



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال ششم، شماره ۱۲، پائیز و زمستان ۱۳۹۵

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان
دکتر کاظم سید امامی، استاد دانشگاه تهران
دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان
دکتر محمد رضا رضایی، استاد دانشگاه کرتین 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، دانشیار پژوهشگاه صنعت نفت
دکتر رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد
دکتر علی وطنی، دانشیار 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 نامبر: 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، استادیار 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 بهرام حبیب نیا
- ۳- دکتر علی حسین جلیلیان
- ۴- دکتر رضا موسوی حرمی
- ۵- دکتر احمد رضا ربانی
- ۶- دکتر حسین رحیم پور
- ۷- دکتر بهمن سلیمانی
- ۸- دکتر سجاد کاظم شیرودی
- ۹- دکتر علی صیرفیان
- ۱۰- دکتر محمدرضا کمالی
- ۱۱- مهندس سید رضا کسایی زاده
- ۱۲- دکتر ابراهیم قاسمی نژاد
- ۱۳- دکتر محمد مختاری
- ۱۴- دکتر بهزاد مهرگینی
- ۱۵- دکتر سید علی معلمی
- ۱۶- دکتر علیرضا ندیمی
- ۱۷- دکتر حسین وزیری مقدم

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 ششم، شماره ۱۲، پائیز و زمستان ۱۳۹۵

فهرست مقالات

صفحه

۱. مدل سازی ساختاری و برآورد تنش های تکتونیکی میدان نفتی لالی در فروافتادگی دزفول با روابط پروالاستیک
نسرین کیانی زاد، بهزاد زمانی، علی کدخدائی، حسین طالبی
۲. زیست چینه نگاری بررسی ریز رخساره ها و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری به کمک نرم افزار سیکلولاگ در میدان نفتی قلعه نار حوضه زاگرس
عادل نیسی، عباس قادری، علی غیبشای، محمد الله کرم پوردیل
۳. تجزیه و تحلیل گونه های سنگی الکتریکی مخزن بنگستان در میدان نفتی مارون، خاور اهواز
ابوذر محسنی پور، احسان ابهرک پور، قدرت اله نیکخواه، بهمن سلیمانی
۴. طبقه بندی ژنتیکی نفت های میادین شرق خلیج فارس با استفاده از طیف سنجی مادون قرمز
نمونه های آسفالتین
مرتضی طاهری نژاد، مرتضی آسمانی، احمد رضا ربانی
۵. منشاء گازهای هیدروکربوری گل فشان های خشکی سواحل مکران ایران
مهین فرهادیان بابادی، بهزاد مهرابی، آدریانو مازینی، الینا پلودتکینا، عطا شاکری
۶. زیست چینه نگاری و محیط رسوبی سازند آسماری در برش روستای دوان شمال کازرون
مسعود خوشنود، حسین وزیری مقدم، عزیز اله طاهری، علی صیرفیان

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.

نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران نتایج تحقیقات استادان و پژوهشگران رشته های مختلف زمین شناسی نفت، زمین شناسی مخازن نفت، پتروفیزیک، مهندسی اکتشاف نفت و گرایش های وابسته را منتشر می کند.

از کلیه محققانی که برای این نشریه مقاله تهیه می کنند درخواست می شود ضمن رعایت دقیق مفاد آیین نامه نگارش نشریه علمی-پژوهشی انجمن زمین شناسی نفت، مقالات خود را در دو نسخه فایل Word و Pdf (یک خط در میان حداکثر ۱۵ صفحه) از طریق پست الکترونیکی ispg.paper@gmail.com که در سایت انجمن به نشانی:

www.ispg.ir ارسال دارند.

کلیه مقالات توسط داوران ذیصلاح ارزشیابی می شوند و نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت در پذیرش، عدم پذیرش، حذف و یا کوتاه کردن مقالات برای چاپ آزاد است.

فقط مقالاتی جهت انتشار در نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران مورد بررسی قرار می گیرند که قبلاً در نشریات علمی و پژوهشی دیگر به چاپ نرسیده باشد و یا دست بررسی نباشد. مسئولیت کامل مطالب و منابع چاپ شده بر عهده نویسنده یا نویسندگان خواهد بود و نسخه نهایی مقاله پیش از چاپ به امضاء نویسنده یا نویسندگان می رسد. محرمانه بودن اطلاعات مقاله به عهده نویسنده یا نویسندگان بوده و کسب مجوز از ارگان های مربوطه جهت چاپ مقاله الزامی است. جهت هرگونه تماس با نشریه به سایت نشریه مراجعه و یا با آدرس پست الکترونیکی ispg.paper@gmail.com تماس حاصل نمایید. نویسندگان مقالات مسئول نوشته ها و نظرات خود هستند و آراء و نظریات آنان لزوماً نظر اعضای هیأت تحریریه مجله نیست.

جهت کسب اطلاعات مربوط به آیین نامه نگارش مقالات به سایت انجمن مراجعه شود.

۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

۱-۲ 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 کارهیک 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.

۳-۲ 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.

۲-۴ 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

۲-۸ منابع و مراجع

مراجع به ترتیب حروف الفبا و ابتدا مراجع زبان فارسی و سپس مراجع به زبان انگلیسی، مرتب شده و در انتهای مقاله آورده شوند. دقت شود که تمام مراجع در متن مورد ارجاع واقع شده باشند.

۳. ساختاری

۳-۱ شکل کلی مقاله اندازه صفحات باید برابر A4 و حدود بالا، پایین، چپ و راست به ترتیب برابر با ۳، ۲/۵، ۲، ۲ سانتی متر انتخاب شود. صفحات مقاله به صورت تک ستونی (Single) تهیه 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 به 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.

مدل سازی ساختاری و برآورد تنش های تکتونیکی میدان نفتی لالی در فروافتادگی دزفول

نسرین کیانی زاده^{۱*}، بهزاد زمانی^۲، علی کدخدائی^۲، حسین طالبی^۳

^۱ کارشناسی ارشد تکتونیک دانشگاه تبریز

^۲ دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه تبریز

^۳ کارشناس مناطق نفت خیز جنوب

*Nasrin_kianizadeh@yahoo.com

دریافت خرداد ۱۳۹۵، پذیرش اردیبهشت ۱۳۹۶

چکیده

مطالعات زمین شناسی ساختاری از مهمترین مراحل اکتشاف و بهره برداری از میادین نفتی می باشد. چرا که آشنایی با ساختارهای موجود می تواند نقش اساسی در توسعه میدان نفتی داشته باشد. هدف اصلی این مطالعه ایجاد یک مدل سه بعدی ساختاری و آگاهی از جهت تنش های تکتونیکی با استفاده از داده های ژئوفیزیکی زیرسطحی میدان نفتی لالی است. منطقه مورد مطالعه در جنوب غرب ایران و در استان خوزستان واقع شده است. جهت تهیه مدل سه بعدی مخزن، روش زمین آمار در قالب نرم افزار پترل به کار گرفته شده است. از طریق داده های لاگ چگالی و با استفاده از فرمول نویسی در نرم افزار اکسل، ضرایب الاستیک مخزن محاسبه و سپس با استفاده از روابط پروالاستیک، حداکثر و حداقل تنش افقی محاسبه شدند. نتایج مدل سازی گسل ها نشان می دهد که با افزایش عمق و به سمت مرکز میدان مقدار شیب گسل افزایش می یابد. مقدار تنش هایی بدست آمده با روابط پروالاستیک نشان می دهد $\sigma_H > \sigma_h$ که تایید کننده سیستم تنش معکوس در منطقه است و با مطالعات قبلی در این منطقه همخوانی دارد. همچنین مقدار نسبت شکلی تنش $\Phi = (\sigma_2 - \sigma_3) / (\sigma_1 - \sigma_3)$ ، که از روابط پروالاستیک بدست آمده و مقدار نسبت شکلی تنش که با روش تحلیل وارون بدست آمده، انطباق خوبی در این ناحیه با هم نشان می دهد. نهایتاً میانگین آزمون گسل های معکوس یال جنوبی مدل شده با نرم افزار پترل و شکستگی های بدست آمده از تصاویر FMI و مغزه ها، N305 و N315 (میانگین N310) می باشد، بنابراین میانگین جهت حداکثر تنش، N40E استنباط شده و در نتیجه حداکثر تنش عمدتاً در جهت NE-SW یعنی عمود بر امتداد عمومی کوهزاد زاگرس بوده که احتمالاً حاصل عملکرد جوانترین فاز کوهزایی زاگرس می باشد. تطابق بین جهت حداکثر تنش بدست آمده از شکستگی ها و گسل ها و مکانیزم کانونی زمین لرزه در پایگاه نقشه جهانی تنش (WSM)، اعتبار این تحقیق را تایید می کند.

کلمات کلیدی: مدل سازی گسل، پترل، جهت یابی تنش، شکستگی، لاگ چگالی، میدان نفتی لالی، روابط پروالاستیک.

۱- مقدمه

با توجه به اهمیت مطالعه ساختارهای تکتونیکی و نقش آنها در اکتشاف، تولید و بهره برداری ذخایر هیدروکربنی شناخت کامل این ساختارها و تنش های بوجود آورنده آنها می تواند تفاسیر روشنی از وضعیت تکتونیکی منطقه ارائه دهد. در دو سه دهه اخیر پیشرفت های روزافزون سخت افزار منتج به طراحی و ارائه نرم افزارهای پیشرفته ای شده است که خود پشتیبان تولید و ساخت خودکار مدل های سه بعدی از مخزن هستند. به طوری که استفاده از این نرم افزارها و مدل سازی های حاصل به ویژه مدل سازی زمین آماری، امکان جمع آوری داده های موجود برای یک پروژه معین در یک مدل را فراهم ساخته و به دنبال آن انجام هرگونه تحلیلی بر روی داده ها در محیط نرم افزار ممکن می شود [۲۲]. مدل سازی زمین آماری یکی از روش های پیچیده در مخازن است که به دلیل تمایل برای درک بهتر از ساختار مخزنی، ایجاد مدل های واقع بینانه تر و در نهایت بهبود و مدیریت سرمایه و طرح توسعه میدان، به عنوان یک گزینه مطلوب مورد استفاده شرکت ها قرار گرفته است. صنعت نفت و گاز از منابعی است که علم زمین آمار با سرعت بسیاری در آن همه گیر شده و رشد وسیعی داشته است. نرم افزارهای تخصصی کنونی، مدل سازی ساختارهای پیچیده و نامنظم زمین شناسی را در سه بعد ممکن می سازند که این عمل با استفاده از نقشه های زمین شناسی و اطلاعات ساختاری به منظور دسترسی به یک مدل صحیح صورت می پذیرد [۲۳]. موضوع شناخت هر چه بیشتر مخازن نفت و گاز و پیش بینی عملکرد مخزن، جهت برنامه ریزی دقیق، توسعه و بهره برداری از میدان امری اجتناب ناپذیر است. با اکتشاف مخزن جدید، اولین موضوعی که پس از ارزیابی سیال در جای آن اهمیت پیدا می کند، نحوه تولید و طرح توسعه آن است. مدل سازی میدان از جمله ابزارهای مهمی است که در این زمینه به کار گرفته می شود. تعیین پارامترهای ژئومکانیکی در میداین هیدروکربوری با استفاده از داده های موجود، از جایگاه ویژه ای در پروژه های اکتشاف و بهره برداری در صنعت نفت برخوردار است. تعیین جهت و بزرگی تنش های درجا در اعماق زیاد برای متخصصان علوم زمین و همچنین مهندسان به خصوص مهندسان نفت از اهمیت خاصی برخوردار می باشد. در چند دهه گذشته مطالعات زیادی در رابطه با نحوه اندازه گیری این تنش ها و یا اهمیت و تاثیر آنها در پیشرفت و توسعه صنعت نفت انجام شده است [۱۱]. تنش های درجا معمولاً در قالب یک تانسور با چند مولفه بیان می شوند. اما در مطالعات میداین نفتی، تنش فقط برای حالت ۳ مولفه تنش اصلی (یک مولفه قائم: σ_v و دو مولفه تنش افقی حداقل: σ_h و حداکثر: σ_H) تعیین می گردد. بر همین اساس امروزه چندین روش مستقیم و غیرمستقیم (روابط تجربی) برای تعیین بزرگی تنش در مخازن نفتی و در اعماق زیاد ارائه شده است. اما همچنان تعیین دقیق تنش های اصلی افقی یک چالش اساسی در مطالعات ژئومکانیکی می باشد. روش های مستقیم اندازه گیری تنش شامل آزمون شکست هیدرولیکی، نشتی و تزریق هستند. اما به دلیل هزینه زیاد و سختی اجرا به خصوص در اعماق زیاد، این آزمون ها معمولاً کم انجام می شوند و در برخی موارد نیز ممکن است با شکست همراه باشند. علاوه بر این وضعیت تنش را به صورت یک نمودار پیوسته ارائه نمی دهند. یک روش جایگزین مناسب برای تعیین پروفیل وضعیت تنش نسبت به عمق، استفاده از روش های غیرمستقیم مانند تئوری گسلش آندرسون و روابط پروالاستیک است [۱۹]. با توجه به پیچیدگی شرایط زمین ساختی در نقاط مختلف پوسته زمین، نتایج حاصل از این روش ها نیاز به صحت سنجی دارند.

در این مطالعه، پروفیل تنش برای میدان نفتی لالی در دو حلقه چاه از این میدان محاسبه گردید. روشی که برای محاسبه استفاده گردید، روش پروالاستیک می‌باشد. در مطالعات نفتی معمولاً از این روش استفاده می‌گردد. مهمترین عامل بوجود آورنده گسیختگی در دیواره چاه‌های نفتی، اختلاف بین تنش‌های موجود در دیواره چاه و ساختگاه دربرگیرنده چاه است [۳۵]. جیمز و همکاران در سال ۲۰۰۷ پایداری دیواره چاه را در یکی از چاه‌های اکتشافی واقع در رودخانه ماگدالنا^۱ را بررسی کردند [۲۲]. آنها برای بدست آوردن پارامترهای ژئومکانیکی از روابط تجربی استفاده کرده اند [۲۲]. حسینی و همکاران در سال ۲۰۱۰ پایداری دیواره چاه در سازندهای سروک- کژدمی و داریان در میدان نفتی سلمان مورد مطالعه قرار دادند [۱۹].

اهداف این پژوهش ایجاد یک مدل سه بعدی ساختاری و آگاهی از جهت تنش‌های تکتونیکی با استفاده از داده‌های ژئوفیزیکی میدان نفتی است، که از روابط تجربی با استفاده از فرمول‌نویسی در نرم افزار اکسل، برای تعیین ضرایب الاستیک و از روابط پروالاستیک برای بدست آوردن تنش‌های افقی استفاده شده است.

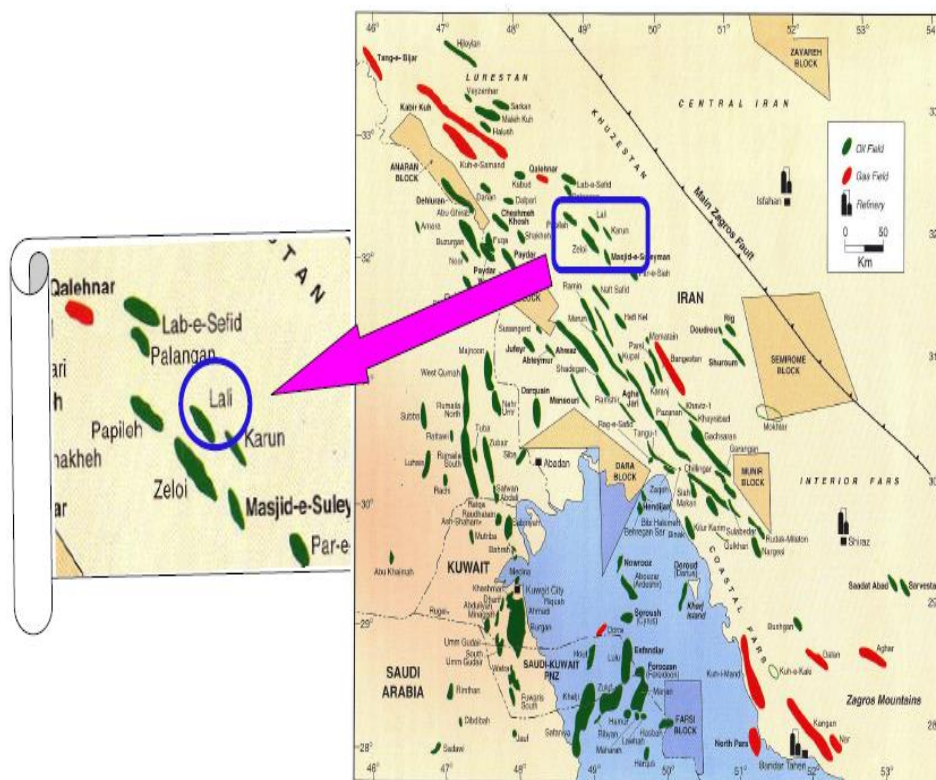
۲- زمین شناسی منطقه

محدوده مورد مطالعه میدان نفتی لالی که بخشی از کمر بند ساده چین خورده زاگرس می باشد، بر اساس تقسیم بندی مطیعی [۸]، در فروفاتادگی دزفول قرار گرفته است. زون زاگرس چین خورده دارای پهنای حدود ۱۵۰ الی ۲۵۰ کیلومتر است و مشتمل بر تاقدیس‌هایی است که در اکثر آنها سطح محوری در امتداد شمال غربی- جنوب شرقی دارند. این میدان در فاصله ۴۰ کیلومتری شمال غرب مسجد سلیمان واقع و رخنمون‌های سطحی میدان از سازندهای گچساران، میشان، آغاچاری و بختیاری تشکیل شده است و به سمت پایین شامل سازندهای آسماری، پابده، گورپی، گروه بنگستان، گروه خامی، سازند دشتک و رسوبات پالئوزویک زیرین می‌باشد. این میدان از سمت شمال شرق به میدان کمرشاه، از سمت غرب به میدان لب سفید، از جنوب به میدان زیلایی، از جنوب شرق به میدان کارون محدود می شود (شکل ۱). سنگ مخزن نفتی در دو چاه ۲۴ و ۲۶ میدان نفتی لالی، سازند آسماری و گروه بنگستان می‌باشد. در مخزن بنگستان میدان لالی به دلیل تراکم و فشردگی سنگ‌های آهکی و تعداد کم چاه‌های حفاری شده و محدودیت نمودارهای الکتریکی رانده شده و همچنین نداشتن اطلاعات کافی از رفتار سیالات مخزنی به دلیل عدم وجود چاه‌های مشاهده‌ای نفت- گاز و آب- نفت، اطلاعات کمی در اختیار می‌باشد و به همین دلیل زون بندی آن با پیچیدگی بیشتری همراه بوده است. سازند آسماری در میدان لالی عمدتاً از سنگ‌های آهکی، آهک‌های دولومیتی و لایه‌های نازکی از شیل و لایه‌هایی از انیدریت می‌باشد که در بخش‌های میانی سازند آسماری مشاهده گردیده‌اند. مخزن آسماری در میدان لالی به هفت زون تقسیم می شود. زون ۱ و ۲ شامل آسماری فوقانی و بقیه زون‌ها آسماری میانی را در بر می گیرند. در مطالعات دیرینه‌شناسی وجود آسماری تحتانی تأیید نگردیده است. هر یک از این زون‌ها با شروع یا پایان یافتن یک لایه شیلی- مارنی آغاز گردیده است [۷]. گروه بنگستان در این میدان به ۱۰ زون و زیر زون تقسیم می‌شود که ۳ زون و زیرزون در سازند ایلام و ۷ زون و زیرزون در سازند سروک قرار دارند [۷]. دو چاه ۲۴ و ۲۶ میدان نفتی لالی در یال جنوبی و نزدیک گسل یال جنوبی واقع شده اند. برای بدست آوردن پارامترهای ژئومکانیکی از داده‌های لاگ این دو چاه استفاده شده است.

میدان نفتی لالی یک تاقدیس زیرسطحی است و شواهد زمین شناسی زیادی از آن وجود ندارد و به دلیل ناهماهنگ بودن چین‌ها و وجود و عملکرد سازند شکل پذیر گچساران و تفاوت در نحوه عملکرد فازهای چین خوردگی در منطقه مورد

¹ Magdalena Basin

مطالعه بخصوص آخرین فازهای کوهزایی آلپی [۱۷]، هندسه ساختار سطحی و زیر سطحی این تاقدیس کاملاً متفاوت می باشد. مطالعات قبلی انجام شده در این منطقه بیان می نماید که یال جنوبی بسیار پر شیب شده و به حالت قائم تا برگشته نزدیک شده است و یا اینکه در اثر عملکرد گسلش راندگی در امتداد یال جنوبی، گسیختگی رخ داده است ([۵] و [۷]). یال شمال خاوری این تاقدیس چندان پر شیب نیست و شیب قائم و برگشتگی نیز در آن مشاهده نمی شود.



شکل ۱- تصویر موقعیت میدان نسبت به میادین هم جوار (برگرفته از [۱۶]).

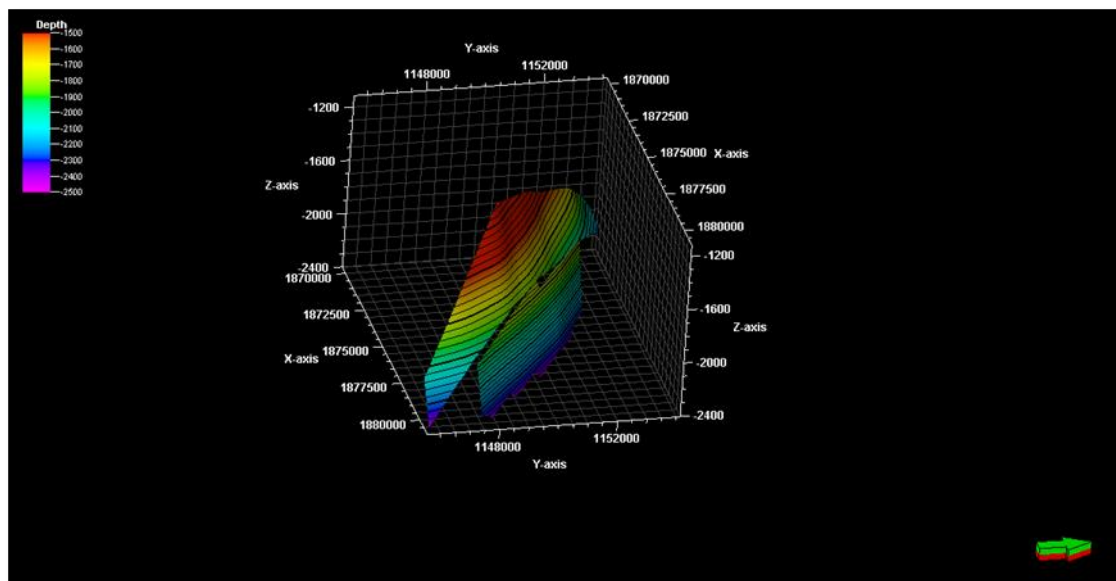
۳- مدل سازی

تهیه مدل ساختاری مخزن به طور معمول، نقطه شروع یک مدل مخزنی می باشد [۲۶]. در این قسمت، مدل سازی مربوط به ساختار مخزن به همراه خصوصیات زمین شناسی از جمله خصوصیات تکنونیکي و گسل خوردگی را می توان انجام داد. منابع اصلی موجود در این تحقیق عبارتند از: نقشه های UGC مخزن، داده های صفحات گسلی و داده های دو حلقه چاه در میدان لالی و مقاطع لرزه ای. هر کدام از این موارد، مقیاس خاصی از مشاهده را در اختیار کاربر قرار می دهند. با استفاده از نقشه های UGC و داده های صفحات گسلی، به عنوان ورودی های نرم افزار، صفحات گسلی این میدان توسط نرم افزار پترل طراحی شده و میزان جابجایی سازندها تحت تاثیر گسل ها مورد بررسی قرار گرفته است. پترل یکی از نرم افزارهای رایانه ای توانا برای تفسیر و مدل سازی ساختارهای زیرزمینی است که توسط شرکت شلومبرژر به دنیای صنعت نفت معرفی شده است. این نرم افزار امکانات لازم برای شروع از تفسیر لرزه ای تا شبیه سازی سه بعدی را در یک بسته نرم افزاری فراهم آورده است به همین علت مورد توجه ژئوفیزیک ها، زمین شناسان و مهندسين نفت قرار گرفته است. در ابتدا مدل سازی ساختاری گسل ها انجام گرفت و میزان جابجایی گسل ها در سرسازندها اندازه گیری شد. برای شروع کار با

استفاده از مطالعات ساختاری و ضخامت سازندهای میدان لالی [۵]، افق فوقانی سازند آسماری به عنوان سطح مبنای تفسیری، و سپس کلیه سرزون‌های مخزنی و سطوح همسان به عنوان افق‌های محاسباتی، تعریف شدند.

در مرحله بعد مدل‌سازی ساختاری با توجه به مراحل زیر انجام گرفت:

- در اولین مرحله تعریف مدل انجام گرفت.
- مدل‌سازی گسل‌ها در این مرحله نیز اطلاعات مربوط به گسل‌ها (Fault stick) که شامل طول و عرض جغرافیایی و عمق صفحات گسلی می‌باشد، وارد نرم‌افزار گردید، و صفحات گسلی ساخته شد (شکل ۲).

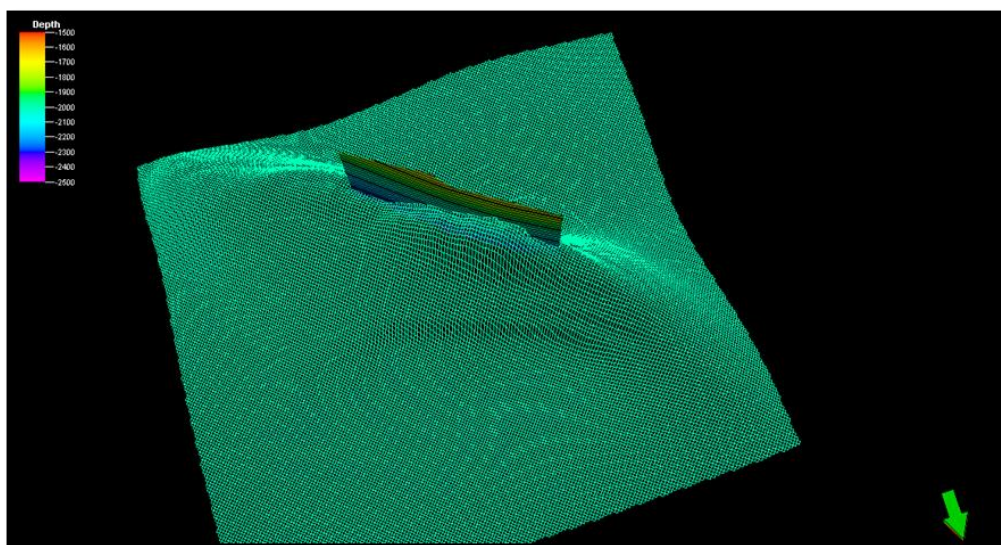


شکل ۲- صفحات گسلی ساخته شده در نرم افزار پترل (محور Z عمق را بر حسب متر نشان می‌دهد).

در این مرحله دو صفحه گسلی در یال جنوبی مشخص شد. یکی از این گسل‌ها به صورت گسل قاشقی (Listric Fault) می‌باشد. به نظر می‌رسد که یکی از این دو گسل اصلی و گسل دیگر گسل فرعی همسویی است که احتمالاً در عمق به آن متصل می‌شود و یکی از گسل‌های فرعی آن می‌باشد.

- ایجاد شبکه‌بندی مخزن^۲، برای ایجاد چهارچوب سه بعدی، ابتدا باید مخزن مورد نظر را براساس موقعیت‌های X، Y و Z به سلول‌هایی تقسیم بندی کرد که جهت توصیف سطح مورد نظر استفاده شود. به این صورت، هر سلول بازگوکننده مشخصات فیزیکی و شیمیایی کلیه نقاط متشکله خود می‌باشد و با سایر سلول‌ها متفاوت است ([۲۹] و [۳۰]). در شکل ۳ شبکه‌بندی سازند سروک در میدان لالی نشان داده شده است.

² Pillar Gridding

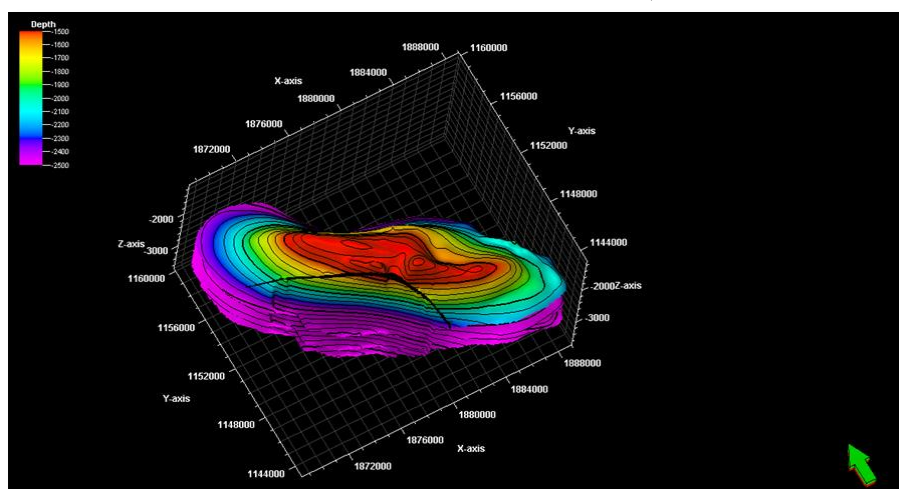


شکل ۳- نمایش شبکه بندی سازند سروک در میدان لالی (گسل به صورت صفحه در شکل دیده می شود).

اندازه این سلول ها باید متناسب انتخاب شوند، اگر ابعاد بزرگ انتخاب شوند نتیجه مطلوبی بدست نمی آید و در صورت کوچک بودن ابعاد، مدت اجرای برنامه بسیار طولانی و وقت گیری خواهد بود. ابعاد سلول ها برای به دست آوردن نتیجه مطلوب، ۱۵۰ متر انتخاب شده است.

۳-۱ تعیین افق ها^۳

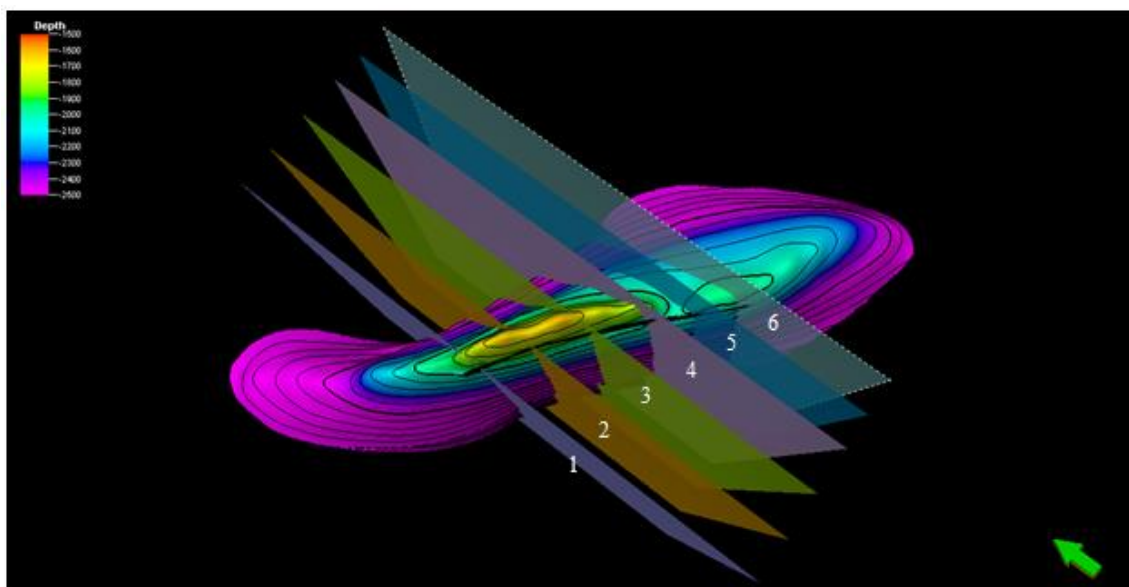
با توجه به امکانات نرم افزار، با مبنای قرار دادن نقشه سطوح هم تراز UGC رأس سازند آسماری، سایر رأس سازندها در پنجره سه بعدی ترسیم گردید.



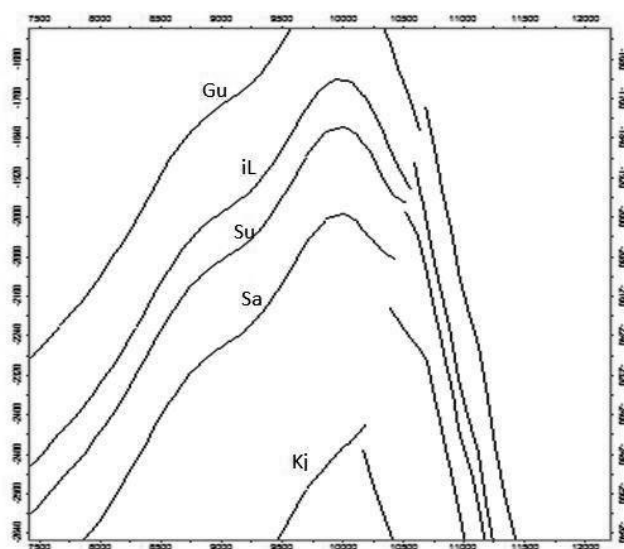
شکل ۴- تعیین افق و اثر گسل روی آنها

پس از مدلسازی صفحات گسلی در محیط نرم افزار پترل، با رسم مقاطع عمود بر صفحات گسلی (شکل ۵ و ۶)، میزان جابجایی عمودی گسل ها بر حسب متر در محل سرسازندها ثبت شده، همچنین مقادیر شیب صفحات گسلی پس از محاسبه میانگین داده ها، بدست آمده است.

³ Make Horizon



شکل ۵- مقاطع عمودی بر روی سازند ایلام به دست آوردن میزان جابجایی گسل روی سازندها.



شکل ۶- نمایی از پنجره تفسیر و قطع شدگی سازندها در مقطع شماره ۳.

۲-۳ گسل آسماری یال جنوبی میدان نفتی لالی

بر مبنای اندازه‌گیری انجام‌شده با نرم‌افزار پترل، این گسل با امتداد N55W و شیب حدود ۳۵ درجه سازندهای آسماری، پابده، گورپی و ایلام را قطع کرده است و به‌طور کلی می‌توان گفت به‌سمت لایه‌های پایین و با افزایش عمق جابجایی سازندها تحت تأثیر این گسل افزایش و مقدار شیب این گسل کمتر شده است. بیشترین جابجایی که توسط این گسل ایجادشده، بر روی سازند ایلام و کمترین جابجایی روی سازند پابده می‌باشد. همچنین به سمت مرکز میدان میانگین میزان جابجایی کلی افزایش پیدا کرده است (جدول ۱ و نمودار ۱). همانطور که در این نمودار مشاهده می‌شود با افزایش عمق جابجایی سازندها تحت تأثیر این گسل افزایش‌یافته و این می‌تواند به این معنی باشد که گسل آسماری گسلی است با

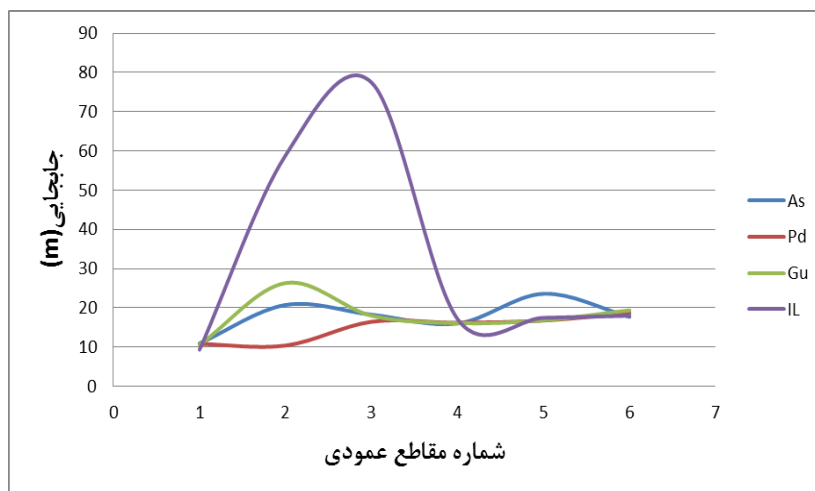
سازوکار مایل لغز که بنظر می رسد با توجه به تغییرات میزان شیب گسل در عمق، حرکت چرخشی به موازات امتداد گسل روی داده است. در ضمن محور این چرخش در سطح گسل به سازند آسماری نزدیکتر و از سازند ایلام بیشترین فاصله را دارد و از این رو مقدار جابجایی برای سازند ایلام بیش از سایر سازندهاست و بتدریج برای سایر سازندها کاهش می یابد.

۳-۳ گسل بنگستان یال جنوبی میدان نفتی لالی

این گسل با امتداد N30W و شیب حدود ۵۹ درجه (بر مبنای اندازه گیری انجام شده با نرم افزار پترل) سازندهای گورپی، ایلام، سورگاه، سروک و کژدمی را قطع کرده است، و با افزایش عمق روند منظمی در جابجایی سازندها دیده نمی شود. این گسل بیشترین جابجایی را روی سازند سروک و کمترین جابجایی ها روی سازند ایلام ایجاد کرده است. مقدار جابجایی در طول سطح گسل متفاوت است و در دو انتهای آن، مقدار جابجایی کمترین مقدار و با نزدیک شدن به مرکز، مقدار آن به بیشترین حد خود میرسد (جدول ۲ و نمودار ۲) ([۱۳] و [۲۴]). همانطور که در شکل ۶ مشاهده می شود در سازندهای بالایی چین لالی لایه ها به صورت نرمال جابجا شده اند و در سازندهای پایینی این چین به صورت معکوس عمل کرده اند. علت بروز همچین رفتاری را می توان به مکانیسم چین خوردگی نسبت داد. سازندهای آسماری، گورپی و ایلام به عنوان سازندهایی که در لایه های کششی چین خوردگی شرکت می کنند، در مقابل سازندهای سورگاه، سروک و کژدمی، لایه هایی که در بخش فشارش چین خوردگی شرکت دارند. علاوه بر مکانیسم چین خوردگی، زمانی که گسل خوردگی همزمان با رسوبگذاری و مکرراً در مدت طولانی اتفاق بیافتد نیز همچین مقطعی دیده می شود و چون چین خوردگی لالی و گسلش بطور همزمان بوده است [۲] میزان رسوبگذاری و گسلش نیز می تواند در بروز این رفتار دخالت داشته باشد.

جدول ۱- میزان جابجایی اندازه گیری شده (بر حسب متر) سازندهای آسماری (As)، پایده (Pd)، گورپی (Gu)، ایلام (IL) تحت تاثیر گسل آسماری یال جنوبی میدان لالی با نرم افزار پترل

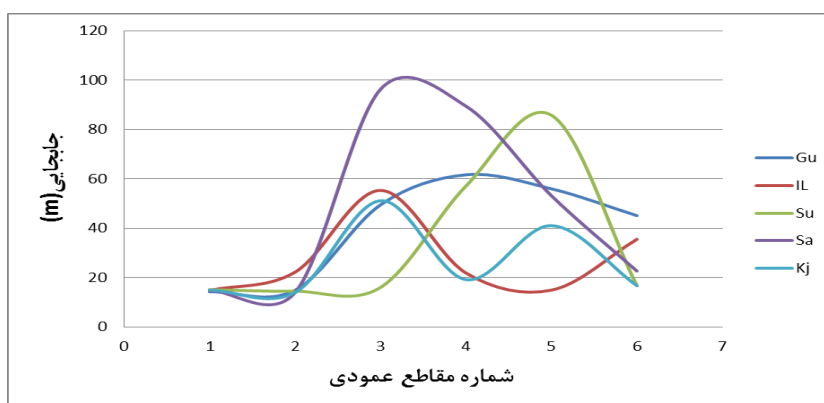
شماره مقطع	As	Pd	Gu	IL	میانگین
۱	۱۰.۹۶	۱۰.۸۴	۱۰.۶۱	۹.۳۶	۱۰.۴۴
۲	۲۰.۷۷	۱۰.۴۲	۲۶.۳۶	۵۸.۸۸	۲۹.۱۰
۳	۱۸.۲۹	۱۶.۴۸	۱۸.۰۳	۷۷.۴۵	۳۲.۵۶
۴	۱۶.۰۳	۱۶.۴۲	۱۶.۱۲	۱۷.۱۷	۱۶.۳۹
۵	۲۳.۶۱	۱۶.۷۸	۱۶.۸۵	۱۷.۴۹	۱۸.۶۸
۶	۱۷.۷۲	۱۸.۷۲	۱۹.۴۱	۱۸.۰۲	۱۸.۴۶



نمودار ۱- میزان جابجایی سازندهای آسماری (As)، پابده (Pd)، گوری (Gu)، ایلام (IL) تحت تاثیر گسل آسماری یال جنوبی میدان لالی.

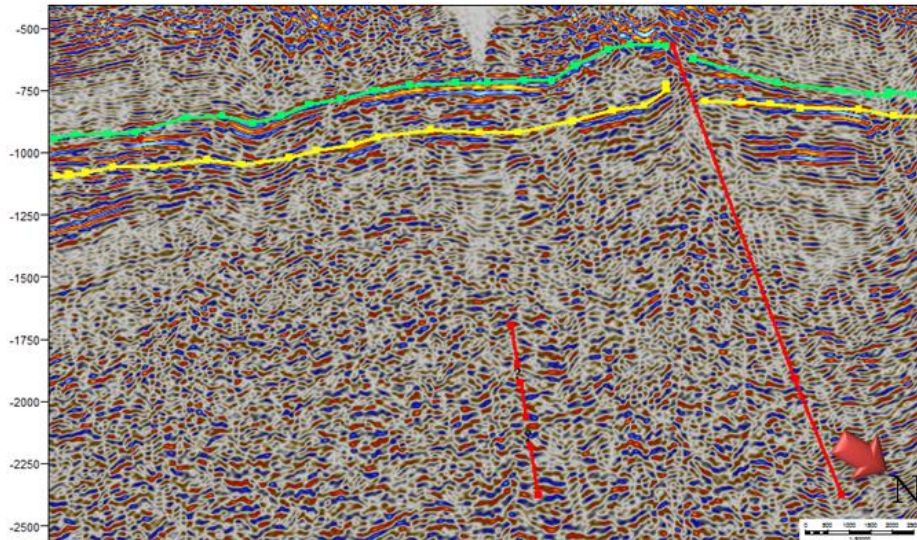
جدول ۲- میزان جابجایی اندازه گیری شده (برحسب متر) سازندهای ایلام (IL)، سورگاه (Su)، سروک (Sa) و کزدمی (Kj) تحت تاثیر گسل بنگستان یال جنوبی میدان لالی با نرم افزار پترل.

شماره مقطع	Gu	IL	Sg	Sv	Kj	میانگین
۱	۱۴.۲۳	۱۴.۸۳	۱۵.۱	۱۴.۸۵	۱۴.۹۲	۱۴.۷۸
۲	۱۴.۸۶	۲۲.۲	۱۴.۴۶	۱۳.۹۴	۱۳.۹۶	۱۵.۸۸
۳	۴۹.۴۸	۵۵.۳	۱۶	۹۶.۲۸	۵۱.۱۲	۵۳.۶۳
۴	۶۱.۶۵	۲۱.۸۳	۵۷.۱	۸۹.۴۱	۱۹.۱۶	۴۹.۸۳
۵	۵۵.۹۵	۱۴.۹	۸۵.۷۷	۵۳.۱۵	۴۱.۰۴	۵۰.۱۶
۶	۴۵.۰۸	۳۵.۵۲	۱۶.۶۵	۲۲.۶۲	۱۶.۶۹	۲۷.۳۱

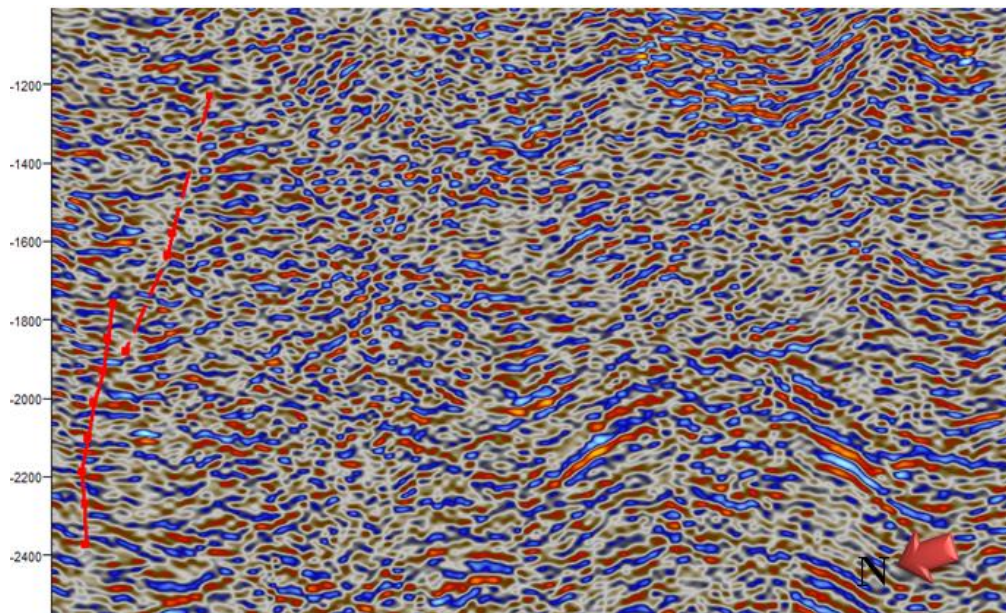


نمودار ۲- میزان جابجایی سازندهای ایلام (IL)، سورگاه (Su)، سروک (Sa) و کزدمی (Kj) تحت تاثیر گسل بنگستان یال جنوبی میدان لالی.

امروزه بهترین روش برای مطالعه ویژگی های تحت الارضی موجود در مخازن هیدروکربنی استفاده از داده های لرزه نگاری می باشد، این داده ها معمولاً در قالب دوبعدی و سه بعدی تهیه می گردند. مقاطع لرزه ای تهیه شده در میدان نفتی لالی در قالب دوبعدی تهیه شده اند که متأسفانه فقط یکی از این مقاطع به صورت عمود بر سطح محوری تمام تاقدیس را قطع می کند و از کیفیت پایینی برخوردار می باشند. با توجه به قطع شدگی و جابجایی لایه ها و بهم ریختگی رفلکتورها روی مقاطع لرزه ای گسل های موجود در یال جنوبی مشخص شده است (شکل ۷ و ۸).



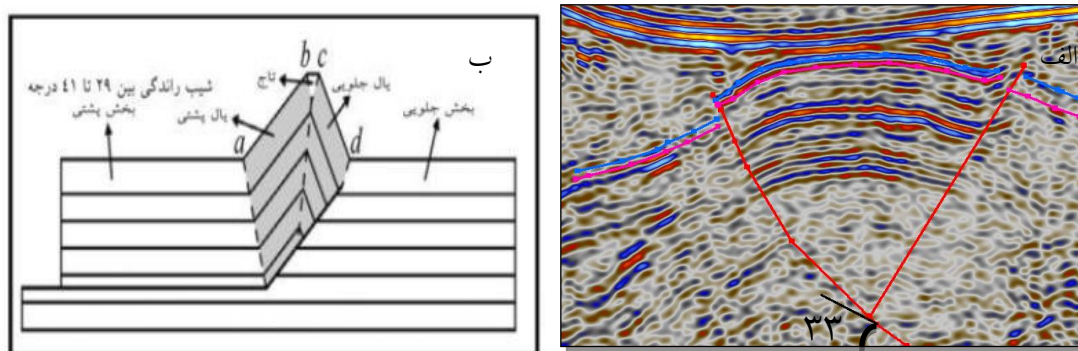
شکل ۷- تاثیر گسل ها بر روی لاین شماره ۸ میدان لالی.



شکل ۸- تاثیر گسلها بر روی لاین شماره ۴ میدان لالی.

۴- بررسی ساز و کار جنبشی چین لالی

تاقدیس‌های موجود در فروافتادگی دزفول بر اساس کاوش‌های لرزه‌ای، غالباً در قسمت‌های ستیغی و نیز یال‌های شمالی، کم‌ویش به‌خوبی مشخص و منظم می‌باشند یا اینکه از دیدگاه‌های ژئوفیزیکی دارای ابهامات کمتری هستند. اما یال جنوبی تاقدیس‌های این منطقه دارای ابهامات و به‌هم‌ریختگی‌های فراوانی می‌باشد. برای توجیه این به‌هم‌ریختگی‌ها محققین (از جمله مطیعی، [۸]) دو فرضیه بیان می‌دارند، یکی اینکه در این نواحی شیب یال‌های جنوبی زیاد تا حالت قائم و برگشته باشد بدون آنکه تراست آن یال‌ها را قطع کرده باشد و دیگری اینکه ممکن است ساختمان (تاقدیس) در امتداد یال‌های جنوبی شکسته شده باشد که در این صورت باوجود گسل‌های تراستی این پدیده توضیح داده می‌شود [۲]. ولی آنچه که غالب ژئوفیزیکدانان برای آشفتگی یال‌های جنوبی مورد قبول می‌دانند، حالت دوم (پذیرش وجود شکستگی و گسل تراستی در یال جنوبی) می‌باشد [۲۵]. با توجه به مطالب بیان‌شده در فوق و موقعیت زمین‌شناسی تاقدیس مذکور و نیز تفاسیر به‌دست‌آمده از مدل‌سازی مخزن و گسل‌ها در میدان لالی و وجود گسل‌ها بر روی پروفیل‌های لرزه‌ای به‌وضوح می‌توان به این نتیجه رسید که چین خوردگی موجود در تاقدیس لالی از نوع چین‌های وابسته به گسل می‌باشد. مقایسه پروفیل‌های لرزه‌ای مربوط به تاقدیس لالی با مدل‌های ارائه‌شده برای چین‌های مرتبط با گسل، نشان می‌دهد این تاقدیس می‌تواند از نوع چین‌های انتشار گسلی باشد (شکل ۹). لازم به ذکر است، داده‌های لرزه‌ای تنها مربوط به سه پروفیل لرزه‌ای دویعدی است و باید توجه داشت، چین‌های پیچیده می‌توانند در برگیرنده اجزایی از هر سه نوع اصلی چین‌خوردگی مرتبط با گسل، یعنی چین‌های جدایشی، انتشار گسلی و خمش گسلی باشند [۳۳]. در جدیدترین مدل ارائه‌شده برای چین‌خوردگی‌های انتشار گسلی، زاویه برخاستگی گسل راندگی به عنوان پارامتر تفکیک‌کننده این چین‌خوردگی‌ها معرفی گشته است. بر این اساس مکان‌های دارای شکستگی در آنها شناسایی شده است که در آنها به ترتیب زاویه راندگی کمتر از ۲۹، بین ۲۹ تا ۴۱ و بیشتر از ۴۱ درجه است [۳۳]. از روی اطلاعات مقاطع لرزه‌ای، زاویه راندگی برای تاقدیس لالی در حالت‌های انتشار گسلی بین ۲۹ تا ۴۱ درجه است و لذا در مدل دوم قرار می‌گیرد، که بررسی مقاطع لرزه‌ای بین مدل ارائه‌شده و شکل ظاهری واقعی آن تطابق زیادی باهم دارند. گسل موجود در یال جنوبی به‌طور غیرمستقیم در توسعه چین و در نتیجه شکل‌گیری ساختار بالاجسته نقش دارد و با توسعه و حفظ چین‌خوردگی در فرادیواره خود باعث تکامل و حفظ میدان لالی و ذخایر هیدروکربنی شده است.



شکل ۹- بررسی مدل‌های حرکتی برای چین‌خوردگی انتشار گسلی. الف) مقطع لرزه‌ای شماره ۲. ب) مدلی که بر اساس زاویه راندگی بیشترین مطابقت را با این منطقه دارد (برگرفته از [۳۳]).

۵- بزرگی تنش های برجا

آگاهی از تنش تکنونیک کنونی، مساله اساسی در اکتشاف و تولید نفت و بویژه یک پارامتر کلیدی در کاربردهای مثل پایداری چاه، تولید از مخزن و الگوی حرکت سیال، جریان سیال در مخزن با شکستگی های طبیعی، فعال شدن مجدد گسل ها [۳۱] و [۳۲] می باشد. با در نظر گرفتن این فرض که سطوح بالایی لایه های تشکیل دهنده یک سازند رسوبی حالت صفحه ای داشته و شییبی تقریباً افقی دارد، می توان گفت در یک مجموعه از سازندهای رسوبی، جهت مولفه های اصلی تنش درجا در امتدادهای قائم و افقی خواهد بود. مسلماً موارد متعددی وجود دارند مانند مناطق همجوار زون های گسله که باعث منحرف شدن تنش ها می شوند، اطراف گنبد های نمکی و یا نواحی روراندگی که در آنها مولفه تنش عمودی وجود ندارد که فرض عنوان شده را نمی توان در خصوص آنها به کار برد.

تحلیل پایداری چاه، نیازمند آگاهی از جهت و مقدار سه مولفه اصلی تنش است که شش پارامتر مجهول را پیش روی ما قرار می دهد [۲۸]. طبق تعریف، یکی از مولفه های تنش، عمودی فرض می گردد و با توجه به اینکه تنش های اصلی افقی، عمود بر یکدیگر هستند، تعداد پارامترهای مجهول در فرآیند تخمین تنش های درجا به چهار پارامتر یعنی جهت یکی از تنش های اصلی افقی و مقدار تنش های اصلی سه گانه کاهش می یابد. برای محاسبه تنش های افقی حداقل و حداکثر از روابط پروالاستیک (به دلیل نبود آزمایشات برجا)، نیاز به شناخت ضرایب الاستیک داریم. از مهمترین روش های تخمین ضرایب الاستیک، استفاده از نمودارهای صوتی چاه است. اطلاعات اولیه برای تعیین ضرایب الاستیک با اندازه گیری سرعت امواج الاستیک از دو حلقه چاه اکتشافی اخذ شده است.

۵-۱ محاسبه تنش قائم

تنش قائم در یک عمق دلخواه از چاه برابر با وزن روباره ای است که بالای آن قرار گرفته است. بنابراین با جمع تنش های حاصل از وزن المان های بسیار نازک از مواد تشکیل دهنده بخش های بالایی چاه، می توان تنش قائم را طبق رابطه (۱-۱) بدست آورد [۶].

(۱-۱)

$$\sigma_v = \sum_{i=1}^n \rho_i h_i g$$

ρ_i چگالی و h_i ضخامت لایه i ام می باشد.

رابطه فوق در حالت ایده آل صادق می باشد و در مواردی که ساختار های پیچیده وجود داشته باشد دیگر نمی توان از آن استفاده کرد. تنش قائم با افزایش عمق یک روند صعودی یکسان باید طی کند ولی محاسبه تنش قائم با استفاده از رابطه بالا برای این میدان که دارای ساختارها پیچیده و دارای گسل می باشد با افزایش عمق کم و زیاد می شد. بنابراین در این تحقیق تنش قائم با استفاده از رابطه (۱-۲) که برای مناطق دارای ساختار پیچیده می توان از آن استفاده کرد، بدست آمده است [۳۶].

(۲-۱)

$$\sigma_v = ae^{b \times h} + ce^{d \times h}$$

در این رابطه:

$$a = 1.472$$

$$b = -1.514 \times 10^{-5}$$

$$c = -0.5847$$

$$d = -9.141 \times 10^{-5}$$

پارامتر e همان عدد نپرین که برابر با $2/72$ و h عمق بر حسب فوت می‌باشد.

۲-۵ محاسبه تنش‌های افقی

یکی از روش‌های مهم برای محاسبه تنش‌های افقی حداقل و حداکثر روابط پرو الاستیک (poroelastic) می‌باشد [۱۵]. بدلیل مشکل بودن اندازه‌گیری مقدار تنش در آزمایشگاه، از روابط پروالاستیک استفاده می‌شود. در این روابط با داشتن مدول یانگ، نسبت پواسون و مقدار تنش قائم، می‌توان تنش‌های افقی حداکثر و حداقل را محاسبه کرد [۱۹].

(۳-۱)

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} a P_p + a P_p + \frac{E_{static} \varepsilon_x}{(1-\nu^2)} + \nu \frac{E_{static} \varepsilon_y}{(1-\nu^2)}$$

(۴-۱)

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} a P_p + a P_p + \frac{E_{static} \varepsilon_y}{(1-\nu^2)} + \nu \frac{E_{static} \varepsilon_x}{(1-\nu^2)}$$

در این روابط σ_h تنش افقی حداقل، σ_H تنش افقی حداکثر، σ_v تنش قائم، ν نسبت پواسون، a ضریب بایوت، P_p فشار منفذی، ε_x و ε_y کرنش در جهت تنش افقی حداقل و حداکثراند. در این تحقیق $a = 1$ و $\varepsilon_x = 0.00004$ و $\varepsilon_y = 0.00006$ در نظر گرفته شده است [۱۹].

ضریب بایوت معمولاً از طریق آزمون‌های آزمایشگاهی تعیین می‌شود و مقدار آن از صفر (برای سنگ‌های سخت با تخلخل صفر) تا ۱ (برای سنگ‌های متخلخل در حوضه‌های رسوبی کم عمق) تعیین می‌کند. در مطالعات ژئومکانیکی مخازن نفت و گاز، به دلیل سخت بودن اجرای آزمون‌ها، از انجام آنها صرف نظر شده و با توجه به متخلخل بودن سنگ‌های تشکیل دهنده مخزن، این نسبت معمولاً برابر با ۱ در نظر گرفته می‌شود. در روش پروالاستیک ابتدا نسبت آنیزوتروپی کرنش یعنی $\varepsilon_x / \varepsilon_y$ برای حالت ایزوتروپ و برابر با ۱ در نظر گرفته می‌شود. نتایج حاصل با مقادیر تنش به‌دست آمده از آزمون‌های مستقیم، مکانیسم گسیختگی‌های موجود در دیواره چاه و یا فشار سیال حفاری مقایسه می‌شوند. در صورت وجود تفاوت، این نسبت برای رسیدن به بهترین تطابق تغییر داده می‌شود. نتایج بدست آمده با

مدل سازی ساختاری و برآورد تنش های تکنونیکي میدان نفتی لالی در فروافتادگی دزفول

مکانیسم گسیختگی های موجود در دیواره مقایسه و مقدار $\epsilon_x = 0.0004$ و $\epsilon_y = 0.0006$ در نظر گرفته شده است. در این روش همچنین به مدول یانگ و نسبت پواسون استاتیکی نیاز می باشد. برای جایگزین کردن این مقادیر، ابتدا ضرایب الاستیک دینامیکی برای چاه های مورد مطالعه محاسبه شدند. با توجه به این که عموماً رابطه مستقیمی بین نسبت پواسون استاتیکی و دینامیکی وجود ندارد، این دو کمیت معمولاً مساوی فرض می شوند. برای تبدیل مدول یانگ نیز روابط متعددی ارائه شده است که در این مطالعه از رابطه زیر استفاده شد (رسولی و دلارام، ۱۳۸۶).

$$E_s = 0.6 \times E_d$$

روابط زیر برای محاسبه پارامترهای مورد نظر استفاده شد.

$$E_{(psi)} = \left(\frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \right) \left(\frac{3(\Delta t_s^2) - 4(\Delta t_p^2)}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right)$$

در روابط بالا E، مدول یانگ، ρ_b ، چگالی، Δt_p و Δt_s به ترتیب زمان عبور موج P و S می باشند [۱۴].

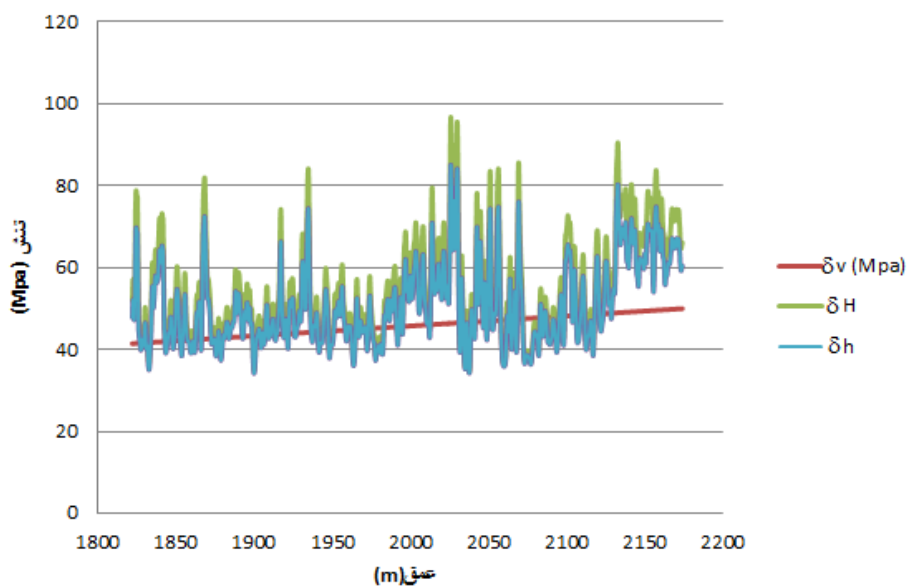
$$\theta = (v_p^2 - 2v_s^2) / 2 (v_p^2 - v_s^2)$$

در این رابطه θ نسبت پواسون، v_p سرعت موج P و v_s سرعت موج S می باشد [۱۴].

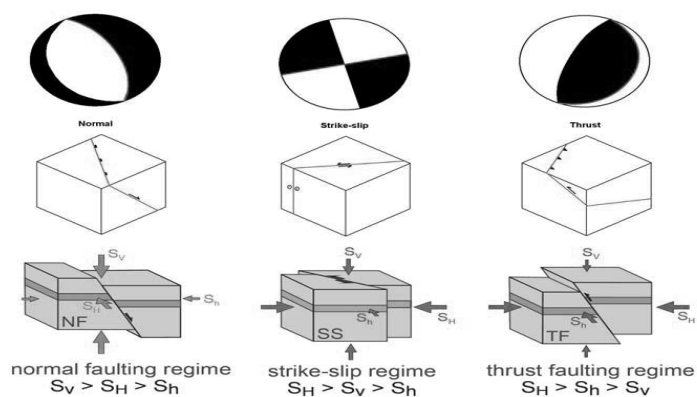
$$P_p = 0.433 * \text{Depth}$$

P_p : فشار منفذی و همچنین در این رابطه عمق برحسب فوت می باشد [۱۹].

پس از محاسبات مقدار تنش ها، مقدار σ_H بیشتر از σ_h و مقدار σ_v کمتر از این دو پارامتر بدست آمده است، که نشان دهنده سیستم تنش فشاری در منطقه می باشد (نمودار ۳ و شکل ۱۰). میانگین تنش های محاسبه شده در اعماق مختلف در جدول ۱ آورده شده است.



نمودار ۳- مقایسه بزرگای سه تنش اصلی در محدوده چاه شماره ۲۴.



شکل ۱۰- انواع مختلف رژیم تنش و ارتباط آن با سیستم‌های گسلی (برگرفته از [۱۴]).

جدول ۱- بزرگای تنش قائم و افقی در عمق‌های مختلف سازند آسماری (محاسبه شده بر مبنای روابط پرو الاستیک)

عمق (m)	ضخامت (m)	حداقل تنش افقی (Mpa)	تنش حداکثر افقی (Mpa)	تنش قائم (Mpa)
۱۸۲۲-۱۸۷۲	۵۰	۴۸٫۶۱	۵۲٫۷۹	۴۲٫۰۷
۱۸۷۲-۱۹۲۲	۵۰	۴۵٫۲۵	۴۸٫۴۹	۴۳٫۲۹
۱۹۲۲-۱۹۷۲	۵۰	۴۷٫۳۴	۵۰٫۸۹	۴۴٫۵۰
۱۹۷۲-۲۰۲۲	۵۰	۵۱٫۳۸	۵۵٫۶۱	۴۵٫۷۱
۲۰۲۲-۲۰۲۷	۵۰	۵۲٫۸۸	۵۷٫۲۶	۴۶٫۹۲
۲۰۷۲-۲۱۲۲	۵۰	۴۳٫۵۳	۴۹٫۸۵	۴۸٫۱۴
۲۱۲۲-۲۱۷۴	۵۲	۶۲٫۹۹	۶۹٫۵۱	۴۹٫۳۷

۶- بحث

در این تحقیق با استفاده از نقشه های UGC، داده های Fault Stick گسل ها، داده های لاگ چگالی و خطوط لرزه ای پارامترهای ژئومکانیکی، مقدار تنشهای افقی و قائم و سمت این تنش ها در میدان لالی محاسبه گردید، که هدف اصلی آن تخمین تنش های اصلی در شرایط کمبود اطلاعات می باشد. همچنین برای درک بهتر از ساختار مخزنی، ایجاد مدل های واقع بینانه تر از میدان نفتی لالی به مدلسازی این میدان و گسل های یال جنوبی آن پرداخته شده است. به این ترتیب ضرایب الاستیک توسط روابط تجربی و فرمول نویسی در نرم افزار اکسل و مقدار تنش ها با استفاده از روابط پروالاستیک محاسبه شدند. با توجه به مدلسازی انجام گرفته دو گسل در یال جنوبی میدان لالی شناخته شده است. مقدار جابجایی در دو انتهای گسل های آسماری و بنگستان در یال جنوبی تاقدیس لالی کمترین مقدار و با نزدیک شدن به مرکز، مقدار آن به بیشترین حد خود میرسد. و شیب گسل آسماری با افزایش عمق کم می شود. با توجه به عدم انجام مطالعات جامع مکانیک سنگی و در دسترس نبودن اطلاعات مربوط به تست های شکستگی اکثر چاه های نفتی، برآورد تنش های درجا که در فرآیند تحلیل پایداری چاه به عنوان اصلی ترین عامل مطرح است، در اغلب موارد به سختی انجام می گیرد.

جهت گیری و بزرگای تنش برجا می تواند تاثیر به سزایی بر رفتار شکستگی های در جریان سیالات داشته باشد. Horn [۲۰] نشان داد که شکستگی های طبیعی باز، در راستای عمود بر حداقل تنش افقی وارد بر میدان، تشکیل شده و تنش نرمال موثر کمی را متحمل شده اند. از طرف دیگر، شکستگی های طبیعی که در راستای عمود بر حداکثر تنش افقی، تشکیل می شوند به احتمال زیاد، از نوع بسته و در نتیجه غیر تولیدی هستند و گسل های معکوس هم جزء شکستگی های بسته می باشند. بنابراین، ناهمگنی در میدان تنش می تواند باعث ایجاد ناهمگنی در تراوایی میدان شود [۲۰].

بررسی پروفیل های لرزه ای نشان می دهد که چاه لالی-۲۶ در نزدیکی گسل اصلی واقع در یال جنوبی قرار دارد، که در نتیجه، این گسل می تواند چاه مذکور را تحت تاثیر قرار داده و بر روی تصاویر FMI مشاهده شود (شکل ۱۱). با توجه به تفسیر نمودار FMI مربوط به چاه ۲۶ و مدلسازی انجام شده در این تحقیق، گسل ها و شکستگی های بسته عمدتاً در راستای محور میدان و با روند تقریبی شمال باختر- جنوب خاور تشکیل شده اند. بنابراین با استفاده از شکستگی های طبیعی باز و بسته، می توان جهت گیری تنش های وارده بر میدان را تعیین نمود. در شکل ۱۲ نمودار گل سرخی مربوط به امتداد گسل های یال جنوبی میدان لالی و جهت تنش ها در این منطقه و همچنین نمودار گل سرخی مربوط به شکستگی های بدست آمده از تصاویر FMI مشاهده می گردد، با توجه به این شکل و با توجه به نمودار گل سرخی جهت گسل ها و شکستگی ها به تقریب N305 و N315 می باشد. به دلیل اینکه گسل های معکوس عمود بر حداکثر تنش افقی تشکیل می شوند، بنابراین جهت حداکثر تنش افقی (δ_{Hmax}) را میتوان N040 E بدست آورد. در نتیجه حداکثر تنش افقی (δ_{Hmax}) عمدتاً در جهت NE-SW می باشد. از این رو احتمالاً این تنشها مرتبط با نیروهای حاصل از حرکت صفحه ی عربی و نیروهای مقاومی که حاصل برخورد قاره ای در زون ایران- عربی است وابسته هستند.

همچنین طبق مطالعات انجام شده توسط زمانی و همکاران در سال ۱۳۹۳، بر اساس تحلیل وارون داده های لرزه ای سه رژیم تنش در استان خوزستان تشخیص داده شده است. این روش با استفاده از داده های حل کانونی زمین لرزه ها تحلیل برگشتی را انجام می دهد. این شیوه تنسور تنش را به چهار مجهول تقلیل داده و با حل چهار معادله چهار مجهولی به روش تحلیلی جواب را بدست می آورد [۳]. مزیت تحلیل جدایش رژیم های تنش این است که در این روش در یک منطقه تمام و یا تا حد امکان بیشترین درصد داده های گردآوری شده در این تحلیل شرکت می کنند و بنابراین رژیم های بدست آمده

تنش‌هایی هستند که می‌توانسته‌اند موثر بر تمام گسل‌های یک منطقه باشند و با کینماتیک تمامی آنها تا حد ممکن تطبیق داده شده باشند [۳]. بر اساس جدول ۲ رژیم‌های اول و سوم تنش امتدادلغز و در رژیم دوم تنش فشاری حاکم است و به دلیل شرکت ۵۸ درصد از داده‌ها (در مقابل ۲۰ درصد برای رژیم اول و سوم) در تحلیل تنش رژیم غالب بر منطقه رژیم فشاری است [۳].

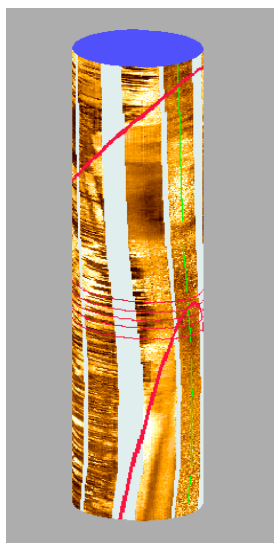
مقدار تنش‌هایی که با روابط پرولاستیک در این تحقیق به دست آمده، نشان می‌دهد که $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ که تایید کننده سیستم تنش فشاری در منطقه است.

جدول ۲- نتایج تحلیل انجام شده برای بدست آوردن رژیم‌های تنش نو زمین ساختی بر اساس داده‌های لرزه‌ای (بر اساس کاتالوگ SED, CMT, MOS و همچنین بخش دیگری از زمین لرزه‌ها از Jackson & McKenzie (1972), Berberian & Yeats (1999), Berberian (1997), Jackson (1992), McKenzie (1984) برگرفته شده اند). $\omega_{acc} \%$ آستانه پذیرفتنی برای مولفه لغزش تنش برشی بر حسب درصد، $N_{acc} \%$ درصد داده‌های شرکت کننده که برای هر تنسور تنش بدست آمد. مشخصات محورهای اصلی تنش σ_1, σ_2 و σ_3 به صورت روند (Trend) و میل (Plunge) بر حسب درجه آورده شده است، نسبت شکلی تنش $(\Phi = (\sigma_2 - \sigma_3) / (\sigma_1 - \sigma_3))$ ، $\omega_m \%$ متوسط آستانه پذیرفتنی برای مولفه لغزش تنش برشی بر حسب درصد، T_m^* متوسط نسبت تنش برشی به تنش برشی حداکثر، α_m متوسط زاویه بین بردار تنش برشی و مولفه لغزش تنش برشی بر حسب درجه می‌باشند [۱۰].

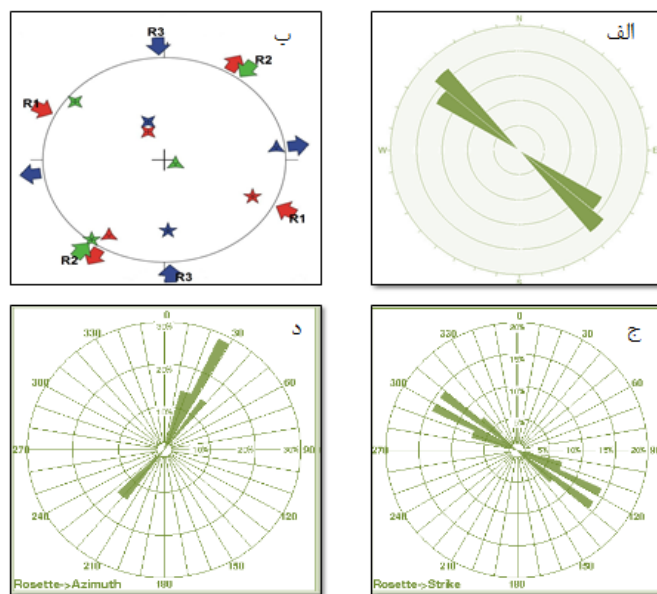
	$\omega_{acc} \%$	$N_{acc} \%$	σ_1	σ_2	σ_3	Φ	ω_m	α_m	T_m^*			
R_1	۷۱	۲۰	۱۱۶	۲۰	۳۳۴	۶۵	۲۱۲	۱۴	۰٫۳۵	۷۹	۲۱	۱۶
R_2	۸۱	۵۸	۲۱۸	۰۲	۳۰۸	۰۸	۱۱۳	۸۲	۰٫۴۳	۸۷	۱۷	۱۵
R_3	۷۰	۲۰	۱۷۷	۳۱	۳۴۰	۵۷	۸۳	۰۸	۰٫۴۴	۸۰	۲۵	۱۸

بنابراین جهت حداکثر تنش به دست آمده در این مطالعه را می‌توان را مطابق با رژیم ۲ در مطالعات زمانی و همکاران، ۱۳۹۳ که دانست. همانطور که در شکل ۱۲ ب مشاهده می‌شود روند حداکثر تنش فشاری NE-SW یعنی عمود بر ساختارهای جوان چین‌خورده و راندگی‌ها بدست آمده است. جهت حداکثر تنش افقی بدست آمده از گسل‌ها و شکستگی‌های طبیعی و مکانیزم کانونی زمین‌لرزه در پروژه WSM (نقشه جهانی تنش) روند N36E را نشان می‌دهد [۱۸]. و با توجه به همخوانی این مقدار با نتایج بدست آمده در این پژوهش صحت محاسبات تایید می‌شود (شکل ۱۳). اگرچه تعمیم دادن نتایج حاصل از یک چاه به تمام نواحی یک ساختار تاق‌دیسی به طول ۳۰ کیلومتر چندان صحیح به نظر نمی‌رسد و راستای تنش در قسمت‌های مختلف میدان و همچنین اعماق متفاوت، می‌تواند تغییراتی را از خود نشان دهد، اما این مساله با توجه به تحقیقات Akbar & Sapru قابل توجه است [۹]. مطالعات وی بر روی پدیده Breakout در میداین نفتی مختلف در کشورهای یمن، عمان، امارات متحده عربی، عربستان، قطر و ایران که تقریباً تمام قسمت‌های صفحه عربی را پوشش داده‌اند، نشان دهنده این است که روی هم رفته، امتداد تنش در این پهنه، در راستای شمال خاور- جنوب باختر قرار می‌گیرد.

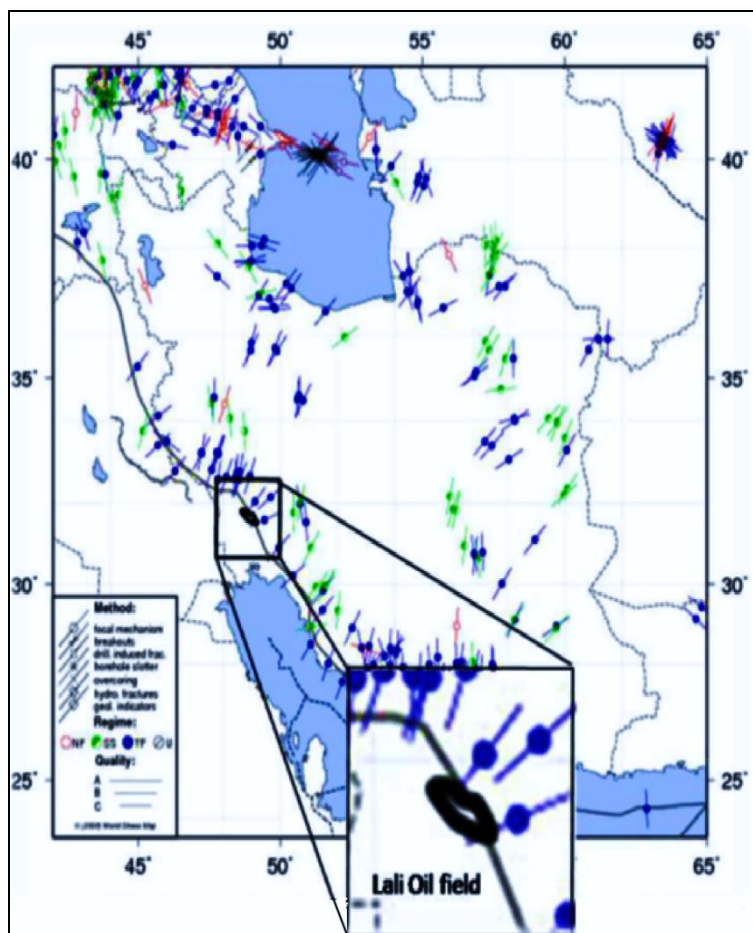
مقدار نسبت شکلی تنش $(\Phi = (\sigma_2 - \sigma_3) / (\sigma_1 - \sigma_3))$ که با استفاده از محاسبه تنش‌ها توسط روابط پرولاستیک به دست آمده، ۰/۵۵ می‌باشد که با مقدار نسبت شکلی تنش که با روش تحلیل وارون در مطالعات قبلی (جدول ۲) بدست آمده، انطباق خوبی نشان می‌دهد.



شکل ۱۱- نمایش گسل اصلی عملکرده در چاه لالی ۲۶ بر روی نمودار تصویرگر FMI (گسل به رنگ قرمز ضخیم مشخص شده است).



شکل ۱۲- الف: امتداد گسل ها مدل سازی شده با پترل در یال جنوبی میدان لالی، ب: نتایج تحلیل انجام شده برای جدایش و بازسازی رژیم های تنش لرزه زمین ساختی چندگانه (multiple) در استان خوزستان در این تصویر تنش های فشارش و کشش با پیکان هایی برای هر تنسور تنش با رنگ های متفاوت نمایش داده شده. موقعیت σ_1 ، σ_2 و σ_3 در هر رژیم به ترتیب با ستاره های ۵ پر، ۴ پر و ۳ پر مشخص شده و سرانجام جهت نهایی کشش یا فشارش با پیکان های توپر رنگی نشان داده شده اند (برگرفته [۳]). ج و د: نمودار گل سرخی امتداد و شیب شکستگی ها روی لاگ های گرافیکی.



شکل ۱۳- نقشه جهت‌یابی حداکثر تنش افقی در ایران (برگرفته از [۳۴]).

۷- نتیجه‌گیری

بر مبنای مدل سازی انجام شده در یال جنوبی تاقدیس لالی دو گسل تشخیص داده شد، که میزان جابجایی که روی سازندها ایجاد کرده به سمت مرکز میدان افزایش می‌یابد. به نظر می‌رسد یکی گسل اصلی و گسل دیگر گسل فرعی همسویی است که احتمالاً در عمق به آن متصل می‌شود. اندازه‌گیری مقادیر تنش با روابط پرولاستیک نشان‌دهنده سیستم فشاری در این منطقه است. نسبت شکلی تنش محاسبه شده با روابط پرولاستیک و نسبت شکلی به دست آمده از تحلیل وارون انطباق نسبتاً خوبی در این ناحیه نشان می‌دهد. میانگین آزیموت گسل‌های معکوس یال جنوبی مدل شده با نرم افزار پترل و شکستگی‌های بدست آمده از تصاویر FMI و مغزه‌ها، N305 و N315 (میانگین N310) می‌باشد بنابراین امتداد δH_{max} را می‌توان عمود بر این شکستگی‌ها و گسل‌ها یعنی N40E دانست.

سپاس و قدردانی

این تحقیق با همکاری و حمایت شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و دانشگاه تبریز انجام شده که بدین وسیله تشکر و

منابع

- [۱]- دلارام، و.، رسولی، ا.، ۱۳۸۶، تأثیر تنش های برجا بر مکانیسم گسیختگی چاه های نفتی، سومین کنفرانس سنگ ایران.
- [۲]- رمضانی، ع.، علوی، س. ا.، حاجی علی بیگی، ح.، طالبی، ح.، ۱۳۸۹، تحلیل ساختاری و شکستگی های میدان نفتی لالی، پایان نامه کارشناسی ارشد، رشته تکنونیک، دانشگاه علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۴۰.
- [۳]- زمانی، ب.، کیانی زاده، ن.، پرهیزکاری، ح.، ۱۳۹۳، بررسی وضعیت تنش نوزمین ساختی زاگرس با جدایش تنش ها، علوم زمین.
- [۴]- زمردیان، ح.، حاجب حسینی، ح.، ۱۹۸۴، ژئوفیزیک کاربردی، انتشارات دانشگاه تهران، جلد اول، ۳۰۲-۳۱۲.
- [۵]- طالبی، ح.، نریمانی، ح.، ۱۳۸۸، ارتباط ساختاری تاقیدیسهای زیلویی، لالی و کارون، گزارشات شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.
- [۶]- کلاگری، ع.، ۱۳۸۹، اصول اکتشافات ژئوفیزیکی، ۴۸۵ صفحه.
- [۷]- محمودی، ح.، ۱۳۹۱، مطالعه تکمیلی و تهیه مدل زمین شناسی مخزن بنگستان میدان لالی، گزارش شرکت مناطق نفت خیز جنوب.
- [۸]- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس، انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، جلد اول ۵۸۹.
- [9]- AKBAR, M. and SAPRU, A., 1994, October, In-situ stresses in the subsurface of Arabian Peninsula and their effect on fracture morphology and permeability, In 6th Abu-Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 16-19.
- [10]- ANGELIER, J., 2002, Inversion of earthquake focal mechanisms to obtain the seismotectonic stress (a new method free of choice among nodal planes) IV, *Geophys. J. Int.*, **150**, 588-609.
- [11]- AADNOY, B.S., 1990, Inversion technique to determine the in-situ stress field from fracturing data, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **4**(2), 127-141.
- [12]- BACHMANOV, D. M., TRIFONOV, V.G., HESSAMI, K.T., KOZHURIN, A.I., IVANONA, T.P., ROGHZHIN, E.A., HADEMI, M.C. and Jamali, F.H., 2004. Active faults in the Zagros and central Iran, *Tectonophysics*, **380**(3), 221-241.
- [13]- BARNETT, J.A., MORTIMER, J., RIPPON, J.H., WALSH, J.J., and WATTERSON, J., 1987, Displacement geometry in the volume containing a single normal fault, *AAPG Bulletin*, **71**(8), 925-937.
- [14]- BLANTON, T.L., and OLSON, J.E., 1997, January. Stress magnitudes from logs: effects of tectonic strains and temperature, *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*.
- [15]- FJAR, E., HOLT, RM., RAAEN, A.M., RISNES, R., HORSRUD, P., 2008, Petroleum related rock mechanics, *Elsevier*; 2008 Jan 4.
- [16]- GEOSCIENCE CENTRAL, Iran, Ahvaz, 2010, LL26, Emi quick look report.
- [17]- HAJIALIBEIGI, H., 2011, Signatures of the Balarud Deep Seated Fault Zone in Khushab Anticline, SW Iran, An Integrated Study, *Journal of Sciences*, Islamic Republic of Iran, **22**(1), 33-81.
- [18]- HEIDBACH, O., TINGAY, M., BARTH, A., REINECKER, J., KURFEß, D., and MULLER, B., 2010, Global crustal stress pattern based on the World Stress Map database release 2008. *Tectonophysics*, **482**(1), 3-15.
- [19]- HOSSEINI, F., ASHTIANI ABDI, H., SHIROODI, S. K., 2012, Wellbore stability study of sarvak-Kazhdomi- Darian Salman field, IOOC Technical Affairs, Geology Department.
- [20]- HORN, M.K., 1991, Play concepts for horizontal drilling, In Fritz, R.D. et al. (eds), Geological Aspects of Horizontal drilling, *American Association of Petroleum Geologists Education Course Note Series*, **33**, 189-323.
- [21]- JIMENEZ, J.M., VALERA LARA, L.C., RUEDA, A., and SAAVEDRA TRUJILLO, N.F., 2007, Geomechanical wellbore stability modeling of exploratory wells-study case at middle Magdalena Basin, CT&F-Ciencia, *Tecnología y Futuro*, **3**(3), 85-102.
- [22]- JONES, R.R., MCCAFFREY, K.J.W., CLEGG, P., WILSON, R.W., HOLLIMAN, N.S., HOLDWORTH, R.E., IMBER, J., and WAGGOTT, S., 2009, Integration of regional to outcrop digital data: 3D visualisation of multi-scale geological models. *Computers & Geosciences*, **35**(1), 4-18.
- [23]- KAUFMANN, O. and MARTIN, T., 2008, 3D geological modelling from boreholes, cross-sections and geological maps, application over former natural gas storages in coal mines, *Computers & Geosciences*, **34**(3), 278-290.
- [24]- KIM, Y.S., and SANDERSON, D.J., 2005, The relationship between displacement and length of faults: a review. *Earth-Science Reviews*, **68**(3), 317-334.
- [25]- MITRA, S., 1990, Fault-propagation folds: geometry, kinematic evolution, and hydrocarbon Traps

- (1). *AAPG Bulletin*, **74**(6), 921-945.
- [26]- PETER, J.D., PAULO, J.R., 2007, *Model-based Geostatistics*, Springer Science, Library of Congress.
- [27]- PLUMB, R., EDWARDS, S., PIDCOCK, G., LEE, D., and STACEY, B., 2000, January, The mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects. In IADC/SPE Drilling Conference. *Society of Petroleum Engineers*.
- [28]- SANAAE, R., SHADIZADEH, S.R., and RIAHI, M.A., 2010, Determination of the stress profile in a deep borehole in a naturally fractured reservoir, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **47**(4), 599-605.
- [29]- SCHLUMBERGER., 2008, Petrel Introduction course, *Petrel*, **555**p.
- [30]- SCHLUMBERGER, Swismic-to-Simulation Software, 2009, *Property Modeling Course*, **503**p.
- [31]- TINGAY, M.R., HILLIS, R.R., MORLEY, C.K., KING, R.C., SWARBRICK, R.E., and DAMIT, A.R., 2009, Present-day stress and neotectonics of Brunei: Implications for petroleum exploration and production, *AAPG Bulletin*, **93**(1), 75-100.
- [32]- TINGAY, M., MULLER, B., REINECKER, J., HEIDBACH, O., WENZEL, F., and FLECKENSTEIN, P., 2005, Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project, *The Leading Edge*, **24**(12), 1276-1282.
- [33]- XIUBIN, L.I.N., HANLIN, C.H.E.N., CHENG, X., ZHONGYAN, S.H.E.N., SHUFENG, Y.A.N.G., and ANCHENG, X.I.A.O., 2010, Conceptual models for fracturing in fault related folds, *Mining Science and Technology (China)*, **20**(1), 103-108.
- [34]- YAGHOUBI, A.A. and ZEINAIL, M., 2009, Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability—Case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **67**(3), 116-126.
- [35]- ZOBACK, M.D., BARTON, C.A., BRUDY, M., CASTILLO, D.A., FINKBEINER, T., GROLLMUND, B.R., MOOS, D.B., PESKA, P., WARD, C.D., and WIPRUT, D.J., 2003, Determination of stress orientation and magnitude in deep wells, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **40**(7), 1049-1076.
- [36]- Zare, M.R., SHADIZADEH, S.R., and HABIBNIA, B., 2010, January. Mechanical stability analysis of directional wells: a case study in Ahwaz oilfield. In Nigeria Annual International Conference and Exhibition. *Society of Petroleum Engineers*.

زیست چینه نگاری، بررسی ریزرخساره ها و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری (به کمک نرم افزار سیکلولاگ) در میدان نفتی قلعه نار، حوضه زاگرس

عادل نیسی^۱، عباس قادری^{۲*}، علی غبیشاوی^۳، محمد الله کرم پوردیل^۳

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

^۲ استادیار گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

^۳ اداره زمین شناسی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

*aghadari@um.ac.ir

دریافت بهمن ۱۳۹۵، پذیرش اردیبهشت ۱۳۹۶

چکیده

تکیه بر مطالعه ۵۸۰ مقطع نازک (شامل مغزه و خرده های حفاری) تهیه شده از ۴۳۰ متر توالیهای برش تحت الارضی چاه شماره ۲ میدان نفتی قلعه نار انجام شده است. مطالعات فسیل شناسی انجام شده به شناسایی ۲۳ جنس و ۲۸ گونه از روزن داران کف زی و پلانکتون منجر گردید.

بر این اساس، چهار بایوزون تجمعی شناسایی و سن سازند آسماری الیگوسن (روپلین - شاتین) و میوسن پیشین (آکیتاین - بوردیگالین) در نظر گرفته شد. مطالعه ریز رخساره های رسوبی به شناسایی ۹ ریزرخساره انجامیده است که بیانگر رسوب گذاری در سه محیط رمپ خارجی (دریای باز) در بخش آسماری زیرین و رمپ میانی (شول و دریای باز) اغلب در آسماری میانی و رمپ داخلی (بالای پهنه جزر و مدی، پهنه جزر و مدی و لاگون) بیشتر در بخش آسماری بالایی هستند. مطالعات چینه نگاری سکانسی در چاه شماره ۲ و چاه های کمکی ۱، ۳، ۵، ۶ و ۷ میدان نفتی قلعه نار با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ انجام شده و به شناسایی ۷ سطح مرزی مثبت و ۹ سطح مرزی منفی منجر شده است. برخی از سطوح مرزی مثبت معرف مرزهای سکانسی و برخی از سطوح مرزی منفی نیز معرف مرزهای حداکثر پیش روی سطح آب دریا هستند. علاوه بر این، برخی از سطوح مرزی مثبت مرزهای زمانی اصلی (مرز آشکوبها) را مشخص می کنند. مقایسه زونهای پنج گانه مخزنی سازند آسماری در میدان قلعه نار با سطوح مرزی شناسایی شده حاکی از تطابق خوب برخی از زونهای مخزنی (به ویژه زونهای مخزنی ۴ و ۵ آسماری) با این سطوح است؛ اگرچه برخی دیگر انطباقی با سطوح مرزی نشان نمی دهند.

کلمات کلیدی: سازند آسماری، زیست چینه نگاری، ریزرخساره، چینه نگاری سکانسی، میدان نفتی قلعه نار، نرم افزار سیکلولاگ.

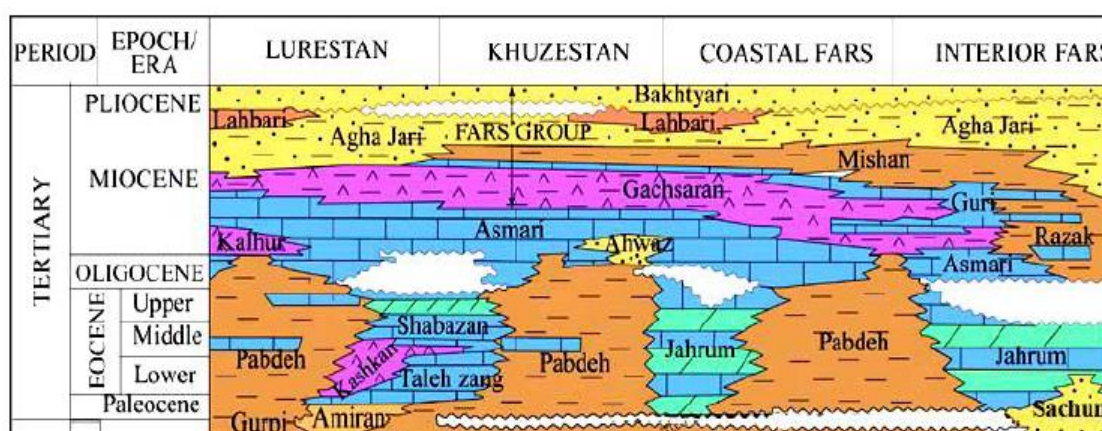
۱- مقدمه

سازند آسماری با سن الیگومیوسن، با داشتن تخلخل شکافی، بزرگترین سنگ مخزن میداین نفتی حوضه زاگرس به ویژه در فروافتادگی دزفول می باشد [۴۲]. میدان نفتی قلعه نار یکی از مهم ترین میداین نفتی در فرو افتادگی دزفول شمالی می باشد. این سازند در این میدان با ضخامت ۴۳۰ متر به طور عمده از سنگ آهکهای سفید تا خاکستری، دولومیت خاکستری، لایه-های شیلی و کمی انیدریت تشکیل شده است [۱۲]. سازند آسماری در مرز زیرین خود در بیشتر مناطق، عموماً شیل و مارنهای سازند پابده را به طور هم شیب می پوشاند، ولی در مرکز لرستان با ناپیوستگی فرسایشی، بر روی سنگ آهکها و دولومیت‌های سازند شهبازان قرار می گیرد. در بخشی از نواحی فارس هم با ناپیوستگی فرسایشی سازند جهرم را فرا می گیرد. در مرز بالایی سازند آسماری، رسوبات تبخیری سازند گچساران قرار دارد که در بخشهای زیادی از جنوب غرب ایران، سازند آسماری را به طور هم شیب می پوشاند، اما در فارس داخلی سازند رازک جانشین سازند گچساران شده و به طور هم شیب بر روی سازند آسماری قرار می گیرد (شکل ۱). سازند آسماری در سرتاسر زاگرس حضور دارد، اما در فروافتادگی دزفول کاملترین توالی آن در مقیاس زیرسطحی دیده می شود و دو بخش کاملاً متمایز دارد. بخش ماسه سنگی اهواز در نواحی جنوبی فروافتادگی دزفول دیده می شود و بخش تبخیری کلهر در شمال غربی فروافتادگی دزفول و جنوب غربی لرستان وجود دارد [۱].

نخستین گزارش درباره سازند آسماری را باسک و مایو [۲۴] منتشر و این سازند را به صورت توالی کربناته‌ای به سن کرتاسه تا ائوسن معرفی نموده‌اند. ریچاردسون [۵۱] کوه آسماری را به عنوان برش نمونه سازند آسماری معرفی و سن الیگوسن را به آن نسبت داده است. لیش [۴۴] سازند آسماری را به الیگومیوسن نسبت داده و لایه‌های انیدریت قاعده سازند آسماری آن را نیز جزو سازند آسماری در نظر گرفته است. توماس [۵۷] این سازند را به سه قسمت آسماری پایینی با سن الیگوسن پسین، آسماری میانی با سن اکتیانین و آسماری بالایی با سن بوردیگالین تقسیم نموده است. مهم ترین تحقیقات جهت تعیین سن سازند آسماری را جمیز و وایند [۴۲]، آدامز و بورژوا [۱۶]، اهرنبرگ و همکاران [۳۳]، لارسن و همکاران [۴۳] و وان بوخم و همکاران [۵۸] انجام داده‌اند که به غیر از نوشته اهرنبرگ و همکاران [۳۳]، در بقیه موارد بایوزونهای زیستی نیز معرفی شده‌اند. بر مبنای این زون بندیها، مطالعات بسیاری بر روی زیست چینه‌نگاری و محیطهای رسوبی سازند آسماری صورت گرفته است. از آن جمله می توان به مطالعات حکیم زاده و صیرفیان [۳۹]، رحمانی و همکاران [۴۹]، صادقی و همکاران [۵۳]، رحمانی و همکاران [۵۰]، هنرمند و امینی [۴۰]، صالح و صیرفیان [۵۵]، دارایی و همکاران [۳۰]، ذبیحی زواروم و همکاران [۶۳]، آورجانی و همکاران [۲۳] و شب افروز و غیشاوی [۵]، اشاره نمود. پژوهشهای صورت گرفته بر روی چینه‌نگاری سکانسی سازند آسماری نیز عمدتاً مشتمل بر مطالعات وزیری مقدم و همکاران [۵۹]، امیرشاه کرمی و همکاران [۲۰، ۲۱]، طاهری [۵۶]، صادقی و همکاران [۵۴]، اله کرم پوردیل و همکاران [۱۸]، ذبیحی زواروم و همکاران [۶۲]، آورجانی و همکاران [۲۳]، شب افروز و همکاران [۵۲]، غیشاوی [۸]، آورجانی و همکاران [۳]، ابطحی فروشانی و صیرفیان [۴] است.

در این پژوهش، تعیین سن سازند آسماری بر اساس پراکنش فسیلی روزن‌داران، بررسی دقیق ریزرخساره‌ها و تفسیر محیط رسوبی در زمان رسوب‌گذاری نهشته‌های موجود در برش تحت الارضی چاه شماره ۲ میدان نفتی قلعه نار مدنظر بوده

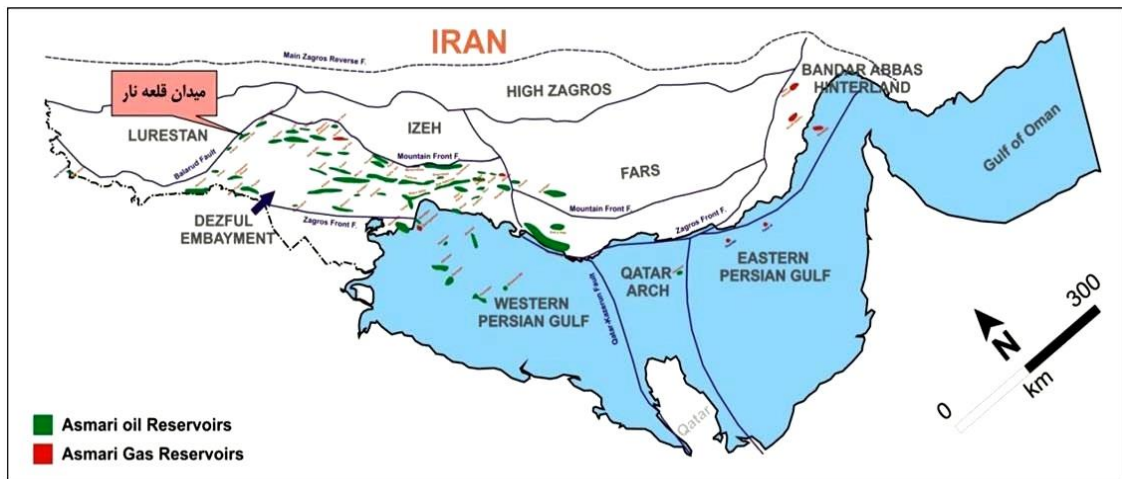
است. همچنین تلاش شده است تا با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ، چینه‌نگاری سکانشی توالیهای موجود در چاه‌های شماره ۱، ۲، ۳، ۵، ۶ و ۷ این میدان بررسی شوند. لازم به ذکر است در سالهای اخیر، استفاده از نرم افزار سیکلولاگ در شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب جهت مطالعات چینه‌نگاری سکانشی حوضه زاگرس رواج یافته و در مناطقی همچون مخزن بنگستان در میدان نفتی رگ سفید غیثشوی و رحمانی [۱۱]، مخزن بنگستان در میدان نفتی گچساران غیثشوی و شب افروز [۱۲]، مخزن آسماری در میدان نفتی گچساران شب افروز و غیثشوی [۶]، سازند آسماری در چاه شماره ۱۹ میدان نفتی پارسی رحمانی [۸]، مخزن آسماری در میدان نفتی بی‌بی حکیمه اکبری و همکاران [۵]، مخزن آسماری در میدان نفتی مارون اورجانی و همکاران [۳]، مخزن بنگستان در میدان نفتی اهواز قنواتی [۳۸] از این شیوه استفاده شده است که در این پژوهش نیز همین روش مورد نظر بوده است. امید است نتایج حاصل از این کار جهت تطابق و زون‌بندی مخزن آسماری در میدان نفتی قلعه نار مفید و مورد استفاده واقع شود.



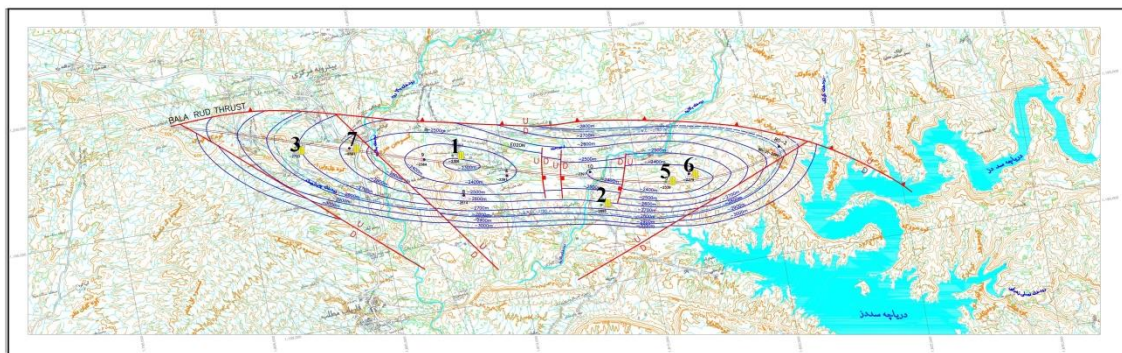
شکل ۱- گسترش سنگ چینه‌های سنوزوئیک حوضه زاگرس در نواحی فارس، لرستان و خوزستان [۴۲].

۲- موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه

فروافتادگی دزفول جزیبی از حوضه رسوبی زاگرس است که در جنوب شرقی دزفول و شمال شرقی اهواز قرار دارد [۱۴]. میدان نفتی قلعه نار در شمال فرو افتادگی دزفول و حدود ۴ کیلومتری شرق جاده اندیمشک - بیدروبه واقع شده و از لحاظ موقعیت جغرافیایی در محدوده مختصات ۴۸ درجه شرقی و ۳۲ درجه شمالی قرار دارد (شکل ۲). موقعیت چاه‌های شماره ۱، ۲، ۳، ۵، ۶ و ۷ در این میدان در شکل ۳ آمده است.



شکل ۲- موقعیت میدان نفتی، قلعہ نار، در شمال فر و افتادگر، دزفول [۱۳].



شکل ۳- نقشه UGC میدان نفتی قلعہ نار، خطوط همتراز افق آسماری و موقعیت چاه‌های مورد مطالعه [۱۵].

۳- مواد و روشها

در این پژوهش تعداد ۵۸۰ مقطع نازک از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری متعلق به سازند آسماری در چاه شماره ۲ میدان قلعہ نار که توسط اداره زمین شناسی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب تهیه شده بود، به کمک میکروسکپ مجهز به دوربین عکس‌برداری، مورد مطالعه دقیق (سنگ شناسی و فسیل شناسی) قرار گرفت. میکروفسیلهای موجود در مقاطع نازک به کمک منابعی همچون آدامز [۱۷]، لوبلیش تاپان [۴۵] و هوتینگر [۴۱] شناسایی شدند و زون بندی و تعیین سن نسبی با استفاده از زون بندی ارائه شده توسط لارسن و همکاران [۴۳] و وان بوخم و همکاران [۵۸] صورت گرفت. در مطالعه ریزرخساره‌ها، نام‌گذاری سنگ آهکها به روش دانهام [۳۲] و شناسایی ریزرخساره‌ها بر اساس مدل فلوجل [۳۴] انجام شد. زمین شناسان نفتی از نمودارهای الکتریکی به ویژه نمودار گاما جهت تفکیک زونهای مخزنی و انطباق بین چاه‌های مختلف یک میدان و نیز در آنالیز چینه‌نگاری سکانسی جهت شناسایی سطوح سکانسی استفاده می‌کنند [۳، ۱۰]. نمودار الکتریکی گاما را می‌توان به صورت یک موج مرکب فرض کرد که از تعداد زیادی موجک تشکیل شده است. این موجکها در حقیقت همان آثار چرخه‌های میلانکوویچ هستند که به همراه دسته‌ای از امواج مزاحم، نمودارهای الکتریکی را می‌سازند. برای مطالعه سیکلواستراتیگرافی باید بتوان این موج مرکب را به اجزای تشکیل دهنده آن تجزیه نمود که برای این منظور از نرم‌افزار سیکلولاگ استفاده می‌شود [۲۸]. نرم افزار سیکلولاگ یک نرم افزار مهندسی تخصصی می‌باشد که ویژه زمین شناسی نفت طراحی شده و جهت انجام کارهایی از قبیل خوشه بندی، زون بندی مخزنی، انطباق لاگها، آنالیز فراوانی،

محاسبات پتروفیزیکی، محاسبه و ایجاد لاگ (دانسیته از صوتی، صوتی از دانسیته، نمودار INPEFA) و ساخت ساینموگراف کاربرد دارد [۸]. این نرم افزار حاوی تعدادی تبدیل کننده نمودار می باشد که می تواند در آنالیز رخساره های رسوبی و چینه نگاری استفاده شود. در این مطالعه، داده های ورودی نرم افزار سیکلولاگ، داده های خام نمودارهای الکتریکی (مقاومت)، هسته ای طبیعی (گاما)، هسته ای القایی (نوترون و دانسیته) و نمودار صوتی می باشند، اما از آن جا که دیاژنز بر روی نمودار گاما کمتر اثر می گذارد، بیشتر از این نمودار استفاده می شود. نرم افزار سیکلولاگ با استفاده از نمودار گاما، نمودار تغییر طیفی به نام INPEFA^۱ می سازد. تفسیر این نمودار سبب ارزیابی چینه شناسی توالی رسوبی می شود و با استفاده از آن می توان یک توالی رسوبی را از قاعده به سطح در قالب بسته های رسوبی تقسیم نمود.

۴- بحث

۴-۱- زیست چینه نگاری چاه شماره ۲ میدان قلعه نار

مطالعات ریزدیرینه شناسی انجام شده در این پژوهش به شناسایی ۲۳ جنس و ۲۸ گونه از روزن داران کفزی و شناور انجامیده است (شکل ۴). جهت تعیین سن سازند آسماری بر اساس پخش و پراکندگی فسیلهای شاخص موجود در توالیهای مورد مطالعه و با توجه به تقسیمات زیستی ارائه شده توسط لارسن و همکاران [۴۳]، چهار بایوزون تجمعی تشخیص داده شد (شکل ۵) که بر اساس آنها، سن سازند آسماری در چاه مورد مطالعه الیگوسن (روپلین - شاتین) و میوسن پیشین (آکیتانین - بوردیگالین) در نظر گرفته شد. در جدول ۱ بایوزونهای تجمعی شناسایی شده و معادل آنها در زون بندی لارسن و همکاران [۴۳] آورده شده است.

بایوزونهای شناسایی شده به ترتیب عبارتند از:

بایوزون شماره ۱: این بایوزون در بردارنده روزن دارانی همچون *Elphidium sp.*، *Eulepidina sp.*، *Lepidocyclinidae*

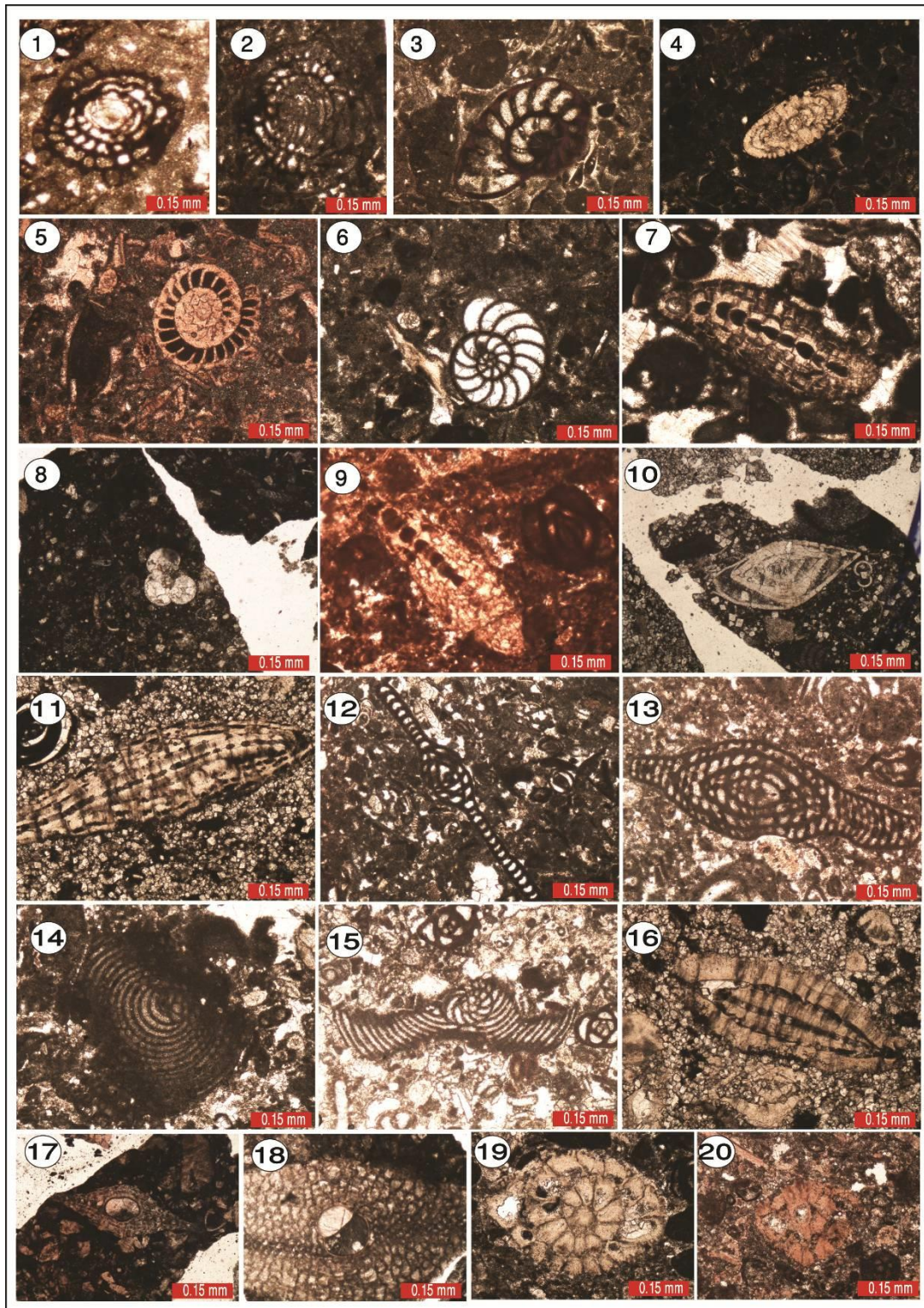
sp.، *Nephrolepidina sp.*، *Neorotalia sp.* و شماری از فرمهای پلانکتونیک است. به دلیل وجود گونه های *Nephrolepidina sp.* و *Eulepidina sp.* که از اواسط روپلین تا شاتین حضور دارند، سن در نظر گرفته شده برای این محدوده روپلین - شاتین است. این بایوزون تجمعی با ۸۸ متر ضخامت متشکل از سنگ آهکهای مارنی بخش قاعده ای سازند آسماری می باشد و فاصله ای از عمق ۳۶۱۰ تا ۳۵۲۲ متری را در بر می گیرد.

بایوزون شماره ۲: روزن داران موجود در این بایوزون شامل *Archaias*، *Archaias hensoni*، *Amphistegina sp.*

Heterostegina، *Elphidium sp.*، *Discorbis sp.*، *Denderitina rangi*، *Austrotrillina sp.*، *Archaias sp.*، *kirkukensis*، *Spiroclypeus blankenhorni*، *Peneroplis sp.*، *Neorotalia sp.*، *Miogypsinoides sp.*، *Lepidocyclinidae sp.*، *sp.*، *Valvulina sp.*، *Textularia sp.* همراه با شماری از فرمهای پلانکتونیک و فرمهای میلیولیدی هستند. علاوه بر این، آثاری از پوسته های استراکودا همراه با قطعاتی از جلبکهای قرمز، مرجانها، اکتینوئیدها، بریوزوئرها و شکم پایان، دیگر فسیلهای موجود در این بخش هستند. مرز زیرین این بایوزون با ظهور *Miogypsinoides sp.* مطابق است. آخرین حضور گونه های *Spiroclypeus sp.*، *Archaias sp.*، *Miogypsinoides sp.* که معرف انتهای شاتین می باشند به عنوان مرز بالایی این

^۱ - Integrate Predicate Error Filter Analysis

بایوزون در نظر گرفته شده است. ضخامت این بایوزون ۲۳۰ متر و متشکل از سنگ آهکهایی است که در محدوده عمقی ۳۵۲۲ متر تا ۳۲۹۲ متری قرار گرفته اند.



شکل ۴- تصاویری منتخب از مهمترین روزن داران بایوزون ساز سازند آسماری در چاه شماره ۲ میدان نفتی قلعه نار.

1. *Borelis melo melo*, 2. *Borelis melo curdica*, 3. *Denderitina rangi*, 4, 6. *Elphidium* sp., 5. *Elphidium* sp., 7. *Miogypsina* sp., 8. *Globigerina* sp., 9. *Miogypsinoides* sp., 10. *Amphistegina* sp., 11. *Spiroclypeus blankenhorni*, 12. *Peneroplis thomasi*, 13. *Archaias hensoni*, 14. *Archaias kirkukensis*, 15. *Peneroplis evolutus*, 16. *Heterostegina* sp., 17. *Eulepidina* sp., 18. *Nephrolepidina* sp., 19-20. *Neorotalia* sp.

بایوزون شماره ۳: روزن‌دارانی همچون *Elphidium sp.*, *Discorbis sp.*, *Denderitina rangi*, *Austrotrillina sp.*

Elphidium sp. 14, *Valvulina sp.*, *Textularia sp.*, *Peneroplis sp.*, *Neorotalia sp.*, *Miogypsina sp.* کنار آثاری از خرده‌های بریوزوئر، مرجان، شکم‌پا، استراکود و جلبک قرمز، مهمترین فسیلهای این مجموعه هستند. حضور *Miogypsina sp.* به همراه *Elphidium sp.* 14 بعد از انقراض *Archaias sp.* و *Spiroclypeus blankenhorni* به عنوان شواهد شروع این بایوزون و آغاز میوسن (اکیتانین) در نظر گرفته می‌شود. مرز بالایی نیز همزمان با شروع گونه *Borelis melo* مربوط به شروع آشکوب بوردیگالین است. این بایوزون با حدود ۸۲ متر ضخامت، متشکل از سنگ آهکهای دولومیتی در فاصله ۳۲۹۲ تا ۳۲۱۰ متری چاه مورد مطالعه می‌باشد.

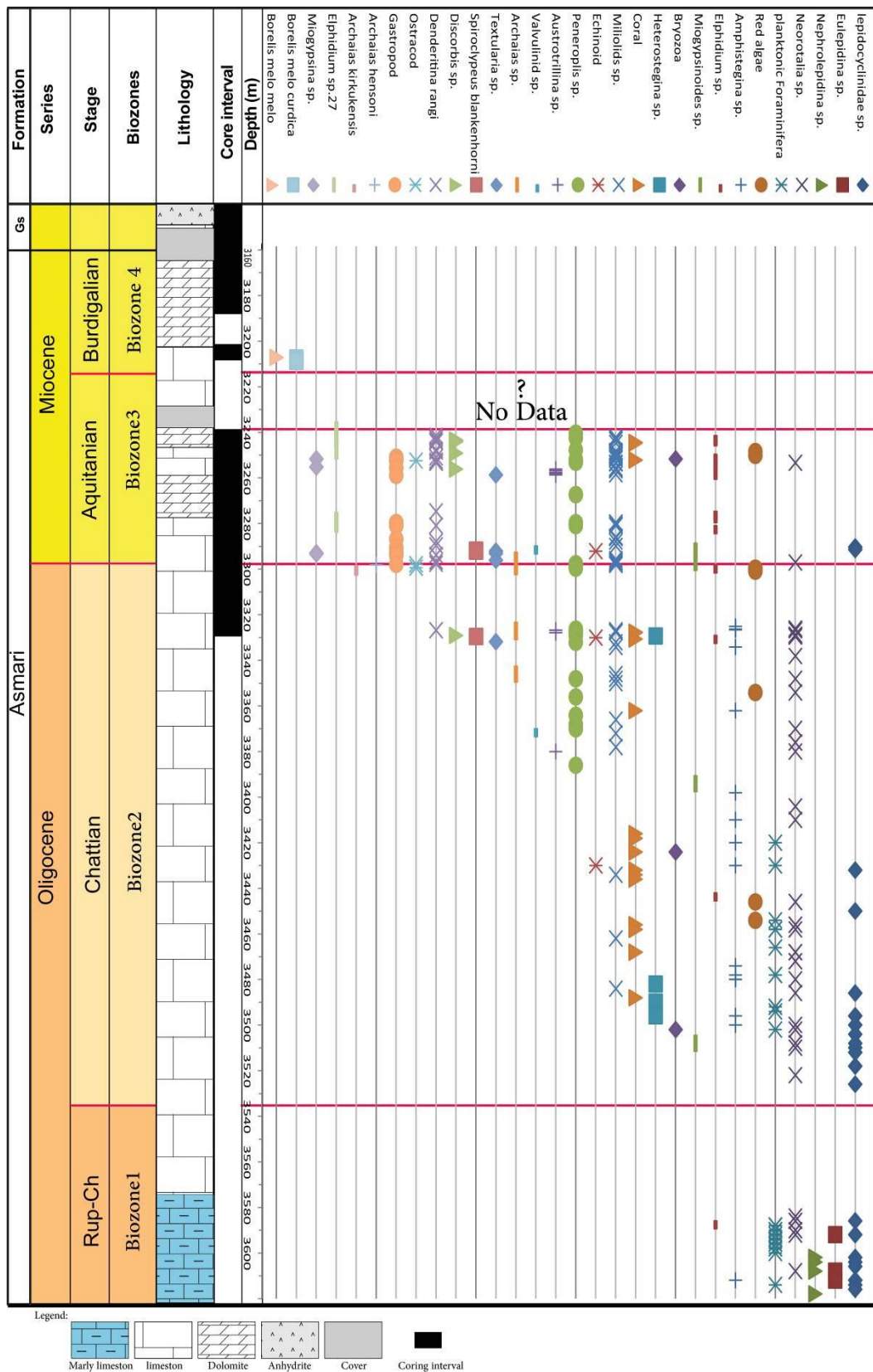
بایوزون شماره ۴: مجموعه فسیلی این بایوزون شامل *Borelis melo curdica* و *Borelis melo melo* می‌باشد. مرز زیرین

این بایوزون در عمق ۳۲۱۰ متری با ظهور گونه *Borelis melo* و به سن بوردیگالین در نظر گرفته می‌شود. مرز بالایی این بایوزون نیز با شروع رسوبات تبخیری سازند گچساران محدود می‌شود. این بایوزون ۵۰ متر ضخامت داشته و متشکل از طبقات دولومیتی است که در فاصله‌ای از عمق ۳۲۱۰ متری تا ۳۱۶۰ متری قرار گرفته‌اند. لازم به ذکر است در فاصله عمقی ۳۲۳۸ تا ۳۲۱۰ متری، داده‌های مغزه و اسلاید موجود نبوده است و لذا این احتمال وجود دارد که قاعده واقعی این بایوزون در افقی پایین‌تر و در گستره ۲۸ متری فاقد اطلاعات وجود داشته باشد، اما براساس داده‌های در دسترس، این مرز در افق ۳۲۱۰ متری منطبق با اولین ظهور گونه *Borelis melo* در نظر گرفته شده است.

جدول ۱- زون بندیهای زیستی پیشنهادی برای روزن‌داران سازند آسماری در چاه شماره ۲ میدان نفتی قلعه نار در

معادل با بایوزونهای تجمعی ارائه شده توسط لارسن و همکاران [۴۳].

Laursen et al., (2009)				BIOZONE IN STUDY
STAEG	No.	ASSEMBLAGE ZONE	Ma.	
Burdigalian	7	<i>Borelis melo curdica</i> - <i>Borelis melo melo</i>	18.2 to 20.2	Biozone 4
Aquitainian	6	<i>Miogypsina</i> - <i>Elphidium sp.</i> 14 - <i>Peneroplis farsensis</i>	20.2 to 22.2	Biozone 3
Aquitainian	5	Indeterminate Zone	22.2 to 23	-
Chattian	4	<i>Archaias asmaricus</i> - <i>Miogypsinoidea compalanatus</i> - <i>Archaias hensoni</i>	23 to 28.2	Biozone 2
Rupelian to Chattian	3	<i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupe</i>	23 to 32.3	Biozone 1
Rupelian	2	<i>Nummulites vascus</i> - <i>Nummulites fichteli</i>	28.2 to 33.4	-
Early Oligocene to Eocene	1	<i>Globigerina spp.</i> - <i>Turborotalia cerroazulensis</i> - <i>Hantkenina</i>	30 to 33.5	-



شکل ۵: نمودار انتشار قائم فسیلها و ستون چینه شناسی توالی رسوبی سازند آسماری در چاه شماره ۲ میدان نفتی

۴-۲- ریزرخساره‌ها و تفسیر محیط رسوبی

بر اساس مطالعات پتروگرافی و بررسی دقیق میکروسکپی مقاطع نازک، ۹ ریزرخساره رسوبی (شکل ۶) به شرح زیر شناسایی گردید:

MF1: وکستون حاوی روزن‌داران پلانکتون (*Planktonic foraminifera wackestone*)

توصیف: در این ریزرخساره روزن‌داران پلانکتون نظیر *Globigrina sp.* محتویات اصلی را تشکیل می‌دهند (۹۰٪) که در خمیره میکرایتی قرار دارند. خرده‌های اکتینوئید (۱۰٪) از عناصر فرعی این ریزرخساره می‌باشند (شکل ۶).
تفسیر: حضور مقادیر زیاد روزن‌داران پلانکتون نظیر *Globigrina* در خمیره دانه ریز میکرایتی، نشانه رسوب‌گذاری در محیطی عمیق و آرام می‌باشد [۲۵، ۲۶، ۳۴]. نبود جلبکهای قرمز و روزن‌داران بزرگ نشانه تشکیل این ریزرخساره در پهنه الیگوفوتیک است [۲۶]. مشابه این ریزرخساره توسط خدري و همکاران [۷] از سازند آسماری در تاقدیس اشگر و شب افروز و همکاران [۵۲] از سازند آسماری در تاقدیس میش گزارش شده است. این ریزرخساره معادل RMF-2 در نوشته فلوگل [۳۴] و بیانگر محیط رمپ خارجی است و در بخش پایینی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه هم مرز با سازند پابده قرار دارد.

MF2: فلوئستون حاوی لپیدوسیکلینا و نومولیتیده (*Lepidocyclina Nummulitidae Floatstone*)

توصیف: روزن‌داران پهن مانند *Eulepidina sp.*، *Lepidocyclina sp.* و *Nephrolepidina sp.* آلوکمه‌های اصلی این ریزرخساره می‌باشند که حدود ۵۰ تا ۶۰ درصد از فراوانی کل آلوکمه‌ها را به خود اختصاص داده‌اند. نومولیتیده‌ها شامل جنسهای *Hetrostegina*، *Spiroclypeus* و *Operculina* (کمتر از ۴۰٪ از محتوای کل آلوکمه‌ها) می‌باشند. همچنین به میزان اندکی در این ریزرخساره خرده‌های بریوزوئر و اکتینوئید حضور دارد (کمتر از ۱۰٪) (شکل ۶).
تفسیر: حضور روزن‌داران کفزی بزرگ با فرمهای پهن در این ریزرخساره نشان دهنده عمق زیاد حوضه است [۳۵]. همچنین زمینه رسی این ریزرخساره بیانگر شرایط آرام و کم انرژی آبهای عمیق ناحیه رمپ خارجی است [۲۷، ۳۴]. این ریزرخساره که به رمپ خارجی نسبت داده می‌شود، در بخش پایینی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه شناسایی شده و ریزرخساره مشابه آن توسط شب‌افروز و همکاران [۵۲] در منطقه گچساران از سازند آسماری گزارش شده است.

MF3: پکستون دارای نئوروتالیا و میوزیپسینوئیدس (*Neorotalia Miogypsinoides Packstone*)

توصیف: محتویات اصلی این ریزرخساره شامل روزن‌داران کفزی بزرگ با دیواره هیالین نظیر *Neorotalia* و *Miogypsinoides* (حدود ۶۵٪ کل آلوکمه‌ها) است و خرده‌های دوکفه‌ای به همراه قطعات *Amphistegina* و *Hetrostegina* (حدود ۳۵٪ کل آلوکمه‌ها) به عنوان اجزای فرعی در زمینه میکرایتی حضور دارند (شکل ۶).
تفسیر: روزن‌داران کفزی بزرگ با دیواره هیالین مانند *Neorotalia* در این ریزرخساره، محیط آبی آشفته کم عمق را جهت زیست ترجیح داده و *Miogypsinoides* محیط کم عمق با ژرفای کمتر از ۵۰ متر و آب با شوری نرمال را ترجیح می‌دهد.

دهد (Geel, 2000). این ریزرخساره در بخش پایینی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه واقع بوده و مشابه آن توسط اله کرم پوردیل [۱۸] از سازند آسماری در تاقدیس دیل گزارش شده است.

MF4: باندستون دارای جلبک قرمز و مرجان (Red algae / coral boundstone)

توصیف: محتویات اصلی این ریزرخساره باندستونی شامل جلبک قرمز کورالیناسه (از انواع *Lithophyllum*) در حدود ۱۵٪ کل اجزای اسکلتی و مرجانها حدود ۷۵٪ کل اجزا می‌باشند. روزن‌داران کفزی بزرگ با پوسته هیالین نظیر *Amphistegina* و *Neorotalia* نیز به میزان کمتر از ۱۰٪ حضور دارند (شکل ۶).

تفسیر: وجود فونای خاص محیط دریای باز شامل جلبکهای آهکی کورالیناسه و مرجانها نشان دهنده رسوب‌گذاری در محیط دریای باز و بالاتر از سطح امواج طوفانی، بر روی قسمت کم عمق رمپ میانی و در پهنه الیگوفوتیک می‌باشد [۲۶]. این ریزرخساره در بخش میانی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه قرار گرفته و مشابه آن توسط خدیری و همکاران [۷] از سازند آسماری در تاقدیس اشگر گزارش شده است.

MF5: پکستون حاوی روزن‌داران با دیواره هیالین و پورسلانوز (Imperforate and perforate foraminifera packstone)

توصیف: محتویات اصلی این ریزرخساره پکستونی، مجموعه‌ای از روزن‌داران کفزی بزرگ شامل *Amphistegina*، *Hetrostegina* sp.، *Peneroplis* sp.، *Miogypsinoides*، *Archaia* sp. و *Spiroclypeus* همراه با فسیلهای با دیواره پورسلانوز نظیر میلیولیدها و دانه‌های کربناته (پلوئید و اوئید) می‌باشد. خرده‌های دوکفه‌ای، بریوزوئر، اکتیوئید و جلبکهای آهکی اجزای فرعی این ریزرخساره را تشکیل می‌دهند (شکل ۶).

تفسیر: حضور نسبتاً زیاد روزن‌داران کفزی بزرگ با دیواره هیالین و فرمهای پورسلانوز همراه با هم در زمینه میکرایتی نشانگر رسوب‌گذاری در محیط شیب‌دار کم عمق و معرف بخشهای خارجی رمپ داخلی می‌باشد [۲۱]. این ریزرخساره در بخش میانی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه واقع شده و مشابه آن توسط اله کرم پوردیل [۱۸] از سازند آسماری در تاقدیس دیل گزارش شده است.

MF6: پکستون - گرینستون حاوی روزن‌داران دیواره پورسلانوزی با تنوع بالا (High diversity Porcelaneous foraminifera packstone-grainstone)

توصیف: بافت این ریزرخساره پکستون - گرینستون و مشخصه اصلی آن تنوع روزن‌داران کفزی پورسلانوز (۹۰٪ کل فونا) نظیر *Archaia* spp.، *Meandropsina* spp. و *Peneroplis* spp. همراه با انواع میلیولیدهاست و جلبکها نیز به میزان کم (۱۰٪ کل آلوکمها) در آن دیده می‌شوند (شکل ۶).

تفسیر: این ریزرخساره با توزیع گسترده روزن‌داران کفزی، نشان دهنده یک محیط با انرژی بالا و آبهای کم عمق است که تحت تأثیر امواج و فرآیندهای جزر و مدی قرار داشته است. چنین مجموعه‌ای در سازند آسماری به عنوان شاخصی برای

محیط لاگون تفسیر شده است [۴۱، ۲۵]. این ریزرخساره در بخش میانی سازند آسماری چاه مورد مطالعه قرار دارد و مشابه آن نیز توسط اورجانی و همکاران [۲] از سازند آسماری در میدان نفتی کوپال گزارش شده است.

MF7: وکستون - پکستون حاوی اکینوئید و دیسکوربیس (-Echinoid Discorbis wackestone)

(Packstone)

توصیف: اجزای اصلی این ریزرخساره را خرده‌های نسبتاً فراوان اکینوئید (۶۵٪ کل آلومکها) و *Discorbis* (۲۰٪ کل آلومکها) تشکیل می‌دهند. همچنین *Rotalia* به میزان ۵٪ کل اجزا و در اندازه‌های کوچک، روزن‌داران بدون منفذ و *Textularia* به میزان ۳٪ کل اجزا و جلبک قرمز کورالیناسه در حدود ۷٪ کل اجزا، عناصر فرعی این ریزرخساره می‌باشند. زمینه سنگ میکریستی و بافت گل پش‌تیبان است (شکل ۶).

تفسیر: با توجه به حضور اکینوئید و *Discorbis* که به صورت انگلی (Epiphytic) و در بخش‌های نزدیک به ساحل زندگی می‌کند [۳۵]. این ریزرخساره در شرایط کم انرژی رمپ داخلی بر جای گذاشته شده است. ریزرخساره مذکور در بخش بالایی سازند آسماری چاه مورد مطالعه قرار دارد و مشابه آن توسط خدردی و همکاران (۱۳۸۹) از سازند آسماری در تاکدیس اشگر گزارش شده است.

MF8: پکستون - وکستون دارای استراکود (Ostracode wackestone-Packstone)

توصیف: مشخصه اصلی این ریزرخساره با بافت وکستون - پکستون، وجود مقدار نسبتاً زیادی خرده‌های استراکود (حدود ۷۰٪ کل اجزا) در یک زمینه میکرایتی است. خرده‌های دوکفه‌ای (۸٪)، میلیولیدها (۵٪)، روتالیدهای کوچک (۳٪)، جلبک آهکی (۵٪)، پلوئید (۴٪)، اکینودرم (۳٪) و دانه‌های کوارتز (۲٪) به عنوان اجزای فرعی آن دیده می‌شوند (شکل ۶).

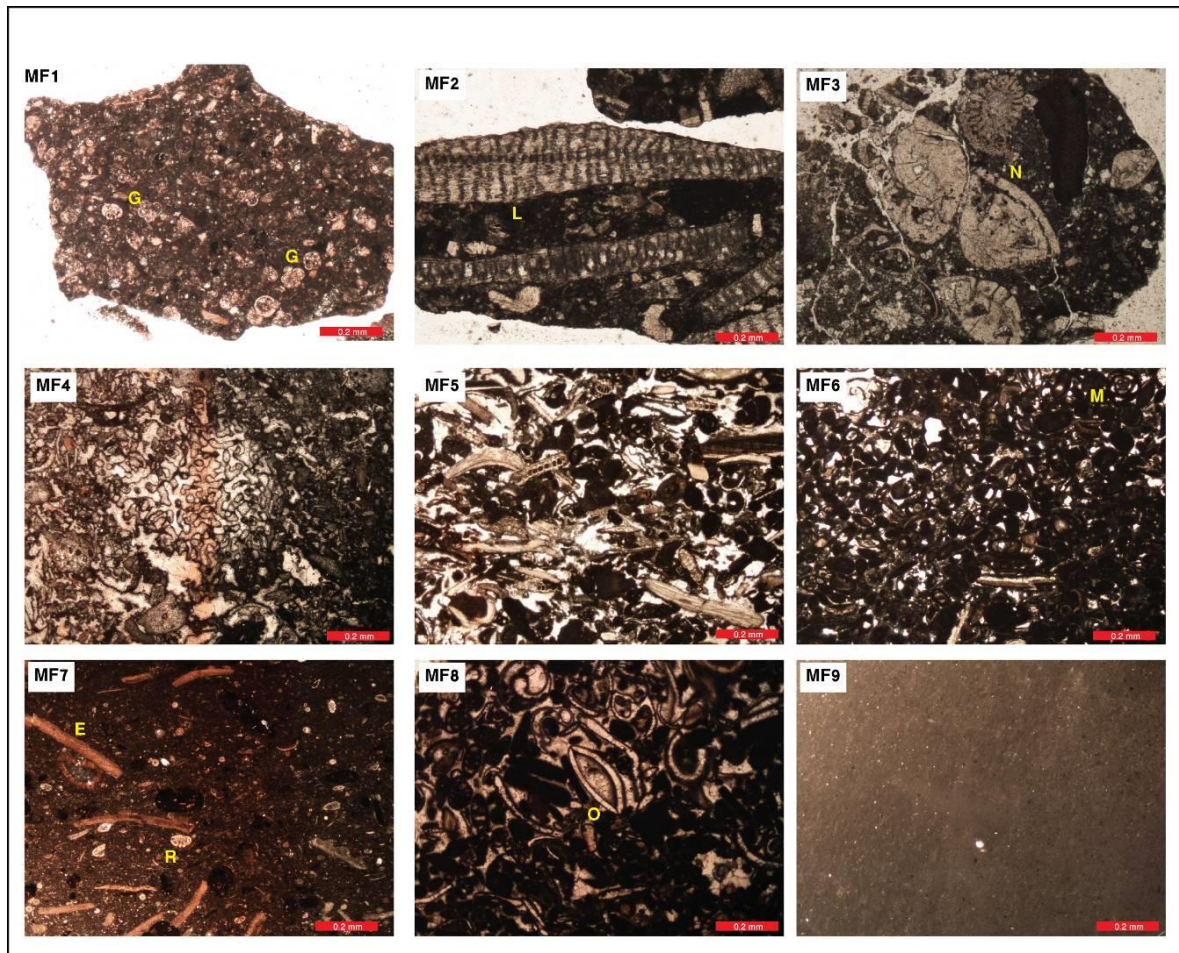
تفسیر: حضور استراکود به همراه میلیولیدهای کوچک نشان دهنده محیط رسوبی محصور و احتمالاً پری تایدال است. محیط رسوبی پیشنهادی برای این ریزرخساره با توجه به بافت دانه ریز، محیط دریایی بسیار کم عمق و کم انرژی می‌باشد [۲۹]. این ریزرخساره در بخش بالایی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه واقع شده و مشابه آن توسط شب‌افروز و همکاران [۵۲] از سازند آسماری در میدان بی‌بی حکیمه و تاکدیس میش گزارش شده است.

MF9: مادستون (Mudstone)

توصیف: این ریزرخساره فاقد هر گونه آلومک یا اجزای اسکلتی فسیلی است و عمدتاً از گل آهکی دارای لامیناسیون نازک و کوارتز پراکنده تشکیل شده است (شکل ۶).

تفسیر: نبود عناصر اسکلتی در این ریزرخساره نشانه چرخش محدود آب و نبود شرایط مناسب برای زیست موجودات دریایی است [۱۹]. همچنین آمودیو [۲۲] نبود اجزای بیوکستی را نشان دهنده ته نشست چنین ریزرخساره‌ای در پهنه‌های جزر و مدی تا بالای جزر و مدی می‌داند. به طور کلی عقیده بر این است که مادستونهای آهکی تا دولومیتی در قسمت داخلی پهنه گلی جزر و مدی تشکیل می‌شوند [۶۰]. با این توضیح، ریزرخساره مورد بحث معادل RMF-22 در نوشته فلوگل [۳۴] می‌باشد و به محیط رسوبی پری تایدال نسبت داده می‌شود. مشابه این ریزرخساره که مربوط به بخش بالایی

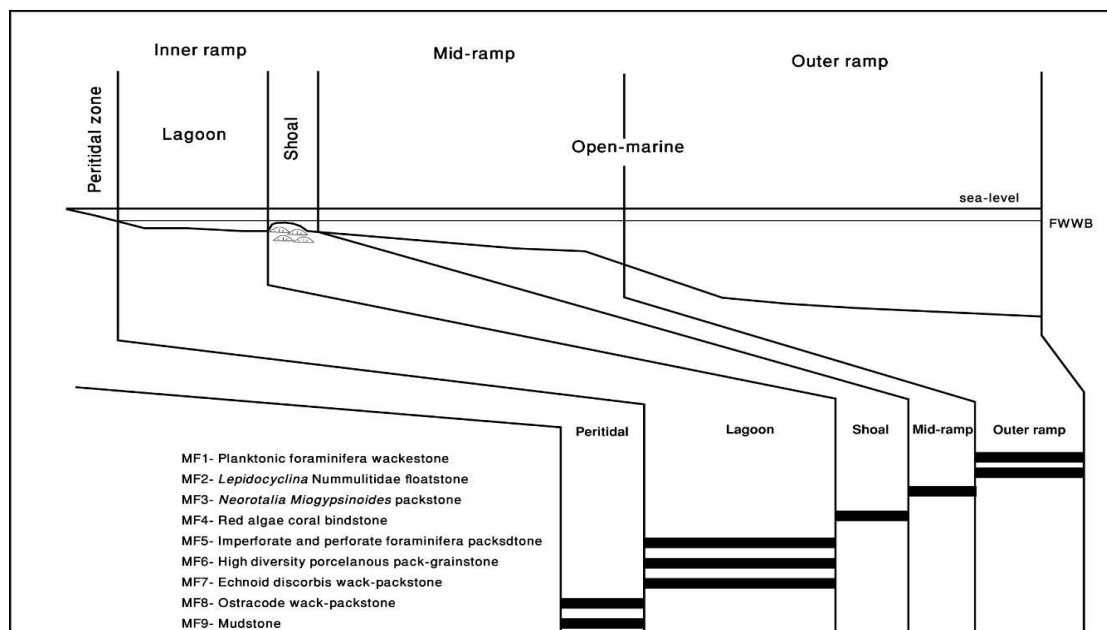
سازند آسماری در چاه مورد مطالعه می باشد، توسط شب افروز و همکاران [۵۲] از سازند آسماری در میدان نفتی بی بی - حکیمه گزارش شده است.



شکل ۶: MF1: وکستون حاوی روزن داران پلانکتون (Planktonic foraminifera wackestone)، MF2: فلوئستون حاوی لپیدوسیکلینا و نومولیتیده (*Lepidocyclina Nummulitidae* Floatstone)، MF3: پکستون دارای نئوروتالیا و میوزیپسینویدس (*Neorotalia Miogypsinoides*)، (Packstone).

MF4: باندستون دارای جلبک قرمز و مرجان (Red algae/coral boundstone)، MF5: پکستون حاوی روزن داران با دیواره هیالین و پورسلانوز (Imperforate and perforate foraminifera packstone)، MF6: پکستون - گرینستون حاوی روزن داران دیواره پورسلانوزی با تنوع بالا (High diversity porcelaneous foraminifera packstone - grainstone)، MF7: وکستون - پکستون حاوی اکتینوئید و

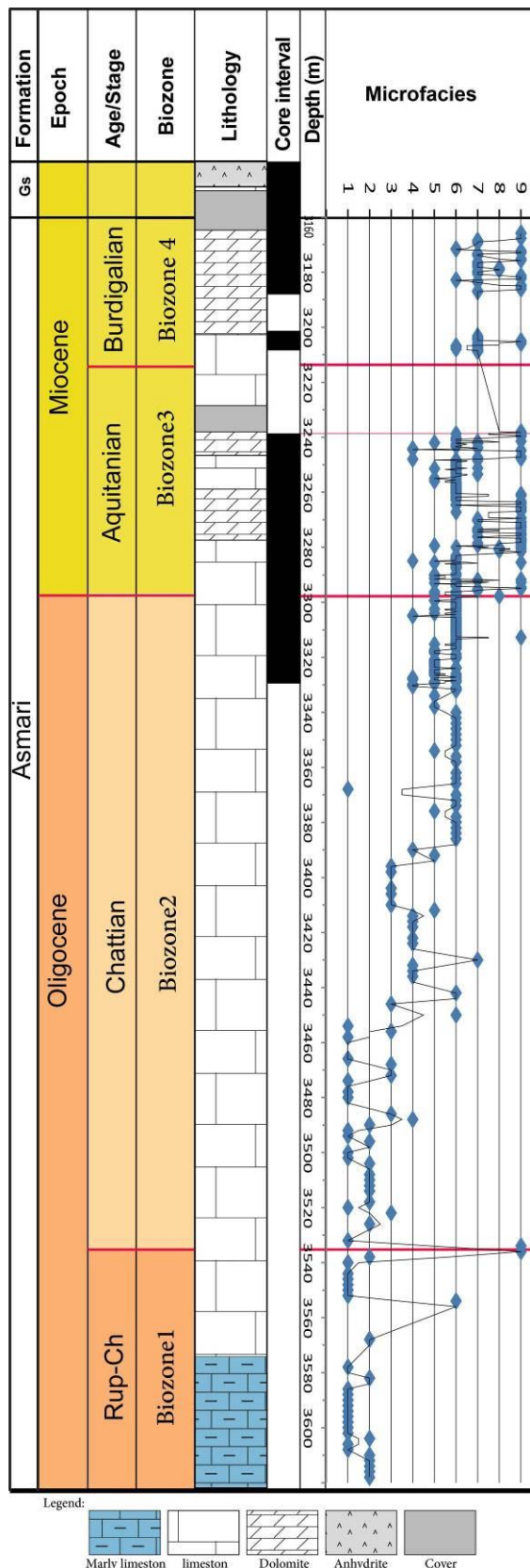
این ریزرخساره ها بیانگر رسوب گذاری در سه محیط رمپ بیرونی (دریای باز) در بخش آسماری زیرین و رمپ میانی (شول و دریای باز) اغلب در آسماری میانی و رمپ داخلی (لاگون، پهنه جزر و مدی و بالای پهنه جزر و مدی) بیشتر در بخش آسماری بالایی هستند (شکل ۷). لذا رخساره های ۱ تا ۲ گویای بخش بیرونی پلاتفرم تا حوضه، رخساره های ۳ تا ۴ گویای بخش میانی پلاتفرم و رخساره های ۵ تا ۹ گویای بخش داخلی به سمت ساحل پلاتفرم می باشند (شکل ۸).



شکل ۷- توزیع ریزرخساره‌های شناسایی شده در چاه شماره ۲ میدان نفتی قلعه نار در پلاتفرم رسوبی پیشنهادی سازند آسماری

۳-۴- چینه‌نگاری سکansı با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ

در مطالعه میادین نفتی چون کاهش هزینه‌ها و سرعت انجام کار از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است، اغلب معدودی از چاه‌های هر میدان و آن هم در فواصل محدود دارای مغزه می‌باشند. بنابراین برای مطالعات تفصیلی و پیشرفته‌تر، از نمودارهای پتروفیزیکی حتی جهت تفسیرهای چینه‌نگاری سکانسی استفاده می‌شود. مزیت برتر نمودارهای پتروفیزیکی نسبت به رخنمونها، در دسترس قرار دادن اطلاعات پیوسته و کامل‌تری از توالیهای نسبتاً ضخیم می‌باشد. در این ارتباط، استفاده از نرم افزار سیکلولاگ این امکان را فراهم می‌نماید تا با استفاده از لاگهای الکتریکی به ویژه لاگ گاما (GR) و از طریق تطابق زیرسطحی در چاه‌های مورد مطالعه در میادین نفتی، بتوان اطلاعات کامل و نسبتاً دقیقی از توالیهای رسوبی را به لحاظ زمانی از قاعده به رأس سازند تقسیم نمود. سپس از طریق تطابق بین خطوط زمانی ایجاد شده در چاه‌های مورد مطالعه یک چارچوب زمانی در میدان نفتی مربوطه ایجاد نمود و با استفاده از آن کلیه شاخصهای مخزنی از قبیل محدوده‌های تعریف شده در هر زون مخزنی را مورد بررسی و تصحیح قرار داد [۳۱] در نوشته [۸].

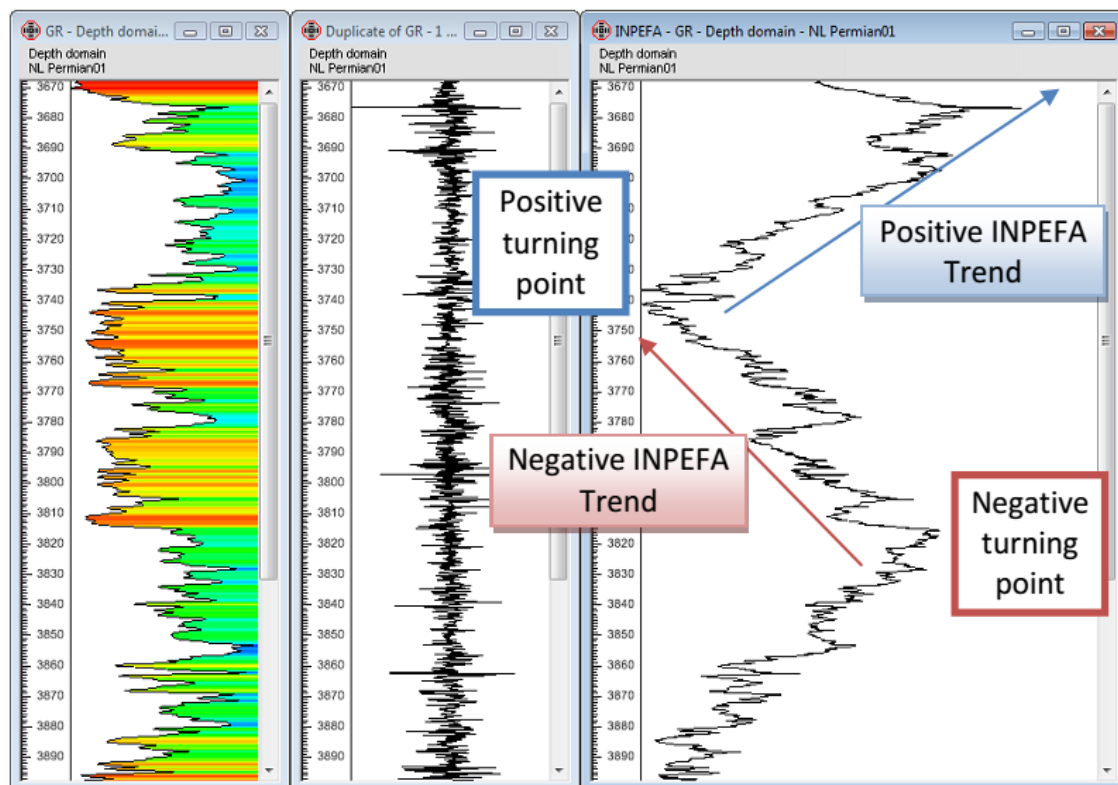


شکل ۸: نمودار توزیع عمودی ۹ ریزرخساره شناسایی شده توالی رسوبی سازند آسماری در چاه شماره ۲ میدان نفتی قلعه نار

نرم افزار سیکلولاگ با استفاده از نمودار گاما، نموداری به نام INPEFA می‌سازد. تغییرات در روند نمودار INPEFA به دو صورت مثبت (PB) و منفی (NB) دیده می‌شود (شکل ۹). به طور کلی تغییرات روند مثبت (PB) در مرزهای سکانسی^۱ (SB) رخ می‌دهد و تغییرات منفی (NB)، سطوح حداکثر سیلابی (mfs) را نشان می‌دهد (Nio et al., 2005, 2006; De Jong et al., 2006). جهت انطباق سکانسهای رسوبی در چاه های مختلف، برای هر مرز سکانسی (SB) و هر سطح حداکثر سیلابی (mfs) یک شماره یا کد اختصاص داده شد.

۴-۳-۱- تطابق چینه شناسی

در این مطالعه، چاه شماره ۲ میدان قلعه نار به دلیل برخوردار بودن از اطلاعات مغزه و داده‌های چینه نگاری زیستی (جدول ۲) به عنوان چاه مبنا انتخاب شد و ۷ سطح مرزی مثبت و ۹ سطح مرزی منفی در آن شناسایی و نام‌گذاری گردید (شکل ۱۰). اطلاعات رقومی مربوطه در جدول ۳ ارائه شده است. برخی از سطوح مرزی مثبت مانند pb2000 و pb4000 نشان دهنده مرزهای سکانسی و برخی از سطوح مرزی منفی مانند nb3000 و nb5000 معرف سطوح حداکثر پیشروی سطح آب دریا هستند. به علاوه برخی از سطوح مرزی مثبت مانند pb4000 و pb2000 مرز آشکوبها را مشخص می‌کنند و برخی سطوح مرزی منفی مانند nb1000 نشان دهنده رأس مخزن آسماری و قاعده سازند گچساران می‌باشند. مرزهای زمانی مهم به دست آمده در این تطابق به ترتیب شامل nb1000, pb1000, nb2000, pb2000, nb3000, nb5400, pb5000, nb5000, pb4000, nb4000, pb3000, nb5500, pb6000, nb7000 و pb7000 هستند.



شکل ۹- نمایش تغییرات در روند نمودار INPEFA [۲۸].

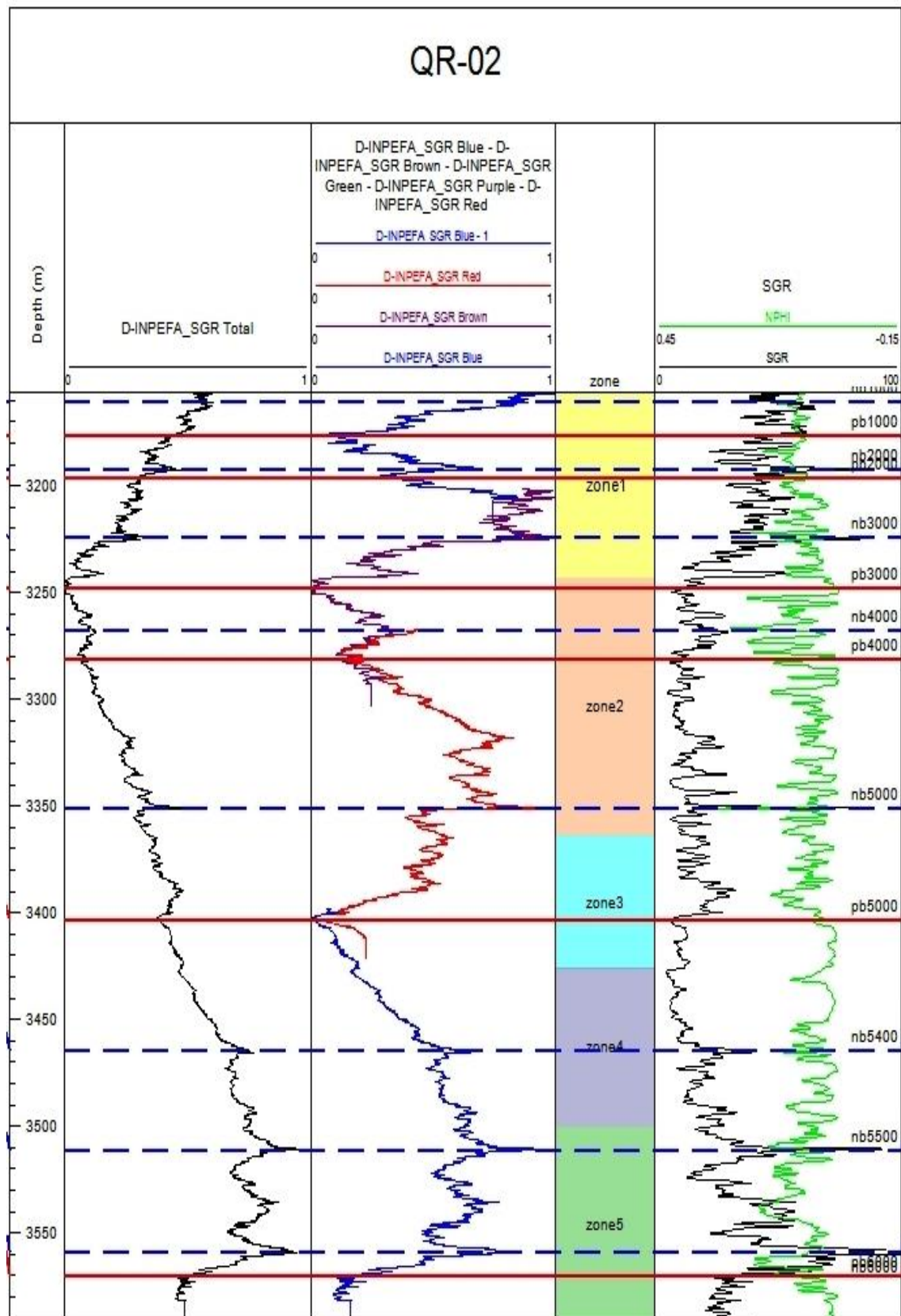
جدول ۳- مشخصات pb و nb مخزن آسماری در میدان قلعه نار بر مبنای عمق (متر)

جدول ۲- مشخصات مرز آشکوبهای مخزن

سازند آسماری در چاه شماره ۲ میدان قلعه

Well. 2	
Age/Stage	Depth (m)
Burdigalian	3160-3212
Aquitanian	3212-3299
Chattian	3299-3535
Ruplian-Chattian	3535-3618

Name	Qr-1	Qr-2	Qr-3	Qr-5	Qr-6	Qr-7
nb1000	2790.1	3160.44	3188.61	2837.84	2835.76	2980.5
Pb1000	2805.89	3176.58	3202	2853.22	2858	2995.05
nb2000	2823.09	3191.87	3216.83	2866.97	2865.13	3009.38
pb2000	2828.99	3196.42	3224.15	2871.95	2873.86	3015.22
nb3000	2851.53	3223.67	3243.28	2902.13	2898.46	3035
pb3000	2868.94	3248.06	3257.57	2918.98	2917.51	3044.84
nb4000	2882.49	3267.33	3270.58	2939.98	2930.93	3062.78
pb4000	2900.86	3281.33	3286.65	2964.83	2956.42	3073.4
nb5000	2919.38	3350.72	3302.46	3007.16	2990	3089.28
pb5000	2940.56	3403.1	3315.15	3056.09	3021.76	3111.51
nb5400	2966.75	3464.74	3348.48	3087.08	3050.08	3144.84
nb5500	2994	3511.57	3362.26	3119.35	3085.78	3163.9
nb6000	3017.82	3559.21	3373.37	3157.7	3119.14	3179.24
pb6000	3023.46	3570.31	3381.11	3171.2	3129.18	3185.6
nb7000	3069.81	-	3422.51	3187.88	3141.37	3227.35
pb7000	3113.05	-	3463.15	3204.53	3160.42	3276.1



شکل ۱۰: تعیین مرزهای زمانی pb و nb در چاه شماره ۲ میدان نفتی قلعه نار با استفاده از نمودار INPEFA.

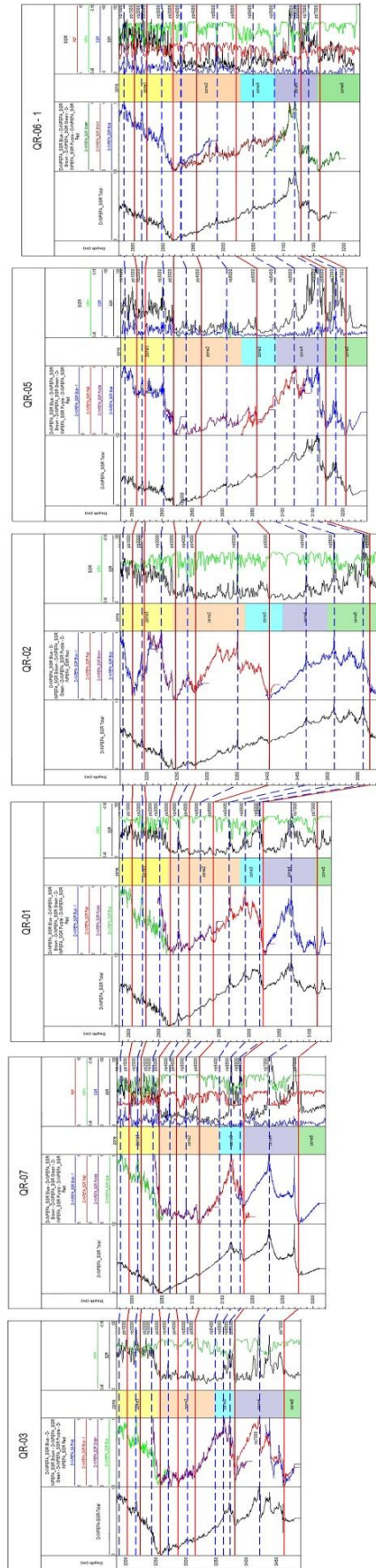
۴-۳-۲- تطابق زونهای مخزنی

تطابق مخزنی بر اساس خطوط زمانی بدین معنا است که زونهای مخزنی، خطوط زمانی را قطع نمی‌کنند. مخزن آسماری میدان نفتی قلعه‌نار در مطالعات زمین شناسی مخزنی بر پایه ویژگیهای پتروفیزیکی و تغییر در ترکیب سنگ شناسی به پنج زون (Zone1 – Zone5) تقسیم شده است. با ایجاد انطباق بین زونهای مخزنی در هر چاه و خطوط زمانی در هر زون، وضعیت قرارگیری خطوط زمانی نسبت به زونهای مخزنی مورد بررسی قرار گرفت. بر پایه نمودار انطباق زونهای مخزنی در چارچوب مرزها یا خطوط زمانی، در این زونها انطباق خوبی برقرار نمی‌باشد و مرزهای زمانی زونهای مخزنی را قطع می‌کنند. در زون مخزنی شماره دو، مرز زمانی pb3000 در چاه شماره ۲ در نزدیکی رأس زون یاد شده و در سایر چاه‌ها (رجوع به شکل ۳) در قسمتهای مرز بالایی آن (بین زونهای ۱ و ۲) قرار گرفته است. همچنین مرزهای زمانی pb7000 و pb6000 در چاه‌های شماره ۳، ۷ و ۱ به ترتیب به طور مشخص منطبق بر رأس زون مخزن ۴ و رأس زون مخزن ۵ می‌باشند، اما این روند در چاه شماره ۲ انطباق خوبی نداشته است. با ایجاد یک نمودار تطابقی^۱ در محل ستیغ^۲ میدان، خطوط زمانی تعیین شده در کلیه چاه‌ها در امتداد NW-SE به هم وصل شدند و تطابقی نیز بین زونهای مخزنی آسماری میدان قلعه نار و سطوح مرزی شناسایی شده انجام گرفت (شکل ۱۱). بین زونهای مخزنی ۱ و ۲ و مرزهای زمانی در این زونها انطباق ضعیفی وجود دارد. همچنین رأس زون ۲ در کلیه چاه‌های مورد مطالعه در محل مرز زمانی pb3000 واقع می‌باشد. بین زونهای مخزنی Zone3 تا Zone5 و مرزهای زمانی در آن در بعضی چاه‌ها انطباق نسبتاً خوبی برخوردار است، اما مرزهای زمانی در بعضی چاه‌ها زون مخزنی ۳ را قطع می‌کند.

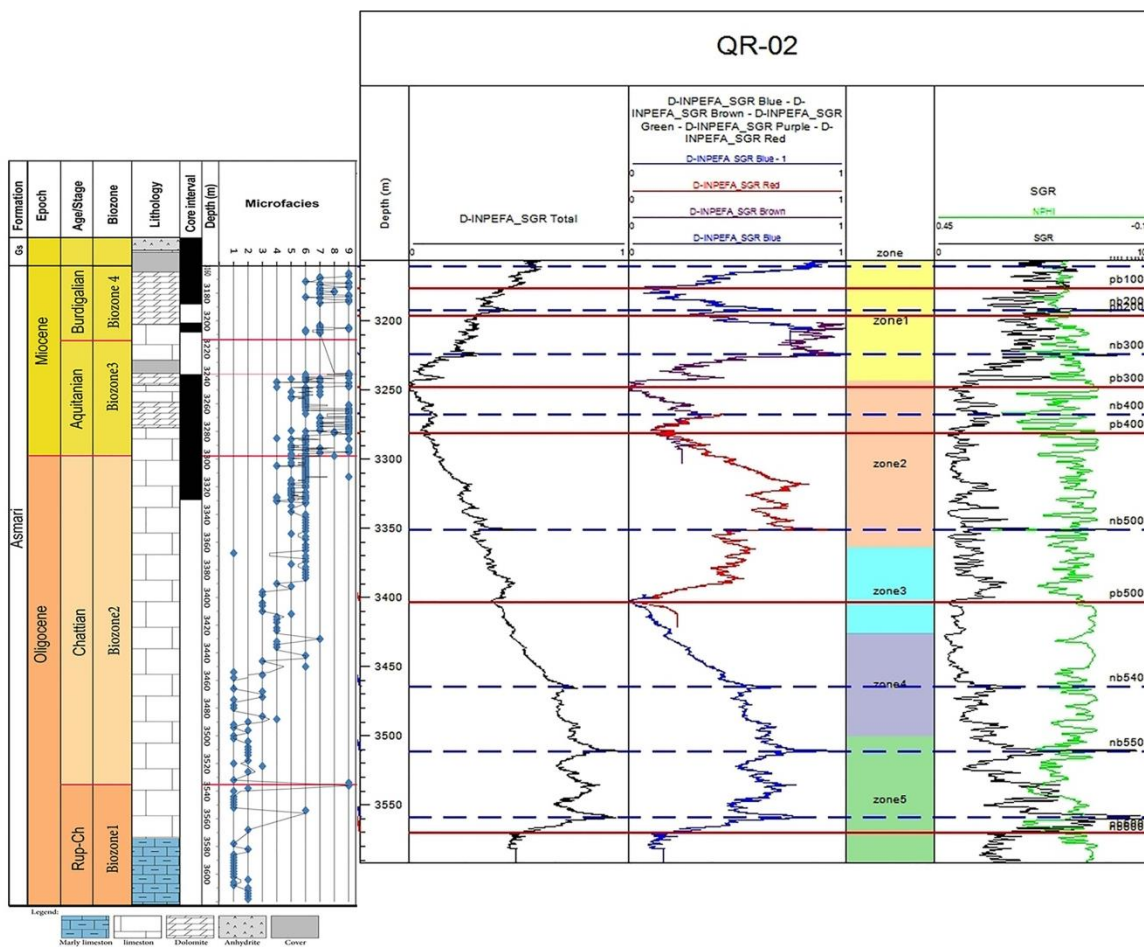
با ایجاد انطباق بین زونهای مخزنی در هر چاه و خطوط زمانی در هر زون، وضعیت قرارگیری سطوح مرزی زمانی نسبت به زونهای مخزنی، مورد بررسی قرار گرفت. بر این اساس مشخص شد که بین زونهای مخزنی ۱ و ۲ و مرزهای زمانی در این زونها انطباق ضعیفی وجود دارد و رأس زون ۲ در کلیه چاه‌های مورد مطالعه (۱، ۲، ۳، ۵، ۶ و ۷) در محل مرز زمانی pb3000 واقع می‌باشد. بررسی شکل ۱۲ به طور کلی نشان می‌دهد ریزرخساره‌های ۱ تا ۲ (بخش بیرونی پلاتفرم تا حوضه) با مرزهای زمانی pb5000، nb5400، nb5500، nb6000 و pb6000 چاه شماره ۲ منطبق بوده و ریزرخساره‌های ۳ تا ۴ (بخش میانی پلاتفرم) منطبق بر مرزهای زمانی pb3000، nb4000، pb4000 و nb5000 هستند. همچنین، ریزرخساره‌های ۵ تا ۹ (بخش داخلی به سمت ساحل پلاتفرم) با مرزهای زمانی nb1000، pb1000، nb2000، pb2000 و nb3000 تطابق دارند.

^۱ - Correlation panel

^۲ - Crest



شکل ۱۱- چارت تطابقی تحت الارضی سطوح pb و nb قابل انطباق سازند آسماری در میدان نفتی قلعه نار.



شکل ۱۲- انطباق مرزهای زمانی **nb** و **pb** با نمودار توزیع ریزرخساره‌های رسوبی سازند آسماری در چاه شماره ۲ میدان.

۵- نتیجه گیری

بر اساس مطالعات انجام شده در این پژوهش نتایج ذیل حاصل گردید:

الف) در بخش مطالعه زیست چینه نگاری، بررسی دقیق ریزدیرینه شناسی سازند آسماری در برش تحت الارضی چاه شماره ۲ میدان قلعه نار به شناسایی منجر به شناسایی ۲۳ جنس و ۲۸ گونه از روزن‌داران کفزی منجر گردید. به استناد نوشته لارسن و همکاران [۴۳] و وان بوخم و همکاران [۵۸] و با توجه به نمودار پخش و پراکنندگی فسیلها، چهار بایوزون جمععی تشخیص داده شد که شامل بایوزون شماره ۱ به سن روپلین - شاتین، بایوزون شماره ۲ به سن شاتین، بایوزون شماره ۳ به سن اکتیانین و بایوزون شماره ۴ به سن بوردیگالین می‌باشد. سن سازند آسماری با توجه به بایوزونهای جمععی شناسایی شده الیگوسن (روپلین - شاتین) و میوسن پیشین (اکیتانین - بوردیگالین) تعیین شد.

ب) در بخش بررسی ریزرخساره‌ها، بر اساس مطالعات پتروگرافی و بافتهای رسوبی و نیز تجمعات روزن‌داران کفزی و پلانکتون، ۹ ریزرخساره رسوبی برای سازند آسماری معرفی گردید. این ریزرخساره‌ها بیانگر رسوب‌گذاری در سه محیط رمپ بیرونی (دریای باز) در بخش آسماری زیرین، رمپ میانی (شول و دریای باز) اغلب در آسماری میانی و رمپ داخلی (بالای پهنه جزر و مدی، پهنه جزر و مدی و لاگون) بیشتر در بخش آسماری بالایی هستند. ریزرخساره‌های ۱ تا ۲ گویای

بخش بیرونی پلاتفرم تا حوضه، ریزرخساره‌های ۳ تا ۴ گویای بخش میانی پلاتفرم و ریزرخساره‌های ۵ تا ۹ گویای بخش داخلی به سمت ساحل پلاتفرم کربناته نوع رمپ می‌باشند.

پ) در مطالعه چینه نگاری سکانسی به کمک نرم افزار سیکلولاگ، داده‌های نمودار پرتو گاما سازند آسماری در ۶ حلقه چاه از میدان نفتی قلعه نار وارد نرم افزار سیکلولاگ شد. پس از ساختن نمودار INPEFA برای چاه شماره ۲ و مشخص کردن پیکهای شاخص pb و nb که برای بقیه چاه‌ها به عنوان مبنا قرار گرفت، روند تغییر نمودار در کلیه چاه‌ها تعقیب شد و در نهایت ۷ سطح مرزی مثبت و ۹ سطح مرزی منفی شناسایی گردید. با توجه به سطوح مرزی شناسایی شده و تکیه بر مطالعات زیست چینه نگاری، دو مرز سکانسی و دو مرز حداکثر پیش‌روی سطح آب دریا برای سازند آسماری در میدان نفتی قلعه نار معرفی شد که شامل سکانس A (معادل مرز زمانی pb2000 هم سطح با مرز آشکوبهای اکتیانین و بوردیگالین) و سکانس B (معادل مرز زمانی pb4000 هم سطح با آشکوب شاتین و مرز الیگوسن - میوسن) می‌باشند. دو مرز حداکثر پیش‌روی سطح آب دریا در کلیه چاه‌های مورد مطالعه این میدان شناسایی گردید که شامل $nb3000 = mfs1$ و $nb5000 = mfs2$ هستند.

سپاس و قدردانی

این مطالعه با حمایت واحد زمین شناسی اداره پژوهش و فناوری شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب انجام شده است. لذا نگارندگان لازم می‌دانند از مساعدتهای شایان توجه مدیریت محترم این شرکت به ویژه همکاری ارزنده جناب آقای دکتر روح الله شب افروز و جناب آقای دکتر حامد هوشمند قدردانی نمایند. از آقایان دکتر علی صیرفیان، دکتر حسین وزیری مقدم و دکتر رضا موسوی حرمی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

منابع

- [۱] آقاباتی، ع.، ۱۳۸۳، زمین‌شناسی ایران: سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ صفحه.
- [۲] آورجانی، ش.، طاهری، م.، امیری بختیار، ح.، رحمانی، ع.، ۱۳۸۶، بیواستراتیگرافی، رخساره و محیط رسوبی سازند آسماری در چاه شماره ۴۴ میدان نفتی کوپال (جنوب غرب ایران): یازدهمین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، صفحه ۴۵-۶۰.
- [۳] آورجانی، ش.، همت، م.، سبکرو، م.، صادقی، ر.، طاهری، م.، ۱۳۹۱، توصیف مغزه‌ها، چینه نگاری زیستی، رخساره‌ها، محیط رسوبی، چینه نگاری سکانسی و دیاژنز سازند آسماری در میدان نفتی مارون: شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، گزارش شماره پ-۷۴۸۹، ۸۵ صفحه (منتشر نشده).
- [۴] ابطیحی فروشانی، س.ز.، صیرفیان، ع.، ۱۳۹۳، ریزرخساره‌ها و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در برش تنگ سرخ، جنوب شرقی یاسوج: رخساره‌های رسوبی، جلد هفتم، شماره اول، صفحه ۱-۱۸.
- [۵] اکبری، ن.، همت، م.، طاهری، م.، سبکرو، م.، صادقی، ر.، ۱۳۹۰، مطالعه بایواستراتیگرافی، میکروفاسیس‌ها، محیط رسوبی و سکانس استراتیگرافی مخزن آسماری در میدان بی‌بی حکیمه: شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، گزارش شماره پ-۷۴۲۱، ۸۰ صفحه (منتشر نشده).
- [۶] شب افروز، ر.، غبیشاوی، ع.، ۱۳۸۹، چینه شناسی مخزن آسماری میدان گچساران: گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۳۹ صفحه (منتشر نشده).

- [7] خدری، ب.، جهانی، د.، امیری بختیار، ح.، ۱۳۸۹، میکروفاسیس و محیط رسوبی سازند آسماری در تاق‌دیس اشگر: بیست و نهمین گردهمایی علوم زمین، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- [8] رحمانی، ع.، ۱۳۹۱، آشنایی با نرم افزار سیکلولاگ و کاربردهای آن در صنعت نفت (مطالعات چینه نگاری سکانسی)، مطالعه موردی مخزن آسماری میدان نفتی پارسی (چاه شماره ۱۹): شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.
- [9] غبیشاوی، ع.، ۱۳۸۳، سکانس استراتیگرافی سازند آسماری در بیرونزدگی خويز و میدان گچساران: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تبریز، ۱۲۱ صفحه.
- [۱۰] غبیشاوی، ع.، رحمانی، ع.، ۱۳۸۵، سکانس استراتیگرافی سازند های ایلام و سروک در میدان نفتی آب تیمور (چاه شماره ۱۴): شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، گزارش شماره پ-۵۹۱۸، ۶۷ صفحه (منتشر نشده).
- [۱۱] غبیشاوی، ع.، رحمانی، ع.، ۱۳۸۹، مطالعه محیط رسوبی و سکانس استراتیگرافی مخزن بنگستان میدان نفتی رگ سفید: شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، گزارش شماره پ-۶۹۶۶، ۴۲ صفحه.
- [۱۲] غبیشاوی، ع.، و شب افروز، ر.، ۱۳۸۹، تطابق چینه شناسی مخزن بنگستان میدان گچساران بر اساس نرم افزار *cyclog*: گزارش داخلی شرکت مناطق نفت خیز جنوب، ۱۳ صفحه (منتشر نشده).
- [۱۳] عظیمی، م.ص.، رحیم پور بناب، ح.، اسرافیلی دیزجی، ب.، ۱۳۹۰، عوامل کنترل کننده کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان قلعه نار: سی-امین گردهمایی علوم زمین، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور.
- [۱۴] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران (چینه شناسی زاگرس): سازمان زمین شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [۱۵] واحد مطالعات شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۳۸۹، میدان نفتی قلعه نار: نقشه خطوط زیرزمینی سازند آسماری، مقیاس ۱:۵۰۰۰۰.
- [16] ADAMS, T. D. and BOURGEOIS, F., 1967, Asmari biostratigraphy. Iranian Oil Operating Companies, Geological and Exploration Division, Unpublished Report 1074, 1-37.
- [17] ADAMS, T. D., 1969, The Asmari Formation of Lurestan and Khuzestan Provinces. National Iranian Oil Company, Geological and Exploration Division, Unpublished Report. 1151.
- [18] ALLAHKARAMPOUR Dill, M., SEYRAFIAN, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2010, The Asmari Formation, north of the Gachsaran (Dill anticline), southwest Iran, facies analysis, depositional environments and sequence stratigraphy: *Carbonates and Evaporites*, **25** (2), 145-160.
- [19] AL-SHARHAN, A.S., and KENDALL, C.G. ST. C., 2003. Holocene coastal carbonates and evaporates of the southern Arabian Gulf and their ancient analogues: *Earth Science Reviews*, **61** (3-4), 191-243.
- [20] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2007a, Paleoenvironmental model and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in southwest Iran: *Historical Biology*, **19** (2), 173-183.
- [21] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2007b, Sedimentary facies and sequence stratigraphy of the Asmari Formation at Chaman -Bolbol, Zagros Basin, Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, **29**, 947-959.
- [22] AMODIO, S., 2006, Foraminifera diversity changes and paleoenvironmental analysis the Lower Cretaceous shallow-water carbonates of San Lorenzello: Campanian Apennines, southern Italy. *Facies*, **52**, 53-67.
- [23] AVARJANI, SH., MAHBOUBI, A., MOUSSAVI-HARAMI, R., AMIRIBAKHTIAR, H., BRENNER, R.L., 2015, Facies, depositional sequences, and biostratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in Marun oilfield, North Dezful Embayment Zagros Basin, SW Iran: *Palaeoworld*, **24** (2), 336-358.
- [24] BUSK, H.G., and MAYO, H. T., 1918, Some notes on the geology of the Persian Oilfields: *Journal of the Institution of Petroleum Technologists*, **5**, 5-26.
- [25] BUXTON, M.W.N. and PEDLEY, H.M., 1989, A standardized model for Tethyan Tertiary carbonate ramps: *Journal of the Geological Society, London*, **146**, 746-748.
- [26] COSOVIC, V., DROBNE, K., and MORO, A., 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrian Peninsula): *Facies*, **50**, 61-75.

- [27] CORDA, L., and BRANDANO, M., 2003, Aphotic zone carbonate production on a Miocene ramp, Central Apennines, Italy: *Sedimentary Geology*, **161**, 55 -70.
- [28] CYCLOG VERSION 2010C USER GUIDE, 2010, Enres International Company.
- [29] CURRY, B., 1999, An environmental tolerance index for ostracods as indicators of physical and chemical factors in aquatic habitats: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **148**, 51-63.
- [30] DARAEI, M., AMINI, A., ANSARI, M., 2014, Facies analysis and depositional environment study of the mixed carbonate–evaporite Asmari Formation (Oligo-Miocene) in the sequence stratigraphic framework, NW Zagros, Iran: *Carbonates and Evaporites*, **30** (3), 253–272.
- [31] DE JONG, M., SMITH, D., DJINNIO, S., HARDY, N., 2006, Subsurface correlation of the Triassic of the UK southern central graben: new look at an old problem. **24**, 103–109.
- [32] DUNHAM, R., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture, In: Ham WE, (ed.), Classification of carbonate rocks: *AAPG Memoir* **1**, 108 -121.
- [33] EHRENBERG, S.N.H., PICKARD, N.A., LAURSEN, G.V., MONIBI, S., MOSSADEGH, Z.K., SVÄNÅ, T.A., AQRAWI, A.A.M., and THIRLWALL, J.M.M.M.F., 2007, Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **30**, 107 -128.
- [34] FLÜGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application, 2nd edition. Springer, Heidelberg, 976.
- [35] GEEL, T., 2000, Recognition of Stratigraphic sequence in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analyses of palaeogene deposits in southeastern Spain: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **155**, 211 -238.
- [36] GILBERT, G.K., 1895, Sedimentary measurement of Cretaceous time: *Journal of Geology*, **3**, 121-127.
- [37] GRADSTEIN, F.M., OGG, J.G., SMITH, A.G., 2004, Geological time scale: Cambridge University Press, 589.
- [38] GHANAVATI, K., 2010, Novel approach to address carbonate evaluation problems of Ahwaz Bangestan reservoir using Cyclog software: 14th Intl. Oil, Gas and Petrochemical Congress.
- [39] HAKIMZADEH, S., AND SEYRAFIAN, A., 2008, Late Oligocene - Early Miocene benthic foraminifera and biostratigraphy of the Asmari Formation, South Yasuj, north-central Zagros basin, Iran: *Carbonates and Evaporites*, **23**, 1-10.
- [40] HONARMAND, J., AMINI, A., 2012, Diagenetic processes and reservoir properties in the ooid grainstones of the Asmari: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **81**, 70–79.
- [41] HOTTINGER, L., 1983, Processes determining the distribution of larger foraminifera in space and time: *Utrecht Micropaleontological Bulletins*, **30**, 239 -253.
- [42] JAMES, G. A., and WYND, J. G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium agreement area: *AAPG Bulletin*, **49**, 2182-2245.
- [43] LAURSEN, G., MONIBI, S., ALLAN, T., PICKARD, N., HOSSEINEY, A., VINCENT, B., HAMON, Y., VAN-BUCHER, V., MOALLEMI, A., DRUILLION, G., 2009, The Asmari Formation Revisited, Changed Stratigraphic Allocation and New Biozonation: First International Petroleum Conference and Exhibition, Shiraz, 4 -6 May 2009.
- [44] LEES, G. M., 1933, The reservoir rocks of Persian oil fields: *American Association Petroleum Geology Bulletin*, **17**, (3), 229-240.
- [45] LOEBLICH, A. R., and TAPPAN, H., 1998, Foraminiferal genera and their classification: Van Nostrand Reinhold Company, New York, 970.
- [46] NIO, S.D., BÖHM, A.R., BROUWER, J.H., DE JONG, M.G., and SMITH, D.G., 2006, Climate stratigraphy, principles and applications in subsurface correlation: EAGE Short Course Series, **1**, 1-130.

- [47] NIO, S. D., BROUWER, J. H., SMITH, D. G., DE JONG, M. G., and BÖHM, A. R., 2005, Spectral trend attribute analysis applications in the stratigraphic analysis of wireline logs: *First Break*, **23** (4), 71-75.
- [48] RAHMANI, A., VAZIRI -MOGHDDAM, H., TAHERI, A., and GHOBEISHAVI, A., 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.
- [49] RAHMANI, A., TAHERI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and GHOBEISHAVI, A., 2012, Biostratigraphy of the Asmari Formation at Khaviz and Bangestan Anticlines, Zagros Basin, SW Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie Abhandlungen*, **263** (1), 1 -16.
- [50] RICHARDSON, P. K., 1924, The geology and oil measures of southwest Persia: *Journal of the Institution of Petroleum Technology*, **10**, 256 -283.
- [51] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., MOUSSAVI HARAMI, R., GHOBEISHAVI, A., and AL-ASAM, I.S., 2015. Facies analysis and carbonate Ramp Evolution of Oligo -Miocene Asmari Formation in the Gachsaran and Bibi-Hakimeh Oilfields and the Nearby Mish Anticline, Zagros Basin, Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie -Abhandlungen*, **276** (1), 121 -146.
- [52] SADEGHI, R., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI A., 2009, Biostratigraphy and palaeoecology of the Oligo-Miocene succession in Fars and Khuzestan areas (Zagros Basin, SW Iran): *Historical Biology*, **21** (2), 17 -31.
- [53] SADEGHI, R., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2010, Microfacies and sedimentary environment of the Oligocene sequence (Asmari Formation) in Fars sub -basin, Zagros Mountains, southwest Iran: *Facies*, **57** (3), 431- 446.
- [54] SALEH Z., and SEYRAFIAN, A., 2014, Biostratigraphy and depositional environment evolution of the Asmari Formation at the Shajabil anticline, Iran: *Arabian Journal of Geosciences*, **7** (10), 4235 -4243.
- [55] TAHERI, A., 2010, Paleoenvironmental model and sequence stratigraphy for the Oligo-Miocene foraminiferal limestone in east of Dogonbadan: *Sedimentology Researches*, **40**, 15-30.
- [56] THOMAS, A.N., 1948, The Asmari limestone of southwest Iran; Anglo-Iranian Oil Company Report, Unpublished Report No. 706,
- [57] VAN BUCHEM, F. S. P., ALLAN, T. L., LAURSEN, G. V., LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEI, H., PICKARD, N. A. H., TAHMASBI, A. R., VEDRENNE, V., and VINCENT, B., 2010, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo -Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran: Geological Society of London, Special Publications, **329** (1), 219 -263.
- [58] VAZIRI-MOGHA DDAM, H., KIMIAGARI, M., and TAHERI, A., 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, **52**, 41 -51.
- [59] WARREN, J., 2000, Dolomite: occurrences, evolution and economical important association: *Earth science Review*, **52**, 1-87.
- [60] WILSON, J.L., 1975, Carbonate facies in geologic history: Berlin, Heidelberg, New York, Springer, 471.
- [61] ZABIHI ZOERAM, F., VAHIDINIA, M., MAHBOUBI, A., and AMIRI BAKHTIAR, H., 2013, Facies analysis and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in the northern area of Dezful Embayment, south-west Iran: *Studia UBB Geologia*, **58** (1), 45 – 56.
- [62] ZABIHI ZOERAM, F., VAHIDINIA, M., SADEGHI, A., MAHBOUBI, A., and AMIRI BAKHTIAR, H., 2015, Larger benthic foraminifera a tool for biostratigraphy, facies analysis and paleoenvironmental interpretations of the Oligo-Miocene carbonates, NW Central Zagros Basin, Iran: *Arabian Journal of Geosciences*, **8** (2), 931-949.

تجزیه و تحلیل گونه‌های سنگی الکتریکی مخزن بنگستان (کرتاسه) در میدان نفتی مارون (خاور اهواز)

ابوذر محسنی پور^{۱*}، احسان ابهرک پور^۲، قدرت اله نیکخواه^۳، بهمن سلیمانی^۴

^۱ کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز

^{۳،۲} کارشناسی ارشد شرکت ملی حفاری، اهواز، ایران

^۴ استاد گروه زمین شناسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران

*Abouzarmohseni@yahoo.com

دریافت دی ۱۳۹۵، پذیرش تیر ۱۳۹۶

چکیده

مطالعات مربوط به گونه‌های سنگی الکتریکی نقش بسیار مهمی را در فرایند توسعه یک میدان ایفا می‌کند. در این مطالعات از داده‌های تخلخل-تراوایی مغزه و لاگ‌های چاه‌پیمایی جهت شبیه‌سازی مخزن استفاده می‌شود. در پژوهش حاضر در ابتدا با استفاده از داده‌های آنالیز مغزه (تخلخل و تراوایی) در تعدادی از چاه‌های میدان مارون (جنوبغرب ایران) به روش شاخص منطقه‌ای جریان چهار واحد جریانی برای این مخزن تعیین گردید. با استفاده از لاگ‌های چاه‌پیمایی مدل اولیه گونه سنگی الکتریکی به سه روش SOM، MRGC و DYNAMIC تعیین گردید. رخساره‌های تعیین شده با روش‌های مختلف با واحدهای جریانی مقایسه گردید و از بین آنها روش SOM که دارای بیشترین تطابق بود، انتخاب گردید. از بین ۹ الکتروفاسیس اولیه ایجاد شده با توجه به شباهت برخی از پارامترها مانند تخلخل موثر و میزان شیل، به ۴ الکتروفاسیس تقلیل داده شد. در این رخساره‌ها کیفیت مخزن از شماره ۱ به سمت شماره ۴ افزایش می‌یابد. جهت اطمینان از دقت تعیین گونه‌های سنگی الکتریکی توسط شبکه عصبی، این الکتروفاسیس‌ها با داده‌های فشار موئینه مقایسه و بدلیل تطابق خوب به سایر چاه‌های میدان انتشار داده شد. در نتیجه مدلی ایجاد گردید که توانایی جدایش بخش‌های مختلف مخزنی را از همدیگر دارا بود. در این مدل قسمت‌های مختلف از نظر کیفیت مخزنی تفکیک گردید. این مدل در تهیه مدل استاتیک مخزن می‌تواند بکار برده شود.

کلمات کلیدی: میدان نفتی مارون، الکتروفاسیس، واحد جریان، مخزن بنگستان، روش خود سازمانده SOM.

۱- مقدمه

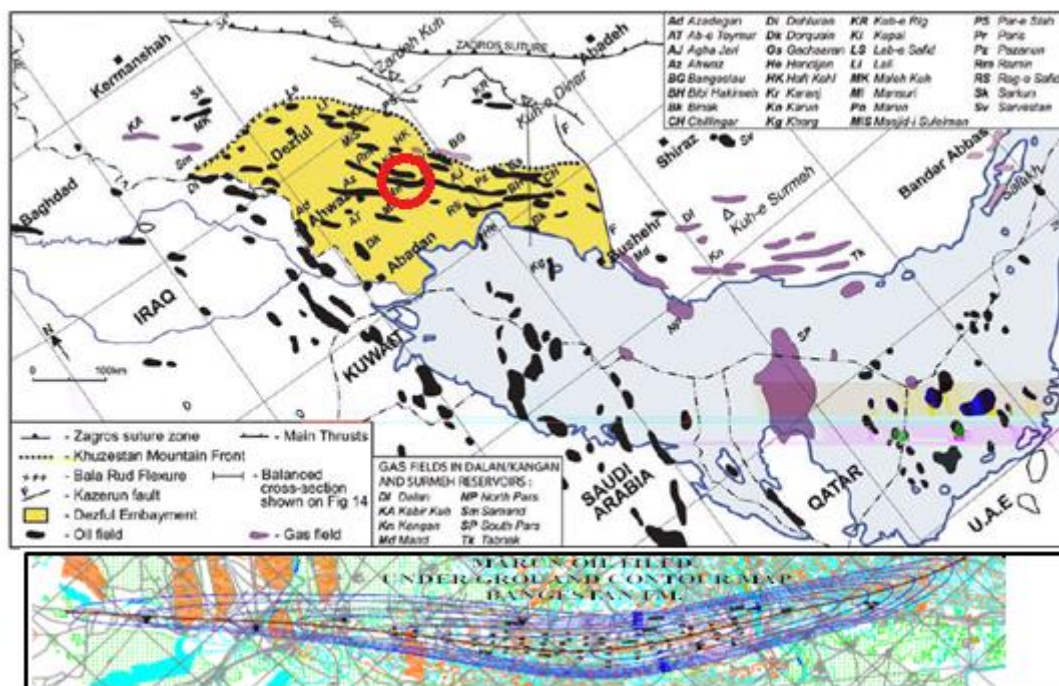
سرشت‌نمایی مخزن و تشخیص فاکتورهای اصلی کنترل‌کننده کیفیت مخزنی سهم مهمی در ارائه یک تصویر واقعی از ویژگی‌های مخزن دارد [۲]. یکی از موارد مهم در زمینه توسعه میادین نفت و گاز، شناسایی سنگ‌های مخزن و بررسی کیفیت مخزنی آن‌هاست. هدف از بررسی ویژگی‌های مخزنی، مشخص کردن توزیع فضایی شاخص‌های پتروفیزیکی مانند تخلخل، تراوایی و اشباع‌شدگی است [۲۸]. از جمله مواردی که در مطالعه جامع یک مخزن هیدروکربوری صورت می‌گیرد، تهیه مدل گونه‌سنگی الکتریکی Electrica Rock Type یا الکتروفاسیس می‌باشد. در مخازن کربناته، رخساره الکتریکی مفهوم جدیدی از گونه‌سنگی براساس پاسخ‌های لاگ معرفی می‌شود [۲۹، ۲۷، ۳۱، ۳۵]. در چاه‌های فاقد مغزه، رخساره‌های رسوبی با کمک داده‌های پتروفیزیکی تفسیر می‌شوند، چون بطور مستقیم قابل مشاهده نیستند. بعضی از نمودارهای چاه-پیمایی همچون گاما، چگالی، نوترون و پتانسیل خودزا، که می‌توانند نوع لیتولوژی را نشان دهند، به عنوان شاخص خوبی از رخساره شناخته می‌شوند [۳۵]. مقالات [۹، ۱۰، ۲۰، ۲۲، ۳۳] و یا موضوع پایان‌نامه‌های متعددی [۴، ۵، ۶، ۷]. در زمینه تعیین رخساره الکتریکی وجود دارد.

واحد جریان سیال ابزارقدرتمندی در تقسیم‌بندی مخزن به واحدهایی است که ساختاردرونی مخزن را درمقیاسی سازگار با مدلسازی‌های شبیه‌سازی مخزن تقریب می‌زند [۸]. واحدهای جریانی توسط محققین بسیاری مورد پژوهش قرار گرفته است [۱۱، ۱۸، ۲۳، ۲۴] روش‌های مختلفی برای تعیین واحدهای جریانی وجود دارد که از آن جمله می‌توان به روش وینلند [۳۹]، لورنز، لورنز اصلاح شده بر مبنای چینه‌نگاری [۲۱] و شاخص منطقه‌ای جریان [۱۱] اشاره کرد. در این مطالعه با استفاده از شاخص منطقه‌ای جریان واحدهای جریانی نیز تعیین شدند.

مخزن بنگستان از نظر اهمیت دومین مخزن مهم در میادین نفتی جنوب و جنوب غرب ایران می‌باشد. مخزن بنگستانی مارون بعنوان یکی از مخازن عظیم مورد توجه خاص بوده و بنابراین بررسی و شناخت رفتار مخزن با توجه به اهمیت آن در صنعت از اولویتهای توسعه میادین جنوب غرب بشار می‌رود. مطالعه حاضر جهت تعیین رخساره الکتریکی با استفاده از ماژول FACIMAGE™ نرم افزار Paradigm™ Geolog® 6.7.1 صورت پذیرفته است.

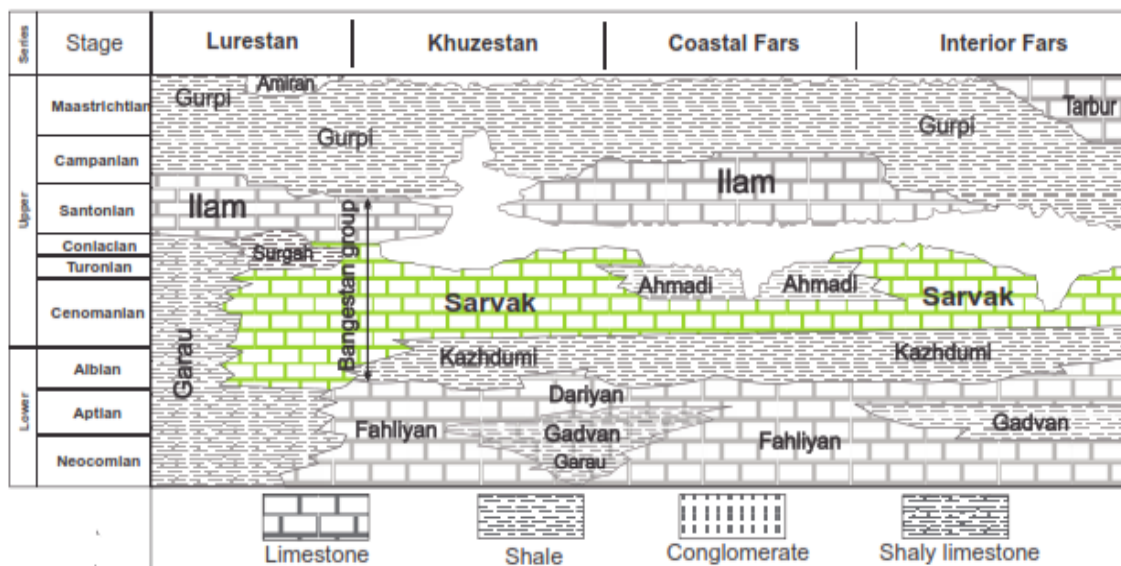
۲- میدان نفتی مارون

میدان نفتی مارون یکی از بزرگترین میادین نفتی جنوب غرب ایران محسوب می‌شود که در فاصله ۶۰ کیلومتری شرق اهواز و در مجاورت میادین کوپال، آغاچاری، رامین، شادگان و رامشیر واقع شده است (شکل ۱). از لحاظ زمین‌شناسی میدان مارون در قسمت شرقی حوضه فروافتاده دزفول شمالی قرار گرفته است. این میدان دارای مخازن آسماری، بنگستان و خامی است. مطالعه کنونی در ارتباط با مخزن بنگستان می‌باشد. گروه بنگستان به سن آلبین-کامپانین غالباً در کربناته‌های نریتیک سازند سروک و واحدهای معادلش (به عنوان مثال سازند میشریف در عراق) شامل برخی از مخازن بسیار حاصلخیز محدوده‌های هیدروکربنی حوضه زاگرس و فلات قاره عربی است [۳۲]. مخزن بنگستان شامل آهک‌های کم عمق سازندهای ایلام و سروک در فروافتادگی دزفول و مناطق بلا فصل آن است [۷]. ساختمان مخزن بنگستان میدان مارون، تقریباً تاقدیس نامتقارنی با ابعاد ۶۳ کیلومتر طول و ۵ کیلومتر عرض در افق ایلام که دارای روند شمالغرب-جنوبشرق بوده و در سطح محوری خود در میانه میدان دچار خمش شده است [۴].



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی مارون [۱۲] و نقشه UGC مخزن بنگستان.

مخزن بنگستان شامل رسوبات کرتاسه بالایی است که بیشتر از سنگ‌های آهکی با تخلخل و نفوذپذیری کم و درجه اشباع آب زیاد می‌باشد (شکل ۲). در میدان مارون یک سطح قطع شدگی رسوبی بین زون‌های مخزنی ۱ و ۲ و نیز گسترش یک واحد شیلی در قاعده ایلام، تفکیک کننده سازندهای ایلام و سروک می‌باشد [۴]. مخزن بنگستان مارون یک مخزن چندلایه Multi Layered محسوب می‌شود که در آن زون‌های متخلخل بوسیله زون‌های متراکم از هم جدا می‌شوند [۱۶].



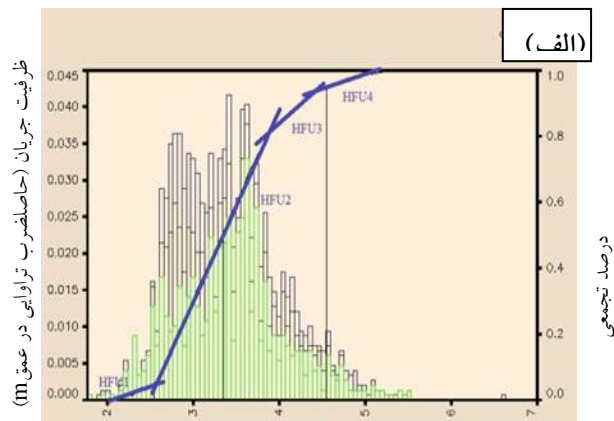
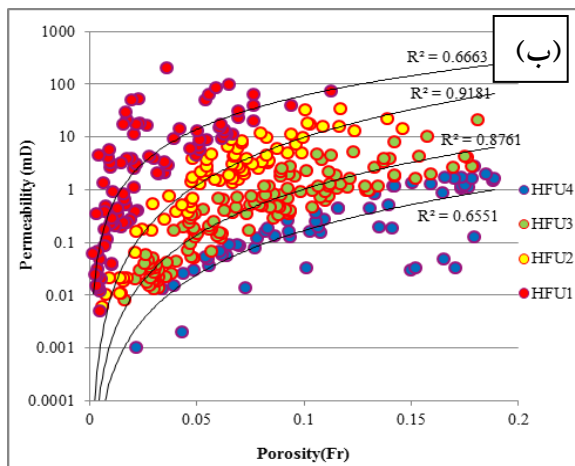
شکل ۲- چینه‌شناسی توالی کرتاسه در بخش‌های مختلف ایران، شامل رخساره جانبی و تنوع ضخامت سازند سروک از گروه بنگستان [۳۲].

۳- روش کار

۳-۱- تعیین واحدهای جریان

تراوایی و تخلخل سنگ مخزن به عنوان مهمترین پارامترها برای ارزیابی و توصیف مخزن به حساب می‌روند [۳۶]. واحدهای جریان هیدرولیکی Hydraulic flow unit به عنوان شاخصی از واحدهای مخزنی هستند که در آنها ویژگی‌های جریان به دلیل خصوصیات گلوگاه‌های منافذ یکنواخت است [۵].

این مطالعه جهت انتخاب بهترین روش خوشه‌بندی از داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه‌های سه چاه به روش احتمال نرمال لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان (Log FZI) و تراوایی واحدهای جریان برای هر چاه به صورت جداگانه تعیین گردید (شکل ۳). در نمودار تجمعی احتمال نرمال ترسیم شده برای همه چاه‌ها از نقاط شکستگی یا عطف بعنوان شاخصی جهت تفکیک واحدهای جریان مختلف استفاده و چهار واحد جریان هیدرولیکی استخراج گردید (شکل ۳). بر اساس کیفیت مخزنی با توجه به مقدار لگاریتم شاخص منطقه‌ای جریان (Log FZI) واحدهای جریان با کمترین مقدار LogFZI به عنوان بدترین از نظر کیفیت مخزنی و واحدهای جریان با بیشترین مقدار LogFZI بعنوان بهترین از نظر کیفیت مخزنی در نظر گرفته می‌شوند. در پژوهش حاضر از واحدهای جریان ۱ به ۴ افزایش کیفیت مخزنی را داریم. محدوده این واحدهای جریان در جدول شماره ۱ بیان شده است.



ظرفیت مخزن (حاصلضرب تخلخل در عمق (m)

شکل ۳- واحدهای جریان مشخص شده بر اساس (الف) روش شاخص منطقه‌ای جریان و (ب) نمودار احتمال نرمال حاصل از خوشه بندی داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه‌های سه چاه

جدول ۱- محدوده تغییرات لگاریتم زون نشانگر جریان برای واحدهای جریان

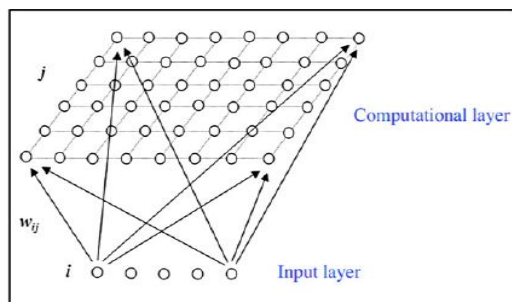
LOG FZI			
HFU4	HFU3	HFU2	HFU1
>4.4	3.7 - 4.4	2.6-3.7	<2.6

۲-۳- شبکه عصبی خودسازمانده (SOM)

شبکه‌های عصبی خودسازمانده (SOM) self-organizing maps یکی از مهمترین مدل‌های شبکه عصبی است که اخیراً در زمینه‌های زیادی از قبیل آنالیز تصاویر [۳۸] جهت حرکت بادها [۱۳، ۱۹] و تفسیر امواج لرزه‌ای [۱۴، ۳۷] مورد استفاده قرار گرفته است. این الگوریتم یک نوع مدل شبکه عصبی است که در پیاده‌سازی و طرح ریزی مشخصه‌های غیرخطی از فضای چند بعدی به فضای یک بعدی مورد استفاده قرار می‌گیرد [۲۶]. اصطلاح خودسازماندهی اشاره به توانایی یادگیری و سازماندهی اطلاعات بدون وجود مقدار خروجی‌های مرتبط با ورودی‌های مورد نظر می‌باشد.

[۳۰]. یک شبکه عصبی خودسازمانده شامل نورون‌های سازمان یافته در یک شبکه منظم یک بعدی است. تعداد نورون‌ها ممکن است که از چند ده نورون تا چند ده هزار در تفاوت باشد، هر نورون با نورون‌های مجاور به وسیله رابطه همسایگی که توپولوژی یا نقشه‌های ساختمانی کوهن نامیده می‌شود، در ارتباط است (شکل ۴).

بنابراین مشاهدات مشابه در این ساختار باید خیلی به همدیگر نزدیک باشند. الگوریتم آموزشی ساختار گره‌های نقشه خودسازمانده برای نمایش کل مجموعه داده‌ها و وزن‌های مربوط به آنها، بهینه‌سازی در طی هر مرحله از تکرار می‌باشد. در هر مرحله، یک بردار ورودی X از مجموعه داده‌ها به صورت تصادفی انتخاب شده و فاصله بین آن و همه بردارهای وزنی شبکه (SOM) با استفاده از بعضی اندازه‌گیری‌های خاص محاسبه می‌شود. بنابراین یک توپولوژی مطلوب به دست خواهد آمد.



شکل ۴- الگوی شبکه عصبی خودسازمانده متشکل از لایه‌های ورودی و رقابتی [۳۵].

الگوریتم آموزشی شبکه‌های عصبی خودسازمانده به صورت زیر خواهد بود [۲۵].

محاسبه فاصله بین الگو و تمام سلول‌های عصبی $[d_{ij} = \|x_k - w_{ij}\|]$

انتخاب نزدیکترین نورون به عنوان نورون برنده $[w_{ij}: d_{ij} = \min(d_{mn})]$

به روز رسانی هر نورون با توجه به قاعده $[w_{ij} = w_{ij} + \alpha h(w_{winner}, w_{ij}) \|x_k - w_{ij}\|]$

تکرار این روند تا زمانی که یک معیار توقف خاص بدست آید. معمولاً توقف معیار با تعداد ثابتی از تکرار همراه می‌باشد. برای اثبات همگرایی و ثبات نقشه، نرخ یادگیری و شعاع همسایگی در هر تکرار کاهش می‌یابد. بنابراین همگرایی به صفر میل خواهد کرد. فاصله اندازه‌گیری بین بردارها فاصله اقلیدوسی می‌باشد، ولی از دیگر اندازه‌گیری‌های فواصل مانند فاصله و غیره نیز می‌توان استفاده نمود.

۳-۳- انتخاب داده‌های ورودی برای ساخت مدل الکتروفاسیس

در این مطالعه در ابتدا تعدادی از چاه‌ها که می‌توانستند کل ویژگی‌های مخزن را پوشش دهند به عنوان مبنا انتخاب گردید. لاگ‌های منعکس کننده لیتولوژی از جمله چگالی (RHOB)، سرعت صوت (DT)، تخلخل نوترون (NPHI)، تخلخل موثر (NPHE) و گاما (GR) به عنوان لاگ‌های ورودی برای تعیین گونه سنگی الکتریکی استفاده گردید. نمودار چگالی ابزار قدرتمندی برای تشخیص لیتولوژی و همچنین تعیین بخش‌های انیدریتی و متراکم (فاقد کیفیت) مخزن است. هر دو نمودار سرعت صوت و نوترون را می‌توان ابزارهای مناسبی برای تعیین تخلخل دانست ولی با این تفاوت که نمودار نوترون عمدتاً تخلخل کل را نشان می‌دهد ولی نمودار صوتی گویای تخلخل اولیه بوده و کاربرد بسیار مهمی هم در تعیین بخش‌های دارای شکستگی دارد. از نمودار پرتو گاما هم بدلیل توان بالای آن در تفکیک لیتولوژی‌های مختلف استفاده شد.

جهت تعیین رخساره‌های الکتریکی روش‌های متنوعی وجود دارد. از میان آنها، خوشه‌بندی رایج‌ترین و دقیق‌ترین روش می‌باشد. خوشه‌بندی برای ارزیابی شباهت و عدم شباهت بین داده‌ها انجام می‌گیرد. این روش که تحت عنوان آنالیزهای رده بندی نیز شناخته می‌شود، گروه‌ها و یا خوشه‌هایی که اغلب به طور طبیعی در مجموعه داده‌ها وجود دارند را استخراج می‌کند. بطوریکه داده‌های یک خوشه بیشترین شباهت و با داده‌های دیگر بیشترین تفاوت ممکن را دارند. در این پژوهش با استفاده از روش شبکه عصبی در تعداد ۶ چاه مدل اولیه الکتروفاسیس تخمین زده شد و در ادامه با مقایسه این روش‌ها با واحدهای جریانی تعیین شده به روش شاخص منطقه ای جریان و داده‌های حاصل از فشار مؤئینه مدل بهینه بدست آمد که به خوبی رخساره‌های مخزنی را از همدیگر تفکیک نمود. سپس این مدل جهت تهیه مدل رخساره‌ای به سایر چاه‌های میدان تعمیم داده شد.

۳-۴- انتخاب روش خوشه‌سازی

ابتدا گونه سنگی الکتریکی با روش‌های (MRGC) Multi Regression Graph Base Clustering ، Dynamic Clustering (DYNAMIC) و (SOM) تعیین گردید، نتایج حاصل از روش‌های خوشه‌سازی با نتایج واحدهای جریانی تعیین شده تطابق داده شد (شکل ۱۴) با توجه به همخوانی بیشتر روش SOM این روش که یک شبکه عصبی رقابتی خودسازماندهنده و از نوع بدون ناظر است، برای طبقه بندی اطلاعات لاگ استفاده شد.

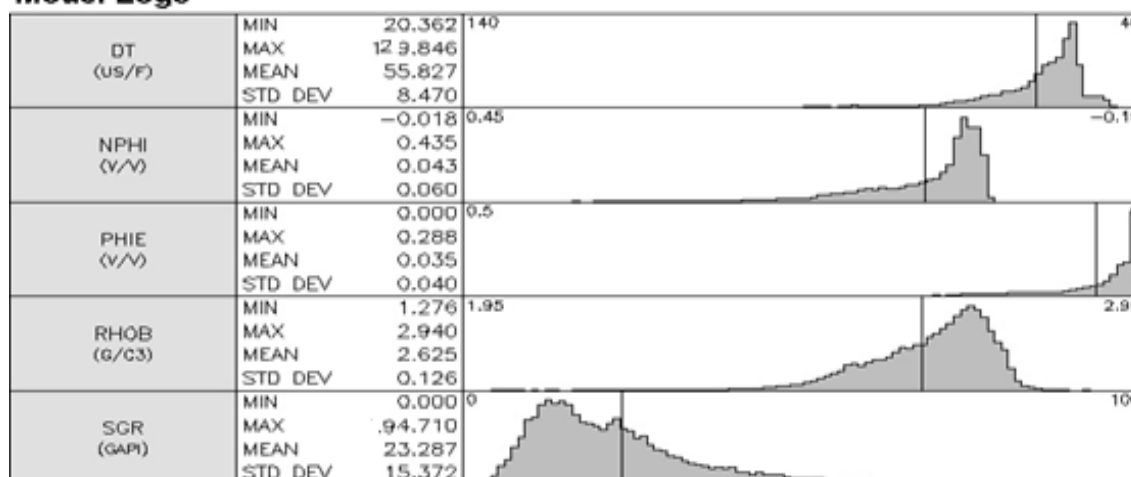
گونه سنگی حاصل از روش SOM با داده‌های فشار مؤئینه مقایسه و برای هر رخساره داده‌های فشار مؤئینه مربوط به آن رخساره بطور جداگانه ترسیم گردید. در نهایت دسته‌بندی قابل قبولی با ۴ الکتروفاسیس ارائه گردید.

۳-۵- انتشار مدل

در مرحله بعد از مدل‌سازی رخساره‌ها، مدل بر روی مجموعه داده‌هایی که در مرحله ساخت مدل استفاده نشده انتشار داده شد. به عبارت دیگر هر نمونه عمقی لاگ در مجموعه متقاضی با همه نمونه‌های عمقی لاگ از کاتالوگ (مجموعه داده مبنا) مقایسه شده (شکل ۵) و مقدار شاخص رخساره الکتریکی نمونه‌های که بیشترین شباهت را نشان می‌دهد به آن عمق خاص اختصاص داده می‌شود.

40255 Samples – 518 Samples outside plot limits

Model Logs

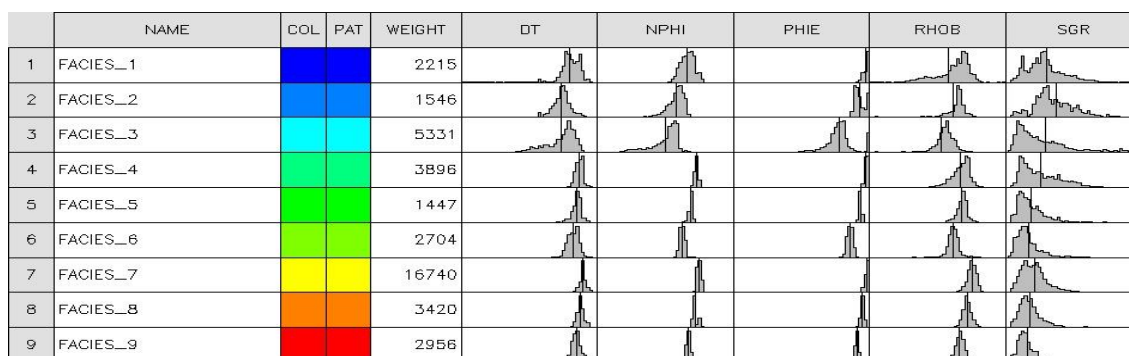


شکل ۵ - مجموعه داده ورودی (مبنا) برای ساخت مدل رخساره الکتریکی

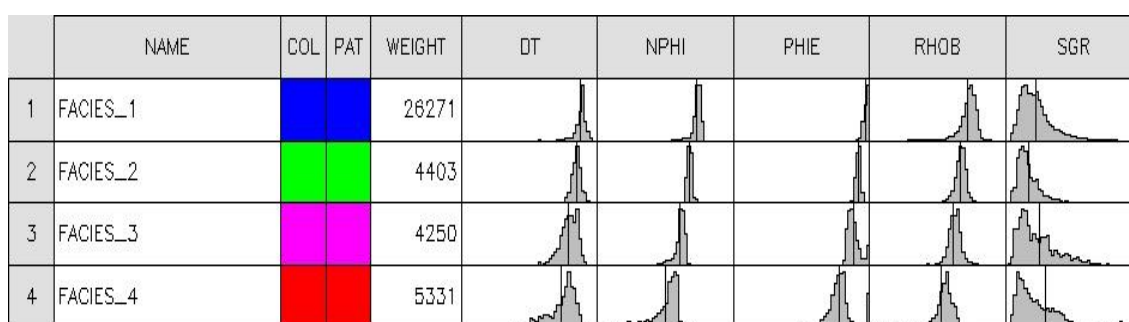
۴- بحث

در مطالعات مربوط به مباحث توسعه مخازن هیدروکربوری، زون بندی مخزن از لحاظ کیفی می تواند نقش مهمی ایفا کند. تعیین نقاط با کیفیت مخزنی مناسب می تواند باعث کاهش هزینه تولید از مخزن گردد. بهترین داده ها جهت اینگونه مطالعات، تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه ها می باشند، به دلایل اقتصادی در هر میدان تعداد کمی از چاه ها مغزه گیری می شود. در پژوهش حاضر سعی گردید تا مخزن بنگستانی میدان نفتی مارون با توجه به داده های نمودارهای چاه پیمایی و تطابق آنها با داده های تخلخل و تراوایی موجود با استفاده از روش واحد جریانی هیدرولیکی، مورد بررسی کیفی قرار گیرند.

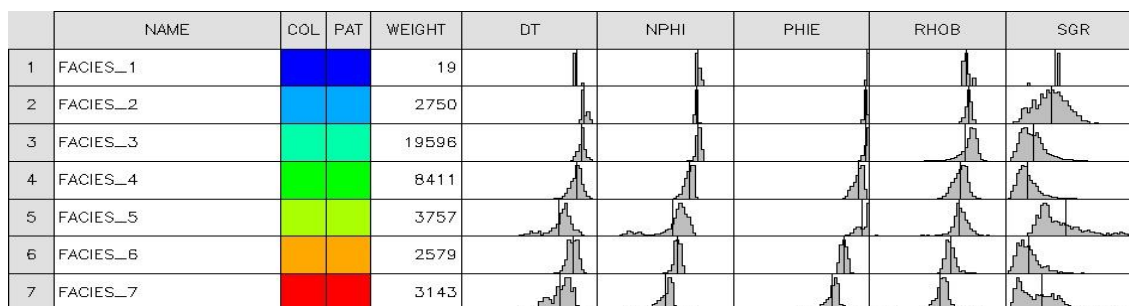
در این مطالعه بمنظور ارائه مدل جامع مخزن که بیانگر کیفیت مخزنی باشد از بین چاه های حفر شده، تعداد ۶ حلقه چاه بنگستانی که دارای کاملترین داده ها بودند به عنوان داده های اولیه مدل انتخاب گردیدند. با بکارگیری روش های مختلف خوشه بندی MRGC، DC و SOM تعداد خوشه های اولیه با استفاده از داده های لاگ چاه پیمایی در چاه های مورد مطالعه تعیین گردید. در روش SOM تعداد ۹ خوشه اولیه ایجاد گردید (شکل ۶). در روش MRGC از بین ۵ دسته ایجاد شده، دسته ای با بالاترین تفکیک یا خوشه (۷ دسته) به عنوان دسته برتر انتخاب و مورد بررسی قرار گرفت (شکل ۸). در روش DC چهار خوشه اولیه ایجاد گردید (شکل ۱۰). پس از تجزیه و تحلیل رخساره های الکتریکی اولیه تعیین شده به وسیله هر روش خوشه بندی، نتیجه حاصل گردید که برخی از خوشه ها، از لحاظ پارامترهای اساسی مانند تخلخل مؤثر و مقدار شیل مشابه می باشند، بنابراین جهت ایجاد بهترین خوشه، دسته های مشابه در یکدیگر ادغام گردیدند. در روش SOM تعداد ۴ الکتروفاسیس نهایی حاصل گردید (شکل ۷). کیفیت مخزنی از رخساره شماره ۱ به سمت رخساره شماره ۴ بهبود پیدا می کند. این نتیجه در روش MRGC نیز تایید گردید (شکل ۹). در روش خوشه بندی DC، ۴ رخساره الکتریکی اولیه از رخساره با کیفیت بد مخزنی به رخساره با کیفیت خوب مخزنی مرتب گردیدند (شکل ۱۱). در نتیجه در اثر ادغام خوشه های اولیه در هر سه روش ۴ خوشه نهایی به عنوان خوشه هایی که می توانستند بیانگر کیفیت مخزنی باشند ایجاد و مرتب گردید. بطوریکه از رخساره الکتریکی شماره ۱ به سمت رخساره الکتریکی شماره ۴ کیفیت مخزنی بهبود می یابد.



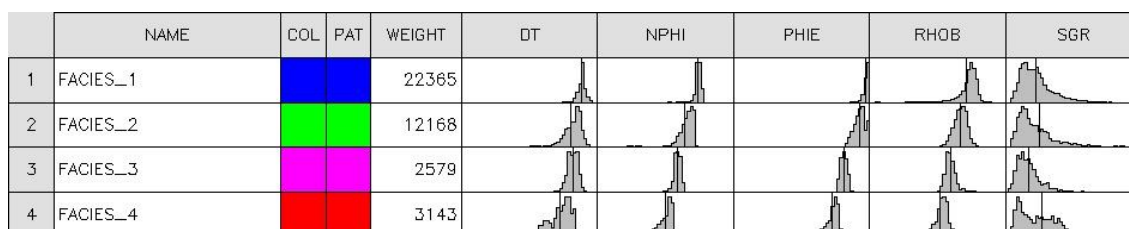
شکل ۶- مدل اولیه ساخته شده شامل ۹ رخساره الکتریکی SOM



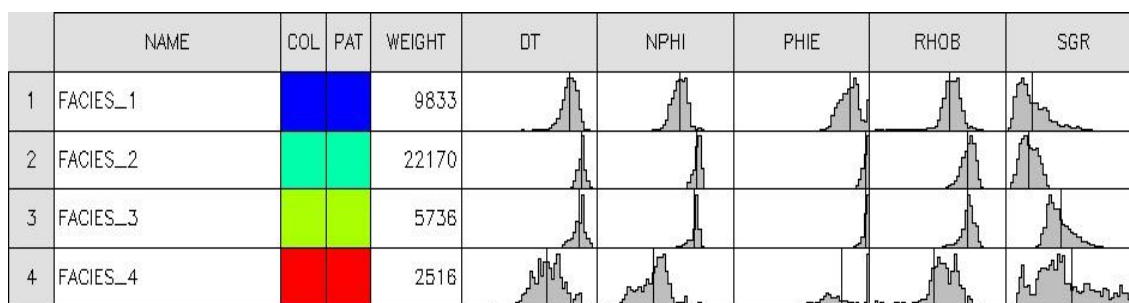
شکل ۷- مدل رخساره‌ای نهایی SOM میدان مورد مطالعه



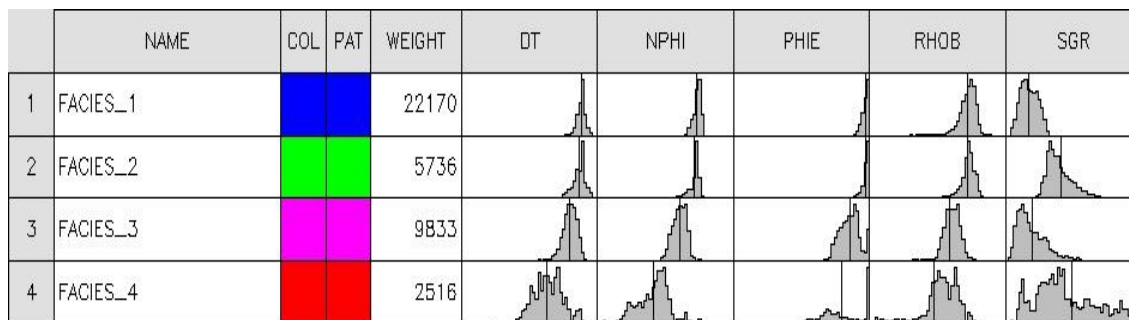
شکل ۸- مدل اولیه ساخته شده شامل ۹ رخساره الکتریکی MRGC



شکل ۹- مدل رخساره‌ای نهایی MRGC میدان مورد مطالعه

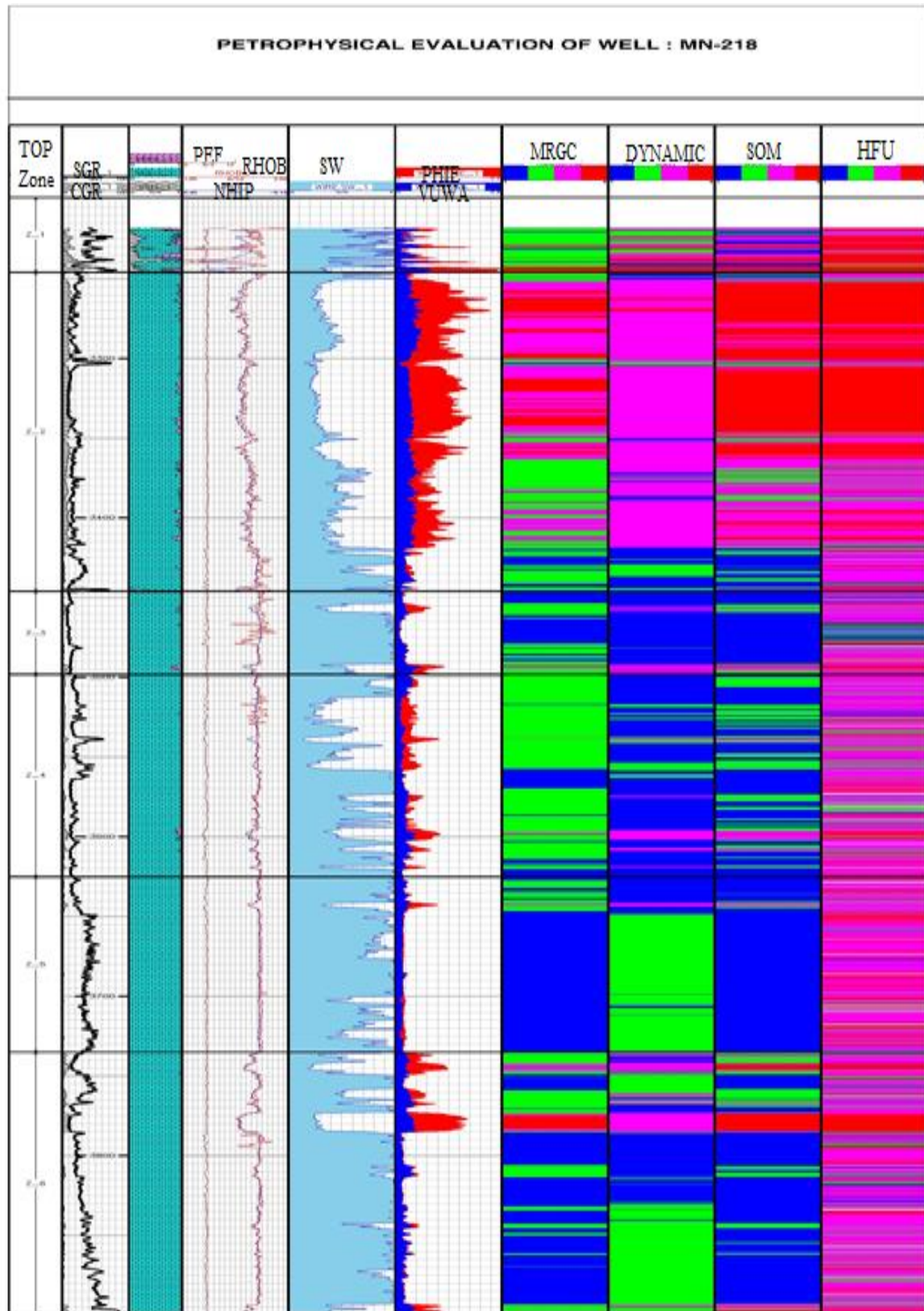


شکل ۱۰- مدل اولیه ساخته شده شامل رخساره‌های الکتریکی DYNCLUST

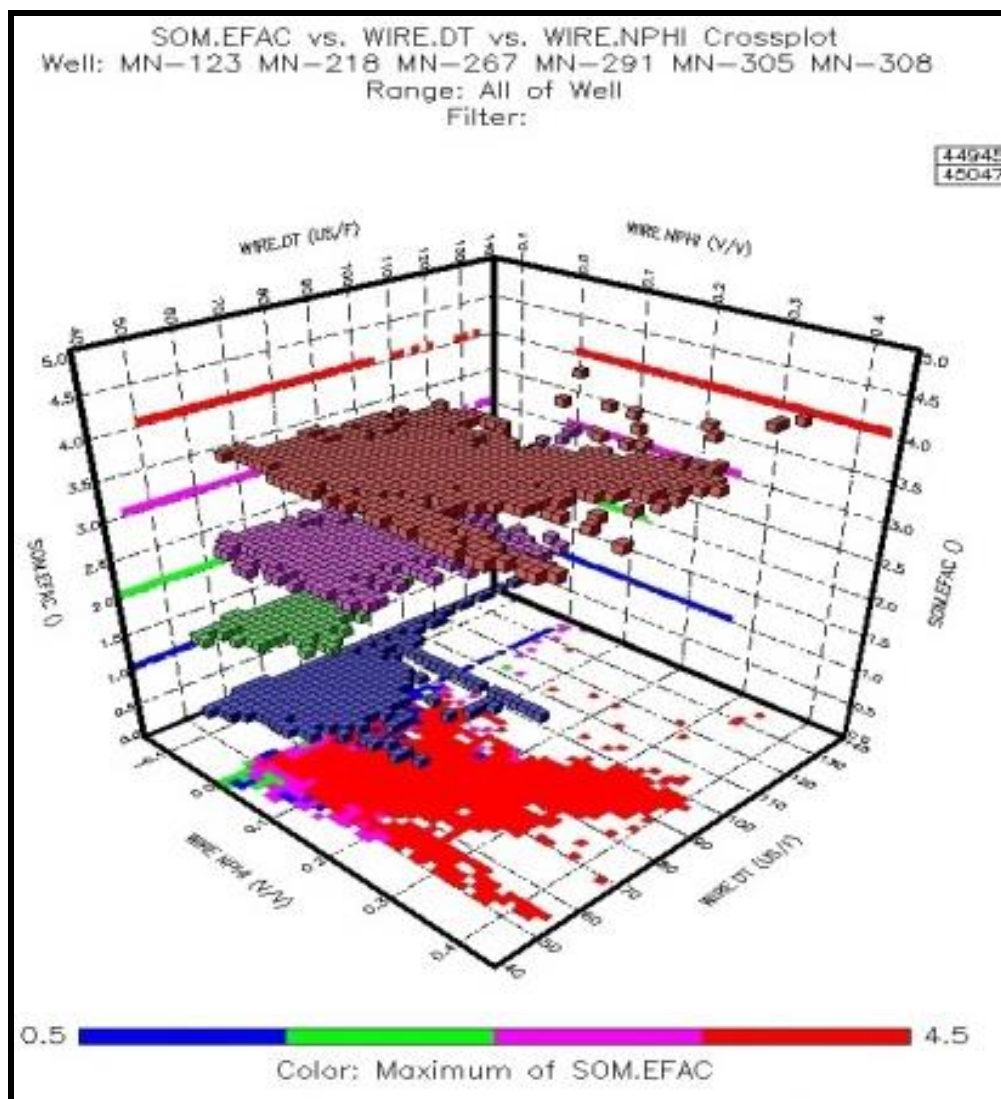


شکل ۱۱- مدل رخساره‌های نهایی DYNCLUST میدان مورد مطالعه

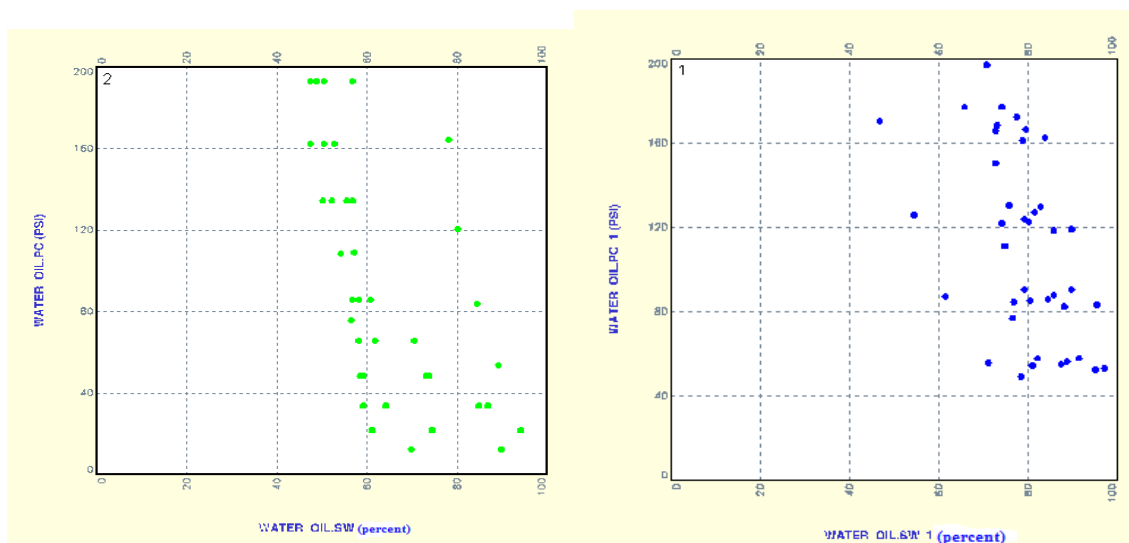
هر سه روش خوشه‌بندی جهت ساخت مدل گونه سنگی الکتریکی مخزن با استفاده از واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی تعیین شده با روش شاخص منطقه‌ای جریان (Log FZI) ارزیابی شدند. نتایج حاصل نشان دهنده انطباق خوب واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و روش خوشه‌بندی SOM بود (شکل ۱۴). در نتیجه روش SOM به عنوان روش برتر خوشه‌بندی جهت ساخت مدل الکتروفاسیس در مخزن مورد مطالعه انتخاب گردید. نمودار متقاطع DT و NPHI در مقابل رخساره‌های تعیین شده با استفاده از شبکه SOM ترسیم گردید (شکل ۱۵). تطابق گونه سنگی الکتریکی ایجاد شده با داده‌های حاصل از فشار موئینه بیانگر انطباق خوب رخساره‌ها می‌باشد (شکل ۱۶). سایر نمودارها مانند نمودار جعبه‌ای تخلخل و تراوایی (شکل ۱۷) و نمودار رابطه تغییرات الکتروفاسیس‌ها با لاگ‌های مختلف (شکل ۱۸) بیانگر و تأیید کننده دقت در انتخاب روش SOM به عنوان روش نهایی ساخت مدل رخساره‌ای بود (شکل ۱۸).



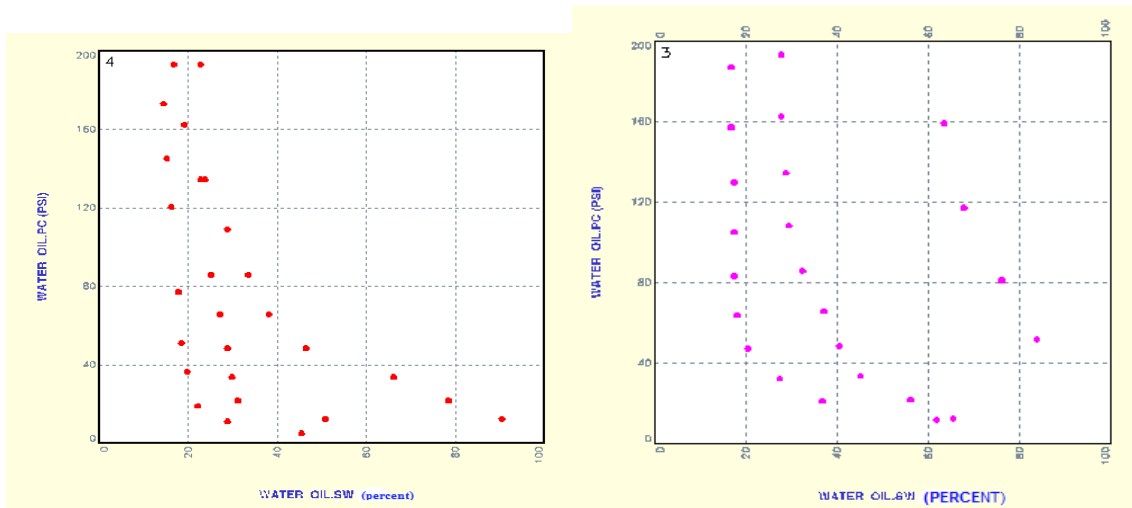
شکل ۱۴- نتیجه مقایسه روش‌های MRGC، DYNAMIC و SOM با HFU تعیین شده.



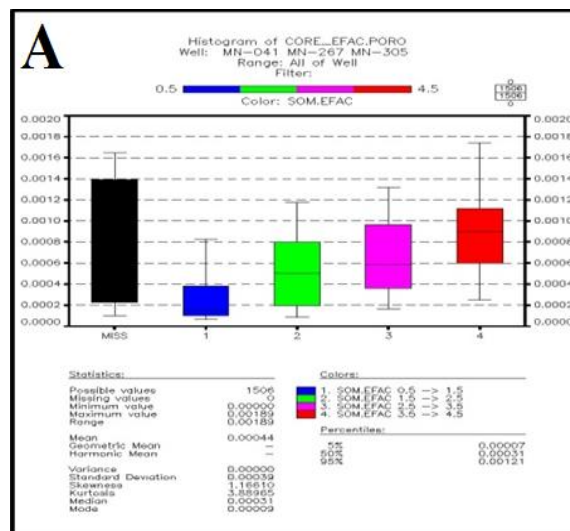
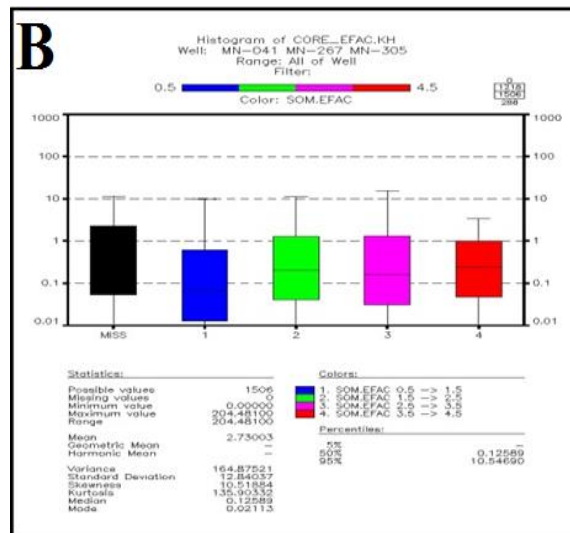
شکل ۱۵- نمودار متقاطع DT و NPHI در مقابل رخساره‌های تعیین شده SOM



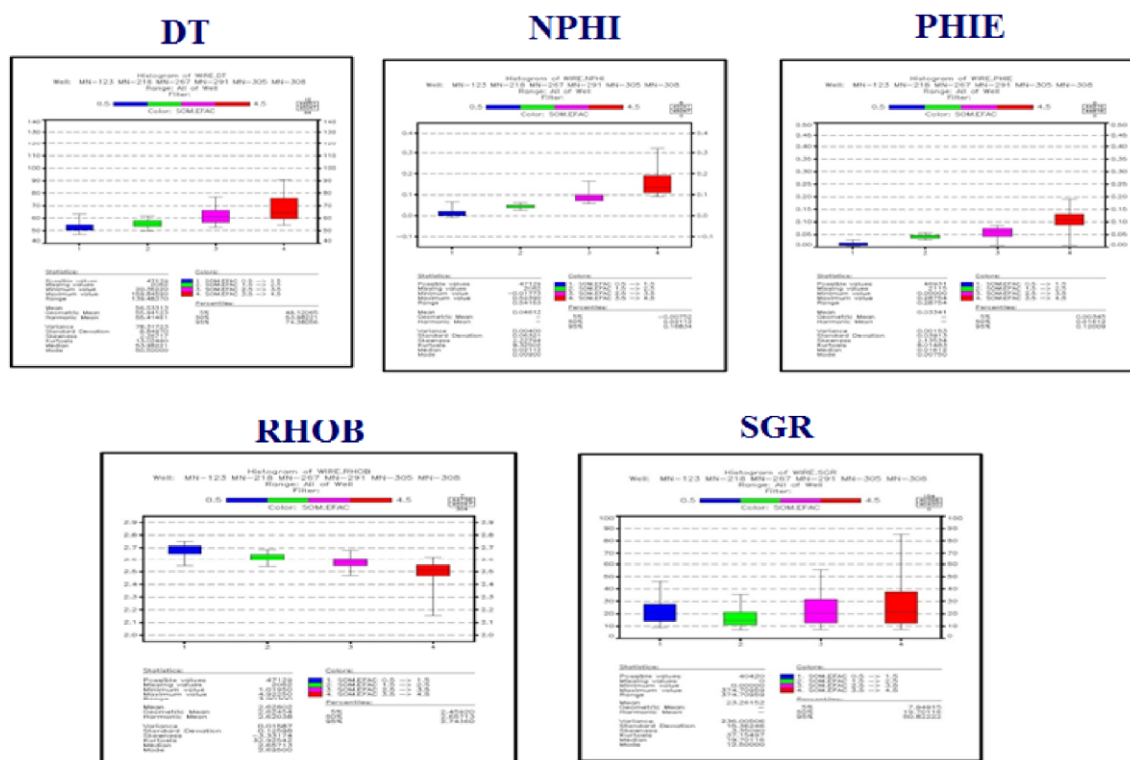
شکل ۱-۱۶- نمودار تغییرات اشباع آب با افزایش فشار موئنه در الکتروفاسیس‌های تعیین شده.



شکل ۲-۱۶- نمودار تغییرات اشباع آب با افزایش فشار موئینه در الکتروفاسیس‌های تعیین شده.



شکل ۱۷- نمودار جعبه‌ای تخلخل (A) و تراوایی (B) رخساره‌های الکتریکی تعیین شده



شکل ۱۸- رابطه الکتروفاسیس های تعیین شده با لاگ های مختلف

پس از ایجاد مدل نهایی الکتروفاسیس مخزن در چاه های مینا و مشاهده تطابق بسیار خوب با داده های موجود به سایر چاه های میدان تعمیم داده شد. به عبارت دیگر هر نمونه عمقی نمودار در مجموعه متقاضی با همه نمونه های عمقی نمودار از مجموعه داده مینا مقایسه گردید و مقدار شاخص گونه سنگی الکتریکی نمونه ای که بیشترین مشابهت با آن را نشان می داد به آن اختصاص داده شد. این مدل می تواند در مراحل بعدی توسعه میدان و همچنین تهیه مدل استاتیک مخزن مورد استفاده قرار گیرد.

۵- نتیجه گیری

در توسعه مخازن هیدروکربوری، زون بندی کیفی مخزن نقش مهمی ایفا کند. پیش بینی افق های با کیفیت مخزنی مناسب باعث کاهش هزینه تولید می گردد. داده های تخلخل و تراوایی حاصل از مغزه و نمودارهای چاه پیمایی و تطابق آنها با استفاده از روش واحد جریانی هیدرولیکی در مخزن بنگستانی میدان نفتی مارون مورد بررسی قرار گرفت. جهت ارائه مدل جامع کیفی مخزن، داده های ۶ حلقه چاه به عنوان مبنای مدل اولیه انتخاب گردیدند، برای این کار روش های مختلف خوشه بندی DC، MRGC و SOM استفاده گردید. تجزیه و تحلیل های مختلف رخساره های الکتریکی اولیه تعیین شده در هر روش خوشه بندی نشان داد که برخی از خوشه ها از لحاظ پارامترها اساسی از جمله تخلخل موثر و مقدار شیل مشابه بوده و لذا در یکدیگر ادغام گردیدند. در نتیجه ادغام خوشه های اولیه ۴ خوشه نهایی براساس افزایش کیفیت مخزنی از شماره ۱ به سمت شماره ۴ مرتب گردید.

نتایج بدست آمده نشان داد که انطباق خوبی میان واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی با روش خوشه‌بندی SOM وجود دارد، بنابراین روش SOM به عنوان روش برتر خوشه‌بندی جهت ساخت مدل نهایی الکتروفاسیس انتخاب گردید. گونه سنگی الکتریکی ایجاد شده با داده‌های حاصل از فشار مؤئینه تطابق خوبی نشان داده که بواسطه انطباق خوب رخساره‌ها می‌باشد. نمودارهای جعبه‌ای تخلخل و تراوایی و نمودار تغییرات لاگ‌های مختلف نسبت به رخساره‌ها نیز نتایج روش SOM را در ساخت مدل رخساره‌ای مورد تایید قرار داد. در نهایت مدل نهایی الکتروفاسیس مخزن به کل میدان تعمیم و مقدارشاخص گونه سنگی الکتریکی با بیشترین مشابهت به لایه‌های مختلف مخزن اختصاص داده شد. این مدل در توسعه میدان و نیز تهیه مدل استاتیک مخزن می‌تواند مفید باشد.

سپاس و قدردانی

بدینوسیله مؤلفین بر خود فرض می‌دانند که از بخش پژوهشی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و بخش پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز به خاطر حمایت‌های مالی صمیمانه تشکر نمایند. از آقایان دکتر حسین جلیلیان، سجاد کاظم شیرودی و دکتر بهزاد مهرگینی بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

منابع

- [1] توسلی کجانی، ا.، ۱۳۹۲، بررسی گونه‌های سنگی مخزن بنگستان میدان نفتی لالی با استفاده از داده‌های مخزن، پتروفیزیکی و زمین‌شناسی: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران، اهواز، ۱۲۰ صفحه.
- [2] توکلی، و.، ۱۳۸۴، تجزیه و تحلیل رخساره الکتریکی سازند آسماری در میدان مارون: رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، دانشکده زمین‌شناسی، ۱۲۸ ص.
- [3] زحمتکش، ا.، ۱۳۹۲، بررسی گونه‌های سنگی مخزن آسماری میدان نفتی مارون با استفاده از داده‌های مخزن، پتروفیزیکی و زمین‌شناسی: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران، اهواز، ۱۲۷ صفحه.
- [4] قنوتی، ک.، ۱۳۷۹، مطالعه تکمیلی زمین‌شناسی مخزن بنگستان میدان مارون: شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، گزارش شماره پ-۱۸، ۴۹۴۶، ۱۸-۱۹ صفحه.
- [5] کدخدائی ایلخچی، ر.، رضایی، م. ر.، موسوی حرمی، ر.، کدخدائی ایلخچی، ع.، ۱۳۹۳، بررسی رخساره‌های الکتریکی مخزنی در قالب واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی در میدان ویچرنج مربوط به حوضه پرت واقع در استرالایای غربی: پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی سال سی‌ام، شماره پیاپی ۵۴، شماره اول، صفحه ۱-۲۲.
- [6] مالدار چشمه‌گلی، ر.، ۱۳۹۰، توصیف انواع سنگ مخزن در مخزن بنگستان میدان نفتی گچساران: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید چمران، اهواز، ۱۰۴ صفحه.
- [7] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشوری: چاپ اول، ۵۳۶ صفحه.
- [8] ABBASZADEH, M. D., FUJII, F., and FUJIMOTO, F., 1996, Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units-Theory and applications: SPE, Formation Evaluation, **11**,263-271.
- [9] ABEDINI, A., 2011, Statistical Evaluation of Reservoir Rock Type in a Carbonate Reservoir: SPE International Student Paper Contest at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October-2 November 2011, Denver, Colorado, USA, 15P.
- [10] AL-AMERI, M. B., and SHEBL, H., 2011, Reservoir Rock Typing of a Giant Carbonate Field: SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers.
- [11] AMAEFULE, J.O., ALTUNBAY, M., TIAB, D., KERSEY, D.G., and KEELAND, D.K., 1994, enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells: SPE Paper 26436, 1-16.
- [12] BORDENAVE, M. L., and HEGRE, J. A., 2005, the influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Fold belt, Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **28**(4), 339 – 368.

- [13] CASSANO, E.N., LYNCH, A.H., CASSANO, J.J., and KOSLOW, M.R., 2006, Classification of synoptic patterns in the western Arctic associated with extreme events at Barrow: Alaska, USA, *Climate Res.* **30**, 83–97.
- [14] COLEOU, T., POUPON, M., and AZBE, K., 2003, Unsupervised seismic facies classification: a review and comparison of techniques and implementation: *The Leading Edge* **22**, 942–953.
- [15] DIDAY, E., and SIMON, J. C., 1980, Digital Pattern Recognition: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 234.
- [16] ECL., 2002, Full Field Study and preparation of master development plan of Marun (Bangestan) oil field: phase 2, reservoir characterization, *National Iranian south oil company*, 1154, (unpublished).
- [17] EGHBAKIANI, Z., GOLI, T., JALILIAN, A. H., and KADGHODAI, R., 2016, Electro-facies analysis of the Sarvak Formation (Middle Cretaceous) and compliance with sedimentary microfacies in an oil field, SW Iran: *Iranian Journal of Petroleum Geology*, **11**, 1-21.
- [18] ELGAGHAH, S. A., TIAB, D., and OSISANYA, S.O., 1998, Improved reservoir description of shaly sands using conventional well log-derived data for flow units identification: Paper SPE 39803. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference Midland, TX, USA. March 25–27.
- [19] FAYOS, J., and FAYOS, C., 2007, Wind data mining by Kohonen neural networks: PLoS ONE 2, p 210.
- [20] FRANCESCONI, A., BIGONI, F., BALOSSINO, P., BONA, N., MARCHINI, F., and COZZI, M., 2009, Reservoir Rock Types Application – Kashagan: SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, Society of Petroleum Engineers.
- [21] GUNTER, G. W., FINNERAN, J. M., HARTMEN, D. J., and MILLER, J.D., 1997, early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method: SPE 38679, 373-380.
- [22] GUO, G., DIAZ, M. A., PAZ, F. J., SMALLEY, J., and WANINGER, E. A., 2007, Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Orient Basin: SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
- [23] JONGKITTINARUKORN, K., and TIAB, D., 1997, Identification and characterization of flow units in shaly sands: *Journal of Petroleum Science and Engineering* **17**, 237– 246.
- [24] KADKHODAIE-ILKHCHI, A., and AMINI, A., 2009, A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz Oilfield: south Iran: *J. Pet. Geol.*, **32**, 67-78.
- [25] KOHONEN, T., 1995, Self-Organizing Maps: Springer, Berlin.
- [26] KOHONEN, T., KASKI, S., and LAPPALAINEN, H., 1997, Self-organized formation of various invariant feature filters in the adaptive-subspace SOM: *Neural Computation*, **9**, 1321-1344.
- [27] LEE, S. H., KHARGHORIA, A., and DATTA-GUPTA, A., 2002, Electrofacies Characterization and Permeability Predictions in Complex Reservoirs: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 237-248.
- [28] LUCIA, J. F., 2007, Carbonate Reservoir Characterization An Integrated Approach: 2nd Edition, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, 341 pp.
- [29] MATHISEN, T., LEE, S.H., and DATTA-GUPTA, A., 2001, Improved Permeability Estimates in Carbonate Reservoirs Using Electrofacies Characterization: A Case Study of the North Robertson Unit, West Texas: paper SPE 70034 presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, May 15-16.
- [30] MUKHERJEE, A., 1997, Self-organizing neural network for identification of natural modes: *The Journal of Computing in Civil Engineering* **11 (1)**, 74-77.
- [31] PEREZ, H.H., DATTA-GUPTA, A., and MISHRA, S., 2005, the role of electrofacies, lithofacies and hydraulic flow units in permeability prediction from well logs: A comparative analysis using classification trees: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, **8**, 143-155.
- [32] RAHIMPOUR-BONAB, H., MEHRABI, H., NAVIDTALAB, A., and IZADI-MAZIDI. E., 2012, Flow Unit Distribution and reservoir modeling in cretaceous carbonates of the sarvak formation, Abteymour oilfield, Dezful Embayment, SW Iran, journal of petroleum geology, **35(3)**, July 2012, 1-24.
- [33] SHEDID, A. S., and REYADH, A. A., 2002, a New Approach of Reservoir Description of Carbonate Reservoirs: SPE 74344, 1- 10.
- [34] STRECKER, U., UDEN, R., 2002. Data mining of 3D post stack seismic attribute volumes using Kohonen self-organizing maps: *The Leading Edge* **21**, 1032-1037.
- [35] WILMANN, T., MERENYI, E., and HAMMER, B., 2003. Neural maps in remote sensing image analysis: *Neural Networks* **16**, 389-403.
- [36] WINLAND, H. D., 1972. Oil Accumulation in Response to Pore Size changes. Weyburn field, Saskatchewan: *Amoco Production Research Report*, No.F72-G-25, 197.

طبقه بندی ژنتیکی نفت‌های میادین شرق خلیج فارس با استفاده از طیف سنجی مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین

مرتضی طاهری نژاد^۱، مرتضی آسمانی^۲، احمدرضا ربانی^{۳*}

^۱ کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

^۲ دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

^۳ استاد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

*Rabbani@aut.ac.ir

دریافت اردیبهشت ۱۳۹۶، پذیرش مرداد ۱۳۹۶

چکیده

آسفالتین موجود در نفت خام همواره به عنوان یک مشکل در صنعت نفت مطرح است، اما آسفالتین‌ها از ترکیبات مطلوب در مطالعات ژئوشیمیایی خصوصاً تطابق نفت- نفت هستند. تطابق نفت- نفت این امکان را فراهم می‌آورد که نفت‌ها از نظر ژنتیکی طبقه بندی شوند. آسفالتین‌ها بدلیل شباهت ساختاری به کروژن و همچنین عدم تاثیر یا تاثیر کم از فرآیندهای ثانویه به عنوان ترکیبی ارزشمند در مباحث ژئوشیمیایی مطرح می‌باشند. لذا در این مقاله از ویژگی‌های ساختاری آسفالتین به عنوان پارامتر تطابق بهره گرفته شد. در این مقاله ویژگی‌های ساختاری آسفالتین ۵ نمونه نفت از میادین شرقی خلیج فارس با استفاده از روش طیف سنجی مادون قرمز مطالعه گردید. از نمودارهای دوبعدی و سه بعدی تعریف شده براساس ترکیبات آلیفاتیک و آروماتیک (ترکیبات غالب در ساختار آسفالتین‌ها) و گروه‌های عاملی سولفوکسید و کربونیل (بیانگر فراوانی عناصر گوگرد و اکسیژن در آسفالتین‌ها) به منظور مقایسه ساختار آسفالتین‌ها در نمونه‌های مختلف استفاده شد. براساس نتایج حاصله از نمودارهای تعریف شده، نمونه‌های نفتی مورد مطالعه دو خانواده با خصوصیات ژنتیکی متفاوت را تشکیل می‌دهند. خانواده اول شامل نفت میادین سلمان و رشادت و خانواده دوم شامل نفت میادین رسالت، سیری E و سیری D می‌باشد. به منظور تایید نتایج حاصل از روش طیف سنجی مادون قرمز، از سایر روش‌های متداول ژئوشیمیایی مانند پارامترهای بایومارکری و داده‌های ایزوتوپ نیز استفاده گردید که این روش‌ها نتایج بدست آمده را کاملاً تایید نمودند. براساس پارامترهای بایومارکری تمام نمونه‌های مورد مطالعه از سنگ‌های منشأ دریای تولید شده اند و خانواده اول دارای سنگ منشأ ماری بوده و خانواده دوم از سنگ منشأ کربناته تولید شده است.

کلمات کلیدی: آسفالتین، طیف سنجی مادون قرمز، تطابق نفت- نفت، خلیج فارس، ایران.

آسفالتین‌ها سنگین‌ترین بخش نفت خام بوده و حاوی هترواتم‌های مختلف از جمله نیتروژن، سولفور و اکسیژن می‌باشند. این ترکیبات در حلال‌های آلیفاتیکی سبک مانند نرمال هپتان نامحلول و در حلال‌های آروماتیکی مانند تولوئن محلول می‌باشند [۱،۲،۳]. این ترکیبات ممکن است در اثر تغییرات دما، فشار یا ترکیب نفت خام که در طی عملیات‌های میدانی به وجود می‌آیند، رسوب کنند [۴]. آسفالتین‌ها همواره به عنوان ترکیباتی نامطلوب در نظر گرفته می‌شوند، زیرا با رسوب در قسمت‌های مختلف مخزن، ستون چاه یا تاسیسات سرچاهی باعث کاهش بهره‌وری می‌گردند [۶،۵]. اما آسفالتین‌ها در ژئوشیمی ترکیباتی کاملاً ارزشمند بوده و امروزه در مطالعات ژئوشیمی کاربردهای متعددی پیدا کرده‌اند. کاربردهای ژئوشیمیایی آسفالتین‌ها شامل بدست آوردن بایومارکرها و سایر اطلاعات ژئوشیمیایی است که بطور مستقیم نمی‌توان از نفت خام به دلیل عملکرد فرآیندهای ثانویه مانند تجزیه باکتریایی، بلوغ حرارتی بالا و یا سایر فرآیندهای زمین‌شناسی بدست آورد [۷] و یا زمانی که نمونه‌های سنگ منشا برای مطالعه در دسترس نمی‌باشند. فرآیندهای ثانویه ممکن است باعث حذف یا تغییر تمام و یا بخشی از بایومارکرها و یا فینگر پرنیت‌های ژئوشیمیایی نفت‌ها شوند. بدیهی است که یک تخریب زیستی بسیار محدود و در درجات اولیه کافی است تا بسیاری از ترکیباتی که در مطالعات ژئوشیمی مورد استفاده قرار می‌گیرند از بین رفته و فینگر پرنیت نفت را تغییر داده و باعث ناکارآمدی آن در مطالعات ژئوشیمی گردد. به تدریج با افزایش درجه تخریب زیستی، تمام ترکیبات بایومارکری مفید از ساختار نفت خارج و انجام مطالعات ژئوشیمی را به دلیل نبود این ترکیبات در نفت، مشکل و حتی در مواردی غیر ممکن می‌سازد [۹،۸،۷]. از اینرو یافتن رویکردی جایگزین به منظور بازسازی ترکیبات حذف شده از ساختار نفت خام در مطالعات ژئوشیمی کاملاً منطقی و باعث ارائه نتایج کامل ژئوشیمیایی برای بازسازی شرایط سنگ منشا خواهد شد. یکی از مهم‌ترین راهکارهای جایگزین برای بدست آوردن اطلاعات ژئوشیمیایی در نفت‌های حتی با درجات کم از تخریب زیستی استفاده از ترکیبات قطبی موجود در نفت خام یعنی آسفالتین‌ها می‌باشد. آسفالتین‌ها ترکیبات درشت مولکولی هستند که ساختار بسیار مشابه ساختار کروژن تولید کننده همان نفت را دارند [۱].

تطابق ژئوشیمیایی، مقایسه بین نفت‌های خام و یا نفت خام و بیتومن استخراج شده از سنگ مادر است که برای تعیین طبقه بندی ژنتیکی بین آنها استفاده می‌شود. تطابق بطور معمول با مقایسه پارامترهای عنصری، مولکولی، ایزوتوپی و با استفاده از آنالیزهایی مانند کروماتوگرافی گازی، کروماتوگرافی گازی با طیف سنجی جرمی و تعیین نسبت ایزوتوپی صورت می‌گیرد [۱۰]. وجود تطابق بین نفت‌ها به این معنی است که این نمونه‌ها به صورت ژنتیکی به هم مرتبط هستند و این موضوع در مسایل اکتشافی، بهره‌برداری و مخزنی کاربردهای متعددی دارد.

برای تطابق نفت-نفت، آسفالتین‌ها به عنوان یک ابزار مکمل و حتی جایگزین خصوصاً در مورد نفت‌های تخریب یافته برای طبقه بندی ژنتیکی نفت‌ها می‌باشند. آسفالتین‌ها به عنوان پارامتر تطابق چندین مزیت دارند از جمله اینکه، این ترکیبات در فرآیند مهاجرت، بلوغ حرارتی، تجزیه بیولوژیکی و آب‌شویی تحت تاثیر قرار نمی‌گیرند یا خیلی کم تحت تاثیر قرار می‌گیرند و همچنین آسفالتین‌ها ساختار اصلی کروژن مولد نفت مخزن را حفظ می‌کنند. آسفالتین‌ها دارای اندازه کوچکتر و با هسته‌های آروماتیکی با فشردگی کمتر هستند. براساس نتایج مطالعات بهار و همکاران، ۱۹۸۴؛ آسفالتین‌ها را می‌توان به عنوان بخش‌های جدا شده کروژن در مراحل اولیه تکامل آن در نظر گرفت [۱۱]. بر اثر تکامل حرارتی آسفالتین‌ها، ترکیباتی خصوصاً از نوع هیدروکربنی مایع تولید می‌کنند که از همان نوع و ترکیب مولکولی است که کروژن تولید می‌کند. لذا از آسفالتین‌ها می‌توان به عنوان جایگزین کروژن در مطالعات تطابق‌های ژئوشیمیایی استفاده نمود [۱۲].

کاربرد آسفالتین‌ها در مطالعات تطابق ژئوشیمیایی بیشتر به استفاده از نفت به دام افتاده در داخل ساختار آسفالتین‌ها محدود می‌شود [۱۳، ۱۴]، ولی آسمانی و ربانی، ۲۰۱۶؛ برای اولین بار از ساختار آسفالتین بصورت مستقیم برای انجام تطابق نفت- نفت بهره گرفتند. طاهری نژاد و همکاران، ۱۳۹۵؛ نیز از آنالیز عنصری و همچنین طیف سنجی مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین برای انجام تطابق نفت- نفت استفاده نمودند [۱۵]. برای این منظور، ابتدا باید ساختار آسفالتین‌ها مطالعه و سپس این ساختارها در نفت‌های مختلف با یکدیگر مقایسه گردد. آسفالتین‌ها را به دلیل خصوصیات فیزیکی که دارند، نمی‌توان توسط تکنیک‌هایی مثل گاز کروماتوگرافی (GC)، گاز کروماتوگرافی- طیف سنجی جرمی (GC-MS) و یا کروماتوگرافی مایع (LC) که برای هیدروکربن‌های مایع استفاده می‌شوند، مورد آنالیز قرار داد. اما روش‌های فیزیکی همچون IR، NMR یا X-ray می‌توانند اطلاعات بسیار مفیدی از ساختار آسفالتین‌ها فراهم آورند [۹]. بانگر و لی، ۱۹۸۱؛ نشان دادند که با استفاده از روش‌های طیف سنجی رزونانس هسته‌ای، طیف سنجی مادون قرمز، طیف سنجی جرمی و اشعه ایکس می‌توان اطلاعات ساختاری آسفالتین را مورد بررسی قرار داد [۱۶]. حجم عظیمی از مطالعات در مورد آسفالتین به آنالیز این ترکیبات با استفاده از طیف سنجی مادون قرمز اختصاص پیدا کرده است [۱۲، ۱۷، ۱۸، ۱۹، ۲۰، ۲۱، ۲۲]. بنابراین یکی از مهم‌ترین روش‌های آنالیزی برای مطالعه آسفالتین‌ها، روش طیف سنجی مادون قرمز تبدیل فوریه^۸ است. تکنیک طیف سنجی مادون قرمز اطلاعات قابل اعتمادی در مورد ویژگی‌های شیمیایی ترکیبات پیچیده مانند آسفالتین‌ها در اختیار قرار می‌دهد. این روش همچنین جزئیاتی در مورد ترکیبات آلیفاتیک و آروماتیک موجود در نمونه، نرخ اکسیداسیون، درجه فشردگی (کاندنس شدن) ترکیبات پلی آروماتیک و غیره را فراهم می‌کند. استفاده از نمونه‌های خام بدون تغییر در تعادل داخلی نمونه‌ها، یکی دیگر از مهم‌ترین ویژگی‌های این تکنیک مطالعاتی به حساب می‌آید [۲۳].

هدف اصلی این مقاله استفاده از روش طیف سنجی مادون قرمز به منظور تعیین ویژگی‌های ساختاری نمونه‌های آسفالتین و سپس مقایسه نمونه‌های مختلف با یکدیگر است تا از این طریق تطابق نفت- نفت انجام شود و نفت‌های با ژنتیک یکسان مشخص گردد. به منظور انجام این آنالیزها نمونه‌های نفت خام ۵ میدان نفتی واقع در خلیج فارس مورد استفاده قرار گرفت. به منظور تایید نتایج حاصل از روش طیف سنجی مادون قرمز، از دو روش بهره گرفته شد که عبارتند از: ۱- یک نمونه از آسفالتین‌ها به سه قسمت مجزا تقسیم و بصورت مجزا آنالیز می‌شود و در مطالعات بصورت ۳ نمونه مجزا در نظر گرفته خواهد شد، ۲- از نتایج سایر روش‌های رایج ژئوشیمیایی (پارامترهای بایومارکری و داده‌های ایزوتوپی) بهره برده می‌شود.

۲- زمین شناسی منطقه

خلیج فارس به عنوان غنی‌ترین حوضه هیدروکربوری جهان شناخته می‌شود. کشورهای حاشیه خلیج فارس دارای ۶۰ درصد نفت (حدود ۷۲۸ تریلیون بشکه نفت) و ۴۵ درصد ذخایر گاز (۲۵۰۰ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی) دنیا می‌باشند که بخشی از این ذخائر هیدروکربنی در خلیج فارس واقع شده است. این حوضه در محدوده‌ای از خشکی‌های شرق عراق، جنوب و جنوب غرب ایران، شرق عربستان و سواحل امارات متحده عربی، قطر، بحرین و کویت قرار گرفته و حاوی تعداد زیادی از میدین نفتی و گازی می‌باشد. در بخش ایرانی خلیج فارس بالغ بر ۱۵ میلیارد بشکه نفت قابل برداشت در ۱۶ میدان نفتی توسعه یافته در مخازن کربناته با سن ژوراسیک، کرتاسه و ترشیاری ذخیره شده است [۲۴].

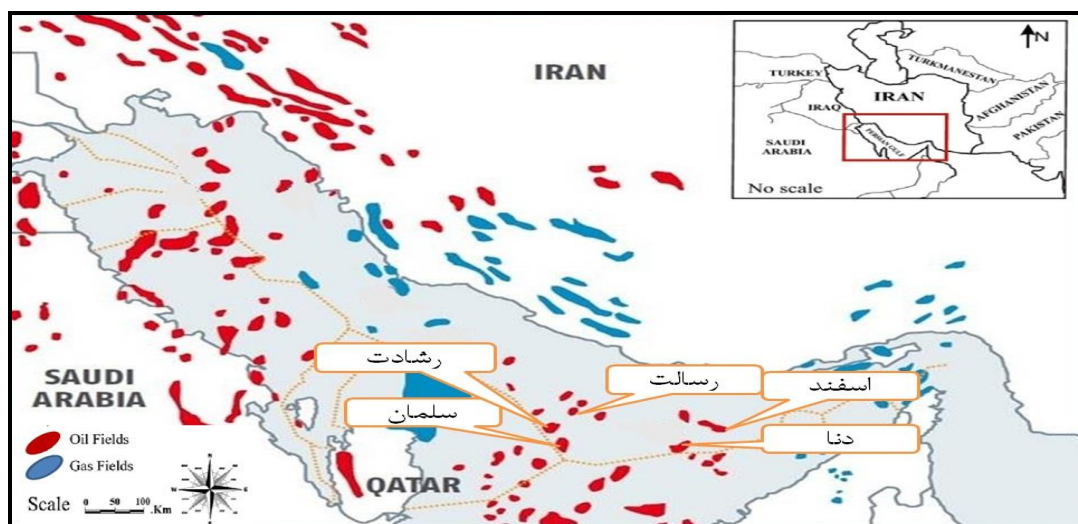
خلیج فارس فرونشست تکتونیکی کم عمقی بوده که در اواخر دوره ترشیاری در بخش جنوبی چین خوردگی زاگرس تشکیل شده است، اما محور و روند اصلی آن در زمان پلیو- پلیستوسن و در اثر چین خوردگی زاگرس شکل گرفته است.

⁸ Fourier transform infrared (FTIR) spectroscopy

این حوضه ساختاری نامتقارن دارد و شیب آن در بخش سواحل ایران زیادتر و بیشترین عمق آن در این بخش واقع شده است. خط القعر خلیج فارس که در طول آن قرار دارد آن را به لحاظ زمین شناسی به دو بخش پایدار عربی در جنوب و بخش ناپایدار چین خورده ایرانی تقسیم می‌کند. عمق متوسط خلیج فارس ۳۵ متر و عمیق‌ترین بخش آن در نزدیکی مدخل ورودی تنگ هرمز، حدود ۱۰۰ متر می‌باشد. طول این دریا معادل ۱۰۰۰ کیلومتر و عرض آن ۲۰۰-۳۰۰ کیلومتر بوده و مساحتی در حدود ۲۲۶ هزار کیلومتر مربع را می‌پوشاند. خلیج فارس تنها از طریق تنگه هرمز با عرض حدود ۶۰ کیلومتر با اقیانوس هند در ارتباط می‌باشد [۲۶،۲۵،۲۴].

۳- مواد و روش‌ها

آنالیزهای ژئوشیمیایی و مادون قرمز بر روی ۵ نمونه نفت از میادین رسالت، رشادت، سلمان، سیری E (اسفند) و سیری D (دنا) از مناطق لاوان و سیری در شرق خلیج فارس انجام گردید. مخازن نمونه‌های مورد مطالعه شامل مخازن سروک، داریان و گدوان می‌باشند. موقعیت جغرافیایی میادین مورد مطالعه در شکل ۱ نشان داده شده است.



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میادین مورد مطالعه.

۳-۱- آنالیز سارا

برش آسفالتین نمونه‌های نفت خام با استفاده از روش IP-143 رسوب داده شد [۲۷]. بطور خلاصه می‌توان گفت که نفت خام با حلال نرمال هپتان به نسبت ۱ گرم/۳۰ میلی لیتر مخلوط شد و پس از عمل رفلکس به مدت ۲۴ ساعت در یک جای تاریک قرار گرفت. آسفالتین رسوب داده شده با کاغذ صافی جدا گردید و سپس توسط حلال نرمال هپتان به منظور حذف ناخالصی مورد شستشو قرار گرفت. در انتها از حلال تولوئن برای شستشو آسفالتین از کاغذ صافی استفاده گردید. پس از جدایش آسفالتین، مالتن توسط کروماتوگرافی ستونی [۲۸]، با استفاده از حلال‌های نرمال هگزان، تولوئن و مخلوط تولوئن-متانول (۹۰-۱۰) به ترتیب سه جزو اشباع، آروماتیک و رزین تفکیک شد.

۳-۲- آنالیز ایزوتوپ پایدار کربن

آنالیز ایزوتوپی توسط دستگاه Fining Delta S mass Spectrometer صورت گرفت. مقادیر ایزوتوپ‌های پایدار کربن با علامت دلتا (δ) و به صورت قسمت در هزار (%) در جدول ۱ نمایش داده شده است.

۳-۳- آنالیز کروماتوگراف گازی و کروماتوگراف گازی- طیف سنج جرمی

به منظور محاسبه پارامترهای مربوط به تکنیک کروماتوگرافی گازی، $1\mu\text{L}$ از جزو اشباع هر نمونه در حلال CS_2 رقیق و به دستگاه Hewlett Packard 5890 series II با دمای انژکتور 300°C درجه سانتی گراد تزریق گردید. آون دستگاه به صورت زیر برنامه‌ریزی شد: از دمای 30°C تا 290°C با نرخ $5^\circ\text{C}/\text{min}$ افزایش یافت و دمای ابتدایی و انتهایی به مدت ۵ دقیقه ثابت نگه داشته شد. جدول ۱ نتایج حاصل از آنالیز کروماتوگراف گاز را نشان می‌دهد.

برای تعیین بایومارکرهای موجود در نمونه نفت، قسمت اشباع و آروماتیک نفت توسط دستگاه GC-MS مورد آزمایش قرار گرفته است. ماده $5\beta\text{-cholane}$ به عنوان استاندارد داخلی استفاده شد. آنالیز با استفاده از دستگاه کروماتوگرافی گازی Agilent-7890A مجهز به طیف سنج جرمی Agilent-7683B انجام گردید. از گاز هلیوم به عنوان گاز حامل استفاده شد. آون دستگاه به صورت زیر برنامه‌ریزی شد: دمای 80°C برای یک دقیقه، سپس تا دما 120°C سانتیگراد با نرخ $20^\circ\text{C}/\text{min}$ افزایش می‌یابد و در مرحله بعدی تا دمای 300°C با نرخ $3^\circ\text{C}/\text{min}$ افزایش می‌یابد و سرانجام این دما به مدت ۳۵ دقیقه حفظ می‌شود. دستگاه کروماتوگرافی گاز به آشکارگر طیف سنج جرمی 5975C mass selective detector (MSD) متصل گردید. دستگاه طیف سنج جرمی دارای منبع یونی با دمای 230°C ، انرژی یونیزاسیون 70eV و دوره زمانی ۱ ثانیه بوده و در محدوده جرمی $50-500\text{ da}$ عمل می‌کند. جدول ۲ پارامترهای بایومارکری مورد استفاده در این مقاله را نشان می‌دهد.

جدول ۱- نتایج حاصل از آنالیز ایزوتوپی نمونه‌های نفت مورد مطالعه.

ایزوتوپ کربن پایدار ($\delta^{13}\text{C}$ ‰)					Pr/Ph	Pr/nC17	Pr/nC18	مخزن	میدان
Sat.	Oil	Aro.	Res.	Asp.					
-۲۷	-۲۶/۶	-۲۶/۴	-۲۶/۱	-۲۶/۵	۰/۵۷	۰/۲۹	۰/۵۸	میشریف	رسالت
-۲۷/۱	-۲۶/۹	-۲۶/۶	-۲۶/۶	-۲۷	۰/۹۰	۰/۲۵	۰/۳۲	شعبیا	رشادت
-۲۷/۲	-۲۶/۹	-۲۶/۴	-۲۶/۴	-۲۷	۰/۹۳	۰/۲۷	۰/۳۴	بوعیب	سلمان
-۲۷/۲	-۲۶/۵	-۲۶/۲	-۲۵/۷	-۲۶/۱	۰/۸۰	۰/۴۰	۰/۵۸	میشریف	سیری E
-۲۷/۱	-۲۶/۶	-۲۶/۲	-۲۵/۹	-۲۶/۴	۰/۷۴	۰/۳۹	۰/۵۵	میشریف	سیری D

جدول ۲- پارامترهای بایومارکری نمونه‌های نفت مورد مطالعه.

DBT/Phenanthrene	Pristane/Phytane	C29H/C30H	C35HS/C34HS	Steranes/Terpanes	Gam/C3 IHR	C30DiaH/C30H	C28BNH/C30H	C24Tet/C23t	C26t/C25t	C24t/C23t	C22t/C21t	C19t/C23t	C27Dia/(Dia + Reg)	T _s /(T _s + T _m)	MPI-1	میدان
۱/۵۶	۰/۵۷	۰/۹۸	۱/۰۳	۰/۲۳	۰/۱۴	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۴	۰/۰۳	۰/۳۹	۰/۲۹	۰/۹۷	۰/۰۴	۰/۲۸	۰/۷۱	رسالت
۲/۵۵	۰/۹	۱/۳۰	۰/۹۷	۰/۱۹	۰	۰/۰۶	۰/۰۴	۰/۰۴	۱/۸۹	۰/۳۷	۰/۴۶	۰/۶۵	۰/۵۸	۰/۶۴	۰/۶۵	رشادت
۲/۶۲	۰/۹۳	۱/۰۶	۰/۸۱	۰/۲۴	۰/۱۲	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۰۳	۲/۰۶	۰/۴۸	۰/۴۷	۰/۵۷	۰/۵۶	۰/۶۹	۰/۵۳	سلمان
۱/۴۰	۰/۸۰	۰/۸۹	۱/۱۰	۰/۲۲	۰/۰۶	۰/۰۲	۰/۰۱	۰/۰۳	۰/۶۰	۰/۴۴	۰/۴۳	۰/۴۹	۰/۱	۰/۳۶	۰/۷۳	سیری E
۱/۵۷	۰/۷۴	۰/۸۶	۰/۹۷	۰/۲۴	۰/۰۹	۰/۰۱	۰/۰۲	۰/۰۴	۰/۵۶	۰/۴۳	۰/۴۰	۰/۵۸	۰/۰۷	۰/۳۳	۰/۶۴	سیری D

۳-۴- آنالیز طیف سنجی مادون قرمز (FTIR)

متداول‌ترین روش آماده سازی نمونه‌های جامد برای انجام آنالیز FTIR، تهیه قرص با پودر KBr (یا سایر هالیدهای فلزات قلیایی) است. نمک‌های هالیدی خاصیت جریان سرد دارند و چنانچه پودری از آنها تحت تاثیر فشار کافی قرار بگیرد به صورت یک قرص شیشه‌ای شفاف یا مات در می آید که نسبت به مادون قرمز شفاف است. می توان از این خصوصیت برای آماده سازی نمونه‌های جامد استفاده نمود.

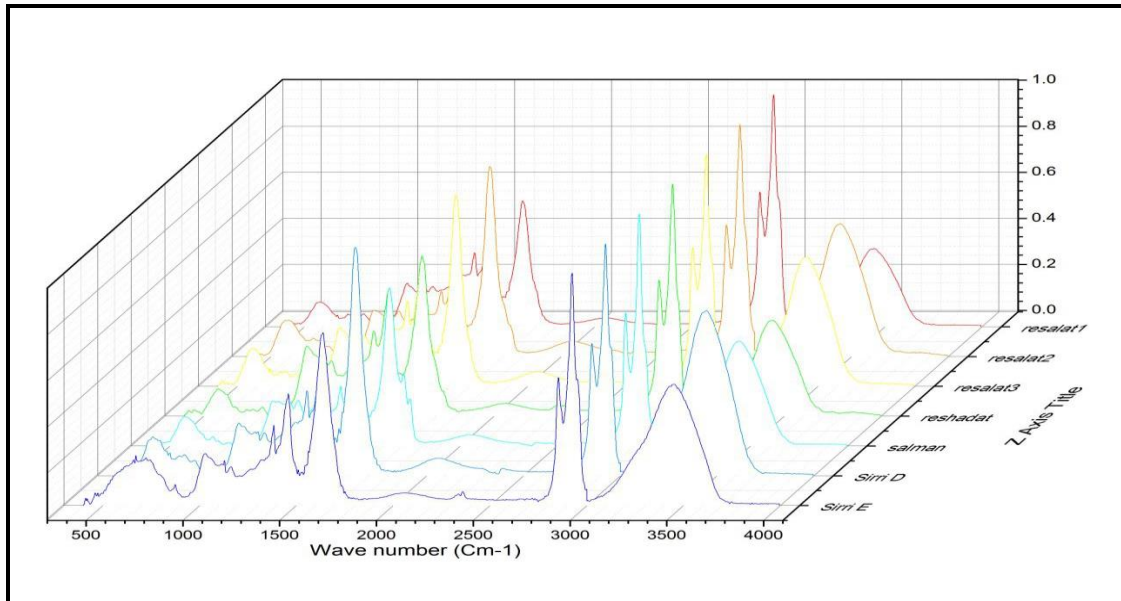
برای انجام این کار مقدار بسیار ناچیز از نمونه آسفالتین (حدود یک میلی گرم) را که کامل پودر شده بود، به نسبت ۱ به ۱۰۰ با پودر KBr کاملا خشک مخلوط کرده و سپس مقداری از آنها را در قالب فلزی مخصوص ریخته و با دستگاه پرس هیدرولیک تحت فشار (۵ تا ۸ تن بر سانتی متر مربع) قرار گرفت تا یک قرص شفاف به دست آید.

بهترین قرص‌ها و در نتیجه بهترین طیف‌ها زمانی به دست می‌آیند که KBr استفاده شده و ماده جامد مورد نظر کاملا خشک باشند و فرآیند قرص سازی تحت خلاء انجام شود. این روش بهترین طیف‌ها را در طیف سنجی مادون قرمز ایجاد می‌کند. نمونه‌های آسفالتین توسط دستگاه Thermo Nicolet-Nexus 670 مورد آنالیز قرار گرفتند. طیف‌ها در محدوده ۴۰۰۰ تا ۴۰۰ cm⁻¹ با ۴۰ اسکن و وضوح ۴ cm⁻¹ ثبت گردید.

به منظور اعتبار سنجی صحت آزمایش و همچنین نتایج تطابق حاصل از این روش، نمونه آسفالتین مربوط به میدان رسالت به سه جزو تقسیم شد و بصورت ۳ نمونه مجزا در نظر گرفته شد. همچنین تمام ۷ نمونه (۳ نمونه متعلق به میدان رسالت و ۴ نمونه از میادین رشادت، سلمان، سیری E و سیری D) برای بالا بردن دقت آنالیز مادون قرمز، ۳ مرتبه مورد آنالیز قرار گرفتند.

پس از تهیه طیف از نمونه‌ها، اثر پیک‌های احتمالی ناشی از پودر KBr با کم کردن طیف مربوط به قرص KBr از طیف مربوط به نمونه‌ها انجام شد. پس از حذف اثر پودر KBr از طیف‌ها، از ۳ طیف مادون قرمز مربوط به هر نمونه میانگین گرفته شد و سپس فرآیند نرمالایز کردن براساس پیک ۲۹۲۳ cm⁻¹ که مربوط به کشش غیرمتقارن پیوند C-H واقع در گروه متیلن است و در تمام نمونه‌ها پیک حداکتری بوده و بدون تغییر مکان دیده می‌شد، انجام گرفت. شکل ۲ طیف

مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین مورد مطالعه پس از انجام اصطلاحات ذکر شده (حذف اثر پودر KBr، میانگین گیری و نرمالایز) را نشان می‌دهد.



شکل ۲- طیف مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین مورد مطالعه.

شاخص‌های متفاوت که بیانگر ویژگی‌های ساختاری نمونه‌های آسفالتین می‌باشند را می‌توان بر اساس مساحت زیر پیک‌ها تعریف کرد. مساحت پیک‌ها بر اساس فاصله بین دو دره متوالی محاسبه می‌شود. شاخص‌های زیر با توجه به نسبت مساحت زیر پیک‌ها محاسبه گردید. برای دقت بیشتر، مساحت زیر پیک‌ها ۳ مرتبه با حداکثر اختلاف ۰/۰۰۱ محاسبه و سپس شاخص‌ها بر اساس میانگین این ۳ مقدار محاسبه شد. شاخص‌هایی که برای مقایسه و مطالعه ساختاری و شیمیایی آسفالتین‌ها استفاده شدند در ادامه تشریح می‌شوند [۲۹].

شاخص آلیفاتیک: این شاخص بیانگر حضور تمام ترکیبات آلیفاتیک در نمونه است که به صورت زیر محاسبه می‌گردد.

$$\text{Aliphatic index} = (A_{1460} + A_{1376}) / (A_{1700} + A_{1600} + A_{1460} + A_{1376} + A_{1030} + A_{864} + A_{814} + A_{743} + A_{724} + A_{2953} + A_{2923} + A_{2862})$$

شاخص آروماتیک: این شاخص بیانگر حضور تمام ترکیبات آروماتیک در نمونه است و به صورت زیر محاسبه می‌گردد.

$$\text{Aromatic index} = A_{1600} / (A_{814} + A_{743} + A_{724})$$

شاخص کربونیل: نشان دهنده فراوانی پیوندهای C=O در نمونه است.

$$\text{Carbonyl index} = A_{1700} / (A_{1700} + A_{1600} + A_{1460} + A_{1376} + A_{1030} + A_{864} + A_{814} + A_{743} + A_{724} + A_{2953} + A_{2923} + A_{2862})$$

شاخص سولفوکسید: نشان دهنده فراوانی پیوندهای S=O در نمونه است.

$$\text{Sulfoxide index} = A_{1030} / (A_{1700} + A_{1600} + A_{1460} + A_{1376} + A_{1030} + A_{864} + A_{814} + A_{743} + A_{724} + A_{2953} + A_{2923} + A_{2862})$$

در شاخص‌های بالا حرف A نشان دهنده‌ی مساحت زیر پیک در طیف جذب است و اندیس آن نشان‌دهنده‌ی عدد موجی است که پیک در طیف دیده می‌شود. مقادیر شاخص‌های طیف سنجی مادون قرمز محاسبه شده برای نمونه‌های آسفالتین مورد مطالعه در جدول ۳ نشان داده شده است.

جدول ۳- مقدار عددی شاخص‌های مختلف اندازه‌گیری شده بر اساس طیف مادون قرمز نمونه آسفالتین میادین مورد مطالعه.

شاخص	نمونه‌ها	رسالت ۱	رسالت ۲	رسالت ۳	رشادت	سلمان	سیری D	سیری E
شاخص آلیفاتیک	۰/۲۲۹	۰/۲۱۹	۰/۲۲۳	۰/۱۶۶	۰/۱۵۸	۰/۲۲۰	۰/۱۹۳	
شاخص آروماتیک	۱۱/۵۵۸	۱۲/۵۵۱	۱۴/۲۸۹	۱۱/۰۸۸	۱۳/۹۶۹	۱۲/۳۳۳	۱۵/۹۴۳	
شاخص کربونیل	۰/۰۰۷	۰/۰۰۷	۰/۰۰۶	۰/۰۴۷	۰/۰۴۲	۰/۰۰۴	۰/۰۰۶	
شاخص سولفوکسید	۰/۰۵۴	۰/۰۴۵	۰/۰۴۸	۰/۰۷۳	۰/۰۷۷	۰/۰۳۴	۰/۰۲۹	

۴- نتایج و بحث

۴-۱- طبقه بندی نفت ها با استفاده از نتایج طیف سنجی مادون قرمز آسفالتین

آسفالتین استخراج شده از نفت خام شباهت ساختاری نزدیک به کروژن دارد و این شباهت ساختاری در طول مهاجرت حفظ می‌شود. در نتیجه، ویژگی‌های ساختاری این جزو نفت را می‌توان به عنوان یک پارامتر تطابق در نظر گرفت. از اینرو مخازن مختلفی که دارای نفتی با ساختار آسفالتین مشابه هستند، دارای ژنتیک مشابه می‌باشند.

برای تطابق نفت-نفت، ساختار نمونه‌های آسفالتین نفت‌های مختلف باید با یکدیگر مقایسه شود. براساس تحقیقات صورت گرفته ساختار آسفالتین‌ها در نفت خام‌های مختلف متفاوت است. با این حال، آسفالتین نفت خام‌های مختلف دارای یکسری ویژگی‌های مشابه هستند. این ترکیبات توسط حلقه‌های آروماتیک فشرده شده، زنجیره‌های جانبی آلیفاتیک و هترواتم‌های قطبی حاوی گروه‌های عاملی مشخص می‌شوند. هترواتم‌های موجود در ساختار آسفالتین‌ها شامل عناصر اکسیژن، نیتروژن و گوگرد می‌باشند.

اتم اکسیژن ممکن است بصورت هتروسیلیک در ساختار آسفالتین وجود داشته باشد ولی در بیشتر موارد در قالب گروه‌های عاملی (مانند کربونیل) یا بصورت پیوند انتهای مولکولی (OH-) و یا بصورت پیوند بین مولکولی (O-) دیده می‌شود.

نیتروژن همواره بصورت هتروسیلیک دیده می‌شود و سولفور نیز بیشتر محدود به هتروسیلیک‌ها می‌شود ولی بصورت سولفوکسید، تیول‌های ناپایدار و تیواترهای پایدار در موقعیت‌های بین مولکولی نیز مشاهده می‌شوند [۳۱،۳۰].

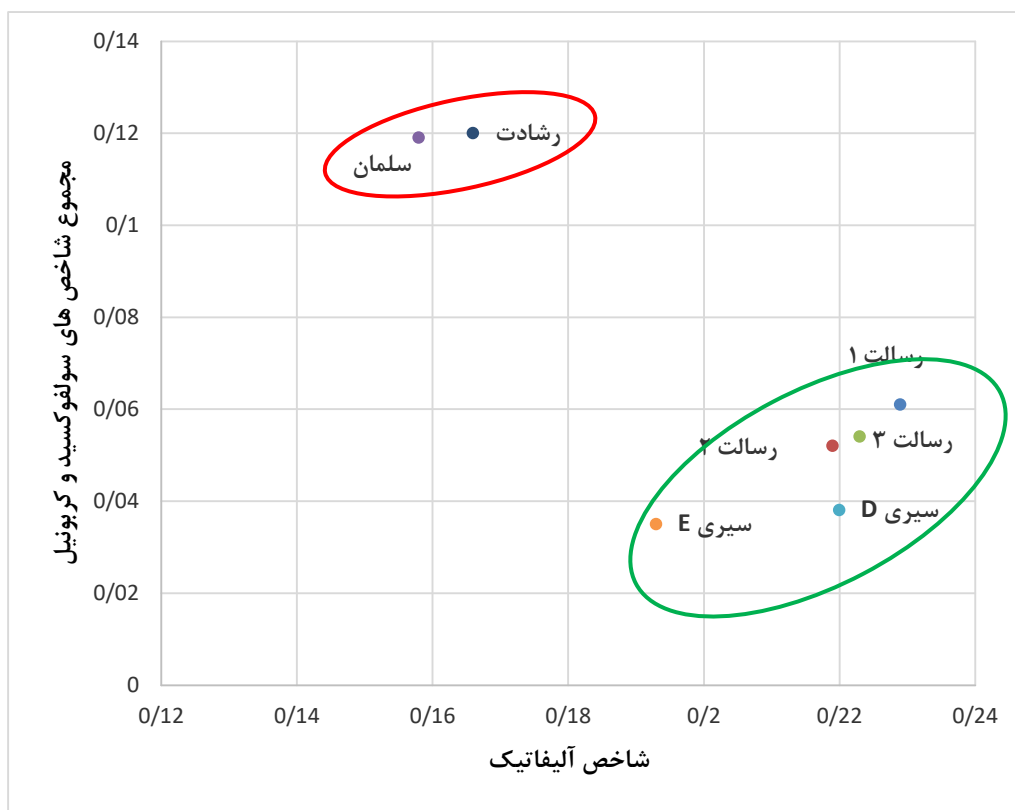
بدیهی است که مقایسه ساختار آسفالتین‌ها باید بر اساس ترکیباتی که در ساختار آسفالتین غالب هستند انجام شود. ترکیبات آلیفاتیک و آروماتیک از ترکیبات فراوان در ساختار آسفالتین‌ها می‌باشند [۱۲]. لذا از آنجا که ترکیبات آروماتیک و آلیفاتیک ساختارهای مهم و اساسی در آسفالتین‌ها هستند، مقایسه ساختارهای آسفالتین با یکدیگر باید بر اساس این ترکیبات انجام شود.

شاخص‌های معرفی شده توسط داده‌های FTIR نشان دهنده مقادیر نسبی ترکیبات خاص در آسفالتین‌ها هستند. به عنوان مثال، شاخص آلیفاتیک نشان دهنده مقدار ترکیبات آلیفاتیک در آسفالتین‌ها است. هترواتم‌های گوگرد و اکسیژن از مهم‌ترین و فراوان‌ترین عناصری هستند که در ساختار آسفالتین‌ها وجود دارند.

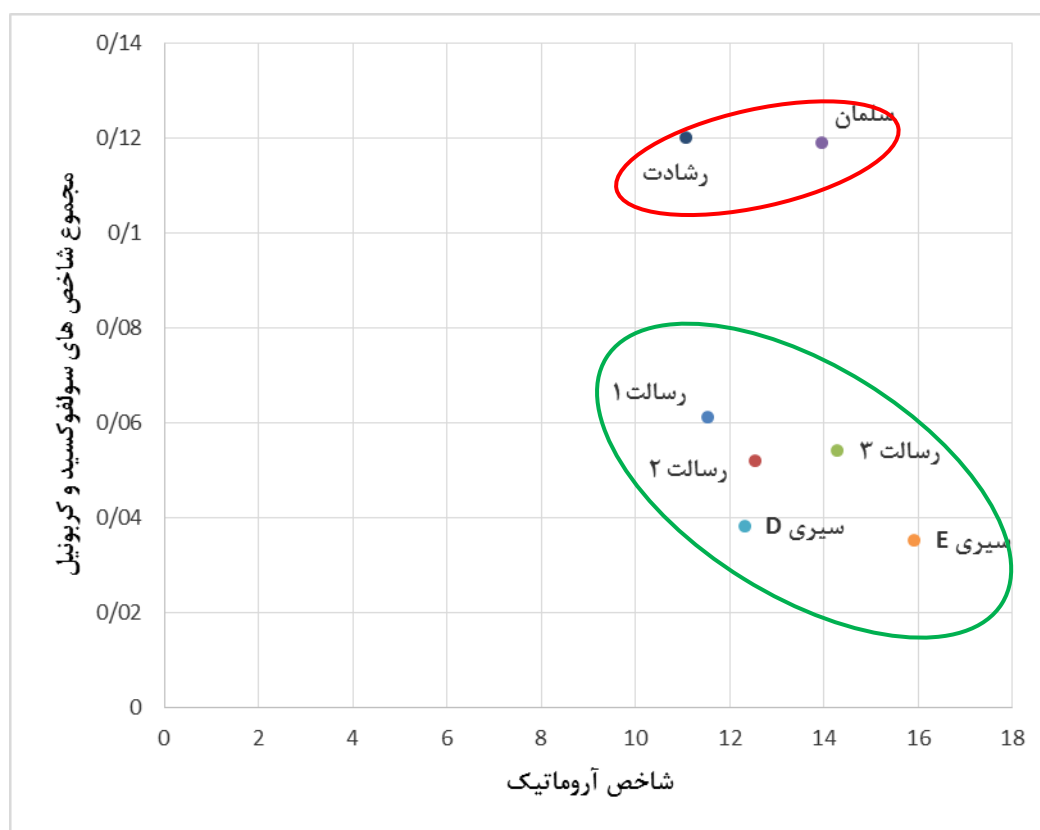
شاخص‌های کربونیل و سولفوکسید متناسب با فراوانی عناصر اکسیژن و گوگرد در ساختار آسفالتین‌ها می‌باشند. از اینرو مقایسه ساختارهای آسفالتین‌ها با استفاده از چهار شاخص آروماتیک، آلیفاتیک، کربونیل و سولفوکسید که به ترتیب بیانگر فراوانی ترکیبات آروماتیکی، آلیفاتیکی، عناصر اکسیژن و گوگرد هستند، کاملاً منطقی خواهد بود.

شکل ۳ مجموع شاخص‌های کربونیل و سولفوکسید را در مقابل شاخص آلیفاتیک و شکل ۴ مجموع شاخص‌های کربونیل و سولفوکسید را در مقابل شاخص آروماتیک نشان می‌دهد. همانطور که از شکل‌های ۳ و ۴ مشاهده می‌گردد براساس مجموع شاخص‌های کربونیل و سولفوکسید در مقابل شاخص‌های آروماتیک و آلیفاتیک، نمونه‌های نفت مورد مطالعه دو خانواده کاملاً مجزا را تشکیل می‌دهند. خانواده اول شامل نمونه‌های سلمان و رشادت و خانواده دوم شامل نمونه‌های سیری D، سیری E و رسالت می‌باشد.

همچنین مشاهده می‌شود که هر سه نمونه رسالت نیز در یک خانواده قرار گرفته‌اند که نشان از صحت نتایج دارد. بطور کلی خانواده اول دارای مقادیر بیشتر شاخص‌های کربونیل و سولفوکسید می‌باشند که بیانگر فراوانی عناصر اکسیژن و گوگرد در ساختار آسفالتین نفت‌های خام این خانواده دارد.



شکل ۳- نمودار مجموع شاخص‌های کربونیل و سولفوکسید در مقابل شاخص آلیفاتیک.

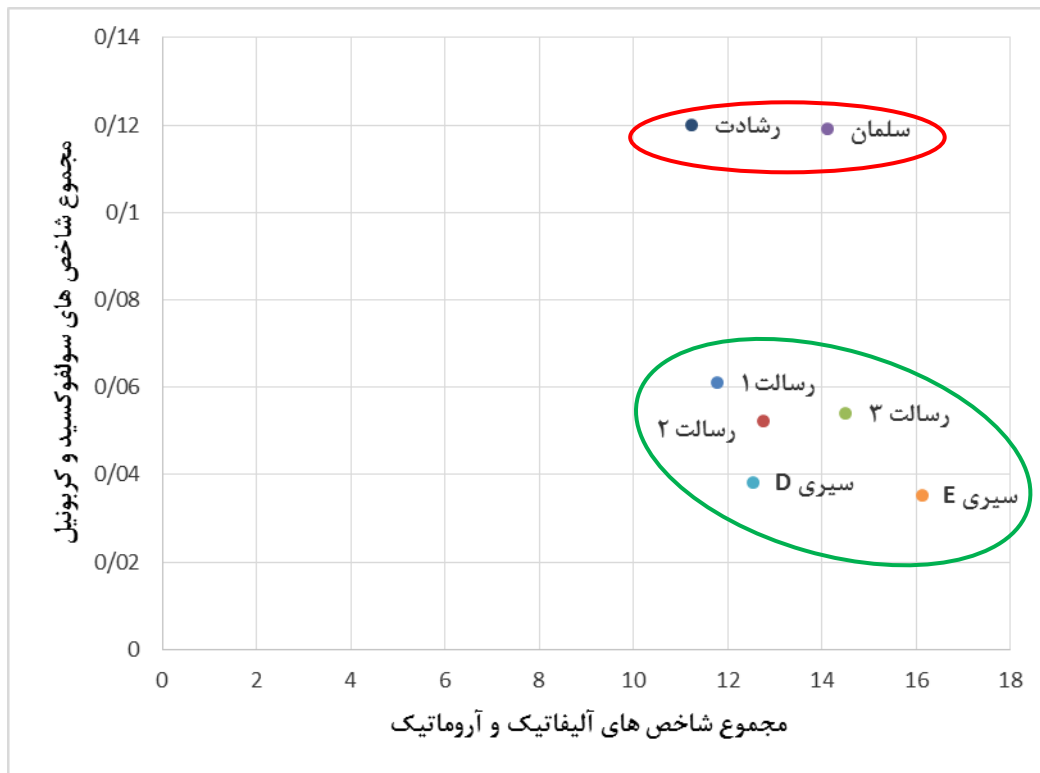


شکل ۴- نمودار مجموع شاخص های کربونیل و سولفوکسید در مقابل شاخص آروماتیک.

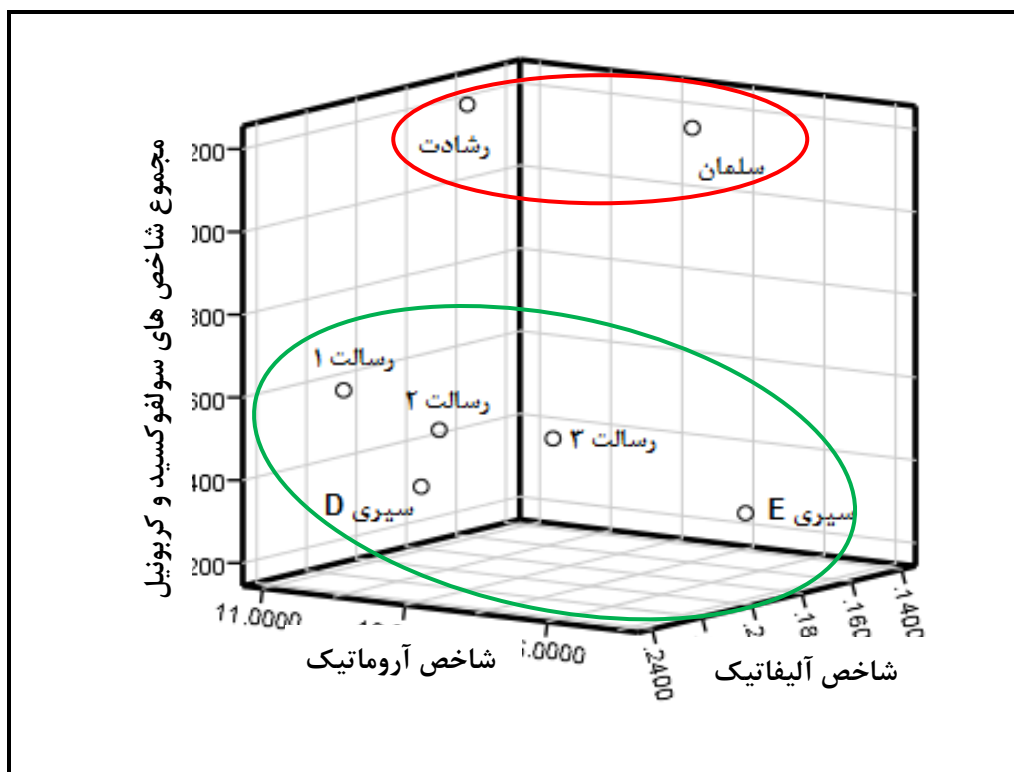
شکل ۵ مجموع شاخص های کربونیل و سولفوکسید را در مقابل مجموع شاخص های آروماتیک و آلیفاتیک را نشان می دهد. در این نمودار نیز دو خانواده نفتی کاملاً از هم متمایز می باشند.

به منظور انجام مقایسه بهتر بین نمونه های آسفالتین و بهره بردن از تأثیر همزمان شاخص های مختلف، نمودار سه بعدی نیز ترسیم شده است. ترکیبات هترواتم اغلب بصورت متصل به ساختارهای آروماتیکی هستند و بصورت هتروسیکلیک مشاهده می شوند. با در نظر گرفتن فراوانی گروه های عاملی هترواتم دار و ساختارهای آروماتیکی که بخش عمده ساختار آسفالتین را به خود اختصاص می دهند، می توان مقایسه منطقی از ساختار آسفالتین ها در نمونه های مختلف داشت.

شکل ۶ نمودار ۳ بعدی شاخص های آروماتیک، آلیفاتیک و مجموع شاخص های سولفوکسید و کربونیل را نمایش می دهد. بر این اساس، نمودار ۳ بعدی نیز همانند نمودارهای ۲ بعدی، نفت های مورد مطالعه را به دو خانواده تقسیم می کند. خانواده ۱ شامل نفت های میدین رشدات و سلمان و خانواده ۲ شامل نفت های میدین رسالت، سیری E و سیری D می باشند.



شکل ۵- نمودار مجموع شاخص‌های آروماتیک و آلیفاتیک در مقابل مجموع شاخص‌های کربونیل و سولفوکسید.



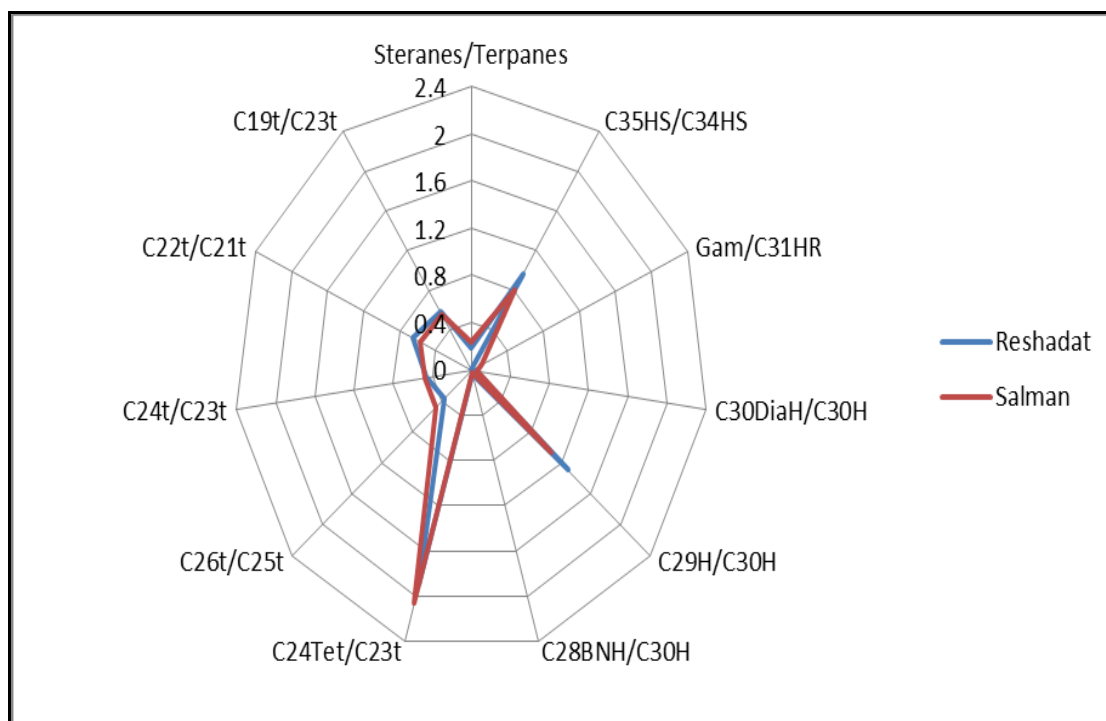
شکل ۶- نمودار شاخص‌های شاخص‌های آروماتیک، کربونیل و سولفوکسید.

۴-۲- طبقه بندی نفت ها با استفاده از بایومارکرها و ایزوتوپ پایدار کربن

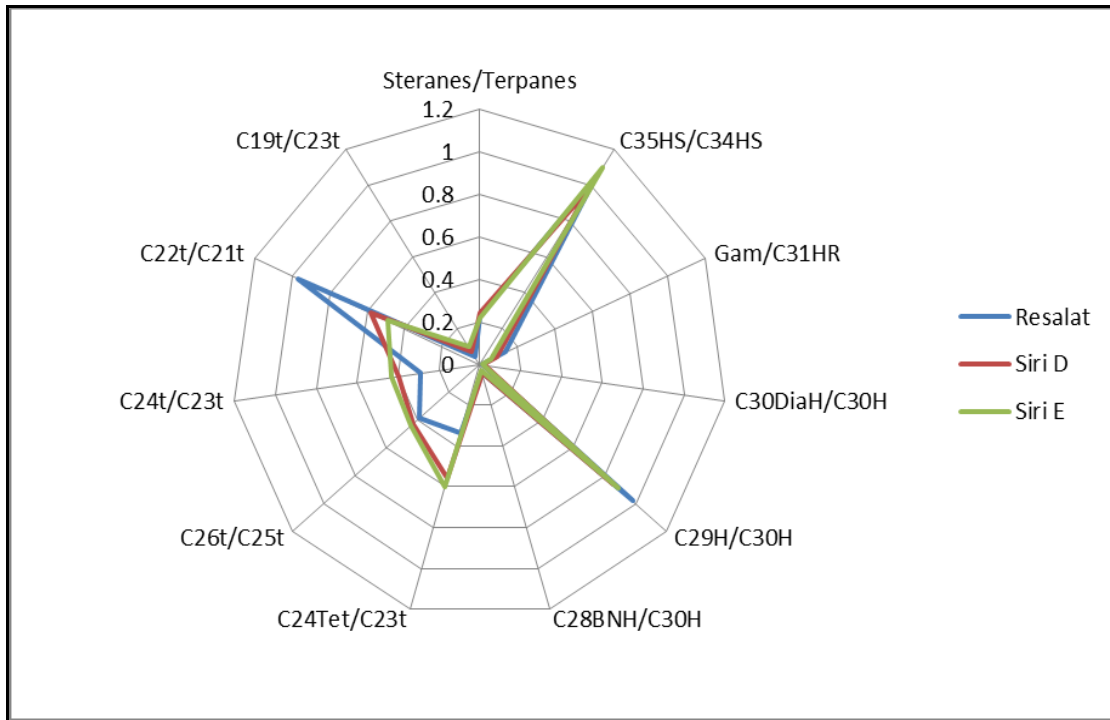
از روش های رایج برای تطابق نفت- نفت در مطالعات ژئوشیمیایی، استفاده از پارامترهای بایومارکری و ایزوتوپی می باشد، که در این مقاله نیز استفاده گردید.

کافمن و همکاران، ۱۹۹۰؛ استفاده از نسبت های بایومارکری و ترسیم آنها به شکل چند ضلعی (نمودار ستاره ای) را برای انجام تطابق نفت- نفت پیشنهاد کردند [۳۲]. بر این اساس، نمونه های نفت با منشا یکسان دارای روندی مشابه می باشند. شکل های ۷ و ۸ نمودارهای ستاره ای خانواده های ۱ و ۲ را نشان می دهند. همان طور که ملاحظه می شود این شکل ها روند یکسان برای اعضای هر خانواده را نشان می دهند. بنابراین بر اساس این نمودارها، نفت های مورد مطالعه به دو خانواده تقسیم می گردند. خانواده ۱ شامل نفت های میادین رشادت و سلمان و خانواده ۲ شامل نفت های میادین رسالت، سیری E و سیری D می باشند.

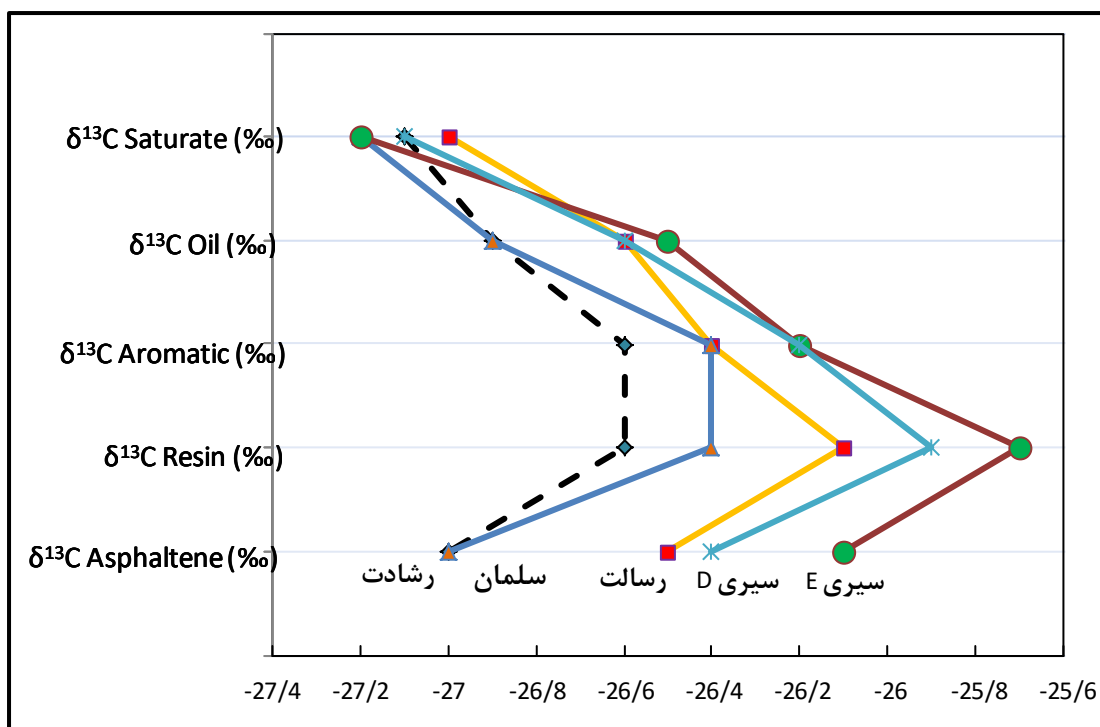
همچنین از نسبت های ایزوتوپی می توان برای تعیین خانواده های نفتی و انجام تطابق های ژئوشیمیایی استفاده کرد [۳۶،۳۵،۳۴،۳۳]. برای این منظور مقدار ایزتوپ کربن برای نمونه نفت و اجزا آنالیز سارا (اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتین) باید مطابق شکل ۹ ترسیم شود و نمونه هایی که سنگ منشا یکسانی دارند روند یکسانی را نشان خواهند داد. براساس شکل ۹ نمونه های مورد مطالعه از دو سنگ منشا متفاوت تولید شده اند که تشکیل دو خانواده نفتی مجزا را می دهند. خانواده ۱ شامل نفت های میادین رشادت و سلمان و خانواده ۲ شامل نفت های میادین رسالت، سیری E و سیری D می باشند. با توجه به تمام طبقه بندی های انجام شده با استفاده از داده های بایومارکری و ایزوتوپی، این طبقه بندی ها، طبقه بندی حاصل از پارامترهای طیف سنجی مادون قرمز نمونه های آسفالتین را کاملاً تأیید می کنند. در نتیجه نفت های مورد مطالعه به دو خانواده تقسیم می شوند. خانواده ۱ شامل نفت های میادین رشادت و سلمان و خانواده ۲ شامل نفت های میادین رسالت، سیری E و سیری D می باشند.



شکل ۷- نمودار ستاره ای برای نمونه های نفت خانواده ۱ شامل میادین رشادت و سلمان.



شکل ۸- نمودار ستاره‌ای برای نمونه‌های نفت خانواده ۲ شامل میادین رسالت، سیری E و سیری D.



شکل ۹- منحنی ایزوتوپی گالیومف برای نفت‌های مورد مطالعه.

۴-۳- ویژگی‌های ژئوشیمیایی سنگ‌های منشا تولید کننده نمونه‌های نفت مورد مطالعه

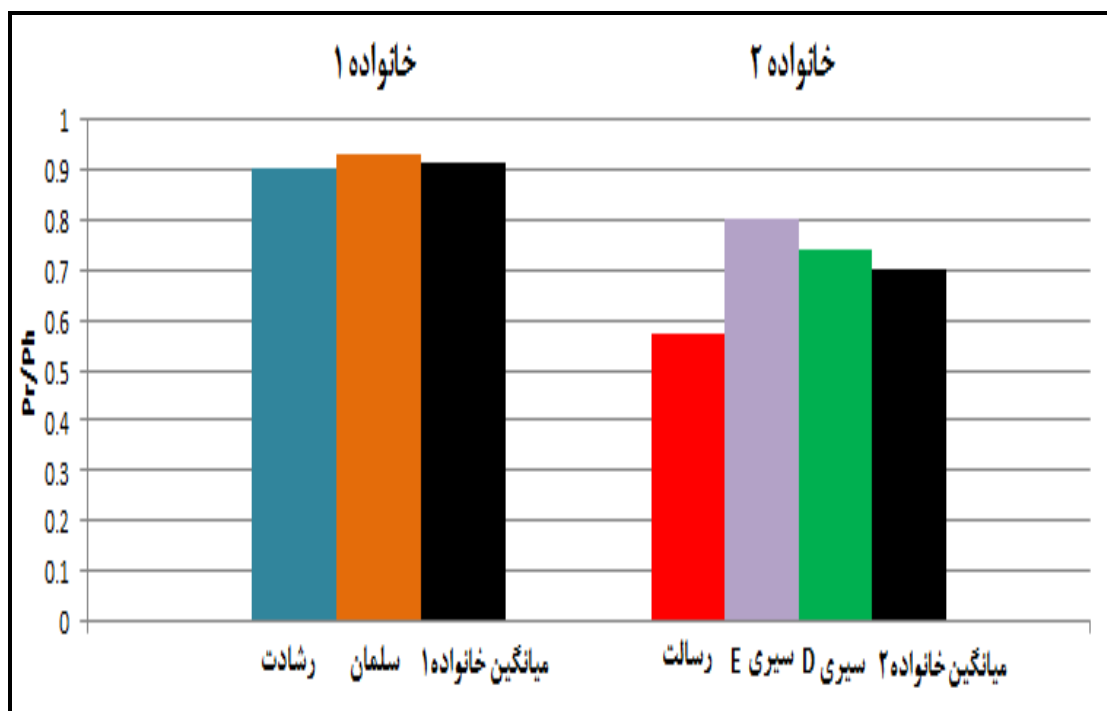
بایومارکرها مولکول‌های پیچیده‌ای در نفت هستند که از منشا موجودات زنده اولیه می‌باشند. از آنجا که این نشانگرهای بیولوژیکی را می‌توان در نفت همانند بیتومن‌های سنگ منشا اندازه‌گیری کرد، آنها ابزاری برای تطابق خانواده‌های نفت و

همچنین ارتباط نفت‌ها با سنگ‌های منشأ را فراهم می‌کنند. بنابراین بایومارکرها اطلاعاتی از مواد آلی منشأ، شرایط محیطی در طول رسوبگذاری و تدفین، بلوغ حرارتی تجربه شده توسط سنگ منشأ یا نفت خام، درجه تجزیه بیولوژیکی و گاهی اوقات سن ماده آلی را ارائه می‌دهند. در ادامه برخی از ویژگی‌های سنگ‌های منشأ تولید کننده نفت میدین مورد مطالعه تشریح می‌گردد.

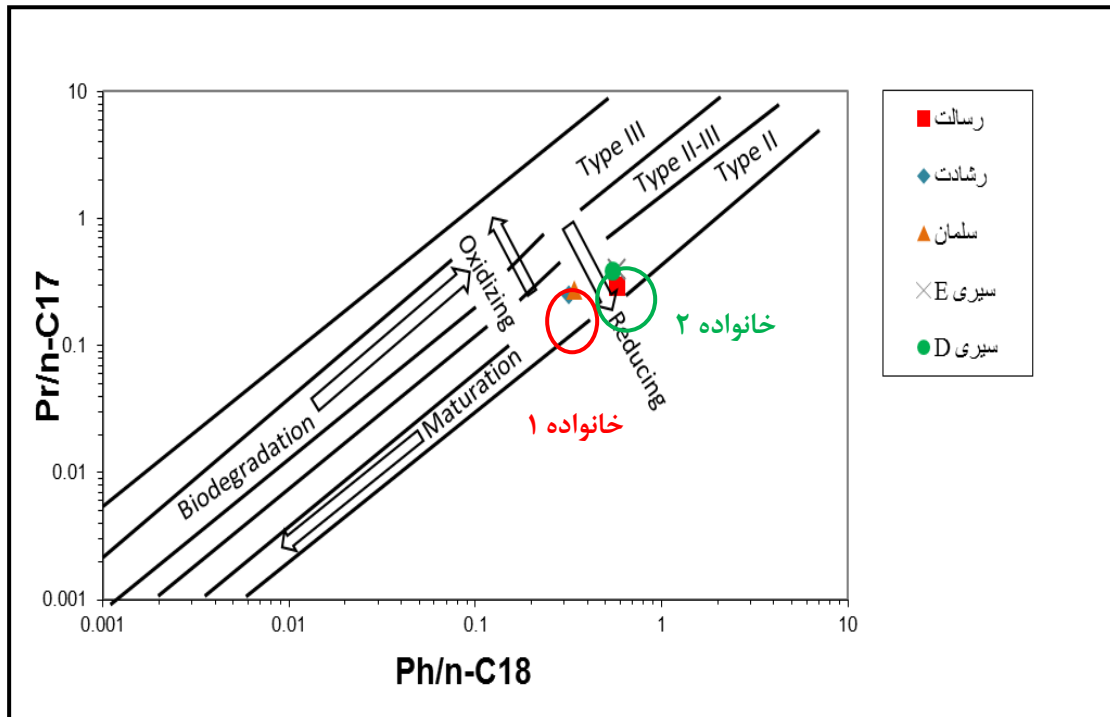
نسبت پرستان به فیتان در همه نمونه‌ها کمتر از ۱ می‌باشد که نشان می‌دهد نفت‌ها از مواد آلی نهشته شده در محیط احیایی منشأ گرفته‌اند (شکل ۱۰). میانگین این نسبت در خانواده ۱ (میدین رشادت و سلمان) برابر ۰/۹۱ و در خانواده ۲ (میدین رسالت، سیری E و سیری D) برابر ۰/۷ می‌باشد. کمتر بودن نسبت پرستان به فیتان در خانواده ۲ نسبت به خانواده ۱ نشان دهنده شرایط احیایی تر برای سنگ مادر این خانواده می‌باشد. از نسبت های $Pr/nC17$ و $Ph/nC18$ برای تعیین شرایط محیط رسوبی سنگ مادر تولید کننده نفت‌ها و نوع کروژن آن، استفاده می‌شود [۳۷].

همانطور که در شکل ۱۱ ملاحظه می‌شود، نمونه‌های نفت مورد مطالعه از سنگ‌های مادر با کروژن نوع ۲ منشأ گرفته‌اند که تحت شرایط احیایی تشکیل شده‌اند. با توجه به شکل ۱۱ نیز می‌توان تمایز بین خانواده ۱ و ۲ را مشاهده نمود.

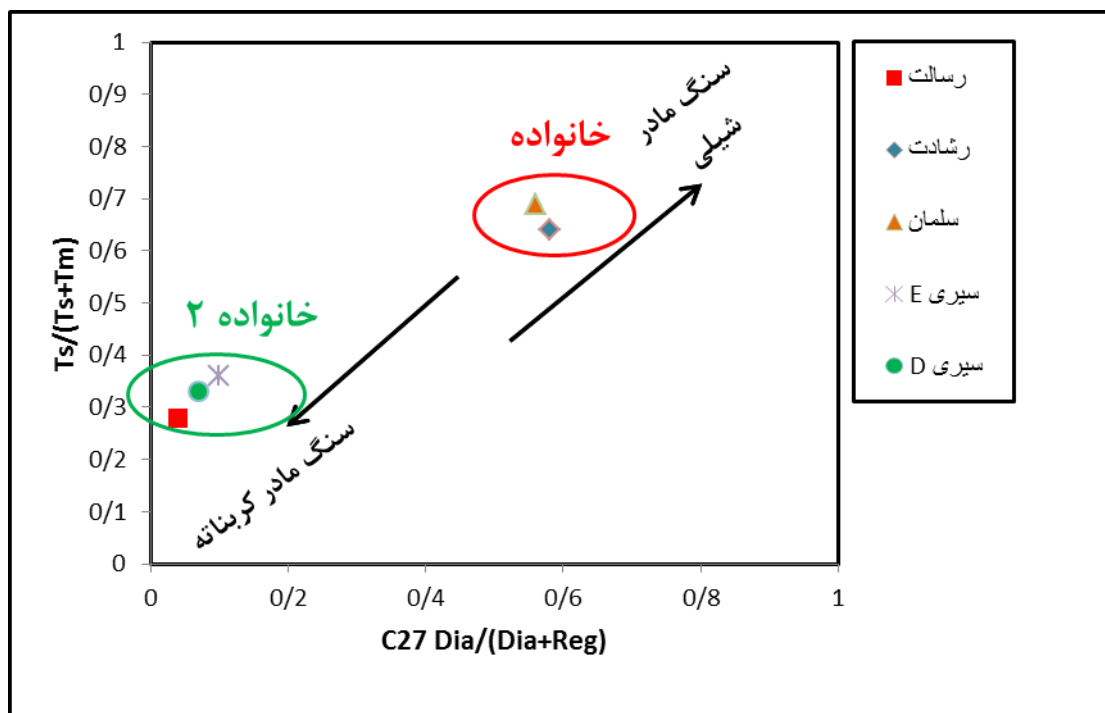
نمونه‌های نفت خانواده ۱ دارای بلوغ بیشتری نسبت به نمونه‌های خانواده ۲ می‌باشند و تفکیک بین خانواده‌ها بطور کامل مشاهده می‌شود. این تفاوت در بلوغ دو خانواده در شکل ۱۲ نیز قابل مشاهده می‌باشد. خانواده ۱ نسبت $Ts/Ts+Tm$ بیشتری نسبت به خانواده ۲ دارد، که بیانگر بلوغ بیشتر نفت‌های خانواده ۱ می‌باشد.



شکل ۱۰- نسبت پرستان به فیتان نمونه‌های مورد مطالعه و میانگین آن برای هر خانواده.



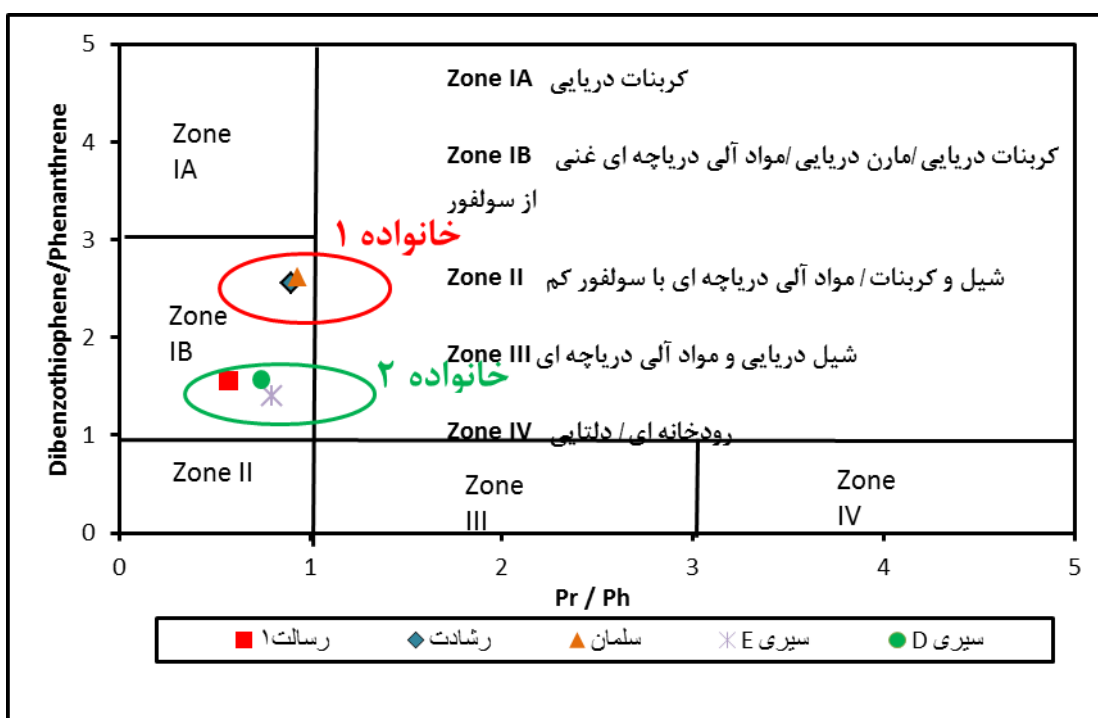
شکل ۱۱- نمودار نسبت $Pr/nC17$ به $Ph/nC18$ برای تعیین شرایط محیط رسوبی سنگ مادر.



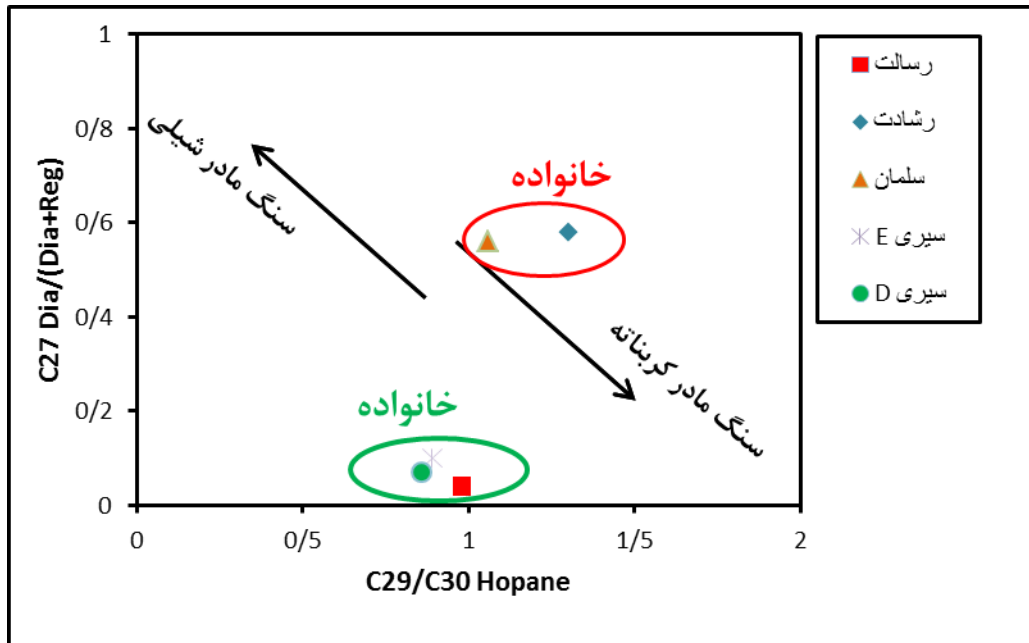
شکل ۱۲- نمودار $Ts/(Ts+Tm)$ - $C27Dia/(Dia+Reg)$ جهت تعیین لیتولوژی سنگ مادر مولد نفت.

نسبت دی بنزو تیوفن به فنانترن (DBT/P) بهترین نسبت برای تعیین لیتولوژی سنگ مادر می باشد، بطوریکه در سنگ های کربناته، این نسبت بیشتر از ۱ و در سنگ های شیلی کمتر از ۱ می باشد [۳۸]. نسبت DBT/P برای نفت های مورد مطالعه از ۱/۴۰ تا ۲/۶۲ تغییر می کند که نشان دهنده سنگ منشا کربناته برای تمام نمونه های مورد مطالعه می باشد. نفت های خانواده ۱ (رشادت و سلمان) با میانگین برابر با ۲/۸۵ دارای مقادیر بالاتری نسبت به نفت های خانواده ۲ (رسالت، سیری E، سیری D) با میانگین ۱/۵۱ می باشند، که این موضوع نشان می دهد علاوه بر کربنات مقداری شیل نیز در سنگ مادر خانواده ۲ مشارکت داشته است. پس سنگ مادر خانواده ۲ یک سنگ مادر ماری بوده در حالیکه سنگ مادر نفت های خانواده ۱ یک سنگ مادر کربناته می باشد (شکل ۱۳).

نمونه های نفت تولید شده از سنگ منشا خشکی دارای مقدار هوپان C29/C30 اندکی می باشند (۰/۷۵-۰/۴)، در صورتیکه نفت های تولید شده از سنگ های منشا کربناته مقادیر برابر ۰/۷ و بیشتر دارند [۴۲،۴۱،۴۰،۳۹]. با توجه به جدول ۲ نمونه های مورد مطالعه دارای مقادیر بین ۰/۸۶ تا ۱/۳۰ می باشند که نشان دهنده سنگ منشا کربناته برای نمونه های نفت می باشد (شکل ۱۴).

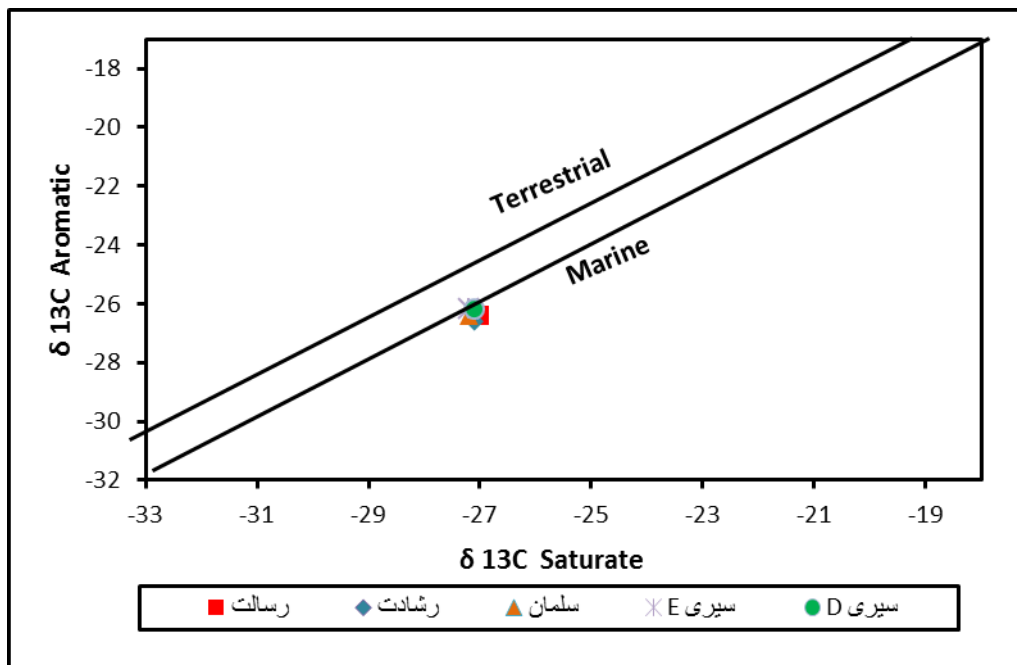


شکل ۱۳- نمودار نسبت دی بنزو تیوفن به فنانترن در مقابل نسبت پرستان به فیتان برای تعیین لیتولوژی و محیط تشکیل سنگ مادر مولد نفت.



شکل ۱۴- نمودار $C27Dia/(Dia+Reg)$ در مقابل $C29/C30Hopane$ برای تعیین لیتولوژی سنگ منشأ.

مقدار نسبت‌های ایزوتوپ کربن بستگی به شرایط ته نشست، نوع کروژن، مسیرهای مهاجرت، نوع و سن سنگ منشأ دارند. سوفر، ۱۹۸۴؛ نمودار ایزوتوپ کربن جزو آروماتیک در مقابل جزو اشباع را به منظور تعیین منشأ خشکی یا دریایی سنگ مادر تولید کننده نفت پیشنهاد نمود [۴۳]. براساس شکل ۱۵ نمونه‌های نفت مورد مطالعه در محدوده سنگ منشا‌های دریایی قرار می‌گیرند. منشأ دریایی نمونه‌های نفت توسط شکل ۱۳ نیز تایید می‌شود.



شکل ۱۵- نمودار ایزوتوپ کربن جزو اشباع در مقابل جزو آروماتیک به منظور تعیین منشأ خشکی یا دریایی سنگ مادر.

۵- نتیجه گیری

از ویژگی‌های ساختاری آسفالتین‌ها بدلیل شباهت بسیار زیاد با کروژن می‌توان به عنوان پارامتر تطابق استفاده کرد و از این نظر مزایای بسیاری از جمله عدم تاثیر پذیری یا تاثیر پذیری کم از عوامل ثانویه (مثل آب شویی، بلوغ حرارتی، تجزیه زیستی و ...) دارد. در این مقاله طبقه بندی نفت‌ها با استفاده از پارامترهای طیف سنجی مادون قرمز نمونه‌های آسفالتین انجام شد. بررسی نمونه‌های نفت خام میادین نفتی مورد مطالعه در خلیج فارس نشان داد که این نفت‌ها مربوط به دو خانواده مستقل هستند. اولین خانواده نفتی شامل نمونه نفت‌های میادین سلمان و رشادت و دومین خانواده نفتی شامل نمونه نفت‌های میادین رسالت، سیری E و سیری D هستند. آسفالتین متعلق به نمونه رسالت به سه جزو تقسیم و بصورت ۳ نمونه مجزا در آنالیز طیف سنجی مادون قرمز در نظر گرفته شد و از آنجایی که این سه نمونه ویژگی‌های یکسانی دارند، طبقه بندی صحیح باید شامل این سه نمونه در یک خانواده باشد. این سه نمونه در خانواده نفتی دوم قرار گرفتند که نشان از صحت نتایج دارد. در این مطالعه از سایر روش‌های ژئوشیمیایی مانند نمودارهای ستاره‌ای و ایزوتوپ پایدار کربن نیز بهره گرفته شد، که بر اساس این روش‌ها نیز نمونه‌های مورد مطالعه مشابه نتایج پیشین در دو خانواده نفتی قرار گرفتند. براساس داده‌های بایومارکری نمونه‌های نفت از دو سنگ منشا نهشته شده در شرایط احیایی تولید شده‌اند که خانواده ۱ دارای سنگ منشا ماری و خانواده ۲ از سنگ منشا کربناته منشا گرفته است. با توجه به نتایج حاصل از این مقاله می‌توان مطالعه ساختاری آسفالتین را به عنوان یک روش مکمل و یا حتی جایگزین برای انجام تطابق‌های ژئوشیمیایی مطرح نمود.

سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر محمدرضا کمالی، دکتر بهمن سلیمانی و مهندس رضا کسائی زاده بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

منابع

- [1] BEHAR, F. and PELET, R., 1985, Pyrolysis-gas chromatography applied to organic geochemistry: structural similarities between kerogens and asphaltenes from related rock extracts and oils: *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, **8**, 173-187.
- [2] ANDERSEN, S. I., 1997, Separation of asphaltenes by polarity using liquid-liquid extraction: *Petroleum science and technology*, **15**(1-2), 185-198.
- [3] SPEIGHT, J. G., 1979, Studies on bitumen aractionation - (A) Fractionation by a cryscopic method; (B) Effect of solvent type on asphaltene solubility, *Information Series No. 84. Alberta Research Council, Edmonton, Alberta, Canad.*
- [4] THARANIVASAN, A. K., 2012, Asphaltene precipitation from crude oil blends, conventional oils, and oils with emulsified water, P.H.D thesis, University of Calgary, Alberta, 211.
- [5] SANTOS, D., FILHO, E.B., DOUARDO, R.S., AMARAL, M., FILIPAKIS, S., OLIVIERA, L.M., GUIMARAES, R.C., SANTO, A.F., BORGES, G.R., FRANCESCHI, E. and DARIVA, C., 2017, Study of Asphaltene Precipitation in Crude Oils at Desalter Conditions by Near-Infrared Spectroscopy: *Energy & Fuels*, **31**(5), 5031-5036.
- [6] SPEIGHT, J. G., 1999, The chemical and physical structure of petroleum: effects on recovery operations: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **22**(1), 3-15.
- [7] RUBINSTEIN, I., SPYCKERELLE, C. and STRAUSZ, O., 1979, Pyrolysis of asphaltenes: a source of geochemical information: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **43**(1), 1-6.

- [8] PAN, Y., LIAO, Y. and SUN, Y., 2017, The characteristics of bound biomarkers released from asphaltenes in a sequence of naturally biodegraded oils: *Organic Geochemistry*, **111**, 56-66.
- [9] PETERS, K.E., WALTERS, C. C., and MOLDWAN, J. M., 2005, The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History: Second volume, 2th edition, Cambridge University Press, New York, 475- 482.
- [10] MACKO, S.A. and ENGEL, M.H., 1993, Early diagenesis of organic matter in sediments Assessment of mechanisms and preservation by the use of isotope molecular approaches. In: ENGEL, M.H. and S.A. MACKO, eds. *Organic Geochemistry*, New York, Plenum Publication, 211-224.
- [11] BEHAR, F., PELET, R. and ROUCACHE, J., 1984, Geochemistry of asphaltenes: *Organic Geochemistry*, **6**, 587-595.
- [12] ASEMANI, M. and RABBANI, A. R., 2016. Oil-oil correlation by FTIR spectroscopy of asphaltene samples: *Geosciences Journal*, **20**(2), 273-283.
- [13] JIA, W., CHEN, S., ZHU, X., PENG, P. A., & Xiao, Z., 2017, D/H ratio analysis of pyrolysis released n-alkanes from asphaltenes for correlating oils from different sources: *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, **126**, 99-104.
- [14] SNOWDON, L. R., VOLKMAN, J. K., ZHANG, Z., Tao, G. and Liu, P., 2016, The organic geochemistry of asphaltenes and occluded biomarkers: *Organic Geochemistry*, **91**, 3-15.
- [16] BUNGER, J. W., and LI, N. C., 1981, Chemistry of Asphaltenes: ACS Advances in Chemistry Series 195. Washington DC: ACS.
- [17] YEN, T. F., WU, W. H., and CHILINGAR, G. V., 1984, Study of the structure of petroleum asphaltenes and related substances by infrared spectroscopy: *Energy Sources*, **7**, 203-235.
- [18] ANDERSEN, S. I., 1994, Effect of precipitation temperature on the composition of n-heptane asphaltenes: *Fuel Science Technology International*, **12**, 51-74.
- [19] CALEMMA, V., IWANSKI, P., NALI, M., SCOTTI, R., MONTANARI, L., 1995, Structural Characterization of Asphaltenes of Different Origins: *Energy & Fuels*, **9**, 225-230.
- [20] BUENROSTRO-GONZALEZ, E., ANDERSEN, S. I., GARCIA-MARTINEZ, J. A., and LIRA-GALEANA, C., 2002, Solubility/molecular structure relationships of asphaltenes in polar and nonpolar media: *Energy & Fuels*, **16**, 732-741.
- [21] SHARMA, B. K., SHARMA, C. D., TYAGI, O. S., BHAGAT, S. D. , and ERHAN, S. Z., 2007, Structural characterization of asphaltenes and Ethyl Acetate insoluble fractions of petroleum vacuum residues: *Petroleum Science and Technology*, **25**, 121-139.
- [23] Di PRIMIO, R., HORSFIELD, B. and GUZMAN-VEGA, M. A., 2000, Determining the temperature of petroleum formation from the kinetic properties of petroleum asphaltenes: *Nature*, **406**, 173-176.
- [27] IP 143/84, 1984, Asphaltene precipitation with n-heptane: Standards for Petroleum and its Products, Institute of Petroleum London, UK.
- [28] ASTM D 2007 – 03, 2008, Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method: *An American National Standard*.
- [29] PERMANYER, A., DOUIFI, L., DUPUY, N., LAHCINI, A. and KISTER, J., 2005, FTIR and SUVF spectroscopy as an alternative method in reservoir studies. Application to Western Mediterranean oils: *Fuel*, **84**(2), 159-168.
- [30] MOSCHOPEDIS, S.E., PARKASH, S. and SPEIGHT, J., 1979, Thermal decomposition of asphaltenes: *Fuel*, **57**, 431-434
- [31] PELET, R., BEHAR, F. and MONIN, J. C., 1986, Resins and asphaltenes in the generation and migration of petroleum: *Organic Geochemistry*, **10**(1-3), 481-498.

- [32] KAUFMAN, R. L., AHMED, A. S., & ELSINGER, R. J., 1990, Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. In *GCSSEPM foundation ninth annual research conference proceedings*, 263-282.
- [33] Galimov, E. M., 1973, Organic geochemistry of carbon isotopes: *Advances in organic geochemistry*, **12**, 439.
- [34] RABBANI, A., GALIMOV, E. M., 2000, Geochemical identification of oil source formations in southeastern Iran (Persian Gulf): *Geochemistry International*, **38**(12), 1198-1206.
- [35] GALIMOV, E. M., RABBANI, A. R., 2001, Geochemical characteristics and origin of natural gas in southern Iran: *Geochemistry International*, **39**(8), 780-792.
- [36] RABBANI, A. R., KAMALI, M. R., 2005, Source rock evaluation and petroleum geochemistry, offshore SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **28**(4), 413-428.
- [37] CONNAN, J., CASSOU, A.M., 1980, Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **44**, 1-23.
- [38] HUGHES, W.B., HOLBA, A.G., DZOU, L.I.P., 1995, The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **59**, 3581-3598.
- [39] ZUMBERG, J.E., 1984, Source rocks of the La Luna (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia, Palacas. In: Palacas, J.G. (Ed.), *Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks: American Association of Petroleum Geologists*, 127-133.
- [40] CONNAN, J., BOUROULLEC, J., DESSORT, D., ALBERCHT, P., 1986, The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach: *Organic Geochemistry*, **10**, 29-50.
- [41] CLARK, J.P., PHILIP, R.P., 1987, Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta: *Canadian Petroleum Geologists Bulletin*, **37**, 401-416.
- [42] FAN, P., KING, J.D., CLAYPOOL, G.E., 1987, Characterization of biomarker compounds in Chinese crude oils. In: Kumar, R.K., Dwivedi, P., Banerjee, V., Gupta, V. (Eds.), *Petroleum Geochemistry and Exploration in the Afro-Asian Region. Balkema, Rotterdam*, 197-202.
- [43] SOFER, Z., 1984, Stable carbon isotope composition of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **68**, 31-49.

منشاء گازهای هیدروکربوری گل‌فشان‌های خشکی سواحل مکران ایران

مهین فرهادیان بابادی^{۱*}، بهزاد مهرابی^۲، آدریانو مازینی^۳، الینا پلودتکینا^۴، عطا شاکری^۵

^{۱*} دانشجوی دکترا ژئوشیمی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی تهران

^۲ دانشیار دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی تهران

^۳ محقق، دانشگاه اسلو نروژ

^۴ استادیار دانشکده زمین شناسی، دانشگاه ایالتی مسکو روسیه

^۵ استادیار دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی تهران

*mahin.farhadian@gmail.com

دریافت خرداد ۱۳۹۶، پذیرش مرداد ۱۳۹۶

چکیده

گل‌فشان‌ها، ساختارهای زمین‌شناسی ناشی از خروج گاز، گلاب و خرده‌های سنگی با ابعاد مختلف در مناطق خشکی و ساحلی با مرفولوژی‌های متفاوت و نشانگر حرکت پوسته‌ای و فعالیت تکنونیک امروزی هستند. گل‌فشان‌های زیادی در منشورهای برافزایشی مکران ایران و پاکستان گزارش شده‌است که به دلیل برخورد صفحات هند و اوراسیا تشکیل می‌شوند. در این مطالعه، منشا گازهای هیدروکربوری گسیل شده از سه گل‌فشان فعال عین، بربروک و سندمیرسوبان در سواحل خشکی مکران ایران بررسی شده‌است. گازهای خارج شده از این گل‌فشان‌ها عمدتاً متان با غلظت بین ۹۷/۲۴-۹۹/۱۸ و مقدار کمی اتان (۰/۰۴۸-۱/۲ vol.%)، پروپان (۰/۰۰۱-۰/۱۹۴ vol.%)، ان-بوتان (۰/۰۲۲-۲۲ vol.%)، ایزوبوتان (۰/۰۳۶۳-۵)، ان-پنتان (۰/۰۳۷ ppmvol.%)، ایزوپنتان (۰/۰۱-۰/۰۶۶ ppmvol.%)، هگزان (۰/۰۱-۰/۰۷۸ ppmvol.%) و دی‌اکسیدکربن (۰/۰۰۷-۰/۰۴ vol.%) هستند. مقادیر نسبت ایزوتوپی کربن و هیدروژن متان و دیگر گازهای هیدروکربوری نشاندهنده منشا ترموژنیک گازهای خروجی از گل‌فشان‌های مورد مطالعه است و شواهدی از عدم تجزیه زیستی را نشان می‌دهند. دی‌اکسیدکربن نیز با نسبت ایزوتوپی کربن ۱۱/۱- تا ۱۴/۳- دارای منشا آلی است. نتایج این مطالعه، حضور سیستم‌های هیدروکربوری و سنگ منشا فعال را در این ناحیه تکنونیک فعال نشان می‌دهد. اگرچه حضور مخزن گازی در این منطقه بایستی توسط مطالعات ژئوفیزیکی، زمین‌شناسی و محیط‌های ساختاری تایید شود.

کلمات کلیدی: گل‌فشان، ترکیب شیمیایی گاز، ایزوتوپ کربن و هیدروژن، منشا گازها، منشورهای برافزایشی مکران ایران،

بربروک، عین، سندمیرسوبان.

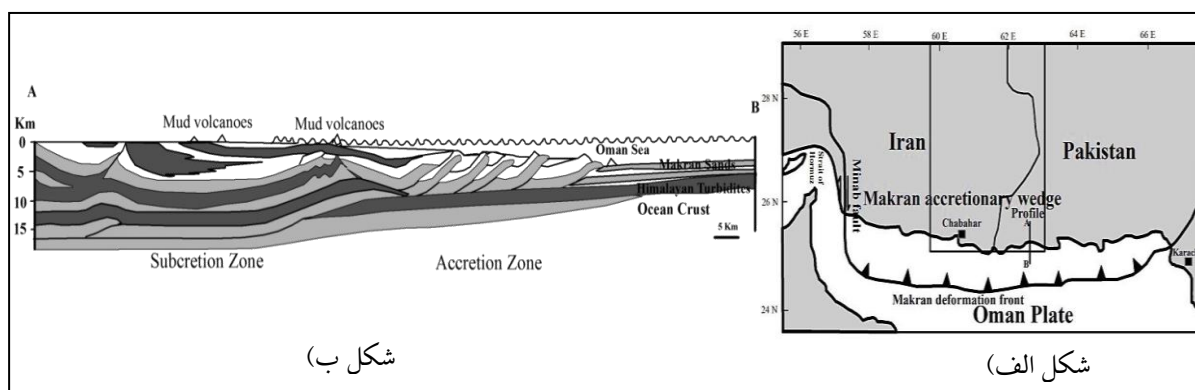
۱- مقدمه

گل‌فشان‌ها در محیط‌های رسوبی در اثر حضور سیالات پرفشار زیرسطحی تشکیل می‌شوند. فاز گازی (عمدتاً متان) عامل مهمی در بالا آمدن مخلوط گل-سیال و خرده‌های سنگی با اندازه‌های متغیر است [۳۵، ۲۰، ۴۳، ۱۲]. مواد خروجی از گل-فشان‌ها، مورفولوژی‌های مختلفی را تشکیل می‌دهند که گل‌فشان‌های نوع مخروطی رایج‌ترین آنها است. حدود ۱۸۰۰ گل-فشان در مناطق خشکی و ۲۰۰۰۰ گل‌فشان در مناطق دریایی وجود دارد که عمدتاً در اندونزی، روسیه، ترینیداد، باربادوس، تایوان، دریای خزر، دریای سیاه، دریای مدیترانه، دریای بارتز، خلیج مکزیک و دیگر مناطق دنیا گزارش شده‌اند [۲۰، ۴۳، ۲۲، ۵۶]. محیط تکتونیکی، نرخ فعالیت، مکانیسم تشکیل و اهمیت گل‌فشان‌ها در پی‌جویی‌های هیدروکربوری توسط بسیاری از محققین بررسی شده‌است [۴۳، ۲۰، ۳۵، ۲۲، ۵۶، ۶۲]. گل‌فشان‌ها تاکنون از دیدگاه‌های زمین‌شناسی (نشاندن‌دهی فعالیت‌های تکتونیکی جوان، زون‌های ضعیف یا گسله، فعالیت آتشفشان‌ها و نواحی فرورانش)، اقتصادی (وجود منابع هیدروکربنی، منابع آب زیرزمینی و صنعت توریسم)، پزشکی (درمان بسیاری از بیماری‌ها همچون دردهای روماتیسمی، کوفتگی و خستگی عضلانی، بیماری‌های پوستی و قارچی)، تغییرات آب و هوای جهانی و مخاطرات زمین-شناسی (حضور دو گاز مهم گلخانه‌ای متان و دی‌اکسیدکربن، زلزله‌های شدید، انفجار و آتش‌سوزی و تخریب سکوها) نفتی [۳۳] مورد توجه قرار گرفته‌اند [۱]. از گل‌فشان‌ها در ارزیابی اولیه حوضه‌های نفتی-گازی بعنوان شاخص اکتشافی استفاده می‌شود. تقریباً ۴۰ درصد میادین نفتی و گازی دنیا از طریق تراوش‌های هیدروکربنی در سطح زمین یافت شده‌اند [۴۰، ۳۲، ۴۱، ۶، ۱۵]. گل‌فشان‌ها معمولاً در زون‌های کوتاه‌شدگی تکتونیکی رخ می‌دهند و حضور آنها ممکن است شواهدی از پتانسیل بالای هیدروکربوری لایه‌های زیرین را نشان دهد. استرس و دماهای بالا در این مناطق منجر به بلوغ مواد آلی در رسوبات می‌شود [۳۶، ۱۹، ۱۲، ۳۵]. تحقیقات انجام شده بر روی منشأ هیدروکربن‌های آزاد شده از گل‌فشان‌های دریایی و خشکی عمدتاً براساس ترکیب مولکولی $(C_1)/(C_2 + C_3)$ و ایزوتوپی کربن و هیدروژن آلکان‌های C_1-C_3 است [۹، ۵۲، ۵۳، ۵۴، ۱۳، ۶۰]. مطالعات ایزوتوپی بر روی ۱۴۰ گل‌فشان خشکی نشان داد که ۷۶ درصد گازهای هیدروکربوری آزاد شده منشأ ترموژنیک، ۲۰ درصد منشأ مخلوط ترموژنیک-بیوژنیک و ۴ درصد باکتریایی دارند [۲۲، ۲۳]. گل‌فشان‌های ایران در جنوب شرق دریای خزر و جلگه‌های ساحلی دریای عمان گزارش شده‌اند. تعداد زیادی گل‌فشان در سواحل خشکی و دریایی مکران ایران و پاکستان گزارش شده‌است اما آمار دقیقی از تعداد آنها در دسترس نیست. تاکنون مطالعات ژئوشیمیایی و ایزوتوپی بر روی گل‌فشان‌های سواحل خشکی مکران در جنوب شرق ایران به عنوان نشانگری برای پی‌جویی‌های هیدروکربوری و حفاری‌های اکتشافی در این منطقه انجام نشده‌است. بدین منظور در این پژوهش، سه گل‌فشان فعال بربروک، عین و سندمیرسوبان در سواحل خشکی مکران ایران مورد بررسی قرار گرفته و نمونه‌برداری از گازها برای مطالعات ژئوشیمیایی و ایزوتوپی انجام شده‌است. ترکیب مولکولی و ایزوتوپی پایدار کربن و هیدروژن گازهای هیدروکربنی و ترکیب ایزوتوپ کربن دی‌اکسیدکربن در گل‌فشان‌های مورد مطالعه برای تعیین منشأ گازها و ارتباطشان با پتانسیل هیدروکربوری ناحیه بررسی خواهد شد.

۲- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه:

منشورهای برافزایشی مکران یکی از بزرگترین منشورهای برافزایشی بر روی کره زمین هستند که با ۱۰۰۰ کیلومتر طول و ۳۰۰-۳۵۰ کیلومتر عرض از تنگه هرمز تا کراچی پاکستان گسترش دارند (شکل الف) که در نتیجه برخورد پوسته اقیانوسی عربی و صفحه اوراسیا تشکیل شده‌است. این برخورد از کرتاسه پسین شروع شده و برخورد نهایی هنوز صورت نگرفته است. مکران دارای بیش از ۷ کیلومتر رسوبات عمدتاً خشکی است [۳۷، ۲۴] که ۳ کیلومتر بالایی آن شامل ماسه-

های فلات و شیب های قاره ای است که بر روی توربیدیت های با ضخامت ۴ کیلومتر قرار دارند. تنها رسوبات بالایی (با ۴ کیلومتر ضخامت) در زون فرورانش با زاویه ۲-۳ درجه برافزوده می شوند [۲۸، ۳۶] و رسوبات پایینی (با ۳ کیلومتر ضخامت) به اعماق فرورو می شوند. حضور گل فشان ها در منشورهای برافزایشی مکران نشان دهنده آب زدایی و مترکم شدن رسوبات فرورانش یافته در پاسخ به فشارهای تکتونیکی افقی است که منجر به بالآمدن گلاب ها در امتداد گسستگی تحتانی^۹ می شود [۲۵، ۵۱] (شکل ۱ب). چهار واحد ساختاری اصلی با تاریخچه ی لیتواستراتیگرافی و تغییر شکل مختلف توسط زونهای تراستی اصلی در زون مکران تشخیص داده شده است [۲۱]. این چهار واحد شامل مکران شمالی، مکران داخلی، مکران بیرونی و مکران ساحلی است. اکثر گل فشان های جنوب شرق ایران در مکران ساحلی قرار می گیرند که در این واحد رسوبات جوانتر از میوسن پایانی وجود دارد (شکل ۲). این رسوبات در پهنه کم عمق نهشته شده اند که تا پلیوستوسن نیز ادامه می یابند. رسوبات مکران ساحلی به صورت ضعیفی تغییر شکل یافته اند اما دارای گسل های نرمال هستند که در واحدهای دیگر مشاهده نشده است. مکران ساحلی در جنوب مکران بیرونی قرار دارد و به صورت یک حوضه بالای منشورهای برافزایشی است و شامل توالی کم عمق از مارن های شیب دار تا ته نشست های ساحلی و قاره ای است که از تراست چاه خان در شمال تا خط ساحلی مکران در جنوب گسترش می یابد [۲۱] (شکل ۲).



شکل ۱- الف) نقشه جنوب شرق ایران (از حسینی-هرزی و تالوت، ۲۰۰۳ [۲۹])، ب) نیمرخ در امتداد پروفیل A-B در شکل ۱ الف.

منشورهای برافزایشی مکران از نظر مورفولوژیکی نیز می توانند به دو ناحیه گسترده شامل نواحی شمالی با سن مزوزوئیک-پالئوسن و با ۹۰-۳۷۰ کیلومتر پهنا و نواحی جنوبی با سن ائوسن-کواترنری و با ۱۸۰-۲۴۰ کیلومتر پهنا تقسیم شوند. نواحی جنوبی با سن ائوسن-کواترنری شامل دو بخش مکران ساحلی و مکران دریایی است. مکران ساحلی قبل از الیگوسن میانی به صورت ته نشست های توربیدیتی گلی شامل لایه های ماسه ای دانه بندی شده بوده که شواهدی از حمل به سمت غرب ناشی از برخورد هند-اوراسیا را نشان می دهند [۲۸، ۷]. در طی مرحله دوم ته نشست از زمان الیگوسن میانی (۹) تا میوسن میانی، ماسه های دانه متوسط تا کنگلومراهای درشت با میان لایه های شیلی نهشته شده اند که توسط جریان های توربیدیتی به سمت غرب حمل شده و مخروط افکنه عمیق دریایی با ۴۰۰ متر ضخامت و ۱۰۰۰ کیلومتر طول را در محیط شیب دار تشکیل می دهند [۲۸، ۱۴]. این مخروط افکنه همزمان با افزایش ورود رسوبات آبرفتی از مناطق مرتفع در اثر برخورد هند و اوراسیا تشکیل شده است [۲۸، ۴۷]. تشکیل مخروط آبرفتی وسیع در امتداد مکران در جنوب ایران و پاکستان به دلیل حرکت به سمت غرب مخروط آبرفتی ایندوس در اوایل تا اواخر میوسن میانی بوده است. در طی فاز سوم ته نشست در زمان میوسن پسین تا پلیوستوسن میانی، رسوبات دشت ساحلی و فلات-شیب قاره نواحی شمالی بالآمده به سمت جنوب بر روی توالی مخروط آبرفتی پیشروی می کنند [۲۸]. مکران ساحلی از زمان پلیوستوسن میانی تحت

⁹ Basal Decollement

شده و به عنوان قدیمی ترین گل فشان در منطقه معرفی شده است. تنها یک گریفون با دهانه ۵۰cm در قسمت جنوب شرق گل فشان در زمان نمونه برداری در تاریخ ۳۱ دی ماه ۱۳۹۳ فعال بود که گلاب غلیظ با ظاهری شبیه مواد هیدروکربوری همراه با حباب های گاز از آن خارج می شد. یک گسل در قسمت شمال غربی گل فشان نیز شناسایی شد که احتمالاً فعالیت این گسل منجر به ریزش قسمت جنوب شرقی گل فشان (جایی که گریفون فعال ذکر شده حضور دارد) شده است (شکل ۳ الف-پ).



شکل های ۳: الف) نمایی از گل فشان بربروک و گسل در شمال غرب آن (با رنگ قرمز مشخص شده است)، ب) گریفون فعال در قسمت جنوب شرق گل فشان، پ) خروج گلاب غلیظ با ظاهری شبیه مواد هیدروکربوری به همراه حباب های گازی در گریفون فعال.

۳-۲- گل فشان عین

گل فشان عین در ۲۴ کیلومتری روستای کهیر و ۷۸ کیلومتری شمال غرب شهر چاه بهار قرار دارد. برخلاف دیگر گل فشان های منطقه که مخروطی شکل هستند و گلاب متوسط تا غلیظ تراوش می کنند، این گل فشان به صورت دریاچه کراتری است و گلاب آن بسیار رقیق است. حباب های گازی در چندین نقطه از این کراتر خارج می شوند. خرده های سنگی زیادی با اندازه های متغیر در اطراف دریاچه کراتری وجود دارد که احتمال می رود ناشی از رخنمونهای اطراف باشد. لایه های نمکی نیز نشان دهنده شوری بالای تراوش های این گل فشان است. حضور گسل و قطعات کربناتی لوله ای شکل در تپه اطراف گل فشان می تواند بیانگر وجود گسل به عنوان مجرای خروج گازها و تشکیل کربنات های درجا لوله ای شکل (در زمانیکه این ساختارها در زیر دریا قرار داشته اند) باشد (شکل های ۴ الف-پ). بررسی های ایزوتوپی بر روی این کربنات ها برای تایید اکسیدان غیرهوازی متان توسط باکتری های احیا کننده سولفات به عنوان منشا آنها ضروری است.

۳-۳- گل فشان سندمیرسوبان

گل فشان سندمیرسوبان در ۲ کیلومتری شرق روستای سندمیرسوبان و ۶۵ کیلومتری شمال شرق شهر چاه بهار قرار دارد. این گل فشان به صورت مخروط نامتقارن با ۱۵ متر ارتفاع و ۱۰۰ متر پهنا است. عمق آن ۶/۵ متر و قطر دهانه ۳ متر است. گلاب خروجی کمی رقیق با ظاهر شبیه مواد هیدروکربوری است و همراه با خروج حباب‌های گازی بوی گاز H_2S نیز استشمام می‌شود (شکل‌های ۵الف-ب).



شکل‌های ۴: الف) نمایی از گل فشان عین و لایه‌های نمک اطراف دریاچه کراتری آن، ب) رنگ سبز آب ناشی از رشد جمعیت‌های میکروبی، حضور گسل به عنوان مجرای برای خروج گازها و تشکیل احتمالی کربنات‌های درجا زلوله‌ای شکل.



شکل‌های ۵: الف) نمایی از گل فشان سندمیرسوبان، ب) خروج لکه‌های روغنی همراه با حباب‌های گازی در دهانه گل فشان سندمیرسوبان.

۴- روش مطالعه

متداول ترین روش نمونه برداری از گاز گل فشان ها در مناطق خشکی، استفاده از سیستم قیف و جمع آوری گاز درون ظروف شیشه ای پر شده از آب اشباع از نمک است که این ظروف شیشه ای درون یک سطل پر شده از آب شور اشباع قرار می گیرند. در صورت هرگونه نشست هوا در هنگام نمونه برداری از گاز گل فشان، میزان نیتروژن در نمونه به نحو چشمگیری افزایش می یابد. پس از انتخاب محل نمونه برداری از گازهای گل فشان، قیف متصل به شلنگ شفاف سیلکونی در محل خروج گازها قرار داده شد. شیشه پنی سیلین نیز از آب نمک اشباع پر و همراه با قسمت انتهایی شلنگ در داخل ظرف حاوی آب نمک اشباع قرار داده شد و تا پایان نمونه برداری از داخل آن خارج نشد (شکل ۶). برای جلوگیری از ورود هوا، باید مدتی صبر کرد تا حجم گاز داخل قیف و لوله را پر کند که در این حالت خروج حباب در داخل ظرف قابل مشاهده است. سپس قسمت انتهایی شلنگ درون شیشه پنی سیلین پر شده از آب نمک قرار داده شد. در اثر ورود گاز به شیشه، آب شور پس رانده می شود و پس از پر شدن حدود هشتاد تا نود درصد حجم شیشه توسط گاز، در حالتی که شیشه سر و ته است ابتدا درپوش پلاستیکی و سپس درپوش آلومینیمی بر دهانه شیشه قرار داده شد و درپوش آلومینیمی نیز توسط انبر پرس (پلمپ) شد. پس از پر شدن شیشه توسط گاز، شیشه را سر و ته نگاه داشته زیرا آب شور موجود از نشست گاز جلوگیری می کند.

طی این مطالعه ۲۰ نمونه گاز با حجم ۲۵۰ میلی لیتر برای تفکیک شیمیایی و ایزوتوپی گازها به آزمایشگاه ایزوتک آمریکا ارسال شد. در آزمایشگاه نمونه های گاز با استفاده از یک نمونه بردار خودکار به دستگاه کروماتوگراف گازی مدل Carle AGC 100-400 با ستون های Poraplot Q و الک مولکولی^{۱۱} و همچنین مجهز به آشکارگرهای هدایت گرمایی^{۱۲} و یونیزاسیون شعله^{۱۳} تزریق شد. این روش قادر به شناسایی و تفکیک ترکیبات گازی هیدروکربوری شامل متان، اتان، پروپان، ایزو و ان-بوتان، ایزو و ان-پنتان و هگزان و گازهای غیرهیدروکربوری شامل دی اکسیدکربن، اکسیژن، هلیوم، نیتروژن، هیدروژن و آرگون با دقت ۰.۲٪ است.

نسبت ایزوتوپی کربن ($^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$) متان ($\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$)، اتان ($\delta^{13}\text{C}-\text{C}_2\text{H}_6$)، پروپان ($\delta^{13}\text{C}-\text{C}_3\text{H}_8$) و دی اکسیدکربن ($\delta^{13}\text{C}$) (CO_2) نیز با استفاده از ارتباط (کوپل^{۱۴}) سه سیستم GC-C-IRMS اندازه گیری شد. در این حالت خروجی GC مستقیماً به کوره احتراق و خروجی آن به اسپکترومتر جرمی Plus XL Finnigan Delta در یک سیستم بسته وارد شد. ترکیبات گازی تفکیک شده توسط ستون Poroplot Q مستقیماً وارد کوره احتراق Cu-Ni-Pt با محیط اکسیدان با دمای ۱۰۰۰ شدند که در آنجا هیدروکربن ها به دی اکسیدکربن و آب تبدیل شدند. آب توسط یک مجرا با غشا Nafion[®] جدا و دی اکسیدکربن وارد اسپکترومتر جرمی شد. نسبت ایزوتوپی هیدروژن متان ($\delta\text{D}-\text{CH}_4$) نیز با روش GC-C-IRMS بدست آمد با این تفاوت که متان پس از جدایش توسط ستون کروماتوگرافی به CO_2 و H_2 در کوره پیرولیز در دمای ۱۴۵۰ درجه سانتیگراد تبدیل شد. سپس H_2 مستقیماً به اسپکترومتر جرمی وارد و اندازه گیری شد. مقادیر ایزوتوپی به صورت پرمیل^{۱۵} (‰) نسبت به VPDB (برای کربن) و VSMOW (برای هیدروژن) و با دقت ۰.۳٪ برای ^{13}C و ۴٪ برای ^2H بدست آمدند.

¹¹ Molsieve

¹² Thermal conductor detector

¹³ Flame ionization detector

¹⁴ Couple

¹⁵ Per mil



شکل ۶: روش نمونه‌برداری از گاز در گل‌فشان‌های مورد مطالعه.

۵- یافته‌های تجزیه مولکولی و ایزوتوپی

نتایج ترکیب مولکولی و ایزوتوپی کربن، هیدروژن گازهای هیدروکربوری و دی‌اکسیدکربن نمونه‌های گاز سه گل‌فشان مورد مطالعه در جدول ۱ ارائه شده‌است. مقدار متان بین ۵۸/۸۱ تا ۹۸/۶۵ درصد حجمی متغیر است. پایین بودن مقدار متان در نمونه‌های گازی گل‌فشان سند میرسوبان و بالابودن مقدار نیتروژن، اکسیژن و نسبت N_2/Ar بین ۸۴ تا ۸۷ می‌تواند به دلیل ورود هوای اتمسفری در طی نمونه‌برداری باشد. باتوجه به اینکه نسبت نیتروژن به اکسیژن در هوا تقریباً ۳/۷ است در نمونه‌های گازی با مقادیر N_2/O_2 نزدیک به این مقدار بایستی تصحیح هوا انجام شود. مقادیر نیتروژن و اکسیژن و دیگر گازهای با مقادیر بسیار کم در طی این تصحیح حذف و مقادیر بقیه گازها به ۱۰۰ نرمالیز می‌شوند. مقدار متان پس از حذف آلودگی هوا در گاز گل‌فشان سند میرسوبان ۹۹/۷۴ vol.% است (جدول ۱).

شکل بسیار احیایی کربن متان نقش مهمی را در فرآیندهای ژئوشیمیایی درون پوسته زمین بازی می‌کند و مطالعه‌ی تغییرات ایزوتوپی کربن و هیدروژن متان نقش مهمی در بررسی منشأ آن دارد. متان در رسوبات عهدحاضر در طی دیاژنز اولیه توسط باکتری‌ها هم تولید و هم مصرف می‌شود ولی در اعماق بیشتر پوسته زمین در اثر تغییر مواد آلی تحت تاثیر دماهای زیاد تولید می‌شود [۲۶]. همچنین در اعماق بسیار زیادتر نیز در انکلوزیون‌های سنگ‌های متامورفیک یافت می‌شود [۳۹]. متان در آبهای ژئوترمال در مناطق قاره‌ای و مجاری آب داغ در نواحی گسترش اقیانوس نیز حضور دارد [۱۷]. ترکیب ایزوتوپی کربن و هیدروژن متان می‌تواند در تشخیص منشاهای مختلف مورد استفاده قرار گیرد. متان ناشی از مواد آلی می‌تواند بیوژنیک یا ترموژنیک باشد که متان بیوژنیک یا متان میکروبیال ناشی از فرآیندهای باکتریایی است [۳۱] و متان ترموژنیک ناشی از واکنشهای ترموشیمیایی است [۵۳]. متان باکتریایی از طریق دو فرآیند احیای CO_2 و تخمیر تشکیل می‌شود [۵۲].

۶- بحث

مطالعات زیادی برای تعیین منشأ باکتریایی و ترموژنیک گازها انجام شده‌است [۸، ۹، ۴۸، ۵۳، ۵۸] که براین اساس، متان بیوژنیک و ترموژنیک می‌توانند سریعاً توسط مقدار ^{13}C شان تشخیص داده شوند [۵۸، ۵۰]. گاز باکتریایی اصولاً از متان با نسبت ایزوتوپی کربن بسیار سبکتر (بین ۶۰- و ۹۰-) از گاز ترموژنیک (بین ۳۰- و ۶۰-) تشکیل شده‌است که منشأ گازهای خارج شده از سه گل‌فشان مورد مطالعه با متان دارای نسبت ایزوتوپی کربن ۳۳/۷۶- تا ۳۷/۷۵- ترموژنیک در نظر گرفته شده‌است. گازها براساس شاخص رطوبت $(100 \times C_{2+}/(C_1 + C_{2+}))$ نیز به گازهای خشک و تر تقسیم می‌شوند

که گازهای تر دارای شاخص رطوبت بیش از ۵ درصد هستند [۵۲]. گازهای خروجی از گل فشان های مورد مطالعه با داشتن شاخص رطوبت با مقادیر ۰/۰۴ تا ۱/۵ جز گازهای خشک محسوب می شوند.

دیگرام های $\delta^{13}C_1$ در مقابل $C_1/(C_2+C_3)$ [۸] و $\delta^{13}C_1$ در مقابل δD_1 [۶۰] برای تعیین منشا گازها مورد استفاده قرار گرفت (شکل های ۷ و ۸). داده های ترکیب مولکولی و ایزوتوپی منشورهای برافزایشی مکران پاکستان [۱۶] نیز برای مقایسه نشان داده شده اند. نمونه چاندرراگوب ۱ و جبل یوگوراب در منشورهای برافزایشی مکران پاکستان [۱۶] نیز برای مقایسه نشان داده شده اند. نمونه گاز گل فشان بربروک در محدوده ترموژنیک قرار می گیرد درحالی که نمونه های گاز گل فشان های عین و سندمیرسوبان در محدوده فرآیند مهاجرت قرار می گیرند. اگرچه احتمال تاثیر فرآیند مهاجرت به دلیل حضور هیدروکربن های سنگین تر در گازهای خروجی از این گل فشان ها (جدول ۱) بعید به نظر می رسد. گل فشان های پاکستان نیز در محدوده گازهای بیوژنیک قرار می گیرند (شکل ۷) که تفاوت در منشا گازهای خروجی از گل فشان های ایران و پاکستان با توجه به قرار گرفتن آنها در ناحیه تکتونیکی مشابه مورد ابهام است. اگرچه سیستم ارتباطی^{۱۶} در گل فشان ها پیچیده است و نزدیکی مکانی آنها نمی تواند مبنای دقیقی برای مشابهت منشا گازهای خارج شده از آنها باشد. این عدم مشابهت در منشا گازها در مطالعات بر روی گل فشان های مناطق مختلف دنیا مانند ایتالیا، رومانی، سوئیس، روسیه (تامان) و آذربایجان نیز مشاهده شده است [۲۲]. برای مثال، در مطالعه ای که توسط اتیوپه و همکاران در سال ۲۰۰۷ [۲۴] انجام شد مقادیر ایزوتوپی کربن متان گازهای خارج شده از گل فشان ها و تراوش های متان^{۱۷} در ایتالیا در هر دو محدوده گازهای عمدتا بیوژنیک و یا عمدتا ترموژنیک تشخیص داده شدند.

نمونه های گاز همه ی گل فشان های مورد مطالعه در دیگرام ویتیکار^{۱۸} در محدوده ترموژنیک قرار می گیرند (شکل ۸). مقدار CO_2 در همه گل فشان های مورد مطالعه کمتر از ۰/۵٪ و با مقادیر ایزوتوپی کربن ۱۱/۱- تا ۱۴/۳٪ است که نشان دهنده ی عدم حضور فرآیند اکسیداسیون غیرهوازی هیدروکربن های سنگین [۴۶] و حضور فرآیند ترموکاتالیتیک (از ۱۶- تا ۲٪ +) است. [۲۷] گازهای خارج شده از همه گل فشان های مورد مطالعه دارای $\delta^{13}C_{CO_2}$ و $\delta^{13}C_{CC_3}$ (تنها در نمونه بربروک اندازه گیری شد) منفی هستند که نشان دهنده ی عدم حضور فرآیند تجزیه زیستی هیدروکربن ها است. گل فشان ها به عنوان یک پالایشگاه طبیعی محسوب می شوند. از اینرو منشا گازهای با ترکیب ایزوتوپی سنگین تر از ۵۰٪- و $C_1/C_2+C_3 > 500$ ترموژنیک در نظر گرفته می شود تا اکسیداسیون جزئی گازهای بیوژنیک [۲۲، ۲۳].

الگوی نسبت ایزوتوپی $\delta^{13}C$ آلکان های C_1-C_3 به عنوان پارامتری برای تعیین منشا ترموژنیک قرار می گیرند. غنی شدگی ایزوتوپی با افزایش تعداد کربن ها در گازهای تولید شده در طی آزمایش پیرولیز شیل ها، نفت ها و زغال سنگ ها مشاهده شده است که الگوی نرمال گازهای ترموژنیک نامیده می شود. در حالیکه الگوی ایزوتوپی C_1-C_3 معکوس در طی پلیمریزاسیون متان تولید می شود [۱۰، ۱۳، ۱۷، ۴۶، ۴۲، ۵۵]. الگوی نرمال داده های $\delta^{13}C$ آلکان های C_1-C_3 گاز گل فشان های مورد مطالعه ($\delta^{13}C-CH_4$ و $\delta^{13}C-C_2H_6$ برای همه نمونه ها و $\delta^{13}C-C_3H_8$ تنها برای نمونه گاز بربروک، جدول ۱) منشا ترموژنیک گازها را نشان می دهد که توسط دیگرام های برنارد^{۱۹} [۸]، ویتیکار، ۱۹۹۹ و کوتاربا و رایس^{۲۰}، ۲۰۰۱ نیز تایید می شود (شکل های ۷، ۸ و ۹).

مقدار کمی هیدروکربن های C_3+ (جدول ۱) در گازهای خارج شده از گل فشان های مورد مطالعه نیز وجود دارد که این هیدروکربن ها توسط شکستن حرارتی مواد آلی در دماهای بالاتر از ۸۰-۱۰۰ درجه سانتیگراد تولید می شوند و فعالیت های

¹⁶ Plumbing systems

¹⁷ Methane seeps

¹⁸ Whiticar

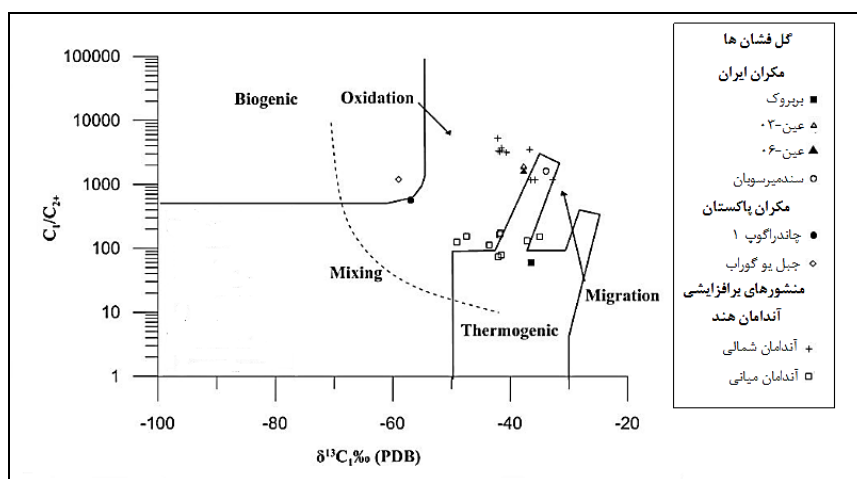
¹⁹ Bernard

²⁰ Kotarba and Rice

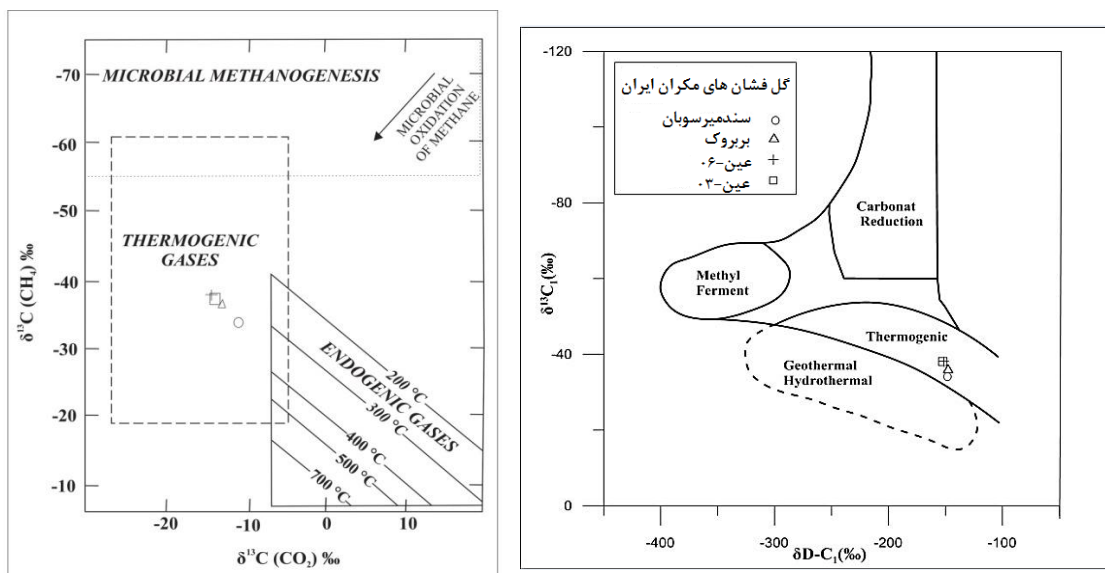
میکروبی در تشکیل آنها نقشی ندارد. هیدروکربن‌های مایع در طی شکسته شدن حرارتی پیشرونده کروژن در مرحله کاتازنز تشکیل می‌شوند. گاز متان ترموژنیک نیز در این مرحله تکاملی مواد آلی تشکیل می‌شود [۳۰، ۵۸]. بنابراین لکه‌های نفتی مشاهده شده در گل‌فشان‌های بربروک و سندمیرسوبان شواهد دیگری از منشا ترموژنیک گازهای آزاد شده از گل‌فشان‌های مکران را نشان می‌دهد. نتایج بالا حاکی از آن است که منشا گازهای خارج شده از گل‌فشان‌های مورد مطالعه در زون تکتونیکی فعال مکران در ایران ترموژنیک است. این گازها ناشی از تخریب دما بالای مواد آلی در صفحه فرورانش یافته هستند و پتانسیل هیدروکربن‌زایی این زون را نشان می‌دهد که این امر با حضور لکه‌های روغنی در گل‌فشان‌های بربروک و سندمیرسوبان در طی این مطالعه نیز تایید می‌شود.

جدول ۱: نتایج ترکیب مولکولی و ایزوتوپی گازهای هیدروکربوری سه گل‌فشان مورد مطالعه در سواحل مکران ایران

نام گل‌فشان‌ها	بربروک	عین		سندمیرسوبان	
		IR۱۵-۰۱	IR۱۵-۰۳	IR۱۵-۰۶	IR۱۵-۱۱
مختصات جغرافیایی	N ۲۵°۳۰'۲۵/۶۹" E ۵۹°۵۹'۴۷/۸۱"	N ۲۵°۳۴'۰۳/۷" E ۵۹°۵۵'۱۳/۳۱"		N ۲۵°۲۲'۵۶/۸۹" E ۶۱°۱۷'۳۲/۴۹"	
نمونه‌ها	IR۱۵-۰۱	IR۱۵-۰۳	IR۱۵-۰۶	قبل از تصحیح هوای اتمسفری	پس از تصحیح هوای اتمسفری
C ₁ (Vol.%)	۹۷/۲۴	۹۸/۲۵	۹۸/۶۵	۵۱/۸۱	۹۹/۱۸
C ₂ (Vol.%)	۱/۲۱	۰/۰۴۵	۰/۰۵۳	۰/۰۲۵	۰/۰۵
C ₃ (ppmVol.%)	۱۹۴۰	۱۶	۱۸	۳۱	۵۹
iC ₄ (ppmVol.%)	۳۶۳	۵	۵	۷	۱۳
nC ₄ (ppmVol.%)	۲۲۶	Nd	Nd	۲	۳
iC ₅ (ppmVol.%)	۶۶	Nd	Nd	۱	۱
nC ₅ (ppmVol.%)	۳۷	Nd	Nd	Nd	Nd
C ₆₊ (ppmVol.%)	۷۸	۱	۱	۱	۱
He (Vol.%)	Nd	۰/۰۰۷	۰/۰۰۶	۰/۰۰۹	-
Ar (Vol.%)	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۴۳	-
H ₂ (Vol.%)	Nd	Nd	۰/۰۲۷	Nd	-
O ₂ (Vol.%)	۰/۱۱	۰/۲۱	۰/۰۸	۹/۷۶	-
CO ₂ (Vol.%)	۰/۲۶	۰/۰۷	۰/۰۹	۰/۴	۰/۷۶
N ₂ (Vol.%)	۰/۹	۱/۴	۱/۰۷	۳۷/۵۶	-
C ₁ /C ₂₊	۶۵/۷	۲۰۸۱/۵	۱۷۵۲/۲	۱۷۴۴/۴	۱۷۴۴/۴
δ ¹³ C ₁	-۳۶/۴۴	-۳۷/۷۵	-۳۷/۶۴	-۳۳/۷۶	-
δDC ₁	-۱۴۶/۹	-۱۵۲/۴	-۱۵۲	-۱۴۷	-
δ ¹³ C ₂	-۲۲/۹	-۱۸/۵	-۱۸/۴	-۲۳/۶	-
δ ¹³ C ₃	-۱۹/۵	-	-	-	-
δ ¹³ CO ₂	-۱۳/۳	-۱۴/۳	-۱۴	-۱۱/۱	-



شکل ۷: دیاگرام $\delta^{13}C_{C1}$ در مقابل $C_1 / (C_2 + C_3)$ گازهای گل فشان های مورد مطالعه در مکران ایران و پاکستان [۱۶] و منشورهای برافزایشی آندامان هند [۴۹]



شکل ۹: دی اگرام $\delta^{13}C_{CH_4}$ در مقابل $\delta^{13}C_{CO_2}$ [۳۸].
علایم مشابه شکل ۸ است.

شکل ۸: دی اگرام $\delta^{13}C-CH_4$ در مقابل $\delta D-CH_4$ [۶۰]
گازهای گل فشان های مورد مطالعه در مکران ایران

۷- نتیجه گیری

منشورهای برافزایشی مکران به دلیل فرورانش با زاویه کم صفحه عربی به زیر صفحه اوراسیا تشکیل می شوند. این فرورانش منجر به متراکم شدن رسوبات صفحه فرورانش یافته و بالا آمدن مخلوطی از گل، آب و گازهای هیدروکربوری و در نهایت تشکیل گل فشان های گسترده در مناطق خشکی و ساحلی شده است. گل فشان های زون تکتونیکی فعال مکران دارای مرفولوژی های مختلف ولی عمدتاً مخروطی شکل هستند.

بررسی منشأ گازهای هیدروکربوری سه گل فشان فعال عین، بربروک و سندمیرسوبان در منشورهای برافزایشی مکران ایران با استفاده از مطالعات کروماتوگرافی گازی و کروماتوگرافی گازی-طیف سنج جرمی نسبت ایزوتوپی انجام شد. گازهای گسیل شده از این گل فشان ها عمدتاً متان با غلظت بین ۹۷/۲۴-۹۹/۱۸ vol.% و با مقدار کمی اتان، پروپان، ان-بوتان، ایزوبوتان، ان-پنتان، ایزوپنتان، هگزان و دی اکسیدکربن هستند. متان با مقادیر نسبت ایزوتوپی کربن ۳۳/۷۶- تا ۳۷/۷۵-

و هیدروژن ۱۴۶/۹- تا % ۱۵۲/۴- نشاندهنده‌ی منشا ترموژنیک گازهای خروجی است. دی اکسیدکربن نیز با نسبت ایزوتوپی کربن ۱۱/۱- تا % ۱۴/۳- دارای منشا آلی و به همراه مقادیر نسبت ایزوتوپی منفی پروپان حاکی از عدم حضور فرآیند تجزیه زیستی هیدروکربن‌ها است. براساس نتایج این پژوهش، احتمال حضور سیستم‌های هیدروکربوری ناشی از شرایط فیزیکی-شیمیایی مانند فشار بالا و دمای نسبتاً پایین مرتبط با فرورانش را نشان می‌دهد. اگرچه مطالعات ژئوشیمیایی جامع‌تر با بررسی تمام ساختارهای گل‌فشانی ناحیه و همچنین مطالعات زمین‌شناسی، ساختاری و ژئوفیزیکی در این منطقه پیشنهاد می‌شود.

سپاس و قدردانی

این پروژه با حمایت صندوق حمایت از پژوهشگران و فناوران کشور انجام شده‌است که بدین وسیله تشکر و قدردانی می‌شود. همچنین لازم است از آقای عبدالمجید بلوچ زاده رییس اداره میراث فرهنگی و گردشگری شهرستان کنارک و همکاران گرامی‌شان بخاطر همکاری در انجام این تحقیق تشکر می‌شود. از داوران محترم مجله زمین‌شناسی نفت نیز سپاسگزاری می‌شود. از آقایان دکتر احمدرضا ربانی، دکتر ابراهیم قاسمی نژاد و دکتر حسین رحیم پور بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می‌گردد.

منابع

- [۱] صاحب‌زاده، ب.، ده‌مده، ر.، ۱۳۸۳، گل‌فشان چیست؟ (همراه با نگرشی بر گل‌فشان‌های ایران): مجله رشد آموزش زمین‌شناسی، شماره ۳۸، صفحه ۲۸-۳۵.
- [۲] عباس نژاد، الف.، نگارش، ح.، ۱۳۸۹، میکرومورفولوژی روانه‌های گلی گل‌فشان ناپک: فصلنامه جغرافیایی آمایش، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ملایر، سال دوم، شماره ۷، صفحه ۷۱-۸۶.
- [۳] نژاد افضل، ک.، لک، ر.، ثروتی، م.ر.، بیاتانی، ف.، ۱۳۹۰، معرفی و بررسی سایت گل‌فشانی نژاد افضل گل‌فشان‌های گتان شهرستان جاسک و اهمیت گردشگری آنها: فصلنامه علوم زمین، شماره ۸۲، صفحه ۲۰۷-۲۱۴.
- [۴] نگارش، ح.، فیضی، م.، طاهری، الف.، رحمانی، م.الف.، نگارش، ز.، ۱۳۹۰، ویژگی‌های ژئومورفولوژیکی گل‌فشان عین (Ain) و تعیین ترکیب معدنی آب و گل آن با استفاده از روش‌های فیزیکی و شیمیایی: مجله جغرافیا و برنامه‌ریزی دانشگاه تبریز، سال شانزدهم، شماره ۳۷، صفحه ۱۷۳-۲۰۲.
- [۵] نگارش، ح.، ۱۳۸۳، بررسی گل‌فشان پیرگل واقع در شرق آتشفشان بزمان و ویژگی‌های آن: مجله جغرافیا و توسعه، دانشگاه سیستان و بلوچستان، شماره ۴، صفحه ۱۹۱-۲۰۸.
- [6] ABRAMS, M.A., 2005, Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment: *Marine and Petroleum Geology*, **22**, 457-477.
- [7] ARTHURTON, R.S., FARAH, A., and AHMED, W., 1982, The Late Cretaceous-Cenozoic history of western Baluchistan Pakistan--the northern margin of the Makran subduction complex: In: LEGGETT, J.K. (ed.) *Trench-Forearc Geology: Sedimentation and Tectonics of Modern and Ancient Plate Margins*, Geological Society, London, *Special Publications*, **10**, 373-385.
- [8] BERNARD, B.B., BROOKS, J.M., and SACKETT, W.M., 1978, Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments: *Journal of Geophysical Research*, **83**, 4053-4061.
- [9] BERNARD, B.B., BROOKS, J.M., and Sackett, W.M., 1977, A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments: *Offshore Technology Conference OTC*, **2934**, 435-438.
- [10] BERNER, U., FABER, E., SCHEEDER, G., and PANTEN, D., 1995, Primary cracking of algal and landplant kerogens: kinetic models of isotope variations in methane, ethane, and propane: *Chemical Geology*, **126**, 233-245.
- [11] BILHAM, R., LODI, S., HOUGH, S., BUKHARY, S., MURTAZA KHAN, A., and RAFEEQI, S.F.A., 2007, Seismic hazard in Karachi, Pakistan: uncertain past, uncertain future: *Seismological Research Letters*, **78(6)**, 601-613.
- [12] BROWN, K.M., 1990, The nature and hydrologic significance of mud diapirs and diatremes for accretionary systems: *Journal of Geophysical Research*, **95 (B6)**, 8969-8982.

- [13] CHUNG, H.M., GORMLY, J.R., and SQUIRES, R.M., 1988, Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution, *Chemical Geology*, **71**, 97-103.
- [14] CRITELLI, S., DE ROSA, R., and PLATT, J.P., 1990, Sandstone detrital modes in the Makran accretionary wedge, southwest Pakistan: implications for tectonic setting and long-distance turbidite transportation: *Sedimentary Geology*, **68**, 241-260.
- [15] DAI, J.X., WU, X.Q., NI, Y.Y., WANG, Z.C., ZHAO, C.Y., WANG, Z.Y., and LIU, G.X., 2012, Geochemical characteristics of natural gas from mud volcanoes in the southern Junggar Basin: *Science China Earth Sciences*, **55**, 355-367.
- [16] DELISLE, G., VON RAD, U., ANDRULEIT, H., VON DANIELS, C.H., TABREZ, A.R., and INAM, A., 2002, Active mud volcanoes on- and offshore eastern Makran, Pakistan: *International Journal of Earth Sciences*, **91**, 93-110.
- [17] DES MARAIS, D.J., STALLARD, M.L., NEHRING, N.L., and TRUESDELL, A.H., 1988, Carbon isotope geochemistry of hydrocarbons in the Cerro Prieto geothermal field, Baja California Norte, Mexico: In: M. Schoell (Guest-Editor), Origins of Methane in the Earth, *Chemical Geology*, **71**, 159-167.
- [18] DES MARAIS, D.J., DONCHIN, J.H., NEHRING, N.L., and TRUESDELL, A.H., 1981, Molecular carbon isotopic evidence of geothermal hydrocarbons, *Nature*, **292**, 826-828.
- [19] DEVILLE, E., GUERLAIS, S.H., CALLEC, Y., GRIBOULARD, R., HUYGHE, P., LALLEMANT, S., MASCLE, A., NOBLE, M., and SCHMITZ, J., 2006, Liquefied vs stratified sediment mobilization processes: insight from the South of the Barbados accretionary prism: *Tectonophysics*, **428**, 33-47.
- [20] DIMITROV, L.I., 2002, Mud volcanoes: the most important pathway for degassing deeply buried sediments: *Earth Science Reviews*, **59**, 49-76.
- [21] DOLATI, A., 2010, Stratigraphy, structural geology and low-temperature thermochronology across the Makran accretionary wedge in Iran, PhD Thesis, geological institute of Swiss Federal institute of technology, 309.
- [22] ETIOPE, G., FEYZULLAYEV, A., and BACIU, C.L., 2009a, Terrestrial methane seeps and mud volcanoes: a global perspective of gas origin: *Marine and Petroleum Geology*, **26**, 333-344.
- [23] ETIOPE, G., FEYZULLAYEV, A., MILKOV, A.V., WASEDA, A., MIZOBE, K., and SUN, C.H., 2009b, Evidence of subsurface anaerobic biodegradation of hydrocarbons and potential secondary methanogenesis in terrestrial mud volcanoes: *Marine and Petroleum Geology*, **26**, 1692-1703.
- [24] ETIOPE, G., MARTINELLI, G., CARACAUSI, A., ITALIANO, F., 2007, Methane seeps and mud volcanoes in Italy: Gas origin, fractionation and emission to the atmosphere, *Geophysical Research Letters*, **34**, L14303.
- [25] FOWLER, S.R., WHITE, R.S., and LOUDEN, K.E., 1985, Sediment dewatering in the Makran accretionary prism: *Earth and Planetary Science Letters*, **75**, 427-438.
- [26] GALIMOV, E.M., 1988, Sources and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rocks: In: M.M. Schoell (Guest-Editor), Origins of Methane in the Earth, *Chemical Geology*, **71**, 77-95.
- [27] GULIEV, I.S., HUSEYNOV, D.A., and FEIZULLAEV, A.A., 2004, Fluids of Mud Volcanoes in the Southern Caspian Sedimentary Basin: Geochemistry and Sources in Light of New Data on the Carbon, Hydrogen, and Oxygen Isotopic Compositions: *Geochemistry International*, **42**, 688-695.
- [28] HARMS, J.C., CAPPEL, H.N., and FRANCIS, D.C., 1984, The Makran coast of Pakistan: its stratigraphy and hydrocarbon potential: In: Haq, B.U. and Milliman, J.D., (eds), *Marine Geology and Oceanography of the Arabian Sea and Coastal Pakistan*, Van Nostrand Reinhold New York, 3-26.
- [29] HOSSEINI-BARZAI, M., and TALBOT, C.J., 2003, A tectonic pulse in the Makran accretionary prism recorded in Iranian coastal sediments: *Journal Geology Society London*, **160**, 903-910.
- [30] HUNT, J.M., 1996, Petroleum geochemistry and geology: 2nd Edition: Freeman, W.H., San Francisco, California, 743.
- [31] Jenden, P.D., Kaplan, I.R., 1988, Origin of natural gas in the Sacramento Basin, *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, **72**.
- [32] JONES, V.T., and DROZD, R.J., 1983, Predictions of oil and gas potential by near-surface geochemistry: *AAPG Bulletin*, **67**, 932-952.
- [33] JUDD, A., 2005, Gas emissions from mud volcanoes, Mud Volcanoes, Geodynamics and Seismicity, Proceedings of the NATO Advanced Research Workshop on Mud Volcanism, *Geodynamics and Seismicity, Baku, Azerbaijan*, **20-22**, 147-157.
- [34] KASSI, A.M., KHAN, S.D., BAYRAKTAR, H., and KASI, A.K., 2013, Newly discovered mud volcanoes in the Coastal Belt of Makran, Pakistan—tectonic implications: *Arabian Journal of Geoscience*, **7**, 4899-4909.
- [35] KOPF, A., 2002, Significance of mud volcanism: *Reviews of Geophysics*, **40(2)**, 2.1-2.52.
- [36] KOPF, A., Klaeschen, D., and Masclé, J., 2001, Extreme efficiency of mud volcanism in dewatering accretionary prisms: *Earth and Planetary Science Letters*, **189**, 295-313.

- [37] KOPP, C., FRUEHN, J., FLUEH, E.R., REICHET, C., KUKOWSKI, N., BIALAS, J., and KLAESCHEN, D., 2000, Structure of the Makran subduction zone from wideangle and reflection seismic data: *Tectonophysics*, **329**, 171-191.
- [38] KOTARBA, M.J., and RICE, D.D., 2001, Composition and origin of coalbed gases in the Lower Silesian basin, southwest Poland: *Applied Geochemistry*, **16**, 895-910.
- [39] KREULEN, R., and SCHUILING, R.D., 1982, N₂-CH₄-CO₂ fluids during formation of the Dôme de l'Agout, France: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **46**, 193-203.
- [40] LINK, W.K., 1952, Significance of oil and gas seeps in world oil exploration: *AAPG Bulletin*, **36**, 1505-1540.
- [41] MATTHEWS, M.D., 1996, Migration: a view from the top: In: Schumacher, D., Abrams, M.A. (Eds.), Hydrocarbon Migration and its Near-surface Expression, *AAPG Memoir. AAPG, Tulsa*, **66**, 139-155.
- [42] MCCOLLOM, TH.M., and SEEWALD, J.S., 2007, Abiotic synthesis of organic compounds in deep-sea hydrothermal environments: *Chemical Review*, **107**, 382-401.
- [43] MILKOV, A.V., 2000, Worldwide distribution of submarine mud volcanoes and associated gas hydrates: *Marine Geology*, **167**, 29-42.
- [44] NEGARESH, H., 2008, Mud volcanoes in Sistan and Baluchestan Province, Makran Coast, SE Iran: *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, **54**, 1-7.
- [45] NEGARESH, H., and KHOSRAVI, M., 2008, The geomorphic and morphometric characteristics of Napag mud volcano in the south eastern of Iran: *Journal of Humanities the University of Isfahan*, **30(2)**, 51-68.
- [46] PALLASSER, R.J., 2000, Recognising biodegradation in gas/oil accumulations through the $\delta^{13}\text{C}$ compositions of gas components: *Organic Geochemistry*, **31**, 1363-1373.
- [47] PLATT, J.P., LEGGETT, J.K., YOUNG, J., RAZA, H., and ALAM, S., 1985, Large scale underplating in the Makran accretionary prism, southwest Pakistan: *Geology*, **13**, 507-511.
- [48] PRINZHOFER, A., and PERNATON, E., 1997, Isotopically light methane in natural gases: bacterial imprint or diffusive fractionation?: *Chemical Geology*, **142**, 193-200.
- [49] RAY, J.S., KUMAR, A., SUDHEER, A.K., DESHPANDE, R.D., RAO, D.K., PATIL, D.J., AWASTHI, N., BHUTANI, R., BHUSHAN, R., and DAYAL, A.M., 2013, Origin of gases and water in mud volcanoes of Andaman accretionary prism: implications for fluid migration in forearcs: *Journal of Chemical Geology*, **347**, 102-113.
- [50] RICE, D.D., and CLAYPOOL, G.E., 1981, Generation, accumulation and resource potential of biogenic gas: *AAPG Bulletin*, **65 (1)**, 5-25.
- [51] SCHLÜTER, H.U., PREXL, A., GAEDICKE, CH., ROESER, H., REICHERT, CH., MEYER, H., and VON DANIELS, C., 2002, The Makran accretionary wedge: sediment thicknesses and ages and the origin of mud volcanoes: *Marine Geology*, **3087**, 1-14.
- [52] SCHOELL, M., 1980, The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **44**, 649-661.
- [53] SCHOELL, M., 1983, Genetic characterization of natural gases: *American Association of Petroleum Geology Bulletin*, **67**, 2225-2238.
- [54] SCHOELL, M., 1988, Multiple origins of methane in the Earth: *Chemical Geology*, **71**, 1-10.
- [55] SHERWOOD LOLLAR, B., LACRAMPE-COULOUME, G., SLATER, G.F., WARD, J., MOSER, D.P., GIHRING, T.M., LIN, L.H., and ONSTOTT, T.C., 2006, Unravelling abiogenic and biogenic sources of methane in the Earth's deep subsurface: *Chemical Geology*, **226**, 328-339.
- [56] SKINNER, J.A., and MAZZINI, A., 2009, Martian mud volcanism: terrestrial analogs and implications for formational scenarios: *Marine and Petroleum Geology*, **26**, 1866-1878.
- [57] STAHL, W., 1977, Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration: *Chemistry Geology*, **20**, 121-149.
- [58] TISSOT, B.P., and WELTE, D.H., 1978, Petroleum formation and occurrence: *Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York Tokyo*, 699.
- [59] WASEDA, A., and IWANO, H., 2008, Characterization of natural gases in Japan based on molecular and carbon isotope compositions: *Geofluids*, **8**, 286-292.
- [60] WHITICAR, M.J., 1999, Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane: *Chemical Geology*, **161**, 291-314.

زیست چینه نگاری و محیط رسوبی سازند آسماری در برش روستای دوان، شمال کازرون

مسعود خوشنود^{۱*}، حسین وزیری مقدم^۲، عزیزاله طاهری^۳، علی صیرفیان^۴

^۱ کارشناسی ارشد چینه شناسی و فسیل شناسی، گروه زمین شناسی، دانشگاه اصفهان

^{۲،۴} استاد گروه زمین شناسی، دانشگاه اصفهان

^۳ استاد گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شاهرود

*m.khoshnood90@gmail.com

دریافت اردیبهشت ۱۳۹۶، پذیرش مرداد ۱۳۹۶

چکیده

در این پژوهش زیست چینه نگاری، ریزرخساره ها و محیط رسوبی سازند آسماری در برش روستای دوان در ۱۰ کیلومتری شمال کازرون مورد بررسی قرار گرفته است. بر اساس مطالعات انجام شده ۲۵ جنس و ۱۵ گونه از روزنداران در سازند آسماری شناسایی شده و بر اساس آن ها ۳ زون زیستی تجمعی برای این سازند (*Nummulites vascus* - *Lepdocyclina-Operculina- Ditrupa Assemblage Zone* *Nummulites fichteli* assemblage zone) و (*Archaia*s) و (*Asmaricus- Archaia*s *hensoni- Miogypsinoides complanatus* Assemblage Zone) معرفی گردید. بر این اساس سن سازند آسماری در برش مورد مطالعه الیگوسن (روپلین-شاتین) تعیین شد. مطالعات پتروگرافی و آنالیز رخساره ای حاکی از آن است که کربنات های سازند آسماری متشکل از ۹ ریزرخساره در قالب چهار کمر بند رخساره ای دریای باز، سد، تالاب و پهنه جزرومدی است. با توجه به پخش و پراکندگی روزنداران، تغییرات تدریجی ریزرخساره ها و عدم حضور سد محصور کننده گسترش یافته محیط رسوبی این سازند رمپ هموکلینال تشخیص داده شد که شامل سه قسمت رمپ درونی، رمپ میانی و رمپ بیرونی می باشد.

کلمات کلیدی: سازند آسماری، ریز رخساره ها، رمپ هموکلینال، پالئو اکولوژی، روزنداران بتیک.

۱- مقدمه

سازند آسماری توالی ضخیم لایه ای از سنگ های کربناته به سن الیگومیوسن سنگ مخزن اصلی نفت در حوضه زاگرس (جنوب غرب ایران) می باشد. این سازند در طول حوضه زاگرس بر روی پلتفرم کربناته نهشته شده است. بررسی ریز رخساره ها، محیط رسوبی و شرایط موثر بر محیط رسوب گذاری این سازند از دهه ۱۹۶۰ مورد توجه زمین شناسانی چون آدامز و بورژوا (۱۹۶۷) [۱]، جیمز و وایند (۱۹۶۵) [۱۵] بوده است. هدف از مطالعه ریز رخساره ها شناسایی الگوهای است که بیانگر تاریخچه سنگ های کربناته است. برای شناسایی ریز رخساره ها، مطالعه مقاطع میکروسکوپی و تعیین بافت و تشکیل دهندگان زیستی آن ها حائز اهمیت است. در سال های اخیر دیرینه شناسان بر پایه فرامینفرها و با استفاده از ایزوتوپ استرانسیم به تعیین سن دقیق این سازند و بررسی شرایط حکم بر آن پرداخته اند. از جمله این پژوهش ها می توان به اهرنبرگ و همکاران (Ehrenberg et al., 2007) [۷]، لارسن و همکاران (Laurson et al., 2009) [۱۶]، ون بوخم و همکاران (Van Buchem et al., 2010) [۳۲]، وزیری مقدم و همکاران (Vaziri- Moghaddam et al., 2010) [۳۳]، صیرفیان و همکاران (Seyrafian et al., 2011) [۲۹]، امیر شاهکرمی و همکاران، ۲۰۱۰ (Amirshahkarami, 2010) [۲] و شب افروز و همکاران (Shabafrooz et al., 2015) [۳۰] اشاره کرد.

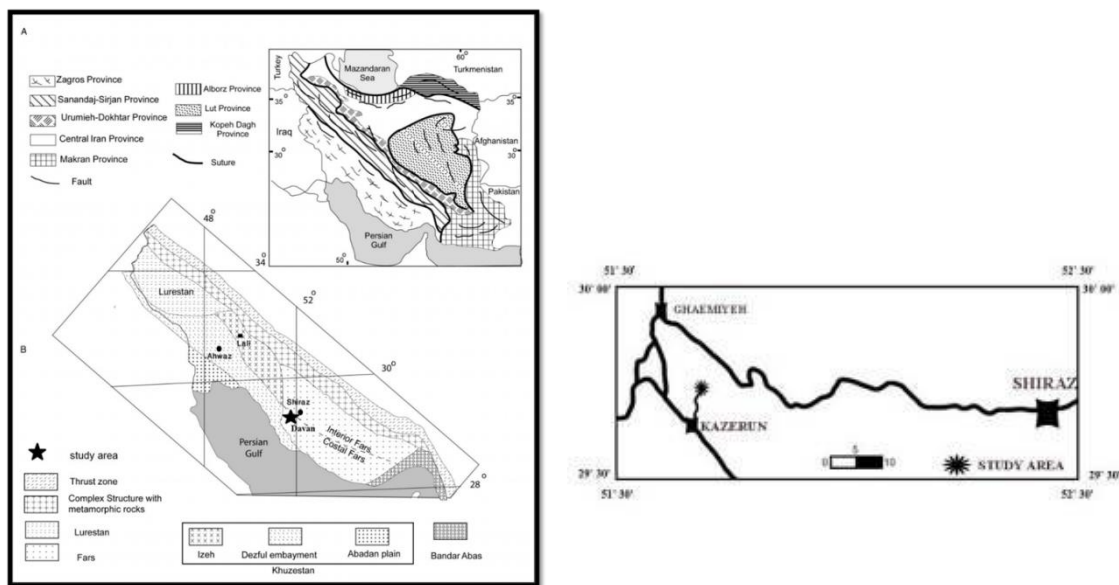
بین جنس های روزن داران و نوع رخساره ارتباط ویژه ای بر قرار است به گونه ای که پخش و پراکندگی آن ها در پلتفرم کربناته به عوامل گوناگونی مانند نور و مواد غذایی بستگی دارد به همین دلیل روزن داران از بهترین شاخص ها برای بازسازی محیط دیرینه محسوب می شوند (Romero et al., 2002) [۲۷]. این گروه از موجودات علاوه بر دوره های کوتاه و تکامل سریع، نسبت به تغییر شرایط محیط زندگی خود مانند عمق، نور، انرژی هیدرولیکی آب، شوری و مواد مغذی به اندازه کافی حساس هستند. این عوامل محیطی در تنوع و فراوانی موجودات نقش اساسی ایفا می کنند (Reiss & Hottinger, 1984) [۱۳].

محیط رسوبی سازند آسماری توسط وزیری مقدم و همکاران (Vaziri-Moghaddam et al., 2010)، ون بوخم و همکاران (Van Buchem et al., 2010) و کلنات و همکاران (Kalanat et al., 2011) و پالئواکولوژی آن توسط کلنات و همکاران (۱۳۸۹)، رحمانی و همکاران (Rahmani et al., 2009)، (Mossadegh et al., 2009) مصدق و همکاران و اله کرم پور و همکاران (Allahkarampour Dill et al., 2012) مورد مطالعه قرار گرفته است.

از آنجایی که سازند آسماری به عنوان سنگ مخزن مواد هیدروکربوری در حوضه رسوبی زاگرس محسوب می گردد، لذا شناسایی و بررسی دقیقتر این سازند بر اساس ریز رخساره ها و زیست چینه نگاری اطلاعات مفید و ارزشمندی را جهت مطالعات و کارهای اکتشافی در این حوضه به دست خواهد داد.

۲- روش کار

این مطالعه بر روی سازند آسماری در ناحیه دوان ۵ کیلومتری شمال کازرون و ۶۰ کیلومتری شرق شیراز (شکل-۱) به طول $51^{\circ} 39' 07''$ شرقی و عرض $29^{\circ} 42' 03''$ شمالی در زون فارس به منظور زیست چینه نگاری، تعیین و تفسیر ریز رخساره ها و تعیین مدل رسوبی این سازند انجام پذیرفته است. سازند آسماری در برش مورد مطالعه با ضخامت ۵۵۵ متر متشکل از آهک های نازک، متوسط تا ضخیم لایه در زیر نهشته های سازند گچساران واقع است و مرز زیرین آن پوشیده می باشد. در این پژوهش تعداد ۳۲۰ مقطع نازک از سازند آسماری مطالعه گردید و ریز رخساره ها با توجه به بافت رسوبی و فونای موجود و بر اساس طبقه بندی دانهام (۱۹۶۲) [۶] و امبری و کلوان (۱۹۷۲) [۸] تعیین گشته و بر اساس فلوگل (۲۰۱۰) [۹] مورد توصیف و تفسیر قرار گرفته اند.



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی و راه های دسترسی به منطقه.

۳- زیست چینه نگاری سازند آسماری در برش روستای دوان

به منظور تعیین سن سازند آسماری در برش روستای دوان، تعداد ۳۲۰ مقطع نازک تهیه شده و با مطالعه میکروسکوپی مقاطع نازک و بر اساس روزن داران بنتیک سه زون تجمعی تعیین گردید (جدول ۱) و بر اساس زون بندی زیستی معرفی شده توسط لارسن و همکاران (Larsen et al., 2009) تعیین سن شد. همچنین بایوزون های تعیین شده با بایوزون های وایند (Waynd, 1965) و آدامز و بورژوا (Adams and Bourgeois, 1967) نیز مقایسه شدند.

ابتدا به تشریح زون بندی زیستی ارائه شده توسط لارسن و همکاران که در سال های اخیر اساس کار محققین قرار گرفته است می پردازیم.

زون بندی زیستی لارسن و همکاران به شرح زیر است:

Globigerina spp.-*Turborotalia cerroazulensis*- *Hantkenina* Assemblage Zone.

این بایوزون بر اساس حضور غالب *Globigerina* spp. با ظهور *Turborotalia cerroazulensis* و انقراض *Hantkenina* spp. مشخص می گردد. در صورت وجود *Hantkenina* spp. این بایوزون متعلق به ائوسن می باشد.

Nummulites vascus- *Nummulites fichteli* Assemblage Zone

این بایوزون به همراه فسیل هایی همچون:

Operculina complanata, *Heterostegina* spp., *Rotalia viennoti*, *Eulepidina dilatata*, *Ditrupa*, *Haplophragmium slingeri*

مشخص کننده محدوده زمانی روپلین است.

Lepdocyclina-*Operculina*- *Ditrupa* Assemblage Zone

فسیل های همراه این زون تجمعی عبارت اند از:

Planorbulina spp., *Eulepidina dilatata*, *Haplophragmium slingeri*, *Rotalia viennoti*

که شاخصه سن روپلین تا شاتین است.

Archaias asmaricus- *Archaias hensoni*- *Miogypsinoides complanatus* Assemblage Zone

این بایوزون به همراه فسیل هایی چون:

Archaias hensoni, *Archaias asmaricus*, *Miogypsinoides complanatus*, *Spiroclypeus blanckenhorni*

مشاهده می‌گردد که شاخص شاتین می‌باشد.

Miogypsina- Elphidium sp. 14- *Peneroplis farsensis* Assemblage Zone

Miogypsina spp., *Elphidium* sp. 14, *Peneroplis farsensis*, *Faverina asmaricus* اکتانین می‌باشند.

Indeterminate Zone

این بایوزون از لحاظ فسیلی فقیر بوده و فونای آن معمولاً میلیولیدهای ناشناخته و *Dendritina rangi* می‌باشد که معرف اکتانین است.

Borelis melo curdica- Borelis melo melo Assemblage Zone

این بایوزون با تجمع فونای دیگری همچون:

Dendritina rangi, *Meandropsina* spp., *Spirolina* spp., polymorphinids, discorbids, small peneroplids, *Peneroplis evolutus*, miliolids, Echinoid.

شاخص بوردیگالین است.

زون بندی های تعیین شده در برش دوان به شرح زیر است

زون تجمعی ۱- از قاعده تا متر ۱۰۰ متری گسترش دارد و شامل مجموعه فونی زیر می‌باشد:

Operculina sp., *Lepidocyclina* sp., *Nephrolepidina* sp., *Operculina complanata*, *Neorotalia viennoti*, *Nephrolepidina tournoueri*, *Eulepidina* sp., *Nummulites fichteli*, *Nummulites vascus*, *Nummulites* sp., *Eulepidina dilatata*, *Amphistegina* sp., *Euvigerina* sp., *Lenticulina* sp., *Spharogipsina* sp., *Elphidium* sp1., Corallinaceae algae.

این زون تجمعی معادل بایوزون شماره ۵۷ وایند (Waynd, 1965) به نام (*Nummulites intermideus*, *Nummulites*)

(*vascus*) و بایوزون تجمعی شماره ۳ آدامز و بورژوا (Adams and Bourgeois, 1967) با نام (*Eulepidina* -)

(*Nephrolepidina* - *Nummulites* Assemblage Zone) به سن الیگوسن می‌باشد، همچنین این بایوزون معادل زون تجمعی

شماره ۳ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) و ون بوخم و همکاران (Van Buchem et al., 2010) به نام

(*Nummulites vascus* - *Nummulites fichteli* assemblage zone) می‌باشد. با توجه به مطالعات اهرنبرگ و همکاران

(Ehrenberg et al., 2007) و مطالعات تکمیلی ون بوخم و همکاران (Van Buchem et al., 2010)، *Nummulites vascus*،

و *Nummulites* sp. شاخص روپلین بوده بنابراین حضور *Nummulites* sp. تا متر ۱۰۰ متری نشان دهنده سن روپلین

برای این قسمت از توالی است.

زون تجمعی ۲- از متر ۱۰۰ تا ۴۴۷ متری شامل مجموعه فونای زیر می‌باشد.

Operculina sp., *Lepidocyclina* sp., *Nephrolepidina* sp., *Operculina complanata*, *Neorotalia viennoti*, *Nephrolepidina tournoueri*, *Eulepidina* sp., *Eulepidina dilatata*, *Amphistegina* sp., *Lenticulina* sp., *Heterostegina* sp., *Elphidium* sp1., *Ditrupa* sp., miliolids, *Haplophragmium* sp., *Haplophragmium slingeri*, *Planaorbulina* sp., *Peneroplis* sp., *Pyrgo* sp., *Valvolinid* sp., *Borelis* sp., *Borelis pygmaea*, *Austrotrilina* sp., *textularids*, *Triloculina* sp., Corallinaceae algae.

این زون تجمعی معادل بایوزون شماره ۵۶ وایند (Waynd, 1965) به نام (*Lepidocyclina*, *Operculina*, *Ditrupa*) و همچنین

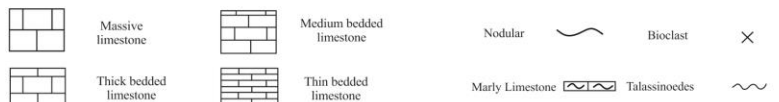
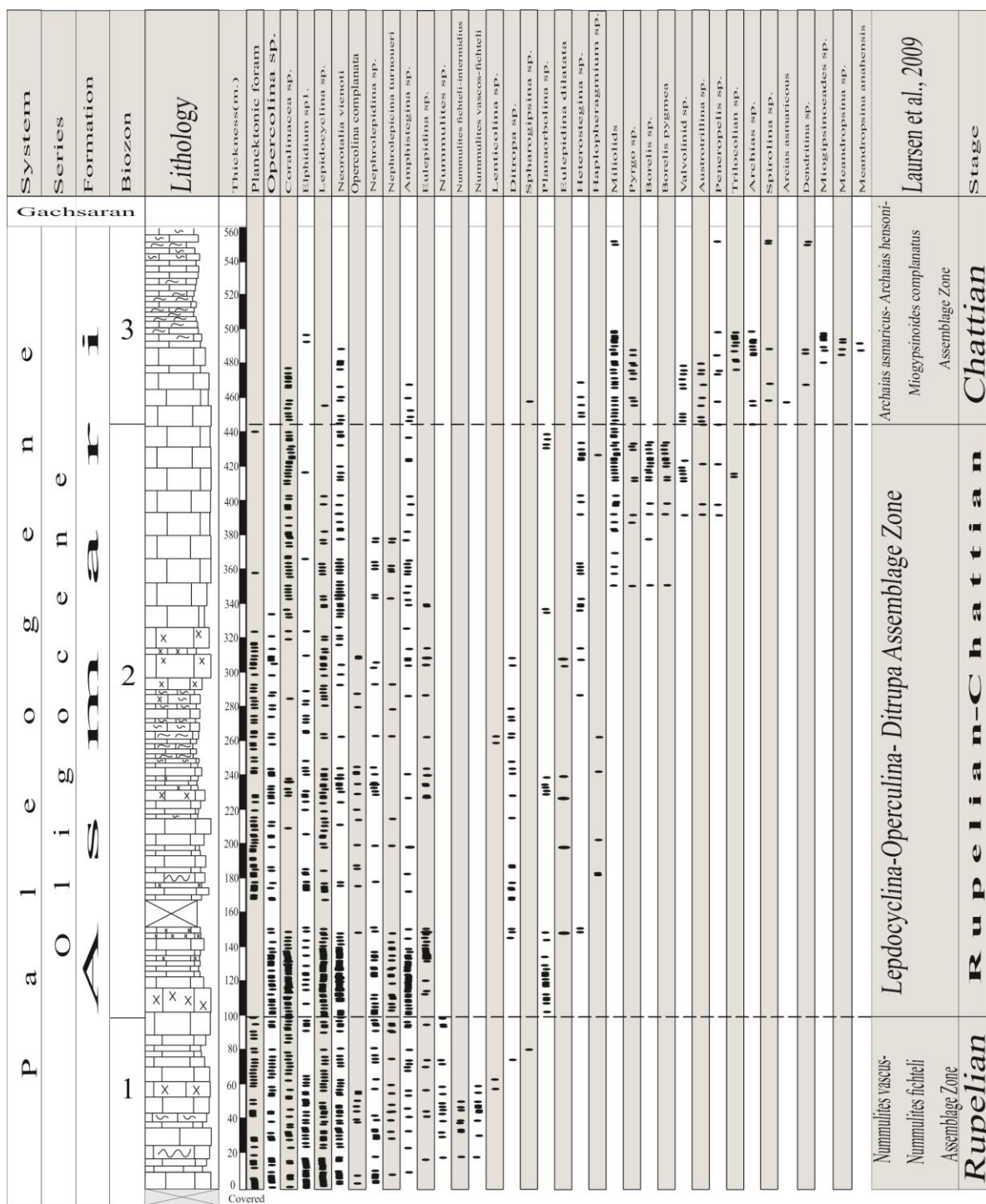
بایوزون شماره ۳ آدامز و بورژوا (Adams and Bourgeois, 1967) با نام (*Eulepidina* - *Nephrolepidina* - *Nummulites*)

(Assemblage Zone) به سن الیگوسن می‌باشد و همچنین معادل با بایوزون ۲ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) با

نام (*Lepidocyclina-Operculina- Ditrupa* Assemblage Zone) می‌باشد. بر پایه بایوزون بندی لارسن و همکاران

(Laursen et al., 2009) و ون بوخم و همکاران (Van Buchem et al., 2010) این بایوزون نشان دهنده سن روپلین -

شاتین است.

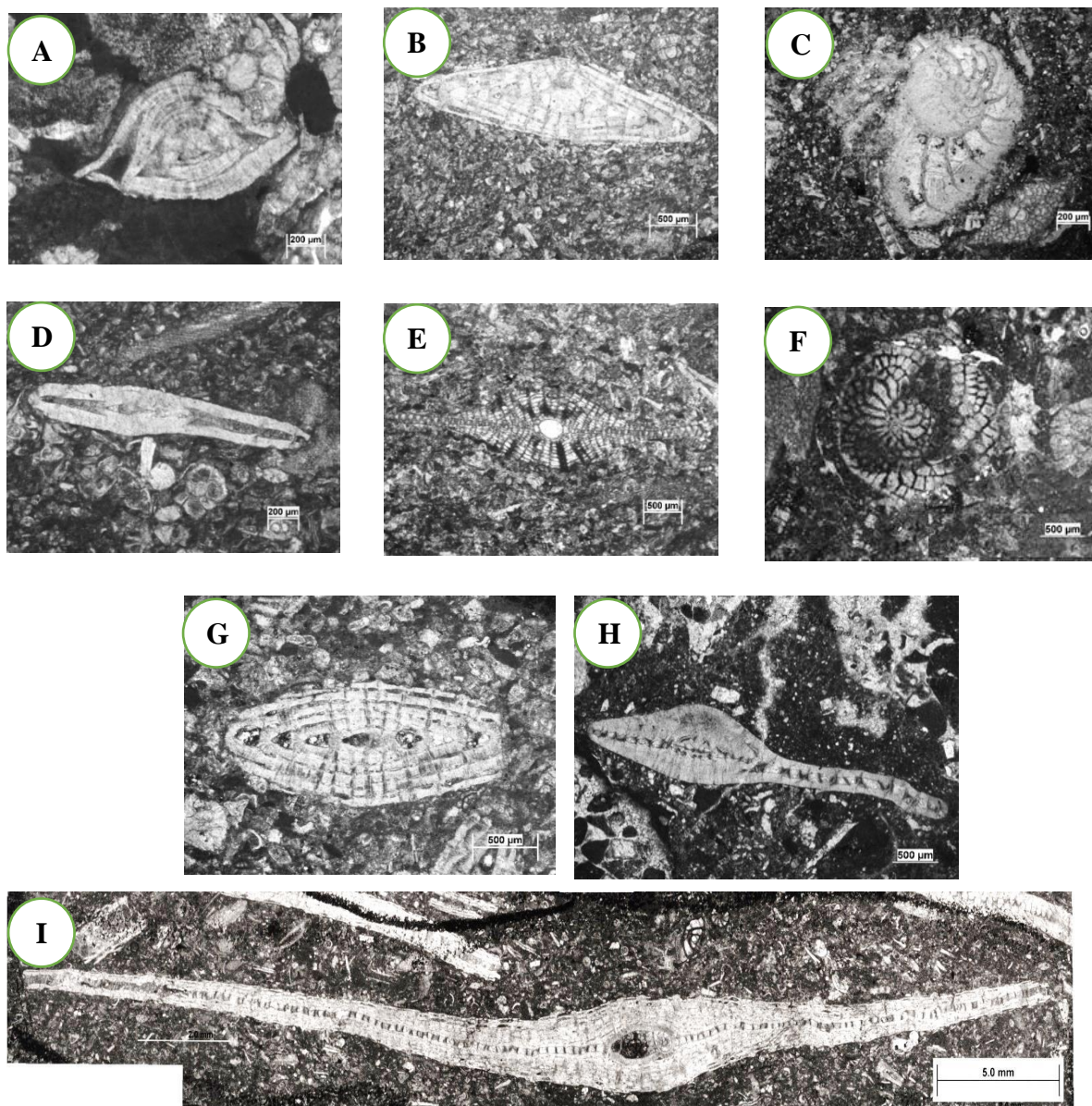


جدول ۱ ستون زیست‌چینه‌شناسی برش روستای دوان و انطباق با بایوزون‌های لارسن و همکاران، ۲۰۰۹.

زون تجمعی ۳: از متر ۴۴۷ متر تا انتهای توالی شامل مجموعه فسیلی زیر می‌باشد.

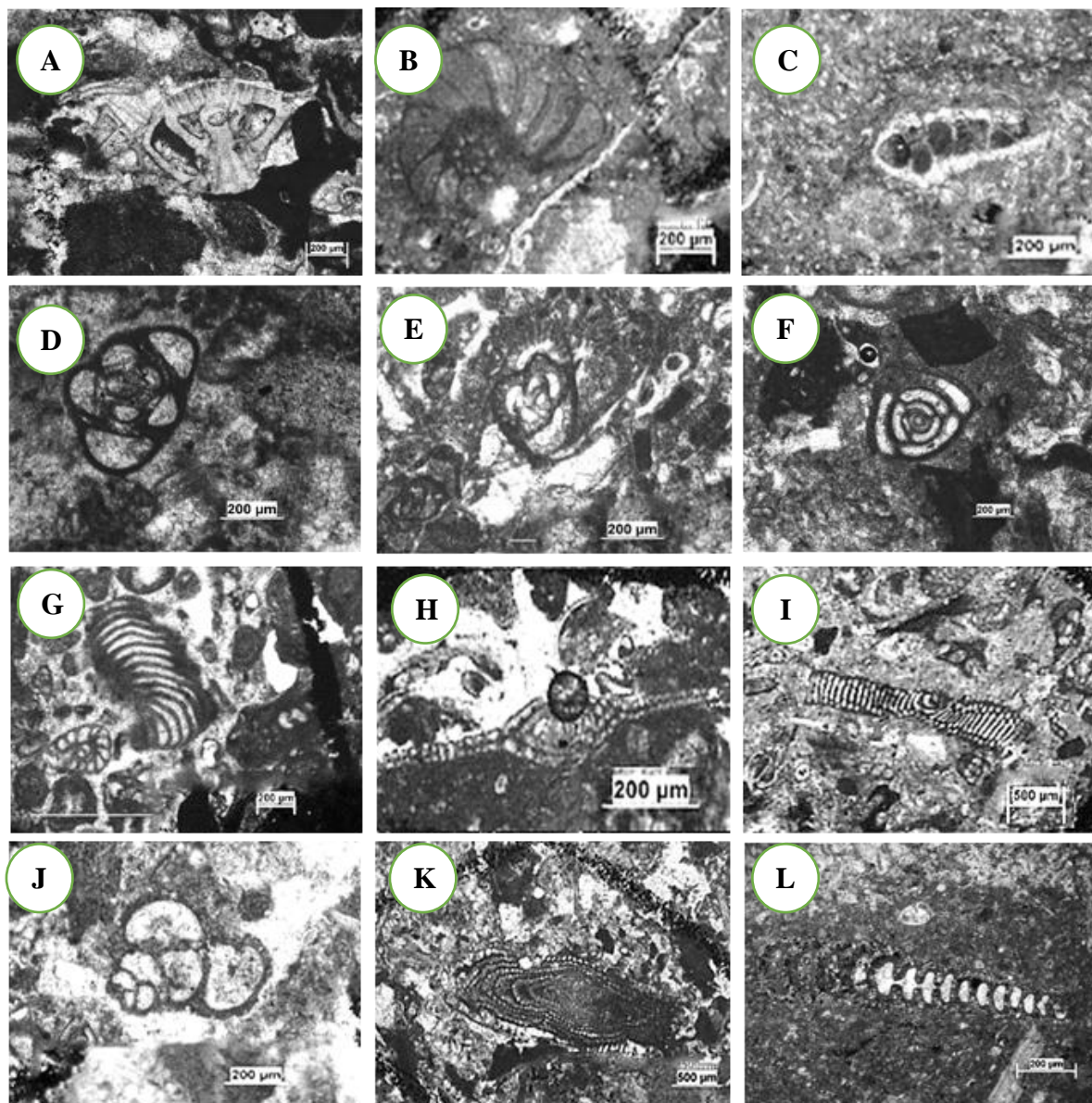
Archaias sp., *Archaias asmaricus*, *Miogyopsinoides sp.*, miliolids, *Peneroplis sp.*, *Lepdocyclina sp.*, *Pyrgo sp.*, *Austrorillina sp.*, *Sphaerogypsina sp.*, *Spirolina sp.*, *Heterostegina sp.*, *Triloculina trigonula*, *Triloculina sp.*, *Meandropsina sp.*, *Dendritina sp.*, *Elphidium sp.*, *Neorotalia viennoti*, *Miogyopsinoides cf. complanatus*, *Quinqoloculina sp.*, *Amphistegina sp.*, *Valvulinid sp.*, *Meandropsina anahensis*.

این زون تجمعی با بایوزون شماره ۵۸ وایند (Waynd, 1965) به نام (*Archias operculiniformis*) و بایوزون 2b آدامز و بورژوا (Adams and Bourgeois, 1967) که به اکتانین نسبت داده شده‌اند معادل می‌باشد. محتوی فسیلی این بایوزون شبیه به بایوزون ۴ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) با نام (*Archaias asmaricus*- *Archaias hensoni*) (Ehrenberg et al., 2007) حضور آرکیاس نمایان کننده سن شاتین برای این بایوزون است. به علاوه مطالعات تکمیلی ون بوخم و همکاران (Van Buchem et al., 2010) فسیل *Miogypsinoides complanatus* نیز شاخص شاتین می‌باشد.



شکل ۲ مجموعه فسیل‌های مشاهده شده در برش دوان

A: *Amphistegina* sp., B: *Nummulites fichteli*, C: *Operculina* cf. *complanata*, D: *Operculina complanata*, E: *Nephrolepidina tuornoueri*, F: *Heterostegina* cf. *costata*, G: *Nummulites fichteli-intermedius*, H: *Heterostegina* sp., I: *Eulepidina dilalata*,



شکل ۳ مجموعه فسیل های مشاهده شده در برش دوان

A: *Neorotalia viennoti*, B: *Dendritina* sp., C: *Miogypsinoides* cf. *complanatus*, D: *Quinqueloculina* sp., E: *Austrotrillina howchini*, F: *Triloculina trigonula*, G: *Peneroplis* sp., H: *Archaias asmaricus*, I: *Meandropsina anahensis*, J: *Valvulinid* sp. K: *Borelis pygmaea*, L: *Haplopheragmium slingeri*.

۴- تطابق زیست زون‌ها با دیگر برش‌های سازند آسماری

به منظور درک بهتر از حوضه رسوبی زاگرس در طی نهشته شدن سازند آسماری و چگونگی تغییرات کف بستر این حوضه در طی زمان، زون‌های تجمعی تعیین شده برای سازند آسماری در برش روستای دوان با برش‌های طاق‌دیس خویز (Rahmani et al., 2009) [24]، برش لالی (Sadeghi et al., 2009) [29] و برش طاق‌دیس ناورا (Soltanian et al., 2011) [31] بر اساس روزن‌داران بنتیک بزرگ و بایوزون‌های ارائه شده توسط لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) تطابق داده شده‌اند (شکل ۴و ۵)

طاق‌دیس خویز به مختصات $30^{\circ}42'17''$ شمالی و $50^{\circ}17'04''$ شرقی در ۵ کیلومتری شمال بهبهان قرار دارد. مرز زیرین این توالی با سازند پابده دارای مرز تدریجی و سازند گچساران بر روی آن قرار دارد. در این برش بایوزون‌های شماره ۳،

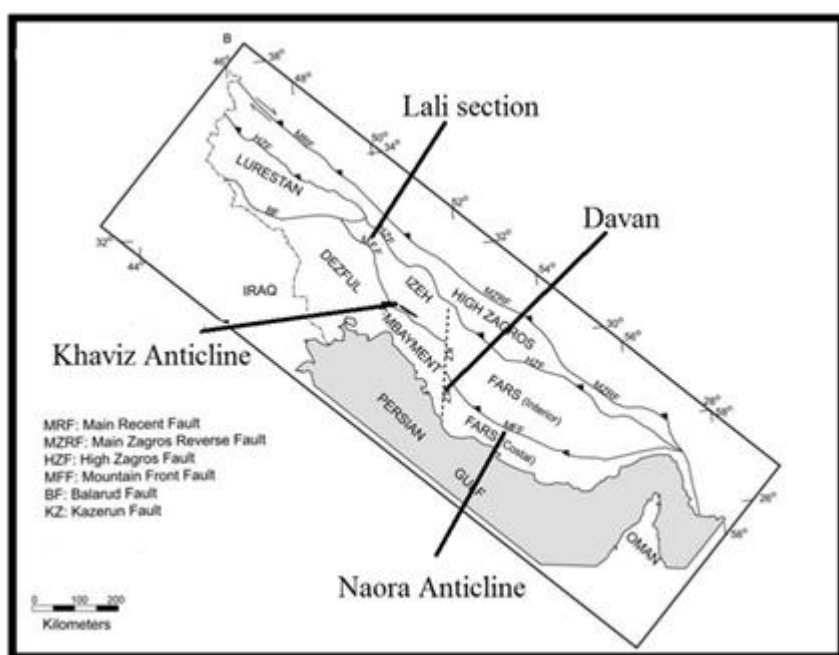
۴، ۵ و ۷ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) تشخیص داده شده و سن روپلین-بوردیگالین برای آن در نظر گرفته شده است.

طاقدیس ناورا به مختصات $28^{\circ}47'96''$ شمالی و $52^{\circ}43'00''$ شرقی در ۱۹ کیلومتری شهر فیروزآباد در زون فارس قرار دارد. این سازند بر روی سازند پابده قرار گرفته و مرز بالایی آن نیز به سازند گچساران ختم می شود. در این برش بایوزون های شماره ۱، ۲، ۳ و ۴ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) مشخص شده و سن روپلین-شاتین برای آن در نظر گرفته شده است.

برش شرق لالی به مختصات $32^{\circ}30'17''$ شمالی و $49^{\circ}11'01''$ شرقی در ۶۰ کیلومتری شمال شرق لالی واقع است. این سازند به ضخامت ۳۰۸ متر بر روی سازند پابده با مرز تدریجی و زیر سازند گچساران با مرز ناگهانی قرار دارد. در این برش بایوزون شماره ۲، ۴، ۵ و ۷ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) تعیین گردیده که نمایانگر سن شاتین-اکیٹانین برای این سازند است.

زون تجمعی شماره ۱

این زون با بایوزون شما ۲ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) به نام (*Nummulites intermideus, Nummulites vascus*) به سن روپلین مطابقت دارد. در برش روستای دوان به ضخامت ۱۰۰ متر، در برش لالی به ضخامت ۲۰ متر و در طاقدیس ناورا به ضخامت ۱۸۰ متر مشاهده می شود. در این زمان در برش طاقدیس خويز به دلیل عمیق بودن حوضه سازند پابده در حال نهشته شدن بوده است.



شکل ۴ موقعیت جغرافیایی برش های مورد تطابق.

زون تجمعی شماره ۲

این زون با زون شماره ۳ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) به نام (*Lepdocyclina-Operculina- Ditrupa*) تطابق دارد که نشان دهنده سن روپلین-شاتین می باشد. این زون در برش روستای دوان به ضخامت ۲۴۰ متر، در طاقدیس ناورا به ضخامت ۲۰ متر و در برش طاقدیس خويز ۶۰ متر ضخامت دارد و در برش لالی وجود

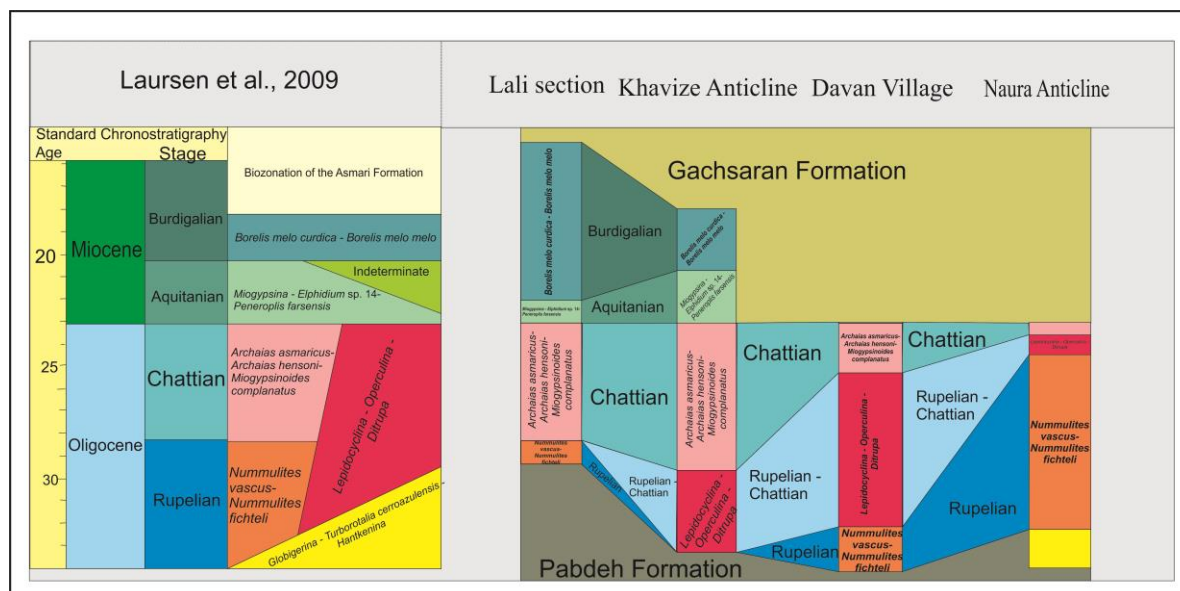
ندارد. در طی روپلین شاتین در برش روستای دوان، طاقدیس خویز و طاقدیس ناورا رسوبات زون تجمعی شماره ۲ نهشته شده است. در برش لالی رسوبات زون تجمعی ۴ لارسن نهشته شده است.

زون تجمعی شماره ۳

این زون با زون شماره ۴ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) با نام (*Archaias asmaricus*- *Archaias hensoni*) به سن شاتین مطابق می‌باشد. این زون در برش روستای دوان ۱۵۰ متر، در برش ناورا ۱۵ متر، در برش طاقدیس خویز ۱۴۴ متر و در برش لالی ۱۱۵ متر ضخامت دارد. در برش روستای دوان و طاقدیس ناورا این زون پایان رسوب‌گذاری سازند آسماری می‌باشد در حالی که در برش لالی و طاقدیس خویز رسوب‌گذاری سازند آسماری در اکتیانین و بوردیگالین ادامه داشته است.

با مقایسه زون های زیستی برش های مشاهده شده پلتفورم کربناته سازند آسماری در ناحیه فارس (طاقدیس ناورا و برش دوان) دارای سن الیگوسن است در حالی که در ناحیه خوزستان (برش لالی و طاقدیس خویز) این سازند دارای سن الیگوسن-میوسن می‌باشد. همان طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود رسوبات الیگوسن در برش های ناورا و دوان بسیار ضخیم تر از رسوبات ناحیه خویز و لالی است. در ناحیه خوزستان در زمان الیگوسن در نواحی حاشیه ای حوضه زاگرس رسوبات کربناته آسماری نهشته شده در حالی که در بخش های عمیق تر مرکز حوضه سازند پابده در حال نهشته شدن بوده است (James and Wynd 1965). با کم عمق شدن حوضه رسوبی سازند آسماری بر روی سازند پابده نهشته شده است. در ناحیه فارس با پسروی آب دریا سازند گچساران از شمال شرق به سمت جنوب غرب جانشین سازند آسماری شده است. در پایان شاتین بر اثر پایین آمدن سطح آب دریا، سازند گچساران بر روی سازند آسماری قرار گرفته است.

سازند گچساران در ناحیه خوزستان با سطح تماس ناگهانی و با سن میوسن پسین بر روی سازند آسماری قرار می‌گیرد. در حالی که در ناحیه فارس قسمت پایینی سازند گچساران معادل قسمت بالایی سازند آسماری در خوزستان با سن میوسن پیشین است.



شکل ۵ جدول تطابق سازند آسماری در برش های روستای دوان، طاقدیس خویز (Rahmani et al., 2009)، برش لالی (Sadeghi et al., 2009) و برش طاقدیس ناورا (Soltanian et al., 2011).

۵- تجزیه و تحلیل میکروفاسیس ها

بر اساس تجزیه و تحلیل پتروگرافی در توالی مورد مطالعه ۹ ریز رخساره تشخیص داده شده است.

MF1: پلانکتونیک فرامینیفرای بایوکلست و کستون پکستون (شکل A۸)

این رخساره با حضور روزن داران پلانکتون به صورت برجای در زمینه گل پشתיبان مشخص می گردد. بافت غالب این رخساره پکستون است. در این رخساره خرده های بسیار ریز کورالیناسه آ و اکینید و همچنین روزن داران بتتیک کوچک مانند الفیدیوم و روتالیا وجود دارد.

حضور روزن داران پلانکتون سالم، بافت دانه ریز و عدم حضور فرام های بتتیک درشت نشان دهنده شرایط رسوبی آرام و عمیق در شرایط شوری نرمال دریا و زیر سطح اساس امواج طوفانی (Wilson, 1975; Flugel, 2010) است. عدم حضور فونای وابسته به نور رسوب گذاری پایین تر از زون نوری را پیشنهاد می دهد (Geel, 2000; Pomar, 2001a).

MF2: پلانکتونیک فرامینیفرای نومولیتیده لپیدوسیکلینا بایوکلست پکستون (شکل B۸)

این رخساره در یک زمینه گل پشתיبان با بافت پکستون تشکیل شده است. عناصر اسکلتی اصلی در این رخساره روزن داران پلانکتون به همراه فرامینیفرای بتتیک مانند لپیدوسیکلینا های کوچک (مگالوسفریک) و اوپرکولینای کوچک و کشیده با دیواره نازک می باشند. خرده های اکینید، کورالیناسه آ، بریوزوئر، دیتروپا و نئوروتالیا از دیگر فونای مشاهده شده در این رخساره است.

حضور همزمان روزن داران پلانکتون و کفزی های دارای همزیست نوری در یک زمینه گل پشתיبان دانه ریز نشانه رسوب گذاری در یک محیط عمیق با انرژی کم بین سطح اساس امواج در شرایط عادی و طوفانی در پایین ترین حد زون نوری است (Geel, 2000; Romero, et al., 2002; Flugel, 2010).

MF3: بایوکلست نومولیتیده لپیدوسیکلینا پکستون رودستون (شکل D-C۸)

اجزای اصلی این ریز رخساره روزن داران بزرگ و کشیده مانند لپیدوسیکلینیده (*Eulepidina sp.*, *Eulepidina dilitata*), (*Nephrolepidana sp.*) و نومولیتیده (نومولیتس و اوپرکولینا) می باشند. بافت این ریزرخساره رودستون تا پکستون است. از دیگر عناصر اسکلتی تشخیص داده شده در این رخساره می توان به روزن داران پلانکتون، آمفیستزینا، هتروسزینا، نئوروتالیا، خرده های اکینید و کورالیناسه آ اشاره کرد.

حضور لپیدوسیکلینیده و نومولیتیدهای بزرگ و کشیده با دیواره نازک با حفظ شدگی خوب در یک زمینه میکرایتی نشانه شرایط دریایی با شوری نرمال و انرژی کم تا متوسط است (Flugel, 2010; Vaziri-Moghaddam et al., 2006). لپیدوسیکلینیده و نومولیتیدهای بزرگ و کشیده نشانگر محیط دریای باز و شرایط الیگوفوتیک است (Hotinger, 1997).

MF4: بایوکلست نومولیتید لپیدوسیکلینید نئوروتالیا پکستون_گرینستون (شکل F-E۸)

این رخساره دارای بافت پکستون تا گرینستون بوده و با حضور روزن داران کف زی دریای باز مانند نئوروتالیا، لپیدوسیکلینا، نومولیتیدها، آمفیستزینا، خرده های کورالیناسه آ، اکینید و بریوزوئر مشخص می گردد. فونای دیگر همچون الفیدیوم، هاپلوفراگمیوم، پلانوربولینا، دیتروپا و لتتیکولینا نیز در این رخساره مشاهده می شود. در بعضی از مقاطع عدم حضور نومولیتیدها و لپیدوسیکلیناها باعث تغییر نام رخساره به بایوکلست کورالیناسه آ نئوروتالیا پکستون (شکل G۴) می شود. وجود لپیدوسیکلینا و نومولیتیدهای با پوسته ضخیم و بیضی شکل و همچنین نئوروتالیا با پوسته ضخیم نشان دهنده رسوب گذاری در شرایط دریای باز نزدیک به سطح اساس امواج در شرایط عادی است (Geel, 2000; Pomar,)

Hotinger, 2001a,b). محیط زندگی آمفیستژینا و هتروستژینا در شرایط عمقی متفاوت بین ۴۰ تا ۷۰ متر تغییر می‌کند (Pomar, 2001a; Pedly, 1996).

Brandano (2009). با کاهش عمق روزن‌داران با پوسته عدسی شکل جایگزین پوسته‌های کشیده شده می‌شوند (Pomar, 2014). رخساره مشابهی در عمق ۲۰ تا ۳۰ متر معرفی کرده است.

MF5: بایوکلاست کورال کورالیناسه‌آ پکستون فلوستون رودستون (شکل H-I-JA) قطعات اصلی تشکیل دهنده این رخساره کورال و کورالیناسه‌آ هستند. نئوروتالیا، هتروستژینا، آمفیستژینا، لپیدوسیکلینا، میلیولید، اکینید و بریوزوئر نیز به صورت فرعی در این رخساره مشاهده می‌شوند. بافت این رخساره از پکستون فلوستون با زمینه میکرایتی تا گرینستون با زمینه اسپارایتی در تغییر است.

خرده‌های جلبک‌های قرمز در اندازه‌های مختلف و همچنین حضور تکه‌های مرجانی به همراه روزن‌داران کف زی مانند هتروستژینا و لپیدوسیکلینا نشان‌دهنده ته‌نشست این رخساره در محیط دریای باز است. خردشدگی زیاد و شسته شدن گل از زمینه این رخساره در بعضی نمونه‌ها نشان‌دهنده شرایط پر انرژی بالاتر از سطح اساس امواج عادی است (Flugel, 2010). تنوع فسیلی نشانگر شرایط اکسیژنی مناسب در هنگام نهشته شدن این رخساره است (Vaziri-Moghaddam et al., 2010).

MF6: کورال باندستون (شکل K۸)

این رخساره از چهارچوب سازهای مرجانی و گنبد‌های جلبکی تشکیل شده است. این رخساره در شرایط کم عمق (کمتر از ۵۰ متر) در حاشیه پلتفرم در شرایط انرژی بالا تشکیل شده است (Wilson, 1975; Shabafrooz et al., 2015). حضور این رخساره به صورت محدود است و به صورت جانبی درون پلتفرم به دیگر رخساره‌ها تبدیل شده و به صورت ریف‌های لکه‌ای درون لاگون مشاهده می‌شود (Vaziri-Moghaddam et al., 2006).

MF7: فرامینفرا (منفذ دار- بدون منفذ) بایوکلاست وکستون پکستون این رخساره با تنوع زیاد فرامینفرهای کف زی منفذ دار (هتروستژینا، اوپرکولینا، آمفیستژینا، لپیدوسیکلینا و نئوروتالیا) و بدون منفذ (میلیولید، پنروپلیس، بورلیس، آستروتربیلینا، آرکیاس و مئاندروپسینا) خرده‌های کورالیناسه‌آ و کورال و همچنین قطعات اکینید و بریوزوئر مشخص می‌گردد.

در این رخساره به سمت دریا تنوع فونی بیشتر شده و رخساره کورالیناسه‌آ میلیولید هتروستژینا بایوکلاست پکستون با حضور قطعات کورالیناسه‌آ، کورال، اکینید و لپیدوسیکلینای عدسی شکل مربوط به دریای باز نهشته شده است. به سمت ساحل با افزایش فونای پورسلانوز و کم شدن فونای دریای باز، رخساره اکینید الفیدیوم میلیولید بایوکلاست پکستون با تنوع کم فونای هیالین و افزایش فونای لاگونی تشکیل شده است.

حضور همزمان فونای منفذ دار شاخص شوری نرمال و بدون منفذ شاخص شرایط لاگون محصور با شوری بالا نشان دهنده یک محیط لاگون نیمه محصور در گستره گیاهان دریایی با گردش مناسب آب است (Vaziri-Moghaddam et al., 2010; Romero, et al., 2002).

مشابه این رخساره توسط وزیری مقدم و همکاران (۲۰۰۶)، امیر شاه کرمی (۲۰۰۷)، صادقی و همکاران (۲۰۱۰) و Pomar et al., 2014 از لاگون نیمه محصور گزارش شده است.

MF8: فرامینفرا (بدون منفذ) بایوکلاست وکستون پکستون (شکل N۸)

دانه‌های اصلی تشکیل دهنده این رخساره فرامینفرایی با دیواره پورسلانوز در یک بافت گل پش‌تیبان تا دانه پش‌تیبان است. از فرامینفرای این رخساره می‌توان به میلیولید، پنروپلیس، آستروتربیلینا، دندرتینا، بورلیس، اسپیرولینا، مئاندروپسینا، ولولینید و آرکیاس اشاره کرد. فونای فرعی این رخساره شامل خرده‌های اکینید، دوکفه‌ای، استراکد و گاستروپد است.

حضور گسترده فونایی با دیواره پورسلانوز و عدم حضور روزن‌داران با دیواره هیالین حاکی از شوری بالای آب دریا در یک لاگون نسبتاً محصور می‌باشد (Flugel, 2010; Wilson, 1957).

این رخساره گاهی با کم شدن تنوع در فونا و فراوانی میلیولیدها به رخساره بایوکلست پلوئید میلیولید و کستون تغییر می‌کند که نشانه ارتباط بسیار محدود لاگون با آب دریا و شوری بالا در شرایط انرژی کم تا متوسط زیر حد جزر و مدی است (Geel, 2000).

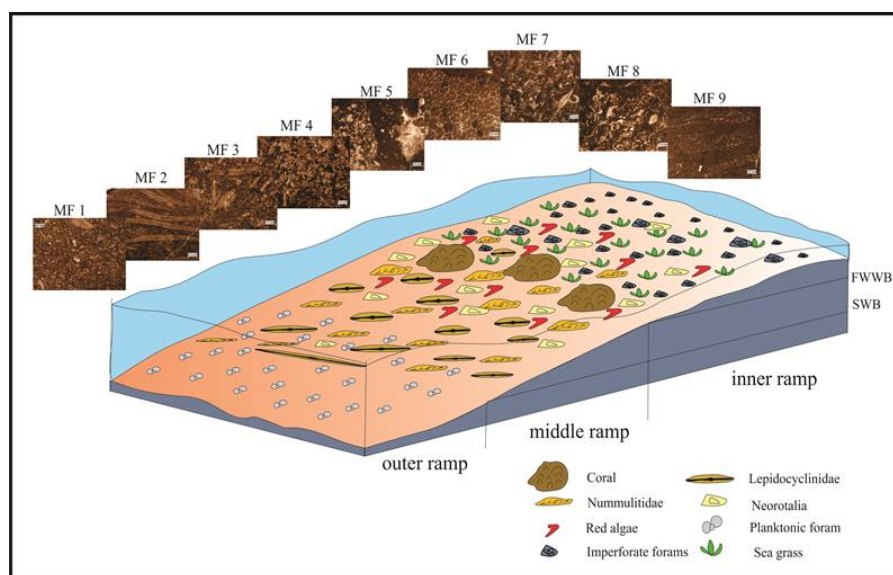
MF9: مادستون بایوکلست دار و کوارتز دار (شکل ۸)

این رخساره به صورت حضور همزمان ذرات تخریبی و کربناته در یک زمینه گلی می‌باشد، ذرات تخریبی این رخساره دانه‌های ریز تا متوسط کوارتز است. دانه‌های نادر اسکلتی مانند خرده‌های گاستروپد و دوکفه‌ای میکرایتی شده با درصد کم در این رخساره مشاهده می‌شوند.

عدم حضور ساخت‌های خروج از آب مانند فابریک فنسترال و همچنین عدم حضور تنوع فونی در این رخساره شرایط بسیار کم عمق زیر حد جزر و مدی با شوری بسیار زیاد آب دریا را مشخص می‌کند (Geel, 2000; Flugel, 2010).

محیط رسوبی:

پهنه رسوب‌گذاری و پراکندگی رخساره‌ها در پلتفرم کربناته به طور کلی توسط شرایط تکتونیکی و تغییرات طولانی مدت سطح آب جهانی (Eustatic) کنترل می‌شود (Pomar, 2001a; Brandano, 2009).



شکل ۶: نمای شماتیک از محیط رسوبی سازند آسماری در برش روستای دوان (شمال کازرون).

برای تشخیص نوع پلتفرم تشکیل دهنده حوضه رسوبی از ساخت‌های رسوبی، نحوه تبدیل رخساره‌ها به یکدیگر استفاده می‌گردد.

با توجه به عدم حضور و گسترش ساختارهای بانداستونی ایجاد شده توسط موجودات ریف‌ساز در حاشیه پلت فرم و تغییرات تدریجی رخساره‌ها، رمپ هموکلینال (Homoclinial ramp) برای محیط رسوب‌گذاری سازند آسماری در این برش پیشنهاد می‌گردد.

تعداد ۹ ریز رخساره تعیین شده از سازند آسماری در این برش در سه گروه رخساره‌های مربوط به رمپ درونی، رمپ میانی و رمپ بیرونی تقسیم گردید.

۱-۵ رمپ درونی

تشکیل دهندگان اصلی این محیط عموماً فرامینفرهای بدون منفذ می‌باشد که در شرایط کم عمق لاگون با سطح انرژی متفاوت در بالای سطح اساس امواج و تحت ناحیه جزر و مدی حضور دارند (Brandano, et al., 2009). حضور گسترده فرامینفرهای بدون منفذ با پوسته پورسلانوز شرایط آرام و محدود آب‌هایی با شوری بالا و نورانی در لاگون محدود می‌باشد (وزیری مقدم و همکاران، ۲۰۱۰). محیط لاگون باز از جمله محیط‌های مشاهده شده در رمپ درونی می‌باشد که با حضور همزمان فونای شاخص لاگون مانند (میلولید، دندریتینا، بورلیس، آرکیاس و پنروپلیس) و فونای شاخص دریای باز مانند (جلبک قرمز، نئوروتالیا، هتروستژینا و لپیدوسیکلینا) می‌باشد (شکل L-M۴) که نشانه رسوب‌گذاری در شرایط یوفوتیک در پهنه گیاهان دریایی می‌باشد (Brandano et al., 2009; Pomar, et al., 2014).

رخساره MF7 با حضور همزمان روزن‌داران با پوسته پورسلانوز و هیالین (شکل L-M۸) نشان دهنده زون نوری مزوفوتیک و بینایی می‌باشد. در این زون روزن‌داران با پوسته هیالین و همزیست دار با حداکثر ضخامت پوسته مشاهده می‌شوند (Pomar, 2001a).

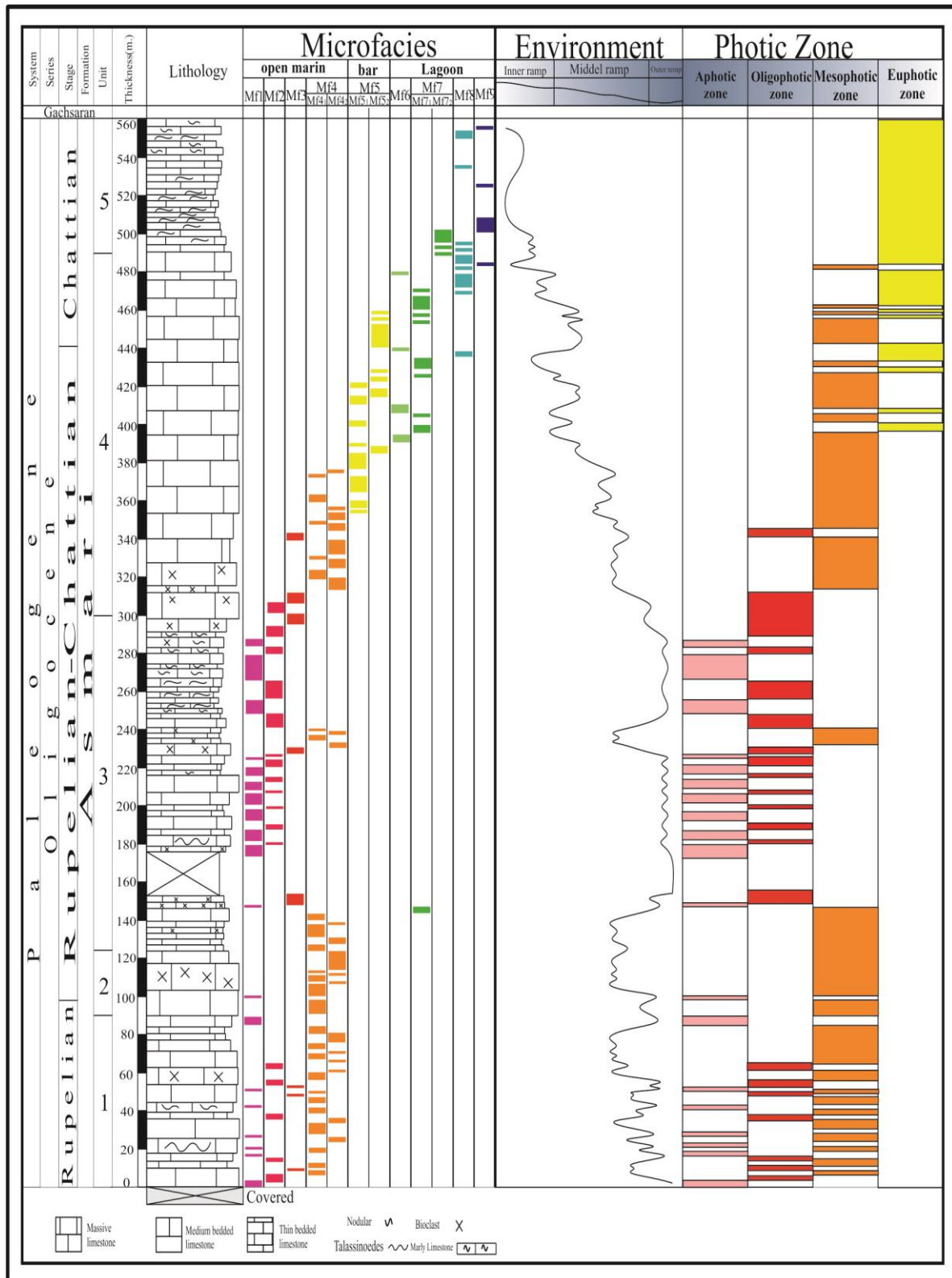
رخساره MF8 و MF9 با حضور کم تنوع روزن‌داران با پوسته پورسلانوز نشان دهنده شرایط نوری زیاد در زون یوفوتیک و مزوتروفی - یوتروفی می‌باشند (شکل N-O۴). روزن‌داران ساده دارای پوسته پورسلانوز به راحتی در شرایط با شدت نوری بالای این زون زندگی می‌کنند اما روزن‌داران همزیست دار با پوسته پورسلانوز مانند آرکیاس، پنروپلیس، بورلیس و آستروتیلینا قادر به تحمل شدت نوری زیاد و شوری خیلی بالا نیستند اما به دلیل وجود مواد غذایی فراوان در این زون در زیر سایه گیاهان دریایی در محلی نزدیک به دریای باز زندگی می‌کنند (Brandano et Geel, 2000; Pomar, 2001a [20]; al., 2009[5]).

۲-۵ رمپ میانی

این قسمت از رمپ بین سطح اساس عادی و طوفانی گسترش دارد، بافت و اجزای تشکیل دهنده رسوبات در این محیط بازتاب کننده میزان عمق و میزان تأثیر امواج طوفانی می‌باشد (Flugel, 2010). با فاصله گرفتن از ساحل اندازه خرده‌های مرجانی و جلبکی کاهش پیدا کرده و میزان و اندازه فونای دریای باز مانند لپیدوسیکلینا، هتروستژینا، اوپرکولینا و نومولیتس افزایش پیدا می‌کند (شکل E-F ۸) که نشان دهنده شرایط مزوفوتیک می‌باشد. در پایین‌ترین بخش رمپ میانی لپیدوسیکلینا و نومولیتیدهای بزرگ و کشیده بازتاب دهنده شرایط الیگوفوتیک و الیگوتروفی در پایین رمپ میانی هستند (شکل C-D۸). ریزرخساره MF3 با حضور لپیدوسیکلیناها و اوپرکولین‌های بزرگ و کشیده نشانگر بخش پایینی زون الیگوفوتیک و شرایط الیگوتروفیک است. در این شرایط به دلیل کاهش میزان نور روزن‌داران بتیک با افزایش سطح پوسته خود شرایط را برای جذب نور بیشتر توسط جلبک همزیست ایجاد می‌کند (Hallock, 1987) (شکل C ۸).

ریزرخساره‌های MF4، MF5 و MF6 (شکل E-F-J-K ۴) با حضور گسترده روزن‌داران با پوسته هیالین مانند آمفیستژینا، اوپرکولینا، هتروستژینا، لپیدوسیکلینا و نئوروتالیا و همچنین جلبک قرمز و مرجان‌های غیر ریف ساز نشان دهنده شرایط الیگوفوتیک و الیگوتروفی-مزوتروفی می‌باشند (Hallock, 1987) [11]. در این شرایط روزن‌داران با پوسته هیالین یا شیشه‌ای سعی در جذب هر چه بیشتر نور دارند (Geel, 2000) [10]. این در شرایطی است که در بخش پایین زون الیگوفوتیک روزن‌داران با کاهش ضخامت پوسته این شرایط را مهیاتر می‌کنند اما در بخش بالایی این زون به دلیل شدت

نور زیاد روزن داران با افزایش ضخامت پوسته خود را در برابر نور محافظت می کنند (Beavington-Penney and Racey, 2004) [4]. این شدت نور باعث از بین رفتن جلبک های همزیست شده که خود عاملی برای اندازه کوچک روزن داران در بخش بالایی زون الیگوفوتیک می باشد (Beavington-Penney and Racey, 2004).



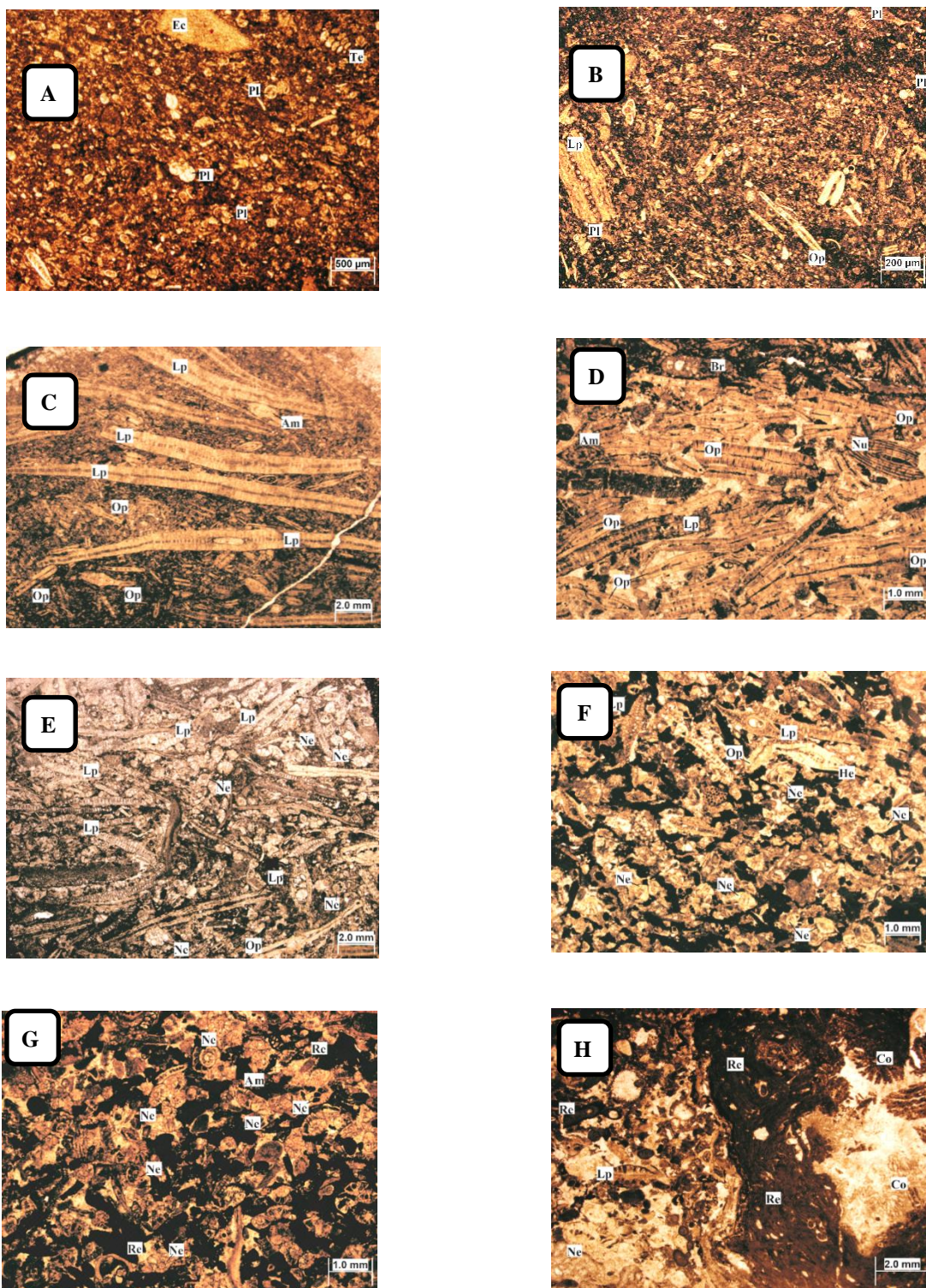
شکل ۷: ستون ریز رخساره ها، محیط رسوبی و پارامترهای پالتواکولوژی مرتبط.

۳-۵ رمپ بیرونی

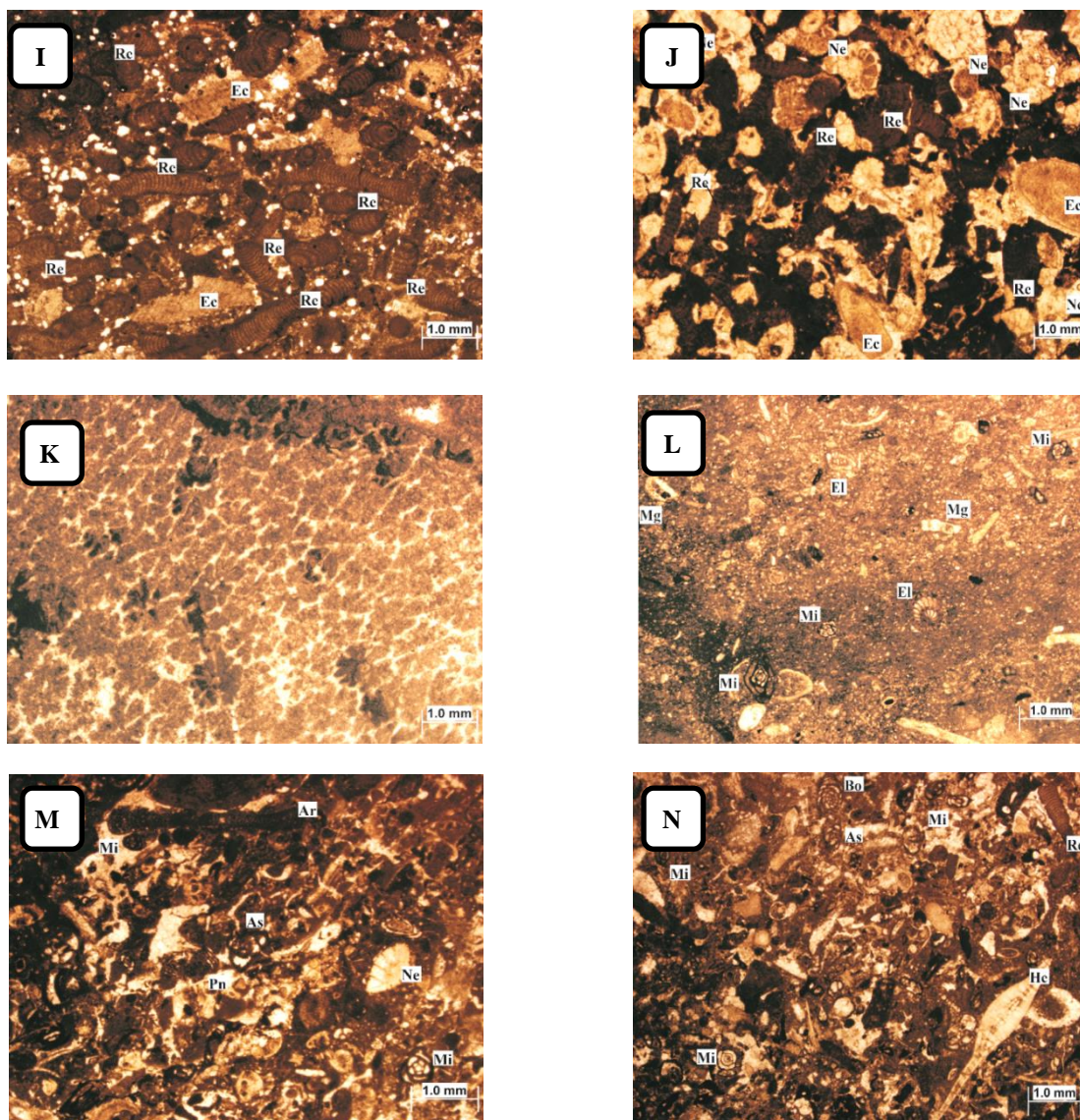
این ناحیه از رمپ در زیر سطح اساس امواج قرار دارد. عمده تشکیل دهندگان این پهنه را فرام های پلانکتون تشکیل می‌دهد که در بخش‌های بالاتر این ناحیه که در پایین‌ترین قسمت زون نوری قرار می‌گیرد لپیدوسیکلینا های کوچک مگالوسفریک همچنین اوپرکولیناهای با سایز بسیار ریز و خرده‌هایی از اکینید، دیتروپا و بتتیک های کوچک مشاهده می‌گردد (شکل ۸ A-B). حضور فراوان فونای پلانکتون نشان دهنده رسوب‌گذاری در زیر سطح اساس امواج طوفانی و شرایط آفوتیک است. در برش مورد مطالعه ریزرخساره‌های MF1 و MF2 در زون آفوتیک گسترش دارند (شکل ۸ A-B). حضور روزنداران پلانکتون و همچنین اوپرکولینا و لپیدوسیکلین های بسیار کوچک نوع مگالوسفریک نشان دهنده رسوب‌گذاری در پایین‌ترین حد زون نوری می‌باشند. در این اعماق به دلیل کاهش میزان نور و دما شرایط برای رشد جلبک همزیست نامساعد بوده بنابراین روزندار میزبان با انجام تولید مثل غیر جنسی و کاهش میزان سوخت و ساز و کوچک شدن اندازه نیاز کمتری به غذا پیدا می‌کند (Mutti & Hallock, 2003; Beavington-Penney and Racey, 2004[4]). [17].

۶- نتیجه گیری

بر اساس مطالعه انجام شده ۲۵ جنس و ۱۵ گونه از روزنداران در سازند آسماری شناسایی شد. بر اساس پخش و پراکندگی آن‌ها در روستای دوان ۳ بایوزون تجمعی تعیین گردید. بایوزون تجمعی اول معادل با بایوزون شماره ۲ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) [16] به نام (*Nummulites intermedium*, *Nummulites vascus*) به سن روپلین است. بایوزون تجمعی دوم معادل بایوزون شماره ۳ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) [16] و ون بوخم و همکاران (Van Buchem et al., 2010) [32] به نام (*Lepdocyclina-Operculina- Ditrupa Assemblage Zone*) نشان دهنده روپلین- شاتین می‌باشد. بایوزون تجمعی سوم معادل بایوزون ۴ لارسن و همکاران (Laursen et al., 2009) با نام (*Archaias asmaricus- Archaias hensoni- Miogypsinoides complanatus Assemblage Zone*) به سن شاتین می‌باشد با توجه به پخش و پراکندگی روزنداران، تغییرات تدریجی ریزرخساره‌ها و عدم حضور سد محصور کننده محیط رسوبی این سازند به رمپ هموکلینال نسبت داده شد. ریزرخساره های MF1 و MF2 با حضور روزنداران پلانکتون مربوط به رمپ بیرونی است، ریز رخساره های MF3، MF4، MF5 و MF6 با حضور روزنداران بتتیک با پوسته هیالین و جلبک قرمز و مرجان مربوط به قسمت میانی رمپ بوده و ریزرخساره های MF7، MF8 و MF9 با حضور روزنداران با پوسته پورسلانوز و تنوع کم فونی در رمپ درونی تشکیل شده اند.



۱- A - پلانکتونیک فرامینیفرای بایوکست و کستون پکستون (PI)(MF1) پلانکتونیک فرامینیفر، Ec: اکینید، Te: تکستولاریا)، B - پلانکتونیک فرامینیفرای نومولیتیده لیدوسیکیلینا بایوکست پکستون (PI)(MF2) پلانکتونیک فرامینیفر، Op: اوپرکولینا، Lp: لیدوسیکیلینا)، C - بایوکست لیدوسیکیلینا پکستون رودستون (Lp)(MF3) لیدوسیکیلینا، Op: اوپرکولینا، Am: آمفیسژینا)، D - لیدوسیکیلینا نومولیتیده پکستون (Lp)(MF3) لیدوسیکیلینا، Op: اوپرکولینا، Nu: نومولیس، Am: آمفیسژینا، Br: بریوزوئر)، E-F - بایوکست نومولیتیده لیدوسیکیلینا نوروتالیا پکستون (Lp)(MF4) لیدوسیکیلینا، Op: اوپرکولینا، Ne: نوروتالیا، He: هتروسژینا)، G - بایوکست نوروتالیا پکستون (Ne)(MF4) نوروتالیا، Re: جلبک قرمز، Am: آمفیسژینا)، H - بایوکست کورال کورالیناسه آ رودستون (Ne)(MF5) نوروتالیا، Re: جلبک قرمز، Lp: لیدوسیکیلینا، Co: مرجان).



I- بایوکلست کورالیناسه آ پکستون (MF5)(Re): جلبک قرمز، J- کورالیناسه آ نوروئالیا بایوکلست پکستون (MF5)(Ne): نوروئالیا، Re: جلبک قرمز، Ec: اکینید، K- کورال باندستون (MF6) L- کورالیناسه آ میلیولید هتروستژینا بایوکلست پکستون (MF7)(Mi): میلیولید، He: هتروستژینا، As: آستروتریلینا، Bo: بورلیس، M- الفیدیوم میلیولید بایوکلست پکستون (MF7)(Mi): میلیولید، Mg: میوزیسینوئیدس، El: الفیدیوم، N- فرامینفرا (بدون منفذ) بایوکلست پکستون (MF8)(Mi): میلیولید، Ar: آرکیاس، Pn: پنروپلیس، Ne: نوروئالیا، O- مادستون بایوکلست دار و کوارتز دار (MF9).

سپاس و قدردانی

از آقایان دکتر علی معلمی و دکتر محمود برگریزان بخاطر داوری مقاله سپاسگزاری می گردد.

- [1] ADAMS, T. D., and BOURGEOIS, F., 1967, Asmari biostratigraphy: Geological and Exploration, Iranian Offshore Oil Company Report, no. 1074, (unpublished).
- [2] AMIRSHAHKARAMI, M., GHABISHAVI, A., and RAHMANI, A., 2010, Biostratigraphy and Paleoenvironment of the larger benthic foraminifera in wells sections of the Asmari Formation from the Rag- e- Safid oil field, Zagros Basin, southwest Iran: *Stratigraphy and Sedimentology Researches*, **40**, 63-84.
- [3] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2007a, Paleoenvironmental model and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in southwest Iran: *Historical Biology*, **19** (2), 173-183.
- [4] BEAVINGTON-PENNEY, S. J., RACEY, A., 2004, Ecology of extant nummulitids and other larger benthic foraminifera: applications in palaeoenvironmental analysis: *Earth Sciences*, **67**, 219-265.
- [5] BRANDANO, M., FREZZA, V., TOMASSETTI, L., PEDLEY, M., MATTEUCCI, R., 2009, Facies analysis and palaeoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Coralline Limestone Formation), Malta, *Sedimentology*, **56**(4), 1138-1158.
- [6] DUNHAM, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in: W. E. Ham, (ed.) Classification of carbonate rocks, A symposium, *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, **1**, 108-121.
- [7] EHRENBERG, S.N., PICKARD, N. A. H., LAURSEN, G. V., MONIBI, S., MOSSADEGH, Z. K., SVANA, T. A., AQRAWI, A. A. M., MCARTHUR, J. M. and THIRLWALL, M. F., 2007, Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **30**, 107-128.
- [8] EMBRY A.F., and KLOVAN, J.E., 1971, A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730 - 781.
- [9] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of carbonate rocks: Springer, Berlin, 984.
- [10] GEEL, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Palaeogene deposits in southeastern Spain: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **155**, 211-238.
- [11] HALLOCK, P., 1987, Fluctuations in the trophic resource continuum: a factor in global diversity cycles: *Paleoceanography*, **2**, 457-471.
- [12] HALLOCK, P., 2001, Coral reefs in the 21st century: is the past the key to the future In: Greenstein, B.J., Carney, C.K. (Eds.), Proceedings 10th Symposium on the Geology of the Bahamas and other Carbonate Regions: *Gerace Research Center, San Salvador*, 8-13.
- [13] HOHENEGGER, J., YORDANOVA, E., NAKANO, Y., and TATZREITER F., 1999, Habitats of larger Foraminifera on the upper reef slope of Sesoko Island, Okinawa, Japan: *Marine Micropaleontology*, **36**(2), 109-168.
- [14] HOTTINGER, L., 1997, Shallow benthic foraminiferal assemblages as signals for depth of their deposition and their limitations: *Bulletin de la Societe Geologique de France*, **168**/4, 491-505.
- [15] JAMES, G. A., and WYND, J. G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium, agreement area: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **49**, 2182 - 2245.
- [16] LAURSEN, G. V., MONIBI, S., ALLAN, T. L., PICKARD, N. A. H., HOSSEINEY, A., VINCENT, B., HAMON, Y., VAN BUCHEM, F. S. P., MOALLEMI, A., and DRUILLION, G., 2009, The Asmari Formation Revisited: Changed Stratigraphic Allocation and New Biozonation: *First International Petroleum Conference and Exhibition Shiraz, Iran*.
- [17] MUTTI, M., and HALLOK, P., 2003, Carbonate system along nutrient and temperature gradient: Some sedimentological and geochemical constraints: *Earth- Science*, **92**, 465-475.
- [18] NEBELSICK, J. H., STINGL, T. V., and RASSER, M., 2001, Autochthonous Facies and Allochthonous Debris Flows compared: Early Oligocene carbonate facies patterns of the lower Inn valley (Tyrol, Austria): *Facies*, **44**, 31-46.
- [19] PEDLEY, M., 1996, Miocene reef facies of Pelagian region (Central Mediterranean region). in E. K. Franseen, M. Esteben, W. C. Ward, and J. M. Rouchy, eds., Models for Carbonate Stratigraphy from Miocene Reef complexes of Mediterranean Regions: *SEPM Concept Sediment Paleontology*, **5**, 247-259.
- [20] POMAR, L., 2001a, Types of carbonate platforms: a genetic approach: *Basin Research*, **13**, 313-334.
- [21] POMAR, L., 2001b, Ecological control of sedimentary accommodation: evolution from a carbonate ramp to rimmed shelf, Upper Miocene, Balearic Islands: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **175**, 249-272.
- [22] POMAR, L., BRANDANO, M., and WESTPHAL, H., 2004, Environmental factors influencing skeletal grain sediment associations: a critical review of Miocene examples from the western Mediterranean: *Sedimentology*, **51**, 627-651.

- [23] POMAR, L., MATEU-VICENS, G., MORSILLI, M. and BRANDANO, M., 2014, Carbonate ramp evolution during the Late Oligocene (Chattian), Salento Peninsula, southern Italy, *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol*, **404**, 109–132.
- [24] Rahmani A, Vaziri-Moghaddam H, Taheri A, Ghabeishavi A (2009). A model for the paleoenvironmental distribution of larger foraminifera of Oligocene–Miocene carbonates rocks at Khaviz Anticline, Zagros Basin, SW Iran. *Historical Biology*. **21**, 215-227
- [25] REISS, Z., and HOTTINGER, L., 1984, The Gulf of Aqaba: Ecological Micropaleontology: *Springer-Verlag*, **50**, 1-354.
- [26] RICHARDSON, P. K., 1924, The geology and oil measures of southwest Persia: *Journal of the Institute of Petroleum Thechnology*, **10**, 256-283.
- [27] ROMERO, J., CAUS, E., and ROSSEL, J., 2002, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on Late Middle Eocene deposits on the margine of the south Pyrenean basin (SE Spain): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **179**, 43–56.
- [28] Sadeghi, R., Vaziri-Moghaddam, H., Taheri, A., 2009. Biostratigraphy and paleoecology of the Oligo-Miocene succession in Fars and Khuzestan areas (Zagros Basin, SW Iran). *Historical Biology: An International Journal of Paleobiology*, **21**, 17–31.
- [29] SEYRAFIAN, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., ARZANI, N., and TAHERI A., 2011, Facies analysis of the Asmari Formation in central and north-central Zagros basin, southwest Iran: Biostratigraphy, paleoecology and diagenesis: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, **28(3)**, 439-458.
- [30] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., GHABEISHAVI, A. and MOUSSAVI-HARAMI, R., 2015a, Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo–Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran, *Facies*, **61**, 423-455.
- [31] Soltanian, N., Seyrafian, A., Vaziri-Moghaddam, H. 2011. Biostratigraphy and paleo-ecological implications in the microfacies of the Asmari Formation (Oligocene), Naura anticline (Interior Fars of the Zagros Basin), Iran: *Carbonate Evaporates*, **10**, 31–46.
- [32] VAN BUCHEM, F. S. P., ALLAH, T. L., LAURSEN, G.V., LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEI, H., PICKARD N. A. H. and VINCENT, B., 2010, Regional stratigraphic reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh formations) SW Iran: *Geological Society*, London, Special Publication, **329**, 219-263.
- [33] VAZIRI- MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., and MOTIEI, H., 2010, Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of Zagros Basin, Iran: Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence: *Revista Mexicana de Ciencia Geológicas*, **27**, 56-71.
- [34] VAZIRI-MOGHADDAM, H., KIMIAGARI, M. and TAHERI, A., 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, v. 52(1), p. 41-51.
- [35] WILSON, J.L., 1975, Carbonate facies in geological history: *Springer*, Berlin, p. 471.

Structural modeling and estimation of tectonic stresses at Lali oilfield in Dezful Embayment

N. Kianizadeh*, B.Zamani, A. Kadkhodaie, H. Talebi

*nasrin_kianizadeh@yahoo.com

Received: July 2016, Accepted: February 2017

Abstract

Structural geological study is one of the most important stages of an oilfield exploration and production (E&P) program, since knowledge of existing structures can play a fundamental role in the oilfield development plan. The main purpose of this study is to create three-dimensional (3D) structural models to determine direction of tectonic stresses at Lali oilfield using subsurface geophysical data. The study area is located within the so-called Dezful Embayment (northern Khuzestan Province, Iran). Accordingly, in order to provide a 3D model of the reservoir, geostatistical tools in Petrel Software were utilized. Incorporating density log data into several coded formulations in MS Excel Software, the reservoir had its modulus of elasticity calculated. Subsequently, maximum and minimum horizontal stresses were calculated using poroelastic equations.

Fault modeling results showed that, fault dip increases with increasing the depth towards the center of the field. Obtained values of stress using the poroelastic equations show that $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$, confirming a regional reverse stress regime, which is consistent with previous studies in this area. Also, the formal stress ratios ($\Phi = (\sigma_2 - \sigma_3) / (\sigma_1 - \sigma_3)$) obtained from poroelastic equations and inverse analysis method were found to be well-correlated across the area. Finally, average azimuth of the reverse faults on the southern limb (as calculated by Petrel) and the fractures on the limb (as obtained from FMI images and core samples) were found to be N305 and N315, respectively (average = N310). Thus, N040E was inferred to be the average direction of principal stress, i.e. principal stress is mostly directed along a NE-SW axis (perpendicular to the general trend of Zagros Orogeny); this is probably a result of the activities of youngest Zagros orogeny phase. The agreement between the obtained principal stress directions by fractures, faults, and focal mechanism of earthquakes across the World Stress Map (WSM) confirms the validity of this study.

Keywords: Fault modeling, Petrel, Orientation tension, Fracture, Density log, Lali oilfield, Poroelastic equations.

Biostratigraphy, microfacies and sequence stratigraphy of the Asmari Formation (based on Cyclolog) in the Qaleh Nar oilfield, Zagros Basin

A. Neisi, A.* Ghaderi, A. Ghobeishavi, M. Allahkarampour-Dill

* aghaderi@um.ac.ir

Received: February 2017, Accepted: May 2017

Abstract

In this research, biostratigraphy, microfacies, sedimentary environments and sequence stratigraphy (using by Cyclolog software) of the Asmari Formation are carried out. These studies are done on the basis of 580 samples (core and cutting) from 430 meters thickness of the formation from the well #2 of the Qaleh-Nar oilfield. Paleontological studies are led to identification of 23 genera and 28 species of the benthic and planktonic foraminifera. According to these microfossils, four assemblage zones have been recognized which confirm the age of Oligocene (Rupelian–Chattian) and Early Miocene (Aquitanian–Burdigalian) for the whole formation. Paleoenvironmental studies demonstrate 9 different microfacies that were deposited in the outer ramp (open marine) in the lower Asmari part, middle ramp (open marine to shoal) in the middle Asmari part and the inner ramp environment (tidal flat to lagoon) in the upper Asmari part. The sequence stratigraphy on the well #2 and the auxiliary well numbers 1, 3, 5, 6 and 7 of the Qaleh-Nar oilfield using by Cyclolog software reveals 7 positive breaks and 9 negative break levels alternatively. Some of the positive breaks define sequence boundaries and some of the negative breaks present the maximum flooding surfaces. In addition, a number of positive levels specify the major chronozone (stage boundaries). Comparison of the quintuple reservoir zones of the Asmari Formation in the Qaleh-Nar oilfield with the mentioned break levels suggests a fine correlation with these levels; however this correlation is invalid for other levels.

Keywords: Asmari, Biostratigraphy, Microfacies, Qaleh Nar Oli field, Sequence stratigraphy, Software Cyclolog.



Analysis of electrical rock type Bangestan reservoir (Cretaceous) in Maroun oilfield (east of Ahvaz)

A. Mohseni pour*, E. Abharak-Pour, Gh. Nik-khah, B. Soleimani

*Abouzarmohseni@yahoo.com

Received: January 2017, Accepted: July 2017

Abstract

Electrofacies studies play an important role in the development process of a field. In these studies, poro-perm data of core analysis and well logs data can be used for reservoir simulation. In the present research, core analysis data (such as porosity and permeability) of selected drilled wells in Maroun oil field (SW Iran) divided into four flow units using regional fluid index method. Initial electrofacies (EF) model were determined using well logs data through different methods: SOM, MRGC, and DYNAMIC. Determined facies of these methods were correlated with the flow units. The results indicated that SOM method is in the best concordance and so it was selected for classification of electrofacies. The initially nine electrofacies were reduced to 4 electrofacies type due to the similarity of some parameters such as effective porosity and shale volume. Reservoir quality was improved from EF-1 to EF-4. To valid the accuracy of the electrical rock type by neural networks, these electrofacies was correlated with capillary pressure data. Due to well correlation of determined electrofacies with capillary pressure data, the model was propagated to other wells of this field. This created model was able to separate different parts of the reservoir. In this model, different parts of the reservoir were determined in terms of reservoir quality. The model can be applied for providing of static model of the reservoir.

Keywords: Maroun oil field, Electrofacies, Flow unit, Bangestan reservoir, SOM method.



Genetic classification of the Persian Gulf eastern part oilfields by infrared spectroscopy of asphaltene samples

M. Taherinezhad, M. Asemani, A. R. Rabbani*
*Rabbani@aut.ac.ir

Received: May 2017, Accepted: August 2017

Abstract

Asphaltene is always considered as a problem in oil industry. But, asphaltenes are desirable compounds in geochemical studies specially in oil-oil correlation. Oil-oil correlation is one of the most important issues in geochemical studies that enables to classify oils genetically. Asphaltenes due to their structural similarity with kerogen and unaffected and/or little affected from secondary processes are known as valuable compounds in geochemical studies. So, in this paper the structural characteristics of asphaltenes were considered as a correlation parameter. For this study 5 oil samples were collected from the Persian Gulf eastern part oil fields. Structural characteristics of these asphaltenes were investigated by Fourier transform infrared (FTIR) spectroscopy. 2D and 3D graphs based on aliphatic and aromatic compounds (predominant compounds in asphaltenes structure) and sulfoxide and carbonyl functional groups (which are representatives of sulfur and oxygen abundance in asphaltenes) were used for comparison of asphaltenes structures in different samples. According to the results of these defined graphs, the studied oil samples comprise two oil families with distinct genetic characteristics. The first oil family consists of the Salman and Reshadat oil samples, and the second oil family consists of the Resalat, Siri E and Siri D oil samples. To validation and complement the obtained results, the other common geochemical techniques such as stable carbon isotope and biomarkers parameters, were employed and these techniques completely confirmed previous results. According to biomarker parameters, the first oil family originated from marl source rock and the second oil family was sourced from carbonate source rock.

Keywords: Asphaltene, Fourier transform infrared (FTIR) spectroscopy, Oil-oil correlation, Persian Gulf, Iran .



Origin of seeping hydrocarbon gases from onshore mud volcanoes in Makran coast of Iran

M. Farhadian Babadi*, B. Mehrabi, A. Mazzini, E. Poludetkina, A. Shakeri

* mahin.farhadian@gmail.com

Received: June 2017, Accepted: August 2017

Abstract

Mud volcanoes are geological structures formed as a result of gas emission, mud-fluid mixing and variably sized rock fragments in onshore and offshore settings. These structures are different morphologically which considered as significant marker of modern crustal movement and neotectonic activity. Occurrence of numerous mud volcanoes on the Makran accretionary prisms in Iran and Pakistan are reported which caused by the convergence of the Arabian and the Eurasian plates. In this study, origin of discharged hydrocarbon gases from three active onshore mud volcanoes; Ain, Borborok and Sand Mirsuban in Makran coasts of Iran were examined. The released gases of all these mud volcanoes are dominantly methane with concentration between 97.24-99.18 vol. % and minor amount of ethane (0.04-1.2 vol.%), propane (0.001-0.194 vol.%), n-butane (226 ppmvol.%), iso-butane (5-363 ppmvol.%), n-pentane (37ppmvol.%), iso-pentane (1-66 ppmvol.%), hexane (1-78 ppmvol.%) and CO₂ (0.07-0.4 vol.%). Carbon and hydrogen isotope ratio of methane and its heavier derivatives indicate thermogenic source for emitted gases of all investigated mud volcanoes and evidences of the absence of biodegradation. CO₂ with carbon isotope ratio of -11.1 to -14.3‰ is organic in origin. Our research suggests the presence of hydrocarbon system and active source rock in Makran active tectonic area. Although the occurrence of an exploitable gas reservoir in this area has to be confirmed by geophysical measurements, geological survey and structural settings.

Keywords: Mud volcanoes, Gas chemical composition, Carbon and hydrogen isotopes, Gases source, Makran accretionary wedge of Iran, Borborok, Ain, Sand Mirsuban.



Biostratigraphy and sedimentary environment of Asmari Formation in Davan section north of Kazerun

M. Khoshnood^{*}, H. Vaziri Moghaddam, A. Taheri, A. Seyrafian

^{*}M.Khoshnood90@gmail.com

Received: May 2017, Accepted: August 2017

Abstract

This research concentrates on biostratigraphy, microfacies and sedimentary environment of the Asmari Formation at Davan village in 10 Km north of Kazerun. Micropalaeontological study led to recognition of 25 genera and 15 species of foraminifera. Based on biostratigraphic study 3 biozones (1-*Nummulites vascus* – *Nummulites fichteli* assemblage zone, 2 -*Lepdocyclina-Operculina- Ditrupa* Assemblage Zone, 3- *Archaias asmaricus-Archaias hensoni- Miogypsinoides complanatus* Assemblage Zone) are determined. As a result, the age of the Asmari Formation is Oligocene (Rupelian–Chattian) at the study area. Depositional texture, petrographic analyses and fauna led to identification of 9 carbonate microfacies related to open marine, slope, bar and lagoon. These depositional environments correspond to inner, middle, and outer ramp.

Keywords: Asmari Formation, Foraminifera, Microfacies, Biostratigraphy, Sedimentary environment



Iranian Journal of Petroleum Geology
Number 12, Autumn & Winter, 2016



Contents

Page

- | | |
|--|----|
| Structural modeling and estimation of tectonic stresses at Lali oilfield in Dezful Embayment
N. Kianizadeh, B.Zamani, A. Kadkhodaie, H. Talebi | 1 |
| Biostratigraphy, microfacies and sequence stratigraphy of the Asmari Formation (based on Cyclog) in the Qaleh Nar oilfield, Zagros basin
A. Neisi, A. Ghaderi, A. Ghobeishavi, M. Allahkarampour-Dill | 22 |
| Analysis of electrical rock type Bangestan reservoir (Cretaceous) in Maroun oilfield, east of Ahvaz
A. Mohseni pour, E. Abharak Pour, Gh. Nik-khah, B. Soleimani | 45 |
| Genetic classification of the Persian Gulf eastern part oil fields by infrared spectroscopy of asphaltene samples
M. Taherinezhad, M. Asemani, A. R. Rabbani | 60 |
| Origin of seeping hydrocarbon gases from onshore mud volcanoes in Makran coast of Iran
M. Farhadian Babadi, B. Mehrabi, A. Mazzini, E. Poludetkina, A. Shakeri | 80 |
| Biostratigraphy and sedimentary environment of Asmari Formation in Davan section, north of Kazerun
M. Khoshnood, H. Vaziri Moghaddam, A. Taheri, A. Seyrafian | 94 |



Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 12, Autumn & Winter 2016, pp. 1-112

Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 12, Autumn & Winter, 2016

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, Assistant Professor at RIPI

A. Bahrami, Associate Professor at University of Isfahan

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, Associate Professor at RIPI

R. Mosavi Harami, Professor at Ferdowsi University of Mashhad

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

Referees:

M. Bargrizan

B. Habibnia

A. H. Jalilian

R. Mousavi Harami

A. R. Rabbani

H. Rahim Pour

B. Soleimani

S. Kazem-Shirudi

A. Seyrafian

M. R. kamali

R. Kasaii zadeh

E. Ghasemi-Nejad

M. Mokhtari

B. Mehrgini

A. Moallemi

A. Nadimi

H. Vaziri-Moghaddam

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