



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال پانزدهم، شماره ۲۹، بهار و تابستان ۱۴۰۴

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه
صنعت نفت

دکتر ایلانا بنجوا، استاد موسسه دیرینه، چینه و رسوب
شناسی دانشگاه صوفیه، بلغارستان

دکتر علی بهرامی، استاد دانشگاه اصفهان

دکتر ماریا الکساندرا بیتنر، استاد موسسه پالئوبیولوژی، ورشو
لهستان

دکتر بهرام حبیب نیا، دانشیار دانشگاه صنعت نفت

دکتر عزت حیدری، استاد دانشگاه ایالت جکسون، آمریکا

دکتر وامق رسولی، استاد دانشگاه داکوتای شمالی، آمریکا

دکتر سید ناصر رئیس السادات، استاد دانشگاه بیرجند

دکتر مهدی زارع، استاد پژوهشگاه بین المللی زلزله شناسی و
مهندسی زلزله

دکتر کمیل زاگرسک، استاد دانشگاه فنی لیبرک، جمهوری
چک

دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز

دکتر غلامرضا میراب شبستری، دانشیار دانشگاه بیرجند

دکتر مرتضی طالبیان، دانشیار سازمان زمین شناسی و اکتشاف
معادن

دکتر عزت اله کاظم زاده، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه
صنعت نفت

دکتر کریستوفر کندل، استاد دانشگاه کارولینای جنوبی،
آمریکا

دکتر سید رضا موسوی حرمی، استاد دانشگاه فردوسی مشهد

دکتر علی وطنی، استاد انستیتو نفت دانشگاه تهران

صاحب امتیاز: انجمن زمین شناسی نفت ایران

مدیر مسئول: دکتر علی بهرامی، استاد دانشگاه اصفهان

سر دبیر: دکتر بهمن سلیمانی، استاد دانشگاه شهید چمران اهواز

همکار سردبیر: دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه

صنعت نفت

مدیر اجرایی و مدیر داخلی: دکتر الهه ستاری

ویراستار: دکتر علی بهرامی، استاد دانشگاه اصفهان

همکاران علمی این شماره مجله به ترتیب حروف الفبا:

۱- دکتر بهرام حبیب نیا

۲- دکتر پیمان رضایی

۳- دکتر افشین زهدی

۴- دکتر الهه ستاری

۵- دکتر بهمن سلیمانی

۶- دکتر جواد شریفی

۷- دکتر محمد شریفی

۸- دکتر شهریار صادقی

۹- دکتر سعیده کشاورز

۱۰- دکتر فروغ عباساکی

نشانی:

تهران، خیابان دکتر شریعتی خیابان، خواجه عبدالله انصاری،

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

کد پستی: ۱۶۶۱۶۳۴۱۵۵

صندوق پستی: ۴۹۹-۱۶۳۱۵

تلفن: ۲۲۸۵۶۴۰۸ نمابر: ۲۲۸۵۶۴۰۷

<http://www.ispg.ir>

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



زمین شناسی نفت ایران

سال پانزدهم، شماره ۲۹، بهار و تابستان ۱۴۰۴

فهرست مقالات

صفحه

۱. شناخت انواع تخلخل و ویژگی-های زمین-شناسی سازند ایلام بر مبنای نمودار تصویری FMI،
انحراف سرعت و پتروگرافی مقاطع نازک در یکی از میادین جنوب باختری ایران
حامد امرایی
۲. زیست چینه‌نگاری نهشته‌های کرتاسه بالایی بر اساس روزنداران پلانکتون در شمال شرق تاقدیس
کبیرکوه، جنوب شرق ایلام
نوشین مرادی لبرکشاسی، سکینه عارفی فرد، توماس آلجیو، جانانان شوس، لی ژانگ
۳. اهمیت مطالعات ژئوشیمی سطحی در اکتشافات ذخایر هیدروکربنی: با ذکر مطالعه موردی در استان
خوزستان، جنوب غرب ایران
زینب علیزاده، بهمن سلیمانی، بهزاد خانی
۴. تحلیل میدان تنش و فشار منفذی با استفاده از بررسی هندسی رگه-های ژپسی در تاقدیس میدان نفتی
نفت سفید، جنوب باختر ایران
بابک سامانی
۵. شناسایی و تفکیک چرخه-های رسوبی با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ و ارتباط چرخه-های رسوبی
با مرزهای زمان چینه-ای - زیست چینه-ای نهشته-های انوسن بالایی و الیگو-میوسن دریکی از
چاه-های میدان نفتی مارونر
محمد گودرزی
۶. تأثیر فرآیندهای دیاژنزی بر ویژگی-های مخزنی بخش بالایی سازند- پابده و بخش زیرین سازند
آسماری (انوسن پسین - الیگوسن) در چاه B میدان نفتی مارون
محمد گودرزی، مصطفی صداقت-نیا

راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

۱. مقدمه

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

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

www.ispg.ir ارسال دارند.

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

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

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

۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

۱-۲ عنوان

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

۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

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

۲-۴ مقدمه و هدف

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

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

روش آزمایش)

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

۲-۶ نتیجه گیری

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

۲-۷ تشکر و قدردانی

۲-۸ منابع و مراجع

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

۳. ساختاری

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

۲-۳ اندازه و نوع قلم

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

منابع فارسی و لاتین به صورت مجزا و به ترتیب حروف الفبا در بخش فهرست

منابع و به شرح مثال های ذیل تنظیم و ارائه گردد:

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

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

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

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

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

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

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

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

- کلیه اعداد باید به صورت فارسی تایپ شوند.

- واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.

- کلیه فرمول ها باید به ترتیب شماره گذاری شده و با

استفاده از بسته Equation Editor در نرم افزار Word تهیه گردند و به فرمت JPG و یا Tif و وضوح ۳۰۰ dpi به همراه مقاله ارسال گردد.

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

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

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

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

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

۳-۳ منابع فارسی و لاتین

شناخت انواع تخلخل و ویژگی‌های زمین‌شناسی سازند ایلام بر مبنای نمودار تصویری FMI، انحراف سرعت و پتروگرافی مقاطع نازک در یکی از میادین جنوب باختری ایران

حامد امرایی

فارغ التحصیل کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی سهند تبریز

hamedamraei0@gmail.com*

دریافت خرداد ۱۴۰۴، پذیرش آذر ۱۴۰۴

چکیده

شناخت انواع تخلخل و بررسی‌های زمین‌شناسی ساختاری مخازن هیدروکربوری، به عنوان یکی از ویژگی‌های پتروفیزیکی حائز اهمیت فراوان است. به این منظور در مرحله اول پژوهش حاضر، نوع تخلخل در سازند ایلام یکی از چاه‌های نفتی واقع در جنوب غرب ایران از نمودار ساخته شده انحراف سرعت به کمک داده‌های چاه‌پیمایی به عنوان یک جایگزین مقرون به صرفه برای شناسایی انواع تخلخل تعیین و در ادامه به کمک پتروگرافی مقاطع نازک کنترل گردید. از مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک ۵ نمونه در دسترس از چاه مورد مطالعه مشخص شد که ریزرخساره‌های این سازند حاوی انواع تخلخل‌های بین بلوری، بین دانه‌ای و قالبی بوده و اثری از وجود شکستگی در این مخزن وجود ندارد. بر اساس نمودار انحراف سرعت تهیه شده، زون‌های اصلی مخزنی سازند ایلام دارای سرعت‌های نزدیک به صفر هستند که بیانگر وجود تخلخل بین بلوری و بین دانه‌ای است و دارای تراوایی خوبی می‌باشند. انحراف سرعت‌های منفی مشاهده شده در این چاه نشانگر ریزش دیواره چاه بوده و زون‌های با انحراف سرعت مثبت مرتبط با تخلخل‌های درون دانه‌ای و قالبی است که بیشتر در بخش‌های غیر مخزنی وجود دارند. سپس در مرحله دوم به کمک نمودار تصویرگر FMI^1 به تفسیر زمین‌شناسی ساختاری مخزن پرداخته شد. بر این اساس تعداد ۶۹ لایه بندی در مخزن مورد مطالعه قرائت شد که ۹ عدد از آنها شیب با لایه‌بندی مطمئن و ۶۰ عدد شیب با مرز لایه‌بندی نامطمئن می‌باشد. میانگین شیب لایه‌ها تقریباً برابر با ۴ درجه به سمت S30W و با امتداد N30W-S30E تعیین گردید. استیلولیت‌های شناسایی شده ۵۰ عدد از نوع چینه‌ای بودند که میانگین شیب آن‌ها ۴/۵ درجه و با امتداد N30W-S30W می‌باشد. ریزش‌های دیواره چاه^۲ در جهت کمترین تنش افقی وارد بر حفره چاه ایجاد شده و دارای امتداد N20W-S20E بوده که تقریباً با امتداد کلی چین‌خوردگی‌های زاگرس مطابقت دارد. بر مبنای بررسی نمودارهای معمول، انحراف سرعت و FMI هیچ گونه شکستگی طبیعی و شکستگی قالبی در مخزن ایلام چاه مورد مطالعه مشاهده نشد. این مطالعه نشان داد که تخلخل‌های بین بلوری و بین دانه‌ای بیشترین تاثیر را در کیفیت مخزن ایلام داشته‌اند و تخلخل قالبی تاثیر کمتری بر کیفیت مخزن مذکور دارد.

کلمات کلیدی: تعیین انواع تخلخل، نمودار انحراف سرعت، پتروگرافی مقاطع نازک، نمودار FMI، چین خوردگی.

¹ Formation Micro Imager

² Borehole breakout

۱- مقدمه

توصیف مخزن از حیاتی‌ترین مباحث در مهندسی نفت محسوب می‌شود. برنامه‌های کاربردی برای یک مدیریت کارآمد، پس از شناخت کامل ویژگی‌های سنگ مخزن حاصل می‌شود. محاسبه و شناخت انواع تخلخل در مخازن و بررسی‌های ساختاری سازند از اصلی‌ترین و پیچیده‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی در مخازن هیدروکربنی بوده که آگاهی از مقدار و چگونگی تغییرات آن‌ها مبنای بسیاری از مطالعات مهندسی نفت در تمام طول عمر مخزن است [۱۸]. در صنعت نفت و گاز اشراف کامل بر مباحث یاد شده جهت مدیریت مخازن و جلوگیری از هدر رفت هزینه‌ها غیر قابل انکار است. شناخت تخلخل بدلیل اینکه پارامتری است که سرعت صوت را کنترل کرده و بر روی پارامترهای مهم دیگری، منجمله؛ تراوایی تاثیرگذار بوده نقش به سزایی در تعیین ذخیره، انتقال و استحصال سیالات هیدروکربنی دارد [۲]. روش‌های مختلفی جهت بررسی نوع تخلخل وجود دارد که روش معمول آن، آنالیز مغزه‌های حفاری در آزمایشگاه بوده که فرآیندی زمان‌بر و هزینه‌بر است [۱]. در مطالعات پتروگرافی، شناسایی و اندازه‌گیری مقدار و نوع تخلخل، شرایط رسوبگذاری، لیتولوژی و شناخت محیط رسوبی از روی مقاطع نازک امکان پذیر می‌باشد. با وجود کاربردهای زیاد آنالیز مغزه در صنعت نفت، محدودیت در وجود مغزه در چاه‌های مختلف یکی از مشکلات اصلی این نوع مطالعات است. با عنایت به مزایایی نظیر؛ در دسترس بودن، جامع بودن و همچنین هزینه‌های پایین عملیات چاه‌پیمایی به نسبت روش‌های دیگر و با توجه به اینکه غالباً در تمامی چاه‌های یک میدان اطلاعات نگاره‌ها در دسترس هستند لذا توسعه، بهینه‌سازی و بکارگیری روش‌هایی مبتنی بر نگاره‌ها جهت تعیین پارامترهای مخزنی و مطالعات زمین‌شناسی گزینه‌ای معقول و اقتصادی‌تر بنظر می‌رسد [۱۸]. در مطالعات پتروفیزیکی می‌توان با استفاده از ساخت نمودارهای انحراف سرعت^۳ و نمودارهای تصویری اطلاعات سودمندی در مورد تخلخل، انواع آن و تراوایی مخازن مورد مطالعه بدست آورد. نمودار انحراف سرعت، نموداری ساختگی بوده که از تلفیق نمودارهای صوتی، نوترون و دانسیته از طریق فرمول وایلی و همکاران ۱۹۵۶ ساخته می‌شود [۱۳] و ابزاری بسیار توانمند جهت بدست آوردن و دانستن نوع تخلخل بویژه در مخازن کربناته محسوب می‌شود [۲۴]. از طرفی شناسایی پدیده‌های دیواره چاه همیشه در صنعت نفت و گاز دارای اهمیت بوده زیرا این پدیده‌ها، ابزارهای سودمندی جهت مطالعات مربوط به زمین‌شناسی ساختاری منطقه داشته که تاثیر و نقش بسزایی بر تولید نفت، گاز و کیفیت مخزن دارد [۲۰]. نمودارهای تصویری نیز از تکنولوژی‌های نوینی است که تصویری استوانه‌ای شکل از دیواره چاه با قدرت تفکیک بالا در اختیار قرار داده که به کمک آن‌ها می‌توان به بررسی

^۳ Velocity Deviation Log

پدیده‌های دیواره چاه، سرشت نمایی شکستگی‌ها، شناسایی و تفسیر ویژگی‌های رسوبی، تعیین شیب منطقه‌ای، لایه‌بندی، شناسایی عناصر زمین ساختی و بررسی شکستگی‌های مخزن و غیره پرداخت [۲۷].

سلیمانی و همکاران در سال ۱۳۹۲، به مطالعه و بررسی ویژگی شکستگی‌ها و نوع تخلخل مخزن به کمک مقاطع نازک و نمودارهای چاه‌پیمایی در میدان نفتی لالی پرداختند. در این مطالعه ۱۰۶ مقطع میکروسکوپی و داده‌های ۲ حلقه چاه از میدان مذکور مورد بررسی قرار گرفت که بر اساس نتایج، سامانه تخلخل سنگ مخزن در چاه‌های مذکور به طور عمده از انواع تخلخل بین‌ذره‌ای و شکستگی بوده که به عنوان معبری مناسب برای عبور سیال عمل نمودند [۴]. شمشیری و همکاران در سال ۱۳۹۲، به مقایسه نتایج نمودار تصویری و انحراف سرعت در تعیین نوع تخلخل در یکی از میداین شرق حوضه کپه داغ و صحت‌سنجی با داده‌های مقاطع نازک پرداختند [۶]. عقلی و همکاران در سال ۱۳۹۳، به تحلیل ساختمانی و بررسی شکستگی‌های مخزن آسماری به کمک نمودارهای تصویرگر FMI، UBI و OBMI و مقایسه با نمودار انحراف سرعت برای مخزن آسماری یکی از میداین جنوب غرب ایران پرداختند. نتایج بررسی‌ها گواه آن بود که از بین نمودارهای تصویرگر، FMI دارای دقت بالاتری در تشخیص شکستگی‌ها و تعیین نوع تخلخل است [۷]. سنایی و همکاران در سال ۱۳۹۹، به تحلیل ساختاری و اثر سیستم گسلش در مخزن آسماری- جهرم میدان گلخاری پرداختند [۳]. ساعدی و همکاران در سال ۱۴۰۰، به تعیین نوع تخلخل، تغییرات لایه‌بندی، ریزش‌های دیواره چاه و تخمین تراکم شکستگی‌ها در مخزن آسماری میدان آغاجاری به کمک نمودار انحراف سرعت و نمودارهای تصویری پرداختند [۵]. حیدری و همکاران در سال ۱۴۰۳، برای تعیین نوع تخلخل در سازند آسماری یکی از میداین نفتی اهواز از نمودارهای چاه‌پیمایی (انحراف سرعت و NMR) بهره گرفتند، در این پژوهش مشاهدات مقاطع نازک به عنوان ابزاری برای اعتبارسنجی به کار برده شد. مطالعه مذکور دقت و کارایی نمودار انحراف سرعت را در تعیین انواع تخلخل سازند آسماری نشان می‌دهد [۱]. خوشبخت و همکاران در سال ۲۰۱۲، نقاط قوت و محدودیت‌های ابزارهای تصویرگر را در شناسایی پدیده‌های زمین‌شناسی مختلف در مخازن کربناته بررسی کردند. آن‌ها با استفاده از نگاره تصویرگر FMS توانستند شکستگی‌های باز و لایه‌های انیدریت را به خوبی شناسایی کنند، اما محدودیت‌هایی در تشخیص دقیق لایه‌ها و برخی پدیده‌های زمین‌شناسی دیگر مشاهده شد که نشان‌دهنده نیاز به تکمیل اطلاعات با داده‌های دیگر بود [۱۶]. عقلی و همکاران در سال ۲۰۱۴، به تحلیل زمین ساختی و بررسی شکستگی‌های مخزن آسماری (الیگو- میوسن) به کمک نمودارهای تصویرگر FMI پرداختند. مشاهده شد که تولید در مخزن آسماری میدان

مورد مطالعه تلفیقی از شکستگی‌ها و ماتریکس سنگ بوده که شکستگی‌ها تاثیر فراوانی بر خصوصیات مخزن داشته‌اند [۹]. سلیمانی و همکاران در سال ۲۰۱۶، به کمک نمودارهای تصویری به بررسی زمین ساختاری مخزن بنگستان میدان گچساران با هدف تعیین لایه‌بندی، شکستگی‌ها و تاثیرات آن‌ها بر کیفیت مخزن مورد مطالعه پرداختند. آن‌ها در نهایت از نمودار انحراف سرعت جهت مقایسه پارامترهای شکستگی بهره گرفتند [۲۶]. ساعدی و همکاران در سال ۲۰۱۷، به توصیف شکستگی‌های مخزن به کمک مقاطع نازک، نمودار انحراف سرعت و نمودار FMI در یکی از میداین جنوب غرب ایران با هدف معرفی روشی جدید در زمینه شناسایی و تفسیر شکستگی‌ها پرداختند [۲۵]. نبیئی و همکاران در سال ۲۰۲۱، به تحلیل شکستگی‌ها و بررسی زمین ساختاری مخازن گازی کنگان و دالان واقع در یکی از میداین گازی استان فارس به کمک نمودار تصویرگر FMI پرداختند. از طریق این ارزیابی انواع مختلفی از ساختارهای طبیعی نظیر؛ لایه‌بندی‌ها، انواع شکستگی‌ها و تاثیرات آن‌ها بر تخلخل مخزن مورد بررسی قرار گرفت [۲۱]. رومیانی و همکاران در سال ۲۰۲۲ به تفسیر نمودار تصویری FMI با هدف شناسایی پدیده‌های ریز دیواره چاه در یکی از میداین هیدروکربوری جنوب غرب ایران پرداختند. بر این اساس در چاه مورد مطالعه بترتیب تعداد ۱۸۲۹، ۶۹، ۱۴۰ و ۱۲۸ انواع شکستگی‌های باز، بسته، برشی و کششی تشخیص داده شد [۲۳]. محمود و همکاران در سال ۲۰۲۳، به توصیف شکستگی‌ها، تعیین لایه‌بندی‌ها، تحلیل تنش‌ها و تعیین تخلخل مخزن به کمک ابزار تصویرگر FMI در یکی از میداین نفتی منطقه کردستان عراق پرداختند [۱۷]. مزدارانی و همکاران در سال ۲۰۲۳، به شناسایی پدیده‌های ریز دیواره چاه (انواع شکستگی‌ها، صفحات لایه‌بندی و استیلولیت‌ها) در مخزن سروک یکی از میداین جنوب غرب ایران به کمک توصیف مغزه‌های حفاری و نمودار تصویرگر FMI پرداختند [۱۹]. درفشی و همکاران در سال ۲۰۲۳، به تعیین نوع تخلخل از تلفیق نمودار انحراف سرعت، داده‌های پتروگرافی مقاطع نازک و منحنی‌های فشار موئینگی در سازند فهلیان حوزه خلیج فارس پرداختند [۱۰]. جی و همکاران در سال ۲۰۲۴، به شناسایی شکستگی‌های مخازن و بررسی پدیده‌های دیواره چاه به کمک نمودارهای تصویرگر و تلفیق با روش‌های هوشمند در یکی از میداین نفتی حوضه زاگرس پرداختند [۱۲]. وانگ و همکاران در سال ۲۰۲۵، با تلفیق روش‌های مختلف نمودارگیری تصویری و صوتی به ارائه روشی جدید در تشخیص پدیده‌های ریز دیواره چاه نظیر، شکستگی‌ها پرداختند [۲۸].

با توجه به اینکه شناخت تخلخل و انواع آن در مخازن و بررسی‌های زمین‌شناسی ساختاری سازند جهت تولید موثر، توسعه، حفاری‌های آتی در میدان و بهره‌برداری بهینه از آن غیرقابل انکار بوده، به تعیین نوع تخلخل به کمک نمودار انحراف سرعت و صحت‌سنجی با پتروگرافی مقاطع نازک و بررسی زمین ساختاری سازند مورد مطالعه از نمودار FMI پرداخته شد.

۲- موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه با روند ساختاری WNW-ESE در سال ۱۳۵۴ در بخش شمالی ناحیه دشت آبادان در جنوب غرب ایران و در استان خوزستان در پی برداشت‌های لرزه نگاری دو بعدی کشف گردید. این میدان دارای ساختمانی با شیب ملایم بوده که از نظر ابعاد دارای ۱۶ کیلومتر طول و حدود ۱۵ کیلومتر عرض است. ساختار میدان مورد مطالعه حاوی چندین مخزن کرتاسه شامل سازندهای ایلام، سروک و فهلپان است [۱۱]. سازند ایلام در برش مطالعه شده با ضخامت ۱۳۰ متر از سنگ آهک‌های توده‌ای، ضخیم و متوسط با میان‌لایه‌هایی از شیل و دولومیت تشکیل شده و با ناپیوستگی هم شیب روی سازند سروک قرار دارد که مرز بالایی آن با سازند گورپی پیوسته است [۲۲]. بر اساس شواهد ژئوشیمیایی و مطالعه‌های ناحیه‌ای در دشت آبادان، احتمالاً نفت سازند ایلام از سنگ منشاهای سرگلو با سن باژوسین - باتونین و گرو با سن بریازین - سنومانین تغذیه می‌شود [۲۲].

۳- مواد و روش‌ها

پژوهش مورد نظر بر روی مخزن ایلام با لیتولوژی غالب آهک و اندکی دولومیت به عنوان اصلی‌ترین تولید کننده هیدروکربور میدان مذکور انجام گردیده است [۱۱]. برای انجام پژوهش حاضر از مجموعه داده‌های کامل نگاره‌های معمول (نمودارهای گاما، قطر چاه و مته، مقاومت ویژه، نوترون، چگالی، صوتی و فوتوالکتریک)، داده‌های تخلخل مغزه، نمودار FMI و تعداد ۵ تصویر موجود از پتروگرافی مقاطع نازک مربوط به عمق ۲۹۰۲ تا ۳۰۳۰ متری یک حلقه چاه واقع در یکی از میداین جنوب غرب ایران در بستر نرم‌افزار پتروفیزیکی ژئولاگ استفاده گردید. به این منظور در مرحله اول پژوهش حاضر، نوع تخلخل در مخزن مورد مطالعه از نمودار ساخته شده انحراف سرعت به کمک داده‌های چاه‌پیمایی به عنوان یک جایگزین مقرون به صرفه برای شناسایی انواع تخلخل تعیین و در ادامه به کمک پتروگرافی مقاطع نازک صحت‌سنجی گردید. سپس تفسیر دقیقی از نمودار FMI چاه مورد مطالعه با هدف شامل شناسایی لایه‌بندی‌ها، بررسی دیواره چاه، استیلولیت‌ها، شکستگی‌های طبیعی و القایی ارائه گردیده است.

۴- بحث و نتایج

پژوهش حاضر به بررسی و مطالعه‌ای جامع با تکیه و تمرکز بر نمودارهای چاه‌پیمایی معمول و ویژه با هدف تعیین نوع

تخلخل و بررسی‌های زمین‌شناسی ساختاری در ۲ بخش ذیل می‌پردازد.

۱-۴ تعیین نوع تخلخل به کمک نمودار انحراف سرعت و صحت سنجی با تخلخل حاصل از

پتروگرافی مقاطع نازک

با عنایت به اینکه نمودار انحراف سرعت ابزاری مهم جهت بدست آوردن و دانستن نوع تخلخل در کربناته‌ها به حساب می‌آید.

در ابتدا نگاره VDL از تلفیق نگاره‌های صوتی با نمودار نوترون-دانسیتته برای چاه مورد مطالعه ساخته شد [۱۳]. نمودار

مذکور در واقع اختلاف بین مقادیر موج تراکمی واقعی (V_{preal}) و موج تراکمی مصنوعی (V_{psyn}) است [۲۴]. برای ساختن

این نمودار در ابتدا در بستر نرم افزار ژئولاگ تصحیحات محیطی نگاره‌های نوترون و دانسیته انجام گرفت، سپس حجم شیل

به کمک نگاره گاما محاسبه و در ادامه میزان تخلخل حاصل از نمودارهای نوترون و دانسیته نیز از نظر تاثیر شیل تصحیح

گردید و سپس موج تراکمی واقعی طبق رابطه ۱ به دست می‌آید. در این رابطه، DT_{log} میزان قرائت نمودار صوتی بر

حسب $\mu s/ft$ می‌باشد [۱۳]:

$$V_{P_{real}} = \frac{304.8}{DT_{log}} \quad (1)$$

در ادامه موج تراکمی مصنوعی طبق رابطه ۲ محاسبه شد [۱۳]:

$$V_{P_{syn}} = \frac{304.8}{DT_{syn}} \quad (2)$$

برای محاسبه نمودار صوتی مصنوعی (DT_{syn}) از روابط تخلخل استفاده می‌شود. تخلخل حاصل از نمودار صوتی از طریق

رابطه ۳ بدست می‌آید. در این رابطه به جای تخلخل صوتی، تخلخل نوترون یا چگالی قرار داده می‌شود و نمودار DT_{syn} از

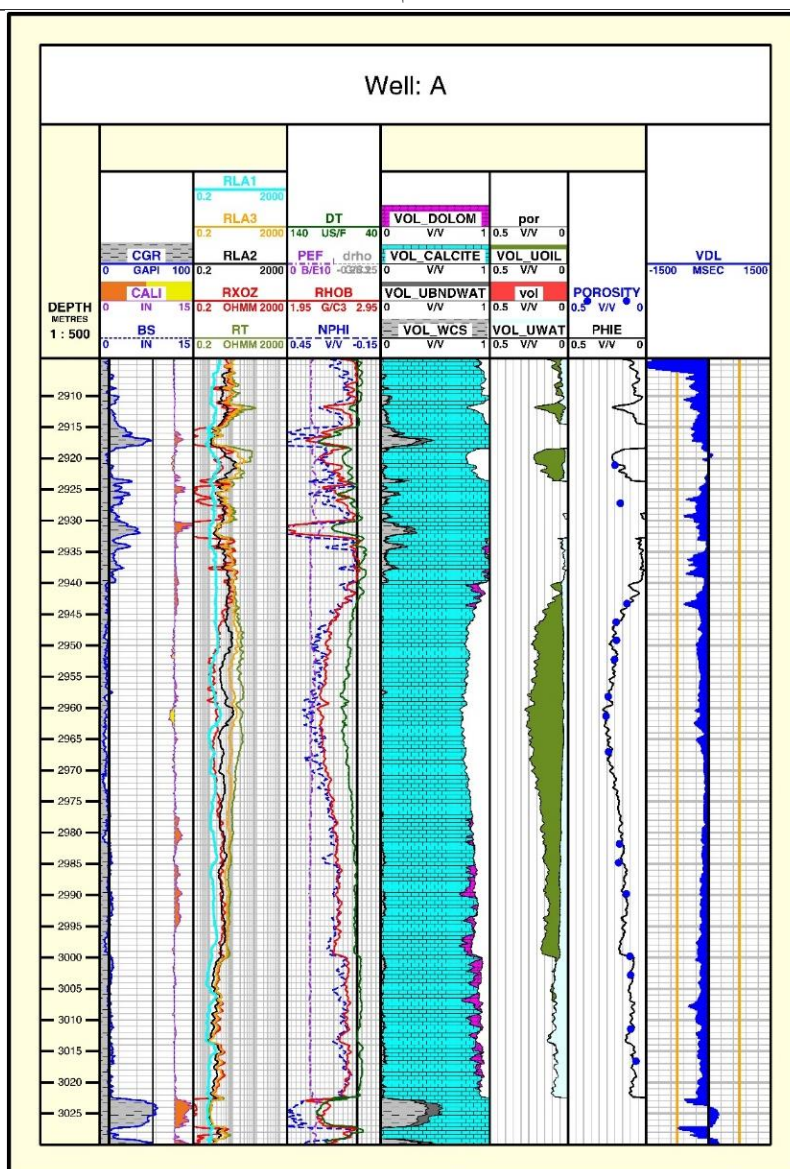
طریق این رابطه محاسبه می‌شود. همچنین مقدار زمان گذر موج صوتی در سیال چاه (DT_{fl}) نیز بر اساس نوع سیال حفاری درون چاه می‌بایست در نظر گرفته شود [۱۳]:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \rightarrow \phi_{ND} = \frac{DT_{syn} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \quad (3)$$

بدین ترتیب نمودار انحراف سرعت طبق رابطه ۴ از اختلاف حاصل از دو نمودار سرعت واقعی و سرعت مصنوعی برای چاه مورد مطالعه محاسبه شد [۲۴]:

$$VDL = V_{P_{real}} - V_{P_{syn}} \quad (4)$$

بر اساس نمودار انحراف سرعت (VDL) سه زون دارای انحراف صفر (که غالباً بیانگر تخلخل‌های بین دانه‌ای، بین بلوری و ریز تخلخل‌ها بوده و موجب تراوایی بالایی می‌شوند)، انحراف مثبت (که توسط تخلخل‌هایی به وجود می‌آیند که قالب چارچوبی دارند نظیر؛ تخلخل قالبی یا درون فسیلی و نشان‌دهنده زون‌های دارای تراوایی پایین هستند) و انحراف منفی (که غالباً سرعت‌های پایین را نشان داده و نتیجه یکی از سه پدیده بهم‌ریختگی در دیواره چاه، شکستگی و وجود گاز آزاد) قابل شناسایی می‌باشند [۱، ۴]. بر اساس روابط گفته شده نمودار انحراف سرعت (VDL) برای چاه مورد مطالعه ساخته شد (شکل ۱ ستون اول از سمت راست). در شکل ۱ نمودارهای پتروفیزیکی موجود از چاه مورد مطالعه و نمودار انحراف سرعت محاسبه شده نشان داده شده است. در این شکل، در ستون اول (از سمت راست) زون‌های دارای انحراف سرعت صفر (– 500 < VDL < + 500) بیشترین فراوانی را دارند. این مورد گواه این است که در سازند ایلام چاه مورد مطالعه تخلخل‌های بین دانه‌ای و بین بلوری بیشترین گسترش را دارند. این زون‌ها مربوط به بخش‌های اصلی مخزنی سازند ایلام هستند. با توجه به نوع سنگ شناسی و مقایسه سایر نمودارها منجمله قطر چاه و مته انحراف سرعت‌های منفی مشاهده شده در این چاه نشانگر ریزش دیواره چاه بوده و اثری از وجود گاز در مخزن مورد مطالعه یافت نشد.

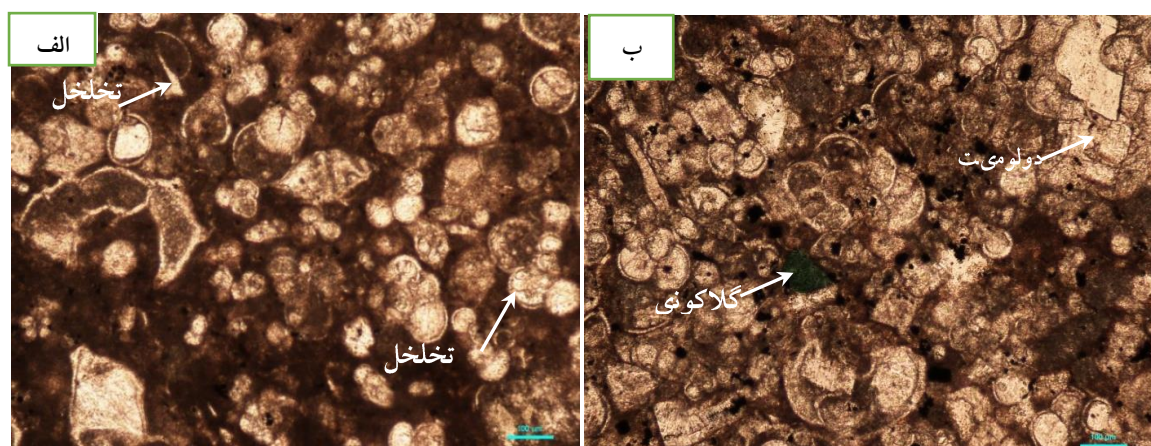


شکل ۱ از سمت راست ستون اول (نمودار VDL ساخته شده در چاه مورد مطالعه)، ستون دوم (تخلخل موثر با نمودار مشکی در مقابل تخلخل حاصل از مغزه با نقاط آبی رنگ)، ستون سوم (حجم آب، نفت و گاز)، ستون چهارم (سنگ‌شناسی مخزن)، ستون پنجم (نمودارهای نوترون، صوتی، دانسیته و فوتوالکتریک)، ستون ششم (مجموعه کامل نمودارهای مقاومت ویژه)، ستون هفتم (نمودارهای قطر چاه و مته به همراه نمودار گاما) و ستون هشتم عمق چاه.

برای انجام مطالعات پتروگرافی با میکروسکوپ نوری یا پلاریزان، از سنگ‌ها مقاطع نازکی در حد ۳۰ میکرون تهیه می‌شود که از بررسی، تجزیه و تحلیل مقاطع نازک، اطلاعات مفیدی در خصوص کانی شناسی اجزای اصلی و فرعی، سیمان، ماتریکس، فرایندهای دیاژنزی و همچنین نوع و مقدار تخلخل حاصل می‌شود. هدف از مطالعه پتروگرافی در این بخش، بررسی انواع تخلخل‌های موجود در سازند ایلام در چاه مورد مطالعه است.

در مطالعه پتروگرافی سازند مورد مطالعه تعداد ۵ نمونه وکستون و پکستون در دسترس بود که جهت تعیین نوع تخلخل مورد استفاده قرار گرفت. بررسی مقاطع نازک و عکس‌های پتروگرافی این سازند گواه این است که تخلخل‌های اصلی مخزن ایلام از نوع بین دانه‌ای، بین بلوری و قالبی می‌باشد (شکل‌های ۲، ۳ و ۴).

(۱) تخلخل بین دانه‌ای (Inter particle Porosity): این تخلخل شامل خلل و فرج بین ذرات تشکیل دهنده سنگ می‌شود که از مهمترین نوع تخلخل بوده که غالباً در زمان رسوبگذاری و به صورت اولیه در بین ذرات وجود دارد. تخلخل بین دانه‌ای بیشترین فراوانی را در رخساره‌های آواری دارد اما در رخساره‌های کربناته سازند ایلام نیز این نوع تخلخل معمول بوده که در بین آلوم‌های کربناته وجود دارد (شکل ۲ مربوط به اعماق ۲۹۵۰ و ۲۹۷۵ متری).

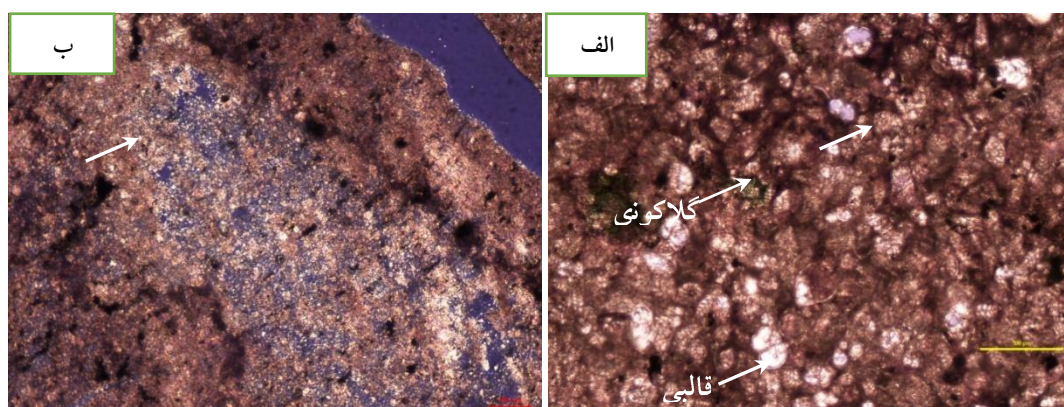


شکل ۲ تخلخل بین دانه‌ای، درون دانه‌ای و بین بلوری در نمونه‌های پکستون سازند ایلام: الف- عمق ۲۹۵۰، ب- عمق ۲۹۷۵ متری.

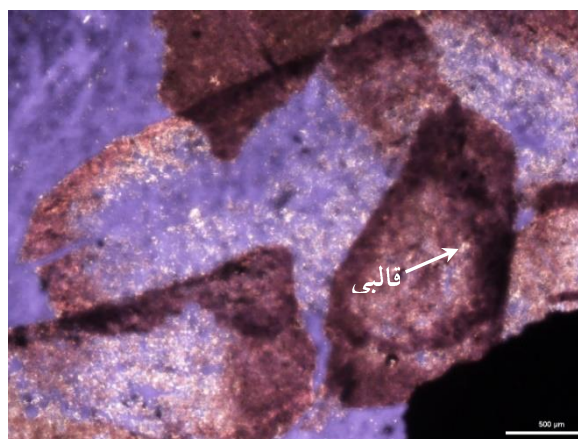
(۲) تخلخل بین بلوری یا بین کریستالی (Inter Crystalline Porosity): تخلخل مذکور در فضاهای بین بلوری دولومیت‌ها موجود بوده و با اندازه و شکل بلورها نسبت مستقیم دارد. عمده فراوانی این نوع تخلخل در رخساره‌های دولومیکرایت و دولومیکرواسپارهای مخزن ایلام است. در این نوع تخلخل، فضاهای خالی غالباً همگن بوده و اندازه آنها بین ۱۰ میکرون تا یک میلی‌متر است. گسترش تخلخل بین بلوری در ارتباط با فرایند دولومیتی شدن و تبلور مجدد بلورهای دولومیت‌های اولیه در مرحله دیاژنزی است (شکل ۳ مربوط به اعماق ۲۹۷۰ و ۲۹۹۰ متری).

شناخت انواع تخلخل و ویژگی-های زمین-شناسی سازند ایلام بر مبنای نمودار تصویری FMI...

۳) تخلخل قالبی (Moldic Porosity): انحلال کامل یک ذره و یا باقی ماندن حاشیه ذره به نحوی که شکل و قالب ذره حل شده قابل تشخیص باشد موجب ایجاد تخلخل قالبی شده که عامل اصلی تشکیل تخلخل مذکور اختلاف کانی‌شناسی و انحلال پذیری متفاوت دانه‌ها، ماتریکس و سیمان است (شکل ۴ مربوط به عمق ۳۰۲۳ متری).



شکل ۳ تخلخل بین بلوری در سازند ایلام: الف- وکستون عمق ۲۹۷۰ ؛ ب-مادستون عمق ۲۹۹۰ متری .



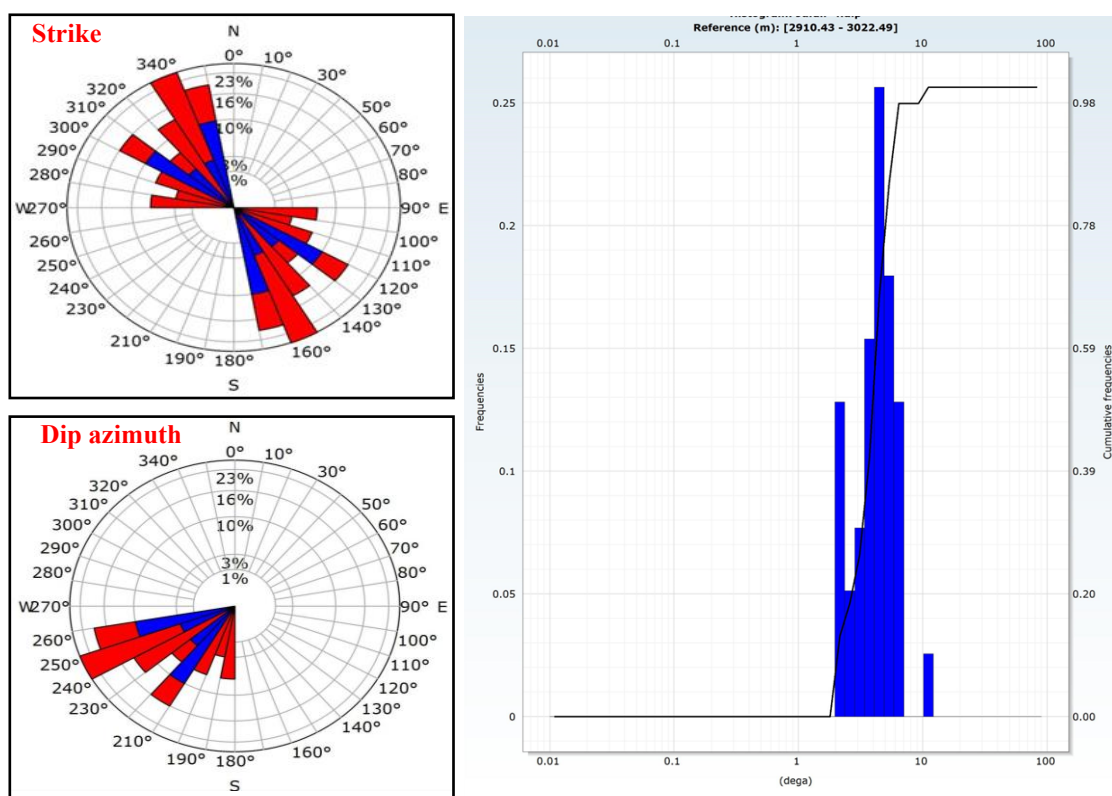
شکل ۴ تخلخل قالبی در سازند ایلام عمق ۳۰۲۳ متری.

۲-۳ بررسی ویژگی‌های زمین‌شناسی ساختاری مخزن ایلام در چاه مورد مطالعه به کمک نمودار FMI

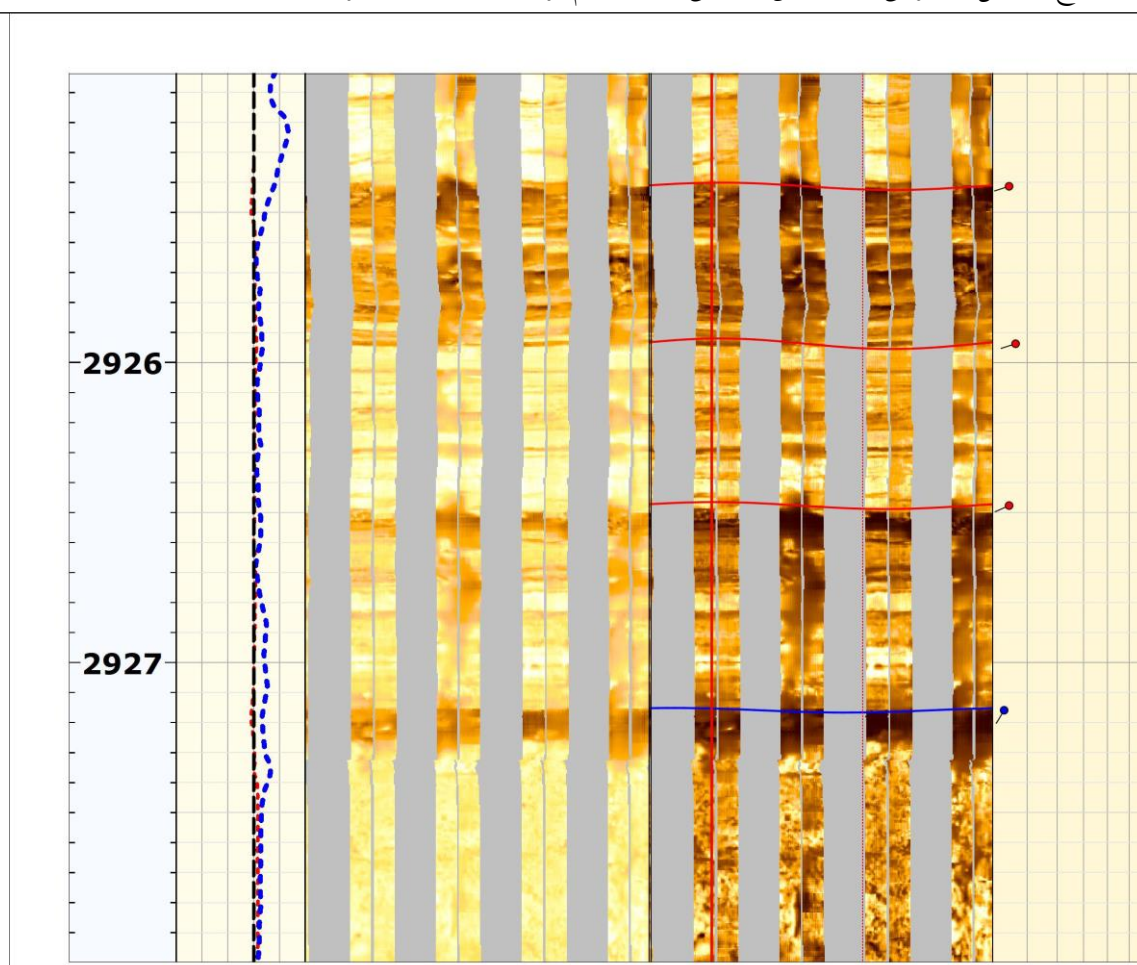
شناسایی پدیده‌های دیواره چاه بویژه در مخازن کربناته همیشه برای متخصصین صنعت نفت حائز اهمیت بوده زیرا این پدیده‌ها، ابزاری کاربردی و مفید جهت مطالعات مربوط به تکنیک منطقه‌ای بوده و تاثیرات غیر قابل انکاری بر کیفیت مخازن دارند [۱۶]. بدین منظور در این قسمت به بررسی عوارض ساختمانی و ریز دیواره چاه به کمک نمودار FMI در سازند ایلام چاه مورد مطالعه پرداخته شد.

۳-۲-۱ لایه بندی

اختلاف مقاومت الکتریکی ناشی از تغییر بافت لایه‌ها، باعث می‌شود که دو طرف لایه‌ها به واسطه یک نوار خطی به نام لایه-بندی در نمودارهای تصویرگر بهنجار شده با تغییر رنگ از یکدیگر متمایز شوند که غالباً سطوح لایه‌بندی فاقد ضخامت بوده و گسترش آن‌ها به اندازه وسعت لایه است [۱۶]. در چاه مورد مطالعه ۹ عدد لایه‌بندی مطمئن و ۶۰ عدد لایه‌بندی نامطمئن تفسیر گردید. میانگین شیب لایه‌های تفسیر شده تقریباً برابر با ۴ درجه به سمت S30W و با امتداد N30W می‌باشد (شکل ۵ و ۶).



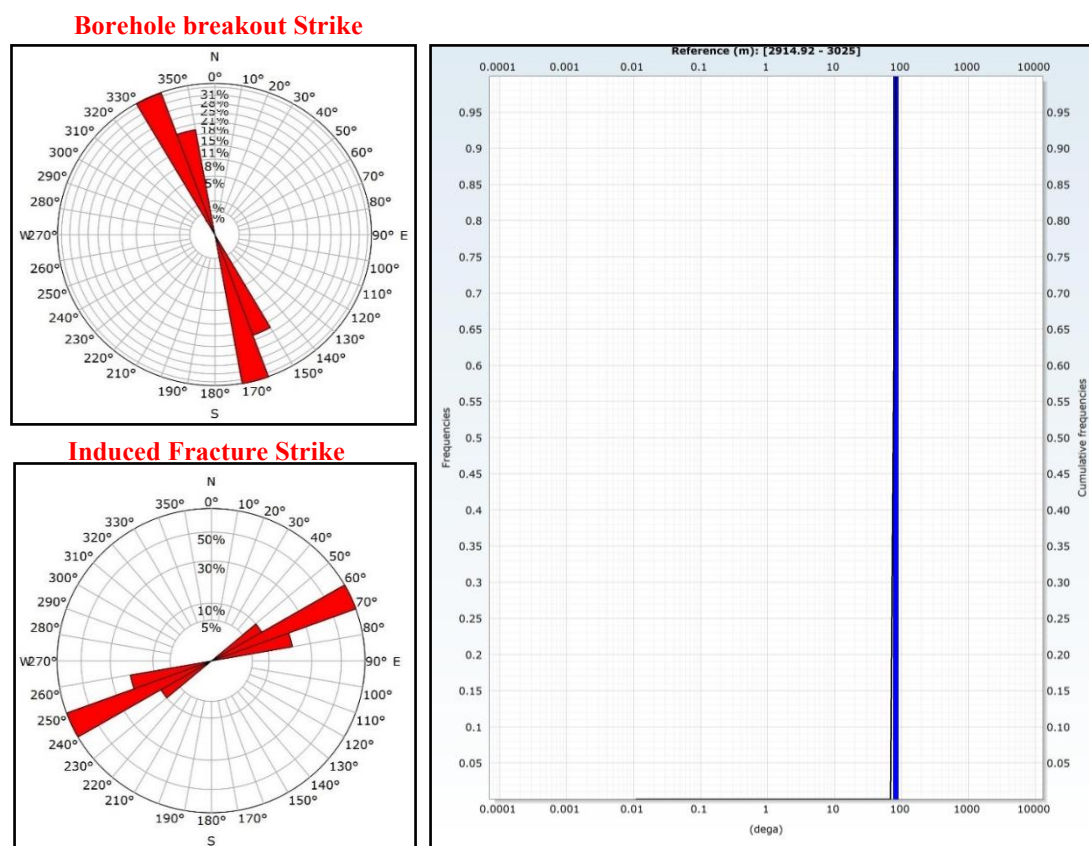
شکل ۵ نمایش شیب و امتداد و هیستوگرام فراوانی شیب لایه بندی در سازند ایلام چاه مورد مطالعه.



شکل ۶ نمونه ای از لایه‌بندی مطمئن و نامطمئن تفسیر شده در نمودار تصویرگر FMI (تک پل قرمز نشانه مرز لایه بندی نامطمئن و تک پل آبی نشانه مرز لایه بندی مطمئن می‌باشد).

۳-۲-۲ ریزش‌های متقارن

نحوه توزیع تنش‌ها در اعماق مختلف زمین می‌تواند باعث ریختگی و ریزش‌های متقارن در سنگ‌های سخت و متراکم شود [۲۳]. به همین دلیل در این قسمت به بررسی شکستگی‌های برشی پرداخته شده است. با بررسی نمودارهای چاه مذکور مشاهده شد که ریزش‌های دیواره چاه در جهت کمترین تنش افقی وارد بر حفره چاه ایجاد شده و دارای امتداد N20W می‌باشند که تقریباً با امتداد کلی چین‌خوردگی‌های زاگرس مطابقت دارد (شکل ۷).

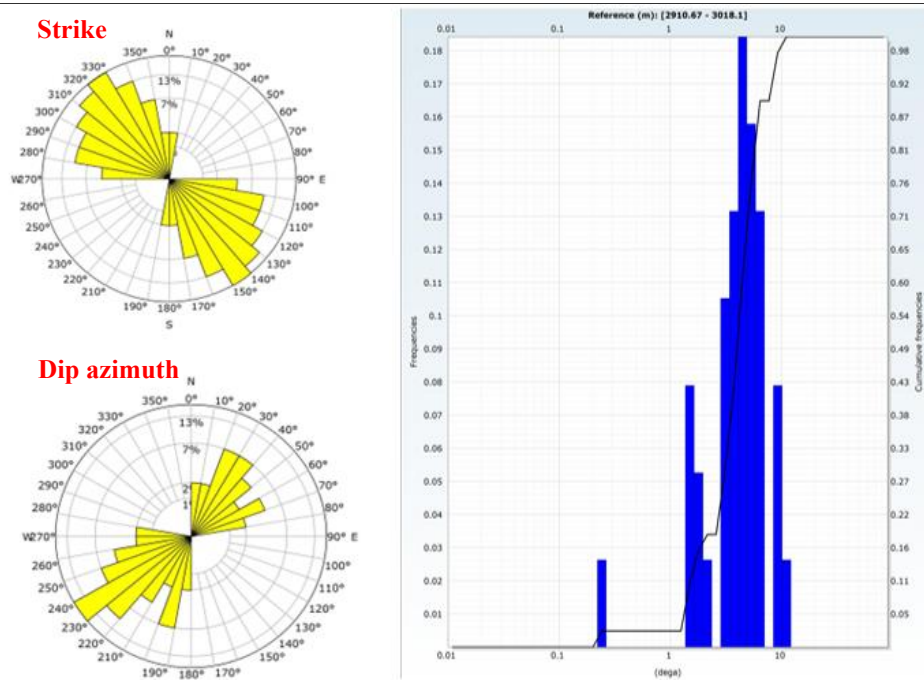


شکل ۷ نمودار گل سرخی، استریونت و هیستوگرام مربوط به شکستگیهای ریزشی و القایی چاه (مورد مطالعه).

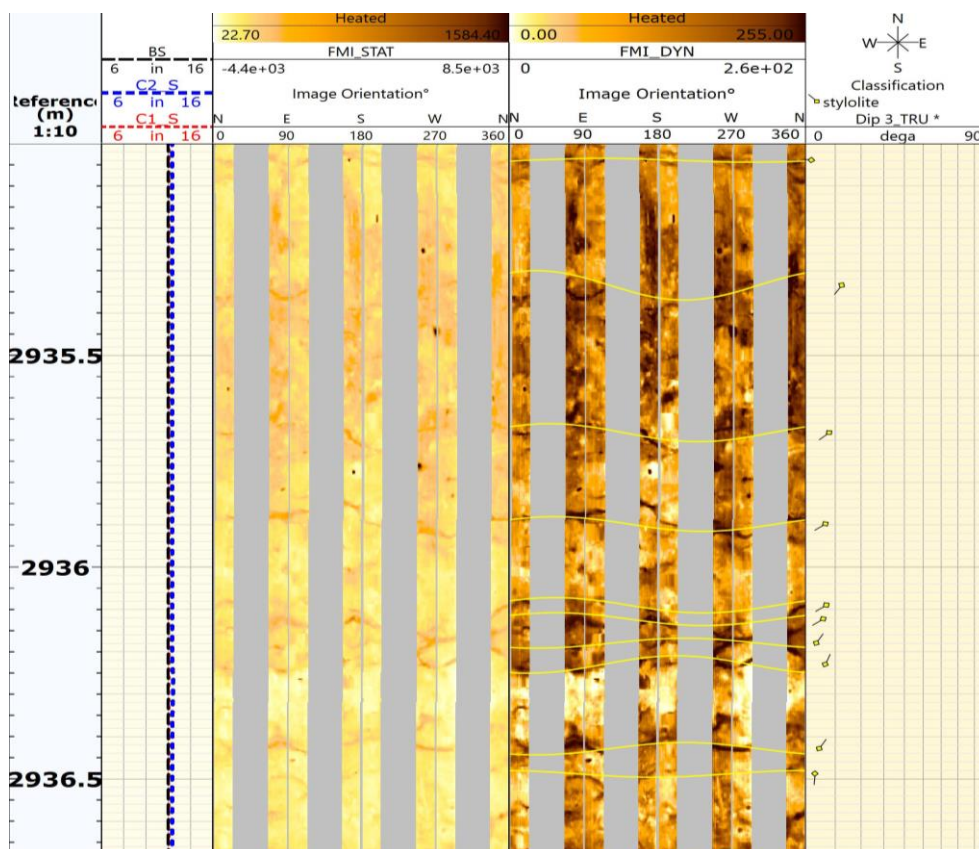
۳-۲-۳ استیلولیت‌ها

استیلولیت‌ها محصول فشار انحلالی در محل تماس دانه‌ها هستند که در سنگ‌های کربناته به شکل دانه‌ای و با گسترش جانبی مشاهده می‌شوند. استیلولیت‌ها بیانگر تنش موضعی در سنگ‌های کربناته‌اند که بر روی جریان سیال اهمیت فراوانی دارند. کانی‌های رسی اصلی‌ترین مواد پرکننده آن‌ها بوده و در نمودارهای تصویرگر به رنگ تیره قابل مشاهده می‌باشند [۲۹]. استیلولیت‌های شناسایی شده در پژوهش حاضر ۵۰ عدد از نوع چینه‌ای بودند که میانگین شیب آن‌ها ۴/۵ درجه و با امتداد N30W می‌باشد (شکل ۸ و ۹). استیلولیت‌های شناسایی شده در سازند ایلام چاه مورد مطالعه حالت مضرسی دارند و موازی لایه‌بندی‌اند به همین دلیل از نوع استیلولیت‌های چینه‌ای تلقی می‌شوند.

شناخت انواع تخلخل و ویژگی-های زمین-شناسی سازند ایلام بر مبنای نمودار تصویری FMI...



شکل ۸ نمودار گل سرخی، استریوت و هیستوگرام مربوط به استیلولیت‌های شناسایی شده سازند ایلام در چاه مورد مطالعه.



شکل ۹ نمونه‌ای از استیلولیت‌های شناسایی شده در نمودار FMI چاه مورد مطالعه.

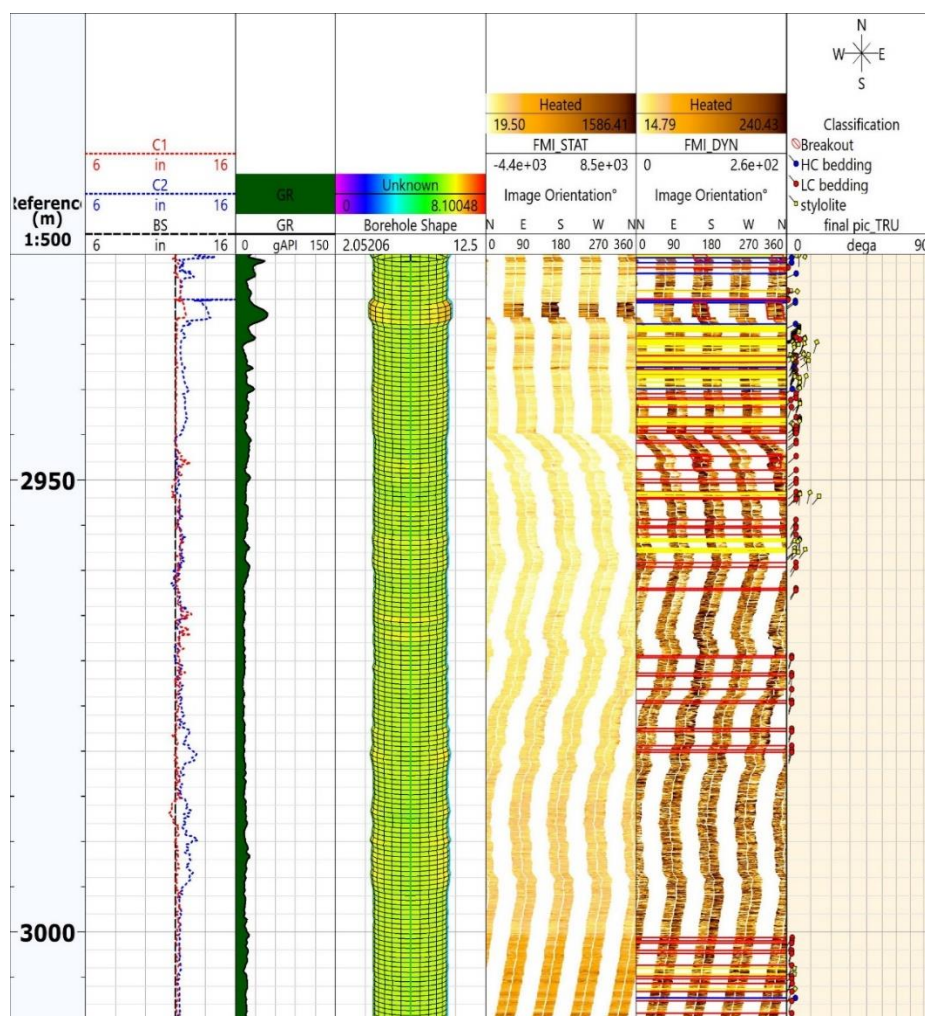
شکستگی‌ها پدیده‌هایی صفحه‌ای شکل می‌باشند که هیچ جا به جایی ظاهری در امتداد آن‌ها مشاهده نمی‌شود و در نواحی کششی شیب بالاتری دارند. شکستگی‌های باز به وسیله گل حفاری پر می‌شوند و اگر گل حفاری رسانا باشد نمودار تصویرگر مقاومت کمتری را نسبت به زمینه ثبت می‌کند به همین علت شکستگی‌های باز که گل به درون آن‌ها نفوذ کرده است به صورت یک موج سینوسی کامل یا ناپیوسته تیره رنگ در نمودارهای تصویرگر مشاهده می‌شوند [۲۳]. شکستگی‌های پر شده به وسیله کانی‌های بلورین پر می‌شوند که فاقد تخلخل و دارای مقاومت الکتریکی بالایی می‌باشند و در نمودارهای تصویرگر به صورت موج سینوسی به رنگ سفید رویت می‌شوند. بر مبنای بررسی انجام شده هیچ گونه شکستگی طبیعی و شکستگی القایی (Induced Fracture) در مخزن مورد مطالعه مشاهده نشد. تفسیر نمودار تصویرگر FMI چاه مورد مطالعه در شکل ۱۰ نشان داده شده است. ستون اول از سمت راست شکل مذکور، جهت و شیب پدیده‌های صفحه‌ای سازند را نشان می‌دهد. در ستون دوم تصویر دینامیکی پردازش شده با آثار سینوسی نشان داده شده که گواه شیب ویژگی‌های زمین‌شناسی تفسیر شده است این ستون امکان تشخیص و شناسایی پدیده‌های ظریف دیواره چاه را فراهم می‌نماید. ستون سوم گواه تصویر استاتیک چاه مورد مطالعه و ستون‌های چهارم، پنجم، ششم و هفتم بترتیب نشان دهنده؛ تصویر ۳ بعدی گمانه، نمودار گاما، قطر چاه و مته و عمق چاه مذکور است.

۵- نتیجه‌گیری

این مطالعه با هدف شناخت انواع تخلخل از نمودار انحراف سرعت و صحت‌سنجی آن با تخلخل حاصل از پتروگرافی مقاطع نازک و سپس بررسی‌های پدیده‌های زمین‌شناسی ساختاری با تکیه بر نمودار تصویرگر FMI در سازند ایلام واقع در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران انجام گردیده است. از مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک مشخص شد که ریزرخساره‌های این سازند حاوی انواع تخلخل‌های بین بلوری، بین دانه‌ای و قالبی بوده و اثری از وجود شکستگی در این مخزن وجود ندارد. بر اساس نمودار انحراف سرعت تهیه شده، زون‌های اصلی مخزنی سازند ایلام دارای سرعت‌های نزدیک به صفر هستند که بیانگر وجود تخلخل بین بلوری و بین دانه‌ای است و دارای تراوایی خوبی می‌باشند. انحراف سرعت‌های منفی مشاهده شده در این چاه نشانگر ریزش دیواره چاه است. این مطالعه نشان داد که تخلخل‌های بین بلوری و بین دانه‌ای بیشترین تاثیر را در کیفیت مخزن ایلام داشته‌اند و تخلخل قالبی تاثیر کمتری بر کیفیت مخزن مذکور دارد. بر مبنای بررسی، آنالیز و تفسیر نمودار FMI در چاه مورد مطالعه ۹ عدد لایه‌بندی مطمئن و ۶۰ عدد لایه‌بندی نامطمئن تفسیر گردید. میانگین شیب لایه‌های تفسیر

شناخت انواع تخلخل و ویژگی-های زمین-شناسی سازند ایلام بر مبنای نمودار تصویری FMI...

شده تقریباً برابر با ۴ درجه به سمت S30W و با امتداد N30W می‌باشد. استیلولیت‌های شناسایی شده در پژوهش حاضر ۵۰ عدد و از نوع چینه‌ای هستند که میانگین شیب آن‌ها ۴/۵ درجه و با امتداد N30W می‌باشند. این استیلولیت‌ها حالت مضرسی دارند و موازی لایه‌بندی‌اند به همین دلیل از نوع استیلولیت‌های چینه‌ای تلقی می‌شوند. ریزش‌های دیواره چاه (Borehole breakout) در جهت کمترین تنش افقی وارد بر حفره چاه ایجاد شده و دارای امتداد N20W می‌باشند که تقریباً با امتداد کلی چین‌خوردگی‌های زاگرس مطابقت دارد. بر مبنای بررسی‌های پتروگرافی مقاطع نازک، نمودارهای معمول، انحراف سرعت و FMI هیچ گونه شکستگی طبیعی و شکستگی القایی (Induced Fracture) در مخزن ایلام چاه مورد مطالعه مشاهده نشد.



شکل ۱۰ تفسیر زمین‌شناسی ساختاری چاه مورد مطالعه به کمک نمودار FMI (بترتیب از سمت راست به چپ): ستون اول شیب پدیده‌های صفحه‌ای سازند، ستون دوم تصویر دینامیکی پردازش شده، ستون سوم تصویر استاتیک چاه، ستون چهارم تصویر سه بعدی گمانه، ستون پنجم نمودار گاما، ستون ششم نمودارهای قطر چاه و مته و ستون هفتم عمق چاه.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی (سردبیر مجله زمین شناسی نفت ایران) و دکتر افشین زهدی (هیات علمی دانشگاه زنجان) و دکتر پیمان رضایی (هیات علمی دانشگاه بندرعباس) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] حیدری، ا. بشیری، ر.، سلیمانی، ب.، و کدخدایی، ع.، ۱۴۰۳. نمودار انحراف سرعت مبتنی بر نمودار چاه پیمایی و NMR جهت تعیین دقیق انواع تخلخل در سازند آسماری در چاهی در یکی از میدان نفتی اهواز، مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، شماره ۱۴.
- [۲] رضایی، م. ر.، و چهارزی، ع.، ۱۳۸۹. اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، چاپ دوم، ۶۹۹.
- [۳] سنائی، س.، یساقی، ع.، صدر، ا.، همایی، م.، و دریکوند، س.، ۱۳۹۹. تحلیل ساختاری و اثر سیستم گسلش در مخزن آسماری- جهرم میدان گلخاری، مجله زمین ساخت، ۲۹ تا ۴۷.
- [۴] سلیمانی، ب.، ساعدی، ق.، چرچی، ع.، سالاروند، ا.، ۱۳۹۲. بررسی ویژگی شکستگی‌ها و نوع تخلخل در مخزن با استفاده از مقاطع نازک، توصیف مغزه، نمودارهای FMI و انحراف سرعت، فصلنامه علمی علوم زمین.
- [۵] ساعدی، ق.، سلیمانی، ب.، و سامانی، ب.، ۱۴۰۰. تخمین تراکم شکستگی در مخازن کربناته با استفاده از آنالیز داده XMAC، STAR و VDL: مطالعه موردی مخزن آسماری میدان آغاچاری، جنوب غرب ایران، مجله زمین شناسی کاربردی پیشرفته، دوره ۱۱، شماره ۱.
- [۶] شمشیری، ز.، سحابی، ف.، نوروزی، غ.، معماریان، ح.، ۱۳۹۲. مقایسه نتایج حاصل از نمودار تصویری FMS با داده‌های مقاطع نازک در یکی از میادین شرق حوضه کپه داغ، مجله زمین شناسی نفت ایران، دوره ۳، شماره ۵.
- [۷] عقلی، ق.، چرچی، ع.، سلیمانی، ب.، و فردین، ه.، ۱۳۹۳. استفاده از نمودارهای تصویرگر OBMI و UBI در تحلیل ساختار و شکستگی های مخزن آسماری و مقایسه آن با نمودار انحراف سرعت در یکی از میادین جنوب غرب ایران. زمین شناسی کاربردی پیشرفته، (۱۱)، ۹-۱.
- [8] ANSELMETTI, F.S. and EBERLI, G.P., 1999. The velocity-deviation log: A tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. *AAPG bulletin*, **83(3)**: 450-466.
- [9] AGHLI, G., FARDIN, H., MOHAMADIAN, R., SAEDI, G., 2014. 'Structural and fracture analysis using EMI and FMI image Log in the carbonate Asmari reservoir (Oligo-Miocene), SW Iran', *Geopersia*, **4(2)**: 169-184. doi: 10.22059/jgeope.2014.52717.
- [10] DERAFFSHI, M., KADKHODAIE, A., RAHIMPOUR-BONAB, H., KADKHODAIE-ILKHCHI, R., MOSLMAN-NEJAD, H. and AHMADI, A., 2023. Investigation and prediction of pore type system by integrating velocity deviation log, petrographic data and mercury injection capillary pressure curves in the Fahliyan Formation, the Persian Gulf Basin. *Carbonates and Evaporites*, **38(1)**: 22.
- [11] JAMES, G.A. and WYND, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin*, **49(12)**: 2182-2245.
- [12] JI, C., DONG, S., ZENG, L., LIU, Y., HAO, J. and YANG, Z., 2024. Fracture identification of carbonate reservoirs by deep forest model: An example from the D oilfield in Zagros Basin. *Energy Geoscience*, **5(3)**: 100-300.
- [13] KADKHODAIE, R., KADKHODAIE, A. and REZAEI, R., 2021. Study of pore system properties of tight gas sandstones based on analysis of the seismically derived velocity deviation log: a case study from the Perth Basin of western Australia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **196**: p.108077.

- [14] KHOSHBAKHT, F., RASAIE, M.R., SHEKARIFARD, A., 2016. Investigating Induction Log Response in the Presence of Natural Fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **145**: 357-69.
- [15] KADKHODAEI, A., 2018. Evaluation of Oil-bearing Formation, First Edition, Dayareh Danesh Press, 572 pages.
- [16] KHOSHBAKHT, F., AZIZZADEH, M., MEMARIAN, H., NOUROZI, G.H. and MOALLEMI, S.A., 2012, Comparison of electrical image log with core in a fractured carbonate reservoir, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **86-87**: 289-296.
- [17] MAHMOOD, B.S., KHOSHNAW, F.A., ABDALQADIR, M.O. and GOMARI, S.R., 2023. Natural fracture characterization and in situ stress orientation analysis using fullbore formation micro imager (FMI): a case study on the X oil field, Kurdistan Region, Iraq. *Arabian Journal of Geosciences*, **16(2)**: p.113.
- [18] MOHSENIPOUR, A., SOLEIMANI, B., ZAHMATKESH, I. and VEISI, I., 2022. Determination of reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical methods in one of the oil field in south-west of Iran. *Carbonates and Evaporites*, **37(2)**: p.31.
- [19] MAZDARANI, A., KADKHODAEI, A., WOOD, D.A. and SOLUKI, Z., 2023. Natural fractures characterization by integration of FMI logs, well logs and core data: a case study from the Sarvak Formation (Iran). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **13(5)**: 1247-1263.
- [20] NELSON, E.J., MEYER, J.J., HILLIS, R.R. and MILDREN, S.D., 2005. Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in situ stress regime. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **42(3)**: 361-371.
- [21] NABIEI, M., YAZDJERDI, K., SOLEIMANY, B. and ASADI, A., 2021. Analysis of fractures in the Dalan and Kangan carbonate reservoirs using FMI logs: Sefid-Zakhr gas field in the Fars Province, Iran. *Carbonates and Evaporites*, **36(2)**: p.28.
- [22] RAHIMPOUR-BONAB, H., MEHRABI, H., ENAYATI-BIDGOLI, A.H. and OMIDVAR, M., 2012. Coupled imprints of tropical climate and recurring emergence on reservoir evolution of a mid Cretaceous carbonate ramp, Zagros Basin, southwest Iran. *Cretaceous Research*, **37**: 15-34.
- [23] ROMIANI, F., SABERI, M. H., RIAHI, M. A. 2022. 'Investigation of fractures and in situ stresses using Formation Micro Imaging (FMI) in south-western Iranian hydrocarbon field', *Advanced Applied Geology*, **12(2)**: 276-290. doi: 10.22055/aag.2021.36382.2194
- [24] SHAZLY, T., 2012, June. Application of the Velocity-deviation Log in Determining Pore Types and Permeability Trends of Nubia SS Formation. In 74th EAGE Conference and Exhibition incorporating EUROPEC 2012 . *European Association of Geoscientists & Engineers*.
- [25] SAEDI, G., SOLEIMANI, B. AND ESMAEILZADEH, S., 2017. Fracture characterization utilizing FMI, velocity deviation logs, core description and thin sections data. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie-Abhandlungen*, 15-28.
- [26] SOLEIMANI, B., MOUSAVI, R. and SHAABAN, L., 2016. Natural fracture analysis and determination of fracture parameter using image log, Bangestan Reservoir, Gachsaran oil field, SW Iran', *Quarterly Journal of Tethys*, **4(2)**: 124-133.
- [27] TINGAY, M., REINECKER, J. and MÜLLER, B., 2008. Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs. World Stress Map Project, 1(8).
- [28] WANG, S., WANG, G., ZENG, L., LIU, P., HUANG, Y., LI, S., WANG, Z. and ZHOU, Y., 2025. New method for logging identification of natural fractures in shale reservoirs: The Fengcheng formation of the Mahu Sag, China. *Marine and Petroleum Geology*, **176**: p.107346.
- [29] YOSEFI, B., EMAMI MEYBODI, S.M.R., SHARAH, S.Y., SEDAGHATNIA, M., 2019. The pattern and effect of Stylolites and Stylomotels in permeability and micro porosity of carbonate rocks. *Applied Sedimentology*, **7**: 97-108.

زیست چینه‌نگاری نهشته‌های کرتاسه بالایی بر اساس روزن‌داران پلانکتون در

شمال شرق تاقدیس کبیرکوه، جنوب شرق ایلام

نوشین مرادی لیرکشاسی^۱، سکینه عارفی فرد^{۲*}، توماس آلبیو^۳، جاناناتان شوس^۴، لی ژانگ^۵

^۱دانشجوی دکتری چینه شناسی و فسیل شناسی، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه لرستان، خرم آباد، ایران

^۲دانشیار گروه زمین شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه لرستان، خرم آباد، ایران

^۳استاد گروه علوم زمین، دانشگاه سینسیناتی، سینسیناتی، امریکا

^۴استادیار گروه جغرافیا/ زمین شناسی، دانشگاه نبراسکا اوماها، اوماها، امریکا

^۵استاد گروه زمین شناسی، دانشگاه علوم زمین چین، ووهان، چین

*arefi.s@lu.ac.ir

دریافت مرداد ۱۴۰۴، پذیرش آذر ۱۴۰۴

چکیده

در این پژوهش، زیست‌چینه‌نگاری رسوبات کرتاسه بالایی در برش پاکل گراب با ضخامت ۷۰۸ متر دریال شمال‌شرقی تاقدیس کبیرکوه در جنوب غرب ایران مورد مطالعه گرفته است. این توالی شامل سازندهای سروک، سورگاه، ایلام، گورپی و لایه‌های قاعده‌ای سازند پابده می‌باشد. مطالعات انجام شده در برش مورد مطالعه منجر به شناسایی ۲۷ جنس و ۷۶ گونه از روزن‌داران پلانکتون و همچنین ۱۶ زیست‌زون و دو ساب‌زون گردید. با استفاده از این زیست‌زون‌ها سن بخش سازند سروک سنومانین پیشین تا تورونین میانی، سازند سورگاه اواخر تورونین میانی تا ابتدای سانتونین، سازند ایلام سانتونین پیشین تا ابتدای کامپانین میانی، سازند گورپی کامپانین میانی تا مایستریشتین پسین تعیین می‌شود. در قاعده سازند پابده، ۵ متر شیل ارغوانی حاوی فونای شاخص پالئوسن وجود دارد که بر اساس آن، سن دانین برای این بخش پیشنهاد می‌شود. در این مطالعه، همچنین شواهدی از تأثیر رویداد انقراض گسترده پایان کرتاسه در مرز K/Pg، بر جوامع روزن دارن پلانکتون در برش پاکل گراب بررسی شده است که نشان‌دهنده کاهش تنوع و تغییرات چشمگیر در ترکیب زیستی آنها است.

واژه‌های کلیدی: زیست‌چینه‌نگاری، کرتاسه بالایی، روزن‌داران پلانکتون، تاقدیس کبیرکوه، جنوب شرق ایلام، زاگرس

۱-مقدمه

دوران کرتاسه با مجموعه‌ای از رویدادهای زمین‌شیمیایی و زیستی مهم همراه بوده است. برخی از این رویدادها با آزاد شدن گسترده گاز متان هم‌زمان بودند [۱۷] و منشأ آن‌ها به فوران‌های عظیم آتشفشانی در بستر اقیانوس‌ها و تشکیل فلات‌های بزرگ اقیانوسی (نواحی وسیعی از پوسته اقیانوسی ضخیم‌شده که معمولاً در نتیجه فعالیت‌های شدید آتشفشانی تشکیل شده‌اند) نسبت داده می‌شود [۳۰]. با این حال، برخی دیگر از این رویدادها دلایل زمین‌ساختی متفاوتی دارند. به عنوان مثال، شواهد قوی نشان می‌دهد که رویداد مرز سنومانین/تورونین (Cenomanian-Turonian boundary)، که با افزایش نسبت ایزوتوپ $\delta^{13}C$ در کربنات‌های دریایی و نیز ناهنجاری‌های منطقه‌ای در ایزوتوپ نئودیمیوم (Nd) مشخص می‌شود [۳۴]، احتمالاً در نتیجه باز شدن مسیرهای اقیانوسی در نواحی مرکزی اقیانوس اطلس و اقیانوس هند جنوبی رخ داده است [۳۱]. افزون بر این، دوران کرتاسه شاهد چندین بحران زیستی کوچک‌تر و در نهایت رویداد انقراض دسته جمعی پایان کرتاسه (End-Cretaceous Mass Extinction) بود که به عنوان دومین بحران زیستی بزرگ فانروزوئیک شناخته می‌شود که در مرز کرتاسه/پالئوژن (Cretaceous-Paleogene boundary) به وقوع پیوست [۱۸، ۲۰].

دوره کرتاسه، از لحاظ چینه‌شناسی، تکتونیک و مسائل پالئوژئوگرافی یکی از پیچیده‌ترین و پرتکاپوترین دوره‌های زمین-شناسی در پهنه ایران است. حوضه رسوبی زاگرس، یکی از حوضه‌های رسوبی ساختاری ایران می‌باشد که در جنوب‌غربی ایران واقع شده است. کمربند چین‌خورده-رورانده زاگرس که با بسته شدن اقیانوس نئوتتیس شکل گرفت، باگسترشی حدود ۲۰۰۰ کیلومتر در همه جا ویژگی زمین‌ساختی و رسوبی یکنواختی نداشته و از این رو به زیرپهنه‌های مختلفی تقسیم می‌شود که خود شامل پهنه‌های لرستان، خوزستان (ایذه، فرفا، دزفول، دشت آبادان)، فارس، و پس خشکی بندرعباس است. در زمان کرتاسه، واحدهای سنگی با رخساره‌های گوناگون در حوضه لرستان در زاگرس ته‌نشین شدند که گروه بنگستان شامل سازندهای کژدمی، سروک، سورگاه وایلام، درمیان آنها دارای اهمیت ویژه‌ای است.

در ارتباط با مرز کرتاسه/پالئوژن، عظام پناه و همکاران [۲۲] با بررسی روزن‌داران پلانکتون در سازند گورپی در برش‌های کوه خوش و کوه خمیر در ناحیه بندر عباس، سن دقیقی از این سازند ارائه داده و سن مرز بالایی آن را مایستریشتین پسین تعیین کرده‌اند. این مطالعه به ارتباط میان زیست‌زون‌ها و شرایط رسوبی در طول دوران کرتاسه پرداخته و نقش این تغییرات در شکل‌گیری محیط‌های رسوبی در حوضه زاگرس را بررسی کرده است. مطالعه‌ای دیگر توسط بیرانوند و همکاران [۱۳] بر روی روزن‌داران پلانکتون و سیستم داینوفلاژله انجام شد. در این تحقیق، چهار زون زیستی از روزن‌داران پلانکتون (شامل *Parvularugoglobigerina*, *Guembelitra cretacea*, *Abathomphalus mayaroensis* و *eugubina* و *Parasubbotina pseudobulloides*) شناسایی و با چهار زون زیستی داینوسیستی تطبیق داده شدند. همچنین، یک بی‌نظمی ایریدیوم در مرز کرتاسه/پالئوژن شناسایی شد که نشان‌دهنده یک رویداد انقراض دسته جمعی مشابه با برش El Kef در تونس می‌باشد. روزن‌داران پلانکتون، به‌ویژه گونه‌های بزرگ گرمسیری و نیمه‌گرمسیری، دچار انقراض‌های گسترده‌ای شدند، در حالی که داینوفلاژله‌های دارای دیواره آلی آسیب کمتری دیدند، ولی تغییراتی در ساختار اجتماعاتشان در گذر از مرز کرتاسه/پالئوژن مشاهده می‌شود. همچنین مطالعه رحیمی و همکاران [۴، ۵] در برش‌های گنداب و جهانگیر آباد در تاق‌دیس کبیرکوه حاکی از سن مایستریشتین پسین برای بخش راسی سازند گورپی و پیوسته بودن کرتاسه/پالئوژن در این برش‌ها می‌باشد. در مطالعه اخیر بر روی مرز کرتاسه/پالئوژن در برش شیخ مکان در تاق‌دیس کبیرکوه مرز بالایی سازند گورپی در شیل‌های انتهایی این سازند قرار داده شده که سن داین را دارا می‌باشد و بنابراین مرز کرتاسه/پالئوسن از بخش بالایی این سازند عبور می‌کند و در قاعده سازند پابده نمی‌باشد [۲].

برش مورد مطالعه در زیرپهنه‌ی لرستان در شمال شرقی تاقدیس کبیرکوه قرار دارد. این تاقدیس با طول بیش از ۱۵۰ کیلومتر یکی از طولانی‌ترین تاقدیس‌های زاگرس محسوب می‌شود که در جنوب شرقی ایلام واقع شده است و شامل توالی ضخیمی از نهشته‌های رسوبی نئوپروتروزوئیک بالایی تا فانروزوئیک به ضخامت تقریبی ۷ تا ۱۲ کیلومتر است. تاقدیس مذکور تقریباً از ۵۰ کیلومتری شمال غربی اندیمشک شروع شده و تا ۲۰ کیلومتری جنوب شرقی استان ایلام ادامه دارد [۶]. از مهمترین توالی‌های رسوبی موجود در زیرپهنه‌ی لرستان، رسوبات متعلق به کرتاسه‌ی پسین تا پالئوژن شامل سازندهای سروک، سورگاه، ایلام، و گورپی است که هر کدام از این سازندها به عنوان سنگ منشأ و سنگ پوش نفت از نظر اقتصادی اهمیت ویژه‌ای دارند [۱۰]. نخستین بار جیمز و وایند (۱۹۶۵) در گزارش خود تحت عنوان فرهنگ چینه شناسی نواحی مورد توافق کنسرسیوم نفتی چینه شناسی کلیه سازندهای موجود در سه ناحیه فارس، خوزستان و لرستان را از لحاظ سنگ شناسی و سنگواره ای مورد مطالعه قرار داده‌اند. وایند [۴۷] مطالعاتی در مورد زیست چینه‌نگاری سازندهای مزوزوئیک و سنوزوئیک موجود در نواحی مختلف زاگرس را انجام داده است که مبنای مطالعات زیست چینه‌نگاری بعدی در این منطقه از ایران قرار گرفت.

مطالعات پیشین زیست چینه‌نگاری بر پایه روزن‌داران پلانکتون در ناحیه تاقدیس کبیرکوه عمدتاً بر یک سازند خاص تمرکز داشته‌اند و بیشتر بازه‌هایی محدود از کرتاسه پسین را پوشش داده‌اند. در ناحیه تاقدیس کبیرکوه، مطالعات متعددی بر روی نهشته‌های کرتاسه بالایی شامل سازندهای سورگاه، ایلام و گورپی انجام شده که به شناسایی دقیق‌تر ویژگی‌های چینه‌شناسی، زیست‌چینه‌نگاری و محیط‌های رسوبی این توالی‌ها کمک کرده است. سازند سورگاه نخستین بار توسط وایند [۴۷] در تنگ گراب واقع در کوه سورگاه معرفی شد و سن آن را توروین تا سانتونین تعیین کرد. پس از آن، منجری [۹] با مطالعه روزن‌داران پلانکتون در همین برش، زیست‌زون‌هایی را معرفی کرده و سن دقیق‌تری در بازه‌ی توروین پسین تا سانتونین پیشین برای این سازند ارائه داد. در ادامه، رازیانی و همکاران [۳] با مطالعه‌ی برش الگوی سازند سورگاه در تاقدیس کبیرکوه، با استفاده از نسبت روزن‌داران شناور به کفزی و زیست‌زون‌های مربوطه، محیطی از نوع دریای باز ژرف (باتیال بالایی)، با ژرفای متوسط ۶۶۲ متر) را بازسازی کردند و سن این سازند را نیز توروین پسین تا سانتونین پیشین در نظر گرفتند. در خصوص سازند ایلام، اسدی و صادقی [۱] با مطالعه‌ی سازند ایلام در ناحیه هولستم-پشته در تاقدیس کبیرکوه، و با شناسایی ۳۶ گونه از روزن‌بران پلانکتون، ۴ زیست‌زون با سن سانتونین پیشین تا اوایل کامپانین میانی را معرفی نموده‌اند. سنگ‌شناسی این سازند شامل آهک، آهک رسی و شیل بوده و به‌صورت همشیب با سازند سورگاه در زیر و سازند گورپی در بالا قرار می‌گیرد. مطالعات متعددی نیز بر روی سازند گورپی در تاقدیس کبیرکوه انجام شده است. رحیمی و همکاران [۴] در برش جهانگیرآباد، با شناسایی ۱۷ جنس و ۷۶ گونه از روزن‌داران پلانکتون، سن این سازند را کامپانین میانی تا مایستریشتین پسین تعیین کردند. همچنین، رحیمی و همکاران [۵] در برش گنداب، با بررسی ۲۵۲ متر توالی آهکی شامل دو عضو سیمره (لوفادار) و امام حسن، ۷۳۲ نمونه را تحلیل کرده و ۷ بایوزون را معرفی نمودند که بر اساس این بایوزون‌ها نیز سن سازند گورپی کامپانین میانی تا مایستریشتین پسین تعیین شد. مرز کرتاسه/پالئوژن نیز در رأس این سازند شناسایی شده است. در همین راستا، قورچایی و همکاران [۷] نیز سازند گورپی را در یال شمال‌شرقی تاقدیس کبیرکوه با استفاده از روزن‌داران پلانکتون مطالعه و سن کامپانین تا پالئوسن را برای آن پیشنهاد نمودند. تطابق بایوزونهای شناسایی شده در این سازند با برش الگوی Eikef در تونس و سایر نواحی جنوب و جنوب‌غربی تیس نشان دهنده هم‌زمانی و ارتباط رسوبی این مناطق با یکدیگر در طول دوره کرتاسه است.

در مقیاس جهانی، فرامینیفروهای پلانکتون به‌عنوان یکی از گروه‌های کلیدی در زیست چینه نگاری کرتاسه بالایی شناخته می‌شوند [۲۵]. مطالعات کلاسیک مانند کارهای پساگنو [۳۷]، کارون [۱۶]، روباسزینسکی و همکاران [۴۴] و لوبلیش و

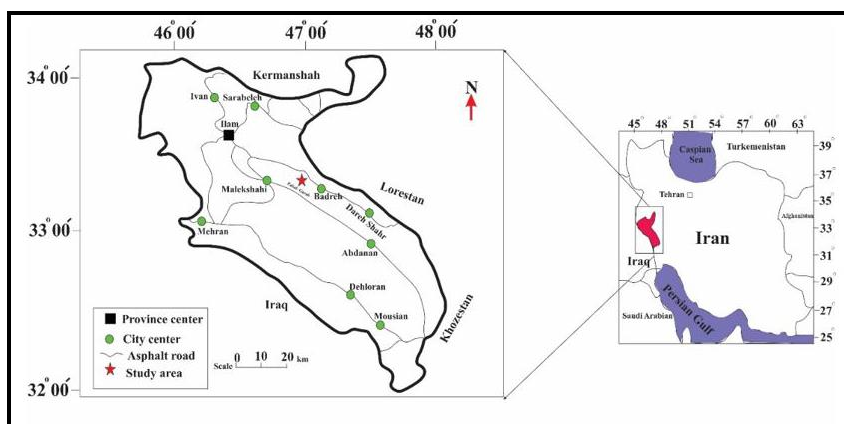
تاپان [۳۲]، چارچوب‌های اولیه‌ای را برای بایوزوناسیون این گروه ارائه دادند. با این حال، زون بندیهای استاندارد روزن‌داران پلانکتون کرتاسه بالایی که عمدتاً بر اساس گونه‌های منطقه زیستی تیس انجام می‌شوند، به سختی در مناطق معتدل که گونه‌های آب گرم کمیاب یا فاقد آنها هستند، قابل اجرا هستند. به عنوان مثال، مطالعات اخیر نشان داده‌اند که بایوزوناسیون‌های استاندارد در مناطق شمالی‌تر، مانند شمال اروپا، با چالش‌هایی مواجه است [۲۸]. بایوزوناسیون حوضه تیس یک توالی با وضوح بالا از سنومانین تا ماستریشتین ارائه می‌دهد که بر اساس اولین و آخرین ظهور گونه‌های شاخصی از جنس‌هایی مانند *Globotruncana*, *Marginotruncana*, *Dicarinella*, *Helvetoglobotruncana*, *Rotalipora*, *Contusotruncana*, *Gansserina* و *Abathomphalus* تعیین می‌شود [۴۳]. بازنگری‌ها و اصلاحات تاکسونومیک، مفاهیم گونه‌ها را بهبود بخشیده و تطابق‌های جهانی را تقویت کرده است [۲۶، ۴۰].

شرایط آب وهوایی دوران کرتاسه بالایی در حوضه زاگرس از طریق مطالعات روی رسوبات بوکسیت، کربنات‌ها و جمعیت‌های میکروفسیلی مورد بررسی قرار گرفته است. سلاماب-اللهی و همکاران [۴۵] با مطالعه بوکسیت رسی نوع کارستی سمیرم در جنوب غرب سمیرم در زون زاگرس مرتفع، که بین سازندهای سروک و ایلام قرار دارد، نشان دادند که شواهد معدنی و ایزوتوپی نشان‌دهنده آب‌وهوای گرم و مرطوب استوایی با بارندگی شدید در دوران آلبین-سنومانین است و حوضه زاگرس در آن زمان نزدیک به خط استوا قرار داشته است. تقی پور و همکاران [۴۸] با بررسی بوکسیت کارستی پیرشکفت در شمال تاقدیس پاسکوهک، استان فارس، نشان دادند که شواهد معدنی و ژئوشیمیایی حکایت از آب‌وهوای مرطوب همراه با دوره‌های کوتاه خشک و مرطوب متناوب دارد که بیانگر تغییرپذیری محلی شرایط آب وهوایی در تورونین پسین بین سازندهای سروک و گورپی است. عنایتی‌بیدگلی و همکاران [۲۱] با بررسی دانه‌های پوشش‌دار (اوتید و رودوتید) در سازند کربناته ایلام در شش میدان نفتی در فرو افتادگی دزفول، آب‌وهوای نسبتاً معتدل را با توجه به وجود کلسیت‌های کم و پرمیزیم گزارش نمودند. رزم‌جویی و همکاران [۴۲] با مطالعه نانوفسیل‌های آهکی در برش شاهنشین در حوضه مرکزی زاگرس، به روند سرد شدن تدریجی در اواخر کرتاسه اشاره کردند که شامل یک رویداد سرد شدن کامپانین پسین-مایستریشتین آغازی و سپس گرم شدن در مایستریشتین میانی و سرد شدن نهایی در مایستریشتین پسین است و تغییرات دمایی گسترده‌تر در تیس شرقی را نشان می‌دهد. به طور کلی، این مطالعات نشان می‌دهند که آب وهوای حوضه زاگرس از شرایط مرطوب استوایی در اوایل کرتاسه بالایی به شرایط متغیر و به تدریج سرد شونده در نزدیکی مایستریشتین تکامل یافته است، که تفاوت‌های محلی تحت تأثیر محیط رسوب‌گذاری و پهنه‌های زمین‌شناسی بوده است. در مطالعه حاضر، برای نخستین بار زیست‌چینه‌نگاری بر پایه روزن‌داران پلانکتون از بخش میانی سازند سروک تا بخش‌های قاعده‌ای سازند پابده در ناحیه کبیرکوه انجام گرفته است. این توالی پیوسته که سازندهایی از سن سنومانین تا دانین را شامل می‌شود، نقطه تمایز این پژوهش از مطالعات پیشین است، چرا که در مطالعات قبلی به طور جداگانه به هر یک از این سازندها پرداخته شده بود. علاوه بر این، در این مطالعه به مرز کرتاسه/پالئوژن (K/Pg) نیز توجه شده است که یکی از مهم‌ترین و گسترده‌ترین رویدادهای انقراض تاریخ زمین است. از این رو، این تحقیق می‌تواند گامی مهم در درک تحولات زیستی و محیطی در گذر از کرتاسه میانی تا آغاز پالئوژن در منطقه زاگرس باشد.

۲- موقعیت جغرافیایی راه‌های دسترسی به برش مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه در استان ایلام در ۴۷ کیلومتری مسیر جاده ایلام به دره شهر و در یال شمال شرقی تاقدیس کبیرکوه و در نزدیکی روستایی به نام "پاکل گراب" در ۲۵ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام و در امتداد جاده ایلام-بدره واقع شده

است. برای دسترسی به برش مورد نظر از محل پشت روستا پس از طی حدود ۲ کیلومتر به سمت جنوب از داخل دره به محل برش مورد نظر با مختصات جغرافیایی $33^{\circ}27'08''$ عرض شمالی و $46^{\circ}44'23''$ طول شرقی می‌رسیم (شکل ۱).



شکل ۱-۱- موقعیت جغرافیایی برش مورد مطالعه به همراه محل نمونه برداری که با علامت ستاره نشان داده شده است.

۳- روش مطالعه

جهت انجام مطالعه حاضر طی نمونه‌برداری صحرایی، ۶۱۴ نمونه به صورت سیستماتیک برداشت شده است. برداشت نمونه‌های سنگی در بخش‌های آهکی با فواصل یک تا دو متری صورت گرفته که با نزدیک شدن به مرز سازندها، فواصل نمونه برداری به ۳۰ سانتیمتر کاهش یافته است. لیتولوژی در برش مورد مطالعه شامل سنگ آهک، سنگ آهک‌های مارنی و شیلی همراه با میان لایه‌هایی از شیل است. بر همین اساس از نمونه‌های سنگ آهک ۵۷۳ نمونه مقاطع نازک مورد نیاز مطالعات میکروسکوپی تهیه شد. برای جداسازی فرم‌های روزن‌داران از ۷۷ نمونه نرم و شیلی، ابتدا مقدار ۵۰۰ گرم از هر نمونه در داخل محلول آب اکسیژنه ۱۰ درصد به مدت یک تا دو روز قرار داده شد و سپس روی الک‌های ۲۰، ۷۰، ۱۲۰ و ۲۰۰ مش شسته شدند. با اتمام شستشو، نمونه‌های روی الک‌ها داخل محلول متیلن بلو (Methylene blue) قرار داده شد تا نمونه‌های باقیمانده در منافذ الک‌ها، رنگی و مشخص شوند. نمونه‌های موجود بر روی الک‌ها در ظروف جداگانه ریخته شد تا خشک شوند. سپس رسوبات خشک شده موجود روی دو الک ۷۰ و ۱۲۰ مش داخل تشتک مخصوص ریخته شد و با استفاده از میکروسکوپ دو چشمی (Binocular) دارای نور انعکاسی و منابع معتبر مورد شناسایی قرار گرفتند. از روزن‌داران شناسایی شده توسط میکروسکوپ الکترونی (SEM) موجود در آزمایشگاه مرکزی دانشگاه لرستان عکسبرداری انجام گرفت. شناسایی و نامگذاری جنس و گونه‌ها برپایه رده‌بندی و نام‌گذاری از منابعی مانند پرمولی سیلوا و اسلیتر [۳۹] و پرمولی سیلوا و ورگا [۴۰] و وبسایت میکروتکس (<https://www.mikrotax.org/index.php>) صورت پذیرفته است.

۴- بحث

۴-۱- سنگ چینه نگاری

در این مطالعه، برش گراب با ضخامت حدود ۷۰۸ متر در بخش غربی حوضه زاگرس مورد بررسی قرار گرفته است. در این برش، توالی نسبتاً کامل و هم‌شیبی از نهشته‌های کرتاسه بالایی (سنومانین تا ماستریشتین) تا پالئوسن زیرین دیده می‌شود که به ترتیب شامل سازندهای سروک، سورگاه، ایلام، گرو و پابده است. سازند سروک با ضخامت ۲۷۹ متر، در بخش پایینی عمدتاً از سنگ‌آهک‌های خاکستری با لایه‌بندی متوسط، در بخش میانی از آهک‌های خاکستری با لایه‌بندی نازک تا متوسط همراه با شیل‌های خاکستری تا خاکستری تیره، و در بخش بالایی از آهک‌های خاکستری با لایه‌بندی متوسط تا ضخیم همراه با مقادیری شیل خاکستری تا تیره تشکیل شده است. پس از آن، سازند سورگاه با ضخامت ۱۵۳

متر متشکل از شیل‌های سبز زیتونی و خاکستری متمایل به سبز و شیل‌های مارنی، همراه با میان‌لایه‌هایی از آهک مارنی خاکستری با لایه‌بندی نازک می‌باشد. سازند ایلام با ضخامت ۹۹ متر، در بخش زیرین شامل آهک‌های مارنی خاکستری تا کرمی با لایه‌بندی متوسط است. در بخش میانی، میان‌لایه‌هایی از شیل خاکستری و آهک مارنی با لایه‌بندی نازک تا متوسط دیده می‌شود که در برخی افق‌ها ضخامت شیل‌ها بیشتر از آهک‌ها است. بخش بالایی این سازند نیز شامل آهک مارنی خاکستری تا کرمی با لایه‌بندی متوسط و مقدار کمی شیل خاکستری می‌باشد. سازند گورپی با ضخامت ۱۷۲ متر، در بخش‌های زیرین شامل شیل‌ها و مارن‌های خاکستری، سپس آهک‌های خاکستری تا خاکستری متمایل به قهوه‌ای با لایه‌بندی متوسط تا ضخیم متعلق به عضو لופا، و پس از آن آهک‌های کرمی با لایه‌بندی نازک تا متوسط متعلق به عضو امام حسن است. بخش فوقانی این سازند با شیل‌های سبز زیتونی تا خاکستری متمایل به سبز پایان می‌یابد. در نهایت، پایین‌ترین بخش سازند پابده در بالای برش گراب با ضخامت ۵ متر از شیل‌های ارغوانی تشکیل شده است.

۲-۴- زیست چینه نگاری

از میان انواع مختلف ریزفسیل‌های حفظ شده در رسوبات، روزن‌داران پلانکتون از نظر جغرافیایی گسترده‌ترین و فراوان‌ترین آنها هستند [۲۵]. به دلیل فراوانی، تنوع شکلی و تاریخچه تکاملی طولانی روزن‌داران پلانکتونیک، این گروه فسیلی از اهمیت ویژه‌ای در مطالعات چینه‌شناسی برخوردار هستند [۱۴، ۳۵].

روزن‌داران پلانکتونیک کرتاسه بر اساس نحوه قرار گیری حجرات در سه خانواده هتروهلیدسیده (Hetrohellicidae)، پلانومالینیده (Planomalinidae) و گلوبوترونکانیده (Globotruncanidae) رده بندی می‌شوند و مهمترین آنها، دارای پیچش تروکوسپایرال بوده که اغلب در خانواده گلوبوترونکانیده قرار می‌گیرند. این خانواده در تقسیمات زیست چینه‌نگاری کرتاسه نقش عمده‌ای داشته است. این گروه با معرفی جنس *Globotruncana* توسط کوشمن [۱۹] آغاز می‌شود. پوستوما [۴۱] تمام گونه‌های مربوط به خانواده گلوبوترونکانیده (Globotruncanidae) را نه تنها به صورت نمونه‌های آزاد بلکه در مقاطع نازک میکروسکوپی که جهت‌یافتگی محوری دارند نمایش داد. تنوع گونه‌های روزن‌داران پلانکتون به آرامی در کرتاسه پیشین (بریازین-بارمین) افزایش می‌یابد، سپس در طول آپتین با سرعت بیشتری این افزایش ادامه داشته، اما در مرز آپتین/آلبین کاهش نشان می‌دهد. تنوع در سطح گونه‌ها در اواخر آلبین و سنومانین بهبود یافته، دوباره در سراسر مرز سنومانین/تورونین با کاهش مواجه شده، و سپس برای سومین بار در طول تورونین و کنیاسین با افزایش همراه شده است. در سراسر مرز سانتونین-کامپانین یک کاهش کوتاه مدت در تنوع وجود دارد، اما تنوع در طول کامپانین و مایستریشتین به‌طور چشمگیری افزایش می‌یابد [۲۴]. تصاویر تعدادی از روزن‌داران پلانکتون شناسایی شده در این مطالعه در پلتهای ۱ تا ۴ فراهم شده است. بر اساس انتشار چینه‌شناسی فسیل‌های به دست آمده از رسوبات مورد مطالعه در برش چینه‌شناسی پاکل گراب بایوزون‌های شناسایی شده مطابق با بایوزون‌های پرمولی سیلوا و ورگا [۴۰] به شرح زیر می‌باشند (شکل ۲). البته قابل ذکر است که در نامگذاری جدید [۳۸] نام بعضی از جنس‌های *Rotalipora* جمله: *Rotalipora reicheli* به *Thalmaninella reicheli*، *Rotalipora balernaensis* به *Thalmaninella* و *Rotalipora globotruncanoides* به *Thalmaninella globotruncanoides* تغییر کرده است.

1- *Thalmaninella globotruncanoides* interval Zone

این زیست‌زون بینابینی با سن سنومانین پیشین در حد فاصل دو افق ظهور گونه *Rotalipora globotruncanoides* در پایین و ظهور گونه *Rotalipora reicheli* در بالا تعریف شده است. این زون‌زیستی شامل آخرین ظهور گونه‌های *Rotalipora globotruncanoides* و *Rotalipora reicheli* است.

Rotalipora و *Thalmanninella balernaensis* و *Rotalipora tehamentis* و همچنین اولین ظهور گونه‌های *S. multispinata* و *Schackoina pentagonalis* و *R. bicorbis montsalvensis* می‌باشد. این زیست‌زون ۴۳ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند سروک را به خود اختصاص داده است و شامل واحدهای سنگ‌شناختی سنگ‌آهک متوسط لایه با میان لایه‌های نازک شیلی می‌باشد. مهمترین روزن‌داران پلانکتونیک موجود در بین جامعه همزیست این زیست‌زون عبارتند از:

Clavibergella simplex, *Muricohedbergella delrioensis*, *Thalmanninella gandolfii*, *T. globotruncanoides*.

2- *Thalmanninella reicheli* Total range Zone

این زون زیستی با سن سنوماین پیشین تا میانی که محدوده ظهور تا انقراض گونه *Thalmanninella reicheli* است و به همین دلیل یک Total Range Zone محسوب می‌شود. انقراض گونه مذکور منطبق بر ظهور گونه *Rotalipora cushmani* است. این زیست‌زون ۲۰ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه پاکل گراب در سازند سروک را به خود اختصاص داده است و شامل سنگ‌آهک متوسط لایه با میان لایه‌های نازک شیلی می‌باشد. مهمترین روزن‌داران پلانکتونیک همراه این زون‌زیستی عبارتند از:

Clavibergella simplex, *Muricohedbergella delrioensis*, *Thalmanninella globotruncanoides*, *T. reicheli*, *Paracostellagerina libyca*, *Praeglobotruncana delrioensis*, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moremani*, *Thalmanninella appenninica*, *Helvetoglobotruncana prae-helvetica*.

3- *Rotalipora cushmani* Total range Zone

این زیست‌زون شامل تمام گسترش چینه‌شناسی گونه *Rotalipora cushmani* است. مرز بالایی با انقراض تمام گونه‌های *rotaliporids* همراه با *Schackoina pentagonalis* و *Schackoina bicornis* مشخص می‌شود. این زون زیستی در ابتدا با افزایش تنوع گونه‌های *Rotalipora* مشخص می‌شود و سپس با ناپدید شدن تدریجی *rotaliporids* قدیمی‌تر و اولین ظهور و تنوع گونه‌های *Dicarinella* و *Whiteinella* دنبال می‌شود. اندکی پس از انقراض *Rotalipora cushmani* گونه *Whiteinella archaeocretacea* ظاهر می‌شود. این زیست‌زون ۵۵ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند سروک را به خود اختصاص داده است و شامل سنگ‌آهک متوسط لایه با میان لایه‌های شیلی می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک شناسایی شده در این زیست‌زون، عبارتند از:

Clavibergella simplex, *Muricohedbergella delrioensis*, *Whiteinella baltica*, *Praeglobotruncana delrioensis*, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moremani*, *Thalmanninella appenninica*, *Helvetoglobotruncana prae-helvetica*, *Rotalipora cushmani*, *Thalmanninella greenhornensis*, *Whiteinella aprica*, *Dicarinella algeriana*, *Planoheterohelix globulosa*, *Thalmanninella micheli*

برای این زیست‌زون، دو ساب‌زون *Rotalipora greenhornensis* Subzone و *Dicarinella algeriana* Subzone به شرح زیر معرفی شده است.

3-1- *Rotalipora greenhornensis* Interval Subzone

این ساب‌زون شامل اولین ظهور *Rotalipora greenhornensis* تا اولین ظهور *Dicarinella algeriana* می‌باشد و شامل اولین ظهور جنس *Whiteinella*، گونه *Praeglobotruncana gibba* و افزایش فراوانی *Heterohelix moremani* است. این ساب‌زون ۲۰ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند سروک را به خود اختصاص داده است. روزن‌داران پلانکتونیک شناسایی شده در این ساب‌زون، عبارتند از:

Clavibergella simplex, *Muricohedbergella delrioensis*, *Whiteinella baltica*, *Praeglobotruncana delrioensis*, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moremani*, *Thalmanninella appenninica*, *Helvetoglobotruncana prae-helvetica*, *Rotalipora cushmani*, *Thalmanninella greenhornensis*, *Whiteinella aprica*.

3-2- *Dicarinella algeriana* Interval Subzone

این ساب‌زون زیستی فاصله بین اولین ظهور *Dicarinella algeriana* تا انقراض جنس *Rotalipora* را در بر می‌گیرد. این ساب‌زون شامل ناپدید شدن تدریجی *Rotalipora globotruncanoides*، *R. micheli* و *R. appenninica* و همچنین گستره کامل

Rotalipora deekei بوده و با تنوع گونه‌های *Whiteinella* و ظهور *Dicarinella imbricata*، *D. canaliculata* و *Heterohelix reussi* نزدیک به راس این ساب‌زون همراه می‌باشد. این ساب‌زون ۳۵ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند سروک را به خود اختصاص داده است. مهمترین روزن‌داران پلانکتونیک در این ساب‌زون عبارتند از:

Clavhedbergella simplex, *Muricohedbergella delrioensis*, *Whiteinella baltica*, *Praeglobotruncana delrioensis*, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moremani*, *Thalmaninella appenninica*, *Helvetoglobotruncana praehelvetica*, *Rotalipora cushmani*, *Whiteinella paradubia*, *Thalmaninella greenhornensis*, *Whiteinella aprica*, *Dicarinella algeriana*, *Planoheterohelix globulosa*, *Whiteinella archaeocretacea*, *Thalmaninella micheli*, *Whiteinella inornata*.

4- *Whiteinella archaeocretacea* Partial range Zone

این زیست‌زون از آخرین ظهور *Rotalipora cushmani* تا اولین ظهور *Helvetoglobotruncana helvetica* را شامل می‌باشد و بخشی از گسترش گونه *Whiteinella archaeocretacea* است که بین دو رویداد زیستی قرار گرفته است. علاوه بر تنوع گونه‌های *Dicarinella*، این زون زیستی معمولاً حاوی اجتماعات فسیلی با تنوع کم است که مربوط به نهشته شدن رسوبات غنی از مواد آلی و شرایط بی‌هوازی (حادثه بی‌هوازی اقیانوسی ۲ یا OAE2) است. مجموعه‌ی فسیلی در این زون زیستی در صورت وجود، معمولاً شامل تعداد کمی از گونه‌های *Whiteinella*، *Muricohedbergella*، *Dicarinella*، همراه با تعدد بیشتری گونه‌های *Heterohelix* است. این زیست‌زون ۲۰ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند سروک را به خود اختصاص داده است و شامل سنگ‌آهک و لایه‌های نازک شیلی می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک شناسایی شده در این زون زیستی عبارتند از:

Clavhedbergella simplex, *Muricohedbergella delrioensis*, *Whiteinella baltica*, *Praeglobotruncana delrioensis*, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moremani*, *Rotalipora cushmani*, *Dicarinella algeriana*, *Planoheterohelix globulosa*, *Whiteinella archaeocretacea*, *W. inornata*, *Helvetoglobotruncana praehelvetica*.

5- *Helvetoglobotruncana helvetica* Total range Zone

این زیست‌زون با ظهور و انقراض گونه *Helvetoglobotruncana helvetica* همراه است. ظهور و گسترش جنس *Marginotruncana* در این زیست‌زون اتفاق می‌افتد. این زون زیستی نشانگر بازگشت روزن‌داران بزرگ است، همانطور که با *Marginotruncana coronata*، *M. pseudolinneiana*، *M. marianosi*، *M. schneegansi*، *M. renzi* و *M. sigali* نشان داده می‌شود. *Heterohelids* بطور کلی شروع به تنوع می‌کنند. این زیست‌زون ۱۰۹ متر انتهایی سازند سروک در برش مورد مطالعه را به خود اختصاص داده است و شامل سنگ‌آهک نودولار و سنگ‌آهک مارنی می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه در این زیست‌زون عبارتند از:

Muricohedbergella delrioensis, *Whiteinella baltica*, *Muricohedbergella planispira*, *Praeglobotruncana delrioensis*, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moremani*, *Marginotruncana schneegansi*, *Helvetoglobotruncana praehelvetica*, *Whiteinella paradubia*, *W. aprica*, *Dicarinella algeriana*, *Planoheterohelix globulosa*, *Marginotruncana renzi*, *Whiteinella archaeocretacea*, *Marginotruncana coronata*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Marginotruncana marginata*, *Whiteinella brittonensis*, *Marginotruncana sinuosa*, *M. tarfayaensis*, *M. paraconcavata*, *Helvetoglobotruncana praehelvetica*.

6- *Marginotruncana sigali* - *Dicarinella primitiva* zone

مرز زیرین آن با انقراض گونه *Helvetoglobotruncana helvetica* شاخص ابتدای تورونین میانی و مرز بالایی آن با ظهور گونه *Dicarinella concavata* شاخص انتهای تورونین میانی - ابتدای سانتونین پیشین مشخص شده است. این زون همچنین به عنوان معادل زون *Marginotruncana, schneegansi* [۴۳] یا *Marginotruncana sigali-Dicarinella* [۳۹] شناخته شده است. این زون شامل آخرین ظهور *Praeglobotruncana* و اولین ظهور *Falsotruncana*, *Archaeoglobigerina*, *Muricohedbergella*, *flandrini*, *Macroglobigerinelloides*, *bollii* و *maslakovae* و *Marginotruncanids* بزرگ و فشرده مانند *Marginotruncana undulata* می‌باشد. این زیست‌زون ۱۴ متر از بخش قاعده‌ای ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند سورگاه را به خود اختصاص داده است و شامل سنگ‌آهک نودولار و سنگ‌آهک مارنی می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه در این زیست‌زون عبارتند از:

Whiteinella baltica, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moremani*, *Marginotruncana schneegansi*, *Whiteinella paradubia*, *W. aprica*, *Dicarinella algeriana*, *Planoheterohelix globulosa*, *Marginotruncana renzi*, *Whiteinella archaeocretacea*, *Marginotruncana coronata*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Marginotruncana marginata*, *Whiteinella brittonensis*, *Marginotruncana sinuosa*, *M. tarfayaensis*, *M. paraconcavata*, *Helvetoglobotruncana praehelvetica*, *Muricohedbergella flandrini*, *Planoheterohelix papula*, *Marginotruncana sigali*, *M. pseudolinneiana*, *Dicarinella hagni*, *Dicarinella primitiva*.

7- *Dicarinella concavata* Interval Zone

مرز پایینی با ظهور گونه *Dicarinella concavata* و مرز بالای آن با ظهور گونه *Dicarinella asymetrica* مشخص شده است. این بایوزون شامل اولین ظهور *Globotruncana*, *Contusotruncana*, *fornicata* و *Muricohedbergella holmdelensis* است. اجتماع فسیلی این بایوزون به وسیله *Marginotruncanids* و *Whiteinellids* چیره شده است. این زیست‌زون ۱۳۷ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند سورگاه را به خود اختصاص داده است و شامل آهک با میان لایه نازک مارنی و لایه شیلی می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه این زیست‌زون عبارتند از:

Whiteinella baltica, *Muricohedbergella planispira*, *Planoheterohelix moreman*, *Marginotruncana schneegansi*, *Whiteinella paradubia*, *W. aprica*, *Dicarinella algeriana*, *Planoheterohelix globulosa*, *Marginotruncana renzi*, *Whiteinella archaeocretacea*, *Marginotruncana coronata*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Marginotruncana marginata*, *Whiteinella brittonensis*, *Marginotruncana sinuosa*, *M. tarfayaensis*, *M. paraconcavata*, *Planoheterohelix papula*, *Marginotruncana sigali*, *M. pseudolinneiana*, *Dicarinella hagni*, *D. concavata*, *Globotruncana lapparenti*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Dicarinella primitiva*, *Heterohelix reussi*, *H. punctulata*.

8- *Dicarinella asymetrica* Total range Zone

مرز پایینی این زون زیستی با ظهور گونه *Dicarinella asymetrica* و مرز بالایی آن با انقراض گونه *Dicarinella asymetrica* مشخص شده است. در این زون فراوانی و تعداد گونه‌های *Marginotruncanids* به تدریج کاهش پیدا می‌کند. گونه‌های جدید *Globotruncana* و همچنین جنس *Globotruncanita* برای اولین بار ظاهر می‌شوند. *Heterohelids* پیچیده بزرگ و *Macroglobigerinelloides* تنوع پیدا می‌کنند. این زون همچنین شامل آخرین ظهور *Whiteinella* و *Muricohedbergella flandrini* است. مرز بالایی این بایوزون منطبق با انقراض کامل *Dicarinella* است. این زیست‌زون ۵۰ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه را به خود اختصاص داده است و شامل آهک با میان لایه نازک مارنی و لایه‌های شیلی می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه در این زیست‌زون عبارتند از:

Whiteinella baltica, *Planoheterohelix moremani*, *Marginotruncana schneegansi*, *Whiteinella paradubia*, *Dicarinella algeriana*, *Planoheterohelix globulosa*, *Marginotruncana renzi*, *M. coronata*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Marginotruncana marginata*, *Whiteinella brittonensis*, *Marginotruncana sinuosa*, *M. tarfayaensis*, *Planoheterohelix papula*, *Marginotruncana sigali*, *Globotruncana linneiana*, *Marginotruncana pseudolinneiana*, *Globotruncana bulloides*, *Dicarinella concavata*, *Globotruncana lapparenti*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Heterohelix reussi*, *Ventilabrella eggeri*, *Heterohelix punctulata*, *Dicarinella asymetrica*, *Archaeoglobigerina bosquensis*.

9- *Globotruncanita elevata* Partial range Zone

این زیست‌زون از نوع گستره‌ای بخشی با سن کامپانین پیشین است که بر اساس بخشی از حضور *Globotruncanita elevata* در حدفاصل انقراض گونه *Dicarinella asymetrica* در زیر و ظهور گونه *Globotruncana ventricosa* در بالا مشخص می‌شود. این زون شامل اولین ظهور *Murichohedbergella monmouthensis*, *Contusotruncana patelliformis*, *Pseudoguelbina costulata*, *Rugoglobigerina rugosa* و چندین گونه از *Globotruncana* است. آخرین ظهور *Marginotruncana* نیز در قسمت پایینی این زون ثبت شده است. این زیست‌زون ۳۲ متر از بخش بالایی سازند ایلام از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه به خود اختصاص داده است و متشکل از آهک مارنی می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه در این زیست‌زون عبارتند از:

Whiteinella baltica, *Planoheterohelix moreman*, *Planoheterohelix globulosa*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Planoheterohelix papula*, *Globotruncana falsostuati*, *Marginotruncana pseudolinneiana*, *Globotruncana hilli*, *Globotruncana bulloides*, *Globotruncana lapparenti*, *Contusotruncana patelliformis*, *Murichohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Globotruncana arca*, *Murichohedbergella monmouthensis*, *Heterohelix reussi*, *Ventilabrella eggeri*, *Heterohelix punctulata*, *Archaeoglobigerina bosquensis*, *Globotruncanita elevata*, *Ventilabrella riograndensis*, *Macroglobigerinelloides ultramicrus*.

10- *Globotruncana ventricosa* Interval Zone

این زیست‌زون با سن کامپانین میانی - پسین در حدفاصل دو افق ظهور گونه *Globotruncana ventricosa* در پایین و گونه *Radotruncana calcarata* در بالا تعریف شده است. افزایش تنوع و فراوانی *Heterohelid* های بزرگ توسط گونه‌های *Ventilabrella* و *Pseudotextularia* مشخص می‌شود. اولین ظهور *Globotruncana atlantica* تقریباً قاعده زون را نشان می‌دهد که همچنین شامل اولین ظهور *Contusotruncana plummerae* در بخش میانی و *Radotruncana subspinoso* و *Globotruncanita falsostuati* بطرف راس این زون زیستی می‌باشد. *Globotruncanita elevate* بطرف بالای زون کمیاب و در یک سوم بالایی آن ناپدید می‌شوند. این زیست‌زون ۲۲ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازندهای ایلام و گورپی را به خود اختصاص داده است و شامل آهک مارنی و آهک می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه این زیست‌زون عبارتند از:

Planoheterohelix moremani, *Planoheterohelix globulosa*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Planoheterohelix papula*, *Globotruncana rosetta*, *G. hilli*, *G. bulloides*, *G. lapparenti*, *Contusotruncana patelliformis*, *Murichohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Globotruncana arca*, *Murichohedbergella monmouthensis*, *Heterohelix reussi*, *Ventilabrella eggeri*, *Heterohelix punctulata*, *Ventilabrella riograndensis*, *Macroglobigerinelloides ultramicrus*, *Globotruncana ventricose*, *Contusotruncana plummerae*, *Globotruncanita stuartiformis*.

11- *Radotruncana calcarata* Total range Zone

این زون زیستی در حد فاصل ظهور و انقراض *Radotruncana calcarata* با سن کامپانین پسین تعریف شده است. این گونه با وجود شکل‌های خار مانند به آسانی قابل تشخیص است. در این زون زیستی روزن‌داران پلانکتونیک فراوان و متنوع هستند. با وجود گستره کوتاه *Radotruncana calcarata* چند گونه جدید از جمله *Globotruncanella havanensis*, *Heterohelix punctulata* و *Globotruncanita stuarti* در این زیست‌زون ظهور پیدا می‌کنند. این زیست‌زون ۲ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند گورپی را به خود اختصاص داده است و شامل آهک نودولار می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه این زیست‌زون عبارتند از:

Planoheterohelix moremani, *Planoheterohelix globulosa*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Planoheterohelix papula*, *Globotruncana falsostuarti*, *G. rosetta*, *G. hilli*, *G. bulloides*, *G. lapparenti*, *Contusotruncana patelliformis*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Globotruncana arca*, *Muricohedbergella monmouthensis*, *Heterohelix reussi*, *Globotruncana ventricose*, *Contusotruncana plummerae*, *Radotruncana calcarata*, *Globotruncanita stuartiformis*

12- *Globotruncanella havanensis* Partial range Zone

این زیست‌زون از نوع گستره‌ای بخشی با سن کامپانین پسین است که بر اساس بخشی از حضور *Globotruncanella havanensis* در حدفاصل انقراض گونه *Radotruncana calcarata* در پایین و ظهور گونه *Globotruncana aegyptiaca* در بالا تعریف شده است. این زون با ظهور چندین گونه جدید مانند *Rugoglobigerina*, *Globotruncanella petaloidea*, *Planoglobulina carseyae*, *Plummerita hantkeninoides*, *hexacamerata*, *Ventilabrella multicamerata* و نمونه‌های کمیابی از جنس *Guembelitra* مشخص می‌شود [۱۶]. این زیست‌زون ۱ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند گورپی را به خود اختصاص داده است و شامل آهک نودولار و آهک می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه این زیست‌زون عبارتند از:

Planoheterohelix moreman, *Planoheterohelix globulosa*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Planoheterohelix papula*, *Globotruncana rosetta*, *G. bulloides*, *G. lapparenti*, *Contusotruncana patelliformis*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Globotruncana arca*, *G. ventricose*, *Contusotruncana plummerae*, *Radotruncana calcarata*, *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanella havanensis*, *Pseudotextularia nuttalli*, *Globotruncana mariei*.

13- *Globotruncana aegyptiaca* Interval Zone

این زیست‌زون با سن انتهای کامپانین پسین در حد فاصل ظهور گونه *Globotruncana aegyptiaca* در پایین و ظهور گونه *Gansserina gansseri* در بالا تعریف شده است [۱۵]. این زون با چندین تغییر در اجتماع روزن‌داران پلانکتونیک مشخص می‌شود که شامل ظهور گونه‌های جدید مربوط به جنس *Rugoglobigerina*، گذر از گونه *Pseudoguembelina costulata* به *Pseudoguembelina excolata* و از گونه *Globotruncanella havanensis* به گونه *Glb. pschadae* است. در حالی که فراوانی گونه *Globotruncana lapparenti* کاهش می‌یابد. این زیست‌زون ۷۰ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند گورپی را به خود اختصاص داده است و شامل آهک می‌باشد. روزن‌داران پلانکتون همراه این زیست‌زون عبارتند از:

Planoheterohelix moremani, *Planoheterohelix globulosa*, *Archaeoglobigerina cretacea*, *Globotruncana falsostuarti*, *G. rosetta*, *G. linneiana*, *G. hilli*, *G. bulloides*, *G. lapparenti*, *Contusotruncana patelliformis*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Globotruncana arca*, *Globotruncanita conica*, *Globotruncana ventricose*, *Contusotruncana plummerae*, *Radotruncana calcarata*, *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanella havanensis*, *Globotruncanita pettersi*, *Globotruncana aegyptiaca*, *Pseudotextularia nuttalli*, *Globotruncana mariei*, *Gansserina gansseri*, *Heterohelix striata*.

14- *Gansserina gansseri* Interval Zone

این زیست‌زون با سن انتهایی‌ترین بخش کامپانین پسین تا مایستریشتین پیشین در حدفاصل دو افق ظهور گونه *Gansserina gansseri* در پایین و گونه *Contusotruncana contusa* و گونه *Racemiguembelina fructicosa* در بالا تعریف شده است. این زیست‌زون با تغییرات متعدد در ترکیب فونا مشخص می‌شود. علاوه بر گونه‌های شاخص این زون، گونه‌های جدید دیگری ظاهر می‌شوند که شامل *Contusotruncana walfishensis* و *Globotruncanita conica* هستند که در قسمت بالایی این زون زیستی قرار دارند. گونه‌های کمیاب *Abathomphalus intermedius* و *Macroglobigerinelloides multispinus* نیز در سراسر این زون پراکنده شده‌اند. فراوانی *globotruncanids* به تدریج به سمت بالا زون افزایش می‌یابد و *Macroglobigerinelloides bolli* و *Globotruncana lapparenti* در میانه زون منقرض

می‌شوند. Globotruncanids در اینجا بیشتر از زونهای قبلی رایج هستند. این زیست‌زون ۳۵ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند گورپی را به خود اختصاص داده است و شامل آهک می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه در این زیست‌زون عبارتند از:

Archaeoglobigerina cretacea, *Globotruncana rosetta*, *G. hilli*, *G. bulloides*, *G. lapparenti*, *Contusotruncana patelliformis*, *Muricohedbergella holmdelensis*, *Contusotruncana fornicata*, *Globotruncana arca*, *Globotruncanita conica*, *Globotruncana ventricose*, *Contusotruncana plummerae*, *Radotruncana calcarata*, *Globotruncanita stuartiformis*, *Globotruncanella havanensis*, *Globotruncanita pettersi*, *Globotruncana aegyptiaca*, *Pseudotextularia nuttalli*, *Globotruncana mariei*, *Gansserina gansseri*, *Heterohelix striata*, *Rugoglobigerina rugosa*, *Globotruncanita stuarti*.

15- *Contusotruncana contusa* Interval Zone

مرز زیرین با اولین ظهور گونه *Contusotruncana contusa* و مرز بالایی منطبق بر ظهور گونه *Abathomphalus mayaroensis* می‌باشد. در این زیست‌زون *Racemiguembelina fructicosa* در برش مورد مطالعه یافت نشد ولی با توجه به شباهت مجموعه فسیلی موجود در این زیست‌زون با زون زیستی *Contusotruncana contusa-Racemiguembelina fructicosa* از زون بندی پرمولی سیلوا و ورگا [۴۰]

معادل با آن در نظر گرفته شده است. این زون زیستی با گونه‌های شاخص به راحتی در مقاطع نازک همراه *Gansserina gansseri* قابل شناسایی است. در این زیست‌زون *Abathomphalus intermedius* کمیاب و گونه *Trinitella scotti* از فونای جدید است. این زیست‌زون ۴۳ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند گورپی را به خود اختصاص داده است و متشکل از آهک می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه در این زون زیستی عبارتند از:

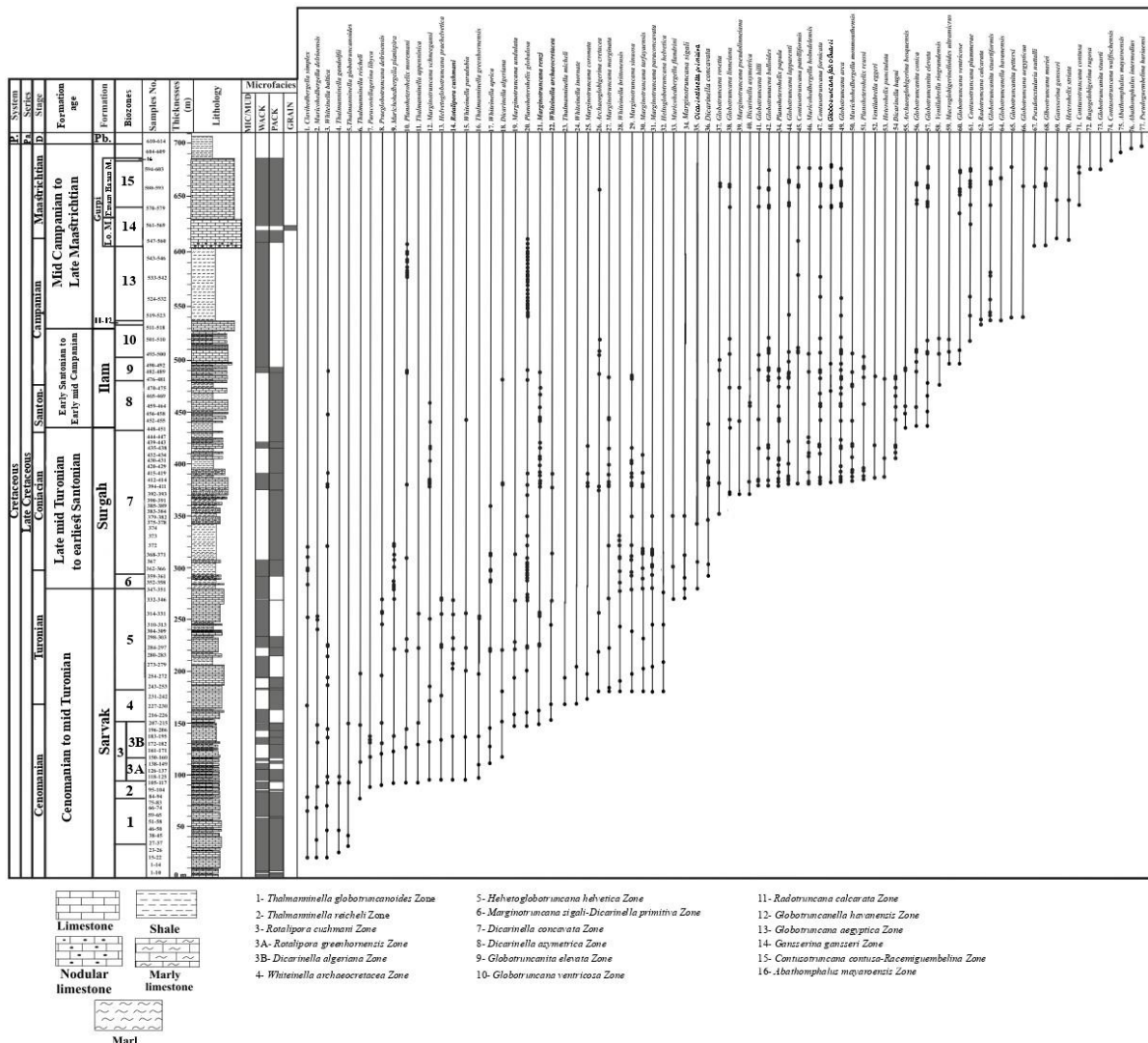
Globotruncana rosetta, *G. linneiana*, *G. hilli*, *G. bulloides*, *G. lapparenti*, *Contusotruncana patelliformis*, *C. fornicata*, *Globotruncana arca*, *Globotruncanita conica*, *Globotruncanita pettersi*, *Pseudotextularia nuttalli*, *Globotruncana mariei*, *Gansserina gansseri*, *Heterohelix striata*, *Contusotruncana contusa*, *Rugoglobigerina rugosa*, *Globotruncanita stuarti*, *Abathomphalus mayaroensis*, *Contusotruncana walfischensis*.

16- *Abathomphalus mayaroensis* Interval Zone

این زیست‌زون در حد فاصل اولین ظهور *Abathomphalus mayaroensis* تا انقراض تمامی گونه‌های کرتاسه تعریف شده است. در این زون زیستی به دلیل انقراض، دگرگونی بزرگی در گونه‌های پلانکتون *Globotruncana*, *bulloides*، *Contusotruncana fornicata*، *Macroglobigerinelloides prairiehillensis* و *C. patelliformis* رخ می‌دهد که در قاعده این زون زیستی یا در بخش بالایی آن از بین می‌روند. در نیمه پایینی این زیست‌زون گونه‌های *Gansserina gansseri*، *Globotruncana linneiana* و *Pseudoguembelina costulata* کمیاب و ناپدید می‌شوند. گونه‌های شاخص این زون بندرت در منطقه گرمسیری ثبت شده‌اند. ظهور *Pseudoguembelina hariaensis* اولین بار تقریباً در نزدیکی این زیست‌زون رخ می‌دهد. این مجموعه‌ها علاوه بر گونه‌های *heterohelids* و *macroglobigerinelloides* بزرگ و کوچک، غنی از گونه‌ها *Globotruncana arca*، *Contusotruncana contusa* و *rugoglobigerinids* نیز هستند. این زیست‌زون ۱ متر از ستون چینه‌شناسی برش مورد مطالعه در سازند گورپی را به خود اختصاص داده است و شامل سنگ‌آهک می‌باشد. روزن‌داران پلانکتونیک همراه در این زون زیستی عبارتند از:

Abathomphalus intermedius, *Abathomphalus cf. mayaroensis*, *Pseudoguembelina hariaensis*.

اولین ظهورگونه *Subbotina triloculinoides* با سن دانین در شیل‌های ارغوانی قاعده سازند پابده نشان دهنده‌ی اشکوب دانین می‌باشد که در برش پاگل کراب حدود ۵ متر می‌باشد.



شکل ۲- محدوده گسترش فرامینفرهای پلانکتونیک کرتاسه بالایی در برش پاکل گراب. اختصارات:

P. = Paleocene, Pa. = Paleogene, Pb. = Pabdeh, Lo. M. = Loph Member, M. = Member, Santon. = Santonian

۳-۴- مرز کرتاسه-پالئوژن

مرز کرتاسه-پالئوژن و واکنش روزن داران پلانکتون به رویداد انقراض کرتاسه-پالئوژن (K/Pg) که حدود ۶۶ میلیون سال پیش رخ داد، یکی از شدیدترین و ناگهانی ترین انقراض های زیستی در تاریخ زمین محسوب می شود [۴۶]. این رویداد که احتمالاً بر اثر برخورد یک سیارک عظیم در شبه جزیره یوکاتان و فعالیت های شدید آتشفشانی در ناحیه دکان (Deccan Traps) رخ داد، به انقراض بیش از ۷۰٪ از گونه های زیستی، از جمله بیش از ۹۰٪ از گونه های روزن داران پلانکتون انجامید [۲۹، ۳۶، ۴۶]. در بالاترین لایه های کرتاسه، کاهش تدریجی تنوع و فراوانی در میان روزن داران پلانکتون دیده می شود که بیانگر فشارهای محیطی پیش از وقوع رویداد اصلی است [۱۱، ۱۲]. این تغییرات شامل ناپدید شدن تدریجی گونه های پیچیده تر جنس هایی مانند *Globotruncana*، *Rugoglobigerina* و *Abathomphalus* بوده و در نهایت با انقراض کامل این گروه ها در لایه حاوی عنصر ایریدیوم که مرز K/Pg را مشخص می کند به اوج می رسد [۱۱، ۲۸]. در لایه های بلافاصله پس از این مرز، تنها تعداد کمی از گونه های مقاوم مانند *Guembelitra cretacea* و فرم های ساده تری از *Hedbergella* و *Globigerina* باقی مانده اند که جامعه ای بسیار کم تنوع و با ساختار ساده را تشکیل می دهند [۱۲، ۲۳].

پس از این رویداد، در اوایل داین، فرایند بازیابی زیستی به آهستگی آغاز می‌شود. بازسازی جوامع روزن‌داران پلانکتون شامل ظهور تدریجی گونه‌های جدید، افزایش تنوع و پیچیدگی پوسته‌ها در طول چند میلیون سال اولیه پالئوژن است [۱۱]. این روند در توالی‌های رسوبی ایران نیز به خوبی ثبت شده است، به‌ویژه در برش‌هایی از زاگرس مانند سازند گورپی و پابده، که در آن‌ها گذار زیستی از کرتاسه به پالئوژن به شکل کاهش شدید تنوع در مرز K/Pg و سپس افزایش تدریجی تنوع در لایه‌های بالاتر دیده می‌شود [۴]. در توالی‌های زمین‌شناسی زاگرس، به‌ویژه در سازندهای گورپی و پابده، کاهش ناگهانی و تغییرات گسترده در روزن‌داران پلانکتون هم‌زمان با این مرز مشاهده شده است که تأییدی بر اثرات انقراض دسته جمعی پایان کرتاسه بر زیست‌بوم‌های دریایی این منطقه می‌باشد [۴].

در برش پاکل گراب، این مرز براساس حضور روزن‌داران پلانکتون شاخص ماستریشتین پسین *Abathomphalus intermedius* cf. *Abathomphalus mayaroensis* و *Pseudoguelbelina hariaensis* که در زون‌زیستی *Abathomphalus mayaroensis* Zone و در راس سازند گورپی قرار دارند، و فراوانی فرم‌های ابتدای پالئوژن (شامل *Globorotalia trinidadensis* و *Subbotina triloculinoidea*) در شیل‌های ارغوانی ابتدای سازند پابده قرار دارد. در پایان زیست‌زون *Abathomphalus mayaroensis* Zone تمامی فرم‌های روزن‌داران پلانکتون مربوط کرتاسه منقرض می‌شوند. روزن‌داران پلانکتون حساس در مقابل شرایط اکولوژیکی، گستره تحمل کمی در مقابل تغییرات دما، اکسیژن و شوری دارند و دارای اندازه بزرگ، مورفولوژی پیچیده و تزئینات زیاد هستند. این موجودات معمولاً در عمق thermocline با تأمین غذا و پایداری دمایی زندگی می‌کنند و دارای سیکل زندگی طولانی مدت هستند [۲۹، ۳۳]. در برش مورد مطالعه گونه‌های *Globotruncana arca*، *Globotruncana aegyptiaca*، *Globotruncana stuarti*، *Globotruncana vetricosa*، *Rosita contusa*، *Rugoglobigerina rugosa*، *Rosita fornicata* و *Globotruncanita stuartiformis* جزء این گروه هستند که همگی در مرز K/Pg منقرض شده‌اند. گروه دیگر فرم‌های غیرحساس در مقابل شرایط محیطی هستند. هر چند فراوانی و تنوع بعضی از فرم‌های آنها در مرز K/Pg کاهش پیدا می‌کنند ولی بعضی فرم‌ها از این مرز عبور می‌کنند. این گونه‌ها دارای اندازه کوچک، مورفولوژی ساده و پوسته نازک بوده و فاقد تزئینات هستند [۲۹، ۳۳]. نمونه‌های *Hedbergellids* و *Heterohellicids* جزو این گروه محسوب می‌شوند.

۵- نتیجه‌گیری

در این مطالعه، ۷۰۸ متر از رسوبات کرتاسه بالایی در برش پاکل گراب در یال شمال‌شرقی تاق‌دیس کبیرکوه در حوضه زاگرس، مورد بررسی قرار گرفت. روزن‌داران پلانکتون در برش پاکل گراب، تنوع و فراوانی بالایی را منعکس می‌کنند. مطالعات انجام شده در روی این برش، منجر به شناسایی ۷۶ گونه متعلق به ۲۷ جنس از روزن‌داران پلانکتون و تفکیک ۱۶ زون‌زیستی و دو ساب‌زون گردید. در این برش، سازند سروک با توجه فونای موجود، محدوده سنی سنومانین پیشین تا تورونین میانی را نشان می‌دهد. سازند سورگاه بر اساس زونهای زیستی موجود سنی از اواخر تورونین میانی تا ابتدای سانتونین را بازگو می‌کند. سن پیشنهادی برای ساند ایلام سانتونین پیشین تا ابتدای کامپانین میانی می‌باشد. شواهد فسیلی مشخص در سازند گورپی دلالت بر کامپانین میانی تا ماستریشتین پسین دارد. بخش قاعده‌ای (بخش شیل ارغوانی) سازند پابده با توجه به فونای موجود سن داین را نشان می‌دهد. بررسی‌های زیست‌چینه‌ای در برش پاکل گراب نشان می‌دهد که مرز K/Pg نیز با انقراض ناگهانی روزن‌داران پیچیده و ظهور جوامع ساده‌تر در آغاز پالئوژن مشخص می‌شود.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم آقایان دکتر محمد شریفی (هیات علمی دانشگاه کردستان) و دکتر جواد شریفی (فارغ التحصیل دکتری دانشگاه فردوسی مشهد) کمال تشکر و قدردانی بعمل می‌آید.

منابع

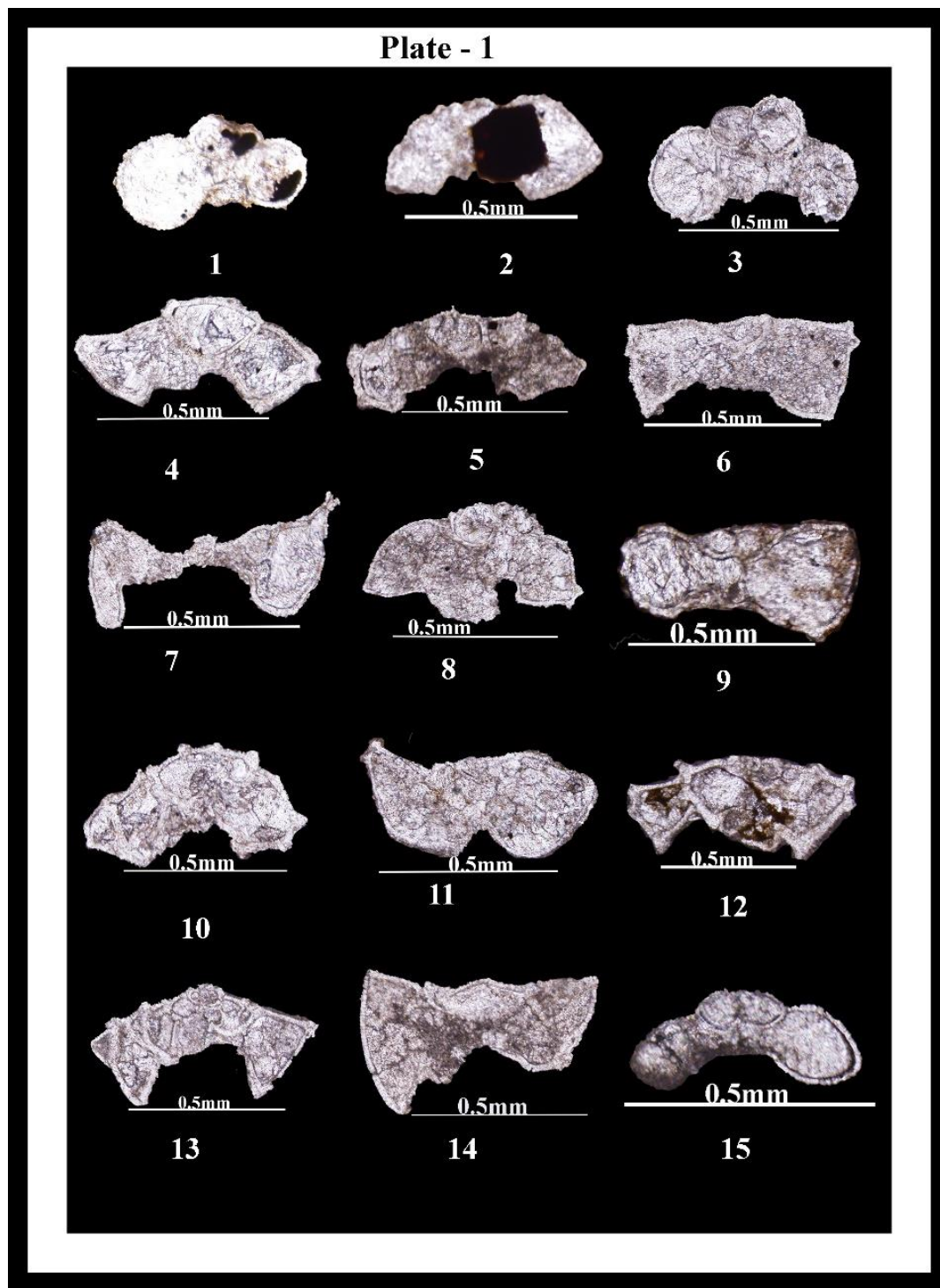
- [۱] اسدی، ب.، صادقی، ع.، ۱۳۹۴، زیست‌چینه‌نگاری سازند ایلام در تاقدیس‌های کبیرکوه (برش هولستم-پشته) و سورگاه (برش مهدی‌آباد) و مقایسه آن با برش نمونه. فصلنامه علمی علوم زمین، شماره ۹۷، صفحه ۱۵۰-۱۴۱.
- [۲] بازوند، ا.، صادقی، ع.، آدابی، م.ح.، جمالی، ا.م.، هداوندخانی، ن.، ۱۴۰۴. زیست‌چینه‌نگاری سازند گورپی بر مبنای روزن‌بران پلانکتونی در برش شیخ‌مکان (تاقدیس کبیرکوه، ناحیه لرستان). فصلنامه علمی علوم زمین، ۱(۱۳۵)، ۱۸-۱.
- [۳] رازیانی، م.، وحیدی‌نیا، م.، صادقی، ع.، ۱۳۹۷. دیرینه بوم‌شناسی تورونین سانتونین بر پایه روزن‌داران شناور در برش الگو سازند سورگاه، تاقدیس کبیرکوه، جنوب ایلام. مجله علمی-پژوهشی رخساره‌های رسوبی، شماره ۱۱(۲)، صفحه ۲۴۹-۲۲۹.
- [۴] رحیمی، س.، عاشوری، ع.، صادقی، ع.، قادری، ع.، ۱۳۹۶، زیست‌چینه‌نگاری سازند گورپی بر مبنای روزن‌داران پلانکتون با تاکید بر مرز کرتاسه - پالئوژن در برش جهانگیرآباد، کبیرکوه لرستان، جنوب‌غرب ایران. نشریه علمی-پژوهشی زمین‌شناسی نفت ایران، شماره ۱۴، صفحه ۱۱۰-۹۳.
- [۵] رحیمی، س.، عاشوری، ع.، صادقی، ع.، قادری، ع.، ۱۳۹۷، زیست‌چینه‌نگاری سازند گورپی بر مبنای روزن‌داران پلانکتون در برش گنداب و تطابق آن با برش نمونه، تاقدیس کبیرکوه، جنوب غرب ایران. پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، شماره ۳، صفحه ۵۲-۳۷.
- [۶] زروش، ن.، واعظی، ع.، حاجی کریمی، ۱۳۹۳، ارزیابی پتانسیل توسعه کارست در تاقدیس کبیرکوه استان ایلام با استفاده از تلفیق فازی و روش تحلیل سلسله‌مراتبی (AHP) و سنجش از دور (GIS)، پژوهش‌های ژئومورفولوژی کمی، شماره ۳، صفحه ۱۵۷-۱۴۴.
- [۷] قورچایی، ش.، درویش‌زاده، ب.، قاسمی‌نژاد، ا.، ۱۳۸۷. زیست‌چینه‌نگاری سازند گورپی در شمال کبیرکوه بر مبنای فرامینفرا و تطابق آن با مقاطع جهانی. مجله مطالعات زمین‌شناسی، شماره ۱، صفحه ۱۳-۱.
- [۸] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس، جلد ۱ و ۲، انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، طرح تدوین کتاب تهران، ۱۰۱۰ صفحه.
- [۹] منجزی، ن.، ۱۳۸۵. زیست‌چینه‌نگاری سازند سورگاه (مقطع تیپ) بر اساس فرامینفرهای پلانکتونیک در جنوب شرق ایلام. پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان.

- [10] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution: *American Journal of Sciences*, **304**, 1-20.
- [11] ARENILLAS, I., ARZ, J.A. and GILABERT, V., 2018, Blooms of aberrant planktic foraminifera across the K/Pg boundary in the Western Tethys: Causes and evolutionary implications: *Paleobiology*, **44(3)**, 460-489.
- [12] ARENILLAS, I., ARZ, J.A., GRAJALES-NISHIMURA, J.M., MURILLO-MUNETON, G., ALVAREZ, W., CAMARGO-ZANOQUERA, A., MOLINA, E. and ROSALES-DOMINGUEZ, C., 2006, Chicxulub impact event is Cretaceous/Paleogene

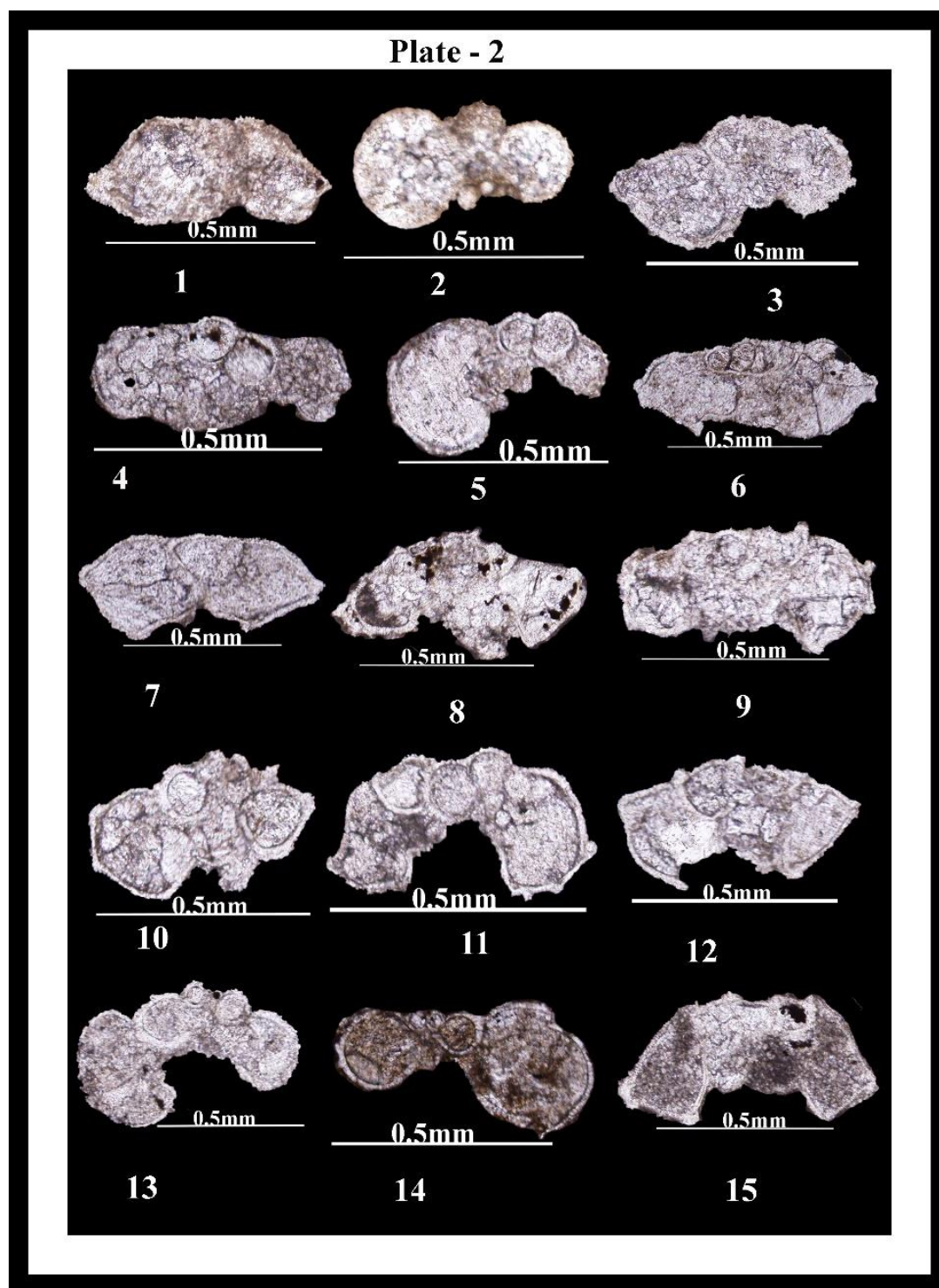
- boundary in age: New micropaleontological evidence: *Earth and Planetary Science Letters*, **249(3-4)**, 241-257.
- [13] BEIRANVAND, B., ZAGHBIB-TURKI, D. and GHASEMI-NEJAD, E., 2014. Integrated biostratigraphy based on planktonic foraminifera and dinoflagellates across the Cretaceous/Paleogene (K/Pg) transition at the Izeh section (SW Iran): *Comptes Rendus Palevol*, **13(4)**, 235-258.
- [14] BOLLI, H.M., SAUNDERS, J. B. and PERCH-NIELSEN, K., 1985, Plankton stratigraphy, Vol. I., Cambridge University Press, Cambridge, 87-154.
- [15] CARON, M., 1985. Cretaceous Planktic Foraminifera: In: BOLLI, H.M., SAUNDERS, J.B. and PERCH NIELSEN, K., (Eds.), Plankton Stratigraphy, Cambridge University Press, Cambridge, 17-86.
- [16] CARON, D.A., MICHAELS, A.F., SWANBERG, N.R. and HOWSE, F.A., 1995, Primary productivity by symbiont-bearing planktonic sarcodines (Acantharia, Radiolaria, Foraminifera) in surface waters near Bermuda: *Journal of Plankton Research*, **17(1)**, 103-129.
- [17] CHANG, B., HUANG, J., ALGEO, T.J., PANCOST, R.D., WAN, X., XUE, Y., JIA, J., WANG, Z., HU, J., WANG, J. and WANG, S., 2022, Episodic massive release of methane during the mid-Cretaceous greenhouse: *GSA Bulletin*, **134(11-12)**, 2958-2970.
- [18] CHIARENZA, A.A., FARNSWORTH, A., MANNION, P.D., LUNT, D.J., VALDES, P.J., MORGAN, J.V. and ALLISON, P.A., 2020, Asteroid impact, not volcanism, caused the end-Cretaceous dinosaur extinction: *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **117(29)**, 17084-17093.
- [19] CUSHMAN, J. A., 1927, An outline of a re-classification of the Foraminifera: *Contributions from the Cushman Laboratory for Foraminiferal Research*, **3(1)**, 1-105.
- [20] EDIE, S.M., COLLINS, K.S. and JABLONSKI, D., 2025, The end-Cretaceous mass extinction restructured functional diversity but failed to configure the modern marine biota: *Science Advances*, **11(21)**, p. eadv1171.
- [21] ENAYATI-BIDGOLI, A., RAHIMPOUR-BONAB, H. and NAVIDTALAB, A., 2020. Coated grains in the Upper Cretaceous Ilam Formation: implication for paleoclimatic reconstruction: *Geopersia*, **10(2)**, 227-243.
- [22] EZAMPANAH, Y., DI LUCIA, M., YAZDI-MOGHADAM, M. and ZAGHBIB-TURKI, D., 2022. Planktonic foraminiferal distribution of the Late Cretaceous to late Paleocene deposits of the Bandar Abbas area (Zagros Belt, SW Iran): An update of the bio-and lithostratigraphic framework: *Journal of African Earth Sciences*, **185**, 104392.
- [23] FORNACIARI, E., GIUSBERTI, L., LUCIANI, V., TATEO, F., AGNINI, C., BACKMAN, J., ODDONE, M. and RIO, D., 2007, An expanded Cretaceous– Tertiary transition in a pelagic setting of the Southern Alps (central-western Tethys): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **255(1-2)**, 98-131.
- [24] FRAASS, A.J., KELLY, D. C. and Peters, S.E., 2015, Macroevolutionary history of the planktic foraminifera: *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, **43(1)**, 139-166.
- [25] GALE, A., MUTTERLOSE, J., BATENBURG, S., GRADSTEIN, F., AGTERBERG, F., OGG, J. and PETRIZZO, M., 2020. The Cretaceous Period, In: GRADSTEIN, F.M., OGG, J.G., SCHMITZ, M.D. and OGG, G.M. (Eds.), *Geologic Time Scale 2020*, Elsevier, pp. 1023-1086.
- [26] HUBER, B.T., PETRIZZO, M.R., YOUNG, J.R., FALZONI, F., GILARDONI, S.E., BOWN, P.R. and WADE, B.S., 2016. Pforams@ microtax: A new online taxonomic database for planktonic foraminifera: *Micropaleontology*, **62(6)**, 429-438.

- [27] JAMES, G.A., WYND, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG Bulletin*, **49**, 192-224.
- [28] KELLER, G., 2001, The end-Cretaceous mass extinction in the marine realm: year 2000 assessment: *Planetary and space science*, **49(8)**, 817-830.
- [29] KELLER, G., ADATTE, T., BHOWMICK, P.K., UPADHYAY, H., DAVE, A., REDDY, A.N. and JAIPRAKASH, B.C., 2012, Nature and timing of extinctions in Cretaceous-Tertiary planktic foraminifera preserved in Deccan intertrappean sediments of the Krishna–Godavari Basin, India: *Earth and Planetary Science Letters*, **341**, 211-221.
- [30] KERR, A.C. and MAHONEY, J.J., 2007, Oceanic plateaus: Problematic plumes, potential paradigms: *Chemical Geology*, **241(3-4)**, 332-353.
- [31] LAUGIE, M., DONNADIEU, Y. and LADANT, J.B., 2021, Exploring the impact of Cenomanian paleogeography and marine gateways on oceanic oxygen: *Paleoceanography and Paleoclimatology*, **36**, e2020PA004202.
- [32] LOEBLICH, A.R. and TAPPAN, H., 1992. Present status of foraminiferal classification. In "Studies in Benthic foraminifera, In: TAKAYANAGI, Y. and SAITO, T. (Eds.), Proceedings of the Fourth Symposium on benthic foraminifera, Sendai, 1990.", Tokai University Press, Tokyo, 93-102
- [33] LUCIANI, V., 2002, High-resolution planktonic foraminiferal analysis from the Cretaceous–Tertiary boundary at Ain Settara (Tunisia): evidence of an extended mass extinction: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **178(3-4)**, 299-319.
- [34] MACLEOD, K.G., MARTIN, E.E. and BLAIR, S.W., 2008, Nd isotopic excursion across Cretaceous ocean anoxic event 2 (Cenomanian-Turonian) in the tropical North Atlantic: *Geology*, **36**, 811-814.
- [35] MASTERS, B.A., 1977. Mesozoic planktonic Foraminifera. A worldwide review and analysis: In: RAMSAY, A.T.S. (Ed.), *Oceanic Micropalaeontology*, London, Academic Press, **1**, 301-731.
- [36] MORARD, R., HASSENBUCK, C., GRECO, M., FERNANDEZ-GUERRA, A., RIGUAD, S., DOUady, C.J. and KUCERA, M., 2022, Renewal of planktonic foraminifera diversity after the Cretaceous Paleogene mass extinction by benthic colonizers: *Nature Communications*, **13(1)**, 7135.
- [28] PERYT, D., DUBICKA, Z. and WIERNY, W., 2022. Planktonic foraminiferal biostratigraphy of the Upper Cretaceous of the Central European Basin: *Geosciences*, **12(1)**, 1-24.
- [37] PESSAGNO, E.A., 1967 Upper Cretaceous Planktonic Foraminifera from the Western Gulf Coastal Plain: *Palaeontographica Americana*, **5**, 259-441.
- [38] PETRIZZO, M.R., KING, D.J., PEARSON, P.N., HUBER, B.T. and WADE, B.S., 2024. Planktonic foraminifera in biostratigraphy and biochronology. *Newsletters on Stratigraphy*: DOI: 10.1127/nos/2024/0840
- [39] PREMOLI SILVA, I. and SLITER, W.V., 1995, Cretaceous planktonic foraminiferal biostratigraphy and evolutionary trends from the Bottaccione section, Gubbio, Italy: *Paleontographia Italica*, **82**, 2-90.
- [40] PREMOLI SILVA, I. and VERGA, D., 2004, Practical Manual of Cretaceous Planktonic Foraminifera, course 3, In: VERGA, D. and RETTORI, R. (Eds.), *International School on Planktonic Foraminifera: Universities of Perugia and Milano, Tipografiadi di Pontefelcino, Perugia, Italy*, 283p.
- [41] POSTUMA, J.A., 1971, *Manual of Planktonic Foraminifera*; Elsevier, Amsterdam, London, 397p.

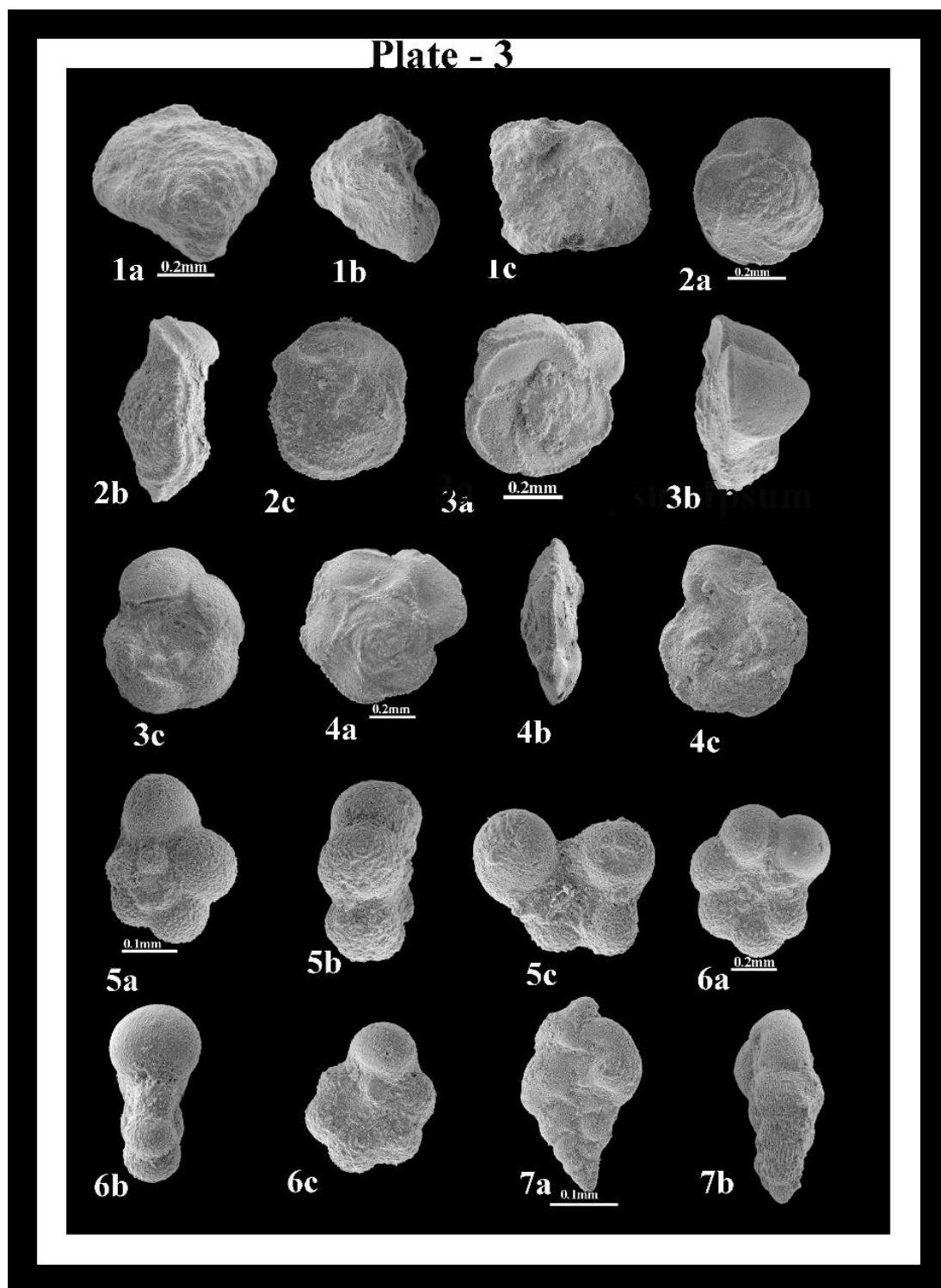
- [42] RAZMJOOEI, M.J., THIBAUT, N., KANI, A., DINARES-TURELL, J., PUCEAT, E. and CHIN, S., 2020. Calcareous nannofossil response to Late Cretaceous climate change in the eastern Tethys (Zagros Basin, Iran): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **538**, 109418.
- [43] ROBASYNSKI, F. and CARON, M., 1995. Foraminifers planktonique du cretace: *Bulletin Society Geological of France*, **166**, 681-698.
- [44] ROBASYNSKI, F., CARON, M., GONZALEZ DONOSO, J.M. and WONDERS, A.A.H., 1984. Atlas of Late Cretaceous Globotruncanids: *Revue de Micropaléontologie*, **26**, 145-305.
- [45] SALAMAB-ELLAHI, S., TAGHIPOUR, B. and MoONGELLI, G., 2019. Clayey bauxite from the Irano-Himalayan belt: Critical metals, provenance and palaeoclimate in the Upper Cretaceous Semirom ore deposit, Zagros Mountain, Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, **172**, 126-142.
- [46] SCHULTE, P., ALEGRET, L., ARENILLAS, I., ARZ, J.A., BARTON, P.J., BOWN, P.R., BRALOWER, T.J., CHRISTESON, G.L., CLAEYS, P., COCKELL, C.S. and COLLINS, G.S., 2010, The Chicxulub asteroid impact and mass extinction at the Cretaceous-Paleogene boundary: *Science*, **327**(5970), 1214-1218.
- [47] WYND, J.G., 1965, Biofacies of the Iranian Oil Consortium Agreement area. Unpublished Report 1082. Iranian Offshore Oil Company, Geological and Exploration division, Tehran.
- [48] TAGHIPOUR, B., JAHANGIRZADEH, S. and MONDILLO, N., 2024. The mineralogy and geochemistry of the Pirashkaft bauxite, Zagros belt, Iran: New inferences on the paleo-climate at the time of formation and on the nature of the parent rock: *Journal of Geochemical Exploration*, **259**, 107394.



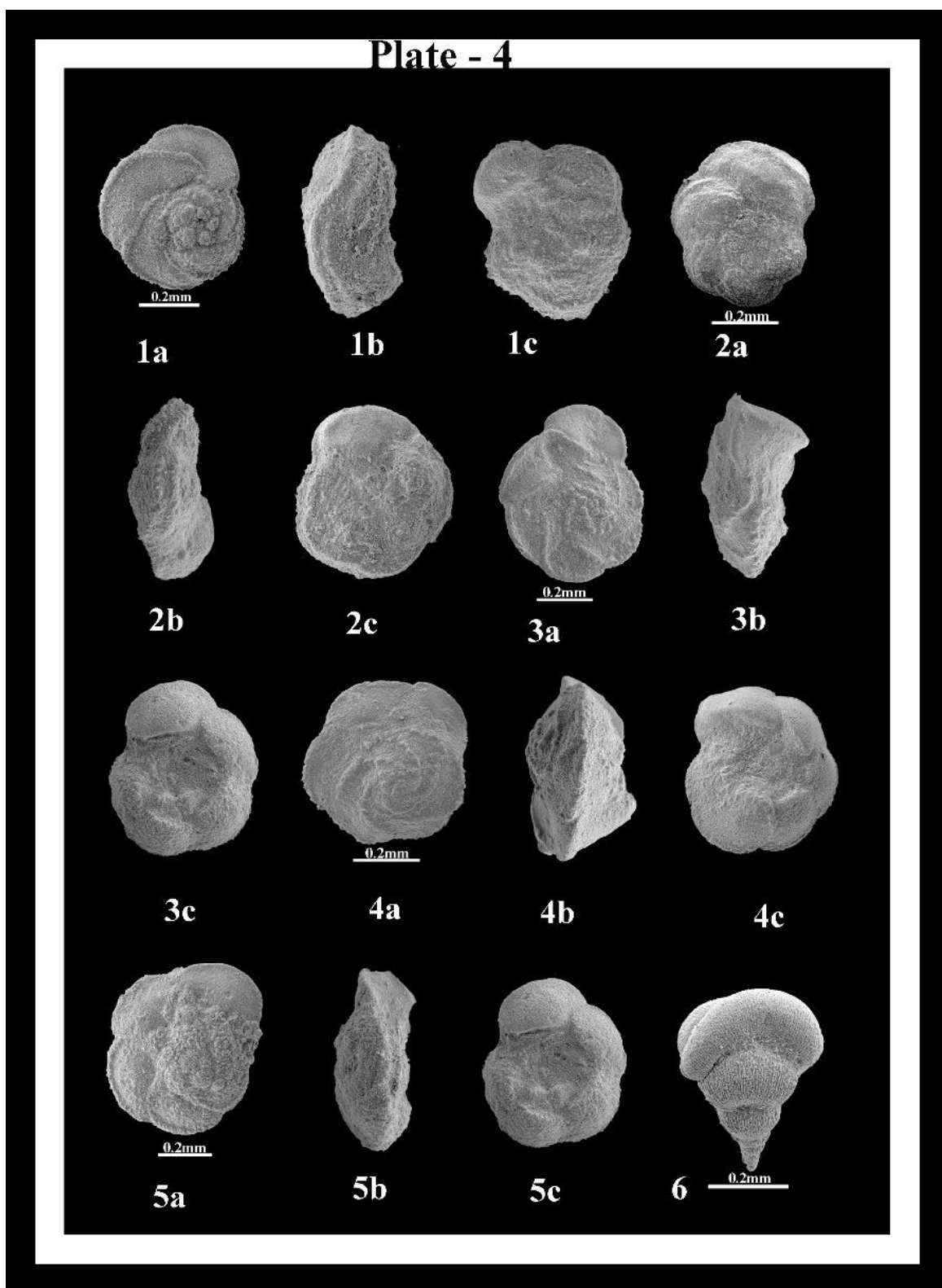
1. *Muricohedbergella delrioensis* (Carsey, 1926), Axial Section, Sample 116; 2. *Rotalipora cushmani* (Morrow, 1934), Axial Section, Sample 272; 3. *Whiteinella paradubia* (Sigal, 1952), Axial Section, Sample 452; 4. *Thalmaninella greenhornensis* (Morrow, 1934), Axial Section, Sample 317; 5. *Globotruncana lapparenti* Brotzen, 1936, Axial Section, Sample 409; 6. *Dicarinella asymetrica* (Sigal, 1952), Axial Section, Sample 438; 7. *Dicarinella concavata* (Brotzen, 1934), Axial Section, Sample 415; 8. *Contusotruncana fornicata* (Plummer, 1931), Axial Section, Sample 400; 9. *Globotruncana hilli* Pessagno, 1967, Axial Section, Sample 396; 10. *Contusotruncana patelliformis* (Gandolfi, 1955), Axial Section, Sample 495; 11. *Dicarinella primitiva* (Dalbiez, 1955), Axial Section, Sample 400; 12. *Globotruncana ventricosa* (White, 1928), Axial Section, Sample 583; 13. *Globotruncanella stuarti* (de Lapparent, 1918), Axial Section, Sample 601; 14. *Globotruncanella elevata* (Brotzen, 1934), Axial Section, Sample 499; 15. *Globotruncanella havanensis* (Voorwijk, 1937), Axial Section, Sample 59916, 17, 18. *Whiteinella paradubia* (Sigal, 1952), Axial Section, Sample 317.



1. *Thalmaninella reicheli* (Mornod, 1950), Axial Section, Sample 148; 2. *Muricohedbergella delrioensis* (Carsey, 1926), Axial Section, Sample 106; 3. *Whiteinella inornata* (Bolli, 1957), Axial Section, Sample 116; 4. *Archaeoglobigerina cretacea* (d'Orbigny), 1840, Axial Section, Sample 402; 5. *Helvetoglobotruncana praehelvetica* (Trujillo, 1960), Axial Section, Sample 286; 6. *Marginotruncana sigali* (Reichel, 1950), Axial Section, Sample 417; 7. *Marginotruncana schneegansi* (Sigal, 1952), Axial Section, Sample 415; 8. *Globotruncana arca* (Cushman, 1926), Axial Section, Sample 404; 9. *Globotruncana bulloides* Volger, 1941, Axial Section, Sample 484; 10. *Contusotruncana plummerae* (Gandolfi, 1955), Axial Section, Sample 577; 11. *Contusotruncana walfischensis* (Todd, 1970), Axial Section, Sample 601; 12. *Globotruncanita stuarti* (de Lapparent, 1918), Axial Section, Sample 601; 13. *Murichohedbergella monmouthensis* (Olsson, 1960), Axial Section, Sample 417; 14. *Murichohedbergella holmdelensis* (Olsson, 1964), Axial Section, Sample 396; 15. *Globotruncanita conica* (White, 1928), Axial Section, Sample 462.



1a, 1b, 1c. *Contusotruncana contusa* (Cushman, 1926), Sample 525; 2a, 2b, 2c. *Contusotruncana fornicata* (Plummer, 1931), Samples 540; 3a, 3b, 3c. *Gansserina gansseri* (Bolli, 1951), Sample 540; 4a, 4b, 4c. *Marginotruncana tarfayaensis* (Lehmann, 1963), Sample 403; 5a, 5b, 5c. *Muricohedbergella flandrini* (Porthault, in Donze et al., 1970), Sample 362; 6a, 6b, 6c. *Muricohedbergella planispira* (Tappan, 1940), Sample 349; 7a, 7b. *Planoheterohelix moremani* (Cushman, 1938), Samples 370.



1a, 1b, 1c. *Globotruncana arca* (Cushman, 1926), Sample 525; 2a, 2b, 2c. *Contusotruncana plummerae* (Gandolfi, 1955), Samples 546; 3a, 3b, 3c. *Globotruncanita stuarti* (de Lapparent, 1918), Sample 533; 4a, 4b, 4c. *Globotruncanita stuartiformis* (Dalbiez, 1955), Sample 540; 5a, 5b, 5c. *Marginotruncana marginata* (Reuss, 1845), Sample 380; 6. *Pseudotextularia nuttalli* (Voorwijk, 1937), Sample 525.

اهمیت مطالعات ژئوشیمی سطحی در اکتشافات ذخایر هیدروکربنی:

با ذکر مطالعه موردی در استان خوزستان، جنوب غرب ایران

زینب علیزاده^۱، بهمن سلیمانی^{۲*}، بهزاد خانی^۳

^۱دانشجوی دکتری زمین شناسی نفت، گروه زمین شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

^{۲*}استاد گروه زمین شناسی نفت و حوضه‌های رسوبی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

^۳مدیر فنی شرکت انرژی پژوهان آریانا، اهواز، اهواز، ایران

*soleimani_b@scu.ac.ir

دریافت شهریور ۱۴۰۴، پذیرش دی ۱۴۰۴

چکیده

مطالعات ژئوشیمی سطحی از ابزارهای مهم در تمام مراحل اکتشاف پتانسیل هیدروکربنی از شناسایی حوضه پیشانی (فورلند) تا اکتشاف دقیق، و چشم‌انداز بر اساس شار احتمالی هیدروکربن‌ها، شناسایی زون‌های فرعی در میدین بالغ، نظارت بر زهکشی هیدروکربن‌های مرتبط با تولید در طول زمان بشمار می‌رود. در مطالعه کنونی، پیش بینی پتانسیل هیدروکربنی ناحیه‌ای در شمال شرق خوزستان (جنوب شرق فروافتادگی دزفول) با استفاده از آنالیز گاز خاک نمونه های جمع آوری شده (تعداد ۶۲ نمونه) انجام شده است. سنجش مقادیر گازخاک با استفاده از روشهای استخراج اسید (AE) و بررسی میکروبی و استخراج ژن آنها (MT1-MT2) است. تحلیل داده‌ها نشان داد که تغییرات پارامترهای آنالیز MT2 در امتداد خطوط نمونه برداری در نمودارهای هیستوگرامی کج شدگی مثبت را بواسطه وجود آنومالی ژئوشیمی سطحی و حضور هیدروکربن در مخازن احتمالی نشان می‌دهد. نسبت‌های اتان در مقابل متان، اتان در مقابل پروپان و $c1/c2+c3$ در مقابل $c2/c3+c4$ نشان دهنده نوع هیدروکربن به دام افتاده در مخازن زیر زمینی می‌باشند. بر اساس داده‌های حاصل، نمونه‌های محدوده مطالعاتی در محدوده مخازن نفتی و در مواردی مخازن نفتی همراه با گاز قرار می‌گیرند. مخازن هیدروکربنی براساس نسبت استاندارد $c3/c1 \times 1000$ ، با دارا بودن محدوده ۲۰-۲۰۰، تجمع هیدروکربنی با اکثریت هیدروکربن های مایع و در مواردی همراه با گاز را نشان می‌دهند. براساس $\log c1/(c2+c3)$ در مقابل $\log c2/(c3+c4)$ نیز نشان دهنده غالب بودن هیدروکربن مایع و در موارد کمتری هیدروکربن‌های گازی همراه با نفت می‌باشد. تغییرات داده های پارامترهای آنالیز MT1 در امتداد خطوط نمونه برداری نیز حاکی از وجود انطباق خوب میان آنومالی بالای این پارامترها با عوارض ساختاری زمین شناسی زیرسطحی (گسل) است. نتایج کنونی نشانه غالب بودن نمونه‌ها در محدوده هیدروکربن های مایع و در مواردی همراه با کلاهیک گازی است. هرچند تعداد معدودی از نمونه ها خصوصیات هیدروکربنی با مشخصات نفت سنگین و همچنین آلودگی‌های سطحی را نشان می‌دهند. بطورکلی نتایج تمامی روشهای مورد استفاده در پیش بینی آنومالی گاز خاک تطابق خوبی را با عناصر ساختاری ناحیه نشان داده، لذا ابزار مفیدی برای شناسایی و رصد گسل‌های پنهان در سطح می‌تواند محسوب گردد.

کلید واژه: ژئوشیمی سطحی، ریزشست، اندیس ژئوشیمیایی آلی، فروافتادگی دزفول، آنالیز میکروبی، گاز خاک جذب شده

۱- مقدمه

روش‌های ژئوشیمیایی برای اکتشاف نفت و گاز برای اولین بار در دهه ۱۹۳۰ و اوایل دهه ۱۹۴۰ توسط سوکولوف و همکارانش [۹۲] در روسیه، لایمیر [۵۳] در آلمان و هورویتز و روزایر [۷۶، ۳۶] در ایالات متحده مورد بررسی قرار گرفت. اساس این مطالعات تجزیه و تحلیل متان و کل هیدروکربن‌های غیر متان در گازهای خاک محدود بوده، و از تکنیک‌هایی مانند تراکم، احتراق و مانومتری استفاده شد. مطالعات اولیه محققین روسی در دهه بعدی نیز ادامه یافت [۴۷، ۸۹، ۹۳]. روزایر [۷۶] تکنیک‌های اکتشاف شامل تجزیه و تحلیل گازهای هیدروکربنی در خاک، گازهای خاک و آب‌های زیرزمینی را توصیف نمود. پیرون [۶۳] روش‌های مورد استفاده در اکتشاف خشکی را مقایسه کرد. چیلینگر و کریم [۱۵] و کریم [۴۶] کاربرد بررسی‌های گازی را برای رسوبات سطحی، سیالات حفاری و مغزه‌ها را توصیف کردند و در بررسی اکتشافات ژئوشیمیایی برای مواد معدنی، بویل و گرت [۱۱] نیز بخشی را در مورد نفت گنجانده‌اند. دیویس [۲۲] همچنین برخی از روشهای اولیه مورد استفاده برای اکتشاف ژئوشیمیایی را مورد بحث قرار داده است، از جمله تجزیه و تحلیل مادون قرمز عصاره خاک [۱۲] و اندازه‌گیری نسبت $^{13}C/^{12}C$ عصاره لیپید خاک [۱۳]. هورویتز [۳۶-۴۰] به اصول اساسی، روش‌ها و نتایج به دست آمده از مطالعات اکتشاف ژئوشیمیایی پرداخته است. سوکولوف و همکاران [۹۱] روش-ها را بررسی کرده و نتایج به دست آمده از بررسی‌های زیرسطحی و گازهای عمیق و شکل‌های ناهنجاری‌های مختلف را مورد بحث قرار دادند.

کروپلین [۵۲] شرایط فیزیکی و شیمیایی مورد نیاز برای اکتشاف را در نظر گرفت و در مورد روش‌ها و نتایج مختلف اظهار نظر کرد و موتوجیما [۶۰] وضعیت اکتشافات ژئوشیمیایی در ژاپن را گزارش کرد. ایده اکتشاف نفت و گاز با ابزارهای ژئوشیمیایی هنوز در بسیاری از اقصاء با شک و تردید دیده می‌شود. با این حال، در بیشتر کشورها، اولین اکتشافات نفت با حفاری در نزدیکی نفت، رسوبات قیر یا شواهد قابل مشاهده از نفت هیدروکربن انجام شد. نفت و گاز با بسیاری از مناطق خارج از تولید مرتبط است [۵۴]، و تا اواخر سال ۱۹۴۰ مطرح شد که شواهد قابل مشاهده از نفت از عوامل کشف نفت بیشتر از هر روش اکتشاف دیگری است [۲۶]. روش‌های کروماتوگرافی گازی مدرن، آشکارسازهای هیدروکربن‌ها حساس‌تر از چشم انسان هستند و امکان شناسایی ریزنشست‌های نامرئی هیدروکربن‌های فرار را فراهم می‌سازد [۶۲].

علم اکتشافات ژئوشیمیایی سطحی برای نفت و گاز از زمان مشاهدات در اوایل دهه ۱۹۰۰ تغییرات ژئوشیمیایی و کانی‌شناسی مرتبط با خاک و رسوبات بالای میادین نفت و گاز در خاورمیانه [۵، ۴۱] و سواحل خلیج آمریکا [۲۳، ۵۹] پیشرفت زیادی داشته است. این امر با توسعه بسیاری از روش‌های ژئوشیمیایی و غیر لرزه‌ای برای تشخیص هیدروکربن‌ها در خاک، رسوبات، آب‌ها و جو دنبال شد [۸۳]. امروزه به دلیل بهبود تکنیک‌های تحلیلی، درک بهتر مکانیسم مهاجرت و اثرات مختلف نزدیک به سطح آن، بهبود طراحی نقشه و استراتژی‌های نمونه‌برداری، و بهبود مهارت‌های تفسیر، پذیرش گسترده‌تری از بررسی‌های ریزنشست هیدروکربنی و تشخیص هیدروکربن وجود دارد. تاریخچه موردی مستند از بررسی‌های ریزنشست به صورت متداول در مجلات و کتاب‌های معتبر منتشر شده و کاربرد گسترده این فناوری را در تمام مراحل اکتشاف از شناسایی حوضه پیشانی (فورلند) تا اکتشاف دقیق، و چشم‌انداز بر اساس شار احتمالی هیدروکربن‌ها، شناسایی زون‌های فرعی در میادین بالغ، نظارت بر زهکشی هیدروکربن‌های مرتبط با تولید در طول زمان را نشان می‌دهد [۳].

اثر ریزنشست هیدروکربنی در سازند قرمز بالایی بر روی مخزن نفت البرز واقع در حوضه ساوه-قم، ایران. نیز بررسی شده است [۵]. نفت هیدروکربن‌ها به سطح زمین به شکل تراوش‌های خرد و کلان، محققان را به حفاری چاه در کویر خوریان در جنوب استان سمنان برانگیخت. پس از حفاری چاه، محققان شواهدی از هیدروکربن‌های آزاد نشده (عاری) پیدا کردند.

این یافته‌ها باعث مطالعه بیشتر منطقه با استفاده از ژئوشیمی سطحی و در نظر گرفتن تجمع هیدروکربن در سازند قم شد [۴۱].

هدف از این مطالعه بررسی روابط بین ترکیب گاز خاک و ساختارهای زمین شناسی در یک منطقه ساختاری پیچیده واقع در کمربند چین خورده و تراستی زاگرس است. نتایج این مطالعه برای تفسیر داده‌های ژئوشیمی سطحی در سایر ایالت‌های نفت و گاز با ساختار زمین‌شناسی پیچیده اهمیت کلیدی دارد.

۲- موقعیت ناحیه مورد مطالعه

ناحیه مورد مطالعه (شکل ۱) در استان خوزستان (جنوب غرب ایران) قرار دارد. از نظر جغرافیایی این ناحیه بخشی از حوضه فورلند زاگرس است. زاگرس یک کوه‌زایی است که تحت تسلط فرآیندهای خمشی است که شرایط عالی برای تولید و حفظ هیدروکربن را دارا است. منابع انباشته چندگانه آن، تولید مداوم هیدروکربن را تضمین می‌کند، در حالی که جداسازی‌های انباشته، حوضه‌هایی با مخروط کم و ضخیم روی گوه ایجاد می‌کنند [۴۹]. مطالعات منابع نشان می‌دهد که ۱۴ درصد از ذخایر هیدروکربنی کشف شده در سراسر جهان در داخل کمربند چین خورده و تراستی در امتداد مرزهای صفحه همگرا قرار دارند [۱۹]. اکتشاف نفت و گاز در کمربندهای تراستی و چین خورده به دلیل پیچیدگی در سبک تکتونیکی، معماری ساختاری و پتانسیل بقای سیستم نفتی در طول رشد کمربندهای تراستی و چین خوردگی خطرناک است.

سیستم نفتی، همانطور که توسط ماگون و داو [۵۶] توضیح داده شده است، به عنوان کلیه عناصر و فرآیندهای ضروری مورد نیاز برای ایجاد یک تجمع نفت و گاز تعریف می‌شود. عناصر عبارتند از منبع، مخزن، پوش سنگ و سرباره. دیسلز و گیلز [۲۵] سیستم‌های حوضه فورلند را به‌عنوان مکان‌هایی که ناشی از خمش سرباره و فرونشست خارج از میدان بواسطه فعل و انفعالات بین قطعه فرورانده شده و گوشته تعریف می‌کنند. فرونشست خمشی به طور سیستماتیک با افزایش سرباره کوهزایی همراه می‌گردد. پیش خشکی‌های (فورلند) خمشی مکان‌های مناسبی برای هیدروکربن‌ها هستند.

در کمربندهای تراستی و چین خورده که در آن همه عناصر وجود دارند، تاریخچه تغییر شکل پیشرونده آنها تولید و تخریب سیستم های نفتی را موجب می شود [۷۷]. وقوع تجمعات نفتی به محدوده باریکی از مسیرهای تغییر شکل بستگی دارد [۵۶]. شناخت پنجره‌های محدود زمانی که همه عناصر و فرآیندها برای تشکیل انباشته‌های هیدروکربنی در کمربندهای تراستی و چین خورده در یک راستا قرار می‌گیرند، و چالش‌های حفظ آن تجمع‌ها، اساس مطالعات آنالیز تکتونیکی نفت^۱ PTA است.

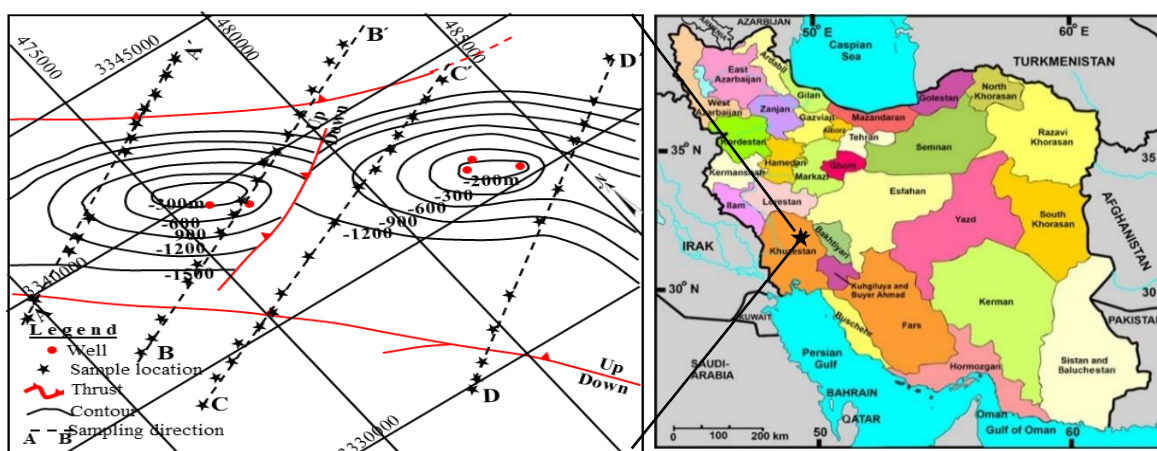
مکان ساختارهای تکتونیکی روی سطح را می‌توان با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی سطحی مستقیم و غیر مستقیم کشف کرد. روش های مستقیم بر اساس ثبت مقادیر کمی از هیدروکربن های سبک است که به سطح مهاجرت می کنند. روش‌های غیرمستقیم مبتنی بر ثبت و تجزیه و تحلیل تغییرات ثانویه خاک و توده‌های سنگی ناشی از این مهاجرت هیدروکربنی است [۹۷].

۱-۲- چینه شناسی ناحیه مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه از لحاظ تقسیمات ناحیه‌ای حوضه زاگرس در فروافتادگی دزفول و به طور دقیق‌تر در منتهی الیه دزفول جنوبی واقع شده است. این ساختمان توسط دو گسل تراستی از میادین مجاور خود جدا گردیده و همین امر سبب بالا آمدن این بلوک به صورت یک هورست شده است. از سازندهای زیر سطحی حفاری شده در این ناحیه عبارتند از میشان

^۱ - Petroleum Tectonic Analysis

(آهک و مارن)، گچساران (آهک، مادستون، دولومیت، مارن، ژیس/انیدریت)، آسماری (آهک، گاهی دارای شیل)، پابده (شیلی، آهکی، آهک رس دار)، گورپی (شیلی و مارن)، سروک (آهک با میان لایه هایی از شیل)، کژدمی (شیل، آهک و مارن)، داریان (آهک و شیل)، گدوان (شیل، آهک و مارن)، فهلیان (آهک با میان لایه های از مارن و شیل)، هیت (آهک، انیدریت و شیل) و سورمه (آهک و دولومیت). توصیف این سازندها و تغییرات سنگ شناسی آنها در شکل ۲ آورده شده است. نکته قابل توجه وجود هرزروی شدید گل در برخی از انتروال های عمقی (فواصل) است که نشانه شکستگی سازندهاست. این ویژگی های ساختاری موجب ریزش هیدروکربنی و مهاجرت به سمت سطح می گردد. این ناهنجاریها در ناهمگنی توزیع میکروارگانیسمهای (باکتری) موجود در خاک مژثر خواهد بود. بررسی تغییرات آنها هدف اصلی این مطالعه محسوب می گردد.



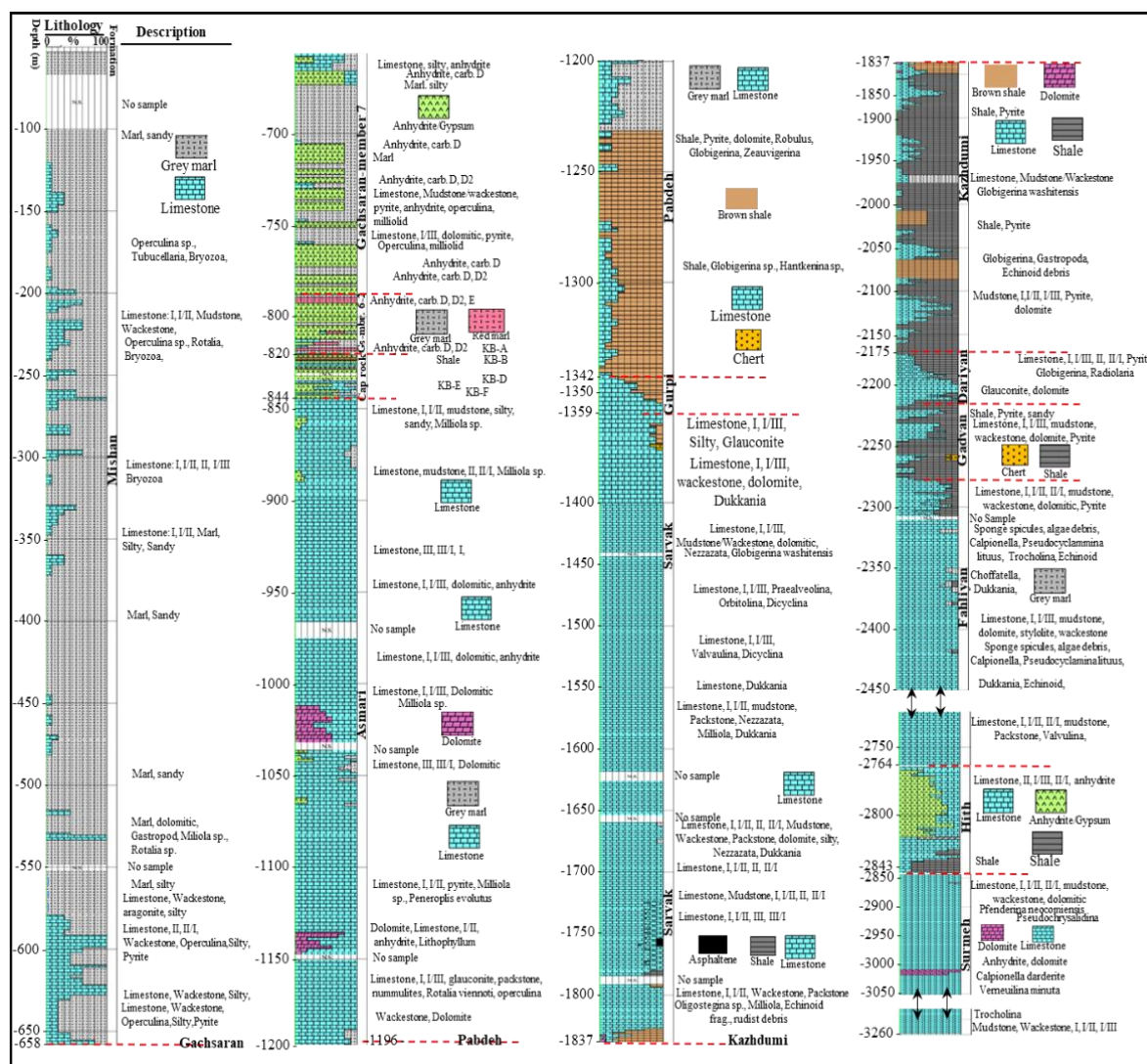
شکل ۱- نقشه ایران [۷۸] و موقعیت راستهای نمونه برداری ژئوشیمی سطحی در ناحیه مورد مطالعه در استان خوزستان.

۳- متدولوژی

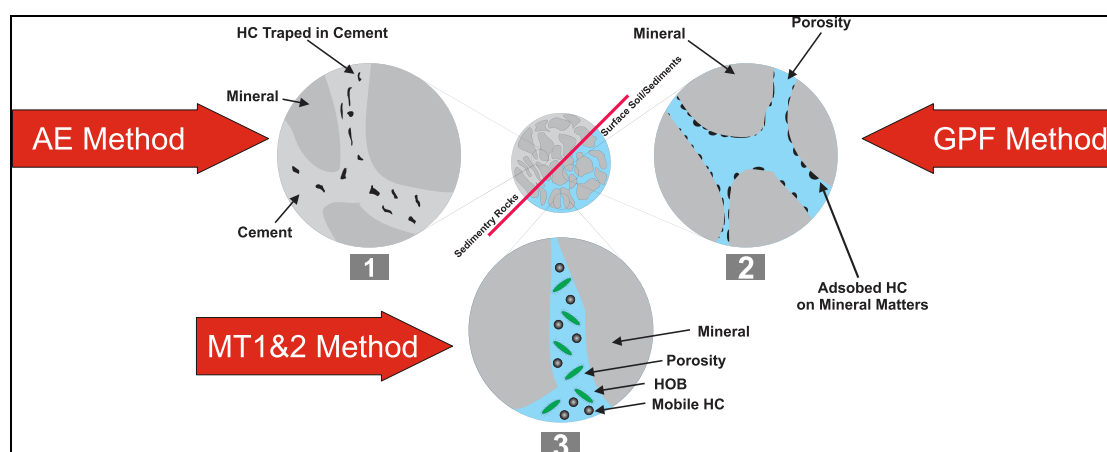
۳-۱ روش های مستقیم:

روش های اکتشافی مستقیم شامل روش هایی هستند که به طور مستقیم هیدروکربن موجود در خاک آب و رسوبات نزدیک سطح را اندازه گیری می کنند. آنالیز هیدروکربن های گازی سبک (به طور مشخص متان تا پنتان) در خاک و گازهای خاک ابتدائی ترین روش های ژئوشیمی سطحی در این خصوص به شمار می رود. هیدروکربن های گازی سبک در حالت های زیر در خاک و رسوبات سطحی به دام می افتند [۱۸، ۸۶-۸۷] (شکل ۳):

گاز آزاد در تخلخل موثر؛ گاز خشک به دام افتاده در فضای آزاد بین دانه ها؛ گاز جذب شده بر روی اجزای رسوبی یا به دام افتاده در بین سیمان های کربناته؛ گاز حل شده در آب و یا موجود در اتمسفر.



شکل ۲- ستون چینه‌ای بر اساس داده نمودار ترسیمی چاه^۱ در یکی از چاه‌های حفاری شده میدان مورد مطالعه.



شکل ۳- شماتیک نحوه به دام افتادن هیدروکربن های گازی سبک در لایه های خاک سطحی و روش های آنالیز ژئوشیمی سطحی وابسته. علائم اختصاری: Geo Pack Fluorescence-GPF, Microbial Technique-MT, Acid Extraction-AE.

^۱ - Graphic well log

هیدروکربن‌های فرار و نیمه فرار سنگین‌تر مانند اجزای آروماتیکی، گستره هیدروکربن‌های گازوئیلی و حتی نفت‌های نرمال یا تجزیه زیستی شده در صورت وجود مسیر مهاجرت در طول گسل‌ها و شکستگی‌ها می‌توانند در خاک و رسوبات سطحی یافت گردند. شواهد متفاوت باعث به وجود آمدن روش‌های متفاوت نمونه برداری و آنالیز هیدروکربن‌ها شده است. به این صورت که این مواد در رسوبات سطح و نزدیک به سطح تغییرات متنوعی در مشخصات فیزیکی، شیمیایی، بایولوژیکی، مغناطیسی و غیره محیط احاطه کننده خود به وجود می‌آورند. بنابراین با روش‌هایی که این تغییرات را اندازه‌گیری و یا شناسایی می‌کنند می‌توان به وجود هیدروکربن در زیر زمین پی برد.

نمونه‌های گاز خاک با استفاده از کروماتوگرافی از نظر هیدروکربن‌های سبک سری پارافینی (متان، اتان، پروپان، i-بوتان، n-بوتان، i-پنتان، n-پنتان و آلکن‌های گازی (اتیلن، پروپیلن و ۱-بوتن) آنالیز شدند. آنالیزها با ابزار Fissons Instruments GC8160 انجام شد. هیدروژن و دی اکسید کربن توسط Carlo Erba Instr سنسجش گردید. دستگاه تفسیر نتایج با روش استاندارد داخلی بر اساس تشابه گازهای کالیبراسیون ارائه شده توسط Alltech, Supleco و BOC با خطای $\pm 2\%$ اجرا شد. حد تشخیص هیدروکربن برای FID حدود 0.01 ppm بود، حد تشخیص هیدروژن و دی اکسید کربن برای TCD هر کدام ۰.۰۰۱ درصد حجمی بود [۸۶].

۲-۳ روش‌های غیر مستقیم:

روش‌های غیر مستقیم برای اکتشاف ریز نشت‌ها و چشمه‌های هیدروکربنی بر اساس نوع تغییرات مورد نظر ایجاد شده توسط حضور هیدروکربن در خاک و رسوبات نزدیک به سطح استوار می‌باشد (شکل ۴). بعضی از روش‌های ژئوشیمیایی اکتشافی غیرمستقیم شامل پتانسیل اکسیداسیون احیا؛ آنالیز گیاهان؛ آنالیز نمک‌های خاک و .. می‌باشد (شکل ۴). در این محدوده از استراتژی نمونه برداری ترکیبی خطی- شبکه‌ای استفاده شده است. به گونه‌ای که فاصله خطوط نمونه برداری از هم متفاوت و فاصله نمونه‌ها از هم بر روی خطوط نمونه برداری ۵۰۰ تا ۶۰۰ متر در نظر گرفته شده است. جهت گیری خطوط در این ناحیه به دو صورت شمال غربی-جنوب شرقی و شمال شرقی-جنوب غربی می‌باشد.

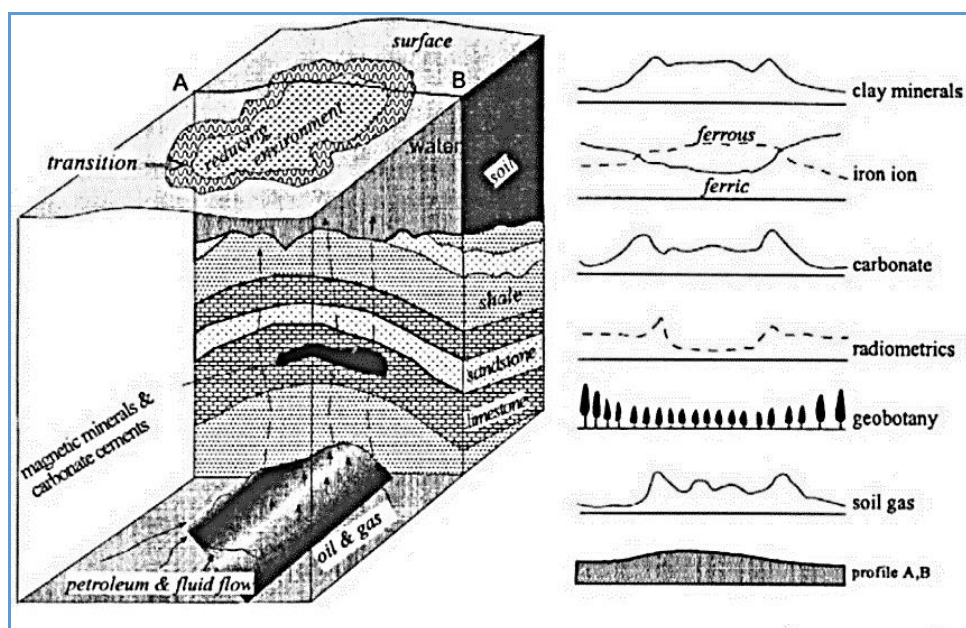
بمنظور انجام آزمون و دستیابی به نتایج، فعالیت‌ها در دو گروه قرار می‌گیرند:

الف-فعالیت میدانی: برداشت نمونه- انتقال نمونه‌ها- نگهداشت و آماده سازی نمونه‌ها- بررسی نهایی نمونه‌ها- نمونه برداری مجدد- بسته بندی و ارسال نمونه‌ها

ب-در آزمایشگاه: کنترل کیفی نمونه‌های دریافتی - کنترل کمی نمونه‌های دریافتی- نگه داشت نمونه‌ها در آزمایشگاه: استاندارد انجام آنالیز MT^1 ؛ انجام آزمون و تفسیر نتایج آزمون، و استخراج ژن (MT^2) نمونه‌ها.

¹- Microbial Technique

²- DNA Extraction



شکل ۴- تغییرات سطحی ایجاد شده توسط هیدروکربن های مهاجرت یافته به سطح [۲۹].

مهمترین لایه‌های اطلاعاتی که در تعیین استراتژی نمونه برداری مورد استفاده قرار گرفت، شامل؛ UGC راس سازندهای مخزنی، موقعیت ساختمان های سطحی و موقعیت چاه های اکتشافی و تولیدی موجود می‌باشد.

۳-۲-۱ آنالیز MT2

روش میکروبی مورد استفاده در این مطالعه در اصل توسط شرکت نفتی فیلیپس^۱ توسعه یافته است، فراوانی میکروب‌های اکسید کننده هیدروکربن را در خاک اندازه گیری می‌کند [۸، ۲۱، ۴۳، ۴۸]. میکروب‌ها در محیط‌های تراوش رشد می‌کنند و از گازهای هیدروکربنی به عنوان منبع اصلی "انرژی" خود استفاده می‌کنند. آنها گازهای هیدروکربن را به الکل، اسیدهای آلی و در نهایت به دی اکسید کربن تبدیل می‌کنند. روش میکروبی یک شاخص قابل اعتماد از ریزنشست در طیف وسیعی از محیط‌ها و تنظیمات زمین‌شناسی است و رکوردی از نشست را در بازه زمانی چند هفته تا چند ماه ارائه می‌کند. مواد و تجهیزات لازم برای این آنالیز شامل؛ شیکر، انکوباتور (دما و شرایط جوی وابسته به گونه‌های باکتریایی تعیین می‌شود)، کلنی کانتیر، هود لامینار کلاس II، رقیق کننده (سرم فیزیولوژی ۰/۹٪)، محیط کشت آگار، اتانول ۷۰٪، لوله آزمایش استریل، سمپلر ۱۰۰ میکرولیتر تا ۱ میلی‌لیتر و سرسمپلر ۱۰۰ میکرولیتر تا ۱ میلی‌لیتر می‌باشد. براساس خطوط استراتژی نمونه برداری و اهداف مطالعاتی ژئوشیمی سطحی در ناحیه مورد مطالعه تعداد ۶۲ نمونه جهت آنالیز MT1، MT2 و AE^۲ انتخاب شده‌اند. روش آنالیز نمونه‌ها به صورت زیر است:

مقدار مشخصی از سوسپانسیون اولیه در سطح پلیت حاوی محیط کشت آگار ریخته می‌شود.

پلیت‌های حاصل از رقت‌های ده‌دهی از سوسپانسیون اولیه نیز تهیه می‌شود.

پلیت‌ها در شرایط هوازی در دمای ۳۰ درجه سانتی گراد انکوبه می‌شوند.

نتایج به صورت تعداد میکروارگانیسم‌ها^۳ (cfu) در گرم یا میلی‌لیتر از سوسپانسیون اولیه بیان می‌شود:

^۱ - Phillips Petroleum Company

^۲ - Acid Extraction

^۳ - colony forming unit (cfu)

میانگین cfu/ml [۳۴، ۱۰] را برای تعداد نمونه‌های آزمایش شده با استفاده از معادله زیر تعیین می‌گردد:

$$\frac{cfu}{ml} = \frac{\text{میانگین شمارش پلیتها}}{\text{ضرب رقت} \times \text{حجم تلقیح شده روی پلیت}}$$

۲-۲-۳ آنالیز MT1-

روش استخراج DNA از باکتری متعددی وجود دارد [۱۰۶-۱۰۷]. پنج روش استخراج DNA باکتری شامل بافر Tris-EDTA، chelex-100، آب فوق خالص، ۲ درصد سدیم دودسیل سولفات و ۱۰ درصد تریتون-۱۰۰ با و بدون فراصوت، که با روش کیت استخراج DNA فکال تجاری به عنوان استاندارد طلایی قابل مقایسه است. این مقایسه بر اساس بازده و خلوص DNA و شاخص‌های ساختار و ویژگی میکروارگانیزم‌ها بود که توسط ERIC-PCR منعکس شد. ولی استخراج DNA عموماً به دو دسته تقسیم می‌شود: ۱- استخراج DNA بر پایه شیمیایی؛ ۲- استخراج DNA بر پایه فاز جامد.

به منظور تهیه DNA نو ترکیب و تست‌های تشخیصی، نیازمند متدهای استخراج DNA از ارگانیزم‌های مختلف و خالص‌سازی آن تا حد معینی است. تکنیک‌هایی که برای استخراج DNA استفاده می‌شوند، بسته به منبع نمونه، اندازه و قدمت آن متفاوت بوده، علیرغم تنوع فراوان این روش‌ها، اشتراکاتی بین آن‌ها وجود دارد و آن جدا کردن DNA از سایر اجزای سلولی است. مراحل استخراج شامل: لیز کردن دیواره/ غشای سلولی و شکست غشا هسته؛ حذف بقایای سلولی. روش استخراج DNA از کشت باکتری (در مطالعه کنونی) قابل تقسیم به ۴ مرحله اصلی است:

کشت باکتری‌ها، تهیه عصاره سلولی، استخراج DNA (عصاره سلولی تحت تاثیر موادی قرار می‌گیرد که همه اجزا به جز DNA از بین روند)، تغلیظ DNA، تخلیص DNA (با استفاده از کیت یا دستگاه)، ارزیابی کیفیت DNA استخراج شده (روش اسپکتوفوتومتری برای بررسی کیفیت DNAهای استخراج شده با استفاده از دستگاه نانودراپ یا با استفاده از ژل الکتروفورز). تهیه ژل، بارگیری نمونه‌ها، رنگ آمیزی و مشاهده.

در روش MT1 که برپایه روش‌های بیوتکنولوژیکی استوار است، میزان تمرکز باکتری‌های اکسید کننده متان، پروپان و بوتان براساس میزان فراوانی ژن‌های مسئول تجزیه این نوع هیدروکربن‌های گازی اندازه گیری می‌شود. اساس کار این روش شکستن دیواره سلولی باکتری‌ها و آزاد نمودن DNA می‌باشد که براساس روش‌های فیزیکی و شیمیایی با عنوان لیز کردن انجام می‌شود. مهمترین مراحل استخراج DNA شامل؛ لیز کردن دیواره/ غشای سلولی و شکست غشا هسته، حذف بقایای سلولی می‌باشد. به طور کلی استخراج DNA به ۲ صورت؛ استخراج از بافت خاک و استخراج از باکتری‌های کشت داده شده انجام می‌شود. در این مطالعه به دلیل اینکه تمام باکتری‌های اکسید کننده هیدروکربن‌های قابلیت تولید در محیط کشت را دارا نمی‌باشند از روش استخراج از بافت خاک استفاده شده است. این مهم از مزیت‌های روش MT1 در مقابل روش MT2 می‌باشد. پس از استخراج DNA، میزان کیفیت DNA های بدست آمده توسط دستگاه نانودراپ انجام می‌شود. در نهایت کمی سازی میزان ژن‌های مسئول تجزیه هیدروکربن‌های گازی سبک در هر نمونه توسط دستگاه Real Time PCR مورد اندازه گیری قرار می‌گیرد.

روش Real Time PCR با استفاده از فلورس برای اندازه گیری بیان فراوانی ژن یا تعیین کمیت ژن مورد استفاده قرار

گرفته، و بر روی تجزیه و تحلیل سه ژن متمرکز شده است:

pmoA: Particulate Methane Monooxygenase ; prmA: Propane Monooxygenase

bmoX: Butane Monooxygenase

همانند روش انکوباسیون میکروبی برای باکتری‌های اکسیدکننده بوتان "BOB"، آنالیز در سه تکرار انجام می‌شود، سه

آزمایش Real Time PCR بر روی هر نمونه انجام شده است، مقدار نهایی کمی برای هر محل نمونه‌برداری، میانگین سه

آزمایش گزارش شده به عنوان ژن است. شماره کپی به طور جداگانه برای هر یک از سه متغیر PCR. در ۲ گرم خاک از هر یک از محل‌های نمونه برداری از سوراخ‌های کم عمق جمع‌آوری و از زمان جمع‌آوری تا تجزیه و تحلیل در مخازن نیتروژن مایع منجمد نگهداری می‌شود. در مطالعه حاضر، علاوه بر تکنیک میکروبی (MT) برای بررسی حضور باکتری اکسیدکننده بوتان در خاک، آنالیز Real Time PCR بر روی همان نمونه‌های خاک انجام شد، PCR بر روی تعداد کپی ژن فراوانی متمرکز شد. این ژن‌ها: *pmoA*, *prmA* و *bmoX* به ترتیب در باکتری‌های مسئول اکسیداسیون متان، پروپان و بوتان در محیط وجود دارند.

۳-۲-۱ آماده‌سازی محیط کشت نمک معدنی^۱:MSM

این محیط از نوع محیط کشت جامد و به منظور کشت باکتری‌ها، جداسازی و روش‌های شمارش میکروب‌ها به کار می‌رود. محتویات این محیط در حجم ۱۰۰۰ میلی‌لیتر به این شرح: Agar (۱۵ گرم بر لیتر)، $MgSO_4 \cdot 7H_2O$ (۱ گرم بر لیتر)، K_2HPO_4 (۰.۷ گرم بر لیتر)، KH_2PO_4 (۰.۵۴ گرم بر لیتر)، NH_4Cl (۰.۵ گرم بر لیتر)، $CaCl_2 \cdot 2H_2O$ (۰.۲ گرم بر لیتر)، $FeSO_4 \cdot 7H_2O$ (۰.۰۰۰۱ گرم بر لیتر)، H_3BO_3 (۰.۰۰۰۲ گرم بر لیتر)، $CoCl_2 \cdot 6H_2O$ (۰.۰۰۰۱ گرم بر لیتر)، $ZnSO_4 \cdot 7H_2O$ (۰.۰۰۰۰۶ گرم بر لیتر)، $Na_2MoO_4 \cdot 2H_2O$ (۰.۰۰۰۰۱ گرم بر لیتر)، $MnCl_2 \cdot 4H_2O$ (۰.۰۰۰۰۳ گرم بر لیتر)، $NiCl_2 \cdot 6H_2O$ (۰.۰۰۰۰۲ گرم بر لیتر) و $CuCl_2 \cdot 2H_2O$ (۰.۰۰۰۰۲ گرم بر لیتر) می‌باشد.

معمولاً ۱-۰/۱ ng از DNA الگو برای DNA پلاسمید یا فاژ و ۱-۰/۱ μg برای DNA ژنومی در ۵۰ μl مخلوط واکنش مورد نیاز است. DNA الگوی بیشتر از این مقدار سبب تولید فرآورده‌های غیر اختصاصی PCR می‌شود؛ بنابراین DNA باید خالص باشد، به طوری که، حتی وجود مقدار خیلی جزئی از فنول، EDTA، پروتئیناز K و غیره مورد استفاده در تخلیص DNA، شدیداً فعالیت DNA پلیمراز Taq را مهار می‌کند. با این حال رسوب DNA با اتانول و شستشوی رسوب DNA با اتانول ۷۰٪ معمولاً در حذف این آلودگی‌ها از نمونه DNA مؤثر هستند.

۳-۲-۳ اسیدشویی نمونه

هیدروکربن‌های گازی سبک به روش‌های مختلف به داخل رسوبات و لایه‌های خاک بالای تجمعات زیرزمینی هیدروکربنی راه یافته و باعث تمرکز این هیدروکربن‌های گازی سبک در داخل فضای خالی رسوبات، خاک و آب می‌شوند که در نهایت در انتهای این مسیر به داخل اتمسفر راه پیدا می‌کنند. هیدروکربورهای گازی موجود در داخل رسوبات و آب به وسیله نمونه‌گیرهای مخصوص جمع‌آوری شده و تحت آنالیزهای کمی و کیفی قرار می‌گیرند. محتوای هیدروکربن‌های استخراج‌شده با اسید با استفاده از دستگاه کروماتوگرافی گازی شناسایی شد. قبل از اندازه‌گیری ماده مورد آزمایش، گاز استاندارد ۳ تا ۵ بار اندازه‌گیری شد. در صورت پایین بودن خطای نسبی اندازه‌گیری گاز استاندارد (کمتر از ۳٪)، ماده مورد آزمایش اندازه‌گیری گردید. در طول فرآیند اندازه‌گیری، لازم بود که وضعیت کنترل‌شده دستگاه با گاز استاندارد به‌طور منظم بررسی شود. روش آزمایش GC به شرح زیر است: ابتدا، ۵۰۰ میکرولیتر ± 0.5 با استفاده از یک سرنگ ۱ میلی‌لیتری به‌طور دقیق استخراج شد. گاز به سرعت به کروماتوگرافی گازی تزریق و مورد آنالیز قرار گرفت. این روش همچنین توسط نویسندگان مختلف گزارش شده است [۱۰۹]. آزمایشات در آزمایشگاه‌های ژئوشیمی سطحی شرکت انرژی پژوهان آریانا (واقع در شهر اهواز) انجام گردید. مدل دستگاهی Varian CP-3800 دارای شناساگر FID و اتوسمپلر است. فاز ثابت آن از ستونی از جنس سیلیکا و گاز حامل آن نیتروژن بوده، برای شناسایی و جداسازی ترکیبات گازی C_1-C_5 بکار می‌رود.

^۱ - Mineral Salts Medium

بهترین نتایج زمانی به دست می‌آید که بیشترین تعداد نمونه‌ها و در الگوی شبکه‌ای بسیار نزدیک به هم برداشته شده باشند (۱۰۰-۱۶۰ متر یا کمتر فاصله بین نمونه‌ها باشد). تعیین دقیق آنومالی نیازمند تعیین مقادیر پس - زمینه بطور کافی می‌باشد. تخمین مقادیر پس - زمینه و نسبت سیگنال به پس - زمینه را می‌توان توسط مطالعه آزمایشی روی یکی از میداین نزدیک در حال تولید و یا توسط یک برداشت مقدماتی کوچک بر روی همان منطقه مورد مطالعه بدست آورد.

۴- بحث

ریزشت‌ها بیان سطحی یک مسیر نشتی است که معمولاً به ناپیوستگی‌های تکتونیکی مربوط می‌شوند، ولی ریزشت‌های مرتبط با گسل‌ها و شکستگی‌های بزرگ، بصورت ماکرو ظاهر می‌شوند [۱، ۶، ۱۷، ۵۴، ۵۵، ۷۵، ۹۶]. نواحی تحت‌تاثیر ریزشت‌ها با طیف متنوعی از نشانه‌ها مشخص می‌شوند (شکل ۴)، از جمله:

(۱) غلظت گاز غیرعادی، غلظت گازهای جذب‌شده از محیط به دلیل استفاده از باکتری‌های هیدروکربنی اکسیدکننده کاهش می‌یابد [۱۰، ۷۴]. با اکسید شدن متان در داخل خاک، کلنی‌های متیلوسیستیس پرووس^۱ با توجه به نتایج الگوی تطبیقی رشد می‌کنند [۱۰۳].

(۲) ناهنجاری‌های میکروبی و ژئوبوتانیکی [۹۴]؛ امکان تشخیص بازده نفت یا گاز با استفاده از روش تجزیه و تحلیل میکروبی ارائه شده در این مطالعه با این واقعیت که تعداد باکتری‌های اکسید کننده هیدروکربن در خاک یا نمونه‌های رسوبی نسبتاً کم است مورد تاکید قرار می‌گیرد. با توجه به مطالعات انجام شده در نقاط مختلف جهان، بمنظور صحت سنجی داده، بسته به اکولوژیکی در شرایط، بین ۱۰^۳ تا ۱۰^۴ cfu/g خاک در مجاورت یک ریز نشت هیدروکربنی، غلظت گازهای جذب شده از محیط به دلیل استفاده از باکتری‌های هیدروکربنی اکسید کننده کاهش می‌یابد [۷۴، ۱۰۱]. چند مورد موفق قبلاً گزارش شده است: به عنوان مثال می‌توان به حوضه ساکرامنتو در کالیفرنیا، کینگشیر کانتی^۲ در اوکلاهاما، و موارد دیگری در آلمان اشاره کرد [۷۲، ۱۰۱، ۱۱۰]، رشید و همکاران [۶۹-۷۱، ۷۳-۷۴] نمونه‌هایی از خاک هند را جمع‌آوری کردند و محتوای هیدروکربنی آن‌ها را با بررسی باکتری‌های اکسیدکننده هیدروکربن تعیین کردند [۷، ۶۹-۷۱]. اساس تشخیص میکروبی نفت در توانایی باکتری‌ها برای اکسیداسیون متابولیکی بخشی از هیدروکربن‌ها در حین مهاجرت از داخل و خارج از بستر خاک نهفته است [۶۲، ۹۵، ۹۹]. استفاده از باکتری‌های اکسید کننده هیدروکربن در اکتشاف نفت به عنوان یک ابزار مؤثر در نظر گرفته شده است [۵۸، ۷۰، ۱۰۱، ۱۱۰]. موفقیت اکتشاف میکروبی نفت و گاز حدود ۹۰ درصد گزارش شده است [۷۲، ۱۰۱].

(۳) تغییرات کانی‌شناسی مانند تغییرات/تبدیل خاک رس، و تشکیل کربنات‌ها، سولفیدها (مانند پیریت)، و گوگرد عنصری [۱۴، ۱۰۵]. کربنات‌های دیاژنتیکی و سیمان‌های کربناته از رایج‌ترین تغییرات ناشی از هیدروکربن در ارتباط با نشت نفت هستند. کلسیت پرکننده منافذ و کلسیت جایگزین نیز رایج هستند [۱۰۵]. نشت ریز نشت هیدروکربنی به سطح منجر به دگرسانی برخی از سنگ‌ها و کانی‌ها می‌شود و اثرات متعددی بر سطح ایجاد می‌کند [۴۲]. مطالعه کاتدولومینسانس پالسی^۳ خاک و مطالعه میکروسکوپ الکترونی عبوری (TEM) میکرو و نانوذرات جمع‌آوری‌شده از اتمسفر زیر خاک، نشان داد که شرایط ژئوشیمیایی بر روی مخازن نفت برای غنی‌سازی کانی‌های سیلیکات و آلومینوسیلیکات توسط ناخالصی‌های شیمیایی مطلوب است. ترکیب شیمیایی میکرو و نانوذرات ترکیبات فلزی، جمع‌آوری‌شده از داخل طرح عمودی طرح میدان نفتی، نشان می‌دهد که این ترکیبات تحت شرایط احیاکننده شدیدی تشکیل شده‌اند که مشخصه برای ناحیه هیپرژن

^۱- *Methylocystis parvus*

^۲ - Kingisher County

^۳ -PCL (Pulse Cathodoluminescence)

نیست [۹۰]. دگرسانی ناشی از هیدروکربن در بروز هاله‌های ناحیه ای کربنات های دیژنتیک، سولفیدها، رس‌ها و کانی‌های مغناطیسی بیان می‌شود [۲، ۲۸].

(۴) رخساره های شسته شده^۱ [۳۲، ۶۶]؛ ریزنشست‌های هیدروکربنی طولانی‌مدت باعث تغییرات سطحی یا نزدیک سطحی مانند سفید شدن بسترهای قرمز، غنی‌سازی کانی‌های آهنی و غلظت‌های بالاتر کانی‌های رسی و کربناتی در خاک/سنگ می‌شوند.

(۵) تغییرات الکتروشیمیایی [۵، ۲۴، ۳۰، ۵۷، ۱۰۲]. اکسیداسیون باکتریایی هیدروکربن‌های سبک و تأثیر آن در pH و Eh محیط اطراف، تغییراتی را در زمینه‌های پایداری گونه‌های معدنی مختلف ایجاد می‌کند که منجر به بارش یا محلول و انتقال مجدد کانی‌ها و عناصر مختلف می‌شود، بنابراین خاک‌های بالا نشت می‌کنند. انباشت هیدروکربن به طور قابل توجهی و قابل اندازه‌گیری با محیط زمین شناسی متفاوت می‌شود [۶۱، ۶۴، ۶۷، ۸۴].

(۶) افزایش مواد معدنی مغناطیسی [۲۰، ۷۹، ۸۷]: بسیاری از مقالات روابط بین مهاجرت هیدروکربن‌ها از ذخایر عمیق و تشکیل کانی‌های مغناطیسی را بررسی نموده‌اند.

(۷) ناهنجاری‌های تشعشعی [۹۸]: مورس و زینکه [۵۹] و آرمسترانگ و هیمسترا [۴] مشاهده کردند که رسوبات هیدروکربنی زیرسطحی، به طور غیرعادی الگوهای تابش کل پایینی را بر روی یک زمینه رادیواکتیو تولید می‌کنند. ساندرز و همکاران [۸۱] خاطرنشان کردند که توزیع U و K نشانه‌های قابل اعتمادتری از هیدروکربن‌ها ارائه می‌کنند در حالی که Th ثابت می‌ماند. بررسی‌های رادیومتری به ناهنجاری‌های گامای نزدیک به سطح ناشی از تراوش هیدروکربنی و سلول‌های همرفت الکتروشیمیایی پاسخ می‌دهند و بنابراین قادر به پیش‌بینی عمق یک منطقه تولیدی نیستند. اگر عمق یک افق مساعد، مانند لاگ‌های مربوط به چاه‌های نزدیک یا داده‌های لرزه‌ای مشخص باشد، می‌توان از داده‌های رادیومتری برای افزایش قابل ملاحظه شانس موفقیت اکتشاف استفاده نمود [۱۰۲].

۸- اکتشاف ژئوشیمیایی، با استفاده از روش‌های انتخابی، تشخیص پایداری از ناهنجاری‌های عناصر شیمیایی را در میدان‌های نفتی نشان می‌دهد [۱۶، ۳۱، ۶۸].

۹- ناهنجاری ژئومورفیک [۹۸]: ادغام داده های سنجش از دور، ژئوشیمی، گرانش و ناهنجاری مغناطیسی با موفقیت مناطق چشم انداز ریزنشست را در حوضه مشخص می‌کند [۳۳].

۱۰- آنومالی مثبت و منفی حرارتی [۵]: ریزنشست هیدروکربنی و تغییر خاک و رسوبات می‌تواند ناهنجاری‌های حرارتی را در سطح ایجاد کند [۸۲، ۸۴].

نشست غیرفعال^۲ در جایی اتفاق می‌افتد که غلظت هیدروکربن‌های مهاجرت‌شده معمولاً کم بوده، ریزنشست^۳ و ناهنجاری‌های ژئوفیزیکی کم (یا بدون آن) است [۵۱]. ریزنشست گازهای هیدروکربنی به محیط‌های نزدیک به سطح اغلب به عنوان نشانه مستقیم وجود هیدروکربن های عمیق تر تفسیر می‌شود. جونز و دروزد [۴۴]، سورن و همکاران [۸۸] و ساتیش کومار و همکاران [۸۰] نمونه هایی برای چنین کاربردهای موفقیت آمیزی از بررسی گاز خاک در اکتشاف ارائه کرد. در مطالعه حاضر، گازهای خاک جذب شده برای تعیین غلظت هیدروکربن‌های سبک و شناسایی ریزنشست و منبع هیدروکربن‌ها در چهار راستا A-A' (نمونه، ۱۴)، B-B' (نمونه، ۱۷)، C-C' (نمونه، ۱۸)، D-D' (نمونه، ۱۳) از روش‌های متلف مورد بررسی قرار گرفت.

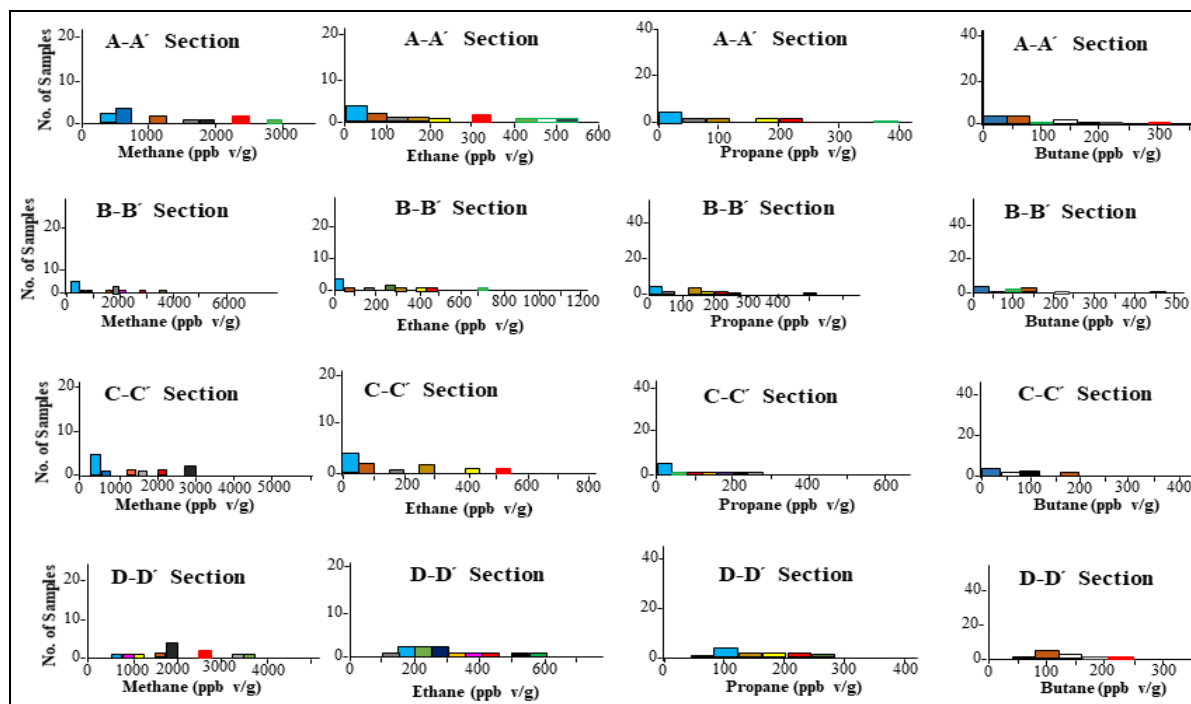
۱-۴ داده‌های آنالیز گاز خاک حاصل از روش AE

^۱ - bleaching

^۲ - Passive

^۳ - microseeps

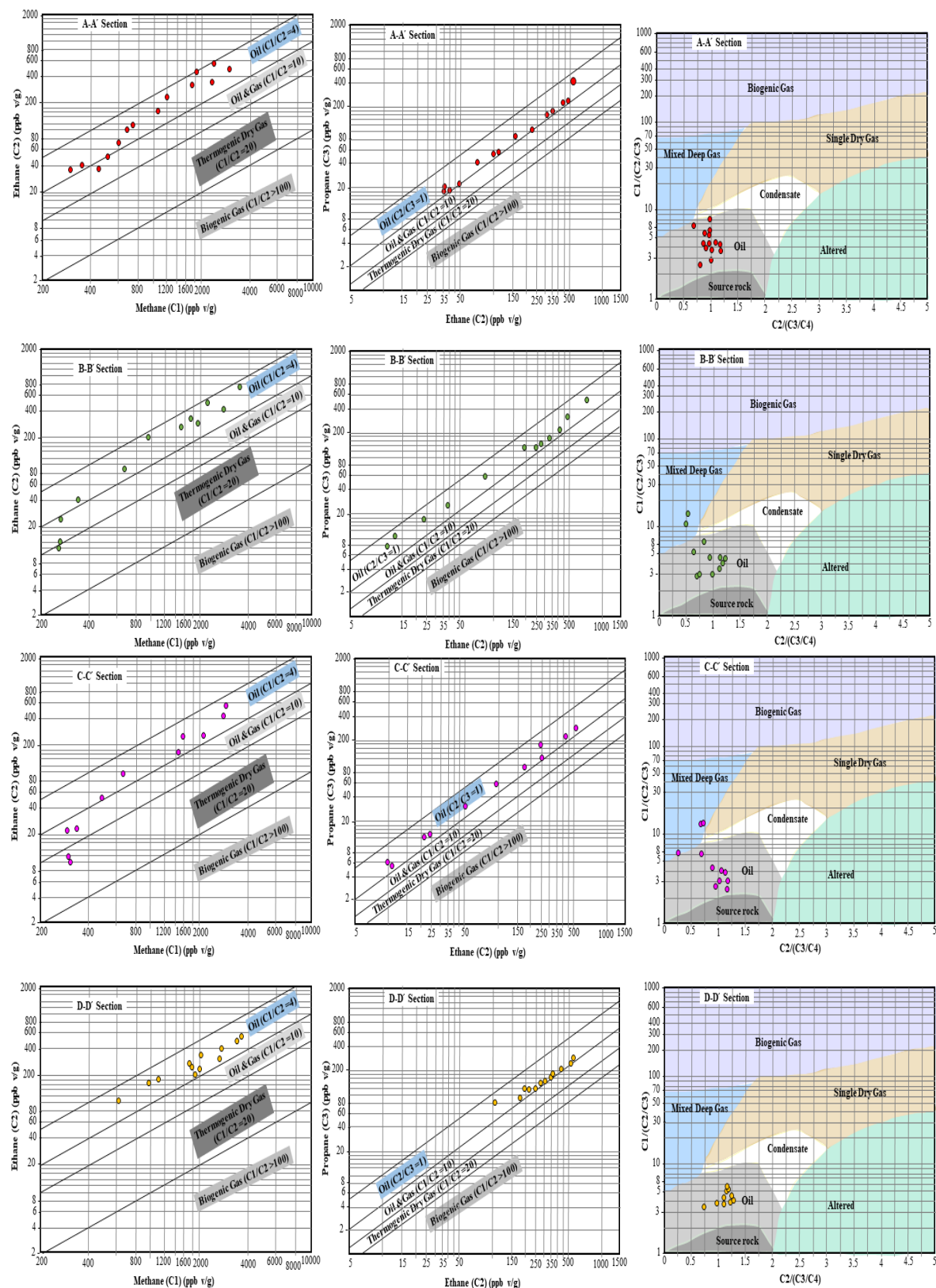
ترکیب مواد طبیعی، توزیعی را نشان می‌دهد که می‌تواند در تعیین وجود گروه‌های مختلف یا جمعیت‌های مختلف مفید باشد. نمونه کلاسیک توزیع جمعیت به شکل هیستوگرام چهار پارامتر متان، اتان، پروپان و بوتان برای نمونه‌ها نشان داده شده است (شکل ۵). نمودار هیستوگرام داده‌های گاز در نمونه‌ها، کج شدگی مثبتی را نشان می‌دهند. این مهم حاکی از وجود آنومالی ژئوشیمی سطحی و حضور هیدروکربن در مخازن احتمالی ناحیه می‌باشد.



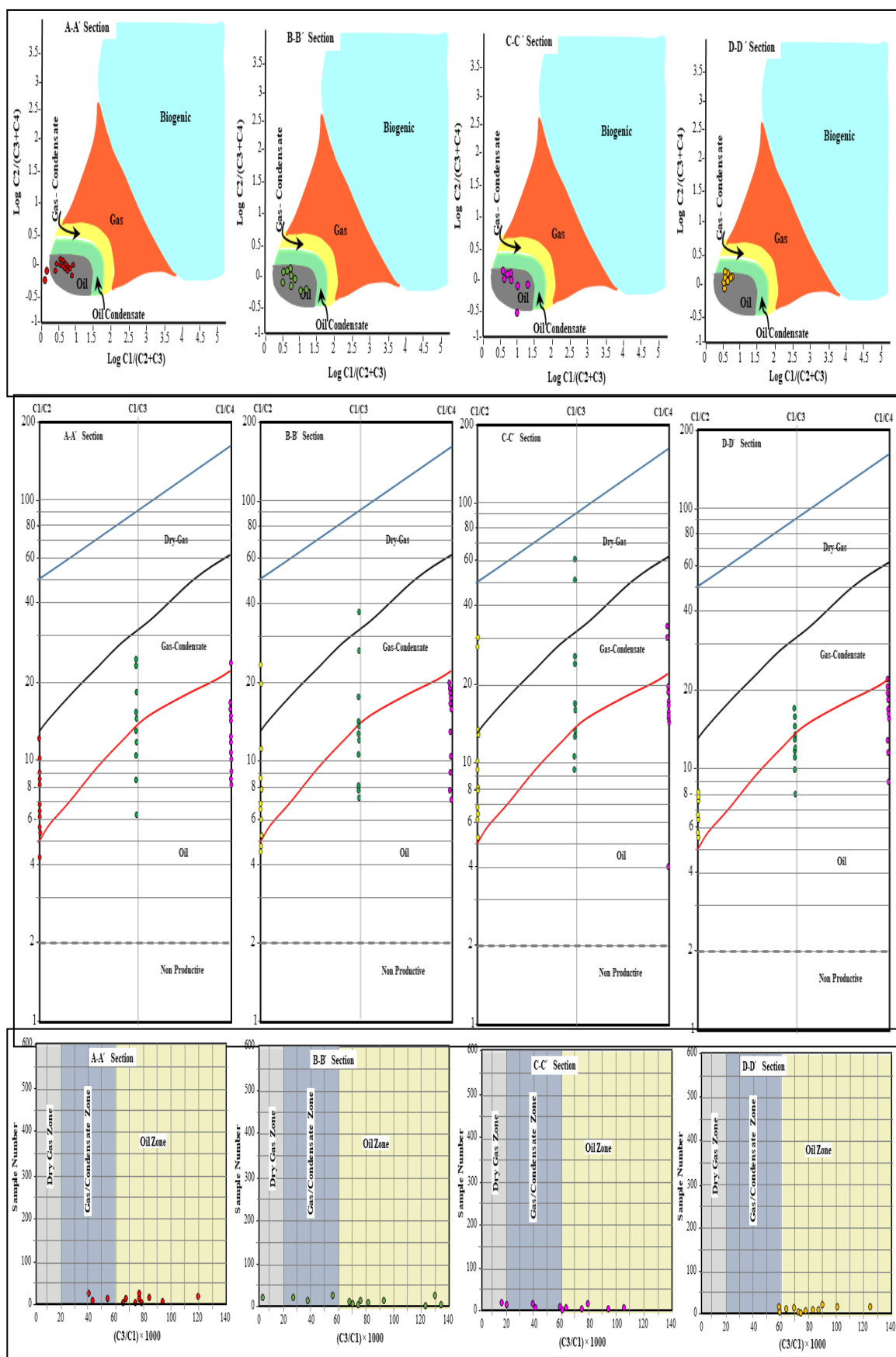
شکل ۵- هیستوگرام داده‌های آنالیز AE (گازهای متان، اتان، پروپان و بوتان) در راستاهای مورد مطالعه.

نسبت‌های اتان در مقابل متان و اتان در مقابل پروپان براساس میزان تاثیر پذیری از مدت زمان و مسافت مهاجرت عمودی از مخازن هیدروکربنی به سطح زمین نشان دهنده نوع هیدروکربن به دام افتاده در مخازن زیر زمینی می‌باشند. به گونه‌ای که با افزایش این نسبت‌ها نوع هیدروکربن از محدوده هیدروکربن‌های گازی به هیدروکربن‌های مایع تغییر می‌یابد. براین اساس نمونه‌های محدوده مطالعاتی غالباً در محدوده مخازن نفتی و در مواردی مخازن نفتی همراه با گاز هستند (شکل ۶). براساس پلات استاندارد $\log c_1/(c_2+c_3)$ در مقابل $\log c_2/(c_3+c_4)$ در هنگام مهاجرت، هیدروکربن‌ها به تدریج در ترکیبات سنگین‌تر تخلیه می‌شوند. در نتیجه، مقدار گازهای مهاجر تقریباً به ترتیب زیر کاهش می‌یابد: متان < اتان < پروپان < بوتان. در نتیجه، شار هیدروکربن‌هایی که به منطقه نزدیک سطح می‌رسند در مولکول‌های بزرگتر (سنگین‌تر) تخلیه می‌شوند. اثرات این فرآیند در نمودار $\log c_1/(c_2+c_3)$ در مقابل $\log c_2/(c_3+c_4)$ (شکل ۷) به عنوان "جابجایی" نقاط نشان دهنده گازهای خاک به سمت مقادیر نسبت بالاتر است. همچنین با توجه به موقعیت نمونه‌ها در نمودار غالب بودن هیدروکربن مایع و در موارد کمتری هیدروکربن‌های گازی همراه با نفت می‌باشد.

مخازن هیدروکربنی براساس نسبت استاندارد $c_3/c_1 \times 1000$ [۴۴] به گروه‌های مختلف مخزنی تقسیم بندی می‌شوند؛ مخازن هیدروکربنی با تجمع گاز خشک دارای محدوده ۲-۲۰ برای این نسبت می‌باشند. محدوده ۲۰-۶۰ نشان دهنده تجمع گاز-میعانی و یا نفت-گاز در مخازن می‌باشد. در نهایت مخازن هیدروکربنی با تجمع نفتی دارای محدوده ۶۰-۵۰۰ برای نسبت $c_3/c_1 \times 1000$ می‌باشند (جدول ۱). غالب نمونه‌های مطالعاتی، با دارا بودن محدوده ۲۰-۲۰۰، تجمع هیدروکربنی با اکثریت هیدروکربن‌های مایع و در مواردی همراه با گاز را نشان می‌دهند (شکل ۷).



شکل ۶- نمودارهای استاندارد پارامترهای متان-اتان، اتان-پروپان (بر اساس داده‌های جدول ۱) و $C1/C2+C3$ در مقابل $C2/C3+C4$ [۲۷]
جهت تعیین نوع هیدروکربن موجود در مخازن احتمالی در راستاهای مورد مطالعه.



شکل ۷- پارامترهای $\text{log } C_1/C_2+C_3$ در مقابل $\text{log } C_2/C_3+C_4$ [۴۵]، توزیع همولوگ‌های متان [۱۰۰] و پارامتر $C_3/C_1 \times 1000$ [۴۴] جهت تعیین توان هیدروکربنی در محدوده مطالعاتی.

براساس مطالعات پیکسلر [۶۵] از مقادیر ترکیبی متان به اتان ($C1/C2$)، نسبت متان به پروپان ($C1/C3$) برای تعیین اثر ژئوشیمیایی (نفت، نفت/گاز، گاز) استفاده نمود. بنابراین نسبت گازهای هیدروکربنی سنگین به گاز متان می‌تواند نوع تولید مرتبط با مخزن هیدروکربنی را نشان دهد. نسبت‌های فردی هیدروکربن‌های سبک $C2-C5$ با توجه به متان توزیع‌های گسسته‌ای را ارائه می‌دهد که بازتاب تغییرات هیدروکربن‌های به دام افتاده در مخازن زیر زمینی می‌باشد. نسبت‌های کمتر از ۲ یا بالاتر از ۲۰۰ نشان‌دهنده وجود مخازن هیدروکربنی غیر اقتصادی می‌باشد. نسبت‌های حد بالایی برای مخزن گاز خشک $C1/C2 < 350$ ، $C1/C3 < 900$ ، $C1/C4 < 4500$ است. سایر پارامترها را می‌توان در جدول ۱ مشاهده نمود. قانون تجربی دیگری که توسط پیکسلر پیشنهاد شده این است که شیب خطوط تعریف شده با این نسبت‌ها باید به سمت راست افزایش یابد، در غیر این صورت مخازن احتمالی به صورت آب دوست^۱ (یا غیر تولیدی) در نظر گرفته خواهند شد. ورباناک و همکاران [۱۰۰] پیشنهاد کردند که شیب منفی در نسبت‌های خاص ممکن است ناشی از شکستگی مناطق مخزن با نفوذپذیری محدود باشد. نسبت‌های مولکولی $C1/(C2+C3)$ کمتر از ۵۰ برای گازهای هیدروکربنی ترموژنیک معمول است [۹].

جدول ۱. محدوده تجربی نسبت ترکیبی ریزشت برای گاز، میعانات گازی، و نفت [۳۵، ۴۴].

	$C1/\Sigma Cn$	$C1/C2$	$C2/C3 \times 10$	$C3/C1 \times 1000$
Dry gas	100-90	100-20	50-25	20-2
Gas condensate or oil and gas	90-75	20-10	25-16.5	60-20
Oil	50-5	10-4	16.5-10	500-60

به دلیل تفاوت در خواص شیمیایی و فیزیکی نفت و گاز طبیعی، تمایز هیدروکربن‌ها در هنگام ریزشت گاز به رسوبات کف دریا رخ می‌دهد و نسبت و تعادل دینامیکی هیدروکربن‌های اصلی را تغییر می‌دهد و تفاوت‌های قابل توجهی بین نفت و گاز و مناطق غیر نفتی و گازی در رسوبات کف دریا ایجاد می‌کند. همانطور که در نمودار تمایز هیدروکربن‌های سنگین و سبک (شکل ۷) نشان داده شده است، نمونه‌های دارای نسبت $C1/(C2+C3)$ بیشتر از ۵٪ متعلق به گاز مرطوب هستند [۱۰۹].

نسبت $C1-C4$ نشان‌دهنده محتوای متان به بوتان ($nC4 + iC4$) در هیدروکربن‌های استخراج‌شده با اسید جذب‌شده از ساختارهای نفت و گاز زیر سطحی است که به رسوبات کف دریا نشت می‌کنند. نسبت $C1/(C2 + C3)$ نشان دهنده درجه تکامل (یا بلوغ) ماده آلی مولد هیدروکربن است. با افزایش بلوغ، این مقدار به صورت تصاعدی افزایش می‌یابد که نشان‌دهنده انتقال تدریجی از سنگ منبع به نفت خام، به نفت و گاز میعانات و گاز خشک در لایه‌های زیرین است. نسبت $C2/(C3 + C4)$ روابط متقابل بین اجزای سنگین در هیدروکربن‌های سبک استخراج‌شده با اسید و تا حدی می‌تواند درجه تکامل مواد اصلی تولیدکننده هیدروکربن را منعکس کند. نسبت $C1/(C2 + C3)$ به $C2/(C3 + C4)$ را می‌توان برای شناسایی انواع مخزن نفت و گاز که از کدام یک از هیدروکربن‌های جذب شده با اسید استخراج می‌شود استفاده کرد [۱۰۹].

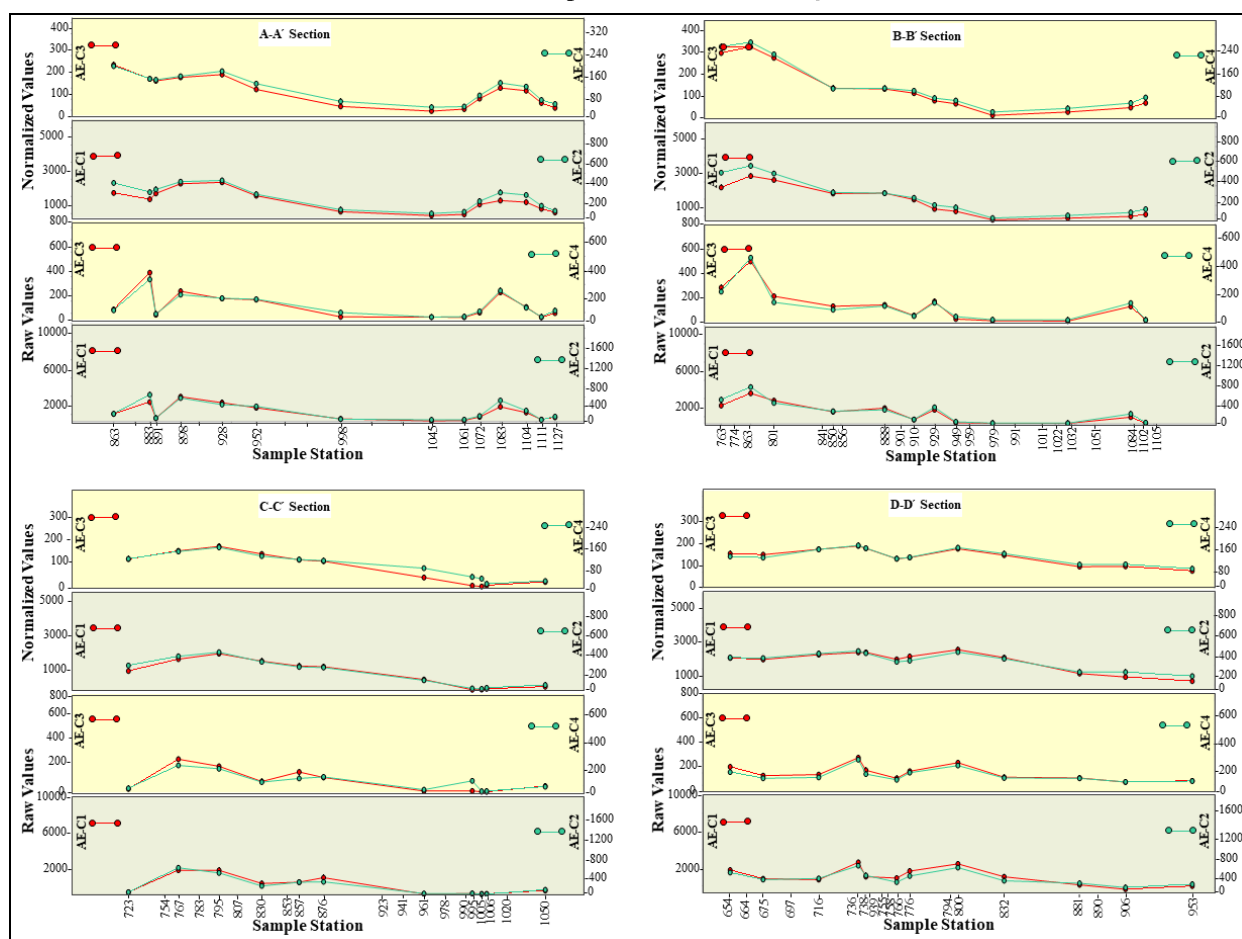
نمودار متقاطع از همه انواع ترکیبات گازهای میدان در شکل ۷ نشان داده شده است [۴۵، ۱۰۴]. لاگ نسبت اتان به پروپان+بوتان و لاگ نسبت متان به اتان + پروپان رسم گردید. یک خوشه ترکیبی متمایز از ناهنجاری‌های گاز نشان‌دهنده انواع مختلف تولید است: ناهنجاری‌های نفتی در نزدیکی مبدا رخ می‌دهند و با حرکت سیال به سمت بالا و سمت راست گازی‌تر می‌شوند. این نوع جدایی منطقه‌ای، نمونه‌ای از مطالعات انجام شده در سراسر جهان است. این نوع فرایند پردازش داده‌ها بر روی شبکه به نام آنومالی اسنیفر^۲ گویند. این نمودار یک طبقه‌بندی موفقیت‌آمیز برای چاه‌های تولیدی و

^۱-Water-wet

^۲- Sniffer anomaly

ناهنجاری‌های تراوش مرتبط با آن‌ها بر اساس نوع آن‌ها به میعانات نفتی، گاز خشک یا گاز بیوژنیک تقسیم می‌گردد. یک مرز دلخواه بین نفت - میعانات و میعانات گازی (بر اساس پایگاه داده چاه) به طور شماتیکی میان سایر مرزها بصورت خط تفسیری در پنجره میعانات نشان داده شده است. مقایسه ناهنجاری ژئوشیمیایی ثبت شده از ناحیه مورد مطالعه در شکل ۸ نشان داده شده است،

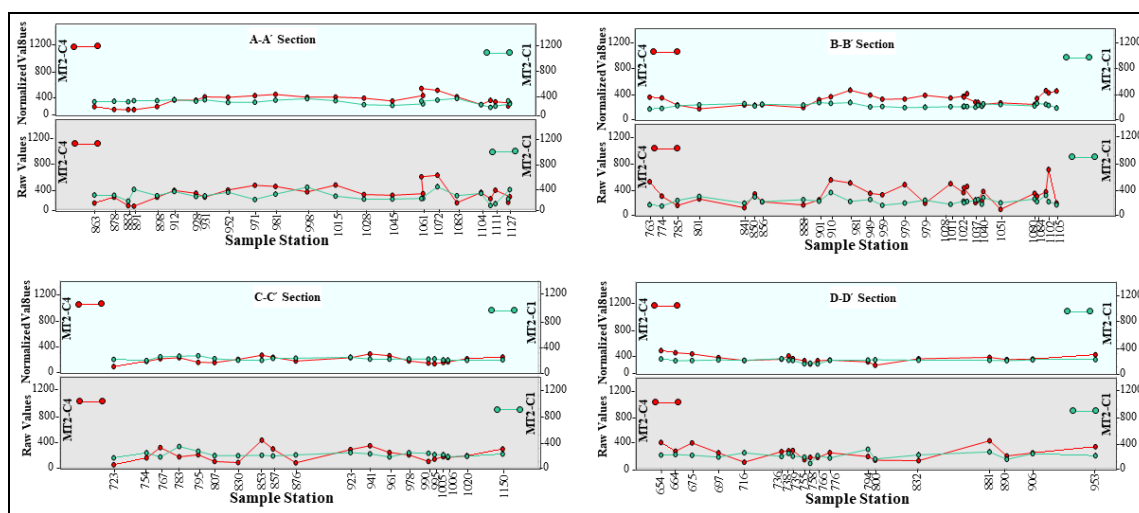
مطالعات ورباناک و دنیا [۱۰۰] نشان داد که یک شیب منفی که نسبت‌های فردی را به هم متصل می‌کند، ممکن است از مخازن با شکستگی بالا ناشی شود تغییرات پارامترهای حاصل از آنالیز AE (داده‌های خام و داده‌های نرمالیزه شده)، است. در مرحله نرمالیزه نمودن داده‌ها از روش خطی استفاده شده است (شکل ۸).



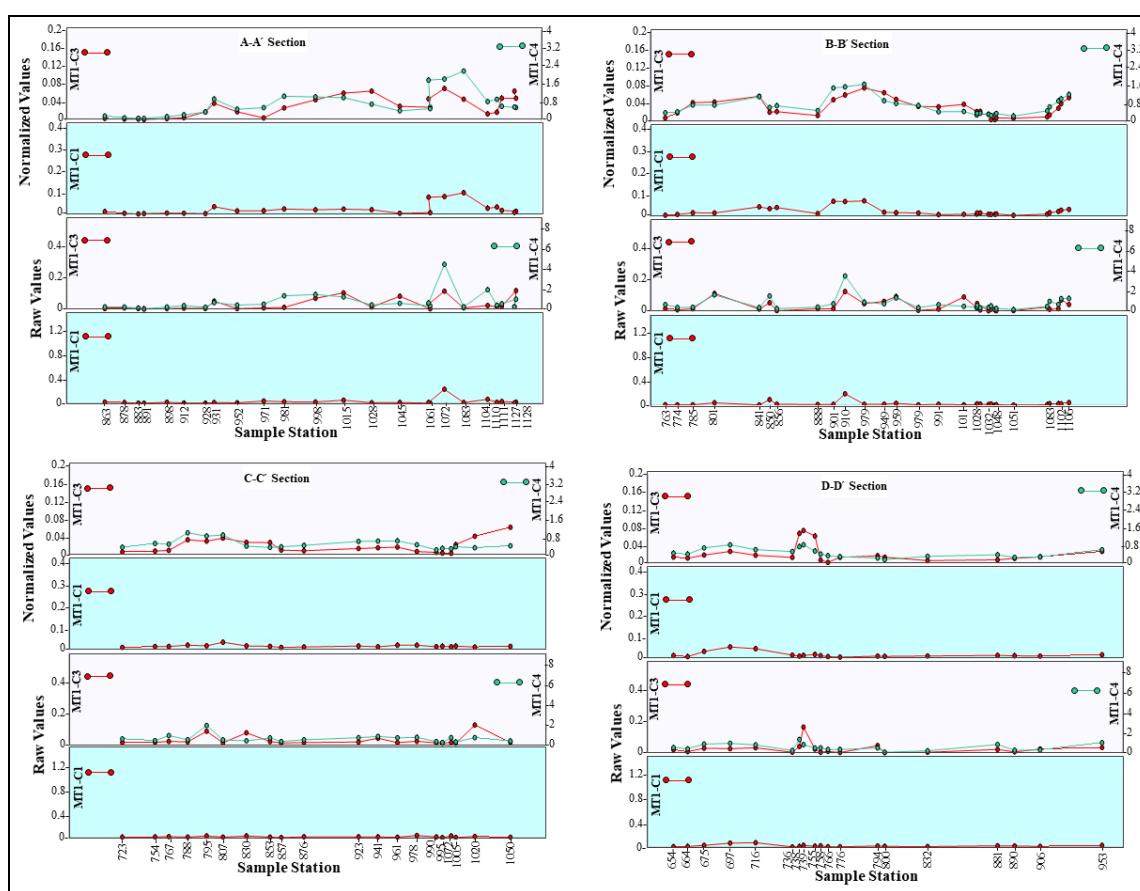
شکل ۸- تغییرات پارامترهای آنالیز AE (داده‌های خام و داده‌های نرمالیزه شده) در محدوده مطالعاتی.

۲-۴ داده‌های آنالیز گاز خاک حاصل از روش MT1 و MT2

تغییرات پارامترهای آنالیز MT2 (داده‌های خام و نرمالیزه شده گازهای بوتان و متان) (شکل ۹) و آنالیز MT1 شامل داده‌های خام و نرمالیزه شده ژن‌های *bmoX*، *prmA* و *pmoA* در محدوده مطالعاتی (شکل ۱۰) نشان داده شده است.



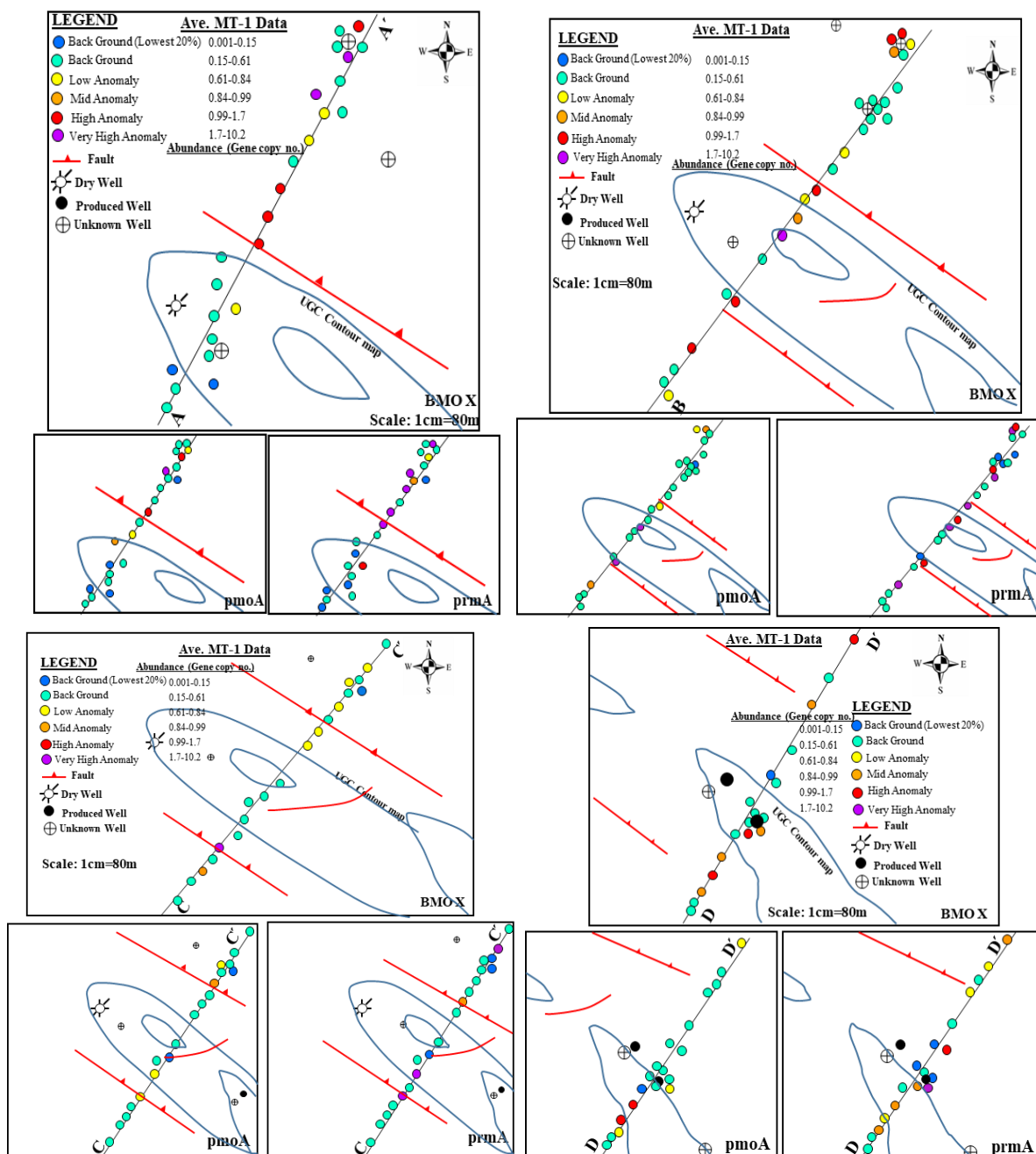
شکل ۹- تغییرات پارامترهای آنالیز MT2 (داده‌های خام و نرمالایز شده گازهای بوتان و متان) در محدوده مطالعاتی.



شکل ۱۰- تغییرات پارامترهای آنالیز MT1 (داده‌های خام و نرمالایز شده گازهای بوتان، پروپان، متان) در محدوده مطالعاتی.

در نمودار تغییرات بوتان و متان (شکل ۹) در راستاهای مطالعاتی A-A، B-B، C-C و D-D تغییرات بوتان بسیار محسوس‌تر از متان می‌باشد. این الگو بسمت حاشیه‌ها برعکس است. بنظر می‌رسد دلیل آن طولانی شدن مسیر مهاجرت در حاشیه‌ها باشد (بیشتر از بخش مرکزی بر روی بخش مرکزی ساختمان). در شکل ۱۰ تغییرات گازهای بوتان-پروپان و متان در راستاهای مختلف مطالعاتی نشان می‌دهد. در این نمودار نیز تغییرات گازهای سنگین‌تر از متان واضح‌تر می‌باشد. پیک‌های مشاهده شده در فراوانی گازهای بوتان-پروپان هماهنگی مطلوبی را نشان می‌دهند.

تغییرات داده‌های آنالیز MT-1 (شکل ۱۱) در راستاهای مختلف نشان داد که انطباق خوبی میان آنومالی بالای پارامترهای MT-1 با عوارض زمین شناسی (گسل) را نشان می‌دهد. بنابراین از این روش‌ها می‌توان برای ردیابی عوارض ساختاری یعنی گسل‌هایی که در سطح زمین رخنمون ندارند، در مناطق نفت خیز استفاده نمود.



شکل ۱۱. تغییرات میانگین داده‌های آنالیز MT-1 شامل داده‌های خام و نرمالایز شده ژن‌های bmoX، prmA و pmoA در راستاهای مختلف.

۵- نتیجه گیری

مطالعات ژئوشیمی سطحی نه تنها در اکتشاف ذخایر هیدروکربنی مفید هستند بلکه بعنوان ابزاری برای شناسایی عوارض ساختاری پنهان نیز می‌توان استفاده نمود. براساس نتایج آنالیز گاز خاک با استفاده از روش اسیدشویی (AE) بر روی نمونه‌های محدود مطالعه می‌توان بیان داشت:

هیستوگرام داده‌های گاز در نمونه‌ها کج شدگی مثبت نشان می‌دهند. این مهم حاکی از وجود آنومالی ژئوشیمی سطحی و حضور هیدروکربن در مخازن احتمالی می‌باشد. نسبت های اتان در مقابل متان، اتان در مقابل پروپان و $c1/c2+c3$ در مقابل $c2/c3+c4$ براساس میزان تاثیر پذیری از مدت زمان و مسافت مهاجرت عمودی از مخازن هیدروکربنی به سطحی زمین نشان دهنده نوع هیدروکربن به دام افتاده در مخازن زیر زمینی می باشند. به گونه‌ای که با افزایش این نسبت‌ها نوع هیدروکربن از محدوده هیدروکربن های گازی به هیدروکربن‌های مایع تغییر می‌یابد. با استفاده از تغییرات پارامترهای آنالیز MT2 در امتداد خطوط نمونه برداری می‌توان بیان داشت که نمونه‌ها گستره‌ای از احتمال بسیار پایین حضور هیدروکربن در لایه‌های مخزنی تا احتمال بسیار بالای حضور را نشان می‌دهند. مخازن هیدروکربنی براساس نسبت استاندارد $c3/c1*1000$ ، به گروه‌های مختلف مخزنی تقسیم بندی می‌شوند؛ غالب نمونه‌ها با دارا بودن محدوده ۲۰-۲۰۰، تجمع هیدروکربنی با اکثریت هیدروکربن‌های مایع و در مواردی همراه با گاز را نشان می‌دهند. براساس $\log c1/(c2+c3)$ در مقابل $\log c2/(c3+c4)$ موقعیت نمونه ها نشان دهنده غالب بودن هیدروکربن مایع و در موارد کمتری هیدروکربن‌های گازی همراه با نفت می‌باشد. براساس نتایج بدست آمده در راستاهای محدوده مطالعاتی می‌توان بیان داشت: غالب نمونه‌ها در محدوده هیدروکربن‌های مایع و در مواردی همراه با کلاهدک گازی مشاهده می‌شود. شایان توجه است که تعداد معدودی از نمونه‌ها خصوصیات موارد هیدروکربنی با مشخصات نفت سنگین و همچنین آلودگی‌های سطحی را نشان می‌دهند. ناهنجاری‌های مشاهده شده در داده‌های حاصل از آنالیز MT-1 راستاهای مورد مطالعه نشان داد که انطباق خوبی میان آنومالی بالای این پارامترها (ژن های استخراج شده و یا گازهای حاصل از MT-1) با عوارض ساختاری زمین شناسی (گسل) وجود دارد. در نتیجه کاربرد روش ژئوشیمی سطحی و نیز استفاده از آن برای شناسایی و ردیابی عوارض ساختاری زیر سطحی فاقد رخنمون در سطح زمین در مناطق اکتشافی هیدروکربن و همچنین ارزیابی پتانسیل هیدروکربوری منطقه بعنوان یک ابزار مهم اولیه اکتشافی می‌تواند در نظر گرفته شود. بدیهی است که نتایج حاصل از آن در انتخاب راستاهای ژئوفیزیکی و نیز تاییدی بر نتایج سایر روش ها خواهد داشت.

تشکر و قدردانی

مؤلفین از همکاری معاونت محترم پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و نیز مدیریت محترم آزمایشگاه آریانا و نیز بخش پژوهشی ارتباط با دانشگاه مناطق نفت خیز جنوب و همچنین از داوران محترم آقایان دکتر بهرام حبیب نیا (بازنشسته هیات علمی دانشگاه صنعت نفت) و دکتر پیمان رضایی (هیات علمی دانشگاه بندرعباس) کمال تشکر و قدردانی بعمل می آید.

منابع

- [1] ABRAMS, M., 2005, Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment. *Mar Pet Geol.*, **22**:457–477.
- [2] AL-SHAIB, Z., CAIRNS, J., and PUCKETTE, J., 1994, Hydrocarbon-induced diagenetic aureoles (HIDA): Indicators of deeper, leaky reservoirs. *APGE Bulletin*, **10**, 24-48.
- [3] AMINZADEH, F., BERGE, T., and CONNOLLY, D., 2013, Hydrocarbon Seepage from Source to Surface: Geophysical Developments Series No. 16, publ. jointly by AAPG and SEG, 253 p.
- [4] ARMSTRONG, F.E., and HEEMSTRA, R, J., 1973: Radiation halos and hydrocarbon reservoirs, a review. *US Bureau of Mines, Information Circular 8579*.
- [5] ASADZADEH, S., & DE SOUZA FILHO, C. R., 2019. Characterization of microseepage-induced diagenetic changes in the Upper-Red Formation, Qom region,

- Iran. Part I: Outcrop, geochemical, and remote sensing studies. *Marine and Petroleum Geology*, 104149. doi:10.1016/j.marpetgeo.2019.1041.
- [6] ASADZADEH, S., and DE SOUZA FILHO, C.R., 2017, Spectral remote sensing for onshore seepage characterization; a critical overview. *Earth Sci Rev.*, **168**:48–72.
- [7] BAUM, M., SCHMITT, M., WAGNER, M., WESTERLAGE, C., 2008, Geochemical and microbiological surface investigation in northern Germany indicates interesting hydrocarbon potential. *Oil Gas Euro Magaz* 34(1):10. <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-41149150908&origin=inward>.
- [8] BELL, H., CAMILLONE, N., ABRAM, K., ANN BRUNS, M., YERGEAU, E., ST-ARNAUD, M., 2021, Hydrocarbon substrate richness impacts microbial abundance, microbiome composition, and hydrocarbon loss Terrence. *Applied Soil Ecology*, **165**, 104015 <https://doi.org/10.1016/j.apsoil.2021.104015>.
- [9] BERNARD, B.B., BROOKS, J.M., SACKETT, W.M., 1978, Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments. *J. Geophys. Res. Oceans*, **83** (C8), 4053-4061.
- [10] BHUYAN, S., PHUKAN, A., YADAV, M., JYOTI GIRI, S., BEGUM, S., DAS, S., KABYASHREE, K., PRIYADARSHANI, P., SARKAR, S., JAYSWAL, A., KUMAR, A., MANDAL, M., KUMAR RAY, S., 2023, Microliter spotting and micro-colony observation: A rapid and simple approach for counting bacterial colony forming units. *Journal of Microbiological Methods*, **207**, 106707. <https://doi.org/10.1016/j.mimet.2023.106707>.
- [11] BOYLE, R.W., and GARRETT, R.G., 1970. Geochemical prospecting - a review of its status and future. *Earth-Sci. Rev.*, **6**: 51--75.
- [12] BRAY, E.E., 1956a. Geochemical exploration methods. U.S. Pat., 2,742,575.
- [13] BRAY, E.E., 1956b. Method of geochemical prospecting. U.S. Pat., 2,773,991.
- [14] CHEN, S., ZHAO, Y., ZHAO, L., LIU, Y., ZHOU, C., 2017. Hydrocarbon microseepage detection by altered minerals mapping from airborne hyper-spectral data in Xifeng Oilfield, China. *J Earth Sci* **28**:656–665. <https://doi.org/10.1007/s12583-015-0604-1>.
- [15] CHILINGAR, G.V., and KARIM, M., 1962. Gaseous survey methods in exploration and prospecting for oil and gas: a review. *Alberta Soc. Pet. Geol. J.*, **10**: 610--617.
- [16] CLARK, J.R., RENO, N.V., TOMPKINS, R., 2003. Mapping of reservoirs and subsurface structures using selective analysis of the surface chemistry of soil particles. 88th Annual Meeting of AAPG (Extended Abstract), Salt Lake City, May 11-14.
- [17] CLARKE, R.H., and CLEVERLY, R.W., 1991. Petroleum seepage and postaccumulation migration. *Geol Soc Lond Spec Publ* **59**(1):265–271.
- [18] COLLINS, A.G., 1975, Chapter 10. Geochemical Methods of Exploration for Petroleum and Natural Gas. (1975). In: *Geochemistry of Oilfield Waters*, 307–341. [http://doi:10.1016/s0376-7361\(08\)70203-6](http://doi:10.1016/s0376-7361(08)70203-6).
- [19] COOPER, M., 2007. Structural style and hydrocarbon prospectivity in fold and thrust belts: a global review. In: RIES, A. C., BUTLER, R. W. H. & GRAHAM, R. H. (eds) Deformation of the Continental Crust: The Legacy of Mike Coward. *Geological Society [London] Special Publication*, **272**, 447–472.
- [20] COSTANZO-ÁLVAREZ, V., MENDOZA, J., ALDANA, M., JACOME, M., DÍAZ, M., RAMIREZ, K., and AMON, C.H., 2022. Comparing direct numerical modeling predictions with field evidence for methane vertical microseepage in two geological settings. *Front. Earth Sci.* **10**:940799. <http://doi:10.3389/feart.2022.940799>.
- [21] DAS, N., BHUYAN, B., PANDEY, P., 2022, Correlation of soil microbiome with crude oil contamination drives detection of hydrocarbon degrading genes which are

- independent to quantity and type of contaminants. *Environmental Research*, **215**, 114185 <https://doi.org/10.1016/j.envres.2022.114185>.
- [22] DAVIS, J. B., 1967, Petroleum microbiology: *Elsevier Publishing Company*, p. 197–245. 604 pp.
- [23] DAY, J. W., CLARK, H. C., CHANG, C., HUNTER, R., & NORMAN, C. R., 2020. Life Cycle of Oil and Gas Fields in the Mississippi River Delta: A Review. *Water*, **12**(5), 1492. <https://doi.org/10.3390/w12051492>.
- [24] DE ALEMAR BARBERES, G., 2018, unconventional methods for unconventional plays surface geochemical prospecting for hydrocarbon exploration at South Portuguese Zone. Ph.D. Thesis in Geology – Geological Resources and Environment, FCTUC (Faculdade De Ciencias E tecnologia) Universidade de Coimbra, 283p.
- [25] DECELLES, P. G. & GILES, K. N., 1996. Foreland basin systems. *Basin Research*, **8**, 105–125.
- [26] DEGOYLER, E., 1940. Future position of petroleum geology in the oil industry. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, **24**: 1389--1399.
- [27] DING, L., WU, Y., LIU, X., LIU, F., and MEI, H., 2017, Application of microbial geochemical exploration technology in identifying hydrocarbon potential of stratigraphic traps in Junggar Basin, China. *AIMS Geosciences*, **3** (4): 576-589. DOI: 10.3934/geosci.2017.4.576.
- [28] DONOVAN, T. J., ROBERTS, A.A., and DALZIEL, M.C., 1981, Epigenetic zoning in surface and near-surface rocks resulting from seepage-induced redox gradients, Velma oil field, Oklahoma: a synopsis: Oklahoma City *Geological Society Shale Shaker*, **32**(3), 1–7.
- [29] DUCHSCHERER JR, W., 1982. Geochemical exploration for hydrocarbons—No new tricks, but an old dog. *AAPG Bulletin*, **66**(2), pp.243-243.
- [30] DUCHSCHERER, W. JR., 1980. Geochemical methods of prospecting for hydrocarbons. *Oil Gas J.*, **1**, 194-208.
- [31] DUNN, C.E., HAIDL, F.M., YEAGER, J.R., DORVAL, D., LARSON, B., 1998. Surface geochemical patterns derived from selective leaching of soils over a deep Ordovician oil pool Bromehead, southeastern Saskatchewan. In CHRISTOPHER, J.E., GILBOY, C.F., PATTERSON, D.F. BEND, S. L. (Eds.), Eighth International Williston Basin Symposium: *Saskatchewan Geological Society Publication* **13**, pp. 254 – 265.
- [32] GARAIN, S., MITRA, D. & DAS, P., 2019, Detection of hydrocarbon microseepage-induced anomalies by spectral enhancements of Landsat 7 ETM+ images in part of Assam–Arakan Fold Belt, India. *J Petrol Explor Prod Technol* **9**, 2573–2582 (2019). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00747-w>.
- [33] GARAIN, S., MITRA, D., & DAS, P., 2021. Mapping hydrocarbon microseepage prospect areas by integrated studies of ASTER processing, geochemistry and geophysical surveys in Assam-Arakan Fold Belt, NE India. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, **102**, 102432. doi:10.1016/j.jag.2021.102432.
- [34] GOLDMAN, E., and GREEN, L.H., 2008, Practical handbook of microbiology, Second Edition (Google eBook) (2nd edition). USA: *CRC Press, Taylor and Francis Group*. p. 864.
- [35] HARBERT, W., JONES, V. T., IZZO, J., & ANDERSON, T. H., 2006, Analysis of light hydrocarbons in soil gases, Lost River region, West Virginia: Relation to stratigraphy and geological structures. *AAPG Bulletin*, **90**(5), 715–734. <http://doi:10.1306/10170505030>.
- [36] HORVITZ, L., 1939. On geochemical prospecting. *Geophysics*, **4**: 210--225.

- [37] HORVITZ, L., 1954. Near surface hydrocarbons and petroleum accumulation at depth. *Min. Eng.*, 1205-1209.
- [38] HORVITZ, L., 1959. Geochemical prospecting for petroleum. 20th Int. Geol. Congr., *Symposium de ExploraeiSn Geoquimrca*, **2**: 303--319.
- [39] HORVITZ, L., 1969. Hydrocarbon geochemical prospecting after 30 years. In: W.B. Heroy (Editor), *Unconventional Methods in Exploration for Petroleum and Natural Gas*. Southern Methodist University Press, Dallas, Texas, pp. 205--215.
- [40] HORVITZ, L., 1972. Vegetation and geochemical prospecting for petroleum. *Bull. Am.Aasoc. Pet. Geol.*, **56**: 925--940.
- [41] HOSSEINI, A., SABERI, M.H. & ZARENEZHAD, B., 2022, Significance of petroleum seepages in hydrocarbon exploration-case study of Khourian Desert, Central Iran. *J Petrol Explor Prod Technol* **12**, 1649–1663. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01440-7>.
- [42] HOSSEINPOUR, M., 2020. Relationship between hydrocarbon micro-seepages and structures by detection of altered minerals using ASTER remote sensing data in the West of Coastal Fars, Zagros, Iran. *Arabian Journal of Geosciences*, **13**(13). <http://doi:10.1007/s12517-020-05568-4>.
- [43] JIA, W., CHENG, L., TAN, Q., LIU, Y., DOU, J., YANG, K., YANG, Q., WANG, S., LI, J., NIU, G., ZHENG, L., and DING, A., 2023, Response of the soil microbial community to petroleum hydrocarbon stress shows a threshold effect: research on aged realistic contaminated fields. *Front. Microbiol.* **14**:1188229. doi: 10.3389/fmicb.2023.1188229.
- [44] JONES, V.T., and DROZD, R.J., 1983. Prediction of oil or gas potential by near-surface geochemistry. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* **67**, 932e952.
- [45] JONES, V.T., MATTHEWS, M.D., RICHERS, D.M., 2000. Light hydrocarbons for petroleum and gas prospecting. In: HALE, M. (Ed.), *Handbook of exploration geochemistry*, vol. 7. Elsevier Science Publishers, pp. 133-212. [http://doi:10.1016/s0168-6275\(00\)80029-x](http://doi:10.1016/s0168-6275(00)80029-x).
- [46] KARIM, M.F., 1964. Some geochemical methods of prospecting and exploration for oil and gas. Ph.D. Thesis, University of Southern California, University Microfilms Inc.
- [47] KARTSEV, A. A., TABASARANSKIY, Z. A., SUBBOTA, M. I., AND MOGILEVSKIY, G.A., 1954, Geochemical methods of prospecting and exploration of oil and gas fields edition of mineral resources and fuel literature (Moscow) p 430.
- [48] KEBEDE, G., TAFESE, T., ABDA, E.M., KAMARAJ, M., and ASSEFA, F., 2021, Factors influencing the bacterial bioremediation of hydrocarbon contaminants in the Soil: Mechanisms and impacts. *Hindawi Journal of Chemistry* **2021**, Article ID 9823362, 17 pages <https://doi.org/10.1155/2021/9823362>.
- [49] KENDALL, J., VERGÉS, J., KOSHNAW, R., & LOUTERBACH, M., 2019, Petroleum tectonic comparison of fold-thrust belts: the Sevier of the western US, the Pyrenees of Spain, the Zagros of Iraq and Iran, and the Beni Sub Andean of Bolivia. *Geological Society, London, Special Publications*, **SP490**–2018–102. <http://doi:10.1144/sp490-2018-102>.
- [50] KENNICUTT, M.C., 2017. Oil and Gas Seeps in the Gulf of Mexico. In: WARD, C. (Eds) *Habitats and biota of the Gulf of Mexico: Before the deepwater horizon oil spill*. Springer, New York, NY. https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3447-8_5.
- [51] KLUSMAN, R.W., and SAEED, M.A., 1996, Comparison of Light Hydrocarbon Microseepage Mechanisms. Doi: <https://doi.org/10.1306/M66606C12>. In: *Hydrocarbon*

- Migration and Its Near-Surface Expression, SCHUMACHER, D., AND ABRAMS, M.A., (Eds). *American Association of Petroleum Geologists*. **66**, 157-168.
- [52] KROEPPELIN, H., 1975. Geochemical prospecting. Proc. 7th World Petroleum Congress, 1B: 37--57.
- [53] LAUBMEYER, G., 1933. A new geophysical prospecting method, especially for deposits of hydrocarbons. *Petroleum*, **29**: 1-4.
- [54] LINK, W.K., 1952. Significance of oil and gas seeps in world oil exploration. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, **36** (8): 1505-1540.
- [55] MACGREGOR, D.S., 1993, Relationships between seepage, tectonics and subsurface petroleum reserves. *Mar Pet Geol* **10**(6):606–619.
- [56] MAGOON, L. B. & DOW, W. G., 1994. The petroleum system. In: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (eds) *The Petroleum System-From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir*, **60**, 3-24.
- [57] MARTÍNEZ-GÓMEZ, H.M., and JARAMILLO J.M.M., 2017, Magnetic and radiometric signatures in soils above hydrocarbon accumulations, Toqui-Toqui and Mana fields, Tolima, Colombia. Adapted from extended abstract based on oral presentation given at AAPG International Conference and Exhibition, Barcelona Spain, April 3-6, 2016.
- [58] MIQUELETTI, P.B., ANDREOTE, F.D., DIAS, A.C.F., FERREIRA, J.C., DOS SANTOS, NETO, E.V., DE OLIVEIRA, V.M., 2011, Cultivation-independent methods applied to the microbial prospection of oil and gas in soil from sedimentary basin in Brazil. *AMB Express* **1**(1):1–16. <https://doi.org/10.1186/2191-0855-1-35>.
- [59] MORSE, J.G., and ZINKE, R., 1995, The origin of radiometric anomalies in petroleum basins – A proposed mechanism. *Oil & Gas Journal*, 36-38.
- [60] MOTOJIMA, K., 1975, Geochemical prospecting for petroleum and natural gas deposits. *Reg. Min. Res. Dev. Cent., Advis. Text No. 9*, March.
- [61] OEHLER, D.Z., and STERNBERG, B.K., 1984, Seepage-induced anomalies, "false" anomalies, and implications for electrical prospecting. *AAPG Bulletin*, **68**, 1121-1145.
- [62] PHILP, R. P., & CRISP, P. T., 1982, Surface geochemical methods used for oil and gas prospecting- a review. *Journal of Geochemical Exploration*, **17**(1), 1–34. [http://doi:10.1016/0375-6742\(82\)90017-6](http://doi:10.1016/0375-6742(82)90017-6).
- [63] PIRSON, S.J., 1940. Critical survey of recent developments in geochemical prospecting. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, **24**: 1464-1474.
- [64] PIRSON, S.J., 1969, Geological, geophysical, and geochemical modification of sediments in the environments of oil fields: *Southern Methodist University Press*, Dallas, Texas, p. 159-186.
- [65] PIXLER, B.O., 1969, Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios. *Jour. Petroleum Technology*, **21**, 665-670.
- [66] PRABAHARAN, S., and SUBRAMANI, T., 2016, Identification of hydrocarbon micro-seeps based on mineral alteration in a part of Cauvery basin, South India, using Hyperion data. *Indian Journal of Geo Marine Sciences*, **45**, 1138-1147.
- [67] PRICE, L.C., 1986, A critical overview and proposed working model of surface geochemical exploration: *Southern Methodist University Press*, Dallas, Texas, p. 245-304.
- [68] PUTIKOV, O.F., WEN, B., 2000. Geoelectrochemistry and stream dispersion. In: Hale, M. (Ed.), *Geochemical remote sensing of the subsurface, Handbook of exploration geochemistry* 7. Amsterdam, Elsevier, pp. 17 – 79.

- [69] RASHEED, M.A., KALPANA, M.S., PRASANNA, M.V., LAKSHMI, M., MADHAVI, T., TIWARI, D.M., PATIL, D.J., DAYAL, A.M., RAJU, S.V., 2012b, Geomicrobial and light gaseous hydrocarbon anomalies in the near surface soils of Deccan Syneclise Basin, India: implications to hydrocarbon resource potential. *J Petrol Sci Eng* **84**:33–41. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.01.010>.
- [70] RASHEED, M.A., LAKSHMI, M., KALPANA, M.S., PATIL, D.J., DAYAL, A.M., 2017, Recognition of hydrocarbon microseepage using microbial and adsorbed soil gas indicators in the petroliferous region of Krishna–Godavari Basin, India. *Curr. Sci.*, **112**(3):560. <https://www.jstor.org/stable/24912439>.
- [71] RASHEED, M.A., LAKSHMI, M., RAO, P.L.S., PATIL, D.J., DAYAL, A.M., SUDARSHAN, V., 2012a, Relevance of pentane-and hexane-utilizing bacterial indicators for finding hydrocarbon microseepage: a study from Jamnagar Sub-basin, Saurashtra, Gujarat, India. *Natural Resour. Res.*, **21**(4):427–441. <https://doi.org/10.1007/s11053-012-9189-x>.
- [72] RASHEED, M.A., LAKSHMI, M., SRINU, D., DAYAL, A.M., 2011, Bacteria as indicators for finding oil and gas reservoirs: a case study of the Bikaner-Nagaur Basin, Rajasthan, India. *Petrol. Sci.*, **8**(3):264–268. <https://doi.org/10.1007/s12182-011-0143-z>.
- [73] RASHEED, M.A., PRASANNA, M.V., KUMAR, T.S., PATIL, D.J., DAYAL, A.M., 2008, Geo-microbial prospecting method for hydrocarbon exploration in Vengannapalli village, Cuddapah Basin, India. *Curr. Sci.*, 361–366 <https://www.jstor.org/stable/24102760>.
- [74] RASHEED, M.A., PRASANNA, M.V., LAKSHMI, M., MADHAVI, T., KALPANA, M.S., PATIL, D.J., DAYAL, A.M., 2012c. Geo-microbial prospecting studies of surface sediments from petroliferous region of the Mehsana Block, North Cambay Basin. *J Geol Soc India* **80**(2):267–275. <https://doi.org/10.1007/s12594-012-0137-5>.
- [75] RICHERS, D.M., JONES, V.T., MATTHEWS, M.D., MACIOLEK, J., PIRKLE, R.J., SIDLE, W.C., 1986, The 1983 Landsat soil-gas geochemical survey of Patrick Draw area, Sweetwater County, Wyoming. *AAPG Bull* **70**(7): 869–887.
- [76] ROSAIRE, E.E., 1940, Symposium on geochemical exploration. Geochemical prospecting for petroleum. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, **24**: 1400-1433.
- [77] ROURE, F. & SASSI, W. 1995, Kinematics of deformation and petroleum system appraisal in Neogene foreland fold-and-thrust belts. *Petroleum Geoscience*, **1**, 253-269. DOI: 10.1144/petgeo.1.3.253.
- [78] SAATSAZ, M., and REZAEI, A., 2023, The technology, management, and culture of water in ancient Iran from prehistoric times to the Islamic Golden Age. *Humanities and Social Sciences Communications* **10**(1). DOI: 10.1057/s41599-023-01617-x.
- [79] SADEGHIZADEH, Z., MOJTAHEDZADEH, S.H., ANSARI, A.H., MORSHEDI, A.H., 2022, Investigation of geochemical anomalies associated with oilfields using matching magnetometric data and satellite images, case study: Moghan plain. *Advanced Applied geology*, **12** (3), 468-488. DOI: 10.22055/aag.2021.33089.2109.
- [80] SATISH KUMAR, T., DAYAL, A. M., & SUDARSHAN, V., 2014. Surface geochemical data evaluation and integration with geophysical observations for hydrocarbon prospecting, Tapti graben, Deccan Syneclise, India. *Geoscience Frontiers*, **5**(3), 419–428. doi:10.1016/j.gsf.2013.08.003.
- [81] SAUNDERS, D.F., BURSON, K.R., BROWN, J.J., THOMPSON, C.K., 1993. Combined geological and surface geochemical methods discovered Agaritta and Brady Creek fields, Concho Country, Texas. *AAPG Bull.* **77**, 1219-1240.

- [82] SCHUMACHER, D., 1996, Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments, in: SCHUMACHER, D., and ABRAMS, M.A., (Eds.), Hydrocarbon migration and its near surface expression: *AAPG Memoir* **66**, 71–89.
- [83] SCHUMACHER, D., 2017, Surface geochemical exploration after 100 years: Lessons learned and what more must be done. Adapted from poster presentation given at AAPG 2017 Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, United States, April 2-5, 2017.
- [84] SCHUMACHER, D., and ABRAMS, M.A., (Eds.), 1996, Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression: *AAPG Memoir* **66**, 445 p.
- [85] SECHMAN, H., 2012. Detailed compositional analysis of hydrocarbons in soil gases above multi-horizon petroleum deposits - a case study from western Poland. *APPL. GEOCHEM.* **27**, 2130-2147.
- [86] SECHMAN, H., DZIENIEWICZ, M., LISZKA, B., 2012. Soil gas composition above gas deposits and perspective structures of the Carpathian Foredeep, SE Poland. *Appl. Geochem.* **27** (1), 197-210.
- [87] Sechman, H., Guzy, P., Kaszuba, P., Wojas, A., Machowski, G., Twaróg, A., & Maślanka, A., 2020,. Direct and indirect surface geochemical methods in petroleum exploration: a case study from eastern part of the Polish Outer Carpathians. *Int J Earth Sci (Geol Rundsch)* **109**, 1853–1867. <https://doi.org/10.1007/s00531-020-01876-y>.
- [88] SEVERNE, B. C., LANGFORD, G.D., and FULLAGAR, P.K., 1991, Surface geochemical exploration in Australia: case histories from the Eromanga and Canning Basins. *APGE Bulletin*, **7**, 88-115.
- [89] SKOLOV, V.A., 1959, Geochemical methods of prospecting for oil and gas deposits. IZD. Akad.Nauk SSR. Moscow.
- [90] SOBOLEV, I. S., BREDIKHIN, N. P., BRATEC, T., FALK, A. Y., TOLKACHEV, O. S., RIKHVANOV, L. P., & TISHIN, P. A., 2018. Chemical diagenesis in near-surface zone above oil fields in geochemical exploration. *Applied Geochemistry*, **95**, 33–44. doi:10.1016/j.apgeochem.2018.05.0.
- [91] SOKOLOV, V. A., GEODEKYAN, A.A., GRIGORYEV, G.G., KREMS, A.YA., STROGANOV, V.A., ZORKIN, L.M., ZEIDSON, M.I., and VAINBAUM, S.JA., 1970. The new methods of gas surveys, gas investigations of wells and some practical results. *Can. Inst. Min. Metall.*, **11**: 538--543.
- [92] SOKOLOV, V.A., 1933. New prospecting method for petroleum and gas. *Technika, February Bull. NGRI* No. 1.
- [93] SOKOLOV, V.A., ALEXEYEV, F.A., BARS, E.A., GEODEKYAN, A.A., MOGILEVSKY, G.A., YUROVSKY, Y.M. AND YASENEV, B.P., 1959. Investigations into direct oil detection methods. Proc. 5th World Petroleum Congress. Section 1, 667-687.
- [94] TEDESCO, S.A., 1995, Surface geochemistry in petroleum exploration: New York, Chapman and Hall, Inc., 206 p.
- [95] TEDESCO, S.A., 2012, Surface geochemistry in petroleum exploration. Springer, Cham.
- [96] THRASHER, J., FLEET, A.J., HAY, S.J., HOVLAND, M., and DÜPPENBECKER, S., 1996. Understanding geology as the key to using seepage in exploration: the spectrum of seepage styles. In: D. SCHUMACHER, M.A. ABRAMS (Eds.), Hydrocarbon migration and its near surface effects, **66**, *AAPG Memoir*, 223-242.
- [97] TWARÓG, A., STARZEC, K., SECHMAN, H., SCHNABEL, W., 2024, Surface geochemistry as a key to understanding the petroleum system in regions of complex

- geology - Polish Outer Carpathians. *Marine and Petroleum Geology*, **170**, 107155. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107155>.
- [98] VAN DER MEER, F., VAN DIJK, P., VAN DER WERFF, H., and YANG, H., 2002, Remote sensing and petroleum seepage: a review and case study. *Terra Nova*, **14** (1), 1-17.
- [99] VARJANI, S.J., 2017, Microbial degradation of petroleum hydrocarbon. *Biores Technol* **223**:277–286. <https://doi.org/10.1016/j.biortec.2016.10.037>.
- [100] VERBANAC, B., and DUNIA, P., 1982, Hydrocarbon ratios in gas mixtures as indices of reservoir saturation and producing capacity: *Geologija I Geofizika*, **33**, 185-192.
- [101] WAGNER, M., WAGNER, M., PISKE, J., and SMIT, R., 2002. Case histories of microbial prospection for oil and gas, onshore and offshore in northwest Europe. Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing. *AAPG Studies in Geology*, **48**, 453-479. <https://doi.org/10.1306/St48794C19>.
- [102] WALKER, S., KEYSER, H., and DURHAM, D., 2018, Airborne gamma ray surveying in hydrocarbon exploration. *GeoConvention*, Calgary, Canada, May 7-11, 2018.
- [103] WHITTENBURY, R., PHILLIPS, K.C., WILKINSON, J.F., 1970. Enrichment, isolation and some properties of methane-utilizing bacteria. *Microbiology* **61**(2):205–218. <https://doi.org/10.1099/00221287-61-2-205>.
- [104] WILLIAMS, J.C., MOUSSEAU, R.J., and WEISMANN, T.J., 1981, Correlation of well gas analyses with hydrocarbon seep data: *American Chem. Soc. National Meeting*, Atlanta, GA. March.
- [105] YANG, H., MEER, F.V.D., ZHANG, J., KROONENBERG, S.B., 2000, Direct detection of onshore hydrocarbon microseepages by remote sensing techniques. *Remote Sens. Rev.*, **18**(1):1–18. <https://doi.org/10.1080/02757250009532381>.
- [106] YANG, J.L., WANG, M.S., CHENG, A.C., PAN, K.C., LI, C.F., & DENG, S.X., 2008. A simple and rapid method for extracting bacterial DNA from intestinal microflora for ERIC-PCR detection. *World Journal of Gastroenterology*, **14**(18), 2872. doi:10.3748/wjg.14.2872.
- [107] YEATES, C., GILLINGS, M. R., DAVISON, A. D., ALTAVILLA, N., & VEAL, D. A., 1998. Methods for microbial DNA extraction from soil for PCR amplification. *Biological Procedures Online*, **1**(1), 40–47. <http://doi:10.1251/bpo6>.
- [108] YUAN, Z., ZHANG, Y., ZHAO, Q., JIANG, H., LIU, Y., LUO, Z., LI, X., WANG, S., LI, B., PAN, G., 2009. New progress of microbial prospecting of oil and gas in China: Taking the Satellite Oilfield in Daqing as an example. *Sci China Ser D Earth Sci.*, **52**(1):152–158. <https://doi.org/10.1007/s11430-009-5016-6>.
- [109] ZHONG, G., ZHAO, J., ZHAO, Z., ZHANG, K., YU, J., SHANG, C., TU, G., & FENG, C., 2024, Acid-extracted hydrocarbon anomalies and significance in the Chaoshan Depression of the Northern South China Sea. *Journal of Marine Science and Engineering*, **12**(6), 909. <https://doi.org/10.3390/jmse12060909>.
- [110] ZHOU, Q., XU, X., XU, H., ZHENG, G., PI, W., JIANG, Y., XU, X., LI, Y., WANG, J., 2020. Surface microbial geochemistry of the Beihanzhuang Oil field, northern Jiangsu, China. *J Petrol Sci Eng.*, **191**:107140. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107140>.

تحلیل میدان تنش و فشار منفذی با استفاده از بررسی هندسی رگه‌های ژئوسی در تاکدیس میدان نفتی سفید، جنوب باختر ایران

بابک سامانی*

دانشیار، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

b.samani@scu.ac.ir*

دریافت مهر ۱۴۰۴، پذیرش دی ۱۴۰۴

چکیده

در این پژوهش، از رگه‌های ژئوسی موجود در واحدهای سنگی سازند گچساران در تاکدیس نفت سفید به عنوان شاخص‌های مؤثر در تعیین راستای محوره‌های اصلی تنش و مقادیر نسبی فشار منفذی و تنش‌های اصلی استفاده شده است. بدین منظور تحلیل هندسی رگه‌ها با به کارگیری داده‌های استریوگرافی قطب رگه‌ها و ترسیم نمودار مور صورت پذیرفت. نتایج حاصل نشان می‌دهد که پراکندگی گسترده قطب رگه‌های ژئوسی بیانگر غلبه فشار منفذی نسبت به تنش میانگین ($P_f > \sigma_2$) در زمان تشکیل آنها بوده است. تحلیل‌های ساختاری نشان داد که محور تنش بیشینه (σ_1) دارای راستای شمال‌باختری-جنوب‌خاوری است که با جهت عمومی رژیم فشارشی در کمربند چین‌خورده و رانده زاگرس مطابقت دارد. مقادیر نسبت فشار محرک (R') در بازه‌ی ۰.۷۳ تا ۰.۸۴ و فشار منفذی در حدود ۴۰۰۴ تا ۴۵۸۱ واحد برآورد گردید. همچنین مقدار نسبت تنش ($\phi = 0.81$) بدست آمده بیانگر شرایط بیضوی تنش فشرده سه محوری در زمان تشکیل رگه‌های ژئوسی است. نتایج این مطالعه بیانگر نقش مستقیم میدان تنش و فشار سیالات در کنترل توسعه رگه‌ها در سنگ‌های گچی سازند گچساران می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: رگه‌های ژئوسی، فشار منفذی، میدان تنش، تاکدیس نفت سفید، سازند گچساران، کمربند چین خورده-رانده زاگرس

۱- مقدمه

سنگ های موجود در پوسته زمین حاوی شکستگی ها و رگه هایی با الگوهای متفاوت هستند که نشان دهنده اهمیت تغییر شکل شکننده در پوسته زمین می باشند. در سنگ های دگرشکل شده الگوی شکستگی ها و رگه ها می تواند هندسه های بسیار پیچیده ای داشته باشند. شکستگی ها و رگه های موجود در سنگ ها که در نتیجه تغییر شکل شکننده ایجاد می شود نشان دهنده یک مکانیزم مهم دگرشکلی در قسمت بالایی پوسته زمین می باشند. در قلمرو زمین شناسی نفت و زمین شناسی اقتصادی مطالعه چگونگی توزیع و هندسه شکستگی ها و رگه ها دارای اهمیت بسیاری می باشد. شکستگی ها در مخازن هیدروکربنی بواسطه ایجاد مسیرهای بالا قوه در حرکت سیال و افزایش تراوایی بسیار با اهمیت می باشند. در زمین شناسی اقتصادی الگوی شکستگی ها و رگه ها نقش به سزایی در مسیرهای تمرکز عناصر معدنی ایفا می کنند. الگوی شکستگی ها و رگه ها در پوسته شکننده زمین حاوی اطلاعاتی در مورد میدان تنش و کرنش در طول تغییر شکل هستند. زمین شناسان ساختاری از الگوی شکستگی ها و رگه ها به عنوان ابزاری جهت تعیین سوگیری تنش های دیرین استفاده می کنند. تعیین جهت گیری محورهای اصلی و مقادیر نسبی تنش در سنگهای دگرشکل شده می تواند به عنوان کلیدی برای فهم و شناخت مناطق مستعد در تمرکز عناصر هیدروکربنی و معدنی به کار گرفته شود. روشهای مختلفی برای اندازه گیری جهت یابی و مقادیر نسبی تنش دیرینه با استفاده از عناصر زمین شناسی و ساختاری توسط محققین مختلف ارائه شده است. به عنوان مثال روش وارون سازی (Inversion method) داده های مربوط به گسل ها و خش لغزهای گسلی یکی از روش های متداول در تحلیل مقادیر نسبی و جهت یابی تنش های دیرین می باشد [۲، ۱۱]. روشهای دیگر مانند استفاده از داده های محورهای نوری کانی های کوارتز و کلسیت نیز در تحلیل مقادیر تنش دیرین بوسیله محققین مختلف ارائه و مورد استفاده قرار گرفته است [۱۴، ۱۵، ۱۶]. توسعه رگه های کانایی مختلف با روندهای متنوع در واحدهای سنگی میزبان یکی از ابزارهای مفید جهت بررسی جهت گیری محورهای تنش و ماهیت نسبی تنش و فشار منفذی در مناطق مختلف می باشد [۲، ۲۰، ۲۱، ۳۳]. در این پژوهش روش پیشنهادی Jouly and Sanderson, 1997 جهت تحلیل راستای تنش های اصلی و مقدار نسبی فشار منفذی در واحدهای سنگی سازند گچساران در میدان نفتی نفت سفید مورد استفاده قرار گرفته است. با توجه به توسعه فراوان شبکه رگه های ژئوپسی در واحدهای سنگی سازند گچساران شرایط لازم جهت مطالعه سوگیری میدان تنش و بحث در مورد شرایط نسبی تنش های فشار منفذی فراهم گردیده است. از این رو با استفاده از تصویر قطب رگه های ژئوپسی و بکارگیری تحلیل های استریوگرافی و روشهای ترسیمی در حل دایره مور به تحلیل جهت یابی و مقادیر نسبی تنش های اصلی و فشار منفذی که مهمترین کنترل کننده ها در توسعه، بازشدگی و نفوذ سیالات و تشکیل رگه ها هستند پرداخته شده است.

۲- روش کار

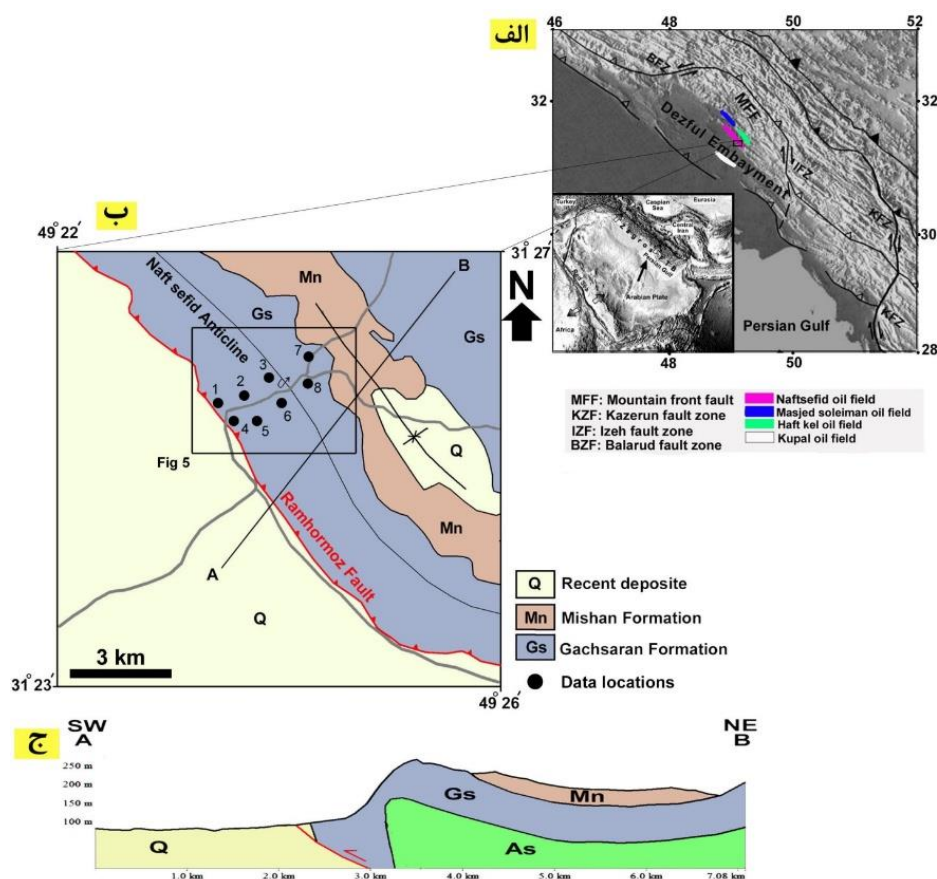
با استفاده از تصویر قطب رگه های ژئوپسی در شبکه هم مساحت و تحلیل های استریوگرافی (StaTect Software) به تعیین جهت گیری تنش های اصلی پرداخته شده است. همچنین با بکارگیری روشهای ترسیمی حل دایره مور مقادیر نسبی تنش های منفذی مورد بحث قرار گرفته است. بر اساس الگوی توزیع قطب رگه های ژئوپسی (پراکنده یا متمرکز) جهت

یابی محوره‌های اصلی تنش ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$) تعیین می‌شود. توزیع پراکنده قطب مجموعه رگه‌ها در شرایطی حاصل می‌شود که فشار منفذی بزرگتر از تنش میانگین باشد ($\sigma_2 > P_f$). در صورتیکه فشار منفذی کمتر از تنش میانگین باشد ($P_f < \sigma_2$) قطب مجموعه رگه‌ها جهت یابی محدودی را نشان خواهد داد [۱۲]. در حالت اول به دلیل بزرگتر بودن فشار منفذی نسبت به تنش σ_2 ، رگه‌ها در محدوده وسیعی از جهات توسعه می‌یابند و در تحلیل‌های استریوگرافی محدوده‌ای که فاقد داده‌های قطب رگه‌ها می‌باشد نشان دهنده موقعیت محور تنش اصلی حداکثر می‌باشد. در حالت دوم به دلیل کوچکتر بودن فشار منفذی نسبت به تنش σ_2 رگه‌ها تنها در محدوده جهت یابی محدودی تشکیل شده و در تحلیل‌های استریوگرافی محدوده تمرکز داده‌ها نشان دهنده موقعیت محور تنش اصلی حداقل می‌باشد. از این رو با توجه به الگوی پراکندگی قطب رگه‌ها و انجام تحلیل‌های استریوگرافی موقعیت محوره‌های اصلی تنش، سطوح اصلی تنش و میانگین جهت گیری رگه‌ها نسبت به محوره‌های اصل تنش (زوایای θ) حاصل خواهد گردید. نهایتاً با فرض ثابت بودن مقدار تنش‌های تفاضلی ($\sigma_1 - \sigma_3$) و با ترسیم نمودار مور در یک مقیاس نسبی و دلخواه و با استفاده از مقادیر زوایای θ در سطوح اصلی تنش، مقادیر نسبی تنش‌های اصلی و مقادیر فشار منفذی قابل تخمین خواهد بود [۱۲]. از این رو واحد مشخصی بر روی محور افقی تنش در نمودار مور تعریف نخواهد گردید و کلیه مقادیر بصورت نسبی نمایان می‌شوند.

۳- جایگاه زمین ساختی و زمین شناسی

کمر بند کوهستانی زاگرس بخشی از کمر بند کوهزایی آلپ-هیمالیا بوده که در حاشیه شمال شرقی صفحه سنگ‌کره‌ای آفریقا-عربی قرار گرفته است [۱، ۲۳، ۲۶، ۲۷، ۲۸، ۳۱، ۳۴]. کمر بند کوهزایی زاگرس در نتیجه بسته شدن اقیانوس نئوتتیس، فروانش پسته اقیانوسی به زیر خرده قاره ایران مرکزی و برخورد قاره-قاره از زمان کرتاسه پسین تا ترشیری شکل گرفته است [۵، ۶، ۲۳، ۳۰]. زاگرس در راستای شمال شرق به جنوب غرب شامل سه بخش اصلی: کمر بند ماگمایی ارومیه دختر، کمر بند دگرگونی سنندج- سیرجان، و کمر بند چین و رانده زاگرس با روند عمومی شمال غرب- جنوب شرق می‌باشد [۱۸، ۱۹]. ستون چینه شناسی زاگرس حدوداً شامل ۱۲ کیلومتر واحدهای سنگی فانروزوئیک بوده که بر روی پی سنگ پرکامبرین قرار گرفته است [۱، ۶، ۹، ۱۰]. واحدهای سنگی موجود در زاگرس معرف مراحل تکامل یک حوضه از فلات قاره غیرفعال تا کافت و در نهایت مراحل مختلف تغییر شکل در ارتباط با فرانش افیولیت‌ها و برخورد قاره‌ای می‌باشد [۱، ۸، ۲۷، ۲۸، ۲۲، ۳۱، ۳۴]. کمر بند چین و راندگی زاگرس یک زون ترافشارشی (Transpression) است که در اثر برخورد مایل بین صفحه سنگ کره ای آفریقا-عربی و خرد قاره ایران مرکزی ایجاد شده است [۱۳، ۲۲، ۲۵، ۳۲]. بر اساس انباشته‌های نمکی سری هرمز، کمر بند چین و راندگی زاگرس به دو بخش جنوب خاوری، یا (حوضه هرمز) و بخش شمال باختری، یا (حوضه اهواز) تقسیم شده که مرز جدایی این دو، بر خطواره قطر-کازرون منطبق است [۴]. منطقه مطالعاتی در پهنه ساختاری فروافتادگی دزفول واقع شده است. فروافتادگی دزفول (Dezful Embayment) یک منطقه ساختمانی در جنوب غربی کمر بند چین و رانده شده زاگرس می‌باشد [۲۹]. در این منطقه سازند آهکی آسماری (مخزن اصلی نفت) فاقد رخنمون بوده و با افزایش ضخامت رسوبات ترشیری نسبت به ناحیه فارس و لرستان مشخص می‌شود [۲۹]. این منطقه با وسعت شصت هزار کیلومتر مربع در حدود ۸٪ از ذخایر هیدروکربنی کل دنیا را

شامل می‌شود [۷]. شواهد زمین شناسی حاکی از آن است که این فروافتادگی بصورت یک واحد ساختاری مجزا بین سه پدیده مهم ساختاری قرار گرفته است. این فروافتادگی از شمال بوسیله منطقه گسلی و چپگرد بالارود (BFZ)، از شرق و شمال شرق بوسیله گسل اصلی پیشانی کوهستان (MFF) و از جنوب شرق بوسیله منطقه گسلی و راستگرد کازرون (KFZ) احاطه شده است (شکل الف). فروافتادگی دزفول نسبت به هر کدام از این عوامل ساختاری دارای فروافتادگی بین ۳۰۰۰ تا ۶۰۰۰ متر بوده و تقریباً از وسط بوسیله منطقه گسلی ایذه (IFZ)، با راستای شمالی-جنوبی به دو ناحیه شمالی و جنوبی تقسیم شده است. میدان نفتی سفید در فاصله ۶۵ کیلومتری شمال شرقی اهواز قرار دارد. این میدان نفتی یک میدان نفتی تاکدیدی بوده که بوسیله ساختارهای ناودیدی حاشیه‌ای از میادین نفتی هفتکل و مسجدسلیمان در شمال و میدان نفتی کوپال در جنوب متمایز شده است (شکل الف). تاکدیس نفت سفید از شمال به شهرستان شوشتر و از جنوب به شهرستان رامهرمز منتهی می‌شود. از لحاظ سنگ شناسی در امتداد این تاکدیس و در بخش های شمالی واحدهای ماسه سنگی آغاچاری و در بخش های جنوبی مارن و مارن های آهکی سازند میشان و مارن و گچ های سازند گچساران برونزد دارند (شکل ب).

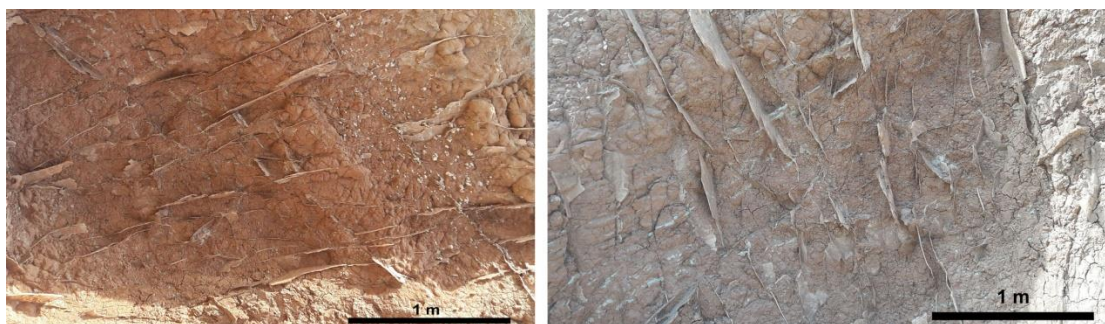


شکل ۱- الف) جایگاه میدان نفت سفید در فروافتادگی دزفول، ب) نقشه زمین شناسی محدوده مورد مطالعه و ج) نیمرخ زمین شناسی در راستای خط AB. نقاط ۱ تا ۸ محدوده برداشت داده‌های هندسی رگه‌های ژئوسی را نشان می‌دهند.

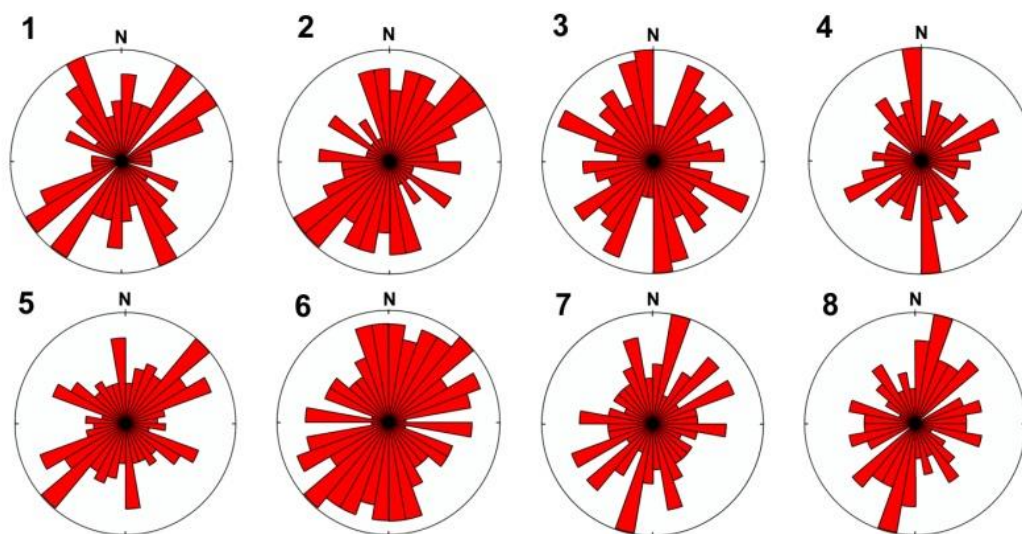
۴- بحث

۴-۱- تعیین راستای محورهای تنش

همان گونه که اشاره گردید توسعه فراوان رگه‌های ژیبسی یکی از سیماهای بارز ساختاری در این منطقه می‌باشد (شکل ۲). به منظور تعیین راستای محورهای تنش، داده‌های مربوط به مشخصات هندسی رگه‌های ژیبسی در هشت ایستگاه در بخش‌های مختلف تاقدیس نفت سفید جمع‌آوری شد. شکل ۳ نمودارهای گل سرخی امتداد رگه‌های ژیبسی در بخش‌های مختلف را نشان می‌دهد. همان گونه که مشخص است رگه‌های ژیبسی دارای محدوده وسیعی از پراکندگی در امتدادهای مختلف می‌باشند. ارتباط ساختاری معنا داری بین پراکندگی هندسی رگه‌های ژیبسی و سطوح لایه بندی در منطقه مشاهده نمی‌شود. به گونه‌ای که رگه‌های ژیبسی در راستاهای متفاوت سطوح لایه بندی را قطع می‌کنند.



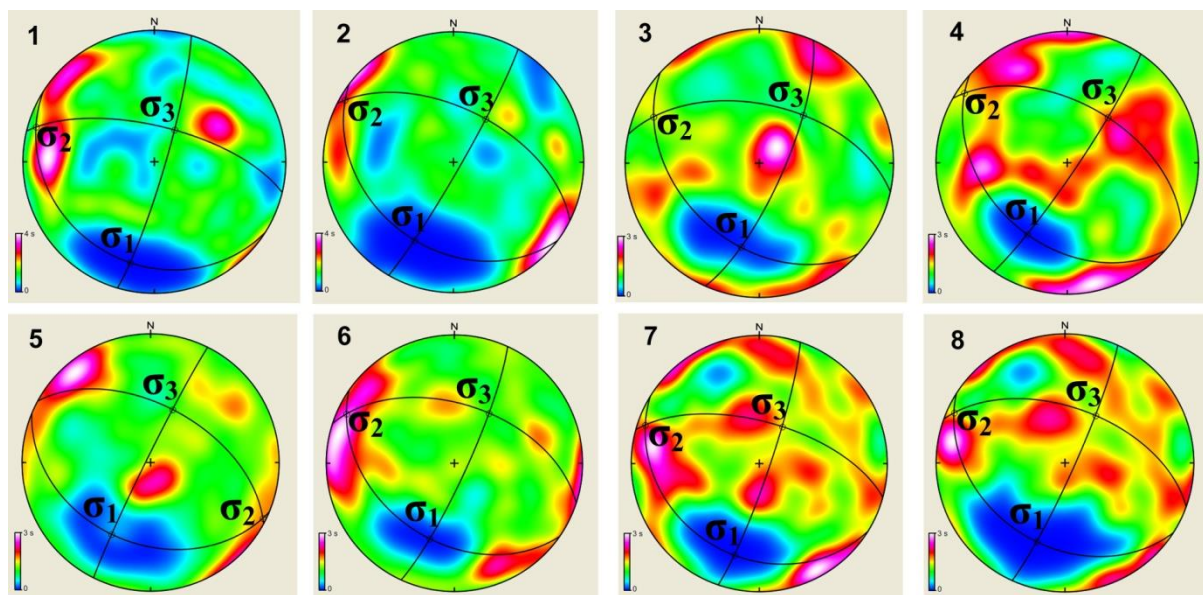
شکل ۲- نمایی از توسعه رگه‌های ژیبسی در منطقه



شکل ۳- نمودارهای گل سرخی امتداد رگه‌های ژیبسی (شماره نمودارها با موقعیت برداشت داده‌ها در شکل ۱ منطبق است)

همانگونه که اشاره گردید الگوی پراکندگی رگه‌ها شدیداً تحت تاثیر مقادیر فشار منفذی بوده و در فشارهای منفذی بالا عموماً رگه‌ها دارای پراکندگی فراوانی می‌باشند در حالیکه پراکندگی محدود رگه‌ها حاکی از مقادیر پایین فشار منفذی می‌باشد. در تحلیل استریوگرافی رگه‌ها در حالتی که قطب رگه‌ها دارای توزیع پراکنده باشد یک فضای خالی بیضی شکل قابل تشخیص خواهد بود که مرکز آن نشان دهنده موقعیت σ_1 می‌باشد [۳، ۱۲]. این الگوی قطب رگه‌ها به یافتن موقعیت صفحات اصلی σ_1 ، σ_2 ، σ_3 کمک خواهد نمود. به گونه‌ای که کمان گذرا از محور کوچک فضای فاقد داده‌ها در بر گیرنده محورهای σ_1 و σ_3 بوده و بهترین کمان گذرا از محور بزرگ این فضا محورهای σ_1 و σ_2 را شامل می‌شود [۳،

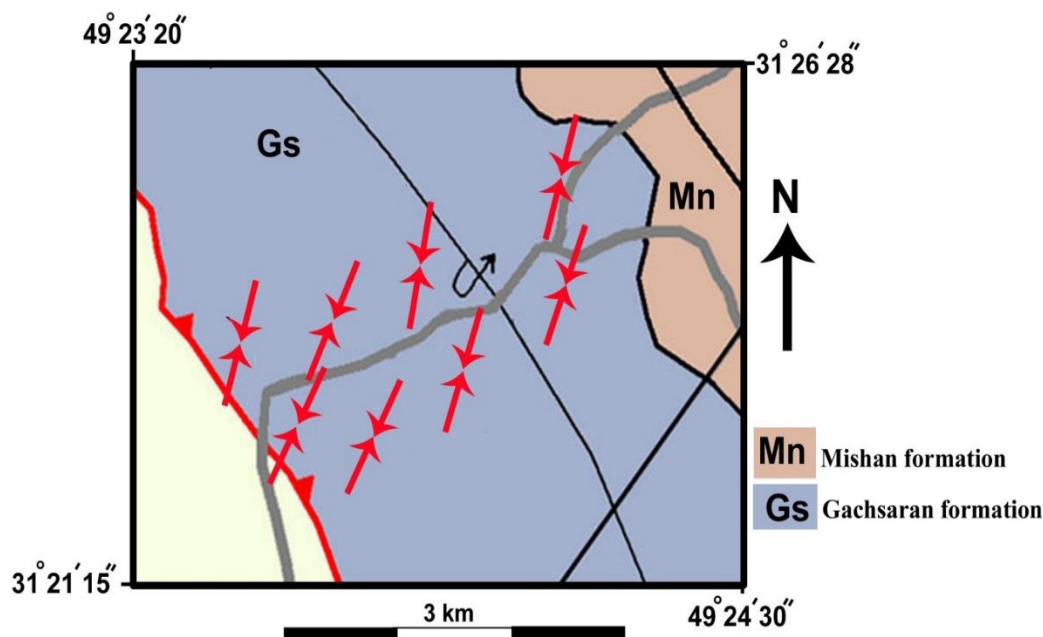
[۱۲]. در حالت توزیع قطب رگه‌ها با الگوی محدود مرکز بیضی پوشش دهنده قطب رگه‌ها موقعیت σ_3 را ارائه می‌دهد و براساس آن می‌توان موقعیت صفحات اصلی تنش ($\sigma_1\sigma_3$ و $\sigma_2\sigma_3$) را تعیین نمود [۳، ۱۲]. در محدوده مورد مطالعه توزیع قطب رگه‌های ژئوسی بطور غالب نشان دهنده یک الگوی پراکنده بوده و محدوده وسیعی از جهت‌یابی رگه‌های ژئوسی را نشان می‌دهد. شکل ۴ تحلیل استریوگرافی قطب رگه‌های ژئوسی در محدوده مطالعاتی را نشان می‌دهد. همچنین در جدول ۱ مقادیر راستا و شیب مربوط به موقعیت محوره‌های تنش ارائه شده است. مقادیر θ در این جدول زوایای اندازه‌گیری شده بر روی سطوح اصلی تنش را نشان می‌دهد که معیاری از میانگین جهت گیری رگه‌ها نسبت به محوره‌های تنش می‌باشند. شکل ۵ راستای محور تنش اصلی حداکثر را بر روی نقشه نشان می‌دهد.



شکل ۴- تحلیل استریوگرافی قطب رگه‌های ژئوسی و موقعیت محوره‌های تنش حداکثر، حداقل و میانگین (شماره نمودارها با موقعیت برداشت داده‌ها در شکل ۱ منطبق است)

جدول ۱- مقادیر امتداد و میل محوره‌های اصلی تنش و زاویه θ در ایستگاه‌های مختلف

	σ_1	σ_2	σ_3	θ_2	θ_3
Station 1	194/22	286/7	32/67	25	46
Station 2	207/34	300/5	37/56	30	45
Station 3	192/36	294/15	42/50	23	40
Station 4	209/38	304/6	42/52	25	38
Station 5	209/37	116/3	22/53	25	40
Station 6	198/38	295/8	35/51	24	35
Station 7	195/27	289/7	32/62	25	38
Station 8	200/35	294/6	33/54	31	47



شکل ۵- راستای محوره‌های تنش اصلی حداکثر در ایستگاه‌های مختلف

۲-۴- برآورد مقادیر نسبی تنش و فشار منفذی

در مباحث زمین‌شناسی، اندازه‌گیری مقادیر مطلق پارامترهایی همچون تنش و واتنش بسیار دشوار و هزینه‌بر بوده و استفاده از ابزارآلات مهندسی و گران قیمت در اینگونه مطالعات امری اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. بعلاوه اکثر روشهای دستگاهی، قادر به اندازه‌گیری مقادیر تنش و واتنش در شرایط کنونی پوسته زمین بوده و در تعیین مقادیر دیرینه این پارامترها راهگشا نمی‌باشند [۲۴].

در شرایط تنش سه بعدی وضعیت فشار منفذی و شکل بیضوی تنش را می‌توان بوسیله معادلات زیر ارائه داد [۱۷].

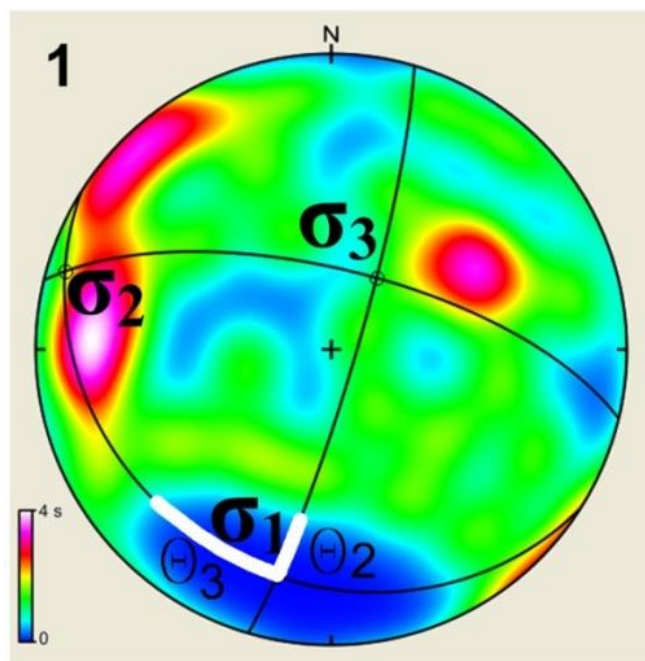
$$R' = \frac{p_f - \sigma_3}{\sigma_1 - \sigma_3} \quad \text{رابطه ۱:}$$

$$\phi = \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{\sigma_1 - \sigma_3} \quad \text{رابطه ۲:}$$

در این رابطه P_f فشار منفذی، R' نسبت فشار محکم و بیان‌کننده مقدار فشار منفذی نسبت به تنش‌های اصلی حداکثر و حداقل بوده و ϕ نسبت تنش (معیاری از شکل بیضوی تنش) می‌باشد.

رگه‌ها تنها می‌توانند در شرایط $R' > 0$ تشکیل یا دچار فعالیت مجدد شوند. اگر $P_f = \sigma_3$ باشد، $R' = 0$ خواهد شد و در این حالت هیچ رگه‌ای تشکیل نمی‌شود و یا رگه‌های پیشین دچار فعالیت مجدد نخواهند شد. اگر $P_f = \sigma_1$ باشد، $R' = 1$ خواهد شد و نشان می‌دهد که رگه‌ها در جهات زیادی شکل خواهند گرفت و رگه‌های پیشین با جهت یافتگی‌های

مختلف دچار تجدید فعالیت خواهند شد [۱۲]. در الگوی پراکندگی قطب رگه‌ها دو اصل وجود دارد: ۱) توزیع محدود قطب رگه‌ها نشان دهنده جهت یابی نسبتاً مشابه آنها بوده و نشان می‌دهد که رگه‌ها با محدوده جهت یابی محدودی شکل خواهند گرفت و یا رگه‌ها و شکستگی‌های پیشین با جهت یابی‌های اندک و محدودی تحت تأثیر فازهای سیال قرار خواهند گرفت. در این حالت تنش σ_2 بزرگتر از فشار منفذی می‌باشد ($P_f < \sigma_2$). ۲) درحالتی که $P_f > \sigma_2$ باشد توزیع قطب رگه‌ها دارای الگوی پراکنده بوده و نشان می‌دهد که رگه‌ها با دامنه وسیعی از جهت یافتگی تشکیل می‌شوند و یا دامنه وسیعی از رگه‌های پیشین تحت تأثیر عملکرد فاز سیال قرار خواهند گرفت. در تحلیل استریوگرافی قطب رگه‌ها و شکستگی‌ها علاوه بر تشخیص راستای محوره‌های اصلی تنش می‌توان به مقادیر زاویه θ نیز دست یافت [۱۲، ۳]. مقادیر زاویه θ بر روی سطوح اصلی تنش اندازه‌گیری می‌شوند و معیاری از میانگین جهت‌گیری رگه‌ها نسبت به محوره‌های تنش می‌باشند. شکل ۶ اندازه‌گیری مقادیر زاویه θ_2 و θ_3 بر روی سطوح اصلی تنش در ایستگاه ۱ را نشان می‌دهد. مقادیر زاویه θ ترسیم دایره مور و تعیین مقادیر نسبی تنش‌های اصلی و فشار منفذی را امکان‌پذیر می‌نماید. جدول ۱ نشان دهنده مقادیر زوایای θ_2 و θ_3 برآورد شده بر روی سطوح اصلی تنش در ایستگاه‌های مختلف می‌باشد.



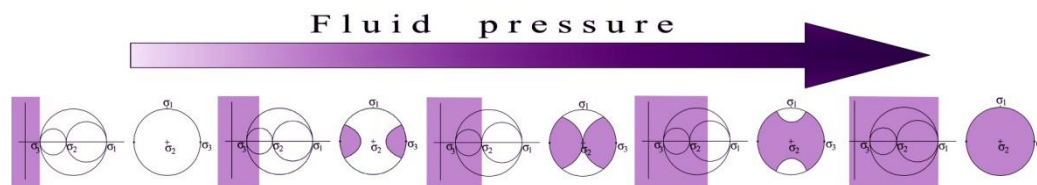
شکل ۶- اندازه‌گیری مقادیر زاویه θ_2 و θ_3 بر روی سطوح اصلی تنش

همچنین با استفاده از رابطه ۳ و مقادیر زاویه θ_2 می‌توان مقادیر نسبت فشار محرک (R') را تعیین نمود [۱۷].

رابطه ۳:

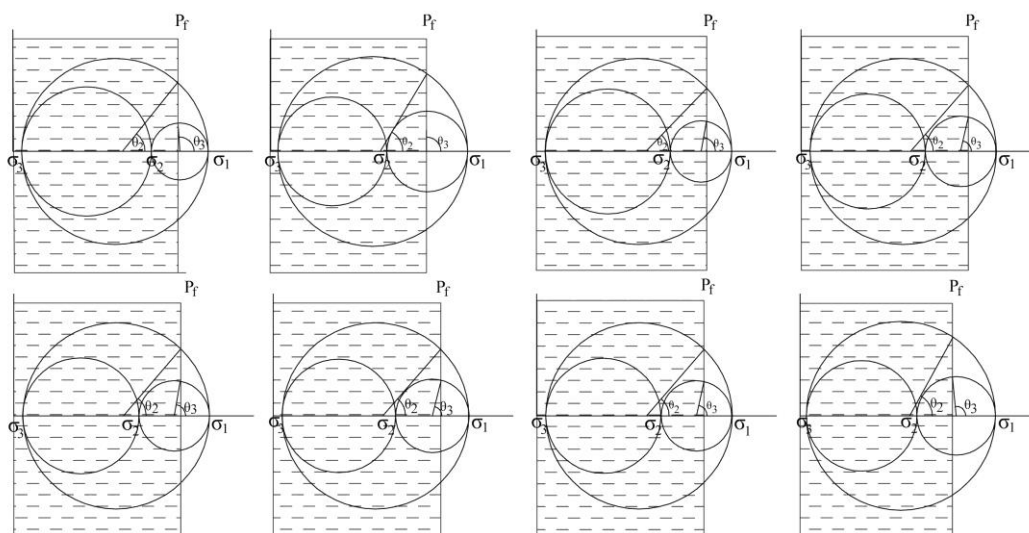
$$R' = \frac{1 + \cos 2\theta_2}{2}$$

معادله فوق در حالت توزیع پراکنده قطب رگه‌ها ($P_f > \sigma_2$) مورد استفاده قرار می‌گیرد. شکل ۷ محدوده ای از جهت‌یابی - های مختلف رگه‌ها که با افزایش فشار منفذی امکان شکل‌گیری خواهند داشت را نشان می‌دهد.



شکل ۷- افزایش تدریجی فشار منفذی و تغییر در الگوی پراکندگی قطب رگه‌ها (از الگوی محدود به الگوی پراکنده). بخش‌های رنگی در استریوگراف‌ها، الگوی توزیع قطب رگه‌ها را نشان می‌دهد [۱۲].

با استفاده از مقادیر حاصل از زاویه θ_2 مقادیر نسبت فشار محرک (R') محاسبه گردید (جدول ۲). با فرض ثابت بودن مقدار تنش‌های تفاضلی ($\sigma_1 - \sigma_3$) و با ترسیم محورهای افقی و عمودی با مقیاس مشخص و با استفاده از مقادیر زوایای θ_2 و θ_3 نمودار مور مربوط به مقادیر نسبی تنش‌های اصلی و مقادیر فشار منفذی تعیین گردید (شکل ۸ و جدول ۲).



شکل ۸- تحلیل سه بعدی نمودار مور و برآورد مقادیر نسبی تنشهای اصلی و فشار منفذی

جدول ۲- مقادیر نسبی تنش‌های اصلی، فشار محرک و فشار منفذی

	σ_1	σ_2	σ_3	R'	P_f
Station 1	5395	3825	246	0.82	4468
Station 2	5395	3206	246	0.75	4107
Station 3	5395	3701	246	0.84	4571
Station 4	5395	3426	246	0.82	4468
Station 5	5395	3452	246	0.82	4468
Station 6	5395	3377	246	0.83	4365
Station 7	5395	3419	246	0.82	4468
Station 8	5395	3224	246	0.73	4004

براساس رابطه ۲ مقدار پارامتر نسبت تنش ($\emptyset$) معادل با 0.81 محاسبه گردید. دامنه تغییرات نسبت تنش بین صفر و یک بوده ($0 \leq \emptyset \leq 1$) و مقدار $\emptyset=0$ نشان دهنده شرایط بیضوی تنش کشیده (Prolate) و $\emptyset=1$ نشان دهنده شرایط بیضوی تنش فشرده یا پخ (Oblate) می‌باشد [۱۱]. با توجه به مقدار حاصله ($\emptyset = 0.81$) می‌توان چنین استنباط نمود که ماهیت بیضوی تنش در زمان تشکیل رگه‌های ژئوپسی نشان دهنده شرایط بیضوی تنش فشرده سه محوری (Three axial oblate shape) بوده است.

۵- نتیجه‌گیری

مطالعات انجام‌شده بر روی رگه‌های ژئوپسی در واحدهای سنگی سازند گچساران در تاق‌دیس نفت سفید نشان می‌دهد که توسعه و پراکندگی این رگه‌ها رابطه مستقیم با میدان تنش و فشار منفذی در زمان تشکیل آنها دارد. تحلیل‌های استریوگرافی و ترسیمی حاکی از آن است که قطب رگه‌های ژئوپسی در اغلب ایستگاه‌های مورد بررسی دارای الگوی پراکندگی گسترده هستند که بیانگر غلبه فشار منفذی نسبت به تنش میانگین ($\sigma_2 < P_f$) در زمان تشکیل رگه‌ها است. این وضعیت بیانگر شرایطی است که در آن سیالات توانسته‌اند در راستاهای متنوعی موجب شکست و بازشدگی سنگ میزبان شوند. نتایج حاصل از تحلیل هندسی رگه‌ها و تعیین راستای محوره‌های اصلی تنش ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$) نشان می‌دهد که محور تنش بیشینه (σ_1) دارای راستایی تقریباً شمال‌باختری - جنوب‌خاوری است که با جهت‌گیری عمومی نیروهای فشاری در کمربند چین‌خورده و رانده زاگرس همخوانی دارد. این امر بیانگر تأثیر مستقیم رژیم فشاری زاگرس در کنترل الگوهای شکستگی و رگه‌زایی در منطقه است. مقادیر محاسبه‌شده نسبت فشار محرک (R') در بازه‌ی 0.73 تا 0.84 و فشار منفذی در حدود 4004 تا 4571 واحد نشان دهنده‌ی تأثیر قابل توجه فشار سیالات در فرآیند شکستگی و نفوذپذیری سنگ‌های گچی سازند گچساران است. مقدار نسبت تنش ($\emptyset = 0.81$) نیز ماهیت بیضوی فشرده (Oblate) میدان تنش را مشخص می‌کند که نشان‌دهنده‌ی شرایط تنش فشاری سه‌محوری (Three axial oblate shape) در زمان تشکیل رگه‌های ژئوپسی می‌باشد.

تشکر و قدردانی

از داوران مقاله آقای دکتر بهمن سلیمانی (هیات علمی دانشگاه شهید چمران اهواز) و خانم دکتر سعیده کشاورز (هیات علمی دانشگاه تحصیلات تکمیلی کرمان) و آقای دکتر شهریار صادقی (هیات علمی دانشگاه بین‌المللی امام خمینی) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [1] ALAVI, M., 2007. Structures of the zagros fold-thrust belt in Iran. *American Journal of Science*, **307**: 1064–1095.

- [2] ANGELIER, J., 1984. Tectonic analysis of fault slip data sets. *Journal of Geophysics Researches*, **89**: 5835–5848.
- [3] BEAR, G., BEYTH, M., RECHES, Z., 1994. Dike emplaced into fractured basement, Timna Igneous Complex, Israel. *Journal of Geophysics Researches*, **99**: 24039–24051.
- [4] BERBERIAN, M., 1995. Master ‘blind’ thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. *Tectonophysics*, **241**: 193–224.
- [5] BERBERIAN, M., KING, G.C.P., 1981. Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian Journal of Earth Sciences*, **18**: 210–265.
- [6] BLANCE, E.J.P., ALLEN, M.B., INGER, S., HASSANI, H., 2003. Structural styles in the Zagros Simple Folded Zone, Iran. *Journal of the Geological Society*, **160**: 401–412. doi:10.1144/0016-764902-110.
- [7] BORDENAVE, M. L., HEGRE, J. A., 2005. The influence of tectonics on the entrapment of oil in the Dezful Embayment, Zagros Foldbelt, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, **28(4)**: 339–368.
- [8] FAGHIH, A., DEHGHAN M., SOBHANI S.S., 2023. Study of deformation pattern and kinematic characteristics in the Gelmandeh metamorphic complex, Saghand region, Central Iran. *Advanced Applied Geology*, **12(4)**: 617–634.
- [9] FALCON, N.L., 1974. Problems of the relationship between surface structures and deep displacements illustrated by the Zagros range. *Geological Society of London. Special Publication*, **3**: 9–22.
- [10] FERGOSSON, C., NUTMAN, A., MOHAJJEL, M., BENNETT, V.C., 2016. The Sanandaj–Sirjan Zone in the Neo-Tethyan suture, western Iran: Zircon U–Pb evidence of late Paleozoic rifting of northern Gondwana and mid-Jurassic orogenesis. *Gondwana Research*, **58**: 216–238.
- [11] FOSSEN, H., 2016. Structural geology (2nd ed.). Cambridge University Press
- [12] JOLLY, R.J.H., SANDERSON, D.J., 1997. A Mohr circle reconstruction for the opening of a pre-existing fracture. *Journal of Structural Geology*, **19**: 887–892.
- [13] KESHAVERZ, S., FAGHIH, A., ASADI, S., SOLEIMANI, M., ZAREI, S., 2024. PT conditions of deformation of the Gol-e-Gohar shear zone, SW Iran: Insights from analysis of quartz c-axis fabrics, recrystallization mechanisms and syndeformational fluid inclusions. *Journal of Asian Earth Sciences*, **262**: 106010.
- [14] KRUHL, J.H., 1998. Reply: prism- and basal-plane parallel subgrain boundaries in quartz: a microstructural geothermobarometer. *Journal of Metamorphic Geology*, **16**: 142–146.
- [15] LAW, R.D., 1990. Crystallographic fabrics. A selective review of their applications to research in structural geology. In: Knipe, R.J., Rutter, E.H. (Eds.), *Deformation Mechanisms, Rheology and Tectonics. Geological Society of London, Special Publication*, **54**: 335–52.
- [16] LAW, R.D., SEARLE, M.P., SIMPSON, R.L., 2004. Strain, deformation temperatures and vorticity of flow at the top of the Greater Himalayan Slab, Everest Massif. Tibet. *Journal of Geological Society, London*, **161**: 305–320.
- [17] MCKEAGNEY, C.J., BOULTER, C.A., JOLLY, R.J.H., FOSTER, R.P., 2004. 3D Mohr Circle analysis of vein opening, Indrama lode-gold deposit, Zimbabwe: implication for exploration. *Journal of Structural Geology*, **26**: 1275–1291.

- [18] MCQUARRIE, N., 2004. Crustal scale geometry of the Zagros fold–thrust belt, Iran. *Journal of Structural Geology*, **26**: 519–535.
- [19] MOHAJJEL, M., FERGUSON, C.L., 2000. Dextral transpression in Late Cretaceous continental collision, Sanandaj–Sirjan Zone, western Iran. *Journal of Structural Geology*, **22**: 1125–1139.
- [20] NÜCHTER, J.A., STÖCKHERT, B., 2008. Coupled stress and pore fluid pressure changes in the middle crust: Vein record of coseismic loading and postseismic stress relaxation. *Tectonics*, **27**: 1–23.
- [21] OTSUBO, M., MIYAKAWA, A., KAWASAKI, R., SATO, K., YAMAGUCHI, A., KIMURA, A., 2016. Variations in stress and driving pore fluid pressure ratio using vein orientations along megasplay faults: Example from the Nobeoka Thrust, Southwest Japan. *Island Arc*, **25**: 421–432.
- [22] SADEGHI, S., YASSAGHI, A., 2016. Spatial evolution of Zagros collision zone in Kurdistan, NW Iran: Constraints on Arabia–Eurasia oblique convergence. *Solid Earth*, **7**: 659–672. doi:10.5194/se-7-659-2016.
- [23] SAEDI, G., SOLEIMANI, B., SAMANI, B., ARZANI, A., 2022. The interaction between faults and in-situ stress on the kinematic and subsurface natural fracture of Aghajari oilfield in southwest of Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **208**: 109567.
- [24] SAMANI, B., 2017. Deformation flow analysis and symmetry of Goushti shear zone, Sanandaj–Sirjan metamorphic belt, Iran. *Geopersia*, **7**: 117–130.
- [25] SARKARINEJAD, K., AZIZI, A., 2008. Slip partitioning and inclined dextral transpression along the Zagros Thrust System, Iran. *Journal of Structural Geology*, **30**: 116–136.
- [26] SARKARINEJAD, K., KESHAVARZ, S., FAFGIH, A., SAMANI, B., 2017. Kinematic analysis of rock flow and deformation temperature of the Sirjan thrust sheet, Zagros Orogen, Iran. *Geological Magazine*, **154**: 147–165.
- [27] SCHWARZHANS, W., Bosold, A., JULAPOUR, A., ASHRAFZADEH, A.R., EHSANI, S.M., 2025. The structural geology of the High Central Zagros revisited (Iran) Available to Purchase. *Petroleum Geoscience*, **11** (3): 225–238.
- [28] SEMBRONI, A., Riccardo REITANO, A., FACCENNA, C., CALLIERI, P., 2024. The geologic configuration of the Zagros Fold and Thrust Belt: an overview. *Mediterranean Geoscience Reviews*, **6**: 61–86.
- [29] SEPEHR, M., COSGROVE, J., MOINEI, M., 2006. The impact of cover rock rheology on the style of folding in the Zagros fold–thrust belt. *Tectonophysics*, **427**(1–4): 265–281.
- [30] STOCKLIN, J., 1968. Structural history and tectonics of Iran, a review, *A. A. P. G. Bull.*, **52**(7): 1229–1258.
- [31] TAKIN, M., 1972. Iranian geology and continental drift in the Middle East. *Nature*, **235**: 147–150.
- [32] TALEBIAN, M., JACKSON, J., 2004. A reappraisal of earthquake focal mechanisms and active shortening in the Zagros mountains of Iran. *Geophysics*, **156**: 506–526.

- [33] WILSON, C.J.L., ROBINSON, J.A., DUGDALE, A.L., 2008. Quartz vein fabrics coupled to elevated fluid pressures in the Stawell gold deposit, south-eastern Australia. *Mineralium Deposita*, **44**(2):245-263.
- [34] ZAMANI, B.G, 2023. Geodynamics and tectonic stress model for the Zagros fold-thrust belt and classification of tectonic stress regimes. *Marine and Petroleum Geology*, **155**: 1-17.

شناسایی و تفکیک چرخه‌های رسوبی با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ و ارتباط چرخه‌های رسوبی با مرزهای زمان چینه‌ای - زیست چینه‌ای نهشته‌های ائوسن بالایی و الیگو-میوسن دریکی از چاه‌های میدان نفتی مارون

محمد گودرزی

دانشجوی دکتری، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه لرستان، خرم آباد، ایران

*Mohammadgoodarzi45@yahoo.com

دریافت بهمن ۱۴۰۴، پذیرش اردیبهشت ۱۴۰۵

چکیده

پژوهش حاضر در یکی چاه‌های میدان نفتی مارون جهت شناسایی و تفکیک چرخه‌های رسوبی بر مبنای نرم افزار سیکلولاگ و رابطه بین چرخه‌های رسوبی با مرزهای زمان چینه‌ای - زیست چینه‌ای در نهشته‌های ائوسن بالایی (بخش بالایی سازند پابده) و الیگو-میوسن (سازند آسماری) انجام شده است. در ابتدا بر مبنای مطالعه مقاطع نازک میکروسکوپی سن نهشته‌های ائوسن بالایی و الیگو-میوسن تعیین و تفکیک گردیدند و سپس با چرخه‌های رسوبی مورد انطباق قرار داده شدند. ضخامت محدوده مورد مطالعه در این چاه ۴۴۶.۵ متر بوده و لیتولوژی غالب آن شیل، شیل آهکی، سنگ آهک و دولومیت می‌باشد. هر دو مرزهای زیرین و بالایی (سازندهای پابده - آسماری و آسماری - گچساران) بصورت پیوسته و تدریجی می‌باشد. پس از مطالعه و بررسی چرخه‌های رسوبی در نرم افزار سیکلولاگ پنج سطح مرزی منفی (NB) و چهار سطح مرزی مثبت (PB) شناسایی گردید و بر اساس این سطوح مرزی چهار چرخه رسوبی شناسایی و تفکیک شدند. NB1000 در محدوده زمانی ائوسن پسین، PB1000 منطبق بر بازه زمانی شاتین، NB 2000 در محدوده زمانی روپلین - شاتین، PB 2000 منطبق بر بازه زمانی شاتین، NB 3000 در محدوده زمانی شاتین، PB 3000 منطبق بر زمانی آکیتانین، NB 4000 در محدوده زمانی آکیتانین، PB 4000 منطبق بر زمانی آکیتانین و NB 5000 منطبق بر بازه زمانی آکیتانین قرار دارد. پس از شناسایی سطوح مرزی مثبت و منفی مشخص گردید که چرخه رسوبی اول PB 1000 - NB 1000 در محدوده ائوسن پسین - روپلین، شاتین، چرخه رسوبی دوم PB 2000 - NB 2000 در محدوده روپلین، شاتین - شاتین، چرخه رسوبی سوم PB 3000 - NB 3000 در محدوده شاتین - آکیتانین و چرخه رسوبی چهارم PB 4000 - NB 4000 در محدوده آکیتانین نهشته شده است.

کلمات کلیدی: میدان نفتی مارون، ائوسن بالایی، الیگو - میوسن، سیکلولاگ، سیکل‌های رسوبی

۱- مقدمه

در ائوسن پسین - الیگوسن، شمال شرقی لرستان و سکوی فارس داخلی از آب بیرون مانده ولی در ناهه‌های خوزستان و لنگه، رسوب‌گذاری نهشته‌های ژرف سازند پابده ادامه داشته است. در پایان الیگوسن و در نتیجه پیشروی آرام و محدود دریا، چرخه‌ی آسماری به سن شاتین شروع می‌شود. در مرز الیگوسن - میوسن در نواحی اهواز ماسه سنگ‌هایی نهشته می شده که از آن به عنوان بخش ماسه سنگی اهواز از سازند آسماری یاد می‌شود. در همین زمان در حوضه لرستان، نهشته‌های تبخیری بخش کلهر رسوب‌گذاری کرده است. رسوبات آکیتانین با ویژگی محیط کم عمق در تمام حوضه نهشته شده و چرخه‌ی آسماری میانی را به وجود آورده است. چرخه‌ی رسوبی آسماری بالایی با پیشروی گسترده‌ی دریای بوردیگالین در تمام لرستان و قسمت اعظم خوزستان نهشته شده است. از چرخه‌ی آسماری پایینی به آسماری میانی، کم عمق شدن دریا محسوس است حتی دولومیتی شدن ردیف‌های آسماری میانی ممکن است نشانه یک مرحله دپازنر در مرز آسماری بالایی باشد [۲۶]. پس از این رویداد فرسایش، با پیشروی گسترده‌ی دریای بوردیگالین (چرخه‌ی آسماری بالایی) در تمامی لرستان و قسمت اعظم خوزستان انباشته شده ولی این سنگ‌ها در شمال شرقی خوزستان وجود ندارد. در اواخر بوردیگالین با افت سطح دریا شرایط حاکم و چرخه‌ی رسوبی آسماری به پایان رسیده است [۱]. برش الگوی سازند پابده در تنگ پابده و در تاقدیس گورپی در شمال شهر لالی قرار دارد [۲۶]. در برش الگو سازند پابده ضخامت‌ی نزدیک به ۸۰۰ متر داشته بطوریکه شیل و مارن ارغوانی در قاعده و شیل خاکستری به همراه لایه‌های آهک رسی و نیز گاهی حاوی چرت در بالا قرار دارد [۲۶]. از نظر چینه‌شناسی مرزهای زیرین و بالایی سازند پابده در حوضه رسوبی زاگرس متفاوت می‌باشد، بطوریکه در اکثر مناطق سازند پابده بر روی سازند گورپی نهشته شده که گاهی با ناپیوستگی (فرسایشی و موازی) همراه است. در برخی از مناطق زون لرستان سازند پابده با سازند تله زنگ ارتباط جانبی داشته به همین علت به آن عضو آهکی تله زنگ می‌گویند و گاهی ممکن است بر روی سازند امیران نهشته شود. در مرز بالایی سازند پابده، سازند آسماری قرار دارد که این وضعیت بصورت مرز تدریجی بوده و گاهی اوقات مرز بین آنها شارپ (تاقدیس کبیر کوه) می‌باشد. در زون فارس (فارس داخلی) گاهی اوقات سازند جهرم، بجای سازند آسماری بر روی سازند پابده قرار می‌گیرد. گستره سن سازند پابده از ابتدای پالئوسن تا ابتدای میوسن بوده، بطوریکه در نقاط مختلف حوضه زاگرس متفاوت می‌باشد. بطور مثال در حوضه‌های فارس و خوزستان سن سازند پابده پالئوسن - الیگوسن بوده در حالیکه در لرستان سن این سازند پالئوسن - میوسن می‌باشد [۱]. سازند آسماری به عنوان سنگ مخزن اصلی نفت در میدین نفتی جنوب غرب از اهمیت خاصی در جایگاه زمین شناسی ایران برخوردار است. از طرفی این سازند بخاطر داشتن روزن‌داران کفزی بزرگ (LBF) الیگو - میوسن (خانواده‌های نومولیتیده، لپیدوسیکلینیده، میلیولیده، سوروتیده و آلئولینیده) و نیز داشتن تنوع زیادی از ریز رخساره - ها و محیط‌های رسوبی به عنوان یک سازند شاخص و معروف از یک پلاتفرم کربناته در دنیا محسوب می‌شود [۲۰، ۲۳، ۲۴ و ۲۵]. [۱۳]. برش الگوی سازند آسماری در تنگ گل ترش بوده و ضخامت آن ۳۱۴ متر می‌باشد [۲۶]. در برش الگو سنگ‌شناسی غالب سازند آسماری، سنگ آهک‌های مقاوم کرم تا قهوه‌ای رنگ با ریخت شناسی کوه ساز و با میان لایه‌های جزئی از شیل بوده که با داشتن درزه‌های فراوان شاخص می‌باشد [۳۸]. همانند سازند پابده، سازند آسماری در نقاط مختلف حوضه رسوبی زاگرس از نظر چینه‌شناسی وضعیت یکسانی ندارد، بطوریکه سازندهای واقع در مرزهای زیرین و بالایی این سازند یکسان نیستند. در اکثر نواحی حوضه رسوبی زاگرس سازند پابده در مرز زیرین سازند آسماری قرار

گرفته ولی در زون لرستان، سازند کربناتی - دولومیتی شهبازان و در زون فارس (فارس داخلی) نیز سازند جهرم با ناپیوستگی پیوسته نما (Paraconformity) نهشته شده است. مرز بالایی سازند آسماری همانند مرز زیرین آن از نظر چینه شناسی یکسان نیست، بطوریکه در اکثر نواحی سازند گچساران بر روی سازند آسماری قرار گرفته ولی در زاگرس مرتفع و فارس داخلی سازند آسماری توسط سازند رازک پوشیده می شود [۱]. توالی های سازند آسماری از نظر تغییرات سنگ چینه نگاری و زیست چینه نگاری در حوضه رسوبی زاگرس تفاوت چشمگیری داشته بطوریکه در زون لرستان عضو تبخیری (انیدریتی) کلهر در قاعده این سازند قرار دارد و در برخی از میداین نفتی (غرب خوزستان) عضو ماسه سنگی اهواز در قاعده این سازند نهشته شده است. گستره سن سازند آسماری متأثر از تغییرات حوضه و تکتونیک در نقاط مختلف حوضه زاگرس متفاوت می باشد بطوریکه، در زون لرستان سن این سازند میوسن (آکیتانین - بوردیگالین)، در زون فارس، الیگوسن (روپلین - شاتین) و در سایر نواحی روپلین، شاتین - بوردیگالین می باشد [۱ و ۲۶].

چینه نگاری چرخه ای (سیکلو استراتیگرافی) یکی از شاخه های جدید علم چینه نگاری می باشد بطوریکه این شاخه از علم چینه نگاری با شناسایی، تعیین ویژگی ها، تطابق و تفسیر تغییرات چرخه ای در چینه شناسی مرتبط می باشد، چنانچه در آن الگوهای سیکلیک (منظم در ثبت های چینه شناسی که خود حاصل اثرات متقابل تکتونیک و فرآیندهای اقلیمی میلانکوویچ می باشد را مورد بحث و بررسی قرار می دهد. از این روش و این شاخه از علم چینه نگاری در آخرین بازنگری جداول زمان-چینه ای جهت تنظیم دقیق تر مرز آشکوب ها استفاده می کنند [۳۳]. اهمیت سازندهای پابده (به عنوان سنگ منشا سنوزوئیک حوضه رسوبی زاگرس و نیز داشتن تنوع زیادی از روزن داران پلانکتون پالئوزن و ابتدای نئوژن) و آسماری (بخاطر تنوع زیاد ریز رخساره ها، محیط های رسوبی، نمونه بارز از یک پلاتفرم کربناته، سنگ مخزن اصلی نفت ایران و نیز حضور روزن داران شاخص کفزی بزرگ الیگو-میوسن) و همچنین اهمیت چینه نگاری چرخه ای در زمین شناسی ایران بخصوص در زمین شناسی نفت و زمین شناسی زیر سطحی مسبب انجام پژوهش های گسترده ای در زمینه های مختلفی مانند چینه شناسی، رسوب شناسی، زمین شناسی نفت و اخیراً چینه نگاری چرخه ای در میداین نفتی شده است [۲۵]. مهمترین پژوهش های انجام شده در سازندهای پابده، آسماری و چینه نگاری چرخه ای به شرح زیر می باشد:

مهمترین مطالعات پیشین سازند پابده:

محققین زیادی در زمینه های مختلفی مانند سنگ چینه نگاری، زیست چینه نگاری، رسوب شناسی و محیط های رسوبی و نیز ژئوشیمی آلی بروی این سازند پژوهش انجام داده اند، پژوهش هایی مانند: جیمز و واینند [۳۸]، هداوندخانی [۲۸ و ۲۹]، دانشیان و همکاران [۸]؛ سلسانی و همکاران، [۵۱]، سبکرو و همکاران [۹ و ۱۰]، طاهری زاده و همکاران [۱۷] و خالوعسگری و همکاران، [۷]، کریمی و همکاران [۴۰] و سلیمانی و همکاران [۵۴].

مهمترین مطالعات پیشین سازند آسماری:

Laursen et al [41], Ehrenberg et al [34], van Buchem et al [59], Vaziri-Moghaddam et al [85], Sadeghi et al [51 - 52], Allahkarampour Dill [31 - 32], Shabafrouz et al [54 - 55], Soleimani et al [56], Nikfard et al [42], Omidpour et al [46], Piryaee et al [49], Sadeqi et al [52].

عظام پناه و گودرزی [۱۳]، گودرزی و همکاران [۲۰-۲۵]، دانشیان و همکاران [۸].

مهمترین مطالعات سیکلو استراتیگرافی (چینه نگاری چرخه ای):

از این روش به عنوان روشی جدید در علم چینه نگاری و نیز به عنوان علمی موثر و کلیدی در مطالعه نهشته های زیر سطحی در موارد مختلفی در اقصی نقاط مختلف دنیا و نیز ایران استفاده شده است که مهمترین آنها عبارتند از: مطالعات مخزن بنگستان در میدان نفتی گچساران و رگ سفید [۱۱]، مخزن بنگستان در میدان نفتی گچساران [۱۴-۱۵ و ۱۶]، سازند آسماری در چاه شماره ۱۹ میدان نفتی پارس [۱۲]، مخزن آسماری در میدان نفتی مارون [۲]، مطالعه چینه نگاری سکانسی

(سیکلواستراتیگرافی) سازند آسماری در میدان نفتی قلعه نار[۲۷]، مقایسه مرز آشکوب‌های بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در میدان نفتی مارون با سطوح مرزی NB و PB در میدان نفتی مارون [۲۰ - ۲۳]، بررسی سیکلواستراتیگرافی مخزن آسماری در میداین نفتی کرنج، پرنج و پارسی[۶]، و بررسی سیکل‌های رسوبی و انطباق با مرزهای زیستی - زمانی ائوسن پسین - الیگوسن، سازندهای پابده و آسماری در میدان نفتی مارون[۲۵] و Zhang et al[30], Abasaghi et al[60].

با توجه به اهمیت این دو سازند در زمین شناسی ایران و همچنین کاربردهای متنوع نرم افزار سیکلولاگ در میداین و چاه‌های نفتی بخصوص برای انطباق رخنمون‌های زیر سطحی این مطالعه اهداف زیر را دنبال می‌کند:

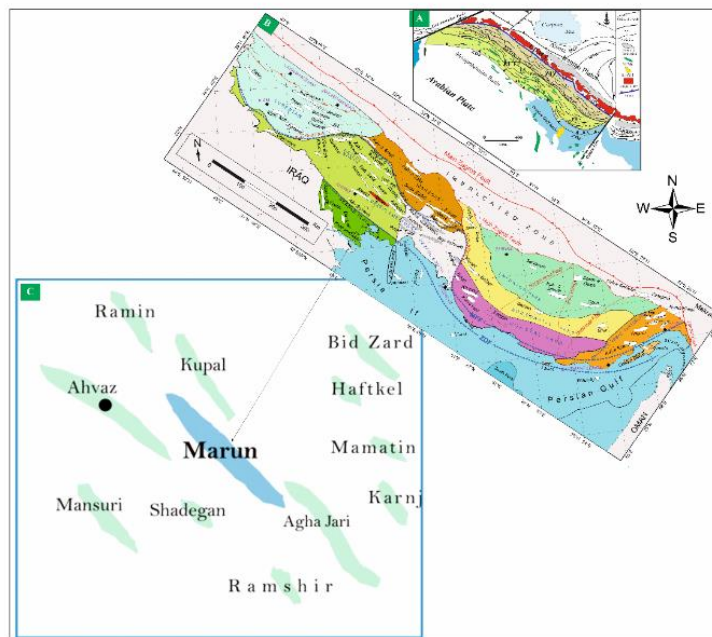
- بررسی و شناسایی سطوح مرزی منفی (NB) در چاه مورد مطالعه
- بررسی و شناسایی سطوح مرزی مثبت (PB) در چاه مورد مطالعه
- شناسایی و تفکیک چرخه‌های رسوبی بر مبنای سطوح مرزی (NB) و (PB)
- مقایسه سطوح مرزی مثبت (PB) و منفی (NB) و چرخه‌های رسوبی با مرز آشکوب‌ها
- ارتباط بین چرخه‌های رسوبی با زون‌های زیستی
- ارتباط چرخه‌های رسوبی با مرزهای زمان چینه‌ای - زیست چینه‌ای

۲- زمین شناسی، موقعیت جغرافیایی منطقه و چینه شناسی چاه مورد مطالعه

فرو افتادگی دزفول (Embayment Dezful) بخشی از پیش‌گودال (Fore Deep) زاگرس هست و دارای ویژگی‌ها و اختصاصاتی همانند داشتن بیشترین میداین نفتی ایران، قرار گرفتن در میان سه پدیده مهم ساختمانی، زون خمشی بالا رود (چپگرد)، زون خمشی جبهه کوهستانی، زون خمشی - گسلی کازرون (راستگرد) و همچنین بخشی از زاگرس چین‌خورده است که در آن سازند آسماری رخنمون ندارد[۲۶]. فروافتادگی دزفول بین ۳۰۰۰ تا ۶۰۰۰ متر پایین افتادگی دارد، ولی نسبت به مناطق همجوار، از نظر زمین‌ساختی پایدارتر و چین‌خوردگی کمتری دارد. ساختار کلی فروافتادگی دزفول و مرزهای آن (خمش بالارود، خمش جبهه کوهستانی، زون گسلی کازرون) و همچنین روندهای شمالی - جنوبی و شرقی - غربی آن، ممکن است در ارتباط با گسل‌های پی‌سنگ باشند. کهن‌ترین شاهد حرکتی این ساختارهای خطی، متعلق به کرتاسه بالایی است. ولی ساختارهای پیرامون فروافتادگی دزفول و خطواره‌های درون آن، به احتمال در ژوراسیک و تریاس و حتی شاید پیش از آن فعال بوده‌اند. این ساختمان‌های خطی تا الیگوسن یا میوسن میانی همچنان پویا بوده‌اند. در شکل‌گیری این فروافتادگی عملکرد توأم خطواره قطر - کازرون (راستگرد) و خطواره بالارود (چپگرد) نقش اساسی داشته‌اند[۲۶]. از نظر زمین شناسی و جغرافیایی فروافتادگی دزفول، جزئی از کمربند چین خورده - رانده زاگرس است که در جنوب شرقی دزفول و شمال شرقی اهواز قرار دارد مارون[۲۶]. میدان نفتی مارون در چهل کیلومتری شمال شرق شهرستان اهواز، در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی و در امتداد تاقدیس‌های آغاجاری و رامین قرار گرفته است. این میدان در افق آسماری دارای طول ۶۷/۵ کیلومتر و بطور متوسط ۵/۵ کیلومتر عرض می‌باشد، در بیشترین حالت ۷ کیلومتر و در کمترین حالت ۳/۵ کیلومتر عرض دارد. این میدان از شمال توسط میدان رامین، از جنوب توسط میدان رامشیر، از شرق توسط میدان کوپال و از غرب و شمال غرب توسط میداین اهواز و شادگان محدود شده است (شکل ۱).

در چاه مورد مطالعه لیتولوژی نهشته‌های ائوسن بالایی عمدتاً شیل آهکی و نهشته‌های الیگو- میوسن شیل آهکی، سنگ آهک، شیل و با مقدار کمتر ماسه سنگ می‌باشد[۲۲-۲۳]. مرز سازندهای پابده - آسماری و نیز سازندهای آسماری - گچساران بصورت تدریجی و پیوسته بوده[۲۲-۲۳] و بر اساس مطالعات زیست چینه‌نگاری قبلی، بر مبنای زون بندی

لارسن و همکاران [۴۱] و ون بوخم [۵۹] سن بخش بالایی سازند پابده ائوسن پسین و سازند آسماری روپلین، شاتین - بوردیگالین تعیین گردیده است (جدول ۱ و شکل ۲) [۲۲-۲۳]. مطالعه ریز رخساره‌ها و محیط‌های رسوبی در چاه مورد مطالعه نیز منجر به شناسایی محیط‌های حوضه و رمپ خارجی (بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری)، رمپ میانی (بخش‌های دیستال و پروکسیمال)، شول و رمپ درونی (ریف کومه‌ای، لاگون باز، لاگون نیمه بسته، لاگون بسته و پهنه جزر و مدی) گردید که بر اساس شواهدی مانند تبدیل تدریجی ریز رخساره‌ها بهم، نبود آثار ریزشی و لغزش، نبود دانه‌های پوشش‌دار و نبود اوئید و ایتراکست و عدم حضور ریف گسترده حاکی از نهشته شدن سازند آسماری در یک پلاتفرم کربناته کم عمق از نوع رمپ هموکلینال می‌باشد [۱۹-۲۰].



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میادین نفتی جنوب غرب و میدان نفتی مارون.

۳- روش کار

با توجه به چند مرحله‌ای بودن این پژوهش (مطالعات آزمایشگاهی و مطالعه نرم افزاری) در ابتدا، تعداد ۱۵۰ مقطع نازک میکروسکوپی از ۴۴۶.۵ متر نهشته‌های ائوسن بالایی (سازند پابده) و الیگو - میوسن (سازند آسماری) از چاه A میدان نفتی مارون جهت تعیین سن، شناسایی زون‌های زیستی و مرزهای زمان چینه‌ای و تعیین مرز آشکوب‌ها مورد مطالعه قرار گرفت [۲۱]. پس از شناسایی، تعیین و تفکیک زون بندی زیستی و مرز آشکوب‌ها (بر مبنای زون بندی لارسن و همکاران [۴۱]، ون بوخم و همکاران [۵۹] و گودرزی و همکاران، [۲۱-۲۲ و ۲۳])، سپس با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ، سطوح مرزی مثبت و منفی (NB - PB) شناسایی، از هم تفکیک و بر مبنای این سطوح شناسایی شده چرخه‌های رسوبی در چاه مورد مطالعه شناسایی و معرفی شدند. پس از شناسایی سطوح مرزی و تفکیک چرخه‌های رسوبی بر مبنای نرم افزار سیکلولاگ، در انتها سطوح مرزی و چرخه‌های رسوبی، با مرزهای زیستی - زمانی چینه‌ای مورد مقایسه قرار گرفتند.

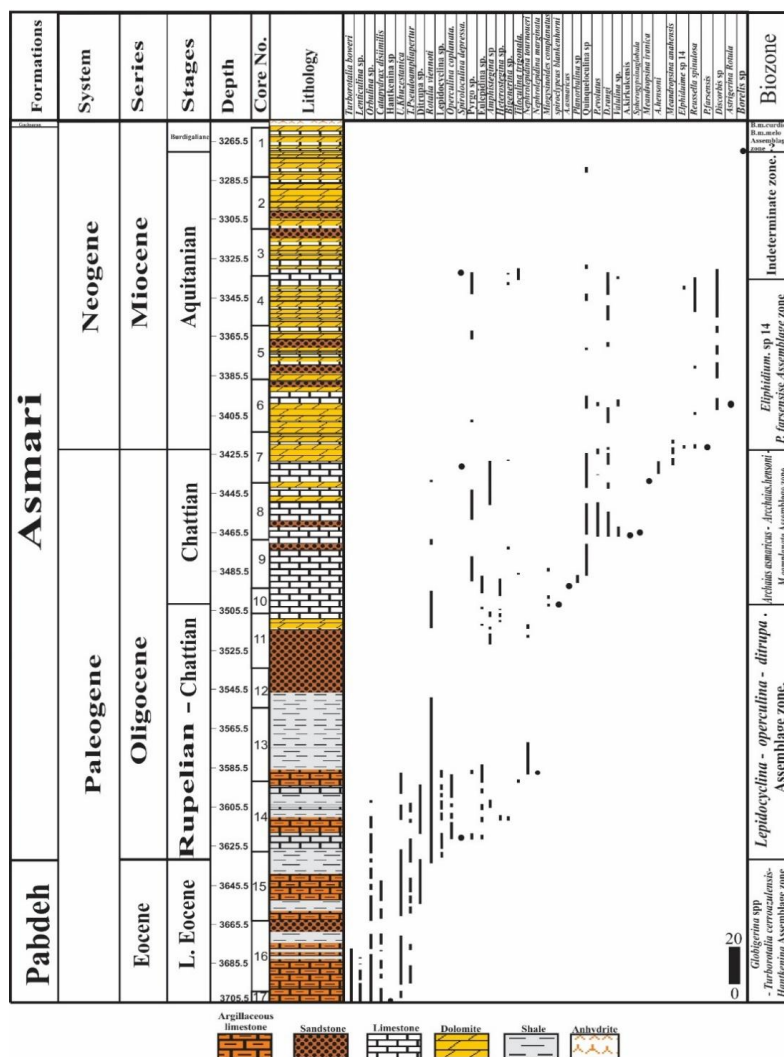
۴- زیست چینه نگاری چاه مورد مطالعه

جهت انجام زیست چینه‌نگاری (شناسایی روزن‌داران کفزی و پلانکتون، زون بندی زیستی و تعیین سن چاه مورد مطالعه)، پس از شناسایی روزن‌داران کفزی و پلانکتون و بر اساس پخش و پراکندگی عمودی آنها بر مبنای زون بندی لارسن و همکاران [۴۱] و ون بوخم [۵۹] یک زون تجمعی به سن ائوسن پسین از سازند پابده، چهار زون زیستی تجمعی و یک زون

مبهم زیستی به سن روپلین، شاتین - بوردیگالین؟ از سازند آسماری شناسایی گردید (جدول ۱ و شکل ۲)، [۱۹-۲۱]. بدین ترتیب سن این توالی در چاه مورد مطالعه ائوسن پسین (بخش بالایی سازند پابده) و روپلین، شاتین - بوردیگالین؟ می- باشد (شکل ۲ و جدول ۱).

جدول ۱: زون‌های زیستی بخش بالایی سازند پابده و سازند آسماری در چاه مورد مطالعه [۲۱].

<i>Globigerina</i> spp - <i>Turborotalia cerroazulesis</i> - <i>Hantkenia</i> Assemblage zone.	76	L. Eocene	۳۷۰۶/۵-3630/5	Pabdeh
<i>Lepidocyclina</i> - <i>Operculina</i> - <i>Ditrupea</i> Assemblage Zone.	129.5	Rupelian- Chattian	۳۶۳۰/۵-۳۵۰۱	Asmari
<i>Archaias asmaricus</i> - <i>Archaias hensoni</i> - <i>Miogypsinoides compalanatus</i> Assemblage zone.	80	Chattian	۳۵۰۱-۳۴۲۱	Asmari
<i>Miogypsina</i> - <i>Elphidium</i> sp.14 - <i>Peneroplis farsensis</i> Assemblage zone	83	Aquitanian	۳۴۲۱-۳۳۳۸	Asmari
Indeterminate zone	70.44	Aquitanian	۳۳۳۸ - ۳۲۶۷/۵۶	Asmari
<i>Borelis melo curdica</i> - <i>Borelis melo melo</i> Assemblage zone?	7.56	Burdigalian	3267/56 - 3260	Asmari

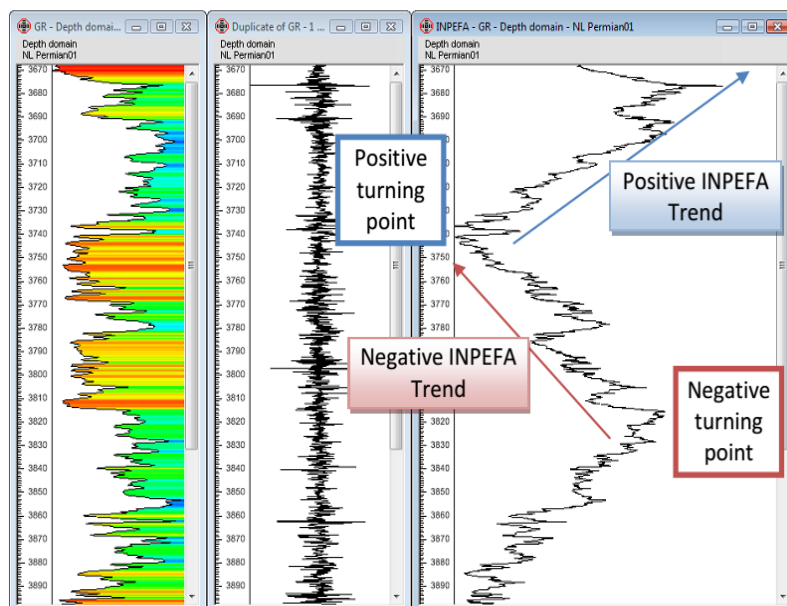


شکل ۲: ستون زیست چینه نگاری چاه مورد مطالعه

۵- نتایج و بحث

۵-۱- سیکلولاگ و چرخه‌های رسوبی (سیکلواستراتیگرافی)

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 غیر تولیدی از یکدیگر تفکیک می‌شوند [۶]. سیکلواستراتیگرافی علمی است که بر اساس چرخه‌های رسوبی و شناخت آنها کمک شایانی در تفکیک زون‌های مخزنی می‌کند. رایج‌ترین و قدرتمندترین نرم افزار جهت شناسایی این چرخه‌ها، سیکلولاگ می‌باشد [۲۵]. این داده‌های ورودی نرم افزار سیکلولاگ، داده‌های خام نمودارهای الکتریکی (مقاومت)، هسته‌ای طبیعی (گاما)، هسته‌ای القایی (نوترون و دانسیته) و نمودار صوتی می‌باشند. از آنجا که نمودار گاما دارای کمترین تاثیر از دیاژنز و دارای بیشترین عمق نفوذ جهت عبور از فیلتره گل حفاری می‌باشد، از این نمودار بیشتر در تفسیرها استفاده شده است. این نرم افزار با استفاده از نمودار گاما، نموداری به نام INPEFA می‌سازد. برای ملاحظه تغییرات عمده در روند رخساره‌های رسوبی یا عدم رسوبگذاری و وجود ناپیوستگی در نهشته‌های مورد بررسی، نرم‌افزار سیکلولاگ آنالیز ویژگی‌های طیفی را برای تبدیل لاگ (PEFA) طراحی کرده است. تفسیر این نمودار سبب ارزیابی چینه‌شناسی توالی رسوبی می‌شود و با استفاده از آن می‌توان یک توالی رسوبی را از قاعده به سمت بالا در قالب بسته‌های رسوبی تقسیم‌بندی نمود. این نرم افزار به کمک نمودارهای پتروفیزیکی گرفته 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. این نرم افزار بر پایه تغییرات چرخه‌ای آب و هوایی و تناوب در آنها استوار است [۴۷-۴۸]. این تغییرات و حوادث همگی در رسوبات ثبت می‌گردد که بخوبی بر روی نمودار گاما قابل پیگیری می‌باشد [۴۷-۴۸]. برای تهیه نمودار تطابقی در نرم افزار سیکلولاگ ابتدا داده‌های رقومی لاگ گاما (CGR/SGR) در چاه‌های مورد مطالعه بررسی، یکسان سازی و وارد نرم افزار گردید. سپس برای تمامی چاه‌ها نمودار INPEFA تهیه شد. نمودار INPEFA در واقع نشان دهنده میزان انحراف تغییرات فضای رسوبگذاری است. این نمودار روند طیف طول موج‌های نمودار پرتو گاما است که تغییرات آن بصورت افزایشی و یا کاهشی است. هرگونه تغییراتی در این نمودارها، نشان دهنده تغییرات آب و هوا در چینه‌نگاری است [۳۳]. همچنین اهمیت خاص نمودار INPEFA در برقراری انطباق بین چاه‌ها و وجود شکل‌های کلیدی مانند روند تغییر منحنی و نقاط برگشت نمودار بین آنها است [۴۴]. این خصوصیت نشان دهنده رژیم رسوبگذاری ناشی از تغییرات آب و هوایی نواحی می‌باشد [۴۴]. همچنین نقاط برگشت نمودار معرف تغییر در روندهای رسوبگذاری می‌باشد که بین چاه‌ها قابل تطابق بوده و ارزش زمانی دارد [۳۵]. روند افزایش رو به بالای INPEFA را روند مثبت و روند کاهشی رو به پائین را روند منفی می‌نامند. روند مثبت معرف پیشروی دریا و روند منفی معرف پسروی دریا می‌باشد [۳۳]. (شکل ۳). در مجموع تغییرات مثبت Pb در مرزهای سکansı (SB) رخ می‌دهد و تغییرات روند منفی Nb سطوح حداکثر سیلابی را نشان می‌دهد.



شکل ۳: نمایش تغییرات در روند نمودار INPEFA.

۵-۲- سطوح مرزی (NB) و (NB) در چاه مورد مطالعه

۵-۲-۱- سطوح مرزی منفی (NB)

در این چاه تعداد پنج سطح مرزی منفی به سن ائوسن پسین (بخش بالایی سازند پابده) و آکیتانین (سازند آسماری) شناسایی گردید، این سطوح در چاه مورد مطالعه به شرح زیر می‌باشد:

NB 1000، در عمق ۳۶۷۴ متری قرار داشته و لیتولوژی غالب آن شیل آهکی، شیل با میان جزیی از ماسه سنگ می‌باشد. از نظر زیست چینه‌نگاری این سطح مرزی در ائوسن پسین از بخش فوقانی سازند پابده قرار داشته و در بردارنده‌ی زیست-زون شماره یک *Globigerina spp - Turborotalia cerroazulesis - Hantkenia Assemblage zone* لارسن و همکاران [۴۱] می‌باشد (جدول ۲ و شکل‌های ۴ و ۵).

NB 2000: در عمق ۳۵۵۰ بوده و سنگ شناسی غالب آن شیل آهکی با میان لایه‌های ماسه سنگ، سنگ آهک و دولومیت می‌باشد. این سطح مرزی در محدوده روپلین - شاتین واقع شده و در بردارنده‌ی زیست‌زون شماره سه لارسن و همکاران [۴۱]، *Lepidocyclina - Operculina - Ditrupa Assemblage Zone* می‌باشد (جدول ۲ و شکل‌های ۴ و ۵).

NB 3000: در عمق ۳۴۳۲ متری قرار داشته و از نظر مشخصات سنگ شناسی، شامل لایه‌های سنگ آهک با میان لایه ماسه سنگی و دولومیت می‌باشد. این سطح مرزی در محدوده شاتین قرار داشته و در بردارنده‌ی زیست‌زون شماره چهار *Archaias asmaricus - Archaias hensoni - Miogypsinoidea compalanatus Assemblage zone* لارسن و همکاران [۴۱] می‌باشد (جدول ۲ و شکل‌های ۴ و ۵).

NB 4000: این سطح مرزی در عمق ۳۳۸۲ متری و در محدوده آکیتانین قرار دارد. از نظر مشخصات سنگ شناسی، شامل دولومیت، با میان لایه‌های آهکی - ماسه‌ای می‌باشد. این سطح مرزی معادل زیست‌زون شماره پنج *Miogypsina - Elphidium sp.14 - Peneroplis farsensis Assemblage zone* لارسن و همکاران [۴۱] می‌باشد (جدول ۲ و شکل‌های ۴ و ۵).

NB 5000: این سطح مرزی در عمق ۳۳۱۰ متری و در محدوده آکیتانین قرار داشته و از نظر مشخصات سنگ شناسی شامل لایه های دولومیت، سنگ آهک و ماسه سنگ می باشد. این سطح مرزی در محدوده آکیتانین بوده و در بردارنده ی زون شش (زون مبهم Indeterminate zone) لارسن و همکاران [۴۱] می باشد (جدول ۲ و شکل های ۴ و ۵).

۵-۲-۲- سطوح مرزی مثبت (PB):

در این چاه تعداد چهار سطح مرزی مثبت به سن روپلین - شاتین (قاعده سازند پابده) و آکیتانین (راس سازند آسماری) شناسایی گردید، این سطوح مرزی در این چاه شامل سطوح زیر می باشد:

PB 1000: در عمق ۳۵۸۵ متری و در محدوده روپلین - شاتین قرار دارد. از نظر سنگ شناسی این سطح مرزی شامل توالی های شیل آهکی و شیل بوده و در بردارنده ی زیستزون شماره سه لارسن و همکاران [۴۱]، *Lepidocyclina* - *Operculina* - *Ditrupa* Assemblage Zone می باشد (جدول ۲ و شکل های ۴ و ۵).

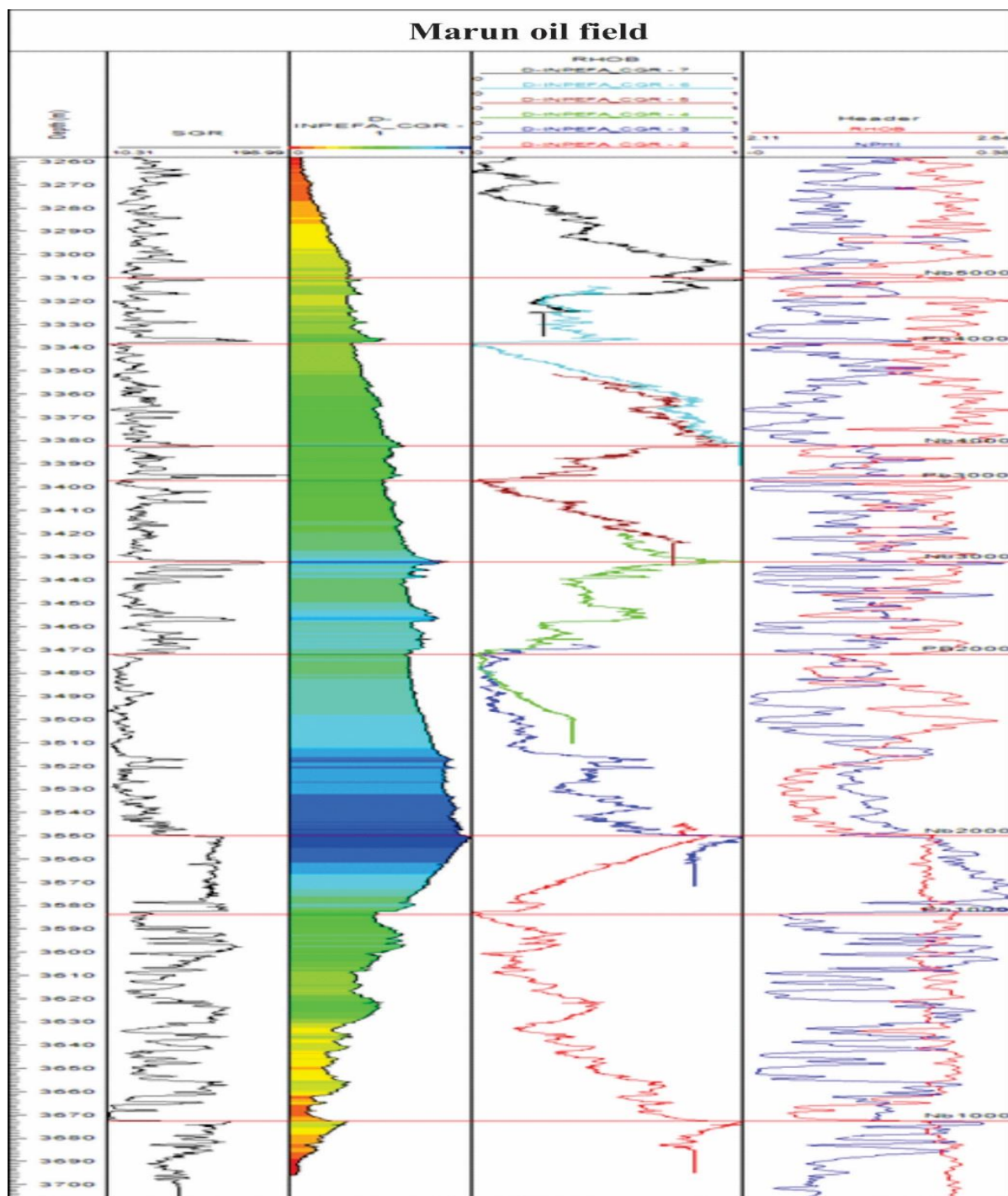
PB 2000: این سطح مرزی در چاه مورد مطالعه در عمق ۳۴۷۲ متری و محدوده زمانی شاتین قرار دارد. از نظر سنگ شناسی این سطح مرزی شامل سنگ آهک بوده و در بردارنده ی زیستزون شماره چهار *Archaias hensoni* - *Miogypsinoidea compalanatus* Assemblage zone لارسن و همکاران [۴۱] می باشد (جدول ۲ و شکل های ۴ و ۵).

PB 3000: در عمق ۳۳۹۷ متری قرار داشته و از نظر سنگ شناسی این محدوده در بردارنده ی لایه های آهکی، دولومیت و میان لایه های ماسه سنگ می باشد. این سطح مرزی در محدوده آکیتانین و زیستزون شماره پنج *Miogypsina* - *Elphidium* sp.14 - *Peneroplis farsensis* Assemblage zone لارسن [۴۱] قرار دارد (جدول ۲ و شکل های ۴ و ۵).

PB 4000: در عمق ۳۳۳۷ متری و محدوده آکیتانین قرار داشته و از نظر سنگ شناسی این محدوده در بردارنده ی لایه های آهکی و دولومیت بوده و در محدوده آکیتانین و زیستزون شماره پنج *Miogypsina* - *Elphidium* sp.14 - *Peneroplis farsensis* Assemblage zone لارسن [۴۱] قرار دارد (جدول ۲ و شکل های ۴ و ۵).

جدول ۲: سطوح مرزی NB و PB در چاه مورد مطالعه همراه با تغییرات سن و زون های زیستی

Name	Depth	Biozone	Stage
Nb 1000	3674	1 (3706.5 – 3630.5)	L. Eocene
Pb 1000	3585	2 ۳۶۳۰/۵-۳۵۰۱	Rupelian -Chattia
Nb 2000	3550	2 ۳۶۳۰/۵-۳۵۰۱	Rupelian -Chattia
Pb 2000	3472	3 ۳۴۲۱-۳۳۳۸	Chattian
Nb 3000	2432	3 ۳۴۲۱-۳۳۳۸	Chattian
Pb 3000	3397	4 ۳۴۲۱-۳۳۳۸	Aquitania
Nb 4000	3382	4 ۳۴۲۱-۳۳۳۸	Aquitania
Pb 4000	3337	4 ۳۴۲۱-۳۳۳۸	Aquitania
Nb 5000	3310	5 ۳۲۶۷/۵۶ - ۳۳۳۸	Aquitania



شکل ۴: سطوح مرزی مثبت و منفی در چاه مورد مطالعه (NB - PB).

۶- چرخه‌های رسوبی در چاه مورد مطالعه

پس از شناسایی سطوح مرزی منفی و مثبت (NB - PB)، بر مبنای این سطوح مرزی، چرخه‌های رسوبی شناسایی و تفکیک شدند. در این چاه، چهار چرخه رسوبی به شرح زیر شناسایی گردید:

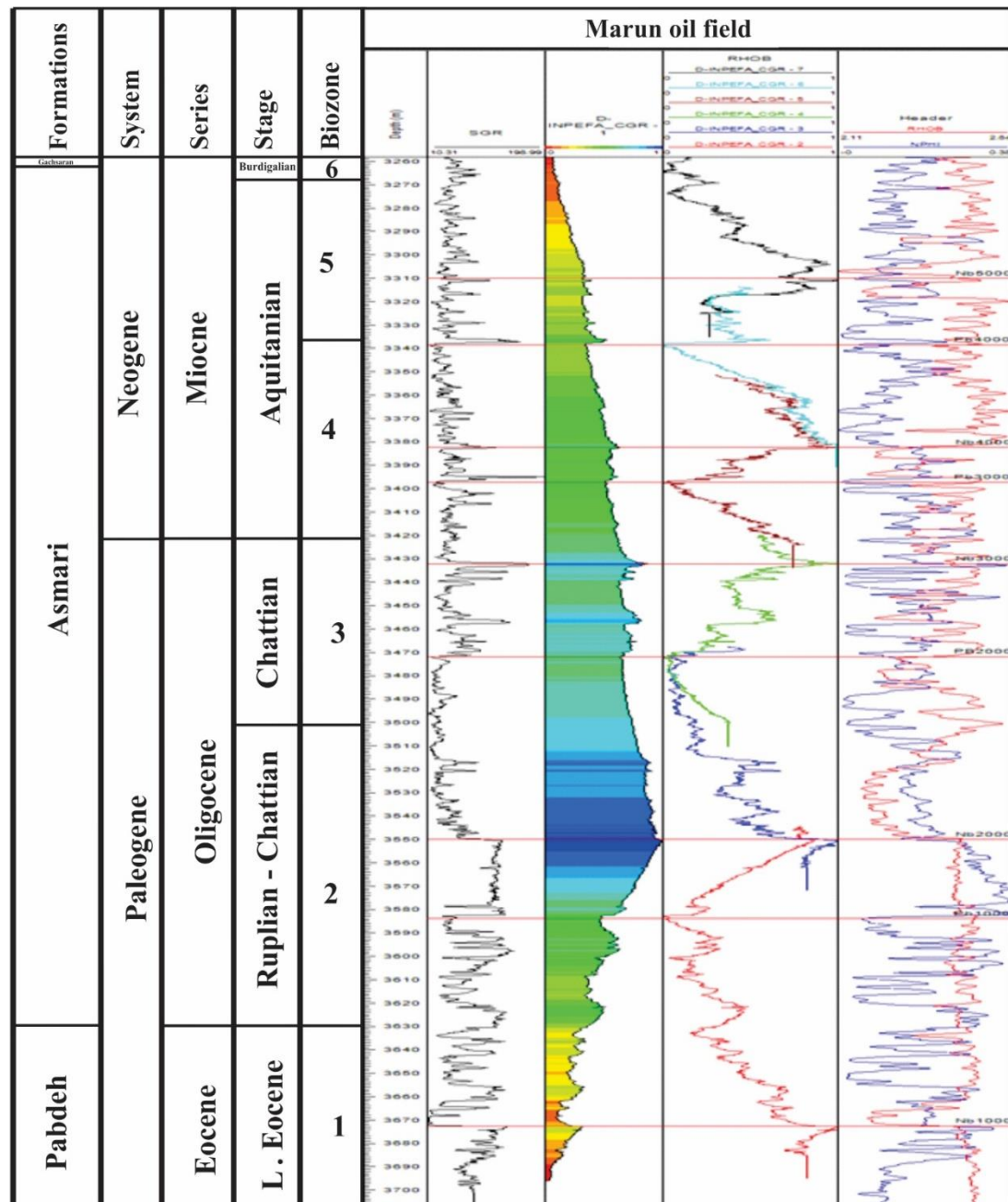
چرخه رسوبی ۱: این چرخه رسوبی در بین سطوح مرزی NB1000 - PB1000 و در بین اعماق ۳۵۸۵ - ۳۶۷۴ قرار دارد (شکل‌های ۵، ۶ و ۷). محدوده رسوبگذاری این چرخه رسوبی ائوسن پسین (بخش بالایی سازند پابده) -

روپلین، شاتین (سازند آسماری) می باشد. نهشته های این چرخه رسوبی در بردارنده ی شیل آهکی، شیل یا میان لایه های ماسه سنگ و سنگ آهک می باشد (گودرزی و همکاران، ۱۳۹۸) (شکل ۲). این چرخه رسوبی در بردارنده ی زیست زون شماره یک (*Globigerina spp - Turborotalia cerroazulesis - Hantkenina Assemblage Zone*) و زیست زون شماره ۳ (*Archaias asmaricus - Archaias hensoni - Miogypsinoides compalanatus Assemblage Zone*) لارسن و همکاران [۴۱] است (گودرزی و همکاران، ۱۳۹۸).

چرخه رسوبی ۲: این چرخه رسوبی در بین سطوح مرزی NB2000 – PB2000 و در بین اعماق ۳۴۷۲ – ۳۵۵۰ متری قرار دارد (شکل های ۵، ۶ و ۷) و مربوط به بخش های پایینی – میانی سازند آسماری به سن روپلین، شاتین – شاتین می باشد و در بردارنده ی زیست زون های شماره ۳، (*Lepidocyclina – Operculina - Ditrupa Assemblage Zone*) و ۴ (*Archaias asmaricus - Archaias hensoni - Miogypsinoides compalanatus Assemblage Zone*) لارسن و همکاران [۴۱] می باشد [۲۱]. این چرخه رسوبی مربوط به بخش های میانی سازند آسماری است و از نظر مشخصات سنگ شناسی شامل شیل، سنگ آهک و ماسه سنگ می باشد (شکل ۲).

چرخه رسوبی ۳: این چرخه رسوبی در بین سطوح مرزی NB3000 – PB3000 و اعماق ۳۴۳۲ – ۳۳۹۷ متری قرار دارد (شکل های ۵، ۶ و ۷). محدوده رسوبگذاری این چرخه رسوبی شاتین – آکیتاین بوده (گودرزی و همکاران، ۱۳۹۸) و زیست زون شماره ۴ (*Archaias asmaricus - Archaias hensoni - Miogypsinoides compalanatus Assemblage Zone*) و ۵ (*Miogypsina - Elphidium sp.14 - Peneroplis farsensis Assemblage zone*) لارسن و همکاران [۴۱] را شامل می شود [۲۱]. این چرخه رسوبی مربوط به بخش های میانی – بالایی سازند آسماری بوده و از نظر مشخصات سنگ شناسی شامل سنگ آهک با میان لایه های ماسه سنگ، دولومیت و سنگ آهک دولومیتی می باشد (شکل ۲).

چرخه رسوبی ۴: این چرخه رسوبی در بین سطوح مرزی NB4000 – PB4000 و در بین اعماق ۳۴۲۱ – ۳۳۳۸ متری قرار دارد (شکل های ۵، ۶ و ۷). بازه رسوبگذاری این چرخه رسوبی آکیتاین بوده [۲۱] و زیست زون شماره ۵ (*Miogypsina - Elphidium sp.14 - Peneroplis farsensis Assemblage zone*) لارسن و همکاران [۴۱] را شامل می شود [۲۱]. این سیکل رسوبی در قسمت بالایی سازند آسماری قرار داشته و از نظر مشخصات سنگ شناسی شامل دولومیت، سنگ آهک، ماسه سنگ و سنگ آهک دولومیتی می باشد (شکل ۲).



شکل ۵: تغییرات سطوح مرزی مثبت PB و منفی NB و مقایسه سطوح مرزی با مرز آشکوب‌ها در چاه مورد مطالعه.

۷- بحث

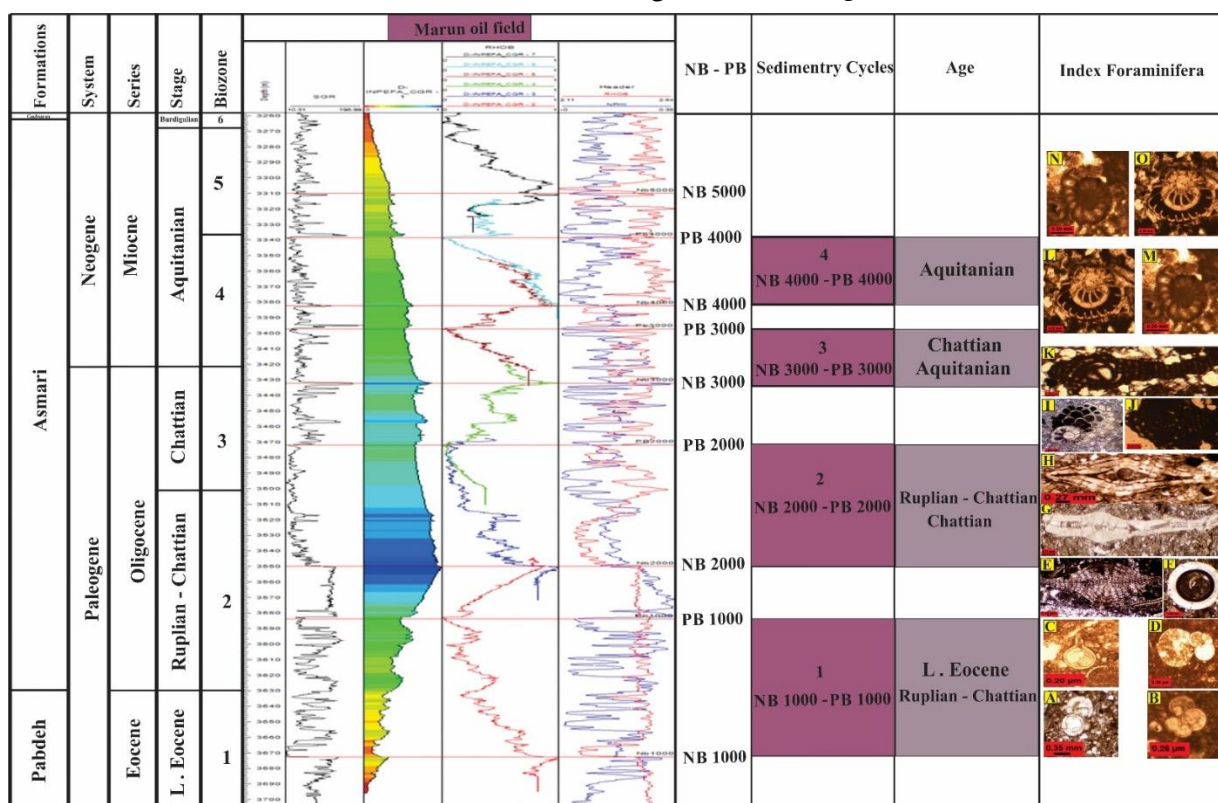
ارتباط چرخه‌های رسوبی با مرزهای زمان چینه‌ای - زیست چینه‌ای

پس از شناسایی سطوح مرزی مثبت PB و منفی NB، چرخه‌های رسوبی شناسایی و تفکیک شدند و سپس با مرزهای زمان - چینه‌ای و زیست - چینه‌ای مورد انطباق قرار گرفتند. چرخه رسوبی ۱ در بردارنده‌ی PB 1000 و NB 1000 بوده و این چرخه رسوبی متعلق به بازه زمانی سری اتوسن (سازند پابده) و سری الیگوسن (قاعده سازند آسماری) می‌باشد (شکل‌های ۶ و ۷). این چرخه رسوبی از نظر زیست چینه‌نگاری زیست‌زون‌های یک و سه لارسن و همکاران [۴۱] را شامل می‌شود و در بازه زمانی اتوسن پسین (سازند پابده) و روپلین، شاتین (قاعده سازند آسماری) نهشته شده است. این چرخه رسوبی هم

ارز زیست‌زون‌های *Globigerina spp - Turborotalia cerroazulesis - Hantkenina Assemblage Zone* (و)
Archaias asmaricus - Archaias hensoni- Miogypsinoides compalanatus Assemblage Zone لارسن و
 همکاران [۴۱] است. چرخه رسوبی ۲، در بردارنده‌ی سطوح مرزی PB 2000 و NB 2000 می‌باشد و متعلق به سری
 الیگوسن (آشکوب‌های روپلین و شاتین) می‌باشد (شکل‌های ۶ و ۷). این چرخه رسوبی بر مبنای مطالعه زیست‌چینه‌نگاری،
 زیست‌زون‌های ۳، *Lepidocyclina - Operculina - Ditrupa Assemblage Zone* و ۴ (*Archaias asmaricus -*
Archaias hensoni- Miogypsinoides compalanatus Assemblage Zone) را در بر می‌گیرد.

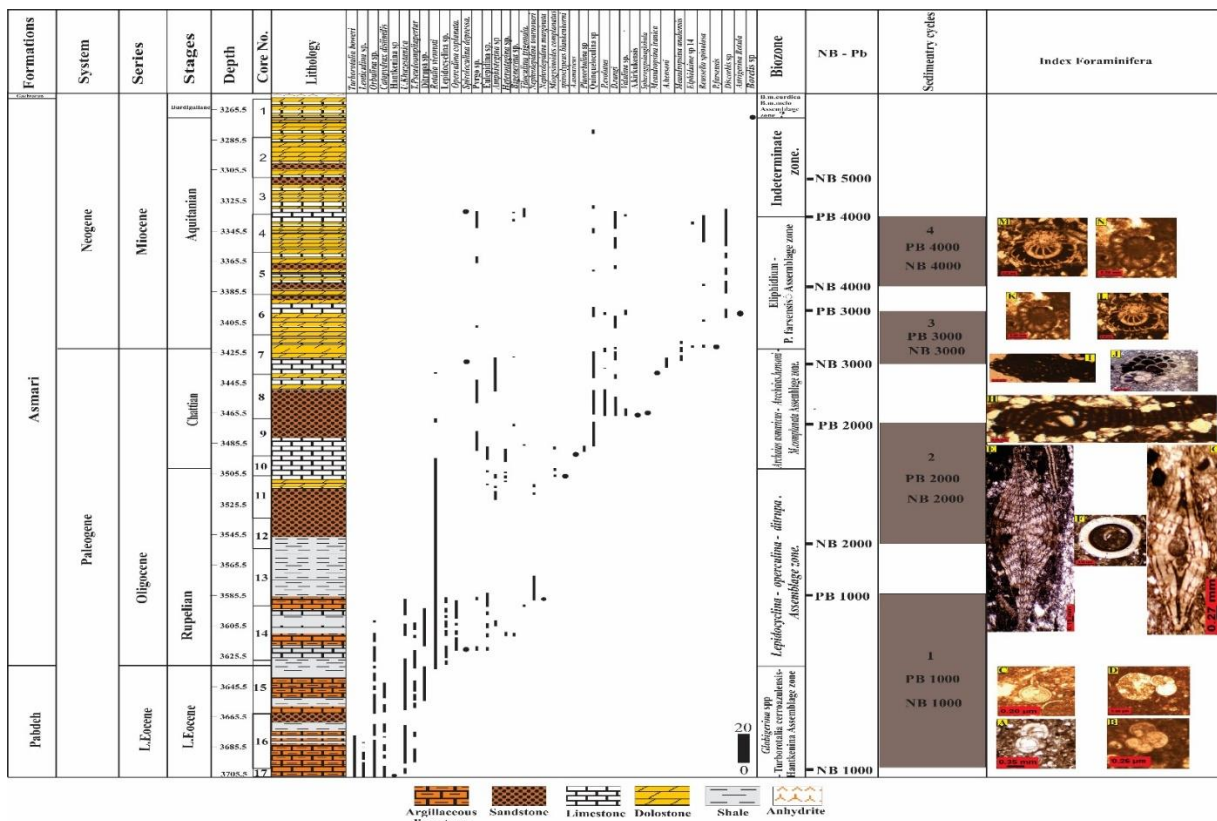
چرخه رسوبی ۳، شامل سطوح مرزی NB3000 – PB3000 بوده و متعلق به سری الیگوسن (بخش بالایی شاتین) و سری
 میوسن (آشکوب آکیتانین) می‌باشد (شکل‌های ۶ و ۷). این چرخه رسوبی بر مبنای مطالعه زیست‌چینه‌نگاری، زیست‌زون-
 های شماره ۴ *Archaias asmaricus - Archaias hensoni- Miogypsinoides compalanatus Assemblage*
 (Zone ۵ و *Miogypsinoides - Elphidium sp.14 – Peneroplis farsensis Assemblage zone* لارسن و همکاران [۴۱]
 را شامل می‌شود [۲۱].

چرخه رسوبی ۴، سطوح مرزی NB4000 – PB4000 را شامل می‌شود و متعلق به سری میوسن (آشکوب آکیتانین) می‌باشد
 (شکل‌های ۶ و ۷). این چرخه رسوبی هم ارز زیست‌زون‌های ۵ و ۶ *Miogypsinoides - Elphidium sp.14 – Peneroplis*
farsensis Assemblage zone لارسن و همکاران [۴۱] می‌باشد.



شکل ۶: تفکیک چرخه‌های رسوبی، ارتباط آنها با زون‌های زیستی و روند تغییرات چرخه‌های رسوبی و مرزهای زمان چینه‌ای با تغییرات
 گونه‌های شاخص روزن‌داران در بخش بالایی سازند پابده و سازند آسماری .

A: *Globigerina* sp. B: *Catapsydrax dissimilis*. C: *Hantkenina* sp. D: *Turborotalita boweri*. E: *Lepidocyclina*
 sp. F: *Ditrupa*. G: *Operculina complanata*. H: *Spirocyclus blankenhorni*. I: *Miogypsinoides complanatus*.
 J: *Archaias cf. asmaricus* – K: *Archaias* sp. L- O: *Elphidium* sp. 14. M – N: *Peneroplis farsensis*.



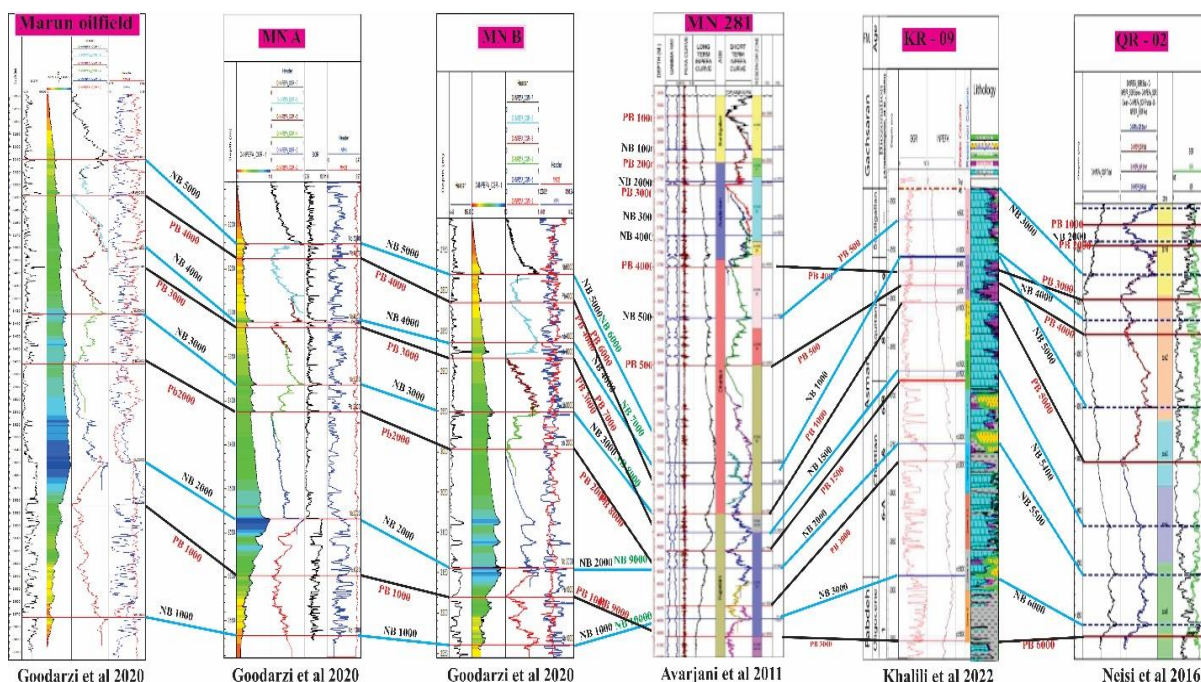
شکل ۷: تفکیک چرخه‌های رسوبی، ارتباط آنها با زون‌های زیستی و روند تغییرات چرخه‌های رسوبی و مرزهای زمان چینه‌ای با تغییرات

گونه‌های شاخص روزن‌داران در بخش بالایی سازند پابده و سازند آسماری.

A: *Globigerina* sp. B: *Catapsydrax dissimilis*. C: *Hankenina* sp. D: *Turborotalita boweri*. E: *Lepidocyclina* sp. F: *Ditropa*. G: *Spirocybeus blankenhorni*. H: *Archaias* sp. I: *Archaias cf. asmaricus*. J: *Miogyopsinoides complanatus*. K - N: *Peneroplis farsensis*. L - M: *Elphidium* sp. 14.

۸ - تطابق سیکل‌های رسوبی در میدان نفتی مارون با میادین همجوار

پس از تعیین سن، شناسایی و تفکیک چرخه‌های رسوبی در چاه مورد مطالعه، این چرخه‌های رسوبی با چاه‌های همجوار میدان نفتی مارون و نیز میادین نفتی قلعه و کرنج مورد تطابق قرار گرفتند. بدین ترتیب، مطالعه آورجانی و همکاران [۲-۳] منجر به شناسایی تعداد ۹ سطح مرزی مثبت و ۱۰ سطح مرز منفی و بین زون‌های ده گانه سازند آسماری در میدان مارون با سطوح مرزی شناسایی شده تطابق انجام شد. در مطالعه نیسی و همکاران [۲۷]، ۷ سطح مرزی مثبت و ۹ سطح مرزی منفی شناسایی و تطابق زون‌های مخزنی نیز انجام شد. در مطالعه مقایسه مرز آشکوب‌های بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در میدان نفتی مارون با سطوح مرزی PB - NB، گودرزی و همکاران [۱۹-۲۳] پنج سطح مرزی منفی و چهار سطح مرزی مثبت شناسایی گردید. مطالعه خلیلی و همکاران [۶] در میدان نفتی کرنج منجر به تشخیص ۷ خط زمانی مثبت و ۵ خط زمانی منفی و همچنین مرز سازندهای پابده و آسماری مشخص گردید و در مطالعه گودرزی و همکاران [۲۵] ضمن شناسایی دو سیکل رسوبی در چاه‌های A و B در میدان نفتی مارون، بین زون‌های زیستی و سیکل‌های رسوبی نیز انطباق ایجاد کرد (شکل ۸).



شکل ۸: تطابق سیکل‌های رسوبی و سطوح مرزی مثبت و منفی در میادین نفتی مارون، پارسی و کرنج.

۹- نتیجه گیری

بر مبنای این مطالعه پنج سطح مرزی منفی (NB1000, NB2000, NB3000, NB4000, NB5000) و چهار سطح مرزی مثبت (PB1000, PB2000, PB3000, PB4000) شناسایی گردید. سطح مرزی NB2000، منطبق بر سطح حداکثر آب دریا (MFS) می‌باشد.

بر مبنای سطوح مرزی مثبت و منفی شناسایی شده، چهار چرخه رسوبی شناسایی گردید. چرخه رسوبی اول PB 1000 و NB 1000 و در بین اعماق بین ۳۵۸۵ - ۳۶۷۴ قرار داشته این چرخه رسوبی هم ارز زیست‌زون‌های شماره یک و سه لارسن [۴۱] بوده و معادل سری انوسن (انوسن پسین) و الیگوسن (آشکوب‌های روپلین، شاتین) می‌باشد. چرخه رسوبی دوم PB 2000 و NB 2000 در بین اعماق ۳۴۷۲ - ۳۵۵۰ قرار داشته و این چرخه رسوبی هم ارز زیست‌زون‌های شماره سه و چهار لارسن و همکاران [۴۱] می‌باشد و از نظر زمان چینه‌نگاری شامل سری الیگوسن و آشکوب‌های روپلین و شاتین می‌باشد. چرخه رسوبی سوم PB 3000 و NB 3000 در بین اعماق ۳۴۳۲ - ۳۳۹۷ قرار داشته و هم ارز زیست‌زون‌های شماره ۴ و ۵ لارسن [۴۱] می‌باشد و از نظر زمان چینه‌نگاری سری الیگوسن (آشکوب شاتین) و سری میوسن (آشکوب آکیتانین) را شامل می‌شود. چرخه رسوبی چهارم PB 4000 و NB 4000 در بین اعماق ۳۴۲۱ - ۳۳۳۸ قرار داشته و هم ارز زیست‌زون‌های شماره ۵ و ۶ لارسن و همکاران [۴۱] می‌باشد. این چرخه رسوبی از نظر زمان چینه‌نگاری شامل سری میوسن و آشکوب آکیتانین می‌باشد.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم آقای دکتر بهمن سلیمانی (هیأت علمی دانشگاه شهید چمران اهواز) و خانم ها دکتر الهه ستاری (مدیر اجرایی مجله زمین شناسی نفت ایران) و دکتر فروغ عباساقی (فارغ التحصیل دکتری زمین شناسی دانشگاه فردوسی مشهد) کمال تشکر و قدردانی بعمل می آید.

منابع

- [۱] آقاباتی، ع، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶.
- [۲] آورجانی، ش، محبوبی، ا.ا، موسوی حریمی، ر، ۱۳۹۰، ریز رخساره، محیط های رسوبی و چینه نگاری سکانسی رسوبات آلیگو میوسن (سازند آسماری) در میدان نفتی کوپال، فرفاقتادگی دزفول مرکزی: فصلنامه زمین شناسی ایران، سال پنجم، شماره نوزدهم، صفحات ۴۵-۶۰.
- [۳] آورجانی، ش، موسوی حریمی، ر، محبوبی، ا.ا، رحیم پور بناب، ح، امیری بختیار، ح، ۱۳۹۰، چینه نگاری سکانسی و بررسی کیفیت مخزنی سازند آسماری در فرفاقتادگی دزفول شمالی (میدانهای نفتی هفتکل، کوپال و مارون)، حوضه زاگرس، جنوب غرب ایران: رساله دکتری، دانشگاه فردوسی مشهد، خرداد ۱۳۹۴، ۳۵۴ صفحه.
- [۴] آورجانی، ش، همت، م، سبکرو، م، صادقی، ر، طاهری، م، ر، ۱۳۹۱، توصیف مغزه‌ها، چینه نگاری زیستی، رخساره‌ها و محیط رسوبی، چینه نگاری سکانسی و دیاژنز سازند آسماری در میدان نفتی مارون: گزارش شماره پ-۷۴۸۹. شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب، ۸۵ صفحه، گزارش منتشر نشده.
- [۵] آورجانی، ش، موسوی حریمی، ر، محبوبی، ا.ا، ح، امیری بختیار، ح، ۱۳۹۰، چینه‌نگاری چرخه‌ای و تطابق مخزنی رسوبات آلیگو-میوسن (سازند آسماری) در میدان نفتی مارون، حوضه زاگرس: مجله زمین شناسی نفت ایران، سال سوم، شماره ۴، صفحات ۲۳-۳۷.
- [۶] خلیلی، ا، وزیری مقدم، ح، آرین، م، صیرفیان، ع، ۱۴۰۰، بررسی سیکلواستراتیگرافی مخزن آسماری در میدانی نفتی کرنج، پرنج و پارسی: مجله زمین شناسی نفت ایران، سال ۱۰، شماره ۲۰، پاییز و زمستان ۱۳۹۹، ص ۱-۱۶.
- [۷] خالوعسگری، ز، مهناز امیرشاه کرمی، رشیدی شریف آباد، ک، ۱۴۰۲، زیست چینه‌نگاری سازند پابده بر اساس روزن‌داران پلانکتون در برش تنگ چوگان، فارس داخلی، حوضه رسوبی زاگرس، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و دیرینه شناسی، سال سی و نهم، شماره ۹۰، شماره اول، بهار ۱۴۰۲، ص ۵۵-۷۶.
- [۸] دانشیان، ج، طباطبایی، م، طهماسبی، ع.ر، ۱۳۹۹، زیست چینه‌نگاری نهشته‌های الیگوسن سازند پابده بر مبنای روزن‌داران در ناحیه بندرعباس، مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و دیرینه شناسی، سال سی و ششم، شماره ۸۱، شماره ۴، زمستان ۱۳۹۹.
- [۹] سبکرو، م، وحیدی نیا، م، آدابی، م.ح، هداوند خانی، م، ۱۴۰۰، زیست چینه نگاری سازند پابده در میدان نفتی پارسی(فرفاقتادگی دزفول، جنوب غرب ایران)، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و دیرینه شناسی، سال سی و هفتم، شماره ۸۳، شماره دوم، تابستان ۱۴۰۰، ص ۲۱-۵۰.
- [۱۰] سبکرو، م، وحیدی نیا، م، آدابی، م.ح، هداوند خانی، م، ۱۴۰۱، سنگ چینه نگاری، ریز رخساره ها و زیست چینه نگاری سازند پابده بر مبنای روزن‌داران شناور در میدان نفتی گچساران (فرفاقتادگی دزفول، جنوب باخترایران)، مجله رسوب شناس کاربردی، دور ۱۰، شماره ۲۰، تابستان ۱۴۰۱، پاییز و زمستان ۱۴۰۱.
- [۱۱] رحمانی، ع، غبیشاوی، ع، ۱۳۸۹، سکانس استراتیگرافی سازند آسماری در میدان نفتی لب سفید(جنوب غرب ایران): چهاردهمین انجمن همایش زمین شناسی ایران و بیست و هشتمین گردهمایی علوم زمین، دانشگاه ارومیه.
- [۱۲] رحمانی، ع، ۱۳۹۱، آشنایی با نرم افزار سیکلولاگ و کاربردهای آن در صنعت نفت(مطالعات چینه نگاری سکانسی)، مطالعه موردی مخزن آسماری میدان نفتی پارسی (چاه شماره ۱۹): شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.
- [۱۳] عظام پناه، ی.د، گودرزی، م، ریز رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و اجتماعات کربناته سازند آسماری در برش تنگ گجستان، ۱۴۰۳، پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب شناسی، سال ۴۱، شماره ۹۸، صفحات ۵۹-۷۸.
- [۱۴] غبیشاوی، ع، رحمانی، ع، ۱۳۸۵، سکانس استراتیگرافی سازندهای سروک و ایلام در میدان نفتی آب تیمور(چاه شماره ۱۴)گزارش شماره پ-۵۹۱۸، شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب، ۶۷ صفحه، گزارش منتشر نشده.

- [۱۵] غبیشاوی، ع.، رحمانی، ع.، ۱۳۸۹، مطالعه محیط رسوبی و سکانس استراتیگرافی مخزن بنگستان در میدان نفتی رگ سفید (چاه شماره ۱۴) گزارش شماره پ- ۶۹۶۶، شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب، ۴۲ صفحه، گزارش منتشر نشده.
- [۱۶] غبیشاوی، ع.، شب افروز، ر.ا.، ۱۳۸۹، تطابق چینه شناسی در چاه مورد مورد مطالعه مخزن بنگستان میدان نفتی گچساران بر اساس نرم افزار Cyclolog، گزارش داخلی شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب، ۱۳ صفحه، منتشر نشده.
- [۱۷] طاهری زاده، س.، وحیدی نیا، م.، محمودی قرایی، م.ح.، ۱۴۰۰، سنگ چینه‌نگاری و زیست چینه‌نگاری سازند پابده بر اساس روزن‌داران پلانکتون در برش جهانگیرآباد (جنوب ایلام - حوضه رسوبی زاگرس)، مجله زمین شناسی نفت ایران، سال یازدهم، شماره ۲۲، پاییز و زمستان ۱۴۰۰. ص ۶۶ - ۸۸.
- [۱۸] کریمی، نجمه (۱۳۹۱) زیست چینه نگاری سازند پابده در برش چینه شناسی سلامت (جنوب غرب شیراز) بر مبنای روزن داران پلانکتون، شانزدهمین همایش انجمن زمین شناسی ایران، ۹ ص.
- [۱۹] گودرزی، م.، وحیدی نیا، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.ر.، ۱۳۹۸، مطالعات چینه شناسی و فسیل شناسی بخش فوقانی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری با تاکید بر مرز بین دو سازند در میدان نفتی مارون با استفاده از مطالعات چینه نگاری و نرم افزار سیکلولاگ: پایان نامه کارشناسی ارشد، ۳۲۸ ص.
- [۲۰] گودرزی، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.ر.، ۱۳۹۸، مقایسه مرز آشکوب‌های بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در چاه A میدان نفتی مارون با سطوح مرزی NB و PB با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ: پنجمین همایش انجمن رسوب شناسی ایران، اسفند ۱۳۹۸.
- [۲۱] گودرزی، م.، وحیدی نیا، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.ر.، ۱۳۹۸، زیست چینه‌نگاری، ریز رخساره‌ها و محیط رسوبگذاری سازند آسماری در یکی از چاه‌های میدان نفتی مارون و مقایسه آن با سایر نواحی زاگرس. نشریه علمی پژوهشی رخساره‌های رسوبی، جلد ۱۲، شماره ۲، ۱۳۹۸.
- [۲۲] گودرزی، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.ر.، ۱۳۹۸، دیرینه‌شناسی و محیط‌های رسوبی بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در چاه‌های A و B میدان نفتی مارون، شمال شرق اهواز: نشریه علمی پژوهشی رسوب شناسی کاربردی، دوره ۷، شماره ۱۳، بهار و تابستان ۱۳۹۸.
- [۲۳] گودرزی، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.ر.، عظام پناه، ی.ا.، ۱۳۹۹، ریزرخساره‌ها، دیرینه بوم شناسی، اجتماعات کربناته و بررسی سطوح مرزی NB، PB با مرز آشکوب‌های سازند آسماری با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ در یکی از چاه‌های میدان نفتی مارون: نشریه علمی پژوهشی رسوب شناسی کاربردی دوره ۸، شماره ۱۵، بهار و تابستان ۱۳۹۹.
- گودرزی و همکاران، ۱۴۰۳
- [۲۴] گودرزی، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.ر.، صداقت نیا، م.، ۱۴۰۴، دیرینه بوم شناسی نهشته های ائوسن بالایی - شاتین (سازندهای پابده و آسماری) در میدان نفتی مارون، جنوب غرب ایران، مجله یافته‌های نوین زمین شناسی کاربردی، دور ۱۹، شماره ۳۸، پاییز و زمستان ۱۴۰۴.
- [۲۵] گودرزی، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.ر.، صداقت نیا، م.، ۱۴۰۴، بررسی سیکل های رسوبی و انطباق با مرزهای زیستی - زمانی ائوسن پسین - الیگوسن، سازندهای پابده و آسماری در میدان نفتی مارون، جنوب غرب ایران، مجله زمین شناسی نفت ایران، سال چهاردم، شماره ۲۸، پاییز و زمستان ۱۴۰۳. صفحات ۸۰-۹۵.
- [۲۶] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، چینه‌شناسی زاگرس: از انتشارات طرح تدوین کتاب زمین‌شناسی ایران، ۵۳۶.
- نجفی (۱۳۷۷) میکروبايوستراتيگرافي پابده در شمال شرقي فروافتادگي دزفول و ارتباط چينه‌اي سازندهای تله - زنگ، کشکان و شهبازان، دانشگاه تربیت معلم، ۱۲۰ صفحه.
- [۲۷] نیسی، ع.، قادری، ع.، غبیشاوی، ع.، الله کرم پور دیل، م.، ۱۳۹۶، زیست چینه‌نگاری، بررسی ریزرخساره‌ها و چینه‌نگاری سکانسی سازند آسماری به کمک نرم افزار سیکلولاگ در میدان نفتی قلعه نار، حوضه زاگرس: نشریه علمی پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال ششم، شماره ۱۲، ص ۲۲ - ۴۴.

- [۲۸] هداوند خانی، ن.، صادقی، ع.، آدابی، م.ح.، طهماسبی سروستانی، ع.ر. (۱۳۹۶) چینه شناسی و معرفی زون‌های زیستی جدید دربرش‌تنگ‌حتی (زون ایزده)، پژوهش‌های چینه نگاری و رسوب‌شناسی، سال سی و سوم، شماره پیاپی ۶۷، شماره دوم، تابستان ۱۳۹۶، ص ۱-۱۸.
- [۲۹] هداوند خانی، ن.، صادقی، ع.، آدابی، م. ح.، طهماسبی، ع. ر (۱۳۹۷) سنگ چینه نگاری و زیست چینه نگاری سازند پابده در برش روستای چهارده (پهنه ایزده، خوزستان)، فصلنامه علوم زمین، سال بیست و هفتم، شماره ۱۰۷، ص ۱۳۷-۱۵۰.
- [30] ABASAGHI, F., ZHANG, R., LUO, Q.Y., R. WEI. 2025. "Astronomical forces as a potential cause for the end-Guadalupian biotic crisis: A case study from central Alborz, Iran". *Journal of Palaeogeography* **14**: 603 – 628.
- [31] ALLAHKARAMPOUR DILL, M., SEYRAFIAN, A. VAZIRI-MOGHADAM, H (2012) Palaeoecology of the Oligocene-Miocene Asmari Formation in the Dill anticline, N. Jb. *Geol. Palont. Abh*, **10**: 1-18.
- [32] ALLAHKARAMPOUR DILL, M., VAZIRI-MOGHADAM, H., SEYRAFIAN, A. BEHDAD (GHABISHAVI), A (2018) Oligo-Miocene carbonate platform evolution in the northern margin of the Asmari intra-shelf basin, SW Iran: *Marine and Petroleum Geology*, **92**: 437-461 .
- [33] DE JONG, M., SMITH, D., DJIN NIO, S., HARDY, N .,2006, Subsurface correlation of the Triassic of the UK southern central graben: new look at an old problem. **24**: 103-109.
- [34] Ehrenberg, S.N., Pickard, N.A.H., Laursen, G.V., Monibi, S., Mossadegh, Z.K., Svana, T.A., Aqrabi, A.A.M., McArthur, J.M. and Thirlwall, M.F (2007) Strontium Isotope Stratigraphy of the Asmari Formation (Oligocene - Lower Miocene), Sw Iran, *Journal of Petroleum Geology*, **30**(2): 107-128.
- [35] EMBRY, A., 2009, Practical Sequence Stratigraphy, Canadian Society of Petroleum Geologists' monthly magazine, The Reservoir, between May 2008 and September 2009.
- [36] GRADSTEIN, F., OGG, J., SMITH, A., 2004, A Geological Time Scale 2004: Cambridge, U.K, Cambridge University Press, p. 589.
- [37] HILGEN F., SCHWARZACHER W., 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.
- [38] James, G. A. and J. G. Wynd, (1965) Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium, agreement area: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **49**: 2182 – 2245.
- [39] JONG, M.G.G. DE, NIO, S.D., SMITH, D.G., BOHM, A.R., 2007, Subsurface correlation in the Upper Carboniferous of the Anglo-Dutch Basin using the climate stratigraphic approach. *First Break*, 25,
- [39] HAMON, Y., VAN BUCHEM, F.S.H., MOALLEMI, A., DRIULLION, G., 2009, The Asmari Formation revisited: Changed stratigraphic allocation and new biozonation, *First international petroleum conference & exhibition, Shiraz, Iran*.
- [40] KARIMI, A. R., RABANI, A. R. KAMALI, M. R. 2016. A bulk kinetic, burial history and thermal modeling study of the Albian Kazhdumi and the Eocene-Oligocene Pabdeh formations in the Ahvaz anticline, Dezful embayment, *Iran. J. Petroleum Sci. Eng.* 146, 61-70.
- [41] LAURSEN 7, G.V, MONIBI, S., ALLEN, T.L., PICKARD, N.A.H., HOSSEINEY, A., VINCENT, B., HAMON, Y., VAN BUCHEM, F.S.H., MOALLEMI, A., DRIULLION, G (2009) The Asmari Formation revisited: Changed stratigraphic allocation and new biozonation, *First international petroleum conference exhibition, Shiraz, Iran*.
- [42] NIKFARD, M., VAZIRI-MOGHADDAM, H., Seyrafian, A., BEHDAD, A., R. SHABAFROOZ. 2020. "A review of the Oligo-Miocene larger benthic foraminifera in the Zagros basin, Iran; New insights into biozonation and palaeogeographical maps". *Revue de Micropaleontologie* **66**: 100408.
- [43] NIO, S. D., BROUWER, J. H., SMITH, D., DE JONG, M., BOHM, A. R., 2005, Spectral trend attribute analysis: applications in the stratigraphic analysis of wireline logs. *First break*, **23**(4). : 71-75.
- [44] NIO, S. D., A. R. BOHM, H. H. BROUWER, M.G.G., DE JONG., D. G. SMITH., 2006, Climate

- stratigraphy, principles and applications in subsurface correlation. *EAGE short course series*, **1**: 130 P.
- [45] NIO, S. D., BOHM, A. R., BROUWER, J. H., DE JONG, M. G. G., SMITH, D. G., (2014), Climate stratigraphy: *Principles and applications in subsurface correlation*. Earthdoc.
- [46] OMIDPOUR, A., RAHIMPOUR –BONAB, H., MOUSSAVI-HARAMI, R., A. MAHBOUBI. 2023. "Anhydrite fabrics as an indicator for relative sea-level signatures in the sequence stratigraphic framework of a carbonate ramp". *Marine and Petroleum Geology* **155**: 106400-106422.
- [47] PERLMUTTER, M.A., MATTEWS, M.D., 1990, Global cyclostratigraphy – a model. In Cross, T. (Ed) *Quantitative, Dynamic Stratigraphy*, Prentice Hall, 233-260.
- [48] PERLMUTTER, M.A., RADOVICH, B.J., MATTEWS, M.D., KENDAL, 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.
- [49] PIRYAEI, A.R., DAVIES, R.B, 2024, Petroleum geology of the cenozoic succession in the Zagros of SW Iran: a sequence stratigraphic Approach *Journal of Petroleum Geology*, Vol.**47**(3): pp 235-290.
- [51] SADEQI, R., VAZIRI-MOGHADAM, H. MOHAMMADI, E (2018) Biofacies, depositional model, and sequence stratigraphy of the Asmari Formation, Interior Fars sub-zone, Zagros Basin, SW Iran. *Carbonates and Evaporites*, 33(3):489-507.
- [52] SADEQI, H., ALEALI, M., KADKHODAIE, A. ARIAN, M., 2025. Facies distribution, sequence stratigraphy, and reservoir quality of the Oligo-Miocene carbonate sequences (Asmari formation) in the Dezful embayment, SW Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **15**(1), p.2.
- [53] SALSANI, A., AMINI, A., SHARIATI, S., AGHANABATI, S. A., ALEALI, M (2020) Geochemistry, facies characteristics and palaeoenvironmental conditions of the storm-dominated phosphate- bearing deposits of eastern Tethyan Ocean; A case study from Zagros region, SW Iran, *AIMS Geosciences*, **6**(3): 316–354.
- [54] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADAM, H., GHABISHAVI, A., MOUSSAVI-HARAMI, R (2015) a. Depositional architecture and sequence stratigraphy of the oligo-miocene Asmari platform; Southeastern Izeh zone, Zagros Basin, Iran. *Facies* **61** (1).
- [55] SHABAFROOZ, R., MAHBOUBI, A., VAZIRI-MOGHADAM, H., MOUSSAVI-HARAMI, R., GHABISHAVI, A., Al-Aasm, I.S (2015) b. Facies analysis and carbonate ramp evolution of oligomiocene Asmari formation in the gachsaran and bibi-hakimeh oilfields and the nearby mish anticline, Zagros Basin. *Iran Neues Jahrb. für Geol. Paläontologie – Abh* **276** (1), 121–146.
- [56] SOLEIMANI, B., ZAMANI. F., 2015, Preliminary petroleum source rock evaluation of the Asmari-Pabdeh reservoirs, Karanj and Parsi oil fields, Zagros, Iran: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **134**, 97-104.
- [57] STRASSER A., HILGEN F.J., HILGEN P.H. 2006. Cyclostratigraphy, concepts, definition and applications, *Newletters on Stratigraphy Journal*, **42** (2): 75-114.
- [58] VAZIRI –MOGHADAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., MOTIEI, H (2010) Oligo-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
- [59] VAN BUCHEM F.S.P., ALLAN T.L., LAUREN G.V., LOTFPOUR, M., MOALLEMI, A., MONIBI, S., MOTIEI, H., PICKARD, N.A.H., TAHMASABI, A.R., VEDRENNE, V., 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**: 219–263.
- [60] ZHANG, T., ZHANG, C., FAN, T., ZHANG, L., ZHN, R., TAO, J., M. LI. 2020. "Cyclostratigraphy of Lower Triassic terrestrial successions in the Junggar Basin, northwestern China". *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* **539**: 109493.

تأثیر فرایندهای دیاژنزی بر ویژگی‌های مخزنی بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری (ائوسن پسین - الیگوسن) در چاه B میدان نفتی مارون

محمد گودرزی^{۱*}، مصطفی صداقت‌نیا^۲

۱- دانشجوی دکتری، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

۲- دانش‌آموخته دکتری، کارشناس آزمایشگاه مرکزی دانشگاه لرستان، خرم‌آباد، ایران

* Mohammadgoodarzi45@yahoo.com

دریافت بهمن ۱۴۰۴، پذیرش مرداد ۱۴۰۵

چکیده

در این پژوهش فرایندهای دیاژنزی و توالی‌های پاراژنتیکی نهشته‌های ائوسن پسین - الیگوسن در یک برش زیرسطحی در میدان نفتی مارون مطالعه شده است. ستبرای محدوده مورد مطالعه در این چاه ۲۷۲/۵ متر بوده و جهت بررسی فرایندهای دیاژنتیکی آن، تعداد ۱۵۰ مقطع نازک میکروسکوپی مورد مطالعه قرار گرفت. سنگ‌شناسی غالب بخش بالایی سازند پابده عمدتاً شیل آهکی و شیل بوده و سنگ شناسی قاعده سازند آسماری سنگ آهک، مارن آهکی و با مقدار کمتر ماسه سنگ می‌باشد. سن بخش بالایی سازند پابده در این چاه ائوسن پسین و سن بخش پایینی سازند آسماری در چاه مورد مطالعه الیگوسن (روپلین، شاتین - شاتین) تعیین شده است. مرز سازندهای پابده و آسماری بر مبنای مطالعات قبلی بصورت پیوسته و تدریجی تعیین شده است. بر مبنای مطالعات پتروگرافی قبلی، تعداد شش ریز رخساره متعلق به محیط‌های حوضه، رمپ خارجی، رمپ میانی (بخش‌های دیستال و پروکسیمال) و رمپ درونی (ریف کومه‌ای و لاگون باز) شناسایی گردید. مطالعات پتروگرافی منجر به شناسایی چندین فرایند دیاژنزی مانند میکریتی شدن، نوربختی (افزایشی و کاهشی)، سیمانی شدن (سیمان هم محور، هم‌ضخامت فیبری دور تا دور دانه، هم بعد، بلوکی و دروزی)، فشردگی (مکانیکی و شیمیایی)، انحلال و توسعه تخلخل (وابسته به فابریک و غیر وابسته به فابریک)، جانیشینی (پیریتی شدن و سیلیسی شدن) گردید. براساس شواهد پتروگرافی، توالی پاراژنتیکی نهشته‌های سازند آسماری در این میدان نفتی در چهار محیط دریایی، آب شیرین، تدفینی و بالآمدگی تفسیر شده است. سه مرحله دیاژنزی یعنی دیاژنز اولیه (ائوژنز)، دیاژنز میانی (مزوژنز) و دیاژنز نهایی (تلوژنز) برای نهشته‌های مورد مطالعه تعیین شده است. میکریتی شدن و سیمانی شدن، به‌ویژه در رخساره‌های گل‌پشتیبان، موجب پرشدن فضای بین‌ذره‌ای و کاهش تخلخل اولیه شده است. فشردگی‌های ناشی از فشار روباره باعث کاهش تخلخل شده و کیفیت مخزنی را بیشتر محدود کرده است. فرایند انحلال و شکستگی‌های ثانویه باعث ایجاد تخلخل ثانویه در رخساره‌های دانه-پشتیبان و گل‌پشتیبان شده و کیفیت مخزنی را بهبود بخشیده است. بنابراین، کیفیت مخزنی سازند آسماری ناهمگن و وابسته به نوع رخساره و شدت فرایندهای دیاژنزی است.

کلمات کلیدی: میدان نفتی مارون، سازندهای پابده و آسماری دیاژنز، توالی پاراژنتیکی، کیفیت مخزنی.

۱- مقدمه

اهمیت سازندهای پابده و آسماری به عنوان سنگ منشا و سنگ مخزن در حوضه رسوبی زاگرس تاکنون باعث انجام پژوهش‌های متعددی در موضوعات مختلف زمین شناسی شده است. در مطالعات زیر سطحی تعیین مرز سازندهای پابده و آسماری به عنوان یکی از چالش‌های اصلی در عملیات حفاری می‌باشد که خود بر مبنای شواهد سنگ چینه‌نگاری، زیست چینه‌نگاری و نیز مطالعات ریز رخساره‌ها و محیط‌های رسوبی تعیین و تفکیک می‌گردند.

نام سازند پابده از تنگ پابده در کوه گورپی اقتباس شده است و در این برش سترای آن حدود ۷۹۸/۳ متر اندازه گیری شده است [۱۶]. در این برش (برش الگو) سنگ شناسی سازند پابده شامل، شیل و مارن‌های آبی ارغوانی در پایین، شیل-های خاکستری و لایه‌های نازک آهک رسی و شیل‌های تیره رنگ در میانه آن می‌باشد که به ندرت حاوی آهک‌های نازک رسی است و در بالا آهک‌های نازک لایه رسی، بصورت بین لایه‌ای با شیل و آهک‌های که بالاترین بخش آن دیده می‌شود وجود دارد [۱۶]. مرز پایینی این سازند در ناحیه لرستان، سازند گورپی می‌باشد و این مرز در قاعده شیل ارغوانی قرار دارد. در زون فارس شیل ارغوانی ممتد وجود ندارد و در این حالت مرز دو سازند گورپی و پابده در قاعده آهک چرتی قرار می‌گیرد [۱]. در مرز بالایی سازند پابده عمدتاً سازند آسماری قرار دارد و گاه‌ها سازند جهرم (فارس داخلی) بجای آسماری قرار می‌گیرد [۱۶]. مرز زیرین سازند پابده با سازند گورپی بصورت ناپیوسته و گاه‌ها پیوسته می‌باشد ولی مرز بالایی آن با سازند آسماری بصورت تدریجی و پیوسته می‌باشد [۱]. مطالعات انجام شده بر روی سازند پابده حاکی از تغییرات چشمگیر چینه‌شناسی مانند، تغییرات سن و محتویات فسیلی، تغییر در ضخامت و نوع لایه‌ها، یکسان نبودن مرزهای زیرین و بالایی آن و تغییرات رخساره‌ای آن می‌باشد [۱۸ و ۱۹]. سازند پابده به سن پالئوسن - الیگوسن و بعضاً میوسن آغازی به عنوان یکی از سنگ‌های منشا مهم حوضه رسوبی زاگرس در دوران سنوزوئیک می‌باشد [۱]. از اختصاصات اصلی بخش بالایی سازند پابده توالی‌های شیلی - مارنی با میان لایه‌های آهکی نازک لایه می‌باشد که در اکثر نواحی زاگرس قابل مشاهده می‌باشد. بر مبنای مطالعات انجام شده سن این بخش ائوسن پسین - الیگوسن تعیین گردیده است [۱۸، ۱۹، ۲، ۳، ۴، ۵ و ۱۵].

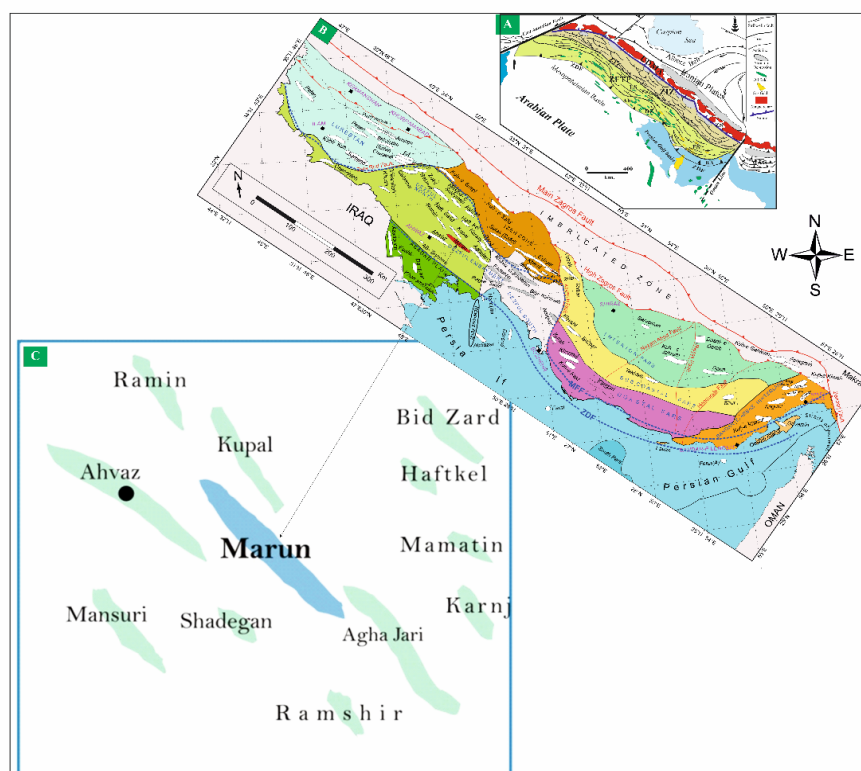
سازند آسماری جوان‌ترین سنگ مخزن زاگرس است و به دلیل اهمیت اقتصادی آن (تولید مواد هیدروکربوری) مطالعات گسترده و جامعی بر روی آن انجام شده است [۱]، [۷ - ۱۴]. نام آن از کوه آسماری در جنوب شرقی مسجد سلیمان اقتباس شده و برش الگوی آن در تنگ گل ترش با ضخامت ۳۱۴ متر اندازه‌گیری شده است که شامل سنگ آهک‌های مقاوم کرم تا قهوه‌ای رنگ با ریخت شناسی کوه ساز دارای میان لایه‌های جزئی از شیل می‌باشد و به داشتن درزه‌های فراوان شاخص است [۸۶ و ۹۵]. سازند آسماری در برش‌های کامل خود دارای دو عضو ماسه سنگی اهواز (جنوب فروفادگی دزفول) و عضو تبخیری کلهر (شمال غرب فروفادگی دزفول و جنوب غربی لرستان) می‌باشد [۱]. به لحاظ چینه‌نگاری زیستی این سازند به سه واحد آسماری پایینی به سن الیگوسن، آسماری میانی به سن میوسن پیشین (آکی تانین) و آسماری بالایی به سن میوسن پیشین (بوردیگالین) تقسیم بندی شده که در همه جا دیده نمی‌شود [۱]. در نقاط مختلف حوضه رسوبی زاگرس وضعیت مرزهای زیرین و بالایی سازند آسماری یکسان نیست. به جز در نواحی لرستان مرکزی و فارس داخلی که این سازند بر روی سازندهای کربناتی شهبازان و جهرم قرار گرفته است [۱]. در سایر مناطق سازند پابده در زیر و سازند گچساران در بالای سازند آسماری قرار دارد. از اختصاصات اصلی بخش پایینی سازند آسماری

توالی‌های آهکی ضخیم لایه حاوی روزن‌داران کفزی بزرگ می‌باشد و این واحد آهکی در اکثر نواحی زاگرس قابل مشاهده می‌باشد. بر مبنای مطالعات انجام شده سن این بخش الیگوسن (روپلین - شاتین) می‌باشد [۷۱، ۷۲، ۷۳، ۷، ۸، ۹، ۱۰، ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۱۴ و ۱۶].

اهمیت سازندهای پابده و آسماری در زمین شناسی ایران (سازند پابده به عنوان سنگ منشا و سازند آسماری به عنوان سنگ مخزن اصلی نفت ایران) و نیز سازند آسماری به عنوان یک مثال بارز از سیستم‌های کربانته (پلاتفرم کربانته) سبب انجام مطالعات وسیعی در زمینه‌های مختلف همانند زیست چینه‌نگاری، ریز رخساره‌ها و محیط‌های رسوبی، دیاژنز، چینه نگاری سکانسی، ژئوشیمی رسوبی، دیرینه بوم شناختی، کیفیت مخرنی، فرایندهای دیاژنزی و... شده است. لذا بخاطر اهمیت این دو سازند این مطالعه در زمینه تشخیص فرایندهای دیاژنتیکی و ارائه مدل دیاژنزی انجام شده است.

۲- موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی منطقه

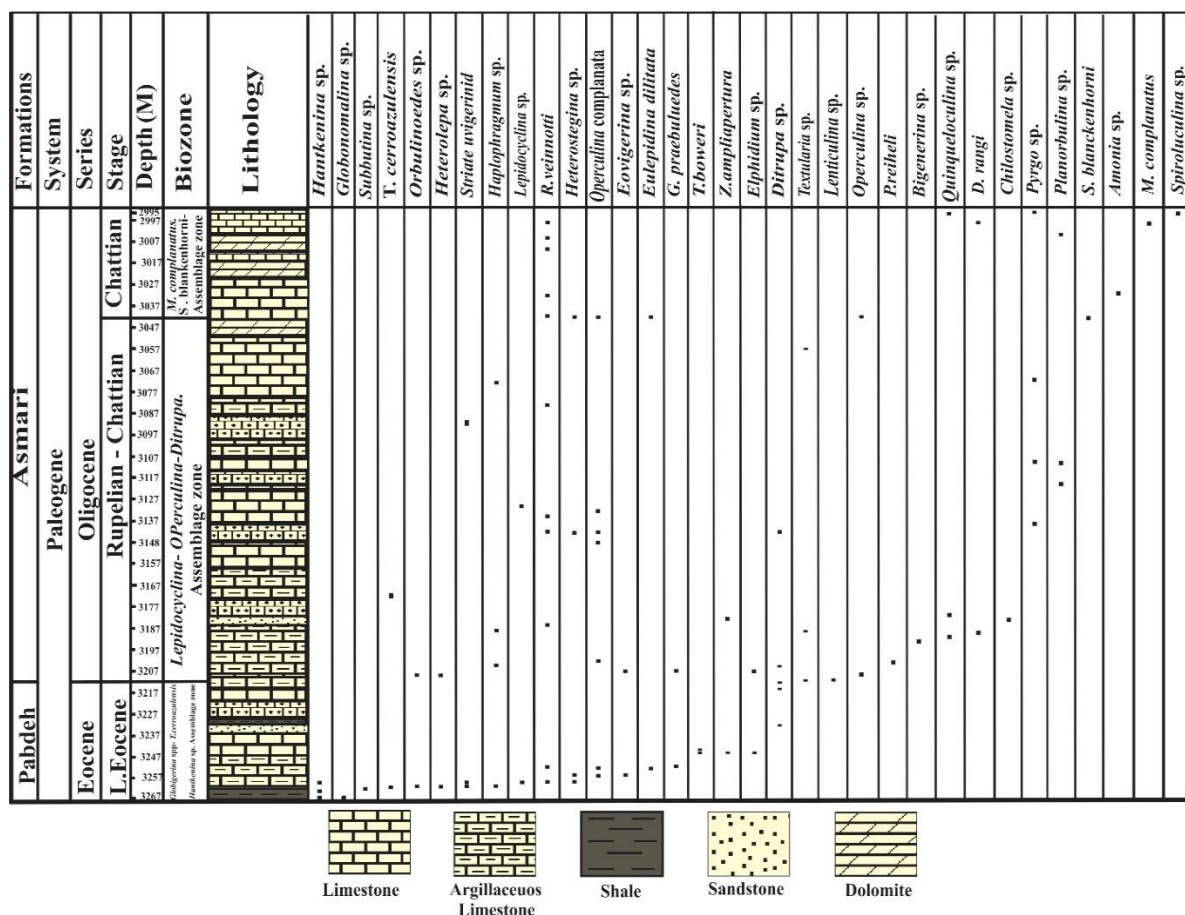
کمر بند چین خورده - رورانده زاگرس به طول ۲۰۰۰ کیلومتر از جنوب شرق ترکیه به طرف شمال عراق و سوریه تا غرب و جنوب ایران گسترش یافته است و با میداین هیدروکربوری بسیار عظیم خود پربارترین کمر بند چین خوردگی-رانندگی جهان می‌باشد [۱۷]. میدان نفتی مارون در چهل کیلومتری شمال شرق شهرستان اهواز، در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی و در امتداد تاقدیس‌های آغاجاری و رامین قرار گرفته است. این میدان در افق آسماری، دارای ۶۷/۵ کیلومتر طول و بطور متوسط ۵/۵ کیلومتر عرض بوده که در بیشترین حالت ۷ کیلومتر و در کمترین حالت ۳/۵ کیلومتر عرض دارد. این میدان از شمال توسط میدان رامین، از جنوب توسط میدان رامشیر، از شرق توسط میدان کوپال و از غرب و شمال غرب توسط میداین اهواز و شادگان محدود شده است (شکل ۱).



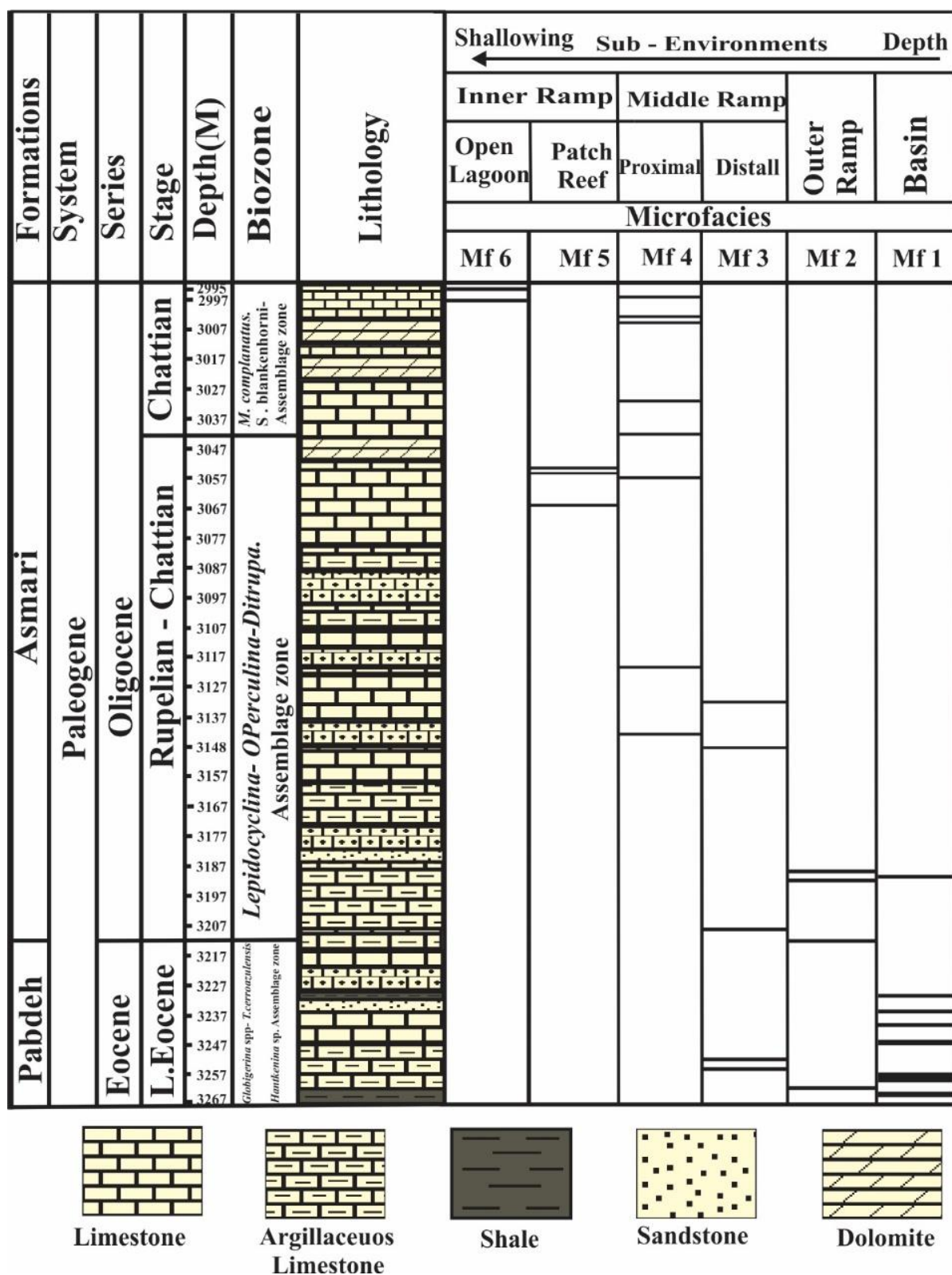
شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میداین نفتی جنوب غرب ایران به همراه موقعیت میدان نفتی مارون (برگرفته از پیریایی و دیویس [۳۳] با تغییرات).

چینه شناسی چاه مورد مطالعه

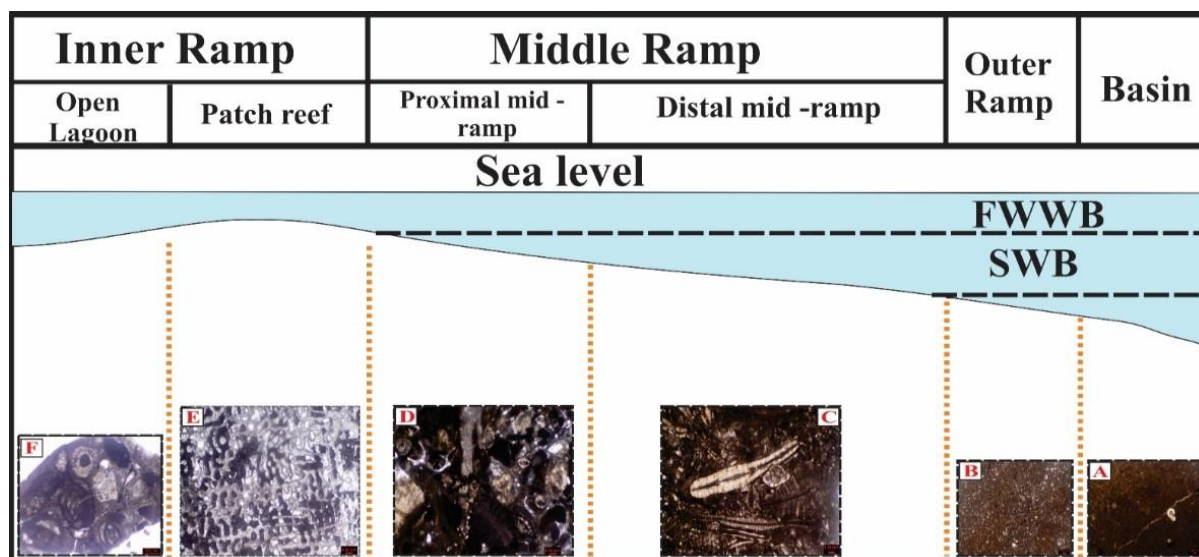
در چاه مورد مطالعه، سنگ‌شناسی نهشته‌های ائوسن پسین (بخش بالایی سازند پابده) عمدتاً شیل، شیل آهکی، سنگ آهک، ماسه سنگ و سنگ آهک ماسه‌ای بوده (شکل ۲) و نهشته‌های الیگوسن (بخش‌های زیرین - میانی سازند آسماری) نیز شامل سنگ آهک، سنگ آهک شیلی، شیل، ماسه سنگ، دولومیت و سنگ آهک ماسه‌ای می‌باشد [۹، ۱۰ و ۱۱]. بر پایه مطالعه زیست‌چینه‌نگاری [۵۹ و ۸۸] سن چاه مورد مطالعه ائوسن پسین (بخش بالایی سازند پابده) و روپلین، شاتین - شاتین (بخش‌های زیرین-میانی سازند آسماری) تعیین شده است [۹، ۱۰ و ۱۱]. پژوهش‌های انجام شده جهت تعیین ریز رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و مدل رسوبگذاری نهشته‌های ائوسن پسین - الیگوسن، منجر به شناسایی شش ریز رخساره متعلق به محیط‌های حوضه و رمپ خارجی (بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری)، رمپ میانی (بخش - های دیستال و پروکسیمال سازند آسماری) و رمپ درونی (ریف کومه‌ای و لاگون باز از سازند آسماری) گردید (شکل ۳). در این چاه و نیز چاه‌های همجوار، بر مبنای شواهدی همانند نبود نهشته‌های ریزشی - لغزشی، تبدیل تدریجی ریز رخساره‌ها به هم، نبود دانه‌های پوشش‌دار و نبود ریف پیوسته، حاکی از رسوبگذاری در یک رمپ کربناته هم‌شیب (رمپ هموکلینال) می‌باشد [۹، ۱۰ و ۱۱] (شکل ۴).



شکل ۲: ستون سنگ‌چینه‌ای و زیست‌چینه‌ای چاه مورد مطالعه (گودرزی و همکاران، ۱۳۹۸).



شکل ۳: ستون چینه شناسی، گسترش ریز رخساره‌ها و محیط‌های رسوبی در چاه B [۹، ۱۰ و ۱۱].



شکل ۴: مدل رسوبی چاه B در میدان نفتی مارون [۱۰].

۳- روش مطالعه

در پژوهش حاضر، تعداد ۱۵۰ مقطع نازک رسوبی شامل، مغزه‌های حفاری و خرده‌های حفاری (۳۰ مقطع نازک میکروسکوپی از سازند پابده و ۱۲۰ مقطع نازک میکروسکوپی از سازند آسماری) با ستبرای ۲۷۲/۵ متر، از بالاترین بخش سازند پابده و قاعده سازند آسماری در یکی از چاه‌های میدان نفتی مارون (چاه B) مورد مطالعه قرار گرفت. مراحل آماده سازی و تهیه مقاطع نازک میکروسکوپی در مناطق نفت خیز جنوب انجام گردید. جهت مطالعات پتروگرافی از میکروسکوپ پلاریزان Olympus BH2 (مشاهده در هر دو حالت نور پلاریزه متقاطع و نور پلاریزه موازی) استفاده شد. نام‌گذاری و طبقه‌بندی سنگ‌ها بر مبنای [۳۶] انجام شده و برای شناسایی ریز رخساره‌ها و تفسیر آنها از [۴۲] استفاده شده است. بعد از شناسایی و طبقه‌بندی سنگ‌ها تعداد شش ریز رخساره در این چاه از محدوده مورد مطالعه شناسایی گردید (شکل‌های ۳ و ۴ و جدول ۱). پس از شناسایی و تفسیر کیفی و کمی هر یک از فرآیندهای دیاژنزی، توالی زمانی وقوع این فرآیندها بررسی گردید. توالی پاراژنزی که نشان‌دهنده ترتیب زمانی مراحل مختلف دیاژنزی (از محیط فریاتیک تا دیاژنزی تدفینی و پساتدفینی) است، با استفاده از نرم‌افزار Corel-16 ترسیم شد. مدل دیاژنزی دینامیکی ترسیم شده، فرآیندهای دیاژنزی مختلف را به وضوح نشان داده و چارچوبی جامع برای درک تاریخچه تخلخل و نفوذپذیری سازند ارائه می‌دهد.

جدول ۱: ریز رخساره‌های شناسایی شده در چاه مورد مطالعه در میدان نفتی مارون [۹، ۱۰ و ۱۱].

ریز رخساره‌ها	محیط تشکیل	توضیحات
Mf A: مادستون حاوی روزنداران پلانکتون	حوضه	اجزای این ریز رخساره را روزنداران پلانکتون مانند <i>Globigerina</i> تشکیل می‌دهد
Mf B: وکستون بیوکستی حاوی روزنداران پلانکتون	رمپ خارجی	اجزای اصلی این ریز رخساره را روزنداران پلانکتونی مانند <i>Globigerina</i> , <i>Turborotalia</i> , <i>Orbulinid</i> تشکیل می‌دهد. اجزای فرعی این ریز رخساره متشکل از سایر روزنداران پلانکتونی و بتتیک کوچک مانند، <i>Textularia</i> , <i>Eouvirgerina</i> و <i>Lenticulina</i> و اکتینوئید می‌باشد
Mf C: وکستون - پکستون (فلوتستون) حاوی روزنداران هیالین بزرگ با پوسته	رمپ میانی (بخش دیستال)	اجزای اصلی این ریز رخساره را روزنداران با پوسته هیالین کشیده و نازک مانند (<i>Heterostegina</i> و <i>Operculina</i> , <i>Eulepidina</i>) تشکیل می‌دهد

تشکیل داده و اجزای فرعی آن شامل <i>Textularia</i> , <i>Nephrolepidina</i> و جلبک قرمز (لیتوفیلوم) می باشد		کشیده و نازک (نومولیتیـده و لپیدوسیکلینیده)
اجزای اصلی تشکیل دهنده این ریز رخساره عبارتند از: <i>Rotalia viennotti</i> , <i>Heterostegina</i> و جلبک قرمز کورالیناسه. اجزای فرعی این ریز رخساره را <i>Lepidocyclina</i> , <i>Amphistegina</i> , <i>Textularia</i> و <i>Miogyopsinoides</i> تشکیل می دهند	رمپ میانی (بخش پروکسیمال)	Mf D: پکستون بایوکلستی حاوی روزن داران هیالین عدسی، لنزی شکل و جلبک قرمز
مرجانها با اتصال ارگانیکی اجزای این ریز رخساره محسوب می-شوند	رمپ درونی (ریف کومه ای)	Mf E: کورال باندستون
اجزای این ریز رخساره را روزن داران هیالین (<i>Rotalia viennotti</i> , <i>Miliolid</i> و پورسلانوز <i>Miogyopsinoides</i>) و <i>Pyrgo</i> , <i>Quinqueloculina</i> و <i>Austrotrillina</i> به میزان کمتری گاستروپود و دوکفه ای تشکیل داده اند.	رمپ درونی (لاگون باز)	Mf F: پکستون - گرینستون حاوی روزن داران هیالین و پورسلانوز

۴- بحث

۴-۱- فرایندهای دیاژنزی

از مهمترین فرایندهای دیاژنزی در چاه مورد مطالعه می توان به میکریتی شدن که خود نوعی محصول دیاژنزی است ۲۰، نوربختی ۲۱، فشردگی ۲۲، انحلال ۲۳، سیمانی شدن ۲۴ و جانشینی ۲۵ اشاره کرد.

۴-۱-۱- میکریتی شدن

توصیف: این فرایندها یا به صورت پوشش نازکی از میکریت اطراف خرده های اسکلتی عمل نموده است (شکل ۵). این فرآیند در مقاطع مورد مطالعه اغلب در ریز رخساره های وکستونی، پکستونی و به صورت محدود در رخساره های گرینستونی مشاهده شده است.

تفسیر: پوشش های میکریتی نقش مهمی را در حفظ شکل یک دانه بایوکلست آراگونیتی بعد از انحلال آن در طی دیاژنر ایفا می کند [۸۷ و ۹۴]. ترکیب کانی شناسی پوشش میکرایتی با توجه به محیط دریایی تشکیل آن ها از نوع کلسیت پر منیزیم و آراگونیت است [۸۷ و ۶۵]. پوشش میکریتی می تواند به عنوان یک سیمان کربنات کلسیم بسیار ریزدانه در اطراف دانه ها در نظر گرفته شود که به راحتی فرایندهای دیاژنزی را طی کرده و به کلسیت کم منیزیم تبدیل می شود [۳۷ و ۵۵].

²⁰ Micritization

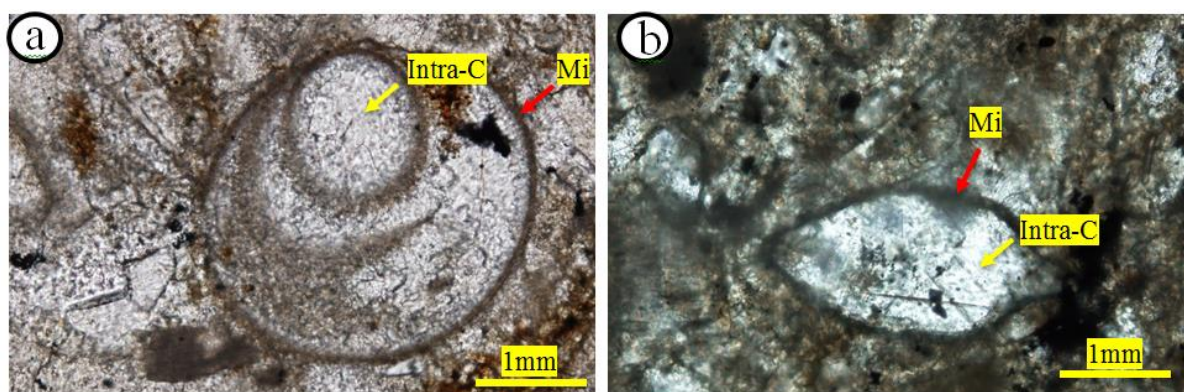
²¹ Neomorphism

²² Compaction

²³ Dissolution

²⁴ Cementation

²⁵ Replacment

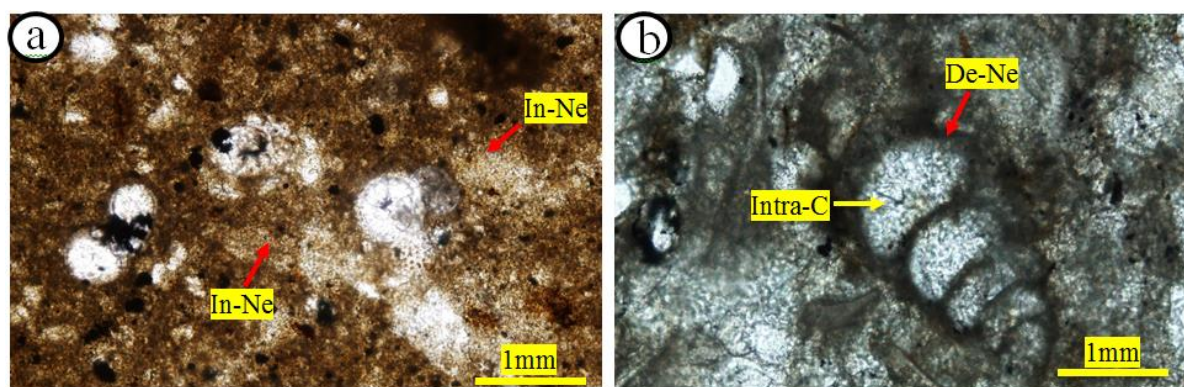


شکل ۵: a- ایجاد پوشش میکریتی در اطراف یک روزندار (پیکان قرمز رنگ) در ریز رخساره گرینستون بایوکستی (نور طبیعی). b- پوشش نازک میکریتی در اطراف دانه‌ها (پیکان قرمز رنگ) در یک ریز رخساره پکستون بایوکستی. در هر دو تصویر پیکان‌های زرد رنگ سیمان موزاییکی ریزبلور درون دانه‌ای را نشان می‌دهند (نور پلاریزه). Mi=Micritization (میکریتی شدن)، Intra-C=Intragranular cement (سیمان موزاییکی درون دانه‌ای).

۱-۴-۲- نوریختی

توصیف: در مقاطع مورد مطالعه فرآیند دیاژنزی نوریختی به دو صورت دیده می‌شود. الف- به صورت افزایشی در زمینه سنگ، که در آن بلورهای ریزتر کربنات کلسیم به بلورهای درشت‌تر تبدیل می‌شوند. ب- به صورت کاهش‌ی در پوسته آلومک‌ها، که در آن پوسته صدف تحت تأثیر میکریتی شدن قرار می‌گیرد (شکل ۶).

تفسیر: نوریختی افزایشی در رابطه با برخی بلورهای رشد یافته به بهای از بین رفتن برخی دیگر از بلورها است و کربنات کلسیم مورد نیاز از انحلال بلورهای ریز و آب‌های بین روزنه‌ای در حال جریان تأمین می‌شود [۸۷]. در سنگ‌های کربناته فرآیند نوریختی بیشتر به صورت افزایشی می‌باشد و در طی آن بلورهای ریز ماتریکس میکریتی بزرگتر شده و به میکرواسپار و اسپارایت تبدیل می‌شوند [۸۷]، ولی نوریختی به صورت کاهش‌ی نیز رخ می‌دهد که در آن اندازه دانه‌ها کوچکتر شده و توأم با میکریتی شدن هستند.



شکل ۶: a- فرآیند نوریختی افزایشی در زمینه سنگ. افزایش اندازه بلورها در جهت پیکان‌های قرمز رنگ می‌باشد (نور پلاریزه). b: نوریختی کاهش‌ی به صورت پوشش نازک میکریتی اطراف دانه‌های آلومک (پیکان قرمز رنگ). در این فرآیند بلورهای ریز میکریت در پوسته صدف‌ها به صورت یک پوشش میکریتی تشکیل می‌شوند. پیکان زرد رنگ سیمان موزاییکی ریزبلور درون دانه‌ای را نشان می‌دهد (نور طبیعی). In- (In-Ne=Increasing Neomorphism (نوریختی افزایشی)، Intra-C=Intragranular cement (سیمان موزاییکی درون دانه‌ای). De-Ne=Decreasing Neomorphism (نوریختی کاهش‌ی).

۱-۴-۳- سیمانی شدن

سیمانی شدن جزء فرآیندهای اصلی دیاژنتیکی است که کیفیت مخزنی یک سازند را بشدت از بین می‌برد. سیمانی شدن شامل فرآیندهایی است که منجر به ته‌نشینی کانی‌ها در حفرات اولیه و ثانویه می‌شود و نیازمند فوق اشباع شدن سیالات روزنه‌ای نسبت به این کانی‌ها می‌باشد [۴۲]. حاصل فرآیند سیمانی شدن استحکام رسوب و شروع سنگ شدگی است [۴۲]. سیمانی شدن در طیف وسیعی از محیط‌های دیاژنزی (دریایی)، وادوز، آب شیرین و دفنی انجام می‌شود [۴۲]. به طور کلی هر نوع سیمان، مبین محیط دیاژنتیکی خاصی می‌باشد و در محدوده‌های دریایی، متئوریکی و تدفینی تشکیل می‌شوند. براساس مطالعات انجام شده پنج نوع سیمان (سیمان هم‌محور، سیمان ریزیلور هم‌ضخامت اطراف دانه، سیمان کلسیت هم‌بعد، سیمان قطعه‌ای، سیمان دروزی) در سازند آسماری در چاه مورد مطالعه شناسایی شده است که در ادامه به توصیف و تفسیر آن‌ها پرداخته می‌شود.

۱-۴-۴- سیمان هم‌ضخامت^{۲۶}

توصیف: این نوع سیمان به عنوان اولین نسل از سیمان‌ها در نظر گرفته می‌شود و در مقاطع مورد مطالعه به صورت بلورهای فیبری و یا سوزنی شکل بوده که به صورت یکنواخت بر روی سطح ذرات رسوب‌گذاری کرده‌اند (شکل ۷-۷a). تفسیر: سیمان فیبری اکثراً تشکیل لایه‌های هم‌ضخامت را می‌دهد و به دلیل ته‌نشست آن در محیط‌های دریایی آهن و منیزیم بسیار پایینی دارد [۱۰۲ و ۸۷]. در محیط‌های کربناته کم عمق به دلیل فراوانی هسته‌ها و ناخالصی‌ها و بالا بودن حالت فوق اشباع از کربنات، نهشت سیمان‌های دریایی سریع است، بنابراین سیمان‌ها عموماً بلورهای ریز و ظریفی را تشکیل می‌دهند [۸۷]. این سیمان‌ها اغلب در ریز رخساره‌های سدی مشاهده می‌گردد [۴۴]. این نوع سیمان به عنوان سیمان شاخص محیط فریاتیکی آب دریا در نظر گرفته می‌شود [۸۷ و ۶۷].

۱-۴-۵- سیمان کلسیتی هم‌بعد^{۲۷}

توصیف: این سیمان از بلورهای کوچک تا متوسط (ابعاد بین ۱۰۰ تا بیش از ۵۰۰ میکرون)، نیمه شکل‌دار تا شکل‌دار و نسبتاً هم‌بعد تشکیل شده است. در مقاطع مورد مطالعه این نوع سیمان اغلب فضای بین دانه‌ها و شکستگی‌ها را پر کرده است (شکل ۷-۷a، c و d).

تفسیر: شفافیت در این سیمان دلالت بر غیردریایی بودن آن دارد [۸۴]. همچنین این سیمان می‌تواند در مرحله تلوزنیک فضای حاصل از شکستگی‌ها را پر کند. ریز دانه بودن، هم اندازه بودن، عدم حضور آهن و عدم شواهد دیاژنز دفنی (نداشتن مرزهای منحنی) از دلایل تشکیل این نوع سیمان در محیط فریاتیکی جوی است [۸۴]. [۶۲] معتقد است که در محیط فریاتیکی جوی انواع سیمان‌های حفره پرکن بویژه انواع هم‌بعد آن تشکیل می‌شوند و برای تعیین منشأ این نوع سیمان باید از مطالعات ایزوتوپی (O^{18}/O^{16}) استفاده شود. زون فریاتیکی متئوریک با دمای نسبی پایین و جریان آهسته مایعات، می‌تواند محیط مناسبی برای تشکیل این سیمان باشد (سبیل و جیمز، ۲۰۱۷).

۱-۴-۶- سیمان هم‌محور^{۲۸}

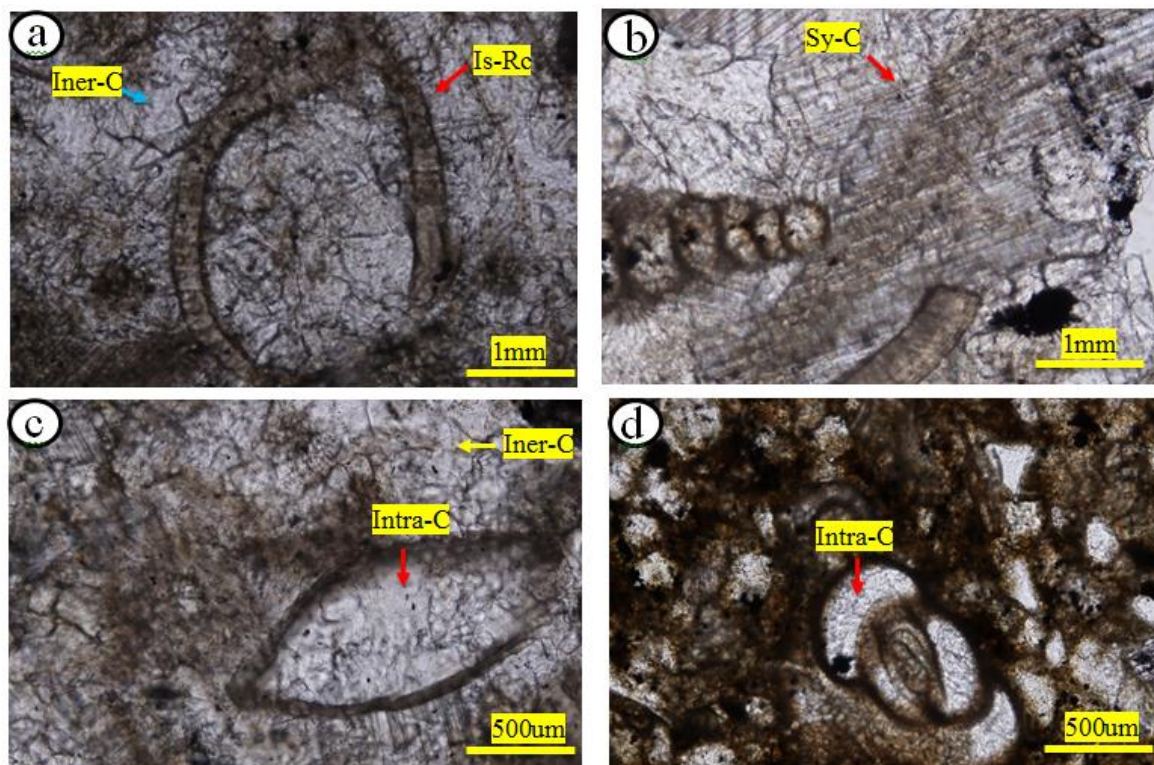
²⁶ Isopachous

²⁷ Equant

²⁸ Syntaxial

توصیف: این سیمان به صورت رشد اضافی هم‌محور پیرامون دانه‌ها و قطعات خارپوست با ترکیب کانی‌شناسی کلسیت پرمیزیم ایجاد می‌شود و دارای خاموشی موازی با قطعات خارپوست می‌باشد (شکل ۷- b). در مقاطع مورد مطالعه این نوع سیمان به صورت محدود در رخساره‌های نزدیک به سد تشکیل شده‌اند.

تفسیر: این نوع سیمان در انواع محیط‌های دیاژنزی دریایی وادوز، جوی، اختلاطی و دفنی ساخته می‌شود و نوع مربوط به محیط دیاژنزی نزدیک به سطح و وادوز دریایی به دلیل داشتن انکلوژیون، میکریته‌های موجود به شکل تیره دیده می‌شوند [۹۹]. نوع شفاف آن‌ها مربوط به محیط‌های تدفینی ژرف و فریاتیک آب شیرین می‌باشند [۶۲، ۸۷ و ۴۱].



شکل ۷: a- سیمان ریزبلور دورتا دور دانه (پیکان قرمز رنگ). این سیمان توسط سیمان‌های نسل بعدی موزاییکی درشت‌بلور بین دانه‌ای (پیکان آبی رنگ) دنبال می‌شود (نور طبیعی). b- سیمان رشد اضافی هم‌محور (سین تاکسیال) با پیوستگی نوری (نور پلاریزه). c- سیمان موزاییکی (کلسیتی هم‌بعد) تشکیل شده در فضای بین دانه‌ها (پیکان زرد رنگ). پیکان قرمز رنگ سیمان موزاییکی درون دانه‌ای را نشان می‌دهد (نور طبیعی). d- سیمان موزاییکی هم‌بعد ریزبلور درون حجرات فسیل‌ها (نور پلاریزه). Is-Rc=Isopachous rim cement (سیمان حاشیه‌ای هم‌ضخامت یا سیمان ریزبلور دورتادور دانه)، Intra-C=Intragranular cement (سیمان موزاییکی درون دانه‌ای)، Inter-C=Intergranular cement (سیمان موزاییکی بین دانه‌ای)، Sy-C=Syntaxial cement (سیمان رشد اضافی هم‌محور).

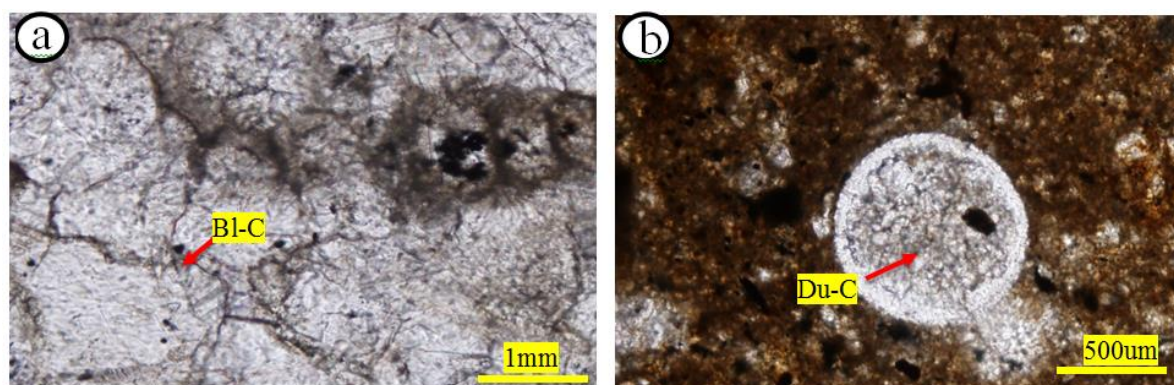
۱-۴-۷- سیمان قطعه‌ای (بلوکی)^{۲۹}

توصیف: تفاوت اصلی این نوع از سیمان‌ها با سیمان‌های هم‌بعد، در اندازه قطعات آن است به گونه‌ای که اندازه بلورها در سیمان هم‌بعد اغلب کمتر از ۵۰۰ میکرون می‌باشد و این درحالی است که در سیمان‌های بلوکی بیش از ۵۰۰ میکرون و اغلب در اندازه‌های میلی‌متری دیده می‌شوند (شکل ۸- a).

تفسیر: ترکیب کانی‌شناسی بلورهای این نوع سیمان، کلسیت پرمیزیم و یا کلسیت کم‌میزیم می‌باشد و به طور معمول در محیط‌های دیاژنزی متئوریک (وادوز یا فریاتیک)، محیط تدفینی و به ندرت در ریف‌ها و هاردگراند‌های دریایی مشاهده می‌شود [۶۹]. این نوع سیمان بیشتر شکستگی‌ها و تخلخل حاصل از انحلال را پر می‌کند [۴۱].

۱-۴-۸- سیمان دروزی^{۳۰}

توصیف: این نوع سیمان اغلب به صورت پرکننده حجرات فسیل‌ها دیده می‌شود و از بلورهای هم‌بعد تا طولی، بی‌شکل تا نیمه‌شکل‌دار کلسیت تشکیل شده است که اندازه آن‌ها از حاشیه به سمت مرکز افزایش می‌یابد (شکل ۸- b).
تفسیر: سیمان دروزی بیشتر به عنوان سیمان نسل دوم، بعد از سیمان‌های نسل اول تشکیل می‌شوند و دارای ترکیب کلسیت کم‌میزیم می‌باشند [۱۰۱]. این نوع سیمان در موقعیت‌های فریاتیک متئوریک (یا دریایی) تا دفنی کم عمق دیده می‌شود (آروسی و همکاران، ۲۰۱۵). این سیمان در هر دو محیط دیاژنزی دفنی و محیط دیاژنزی جوی تشکیل می‌شود لذا برای تعیین منشأ سیمان باید از مطالعات ایزوتوپی (O^{18}/O^{16}) استفاده شود (سیبل و جیمز، ۲۰۱۷).



شکل ۸: a- سیمان بلوکی درشت‌بلور در یک ریز رخساره گریستون بایوکلستی که فضای بین دانه‌ها را پر کرده است (پیکان قرمز رنگ) (نور طبیعی). b- تشکیل سیمان دروزی در یک ریز رخساره وکستون بایوکلستی. افزایش اندازه بلورها به سمت مرکز حجره فسیلی و در راستای پیکان قرمز رنگ دیده می‌شود (نور طبیعی). (سیمان بلوکی)، Bl-C=Blocky cement، (سیمان دروزی)، Du-C=Drusy cement.

۱-۴-۹- فشردگی^{۳۱}

در سنگ‌های کربناته تراکم به دو صورت مکانیکی (فیزیکی) و شیمیایی اعمال می‌شود. فشردگی و انحلال فشاری دو فرایند اصلی دیاژنتیکی هستند که عموماً به عمق تدفین رسوبات بستگی دارند [۸۷]. فشردگی از فرایندهای اساسی کاهش تخلخل و سنگی شدن رسوبات می‌باشد به گونه‌ای که این فرآیند می‌تواند کیفیت مخزنی یک سازند را به طور قابل ملاحظه‌ای کاهش دهد [۴۱]. به طور کلی فرآیند فشردگی با کاهش حجم کلی سنگ و کاهش تخلخل همراه می‌باشد [۸۳].

۱-۴-۱۱- فشردگی مکانیکی (فیزیکی)

توصیف: فشردگی فیزیکی در مقاطع مورد مطالعه اغلب به صورت فابریک دانه‌به‌دانه و انواع تماس بین دانه‌ها و له‌شدگی دانه‌ها مشاهده شده است (شکل ۹- a و b). در اثر فشردگی فیزیکی دانه‌ها به هم فشرده شده و فابریک دانه به دانه بین آلوکم‌ها دیده می‌شود.

³⁰ Drusy

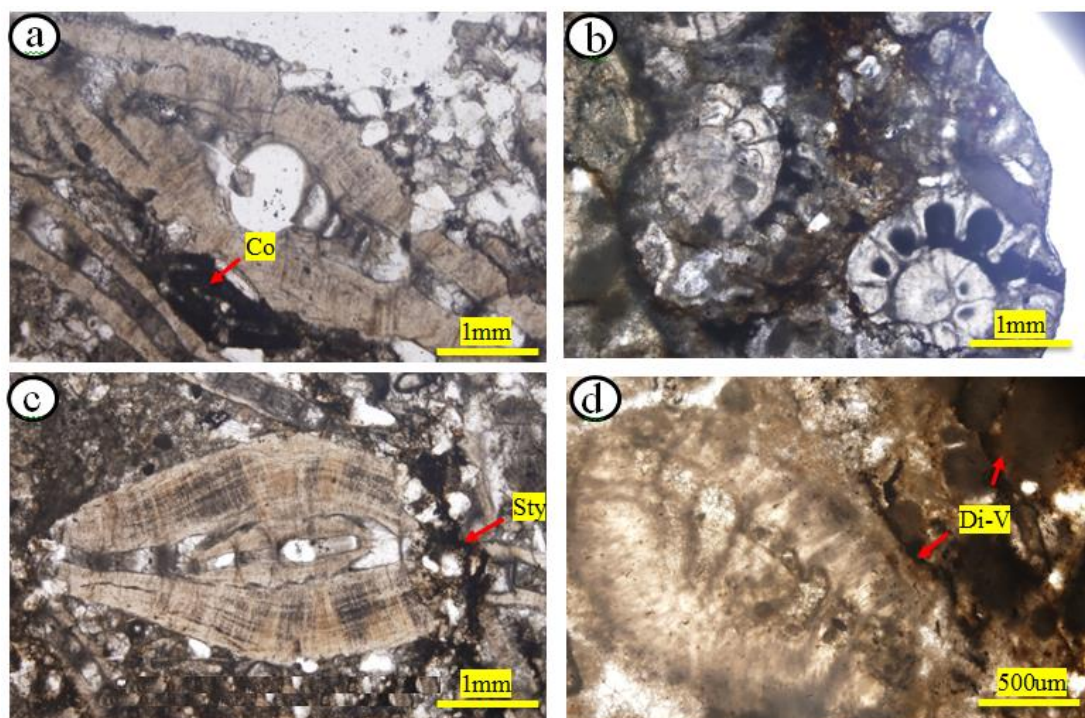
³¹ Compaction

تفسیر: شکستگی‌های حاصل از فشردگی فیزیکی در تعبیر و تفسیر تاریخیچه بعد از رسوبگذاری اهمیت دارند زیرا اغلب نشانه‌های دیاژنز هستند [۳۳ و ۴۲]. تغییر شکل و آرایش نزدیک‌تر دانه‌های کربناته که برگرفته از فرآیند فشردگی مکانیکی هستند، پیش از سنگ شدگی رسوبات رخ می‌دهند [۸۰ و ۶۳].

۱-۴-۱۰- فشردگی شیمیایی

توصیف: فشردگی شیمیایی در مقاطع مورد مطالعه اغلب در ریز رخساره‌های پکستونی دیده می‌شود. این فرآیند به دو صورت دیده می‌شود: الف: به صورت استیلولیت‌ها و ب: به صورت درزه‌های انحلالی (شکل ۹- c و d). درزه‌های انحلالی اغلب محدود به مرز دانه‌ها بوده ولی استیلولیت‌ها از مرز دانه‌ها فراتر رفته و در برخی موارد سبب حذف و یا انحلال بخشی از دانه شده است. در ریز رخساره‌های پکستونی، وجود گل کربناته (میکریت)، فرآیند فشردگی دانه‌ها را تسهیل کرده و منجر به نزدیکی بیشتر آن‌ها به یکدیگر شده است. در مقابل، در ریز رخساره‌های گرینستونی حضور سیمان کربناته که بین دانه‌ها تشکیل شده، مانع از فشرد شدن بیش از حد دانه‌ها شده و به عبارتی دیگر فرایند تراکم به حداقل می‌رسد.

تفسیر: در طی فرآیند فشردگی شیمیایی ستبرای لایه‌های سنگ آهک حدود ۲۰ تا ۳۵ درصد کاهش می‌یابد [۳۴]. این ویژگی در محیط‌های دفنی متوسط تا عمیق با عمقی که معمولاً در حدود ۵۰۰ متری شروع می‌شود [۸۷]، یا ممکن است به عنوان نتیجه‌ای از فشار تکتونیکی نیز تشکیل شوند [۲۷].

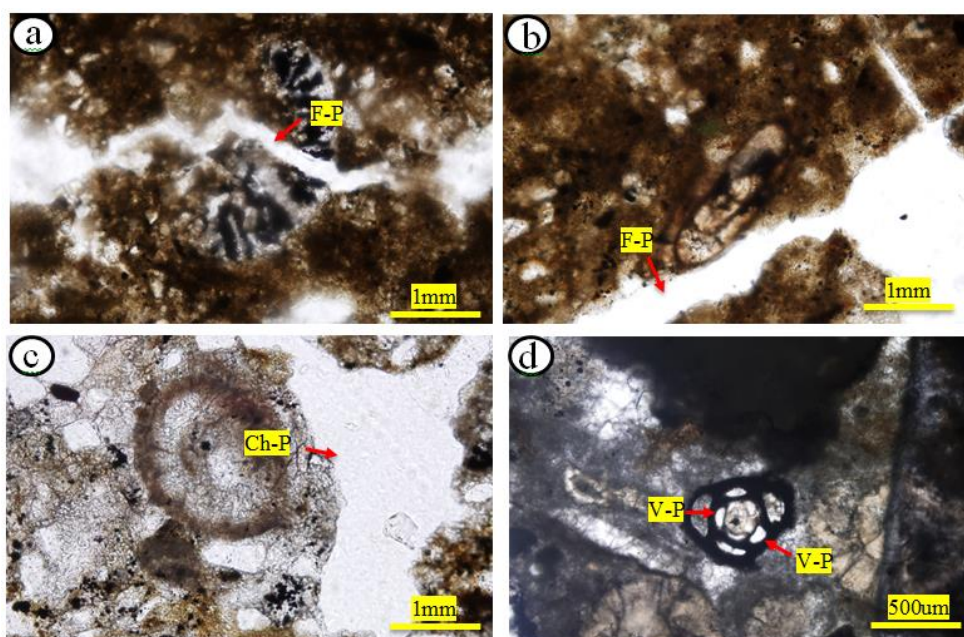


شکل ۹: a: فشردگی فیزیکی و له‌شدگی دانه‌های نرم‌تر (پیکان قرمز رنگ) در بین دانه‌های مقاوم‌تر (نور طبیعی). b: فابریک دانه به دانه در ریز رخساره پکستون بایوکلاستی و ایجاد تماس‌های نقطه‌ای و محدب- مقعر بین دانه‌ها (نور طبیعی). c: ایجاد استیلولیت و حذف بخشی از دانه (پیکان قرمز رنگ) به دلیل تراکم شیمیایی (نور طبیعی). d: ایجاد درزه‌های انحلالی به دلیل تراکم شیمیایی در محل تماس دانه‌ها (پیکان‌های قرمز رنگ) (نور طبیعی). Co=Compaction (فشردگی)، Sty=Stylolite (استیلولیت)، Di-V= Dissolution veins (رگچه‌های انحلالی).

۱-۴-۱۲- انحلال و ایجاد تخلخل

توصیف: از جمله تخلخل‌هایی که در مقاطع مورد مطالعه شناسایی شده است می‌توان به تخلخل حفره‌ای درون دانه‌ای، تخلخل کانالی و تخلخل حاصل از شکستگی اشاره کرد (شکل ۱۰). تخلخل حاصل از شکستگی در مقاطع مورد مطالعه نسبت به سایر تخلخل‌ها از فراوانی بیشتری برخوردار است.

تفسیر: یکی از مهم‌ترین فرآیندهای تاثیرگذار بر روی جریان سیال، مقادیر تراوایی و ویژگی‌های فیزیک سنگ می‌باشد [۶۲]، ۵۳، ۲۳، ۲۴ و ۸۱]. فرآیند انحلال در محیط‌های دیاژنزی متئوریک وادوز و فریاتیکی، زون مخلوط [۶۲] و نیز محیط‌های دیاژنزی دفنی، انحلال فشاری [۶۷] رخ می‌دهد ولی در محیط‌های دیاژنزی وادوز متئوریک، به‌مراتب گسترش بیشتر نسبت به محیط‌های دیاژنزی دیگر دارد [۹۳ و ۸۸]. به طور کلی فرآیند انحلال عکس فرآیند سیمانی شدن است و به دنبال آن کیفیت مخزنی یک سازند را به طور قابل ملاحظه‌ای می‌تواند افزایش می‌دهد.



شکل ۱۰: a و b: تخلخل حاصل از شکستگی در ریز رخساره‌های وکستون بایوکستی (پیکان‌های قرمز رنگ) (نور طبیعی). c- تخلخل کانالی در یک ریز رخساره گرینستون بایوکستی (پیکان قرمز رنگ) (نور طبیعی). d- تخلخل حفره‌ای تشکیل شده در درون حجرات یک روزندار (پیکان-های قرمز رنگ) (نور طبیعی). F-P=Fracture prosity (تخلخل شکستگی)، Ch-P=Channel prosity (تخلخل کانالی)، V-P=Vugs (تخلخل حفره‌ای).

۱-۴-۱۳- جانشینی^{۳۲}

فرآیند جانشینی در سنگ‌های آهکی توسط سیلیس، دولومیت، پیریت، فسفات و دیگر کانی‌های مختلف انجام می‌شود. پیش زمینه جانشینی در سنگ‌های کربناته، انحلال کانی‌های قبلی و سپس تشکیل کانی جدید به جای آن می‌باشد، بنابراین در جانشینی احتمال حفظ شکل دانه‌ها بسیار محتمل است. از مهمترین پدیده‌های جانشینی در سازند آسماری و در چاه مورد مطالعه می‌توان به نوع پیریتی شدن و سیلیسی شدن اشاره کرد که فرآیند پیریتی شدن از فراوانی بیشتری برخوردار است.

¹⁷ Replacement

۱-۴-۱۴- پیریتی شدن

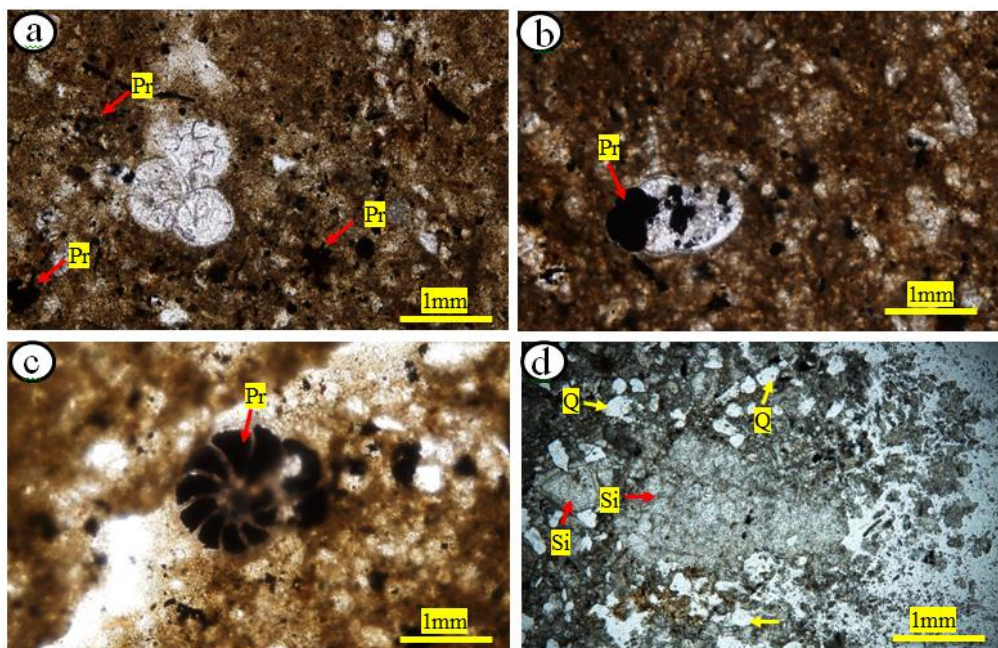
توصیف: در نمونه‌های مورد مطالعه فرآیند جانشینی از نوع پیریتی شدن به دو شکل اولیه و ثانویه دیده می‌شود که نوع ثانویه آن از فراوانی بیشتری برخوردار است. در شکل (۹- a) که با پیکان‌های قرمز رنگ نشان داده شده است پیریتی شدن در زمینه سنگ و در ریز رخساره وکستون بایوکلستی حاوی روزنداران پلانکتونیک تشکیل شده است. در شکل ۱۱- b و c پیریتی شدن به صورت ثانویه دیده می‌شود. در نمونه‌های مورد مطالعه پیریتی شدن ثانویه اغلب فضای درون روزنداران را به صورت ناقص و کامل پر کرده است.

تفسیر: فراوانی پیریت در رسوبات دریایی به وجود یون‌های سولفات، آهن و نیز کربن آلی وابسته است و فراوانی این کانی دلالت بر محیط احیاء دارد [۶۲ و ۵۳]. پیریت دانه تمشکی به مراحل اولیه دیاژنز مربوط است. در نمونه‌های مورد مطالعه فرآیند پیریتی شدن اغلب بعد از انحلال آلوم‌ها رخ داده است به گونه‌ای که بعد از انحلال دانه‌های آلوم پیریت جانشین شده است. در آلوم‌ها فرایند سیمانی شدن و جانشینی پیریت توأم با هم رخ داده است لذا پیریتی شدن در نمونه‌های مورد مطالعه غالباً از نوع ثانویه می‌باشد که در طی دیاژنز تدفینی اتفاق افتاده است.

۱-۴-۱۵- سیلیسی شدن

توصیف: در مقاطع مورد مطالعه این فرآیند به صورت محدود در پوسته آلوم‌ها رخ داده است (شکل ۱۱- d). این فرآیند در ریز رخساره‌های مورد مطالعه تا حدودی پوسته آلوم‌ها را تحت تأثیر قرار داده و ساختمان داخلی آن‌ها را از بین برده است. منشأ سیلیس در این رخساره‌ها در ارتباط با انحلال دانه‌های آواری کوارتز می‌باشد.

تفسیر: جانشینی کانی‌های سیلیسی به جای کانی‌های کربناته در سنگ‌های آهکی بسیار رایج و متداول است. سیلیسی شدن سبب از بین رفتن بخش‌هایی از ساختمان اولیه می‌شود و از این رو ساخت داخلی دانه‌ها (اسکلتی یا غیر اسکلتی) محو می‌شوند.



شکل ۱۱: a- فرآیند پیریتی شدن در زمینه ریز رخساره وکستون بایوکلستی (پیکان‌های قرمز رنگ) (نور پلاریزه). b- فرآیند جانشینی شدن ناقص پیریت در یک روزندار (نور پلاریزه). c- فرآیند جانشینی کامل پیریت در یک روزندار (پیکان قرمز رنگ) به گونه‌ای که قالب فسیل پس از انحلال

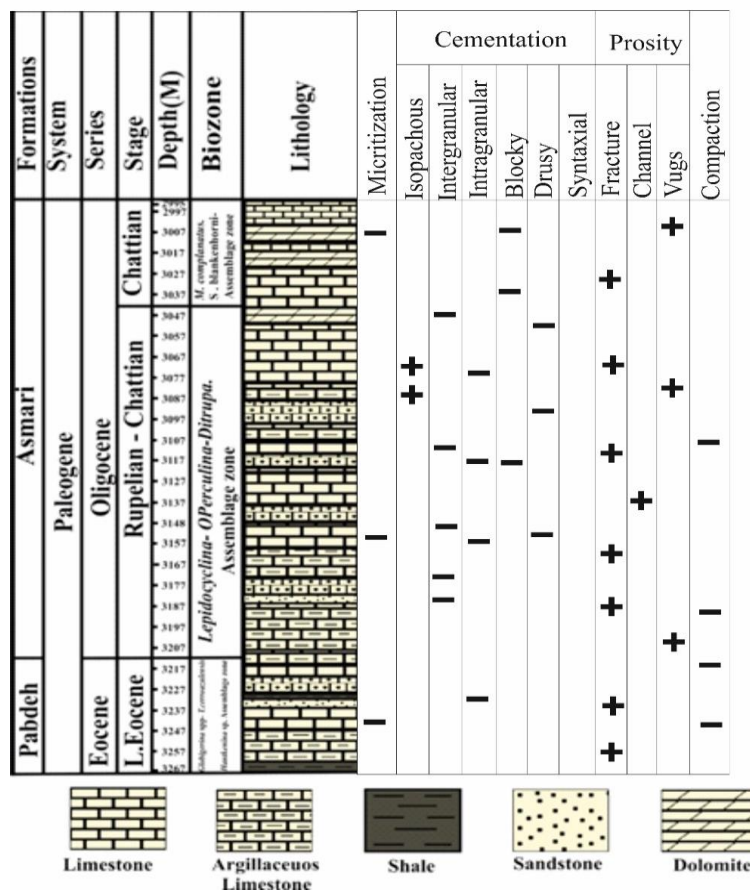
به طور کامل با پیریت پر شده است (نور پلاریزه). d- جانیشینی سیلیس در پوسته آلوکم‌ها (پیکان‌های قرمز رنگ). پیکان‌های زرد رنگ دانه‌های آواری کوآرتز هستند (نور طبیعی). (Pyratization) Pr= (پیریتی شدن)، Si=Silisification (سیلیسی شدن). Q=Quartz (کوآرتز).

۲-۴- کیفیت مخزنی و دیاژنز

در بازه زمانی ائوسن-الیگوسن، سنگ‌های کربناتی تحت تأثیر طیف وسیعی از فرایندهای دیاژنتیکی قرار گرفته‌اند که کیفیت مخزنی آن‌ها را به شدت دگرگون کرده است. میکربیتی شدن، به عنوان یکی از این فرایندها، شامل جایگزینی کریستال‌های کربنات کلسیم بزرگتر (مانند آراگونیت یا کلسیت) با ریزبلورهای کلسیت (میکریت) است. این پدیده، که اغلب تحت تأثیر شرایط شیمیایی خاص آب‌های مدفون و فشار رخ می‌دهد، می‌تواند منجر به کاهش تخلخل اولیه و افزایش تراکم سنگ شود. به عنوان مثال، در ریز رخساره‌های پکستونی میکربیتی شدن می‌تواند فضاهای بین دانه‌ای را پر کرده و ارتباط آن‌ها را کاهش دهد. در مقابل، انحلال، فرایندی است که می‌تواند به طور قابل توجهی کیفیت مخزنی را بهبود بخشد. انحلال انتخابی کانی‌های محلول‌تر (مانند کلسیت پر منیزم و آراگونیت) توسط آب‌های زیرسطحی، حفره‌های جدیدی ایجاد می‌کند که تخلخل و نفوذپذیری را افزایش می‌دهند. این فرایند به شدت به عواملی چون میزان محلولیت سنگ، pH سیالات، دما و زمان تماس بستگی دارد. سیمانی شدن، فرایند دیگری است که طی آن، مواد معدنی جدید (معمولاً کلسیت، دولومیت یا آراگونیت) در فضاهای خالی رسوب کرده و تخلخل و نفوذپذیری را کاهش می‌دهد. میزان و نوع سیمان می‌تواند به شدت تحت تأثیر ترکیب شیمیایی سیالات در گردش، وجود هسته‌های اولیه برای رسوب و فشارهای هیدرولیکی باشد.

تحلیل کیفیت مخزنی در این دوره زمانی، نیازمند در نظر گرفتن تعامل پیچیده میان رخساره‌های رسوبی، تکتونیک منطقه‌ای و شرایط اقلیمی ائوسن-الیگوسن است. ریز رخساره‌های اولیه، مانند اسکلت‌های مرجانی، آگرگات‌های جلبکی و رسوبات منفصل، پتانسیل اولیه متفاوتی را برای ایجاد تخلخل و نفوذپذیری فراهم می‌کنند. شرایط تکتونیک، مانند بالا آمدگی‌ها، فرونشست‌ها و گسل‌ها، مسیرهای جریان سیالات و عمق مدفون شدن سنگ‌ها را تحت تأثیر قرار داده و به طور مستقیم بر شدت و نوع فرایندهای دیاژنتیکی (مانند انحلال ناشی از آب‌های شور یا شیرین، و فشردگی) اثر می‌گذارند. به عنوان مثال، مناطق با فعالیت گسلی بیشتر ممکن است شاهد گردش سیالات قوی‌تر و انحلال گسترده‌تر باشند. اقلیم در دوره ائوسن-الیگوسن، که با تغییرات دمایی و تغییرات سطح آب دریا همراه بوده نیز نقش مهمی ایفا کرده است. تغییرات سطح دریا می‌تواند بر محیط‌های رسوب‌گذاری، میزان اکسیژن‌رسانی به آب‌های زیرسطحی و در نتیجه بر شیمی سیالات و فرایندهای انحلال یا رسوب‌گذاری تأثیر بگذارد. اقلیم‌های مرطوب‌تر معمولاً منجر به گردش آب شیرین بیشتر شده و انحلال کربنات‌ها را تسهیل می‌کنند، در حالی که اقلیم‌های خشک‌تر ممکن است منجر به تجمع نمک‌ها و سیمانی شدن با دولومیت شوند. بنابراین، درک جامع کیفیت مخزن مستلزم یکپارچه سازی این سه عامل کلیدی در ارزیابی تأثیر فرایندهای دیاژنتیکی است. همانگونه که در شکل ۱۲ نشان داده شده است فرآیند سیمانی شدن در افق‌های مختلف نقش منفی در کیفیت مخزنی سازند آسماری در میدان نفتی مارون داشته است و از طرفی ایجاد شکستگی‌های تکتونیک بعد از فرآیند سیمانی شدن در این سازند و بخش بالایی سازند پابده نقش موثری در ایجاد کیفیت مخزنی داشته است. فرآیندهای دیاژنتیکی مؤثر بر سازند آسماری و بخش بالایی سازند پابده در میدان نفتی مارون، که منجر به کاهش و بهبود کیفیت مخزنی از طریق میکربیتی شدن، سیمانی شدن، انحلال و شکستگی شده‌اند، ارتباط تنگاتنگی با شرایط زمین‌ساختی و اقلیمی دوره رسوب‌گذاری و دیاژنز داشته‌اند. تغییرات تکتونیک و به دنبال آن ایجاد شکستگی‌ها نقش موثری در ایجاد کیفیت مخزنی داشته است. شکستگی‌های ناشی از تنش‌های تکتونیک، مسیرهایی برای نفوذ سیالات دیاژنتیکی (مانند آب‌های

شور یا شیرین) فراهم کرده و انحلال انتخابی و ایجاد شکستگی‌های ثانویه را تسهیل نموده‌اند. بنابراین، الگوهای مشاهده شده در کیفیت مخزنی سازند آسماری، بازتابی از تعامل میان این عوامل زمین‌ساختی و اقلیمی با فرایندهای دیاژنتیکی در طول زمان زمین‌شناسی است.



شکل ۱۲: فرآیندهای دیاژنزی گسترش یافته در نهشته‌های مورد مطالعه و تأثیر آن‌ها بر کیفیت مخزنی. علامت مثبت به معنی افزایش کیفیت مخزنی و علامت منفی به معنای کاهش کیفیت مخزنی است. همانگونه که در طول ستون سنگ‌چینه‌ای نشان داده شده است سیمانی شدن نقش بسیار زیادی در کاهش کیفیت مخزنی داشته است و از طرفی شکستگی‌های تکتونیک نقش موثری در ایجاد کیفیت مخزنی بعد از سیمانی شدن داشته است.

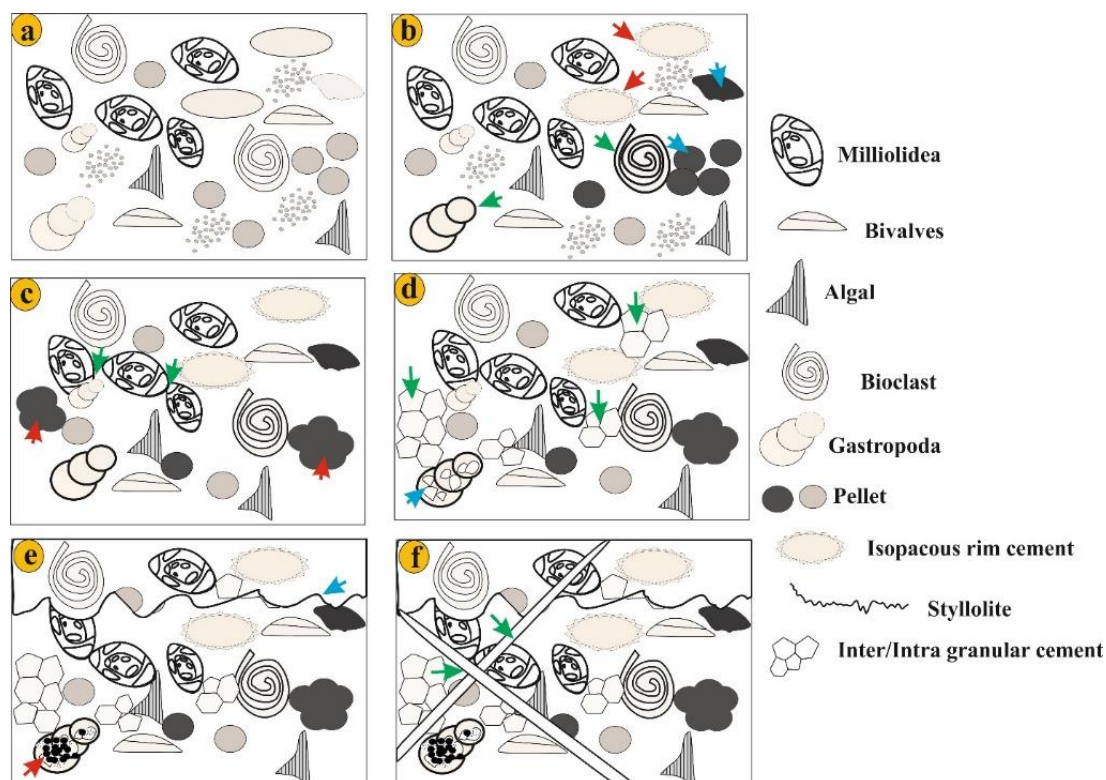
۳-۴- توالی‌های پاراژنتیکی

محیط دریایی: سازند آسماری در محیط فراتیک دریایی، متشکل از صدف‌های آراگونیتی و کلسیتی پر منیزیم (جلبک‌های قرمز، روزن‌داران، خارپوستان و نرم‌تان) با تخلخل‌های درون دانه‌ای و بین دانه‌ای رسوب نموده است. برخی از فرآیندهای دیاژنزی مانند میکریته شدن (شکل ۵)، تشکیل سیمان هم‌محور (شکل ۷- b) که مربوط به دیاژنز اولیه در محیط‌های دریایی هستند [۲۰]. در برش مورد مطالعه شناسایی شده که تایید کننده مرحله اولیه دیاژنز هستند. تراکم فیزیکی نیز بلافاصله پس از رسوبگذاری، منجر به نزدیکتر شدن دانه ها به یکدیگر شده است و فابریک درهم فشرده (Fitted fabric) را به وجود آورده است (شکل ۹- a و b).

محیط متئوریک: در محیط دیاژنزی متئوریک که شامل سه مرحله (زون) می‌باشد، زون انحلالی: بر اثر انحلال، تخلخل‌های حفره‌ای و کانالی (شکل ۱۰- c و d) تشکیل و فرایند نوریختی افزایشی نیز دیده می‌شود (شکل ۶- a). وجود دیاژنز متئوریک در سازند آسماری را می‌توان به یک دوره خروج از آب این سازند در زمان الیگوسن ناشی از فعالیت تکتونیکی دانست، این فعالیت تکتونیکی سبب افت سطح آب دریا شده و به دنبال آن سازند آسماری را در معرض سیالات دیاژنزی متئوریک قرار داده است. زون فریاتیکی متئوریک فعال: سیمان‌های کلسیتی اسپاری فضاها بین دانه‌ای باقیمانده را پر کرده است. زون فریاتیکی متئوریک ساکن: نوریختی افزایشی در میکریته‌ها رخ داده است. در این مرحله (دیاژنز آب شیرین) نوریختی افزایشی به صورت تبدیل بلورهای بسیار ریز میکریته به میکرواسپار و اسپارایت مشاهده می‌شود. برخی از سیمان‌های نسل دوم مانند موزائیکی هم بعد، بلوکی (شکل ۷ و ۸) و سیمان رشد اضافی هم محور می‌توانند در این مرحله تشکیل شوند [۵۱ و ۶۲].

محیط تدفینی: در محیط دیاژنزی دفنی، تراکم فیزیکی به حداکثر خود رسیده به نحوی که ترک خوردگی، شکستگی و تغییر شکل آلوکم‌ها رخ داده است. تراکم شیمیایی و ایجاد درزه‌های انحلال و استیلولیت‌ها اتفاق افتاده است (شکل ۹- c و d). تشکیل سیمان‌های بلوکی و جانشینی از نوع پیریتی شدن (شکل ۱۱- a تا c) به محیط دیاژنزی دفنی نسبت داده می‌شود.

محیط پسا تدفینی: در مرحله نهایی دیاژنز (مرحله تلوزنیک) فازهای کوهزایی عمل نموده و سبب خروج سازند آسماری از عمق شده و این امر با شکستگی‌هایی در سازند به وقوع پیوسته است. درزه‌ها و شکستگی‌های تشکیل شده در این مرحله (شکل ۱۰- a و b) که در مقاطع مورد مطالعه شناسایی شده‌اند که برخی توسط سیمان‌های بلوکی و هم بعد پر شده‌اند. این شکستگی‌ها نقش بسیار موثری در افزایش کیفیت مخزنی سازند آسماری داشته‌اند. براساس شواهد پتروگرافی، توالی‌های دیاژنزی مشاهده شده در سازند آسماری در میدان نفتی مارون در طی چهار محیط دیاژنزی (دریایی، دفنی، بالا آمدگی و متئوریک) رخ داده است (شکل ۱۳).



شکل ۱۳: مدل دیاژنزی و توالی‌های پاراژنزی سازند آسماری در میدان نفتی مارون مرحله انوژنز: **a:** نهشته شدن آلوکم‌ها در محیط فریاتیک دریایی. **b:** تشکیل پوشش میکریتی اطراف دانه‌ها (پیکان‌های سبز رنگ) و سیمان حاشیه‌ای هم‌ضخامت (نسل اول) (پیکان‌های قرمز رنگ) در محیط فریاتیک دریایی، پیکان‌های آبی رنگ میکریتی شدن بیش از اندازه دانه‌ها را نشان می‌دهند. مرحله مزوژنز: **c:** ایجاد تراکم فیزیکی در حین تدفین و ایجاد فابریک دانه به دانه و انواع تماس بین دانه‌ها (پیکان‌های سبز رنگ)، پیکان قرمز رنگ لخته شدن دانه‌های پلتی را نشان می‌دهند. **d:** تشکیل سیمان تدفینی بین دانه‌ای (نسل بعدی) (پیکان‌های سبز رنگ) و سیمان درون دانه‌ای دروزی در آلوکم‌ها (پیکان آبی رنگ). **e:** تشکیل پیریت ثانویه توأم با انحلال درون دانه‌ها (پیکان قرمز رنگ) و با ادامه فرآیند تدفین رسوبات تشکیل استیلولیت (پیکان آبی). مرحله تلوژنز: **f:** تشکیل شکستگی‌های تکتونیکی در مرحله نهایی دیاژنز (پیکان‌های سبز رنگ).
مطالعات صورت گرفته بر روی کیفیت مخزنی سازند آسماری در سایر میدان‌های نفتی نشان می‌دهد که کیفیت مخزنی این سازند متأثر از ویژگی-های ریزرخساره‌ای و دیاژنزی است. در بیشتر مطالعات صورت گرفته تأثیر ویژگی‌های رسوبی و دیاژنزی به صورت همزمان بر کیفیت مخزنی سازند آسماری نقش داشته‌اند [۱۰۴ و ۱۰۵].

۵- نتیجه گیری

مطالعات سنگ‌شناسی بر روی مغزه‌های حفاری برداشت شده از میدان نفتی مارون منجر به شناسایی چندین فرآیند دیاژنزی متعدد گردید. میکریتی شدن، نوربختی (افزایشی و کاهش)، سیمانی شدن (سیمان هم محور، هم‌ضخامت فیبری دور تا دور دانه، هم بعد، بلوکی و دروزی)، فشردگی (مکانیکی و شیمیایی)، انحلال و توسعه تخلخل (وابسته به فابریک و غیر وابسته به فابریک)، جانشینی (آهن‌دار شدن و سیلیسی شدن) از جمله این فرآیندها می‌باشند. فرآیندهای دیاژنزی نقش بسیار مهمی در کیفیت مخزنی کربنات‌های سازند آسماری در میدان نفتی مارون داشته‌اند. فرآیندهای دیاژنتیکی مؤثر بر سازند آسماری در میدان نفتی مارون، که منجر به کاهش و بهبود کیفیت مخزنی از طریق میکریتی شدن، سیمانی شدن، انحلال و شکستگی شده‌اند، ارتباط تنگاتنگی با شرایط زمین‌ساختی و اقلیمی دوره رسوب‌گذاری و دیاژنز داشته‌اند. تغییرات تکتونیکی، مانند بالآمدگی‌ها و فرونشست‌ها، نرخ رسوب‌گذاری و عمق مدفون شدن سازند را کنترل کرده و بر شدت فشردگی و دمای لازم برای سیمانی شدن و انحلال تأثیر گذاشته‌اند. همچنین، گسل‌ها و شکستگی‌های ناشی از تنش‌های تکتونیکی، مسیریایی برای نفوذ سیالات دیاژنتیکی (مانند آب‌های شور یا شیرین) فراهم کرده و انحلال انتخابی و ایجاد شکستگی‌های ثانویه را تسهیل نموده‌اند. از سوی دیگر، شرایط اقلیمی، از جمله نوسانات سطح آب دریا و تغییرات در بارش، بر نوع و شوری سیالات موجود در حوضه رسوبی تأثیر گذاشته و به طور مستقیم بر فرایندهای انحلال و سیمانی شدن اثرگذار بوده‌اند. اقلیم‌های مرطوب‌تر می‌توانند انحلال کربنات‌ها را تشدید کرده و منجر به تشکیل تخلخل ثانویه شوند، در حالی که اقلیم‌های خشک‌تر ممکن است با افزایش غلظت نمک‌ها، سیمانی شدن را تسریع کنند. بنابراین، الگوهای مشاهده شده در کیفیت مخزنی سازند آسماری، بازتابی از تعامل میان این عوامل زمین‌ساختی و اقلیمی با فرایندهای دیاژنتیکی در طول زمان زمین‌شناسی است.

تشکر و قدردانی

از داوران محترم آقای دکتر پیمان رضایی (هیأت علمی دانشگاه بندرعباس) و خانم دکتر فروغ عباساکی (فارغ التحصیل دکتری زمین شناسی دانشگاه فردوسی مشهد) کمال تشکر و قدردانی بعمل می‌آید.

منابع

- [۱] آقاباتی، ع، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶.
- [۲] خالوعسگری، ز، مهناز امیرشاه کرمی، رشیدی شریف آباد، ک، ۱۴۰۲، زیست چینه‌نگاری سازند پابده بر اساس روزن‌داران پلانکتون در برش تنگ چوگان، فارس داخلی، حوضه رسوبی زاگرس، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و دیرینه شناسی، سال سی و نهم، شماره ۹۰، شماره اول، بهار ۱۴۰۲، ص ۵۵ - ۷۶.
- [۳] دانشیان، ج، طباطبایی، م، طهماسبی، ع.ر. ۱۳۹۹، زیست چینه‌نگاری نهشته‌های الیگوسن سازند پابده بر مبنای روزن‌داران شناور در ناحیه بندرعباس، مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و دیرینه شناسی، سال سی و ششم، شماره ۸۱، شماره چهارم، زمستان ۱۳۹۹.
- [۴] سبکرو، م، وحیدی نیا، م، آدابی، م.ح، هداوند خانی، م، ۱۴۰۰، زیست چینه نگاری سازند پابده در میدان نفتی پارس (فروافتادگی دزفول، جنوب غرب ایران)، مجله پژوهش‌های چینه نگاری و دیرینه شناسی، سال سی و هفتم، شماره ۸۳، شماره دوم، تابستان ۱۴۰۰، ص ۲۱ - ۵۰.
- [۵] سبکرو، م، وحیدی نیا، م، آدابی، م.ح، هداوند خانی، م، ۱۴۰۱، سنگ چینه نگاری، ریز رخساره ها و زیست چینه نگاری سازند پابده بر مبنای روزن‌داران شناور در میدان نفتی گچساران (فروافتادگی دزفول، جنوب باختر ایران)، مجله رسوب شناس کاربردی، دور ۱۰، شماره ۲۰، تابستان ۱۴۰۱، پاییز و زمستان ۱۴۰۱.
- [۶] عظام پناه، ی.ا، گودرزی، م، ۱۴۰۴، ریزرخساره ها، محیط‌های رسوبی و اجتماعات کربناته سازند آسماری در تنگ گجستان، مجله پژوهش‌های چینه‌نگاری و دیرینه شناسی، سال و چهل و یکم، شماره پیاپی ۹۸، شماره اول ۱۴۰۴، صفحات ۵۹-۷۸.
- [۷] گودرزی، م، وحیدی نیا، م، امیری بختیار، ح، نورایی نژاد، م.ر، ۱۳۹۸، مطالعات چینه شناسی و فسیل شناسی بخش فوقانی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری با تاکید بر مرز بین دو سازند در میدان نفتی مارون با استفاده از مطالعات چینه نگاری و نرم افزار سیکلولاگ: پایان نامه کارشناسی ارشد، ۳۲۸ ص.
- [۸] گودرزی، م، امیری بختیار، ح، نورایی نژاد، م.ر، ۱۳۹۸، مقایسه مرز آشکوب‌های بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در چاه A میدان نفتی مارون با سطوح مرزی NB و PB با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ: پنجمین همایش انجمن رسوب شناسی ایران، اسفند ۱۳۹۸.
- [۹] گودرزی، م، وحیدی نیا، م، امیری بختیار، ح، نورایی نژاد، م.ر، ۱۳۹۸، زیست چینه‌نگاری، ریز رخساره‌ها و محیط رسوبگذاری سازند آسماری در یکی از چاه‌های میدان نفتی مارون و مقایسه آن با سایر نواحی زاگرس. نشریه علمی پژوهشی رخساره‌های رسوبی، جلد ۱۲، شماره ۲، ۱۳۹۸.
- [۱۰] گودرزی، م، امیری بختیار، ح، نورایی نژاد، م.ر، ۱۳۹۸، دیرینه‌شناسی و محیط‌های رسوبی بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در چاه‌های A و B میدان نفتی مارون، شمال شرق اهواز: نشریه علمی پژوهشی رسوب شناسی کاربردی، دوره ۷، شماره ۱۳، بهار و تابستان ۱۳۹۸.
- [۱۱] گودرزی، م، امیری بختیار، ح، نورایی نژاد، م.ر، عظام پناه، ی.ا، ۱۳۹۹، ریزرخساره‌ها، دیرینه بوم شناسی، اجتماعات کربناته و بررسی سطوح مرزی NB، PB با مرز آشکوب‌های سازند آسماری با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ در یکی از چاه‌های میدان نفتی مارون: نشریه علمی پژوهشی رسوب شناسی کاربردی دوره ۸، شماره ۱۵، بهار و تابستان ۱۳۹۹.
- [۱۲] گودرزی، م، امیری بختیار، ح، نورایی نژاد، م.ر، صداقت نیا، م. ۱۴۰۴، دیرینه بوم شناسی نهشته‌های ائوسن بالایی - شاتین (سازندهای پابده و آسماری) در میدان نفتی مارون، یافته‌های نوین زمین شناسی کاربردی، دوره ۱۹، شماره ۳۸، پاییز و زمستان ۱۴۰۴.
- [۱۳] گودرزی، م، امیری بختیار، ح، نورایی نژاد، م.ر، صداقت نیا، م. ۱۴۰۴، بررسی سیکل‌های رسوبی و انطباق با مرزهای زیستی - زمانی ائوسن پسین - الیگوسن، سازندهای پابده و آسماری در میدان نفتی مارون، جنوب غرب ایران، نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران، سال چهاردهم، شماره ۲۸، پائیز و زمستان ۱۴۰۳، ص ۸۰-۹۵.

- [۱۴] گودرزی، م. ۱۴۰۴، شناسایی و تفکیک چرخه‌های رسوبی با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ و ارتباط چرخه‌های رسوبی با مرزهای زمان چینه‌ای - زیست چینه‌ای نهشته‌های ائوسن بالایی و الیگو- میوسن در یکی از چاه‌های میدان نفتی مارون، نشریه علمی - پژوهشی زمین شناسی نفت ایران (در حال چاپ).
- [۱۵] گودرزی، م.، مغفوری مقدم، ا.، بایت گل، آ.، ۱۴۰۵، ریز رخساره‌ها، محیط‌های رسوبی و مدل رسوبگذاری نهشته‌های سازند آسماری در برش چینه شناسی تنگ چوگ، شهرستان رستم (در حال چاپ).
- [۱۶] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، چینه‌شناسی زاگرس: از انتشارات طرح تدوین کتاب زمین‌شناسی ایران، ۵۳۶.
- [۱۷] مهدور، م.ر.، فارسی مدان، م.، کمالی، ز.، ۱۳۹۴، بررسی عملکرد شگستگی‌ها و تعیین تنش برجا در سازند مخزنی آسماری میدان نفتی مارون بر اساس تفسیر نتایج نمودارهای تصویرگر: فصلنامه علوم زمین ساخت. دوره ۱، شماره ۲، صفحات ۱۴-۳۵.
- [۱۸] هداوند خانی، ن.، صادقی، ع.، آدابی، م. ح.، طهماسبی، ع. ر.، ۱۳۹۶، سنگ چینه نگاری و زیست چینه نگاری سازند پابده در برش روستای چهارده (پهنه ایذه، خوزستان): فصلنامه علوم زمین، سال بیست و هفتم، شماره ۱۰۷، ص ۱۳۷-۱۵۰.
- [۱۹] هداوند خانی، ن.، صادقی، ع.، آدابی، م. ح.، طهماسبی، ع. ر. (۱۳۹۷) سنگ چینه نگاری و زیست چینه نگاری سازند پابده در برش روستای چهارده (پهنه ایذه، خوزستان)، فصلنامه علوم زمین، سال بیست و هفتم، شماره ۱۰۷، ص ۱۳۷-۱۵۰.
- [20] AHMAD, A. H. M., & BHAT, G. M., 2006, The development of Middle Cretaceous carbonate platforms, Persian Gulf, constrained from seismic stratigraphy, well and biostratigraphy. *Journal of Asian Earth Sciences*, **27**: 857-872.
- [21] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American Journal of Science*, **304**: 1-20.
- [22] AROSI, A. H., WILSON, M. E. J., 2015, Diagenesis and fracturing of a large-scale, syntectonic carbonate platform. *Sedimentary Geology*, **326**, 109-134.
- [23] ASSADI, A., HONARMAND, J., MOALLEMI, S. A., ABDOLLAHIE-FARD, I., 2016, Depositional environments and sequence stratigraphy of the Sarvak Formation in an oil field in the Abadan Plain, SW Iran. *Facies*, **62**(4): 1-22.
- [24] ASSADI, A., RAHIMPOUR-BONAB, H., KADKHODAIE-ILKCHI, R., 2018, Integrated rock typing of the grainstone facies in a sequence framework: a case from the Jurassic Arab formation in the Persian Gulf. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, **92**(4): 1432-1450.
- [25] BORGOMANO, J., LANTEAUME, C., LEONIDE, P., FOURNIER, F., MONTAGGIONI, L. F., & MASSE, J. P., 2020, Quantitative carbonate sequence stratigraphy: Insights from stratigraphic forward models. *AAPG Bulletin*, **104**(5): 1115-1142.
- [26] BATHURST, R. G. C., 1975, Carbonate Sediments and their Diagenesis: Developments in Sedimentology. 2nd Ed., Elsevier, Amsterdam, **12**: 658 p.
- [27] BATHURST, R. G. C., 1987, Diagenetically enhanced bedding in argillaceous platform limestones: stratified cementation and selective compaction. *Sedimentology*, **34**(5): 749-778.
- [28] BIERNACKA, J., BORYSIUK, K., & RACZYNSKI, P., 2005, Zechstein (Ca1) limestone-marl alternations from the North-Sudetic Basin Poland, depositional or diagenetic rhythms?. *Geological Quarterly*, **49**: 1-14.
- [29] BUTLER, I. B., & RICKARD, D., 2000, Framboidal pyrite formation via the oxidation of iron (II) monosulfide by hydrogensulphide. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **64**: 2665-2672.
- [30] BUXTON, T. M., & SIBLEY, D. F., 1981, Pressure solution features in a shallow buried limestone. *Journal of Sedimentary Petrology*, **51**: 19-26.
- [31] DICKSON, J. A. D., 1965, A modified staining technique for carbonates in thin section. *Nature*, **205**, 587.
- [32] CANTRELL, D. L., & HAGERTY, R. M., 1999, Microporosity in Arab Formation Carbonates, Saudi Arabia. *GeoArabia*, **4**: 129-154.
- [33] COOKE, M. L., SIMO, J. A., UNDERWOOD, C. A., & RIJKEN, P., 2006, Mechanical stratigraphic controls on fracture patterns within carbonates and implications for groundwater flow. *Sedimentary Geology*, **184**, 225-239.
- [34] CHOQUETTE, P. W., & JAMES, N. P., 1990, Limestones: the burial diagenetic environment. In: McIlreath, I. A., & Morrow, D. W. (Eds.), Diagenesis. Geological Association of Canada, *Geoscience Canada, Reprint Series*, **4**, 75-111.

- [35] CHOQUETTE, P. W., & PRAY, L. C., 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*, **54**: 207-244.
- [36] DUNHAM, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W. E. (Ed.), Classification of carbonate rocks. *AAPG Memoir* **1**, 108-121.
- [37] EARLER, D. V., NOTHURFT, L., MCNEIL, M., & MORAS, C. A., 2018, Tracing nitrate sources using the isotopic composition of skeletal-bound organic matter from the calcareous green algae *Halimeda*. *Coral Reefs*, **37**: 1003-1011.
- [38] EHRENBURG, S. N., PICKARD, N. A. H., SVANA, & OXTOPY, T. A., 2002, Cement geochemistry of photozoan carbonate strata (Upper Carboniferous-Lower Permian), Finnmark Carbonate Platform, Brents Sea. *Journal Sedimentary Research*, **72**, 95-115.
- [39] EL-GHALI, M. A. K., TAJOTI, K. G., MANSORBEH, H., OGLE, N., & KALIN, R. M., 2006, Origin and timing of sidelite cementation upper Ordovician glauconitic sandstone from the Murzuk basin, SW Libya. *Marine and Petroleum Geology*, **23**, 459-471.
- [40] EL-SAYI, A. K., & JORDAN, B. R., 2007, Diagenetic aspects of tertiary carbonates west of the Northern Oman Mountains, United Arab Emirates. *Journal of Asian Earth Sciences*, **3**, 35-43.
- [41] FLUGEL, E., 2004, Microfacies of Carbonate Rocks: *Analysis Interpretation and Application*. Springer-Verlag, Berlin, 976 p.
- [42] FLUGEL, E., 2010, Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis Interpretation and Application. Springer-Verlag, Berlin, 976 p.
- [43] FOLK, R. L., & SIEDLECKA, A., 1974, The Schizohaline environment: its sedimentary and diagenesis fabrics as exemplified by late Paleozoic rocks of Bear Island, Svalbard. *Journal of Sedimentary Geology*, **11**, 1-15.
- [44] FOLK, R. L., 1965, Some aspects of recrystallization in ancient limestones. In: Pray, L. C., & Murray, R. C. (eds.), Dolomitization and limestone diagenesis. *Society of Economic Paleontologist and Mineralogists, Special Publication*, **13**, 14-48.
- [45] GARCIA-PICHEL, F., 2006, Plausible mechanisms for the boring on carbonates by microbial protorophs. *Sedimentary Geology*, **125**, 29-50.
- [46] GESKE, A., ZORLU, J., RICHTER, D. K., BUHL, D., NIEDERMAYR, A., & IMMENHAUSER, A., 2012, Impact of diagenesis and low grade metamorphism on isotope ($\delta^{26}\text{Mg}$, $\delta^{13}\text{C}$, $\delta^{18}\text{O}$ and $87\text{Sr}/86\text{Sr}$) and elemental (Ca, Mg, Mn, Fe and Sr) signatures of Triassic sabkha dolomites. *Chemical Geology*, 332-333, 45-64.
- [47] GOLDHABER, M. B., 2004, Sulfur-rich sediment. In: Mackenzie, F. T. (ed.), Sediments, Diagenesis and Sedimentary Rocks. Treatise on Geochemistry. *Elsevier, Amsterdam*, 257-288.
- [48] GREGG, J. M., & SHELTON, K. L., 1990, Dolomitization and dolomite neomorphism in the back reef facies of the Bonnetterre and Davis Formations (Cambrian), southeastern Missouri. *Journal of Sedimentary Research*, **60**, 549-562.
- [49] HASSANZADEH NEMATI, M., MOHSENI, H., MEMARIAN, M., YOUSEFI YEGANEH, B., JANBAZ, M., & SWENNEN, R., 2018, Petrography and geochemical constrain of dolostones of the Shahbazan Formation in Lorestan (Iran). *Carbonates and Evaporites*, DOI: 10.1007/s13146-018-0449-7.
- [50] HUMPHREY, J. D., 1988, Late Pleistocene mixing zone dolomitization, south-eastern Barbados, West Indies. *Sedimentology*, **35**, 327-348.
- [51] ADAMS, A., & DIAMOND, L. W., 2017, Early diagenesis driven by widespread meteoric infiltration of a central European carbonate ramp: A reinterpretation of the upper muschelkalk. *Sedimentary Geology*, **362**, 37-52.
- [52] HEYDARI, E., & WADE, W., 2003, Massive recrystallization of low-Mg calcite at high temperatures in hydrocarbon source rocks, implication for organic acids as factors in diagenesis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **86**, 1285-1303.
- [53] HOLLIS, C., LAWRENCE, D. A., DE PERIERE, M. D., & AL DARMAKI, F., 2017, Controls on porosity preservation within a Jurassic oolitic reservoir complex, UAE. *Marine and Petroleum Geology*, **88**, 888-906.

- [54] KASIH, G. A. A., CHIBA, S., YAMAGATA, Y., SHIMIZU, Y., & HARAGUCHI, K., 2008, Modelling early diagenesis of sediment in Ago Bay, Japan, a comparison of steady state and dynamic calculation. *Ecological Modelling*, **215**, 40-54.
- [55] KRAUSE, S., LIEBETRAU, V., LOSCHER, C., BOHM, F., GORB, S., EISENHAUER, A., & TREUDE, T., 2018, Marine ammonification and carbonic anhydrase activity induce rapid calcium carbonate precipitation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **243**, 116-132.
- [56] JAMES, N. P., & CHOQUETTE, P. W., 1990b, Limestone—the sea floor diagenetic environment. In: McIlreath, I., & Morrow, D. (Eds.), Diagenesis. *Geological Association of Canada Reprint Series* **4**, 13-34.
- [57] JAMES, N. P., & JONES, B., 2015, Origin of carbonate sedimentary rocks. Wiley, American Geophysical Union, 464 p.
- [58] JAMES, G. A., & WYND, J. G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium, Agreement Area. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **49**(12), 2182-2245.
- [59] LAURSEN, G. V., MONIBI, S., ALLEN, T. L., PICKARD, N. A. H., HOSSEINEY, A., VINCENT, B., HAMON, Y., VAN BUCHEM, F. S. H., MOALLEMI, A., & DRIULLION, G., 2009, The Asmari Formation revisited: Changed stratigraphic allocation and new biozonation. First International Petroleum Conference & Exhibition, Shiraz, Iran.
- [60] LAND, L. S., 1985, The origin of massive dolomite. *Journal of Geological Education*, **33**, 112-125.
- [61] LAND, L. S., 1991, Dolomitization of the Hope Gate Formation (north Jamaica) by seawater: reassessment of mixing zone dolomite. In: Taylor, H. P., O'Neil, J. R., & Kaplan, I. R. (Eds.), Stable Isotope Geochemistry: A Tribute to Samuel Epstein. *Geochemical Society, Special Publications*, **3**, 121-133.
- [62] LONGMAN, M. W., 1980, Carbonate diagenetic textures from nearsurfacediagenetic environments. *AAPG Bulletin*, **64**, 461-487.
- [63] MADDEN, R., & WILSON, M., 2013, Diagenesis of a SE Asian Cenozoic carbonate platform margin and its adjacent basinal deposits. *Sedimentary Geology*, **286-287**, 20-38.
- [64] MATTES, B. W., & MOUNTJOY, E. M., 1980, Burial dolomitisation of the Upper Devonian Miette buildup, Jasper National Park, Alberta. In: Zenger, D. H., Dunham, J. B., & Ethington, R. L. (Eds.), Concepts and Models of Dolomitization. *SEPM Special Publication*, **28**, 259-297.
- [65] MESSADI, A. M., MARDASSI, B., OUALI, J. A., & TOUIR, J., 2016, Sedimentology, diagenesis, clay mineralogy and sequential analysis model of Upper Paleocene evaporite-carbonate ramp succession from Tamerza area (Gafsa Basin: Southern Tunisia). *Journal of African Earth Sciences*, **118**, 205-230.
- [66] MILLER, J. K., & FOLK, R. L., 1994, Petrographic, geochemical and structural constraints on the timing and distribution of postlithification dolomite in the Rhaetian Portoro (—Calcarenol) of the Portovenere Area, La Spezia, Italy. In: Purser, B. H., & [Missing Editors/Details].
- [67] MOORE, C. H., 1989, Carbonate Diagenesis and Porosity. Elsevier, Amsterdam, 338 p.
- [68] MOORE, C. H., 2013, Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. *Elsevier, Amsterdam*, 370 p.
- [69] MOSS, S. J., & TUCKER, M. E., 1995, Diagenesis of Barremian-Aptian platform carbonates (the Urgonian Limestone Formation of SE France): near-surface and shallow-burial diagenesis. *Sedimentology*, **42**, 853-874.
- [70] MURRIS, R. J., 1980, Hydrocarbon habitat of the Middle East. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir* **6**, 765-800.
- [71] NIKFARD, M. H., VAZIRI-MOGHADAM, H., SEYRAFIAN, A., BEHDAD, A., & SHABA FROOZ, 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 Micropaleontology*, **66**, 100408.
- [72] NIKFARD, M. H., 2023, Lower Eocene carbonate ramp clinoforms of the southern Tethys, Zagros Foreland Basin, SW Iran, Sequence stratigraphy architecture, basin physiography and carbonate factory controlling parameters. *Basin Research*, 1–29.
- [73] NIKFARD, M. H., HOSSEINPOUR, M., & NIKFARD, S., 2023, Integrated analysis of a mixed carbonate-siliciclastic reservoir in the Iranian Asmari intra-shelf Basin: Insights from well data, seismic profiles, and outcrops. *Marine and Petroleum Geology*, **157**, 106497.

- [74] PETTIJOHN, F. J., 1975, *Sedimentary Rocks*. Harper & Row, New York, 628 p.
- [75] PHILIP, J. M., & GARI, J., 2005, Late Cretaceous heterozoan carbonates: Palaeoenvironmental setting, relationship with rudist carbonates (Provence, south-east France). *Sedimentary Geology*, **175**, 315-337.
- [76] PIRYAEI, A. R., & DAVIES, R. B., 2024, Petroleum geology of the Cenozoic succession in the Zagros of SW Iran: a sequence stratigraphic approach. *Journal of Petroleum Geology*, **47**(3), 235-290.
- [77] PURSER, B. H., 1978, Early diagenesis and the preservation of porosity in Jurassic limestone. *Journal of Petroleum Geology*, **1**, 83-94.
- [78] ABDALLA, M., YANG, W., & EBAIDI, E. S., 2023, Sequence stratigraphic architecture, evolution, and geological controls of an Eocene isolated carbonate platform, NE Sirte basin, Libya. *Journal of African Earth Sciences*, **201**, 104884.
- [79] RAO, C. P., 1996, Modern Carbonates: Tropical, Temperate and Polar: Introduction to Sedimentology and Geochemistry. *Carbonates, Hobart* (Tasmania), 206 p.
- [80] RONCHI, P., JADOUL, F., CERIANI, A., GIULIO, A. D., SCOTTI, P., ORTENZI, A., & MASSARA, E. P., 2011, Multistage dolomitization and distribution of dolomitized bodies in Early Jurassic carbonate platforms (Southern Alps, Italy). *Sedimentology*, **58**, 532-565.
- [81] SALIFOU, I. A. M., ZHANG, H., BOUKARI, I. O., HAROUNA, M., & CAI, Z., 2021, New vuggy porosity models-based interpretation methodology for reliable pore system characterization, Ordovician carbonate reservoirs in Tahe Oilfield, North Tarim Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **196**, 63-79.
- [82] SANDERS, D., 2001, Burrow-mediated carbonate dissolution in rudist biostromes (Aurisina, Italy), implications for taphonomy in tropical, shallow subtidal carbonate environments. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **168**, 39-74.
- [83] SAN MIGUEL, G., AURELL, M., & BÁDENAS, B., 2017, Diagenetic evolution of a shallow marine Kimmeridgian carbonate ramp (Jabaloyas, NE Spain): implications for hydrocarbon reservoir quality. *Arabian Journal of Geosciences*, **10**(16), 376 p.
- [84] SEIBEL, M. J., & JAMES, N. P., 2017, Diagenesis of Miocene, incised Valley – filling limestones: Provence Southern France. *Sedimentary Geology*, **347**, 21-35.
- [85] SMITH, J. V., 2000, Three-dimensional morphology and connectivity of Stylolite shape reactivated during veining. *Journal of Structural Geology*, **22**, 59-64.
- [86] THOMAS, A. N., 1948, The Asmari limestone of southwest Iran; Anglo-Iranian Oil Company Report, 706 p., unpublished.
- [87] TUCKER, M. E., & WRIGHT, V. P., 1990, *Carbonate Sedimentology*. Blackwell, Oxford, 482 p.
- [88] TUCKER, M. E., 2001, *Sedimentary Petrology*. 3rd Edition, Blackwell, Oxford, 260 p.
- [88] 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., & 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**, 219-263.
- [89] VAZIRI MOGHADDAM, H., SEYRAFIAN, A., TAHERI, A., & MOTIEI, H., 2010, Oligo-Miocene ramp system (Asmari Formation) in the NW of the Zagros basin, Iran, Microfacies, paleoenvironment and depositional sequence. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, **27**, 56-71.
- [90] VEIZER, J., 1983, Chemical diagenesis of carbonates: theory and application of trace element techniques. In: *Stable isotopes in sedimentary geology*. Blackwell Scientific Publications, Oxford, 482 p.
- [91] GUO, C., CHEN, D., QING, H., ZHOU, X., & DING, Y., 2020, Early dolomitization and recrystallization of the Lower-Middle Ordovician carbonates in Western Tarim basin (NW China). *Marine and Petroleum Geology*, **111**, 332-349.
- [92] WARREN, J. K., 2000, Dolomite: occurrence, evolution and economically important association. *Earth Science Reviews*, **52**, 1-8.
- [93] FAHAD, M., KHAN, M. A., HUSSAIN, J., AHMED, A., & YAR, M., 2021, Microfacies analysis, depositional settings, and reservoir investigation of early Eocene Chorgali formation

- exposed at Eastern Salt Range, Upper Indus Basin, Pakistan. *Carbonates and Evaporites*, **36**(3), 1-18.
- [94] WIZEMANN, A., NANDINI, S. D., STUHDREIER, I., SANCHEZ-NOGUERA, C., WISSHAK, M., WESTPHAL, H., RIXEN, T., WILD, C., & REYMOND, C. E., 2018, Rapid bioerosion in a tropical upwelling coral reef. *PLoS One*, **13**, e0202887.
- [95] WYND, J. G., 1965, Biofacies of the Iranian Oil Consortium Agreement Area (I.O.O.C). Unpublished Report, 1082, 88.
- [96] ZEIGLER, M. A., 2001, Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian plate and its hydrocarbon occurrences. *GeoArabia*, **6**(3), 445-504.
- [97] ZENGER, D. H., 1983, Burial dolomitization in the Lost Burro Formation/Devonian, east central California and the significance of late diagenetic dolomitization. *Geology*, **11**, 519-522.
- [98] ZOHDI, A., MOALLEMI, A., MOUSSAVI-HARAMI, R., MAHBOUBI, A., RICHTER, D. K., GESKE, A., NICKANDISH, A., & IMMENHAUSER, A., 2014, Shallow burial dolomitization of an Eocene carbonate platform, southeast Zagros Basin, Iran. *GeoArabia*, **19**, 17-54.
- [99] WALKER, K. R., JERNIGAN, D. G., & WEBER, L. J., 1990, Petrographic criteria for the recognition of marine, syntaxial overgrowths, and their distribution in geologic time. *Carbonates and Evaporites*, **5**(2), 141-152.
- [100] YING, R., DAKANG, Z., CHONGLONG, G., QUEQI, Y., RUI, X., LANGBO, J., YANGJINFENG, J., & NINGCONG, Z., 2017, Dolomite geochemistry of the Cambrian Longwangmiao Formation, eastern Sichuan Basin: Implication for dolomitization and reservoir prediction. *Petroleum Research*, **2**, 64-76.
- [101] ZAID, S. M., 2012, Provenance, diagenesis, tectonic setting and geochemistry of Rudies sandstone (lower Miocene), Warda Field, Gulf of Suez, Egypt. *Journal of African Earth Sciences*, **66**, 56-71.
- [102] ZHANG, H., DING, L., WANG, X., WANG, L., WANG, Q., & XIA, G., 2006, Carbonate Diagenesis Controlled by Glacioeustatic Sea-Level Changes: A Case Study from the Carboniferous-Permian Boundary Section at Xikou, China. *Journal of China University of Geosciences*, **17**, 103-114.
- [103] 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., & 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**, 219-263.

The Effect of Diagenetic Processes on the Reservoir Properties of the Upper Part of the Pabdeh Formation and the Lower Part of the Asmari Formation (Late Eocene–Oligocene) in well B of the Marun Oil Field

Mohammad Gooderzi^{1*}, Mostafa Sedaghatnia²

¹ Ph. D. student. Dept., of Geology, Faculty of science, Lorestan University, Khorramabad, Iran

² Ph. D. (graduated), Expert of the Central Laboratory of Lorestan University, Khorramabad, Iran

Mohammadgoodarzi45@yahoo.com

Received: February 2026, Accepted: July 2026

Abstract

In this study, diagenetic processes and paragenetic sequences of the Late Eocene–Oligocene deposits were investigated in a subsurface section of the Marun oil field. The thickness of the studied interval in this well is 272.5 m, and to examine its diagenetic processes, 150 microscopic thin sections were analyzed. The dominant lithology of the upper part of the Pabdeh Formation is mainly calcareous shale and shale, whereas the basal part of the Asmari Formation consists of limestone, calcareous marl, and, to a lesser extent, sandstone. The age of the upper part of the Pabdeh Formation in this well is Late Eocene, while the age of the lower part of the Asmari Formation in the studied well is Oligocene (Rupelian, Chattian–Chattian). Based on previous studies, the boundary between the Pabdeh and Asmari formations has been defined as conformable and gradual. According to previous petrographic studies, six microfacies related to basin, outer ramp, middle ramp (distal and proximal parts), and inner ramp (patch reef and open lagoon) environments were identified. Petrographic analyses revealed several diagenetic processes, including micritization; neomorphism (both constructive and destructive); cementation (equant, isopachous fibrous rim, drusy, and blocky calcite cements); mechanical and chemical compaction; dissolution and porosity development (fabric-selective and non-fabric-selective); and replacement (pyritization and silicification). Based on petrographic evidence, the paragenetic sequence of the Asmari Formation deposits in this field was interpreted to have occurred in four diagenetic environments: marine, meteoric, burial, and uplift-related. Three diagenetic stages—early (eogenesis), middle (mesogenesis), and late diagenesis (telogenesis)—were identified in the studied interval. Micritization and cementation, particularly in mud-supported facies, led to the occlusion of interparticle pores and a reduction of primary porosity. Overburden-induced compaction further reduced porosity and limited reservoir quality. In contrast, dissolution and the generation of secondary fractures enhanced secondary porosity in both grain-supported and mud-supported facies, thereby improving reservoir quality. Consequently, the reservoir quality of the Asmari Formation is heterogeneous and strongly controlled by facies type and the intensity of diagenetic processes.

Keywords: Marun Oil Field; Pabdeh and Asmari Formations; Diagenesis; Paragenetic Sequence; Reservoir Quality

Identification and separation of sedimentary cycles using Cyclolog software and the relationship of sedimentary cycles with stratigraphic-biostratigraphic time boundaries of Upper Eocene and Oligo-Miocene deposits in one of the wells of the Marun oil field

Mohammad. Gooderzi

Ph. D. student. Dept., of Geology, Faculty of science, Lorestan University, Khorramabad, Iran

* Mohammadgoodarzi45@yahoo.com

Received: January 2026, Accepted: May 2026

Abstract

The present study is being conducted in one of the wells of the Marun oil field to identify and distinguish sedimentary cycles using Cyclolog software and the relationship between sedimentary cycles and stratigraphic-biostratigraphic time boundaries in Upper Eocene (upper part of the Pabdeh Formation) and Oligo-Miocene deposits (Asmari formation). Initially, based on the study of microscopic thin sections, the ages of the Upper Eocene and Oligo-Miocene deposits were determined and separated, and then they were adapted to sedimentary cycles. The thickness of the studied area in this well is 446.5 meters and its dominant lithology is shale, calcareous shale, limestone, Sandstone and dolomite. Both the lower and upper boundaries (Pabdeh-Asmari and Asmari-Gachsaran formations) are continuous and gradual. After studying and examining the sedimentary cycles in the Cyclolog software, five negative boundary levels (NB) and four positive boundary levels (PB) were identified, and based on these boundary levels, four sedimentary cycles were identified and separated. NB1000 is in the Late Eocene time range, PB1000 corresponds to the Rupelian - Chattian time range, NB 2000 is in the Rupelian - Chattian time range, PB 2000 corresponds to the Chattian time range, NB 3000, in the Chattian time range, PB 3000 corresponds to the Aquitanian time range, NB 4000, in the Aquitanian time range, PB 4000 corresponds to the Aquitanian time range, and NB 5000 corresponds to the Aquitanian time range. After identifying the positive and negative boundary levels, it was determined that the first sedimentary cycle NB 1000 - PB 1000 was deposited in the Late Eocene- Rupelian - Chattian, the second sedimentary cycle NB 2000 - PB 2000 in the Rupelian - Chattian - Chattian, the third sedimentary cycle NB 3000 - PB 3000 in the Chattian - Aquitanian, and the fourth sedimentary cycle NB 4000 - PB 4000 in the Aquitanian area.

Keywords: Marun oil field, Upper Eocene, Oligo-Miocene, Cyclolog, sedimentary cycles.

Stress field and pore pressure analyses using geometric investigation of gypsum veins in the Naft Sefid oil field anticline, SW Iran

Babak Samani*

Associate professor, Faculty of Earth science, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

*b.samani@scu.ac.ir

Received: October 2025, Accepted: January 2026

Abstract

In this study, gypsum veins occurring within the Gachsaran Formation of the Naft Sefid Anticline were employed as structural indicators to determine the orientation of the principal stress axes and to estimate the relative magnitudes of the principal stresses and pore pressure. For this purpose, Stereographic analysis of the veins pole data and Mohr diagram construction were performed. The results indicate that the wide dispersion of gypsum vein poles reflects the dominance of pore pressure over the mean stress ($P_f > \sigma_2$) during vein formation. Structural analysis revealed that the maximum principal stress axis (σ_1) trends northwest–southeast, consistent with the general compressional regime of the Zagros fold-and-thrust belt. The calculated driving pressure ratio (R') ranges between 0.73 and 0.84, and pore pressure values vary from 4004 to 4571 units. The stress ratio ($\sigma_3/\sigma_1 = 0.81$) indicating three axial oblate shape of stress ellipsoid during the development of gypsum veins. These results highlight the significant influence of stress field orientation and fluid pressure on vein development within the Gachsaran Formation.

Keywords: Gypsum veins, Pore pressure, Stress field, Naft Sefid Anticline, Gachsaran Formation, Zagros.

The importance of surface geochemistry studies in hydrocarbon reservoir exploration: with a case study from Khuzestan Province, SW Iran

Zeinab Alizadeh¹, Bahman Soleimani^{2*}, Behzad Khani³

1-PhD Student in Petroleum Geology, Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran.

*2- Professor in Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran.

3-Technical Manager of Ariana Energy Company, Ahvaz, Ahvaz, Iran

*soleimani_b@scu.ac.ir

Received: September 2025, Accepted: January 2026

Abstract

Surface geochemical studies are important tools in all stages of hydrocarbon potential exploration, from foreland basin identification to detailed exploration, and prospecting based on probable hydrocarbon flux, identification of sub-zones in mature fields, and monitoring of hydrocarbon drainage associated with production over time. In the current study, regional hydrocarbon potential prediction in northeastern Khuzestan (southeast of Dezful embayment) was performed using soil gas analysis of collected samples (62 samples). Soil gas values were measured using acid extraction (AE) methods, microbial investigation and gene extraction (MT1-MT2). Data analysis showed that the changes in MT2 analysis parameters along the sampling lines in the histogram plots show a positive skew due to the presence of surface geochemical anomalies and the presence of hydrocarbons in potential reservoirs. The ratios of ethane to methane, ethane to propane, and $c1/c2+c3$ to $c2/c3+c4$ indicate the type of hydrocarbon trapped in the subsurface reservoirs. Based on the obtained data, the samples of the study area are located in the range of oil reservoirs and in some cases oil reservoirs with gas. Hydrocarbon reservoirs based on the standard ratio $c3/c1 \times 1000$, with a range of 20-200, show hydrocarbon accumulation with a majority of liquid hydrocarbons and in some cases with gas. Based on $\log c1/(c2+c3)$ versus $\log c2/(c3+c4)$, it also shows the dominance of liquid hydrocarbons and in less cases gaseous hydrocarbons with oil. The changes in the MT1 analysis parameter data along the sampling lines also indicate a good correspondence between the high anomaly of these parameters and the subsurface geological structural features (faults). The current results indicate that the samples are dominated by liquid hydrocarbons and in some cases with a gas cap. However, a few samples show hydrocarbon characteristics with heavy oil characteristics as well as surface contamination. In general, the results of all methods used in soil gas anomaly prediction showed good agreement with the structural elements of the area, so it can be considered a useful tool for identifying and monitoring hidden faults at the surface.

Keywords: Surface geochemistry, microseepage, organic geochemical index, Dezful embayment, microbial analysis, adsorbed soil gas

Planktonic foraminiferal-based Biostratigraphy of Upper Cretaceous deposits in the northeastern part of the Kabirkuh anticline, southeastern Ilam

Noshin Moradi Lirkashasi¹, Sakineh Arefifard^{2*}, Thomas J. Algeo³, Jonathan D. Schueth⁴

Lei Zhang⁵

¹Ph.D student, Geology Department, Basic Sciences Faculty, Lorestan University, Khorramabad, Lorestan, Iran

²Associate professor of Geology Department, Basic Sciences Faculty, Lorestan University, Khorramabad, Iran

³Professor of Department of Geosciences, University of Cincinnati, Cincinnati, USA

⁴Assistant Professor of Department of Geography/Geology, University of Nebraska Omaha, Omaha, USA

⁵Professor of Department of Geosciences, China University of Geosciences, Wuhan, China

* arefi.s@lu.ac.ir

Received: July 2025, Accepted: December 2025

Abstract

In this study, the biostratigraphy of Upper Cretaceous strata in the Pakal-e Garab section—with a thickness of 708 meters—located in the northeastern part of the Kabirkuh anticline, southwestern Iran, is investigated. This stratigraphic succession includes the Sarvak, Surgah, Ilam, and Gurpi formations, as well as the basal part of the Pabdeh Formation. To conduct a detailed biostratigraphic analysis and assess the diversity and distribution of planktonic foraminiferal fauna in the Upper Cretaceous deposits, the 708-meter-thick Pakal-e Garab section was studied. The investigation led to the identification of 27 genera and 76 species of planktonic foraminifera. Based on the recognized microfossils, 16 biozones and 2 sub-biozones were identified. According to these biozones, the age of the Sarvak Formation is assigned to the early Cenomanian to middle Turonian, the Surgah Formation to the Late mid Turonian to earliest Santonian, the Ilam Formation to the early Santonian to early-middle Campanian, and the Gurpi Formation to the middle Campanian to late Maastrichtian. At the base of the Pabdeh Formation, a 5-meter-thick purple shale containing diagnostic Paleocene fauna was identified, suggesting a Danian age for this part of the section. This study also presents evidence for the impact of the end-Cretaceous mass extinction at the K/Pg boundary on the planktonic foraminiferal communities in the Pakal-e Garab section. This event is reflected in reduced diversity and significant changes in the faunal assemblages.

Keywords: Biostratigraphy, Upper Cretaceous, planktonic foraminifera, Kabirkuh Anticline, southeastern Ilam, Zagros

Identification of Porosity Types and Geological Features of the Ilam Formation Based on FMI Image Logs, velocity deviation log and Petrographic Thin Section Data and in a Southwestern Iranian Field

Hamed Amraei

MSc in Petroleum Engineering, Sahand University of Technology

*hamedamraei0@gmail.com

Received: June 2025, Accepted: December 2025

Abstract

The identification of porosity types and structural geological studies of hydrocarbon reservoirs is one of the key petrophysical characteristics. To this end, in the first phase of the present study, the porosity types in the Ilam Formation, an oil well located in southwestern Iran, were determined from the constructed velocity deviation log using well logging data as a cost-effective alternative to identify porosity types; subsequently, thin sections were examined through petrographic analysis for verification. Petrographic examination of five available thin section samples from the studied well revealed that the microfacies of this formation contain intercrystalline, intergranular, and moldic porosities, with no evidence of fracturing in the reservoir. According to the velocity deviation log, the main reservoir zones of the Ilam Formation exhibit velocities close to zero, indicating the presence of intercrystalline and intergranular porosities with good permeability. Negative velocity deviations observed in this well indicate borehole breakouts, while zones with positive velocity deviations are associated with intragranular and moldic porosities, mostly present in non-reservoir intervals. Subsequently, in the second phase, structural geological interpretation of the reservoir was performed using the FMI imaging log. Accordingly, 69 bedding planes were interpreted in the studied reservoir, 9 of which with reliable dips with confident bedding contacts and 60 having dips with unreliable bedding boundaries. The average dip of the layers was determined approximately 4 degrees toward S30W, with a strike of N30W. Of the identified stylolites, 50 were of the bedding-parallel type, with an average dip of 4.5 degrees and a strike of N30W–S30W. Borehole breakouts occurred in the direction of the minimum horizontal stress acting on the borehole, with a strike of N20W–S20E, approximately corresponding to the general trend of the Zagros fold belt. Based on the analysis of conventional logs, velocity deviation, and FMI data, no natural or induced fractures were observed in the Ilam reservoir of the studied well. This study demonstrated that intercrystalline and intergranular porosities had the greatest influence on the reservoir quality of the Ilam Formation, whereas moldic porosity had a relatively minor effect.

Keywords: Determination of Porosity Types, Velocity Deviation Log, Petrography of Thin Sections, FMI Log, Folding.

Iranian Journal of Petroleum Geology

Number 29, Spring & Summer, 2025



Contents

Page

- Identification of Porosity Types and Geological Features of the Ilam Formation Based on FMI Image Logs, velocity deviation log and Petrographic Thin Section Data and in a Southwestern Iranian Field 1
H. Amraei
- Planktonic foraminiferal-based Biostratigraphy of Upper Cretaceous deposits in the northeastern part of the Kabirkuh anticline, southeastern Ilam 19
N. Moradi Lirkashasi, S. Arefifard, T. J. Algeo, J. D. Schueth, L. Zhang
- The importance of surface geochemistry studies in hydrocarbon reservoir exploration: with a case study from Khuzestan Province, SW Iran 41
Z. Alizadeh, B. Soleimani, B. Khani
- Stress field and pore pressure analyses using geometric investigation of gypsum veins in the Naft Sefid oil field anticline, SW Iran 67
B. Samani
- Identification and separation of sedimentary cycles using Cyclolog software and the relationship of sedimentary cycles with stratigraphic-biostratigraphic time boundaries of Upper Eocene and Oligo-Miocene deposits in one of the wells of the Marun oil field 80
M. Goodarzi
- The Effect of Diagenetic Processes on the Reservoir Properties of the Upper Part of the Pabdeh Formation and the Lower Part of the Asmari Formation (Late Eocene–Oligocene) in well B of the Marun Oil Field 99
M. Gooderzi, M. Sedaghatnia



Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 29, Spring & Summer 2025, pp. 1-122

Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 29, Spring & Summer, 2025

Publisher: Iranian Society of Petroleum Geology

Editor in Charge & Literary Editor: A. Bahrami, Professor at University of Isfahan

Editor in Chief: B. Soleimani, Professor at Shahid Chamran University of Ahwaz

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

Executive manager & Internal Officer: E. Satari, PhD, University of Isfahan



Editorial Board:

A. Bashari, Retired faculty member at RIPI

A. Bahrami, Professor, University of Isfahan

I. Boncheva, Professor, Department of Palaeontology, Stratigraphy and Sedimentology, Sofia, Bulgaria

M.A., Bitner, Professor, Institute of Paleobiology: Warsaw, Poland

B. Habibnia, Proferssor, Petroleum University of Technology

E. Heydari, Professor, Jackson State University, USA

V. Rasouli, Professor, University of North Dakota, USA

N. Raisossadat, Proferssor, University of Birjand

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

K. Zágorský, Professor, Technická Univerzita v Liberci, Czech Republic

B. Soleimani, Professor at Shahid Chamran University, Ahwaz

E. Kazemzadeh, Retired faculty member at RIPI

R. Mosavi Harami, Professor, Ferdowsi University of Mashhad

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

Referees:

B. Habibnia

P. Rezaei

A. Zohdi

B. Samani

E. Sattari

B. Soleimani

M. Sharifi

J. Sharifi

Sh. Sadeghi

F. Abasaghi

S. Keshavarz

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