



# مجله زمین شناسی نفت ایران

سال هفتم، شماره ۱۴، پائیز و زمستان ۱۳۹۶

## هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت  
دکتر علی بهرامی، دانشیار دانشگاه اصفهان  
دکتر بهرام حبیب نیا، دانشیار دانشگاه صنعت نفت  
دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز  
دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان  
دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت  
دکتر سید علی معلمی استادیار پژوهشگاه ازدیاد برداشت از مخازن نفت  
دکتر رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد  
دکتر علی وطنی، استاد انستیتو نفت دانشگاه تهران

## نشانی:

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

## صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

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

سر دبیر: دکتر علی صیرفیان، استاد دانشگاه اصفهان

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه

صنعت نفت

مدیر اجرایی: گیتی شرفی

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

## همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

- ۱- دکتر بیتا ارباب
- ۲- دکتر محمود برگریزان
- ۳- دکتر جهانبخش دانشیان
- ۴- مهندس بهمن زینالی
- ۵- مهندس حسین خوشدل
- ۶- دکتر امراله صفری
- ۷- دکتر علی صیرفیان
- ۸- دکتر عزیزاله طاهری
- ۹- دکتر محمد مختاری
- ۱۰- دکتر عزت اله کاظم زاده
- ۱۱- دکتر سجاد کاظم شیرودی
- ۱۲- دکتر علیرضا ندیمی

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



# زمین شناسی نفت ایران

سال هفتم، شماره ۱۴، پائیز و زمستان ۱۳۹۶

فهرست مقالات

صفحه

۱. مطالعه نقش مدل سازی هرزروی گل حفاری و نمودار تصویرگر در تعیین شکستگی‌های مخزن آسماری در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران  
کیومرث طاهری، محمدرضا رسایی، عباس اشجعی
۲. محاسبه مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ و بررسی رابطه آنها با میزان تخلخل در سازندهای کنگان و دالان در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی  
رضا خوشنویس زاده، علیرضا حاجیان، احسان لرکی
۳. تغییرات رخساره ای، ضخامتی و سرشت نمایی سازند عرب (سورمه) در بخش شرقی خلیج فارس  
علیرضا بشری
۴. زیست چینه نگاری و ریز رخساره های سازند آسماری در تاق‌دیس لار (شمال خاوری گچساران): تطابق زیست چینه ای  
میثم براری، علی صیرفیان، حسین وزیری مقدم، روح اله شب افروز
۵. بهبود شناسایی کانال مدفون، با استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی و نشانگرهای لرزه‌ای  
علیرضا غضنفری بروجنی، عبدالرحیم جواهریان، مجتبی صدیق عربانی
۶. زیست چینه‌نگاری سازند گورپی بر مبنای روزن‌داران پلانکتون با تاکید بر مرز کرتاسه - پالئوژن در برش جهانگیرآباد، کبیرکوه لرستان، جنوب غرب ایران  
سمیرا رحیمی، علیرضا عاشوری، عباس صادقی، عباس قادری

## 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](mailto:ispg.paper@gmail.com) که در سایت انجمن به نشانی:

[www.ispg.ir](http://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](mailto: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 کار هر یک از نویسندگان مقاله به همراه آدرس پست الکترونیکی نویسنده اول مقاله آورده شود. ضمناً تمامی نویسندگان از ارسال مقاله جهت بررسی در این نشریه می بایستی مطلع باشند.

#### 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	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

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 کوپال: 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.

۳-۳- منابع فارسی و لاتین

## مطالعه نقش مدل سازی هرزروی گل حفاری و نمودار تصویرگر در تعیین شکستگی‌های مخزن آسماری در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران

کیومرث طاهری<sup>۱\*</sup>، محمدرضا رسایی<sup>۲</sup>، عباس اشجعی<sup>۳</sup>

- ۱- کارشناس ارشد مهندسی نفت، معاونت زمین شناسی گسترشی، شرکت مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران
- ۲- استادیار انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران، تهران، ایران
- ۳- رئیس طراحی و برنامه ریزی، معاونت زمین شناسی گسترشی، شرکت مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران

kio.taheri@yahoo.com

دریافت آذر ۱۳۹۶، پذیرش فروردین ۱۳۹۷

### چکیده

شناخت هرچه بیشتر مخازن نفت و گاز، در برداشت حداکثری هیدروکربن از آنها کمک شایانی می‌کند. در بررسی ویژگی‌های ساختمان‌های نفتی، مطالعه شکستگی‌های سنگ مخزن در مراحل تولید و توسعه میدان بسیار ضروری است. امروزه بکارگیری مدل‌سازی هرزروی و نمودارهای تصویرگر در تحقق این مسئله به زمین شناسان نفتی کمک شایانی می‌نماید. از آنجایی که اکثر مخازن ایران از نوع کربناته هستند، بررسی و شناسایی هرچه بیشتر شکستگی‌ها، میزان باز شدگی شکاف‌ها و توزیع تخلخل در مخزن آسماری میدان مورد مطالعه، جزء موثرترین عوامل در تولید هیدروکربن از این میدان محسوب می‌شود. یکی از بهترین راه‌های شناسایی و تفسیر زمین شناسی درون چاه، استفاده از دستگاه تصویرگر FMI است، که می‌تواند تصاویری با کیفیت بالا از چاه ایجاد کند. به کمک تصاویر تهیه شده، می‌توان انواع شکستگی‌ها، تخلخل، توزیع فضاهای خالی دیاژنتیکی و تخمین روند تراوایی را مشخص کرد. در این مقاله ابتدا، ساختار و نحوه عملکرد دستگاه تصویرگر FMI و سپس مشکلات حفاری و تولید در مخزن آسماری مورد ارزیابی قرار گرفت و در ادامه نقش کاربردی نمودار در تفسیر و تعیین میزان باز شدگی شکاف‌ها، توزیع تخلخل و میزان نفوذپذیری در ۸ حلقه چاه در مخزن آسماری، مورد ارزیابی قرار گرفته است. در این مطالعه، شناسایی شکستگی‌های مخزن آسماری و نحوه گسترش این شکستگی‌ها در مخزن با استفاده از مدل‌سازی هرزروی، تفسیر دستگاه تصویرگر FMI و تاثیر این شکستگی‌ها بر تخلخل و تراوایی مخزن انجام شد.

کلیدواژه: شکستگی‌ها، مخزن آسماری، دستگاه تصویرگر FMI، توزیع تخلخل، نقشه هرزروی

## ۱- مقدمه و هدف

بررسی شکستگی‌ها در صیانت از مخازن و توانمند سازی تولید ضروری است. شناسایی لایه‌بندی، شکستگی‌ها، گسل‌ها، تراوایی و توزیع تخلخل، نقش مطلوب و مهمی در توصیف مخازن دارد. متأسفانه به دلیل نبود تکنولوژی لازم و تجهیزات کافی، و هزینه های بالا در بکارگیری تکنولوژی و روش‌های نوین، آنطور که باید موفق نشده‌ایم از خصوصیات مخازن خود شناسایی جامعی پیدا کنیم. یکی از روش‌های مورد استفاده در زمین شناسی، آنالیز مغزه‌ها<sup>۱</sup> است. برای زمین شناسی درون چاه، عدم تطابق اندازه مغزه‌ها با اندازه واقعی ساختارهای زمین شناسی، درصد بازیافت پایین در زون‌های شکافدار و جهت دار بودن، مهمترین محدودیت مغزه در مطالعه شکستگی‌ها می باشد. روش دیگری که کاربرد فراوانی داشته و دارد، لرزه نگاری است، که دارای قابلیت تفکیک عمودی و افقی خاص است و اطلاعات کلی در مورد زمین شناسی منطقه به ما می دهد و در توضیح و تفسیر جزئیات ساختارهای زمین شناسی محدودیت دارد. پس از مطالعات فراوان، زمین شناسان به این نتیجه رسیدند که بهترین راه حل، گرفتن تصویر از دیواره چاه با اندازه واقعی است. بررسی و مطالعه شکستگی‌ها اساساً از این نظر حائز اهمیت است که شکستگی‌ها تأثیر مهمی در میزان تخلخل و تراوایی سنگ‌ها داشته و حرکت سیالات را تسهیل می کنند [۱۴]. شکستگی‌ها نقش مهمی در تولید از مخازن با شکستگی طبیعی ایفا می کنند [۱۳]. یکی از مهمترین روش‌های شناسایی و توصیف هرچه بهتر مخازن، استفاده از نمودارهای تصویرگر می باشد. این روش بدلیل محدودیت‌های تجهیزاتی و تعمیراتی و ارائه خدمات انحصاری آن توسط چند شرکت خارجی و هزینه بالای راندن آن در چاه، کمتر مورد استفاده قرار می گیرد.

عدم شناخت مناطق با شکستگی بالا در حین عملیات حفاری و تکمیل چاه می تواند مشکلات بسیاری نظیر هرزروی کامل سیال حفاری، گیر کردن رشته حفاری در چاه، فوران و آتش سوزی را بوجود آورد. به همین جهت مطالعه شکستگی ها و استفاده از ابزار نمودارهای تصویرگر در شناسایی مناطق دارای شکستگی، کمک شایانی به مهندسان حفار و بهره بردار می کند تا تصمیمات بهتری را برای حفاری و تولید نفت از آن مخزن اتخاذ نمایند. در این مطالعه ابتدا نمودارهای خروجی ریز تصویرگر سازند-دیواره کامل چاه<sup>۲</sup> مورد تفسیر قرار گرفته است. با تفسیر نمودارهای تصویری و بدست آوردن اندازه و قطر شکستگی ها در هر بخش از مخزن، شناسایی کاملی از شکستگی ها در هر چاه صورت پذیرفت. سپس ارتباط مدل‌سازی های هرزروی با شکستگی های سازند در هر چاه مورد بررسی قرار گرفت. سپس نقش نمودارهای تصویری و نقشه‌های هرزروی در شناسایی مناطق دارای شکستگی در مخزن آسماری یکی از میادین جنوب غرب مورد ارزیابی قرار گرفت. هدف از این پژوهش، شناسایی مناطق با شکستگی بالا در مخزن آسماری میدان مورد مطالعه است که با شناسایی آنها می توان یک عملیات حفاری ایمن در آن مناطق داشت. همچنین با شناسایی شکستگی های باز در بخش های مختلف میدان می توان به یک عملیات تکمیل چاه با نرخ تولید بالا دست یافت که در دراز مدت موجب افزایش بهره وری از مخزن آسماری میدان مورد بررسی خواهد شد.

<sup>۱</sup> Core

<sup>۲</sup> Full-bore Formation Micro Imager (FMI)

## ۲- مروری بر مطالعات انجام شده

می‌توان ابزار بررسی کننده تمام دیواره چاه<sup>۳</sup> را به عنوان اولین ابزار تصویرگر مورد استفاده در صنعت نفت در سال ۱۹۶۰ نام برد. انواع پیشرفته‌تر دستگاه‌های تصویری در سال ۱۹۸۶ به وجود آمدند که ریز تصویرگر سازند<sup>۴</sup> و ریز تصویرگر سازند-دیواره کامل چاه از بهترین و کامل‌ترین آنها هستند. تکنولوژی ابزار ریز تصویرگر سازند ابداع شد و بعد از آن در سال ۱۹۹۱ تکنولوژی کامل‌تری با همان اساس ولی با دقت و تفکیک بالاتر با نام ریز تصویرگر سازند برای دیواره کامل چاه ابداع شد. در سال ۲۰۱۴ عزتی و همکاران، تنش‌های افقی و شکستگی‌های سازند دالان را با استفاده از دستگاه تصویرگر FMI در چاه‌های نفتی جنوب غرب بررسی کردند. در این مطالعه خواص شکستگی‌ها و بیشترین تنش افقی، با استفاده از تفسیر نمودار تصویری، مشخص شد که دو مجموعه شکستگی با روند شمال غربی، جنوب شرقی در سازند دالان وجود دارد که عامل اصلی تولید هیدروکربن در آن می‌باشد [۸]. در سال ۲۰۰۷ تینگای و همکاران و در سال ۲۰۱۵ علیزاده و همکاران مطالعاتی را بر روی شکستگی‌های القایی<sup>۵</sup> ناشی از حفاری و جهات این شکستگی‌های در دهانه چاه انجام دادند. در این مطالعه ساختمان‌های زمین شناسی و شکستگی‌های دهانه چاه، جهات مختلف این شکستگی‌ها و تنش‌های وارده بر آنها با استفاده از نمودارهای تصویری شناسایی شد [۵] و [۱۷]. در سال ۲۰۰۹ شکستگی‌های سازند آسماری، پابده و گوری با استفاده از نمودار تصویری توسط خوشبخت و همکاران مورد مقایسه قرار گرفت. نتایج نشان داد که الگوی شکستگی‌ها در سازندهای آسماری و پابده مشابه است و سازند گوری کاملاً متفاوت است و حداکثر تراکم شکستگی‌ها در دو سازند آسماری و پابده است [۱۱]. داورپناه و همکاران در سال ۲۰۱۶ به بررسی ساختار مخزن با استفاده از تفسیر نمودارهای دستگاه ریز تصویرگر کامل سازند و پروفایل لرزه‌ای عمودی<sup>۶</sup> پرداختند و نتایج نشان داد که داده‌های مقیاس کوچک، مانند لرزه نگاری عمیق، قدرت جدا شدن ساختارها در حد متر را دارد و دستگاه تصویرگر FMI دارای محدودیت جداسازی در حد سانتیمتر است و توزیع شکستگی در اطراف چاه را به خوبی نشان می‌دهد [۷]. در سال ۲۰۱۶ وانگ و همکاران تحقیقات مدل‌سازی نرخ تولید گاز در کانال‌های تنگ در سازند ماسه سنگی و بهینه‌سازی شکستگی‌های مصنوعی را انجام دادند و نتایج نشان داد که جهت مطلوب شکستگی باید انحراف کمتر از ۸/ از حداکثر جهت نفوذپذیری داشته باشد و این مطالعه یک مبنای نظری مناسب برای کانال‌های تنگ ماسه‌ای در مخازن گازی فراهم کرد [۱۸]. در سال ۲۰۱۷ مطالعه‌ای توسط وطن دوست و فرضی پور برای پیش بینی شکستگی‌های باز سازند آسماری با استفاده از تجزیه و تحلیل هندسی در تاق‌دیس میدان نفتی آغاجاری انجام شد. این مطالعه نشان داد که در مناطق با انحنای بالا، تراکم شکستگی‌ها زیاد است و بیشترین پتانسیل ایجاد شکستگی‌های باز را دارند و داده‌های شکستگی و هرزروی در ۴ چاه انطباق بسیار خوبی را نشان می‌دهند [۱۹]. در سال ۲۰۱۷ هارتاوی و همکاران، شکستگی‌های مخزن را در یکی از میدان‌های جنوب سوماترا با استفاده از تجزیه و تحلیل داده‌های مغزه و دستگاه تصویرگر FMI تفسیر کردند. نتایج این مطالعه نشان داد خواص سنگ اثر کمی بر تعداد شکستگی‌ها دارد و تخلخل شکستگی‌ها نسبتاً کم است [۱۰].

<sup>3</sup> Bore Hole TeleViewer

<sup>4</sup> Formation Micro Scanner (FMS)

<sup>5</sup> Induced Fracture

<sup>6</sup> vertical seismic profile

### ۳- زمین شناسی و موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه

ناحیه فرو افتادگی دزفول<sup>۷</sup> با وجود مساحت نسبتاً کم خود (۴۰۰۰۰ کیلومتر مربع) بخش عمده‌ای از نفت تولیدی ایران را در بر می‌گیرد [۲]. میدان مورد بررسی یکی از میادین عظیم در فرو افتادگی دزفول است. میانگین تخلخل مخازن این میدان حدود ۳۰ درصد بوده که با افزایش عمق کاهش می‌یابد. این میدان دارای سه مخزن آسماری، بنگستان و خامی است، که عمده نفت تولیدی آن از مخزن آسماری می‌باشد. لیتولوژی این سازند عمدتاً از سنگ‌های کربناته تشکیل شده است که سنگ‌های آهکی در قسمت‌های زیرین و دولومیت‌ها در بخش‌های فوقانی مخزن مشاهده می‌شوند [۱]. مخزن آسماری این میدان بر پایه تغییرات جنس سنگ‌ها، تغییرات تخلخل و با استفاده از ابزارهای چاه پیمایی به ۱۱ زون و زیر زون تقسیم شده است. این مخزن دارای ۴ زون اصلی A, B, C, D می‌باشد. که زون A خود به دو لایه A1, A2 بود و زون B به پنج لایه B1, B2, B3, B4, B5 و زون C به دو لایه C1, C2 و D به دو لایه D1, D2 تقسیم شده است. برآوردهای اولیه نشان می‌دهد که زون B2 بیشترین سهم (حدود ۲۰٪) نفت درجا و پس از آن زون‌های A1, C2, B4 به میزان ۱۶٪، ۱۵٪ و ۱۳٪ از حجم نفت درجا<sup>۸</sup> را به خود اختصاص داده‌اند. سایر زون‌ها شامل C1, B5, B3, A2, B1 هر یک با سهم بین ۹٪ تا ۳/۶٪ در رده بعدی قرار دارند. زون‌های قاعده‌ای D1, D2 مجموعاً حدود ۳٪ هیدروکربور را ذخیره کرده اند [۳]. در این میدان مقدار شیب بر روی یال جنوبی آسماری عمدتاً زیاد (بیش از ۵۰ درجه و حداکثر ۸۰ درجه در جنوب شرقی میدان) است، که نسبت به مقدار شیب در یال شمالی (متوسط ۴۰ درجه) بیشتر می‌باشد [۲]. ویژگی‌های ساختاری از قبیل تنوع شیب، بروز گسلش متعدد، ایجاد و توزیع شکستگی‌ها، تأثیر بالا آمدگی قدیمی در دماغه شرقی، این میدان را به ساختمانی ویژه مبدل ساخته است. ضخامت متوسط حفاری شده سازند آسماری ۵۲۰ متر است که از طرف شمال غرب به سمت جنوب شرق روند کاهشی دارد و حداقل به ۲۸۰ متر می‌رسد.

### ۴- روش مطالعه

با مطالعه و بررسی شکستگی‌ها و چگونگی انتشار آن در هر نقطه از مخزن به وسیله دستگاه تصویرگر FMI و مدل گسل-ها، می‌توان بهره‌برداری حداکثری از مخزن داشت و برنامه‌ریزی‌های توسعه میادین در بخش‌های عملیات حفاری، مهندسی مخزن و ازدیاد برداشت از مخازن را کنترل کرد. از ابزارهای تصویری دو نوع داده می‌توان بدست آورد، یک تصویر که از دیواره چاه به دست می‌آید و دیگری اطلاعاتی است که به کمک آنها می‌توان شیب و تغییرات شیب بر حسب عمق را بررسی کرد. دستگاه تصویرگر FMI با داشتن تعداد زیادی حسگر<sup>۹</sup> الکتریکی و قدرت تفکیک قائم و افقی بالا (در حد ۱ میلی‌متر) پوشش ۸۰ درصدی از دیواره چاه را ارائه می‌دهد. تشخیص گسیختگی‌های دیواره چاه نظیر ریزش دیواره چاه، شکاف‌های کششی دیواره و سطوح برشی ریزش دیواره چاه که به علت الگوی ناحیه‌ای تنش می‌باشد، توسط تصویرگر دیواره چاه قابل تعیین است [۱۵]. نمودار تصویری برای زمین شناسان مخزن و مهندسی نفت این امکان را فراهم می‌کند تا پدیده‌های کوچک مقیاس در محدوده دیواره چاه را شناسایی کنند. این اطلاعات در تکمیل چاه و برنامه توسعه میدان نظیر مشبک‌کاری و انتخاب مسیر چاه‌های انحرافی نقش کلیدی دارند [۱۶]. تصاویر نمودارها، تصاویر الکتریکی هستند که با اندازه‌گیری اختلاف مقاومت سنگ‌ها و سیالات بدست می‌آیند. اختلاف مقاومت الکتریکی در تصاویر با رنگ‌های متفاوت

<sup>7</sup> Embayment Dezful

<sup>8</sup> Oil in Place

<sup>9</sup> Button



نمایش داده می‌شود، بگونه‌ای که رنگ تیره، مقاومت کم و رنگ روشن مقاومت بالا را نمایش می‌دهد. تکنیک بدست آوردن تصاویر بر اساس تکنولوژی شیب‌سنج ها می‌باشد که هدف اصلی شیب‌سنج‌ها بدست آوردن شیب و آزیموت ساختارهاست [۱۱]. در این مطالعه ابتدا تصحیح اختلاف بین عمق تخمین زده شده و عمق حاصل از حفاری چاه صورت گرفته است، سپس داده‌ها یکسان سازی<sup>۱۰</sup> شده است. در مرحله یکسان سازی، داده‌های خام ابزار اغلب پاسخ‌های متفاوتی را نسبت به مقاومتی خاص و معین نشان می‌دهند. با افزایش سیگنال دکمه‌های ضعیف و کاهش خروجی آنهایی که بسیار حساس هستند یکسان سازی بصورت دکمه به دکمه بر روی داده‌ها اعمال می‌شود. در مرحله بعد، به دلیل وجود نیروهای شناوری<sup>۱۱</sup> حاصل از گل حفاری و افزایش یا کاهش سرعت بالا آمدن ابزار به هر دلیل، سرعت بالا آمدن ابزار یکنواخت نبوده و تصحیح شده است. در هر کار پردازشی، با در نظر گرفتن تصحیحات مراحل قبل، یک نرمال سازی بر روی کل نمودار انجام می‌شود و در پایان این تصحیحات بر روی کل نمودار انجام می‌شود [۹].

برای شناسایی هرچه بهتر شکستگی‌ها از دستگاه تصویرگر FMI و نقشه‌های سه بعدی هرزروی استفاده شده است. ارتباط آنها با مدل خطوط گسلی در تاق‌دیس مخزن آسماری در چاه‌هایی مورد مطالعه، بررسی شده است. علاوه بر مشخص کردن بخش‌های با شکستگی بالا، فاکتورهای توزیع تخلخل و قطر درزه‌ها و شکاف‌ها که نقش مهمی در افزایش تولید میدان دارند نیز، معلوم شده است. همچنین با مشخص نمودن این فاکتورها، می‌توان نقاط بهینه را در عملیات تکمیل چاه برای برداشت حداکثری از مخزن مشخص نمود. با تهیه مدل گسل‌ها و هرزروی سیال حفاری در مخزن آسماری این میدان و تفسیر نمودارهای تصویری رانده شده در چاه‌ها و استناد به آنها، ارتباط منطقی بین شکستگی‌های هر چاه با خط اثر گسل‌ها و مناطق با هرزروی بالا که بر روی آنها یا در شعاع نزدیک به آنها قرار گرفته‌اند، وجود دارد، که این مسئله اهمیت روز افزون در بکارگیری نمودارهای تصویرگر و مدلسازی‌های هرزروی و گسلی در بخش‌های مختلف عملیاتی را بیش از پیش مورد توجه قرار می‌دهد. این نمودارگیری در گل رسانای آب پایه انجام شده است و در صورتی که در گل‌های پایه روغنی<sup>۱۲</sup> انجام می‌شد، مقدار آب موجود در آن می‌بایست حداقل بین ۳۰ تا ۴۰ درصد باشد.

#### ۴-۱- ساختار و نحوه عملکرد دستگاه تصویرگر FMI

دستگاه تصویرگر FMI، مشاهده مداوم و جزء به جزء تغییرات عمودی و جانبی سازند را طوری می‌سازد که مشاهده کننده واقعاً بتواند سازند را ببیند. جریان‌های الکتریکی ثبت شده توسط میکرو الکترودها، بعد از بازخوانی، نگاره‌هایی را ارائه می‌دهند که شبیه به تصاویر برداشته شده از مغزه است. دستگاه FMI، نسل دوم از ابزارهای تصویربرداری الکتریکی می‌باشد که نسبت به ریز تصویرگر سازند دارای پوشش دیواره‌ای ۴ برابر است. پوشش خارجی ایجاد شده در اثر اضافه نمودن زبانه‌ها<sup>۱۳</sup> در زیر بالشتک‌ها و انحراف آنها از هر بالشتک بصورت منظم بوجود می‌آید. این ابزار محبوب ترین ابزار تصویرگر در بین زمین‌شناسان و مهندسين نفت است که قطعاً دلیل آن کیفیت بالا و پوشش خوب این ابزار می‌باشد. این نمودار توانایی آنالیز لایه‌های بسیار نازک، تشخیص نوع ساختار بسیار ریز نظیر لایه متقاطع<sup>۱۴</sup>، استیلولیت<sup>۱۵</sup> و شکستگی‌های بسیار ریز، توزیع تخلخل و آنالیز مخازن پیچیده را دارد [۲]. این نمودار در چاه‌های باز با گل آب پایه استفاده می‌شود، که هر کدام از بازوها شامل یک پد و یک فلپ می‌باشد. ساختار این دستگاه ریز تصویرگر، به همراه سنسورهای آن به گونه‌ای

<sup>10</sup> Equalization

<sup>11</sup> Buoyancy

<sup>12</sup> Oil-Based Mud

<sup>13</sup> Flaper

<sup>14</sup> Cross Bed

<sup>15</sup> Stylolite

است، که پدها و فلپ‌ها هرکدام از صفحات مسی است و ۲۴ الکتروود در ۲ ردیف بر روی آنها قرار گرفته‌اند. چیدمان الکتروودها و فاصله بین ردیف‌ها نمایانگر رزولوشن افقی و مشابه رزولوشن قائم است [۱۲]. پس از ارسال دستگاه تصویرگر به درون چاه و قرار گرفتن در عمق مورد نظر، بالشتک‌ها کاملاً بر روی دیواره چاه منطبق می‌شوند و فرکانس-هایی را جهت اندازه‌گیری مقاومت، مستقیماً به داخل سازند می‌فرستند. بدلیل عایق بودن بین قسمت بالایی و پایینی سوند، سیگنال‌ها مجبورند یک مسیر منحنی شکل را گذرانده و از الکتروودهای پایینی به الکتروودهای بالایی برسند. جریان به کار گرفته شده از نوع جریان متناوب با فرکانس پایین می‌باشد. دستگاه تصویرگر FMI، توانایی رانده شدن در چاه‌هایی با قطر ۱۵/۸۸ سانتی متر تا ۵۳/۳۴ سانتی متر با حداکثر سرعت ۵۴۹ متر بر ساعت را دارا می‌باشد.

همانطور که در ساختار این دستگاه تصویرگر توضیح داده شد، دستگاه، شامل ۱۹۲ الکتروود یا سنسور می‌باشد، که هر کدام از آنها دارای قطر موثری به اندازه ۲ اینچ می‌باشد (هر عارضه‌ای کوچکتر از ۲ اینچ توسط ابزار FMI قابل رویت نیست). بنابراین نمونه‌برداری از سازند به دو برابر یعنی ۸۰ درصد افزایش یافته است، که این مشخصات فنی دستگاه تصویرگر در جدول ۱ ارائه شده است. از ابزار FMI در زمان‌های بحرانی که نیاز به افزایش تصویری پوشش تمام بدنه چاه<sup>۱۶</sup> است، استفاده می‌شود و می‌توان برای کاهش زمان نمودارگیری فقط از بالشتک‌ها استفاده نمود. این دستگاه را می‌توان با بهره‌گیری از سیستم TLC<sup>۱۷</sup> در چاه‌های افقی نیز مورد استفاده قرار داد.

جدول ۱. خصوصیات فیزیکی ابزار FMI (ریز تصویرگر سازند)

طول ابزار (اینچ)	عمق نفوذ (اینچ)	پوشش دیواره چاه (درصد)	بیشترین سرعت نمودارگیری (اینچ در ساعت)	وزن (پوند)	قطر در حالت بسته (اینچ)	تعداد سنسورها	حالت نمودارگیری
۳۱۶	۰/۶-۲	۸۰	۲۱۶۰۰	۴۵۶	۱۲۷	۱۹۲	تمام دیواره چاه

#### ۴-۲- بررسی مشکلات حفاری و تولید در مخزن آسماری

اطلاعات تولیدی چاه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد که، با توجه به آسیب دیدگی شدید در حین حفاری، تخلیه مخزن بر اثر تولید هیدروکربن و کاهش فشار مخزن آسماری، چاه‌ها با کاهش تولید مواجه شده‌اند. در جدول ۲ این تغییرات مرزی و فشاری بوجود آمده در سطح آب، نفت و گاز نشان داده شده است. یکی از مهمترین مشکلات مخزن آسماری این است که بدلیل وجود شکستگی‌های شناسایی شده به وسیله دستگاه تصویرگر FMI، سریعاً در حال تخلیه می‌باشد. برخی از خصوصیات فیزیکی در مخزن تغییر کرده است، بگونه‌ای که تغییرات فشار و سطح آب و نفت در مخزن این مسئله را تایید می‌کند. این تغییرات فیزیکی برای مدت یکسال در یک محدوده زمانی مشخص اندازه‌گیری شده است. اطلاعات بدست آمده در جدول ۲ ارائه شده است، که در این جدول تغییرات مرز نفت، گاز، تغییرات سطح آب، نفت و تغییرات فشار مخزن برای چاه‌های مورد مطالعه در مخزن آسماری نشان داده شده است.

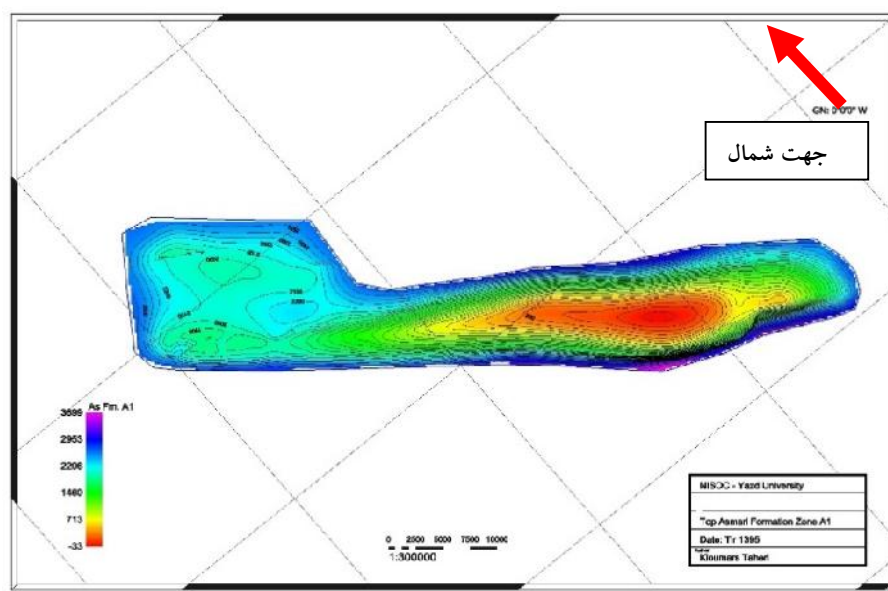
<sup>16</sup> Fullbore

<sup>17</sup> Tough logging condition

جدول ۲. تغییرات خواص فیزیکی مخزن آسماری در اثر تولید در طول یک سال شمسی

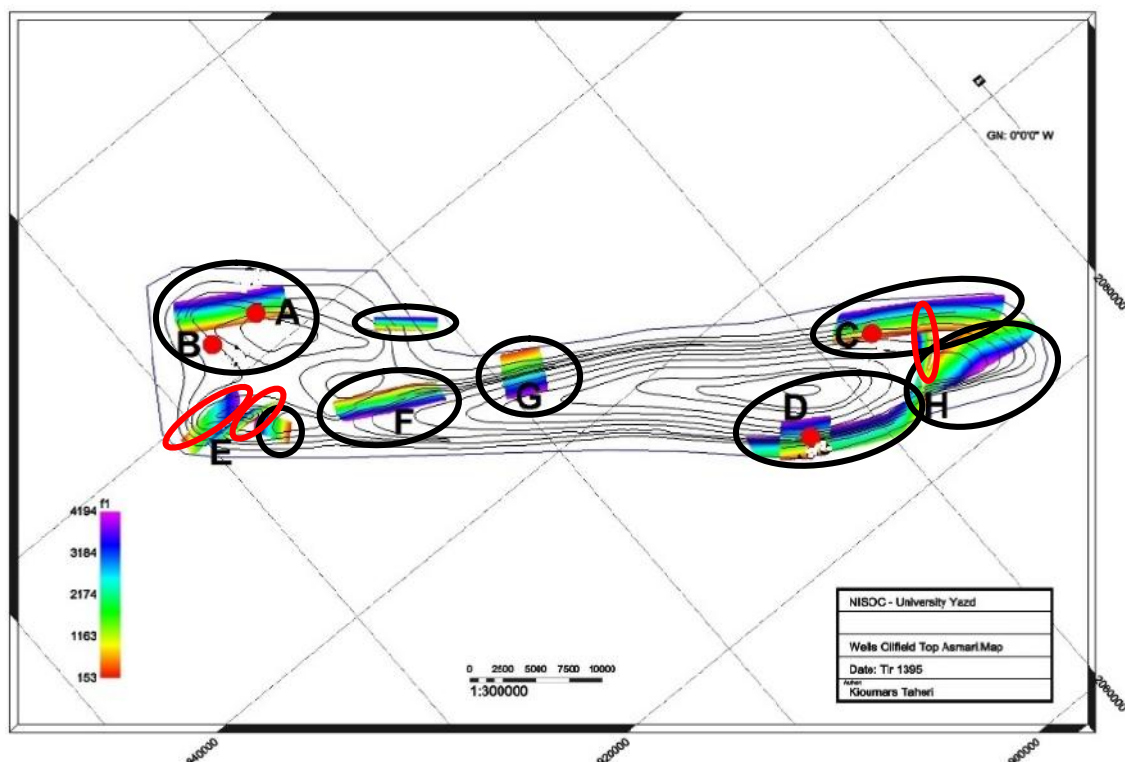
نام چاه	مرز گاز- نفت (متر)	مرز آب - نفت (متر)	فشار (کیلو پاسکال)	تغییرات مرز گاز- نفت (متر)	تغییرات مرز آب- نفت (متر)	فشار تغییرات (کیلو پاسکال)
A	۱۹۰۰	۲۳۰۰	۱۸۰۰	۱۵	-۱۰	۵۰
B	۲۰۰۰	۲۳۰۰	۱۷۰۰	۱۰	-۴۰	۳۰
C	۱۹۰۰	۲۲۰۰	۱۸۰۰	-۵	-	۲۰
D	۱۸۰۰	۲۱۰۰	۱۸۰۰	-۱۰	-۱۰	۱۰
E	۱۵۰۰	۲۲۰۰	۲۱۰۰	-۱۰	-۵	-
F	۱۳۰۰	۲۲۰۰	۲۳۰۰	۵	-۱۰	۲۰
G	۱۴۰۰	۲۰۰۰	۳۱۰۰	-۵	۵	-
H	۱۳۰۰	۲۰۰۰	۲۲۰۰	-۱۵	۲۰	-

جهت بررسی وجود شکستگی در چاه‌های مورد مطالعه در مخزن آسماری، از روش غیر مستقیم دستگاه تصویرگر FMI استفاده شده است. از این نمودار بصورت گسترده، برای محاسبه پارامترهای شکستگی نظیر تخلخل و میزان بازشدگی شکاف‌ها مورد استفاده قرار گرفته است. بر روی نمودارهای تصویرگر، انواع شکستگی‌های باز، بسته، شکستگی‌های القایی و ریزش دیواره چاه قابل تشخیص است، که در ارزیابی کیفیت مخزن همه این شکستگی‌ها مهم هستند. اما در این مطالعه تنها شکستگی‌های باز مهم هستند زیرا تنها دسته‌ای از شکستگی‌ها که بر روی خواص مخزن تأثیر می‌گذارند، شکستگی‌های باز هستند. دهانه این نوع شکستگی‌ها با گل پر می‌شود و اگر گل رسانا باشد، در نمودارهای تصویری تاریک به نظر می‌رسند. در شکل ۲ نقشه هم عمق زون A در مخزن آسماری را نشان می‌دهد.



شکل ۲. نقشه هم عمق سر سازند آسماری در میدان مورد مطالعه

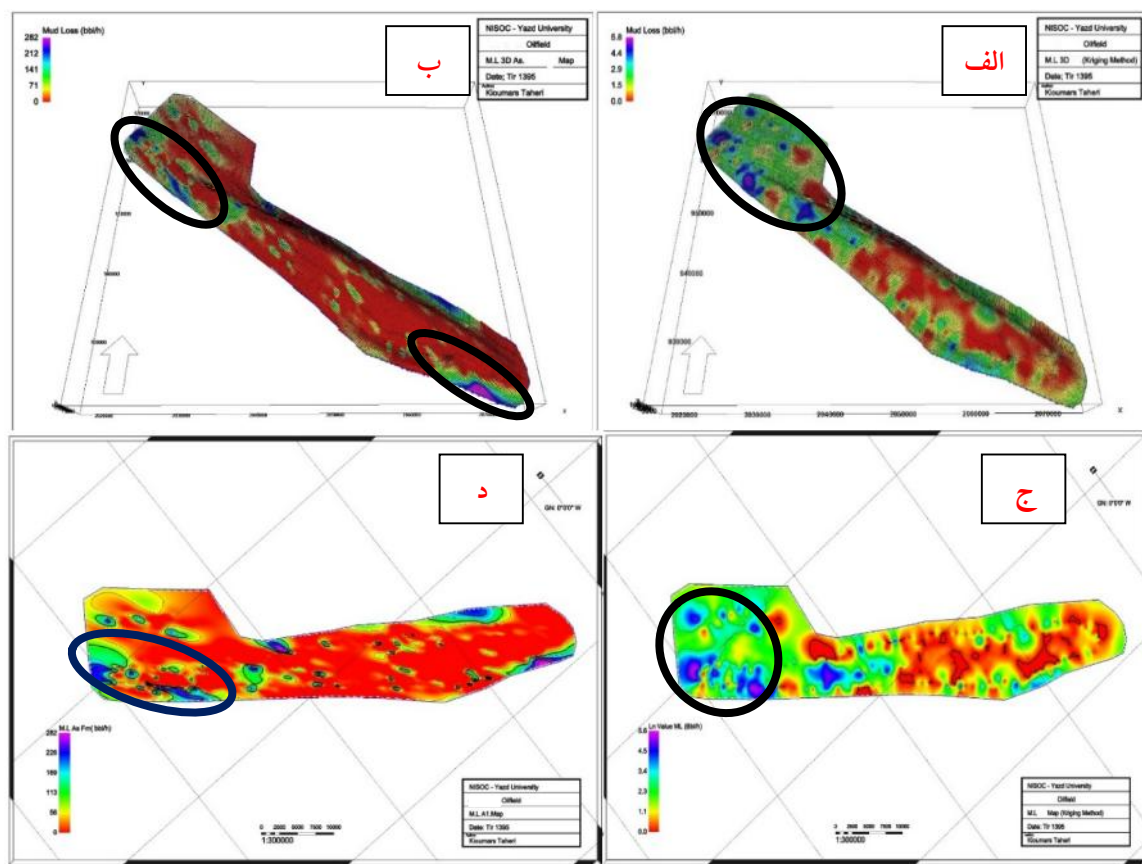
با هدف بررسی های هرچه بیشتر ساختمان تاقدیسی مخزن آسماری این میدان، با استفاده از اطلاعات لرزه نگاری، زمین شناسی و حفاری شده، خط اثر گسل های موجود در آن شناسایی و مدل شده است. در شکل ۳ هشت گسل طولی و سه گسل عرضی مدلسازی شده بر روی تاقدیس های مخزن آسماری، در بخش های مختلف میدان، نشان داده شده است، که این گسل ها از نوع گسل نرمال و معکوس هستند. در شکل ۳ گسل های طولی که به موازات میدان قرار دارند، با دایره های مشکی رنگ و گسل های عرضی که عمود بر ساختار میدان هستند با دایره های قرمز رنگ مشخص شده اند. با دقت در این نقشه مدلسازی شده، می توان مشاهده نمود که چهار گسل طولی و دو گسل عرضی در بخش های ۱ و ۲ در موقعیت چاه های A, B, E و F قرار گرفته است. این ناحیه از مخزن دارای تراکم شکستگی بیشتری می باشد و نتایج حاصل از بررسی های هرزروی گل و میزان تولید چاه ها، همخوانی خوبی را نشان می دهد. در این مطالعه چاه های G, D, C, H در بخش های ۵، ۷، ۸ و ۹ میدان برای بررسی بیشتر انتخاب شده اند و با مشخص نمودن موقعیت قرار گیری آنها در میدان و انطباق آنها با مدل گسلی، نشان داده شد که این چاه ها بر روی گسل ها یا در شعاع نزدیک به آنها قرار گرفته اند.



شکل ۳. مختصات و موقعیت چاه های نمودارگیری شده نسبت به خط اثر گسل ها بر روی خطوط هم عمق در مخزن آسماری

در ادامه بررسی‌ها مشخص شده است که، چاه‌های مورد مطالعه در بخش‌های خاصی از مخزن حفر شده‌اند که دارای هرزروی و تولید بالا می‌باشند. این پهنه‌ها را نمی‌توان به ترکیب سنگ شناسی ارتباط داد، چرا که ترکیب سنگ شناسی سازند آسماری در طول میدان تغییر قابل توجهی نداشته و میانگین تخلخل در تمامی گستره میدان تفاوت قابل توجهی نشان نمی‌دهد. بدین ترتیب مهمترین عاملی که سبب بهره‌دهی بالای چاه‌ها در این پهنه‌ها می‌گردد، گسترش شکستگی‌های تجمعی و گسل‌های یاد شده در این نواحی است. با توجه به خط اثر گسل‌ها در شکل ۳، که بخش‌های مختلف میدان و مخزن آسماری را در بر می‌گیرد، می‌توان به وجود شکستگی‌های بسیاری در این مخزن کربناته پی برد. بخش زیادی از هیدروکربن تولیدی مخزن آسماری ناشی از شکستگی‌های این میدان است. یکی از راه‌های اثبات وجود شکستگی‌ها در این بخش از مخزن و تاثیر آن بر میزان تولید هیدروکربن، داده‌های هرزروی سیال حفاری است. در شکل ۴ هرزروی سیال حفاری در سراسر میدان و مخزن آسماری به دو روش تخمین کریجینگ و روش تخمین میانگین همگرا، مدل‌سازی شده است و نقشه‌های دو بعدی و سه بعدی آن نیز در شکل ۴ قابل مشاهده است. داده‌های مربوط به همه چاه‌های میدان پس از آماده‌سازی بصورت رقمی در آمده است. جهت آماده‌سازی داده‌ها برای تهیه نقشه‌ها و مدل‌های سه بعدی در مخزن آسماری، مراحل مختلفی همچون حذف داده‌های غیر معقول، نرمال سازی داده‌ها، رسم هیستوگرام و واریوگرافی داده‌ها و عملیات تخمین و مدل‌سازی انجام شده است. تخمین و مدل‌سازی‌های انجام شده و مقایسه این دو روش نشان می‌دهد که تخمین به روش کریجینگ با توجه به در نظر گرفتن شعاع مناسب تخمین از دقت بیشتری برخوردار بوده، بگونه‌ای که توانسته است تخمین هرزروی را بصورت متمرکزتر و با تغییرپذیری واقعی‌تر ارائه دهد. این در حالی است که مدل‌سازی با روش میانگین در نرم افزار مدل‌سازی مخزن<sup>۱۸</sup> منجر به هموارسازی بیشتر نتایج تخمین هرزروی شده است که از واقعیت تغییرپذیری هرزروی در زون‌های مختلف فاصله بیشتری دارد. در این نقشه‌ها مناطق با هرزروی‌های بالا در دایره‌های مشکی مشخص شده است. در این مدل‌سازی به وضوح مشاهده می‌شود، محل وجود هرزروی‌های با حجم بالا در حدود ۲۹۰ بشکه در ساعت و شکستگی‌های شناسایی شده در محل این چاه‌ها توسط دستگاه تصویرگر الکتریکی FMI از انطباق بسیار بالایی برخوردار است. با اطمینان بالایی می‌توان گفت که، شکستگی‌های این نواحی خود عاملی در هرزروی سیال بوده و عامل مهمی در بالا بودن شاخص تولید چاه‌ها در این مناطق است.

<sup>18</sup> Reservoir Modeling Software (RMS)



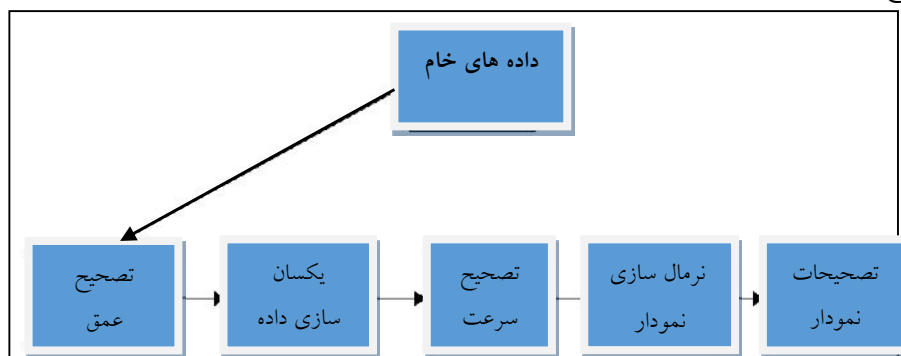
شکل ۴. مدلسازی هرزروی سیال با استفاده از نرم افزار RMS در مخزن آسماری میدان مورد مطالعه (الف) نقشه سه بعدی در روش تخمینگر کریجنگ (ب) نقشه سه بعدی در روش میانگین همگرا (ج) نقشه دو بعدی در تخمینگر کریجنگ (د) نقشه دو بعدی در روش میانگین همگرا [۴]

با جمع بندی موارد ذکر شده می توان این طور بیان نمود که بدلیل عملکرد گسل های موجود، تاقدیس مخزن آسماری دچار یک خمش در بخش شمال غربی و جنوب شرقی گردیده و هندسه ساختاری خاصی را برای آن بوجود آورده است. در این هندسه ساختاری، گسل های ناشی از این خمش موجب ایجاد شکستگی ها در سراسر مخزن، بخصوص در نواحی اطراف این شکستگی ها شده است. تراکم بالای شکستگی خود موجب هرزروی های حین حفاری شده و باعث افزایش شاخص تولید نفت در این چاه ها نیز شده است. برای مطالعه و بررسی هر چه بیشتر این شکستگی ها، دستگاه های تصویرگر FMI رانده شده در این چاه ها تفسیر شده است و این شکستگی ها در ابعاد مختلف ارزیابی شده است.

### ۳-۴- تحلیل و تفسیر داده های حاصل از دستگاه تصویر ساز الکتریکی FMI

دستگاه تصویر ساز الکتریکی FMI برای تحلیل های زمین شناسی و ژئومکانیکی، ابزار کارآمدی می باشد و کاربردهای مخزنی بسیاری از جمله، تخلخل های ثانویه، نفوذپذیری شکستگی ها، گسل ها، آنالیز شکستگی ها، تفاسیر زمین شناسی

ساختاری و رسوبی، مقایسه رخنمون‌ها و مغزه‌ها را داراست. در این مطالعه پس از نمودارگیری، فایل داده‌های سرچاهی (بصورت دیس ۱۹ و لس ۲۰ که فرمت استاندارد برای تمامی نرم افزارها می‌باشد) ابتدا به وسیله کامپیوتر با استفاده از نرم افزار بارگذاری داده<sup>۲۱</sup> خوانده شده‌اند. فایل داده‌ها برای پردازش تصویر در نرم‌افزار ژئوفرم<sup>۲۲</sup> بارگذاری شده است، سپس محاسبات تراکم، روزنه، فاصله گذاری، طول و تخلخل شکاف‌ها توسط نرم افزار انجام شده است. تعیین ناهمگنی مخزن با استفاده از برداشت شکستگی‌ها بوسیله نرم‌افزار بورتکس<sup>۲۳</sup> انجام شد. محاسباتی از تخلخل، قطر شکاف‌های مخزن انجام شد و لذا حجم محاسبات بسیار بالا است. در پایان، بررسی نقش شکستگی‌ها بر روی پارامترهای مخزن و تفسیر نمودارهای تصویری شکستگی‌ها با آنالیز ساختمان شکستگی‌ها انجام شده است. در شکل ۵ مراحل پردازش نمودارهای تصویری، که فرآیندی اساسی قبل از شروع تفسیر آنها است نشان داده شده است. دسته‌ای از پردازش‌ها از جمله تصحیح سرعت، تصحیح اساسی برای تمامی دستگاه‌های تصویرگر است. به ویژه برای چاه‌هایی که دیواره آنها ریزش داشته و احتمال گیر افتادن سوند وجود داشته باشد. نرمال سازی<sup>۲۴</sup> نمودار برای مشاهده جزئیات ظریف دیواره چاه لازم است. قبل از محاسبه میزان بازشدگی شکستگی‌ها نیز بایستی بر روی تصویر درجه بندی<sup>۲۵</sup> انجام شود. سیستم‌های پردازشی و تفسیر جدید، علاوه بر تکنیک‌های دستی، تکنیک‌های اتوماتیک را نیز دارا می‌باشند. هدف اصلی از پردازش تصویر، بهبود کیفیت و از بین بردن اشکالیست که دارای ساختار زمین شناسی نیستند. بعد از عملیات جمع آوری داده‌ها، مجموعه‌ای از عملیات‌ها، باید برای تصحیح و بهبود کیفیت داده‌ها، صورت گیرد که در شکل ۵، مراحل آن به ترتیب نشان داده شده است.



شکل ۵. مراحل پردازش داده‌ها در دستگاه تصویرگر FMI

در مرحله تصحیح سرعت اگرچه سرعت کابل در نمودارگیری ممکن است ثابت باشد، ولی ابزار معمولاً در بعضی مکان‌ها گیر می‌کند و به دنبال آن بعد از رهایی به طرف بالا جهش می‌یابد. در چنین شرایطی اعمال یک جابجایی ساده برای هر

<sup>19</sup> Dlis

<sup>20</sup> Las

<sup>21</sup> Data Load

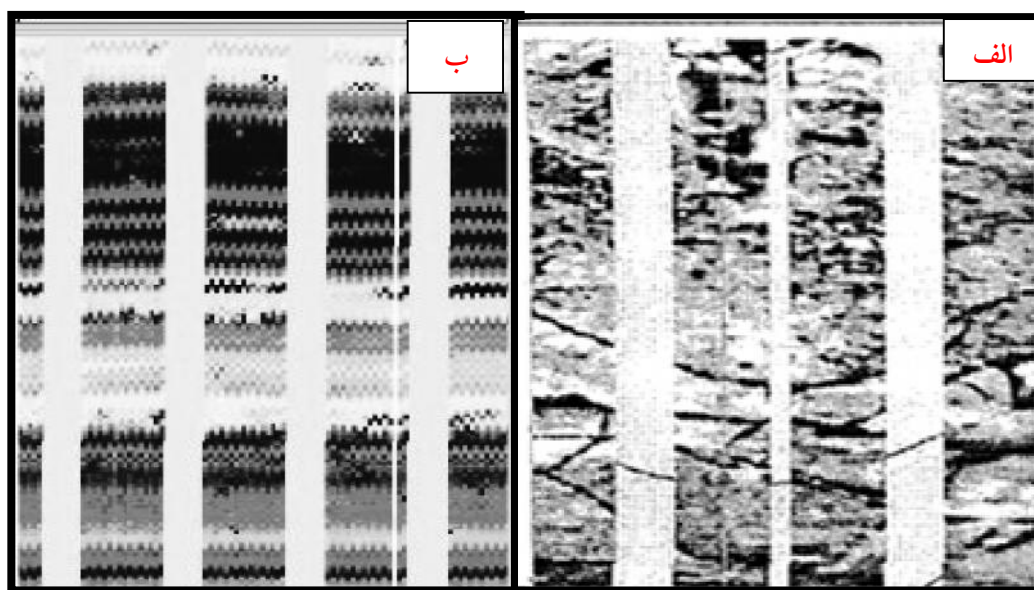
<sup>22</sup> Geoframe

<sup>23</sup> BoreTex

<sup>24</sup> Normalization

<sup>25</sup> Calibration

ردیف کارساز نخواهد بود و تصویر بصورت عوارض دندانان اره‌ای<sup>۲۶</sup> دیده خواهند شد. در این مطالعه تصحیح انجام شده بر روی تصویرهای دستگاه تصویرگر انجام شده است که در شکل ۶ قابل مشاهده است. همانگونه که مشخص است، در تصویر سمت چپ تصحیح سرعت بر روی آن انجام نشده است و دارای بهم ریختگی‌های زیادی مثل اثرات دندانان اره‌ای و لکه لکه بودن است، در حالی که تصویر تصحیح شده سمت راست دارای وضوح قابل قبولی است که روند شکستگی‌ها را بخوبی نشان می‌دهد.

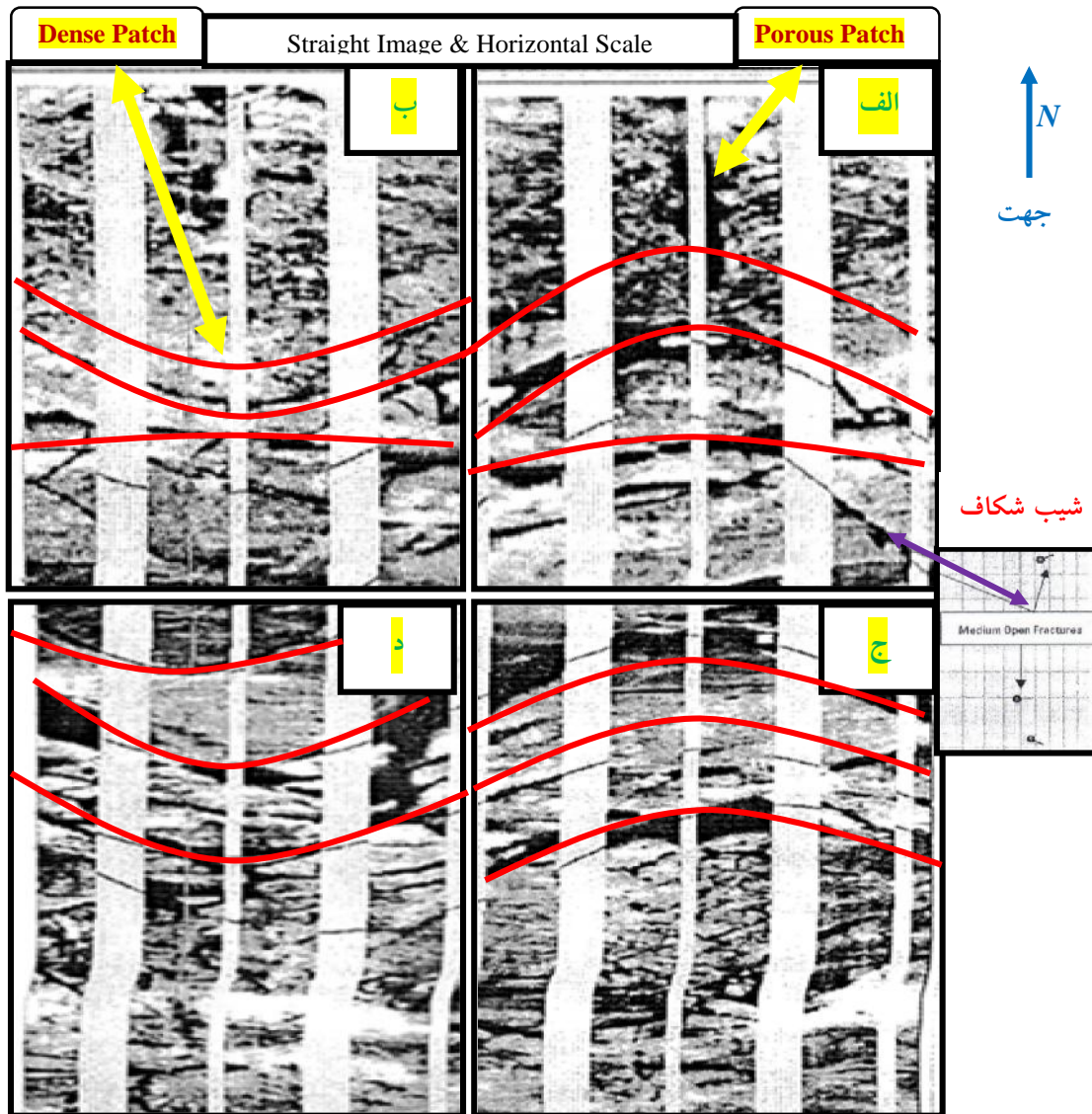


شکل ۶. تصحیح سرعت در تصاویر ابزار FMI الف) تصویر اصلاح شده و بعد از تصحیح سرعت ب) تصویر اصلاح نشده و قبل از تصحیح سرعت [۶]

یکی از بدیهیاتی که در این مطالعه هم مشخص شده است این است که، در بخش هایی که شکستگی‌ها و شکاف‌های با تراوایی بالا وجود دارد، شاخص تولید چاه‌ها نیز بالا است و این مناطق در زمان حفاری نیز بیشترین حجم هرزروی را به خود اختصاص داده‌اند. همانگونه که در مدلسازی هرزروی مخزن آسماری این مسئله تأیید شده است. شکل ۷، نمودار تصویری گرفته شده از چاه‌های مورد بررسی در مخزن آسماری را نشان می‌دهد، که بصورت عمودی و در جهت شمال جغرافیایی می‌باشد. ریز تصویرهای گرفته شده از این نمودارها، وجود شکستگی‌ها و قطر باز شدگی شکاف‌ها را با توجه به شیب لایه بندی موجود در مخزن، به درستی نشان داده است. تصاویر با کیفیتی که توسط دستگاه تصویرگر FMI، از این سازند مخزنی تهیه شده است، گویای آن است که با استفاده از اطلاعات بدست آمده از این نمودارگیری می‌توان مدیریت بهتری بر روی تولید از شکستگی‌های مخزن در هر چاه داشت. اطلاعات بدست آمده از نمودار زمین شناسی FMI که وجود



شکستگی‌ها و شکاف‌ها را تایید می‌کند، برای یکی از چاه‌های این میدان در تصویر شکل زیر ارائه شده است. نمودار گرفته شده توسط شرکت شلمبرژر از مقطع ۲۶۷۰ تا ۳۵۸۳ متری بیان می‌کند که ۷۴۹ شکاف باز و ۷۳ شکاف بسته ثبت شده است، که بیشترین میزان هرزروی و نفوذ صافاب و ذرات جامد گل به این بخش اختصاص یافته است و تاثیر بسزایی را بر شاخص تولید چاه داشته است. بیشتر شکستگی‌های باز آسماری در چاه‌های مورد مطالعه به صورت بریده و منقطع با باز شدگی زیاد می‌باشند.



شکل ۷. نحوه نمایش شکستگی‌های باز (خطوط سینوسی قرمز رنگ) و پچ‌های متراکم و متخلخل و شیب شکستگی‌ها بر روی نمودار تصویری FMI در مخزن آسماری مورد مطالعه و تخلخل و تخلخل حفره‌ای بر روی نمودار تصویرگر [۶]

همانطور که در شکل ۷ ملاحظه شده است دستگاه تصویرگر FMI قابلیت تشخیص پچ‌های متراکم و متخلخل را دارد. در صورتی که نمودارهای پتروفیزیکی، بدلیل رزولوشن پایین‌تر این توانایی را ندارند. بطور کلی، شکستگی‌های بررسی شده نشان می‌دهد که در سطوح آنها هیچگونه جابجایی مشاهده نمی‌شود و در برخی نقاط دهانه آنها باز و یا به وسیله بعضی از

کانی‌ها پر شده است. همانطور که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، شکستگی‌ها بر روی نمودارهای تصویری به صورت عوارض سینوسی شکل دیده می‌شوند، و معمولاً دارای شیب بالایی هستند. بخصوص در رژیم‌های کششی (بیشتر از ۳۰ درجه) شیب شکستگی‌ها معمولاً از دیگر عوارض ساختاری بیشتر است. میزان بازشدگی شکستگی‌ها بر اساس معادله ۱ در زیر محاسبه شده است:

$$W = c.A.Rm^b.Rxo^{1-b} \quad (1)$$

در این معادله 'W' میزان بازشدگی شکستگی، 'A' میزان پاسخ هر دکمه از ابزار، 'Rm' میزان مقاومت گل حفاری، 'Rxo' میزان مقاومت زون رخنه، c و b ثابت‌هایی هستند که به نوع ابزار و خواص محیطی بستگی دارند. بطور کلی A، پارامتری است که ممکن میزان جریان ولتاژ در زون رخنه و تحت تأثیر صفحه شکستگی را نشان دهد. با استفاده از اطلاعات استخراج شده از دستگاه تصویرگر FMI رانده شده در چاه و تفسیر آنها، در جدول ۳ اندازه‌های بازشدگی شکاف‌ها برای مقاطع مختلف نشان داده شد، و هر زون یا رخساره در مخزن آسماری می‌تواند از تراکم شکستگی منحصر به فردی برخوردار باشد که، میزان شکستگی‌ها در یازده زون مخزن آسماری متفاوت بوده است. بر این اساس بیشترین تراکم شکستگی را برترتیب زون‌های  $B_4 > D_2 > B_2 > A_1 > D_1 > B_3$  در مخزن آسماری میدان مورد مطالعه به خود اختصاص داده‌اند. در جدول ۳، روزنه‌های ناشی از شکستگی به تفکیک میزان باز شدگی آنها، ارائه شده است.

جدول ۳. اندازه گیری قطر باز شدگی شکاف‌ها در مخزن آسماری میدان مورد مطالعه توسط دستگاه تصویرگر FMI

فاصله روزنه‌های شکاف در چاه‌های مورد بررسی					شکل‌ها
محدوده روزنه میلی متر < ۰/۲	محدوده روزنه ۰/۲ - ۰/۳	محدوده روزنه ۰/۳ - ۰/۵	محدوده روزنه ۰/۵ - ۱ میلی متر	محدوده روزنه میلی متر > ۱	شکل‌ها >
۳۳۱۰ - ۳۳۲۰	۳۳۹۰ - ۳۴۰۰	۳۱۹۰ - ۳۲۰۰	۳۲۰۰ - ۳۲۱۰	۳۲۱۰ - ۳۲۲۰	
۳۳۲۰ - ۳۳۳۰	۳۳۰۰ - ۳۳۱۰	۳۲۱۰ - ۳۲۳۰	۳۲۱۰ - ۳۲۵۰	۳۲۵۰ - ۳۲۶۰	
	۳۳۲۰ - ۳۳۳۰	۳۲۹۰ - ۳۳۱۰	۳۲۶۰ - ۳۲۸۰	۳۴۱۰ - ۳۴۳۰	
	۳۳۵۰ - ۳۳۶۰	۳۳۶۰ - ۳۳۹۰	۳۲۸۰ - ۳۲۹۰	۳۵۲۰ - ۳۵۳۰	
		۳۵۳۰ - ۳۵۴۰	۳۳۹۰ - ۳۴۰۰	۳۵۵۰ - ۳۵۶۰	
		۳۵۵۰ - ۳۵۶۰	۳۴۰۰ - ۳۴۱۰		
			۳۴۱۰ - ۳۴۲۰		
			۳۴۳۰ - ۳۴۴۰		
			۳۴۴۰ - ۲۴۵۰		
			۳۴۵۰ - ۳۵۲۰		
			۳۵۳۰ - ۳۵۶۰		
			۳۵۶۰ - ۳۵۷۰		

همچنین در این مطالعه میزان تخلخل مناطقی که دستگاه تصویرگر در دیواره چاه آنها را پوشش داده است، بر اساس معادله

۲ در نرم افزار محاسبه شده است:

$$\phi_{FMI/EMI} = \phi_{log} * [LLS * Ci]^{1/m} \quad (2)$$

در معادله ۲،  $C_i$  میزان هدایت هر الکتروود از ابزار FMI را نشان می‌دهد.  $LLS (1/ohm)$  لاگ مقاومتی زون کم عمق و مرتبط با فولست است.  $\log \Phi$  مربوط به تخلخل محاسبه شده از یکی از لاگ‌های تخلخل، که اغلب NPHI در نظر گرفته می‌شود.  $m$  فاکتور سیمان شدگی است، که در مخازن کربناته بین ۲ تا ۲,۵ متغیر است و پارامتر  $\Phi_i$  میزان تخلخل محاسبه شده برای هر دکمه را نشان می‌دهد. علاوه بر محاسبه تخلخل کل، دستگاه‌های تصویرگر الکتریکی توانایی بالایی در تشخیص و اندازه‌گیری تخلخل ثانویه، شامل واگی‌ها و شکستگی‌ها، دارند. تخلخل حاصل از شکستگی‌ها یک عدد بسیار کوچک است که نقش چندانی در تخلخل کل مخزن ندارد. تخلخل‌های حفره‌ای نوع مهمی از تخلخل هستند که در بعضی از قسمت‌های مخزن، نوع اصلی تخلخل محسوب می‌شوند. اهمیت این نوع تخلخل هنگامی که آنها به هم پیوسته باشد چندین برابر افزایش پیدا خواهد کرد. علاوه بر اینکه تخلخل‌های واگی بر روی دستگاه‌های تصویرگر قابل تشخیص هستند، نحوه ارتباط یا ایزوله بودن آنها هم قابل بررسی می‌باشد.

جدول ۴ نشانگر توزیع تخلخل در مخزن و ناهمگونی آن است. با بررسی اطلاعات هندسی شکستگی‌های باز و قطر شکاف‌ها، با توجه به ضخامت سازند مخزنی آسماری، عمق قرارگیری آنها، میزان توزیع تخلخل ایجاد شده توسط شکاف‌ها و شکستگی‌ها در جداول ۳ و ۴ ارائه شده است. شکستگی‌های بزرگتر از ۱ میلی‌متر با بیشترین بازشدگی در عمق ۳۴۳۰-۳۴۱۰ متری قرار گرفته شده است، که مربوط به زون B<sub>4</sub> است. با توجه به تحلیل و تفسیر نمودار تصویری، اندازه‌گیری تراکم شکستگی‌ها و قطر بازشدگی شکاف‌ها، اطلاعات آماری نفوذپذیری در مخزن آسماری میدان مورد مطالعه در مقیاس زون و زیر زون مشخص شده است. بهترین زون مخزن آسماری در جهت X با متوسط ۷۴۴/۵ میلی داری مربوط به D<sub>1</sub>، در جهت Y با متوسط ۹۵۸ میلی داری مربوط به زون B<sub>2</sub> و در جهت Z مربوط به زون B<sub>4</sub> است که میانگین آن معادل ۹۳۵ میلی داری است. بیشترین و کمترین نفوذپذیری در جهت X مخزن آسماری بترتیب برابر با ۳۶۷۶ و ۱/۸ و متوسط آن در حدود ۳۹۰ میلی داری می‌باشد. نحوه توزیع این ویژگی در راستای Y حداکثر ۵۰۰۰ و حداقل نزدیک به ۹ میلی داری در تغییر است، که میانگین این مقادیر به ۴۸۲ میلی داری نزدیک است. این میزان نفوذپذیری ایجاد شده توسط شکستگی‌های شناسایی شده، ارتباط بسیار خوبی را با نقشه‌های هرزروی نشان می‌دهد. بررسی‌ها حاکی از این است که حفاری‌های صورت گرفته در مخزن بدلیل تراکم بالای شکستگی‌ها در مناطق گسل خورده و یا در شعاع نزدیک آنها، با هرزروی‌های بالایی همراه بوده است. در جدول ۴ میزان توزیع تخلخل‌های ناشی از شکستگی نشان داده شده است، که از تفسیر نمودار تصویری گرفته شده از مخزن (شکل ۵) بدست آمده است. با توجه به باریک و پهن بودن شکستگی‌ها، محدوده مقادیر آن به تفکیک در جدول آمده است. تنوع مقادیر زیر، به تفکیک عمق قرارگیری شکستگی‌ها در مخزن، بصورت جدول ستونی ارائه شده است.

جدول ۴: توزیع تخلخل بدست آمده از تفسیر نمودار تصویری در مخزن آسماری میدان مورد مطالعه

توزیع تخلخل		فاصله های تخلخل ثانویه			شکل ها
پهن	باریک	محدوده تخلخل ۵-۲٪	محدوده تخلخل ۸-۵٪	محدوده تخلخل ۸٪ بالاتر	شکل >
۲۷۱۰ - ۲۷۲۰	۲۷۴۰ - ۲۸۲۰	۲۷۴۰ - ۲۸۲۰	۲۷۲۰ - ۲۷۳۰	۲۷۵۰ - ۲۷۶۰	
۲۷۳۰ - ۲۷۴۰	۲۸۷۰ - ۲۸۹۰	۲۹۶۰ - ۲۹۸۰	۲۷۳۰ - ۲۷۴۰	۲۸۱۰ - ۲۸۲۰	
۲۸۲۰ - ۲۸۴۰	۲۹۳۰ - ۲۹۴۰	۳۰۰۰ - ۳۰۴۰	۲۸۲۰ - ۲۸۵۰	۲۸۲۰ - ۲۸۳۰	
۲۸۴۰ - ۲۸۷۰		۳۰۵۰ - ۳۰۸۰	۳۰۴۰ - ۳۰۵۰	۲۸۹۰ - ۲۹۰۰	
۲۸۹۰ - ۲۹۳۰		۳۱۵۰ - ۳۱۶۰	۳۰۸۰ - ۳۱۵۰	۲۹۳۰ - ۲۹۴۰	
۲۹۴۰ - ۲۹۶۰		۳۱۹۰ - ۳۲۰۰	۳۱۷۰ - ۳۱۸۰	۲۹۵۰ - ۲۹۶۰	
۲۹۸۰ - ۲۹۹۰		۳۲۲۰ - ۳۲۴۰	۳۲۰۰ - ۳۲۱۰	۳۱۸۰ - ۳۱۹۰	
۳۰۴۰ - ۳۰۵۰		۳۲۶۰ - ۳۳۴۰	۳۳۵۰ - ۳۳۶۰	۳۲۱۰ - ۳۲۲۰	
۳۰۸۰ - ۳۱۹۰		۳۳۸۰ - ۳۵۷۰			

## ۵- نتیجه گیری

در تفسیر نمودار تصویری مشخص شد که روند توزیع و گسترش تخلخل ناشی از شکستگی تا حدود زیادی با آرایش توزیع شکستگی ها در چاه های میدان مورد مطالعه مشابه است و محدوده توزیع تخلخل های پهن و بالای ۸ درصد، بر روی خط اثر گسل ها و در شعاع نزدیک به آنها واقع شده است.

نتایج حاصل از تفسیر نقشه های هرزروی، مدل گسل ها و نمودار تصویری نشان می دهد که، بطور کلی تولید هیدروکربن و مهمترین عامل هرزروی در مخزن کربناته آسماری در میدان مورد مطالعه، شکستگی های ناشی از وجود گسل ها است، که تأثیر فراوانی بر تولید از سنگ مخزن و هرزروی سیال حفاری دارند.

بکارگیری دستگاه تصویرگر FMI در محدوده های عمقی با پتانسیل تولیدی بالا در مخزن آسماری این میدان و بکارگیری مدل سه بعدی هرزروی سیال حفاری، باعث قطعیت بخشی به حضور شکستگی ها، توزیع تخلخل در بخش های مختلف این مخزن شد و نشان داد که زیر زون B4 دارای بیشترین میزان تراکم شکستگی است و نسبت به سایر زون ها توان تولید هیدروکربن بالایی را خواهد داشت.

استفاده از تفسیر نمودارهای تصویری در مخزن کربناته آسماری و تهیه تصاویر با دقت میلی متر از شکاف ها و شکستگی های مخزن، تدابیر ویژه ای برای تکمیل چاه و حفاری این بخش از مخزن اندیشیده شده است، که مهمترین آن، انجام یک عملیات تکمیل بهینه چاه و حفاری با هرزروی کم، در محل شکستگی ها با توجه به موقعیت قرارگیری گسل ها جهت جلوگیری از آسیب دیدگی به مخزن شده است.

## سپاس و قدردانی

نویسندگان مقاله از معاونت زمین‌شناسی گسترشی و اداره کل حفاری مناطق نفتخیز جنوب به واسطه حمایت‌های مادی و معنوی در تالیف این مقاله تشکر و قدردانی می‌نمایند. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر سجاد کاظم شیروودی، مهندس محسن زینالی و دکتر علیرضا ندیمی تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] چیت فروش، ا.، مکوندی، ع.، همایی، م.، سراج، م.، (۱۳۹۱)، "مطالعه جامع مخازن آسماری و بنگستان میدان مورد مطالعه"، گزارش پ شماره ۸۰۶۲، مدیریت امور فنی - بایگانی زمین‌شناسی گسترشی، ص ۴۵۰.
- [۲] رضایی، م.، (۱۳۸۷)، "زمین‌شناسی نفت ایران"، انتشارات علوی، ص ۴۸۵.
- [۳] طاهری، ک.، محمد تراب، ف.، (۱۳۹۶) "کاربرد کریجینگ شاخص در مدل‌سازی مناطق با هرزروی بحرانی در مخزن آسماری یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران"، نشریه پژوهش نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، شماره ۹۵، مهر و آبان، ص ۹۱-۱۰۴.
- [۴] طاهری، ک.، محمد تراب، ف.، (۱۳۹۵) "مدلسازی هرزروی گل حفاری در سازند آسماری با استفاده از روش‌های زمین‌آماري در میدان نفتی گچساران"، نشریه زمین‌شناسی نفت ایران، شماره ۱۱، بهار و تابستان، ص ۸۴-۱۰۱.

- [5] Alizadeh, M., Movahed, Z., & Junin, R. (2015). "Finding the Drilling Induced Fractures and Borehole Breakouts Directions Using Image Logs" *Journal of Advanced Research in Applied Mechanics*, 10 (1), 9-30.
- [6] Barker, S, N., (1992). "X" Field Asmari Reservoir Fracture System", Technical Report No P-3561, Ahwaz, Volume 1, Page 1-15.
- [7] Davarpanah, A., Kakoli, M., & Ahmadi, M. H. (2016). "Analysis of Fractured Reservoir Structure by Interpretation of FMI and VSP Logs" *Journal of Marine Science: Research & Development*, 6 (6), 6.
- [8] Ezati, M., Soleimani, B., & Moazeni, M. (2014). "Fracture and horizontal stress analysis of Dalan Formation using FMI image log in one of southwestern Iranian Oil wells" *Journal of Tethys*: 2 (1), 1-8.
- [9] Fossen, H., (2010). "Structural Geology" Cambridge University Press, 463p.
- [10] Hartawi, R., Ildrem, S., Ismawan, I., Nanda, N., (2017), "Characterization of Basement Fracture Reservoir In Field 'X', South Sumatera Basin, Based On The Analysis of Core And fmi log" *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, 2 (2), 155-165.
- [11] Khoshbakht, F., Memarian, H., Mohammadnia, M., (2009), "Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log" *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 67 (1-2), 65-74.
- [12] Mirna I. S. (2011). "borehole-image log interpretation and 3D facies modeling in the mesaverde group, greater natural buttes field", unita basin, Utah.
- [13] Nelson, R. A. (2001). "Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs" (2th ed.), Gulf Professional Publishing.

- [14] Roger, M. S., Cubbit ,J. (2006). "Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers", Handbook of Petroleum Exploration and Production, Volume 6, Elsevier Publications.
- [15] Sanaee, R., Shadizadeh, S.R.& Riahi M.A. (2010). "Determination of the stress profile in a deep borehole in a naturally fractured reservoir", *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 47,599-605.
- [16] Serra, O. (2010). "Formation MicroScanner Image Interpretation", Schlumberger Education Services.
- [17] Tingay, M., Reinecker, J., & Müller, B. (2008). "Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs", World Stress Map Project, pp 1-8.
- [18] Wang, R., Song, H., Tang, H., Wang, Y., Killough, J., Huang, G. (2016). "Analytical Modeling of Gas Production Rate in Tight Channel Sand Formation and Optimization of Artificial Fracture" Wang et al. SpringerPlus, 5:540.
- [19] Vatandoust, M., Farzipour Saein, A., (2017)," Prediction of Open Fractures in the Asmari Formation Using Geometrical Analysis: Aghajari Anticline, Dezful Embayment, SW Iran" *Journal of Petroleum Geology*, 40 (4), 413–426.

# محاسبه مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ و بررسی رابطه آنها با میزان تخلخل در سازندهای کنگان و دالان در یکی از چاه‌های میدان گازی پارس جنوبی

رضا خوشنویس زاده<sup>۱\*</sup>، علیرضا حاجیان<sup>۲</sup>، احسان لرکی<sup>۳</sup>

۱- کارشناس ارشد زمین شناسی نفت، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران،

۲- استادیار گروه فیزیک، واحد نجف آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف آباد، ایران

۳- کارشناس ارشد ژئوفیزیک، اداره نمودارگیری شرکت ملی حفاری ایران، ایران

\*rezakhoshnevispg@gmail.com

دریافت: دی ماه ۱۳۹۶، پذیرش اردیبهشت ۱۳۹۷

## چکیده

پارامترهای الاستیک سنگ را می‌توان شامل مدول یانگ، نسبت پواسون، مدول بالک و مدول برشی دانست. هدف از این مطالعه، تعیین مدولهای کشسان و پارامترهای مقاومتی سنگ و بررسی تأثیر تخلخل بر مدولهای کشسان و پارامترهای مقاومتی سنگ در سازند دالان در میدان گازی پارس جنوبی است. با توجه به در دسترس نبودن و گران بودن داده‌های مغزه، و همچنین توجه به این مسئله که داده‌های حاصل از مغزه به صورت پیوسته نبوده و در تمام نقاط چاه در دسترس نیستند، استفاده از لاگ  $DSI$  برای محاسبه مدول‌های الاستیک یکی از بهترین روش‌ها برای محاسبه این پارامترها است. همچنین با استفاده از این لاگ می‌توان مدول‌های الاستیک را به طور پیوسته در چاه، مورد مطالعه قرارداد. در این مطالعه پارامترهای الاستیک دینامیک با استفاده از نمودار چاه پیمایی  $DSI$  و نمودار چگالی برای سازند دالان محاسبه شد. با توجه به اینکه پارامترهای محاسبه شده با استفاده از سرعت امواج صوتی از نوع پارامترهای دینامیکی هستند، لذا این پارامترها با استفاده از روابط تجربی مناسب به مدول‌های استاتیک تبدیل شدند. پارامترهای مقاومت سنگ با استفاده از روابط تجربی که به طور متداول در صنعت نفت برای تعیین پارامترهای مقاومت سنگ استفاده می‌شوند، محاسبه شدند. این پارامترهای با توجه به مدول‌های الاستیک استاتیک و همچنین مقادیر تخلخل و حجم شیل محاسبه شد. مقایسه مقادیر مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ با میزان تخلخل نشان داد که میزان تخلخل با مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ رابطه عکس دارد، به طوری که با افزایش تخلخل میزان مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ کاهش یافته است. در میان مدول‌های الاستیک، مدول بالک بیشترین همبستگی با میزان تخلخل و ضریب پواسون کمترین همبستگی با میزان تخلخل را دارا هستند. از میان پارامترهای مقاومتی سنگ مقاومت فشاری تک محوره بیشترین همبستگی با میزان تخلخل و زاویه اصطکاک داخلی کمترین همبستگی با میزان تخلخل را داراست. همچنین سرعت امواج  $S_p$  و نسبت  $V_p/V_s$  با افزایش تخلخل کاهش یافته است.

کلیدواژه: مدول‌های الاستیک، پارامترهای مقاومتی سنگ، ابزار  $DSI$ ، سازند دالان، سازند کنگان.

## ۱- مقدمه

کاربرد مکانیک سنگ از دهه‌های پیش در بخش‌های مختلف صنعت نفت دنیا مطرح شده و پروژه‌های زیادی در ارتباط با آن تعریف گردیده است. ولی متأسفانه در ایران مطالعات ژئومکانیکی موردتوجه جدی قرار نگرفته است و اطلاعات ناچیزی در مورد خواص ژئومکانیکی میادین هیدروکربوری ایران موجود است. علیرغم کاربردهای وسیع مطالعات ژئومکانیکی همچون پایداری دیواره چاه، شکافت هیدرولیکی، ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز، ماسه دهی چاه‌ها، نشست سطح زمین یا کف دریا، فعال شدن گسل‌ها، تغییر تراوایی، بهره‌دهی چاه‌ها، ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین مطالعات ژئومکانیکی در ایران به‌طورجدی موردتوجه قرار نگرفته‌اند (علی پور و بهلولی، ۱۳۸۹).

تیزر و همکاران (Tixier, Loveless et al. 1975) مقاومت سازند را با استفاده از ویژگی‌های مکانیکی لاگ تخمین زدند. لشکرپور (Lashkaripour 2002) ویژگی‌های مکانیکی گل سنگ‌ها را از طریق پارامترهای شاخص آنها پیش‌بینی کرد. لشکرپور رابطه میان تخلخل، مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ و میزان آب موجود در گل‌سنگ‌ها را بررسی کرد. نتیجه بررسی‌های آن نشان داد که میان پارامترهای مقاومتی سنگ، مدول‌های الاستیک، محتوای آب موجود در سنگ و تخلخل همبستگی خوبی موجود است نجیبی و همکاران (Najibi, Ghafoori et al. 2015) روابط تجربی بین ویژگی‌های الاستیک استاتیک و دینامیک را در سازند های آهکی آسماری و سروک مورد بررسی قرار دادند.

روابط تجربی مورد استفاده در این مقاله بر اساس آزمایشات مغزه که در یکی از کشورهای همسایه در سازند مشابه انجام شده بود، ارائه گردیده است. به‌طورکلی پارامترهای محاسبه شده در این مقاله شامل مدول یانگ دینامیک ( $E_{dyn}$ )، مدول یانگ استاتیک ( $E_{sta}$ )، ضریب پواسون دینامیک ( $\nu_{dyn}$ )، ضریب پواسون استاتیک ( $\nu_{sta}$ )، مدول بالک دینامیک ( $K_{dyn}$ )، مدول بالک استاتیک ( $K_{sta}$ )، مدول برشی دینامیک ( $G_{dyn}$ )، مدول برشی استاتیک ( $G_{sta}$ )، مقاومت فشاری تک‌محوره ( $UCS$ )، زاویه اصطکاک داخلی ( ) و مقاومت کششی سنگ ( $TSTR$ ) می‌باشد.

برای تبدیل مدول‌های الاستیک دینامیک به استاتیک روابط متعددی ارائه شده است. در جدول ۱ برخی از روابط موجود برای محاسبه مدول‌های الاستیک استاتیک آورده شده است.

جدول ۱- روابط تجربی برای تبدیل برای تبدیل مدول‌های الاستیک دینامیک به استاتیک.

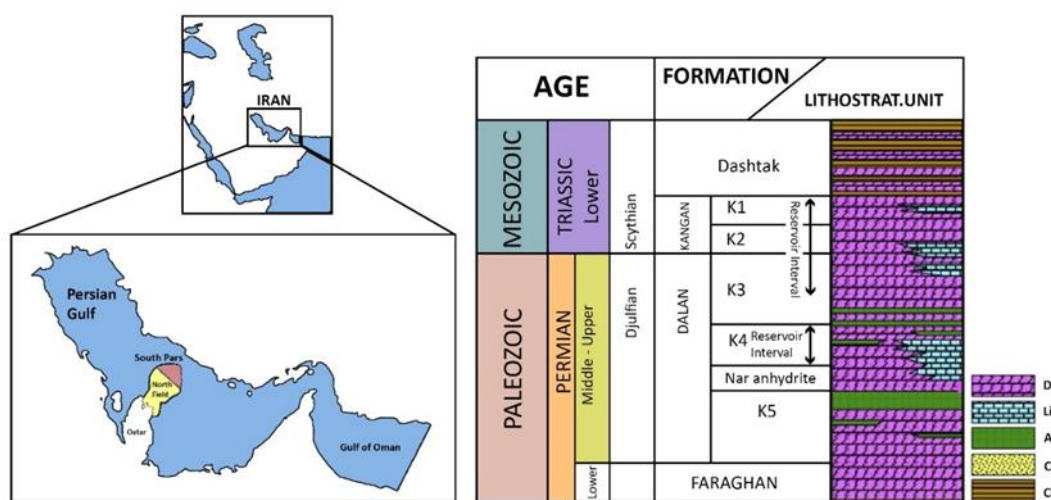
نام پژوهشگران (سال)	رابطه مورد استفاده	نوع سنگ
Eissa and Kazi (1988)	$E_s = 0.74E_d - 0.82$	سنگ‌های رسوبی
Laskarpor, (2002)	$E_s = 0.103 E_d^{1.086}$	گل سنگ‌ها
Ameen et. al. (2009)	$E_s = 0.541E_d + 12.852$	سنگ آهک

## ۲- موقعیت و زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه

میدان گازی پارس جنوبی، یکی از میادین جنوب ایران و شامل دو مخزن کنگان و قسمت بالایی سازند دالان در حوضه رسوبی زاگرس است (Rahimpour-Bonab, 2007). میدان گازی پارس جنوبی در موقعیت ۵۲ تا ۵۲٫۵ درجه



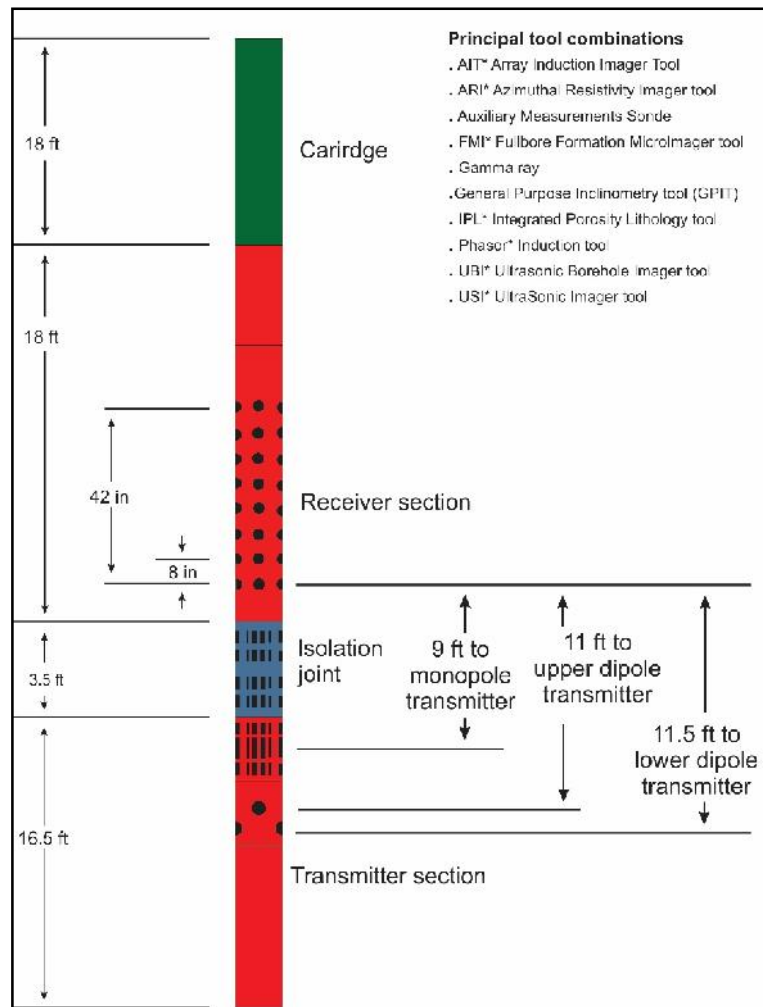
شرقی، ۲۶٫۵ تا ۲۷ درجه شمالی، در ۱۰۰ کیلومتری جنوب غربی بندر عسلویه، در آب‌های خلیج فارس واقع شده است. این میدان بخشی از کمان عظیم قطر/فارس که در جهت NNE-SSW دارد، می‌باشد. سنگ مخزن اصلی این میدان سازندهای دالان به سن جلفین و کنگان به سن آنزین می‌باشد. پارس جنوبی دارای طول تقریبی ۱۵۰ کیلومتر و عرض تقریبی ۷۰ کیلومتر می‌باشد (Rahimpour-Bonab, 2007). اولین چاه اکتشافی در میدان پارس جنوبی در سال ۱۹۹۰ میلادی حفر گردید. در چاه مورد مطالعه سازند دالان از نظر چینه‌شناسی به سه بخش تقسیم می‌شود که شامل دالان زیرین، بخش انیدریتی نار و دالان بالایی است (Edgell, 1977). همچنین سازند دالان بالایی به دو بخش تقسیم می‌شود: بخش K<sub>1</sub> که عمدتاً شامل آهک و دولومیت، و بخش K<sub>2</sub> که عمدتاً از دولومیت و آهک دولومیتی میان لایه‌های انیدریتی همراه است (Rahimpour Bonab et al., 2014). شکل ۱ موقعیت جغرافیایی و ستون چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه را نشان می‌دهد.



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی و ستون چینه‌شناسی منطقه مورد مطالعه (Rahimpour-Bonab, 2007)

### ۳- ابزار مطالعه

نمودارهای صوتی دارای انواع مختلفی است و از انواع پیشرفته و پرکاربرد آنها می‌توان به ابزار تصویرگر صوتی-برشی دوقطبی (DSI) اشاره کرد که قادر به اندازه‌گیری زمان سیر امواج صوتی تراکمی و برشی می‌باشد. در ابزار DSI فرستنده‌های تک‌قطبی و دوقطبی با هشت گیرنده وجود دارد (شکل ۱). فرستنده تک‌قطبی می‌تواند در بسامدهای استاندارد برای تعیین زمان کندی امواج تراکمی و برشی مورد استفاده قرار گیرد. زمان کندی امواج برشی، تراکمی و استونی در سازند توسط همبسته نگار به دست می‌آید. زمان گذر موج تراکمی نیز هنگام آشکارسازی اولین حرکت موج تعیین می‌شود. همچنین ابزار DSI دارای دو فرستنده دوقطبی عمود برهم می‌باشد که برای ثبت امواج برشی استفاده می‌شود. فرستنده دوقطبی می‌تواند زمان گذر امواج برشی را در مقایسه با فرستنده‌های تک‌قطبی، بهتر ثبت کند (Schlumberger, 1995).



شکل ۲- شکل شماتیک ابزار DSI و نمودارهای مورد استفاده با آن. (schlumberger, 1995)

## ۴- روش کار

### ۴-۱- محاسبه مدول‌های الاستیک دینامیک

پارامترهای الاستیک سنگ را می‌توان شامل مدول یانگ، نسبت پواسون، مدول بالک و مدول برشی دانست. مدول یانگ سنگ همراه میزان مقاومت تک‌محوری، دو پارامتر کلیدی در تعریف سنگ بکر هستند (Hudson, Cornet et al., 2003). در این مقاله مدول‌های الاستیک سنگ با استفاده از سرعت موج P و سرعت موج S که با استفاده از نمودار DSI حاصل شده، محاسبه شده‌اند.

### ۴-۲- مدول یانگ (Young's modulus)

مدول یانگ یا مدول الاستیسیته به نسبت تنش به کرنش مواد جامد خطی در پایین‌تر از استحکام تسلیم گفته می‌شود. مدول یانگ سنگ همانند مقاومت با توجه به نرخ بار وارده می‌تواند از نوع استاتیکی یا دینامیکی باشد. مدول الاستیسیته دینامیکی بیشتر از استاتیکی است ولی هرچه سنگ مقاومت بیشتری داشته باشد این دو مقدار به هم نزدیک‌ترند. مدول الاستیسیته

دینامیکی به سرعت انتشار امواج و در نتیجه به نوع سنگ، بافت، چگالی، روزنه داری، میزان تنش وارده و مقدار آب و غیره بستگی دارد. واحد اندازه‌گیری آن واحد فشار است. مدول یانگ با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود ( Goodman, 1989).

$$E_{dyn} = \frac{\rho_b v_s^2 (3v_p^2 - 4v_s^2)}{(v_p^2 - v_s^2)} \quad (\text{رابطه ۱})$$

در این معادله  $E_{dyn}$  مدول یانگ دینامیک،  $\rho_b$  دانسیته،  $V_p$  سرعت موج P و  $V_s$  سرعت موج S است.

### ۳-۴- ضریب پواسون (Poisson ratio)

نسبت کرنش جانبی (عرضی) به کرنش محوری (طولی) را نسبت یا ضریب پواسون گویند. ضریب پواسون با استفاده از معادله زیر محاسبه می‌شود (Goodman, 1989).

$$\nu_{dyn} = \frac{(v_p^2 - 2v_s^2)}{2(v_p^2 - v_s^2)} \quad (\text{رابطه ۲})$$

در این معادله  $\nu_{dyn}$ ،  $V_p$  و  $V_s$  به ترتیب ضریب پواسون دینامیک، سرعت موج P و سرعت موج S هستند. ضریب پواسون بدون واحد است.

### ۴-۴- مدول برشی (Shear Modulus)

به نسبت تنش برشی به کرنش برشی مدول برشی گویند. یکای مدول برشی گیگاپاسکال (GPa) و یا هزار پوند بر اینچ مربع (ksi) است. مدول برشی همواره مثبت است. مدول برشی واحدی برای سنجش مقاومت سنگ در برابر برش است. مدول برشی با استفاده از معادله زیر محاسبه می‌شود (Goodman, 1989).

$$G_{dyn} = V_s^2 \quad (\text{رابطه ۳})$$

در این معادله  $G_{dyn}$ ،  $V_s$  و به ترتیب مدول برشی دینامیک، سرعت موج S و چگالی هستند.

### ۵-۴- مدول بالک (Bulk Modulus)

مدول بالک با عنوان نسبت تنش‌های همه‌جانبه به کرنش حجمی تعریف می‌گردد و معیاری برای سنجش تراکم ناپذیری یک ماده است. واحد آن برحسب فشار بیان می‌شود. مدول بالک با استفاده از معادله زیر محاسبه می‌شود ( Goodman, 1989).

$$K_{dyn} = \left( v_p^2 - \frac{4}{3} v_s^2 \right) \quad (\text{رابطه ۴})$$

در این معادله  $K_{dyn}$ ،  $V_p$  و  $V_s$  به ترتیب مدول بالک دینامیک، چگالی، سرعت موج P و سرعت موج S است.

## ۵- محاسبه پارامترهای الاستیک استاتیک

پارامترهای محاسبه با استفاده از سرعت امواج P و S، پارامترهای دینامیکی هستند. به علت اینکه زمان گذر موج از سنگ بسیار کوتاه است، لذا پارامترهای دینامیکی بزرگتر از پارامترهای استاتیکی هستند. دلیل این تفاوت می‌تواند وجود سیال منفذی باشد. موج صوتی در شرایط وجود فشار منفذی برداشت می‌گردد. درحالی‌که نتایج آزمایشگاهی در شرایط زهکش حاصل می‌شوند. اگرچه سیال منفذی به‌تنهایی نمی‌تواند دلیل تفاوت زیاد میان دو مقدار استاتیک و دینامیک باشد (King, 1983). لذا می‌بایست با معادلات مناسب مقادیر استاتیک را محاسبه نمود (Zoback, 2007). در این مقاله با استفاده از روابط تجربی ارائه‌شده در کشور همسایه، که با استفاده از داده‌های مغزه روابط تجربی را برای تبدیل مدول‌های دینامیک به استاتیک در سازند معادل با سازندهای مورد مطالعه معرفی نموده‌اند، استفاده شد.

### ۱-۵- مدول یانگ استاتیک (Static Young's modulus)

افسری و همکاران (Afsari et al., 2010) با استفاده از آزمایش بر روی مغزه، مدول یانگ استاتیک را بر اساس مدول یانگ دینامیک محاسبه کردند. آن‌ها با استفاده از آزمایش به این نتیجه رسیدند که معادله ارائه‌شده توسط وانگ (Wang, 2000) بهترین تطابق را برای تبدیل مدول یانگ دینامیک به استاتیک داراست. بنابراین طبق روابط ارائه‌شده توسط وانگ و افسری و همکاران مدول یانگ و ضرب پواسون دینامیک طبق روابط زیر به مقادیر استاتیک تبدیل شد.

$$E_s = 0.4145E_d - 1.0593 \quad (\text{رابطه ۵})$$

$$\nu_{sta} = 0.4 - \nu_{dyn} \quad (\text{رابطه ۶})$$

### ۲-۵- مدول بالک و برشی استاتیک (Static Bulk & Shear modulus)

مدول بالک و مدول برشی دینامیک با استفاده از معادله امین و همکاران (Ameen et al., 2009) طبق معادله زیر به مدول بالک و برشی استاتیک تبدیل شد.

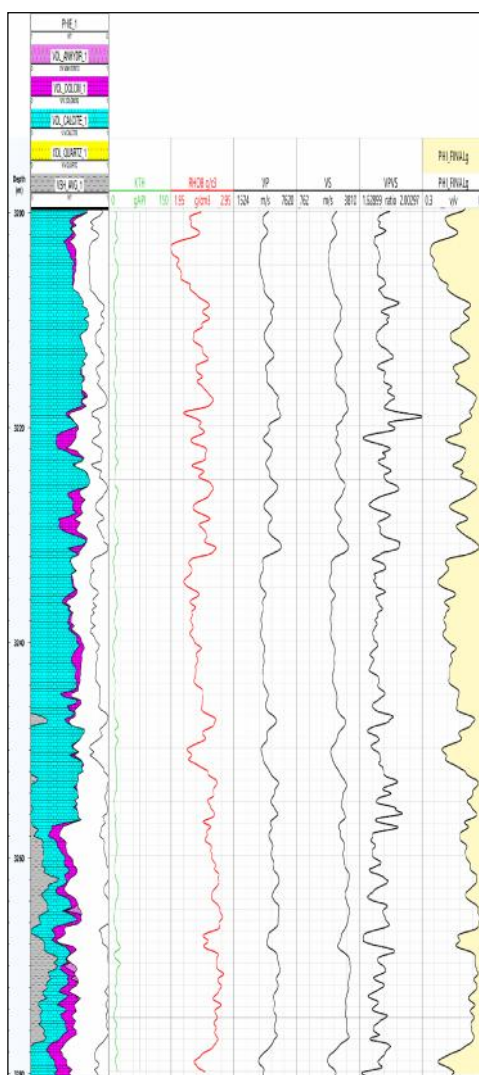
$$K_s = E_s / (3(1 - 2\nu_s)) \quad (\text{رابطه ۷})$$

$$G_s = E_s / (2(1 + \nu_s)) \quad (\text{رابطه ۸})$$

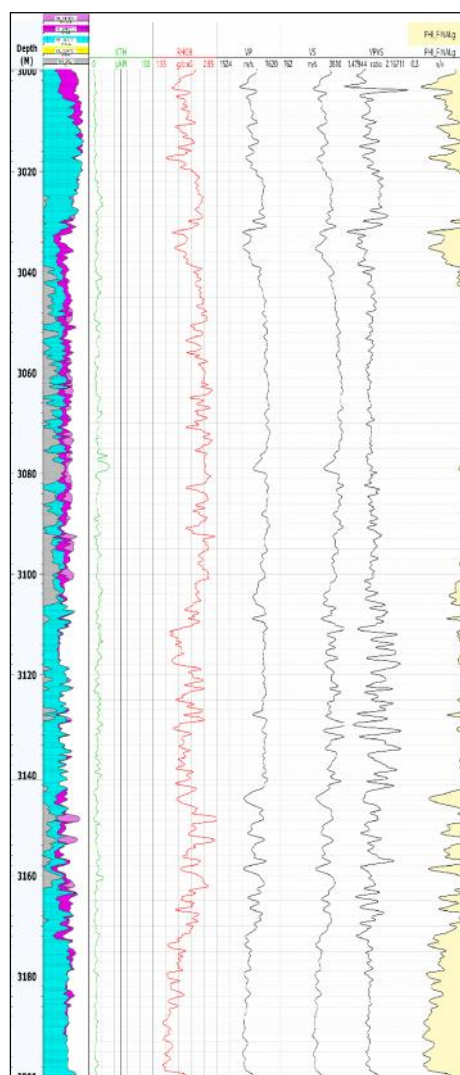
شکل ۳ نمودارهای چاه شامل  $V_p/V_s$ ،  $V_s$ ،  $V_p$ ، چگالی، گاما و لیتولوژی نشان داده شده است. شکل ۴ مقادیر مدول‌های الاستیک دینامیک، استاتیک و تخلخل‌های محاسبه‌شده را برای سازندهای دالان و کنگان نشان می‌دهد. در جدول ۲ می‌توان مقادیر کمینه، بیشینه و میانگین مدول‌های الاستیک استاتیک و دینامیک را مشاهده نمود.

جدول ۲- مقادیر کمینه، میانگین و بیشینه مدول‌های الاستیک.

سازند	مدول یانگ دینامیک (GPa)	مدول یانگ استاتیک (GPa)	ضریب پوآسون دینامیک	ضریب پوآسون استاتیک	مدول بالک دینامیک (GPa)	مدول بالک استاتیک (GPa)	مدول برشی دینامیک (GPa)	مدول برشی استاتیک (GPa)
سازند	کمینه	۲۶،۵۳۱	۰/۱۳۸۴	۰/۱۹۷۶	۱۸/۱۷۶۶	۰/۷۵۰۱	۱۰/۵۵۰۷	۰/۶۱۰۶
دالان	بیشینه	۷۸/۶۵۴	۰/۲۳۳۷	۰/۳۳۳۹	۶۱/۳۴۶۱	۲/۴۶۸۰	۳۱/۰۵۰۴	۱/۹۲۷۱
	میانگین	۵۱/۶۹۹	۰/۱۸۱۹	۰/۲۵۹۹	۳۶/۳۸۶۶	۱/۵۵۶۸	۲۰/۴۹۶۴	۱/۲۴۸۷
سازند	کمینه	۲۸/۳۷	۰/۰۵۵	۰/۰۷۹	۱۲/۵۵۸	۴/۴۹۱	۱۱/۳۰۸	۴/۵۴۱
کنگان	بیشینه	۱۰۰/۹۳۳	۰/۲۵۵	۰/۳۶۴	۷۱/۳۴۸	۲۱/۲۶۷	۴۰/۴۱۹	۱۷/۳۶۴
	میانگین	۶۵/۱۵۲	۰/۱۸۴	۰/۲۶۳	۵۰/۲۰۷	۱۴/۴۷۸	۲۵/۵۴۱	۱۰/۸۶۵

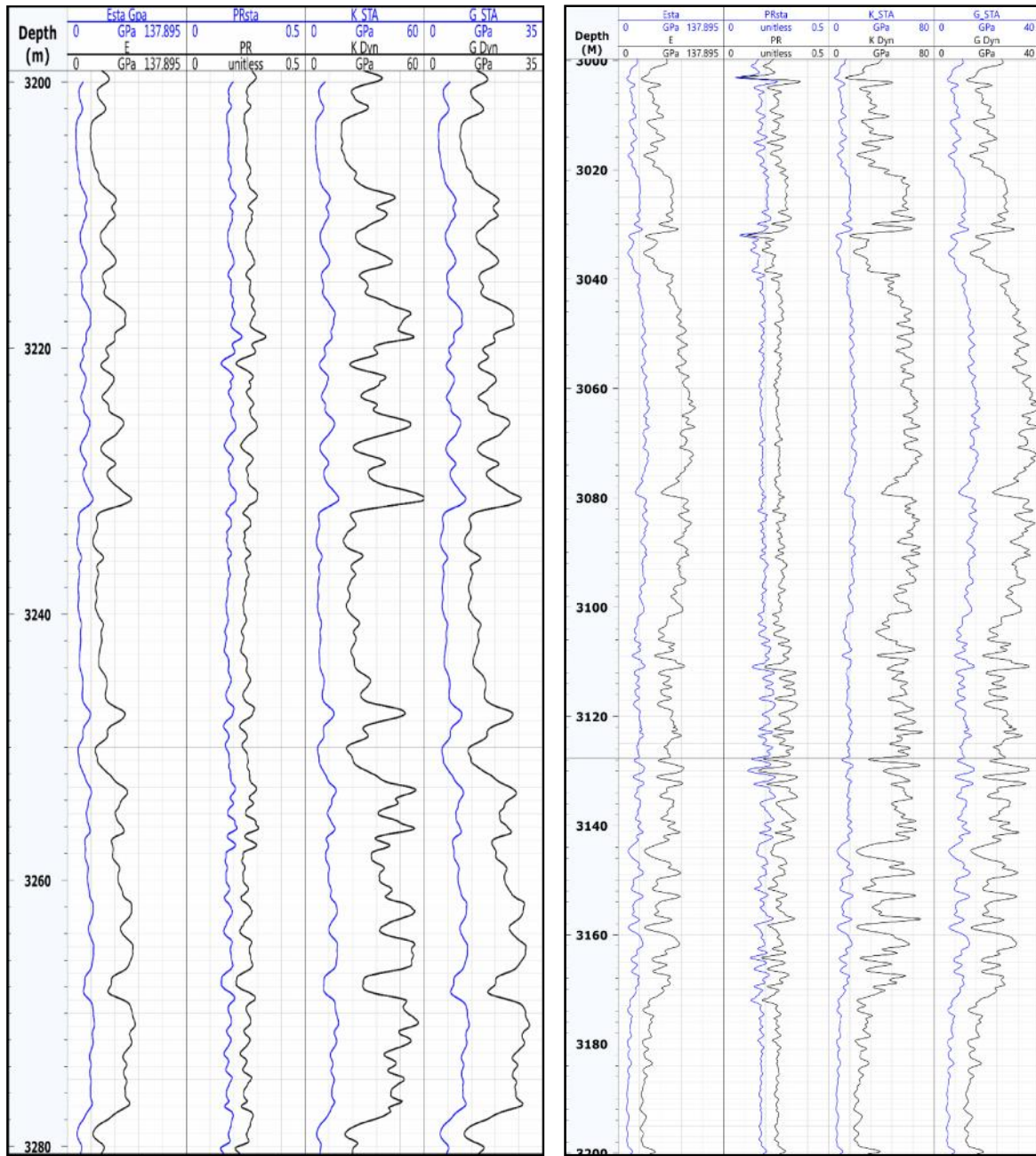


(الف)



(ب)

شکل ۳- نمودارهای چاه (الف) سازند دالان و (ب) سازند کنگان. از چپ به راست شامل ستون لیتولوژی، نگار پرتو گاما، چگالی،  $V_p$ ،  $V_s$ ، نسبت  $V_p/V_s$  و میزان تخلخل.



(الف)

(ب)

شکل ۴- نمایش مدول‌های الاستیک دینامیک و استاتیک (الف) سازند دالان و (ب) سازند کنگان، از چپ به راست شامل مدول یانگ استاتیک و دینامیک ( $E_{sta}$  و  $E_{dyn}$ )، ضریب پواسون استاتیک و دینامیک ( $PR_{sta}$  و  $PR_{dyn}$ )، مدول بالک استاتیک و دینامیک ( $K_{sta}$  و  $K_{dyn}$ ) و مدول برشی استاتیک و دینامیک ( $G_{sta}$  و  $G_{dyn}$ ) می‌باشد.

## ۶- پارامترهای مقاومتی سنگ

### ۶-۱- مقاومت فشاری تک‌محوره (Unconfined compressive strength)

در این مقاله، مقاومت فشاری تک‌محوره با استفاده از رابطه تجربی بین مقاومت فشاری تک‌محوره و مدول یانگ استاتیک محاسبه شده است. این رابطه توسط نجیبی و همکاران (Nabaei et al., 2010) برای سنگ‌های کربناته ارائه شده است.

$$UCS = 11.05E_s^{0.66} \quad (\text{رابطه ۹})$$

در این رابطه UCS مقاومت فشاری تک‌محوره و  $E_s$  مدول یانگ استاتیک می‌باشد.

### ۶-۲- زاویه اصطکاک داخلی (Internal Friction angle)

برای محاسبه زاویه اصطکاک داخلی سنگ از یک رابطه تجربی متداول در مکانیک سنگ که برای ماسه‌سنگ‌ها و کربنات‌ها به کار می‌رود و توسط پلامب و همکاران (Plumb et al., 2000) به دست آمده است، استفاده می‌شود.

$$= 26.5 - 37.4(1 - NPHI - V_{shale}) + 62.1(1 - NPHI - V_{shale})^2 \quad (\text{رابطه ۱۰})$$

متغیرهای موجود در این معادله، مقدار تخلخل خوانده شده توسط نمودار نوترون و همچنین حجم شیل می‌باشند. حجم شیل نیز با استفاده از نمودار پرتوگاما و طبق رابطه به دست می‌آید.

$$V_{shale} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (\text{رابطه ۱۱})$$

در این معادله  $GR_{min}$  برابر با حداقل مقدار اشعه گاما و  $GR_{max}$  برابر با حداکثر مقدار اشعه گاما می‌باشد.

### ۶-۳- مقاومت کششی (Tensile strength)

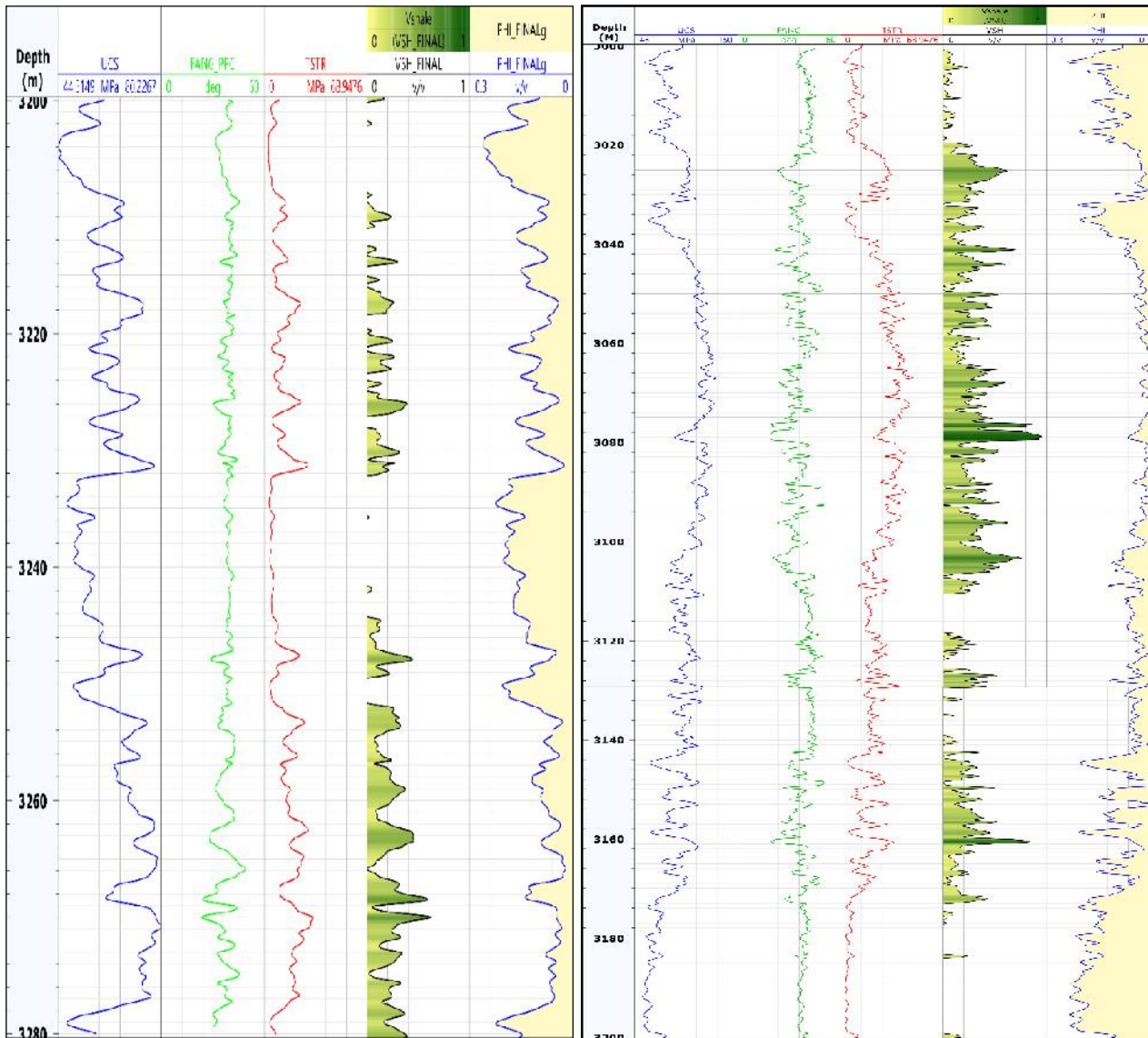
مقاومت کششی سنگ نیز بر اساس نوع سازند از  $\frac{UCS}{12}$  تا  $\frac{UCS}{8}$  تغییرپذیر است که برای سازندهای کربناته شکافدار از کمترین مقدار استفاده می‌شود.

$$T_0 = \frac{UCS}{12} \quad (\text{رابطه ۱۲})$$

شکل ۵ مقادیر پارامترهای مقاومتی سنگ در سازند دالان را نشان می‌دهد. در جدول ۳ مقادیر کمینه، بیشینه و میانگین مقاومت فشاری تک‌محوره، زاویه اصطکاک داخلی و مقاومت کششی سنگ نشان داده شده است.

جدول ۳- مقادیر کمینه، بیشینه و میانگین پارامترهای مقاومتی سنگ.

مقاومت کششی (MPa)	زاویه اصطکاک داخلی (deg)	مقاومت فشاری تک‌محوره (MPa)	سازند
۲/۷۲	۲۳/۴۹	۴۴/۵۱	سازند دالان
۳۲/۸۳	۴۹/۳۲	۸۰/۲۲	
۱۰/۸۴	۳۸/۵۹	۶۲/۳۶	
۲/۲۹	۱۹/۰۵	۵۲/۸۱	سازند کنگان
۴۷/۸۷	۵۰/۱۷	۱۱۰	
۲۰/۷۱	۳۷/۶۶	۹۴/۷۶	



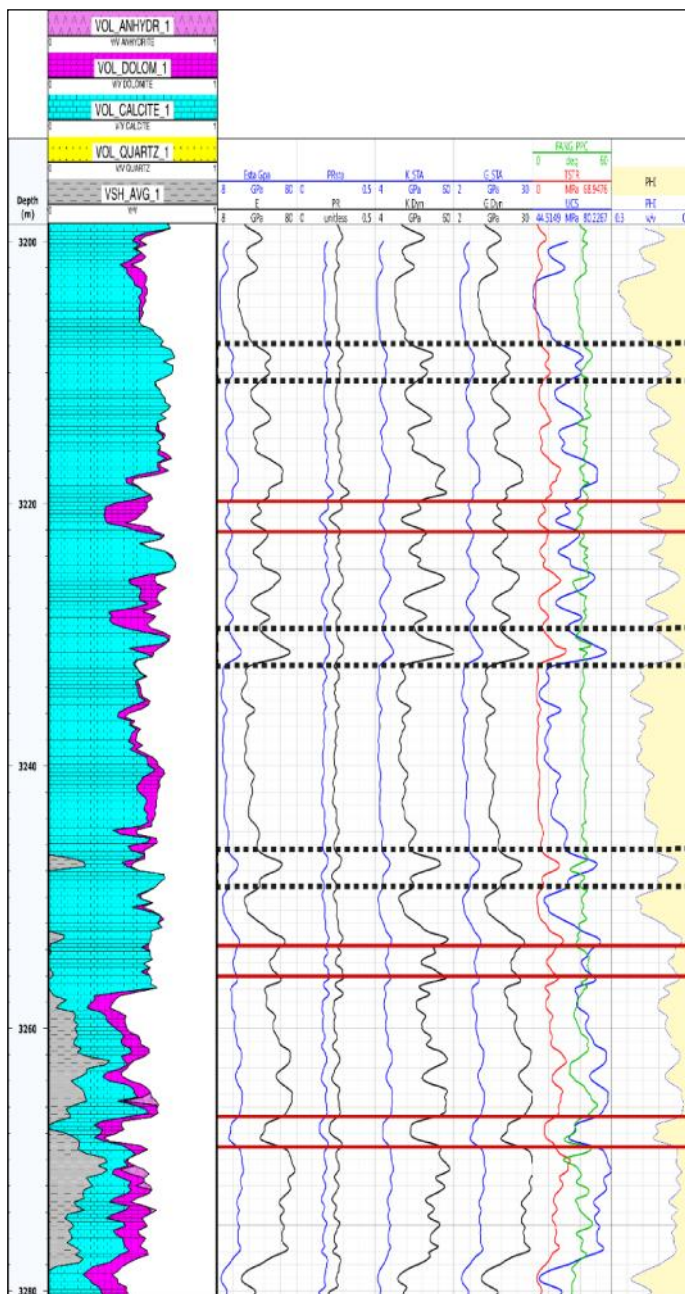
(الف)

(ب)

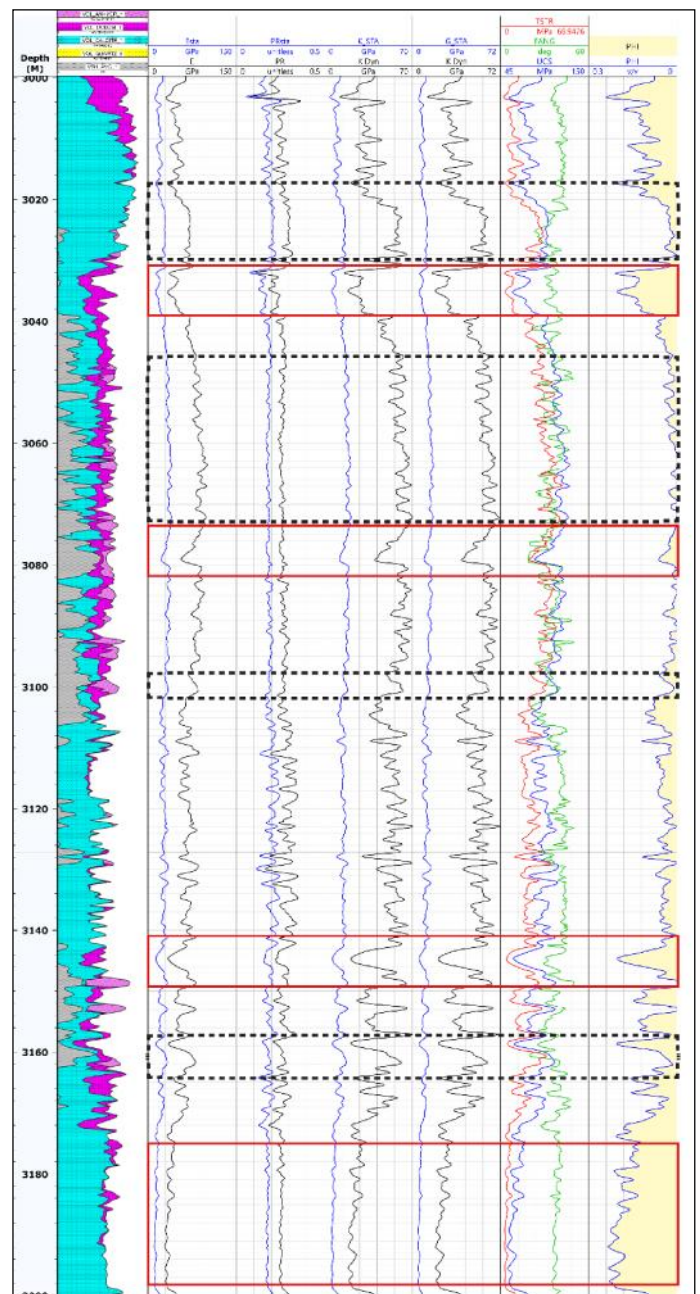
شکل ۵- نمایش پارامترهای مقاومتی سنگ (الف) سازند دالان و (ب) سازند کنگان. از چپ به راست شامل مقاومت فشاری تک محوره (UCS)، زاویه اصطکاک داخلی (FANG) و مقاومت کششی سنگ (TSTR) می باشد.

در شکل ۶ تأثیر میزان تخلخل بر مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ با کادر مشخص شده است. همان‌طور که در شکل مشخص شده است، با افزایش میزان تخلخل مقادیر مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ کاهش یافته است. همچنین با کاهش میزان تخلخل این مقادیر افزایش یافته‌اند.



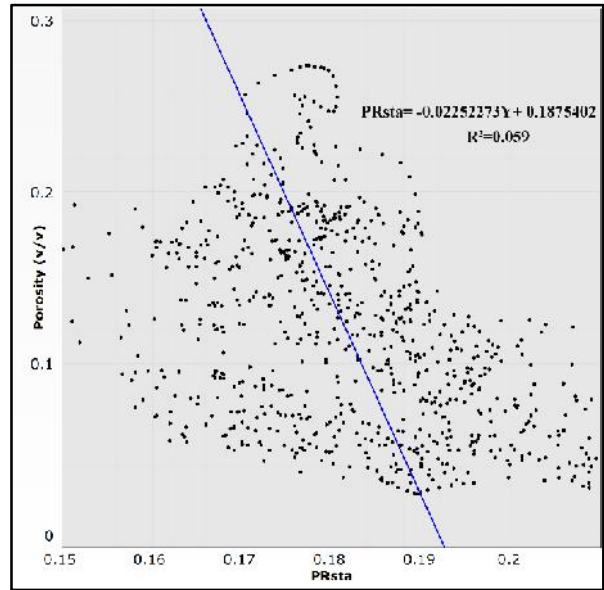
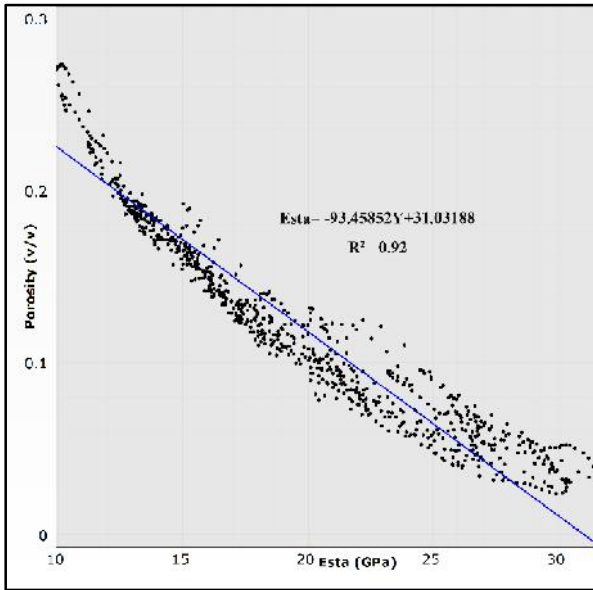


(الف)



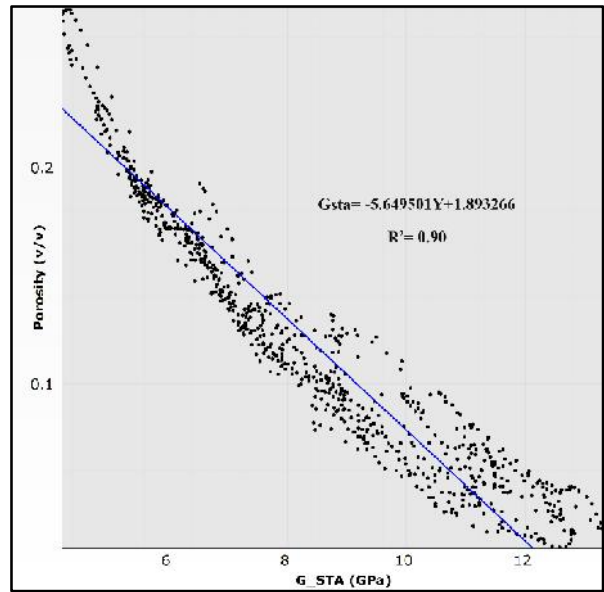
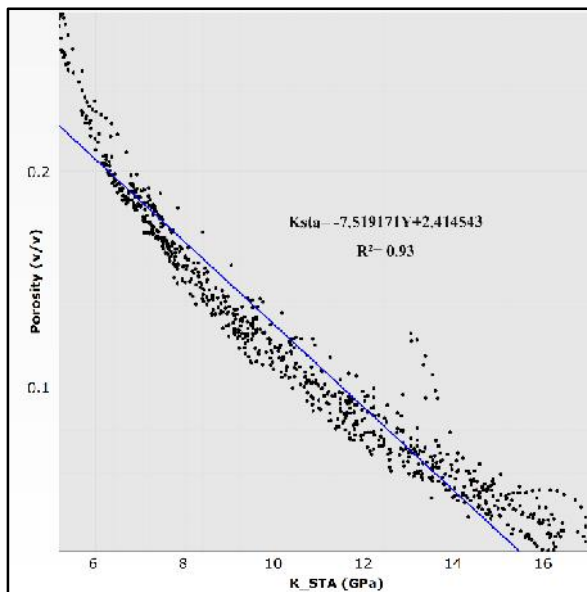
(ب)

شکل ۶- نمایش لیتولوژی، مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ در مقابل میزان تخلخل. (الف) سازند دالان و (ب) سازند کنگان. نواحی که با خط چین مشخص شده نشان‌دهنده افزایش مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ با کاهش تخلخل و نواحی که با کادر قرمز مشخص شده‌اند نشان‌دهنده کاهش این پارامترها با افزایش تخلخل است. با توجه به میزان همبستگی مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ در مقابل تخلخل، که در اشکال ۶ و ۷ نشان داده شده‌اند، مشخص شد که از میان مدول‌های الاستیک مدول بالک و از میان پارامترهای مقاومتی سنگ، مقاومت فشاری تک محوره بیشترین میزان همبستگی را میزان تخلخل دارند. همچنین ضریب پواسون و زاویه اصطکاک داخلی، کمترین میزان همبستگی را با میزان تخلخل دارا هستند.



۱-۷ مدول یانگ استاتیک در مقابل تخلخل در سازند دالان

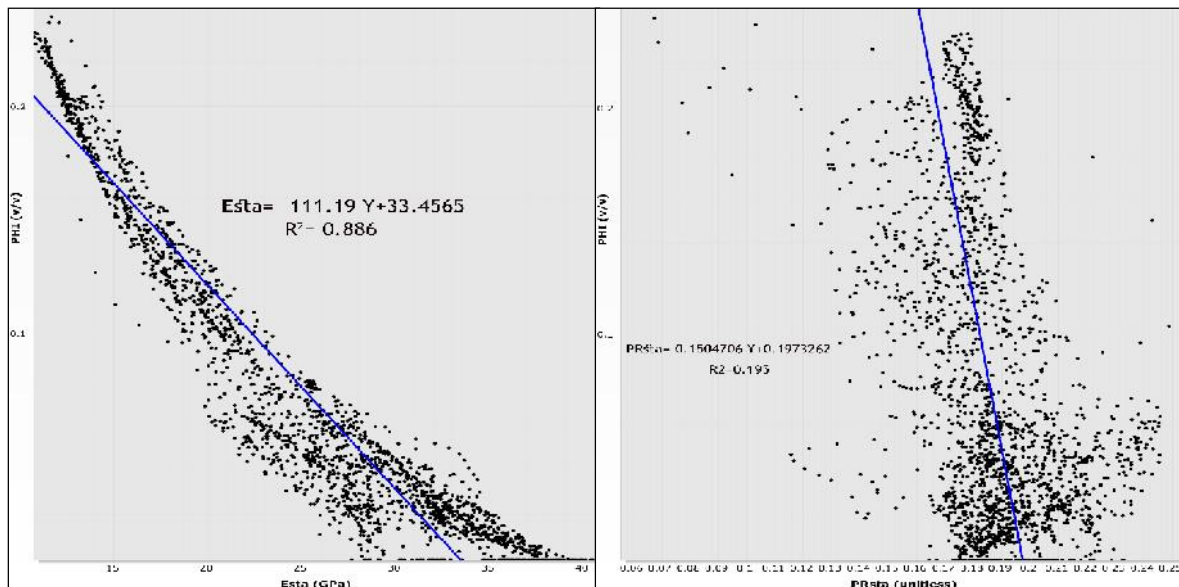
۲-۷ ضریب پواسون استاتیک در مقابل تخلخل در سازند دالان



۳-۷ مدول بالک استاتیک در مقابل تخلخل در سازند دالان

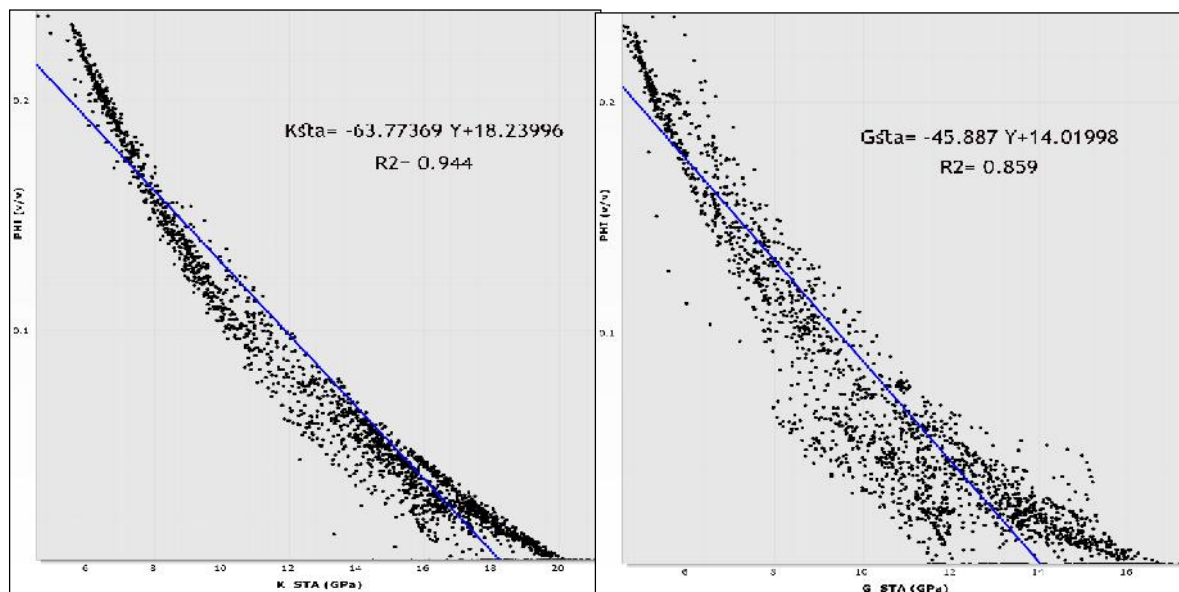
۴-۷ مدول برشی استاتیک در مقابل تخلخل در سازند دالان

اشکال ۱-۷ تا ۴-۷- نمایش مقادیر مدول‌های استاتیک در مقابل تخلخل که به ترتیب شامل مدول یانگ استاتیک ( $E_{sta}$ )، ضریب پواسون استاتیک ( $PR_{sta}$ )، مدول بالک استاتیک ( $K_{sta}$ ) و مدول برشی استاتیک ( $G_{sta}$ ) در سازند دالان می‌باشد.



۱-۸- مدول یانگ استاتیک در مقابل تخلخل در سازند کنگان

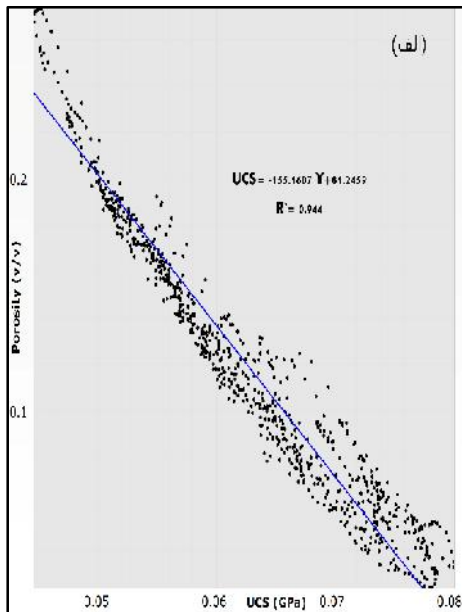
۲-۸- ضریب پواسون استاتیک در مقابل تخلخل در سازند



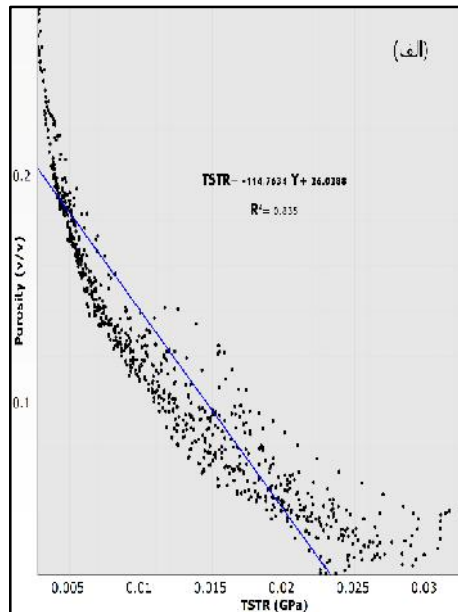
۳-۸- مدول بالک استاتیک در مقابل تخلخل در سازند کنگان

۴-۸- مدول برشی استاتیک در مقابل تخلخل در سازند کنگان

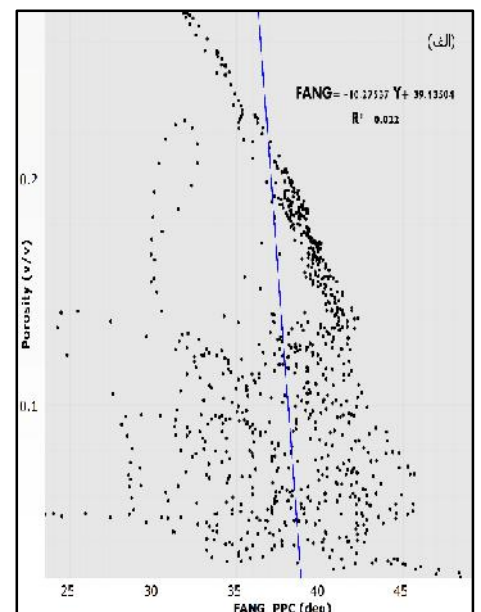
اشکال ۱-۸ تا ۴-۸- نمایش مقادیر مدول‌های استاتیک در مقابل تخلخل که به ترتیب شامل مدول یانگ استاتیک ( $E_{sta}$ )، ضریب پواسون استاتیک ( $PR_{sta}$ )، مدول بالک استاتیک ( $K_{sta}$ ) و مدول برشی استاتیک ( $G_{sta}$ ) در سازند کنگان می‌باشد.



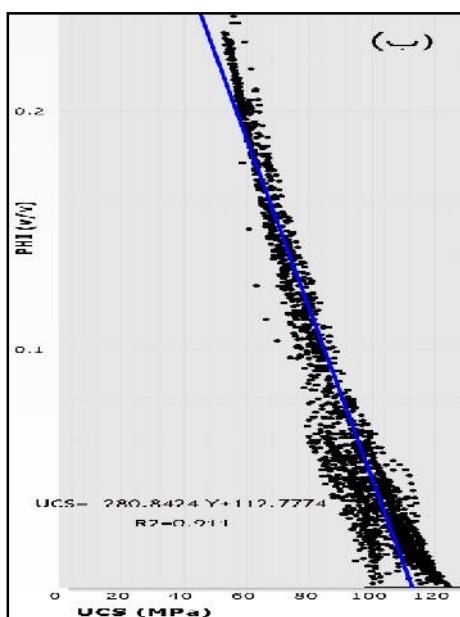
۱-۹- مقاومت فشاری تک محوره در مقابل تخلخل در سازند دالان



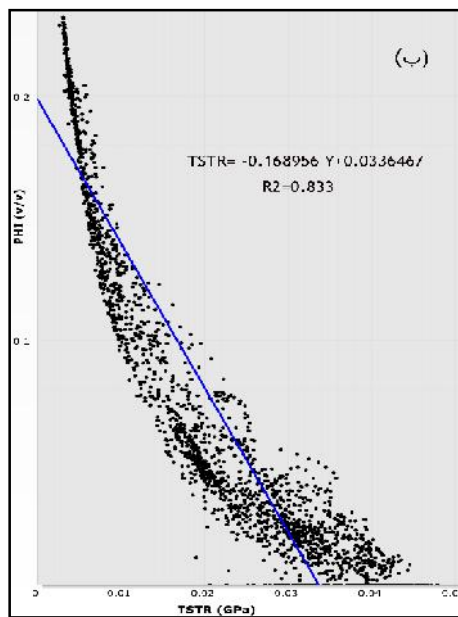
۲-۹- مقاومت کششی در مقابل تخلخل در سازند دالان



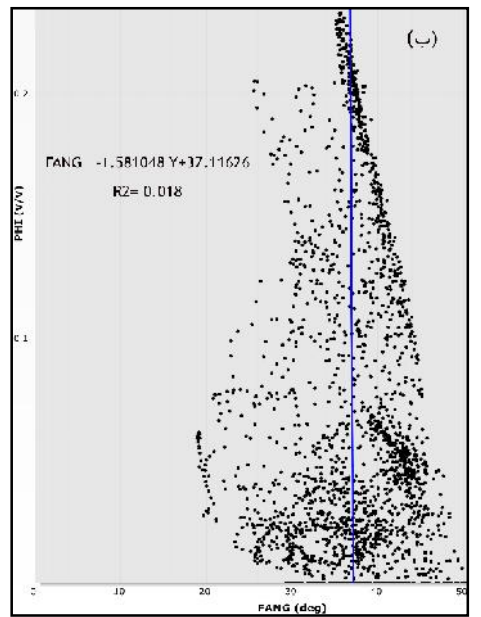
۳-۹- زاویه اصطکاک داخلی در مقابل تخلخل در سازند دالان



۴-۹- مقاومت فشاری تک محوره در مقابل تخلخل در سازند کنگان



۵-۹- مقاومت کششی در مقابل تخلخل در سازند کنگان



۶-۹- زاویه اصطکاک داخلی در مقابل تخلخل در سازند کنگان

اشکال ۱-۹ تا ۶-۹- نمایش پارامترهای مقاومتی سنگ در مقابل تخلخل برای سازندهای دالان (الف) و کنگان (ب) که به ترتیب شامل مقاومت فشاری تک محوره (UCS)، مقاومت کششی (TSTR) و زاویه اصطکاک داخلی ( ) می باشد.

## ۷- نتیجه‌گیری

با توجه به پارامترهای محاسبه‌شده و مقایسه آن‌ها با میزان تخلخل مشخص شد که: مقدار مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ با افزایش میزان تخلخل کاهش یافته، و این مقادیر با کاهش میزان تخلخل افزایش یافته‌اند. این تغییرات هم در قسمت فوقانی مخزن و هم در قسمت انتهایی آن قابل مشاهده است. در میان مدول‌های الاستیک مدول بالک بیشترین میزان تطابق را با میزان تخلخل داشته و ضریب پواسون کمترین میزان تطابق را با میزان تخلخل دارد، به طوری که با افزایش میزان تخلخل، مدول بالک در میان سایر مدول‌ها به میزان بیشتری کاهش یافته است. از میان پارامترهای مقاومتی سنگ، مقاومت فشاری تک‌محوره بیشترین تطابق را با میزان تخلخل داشته و زاویه اصطکاک داخلی کمترین میزان تطابق را مقادیر تخلخل دارد، به طوری که با افزایش میزان تخلخل مقاومت فشاری تک‌محوره در مقایسه با دیگر پارامترهای مقاومتی سنگ بیشتر کاهش یافته است. قسمت پایینی مخزن به طور میانگین دارای تخلخل کمتری در مقایسه با قسمت‌های فوقانی آن است، در نتیجه میزان مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ در قسمت پایینی مخزن بیشتر از قسمت فوقانی آن می‌باشد. سرعت موج P و S ( $V_p$  و  $V_s$ ) و نسبت  $V_p/V_s$  با افزایش تخلخل به شدت کاهش پیدا کرده‌اند.

## سپاس و قدردانی

با تشکر از اداره نمودارگیری شرکت ملی حفاری ایران که داده‌های مورد نیاز برای انجام این پژوهش را در اختیار ما قرار دادند. همچنین از داوران مقاله سرکار خانم دکتر بیتا ارباب و آقایان دکتر محمد مختاری، دکتر عزت اله کاظم زاده تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] - علی پور، م.، بهلولی، ب.، ۱۳۸۹. ژئومکانیک در مهندسی نفت، کاربردها، بررسی شکاف هیدرولیکی و مدل‌سازی ژئومکانیکی: اکتشاف و تولید، شماره ۷۶، صفحه ۳۳-۲۷.
- [2]- AFSARI, M., AMANI, M., RAZMGIR, S. A. M., KARIMI, H., and YOUSEFI, S. (2010). Using Drilling and Logging Data for Developing 1D Mechanical Earth Model for a Mature Oil Field to Predict and Mitigate Wellbore Stability Challenges. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Society of Petroleum Engineers
- [3]- AMEEN.M., SMART.B., SOMERVILLE.J., HAMMILTON.S., and NAJLI.N (2009). Predicting Rock Mechanical Properties of Carbonates From Wireline Logs (A Case Study: Arab-D Reservoir, Ghawar Field, Saudi Arabia)." Marine and Petroleum Geology 26(4): 430-444
- [4]- EDGELL, H. (1977). The Permian System as an Oil and Gas Reservoir in Iran, Iraq and Arabia. Proc. Second Iranian Geological Symposium, Tehran.

- [5]- GOODMAN, R. E. (1989). Introduction to Rock Mechanics, Wiley New York.
- [6]- HUDSON, J., CORNET, F.H., CHRISTIANSSON, R. "ISRM Suggested Methods for Rock Stress Estimation—Part 1: Strategy for Rock stress Estimation. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 40(7): 991-998.
- [7]- KING, M. S. (1983). Static and Dynamic Elastic Properties of Rocks From the Canadian Shield. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Elsevier.
- [8]- LASHKARIPOUR, G. R. (2002). Predicting Mechanical Properties of Mudrock from Index Parameters. Bulletin of Engineering Geology and the Environment 61(1): 73-77.
- [9]- NABAEI, M., SHAHBAZI, KH., SHADRAVAN, A., AND AMANI, M (2010). Uncertainty Analysis in Unconfined Rock Compressive Strength Prediction. SPE Deep Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [10]- NAJIBI, A. R., GHAFORI, M., LASHKARIPOUR, G., ASEF, M (2015). Empirical Relations Between Strength and Static and Dynamic Elastic Properties of Asmari and Sarvak Limestones, Two Main Oil Reservoirs in Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering 126: 78-82.
- [11]- PLUMB, R., EDWARDS, S., PIDCOCK. G., AND LEE, D (2000). The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects. IADC/SPE Drilling Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [12]- RAHIMPOUR BONAB, H., ENAYATI-BIDGOLI, A.H., NAVIDTALAB, A., AND MEHRABI, H (2014). Appraisal of Intra Reservoir Barriers in The Permo-Triassic Successions of The Central Persian Gulf, Offshore Iran. Geologica Acta: an International Earth Science Journal 12(1).
- [13]- RAHIMPOUR-BONAB, H. (2007). A Procedure for Appraisal of a Hydrocarbon Reservoir Continuity and Quantification of its Heterogeneity. Journal of Petroleum Science and Engineering 58(1): 1-12.
- [14]- SCHLUMBERGER (1995). DSI\*Dipole Shear Sonic Imager. 41.
- [15]- TIXIER, M., LOVELESS, GW., ANDERSON, RA. (1975). Estimation of Formation Strength from the Mechanical-Properties Log (includes associated paper 6400). Journal of Petroleum Technology 27(03): 283-293.
- [16]- WANG, Z. (2000). Dynamic Versus Static Elastic Properties of Reservoir Rocks. Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks 3: 531-539.
- [17]- ZOBACK, M. D. (2007). Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press.

## تغییرات رخساره ای، ضخامتی و سرشت نمایی سازند عرب (سورمه) در بخش شرقی خلیج فارس

علیرضا بشری

رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران

عضو هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه صنعت نفت

[a\\_bashari@yahoo.com](mailto:a_bashari@yahoo.com)

[bashari@ispg.ir](mailto:bashari@ispg.ir)

دریافت آذر ۱۳۹۶، پذیرش خرداد ۱۳۹۷

### چکیده

زونهای مخزنی سازند عرب به سن کیمرجین- تیتونین (Kimmeridgian-Tithonian) حاوی هیدروکربور می باشند که در کشورهای ایران امارات قطر و به ویژه عربستان دارای بالاترین پتانسیل نفتی می باشند. این زونها در آب و هوایی بسیار گرم رسوب کرده اند و با گرمتر شدن هوا در زمان تیتونین محیطهای سبخایی گسترش بیشتری پیدا کرده است. سازند متراکم هیث از جنس انیدریت که نقش پوش سنگ سازند عرب را بازی می کند بر روی سازند عرب رسوب کرده است. زونهای مخزنی سازند عرب شامل سیکلهای رسوبی متعددی از محیطهای بین حد جزر ومدی و بالای حد جزر ومدی و محیطهای کم عمق زیر حد جزر ومدی می باشند و از انیدریت توده ای یا بین لایه ای با نسبت های گوناگون از سنگ آهک و دولومیت تشکیل شده اند.

در این مطالعه زونهای مخزنی سازند عرب و هیث یک روند کاهش ضخامتی را از غرب (میادین سلمان، رسالت و رشادت) به سوی شرق (میادین سیری) نشان می دهند که به سوی نواحی شرقی با توجه به ضخامت کم، دور بودن از سنگ منشاء و همچنین نداشتن پوش سنگ مناسب و نداشتن کیفیت مخزنی مناسب، پتانسیل هیدروکربوری در این افق مخزنی دیده نشده است. سازند عرب تشکیل دهنده تناوب انیدریت با مقادیر گوناگون آهک و دولومیت و عموماً حاوی واحد های پسروده که در یک پلات فرم کربناته رسوب نموده است. این سازند در میدان سلمان حاوی لایه های مخزنی ضخیم که در بر گیرنده *intertidal pack/ grainstones* همراه با تخلخل و تراوایی بالا و پوش سنگ مناسب میباشد. مطالعات انجام یافته نوید وجود هیدروکربور در ساختمان های حفاری نشده در بخش هایی از این ناحیه را نشان میدهد.

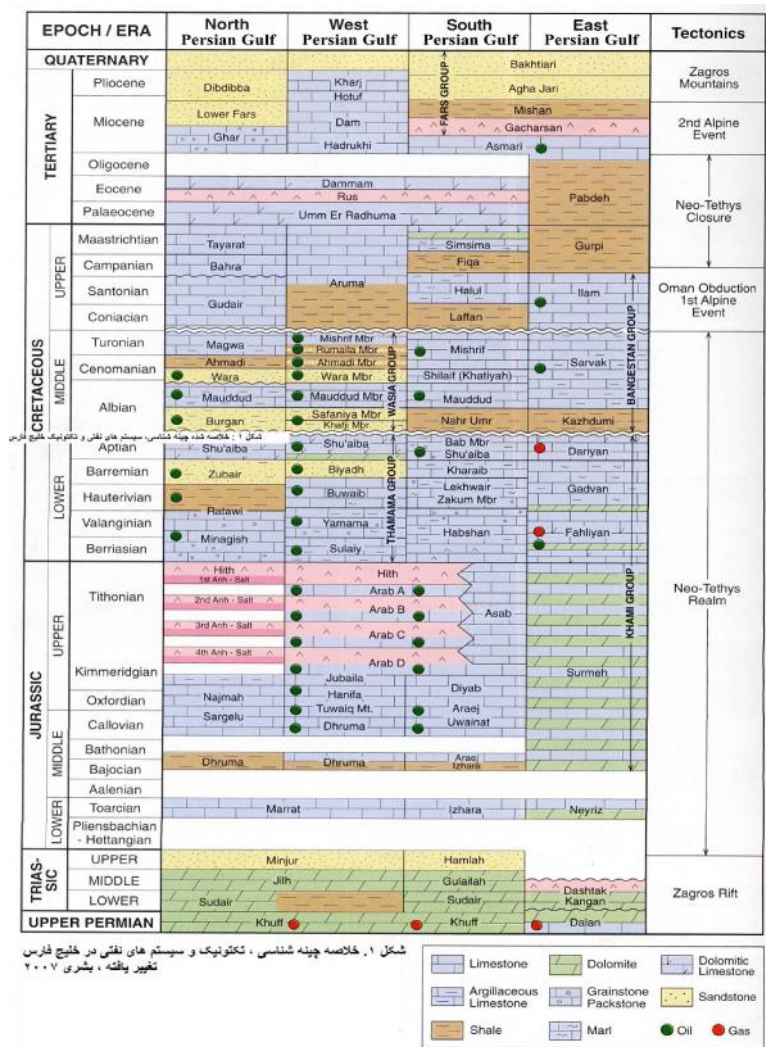
**کلیدواژه:** خلیج فارس، سازند سورمه، سازند عرب، رخساره، پتروگرافی، سرشت نمایی مخزن، میادین سلمان، رشادت، رسالت.

۱- مقدمه

۱-۱ سازند عرب و گسترش آن در خلیج فارس

بخش انتهایی سازند سورمه در منطقه مرگزی و شرق خلیج فارس و فارس ساحلی و کشور های حاشیه جنوب خلیج فارس تحت عنوان سازند عرب شناخته میشوند. اولین بار مقطع نمونه آن در چاه شماره هفت میدان دامام در شرق عربستان سعودی بررسی و مطالعه شده است. به طور کلی سازند عرب در مقطع نمونه شامل چهار زون مخزنی می باشد که از قدیم به جدید عبارت است از:

زون **D** : به ضخامت ۵۸,۵ متر شامل تناوب سنگ آهک ریز دانه که بخشی از آن دولومیتی شده است. زون **C** : به ضخامت ۴۱,۵ متر شامل آهک کالکرانیتی که بخشی از آن دولومیتی شده است همراه با لایه های انیدریتی تا توده ای همراه با لایه دولومیت می باشد. سطح همبری این بخش در قاعده با زون **D** و در راس با زون **B** به صورت هم شیب و تدریجی است. زون **A** با ضخامت ۱۶,۸ متر شامل تناوبی از سنگ آهک متراکم و سنگ آهک کالکرانیتی است که تناوب انیدریت در راس این بخش دیده میشود. سطح همبری در راس با انیدریت هیث بطور هم شیب و تدریجی میباشد [۱]. اگر چه در میداین نفتی ایران در خلیج فارس از جمله میداین سلمان، رشادت و بلال [۴] زون بندی عرب متفاوت از مقطع نمونه میباشد لیکن در مجموع این زون ها معادل و هم ارز همین چهار بخش یا زون در مقطع نمونه. (شکل ۱)

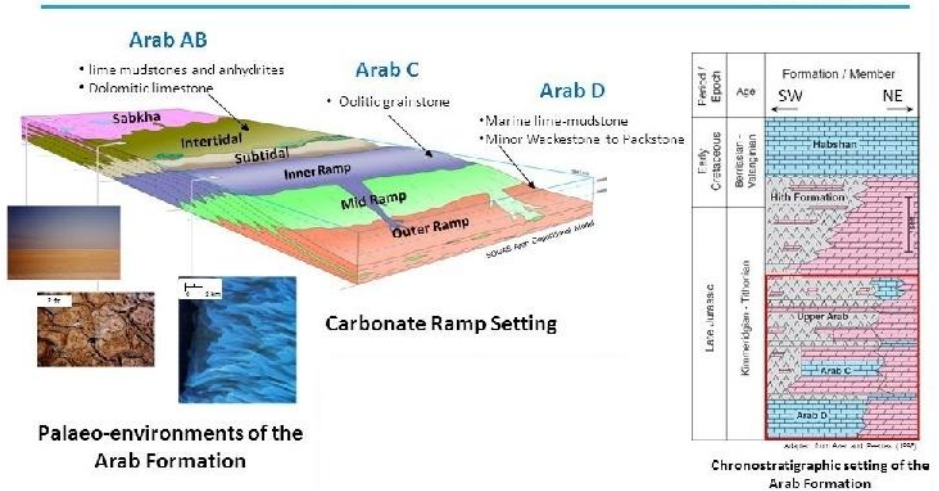




## ۱-۲ چینه شناسی سازند عرب در بخش جنوب شرقی خلیج فارس

سازند عرب در ابو ظبی و نواحی دریایی آن در خلیج فارس از دیدگاه چینه نگاری، محیط رسوبی، چینه نگاری سکانسی و کیفیت مخزن، توسط آذر و همکاران [۹]، آذر [۱۰]، ماتوس [۱۰]، الدامکی و همکاران [۱۲] مطالعه شده است. هم چنین در این ناحیه بروی سازند عرب مطالعات موردی توسط جهان مهین [۱] پاپی نژاد [۲]، ظهوریان و همکاران [۳]، ظهوریان [۴] یوسف پور [۵] رستگار [۷] رشیدی [۸] انجام گرفته است. سازند عرب به سن ژوراسیک بالایی در ابوظبی بسمت میدان مشترک (سلمان-ابوالخوش) اصولاً به چهار زون مخزنی تقسیم میگردد [۵] که از بالا به پایین به نامهای D, C, B, A خوانده می شوند. سازند عرب A, B, C مشتمل بر چهار زون بوده که به وسیله انیدرید های متراکم جدا میگردد. عرب C متشکل از سه زیر زون مخزنی که بوسیله لایه های متراکم جدا میگردد. عرب D همچنین به چهار زیر مخزن D2 تا D5 تقسیم می گردد که هر یک بوسیله لایه های انیدریتی یا کربناته متراکم جدا میگردد. عرب D بهترین شرایط مخزنی را دارا میباشد. سنگ شناسی سازند عرب متشکل است از لایه های متخلخل دولومیتی و آهک های دولومیتی در زون های A, B, C و بخش بالایی D میباشد. لیکن بخش میانی و پایینی عرب D بیشتر آهکی بوده است. این کربناتها اصولاً عاری از کانیهایی رسی می باشد [۶]. سنگ های آهکی غالباً دولومیتی شده و میزان دولومیتی شدن و نوع فابریک سنگ آهک تاثیر مستقیمی بر روی سرشت نمایی مخزن (تخلخل و تراوایی) را دارد. تراوایی بالا اغلب در رخساره های گرینستون که کاملاً دولومیتی شده اند رخ میدهد. تخلخل غالب در مخزن عرب اینتر کریستالین و حفره ای میباشد. (Intercrystalline & Vuggy Porosity) که در دولومیت ها گزارش شده است [۶]. در سنگ های آهکی تخلخل از نوع Intergranular & Leached Porosity مشاهده گردیده است. سیمان انیدرید نقش مهمی در کاهش تخلخل در بخش های بالایی مخزن ایفا می نماید. تغییرات رخساره ای در جهت افقی و یا عمودی بسبب شرایط حاکم حوضه رسوبی کم عمق می باشد [۶]. به دنبال رسوب زون عرب D، محیطهای سبخایی تا محیطهای بین حد جزر ومدی بر منطقه حاکم است. لایه های انیدریتی بین زونهای مخزنی A, B, C دیده میشود، (شکل ۲). به سمت نواحی شرقی مورد مطالعه، زون بندی سازند عرب و تعقیب آن با توجه به کاهش ضخامت مشکل بوده و با توجه به فرایند دیازنز دولومیتی شدن، از میزان انیدریت کاسته شده و دولومیت های بدون رس کولابی جایگزین آنها شده اند و سازند هیت با توجه به این فرایند، خاصیت پوش سنگی خود را از دست داده است.

### Arab Formation Depositional Model



شکل ۲- مدل رسوبی عرب، الدامکی و همکاران ۱۹۹۴

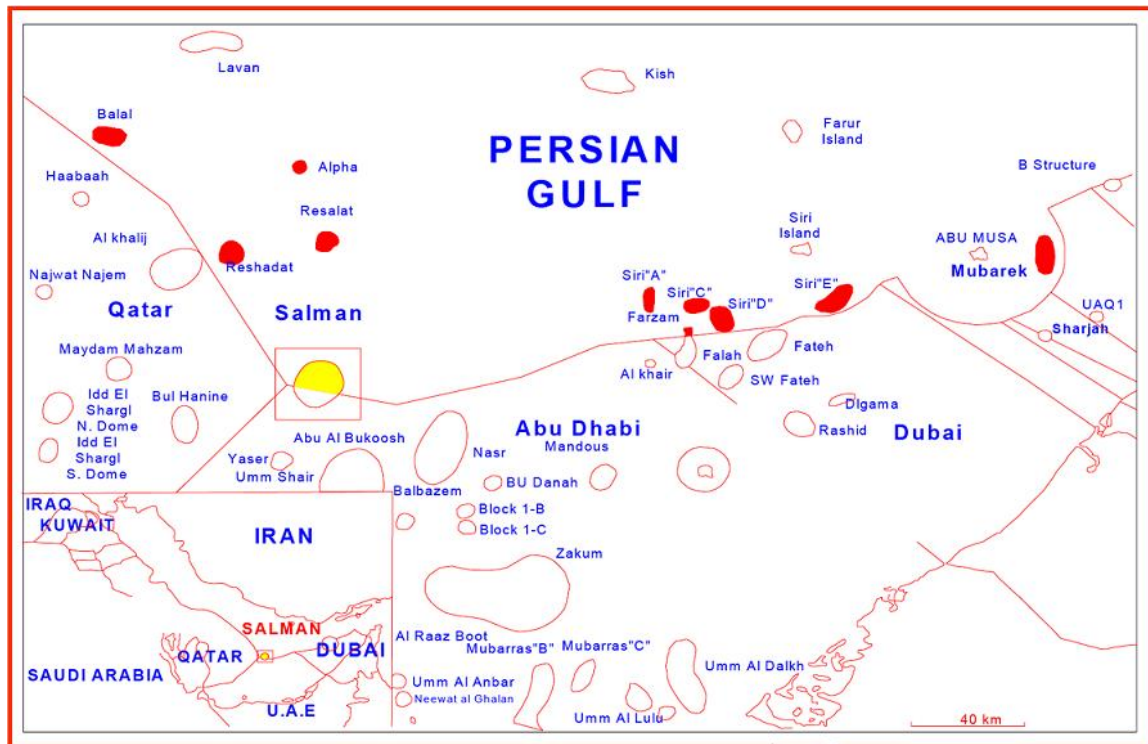
## ۲- روش کار

در این مطالعه جهت تطابق زیر زمینی چاهها و زون بندی سازند ها بابت بهره گیری از نمودار های و داده های پترو فیزیکی و مغزه های مربوطه انجام گرفته، همچنین از مقاطع نازک جهت مطالعه سنگ شناسی و رخساره های میکروسکوپی و از داده های منتشر در مجلات و کنفرانس های علمی شده میداین نفتی ابوظبی با توجه به اشتراک ان با میدان سلمان استفاده گردیده شده است. تشخیص ضخامتهای زونهای مخزنی سازند عرب با توجه به تمیز بودن سازند عرب (عاری از کانی های رسی) از روی نمودار گاما مشکل بوده و این کار با استفاده از لاگ های سونیک و دانسیته انجام شده است. همچنین با بهره گیری از نرم افزارهای مربوطه جهت رسم نقشه های در صدی و نسبیتی وهم عمقی استفاده شده اند ، مجموعاً ۱۰ حلقه چاه اکتشافی انتخاب، که سه حلقه چاه از میدان سلمان، سه حلقه چاه از میدان رشادت، دو حلقه چاه از میدان رسالت، و یک حلقه چاه اکتشافی U1 از شرکت نفتی پگوپکو سابق و یک حلقه چاه اکتشافی سیری A1 که تنها چاهی است که در نواحی شرقی (میداین سیری) به سازند عرب برخورد نموده مورد بهره برداری و مطالعه قرار گرفته است.

## ۳- موقعیت جغرافیایی ناحیه مورد مطالعه

ناحیه مورد مطالعه در بر گیرنده ساختمانهای زمین شناسی حفاری شده در شرق، چاه اکتشافی Si Al در محدوده میداین نفتی سیری، چاه اکتشاف U1 از شرکت نفتی سابق پگوپکو و میدان مشترک سلمان - ابوالبوخوش با ابوظبی و بسمت غرب میداین نفتی رشادت و رسالت را در بر میگیرد (شکل ۳).

هدف از این مطالعه بررسی و پی بردن به پتانسیل هیدروکربوری ساختمان های زمین شناسی حفاری نشده موجود در افق عرب در این بخش می باشد.



شکل ۳- نمایش موقعیت جغرافیایی میداین نفتی مورد مطالعه از غرب بسمت شرقی میدان سیری آ

#### ۴- شرایط رسوب گذاری سازند عرب، هیت و تغییرات ضخامت آن در این ناحیه

رسوبات این سازند انعکاسی از یک دوره پسروده در یک محیط کم عمق می باشد، این سازند در زونهای A, B, C بیشتر با وکستون، پکستون، مادستون و میزان کمی گرین استون شناخته می شوند ولی زون عرب D بیشتر شامل گرین استونهای متخلخل مخصوص محیط کم عمق دارای انرژی بالا در ناحیه مرکزی می باشد و به سمت غرب تغییر رخساره داده و مادستون لاگونی مترکم دارای انرژی پایین جایگزین آنها می شوند و از کیفیت مخزنی کاسته می شود، (شکل ۲)، و بطور کلی مدل رسوبی سازند عرب همراه با ستون چینه شناسی و زیر تقسیمات را در ناحیه مورد مطالعه را به صورت اجمال نشان میدهد.

برسی تطابق شرقی - غربی زونهای مخزنی سازند عرب، یک کاهش ضخامت ناحیه ای را از مرکز به سمت شرق و همچنین غرب آشکار می سازد بطوری که ضخامت ۵۴۰ فوت در مرکز [۱۴] به ۲۲۰ فوت در شرق و ۲۳۰ فوت در غرب کاهش می یابد. (اشکال ۴، ۵، ۶)

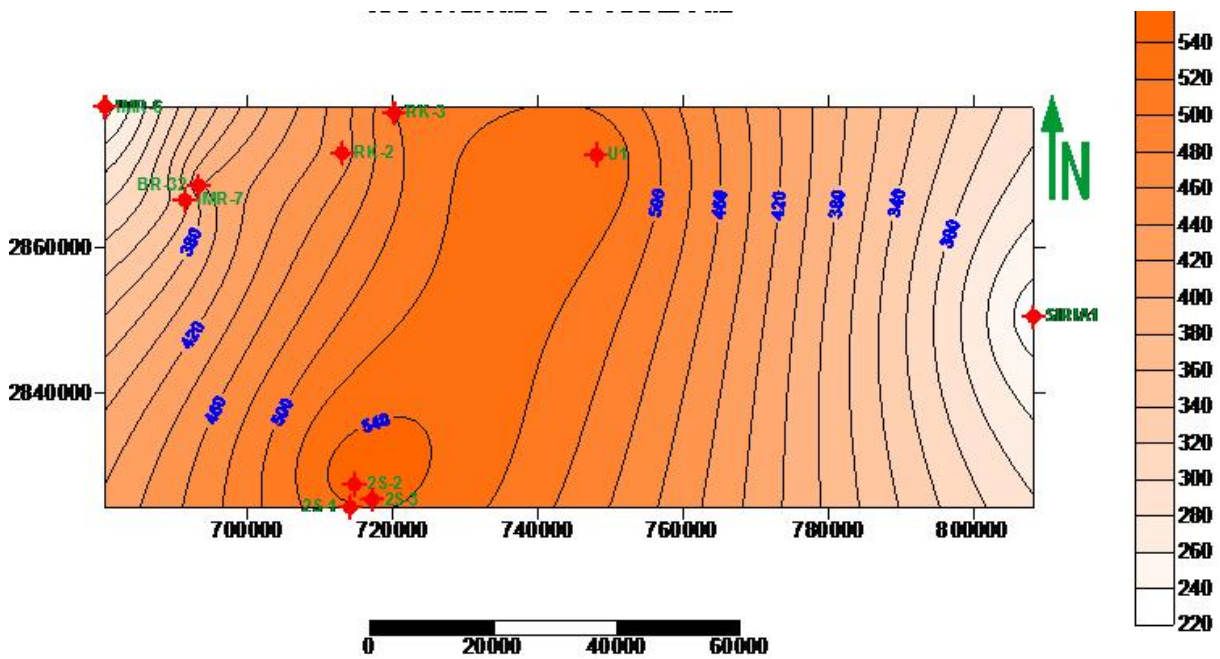
علت کاهش ضخامتها دو عامل پیشنهاد شده است :

۱) در زمان ژوراسیک بالایی، فرونشینی فعالی در ناحیه در نتیجه پیشروی سریع از شرق به غرب رخ داده است (۲) یک پهنه ساحلی با راستای شمالی - جنوبی که به سمت شرق در حرکت بوده است سبب بوجود آوردن یک محیط باز دریایی در شرق شده و سبب کاهش این ضخامت ها شده است [۱].

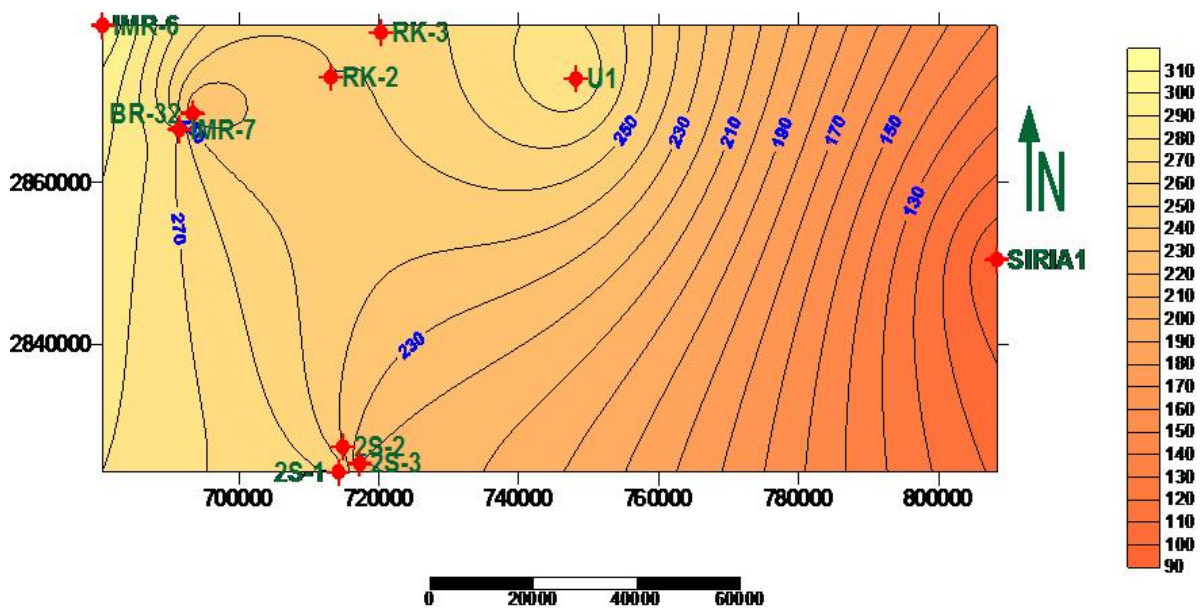
با تغییر موقعیتهای جغرافیایی از شرق به غرب، تخلخلهای زونهای مخزنی به سمت غرب افزایش یافته که این افزایش تحت تاثیر دولومیتی شدن و تسلط موقعیتهای جزر ومدی بوده است ولی به سمت شرق میزان انیدریت زیاد میگردد که این به نوبه خود سبب کاهش تخلخل و همچنین باعث پایین آمدن کیفیت مخزن شده است (شکل ۶). بنابراین زون مخزنی سازند عرب در شرق ناحیه مورد مطالعه به دلایل مختلفی از قبیل کاهش ضخامت (شکل ۴)، نداشتن پوش سنگ مناسب (شکل ۵) و دور بودن از سنگ منشا فاقد ویژگی های مخزنی جهت تجمع هیدروکربور می باشد.

#### ۵- سازند هیت

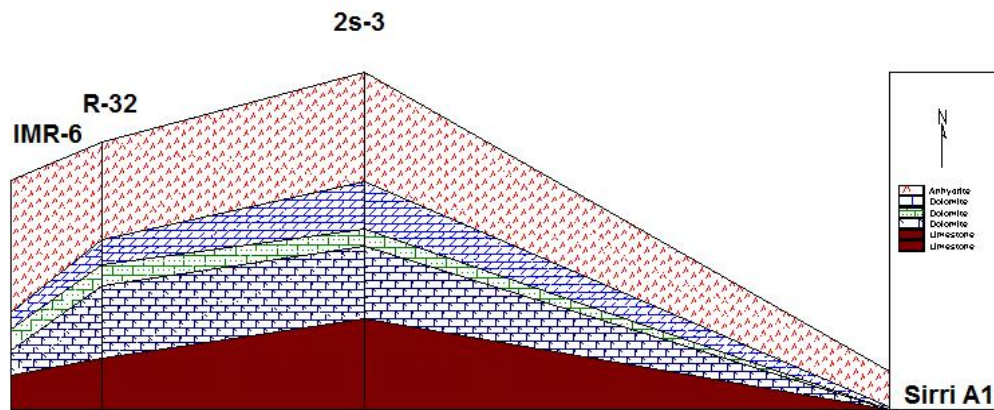
در زمان تیتونین، بر اثر حاکم شدن آب و هوای گرم و گسترش محیطهای سبخایی سازند انیدریت هیت بر روی سازند عرب رسوب کرده است و به عنوان پوش سنگ، نقشی خاص را ایفا می کند. (شکل ۴) مقایسه چینه شناسی مقطع شرقی - غربی (شکل ۶) این سازند در نواحی شرقی خلیج فارس، افزایش ضخامت ناحیه ای را به سمت غرب نشان می دهد که در میدان رشادت بطور متوسط حدود ۲۷۰ فوت، در میدان سلمان حدود ۲۲۰ فوت و در میدان سیری به ۹۰ فوت تقلیل می یابد (شکل ۵)، در شرق، سازند هیت بیشتر با میان لایه های دولومیتی همراه می باشد، در بندر عباس ضخامت این سازند به صفر می رسد (شکل ۶)



شکل ۴- نقشه هم ضخامت سازند مخزنی عرب



شکل ۵- نقشه هم ضخامت سازند هیث کاهش ضخامت از غرب به شرق ناحیه مورد مطالعه



شکل ۶- مقایسه ضخامتی مخزن عرب و پوش سنگ هیت از میدان رشادت بسمت میدان سیری آ در بخش شرقی خلیج فارس

## ۶- فرآیندهای عوامل دیاژنزی موثر بر کیفیت مخزن عرب

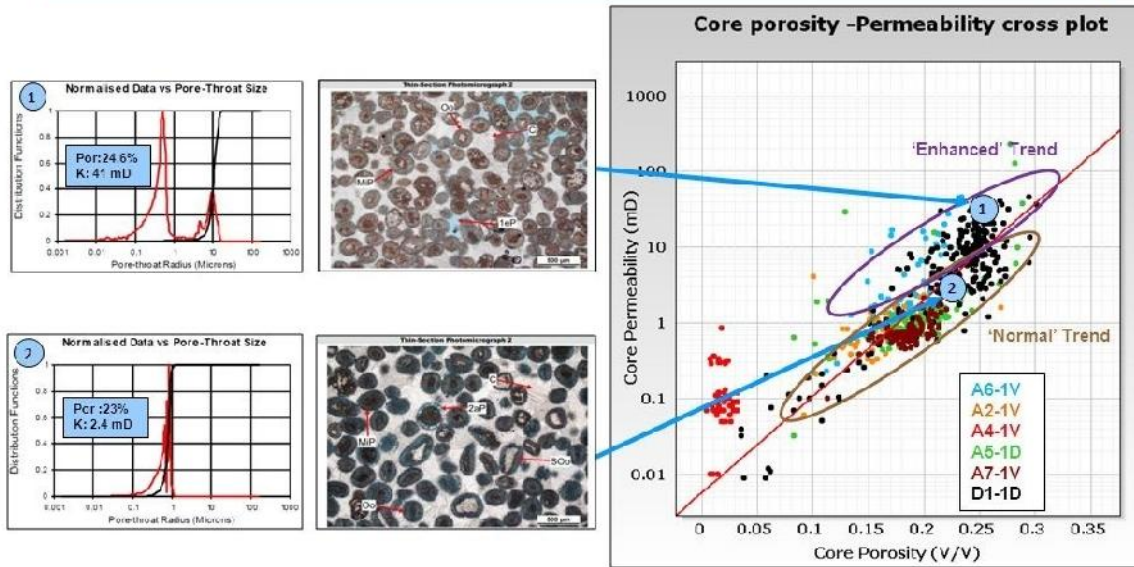
متنوع بودن خصوصیات مخزنی در محیط‌های کم عمق امری بدیهی است که این امر تاثیر فرآیندهای مختلف رسوبی و شرایط رسوبی و فرآیندهای دیاژنزی را منعکس میکند [۴]. فرآیندهای دیاژنزی از جمله مهمترین عواملی هستند که در کنترل کیفیت مخازن کربناته موثر است. براساس مطالعات پتروگرافی مشخص گردید که هر سه محیط دیاژنزی شامل دریایی، متئوریک و دفنی بر این بخش از سازند عرب مؤثر بوده اند. فرآیندهای دیاژنزی دریایی عموماً به صورت تراکم اولیه، میکریتی شدن و تشکیل سیمانهای دریایی به ویژه در بخش پایینی قابل شناسایی اند. در بخش بالایی سازند عرب به دلیل دولومیتی شدن گسترده، این فرآیندها قابل شناسایی نبودند.

شاید بتوان گفت که دیاژنز متئوریک و دفنی کم عمق مهمترین فرآیندهای شکل دهنده وضعیت کنونی سازند هستند. سیمان انیدریتی بعد از پدیده دولومیتی شدن مهمترین رخداد دیاژنزی در سازند سورمه فوقانی میباشد و فضای بین اغلب آلوکماها و یا فضاهای ناشی از انحلال آلوکماها را پر کرده که سبب کاهش تخلخل و تراوایی میگردد. دولومیتی شدن هم از جمله فرآیندهایی است که بر کیفیت مخزنی سنگ آهک اولیه تأثیر بسزایی دارد. به طور کلی اندازه بلورهای دولومیت میتواند برای تشخیص دولومیت‌های دیاژنتیک اولیه از ثانویه مورد استفاده قرار بگیرد. در نمونه های آهکی که به صورت بخشی دولومیتی شده اند سیمان دولومیتی مشاهده میشود (شکل های ۸،۷).

یکی دیگر از فرایندهای دیاژنزی در سازند عرب رخداد درز و شکاف در این سازند میباشد. آنالیزهای شکستگی و درز و شکافها در سازند عرب نشانگر آن است که بیشترین شدت و میزان درز و شکاف در عرب D و متعاقب آن در عرب A, B, C رخ داده است (شکل های ۱۰،۹). اغلب درز و شکافها بوسیله استیلولیتها همراه است [۱۲]. اخیراً تخلخل استیلولیتی نیز توسط پتروگرافهای سنگهای کربناته به عنوان شانزدهمین نوع حفرات به طبقه بندی چوکت و پری [۱۳] پیشنهاد شده است (شکل های ۱۱،۱۲). مقاله ای توسط هیپ و همکاران [۱۳] که نتایج جالبی در بر داشت نشان میدهد که استیلولیتها نه تنها اثر منفی بر کیفیت مخزن ندارد بلکه میتواند مسیر برای جریان سیال باشد.

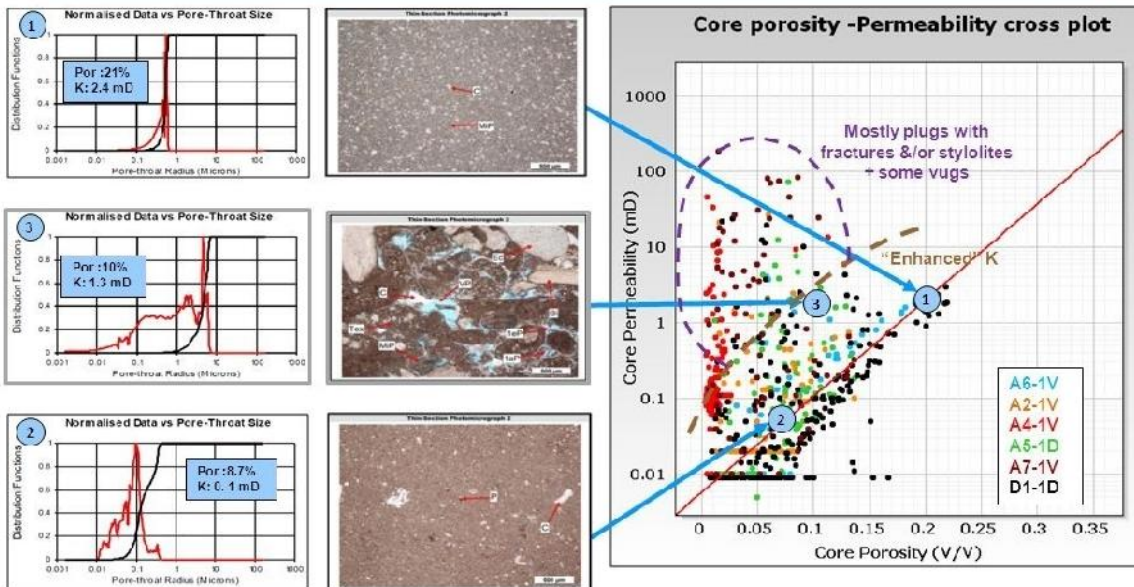
با وجود این هنوز بحثها در مورد این سطوح در فشارهای مخزنی پابرجاست و تمرکز در توالی گل غالب میباشد که با زونهای فاقد کیفیت مخزن همراهی دارد [۱۳].

## Porosity – Permeability Analysis in Arab C



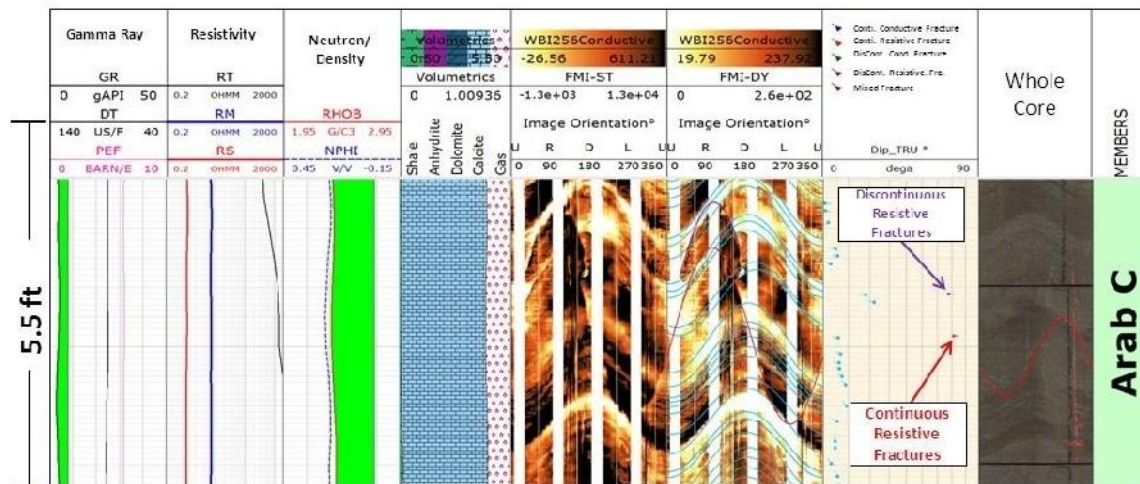
شکل ۷- مقایسه تخلخل در مقابل تراوایی در رخساره های گوناگون مخزنی عرب سی

## Porosity – Permeability Analysis in Arab D



شکل ۸- تخلخل در مقابل تراوایی در رخساره های گوناگون بخش مخزنی عرب دی

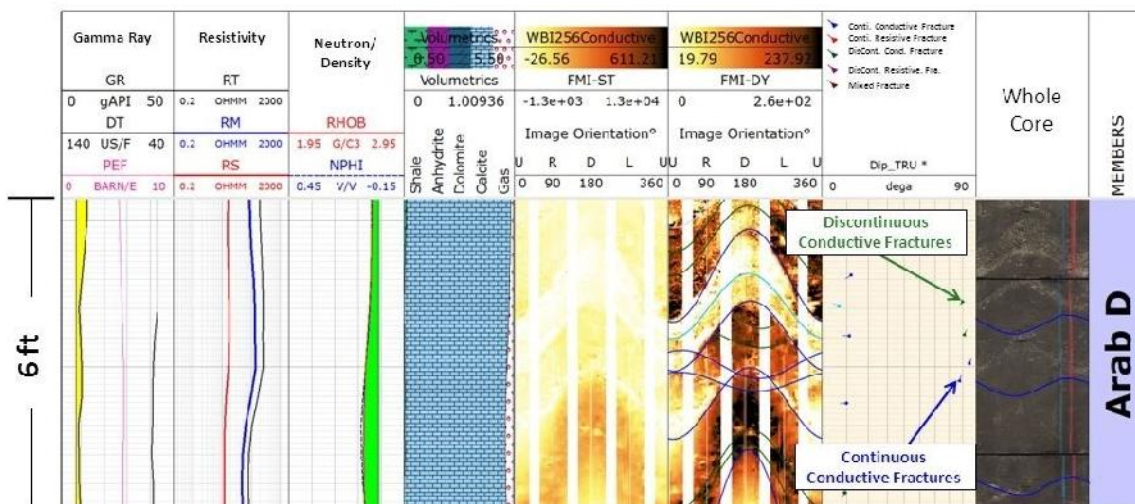
## Fracture Analysis in Arab C Member



Fracture Analysis from Resistivity Image Data Correlated with Core Image and Open Hole Logs

شکل ۹- مقایسه درز و شکاف از نمودار تصویری مقاومت با مغزه های چاه در بخش عرب سی

## Fracture Analysis in Arab D Member



Fracture Analysis from Resistivity Image Data Correlated with Core Image and Open Hole Logs

شکل ۱۰- مقایسه درز و شکاف از نمودار تصویری مقاومت با مغزه های چاه در بخش مخزنی عرب دی

## ۷- تغییرات ضخامتی و ویژگی مخزن در ناحیه مورد مطالعه

علاوه بر ضخامت بیشتر زون مخزنی سازند عرب و کیفیت بالای پوش سنگ و سنگ مادر در مرکز و به سوی غرب که تا حدی دلالت بر تجمع بیشتر هیدروکربور می کند عوامل دیگری نظیر تخلخل، تراوایی و درجه اشباع، و دیگر ویژه گی مخزنی نیز نقش به سزایی در تجمع هیدروکربور در این بخش خلیج فارس را بعهدده خواهد داشت.

در بررسی کیفیت مخزنی میانگین تخلخل محاسبه شده بوسیله لاگهای تخلخل انجام گرفته و در نهایت کمترین، بیشترین و متوسط میزان تخلخل با استفاده از نرم افزار محاسبه شده و در جدول شماره ۱ آورده شده است

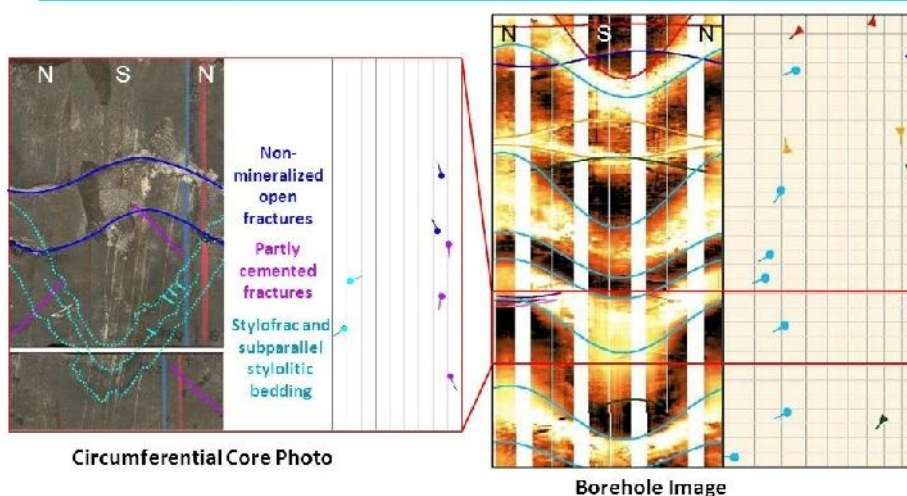
از غرب منطقه مورد مطالعه به سوی شرق بسبب افزایش در صد بالای لایه های انیدریدیتی همراه با کاهش کیفیت مخزن کاملاً مشهود است. این امر منتج به عدم تجمع هیدروکربور اقتصادی در بخش شرقی خلیج فارس در این سازند میگردد.

(شکل های ۷ و ۸) تاثیر رخساره ها بر روی میزان تخلخل و تراوایی در عرب و همچنین شکل های ۹ و ۱۰ شدت تاثیر درز و شکاف بروی سازند عرب را نمایان می سازد. و شکل های ۱۱ و ۱۲ وجود استیلولیت را که در درز و شکاف ها تمرکز پیدا می کند نشان میدهد. همان طور که در قبل بیان شد استیلولیت ها می تواند بر کیفیت مخزن برای جریان سیال مفید باشد [۱۳].

جدول ۱. تخلخل محاسبه شده از طریق داده های پتروفیزیکی

متوسط تخلخل (درصد)	بیشترین میزان تخلخل (درصد)	کمترین میزان تخلخل (درصد)	نام چاه
۱۴/۸	۳۲	۰/۶	2S-3 (مرکز)
۷/۶	۲۳	۰	IMR-7 (غرب)
۱۰	۱۸/۶	۱	SIRRI A1 (شرق)

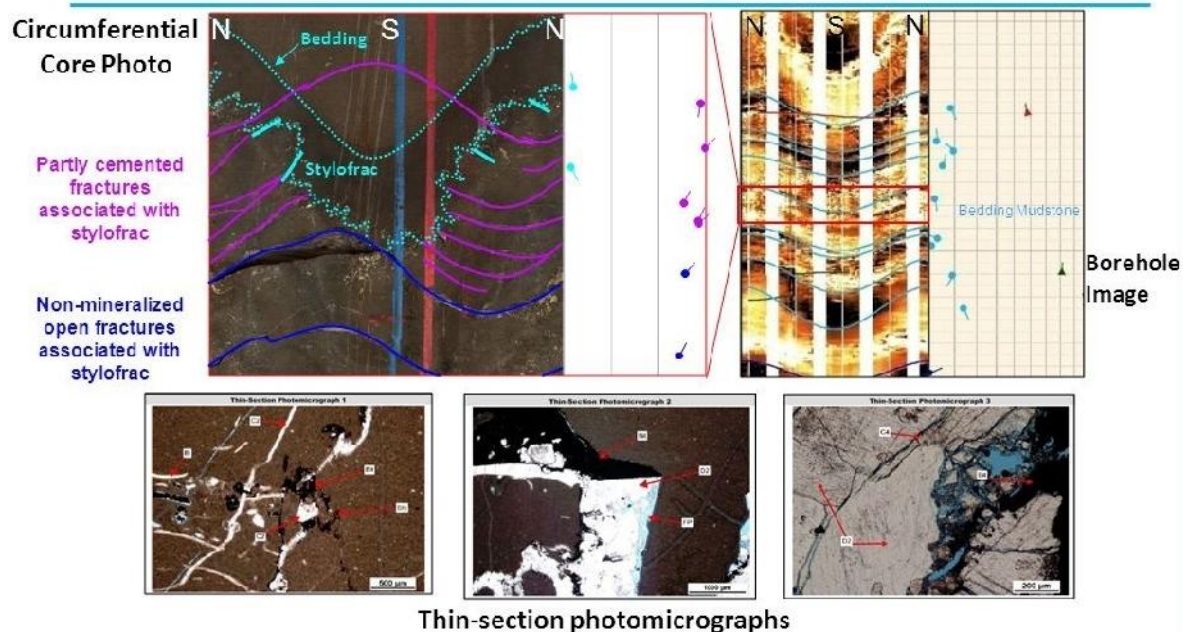
### Stylolitic bedding and Stylo-Fracture in Arab C Member



شکل ۱۱- لایه های استیلولیتی، درز و شکاف های استیلولیتی در بخش مخزنی عرب سی



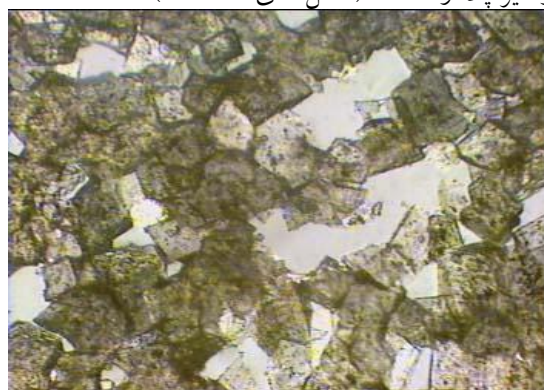
## Styloitic bedding and Stylo-Fracture in Arab D Member



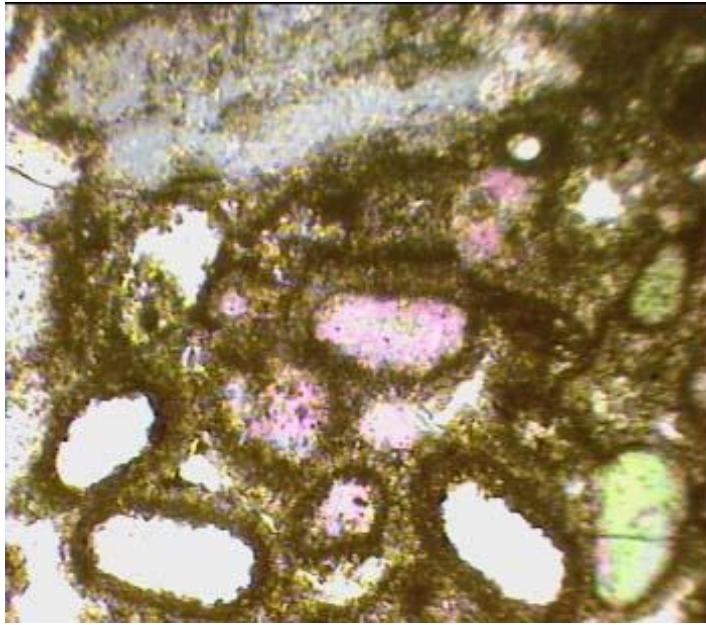
شکل ۱۲- لایه های استیلویتی، درزه و شخاف های استیلویتی در بخش عرب دی . مقاطع تازک میکروسکوپی از مغزه های مربوطه

### ۸- پتروگرافی

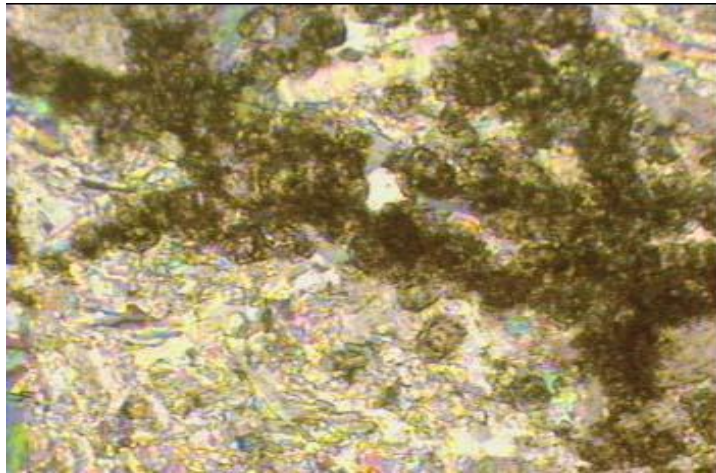
طبق آنچه گفته شد سازند عرب دارای چهار زون مخزنی است که از دولومیت و کلسیت با میان لایه هایی از انیدریت میباشند و در بعضی مواقع لایه های انیدریتی جداکننده زون های مخزنی می باشند. مهمترین جزء تشکیل دهنده سازند عرب در میدان رشادت خرده های اسکلتی، پلوئید ها، ائید ها، گل های اهکی و انید رید مورد شناسایی قرار گرفته است . بر اساس این شواهد محیط رسوبی سازند عرب در میدان رشادت یک رمپ کربناته می باشد تنها سه رخساره از مدل کامل آن قابل تشخیص و تعیین میباشد. رخساره بالای جزر و مدی، رخساره لاگون و رخساره سدی که بصورت پشته های ماسه ای الیتی همراه با رسوبات بین جزر و مدی و کانی های جزر و مدی و کانالهای جزر و مدی از تخلخل بالایی برخوردارند [۵]. شواهد پترو گرافی و همچنین نتایج مربوطه به آنالیز ایزوتوپ های پایدار اکسیژن و کربن بر روی ۲ نمونه دولومیت نشانگر دولومیتی شدن در محیط سبخای ساحلی هیپرسالین بواسطه پمپ شدن در اثر تبخیر می باشد [۵]. انواع تخلخلهای مشاهده شده در سازند عرب عبارتند از: بین بلوری، قالبی، بین دانه ای و حفره ای بوده و تخلخل های بین بلوری عمدتاً از نوع پلانار - S و غیر پلانار هستند (شکل های ۱۳ تا ۱۵).



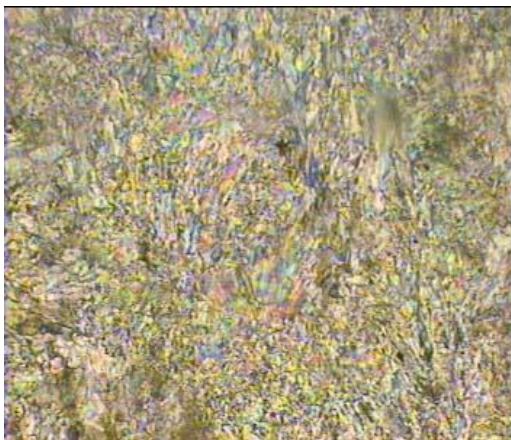
شکل ۱۳. تخلخل پلانار- E حاصل از دولومیتی شدن



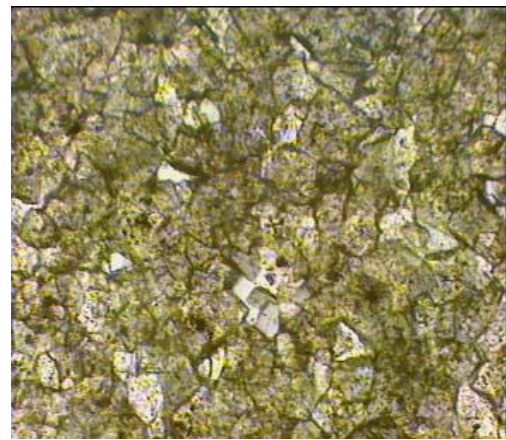
شکل ۱۴. الیتیک گرین استون با تخلخل قالبی



شکل ۱۵ دولومیت ثانویه همراه با انیدریت



شکل ۱۷ انیدریت با بافت پرمرغی



شکل ۱۶ دولومیت‌های پلانار - S همراه سیمان انیدریتی

میزان انیدریت در غرب بیشتر بوده و سبب پایین آمدن کیفیت زون مخزنی سازند عرب شده است باید توجه داشت که زون مخزنی D سازند عرب از بقیه زونهای مخزنی دیگر پربارتر است چرا که ضخامت آن بیشتر بوده و همچنین به دلیل میزان انیدریت کمتر دارای تخلخل بالاتری است.

## ۹- نتیجه گیری

سازند عرب از سیکلهای رسوبگذاری متعددی تشکیل شده است و این رسوبات در محیطهای بین حد جزر ومدی و محیطهای کم عمق زیر حد جزر ومدی و سبخایی تشکیل شده اند. در سازند عرب تیپ تخلخل غالب شامل: بین دانه ای اولیه، ثانویه بصورت قالب یا حفره حاصل از انحلال و تخلخل بین بلوری در رسوبات دولومیتی شده میباشد. ضخامت سازند های هیت و عرب از شرق به غرب روند افزایش را نمایان می سازد. دولومیتی شدن از شرق به غرب افزایش یافته و باعث افزایش تخلخل و تراوایی گردیده است. بیشترین شدت شکستگی در عرب D متعاقب آن عرب C و A/B رخ داده است. (۷) پتانسیل نفتی سازند عرب از مرکز به سمت شرق کاهش می یابد، چراکه افزایش میزان انیدریت باعث پایین آمدن کیفیت مخازن شده است، لیکن به سمت غرب به دو دلیل عمده یعنی داشتن پوش سنگ مناسب و نزدیک بودن به سنگ منشا مناسب با ارزش می گردد. (۸) ساختمانهای زمین شناسی موجود حفاری نشده حواشی مرکز ناحیه مطالعه به احتمال قوی از پتانسیل بالای هیدرو کربوری بر خوردار خواهند بود. چرا که به سمت شرق سازند عرب با میزان بالای درصد انیدریت و کاهش ضخامت پوش سنگ مناسب و ویژگیهای نامناسب مخزنی روبرو است. هر چند این پتانسیل در چاه U1 علیرغم مناسب بودن ویژگیهای مخزنی، لیکن با توجه به وجود آثار نفت سنگین در سازند عرب ان نشانگر مهاجرت نفت آن به افق های بالا تر رانمایان می سازد [14]

## سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر محمد مختاری و دکتر علی صیرفیان تشکر و قدردانی می گردد.

## منابع

- [۱] جهان مهین . ر. ۱۳۸۱ تعقیبات رخساره ای و ضخامتی سازند هیت و عرب از میدان سلمان بسمت میدان سیری و تاثیر ان بر تجمع هیدرو کربور واقع در خلیج فارس. پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت، دانشکده فنی دانشگاه تهران.
- [۲] پاپی نژاد . آ. ۱۳۹۰ بررسی خواص پتروفیزیکی و تعیین رخساره الکتریکی سازند سورمه فوقانی (عرب) در میدان بلال واقع در خلیج فارس. پایان نامه کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، دانشگاه ازاد اسلامی، واحد علوم تحقیقات تهران.
- [۳] ظهوریان.س. ۱۳۸۵. بررسی خواص مخزنی سازند عرب میدان بلال واقع در خلیج فارس. اولین کنگره مهندسی نفت ایران ۱۳۵۸.
- [۴] ظهوریان.س. ۱۳۸۵. کاربرد داده های پترو فیزیکی و پتروگرافی جهت مدلسازی سازند سورمه (عرب) در میدان بلال واقع در خلیج فارس. پایان نامه کارشناسی ارشد رشته مهندسی اکتشاف نفت. دانشکده فنی دانشگاه تهران

[۵] یوسف پور. م. ۱۳۸۳. مطالعه محیط رسوبی و کیفیت مخزنی سازند سورمه فوقانی (عرب) در میدان رشادت واقع در خلیج فارس،

پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.

- [6] SCHLUMBERGER WELL EVALUATION CONFERENCE, Abu Dhabi, November 1981.
- [7] RASTEGAR, M., Optimization of Multiple Bit Runs Based on ROP Models and Cost Equation for One of the Persian Gulf Carbonate Reservoirs: MSc. Thesis, Faculty of Graduate Studies, Petroleum University of Technology & University of Calgary.
- [8] RASHIDI, B., 2007, Real time bit wear analysis and drilling optimization\_ A case study for a well in an Iranian Offshore Field. : MSc. Thesis, Faculty of Graduate Studies, Petroleum University of Technology & University of Calgary (PUT), .
- [9] AZAR, S., Peebler, R., 1995, Sequence stratigraphy of the Hith/Arab formation Off shore Abu Dhabi, U.A.E.
- [10] AZAR, S., 1989: "Preliminary investigations into possible stratigraphic traps, Off shore Abu Dhabi. paper SPE presented at the Bahrain MEOS.
- [11] MATTOS, J.E 1994 "Upper Jurassic-Lower Cretaceous stratigraphy: The Arab, Hith and Rayda formations in Abu Dhabi." Micropalaeontology and Hydrocarbon Exploration in the Middle East .
- [12] AL DAMAKI, F., LAWRENCE, D, SINGLETON, A, REDDY, B., POPA, G and CORTES, B., 2012 Integrated understanding of Enhanced Reservoir properties through Fracturing and dissolution, Case study from late Jurassic Arab Formation in a Large Gas Field Onshore UAE . GEO 2012.
- [13] MICHAEL, J., HEAP, PRICK BAUD., THIERRY REUSCHLE and PHILIP, G. MEREDITH., 2014 Stylolites in limestones: Barriers to fluid flow? Geology, P.51-54
- [14] BASHARI, A., 1988. Occurrence of Heavy Crude Oil in the Persian Gulf, in R.F. Myer and E. J. Wiggins, (Eds.): Fourth International UNITAR/ International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, , Edmonton, Alberta, Canada, 2, 204-214, August 1988.

## زیست چینه نگاری و ریز رخساره‌های سازند آسماری در تاقدیس لار (شمال- خاوری گچساران): تطابق زیست چینه‌ای

میشم براری<sup>۱\*</sup>، علی صیرفیان<sup>۲</sup>، حسین وزیری مقدم<sup>۳</sup>، روح اله شب افروز<sup>۴</sup>  
<sup>۱</sup> کارشناس ارشد چینه شناسی و فسیل شناسی، گروه زمین شناسی دانشگاه اصفهان  
<sup>۲،۳،۴</sup> استاد گروه زمین شناسی، دانشگاه اصفهان  
\*Meysamomeysam.org@gmail.com  
دریافت اسفند ۱۳۹۶، پذیرش مرداد ۱۳۹۷

### چکیده

سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال‌خاوری گچساران)، واقع در ۷۷ کیلومتری شمال‌خاوری شهرستان گچساران، دارای ۳۶۱ متر ضخامت می‌باشد. در این پژوهش، زیست‌چینه نگاری و ریز رخساره‌های سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال‌خاوری گچساران) مورد مطالعه قرار گرفته و نتایج حاصله با برش‌هایی از سازند آسماری در نواحی هم‌جوار مقایسه شده است. براساس مطالعه پراکندگی فرامینیفرهای کف‌زی در برش مذکور، تعداد ۲۵ جنس و ۲۱ گونه در قالب چهار زون زیستی شناسایی و زون‌های زیستی 1. *Lepidocyclina – Operculina – Ditrupa* assemblage zone, 2. *Archaias asmaricus – Archaias hensoni – Miogypsinoides complanatus* assemblage zone, 3. Indeterminate zone, 4. *Borelis melo curdica – Borelis melo melo* assemblage zone. با توجه به زیست‌زون‌ها، سن برش مورد مطالعه از الیگوسن پسین (چاتین) تا میوسن پیشین (آکی تانین و بوردیگالین) معرفی می‌گردد. مطالعات ریز رخساره‌ها منجر به تشخیص ۱۲ ریز رخساره و ۴ زیر ریز رخساره رسوبی در محیط دریای باز و لاگون (نیمه‌محصور و محصور) گردیده است که در بخش‌های خارجی، میانی و داخلی یک رمپ هم‌شیب (رمپ هموکلینال) نهشته شده‌اند.

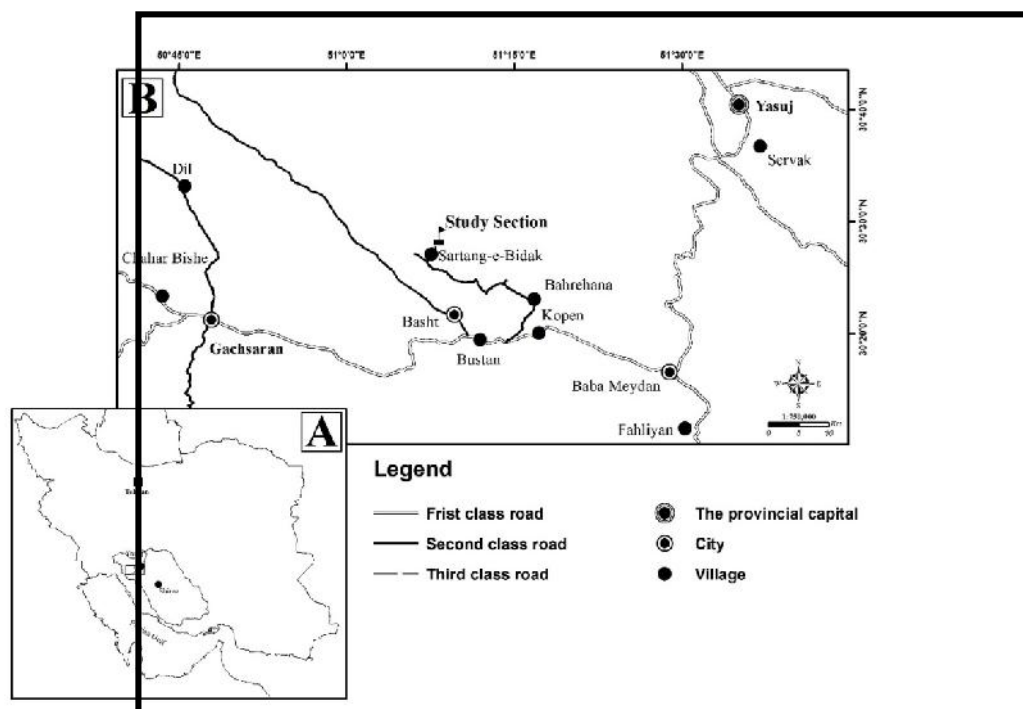
کلیدواژه: سازند آسماری، الیگوسن - میوسن، تاقدیس لار، زیست‌چینه نگاری، ریز رخساره‌ها، فرامینیفرهای کف‌زی.

## ۱- مقدمه

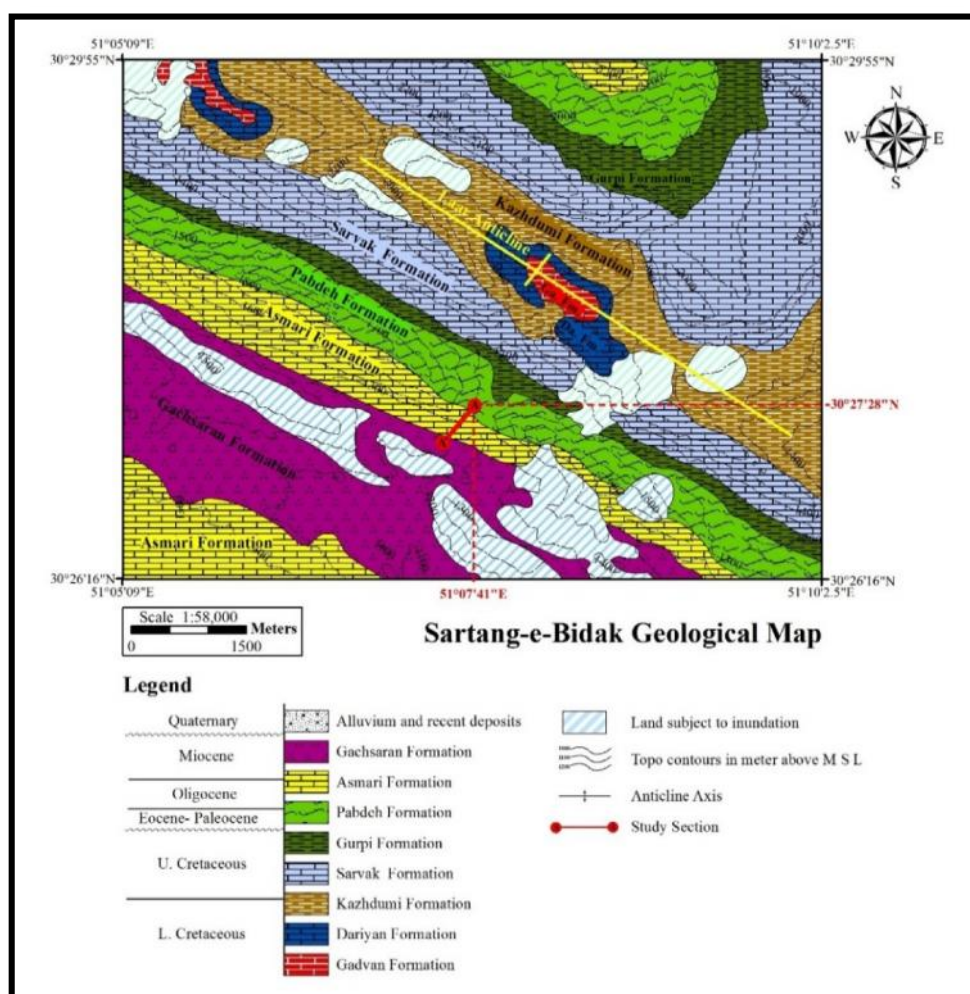
سازند آسماری با سن الیگوسن - میوسن در حوضه زاگرس گسترش داشته و سنگ مخزن نفت و گاز محسوب می‌شود [۱۳]. مطالعات پیشین سازند آسماری متنوع بوده که در ذیل و در سایر بخش‌های این تحقیق به برخی از آن‌ها اشاره می‌شود. سازند آسماری در ابتدا به ردیفی از سنگ‌های کرتاسه تا آهک‌های نومولیت دار اطلاق گردید [۲۹]. برش نمونه آن در تنگ گل شور واقع در کوه آسماری معرفی و اندازه‌گیری گردید [۵۳، ۶۱] خواص زیست‌چینه‌ای سازند آسماری مورد مطالعه قرار گرفت و ۶ زون تجمعی بر آن معرفی شد [۷۱]. سازند آسماری بر مبنای فرامینفرهای کف‌زی مورد بررسی قرار گرفت و در نهایت ۳ زون تجمعی و در ۲ زیر زون برای آن تعریف شد [۱۷]. تحقیقات جدیدتر زیست‌چینه‌نگاری سازند آسماری بر اساس مطالعات ایزوتوپ استرانسیوم انجام شده است که حاصل آن تفکیک اشکوب‌های روپلین و چاتین می‌باشد [۳۴]. مطالعات جامع‌تر سطحی و زیرسطحی سازند آسماری و با در نظر گرفتن نتایج حاصل از تحقیقات ایزوتوپی منجر به شناسایی ۶ سکانس رسوبی، ۶ زون تجمعی و ۱ زون نامشخص گردید [۶۴]. در سال‌های اخیر مطالعات زیست‌چینه‌نگاری و رخساره‌های رسوبی سازند آسماری به طور محلی و یا بعضاً جامع‌تر در جای جای زاگرس صورت گرفته که می‌توان به زیست‌چینه‌نگاری و ریز رخساره‌ها سازند آسماری در حوضه زاگرس بر اساس تطابق زمانی و محیطی [۴]، چینه‌نگاری سازند آسماری در فارس داخلی [۵]، زیست‌چینه‌نگاری و پالئوآکولوژی سازند آسماری در خاور دو گنبدان [۱۰]، ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی و فرایندهای دیاژنتیکی سازند آسماری در یال جنوبی تاق‌دیس میش [۱۲]، رخساره‌ها و محیط رسوب‌گذاری سازند آسماری در شمال گچساران [۲۸]، رخساره‌ها و چینه‌نگاری سازند آسماری در ناحیه چمن بلبل [۲۰]، زیست‌چینه‌نگاری و پالئوآکولوژی در حوضه زاگرس [۴۱]، میکروبیواستراتیگرافی سازند آسماری در جنوب خرم‌آباد [۴۹]، رخساره‌ها و توالی‌های رسوبی سازند آسماری در شمال زون ایزد [۵۵]، زیست‌چینه‌نگاری سازند آسماری در ناحیه بروجن [۵۶]، رخساره‌های سازند آسماری در نواحی مرکز و شمال مرکزی زاگرس [۵۷]، معماری رسوبی و توالی چینه‌شناسی سازند آسماری در جنوب زون ایزد [۵۹]، زیست‌چینه‌نگاری و پالئوآکولوژی سازند آسماری در زون ایزد [۶۰] و محیط رسوبی و چینه‌نگاری سازند آسماری در حوضه زاگرس [۶۵، ۶۶] اشاره نمود. سازند آسماری با سن الیگوسن - میوسن در حوضه زاگرس گسترش داشته و سنگ مخزن نفت و گاز محسوب می‌شود [۱۳].

## ۲- موقعیت منطقه و روش مطالعه

سازند آسماری در تاق‌دیس لار در مجاورت روستای سرتنگ بیدک از توابع شهرستان باشت به مختصات جغرافیایی ۲۸° ۲۷' شمالی و ۴۱° ۰۷' ۵۱' شرقی، واقع در ۷۷ کیلومتری شمال‌خاوری شهرستان گچساران در استان کهگیلویه و بویراحمد قرار دارد (شکل‌های ۱ و ۲). برش مذکور در زون ایزد واقع است. به منظور مطالعات صحرائی، ابتدا از روی نقشه زمین‌شناسی و عکس‌های ماهواره‌ای برش مورد مطالعه شناسایی و سپس با استفاده از نقشه‌ی راه‌ها، مسیر دسترسی به برش مورد مطالعه مشخص گردید. سپس از قاعده برش به صورت سیستماتیک و با فواصل منظم (۱ تا ۲ متر) به وسیله ژاکوب عمود بر امتداد لایه‌ها از سنگ‌های برجا و غیر هوازده، با توجه به تغییرات سنگ‌شناسی، تغییرات رخساره‌ای و آثار فسیلی نمونه‌برداری صورت گرفت و ضخامت و ویژگی‌های لایه‌ها در فرم‌های مخصوص ثبت گردید. برش مورد مطالعه ۳۶۱ متر ضخامت دارد و تعداد ۱۸۸ نمونه از آن برداشت شده است. شماره نمونه‌ها منطبق بر مترآژ نمونه‌برداری صورت گرفته می‌باشد. پس از تهیه مقاطع نازک میکروسکوپی، در آزمایشگاه مورد مطالعه قرار گرفتند. مرز زیرین سازند آسماری در برش تاق‌دیس لار، به صورت تدریجی با سازند پابده قرار گرفته است و در مرز بالایی آن سازند گچساران به طور تدریجی جایگزین می‌شود.



شکل ۱- راه دسترسی به منطقه مورد مطالعه [۳].



شکل ۲- نقشه زمین شناسی منطقه مورد مطالعه [۱۶]

## ۳- بحث

## ۳- ازیست‌چینه نگاری

خواص زیست‌چینه‌ای سازند آسماری توسط آدامز و بورژوا [۱۷] مورد مطالعه قرار گرفت و ۳ زون تجمعی و ۲ زیر زون تجمعی جدید معرفی شد. اهرنبرگ و همکاران [۳۴] با مطالعه سازند آسماری در فروافتادگی دزفول، بر مبنای آنالیزهای ایزوتوپی استرانسیوم در تعیین سن مطلق فسیل‌ها، موفق به تفکیک آشکوب‌های الیگوسن از یکدیگر شدند. لارسن و همکاران [۴۲] با استفاده از داده‌های اهرنبرگ و همکاران [۳۴] و اطلاعات سایر برش‌های سازند آسماری، زون‌بندی زیستی جدید با ۶ زون تجمعی و ۱ زون نامشخص برای سازند آسماری ارائه کردند. ون‌بوخم و همکاران [۶۴] با مطالعات جدیدتر و گسترده‌تر، کارهای لارسن و همکاران [۴۲] را تایید کردند.

به منظور تعیین سن سازند آسماری در برش تاقدیس لار، تعداد ۱۸۸ مقطع نازک میکروسکوپی تهیه و مطالعه شد و بر اساس مطالعات اهرنبرگ و همکاران [۳۴] و بیوزوناسیون لارسن و همکاران [۴۲] و ون‌بوخم و همکاران [۶۴] ۴ زون زیستی برای سازند آسماری در برش مورد مطالعه تعیین شد که سن برش مورد مطالعه را از الیگوسن پسین (چاتین) تا میوسن پیشین (بوردیگالین) معرفی می‌نماید (شکل‌های ۳ و ۴).

زیست‌زون ۱: این زون زیستی از قاعده برش تا ضخامت ۶۴ متری برش مورد مطالعه را شامل می‌شود و دارای ۱۹ جنس و ۱۰ گونه می‌باشد.

*Globigerinids – Discorbis sp. – textularids – Ditrupa sp. – Heterostegina sp. – Operculina sp. – Dendritina rangi – Pyrgo sp. – Neorotalia sp. – Elphidium sp. – Eulepidina sp. – Eulepidina elephantina – Eulepidina dilatata – Nephrolepidina sp. – Spiroclypeus blankenhorni – Operculina complanata – Amphistegina sp. – Miogypsinoides sp. – Miogypsinoides complanatus – Spiroclypeus sp. – Nephrolepidina tournoueri – Lepidocyclina sp. – Elphidium sp.14 – Elphidium sp.1 – Neorotalia viennoti – Peneroplis sp. – Sphaerogypsina sp. – miliolids.*

این مجموعه زیستی با بیوزون شماره ۳ لارسن و همکاران [۴۲]. *Lepidocyclina – Operculina – Ditrupa* assemblage zone تطابق دارد و با توجه به حضور گونه *Spiroclypeus blankenhorni* معرف سن چاتین است.

زیست‌زون ۲: این زون زیستی از ضخامت ۶۴ تا ۲۲۶ متری برش مورد مطالعه را شامل می‌شود و دارای ۲۰ جنس و ۱۸ گونه می‌باشد.

*Ditrupa sp. – Discorbis sp. – textularids – Heterostegina sp. – Operculina sp. – Elphidium sp. – Pyrgo sp. – Neorotalia sp. – Eulepidina elephantina – Eulepidina dilatata – Spiroclypeus blankenhorni – Operculina complanata – Amphistegina sp. – Spiroclypeus sp. – Nephrolepidina tournoueri – Miogypsinoides sp. – Miogypsinoides complanatus – Lepidocyclina sp. – Elphidium sp.14 – Elphidium sp.1 – Neorotalia viennoti – Peneroplis sp. – Archaias asmaricus – Archaias kirkukensis – Sphaerogypsina sp. – Archaias sp. – Austrotillina asmariensis – Archaias hensoni – Meandropsina iranica – Meandropsina anahensis – Austrotillina sp. – Dendritina sp. – Dendritina rangi – Peneroplis farsensis – Peneroplis evolotus – miliolids.*

این زون زیستی با بیوزون شماره ۴ لارسن و همکاران [۴۲]. *Archaias asmaricus – Archaias hensoni* assemblage zone تطابق دارد و معرف سن چاتین می‌باشد.

زیست‌زون ۳: این زون زیستی از ضخامت ۲۲۶ تا ۲۶۱/۵ متری برش مورد مطالعه را شامل می‌شود و دارای ۷ جنس و ۲ گونه می‌باشد.

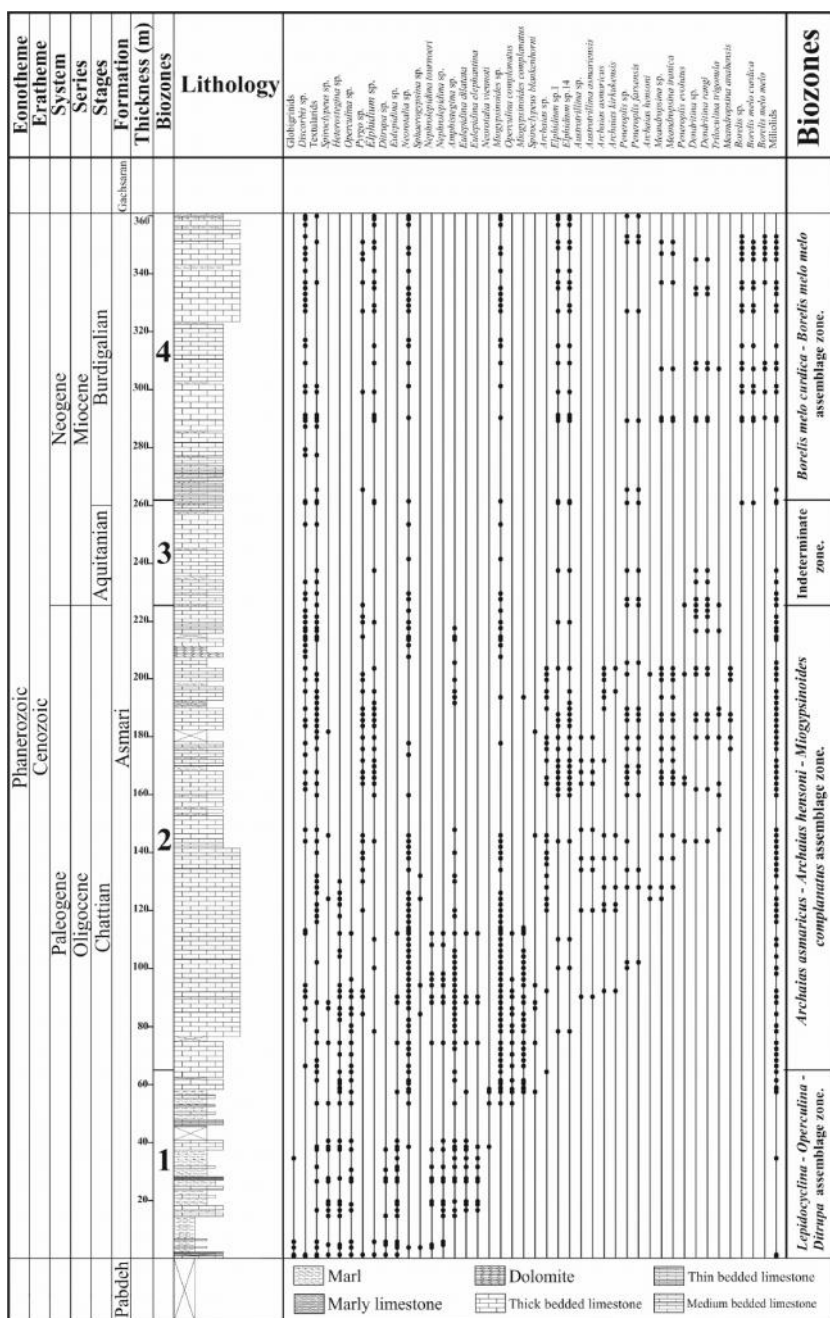
*Discorbis sp. – textularids – Neorotalia sp. – Elphidium sp. – Neorotalia viennoti – Dendritina sp. – Dendritina rangi – Peneroplis sp. – miliolids.*



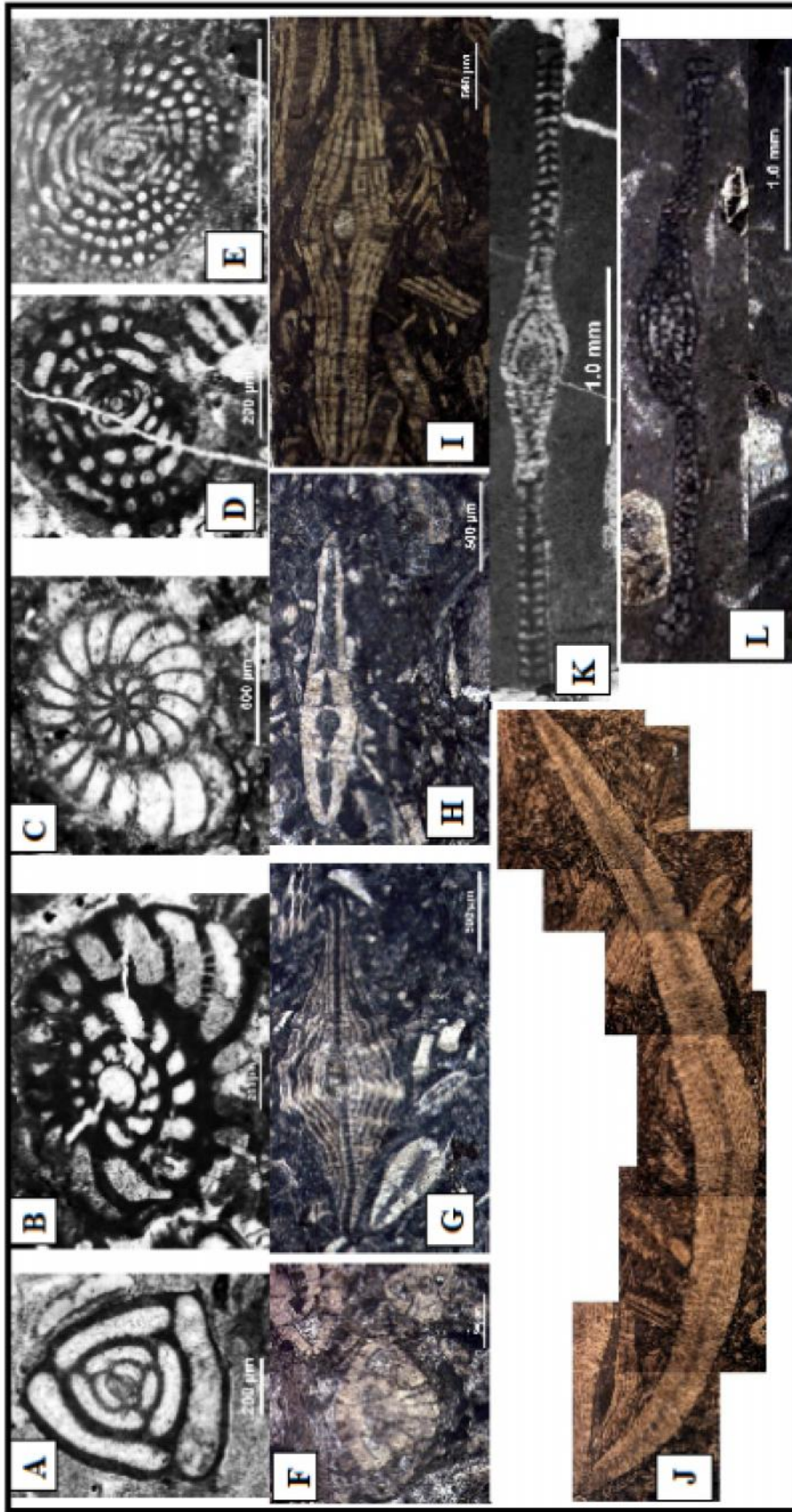
این زون زیستی با *Indeterminate zone* از بیوزوناسیون لارسن و همکاران [۴۲] مطابقت دارد. بر اساس مطالعات لارسن و همکاران [۴۲] و ونبوخم و همکاران [۶۴] این زون زیستی، معرف سن آکی تانین می‌باشد. زیست‌زون ۴: این زون زیستی از ضخامت ۲۶۱/۵ تا انتهای برش مورد مطالعه را شامل می‌شود و دارای ۱۱ جنس و ۱۰ گونه می‌باشد.

*Discorbis* sp. – *textularids* – *Neorotalia* sp. – *Elphidium* sp. – *Elphidium* sp.1 – *Elphidium* sp.14 – *Neorotalia viennoti* – *Sphaerogypsina* sp. – *Meandropsina iranica* – *Meandropsina anahensis* – *Dendritina* sp. – *Peneroplis* sp. – *Peneroplis farsensis* – *Peneroplis evolotus* – *Triloculina trigonula* – *Borelis* sp. – *Borelis melo curdica* – *Borelis melo melo* – miliolids.

این مجموعه زیستی با بیوزون شماره ۷ لارسن و همکاران [۴۲]، *Borelis melo curdica* – *Borelis melo melo* *assemblage zone*. تطابق دارد. بر اساس مطالعات اهرنبرگ و همکاران [۳۴]، لارسن و همکاران [۴۲] و ونبوخم و همکاران [۶۴] این زون زیستی، معرف سن بوردیگالین می‌باشد.



شکل ۳- ستون زیست‌چینه نگاری سازند آسماری در برش تاق‌دیس لار.



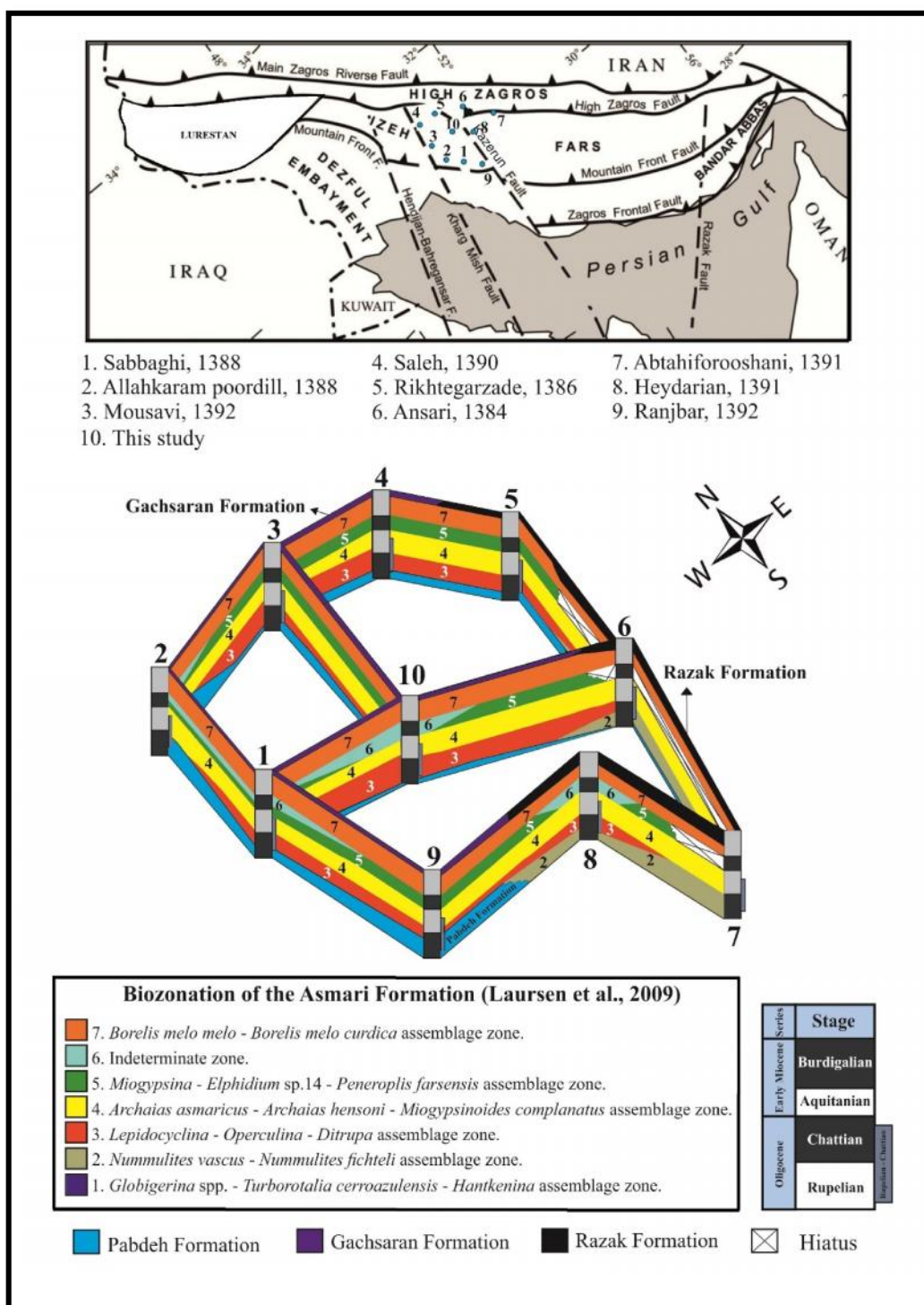
شکل ۱- برخی از فسیل‌های شاخص برش عمود مطالعه:

A: *Trilobulina trigonula*, B: *Dendritina rangi*, C: *Peneropsis farsensis*, D: *Borelis melo*, E: *Borelis melo curdica*, F: *Neorotalia viennoti*, G: *Nephrolepidina tournoueri*, H: *Operculina complanata*, I: *Spiroclypus blanckenhorni*, J: *Eilepidina dilatata*, K: *Archaeis asmaricus*, L: *Archaeis hensoni*.

## ۴- تطابق زیست‌چینه نگاری برش مورد مطالعه و برخی برش‌ها از سازند آسماری در

### نواحی همجوار

به منظور تطابق زیست‌چینه نگاری اطلاعات به دست آمده از برش مورد مطالعه با ۹ برش دیگر که بعضاً مورد بازنگری قرار گرفتند (جدول ۱، شکل ۵) بررسی می‌شود.



شکل ۵- تطابق زیست‌چینه نگاری ۱۰ برش واقع در زون ساختمانی زاگرس.

جدول ۱- مشخصات برش‌های مورد استفاده در تطابق زیست‌چینه نگاری.

جدول ۱- مشخصات پوشش‌های مورد استفاده در تطبیق زیست‌چینه نگاری.

پژوهشگر	زون ساختمانی	زون‌های زیستی لارسن و مکاران (۱۳)	مختصات جغرافیایی	نام پوشش
انصاری [۷]	زاگرس مرتفع	<i>Nannulnites</i> - <i>Nannulnites</i> assemblage zone. <i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone. <i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone. <i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone.	۳۰° ۳۱' ۲۰" N ۵۱° ۴۰' ۱۴" E ۳۰° ۴۵' ۲۴" N ۵۱° ۲۷' ۲۰" E ۳۰° ۲۸' ۲۴" N ۵۰° ۴۷' ۵۱" E	شمال فیلیان جنوب- خاوری یاسوج شمال تاق‌دیس مختار (شمال-یاختری یاسوج) کوه گندخور، شمال کچساران
صباغی [۹]	ایله	<i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone. <i>Indeterminata</i> zone. <i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone. <i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone.	۳۰° ۳۳' ۲۴" N ۵۰° ۴۱' ۷۸" E ۳۰° ۲۰' ۵۴" N ۵۱° ۰۲' ۱۳" E	بال شمالی تاق‌دیس کوه دیل (شمال کچساران) کوه شجیل، شمال-یاختری یاسوج
اسکرپور دیل [۷۸]	مرز بین زون ایله و فرواندگی درلول	<i>Nannulnites</i> - <i>Nannulnites</i> assemblage zone. <i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone. <i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone. <i>Nannulnites</i> - <i>Nannulnites</i> assemblage zone. <i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone. <i>Indeterminata</i> zone.	۳۰° ۳۷' ۵۶" N ۵۱° ۴۱' ۳۳" E	کوه تار، جنوب-خاوری یاسوج
حیدریان [۶]	شمال فارس داخلی	<i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone. <i>Nannulnites</i> - <i>Nannulnites</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone.	۳۰° ۳۷' ۳۷" N ۵۱° ۴۱' ۴۴" E	کوه موردرار جنوب-خاوری یاسوج
ایلمی فروشانی [۱]	شمال فارس داخلی	<i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone. <i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone.	۳۰° ۵۰' ۲۰" N ۵۰° ۱۵' ۳۰" E	شمال-یاختری تاق‌دیس خامی (شمال کچساران)
موسوی [۱۴]	ایله	<i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone. <i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone.	۳۰° ۱۷' ۸۷" N ۵۱° ۰۹" E	بال جنوب-خاوری تاق‌دیس خامی (خاور کچساران)
منجم [۷]	ایله	<i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupa</i> assemblage zone. <i>Archaeonaticus</i> - <i>Archaeonaticus</i> - <i>Mioegypsinoides</i> - <i>complicata</i> assemblage zone. <i>Mioegypsinoides</i> - <i>Ephedim</i> sp. 14 - <i>Feneropliofurcata</i> assemblage zone. <i>Boreliamelocuridica</i> - <i>Boreliamelocuridica</i> assemblage zone.		

از بررسی برش‌های مذکور، نتایج ذیل می‌شود (شکل ۵):

در برش‌های جنوب‌خاوری یاسوج، کوه تامر و کوه موردراز به دلیل حضور زون *Nummulites vascus – Nummulites fichteli assemblage zone* (زون زیستی شماره ۲ لارسن و همکاران) [۴۲] وجود آشکوب روپلین تأیید می‌شود و نشان می‌دهد که سازند آسماری در این نواحی، از زمان روپلین شروع به ته‌نشست کرده است. در سایر برش‌ها این زون تجمعی دیده نمی‌شود و به جای سازند آسماری، رسوب‌گذاری سازند پابده تداوم یافته است.

حضور زون *Lepidocyclina – Operculina – Ditrupa assemblage zone* (زون زیستی شماره ۳ لارسن و همکاران) [۴۲] نشان‌دهنده شروع رسوب‌گذاری سازند آسماری از روپلین پسین-چاتین در برش‌های جنوب‌خاوری یاسوج، شمال تاقدیس مختار، کوه‌گشت‌خوار، کوه شجیل، کوه تامر، شمال‌باختری تاقدیس خامی و یال جنوب‌خاوری تاقدیس خامی می‌باشد. زون مذکور در برش مورد مطالعه حضور داشته و با توجه به همراهی *Spiroclypeus blanckenhorni* سن چاتین را نشان می‌دهد.

در تمامی برش‌های انتخاب شده و همچنین برش مورد مطالعه، زون *Archaias asmaricus – Archaias hensoni – Miogypsinoidea complanatus assemblage zone* (زون زیستی شماره ۴ لارسن و همکاران) [۴۲] که معرف آشکوب چاتین است دیده می‌شود.

در تمامی برش‌ها به جز در جنوب‌خاوری یاسوج، کوه تامر و کوه موردراز زون زیستی *Miogypsina – Peneroplis farsensis – Elphidium sp. 14 assemblage zone* (زون زیستی شماره ۵ لارسن و همکاران) [۴۲] دیده می‌شود که بیانگر تداوم رسوب‌گذاری سازند آسماری در آشکوب آکی‌تاین می‌باشد. علاوه بر این، حضور *Indeterminate zone* (زون زیستی شماره ۶ لارسن و همکاران) [۴۲] در برش‌های کوه گشت‌خوار، تاقدیس کوه دیل، کوه تامر و برش مورد مطالعه، معرف آشکوب آکی‌تاین می‌باشد.

در برش‌های کوه تامر، کوه موردراز و جنوب‌خاوری یاسوج، با حضور زون زیستی *Borelis melo curdica – Borelis melo melo assemblage zone* (زون زیستی شماره ۷ لارسن و همکاران) [۴۲] در سازند رازک، سن بوردیگالین نشان از پایان رسوب‌گذاری سازند آسماری در نواحی مذکور است. در برش شمال تاقدیس مختار، رسوب‌گذاری سازند آسماری تا بوردیگالین ادامه داشته و سازند رازک متعاقب رسوب‌گذاری سازند آسماری دیده می‌شود. در سایر نواحی (کوه گشت‌خوار، کوه دیل، کوه شجیل، شمال‌باختری تاقدیس خامی و یال جنوب‌خاوری تاقدیس خامی) و همچنین برش مورد مطالعه، رسوب‌گذاری سازند آسماری تا بوردیگالین ادامه داشته و سازند گچساران بر روی سازند آسماری دیده می‌شود. در نتیجه، رسوب‌گذاری سازند آسماری در نواحی جنوب مرکزی زاگرس مرتفع و شمال فارس داخلی از زمان روپلین شروع شده است، اما رسوب‌گذاری سازند آسماری در برش مورد مطالعه و سایر برش‌ها که در زون ایزه قرار دارند دیرتر و از روپلین پسین تا چاتین شروع شده است. تفاوت زمان شروع رسوب‌گذاری سازند آسماری در زون‌های مذکور، شاهدهی بر چند زمانه بودن قاعده سازند آسماری است.

در همین راستا، رسوب‌گذاری سازند آسماری در نواحی جنوب مرکزی زاگرس مرتفع و شمال فارس داخلی در انتهای آکی‌تاین به پایان رسیده و رسوب‌گذاری سازند رازک زمان بوردیگالین را نشان می‌دهد. در حالی که سازند آسماری در برش مورد مطالعه و سایر برش‌ها که در زون ایزه قرار دارند حاکی تداوم رسوب‌گذاری آن از چاتین تا بوردیگالین می‌باشد. این نکته نیز تأییدی بر چند زمانه بودن رأس سازند آسماری نیز می‌باشد.

## ۵- ریز رخساره‌ها

در این پژوهش با مطالعه ۱۸۸ مقطع نازک میکروسکوپی، مطالعه ریز رخساره‌های سازند آسماری بر اساس طبقه‌بندی دانه‌ها [۳۳]، امبری و کلوان [۳۵] و رایت [۶۹] انجام می‌گردد. با بررسی ویژگی‌هایی مانند بافت رسوبی، ساختارهای رسوبی، عناصر اسکلتی و غیراسکلتی برای سازند آسماری در برش تاق‌دیس لار (شمال‌خاوری گچساران) در مجموع ۱۲ ریز رخساره و ۴ ریز رخساره فرعی رسوبی در ۲ محیط دریای باز و لاگون (نیمه‌محصور و محصور) معرفی می‌شود. سازند آسماری در این برش از الیگوسن پسین (چاتین) شروع به رسوب‌گذاری کرده و ته‌نشست آن تا میوسن پیشین (بوردیگالین) ادامه داشته است (شکل ۸).

رخساره‌های تعیین شده از بخش‌های عمیق به طرف بخش کم عمق حوضه به ترتیب زیر شرح داده می‌شوند (شکل‌های ۶ و ۷):

### ریز رخساره شماره ۱ - O1 - پلانکتونیک فرامینیفرای بایوکلاست و کستون - پکستون.

این ریزرخساره تجمعی از فرامینیفرهای پلانکتون بدون کیل و همچنین خرده‌های فرامینیفرهای پلانکتون به همراه فرامینیفرهای بتیک کوچک خرد شده و بایوکلاست‌های غیرقابل شناسایی می‌باشد که در یک زمینه گل پشتیبان با بافت و کستون - پکستون حضور دارد.

حضور فرامینیفرهای پلانکتون، عدم وجود ساخت‌های رسوبی و وجود بایوکلاست‌هایی که گواه شوری نرمال دریایی هستند، در زمینه گل پشتیبان ریزدانه و عدم حضور ذرات آواری نشان‌دهنده ته‌نشست این ریز رخساره در محیط کم انرژی دریای باز می‌باشد [۳۶، ۳۷].

[۶۷]. فابریک ریز دانه و گل پشتیبان این ریز رخساره نشان‌دهنده رسوب‌گذاری در یک محیط آرام و زیر سطح اساس امواج طوفانی می‌باشد [۳۰]. حضور فرامینیفرهای پلانکتون، عدم حضور فرامینیفرهای بتیک کشیده هم‌زیست نوری‌دار و عدم حضور جلبک‌های قرمز کورالیناسه آ‌شاهدی بر ته‌نشست این ریز رخساره در زیر زون نوری است [۳۱]. این ریز رخساره در قسمت‌های پایینی (ابتدایی) سازند آسماری قرار دارد.

### ریز رخساره شماره ۲ - O2 - بایوکلاست لپیدوسیکلینیدا پلانکتونیک فرامینیفرای و کستون - پکستون.

اجزای اصلی این ریز رخساره فرامینیفرهای پلانکتون و خرده‌های لپیدوسیکلینیدا هستند. بایوکلاست‌ها اجزای فرعی این ریز رخساره را تشکیل می‌دهند.

فراوانی موجودات با شوری نرمال دریایی مانند فرامینیفرهای بزرگ با دیواره هیالین منفذدار به همراه فرامینیفرهای پلانکتون حاکی از تشکیل این ریز رخساره بین قاعده تاثیر امواج طوفانی و امواج عادی می‌باشد [۳۰، ۵۴].

### ریز رخساره شماره ۳ - O3 - بایوکلاست لپیدوسیکلینیدا فلو‌تستون.

فونای غالب این ریز رخساره شامل روزنداران کف‌زی بزرگ و کشیده با دیواره آهکی منفذدار از خانواده لپیدوسیکلینیدا می‌باشند که در یک زمینه گل پشتیبان قرار دارند. اجزای اسکلتی خرد شده از قبیل آمفیستزینا و خرده‌های بریوزوئر و اکینید به همراه فرامینیفرهای پلانکتون به مقدار بسیار کم در این ریز رخساره به عنوان عناصر فرعی مشاهده می‌شوند.

حضور لپیدوسیکلینیدهای کشیده حاکی از ته‌نشست این ریز رخساره در پایین ناحیه زون نوری [۳۰] و سالم ماندن و خوب حفظ شدگی آن‌ها مبین یک محیط دریای باز با انرژی متوسط تا کم و فرار گرفتن در زیر سطح امواج عادی می‌باشد، همچنین شاهدی بر رسوب‌گذاری در ناحیه الیگوفوتیک است [۲۲، ۲۳]. وجود فرامینیفرهای بتیک بزرگ با دیواره منفذدار ضخیم و پوسته کشیده نشان‌دهنده شوری نرمال دریایی است [۳۰، ۵۴]. به علت حضور فون‌هایی با صدف کشیده و بزرگ که اغلب آن‌ها سالم هستند، نشان‌دهنده انرژی پایین امواج آب و شوری نرمال دریایی می‌باشد [۴۰].

#### ریز رخساره شماره ۴ - O4 - نومولیتیدا لپیدوسیکیلینیدا بایوکلاست فلوستون.

این ریز رخساره تجمعی از نومولیتیدا (*Heterostegina and Operculina*) کشیده و لپیدوسیکیلینیدا (*Eulepidina*) کشیده به همراه اجزای فرعی از قبیل آمفیسترتینا و بایوکلاست‌های خرد شده، خرده‌های اکینید و بریوزوئر در یک زمینه گل پشتیبان با بافت فلوستون (وکستون) می‌باشد و در برخی مقاطع به صورت وکستون - پکستون ظاهر می‌شود. به دلیل وجود فرامینفرهای هیالین کفزی بزرگ که دارای اسکلت خوب حفظ شده می‌باشند، این ریز رخساره در دریای باز و تحت انرژی متوسط تا پایین [۵۴] در زون الیگوفوتیک [۲۳، ۲۵، ۳۰] تشکیل شده است. فرامینفرهای بزرگ و کشیده هم‌زیست نوری‌دار معرف محیط رسوب‌گذاری با شوری نرمال و رسوب‌گذاری در قسمت پایینی زون نوری می‌باشد [۳۹]. لپیدوسیکیلینیداهای کشیده و پهن معرف محیطی با شوری نرمال هستند و روی بسترهای نرم و سخت دریایی زندگی می‌کنند [۳۷]. حضور آمفیسترتیناهای پلانیس پیرال نشان‌دهنده تشکیل این ریز رخساره در قسمت پایینی زون نوری می‌باشد [۳۸]. حضور فون‌های فوق به همراه خرده‌های اکینید و بریوزوئر، شوری نرمال دریایی را نشان می‌دهد و زمینه گلی تا دانه‌ای مقاطع و جورشدگی ضعیف، بیانگر رسوب‌گذاری در محیطی با انرژی متوسط تا کم در زون الیگوفوتیک می‌باشد [۳۶] به دلیل عدم وجود فرامینفرهای پلانکتون در این ریز رخساره می‌توان به این نتیجه رسید که عمق ته‌نشست این ریز رخساره نسبت به ریز رخساره قبلی کمتر شده است.

#### ریز رخساره شماره ۵ - O5 - میوزیپسینوئیدس نومولیتیدا کورالیناسه‌آ بایوکلاست پکستون - گرینستون.

اجزای اصلی این ریز رخساره شامل میوزیپسینوئیدس، فرامینفرهای کفزی از خانواده نومولیتیدا (*Heterostegina*) و کورالیناسه‌آ می‌باشند که در زمینه‌ای از میکریت قرار گرفته‌اند. اجزای فرعی این ریز رخساره شامل نئوروتالیا و خرده‌های اسکلتی هستند. بافت در این ریز رخساره از پکستون تا گرینستون متغیر است. حضور میوزیپسینوئیدس محیطی با شوری نرمال و بستر ماسه‌ای فقیر از گل را نشان می‌دهد. نئوروتالیا امروزه در آب‌هایی با انرژی بالا و عمق ۰ تا ۴۰ متر زیست می‌کنند و میوزیپسینوئیدس‌ها در آب‌های با عمق کمتر از ۵۰ متر و تحت شرایط شوری نرمال زندگی می‌کنند [۳۷]. با توجه به حضور نومولیتیداهای با دیواره ضخیم، میوزیپسینوئیدس‌ها و همچنین نئوروتالیاهای تخم‌مرغی شکل نسبت به ریز رخساره قبلی در عمق کمتری پیشنهاد می‌کند.

#### ریز رخساره شماره ۶ - O6 - کورال کورالیناسه‌آ فرامینفرای منفذدار بایوکلاست فلوستون.

اصلی‌ترین عناصر سازنده این ریز رخساره فرامینفرهای کفزی منفذدار از خانواده نومولیتیدا (*Heterostegina and Operculina*) به همراه تکه‌های مرجان و جلبک قرمز کورالیناسه‌آ هستند. در این ریز رخساره عناصر دیگر اسکلتی مانند اسفاروژیسینا، خرده‌های بریوزوئر، خرده‌های اکینید و دوکفه‌ای به عنوان عناصر فرعی در زمینه‌ای گل پشتیبان حضور دارند. بافت این ریز رخساره فلوستون است.

قطعات جلبک‌های قرمز کورالیناسه‌آ و خرده صدف‌ها و همچنین عدم وجود ساختار درجای باندستونی، این ریز رخساره را از ریز رخساره‌های ریفی متمایز می‌کند. چارچوب خوب حفظ شده جلبک‌های قرمز کورالیناسه‌آ در این ریز رخساره نشان‌دهنده یک محیط نسبتاً آرام آبی بر روی یک سطح بستر پایدار می‌باشد [۴۶]. حضور مرجان‌های شاخه‌ای پراکنده، مشخصه‌ای از انرژی آبی کم در پایین‌ترین بخش زون یوفوتیک می‌باشد (۵۸). خرده‌های معمول مرجان ممکن است از ریف تکه‌ای نشأت گرفته باشد و یا به صورت کلنی‌های منفرد برجا در محیط‌های پوشیده از علف دریایی رشد کرده باشد

[۲۸] همراهی جلبک‌های قرمز و فرامینیفرهای کف‌زی بزرگ منفذدار دارای همزیست، شرایط الیگوتروفی را بیان می‌کند. در ادامه این ریز رخساره به بخش میانی تا نزدیک به بخش فوقانی سرایشب قاره نسبت داده می‌شود.

### ریز رخساره شماره ۷ - L1 - بایوکلاست فرامینیفرای منفذدار - بدون منفذ پکستون - گرینستون.

این ریز رخساره غالباً از فرامینیفرهای منفذدار (*Operculina*, *Heterostegina* and *Amphistegina*) همراه با فرامینیفرهای بدون منفذ مانند میلیولیدها و آرکیاس تشکیل شده است. بایوکلاست‌های هیالین، خرده‌های بریوزوئر، الفیدیوم، خرده‌های جلبک قرمز و خرده اکینیدها اجزای فرعی این ریز رخساره هستند. بر اساس میزان انرژی آب، بافت می‌تواند از پکستون تا گرینستون متغیر باشد.

این ریز رخساره در محیط لاگون به سمت دریای باز تشکیل شده است. حضور هم‌زمان فرامینیفرهای منفذدار و بدون منفذ در کنار هم، گویای محیط لاگون نیمه محصور است [۳۷، ۵۴]. حضور هم‌زمان فونای دریای باز (فرامینیفرهای منفذدار، اکینیدها و بریوزوئرها و جلبک‌های قرمز کورالیناسه‌آ) و فونای محیط محصورتر (فرامینیفرهای بدون منفذ) رسوب‌گذاری در یک لاگون باز و در قسمت پایینی نوردار بالایی را پیشنهاد می‌دهد [۲۳]. از نشانه‌های لاگون باز، حضور هم‌زمان فرامینیفرهای محصور با انواع دریای باز می‌باشد [۶۶]. بافت دانه پشتیبان نشان از انرژی نسبتاً بالا در محیط است. تنوع بالای فون‌ها و فراوانی فونای بدون منفذ و منفذدار در کنار هم نشان از محیطی است که شرایط زیست برای هر دو فراهم شده است، بنابراین معرف رسوب‌گذاری در رمپ داخلی با شرایط نیمه محصور و با چرخش آزاد آب بوده است [۳۷]. وجود فرامینیفرهای پورسلانوز بزرگ به همراه انواع هیالین کوچک و متوسط تخم‌مرغی شکل نشان‌دهنده یک لاگون باز در درون زون یوفوتیک می‌باشد [۵۴].

### ریز رخساره شماره ۸ - L2 - کورال کورالیناسه‌آ فرامینیفرای منفذدار - بدون منفذ فلوستون.

قطعات بزرگ کورال و کورالیناسه‌آ به همراه فرامینیفرهای منفذدار (*Neorotalia*) تشکیل دهنده‌های اصلی این ریز رخساره می‌باشند. اجزای فرعی این ریز رخساره شامل خرده‌های اکینید، بریوزوئرها، خرده‌های پوسته شکم‌پایان و دوکفه-ای‌ها و توبوسلاریاها به همراه فرامینیفرهای کف‌زی کوچک هستند. زمینه سنگ گل پشتیبان و بافت این ریز رخساره فلوستون است.

فرامینیفرهای با دیواره هیالین به همراه کورال و کورالیناسه‌آ محیطی با شدت متوسط انرژی و نور را پیشنهاد می‌کند. فرامینیفرهای پورسلانوز نشان‌دهنده محیط نورانی کم عمق هستند، همان جایی که علف‌های دریایی با محیط‌های مجاور فاقد پوشش گیاهی ارتباط بین‌انگشتی دارند [۲۶]. حضور هم‌زمان فون‌های دریای باز (مرجان) و فون‌های بخش داخلی پلاتفرم (عناصر اسکلتی پورسلانوز) در زمینه‌ای از گل نشان‌دهنده یک لاگون باز با انرژی کم تا متوسط است [۳۰، ۵۰].

### ریز رخساره شماره ۹ - L3 - بایوکلاست فرامینیفرای بدون منفذ (تنوع بالا) وکستون - پکستون - گرینستون.

اجزای اصلی این ریز رخساره شامل میلیولید، بورلیس، پنیوپلیس، آرکیاس، دندریتینا و متاندروپسینا در زمینه‌ای گل پشتیبان هستند. الفیدیوم، دیسکوربیس، تری‌لوکولینا، ولوولینید، توبوسلاریا، جلبک قرمز، اکینید و خرده بریوزوئر اجزای فرعی این ریز رخساره با درصد فراوانی و اهمیت کمتر هستند. بافت در این ریز رخساره از وکستون تا گرینستون متغیر است. با توجه به تنوع فرامینیفرهای بدون منفذ، این ریز رخساره به ۴ زیر ریز رخساره قابل تفکیک است:

- بایوکلاست میلیولید آرکیاس پکستون - گرینستون.
- بایوکلاست میلیولید پنیوپلیس پکستون - گرینستون.



• بایوکلاست میلیولید دندریتینا پکستون - گرینستون.

• بایوکلاست میلیولید بورلیس پکستون.

حضور فراوان فرامینفرهای پورسلانوز، نشان‌دهنده محیطی با شوری نسبتاً بالا و همچنین وجود گل در زمینه سنگ، نشان‌دهنده محیط لاگون محصور می‌باشد [۶۸] تجمع فرامینفرهای پورسلانوز، یک محیط آبی خیلی کم عمق در شرایط انرژی بالا که تحت تاثیر امواج و فرآیندهای جزر و مدی قرار گرفته را پیشنهاد می‌کند [۲۴، ۲۷]. ظهور تعداد زیادی از فرامینفرهای پورسلانوز، اشاره به محیط رسوبی هیپرسالین دارد [۶۵]. بعضی از فرامینفرهای بدون منفذ با پوسته پورسلانوز (مانند آرکیاس و پنروپلیس) امروزه در محیط‌های آبی کم عمق نواحی حاره‌ای و نیمه حاره‌ای به همراه تجمع همزیست‌های درونی زیست می‌کنند [۴۳]. به دلیل وجود فرامینفرهای اپیفیتیک (با الگوی زندگی انگلی) این ریز رخساره می‌تواند به محیط‌هایی که علف‌های دریایی در آن‌جا غالب هستند نسبت داده شود [۲۷].

#### ریز رخساره شماره ۱۰ - L4 - بایوکلاست میلیولید وکستون - پکستون.

در این ریز رخساره، میلیولیدها در زمینه گل پشٹیبان قرار دارند. اجزای فرعی شامل الفیدیوم‌ها و بایوکلاست‌های خرد شده می‌باشند.

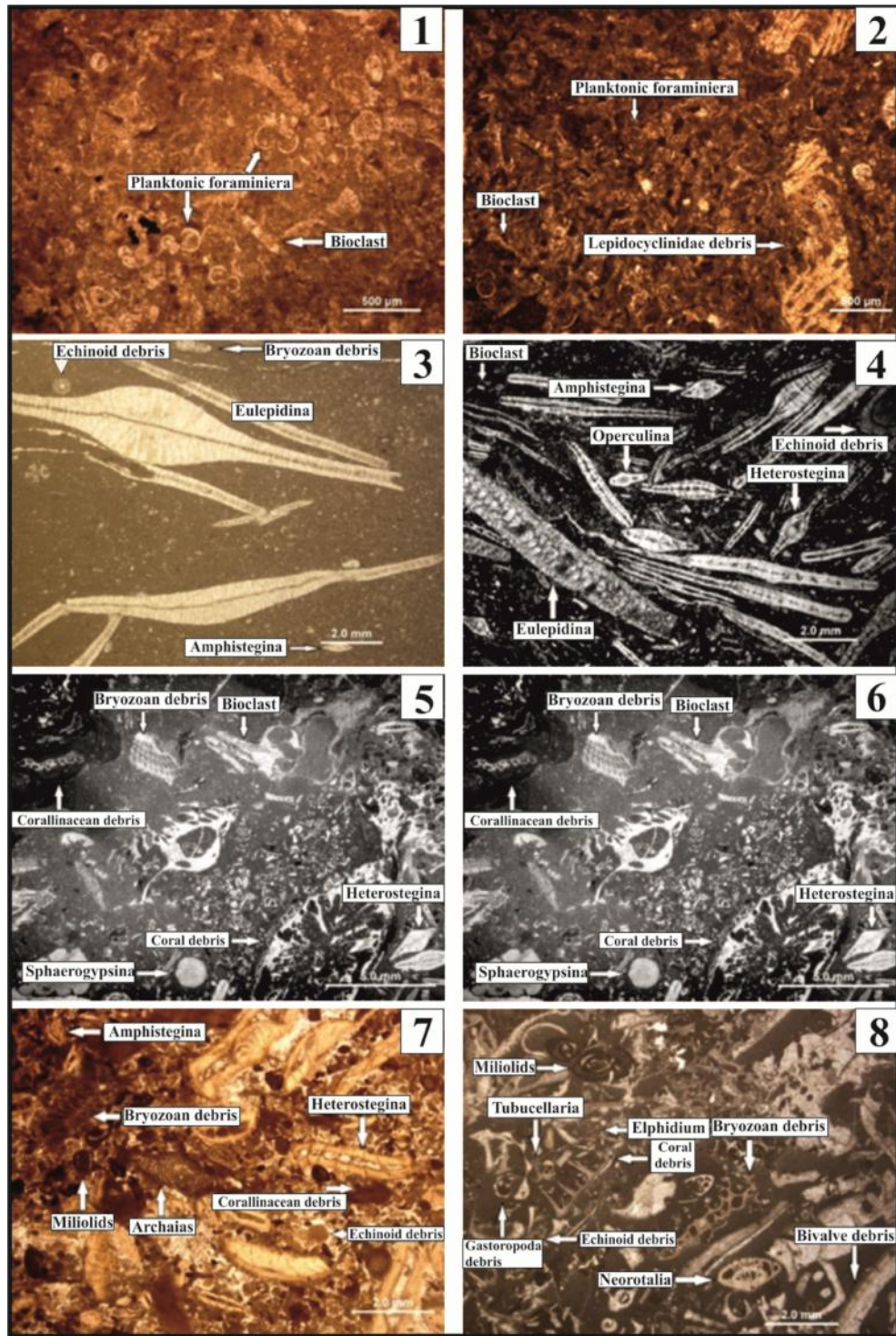
فراوانی میلیولیدها و همچنین کاهش تنوع فرامینفرهای بدون منفذ، بیانگر افزایش شوری آب در محیط می‌باشد [۳۶]. بافت گل پشٹیبان بوده و به همراه میلیولیدهای با دیواره ضخیم و تنوع کم تاکسون‌ها، حاکی از تشکیل این ریز رخساره در یک لاگون خیلی کم عمق با چرخش آب کمتر می‌باشد [۳۶، ۳۷].

#### ریز رخساره شماره ۱۱ - L5 - بایوکلاست نئوروتالیای ریز وکستون.

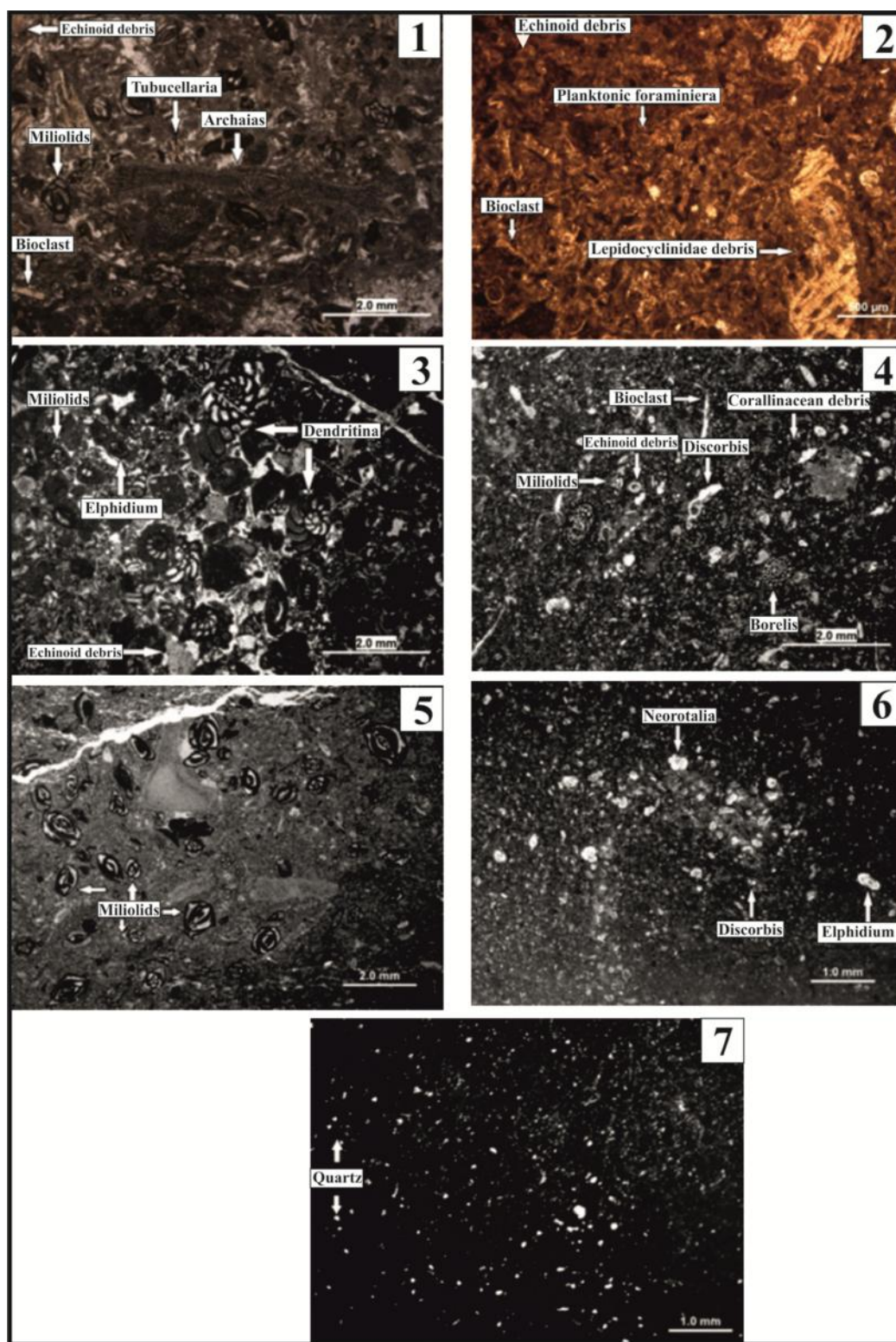
این ریز رخساره به طور عمده از فرامینفرهای کفزی منفذدار کوچک نظیر دیسکوربیس و نئوروتالیاهای ریز در یک زمینه گل پشٹیبان تشکیل شده است. اجزای فرعی آن شامل الفیدیوم و میلیولید می‌باشند. تنوع فونا در این ریز رخساره به شدت کاهش می‌یابد. حضور نئوروتالیاهای کوچک در کنار میلیولیدها، محیطی بسته، با گردش آب پایین و شوری بسیار بالا را نشان می‌دهند [۳۶، ۳۷، ۶۷]. دیسکوربیس‌ها گویای شلف داخلی و آب‌های گرم هستند [۴۴]. وجود نئوروتالیاهای ریز فراوان و با تنوع کم، بیانگر وفور مواد غذایی است [۲۴]. این ریز رخساره می‌تواند در بخش لاگون رو به پهنه جزر و مدی که آب شور یا فوق‌شور است تشکیل شده باشد [۳۳].

#### ریز رخساره شماره ۱۲ - L6 - مادستون کوارتزار.

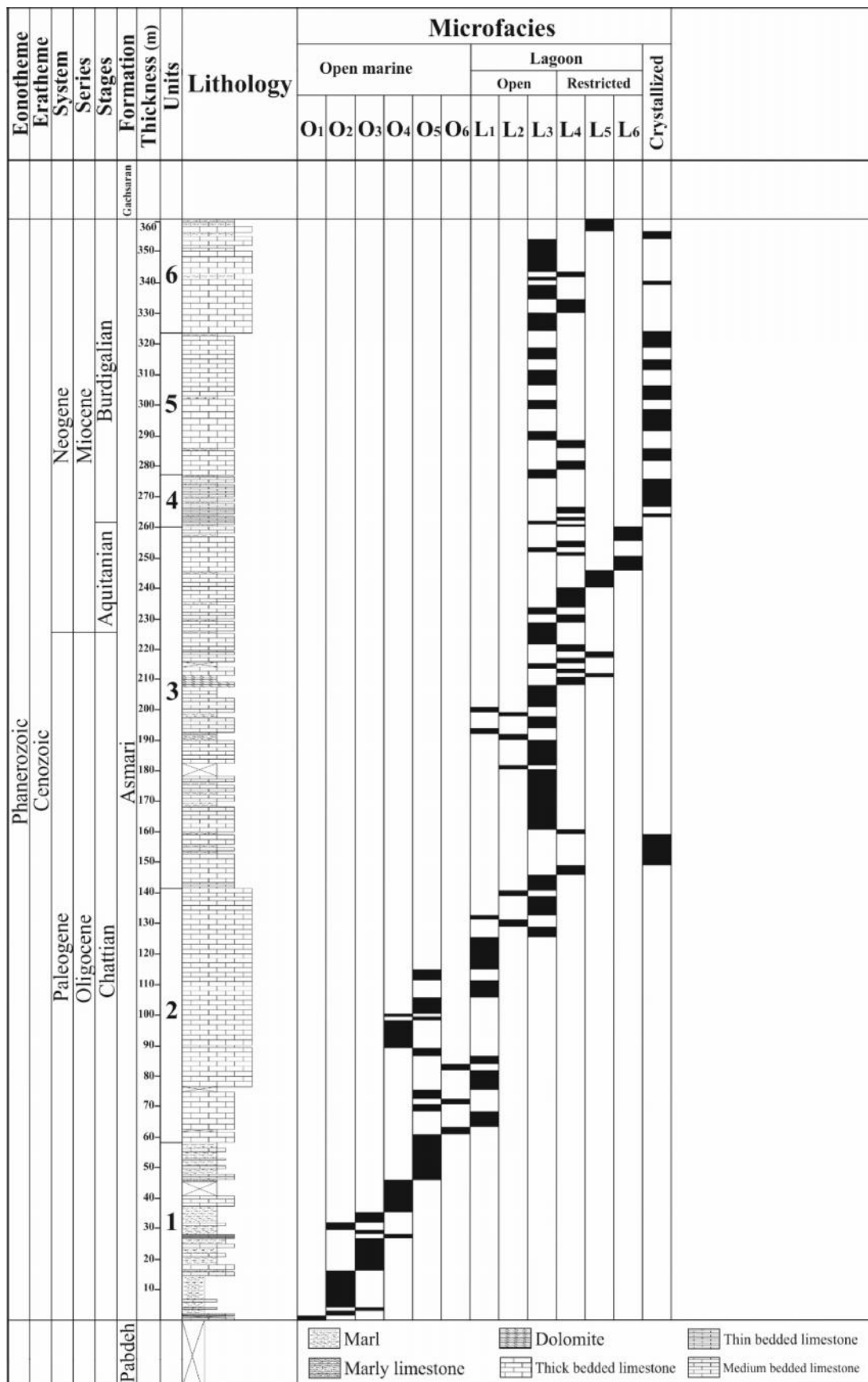
در این ریز رخساره زمینه اصلی سنگ گل پشٹیبان است و دارای دانه‌های ریز کوارتز می‌باشد. حضور دانه‌های ریز کوارتز در یک زمینه کاملاً میکریتی، با توجه به جایگاه چینه‌شناسی ریز رخساره مذکور، گویای محیط لاگون محصور شده می‌باشد [۵۱].



شکل ۶- ریز رخساره‌های برش مورد مطالعه، به ترتیب از بخش عمیق به کم عمق: ۱- پلانکتونیک فرامینیفرای بایوکلاست و کستون - پکستون، ۲- بایوکلاست لپیدوسیکلینیدا پلانکتونیک فرامینیفرای و کستون - پکستون، ۳- بایوکلاست لپیدوسیکلینیدا فلوتستون، ۴- نومولیتیدا لپیدوسیکلینیدا بایوکلاست فلوتستون، ۵- میوزیسیسینوئیدس نومولیتیدا کورالیناسه-آ بایوکلاست پکستون - گرینستون، ۶- کورال کورالیناسه-آ فرامینیفرای منفذدار بایوکلاست فلوتستون، ۷- بایوکلاست فرامینیفرای منفذدار - بدون منفذ پکستون - گرینستون، ۸- کورال کورالیناسه-آ فرامینیفرای منفذدار - بدون منفذ فلوتستون.



شکل ۷- ریز رخساره‌های برش مورد مطالعه، به ترتیب از بخش عمیق به کم عمق: ۱- بایوکلاست میلیولید آرکیاس پکستون - گرینستون، ۲- بایوکلاست میلیولید پتروپلیس پکستون - گرینستون، ۳- بایوکلاست میلیولید دندرتینا پکستون - گرینستون، ۴- بایوکلاست میلیولید بوریس پکستون، ۵- بایوکلاست میلیولید وکستون - پکستون، ۶- بایوکلاست نئوروتالیای ریز وکستون، ۷- مادستون کوارتزار.



شکل ۸- ستون ریز رخساره‌های سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال‌خاوری گچساران).

## ۶- محیط رسوبی سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال خاوری گچساران)

محیط رسوبی به بخشی از سطح کره زمین اطلاق می‌گردد که دارای اختصاصات فیزیکی، شیمیایی و بیولوژیکی مخصوص به خود است و با محیط‌های اطراف خود فرق دارد [۱۵]. تفسیر محیط‌های رسوبی دیرینه مستلزم شناخت و توصیف دقیق از رخساره‌ها است. بررسی روند ریز رخساره‌ها و توزیع فرامینفرها از مهم‌ترین فاکتورهای کلیدی برای تعیین شرایط محیط رسوب‌گذاری و تعیین مدل رسوبی می‌باشد. با در نظر گرفتن اجتماعات زیستی و غیر زیستی، نحوه گسترش، توزیع، تغییرات و پراکندگی ریز رخساره‌ها می‌توان نوع پلاتفرم را تعیین کرد [۲۶، ۴۵]. به مجموعه محیط‌های رسوبی که در عمق کم نهشته می‌شوند، پلاتفرم گفته می‌شود [۵۲]. پلاتفرم‌های کربناته در جایگاه‌های تکتونیک وسیعی گسترش می‌یابند اما به طور خاص در طول حواشی قاره‌ای غیر فعال، در حوضه‌های بین کراتونی، ریف‌های عقیم و حوضه‌های فورلند تشکیل می‌گردند [۶۲].

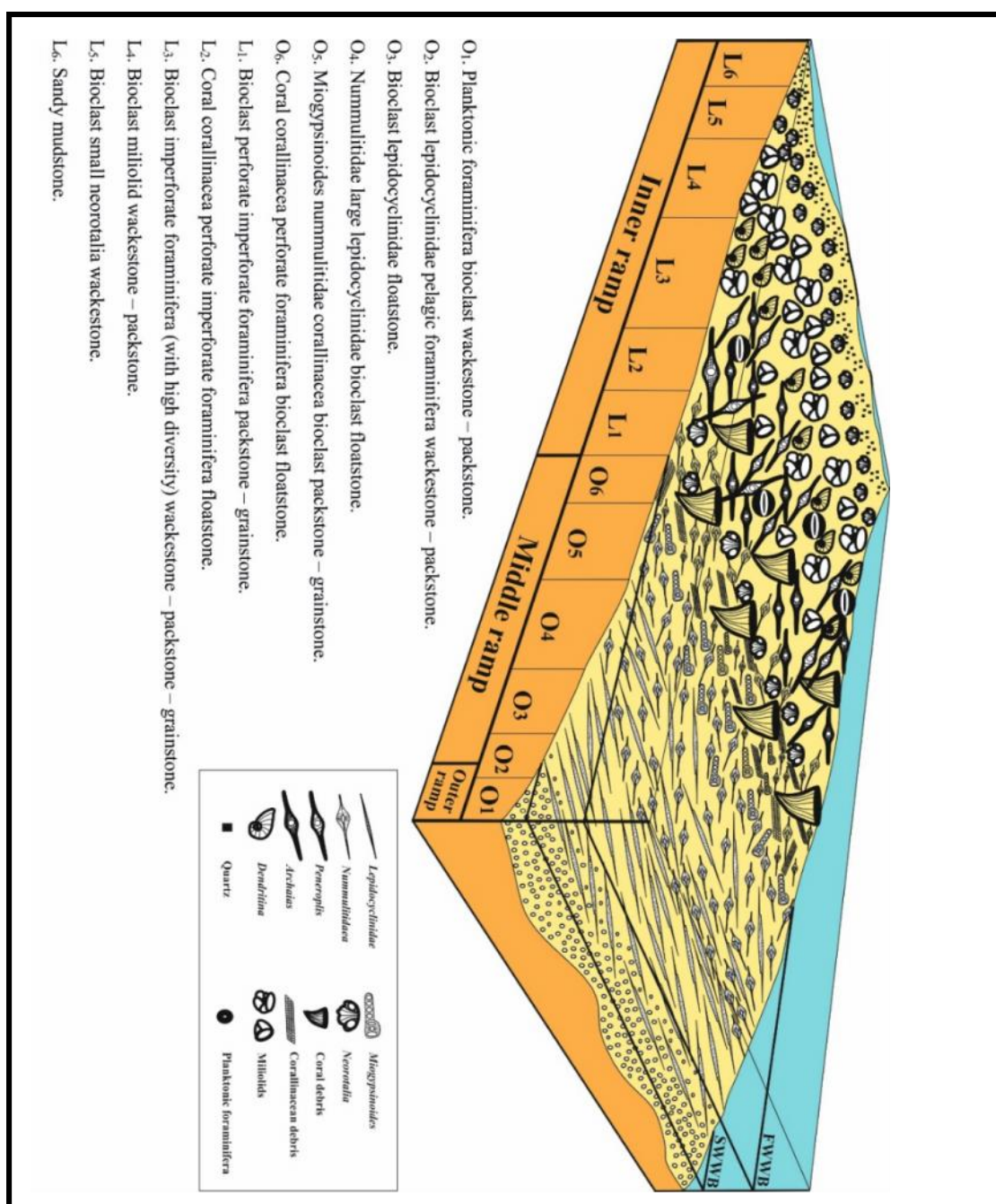
بر اساس مطالعات میکروسکوپی و شناسایی آلوکم‌ها، تاکسون‌ها، بافت‌های رسوبی مقاطع میکروسکوپی و تغییرات عمودی ریز رخساره‌ها، ۱۲ ریز رخساره و ۴ زیر ریز رخساره رسوبی برای سازند آسماری در برش مورد مطالعه معرفی گردید. با توجه به تغییرات تدریجی ریز رخساره‌ها، عدم وجود سد بیوکلاستی، عدم حضور شواهد ائیدها با بافت گرینستونی، عدم وجود آثار ریزش و توربیدایت و رسوبات ناشی از جریان‌های آشفته و همچنین عدم وجود ریف گسترده برجا، محیط رسوبی پیشنهادی سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال خاوری گچساران) رمپ هم‌شیب (Homoclinal ramp) معرفی می‌گردد. برش مورد مطالعه شامل ریز رخساره‌های رمپ خارجی، میانی و داخلی می‌باشد (شکل ۹).

**رمپ خارجی:** با فراوانی فرامینفرهای پلانکتون و حضور خرده‌های اسکلتی فرامینفرهای کفزی در زمینه‌ای گل پشتیبان مشخص می‌گردد که نشان دهنده محیطی با انرژی آب پایین و به دور از امواج و جریان‌های دریایی است. این منطقه در زیر سطح اساس امواج طوفانی قرار گرفته است. حضور فرامینفرهای پلانکتون در ریز رخساره‌های  $O_1$ ، ته‌نشست سازند آسماری در رمپ خارجی را نشان می‌دهد.

**رمپ میانی:** این بخش از پلاتفرم کربناته در حد فاصل قاعده امواج طوفانی و عادی قرار دارد [۷۰]. حضور فرامینفرهای منفذدار کفزی مانند لپیدوسیکلینیدا، هتروستژینا، آمفیستژینا، اپرکولینا، اسپروکلپیئوس و میوزپسینوئیدس به اشکال کشیده و لنزی به همراه جلبک‌های قرمز و بریوزوئرها، رمپ میانی را مشخص می‌کند. فون‌هایی نظیر بریوزوئرها، قطعات مرجانی و جلبک‌های قرمز شرایط استنوهالین را نشان می‌دهند [۳۷]. این بخش از نظر دمایی در محیط حاره‌ای و نیمه حاره‌ای قرار می‌گیرد و در اعماق ۴۰ تا ۷۰ متری واقع شده است و از لحاظ عمق نفوذ نور بین زون الیگوفوتیک تا مزوفوتیک قرار دارد [۴۰، ۴۷]. رمپ میانی به دو بخش دیستال و پروکسیمال تقسیم می‌شود. بخش دیستال، در عمق بیشتر قرار می‌گیرد و با فرامینفرهای منفذدار و کشیده مشخص می‌شود. زمینه سنگ‌ها بین گل پشتیبان تا دانه پشتیبان متغیر است. ریز رخساره‌های  $O_2$ ،  $O_3$  و  $O_4$  ویژگی‌های بخش دیستال رمپ میانی را نشان می‌دهند. فرامینفرهای منفذدار کشیده از نظر ریخت‌شناسی کنشی بازتابی از محیط الیگوتروفی و الیگوفوتیک است [۴۸] در بخش پروکسیمال، فرامینفرهای منفذدار با پوسته لنزی شکل و ضخیم، زون مزوفوتیک را نشان می‌دهند. فراوانی جلبک‌های قرمز محیطی گرم را مشخص می‌کنند [۳۶]. بافت سنگ دانه پشتیبان است. در بخش پروکسیمال رمپ میانی، انرژی هیدرولیکی افزایش می‌یابد و این شرایط توسط حضور نئوروتالپاهای متورم و تزیین‌دار مشخص می‌شود. ریز رخساره‌های  $O_5$  و  $O_6$  ویژگی‌های بخش پروکسیمال رمپ میانی را نشان می‌دهند.

**رمپ داخلی:** این بخش در حد فاصل خط ساحلی تا قاعده امواج عادی قرار دارد، محدوده وسیعی از ریز رخساره‌ها را نشان می‌دهد. به دلیل حضور رخساره‌های لاگونی نیمه محصور و محصور، این بخش دارای تنوع بیشتری از فون‌ها است

[۲۱، ۳۶]. همنشینی فرامینیفرهای منفذدار لنزی شکل در کنار فرامینیفرهای بدون منفذ در ریز رخساره‌های L<sub>1</sub> و L<sub>2</sub>، لاگون نیمه محصور در رمپ داخلی را نشان می‌دهند. در قسمت‌های داخلی تر رمپ داخلی، با کاهش بیشتر عمق، افزایش شدت نور و همچنین افزایش شوری، محیط برای زیست فرامینیفرهای منفذدار بسیار نامساعد می‌شود و فرامینیفرهای منفذدار مشاهده نمی‌شوند. ریز رخساره L<sub>3</sub> با فراوانی و تنوع بالای فرامینیفرهای پورسلانوز، نشان دهنده این شرایط است [۳۶، ۵۴]. حضور آرکیاس و پئروپلیس در این بخش، بیانگر زون مزوتروفی و حضور میزبان‌های علفی دریایی در رمپ داخلی می‌باشد [۳۷، ۵۴]. در قسمت‌های انتهایی رمپ داخلی (ریز رخساره‌های L<sub>4</sub> و L<sub>5</sub>) با کاهش گردش هیدرولیکی آب و افزایش شوری، از تنوع فونی کاسته می‌شود و همچنین بافت گل پشتیبان غالب می‌گردد. ریز رخساره L<sub>6</sub> به عنوان کم عمق‌ترین ریز رخساره سازند آسماری در برش مورد مطالعه، فاقد هرگونه آثار اسکلتی بوده و شامل دانه‌های کوارتز در یک زمینه گل پشتیبان با بافت مادستون می‌باشد.



شکل ۹- مدل رسوبی شماتیک پیشنهادی سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال‌خاوری گچساران).

## ۷- تطابق محیط رخساره‌ای برش مورد مطالعه و برخی از برش‌های سازند آسماری

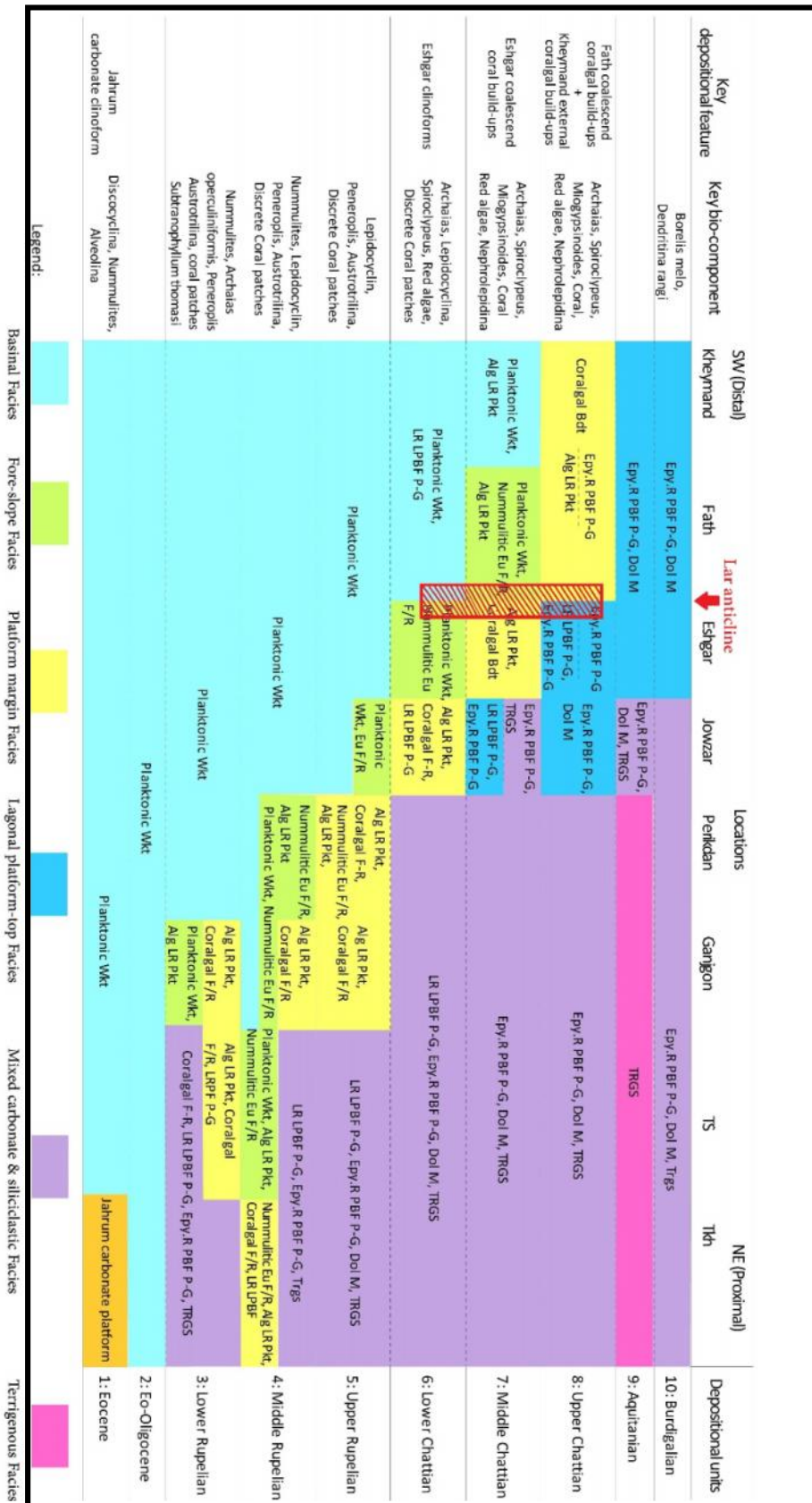
چارت انطباقی تهیه شده توسط ا...کرم‌پور دیل و همکاران [۱۹] حاکی از آن است که، رسوب‌گذاری سازند آسماری تابع زمان و موقعیت آن در حوضه رسوبی، به خصوص در زمان‌های روپلین و چاتین می‌باشد (شکل ۱۰). با توجه به شکل مذکور روند قرارگیری رخساره‌ها از زمان روپلین تا چاتین در نواحی زاگرس مرتفع، فارس داخلی و زون ایزه حاکی از پیشروی حوضه آسماری از سمت شمال‌خاوری به جنوب‌باختری می‌باشد. به عبارت دیگر، رسوب‌گذاری سازند آسماری در برش تخت سرخ واقع در جنوب - جنوب‌باختر یاسوج از روپلین پسین و در برش مورد مطالعه (تاقدیس لار) از چاتین پسین شروع شده است.

توزیع ریز رخساره‌های سازند آسماری از قاعده به سمت بالای برش مورد مطالعه که در زون ایزه قرار دارد، شامل وکستون - پکستون‌های با فرامینفرهای پلانکتون (دریای باز؛ رمپ میانی، دیستال)، وکستون - فلوئستون فرامینفرهای کشیده، وکستون - پکستون‌های فرامینفرهای عدسی و لنزی شکل، وکستون - فلوئستون‌های کورالیناسه‌آ و کورال‌دار (دریای باز؛ رمپ میانی، پروکسیمال) و وکستون - پکستون‌های فرامینفرهای منفذدار و بدون منفذ و در نهایت وکستون - پکستون فرامینفرهای بدون منفذ (لاگون، رمپ داخلی) می‌باشد. روند مذکور (ناحیه هاشور خورده در شکل ۱۰) تا حدودی با موقعیت قرارگیری رخساره‌ها از نظر زمان و مکان با سایر نواحی قابل مقایسه است.

## ۸- نتیجه گیری

به منظور تعیین سن سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال‌خاوری گچساران)، تعداد ۱۸۸ مقطع نازک میکروسکوپی تهیه و مطالعه شده و ۲۵ جنس و ۲۱ گونه شناسایی شده و ۴ زون زیستی از الیگوسن پسین (چاتین) تا میوسن پیشین (بوردیگالین) برای سازند آسماری در برش مورد مطالعه تعیین گردید.

با بررسی ویژگی‌هایی مانند بافت رسوبی، ساختارهای رسوبی، عناصر اسکلتی و غیراسکلتی برای سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال‌خاوری گچساران) در مجموع ۱۲ ریز رخساره و ۴ زیر ریز رخساره رسوبی در ۲ محیط دریای باز و لاگون (نیمه‌محصور و محصور) معرفی می‌شود. با توجه به شواهد تغییرات تدریجی ریز رخساره‌ها، عدم وجود سد بیوکلاستی، عدم حضور شواهد آئیدها با بافت گرینستونی، عدم وجود آثار ریزش و توربیدایت و رسوبات ناشی از جریان‌های آشفته و همچنین عدم وجود ریف گسترده برجا، مدل رسوبی پیشنهادی سازند آسماری در برش تاقدیس لار (شمال-خاوری گچساران) رمپ هم‌شیب (Homoclinal ramp) معرفی می‌گردد. برش مورد مطالعه شامل ریز رخساره‌های رمپ خارجی، میانی و داخلی می‌باشد.



شکل ۱۰- توزیع ریز رخساره‌ها با توجه به محیط رسوبی آن‌ها در برش‌های سازند آسماری در نواحی مختلف حوضه زاگرس [۱۹]. موقعیت برش مورد مطالعه با هاشور مشخص شده است.



## سپاس و قدردانی

بدین وسیله از داوران محترم نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران که نظرات سازنده آن‌ها تاثیر شگرفی در بهبود کیفیت این مقاله داشته، صمیمانه تشکر می‌شود. از تحصیلات تکمیلی دانشگاه اصفهان برای فراهم کردن امکانات این پژوهش و حمایت مالی تشکر به عمل می‌آید. همچنین از داوران محترم آقایان دکتر عزیزاله طاهری، دکتر امراله صفری و دکتر علی بهرامی تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] ابطحی فروشانی، ز.، و ع. صیرفیان، ۱۳۹۳، ریز رخساره‌ها و چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در برش تنگ سرخ، جنوب شرق یاسوج: رخساره‌های رسوبی، جلد هفتم، شماره یکم، صفحه ۱۸-۱.
- [۲] انصاری، ح.، ۱۳۸۴، چینه نگاری سازند آسماری در شمال ناحیه فهلیان، جنوب شرق یاسوج: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۰۴ صفحه.
- [۳] بختیاری، س.، ۱۳۸۴، اطلس راه‌های ایران: موسسه جغرافیایی و کارتوگرافی گیتاشناسی، مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰، ۲۷۱ صفحه.
- [۴] خانعلی، ت.، و ع. صیرفیان، ۱۳۹۱، زیست‌چینه نگاری و ریز رخساره‌های سازند آسماری در حوضه زاگرس: تطابق زمانی و محیطی: زمین‌شناسی نفت ایران، شماره چهارم، صفحه ۳۸-۵۱.
- [۵] ستاری، ا.، ح. وزیری مقدم، ع. صیرفیان، و ع. طاهری، ۱۳۹۳، مقایسه چینه نگاری سکانسی سازند آسماری در تنگ شیوی (فارس داخلی) با سه برش در نواحی فارس و زون ایذه: پژوهش‌های دانش زمین، شماره بیستم، صفحه ۱۰۳-۱۲۰.
- [۶] حیدریان، م.، زیست چینه نگاری و ریز رخساره‌های سازند آسماری در کوه تامر، جنوب شرق یاسوج: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۳۷ صفحه.
- [۷] رنجبر، ه.، ع. صیرفیان، ح. وزیری مقدم و ع. رحمانی، ۱۳۹۳، ریز رخساره‌ها و پالئوآکولوژی سازند آسماری در یال جنوب شرقی تاقدیس خامی: زمین‌شناسی نفت ایران، شماره هفتم، صفحه ۳۳-۱۴.
- [۸] ریخته‌گزراده، م.، ع. صیرفیان، ا. صفری و ح. وزیری مقدم، ۱۳۸۷، چینه‌نگاری زیستی، ریز رخساره‌ها و محیط رسوبی سازند آسماری در شمال تاقدیس مختار، شمال غرب یاسوج: علوم پایه دانشگاه اصفهان، جلد سی و چهارم، شماره پنجم، صفحه ۷۸-۵۵.
- [۹] صباغی، ز.، ۱۳۸۸، زیست چینه نگاری سازند آسماری در کوه گشت خوار، شمال گچساران: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۵۵ صفحه.
- [۱۰] طاهری، ع.، و ح. وزیری مقدم، ۱۳۸۸، زیست‌چینه نگاری و پالئوآکولوژی سازند آسماری در خاور دوگنبدان بر اساس روزن‌داران: مجله علوم دانشگاه تهران، جلد سی و پنجم، شماره سوم، صفحه ۲۳-۳۲.
- [۱۱] طهماسبی سروستانی، ع.، ر.، م. قویدل سیوکی، م. ح. آدابی، و ع. صادقی، ۱۳۸۸، لیتواستراتیگرافی و بیواستراتیگرافی سازند آسماری در برش چینه‌ای کتولا، ناحیه ایذه و معرفی آن به عنوان برش مرجع سازند آسماری در حوضه زاگرس: فصلنامه زمین‌شناسی ایران، شماره یازدهم، صفحه ۹۱-۱۰۰.
- [۱۲] مرادی، ف.، ع. صادقی، ح. امیری بختیار، و م. ا...کرم‌پور دیل، ۱۳۹۱، ریز رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و فرآیندهای دیاژنتیکی سازند آسماری در یال جنوبی تاقدیس میش، شمال گچساران: فصلنامه زمین‌شناسی ایران، شماره بیست و چهارم، صفحه ۷۹-۹۵.

- [۱۳] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران (چینه‌شناسی زاگرس): انتشارات سازمان زمین‌شناسی، ۵۸۳ صفحه.
- [۱۴] موسوی، د.، ۱۳۹۲، زیست‌چینه نگاری و ریز رخساره‌های سازند آسماری در شمال غرب تاقدیس خامی: پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۴۸ صفحه.
- [۱۵] موسوی‌حرمی، ر.، و ا. محبوبی، ۱۳۷۳، سنگ‌شناسی رسوبی: انتشارات جهاد دانشگاهی مشهد، ۴۹۳ صفحه.
- [۱۶] نقشه زمین‌شناسی فهلیان، ۱۹۷۴، شرکت ملی نفت ایران.

[17] ADAMS, T. D., and F. BOURGEOIS, 1967 Asmari biostratigraphy: *Geological and Exploration Iranian Offshore Oil Company*, Report, no. 1074 (unpublished).

[18] Allahkarampour Dill, M., A. Seyrafian, and H. Vaziri-Moghaddam, 2010, The Asmari Formation north of Gachsaran (Dill anticline), southwest Iran: facies analysis, depositional environments and sequence stratigraphy: *Carbonates and Evaporites*, 25, 2, 145-160.

[19] ALLAHKARAMPOUR Dill, M., Marine and Petroleum Geology (2017), <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.11.008>.

[20] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and A. TAHERI, 2007, Sedimentary facies and sequence stratigraphy of the Asmari Formation at Chaman-Bolbol, Zagros Basin, Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, 29, 947-959.

[21] ASPIRION, H. WEST PHAL, M. NIEMAN and L. POMAR, 2009, Extrapolation of depositional geometries of the Menorcan Miocene carbonate ramp with ground- penetrating radar: *Facies*, 37-46.

[22] BARATTOLO, F., D. BASSI, and R. ROMERO, 2007, Upper Eocene larger foraminiferal-coraline algal facies from the Klokova Mountain (south continental Greece): *Facies*, 53, 361-375.

[23] BASSI, D., L. HOTTINGER, and J. H. NEBELSICK, 2007, Larger foraminifera from the Upper Oligocene of the Venetian area, North-East Italy: *Paleontology*, 50 (4), 845-868.

[24] BEAVINGTON-PENNEY, S. J., and A. RACEY, 2004, Ecology of extant nummulitids and other larger benthic foraminifera: applications in paleoenvironmental analysis: *Earth Science Reviews*, 67, 219-265.

[25] BRANDANO, M. and L. CORDA, 2002, Nutrients, sea level and tectonics: constraints for the facies architecture of a Miocene carbonate ramp in central Italy: *Terra Nova*, 14 (4), 257-262.

[26] BRANDANO, M., V. FREZZA, L. TOMASSETTI, M. PEDLEY, and R. MATTEUCCI, 2009, Facies analysis and paleoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Coralline Limestone Formation), Malta: *Sedimentology*, 56, 1138-1158.

[27] BRANDANO, M., M. MORSILLI, G. VANNUCCI, M. PARENTE, F. BOSELLINI, and G. MATEU-VICENS, 2010, Rhodolith-rich lithofacies of the Porto Badisco Calcarenes (upper Chattian, Salento, southern Italy): *Italy Journal Geoscience*, 129 (1), 119-131.

[28] BRAISER, M. D., 1995, Ecology of Recent sediment-dwelling and phytal Foraminifera from the lagoons of Barbuda, West Indies: *Journal Foraminiferal Research*, 5, 42-62.

- [29] BUSK, H. G., and H. T. MAYO, 1918, Some notes on the geology of the Persian oilfields: *Jomal Istitute Petroleum Technology*, 5, 17, 5-26.
- [30] CORDA, L., and M. BRANDANO, 2003, Aphotic zone carbonate production on a Miocene ramp, Central Apennines, Italy: *Sedimentary Geology*, 161, 55-70.
- [31] COSOVIC, V., K. DROBNE, and A. MORO, 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrian Peninsula): *Facies*, 50, 61-75.
- [32] DANIEL, J. M., F. NADER, J. Y. HAMON, and J. P. CALLOT, 2008, Asmari Reservoir Modeling-Field Scale Study of Gachsaran, Final Report Part1, The international IOR research cooperation for Iranian fields, Joint Study Program, Tehran, Iran.
- [33] DUNHAM, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to their depositional texture, in W. E. Ham, ed., Classification of carbonate rocks: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1, 108-121.
- [34] EHRENBERG, S. N., N. A. H. PICARD, G. V. LAURSEN, S. MONIBI, Z. K., MOSSADEGH, T. A., SVANA, A. A. M. AQRAWI, J. M. MCARTHUR, and M. F. THIRWALL, 2007, Strontium isotope stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), SW Iran: *Journal of Petroleum Geology*, 30, 107-128.
- [35] EMBRY, A. F., and J. E. KLOVAN, 1971, Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, Northwest territories (revision of Dunham classification): *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19, 730-781.
- [36] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of carbaonate rocks: Berline, Springer, 976.
- [37] 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.
- [38] HALLOCK, P., 1999, Symbiont-Bearing Foraminifera, in: B. K., Sen Gupta, ed., Modern Foraminifera, *Kluwer Academic*, Dordrecht, 123-139.
- [39] HOTTINGER, L., 1983, Processes determining the distribution of larger foraminifera in space and time: *Utrecht Micropaleontological Bulletins*, 30, 239-253.
- [40] HOTTINGER, L., 1997, Shallow benthic foraminiferal assemblages as signals for depth of their deposition and their limitations: *Bulletin of the Geological Society of France.*, 168, 491-505.
- [41] KAKEMAM, U., M. H. ADABI, A. SADEGHI, and M. H. KAZEMZADEH, 2016, Biostratigraphy, paleoecology, and paleoenvironmental reconstruction of the Asmari formation in Zagros basin, southwest Iran: *Arab Journal Geoscience*, 9, 15.
- [42] LAURSEN, G. V., S. MONIBI, T. L. ALLAN, N. A. H. PICKARD, A. HOSSEINEY, B. VINCENT, Y. HAMON, F. S. P. VAN BUCHEM, A. MOALLEMI, and G. DRUILLION, 2009, The Asmari Formation revisited: changed stratigraphy allocation and new biozonation: *Frist International Petroleum Conference and Exhibition*, Shiraz, Iran.
- [43] LEES, A., 1975, Possible influence of salinity and temperature on modern shelf carbonate3sedimentation: *Marine Geology*, 19, 159-198.
- [44] MURRAY, J. W., 1991, Ecology and paleoecology of benthic foraminifera: *Longman*, Harlow, 397.

- [45] MUTTI, M., and P. HALLOCK, 2003, Carbonate system along nutrient and temperature gradient: Some sedimentological and geochemical constraints: *Earth- Science*, 92, 465-475.
- [46] NEBELSICK, J. H., M. RASSER, and D. BASSI, 2005, Facies dynamic in Eocene to Oligocene Circumalpine carbonates: *Facies*, 51 (4), 197-216.
- [47] POMAR, L., 2001a, Types of carbonate platforms: a genetic approach: *Basin Research*, 13, 313-334.
- [48] POMAR, L., 2001b, Ecological control of sedimentary accommodation: evolution from a carbonate ramp to rimmed shelf, Upper Miocene, Balearic Islands: *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology*, 175, 249-272.
- [49] RAJABI, P., 2016, Micro-Biostratigraphy of Asmari Formation in Mamoolan stratigraphy section, south of Khorramabad: *Open Journal of Geology*, 6, 459-467.
- [50] RASSER, M. W., and J. H. NEBELSICK, 2003, Provenance analysis of Oligocene autochthonous and allochthonous coralline algae a quantitative approach towards reconstructing transported assemblages: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, 201, 89-111.
- [51] RASSER, M. W., C. SCHEIBNER, and M. MUTTI, 2005, A paleoenvironmental standard section for Early Tertiary tropical carbonate factories (Corbieres, France; Pyrenees, Spain): *Facies*, 51, 217-232.
- [52] READ, J. F., 1985, Carbonate platform facies models: *American Association of Petroleum Geologists*, 69(1), 1-21.
- [53] RICHARDSON, P. K., 1924, The geology and oil measures of southwest Persia: *Journal Institute Petroleum Technology*, 10, 256-283.
- [54] ROMERO, J., E. CAUS, and J. ROSELL, 2002, A model for the palaeoenvironmental distribution of larger foraminifera based on late Middle Eocene deposits on the margin of the South Pyrenean basin (NE Spain): *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, 179(1), 43-56.
- [55] SALEH, Z., and A. SEYRAFIAN, 2013, Facies and depositional sequences of the Asmari Formation, Shajabil Anticline, North of the Izeh zone, Zagros Basin, Iran: *Acta Geologica Sinica*, 87, 6, 1520-1532.
- [56] SEYRAFIAN, A., H. VAZIRI-MOGHADDAM, and H. TORABI, 1996, Biostratigraphy of the Asmari Formation, Borujen area, Iran: *Journal of Science*, 7, 31-47.
- [57] SEYRAFIAN, A., H. VAZIRI-MOGHADDAM, N. ARZANI, and A. TAHERI, 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.
- [58] SCHUSTER, F., and U. WIELANDT, 1999, Oligocene and Early Miocene coral faunas from Iran: *paleoecology and palaeobiogeography*, International Journal of Earth Sciences, 88, 3, 571-581.
- [59] SHABAFROOZ, R., A. MAHBOUBI, H. VAZIRI-MOGHADDAM, A. GHABEISHAVI, and R. MOUSSAVI-HARAMI, 2014, Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran: *Facies*, 61, 422-452.
- [60] TAHERI, M. R., H. VAZIRI-MOGHADDAM, A. TAHERI, and A. GHABEISHAVI, 2017, Biostratigraphy and paleoecology of the Oligo-Miocene Asmari Formation in the Izeh zone (Zagros Basin, SW Iran): *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 69, 1, 59-85.

- [61] THOMAS, A. N., 1948, The Asmari Limestone of southwest Iran: *NGLO-Iranian Oil Company Report*, 706 (unpublished).
- [62] THOMAS, A. N., 1950, Haplophragmium alingeri sp. Nov., and some new species of Zeauvigerina Finlay from Southwest Iran: *Annals Magazine of Natural History*, Ser. 12, 3, 287-301.
- [63] TUCKER, M. E., 1990, Geological background to carbonate sedimentation, in: M. E. Tucker and V. P. Wright, eds., *Carbonate Sedimentology: Blackwell Scientific Publications*, Oxford, 28-69.
- [64] VAN BUCHEM, F. S. P., T. L. ALLAN, G. V. LAURSEN, M. LOTFPOUR, A. MOALLEMI, S. MONIBI, H. MOTIEI, N. A. H. PICKARD, A. R. TAHMASBI, V. VEDRENE, and B. VINCENT, 2010, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh formations) SW Iran: *Geological Society*, London, Special Paper, 329, 219-263.
- [65] VAZIRI-MOGHADDAM, H., M. KIMIAGARI, and A. TAHERI, 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, 52, 41-51.
- [66] VAZIRI-MOGHADDAM, H., A. SEYRAFIAN, A. TAHERI, and H. MOTIEI, 2010, Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros Basin, Iran, Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence: *Revista Mexicana de Ciencias Geologicas*, 27, 56-71.
- [67] WILSON, J. L., 1975, *Carbonate facies in geologic history*: Berlin, Heidelberg, New York, Springer, 471.
- [68] WILSON, M. E. J., and A. VECSEI, 2005, The apparent paradox of abundant foramol facies in low latitudes: their environmental significance and effect on platform development: *Elsevier*, 69, 1, 133-168.
- [69] WRIGHT, V. P., 1992, A revised classification of limestone: *Sedimentary Geology*, 76, 177-185.
- [70] WRIGHT, V. P., and T. P. BURCHETTE, 1996, Shallow-water carbonate environments, in: H. G. Reading, ed., *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*, Blackwell Science Ltd, Oxford, 325-394.
- [71] WYND, J. G., 1965, Biofacies of the Iranian consortium-agreement area: Iranian Offshore Oil Company, 1082 (unpublished).

## بهبود شناسایی کانال مدفون، با استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی و نشانگرهای لرزه‌ای

علیرضا غضنفری بروجنی<sup>۱</sup>، عبدالرحیم جواهریان<sup>۲\*</sup>، مجتبی صدیق عربانی<sup>۳</sup>

- ۱- کارشناسی ارشد مهندسی اکتشاف نفت؛ دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر
- ۲- استاد بازنشسته موسسه ژئوفیزیک دانشگاه تهران و استاد دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیرکبیر
- ۳- کارشناسی ارشد و رییس بخش تفسیر لرزه‌ای؛ مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

\*javaherian@aut.ac.ir

دریافت دی ۱۳۹۶، پذیرش شهریور ۱۳۹۷

### چکیده

کانال‌ها یکی از مهمترین پدیده‌های مورفولوژیک چینه‌ای به حساب می‌آیند. اگر کانال‌ها در موقعیت مناسبی مانند محصور شدن در یک فضای ناتراوا قرار گیرند، می‌توانند مکان مناسبی جهت تجمع هیدروکربن باشند؛ از این جهت شناسایی کانال‌ها دارای اهمیت می‌باشد. ابزارهای متفاوتی مانند فیلترها، نشانگرهای لرزه‌ای، شبکه‌های عصبی مصنوعی و نشانگرهای چندگانه، در این راستا نقش مهمی ایفا کرده‌اند. در این مقاله از مکعب هدایت شیب، فیلتر شیب میانه، فیلتر انتشار و فیلتر بهبود گسل یا لبه استفاده شده است. همچنین ابتدا به بررسی نشانگرهای لرزه‌ای متفاوتی مانند نشانگر تشابه، بافت، تجزیه طیفی، انرژی و شیب قطبی پرداخته شده است. سپس با شناسایی نشانگرهای مناسب، کار شناسایی کانال‌ها بر روی داده لرزه‌ای واقعی F3 از قسمت هلندی دریای شمال، صورت گرفته است. برای شناسایی و آشکارسازی کانال موجود در داده واقعی، از روش ترکیب نشانگرهای لرزه‌ای توسط شبکه‌های عصبی نظارت شده پرسپترون چندلایه و ایجاد نشانگرهای چندگانه، و مجدداً ترکیب نشانگرهای چندگانه ایجاد شده در طول کانال و استفاده از نقاط تفسیر کانالی متفاوت، به جهت حذف تاثیر تغییرات رخساره در شناسایی کانال، استفاده شده است. از جمله مزایا و دلایل استفاده از این نوع شبکه عصبی (نظارت شده)، که باعث افزایش تاثیرگذاری شبکه عصبی و بهبود نتیجه شده است، توانایی آموزش شبکه با تعیین نقاط کانال و غیرکانال بوده است که در این مقاله از آن استفاده گردیده است. در نهایت، با بکارگیری روش‌های ذکر شده، شناسایی کانال مورد بررسی در داده لرزه‌ای فوق بهبود یافته است، و کانال با کیفیت مناسبی در تمام طول آن آشکارسازی و استخراج شده است.

کلیدواژه: شناسایی کانال‌ها، نشانگرهای لرزه‌ای، شبکه‌های عصبی مصنوعی، نشانگرهای چندگانه

## ۱- مقدمه

امروزه با محدود شدن اکتشافات نفت و گاز، به علت کشف اکثر مخازن بزرگ هیدروکربنی در سراسر دنیا، و نیاز مبرم به منابع هیدروکربنی، توجه به سمت کشف مخازنی که تا به الان آن‌چنان مورد توجه قرار نگرفته بودند، سوق داده شده است. از جمله این مخازن می‌توان مخازن کانالی رودخانه‌ای را نام برد. این نوع مخازن با توجه به سوابق گذشته آنها، می‌توانند مخازن بزرگ تا کوچکی را شامل شوند. کانال‌ها ساختارهای چینه‌ای می‌باشند که در مقاطع لرزه‌ای حالت V شکل یا U شکل از خود نشان می‌دهند و بر روی لایه‌هایی که قبلاً تشکیل شده‌اند قرار می‌گیرند و بوسیله‌ی رسوباتی پر می‌شوند [۸]. اگر کانال‌ها با ماسه‌سنگ‌های غنی از گاز و نفت پر شوند، و در موقعیت مناسبی قرار گیرند، می‌توانند مکان مناسبی جهت تجمع هیدروکربن باشند. از این جهت شناسایی کانال‌ها دارای اهمیت می‌باشد و بنابراین می‌توان کانال‌های مدفون را به عنوان یک هدف اکتشافی مهم در نظر گرفت [۱۲]. رسوبات داخل کانال می‌توانند خواص متفاوتی نسبت به رسوبات همجوار داشته باشند. علاوه بر آن، این خواص متفاوت ممکن است داخل خود رسوبات کانال نیز مشاهده شود؛ برای نمونه، رسوبات در بخش‌هایی به شکل دانه‌ریز و در بخش‌های دیگر به صورت دانه‌درشت باشند. بنابراین شناسایی تغییرات جانبی رخساره رسوبات داخل کانال نیز حائز اهمیت است [۶]. مخازن کانالی رودخانه‌ای از جمله مخازن هیدروکربنی بسیار مهم در جهان می‌باشند. در آمریکای شمالی [۷ و ۲۸]، دریای شمال [۲]، چین [۲۹]، ونزوئلا و نیجریه [۳۶]، درصد بالایی از نفت تولیدی از ماسه‌سنگ‌های کانال‌های رودخانه‌ای تولید شده است. احتمالاً به طور تقریبی ۳۰ درصد ذخایر نفت در مخازن تخریبی، که خود آنها حدود ۶۰ درصد از تمام مخازن را تشکیل می‌دهند، در توالی‌های رودخانه‌ای یا دلتایی - رودخانه‌ای می‌باشند [۲۷]. به طور کلی، نهشته‌های رودخانه‌ای از نظر جانبی دارای محدودیت بوده، به صورت کمربندهای کشیده هستند. تفاوت‌های قابل توجهی در ریخت‌شناسی کانال‌ها و متعاقباً در هندسه نهشته‌های کانال‌های رودخانه‌ای وجود دارد. بدنه‌های کانالی دارای محدوده گسترده‌ای در ضخامت، عرض، طول و جهت می‌باشند. آنها می‌توانند از هم مجزا باشند و یا دارای ارتباطات داخلی باشند. تمام این موارد و موارد دیگر پیش‌بینی و تعیین این گونه مخازن را نسبت به سایر مخازن دشوارتر ساخته است [۲۷].

نشانگرهای لرزه‌ای اولین بار در اوایل دهه ۱۹۷۰ معرفی شدند؛ نشانگرهای لرزه‌ای امروزه به طور گسترده‌ای برای پیش‌بینی‌های پتروفیزیکی و سنگ شناسی خواص مخزن استفاده می‌شوند [۱۲]. استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای از ابزارهای اصلی در شناسایی کانال‌ها محسوب می‌شود. نشانگرهای لرزه‌ای به صورت کمی و کیفی برای شناسایی و تجزیه و تحلیل ویژگی‌های مختلف پدیده‌های زمین‌شناسی به کار می‌روند، اگرچه آن‌ها به پدیده زمین‌شناسی خاصی حساس نیستند. نشانگرهای لرزه‌ای یک راهنمای قدرتمند در تفسیر لرزه‌ای می‌باشند. نشانگرهای لرزه‌ای به هر پارامتری گفته می‌شود که بتوان آن را به نوعی از داده‌های قبل یا بعد از برابارش به دست آورد، یا به صورت فضایی به نقشه درآورد. همچنین نشانگرهای لرزه‌ای ابزاری برای آشکارسازی اطلاعات پنهان درون داده‌های لرزه‌ای می‌باشند [۳۱]. تینگدال<sup>۲۷</sup> و دی‌رویج<sup>۲۸</sup> در سال ۲۰۰۵، بیان داشتند که نشانگرهای چند ردلرزه‌ای به شیب ساختاری حساس می‌باشند و توسط به خط کردن اجزا دو ردلرزه با تاخیر زمانی و محاسبه زمان تاخیر با استفاده از روش هدایت شیب<sup>۲۹</sup>، حساسیت آنها را کاهش دادند [۳۳].

محققین زیادی با بررسی تک به تک نشانگرهای لرزه‌ای درصدد شناسایی کانال‌ها بر آمدند؛ از جمله السوکی و همکاران در ۲۰۱۴ از نشانگرهایی مانند همدوسی، دامنه لحظه‌ای و مقاومت صوتی نسبی برای شناسایی کانال‌های

<sup>27</sup> Tingdahl

<sup>28</sup> De Rooij

<sup>29</sup> Dip-steering

رودخانه‌ای در منطقه الوارد<sup>۳۰</sup> در سوریه استفاده کردند [۳]. همچنین ناصر و همکاران در ۲۰۱۴ به دنبال استخراج کانال‌های مخزنی در منطقه میانو<sup>۳۱</sup>، از نشانگرهای لرزه‌ای بر روی داده ۳ بعدی استفاده کردند. آن‌ها بیان داشتند که استفاده از ۲ بعدی نتایج جالبی را برای شناسایی کانال به همراه ندارد. آن‌ها در مطالعاتشان از نشانگرهای همدوسی، فرکانس، تجزیه طیفی و دامنه لحظه‌ای برای توصیف کانال‌ها و تحلیل هندسی آن‌ها استفاده کردند. همچنین آن‌ها در مطالعاتشان از داده‌های حاصل از چاه‌نگاری نیز استفاده کردند [۲۵].

تصاویر تجزیه طیفی یکی دیگر از نشانگرهای لرزه‌ای هستند که نسبت به تعیین ضخامت کانال حساسیت خوبی از خود نشان می‌دهند. از کارهای صورت گرفته بر روی شناسایی کانال‌ها با استفاده از تصاویر تجزیه طیفی می‌توان به پژوهش وانگ در سال ۲۰۰۶ اشاره نمود که از روش تجزیه طیفی برای تعیین محدوده مخازن هیدروکربنی بهره گرفت [۳۴]. همچنین از جمله افراد دیگری که در این زمینه فعالیت داشته‌اند، می‌توان لیو<sup>۳۲</sup> و مارفورت را نام برد، که از نشانگرهای حاصل از این روش برای شناسایی کانال‌ها در خلیج مکزیک استفاده نمودند [۲۰].

نخستین بار ایده استفاده از نشانگر بافت داده‌های لرزه‌ای توسط لائو و سیمان در ۱۹۸۴، به منظور استخراج الگویی برای ویژگی‌های سیگنال لرزه‌ای معرفی شد [۲۱]. تحقیقات چوپرا و الکسیو در ۲۰۰۶، در تخمین محدوده مخزن هیدروکربنی با استفاده از نشانگر بافت لرزه‌ای، مشکلات را به حداقل رساند و منجر به تخمین صحیح محدوده مخازن هیدروکربنی شد [۱۱]. یونگو<sup>۳۳</sup> و همکاران در ۲۰۱۰، با استفاده از نشانگر بافت لرزه‌ای موفق به تخمین صحیح مخازن هیدروکربنی شدند [۳۸]. تلاش‌های وانگ و همکاران در ۲۰۱۱، منجر به تعیین صحیح پارامترهای نشانگر بافت لرزه‌ای در تشخیص محدوده کانال‌های رسوبی گردید [۳۵].

متوسون<sup>۳۴</sup> در ۲۰۰۸، برای شناسایی کانال‌ها از تبدیل هرم هدایت شونده<sup>۳۵</sup> در مقیاس لرزه‌ای ۳ بعدی استفاده کرد. این روش که از روش‌های پردازش تصویر می‌باشد، تصویر را به جهات و مقیاس‌هایی تجزیه می‌کند [۲۲]. هاشمی و همکاران در سال ۲۰۱۴ از نشانگرهای لرزه‌ای و روش‌های زمین آماری برای مدل سازی رخساره‌ها و شناسایی پیکره‌های کانالی در یکی از میداین جنوب غرب ایران استفاده کردند [۱۸ و ۱۹]. ملداهل<sup>۳۶</sup> و همکاران در ۲۰۰۱، روشی را براساس نشانگرهای لرزه‌ای چندگانه<sup>۳۷</sup> ارائه کردند که امکان تلفیق دانش مفسر را در روش‌های ترکیب نشانگرها، با کاربرد دسته‌بندی یا روش‌های شبکه عصبی فراهم می‌کند [۲۳]. همچنین امین‌زاده و دی‌گروت به بررسی شبکه‌های عصبی مصنوعی<sup>۳۸</sup> و کاربرد نشانگرهای چندگانه در تفسیرهای لرزه‌ای در صنعت نفت پرداختند؛ به طوری که اطلاعات حاصل از نشانگرهای مختلف با استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی ترکیب شده و نشانگرهای چندگانه با نتایج بهتری حاصل می‌گردد [۴].

کانال‌ها عموماً از لحاظ دیداری تفکیک‌پذیری نزدیک یا کمتر از تفکیک‌پذیری لرزه‌ای دارند و نسبت به پدیده‌های اطرافشان نازک‌تر می‌باشند که باعث مشکل شدن شناسایی آنها گردیده است؛ و در داده‌های لرزه‌ای قدیمی اکثراً غیرقابل مشاهده می‌باشند. این مقاله با هدف شناخت نشانگرهای مناسب برای شناسایی کانال‌های مدفون و همچنین شناسایی کانال‌های مدفون با استفاده از ترکیب نشانگرهای لرزه‌ای توسط شبکه‌های عصبی مصنوعی و ایجاد نشانگرهای ترکیبی به

<sup>30</sup> Elward

<sup>31</sup> Miano

<sup>32</sup> Liu

<sup>33</sup> Yenugu

<sup>34</sup> Mathewson

<sup>35</sup> Steerable pyramid

<sup>36</sup> Meldahl

<sup>37</sup> Meta attributes

<sup>38</sup> Artificial Neural Network



روشی جدید برای کار بر روی قسمتی از داده لرزه‌ای واقعی F3 مربوط به قسمت هلندی دریای شمال صورت پذیرفته است.

## ۲- نشانگرهای لرزه‌ای

نشانگرهای لرزه‌ای مقادیر کمی از ویژگی‌های لرزه‌ای می‌باشند. با استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای، که توابع ریاضی مشتق شده از داده‌های لرزه‌ای هستند، ویژگی‌های متعدد ذاتی ردلرزه‌ای از نظر کیفی (پیش‌بینی سنگ‌شناسی) و کمی (پیش‌بینی پتروفیزیکی) تجزیه و تحلیل می‌شوند و تجسم‌گرایی تفسیر لرزه‌ای برای شناسایی پدیده‌ها افزایش می‌یابد. بدین ترتیب پدیده‌های زمین‌شناسی به سبب تفاوت در پاسخ لرزه‌ای متفاوت با زمینه‌شان، که بر کیفیت داده‌های لرزه‌ای تاثیر می‌گذارند، با استفاده از نشانگرهای مختلف توصیف روشنی می‌یابند [۲۳].

### ۲-۱ نشانگر انرژی

انرژی بیانگر میزان یکنواختی بافت در یک بازتاب لرزه‌ای می‌باشد و در تعیین آنومالی‌های دامنه، قدرت بازتاب، تشخیص پیوستگی و هندسه بازتابنده‌ها سودمند است [۳۷]. انرژی در هر نمونه زمانی به عنوان توان دوم دامنه موج لرزه‌ای در یک پنجره زمانی مشخص، که به صورت رابطه (۱) تعریف می‌شود:

$$E = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} f^2(t_0 + i dt)}{N}, \quad (1)$$

که  $f$  دامنه‌ی ردلرزه،  $t_0$  حد بالایی بازه،  $N$  تعداد نمونه‌ها در بازه و  $dt$  فاصله نمونه‌ها می‌باشد [۳۳].

### ۲-۲ نشانگر تشابه

تشابه<sup>۳۹</sup> کمیتی است که میزان همانندی اجزاء دو ردلرزه با یکدیگر را تعیین می‌کند که علاوه بر شکل موج به تفاضل دامنه‌ها نیز حساس می‌باشد. مقدار تشابه برای تمامی زوج ردلرزه‌های محتمل در هر نمونه زمانی و در زمان‌های مختلف با فرض این که طول هر دو،  $N$  نمونه زمانی باشد بر مبنای فاصله اقلیدسی نرمال شده و مطابق رابطه (۲) بیان می‌گردد:

$$Sim = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_i - Y_i)^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_i)^2} + \sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i)^2}}, \quad (2)$$

که  $N$  تعداد نمونه زمانی دو ردلرزه  $X$  و  $Y$  است. اندازه تشابه مقادیر از صفر (عدم تشابه دو ردلرزه) تا یک (تساوی دو ردلرزه) را به دست می‌دهد [۳۲].

### ۲-۳ نشانگر شیب قطبی

معمولاً در محیط کانال شیب دیواره‌های کانال با شیب محیط متفاوت می‌باشد. این ویژگی توسط محاسبه شیب در محل هر نمونه لرزه‌ای نمایش داده می‌شود. شیب قطبی<sup>۴۰</sup>، ریشه دوم مجموع مربعات شیب طولی و عرضی است، که شیب‌های مکعب هدایت شیب، در دو جهت عرضی و طولی به شیب حقیقی تبدیل می‌شود [۲۴].

<sup>39</sup> Similarity

<sup>40</sup> Polar dip

## ۲-۴ نشانگر تجزیه طیفی

به عنوان یک تعریف پایه‌ای، تجزیه طیفی<sup>۴۱</sup> به روش‌هایی که تحلیل زمان - فرکانس پیوسته از داده لرزه‌ای ارائه دهند، اشاره می‌کند. بنابراین داشتن طیف فرکانسی برای هر نمونه زمان از ردلرزه امکانپذیر می‌شود [۹].

روش تبدیل فوریه زمان کوتاه<sup>۴۲</sup> با استفاده از پنجره‌بندی کوچک اجرا می‌شود. اساس کار در این روش براساس انتخاب طول پنجره زمانی است که در آن با انتخاب پنجره گاوسی بهینه و هم‌میخت آن با سیگنال لرزه‌ای تبدیل فوریه در آن پنجره محاسبه می‌شود. در روش STFT طیف زمان - فرکانس با گرفتن تبدیل فوریه روی پنجره‌های زمانی متحرک تهیه می‌شود [۳۰]. طیف دامنه حاصل از تبدیل فوریه یک سیگنال وجود فرکانس‌های مختلف را نشان می‌دهد، اما توزیع زمانی این فرکانس‌ها را در طول زمانی سیگنال نشان نمی‌دهد. پنجره‌بندی سیگنال وابستگی زمانی سیگنال را شامل می‌شود و سپس تبدیل فوریه روی داده‌های پنجره‌بندی شده اجرا می‌شود تا اطلاعات فرکانسی محلی (غالب) را در یک دوره از زمان به دست دهد. به وسیله انتقال این پنجره زمانی به‌طور مناسب، محتوای فرکانسی سیگنال استخراج می‌شود و نمایش دوبعدی از فرکانسها برحسب زمان ایجاد می‌شود که این نمایش دو بعدی STFT است. به صورت ریاضی STFT در لحظه  $t$  و فرکانس  $S$  مطابق رابطه (۳) تعریف می‌شود:

$$STFT_{(t,S)} = \int f(t)g(t - t)e^{-jSt} dt, \quad (3)$$

که  $f(t)$  لرزه‌نگاشت در حوزه زمان،  $g(t)$  تابع پنجره و  $e^{-jSt}$  کرنل فوریه است. لرزه نگاشت  $f(t)$  با ضرب در تابع پنجره  $g(t)$  قطعه قطعه می‌شود. سپس تبدیل فوریه این لرزه نگاشت پنجره‌بندی شده محاسبه می‌شود [۱۰]. پنجره از آغاز سیگنال شروع شده و به اندازه طول پنجره جابجا می‌شود و طیف به دست آمده به مرکز پنجره نسبت داده می‌شود. این فرآیند با شیف‌ت دادن پنجره در زمان با استفاده از تابع  $g(t - t)$  تکرار می‌شود. به این ترتیب برای هر موقعیت مکانی که مرکز پنجره در آن قرار دارد تبدیل فوریه مختص آن به دست می‌آید، به طوریکه تبدیل فوریه اطلاعات طیفی از بخش زمانی انتخاب شده از سیگنال را ارائه می‌دهد که به طور همزمان حاوی اطلاعات زمانی و فرکانسی هستند.

## ۲-۵ نشانگر بافت

بافت<sup>۴۳</sup> یکی از ویژگی‌های مهم مورد استفاده در شناسایی اشیا و یا مناطق مورد نظر در یک تصویر می‌باشد. ویژگی‌های بافتی حاوی اطلاعات بدست آمده از بلوک‌های داده‌های تصویری اطراف منطقه در حال بررسی است. نشانگر بافت لرزه‌ای ویژگی آماری از ماتریس هم رویداد سطح خاکستری<sup>۴۴</sup> را ارائه می‌دهد. این ماتریس مشخصه‌های بافتی را از طریق ماتریس که تصویرکننده روابط یا الگوهای فضایی انباشتگی مجاور است، استخراج می‌کند. ماتریس هم رویداد سطح خاکستری یک ماتریس دو بعدی می‌باشد که ستون‌های این ماتریس بیانگر پاسخ دامنه نقطه مرجع و سطرهای آن، دامنه محل همسایگی است. در الگوریتم این روش، مشخصه‌های بافتی در موقعیت یک پیکسل به کمک پیکسل‌های همسایه آن تعیین می‌شود. در نشانگرهای بافتی مبتنی بر GLCM، مقطع لرزه‌ای به عنوان یک تصویر در نظر گرفته می‌شود و مشخصه‌های بافتی آن استخراج می‌شود. از ویژگی‌های آماری ماتریس GLCM می‌توان به میزان تباین<sup>۴۵</sup> اشاره کرد. برای استخراج نشانگرهای آماری بایستی ابتدا ماتریس GLCM را مطابق رابطه (۴) به مجموع درایه‌های آن نرمال نمود:

<sup>41</sup> Spectral decomposition

<sup>42</sup> Short Time Fourier Transform (STFT)

<sup>43</sup> Texture

<sup>44</sup> Gray Level Co-occurrence Matrix (GLCM)

<sup>45</sup> Contrast

$$P(i, j) = \frac{G(i, j)}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G(i, j)} \quad (4)$$

نشانگر تباین بافت لرزه‌ای، مقدار تغییرات محلی را که در یک تصویر وجود دارد اندازه‌گیری می‌کند و توسط رابطه (۵) بیان می‌گردد:

$$Contrast = \sum_{i,j=0}^N P_{i,j} (i - j)^2, \quad (5)$$

که  $i$ ،  $j$  و  $P$  به ترتیب تعداد ستون‌ها، سطرها و درایه‌های ماتریس احتمال GLCM می‌باشد. هنگامی که  $i = j$  شود، مقدار نشانگر تباین بافت لرزه‌ای برابر صفر خواهد شد، و نشان می‌دهد دامنه شبیه به موارد مربوط به همسایگی می‌باشد، در واقع مقدار نشانگر تباین بافت لرزه‌ای به صورت نمایی با افزایش مقدار  $(i - j)$  افزایش می‌یابد [۱۱ و ۱۶].

### ۳- شبکه‌های عصبی مصنوعی

شبکه‌های عصبی مناسب‌ترین مورد برای تطبیق الگویی، طبقه‌بندی، دسته‌بندی و تخمین در حین آموزش یا یادگیری هستند. هر واحد دارای چندین ورودی است که این ورودی‌ها با هم ترکیب شده و بعد از انجام یک سری عملیات یک خروجی حاصل می‌گردد. واحدهای پردازشی در لایه‌های مختلف قرار می‌گیرند، به‌طوری‌که ورودی‌های شبکه در لایه ورودی و خروجی‌ها در لایه خروجی ایجاد می‌شوند. به جز لایه ورودی، سایر لایه‌ها بر روی داده‌ها کار پردازشی انجام می‌دهند و در نهایت یک خروجی خواهند داشت. در میان لایه‌های ورودی و خروجی، لایه‌های دیگر قرار می‌گیرند که به آنها لایه‌های میانی یا لایه‌های پنهان گفته می‌شود. این گره‌ها قابلیت یادگیری، به‌خاطر سپاری و تعمیم از یک مجموعه داده آموزشی یا نقاط بنیادی را دارند [۵].

عمومی‌ترین و پرکاربردترین مدل شبکه عصبی مصنوعی، پرسپترون چند لایه‌ای<sup>۴۶</sup> است. ساده‌ترین شکل آن سه لایه‌ای است که شامل یک لایه ورودی، یک لایه پنهان و یک لایه خروجی می‌باشد. جریان داده بین لایه‌ها پیشخور است که تمامی اطلاعات از چپ به راست جریان دارد و MLPs روی مجموعه داده نمونه، آموزش داده می‌شوند که این در قالب یادگیری نظارت شده است. الگوریتم یادگیری شبکه عصبی پرسپترون چند لایه‌ای، پس انتشار<sup>۴۷</sup> است که به‌طور گسترده‌ای در آموزش این نوع شبکه به‌کار برده می‌شود و سعی بر این دارد که خطا بین نتایج پیش‌بینی شده شبکه و خروجی واقعی را با تعدیل وزن‌های ارتباطی حداقل سازد [۱۳ و ۱۵]. در پرسپترون چند لایه‌ای هر نورون در لایه میانی دارای یک یا چند ورودی  $x_1, \dots, x_n$  از یک فضای  $n$  بعدی و با وزن‌های تجمعی  $w_1, \dots, w_n$  و یک خروجی  $w_{i(x)}$  است که به آن سطح فعال‌سازی گفته می‌شود. سطح فعال‌سازی از ورودی‌های گره در دو مرحله ساده به دست می‌آید:

۱. ورودی شبکه مربوط به گره  $x_s$ ، که از مجموع حاصل‌ضرب ورودی‌ها در وزن‌های مربوطه مطابق رابطه (۶)

محاسبه می‌شود:

$$x_s = w_1 * x_1 + w_2 * x_2 + \dots + w_n * x_n. \quad (6)$$

در این مورد، چنانچه مجموع وزن‌دار شده سیگنال‌های ورودی به نورون از یک مقدار حد آستانه تجاوز کند، نورون فعال خواهد شد.

<sup>46</sup> Multi-Layer Perceptron (MLP)

<sup>47</sup> Back-propagation

۲. سطح فعال‌سازی با گذراندن ورودی شبکه از یک تابع فعال‌سازی یا انتقال محاسبه می‌شود. معمول‌ترین تابع، تابع

سیگموئید با ضابطه زیر که عبارت است از:

$$\{i(x) = \frac{1}{(1 + \exp(-x_s))} \quad (7)$$

فرآیند فعال‌سازی تعیین می‌کند که نورون مصنوعی باید برانگیخته شود یا خیر. در اکثر موارد، برانگیختگی نورون به مثبت یا منفی بودن ورودی تابع فعال‌سازی بستگی دارد [۵]. گره‌ها در لایه ورودی، درجایی که ورودی شبکه از تابع فعال‌سازی می‌گذرد، به راحتی اطلاعات را به لایه پنهان عبور می‌دهند. خروجی نهایی از مجموع حاصل ضرب تمام خروجی‌های گره‌های لایه‌های پنهان در وزن‌های مربوطه مطابق رابطه (۸) محاسبه می‌شود:

$$g_{i(x)} = \sum_{j=1}^n w_{ji} \{i(x) + w_{ji}, j = 1, \dots, n', \quad (8)$$

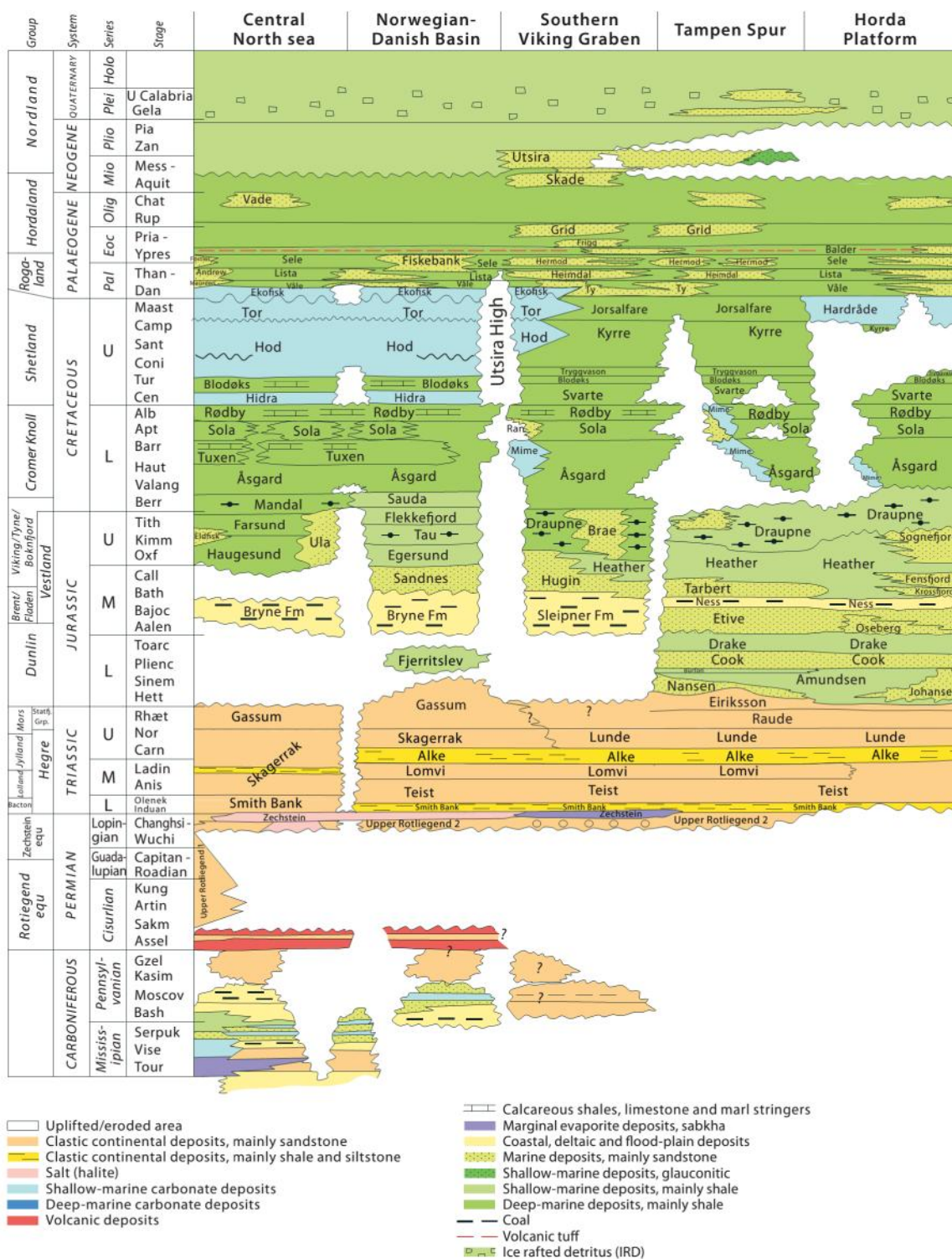
که  $w_{ji}$  مقدار وزن مربوط به هر گره در لایه میانی در نگاشت به لایه خروجی با یک فضای  $n'$  بعدی است. اطلاعات یک شبکه عصبی مصنوعی در وزن‌های گره‌ها خلاصه می‌شود. یکی از شاخصه‌های اصلی شبکه‌های پرسپترون چند لایه‌ای این است که توانایی یادگیری از روی نمونه‌ها را دارند [۴].

#### ۴- معرفی داده

F3 یک بلوک در بخش هلندی دریای شمال می‌باشد. این بلوک توسط لرزه‌نگاری ۳ بعدی، برای اکتشاف نفت و گاز در طبقات ژوراسیک بالایی - کرتاسه پایینی، پوشش داده شده است. ۱۲۰۰ میلی‌تائیه بالایی از این داده شامل خطوط بازتابی متعلق به میوسن، پلیوسن و پلیستوسن می‌باشد. در مقیاس بزرگ لایه‌بندی زیگزاگی به وضوح نمایان است و متشکل از رسوبات یک سیستم بزرگ رودخانه‌ای- دلتایی است که بخش بزرگ زهکشی شده از منطقه دریای بالتیک است. داده سه بعدی این منطقه نسبتاً نویزی می‌باشد [۲۶]. از لحاظ زمین‌شناسی، بلوک F3 عمدتاً بالای فروافتادگی یا گودال مرکزی هلند، به عنوان یکی از حوضه‌های بزرگ ریفتی کیمیرین در قسمت شمالی دریای هلند، و بخشی از عناصر ساختمانی سیستم ریفتی مزوزوییک قسمت جنوبی دریای شمال، واقع شده است [۱۴]. در طی بازه زمانی دوره پلیوسن، شرایط دلتایی که از محیط رودخانه‌ای تا منطقه جزر و مدی تشکیل شده، بر دریای شمال حاکم بوده است. این چرخه از ساختار کلینوform (یک عارضه زیرآبی شبیه یا متناظر با شیب قاره اقیانوس‌ها یا لایه‌های جلویی یک دلتا) کلاسیک پیش رونده به سمت حوضه تشکیل شده است. تفاسیر نشان می‌دهد که این بخش (شامل سازندهای گروه گچی، دریای شمال پایینی و میانی) از سه سکانس رده سوم تشکیل شده است. این سکانس‌ها به دنبال گسترده شدن یک سیستم بزرگ مقیاس رودخانه‌ای - دلتایی (دلتای اریدانوس) که در اواخر سنوزوئیک شمال غربی اروپا را تحت سلطه خود قرار داده بود، تشکیل شده‌اند. این سیستم زهکشی در طول الیگوسن آغاز شده، که همزمان با آن سپر اسکاندیناوی در حال بال‌آمدگی بوده است. نرخ بال‌آمدگی در طول اواخر میوسن و اوایل پلیوسن افزایش یافته است. بر اثر بال‌آمدگی اواخر میوسن، جریان بار رسوبات شدت یافته و مناطق دور از ساحل بخش هلندی در این دوره پر شده است. افزایش بار رسوبات منجر به یک تفاوت بار رسوبی در سراسر منطقه شده است. در نتیجه، نمک مدفون پرمین شروع به حرکت کرده و چندین ناپیوستگی محلی زیر خط گنبد نمکی تشکیل شد [۱۷]. در شکل شماره ۱، ستون سنگ چینه‌ای مربوط به دریای شمال نمایش داده شده است.

بهبود شناسایی کانال مدفون، با استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی و نشانگرهای لرزه‌ای...

شماره خطوط طولی لرزه‌ای بلوک F3 از ۱۰۰ تا ۷۵۰ و خطوط عرضی لرزه‌ای از ۳۰۰ تا ۱۲۵۰ می‌باشد. محدوده زمانی برداشت این داده از ۰ تا ۱۸۴۸ میلی‌ثانیه با نرخ برداشت ۴ میلی‌ثانیه است. ابعاد برداشت این بلوک در اندازه ۲۴\*۱۶ کیلومتر و به مساحت ۳۸۶,۹۳ کیلومتر مربع می‌باشد [۲۶].



شکل ۱- ستون سنگ‌چینه‌شناسی مربوط به دریای شمال [۱۵].

## ۵- معرفی روش کار و شناسایی کانال

انتخاب نشانگرهای مناسب و مرتبط در استفاده از شبکه عصبی از اهمیت بسزایی برخوردار است. در این مقاله سعی شده تا با استفاده از انتخاب ورودی‌های مناسب و شبکه‌های عصبی مصنوعی، از یک شبکه موثر و کارآمد در شناسایی کانال‌های رودخانه‌ای بهره‌بردار. در ابتدا بر روی داده مورد بررسی فیلترهای لازم، شامل فیلترهای شیب میانه<sup>۴۸</sup>، انتشار<sup>۴۹</sup> و بهبود لبه یا گسل<sup>۵۰</sup> اعمال گردید تا کیفیت داده بهبود یابد و از میزان نوفه داده کاسته شود. سپس نشانگرهای مناسب با متغیرهای بهینه برای شناسایی کانال تهیه و محاسبه گردید طبق بررسی‌های کلی، رسوبات داخل کانال با هم متفاوت می‌باشند و این گونه نمی‌باشد که از ابتدا تا انتهای کانال، تنها یک رخساره یا یکسری رسوبات وجود داشته باشد. این امر باعث پیچیده شدن بررسی‌ها شد و باعث شد تا نتوان با یک بار استفاده از شبکه عصبی در طول کانال به نتایج مطلوب و دلخواه رسید. پس برای کسب نتایج مطلوب از شیوه‌ای جدید استفاده گردید. در این قسمت به این دلیل که در کانال رسوبات و رخساره‌ها با رسوبات مجاورش در همان کانال متفاوت می‌باشند، شیوه‌ای جدید در پیش گرفته شد. به این صورت که بر روی همین یک کانال چندین شبکه عصبی در طول کانال تشکیل شد که هر کدام نشانگرهای مربوط به خود و نقاط منتخب کانال و غیرکانال (مربوط به نقاط آموزش شبکه عصبی) مربوط به خود را داشتند. هر کدام از شبکه‌های عصبی ایجاد شده در طول این کانال، باعث بهبود شناسایی قسمتی از کانال گردید. در نتیجه برای بهبود شناسایی کل کانال که دارای رسوبات با جنس متفاوت می‌باشد، از چند شبکه عصبی استفاده گردید تا خروجی‌های مجموع چند شبکه عصبی بتواند به طور کلی و در مجموع نمایش و شناسایی تمام کانال را بهبود دهد. در انتها مکعب‌های لرزه‌ای حاصل از شبکه‌های عصبی ایجاد شده در طول این کانال به عنوان ورودی یک شبکه عصبی جدید در نظر گرفته شدند و تمام نقاط کانالی و غیر کانالی که در طول کانال استخراج شدند، به صورت کلی به عنوان نقاط راهنما در نظر گرفته شدند. در نهایت خروجی این شبکه عصبی نهایی توانست کانال را به صورت موفق و کامل در طول کل مسیر، شناسایی نماید و نمایش دهد [۱]. در شکل ۲، کانال مورد بررسی نمایش داده شده است. در شکل ۳ روند انجام کار بر روی داده، توسط یک طرحواره نمایش داده شده است.

برای افزایش کیفیت داده‌ها، کاهش نویز و بهبود ناپیوستگی‌های لرزه‌ای، فیلترهای جهتدار ساختمانی و تقویت تصویر به کار برده شدند. برای بهبود نتایج نهایی در محاسبات نشانگرها و بهبود شناسایی شیب پدیده‌ها، از مکعب هدایت شیب استفاده گردید. به طور کلی با استفاده از این فیلترها سعی می‌شود نسبت سیگنال به نوفه داده افزایش یابد و پیوستگی بازتاب‌کننده‌ها بیشتر شود. این امر باید به صورتی انجام شود که ناپیوستگی بازتاب‌کننده‌ها در لبه‌های کانال حفظ شود و نیز از ایجاد پدیده‌های مصنوعی جلوگیری شود. در این مطالعه در مرحله فیلتر کردن جهت رسیدن به این اهداف، از فیلترهای شیب میانه، انتشار و بهبود گسل یا لبه استفاده شد.

برای مقایسه توانایی شناسایی کانال‌ها توسط مطالعه نشانگرهای ترکیبی یا نشانگرهای چندگانه در مقابل نشانگرهای منفرد، ابتدا بر روی مکعب لرزه‌ای، مجموعه‌ای از نشانگرهای دارای پتانسیل افزایش توان شناسایی کانال به صورت جداگانه محاسبه شدند. در این مرحله نشانگرهای متفاوتی با توجه به مطالعات صورت گرفته و همچنین سعی و خطا بررسی شدند. مجموعه‌ای از بهترین آن‌ها با پارامترهای خاص خود و با بیشترین کارایی در شناسایی کانال‌ها انتخاب شدند. مجموعه نشانگرهایی که در این بررسی استفاده شده‌اند به طور کلی شامل نشانگرهای انرژی، تشابه، بافت، تجزیه طیفی، شیب قطبی و فرکانس می‌باشند. در جدول شماره ۱، نشانگرهای کلی استفاده شده به همراه متغیرهای اصلی آنها نمایش داده شده‌اند. در شکل‌های ۴ تا ۱۸، نتایج اعمال این نشانگرها در سه برش زمانی متفاوت (زمان‌های محتمل وجود کانال)

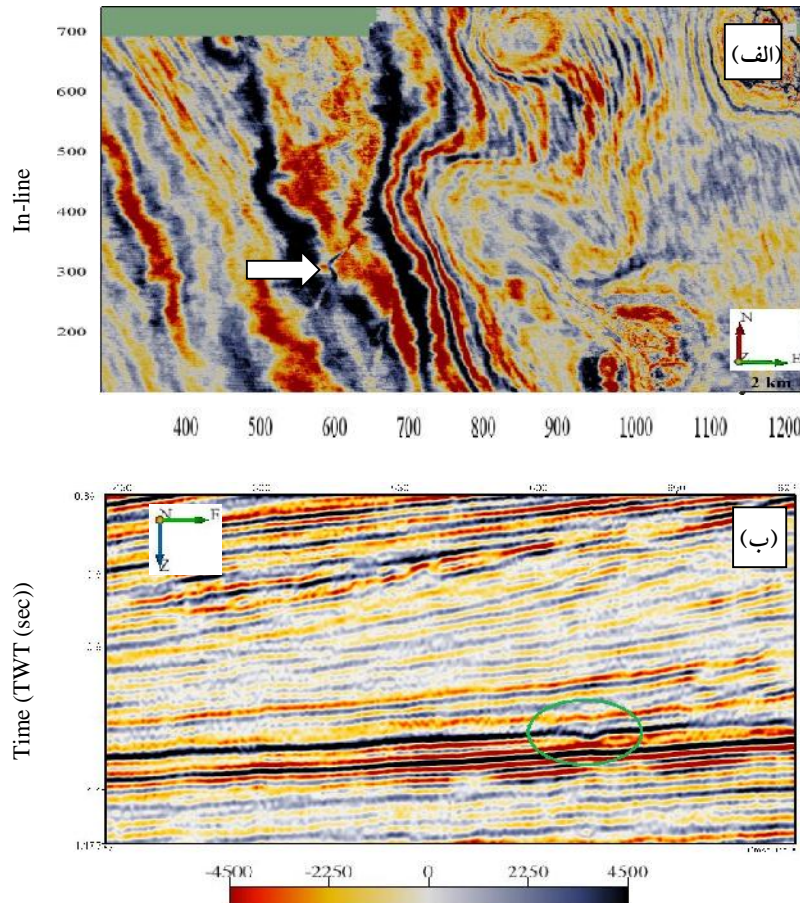
<sup>48</sup> Dip-steer median filter

<sup>49</sup> Diffusion filter

<sup>50</sup> Fault enhancement filter

برای هر نشانگر نمایش داده شده است.

برای نمایش کانال، تعداد ۱۰ شبکه عصبی با ورودی‌های متفاوت و نقاط تفسیر متفاوت در طول کانال ساخته شد. در این قسمت، ۱۰ شبکه عصبی مصنوعی ساخته شده به صورت ورودی برای یک شبکه عصبی جدید قرار گرفتند. در شکل ۱۹ پنجره ساخت این شبکه عصبی مشاهده می‌شود. در شکل ۲۰، نتیجه حاصل از این شبکه عصبی مصنوعی نهایی بر روی برش‌های زمانی مختلف، جهت شناسایی بهتر کانال، مشاهده می‌گردد.

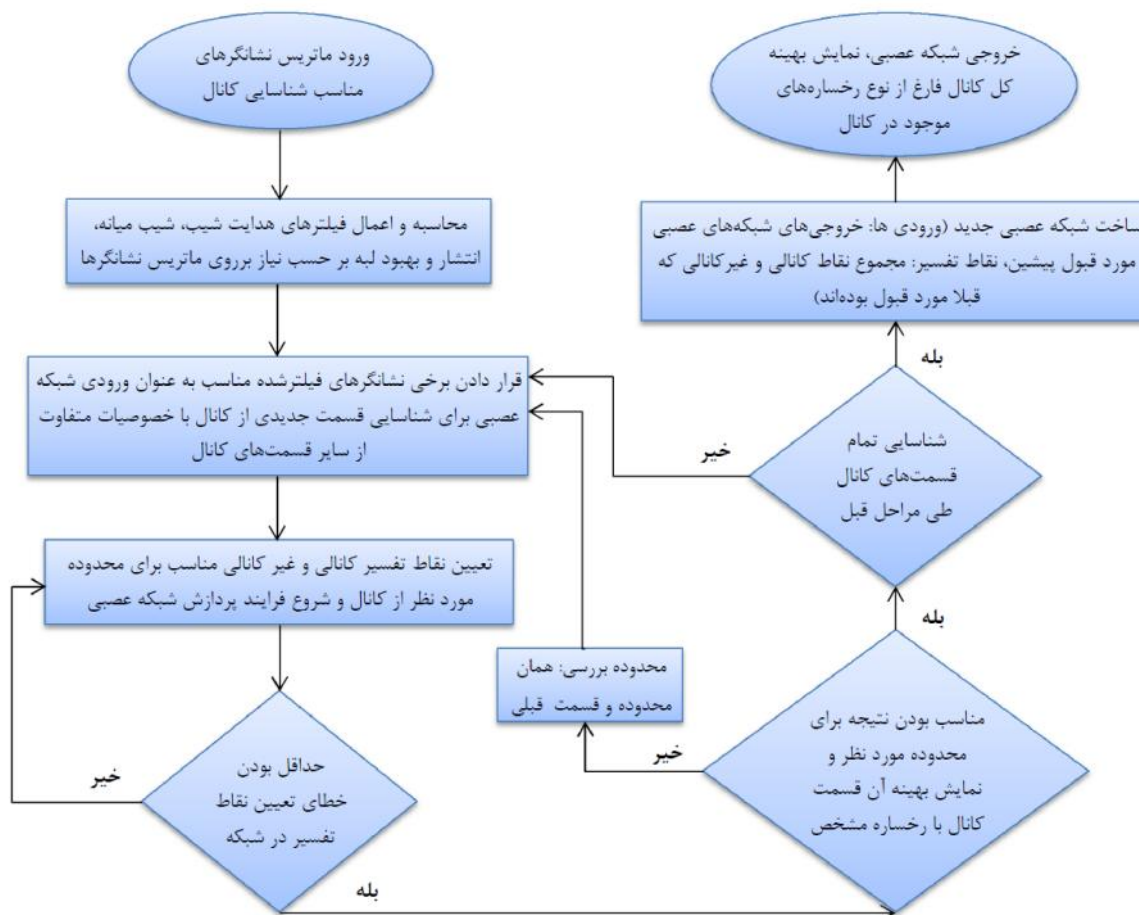


شکل ۲- (الف)، برش زمانی در زمان ۱۰۲۸ میلی ثانیه از داده اصلی. نوک پیکان نشان دهنده کانال است. (ب)، مقطع لرزه‌ای طولی شماره ۳۲۸ از داده اصلی. بیضی نشان دهنده کانال از تصویر (الف) می‌باشد.

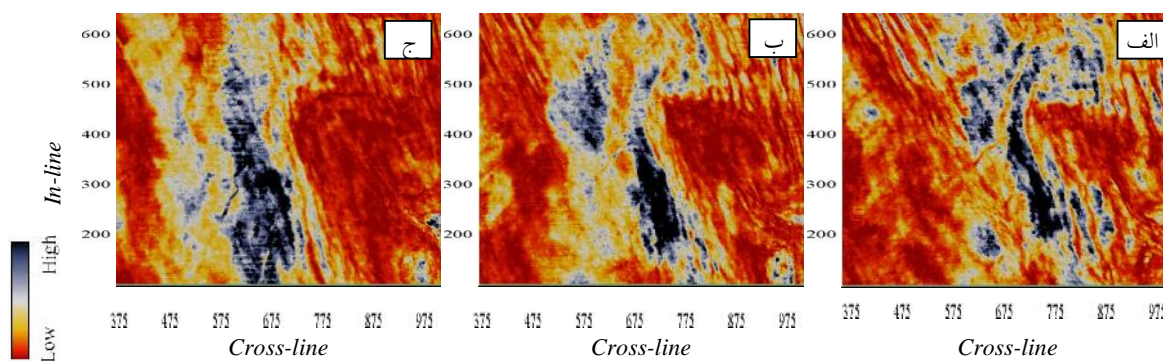
جدول ۱- مجموعه نشانگرهای استفاده شده برای ورودی شبکه‌های عصبی مصنوعی.

نشانگر	مشخصات
انرژی	بازه $[-۸۸]$ ، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده DSDF
	بازه $[-۲۰، ۲۰]$ ، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده DSDF
تشابه	بازه $[-۱۲، ۱۲]$ ، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF
	بازه $[-۳۶، ۳۶]$ ، گسترش کامل، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF و هدایت شیب شده
بافت	بازه $[-۲۸، ۲۸]$ ، گسترش کامل، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF و هدایت شیب شده
	بازه $[-۸۸]$ ، گسترش کامل، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده DSMF و هدایت شیب شده، خروجی کنتراست، GLCM 32*32
تجزیه طیفی	بازه $[-۴۰، ۴۰]$ ، با فرکانس خروجی ۴۰ هرتز، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF
	بازه $[-۳۶، ۳۶]$ ، با فرکانس خروجی ۵۰ هرتز، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF

بازه [۱۶،۱۶-]، با فرکانس خروجی ۵۰ هرتز، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF	
بازه [۲۸،۲۸-]، با فرکانس خروجی ۶۰ هرتز، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF	
بازه [۱۲،۱۲-]، با فرکانس خروجی ۸۰ هرتز، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده DSDF	
اعمال شده بر مقطع هدایت شیب با جزئیات	شیب قطبی
فرکانس میانگین: بازه [۳۶،۳۶-]، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF	
مجدور فرکانس میانگین: بازه [۳۶،۳۶-]، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده DSDF	فرکانس
فرکانس میانه: بازه [۴۸،۴۸-]، اعمال شده بر روی مقطع فیلترخورده FEF	



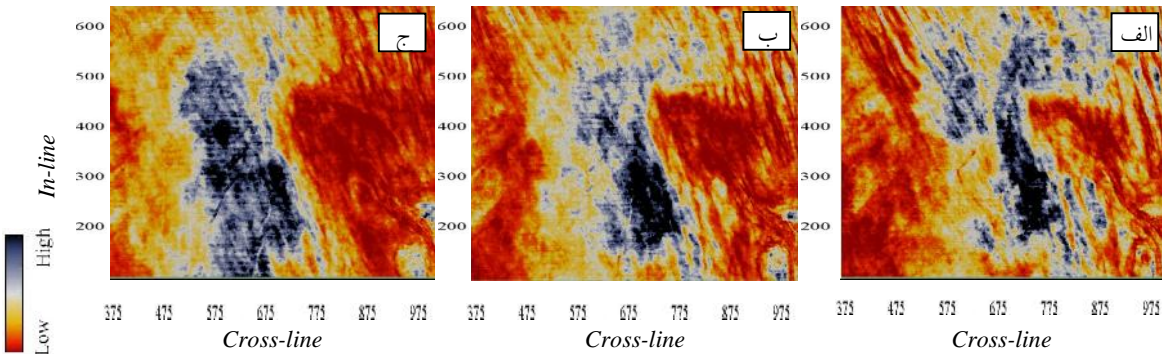
شکل ۳- روند انجام کار بر روی داده لرزه‌ای.



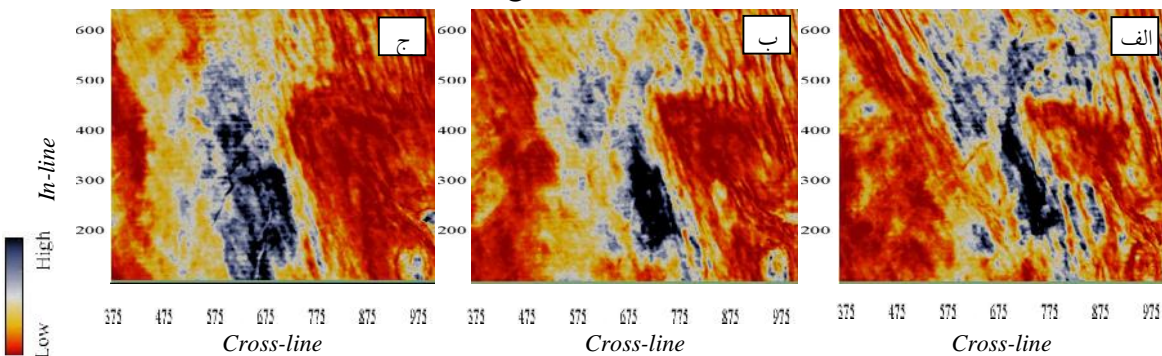
شکل ۴- نشانگر انرژی با بازه زمانی [۸۸-]. اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر انتشار. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه،



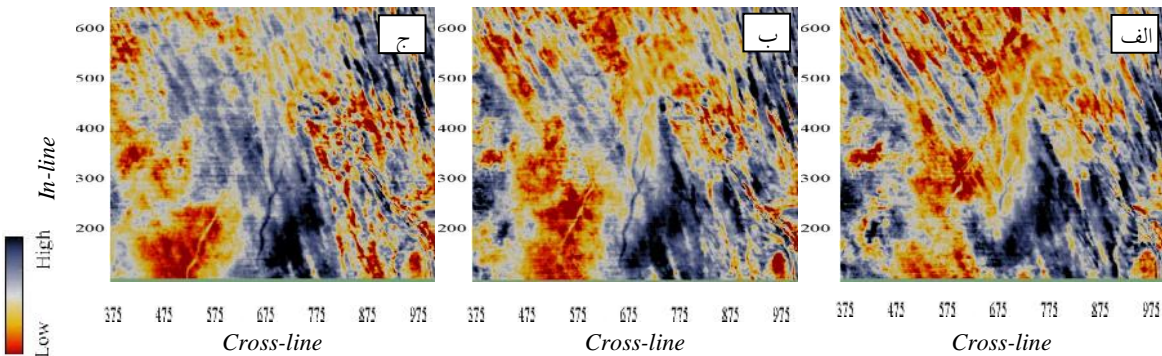
(ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه. مقیاس، هر ۱۰۰ خط طولی یا عرضی لرزه‌ای دارای فاصله ۲۵۰۰ متر می‌باشد.



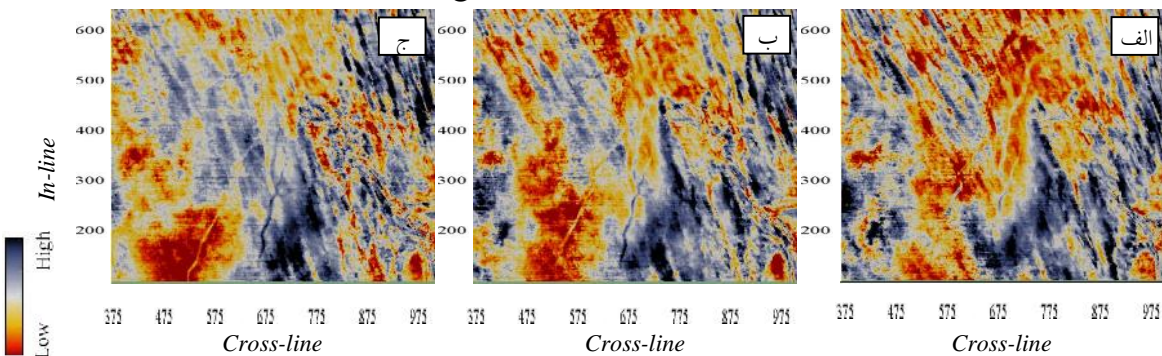
شکل ۵- نشانگر انرژی در بازه زمانی  $[-20, 20]$ ، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر انتشار. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



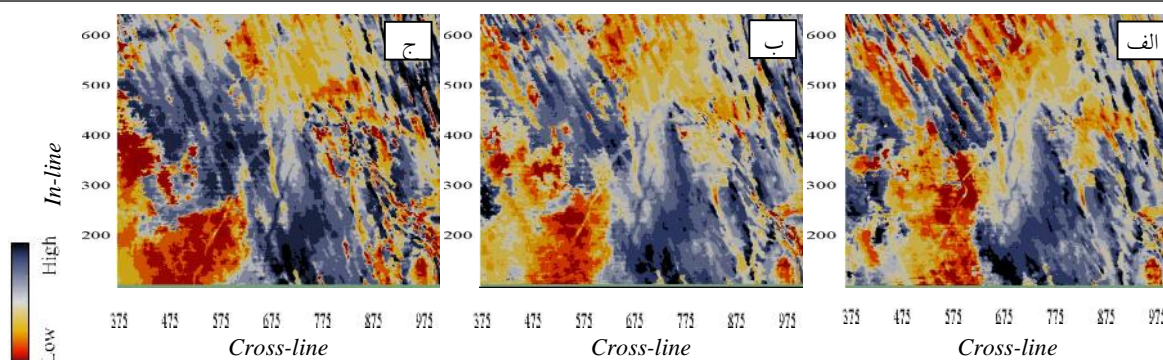
شکل ۶- نشانگر انرژی در بازه زمانی  $[-12, 12]$ ، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



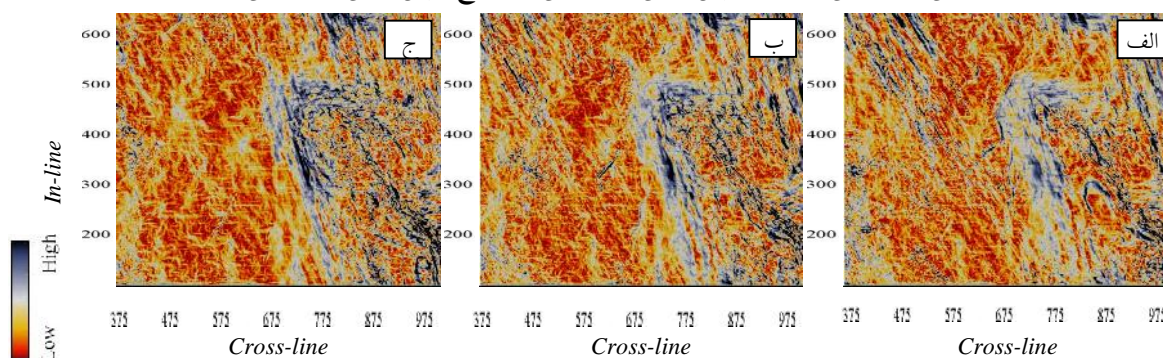
شکل ۷- نشانگر فرکانس میانگین در بازه زمانی  $[-36, 36]$ ، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



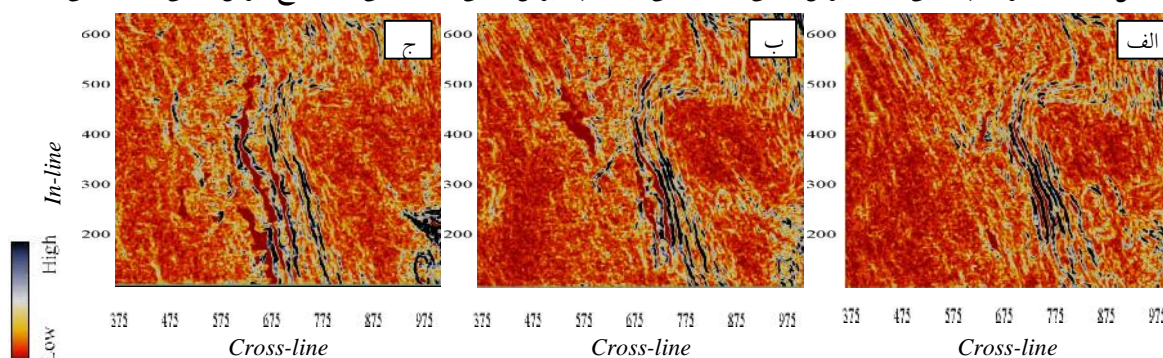
شکل ۸- نشانگر مجذور فرکانس میانگین در بازه زمانی  $[-36, 36]$ ، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر انتشار. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



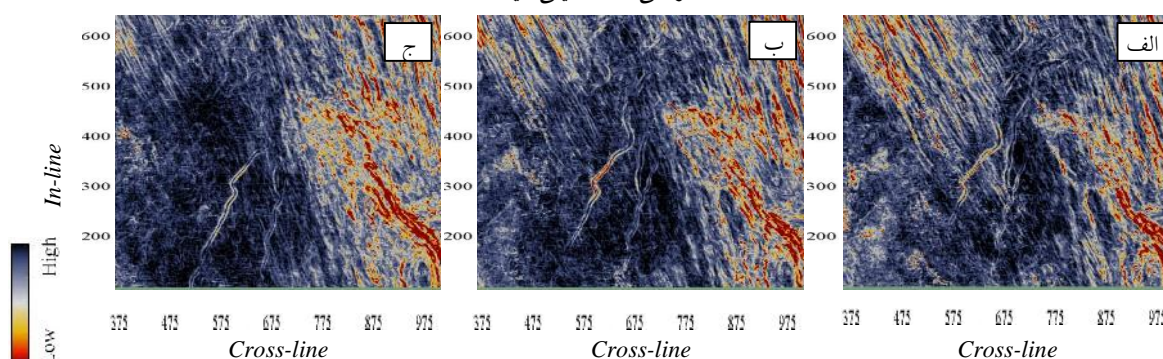
شکل ۹- نشانگر فرکانس میانه در بازه زمانی [۴۸،۴۸-]، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



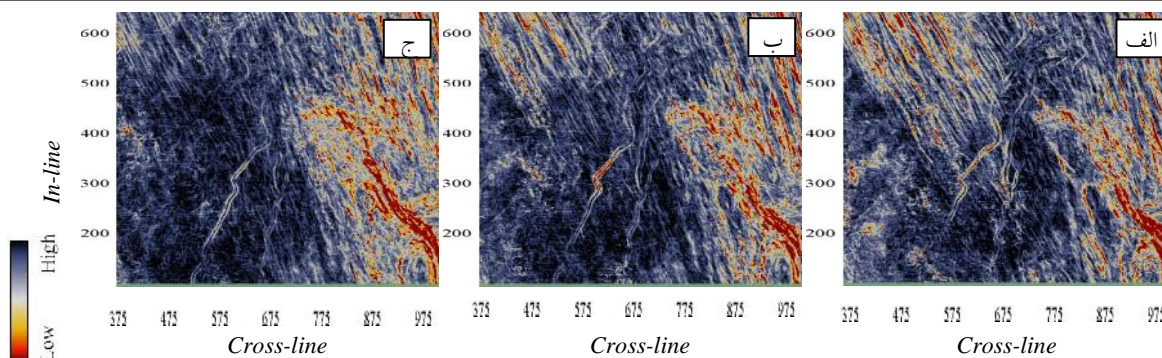
شکل ۱۰- نشانگر شیب قطبی (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



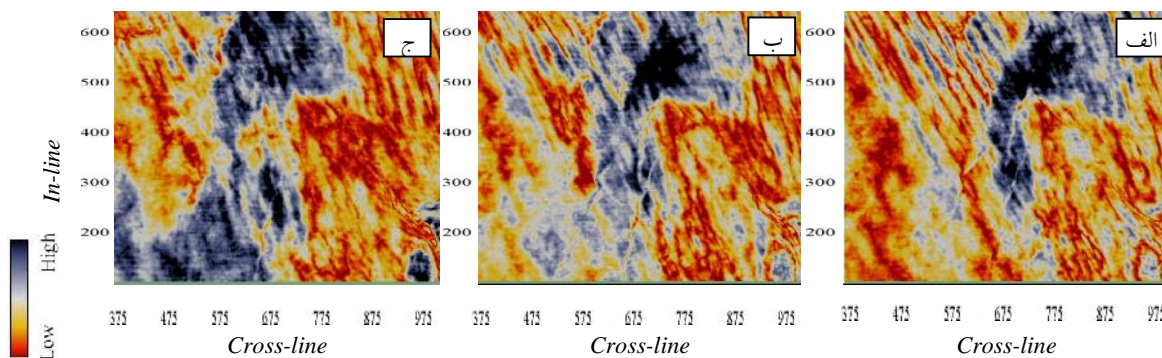
شکل ۱۱- نشانگر بافت در بازه زمانی [۸۸،۸۸-]، شامل هدایت شیب، با گام ۲ طول و عرض لرزه‌ای، خروجی کنتراست، اندازه GLCM ۳۲\*۳۲، اعمال شده بر روی خروجی فیلتر شیب میانه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



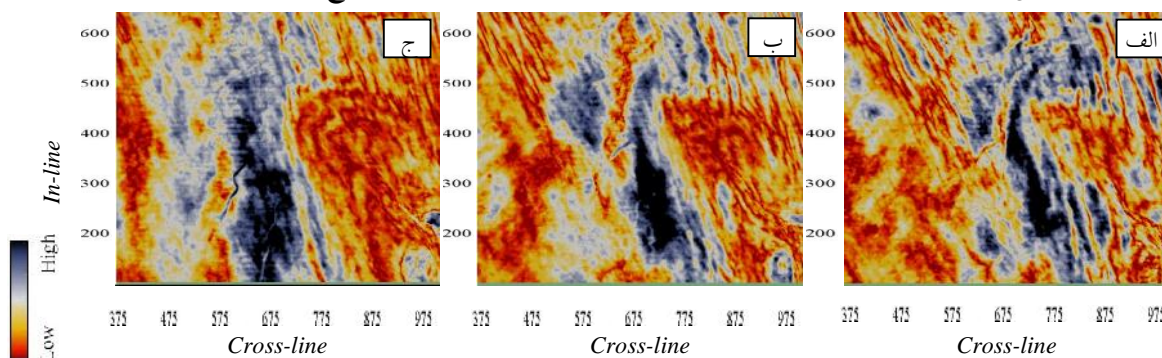
شکل ۱۲- نشانگر تشابه در بازه زمانی [۲۸،۲۸-]، با در نظر گرفتن هدایت شیب و گسترش کامل و با گام یک طول و عرض لرزه‌ای، اعمال شده روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



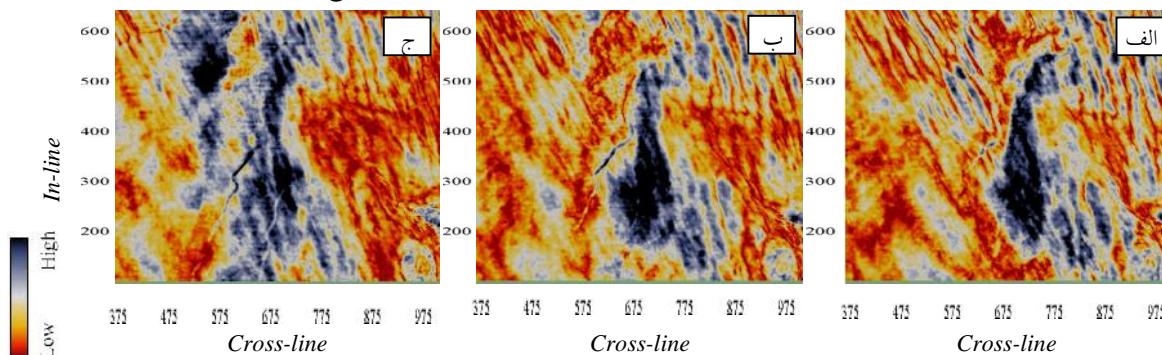
شکل ۱۳- نشانگر تشابه در بازه زمانی  $[-۳۶،۳۶]$ ، با در نظر گرفتن هدایت شیب و گسترش کامل و با گام یک طول و عرض لرزه‌ای، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



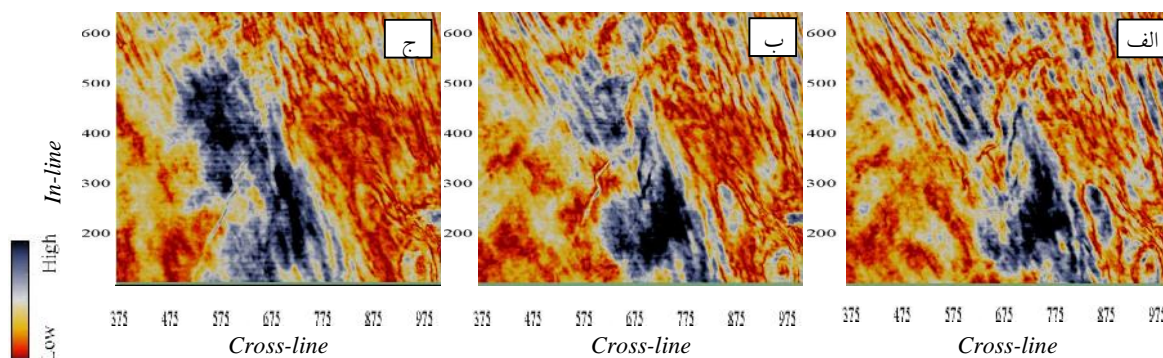
شکل ۱۴- نشانگر تجزیه طیفی در بازه زمانی  $[-۴۰،۴۰]$  با فرکانس خروجی ۴۰ هرتز، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



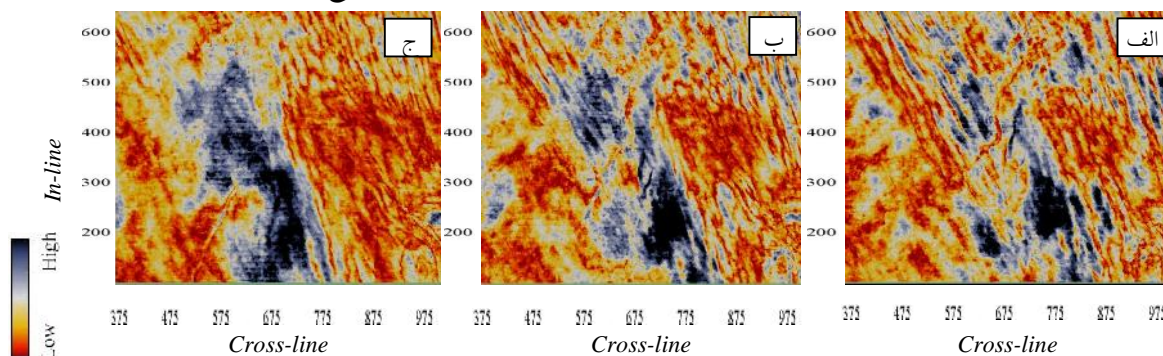
شکل ۱۵- نشانگر تجزیه طیفی در بازه زمانی  $[-۱۶،۱۶]$ ، با فرکانس خروجی ۵۰ هرتز، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



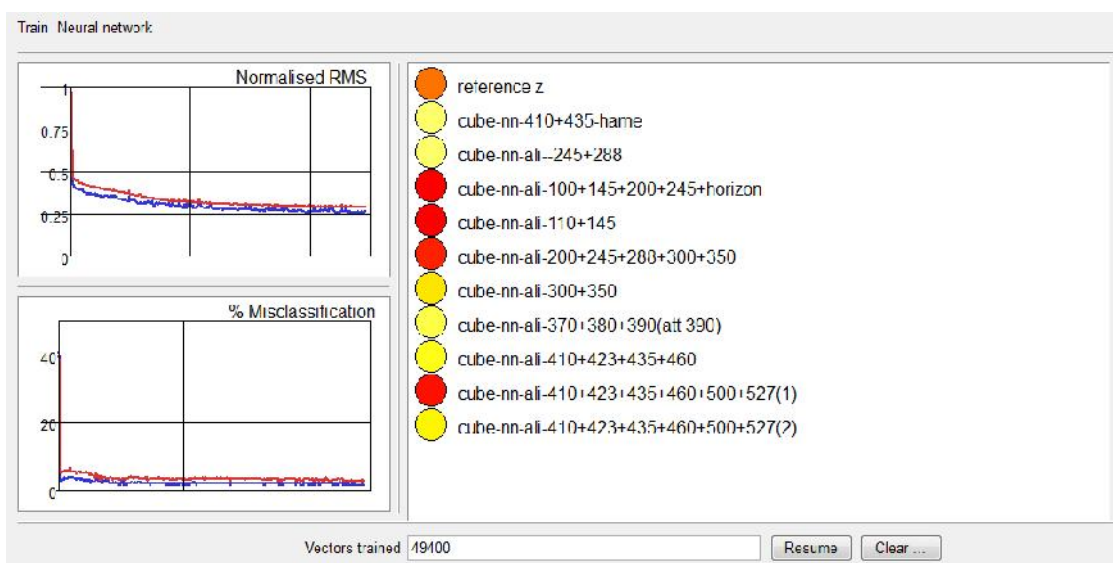
شکل ۱۶- نشانگر تجزیه طیفی در بازه زمانی  $[-۳۶،۳۶]$  با فرکانس خروجی ۵۰ هرتز، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



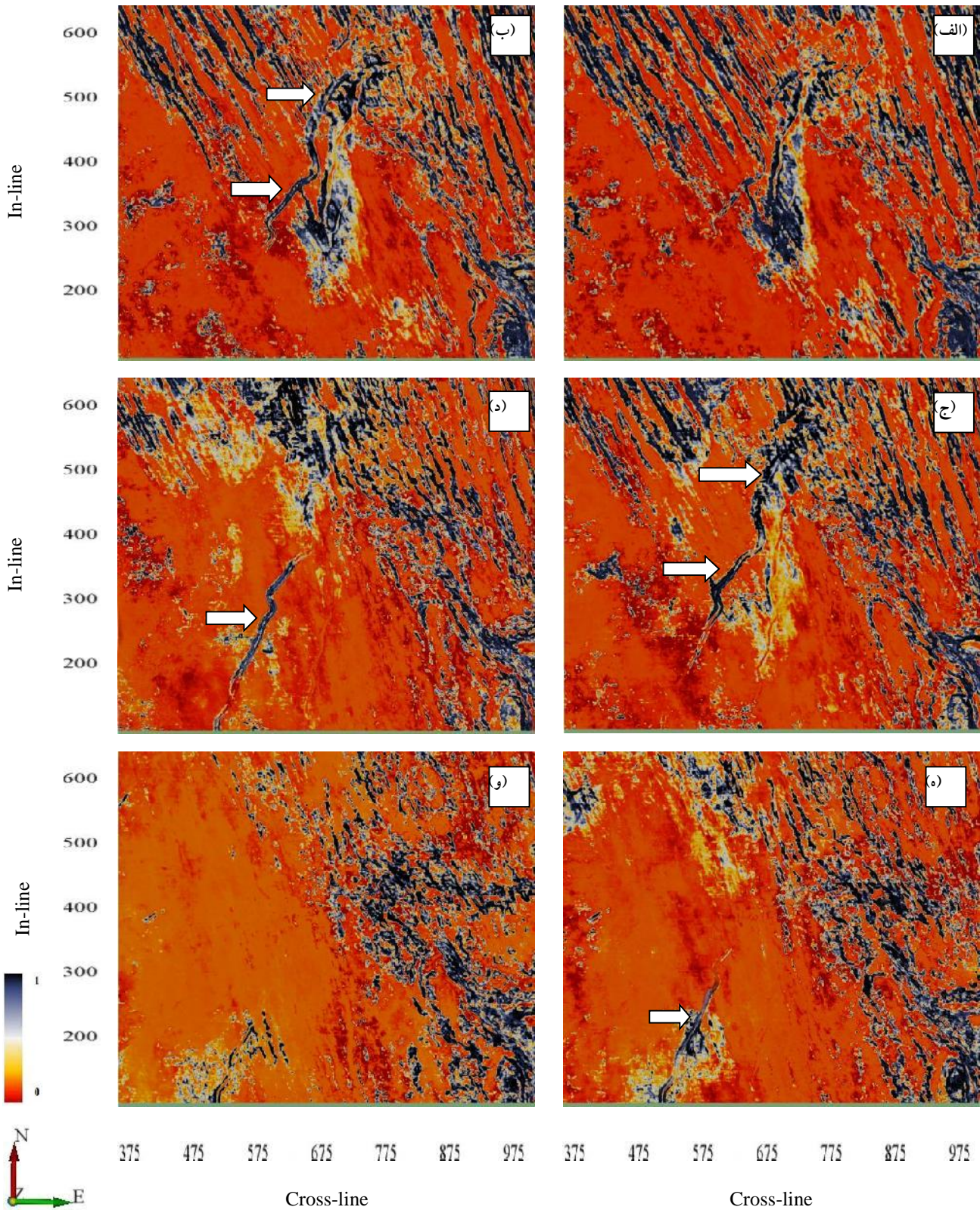
شکل ۱۷- نشانگر تجزیه طیفی در بازه زمانی  $[-28.28]$  با فرکانس خروجی ۶۰ هرتز، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



شکل ۱۸- نشانگر تجزیه طیفی در بازه زمانی  $[-12.12]$ ، با فرکانس خروجی ۸۰ هرتز، اعمال شده بر روی مکعب فیلتر شده توسط فیلتر بهبود گسل یا لبه. (الف) برش زمانی ۱۰۰۰ میلی ثانیه، (ب) برش زمانی ۱۰۲۰ میلی ثانیه و (ج) برش زمانی ۱۰۴۰ میلی ثانیه.



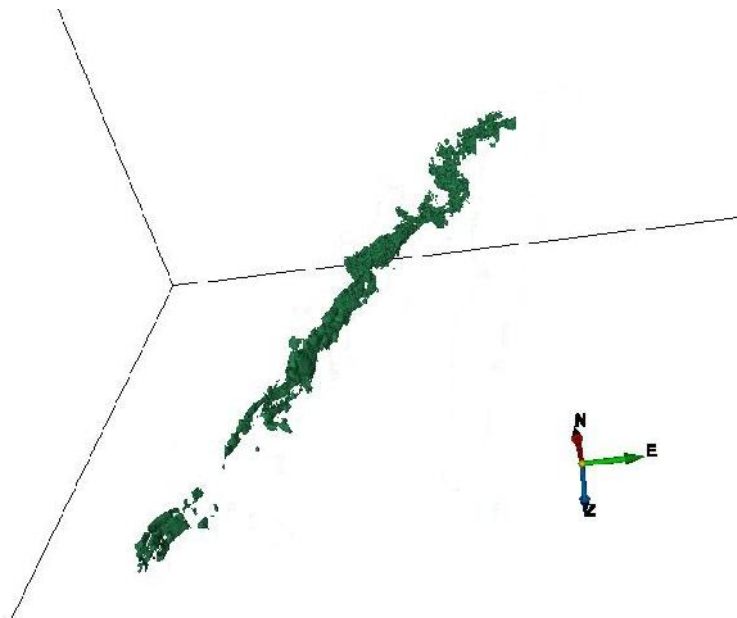
شکل ۱۹- پنجره شبکه عصبی مربوط به شبکه عصبی نهایی؛ دایره‌های قرمزتر نشان دهنده‌ی تاثیر بیشتر آن ورودی در ساخت شبکه حاصل است.



شکل ۲۰- برش‌های زمانی خروجی شبکه عصبی نهایی برای نمایش کانال (کلاس کانال): (الف) مربوط به برش زمانی ۹۸۸ میلی‌ثانیه، (ب) مربوط به برش زمانی ۱۰۰۰ میلی‌ثانیه، (ج) مربوط به برش زمانی ۱۰۲۰ میلی‌ثانیه، (د) مربوط به برش زمانی ۱۰۴۰ میلی‌ثانیه، (ه) مربوط به برش زمانی ۱۰۶۰ میلی‌ثانیه و (و) مربوط به برش زمانی ۱۰۸۰ میلی‌ثانیه می‌باشد؛ مقیاس تقریبی، هر ۱۰۰ خط طولی یا عرضی لرزه‌ای دارای فاصله ۲۵۰۰ متر می‌باشد.

در نهایت، پس از نمایش بهینه کانال، و ایجاد تباین مناسب بین کانال و محیط اطراف کانال، بدنه کانال توسط مفسر، از

مکعب‌های لرزه‌ای نهایی، استخراج شده است<sup>۵۱</sup>. کانال به روش تنظیم پارامترهای نمایش تصویر استخراج شده است؛ و تفاوت در دامنه نمایش کانال و محیط اطراف آن در استخراج کانال بسیار تاثیرگذار بوده است. از جمله مزایای استخراج پیکره کانال، تعیین دقیق موقعیت فضایی کانال می‌باشد و همچنین با داشتن اطلاعات سرعتی مدل، تعیین حجم درونی کانال امکان‌پذیر می‌باشد. در شکل ۲۱، پیکره کانال استخراج شده، نمایش داده شده است.



شکل ۲۱- پیکره کانال استخراج شده.

## ۶- نتیجه گیری

در این مقاله از شبکه‌های عصبی مصنوعی و نشانگرهای ترکیبی برای بهبود نمایش کانال رودخانه‌ای مدفون، در داده لرزه واقعی F3 مربوط به دریای شمال استفاده شد. استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی و ایجاد نشانگر ترکیبی سبب شد تا نتیجه نهایی، توانایی بهبود تمام خصوصیات کانال‌ها مانند لبه کانال و بدنه کانال را در یک مکعب واحد داشته باشد. برخی از نشانگرها از جمله نشانگر تشابه، علاوه بر بهبود پدیده مورد نظر در برش‌های زمانی مربوط به کانال، به میزان اندکی در برش‌های زمانی که کانال حضور ندارد نیز، اثر کانال را نشان می‌دهند و پدیده‌های مصنوعی اندکی ایجاد می‌کنند، که توسط ایجاد نشانگرهای ترکیبی و شبکه عصبی مصنوعی این ایراد تا حدود زیادی برطرف گردید. انتخاب نقاط تفسیری مناسب توسط مفسر در دو کلاس کانال و غیر کانالی، سهم بزرگی در تاکید یا حذف یک نشانگر و همچنین تاثیر بر نتیجه کلی دارد و نتیجه کار را تا حد قابل توجهی بهبود می‌بخشد. علاوه بر این، مفسر در مرحله آموزش با شبکه در تعامل بوده و شبکه را در یافتن حداقل تعداد نقاط مجموعه آموزش‌دهنده برای طبقه‌بندی هدایت می‌کند. در این مقاله ترکیب چند شبکه عصبی توسط یک شبکه عصبی نهایی برای حذف تاثیر تغییر رخساره و در نتیجه جلوگیری از شناسایی ناقص کانال صورت گرفت، که این عمل با موفقیت توانست توانایی شبکه عصبی نهایی در شناسایی کامل کانال را افزایش دهد. راستای کانال تقریباً شمالی - جنوبی یا شمال شرقی - جنوب غربی بوده، و شیب کانال از سمت شمال به سمت جنوب بوده است همچنین الگوی کانال بیشتر به صورت مستقیم و به میزان اندکی مآندری می‌باشد.

<sup>51</sup> Geobody extraction

## سپاس و قدردانی

از داوران محترم مقاله آقایان دکتر محمد مختاری و مهندس حسین خوشدل تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] غضنفری بروجنی، ع.، ۱۳۹۵، شناسایی کانال‌های مدفون با استفاده از تلفیق نشانگرهای لرزه‌ای توسط شبکه‌های عصبی مصنوعی، پایان‌نامه کارشناسی ارشد مهندسی نفت - اکتشاف، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر.
- [2] ABBOTTS, I., 1991, United Kingdom oil and gas fields: 25 years commemorative volume: Geological Society Publishing House.
- [3] ALSOUKI, M., TAIFOUR, R., and AL HAMAD, O., 2014, Delineating the fluvial channel system in the Upper Triassic formation of the Elward area in the Syrian Euphrates Graben using 3-D seismic attributes. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(2), 123-132.
- [4] AMINZADEH, F. and DE GROOT, P., 2004, Soft computing for qualitative and quantitative seismic object and reservoir property prediction. Part 1: Neural network applications. *First break*, 22(3).
- [5] AMINZADEH, F. and DE GROOT, P., 2006, Neural networks and other soft computing techniques with applications in the oil industry. Eage publications.
- [6] ANSTEY, N. A., 1980, *Seismic exploration for sandstone reservoirs*: Springer.
- [7] BARWIS, J. H., MCPHERSON, J. G., and STUDLICK, J. R. J., 2012, *Sandstone Petroleum Reservoirs*: Springer New York.
- [8] BOGGS, S., 2006, *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*: Pearson Prentice Hall. Upper Saddle River, New Jersey.
- [9] CASTAGNA, J. P., SUN, S., and SIEGFRIED, R. W., 2003, Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 22(2), 120-127.
- [10] CHAKRABORTY, A., and OKAYA, D., 1995, Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods. *Geophysics*, 60(6), 1906-1916.
- [11] CHOPRA, S., and ALEXEEV, V., 2006, Applications of texture attribute analysis to 3D seismic data. *The Leading Edge*, 25(8), 934-940.
- [12] CHOPRA, S., and MARFURT, K. J., 2007, *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*: Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- [13] DE GROOT, P., 2006, Interactive multi-volume seismic attribute analysis in OpendTect. *Drilling & Exploration World*, 15(3).
- [14] DE JAGER, J., 2007. Geological development. *Geology of the Netherlands*, pp.5-26.
- [15] DIRECTORATE, N.P., 2014. Compiled CO2 Atlas for the Norwegian Continental Shelf. Stavanger. Essays on upstream gas transport infrastructure planning and appraisal \_ Paper, 4.
- [16] EICHKITZ, C. G., AMTMANN, J., and SCHREILECHNER, M. G., 2013, Calculation of grey level co-occurrence matrix-based seismic attributes in three dimensions. *Computers & Geosciences*, 60, 176-183.
- [17] GHAZI, S.A., 1992. Cenozoic uplift in the Stord Basin area and its consequences for exploration. *Norsk Geologisk Tidsskrift*, 72(3), pp.285-290.
- [18] HASHEMI, S., JAVAHERIAN, A., ATAEE-POUR, M., and KHOSHDEL, H., 2014, Two-point versus multiple-point geostatistics: the ability of geostatistical methods to capture complex geobodies and their facies associations—an application to a channelized carbonate reservoir, southwest Iran. *Journal of Geophysics and Engineering*, 11(6), 065002.
- [19] HASHEMI, S., JAVAHERIAN, A., ATAEE-POUR, M., TAHMASEBI, P., and KHOSHDEL, H., 2014, Channel characterization using multiple-point geostatistics, neural network, and modern analogy: A case study from a carbonate reservoir, southwest Iran. *Journal of Applied Geophysics*, 111, 47-58 .
- [20] LIU, J., and MARFURT, K. J., 2007, Instantaneous spectral attributes to detect channels. *Geophysics*, 72(2), P23-P31.
- [21] LOVE, P. L., and SIMAAN, M., 1984, Segmentation of stacked seismic data by the classification of image texture. In 1984 SEG Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists.
- [22] MATHEWSON, J., 2008, Detection of channels in seismic images using the steerable pyramid. (M. Sc. Thesis), Colorado School of Mines.

- [23] MELDAHL, P., HEGGLAND, R., BRIL, B., and DE GROOT, P., 2001, Identifying faults and gas chimneys using multiattributes and neural networks. *The Leading Edge*, 20(5), 474-482.
- [24] MIRKAMALI, M. S., KESHAVARZ, N., and BAKHTIARI, M. R., 2016, Evolution analysis of Miocene channels and faults in offshore area of Strait of Hormuz (Eastern part of Persian Gulf) using seismic meta-attributes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 116-128.
- [25] NASEER, T. M., ASIM, S., AHMAD, M. N., HUSSAIN, F., and QURESHI, S. N., 2014, Application of Seismic Attributes for Delineation of Channel Geometries and Analysis of Various Aspects in Terms of Lithological and Structural Perspectives of Lower Goru Formation, Pakistan. *International Journal of Geosciences*, 5(12), 1490.
- [26] OVEREEM, I., WELTJE, G. J., BISHOP-KAY, C., and KROONENBERG, S. B., 2001, The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin: a climate signal in sediment supply. *Basin Research*, 13(3), 293-312.
- [27] PANG, J., 1993, Geological reservoir modelling of fluvial channel sands. University of Aberdeen (United Kingdom).
- [28] PUTNAM, P. E., 1982, Fluvial channel sandstones within Upper Mannville (Albian) of Lloydminster area, Canada-geometry, petrography, and paleogeographic implications. *AAPG Bulletin*, 66(4), 436-459.
- [29] QIU, Y., 1987, Fluvial sandstone bodies as hydrocarbon reservoirs in lake basins.
- [30] SINHA, S., ROUTH, P. S., ANNO, P. D., and CASTAGNA, J. P., 2005, Spectral decomposition of seismic data with continuous-wavelet transform. *Geophysics*, 70(6), P19-P25.
- [31] TANER, M.T., 2001, Seismic attributes. *CSEG recorder*, 26(7): p. 48-56.
- [32] TINGDAHL, K. M., BRIL, A. H., and DE GROOT, P. F., 2001, Improving seismic chimney detection using directional attributes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 29(3), 205-211.
- [33] TINGDAHL, K. M. and DE ROOIJ, M., 2005, Semi-automatic detection of faults in 3D seismic data. *Geophysical Prospecting*, 53(4), 533-542.
- [34] WANG, Y., 2006, Seismic time-frequency spectral decomposition by matching pursuit. *Geophysics*, 72(1), V13-V20.
- [35] WANG, Z., YIN, C., and ZHAO, W., 2011, GLCM parameters of channel texture analysis. In 2011 SEG Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists.
- [36] WEBER, K. and EIJPE, R., 1972, Permeability distribution in a Holocene distributary channel-fill near Leerdam (the Netherlands). *GEOLOGIE EN MIJNBOUW (NETHERLANDS)*, VOL 51, NO 1, P 53-62, 1972. 14 FIG, 8 REF.
- [37] WEST, B. P., MAY, S. R., EASTWOOD, J. E., and ROSSEN, C., 2002, Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks. *The Leading Edge*, 21(10), 1042-1049.
- [38] YENUGU, M., MARFURT, K. J., and MATSON, S., 2010, Seismic texture analysis for reservoir prediction and characterization. *The Leading Edge*, 29(9), 1116-1121.



## زیست‌چینه‌نگاری سازند گورپی بر مبنای روزن‌داران پلانکتون با تاکید بر مرز کرتاسه - پالئوژن در برش جهانگیرآباد، کبیرکوه لرستان، جنوب غرب ایران

سمیرا رحیمی<sup>۱</sup>، علیرضا عاشوری<sup>۲\*</sup>، عباس صادقی<sup>۳</sup>، عباس قادری<sup>۴</sup>

<sup>۱</sup> دانشجوی دکتری چینه‌شناسی و فسیل‌شناسی، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

<sup>۲</sup> استاد گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

<sup>۳</sup> استاد گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

<sup>۴</sup> استادیار گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

\*ashouri@um.ac.ir

دریافت اسفند ۱۳۹۶، پذیرش مهر ۱۳۹۷

### چکیده

در این پژوهش زیست‌چینه‌نگاری سازند گورپی در برش جهانگیرآباد در ناحیه جنوب غرب ایران مورد مطالعه قرار گرفته است. سازند گورپی در برش جهانگیرآباد شامل ۲۶۳ متر سنگ آهک رسی و سنگ آهک بوده و از دو عضو سیمره (لوفادار) با سنگ‌شناسی سنگ آهک و امام حسن با سنگ‌شناسی سنگ آهک رس‌دار تشکیل شده و به صورت پیوسته و همشیب و واضح بر روی آهک‌های سازند ایلام و به طور پیوسته و تدریجی در زیرآهک‌های رسی سازند پابده قرار گرفته است. با مطالعه ۲۱۰ نمونه ۱۷ جنس و ۷۶ گونه از روزن‌داران پلانکتونیک در این برش شناسایی شده است. بر اساس جنس و گونه‌های شاخص شناسایی شده در محدوده مورد بررسی، بایوزون‌های *Radotruncana calcarata Zone* *Globotruncana ventricosa Zone* *Gansserina gansseri Zone* *Globotruncana aegyptica Zone* *Globotruncanella havanensis Zone* در *Pseudoguembelina hariaensis Zone* *Abathomphalus mayaroensis Zone* *Contusotruncana contuosa Zone* رسوبات کرتاسه تشخیص داده شده است. با توجه به بایوزون‌های تشخیص داده شد سن کامپانین میانی- مایستریشتین پسین برای سازند گورپی در این برش پیشنهاد می‌شود.

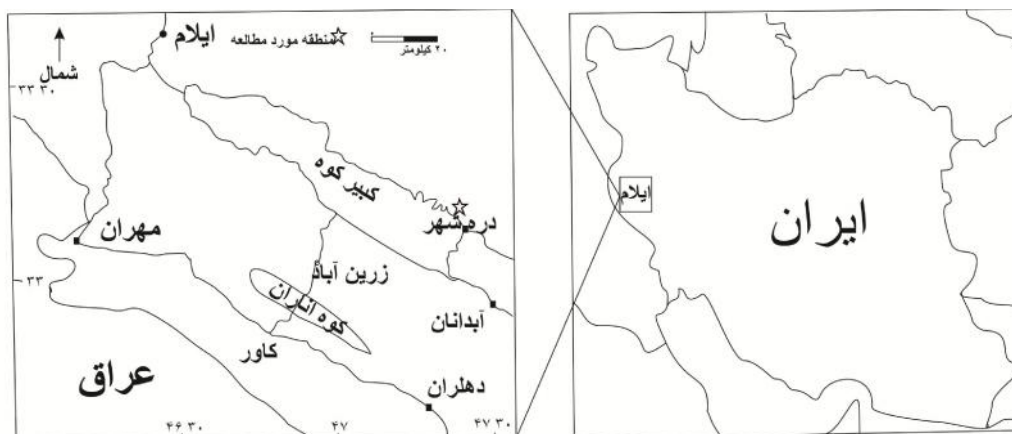
کلیدواژه: زیست‌چینه‌نگاری، روزن‌داران پلانکتونیک، برش جهانگیرآباد، کامپانین میانی- مایستریشتین پسین.

## ۱- مقدمه

سازند گورپی به عنوان سنگ پوش مخازن نفتی سروک- ایلام از اهمیت ویژه ای در مطالعات نفتی برخوردار است برش الگوی این سازند در تنگ پابده در شمال میدان نفتی لالی در شمال خاور مسجد سلیمان از ۳۲۰ متر سنگ آهک رسی، شیل خاکستری متمایل به آبی تشکیل شده است، ضخامت و سن این سازند در حوضه زاگرس از جایی به جای دیگر متغیر است به طوریکه سن قاعده آن از فارس به سمت خوزستان و لرستان از سانتونین تا کامپانین و سن راس آن از مائستریشتین تا پالئوسن متغیر است (Wynd, 1965). سازند گورپی به دلیل محیط رسوبگذاری عمیق خود استعداد خوبی جهت مطالعات زیست‌چینه‌ای با استفاده از گروه‌های پلانکتونی دارد و از جهت دربرداشتن مرز کرتاسه-پالئوژن مورد توجه بسیاری از محققین بوده است (Darvishzadeh et al., 2007; Senemari & Sohrabi Molla Usefi, 2012; Senemari & Azizi, 2012; Beiranvand et al., 2013; Najafpour et al., 2014; Razmjooei et al., 2014). با توجه به دقت بایوزون‌های مبتنی بر روزن‌داران پلانکتون در تعیین سن نهشته‌ها و نیز امکان تطابق آنها با دیگر نقاط دنیا، هدف این مطالعه استفاده از این گروه فسیلی برای انجام زیست‌چینه‌نگاری و مقایسه آن با دیگر نقاط و همچنین بررسی رویداد مؤثر انقراضی در این گروه در گذر کرتاسه-پالئوژن در سازند گورپی است. به منظور تقسیم بندی اشکوب‌های مختلف کرتاسه بررسی مرز کرونواستراتیگرافی اشکوب‌های موجود در این دوره بسیار مورد توجه است. مطالعات انجام گرفته توسط (Wynd, 1965), طاهری (۱۳۷۷)، کاملی ازان (۱۳۸۳)، قاسم نژاد و همکاران (۱۳۸۴)، قورچایی (۱۳۸۷)، همتی نسب (۱۳۸۷)، هادوی و رسایزدی (۱۳۸۷)، گوهری (۱۳۸۹)، اصغریان رستمی (۱۳۸۹)، دارابی (۱۳۸۹)، حاج‌سلطان (۱۳۹۰)، رحیمی (۱۳۹۰)، پرندآور و همکاران (۱۳۹۲)، اسفندیاری (۱۳۹۴)، فضلی (۱۳۹۴)، بر روی سازند گورپی در نواحی مختلف حوضه زاگرس بر اساس گروه‌های مختلف پلانکتونی مبین محدوده زمانی از سانتونین پسین تا تانتین می‌باشد. بنابراین با توجه به این تحقیقات و کمبود مطالعات دقیق صورت گرفته در مرزهای ذکر شده، در راستای تعیین روند دقیق تغییرات سنی سازند گورپی و تکمیل اطلاعات در پهنه ساختاری لرستان (استان ایلام) مخصوصاً از منظر روزن‌داران پلانکتون یک برش در تاق‌دیس کبیرکوه انتخاب و مورد مطالعه قرار گرفت.

## ۲- موقعیت جغرافیایی برش مورد مطالعه

برش جهانگیرآباد در جنوب شرق استان ایلام و در یال شمالی تاق‌دیس کبیرکوه واقع شده است. ضخامت این برش بر مبنای مطالعات صحرایی حدود ۲۶۳ متر برآورد شده است. برش مورد نظر در استان ایلام و ۳ کیلومتری دره‌شهر در شمال روستای جهانگیرآباد با مختصات جغرافیایی "۹' ۲' ۴۷" طول شرقی و "۲' ۶' ۳۳" عرض شمالی است. راه دسترسی به برش مذکور از طریق جاده دره‌شهر به سمت آبدانان می‌باشد (شکل ۱).



شکل ۱- موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه (علامت ستاره) در ناحیه لرستان، در یال شمالی تاقدیس کبیرکوه (اقتباس از اطلس راه‌های ایران، ۱۳۸۶)

### ۳- روش مطالعه

پس از مطالعات اولیه، نمونه‌برداری به صورت منظم و تقریباً با فواصل یک متری و در محل تغییر رخساره‌ها و در نزدیکی مرزسازندها در فواصل نزدیک‌تر صورت گرفت. در مجموع تعداد ۲۱۰ نمونه از سنگ‌های سخت و رسوبات نرم سازند گورپی برداشت گردید. علاوه بر آن ۴ نمونه از ۴ متر راس سازند ایلام و ۲۶ نمونه از ۲۰ متر قاعده سازند پابده به منظور بررسی مرزهای پائین و بالای سازند گورپی برداشت شد. آماده‌سازی نمونه‌های روزن‌داران به منظور مطالعه به دو روش تهیه مقطع نازک از سنگ‌های سخت و شست‌وشو نمونه‌های نرم صورت گرفت. پس از شست‌وشوی نمونه‌ها، روزن‌داران پلانکتونیک از رسوب جدا شده و پس از شناسایی توسط میکروسکوپ الکترونی (SEM) عکس‌برداری شدند. شناسایی و نام‌گذاری جنس‌ها بر مبنای رده‌بندی و نام‌گذاری منابعی نظیر (Loeblich & Tappan (1988), Robaszynski et al., (1984) (1984), Caron (1985), Premoli Silva and Verga (2004) صورت گرفته است.

### ۴- بحث

#### ۴-۱ سنگ چینه نگاری

سازند گورپی در برش جهانگیرآباد با ۲۶۳ متر ستبرای، به طور عمده از سنگ آهک رسی و سنگ آهک تشکیل شده و حاوی دو عضو سیمره (لوفادار) متشکل از سنگ آهک و امام حسن با ترکیب سنگ آهک رس دار می‌باشد. سنگ آهک‌های رسی سازند گورپی در محل مورد مطالعه به صورت پیوسته و همشیب بر روی سنگ آهک‌های سازند ایلام قرار می‌گیرد. طبق بررسی انجام شده در این مطالعه بر روی ۴ متر بخش بالایی سازند ایلام در این برش سنی برابر کامپانین میانی- پسیین (زیست زون *Globotruncana ventricosa*) دارد. مرز بالائی سازند گورپی در برش جهانگیرآباد با سازند پابده از لحاظ لیتولوژیکی به صورت پیوسته و تدریجی است (شکل ۲). این مرز سنگ چینه نگاری در پژوهش حاضر منطبق با مرز کرتاسه- پالئوژن در نظر گرفته شده است.



شکل ۲- الف. نمائی از سازندهای ایلام، گورپی، پابده ب. مرز پائینی سازند گورپی با سازند ایلام ج. مرز بالایی سازند گورپی با سازند پابده  
د. واحد لوفافا و آهک امام حسن در برش جهانگیرآباد

## ۴-۲ زیست چینه نگاری

روزن‌داران پلانکتونیک به عنوان یک ابزار سودمند در زیست چینه نگاری، در سازند گورپی از تنوع نسبتاً خوبی برخوردارند. با توجه به فراوانی روزن بران پلانکتون در برش مورد مطالعه از این گروه فسیلی برای زیست زون بندی استفاده شده است. زیست چینه نگاری کرتاسه بالا در حوضه تیس توسط افراد مختلفی انجام شده است که مهم ترین آنها زیست زون های ارائه شده برای حوضه تیس توسط Caron (1985) است که بعدها این زیست زون بندی ها توسط Robaszynski & Caron (1995) مورد تجدید نظر قرار گرفت. بعدها Li & Keller (1998a,b) به منظور تفکیک بیشتر لایه های کامپانین و مایستریشتین بر اساس زیست چینه نگاری روزن بران پلانکتون پیشنهاد کردند که این محدوده سنی به هشت زیر زون که CF (Cretaceous Foraminiferal zone) نامیده اند، تقسیم شود. با مطالعه ۲۱۰ نمونه ۱۷ جنس و ۷۶ گونه از روزن‌داران پلانکتونیک در این برش شناسایی شده است. شناسایی و نام‌گذاری جنس‌ها بر مبنای رده‌بندی و نام‌گذاری منابعی نظیر (Loeblich & Tappan (1988), Robaszynski et al., (1984), Caron (1985) Premoli Silva and Verga (2004) صورت گرفته است. بررسی‌های انجام شده بر مبنای این ریزسنگواره‌ها در مطالعه پیش رو، و مقایسه آنها با الگوی زیست پهنه بندی شرح داده شده در نوشته Premoli Silva and Verga (2004) به شناسایی زیست زونهای زیر از قدیم به جدید منجر شده است که نشان دهنده محدوده زمانی کامپانین میانی-مایستریشتین پسین برای سازند گورپی می‌باشند (شکل ۳).

### ***Globotruncana ventricosa* Interval Zone**

این زیست‌زون بینایی با سن کامپانین میانی - پسین در حدفاصل دو افق ظهور گونه *Globotruncana ventricosa* در پایین و گونه *Radotruncana calcarata* در بالا تعریف شده است (Dalbiez, 1955) اما در این برش به دلیل تأخیر در مشاهده گونه *Globotruncana ventricosa*، قاعده این زیست‌زون با ظهور گونه *Contusotruncana plummerae* در نظر گرفته شده است. زیست زون مذکور در برش جهانگیرآباد ۸ متر ستبراً دارد که از این ضخامت ۳٫۵ متر در سازند ایلام و مابقی در سازند گورپی واقع شده است. و از نظر سنگ شناسی متشکل از آهک رسی می‌باشد. روزن‌داران همراه این زیست‌زون عبارتند از:

*Archaeoglobigerina cretacea*, *Archaeoglobigerina* sp., *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana patelliformis*, *Contusotruncana plummerae*, *Globotruncana arca*, *Globotruncana bulloides*, *Globotruncana hilli*, *Globotruncana lapparenti*, *Globotruncana linneiana*, *Globotruncana orientalis*, *Globotruncana* sp., *Globotruncanella* sp., *Globotruncanita stuartiformis*, *Hetrohelix globulosa*, *Heterohelix planata*, *Heterohelix punctulata*, *Hetrohelix* sp., *Macroglobigerinelloides alvarezii*, *Macroglobigerinelloides bollii*, *Macroglobigerinelloides prairiehillensis*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Muricohedbergella* sp. *Rugoglobigerina rugosa*

### ***Radotruncana calcarata* Total Range Zone**

این زیست‌زون از نوع گستره‌ای کامل و با سن کامپانین پسین در حدفاصل دو افق ظهور گونه *Radotruncana calcarata* در پایین و انقراض همین گونه در بالا تعریف شده است (Herm 1962). این زیست‌زون در برش جهانگیرآباد ۲ متر ستبراً داشته و از نظر سنگ‌شناسی متشکل از آهک رسی می‌باشد. روزن‌داران همراه آن عبارتند از:

*Archaeoglobigerina cretacea*, *Archaeoglobigerina blowi*, *Archaeoglobigerina* sp., *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana plummerae*, *Globotruncana arca*, *Globotruncana bulloides*, *Globotruncana lapparenti*, *Globotruncana linneiana*, *Globotruncana mariei*, *Globotruncana orientalis*, *Globotruncana* sp., *Globotruncanita* sp., *Globotruncanita stuartiformis*, *Muricohedbergella* sp., *Hetrohelix globulosa*, *Heterohelix navarroensis*, *Heterohelix planata*, *Heterohelix punctulata*, *Hetrohelix* sp., *Macroglobigerinelloides alvarezi*, *Macroglobigerinelloides prairiehillensis*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Muricohedbergella sliteri*, *Radotruncana calcarata*

### ***Globotruncanella havanensis* Partial Range Zone**

این زیست‌زون از نوع گستره‌ای بخشی با سن کامپانین پسین در حدفاصل انقراض گونه *Radotruncana calcarata* در پایین و ظهور گونه *Globotruncana aegyptiaca* در بالا تعریف شده است (Caron 1978). این زیست‌زون در برش جهانگیرآباد ۸ متر ستبراً داشته و ترکیب سنگ‌شناسی آن آهک رسی می‌باشد. روزن‌داران همراه آن عبارتند از:

*Archaeoglobigerina blowi*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Archaeoglobigerina* sp., *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana patelliformis*, *Contusotruncana plummerae*, *Contusotruncana* sp., *Globotruncana arca*, *Globotruncana bulloides*, *Globotruncana lapparenti*, *Globotruncana linneiana*, *Globotruncana mariei*, *Globotruncana orientalis*, *Globotruncana* sp., *Globotruncana ventricosa*, *Globotruncanella* sp., *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanita* sp., *Hetrohelix globulosa*, *Heterohelix navarroensis*, *Heterohelix planata*, *Hetrohelix* sp., *Heterohelix striata*, *Macroglobigerinelloides alvarezi*, *Macroglobigerinelloides bollii*, *Macroglobigerinelloides prairiehillensis*, *Macroglobigerinelloides* sp., *Muricohedbergella holmdelensis*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Muricohedbergella sliteri*, *Muricohedbergella* sp., *Pseudotextularia nuttalli*, *Pseudotextularia* sp., *Rugoglobigerina rugosa*

### ***Globotruncana aegyptiaca* Interval Zone**

این زیست‌زون از نوع بینابینی و با سن انتهای کامپانین پسین در حد فاصل ظهور گونه *Globotruncana aegyptiaca* در پایین و ظهور گونه *Gansserina gansseri* در بالا تعریف شده است (Caron 1985). این زیست‌زون در برش جهانگیرآباد ۲۷ متر ستبراً داشته و ترکیب سنگ‌شناسی آن شامل آهک های رسی می‌باشد. روزن‌داران همراه آن عبارتند از:

*Archaeoglobigerina blowi*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Archaeoglobigerina* sp., *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana plummerae*, *Contusotruncana* sp., *Globotruncana aegyptiaca*, *Globotruncana arca*, *Globotruncana bulloides*, *Globotruncana lapparenti*, *Globotruncana linneiana*, *Globotruncana mariei*, *Globotruncana orientalis*, *Globotruncana rosetta*, *Globotruncana* sp., *Globotruncana ventricosa*, *Globotruncanella* sp., *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanita* sp., *Hetrohelix globulosa*, *Heterohelix navarroensis*, *Heterohelix planata*, *Heterohelix punctulata*, *Hetrohelix* sp., *Heterohelix striata*, *Laeviheterohelix pulchra*, *Macroglobigerinelloides bollii*, *Macroglobigerinelloides messinae*, *Macroglobigerinelloides multispinus*, *Macroglobigerinelloides prairiehillensis*, *Macroglobigerinelloides* sp., *Muricohedbergella holmdelensis*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Muricohedbergella sliteri*,

*Muricohedbergella* sp., *Pseudotextularia nuttalli*, *Pseudotextularia* sp., *Rugotruncana* sp., *Rugotruncana subcircumnodifer*

### ***Gansserina gansseri* Interval Zone**

این زیست‌زون از نوع بینابینی با سن انتهایی‌ترین بخش کامپانین پسین تا مایستریشتین پیشین در حدفاصل دو افق ظهور گونه *Gansserina gansseri* در پایین و گونه *Contusotruncana contusa* در بالا تعریف شده است. Bronnimann, 1952. ترکیب سنگ شناسی این زیست‌زون آهک و آهک رسی می‌باشد. عضو سیمره (لوفادار) سازند گورپی در این زیست‌زون واقع شده است و همچنین ۶ متر از قاعده واحد امام حسن نیز در راس این زیست‌زون قرار دارد. این زیست‌زون در برش جهانگیرآباد ۱۱۵ متر ستبراً داشته و روزن‌داران همراه آن عبارتند از:

*Archaeoglobigerina blowi*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana plummerae*, *Contusotruncana* sp., *Gansserina gansseri*, *Globotruncana aegyptiaca*, *Globotruncana arca*, *Globotruncana bulloides*, *Globotruncana esnehensis*, *Globotruncana falsostuarti*, *Globotruncana hilli*, *Globotruncana lapparenti*, *Globotruncana linneiana*, *Globotruncana orientalis*, *Globotruncana rosetta*, *Globotruncana* sp., *Globotruncana ventricosa*, *Globotruncanella havanensis*, *Globotruncanella minuta*, *Globotruncanita angulata*, *Globotruncanita conica*, *Globotruncanita* sp., *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanita stuarti*, *Heterohelix globulosa*, *Heterohelix navarroensis*, *Heterohelix planata*, *Heterohelix punctulata*, *Heterohelix* sp., *Heterohelix striata*, *Laeviheterohelix glabrans*, *Macroglobigerinelloides alvarezii*, *Macroglobigerinelloides bollii*, *Macroglobigerinelloides messinae*, *Macroglobigerinelloides multispinus*, *Macroglobigerinelloides prairiehillensis*, *Macroglobigerinelloides* sp., *Macroglobigerinelloides ultramicrus*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Muricohedbergella sliteri*, *Muricohedbergella* sp., *Pseudotextularia nuttalli*, *Rugoglobigerina hexacamerata*, *Rugoglobigerina macrocephala*, *Rugoglobigerina rugosa*, *Rugotruncana subcircumnodifer*, *Rugotruncana subpennyi*, *Rugotruncana* sp.

### ***Contusotruncana contusa* Interval Zone**

این زیست‌زون از نوع بینابینی بوده و ۷۰ متر از ضخامت سازند گورپی را به خود اختصاص داده است. ترکیب سنگ شناسی این بخش آهک رسی می‌باشد و ۵۱ متر از این زیست‌زون در عضو امام حسن واقع شده است. مرز زیرین آن با اولین ظهور گونه *Contusotruncana contusa* و مرز بالایی آن منطبق بر ظهور گونه *Abathomphalus mayaroensis* می‌باشد (Premoli Silva and Bolli, 1973). با توجه به شباهت مجموعه فسیلی موجود در این زیست‌زون با زون زیستی *Contusotruncana contusa* و *Racemiguembelina fructicosa* از زون‌بندی Premoli (Silva and Verga, 2004) معادل با آن در نظر گرفته شده است. در مطالعه حاضر ظهور *Racemiguembelina fructicosa* با تأخیر صورت گرفته است. مجموعه فسیلی موجود در این زون زیستی سن مایستریشتین پسین را برای آن مشخص می‌سازد.

روزن‌داران همراه در این زون زیستی عبارتند از:

*Abathomphalus intermedius*, *Contusotruncana contusa*, *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana patelliformis*, *Contusotruncana plummerae*, *Contusotruncana walfishensis*, *Gansserina gansseri*, *Gansserina wiedenmayeri*, *Globotruncana aegyptiaca*, *Globotruncana arca*, *Globotruncana bulloides*, *Globotruncana falsostuarti*, *Globotruncana hilli*, *Globotruncana linneiana*, *Globotruncana* sp., *Globotruncana ventricosa*,

*Globotruncanella havanensis*, *Globotruncanella minuta*, *Globotruncanita angulata*, *Globotruncanita conica*, *Globotruncanita* sp., *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanita stuarti*, *Hetrohelix globulosa*, *Hetrohelix* sp., *Macroglobigerinelloides alvarezii*, *Macroglobigerinoides bollii*, *Macroglobigerinelloides messinae*, *Macroglobigerinelloides prairiehillensis*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Pseudotextularia* sp., *Rugoglobigerina hexacamerata*, *Rugoglobigerina rugosa*, *Rugotruncana subcircummodifer*, *Ventilabrella* sp.

#### ***Abathomphalus mayaroensis* Interval Zone**

این زیست‌زون از نوع بینابینی بوده و ۳۰ متر از بخش پایانی سازند گورپی را با ترکیب سنگ شناسی آهک رسی به خود اختصاص داده است. این زیست‌زون از اولین حضور *Abathomphalus mayaroensis* تا اولین حضور *Pseudoguembelina hariaensis* تعریف شده است (Bolli, Loeblich and Tappan 1957) و نشان دهنده مایستریشتین پسین است.

روزن‌داران همراه در این زون زیستی عبارتند از:

*Abathomphalus mayaroensis*, *Abathomphalus intermedius*, *Contusotruncana contusa*, *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana* sp., *Contusotruncana walfishensis*, *Gansserina gansseri*, *Gansserina wiedenmayeri*, *Globotruncana aegyptiaca*, *Globotruncana arca*, *Globotruncana hilli*, *Globotruncana linneiana*, *Globotruncana mariei*, *Globotruncana ventricosa*, *Globotruncana* sp., *Globotruncanella havanensis*, *Globotruncanella minuta*, *Globotruncanita angulata*, *Globotruncanita conica*, *Globotruncanita pettersi*, *Globotruncanita* sp., *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanita stuarti*, *Guembelitra* sp., *Hetrohelix globulosa*, *Heterohelix navarroensis*, *Heterohelix punctulata*, *Heterohelix* sp., *Heterohelix striata*, *Laeviheterohelix glabrans*, *Macroglobigerinelloides alvarezii*, *Macroglobigerinelloides messinae*, *Macroglobigerinelloides prairiehillensis*, *Macroglobigerinelloides* sp., *Muricohedbergella holmdelensis*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Muricohedbergella* sp., *Pseudotextularia elegans*, *Pseudotextularia nuttalli*, *Pseudotextularia* sp., *Rugoglobigerina hexacamerata*, *Rugoglobigerina macrocephala*, *Rugoglobigerina rugosa*, *Ventilabrella glabrata*, *Ventilabrella riograndensis*, *Ventilabrella* sp.

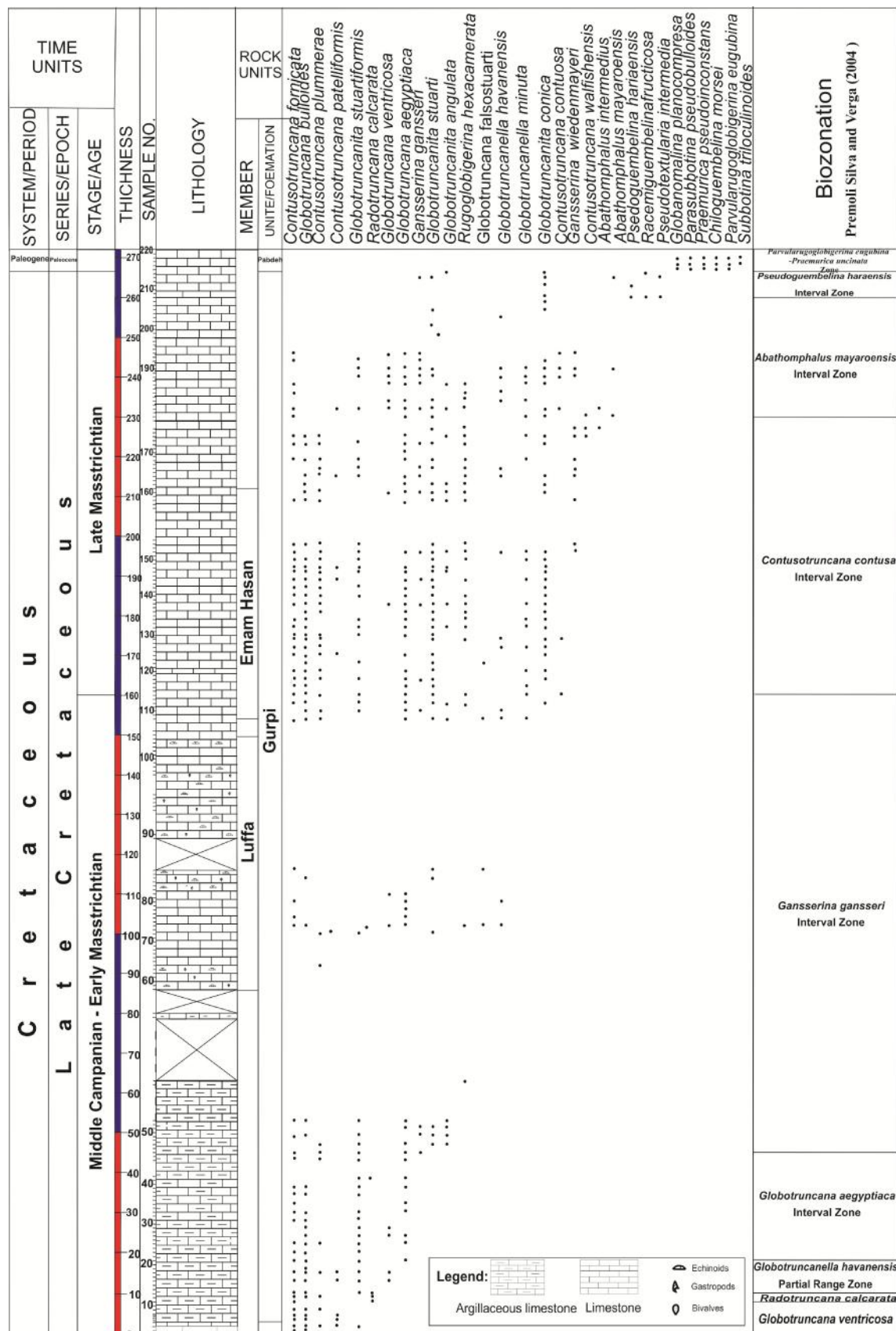
#### ***Pseudoguembelina hariaensis* Partial Range Zone**

این زیست‌زون از نوع بخشی بوده و ۶ متر از بخش پایانی سازند گورپی را با ترکیب سنگ شناسی آهک رسی به خود اختصاص داده است. محدوده ی بین اولین حضور تاکسای نام برده شده تا آخرین حضور *Gansserina gansseri* می باشد (Li & Keller, 1998a). این زیست‌زون معادل زیست‌زون CF3 از زون های پیشنهاد شده توسط (Li & Keller, 1998a, b) است. پیش از این نیز (Robaszynski & Caron, 1995) در زیست‌زون های هتروهلپسیده ی خود از ظهور این گونه به عنوان *Pseudoguembelina hariaensis* Total Range Zone استفاده کرده بودند. مطالعات انجام شده توسط (Petrizzo, 2001, 2003) نیز نشان داد که ظهور این گونه نه تنها در مناطق استوایی و نیمه استوایی بلکه در تمامی عرض های جغرافیایی هم زمان است. این زیست‌زون نشان دهنده مایستریشتین پسین می باشد.

روزن‌داران همراه در این زون زیستی عبارتند از:

*Globotruncanella petaloidea*, *Laeviheterohelix dentata*, *Laeviheterohelix* sp., *Pseudoguembelina hariaensis*, *Pseudotextularia intermedia*, *Racemiguembelina fructicosa*





شکل ۳- ستون زیست چینه نگاری و پراکندگی عمودی روزن داران پلانکتونیک زون ساز سازند گورپی در برش جهانگیرآباد

#### ۳-۴ بررسی مرز کرتاسه - پالئوژن

مرز کرتاسه - پالئوژن محدوده ای می باشد بین دوران مزوزوئیک و سنوزوئیک که این مرز با یکی از ۵ انقراض مهم در تاریخ زمین مصادف می باشد. مرز کرتاسه- پالئوژن با حادثه انقراض ۶۴٪ تا ۸۰٪ گونه های روی زمین شناخته شده است که شامل جانداران هر دو محیط خشکی و دریا می باشد. این مرز با آنومالی ژئوشیمیایی ایریدیوم و انقراض بزرگ در برخی گروههای فسیلی مانند روزن بران پلانکتونیک، نانوفسیل های آهکی، آمونیت ها و دایناسورها مشخص می شود. سن مطلق این مرز با روش Ar-Ar و U.Pb، ۶۶ میلیون سال بدست آمده است (GTS2018). بیشتر دیرینه شناسان معتقدند که پدیده انقراض کرتاسه - پالئوژن تحت تاثیر فاکتورهای درون زای طولانی مدت مانند تغییر در سطح آب دریا، حرارت و ولکانیسم جهانی می باشد. شروع انقراض گونه های روزن بران پلانکتونیک در مرز کرتاسه- پالئوژن ناشی از گرم شدگی انتهایی مائستریشتین است (Abramovich and Keller, 2003). در انتهای مائستریشتین به دنبال یک گرم شدگی که در اثر فعالیت آتشفشان ها و اثر گلخانه ای گاز دی اکسیدکربن ایجاد می شود (Keller et al., 2002) کاهش ناگهانی دما در مرز کرتاسه - پالئوژن رخ می دهد که سبب انقراض روزن داران پلانکتونیک محیط ژرف و حساس به شرایط بوم شناختی می شود (Li and Keller, 1999; Abramovich and Keller, 2002).

در برش جهانگیرآباد مرز کرتاسه - پالئوژن در راس سازند گورپی و منطبق با خاتمه زیست زون *Pseudoguembelina hariaensis* از روزن بران پلانکتونیک می باشد و همچنین در این افق تمامی گونه های روزن بران پلانکتونیک کرتاسه منقرض می شوند. در این مطالعه زیست زون *Pseudoguembelina hariaensis* متعلق به راس سازند گورپی بلافاصله در زیر زیست زون P1 متعلق به قاعده سازند پابده با سن دانین پیشین قرار می گیرد. سازند پابده با زیست زون *Parvularugoglobigerina eugubina*: P1 شروع می شود، این زیست زون از اولین حضور تا آخرین حضور *Parvularugoglobigerina eugubina* تعریف شده و نشان دهنده پالئوسن پیشین (دانین پیشین) است (Toumarkine, M., & Lutherbakher, H., 1985). این زیست زون تا آخرین نمونه مطالعه شده در این برش ادامه دارد. زیست زون های *Guembelitra cretacea*: P0 و *Parvularugoglobigerina eugubina*: P در این برش به احتمال زیاد به علت فاصله نمونه برداری مشاهده نگردیدند که جهت بررسی دقیق تر حضور یا عدم حضور این دو زیست زون و همچنین وجود یا عدم وجود گپ یا فرسایش نمونه برداری با فواصل کمتر صورت خواهد گرفت.

روزن داران همراه در این زون زیستی عبارتند از:

*Chiloguembelina morsei*, *Globanomalina planocompressa*, *Parasubbotina pseudobulloides*,  
*Parvularugoglobigerina eugubina*, *Praemurica pseudoconstans*, *Subbotina triloculinoides*.

ثبت زیست زون های مربوط به انتهایی ترین قسمت مائستریشتین و ابتدایی ترین قسمت پالئوسن نشان می دهد که به احتمال بسیار زیاد رسوبگذاری در گذر کرتاسه به پالئوژن پیوسته بوده اگر چه این مطالعه به منظور ثبت زون های P و P0 همچنان ادامه دارد. مطالعه روزن داران پلانکتونیک همچنین نشان می دهند که الگوی انقراض و بقای گونه ها نیز مشابه به مقطع تیپ جهانی Elkef می باشد که توسط (Keller et al., 1995) و (Li and Keller, 1998 a,b) معرفی گردیدند.

Age Period Epoch stage	Standard chronostratigraphy		Caron, 1985		Nederbragt, 1991		Rohaszynski & Caron, 1995		Hardenbol et al., 1998	Li & Keller, 1998, a,b & Li 1999, et al., 1998	Petrizzo, 2003	Premoli silva & Sliter, 1995 Premoli silva & Verga, 2004	Jahangirabad section	Gandab section
	Cretaceous		Maastrichtian		Maastrichtian		Maastrichtian							
66	Late	Early	<i>Gansserina gansseri</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Racemigumbelina fructicosa</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. palpebra</i> (c12) <i>Pseudogue. hariaensis</i> (c13)	<i>Racemigumbelina fructicosa</i> (c14)	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>
67														
68	Late	Early	<i>Gansserina gansseri</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Racemigumbelina fructicosa</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. palpebra</i> (c12) <i>Pseudogue. hariaensis</i> (c13)	<i>Racemigumbelina fructicosa</i> (c14)	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>
69														
70	Late	Early	<i>Gansserina gansseri</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Racemigumbelina fructicosa</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. palpebra</i> (c12) <i>Pseudogue. hariaensis</i> (c13)	<i>Racemigumbelina fructicosa</i> (c14)	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>
71														
72	Late	Early	<i>Gansserina gansseri</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Racemigumbelina fructicosa</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. palpebra</i> (c12) <i>Pseudogue. hariaensis</i> (c13)	<i>Racemigumbelina fructicosa</i> (c14)	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>
73														
74	Late	Early	<i>Gansserina gansseri</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Racemigumbelina fructicosa</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. palpebra</i> (c12) <i>Pseudogue. hariaensis</i> (c13)	<i>Racemigumbelina fructicosa</i> (c14)	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>
75														
76	Late	Early	<i>Gansserina gansseri</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Racemigumbelina fructicosa</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. palpebra</i> (c12) <i>Pseudogue. hariaensis</i> (c13)	<i>Racemigumbelina fructicosa</i> (c14)	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	<i>Pseudogue. hariaensis</i>	<i>Abathomphalus mayaroensis</i>
77														

شکل ۴- مقایسه ی زیست زون های روزن داران پلانکتونیک در مطالعه ی حاضر با زیست زون های استاندارد جهانی و زیست

زون های مهم حوضه ی تیس در زمان کرتاسه ی بالا

زیست زون های معرفی شده در برش مورد مطالعه جهانگیرآباد با دیگر زیست زون های جهانی مقایسه گردید (شکل ۴) و زیست زون های معرفی شده در برش مورد مطالعه با زیست زون های جهانی معرفی شده توسط Premoli Silva & Sliter, 1995 و Hardenbol et al., 1998 تطابق کامل دارند و با سایر زیست زون های ارائه شده در شکل ۴ قابل مقایسه می باشد.

## ۵- نتیجه‌گیری

مطالعات زیست‌چینه‌نگاری انجام شده بر روی سازند گورپی در برش جهانگیرآباد به شناسایی ۷۶ گونه از ۱۷ جنس روزن‌داران پلانکتونی و معرفی ۸ زیست‌زون زیر از زیست پهنه بندی ارائه شده توسط (Premoli Silva and Verga, 2004) به شرح زیر و از قدیم به جدید انجامیده است:

*Globotruncana ventricosa Zone, Radotruncana calcarata Zone, Globotruncanella havanensis Zone, Globotruncana aegyptica Zone, Gansserina gansseri Zone, Contusotruncana contuosa Zone, Abathomphalus mayaroensis Zone and Pseudoguembelina hariaensis Zone*

از لحاظ سنگ‌چینه‌نگاری مرز زیرین سازند گورپی با سازند ایلام پیوسته و همشیب و واضح و بدون هیچ آثار فرسایشی و مرز بالایی آن با سازند پابده نیز پیوسته و تدریجی می‌باشد بطوریکه زون زیستی *Pseudoguembelina hariaensis* با سن اواخر مایستریشتین پسین در راس سازند گورپی واقع شده است. زون‌های زیستی معرفی شده مبین سن کامپانین میانی- مایستریشتین پسین برای سازند گورپی هستند. سازند پابده با زیست‌زون *Parvularugoglobigerina eugubina* به سن دانین پیشین شروع می‌شود و زیست‌زون های *Pa. PO. Guembelitra cretacea* در این برش به احتمال زیاد به علت فاصله نمونه برداری مشاهده نگردیدند که جهت بررسی دقیق‌تر حضور یا عدم حضور این دو زیست‌زون و همچنین وجود یا عدم وجود گپ یا فرسایش نمونه برداری با فواصل کمتر صورت خواهد گرفت. همچنین عضو سیمره (لوفادار) سازند گورپی در زیست‌زون *Gansserina gansseri* واقع شده است.

## سپاس و قدردانی

این مقاله مستخرج از طرح پژوهشی شماره ۳۹۰۷۰ مصوب دانشگاه فردوسی مشهد می‌باشد. بنابراین بر خود لازم می‌دانم که از معاونت محترم پژوهشی دانشگاه فردوسی مشهد سپاسگزاری لازم را داشته باشم که در طی اجرای این طرح شاهد حمایت‌های بی‌دریغ‌شان بوده‌ام. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر جهانبخش دانشیان و دکتر محمود برگریزان تشکر و قدردانی می‌گردد.

## منابع

- [۱] اسفندیاری، س.، ۱۳۹۴، لیتواستراتیگرافی و نانو استراتیگرافی سازند گورپی در برش طاق‌دیس سورگانه، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۶۹ ص.
- [۲] اصغریان رستمی، م.، (۱۳۸۹)، زیست‌چینه‌نگاری و جغرافیای دیرینه سازند گورپی در برش میش‌خاص، جنوب خاور ایلام، با استفاده از روزن‌داران، فصلنامه علوم زمین، شماره ۸۵، ص ۱۳۵ تا ۱۴۸.
- [۳] پرن‌آور، م.، ماهانی‌پور، ا.، و ع. آق‌نابتی، ۱۳۹۲، بایو استراتیگرافی نانوفسیل‌های آهکی اواخر مایستریشتین-ابتدای پالئوسن در برش شیخ‌مکان (یال شمال شرقی کبیرکوه): پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ش. ۵۰، ص. ۵۹ تا ۷۸.
- [۴] حاج‌سلطان، ف.، (۱۳۹۰)، بایو استراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازند گورپی در میدان نفتی اهواز، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۶۳ ص.
- [۵] دارابی، ق.، (۱۳۸۹)، بایو استراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازند گورپی در میدان نفتی مارون، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۵۴ ص.
- [۶] رحیمی، س.، (۱۳۹۰)، لیتواستراتیگرافی و بایو استراتیگرافی سازند گورپی در برش کوه سفید (شرق رامهرمز)، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۵۹ ص.
- [۷] فضلی، ل.، (۱۳۹۴)، زیست‌چینه‌نگاری روزن بران پلانکتونی‌کرسوبات سازند گورپی در جنوب قیر، فصلنامه علوم زمین، شماره ۹۷، ص ۱۱ تا ۲۰.
- [۸] قاسم‌نژاد، الف.، قورچایی، ش.، درویش‌زاده، ب.، (۱۳۸۴): بررسی تحولات مرز K/T در یال شمال کبیرکوه شرقی، جنوب غربی ایران، تهران مجله علوم دانشگاه، جلد سی سوم (۱۳۸۶) شماره ۱، ص. ۸۷ تا ۹۹.
- [۹] قورچایی، ش.، (۱۳۸۷)، بایو استراتیگرافی سازند گورپی در شمال کبیرکوه بر مبنای فرامینیفرا، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ۱۶۷ صفحه.
- [۱۰] طاهری، م.، ر.، (۱۳۷۷)، لیتواستراتیگرافی و میکروبیو استراتیگرافی سازند گورپی در نواحی لرستان، فروفاتدگی دزفول و دشت آبادان، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تربیت معلم، ۱۷۱ صفحه.
- [۱۱] کاملی‌ازان، ا.، (۱۳۸۳) زیست‌چینه‌نگاری سازند گورپی در ناحیه لالی (خوزستان)، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، ۱۲۶ صفحه.
- [۱۲] گوهری، ع.، (۱۳۸۹)، لیتواستراتیگرافی و نانو استراتیگرافی سازند گورپی در برش سیاه‌کوه (جنوب غرب ایلام)، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید بهشتی، ۲۶۴ ص.

[۱۳] مهدویان راد. ا.، (۱۳۸۸): لیتوستراتیگرافی و بایوستراتیگرافی سازند گورپی در تاق‌دیس کمستان (شمال غرب ایذه) و مقایسه آن با مقطع تیپ در (شمال لالی)، رساله کارشناسی ارشد شهید بهشتی، ۱۵۷ صفحه.

[۱۴] هادوی، ف.، و م. رسا ایزدی، ۱۳۸۷، نانوستراتیگرافی سازند گورپی در برش دره شهر (جنوب شرق ایلام، دانشگاه آزاد اسلامی واحد زاهدان: فصلنامه زمین‌شناسی کاربردی، ش. ۴، ص. ۲۹۹ تا ۳۰۰.

[۱۵] همتی نسب، م.، (۱۳۸۷)، میکروبیواستراتیگرافی و چینه‌نگاری سکانسی سازند گورپی در برش کاور، جنوب ایلام، پایان‌نامه کارشناسی ارشد دانشگاه تهران، ۱۷۵ صفحه.

[16] ABRAMOVICH, S., KELLER, G., 2002, High stress late Maastrichtian paleoenvironment: inference from planktonic foraminifera in Tunisia. *Paleo III*, 178, 145-164.

[17] ABRAMOVICH, S., KELLER, G. (2003). planktonic foraminiferal response to the latest Maastrichtian abrupt warm event: a case study from South Atlantic DSDP Site 525A, 225-249.

[18] BEIRANVAND, B., GHASEMI-NEJAD, E., and M.R., KAMALI, 2013, Palynomorphs response to sea-level fluctuations: a case study from Late Cretaceous-Paleocene, Gurpi Formation, SW Iran. *Geopersia Journal*, v. 3(1):p. 11-24.

[19] BOLLI, H.M., A.R. LOEBLICH and H. TAPPAN 1957. The Planktonic foraminiferal families Hantkeninidae, Orbulinidae, Globorotaliidae, and Globotruncanidae. *Bulletin of the United States National Museum*, v. 215, no. 1, p. 3-50.

[20] BRONNIMANN, P. 1952. Globigerinidae from the upper Cretaceous (Cenomanian-Maastrichtian) of Trinidad, B.W.I. *Bull. Am. Paleontol.*, 34, 5-71.

[21] CARON, M. (1985). Cretaceous planktonic foraminifera. In: Bolli, H.M., Saunders, J.B., and Perch Nielsen, K. (Editors). *Plankton Stratigraphy*; Cambridge University Press, Cambridge, 11-86.

[22] DALBIEZ, F. (1955). The genus Globotruncana in Tunisia: *Micropaleontology*, Vol. 1, No. 2, pp. 161-171

[23] DARVISHZADEH, B., GHASEMI-NEJAD, E., GHOURCHAEI, S., and G., KELLER, 2007, Planktonic foraminiferal biostratigraphy and faunal turnover across the Cretaceous-Tertiary boundary in southwestern Iran. *Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran* v. 18(2):p. 139-149.

[24] HARDENBOL, J., THIERRY, J., FARLEY, M.B., JACQUIN, Th., DE GRACIANSKY, P.C., and VAIL, P.R. (with numerous contributors), (1998). Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European basins; in: De Graciansky, P.-C., Hardenbol, J., Jacquin, Th., Vail, P. R., and Farley, M. B., (Editors). *Mesozoic and Cenozoic Sequence Stratigraphy of European Basins*, SEPM Special Publication 60.

[25] JEMM, D. 1962. Stratigraphische und mikropaleontologische Untersuchungen der Oberkreide im Lattengebirge und im Nierental. *Abh. Bayer. Akad. Wiss., München*, new XI. 104, 1-19.

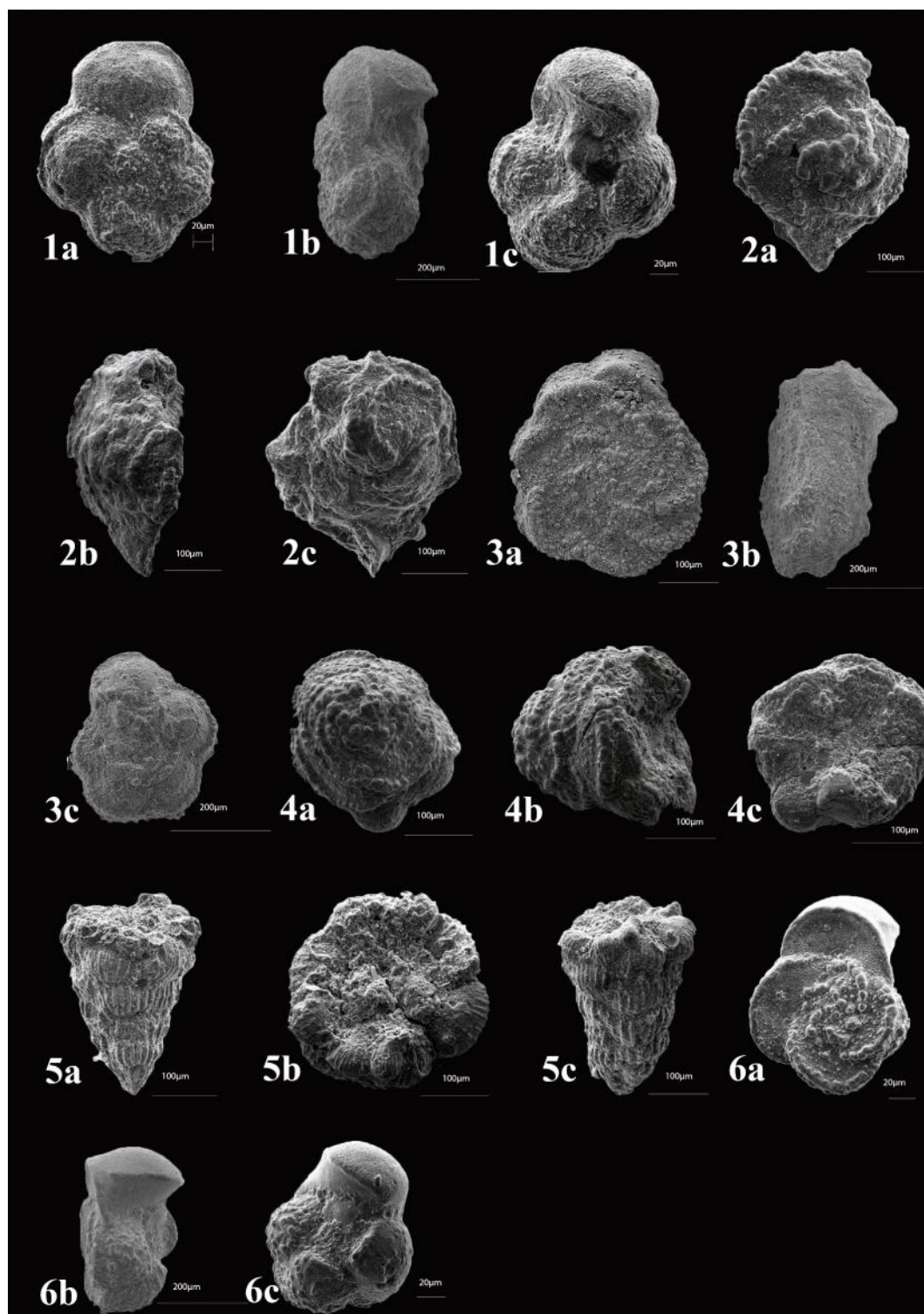
[26] KELLER, G., ADATTE, T., STINNESBECK, W., LUCIANI, V., KAROUI-YAAKOUB, N. and ZAGHBI-TURKI, D., 2002- Paleocology of the Cretaceous-Tertiary mass extinction in planktonic foraminifera. *Paleo III*, 178, 257-297.

- [27] LI, L., KELLER, G. (1998a). Maastrichtian climate, productivity and faunal turnovers in planktic foraminifera in South Atlantic DSDP Sites 525 and 21. *Marine Micropaleontology* 33, 55-86.
- [28] LI, L., Keller, G. (1998b). Maastrichtian diversification of planktic foraminifera at El Kef and Elles, Tunisia. *Eclogae Geologicae Helveticae* 91, 75-102.
- [29] LI, L., Keller, G. (1999). Variability in Late Cretaceous climate and deep waters: evidence from stable isotopes; *Marine Geology* 161: 171-190.
- [30] LI, L., Keller, G., STINNESBECK, W. (1999). The Late Campanian and Maastrichtian in northwestern Tunisia: Paleoenvironmental inferences from lithology, macrofauna and benthic foraminifera. *Cretaceous Research* 20, 231-252.
- [31] LOEBLICH, A. R., TAPPAN, H., (1988). *Foraminifera Genera and their Classification*, Van Nostr and Reinhold, New York. p.970, pl.847.
- [32] LUTERBACHER, H.P., Ali, J.R, BRINKHUIS, H, GRADSTERIN, F.M, HOOKER, J.J., MONECHI, S., OGG, J.G., POWELL, J., ROHL, U., SANFILIPPO, A., and SCHMITZ, B., (2004). The Paleogen Period, in Gradstein, F., Ogg, J., and Smith, A., (Editors), *A Geologic Time Scale 2004*; Cambridge University Press, Cambridge, UK, 384-408.
- [33] KELLER, G., LI, and MACLEOD, N., 1995. The Cretaceous/Tertiary boundary stratotype section at El-kef, Tunisia: How catastrophic was the mass extinction? *Paleogeogr. Paleoclimatol. Paleoecol.*, 119:221-254.
- [34] NAJAFPOUR, A., MAHANIPOUR, A., and M., DASTANPOUR, 2014, Calcareous Nannofossil biostratigraphy of Late Campanian-Early Maastrichtian sediments in southwest Iran: *Arab Journal Geoscience*: v. 8, p. 6037-6046.
- [35] NEDERBRAGT, A., (1991). Late Cretaceous biostratigraphy and development of Heterohelidae (planktic foraminifera). *Micropaleontology* 37: 329-372.
- [36] PETRIZZO, M. R. (2001). Late Cretaceous planktonic foraminifera from Kerguelen Plateau (ODP Leg 183): new data to improve the Southern Ocean biozonation; *Cretaceous Research* 22: 829-855.
- [37] PETRIZZO, M. R., (2003). Late Cretaceous planktonic foraminiferal bioevents in the Tethys and in the Southern ocean record: an overview; *Journal of Foraminiferal Research* 23, 330-337.
- [38] POSTOMA, J.A, ( 1971). *Manual of Planktonic Foraminifera*, Elsevier Company. Amsterdam, London, New York. p.420.
- [39] PREMOLI SILVA, I., and BOLLI, H. M, (1973). Late Cretaceous to Eocene Planktonic Foraminifera and Stratigraphy of leg 15 Sites in the Caribbean Sea, University of Milano, Geology Department, Swiss Federal Institute of Technology, 499-547.
- [40] ] PREMOLI SILVA, I., and SLITER, W.V., (1995). Cretaceous planktonic foraminiferal biostratigraphy and evolutionary trends from the Bottaccione Section, Gubbio, Italy. *Palaeontographica Italiana* 82: 2-90. [another citation says 1994]

- [41] PREMOLI SILVA, I., and VERGA, D.,(2004). Practical Manual of Cretaceous Planktonic Foraminifera course 3, in Verga, D., and Rettori, R.(Editors), International School on Planktonic Foraminifera: University of Perugia and Milano, Tipografidi di Pontefelcino, Perugia, Italy, 283p.
- [42] RAZMIOOEI, M.J., THIBAUT, N. KANI, N. MAHANIPOUR, A. BOUSSAHA, M., and C. KORTE, 2014, Coniacian- Maastrichtian Calcareous nannofossils biostratigraphy and carbon-isotope stratigraphy in the Zagros Basin (Iran): consequences for the correlation of Late cretaceous Stage Boundaries between the Tethyan and Boreal realms: Newsletters on stratigraphy, v. 47/2, p. 183-209.
- [43] ROBASYNSKI, F., CARON, M., GONZALEZ DONOSO, J. M and WONDERS, A.A.H.,(1984). Atlas of late Cretaceous Globotruncanids. *Revue de Micropaleontologie*, 26:145-305.
- [44] ROBASYNSKI, F., CARON, M., (1995). Foraminiferes planctoniques du Cretace: Commentaire de la zonation Europe-Mediterrane. *Bulletin de la Societe Geologique de France* 166, 681-692.
- [45] SENEMARI, S., Sohrabi Molla Usefi, M., 2012, Evaluation of Cretaceous-Paleogene boundary based on calcareous nannofossils in section of Pol Dokhtar, Lorestan, southwestern Iran: *Arabian Journal of Science*; v. 6; p. 3615-3621.
- [46] SENEMARI, S., Azizi, M., 2012, Nannostratigraphy of Gurpi formation (cretaceous-tertiary boundary) in Zagros basin, southwestern Iran. *World Applied Sciences Journal* 1, v. 7(2):p. 205-210.
- [47] TOUMARKINE, M., & LUTHERBAKHER, H., 1985. Paleocene and Eocene planktonic foraminifera. In: Bolli, H.M., Saunders, J.B. & Perch-Nielson Series, *Cambridge Univ. Press*, pp .87- 153.
- [48] WYND, J.G., (1965). Biofacies of Iranian oil Consortium Agreement Area,(I.O.O.C)Report No.1082(Unpublished paper), 88p.

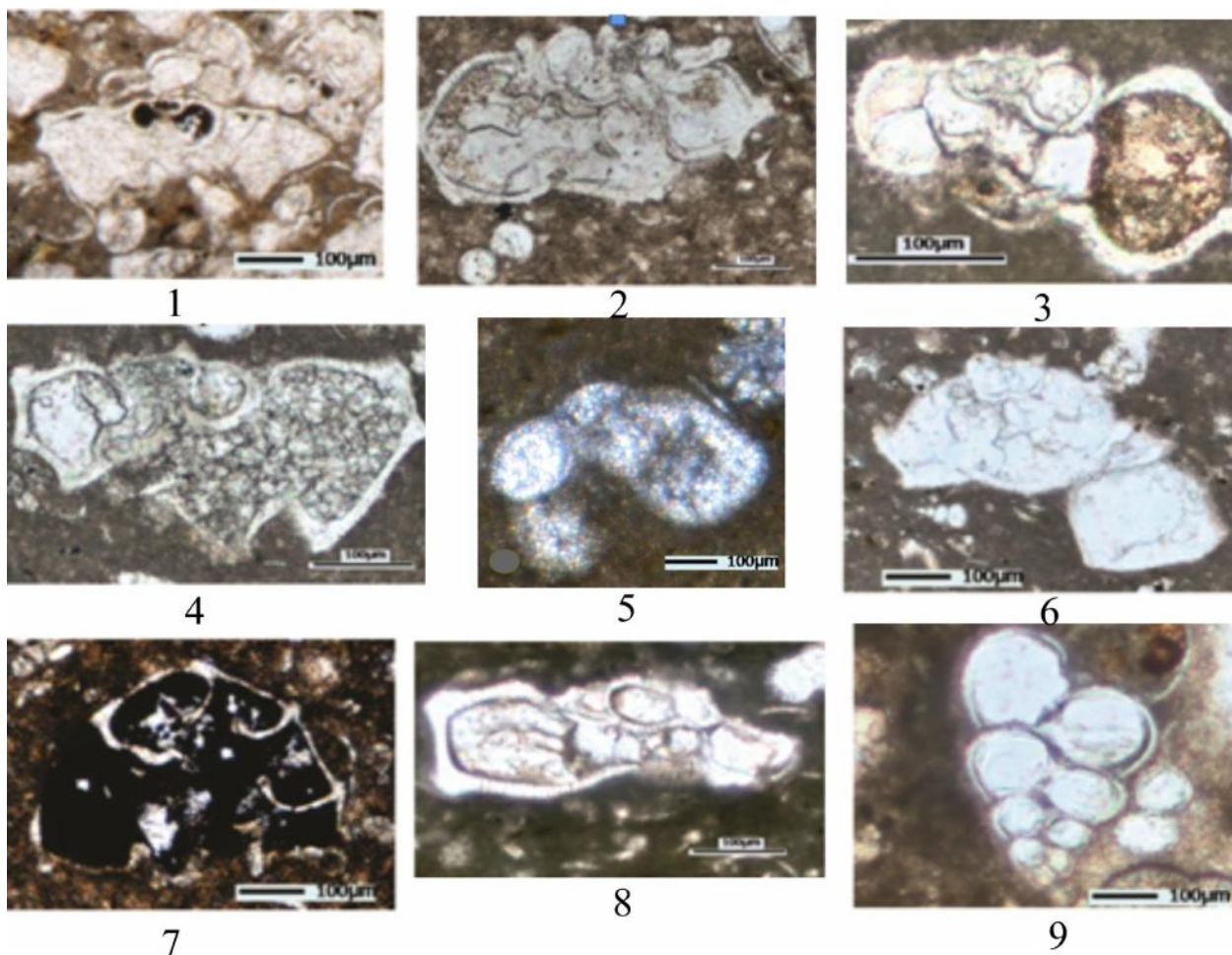


## Plate 1



1a-c: *Globotruncana aegyptiaca* (Nakkady, 1950); 2a-c: *Radotruncana calcarata* (Cushman 1927); 3a-c: *Globotruncana ventricosa* (White, 1928); 4a-c: *Contusotruncana contuse* (Cushman, 1926); 5a-c: *Racemiguembelina fructicosa* (Egger 1899); 6a-c: *Gansserina gansseri* (Bolli, 1951)

## Plate 2



1. *Globotruncana ventricosa* ; 2. *Contusotruncana plummerae*; 3. *Rugotruncana subcircumnodifer*; 4. *Globotruncana aegyptiaca* ; 5. *Globotruncanella havanensis* ; 6. *Contusotruncana patelliformis*; 7. *Contusotruncana contuse*; 8. *Abathomphalus mayaroensis* ; 9. *Heterohelix navarroensis*



# **Image log in determination of Asmari reservoir fractures in one oil fields in the southwest of Iran**

**K. Taheri, M.R. Rasaei, A. Ashjaei**

\*kio.taheri@yahoo.com

Received: December 2017, Accepted: April 2018

## **Abstract**

Understanding of oil and gas reservoirs is great help in maximizing hydrocarbon recovery. In the study of the characteristics of oil structures, the analysis of the fractures of reservoir rock in the stages of production and development of the field is very necessary. Nowadays, the use of mud loss modeling and image logs in helping accomplish this task is of great assistance to petroleum geologists. Since the most of Iran's reservoirs are carbonate type, investigation and analysis fractures, degree of fissures opening and porosity distribution in the Asmari reservoir field of study, It is one of the most effective factors in the production of hydrocarbons from this field. One of the best ways to identify and interpret geology in the well, using of the FMI illustrator is, which can create high quality images from the well. With the help of the images provided, can determine the types of fractures, porosity, the distribution of diagenetic porous spaces and the estimation of permeability trend. In this article, first, structure and Functionality of the FMI illustrator and then drilling and production problems in Asmari reservoir were evaluated and In the following, the functional role of the log in interpreting and determining the degree of fissures opening, porosity distribution and permeability level in 8 wells in Asmari reservoir, has been evaluated. In this study, analysis of Asmari reservoir fractures and how to expand these fractures in the reservoir By using mud loss modeling, interpretation of the FMI illustrator and the effect of these fractures was on the porosity and permeability of the reservoir. In this study, it has been determined that, fractures analysis in wells very good matching with drilling mud loss maps with rock basement faults at the has anticline of the Asmari reservoir.

**Keywords:** Fractures, Asmari Reservoir, FMI Illustrator, Porosity Distribution, Mud Loss Map.



## **Calculation of elasticity modulus and rock strength parameters and their relationship with porosity in Kangan and Dalan formations in one of the well in south pars gas field**

**R. Khoshnevis Zadeh, A. Hajian, E. Larki**

\*rezakhoshnevispg@gmail.com

Received: January 2018, Accepted: May 2018

### **Abstract**

The elastic parameters of the rock include the Young modulus, the Poisson ratio, the bulk modulus and the shear modulus. Young modulus with the unconfined compressive strength of rock, are two key parameters in the definition of intact rock. Elastic modulus represents the amount of rock rigidity and is known as the stress-strain chart slope. These parameters represent of rock strength to failure, are important parameters for the stability analysis of wellbore stability. According to the unavailability and cost of core data, and also attended to this fact that the data from the core are not continuous and not available at all points in the well, the uses of DSI logs is one of the best methods for calculating elastic modules. Using these logs, you can also study elastic moduli continuously in a well. In this study, elastic dynamic parameters were calculated using the DSI and density logs for the Dalan Formation. Attention to the fact that the calculated parameters using the velocity of the sound waves are of the type of dynamic parameters, these parameters were have converted to the static modules using appropriate empirical relationships. The rock strength Parameters were calculated using the experimental relationships commonly used in the oil industry to determine rock strength parameters. These parameters were calculated according to static elastic modulus as well as porosity and shale volume. Comparing the values of elastic modulus and rock strength parameters with porosity showed that porosity with elastic modulus and rock strength parameters has an inverse relationship, so that with increases the porosity, the elastic modulus and rock strength parameters have been reduced.

**Keywords:** Elastic modulus, Rock strength parameters, DSI tool, Dalan formation.



## **Facies, thickness variations and reservoir characterization of the Arab Formation (Surmeh), Eastern part of the Persian Gulf**

**A. Bashari**

[a\\_bashari@yahoo.com\\*](mailto:a_bashari@yahoo.com)

[bashari@ispg.ir](mailto:bashari@ispg.ir)

Received: December 2017, Accepted: June 2018

### **Abstract**

The (Kimmeridgian-Tithonian) Arab Formation is characterized by prolific hydrocarbon bearing reservoirs in eastern part of the Persian Gulf, offshore of Iran. These zones were deposited in an arid climate which dominated during Late Jurassic. The Berriasian to Thitonian Hith Formation which overlies the Arab reservoir constitutes the cap rock, which pinches out gradually to the east. a N-S feather edge. The study reveals that Arab zones form a N-S massive to interbedded anhydrite with varying proportion of limestone and dolomite and generally have regressive units which was deposited on a broad carbonate platform. This formations are thick in center (Salman field) and mostly consist of intertidal pack/grainstones with high porosity/permeability, good cap rock and also close to the source rock, which has the most hydrocarbon potential, but towards east the layers getting thinner with unsuitable cap rock and are away from source rock, so as a result Arab Formation in this part of the Persian Gulf does not seem to be attractive..

This study reveals that there is still some undrilled structure within this area which could be attractive for further exploration drilling. .

**Keywords** : Persian Gulf, Arab Fm., Surmeh Fm., Petrography, Reservoir characterization, Salman, Reshadat, Resalat fields.



## Biostratigraphy and microfacies of the Asmari Formation in Lar anticline (northeast of Gachsaran): biostratigraphical correlation

M. Barari, A. Seyrafian, H. Vaziri-Moghaddam, R. Shab-Afroz

\*Meysamomeysam.org@gmail.com

Received: February 2017, Accepted: August 2018

### Abstract

The Asmari Formation at the Lar anticline, located 77 km northeast of Gachsaran city, comprised 361 meters in thickness. In the present study, biostratigraphy and microfacies of the Asmari Formation at the Lar anticline (northeast of Gachsaran city) is investigated. Based on foraminiferal distribution, 25 genera and 21 species have been identified and four biozones: 1. *Lepidocyclina* – *Operculina* – *Ditrupea* assemblage zone, 2. *Archaias asmaricus* – *Archaias hensoni* – *Miogypsinoides complanatus* assemblage zone, 3. Indeterminate zone, 4. *Borelis melo curdica* – *Borelis melo melo* assemblage zone, representing Oligocene (Chattian) to Early Miocene (Aquitanian - Burdigalian) are introduced, respectively. 12 microfacies related to an open marine and lagoon (semi-closed and closed) environments of homoclinal ramp setting are present.

**Keywords:** Asmari Formation, Oligocene – Miocene, Lar anticline, Biostratigraphy, Microfacies, Benthic foraminifera.



## **Improve the detection of buried channel, using Artificial Neural Networks and seismic attributes**

**A. Ghazanfari Borujeni, A. Javaherian, M. Seddigh Arabani**

\*javaherian@aut.ac.ir

Received: January 2017, Accepted: September 2018

### **Abstract**

Channels are one of the most important stratigraphic and morphological events. If channels place in a suitable position such as enclosed in impermeable place can make suitable oil and gas reservoir; So identifying channels are crucial. Different tools such as filters, seismic attributes, artificial neural networks, and meta-attributes have played an important role in this regard. In this paper dip-steering cube, dip-steer median filter, dip-steer diffusion filter, and fault enhancement filter, have been used. Then, various seismic attributes such as similarity, texture, spectral decomposition, energy and polar dip have been defined and studied. Therefore, work on F3 real seismic data of Dutch part of the North sea for detecting channels has been started by detecting suitable attributes. For identifying the channel in data, it has been used from compilation and combination of seismic attributes using supervised ANN (multi-layer perceptron), and development of meta-attributes, then recombine meta-attributes created along the channel, and using different interpretation point, for eliminating the impact of facies and lithology changes along the channel. Among the advantages and the reasons for using this kind of neural network (supervised), which increases the effect of the neural network and improves the result, is the ability to train the network by specifying the channel and non-channel points used in this paper. Finally, using the above methods, the identification of the channel examined in the above seismic data has been improved, and the channel has been properly detected and extracted throughout its entire length.

**Keywords:** Channel Detection, Seismic Attributes, Artificial Neural Network, Meta Attributes.



# Biostratigraphy of the Gurpi Formation based on planktonic foraminifera with emphasis on the Cretaceous-Paleogene boundary in Jahangirabad section, Kabirkuh Anticline, SW, Iran

S. Rahimi, A.R. Ashouri, A. Sadeghi, A. Ghaderi

\* ashouri@um.ac.ir

Received: February 2017, Accepted: October 2018

## Abstract

In this research, biostratigraphy of the Gurpi Formation in Jahangirabad section, SW Iran, has been studied. The thickness of the Gurpi Formation in this section is 263 and consists mainly of argillaceous limestone and limestone. The lower boundary with the Ilam Formation is conformable with sharp lithology and upper boundary with the Pabdeh Formation is gradational. In this study, 76 species belong to 17 genera and 8 biozones of planktonic foraminifera were recognized. The biozones consist of *Globotruncana ventricosa* Zone, *Radotruncana calcarata* Zone, *Globotruncanella havanensis* Zone, *Globotruncana aegyptica* Zone, *Gansserina gansseri* Zone, *Contusotruncana contuosa* Zone, *Abathomphalus mayaroensis* Zone and *Pseudoguembelina hariaensis*. The age of the Gurpi Formation in this section based on these biozones is Middle Campanian to Late Maastrichtian in this section.

**Keywords:** Biostratigraphy, Planktonic foraminifera, Jahangirabad section, Middle Campanian to Late Maastrichtian.





## **Iranian Journal of Petroleum Geology** **Number 14, Autumn & Winter, 2017**



### **Contents**

### **Page**

- |  |    |
|--|----|
| Image log in determination of Asmari reservoir fractures in one oil fields in the southwest of Iran<br>K. Taheri, M.R. Rasaei, A. Ashjaei  | 1  |
| Calculation of elasticity modulus and rock strength parameters and their relationship with porosity in Kangan and Dalan formations in one of the well in south pars gas field<br>R. Khoshnevis Zadeh, A. Hajian, E. Larki.         | 19 |
| Facies, thickness variations and reservoir characterization of the Arab Formation (Surmeh), eastern part of the Persian Gulf<br>A. Bashari   | 35 |
| Biostratigraphy and microfacies of the Asmari Formation in Lar anticline (northeast of Gachsaran): biostratigraphical correlation<br>M. Barari, A. Seyrafian, H. Vaziri-Moghaddam, R. Shab-Afroz                                   | 49 |
| Improve the detection of buried channel, using Artificial Neural Networks and seismic attributes<br>A. Ghazanfari Borujeni, A. Javaherian, M. Seddigh Arabani  | 74 |
| Biostratigraphy of the Gurpi Formation based on planktonic foraminifera with emphasis on the Cretaceous-Paleogene boundary in Jahangirabad section, Kabirkuh anticline, SW Iran<br>S. Rahimi, A.R. Ashouri, A. Sadeghi, A. Ghaderi | 93 |



## Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 14, Autumn & Winter 2017, pp. 1-110

## Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 14, Autumn & Winter, 2017

**Publisher:** Iranian Society of Petroleum Geology

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

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

**Co- Editor:** A. Bashari, Retired faculty member at RIPI

**Executive manager:** G. Sharafi

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



### Editorial Board:

A. Bashari, Retired faculty member at RIPI

A. Bahrami, Associate Professor at University of Isfahan

B. Habibnia, Associate Professor at Petroleum University of Technology

B. Soleimani, Professor at Shahid Chamran University, Ahwaz

A. Seyrafian, Professor at University of Isfahan

E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI

S.A. Moallemi, Assistant Professor at IOR Research Institute

R. Mosavi Harami, Professor at Ferdowsi University of Mashhad

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

### Referees:

B. Arbab

M. Bargrizan

J. Daneshian

B. Zeinali

H. Khoshdel

A. Safari

A. Seyrafian

A. Taheri

M. Mokhtari

E. Kazemzadeh

S. Kazem-Shiroudi

A.R. Nadimi

### Address:

Unit 4, No 7, 9<sup>th</sup> 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](http://www.ispg.ir)