



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال دهم، شماره ۲۰، پائیز و زمستان ۱۳۹۹

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

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

سر دبیر: دکتر علی صیرفیان، استاد بازنشسته 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

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 مهدی زارع، استاد پژوهشگاه بین المللی زلزله شناسی و

مهندسی زلزله

دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز

دکتر علی صیرفیان، استاد بازنشسته دانشگاه اصفهان

دکتر عزت اله کاظم زاده، استادیار پژوهشگاه صنعت نفت

دکتر رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد

دکتر علی وطنی، استاد انستیتو نفت دانشگاه تهران

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

۱- دکتر بیتا ارباب ۱۴- دکتر حسین وزیری مقدم

۲- دکتر اسماء آفتابی آرائی

۳- دکتر علی بهداد

۴- دکتر علیرضا بشری

۵- دکتر علی رحمانی

۶- دکتر ناصر رئیس السادات

۷- دکتر ایمان زحمت کش

۸- دکتر محمدحسین صابری

۹- دکتر سجاد کاظم شیرودی

۱۰- دکتر علی معلمی

۱۱- دکتر حجت محبوبی پور

۱۲- دکتر محمد وحیدی نیا

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریعتی خیابان، خواجه عبدالله انصاری،

خیابان ابوذر جنوبی، کوچه نهم، پلاک ۷، طبقه ۴

کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۵

صندوق پستی: ۲۹۹۱۳۰۱

تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمابر: ۲۲۸۵۶۴۰۷

<http://www.ispg.ir>

این مجله دارای مجوز رسمی - پژوهشی از شماره ۱۱۰۵۱۱۵۳/۳۹۰۳۳ به تاریخ ۰۹/۰۹/۱۳۹۹ از وزارت علوم، تحقیقات و فناوری می - است و همچنین این نشریه در پایگاه استنادی علوم جهان اسلام (ISC) نمایه می - شود.



زمین شناسی نفت ایران

سال دهم، شماره ۲۰، پائیز و زمستان ۱۳۹۹

مهرمیت مطالب

۱. ۱. ۱.

۱. بررسی سیکلواستراتیگرافی مخزن آسماری در میادین نفتی کرنج، پرنج و پارس
اردوان خلیلی، حسین وزیری مقدم، مهران آرین، علی صیرفیان

۲. ۲. ۲.

۲. تخمین تراوایی با بکارگیری نگاره های پتروفیزیکی و روش های هوش مصنوعی: مطالعه موردی در
مخزن آسماری یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران
ابوذر محسنی پور، بهمن سلیمانی، ایمان زحمت کش، ایمان ویسی

۳. ۳. ۳.

۳. طراحی مدل گروهی تخمین تراوایی مخزن هیدروکربوری با استفاده از نگاره های پتروفیزیکی بر
اساس تفکیک لیتولوژیکی
عباس سلحشور، احمد گائینی، علیرضا شاهین، مصیب کمری

۴. ۴. ۴.

۴. ریزرخساره ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکاسی سازند قم در ناحیه مرق (جنوب غرب کاشان)
امراه صفری، حسین قنبرلو، ابراهیم محمدی

۵. ۵. ۵.

۵. مقایسه کارکرد شبکه های عصبی مرسوم برای برآورد تخلخل در یکی از میدان های نفتی جنوب
خاوری ایران
فرشاد توفیقی، پرویز آرمانی، علی چهارزی، اندیشه علیمرادی

۶. ۶. ۶.

۶. گروه های شکلی روزنبران سازند قم در خاور سیرجان و جنوب باختری کاشان: کاربرد آنها در تفاسیر
دیرینه محیطی و دیرینه بوم شناختی
ابراهیم محمدی

راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

۱. مقدمه

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

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

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

www.ispg.ir ارسال دارند.

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

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

۲-۴ مقدمه و هدف

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

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

روش آزمایش)

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

۲-۶ نتیجه گیری

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

۲-۷ تشکر و قدردانی

۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

۲-۱ عنوان

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

۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

۲-۸ 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.

۳-۲ 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: آقائاتی، 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

و احد 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

بررسی سیکلواستراتیگرافی مخزن آسماری در میادین نفتی کرنج، پرنج و

پارسی

اردوان خلیلی^۱، حسین وزیری مقدم^{۲*}، مهران آرین^۱، علی صیرفیان^۲

^۱ گروه علوم زمین، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران.

^۲ گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران.

*avaziri7304@gmail.com

دریافت تیر ۱۴۰۰، پذیرش شهریور ۱۴۰۰

چکیده

مهمترین دلیل مطالعه هر مخزن نفتی استفاده بهینه‌تر از قسمت‌های تولیدی مخزن می‌باشد و اولین قدم در شناسایی مخزن زون‌بندی آن است. زون‌بندی بر اساس تغییرات سنگ شناسی با تلفیق داده‌های تولیدی و نمودارهای پتروفیزیکی در هر مخزن مشخص می‌گردد. جهت بهبود و تسریع زون‌بندی مخازن نفتی همانند دیگر شاخه‌های علوم در سالیان اخیر استفاده از نرم‌افزار رایج گردیده است. یکی از قدرتمندترین این نرم‌افزارها سیکلولوگ (Cyclolog) است. علم استفاده از این نرم‌افزار سیکلواستراتیگرافی است که بر اساس چرخه‌های رسوبی و شناخت آنها می‌توان زون‌های مخزنی را از یکدیگر تفکیک نمود. نرم‌افزار سیکلولوگ به کمک نمودارهای پتروفیزیکی اخذ شده از درون حفره چاه و بویژه نمودار گاما (GR) امکان تطابق زیر سطحی و تهیه چارت تطابقی را در چاه‌های انتخابی به ما می‌دهد. در این تحقیق در سه میدان نفتی مورد مطالعه (کرنج، پرنج و پارسی) با استفاده از نرم‌افزار سیکلولوگ در مجموع هفت خط زمانی مثبت (Pb3000, Pb2000, Pb1500, Pb1000, Pb500, Pb400, and Pb300) و همچنین پنج خط زمانی منفی (Nb4000, Nb3000, Nb2000, Nb1000, and Nb500) تشخیص داده شد. براین اساس خط زمانی Pb1500 جدا کننده و مرز آشکوب‌های شاتین و آکی‌تاین بوده که در چاه‌های هر سه میدان مورد مطالعه تقریباً از مرز زونهای مخزنی ۳ و ۴ عبور می‌کند. همچنین خطوط زمانی Nb4000, Nb3000, and Nb2000 دارای سن شاتین می‌باشند. خط زمانی Nb3000 در میدان نفتی کرنج با توجه به کالیبره نمودن با شواهد سن سنجی (بیواستراتیگرافی) در بیشتر چاهها از مرز زونهای ۴ و ۵ عبور کرده و مشخص کننده سر سازند پابده است. سن خط زمانی Nb500 بوردیگالین بوده و در میادین مورد مطالعه از میانه زون ۱ مخزنی آنها عبور می‌کند. مرز بین آشکوب‌های آکی‌تاین و بوردیگالین با خط زمانی Nb1000 مشخص می‌گردد این خط زمانی در هر سه میدان مورد مطالعه از مرز زونهای ۱ و ۲ عبور می‌کند.

واژه‌های کلیدی: سیکلولوگ، نمودار پتروفیزیکی، مخزن آسماری

۱-۱- کلیات موضوع

تجزیه و تحلیل داده‌های رسوبی و آنالیز رخساره‌های تشکیل دهنده در زمین‌شناسی، کمک شایانی به داشته‌ها و اطلاعات اکتشافی آن ناحیه می‌کند. در بررسی‌های سطح‌الارضی امکانات و ابزار آلات زیادی وجود دارد، از طرفی با وجود تماس مستقیم و جمع‌آوری داده‌ها از روی زمین، صحت و سقم اطلاعات بدست آمده بسیار بالا بوده و در کیفیت و کمیت آنها تاثیر زیادی دارد. در بررسی‌های زیرزمینی بخصوص در اکتشافات نفت و گاز همواره یکی از دغدغه‌های زمین‌شناسان کمبود اطلاعات و همچنین تجزیه و تحلیل و تلفیق داده‌ها با یکدیگر می‌باشد، لذا منابع اطلاعات اولیه در پژوهش‌ها محدود به اطلاعات لرزه‌نگاری، نمودارهای پتروفیزیکی، خرده‌های حفاری و مغزه‌های اخذ شده از چاه‌های حفاری شده می‌گردد. از طرفی از نظر اطمینان به صحت و پیوستگی داده‌ها، نمودارهای پتروفیزیکی^۱ مطمئن‌ترین و پیوسته‌ترین این داده‌های درون چاهی می‌باشند [۲۴] به استثنای فواصل کوتاه و در بعضی موارد داده‌های ضعیف، نمودارهای پتروفیزیکی مربوطه کم و بیش در دسترس می‌باشند [۲۳]. بررسی نمودارهای پتروفیزیکی و بررسی تغییرات آنها در نرم‌افزارهای قدرتمند کمک شایانی در تفسیر محیط رسوبی یک حوضه دارد [۶].

سیکلواستراتیگرافی علمی است که بر اساس بررسی و تفسیر این نمودارها در نرم‌افزارهایی نظیر سیکلولاگ بوده و شاخه‌ای از چینه‌شناسی است که بر اساس ثبت تغییرات گردش زمین بدور محور خود و همچنین تغییرات آب و هوای دیرین در تطابق‌های زمین‌شناسی [۱۳] و تعیین زمان زمین‌شناسی کمک شایانی می‌کند [۱۵].

رویکرد ما در تطابق چینه‌شناسی بستگی به تغییرات چرخه‌های آب و هوایی بعنوان اصلی‌ترین عامل کنترل تغییرات رخساره‌ای دارد. آب و هوا تاثیر عمده‌ای در هر مرحله از چرخه هوازدگی، فرسایش و حمل و نقل رسوبات دارد. تغییرات آب و هوایی بر اساس چرخه‌های میلانکوویچ در مقاطعی انجام می‌شود که به اندازه کافی طولانی باشند تا اطمینان حاصل گردد که مراحل اقلیمی پی‌درپی در سابقه طولانی مدت نشان داده می‌شوند [۳۳]. این چرخه‌ها به ۴ دسته تقسیم می‌شوند. با پیدا کردن این چرخه‌ها در یک مقطع چینه‌نگاری و با فرض مشخص بودن مدت زمان این چرخه‌ها، می‌توان به تغییرات نرخ رسوبگذاری پی برد. با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ مرزهای سکانشی و سطوح حداکثر پیشروی دریا شناخته می‌شود. این مرزها در کنار بهره‌گیری از شناسایی گونه‌های فسیل و همچنین سن سنجی استرانسیوم کمک شایانی به انجام و تصحیح زون‌بندی مخازن در چاه‌های حفاری شده و بخصوص در چاه‌های جهت‌دار می‌کند. همچنین بکمک نرم‌افزار سیکلولاگ امکان تطابق ناحیه‌ای (در مقیاس بزرگتر) در مخازن میداین مختلف وجود دارد و جهت شروع مطالعات چینه‌نگاری سکانشی بسیار مناسب می‌باشد. در این مطالعه در سه میدان نفتی کرنج، پرنج و پارس در مخزن آسماری با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ در چاههای مورد مطالعه مرزهای زمانی سازند آسماری مشخص و تصحیح - گردید. لازم به ذکر است که مرزهای مذکور بر اساس مطالعات فسیلی صورت گرفته کنترل و کالیبره شد.

^۱ Wireline Logs

۱-۲- تاریخچه و کارهای انجام شده

اولین بار ریاضیدانی به نام میلانکوویچ علاوه بر حرکت انتقالی و وضعی زمین، حرکات و چرخشهای دیگری برای زمین در منظومه شمسی توصیف کرد که مهم‌ترین آنها که دارای ارتباط با رده‌های سکانشی بوده و به نام پدیده‌های میلانکوویچ نامگذاری شد [۳۳]. چرخه‌های میلانکوویچ که شدت تشعشع نورخورشید دریافتی توسط سطح زمین نسبت به توزیع فصلی و عرض جغرافیایی را کنترل می‌کنند مستقیماً روی اقلیم جهانی و فرآیندهای رسوبی و تولید زیستی تاثیر می‌گذارند بنابراین سیکل‌های ریتمیک چینه‌ای مشاهده شده در توالی‌های سیلیسی آواری و کربناتها در ارتباط با چرخه‌های میلانکوویچ می‌باشند [۳۳]. این فیزیکدان اهل صرب در واقع دو دستاورد اساسی برای دانش جهانی به ارمغان آورد. اولین دستاوردش قانون کلی مجموع انرژی خورشیدی دریافت شده توسط زمین بود که در خصوص مجموع انرژی دریافت شده توسط هر یک از سیارات منظومه خورشیدی از جمله زمین توضیح می‌دهد. دستاورد دوم او به توضیح تغییرات آب و هوای زمین در دراز مدت در اثر تغییر موقعیت سیاره زمین نسبت به خورشید می‌پردازد و هم اکنون تحت عنوان چرخه‌های میلانکوویچ شناخته می‌شود.

چینه‌شناسی چرخه‌ای ۲ شاخه جدیدی از علم چینه‌نگاری است که در آن بررسی‌های مفصلی در مورد الگوی سیکلیک (چرخه‌ای) منظم در ثبت چینه‌شناسی که حاصل اثرات متقابل تکتونیک و فرآیندهای اقلیمی میلانکوویچ می‌باشد صورت می‌گیرد. سیکلواستراتیگرافی در ارتباط با شناسایی، تعیین ویژگی‌ها، تطابق و تفسیر تغییرات چرخه‌ای ۳ در چینه‌شناسی است [۳۴]. شواهد زیادی نشان‌دهنده تاثیر چرخه‌های کیهانی بر اقلیم هستند و امروزه ثابت شده است که چرخه‌های کیهانی می‌توانند در تنظیم دقیق‌تر مرزهای زمانی به کار گرفته شوند [۱۹]. در آخرین بازنگری جداول کرونواستراتیگرافی از این روش جهت تنظیم دقیق‌تر مرز آشکوبها استفاده شده است [۱۸].

همانطور که قبلاً گفته شد تطابق چینه‌ای و زون‌بندی مخزن بر پایه چارچوب زمان اهمیت بسیار زیادی در اکتشاف منابع هیدروکربوری دارد و اساس مدل‌سازی مخزن را تشکیل می‌دهد. بنابراین در تطابق چینه‌ای باید از روش‌هایی که مبنای زمانی دارند استفاده نمود یکی از این روش‌ها استفاده از علم سیکلواستراتیگرافی و چینه‌نگاری اقلیمی است.

سیکلولاگ از نرم‌افزارهای مفیدی است که براساس مبانی علم چینه‌نگاری اقلیمی ساخته شده و از آن می‌توان در بررسی‌های اولیه چینه‌ای و مخزنی استفاده نمود و سطوح چینه‌ای مهم در مبحث چینه‌نگاری سکانشی (مرزهای سکانشی و سطوح حداکثر پیشروی دریا) را بهتر شناخت تا در مراحل بعدی سن سطوح مذکور با استفاده از روش‌های مختلف (فسیل‌شناسی و سن‌سنجی استرانسیوم) تعیین گردد و با استفاده از علم چینه‌نگاری سکانشی (مطالعه مغزه‌ها در مقیاس ماکروسکوپی و مطالعه ریزرخساره‌ها) صحت و دقت سطوح چینه‌ای شناسایی شده مورد بررسی، تایید و یا تصحیح قرار گیرد. قابلیت‌های این نرم‌افزار در تطابق چینه‌ای در مقیاس ناحیه‌ای و مخزنی توسط افراد مختلفی همانند [۲۴] و [۱۵]، به اثبات رسیده است. طی سالیان اخیر افراد مختلفی در مناطق نفت‌خیز جنوب از این نرم‌افزار جهت انطباق چینه‌ای و بررسی زون-بندی مخزنی استفاده نموده‌اند:

اولین بار غیشاوی، و رحمانی، [۸] با استفاده از نرم‌افزار سیکلولاگ مرزهای زمانی مخزن بنگستان میدان آب تیمور را تعیین کردند و پس از آن افراد دیگری همچون رحمانی [۵]، غیشاوی [۹] و شب افروز [۳۲]، فتحی ایسوند [۴]، ظهوریان [۷] و

² Cyclostratigraphy

³ Cyclic change

⁴ Climate Stratigraphy

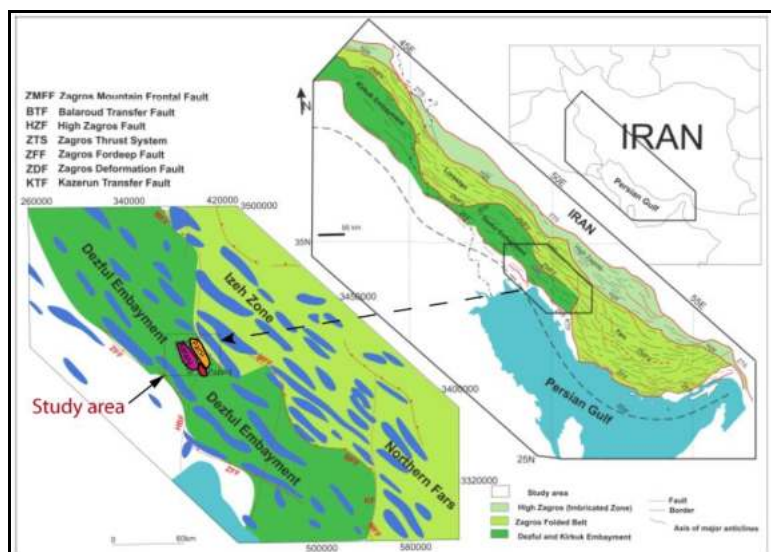
... از سیکلولاگ در جهت تعیین مرزهای زمانی و کنترل زون‌های مخزنی استفاده نمودند. سپس نفراتی مانند رحمانی [۶] و اکبری [۱] در گزارشات داخلی شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب به شرح مختصری از قابلیت‌های این نرم‌افزار پرداختند. همچنین توانایی نرم‌افزار سیکلولاگ جهت تطابق و زون‌بندی در چاه‌های انحرافی با ضخامت حفاری شده زیاد و نیز در چاه‌های با کیفیت نمودار گامای پایین در زون‌بندی مخزن آسماری در میدان پرنج نشان داده شد [۷]. با توجه به این نکته که در اکثر موارد استفاده از سیکلولاگ نتیجه مطلوبی حاصل شده است استفاده از آن در مطالعات مخزنی رو به افزایش بوده و به تدریج به یکی از مراحل مطالعات مخزنی درآمده است. بطورکلی با توجه به در دسترس بودن نمودارهای پتروفیزیکی و سهولت کار با نرم‌افزار سیکلولاگ، این نرم‌افزار می‌تواند ابزار مناسبی جهت انجام مرحله اول مطالعات چینه‌نگاری سکansı باشد.

۱-۳- هدف از پژوهش

در مطالعات جامع پیشین صورت گرفته در سه مخزن نفتی مورد مطالعه (کرنج، پرنج و پارسی) زون‌های فسیلی بر اساس مطالعه مقاطع نازک تهیه شده از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری تفکیک گردیده بودند. با توجه به افزایش تعداد حلقه‌های چاه‌های حفاری شده، لزوم تطابق چینه‌ای تمامی چاه‌های این میدین به کمک نرم‌افزار سیکلولاگ و بررسی و زون‌بندی نهایی ضروری بود. بر این اساس با هدف بازنگری و اصلاح زون‌بندی در هر سه میدان در تمامی چاه‌ها به کمک نرم‌افزار سیکلولاگ خطوط زمانی تفکیک، و در نهایت زون‌بندی مخزن آسماری در کنار استفاده از پارمترهای مخزنی بر پایه چارچوب زمانی و با کالیبراسیون با زون‌های فسیلی انجام گرفت. اهمیت این روش در چاه‌هایی انحرافی و دارای ضخامت زیاد (مانند چاه‌های جدید حفاری شده در میدان پارسی و پرنج) بسیار مشهود بوده و کمک شایانی به زون‌بندی مخزن و در نهایت تهیه مدل سه‌بعدی دارد.

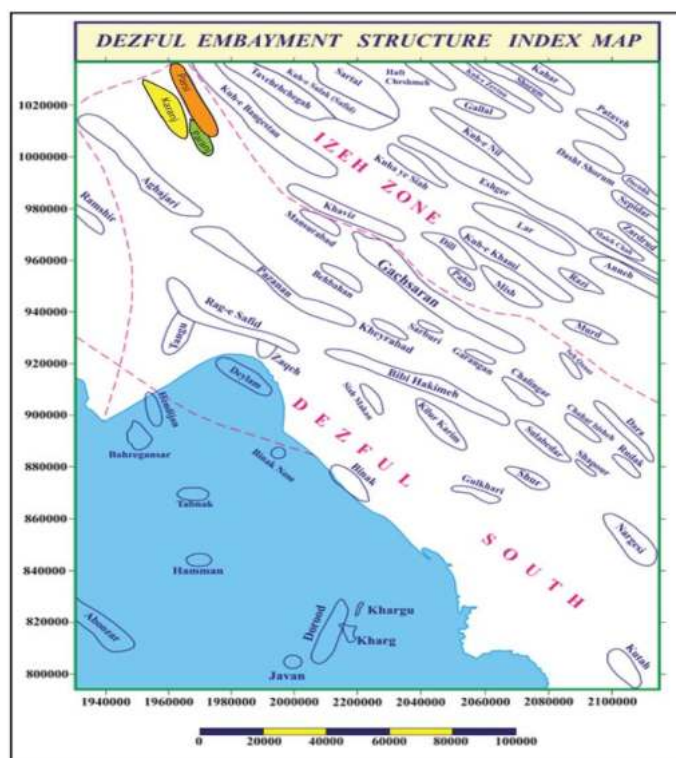
۲- موقعیت زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

رشته کوه‌های زاگرس با طول تقریبی حدود ۲۰۰۰ کیلومتر و عرض بین ۱۰۰ تا ۳۰۰ کیلومتر از مرز جنوب شرقی ترکیه-ارمنستان آغاز شده و با یک روند شمال غرب - جنوب شرق تا تنگه هرمز واقع در جنوبی ترین بخش فلات مرکزی ایران ادامه می‌یابد. منطقه مورد مطالعه در جنوب غرب ایران و جنوب فروافتادگی دزفول در میدین نفتی پارسی، کرنج و پرنج واقع شده است. میدین نفتی پارسی، کرنج و پرنج در ۱۱۰ تا ۱۳۰ کیلومتری جنوب شرقی اهواز و ۳۵ کیلومتری شمال غربی بهبهان قرار دارند بطوریکه میدان پارسی در شمال شرقی و میدان کرنج در جنوب غربی میدان پرنج واقع شده است (شکل ۱).



شکل ۱: نمایش موقعیت میدین مورد مطالعه در فروافتادگی دزفول. با اندکی تغییر برگرفته از مقاله [۳۷]

میدان مذکور در محدوده عرض‌های جغرافیایی $30^{\circ}/55'$ الی $31^{\circ}/12'$ و طول‌های جغرافیایی $49^{\circ}/49'$ الی $50^{\circ}/03'$ واقع شده‌اند. حداکثر ارتفاع منطقه نسبت به سطح تراز دریا ۹۰۰ متر است. اکتشاف ساختمان میدان پرنج جدیدتر از دو میدان دیگر بوده و بعد از انجام عملیات لرزه نگاری سه بعدی میدان کرنج و پارسی در سال ۲۰۰۳ میلادی شناسائی گردیده است. میدان مورد مطالعه در منتهی‌الیه جنوبی و در امتداد محور حداکثر فرونشست فروافتادگی دزفول شمالی قرار دارند (شکل ۲).



شکل ۲: جایگاه میدانهای پارسی، کرنج و پرنج در فروافتادگی دزفول با اندکی تغییر [۱۰]

در میادین مذکور، تاکنون فقط در ۱۴ حلقه چاه ضخامت کامل سازند آسماری حفاری شده است. ضخامت متوسط سازند آسماری در میدان کرنج، پرنج و پارسی به ترتیب ۴۰۸، ۴۰۹ و ۳۹۵ متر می باشد [۲] و [۳] در میدان کرنج تاکنون تعداد ۴۸ حلقه چاه حفاری شده است که ۴۵ حلقه از آنها در مخزن آسماری، دو حلقه در مخزن بنگستان و یک حلقه نیز در مخزن خامی کامل شده است. مخزن آسماری عمدتاً از سنگهای کربناته شامل سنگ آهک و دولومیت [۱۲] با لایه‌های پراکنده از ماسه سنگ و شیل تشکیل شده است [۳].

ساختمان میدان پرنج بر اساس تفسیر ژئوفیزیکی انجام شده دارای دو برآمدگی شمال غربی و جنوب شرقی است. طول و عرض تقریبی میدان به ترتیب حدود ۱۳ و ۳/۵ کیلومتر می باشد. تاکنون تعداد ۱۱ حلقه چاه در این میدان حفاری شده که همگی در مخزن آسماری تکمیل شده اند. توالی سازند آسماری به صورت تناوبی از لایه های آهک، دولومیت و آهک دولومیتی مشاهده می گردد [۱۲]، [۱۴] و [۳۸]. در نیمه پایینی سازند آسماری لایه‌های آهک رسی همراه با میان لایه‌هایی از شیل مشاهده می شوند [۷].

در میدان پارسی: تاکنون تعداد ۸۹ حلقه چاه در میدان پارسی حفاری شده است که ۸۷ حلقه آن در سازند آسماری تکمیل شده و ۲ حلقه نیز در مخزن بنگستان حفاری شده است [۲].

آسماری فوقانی در این میدان بیشتر از جنس دولومیت [۱۲] و آهک و قسمت زیرین آن از سنگ‌های آهکی و شیل تشکیل شده است. این آهک‌ها حاوی شکستگی، رگچه‌های انحلالی، استیلولیت و نودولهای انیدریت می باشند. شیل‌ها عمدتاً در بخش آسماری پایینی متمرکز بوده و به رنگ خاکستری تیره، گاه متمایل به سبز و گاه با حالت متورق دیده می شوند [۲].

۳- روش کار

در این مطالعه، با توجه به اینکه استفاده از تغییرات لاگ گاما در مخزن آسماری مهمترین ابزار در شناسایی چرخه‌های رسوبی می باشد در سه میدان پارسی، کرنج و پرنج از اطلاعات چاههایی استفاده گردید که: بیشترین ضخامت سازند آسماری در آنها حفاری شده باشد.

دارای نمودارهای گاما (CGR, SGR) در تمام ضخامت حفاری شده باشند.

تا حد امکان دارای پراکندگی ایده‌ال بوده و بیشتر نقاط میدان را پوشش دهند.

لذا در میدان پارسی ۵ حلقه چاه (چاههای پارسی ۱۱، ۱۶، ۱۸، ۱۹، ۳۳) و در میدان کرنج ۴ حلقه چاه (چاههای کرنج ۱۴، ۲، ۹، ۳۱) و همچنین یک حلقه چاه از میدان پرنج (پرنج ۶) انتخاب گردید. سپس تمامی چاه‌ها در نرم افزار سیکلولاگ وارد و دو حلقه چاه پارسی ۱۱ و کرنج ۹ به‌عنوان چاه‌های نمونه انتخاب گردید. پس از این تمامی مرزهای سکansı بر روی این دو چاه جدا و سپس در بقیه چاه‌ها نیز مشخص گردید. لازم به ذکر است جهت بررسی بهتر این سه میدان چاه‌های منتخب در دو مقطع عرضی ترسیم شده انتخاب و مورد بررسی قرار گرفتند. در نهایت با تلفیق اطلاعات بدست آمده با داشته‌های فسیلی در این سه میدان، مرز زمانی (آشکوب‌های سازند آسماری) تفکیک و همچنین سر سازند پابده تصحیح گردید.

۴- سیکلواستراتیگرافی (Cyclostratigraphy)

مهمترین دلیل مطالعه هر مخزن نفتی استفاده بهینه‌تر از قسمت‌های تولیدی مخزن می‌باشد و اولین قدم در شناسایی مخزن زون‌بندی آن است.

اولین پارامتر در جدا کردن زون‌های مخزنی در هر میدان تغییرات سنگ شناسی در آن مخزن است، که با تلفیق داده‌های دیگر نظیر داده‌های تولیدی و نمودارهای پتروفیزیکی در هر مخزن لایه‌های تولیدی و غیرتولیدی از یکدیگر تفکیک می‌شوند. سیکلواستراتیگرافی یا چینه‌شناسی سکانشی علمی است که بر اساس چرخه‌های رسوبی و شناخت آنها کمک شایانی در تفکیک زون‌های مخزنی می‌کند. رایج‌ترین و قدرتمندترین نرم‌افزار جهت شناسایی این چرخه‌ها، سیکلولاگ^۵ می‌باشد. نرم‌افزار سیکلولاگ به کمک نمودارهای پتروفیزیکی اخذ شده از درون حفره چاه و بویژه نمودار گاما (CGR, SGR) امکان تطابق زیر سطحی و تهیه چارت تطابقی را در چاه‌های انتخابی به ما می‌دهد. نرم‌افزار سیکلولاگ بر پایه تغییرات چرخه‌ای آب و هوایی و تناوب در آنها استوار است [۲۶]. این تغییرات و حوادث همگی در رسوبات ثبت می‌گردد که بخوبی بر روی نمودار گاما قابل پیگیری می‌باشد [۲۷].

جهت تهیه نمودار تطابقی^۶ در نرم‌افزار سیکلولاگ ابتدا داده‌های رقومی لاگ گاما (CGR/SGR) جهت کلیه چاه‌های مورد مطالعه بررسی، یکسان سازی و وارد نرم‌افزار گردید. سپس جهت تمامی چاه‌ها نمودار 7INPEFA تهیه شد. نمودار INPEFA در واقع نشان دهنده میزان انحراف تغییرات فضای رسوب گذاری است. این نمودار روند طیف طول موج- های نمودار پرتو گاما است که تغییرات آن بصورت افزایشی و یا کاهش می‌باشد. هرگونه تغییراتی در این نمودارها، نشان دهنده تغییرات آب و هوا در چینه‌نگاری است [۲۱]. همچنین اهمیت خاص نمودار INPEFA در برقراری انطباق بین چاه‌ها و وجود شکل‌های کلیدی مانند روند تغییر منحنی^۸ و نقاط برگشت نمودار^۹ بین آنها است [۲۵]. این خصوصیت نشان دهنده رژیم رسوبگذاری ناشی از تغییرات آب و هوایی نواحی می‌باشد [۲۴].

همچنین نقاط برگشت نمودار معرف تغییر در روندهای رسوبگذاری می‌باشد که بین چاه‌ها قابل تطابق بوده و ارزش زمانی دارد [۱۶]. روند افزایش رو به بالای INPEFA را روند مثبت^{۱۰} و روند کاهش رو به پائین را روند منفی^{۱۱} می‌نامند. روند مثبت معرف پیشروی دریایی^{۱۲} و روند منفی معرف پسروی دریایی^{۱۳} می‌باشد [۱۵]. در مجموع تغییرات مثبت Pb در مرزهای سکانشی (SB) رخ می‌دهد و تغییرات روند منفی Nb سطوح حداکثر سیلابی^{۱۴} را نشان می‌دهد.

Pb # SB # Transgrasive

Nb # MSF # Regrasive

در این مطالعه در مجموع جهت 10 حلقه از چاه‌های میدان‌های پارسی، کرنج و پرنج نمودار ترکیبی^{۱۵} تهیه شد. البته جهت بررسی بهتر از چاه‌های میداین اطراف مانند منصورآباد ۱۱ (Mb-11) و آغاچاری ۳۰ (Aj-30) نیز یک چاه انتخاب، و در نمودار تطابقی با سایر چاه‌های منطقه مورد مطالعه، بررسی گردید.

در تطابق زون‌های مخزنی و مرزهای زمانی باید به این نکته مهم توجه داشت که زون‌های مخزنی، خطوط زمانی را قطع نمی‌کنند چرا که در یک مخزن واحدهای تراوا و ناتراوا (بخصوص میان لایه‌های شیلی ممتد) باید از خطوط زمانی جدا شده پیروی کنند [۲۸]، [۱۷] و [۱۳].

⁵ Cyclolog

⁶ Correlation Chart

⁷ Integrate Predicate Error Filter Analysis

⁸ Curve patterns

⁹ Turning point

¹⁰ Positive break: Pb

¹¹ Negative break: Nb

¹² Transgrasive

¹³ Regrasive

¹⁴ MSF

¹⁵ Composite Well Chart

۵- مقایسه سطوح تفکیکی سیکلولاگ با سایر سطوح شناسایی شده در میداین کرنج، پرنج و پارسی

جهت بررسی خطوط زمانی در سه میدان مورد مطالعه ابتدا در تمامی چاه‌های منتخب خطوط زمانی تفکیک گردید لازم به ذکر است که از دو میدان منصورآباد (Mb-11) و آغاچاری (Aj-30) هر کدام یک حلقه چاه جهت کنترل خطوط در نمودار-های تطابقی کمک گرفته شد (جدول ۱).

جدول ۱: خطوط زمانی سیکلو استراتیگرافی در چاه‌های سه میدان مورد مطالعه

Cyclostratigraphy time lines in study area (Karanj, Paranj, Parsi oil fields)												
Well name	Positive Break depth(m)							Negative Break depth(m)				
	Pb300	Pb400	Pb500	Pb1000	Pb1500	Pb2000	Pb3000	Nb500	Nb1000	Nb2000	Nb3000	Nb4000
Kr-2	...	2118	2125	2139	2200	2330	2490	2070	2102	2322	2445	...
Kr-9	...	2570	2588	2603	2685	2765	2950	2520	2585	2750	2885	...
Kr-14	...	3121	3134	3150	3220	3270	...	3072	3108	3269	3332	...
Kr-31	...	3490	2501	2510	2615	2670	2860	3435	2475	2660	2790	...
Prj-6	2975	2990	3085	3168	3280	...	2950	3040	3265	3300
Pr-11	2570	2580	2670	2700	2835	2498	2535	2703	2825	2870
Pr-16	1985	2000	2090	2112	2218	1880	1930	2084	2208	2255
Pr-18	2321	2345	2365	2390	2235	2275
Pr-19	2004	2020	2040	2060	2210	1940	1990
Pr-33	2170	2182	2198	2220	2118	2185
Aj-30	2015	2025	2045	2081	2265	1970	2000	2077	2222	2295
Mb-11	2438	2635	2612	2730	...	2410	2515	2755	...

جهت بررسی بهتر در هر میدان یک چاه بعنوان چاه نمونه انتخاب و تمامی خطوط زمانی بر روی آن تفکیک گردید. در ابتدا خطوط زمانی تفکیکی میداین پارسی و پرنج و سپس میدان کرنج شرح داده می‌شود.

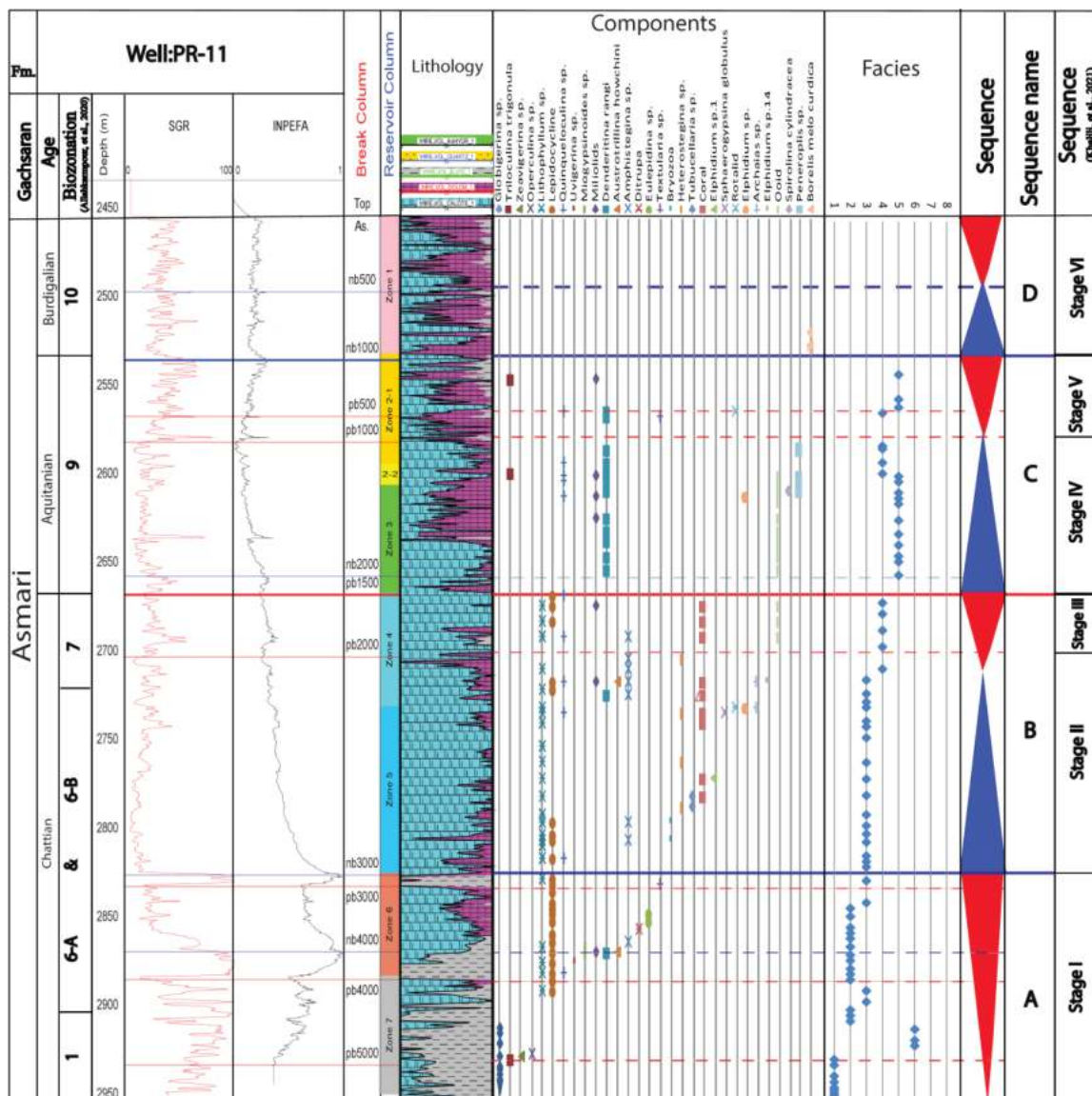
در مطالعات مخزنی قبلی، مخزن آسماری میدان پارسی بر اساس ویژگی‌های سنگ شناسی و پتروفیزیکی به ۷ زون اصلی تقسیم گردید که زون ۲ به دو زیر زون تفکیک شده است (جدول ۲) [۲].

جدول ۲: خصوصیات پتروفیزیکی مخزن آسماری میدان پارسی [۲]

Parsi Field									
Summary of Petrophysical Av. Data (Base on Petrophysic Department)									
Zone	Thick.(m)	Pro.(%)	SW.(%)	NTG	Lithology (%)				
					Dol.	Lst.	SST.	SHL.	EVAP.
1	80	10.4	42	0.72	34	60.7	0	2.9	2.4
2-1	53	7.3	62	0.45	27.4	66.1	0	6.2	0.3
2-2	14	6.2	70	0.35	15.7	64.2	0	20.1	0
3	89	6.3	58	0.51	11.4	79.7	0	6.9	2
4	41	9	49	0.60	23.4	62.2	0	3.1	11.3
5	46	6	67	0.27	18	69.3	3.1	9.6	0
6	34	2.2	93	0.045	11	69.4	0	19.6	0
7	53	6	74	0.29	10.7	61.2	0	28.1	0
Total	410	6.7	64.4	0.40	24.6	67	0.1	6.3	2

با ایجاد نمودار تطابقی در یال‌های جنوبی، شمالی و ستیغ میدان، خطوط زمانی تعیین شده کلیه چاه‌ها به هم وصل شده و تطابقی بین زون‌های مخزنی و خطوط زمانی (سطوح مرزی شناسایی شده) انجام گردید. با توجه به شباهت مخزنی بیشتر میدان پرنج با میدان پارسی جهت این دو میدان یک توصیف ارائه می‌گردد و چاه ۱۱ پارسی با توجه به ضخامت کامل

حفاری شده سازند آسماری و موقعیت قرار گیری در میدان و همچنین به جهت کیفیت نمودارها و تفکیک روندهای Nb و Pb به عنوان چاه نمونه ۱۶ این دو میدان انتخاب گردید (شکل ۳).



شکل ۳: انطباق زون‌های مخزنی و مرزهای زمانی در مخزن آسماری چاه پارس ۱۱-

خط زمانی Nb500 روی یک نقطه با میزان پرتو گامای زیاد ۱۷ در میانه زون ۱ مخزنی قرار دارد و در تمام چاه‌های مورد مطالعه میدان پارس و پرنج این مرز زمانی به موازات این زون امتداد یافته است و تطابق بسیار خوبی نشان می‌دهد. خط زمانی Nb1000 در تمامی چاه‌های مورد مطالعه میدان پارس بر روی مرز بین زون‌های ۱ و زیر زون ۱-۲ عبور می‌کند و تطابق خوبی با زون بندی مخزن دارد. با بررسی و شناسایی گونه‌های فسیلی [۳۹] و [۳۶] و جدا نمودن بایوزون‌ها تفکیک شده [۱۱] از نظر زمانی مشخص گردید که این مرز جدا کننده آشکوب بوردیگالین و آکی تانین می‌باشد که با خطوط مرزهای سکansı شناسایی شده در این سه میدان [۲۲] که در واقع جدا کننده سکانس Stage VI (Bu.) از Stage V (Aq.2) است

¹⁶ Type well

¹⁷ Peak

هم‌خوانی خوبی دارد [۲۹] و [۳۵]. ضخامت آشکوب بوردیگالین از شرق به غرب میدان تقریباً یکسان بوده و فقط در میانه میدان و در چاه ۳۵ افزایش ضخامت دارد. خط زمانی Nb3000 از مرز زون‌های مخزنی ۵ و ۶ چاه‌های شرق میدان پارسی (۱۱ و ۱۶ و ۳۵) عبور می‌کند ولی در چاه‌های غرب میدان بدلیل عدم حفاری قابل تفکیک نمی‌باشد. خطوط زمانی Nb2000 و Nb4000 از میانه زون‌های مخزنی میداین پارسی و پرنج عبور کرده و تطابق خوبی از خود نشان نمی‌دهند. خط زمانی Pb500 در چاه‌های غرب میدان پارسی (۱۸، ۳۳ و ۱۹) بر روی مرز زیر زون‌های ۱-۲ و ۲-۲ عبور می‌کند ولی در چاه‌های شرق میدان از میانه زیرزون ۱-۲ عبور می‌کند و تطابق خوبی با زون بندی ندارد. خط زمانی Pb1000 در چاه‌های غرب میدان پارسی (۱۸، ۳۳ و ۱۹) بر روی مرز زیر زون ۲-۲ و زون ۳ عبور می‌کند ولی در چاه‌های شرق میدان این مرز زمانی از میانه زیرزون ۱-۲ عبور کرده و تطابق خوبی با زون بندی مخزنی میدان ندارد. خط زمانی Pb1500 در چاه‌های غرب میدان پارسی (۱۸، ۳۳ و ۱۹) از میانه زون ۳ عبور می‌کند و در چاه‌های شرق میدان از مرز زونهای ۳ و ۴ عبور می‌کند تطابق خوبی با زون بندی دارد. با بررسی و کالیبره با گونه‌های فسیلی [۳۹] و [۳۶] و جدا نمودن بایوزون‌ها تفکیک شده [۱۱] از نظر زمانی مشخص گردید که این مرز جدا کننده آشکوب آکی تانین از شاتین می‌باشد که با خطوط مرزهای سکانشی شناسایی شده در این سه میدان [۲۲] که در واقع جدا کننده سکانس Stage IV (Aq.1) از Stage III (Ch.3) است هم‌خوانی خوبی دارد [۳۰] و [۳۵]. خط زمانی Pb4000 از مرز زونهای مخزنی ۶ و ۷ میداین پارسی و پرنج عبور می‌کند و در تمامی میدان از روند یکسانی برخوردار است. خطوط زمانی Pb300 و Pb400 در چاه‌های غرب میدان پارسی (۱۸، ۳۳ و ۱۹) از میانه زیر زون ۱-۲ عبور می‌کنند ولی در چاه‌های شرق میدان از جمله در چاه پارسی ۱۱ قابل تفکیک نمی‌باشد. خطوط زمانی Pb2000، Pb3000 و Pb5000 از میان زونهای مخزنی عبور کرده و تطابق قابل ملاحظه‌ای از خود نشان نمی‌دهند. در ضمن خطوط زمانی Pb2000، Nb3000، Pb3000، Nb4000، Pb4000 و Pb5000 در چاه‌های مورد مطالعه در غرب میدان بدلیل عدم حفاری شناسایی نگردید. در مطالعات مخزنی قبلی، مخزن آسماری میدان کرنج بر اساس ویژگی‌های سنگ‌شناسی و پتروفیزیکی به ۴ زون اصلی تقسیم شده است که زون‌های ۱ و ۲ به دو زیرزون و زون ۴ به چهار زیرزون تفکیک گردید (جدول ۳). زون ۵ در این تقسیم بندی در واقع سر سازند پابده در نظر گرفته شده است [۳].

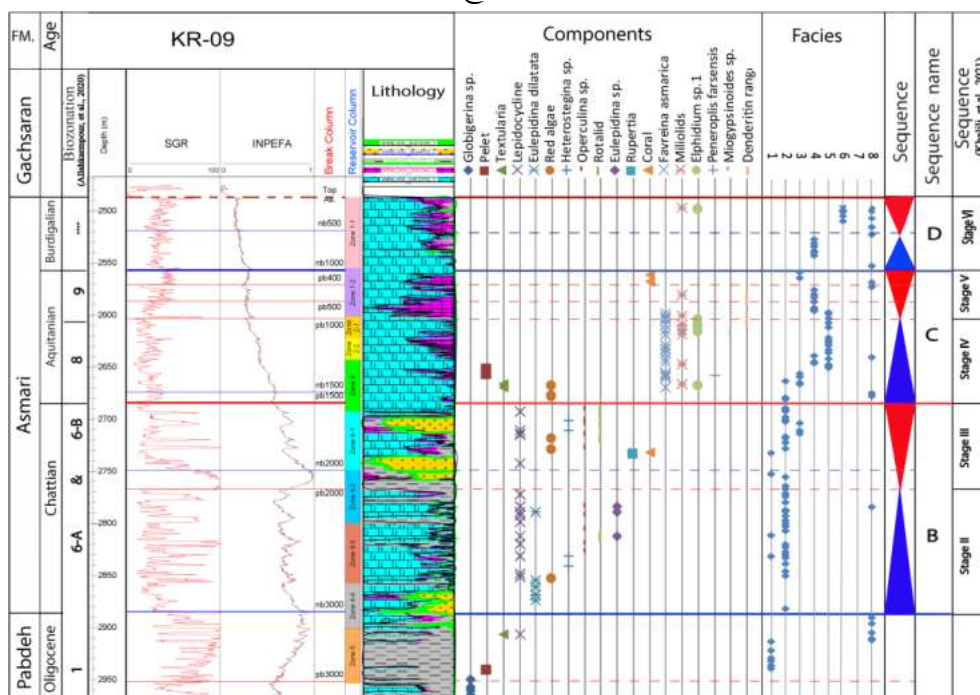
جدول ۳: خصوصیات پتروفیزیکی مخزن آسماری میدان کرنج [۳]

Karanj Field									
Asmari Reservoir Summary of Petrophysical Av. Data (Base on Petrophysic Department)									
Zone	Thick.(m)	NTG	Pro.(%)	SW.(%)	Lithology (%)				
					LST.	DOL.	SST.	SH.	ANHY.
1-1	51	0.73	0.13	0.25	56	42	0	2	0
1-2	47	0.62	0.12	0.31	53	42	0	5	0
2-1	28.5	0.54	0.09	0.31	62	33.9	0.10	3	1
2-2	27.8	0.65	0.11	0.27	53	35.6	0.40	10	1
3	46	0.51	0.10	0.30	81	12.1	2	2.9	2
4-1	63	0.59	0.10	0.31	83	10.8	1	5	0.2
4-2	55	0.49	0.11	0.28	56	8.5	13	22.5	0
4-3	52	0.21	0.13	0.31	47	8	0.30	44.7	0
4-4	33	0.17	0.13	0.41	66	4.5	1.5	28	0
5	54	0.19	0.11	0.61	42.00	1	0	57	0
Total Av.	200.3	0.41	0.11	0.38	69.00	10.00	1.30	19.60	0.10

با ایجاد نمودار تطابقی ۱۸ در یال‌های جنوبی، شمالی و ستیغ میدان، خطوط زمانی تعیین شده کلیه چاه‌ها به هم وصل شده و تطابقی بین زون‌های مخزنی و خطوط زمانی (سطوح مرزی شناسایی شده) انجام گردید. چاه ۹ کرنج با توجه به

ضخامت کامل حفاری شده سازند آسماری و موقعیت قرار گیری در میدان و همچنین به جهت کیفیت نمودارها و تفکیک روندهای Nb و Pb به عنوان چاه نمونه ۱۹ انتخاب گردید.

خط زمانی Nb500 روی یک نقطه با میزان پرتو گامای زیاد ۲۰ در میانه زون ۱ قرار دارد و در تمام چاههای مورد مطالعه میدان کرنج این مرز زمانی به موازات این زون امتداد یافته است و تطابق بسیار خوبی نشان می دهد. خط زمانی Nb1000 در تمامی چاههای مورد مطالعه میدان کرنج بر روی مرز بین زیر زونهای ۱-۱ و زیر زون ۲-۲ عبور می کند و تطابق خوبی با زون بندی مخزن دارد. با بررسی و کالیبره با گونه های فسیلی از نظر زمانی مشخص گردید که این مرز جدا کننده آشکوب بوردیگالین و آکی تانین می باشد. ضخامت آشکوب بوردیگالین از غرب به شرق میدان با کاهش می یابد. خطوط زمانی Nb2000 و Nb1500 از میانه زونهای مخزنی میدان کرنج عبور کرده و ارزش تطابقی ندارد (شکل ۴).



شکل ۴: انطباق زونهای مخزنی و مرزهای زمانی در مخزن آسماری چاه کرنج-۹

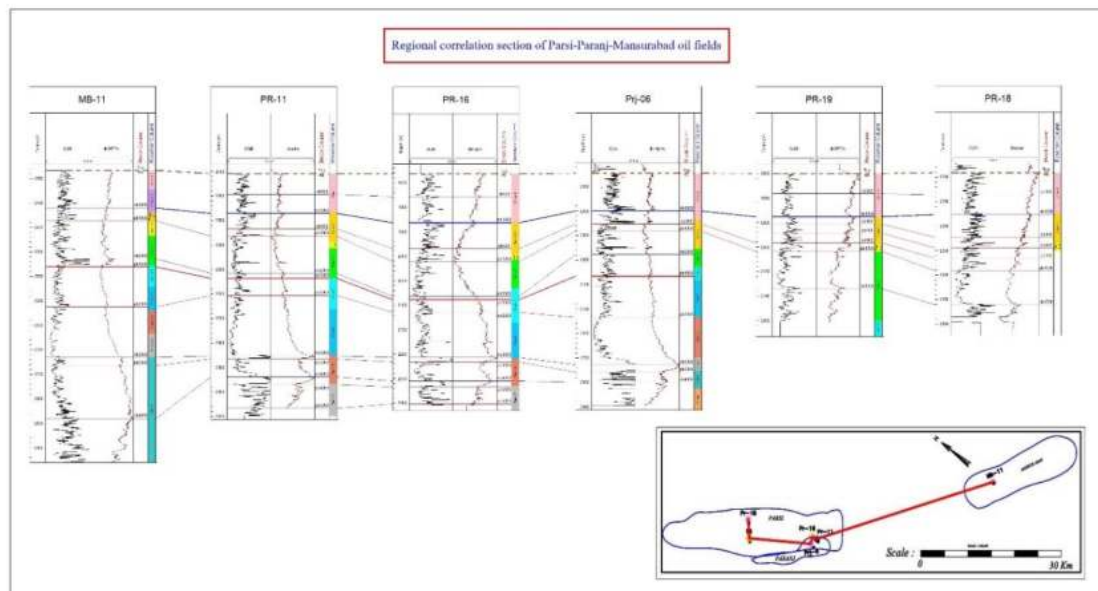
خط زمانی Nb3000 در چاههای غرب میدان (مانند ۹ و ۳۱) از میان زیر زون ۴-۴ عبور می کند ولی در شرق میدان این خط زمانی از مرز زونهای ۴ و ۵ عبور می کند. در واقع این خط زمانی مشخص کننده مرز سازندهای پابده و آسماری است که به کمک آن سرسازند پابده در چاههای میدان کرنج قابل تصحیح می باشند.

خطوط زمانی Pb400 و Pb500 در تمامی چاههای مورد مطالعه میدان کرنج از میان زیر زون ۲-۲ عبور می کنند و تطابق خوبی با زون بندی ندارند. خط زمانی Pb1000 در تمام چاههای میدان کرنج از مرز زیر زون ۲-۲ و زیر زون ۲-۲ عبور می کند و تطابق خوبی با زون بندی مخزنی میدان دارد. خط زمانی Pb1500 در بیشتر چاههای میدان کرنج از مرز زون ۳ و زیرزون ۱-۱ عبور می کند که با بررسی و کالیبره با گونه های فسیلی از نظر زمانی مشخص گردید که این خط زمانی جدا

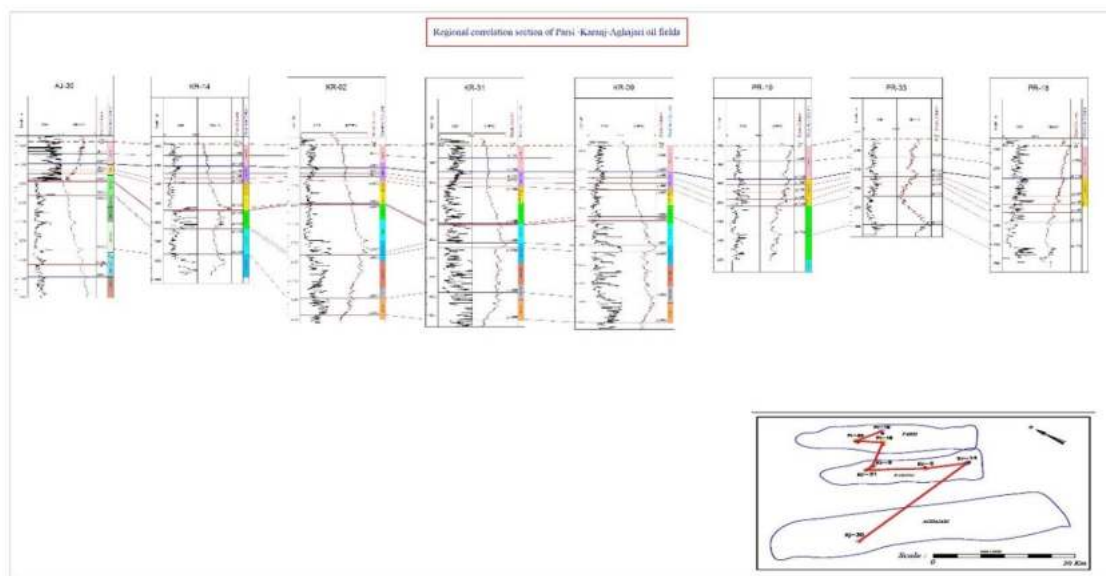
¹⁹ Type well
²⁰ Peak

بررسی سیکلواستراتیگرافی مخزن آسماری در میداین نفتی کرنج، پرنج...

کننده آشکوب های آکی تانین و شاتین از یکدیگر می باشد. خطوط زمانی Pb3000 , Pb2000 , در چاه های مورد مطالعه از هماهنگی و تطابق خوبی با زون بندی مخزنی برخوردار نمی باشند (شکل های ۵ و ۶).



شکل ۵: انطباق زون های مخزنی و مرزهای زمانی در مخزن آسماری چاه های میداین پارسی و پرنج با یکی از میداین مجاور (میدان منصورآباد)



شکل ۶: انطباق زون های مخزنی و مرزهای زمانی در مخزن آسماری چاه های میداین های پارسی و کرنج با یکی از میداین مجاور (میدان آغاچاری)

۶- بحث و تحلیل یافته های پژوهش

در محدوده مطالعه صورت گرفته در مجموع هفت خط زمانی مثبت (Pb3000, Pb2000, Pb1500, Pb1000, Pb500, Pb400, and Pb300) و همچنین پنج خط زمانی منفی (Nb4000, Nb3000, Nb2000, Nb1000, and Nb500) در چاه‌های (Aj-30, Kr-2, Kr-9, Kr-14, Kr-31, Prj-6, Pr-11, Pr-16, Pr-18, Pr-19, Pr-33 and Mb-11) بر روی نمودارهای INPEFA تشخیص داده شد. سن خطوط زمانی Pb3000 and Pb2000 شاتین، و خطوط زمانی Pb1000, Pb500, Pb400, and Pb300 در محدوده سنی آکی تانین می‌باشند. خط زمانی Pb1500 جدا کننده و مرز آشکوب‌های شاتین با آکی تانین است این خط زمانی در هر سه میدان مورد مطالعه تقریباً از مرز زونهای مخزنی ۳ و ۴ عبور می‌کند. همچنین خطوط زمانی Nb4000, Nb3000, and Nb2000 دارای سن شاتین است. خط زمانی Nb3000 در میدان کرنج با توجه به کالیبره نمودن با شواهد سن سنجی (بیواستراتیگرافی) در بیشتر چاه‌ها از مرز زونهای ۴ و ۵ عبور کرده و مشخص کننده سر سازند پابده است. به کمک این خط زمانی سر ساند پابده در چاه‌های میدان کرنج تصحیح گردید.

سن خط زمانی Nb500 بوردیگالین می‌باشد که در تمامی چاه‌های هر سه میدان مورد مطالعه (کرنج، پرنج و پارسی) از میانه زون ۱ مخزنی عبور می‌کند. مرز بین آشکوب‌های آکی تانین و بوردیگالین با خط زمانی Nb1000 مشخص می‌گردد این خط زمانی در هر سه میدان مورد مطالعه از مرز زون‌های ۱ و ۲ عبور می‌کند. باید توجه داشت که سر سازند آسماری با یک خط زمانی مثبت شروع می‌گردد (Top Asmari) که جدا کننده کربنات از سازند تبخیری گچساران می‌باشد براساس ارتباط بین این خطوط زمانی (Pb and Nb) و شناسایی آنها، دو مقطع عرضی تهیه و ترسیم گردید (شکل‌های ۵ و ۶). این خطوط زمانی کلیدی (Pb and Nb) به کمک شواهد سن سنجی (بیواستراتیگرافی) در طول میدادین نفتی مورد مطالعه، کالیبره گردیدند (جدول ۴).

جدول ۴: زمان خطوط سیکلو استراتیگرافی در ناحیه مورد مطالعه

Period	Epoch	Stage	Peaks (Ma)	Time Lines in study area	
				Pb	Nb
Neogene	Miocene	Burdigalian	20.44		Nb 500
		Aquitanian		Pb 300 Pb 400 Pb 500	Nb 1000
	Oligocene	Chattian	23.03	Pb 1000 Pb 2000	Pb 1500
					Nb 2000 Nb 3000
	Rupelian	27.82	Pb 3000	Nb 4000	
			33.9

۷- نتیجه گیری

خط زمانی Nb3000 در میدان کرنج جدا کننده سازند آسماری از سازند پابده می باشد. به کمک این خط زمانی و همچنین با کالیبره کردن آن با مجموعه های فسیلی، سر سازند پابده در تمامی چاه های میدان کرنج تصحیح گردید. خط زمانی Pb1500 در سه میدان مورد مطالعه با توجه به کالیبره کردن با مجموعه های فسیلی مشخص گردید که جدا کننده آشکوب شاتین از آکی تانین می باشد همچنین خط زمانی Nb1000 در سه میدان مورد مطالعه با توجه به کالیبره کردن با مجموعه های فسیلی جدا کننده آشکوب آکی تانین از بوردیگالین است. آشکوب بوردیگالین در اکثر نواحی سه میدان مورد مطالعه از گسترش یکسانی برخوردار می باشد همچنین بررسی گسترش و ضخامت آشکوب آکی تانین در طول میدان پارسی نشان دهنده افزایش قابل توجه ضخامت آن در محدوده چاه های ۱ و ۳۵ میدان پارسی (حدود ۶۵ متر) است. از طرفی این آشکوب در میدان منصور آباد افزایش ضخامت قابل توجهی دارد (حدود ۷۰ متر) ولی ضخامت آن در میدان پرنج مشابه اکثر نواحی میدان پارسی است. در میدان کرنج ضخامت آشکوب آکی تانین تقریباً یکسان بوده ولی در میدان مجاور آن (میدان آغا جاری) این آشکوب کاهش ضخامت پیدا می کند (حدود ۶۰ متر). تغییرات ضخامت آشکوب شاتین در سه میدان و همچنین میادین مجاور قابل توجه نمی باشد از طرفی در سه میدان مورد مطالعه آشکوب روپلین شناسایی نگردید.

سپاس و قدردانی

این مقاله با حمایت بخش زمین شناسی دانشکده علوم پایه دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، ایران، تهیه شده است که قابل تقدیر و سپاسگزاری است. همچنین از شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب به جهت در دسترس قرار دادن اطلاعات و اجازه انتشار آنها سپاسگزاری می کنیم. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر علی بهداد و دکتر علی رحمانی تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

- [۱] اکبری بس گلانه، ن، ۱۳۹۴، آموزش کار با نرم افزار سیکلولاگ، اداره مطالعات زمین شناسی، گزارش داخلی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۳۴ صفحه.
- [۲] گروه مطالعات زمین شناسی، ۱۳۸۸، مطالعه جامع مخزن آسماری میدان پارسی، گزارش پ-۶۵۲۴، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۴۲۰ صفحه.
- [۳] گروه مطالعات زمین شناسی، ۱۳۹۰، مطالعه جامع مخزن آسماری-پابده میدان کرنج، گزارش پ-۷۰۹۹، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۴۱۷ صفحه.
- [۴] فتحی ایسوند، ر، ۱۳۹۵، شناسایی و تطابق چرخه های رسوبی سازند آسماری در میدان های آغا جاری، پازنان و رگ سفید با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ، گزارش شماره پ- ۸۶۸۱، اداره مطالعات زمین شناسی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۱۳۰ صفحه.
- [۵] رحمانی، ع، ۱۳۹۰، چینه شناسی سازند آسماری در تاقدیس های خویز و بنگستان و میدان نفتی پارسی، پایان نامه دکتری چینه شناسی و فسیل شناسی دانشگاه اصفهان، ۲۱۰ صفحه.
- [۶] رحمانی، ع، ۱۳۹۱، آشنایی با نرم افزار سیکلولاگ (Cyclolog) و کاربردهای آن در صنعت نفت (مطالعات چینه نگاری سکاسی)، گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ۸ صفحه.

- [۷] ظهوریان، س. ۱۳۹۵، مطالعه زمین‌شناسی و تهیه مدل سه‌بعدی مخزن آسماری میدان پرنج، گزارش شماره پ-۸۶۸۲، اداره مطالعات زمین‌شناسی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۹۴ صفحه.
- [۸] غیبشای، ع. و رحمانی، ع. ۱۳۸۵، سکانس استراتیگرافی سازندهای ایلام و سروک در میدان آب‌تیمور (چاه شماره ۱۴)، گزارش شماره پ-۵۹۱۸، اداره مطالعات زمین‌شناسی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۶۱ صفحه.
- [۹] غیبشای، ع. ۱۳۹۳، مطالعه مخزن بنگستان میدان اهواز، بخش مدل سازی رخساره‌ای، گزارش پ-۸۰۷۹، اداره مطالعات زمین‌شناسی شرکت ملی کناطق نفتخیز جنوب، ۴۴۵ صفحه، صفحات ۱۳ تا ۵۲.
- [۱۰] مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۹۵، نقشه بروز شده میادین نفتی جنوب غرب ایران.
- [11] ALLAHKARAMPOUR DILL, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., BEHDAD, A., and SHABAFROOZ, R., 2020, A review of the Oligo–Miocene larger benthic foraminifera in the Zagros basin, Iran; New insights into biozonation and palaeogeographical maps: *Revue de Micropaléontologie*, p. 100408.
- [12] AQRAWI, A. A. M., KERAMATI, M., EHRENBERG, S. N., PICKARD, N., MOALLEMI, A., SVANA, T. A., DARKE, G., DICKSON, J. A. D., and OXTOBY, N. H., 2006, The origin of dolomite in the Asmari Formation (Oligocene-Lower Miocene), Dezful embayment, Sw Iran: *Journal of Petroleum Geology*, **29** (4): 381-402.
- [13] BORGOMANO, J. R. F., FOURNIER, F., VISEUR, S., and RIJKELS, L., 2008, Stratigraphic well correlations for 3-D static modeling of carbonate reservoirs: *AAPG Bulletin*, 92 (6): 789-824.
- [14] BUSK, H. G., and MAYO, H. T., 1918, Some notes on the geology of the Persian Oilfields: *Journal of the Institution of Petroleum Technologists*, **5**, 5-16.
- [15] DE JONG, et al., 2006, Subsurface correlation in the upper carboniferous (Westphalian) of the Anglo-Dutch Basin using the climate stratigraphic v. 23.
- [16] EMBRY, A., 2009, Practical Sequence Stratigraphy, *Canadian Society of Petroleum Geologists' monthly magazine*, The Reservoir, between May 2008 and September 2009.
- [17] FOURNIER, F., BORGOMANO, J., and MONTAGGIONI, L. F., 2005, Development patterns and controlling factors of Tertiary carbonate buildups: Insights from high-resolution 3D seismic and well data in the Malampaya gas field (Offshore Palawan, Philippines): *Sedimentary Geology*, **175** (1-4), 189-215.
- [18] GRADSTEIN, F., OGG, J., and SMITH, A., 2004, A Geological Time Scale 2004: Cambridge, U.K, Cambridge University Press, p. 589.
- [19] HILGEN, F., SCHWARZACHER, W, and STRASSER, A., 2004, Concept and Definitions in Cyclostratigraphy (Second Report of Cyclostratigraphy Working Group). In: Cyclostratigraphy: Approaches and Case Histories. *SEPM (Society for Sedimentary Geology)*: 303-305.
- [20] HUNT, D., and TUCKER, M., 1991. Sequence stratigraphic models for carbonate platforms (abstract): Dolomieu Conference on Carbonate Platforms and Dolomitization, Abstracts, Ortisei, ItaJy, September 16-21, 1991, p. 113.
- [21] JONG, M.G.G. DE, NIO, S.D., SMITH, D.G. and BOHM, A.R. ,2007, Subsurface correlation in the Upper Carboniferous of the Anglo-Dutch Basin using the climate stratigraphic approach. *First Break*, 25, December 2007, 49-59.
- [22] KHALILI A., VAZIRI-MOGHADDAM H., ARIAN M., SEYRAFIAN A., 2021, Carbonate platform evolution of the Asmari Formation in the east of Dezful Embayment, Zagros Basin, SW Iran, *Journal of African Earth Sciences*, 181 DOI 10.1016/j.jafrearsci.2021.104229
- [23] LI, Y.Y., LERCHE, I., and PERLMUTTER, M.A., 1993, Global Cyclostratigraphy : A Model of Carbonate Growth PatteArms. *Marine and Petroleum Geology*, 10(6) : 620-631.
- [24] NIO, S. DJIN, BROUWER, J., SMITH, D.G., DE JONG, M., and BOHM, A., 2005, Spectral trend attribute analysis applications in the stratigraphic analysis of wireline logs. *First Break*, **23**(4): 71-75.
- [25] NIO, S. D., A. R. BOHM, H. H. BROUWER, M.G.G. DE JONG and D. G. SMITH, 2006, Climate stratigraphy, principles and applications in subsurface correlation. *EAGE short course series*, 1: 130 P.
- [26] PERLMUTTER, M.A. and MATTEWS, M.D., 1990, Global cyclostratigraphy – a model. In Cross, T. (Ed) *Quantitative, Dynamic Stratigraphy*, Prentice Hall, 233-260.
- [27] PERLMUTTER, M.A., RADOVICH, B.J., MATTEWS, M.D. and KENDALL, C.G.ST.C., 1998, The impact of high frequency sedimentation cycles on stratigraphic interpretation. In Gradstein, F., Sandvik, K.O. and Milton, N.J. (Eds) *Sequence Stratigraphy, Concepts and Applications*, Elsevier, 141-170.
- [28] PRANTER, M. J., N. F. HURLEY, and T. L. DAVIS, 2004, Sequence-stratigraphic, petrophysical, and multicomponent seismic analysis of a shelf-margin reservoir: San Andres Formation (Permian),

- Vacuum field, New Mexico, United States, in Seismic imaging of carbonate reservoirs and systems: *AAPG Memoir* 81: 59– 89.
- [29] RAHMANI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., TAHERI, A., and GHABEISHAVI, A., 2009, A model for the paleoenvironmental distribution of larger foraminifera of Oligocene–Miocene carbonate rocks at Khaviz Anticline, Zagros Basin, SW Iran: *Historical Biology*, **21 (3-4)**: 215-227.
- [30] RAHMANI, A., TAHERI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and GHABEISHAVI, A., 2012, Biostratigraphy of the Asmari Formation at Khaviz and Bangestan Anticlines, Zagros Basin, SW Iran: *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie-Abhandlungen*, **263 (1)**: 1-16.
- [31] SEPEHR, M., and COSGROVE, J. W., 2002, The major fault zones controlling the sedimentation, deformation and entrapment of hydrocarbon in the Zagros fold-thrust belt, Iran, AAPG Annual Meeting: Houston, Texas, p. 10-13.
- [32] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., GHABEISHAVI, A., and MOUSSAVI-HARAMI, R., 2015a, Depositional architecture and sequence stratigraphy of the Oligo–Miocene Asmari platform; Southeastern Izeh Zone, Zagros Basin, Iran: *Facies*, v. **61 (1)**: 1-32.
- [33] SCHWARZACHER, W., 1993, Cyclostratigraphy and the Milankovitch Theory. *Developments in Sedimentology* 52. Elsevier.
- [34] STRASSER, A., HILGEN, F.J., HECKEL, P.H., 2006, Cyclostratigraphy, concepts, definition and applications, *Newletters on Stratigraphy Journal*, **42 (2)**: 75-114.
- [35] VAZIRI-MOGHADDAM, H., KIMIAGARI, M., and TAHERI, A., 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, **52 (1)**: 41-51.
- [36] VAN BUCHEM, F. S. P., ALLAN, T. L., LAURSEN, G. V., LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEI, H., PICKARD, N. A. H., TAHMASBI, A. R., VEDRENNE, V., and VINCENT, B., 2010, Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo - Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran: *Geological Society, London, Special Publications*, **329 (1)**: 219-263.
- [37] VATANDOUST, M., FAGHIHI, A., ASADI, S., AZIMZADEH, A. M., HEIDARIFARD, M. H., 2019, Study of hydrocarbon generation and 1D-2D modeling of hydrocarbon migration at the Karanj and Parsi oil fields, Southern Dezful Embayment, SW Iran: *Marin and Petroleum Geology*. <https://doi.org/10.10616/j/marpetgeo.2019.104095>.
- [38] VINCENT, B., VAN BUCHEM, F. S. P., BULOT, L. G., JALALI, M., SWENNEN, R., HOSSEINI, A. S., and BAGHBANI, D., 2015, Depositional sequences, diagenesis and structural control of the Albian to Turonian carbonate platform systems in coastal Fars (SW Iran): *Marine and Petroleum Geology*, **6**: 46-67.
- [39] WYND, J. G., 1965, Biofacies of the Iranian consortium- agreement area: Iranian Offshore Oil Company.

تخمین تراوایی با بکارگیری نگاره‌های پتروفیزیکی و روش‌های هوش مصنوعی: مطالعه موردی در مخزن آسماری یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران

ابوذر محسنی پور^{۱*}، بهمن سلیمانی^۲، ایمان زحمت کش^۳، ایمان ویسی^۴

^۱ دانشجوی دکتری، گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

^۲ استاد گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

^۳ استادیار گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

^۴ کارشناس پتروفیزیک شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران

Abouzarmohseni@yahoo.com*

دریافت خرداد ۱۴۰۰، پذیرش مهر ۱۴۰۰

چکیده

در این پژوهش، ابتدا تراوایی نگاره تشدید مغناطیسی هسته-ای با استفاده از دو روش مرسوم مدل سیال آزاد (*Coates*) و مدل شلمبرژه یا میانگین $T2$ (*SDR*)^۱ محاسبه شد. سپس یک مدل ساده شبکه عصبی مصنوعی با فرایند آموزش از نوع الگوریتم پس انتشار خطا، طراحی گردید، در ادامه با استفاده از الگوریتم بهینه سازی رقابت استعماری (*ANN-ICA*) و الگوریتم ازدحام ذرات (*ANN-PSO*) این مدل بهینه شد و از آن برای تخمین پارامتر تراوایی استفاده شد. در نهایت، نتایج با مقایسه نفوذپذیری تخمین زده شده با مقدار واقعی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت و دقت برآورد از نظر دو پارامتر خطای میانگین مربع و ضریب همبستگی مقایسه شد. نتایج، بیانگر دقت بالای مقادیر تراوایی تخمین زده شده با استفاده از ترکیب شبکه ساده عصبی با الگوریتم‌های بهینه‌سازی است. نتایج حاصل از ترکیب الگوریتم‌های بهینه‌سازی در این مطالعه می‌تواند به عنوان روشی قدرتمند و مفید در جهت بدست آوردن سایر پارامترها، از جمله پارامترهای مخزنی، پتروفیزیکی و ژئومکانیکی استفاده شود.

کلمات کلیدی: تراوایی، شبکه عصبی مصنوعی، الگوریتم رقابت استعماری، الگوریتم ازدحام ذرات، نگاره تشدید مغناطیس هسته‌ای، مخزن آسماری

^۱ Schlumberger-Doll-Research

۱- مقدمه

تراوایی یکی از مهمترین پارامترهایی است که بر تولید و استخراج موثر از مخازن هیدروکربنی تاثیر دارد. بطور معمول روش‌های پرهزینه و زمانبری مانند آنالیز مغزه و چاه آزمایشی برای محاسبه تراوایی استفاده می‌شوند. عدم اخذ مغزه در تمام چاه‌های یک میدان نفتی، پرهزینه و همچنین زمانبر بودن انجام این آزمایشات باعث شده است محققان اقدام به توسعه روش‌های ارزان و با دقت کنند.

نگاره^۱های چاهپیمایی به عنوان داده‌های مقرون به صرفه از لحاظ هزینه و زمان که در تمامی چاه‌ها امکان اخذ دارند، می‌توانند برای بدست آوردن تراوایی جایگزین مغزه شوند. نگار تشدید مغناطیس هسته‌ای^۲ (*NMR*) علاوه بر امکان اندازه گیری تخلخل (مستقل از ماتریکس سنگ)، تراوایی، شاخص سیال آزاد، آب کاهش نیافتنی و اشباع نفت کاهش نیافتنی (نفت باقی مانده) بصورت درجا، توانایی تعیین نوع و حجم سیال تولیدی قابل دسترسی را نیز دارد [۱۱]. مزیت دیگر این نگاره فراهم کردن قابلیت دسترسی به پارامترهای مهم مخزنی بصورت پیوسته است. علیرغم ارائه نزدیکترین اطلاعات به داده های حاصل از مغزه، این نگاره دارای معایبی از جمله پرهزینه بودن است.

در سالیان اخیر روش‌های هوش مصنوعی به عنوان تکنیک‌های ساده و کم هزینه بطور بسیار وسیعی توسط محققان مورد استفاده قرار گرفته‌اند. شبکه‌های عصبی مصنوعی از الگوریتم پس انتشار خطا^۳ در فرایند آموزش استفاده و با توجه به مقدار خطای بدست آمده در یک فضای جستجوی مبتنی بر گرادینت به اصلاح شبکه می‌پردازند. برای برطرف کردن ضعف هایی مانند وابستگی به یک پارامتر و همچنین همگرایی دیر [۲۰، ۲۱] طی سالیان اخیر برای آموزش بهتر شبکه‌های عصبی، الگوریتم‌های تکاملی که دارای عملکردی تصادفی و جستجوی فضای مسئله به صورت موازی هستند، بکار گرفته شده‌اند [۱۲، ۱۹، ۷، ۲۸]. در دهه اخیر تخمین پارامترهای پتروفیزیکی و مخزنی با استفاده از شبکه عصبی مصنوعی نشان دهنده عملکرد مناسب این شبکه‌ها بوده است. محققانی از جمله کدخدایی و همکاران (۲۰۰۹) [۱۶]، کدخدایی و امینی (۲۰۰۹) [۱۷]، طباطبایی و همکاران (۲۰۱۵) [۲۳]، زحمتکش و همکاران (۲۰۱۷) [۲۹]، تخمچی و همکاران (۲۰۱۹) [۲۶]، از شبکه عصبی برای تخمین پارامترهای پتروفیزیکی استفاده کرده‌اند. مطالعات محدودی بر روی استفاده از هوش مصنوعی و الگوریتم‌های فراابتکاری در تخمین پارامترهای نگار تشدید مغناطیس هسته‌ای انجام گرفته است از جمله [۱۵، ۱۴].

میدان نفتی اهواز در جنوب غرب ایران در بخش زاگرس چین‌خورده واقع شده است. شکل ساختار زمین‌شناسی میدان اهواز شامل یک تاق‌دیس کشیده با امتداد شمال غرب-جنوب شرق و موازی با امتداد اصلی زاگرس است (مطیعی، ۱۳۷۴) [۱]. نقشه ساختاری سرسازند آسماری (الیگوسن تا میوسن زیرین) در این میدان به عنوان اصلی‌ترین مخزن تولید هیدروکربن بصورت چین نسبتاً متقارنی با طول ۶۷ و عرض ۶ کیلومتر است. لیتولوژی سازند آسماری در مخزن مورد مطالعه همانطور که در شکل ۳ نشان داده شده است بصورت ترکیبی از کربنات (آهک، دولومیت و شیل) و ماسه سنگ است. در این پژوهش، با استفاده تلفیق شبکه عصبی با الگوریتم‌های بهینه‌سازی داده‌های تراوایی نگاره *NMR* تخمین زده و دقت آن مورد بررسی قرار گرفت.

۲- روش کار

¹ log

² Nuclear magnetic resonance

³ Backpropagation

۱-۲- اصول تشدید مغناطیس هسته‌ای

تشدید مغناطیس هسته‌ای، نتیجه پاسخ هسته‌ای اتم‌هایی مانند هیدروژن (1H) کربن (^{13}C) و سدیم (^{23}Na) که دارای هسته‌هایی با عدد کوانتومی غیر صفر هستند به میدان‌های مغناطیس است که توانایی تعیین خواص هسته را دارند. در سنگ‌ها به علت فراوانی و همچنین تولید سیگنال نسبتاً قوی هسته هیدروژن در آب و هیدروکربن‌ها میدان مغناطیسی بر پایه پاسخ هسته این اتم استوار است. در فرایند تشدید مغناطیس هسته‌ای بر اساس قانون فارادی یک دو قطبی مغناطیسی از هسته‌های عناصر هیدروژن که بصورت تصادفی در حال چرخش هستند ایجاد می‌شود. زمانی که این دو قطبی‌ها در راستای یک میدان مغناطیسی ایستا قرار بگیرند و در اثر همراستا شدن با میدان مغناطیسی، امواج الکترومغناطیس منتشر می‌کنند (مدت زمان چرخش پروتون‌ها در راستای میدان ایستا را زمان آرامش طولی^۱ یا $T1$ می‌نامند). همچنین این دو قطبی‌ها در اطراف میدان مغناطیسی با فرکانس لارمور شروع به حرکت تقدیمی^۲ می‌کنند. زمانی که یک میدان نوسانی براساس فرکانس لارمور به این دو قطبی‌ها اعمال شود سیگنال تشدید شده ثبت می‌شود. زمانی که میدان نوسانی قطع شود پروتون‌ها دچار انحراف شده و اتمی در سیگنال ارسالی رخ می‌دهد که پارامتر ثابت زمانی آرامش عرضی^۳ یا $T2$ خوانده می‌شود [۶].

اطلاعات حاصل از نگاره NMR ، می‌تواند برآوردی از مقدار تراوایی برحسب عمق را ارائه دهد. دو مدل عمده که برای محاسبه تراوایی استفاده می‌شود شامل روش‌های سیال آزاد یا تیمور/کوتس^۴ و میانگین $T2$ یا روش شلمبرژر (SDR) هستند. روش تیمور/کوتس به عنوان ساده‌ترین روش برای تخمین تراوایی از داده‌های NMR شناخته شده است. مدل تیمور/کوتس از رابطه زیر تراوایی را محاسبه می‌کند [۶].

فرمول-۱

$$k = c_1 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^{a_1} \Phi_{NMR}^{b_1}$$

FFI حجم سیال آزاد، BVI حجم سیال کاهش نیافتنی^۵ و Φ_{NMR} تخلخل بدست آمده از NMR است. a_1 و b_1 و c_1 ضرایبی هستند که غالباً از مطالعات مغزه بست می‌آیند که به دلیل هزینه بسیار زیاد به ترتیب از مقادیر ثابت ۲، ۴ و ۱ برای آنها استفاده می‌شود. مدل شلمبرژر (SDR) از رابطه زیر تراوایی را محاسبه می‌کند.

فرمول-۲

$$K = C_2 T_{2lm}^{a_2} \Phi_{NMR}^{b_2}$$

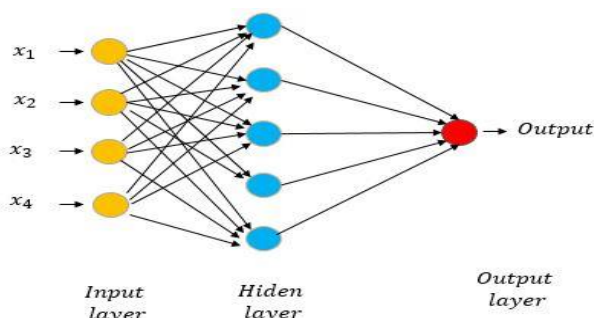
$T_{2lm}^{a_2}$ میانگین هندسی توزیع^۶ است. ضرایب معادله همانند رابطه تیمور/کوتس بصورت اعداد ثابت $a_2=2$ و $b_2=4$ و $C_2=4$ استفاده می‌شود.

۲-۲- شبکه عصبی

شبکه عصبی مصنوعی برای پردازش اطلاعات از سیستم عملکردی مغز انسان الگوبرداری کرده و با بکارگیری عناصر پردازشگر بنام نورون عمل می‌کند [۸]. کارآمدترین شبکه عصبی مدل پرسپترون چندلایه^۷ است. این مدل از سه بخش:

- 1 longitudinal relaxation time
- 2 Precession Movement
- 3 Transversal relaxation time
- 4 Timur/Coates model
- 5 bound volume irreducible (capillary bound)
- 6 logarithmic mean T2
- 7 Multi-layer perceptron

۱- لایه ورودی (اطلاعات را از محیط دریافت کرده و به لایه میانی منتقل می‌کند)، ۲- لایه میانی یا لایه پنهان (اطلاعات دریافتی را پردازش می‌کند) و در نهایت ۳- لایه خروجی (یک تابع فعالسازی ایجاد می‌کند) تشکیل شده است (شکل ۱).



شکل ۱- ساختار شبکه عصبی پرسپترون سه لایه

در فرایند آموزش با استفاده از الگوریتم پس انتشار خطا^۱ (که در آن لایه‌های ورودی، لایه خروجی را تغذیه می‌کنند) اختلاف بین خروجی محاسبه شده از شبکه با خروجی مطلوب برای شبکه محاسبه می‌شود. سپس این خطاهای محاسبه شده در لایه‌های قبلی منتشر می‌شود و براساس آن پارامترهای شبکه تنظیم می‌شود. پژوهشگران در دهه اخیر با ترکیب شبکه‌های عصبی مصنوعی با الگوریتم‌های تکاملی اقدام به کاهش مشکلات الگوریتم پس انتشار خطا از جمله آهستگی سرعت همگرایی و ناتوانی در فرار کردن از بهینه‌های محلی (بهترین جایگاهی که توسط ذره تجربه شده است) کردند. از جمله مهمترین و کارآمدترین الگوریتم‌های بهینه‌سازی در صنعت نفت الگوریتم‌های بهینه‌سازی رقابت استعماری^۲ (ICA) و الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات^۳ (PSO) هستند که در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

۲-۳- الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO)

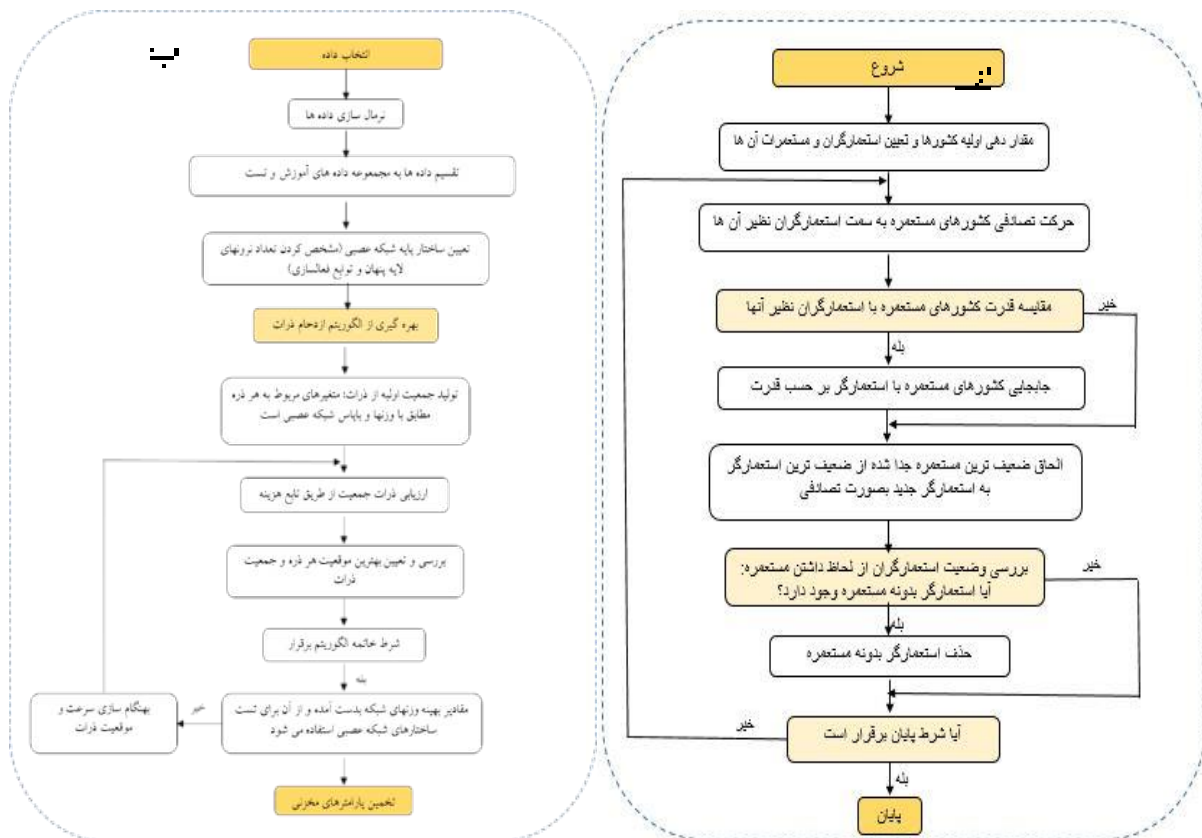
الگوریتم ازدحام ذرات اولین بار در سال ۱۹۹۵ توسط کندی و ابرهارت معرفی شد. این الگوریتم از رفتارهای اجتماعی یک دسته از پرندگان و گروهی از ماهی‌ها در یافتن غذا الهام گرفته شده است [۴]. در این الگوریتم در هر تکرار، تابع هدف مورد ارزیابی قرار می‌گیرد و سپس بهترین موقعیت هر ذره و بهترین موقعیت تمام ذرات به ترتیب با عنوان بهترین موقعیت محلی و بهترین موقعیت کلی یا جهانی تعیین می‌گردد. به عبارت دیگر بهترین موقعیت محلی بهترین راه حلی است که توسط یک ذره بدست می‌آید و بهترین موقعیت کلی یا جهانی بهترین راه حلی است که با بهینه‌سازی جهانی در این الگوریتم بدست می‌آید. در نهایت ترکیب این دو حرکت محلی و جهانی منجر به ایجاد یک مدل جهت یافتن بهترین نقطه هدف می‌شود. الگوریتم ازدحام ذرات می‌تواند با جمعیتی از ذرات با موقعیت‌های تصادفی شروع شود و هنگامی که تکرار آن به حداکثر تعداد برسد می‌تواند متوقف شود. در هر تکرار وزن اینرسی با معادله به روز می‌شود. نحوه عملکرد الگوریتم ازدحام ذرات به صورت شماتیک در شکل ۲ الف مشخص شده است.

۲-۴- الگوریتم رقابت استعماری (ICA)

اولین بار در سال ۲۰۰۷ آتشپز-گلگری و لوکاس، الگوریتم رقابتی استعماری را که یک الگوریتم تکاملی جدید مبتنی بر تکامل سیاسی-اجتماعی جامعه در زمینه محاسبات تکاملی است را معرفی کردند. الگوریتم رقابتی استعماری، از فرایندهای

- 1 back-propagation
- 2 Imperialist Competitive Algorithm
- 3 (Particle Swarm Optimization)

سیاسی، فرهنگی و اجتماعی در فرایندهای بهینه سازی استفاده می‌کند. امروزه، محققان بطور وسیعی از الگوریتم رقابت استعماری برای بهینه‌سازی مسائل استفاده می‌کنند که از جمله مطالعات انجام شده بر روی این زمینه توسط آتشیز-گلگری و لوکاس (۲۰۰۷) [۲]، والیا و همکاران (۲۰۱۴) [۲۷]، برنال و همکاران (۲۰۱۷) [۳]، فتحی و رزک (۲۰۱۷) [۱۰]، تین بیو و همکاران (۲۰۱۸) [۲۵]، وانگ و همکاران (۲۰۱۹) [۲۸]، تائو و همکاران (۲۰۲۰) [۲۵] و فانگ و همکاران (۲۰۲۰) [۹] بوده است. این الگوریتم همانند سایر الگوریتم‌های تکاملی همانند الگوریتم ژنتیک با یک جمعیت اولیه تصادفی که در فضای جستجو کشور نامیده می‌شود شروع می‌شود (هر کشور در فضای جستجو مشخصاتی دارد که مکان آنرا مشخص می‌کند). این کشورها به دو قسمت مستعمره و استعمارگر تقسیم می‌شوند. ترکیب این دو قسمت با همدیگر تشکیل دهنده یک امپراتوری است. کشورهایی که از ارزش عملکردی کمتری برخوردار هستند به عنوان مستعمره و باقی مانده انتخاب می‌شوند. سایر کشورها که از لحاظ امتیازی وضعیت بهتری دارند نیز به عنوان استعمارگر در نظر گرفته می‌شوند. تمام کشورهای مستعمره براساس قدرتی که کشورهای استعمارگر دارند بین آنها تقسیم می‌شوند، بنابراین هر قدر قدرت کشور استعمارگر بیشتر باشد تعداد کشور مستعمره بیشتری را به خود اختصاص می‌دهد. به طور خلاصه، ICA شامل چندین مرحله اصلی است: ۱- ایجاد امپراتوری‌های اولیه، ۲- جذب، ۳- انقلاب، ۴- تغییر موقعیت کشور استعمارگر و کشور مستعمره ۵- متحد کردن امپراتوری‌های مشابه، ۶- محاسبه کل قدرت یک امپراتوری و ۷- رقابت امپریالیستی (شکل ۲ ب). در نهایت در طی این الگوریتم ضعیف‌ترین امپراتوری در روند رقابت امپریالیستی سقوط خواهد کرد و همه مستعمرات آنها بین سایر امپراتوریه‌ها تقسیم خواهد شد، خود استعمارگر نیز بعد از دست دادن تمامی مستعمره‌های خود بصورت یک مستعمره جدید تحت سلطه استعمارگر جدید در می‌آید. مراحل الگوریتم رقابت استعماری با توجه به شروط آن، آنقدر ادامه پیدا می‌کند تا تنها یک استعمارگر با مالکیت تمامی کشورها باقی بماند.



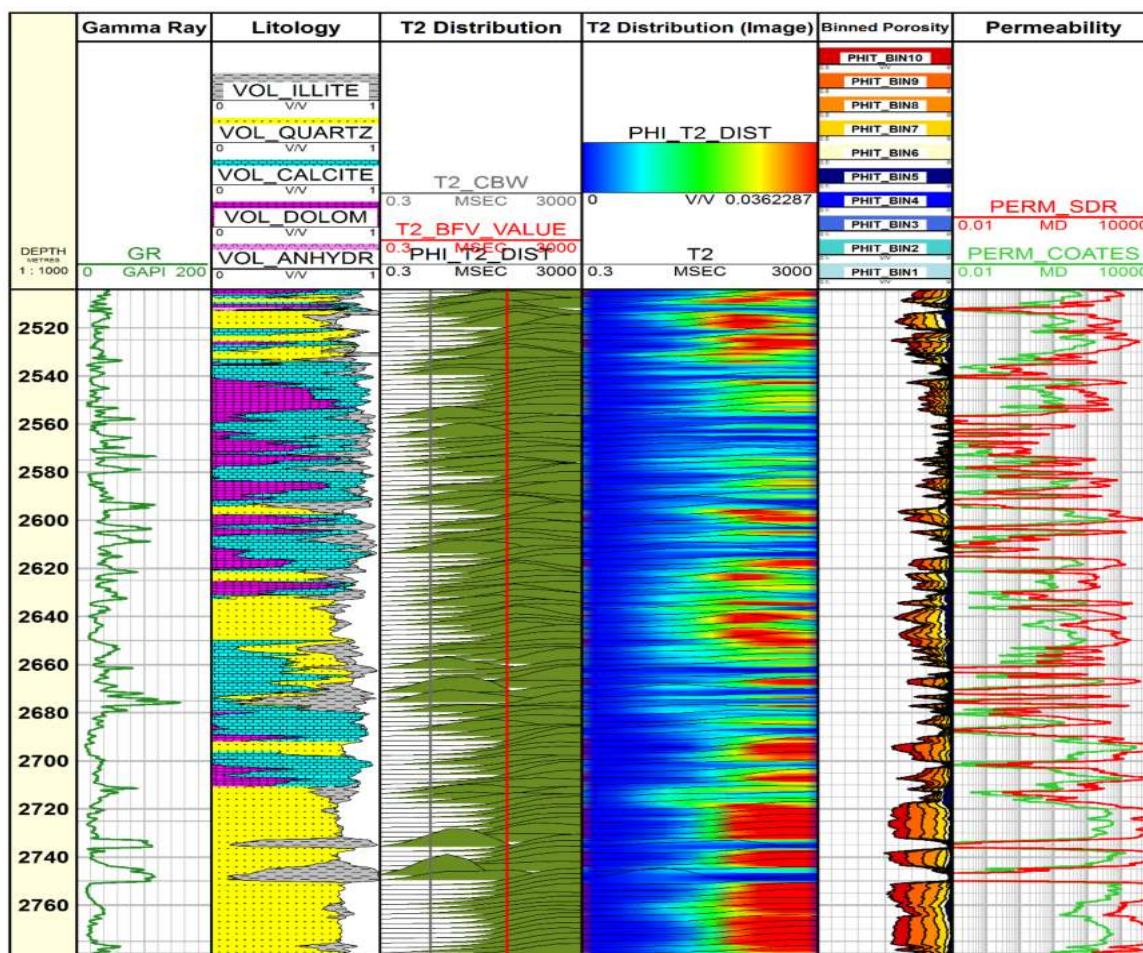
شکل-۲: الف) شکل فلوچارت الگوریتم رقابت استعماری، ب) شکل فلوچارت الگوریتم ازدحام ذرات

۳- آماده‌سازی داده‌های ورودی

در این پژوهش مجموعه‌ای از نگاره‌های متداول شامل $PHIE$ ، $NPHI$ ، PEF ، DT ، $RHOB$ که داری بیشترین ارتباط منطقی با هدف (تخمین تراوایی) بودند، به عنوان ورودی مناسب انتخاب شدند. در مرحله بعد فرایند کنترل کیفی این نگاره‌ها شامل حذف نگاره در محدوده‌های ریزشی و حذف داده‌های پرت انجام گرفت. در نهایت نمودار همبستگی دو تراوایی بدست آمده با روش‌های تیمور/کوتس و SDR و در مقابل پارامترهای ورودی (نگاره‌های متداول) ترسیم شد. نگاره‌های چگالی ($RHOB$) و صوت (DT) به ترتیب دارای بیشترین و کمترین ضریب همبستگی بودند.

۴- بحث و نتایج

هدف از انجام این پژوهش بررسی عملکرد شبکه عصبی مصنوعی و الگوریتم‌های بهینه‌سازی ترکیب شده با آن در تخمین پارامتر تراوایی در مخزن آسماری میدان نفتی اهواز در جنوب غربی ایران است. در ابتدا با استفاده از نرم افزار *Paradigm Geolog* تراوایی نگاره تشدید مغناطیس هسته‌ای به دو روش تیمور/کوتس و روش SDR محاسبه گردید. شکل ۳ نشان دهنده مقادیر تخلخل و تراوایی‌های برآورد شده از داده‌های خام نگار NMR است.

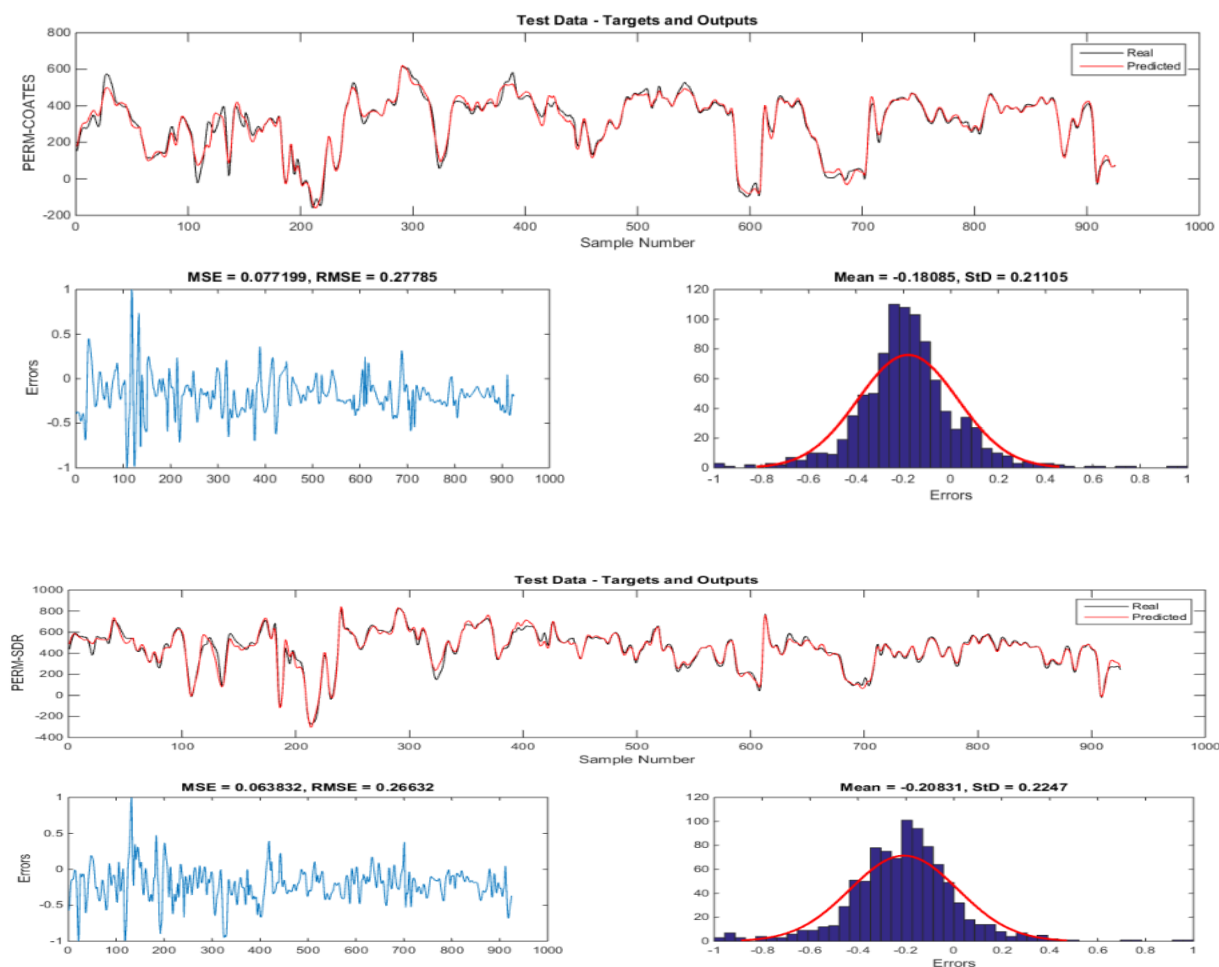


شکل-۳: تراوایی‌های حاصل از دو روش تیمور/کوتس و SDR در مخزن مورد مطالعه

در ادامه با استفاده از نرم افزار *Matlab* برای انجام فرایند تخمین ابتدا یک مدل شبکه عصبی پایه ایجاد شد. در این مدل شبکه عصبی با توجه به مقادیر داده‌های ورودی (مجموعه نگاره‌های سرعت صوت (DT)، ضریب فتوالکتریک (PEF))،

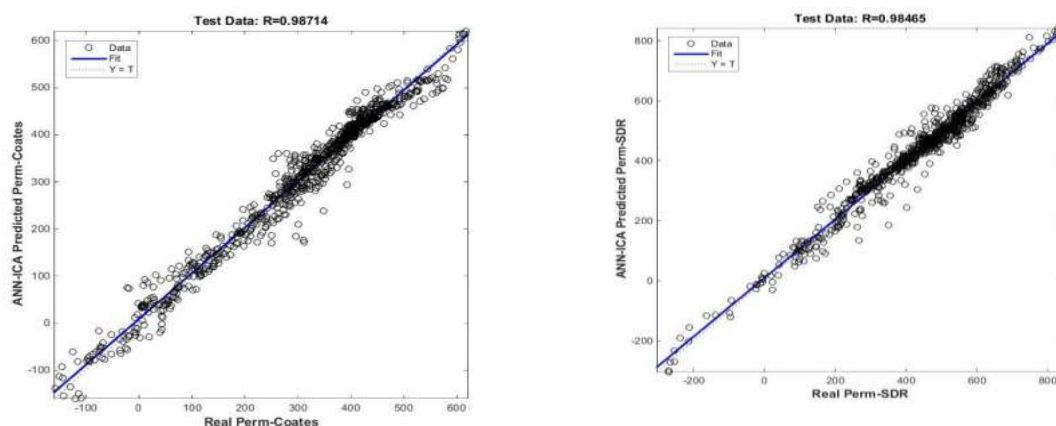
دانشیته (*RHOB*)، تخلصل نوترون (*NPHI*) و تخلصل مفید (*PHIE*) و نگاشت آنها با مقادیر استاندارد خروجی (داده‌های تراوایی حاصل از مدل تیمور/کوتس و حاصل از مدل شلمبرژه) و استفاده از نرون‌های پردازشگر، فرایند تخمین انجام شد. برای تعیین مقادیر وزن و بایاس شبکه و انجام آموزش از فرایند تحت نظارت که به ازای ورودی خاص، خروجی مناسب تولید می‌شود، استفاده شد. مقایسه متوالی خروجی تولید شده با خروجی استاندارد حاصل از آموزش مدل ساده شبکه عصبی از نوع پس انتشار خطا منجر به تنظیم وزن و بایاس‌ها و رسیدن به مناسب ترین نتیجه شد.

در این مطالعه تعداد نرون‌های ورودی و خروجی به ترتیب ۵ و ۱ انتخاب گردید و تعداد نرون‌های لایه میانی برای دو تراوایی تیمور/کوتس و *SDR* به ترتیب ۸ و ۷ در نظر گرفته شد. توابع انتقال تانژانت سیگموئیدی و تابع انتقال خطی به عنوان تابع تحریک به عنوان لایه‌های میانی و لایه‌های خروجی برای انجام تخمین مورد استفاده قرار گرفت. در ادامه برای بهینه‌سازی و به روز رسانی وزن‌های شبکه عصبی در فرایند تخمین تراوایی و همچنین بالا بردن درصد نزدیک بودن مقدار تخمین زده شده با مقدار واقعی، دو الگوریتم بهینه‌سازی الگوریتم تکاملی رقابت استعماری و الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات با شبکه عصبی پایه ترکیب شدند. نتیجه مقادیر تخمین زده شده با بکارگیری این الگوریتم‌ها در مدل شبکه عصبی برای تراوایی‌های تیمور/کوتس و *SDR* در جدول ۱ گزارش شده است. همچنین، نمایش تطابق نموداری بین مقادیر واقعی و برآورد شده و نتایج هر کدام از تراوایی‌ها در داده آزمایشی در شکل‌های ۴ تا ۷ آورده شده که بیانگر بالا بردن مقدار تطابق بین مقدار واقعی با مقادیر تخمین زده شده توسط این دو الگوریتم است. با این تفاوت که الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات در این مطالعه به مقدار ناچیزی تخمین بهتری را انجام داده است.

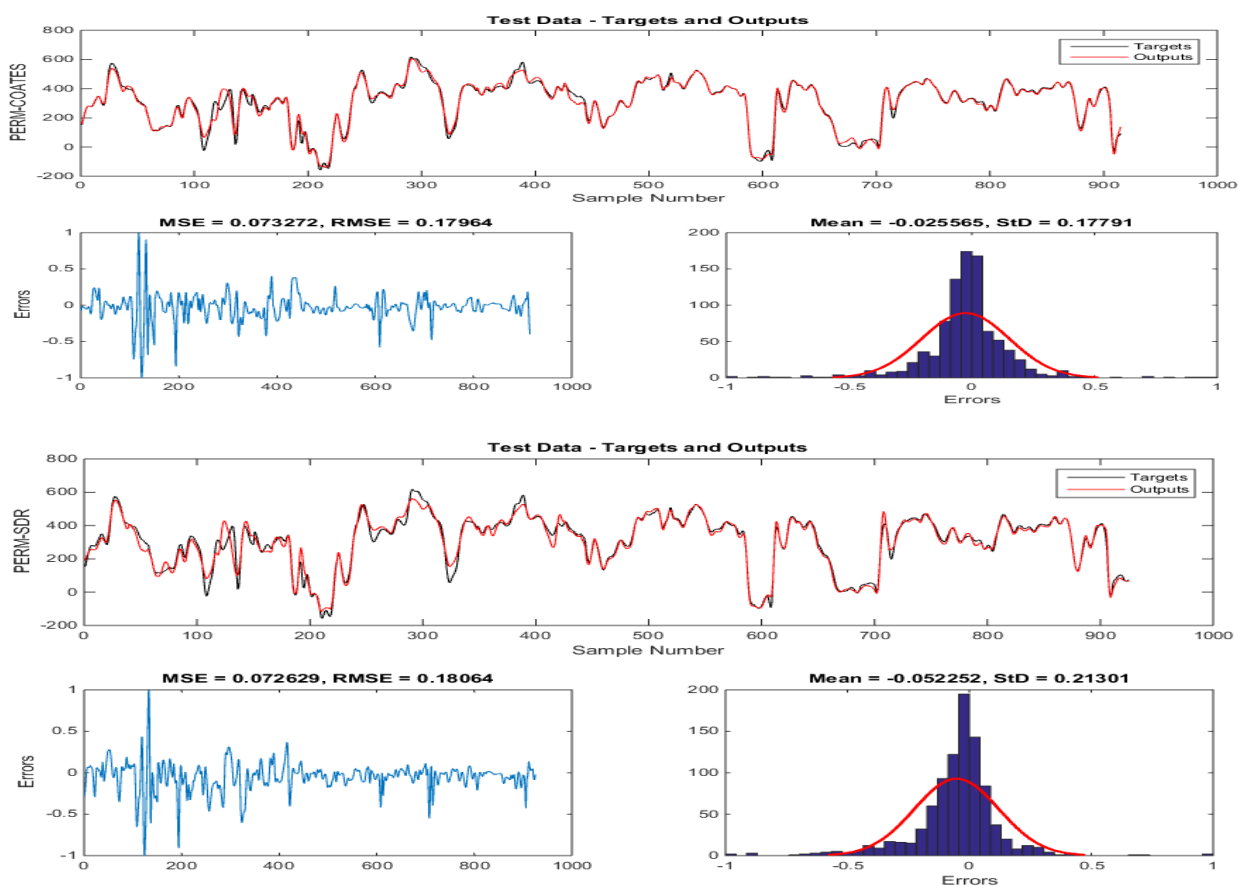


شکل-۴: تطابق تراوایی *COATES* و *SDR* پیش‌بینی شده (*Predicted*) توسط مدل شبکه عصبی و الگوریتم رقابت استعماری

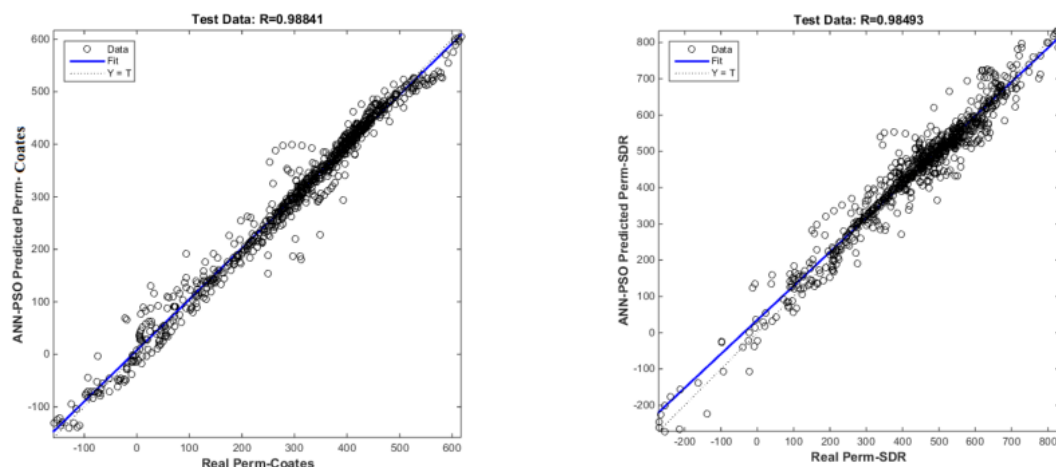
(ANN-ICA) و مقادیر واقعی (Real) تراوایی حاصل از نگاره تشدید مغناطیس هسته ای (NMR) در داده های آزمایش



شکل-5: نتایج مدل شبکه عصبی مصنوعی و الگوریتم رقابت استعماری (ANN-ICA) برای مقادیر اندازه گیری شده (Real) و تخمین زده شده (Predicted) تراوایی های COATES و SDR حاصل از نگاره NMR



شکل-6: تطابق تراوایی COATES و SDR پیش بینی شده (Predicted) توسط مدل شبکه عصبی و الگوریتم رقابت استعماری (ANN-PSO) و مقادیر واقعی (Real) تراوایی حاصل از نگاره تشدید مغناطیس هسته ای (NMR) در داده های آزمایش



شکل-۷: نتایج مدل شبکه عصبی مصنوعی و الگوریتم رقابت استعماری (ANN-PSO) برای مقادیر اندازه‌گیری شده (Real) و تخمین زده شده (Predicted) تراوایی‌های COATES و SDR حاصل از نگاره NMR

در این مطالعه دو معیار مجموع مربعات خطا (MSE^1) و ضریب همبستگی (R^2) برای بررسی میزان کارایی روش‌ها در جهت تخمین پارامترهای تراوایی بکار گرفته شد. با توجه به نتایج ارائه شده در جدول ۱ بکارگیری ترکیبی از الگوریتم‌های بهینه‌سازی نتایج بهتری نسبت به شبکه عصبی ساده از لحاظ هر دو معیار MSE و ضریب تطابق را ارائه می‌دهد. با توجه به نتایج، در مدل ترکیبی رقابت استعماری - شبکه عصبی نتایج تخمین تراوایی تیمور/کوتس و تراوایی SDR به ترتیب با خطاهای ۰/۰۷۱۴۷۸، ۰/۰۷۶۱۹۹ و ضریب تطابق‌های ۰/۹۸۱۲۴ و ۰/۹۷۵۶۹ در داده‌های آموزشی و خطای میانگین مربعات ۰/۰۷۷۱۹۹، ۰/۰۶۳۸۳۲ و ضریب تطابق ۰/۹۸۷۱۴ و ۰/۹۸۴۶۵ برای داده‌های آزمایش و در مدل ترکیبی الگوریتم ازدحام ذرات - شبکه عصبی نتایج تخمین تراوایی تیمور/کوتس و تراوایی SDR به ترتیب با خطاهای ۰/۰۷۱۱۲۸، ۰/۰۶۹۸۹۱ و ضریب تطابق‌های ۰/۹۸۰۲۱ و ۰/۹۷۹۸۱ در داده‌های آموزشی و خطای میانگین مربعات ۰/۰۷۳۲۷۲، ۰/۰۷۲۶۲۹ و ضریب تطابق ۰/۹۸۸۴۱ و ۰/۹۸۴۹۳ برای داده‌های آزمایش است که در هر دو مدل ترکیبی تطابق بالایی بین مقادیر تخمین زده شده با داده‌های واقعی وجود دارد.

با مقایسه ضرایب همبستگی مدل‌های شبکه عصبی مصنوعی پایه‌ای و ترکیب شبکه عصبی مصنوعی با الگوریتم‌های رقابت استعماری و ازدحام ذرات می‌توان به افزایش ضریب همبستگی در تراوایی تخمین زده شده با بکارگیری الگوریتم‌های بهینه‌سازی پی برد. همچنین می‌توان اظهار داشت که استفاده از روش ترکیبی الگوریتم ازدحام ذرات - شبکه عصبی نسبت به الگوریتم رقابت استعماری - شبکه عصبی در تخمین تراوایی نگاره NMR اندکی توانمندتر است، و این دو مدل ترکیبی نسبت به شبکه عصبی ساده کارایی و عملکرد به مراتب بالاتری را نشان می‌دهند. به نحوی که با دارا بودن کمترین تعداد متغیر در کمترین زمان و با بالاترین دقت، کار محاسبات و تخمین را انجام می‌دهد.

جدول ۱- مقایسه‌ی مجموع مربعات خطا (MSE) و ضریب تطابق (R^2) مربوط به داده‌های آموزشی و آزمایشی دو پارامتر تراوایی

COATES و SDR در مدل‌های هوشمند و ترکیبی با الگوریتم‌های بهینه‌سازی

Method	Parameter	Data set	MSE	R^2	Mean error	Std.
ANN	Perm-COATES	آموزش	۰/۰۵۶۵۴۶	۰/۹۶۸۵۷	۰/۰۶۵۸۹۹	۰/۱۸۰۵۱
		آزمایش	۰/۰۵۷۴۲۳	۰/۹۷۲۹۸	۰/۰۶۶۶۸۵	۰/۱۸۱۶۹
	Perm-SDR	آموزش	۰/۰۵۴۵۵۶	۰/۹۶۰۶۹	۰/۰۷۱۶۸۵	۰/۱۹۱۰۵

1 mean-square error

		آزمایش	۰/۰۵۵۵۶۵	۰/۹۷۰۳۴	۰/۰۶۸۹۸۲	۰/۱۸۲۱۴
ANN-ICA	Perm-COATES	آموزش	۰/۰۷۶۸۹۹	۰/۹۸۱۲۴	-۰/۱۵۰۲۵	۰/۲۰۱۳۲
		آزمایش	۰/۰۷۷۱۹۹	۰/۹۸۷۱۴	-۰/۱۸۰۸۵	۰/۲۱۱۰۵
	Perm-SDR	آموزش	۰/۰۷۱۴۷۸	۰/۹۷۵۶۹	-۰/۱۸۸۴۲	۰/۲۰۶۳
		آزمایش	۰/۰۶۳۸۳۲	۰/۹۸۴۶۵	-۰/۲۰۸۳۱	۰/۲۲۴۷
ANN-PSO	Perm-COATES	آموزش	۰/۰۷۱۱۲۸	۰/۹۸۰۲۱	-۰/۰۱۸۵۷۲	۰/۲۲۱۲۵
		آزمایش	۰/۰۷۳۲۷۲	۰/۹۸۸۴۱	-۰/۰۲۵۵۶۵	۰/۱۷۷۹۱
	Perm-SDR	آموزش	۰/۰۶۹۸۹۱	۰/۹۷۹۸۱	-۰/۰۴۸۲۷۱	۰/۲۲۵۰۲
		آزمایش	۰/۰۷۲۶۲۹	۰/۹۸۴۹۳	-۰/۰۵۲۲۵۲	۰/۲۱۳۰۱

۵- نتیجه گیری

هدف این پژوهش بکارگیری و مقایسه استفاده از ترکیب الگوریتم‌های بهینه‌سازی رقابت استعماری و ازدحام ذرات با شبکه عصبی مصنوعی در تخمین پارامتر تراوایی حاصل از نگاره تشدید مغناطیسی هسته‌ای بوده است. براساس دوپارامتر ضریب همبستگی (R^2) و همچنین معیار کمترین مربعات خطا (MSE) هر سه مدل شبکه عصبی ساده و ترکیبی با همدیگر مقایسه گردید. در نهایت نتایج بیانگر افزایش دقت تخمین تراوایی با بکارگیری تلفیق شبکه عصبی با الگوریتم‌های بهینه‌سازی خصوصاً الگوریتم ازدحام ذرات بود. بنابراین با استفاده از تلفیق شبکه عصبی مصنوعی با الگوریتم بهینه‌سازی می‌توان پارامترهای پتروفیزیکی و مخزنی را با دقت بسیار بالایی تخمین زد.

سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر محمد حسین صابری، دکتر سجاد کاظم شیرودی و دکتر علی معلمی تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] مطعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین‌شناسی نفت ایران (جلد او ۲)، طرح تدوین کتاب زمین‌شناسی ایران، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۰۰۹ صفحه.
- [2] ATASHPAZ-GARGARI, E., & LUCAS, C. (2007). Imperialist competitive algorithm: an algorithm for optimization inspired by imperialistic competition. *2007 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, 4661–4667.
- [3] BERNAL, E., CASTILLO, O., SORIA, J., & VALDEZ, F. (2017). Imperialist competitive algorithm with dynamic parameter adaptation using fuzzy logic applied to the optimization of mathematical functions. *Algorithms*, 10(1), 18.
- [4] BHATT, A., & HELLE, H. B. (2002). Committee neural networks for porosity and permeability prediction from well logs. *Geophysical Prospecting*, 50(6), 645–660.
- [5] Chau, K W. (2007). Application of a PSO-based neural network in analysis of outcomes of construction claims. *Automation in Construction*, 16(5), 642–646. <https://doi.org/10.1016/j.autcon.2006.11.008>
- [6] COATES, G. R., XIAO, L., & PRAMMER, M. G. (1999). NMR logging. *Principles and Interpretation. Halliburton Energy Service, Huston, Texas.*
- [7] DHANARAJAN, G., MANDAL, M., & SEN, R. (2014). A combined artificial neural network modeling-particle swarm optimization strategy for improved production of marine bacterial lipopeptide from food waste. *Biochemical Engineering Journal*, 84, 59–65. <https://doi.org/10.1016/j.bej.2014.01.002>
- [8] EBERHART, R. C., & KENNEDY, J. (1995). A new optimizer using particle swarm theory. *Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*, 1, 39–43.

- [9] FANG, Q., NGUYEN, H., BUI, X.-N., & NGUYEN-THOI, T. (2020). Prediction of blast-induced ground vibration in open-pit mines using a new technique based on imperialist competitive algorithm and M5Rules. *Natural Resources Research*, 29(2), 791–806.
- [10] FATHY, A., & REZK, H. (2017). Parameter estimation of photovoltaic system using imperialist competitive algorithm. *Renewable Energy*, 111, 307–320.
- [11] GOLSANAMI, N., KADKHODAIE-ILKHCHI, A., SHARGHI, Y., & ZEINALI, M. (2014). Estimating NMR T2 distribution data from well log data with the use of a committee machine approach: A case study from the Asmari formation in the Zagros Basin, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 114, 38–51.
- [12] GRIMALDI, E ALFASSIO, GRIMACCIA, F., MUSSETTA, M., & ZICH, R. E. (2004). PSO as an effective learning algorithm for neural network applications. *ICCEA 2004 - 2004 3rd International Conference on Computational Electromagnetics and Its Applications, Proceedings*, 557–560. <https://doi.org/10.1109/iccea.2004.1459416>
- [13] HOSSEINI, S., & AL KHALED, A. (2014). A survey on the imperialist competitive algorithm metaheuristic: implementation in engineering domain and directions for future research. *Applied Soft Computing*, 24, 1078–1094.
- [14] HOSSEINZADEH, S., KADKHODAIE, A., & YARMOHAMMADI, S. (2020). NMR derived capillary pressure and relative permeability curves as an aid in rock typing of carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106593.
- [15] JAMSHIDIAN, M., HADIAN, M., ZADEH, M. M., KAZEMPOOR, Z., BAZARGAN, P., & SALEHI, H. (2015). Prediction of free flowing porosity and permeability based on conventional well logging data using artificial neural networks optimized by imperialist competitive algorithm—a case study in the South Pars Gas field. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 24, 89–98.
- [16] KADKHODAIE-ILKHCHI, A., REZAEI, M. R., HATHERLY, P., & CHEHRAZI, A. (2009). Multitransform of Seismic Attributes to Petrophysical Properties Using Committee Fuzzy Inference System. *Shiraz 2009-1st EAGE International Petroleum Conference and Exhibition*, cp-125.
- [17] KADKHODAIE-ILKHCHI, A., & AMINI, A. (2009). A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz oilfield, South Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 32(1), 67–78.
- [18] KAR, S., DAS, S., & GHOSH, P. K. (2014). Applications of neuro fuzzy systems: A brief review and future outline. *Applied Soft Computing*, 15, 243–259.
- [19] KARIMI, H., & YOUSEFI, F. (2012). Application of artificial neural network-genetic algorithm (ANN-GA) to correlation of density in nanofluids. *Fluid Phase Equilibria*, 336, 79–83. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.08.019>
- [20] LIN, X., SUN, J., PALADE, V., FANG, W., WU, X., & XU, W. (2012). Training ANFIS parameters with a quantum-behaved particle swarm optimization algorithm. *Lecture Notes in Computer Science (Including Subseries Lecture Notes in Artificial Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics)*, 7331 LNCS(PART 1), 148–155. https://doi.org/10.1007/978-3-642-30976-2_18
- [21] NAWI, N. M., RANSING, M. R., & RANSING, R. S. (2006). An improved learning algorithm based on the Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (BFGS) method for back propagation neural networks. *Sixth International Conference on Intelligent Systems Design and Applications*, 1, 152–157.
- [22] NEMATI, K., SHAMSUDDIN, S. M., & DARUS, M. (2014). An optimization technique based on imperialist competition algorithm to measurement of error for solving initial and boundary value problems. *Measurement*, 48, 96–108.
- [23] Tabatabaei, S. M. E., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Hosseini, Z., & Moghaddam, A. A. (2015). A hybrid stochastic-gradient optimization to estimating total organic carbon from petrophysical data: A case study from the Ahwaz oilfield, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 127, 35–43.
- [24] TAO, X.-R., Li, J.-Q., HAN, Y.-Y., DUAN, P., & GAO, K.-Z. (2020). Discrete imperialist competitive algorithm for the resource-constrained hybrid flowshop problem. *Journal of Industrial and Production Engineering*, 37(7), 345–359.
- [25] TIEN BUI, D., SHAHABI, H., SHIRZADI, A., CHAPI, K., HOANG, N.-D., PHAM, B. T., BUI, Q.-T., TRAN, C.-T., PANAHI, M., & BIN AHMAD, B. (2018). A novel integrated approach of relevance vector machine optimized by imperialist competitive algorithm for spatial modeling of shallow landslides. *Remote Sensing*, 10(10), 1538.
- [26] TOKMECHI, B., RASOULI, V., AZIZI, H., & RABIEI, M. (2019). Hybrid clustering-estimation for characterization of thin bed heterogeneous reservoirs. *Carbonates and Evaporites*, 34(3), 917–929.
- [27] WALIA, T., SALAMI, A. A., BASHIRI, R., HAMOODI, O. M., & RASHID, F. (2014). A randomised controlled trial of three aesthetic full-coronal restorations in primary maxillary teeth. *Eur J Paediatr Dent*, 15(2), 113–118.
- [28] WANH, Y., HONG, H., CHEN, W., Li, S., PANAHI, M., KHOSRAVI, K., SHIRZADI, A., SHAHABI, H., PANAHI, S., & COSTACHE, R. (2019). Flood susceptibility mapping in Dingnan County (China)

using adaptive neuro-fuzzy inference system with biogeography based optimization and imperialistic competitive algorithm. *Journal of Environmental Management*, 247, 712–729.

- [29] ZAHMATKESH, I., SOLEIMANI, B., KADKHODAEI, A., GOLALZADEH, A., & ABDOLLAHI, A.-M. (2017). Estimation of DSI log parameters from conventional well log data using a hybrid particle swarm optimization–adaptive neuro-fuzzy inference system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 842–859.

طراحی مدل گروهی تخمین تراوایی مخزن هیدروکربوری با استفاده از نگاره- های پتروفیزیکی بر اساس تفکیک لیتولوژیکی

عباس سلحشور*^۱، احمد گائینی^۲، علیرضا شاهین^۳، مصیب کمری^۴

۱. دانشجوی دکتری؛ دانشکده‌ی مهندسی صنایع، مهندسی صنایع، دانشگاه ایوانکی

۲. استادیار؛ دانشکده‌ی مهندسی صنایع، مهندسی صنایع، دانشگاه ایوانکی

۳. استادیار؛ گروه زمین‌شناسی، زمین‌شناسی، دانشگاه اصفهان

۴. مهندس ارشد؛ شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

* salahshor.a@gmail.com

دریافت مرداد ۱۴۰۰، پذیرش آبان ۱۴۰۰

چکیده

تراوایی یا نفوذپذیری، یکی از خصوصیات مهم مخازن نفت و گاز است که پیش‌بینی آن دشوار می‌باشد. در حال حاضر از مدل‌های تجربی و رگرسیونی برای پیش‌بینی تراوایی استفاده می‌شود که شامل صرف زمان و هزینه‌های زیاد مرتبط با اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی است. در چند وقت اخیر، به دلیل قابلیت پیش‌بینی بهتر، از الگوریتم‌های یادگیری ماشین برای پیش‌بینی تراوایی استفاده شده است. در این مطالعه، مدل گروهی یادگیری ماشین جدیدی برای پیش‌بینی تراوایی در مخازن نفت و گاز معرفی شده است. در این روش، داده‌های ورودی با استفاده از اطلاعات لیتولوژی لاگ‌ها برچسب‌گذاری شده و به تعدادی از دسته‌ها تفکیک شده است و هر دسته توسط الگوریتم یادگیری ماشین مدل‌سازی شد. برخلاف مطالعات قبلی که به صورت مستقل روی مدل‌ها کار می‌کردند در اینجا ضمن طراحی یک مدل گروهی با استفاده از الگوریتم‌های ETR و DTR و GBR و داده‌های پتروفیزیکی، توانستیم صحت و دقت پیش‌بینی همچنین خطای میانگین مربعات را به طرز چشم‌گیری بهبود ببخشیم و تراوایی را با دقت ۹۹/۸۲ درصد پیش‌بینی کنیم. نتایج نشان داد که مدل‌های گروهی در بهبود دقت پیش‌بینی تراوایی در مقایسه با مدل‌های انفرادی تاثیر فراوانی دارند و همچنین تفکیک نمونه‌ها بر اساس اطلاعات لیتوژی دلیلی بر بهینه نمودن تخمین تراوایی نسبت به تحقیقات گذشته بود.

کلمات کلیدی: تراوایی، مدل گروهی، لیتولوژی، یادگیری ماشین، نگاره‌های پتروفیزیکی.

۱- مقدمه

تراوایی توانایی سنگ‌های متخلخل در انتقال مایع است. کاربرد این متغیر مهم در مطالعات مخازن زیرزمینی نفت و گاز جهت مدیریت مخزن و فرآیندهای توسعه‌ی میادین نفت و گاز، اجتناب‌ناپذیر است [۴،۳]. از لحاظ ماهیت و مشکلات عملیاتی، تخمین این متغیر نسبت به برخی متغیرهای دیگر سنگ و سیال، دشوارتر است [۵]. شیوه‌های که در حال حاضر معمول است تعیین تراوایی و تخلخل مغزه در آزمایشگاه، به دست آوردن یک رگرسیون خطی بین این دو متغیر و تعمیم آن به کل چاه است که چندان مناسب نیست. تلاش‌های مختلفی جهت تخمین تراوایی صورت گرفته که می‌توان آن‌ها را به دو دسته‌ی روش‌های تجربی و آماری تقسیم کرد. روش‌های آماری، روش‌های نوینی مبتنی بر هوش مصنوعی، شبکه‌های عصبی، منطق فازی و غیره هستند که بسیار کارآمد ظاهر شده‌اند. در این مقایسه باید تعداد متغیرهای مخزن مدنظر، کیفیت و حجم و تنوع اطلاعات آزمایشی انتخاب شده، همگن یا ناهمگن بودن مخزن که همگی بر دقت روش تاثیر گذارند را در نظر گرفت.

در این مقاله مخزن آسماری میدان نفتی مارون که از لحاظ پیچیدگی و ناهمگنی یکی از پیچیده‌ترین مخازن نفتی دنیا می‌باشد مورد مطالعه قرار گرفته است، این ناهمگنی که بین بخش‌های کربناته و ماسه سنگی همراه با درصدهایی از رس پراکنده نیز می‌باشد، در داده‌های لیتولوژی به وضوح مشهود است، بنابراین هدف اصلی مطالعه پیش رو حذف این ناهمگنی توسط دسته‌بندی داده‌ها به گروه‌های همگن از طریق اطلاعات لیتولوژی و مدل‌سازی و تخمین تراوایی توسط ارائه مدل جدید با افزایش دقت تخمین تراوایی از ترکیب گروهی الگوریتم‌های یادگیری ماشین [۴،۵] (درخت تصمیم، گرادیان تقویت شده و درخت تصمیم افزوده) [۷،۶]، می‌باشد. در اغلب مطالعات گذشته، که در خصوص استفاده از الگوریتم‌های ماشین جهت تخمین تراوایی بوده است کمتر به روش‌های مبتنی بر الگوریتم درخت تصمیم پرداخته شده است. در صورتی که درخت‌های تصمیم از رایج‌ترین روش‌های دسته‌بندی محسوب می‌شوند، چرا که قابل فهم بودن آن‌ها توسط کاربران غیرحرفه‌ای از مزیت اصلی آن به شمار می‌رود. از درخت تصمیم می‌توان به منظور ایجاد مدل‌های پیش‌بینی خودکار استفاده کرد که در حوزه یادگیری ماشین، استخراج داده و آمار کاربردی هستند. این روش که تحت عنوان Decision Tree Learning شناخته می‌شود، به بررسی مشاهدات در مورد یک آیتم به جهت پیش‌بینی مقدار آن می‌پردازد. روش یادگیری درخت تصمیم توسعه‌های فراوانی از جمله جنگل درختان تصادفی^۱ و تقویت گرادیان برای مسائل رگرسیون و کلاسه‌بندی دارد که یک مدل پیش‌بینی کننده را در قالب مجموعه‌ای از مدل‌های پیش‌بینی کننده ضعیف ایجاد می‌کند. دقت یک مدل پیش‌بینی کننده را می‌توان به دو روش، استفاده از مهندسی ویژگی و اعمال مستقیم الگوریتم‌های تقویت کننده همچون Gradient Boosting، XGBoost و AdaBoost تقویت کرد [۶].

الگوریتم‌های تقویت کننده یکی از قدرتمندترین ایده‌های یادگیری هستند که در ۲۰ سال گذشته ارائه شده‌اند. این الگوریتم‌ها برای مسائل کلاسه‌بندی طراحی شده‌اند، اما می‌توان از آن‌ها برای رگرسیون نیز استفاده کرد. هدف از تقویت گرادیان در این الگوریتم‌ها ایجاد روشی است که خروجی‌های چند کلاسه‌بند ضعیف را ترکیب کند تا به یک کمیسیون قدرتمند دست یابند. کلاسه‌بند ضعیف (به عنوان مثال درخت تصمیم گیری)، کلاسه‌بندی است که میزان خطای آن، تنها از یک حدس تصادفی بهتر باشد. هدف از الگوریتم تقویت کننده، اعمال مکرر الگوریتم کلاسه‌بندی ضعیف بر روی نسخه‌های تغییر یافته

^۱ Random Forest Regressor

داده‌ها و در نتیجه تولید دنباله‌ای از کلاسه‌بندها است که درگرایان تقویت شده، هر درخت تصمیم خطای درخت تصمیم قبلی را پیش‌بینی می‌کند، در نتیجه میزان خطا (گرایان) را (تقویت) بهبود می‌دهد [۶].

در سال‌های گذشته مطالعات و پژوهش‌هایی در خصوص تخمین تراوایی مخزن با استفاده از روش‌های یادگیری ماشین انجام شده است. که از جمله این پژوهش‌ها در سال ۲۰۱۸، احمدی و همکاران، مقایسه روش‌های یادگیری ماشین برای تخمین تراوایی و تخلخل مخازن نفتی با استفاده از نگاره‌های پتروفیزیکی، روش ترکیبی HGAPSO-LSSVM را ارائه دادند [۱۰]، در سال ۲۰۱۹، ادنیران یک مدل گروهی رقابتی برای پیش‌بینی تراوایی در مخازن ناهمگن نفت و گاز ارائه کرد نتایج نشان داد که مدل‌های گروهی رقابتی، دقت پیش‌بینی بهتری در تخمین تراوایی دارد، آن‌ها از یک مدل گروهی برای تخمین تراوایی شامل ماشین‌های ANN و SVM و ANFIS بهره بردند که موفق شدند با ضریب همبستگی ۹۵/۳۴ درصد تراوایی را تخمین بزنند [۱۱]، سباستین و همکاران در مقاله تخمین تراوایی مطلق با استفاده از شبکه‌های عصبی بر اساس لاگ‌های چاه و داده‌های آزمایشگاهی در سال ۲۰۱۹، توانستند با ضریب همبستگی ۷۳ درصدی بین تراوایی حاصل از داده‌های آزمایشگاه و تراوایی حاصل از شبکه عصبی کار خود را ارائه دهند [۱۲]. در سال ۲۰۱۶، عبدالعزیز و همکاران تحقیقی با عنوان پیش‌بینی تراوایی بهبود یافته به وسیله داده‌های لرزه نگاری و داده‌های لاگ با استفاده از تکنیک‌های هوش مصنوعی انجام دادند. در این تحقیق، یک مطالعه مقایسه‌ای در پیش‌بینی تراوایی مخزن در اثر ترکیب مجموعه داده‌های لاگ چاه و لرزه‌نگاری انجام شد. این مطالعه با به کارگیری سه تکنیک پیشرفته هوش مصنوعی شامل SVM، FN و T2FLS، روی مجموعه داده‌های لرزه‌نگاری و لاگ به صورت ترکیبی، انجام شده است. مدل‌ها برای عملکرد مطلوب بهینه‌سازی شدند و مجموعه داده‌ها به ترتیب به زیرمجموعه‌های آموزش و آزمایش به دنبال الگوی یادگیری ماشین استاندارد قرار گرفتند. نتایج حاصل از این مطالعه نشان داد که ترکیب داده‌های لرزه‌نگاری و لاگ در مقایسه با استفاده سنتی از داده‌های لاگ و لرزه‌نگاری به صورت مجزا عملکرد بهتری داشتند. آن‌ها مدل‌های ترکیبی از سیستم فازی نوع دوم (T2FLS)، ماشین بردار پشتیبان (SVM) و شبکه‌های تابعی (FN) را تحت عنوان الگوریتم انتخاب ویژگی غیرخطی ارائه دادند، مقایسه نتایج مدل‌های ترکیبی از این سه الگوریتم نشان داد که روش ترکیبی FN-SVM با ضریب تعیین ۸۲ درصد و خطای میانگین مربعات ۰/۴۶ بهترین تخمین را به دست آورند [۱۳]. در سال ۲۰۱۴ نیز سلحشور و همکارانش مقاله‌ای با عنوان بهینه‌سازی الگوریتم‌های یادگیری ماشین جهت تخمین تراوایی مخازن زیرزمینی نفت و گاز ارائه کردند، آن‌ها روش ماشین بردار پشتیبان با توابع هسته مختلف را جهت تخمین تراوایی استفاده کردند که در نهایت توانستند با استفاده از روش رگرسیون بردار پشتیبان با تابع هسته پایه شعاعی بهترین تخمین را با ضریب تعیین ۹۶/۱ داشته باشند [۱۴]. طیبی در مقاله‌ای با عنوان مطالعه موردی تعیین تراوایی مخازن کربناته با استفاده از لاگ NMR در یکی از میادین جنوب غربی ایران از روش‌های SDR و Timur برای محاسبه تراوایی استفاده کردند دقت و صحت تخمین آن‌ها ۴۴/۱ درصد بود [۱۵].

حکیمی‌نژاد و همکاران در سال ۲۰۱۷، پژوهشی بر روی داده‌های چهار چاه کنگان و دالان واقع در میدان پارس جنوبی ایران انجام دادند. آن‌ها با انتخاب ۸ ویژگی از هر چاه، با استفاده از روش انتخاب ویژگی مبتنی بر همبستگی، چهار ویژگی مؤثر در هر چاه را انتخاب کردند. سپس از روش‌های رگرسیون، شبکه عصبی چندلایه، مدل درخت خطی، سیستم فازی نوع یک و سیستم فازی نوع دو برای پیش‌بینی تراوایی استفاده کردند. نتایج نشان داد که با توجه به وجود عدم قطعیت در

پارامترهای پتروفیزیکی و تراوایی، سیستم فازی نوع دو عدم قطعیت‌ها را بهتر پوشش می‌دهد. این روش در حالت پایه، تراوایی را با دقت $0/9481$ و ریشه دوم میانگین مربعات خطا $0/3060$ پیش‌بینی کرد که با استفاده از روش ترکیبی الگوریتم ژنتیک و الگوریتم جستجوی گرانشی، توابع عضویت فازی بهبود یافت و این بهبودها منجر به افزایش دقت پیش‌بینی تراوایی با ضریب تعیین $0/9768$ و کاهش ریشه دوم میانگین مربعات خطا به مقدار $0/1602$ شد [۱۶].

۲- موقعیت جغرافیایی و ویژگی‌های ساختمانی میدان نفتی مارون

میدان نفتی مارون در سال ۱۹۶۳ به روش لرزه‌نگاری دو بعدی کشف شد. این میدان بزرگ نفتی در فرو افتادگی دزفول حدود ۴۵ کیلومتری جنوب شرقی اهواز قرار دارد [۱]. روند محوری این میدان شمال غربی-جنوب شرقی است. میدان مارون در مخزن آسماری دارای طول ۶۷ کیلومتر و عرض متوسط ۵/۵ کیلومتر می‌باشد که بیشترین و کمترین عرض آن به ترتیب ۷ و $3/5$ کیلومتر می‌باشد. موقعیت جغرافیایی این میدان نسبت به میدان‌های مجاور همان‌طور که در شکل (۱) نشان داده شده است، از شمال توسط میدان رامین، از شرق توسط میدان کویال، از غرب و شمال غرب توسط



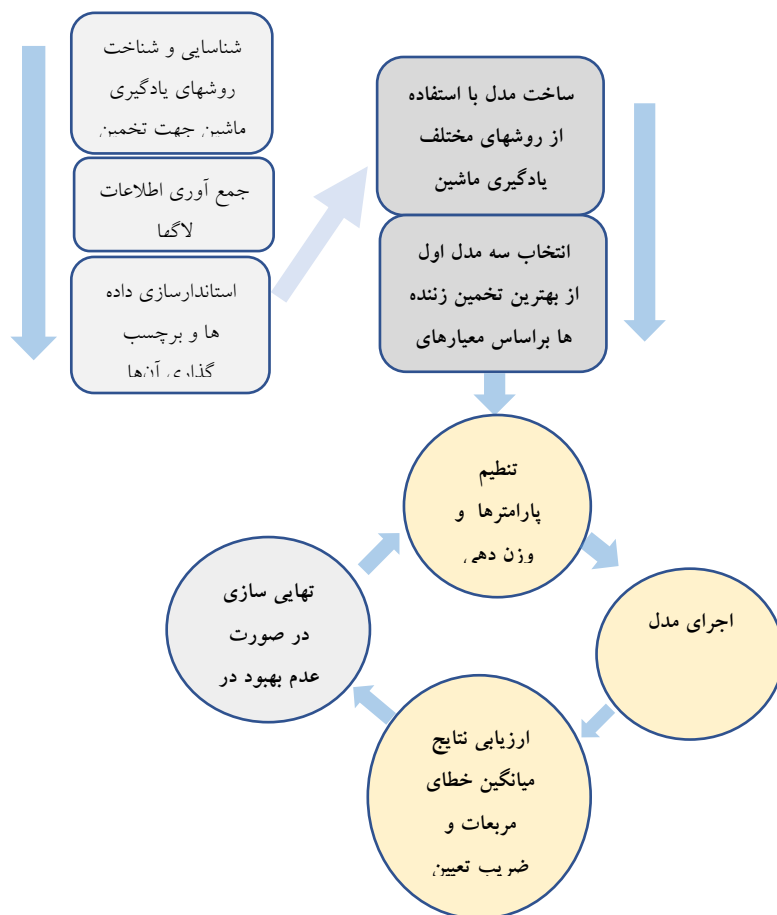
میدان‌های شادگان و اهواز و از جنوب توسط میدان رامشیر محدود می‌شود [۲].

شکل ۱. موقعیت جغرافیایی میدان نفتی مارون [۱۷].

۳- روش کار

در این مطالعه روش تحلیل مطابق شکل (۲) ارائه شده است. به این ترتیب که ابتدا روش‌های یادگیری ماشین غیرخطی که تا کنون در تخمین تراوایی کمتر استفاده شده و همچنین جزو الگوریتم‌های قوی در یادگیری می‌باشند انتخاب شده، سپس اطلاعات مربوط به لاگهای پتروفیزیکی در اختیار قرار داده می‌شود، اطلاعات مربوطه پس از استانداردسازی در بازه ۰ تا ۱، بر اساس حجم مقادیر لیتولوژی در هر رکورد، یکی از برچسب‌های Sandstone, Calcite, Dolomite, Shale و Anhydrite را به خود اختصاص می‌دهد و داده‌ها بر این اساس تفکیک می‌شوند. آنگاه به ازاء هر دسته، مدل‌های یادگیری ماشین ETR, ADR, GBR, DTR, RFR, KNR با پارامترهای مختلف در هر مدل و در تکرارهای مشابه بررسی خواهد شد. سپس سه مدل از الگوریتم‌هایی که بهترین عملکرد را دارند برای تشکیل یک ماشین گروهی انتخاب می‌شوند که معیار

ارزیابی عملکرد کارایی مدل‌ها، ضریب همبستگی بین مقادیر تخمین زده شده و مقادیر واقعی تراوایی و همچنین خطای میانگین مربعات می‌باشد. از اینجا به بعد مدل ترکیبی گروهی ساخته شده به ازای مقادیر مختلف پارامترهای ورودی و همچنین وزن دهی متفاوت به مدل‌های درون ماشین که سه مدل می‌باشد ارزیابی خواهد شد و بهترین عملکرد ماشین بعنوان مدل نهایی طراحی شده برگزیده خواهد شد.



نتیجه‌گیری و پیشنهادها

در این مطالعه ابتدا تعداد ۷۷۸۵ رکورد مربوط به ویژگی‌های پرتو گاما^۱، چگالی^۲، مقاومت الکتریکی^۳، نوترون^۴، اشباع آب^۵، فتوالکتریک^۶، تخلخل موثر^۷ و اطلاعات لیتولوژی شامل حجم کلسیت^۸، حجم دولومیت^۹، حجم ماسه سنگ^۸، حجم شیل^۹، حجم انیدریت^۳، از لاگ‌های چاه‌های به همراه تراوایی^۴ مربوطه، مشتمل بر تعداد ۱۴ چاه از مخزن نفتی مارون ایران انتخاب شد.

¹ Gamma Ray

² Density

³ Resistivity Environmentally

⁴ Neutron

⁵ Water Saturation

⁶ Photoelectric Factor

⁷ Effective Porosity

⁸ Calcite Volume

⁹ Dolomite Volume

مجموعه‌ای آموزشی به صورت تصادفی از روی داده‌های لاگ‌های مربوط به ۱۴ چاه انتخاب شده و مجموعه آزمایشی نیز به صورت تصادفی از بین داده‌های کل ۱۴ چاه انتخاب شده است. در هر نمونه آزمایشی و آموزشی دو مجموعه داده وجود دارد، که در نهایت به صورت زیر دسته‌بندی خواهند شد:

$$\{ (x_1, y_2), \dots, (x_1, y_2) \in \mathbb{R}^N, y \in \}$$

که x_i به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$X_i = (DT, CGR, PEF, RHOB, NPHI, RT, SW, POR)$$

$$Y_i = \text{Perm}$$

به این ترتیب که تراوایی به عنوان پارامتر خروجی و به مقادیر لاگ پرتو گاما، تخلخل، پرتو الکتریکی، چگالی، نوترون، سونیک، مقدار اشباع، فتو الکتریک به عنوان بردار ورودی می‌باشد.

۲-۳ برچسب‌گذاری داده‌ها بر حسب اطلاعات لیتولوژی

در این قسمت داده‌های ورودی را به ازای هر رکورد مطابق جدول (۱) برچسب‌گذاری می‌کنیم. بدین گونه که اطلاعات لیتولوژی شامل ستون‌های حجم کربنات، حجم دولومیت، حجم ماسه سنگ، حجم شل در هر نمونه را بررسی کرده و چنانچه مقدار هر کدام از آن‌ها نسبت به سایر ستونهای دیگر بیشتر باشد برچسب آن رکورد را مطابق ستون گونه سنگ در جدول (۱) به خود اختصاص می‌دهد. در نهایت داده‌ها در چهار دسته تقسیم‌بندی می‌شود که هر دسته به صورت مجزا برای مدل تخمین‌زننده به عنوان ورودی انتخاب خواهد شد.

جدول ۱: دسته‌بندی داده‌ها بر حسب لیتولوژی

گروه	حجم ماسه سنگ	حجم کربنات	حجم دولومیت	حجم شل
Calcite	۰	۱	۰	۰
Dolomite	۰	۰	۱	۰
Sand	۱	۰	۰	۰
Shale	۰	۰	۰	۱

۳ انتخاب روش استانداردسازی داده‌ها

روش‌های مختلفی برای استاندارد سازی وجود دارد که در تمام این روشها داده‌ها طوری تبدیل می‌شوند که شرایط مورد نظر تأمین گردد. یکی از مهمترین روشهای استاندارد سازی، تبدیل داده‌ها به مجموعه جدیدی است که در آن همگی مقادیر بین صفر و یک می‌باشند:

$$Z_i = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}$$

که در آن Z_i مقدار استاندارد شده، x_i مقدار هر یک از داده‌ها، x_{\min} حداقل کل داده‌ها x_{\max} حداکثر مقدار داده‌ها می‌باشد.

¹ Sand Stone Volume

² Shale Volume

³ Anhydrite Volume

⁴ Permeability

۳ روش ارزیابی استفاده شده

نتایج به دست آمده از الگوریتم‌های مورد استفاده از لحاظ دقت، صحت، مقدار و کیفیت مورد بررسی قرار گیرند تا بتوان بهترین حالت برای مدل‌سازی را انتخاب نمود لذا روش به دست آوردن این کمیت‌ها در زیر توضیح داده شده است. خطای میانگین مربعات^۱

$$MSE = \frac{\sum (\text{Actual} - \text{Forecast})^2}{n} = \frac{\sum (\text{Error})^2}{n}$$

رابطه‌ی ۳-، خطای میانگین مربعات است که در آن n، تعداد نمونه‌های تخمینی، Actual، مقدار واقعی هر برچسب و Forecast، مقدار تخمینی برای هر یک است. هر چه مقدار کمیت MSE کمتر باشد، ضریب خطا نیز کمتر خواهد بود. ضریب همبستگی، شدت رابطه و همچنین نوع رابطه (مستقیم یا معکوس) را نشان می‌دهد. این ضریب بین (۱) تا (-۱) است و در حالت عدم وجود رابطه بین دو متغیر، برابر صفر می‌باشد. همبستگی بین دو متغیر تصادفی X و Y به صورت رابطه‌ی ۴- تعریف می‌شود:

$$\text{Corr}(X, Y) = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)]}{\sigma_X \sigma_Y}$$

که در آن E عملگر امید ریاضی، COV به معنای کوواریانس، COIT نماد معمول برای همبستگی پیرسون و σ نماد انحراف معیار است.

۳-۵ آموزش و ساخت مدل

در این مرحله ابتدا داده‌ها را بر اساس اطلاعات برچسب گذاری شده در بخش ۲-۲ به چهار کلاس A, B, C, D تقسیم بندی می‌کنیم و هر کلاس را به دو مجموعه ۸۰ درصدی آموزش و ۲۰ درصدی آزمایش بصورت تصادفی تقسیم کرده، سپس با استفاده فریم‌ورک و زبان برنامه نویسی پایتون مدل‌های یادگیری ماشین رگرسیونی درخت تصمیم، درخت تصمیم افزوده، رگرسیون جنگل تصادفی، کی-نزدیکترین همسایه، رگرسیون انطباقی تقویت شده، رگرسیون گرادینانی تقویت شده، مدل‌های داده را بصورت انفرادی آموزش دادیم که نتایج عملکردی مطابق جدول (۲) به ترتیب برای هر کلاس به دست آمد.

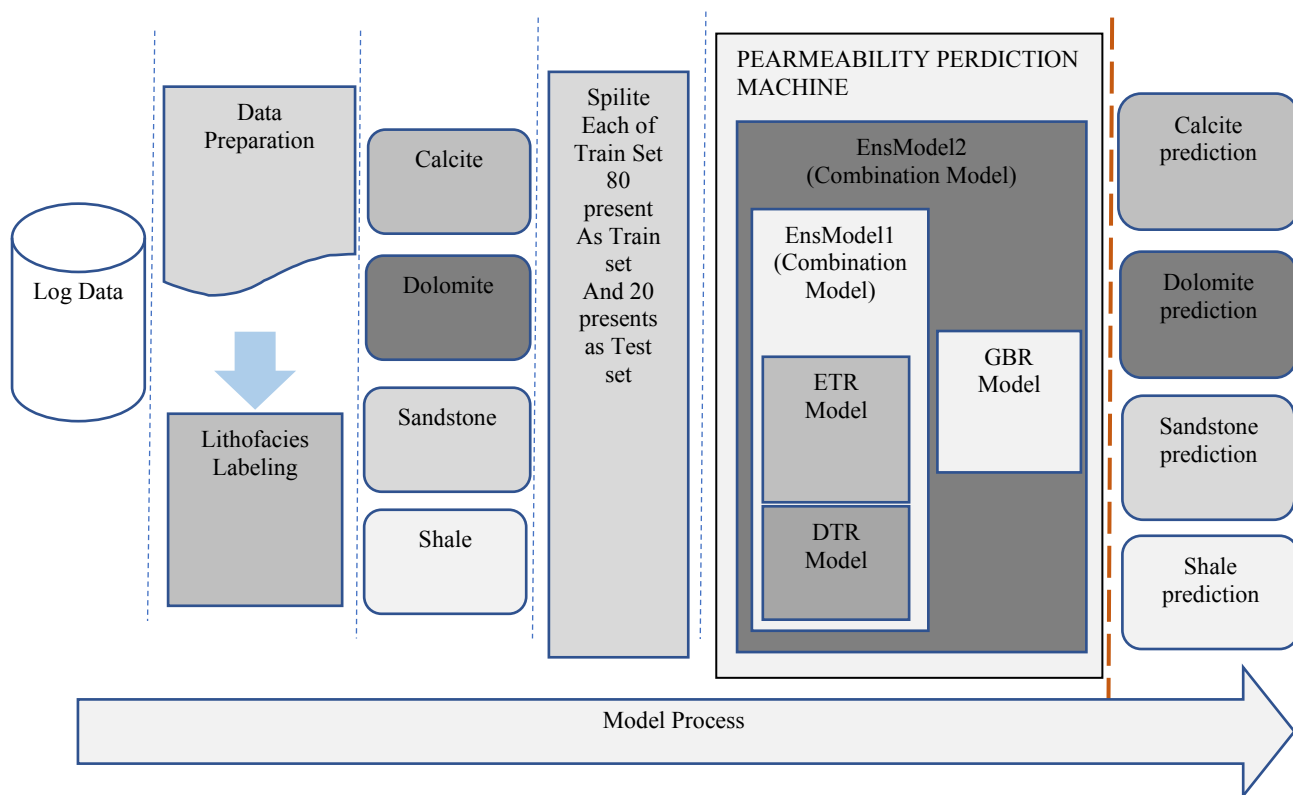
جدول ۲. نتایج ارزیابی مدل‌های یادگیری ماشین در هر کلاس

ML Algorithm	Evaluate	Class A Count: ۱۰۰	Class B Count: ۱۰۰	Class C Count: ۱۰۰	Class D Count: ۱۰۰
ETR	R ²	۰.۹۰	۰.۸۰	۰.۷۰	۰.۶۰
	MSE	۰.۱(e-۰)	۰.۲(e-۰)	۰.۳(e-۰)	۰.۴(e-۰)
RFR	R ²	۰.۹۰	۰.۸۰	۰.۷۰	۰.۶۰
	MSE	۰.۱(e-۰)	۰.۲(e-۰)	۰.۳(e-۰)	۰.۴(e-۰)
KNR	R ²	۰.۹۰	۰.۸۰	۰.۷۰	۰.۶۰

^۱ MEAN SQUARE ERROR

	MSE	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$
ABR	R ²	0.95	0.91	0.92	0.93
	MSE	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$
GBR	R ²	0.96	0.92	0.93	0.94
	MSE	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$
DTR	R ²	0.97	0.93	0.94	0.95
	MSE	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)^2$	$\sum (e_i - \hat{e}_i)$

با توجه به نتایج جدول (۲) مدل‌های ETR و GBR و DTR برای طراحی مدل گروهی تخمین زنده تراوایی انتخاب شد. سپس مدل ترکیبی با استفاده از ترکیبات مختلف و وزن‌های متفاوت از مدل‌های ETR و GBR و DTR در تکرارهای مختلف ایجاد گردید، نتایج حاصل از اجراهای مختلف توسط شاخص‌های ارزیابی R² و MSE در هر تکرار بررسی شد و با توجه به نتایج بهترین تکرار، مدلی ترکیبی به صورت ترکیب وزنی ۹۰ درصد از روش ETR و ۱۰ درصدی روش DTR به عنوان مدل گروهی اول تشکیل شده که با نام Ensemble1 نام‌گذاری شد و در مرحله بعد نیز با روش GBR با درصد وزنی ۱۰ به ۹۰ ترکیب شده و با نام Ensemble2 که در شکل (۳) به نمای کلی مدل طراحی شده، اشاره می‌شود. درصد وزنی ترکیب مدل‌ها توسط حلقه تکرار و بررسی همه حالات مطابق با فرایند شکل (۲) به دست آمده است که ارزیابی خروجی حالات مختلف توسط محاسبه ضریب همبستگی و خطای میانگین مربعات در هر تکرار محاسبه شده و در نهایت بهینه‌ترین برازش به عنوان مدل نهایی مطابق شکل (۳) برگزیده شد.

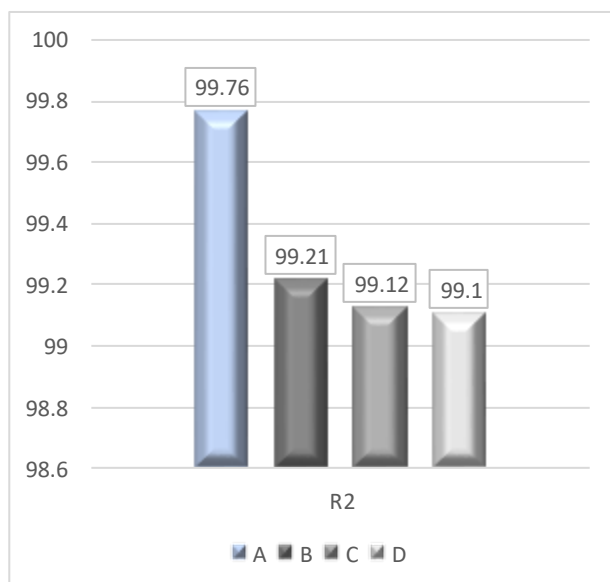


شکل ۳: نمای کلی فرایند طراحی مدل

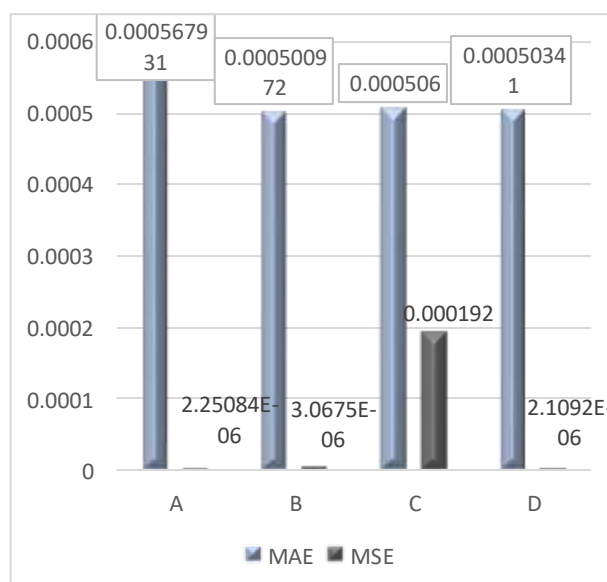
۴- بحث نتایج

در این مقاله، نتایج ارزیابی مدل‌های یادگیری ماشین برای پیش‌بینی ضریب نفوذندگی سنگ‌ها بر اساس ویژگی‌های فیزیکی و مکانیکی آن‌ها، با استفاده از روش‌های GBR، DTR، ETR و SVM مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد که مدل‌های یادگیری ماشین، به‌ویژه GBR، قادر به پیش‌بینی دقیق‌تر ضریب نفوذندگی سنگ‌ها هستند. این امر می‌تواند به مهندسان و زمین‌شناسان در ارزیابی و انتخاب سنگ‌ها برای پروژه‌های مختلف کمک کند.

مقایسه بر روی ضریب تعیین و ضریب خطای

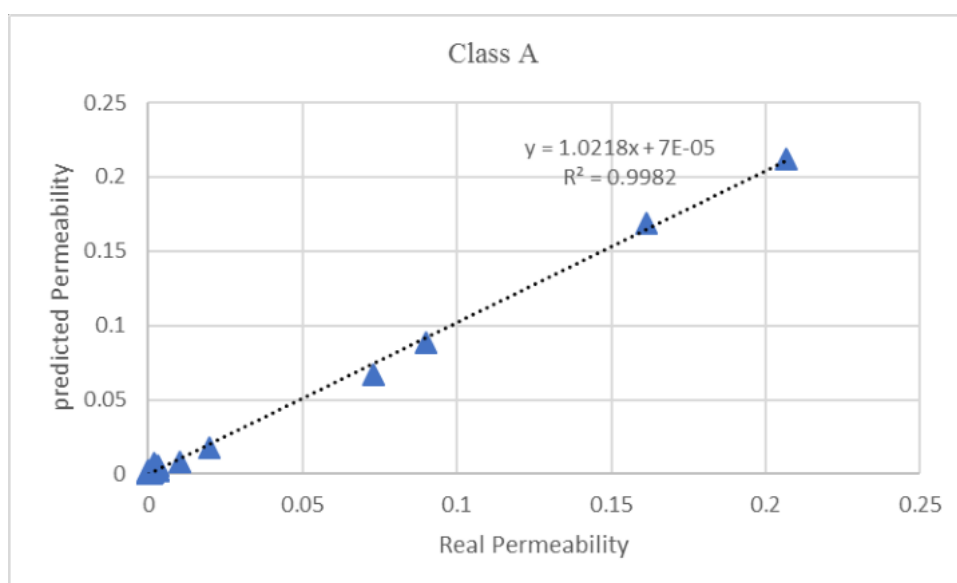


شکل ۴: مقایسه ضریب تعیین (R²) برای مدل‌ها

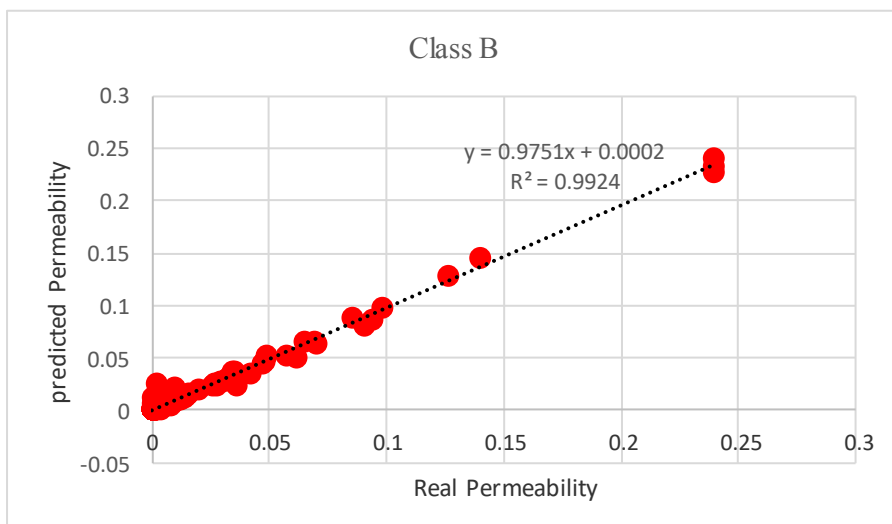


شکل ۵: مقایسه ضریب خطای (MAE و MSE) برای مدل‌ها

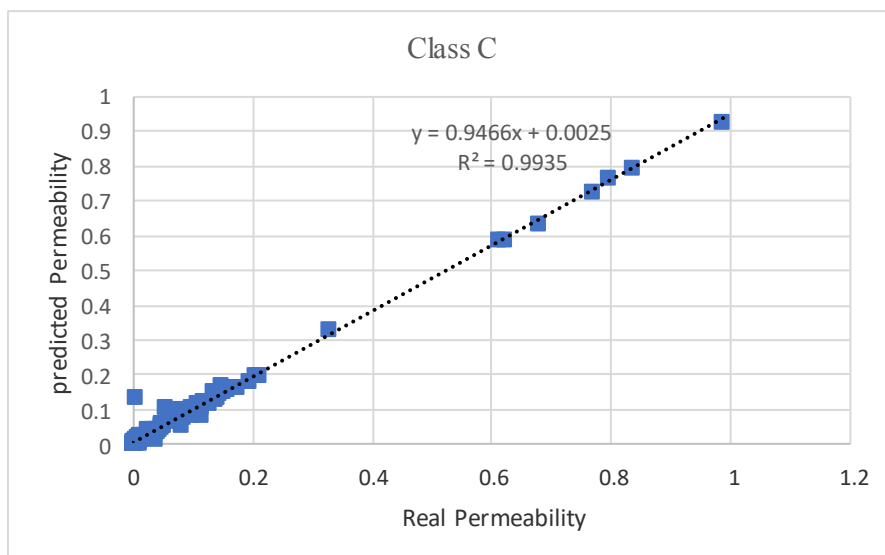
در شکل (۴) خطای میانگین مربعات و خطای مطلق میانگین توسط مدل گروهی ایجاد شده بر اساس ۴ گونه سنگ A، B، C و D نمایش داده شده است. همچنین در شکل (۵) مقدار ضریب تعیین که نشان‌دهنده دقت تخمین بر اساس ۴ گونه سنگ می‌باشد قابل مشاهده است.



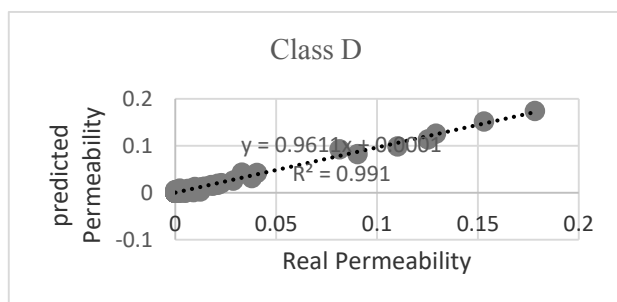
شکل (۶) نمودار تخمین تراوایی توسط مدل گروهی برای دسته A (شیل)



شکل (۷) نمودار تخمین تراوایی توسط مدل گروهی برای دسته B (تلیپ)



شکل (۸) نمودار تخمین تراوایی توسط مدل گروهی برای دسته C (ماسه سنگ)



شکل (۹) نمودار تخمین تراوایی توسط مدل گروهی برای دسته D (تلیپ)

در شکل‌های ۶ و ۷ و ۸ و ۹ به ترتیب مقایسه میزان تراوایی تخمین زده شده توسط مدل گروهی و میزان تراوایی واقعی بر اساس گونه سنگ‌های A، B، C و D نمایش داده شده است. همچنین بررسی نتایج جدول شماره (۳) نشان می‌دهد که مدل ترکیبی گروهی نتایج بسیار خوبی برای همه دسته‌ها که شامل تخمین تراوایی با ضریب تعیین میانگین ۹۹/۳۷۷ و میانگین خطای میانگین مربعات ۰/۰۰۰۰۴۹۸ بوده و وبهترین تخمین را برای دسته A با شاخص ضریب تعیین ۹۹/۸۲ و خطای میانگین مربعات (e-06) ۲/۲۵۰۸۴ حاصل شده است. همچنین با نگاهی بر نتایج دسته‌های دیگر یک عامل جهت اختلاف بین دقت تخمین، تعداد نمونه‌های هر دسته می‌باشد، البته کیفیت مقادیر نمونه‌ها نیز در تخمین بی‌تاثیر نبوده است. همچنین جهت برآزش مدل با استفاده از شاخص ریشه میانگین مربعات باقیمانده (RMSR)^۱، چنانچه این شاخص کمتر از ۰/۰۵ باشد نشان‌دهنده نیکویی برآزش مدل بر داده‌ها است و مطابق جدول (۴)، این موضوع مشخص است. از سوی دیگر همان‌طور که در شکل‌های ۶ تا ۹ نمایش داده شده، داده‌های هر دسته متنوع بوده و بیشتر تمرکز داده از لحاظ کمیت بین ۰ تا ۰/۰۵ می‌باشد. نتایج دقت تخمین این پژوهش در مقایسه با مطالعات بخش (۱) بیانگر توانایی بالای مدل طراحی شده نسبت به سایر روش‌ها می‌باشد.

جدول (۴) برآزش مدل بر دسته‌ها

Class Name	Class Count	RMSR
A	۴۱۲	۰/۰۰۱۵
B	۳۵۶۷	۰/۰۰۱۷
C	۹۵۶	۰/۰۱۳۸
D	۲۸۵۰	۰/۰۰۱۴

۵- نتیجه‌گیری

در این مطالعه با توجه به هدف مشخص شده که افزایش دقت در تخمین تراوایی مخرن نفتی مارون از طریق دسته‌بندی داده‌ها به گروه‌های همگن با استفاده از اطلاعات لیتولوژی بود، یک مدل جدید از ترکیب گروهی الگوریتم‌های یادگیری ماشین شامل رگرسیون درخت تصمیم، رگرسیون گرادیان تقویت شده و رگرسیون درخت تصمیم افزوده ارائه گردید. نتایج تخمین نشان داد که این مدل می‌تواند به عنوان روشی جایگزین برای روش‌های تجربی و آزمایشگاهی باشد، همچنین مقادیر تخمین تراوایی با ضریب تعیین ۹۹/۷۶ درصد و خطای میانگین مربعات (e-۰۶) ۲/۲۵۰۸۴، نشان‌دهنده عملکرد بسیار خوب آن نسبت به دیگر روش‌های رگرسیونی یادگیری ماشین استفاده شده تا کنون می‌باشد. از سوی دیگر تفکیک سنگها بر اساس اطلاعات لیتولوژی لاگ‌ها جهت حذف ناهمگونی نمونه‌ها علاوه بر پیچیدگی مخرن مارون در دستیابی به نتایج تاثیر فراوانی داشت.

^۱ Root Mean Square Residual

سپاس و قدردانی

نویسندگان بر خود لازم می‌دانند از مدیران و مسولین شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب به خصوص اداره مهندسی پتروفیزیک به سبب همکاری و در اختیار گذاشتن داده‌های مورد استفاده تشکر نمایند. از داوران مقاله خانم دکتر بیتا ارباب و آقای دکتر ایمان زحمتکش تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] علی پور، علی؛ حقی، عبدالحمید (۱۳۶۹). مطالعه زمین شناسی میدان نفتی مارون، گزارش شماره پ-۴۲۱۰، اداره کل زمین شناسی گسترشی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ص ۵۵.
- [۲] سراج، م.، (۱۳۸۴). تحلیل ساختاری مقدماتی میدانی نفتی مناطق نفتخیز جنوب (محدوده فروافتادگی دزفول شمالی)، گزارش شماره پ-۴۲۱۰، اداره کل زمین شناسی گسترشی، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، ص ۵۵.
- [3] North F.K (1985) Petroleum Geology, Allen & Unwin.
- [4] Ramzi H.R (1998) Well Logging, SANAM Publishing.
- [5] Oberto S. (1984) Fundamentals of Well-Log Interpretation - The Acquisition of Logging Data, Elsevier.
- [6] Ayyadevara V. (2018) Pro Machine Learning Algorithms, Apress.
- [7] Lakhmi C. Jain (2016) Foundations and Methods in Combinatorial and Statistical Data Analysis and Clustering, Springer Press.
- [8] Shalev-Schwartz Sh. (2014) understanding-machine-learning-theory-algorithms, Cambridge University Press.
- [9] Mitchell M. (1997) Machine-Learning-Tom-Mitchell, McGraw-Hill.
- [10] Ahmadi Mohammad ali Zhangxing Chen (2018), Comparison of machine learning methods for estimating permeability and porosity of oil reservoirs via Petro-physical logs, KeAi Elsevier, **6 (2)**:831-844.
- [11] Adeniran A. (2019) A competitive ensemble model for permeability prediction in heterogeneous oil and gas reservoirs, *Elsevier Paper*, **4 (80)**:353-367.
- [12] Waszkiewicz S., rakowska-Madejska P., Puskarczyk E. (2019), Estimation of absolute permeability using artificial neural networks (Multilayer perceptron) based on well logs and laboratory data from Silurian and Ordovician deposits in SE Poland, *Springer*, **6 (67)**:1885-1894.
- [13] Fatai A., Abdulazeez A., Abdullatif A. (2016), Improved Permeability Prediction from Seismic and Log Data using Artificial Intelligence Techniques, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **145**: 230-237.
- [14] Salahshoor A., Soheyli F., Kamari m. (2014), Optimization of machine learning algorithms for estimating the permeability of underground oil and gas reservoirs ", *Journal of Iranian Oil Exploration and Production*, **3(120)**: 56-62.
- [15] Tayebi H., Habibniyan B. (2018), A case study of carbonate reservoir permeability determination using NMR log in one of the southwestern fields of Iran, *Iranian Journal of Petroleum Geology*, **7**, 13:43-62.
- [16] Hakiminezhad H., Mirzarezaei M., Najar B. (2019), Estimation of permeability using uncertainty methods: type -2 fuzzy system, *Iranian Journal of Geophysics*, **12 (1)**: 82-91.
- [17] Amiri Bakhtiyar, H., A. Telmadarreie, M. Shayesteh, M. H. Heidari Fard, H. Talebi, and Z. Shirband. (2018). Estimating Total Organic Carbon Content and Source Rock Evaluation, Applying $\Delta\log R$ and Neural Network Methods: Ahwaz and Marun Oilfields SW of Iran. *Petroleum Science and Technology*, **29 (16)**: 1691-1704.

ریزرخساره ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند قم در ناحیه مرق (جنوب غرب کاشان)

امراه صفری^{۱*}، حسین قنبرلو^۲، ابراهیم محمدی^۳

^{۱*} دانشیار، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان

^۲ دانشجوی دکتری چینه شناسی و فسیل شناسی، گروه زمین شناسی، دانشگاه اصفهان

^۳ گروه اکولوژی، پژوهشگاه علوم و تکنولوژی پیشرفته و علوم محیطی، دانشگاه تحصیلات تکمیلی صنعتی و فناوری پیشرفته، کرمان

*safari@sci.ui.ac.ir

دریافت فروردین ۱۴۰۰، پذیرش آبان ۱۴۰۰

چکیده

سازند قم در ناحیه مرق و در ۲۰ کیلومتری جنوب غرب کاشان با ضخامت ۲۱۶ متر شامل (بخش قائده ای دارای واحد های توفی)، سنگ آهک و شیل می باشد که به صورت ناپیوسته بر روی سنگ آتشفشانی ائوسن و به طور ناپیوسته در زیر سازند قرمز بالایی قرار دارد. براساس آلوکم های اصلی و ویژگی های رسوبی نه ریز رخساره کربناته و یک رخساره آواری شناسایی گردید. این ریز رخساره ها ی کربناته و رخساره آواری در پلت فرمی از نوع شلف باز رسوب گذاری کرده اند. این پلت فرم را می توان به سه محیط شلف داخلی (لاگون محصور و نیمه محصور)، شلف میانی و شلف خارجی تقسیم کرد. براساس توزیع عمودی ریز رخساره ها سه سکانس رسوبی کامل درجه ۳ و یک سکانس ناقص رسوبی تشخیص داده شد.

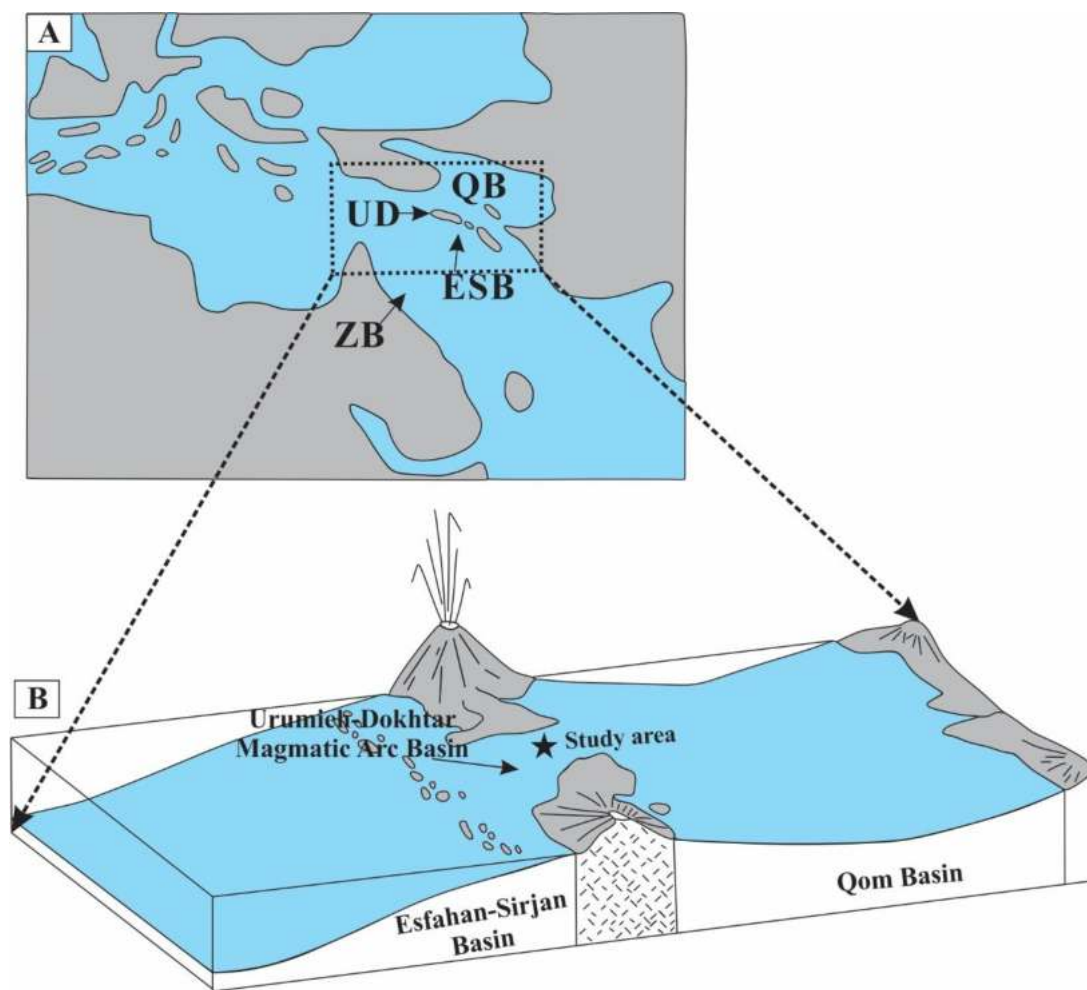
کلمات کلیدی: سازند قم، ریز رخساره، سکانس های رسوبی، ناحیه مرق

۱- مقدمه

پلیت ایران به هشت زون ساختاری-رسوبی برمبنای نوع توالی های رسوبی تشکیل شده، سن فرایند های ماگماتیسم و دگرگونی، ویژگی های ساختاری و شدت دگرشکلی تقسیم شده و این زون های ساختاری-رسوبی شامل کپه داغ، البرز، ایران مرکزی، کمان ماگمایی ارومیه-دختر، سنندج-سیرجان، زاگرس، لوت و مکران است [۴۵، ۶۱ و ۱۹]. زون ایران مرکزی در شمال توسط خط درز پالئوتیس و در جنوب توسط خط درز نئوتیس احاطه شده است [۱ و ۶۰]. ذخایر هیدروکربونی در رسوبات الیگو-میوسن (سازند قم) موجود در زون ایران مرکزی در قرن بیستم مورد اکتشاف و توجه قرار گرفته است [۱ و ۸]. مطالعاتی بر روی ریز رخساره ها، محیط رسوبی و چینه نگاری سکانسی سازند قم صورت پذیرفته است [۶، ۵۶، ۵۷، ۷۴ و ۸۲]. همچنین فرایند های تافونومیکی (از قبیل خردشدگی، ساییدگی، قشرسازی و تخریب زیستی) توسط محققین برای تفسیر و بازسازی شرایط انرژی محیط دیرینه در رسوبات سازند قم استفاده گردیده است [۷، ۵۵، ۷۶، ۷۷ و ۷۸]. با این حال استفاده از این فرایند ها برای تفسیر و بازسازی شرایط محیط دیرینه سازند قم در مناطق دیگر مهم به نظر می رسد. در این مطالعه سعی گردیده است شرایط محیط دیرینه سازند قم براساس ریز رخساره ها، چینه نگاری سکانسی و همچنین با استفاده از فرایند های تافونومیکی در ناودیس مرق (جنوب غرب کاشان) بازسازی گردد.

۲- زمین شناسی ناحیه مورد مطالعه

حوضه رسوبی سازند قم پس از برخورد صفحات قاره ای ایران مرکزی و عربی تشکیل شده است [۱۸ و ۵۹]. هر چند اختلاف نظر در مورد زمان برخورد این دو صفحه همچنان وجود دارد و برخی از این محققان زمان کرتاسه پسین و برخی دیگر زمان اواخر ائوسن-اوایل الیگوسن را برای این برخورد در نظر می گیرند [۱۱، ۱۲، ۳۸، ۴۶، ۹۴ و ۹۵]. حوضه رسوبی سازند قم در طی بسته شدن نئوتیس و فرورانش پوسته اقیانوسی به زیر پوسته قاره ای ایران مرکزی تشکیل شده است [۱ و ۱۸]. در نظریه ی دیگر فعالیت های آتشفشانی زمان ائوسن-الیگوسن زیرین و انبساط گوشته فوقانی باعث بالاآمدگی پوسته قاره ای ایران مرکزی و برقراری شرایط قاره ای (ته نشست رسوبات مربوط به سازند قرمز زیرین) شده است [۵۹]. اتمام فعالیت های آتشفشانی و سردشدگی گوشته فوقانی عاملی برای فرونشینی پوسته قاره ای ایران مرکزی و پیشروی آب دریا و تشکیل حوضه رسوبی سازند قم در زمان الیگوسن پسین-میوسن زیرین بوده است [۵۹]. حوضه رسوبی سازند قم توسط محققان به دو (زیر حوضه های پس کمان قم و پیش کمان اصفهان-سیرجان) و سه زیر حوضه (زیر حوضه های پس کمان قم، پیش کمان اصفهان-سیرجان و همچنین کمان ماگمایی ارومیه-دختر) تقسیم شده است [۵۷ و ۷۴] (شکل ۱). برش الگوی سازند قم به دلیل تغییرات رخساره ای زیاد تا به امروز معرفی نشده است [۱]. با این وجود در ناحیه قم این سازند با ضخامت ۱۲۰۰ متر عمدتاً شامل شیل، مارن، ماسه سنگ، آهک، کنگلومرا و سنگ های تبخیری (مانند ژپس) بوده و به یازده عضو (Unnamed, a, b, c1, c2, c3, c4, d, e, f, g) تقسیم شده است [۱، ۲۳، ۸۵]. در ناحیه مورد مطالعه، سازند قم با ضخامت ۲۱۶ متر شامل (بخش قائده ای دارای واحد های توفی)، شیل و سنگ آهک های نازک، متوسط، ضخیم لایه تا توده ای (وجود خرده های پراکنده آذرین توفی در برخی از لایه های آهکی) می باشد. این سازند در این ناحیه بر روی سنگ های آتشفشانی ائوسن و در زیر سازند قرمز بالایی قرار گرفته است.

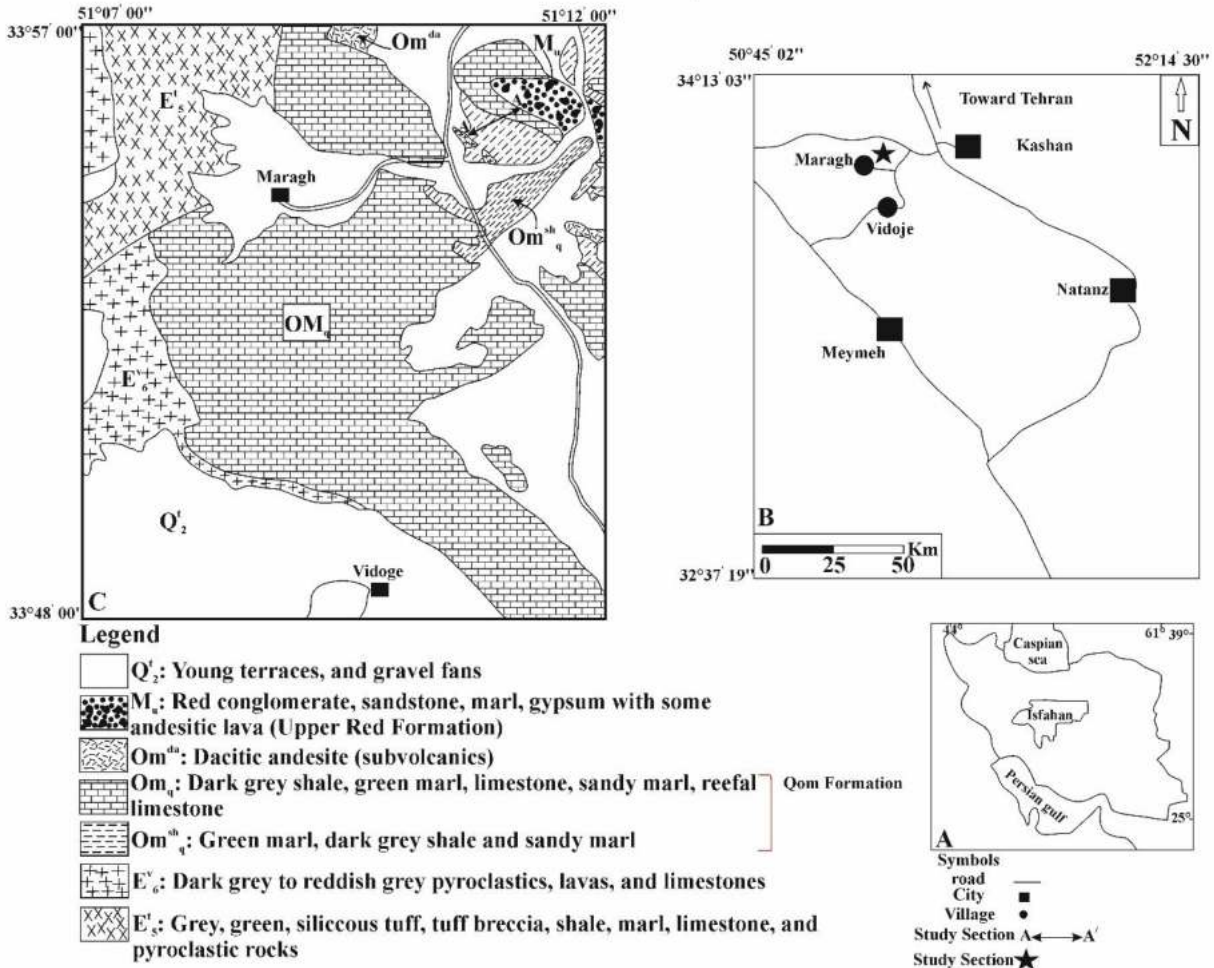


شکل ۱: A: نقشه پالئوژئوگرافی آبراه تیس در طی الیگوسن [۴۳ و ۷۴]. QB: زیرحوضه پس کمان قم، UD: کمان ماگمایی ارومیه-دختر، ESB: زیر حوضه پیش کمان اصفهان-سیرجان. B: بلوک دیاگرام نشان دهنده زیر حوضه های پس کمان قم، درون کمان ماگمایی ارومیه-دختر و پیش کمان اصفهان-سیرجان [۷۴].

۳- مواد و روش مطالعه

ناحیه مرق با مختصات جغرافیایی "N:33°55'21" و "E:51°11'04" در ۲۰ کیلومتری جنوب غرب شهر کاشان قرار دارد (شکل ۲). در مجموع ۱۳۳ نمونه سخت آهکی و نرم شیلی از رسوبات سازند قم در ناحیه مرق به طور سیستماتیک به منظور بازسازی شرایط محیط دیرینه براساس ریز رخساره ها و شناسایی سکانس های رسوبی برداشت گردید. واحد های توفی موجود در بخش قائده ای توالی مورد مطالعه در ستون سنگ چینه نگاری به دلیل تمرکز بیشتر بر روی واحد های هدف (آهک و شیل) و طولانی نشدن ستون سنگ چینه نگاری، ترسیم نگردیده است. علاوه بر این، نمونه های نرم شیلی با استفاده از هیدروژن پراکساید (H₂O₂) ۱۰ درصد و روش انجماد و ذوب شسته شده و سعی گردید که میکروفسیل های موجود در این نمونه ها جداسازی شوند. ریز رخساره ها براساس بافت رسوبی، اندازه دانه، ترکیب دانه ها و محتوای فسیلی تفکیک و شناسایی گردیده اند. براساس منابعی از قبیل دانهام [۳۳] و امبری و کلوان [۳۴] بافت رسوبی در مقاطع نازک میکروسکوپی شناسایی گردید. فراوانی فرامینیفر های کف زی بزرگ، مرجان، کورالیناسه آ و بریوزئر در ناحیه مورد مطالعه برای بازسازی و تفسیر محیط استفاده گردید. ویژگی های تافونومیکی (خردشدگی) (Fragmentation)، ساییدگی (Abrasion)، فرسایش زیستی (Bioerosion) و قشرسازی (Encrustation) در مقاطع نازک میکروسکوپی براساس منابعی

مانند آیسون و بوتجر [۱۳]، سیلوستری و همکاران [۸۴] و بور-آرنال و همکاران [۲۲] شناسایی شده است. بیوینگتون-پنی [۱۵] یک طبقه بندی بر مبنای ارزیابی کیفی میزان آسیب دیدگی پوسته فرامینفر های کف زی بزرگ تحت تاثیر حمل و نقل و انرژی امواج معرفی کرد. این طبقه بندی شامل چهار رده یا category (۰) عدم آسیب دیدگی پوسته فرامینفر ها (به ویژه حاشیه و قطبین پوسته)، (۱) آسیب دیدگی حاشیه پوسته فرامینفر های کف زی بزرگ (۲) از بین رفتن دیواره خارجی پوسته ی فرامینفر های کف زی و آسیب دیدگی قطبین صدف و (۳) خرد شدن پوسته فرامینفر های کف زی بزرگ به قطعات ریز) بوده و برای ارزیابی کیفی فرامینفر های کف زی در ناحیه مورد مطالعه استفاده شد.



شکل ۲: A: نقشه ایران، B: راههای دسترسی ناحیه مرق (جنوب کاشان) [۲]، C: نقشه زمین شناسی ناحیه مرق (جنوب غرب کاشان) [۳].

۴- بحث

۴-۱- ریز رخساره ها

براساس پراکندگی فرامینفر های کف زی و دیگر آلوکم های اصلی نه ریزرخساره کربناته و یک رخساره آواری (شیل) در ناحیه مورد مطالعه تشخیص داده شد (شکل ۳). این ریز رخساره ها از سمت دریا به ساحل عبارتند از:

پلانکتونیک فرامینفرا مادستون (MF1)

فرامینفر های پلانکتون (۷ درصد) در این ریز رخساره حضور دارند. بافت این ریز رخساره گل پشتیان است (شکل ۵D).

تفسیر:

فراوانی فرامینیفراهای پلانکتون گویای بخش عمیق دریا (شلف خارجی) با شرایط نوری آفوتیک و زیر سطح تاثیر امواج طوفانی است [۲۶، ۳۷ و ۵۰]. علاوه بر این عدم حضور فرامینیفراهای کف زی همزیست دار می تواند نشان دهنده این مطلب باشد که این ریز رخساره در زیر زون نوری تشکیل شده است [۳۲ و ۳۷]. مشابه این ریز رخساره از سازند های آسماری و شهبازان و همچنین منطقه مدیترانه گزارش شده است [۴، ۱۴، ۶۴، ۸۸ و ۹۱].

پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 2)

فرامینیفراهای پلانکتون (۱۰ درصد) و خرده های بایوکلاستی (۸۰ درصد) از قبیل بریوزتر آ، اکینودرم، کورالیناسه آ، گاستروپود از اجزای اصلی این ریزرخساره هستند. *Discorbis*، *Elphidium* و miliolids از اجزای فرعی این ریز رخساره محسوب می شوند (شکل ۵C). نرخ خردشدگی و ساییدگی در این ریزرخساره زیاد است و قشر سازی و تخریب زیستی در این ریزرخساره مشاهده نگردید.

تفسیر:

فراوانی فرامینیفراهای پلانکتون در این ریزرخساره گویای محیط دریای باز و محیط عمیق دریا است [۳۶ و ۴۹]. خردشدگی و ساییدگی آلوکم های اسکلتی اصلی (به جز فرامینیفراهای پلانکتون) نشان دهنده خردشدگی و حمل شدگی این فرامینیفراهای از بخش های کم عمق تر حوضه (به عنوان مثال لاگون و بخش کم عمق دریای باز) به بخش های عمیق تر حوضه رسوبی و همچنین محیط پرانرژی است [۵۰ و ۵۵]. ریزرخساره مذکور مشابه RMF-5 فلوگل [۳۶] بوده و در بخش خارجی شلف میانی تشکیل شده است. مشابه این ریز رخساره از سازند های آسماری و شهبازان توسط محققان گزارش شده است [۴، ۸۲، ۸۶ و ۹۲].

کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3)

Amphistegina، *Neorotalia*، *Spirochlypeus*، *Heterostegina*، *Operculina*، *Nephrolepidina*، *Lepidocyclina*، *Miogypsinidae*، کورالیناسه آ و بریوزتر (۹۵ درصد) از اجزای اصلی این ریزرخساره هستند. از اجزای فرعی می توان به گاستروپود، اکینودرم، *Sphaerogypsina*، *Textularia*، *Elphidium* و miliolids نیز اشاره کرد (شکل ۵B). با این وجود در برخی مقاطع میزان خرده های بریوزتر افزایش می یابد. نرخ خردشدگی و ساییدگی از میزان متوسط تا زیاد متغیر است. قشر سازی به میزان کم تا متوسط در مقاطع نازک میکروسکوپی دیده می شود. نرخ تخریب زیستی در این ریزرخساره کم است. میزان آسیب دیدگی پوسته فرامینیفراهای کف زی بزرگ در این ریزرخساره متوسط تا زیاد (category 2 and 3) است.

تفسیر:

حضور همزمان فرامینیفراهای کف زی بزرگ (از قبیل خانواده Nummulitidae و Lepidocyclinidae) و جلبک قرمز کورالیناسه آ گویای محیط شلف میانی (دریای باز) و شرایط نوری مزوفوتیک تا الیگوفوتیک است [۲۵، ۲۶، ۲۷، ۸۷، ۷۰ و ۸۱]. علاوه بر این، فراوانی فونای شاخص دریای باز گویای این مطلب است که این ریز رخساره یک محیط دریای باز و زیر سطح تاثیر امواج عادی و بالای سطح تاثیر امواج طوفانی تشکیل شده است [۱۶، ۳۷، ۵۱، ۷۱]. نرخ خردشدگی کم تا زیاد نشان دهنده انرژی کم تا زیاد محیط رسوب گذاری است [۸۴]. قشر سازی در محیط های پرانرژی مشاهده گردیده است [۲۲، ۳۰ و ۸۴]. نرخ آسیب دیدگی پوسته فرامینیفراهای کف زی در این ریزرخساره گویای حمل توسط امواج دریا و یا تخریب توسط جانورانی از قبیل ماهی ها، خارپوستان و دیگر ارگانیسم های تخریب گر است [۱۵]. براساس مطالب ذکر شده این ریزرخساره در محیط شلف میانی و با انرژی متوسط تا زیاد تشکیل شده است.

کورال کورالیناسه آ پکستون/رودستون (MF 4)

مرجان (۳۰ درصد) و جلبک قرمز کورالیناسه آ (۶۰ درصد) از اجزای اصلی این ریزرخساره محسوب می شوند. از اجزای فرعی این ریزرخساره می توان به لپیدوسیکلینا، اپرکولینا، بریوزتر، گاسترپود و اکینودرم اشاره کرد (شکل ۵A). نرخ خردشدگی در این ریزرخساره از میزان کم تا متوسط متغیر است. میزان متوسط تا زیاد نشان دهنده نرخ ساییدگی است. قشر سازی از میزان کم تا زیاد متغیر بوده و میزان تخریب زیستی کم است. علاوه بر این، قشر سازی چند لایه ای را این ریزرخساره می توان مشاهده کرد.

تفسیر:

فراوانی جلبک قرمز کورالیناسه آ و کورال گویای محیط شلف میانی (زیر سطح تاثیر امواج عادی) و شرایط نوری مزوفوتیک تا الیگوفوتیک است [۳۶، ۶۵، ۶۶ و ۸۱]. این ریزرخساره در یک محیط با شرایط شوری نرمال دریایی و شرایط غذایی مزوتروفیک تا الیگوتروفیک رسوبگذاری کرده است [۴۰، ۴۷ و ۶۰]. مشابه این ریزرخساره از سازند های قم و شهبازان گزارش شده است [۴، ۵ و ۷]. میزان قشر سازی در عمق ۲۰ متری آب دریا به شدت افزایش می یابد [۳۹]. علاوه بر این، قشر سازی در محیط های پرانرژی و با نرخ رسوبگذاری کم به فراوانی گزارش شده است [۲۲، ۳۱ و ۸۴]. میزان کم تا متوسط خرد شدگی نشان می دهد انرژی محیط از میزان کم تا زیاد متغیر بوده است [۸۴]. قشر سازی به وسیله بریوزتر ها از محیط های با انرژی متوسط تا زیاد گزارش شده است [۲۱]. براساس مطالب ذکر شده، این ریزرخساره در محیط شلف میانی و یک محیط با انرژی کم تا زیاد تشکیل شده است. علاوه بر این، نرخ قشر سازی در این ریزرخساره تایید کننده این مطلب است که انرژی محیط از کم تا زیاد متغیر بوده است. در محیط های با میزان بالای مواد غذایی، بریوزتر ها به فراوانی حضور دارند [۴۹ و ۶۷]. قشر سازی چند لایه ای نیز نشان دهنده تغییر شرایط محیطی در این ریزرخساره است. در حقیقت، قشر سازی بریوزتر ها نشان دهنده ورود مواد غذایی و قشر سازی توسط کورالیناسه آ گویای عدم ورود مواد غذایی به محیط است.

کورال بانداستون (MF 5)

کلنی های پراکنده و ریف های تکه ای مرجانی (Patch reefs) در مطالعات صحرایی مشاهده گردید. کورال از اجزای اصلی این ریزرخساره محسوب می شود (شکل ۴E). از اجزای فرعی می توان به جلبک قرمز کورالیناسه آ، بریوزتر و اکینودرم اشاره کرد. خرد شدگی و ساییدگی در این ریزرخساره ناچیز و کم است. قشر سازی و تخریب زیستی در این ریزرخساره مشاهده نگردیدند.

تفسیر:

ریف های تکه ای و کلنی های پراکنده به عقیده محققان در محیط های لاگونی به فراوانی یافت می شوند [۲۰]. علاوه بر این، نبود ریف های واقعی نشان دهنده ورود میزان بالایی از مواد غذایی به محیط و شوری نسبتا بالای محیط است [۵۵]. مشابه این ریزرخساره در سازند های آسماری و قم مشاهده گردیده است [۷، ۱۴ و ۸۸]. نرخ اندک خردشدگی در کلنی های مرجانی گویای انرژی کم محیط رسوبگذاری است [۸۴].

بایوکلاست کورالیناسه آ ایمپرفوریت و پرفوریت فرامینیفر پکستون (MF 6)

اجزای اصلی این ریزرخساره شامل فرامینیفر های منفذ دار (*Amphistegina*, *Neorotalia*, *Lepidocyclina*, *Operculina*) (۴۵ درصد) و فرامینیفر های بدون منفذ (*Pyrgo*, *Triloculina*, *Quinqueloculina*) (۴۰ درصد) و جلبک قرمز کورالیناسه آ (۱۰ درصد) می باشد (شکل ۴D). از اجزای فرعی می توان به خرده های دوکفه ای، اکینودرم و بریوزتر، *Elphidium* و *Textularia* اشاره کرد. خرد شدگی در این ریزرخساره از نرخ متوسط تا زیاد متغیر است. نرخ ساییدگی زیاد بوده و میزان قشر سازی کم تا متوسط است. تخریب زیستی به مقدار کم مشاهده گردید. دیواره خارجی و

قطبین پوسته در فرامینیفراهای کف زی بزرگ به شدت آسیب دیده و در مواردی پوسته به قطعات ریز تقسیم شده است (category 2 and 3).

تفسیر:

فراوانی فرامینیفراهای بدون منفذ و منفذ دار نشان دهنده محیط لاگونی نیمه محصور با بستری از علف زارهای دریایی است [۹، ۱۷، ۶۲، ۷۶ و ۸۸]. در شرایط نوری یوفوتیک، فرامینیفراهای بدون منفذ و *Amphistegina* به حداکثر فراوانی خود می رسند [۶۹]. فرامینیفراهای بدون منفذ و منفذ دار در شرایط شوری زیاد و شرایط غذایی الیگوتروفیک-مزوتروفیک حضور دارند [۴۰، ۵۲، ۵۵، و ۶۵]. ریز رخساره مشابه با این ریزرخساره توسط براندانو و کوردا (۲۰۰۲) از بخش رمپ داخلی گزارش شده است [۲۴]. نرخ خردشدگی و ساییدگی انرژی متوسط تا زیاد را برای این ریز رخساره نشان می دهد [۸۴]. در محیط های پرانرژی قشرسازی توسط ارگانسیم های قشرساز افزایش می یابد [۶۵]. علاوه بر این، نرخ آسیب دیدگی پوسته فرامینیفراهای کف زی در این ریز رخساره گویای این مطلب است که امواج دریا باعث انتقال وسیع پوسته فرامینیفراهای کف زی شده و یا پوسته این فرامینیفراهای توسط ماهی ها و دیگر ارگانسیم های تخریب گر آسیب دیده اند [۱۵]. براساس مطالب ذکر شده، این ریز رخساره در یک محیط لاگونی و پرانرژی تشکیل شده است.

پلوئیدال بایوکلاست پکستون (MF 7)

اجزای اصلی این ریز رخساره شامل خرده های گاسترپود (۳۵ درصد)، دوکفه ای (۴۰ درصد) و پلوئید (۲۰ درصد) می باشند. نرخ خردشدگی و ساییدگی در این ریز رخساره زیاد بوده ولی قشرسازی و تخریب زیستی در مقاطع نازک میکروسکوپی مشاهده نگردیدند (شکل ۴C).

تفسیر:

حضور فراوان گاسترپودها در محیط نشان دهنده شرایط لاگونی است [۵۳ و ۵۴]. در محیط های لاگونی امروزی، دوکفه ای ها حضوری فراوان دارند [۴۴]. خردشدگی آلوکم های اسکلتی گویای انرژی بالای محیط است [۵۵]. براساس مطالب ذکر شده، این ریزرخساره در محیط لاگونی با انرژی بالا تشکیل شده است.

ایمپر فوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 8)

فرامینیفراهای بدون منفذ (miliolids) (۳۰ درصد) و خرده های گاسترپود، کورالیناسه آ و بریوزتر (۶۰ درصد) از اجزای اصلی این ریز رخساره هستند. خرد شدگی و ساییدگی دارای نرخ بالایی در این ریزرخساره است. قشرسازی به مقدار کم مشاهده می گردد و تخریب زیستی در این ریزرخساره مشاهده نگردید (شکل ۴B).

تفسیر:

حضور فرامینیفراهای بدون منفذ گویای محیط لاگون محصور است [۳۷ و ۷۶]. فراوانی فرامینیفراهای بدون منفذ شرایط شوری زیاد را در محیط رسوبگذاری نشان می دهند [۲۶، ۶۰ و ۳۶]. علاوه بر این، فراوانی میلیولیدها گویای شرایط نوری یوفوتیک در محیط رسوبگذاری است [۴۱]. نرخ امضاهای تافونومیکی (Taphonomic signatures) و مطالب ذکر شده نشان دهنده این مطلب است که این ریزرخساره در محیط لاگون محصور و پرانرژی ته نشین شده است.

سندی بایوکلاست پکستون/گرینستون (MF 9)

اجزای اصلی این ریزرخساره شامل دانه های آواری (کوآرتز و خرده های آذرین توفی) (۲۵ درصد) و miliolids (۱۵ درصد) بوده و از اجزای فرعی می توان به خرده های بریوزتر، اکینودرم، کورالیناسه آ، *Operculina* و *Lepidocyclina* اشاره کرد (شکل ۴A).

تفسیر:

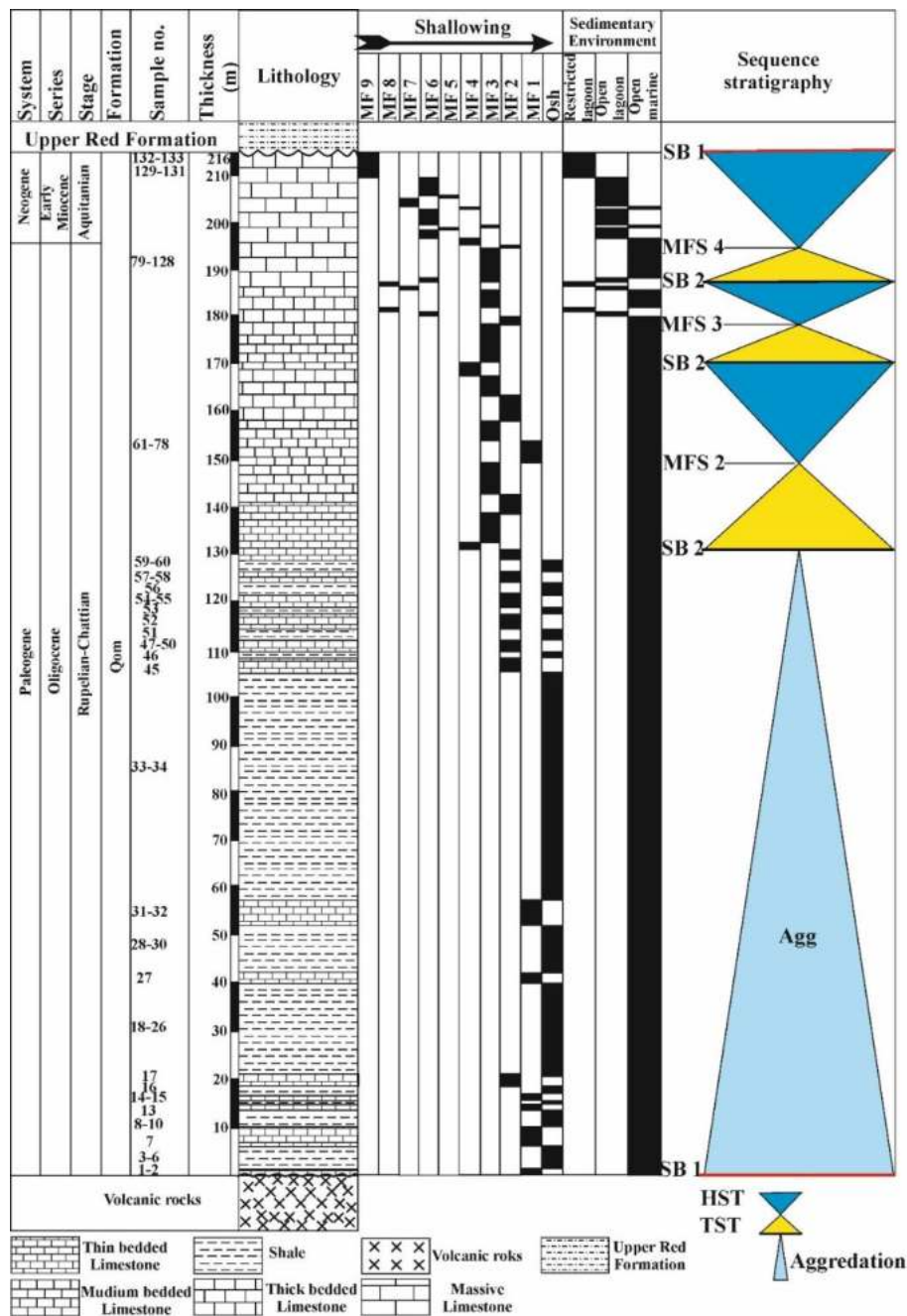
حضور همزمان دانه های آواری (کوارتز)، miliolids و خرده های گاستروپود شاخص یک محیط لاگونی محصور با سطح شوری بالا است [۷۶ و ۹۶]. در شرایط نوری یوفوتیک میلولید ها به حداکثر فراوانی خود می رسند [۷۰]. رسوبات کربناته حاوی دانه های تخریبی سیلیکوکلاستیک در باتلاق های (Swamps) موجود در بخش کم عمق ساحلی یک لاگون تشکیل می شوند [۶۸]. مشابه این ریزرخساره توسط محققان از سازند های آسماری و قم گزارش شده است [۷ و ۱۰].

رخساره آواری (شیل)

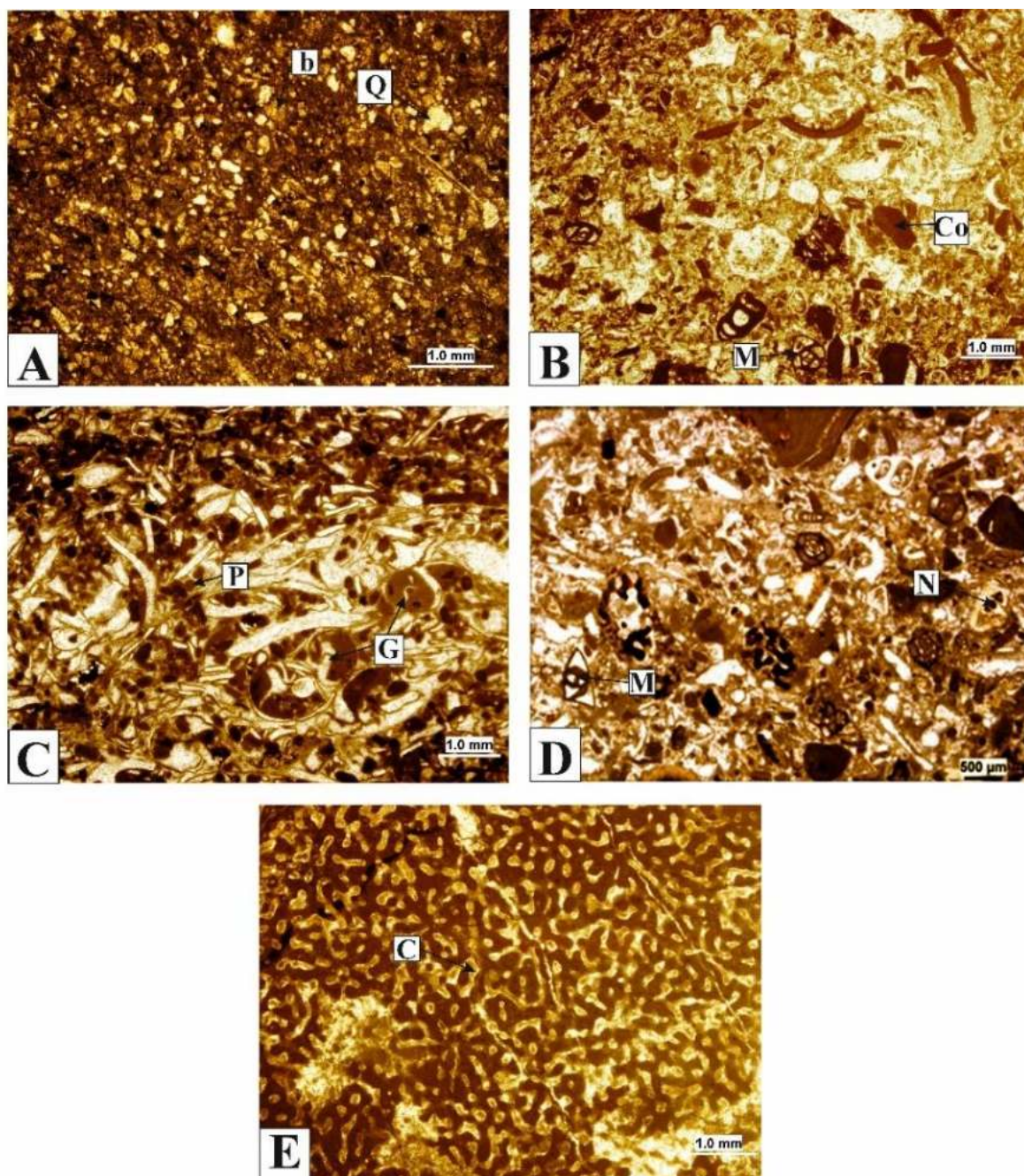
این رخساره آواری فاقد ساخت رسوبی در مطالعات صحرایی است. علاوه بر این، این رخساره فاقد آثار فسیلی است.

تفسیر:

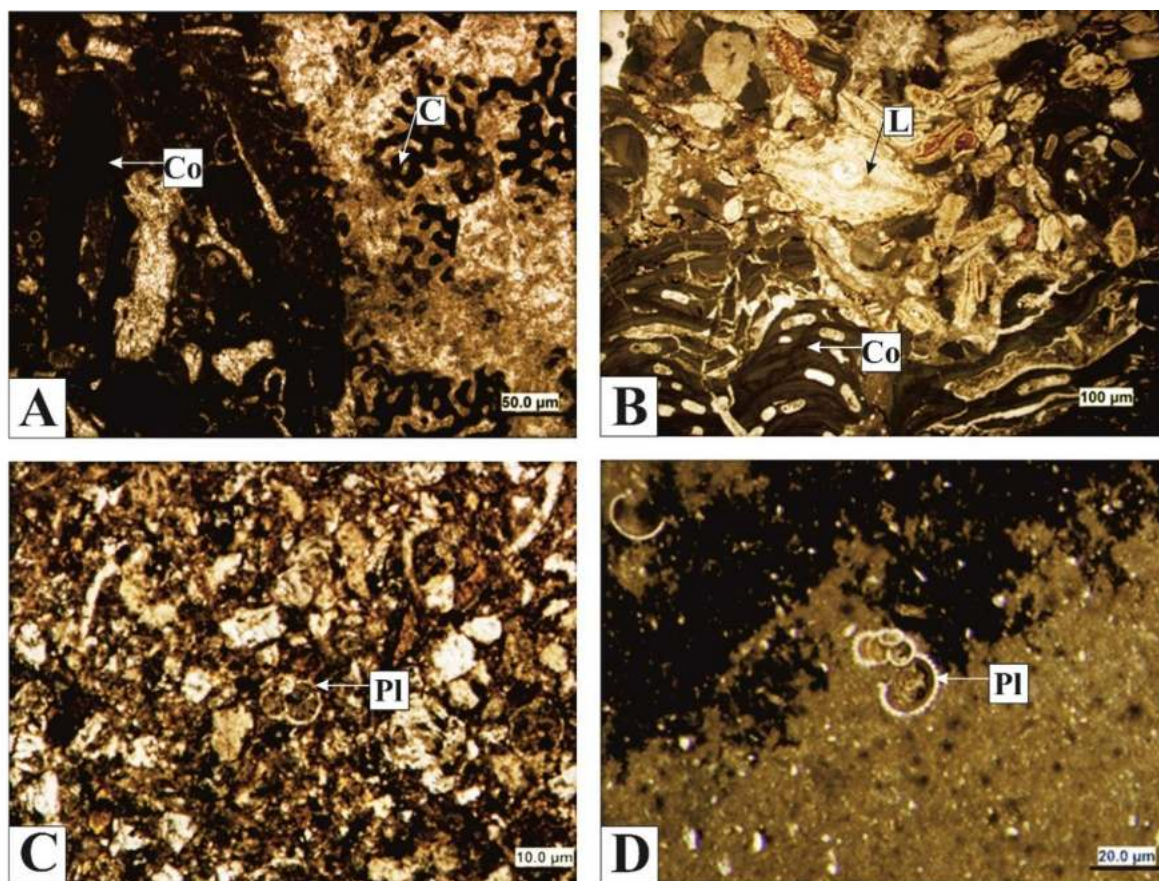
این رخساره آواری در تناوب با ریزرخساره های MF 1 و MF 2 قرار داشته و براساس جایگاه چینه شناسی احتمالا در بخش عمیق دریا تشکیل شده است.



شکل ۳: ستون پراکندگی ریز رخساره ها و سکانس های رسوبی سازند قم در ناحیه مرق (جنوب کاشان).



شكل ٤: ريز رخساره هاى لاگونى ناحيه مرق. A: سندی بايوکلاست پکستون/گرينستون (MF 9)، Q: کوارتز، b: بايوکلاست. B: ايمپرفوريت فرامينيفرا بايوکلاست پکستون (MF 8)، M: miliolids، Co: کوراليناسه آ. C: پلوئيدال بايوکلاست پکستون (MF 7)، P: پلوئيدال، G: گاسترپود. D: بايوکلاست کوراليناسه آ ايمپرفوريت و پرفوريت فرامينيفرا پکستون (MF 6)، M: miliolids، N: پلوئيدال، C: کورال بانداستون (MF 5)، E: *Neorotalia*

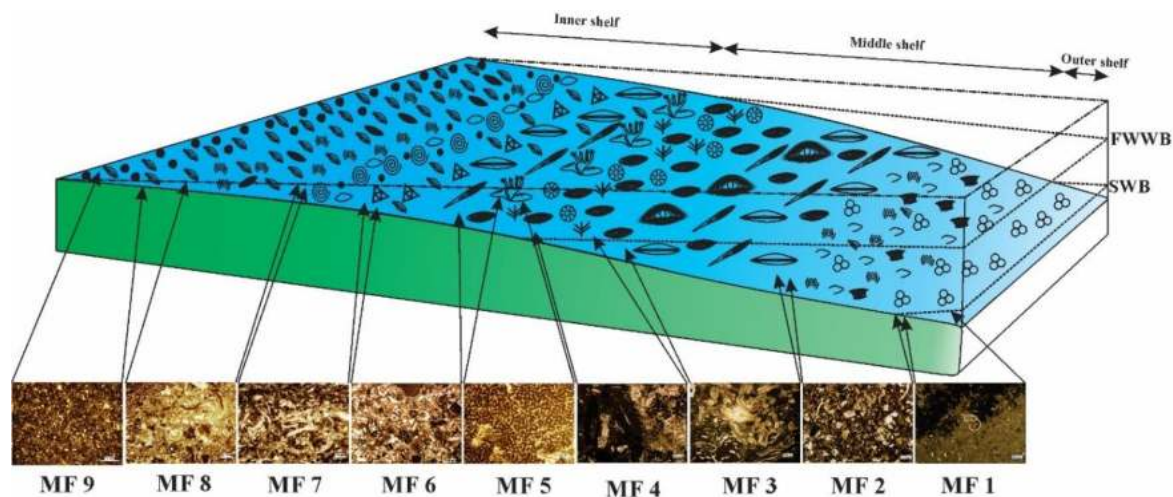


شکل ۵: ریز رخساره های دریای باز ناحیه مرق. A: کورال کورالیناسه آ پکستون/رودستون (MF 4)، C: مرجان، Co: کورالیناسه آ. B: کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3)، Co: کورالیناسه آ، L: *Lepidocyclina*. C: پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 2)، PI: پلانکتون. D: پلانکتونیک فرامینیفرا مادستون (MF1)، PI: پلانکتون.

۵-مدل رسوب گذاری

یکی از ویژگی های شاخص پلت فرم های نوع ریمپ کربناته وجود ریزرخساره های مربوط به سد بایوکلاستی، ائیدی و ریفی است [۳۶، ۷۲ و ۷۳]. پراکندگی فرامینیفرا های کف زی و پلانکتون، تغییرات عمودی ریزرخساره ها و همچنین نبود ریزرخساره های مربوط به محیط سد یا بار (ریزرخساره های مربوط به سد بایوکلاستی، ائیدی و ریفی) نشان دهنده این موضوع است که رسوبات سازند قم در ناحیه مرق در یک پلت فرم کربناته از نوع شلف باز ته نشین شده است (شکل ۶). علاوه بر این، حضور آلوکم های ریزشی شاخص محیط لاگونی (از قبیل میلیولید) در ریزرخساره های MF 2 و MF 3 و همچنین نتایج مطالعات تافونومیکی نشان دهنده صحت مطالب ذکر شده است. پلت فرم شلف باز را می توان به سه محیط شلف داخلی، شلف میانی و شلف خارجی تقسیم کرد. زیر محیط های لاگون محصور و نیمه محصور مربوط به شلف داخلی هستند. ریزرخساره های سندی بایوکلاست پکستون/گرینستون (MF 9) و ایمپرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 8) و به دلیل حضور فرامینیفرا های بدون منفذ در زیر محیط لاگون محصور تشکیل شده اند [۳۷، ۷۶ و ۹۶]. فراوانی فرامینیفرا های منفذ دار (از قبیل *Operculina* و *Lepidocyclina*) و بدون منفذ (مانند *Quinqueloculina* و *Triloculina*) و همچنین خرده های دوکفه ای و گاسترپود و کلنی های مرجانی (ریف های تکه ای) در ریزرخساره های پلوئیدال بایوکلاست پکستون (MF 7)، بایوکلاست کورالیناسه آ ایمپرفوریت و پرفوریت فرامینیفرا پکستون (MF 6) و کورال بانداستون (MF 5) نشان دهنده محیط لاگونی نیمه محصور است [۹، ۲۰، ۴۴، ۵۳، ۶۲ و ۸۹]. ریزرخساره های

کورال کورالیناسه آ پکستون/رودستون (MF 4)، کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3) و پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست وکستون/پکستون (MF 2) حاوی فرامینیفرا های منفذ دار (از قبیل خانواده Nummulitidae و Lepidocyclinidae)، مرجان، جلبک قرمز کورالیناسه آ، پلانکتون و خرده های بریوزتر آ، اکتینودرم و گاسترپود بوده و در محیط شلف میانی رسوبگذاری کرده اند [۲۵، ۷۰، ۸۶ و ۸۱]. فراوانی فرامینیفرا های پلانکتون در ریزرخساره ی پلانکتونیک فرامینیفرا مادستون (MF1) نشان دهنده شلف خارجی است [۲۴، ۵۰ و ۳۷].



Key to symbols

Gastropods	Operculina	Lepidocyclina	Triloculina	Corallinean crusts
Bivalve	Amphistegina	Corallinean debris	Coral	miliolids
Peloid	Seagrass	Patch reef	Bivalve debris	miliolids debris
Plankton	Gastropods debris	Quartz		

شکل ۶: مدل رسوبی سازند قم در ناحیه مرق (جنوب غرب کاشان)

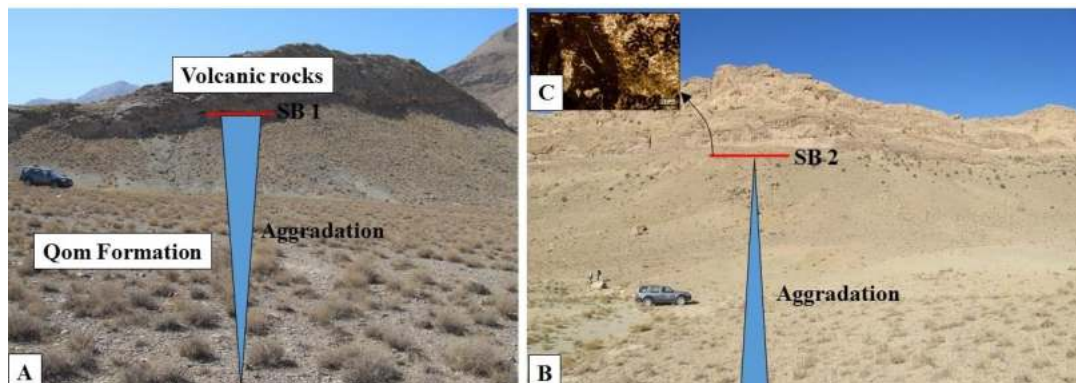
۶-چینه نگاری سکاسی

تکامل چینه نگاری سکاسی از چینه نگاری لرزه ای در اواخر قرن بیستم اتفاق افتاد [۳۵ و ۶۹]. در سال های بعدی، اصطلاحات مربوط به چینه نگاری سکاسی تعریف و مدل های مفهومی ارائه گردید [۴۲، ۸۰، ۸۹ و ۹۵]. این درحالی است که استاندارد سازی مفاهیم چینه نگاری سکاسی در سال های ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ صورت گرفت [۲۸ و ۲۹]. سه سکانس کامل رسوبی درجه سه و یک سکانس ناقص رسوبی براساس منابعی از قبیل کاتینینو و همکاران [۲۸، ۲۹ و ۳۰] و امری و مایرز [۳۵] در ناحیه مرق شناسایی گردید (شکل ۳). بدین منظور ۱۳۳ نمونه سنگی برداشت شده به روش سیستماتیک برای شناسایی سکانس های رسوبی مورد مطالعه قرار گرفت.

سکانس اول

این سکانس رسوبی ناقص تجمعی با ضخامت ۱۳۱ متر شامل توف، سنگ آهک های نازک لایه و شیل است (شکل ۷). مرز زیرین این سکانس رسوبی با سنگ های آتشفشانی ائوسن ناپیوسته و از نوع مرز سکاسی نوع اول (SB 1) است. این سکانس ناقص تجمعی از ریز رخساره های دریای باز و بخش عمیق دریا (کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3)، پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست وکستون/پکستون (MF 2) و پلانکتونیک فرامینیفرا مادستون (MF1)) تشکیل شده است. مورلی و همکاران [۵۹] نشان دادند که گسل های محلی در حوضه رسوبی قم در طی زمان الیگوسن و میوسن فعال بوده و باعث فرونشینی حوضه قم در طی این دو زمان شده اند. علاوه بر این، یکسان بودن نرخ های فرونشینی و رسوبگذاری و همچنین ورود زیاد مواد آواری به حوضه رسوبی می تواند باعث تجمع رسوبات و ایجاد سکانس های تجمعی در حوضه رسوبی شود [۴۷]. ضخامت زیاد و قابل توجه رسوبات آواری (شیل و توف) در بخش

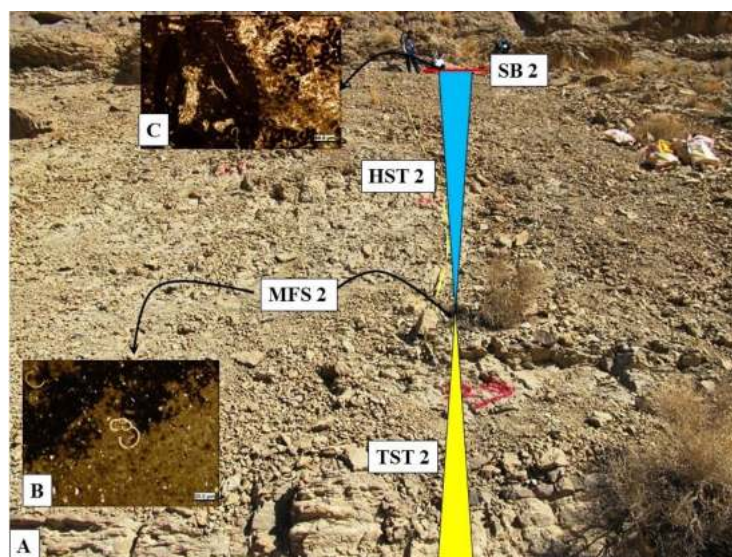
پایینی توالی می تواند گویای نرخ بالای ورود مواد آواری به حوضه رسوبی باشد که با فرونشینی حوضه رسوبی همراه بوده است. مشابه چنین شرایطی توسط مهیاد و همکاران [۵۶] از ناحیه اند آباد گزارش شده است. مرز این سکانس رسوبی با سکانس رسوبی دوم توسط ریز رخساره کورال کورالیناسه آ پکستون/رودستون (MF 4) مشخص می شود.



شکل ۷: عکس سرزمین از سکانس رسوبی اول در ناحیه مرق (جنوب غرب کاشان). A و B: عکس سرزمین از سکانس رسوبی اول A: جهت دید به سمت جنوب غربی، B: جهت دید به سمت شمال.

سکانس رسوبی دوم

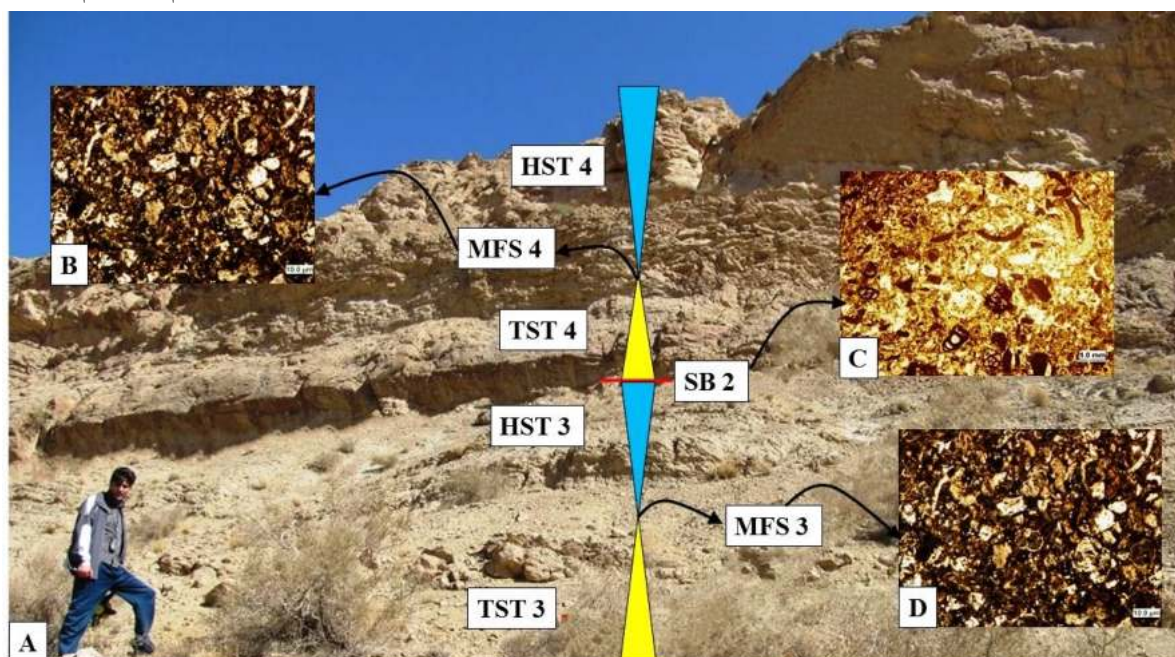
این سکانس رسوبی دارای ۳۹ متر ضخامت و شامل سنگ آهک های نازک، متوسط تا ضخیم لایه است (شکل ۸). سیستم تراکت پیشرونده (TST) در این سکانس رسوبی با ۱۸.۵ متر ضخامت از ریز رخساره های کورال کورالیناسه آ پکستون/رودستون (MF 4)، کورالیناسه آ پرفوریت فرامینفرا بایوکلاست پکستون (MF 3) و پلانکتونیک فرامینفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 2) تشکیل شده است. حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) با ریز رخساره پلانکتونیک فرامینفرا مادستون (MF1) مشخص می شود. سیستم تراکت پسروده (HST) با ۲۰.۵ متر ضخامت شامل ریز رخساره های کورال کورالیناسه آ پکستون/رودستون (MF 4)، کورالیناسه آ پرفوریت فرامینفرا بایوکلاست پکستون (MF 3)، پلانکتونیک فرامینفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 2) و پلانکتونیک فرامینفرا مادستون (MF1) می باشد. مرز سکانسی بین سکانس های دوم و سوم توسط ریز رخساره کورال کورالیناسه آ پکستون/رودستون (MF 4) مشخص می شود.



شکل ۸: A: عکس سرزمین از سکانس رسوبی دوم (جهت دید به سمت شمال). B: عکس مقطع نازک میکروسکوپی از حداکثر پیشروی آب دریا (MFS). C: عکس مقطع نازک میکروسکوپی از مرز سکانسی بین سکانس اول و دوم.

سكانس رسوبی سوم

ضخامت این سکانس رسوبی ۱۸ متر بوده و شامل سنگ آهک های متوسط، ضخیم لایه تا توده ای است (شکل ۹). سیستم تراکت پیشرونده (TST) با ضخامت ۸ متر شامل رسوبات متعلق به محیط دریای باز (کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3)) است. ریز رخساره پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 2) نشانگر حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) است. سیستم تراکت پسروده (HST) با ضخامت ۱۰ متر از رسوبات متعلق به محیط های دریای باز (کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3)) و پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 8)) و لاگون (ایمپرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 8))، پلوتیدال بایوکلاست پکستون (MF 7) و بایوکلاست کورالیناسه آ ایمپرفوریت و پرفوریت فرامینیفرا پکستون (MF 6)) تشکیل شده است. ریز رخساره ایمپرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 8) مشخص کننده مرز سکانسی بین سکانس رسوبی سوم و چهارم است.

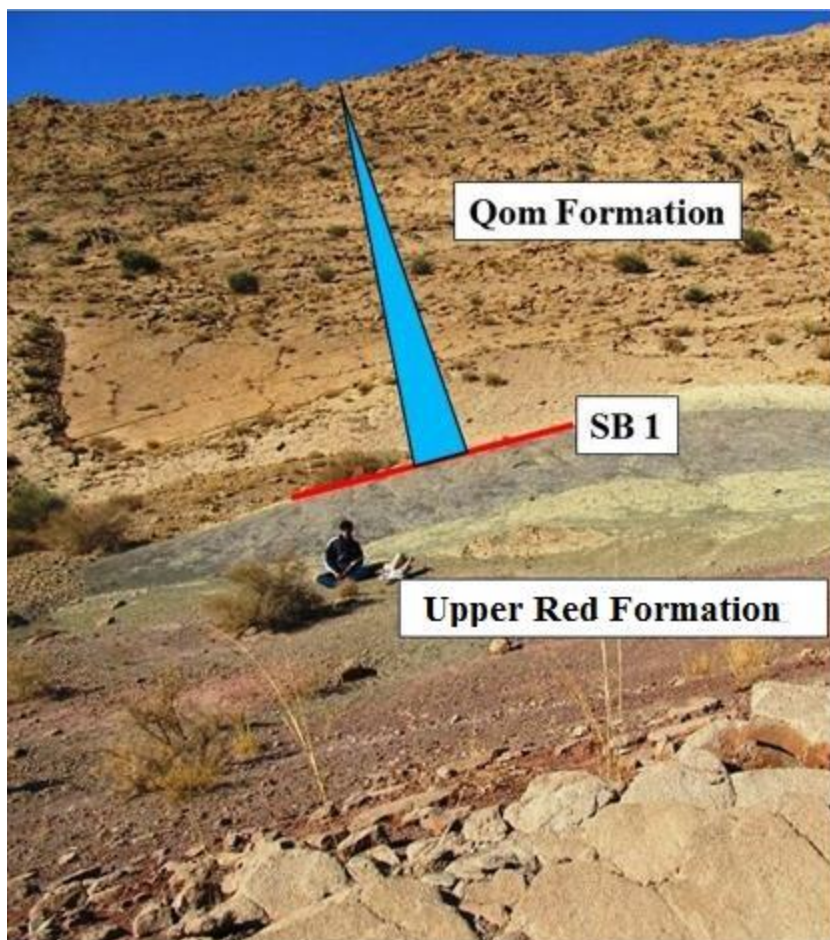


شکل ۹: A: عکس سرزمین از سکانس رسوبی سوم و چهارم در ناحیه مرق (جنوب غرب کاشان) (جهت دید به سمت شمال). B: عکس مقطع نازک میکروسکوپی از حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) مربوط به سکانس رسوبی چهارم. C: عکس مقطع نازک میکروسکوپی از مرز سکانسی بین سکانس سوم و چهارم. D: مقطع نازک میکروسکوپی از حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) مربوط به سکانس رسوبی سوم.

سكانس رسوبی چهارم

این سکانس رسوبی با ضخامت ۲۸ متر از سنگ آهک های توده ای تشکیل شده است (شکل ۹). سیستم تراکت پیشرونده (TST) با ضخامت ۷ متر در این سکانس با رسوبات متعلق به محیط های لاگون (بایوکلاست کورالیناسه آ ایمپرفوریت و پرفوریت فرامینیفرا پکستون (MF 6)) و دریای باز (کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3)) مشخص می شوند. ریز رخساره پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 2) در حداکثر پیشروی آب دریا (MFS) تشکیل شده است. سیستم تراکت پسروده (HST) با ضخامت ۲۱ متر شامل ریز رخساره های سندی بایوکلاست پکستون/گرینستون (MF 9)، پلوتیدال بایوکلاست پکستون (MF 7)، بایوکلاست کورالیناسه آ ایمپرفوریت و پرفوریت فرامینیفرا پکستون (MF 6)، کورال بانداستون (MF 5)، ریز رخساره های کورال کورالیناسه آ پکستون/ودستون (MF 4)، کورالیناسه آ پرفوریت فرامینیفرا بایوکلاست پکستون (MF 3) و پلانکتونیک فرامینیفرا بایوکلاست و کستون/پکستون (MF 2)

2) است. مرز بین سکانس رسوبی چهارم و سازند قرمز بالایی ناپیوسته و از نوع مرز سکانسی اول (SB 1) است (شکل ۱۰).



شکل ۱۰: عکس سرزمین از مرز سکانسی بین سکانس رسوبی چهارم متعلق به سازند قم و سازند قرمز بالایی (جهت دید به سمت جنوب).

۷- نتیجه گیری

ناحیه مرق (مختصات جغرافیایی "N:33°55'21" و "E:51°11'04") در ۲۰ کیلومتری جنوب غرب شهرستان کاشان قرار گرفته است. سازند قم با ناپیوستگی بر روی سنگ های آتشفشانی و زیر سازند قرمز بالایی قرار دارد. از توالی مورد مطالعه در مجموع ۱۳۳ نمونه سخت آهکی و نرم شیلی برداشت گردید. براساس مطالعات رسوب شناسی ۹ ریز رخساره و یک رخساره آواری شناسایی گردید که این ریز رخساره ها و رخساره آواری در یک پلت فرم شلف باز رسوبگذاری کرده اند. این پلت فرم کربناته را می توان به سه محیط شلف داخلی (لاگون محصور و نیمه محصور)، شلف میانی و شلف خارجی تقسیم کرد. ریز رخساره های MF 9، MF 8، MF 7، MF 6 و MF 5 در محیط شلف داخلی، ریز رخساره های MF 4، MF 3 و MF 2 در محیط شلف میانی و ریز رخساره MF 1 و رخساره آواری (شیل) در محیط شلف خارجی تشکیل شده اند. براساس مطالعات چینه نگاری سکانسی و توزیع عمودی ریز رخساره ها، سه سکانس رسوبی کامل درجه ۳ و یک سکانس رسوبی ناقص در ناحیه مرق شناسایی گردید.

سپاس و قدردانی

نویسندگان از حمایت مالی و معنوی معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه اصفهان و همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر ناصر رئیس السادات و دکتر محمد وحیدی نیا تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] آقائاتی، ع.، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶ ص.
- [۲] بختیاری، س.، ۱۳۹۲، اطلس راه های ایران: موسسه جغرافیایی و کارتوگرافی گیتاشناسی، ۱:۱۰۰۰۰۰۰
- [۳] فرشچی، م.، حدادیان، ع. و افشاریان زاده، ژ.، ۱۹۹۳، نقشه زمین شناسی چهارگوش کاشان: انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، شماره ۲۵۷، مقیاس ۱:۱۰۰/۰۰۰.
- [۴] قنبرلو، ح.، وزیری مقدم، ح.، صیرفیان، ع.، طاهری، ع. و رحمانی، ع.، ۱۳۹۶، ریز رخساره ها و محیط رسوبی سازند شهبازان در چاه شماره ۳ میدان نفتی قلعه نار، جنوب غرب لرستان، فصلنامه زمین شناسی ایران، جلد ۱۱، شماره ۴۱، ۶۳-۷۸.
- [۵] محمدیان اصفهانی، م.، صفری، ا. و وزیری مقدم، ح.، ۱۳۹۲، بررسی ریزرخساره‌ها و محیط رسوبی سازند قم در ناحیه بیجگان (شمال شرق دلیجان)، رخساره های رسوبی، جلد ۶، شماره ۱، ۶۵-۷۶.
- [۶] محمدی، ا. و عامری، ح.، ۱۳۹۵، ریزرخساره‌ها و مدل رسوبگذاری سازندقم در ناحیه خورآباد (جنوب شرقی قم)، پژوهش‌های دانش زمین، جلد ۷، شماره ۲۸، ۳۷-۵۸.
- [۷] مهیاد، م.، صفری، ا.، وزیری مقدم، ح. و صیرفیان، ع.، ۱۳۹۷، بازسازی شرایط محیط رسوبی دیرینه و شناسایی سکانس های رسوبی موجود در سازند قم براساس میکروفاسیس ها در ناحیه کهک (جنوب غرب قم)، نشریه علمی-پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، جلد هشتم، شماره ۱۵، ۳۲-۴۸.
- [8] ABBASI, G., MOTAMEDI, H., ORANG, K., and NICKANDISH, A.A., 2020, Petroleum Geology of the Western Part of the Central Iran Basin: *Journal of Petroleum Geology*, **43**(2), 171–190.
- [9] AFZAL, J., WILLIAMS, M., LENG, M.J., and ALDRIDGE, R.J., 2011, Dynamic response of the shallow marine benthic ecosystem to regional and pan-Tethyan environmental change at the Paleocene–Eocene boundary: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **309**(3), 141–160.
- [10] ALLAHKARAMPOUR-DILL, M., SEYRAFIAN, A., and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2010, The Asmari Formation, north of the Gachsaran (Dill anticline), southwest Iran: facies analysis, depositional environments and sequence stratigraphy: *Carbonates Evaporites*, **25**, 145–160.
- [11] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American Journal of Science*, **304**(1), 1–20.
- [12] ALLEN, M.B. and ARMSTRONG, H. A., 2008, Arabia-Eurasia collision and the forcing of mid-Cenozoic global cooling: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **265**, 52–58.
- [13] ALLISON, P.A. and BOTTJER, D.J. 2011, Taphonomy: process and bias through time: *Springer, New York*, 603.
- [14] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and TAHERI, A., 2007, Paleoenvironmental model and sequence stratigraphy of the Asmari Formation in southwest Iran: *Historical Biology*, **19**(2), 173–183.
- [15] BEAVINGTON-PENNEY, S.J., 2004, Analysis of the effects of abrasion on the test of *Palaeonummulites venosus*: implications for the origin of nummulithoclastic sediments: *Palaios*, **19**(2), 143–155.

- [16] BEAVINGTON-PENNEY, S.J., WRIGHT, V.P., and RACEY, A., 2005, Sediment production and dispersal on foraminifera-dominated early Tertiary ramps: the Eocene El Garia Formation, Tunisia: *Sedimentology*, **52**(3), 537–569.
- [17] BEAVINGTON-PENNEY, S.J., WRIGHT, V.P., and RACEY, A., 2006, The middle Eocene Seeb Formation of Oman: an investigation of acyclicity, stratigraphic completeness, and accumulation rates in shallow marine carbonate settings: *Journal of Sediment Research*, **76**, 1137–1161.
- [18] BERBERIAN, M., 2005, The 2003 Bam urban earthquake: A predictable seismotectonic pattern along the western margin of the rigid Lut block, southeast Iran: *Earthquake Spectra*, **21**(1), 35–99.
- [19] BERBERIAN, M. and KING, G.C.P., 1981, Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran: *Canadian Journal of Earth Sciences*, **18**, 210–265.
- [20] BERESI, M.S., CABALERI, N.G., LÖSER, H., and ARMELLA, C., 2016, Coral patch reef system and associated facies from southwestern Gondwana: paleoenvironmental evolution of the Oxfordian shallow-marine carbonate platform at Portada Covunco, Neuquén Basin, Argentina: *Facies*, **63**, 1–22.
- [21] BERNING, B., REUTER, M., PILLER, W.E., HARZHAUSER, M., and KROH, A., 2009, Larger foraminifera as a substratum for encrusting bryozoans (Late Oligocene, Tethyan Seaway, Iran): *Facies*, **55**(2), 227–241.
- [22] BOVER-ARNAL, T., FERRANDEZ-CANADELL, C., AGUIRRE, J., ESTEBAN, M., FERNANDEZ-CARMONA, J., ALBERT-VILLANUEVA, E., and SALAS, R., 2017, Late Chattian platform carbonates with benthic foraminifera and coralline algae from the SE Iberian plate: *Palaios*, **32**, 61–82.
- [23] BOZORGNIA, F., 1966, Qom Formation Stratigraphy of the Central basin of Iran and its intercontinental position: *Bulletin of the Iranian Petroleum Institute*, **24**, 69–76.
- [24] BRANDANO, M. and CORDA, L., 2002, Nutrients, sea level and tectonics: constrains for the facies architecture of a Miocene carbonate ramp in central Italy: *Terra Nova*, **14**(4), 257–262.
- [25] BRANDANO, M., CORNACCHIA, I., RAFFI, I., and TOMASSETTI, L., 2016, The Oligocene–Miocene stratigraphic evolution of the Majella carbonate platform (Central Apennines, Italy): *Sedimentary Geology*, **1**, 1–14.
- [26] BRANDANO, M., FREZZA, V., TOMASSETTI, L., and PEDLEY, M., 2009, Facies analysis paleoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Corallie Limestone Formation), Malta: *Sedimentology*, **56**, 1138–1158.
- [27] BRANDANO, M., LIPPARINI, L., CAMPAGNONI, V., and TOMASSETTI, L., 2012, Downslope-migrating large dunes in the Chattian carbonate ramp of the Majella Mountains (Central Apennines, Italy): *Sedimentary Geology*, **255**, 29–41.
- [28] CATUNEANU, O., ABREU, V., BHATTACHARYA, J.P., BLUM, M.D., DALRYMPLE, R.W., ERIKSSON, P.G., FIELDING, C.R., FISHER, W.L., GALLOWAY, W.E., GIBLING, M.R., and GILES, K.A., 2009, Towards the standardization of sequence stratigraphy: *Earth-Science Reviews*, **1**, 1–33.
- [29] CATUNEANU, O., BHATTACHARYA, J.P., BLUM, M.D., DALRYMPLE, R.W., ERIKSSON, P.G., FIELDING, C.R., FISHER, W.L., GALLOWAY, W.E., GIANOLLA, P., GIBLING, M.R., and GILES, K.A., 2010, Thematic Set: Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development: *First break*, **1**, 41–54.

- [30] CATUNEANU, O., GALLOWAY, W.E., KENDALL, C.G.S.C., MIALL, A.D., POSAMENTIER, H.W., STRASSER, A., and TUCKER, M.E., 2011, Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature: *Newsletters on Stratigraphy*, **44**, 173–245.
- [31] COSOVIC, V., DROBNE, K., and IBRAHIMPAŠIĆ, H., 2012, The role of taphonomic features in the palaeoecological interpretation of Eocene carbonates from the Adriatic carbonate platform (PgAdCP): *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie*, **265**, 101–112.
- [32] ČOSOVIĆ, V., DROBNE, K., and MORE, A., 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrain Peninsula): *Facies*, **50**, 61–75.
- [33] DUNHAM, R.J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture, In: Ham, W.E. (Eds.), Classification of carbonate rocks, -A symposium: American Association Petroleum Geologist, **1**, 108–121.
- [34] EMBRY, A.F. and KLOVAN, J.E., 1971, A late Devonian reef tract on northeastern Banks Islands, Northwest Territories: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **19**, 730–781.
- [35] EMERY, D. and MYERS, K., 1996, Sequence stratigraphy: *BP Exploration, Stockley Park, London*, 297.
- [36] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application: *Springer-Verlag, Berlin*, 976.
- [37] GEEL, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequence in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Paleogene deposits in outwestern Spain: *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology*, **155**(155), 211–238.
- [38] GOLONKA, J., 2000, Cambrian–Neogen Plate Tectonic Maps: *Wydawnictwo Uniwersytetu Jagiellońskiego, Kraków, Poland*, 125.
- [39] GREENSTEIN, B.J. and PANDOLFI, J.M., 2003, Taphonomic alteration of reef corals: Effects of reef environment and coral growth form II: The Florida Keys: *Palaios*, **18**, 495–509.
- [40] HALFAR, J., GODINEZ-ORTA, L., MUTTI, M., VALDEZ-HOLGUÍN, J.E., and BORGES, J.M., 2004, Nutrient and temperature controls on modern carbonate production: an example from the Gulf of California, Mexico: *Geology*, **32**, 213–216.
- [41] HALLOCK, P. and POMAR, L., 2009, Cenozoic evolution of larger benthic foraminifers: paleoceanographic evidence for changing habitats: *Proceedings of the 11th International Coral Reef Symposium, Ft. Lauderdale, Florida*, 16–20.
- [42] HANDFORD, C.R. and LOUCKS, R.G., 1993, Carbonate depositional sequences and systems tracts/responses of carbonate platforms to relative sea level changes: In: Loucks, R.G., and Sarg, J.F. (Eds.), Carbonate sequence stratigraphy – Recent developments and applications. *American Association of Petroleum Geologists (Memoir)*, **1**, 3–41.
- [43] HARZHAUSER, M. and PILLER, W.E., 2007, Benchmark data of a changing sea—palaeogeography, palaeobiogeography and events in the Central Paratethys during the Miocene: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **253**, 8–31.
- [44] HAUSER, I., OSCHMANN, W., and GISCHLER, E., 2007, Modern bivalve shell assemblages on three atolls offshore Belize (Central America, Caribbean Sea): *Facies*, **53**(4), 451–478.
- [45] HEYDARI, E., 2008, Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran: *Tectonophysics*, **451**(1), 56–70.

- [46] HORTON, B. K., HASSANZADEH, J., STOCKLIN, D.F., AXEN, G.J., GILLIS, R. J., GUEST, B., AMINI, A., FAKHARI, M.D., ZAMANZADEH, S.M., and GROVE, M., 2008, Detrital zircon provenance of Neoproterozoic to Cenozoic deposits in Iran: implications for chronostratigraphy and collisional tectonics: *Tectonophysics*, **451**(1), 97–122.
- [47] HOTTINGER, L., 2000, Functional Morphology of Benthic Foraminiferal Shells, Envelopes of Cells beyond Measure: *Micropaleontology*, **46**, 57–86.
- [48] HOWELL, J.A. and FLINT, S.S., 1996, A model for high resolution sequence stratigraphy within extensional basins: *Geological Society, London, Special Publications*, **104**(1), 129–137.
- [49] KLICPERA, A., MICHEL, J., and WESTPHAL, H., 2015, Facies patterns of a tropical heterozoan carbonate platform under eutrophic conditions: the Banc d'Arguin, Mauritania: *Facies*, **61**(1), 1–24.
- [50] KNOERICH, A.C. and MUTTI, M., 2003, Controls of facies and sediment composition on the diagenetic pathway of shallow water heterozoan carbonates: the Oligocene of the Maitese Islands: *International Journal of Earth Sciences*, **92**(4), 494–510.
- [51] KOVÁCS, S. and ARNAUD-VANNEAU, A., 2004, Upper Eocene Paleobathymetry approach based on Paleocological Assemblages from the Pleşca Valley 2. outcrop, Transylvania—a preliminary report: *Acta Palaeontologica Romaniaae*, **4**, 191–202.
- [52] LANGER, M.R. and HOTTINGER, L., 2000, Biogeography of selected "larger" foraminifera: *Micropaleontology*, **46**, 105–126.
- [53] LEE, Y.I., HYEONG, K., and YOO, C.M., 2001, Cyclic sedimentation across a middle Ordovician carbonate ramp (Duwibong Formation), Korea: *Facies*, **44**(1), 61–73.
- [54] LOUCKS, R.G., MOODY, R.T.J., BELLIS, J.K., and BROWN, A.A., 1998, Regional depositional setting and pore network systems of the El Garia Formation (Metlaoui Group, Lower Eocene), offshore Tunisia: *Geological Society, London, Special Publications*, **132**(1), 355–374.
- [55] LUCI, L., 2010, Encrusting patterns and life habit of Mesozoic trigonoids: a case study of *Steinmanella quintucoensis* (Weaver) from the Early Cretaceous of Argentina: *Lethaia*, **43**(4), 529–544.
- [56] MAHYAD, M., SAFARI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., and SEYRAFIAN, A., 2019, Biofacies, taphofacies, and depositional environments in the north of Neotethys Seaway (Qom Formation, Miocene, Central Iran): *Russian Geology and Geophysics*, **60**(12), 1368–1384.
- [57] MOHAMMADI, E., HASANZADEH-DASTGERDI, M., GHAEDI, M., DEGHAN, R., SAFARI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., BAIZIDI, C., VAZIRI, M.R., and SFIDARI, E., 2013, The Tethyan Seaway Iranian Plate Oligo-Miocene deposits (the Qom Formation): distribution of Rupelian (Early Oligocene) and evaporate deposits as evidences for timing and trending of opening and closure of the Tethyan Seaway: *Carbonates and Evaporites*, **28**, 321–345.
- [58] MOHAMMADI, E., HASANZADEH-DASTGERDI, M., SAFARI, A., and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2018, Microfacies and depositional environments of the Qom Formation in Barzok area, SW Kashan, Iran: *Carbonates and Evaporites*, **1**, 1–14.
- [59] MORLEY, C.K., KONGWUNG, B., JULAPOUR, A.A., ABDOLGHAFOURIAN, M., HAJIAN, M., WAPLES, D., WARREN, J., OTTERDOOM, H., SRISURIYON, K., and KAZEMI, H., 2009, Structural development of a major late Cenozoic basin and transpressional belt in central Iran: The Central Basin in the Qom-Saveh area: *Geosphere*, **5**(4), 325–362.

- [60] MOSSADEGH, Z.K., HAIG, D.W., ALLAN, T., ADABI, M.H., and SADEGHI, A., 2009, Salinity changes during late Oligocene to early Miocene Asmari Formation deposition, Zagros Mountains. Iran: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **272**, 17–36.
- [61] NADIMI, A., 2007, Evolution of the Central Iranian basement: *Gondwana Research*, **12**(3), 324–333.
- [62] NEBELSICK, J.H., BASSI, D., and LEMPP, J., 2013, Tracking paleoenvironmental changes in coralline algal-dominated carbonates of the Lower Oligocene Calcareniti di Castelgomberto formation (Monti Berici, Italy): *Facies*, **59**, 133–148.
- [63] PAYROS, A., PUJALTE, V., TOSQUELLA, J., and ORUE-ETXEBARRIA, X., 2010, The Eocene storm-dominated foralgal ramp of the western Pyrenees (Urbasa-Andia Formation): An analogue of future shallow-marine carbonate systems: *Sedimentary Geology*, **228**(3), 184–204.
- [64] PEDLEY, M., 1996, Miocene reef facies of Pelagian region (Central Mediterranean region), In: Franseen, E.K., Esteben, M., Ward, W.C., and Rouchy, J. M. (Eds.), Models for Carbonate Stratigraphy from Miocene Reef complexes of Mediterranean Regions: *SEPM Concept Sediment Paleontology*, **5**, 247–259.
- [65] PERRY, C.T., 2005, Structure and development of detrital reef deposits in turbid nearshore environments, Inhaca Island, Mozambique: *Marine Geology*, **214**(1-3), 143-161.
- [66] POMAR, L., BACETA, J.I., HALLOCK, P., MATEU-VICENS, G., and BASSO, D., 2017, Reef building and carbonate production modes in the west-central Tethys during the Cenozoic: *Marine and Petroleum Geology*, **83**, 261–304.
- [67] POMAR, L., BRANDANO, M., and WESTPHAL, H., 2004, Environmental factors influencing skeletal grain sediment associations: a critical review of Miocene examples from the western Mediterranean: *Sedimentology*, **51**(3), pp.627-651.
- [68] POMAR, L., ESTEBAN, M., MARTINEZ, W., ESPINO, D., DEOTT, V.C., BENKOVICS, L., and LEYVA, T.C., 2015, Oligocene–Miocene carbonates of the Perla Field, Offshore Venezuela: Depositional model and facies architecture, In: Bartolini, C., and P. Mann, eds., Petroleum geology and potential of the Colombian Caribbean margin: *AAPG Mermior, The American Association of Petroleum Geologist*, **1**, 647–674.
- [69] POMAR, L. and HAQ, B.U., 2016, Decoding depositional sequences in carbonate systems: Concepts vs experience: *Global Planetary Change*, **146**, 190–225.
- [70] POMAR, L., MATEU-VICENS, G., MORSILLI, M., and BRANDANO, M., 2014, Carbonate ramp evolution during the Late Oligocene (Chattian), Salento Peninsula, southern Italy: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **404**, 109–132.
- [71] RASSER, M.W., SCHEIBNER, C., and MUTTI, M., 2005, A paleoenvironmental standard section for Early Ilerdian troical carbonate factories (Corbieres, France Pyrenees, Spain): *Facies*, 51 1-4, p. 218-232.
- [72] READ, J.F., 1982, Carbonate platforms of passive (extensional) continental margins-types, characteristics and evolution: *Tectonophysics*, **81**(3-4), 195–212.
- [73] READ, J.F., 1985, Carbonate platform facies models: *Geological Society of America Bulletin*, **69**(1), 1–21.
- [74] REUTER, M., PILLER, W.E., HARZHAUSER, M., MANDIC, O., BERNING, B., RÖGL, F., KROH, A., AUBRY, M.P., WIELANDT-SCHUSTER, U., and HAMEDANI, A., 2009, The Oligo-/Miocene

- Qom Formation (Iran): evidence for an early Burdigalian restriction of the Tethyan Seaway and closure of its Iranian gateways: *International Journal of Earth Sciences*, **98**, 627–650.
- [75] RIEGL, B., POIRIEZ, A., JANSON X., and BERGMAN, K.L., 2010, The gulf: facies belts, physical, chemical, and biological parameters of sedimentation on a carbonate ramp, In: Westphal, H., Reigl, B., and Eberli, G.P., (Eds.), *Carbonate Depositional Systems, Assessing Dimensions and Controlling Parameters*: Springer, **1**, 145–213.
- [76] ROMERO, J., CAUS, E., and ROSELL, J., 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.
- [77] SAFARI, A., GHANBARLOO, H., MANSOURY, P., and ESFAHANI, M.M., 2020a, Reconstruction of the depositional sedimentary environment of Oligocene deposits (Qom Formation) in the Qom Basin (northern Tethyan seaway), Iran: *Geologos*, **26**(2), 93–111.
- [78] SAFARI, A., GHANBARLOO, H., ESFAHANI, M.M., and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2020b, Age determination of the Oligocene Qom Formation and interpretation of palaeoenvironments in the Qom back-arc basin (northern Neotethys) using benthic foraminifera: *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, **171** (4), 503–519.
- [79] SAFARI, A., GHANBARLOO, H., KASIRI, A. and PURNAJJARI, S.M., 2020c, Sedimentary environment and depositional sequences of the Oligocene Qom Formation in Central Iran based on micro-facies and microtaphofacies analysis: *Carbonates and Evaporites*, **35**(4), 1–22.
- [80] SARG, J.F., 1988, Carbonate sequence stratigraphy, In: Wilgus, C.K., Hastings, B.S., Kendall, C.G.St.C., Posamentier, H.W., Ross, C.A., and Van Wagoner, J.C., (Eds.), *Sea-Level Changes: An integrated approach*. Society for Sedimentary Geology, Special Publication, **43**, 155–181.
- [81] SARKAR, S., 2017, Microfacies analysis of larger benthic foraminifera-dominated Middle Eocene carbonates: a palaeoenvironmental case study from Meghalaya, NE India (Eastern Tethys): *Arabian Journal of Geosciences*, **5**, 1–13.
- [82] SEDDIGHI, M., VAZIRI-MOGHADDAMA, H., TAHERI, A., and GHABEISHAVI, A., 2011, Depositional environment and constraining factors on the facies architecture of the Qom Formation, Central Basin, Iran: *Historical Biology*, **1**, 1–10.
- [83] SEYRAFIAN, A. and TORABI, H., 2005, Petrofacies and sequence stratigraphy of the Qom Formation (Late Oligocene-Early Miocene?), north of nain, Southern trend of the Central Iranian Basin: *Carbonates and Evaporates*, **20**(1), 82–90.
- [84] SILVESTRI, G., BOSELLINI, F.R., and NEBELSICK, J.H., 2011, Microtaphofacies analysis of lower Oligocene turbid-water coral assemblages: *Palaios*, **26**, 805–820.
- [85] SODER, P.A., 1955, The Tertiary of the Qom, Shurab Area: *National Oil Company, Geology Report*, **123**, 3–79. Unpublished.
- [86] SOOLTANIAN, N., SEYRAFIAN, A., and VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2011, Biostratigraphy and paleo-ecological implications in microfacies of the Asmari Formation (Oligocene), Naura anticline (Interior Fars of the Zagros Basin), Iran: *Carbonates Evaporites*, **26**(2), 167–180.
- [87] QUARANTA, F., TOMASSETTI, L., VANNUCCI, G., and BRANDANO, M., 2012, Coralline algae as environmental indicators: a case study from the Attard member (Chattian, Malta): *Geodiversitas*, **1**, 151–166.

- [88] TAHERI, A., 2010, Paleoenvironmental model and sequence stratigraphy for the Oligo-Miocene foraminiferal limestone in east of Dogonbadan: *Stratigraphy Sedimentology*, **40**(3), 15–30.
- [89] TOMASSETTI, L., BENEDETTI, A., and BRANDANO, M., 2016, Middle Eocene seagrass facies from Apennine carbonate platforms (Italy): *Sedimentary Geology*, **335**, 136–149.
- [90] VAN WAGONER, J.C., POSAMENTIER, H.W., and MITCHUM, R.M.J.R., 1988, An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definition. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C.G.St.C.H., Posamentier, W., Ross, C.A., and Van Wagoner, J.C., (Eds.), *Sea- Level Changes: An integrated approach*. Society for Sedimentary Geology, Special Publication, **1**, 39–45.
- [91] VAZIRI-MOGHADDAM, H., KIMIAGARI, M., and TAHERI, A., 2006, Depositional environment and sequence stratigraphy of the Oligo-Miocene Asmari Formation in SW Iran: *Facies*, **52**(1), 41–51.
- [92] VAZIRI-MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., and MOTIEI, H., 2010, Oligocene-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros basin, Iran, Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, **27**(1), 56–71.
- [93] VINCENT, I., ALLEN, M.B., ISMAIL-ZADEH, A.D., FLECKER, R., FOLAND, K.A., and SIMMONS, D., 2005, Insights from the Talysh of Azerbaijan into the Paleogene evolution of the South Caspian region: *Geological Society of America Bulletin*, **117**(11-12), 1513–1533.
- [94] VINCENT, S.J., MORTON, A.C, CARTER, A., GIBBS, S., and BARABADZE, T.G., 2007, Oligocene uplift of the Western Greater Caucasus: An effect of initial Arabia-Eurasia collision: *Terra Nova*, **19**(2), 160–166.
- [95] WILGUS, C.K., HASTINGS, B.S., POSAMENTIER, H., WAGONER, T.V., ROSS, C.A., and KENDALL, C.G., 1988, sea level changes: an ingrated approach: *SEPM Secial Publication*, 407.
- [96] WILSON, M.E. and EVANS, M.J., 2002, Sedimentology and diagenesis of Tertiary carbonates on the Mangkalihat Peninsula, Borneo: implications for subsurface reservoir quality: *Marine Petroleum Geology*, **19**(7), 873–900.
- [97] XU, G.S., MA, R.L., and ZHANG, C.J., 2008, Qom group microfacies and Reservoir characteristics of Garmsar block in Iran Basin [J]: *Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration*, **6**, 1–20.

مقایسه کارکرد شبکه‌های عصبی مرسوم برای برآورد تخلخل در یکی از میدان‌های نفتی جنوب خاوری ایران

فرشاد توفیقی^۱، پرویز آرمانی^{۲*}، علی چهارازی^۳، اندیشه علیمزادی^۴

^۱ گروه مهندسی نفت و معدن، دانشگاه بین‌المللی امام خمینی، قزوین

^۲ گروه زمین‌شناسی، دانشگاه بین‌المللی امام خمینی، قزوین

^۳ مدیریت طرح‌های اکتشافی، شرکت نفت فلات قاره ایران، تهران

^۴ گروه مهندسی نفت و معدن، دانشگاه بین‌المللی امام خمینی، قزوین

*armani@sci.ikiu.ac.ir

دریافت تیر ۱۳۹۹، پذیرش آبان ۱۴۰۰

چکیده

امروزه بهره‌گیری از هوش مصنوعی برای افزایش دقت مطالعه و نزدیک بودن به واقعیت بسیار متداول است و در صنعت نفت برای افزایش دقت بررسی و شناخت رابطه میان پارامترهای گوناگون به کار می‌رود. هدف اصلی این پژوهش، مقایسه کارکرد دو روش ماشین یادگیری حدی (ELM) و شبکه عصبی شعاع مبنا (RBF) در مدل‌سازی ایستایی نفت، تخلخل می‌باشد. داده‌های ۷ حلقه چاه میدان هندیجان واقع در کرانه شمال باختری خلیج فارس مورد بررسی قرار گرفت. در این راستا، با بهره‌گیری از ویژگی‌های لرزه‌ای پس از برانبارش که رابطه معنی داری با تخلخل دارند، به تنظیم و مقایسه کارکرد شبکه‌های ELM و RBF در شرایط یکسان پرداخته شد. سرانجام آشکار شد که ELM کاملاً به مجموعه داده‌ها حساس است و برای تهیه نقشه (کمی) به نقاط داده بیشتری نیاز دارد، اما از نظر رده‌بندی (کیفی) از RBF بهتر است. از سوی دیگر، RBF یکی از تواناترین الگوریتم‌ها در نقشه برداری است، به ویژه در شمار کم داده که می‌تواند برای دیگران چالش برانگیز باشد.

واژه‌های کلیدی: برآورد تخلخل، بازگردانی لرزه‌ای، PNN، RBFN، MLFN

۱- مقدمه

هوش مصنوعی یک ابزار ریاضیاتی بر پایه پردازش موازی است که امروزه، بهره‌گیری از آن در صنعت نفت برای شناخت روابط غیرخطی، بهینه‌سازی، برآورد پارامترهای کمی و همچنین، دسته‌بندی پارامترهای کیفی نیز رواج بسیاری یافته است [۵، ۹، ۱۵]. بهره‌گیری از این روش باعث افزایش دقت کار و کاهش هزینه و زمان می‌شود [۱].

تخلخل یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های پتروفیزیکی سنگ مخزن است، چرا که در محاسبات حجمی نفت موجود در مخزن [۳]، محاسبات اشباع سیالات، توصیف مخزن [۸]، شناسایی واحدهای جریانی در محیط‌های ناهمگن [۱۲]، بررسی‌های اقتصادی پروژه [۷]، به‌عنوان یکی از مهم‌ترین پارامترهای مخزنی در نرم‌افزارهای شبیه‌ساز [۲۶]، مشخص کردن فشار نقاط مختلف مخزن به منظور کاهش خطر حفاری [۱۳] و همچنین، تعیین الگوهای جریان هیدروکربن‌های مختلف [۱۰ و ۱۸] کاربرد دارد. در آغاز تخلخل از راه بررسی مستقیم مغزه تهیه‌شده در آزمایشگاه‌ها مانند وزن کردن مستقیم نمونه، قوطه‌وری، روش‌های نوری، اسکن توموگرافی کامپیوتری^{۵۲} و روش انبساط گازی به دست می‌آمدند که اگرچه این روش‌ها دقیق‌ترین و قابل اعتمادترین روش‌ها هستند اما نیازمند صرف زمان و هزینه بسیار بوده و از طرفی، اطلاعات به دست آمده از این روش‌ها گسسته می‌باشند. از این رو، از روش‌های چاه‌نگاری استفاده کردند. در این روش، از نمودارهای چگالی، صوتی، نوترون و در مراحل پیشرفته‌تر نیز از نمودارهای رزونانس مغناطیسی هسته‌ای^{۵۳} استفاده می‌شود که چون روش غیرمستقیم است، نسبت به روش مستقیم دقت کمتری دارد اما دارای پیوستگی اطلاعات است. اما نکته‌ای که در مورد روش‌های یادشده باید توجه داشت این است که این روش‌ها نیازمند صرف زمان و هزینه بسیار برای حفر چاه است [۱۷]. از این رو، امروزه استفاده از هوش مصنوعی برای افزایش دقت کاوش‌های سطحی بدون نیاز به حفر چاه گسترش یافته است. از برتری‌های روش پیشنهاد شده نیز می‌توان به پیوسته‌بودن داده‌های به دست آمده اشاره کرد. البته داده‌های به دست آمده تنها در محل چاه و پیرامون آن درست است [۸]. امروزه برای مدل‌سازی سه‌بعدی، افزون بر داده‌های چاه‌نگاری، از داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی نیز بهره‌گیری می‌شود. داده‌های لرزه‌ای، سری‌های زمانی سه‌بعدی می‌باشند که زمان عبور موج در هر بخش از سازند را نشان می‌دهند [۴]. در هنگام برداشت‌های لرزه‌ای امواجی با فرکانس بالا میرا می‌شوند که در مدل‌سازی سه‌بعدی کوشش می‌شود با بهره‌گیری از داده‌های چاه‌نگاری، از جمله نمودار صوتی، این داده‌های لرزه‌ای احیا و شبیه‌سازی شوند و سپس با بهره‌گیری از موجک استخراج شده به مدل‌سازی بازگردانی^{۵۴} ویژگی‌های پتروفیزیکی زیرسطحی از جمله سرعت موج برشی^{۵۵}، سرعت موج فشرده‌گی^{۵۶} و امپدانس صوتی ویژه (که توسط ضرب چگالی در سرعت امواج لرزه‌ای نیز به دست می‌آید) نیز پرداخته می‌شود [۲۲].

امپدانس صوتی یکی از مهم‌ترین نشان‌گرهای لرزه‌ای است که با ویژگی‌های پتروفیزیکی به ویژه تخلخل رابطه‌ای معنادار دارد و به صورت پل ارتباطی میان ویژگی‌های پتروفیزیکی و ویژگی‌های کشسان^{۵۷} است [۱۴ و ۱۸]. نشان‌گرهای لرزه‌ای اطلاعات لرزه‌ای هستند که به صورت مستقیم و غیرمستقیم از راه انجام روابط ریاضیاتی پیچیده بر روی داده لرزه‌ای ایجاد می‌شوند [۲۳]. در نتیجه استخراج داده‌ها از نشان‌گرهای لرزه‌ای کمک شایانی در برآورد

⁵² Computerized Tomography Scan (CT Scan)

⁵³ Nuclear Magnetic Resonance (NMR)

⁵⁴ Inversion

⁵⁵ Shear Wave Velocity (VS)

⁵⁶ Pressure Wave Velocity (VP)

⁵⁷ Elastic

ویژگی‌های فیزیکی مخزن‌ها می‌کند [۶]. همچنین، لازم به یادآوری است که در بسیاری از مواقع به دلیل ناهمگن بودن منطقه، چه به صورت عمودی و چه به صورت افقی، ایجاد رابطه‌ای عددی میان امپدانس صوتی و تخلخل با روش‌های مرسوم آماری و بدون بهره‌گیری از هیچ‌گونه تابعی نیز امکان‌پذیر نیست. بنابراین، برای برآورد تخلخل نیاز به یک مدل سطح بالا و هوشمند است [۲].

پرکاربردترین زمینه مطالعاتی هوش مصنوعی با بهره‌گیری از امپدانس صوتی، برآورد و ارزیابی ویژگی‌های پتروفیزیکی مانند تخلخل، تراوایی، اشباع آب، حجم شیل، میزان آب موجود و در نتیجه، شناسایی واحدهای جریان^{۵۸} در محیط‌های ناهمگن است [۱۱]. هدف اصلی از این پژوهش مقایسه دقت و تعمیم‌پذیری سه مدل مرسوم شبکه عصبی، یعنی شبکه عصبی پیش‌خور چند لایه^{۵۹}، شبکه تابع شعاع مبنا^{۶۰} و شبکه عصبی احتمالی^{۶۱} در برآورد تخلخل با بهره‌گیری از امپدانس صوتی و سایر نشان‌گرهای لرزه‌ای به دست آمده از برازش گام‌به‌گام در سازند آسماری است.

۲- روش کار

این پژوهش، یک پژوهش داده محور است که شامل داده‌های زمین‌شناسی ۷ چاه موجود در یکی از میدان‌های نفتی ایران واقع در شمال باختری خلیج فارس است (شکل ۱). این میدان از نظر ساختاری یک تاقدیس کوچک با روند شمالی-جنوبی است [۲۴]. دو چاه HD_1 و HD_6 بر پایه جایگاه جغرافیایی آن‌ها به عنوان داده‌های ناشناخته در نظر گرفته شده‌اند (شکل ۲). هدف از بهره‌گیری از چاه‌های HD_1 و HD_6 نیز به ترتیب شناسایی دقت و قدرت تعمیم‌پذیری مدل‌های مورد نظر است. در این پژوهش، سازند آسماری مورد بررسی قرار گرفت. شمار نقاط اطلاعاتی از ۲۵ تا ۳۰ عدد در هر چاه بوده است.



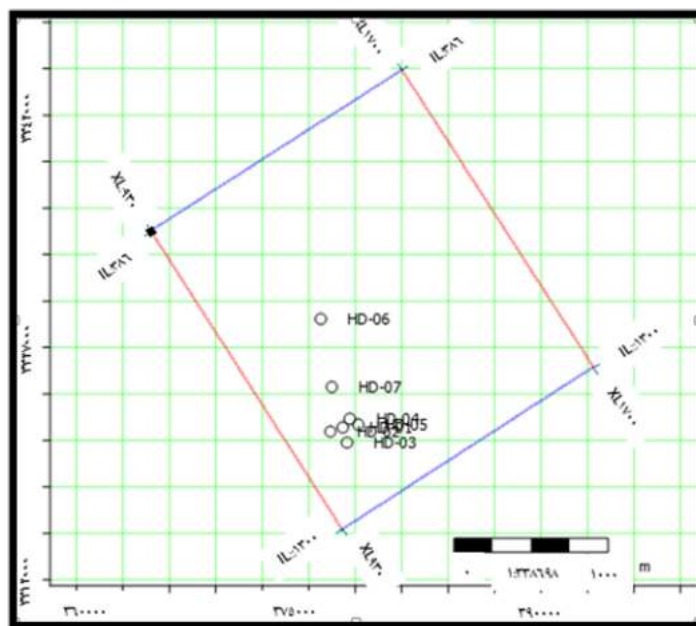
شکل ۱ جایگاه میدان نفتی مورد بررسی [۲۷]

58 Flow Units

59 Multi-layer Feed Forward Neural Network (MLFN)

60 Radial Basis Function Network (RBFN)

61 Probabilistic Neural Network (PNN)



شکل ۲ جایگاه چاه‌های نفتی مورد بررسی

این پژوهش بر کاربرد تکنیک شبکه عصبی مصنوعی در برآورد تخلخل سازند آسماری با بهره‌گیری از نشان‌گرهای لرزه‌ای پس از برانبارش و داده‌های چاه‌نگاری استوار است. نمودارهای تخلخل، صوتی و چگالی برای همه چاه‌ها و داده‌های تصحیح برداشت^{۶۲} تنها در چاه‌های HD_6 و HD_7 موجود بود.

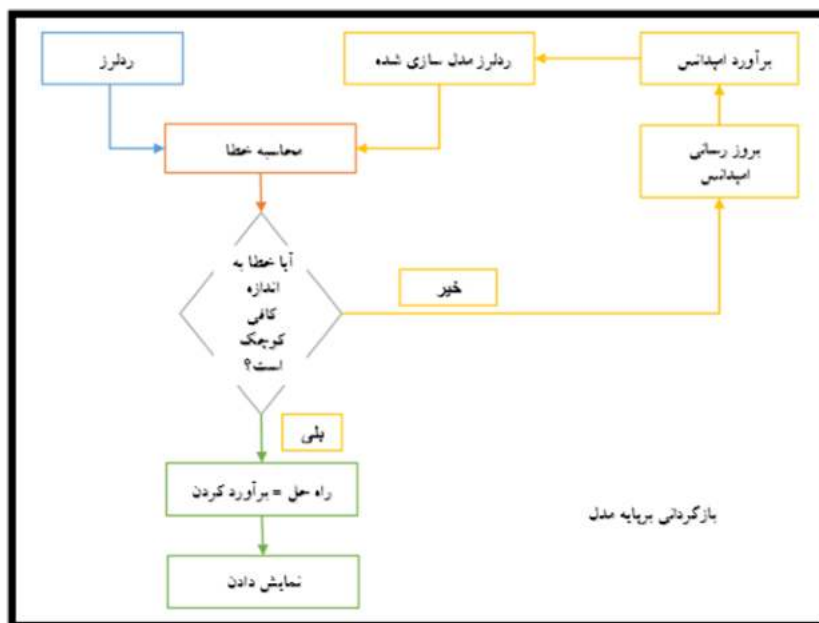
نخستین گام برای آماده‌سازی داده‌های ورودی هم حوزه نمودن آن‌ها بود، چرا که داده‌های چاه‌نگاری ماهیت مکانی و داده‌های لرزه‌ای ماهیت زمانی دارند. بدین منظور با بهره‌گیری از داده‌های تصحیح برداشت به‌عنوان یک تابع زمان-عمق، تمامی داده‌های چاه‌نگاری به حیطه زمان منتقل شد. پس از آن با بهره‌گیری از فرآیند همبستگی (تطابق) دستی، سعی در افزایش همبستگی به منظور قرار گرفتن ضرایب بازتاب^{۶۳} در محل درست خود و همچنین، استخراج موجک میانگین برای ساخت ردلرزه‌های مصنوعی در محل چاه‌ها انجام گرفت. باید خاطر نشان شد که در تطابق دستی کوشش شده است که در ابتدا با جابه‌جایی و سپس با ایجاد کشیدگی و فشردگی در داده‌های جدید ایجاد شده بیشترین تطابق انجام گیرد.

در این پژوهش از روش بازگردانی برپایه مدل^{۶۴} برای مدل‌سازی بازگردانی امیدانس صوتی در کل پیکره سه‌بعدی سازند آسماری بهره‌گیری شد. در بازگردانی بر پایه مدل کوشش می‌شود که در آغاز یک مدل زمین‌شناسی، به‌عنوان مدل اولیه، ساخته و سپس به مقایسه آن با داده‌های لرزه‌ای واقعی پرداخته شود. در شکل ۳ اساس نظریه بازگردانی بر پایه مدل به‌صورت شمای عملیاتی نشان داده شده است.

⁶² Check Shot Data

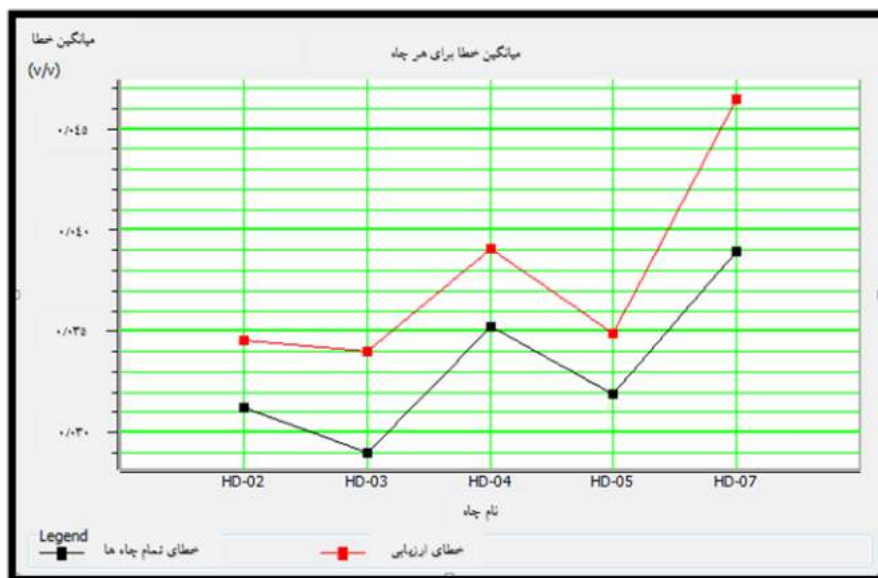
⁶³ Reflection Coefficient (RC)

⁶⁴ Model based Inversion



شکل ۳ شمایی عملیاتی از نظریه بازگردانی برپایه مدل [۲۲]

در آغاز پیش از انتخاب نشان‌گرهای چندگانه بهینه، باید داده‌های ورودی را نسبت به هر چاه مورد بررسی و ارزیابی قرار داد. از اینرو از تکنیک "پنهان کردن" بهره‌گیری شد. این روش به این صورت است که چاه مورد نظر (در پژوهش‌های آینده نشان‌گرها و نقاط اطلاعاتی) نیز نادیده گرفته می‌شود و با بهره‌گیری از دیگر چاه‌ها به برآورد آن چاه پرداخته می‌شود. هر چه دقت کار کمتر و یا به عبارت دیگر، خطای بررسی بیشتر باشد، چاه مورد نظر باعث ناپایداری مدل‌سازی می‌شود. پس همان‌گونه که در شکل ۴ نشان داده شد، داده‌های چاه HD_7 باعث ناپایداری مدل‌سازی می‌شود، بنابراین داده‌های این چاه از دسته داده‌های آموزشی نیز حذف شد.



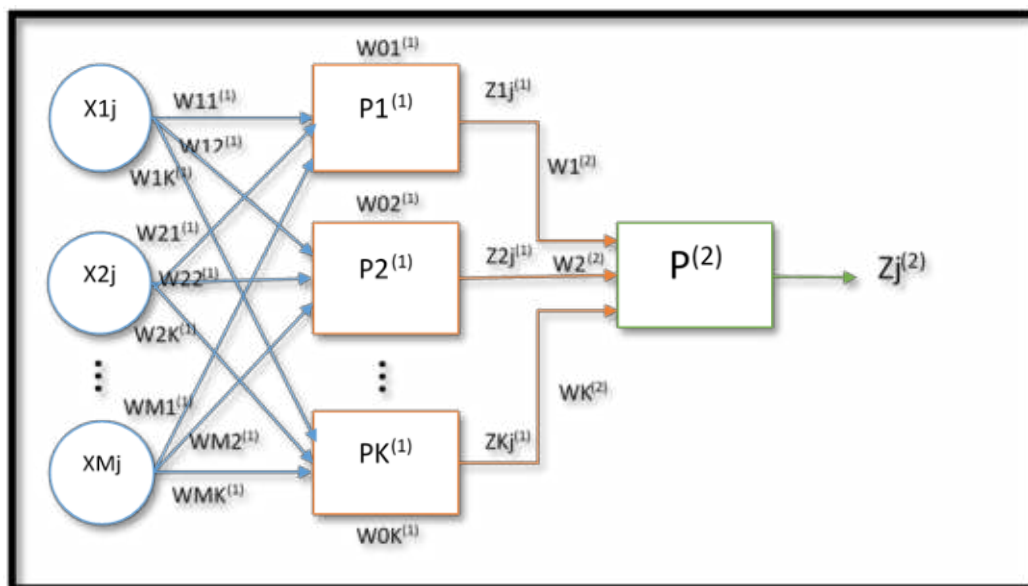
شکل ۴ نتیجه ارزیابی داده‌ها بر پایه چاه‌ها

در این پژوهش از روش برازش گام به گام برای انتخاب تعداد بهینه نشان‌گرهای چندگانه بر پایه نشان‌گرهای تکی، بهره‌گیری شد. در این روش ابتدا تک نشان‌گری که دارای کمترین خطای برآورد تخلخل است انتخاب شده و سپس کوشش شد با بهره‌گیری از روش آزمون و خطا به جست و جو جفت نشان‌گری که دارای کمترین خطای برآورد

باشد، پرداخته شود. این فرآیند تا رسیدن به بیشترین تعداد نشان‌گرها نیز ادامه می‌یابد. برتری این روش، سرعت بالا در پردازش است که البته از کاستی‌های این روش می‌توان به از دست دادن بهترین جفت نشان‌گرهایی که ممکن است دارای خطای بالا در برآورد تخلخل به صورت تکی می‌باشند نیز اشاره کرد. نیاز به یادآوری است که منظور از خطا در این بخش، خطای جذر میانگین مربعات است و شمار ۱۶۰ نشان‌گر مورد بررسی قرار گرفت.

۳- شبکه عصبی مصنوعی

شبکه عصبی مصنوعی و یا سیستم پیوندگرا، یک سیستم محاسباتی مبهم است که از شبکه عصبی زیستی الگوبرداری شده است. به علت مبهم بودن کارکرد و محاسبات انجام گرفته در آن، این سیستم را به اصطلاح جعبه سیاه^{۶۵} می‌نامند [۱۶]. شبکه عصبی پیش‌خور چندلایه یا MLFN، یک شبکه عصبی کلاسیک بوده که به عنوان یک شبکه چندلایه ادراکی^{۶۶} نیز نام برده می‌شود. این مدل قابلیت حل مشکلات غیرخطی را دارد که البته از کاستی‌های آن نیز می‌توان وابستگی بیش از حد جواب پایانی به حدس اولیه وزن‌های تنظیم شده اشاره کرد. در شکل ۵ نیز ساختار شبکه چند لایه با M ورودی و تعداد K تا گره^{۶۷} نیز نشان داده شد.



شکل ۵ شمای عملیاتی از شبکه MLFN با M ورودی و K گره [۲۱]

همواره نخستین لایه در MLFN نیز لایه ورودی و آخرین لایه نیز لایه خروجی نامیده می‌شود. لایه‌های موجود در بین لایه‌های ورودی و خروجی نیز لایه‌های نهان نامیده می‌شوند که شمار آن‌ها می‌تواند از یک تا هر مقداری باشد که یک عدد لایه نهان با تعداد بهینه گره وجود دارد. در بیشتر مواقع، برای بررسی موارد مطالعاتی با تعداد محدود نقاط اطلاعاتی و یا برای روابطی که دارای ویژگی‌های محدود و نامحدود می‌باشند، مدل سه لایه‌ای نیز پاسخگو است [۲۰]. ورودی‌های شبکه MLP نیز برداری با M نشان‌گر است که مقدار آن به صورت $xTj = [x1j, x2j, \dots, xMj]$ است

⁶⁵ Black Box

⁶⁶ Multi-layer Perceptron (MLP)

⁶⁷ Neuron

که در آن $N, \dots, 1, z=1$ و یا به دیگر سخن، تعداد نمونه‌های لرزه‌ای است. خروجی حاصل از لایه اول با اعمال وزن به ورودی به صورت رابطه ۱ نوشته می‌شود.

$$y(1)_{kj} = \sum_{i=0}^M W(1)_{ki} \cdot x_{ij} = W^{(1)T} \cdot x_j, k = 1, 2, \dots, K \quad (1)$$

$$y(2)_j = \sum_{k=0}^K w(2)_{kj} \cdot z(1)_{kj} = w_j^{(2)T} \cdot z_j^{(1)}, j = 1, 2, \dots, N$$

همچنین، ورودی لایه نهان یک مدل سه لایه‌ای نیز به صورت رابطه ۲ نوشته می‌شود:

$$y(2)_j = \sum_{k=0}^K w(2)_{kj} \cdot z(1)_{kj} = w_j^{(2)T} \cdot z_j^{(1)}, j = 1, 2, \dots, N \quad (2)$$

که در رابطه ۲ نیز $z_j^{(1)}$ نیز خروجی حاصل از لایه اول است. در شبکه‌های MLP یکی از پر کاربردترین توابع تحریک^{۶۸} نیز تابع Logistic است که خروجی آن را بین +۱ و -۱ نیز محدود می‌کند. رابطه ریاضیاتی آن در رابطه ۳ نشان داده شده است:

$$f(x) = \text{Logist}(x) = \frac{1}{1 + \exp(-x)} \quad (3)$$

خروجی پایانی شبکه MLP با دو لایه را که در شکل ۴ نمایش داده است نیز می‌توان به صورت رابطه ۴ نوشت:

$$z(2)_j = f^2(w^{(2)T} \cdot f^{(1)}(w^{(1)T} \cdot x_j)) \quad (4)$$

وزن شبکه براساس خطای پسا انتشاری که توسط الگوریتم محاسبه می‌شود، تعیین می‌شود. به $z(2)_j = f^2(w^{(2)T} \cdot f^{(1)}(w^{(1)T} \cdot x_j))$ این صورت که با افزایش و کاهش اوزان مختلف کوشش می‌شود که خطای برآورد به کمترین مقدار خود برسد [۲۱].

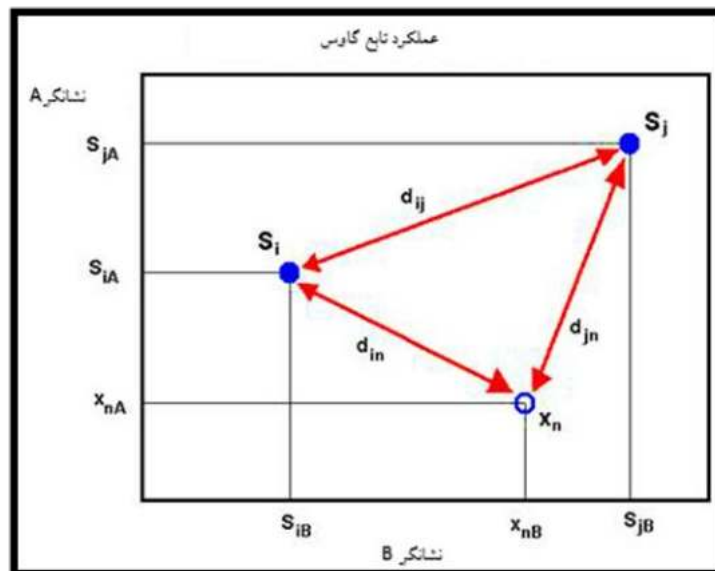
شبکه شعاع مبنا (RBF) برای درون‌یابی دسته داده‌هایی در فضای غیرخطی طراحی شده است [۲۰]. در مدل‌سازی ریاضیاتی، شبکه تابع شعاع مبنا نیز یک شبکه عصبی مصنوعی پیش‌خور^{۶۹} با تابع تحریک شعاع مبنا است که بر پایه تئوری منظم‌سازی^{۷۰} و از تابع گاوسی^{۷۱} به عنوان تابع تحریک اصلی نیز بهره‌گیری می‌کند که در آن از فواصل به عنوان "نشان‌گر فضایی" بهره‌برداری می‌شود [۱۹]. فرض کنید دو نمونه S_i و S_j وجود داشته باشد، می‌توان آن‌ها را به یک نمونه ناشناخته X_n مرتبط کرد به طوری که X_n به صورت شکل ۶ تعریف شده باشد.

⁶⁸ Activation Function

⁶⁹ Feed Forward

⁷⁰ Regularization

⁷¹ Gaussian Function



شکل ۶ برآورد نمونه ناشناخته Xn توسط دو نمونه Si و Sj [۲۱]

RBF نیز همانند شبکه عصبی احتمالی برای هر داده آموزشی یک وزن شناسایی می‌کند که تمامی وزن‌ها توسط تابع گاوس در نشان‌گرهای فاصله ضرب می‌شوند. بنابراین خواهیم داشت:

$$y = \sum_{i=1}^n W_i \cdot \phi_i \quad (5)$$

در رابطه ۵، باید توجه داشت که در برخی از منابع از g به جای ϕ استفاده می‌شود. توابع غیرخطی ϕ_j نیز توابع "پایه^{۷۲}" نامیده می‌شوند. از نظر ریاضیاتی، تابع پایه عبارت است از:

$$\phi_{jk} = \exp\left[-\frac{d^2_{jn}}{\sigma^2}\right], d_{jn} = [X_n - s_j] \quad (6)$$

که در رابطه ۶ نیز σ ، پارامتر سیگما و یا به عبارت دیگر، پارامتر هموارسازی^{۷۳} است. باید توجه شود که $\frac{d^2_{jn}}{\sigma^2}$ نیز فاصله مقیاسی بین نمونه‌ای مجهول یعنی X_n و نقطه اطلاعاتی معلوم S_j است. پس برخلاف مدل PNN، پارامتر هموارکننده بر مقیاس تأثیرگذار است. پس تابع شعاع مبنا یک تابعی است که با فاصله گرفتن از مرکز، یکنواختی پاسخ آن کاهش می‌یابد [۲۵]. خروجی شبکه، یک ترکیب خطی توابع شعاع مبنا ورودی و پارامترهای نورون است که محاسبات برآورد پارامتر مورد نظر نیز به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$y(X_n) = \sum_{j=1}^n W_j \cdot \phi_{nj}, n = 1, 2, \dots, M \quad (7)$$

که در رابطه ۷، X_n تعریف نشده و M نیز شمار پارامترهای تعریف نشده است. از این رو، W_j یک وزن بر پایه فاصله بین نقطه مورد نظر و نقاط آموزشی است.

⁷² Basis

⁷³ Smoothing

شبکه عصبی احتمالی در اختصار PNN یک شبکه عصبی است که با اعمال پنجره پارزن^{۷۴} بر داده‌ها نیز عمل می‌کند. از شبکه PNN همواره می‌توان برای برآورد داده‌های پیوسته و یا گسسته و همچنین برای مشخص کردن رابطه میان داده‌های ورودی و خروجی، به‌عنوان یک روش سریع و مطمئن بهره‌گیری کرد. اگر بردار X_i به‌عنوان ورودی شبکه PNN تعریف شده باشد در آن صورت خروجی $On(x_i)$ نیز از طریق جمع خطی n نقطه اطلاعاتی در بخش آموزش بر پایه رابطه ۸ نیز به‌دست می‌آید.

$$On(x_i) = \frac{\sum_{i=1}^n On_i \cdot \exp(-D(x, P_{xi}))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad (۸)$$

که در رابطه ۸، $D(x, x_i)$ فاصله بین داده ورودی x با هر یک از داده‌های آموزشی آن است که از طریق رابطه ۹ نیز به‌دست می‌آید.

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^k \left(\frac{x_j - x_{ij}}{p_j} \right)^2 \quad (۹)$$

که در رابطه ۹، k تعداد نقاط اطلاعاتی ورودی است و همچنین، p_j فاکتور مقیاس فاصله^{۷۵} برای هر یک از نشان‌گرهای ورودی است که تنها پارامتر PNN است که نیاز به تنظیم شدن دارد. این شبکه در مقایسه با دیگر شبکه‌های عصبی مصنوعی، مانند MLP که دارای پارامترهای بسیاری برای تنظیم شدن هستند، بسیار راحت‌تر، سریع‌تر و مؤثرتر تنظیم می‌شود [۲۱]. مقدار بهینه p_j در شرایط کمترین مقدار خطا نیز به‌دست می‌آید که در این حالت، نمونه موردنظر خارج شده و کوشش می‌شود که با بهره‌گیری از دیگر نمونه‌ها به برآورد نمونه مورد نظر پرداخته شود و سپس با تکرار این فرآیند برای دیگر نمونه‌ها، به تعیین خطا به وسیله میانگین‌گیری از خطاها پرداخته می‌شود [۲۳] که البته لازم به یادآوری است که در این پژوهش از روش ارزیابی چاه‌به‌چاه بهره‌گیری شد.

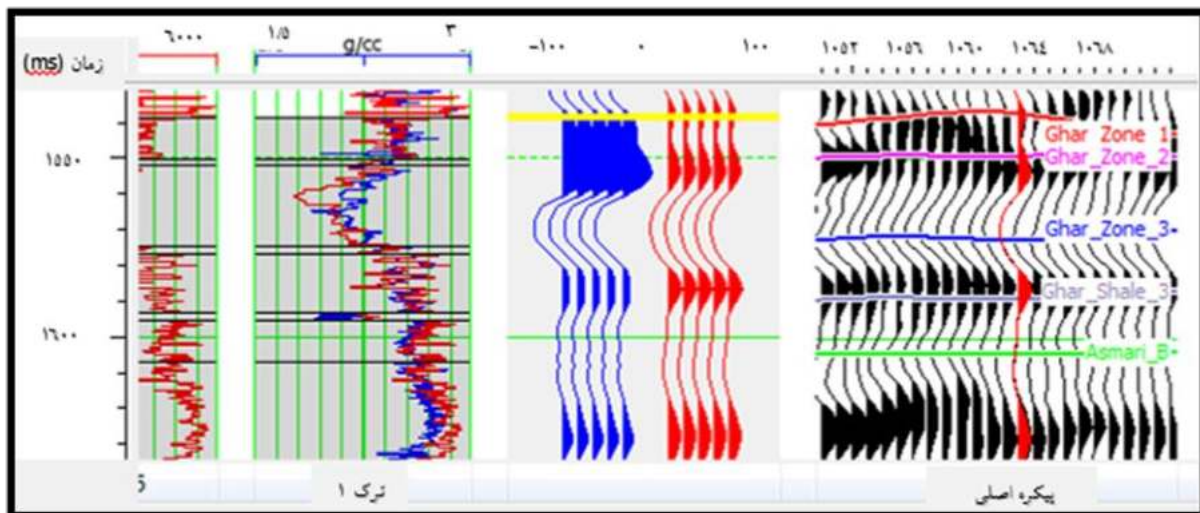
۴- یافته‌ها و گفتگو

همان‌گونه که در بخش پیشین گفته شد، نخستین گام، همبستگی داده‌های چاه‌نگاری با داده لرزه‌ای است. پس از ایجاد همبستگی، موجک میانگین تهیه شد که در شکل ۷ تطابق موجک میانگین با چاه HD_3 و در جدول ۱ همبستگی پایانی هر چاه با بهره‌گیری از موجک میانگین نشان داده شد. به این فرآیند تطبیق داده‌های چاه با داده‌های لرزه‌ای^{۷۶} گفته می‌شود. در مرحله بعدی، کوشش شد بر پایه سرسازندهای چاه، بر روی داده‌های لرزه‌ای، افق‌های مورد نظر مشخص شوند که از این‌رو می‌توان در شکل ۸، مدل نهایی از افق‌های سه‌بعدی مشخص شده را دید. پس از ایجاد همبستگی مناسب، استخراج موجک میانگین، ایجاد افق‌های مورد نظر بر روی داده‌های لرزه‌ای، آماده آغاز فرآیند بازگردانی برای شناسایی امپدانس صوتی در کل پیکره سازند آسماری است.

⁷⁴ Parzen Window

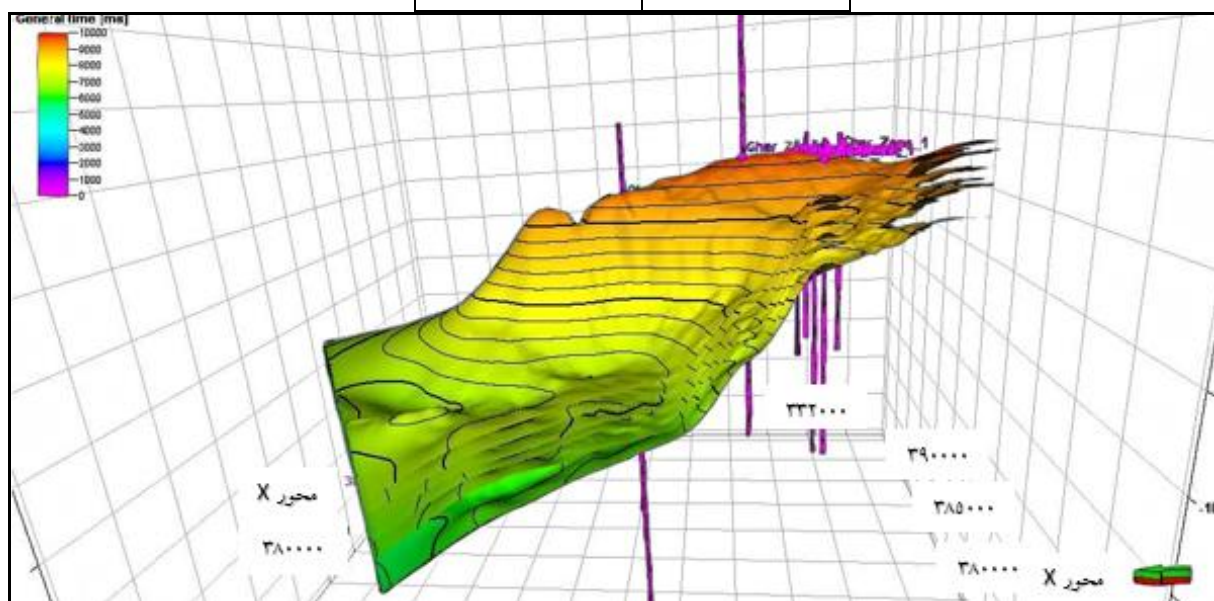
⁷⁵ Distance Scale Factor

⁷⁶ Well-to-Seismic Tie



شکل ۷ تطابق موجک میانگین با چاه HD_۳
جدول ۱ همبستگی پایانی برای هر چاه با بهره‌گیری از موجک میانگین

چاه	همبستگی
HD_1	۸۱/۴ %
HD_2	۷۴/۵ %
HD_3	۸۸/۳ %
HD_4	۸۵/۱ %
HD_5	۸۸/۳ %
HD_6	۸۲/۲ %
HD_7	۷۰/۹ %



شکل ۸ افق‌های پایانی سه‌بعدی مشخص شده در کل پیکره سازند آسماری

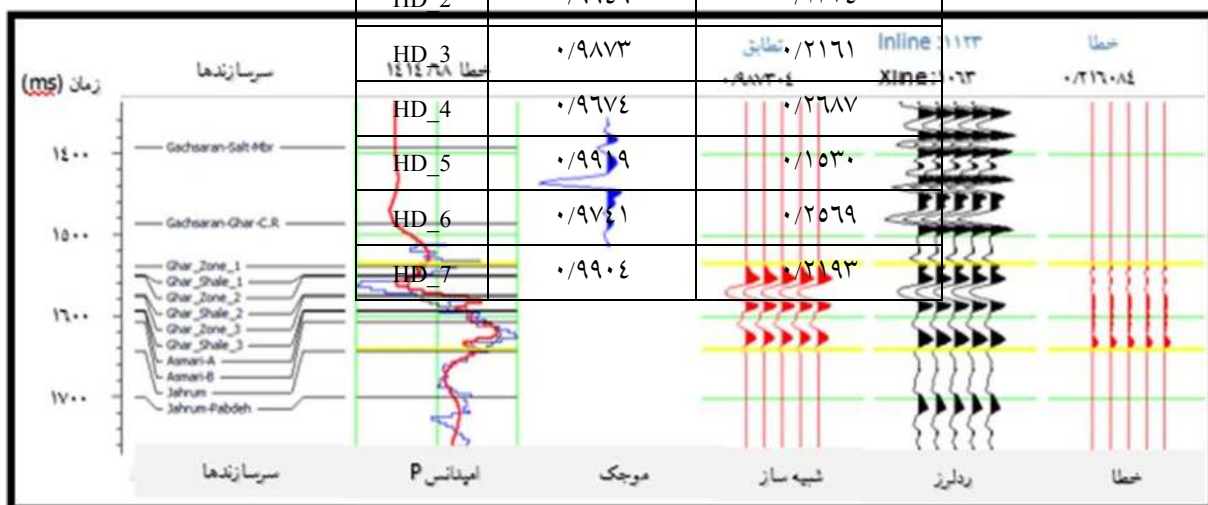
همان طور که گفته شد، روش بازگردانی مورد استفاده در این پژوهش، بازگردانی بر پایه مدل است که می‌توان پارامترهای پایانی مدل‌سازی بازگردانی در جدول ۲ را دید. همچنین می‌توان نتیجه ارزیابی داده‌های مدل‌سازی شده نسبت به داده‌های واقعی، در محل هر چاه را در جدول ۳، نتیجه ارزیابی و بررسی امیدانس صوتی ایجاد شده با امیدانس صوتی واقعی موجود در چاه HD_3 را در شکل ۹ و نمایی از بُرش امیدانس صوتی مدل‌سازی شده در محل چاه HD_5 را در شکل ۱۰ دید.

جدول ۲ پارامترهای بهینه مدل‌سازی پایانی بازگردانی

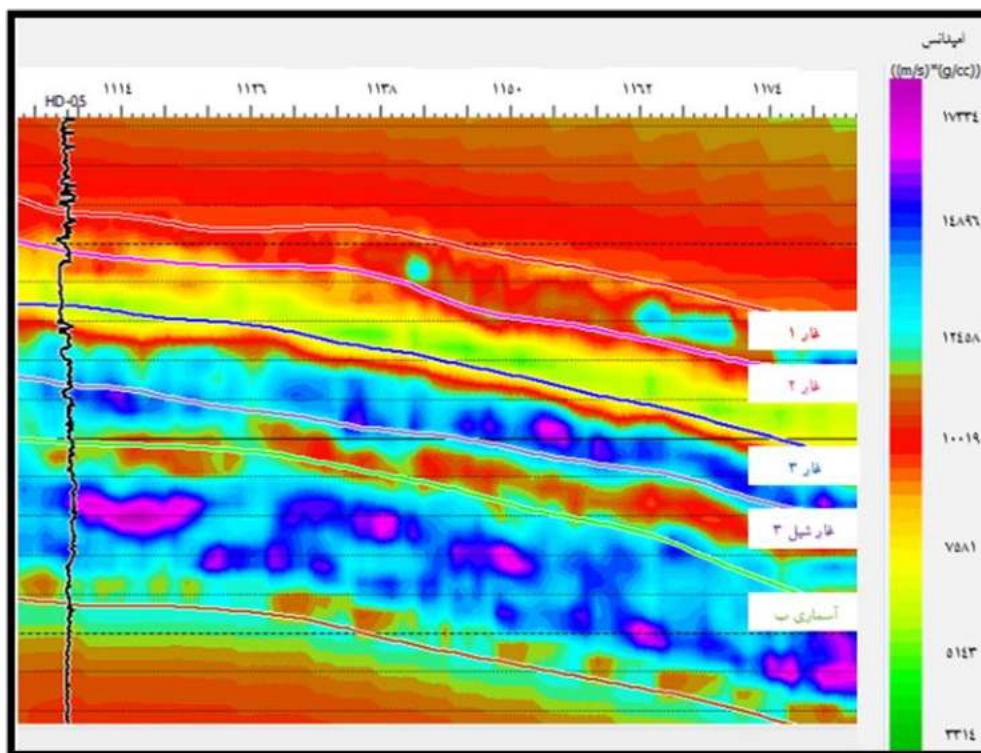
پارامتر	مقدار
حدود مدل	۰/۰۰۰۴
اندازه میانگین بلوک	۲ ms
مقدار اولیه	۱٪
بیشینه شمار تکرار	۸ بار

جدول ۳ نتایج ارزیابی بازگردانی پایانی نسبت به داده‌های موجود در محل چاه

چاه	تطابق ردلرز	خطای مدل‌سازی
HD_1	۰/۹۸۳۶	۰/۲۰۸۰
HD_2	۰/۹۹۴۹	۰/۱۳۷۴
HD_3	۰/۹۸۷۳	۰/۲۱۶۱
HD_4	۰/۹۶۷۴	۰/۲۳۸۷
HD_5	۰/۹۹۱۹	۰/۱۵۳۰
HD_6	۰/۹۷۴۱	۰/۲۵۶۹
HD_7	۰/۹۹۰۴	۰/۲۱۹۳

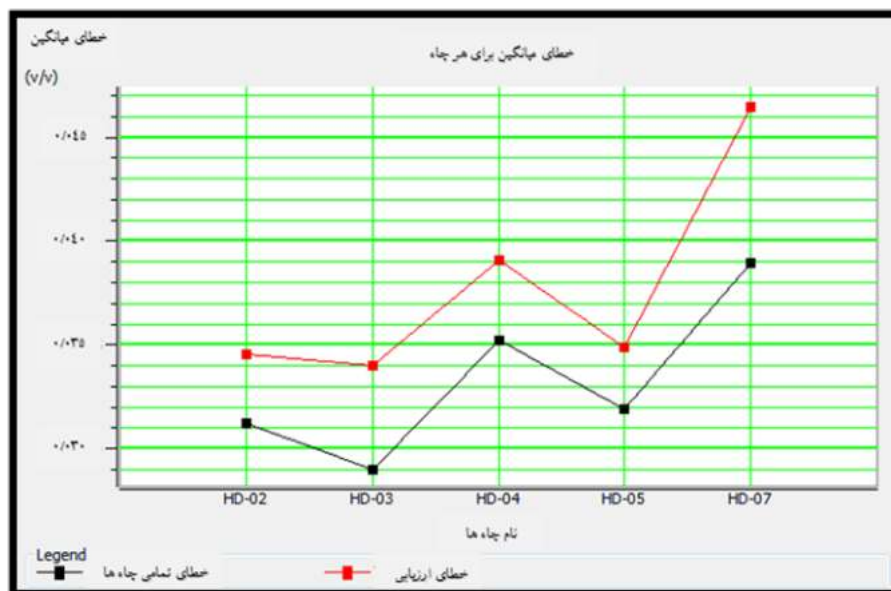


شکل ۹ نتیجه ارزیابی و بررسی امیدانس صوتی ایجاد شده در محل چاه HD_3



شکل ۱۰ نمایشی از بُرش امپدانس صوتی مدل‌سازی شده در چاه HD_۵

پس از اجرای فرآیند بازگردانی، امپدانس صوتی ایجاد شده به‌عنوان یک نشان‌گر لرزه‌ای خارجی نیز به کار می‌رود. در این گام باید در ابتدا داده‌های موجود را نسبت به چاه‌های موجود ارزیابی کرد. در شکل ۱۱ نتیجه ارزیابی داده‌ها نسبت به چاه‌ها آورده شد که بر پایه توضیحات بخش پیشین، چاه HD_7 باعث ناپایداری مدل‌سازی می‌شود و حذف شد.



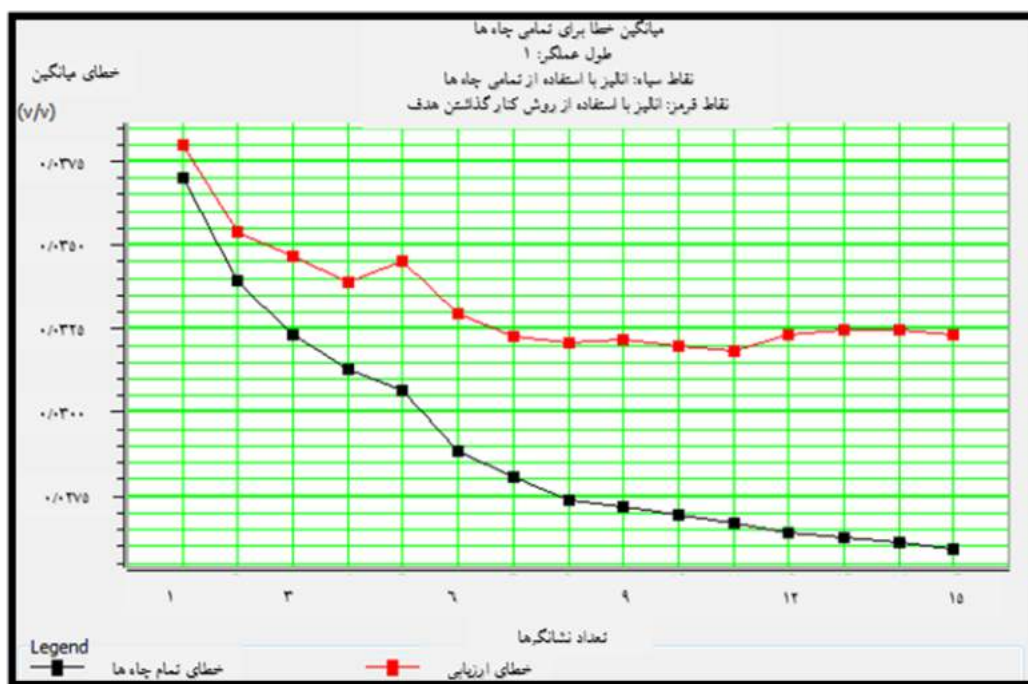
شکل ۱۱ نتیجه ارزیابی داده‌ها بر پایه چاه‌ها

پارامترهای بهینه مدل‌سازی نشان‌گرهای چندگانه در جدول ۴ آورده شد. همچنین بر پایه ارزیابی انجام گرفته بر نشان‌گرهای چندگانه، همان‌طور که در شکل ۱۲ نشان داده شد، ۱۱ نشان‌گر نخست به‌عنوان نشان‌گرهای بهینه

انتخاب شد، چرا که خط قرمز نشان دهنده آن است که این شمار نشان گر باعث کاهش خطای ارزیابی می شود و در جدول ۵ نیز لیست نشان گرهای پایانی استخراج شده برای برآورد تخلخل آورده شد.

جدول ۴ پارامترهای بهینه مدل سازی نشان گرهای چندگانه

پارامتر	مقدار
بیشینه شمار نشان گرها	۱۵
طول عملگر	۱
مقدار اولیه	۰/۳۵
عملگر انحراف از مرکز	۰



شکل ۱۲ نتایج ارزیابی نشان گرهای چندگانه پایانی

جدول ۵ لیست نشان گرهای چندگانه پایانی استخراج شده برای برآورد تخلخل

شمار	هدف	نشان گر	خطا	تطابق
۱	تخلخل	ریشه دوم امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۱۹۱	۰/۷۵۵۴۸۸
۲	تخلخل	لگاریتم امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۲۱۹	۰/۷۵۵۰۸۴
۳	تخلخل	امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۲۹۱	۰/۷۵۴۰۶۲
۴	ریشه دوم تخلخل	امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۳۱۸	۰/۷۴۶۱۴۴
۵	ریشه دوم تخلخل	ریشه دوم امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۴۱۸	۰/۷۴۴۲۵۶
۶	ریشه دوم تخلخل	مجذور امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۵۰۶	۰/۷۴۵۰۳۲
۷	مجذور تخلخل	معکوس امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۵۵۸	۰/۷۴۳۹۷۴
۸	ریشه دوم تخلخل	لگاریتم امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۶۶۴	۰/۷۴۰۶۶۴
۹	تخلخل	معکوس امپدانس صوتی	۰/۰۴۰۶۸۴	۰/۷۴۸۴۳۵

۰/۷۱۷۳۵۷	۰/۰۴۰۶۹۶	مجذور امیدانس صوتی	لگاریتم تخلخل	۱۰
۰/۷۴۶۱۲۰	۰/۰۴۰۸۴۴	مجذور امیدانس صوتی	تخلخل	۱۱
۰/۷۱۱۰۹۸	۰/۰۴۱۰۰۷	امیدانس صوتی	لگاریتم تخلخل	۱۲

پس از مشخص شدن لیست نشان‌گرهای لرزه‌ای بهینه، به طراحی و تنظیم پارامترهای شبکه‌های عصبی مختلف به گونه‌ای پرداخته شد که مانع از رخ دادن پدیده بیش برآزش^{۷۷} شود. فرآیند بیش برآزش فرآیندی است که در آن شبکه دارای کارکرد عالی در دسته داده‌های آموزشی است اما کارکرد بسیار ضعیفی در دسته داده‌های اعتبارسنجی دارد که علت اصلی آن تطابق بیش از حد سیستم با دسته داده‌های آموزشی است. برای جلوگیری از این پدیده سعی شده است که پارامترهای بهینه به گونه‌ای تعیین شوند که دارای بالاترین دقت آموزشی و کمترین خطای پیش‌بینی باشند، پس با روش آزمون و خطا و با در نظر گرفتن شرط بیان شده تلاش شده است که در تکرار دفعات بالا نیز نتایج کارکرد سیستم بررسی شود. در طراحی این شبکه‌ها دو گزینه ابتدایی یعنی وجود روند خاص در میان داده‌ها و همچنین نوع کارکرد شبکه‌ها کاملاً یکسان می‌باشد. در صورت وجود روند خاص، مثلاً روند افزایشی و یا کاهش‌ی با افزایش ژرفا نیز باعث بهبود کارکرد شبکه می‌شود که البته در این پژوهش چنین نبوده است. همچنین، نوع کارکرد این شبکه‌ها به حالت پیش‌بینی عددی با عنوان "به تصویر کشیدن"^{۷۸} تنظیم شده است. پارامترهای بهینه شبکه MLFN در جدول ۶ نمایش داده شد. هرچه شمار گره‌ها و یا همان شمار نرون‌ها در لایه نهان بیشتر باشد شبکه تنظیم شده دارای دقت بیشتر و خطای کمتری در بخش آموزشی دارد. اما اگر از شمار بهینه نرون فراتر رود باعث رخ دادن فرآیند بیش برآزش می‌شود. از سوی دیگر، اگر شمار نرون‌ها از شمار بهینه آن‌ها کمتر باشد دقت کمی در برآورد خواهد داشت. مقدار بهینه شمار نرون‌ها در لایه نهان، ۶ عدد است. پارامتر بعدی، بیشینه دفعات تکرار فرآیند است. زمانی که شمار داده‌های آموزشی کم باشد، با بهره‌گیری از تکرار فرآیند آموزش شبکه کوشش در تنظیم بهتر و دقیق‌تر آن خواهد شد که البته اگر دفعات تکرار بیش از مقدار بهینه شود باعث رخ دادن فرآیند بیش برآزش می‌شود. مقدار بهینه بیشینه دفعات تکرار فرآیند، ۳ است. همچنین، پارامتر بعدی در واقع تعیین کننده شمار تکرار برای تنظیم شبکه است. برای حل روابط غیرخطی معمولاً با بکارگیری فرآیند تکرار و آموزش نیز به شناسایی روابط پیچیده پرداخته می‌شود (جدول ۶). مقدار این پارامتر کمتر از پارامتر بیشینه دفعات تکرار فرآیند، یعنی ۲ بار است.

⁷⁷ Over Fitting

⁷⁸ Mapping

جدول ۶ پارامترهای بهینه شبکه پایانی MLFN

چند لایه پیشخور	نوع شبکه عصبی
خیر	آیا داده ها دارای روند خاصی می باشند؟
برآورد عددی	نوع فرآیند
۶	تعداد گره ها در لایه نهان
۳	تعداد کل تکرار
۲	تعداد تکرار گرادیان توام

در جدول ۷ پارامترهای بهینه شبکه PNN نمایش داده شده است. اولین پارامتر این شبکه، پارامتر سیگما و یا همان پارامتر Smoothing است که هر چه مقدار این پارامتر بیشتر باشد اثر نقاط اطلاعاتی اطراف داده مورد نظر در تعیین مقدار آن بیشتر خواهد شد. به عبارت دیگر، تأثیر همسایگی نقاط اطلاعاتی بر هدف افزایش خواهد یافت. مقدار بهینه پارامتر یاد شده ۱۳ است. در بخش بعدی بازه مورد نظر، برای پارامتر سیگما تعیین می شود یعنی نقاط اطلاعاتی که در این بازه نسبت به هدف قرار دارند در برآورد آن نقطه اطلاعاتی تأثیرگذار می باشند. اگر بازه تعیین شده بسیار کوچک باشد، شبکه اطلاعاتی را برآورد می کند که پیوستگی خاصی با یکدیگر ندارند و اگر بازه مورد نظر خیلی بزرگ باشد اطلاعات برآورد شده همانند یکدیگر بوده و قدرت جداسازی برآورد شبکه کاهش می یابد. مقدار بهینه این بازه ۰/۱ تا ۳/۴ واحد است. روش ارزیابی شبکه به صورت چاه به چاه انتخاب شده است که علت آن هم گستردگی زیاد محیط مورد بررسی است که ارزیابی به صورت نقطه به نقطه به علت ناهمگنی اطلاعات باعث کاهش راندمان کار می شود. پس بهتر است که مقیاس را بزرگ تر کرده و از روش چاه به چاه که پراکندگی کمتری نسبت به نقاط اطلاعاتی مورد استفاده دارد، بهره گیری شود. و اما آخرین بخش مربوط به شمار دفعات تکرار فرآیند آموزش است که در بخش پیشین شرح داده شد. مقدار بهینه این پارامتر ۳ بار است.

جدول ۷ پارامترهای بهینه شبکه PNN پایانی

احتمالی	نوع شبکه عصبی
خیر	آیا داده ها دارای روند خاصی می باشند؟
برآورد عددی	نوع فرآیند
۱۳	تعداد سیگماهای مورد استفاده
۰/۱۰۰ - ۳/۴۰۰	مقدار سیگمای مورد استفاده
چاه به چاه	نوع ارزیابی
۳	تعداد تکرار گرادیان توام

در آخر پارامترهای بهینه شبکه RBF در جدول ۸ دیده می شود. در این شبکه از پارامتر هموارکننده به علت توانایی بالا و دقت قابل قبول در برآورد نقاط اطلاعاتی نیز بهره گیری نشده است؛ زیرا به کارگیری آن باعث کاهش دقت و افزایش همانندی میان اطلاعات برآورد شده می شد. همچنین، محاسبه پارامتر سیگما به صورت هوشمند انتخاب شده است که

در این حالت سیستم کوشش می‌کند با بهره‌گیری از روش رگرسیون غیرخطی، مناسب‌ترین مقدار نشان‌گر فاصله‌ای را برای نقاط اطلاعاتی مورد نظر تعیین کند. نیاز به یادآوری است که با کاهش مقدار پارامتر سیگما وزن‌های به‌دست آمده به مقادیر آموزشی همگرا می‌شوند و بالعکس. همچنین، تفاوت پارامتر هموارکننده یاد شده در جدول ۶ با پارامتر سیگما این است که پارامتر سیگما به دلیل تأثیرگذاری بر نشان‌گر فاصله، بر شباهت بین نقاط اطلاعاتی برآورد شده با نقاط اطلاعاتی آموزشی نیز تأثیرگذار است. همواره در مدل‌سازی‌ها یک مقدار اولیه^{۷۹} به ورودی‌های یک شبکه برای ایجاد پایداری و داشتن کارکرد نزدیک به واقعیت، به منظور در نظر گرفتن نوبه موجود در داده‌ها اضافه می‌شود که مقدار آن در این پژوهش ۱۰۰٪ و یا یک واحد است. این مقدار اولیه در تعیین وزن شبکه تأثیرگذار است. و اما آخرین پارامتر شبکه RBF، دسته‌بندی کردن داده‌ها است. در پژوهش‌هایی که داده‌های مورد استفاده دارای ویژگی‌های همانند و نزدیک به یکدیگر هستند، دسته‌بندی داده‌ها و نسبت دادن نقاط اطلاعاتی مورد نظر به دسته‌های ایجاد شده باعث افزایش دقت اطلاعات برآورد شده می‌گردد. اما در این پژوهش به دلیل ناهمگنی و شباهت کم اطلاعات مورد استفاده، از دسته‌بندی داده‌ها استفاده نشد.

جدول ۸ پارامترهای بهینه شبکه RBF پایانی

پارامتر	مقدار
آیا داده‌های روند خاصی دارند؟	خیر
پارامتر هموارکننده	هیچ
محاسبه پارامتر سیگما	هوشمند
مقدار اولیه	۱۰۰٪
آیا می‌خواهید از دسته‌بندی استفاده شود؟	خیر

پس از تعیین و طراحی شبکه‌های بهینه، با استفاده از خطای مجذور میانگین ریشه‌ها^{۸۰} و ضریب همبستگی نیز به ارزیابی کارکرد شبکه‌ها پرداخته شد. با استفاده از ضریب همبستگی به توان و دقت شبکه در برآورد پارامتر مورد نظر و با استفاده از RMSE نیز به توان شبکه در شناسایی روند تغییرات آن نیز می‌توان پی برد. نتایج به‌دست آمده از کارکرد شبکه‌ها در برآورد تخریل چاه HD_1 و HD_6 نیز به ترتیب در جدول‌های ۹ و ۱۰ آورده شده است.

جدول ۹ کارکرد شبکه‌ها در برآورد تخریل چاه HD_۱

روش	RMSE	ضریب همبستگی
RBFN	۰/۰۱۹۹۰۸۴	۰/۸۹۹۵۶۸
PNN	۰/۰۱۹۸۹۶۰	۰/۹۱۷۸۱۵
MLFN	۰/۰۲۷۱۹۷۴	۰/۸۶۳۰۱۷

جدول ۱۰ کارکرد شبکه‌ها در برآورد تخریل چاه HD_۶

روش	RMSE	ضریب همبستگی
-----	------	--------------

⁷⁹ Prewhitening

⁸⁰ Root Mean Square Error (RMSE)

RBFN	۰/۰۵۲۴۸۲۵	۰/۶۲۲۴۰۴
PNN	۰/۰۶۳۷۲۶۸	۰/۷۱۰۴۷۳۵
MLFN	۰/۰۷۶۹۳۰۲	۰/۴۰۸۷۳۳۰

۵- نتیجه گیری

بر پایه جدول‌های ۹ و ۱۰، شبکه MLFN دارای ضعیف‌ترین کارکرد بوده چرا که بالاترین خطا و کمترین ضریب همبستگی را ثبت کرده است. اما دو شبکه دیگر دارای کارکرد بسیار نزدیک به هم بوده‌اند که البته مقدار اندکی شبکه PNN نسبت به شبکه RBFN در دقت برآورد تخلخل و همچنین، در شناسایی روند تغییرات آن کارکرد بهتری داشت. در رابطه با شبکه‌های باقی‌مانده، در این چاه علی‌رغم بهتر بودن ضریب همبستگی PNN، شبکه RBFN دارای دقت بالاتری در برآورد تخلخل در چاه HD_6 بود. بنابراین، شبکه MLFN دارای بدترین کارکرد نسبت به سایر شبکه‌ها در برآورد تخلخل هم در بخش درونیابی و هم در بخش برون‌یابی بود. شبکه RBFN کارکرد خوب و قابل قبولی در برآورد تخلخل در بخش درونیابی داشت، اما برون‌یابی بخشی است که باعث برتری این شبکه شد و نشان دهنده قدرت بالای شبکه در شناسایی روند موجود میان پارامترهای گوناگون و تعمیم‌پذیری آن است که باید این شبکه را به‌عنوان بهترین شبکه برای برون‌یابی تخلخل در بین این سه شبکه دانست. شبکه PNN بهترین کارکرد را در برآورد تخلخل در بخش درونیابی داشت که می‌توان قابل‌اعتمادترین شبکه برای مطالعات درونیابی دانست، اما در بخش برون‌یابی قدرت برآورد کمتری نسبت به RBFN داشت.

سپاس و قدردانی

از گروه مهندسی نفت و معدن دانشگاه بین‌المللی امام خمینی برای فراهم کردن زمینه این پژوهش و از شرکت نفت فلات قاره برای داده‌های نفتی مورد نیاز سپاس‌گزاریم. از داوران مقاله آقایان دکتر حجت محبوبی پور، دکتر علی کدخدائی و دکتر علیرضا بشری تشکر و قدردانی می‌گردد.

نشانه‌ها و نمادها

MLFN: شبکه عصبی پیش‌خور چند لایه

RBFN: شبکه عصبی شعاع مینا

PNN: شبکه عصبی احتمالی

MLP: شبکه چند لایه

M: تعداد ورودی تابع چند لایه ادراکی

K: تعداد گره‌های شبکه چند لایه ادراکی

xTj: ورودی شبکه چند لایه ادراکی

y(1)kj: خروجی لایه اول شبکه MLP

y(2)j: ورودی لایه نهان شبکه سه لایه‌ای MLP

z(2)j: خروجی پایانی شبکه MLP

Si و Sj: نمونه‌های شناخته شده در شبکه RBF

Xn: نمونه ناشناخته شبکه RBF

Wi: وزن به‌دست آمده برای شبکه RBF
 Φ_i و یا g: تابع پایه شبکه RBF
 $\sum_{i=1}^n \frac{d_i^2}{\sigma_i^2}$: پارامتر هموارساز، بی بعد RBF
 $\frac{d_i^2}{\sigma_i^2}$: فاصله مقیاسی در شبکه RBF
y(Xa): خروجی پایانی شبکه RBF
On(xi): خروجی شبکه PNN
D(x, xi): فاصله بین نمونه مورد نظر با داده‌های آموزشی در شبکه PNN
Pj: فاکتور مقیاس فاصله در شبکه PNN

منابع

- [1] AMINI, A., MOVAHED, B., BEHZAD, ASIRI, H., and MARZAYI, TABESH, F., 2014, Design of Artificial Neural Network for Prediction of Porosity of Asmari Reservoir in Rag-Sefied Field Using Logarithmic and Porous Porosity Data: 3rd National Oil, Gas and Petrochemical Conference, Gachsaran, Iran.4-5.
- [2] ANEES, M., 2013, Seismic attribute analysis for reservoir characterization: 10th Biennial International Conference and Exposition on the theme “Changing Landscapes in Geophysical Innovations”, India, 119-122.
- [3] ASOODEH, M., and BAGHERIPOUR, P., 2013, Core porosity estimation through different training approaches for neural network: back-propagation learning vs. genetic algorithm: *International Journal of Computer Applications*, **63**, 5:11–15.
- [4] BEDI, J., and TOSHNIWAL, D., 2019, PP-NFR: an improved hybrid learning approach for porosity prediction from seismic attributes using non-linear feature reduction: *Journal of Applied Geophysics*, **166**, 22-32.
- [5] CAO, J., YANG, J., WANG, Y., WANG, D., and SHI, Y., 2015, Extreme Learning Machine for Reservoir Parameter Estimation in Heterogeneous Sandstone Reservoir: *Mathematical Problems in Engineering*, **287816**, 1-10.
- [6] CHOPRA, S., and MARFURT, K.J., 2007, Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization: (chapter 1) 1st ed. Society of Exploration Geophysicists. 1-24.
- [7] ELKATANY, S., TARIQ, Z., MAHMOUD, M., and ABDULRAHEEM, A., 2018, New insights into porosity determination using artificial intelligence techniques for carbonate reservoirs: *Petroleum Journal*, **4**, 4:1-11.
- [8] EZEKWE, J.N., 2003, Applied Reservoir Management Principles with Case Histories: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Colorado. 5-8.
- [9] FAUSETT, L.V., 1994, Fundamentals of Neural Networks Architectures: Algorithms and Applications (chapter 1) 1st ed. Pearson. 3-4
- [10] GHARECHELOU, S., AMINI, A., KADKHODAIE-ILKHCHI, A., and MORADI, B., 2015, An integrated approach for determination of pore-type distribution in carbonate-siliciclastic Asmari Reservoir, CHESHMEH-KHOSH Oilfield, SW Iran: *Journal of Geophysics and Engineering*, **12**, 793-809.
- [11] GHAZBAN, F., 2007, Petroleum Geology of the Persian Gulf (chapter 9) 1st ed. Tehran, Tehran University and National Iranian Oil Company publication, 586-587.
- [12] GHOLAMI, A., and ANSARI, H.R., 2017, Estimation of porosity from seismic attributes using a committee model with bat-inspired optimization algorithm: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **152**, 238-249.
- [13] HOSSEINI, A., ZIAII, M., KAMKAR ROUHANI, A., ROSHANDEL, A., GHOLAMI, R., and HANACHI, J., 2011, Artificial Intelligence for prediction of porosity from Seismic Attributes: Case study in the Persian Gulf: *Iranian Journal of Earth Sciences*, **3**, 2:168-174.
- [14] HUUSE, M., and FEARY, D.A., 2005, Seismic inversion for acoustic impedance and porosity of Cenozoic cool-water carbonates on the upper continental slope of the Great Australian Bight: *Marine Geology*, **215**, 3-4:123-134.
- [15] ITURRARÁN-VIVEROS, U., and PARRA, J.O., 2014, Artificial Neural Networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data: *Journal of Applied Geophysics*, **107**, 45-54.

- [16] MCCULLOCH, W.S., and PITTS, W., 1943, A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity: *Bulletin of Mathematical Biophysics*, **5**, 115–133.
- [17] MCPHEE, C., REED, J., and ZUBIZARRETA, I., 2015, Core Analysis: A Best Practice Guide, (chapter 8) 1st ed. Edinburgh, Elsevier Publication, 347-448.
- [18] MOJEDDIFAR, S., KAMALI, G., RANJBAR, H., and SALEHIPOUR BAVARSAD, B., 2014, A comparative study between a pseudo-forward equation [pfe] and intelligence methods for the characterization of the North Sea reservoir: *International Journal of Mining and Geo-Engineering*, **48**, 2:173–190.
- [19] ORR, M.J., 1996, Introduction to Radial basis function neural networks: Research Report for the Institute of Adaptive and Neural Computation, University of Edinburgh. 9-11.
- [20] POWELL, M.J.D., 1987, Radial basis functions for multivariable interpolation: a review, *Algorithms for Approximation: Clarendon*. 143– 167.
- [21] RONEN, S., SCHULTZ, P.S., HATTORI, M., and CORBETT, C., 1994, Seismic guided estimation of log properties, Part 1, 2 and 3: *The Leading Edge*, **13**: 305-10, 674-678, 770-776.
- [22] RUSSELL, B.H., 1988, Introduction to seismic inversion methods (Chapter 8) 1th ed. Calgary, Society of exploration Geophysicist, 1-14.
- [23] RUSSELL, B.H., 2004, The application of multivariate statistics and neural networks to the prediction of reservoir parameters using seismic attributes: Ph.D. thesis, Faculty of Graduate Studies, Dissertation University of Calgary. 17-18.
- [24] SOLEIMANI, B., BAHADORI, A., and MENG, F., 2013, Microbiostratigraphy, microfacies and sequence stratigraphy of upper cretaceous and Paleogene sediments, Hendijan oil field, Northwest of Persian Gulf, Iran: *Natural Science*, **5**. 11:1165-1182.
- [25] SPECHT, D.F., 1990, Probabilistic neural networks: *Neural Networks*, **3**, 1:109–118.
- [26] TARANTOLA, A., 2005, Using the Solution of the Inverse Problem, 1st ed. Paris, Society for Industrial and Applied Mathematics, 37-38.
- [27] YAZDANIAN, J., and NOORI, B., 2007, Geological Final Report-Well HD_7, Iranian Offshore Oil Company, 57.

گروه های شکلی روزنبران سازند قم در خاور سیرجان و جنوب باختری کاشان: کاربرد آنها در تقاسیم دیرینه محیطی و دیرینه بوم شناختی

ابراهیم محمدی

استادیار، گروه اکولوژی، پژوهشگاه علوم و تکنولوژی پیشرفته و علوم محیطی، دانشگاه تحصیلات تکمیلی صنعتی و فناوری پیشرفته، کرمان، ایران

*emohammadi02@gmail.com

دریافت بهمن ۱۳۹۹، پذیرش آبان ۱۴۰۰

چکیده

سازند قم مهم ترین سنگ مخزن و سنگ منشاء هیدروکربور در ایران مرکزی است. مطالعه روزنبران سازند قم در برش بوجان (خاور سیرجان، با سن روپلین- شاتین و ۱۵۶ متر ضخامت) و برش ورکان (جنوب باختری کاشان؛ با سن روپلین و ۱۹۰ متر ضخامت)، منجر به تشخیص هفت گروه شکلی شد. در هر دو برش به طور کلی فرم های ایپونال غالب بوده اند. آنالیز گروه های شکلی بیانگر وجود نوساناتی در درصد گروه های شکلی غالب است، که خود بیانگر نوساناتی در شرایط بوم شناختی محیط می باشد. در برش بوجان در نهشته های روپلین گروه های شکلی با دیواره پورسلانوز و در شاتین گروه های شکلی با دیواره هیالین فراوانی بیشتری دارند که بیانگر نهشته شدن بخش های پایینی در محیط های لاگونی و نهشته شدن بخش های بالایی برش (عمدتاً) در رمپ میانی است. این تغییر چشمگیر در طول زمان بیانگر افزایش تدریجی عمق حوضه، کاهش شوری، کاهش روشنایی و کاهش مواد مغذی است. غالب بودن گروه های شکلی با دیواره هیالین در سرتاسر برش ورکان بیانگر رسوب گذاری این برش (عمدتاً) در محیط های رمپ میانی با میزان شوری نرمال دریایی و تحت شرایط نوری مزوفوتیک تا الیگوفوتیک می باشد.

کلمات کلیدی: سازند قم، الیگو-میوسن، ایپونال، ریخت شناسی پوسته، دیرینه بوم شناسی، استراتژی تغذیه.

۱- نتیجه

در این مطالعه، ۱۱ گونه از جنس *Stachys* در مناطق مختلف خاور سیرجان و جنوب باختری کاشان شناسایی و توصیف شدند. این گونه‌ها بر اساس ویژگی‌های مورفولوژیکی و آناتومیکی، به ۱۱ گونه متمایز تقسیم شدند. نتایج این مطالعه نشان داد که تنوع گونه‌ای در این مناطق نسبتاً بالا است و این گونه‌ها می‌توانند به عنوان شاخص‌های زیستی در این مناطق به کار آیند. همچنین، این مطالعه به شناسایی و توصیف گونه‌های جدیدی که تاکنون در این مناطق گزارش نشده‌اند، منتهی گردید.

در این مطالعه، ۱۱ گونه از جنس *Stachys* در مناطق مختلف خاور سیرجان و جنوب باختری کاشان شناسایی و توصیف شدند. این گونه‌ها بر اساس ویژگی‌های مورفولوژیکی و آناتومیکی، به ۱۱ گونه متمایز تقسیم شدند. نتایج این مطالعه نشان داد که تنوع گونه‌ای در این مناطق نسبتاً بالا است و این گونه‌ها می‌توانند به عنوان شاخص‌های زیستی در این مناطق به کار آیند. همچنین، این مطالعه به شناسایی و توصیف گونه‌های جدیدی که تاکنون در این مناطق گزارش نشده‌اند، منتهی گردید.

در این مطالعه، ۱۱ گونه از جنس *Stachys* در مناطق مختلف خاور سیرجان و جنوب باختری کاشان شناسایی و توصیف شدند. این گونه‌ها بر اساس ویژگی‌های مورفولوژیکی و آناتومیکی، به ۱۱ گونه متمایز تقسیم شدند. نتایج این مطالعه نشان داد که تنوع گونه‌ای در این مناطق نسبتاً بالا است و این گونه‌ها می‌توانند به عنوان شاخص‌های زیستی در این مناطق به کار آیند. همچنین، این مطالعه به شناسایی و توصیف گونه‌های جدیدی که تاکنون در این مناطق گزارش نشده‌اند، منتهی گردید.

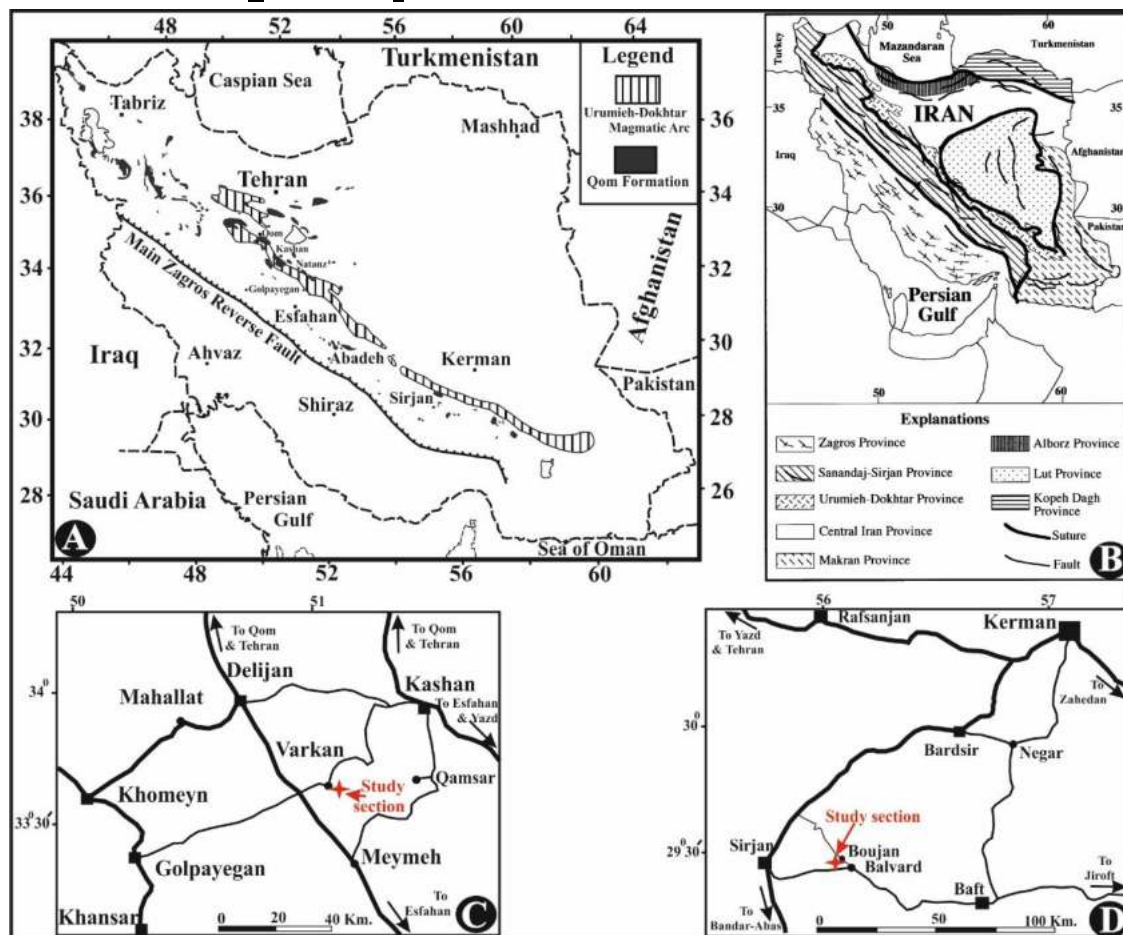
در این مطالعه، ۱۱ گونه از جنس *Stachys* در مناطق مختلف خاور سیرجان و جنوب باختری کاشان شناسایی و توصیف شدند. این گونه‌ها بر اساس ویژگی‌های مورفولوژیکی و آناتومیکی، به ۱۱ گونه متمایز تقسیم شدند. نتایج این مطالعه نشان داد که تنوع گونه‌ای در این مناطق نسبتاً بالا است و این گونه‌ها می‌توانند به عنوان شاخص‌های زیستی در این مناطق به کار آیند. همچنین، این مطالعه به شناسایی و توصیف گونه‌های جدیدی که تاکنون در این مناطق گزارش نشده‌اند، منتهی گردید.

۲- موقعیت زمین‌شناسی و جغرافیایی مناطق مورد مطالعه

مناطق مورد مطالعه در خاور سیرجان و جنوب باختری کاشان قرار دارند. این مناطق دارای اقلیم نیمه‌خشک و نیمه‌گرمسایز است. در این مناطق، انواع مختلف خاک و زمین‌شناسی وجود دارد. همچنین، این مناطق دارای تنوع زیستی بالا و گونه‌های گیاهی متنوعی هستند.

81. functional morphology

تجزیه و تحلیل زمین‌شناسی و ژئوتکنیک در مناطق مختلف ایران، به ویژه در مناطق شمال غربی و جنوب غربی، اهمیت ویژه‌ای دارد. این مطالعه به بررسی ساختار زمین‌شناسی و فرآیندهای ژئوتکنیک در مناطق مختلف ایران می‌پردازد. نتایج این مطالعه می‌تواند به برنامه‌ریزی و مدیریت ریسک در این مناطق کمک کند.



شکل ۱: نقشه‌های زمین‌شناسی ایران. A: نقشه کلی ایران با نشان‌دهنده خط زلزله وارسی اصلی زاگرس و کمانه ماگماتیک ارومیه-دوختار. B: نقشه منطقه خلیج فارس و استان‌های اطراف آن. C: مقطع مطالعه در منطقه قم و تهران. D: مقطع مطالعه در منطقه کرمان و زاهدان.

۳- روش‌های مطالعه

در این مطالعه، از روش‌های مختلف زمین‌شناسی و ژئوتکنیک برای بررسی ساختار زمین‌شناسی و فرآیندهای ژئوتکنیک در مناطق مختلف ایران استفاده شده است. این روش‌ها شامل مطالعات میدانی، مطالعات هواپیمایی، مطالعات لرزه‌نگاری و مطالعات ژئوفیزیکی می‌باشد. نتایج این مطالعات نشان می‌دهد که مناطق مختلف ایران دارای ویژگی‌های زمین‌شناسی و ژئوتکنیک متفاوتی هستند.

در این مطالعه ۳۰ گونه از روزنبران در دو ناحیه باختری و جنوبی سیرجان و در دو ناحیه باختری و جنوبی کاشان مورد بررسی قرار گرفته است. این گونه ها بر اساس ویژگی های مورفولوژیکی و آناتومیکی در ۱۰ جنس و ۱۸ گونه تقسیم بندی شده اند. در این مطالعه ۱۰ جنس و ۱۸ گونه از روزنبران در دو ناحیه باختری و جنوبی سیرجان و در دو ناحیه باختری و جنوبی کاشان مورد بررسی قرار گرفته است. این گونه ها بر اساس ویژگی های مورفولوژیکی و آناتومیکی در ۱۰ جنس و ۱۸ گونه تقسیم بندی شده اند.

آرژنبران شناسایی شده در پیاستراتیگرافی برخی شای مورد مطالعه

در این مطالعه آرژنبران در دو ناحیه باختری و جنوبی سیرجان و در دو ناحیه باختری و جنوبی کاشان مورد بررسی قرار گرفته است. این گونه ها بر اساس ویژگی های مورفولوژیکی و آناتومیکی در ۱۰ جنس و ۱۸ گونه تقسیم بندی شده اند.

آرژنبران و تجمع های زیستی شناسایی شده در برخی پوجان ابر اساس حجمی در همکاران (۲۰۰۰)

در این مطالعه آرژنبران در دو ناحیه باختری و جنوبی سیرجان و در دو ناحیه باختری و جنوبی کاشان مورد بررسی قرار گرفته است. این گونه ها بر اساس ویژگی های مورفولوژیکی و آناتومیکی در ۱۰ جنس و ۱۸ گونه تقسیم بندی شده اند.

Nummulites fichteli, *Nummulites vascus*, *Eulepidina dilatata*, *Eulepidina elephantina*, *Nephrolepidina tournoueri*, *Neorotalia viennoti*, *Operculina complanata*, *Heterostegina* sp., *Amphistegina* sp., *Sphaerogypsina globules*, *Borelis pygmaea*, *Archaias* sp., *Elphidium* sp., *Peneroplis tomasi*, *Austrotrillina howchini*, *Dendritina rangi*, *Pyrgo* sp., *Quinqueloculina* sp., *Triloculina tricarinata*, *Triloculina trigonula*, *Textularia* sp.

در این مطالعه آرژنبران در دو ناحیه باختری و جنوبی سیرجان و در دو ناحیه باختری و جنوبی کاشان مورد بررسی قرار گرفته است. این گونه ها بر اساس ویژگی های مورفولوژیکی و آناتومیکی در ۱۰ جنس و ۱۸ گونه تقسیم بندی شده اند.

در این مطالعه آرژنبران در دو ناحیه باختری و جنوبی سیرجان و در دو ناحیه باختری و جنوبی کاشان مورد بررسی قرار گرفته است. این گونه ها بر اساس ویژگی های مورفولوژیکی و آناتومیکی در ۱۰ جنس و ۱۸ گونه تقسیم بندی شده اند.

Eulepidina dilatata, *Eulepidina elephantina*, *Nephrolepidina tournoueri*, *Nephrolepidina* sp., *Operculina complanata*, *Heterostegina* sp., *Amphistegina* sp., *Neorotalia viennoti*, *Sphaerogypsina globules*, *Elphidium* sp., *Borelis pygmaea*, *Archaias* sp., *Austrotrillina howchini*, *Pyrgo* sp., *Quinqueloculina* sp., *Triloculina trigonula*, *Triloculina tricarinata*, *Haplophragmium* sp., *Valvulina* sp., *Textularia* sp.

در این مطالعه آرژنبران در دو ناحیه باختری و جنوبی سیرجان و در دو ناحیه باختری و جنوبی کاشان مورد بررسی قرار گرفته است. این گونه ها بر اساس ویژگی های مورفولوژیکی و آناتومیکی در ۱۰ جنس و ۱۸ گونه تقسیم بندی شده اند.

۴۲ ژوزوئین و تجمع ریخت شناسی شده در برش عرضی (بر اساس محمدی و همکاران، ۲۰۱۰)

در این برش عرضی، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

V127: در این برش عرضی، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

Nummulites vascus, *Nummulites fichteli*, *Eulepidina dilatata*, *Eulepidina elephantina*, *Nephrolepidina tournoueri*, *Heterostegina* sp., *Operculina complanata*, *Amphistegina* sp., *Neorotalia viennoti*, *Sphaerogypsina globules*, *Borelis* sp., *Archaias* sp., *Peneroplis tomasi*, *Dendritina rangi*, *Haplophragmium* sp., *Cibisides* sp., *Elphidium* sp., *Quinqueloculina* sp., *Pyrgo* sp., *Textularia* sp.

در این برش عرضی، انواع مختلف از جنس *Nummulites vascus* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

۴-۳-۴ ویژگی‌های شکلی ژوزوئین شناسایی شده در برش‌های مورد مطالعه

در این برش عرضی، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

۴۲۴ گروه مشخص CH-A

در این گروه مشخص، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

در این گروه مشخص، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

در این گروه مشخص، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

۴۲۴ گروه مشخص AG-A

در این گروه مشخص، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

۴۲۴ گروه مشخص PC-C

در این گروه مشخص، انواع مختلف از جنس *Nummulites* و *Eulepidina* و *Nephrolepidina* و *Heterostegina* و *Operculina* و *Amphistegina* و *Neorotalia* و *Sphaerogypsina* و *Borelis* و *Archaias* و *Peneroplis* و *Dendritina* و *Haplophragmium* و *Cibisides* و *Elphidium* و *Quinqueloculina* و *Pyrgo* و *Textularia* مشاهده می‌شود.

نیز از روی شکلی PC-C2. این نوع از روی شکلی در عمق ۱۰۰ تا ۱۵۰ سانتی متر از سطح زمین در کاشان و سیرجان یافت می شود. این نوع از روی شکلی با شکلی *Austrotrillina miliolid* در ایران و *Austrotrillina* در ایران و *Austrotrillina* در ایران.

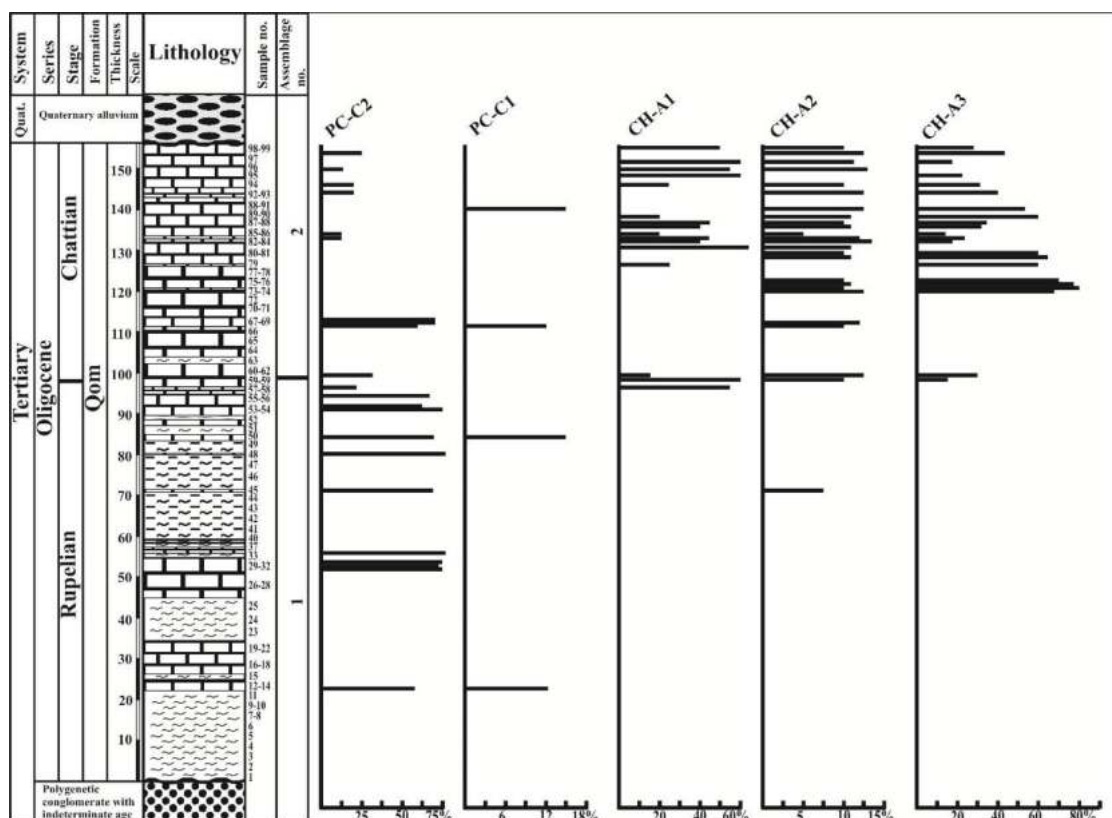
نیز از روی شکلی PC-C3. این نوع از روی شکلی در عمق ۱۰۰ تا ۱۵۰ سانتی متر از سطح زمین در کاشان و سیرجان یافت می شود. این نوع از روی شکلی با شکلی *Dendritina* و *Cibicides* در ایران و *Dendritina* در ایران و *Cibicides* در ایران.

پسوند ۱ ابرام مختلف گروه های مختلف در زیرهای به مطالب (۱۶)

تیره/گونه	تیره/گونه	تیره/گونه	تیره/گونه	تیره/گونه	تیره/گونه	تیره/گونه	تیره/گونه
<i>Nummulites, Eulepidina, Nephrolepidina</i>	Epifaunal	پایین	پایین	پایین	پایین	CH-A1	CH-A
<i>Neorotalia, Amphistegina</i>	Epifaunal	پایین	پایین	پایین	پایین	CH-A2	
<i>Operculina, Heterostegina</i>	Epifaunal	پایین	پایین	پایین	پایین	CH-A3	
<i>Textularia, Valvulina</i>	Infaunal	پایین	پایین	پایین	پایین	AG-A	AG-A
<i>Borelis</i>	Epifaunal	پایین	پایین	پایین	پایین	PC-C1	PC-C
<i>Pyrgo, Triloculina, Quinqueloculina,</i>	Epifaunal	پایین	پایین	پایین	پایین	PC-C2	
<i>Dendritina</i>	Epifaunal	پایین	پایین	پایین	پایین	PC-C3	

شکل ۴: تکرردهای شکلی براساس بوجان

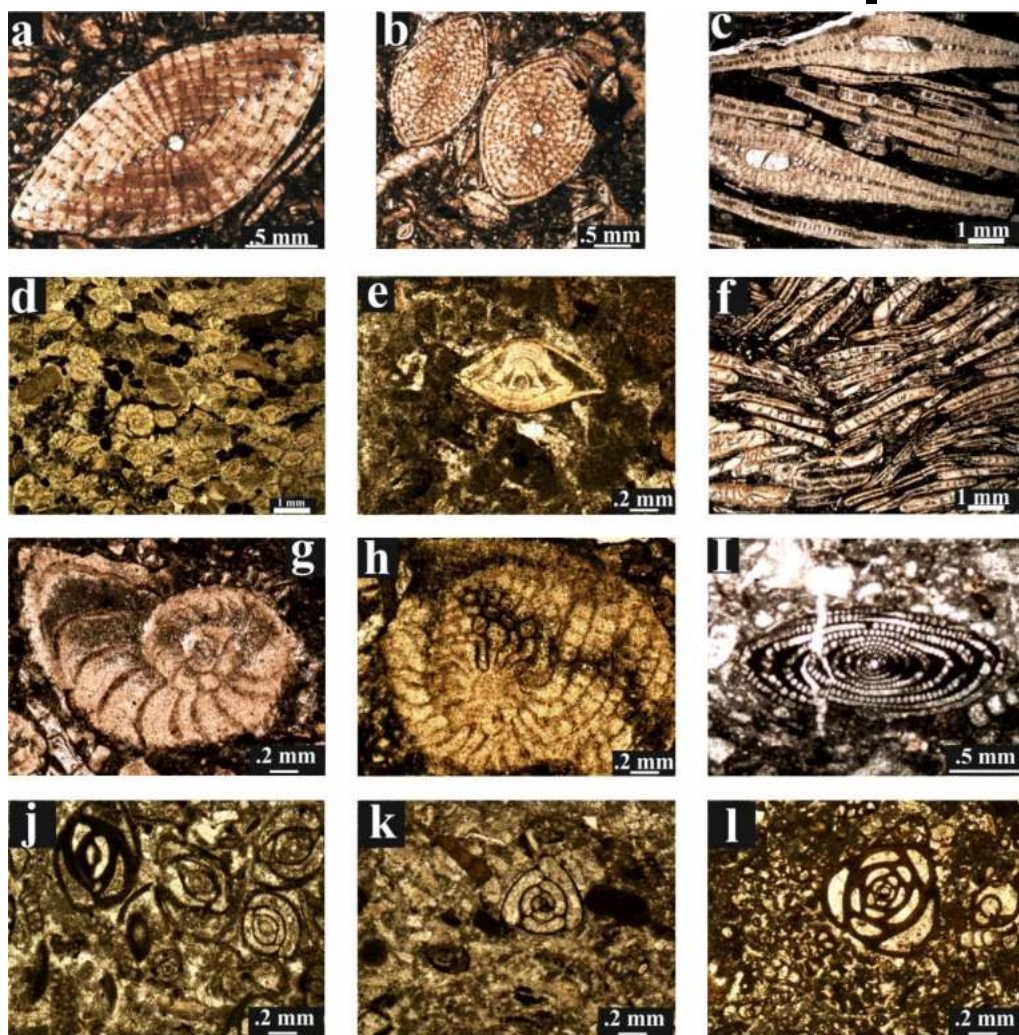
در این نمودار، تکرردهای شکلی براساس بوجان (PC-C1، PC-C2، CH-A1، CH-A2، CH-A3) در مقاطع مختلف زمین‌شناسی بررسی شده است. این تکرردها در واحدهای مختلف زمین‌شناسی از جمله پلیگناتیک کنگلومرات با سن نامشخص، رپلیان، اولیگوسن، چاتیان و کواترناری آلیوویوم یافت می‌شوند. نمودار نشان می‌دهد که تکرردهای شکلی در واحدهای مختلف زمین‌شناسی به صورت گسترده و پراکنده وجود دارند و این امر می‌تواند به بررسی تغییرات در بوجان‌ها در طول زمان و در مناطق مختلف زمین‌شناسی کمک کند.



شکل ۴: تکرردهای شکلی براساس بوجان در مقاطع مختلف زمین‌شناسی

در این نمودار، تکرردهای شکلی براساس بوجان (PC-C1، PC-C2، CH-A1، CH-A2، CH-A3) در مقاطع مختلف زمین‌شناسی بررسی شده است. این تکرردها در واحدهای مختلف زمین‌شناسی از جمله پلیگناتیک کنگلومرات با سن نامشخص، رپلیان، اولیگوسن، چاتیان و کواترناری آلیوویوم یافت می‌شوند. نمودار نشان می‌دهد که تکرردهای شکلی در واحدهای مختلف زمین‌شناسی به صورت گسترده و پراکنده وجود دارند و این امر می‌تواند به بررسی تغییرات در بوجان‌ها در طول زمان و در مناطق مختلف زمین‌شناسی کمک کند.

و نیز در باره آن‌ها از نظر جنس و گونه‌ها، تعداد، اندازه و نحوه قرارگیری در سنگ، به تفصیل در این مقاله بحث شده است. همچنین در این مقاله، به بررسی و توصیف جنس‌های جدیدی از این منطقه پرداخته شده است.



شکل ۵. تعدادی از نمونه‌های فسیل‌ها. ا، b: نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه CH-A1. c: *Nummulites fichteli* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه CH-A1. d: *Lepidocyclina* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه CH-A2. e: *Neorotalia* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه CH-A2. f: *Amphistegina* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه CH-A3. g: *Heterostegina/Operculina* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه CH-A3. h: *Operculina* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه CH-A3. i: *Heterostegina* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه PC-C1. j: *Borelis pygmaea* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه PC-C2. k: *Pyrgo* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه PC-C2. l: *Triloculina trigonula* نمونه‌های فسیل‌ها از منطقه PC-C2. *Quinqueloculina*

۵- بحث

در این مقاله، به بررسی و توصیف جنس‌های جدیدی از این منطقه پرداخته شده است. همچنین در این مقاله، به بررسی و توصیف جنس‌های جدیدی از این منطقه پرداخته شده است.

نیز در این منطقه به همراه سایر روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود.

فرم‌های شکلی	فرم‌های شکلی	نام	سایز	مکان
CH-A	CH-A1	<i>Eulepidina, Nephrolepidina, Nummulites</i>	بزرگ	سایز بزرگ، همراه با شکلهای کوچکتر در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز
	CH-A2	<i>Amphistegina, Neorotalia</i>	بزرگ	سایز بزرگ، همراه با شکلهای کوچکتر در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز
	CH-A3	<i>Operculina, Heterostegina</i>	بزرگ	سایز بزرگ، همراه با شکلهای کوچکتر در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز
AG-A	AG-A	<i>textularids, vavulinids</i>	اقتصادی	در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز
PC-C	PC-C1	<i>Borelis</i>	کوچک	سایز کوچک، همراه با شکلهای کوچکتر در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز
	PC-C2	<i>miliolids</i>	کوچک	سایز کوچک، همراه با شکلهای کوچکتر در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز
	PC-C3	<i>Dendritina</i>	کوچک	سایز کوچک، همراه با شکلهای کوچکتر در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز

در این منطقه به همراه سایر روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود.

در این منطقه به همراه سایر روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود. این روزن‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شود.

در این منطقه، گونه‌های متعددی از جنس *Neorotalia* مشاهده شده است. این گونه‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شوند. در این منطقه، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شده است.

در این منطقه، گونه‌های متعددی از جنس *Neorotalia* مشاهده شده است. این گونه‌ها در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز یافت می‌شوند. در این منطقه، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شده است. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شده است. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شده است. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شده است.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، گونه‌های متعددی از جنس *Neorotalia* در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز منطقه مورد مطالعه شناسایی شدند. این گونه‌ها با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند.

در این مطالعه، گونه‌های متعددی از جنس *Neorotalia* در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز منطقه مورد مطالعه شناسایی شدند. این گونه‌ها با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند.

در این مطالعه، گونه‌های متعددی از جنس *Neorotalia* در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز منطقه مورد مطالعه شناسایی شدند. این گونه‌ها با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند.

در این مطالعه، گونه‌های متعددی از جنس *Neorotalia* در سنگ‌های آهکی و گچ‌ساز منطقه مورد مطالعه شناسایی شدند. این گونه‌ها با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند. همچنین، گونه‌های *Neorotalia* با ویژگی‌های متمایزی از گونه‌های دیگر این جنس، مانند شکل و اندازه، مشاهده شدند.

... در این مطالعه، برای تعیین مرزهای زمین‌شناسی و تعیین سن، از روش‌های مختلف استفاده شده است. نتایج حاصل از این مطالعه، به شرح زیر است: ...

سپاس و قدردانی

از داوران مقاله خانم دکتر اسماء آفتابی آرانی و آقای دکتر حسین وزیری مقدم تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

... در این مطالعه، از روش‌های مختلف استفاده شده است. نتایج حاصل از این مطالعه، به شرح زیر است: ...

- [5] ABAIE I.L., ANSARI, H.J., BADAQSHAN, A., JAAFARI, A., 1964, History and development of the Alborz and Sarajeh fields of Central Iran. *Bulletin of Iranian Petroleum Institute*, **15**, 561–574.
- [6] ALPERIN, M. I., CUSMINSKY, G.C., BERNASCONI, E., 2011, Benthic foraminiferal morphogroups on the Argentine continental shelf. *The Journal of foraminiferal Research*, **41** (2), 155–166.
- [7] AMIRSHAHKARAMI, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., TAHERI, A., 2007, Sedimentary facies and sequence stratigraphy of the Asmari Formation at chaman-Bolbol, Zagros Basin, Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, **29**, 947–959.
- [8] BINDIU, R., FILIPESCU, S., 2015, Foraminiferal biostratigraphy and paleoenvironments of the middle Eocene deposits from the northern part of the Tarcău Nappe (Eastern Carpathians, Romania). *Studia UBB Geologia*, **59** (1-2), 45 – 59.
- [9] BOUDAGHER-FADEL, M.K., 2018, Evolution and Geological Significance of Larger Benthic Foraminifera, 2st edition, *UCL Press*, London, p. 693.
- [10] CHAN, S.A., KAMINSKI, M.A., AL-RAMADAN, K., BABALOLA, L.O., 2017, Foraminiferal biofacies and depositional environments of the Burdigalian mixed carbonate and siliciclastic Dam Formation, Al-Lidam area, Eastern Province of Saudi Arabia. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **469**, 1-16.
- [11] CORLISS, B.H., CHEN, C., 1988, Morphotype patterns of Norwegian deep-sea benthic foraminifera and ecological application. *Geology*, **16**, 716–719.
- [12] DULEBA, W., DEBENAY, J.P., EICHLER, B.B., MICHAELOVITCH, M.M., 1999, Holocene Environmental and Water Circulation Changes: Foraminifer Morphogroups Evidence in Flamengo Bay (SP, Brazil). *Journal of Coastal Research*, **15** (2), 554-571.
- [13] HEYDARI E., HASSANZADEH J., WADE W.J., GHAZI A.M., 2003, Permian–Triassic boundary interval in the Abadeh section of Iran with implications for mass extinction. Part 1—sedimentology. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **193**, 405–423
- [14] JONES, R.W., CHARNOCK, M.A., 1985, Morphogroups of agglutinated foraminifera. Their life position and feeding habits and potential applicability in paleoecological studies. *Revue de Paleobiologie*, **4**, 311–320.
- [15] KENDER, S., KAMINSKI, M.A., JONES, R.W. 2009, Early to middle Miocene foraminifera from the deep-sea Congo Fan, offshore Angola. *Micropaleontology*, **54**, 477-568.
- [16] KOUTSOUKOS, E.A.M., HART, B.H., 1990, Cretaceous foraminiferal morphogroup distribution patterns, palaeocommunities and trophic structures: a case study from the Sergipe Basin, Brazil. *Earth and Environmental Science Transactions of the Royal Society of Edinburgh: Earth Sciences*, **81**, 221-246.
- [17] MOHAMMADI, E., 2020, Sedimentary Facies and Depositional Environments of the Oligocene-Early Miocene Marine Qom Formation, Central Iran Back-Arc Basin, Iran (Northeastern Margin of the Tethyan Seaway). *Carbonates and Evaporites*, **35**, <https://doi.org/10.1007/s13146-020-00553-0>

- [18] MOHAMMADI, E., 2021, Sedimentary facies and paleoenvironmental interpretation of the Oligocene larger-benthic-foraminifera-dominated Qom Formation in the northeastern margin of the Tethyan Seaway. *Palaeoworld*, **30**, 356-372.
- [19] MOHAMMADI, E., HASANZADEH-DASTGERDI, M., GHAEDI, M., DEHGHAN, R., SAFARI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., BAIZIDI, C., VAZIRI, M.R., SFIDARI, E., 2013, The Tethyan Seaway Iranian Plate Oligo-Miocene deposits (the Qom Formation): distribution of Rupelian (Early Oligocene) and evaporate deposits as evidences for timing and trending of opening and closure of the Tethyan Seaway. *Carbonates and Evaporites*, **28**, 321-345.
- [20] MOHAMMADI, E., VAZIRI, M.R., DASTANPOUR, M., 2015, Biostratigraphy of the Nummulitids and Lepidocyclinids bearing Qom Formation based on Larger Benthic Foraminifera (Sanandaj–Sirjan fore-arc basin and Central Iran back-arc basin, Iran). *Arabian Journal of Geosciences*, **8**, 403-423.
- [21] MOHAMMADI, E., HASANZADEH-DASTGERDI, M., SAFARI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., 2019, Microfacies and depositional environments of the Qom Formation in Barzok area, SW Kashan, Iran. *Carbonates and Evaporites*, **34**, 1293–1306.
- [22] MORLEY, C.K., KONGWUNG, B., JULAPOUR, A.A., ABDOLGHAFOURIAN, M., HAJIAN, M., WAPLES, D., WARREN, J., OTTERDOOM, H., SRISURIYON, K., KAZEMI, H., 2009, Structural development of a major late Cenozoic basin and transpressional belt in central Iran: the Central Basin in the Qom-Saveh are. *Geosphere*, **4**, 325-362.
- [23] MURRAY, J.W., 1973, Distribution and ecology of benthic foraminiferids. *Heinemann Educational Books*, London. p. 274.
- [24] MURRAY, J.W., 2006, Ecology and Applications of Benthic Foraminifera. *Cambridge University Press*, Cambridge. p. 426.
- [25] MURRAY, J.W., ALVE, E., JONES, B., 2011, A new look at modern agglutinated benthic foraminiferal morphogroups: their value in palaeoecological interpretation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **309**, 229-241.
- [26] NAGY, J., 1992, Environmental significance of foraminiferal morphogroups in Jurassic North Sea deltas. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **95**, 111-134
- [27] NAGY, J., GRANDSTEIN, F.M., KAMINSKI, M.A., HOLBOURN, A.E., 1995, Foraminiferal morphogroups, paleoenvironments and new taxa from Jurassic to Cretaceous strata of Thakkhola, Nepal. In M.A. Kaminski et al. (Eds.): Proceedings of the Fourth International Workshop on Agglutinated Foraminifera. *Grzybowski Foundation Special Publication 3*, Krakow: Grzybowski Foundation, pp. 181–209.
- [28] NIKITENKO, B.L., REOLID, M., GLINSKIKH, L., 2013, Ecostratigraphy of benthic foraminifera for interpreting Arctic record of Early Toarcian biotic crisis (northern Siberia, Russia). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **376**, 200–212.
- [29] PREECE R. C., KAMINSKI M. A., DIGNES T. W. 1999, Miocene benthonic foraminiferal morphogroups in an oxygen minimum zone, offshore Cabinda. *Geological Society, London, Special Publications*, **153**, 267-282, 1 January 1999,
- [30] REOLID, M., NAGY J., RODRÍGUEZ-TOVAR F.J., OLÓRIZ, F., 2008, Foraminiferal Assemblages as Palaeoenvironmental Bioindicators in Late Jurassic Epicontinental Platforms: Relation with Trophic Conditions. *Acta Palaeontologica Polonica*, **53**(4), 705-722.
- [31] REUTER, M., PILLER, W.E., HARZHAUSER, M., MANDIC, O., BERNING, B., ROGL, F., KROH, A., AUBRY, M.P., WIELANDT-SCHUSTER, U., HAMEDANI, A., 2009, The Oligo-/Miocene Qom Formation (Iran): evidence for an early Burdigalian restriction of Tethyan Seaway and closure of its Iranian gateways. *International Journal of Earth Sciences*, **98**, 627–650.
- [32] SARBANDI FARAHANI, T., REOLID, M., YAZDI, M., MAJIDIFARD, M.R., 2018, Benthic foraminiferal assemblages of the Middle and Upper Jurassic sediments from the northeastern Alborz and western Koppeh Dag, Iran: Systematic palaeontology and palaeoecology. *Annales de Paléontologie*, **104**, 249–265.
- [33] SEPEHR, M., COSGROVE, J.W., 2004, Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 829-843.
- [34] SEVERIN, K.P., 1983, Test morphology of benthic foraminifera as a discriminator of biofacies. *Marine Micropaleontology*, **8**, 65-76.
- [35] SCHUSTER, F., WIELANDT, U., 1999, Oligocene and Early Miocene coral faunas from Iran: palaeoecology and palaeobiogeography. *International Journal of Earth Science*, **88**, 571–581.
- [36] SETOYAMA, E., KAMINSKI, M.A., TYSZKA, J., 2017, Late Cretaceous-Paleogene foraminiferal morphogroups as palaeoenvironmental tracers of the rifted Labrador Margin, northern proto-Atlantic. *Grzybowski Foundation Special Publication*, **22**, 179–220.

- [37] STOJANOVA, V., PETROV, G., 2018, Foraminiferal Assemblages as Palaeoenvironmental Bioindicators in Late Jurassic Epicontinental Platforms: Relation with Trophic Conditions. *Acta Palaeontologica Polonica*, **53**(4), 705-722.
- [38] SZYDŁO, A., 2005, Benthic foraminiferal morphogroups and taphonomy of the Cieszyn beds (Tithonian-Neocomian, Polish Outer Carpathians). *Studia Geologica Polonica*, **124**, 199-204.
- [39] TYSZKA J. 1994, Response of Middle Jurassic benthic foraminiferal morphogroups to dysoxic/anoxic conditions in the Pieniny Klippen Basin, Polish Carpathians. *Palaeogeography, Palaeoecology, Palaeoclimatology*, **110**, 55–81.
- [40] XU, G., ZHANG, S., LI, Z., SONG, L., LIU, H., 2007, Sequence stratigraphy of a back-arc basin: a case study of the Qom formation in the Kashan Area, Central Iran. *Acta Geologica Sinica (English edition)*, **81**, 488–500.



Foramniferal morphogroups of the Qom Formation in E Sirjan and SW Kashan: implication for paleoenvironmental and paleoecological interpretations

Ebrahim Mohammadi

Department of Ecology, Institute of science, High technology and environmental science, Graduate University of advanced Technology, Kerman; Iran; E-mail address: emohammadi02@gmail.com

Received: January 2020, Accepted: October 2021

Abstract

The Qom Formation is the main reservoir and source rock of hydrocarbons in central Iran. Foraminiferal study of the Qom Formation in the Bujan (eastern Sirjan; with Rupelin-Chattian in age and 156 m thickness) and Varkan (southwestern Kashan; with Rupelin in age and 190 m thickness) sections resulted in identification of seven morphogroups. Generally, epifaunal morphogroups were dominated in both study sections. The morphogroup analyses showed variations in the percentage of the dominant morphotypes, suggesting fluctuations in the paleoecological conditions. In the Bujan section, the Rupelin deposits are dominated by calcareous porcelaneous morphogroups; while the Chattian deposits are dominated by hyaline morphogroups, which indicates the lower and upper parts were deposited in inner ramp (lagoonal environments) and middle ramps, respectively. This significant change through time refers to gradual increasing of the basin depth, decreasing the light intensity, reducing the salinity, and decreasing the nutrient level. The dominance of the hyaline morphogroups throughout the Varkan section is indicative of the deposition in middle ramp environments with normal salinity under meso-photoc to oligo-photoc conditions.

Keywords: Qom Formation, Oligo-Miocene, epifaunal, test morphology, paleoecology, feeding strategy.



Comparison of the function of conventional neural networks for estimating porosity in one of the southeastern Iranian oil fields

Farshad Tofighi¹, Parviz Armani^{2*}, Ali Chehrazi³, Andisheh Alimoradi⁴

¹Department of Mining, Faculty of Engineering, Imam Khomeini International University

²Department of Geology, Faculty of Sciences, Imam Khomeini International University

³Head of Exploration Project Management, Iranian Offshore Oil Company

⁴Department of Mining, Faculty of Engineering, Imam Khomeini International University

* armani@sci.ikiu.ac.ir

Received: June 2021, Accepted: October 2021

Abstract

In the oil industry, artificial intelligence is used to identify relationships, optimize, estimate and classify porosity. One of the most important steps in evaluating the petrophysical parameters of the reservoir is to identify the porosity properties. The main purpose of this study is to compare the accuracy and generalizability of three multilayer feed neural networks (MLFNs), radius base function networks (RBFNs) and probabilistic neural networks (PNNs) to estimate porosity using seismic properties. In this regard, geological data of 7 wells were evaluated from an offshore oil field in Hindijan in the northwest of the Persian Gulf basin. Acoustic impedance was estimated using model-based inversion method and then the mentioned neural networks were designed using optimal seismic properties and evaluated by stepwise regression method. Finally, it became clear that the MLFN model did not work well for estimating porosity. PNN has the best performance accuracy in porosity interpolation, but RBFN generalizability is better.

Keywords: Seismic inversion, Porosity estimation, MLFN, RBFN, PNN



Microfacies, sedimentary environment, and sequence stratigraphy of the Qom Formation in the Maragh area (Southwest of Kashan)

Amrollah Safari^{1*}, Hossein Ghanbarloo², Ebrahim Mohammadi³

1. Associate of Professor, Department of Geology, Faculty of Science, University of Isfahan

2. Ph.D. in Paleontology & Stratigraphy, Department of Geology, Faculty of Science, University of Isfahan

3. Department of Ecology, Institute of Science, High Technology and Environmental Science, Graduate University of Advanced Technology, Kerman

*safari@sci.ui.ac.ir

Received: March 2021, Accepted: October 2021

Abstract

The Qom Formation is located at the Maragh area (20 kilometers southwest of Kashan). The formation with 216 m thickness contains shale, tuff units in the lower section of the studied sequence, and limestones. Volcanic rocks unconformably are covered by the Qom Formation. The upper boundary of the Qom Formation with the Upper Red Formation is also unconformable. Nine microfacies and one terrigenous facies were identified based on the main components and sedimentological features. These microfacies and terrigenous facies were deposited on an open-shelf carbonate platform. Three environments were recognized in this carbonate platform. These environments include the inner shelf (restricted and semi-restricted lagoon), middle shelf, and outer shelf. In addition, three third-order and one incomplete depositional sequences were identified based on the vertical distribution of microfacies.

Keywords: Qom Formation, Microfacies, Depositional sequence, Maragh area.



Designing an ensemble model for estimating the permeability of a hydrocarbon reservoir by petrophysical lithology labeling

A. Salahshoor¹; A. Gaeini²; A. Shahin³; M. Kamari⁴

1- Ph.D. Candidate; Faculty of Industrial Eng., Industrial Engineering, Eyvanaki University

2- Assistant Professor; Faculty of Industrial Eng., Industrial Engineering, Eyvanaki University

3- Assistant Professor; Faculty of Geology, Geology, Isfahan University

4- Senior Engineer in National Iranian Oil Company; M.Sc. in Petrophysics Engineering

*Salahshor.a@gmail.com

Received: July 2021, Accepted: October 2021

Abstract

Permeability is one of the important characteristics of oil and gas reservoirs that is difficult to predict. In the present solution, experimental and regression models are used to predict permeability, which includes time and high costs associated with laboratory measurements. Recently, machine learning algorithms have been used to predict permeability due to better predictability. In this study, a new ensemble machine learning model for permeability prediction in oil and gas reservoirs is introduced. In this method, the input data are labeled using the lithology information of the logs and divided into a number of categories and each category was modeled by machine learning algorithm. Unlike previous studies that worked independently on models, here we were able to predict the accuracy of such a square mean error by designing a group model using ETR, DTR, GBR algorithms and petrophysical data. Improve dramatically and predict permeability with 99/82% accuracy.

The results showed that group models have a great effect on improving the accuracy of permeability prediction compared to individual models and also the separation of samples based on lithology information was a reason to optimize the Trojan estimate compared to previous studies

Keywords: Permeability, Ensemble model, Lithology, Machine learning, Petrophysical logs.

Permeability estimation using petrophysical logs and Artificial Intelligence methods: A case study in Asmari reservoir of one of the oil fields of southwestern Iran

Abouzar Mohsenipour^{1*}, Bahman Soleimani², Iman Zahmatkesh³, Iman veisi⁴

1- PhD student, Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

2- Professor, Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

3- Assistant Professor, Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

4- Petrophysicist in National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahvaz, Iran

*Abouzarmohseni@yahoo.com

Received: May 2021, September: 2021

Abstract

In this study, first, the permeability of the magnetic resonance imaging of the nucleus was calculated using two conventional methods, the free fluid model (Coates) and the Schlumberger model or the mean T2 (SDR). Then, a simple model of artificial neural network was designed with the training process of the backpropagation algorithm, then using the Imperialist competition optimization algorithm (ANN-ICA) and particle swarm algorithm (ANN-PSO) this model was optimized and It was used to estimate the permeability parameter. Finally, the results were analyzed by comparing the estimated permeability with the actual value and the estimation accuracy was compared in terms of two parameters of mean-square error and correlation coefficient. The results indicate the high accuracy of the permeability values estimated using a combination of simple neural network with optimization algorithms. The results of combining optimization algorithms in this study can be used as a powerful and useful method to obtain other parameters, including reservoir, petrophysical and geomechanical parameters.

Keywords: permeability, artificial neural network, Imperialist competition algorithm, particle swarm algorithm, nuclear magnetic resonance log, Asmari reservoir



Cyclostratigraphy study of Asmari reservoir in Karanj, Paranj and Parsi oil fields

Ardavan Khalili¹, Hossein Vaziri-Moghaddam^{*2}, Mehran Arian¹, Ali Seyrafian²

1- Department of Earth Sciences, Science and Research branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran.

2- Department of Geology, Faculty of Science, University of Isfahan, Isfahan, Iran.

*avaziri7304@gmail.com

Received: June 2021, Accepted: August 2021

Abstract

The most important reason for studying any oil reservoir is the more efficient use of the production parts of the reservoir and the first step in identifying the reservoir is its zoning. Zoning is determined based on lithological changes by combining production data and petrophysical logs in each reservoir. In order to improve and accelerate the zoning of oil reservoirs, like other branches of science, the use of software has become common in recent years. One of the most powerful of these software's is Cyclolog. The science of using this software is cyclostratigraphy, which can be used to separate reservoir zones based on sedimentary cycles and their knowledge. Cyclolog software with the help of petrophysical logs taken from the wellbore and especially gamma diagram (GR) allows subsurface matching and preparation of matching charts in selected wells. In this study, in the three oil fields studied (Karanj, Paranj and Parsi) using cyclolog software, a total of seven positive timelines (Pb3000, Pb2000, Pb1500, Pb1000, Pb500, Pb400, and Pb300) as well as five negative timelines (Nb4000, Nb3000, Nb2000, Nb1000, and Nb500) were detected. Accordingly, the Pb1500 timeline is the separator and the boundary of the Chattian and Aquitanian peaks, which in the wells of all three studied fields almost cross the boundary of reservoir zones 3 and 4. The Nb4000, Nb3000, and Nb2000 timelines are also Chattian age. The Nb3000 timeline in Karanj oil field has crossed the boundaries of zones 4 and 5 in most of the wells due to calibration with biometric evidence (biostratigraphy) and indicates the top of the formation. The age of the Nb500 timeline is Burdigalian and passes through the middle of their reservoir zone 1 in the study area. The boundary between the Aquitanian and Burdigalian peaks is defined by the Nb1000 timeline. This timeline crosses the boundaries of zones 1 and 2 in all three fields studied.

Keywords: Cyclolog, Petrophysical log, Asmari reservoir



Iranian Journal of Petroleum Geology **Number 20, Autumn & Winter, 2020**



Contents

Page

- | | |
|---|----|
| Cyclostratigraphy study of Asmari reservoir in Karanj, Paranj and Parsi oil fields
A. Khalili, H. Vaziri-Moghaddam, M. Arian, A. Seyrafian ² | 1 |
| Permeability estimation using petrophysical logs and Artificial Intelligence methods: A case study in Asmari reservoir of one of the oil fields of southwestern Iran
A. Mohsenipour, B. Soleimani, I. Zahmatkesh, I. veisi | 17 |
| Designing an ensemble model for estimating the permeability of a hydrocarbon reservoir by petrophysical lithology labeling
A. Salahshoor; A. Gaeini; A. Shahin; M. Kamari | 29 |
| Microfacies, sedimentary environment, and sequence stratigraphy of the Qom Formation in the Maragh area (Southwest of Kashan)
A. Safari, H. Ghanbarloo, E. Mohammadi | 41 |
| Comparison of the function of conventional neural networks for estimating porosity in one of the southeastern Iranian oil fields
F. Tofighi, P. Armani, A. Chehrazi, A. Alimoradi | 62 |
| Foramiferal morphogroups of the Qom Formation in E Sirjan and SW Kashan: implication for paleoenvironmental and paleoecological interpretations
E. Mohammadi | 82 |



Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 20, Autumn & Winter 2020, pp. 1-94

Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 20, Autumn & Winter, 2020



Publisher: Iranian Society of Petroleum Geology

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

Editor in Chief: A. Seyrafian, emeritus 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

M. Zare, Professor at International Institute of Earthquake engineering and Seismology

B. Soleimani, Professor at Shahid Chamran University, Ahwaz

A. Seyrafian, Retired Professor at University of Isfahan

E. Kazemzadeh, Assistant Professor at RIPI

R. Mosavi Harami, Professor at Ferdowsi University of Mashhad

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

Referees:

B. Arbab

A. Aftabi Arani

A. Behdad

A. Bashari

A. Rahmani

N. Raisolsadat

I. Zahmatkesh

M.H. Saberi

S. Kazem Shirudi

A. Moallemi

H. Mahboobi-pour

M. Vahidinia

H. Vaziri-Moghaddam

Address:

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

P. O. Box: 16315-499

Postal Code: 1661634155

Tel: (+98 21) 22856408

Fax: (+98 21) 22856407

Website: www.ispg.ir