مدل مولتی‌مین را نشان می‌دهد. نقاط سیاه رنگ و صورتی رنگ نیز به ترتیب تخلخل و درجه اشباع آب حاصل از مغزه را نشان می‌دهد.



شکل ۲) داده‌های مغزه، نمودارهای چاه‌پیمایی و آنالیز مولتی‌مین زون ۱ سازند سروک در چاه شماره ۱۹



شکل ۳) داده‌های مغزه، نمودارهای چاه‌پیمایی و آنالیز مولتیمین زون ۲ سازند سروک در چاه شماره ۱۹

تخمین تراوایی با استفاده از روش رگرسیونی

یکی از روش‌های کاربردی در تعیین تراوایی استفاده از روش رگرسیونی می‌باشد. مهم‌ترین عاملی که باعث می‌شود روش‌های رگرسیونی در مخزن به خوبی پاسخگو نباشد درجه بالای ناهمگنی پارامترهای پتروفیزیکی مخزن است. در سنگ‌های کربناته پارامترهای پتروفیزیکی به شدت به صورت افقی و قائم در مخزن تغییر می‌نماید که باعث ناهمگنی این پارامترها به خصوص تراوایی می‌شود. هر چه مقدار این ناهمگنی افزایش می‌یابد تعیین این پارامترها با استفاده از لاگ نیز سخت‌تر می‌شود. یکی از روش‌ها برای تعیین ناهمگنی تراوایی مخازن کربناته، استفاده از روش لورنز می‌باشد. با کمک روش لورنز می‌توان درک صحیح‌تری از درجه ناهمگنی پارامترهای مخزن داشت. در این روش به صورت آماری ضریبی تعریف می‌گردد که به آن ضریب لورنز می‌گویند. این ضریب مقادیری بین صفر و یک را اختیار می‌نماید که هرچه به صفر نزدیکتر باشد نشان از همگن‌تر بودن تراوایی است. به عبارتی دیگر هرچه نمودار لورنز به خط با شیب برابر با یک (خط همگن) نزدیکتر باشد همگنی افزایش می‌یابد. می‌توان روش محاسبه این ضریب را به صورت زیر خلاصه نمود:

- ابتدا نمونه‌های موجود را بر اساس نسبت تراوایی به تخلخل بصورت نزولی مرتب می‌نماییم.

- با استفاده از روابط زیر مقدار ظرفیت جریان^۱ و ظرفیت ذخیره^۲ را محاسبه می‌نماییم.

$$(\text{Flow Capacity})_j = \frac{K_j h_j}{\sum_{i=1}^n k_i h_i} \quad (1)$$

$$(\text{Storage Capacity})_j = \frac{\phi_j h_j}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (2)$$

در این روابط چون تراوایی از نمونه‌های مغزه محاسبه گردیده است بنابراین مقدار آن‌ها را ثابت قرار می‌دهیم که در نهایت کافی است مقدار تراوایی و تخلخل هر نمونه را به ترتیب بر تراوایی و تخلخل کل تقسیم نمود.

- مقادیر تجمعی ظرفیت جریان و ظرفیت ذخیره را محاسبه می‌نماییم.
- نمودار مقادیر تجمعی ظرفیت جریان در برابر مقادیر تجمعی ظرفیت ذخیره را رسم نموده و مقدار مساحت زیر نمودار آن را بدست می‌آوریم. شکل ۴ نمودار مقادیر تجمعی ظرفیت جریان در برابر مقادیر تجمعی ظرفیت ذخیره را به‌ازای داده‌های مغزه چاه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد.

برای محاسبه مساحت زیر نمودار ابتدا با استفاده از برازش منحنی^۳ نرم‌افزار متلب^۴ یک تابع چندجمله‌ای بر داده‌ها منطبق گردید و با محاسبه انتگرال آن از مقدار صفر تا یک، مساحت زیر نمودار منحنی ABC محاسبه شد. در این شکل، مقادیر

¹ Flow Capacity

² Storage Capacity

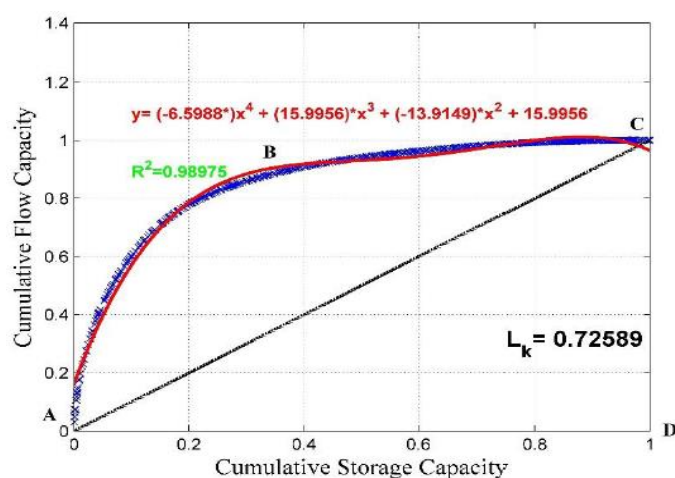
³ Curve Fitting

⁴ Matlab

Y مربوط به مقادیر تجمعی ظرفیت جریان و محور X مربوط به مقادیر تجمعی ظرفیت ذخیره می‌باشد. نقاط نشان داده شده مربوط به داده‌های مغزه چاه‌های مورد مطالعه می‌باشد و منحنی قرمز رنگ نیز نمودار تابع چند جمله ای منطبق بر داده‌های مغزه می‌باشد.

با استفاده از رابطه زیر مقدار ضریب لورنز محاسبه می‌گردد:

$$L_K = \frac{\text{Area of ABCA}}{\text{Area of ADCA}} \quad (3)$$



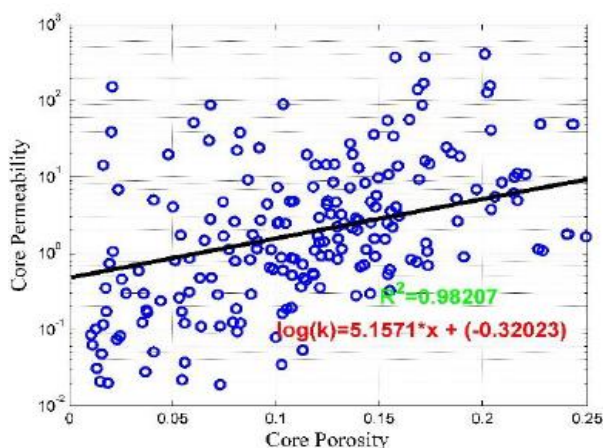
شکل ۴: تعیین ناهمگنی مخزن با استفاده از روش لورنز

در این مطالعه مقدار ضریب لورنز برابر با ۰/۷۲۶ به دست آمد که نشان از ناهمگنی بالای مخزن سروک در میدان مورد مطالعه و تغییرات شدید تراوایی است. همانگونه که می‌دانیم مهم‌ترین عامل در تعیین مقدار تراوایی حجم فضای متخلخل است. یکی از روش‌های معمول در تخمین تراوایی ایجاد رابطه میان تخلخل و تراوایی است. در این روش ابتدا یک رابطه میان تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه ایجاد می‌گردد، سپس در چاه‌هایی که در آن‌ها نمودارگیری معمول^۱ صورت گرفته است ولی داده‌های مغزه وجود ندارد مورد استفاده قرار می‌گیرد. یکی از ساده‌ترین روابط موجود به صورت زیر است:

$$\log(k) = A + B\phi \quad (4)$$

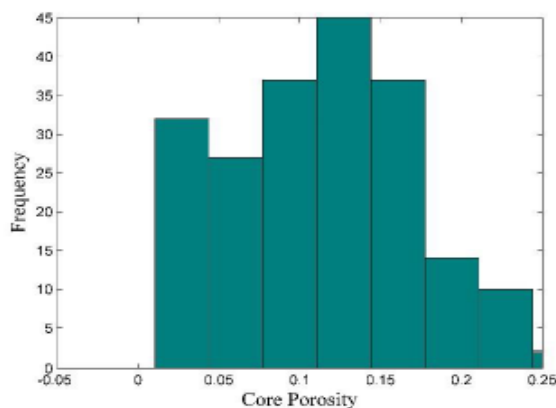
که این رابطه، به عنوان یک تخمین آماری از تراوایی با استفاده از آنالیز رگرسیونی محسوب می‌گردد. B و A مقادیر ثابت هستند که با استفاده از داده‌های مغزه قابل محاسبه است و در این رابطه تخلخل متغیر مستقل و لگاریتم تراوایی متغیر وابسته می‌باشد. شکل ۵ نیز رابطه میان تراوایی و تخلخل را در چاه شماره ۱۹ نشان می‌دهد.

^۱ Full Set



شکل ۵) نمودار پراکندگی لگاریتم تراوایی بر حسب تخلخل در چاه شماره ۱۹

شکل ۶ نمودار پراکندگی تخلخل داده‌های مغزه را نشان می‌دهد. همانگونه که در این شکل دیده می‌شود نمی‌توان برای داده تخلخل حاصل از مغزه توزیع نرمال را تطبیق داد که نشان از وجود بیش از دو نوع فضای متخلخل می‌باشد. از آن جهت که نوع سیستم متخلخل حاکم بر محیط تراوا وابسته به اندازه ذرات می‌باشد، وجود چند سیستم متخلخل باعث انحراف بیشتر نقاط در نمودار تخلخل و تراوایی می‌شود که در نتیجه با خطای بیشتری در محاسبات همراه است. این موضوع به وضوح در شکل ۶ قابل مشاهده است. هر چه اندازه ذرات کوچکتر باشد مساحت سطح ذرات بزرگتر می‌گردد که باعث کاهش تراوایی می‌شود. با توجه به آنکه روشی برای تعیین اندازه ذرات به کمک نمودارهای معمول وجود ندارد در بسیار از مطالعات از این رابطه رگرسیونی میان تراوایی و تخلخل بدون در نظر گرفتن اندازه ذرات استفاده می‌شود.

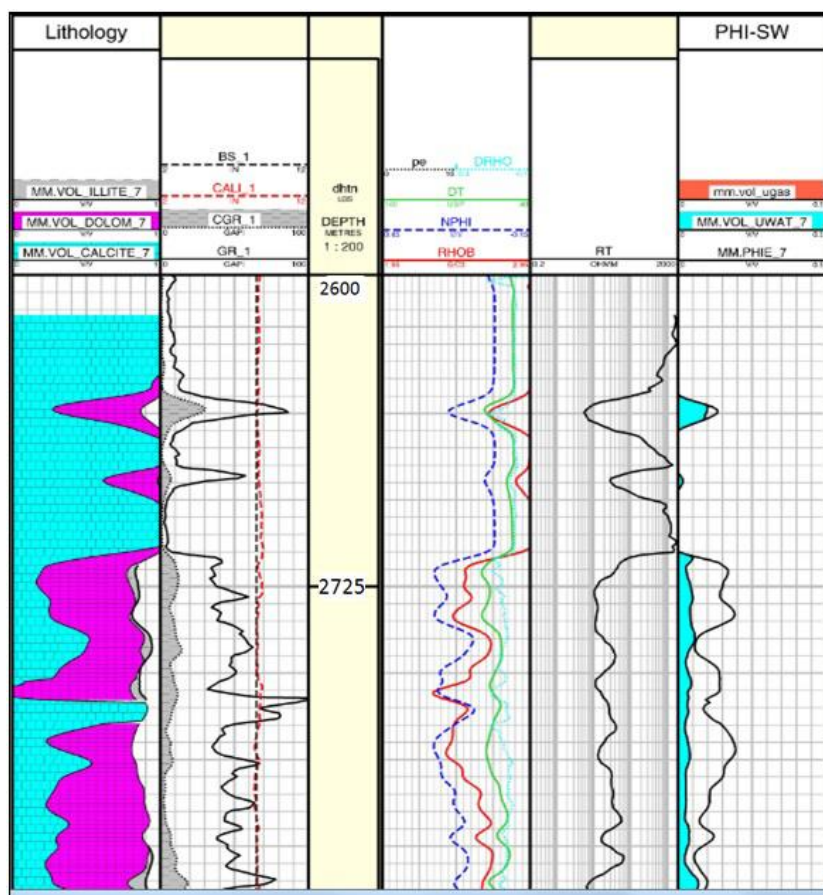


شکل ۶) نمودار هیستوگرام تخلخل مغزه در چاه شماره ۱۹

بحث و بررسی

ابتدا پارامترهای پتروفیزیکی مورد نیاز برای محاسبه نفوذپذیری از مدل‌های SDR و Timur از نمودار چاه‌پیمایی زیر که مربوط به این چاه است را استخراج و محاسبه می‌کنیم. شکل ۷ نمودار چاه‌پیمایی این چاه را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است، تراک اول مربوط به لیتولوژی، تراک دوم نمودارهای گاما و CGR را نشان می‌دهد. تراک سوم عمق، تراک چهارم تخلخل حاصل از نمودارهای دانسیته، نوترون و صوتی، تراک پنجم مقاومت ویژه و تراک آخر میزان اشباع آب اولیه

را نشان می‌دهد. این نمودار از عمق ۲۶۰۰ متری تا ۲۸۵۰ متری را شامل می‌شود که در این نمودار تنها قسمت پایینی نمایش داده شده است. مطالعه‌ی کلی از عمق ۲۶۰۰ متری تا ۳۸۵۰ متری صورت گرفته است. نمودارهایی که در این فصل آورده شده‌اند تنها مربوط به بخش‌هایی از این عمق می‌باشند.



شکل ۷: نمودار Full set از چاه شماره ۱۹ برای تهیه‌ی داده‌های مورد نیاز

پس از آماده سازی داده‌های ورودی به مدل‌های پیشنهاد شده جهت اعتبارسنجی مدل و بررسی توانایی آن در تخمین تراوایی نوبت به بررسی نتایج حاصل از مدل‌های ارائه شده می‌باشد. جهت بررسی عملکرد مدل‌های پیشنهادی با استفاده از داده‌های اعتبارسنجی از معیار میانگین مجموع مربعات خطا (MSE) و ضریب کرولیشن (R^2) استفاده شده است.

داده‌های استاندارد شده مربوط به نمودارهای دانسیته، مقاومت الکتریکی، نوترون، اندیس فوتوالکتریک، صوتی و اشعه گاما، پس از آماده‌سازی جهت تعیین تراوایی به هریک از مدل‌های ذکر شده به عنوان ورودی داده شدند و نتایج آن با مقادیر تراوایی اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه مغزه مقایسه گردید.

ابتدا به کمک مدل مولتی‌مین نرم‌افزار ژئولاگ با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی موجود در چاه موردنظر پارامترهای پتروفیزیکی مورد محاسبه قرار می‌گیرد. در این چاه نیز پیش از مدل‌سازی مشابه با آنچه قبلاً توضیح داده شد، بارگذاری و کنترل کیفیت داده‌ها (QC)، تطابق عمقی هموارسازی، محاسبات پارامترهای مورد نیاز و انجام تصحیحات محیطی صورت گرفت.

نمودارهای NGS (SGR و CGR)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، اندیس فوتوالکتریک (PEF)، صوتی (DT)، کالیپر (CALI)، مقاومت الکتریکی (LLD) در این چاه موجود می‌باشند. پس از تعیین Bad hole، با استفاده از نمودار پیکت پلات مقادیر ضریب پیچایی، ضریب سیمان شدگی و توان اشباع آب به ترتیب برابر با $1/3$ ، $1/8$ و $2/3$ برای تعیین درجه اشباع آب محاسبه گردیدند. سپس مدل اولیه مولتی‌مین بر پایه رابطه آرچی و پس از تعریف عدم قطعیت نمودارهای چاه‌پیمایی اجرا و مدل اولیه با توجه به شرایط سازند و چاه بسط داده شد.

اندازه‌گیری نفوذپذیری با NMR

همانطور که قبلاً ذکر شد، دو مدل برای اندازه‌گیری نفوذپذیری با لاگ NMR وجود دارد.

مدل SDR:

$$K = a T_{2LM}^c \phi_{NMR}^b \quad (5)$$

که در این معادله T_{2LM} متوسط لگاریتمی طیف T_2 می‌باشد. ϕ_{NMR} تخلخل حاصل از لاگ NMR است. a ، b و c ضرایب ثابت هستند.

مدل Timur:

$$K = a \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^c \phi_{NMR}^b \quad (6)$$

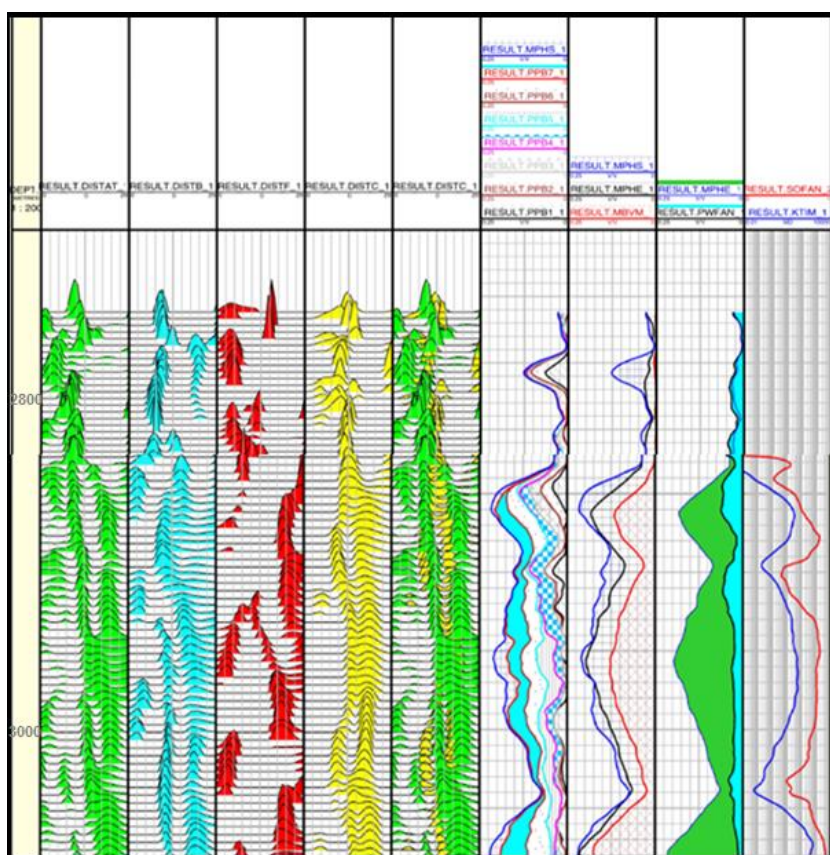
در این معادله FFI برابر با حجم سیال آزاد^۱ و BVI برابر با حجم آب همزاد پیوندی^۲ است.

محاسبه‌ی زمان آرامیدگی T_2 در چاه شماره ۱۹ با استفاده از نمودار چاه‌پیمایی شکل ۸ صورت می‌گیرد. در این نمودار تراک اول نشان دهنده‌ی طیف T_2 برای مجموع طیف‌های حاصل از دو حالت T_w بلند و T_E کوتاه و همچنین پلاریزاسیون جزئی که برای محاسبه‌ی Clay bond water استفاده می‌شود. تراک دوم پراکندگی T_2 برای حالت T_w کوتاه و T_E بلند، تراک سوم اختلاف بین طیف T_2 برای دو حالت T_w بلند و T_E بلند را نشان می‌دهد. تراک چهارم نشان دهنده‌ی پراکندگی طیف T_2 برای T_w بلند و T_E کوتاه می‌باشد. تراک پنجم ترکیبی از دو حالت طیف T_2 می‌باشد. حالت اول T_w بلند و T_E کوتاه و حالت دوم T_w کوتاه و T_E بلند. تراک ششم تخلخل کل محاسبه شده توسط NMR را نشان می‌دهد که خط آبی رنگ تخلخل حاصل از MPHS و تخلخل به دست آمده حاصل از $T_{2cutoff}$ های ۱، ۳، ۱۰، ۳۰، ۱۰۰، ۳۰۰ و ۱۰۰۰ را نشان می‌دهد. تراک هفتم تخلخل مفید حاصل از MPHE و تخلخل مربوط به سیال آزاد MBVM و تخلخل کل MPHS را نشان می‌دهد. تراک هشتم آب آزاد PWFAN و تخلخل مفید MPHE را نشان می‌دهد و تراک نهم تراوایی حاصل از دو روش Timur و SDR را نشان می‌دهد. T_E نشان دهنده‌ی

¹ Free fluid bulk

² bulk volume irreducible

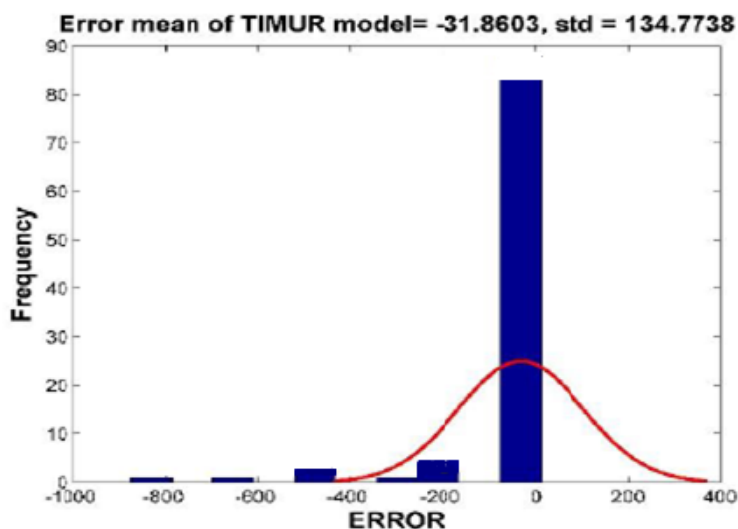
فاصله‌ی زمانی بین دو پژواک یا موج در یک دنباله‌ی از امواج اسپین می‌باشد و T_w در اصطلاح زمان قطبش نام دارد که فاصله‌ی زمانی بین خاتمه‌ی یک دنباله از امواج و شروع دنباله‌ی دیگر می‌باشد.



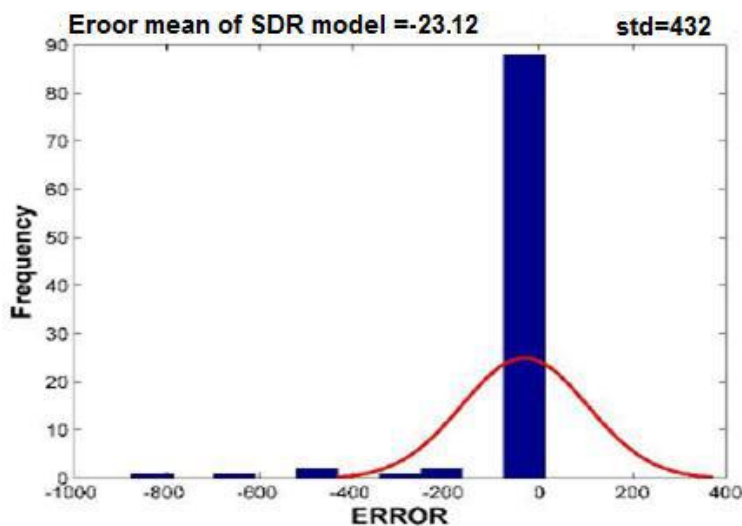
شکل ۸) زمان آرامیدگی T_2 در حفرات مختلف چاه شماره ۱۹ همراه با سیالات مختلف

در ادامه مقدار تراوایی روش تیمور را با استفاده از نرم‌افزار ژئولاگ محاسبه شد.

شکل ۹ و ۱۰ خطای ناشی از محاسبه تراوایی در دو روش تجربی SDR و Timur را در یک نمودار هیستوگرام نشان می‌دهد. هر چه ارتفاع میله‌ای مربوط به مقادیر اطراف صفر بیشتر باشد گویای آن است که دقت محاسبه برای آن مدل کمتر می‌باشد. از سوی دیگر در صورتی که کشیدگی نمودار به سوی مثبت باشد به این معناست که مدل ایجاد شده بیش تخمین است و مقادیر تراوایی را بیش از مقدار واقعی آن تخمین می‌زند.

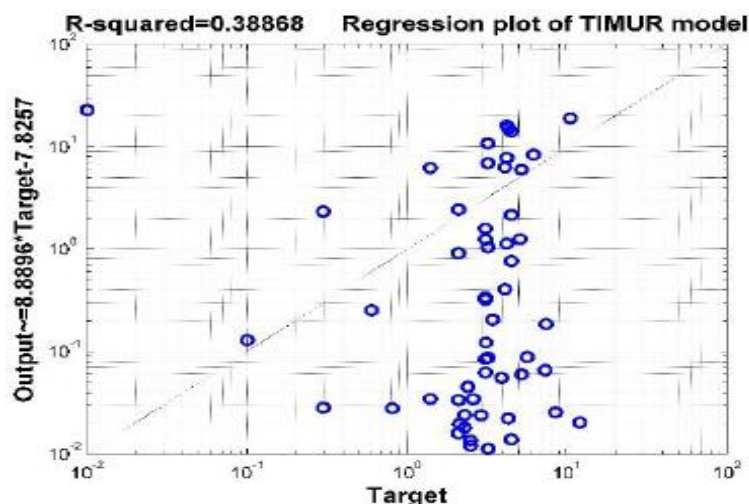


شکل ۹) نمودار هیستوگرام خطای مدل تیمور

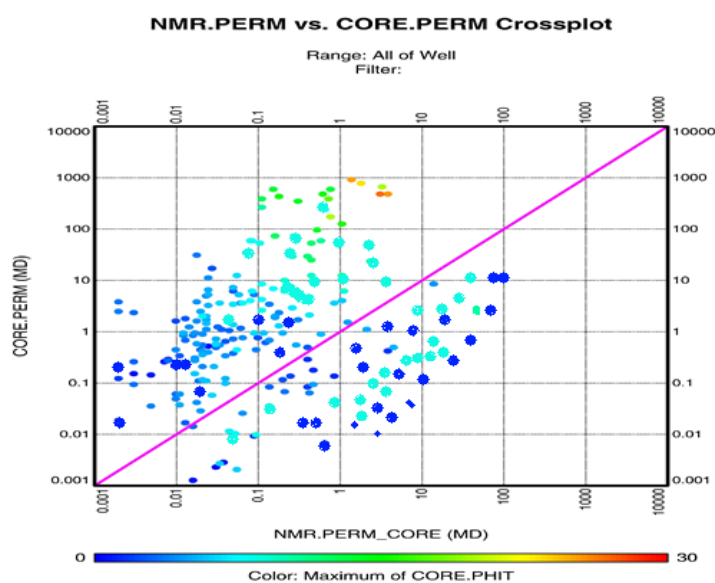


شکل ۱۰) نمودار هیستوگرام خطای مدل SDR

شکل ۱۱ و ۱۲ نمودار رگرسیون مربوط به مقادیر محاسبه شده از دو مدل تجربی ارائه شده در این مطالعه را نشان می‌دهد. خط با زاویه ۴۵ درجه در این نمودار مربوط به ضریب کرولیشن برابر با یک است. اگر نقاط به این خط نزدیک باشد به این معنا است که مقادیر تخمین زده شده از مدل برابر با مقادیر آزمایشگاهی می‌باشد. نمودار کرولیشن میان داده‌های تخمین زده شده توسط روش SDR و داده‌های مغزه در شکل ۱۲ نشان داده شده است. همانطور که شکل نشان می‌دهد تطابق خوبی میان آن‌ها وجود دارد و میزان دقت آن ۴۴/۱ می‌باشد.



شکل (۱۱) نمودار رگرسیونی میان داده‌های و نتایج حاصل از مدل تیمور

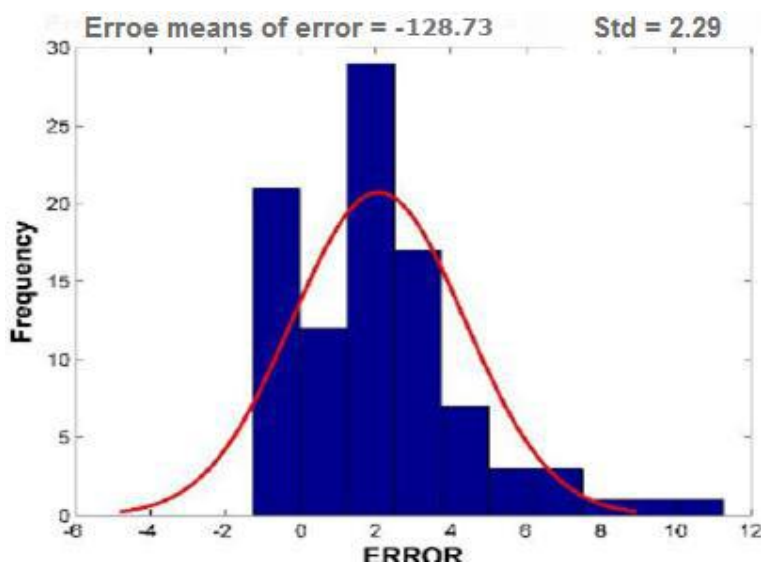


شکل (۱۲) نمودار رگرسیونی میان داده‌های مغزه و نتایج حاصل از مدل SDR

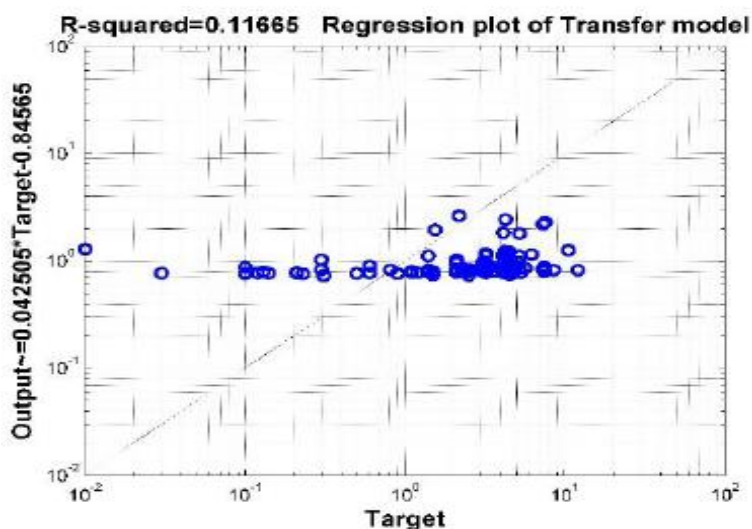
همچنین در این مطالعه از روش رگرسیونی که در فصل قبل مطرح گردید برای چاه شماره ۱۹ نیز استفاده می‌شود. همانطور که ذکر گردید یک پارامتر مهم که در این روش باید در نظر گرفته شود مقدار ناهمگنی مخزن می‌باشد. برای تعیین ناهمگنی در مخازن کربناته عمدتاً از روش لورنز استفاده می‌شود. مقدار ضریب لورنز در میدان مورد مطالعه برابر با ۰/۷۲۶ که نشان دهنده مقدار ناهمگنی بالای مخزن و تغییرات شدید تراوایی در تمامی مخزن می‌باشد. از این رو به نظر می‌رسد محاسبه تراوایی صرفاً با در نظر گرفتن مقدار تخلخل از دقت پایینی برخوردار است.

$$\log(k) = 5/1517\phi - 0/32023 \quad (۷)$$

همچنین نمودار هیستوگرام خطا و نمودار کرویشن میان داده‌های تخمین زده شده توسط این روش و مقدار تراوایی واقعی محاسبه شده در آزمایشگاه مغزه که به ترتیب در شکل ۱۳ و ۱۴ آورده شده است ضعف مدل رگرسیونی برای تخمین تراوایی را به وضوح نشان می‌دهد.



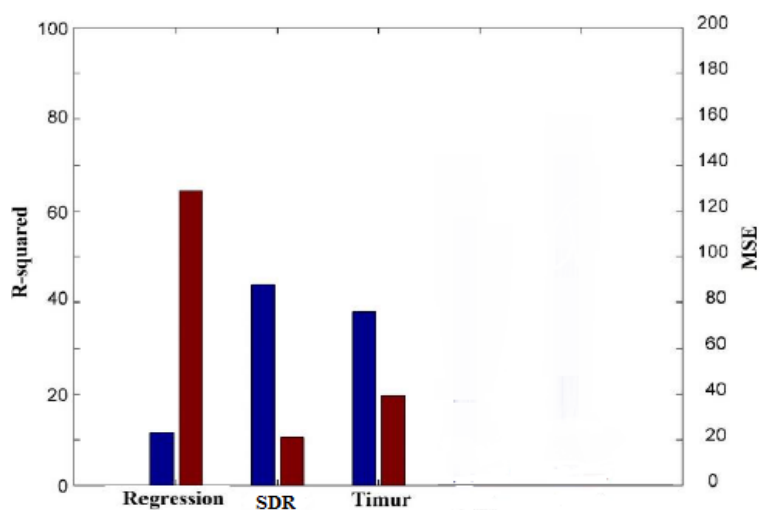
شکل ۱۳) نمودار هیستوگرام خطای مدل رگرسیونی



شکل ۱۴) نمودار رگرسیونی میان داده‌های مغزه و نتایج حاصل از مدل رگرسیونی

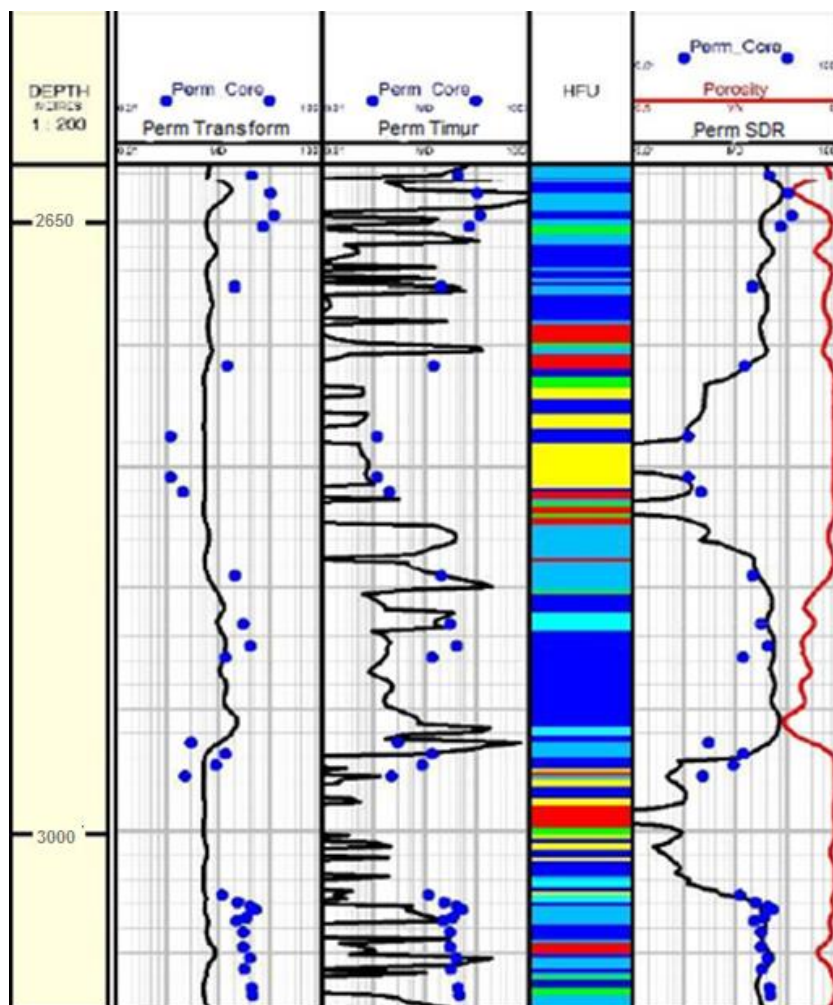
پس از اعمال داده‌های اعتبارسنجی به مدل‌های ارائه شده و محاسبه مقدار R^2 و MSE با توجه به مقادیر خروجی حاصل می‌توان به توان هر یک از روش‌های ارائه شده در تخمین تراوایی پی برد. شکل ۱۵ نمودار میله‌ای مقایسه میان مدل‌های ارائه شده در این مطالعه است که بر اساس آن می‌توان نتیجه گرفت که معادله‌ی تجربی SDR با دقت تخمین ۴۴/۱ و خطای ۲۳/۱۲- بهترین مدل برای تخمین تراوایی در این چاه است و مدل رگرسیونی با مقدار دقت تخمین (R^2) برابر ۱۱/۶ و مقدار (MSE) خطای برابر با ۱۲۸/۷۳- ضعیف‌تر از روابط تجربی در تخمین تراوایی می‌باشند. در این شکل

ارتفاع میله‌های قرمز رنگ متناسب با اندازه خطای تخمین مدل و ارتفاع میله‌های آبی رنگ متناسب با اندازه دقت حاصل از تخمین مدل می‌باشد.



شکل ۱۵) مقایسه مقدار خطا و دقت اندازه‌گیری مدل‌های پیشنهادی تخمین تراوایی

همچنین در شکل ۱۶ نمایش گرافیکی نتایج مدل‌های بررسی شده در این مطالعه مربوط به زون ۱ و ۲ سازند سروک در چاه شماره ۱۹ نشان داده شده است. در این شکل تراک اول نشان دهنده عمق، تراک دوم مقادیر تراوایی با استفاده از روش رگرسیون، تراک سوم نشان دهنده مقادیر تراوایی با استفاده از روش Timur می‌باشد. تراک چهارم HFU و تراک پنجم نیز مقدار تراوایی با روش SDR را نشان می‌دهد. نقاط آبی بر روی هر تراک مقدار تراوایی محاسبه شده در آنالیز مغزه را نشان می‌دهد. در صورتی که این نقاط به هر یک از نمودارها نزدیک‌تر باشد به این معنا است که مدل مربوط به آن نمودار از دقت بالاتری همراه است. همانگونه که از این شکل پیداست و با توجه به نتایج حاصل از هر یک از مدل‌ها، مدل تجربی SDR بهترین عملکرد را در میان دیگر روش‌ها دارد. از این رو پیشنهاد می‌شود که به جای استفاده از مدل‌های دیگر، از این مدل استفاده شود.



شکل ۱۶) مقایسه مدل‌های پیشنهادی تخمین تراوایی با مقادیر مغزه در چاه شماره ۱۹

نتیجه‌گیری

در این مطالعه هدف کلی محاسبه‌ی تراوایی با استفاده از نمودار NMR بود و برای این منظور از دو روش کلی موجود در نرم‌افزار ژئولاگ یعنی روش Timur و روش SDR استفاده شد. برای اطمینان از نتایج به دست آمده، تراوایی در چاه مورد نظر با مدل رگرسیونی نیز محاسبه شد و نتایجی به دست آمد که به شرح زیر است:

۱) با توجه به نتایج حاصله تخمین تراوایی با استفاده از روش رگرسیونی با خطای زیادی در محاسبه همراه است. این روش بر پایه محاسبات معمول و کلاسیک ریاضی می‌باشد، بنابراین مشخصاً نمی‌تواند مدلی را ارائه نماید که به خوبی تغییرات مربوط به تراوایی را مشخص نماید. بر اساس این مدل تراوایی فقط به مقدار تخلخل وابسته است که به دلیل آنکه این پارامتر به شدت با خواص فیزیکی سنگ مخزن کربناته در حال تغییر می‌باشد، بنابراین این فرضیه با خطای زیادی همراه است. نمودار هیستوگرام مقدار تخلخل در چاه شماره ۱۹ حاکم بودن چند فضای آماری را بر آن نشان می‌دهد که به معنای وجود چند سیستم تخلخل متمایز در سازند سروک می‌باشد. یکی دیگر از دلایل خطای محاسبه در روش رگرسیونی را می‌توان فرض بر یکسان بودن تخلخل در شرایط نمودارگیری و آزمایشگاه مغزه دانست. به دلیل آنکه شرایط آزمایشگاهی و مخزنی با یکدیگر متفاوت است این فرض همواره نادرست خواهد بود.

(۲) در این مطالعه از روش‌های تجربی که در نرم‌افزار ژئولاگ تعبیه شده‌اند نیز استفاده شده است. روش SDR، نسبت به روش Timur نتایج بهتری را حاصل نمود. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که استفاده از روش SDR برای مخزن کربناته با این شرایط می‌تواند نتایج قابل قبولی را ارائه دهد.

(۳) در بسیاری از مطالعات، مقادیر پارامترهای آرچی در مدل غیرخطی آرچی ثابت در نظر گرفته می‌شود که در مخزن کربناته با خطای زیادی حاصل می‌گردد. به منظور حذف این اثر، نمودار پیکت پلات برای محاسبه پارامترهای a ، m و n مورد استفاده قرار گرفته است که به ترتیب برای چاه شماره ۱۹ مقادیر $۱/۱۳$ ، $۱/۸$ و $۲/۳$ محاسبه گردید.

(۴) در این مطالعه میزان دقت (R^2) مدل SDR در زون ۱ و ۲ سازند سروک در گروه بنگستان واقع در میدان نفتی رامشیر برابر با $۴۴/۱$ و میزان خطای (MSE) برابر با $۲۳/۱۲$ اندازه‌گیری شد که با توجه به مدل Timur و مدل رگرسیون، در این مخزن مناسب‌تر به نظر می‌رسد.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی و دکتر عزت اله کاظم زاده تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] احمدی. م، یزدیان. ع و صائمی. م، (۱۳۸۵)، پیش‌بینی میزان تراوایی سنگ مخزن با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی. نشریه علمی-پژوهشی "مهندسی معدن" دوره اول، شماره ۲، صفحه ۴۳ تا ۵۴
- [۲] دهقان زاده. م، بهلولی. ب و رضایی. م، (۱۳۸۹). مقایسه‌ی تخلخل و تراوایی از نمودار NMR با تخلخل و تراوایی مغزه در یکی از چاه‌های میدان پارس جنوبی.
- [۳] سیمی. ع و همکاران، (۱۳۸۷)، منطقه‌بندی دو مخزن نفتی ایران براساس داده‌های چاه‌نگاری و استفاده از روش آماری. مجله فیزیک زمین و فضا، دوره ۳۴، شماره ۳، ۱۳۸۷، صفحه ۴۳-۵۶.
- [۴] مهناز عابدینی، منصور ضیائی، جواد قیاسی فریز، (۱۳۹۶). ارزیابی تراوایی سنگ مخزن با استفاده از روش آنالیز تصویر و نتایج لاگ NMR در جنوب ایران، پایان نامه مهندسی معدن، ژئوفیزیک و نفت مقطع کارشناسی ارشد.
- [۵] حمید مسلمان نژاد، محمدرضا رضایی و مهناز دهقان زاده، ۱۳۸۵، ارزیابی کمی تراوایی مخزن با استفاده از امواج اکوستیک و مقایسه آن با تراوایی حاصل از NMR و آنالیز مغزه (سازند کنگان در میدان پارس جنوبی)، اولین کنگره مهندسی نفت ایران، تهران، انجمن مهندسی نفت ایران.
- [6] AMERI S., MOLNAR D., MOHAGHEGH, S., & AMINIAN, K. 1993,. Permeability evaluation in heterogeneous formations using geophysical well logs and geological interpretations. *Society of Petroleum Engineers*.
- [7] COATES, G.R., XIAO L.Z., AND PRAMMER M.G., 1999, NMR Logging – principles and applications, Gulf publication Company, Houston, 256.
- [8] FENG D. PENG X. XIAO L. HURUI X., LING X., ZHU L., 2015, Estimation of permeability from NMR logs based on formation classification method in tight gas sands, *Acta Geophysica*. **63(5)**, 1316-1338.

- [9] KENYON, W.E. ,1997, Petrophysical principles of applications of NMR logging, *The Log Analyst* **38(2)**, 21-43.
- [10]TIMUR. A, 1968. "An investigation of permeability, porosity, & residual water saturation relationships for sandstone reservoirs," *Journal of the log analysis*, **9(4)**, .
- [11] DAIGLE H. AND DUGAN B.,2011. An improved technique for computing permeability from NMR measurements in mudstones. *Journal of geophysical research*, **116**,
- [12] GABOR G. ,JAMES H., DEERING S., KELLY F. N., 2015, NMR Logs help formation testing and evaluation. SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition, 21-23 April, Al-Khobar, Saudi Arabia
- [13] KAI CHENG AND ZOYA HEIDARI., 2015, Pore connectivity and permeability assessment in carbonate formations using nmr log-inject-log method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30 September, Houston, Texas, USA
- [14] ZHANG H., YUAN P., WU J., MEZZATESTA A., JIN G., SATTI R., KOLIHA N., BAUTISTA J., CROUSE B., 2017,Using digital rock modeling to estimate permeability and capillary pressure from nmr and geochemical logs. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March, Manama, Bahrain.
- [15]EVAN R. MCCARNEY, PATRICK N. BUTLER., 2015, Core plug nuclear magnetic resonance (NMR) analysis as a method to estimate permeability anisotropy. SPWLA 56th Annual Logging Symposium, 18-22 July, Long Beach, California, USA
- [16] YANA W., SUNA J., CHENGB Z., LIC J., SUNA Y., SHAOD W., SHAOD Y., 2017, Petrophysical characterization of tight oil formations using 1D and 2D NMR. *Fuel*. 206, **15**, 89-98.

بررسی خصوصیات ژئوشیمیایی و ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازندهای گورپی و پابده در تعدادی از میدین واقع در شمال غرب خلیج فارس

آرزو کرمی^{۱*}، محمدرضا کمالی^۲، محمود معماریانی^۳، احسان حسینی^۴

^۱کارشناس ارشد زمین شناسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران

^۲دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت تهران

^۳استادیار دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکزی

^۴کارشناس ارشد شرکت نفت فلات قاره ایران

*Arezookarami19@gmail.com

دریافت تیر ۱۳۹۶، پذیرش مهر ۱۳۹۶

چکیده

امروزه می توان گفت که بهترین ابزارها و روش ها جهت ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ های منشاء استفاده از آنالیز راک- ایول میباشد. در این مطالعه به منظور ارزیابی ویژگی های ژئوشیمیایی سازند های گورپی و پابده در میدین بینک، درود و هنديجان آنالیز های ژئوشیمیایی (آنالیز مقدماتی شامل پیرولیز راک- ایول) روی ۲۷ نمونه از خرده های حفاری صورت گرفت. نتایج پیرولیز راک- ایول نشان داد که با بررسی شاخص مهاجرت و میزان آلودگی نمونه ها قسمت اعظم نمونه ها در ناحیه زایش درجا بوده که آغشتگی مواد آلی با کروژن نمونه ها رخ نداده است. نوع کروژن در سنگ های منشاء سازند گورپی و پابده در میدین بینک از نوع II، III و ترکیبی از این دو نوع می باشد که در میدین درود تمایل بیشتر به کروژن نوع II (توانایی تولید نفت بیشتر) می باشد. اندازه گیری مقادیر TOC سازند گورپی و پابده در میدین بینک نشان می دهد سنگ های کاندید منشاء از نظر ماده آلی فقیر است و نمونه های سازند گورپی در میدین درود حاوی ماده آلی کافی بوده و درجه بلوغ بالایی را نشان می دهد (ابتدای پنجره نفت زایی)، باتوجه به اینکه نمونه های سازند پابده در میدین هنديجان TOC بالایی دارد ولی از نظر پختگی مواد آلی در انتهای مرحله دیاژنز قرار دارد و وارد مرحله پنجره نفت زایی نشده است بنابراین نمی تواند به عنوان سنگ منشأ اصلی مولد هیدروکربنی سیال نفت عمل نموده باشد. در مجموع سازند گورپی و پابده در اکثر نمونه ها محدوده زون نفتی را نشان می دهد و بیشترین پتانسیل تولید مربوط به سازند گورپی در میدین درود می باشد که میتواند به عنوان سنگ منشأ در شارژ مخزن فوقانی ایفای نقش کند. نوع رخساره آلی تعیین شده برای سازندهای گورپی و پابده در میدین بینک و درود شرایط اکسیدان و نیمه احیایی و سازند پابده در میدین هنديجان شرایط احیایی را نشان می دهد که نماینگر محیط دریایی و حدواسط است.

کلمات کلیدی: سازند های گورپی و پابده، بلوغ مواد آلی، میدین نفتی بینک، درود و هنديجان، پتانسیل تولید.

مقدمه

یکی از ارکان اصلی هر سیستم نفتی، سنگ منشأ است. بنابراین شناسایی سنگ مادر و وضعیت آن در هر سیستمی ضروری است درک این مطلب نه تنها مانع از انجام حفاری در نواحی فاقد پتانسیل هیدروکربن می گردد بلکه از اتلاف سرمایه نیز جلوگیری می کند. مطالعات ژئوشیمیایی به شناسایی سنگ های منشأ موثر، پتانسیل و بلوغ آنها، نوع کروژن و خصوصیات ماده آلی، نوع هیدروکربن تولیدی از سنگ های منشأ، نحوه ارتباط سنگ های منشأ با هیدروکربنهای مخازن، بررسی عوامل ثانویه بر روی هیدروکربنها و چشمه های نفتی و طبقه بندی آنها و ارائه مدل های حوضه ای از سیستم نفتی در ناحیه مورد مطالعه می پردازد [۱۸]. در این مطالعه سعی شده است به تعبیر و تفسیر پتانسیل هیدروکربنی سازند گورپی و پابده در میدین بینک، درود و هندیجان و ارزیابی محیط رسوبی رخساره های غنی از ماده آلی با استفاده از داده های به دست آمده از پیرولیز راک-ایول برای ارائه الگوی ناحیه های بلوغ حرارتی، بازسازی تاریخچه تدفین رسوبات و مدل سازی ژئوشیمیایی به منظور تعیین پنجره های نفت و گاز زایی در میدین مورد نظر و در نهایت معرفی مناطق پتانسیل دار هیدروکربنی در ناحیه خلیج فارس که از اهداف مشخص تحقیق می باشد، پرداخت.

تاریخچه مطالعات ژئوشیمی در ایران به سالهای ۱۹۳۲-۱۹۴۱ برمی گردد که توسط لس (Less) بروی نفت های خام و بیتومن آن محدوده انجام گرفت. در سال ۲۰۰۲ شرکت نفتی توتال با همکاری شرکت نفت ملی ایران ارزیابی ژئوشیمیایی از کل میدین واقع در خلیج فارس انجام داد و در سال ۲۰۰۲ اشکان با مطالعه بروی سازند گدوان در میدین واقع در شمال غرب تا شرق خلیج فارس نتیجه گرفت سازند گدوان به مرحله تولید نفت رسیده است. مطالعه ارزیابی و بررسی ژئوشیمیایی سنگهای منشأ در ایران در ارتباط با خصوصیات و ترکیبات شیمیایی سنگ منشأ، به وسیله (Bordenevo, Borwood, 1990) [۸]، برای مطالعات ژئوشیمی سنگ منشأ احتمالی زاگرس و نفت های مخازن متعدد و در نهایت تطابق میان نفت ها و سنگ های منشأ در حوضه رسوبی زاگرس صورت گرفت، که از مدرنترین دستگاهها برای آنالیز سنگ منشأ پابده، گورپی، کژدمی و سرگلو به وسیله راک-ایول و کروماتوگراف گازی (که باطیف سنجی جرمی برای مطالعه بیومارکهای آلی سنگ ها و نفت ها به کار گرفته شده است) و دستگاه ایزوتوپ کربن ۱۳ و هیدروژن استفاده شده است.

محمد صادقی محمد رضا کمالی، رضا قوامی ریایی، بیوک قربانی، محمد کسای نجفی (۱۳۹۱) [۲]، با بررسی پتانسیل هیدروکربنی سازند های ایلام، لافان و سروک در میدان نفتی نصرت واقع در جنوب شرق خلیج فارس با استفاده از داده های حاصل از پیرولیز راک-ایول و کروماتوگرافی گازی به ارزیابی ویژگی های ژئوشیمیایی سازندهای پابده و گورپی در میدان نفتی نصرت پرداختند.

عبدالفیاض عزیز فسید حسین حسینی، خیرالله نورایی نژاد، بهران علیزاده، فرید تزه (۱۳۸۹) [۶]، با بررسی ارزیابی پتانسیل تولید هیدروکربنی و مقایسه ژئوشیمیایی سازندهای کژدمی و پابده در میدان نفتی گچساران و ترسیم داده های حاصل از پیرولیز راک-ایول ۶ نشان دادند که این سازندها با مقادیر بالای TOC و Tmax دارای پتانسیل هیدروکربن زایی بالا می باشند.

موقعیت جغرافیایی و چینه شناسی منطقه مورد مطالعه

در این مطالعه، ۳ میدان، هندیجان، درود و بینک مورد مطالعه ژئوشیمیایی قرار گرفته‌اند در این بخش سعی شده است تاریخچه و زمین شناسی مختصری از هریک از میادین فوق مطرح شود.

میدان نفتی هندیجان

اکتشاف در این میدان در سال ۱۹۶۸ بوسیله شرکت SIRIP انجام گرفت. در سال ۱۹۷۱ تولید از میدان نفتی هندیجان آغاز گردید و تا سال ۱۹۸۰ متوسط تولید از آن ۷/۷ میلیون بشکه در روز از ۵ تا ۱۰ حلقه چاه حفاری شده از آن بوده است [۱۳]. این میدان در فاصله ۳۵ کیلومتری جنوب شهر هندیجان و شمال میدان بهرگانسر در رأس خلیج فارس قرار گرفته است. بخش شمالی این میدان در نواحی ساحلی و مردابی واقع شده است. میدان نفتی هندیجان دارای تولید ۸۰۰۰ بشکه در روز بوده که به علت همجواری با میدان بهرگانسر، نفت هر دو میدان همزمان جهت صادرات ارسال می گردد [۱۳]. ساختمان هندیجان یک تاقدیس کوچک بوده که محور آن روندی شمالی - جنوبی را دارا می‌باشد و هم جهت با تاقدیس میادین نوروز و بهرگانسر قرار گرفته است.

میدان نفتی بینک

میدان نفتی بینک با ابعادی در حدود ۲۴ در ۱۰ کیلومتر در ۲۲ کیلومتری شمال غرب شهرستان گناوه و در ساحل خلیج فارس قرار گرفته است. این تاقدیس از نظر ساختمانی متقارن بوده و محور آن در سطوح آسماری - بنگستان و خامی دارای جابجایی محسوسی نمی باشد. اولین چاه اکتشافی این میدان که در سال ۱۳۳۷ و به منظور ارزیابی مخازن آسماری - بنگستان و خامی حفاری شد پس از حفر بخشی از سازند سروک در عمق ۳۷۹۸ متری به دلایل مشکلات فنی موفق به ارزیابی گروه خامی نگردید. در این میدان مخازن آسماری (قسمتهای بالایی)، جهرم و سروک دارای نفت می باشند [۷].

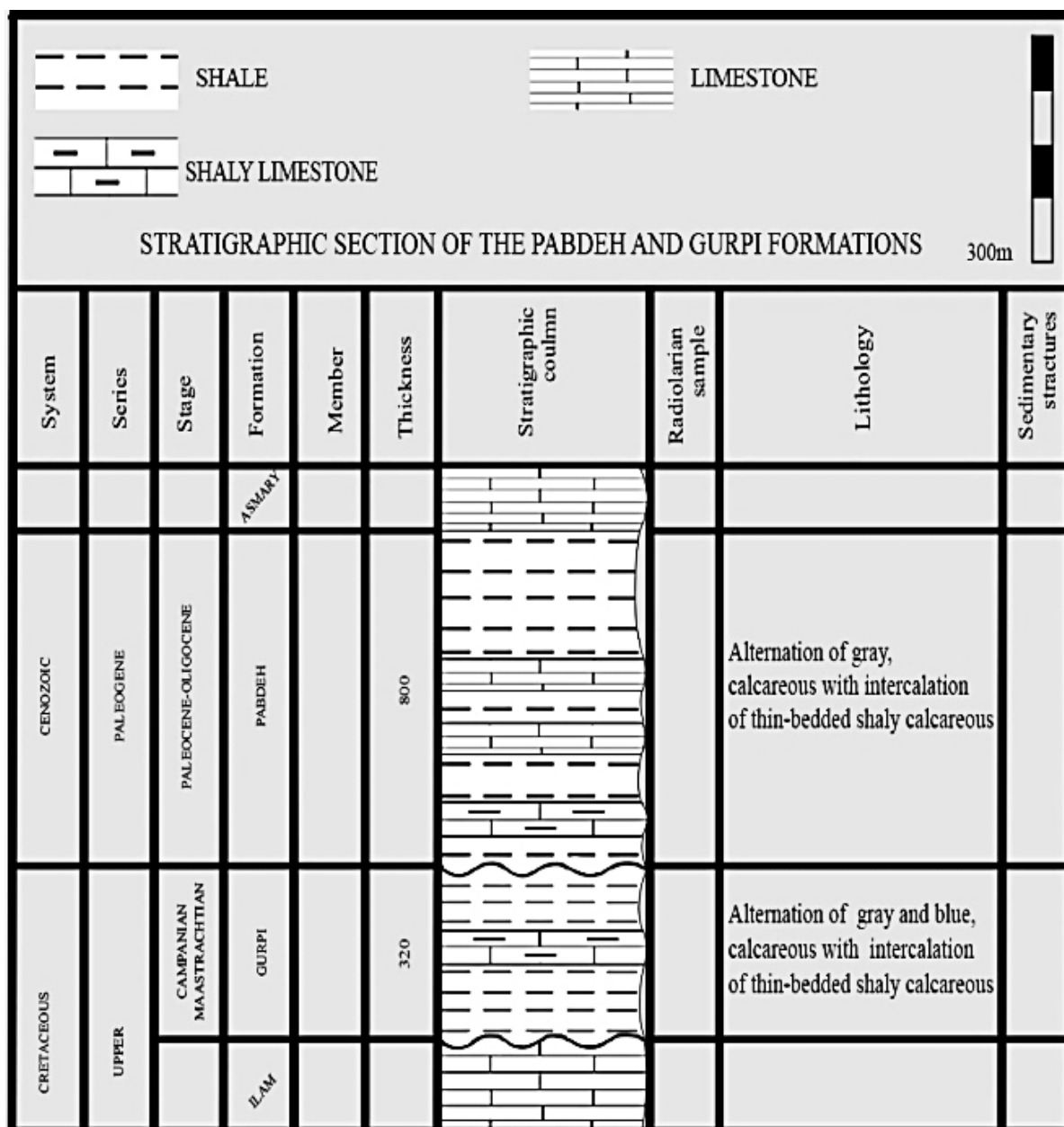
میدان نفتی درود

این میدان در منطقه ای با گسترش تقریبی ۵ کیلومتر مربع در ۲۵ کیلومتر مربع در حوزه جزیره خارگ و شمال غرب خلیج فارس واقع شده است. ظرفیت مخزنی درود حدود ۶/۷ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود [۳].



شکل ۱) نقشه میدانهای نفتی خلیج فارس و میدان های مورد مطالعه (برگرفته از [۱۳]).

سازند گورپی به سن کرتاسه بالایی و برش الگو این سازند در تنگ پابده در شمال مسجد سلیمان و ۳۲۰ ستبراً دارد و در بیشتر نواحی دارای مارل شیل خاکستری مایل به آبی که میان لایه های از سنگ آهک های نازک رسی دارد. بر اساس نظر غضبان (۲۰۰۷) در نواحی خلیج فارس در کرتاسه انتهایی سازند گورپی با رسوبات دریایی شبه عمیق و در مناطق (Fore deep) رسوبگذاری شده است سازند گورپی دارای رسوبات نازک عمیق دریایی حاوی (Globigerina) و مارلهای دریایی و رس سنگهای (Hemipelagic) می باشد. سازند پابده برش الگو آن در تنگ پابده واقع در شمال میدان نفتی لالی مسجد سلیمان می باشد و حدود ۸۰۰ متر مارن و شیل های خاکستری رنگ و لایه های آهک رسی دریایی است. سازند پابده دارای رسوبات نازک خاکستری و سبز رنگ و (Globigerina) مناطق عمیق دریایی و شیل های آهکی (Plagic-Hemiplagic) مارل و گل های آهکی میباشد [۱۷]، [۱۹]. همبری سازند پابده با سازند بالایی خود (سازند آسماری) در خلیج فارس و زاگرس از نوع پیوسته میباشد [۴]. سازند پابده با سازند پایینی خود (گورپی) در خلیج فارس و در ناحیه فارس دارای همبری ناپیوسته میباشد که از نشانه های این ناپیوستگی میتوان به وجود آهکهای چرتی و گلوکونیت و کنگلومرا اشاره کرد [۲۳]. سازند پابده در خلیج فارس دارای رسوبات کربناته ای مناطق عمیق می باشد. به طور کلی رسوبات نواحی غربی خلیج فارس در حدود ۳۳۰ متر و تقریباً ۲ برابر ضخامت رسوبات نواحی شرقی خلیج فارس هستند.



شکل ۲) ستون چینه شناسی منطقه مورد مطالعه که سازندهای پابده و گورپی می باشد (برگرفته از [۱۳]).

روش مطالعه

در این مطالعه تعداد ۲۷ نمونه خردده حفاری که ۱۲ خردده حفاری متعلق به سازند گورپی در میدان بینک، ۱۱ خردده حفاری متعلق به سازند پابده در میدان بینک، ۲ خردده حفاری متعلق به سازنده پابده در میدان هنديجان و ۲ خردده حفاری متعلق به سازند گورپی در میدان درود جهت انجام آنالیز راک - ایول ۶ انتخاب گردیدند که پارامترهای حاصل از آنها در جدول ۱، ۲ و ۳ نشان داده شده است. در این مطالعه به منظور ارزیابی ژئوشیمیایی بهتر سازندهای مورد مطالعه سعی می‌گردد نتایج حاصل از آنالیز راک - ایول بر روی هر میدان بطور جداگانه مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته تا در نهایت بتوان جمع بندی نهایی بر روی اطلاعات بدست آمده انجام داد این نمونه ها مربوط به سازندهای گورپی و پابده بوده و به عنوان سنگ منشاء های احتمالی ارزیابی شدند. بدین ترتیب مقدار کل کربن آلی، نوع کروژن، میزان بلوغ نمونه ها و پارامترهای دیگر هر

نمونه بررسی گردید. از پارامترهای مهم محاسبه شده توسط این دستگاه که در این مطالعه نیز مورد استفاده قرار گرفته است، می‌توان به موارد ذیل اشاره کرد [۹].

S1: نمایانگر مقادیر هیدروکربن آزاد است که در دمای ۳۰۰ درجه سانتی گراد تبخیر شده و با واحد میلی‌گرم بر هیدروکربن در هر گرم سنگ (mgHC/gRock) بیان می‌شود. S2: نمایانگر مقدار هیدروکربن است که بین دمای ۳۰۰ تا ۵۰۰ درجه سانتی گراد در اثر شکست حرارتی کروژن و ترکیبات سنگینتر مانند رزین ها و آسفالتن‌ها آزاد می‌شوند. S3: بیانگر ترکیبات اکسیژن‌داری است که در دمای ۴۰۰ درجه سانتی گراد (mg CO₂/g Rock) بیان می‌شود. Tmax: دمایی است که در آن پیک S2 به بیشینه خود می‌رسد، این دما پارامتری مهم برای ارزیابی بلوغ حرارتی نمونه‌های سنگ منشاء نیز می‌باشد. شاخص هیدروژن (HI): عبارت است از نسبت S2/TOC. شاخص تولید (PI): حاصل نسبت S1/(S1+S2) می‌باشد و بیانگر میزان زایش هیدروکربن است.

بحث و بررسی

هدف از انجام این مطالعه ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ های منشاء در میادین واقع در شمال غرب خلیج فارس میباشد لذا در این مطالعه با کمک دستگاه پیرولیز راک-ایول ۶، نمونه های خرده های حفاری حاصل از سنگ منشاء احتمالی (سازند های گورپی و پابده) در میادین بینک، درود و هندیجان مورد آنالیز قرار گرفته تا با کمک پارامترهای حاصل از آن سنگ منشاء که توانسته در این میادین تولید هیدروکربن داشته اند مورد شناسایی و ارزیابی قرار گیرند. نتایج حاصل از پیرولیز راک-ایول ۶ بروی سنگ منشاء احتمالی در نمونه های مورد مطالعه در جداول ۱، ۲ و ۳ آورده شده است.

جدول ۱) نتایج به دست آمده از پیرولیز راک-ایول نمونه های سازند گورپی و پابده در میدان بینک

NO	Wells	Rock Unit (Fm.)	TOP (m)	Bottom (m)	TOC (wt%)	Tmax (*c)	S1(ghc/Kg Rock)	S2 (ghc/Kg Rock)	S3 (gco2 /Kg Rock)	PI (S1/S1+S2)	HI (gh c/kg Toc)	OI (mg Co2g/ Toc)
1	Binak	Gurpi	2646	2650	0.26	434	0.23	0.34	0.88	0.40	131	338
2			2664	2668	0.28	431	0.35	0.38	1.18	0.48	136	421
3			2690	2694	0.54	432	0.38	1.85	0.93	0.17	343	172
4			2710	2714	1.28	429	0.53	5.48	0.99	0.09	428	77
5			2725	2734	0.59	430	0.45	1.87	1.45	0.19	317	246
6			2752	2760	0.43	431	0.39	1.27	1.69	0.23	295	393
7			2770	2774	0.38	432	0.35	1.22	1.10	0.22	321	289
8			2790	2794	0.38	432	0.33	0.90	1.19	0.27	237	313
9			2816	2824	0.35	433	0.31	0.73	1.07	0.30	209	306
10			2846	2850	0.48	435	0.38	1.04	1.17	0.27	217	244
11			2860	2870	0.72	435	0.61	1.77	2.22	0.26	246	308
12			2880	2884	0.86	433	0.77	2.50	2.11	0.24	291	245
13	Binak	Pabdeh	2305	2310	1.02	431	1.52	3.51	1.69	0.30	344	166
14			2418	2421	0.65	432	1.34	1.83	6.03	0.42	282	928
15			2434	2444	0.85	436	1.04	3.68	2.00	0.22	433	235
16			2460	2464	1.01	435	1.87	3.87	2.85	0.33	383	282
17			2480	2484	0.78	436	0.63	2.05	0.96	0.24	263	123
18			2500	2504	1.44	432	1.21	3.92	2.19	0.24	272	152
19			2535	2540	0.35	436	0.23	0.49	1.03	0.32	140	294
20			2555	2558	0.35	434	0.43	0.52	1.42	0.45	149	406
21			2580	2584	0.23	434	0.26	0.08	0.85	0.76	35	370
22			2601	2605	0.24	434	0.25	0.28	0.70	0.47	117	292
23			2620	2625	0.31	434	0.38	0.38	1.27	0.50	123	410

جدول ۲) نتایج به دست آمده از آنالیز راک-ایول نمونه های سازند پابده در میدان هندیدجان

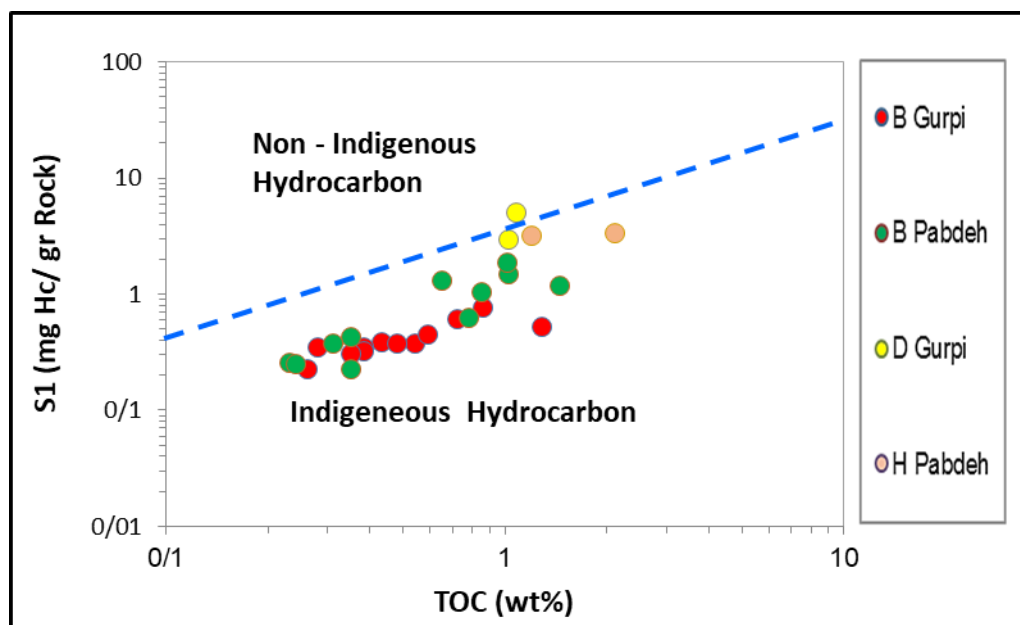
NO	Wells	Rock Unit (Fm.)	TOP (m)	Bottom (m)	TOC (wt%)	Tmax (*c)	S1(ghc/Kg Rock)	S2 (ghc/Kg Rock)	S3 (gco2 /Kg Rock)	PI (S1/S1+S2)	HI (gh c/kg Toc)	OI (mg Co2g/ Toc)
1	Hendijan	Pabdeh	2830	2830	1.19	426	3.22	2.74	3.31	0.54	230	278
2			2887	2887	2.10	427	3.42	4.33	4.62	0.44	206	220

جدول ۳) نتایج به دست آمده از پیرولیز راک-ایول نمونه های سازند گورپی در میدان درود

NO	Wells	Rock Unit (Fm.)	TOP (m)	Bottom (m)	TOC (wt%)	Tmax (*c)	S1 (ghc/ Kg Rock)	S2 (ghc/ Kg Rock)	S3 (gco2 /Kg Rock)	PI (S1/ S1+S2)	HI (gh c/kg Toc)	OI (mg Co2g/ Toc)
1	Doroud	Gurpi	2481	2484	1.07	428	5.10	3.73	1.28	0.58	349	120
2			2509	2512	1.02	437	3.00	4.84	1.38	0.38	475	135

شاخص مهاجرت و تعیین میزان آلودگی

در انجام مطالعات ژئوشیمیایی اطمینان از اینکه نمونه های مورد مطالعه دچار آلودگی و یا آغشتگی نیستند، بسیار ضروری است، چرا که آلودگی نمونه ها، نتایج حاصل از پیرولیز راک - ایول را تحت الشعاع خود قرار می دهند. این آلودگی می تواند ناشی از مهاجرت هیدروکربن از لایه ها و سازندهای عمیق تر نشأت گرفته باشد. بدین منظور از منحنی تغییرات S1 در برابر TOC استفاده می شود [۱۴]. براساس نمودار نشان داده شده از شکل ۳، قسمت اعظم نمونه ها در ناحیه زایش درجا بوده و نشان می دهد که آغشتگی مواد آلی با کروژن نمونه ها رخ نداده است، هرچند تعدادی از نمونه های سازند گورپی در میدان درود علائم جزئی آلودگی مواد آلی و هیدروکربن های نابرجا مهاجرتی را به نمایش می گذارد. این فرآیند می تواند به علت قرارگیری سازند گورپی در اعماق بیشتر (در میدان درود) و زایش سریعتر سیال از کروژن و آغشتگی جزئی هیدروکربن های مهاجرتی با مواد آلی سازند گورپی باشد. این ویژگی را می توان از وجود غنی بیشتر کربن آلی (TOC) و تولید بیشتر نفت (S1) و پتانسیل بالاتر در نمونه های میدان درود، نیز برداشت نمود.

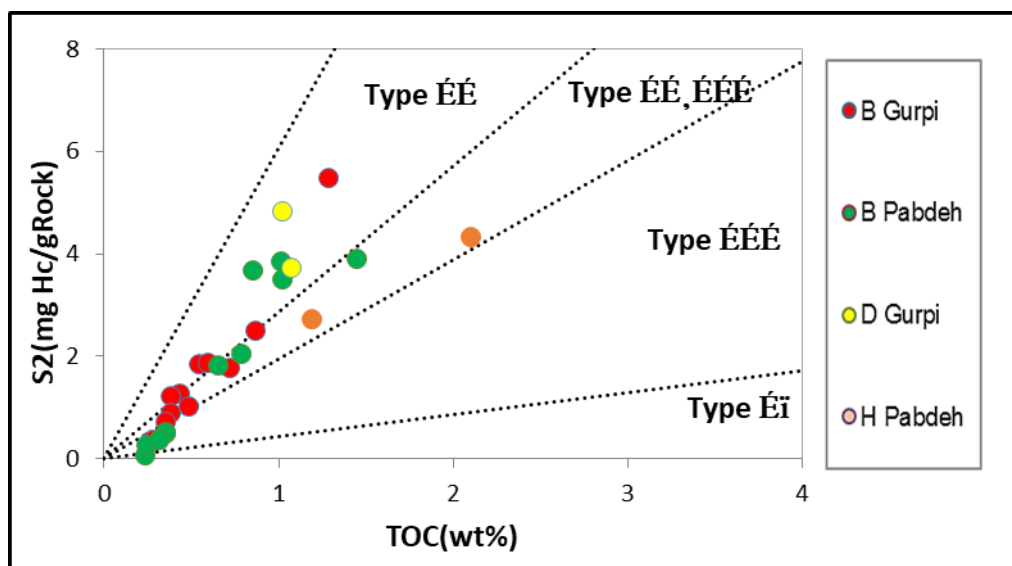


شکل ۳) نمودار تغییرات S1 در مقابل TOC نمونه های مورد مطالعه در میدانی بینک، درود و هندیجان (برگرفته از [۱۴]).

نوع کروژن

کیفیت یا نوع ماده آلی (کروژن) موجود در سنگ منشاء را می توان با استفاده از نمودار مقادیر TOC در مقابل S2 مشخص نمود [۲۰]، در این نمودار TOC بعنوان یک تابع خطی در نظر گرفته می شود که شیب منحنی آن برابر با HI است. بر اساس

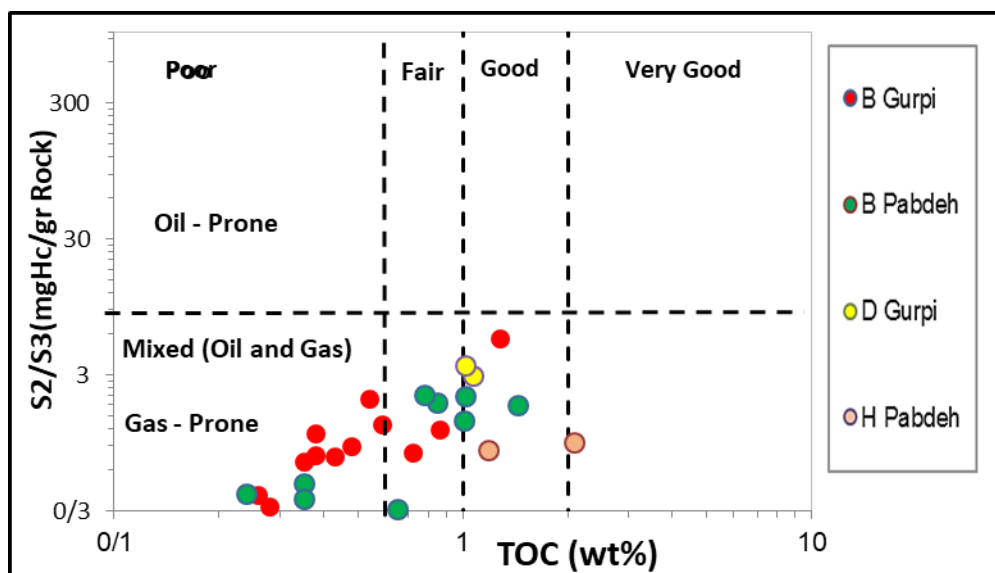
مطالعات صورت گرفته [۱۱]، کروژن نوع I که غالباً دارای منشاء دریاچه ای می باشد می تواند در طی پیرولیز ۸۰ wt.% هیدروکربن آزاد نماید، که این مقدار مطابق با $HI=800$ می باشد. کروژن نوع II که دارای منشاء دریایی است می تواند تا ۵۰-۶۰ wt.% هیدروکربن تولید نماید ($HI=500-600$) و کروژن نوع سوم که غالباً از مواد چوبی با منشاء قاره‌ای شکل گرفته اند که حداکثر ۱۵-۳۰ wt.% هیدروکربن آزاد می‌نمایند [۲۰]، بر پایه توزیع نمونه‌ها در نمودار S2 در برابر TOC (شکل ۴)، وجود کروژن‌هایی از نوع II، III و مخلوطی از این دو نوع کروژن در نمونه‌های میداین تحت مطالعه به اثبات می‌رسد. این تنوع بر اثر پسروی سطح آب در زمان رسوبگذاری و در نتیجه ته نشست مواد آلی با منشأ خشکی را سبب شده است (نمونه‌های تجمع یافته در منتهی الیه چپ و پایین نمودار). در حالی که نمونه‌های میداین درود و بینک دارای کل کربن آلی با کیفیت بهتر (کروژن II) را سبب شده است و این پراکندگی طبیعی به نظر می‌رسد.



شکل ۴) نمودار تغییرات S2 در مقابل TOC در نمونه‌های مورد مطالعه در میداین بینک درود و هنديجان (برگرفته از [۲۰]).

تعیین کیفیت مواد آلی

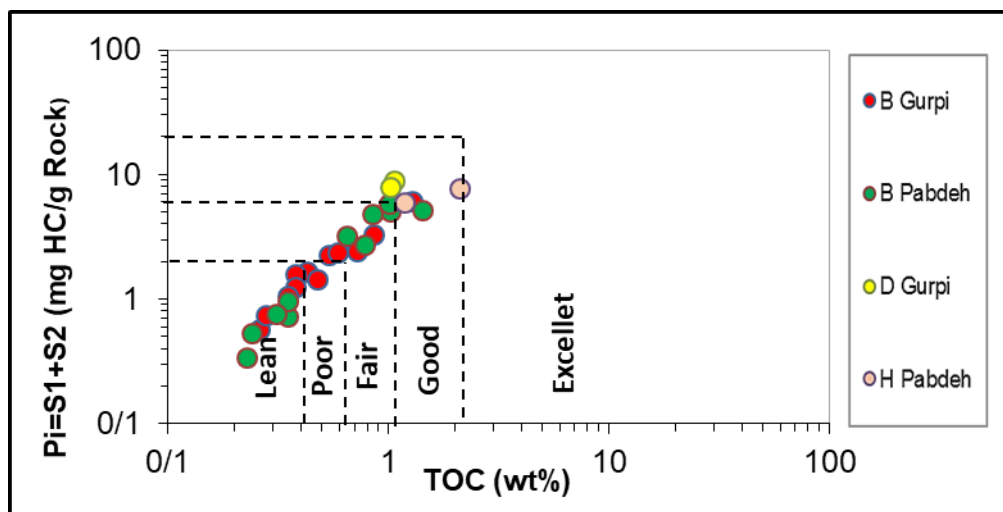
همان‌طور که در نمودار حاصل از بررسی نسبت S2/S3 در مقابل پارامتر TOC در شکل ۵، دیده می‌شود نمونه‌های سازند گورپی در میدان بینک از لحاظ مقدار ماده آلی و توان هیدروکربن‌زایی عمدتاً در محدوده ضعیف تا متوسط قرار دارند در حالی که نمونه‌های میدان هنديجان در سازند پابده علیرغم اینکه TOC بالاتری دارند، ولی از لحاظ توان تولید بیشتر گاززا هستند. نمونه‌های سازند پابده در میدان هنديجان از نظر پختگی مواد آلی در انتهای مرحله دیاژنز قرار دارد و هنوز کاملاً به مرحله پنجره نفت‌زایی وارد نشده، بنابراین نمی‌تواند به عنوان سنگ منشأ مولد هیدروکربن عمل نموده باشد. نمونه‌های سازند پابده در میدان بینک از لحاظ پتانسیل تولید در مرحله ضعیف تا نسبتاً خوبی قرار گرفته است و نمونه‌های سازند گورپی در میدان درود در مرحله خوب از نظر تولید هیدروکربن (عمدتاً نفت خام) واقع شده است که به مرحله پختگی ابتدایی و تولید هیدروکربن‌زایی رسیده است و در آغاز پنجره نفت‌زایی قرار گرفته است.



شکل ۵) نمودار تغییرات S2/S3 در مقابل TOC در نمونه های مورد مطالعه در میداین بینک، درود و هندجیان

پتانسیل تولیدی

جهت تعیین پتانسیل هیدروکربن زایی نمونه های مورد مطالعه، از نمودار تغییرات S1+S2 در برابر TOC [۱۰]، [۱۵] استفاده شده است. مطابق نمودار شکل ۶، مقادیر TOC در میداین مورد مطالعه از کم تا بسیار خوب در نمودار پراکنده شده اند و به موازات افزایش غنی کل کربن آلی پتانسیل ذاتی نیز افزایش می یابد. رسوبات سازند گورپی و پابده در میدان بینیک دارای پتانسیل هیدروکربنی در محدوده ضعیف تا متوسط می باشد. نمونه های سازند گورپی در میدان درود از نقطه نظرهای توان تولید و غنی بودن از مواد آلی در محدوده خوب قرار دارد.

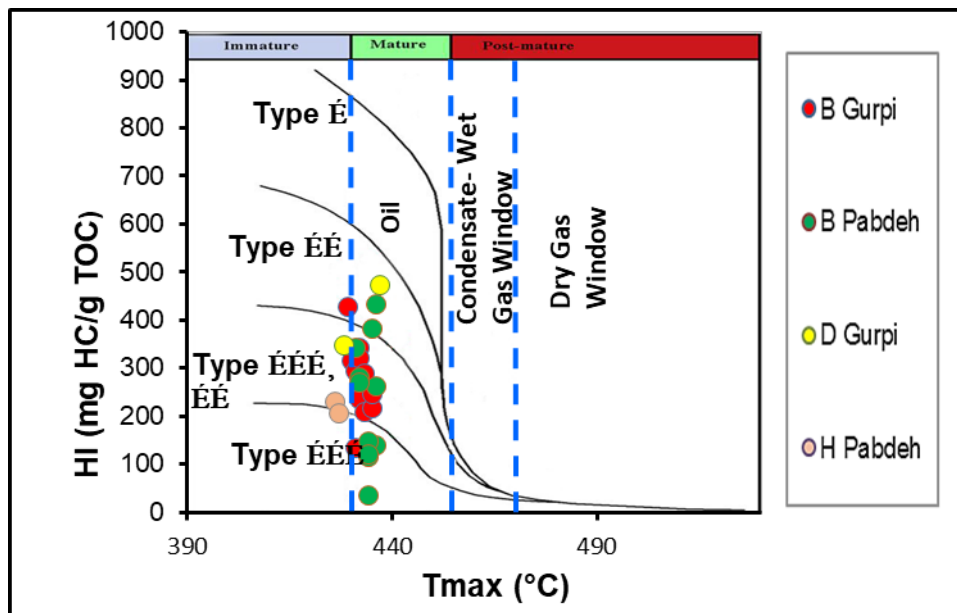


شکل ۶) نمودار تغییرات S1+S2 در مقابل TOC به منظور ارزیابی پتانسیل ژنتیکی نمونه های مورد مطالعه در میداین بینک، درود و هندجیان (برگرفته از [۱۰]، [۱۵]).

نوع کروژن و بلوغ حرارتی

جهت ارزیابی میزان بلوغ مواد آلی سنگ های منشاء از دیاگرام شاخص هیدروژن (HI) در مقابل Tmax استفاده می شود [۲۵]، براساس نمودار مشخص شد که نمونه های سازند پابده عمدتاً در انتهای مرحله دیاژنز قرار دارند، هرچند تعدادی از

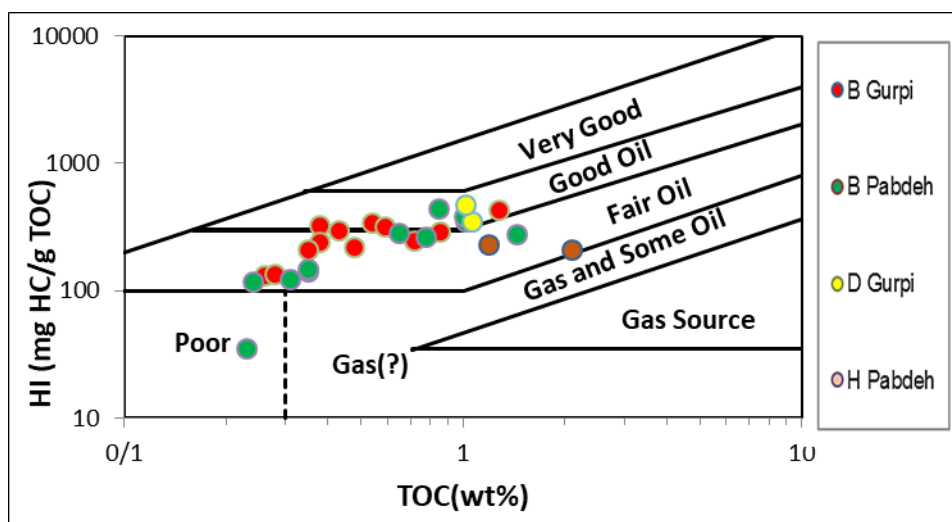
نمونه‌ها سازند پابده در میادین تحت مطالعه وارد پنجره نفت‌زایی شده‌اند. بر اساس توزیع نمونه‌ها در شکل ۷، کروژن اکثر نمونه‌ها از نوع II, III و ترکیب از این دو نوع می‌باشد، به طوری که نمونه‌های جمع‌آوری شده از میدان بینک تنوع فوق‌رایه خوبی نشان می‌دهد، مواد آلی نمونه‌های سازند گورپی در میدان درود مقادیر بیشتری از HI را به نمایش می‌گذارند که موید کروژن خوب (دریایی) است.



شکل ۷) نمودار تغییرات HI در مقابل Tmax به منظور تعیین بلوغ و نوع کروژن نمونه‌های مورد مطالعه در میادین بینک، درود و هنديجان (برگرفته از [۲۵]).

تعیین نوع تولیدات هیدروکربنی

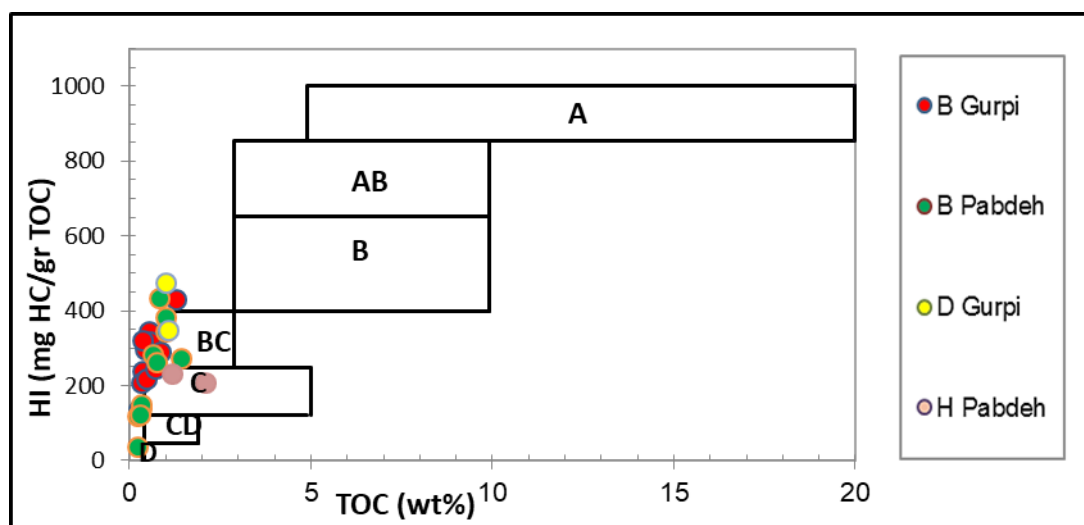
یکی از پارامترهای موثر در ارزیابی نوع ماده آلی موجود در سنگ‌های منشأ و تعیین غنای هیدروکربنی آنها، شاخص HI می‌باشد. با استفاده از نمودار تغییرات مقادیر HI در برابر TOC [۵] و S2/S3 در برابر TOC می‌توان علاوه بر تعیین پتانسیل سنگ‌های منشأ، نوع هیدروکربن (نفت یا نفت-گاز یا گاز) تولیدی را نیز مشخص نمود [۲۲]. مطابق نمودار شکل ۸، تقریباً اکثر نمونه‌های میادین بینک، درود و هنديجان در ناحیه نفت با کیفیت متوسط قرار دارند که بعضی از نمونه‌ها در میادین بینک و درود در محدوده نفت با کیفیت خوب قرار گرفته‌اند و می‌توانند نفتی با کیفیت (پارافینیک- نفتینیک) با توجه به مقادیر HI بالا را تولید نمایند. نمونه‌هایی از سازند گورپی در میدان بینک نفتی را تولید نمی‌کند و نمونه‌هایی از سازند پابده در میدان بینک سنگ کاندید منشأ فقیری را نشان می‌دهد.



شکل ۸) نمودار تغییرات HI در مقابل TOC جهت پیش بینی نوع سیالات تولیدی در نمونه های مورد مطالعه در میدان بینک، درود و هندیدجان (برگرفته از [۲۲]).

رخساره آلی و محیط رسوبگذاری براساس داده های آنالیز راک - ایول

برای تعیین رخساره آلی نمونه های مورد مطالعه از جدول و نمودار جونز استفاده شده است [۱۶]. بر اساس مقادیر HI و TOC رخساره های آلی نمونه های مربوط به میدان بینک و درود در محدوده BC (محیط های دارای مواد آلی دریایی و رسوبگذاری سریع در شرایط اکسیدان) و C (محیط هایی با سرعت رسوبگذاری متوسط در شرایط احیایی) و نمونه های مربوط به میدان هندیدجان در محدوده C قرار گرفته است (شکل ۹). باید توجه داشت که علت تغییرات در محدوده های پتانسیل هیدروکربنی بیانگر تغییرات سطح آب دریا در زمان رسوبگذاری سازند پابده و گورپی می باشد. این نمودار پراکندگی رخساره های آلی را در زمان رسوبگذاری و محیط رسوبی سنگ منشأ مورد مطالعه را نشان می دهد. رخساره های آلی برای محیط های BC و C با توجه به ژنز مواد آلی آنها می توانند گاز تولید نمایند. این برداشت نیز از وجود مخلوط کروژن های II و III در نمونه های سازند پابده همخوانی دارد. بنابراین با در نظر گرفتن محیط رسوبی و وجود مخلوط کروژن های II و III می توان انتظار داشت که پتانسیل هیدروکربن زایی سازند پابده عمدتاً نفت و اندکی گاز می باشد.



شکل ۹) نمودار تغییرات HI در مقابل TOC برای تعیین رخساره آلی نمونه های مورد مطالعه در میدان بینک، درود و هندیدجان (برگرفته از [۱۶]).

نتیجه گیری

با توجه به مطالعات صورت گرفته و تفاسیری که از نتایج پیرولیز راک-ایول بر روی نمونه های تهیه شده از سازندهای گورپی و پابده در میادین بینک، درود و هندیدجان از حوضه رسوبی خلیج فارس به دست آمده می توان چنین بیان کرد: براساس منحنی تغییرات S1 در برابر TOC اکثر نمونه های سازند گورپی و پابده در ناحیه زایش درجازا بوده و آغشتگی مواد آلی با کروژن نمونه ها رخ نداده است، در نمونه های سازند گورپی در میدان درود علائم جزئی از آغشتگی مواد آلی و هیدروکربن های نابرجا مهاجرتی را به نمایش میگذارد که این فرآیند می تواند به علت قرارگیری سازند گورپی در اعماق بیشتر (در میدان درود) و زایش سریعتر سیال از کروژن و آلودگی جزئی هیدروکربن های مهاجرتی با مواد آلی سازند گورپی باشد. این ویژگی را می توان از وجود غنی بیشتر کربن آلی (TOC) و تولید بیشتر نفت (S1)، و پتانسیل بالاتر در نمونه های میدان درود، نیز برداشت نمود.

با بررسی نسبت S2/S3 در مقابل پارامتر TOC دریافت شد نمونه های سازند گورپی و پابده در چاه بینک از لحاظ مقدار ماده آلی و توان هیدروکربن زایی عمدتاً در محدوده ضعیف تا متوسط قرار دارند. نمونه های سازند پابده در هندیدجان علیرغم اینکه TOC بالاتری دارند، ولی از لحاظ تولید بیشتر گازها هستند زیرا از نظر پختگی مواد آلی در انتهای مرحله دیاژنز قرار دارد و وارد مرحله پنجره نفت زایی نشده است بنابراین نمی تواند به عنوان سنگ منشأ اصلی مولد هیدروکربنی سیال نفت عمل نموده باشد. از نظر تولید هیدروکربن تنها سازند گورپی در میدان درود در آغاز پنجره نفت زایی قرار گرفته است (عمدتاً نفت خام) و به مرحله پختگی ابتدایی و تولید هیدروکربن زایی رسیده است.

توزیع نمونه ها در نمودار Tmax در مقابل HI، نشان می دهد کروژن اکثر نمونه ها از نوع II, III و ترکیبی از این دو نوع می باشد.

براساس نمودار جونز، رخساره آلی تعیین شده برای سازندهای گورپی و پابده در میادین بینک و درود شرایط اکسیدان و نیمه احیایی و سازند پابده در میدان هندیدجان شرایط احیایی را نشان می دهد که نماینگر محیط دریایی و حدواسط است. در مجموع می توان گفت که در حرکت از غرب به طرف شرق از میدان هندیدجان به سمت میدان بینک و در نهایت میدان درود در محدوده میادین تحت مطالعه، کیفیت مواد آلی بهتر و پتانسیل هیدروکربن زایی برای تولید نفتی با کیفیت افزایش می یابد.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی و دکتر احسان ده یادگاری تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

- [۱]- اشکان، ع، ۱۳۸۳، اصول مطالعات ژئوشیمیایی سنگهای منشأ هیدروکربنی و نفتها با نگرش ویژه به حوضه رسوبی زاگرس، روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران، چاپ اول. ۳۳۵ صفحه.
- [۲]- صادقی، م، کمالی، م، قوامی ریایی، ر، قربانی، ب، کسائی نجفی، م، ۱۳۹۱، بررسی پتانسیل هیدروکربنی سازند های ایلام، لافان و سروک در میدان نفتی نصرت واقع در جنوب شرق خلیج فارس با استفاده از داده های حاصل از پیرولیز راک - ایول و کروماتوگرافی گازی.

- [۳] - قبادی دیزجیکان، ا.، ۱۳۸۸، مطالعه زمین شناسی و ارزیابی پتروفیزیکی سازند آسماری در میدان نفتی درود.
- [۴] - بهبهانی، ر.، ۱۳۸۵، بررسی میکروفاسیسیها، ژئوشیمی آلی و محیط رسوبی توالبها بیتومیندار سازند پابده در ایوان غرب: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه بوعلی سینا همدان، دانشکده علوم، گروه زمین شناسی، ۱۴۸ ص.
- [۵] - علیزاده، ب.، آدابی، م.، و تژه، ف.، ۱۳۸۵. ارزیابی مارون هیدروکربورزایی سنگهای منشأ احتمالی در میدان نفتی دانشگاه با استفاده از دستگاه پیرولیز راک - ایول ۶. مجله علوم دانشگاه تهران ۲۶۷ - ۲۷۴.
- [۶] - عزیزی، ع.، حسینی، ح.، نورایی نژاد، خ.، علیزاده، ب.، تژه، ف.، ۱۳۸۹، ارزیابی پتانسیل تولید هیدروکربنی و مقایسه ژئوشیمیایی سازندهای کژدمی و پابده در میدان نفتی گچساران.
- [۷] - ملکوتیان، س.، ۱۳۸۸-۱۳۸۷ پایان نامه کارشناسی ارشد، ارزیابی ژئوشیمیایی سنگ منشأ های نفت در میداین بینک، ماهشهر، هندیجان و ابوزر، در شمال غرب خلیج فارس گروه زمین شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران شمال.
- [8]- BORDENAVE, M.L., BURWOOD, R., 1990, Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt, provenance of the Asmari and Sarvak reservoirs oil accumulations: *Organic Geochemistry*, **16**, 369-387.
- [9]- BEHAR, F., BEAUMONT, V., PENTEA DO, B., 2001, Rock-Eval 6Technology:Performances and Developments: *Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFB*, **56**, 111-134.
- [10]- BARKER.C., 1974, Pyrolysis techniques for source rockevaluation. *AAPG Bullrtin*, **58**, 2349-2361
- [11]- ESPITALIÉ, J., 1985, Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter-comparison with vitrinite reflectance. In: Burrus, J. Ed., *Thermal Modeling in Sedimentary Basins: Editions Technip, Paris*, 475-496.
- [12]- ESPITALIÉ, J., DEROO, G., MARQUIS, F., 1985, La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Revue de l'Institut Francais du Pétrole* **40**, 563-579 and 755-784.
- [13]- GHAZBAN, F., 2007, *Petroleum Geology of the Persian Gulf: University of Tehran Iran.*
- [14]- HUNT, J. M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology*, W.H. Freeman and Company, New York,
- [15]- HUANG, B., XIAO, X., Li, X., Cai, D., 2003, Geochemistry and origins of natural gases in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea: *Organic Geochemistry*, **34**, 1009-1025.
- [16]- JONES. R. W., 1987, Organic facies. In J. Brooks and D. Welte (eds.). *Advances in petroleum geochemistry*. London: Academic Press, **2**, 1-90.
- [17]- JAMES, G.A., J.G. Wynd, 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area: *AAPG Bulletin*, **49**, 2182- 2245.
- [18]- KOTORBA, M. J., WIECLAW, D., KOSAKOWSKI, P., ZACHARSKI, J., KOWALSKI, A. 2003 ,Evaluation Of Source Rock And Petroleum Potential Of Middle Jurassic Strata In The South-Eastern Part Of Poland: *Prezegląd Geologiczny*, **51**,10311040
- [19]- MOHSENI, H., I.S. Al -Aasm, 2004, Tempestite deposits on a storm - influenced carbonate ramp : an example from the Pabdeh Formation (Paleogene), Zagros Basin, SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **27**, 163-178.

- [20]- PETERS, K.E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **70**, 318-329.
- [21]- PETERS, K.E., and MOLDOWAN, J.M., 1991, Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum: *Organic Geochemistry*, **17**, 47-61.
- [22]- PETERS, K.E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **70**, 318-329.
- [23]- SETUDEHNIA, A., 1978, The Mesozoic sequence in south-west Iran and adjacent areas: *Journal of Petroleum Geology* **1**, 3-42.
- [24]- SIRIP Co., 1970, Bahregansar Field Study.
- [25]- TISSOT, B.P., WELTE, D.H., 1984, Petroleum formation and occurrence: Springer, Berlin, p., 699

شبیه‌سازی پارامترهای مخزنی تخلخل و تراوایی با استفاده از روش شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم در یکی از میادین نفتی خلیج فارس

بهاره فریدونی^۱، محمد مختاری^{۲*}

^۱دانش‌آموخته مقطع کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود، سمنان، ایران

^۲رئیس مرکز پیش‌بینی زلزله، پژوهشگاه بین‌المللی زلزله‌شناسی و مهندسی زلزله، تهران، ایران

E_mail: mokhtari@iiees.ac.ir

دریافت شهریور ۱۳۹۶، پذیرش دی ۱۳۹۶

چکیده

برآورد پارامترهای پتروفیزیکی مخازن هیدروکربوری همچون تخلخل و تراوایی در گستره میدان با استفاده از اطلاعات لرزه نگاری سه بعدی به عنوان ابزاری کارآمد و مؤثر جهت مطالعه جامع مخازن و همچنین مدیریت مخزن قلمداد می‌شود. در این مطالعه که بر روی یکی از میادین نفتی خلیج فارس صورت گرفته است، هدف شبیه‌سازی پارامترهای پتروفیزیکی تخلخل مؤثر و تراوایی با روش شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم در بخش مخزنی سروک میانی می‌باشد. با این شبیه‌سازی می‌توان یک مدل سه بعدی از تغییر پارامترهای پتروفیزیکی مخزن ارائه کرد که برای شبیه‌سازی جریان سیال و شناسایی مناطق مستعد با کیفیت مخزنی بالاتر حائز اهمیت می‌باشد. برای این منظور از نگارهای تخلخل مؤثر و تراوایی هفت حلقه چاه به همراه داده لرزه‌ای سه بعدی و نتایج وارون‌سازی لرزه‌ای صورت گرفته، استفاده شده است. پس از شبکه‌بندی مخزن و ایجاد مدل ساختمانی، داده‌های پتروفیزیکی بزرگ مقیاس شده وارد مدل و سلول مربوط به خود شده است. برای توزیع سه بعدی پارامتر تخلخل مؤثر، با توجه به ارتباط تخلخل مؤثر و نشانگر مقاومت صوتی حاصل از وارون‌سازی لرزه‌ای، نگار تخلخل مؤثر بزرگ مقیاس شده در حکم داده اولیه و نشانگر مقاومت صوتی حاصل از وارون‌سازی لرزه‌ای به عنوان داده ثانویه در شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم و کوکریجینگ وارد شده‌اند. برای شبیه‌سازی تراوایی نیز با توجه به ارتباط خوب تخلخل مؤثر شبیه‌سازی شده با نگار تراوایی بزرگ مقیاس شده، از نگار تراوایی بزرگ مقیاس شده به عنوان داده اولیه و از مدل تخلخل مؤثر شبیه‌سازی شده به عنوان داده ثانویه در شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم و کوکریجینگ استفاده گردید. نتایج حاصل از اعتبارسنجی حاکی از صحت مطالعه حاضر و کارآمد بودن روش شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم در مدل‌سازی تخلخل مؤثر و تراوایی در این مخزن می‌باشد.

کلید واژه: تخلخل مؤثر، تراوایی، کوکریجینگ، شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم، اعتبارسنجی.

مقدمه

به منظور بررسی گسترش جانبی پارامترهای دخیل در کنترل کیفیت مخزنی لازم است اطلاعات حاصل از چاه و داده‌های لرزه‌ای با هم تلفیق شوند تا بتوان یک مدل سه‌بعدی از مخزن بدست آورد. روش‌های مختلفی برای بررسی چگونگی توزیع داده‌ها وجود دارد. آمار کلاسیک یکی از روش‌های قدیمی برای ارزیابی داده‌ها می‌باشد که مقدار پارامتر مورد نظر در نمونه‌ها را در نظر گرفته و به موقعیت نمونه‌ها و توزیع آنها توجهی ندارد. بنابراین روش آمار کلاسیک قادر به تخمین مقدار یک نمونه با مختصات معلوم و با استفاده از مقادیر معلوم نقاط اطراف آن نخواهد بود. همچنین ممکن است بعضی از ساختارهای موجود بین داده‌ها توسط ابزارهای استفاده شده در آمار کلاسیک، خود را بروز ندهند [۶]. یکی از راه‌حل‌های موجود بکارگیری روش‌های زمین‌آماری است. در زمین‌آمار علاوه بر مقدار یک کمیت معین در یک نمونه، ساختار فضایی نمونه نیز مورد توجه قرار می‌گیرد. به عبارت دیگر ارتباط فضایی موجود که شامل فاصله و جهت قرارگیری نمونه‌ها می‌باشد می‌تواند در قالب‌های ریاضی بیان شود که به آن ساختار فضایی می‌گویند [۳]. امروزه علم زمین‌آمار در مطالعات و مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری با گسترش روزافزونی مورد استفاده قرار گرفته است. یکی از عواملی که منجر به رشد روزافزون این علم شده است، ماهیت داده‌های مخزنی می‌باشد، بطوریکه داده‌های پتروفیزیکی نظیر تخلخل و تراوایی به عنوان داده‌هایی معرفی می‌شوند که در فضای مخزن از خود ساختار فضایی نشان می‌دهند. همچنین این روش به دلیل تمایل بیشتر به درک ساختار مخزنی، ساخت مدل واقع‌بینانه‌تر، امکان ارائه کمیت خطا و عدم قطعیت و همچنین بهبود مدیریت سرمایه و توسعه میادین نفت و گاز به عنوان روشی مطلوب مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۵، ۱، ۱۴].

مدل‌سازی پارامترهای پتروفیزیکی مخازن نظیر تخلخل و تراوایی از دو بخش تشکیل می‌شوند: بخش اول مربوط به مدل ساختمانی بوده که متشکل از مدل چینه‌ای و مدل گسلی است و بخش دوم مربوط به توزیع پارامترهای مخزنی در فضای هندسی مدل شده با استفاده روش‌های زمین‌آمار می‌باشد [۱]. مدل‌سازی زمین‌آماري خواص مخزن با استفاده از دو روش قطعی^{۱۱} و احتمالی^{۱۲} انجام می‌شود. روش قطعی مانند کریجینگ، یک روش درونیابی خطی است که بهترین تخمینگر خطی ناریب را برای پارامترهایی که تغییرات و ساختار فضایی دارند، فراهم می‌کند. این روش برای تخمین مکان‌هایی که نمونه‌برداری انجام نشده است، استفاده می‌شود. در این روش هدف محاسبه پارامترهای تابع توزیع احتمال (نظیر میانگین) بر اساس داده‌های حاصل از نمونه‌برداری یا اندازه‌گیری است. برخلاف کریجینگ در شبهه‌سازی زمین‌آماري که جزو روش‌های احتمالی است، هدف کمینه کردن واریانس خطای محلی نمی‌باشد بلکه بر روی تولید مجدد هیستوگرام نمونه‌ها و مدل واریوگرام با لحاظ کردن مقادیر داده‌ها متمرکز می‌شود. بر خلاف تمام روش‌های تخمینی مبتنی بر میانگین، شبهه‌سازی زمین‌آماري به عنوان الگوریتمی برای تعدیل اثر هموارسازی در روش‌های مبتنی بر میانگین استفاده می‌شود. زیرا روش‌های قطعی همچون کریجینگ علی‌رغم ارزیابی دقیق، تغییرپذیری‌های موجود را هموار می‌کند. بنابراین شبهه‌سازی زمین‌آماري برای مواردی که لازم است تغییرپذیری فضایی از میدان اندازه‌گیری شده حفظ شود، نسبت به روش قطعی همچون کریجینگ ارجحیت دارد [۷، ۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷].

مطالعات بسیاری در زمینه مدل‌سازی استاتیک و مدل‌سازی سه بعدی پارامترهای مخزنی صورت گرفته است. محسنی و همکاران (۱۳۸۹) [۱۲] برای مدل‌سازی سه بعدی مخزن سازند آسماری در یکی از میادین حوضه زاگرس از روش‌های زمین‌آماري کریجینگ و احتمالی استفاده کردند. شعبانی و همکاران (۱۳۹۰) [۱۰] با استفاده از روش شبهه‌سازی متوالی گوسی، مدل سه بعدی پتروفیزیکی مخزن سروک در میدان نفتی آزادگان را بدست آوردند. سلیمی دلشاد و همکاران

¹¹Deterministic¹² Stochastic

(۱۳۹۲) [۸] از چهار روش مختلف زمین‌آماری کریجینگ، کوکریجینگ هم مختصات، شبیه‌سازی گوسی متوالی و شبیه‌سازی گوسی متوالی توام برای تخمین و شبیه‌سازی سه بعدی تخلخل مخزن در یکی از میداین کربناته جنوب غرب ایران استفاده کردند. در نهایت با مقایسه نتایج حاصل، از روش شبیه‌سازی گوسی متوالی توام برای مدل‌سازی تخلخل استفاده کردند. پیامنی و همکاران (۱۳۹۲) [۲] از روش شبیه‌سازی گوسی متوالی برای مدل‌سازی تخلخل و تراوایی در میدان گازی پارس جنوبی استفاده نمودند. دوستی ایرانی و همکاران (۱۳۹۴) [۵] از روش شبیه‌سازی متوالی توام با هدف مدل‌سازی سه بعدی پتروفیزیکی دو زون در بخش شرقی میدان نفتی اهواز استفاده کردند. رحیمی و همکاران (۱۳۹۴) [۶] با استفاده از تحلیل‌های آماری، توزیع خواص پتروفیزیکی سازند کربناته فهلیان واقع در یکی از میداین جنوب ایران را بررسی کردند و در نهایت با استفاده از روش زمین‌آماری کوکریجینگ تخلخل موثر و روش شبیه‌سازی متوالی توام مدل توزیع تراوایی را بدست آوردند. فردلزرجانی و همکاران (۱۳۹۵) [۱۱] از روش شبیه‌سازی گوسی متوالی برای مدل‌سازی تخلخل در یکی از میداین نفتی خلیج فارس استفاده کردند. همتی نیک و همکاران (۱۳۹۶) [۱۴] از روش شبیه‌سازی متوالی توام برای مدل‌سازی سه بعدی زمین‌شناسی سازندهای ایلام و سروک در یکی از میداین نفتی ایران استفاده کردند. روابط زمین‌آماری در نرم‌افزارهای تخصصی برای مدل‌سازی مخزن گنجانده شده‌اند. این نرم‌افزارها یک دید سه بعدی از وجوه مختلف مخزن اعم از زمین‌شناسی و ساختمان مخزن، دینامیک سیالات و چاه‌ها در اختیار می‌گذارند [۱۸]. نرم‌افزاری که در این تحقیق مورد استفاده قرار گرفته است، نرم‌افزار پترل محصول شرکت شلومبرژه می‌باشد که امکان ساخت مدل سه‌بعدی و تلفیق نگارهای پتروفیزیکی، اطلاعات زمین‌شناسی، داده‌های لرزه‌ای و داده‌های مغزه را در یک مطالعه فراهم می‌کند.

زمین‌شناسی و داده‌های مورد استفاده

در این تحقیق از داده‌های لرزه‌ای سه بعدی پس از برانبارش، حجم سه بعدی وارون‌سازی لرزه‌ای، نگارهای چاه‌پیمایی و ارزیابی‌های پتروفیزیکی شامل تخلخل و تخمین لاگ تراوایی در این میدان استفاده شده است. تعداد کل چاه‌های موجود در این میدان ۱۵ حلقه می‌باشد، اما بدلیل اینکه در تمام چاه‌ها لاگ تخلخل و تراوایی وجود ندارد، تنها ۷ حلقه چاه مورد استفاده قرار گرفته است. نقشه‌های هم‌تراز عمقی (UGS) از افق سروک میانی و داریان موجود می‌باشد. سرسازندهای لافان، سروک میانی، احمدی، سروک تحتانی، کزدمی، داریان و گدوان نیز موجود است. سازند سروک با سن کرتاسه میانی در این میدان شامل سه بخش سروک میانی، احمدی و مدود می‌باشد. بخش سروک میانی غالباً از آهک نسبتاً تمیز به همراه آهک دولومیتی تشکیل شده است. بخش احمدی از سنگ آهک دولومیتی و بخش مدود شامل آهک مارلی و دولومیت می‌باشد [۱۳]. ستون چینه‌شناسی میدان مورد مطالعه در شکل (۱) نشان داده شده است. بخش مخزنی سازند سروک در این میدان، بخش سروک میانی می‌باشد.

STRATIGRAPHY		SECTION	
AGE	FORMATION	LITHOLOG	DESCRIPTION
PLEISTOCENE	Sea Water		
	BOTTOM SEDIMENT		Limestone ? (*)
MIO-PLIOCENE	FARS		Limestone, marls and anhydrite
	JAHNUM		Dolomite and some anhydrite
EOCENE	RUS		Dolomite and anhydrite?
	JAHNUM/PABDEH		Dolomite, some anhydrite and cherts at base
PALEOCENE	JAHNUM/PABDEH		Dolomite, some anhydrite and cherts at base
	JAHNUM/PABDEH		Dolomite, some anhydrite and cherts at base
UPPER CRETACEOUS	ARUMA	GURPI	Shaly dolomite and cherts
	ARUMA	ILAM	Dolomite and limestone
MID. CRET.	WASA	MIDDLE-SARVAK	Limestone, some dolomitic limestone, and marl
		AHMADI	Dolomitic limestone
LOWER CRETACEOUS	WASA	MAUDDU	Dolomitic and marly limestone
		KAZHDUMI	Shale
LOWER CRETACEOUS	THAMAMA	DARIYAN	Pelletoidal limestone and some marls
		GADVAN	Limestone and shale
LOWER CRETACEOUS	THAMAMA	UPPER-FAHLIYAN	Pelletoidal limestone
		MIDDLE-FAHLIYAN	Limestone and dolomitic limestone (cherty at base)
LOWER CRETACEOUS	THAMAMA	LOWER-FAHLIYAN	Limestone and dolomite
		HIT	Anhydrite and some dolomite
UPPER JURASSIC	SURMEH	TITHONIAN TO KIMMERIDG.	Dolomite interbedded with anhydrite
		TITHONIAN TO KIMMERIDG.	Dolomite and limestone
UPPER JURASSIC	SURMEH	TITHONIAN TO KIMMERIDG.	Dolomite and limestone
		TITHONIAN TO KIMMERIDG.	Dolomite and dolomitic limestone with marl and chert at base
MIDDLE JURASSIC	SURMEH	BAJOCIAN TO CALLOVIAN	Limestone and dolomitic limestone (pelletoidal at base)
		BAJOCIAN TO CALLOVIAN	Pelletoidal limestone
MIDDLE JURASSIC	SURMEH	SINEMURIAN TO	Dolomite, limestone
		SINEMURIAN TO	Limestone with marl

شکل (۱) ستون چینه‌شناسی میدان مورد مطالعه. بخش مخزنی سازند سروک با کادر قرمز مشخص شده است (گزارش زمین‌شناسی شرکت ملی نفت ایران).

روش تحقیق

فرآیند مدل‌سازی با استفاده از تمام روش‌های زمین‌آماری شامل دو مرحله کلی ساخت هندسه مخزن و شبکه‌بندی آن (تهیه مدل ساختمانی و شبکه‌بندی مخزن) و آنالیز داده‌های پتروفیزیکی (بزرگ مقیاس^{۱۳} کردن، حذف روند و نرمال‌سازی، ساخت واریوگرام و در نهایت ایجاد مدل سه‌بعدی با استفاده از روش‌های زمین‌آماری) می‌باشد [۱۰]. در این قسمت مراحل انجام شده و نتایج حاصل از آن توضیح داده می‌شود.

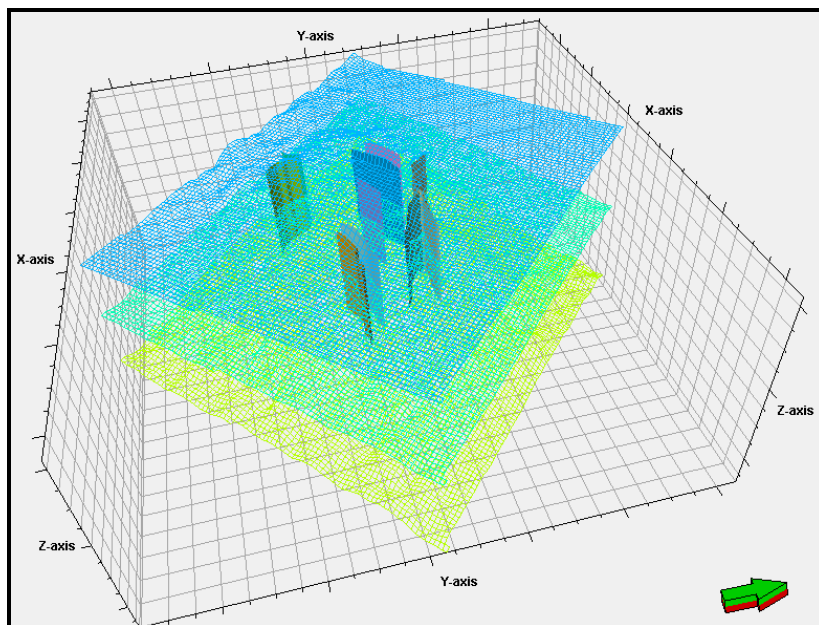
¹³ Scale up

مدل‌سازی ساختمانی و شبکه‌بندی مخزن

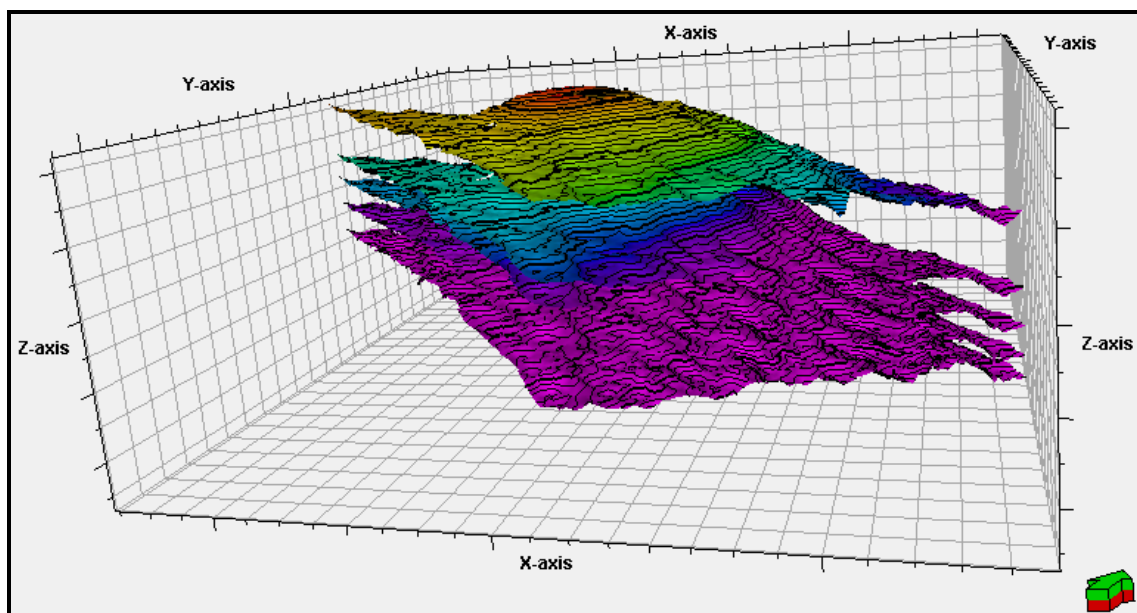
مدل ساختمانی در واقع چارچوب زمین‌شناسی مخزن می‌باشد که در توصیف مخازن نقش مهمی را ایفا می‌کند. در واقع با ساخت اسکلت مخزن و شبکه‌بندی آن، کلیه اطلاعات ساختمانی بصورت سه‌بعدی قابل رویت است. برای این منظور پس از بارگذاری داده‌ها در نرم‌افزار پترل، ابتدا گسل‌های موجود در میدان تفسیر و سپس وارد مدل شده است. در مرحله بعد پس از تعیین محدوده پروژه، مخزن شبکه‌بندی شده است. برای مدل‌سازی ساختمانی و پتروفیزیکی، لازم است که مخزن به سلول‌های کوچکتری تقسیم شود. مدل شبکه‌بندی مخزن از سلول‌های سه‌بعدی تشکیل شده است که هر سلول از این شبکه دربرگیرنده میانگینی از پارامترهای پتروفیزیکی مخزن می‌باشد [۱۹]. این شبکه سه‌بعدی امکان تلفیق داده‌های ساختمانی و پارامترهای پتروفیزیکی را برای ساخت مدل واقعی فراهم می‌کند. بر اساس فواصل شبکه و تعداد آنها و همچنین داده‌های پتروفیزیکی موجود، می‌توان در سلول‌هایی که مقدار ندارند، این پارامترهای پتروفیزیکی را با روش زمین‌آماري تخمین زد. در این تحقیق، ابعاد سلول‌های شبکه در راستای X و Y 100×100 مترمربع و در راستای Z در بخش مخزنی خطیاً برابر با ۱ متر و در بخش‌های غیر مخزنی ۳ متر می‌باشد. در شکل (۲) گسل مدل‌شده به همراه شبکه-بندی سلول‌ها نمایش داده شده است. افق‌های زمین‌شناسی مدل‌شده در راستای X و Y در شکل (۳-الف) و لایه‌بندی انجام شده در راستای قائم در شکل (۳-ب) آورده شده است.

آنالیز داده‌های پتروفیزیکی

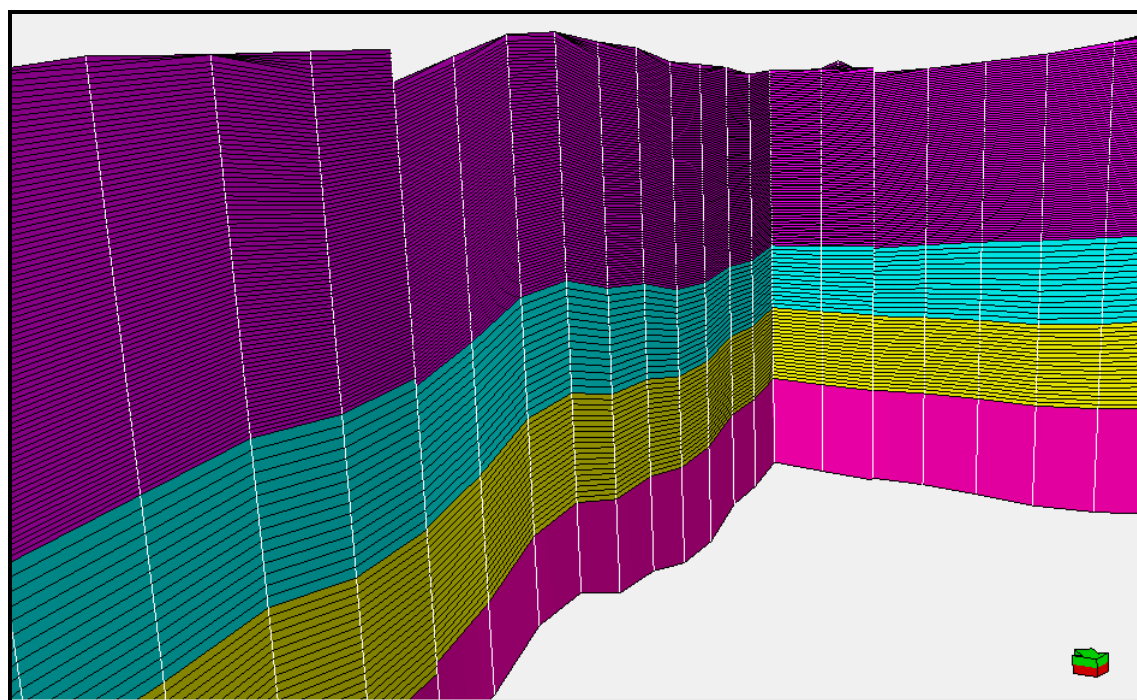
در این مرحله ابتدا نگارهای تخلخل موثر و تراوایی در محل چاه بزرگ مقیاس شده‌اند. هدف از بزرگ مقیاس کردن این است که به سلول‌هایی از شبکه سه بعدی که در آن نگارهای چاه‌پیمایی وجود دارد، مقدار تعلق گیرد. این عمل با میانگین‌گیری مقادیر لاگ در هر سلول انجام می‌شود که در نهایت برای هر سلول تنها یک مقدار اختصاص می‌یابد. برای بزرگ مقیاس کردن نگار تخلخل موثر و تراوایی به ترتیب از میانگین‌گیری حسابی و هندسی استفاده شده است (شکل ۴).



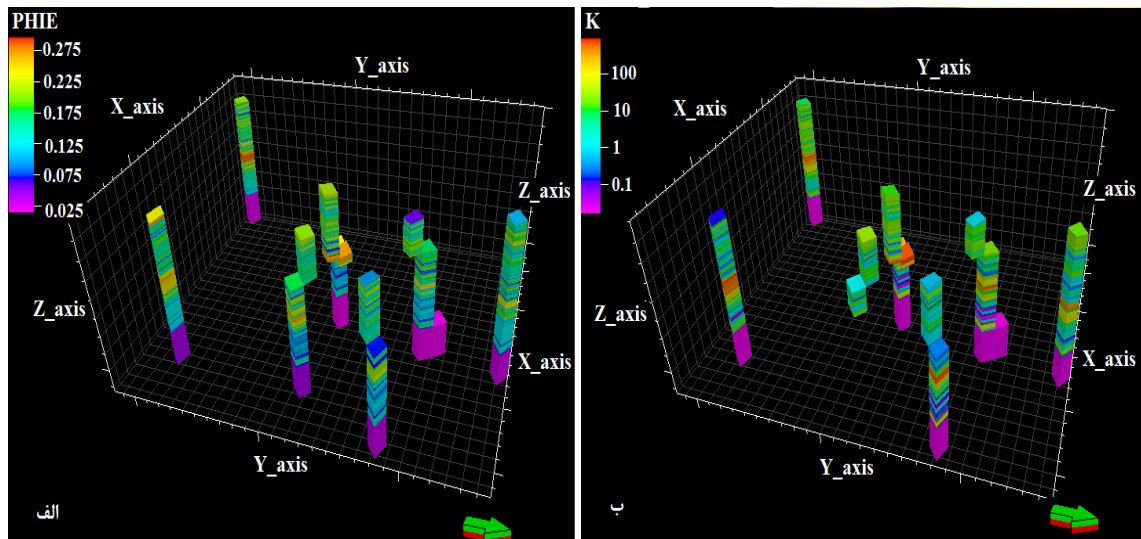
شکل (۲) گسل مدل‌شده به همراه شبکه‌بندی.



شکل (۳-الف) افق‌های زمین‌شناسی مدل‌شده در شبکه سلولی.

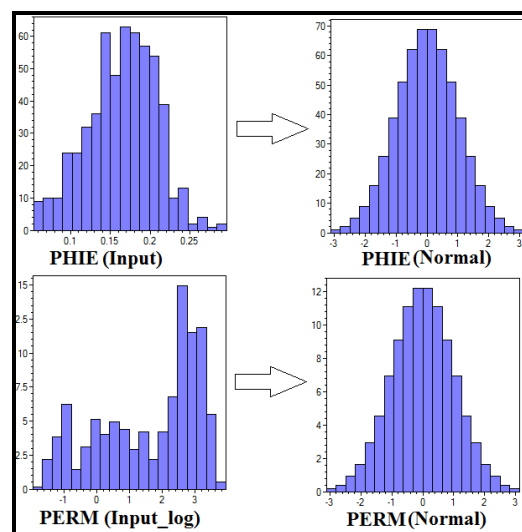


شکل (۳-ب) لایه‌بندی انجام شده در قالب شبکه سلولی.



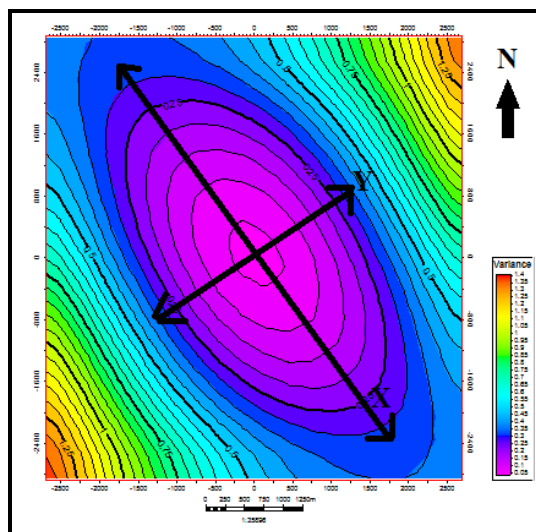
شکل (۴) درشت‌نمایی نگار تخلخل (الف) و نگار تراوایی (ب).

در مرحله بعد با استفاده از نگارهای بزرگ مقیاس شده واریوگرافی انجام شده است. قبل از انجام واریوگرافی لازم است تا داده‌ها به لحاظ پایایی و نوع توزیع مورد بررسی قرار گیرند. علت این امر، شرط لازم در وجود پایایی (عدم وجود روند در داده‌ها) و توزیع نرمال داده‌ها هنگام استفاده از روش‌های زمین‌آماری است. فعالیت‌های تکتونیکی نظیر گسل‌خوردگی و چین‌خوردگی منجر به وجود روند در داده‌ها می‌شود. وجود روند در داده‌ها باعث می‌شود که واریوگرام در محدوده مورد بررسی به یک سقف معین نرسد. برای بررسی وجود روند ابتدا باید داده‌ها نرمال شوند. استفاده از داده‌هایی با توزیع غیر نرمال، منجر به خطای سیستماتیک در محاسبات زمین‌آماری می‌شود. در توزیع نرمال، داده‌ها دارای میانگین صفر و انحراف معیار ۱ می‌باشد و هیستوگرام آنها بصورت زنگوله‌ای می‌باشد. لازم به توضیح است که برای نرمال‌سازی تخلخل موثر از روش نرمال‌اسکور و برای تراوایی ابتدا از روش لگاریتمیک و سپس از روش نرمال‌اسکور استفاده شده است. شکل (۵) هیستوگرام توزیع تخلخل موثر و تراوایی را قبل و بعد از نرمال‌سازی در بخش مخزنی سروک میانی نشان می‌دهد. پس از نرمال‌سازی، پایایی داده‌ها نیز مورد بررسی قرار گرفت که روند مشخصی مشاهده نشده است. یعنی داده‌های تخلخل و تراوایی بصورت پایا می‌باشند.

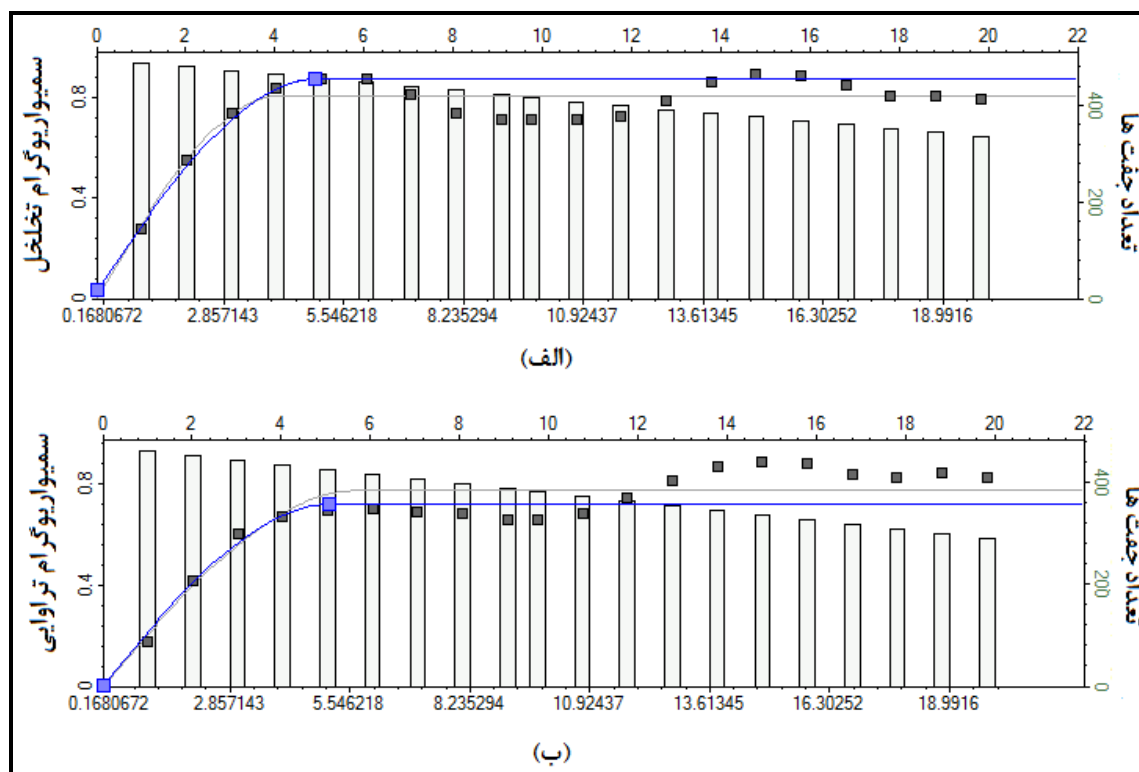


شکل (۵) نرمال‌سازی داده‌های تخلخل (بالا) و تراوایی (پایین) در بخش سروک میانی.

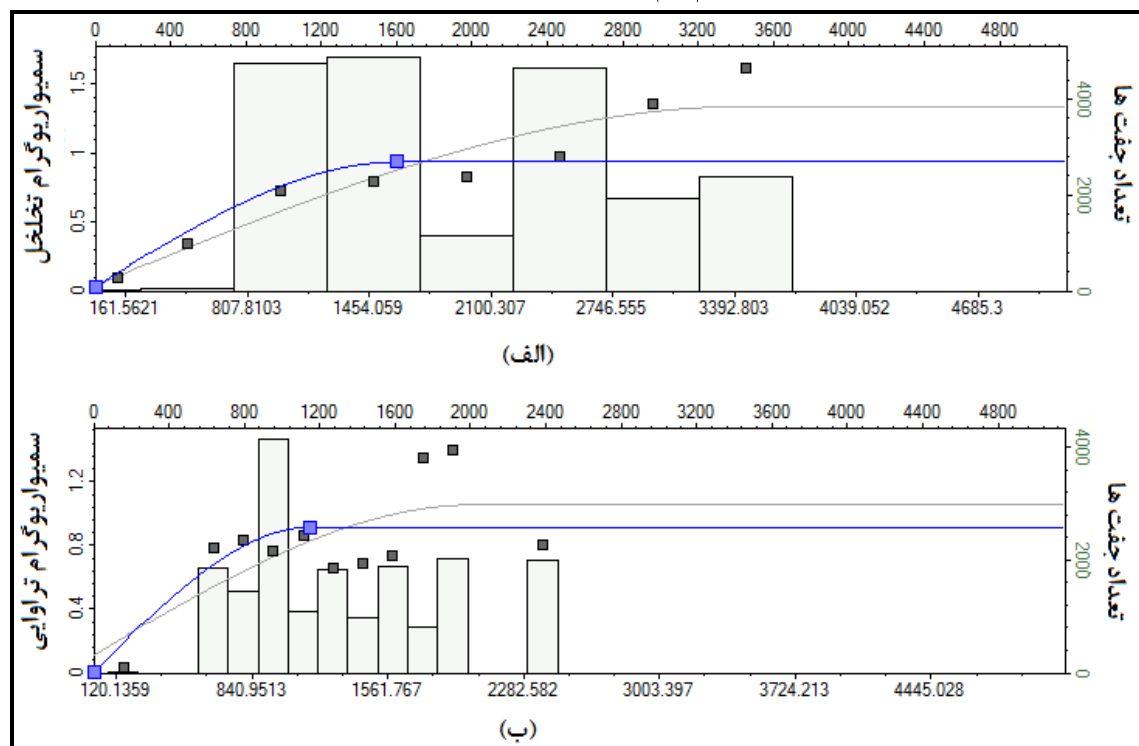
پس از نرمال سازی و بررسی پایایی داده ها، نوبت به بررسی ساختار فضایی داده ها می رسد. ابزاری که برای این منظور در محاسبات آماری مورد استفاده قرار می گیرد، واریوگرام می باشد [۳]. در واقع واریوگرام تغییرپذیری داده ها را نسبت به افزایش فاصله نشان می دهد که یک محور آن مقادیر تغییرپذیری (واریانس) و محور دیگر آن فاصله می باشد [۹]. برای این منظور ابتدا واریوگرام در جهت Z و در محل چاه ترسیم می شود. بدلیل اینکه فواصل نمونه برداری در محل چاه نسبت به جهات افقی کمتر می باشد، مقدار اثر قطعه ای^{۱۴} که حاصل برون یابی مدل واریوگرام بر روی داده های تجربی در این جهت می باشد (عرض از مبدا محور واریانس در واریوگرام) برای جهات دیگر نیز مورد استفاده قرار می گیرد. از نظر تئوری مقدار واریوگرام به ازای فاصله صفر، باید به حداقل مقدار خود یعنی صفر تنزل یابد. ولی در عمل در واریوگرام های تجربی چنین شرایطی وجود ندارد. به مقدار واریوگرام در فاصله صفر اثر قطعه ای می گویند که می تواند به دلیل حضور مولفه های تصادفی و خطای نمونه برداری و آماده سازی داده ها باشد [۳]. پس از بررسی ساختار فضایی در راستای قائم و تعیین اثر قطعه ای، واریوگرام افقی بدون تغییر اثر قطعه ای، در جهات بیشترین (محور اصلی - X) و کمترین (محور فرعی - Y) همسانگردی رسم می شود. برای صرفه جویی در زمان جهت تعیین محورهای اصلی و فرعی به جای رسم تعداد زیاد واریوگرام در جهات مختلف، از نقشه واریانس امپدانس صوتی در بخش مخزنی سروک میانی استفاده شده است (شکل ۶). بنابراین همانطور که مشاهده می شود بیشترین پیوستگی فضایی (کمترین واریانس) در راستای شمال غرب-جنوب شرق و کمترین پیوستگی فضایی (بیشترین واریانس) در راستای عمود بر آن (شمال شرق-جنوب غرب) می باشد. پس از تعیین جهات افقی واریوگرام، واریوگرام پارامترهای پتروفیزیکی تخلخل و تراوایی برای تعیین پیوستگی فضایی این پارامترها ترسیم شده است. شکل (۷) واریوگرام قائم مربوط به پارامترهای پتروفیزیکی تخلخل و تراوایی و شکل (۸) واریوگرام افقی در جهت بیشترین پیوستگی فضایی را نشان می دهد. در جدول (۱) نتایج واریوگرافی انجام شده برای پارامترهای پتروفیزیکی مورد نظر آورده شده است.



شکل (۶) نقشه واریانس امپدانس صوتی در افق مخزنی سروک میانی برای تعیین جهات اصلی و فرعی واریوگرامها.



شکل (۷) واریوگرام قائم برای تخلخل موثر (الف) و تراوایی (ب).



شکل (۸) واریوگرام افقی در جهت بیشترین پیوستگی فضایی برای تخلخل (الف) و تراوایی (ب).

جدول (۱) نتایج واریوگرافی انجام شده و مشخصات بیضی ناهمسانگردی در لایه مخزنی سروک میانی.

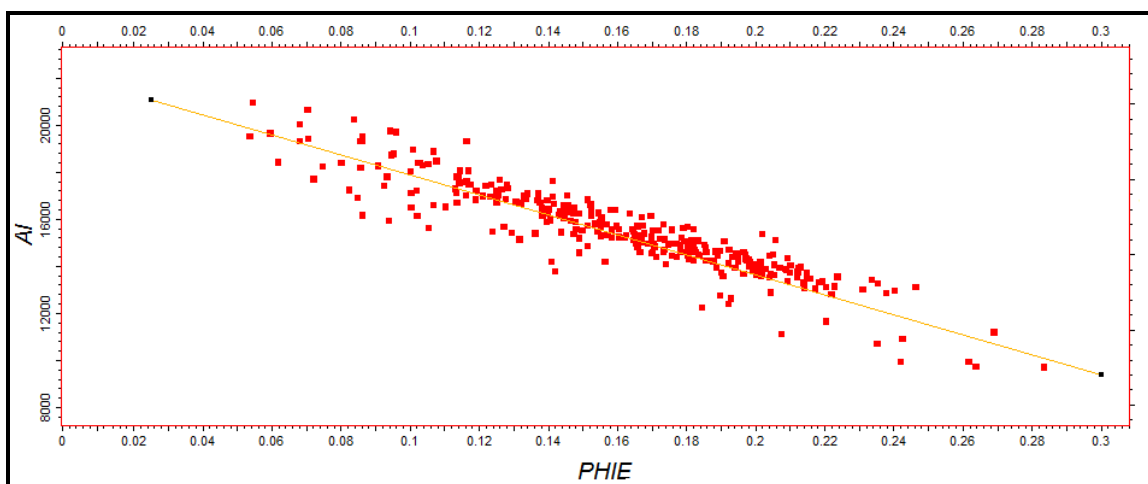
پارامتر	مدل واریوگرام	شعاع تاثیر (متر)	سقف %2	اثر قطعه- ای %2	قطر بزرگ (متر)	قطر کوچک (متر)	جهت قطر بزرگ (درجه)	جهت قطر کوچک (درجه)
تخلخل موثر	کروی	۳۴۵۳	۱	۰،۰۳۲	۱۶۰۱،۱	۵۹۰،۶	۳۱۵	۲۲۵
تراوایی	کروی	۲۰۲۳	۱	۰،۰۰۴	۱۱۴۸،۸	۹۶۱،۰۴۴	۳۱۵	۲۲۵

شبیه سازی تخلخل موثر و تراوایی

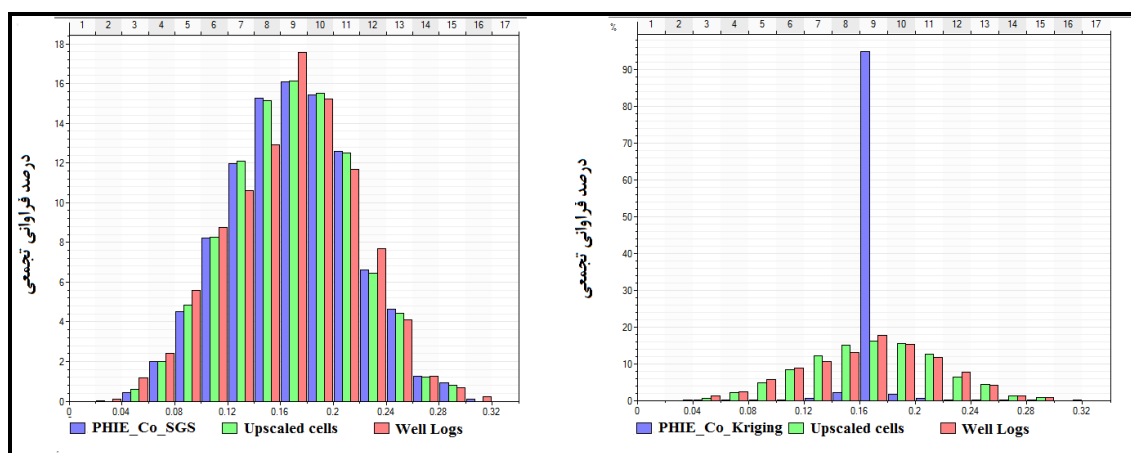
پس از انجام واریوگرافی و تعیین بیضوی ناهمسانگردی، با توجه به ارتباط خطی بین داده تخلخل موثر و نشانگر امپدانس صوتی حاصل از وارونسازی لرزه‌ای (شکل ۹)، تخلخل موثر با دو روش کوکریجینگ و شبیه سازی گوسی متوالی توأم تخمین زده شد. در این روش‌ها داده تخلخل بزرگ مقیاس شده به عنوان داده اصلی و داده وارونسازی لرزه‌ای نیز در حکم متغیر ثانویه استفاده شد. به منظور مقایسه نتایج حاصل از این دو روش، هیستوگرام و مدل سه بعدی ساخته شده مربوط به بخش مخزنی سروک میانی در شکل‌های (۱۰) تا (۱۳) نشان داده شده است. نتایج حاصل از کوکریجینگ بصورت یک مدل قطعی بوده و میانگینی از تخلخل موثر مخزن را نشان می‌دهد در صورتیکه نتایج حاصل از شبیه سازی متوالی توأم یک مدل چند تحقیقی بوده و ناهمسانگردی‌های مربوط به تخلخل موثر را نیز در نظر می‌گیرد. بنابراین با توجه به در نظر گرفتن تغییرپذیری تخلخل موثر در روش شبیه سازی متوالی توأم و همچنین هیستوگرام حاصل از آن که با نگار تخلخل موثر (خام و بزرگ مقیاس شده) انطباق خوبی را نشان می‌دهد، از این روش برای توزیع تخلخل موثر استفاده شده است.

برای تراوایی نیز از روشی مشابه استفاده گردید. برای این منظور ابتدا نمودار متقابل بین تراوایی و مدل تخلخل موثر حاصل از شبیه سازی متوالی توأم رسم شد (شکل ۱۴). با توجه به ارتباط خوب بین این دو پارامتر از دو روش کوکریجینگ و شبیه سازی متوالی توأم استفاده شد. در اینجا داده تراوایی بزرگ مقیاس شده به عنوان داده اصلی و مدل تخلخل موثر حاصل از شبیه سازی در حکم داده ثانویه می‌باشند. هیستوگرام و مدل سه بعدی حاصل از این دو روش در شکل‌های (۱۵) تا (۱۸) نشان داده شده است. با توجه به نتایج حاصل، از روش شبیه سازی متوالی توأم برای توزیع تراوایی استفاده شده است.

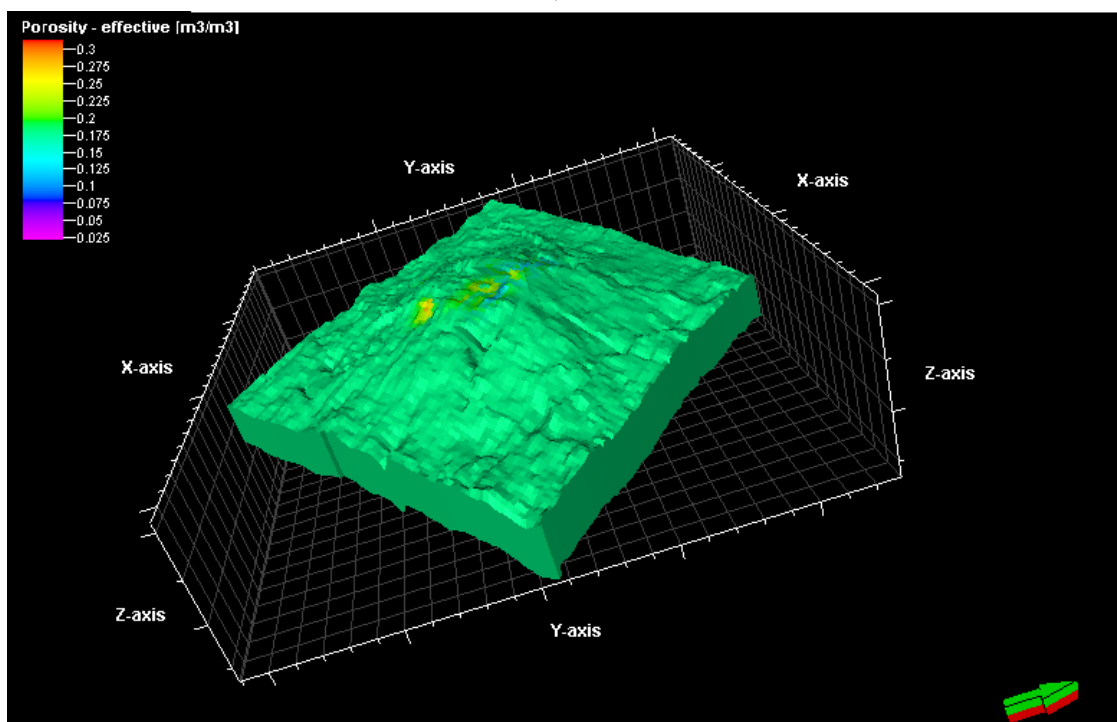
برای اعتبارسنجی نتایج حاصل از شبیه سازی، از دو روش استفاده شده است. در روش اول هیستوگرام مدل ساخته شده با داده نگار چاه و داده نگار بزرگ مقیاس شده، مقایسه می‌شود. در صورتیکه نتایج مدل ساخته شده به داده واقعی نزدیکتر باشد، مدل دقیق‌تر خواهد بود. هیستوگرام تخلخل موثر و تراوایی مربوط به بخش مخزنی سروک میانی در شکل‌های (۱۰) و (۱۵) نشان داده شد. نتایج حاکی از صحت دو مدل تخلخل موثر و تراوایی با استفاده از روش شبیه سازی گوسی متوالی توأم می‌باشد. در روش دوم ابتدا یکی از چاه‌ها را از محاسبات حذف کرده و بعد از ساخت مدل، داده نگار چاه با مدل ساخته شده مقایسه می‌شود. در این تحقیق با حذف چاه 4P از محاسبات، نتایج مدل تخلخل موثر و تراوایی در شکل (۱۹) نشان داده شده است. نتایج حاصل از این روش نیز مؤید صحت شبیه سازی تخلخل موثر و تراوایی می‌باشد.



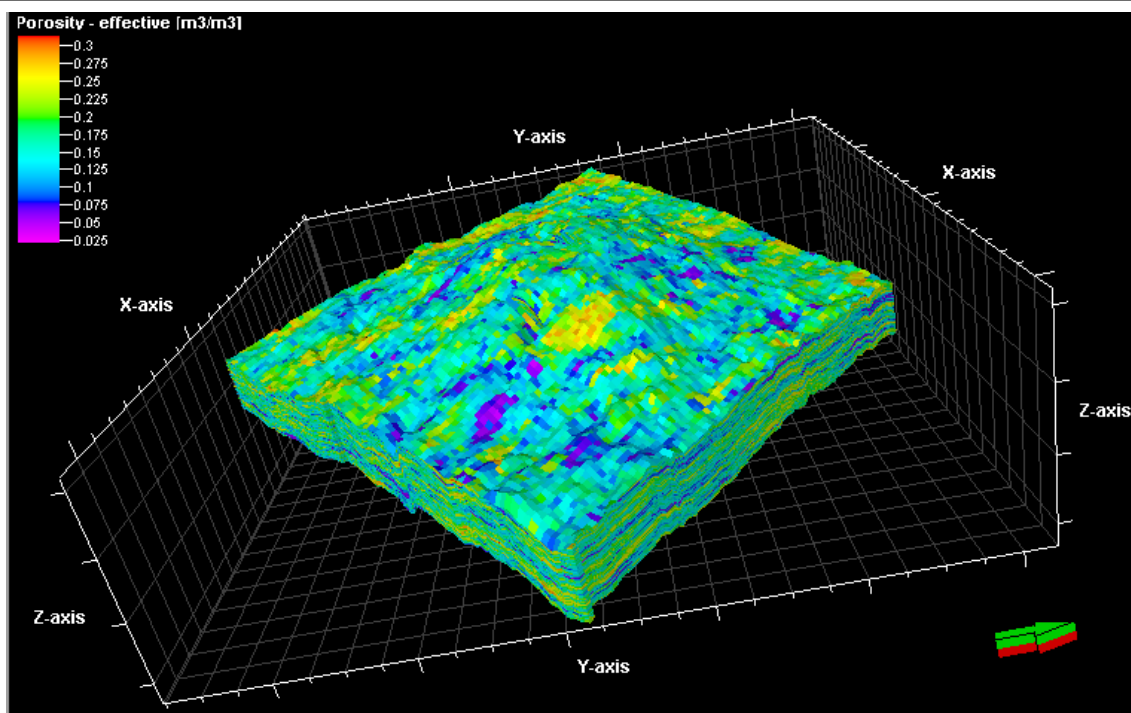
شکل (۹) نمودار متقابل بین داده تخلخل بزرگ مقیاس شده و نشانگر امپدانس صوتی.



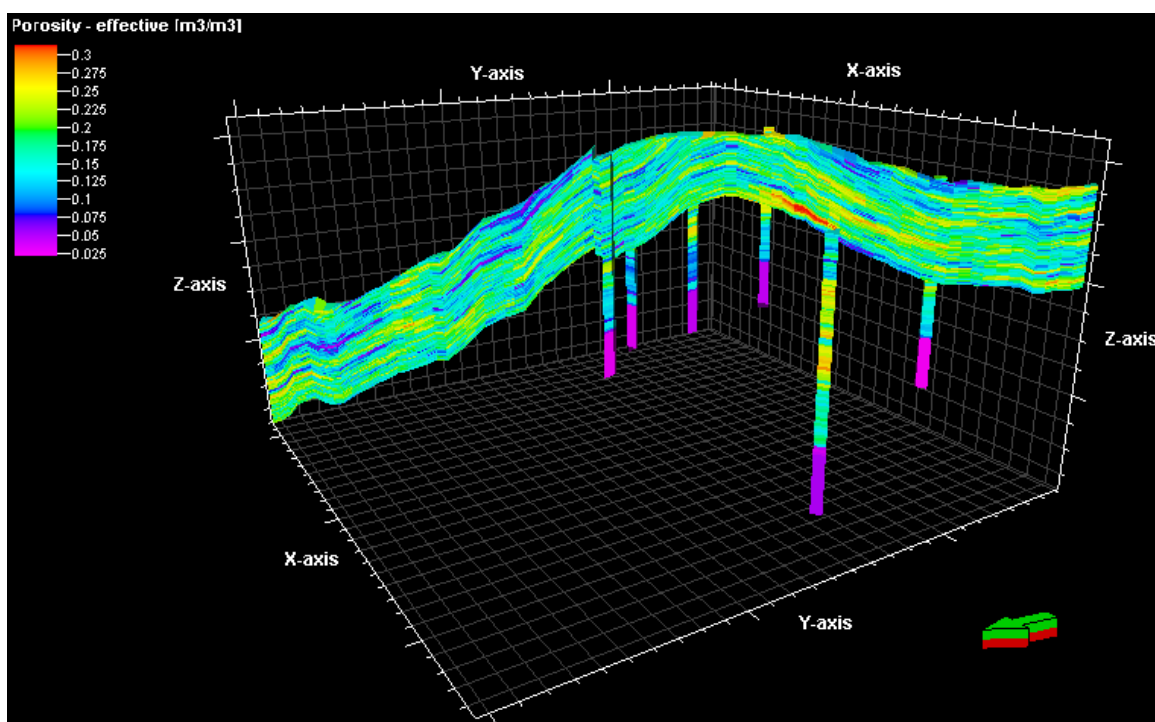
شکل (۱۰) هیستوگرام مربوط به نتایج شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم (چپ) و کوکریجینگ (راست) تخلخل موثر در بخش مخزنی سروک میانی.



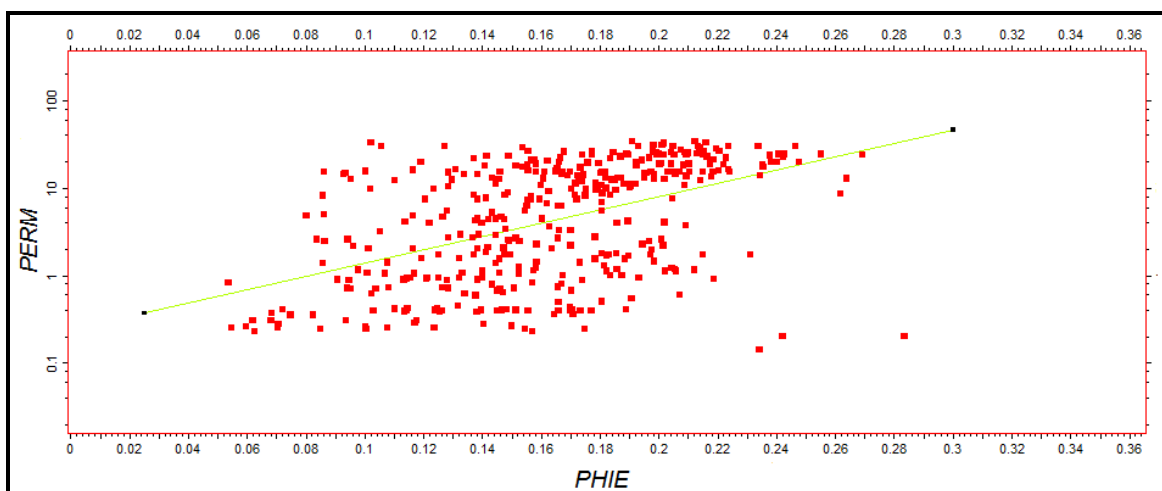
شکل (۱۱) تخلخل موثر مدل شده با استفاده از روش کوکریجینگ.



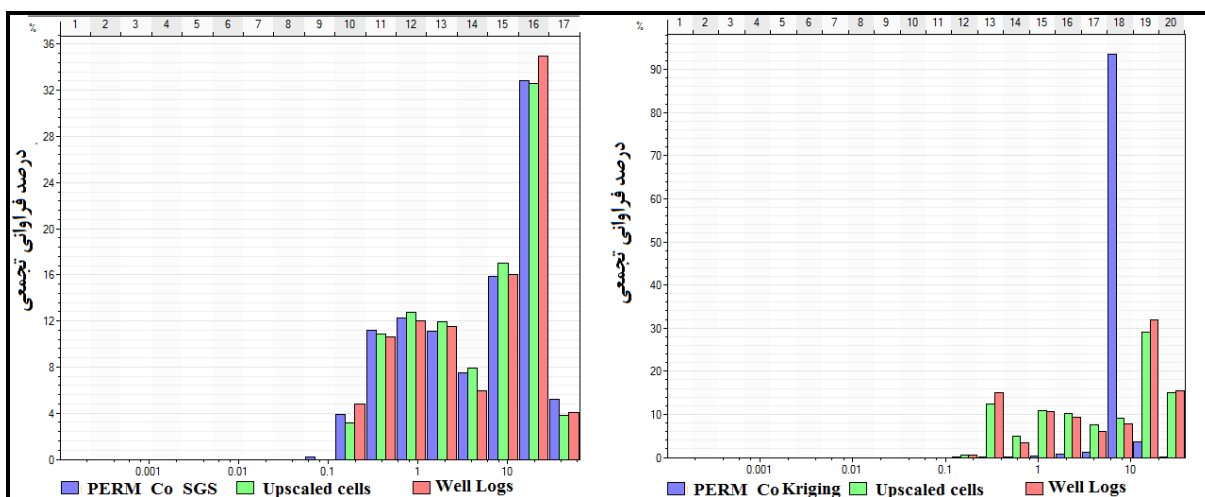
شکل (۱۲) تخلخل موثر شبیه سازی شده با استفاده از روش شبیه سازی گوسی متوالی توأم.



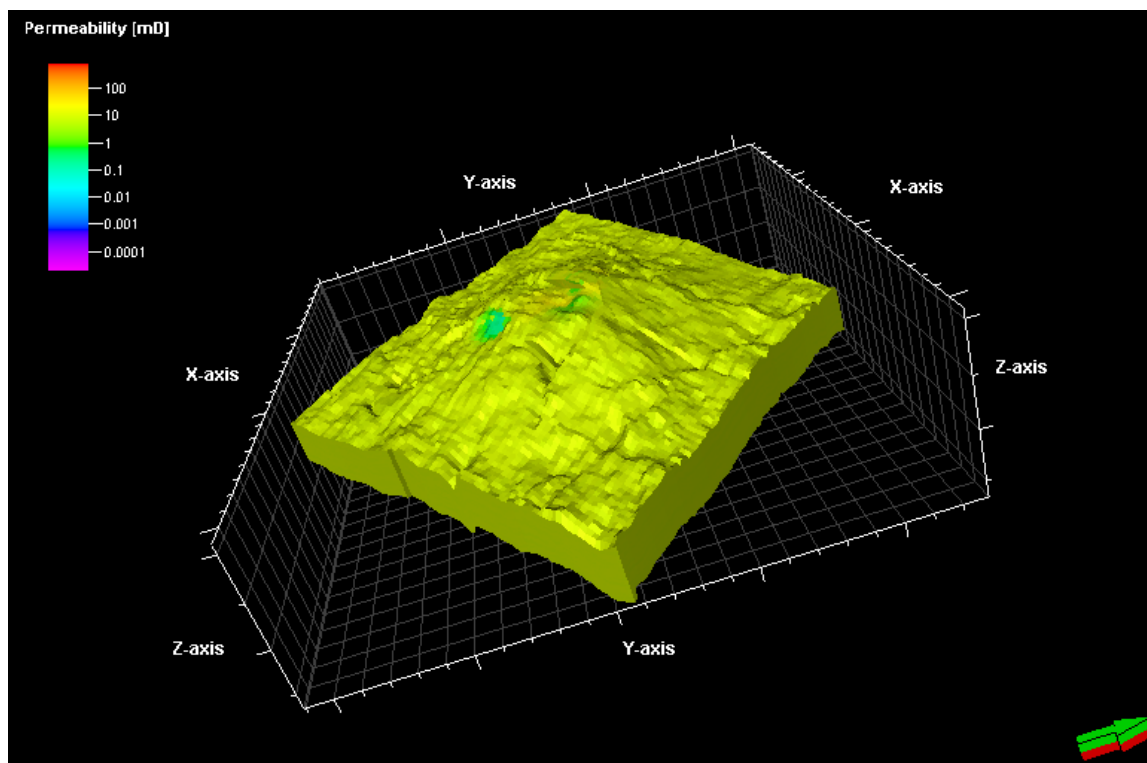
شکل (۱۳) مقطع عرضی از تخلخل موثر شبیه سازی شده.



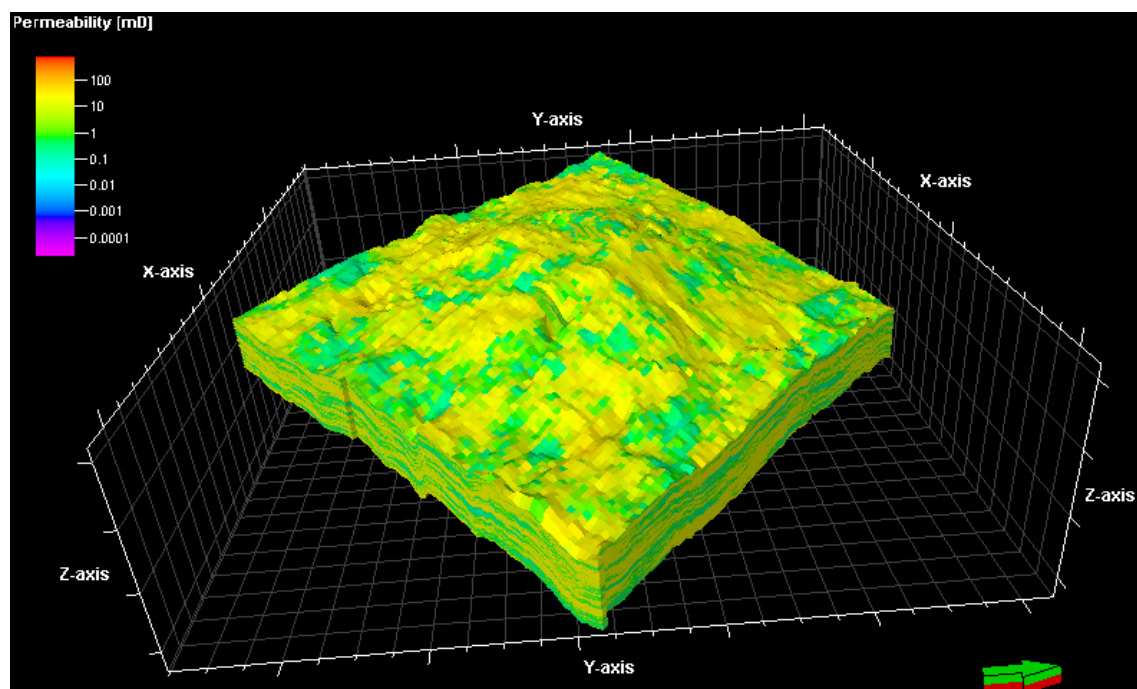
شکل (۱۴) نمودار متقابل بین داده تراوایی بزرگ مقیاس شده و مدل تخلخل موثر حاصل از شبیه‌سازی.



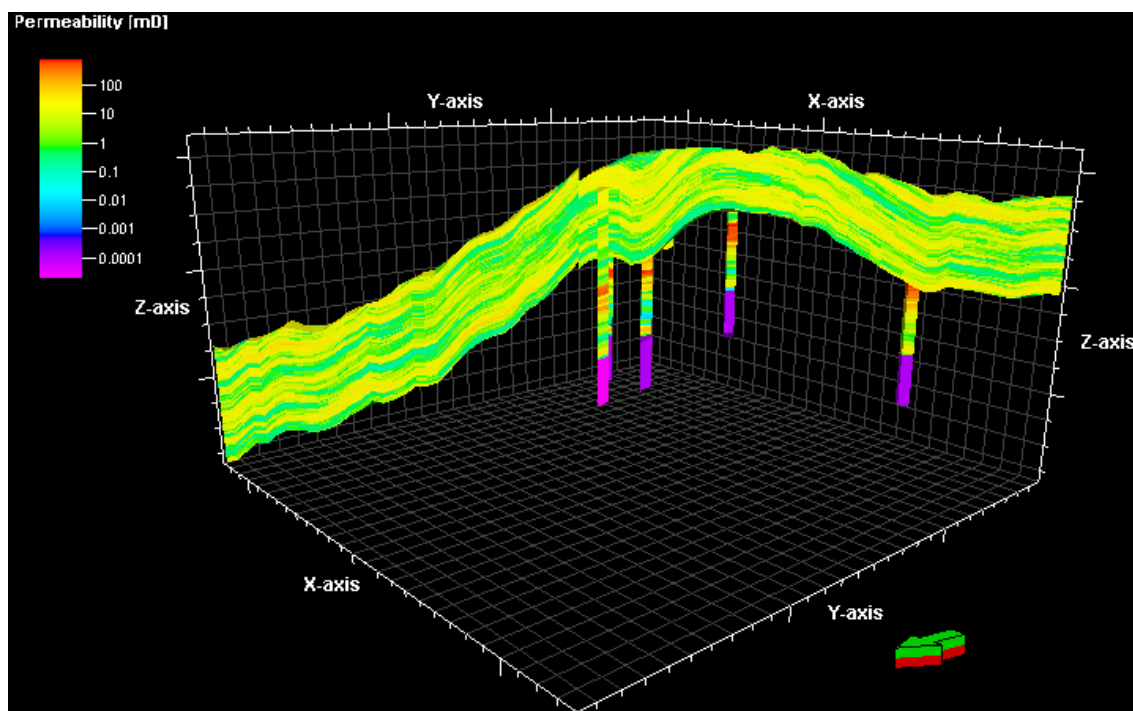
شکل (۱۵) هیستوگرام مربوط به نتایج شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم (چپ) و کوکریجینگ (راست) تراوایی در بخش مخزنی سروک میانی.



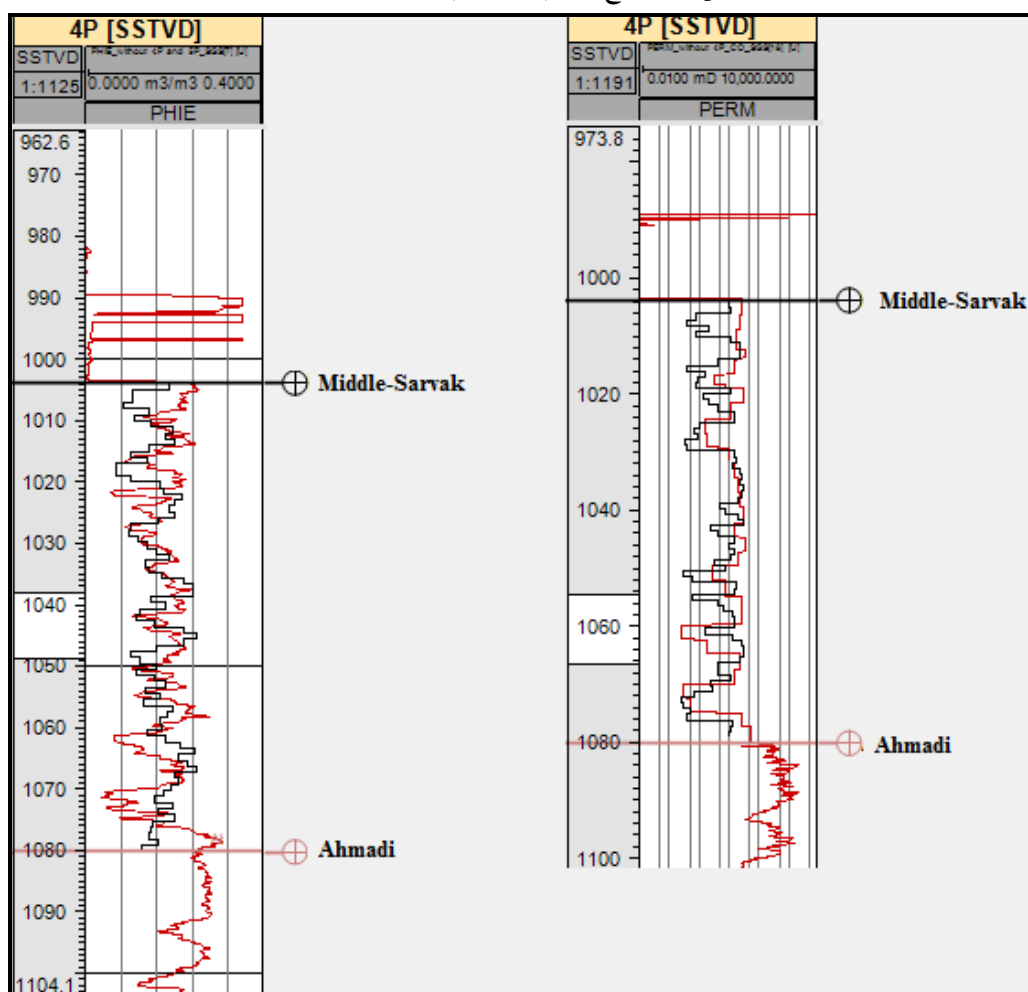
شکل (۱۶) تراوایی مدل شده با استفاده از روش کوکریجینگ.



شکل (۱۷) تراوایی شبیه سازی شده با استفاده از روش شبیه سازی گوسی متوالی توأم.



شکل (۱۸) مقطع عرضی از تراوایی شبیه‌سازی شده.



شکل (۱۹) نتایج اعتبارسنجی شبیه‌سازی گوسی متوالی توأم برای تخلخل موثر (چپ) و تراوایی (راست) در محل چاه 4P رنگ قرمز مربوط به نگار اندازه‌گیری شده و رنگ سیاه مربوط به مدل شبیه‌سازی شده می‌باشد.

نتیجه گیری

در این مقاله از روش های زمین آماری کوکریجینگ و شبیه سازی متوالی توام برای مدل سازی سه بعدی تخلخل موثر و تراوایی استفاده شده است. برای این منظور پس از تفسیر گسل های موجود، ابتدا مخزن شبکه بندی شده است. سپس افق های زمین شناسی و گسل های تفسیر شده به محل خود در مدل منتقل شده و مدل سازی ساختمانی مخزن انجام شده است. در مرحله بعد برای مدل سازی پتروفیزیکی، ابتدا داده های چاه بزرگ مقیاس شده به موقعیت خود در مدل منتقل شده است. با توجه به همبستگی خوب میان داده تخلخل موثر و نشانگر امپدانس صوتی حاصل از وارون سازی لرزه ای، تخلخل موثر با دو روش کوکریجینگ و شبیه سازی گوسی متوالی توأم تخمین زده شد. با توجه به در نظر گرفتن ناهمسانگردی تخلخل موثر در روش شبیه سازی گوسی متوالی توام و همچنین هیستوگرام حاصل از آن، از این روش برای شبیه سازی تخلخل موثر در بخش مخزنی سروک میانی استفاده شده است. در مرحله بعد، از تخلخل موثر شبیه سازی شده به عنوان متغیر ثانویه برای تخمین تراوایی با دو روش کوکریجینگ و شبیه سازی گوسی متوالی توام استفاده شد. نتایج حاصل از مدل سه بعدی و هیستوگرام تراوایی نیز موید کارآمد بودن روش شبیه سازی گوسی متوالی توام در تخمین تراوایی می باشد.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم مقاله آقایان دکتر عزت اله کاظم زاده و دکتر سید علی معلمی تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

- [۱]- امیدوار، آ.، کمالی، م. ر. و کاظم زاده، ع. ا.، ۱۳۹۲، شبیه سازی سه بعدی استاتیکی و تخمین پارامترهای مخزنی با به کارگیری روش های زمین آماری در یکی از مخازن ایران: پژوهش نفت، سال بیست و سوم، شماره ۷۵، صفحه ۴۹-۵۷.
- [۲]- پیامی، ک.، کدخدایی، ع.، حمدی، ب.، حسنی گیو، م.، رشیدی نژاد، آ.، ۱۳۹۲، مدل سازی سه بعدی تخلخل و تراوایی با استفاده از روش های زمین آماری در یکی از میداین گازی خلیج فارس، مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دانشگاه شهید چمران اهواز، شماره ۹، صفحه ۲۰-۳۰.
- [۳]- حسنی پاک، ع.، ۱۳۸۹، زمین آمار (ژئواستاتستیک)، انتشارات دانشگاه تهران، ۳۱۴ صفحه.
- [۴]- خواجه، م. م. و آقایی، م.، ۱۳۸۷، تخمین و شبیه سازی توزیع فضایی تراوایی یکی از مخازن جنوب ایران با استفاده از روش های زمین آماری، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۵۳، صفحه ۵۹-۶۲.
- [۵]- دوستی ایرانی، ر.، کدخدایی، ع.، پیروی، م.، رحیم کریمی، م.، دوستی ایرانی، م.، ۱۳۹۴، مدل سازی سه بعدی زمین شناسی دو زون در بخش شرقی میدان نفتی اهواز، مجله زمین شناسی نفت ایران، سال پنجم، شماره ۹، صفحه ۲۲-۳۳.
- [۶]- رحیمی، ر.، باقری، م.، مسیحی، م.، ۱۳۹۴، مشخصه سازی و تخمین خواص مخزنی یکی از مخازن کربناته ی جنوب ایران با استفاده از روش های زمین آماری (کریجینگ و SGS)، ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۲۶، ص ۷۶-۸۳.
- [۷]- رندو جی. ام.، ۱۳۷۱، اصول زمین آماری، ترجمه مهندس علی اصغر خدیاری، انتشارات جهاد دانشگاهی دانشکده فنی تهران.
- [۸]- سلیمی دلشاد، م.، کاظم زاده، ع.، اصغری، ا.، نادری، ا.، ۱۳۹۲، مدل سازی سه بعدی تخلخل مخزن با استفاده از شبیه سازی توام در یکی از مخازن کربناته جنوب غرب ایران، پژوهش نفت، شماره ۵۷، صفحه ۱۳۸-۱۵۳.
- [۹]- شعبانی، ف.، ۱۳۸۷، مدل سازی سه بعدی مخزن آسماری میدان نفتی شادگان با استفاده از نرم افزار IRAPRMS؛ پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران اهواز، ۱۱۶ صفحه.
- [۱۰]- شعبانی، ف.، بشیری، غ.، کرامتی، م. و ایزدخواه، م.، ۱۳۹۰، شبیه سازی پارامترهای پتروفیزیکی مخازن هیدروکربنی با استفاده از روش SGS در یکی از میداین جنوب غربی ایران، پژوهش نفت، سال بیست و یکم، شماره ۶۶، صفحه ۵۳-۶۶.

- [۱۱]- فردلرزجانی، س.، کمالی، م.، کدخدایی، ع.، صبحی، ق.، ۱۳۹۵، مدل‌سازی سه بعدی تخلخل با استفاده از روش شبیه‌سازی گوسی متوالی در یکی از میادین نفتی خلیج فارس، پژوهش نفت، شماره ۸۷، صفحه ۸۸-۹۵.
- [۱۳]- محسنی، ح.، رحیمی، ز.، رفیعی، ب.، بهزاد، ر.، ظهرا ب زاده، م.، ۱۳۸۹، مدل‌سازی سه بعدی مخازن کربناته با استفاده از زمین-آمار: مطالعه موردی برای تخمین تخلخل در میدان A حوضه زاگرس (ایران). پژوهشهای چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، سال بیست و ششم، شماره چهارم، صفحه ۱۲۵-۱۴۲.
- [۱۳]- مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [۱۴]- همتی نیک، ح.، فضل‌لی، ل.، نظری فرد، م.، طباطبائی رئیسی، ه.، ۱۳۹۶، مدل‌سازی سه بعدی زمین‌شناسی سازندهای ایلام و سروک در یکی از میادین نفتی، ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۴۸، صفحه ۵۸-۶۵.

[15]- DEUTSCH C. V. and JOURNEL A. G., 1992, GSLIB: Geostatistical Software Library and user's guide: *Oxford University Press, New York*, p. 340.

[16]- DEUTSCH C. V. and COCKERMAN P. W., 1994, Geostatistical Modeling of Permeability with Annealing Co-simulation (ACS): *Society of Petroleum Engineers*, doi: 10.2118/28413-MS.

[17]- GOOVAERTS, P., 1997, Geostatistics for Natural Resources Evaluation: *Oxford University Press: New York*, p. 512.

[18]- ROBINSON A., GRIFFITHS P., 2008, The Future of Geological Modeling in Hydrocarbon Development: *Geological Society of London*, p. 312.

[19]- SOLEIMANI, B., SHABANI, F., AMIRBAKHTIAR, H., HAGHPARAST, G., 2008, Fault effect at volumetric modeling in Shadegan oilfield using RMS software: *New York Science Journal*, 1, p. 36.

انقلاب نفتی شیل و تأثیر آن بر کاهش قیمت نفت و گاز

گزارش تحلیلی

علیرضا بشری

رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران

عضو هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت

a_bashari@yahoo.com

دریافت آذر ۱۳۹۶، پذیرش اسفند ۱۳۹۶

چکیده

توسعه سریع منابع نفت و گاز شیلی، در ایالات متحده آمریکا، بازار جهانی نفت و گاز را در چند سال گذشته دستخوش دگرگونی نمود. علیرغم این توسعه، اتفاق نظر صاحب‌نظران جهانی بر این امر استوار بود که، این پدیده گذرا و تغییر عمده‌ای به نحوی که در ایالت متحده آمریکا پدیدار شد در دیگر نقاط جهان عملی نخواهد بود. هیدرو کربورهای گازی توسط فرآیندی بنام شکافتن لایه‌های شیلی استخراج می‌گردد که اصطلاحاً **Fracking** نامیده می‌شود. آمارها علمی و مطالعات دقیق دیوید هیوئث زمین شناس نامدار کانادایی نشان می‌دهد که در آمریکا این منابع، بطور متوسط ۸۰ تا ۸۵ درصد از تولید گاز آن در سه سال اولیه افت نموده است. از سویی دیگر نامبرده با مطالعات دقیق خود بروی این منابع، اعلام میدارد که به منظور حفظ سطح تولید گاز از این منابع شیلی، حفاری ۷۰۰۰ حلقه چاه جدید را که هزینه‌ای بالغ بر ۴۲ میلیارد دلار دارد را می‌طلبند، همچنین برای حفظ میزان تولید نفت، از لایه‌های شیلی آغشته به نفت همچنین نیاز به حفاری ۶۰۰۰ حلقه چاه و تحمل هزینه ۳۵ میلیارد دلار را دارد. از طرفی همواره نگرانی‌های فراوانی از دیدگاه‌های آلودگی‌های محیط زیست درباره عملیات **Fracking** مد نظر کارشناسان مربوطه می‌باشد. شکی نیست که انقلاب شیل یک ترفند سیاسی بمنظور افت قیمت جهانی نفت و گاز در کوتاه مدت بوده، لیکن به هیچ وجه تداوم دراز مدت نخواهد داشت.

کلمات کلیدی: انقلاب شیل، شیل گازی، شیل نفتی، تزریق هیدرولیکی.

مقدمه

چندین سال پیش زمانی که انقلاب شیل توسط آمریکا اعلام گردید، افراد کمی به آن اعتقاد داشتند. این شک و شبهه و اهمیت این انقلاب شیل توسط شرکت نفت و گاز روسیه کاملاً مردود اعلام شد و این امر تنها در آمریکا مورد توجه قرار گرفت. مشتاقان این انقلاب به گسترش آن در اروپا اعتقاد داشتند لیکن این واقعیت هیچگاه در اروپا که همواره مورد توجه دولت مردان آمریکا بود بسبب مقررات متنوع مورد توجه قرار نگرفت. با وجود این آمریکا شدیداً بدنبال این امر به جلو بود. انقلاب شیل نه تنها سبب شد که آمریکا به یک پیشرو در امر تولید گاز درآید، بلکه سبب شد که به یک تولید کننده گاز در جهان تبدیل گردد و خود را از وابستگی به کشورهای نفتی برهاند، از طرفی یکی از رقبای تولید کننده نفت و گاز درآید و سبب عرضه گاز ارزان در جهان شود. این بخودی خود سبب بازگشت صنایع پتروشیمی به آمریکا گردید و آمریکا آرام آرام به توسعه مجدد صنایع وابسته به گاز شد. این امر در حالی می بود که رقبای اقتصادی از کشورهای آسیایی نقش اساسی در باز گرداندن آمریکا به جایگاه اولیه اش ایفا نمودند. [۸]. علت ظهور انقلاب شیل به چند دهه قبل بر میگردد که میادین نفتی واقع در خشکی آمریکا رو به کاهش تولید گذاشت. بر این اساس آمریکا به این واقعیت پی برد بایستی کاری انجام دهد یا منتظر نابودی و زوال خویش باشد. شرکت های نفتی بزرگ در آمریکا با توجه به افزایش شدید قیمت گاز ناچار به منابع شیلی روی آوردند که این عملیات در چاههای غیر تولیدی قبلی انجام پذیرفت. یکی دیگر از فاکتور های موثر در تولید گاز از لایه های شیلی میتوان قوانین مالکیت خصوصی منابع را برشمرد، که مالکان خصوصی بیشتر بدنبال منافع خود می باشد، تا نگران در خصوص خطرات زیست محیطی و دیگر مشکلات متعدد گردند.

بحث

دلیل عدم هم گامی اروپا با آمریکا

هر چند تعدادی از کشورهای اروپا منجمله لهستان، فرانسه، آلمان و اکنون انگلیس دارای ذخایر عظیم شیلی می باشند، لیکن شرکت های نفتی در اروپا رقابتی عمل نمی نمایند و از طرفی دولت مالکیت منابع شیلی را دارا می باشد و حق امتیاز متعلق به دولت بوده و همچنین در دسره های زیست محیطی ناشی از این امر، که همواره مورد اعتراض مردم بوده را نمی پذیرد. نظر اجماع بر این است که سود بدست آمده در مقابل مخاطرات زیست محیطی بسیار ناچیز می باشد. [۹]. از طرفی تفاوت های سیستم های اقتصادی اروپا و آمریکا در این امر نقش بسزایی داشته است. [۸].

تصمیم کمیسیون اروپا در باره استخراج گاز از منابع شیلی (غیر متعارف)

در ژوئیه ۲۰۱۴ کمیسیون اروپا دستور آغاز به کار شبکه علوم و تکنولوژی را بر روی مخازن هیدروکربوری غیر متعارف (Unconventional Hydrocarbon Extraction) اعلام نمود [۹]. در این شبکه، مجموعه ای از اساتید دانشگاهی، محققین، صنعتگران نفت و گاز، انجمن های علمی، اجتماعی و شهری شرکت نمودند. این گروه با بررسی و بازنگری بعمل آمده بروی تست های چاههای حفر گردیده و آزمایشات تکنیکی انجام گرفته، اثرات گوناگون از جمله محیط زیستی ناشی از عملیات را مورد بررسی قرار داده (۱۰) و نهایتاً تصمیم گرفته شود که آیا اروپا بایستی برای این امر قدم بردارد یا خیر.

[۱۳]. از میان ۱۷ کشور اروپایی عضو، ۵ کشور عملیات را ممنوع اعلام نمود، از این میان وزیر محیط زیست آلمان با اعلام تصمیم کشورش مبنی بر ممنوعیت (Hydraulic fracking) حداقل تا سال ۲۰۲۱ را اعلام نمود. [۹]. هرچند لازم بذکر است که کشور آلمان ۹۰٪ میزان گاز مصرفی خود را از خارج وارد می نماید. این در حالیست که بر اساس مطالعات انستیتوی فدرال علوم زمین و منابع طبیعی آلمان میزان گاز ذخیره غیر متعارف آلمان در لایه های شیلی را قابل توجه اعلام نمود است. [۱۳]. بهر حال کشورهای مشترک اروپا علاقه مند می باشند با گامهای آهسته در این مسیر قدم بر دارند. [۷]، و تا زمانی که ایمن بودن این امر از تمامی جهات شفاف نشود علاقه ای به بهره برداری از لایه های شیلی نخواهد داشت. [۱۳].

پایان شکافت لایه های شیل جهت استخراج نفت و گاز نزدیک است

از جمله مخالفان در کانادا، زمین شناس صاحب نام دیوید هیوٹ در اندیشکده نفت و گاز کانادا و مشاور عالی سرمایه گزاران انرژی در مقاله ای تحت عنوان (پایان شکافت و شکستن لایه های شیلی جهت تولید گاز در امریکا نزدیک است)، به استناد مطالعات ژرفی که بر روی ۶۵۰۰۰ حلقه چاه نفت بر روی لایه های شیلی انجام داده است، به این نتیجه رسیده است که تولید گاز اینگونه مخازن پس از سه سال تا میزان ۸۵٪ کاهش خواهد داشت. به عبارت دیگر، سال اول ۴۰٪، سال دوم ۳۰٪ و در نهایت در سال سوم با ۸۵٪ کاهش تولید مواجه خواهد شد [۶] وی در این مقاله انقلاب شیل را تنها یک بازی سیاسی کوتاه مدت دانسته و تداوم دراز مدت انقلاب شیل را غیر واقعی و اغراق آمیز میدانند. این محقق هیچگاه حتی به اثرات مخرب زیست محیطی آن اشاره ای ننموده است. لیکن در پاسخ به جایگاه تولید، اعلام می دارد امریکا سریعاً با کاهش تولید روبرو خواهد شد. از طرفی جهت حفظ میزان تولید گاز از لایه های شیلی نیاز به حفر ۷۰۰۰ حلقه چاه جدید در سال می باشد که خود مستلزم هزینه ۴۲ میلیارد دلاری می باشد و برای حفظ میزان تولید نفت نیاز به حفر ۶۰۰۰ حلقه چاه جدید در سال را دارد که هزینه آن بالغ بر ۳۵ میلیارد دلار میگردد. [۶].

جالب توجه است انجمن زمین شناسان آمریکا (AAPG) که یک کانون علمی و غیر دولتی می باشد، هیچگاه پاسخی و نظری مخالف، به تحقیقات دیوید هیوٹ در این امر را نداده اند.

از طرفی دانشمندان زمین شناس و مدیران ارشد در انجمن زمین شناسی نفت آمریکا (AAPG) اخیراً در مقالات متعدد در نشریه کاوشگران نفت آمریکا در (Explorer) آشکارا مخالفت خود را با نظر سیاستمداران آمریکا به حرکتی کاملاً غیر علمی در خلاف سیستم های موجود، که اکنون در حال انجام می باشد بر حذر داشته اند و متوجه عواقب ناخواسته آن نموده اند.

علل کاهش بهای نفت

از ژوئن ۲۰۱۴ که سیر نزولی قیمت نفت از ۱۱۶ دلار شروع و تا حدود ۶۰٪ کاهش در حال حاضر رسیده. سؤال اساسی این است که دلایل واقعی آن چیست؟ وزن متغیرهای تأثیرگذار بر سقوط قیمت چگونه است؟ و آیا زمان آن نرسیده است که بپذیریم بازیگران تعیین کننده قیمت نفت دیگر ایران و عربستان نیستند یا حداقل وزن کمتری به آن بدهیم، بلکه بازار و

واقعیات اقتصادی، رفتار قیمتی نفت را شکل می‌دهند. امروزه برخی از تحلیلگران سقوط بیشتر قیمت نفت را خبر می‌دهند [۲]؛ در حالیکه برخی از محققان نفت کشورمان بازگشت قیمتی به محدوده بالاتر از ۷۰ دلار را محتمل‌تر می‌دانند. ابتدا تفکیک دو مفهوم برای تبیین دلایل سقوط ضروری است.

۱. نفت متعارف یا رایج (Conventional)

۲. نفت غیرمتعارف (Unconventional)

نفت غیر متعارف یا نفت شیل یا ماسه های آغشته به نفت در کانادا که تکنولوژی‌های جدید حفاری از میان شیل ها و ماسه های آغشته به نفت سنگین استخراج می‌شود. طبیعتاً زمانی که بهای تمام‌شده نفت غیرمتعارف از بهای نفت متعارف بیشتر باشد، تولید آن اقتصادی نخواهد بود. براساس مطالعات انجام شده توسط آژانس اطلاعات انرژی در آمریکا بهای تمام شده تولید هر بشکه نفت خام شیل در باکن آمریکا، برابر ۷۳،۷۲ دلار و ایگل فورد ۴۹ دلار است. طبیعتاً در شرایطی که قیمت نفت (۶۲ دلار) زیر بهای تمام شده شیل نفت در منطقه باکن است (۷۳/۷۲ دلار) پروژه‌های نفتی باکن متوقف و بخشی از تولید نفت آمریکا از طریق منطقه ایگل فورد و سایر مناطقی که بهای تمام شده نفت کمتر از قیمت کنونی بازار باشد انجام می‌گیرد. نکته مهم این است که تکنولوژی حفاری روز به روز کارآتر می‌شود و بهای تمام شده نفت شیل نیز به تبع آن پایین‌تر خواهد آمد.

برای نشان دادن اهمیت منابع عظیم شیل نفتی در تولید نفت آمریکا باید گفت که سهم نفت شیل در اقتصاد آمریکا است که خود موجب کاهش واردات نفت از ۶۰٪ در سال ۲۰۰۸ به ۴۰٪ درصد در سال ۲۰۱۴ رسید. بر اساس گزارش اخیر تحلیلگران در اوپک کاهش شدید قیمت نفت تولیدی از منابع غیر متعارف اوپک در حفظ توازن عرضه و تقاضا احساس خطر میکند. [۲].

شایان توجه است که اوپک به تنهایی پیش بینی کننده کاهش تولید در آمریکا نمی‌باشد. دولت آمریکا (ژانویه ۲۰۱۵) اعلام نموده است که تولید داخلی در آمریکا ۲،۲ درصد رشد خواهد داشت که این بیانگر آهسته‌ترین شدن آهنگ میزان تولید در آمریکا می‌باشد (۵). یادآور می‌شود که، سال ۲۰۱۵ تقاضا برای اوپک در پایین‌ترین سطح خود یعنی ۲۸،۱۵ میلیون بشکه در روز بوده که این پایین‌ترین میزان تقاضا از سال ۲۰۰۴ می‌باشد [۴]. گمانه‌زنی‌های تحلیلگران ابتدا این بود که بدلیل درگیری‌های داخلی نفت لیبی حدود ۱۵۰ تا ۲۰۰ هزار بشکه در روز است، ولی لیبی بسیار سریع‌تر از پیش‌بینی‌ها تولیدش را به ۸۱۰ هزار بشکه در سپتامبر رسانید. در کنار افزایش تولید نفت روسیه، کند شدن رشد اقتصادی اروپا و به ویژه اقتصاد برتر حوزه یورو یعنی آلمان، نتیجه بدیهی آن کمبود تقاضا برای نفت و مشتقات نفتی است. از طرفی روسیه به‌عنوان دومین تولید کننده نفت جهان در بیشترین مقدار تاریخی تولید نفت خود قرار دارد. (۲). کشمکش اعضای اوپک عدم انسجام داخلی بین اعضای اوپک و اختلافات میان اعضای این سازمان منجر به این شده که نتوانند تولیدات خود را سازماندهی کنند. بنظر میرسد نقش عربستان در سقوط قیمتی اخیر ناچیز و درقیاس با تأثیر تکنولوژی برتر شیل نفتی ایالات متحده بسیار کم‌اهمیت است، چراکه اساساً اقتصاد عربستان بیشتر از اقتصاد کشورمان از سهم نفت بهره می‌گیرد. تولید ناخالص داخلی (GDP) عربستان ۴۶ درصد و ایران ۲۲ درصد است، در واقع عربستان برای بیرون راندن پروژه‌های شیل آمریکا و

البته از دست ندادن بازار آمریکا نفت خود را پایین تر از قیمت‌های بازار عرضه می‌کند و خواسته یا ناخواسته خود را وارد یک بازی با پایان نامشخص می‌کند و در آینده‌ای نه‌چندان دور تاوان این اشتباه استراتژیک خود را پس خواهد داد. چرا که ادامه بازی، زمانی معقول است که عربستان دقیقاً بهای تمام‌شده شیل نفتی مناطق شش گانه آمریکا را برآورد کرده باشد ولی بهای تمام شده شیل نفتی آمریکا در مناطق مختلف به غیر از چند منطقه در هاله‌ای از ابهام قرار دارد. [۲].

سناریو پیش رو

بر اساس ارزیابی و مطالعات انجام یافته توسط (وود ماکنزی) بررسی اینکه در چه زمانی جریان نقدینگی میادین نفتی به میزان منفی میرسد، سناریوهای زیر اعلام نمود: برای مثال چنانچه نفت دریای شمال (برنت) به میزان ۴۰ دلار در بشکه یا کمتر برسد تولید از آن میدان بایستی متوقف گردد که این به خودی خود اثر مهمی در تولید عرضه جهانی دارد. هزینه تولید برای تولیدکنندگان بسیار مهم است که افزایش این هزینه قطعاً در توقف تولید نقش بسزایی دارد. بر اساس مطالعات انجام گرفته این مرکز مطالعات نفتی، میزان این هزینه در تصمیم‌گیری‌ها شرکت‌های نفتی نقش بسیار مهمی ایفا می‌کند. زمانی که هزینه تولید از قیمت جهانی پیشی گیرد و تولید با ضرر رو برو گردد نیاز به یک تصمیم بسیار پیچیده دارد. مدیران بایستی اتخاذ تصمیم نمایند که بتولید ادامه دهند یا تولید را متوقف نمایند. (Cash negative) و یا گردش مالی منفی به نقطه‌ای از تولید نفت اطلاق میگردد که هزینه تولید از قیمت نفت پیشی گیرد. در تحقیقات اقتصادی به عمل آمده توسط Aurelien Saussly (۱۱) بروی shale gas طی مقاله علمی در سال ۲۰۱۶ نشان میدهد، علیرغم وجود رسوبات شیلی عظیم در کشور های فرانسه، دانمارک، هلند، و المان، ساختار زمین شناسی، شرایط محیط زیست، تکنولوژی، و پذیرش مردمی بهره برداری از منابع شیلی را غیر عملی غیر سود آور نشان میدهد. انقلاب شیل نمی تواند گزینه‌ای سودآوری در قاره اروپا باشد.

از طرفی اخیراً Art Berman زمین شناس صاحب نام امریکایی در سخنرانی خود طی انتشار مقاله‌ای که shale gas (شیل گاز) دیگر انقلاب در تولید گاز نخواهد بود. تنها میتوان گفت که منابع گازی با یک هزینه بالا تر لیکن در وسعت عظیم تر نسبت به منابع گازی متعارف اعلام نمود. (۱۲) هزینه تولید گاز از منابع شیلی حدود \$4/mmBtu با وجود داستان‌سرای‌های غیر واقعی که در هزینه کمتری اعلام نموده اند شده است. این در حالیکه قیمت میانگین گاز تولیدی در خلال سالهای (۲۰۰۹-۲۰۱۷) \$ 3.77/mmBtu گزارش گردیده است.

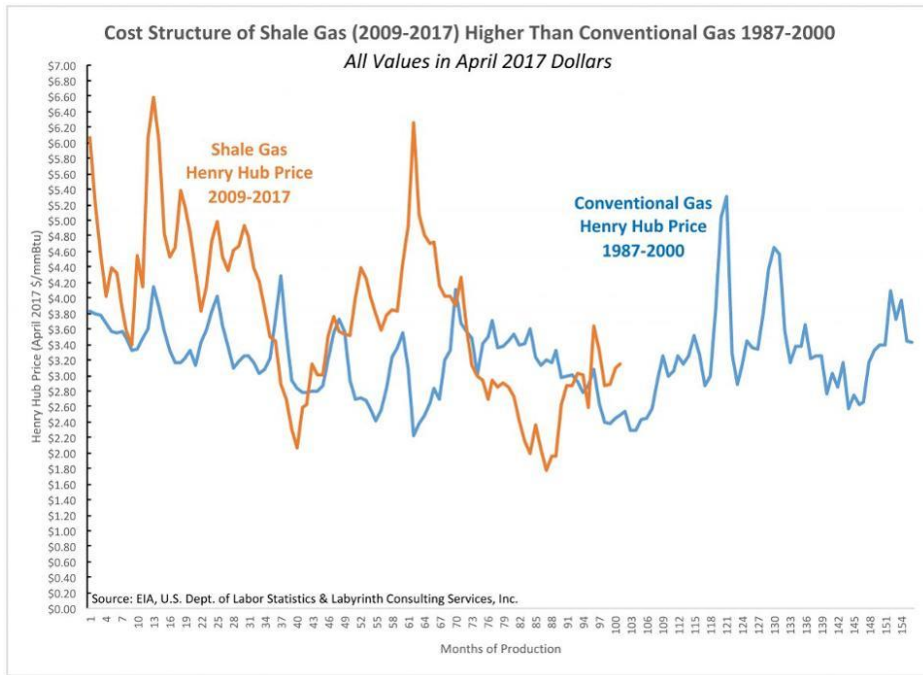


Figure 1. Cost Structure of Shale Gas (2009-2017) Higher Than Conventional Gas 1987-2000. Source: EIA, U.S. Dept. of Labor Statistics and Labyrinth Consulting Services, Inc.

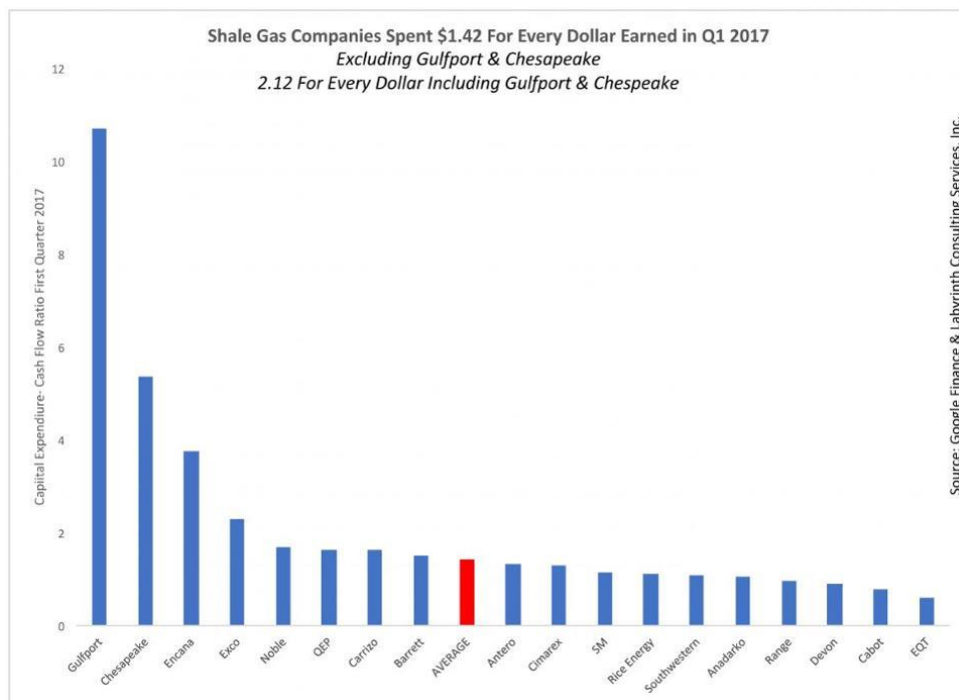


Figure 2. Shale Gas Companies Spent \$1.42 For Every Dollar Earned in Q1 2017 Excluding Gulfport and Chesapeake; \$2.12 for Every Dollar Including Gulfport and Chesapeake. Source: Google Finance and Labyrinth Consulting Services, In

سناریو های ارائه شده جهت میزان تولید

در شرایطی که نفت برنت دریای شمال به ۵۰ دلار برسد، ۱۹۰۰۰۰ هزار بشکه از جریان تولید خارج می‌گردد که این میزان دو دهم درصد تولید جهانی می‌باشد را شامل می‌شود. این شامل ۱۷ کشور تولید کننده نفت که کشورهای عمده آن انگلیس و آمریکا خواهند بود در شرایطی که نفت خام برنت به ۴۵ دلار برسد، ۴۰۰۰۰۰۰ بشکه نفت از جریان تولید خارج می‌گردد این میزان معادل چهار دهم درصد تولید جهانی را شامل می‌شود. که نیمی از این تولید از منابع متعارف حوزه دریایی آمریکا می‌باشد. در شرایطی که نفت خام برنت به ۴۰ دلار برسد ۱،۵ میلیون بشکه نفت از جریان تولید جهانی خارج می‌گردد این میزان معادل چهار ۱،۵ درصد تولید جهانی را شامل می‌شود. توقف این میزان از کشور تولید کننده عظیم نظیر کانادا می‌باشد (ماده های آغشته به نفت کانادا). هر چند که هیچ گونه تضمینی در قطع تولید به سبب کاهش آتی قیمت نفت وجود ندارد. که این امر به سبب هزینه های بالا در راه اندازی مجدد میدان متوقف شده می‌باشد، پاسخ آن منوط به نیاز صنعت آن کشور ها خواهد داشت.

نقاط ضعف و تهدید ها

در جهان امروز فی الواقع حرف اول و آخر در عرصه اقتصاد و سیاست را «دانایی محوری و مدیریت صحیح» می‌زند. لکن چنانچه کشوری نتواند اقتصاد و دیپلماسی خود را با این مشخصه و ویژگی تعریف کند، حتی اگر بر روی دریایی از نفت و گاز و دیگر منابع طبیعی غنی خوابیده باشد، چرخ آن در عرصه اقتصاد و سیاست جهانی لنگ می‌زند و روز به روز از قافله توسعه علمی و اقتصادی فاصله می‌گیرد. آمارها بیانگر آن است که ۶۲ کشور صادرکننده مواد خام با ۳۶٪ سهم منابع انسانی، ۲۰٪ سهم منابع فیزیکی و ۴۴٪ سهم منابع طبیعی جهان، حدوداً ۴/۸٪ از کل ثروت جهانی را تولید می‌کنند. در صورتیکه ۱۰۰ کشور در حال توسعه با سهم منابع انسانی ۵۶ درصدی، سهم منابع فیزیکی ۱۶ درصدی و سهم منابع طبیعی ۲۸ درصدی نزدیک به ۱۶٪ از کل ثروت جهانی را کسب کرده اند، اما این در حالی است که ۲۹ کشور صنعتی و پر درآمد جهان با سهم منابع انسانی ۶۷ درصدی و سهم منابع فیزیکی ۱۶ درصدی و سهم منابع طبیعی ۱۷ درصدی چیزی بیش از ۸۰٪ از کل ثروت جهانی را به خود اختصاص داده اند. با عنایت به آمار فوق، کاملاً مشخص و مبرهن می‌باشد که داشتن نفت و منابع طبیعی و همچنین خام فروشی این ذخایر، هرگز تضمینی بر قوی بودن، ثروتمند بودن و داشتن اقتصاد سالم و پیشرفته در هیچیک از کشورهایی که از این امتیاز و موهبت الهی بهره برده اند نمی‌باشد. [۳].

نقاط قوت و فرصت ها

در حال حاضر به سبب تحریم های ظالمانه غرب علیه ایران و دیگر مسایل اقتصادی و سیاسی موجود و با وجود خیل عظیم دانش آموختگان رشته زمین شناسی نفت و اکتشاف و مهندسی نفت با بیکاری رو برو هستند. از طرفی این موج عظیم تحصیل کرده به سبب شرایط موجود با تمام توان مترصد ترک وطن جهت زندگی نوین خود می باشند. اصلح است موارد اشاره شده ذیل راه کار ها جهت این دسته از دانش آموختگان در نظر گرفته شود تا انشالله پس از رفع تحریم های ظالمانه از این قشر جوان، با استعداد و آماده، در شکوفایی پروژه های نفت مشغول گردند. برآورد میگردد چنانچه سرمایه گذاری نفتی توسط شرکتهای بزرگ نفتی در ایران انجام پذیرد نه تنها باعث بهره بر داری میادین عظیم مشترک نفت و گاز با کشور های همسایه میگردد، بلکه حل معضل بیکاری جوانان در اکثر رشته ها و سطوح علمی بسبب کارافزینی ایجاد شغل مرتفع میگردد. (۱). لازم بذکر است در ایران تعداد زیادی از میادین نفتی بصورت مشترک بویژه در خلیج فارس با کشور های همسایه وجود دارد. که سال ها است توسط آنان مورد بهره بر داری قرار گرفته است و بدلائل گوناگون عدم دسترسی به تکنیک های روز جهانی، مشکلات اقتصادی و سیاسی مورد بهره بر داری قرار نگرفته است. (۱). به امید روزی که شرایط بهتری فراهم گردد و کشور های منطقه بویژه کشور های قدرتمند ان بتوانند با تغییر نگرش سنتی خود با بکار گیری سیاست های منطقی و پایدار با ابزارهای قوی دیپلماتیک روند جدی را در منطقه پایه گذاری نمایند. مقابله کردن با قدرتهای سلطه گر جهانی خارج شدن از مسیری است که آنها تنها با توجه به منابعی که خود طراحی کردند اند؛ می پسندند.

بگفته Art Berment زمین شناس نفت بنام امریکا: داستان shale gas (شیل گاز) پذیرفته شد، چون نقاشی بود بر پیکره آمال و آرزو های ایالت متحده امریکا تاخود کفایی امریکا به انرژی را برآورده سازد که بتوان در کسب قدرت سیاسی و اقتصادی در جهان یکه تاز باشد. (۱۲) اگر این داستان به دفعات تکرار گردد ممکن است روزی به واقعیت به پیوندد!!! او در ادامه میگوید، پس اعلام کنید و نشر دهید شکوفایی، شکوفایی، شکوفایی اقتصادی امریکا و با هم پایکوبی کنیم. [۱۲].

نتیجه گیری

گذر از بحران نفتی و ارائه راه کار

بنظر نمی رسد این بازی سیاسی نفت که غرب با دوستان عرب خود آغاز کرده است در آینده با توجه به افزایش قیمت نفت که به بیش از ۷۰ دلار در بشکه اخیرا رسیده، به درازا بکشد. لیکن این امر را می بایست بفال نیک گرفت که از این

رهگذر، ایران عزیز با سیاست و درایت و در پیش گرفتن اقتصاد مقاومتی پیروز بیرون آید. خیل عظیم دانش آموختگان رشته های نفتی از برکت استعداد خدادادی اینان و همچنین کاهش تقاضا تولید نفت، بیکار شدن پرسنل نفتی در جهان، و معطل ماندن تجهیزات و دستگاههای اکتشافی حفاری نفت [۴] و ژئوفیزیکی، مزیت نسبی را در این بازار کساد، این نوید را میدهد که پس از رفع تحریمها، به شکوفایی عظیم نایل آییم. وجود منابع عظیم بکر متعارف نفتی چه در خشکی و چه در دریای خلیج فارس و دریای خزر نوید شکوفایی اقتصادی را به این ملت همیشه قهرمان میدهد. امروزه بحث توسعه تکنولوژی های عام در اقتصاد مبتنی بر دانایی، اهمیت ویژه یافته است. تکنولوژی را با دانش نباید اشتباه گرفت توسعه تحقیقات در دانشگاهها لزوماً به تقاضای تکنولوژی نمی انجامد. هم باید بستر و محیطی ایجاد کرد که تقاضای تکنولوژی را تقویت وهم باید بستر هایی ایجاد نمود که تجاری کردن تکنولوژی و کاربسط دانش فنی در تولید را متبلور سازد. نباید مشابه رویکرد کشورهای پیشرفته صنعتی، سیاست های تکنولوژی خود را بر محور پژوهش و توسعه بنا کنیم، بلکه باید به «یادگیری تکنولوژیک» اولویت دهیم. باید تکنولوژی را گزینش کرده، یاد گرفته و با شرایط محلی خود تطبیق دهیم. الگوبرداری جهت کشور عزیزمان با توجه به پیچیدگی فرهنگی از دیگر کشورهای پیشرفته مانند کانادا و یا کشورهای همجوار مثل قطر پاسخگو نمی باشد. شرایط اقتصادی جهان، وضعیت تقاضا و مصرف نفت و گاز در جهان، جهت سرمایه گذاری فناوری های نوین به کار رفته در صنعت نفت و گاز، امنیت سرمایه گذاری و دهها عوامل دیگر وجود دارد که لزوم بررسی همه جانبه آنها و ارائه راهکارهایی در این زمینه برای تصمیم گیری اجتناب نا پذیر می کند. در ایران عزیزمان، جوانان بااستعداد جویای کار و علاقمند، سرمایه های اصلی و خلاق به حساب می آیند. با حفظ این نیروهای با استعداد و در پرتوی تکنولوژی های نوین قادر به حل مشکلات صنعت نفت و رسیدن به جایگاه واقعی خود در بین کشورهای نفتی منطقه می توانیم تلاش نمائیم و نهایتاً به قله های پیروزی برسیم. حفظ افراد نخبه براساس ضوابط، و در شرایط موجود می بایست مد نظر دولت مردان قرار گیرد. تمامی سعی کشور های پیشرفته جذب این نخبگان با استعداد ایرانی در کشورشان و استفاده از استعداد و خلاقیت اینان است.

در شرایط فعلی با عنایت به محدودیت های مالی و اقتصادی اصلح لافل برای اینگونه دانش آموختگان نخبه جویای کار قبل از جلای وطن، کانونی جهت جذب این افراد با انجام کار بروی پروژه های نفتی اعم از اکتشاف استخراج و فرآوری مشغول نمود تا زمان مناسب قبل از هدر رفتن این افراد بهره گیری گردد. این کانون های جذب موقتی، الزاماً میتواند از میان انجمن های علمی معتبر و فعال، مراکز علمی عام المنفعه و دیگر مراکز علمی و عملیاتی غیر انتفاعی انتخاب گردند، و برای مدت محدود برای این دانش آموختگان و نخبگان جویای کار تا رفع موانع مالی، بروی پروژه های گوناگون نفتی مورد نیاز (با مشورت شرکت ملی نفت تعریف) مشغول گردند. تخصیص اعتبار و حمایت مالی این کانون ها میتوان از صرفه جویی های هزینه پروژه های علمی پژوهشی نفتی نیمه کاره و یا پروژه های غیر ضروری انجام پذیرد. استفاده از توان انجمن های علمی که یک تشکل مردم نهاد می باشد، که اعضای هیئت مدیره آن از اساتید دانشگاهها و کارشناسان ارشد نفتی شاغل و یا بازنشسته با تجربه فعال می باشند که فعالیت آنان کلاً افتخاری و زیر نظر وزارت علوم تحقیقات و فناوری انجام وظیفه می نمایند که همچنین در سوابق خود از اعتبار بالایی علمی فنی و تجربی برخوردارند میتواند ثمر

بخش باشد. لازم بذکر است استفاده از توان انجمن های علمی بکرات در برنامه عمرانی ۵ ساله مصوب و تسریع میگردد لیکن اغلب بفراموشی سپرده میشود.

منابع

- [۱]- گزارش کوتاه ممیزی زمین شناسی نفت ایران، انجمن زمین شناسی نفت، معاونت علمی و فناوری ریاست جمهوری مدیر اجرای طرح: علیرضا بشری، ۱۳۸۸.
- [۲]- سعید بهاروند، سقوط قیمت نفت، اقتصادی یا سیاسی؟ مسئله این است. روزنامه دنیای اقتصاد. ۲۵ دیماه ۱۳۹۳.
- [۳]- محمدرضا سبزلپیور- رئیس مرکز تجارت جهانی ایران. موسسه ابرار معاصر (یادداشت اقتصادی)
- [۴]- ورشکستگی شرکت های حفاری یکی پس از دیگری با کاهش قیمت نفت، نفت نیوز ۲۱ دیماه ۱۳۹۳.
- [۵]- گزارش انتشار یافته اوپک ماه دسامبر ۲۰۱۴.
- [6]- DAVID HUGHES, The End of Fracking Is Closer Than You Think By [Robert S. Eshelman](#) September 8, 2014.(<http://www.postcarbon.org/publications/drilling-california/>)
- [7]- Shale Gas Environmental Summit , 27th-28th October 2014, Holiday Inn Regents Park Hotel | London, UK.
- [8]- Shale gas in Europe: a bumpy road ahead, *Grzegorz Pytel, Futurisk LLP, UK, provides an overview of the challenges faced by the shale industry as efforts continue to spread the 'revolution' to Europe.*
- [9]- http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/unconventional_en.htm
- [10]- http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm
- [11]- SAUSSAY A. 2016, Can the US shale revolution be duplicated in continental Europe? by Aurélien Saussay French Economic Observatory 69, quai d'Orsay 75007, Paris, France
- [12]- BERMAN, ART, Shale Gas Is Not A Revolution. Jul 5, 2017. [Energy #Industrials](#).
- [13]- Report From Thecommission To The European Parliament And The Council: on the effectiveness of Recommendation 2014/70/EU on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing. Brussels, 15.12.2016



Geometrical fracture analysis of the Asmari Formation within the Dara anticline, as a sample for other Asmari subsurface hydrocarbon reservoirs

S. Mohammadi Asl, A. Farzipour Saein, Gh. Shafiei

*a.farzipour@sci.ui.ac.ir

Received: March 2016, Accepted: August 2017

Abstract

Many studies have documented that quality of the Asmari Formation, as the main hydrocarbon reservoir rock in Southwest Iran, is often affected by fractures systems. In this study, in order to study fracture patterns in the Asmari Formation, as well as to present a natural analog model for the other Asmari reservoirs, the Dara anticline in South Dezful Embayment, which has extensive outcrops of the Asmari Formation, was considered. During field studies, eleven stations on the anticline, in its different structural positions, have been investigated. Four fracture sets, in the southwestern limb of the anticline and in the northeastern limb of the anticline were identified. Also, in its hinge area of the anticline, three fracture sets were detected. In this study, the relative formation time of the identified fractures, relative to folding, has been diagnosed as before or simultaneously with folding event. Based on the field studies, fractures density in the Dara anticline, the Asmari outcrop, ranges from 11.75 to 2 fractures per meter. Indeed, variation range of the fracture length is 1 to 25 m and most of the fractures have a length of lower than 5 meters. Also, in this study it was found that there is a reverse logarithmic relationship between fracture density and sedimentary layer thickness.

Keywords: Asmari Reservoir, Fracture, Dara anticline, South Dezful Embayment.

Biostratigraphy and microfacies analysis of the Shahbazan and Asmari formations (through Eocene to Oligocene) in the carbonate deposits of northwest Dezful Embayment, Zagros Sedimentary Basin

S. Gholampour mugahi, H. Vaziri-Moghaddam*, M. A. Salehi, N. Arzani, A. Armoon

*avaziri7304@gmail.com

Received: February 2017, Accepted: May 2017

Abstract

In this research based on petrography study of 320 thin sections (cutting samples), biostratigraphy, microfacies and depositional environment analysis has been done to determine the boundary between the Shahbazan and Asmari formations in well No. 1 of the Balarud Oil Field, located in the north of Dezful embayment. The Shahbazan Formation with 460 meters thick with mainly composed of dolomite along with interlayers of limestone, shale and anhydrite in the studied well. The lower boundary of this formation with the Pabdeh Formation is conformable and its upper boundary with the Asmari Formation is marked by an unconformity. The Asmari Formation with thickness of 140 meters mainly consists of limestone and shale with the interlayers of dolomite; its upper boundary to the Gachsaran Formation is conformable. Biostratigraphy studies documented a high diversity of shallow-water benthic and rare planktonic foraminiferas and led to the determining of one assemblage zone in the Shahbazan Formation (15 genera and 8 species) that indicates age of the Priabonain. Three assemblage zones also were recognized in the Asmari Formation (12 genera and 8 species) that, shows the age of the Asmari Formation from Mid-Rupelian to the Chattian, Aquitanian and Burdigalin. Based on biostratigraphy studies, the boundary between Shahbazan and Asmari formations and the position of an unconformity between them were determined. The facies analysis led to recognition of eight microfacies for the Shahbazan Formation which belong to three facies belts of inner (tidal flat and lagoon), middle and outer ramp, deposited on a ramp-type carbonate platform. Also four microfacies were recognized in the Asmari Formation which are related to the inner carbonate platform.

Keywords: Shahbazan Formation, Asmari Formation, Biostratigraphy, Depositional environment, Balarud field.



A case study of carbonate reservoir permeability determination using NMR log in one of the southwestern fields of Iran

H. Tayebi, B. Habibnia
* habibnia@put.ac.ir

Received: January 2017, Accepted: July 2017

Abstract

Permeability is one of the most important parameters for characterization of hydrocarbon reservoirs that has a basic role in almost all of the petroleum engineering problems. Determination of reservoir permeability is usually done in core laboratories in a time consuming process. In the well test, the obtained average permeability is related to the drainage area. Due to cost, these two methods are not performed in the all wells, whereas well logging tools are generally performed in all wells.

With progress of well logging tools, some researchers tried to estimate permeability from special well logs such as NMR directly. The data obtained from NMR was used as lithology independent data to estimate the water saturation and porosity, and also for analysis of pore space. One of the important parameters obtained from NMR is the transversal relaxation time (T₂).

In this work, NMR log measurement in zones 1 and 2 of Sarvak Formation was used to estimate the permeability using Timur, SDR and regression models. The results of the methods were compared against core permeability. The results show that SDR method is more accurate with the accuracy of 44.1% and the error of 23.12%.

Keywords: reservoir permeability, NMR log, SDR model, Timur model, transversal relaxation time (T₂)

Geochemical characterization and evaluation formation of the hydrocarbon potential of Gurpi and Pabdeh in a number of fields located in northwest of Persian Gulf

A. Karami, M. R. Kamali , M. Memaryani , E. Hoseyni

*Arezookarami19@yahoo.com

Received: June 2017, Accepted: August 2017

Abstract

Nowadays, it is claimed that the best tools and techniques to have geochemical evaluations of source rocks is to utilize Rock-Eval analysis. In this research , for evaluating Geochemical features, of Gurpi and Pabdeh formations in Binak fields, Dorood and Hendijan, Geochemical analysis (preliminary analysis includes Pyrolysis and Rock-Eval) have taken places on 27 samples of drill cuttings. The results of pyrolysis of Rock-Eval illustrated that with analyzing the 'oil immigration indicators' and 'degree of contamination' of samples, in the zones of oil generations were authigenesis which that there is no saturation of minerals with corrosion of samples.

The type of corrosion in source rocks of Gurpi and Pabdeh formation in Binak fields is type 2 and 3, and also a compound of these two, which in Dorood fields the tendency is more to the type 3 corrosion (the ability in generating more petroleum).

Measuring the amounts of TOC (total organic carbons) of Gurpi and Pabdeh formations in the fields of Binak, depicts that the candidate source rock is weak in minerals and samples of Gurpi formation in the fields of Dorood is rich in minerals and this presents a high degree of maturation (the beginning of oil windows).

Samples of Pabdeh formation, in fields of Hendijan holds a high TOC, but mineral maturation stays in the last stages of diagenesis and has not yet entered the stage of "oil generating window", thus they can not act as the main source rock of Hydraulic fluids.

With all considered, Gurpi formation in most cases (samples) shows petroleum zones and is the greatest potentiality in oil generation and is related to Gurpi formation in Dorood fields which can act like source rocks in charging petroleum Reservoir.

The type of the determined organic facies in Gurpi and Pabdeh formation in fields of Binak and Dorood, has conditions of oxidation and semi-revival, and Pabdeh formation in Hendijan shows revival conditions which illustrates marine environments and Intermediate Rocks.

Keywords: Gurpi and Pabdeh formation, TOC maturation, Binak fields, Dorood and Hendijan, production potential



Simulation of porosity and permeability reservoir parameters by using Co-Sequential Gaussian Simulation method in one of the oil field in The Persian Gulf

Bahareh Fereidooni , Mohammad Mokhtari
* mokhtari@ iiees.ac.ir

Received: September 2017, Accepted: December 2017

Abstract

Estimation of petrophysical parameters of hydrocarbon reservoirs such as porosity and permeability using 3D seismic data is considered as an efficient and effective tool for comprehensive study of reservoirs as well as reservoir management. In this study, which was carried out on one of the oil fields in the Persian Gulf, the aim is to simulate the petrophysical parameters of effective porosity and permeability by using Co-Sequential Gaussian Simulation in part of Middle-Sarvak reservoir. With this simulation, a three-dimensional model of petrophysical reservoir parameters can be presented which is important for simulating fluid flow and identifying areas that are prone with higher reservoir quality. For this purpose, effective porosity and permeability logs of seven wells with a 3D seismic cube and seismic inversion results have been used. After reservoir gridding and creating a structural model, up scaled petrophysical data has entered to a model. For three-dimensional distribution of effective porosity parameter, due to the correlation of effective porosity and acoustic impedance attribute of seismic inversion, up scaled effective porosity logs as the initial data and acoustic impedance attribute of seismic inversion as secondary data have entered using Sequential Gaussian Simulation and Co-Kriging techniques. In order to simulate permeability, due to the good relationship between the effective porosity model obtained by simulating and up scaled permeability log, the effective porosity simulated as a secondary data and up scaled permeability log is used as initial data in Sequential Gaussian Simulation and Co-Kriging techniques. The results of validation indicate the accuracy of the present study and the efficiency of the Sequential Gaussian Simulation method in effective porosity and permeability modeling in this reservoir.

Keywords: Effective porosity, Permeability, Co-Kriging, Co-Sequential Gaussian Simulation, Validation.



Impact of shale oil revolution on falling of Oil and Gas prices

Technical report

A. Bashari

*a_bashari@yahoo.com

Received: January 2017, February: August 2017

Abstract

The rapid development of shale gas resources in the US has transformed the world gas-market outlook. Despite this, the consensus was for a long time that shale gas would not be a 'game changer' in the world as it has been in the US. Shale gas is extracted from solid rock using a process called hydraulic fracturing, or 'fracking'. Static shows, in USA, production rates decline, for the most of well on average, 80 Or 85 percent over the three years. In order to maintain current level of shale gas production, Hughes estimates that the high rates of deterioration of such wells across the US will require the drilling of 7,000 new wells a year at cost of \$42 billion annually. For the maintenance of overall production of shale oil, some 6,000 new wells would need to be drilled every year, an endeavor that would cost \$ 35 billion. A number of environmental concerns have been raised about fracking, including the potential for seismic events, air pollution, surface and groundwater contamination, and greenhouse gas emissions. There is no doubt that shale revolution has been a game-changer in short term, but the implication shows that it is not sustainable in long-term.

Keywords: Shale revolution, shale gas, shale oil, fracking, Hydraulic fracturing.



Iranian Journal of Petroleum Geology **Number 13, Spring & Summer, 2017**



Contents

Page

- | | |
|--|----|
| Geometrical Fracture analysis of the Asmari Formation of Dara anticline, as analog model for other Asmari subsurface hydrocarbon reservoirs
S. Mohammadi Asl, A. Farzipour Saein, Gh. Shafiei | 1 |
| Biostratigraphy and microfacies analysis through Eocene to Oligocene in the carbonate deposits of northwest Dezful Embayment, Zagros Sedimentary Basin
S. Gholampour mugahi, H. Vaziri-Moghaddam, M. A. Salehi, N. Arzani | 20 |
| A case study of carbonate reservoir permeability determination using NMR log in one of the southwestern fields of Iran
H. Tayebi, B. Habibnia | 43 |
| Geochemical characterization and evaluation of the Hydrocarbon Potential of Gurpi and Pabdeh in a number of Fields located in North West of Persian Gulf Basin
A.Karami, M. R. Kamali , M. Memaryani, E. Hoseyni | 63 |
| Simulation of porosity and permeability reservoir parameters by using Co-Sequential Gaussian Simulation method in one of the hydrocarbon reservoirs in the Pearsian Gulf
B. Fereidooni, M. Mokhtari | 78 |
| Impact of shale oil revolution on falling of Oil and Gas prices (Technical report)
A.Bashari | 95 |



Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 13, Spring & Summer 2017, pp. 1-104

Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 13, Spring & Summer, 2017

Publisher: Iranian Society of Petroleum Geology

Editor in Charge: E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI

Editor in Chief: A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan

Co- Editor: A. Bashari, Assistant Professor at RIPI

Executive: G. Sharafi

Literary Editor & Internal Officer: A. Bahrami, Associate Professor at University of Isfahan



Editorial Board:

A. Bashari, Retired Faculty member at RIPI

A. Bahrami, Associate Professor at University of Isfahan

B. Habibnia, Associate Professor at Petroleum University of Technology

K. Seyed Emami, Professor at University of Tehran

A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan

M. R. Rezaei, Professor at Curtin University, Australia

I. Abdollahi fard, NIOC, Exploration Department

E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI

.R. Kamali, Professor at RIPI

R. Mosavi Harami, Professor at Ferdowsi University of Mashhad

A. Vatani, Professor at Institute of Petroleum, University of Tehran

Referees:

M. Bargrizan

M. Pasandi

M. Touri

H. Mohammadrezaei

E. Deh-Yadegari

B. Soleimani

E. Kazem-Zadeh

R. Sadeghi

A. Seyrafian

A. Taheri

M. Memariani

A. Moallemi

Address:

Unit 4, No 7, 9th Alley, South Abozar St, Khajeh Abd... St, Dr. Shariati Ave., Tehran

P. O. Box: 16315-499

Postal Code: 1661634155

Tel: (+98 21) 22856408

Fax: (+98 21) 22856407

Website: www.ispg.ir