



مجله زمین شناسی نفت ایران

سال چهاردهم، شماره ۲۸، پائیز و زمستان ۱۴۰۳

هیئت تحریریه به ترتیب حروف الفبا:

دکتر علیرضا بشری، هیأت علمی بازنشسته پژوهشگاه
صنعت نفت

دکتر ایلیانا بنچوآ، استاد موسسه دیرینه، چینه و رسوب
شناسی دانشگاه صوفیه، بلغارستان

دکتر علی بهرامی، دانشیار 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 علیرضا بشری

۲- سعیده کشاورز

۳- دکتر بابک سامانی

۴- دکتر پیمان رضایی

۵- دکتر بهمن سلیمانی

۶- طاهره پرویزی

۷- الهه ستاری

۸- محمد شریفی

۹- میر امیر صلاحی

۱۰- دکتر فروغ عباساقی

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 چهاردهم، شماره ۲۸، پائیز و زمستان ۱۴۰۳

فهرست مقالات

صفحه

۱. بررسی تغییرات فشارهای ساکن و کارایی پروژه تزریق گاز در مخزن آسماری - پابده یکی از میادین جنوب غرب ایران با استفاده از نرم-افزار ArcGIS 9.2
سید احسان ابراهیمی، بهمن سلیمانی
۲. محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنتیکی و چینه‌نگاری سکانسی سازند فهلیان در میدان جفیر، دشت آبادان، جنوب باختری ایران
سید عقیل حسینی، داود جهانی، نادر کهنسال قدیم وند
۳. زیست چینه نگاری نهشته-های سازند کتکویه در برش دره آسیاب، شمال غرب کرمان (جنوب شرق زرنند) براساس فونای کنودونتی
فیروزه بلاغتی، علی بهرامی، حسین وزیری مقدم، حامد عامری، مهدی یزدی، گوستاو گابریل ولدمن
۴. تحلیل هندسی چین و مقادیر کمی واتنش با استفاده از مقاطع لرزه ای تراز شده (مطالعه موردی میدان نفتی کوپال)
بابک سامانی، یعقوب جلیلی شاه منصور، نگار ملایی
۵. بررسی سیکل-های رسوبی و انطباق با مرزهای زیستی-زمانی ائوسن پسین- الیگوسن، سازندهای پابده و آسماری در میدان نفتی مارون، جنوب غرب ایران
محمد گودرزی، حسن امیری بختیار، محمدرضا نورایی نژاد، مصطفی صداقت نیا
۶. روشی جهت خوشه بندی خصوصیات مخزن و بررسی مدول-های الاستیک و پارامترهای مقاومتی محاسبه شده با ستون سنگ شناسی و مقدار تخلخل حاصل از لاگ و مغزه
حامد امرایی

راهنمای پذیرش و تنظیم مقالات

۱. مقدمه

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

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

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

www.ispg.ir ارسال دارند.

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

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

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

۲. راهنمای تنظیم مقاله برای نشریه

هر مقاله باید شامل بخش های اصلی زیر باشد:

۱-۲ عنوان

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

۲-۲ نویسنده یا نویسندگان

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

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

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

۲-۴ مقدمه و هدف

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

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

روش آزمایش)

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

۲-۶ نتیجه گیری

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

۲-۷ تشکر و قدردانی

۲-۸ منابع و مراجع

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

۳. ساختاری

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

۲-۳ اندازه و نوع قلم

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

بررسی تغییرات فشارهای ساکن و کارایی پروژۀ تزریق گاز در مخزن آسماری -

پابده یکی از میادین جنوب غرب ایران با استفاده از نرم افزار ArcGIS 9.2

سید احسان ابراهیمی^۱، بهمن سلیمانی^{۲*}

۱- کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

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

*soleimani_b@scu.ac.ir

دریافت مهر ۱۴۰۲، پذیرش مرداد ۱۴۰۳

چکیده

یکی از مهمترین ویژگی های مخزنی، فشار سیالات هیدروکربوری است که نقش بسیار مهمی در تولید روزانه و میزان بازیافت نهایی هیدروکربن ها دارد. از اینرو اطلاع از تغییرات فشار هر میدان در طول زمان در مدیریت و توسعه مخزن اهمیت بسزایی دارد. در مطالعه کنونی از داده های زیرسطحی مخزن آسماری-پابده در ۳۰ حلقه چاه یکی از میادین نفتی جنوب غرب استفاده گردید. در این تحقیق داده های زمین شناسی؛ پارامترهای پتروفیزیکی؛ سطوح تماس سیالات؛ تاریخچه تولید از مخزن؛ نقشه های هیدرودینامیکی؛ و نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR) در محیط نرم افزار ArcGIS، مورد بررسی قرار گرفت.

با استفاده از نرم افزار ArcGIS فشار نفت در سطح میدان و در طول زمان برای سال های مختلف شامل دوره قبل و بعد از پروژۀ تزریق گاز، مورد بررسی قرار گرفت و مشخص شد که مخزن کربناته این میدان، دارای شکستگی فراوان است و با توجه به میزان شکستگی ها، گسترش آنها و نیز تخلخل و تراوایی، نقاط مختلف میدان دارای ارتباط سیالی بسیار خوبی با هم بوده و فشار سیالات در کل میدان تقریباً یکنواخت و تغییرات جزئی دارد. با توجه به مکانیزم رانش طبیعی میدان، افت فشار حاصل از تولید شدید بوده اما کارایی پروژۀ تزریق گاز در آن موفقیت آمیز بوده به نحوی که در حفظ فشار و افزایش بازیافت نفت بسیار موثر عمل نموده است. نیروی هیدرودینامیک مهمترین عامل مکانیسم جابجایی سیال برای استحصال هیدروکربن بوده و از مکانیسم های موثر با فاکتور بازیابی (Recovery Factor) بالاست. این نوع مطالعات می تواند ابزار مفید و قدرتمندی برای مدیریت تولید و توسعه و کنترل برداشت مخازن نفت و گاز باشد.

واژه های کلیدی: مخزن آسماری، بازیافت نفت، نقشه هیدرودینامیک، تزریق گاز، مکانیزم رانش، نرم افزار ArcGIS

۱- مقدمه

شبیه‌سازی مخزنی در ابتدا ابزاری در خصوص شناسایی مخزنی دارای وضعیت غیر عادی بعد از تولید بود. اولین شبیه‌سازی در دهه ۱۹۳۰، مدل‌های فیزیکی نظیر جعبه ماسه ای sand box با دیواره‌هایی شیشه‌ای جهت مشاهده جریان سیال بودند، و ابزار مقایسه جریان سیالی محسوب می شد که آنرا با توجه به جریان الکتریکی موجود مدل می کرد (برای درک مخروط شدن آب و افت در مخازن هموژن آبیده). از آن زمان تا کنون بعضی از این پارامترها تغییر کرده‌اند [۱۰]. شبیه‌سازی رقومی ابزاری برای مدیریت مخزن و در تمام مراحل فعالیت مخزن کاربرد دارد.

در طول سه دهه گذشته، با گسترش مدل سازی ژئوستازی و زمین‌شناسی، شبیه‌سازی مخزنی می‌تواند برای ارزیابی مدل‌های مخزنی بکار رود. امروزه جهت توسعه میدان، طراحی، محاسبات و جلوگیری از تصمیمات بیهوده، بکار می‌رود [۱۰]. در بهره‌برداری اولیه، نفت و گاز بر اثر مکانیزم‌های الف) انبساط سیال، ب) جابجایی سیال، ج) ریزش ثقلی، و د) نیروی موینه‌ی دفاعی به سمت چاههای تولیدی رانده می‌شود [۱۹]. سه مکانیزم طبیعی در بازیافت شامل رانش گاز محلول، کلاهدک گازی و آب ممکن است به تنهایی و یا ترکیبی عمل نمایند. اما در نرخ بازیافت موثر هستند. بصورت میدانی، یکی از موثرترین ابزار بازیافت با حداکثر نرخ کارایی تولید، کنترل نرخ تولید نفت، گاز و آب است. مقدار اشباع آب اولیه SW_i^1 شدیداً بستگی به روش بکار برده شده و یا سنگ مخزن دارد [۲۴، ۲۹]. اما نفت تولید شده اساساً از زون نفوذپذیر و اشباع نفت باقی مانده (Sor^2) به میزان SW_i بستگی ندارد [۱۳]. اشباع آب تقلیل ناپذیر در سنگ نفت دوست کمتر از ۱۵ درصد و در سنگ آب دوست بیش از ۲۰ درصد است [۱۵]. مقدار اشباع اولیه آب بستگی به اشباع آب غیر قابل کاهش مخزن دارد [۳۴]. با ضعیف تر شدن خواص مخزن، اشباع آب غیرقابل کاهش بیشتر می‌شود، بنابراین جریان گاز تحت تأثیر فشار آستانه قرار می‌گیرد [۳۵].

ارزیابی صحیح از پتانسیل یک ذخیره نفت و گاز از طریق داده‌های مخزنی موجود، با استفاده از محیط ArcGis مورد استفاده قرار می‌گیرد [۲۸، ۳۱، ۳۷]. این محیط نرم افزاری روند کاری اکتشاف و بهره‌برداری از یک حوضه را می‌تواند تقویت بخشد [۱۷]. ArcGis این امکان را فراهم آورده که سرعت به اطلاعات مورد نیاز دسترسی یافته، همچنین کارایی شرکت‌های نفتی را افزایش دهد. این تکنیک در اکتشاف نفت در آنالیز مخزن در رومانی [۱۴]، در ناحیه پوتوار پاکستان [۲۳]، برای برآورد هزینه‌ها و طراحی عملکردهای چندگانه میادین در خلیج مکزیکو [۲۷]، در مناطق آتلانتیک [۱۲، ۳۰]، در پروژه Salt Creek در امریکا با تزریق حدود ۱۲۵ میلیون فوت مکعب در روز [۴۱]، و در بازسازی داده‌های مکانی، مدیریت و تبیین داده [۴۰] استفاده شده است.

امروزه سیستم ArcGis یک تکنولوژی مفید برای رفع نیازهای سیستم مدل رقومی با استفاده از GIS را فراهم می‌سازد [۹]، [۱۶، ۳۳، ۴۲]. شاید مهمترین نقش ArcGis در یک منطقه، چگونگی کاربرد آن برای مدیریت تزریق باشد [۱۸]. تولید نفت در اثر مخروطی شدن انحلال/گاز و در نتیجه افت سریع نفت مشخص می‌شود. کاربرد فرآیند تزریق مجدد نفت افت سریع را

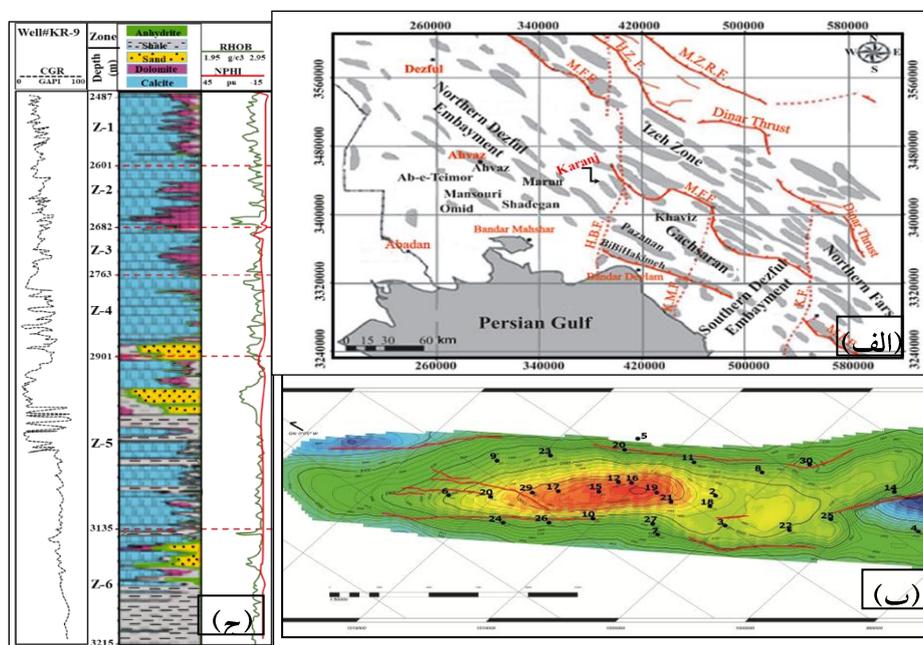
¹ - initial water saturation

²- residual oil saturation

بواسطه افزایش نرخ نفت و نیز افزایش ذخیره برای حدود ۱/۵ سال بدنبال داشته است [۳۲]. وقتی یک مخزن نفتی غیر اقتصادی می‌شود، بعد از روش‌های اولیه و ثانویه، بیش از ۲/۳ نفت اولیه هنوز در مخزن است. بسیاری از روش‌های بازیافت نفتی پایه شیمیایی، در آزمایشگاه و میدان آزمایش می‌گردد. فاروق علی و توماس (۱۹۹۴) این روش‌ها را در آزمایشگاه و میدان مورد بررسی قرار دادند. در عملیات آزمایش میدانی روش‌های پلی‌مر، آلکالن و Misceller برای ۵۰ بار آزمایش، بررسی و در نتیجه جریان Misceller بالاترین بازیافت و در درجه دوم روش پلی‌مر را داشته است. روش آلکالن ناموفق بوده که دلایل عدم توفیق آن نیازمند تحقیقات بیشتر است [۲۲]. از اهداف مهم این مطالعه می‌توان به اثبات وجود یا عدم وجود شرایط هیدرودینامیکی تعیین مناطق دارای حداکثر پتانسیل بهره برداری و کاهش ریسک حفاری؛ ارائه راهکارهای مناسب در جهت نگهداری، تولید و توسعه اشاره نمود.

۲- میدان مورد مطالعه

مخزن میدان مورد مطالعه به صورت تاق‌دیسی نامتقارن (شکل ۱) و از نوع مخازن کربناته است و براساس خواص و جنس سنگ به ۱۸ لایه و زیر لایه تقسیم شده است [۶]. این میدان در ابتدا فاقد کلاهک گازی بود و در اثر تولید و افت فشار پس از مدتی دارای کلاهک گازی شد [۷]. تا سال ۱۳۷۱ فاقد روش‌های بازیافت ثانویه بود. اما از این سال به بعد در ستیغ مخزن، گاز تزریق گردید که در واقع روش بازیافت ثانویه از نوع گازی امتزاج ناپذیر است. با در نظر گرفتن تغییرات میزان تولید نفت همراه با تغییر فشار، می‌توان با توجه به آنها در مورد بخش بندی و زون‌بندی مخزن، میزان افت فشار در طول زمان و میزان تاثیر پروژه تزریق گاز در میدان و تاثیر آن در حفظ فشار نفت میدان، قضاوت کرد.



شکل ۱- الف- موقعیت میدان کرنج در فرو افتادگی دزفول [۳۸]، ب- نقشه همتراز تحت الارضی (UGC) میدان در راس سازند آسماری، ج- ستون چینه‌ای حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی یکی از چاه‌ها.

۳- روش مطالعه

در این مطالعه پس از جمع آوری داده‌های میدانی در بازه زمانی قبل و بعد از تزریق، اطلاعات در محیط نرم افزاری ArcGis وارد شده و سپس نمودارهای خروجی با توجه به اختصاصات مخزنی مورد بررسی قرار گرفت. مبنای این مطالعه مبتنی بر داده‌های زیرسطحی سازند آسماری، تعداد ۳۰ حلقه چاه میدان نفتی کرنج است که با توجه به معیارهای اداره مطالعات مهندسی مخزن (فشار و سطح تماس سیالات)، میدان در غالب یک پهنه و بخش مورد بررسی قرار گرفت. مراحل انجام این تحقیق شامل: بررسی داده‌های زمین شناسی؛ بررسی پارامترهای پتروفیزیکی؛ بررسی سطوح تماس سیالات؛ بررسی تاریخچه تولید از مخزن؛ بررسی نقشه‌های هیدرودینامیکی؛ و بررسی نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR^۳). داده‌های مذکور توسط نرم افزار ArcGIS، مورد استفاده قرار گرفت.

میدان مورد مطالعه تحت تاثیر الگوی همه روکربن (HCMF^۴) از سال ۱۳۶۸ تا سال ۱۳۸۷ و فرایند WAG^۵ قرار گرفته است. این مقاله تحول استراتژی تزریق همه روکربن را در بازه ذکر شده بررسی می‌کند. طراحی HCMF برای هر الگو با نسبت WAG برابر ۱، حداقل دامنه انحلال ۱۵٪ حجم تخلخل مفید هیدروکربن (CHCPV) و حداقل دامنه گازی معادل ۲۰٪ (CHCPV) بوده است. تحلیل این داده‌های اجرایی می‌تواند به به تحول پارامترهای طراحی HCMF و نحوه عملکرد تزریق برای هر الگوی خاص و زون مخزنی منجر شود [۲۶]. در مخازن کربناته، مشخص شده که تخلخل و تراوایی همواره دارای تناسب خطی نیستند، در عین حال فشار موئین، درصد اشباع سیال قانون‌مندی خاصی را در تناسب با درصد تخلخل از خود نشان نمی‌دهد. اندازه روزنه‌ها و منافذ و گسترش آنها در یک سنگ یکنواخت نیست، لذا به صراحت می‌توان گفت تخلخل در سنگ‌های کربناتی عامل ناهمگنی است [۷].

فرآیند WAG جهت بازیافت پیشرفته سیالات نفتی با تزریق متناوب تحت فشار در چند چاه تزریقی بصورت سیال+گاز و تولید از چند چاه تولیدی صورت می‌گیرد. در نتیجه سیال نفتی توسط سیال و گاز تزریق شده جایگزین می‌شود. این فرآیند اساساً مستلزم انحلال گاز تحت فشار در سیالی خاص (بعد از تزریق) و استراحت فشار حاکم بر مخزن است، تا آنجاییکه برای تولید حباب گاز از طریق هسته‌بندی در حفرات انجام شده و برداشت نفت گیر افتاده در حفرات سنگ موثر است. کاربرد این فرآیند اساساً نرخ بازیافت نفت را در طول فرآیندهای نوع WAG افزایش می‌دهد [۱۱]. راجرز و گریگ [۳۶] نشان دادند که نسبت WAG به شدت به ترشوندگی مخزن و در دسترس بودن گاز تزریق شونده بستگی دارد. هنگامی که نسبت WAG بالا باشد، ممکن است باعث به دام افتادن نفت توسط مسدود کردن آب شود یا در بهترین حالت ممکن است اجازه تماس کافی با نفت حلال را ندهد و باعث شود عملکرد تولید مانند سیلاب رفتار کند. از سوی دیگر، اگر نسبت WAG بسیار کوچک باشد، گاز ممکن است کانال شود، و عملکرد تولید به عنوان یک سیل گاز رفتار کند. فشار به سرعت کاهش یافته، منجر به پیشرفت زود هنگام گاز و کاهش زیاد در نرخ تولید می‌شود. برای یافتن نسبت WAG بهینه، انجام تحلیل حساسیت، پیشنهاد روابط مختلف نسبت WAG برای مطالعه اثر آن بر بازیافت نفت، ضروری است.

۴- بحث

فرآیند بازیافت نفت از سازندهای شکافدار مستلزم تغییر درجه ترشوندگی^۶ سازند، بویژه در سطح تماس شکستگی و ماتریکس سنگ است. این موضوع توانایی سیال تزریقی در شکستگی و جایگزین شدن بجای نفت را افزایش می‌دهد. وقتی

^۳ - gas oil ratio

^۴ - Hydrocarbon miscible flood

^۵ - Water-Alternating-Gas

^۶ - wettability

در حالت سازند نفت دار آب دوست^۷ شکافدار بکار می رود، فرآیند شامل مراحل تزریق سیال (برای تبدیل سازند شکاف دار از آب دوست به نفت دوست^۸؛ تماس سازند شکافدار نفت دوست با عامل آبی (وقتی در سطح تماس شکستگی/ماتریکس تزریق می شود)؛ تزریق حلال امتزاجی^۹ نفتی؛ و بازیافت نفت است. این فرآیند برای سازند نفت دار شکافدار نفت دوست نیز کاربرد دارد [۲۰].

تولید یا بازیافت اولیه هیدروکربن از مخازن با استفاده از انرژی طبیعی صورت می گیرد. در صورت فقدان سفره ی آبی و یا سیالی تزریقی، تولید عمدتاً با انبساط سیال صورت می گیرد. در صورتی که شار آب ورودی از سفره ی آبی وجود داشته باشد یا بجای آن آب به درون چاههای انتخابی تزریق شود، بازیابی با سازوکار جابجایی صورت می گیرد که ممکن است توام با سازوکار ریزش ثقلی یا موئینه دافعی باشد. گاز نیز که سیال جابجا کننده است، به منظور کمک به بازیابی نفت و یا سیالات گازی میعانی به چاهها تزریق می شود [۱۹]. هدف اصلی از این فرایندها حفظ فشار مخزن است. تا پیش از کاهش فشار به نقطه ی حباب، تولید بر اثر انبساط مایع (نفت و آب همزاد) و تراکم پذیری سنگ صورت می گیرد. پایین تر از فشار نقطه ی حباب، انبساط آب همزاد و تراکم پذیری سنگ ناچیز بوده و به تدریج تولید نفت در نتیجه ی انبساط فاز گاز صورت می پذیرد. وقتی درجه ی اشباع گاز به حد بحرانی می رسد، گاز آزاد شده جریان حاصل می کند. در مقادیر نسبتاً پایین درجه ی اشباع گاز، پویایی گاز، k_g / μ_o ، افزایش و پویایی نفت، k_o / μ_o ، کاهش می یابد. در نتیجه، نسبت گاز به نفت افزایش یافته و بازیابی نفت تا ۵-۲۵ درصد پایین می آید [۱۹]. در بسیاری از مخازن، ممکن است چندین سازوکار بازیابی به طور همزمان وارد عمل شود، ولی عموماً یک یا دو سازوکار بر بقیه برتری دارند. در تمام دوره بهره برداری از مخزن، ممکن است این برتری به طور طبیعی یا به دلیل عملیات برنامه ریزی شده، از سازوکاری به سازوکار دیگر منتقل شود. در هر برنامه حفظ فشار (بازیابی ثانویه) بازده استخراج کل (E) در هر فرآیند جابجایی، از حاصل ضرب بازده جابجایی ماکروسکوپی یا حجمی $E_v(N)$ در بازده جابجایی میکروسکوپی (E_d) به دست می آید [۱۹]:

$$E = E_v E_d$$

۱-۴ اختصاصات مخزن مورد مطالعه

به طور کلی مخزن آسماری - پابده میدان مورد مطالعه به شش لایه زمین شناسی و هجده زیر لایه تقسیم شده است. البته از ۴ زیر زون زون ۵ در سازند پابده، دو زیر زون اولیه (۱-۵ و ۲-۵) متعلق به بخش تدریجی آسماری/پابده و ۲ زیر زون دیگر صرفاً متعلق به سازند پابده می باشد. شکل ۱-ج ستون چینه ای مخزن آسماری در یکی از چاههای مورد مطالعه را نشان می دهد. اختصاصات پتروفیزیکی زونهای مختلف مخزن آسماری-پابده در جدول ۱ آورده شده است.

زون ۱- این زون در بر گیرنده سازند آسماری فوقانی بوده که مرز بالائی آن پوش سنگ (بخش ۱ سازند گچساران) و مرز پایینی آن زون ۲ مخزن می باشد و به ۴ زیر لایه تقسیم گردیده است. عمدتاً از دولومیت و آهکهای دولومیتی یا تناوبی از میان لایه های آهک و گرگ های انیدریتی تشکیل شده است. بیشترین میزان دولومیت ها در مرکز میدان بوده که بطرف شمال غرب میدان کاهش می یابد. ضخامت متوسط چینه ای این زون در نیمه شمال غربی میدان حدود ۱۰۰ متر و در نیمه جنوب شرقی آن تقریباً ۹۰ متر می باشد که می توان میانگین ضخامتی معادل ۹۵ متر را برای کل میدان در نظر گرفت. افزایش ضخامت چینه ای این زون از جنوب به طرف شمال میدان است. این زون در چاههای شماره ۱۲ و ۱۵ بدلیل وجود گسل نرمال دستخوش کاهش

7 - water wet

8- oil wet

9- miscible

ضخامت گردیده و بترتیب ۶۰ متر و ۳۰ متر حذف شدگی در آنها دیده می‌شود. وجود این گسل هیچگونه مانع ارتباطی بین چاه‌ها بوجود نیاورده است. بیشترین ضخامت چینه‌ای خالص این زون در مرکز میدان در حدود ۹۰ متر بوده که بطرف دماغه-های شرقی و غربی کاهش می‌یابد. این کاهش بطرف دماغه غربی به ۶۰ متر و بطرف دماغه شرقی به حداقل ۳۰ متر می‌رسد.

زون ۲- این زون معادل آسماری میانی بوده و بین زیر زون‌های ۴-۱ و ۳- قرار دارد و به ۴ زیر لایه مخزنی تقسیم شده است. این زون عمدتاً از سنگ آهک دولومیتی و دولومیت‌های آهکی تشکیل شده است که میزان دولومیتی بودن آن از زون ۱ کمتر است یکی از خصوصیات بارز این زون متراکم تر بودن سنگ مخزن نسبت به زون‌های قبل و بعد از آن است. ضخامت متوسط چینه‌ای این زون در نیمه شمالی میدان حدود ۷۲ متر و در نیمه جنوبی حدود ۵۸ متر است که برای کل میدان می‌توان میانگینی در حدود ۶۵ متر در نظر گرفت. افزایش ضخامت چینه‌ای این زون از جنوب میدان بطرف شمال است (از حداقل ۵۰ متر به حد اکثر ۸۰ متر). بیشترین ضخامت چینه‌ای خالص در نیمه شمالی میدان در حدود ۷۰ متر است که با یک روند کاهشی به سمت غرب (یال جنوبی) به حداقل ۳۰ متر می‌رسد. در نیمه جنوبی میدان حداکثر ضخامت چینه‌ای خالص حدود ۴۰ متر در حوالی چاه ۱۸ می‌باشد. که تدریجاً به طرف شرق و دماغه شرقی کاهش یافته و به حداقل ۲۰ متر می‌رسد. میانگین ضخامت چینه‌ای خالص برای این زون در نیمه شمالی میدان ۴۵ متر و در نیمه جنوبی میدان ۳۰ متر می‌باشد.

جدول ۱- اختصاصات پتروفیزیکی زونهای مختلف مخزن آسماری-پایه میدان مورد مطالعه

Zone 1							
Water Saturation	Gross porosity	Net porosity	net/gross	Gross thickness	Net thickness	Hydrocarbon column	Well no
28.05	8.34	9.05	0.86	89.3	77	5.1	3
37.7	9.21	10.17	0.61	113.9	69.9	4.5	9
29.95	7.45	11.85	0.38	45.1	17.1	2.8	12
41.17	7.98	14.93	0.25	100	24.4	2.3	14
18.22	12	15.24	0.72	98	70.2	8.7	28
Zone 2							
40.43	3.51	6.4	0.3	44.3	13.4	0.6	3
33.72	8.15	9.1	0.76	80.9	62.2	3.9	9
27.12	7.72	11.56	0.55	79.8	39	3.4	12
39.82	5.18	11.85	0.07	71.1	5	.4	14
16.25	8.7	12.83	0.6	73	43.8	4.9	28
Zone 3							
-	-	-	-	-	-	-	3
35.26	6.46	11	0.3	86	25.7	2	9
31.9	9.15	13.9	0.54	86.9	47.2	4.7	12
40.7	1.9	9.9	0.01	47.8	0.6	0	14
17.63	6.45	10.48	0.47	71.9	33.8	2.9	28
Zone 4							
-	-	-	-	-	-	-	3
45.6	2.1	7.1	0.009	132.9	1.2	1	9
30.7	4.56	12.85	0.32	122	38.4	3.6	12
40.1	5.8	12.8	0.018	97.2	1.7	0.1	14
14.06	5.8	10.57	0.43	156.1	66.6	6.2	28
Zone 5							
-	-	-	-	-	-	-	3
40.8	5.05	12.86	0.084	233.9	19.6	1.6	9
31.5	4.35	16.83	0.05	240.9	11.9	1.4	12
-	-	-	-	-	-	-	14
38.5	3.56	12.61	0.047	238	11.1	0.9	28
Zone 6							
-	-	-	-	-	-	-	3

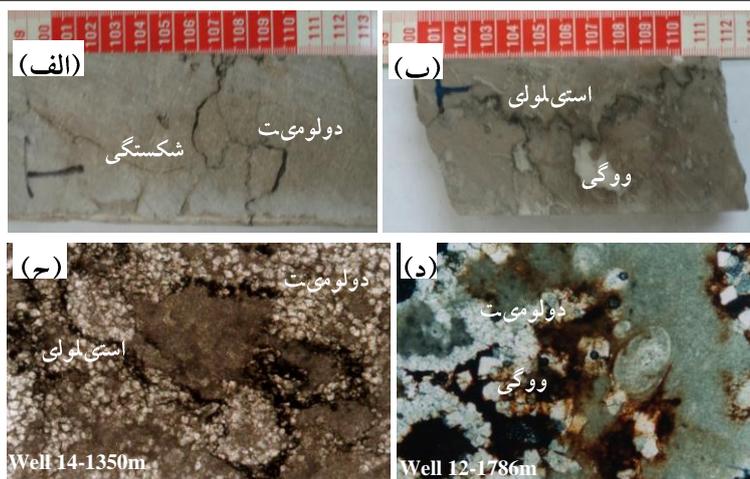
23.6	8.9	9.1	0.966	80	77.3	5.4	9
27.8	5.4	7.2	0.509	86	43.7	2.3	12
	-	-	-	-	-	-	14
18	8.9	12.4	0.588	144	84.7	8.6	28

زون ۳- این زون معادل نیمه فوقانی آسماری تحتانی بوده و بین زیر لایه‌های ۴-۲۱ و ۴ قرار دارد و به سه زیر لایه مخزنی تقسیم شده است. به طور کلی میزان دولومیت در این لایه کاهش یافته و در ناحیه غرب میدان لایه‌های ماسه سنگ نیز در آن مشاهده می‌شود. این زون به طور عمده از سنگ‌های آهکی با درصد‌های متفاوتی از دولومیت با دانه بندی ریز تا متوسط در سرتاسر میدان تشکیل شده است. در ناحیه مرکزی میدان مقدار سنگ‌های آهکی نرم و سست بیشتر بوده و به طرف غرب میدان لایه های متناوب ماسه سنگ و سنگ‌های آهکی کمی رسی به وفور دیده می‌شود. ضخامت چینه ای این زون از طرف جنوب به طرف شمال میدان افزایش یافته و از کمتر از ۶۰ متر در ناحیه شرقی یال جنوبی به بیش از ۸۰ متر در ناحیه مرکزی یال شمالی می‌رسد. میانگین ضخامت این لایه در کل میدان حدود ۷۰ متر است.

زون ۴- این زون آخرین زون سازند آسماری بوده که مرز بالایی آن زیر لایه ۳-۳ و مرز پایینی آن سازند پابده می‌باشد. از مشخصات عمده این زون افزایش لایه‌های پلمه سنگی در قاعده آن است. این زون به ۳ زیر لایه مخزنی تقسیم می‌شود. این لایه به طور عمده از سنگ‌های آهکی و آهک‌های دولومیتی و آهک‌های رسی با لایه‌های شیل تشکیل شده است. کربنات‌های موجود در این زون غالباً متراکم بوده و در دماغه های شرقی و غربی همراه با لایه‌های ماسه سنگی می‌باشد. ضخامت چینه‌ای این زون از طرف یال جنوبی به طرف یال شمالی و دماغه غربی میدان افزایش یافته و از حداقل ۹۰ متر به بیش از ۱۵۰ متر می‌رسد. میانگین این ضخامت برای کل میدان ۱۲۰ متر است.

زون ۵- حد فوقانی این زون معمولاً شروع مرز تدریجی بین سازند آسمازی و پابده بوده و حد پایینی آن قاعده بخش آهک-های رس دار می‌باشد زیر زون‌های ۱ و ۲ این زون عمدتاً از تناوب شیل و آهک تشکیل یافته و زیر زون ۳ آن منحصراً در بر گیرنده آهک‌های رس دار است. زیر زون‌های ۱ و ۲ این زون شامل تناوبی از شیل و مارن‌های آهکی خاکستری رنگ-سیلتي گاهی ماسه‌ای با لایه هایی از سنگ آهک های نسبتاً متراکم قهوه‌ای، گاهی دولومیتی و آهک‌های خاکستری ماسه‌ای است. بر اساس اطلاعات حاصل از دو حلقه چاه (۹ و ۱۲) متوسط ضخامت چینه‌ای این زون ۲۲۵ متر برای کل میدان در نظر گرفته شده است. این زون اگرچه در چاه شماره ۲ نیز حفاری شده ولی بدلیل مانده گذاری و سیمان کاری بخشی از آن فاقد نمودارگیری کافی ارزیابی مخزن است. لذا ضخامت متوسط چینه‌ای زون ۵ در این چاه تقریباً برابر با ضخامت چینه‌ای چاه شماره ۱۲ تخمین زده می‌شود.

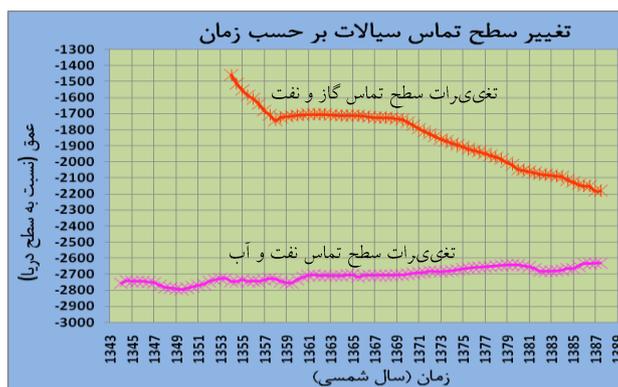
زون ۶- این زون که باقیمانده سازند پابده را در بر می‌گیرد، بطور کامل زون بندی نگردیده و بدلیل کم اهمیت بودن نقش آن در مخزن پارامترهای مخزنی از قبیل ضخامت چینه‌ای کل، ضخامت چینه‌ای خالص، نسبت ضخامت چینه‌ای خالص به ناخالص، درصد تخلخل مفید و درصد اشباع آب اندازه‌گیری و محاسبه نشده و فقط بخش فوقانی آن که در ارزیابی‌های پتروفیزیکی نفت‌دار معرفی گردیده تحت عنوان زیر زون ۶-۱ مورد مطالعه قرار گرفته است. با بررسی نمونه‌های مغزه و مقاطع نازک آشکار شد که مخزن بشدت ناهمگن و تحت تاثیر فرایندهای مختلف دیاژنزی نظیر دولومیتیزاسیون، انحلال فشاری و شکستگی قرار گرفته است (شکل ۲).



شکل ۲- نمونه‌های انتخابی از (الف و ب) مغزه و (ج و د) مقاطع میکروسکوپی

بررسی تغییر سطح همبری نفت و گاز و آب (شکل ۳) نشان می‌دهد که این سطح به سرعت بسمت پایین مخزن روبه گسترش است و ضخامت کلاهدک در اثر تولید به شدت افزایش یافته است. با توجه به عمق ستیغ مخزن که در ۱۱۰۰-م.ز.س.د قرار دارد، در حال حاضر ضخامت بخش کلاهدک گازی بیش از ۱۰۸۰ متر است. بیشترین میزان جابجایی سطح تماس، به همبری نفت و گاز برمی‌گردد و تغییر سطح تماس آب و نفت در مقایسه با سطح تماس نفت و گاز بسیار کم است و در حدود ۱۰/۳ درصد کل جابجایی را به خود اختصاص می‌دهد (شکل ۳).

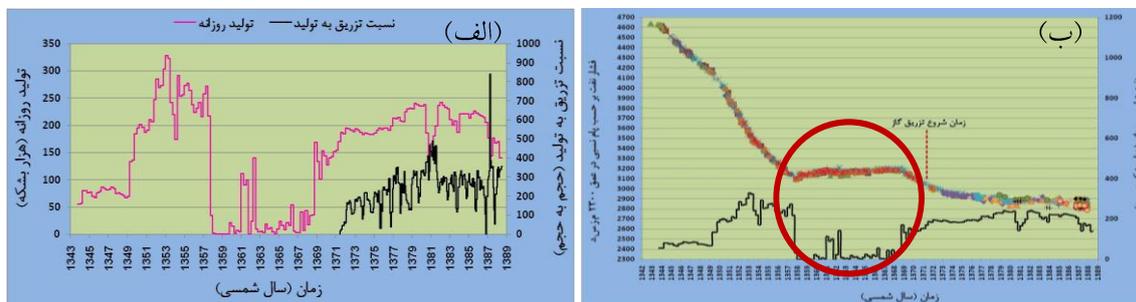
در حال حاضر ضخامت ستون نفت ۴۵۲ متر است که بیشترین کاهش ضخامت از سمت همبری نفت و گاز است که ۸۹/۷ درصد جابجایی کل را شامل می‌شود. این جابجایی شدید می‌تواند دلیلی بر تاثیر بیشتر رانش کلاهدک گازی نسبت به رانش آبران باشد. از شهریور ماه ۱۳۷۱ تاکنون، در این میدان جهت حفظ و افزایش فشار نفت، گاز در کلاهدک گازی میدان (امتزاج ناپذیر immiscible) تزریق می‌شود. این عمل نیز در افزایش ضخامت کلاهدک گازی می‌توانسته مزید بر علت باشد و سرعت گسترش آنرا تسریع بخشد.



شکل ۳- تغییر سطح سیالات مخزن با گذشت زمان تحت تاثیر تولید

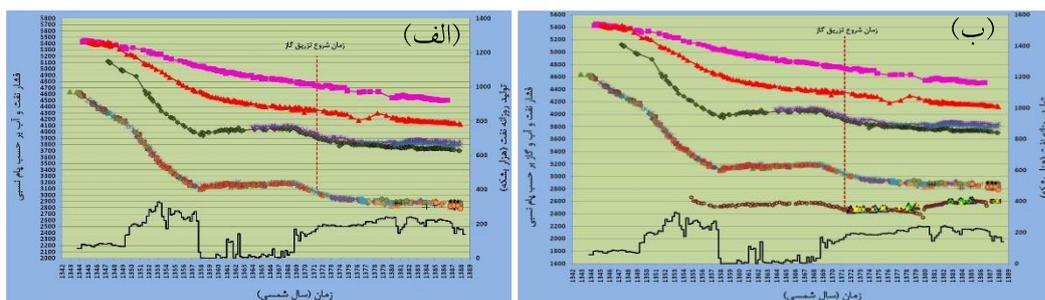
برنامه تزریق گاز امتزاج ناپذیر در میدان در افزایش فشار نفت چندان موثر نبوده و بیشتر در حفظ فشار موجود و کاهش روند کاهشی فشار نفت میدان موثر بوده است. فشار نفت در کل میدان مشابه بوده و میزان کاهش آن تقریباً در تمامی چاه‌ها مشابه و چاه‌ها تبعیت خوبی را با هم نشان داده و روند یکسانی را نشان می‌دهند (شکل ۴). این موضوع می‌تواند نشان دهنده ارتباط بسیار خوب در میدان باشد که سبب ایجاد یک مخزن خوب با تولید بالا شده است. افت فشار نفت مخزن آسماری

میدان، به‌ازای یک میلیون بشکه تولید نفت، $PSI \ 0/8$ بوده است (شکل ۵). این مقدار در برابر $PSI \ 0/1$ افت فشار در مخزن آسماری میدان نفتی اهواز [۳] با هیدرودینامیک بسیار قوی، مقدار قابل ملاحظه‌ای می‌باشد.



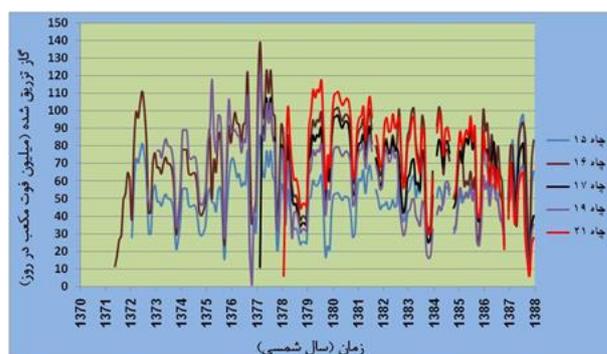
شکل ۴- (الف) تولید روزانه و نسبت تزریق گاز به تولید نفت و (ب) تغییرات فشار نفت مخزن در مقابل نفت تولیدی

فشار گاز میدان علاوه بر تولید تحت تاثیر تزریق گاز نیز می‌باشد. تزریق گاز در حفظ فشار نفت و افزایش نسبی فشار گاز میدان موثر بوده است. از نکات جالب توجه این است که با وجود تفاوت در میزان گاز تزریقی در میدان (شکل ۶)، فشار گاز اندازه‌گیری شده در چاه‌های مختلف به هم نزدیک می‌باشند. این موضوع دلیل دیگری برای ارتباط خوب مخزن میدان است. این ارتباط خوب یکی از مهمترین دلایل تولید بالای میدان است.



شکل ۵- (الف) فشار نفت و آب مخزن آسماری میدان و میزان ارتباط آنها با هم و (ب) فشار گاز و سایر سیالات همراه با

نمودار تولید روزانه



شکل ۶- تزریق روزانه گاز در میدان بر حسب زمان

۲-۴ بررسی تغییرات فشار ساکن نفت در میدان مورد مطالعه-

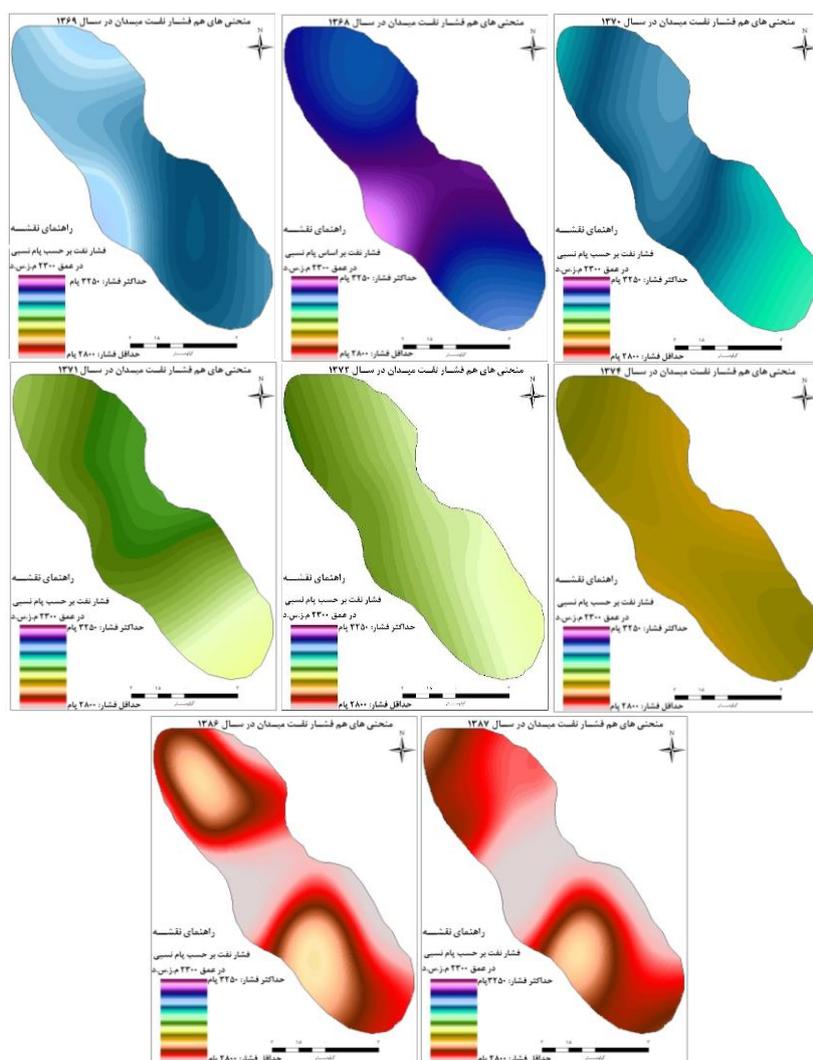
بررسی تغییرات فشار (بر حسب پوند بر اینچ مربع (پام) نفت میدان در نقاط مختلف آن (شکل ۷) در طی سال‌های مختلف نشان می‌دهد که اختلاف فشار نفت در نقاط مختلف میدان بسیار کم و مشابه است و مخزن با وجود کربناته بودن (که عموماً

بررسی تغییرات فشارهای ساکن و کارایی پروژه تزریق گاز در مخزن آسماری...

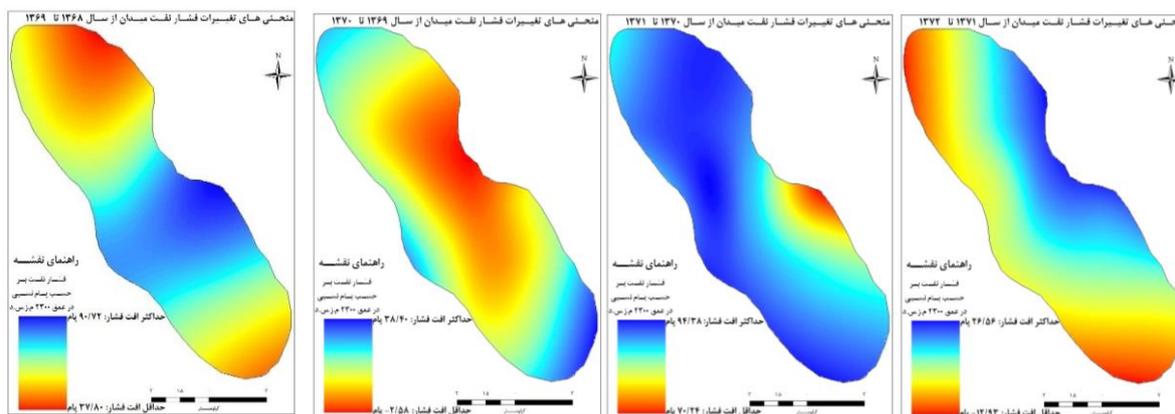
خصوصیات پتروفیزیکی شدت متغیر است) و تخلخل پایین ماتریکس آسماری با متوسط ۸٪ و تراوایی کم [۱]، دارای ارتباط بسیار خوبی است و فاقد نقاط مستقل فشاری می‌باشد، که نشان از وجود شبکه‌های شکستگی بسیار وسیع و ارتباط بسیار خوب آن‌ها که کل میدان را متاثر نموده است. این موضوع سبب نزدیکی فشار نقاط مختلف میدان به هم شده و کل مخزن بصورت یک بخش عمل می‌کند. برای رسم منحنی‌های هم‌فشار، از راهنمای فشار یکسانی استفاده شد تا نمودار تغییرات سال‌های مختلف با یکدیگر قابل مقایسه باشد و اصطلاحاً دارای یک مبنای مشترک باشند.

۳-۴ بررسی تغییرات فشار بر اثر تولید و تاثیر پروژه تزریق گاز-

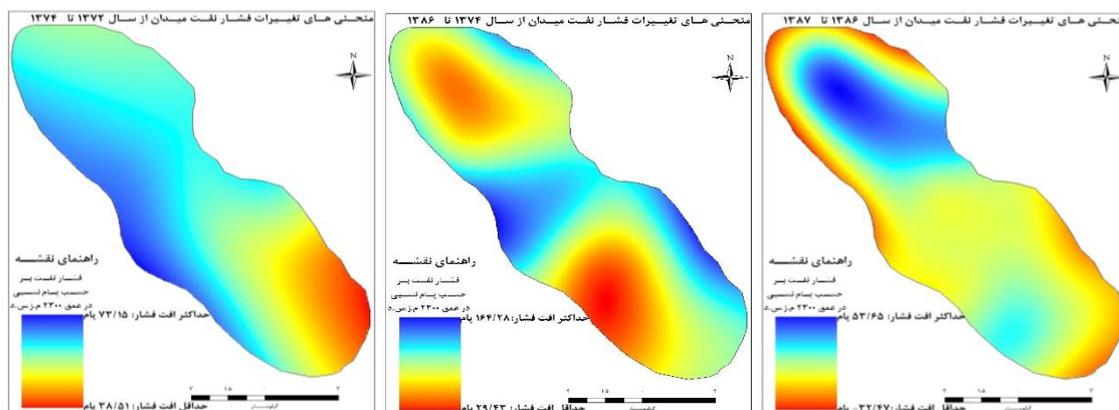
بررسی روند تغییر فشار در اثر تولید نفت، نشان دهنده کاهش شدید فشار نفت است (شکل ۸)، اما پس از آغاز پروژه تزریق گاز از شدت این روند کاهشی، به میزان قابل توجهی کاسته شد (شکل ۹). در بررسی تغییرات فشار نفت در طول زمان باید میزان تولید نفت نیز در نظر گرفته شود. برای سالهای قبل از پروژه تزریق گاز از نمودار میزان تولید (شکل ۱۰-الف) استفاده شده و برای سالهای بعد از پروژه تزریق، از نسبت تزریق گاز به تولید نفت (شکل ۱۰-ب) استفاده شده است تا بتوان دموورد تغییرات فشار قضاوت کرد.



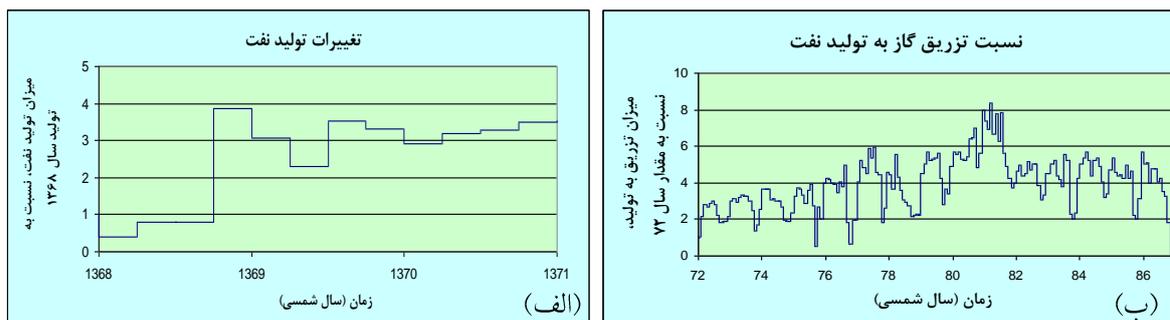
شکل ۷ - تغییرات فشار نفت میدان در بازه میدانی ۱۳۸۶ الی ۱۳۸۱



شکل ۸- تغییرات فشار نفت میدان (قبل از تزریق گاز)



شکل ۹ - تغییرات فشار نفت میدان از سال ۱۳۷۲-۱۳۷۴ (بعد از تزریق گاز)

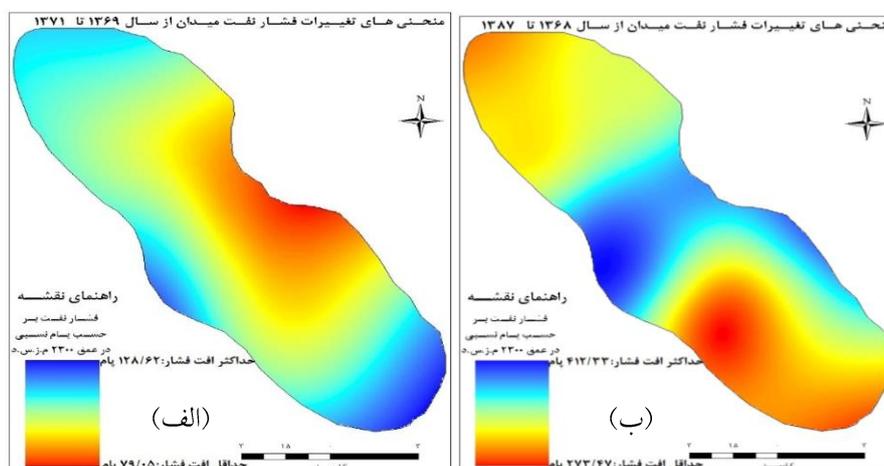


شکل ۱۰- (الف) میزان تولید نفت از میدان نسبت به سال ۱۳۶۸ و (ب) نسبت تزریق گاز به نفت تولیدی، نسبت به سال ۷۲

تا سال ۱۳۷۱ میدان فاقد پروژه تزریق گاز بوده است و مشاهده می‌شود که میزان افت فشار نفت شدید بوده بطوری که در شکل ۵ دیده می‌شود، افت فشار نفت قبل از تزریق گاز شدید بوده اما پس از تزریق گاز در بازه زمانی مشابه، افت فشار بسیار کمتری صورت گرفته است. اختلاف تغییرات فشار سال ۱۳۷۲ نسبت به سال ۱۳۷۱ نشان دهنده کاهش افت فشار نفت است و حتی در برخی از نقاط میدان سبب افزایش فشار (به میزان حدوداً ۱۳ پام شده است) و در مجموع سبب کاهش شدت افت فشار نفت میدان گردیده است. منحنی تغییرات کل فشار نفت (از سال ۱۳۶۸

بررسی تغییرات فشارهای ساکن و کارایی پروژه تزریق گاز در مخزن آسماری...

تا سال ۱۳۸۷) نیز رسم شده (شکل ۱۱)، که مشاهده می‌شود که پروژه تزریق گاز سبب جبران مقدار زیادی از افت فشار شده و روند شدید افت فشار نفت، کاهش یافته است. میزان تاثیر عملیات افزایش بازیافت بطور خلاصه در جدول ۲ آمده است.



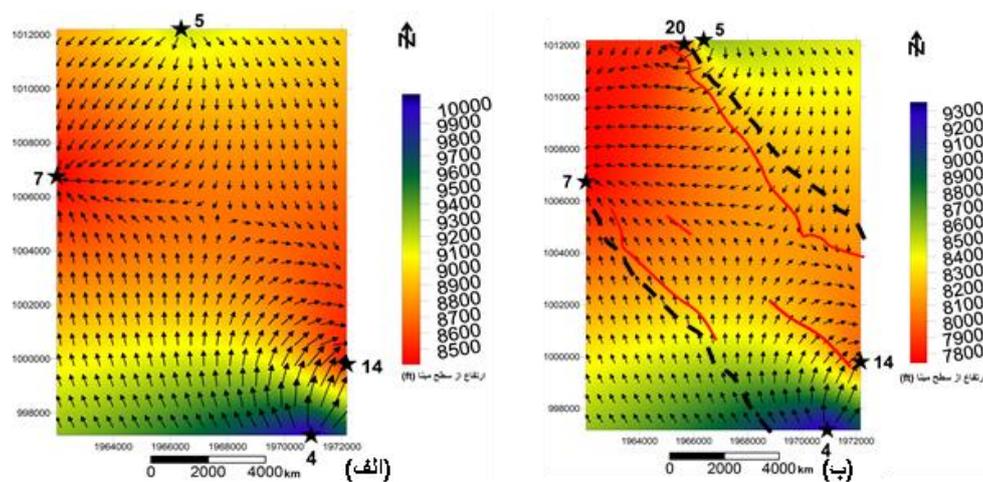
شکل ۱۱- تغییرات فشار نفت (الف) در اثر تولید، قبل از پروژه تزریق گاز (از ۱۳۶۹ تا ۱۳۷۱) و (ب) از سال ۱۳۸۷ تا ۱۳۸۸ (قبل و بعد از تزریق گاز)

جدول ۲- مقایسه میزان افت متوسط ماهانه فشار نفت، در سالهای مختلف

توضیحات	متوسط افت فشار ماهانه بر حسب پام	متوسط افت فشار بر حسب پام (پوند بر اینچ مربع)	مدت بر حسب ماه	بازه زمانی
فاقد تزریق گاز	۴/۷	۶۴/۵	۱۴	۱۳۶۸-۱۳۶۹
فاقد تزریق گاز	۴/۵	۱۸	۴	۱۳۶۹-۱۳۷۰
فاقد تزریق گاز	۴/۴	۸۲/۴	۱۹	۱۳۷۰-۱۳۷۱
آغاز تزریق گاز	۳/۴	۶/۸	۲	۱۳۷۱-۱۳۷۲
تزریق گاز	۲/۱	۵۵/۸	۲۷	۱۳۷۲-۱۳۷۴
بیشترین میزان تزریق گاز	۰/۶۵	۹۷	۱۵۰	۱۳۷۴-۱۳۸۶
تزریق گاز	۲/۲	۱۱	۵	۱۳۸۶-۱۳۸۷
شامل قبل و بعد از تزریق گاز	۱/۶	۳۴۳	۲۲۱	۱۳۶۸-۱۳۸۷

بررسی نتایج نمودارها و تغییرات کیفی مخزن موجب گردید تا در مورد مدیریت مخزن نکات زیر مورد توجه قرار گیرد. این موارد می‌تواند در شناخت بهتر رفتار مخزن بعد از فرایندهای بازیافت مؤثر باشد. با توجه به نرخ تولید نفت و عمق مشبک-کاری و ضخامت ستون نفت، زمان تقریبی گازی شدن چاهها بررسی و نسبت به طراحی عملیات اصلاح عمق مشبک‌کاری در آینده اقدام شود. با توجه به هزینه‌ها امکان انجام برنامه فشار افزایشی با دبی تزریق گاز بالاتر بررسی گردد. سایر پروژه‌های افزایش فشار، بویژه پروژه تزریق گاز امتزاج پذیر و نیز عملیات سیلاب‌زنی بررسی شود. با توجه به گسترش شکستگی‌ها و ارتباط خوب مخزنی، تقویت فشار آبد مخزن می‌تواند در بازیافت نفت از میدان مؤثر باشد. جهت حفاری‌های آینده،

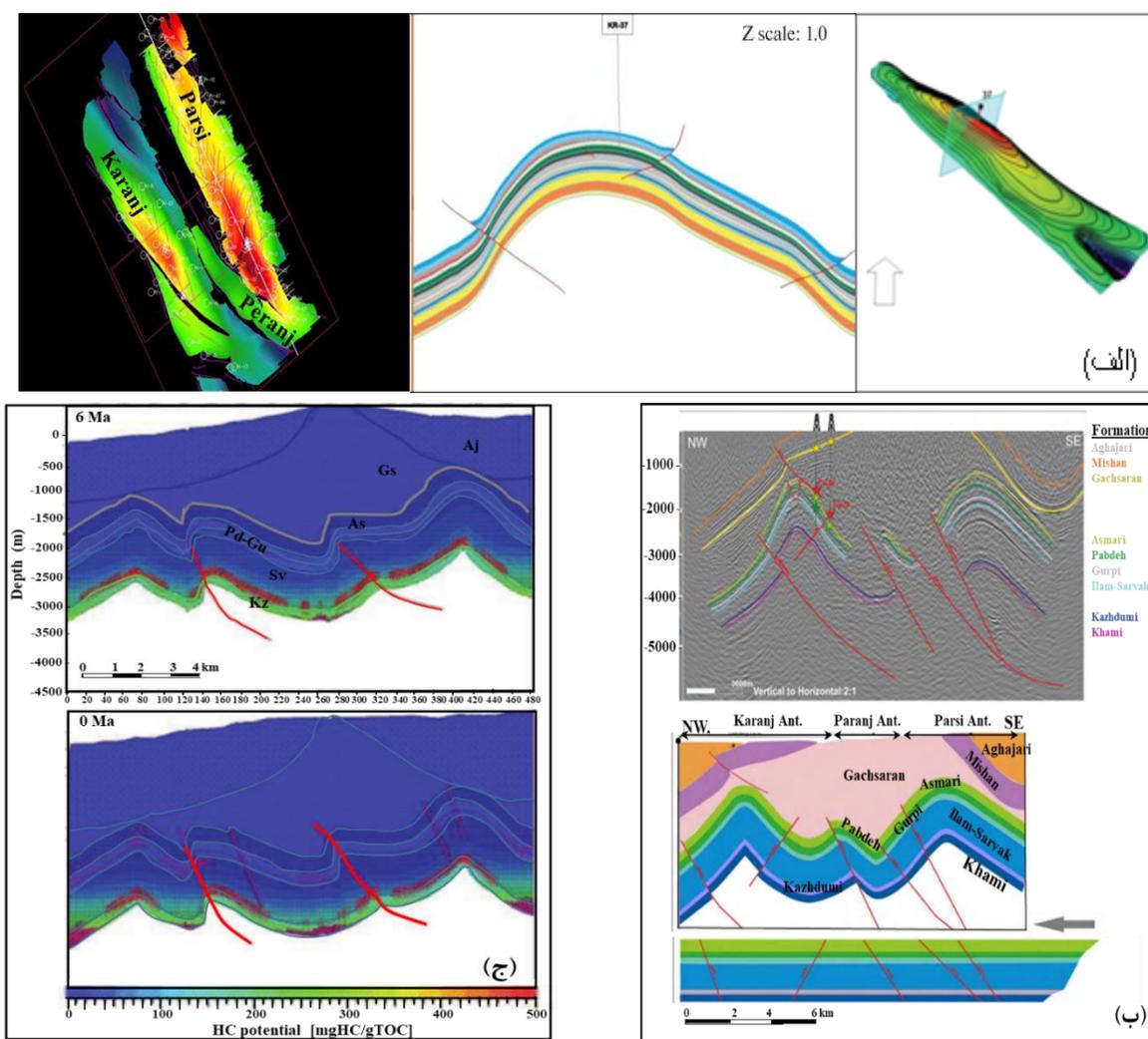
وضعیت و جهت گسترش شکستگی‌ها با دقت مطالعه و اطلاعات لرزه‌نگاری سه بعدی به منظور شناخت بهتر ساختمان مخزن و رفع ابهامات آن و مشخص شدن وضعیت گسل‌های مخزن بررسی و تفسیر شوند و نتایج آن در مطالعات بعدی مورد استفاده قرار گیرد. تغییرات حاصله در خواص سیالات مخزن بعلت تزریق گاز، از طریق نمونه‌گیری و آزمایش نمونه‌های هیدروکربنی مخزن، نیز بررسی گردد. بررسی نقشه هیدرودینامیکی (شکل ۱۲) نشان می‌دهد که در محدوده مورد مطالعه به صورت غالب، دو ناحیه با هد بالا وجود دارد. این مناطق در نزدیکی چاه‌های ۴ و ۵ قرار دارد و از این دو ناحیه آب بسمت سایر نقاط جریان می‌یابد. جریان آب تحت تاثیر دو ناحیه عمده با هد پایین قرار می‌گیرد. یکی از این مناطق کم‌هد، تقریباً در قسمت جنوبی میدان و در نزدیکی چاه شماره ۱۴ و دیگری در شمال نیمه جنوبی میدان و در حد فاصل چاه‌های شماره ۵ و ۲۰ و ۷ قرار دارد. تا قبل از وجود اطلاعات چاه ۲۰ (قبل از ۱۳۷۶)، می‌شد بیان کرد که جهت حرکت آب از سمت چاه شماره ۵ بسمت چاه‌های ۱۴ و ۷ است که به خوبی این موضوع را می‌توان در نقشه‌ها دید اما پس از اضافه شدن اطلاعات چاه ۲۰ مسیر حرکت دستخوش تغییر گردیده و تغییر نشان می‌دهد. با این وجود امکان وجود یک جریان در بین چاه‌های نامبرده (چاه ۵ و ۷) بعید به نظر نمی‌رسد که روند تقریباً مشابه افت فشار تا حدودی آن را تایید می‌کند و می‌توان گفت که در حالت کلی، آب می‌تواند از سمت چاه شماره ۵ و شمال یال شمالی نیمه جنوبی میدان، به سمت میدان و در جهت کلی چاه شماره ۷ حرکت کند که احتمالاً یک سد تراوایی مانند یک گسل مانع از وجود یک جریان قوی شده است اما جریان در جهت چاه شماره ۱۴ بهتر است هرچند این جریان احتمالاً دارای تداخل با جریان چاه شماره ۴ است. جریان آب از چاه ۵ در جهت چاه ۲۰ غیرمتمثل‌تر و محدودتر بنظر می‌رسد و وجود یک سد تراوایی را بصورت شدیدتری نشان می‌دهد. تقریباً وضعیت مشابهی در مورد قسمت جنوبی میدان و چاه‌های ۴ و ۱۴ وجود دارد که سد تراوایی همانند یک گسل، ارتباط جریانی بین دو چاه را متاثر و محدود ساخته، با این تفاوت که جریان آب از سمت چاه ۴ به سوی چاه ۱۴ قوی‌تر و محتمل‌تر است. شکل ۱۲ نقشه هیدرودینامیکی میدان را از دید بالا برای دو دوره ۱۳۶۵-۱۳۶۴ و ۱۳۷۸-۱۳۷۶ نشان می‌دهد.



شکل ۱۲- دید از بالای نقشه هیدرودینامیکی میدان در بازه سال‌های (الف) ۱۳۶۴-۱۳۶۵ و (ب) ۱۳۸۷-۱۳۸۶. موقعیت چاه‌ها در شکل ۱ آورده شده است. خطوط خط چین آخرین منحنی میدان و خطوط قرمز گسل‌های موجود را نشان می‌دهد.

بررسی تغییرات فشارهای ساکن و کارایی پروژه تزریق گاز در مخزن آسماری...

بررسی مطالعات صورت گرفته در زمینه تاریخچه زمین‌شناسی دیرین مخزن آسماری در این میدان (شکل ۱۳) نشان داد که تاقدیس کرنج یک چین نامتقارن با تمایل به سمت جنوب باختری است. مدل چین جدایشی گسلیده به عنوان سازوکار چین خوردگی در این میدان پیشنهاد شده است. شواهد زمین‌شناسی (برش‌ها، کانون سطحی زمین لرزه‌ها و تفسیر نیمرخ‌های لرزه‌ای سه بعدی) حکایت از عملکرد دو گسل رانندگی در پال‌های شمالی و جنوبی این تاقدیس و یک گسل تراگذر متقاطع با محور تاقدیس دارد. انحنای محور تاقدیس معلول عملکرد این گسل تراگذر است. علاوه بر آن، تغییرات رخساره‌ای سازند آسماری [۲۵] نیز عامل مهمی در ایجاد رفتار مخزنی چاه‌های مختلف در این میدان و میدان‌های مجاور است. مدل سه بعدی تهیه شده از راس سازند آسماری (بوسیله نقشه‌های زیرسطحی و اطلاعات حفاری چاه‌ها) نشان داد که ریخت‌شناسی سازند آسماری به شدت از عملکرد این گسل‌ها تاثیر پذیرفته است [۲].



شکل ۱۳- (الف) -نیمرخ عرضی ساختمانی مخزن آسماری میدان مورد مطالعه [۲۱]، و مدل سه بعدی میدان کرنج و میداین مجاور [۶]، (ب) -سبک ساختمانی و آنالیز کینماتیک میدان کرنج و میداین پرنج و پارسی [۳۹]، و (ج) مدل دو بعدی سیستم نفتی مخزن آسماری در میداین ذکرشده (فروافتادگی دزفول جنوبی) [۸].

زمان تشکیل نفت در این ناحیه را ۱۰ Ma سال و زمان فعالیت مجدد گسل‌ها را در ۶ Ma سال پیش می‌دانند [۸]. یعنی در بازسازی مدل دو بعدی سیستم هیدروکربنی پیشنهادی آنها، بعد از مهاجرت نفت فعالیت گسل‌ها شروع شده است. وجود سه

گسل معکوس در امتداد یالهای شمالی جنوبی و در امتداد دماغه جنوب شرقی و نتایج مطالعه کنونی نشان داد که این گسلها غیر تراوا بوده و باعث قطع ارتباط مخزن کرنج با اطراف خود شده است. عدم ارتباط فشاری چاههای شماره ۴ (در ناحیه دماغه شرقی) و چاه شماره ۵ (بر روی یال شمالی) با مخزن آسماری کرنج متأثر از عملکرد این گسلها است. در ضمن اختلاف عمق در نقطه ورود به مخزن در چاههای ۵ و ۲۰، با توجه به نزدیکی آنها وجود گسل را در بین دو چاه به اثبات می رساند. مقدار جابجایی گسل مذکور در هر نقطه از گسل متفاوت بوده و مقدار متوسط آن از روی نقشه لرزه نگاری در حدود ۴۰۰ متر در محل چاه ۵ اندازه گیری شده است. ادامه این گسل در ناحیه جنوب شرق میدان (قبل از رسیدن به چاه ۸) به سمت شرق انحراف می یابد. و به نظر می رسد با این تغییر مسیر از ایجاد مانع بر سر راه ارتباط سفره آبی مخزن کرنج از طرف جنوب شرق جلوگیری نموده باشد. مقدار جابجایی متوسط گسل واقع در ناحیه دماغه شرقی و در مجاورت چاه شماره ۴ حدود ۳۰۰ متر و برای گسل واقع بر روی یال جنوبی بیش از ۶۰۰ متر (در غرب چاه شماره ۷) برآورد شده است [۴، ۵]. نتیجه کلی اینکه توسعه سیستم شکستگی در مخزن توسط عوامل ساختاری و ویژگیهای سنگ شناسی کنترل شده، در نحوه رفتار مخزن و الگوی هیدرودینامیک آن مؤثر است.

۵- نتیجه گیری

با توجه به ارتباط فشاری خوب بخش های مختلف مخزن و مشابه بودن فشار بخش های مختلف آن و کربناته بودن مخزن، سیستم های شکستگی گسترش وسیعی داشته و همراه با تخلخل و تراوایی های موجود، سبب فشار تقریباً یکنواخت در مخزن شده است. این حالت حتماً مانع از ایجاد نقاط مستقل فشاری گردیده و این مناطق در مخزن مشاهده نمی شود. با توجه به یکنواختی فشار مخزن، کل مخزن به عنوان یک سکتور واحد در نظر گرفته می شود. مخزن قبل از انجام پروژه تزریق گاز، کاهش فشار قابل ملاحظه ای داشته است که نهایتاً سبب رسیدن فشار مخزن به زیر نقطه حباب و ایجاد کلاهدک گازی شده است. تغییرات فشار در کل مخزن قابل مشاهده بوده و مخزن رفتار یکدستی نشان می دهد، لذا تزریق گاز در میدان بسیار موثر بوده و نتیجه بخش خواهد بود و در نهایت سبب بازیافت حجم بالایی از نفت می شود. با توجه به ارتباط خوب در بخش های مختلف مخزن، تزریق گاز امتزاج ناپذیر در ستیغ مخزن (تاقدیس) بسیار موثر خواهد بود و کل میدان را تحت تاثیر قرار می دهد. با توجه به مکانیزم رانش طبیعی میدان (در ابتدا انبساط سیالات و سپس ریزش ثقلی)، افت فشار ناشی از تولید در آن شدید بوده است. با توجه به منحنی های هم فشار، تغییرات آن در گذر زمان و اختلاف بسیار کم آن در نقاط مختلف میدان، نتیجه می شود که مخزن به شدت شکسته شده و دارای ارتباط بسیار خوبی است. کل میدان را می توان یک سکتور در نظر گرفت. با توجه به شدت شکستگی ها، تفاوت در حجم تزریق گاز به هر چاه تزریقی، عملاً تاثیر چندانی در تثبیت فشار کل میدان نداشته و در واقع حجم کل گاز تزریقی به میدان است که مهم می باشد. پروژه تزریق گاز دارای کارایی بالا و تاثیر بسیار مثبتی در حفظ فشار نفت و افزایش بازیافت نفت میدان داشته است.

تقدیر و تشکر

مؤلفین از همکاری معاونت محترم پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و نیز مدیریت محترم پژوهشی ارتباط با دانشگاه مناطق نفت خیز جنوب کمال قدر دانی را دارند. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر علیرضا بشری (رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران) و دکتر بابک سامانی (دانشیار دانشگاه شهید چمران اهواز) تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

- [۱] رضایی، م.ر.، ۱۳۸۴، زمین شناسی نفت، چاپ دوم، سازمان آموزشی و انتشاراتی فرهیختگان علوی، ۴۱۰.
- [۲] عزیزی، ا.، خطیب، م.م.، و قربانی، قشقایی، ا.، ۱۳۹۰، تحلیل چین خوردگی مرتبط با گسلش پنهان در میدان نفتی کرنج. زمین شناسی ایران، ۵(۱۸)، ۳۱-۴۰. <https://sid.ir/paper/129514/fa>
- [۳] فلاوند، ه.، شایسته، م.، سراج، م.، صنوبر لیماکشی، ع.، ۱۳۸۴، مطالعه هیدرودینامیک و هیدروشیمی سازند آسماری در ناحیه فروافتادگی دزفول، ۱۲۸ صفحه.
- [۴] گروه مطالعات، ۱۳۵۶، مطالعه جامع زمین شناسی مخزن آسماری میدان کرنج، گزارش شماره پ- گزارش شماره پ - ۳۳۶۵، شرکت ملی نفت ایران، مناطق نفت خیز جنوب، اداره کل زمین شناسی گسترشی اهواز.
- [۵] گروه مطالعات، ۱۳۷۵، مطالعه جامع زمین شناسی مخزن آسماری میدان کرنج، گزارش شماره پ-۶۲۱، شرکت ملی نفت ایران، مناطق نفت خیز جنوب، اداره کل زمین شناسی گسترشی اهواز.
- [۶] گروه مطالعاتی، ۱۳۸۲، مطالعه جامع میدان، اداره مطالعات مهندسی مخزن، مناطق نفتخیز جنوب.
- [۷] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس ۱ و ۲، سازمان زمین شناسی کشور، ۱۰۰۹.
- [۸] وطن دوست، م.، فقیه، ع.، عظیم زاده، ه.م.، ۱۳۹۷، مدل سازی دو بعدی سیستم های نفتی در میداين کرنج، پرنج، پارسى (فروافتادگی دزفول جنوبی)، چهارمین همایش انجمن رسوب شناسی ایران با تاکید بر مخازن هیدروکربنی، ۲-۳ آبانماه ۹۷، ۹ صفحه.
- [9] ABDALLA, A., 2018, The Application of GIS in Petroleum Geology. *Conference: Petroleum Refinery 2018At: Abu Dhabi, UAE.*
- [10] ADAMSON, G., CRICK, M., B., GURPINAR, O., HARDIMAN, J., PONTING, D., 1996, Simulation throughout the life reservoir. *Oilfield Review*, 8 (2), 16-27.
- [11] AKBARI AGHDAM, K. AND GHORASHI, S.S., 2017, Critical parameters affecting water alternating gas (WAG) injection in an Iranian fractured reservoir. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 7(3), 03-14.
- [12] ASAVIN, A.M., 2001, GIS methodic and new database for magmatic rocks. Application for Atlantic Oceanic Magmatism. *American Geophysical Union, Fall Meeting 2001, abstract id. OS11B-0370.*
- [13] Baardsen, H., Nilsen, V., and Hove, A.O., 1990, quality control of water floods on heterogeneses core samples computer tomography, *Advances in core evaluation: Accuracy and precision in reserves estimation cist soc. core. aanal. Europe core anal. Symp.* p.347-363.
- [14] BADEA, M., NEDELCU, E., POP, M., 2009, GIS aids petroleum exploration and Reservoir analysis in Romania. *ESRI Arck watch 2009*, 3p.
- [15] BAKER, R.O., YARRANTON, H.W., JENSEN, J.L., 2015, 8-Special core analysis—rock—fluid interactions. 239-295. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-801811-8.00008-0> in: *Practical Reservoir Engineering and Characterization, Gulf Professional Publishing*, 521p.
- [16] BARRELL, K. A., 2000, GIS: The exploration and exploitation tool, in T. C. Coburn and J. M. Yarus, eds., *Geographic information systems in petroleum exploration and development. AAPG Computer Applications in Geology*, No. 4, p. 237-248.
- [17] BOUILLE, F., 1997, The Use of G.I.S. in petroleum industry for oil exploration and production. In: Bardinnet, C., Royer, JJ. (eds) *Geosciences and Water Resources: Environmental data modeling. Data and knowledge in a changing world. Springer, Berlin, Heidelberg.* https://doi.org/10.1007/978-3-642-60627-4_25.
- [18] BUELT, J., WELLACCE, C., ANDERSON, T., and CEPEDA, M., 2008, Novel approach to mapping helps DOE research oil field, petroleum GIS prospects. *ESRI*, 8p.(www.esri.com/myesrinews).
- [19] CRAFT, B.C., and HAWKINS, M.F., 1991, *Applied petroleum reservoir engineering*, 2nd ed, Prentice Hall, 425P.

- [20] CULLICK, A.S., and HAZLETT, R.D., 1991, Oil recovery process for use in fractured reservoir. *Mobil oil corp., E 21 B-043*, **22**, E21B-P49100, 11P.
- [21] DEHBANZADEH, S.S., ASADI, A.M., YAZDJERDI, K., AHMADI, V., & AZADMANESH, M., 2023, Analysis of Fractures in the Reservoir Rocks of the Karanj Oil Field in Southwest Iran. *Solid Fuel Chem.* **57**, 519–537. <https://doi.org/10.3103/S0361521923080025>.
- [22] FAROUG ALI, S.M., and THOMAS, S., 1994, Field experience with chemical oil recovery methods. *45th Annncim Petrol Soc. Et. Al. Tech, MTG. V.1.1 Cim No.99-0.3*, 8pp.
- [23] FAYYAZ, Z., IQBAL, J., MEHBOOB, A., SABIR, M. AND JABBAR, A., 2016, Structural Investigation for Locating Petroleum Reservoirs Using Geoinformatics in Meyal, Potwar Region, Pakistan. *International Journal of Geosciences*, **7**, 1345-1355. doi: 10.4236/ijg.2016.711098.
- [24] GHOSH, S., JOSHI, D., KIRAN, R., AGRAWAL, M., CHAKRABORTY, S.S., YADAV, R., KUMAR, A., 2023, A review of reservoir oil-water transition zone characterization and potential recovery methods. *Geopersia*, **13** (2),323-336. DOI: 10.22059/GEOPE.2023.350783.648689.
- [25] KHALILI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., ARIAN, M., and SEYRAFIAN, A., 2021, Carbonate platform evolution of the Asmari Formation in the east of Dezful Embayment, Zagros Basin, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, **181**, 104229. doi:10.1016/j.jafrearsci.2021.104.
- [26] LLOYD, C.J., 1995, Managing Hydrocarbon injection at Judy Creek. *J. Can. Petrol. Technol.* **34** (2), 36-43.
- [27] LOVELY, N., FRIED, C., AND BOZEMAN, W., 2010, Early development cost scoping analysis using GIS, *pug2010*.
- [28] MCLAY, K., MUGGLI, R., MAZRUI, S., 2003, ArcGis in the oil and gas exploration workflow petroleum development Oman. *23rd annual ESRI International user conference*, SanDiego.
- [29] MOORE, W.R., ZEE MA, Y., PIRIE, I., ZHANG, Y., 2016, Chapter 15 - Tight Gas Sandstone Reservoirs, Part 2: Petrophysical Analysis and Reservoir Modeling. 429-448. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00015-8>. In: Zeema, Y., and Holditch, S.A. (edt): *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and development*, Elsevier Inc. 536p.
- [30] MURPHY, P.K., AND WHEELER, A.J., 2016, A GIS-Based application of drainage basin analysis and geomorphometry in the submarine environment: The Gollum Canyon System, Northeast Atlantic, Chapter3, 30p. In: Bartlett, D., Celliers, L., (edt.), *Geoinformatics for Marine and Coastal Management*, 444p.
- [31] NAYLOR, M.A., AND SPRING, L.Y., 2001, Exploration strategy development and performance management: a portfolio-based approach. *GeoArabia*, **6** (4), 553-570. DOI: 10.2113/geoarabia0604553.
- [32] PATEL, R.S., BATYCKY, J. P., AND LAI, F., 1996 Oil re-injection: A maturing technology. *Paper presented at the Annual Technical Meeting*, Calgary, Alberta, June 1996. PETSOC-96-99. <https://doi.org/10.2118/96-99>.
- [33] QING, C.H.G., AND HERIPRACOYO, S., 2019, Oil & Gas industry mapping analysis with GIS approach: A Literature Review. *Conference: 2019 7th International Conference on Cyber and IT Service Management (CITSM)*. DOI: 10.1109/CITSM47753.2019.8965340.
- [34] RAFIQUUL ISLAM, M., 2014, Overview of Reservoir Simulation of Unconventional Reservoirs, Chapter 7. in *Unconventional Gas Reservoirs: Evaluation, Appraisal, and Development*. *Gulf Professional Publishing*, 620p.
- [35] RAN, Q., REN, D., WANG, Q., 2018, Chapter 1-Overview, In: *Development dynamic description and forecast model of volcanic gas reservoirs*. *Gulf Professional Publishing*, 1078p.
- [36] ROGERS, J.D. GRIGG, R.B., 2000, A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO2 process. *SPE/DOE Improved Oil Recovery symposium*, Tulsa, USA.
- [37] SHAHEEN, M., SHAHBAZ, M., UR REHMAN, Z., SARSHAR AURANGZEB, M., 2010, Issues in interacting with GIS In hydrocarbon exploration industry. *Journal of American Science*, **6**(7), 262-271.

- [38] SHERKATI, S., and LETOUZEY, J., 2004, Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros Izeh zone and Dezful Embayment, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 535–554.
- [39] VATANDOUST, M., FAGHIH, A., BURBERRY, C. M., & SHAFIEI, G., 2020, Structural style, and kinematic analysis of folding in the southern Dezful Embayment oilfields, SW Iran. *Journal of Structural Geology*, **103989**. doi:10.1016/j.jsg.2020.103989.
- [40] WEI, L., and YAN, Q., 2010, The application of GIS technology in the petroleum exploration. *The 2nd Conference on Environmental Science and Information Application Technology*. DOI: 10.1109/ESIAT.2010.5567344.
- [41] WYLAND, J., and WRITER, E., 2009, Enhanced oil recovery revives petroleum field and reduces greenhouse gas emission. *ArcWatch, Saltcreek*.
- [42] XU, X., SHAO, Y., FU, J., SUN, Z., XU, X., 2013, The Application of GIS in the digital oilfield construction. *Proceedings of the 2nd International Conference on Computer Science and Electronics Engineering (ICCSEE 2013)*, 4p.

محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنتیکی و چینه‌نگاری سکانسی سازند فهلیان در

میدان جفیر، دشت آبادان، جنوب باختری ایران

سید عقیل حسینی^۱، داود جهانی^{۲*}، نادر کهنسال قدیم‌وند^۲

۱- دانشجوی دکتری گروه زمین‌شناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۲- دانشیار گروه زمین‌شناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

*jahani_davood@yahoo.com

دریافت آذر ۱۴۰۳، پذیرش اسفند ۱۴۰۳

چکیده

سازند فهلیان با سن کرتاسه پایینی (بریازین- بارمین) یکی از مخازن مهم هیدروکربوری در جنوب باختری ایران است. در این پژوهش، سازند فهلیان در یکی از چاه‌های میدان نفتی جفیر در ناحیه دشت آبادان به منظور بازسازی محیط رسوبی، نوسانات سطح آب دریا و تاریخچه دیاژنتزی مورد بررسی قرار گرفته است. به این منظور، ۲۵۰ مقطع نازک میکروسکوپی با توجه به خصوصیات پتروگرافی مطالعه شده‌اند. علاوه بر آن، روند تغییرات لاگ‌های پتروفیزیکی گاما، نوترون و چگالی نیز برای تکمیل نتایج میکروسکوپی مورد استفاده قرار گرفتند. در چاه مورد مطالعه ۱۲ ریزرخساره رسوبی از محیط‌های دریای باز، سد، تالاب و جزر و مد شناسایی شدند. توزیع ریزرخساره‌ها نشان می‌دهد که آنها در بخش‌های بیرونی، میانی و داخلی یک رمپ کرینانه هم‌شیب رسوبگذاری کرده‌اند. فرآیندهای دیاژنتزی در محیط‌های مختلف جوی، دریایی و تدفینی، رسوبات سازند فهلیان را تحت تاثیر قرار داده‌اند. فرآیندهای فشردگی فیزیکی و سیمانی شدن بیشترین نقش را در کاهش تخلخل و فرآیندهای دولومیتی شدن، استیلولیتی شدن و شکستگی بیشترین نقش را در افزایش تخلخل داشته‌اند. بررسی نوسانات سطح آب دریا در زمان رسوبگذاری سازند فهلیان در چهارچوب چینه‌نگاری سکانسی، منجر به شناسایی دو سکانس رسوبی رده سوم در این چاه شده است که بخش عمده آن‌ها از دسته رخساره تراز بالا تشکیل شده است. در بررسی‌های کیفیت مخزنی مشخص شده است که رخساره‌های سدی و جزر و مدی در دسته رخساره‌های تراز بالا دارای بیشترین میزان تخلخل هستند.

واژه‌های کلیدی: محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنتزی، چینه‌نگاری سکانسی، سازند فهلیان، دشت آبادان

۱- مقدمه

سازند فهلیان از توالی‌های کربناته کرتاسه پایینی (بریاژین - بارمین) متعلق به گروه خامی (سازندهای داریان، گدوان، فهلیان) در حوضه رسوبی زاگرس بوده که از خصوصیات مخزنی قابل توجهی برخوردار است. سازند فهلیان از دیدگاه سنگ‌شناسی و خصوصیات هیدروکربوری به دو بخش فهلیان پایینی و فهلیان بالایی قابل تقسیم است. این سازند عمدتاً در ناحیه فارس و بخش‌هایی از فروافتادگی دزفول جنوبی گسترش دارد. این سازند به سمت جنوب باختری خوزستان و لرستان رفته رفته به سنگ آهک‌ها و شیل‌های سیاه رنگ سازند گرو تبدیل می‌شود [۱، ۵]. این سازند عمدتاً در یک محیط کربناته دریایی کم ژرفا در شمال خاوری صفحه عربی و حاشیه غیر فعال گندوانا نهشته شده است [۳۹، ۴۹].

سازند فهلیان معادل چینه‌شناسی سازندهای حبشان، یاما، سولای و میناجیش در بخش‌های مختلف صفحه عربی است [۱۴]. براساس بررسی‌های جغرافیای دیرینه، حوضه زاگرس در طول فناوری‌یک یک مسیر مهاجرتی C شکل را طی کرده است. در زمان رسوبگذاری سازند فهلیان در کرتاسه پیشین، رشته‌کوه‌های زاگرس در عرض‌های استوایی (حدود ۱۵ درجه جنوبی) قرار داشته‌اند [۲۷]. در طی ژوراسیک بالایی، آب و هوای خشک و تشکیل رسوبات تبخیری در حوضه زاگرس غالب بوده است. اما با شروع کرتاسه زیرین این شرایط آب و هوایی به تدریج به آب و هوای مرطوب تغییر پیدا کرده و با پیشروی سطح آب دریا گسترش سیستم سکوی کربناته از نوع رمپ بر حوضه حاکم شده است [۳۹، ۱۷]. توالی رسوبی کرتاسه زیرین (بریاژین - هوتریوین) بخشی از مگاسکانس هشتم تکتونواستراتیگرافی صفحه عربی است [۴۹].

برش الگوی سازند فهلیان در یال جنوبی کوه دال در ۹۰ کیلومتری جنوب خاوری گچساران در نزدیکی روستای فهلیان قرار دارد. سازند فهلیان در برش الگو ۳۶۵ متر ستبراً دارد و از سنگ آهک‌های توده‌ای خاکستری تا قهوه‌ای پلوئیدی و ائیدی تشکیل شده است. سازند فهلیان در برش الگو به صورت هم‌شیب بین سازندهای سورمه در پایین و گرو در بالا رسوبگذاری کرده است [۳۲]. در نواحی جنوبی فارس و جنوب خاوری خوزستان، سازند فهلیان با ناپوستگی بر روی سازند هیث قرار گرفته است. اما به سمت شمال خاوری برش نمونه در جایی که سازند هیث گسترش ندارد یک برش انحلالی در بخش پایینی سازند فهلیان مشاهده می‌شود که در مسافت‌های دورتر ناپدید شده و دولومیت‌های سازند سورمه در زیر سازند فهلیان مشاهده می‌شوند. مرز بالایی سازند فهلیان با یک فاز پسروری و رسوبگذاری ماسه‌سنگ، سیلتستون و گلوکونیت مشخص می‌شود. اما در پی آن در طی یک فاز پیشروی شیل و سنگ آهک‌های سازند گدوان رسوبگذاری کرده است [۵].

با توجه به اینکه سازند فهلیان از خصوصیات مخزنی قابل توجهی برخوردار است، تاکنون این سازند و سازندهای هم‌ارز آن در کشورهای حاشیه خلیج فارس از جنبه‌های مختلف مورد بررسی زمین‌شناسان قرار گرفته است. در مطالعات بیواستراتیگرافی سن این سازند در برش‌های مختلف در کرتاسه پایینی از بریاژین تا آلبین در نظر گرفته شده است [۸، ۱۶، ۴۵]. محیط رسوبی این سازند در بیشتر مطالعات انجام شده به یک سکوی کربناته از نوع رمپ هم‌شیب یا شلف نسبت داده می‌شود [۲، ۳، ۴۶]. فرآیندهای دیاژنتزی و کیفیت مخزنی نیز از موضوعات مهم مورد بررسی در این سازند است که بیانگر تغییر پتانسیل تولید در این سازند در نواحی مختلف حوضه زاگرس است [۴، ۶، ۴۸، ۵۰]. مطالعات ژئوشیمی در سازند فهلیان حاکی از کانی‌شناسی اولیه آراگونیتی برای این سازند است [۱۰].

در همین راستا اهداف این مطالعه عبارتند از: ۱) شناسایی رخساره‌های رسوبی، کمربندهای رخساره‌ای و تعیین محیط رسوبی سازند فهلیان، ۲) شناسایی فرآیندهای دیاژنزی موجود در سازند فهلیان، نقش آنها در کیفیت مخزنی و تفسیر تاریخچه دیاژنزی، ۳) بررسی نوسانات سطح آب دریا و ارتباط ژنتیکی نهشته‌های سازند فهلیان در زمان رسوبگذاری در چارچوب مطالعات چینه‌نگاری سکansı و ۴) بررسی گسترش فرآیندهای دیاژنزی در ارتباط با نوسانات سطح آب دریا.

۲- موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی

۱-۲ موقعیت جغرافیایی گستره مورد مطالعه

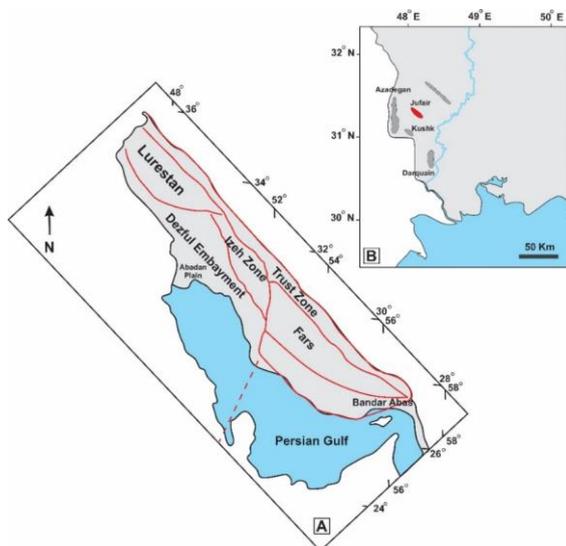
تاق‌دیس جفیر در ناحیه دشت آبادان با روند باختر-شمال باختر و خاور - جنوب خاور بین میدانی آزادگان، کوشک و سوسنگرد در ۵۵ کیلومتری جنوب باختر اهواز در نزدیکی مرز ایران و عراق قرار دارد (شکل ۱). این تاق‌دیس هیچ‌گونه بروز سطحی نداشته و با آبرفت‌های عهد حاضر پوشیده شده است. چاه مورد مطالعه در این میدان با ستبرای ۳۳۰ متر از ژرفای ۴۲۸۰ تا ۴۶۱۰ متری گسترش دارد.

۲-۲ زمین‌شناسی گستره مورد مطالعه

حوضه زاگرس از واحدهای زمین‌ساختی مهم ایران و نفت‌خیزترین حوضه‌های رسوبی دنیا به شمار می‌رود که دارای طول تقریبی بیش از ۱۵۰۰ کیلومتر و عرض ۱۰۰ - ۳۰۰ کیلومتر است و از شمال خاور ترکیه شروع شده و با گذر از عراق و سوریه تا باختر و جنوب باختر ایران ادامه دارد. این حوضه روند شمال باختری - جنوب خاوری داشته و در باختر راندگی اصلی زاگرس قرار دارد (شکل ۱) [۱۳]. براساس مطالعات صورت گرفته، رسوبگذاری رشته‌کوه‌های زاگرس در طی سه مرحله سکوی فارسی (پرکامبرین پسین تا پرمین)، مرحله سکوی عربی (پرمین تا کرتاسه پسین) و مرحله حوضه فورلند زاگرس (کرتاسه پسین تا عهد حاضر) انجام گرفته است [۳۰].

با توجه به خصوصیات ساختمانی، حوضه زاگرس در جهت عمود بر روند کلی آن از جهت شمال خاوری به جنوب باختری به سه پهنه‌ی زون ساختمانی پیچیده همراه با سنگ‌های دگرگونی، زون تراستی درهم و کمربند ساده چین‌خورده قابل تقسیم است [۲۴]. در تقسیم‌بندی دیگری که در سال‌های بعد انجام شده است، حوضه زاگرس به هفت زیرپهنه‌ی لرستان، فروافتادگی دزفول، فروافتادگی کرکوک، زون ایزه، فارس، دشت آبادان و پس‌خشکی بندرعباس تقسیم شده است (شکل ۱) [۲۹]. با توجه به تقسیم‌بندی‌های ذکر شده منطقه مورد مطالعه در دشت آبادان واقع شده است. دشت آبادان از نظر زمین‌شناسی در پایانه شمالی سکوی عربی و در جنوب باختری زاگرس واقع شده است. در این ناحیه چین‌خوردگی تاثیر کمتری داشته است. دشت آبادان بخشی از حوضه پیش‌بوم بین‌النهرین محسوب شده که خود کمربند باریکی است که از شمال عراق تا خلیج فارس گسترش دارد [۱]. مرز بین دشت آبادان و فروافتادگی دزفول توسط تاق‌دیس‌هایی با روند شمال باختر-جنوب خاور در حاشیه جنوب باختری فروافتادگی دزفول مشخص می‌شود [۹]. براساس مطالعات صورت گرفته بر اثر عملکرد فشارشی ناشی از برخورد صفحه عربستان و ایران در محل خط درز زاگرس، روندهای مختلفی در ساختارهای دشت آبادان مشاهده می‌شود، به‌صورتی که حوضه رسوبی دشت آبادان در بازه زمانی ژوراسیک تا کرتاسه

زیرین تحت تاثیر عملکرد همزمان دو روند شمال خاوری-جنوب باختری و شمال باختری-جنوب خاوری بوده است [۴۳].



شکل ۱- (A) زیرپهنه‌های زاگرس در جنوب باختری ایران، (B) محدوده میدان نفتی جفیر در دشت آبادان [۹]

۳- روش پژوهش

در این پژوهش به منظور انجام مطالعات پتروگرافی، شناسایی ریزرخساره‌ها، ارزیابی فرآیندهای دیاژنتی و نوسانات سطح آب دریا، ۲۵۰ مقطع نازک میکروسکوپی حاصل از خرده‌های حفاری یکی از چاه‌های میدان جفیر مورد مطالعه قرار گرفتند. در مطالعات میکروسکوپی، ابتدا مواردی مثل نوع و درصد اجزای اسکلتی و غیراسکلتی، اندازه ذرات، بافت رسوب و میزان جورشدگی و گردش‌دهی اجزا مورد بررسی قرار گرفتند. نامگذاری بافتی ریزرخساره‌های شناسایی شده در سازند فهلیان با توجه به طبقه‌بندی دانه‌ام [۲۱] انجام شده است. ریزرخساره‌های شناسایی شده با کمر بند رخساره‌ای استاندارد ویلسون [۵۴] و ریزرخساره‌های شاخص رمپ کربناته که توسط فلوگل [۲۵] معرفی شده است، مورد مقایسه قرار گرفتند. با توجه به توزیع ریزرخساره‌ها یک مدل رسوبی برای سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه پیشنهاد شده است.

در ادامه، فرآیندهای دیاژنتی و محیط‌های مختلف دیاژنتی که روی این سازند مؤثر بوده‌اند و کیفیت مخزنی را تحت‌تأثیر قرار داده‌اند با استفاده از روش‌های متداول پتروگرافی و تکیه بر اصول روابط بافتی ارزیابی شدند. بررسی نوسانات سطح آب دریا در چهارچوب اصولی چین‌نگاری سکانسی انجام شده است. در این مطالعه از روش پیشرونده - پسرونده (Transgressive - Regressive) [۲۲] استفاده شده است. شایان ذکر است برای بررسی نوسانات سطح آب دریا و رابطه دیاژنتی و چین‌نگاری سکانسی، علاوه بر بررسی‌های پتروگرافی، از لاگ‌های پتروفیزیکی مثل گاما، نوترون و چگالی نیز استفاده شده است.

در نهایت با تلفیق نتایج مطالعه به بررسی ویژگی‌های مخزنی سازند فهلیان و نقش هر یک از عوامل شرایط محیطی اولیه و دیاژنتی در کنترل کیفیت مخزنی در چهارچوب چین‌نگاری سکانسی پرداخته شد. در این مطالعه از نرم‌افزار ژئولاگ برای رسم لاگ‌های پتروفیزیکی و از نرم‌افزار کورل برای ترسیم ستون چین‌شناسی و مدل رسوبی استفاده شده است.

۴- نتایج و بحث

۴-۱ توصیف و تفسیر رخساره‌ها و محیط رسوبی

بررسی‌های پتروگرافی بر روی نمونه‌های سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه به شناسایی ۱۲ ریزرخساره منجر گردید. این ریزرخساره‌ها براساس ویژگی‌های بافتی، محتوای فسیلی و مدل‌های استاندارد رخساره‌ای در چهار کمربند رخساره‌ای دریای باز (A)، سد (B)، تالاب (C) و پهنه جذر و مدی (D) قرار گرفتند:

۴-۱-۱ کمربند رخساره‌ای A (دریای باز)

گل آهکی (A1): این ریزرخساره ستبرای قابل توجهی از ستون چینه‌نگاری سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه را به خود اختصاص داده و در تناوب با ریزرخساره وکستون بیوکستی (A2) و وکستون پلوئیدی (A3) قرار دارد. این ریزرخساره عمدتاً از میکریت تشکیل شده و دارای کمتر از ۵ درصد خرده‌های اسکلتی می‌باشد. این خرده‌های اسکلتی به طور عمده شامل فرامینفرها و خرده‌های خارپوست، خرده‌های نازک دوکفه‌ای و سوزن اسفنج هستند (شکل ۲A). دانه‌های پیریت در بیشتر نمونه‌های این ریزرخساره مشاهده می‌شوند. این ریزرخساره معادل RMF-2 فلوگل [۲۵] و کمربند رخساره‌ای شماره ۳ ویلسون [۲۵] است.

وکستون پلوئیدی (A2): در این ریزرخساره پلوئید از اجزای اصلی مشاهده شده بوده که در زمینه میکریتی قرار دارد. این ریزرخساره به صورت فرعی دارای اجزای اسکلتی مانند فرامینیفراهای دوردیفی سیفوفولولینا و همچنین درصد کمی جلبک آهکی می‌باشد (شکل ۲B). در این ریزرخساره ذرات ریز ماسه از جنس کوارتز و همچنین دانه‌های پیریت نیز قابل مشاهده هستند. این ریزرخساره معادل RMF-4 فلوگل [۲۵] و کمربند رخساره‌ای شماره ۳ و ۴ ویلسون [۲۵] است.

وکستون بیوکستی (A3): این ریزرخساره در مجموع از ۱۵ - ۱۰ درصد خرده‌های اسکلتی شناور در زمینه میکریت تشکیل شده است. این خرده‌ها بیشتر از نوع خارپوست، براکیوپود و دوکفه‌ای‌های ریز هستند. سوزن اسفنج از اجزای اسکلتی فرعی مشاهده شده در این ریزرخساره است. (شکل ۲C). در تعداد کمی از نمونه‌های این ریزرخساره فسیل‌هایی از بخش‌های کم ژرف‌تر نظیر جلبک‌های آهکی مشاهده شده است. این ریزرخساره معادل RMF-3 فلوگل [۲۵] و کمربند رخساره‌ای شماره ۳ و ۴ ویلسون [۲۵] است.

تفسیر: بیشتر اجزای اسکلتی مشاهده شده در این ریزرخساره‌ها مانند خارپوست و اسفنج متعلق به محیط دریای باز هستند. براکیوپود و خارپوست از موجودات استنوهالین هستند که در محیط‌هایی با شوری نرمال، چرخش آب و تامین مواد غذایی کافی زندگی می‌کنند [۴۴]. از طرفی حضور بعضی از اجزا مثل جلبک و کوارتز حاکی از حمل رسوبات از محیط‌های کم ژرف‌تر و زون نوری به محیط‌های ژرف دریایی است. در ریزرخساره‌های شناسایی شده در کمربند رخساره‌ای دریای باز، بافت گل‌پشتیان و کاهش تعداد و تنوع خرده‌های اسکلتی و وجود پلوئید بیانگر رسوبگذاری این ریزرخساره‌ها در بخش‌های کم انرژی و ژرف دریای باز در زیرسطح اثر امواج می‌باشد [۲۰، ۲۵]. وجود دانه‌های پیریت و تنوع پایین موجودات در ریزرخساره‌های A1 و A2 به تشکیل این رسوبات در شرایط ژرف و احیایی اشاره دارد [۲۰]. با توجه به شواهد

موجود ریزرخساره A1 متعلق به بخش‌های آرام و ژرف دریای باز و رمپ خارجی و ریزرخساره‌های A2 و A3 در قسمت‌های کم ژرف‌تر دریای باز و بالای سطح اثر امواج در رمپ میانی تشکیل شده‌اند.

۴-۱-۲ کمر بند رخساره‌ای B (برجستگی‌های زیردریایی/سد)

گرینستون پلوئیدی (B1): در این ریزرخساره درصد بالایی از ذرات پلوئید با جورشدگی و گردش‌دگی خوب تا متوسط و اندازه ۰/۳-۰/۵ میلی‌متر به عنوان اجزای اصلی در زمینه اسپاریت مشاهده می‌شود. خرده‌های اسکلتی مثل خارپوست، جلبک آهکی و استراکود از اجزای فرعی این ریزرخساره محسوب می‌شوند. بعضی از پلوئیدها و اجزای اسکلتی به شدت میکربیتی شده‌اند (شکل ۲D). این ریزرخساره معادل RMF-29 فلوگل [۲۵] و کمر بند رخساره‌ای شماره‌ای ۶ ویلسون [۲۵] است.

گرینستون بیواکستی اینتراکست دار (B2): این ریزرخساره به طور عمده از خرده‌های اسکلتی مثل استراکود، خارپوست و جلبک و اجزای غیر اسکلتی از نوع اینتراکست تشکیل شده که در زمینه اسپاریتی قرار دارند. در این ریزرخساره دوکفه-ای، گاستروپود و پلوئید از اجزای فرعی در نظر گرفته می‌شوند (شکل ۲E). جورشدگی اجزای اسکلتی و غیر اسکلتی متوسط تا ضعیف است. این ریزرخساره معادل RMF-26 فلوگل [۲۵] و کمر بند رخساره‌ای شماره‌ای ۶ ویلسون [۲۵] است.

گرینستون اینتراکستی پلوئید دار (B3): اجزای اصلی این ریزرخساره اینتراکست و پلوئید با فراوانی ۵۰-۴۰ درصد می‌باشد که با جورشدگی و گردش‌دگی متوسط در زمینه اسپاریتی مشاهده می‌شوند. خرده‌های اسکلتی متنوع با فراوانی کمتر از ۱۰ درصد از اجزای فرعی این ریزرخساره هستند (شکل ۲F). این ریزرخساره معادل RMF-29 فلوگل [۲۵] و کمر بند رخساره‌ای شماره‌ای ۶ ویلسون [۲۵] است.

تفسیر: در ریزرخساره‌های ذکر شده، وجود بافت دانه پشتیبان و شسته شدن میکربیت از محیط و جایگزین شدن آن با سیمان اسپاریتی بیانگر افزایش انرژی محیط می‌باشد [۱۸]. از طرفی گردش‌دگی و جورشدگی نسبتاً خوب در بیشتر اجزای اسکلتی و غیراسکلتی نیز به این افزایش انرژی محیطی اشاره دارد. در بیشتر مطالعات انجام شده فراوانی پلوئیدها به محیط‌های کم انرژی تالابی اشاره دارد [۳۶]، بنابراین افزایش پلوئیدها در ریزرخساره B1 بیانگر انتقال آنها از محیط کم انرژی تالاب به محیط پرانرژی سدی از طریق کانال‌های قطع‌کننده سد و در نهایت ته‌نشینی آنها در این کانال‌ها است [۵۳]. براساس مطالعات انجام شده، فراوانی اینتراکست‌ها به فرسایش امواج طوفانی، جریان‌های جزر و مدی و جابجایی رسوبات در محیط‌های کم ژرفا و پرانرژی دلالت دارد [۲۵]. در ریزرخساره B2 حضور همزمان اجزای اسکلتی دریای باز به همراه دانه‌های اینتراکست و در ریزرخساره B3 رسوبگذاری اینتراکست و پلوئید در کنار یکدیگر که به ترتیب شاخص محیط‌های پرانرژی و کم انرژی هستند، به رسوبگذاری این ریزرخساره‌ها در یک محیط حد واسط اشاره دارد که هم با محیط‌های سدی و هم تالابی در ارتباط هستند. از طرفی بالا آمدن جریان‌ات زیردریایی به محیط سدی باعث ورود مواد مغذی زیادی به محیط سدی شده است [۳۷]. با توجه به مطالعات لرزه‌ای، گسترش محیط سدی در سازند فهلیان در راستای بال‌آمدگی توالی‌های فهلیان زیرین در پی فعالیت گسل‌ها و ایجاد یک بال‌آمدگی ساختمانی در حاشیه شلف فهلیان بوده است [۲].

۴-۱-۳ کمر بند رخساره‌ای C (تالاب)

وکستون- پکستون بیوکلستی پلوئیددار (C1): اجزای اصلی این ریزرخساره خرده‌های اسکلتی خارپوست، دوکفه‌ای، بریوزوئر، جلبک، گاستروپود و استراکود با فراوانی ۶۰-۳۰ درصد و همچنین دانه‌های غیراسکلتی از نوع پلوئید با فراوانی ۱۰-۱۵ درصد در زمینه‌ای از میکریست است (شکل ۳A). پلوئیدها زاویه‌دار تا گرد شده هستند. این ریزرخساره معادل RMF-20 فلوگل [۲۵] و کمر بند رخساره‌ای شماره‌ای ۷ ویلسون [۲۵] است.

وکستون-پکستون بیوکلست‌دار دارای فرامینفر بنتیک (C2): این ریزرخساره به طور عمده از خرده‌های اسکلتی جلبک لیتوکودیوم، گاستروپود و فرامینفرهای بنتیک با دیواره تیره مثل تروکولینا، نوالزیا، میلیولید و سودوسیکلامینا تشکیل شده است. پلوئیدها با فراوانی کم از اجزای فرعی این ریزرخساره محسوب می‌شوند (شکل ۳B). این ریزرخساره معادل RMF-17 فلوگل [۲۵] و کمر بند رخساره‌ای شماره‌ای ۷ ویلسون [۲۵] است.

مادستون (C3): این ریزرخساره در تناوب با ریزرخساره‌های C1 و C2 مشاهده می‌شود. در این ریزرخساره اجزای اسکلتی کمتر از ۵ درصد فراوانی داشته و معمولاً از نوع فرامینفرهای بنتیک کوچک و جلبک سبز هستند. در این ریزرخساره گاهی درصد اجزای اسکلتی در بعضی از نمونه‌ها افزایش یافته و این ریزرخساره به صورت مادستون خرده فسیل‌دار درآمده است (شکل ۳C). این ریزرخساره معادل RMF-19 فلوگل [۲۵] و کمر بند رخساره‌ای شماره‌ای ۶ ویلسون [۲۵] است.

تفسیر: ریزرخساره‌های متعلق به این محیط گل‌پشتیان هستند. با توجه به اجزای اسکلتی و غیراسکلتی مشاهده شده ریزرخساره C1 نسبت به ریزرخساره‌های C2 و C3 در بخش‌های کم ژرف‌تر تالاب رسوبگذاری کرده است. از آنجا که خرده‌های اسکلتی مثل خارپوست، بریوزوئر و دوکفه‌ای در محیط دریای باز نیز یافت می‌شوند، حضور آنها در ریزرخساره C1 بیانگر بخش‌های کم ژرفا تالاب و ارتباط آن با دریای آزاد است. افزایش فرامینفرهای بنتیک با دیواره تیره در ریزرخساره C2 به بخش‌های کم ژرفا و کم انرژی تالاب اشاره دارد [۷، ۱۱]. خرده‌های اسکلتی گاستروپود، جلبک سبز و استراکود معمولاً شاخص آب‌های آرام و کم ژرفا با شوری نرمال تا زیاد هستند [۴۰]. عدم وجود خرده‌های اسکلتی به صورت قابل توجه در ریزرخساره C3 بیانگر بخش‌های ژرف تالاب و شرایط نامساعد برای زیست موجودات بوده است [۳۶، ۴۱].

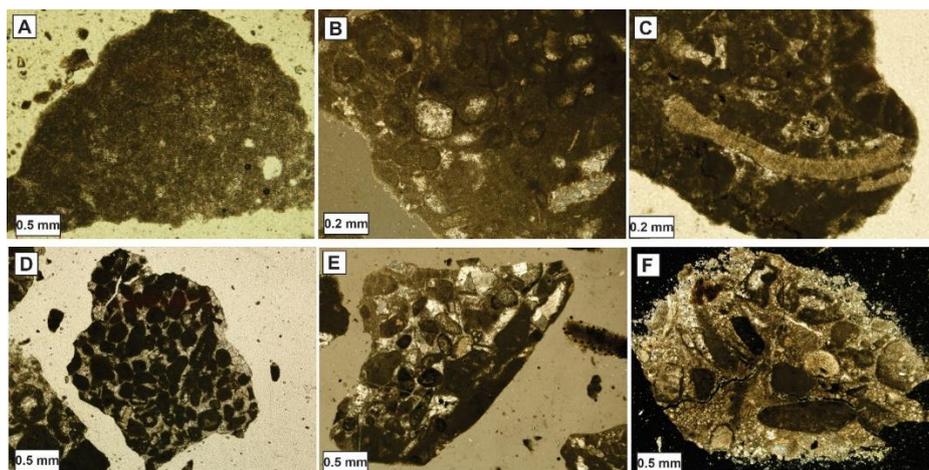
۴-۱-۴ کمر بند رخساره‌ای D (پهنه جذر و مدی)

گرینستون پلوئیدی بیوکلست‌دار (D1): در این ریزرخساره دانه‌های پلوئید با جورشدگی بد و خرده‌های اسکلتی لیتوکودیوم، دوکفه‌ای و جلبک سبز در زمینه‌ای از سیمان اسپاریتی مشاهده می‌شوند. فرامینفرهای بنتیک مثل پالوربیتولینا و کاسکینوکونوس از اجزای فرعی این ریزرخساره هستند. فابریک روزنه‌ای در بعضی از نمونه‌های متعلق به این ریزرخساره مشاهده می‌شود (شکل ۳D). این ریزرخساره معادل RMF-24 فلوگل [۲۵] و کمر بند رخساره‌ای شماره‌ای ۸ ویلسون [۲۵] است.

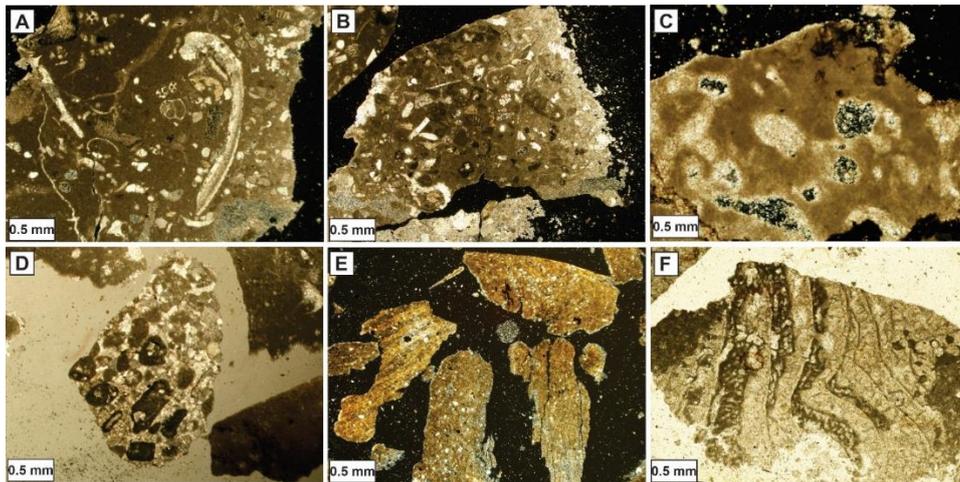
شیل (D2): این رخساره در قاعده سازند فهلیان و در تناوب با سنگ آهک‌های پلاژیک در تداخل بین انگشتی سازندهای فهلیان-گرو مشاهده می‌شود. این رخساره از ذرات ریز رس تشکیل شده است. دانه‌های کوارتز زاویه‌دار در اندازه سیلت و ماسه خیلی ریز نیز در زمینه این رخساره مشاهده می‌شود (شکل ۳E). این رخساره معادل کمربند رخساره‌ای ۸ ویلسون [۲۵] است.

باندستون لیتوکودیوم‌دار (D3): این ریزرخساره از دانه‌های درشت لیتوکودیم تشکیل شده است. خرده‌های جلبک، دوکفه‌ای، فرامینیفرهای بنتیک و پلوتید از دیگر اجزای اسکلتی و غیراسکلتی موجود هستند (شکل ۳F). فابریک روزنه‌ای و انحلال بین دانه‌ای در بعضی از نمونه‌های این ریزرخساره قابل شناسایی است. این ریزرخساره معادل RMF-23 فلوگل [۲۵] و کمربند رخساره‌ای شماره‌ای ۹ ویلسون [۲۵] است.

تفسیر: وجود فابریک روزنه‌ای از ویژگی‌های محیط پهنه جزر و مدی است. در این محیط از یک طرف فساد مواد آلی بیشتر رخ می‌دهد و از طرفی خروج رسوبات از آب و بالا آمدن سطح آب به صورت مکرر در ایجاد این فابریک موثر است. تنوع کم مجموعه‌های جانوری در ریزرخساره‌های D1 و D3 به شرایط نامساعد محیطی مثل تاثیر امواج، تغییر شرایط هیدرودینامیکی و شوری بالای محیط اشاره دارد. فراوانی جلبک لیتوکودیوم در ریزرخساره D3 به یک محیط الیگوتروفیک با تامین کم مواد غذایی اشاره دارد [۳۴]. در مورد حضور توالی‌های شیلی (D2) باید گفت تغییر رسوبگذاری از آواری به کربناته در محیط رمپ داخلی و محیط‌های جزر و مدی رخ می‌دهد. در این محل مواد آواری توسط رودخانه‌ها وارد دریا شده و این مساله بر تولید کربنات‌ها اثر می‌گذارد. همچنین در این محیط به دنبال نوسانات سطح آب دریا و تغییر نرخ رسوبگذاری آمیختگی جانبی رخساره‌ها و تناوب رخساره‌های آواری و کربناته مشاهده می‌شود. وجود دانه‌های کوارتز بیانگر رسوبگذاری در کانال‌های وارد شده به محیط جزر و مدی از سوی خشکی است. بنابراین دانه‌های کوارتز اغلب به صورت مکانیکی جابه‌جا شده و رسوبگذاری می‌کنند [۱۵]. با توجه به کاهش سطح آب دریا در انتهای رسوبگذاری سازند فهلیان، ریزرخساره‌های پهنه جزر و مدی بیشتر در بخش بالایی سازند فهلیان (فهلیان بالایی) مشاهده می‌شوند.



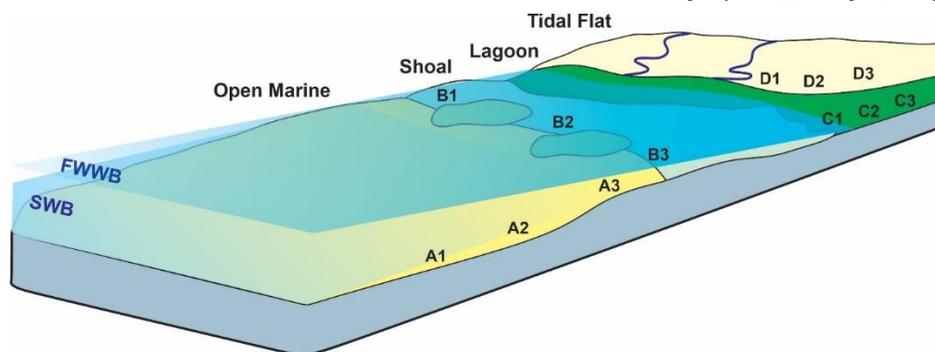
شکل ۲- (A) گل آهکی (ژرفای ۴۵۹۰ متری) (XPL)، **(B)** وکستون پلوتیدی (ژرفای ۴۴۲۰ متری) (XPL)، **(C)** وکستون بیوکلستی (ژرفای ۴۳۱۰ متری) (XPL)، **(D)** گرینستون پلوتیدی (ژرفای ۴۵۵۵ متری) (XPL)، **(E)** گرینستون بیوکلستی اینتراکلت‌دار (ژرفای ۴۳۸۶ متری) (XPL)، **(F)** گرینستون اینتراکلتی پلوتیددار (ژرفای ۴۳۲۵ متری) (XPL)



شکل ۳- A) وکستون - پکستون بیوکلاستی پلوئیددار (ژرفای ۴۵۳۰ متری) (XPL)، B) وکستون- پکستون بیوکلاستدار دارای فرامینفرهای بتیک (ژرفای ۴۱۶۱ متری) (XPL)، C) مادستون (ژرفای ۴۴۹۰ متری) (XPL)، D) گرینستون پلوئیدی بیوکلاستدار (عمق ۴۴۸۵ متری) (XPL)، E) شیل (ژرفای ۴۴۳۲ متری) (XPL)، F) باندستون لیتوکودیم دار (ژرفای ۴۳۳۵ متری) (XPL)

۴-۲ مدل رسوبی

در این تحقیق، با توجه به رخساره‌های شناسایی شده و مقایسه آنها با کمربند رخساره‌ای ویلسون و ریزرخساره‌های استاندارد فلوگل، می‌توان محیط رسوبگذاری رسوبات سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه را به یک سکوی کربناته از نوع رمپ هم‌شیب نسبت داد (شکل ۴). پیوستگی نسبی و تغییر تدریجی رخساره‌ها، عدم وجود گسترده موجودات ریف‌ساز و چارچوب‌ساز و همچنین عدم مشاهده رخساره‌های کربناته دوباره نهشته شده و رسوبات ریزشی و لغزشی محیط رمپ هم‌شیب را برای توالی مورد مطالعه تایید می‌کند. در رمپ‌های هم‌شیب، به علت نبود برجستگی قابل توجه در رمپ کربناته و شیب بسیار ملایم، رخساره‌های مناطق کم ژرفا به تدریج به رخساره‌های ژرف تبدیل می‌شود. این رمپ با در نظر گرفتن قاعده امواج در شرایط طوفانی و آرام به سه قسمت رمپ داخلی، میانی و بیرونی قابل تقسیم است [۱۹]. با توجه به رخساره‌های شناسایی شده در سازند فهلیان شرایط محیط رسوبگذاری در این سازند از رمپ داخلی تا بیرونی گسترش داشته است اما رمپ داخلی بیشتر حکم‌فرما بوده است. محیط‌های جزرومدی، تالاب و سد متعلق به رمپ داخلی هستند. ریزرخساره‌های محیط دریای باز نیز از رمپ میانی تا بیرونی گسترش داشته‌اند. براساس مطالعات صورت گرفته، در کرتاسه پایینی موجودات ریف‌ساز گسترش چندانی نداشته و در مقابل رمپ‌های کربناته بیشتر گسترش پیدا کرده‌اند. با توجه به مطالعات جغرافیای دیرینه در کرتاسه پایینی زاگرس، یک سکوی کربناته کم ژرفا در جنوب و جنوب باختری زاگرس در حوضه رسوبگذاری غالب بوده است [۲۶].



شکل ۴- توزیع رخساره‌ها و مدل رمپ کربناته هم‌شیب برای سازند فهلیان در میدان نفتی جفیر

۴-۳ دیاژنز

در این بخش به مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنتی شناسایی شده در سازند فهلیان و توزیع آنها در رخساره‌های مختلف اشاره می‌شود و در ادامه انواع محیط‌های دیاژنتی و توالی پاراژنتی سازند فهلیان مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۴-۳-۱ فرآیندهای دیاژنتی

میکریتی شدن

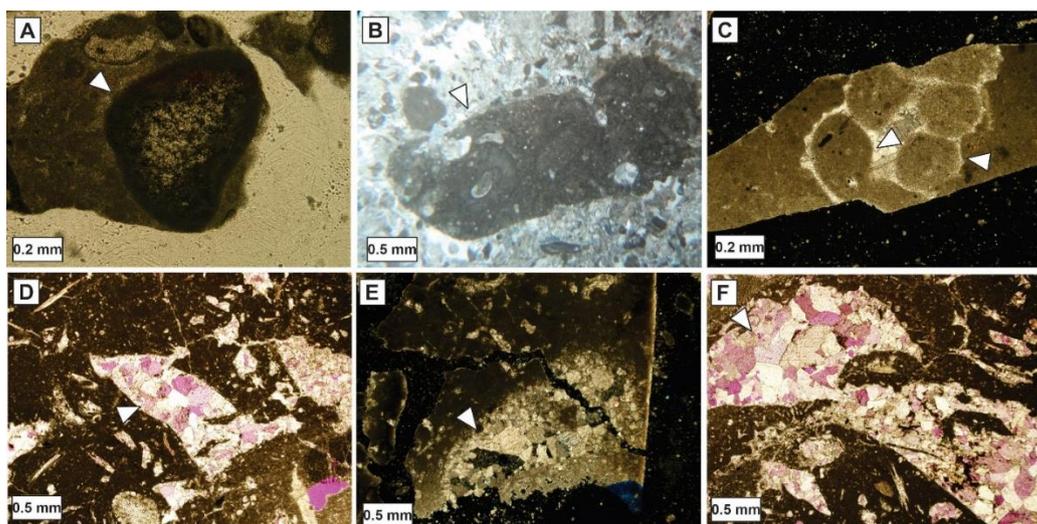
میکریتی شدن به عنوان یکی از اولین فرآیندهای دیاژنتی در سازند فهلیان با درجات مختلف تاثیرگذار بوده و به عنوان یک فرآیند انتخابی ساختار دانه‌های اسکلتی و غیراسکلتی موجود در بسیاری از نمونه‌های محیط تالابی و سدی را تخریب کرده است. میکریتی شدن گاهی تنها در اطراف دانه‌ها به صورت لایه‌ای نازک کربناته تیره و ریزبلور مشاهده می‌شود و گاهی کل اجزای دانه با بلورهای میکریت جایگزین شده است (شکل ۵A). در بعضی از نمونه‌ها میکریتی شدن باعث تخریب کل دانه شده و شناسایی آن را مشکل کرده است اما در بعضی از نمونه‌ها لایه میکریتی اطراف دانه‌ها به حفظ ساختمان داخلی در طی مراحل بعدی دیاژنز مثل انحلال کمک کرده است. این فرآیند در بعضی از نمونه‌ها باعث مسدود شدن منافذ و در نهایت کاهش تخلخل شده است.

آشفتگی زیستی

این فرآیند در رسوبات سازند فهلیان بیشتر در ریزرخساره‌های کم ژرفا و گل‌پشتیبان مشاهده شده است. تغییر رنگ زمینه و بهم‌ریختگی رسوبات و ایجاد بورینگ در دانه‌های اسکلتی از نتایج فعالیت موجودات بعد از رسوبگذاری سازند فهلیان است (شکل ۵B). این فرآیند گسترش کمی در چاه مورد مطالعه داشته و نمی‌توان در مورد تاثیر آن بر میزان تخلخل اظهار نظر قطعی کرد.

سیمانی شدن

سیمانی شدن به عنوان مهم‌ترین فرآیند دیاژنتی کاهش دهنده تخلخل و کیفیت مخزن بشمار می‌رود. این فرآیند در سازند فهلیان بیشتر در رخساره‌های دانه‌پشتیبان محیط سدی و کم ژرفای دریای باز به صورت سیمان‌های هم‌ضخامت، دروزی، هم‌بعد و بلوکی مشاهده می‌شود. این سیمان‌ها در زمینه سنگ، بین ذرات، شکستگی‌ها و رگچه‌ها و درون دانه‌های اسکلتی انحلال یافته تشکیل شده‌اند. سیمان هم‌ضخامت به صورت بلورهای ستونی شکل و حاشیه‌ای، عمود بر دیواره دانه‌ها رشد کرده است (شکل ۵C). تشکیل این سیمان، مقاومت دانه‌ها را نسبت به فشردگی افزایش داده و در مواردی به حفظ تخلخل موجود در بین دانه‌ها کمک کرده است. سیمان هم‌بعد به صورت بلورهای شفاف نیمه‌شکل‌دار با مرز بلورین مشخص و اندازه‌های تقریباً یکسان معمولاً درون حفره‌ها و زمینه سنگ مشاهده می‌شود (شکل ۵D). سیمان دروزی معمولاً درون حفرات انحلالی و قالب‌های باقیمانده از دانه‌های اسکلتی، به صورت بلورهای نیمه‌شکل‌دار تا بی‌شکل مشاهده می‌شود که اندازه بلورها از حاشیه به سمت مرکز افزایش داشته است (شکل ۵E). سیمان بلوکی متشکل از بلورهای شفاف و درشت با اندازه‌های متفاوت بوده که بدون نظم خاص در کنار هم قرار گرفته‌اند و زمینه سنگ را پر کرده‌اند (شکل ۵F).

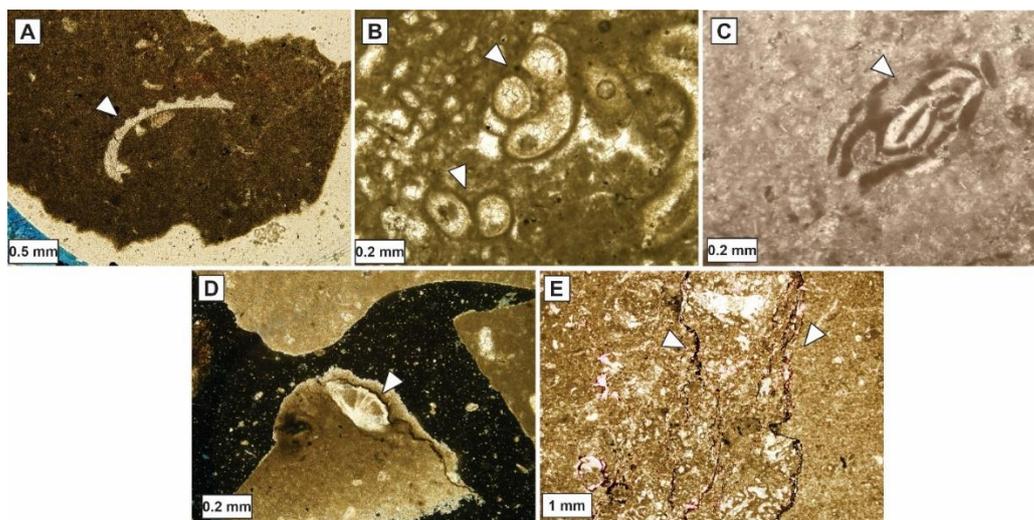


شکل ۵- A) میکرویتی شدن دانه اسکلتی (ژرفای ۴۵۳۵ متری) (XPL، B) تغییر رنگ زمینه بر اثر آشفته‌گی زیستی (ژرفای ۴۴۹۵ متری) (XPL، C) سیمان هم ضخامت در اطراف حجره‌های گاستروپود (ژرفای ۴۳۲۵ متری) (XPL، D) سیمان هم بعد درون حفره (ژرفای ۴۳۷۶ متری) (XPL، E) سیمان دروزی در زمینه (ژرفای ۴۴۰۸ متری) (XPL، F) رشد سیمان بلوکی درون حفره‌های سنگ (ژرفای ۴۴۸۲ متری) (XPL)

فشردگی فیزیکی و شیمیایی

فشردگی در سازند فهلیان به دو صورت فیزیکی و شیمیایی و در بیشتر رخساره‌های موجود از محیط جزر و مدی تا دریای باز مشاهده شده است. فشردگی فیزیکی در رخساره‌های گل‌پشتیان باعث شکستگی، تغییر شکل دانه‌ها، تماس طولی و مماسی بین دانه‌ها و آرایش متراکم‌تر دانه‌ها شده است (شکل C-۶A). اما در رخساره‌های دانه‌پشتیان وجود سیمان‌ها از تاثیر زیاد این فرآیند جلوگیری کرده است.

فشردگی شیمیایی در سازند فهلیان با ایجاد درزه‌های انحلالی و استیلولیت‌ها مشخص می‌شود که گسترش قابل توجهی دارد (شکل E-۶D). معمولاً رگچه‌های انحلالی دامنه نوسان خیلی کم داشته و در رسوبات گل‌پشتیان رخ داده‌اند. این رگچه‌ها دانه‌ها را قطع نمی‌کنند بلکه آنها را دور می‌زنند. استیلولیت‌ها هم در رسوبات گل‌پشتیان و هم دانه‌پشتیان دانه‌ها و زمینه را قطع کرده و در نمونه‌های مختلف با دامنه‌های کوتاه تا بلند تشکیل شده‌اند. در بعضی موارد در اطراف رگچه‌های انحلالی و استیلولیت‌ها دولومیت، مواد آلی و کانی‌های رسی وجود دارد. گاهی تخلخل‌های کوچک و مجزا نیز در حواشی آنها وجود دارد. گاهی مواد آلی و کانی‌های رسی نقش مسدودکننده برای عبور سیالات دارند. با توجه به شواهد موجود، بطور کلی انواع فشردگی فیزیکی بیشتر در جهت کاهش تخلخل در سازند فهلیان عمل کرده است، اما فشردگی شیمیایی می‌تواند به عنوان مجرای برای عبور سیالات عمل کرده باشند.



شکل ۶- A) خمیده شدن شکل دانه اسکلتی بر اثر فشردگی فیزیکی (ژرفای ۴۳۱۵ متری) (XPL)، B) تراکم دانه‌ها و ایجاد تماس محدب-مقعر بین دانه‌ها بر اثر فشردگی فیزیکی (ژرفای ۴۴۰۵ متری) (XPL)، C) تغییر شکل فرامینیفیر بر اثر فشردگی فیزیکی (ژرفای ۴۴۲۸ متری) (XPL)، D) درزه انحلالی در اطراف دانه اسکلتی (ژرفای ۴۵۸۳ متری) (XPL)، E) گسترش استیلولیت‌ها در زمینه سنگ (ژرفای ۴۴۱۱ متری) (XPL)

جاننشینی

دولومیتی شدن

دولومیت‌های سازند فهلیان در رخساره‌های گل‌پشتیان تالاب و دریای باز به صورت پراکنده با اندازه ۱۰-۵ میکرون مشاهده می‌شوند (شکل ۷A). همچنین دولومیت‌های مرتبط با رگچه‌های انحلالی و استیلولیت‌ها نیز در بسیاری از رخساره‌های سازند فهلیان قابل رویت هستند. این بلورهای دولومیت از نوع ثانویه بوده در اندازه ۲-۵/۰ میکرون به صورت شکل‌دار تا نیمه‌شکل‌دار و مرز بلورین مسطح مشاهده می‌شوند. به‌طور کلی، تنها در بخش کمی از رخساره‌های مورد مطالعه شاهد گسترش شبکه‌ای بلورهای دولومیت و به تبع آن گسترش تخلخل بین‌بلوری در آنها هستیم، اما با این حال بنظر می‌رسد فرآیند دولومیتی شدن تا حدودی باعث افزایش تخلخل و همچنین کیفیت مخزنی سازند فهلیان شده است.

پیریتی شدن

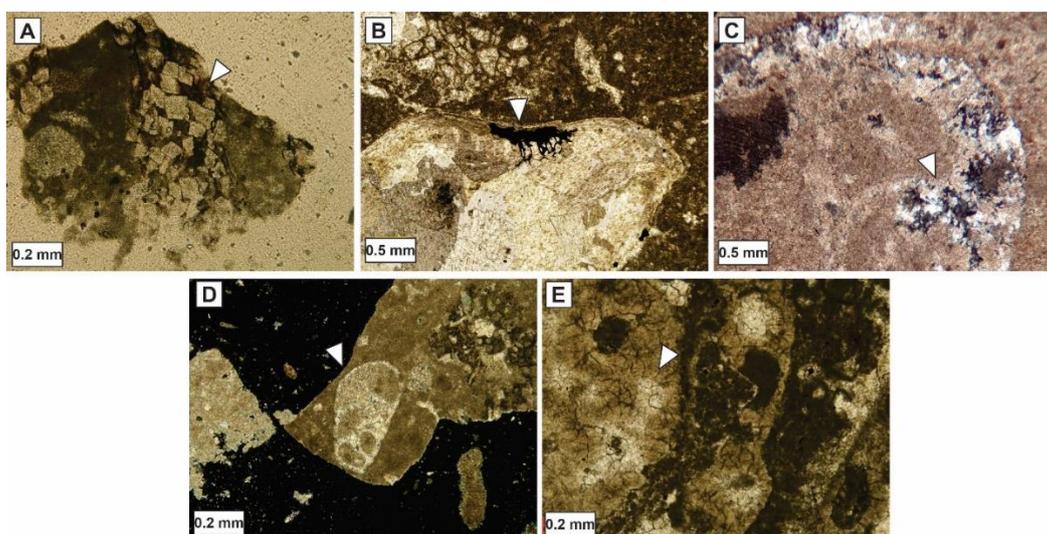
پیریتی شدن از فرآیندهای جاننشینی محسوب می‌شود. در سازند فهلیان این دانه‌های پیریت درون پوسته دانه‌های اسکلتی و فرامینیفرها و یا به صورت پراکنده در زمینه سنگ و حفرات خالی در رخساره‌های محیط رمپ بیرونی شناسایی شده است (شکل ۷B). در مواردی نیز پیریتی شدن همراه با بافت‌های انحلال فشاری است. گاهی تشکیل دانه‌های پیریت در حفره‌های خالی باعث کاهش تخلخل شده است.

سیلیسی شدن

سیلیسی شدن از فرآیندهای دیاژنتزی جاننشینی محسوب می‌شود که در سازند فهلیان بیشتر به صورت جاننشینی سیلیسی بی-شکل در اجزای اسکلتی و پرکننده حفرات رخ داده است (شکل ۷C). این فرآیند بیشتر در رخساره‌های محیط دریای باز مشاهده شده و تاثیر چندانی بر افزایش تخلخل و تراوایی سازند مورد مطالعه نداشته است، اما در مواردی با پر کردن منافذ تخلخل را کاهش داده است.

نوشکلی

فرآیند نوشکلی در سازند فهلیان بیشتر در رخساره‌های گل‌پشتیان محیط‌های جزر و مدی، تالاب و دریای باز به صورت تبلور دوباره کانی‌ها شناسایی شده است. در طی تبلور دوباره، تبدیل میکریت به میکرواسپار باعث افزایش اندازه بلورها می‌شود. تبلور دوباره گاهی به صورت جزئی بخشی از دانه یا زمینه و یا کل دانه را تحت تاثیر قرار داده است (شکل D-E) و تا حدی باعث ایجاد فضاهای خالی بین بلورها شده است.



شکل ۷- A) دولومیت‌های ثانویه در زمینه (ژرفای ۴۳۵۲ متری) (XPL، B) پیریتی شدن (ژرفای ۴۳۱۳ متری) (XPL، C) سیلیسی شدن (ژرفای ۴۳۱۸ متری) (XPL، D) نوشکلی به صورت جزئی در پوسته گاستروپود (ژرفای ۴۴۵۰ متری) (XPL، E) نوشکلی به صورت فراگیر در زمینه سنگ (ژرفای ۴۴۷۶ متری) (XPL)

تخلخل

انواع تخلخل در توالی‌های رسوبی حاصل فرآیند انحلال هستند که در انواع رخساره‌های سازند فهلیان مشاهده شده‌اند. تخلخل در توالی‌های کربناته براساس طبقه‌بندی آهر [۱۲] به سه گروه (۱) رسوبی (بین دانه‌ای، بین‌بلوری، درون دانه‌ای و روزنه‌ای)، (۲) دیاژنتیکی (قالبی، حفره‌ای، استیلولیتی) و (۳) تخلخل شکستگی قابل تقسیم است:

تخلخل درون دانه‌ای

این تخلخل اولیه و وابسته به فابریک بوده و از طریق انحلال انتخابی و ایجاد فضای خالی درون حجرات اجزای اسکلتی مثل فرامینفرها و گاستروپودها ایجاد می‌شود. بنابراین میزان آن به فراوانی اجزای اسکلتی و اندازه و نوع آن بستگی دارد. این تخلخل‌ها ایزوله بوده و با یکدیگر در ارتباط نیستند (شکل ۸A).

تخلخل بین بلوری

این تخلخل از نوع ثانویه محسوب می‌شود. خلل و فرج و فضاهای کوچکی که در بین بلورها و بخصوص در شبکه بلورهای رومبوئدر دولومیتی به علت جانشینی کلسیت توسط دولومیت در زمینه سنگ بوجود می‌آید (شکل ۸B)، باعث ایجاد تخلخل بین بلوری و افزایش کیفیت مخزنی می‌گردد.

تخلخل قالبی

انحلال انتخابی در اجزای اسکلتی و غیراسکلتی در بعضی از رخساره‌های گل‌پشتیان و دانه‌پشتیان منجر به ایجاد تخلخل قالبی در سازند فهلیان شده است (شکل ۸C). ابعاد این تخلخل بستگی به اندازه ذراتی دارد که تحت تاثیر انحلال قرار گرفته‌اند. این تخلخل‌ها ارتباطی با یکدیگر نداشته و نقشی در افزایش کیفیت مخزنی ندارد. البته در مواردی مشاهده شده است که گسترش شکستگی و تخلخل بین‌بلوری باعث ایجاد ارتباط بین آن‌ها شده است.

تخلخل حفره‌ای

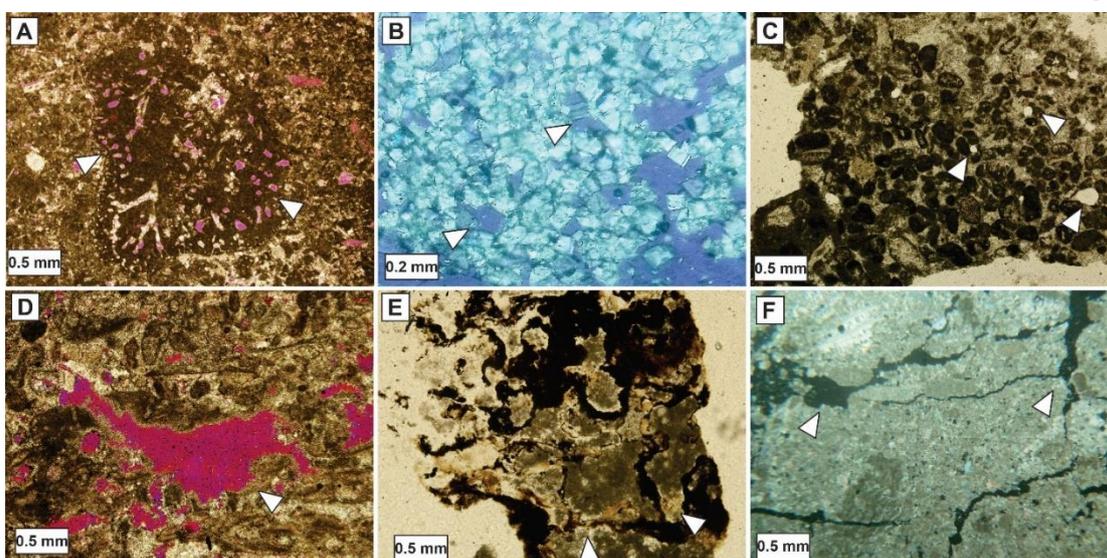
از انواع تخلخل وابسته به فابریک نبوده و تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنزی و ثانویه تشکیل شده است. این تخلخل بیشتر در رخساره‌های محیط جزر و مدی شناسایی شده است. حفرات نامنظم با ابعاد مختلف حاصل انحلال انواع دانه‌های اسکلتی و غیراسکلتی و زمینه سنگ هستند (شکل ۸D). گاهی تخلخل حفره‌ای می‌تواند حاصل اتصال تخلخل‌های ایزوله مثل قالبی باشد.

تخلخل استیلولیتی

تخلخل استیلولیتی در سازند فهلیان بیشتر در رخساره‌های دانه‌پشتیان محیط سدی مشاهده شده است (شکل ۸E). در صورتی که استیلولیت‌ها با کانی‌های رسی و مواد آلی پر نشده باشند، می‌توانند به عنوان مسیری برای عبور سیالات عمل کنند.

تخلخل شکستگی

شکستگی‌ها در توالی‌های کربناته سازند فهلیان بیشتر به صورت منفرد و نامنظم مشاهده شده‌اند (شکل ۸F). در بسیاری از موارد این شکستگی‌ها توسط سیمان کلسیتی پر شده‌اند. از طرف دیگر گاهی فرآیند انحلال باعث گسترش شکستگی‌ها و افزایش ابعاد آنها شده است.



شکل ۸- A) تخلخل درون دانه‌ای (ژرفای ۴۵۶۱ متری) (XPL)، B) تخلخل بین بلورین (ژرفای ۴۳۵۲ متری) (XPL)، C) تخلخل قالبی (ژرفای ۴۳۷۴ متری) (XPL)، D) تخلخل حفره‌ای (ژرفای ۴۵۲۶ متری) (XPL)، E) تخلخل استیلولیتی (ژرفای ۴۴۳۲ متری) (XPL)، F) تخلخل شکستگی (ژرفای ۴۴۶۳ متری) (XPL)

۴-۳-۲ انواع محیط‌های دیاژنزی و توالی پاراژنزی

با توجه به فرآیندهای دیاژنزی نامبرده در سازند فهلیان، رسوبات سازند فهلیان بعد از رسوبگذاری در معرض انواع محیط‌های دیاژنزی دریایی، تدفینی و جوی قرار گرفته و سه مرحله اتورژن (اولیه)، مزورژن (میانی) و تلورژن (نهایی) را پشت سر

گذاشته‌اند. بر پایه مشاهدات پتروگرافی و با توجه به روابط بافتی حاکم بین فرآیندهای دیاژنزی، توالی پاراژنزی سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه در شکل ۹ نشان داده شده است.

محیط دیاژنز دریایی

دیاژنز دریایی در مرحله‌ی ائوژنز در محیط‌های کم ژرفا و ژرف دریایی رخ می‌دهد. با توجه به ترتیب وقوع فرآیندهای دیاژنزی، میکریتی شدن، آشفستگی زیستی، تشکیل بعضی از سیمان‌ها مثل سیمان هم‌ضخامت در اطراف دانه‌ها در این محیط دیاژنزی اتفاق افتاده است. میکریتی شدن فرآیندی است که بطور همزمان توسط عوامل زیستی و شیمیایی کنترل می‌شود. این فرآیند بیشتر در محیط‌های کم انرژی و متأثر از زون نوری اتفاق می‌افتد که فعالیت موجودات نیز در آن بالا باشد [۵۲]. در طی این فرآیند موجودات زنده مثل باکتری‌ها و قارچ‌ها در محیط‌های کم ژرفای دریایی میکروبوورینگ‌هایی در دانه‌ها ایجاد می‌کنند که بعدها با میکریت پر می‌شود. تکرار این فرآیند در طول زمان باعث میکریتی شدن جزئی یا فراگیر دانه‌ها در این محیط می‌شود [۳۳]. آشفستگی زیستی نیز محصول فعالیت موجودات زنده همزمان با فرآیند رسوبگذاری در محیط‌های دریایی در نظر گرفته می‌شود. از مهم‌ترین عوامل موثر بر میزان زیست‌آشفستگی نوع بستر، سطح اکسیژن، انرژی محیط و نرخ رسوبگذاری است [۷]. در محیط دریایی، حجم زیاد سیالات با گردش فعال و مستمر، منبع مناسبی برای رسوبگذاری کربنات کلسیم هستند که منجر به تشکیل سیمان‌های مختلف در محیط دریایی می‌شوند. الگوی رشد و نوع سیمان‌های تشکیل شده با عواملی مثل دما، نرخ جریان سیال، میزان اسیدیته محیط، نرخ رسوبگذاری و وجود مواد آلی در ارتباط است [۴۷]. سیمان هم‌ضخامت معمولاً اولین نسل سیمان بوده و چون در محیط فراتیک دریایی کم ژرفا و اشباع متبلور می‌شود از جنس کلسیت پرمینزیم و یا آراگونیت است. با توجه به اینکه این سیمان معمولاً توسط سیمان‌های دیگر دنبال می‌شود و برای تشکیل آن باید نسبت منیزیم به کلسیم در سیال بالا باشد، در بیشتر مطالعات، تشکیل این سیمان به محیط دیاژنزی دریایی نسبت داده می‌شود [۵۵].

محیط دیاژنز جوی

دیاژنز جوی در مرحله ائوژنز در راستای کاهش نسبی سطح آب دریا کمی بعد از رسوبگذاری در محیط‌های کم ژرفای دریایی و سواحل تاثیرگذار است. رخنمون یافتن رسوبات منجر به وقوع فرآیندهای دیاژنزی خاصی شده که در سازند فهلیان با تشکیل سیمان‌های دروزی و هم‌بعد، انحلال، سیلیسی شدن و نوشکلی مشخص می‌شود. در این محیط نسبت منیزیم به کلسیم نسبت به محیط دریایی کمتر بوده و سیمان‌هایی که در این محیط تشکیل می‌شوند بیشتر از نوع کلسیت کم منیزیم هستند. در مطالعات مختلف تشکیل سیمان هم‌بعد و دروزی به برقراری شرایط خاصی در محیط مثل چرخش محدود سیالات، در شرایط فراتیک آب شیرین و دمای پایین نسبت داده شده است که با محیط دیاژنزی جوی همخوانی دارد [۳۵]. انحلال به صورت انتخابی و ایجاد تخلخل از مهم‌ترین فرآیندهای ایجاد شده در محیط دیاژنزی جوی است. در این محیط سیالات تحت اشباع از کربنات کلسیم همراه با شرایطی مثل کاهش اسیدیته و فشار بالای دی‌اکسیدکربن باعث افزایش واکنش آب-سنگ و در نهایت تخریب دانه‌های ناپایدار می‌شوند [۳۸]. در مطالعات انجام شده، فرآیند سیلیسی شدن و جانشینی کانی‌های کربناته توسط کانی سیلیس به ورود سیالات منفذی فوق اشباع از سیلیس در شرایط اسیدی در

مرحله ائوژنز نسبت داده می‌شود [۵۱]. با توجه به شناسایی اسپیکول اسفنج در نمونه‌های سازند فهلیان، منشاء سیلیس در این مطالعه می‌تواند یک منشاء زیستی در نظر گرفته شود. در طی فرآیند نوشکلی کانی‌ها تحت تاثیر سیالات تحت اشباع دچار تغییر شده و به حالت پایدارتر ترمودینامیکی خود تبدیل می‌شوند. بنابراین وقوع این فرآیند نیز با محیط دیاژنزی جوی همراه است.

محیط دیاژنز تدفینی

دیاژنز تدفینی با مرحله مزوژنز مرتبط بوده و به دو زون تدفینی کم ژرفا و ژرف قابل تقسیم است. وجود بعضی از فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده مثل فشردگی فیزیکی و شیمیایی، تبلور سیمان بلوکی، پیریتی شدن و دولومیتی شدن نشان می‌دهد که توالی‌های سازند فهلیان بعد از پشت سر گذاشتن محیط‌های دیاژنزی دریایی و جوی با افزایش بار رسوبی در معرض محیط دیاژنزی تدفینی قرار گرفته‌اند. در این زون رسوبات تحت تاثیر افزایش دما و فشار و ترکیب سیالات منفذی که دارای شرایط احیایی هستند قرار می‌گیرند.

فشردگی فیزیکی با شروع تدفین رسوبات آغاز شده و تا ژرفای چند ده متری ادامه پیدا می‌کند. در ادامه با افزایش ژرفا و بار رسوبات، فشردگی شیمیایی همراه با افزایش واکنش‌های سیال-سنگ ادامه پیدا می‌کند. در سازند فهلیان فشردگی فیزیکی در محیط تدفینی کم ژرفا منجر به کاهش تخلخل، تغییر شکل و آرایش متراکم‌تر دانه‌ها شده است. در محیط تدفینی ژرف در طی فشردگی شیمیایی که با عملکرد انحلال پیشرونده و انتشار سیالات متعدد همراه است، درزه‌های انحلالی و استیلولیت گسترش پیدا می‌کنند. همچنین بعضی از تخلخل‌های حاصل از انحلال در محیط تدفینی ژرف به صورت مخرب عمل کرده‌اند. دولومیت‌های درشت‌بلور و ثانویه بیشتر در زمینه میکریتی نمونه‌های سازند فهلیان به صورت پراکنده مشاهده می‌شوند. در واقع ذرات گل آهکی با داشتن سطح واکنش بالا، دارا بودن عنصر منیزیم و مکان‌های هسته-زایی فراوان شرایط مساعدی برای تشکیل بلورهای دولومیت دارند [۲۸]. دولومیتی شدن ثانویه معمولاً مربوط به محیط دیاژنزی تدفینی کم ژرفا است. اما آن دولومیت‌هایی که در مجاورت استیلولیت‌ها مشاهده می‌شوند، در شرایط تدفینی ژرف تشکیل شده‌اند.

تبلور سیمان‌های درشت‌بلور از جنس کلسیت کم‌منیزیم مثل سیمان‌های بلوکی به رشد آهسته بلورهای کلسیت یا تبلور دوباره سیمان‌های قبلی در محیط دیاژنزی تدفینی منسوب می‌شود [۲۸، ۵۳]. تشکیل سیمان‌های بلوکی در نمونه‌های سازند فهلیان بعد از سیمان‌های هم‌ضخامت و فیبری بیانگر محیط دیاژنزی تدفینی است. شایان ذکر است تعداد کمی از سیمان‌های هم‌بعد و دروزی نیز می‌توانند با محیط دیاژنزی تدفینی در ارتباط باشند، زیرا در نزدیکی استیلولیت‌ها و شکستگی‌ها بوده و یا با آثار فشردگی فیزیکی همراه هستند. فرآیند پیریتی شدن نیز شاخص محیط‌های کم اکسیژن بوده که با محیط دیاژنزی تدفینی مطابقت دارد [۲۵].

بعد از مرحله تدفین رسوبات سازند فهلیان دوباره دچار بالا آمدگی شده و وارد مرحله تلوژنز شده‌اند. رسوبات دوباره در شرایطی مشابه با محیط دیاژنزی جوی می‌شوند و در معرض فرآیندهایی مثل انحلال شده و یا به علت برداشته شدن بار رسوبی دچار شکستگی شوند.

تأثیر بر تخلخل - +	تلوزنز		مروزنز		انوژنز		فرآیندهای دیاژنزی
	جوی	تدفینی عمیق	تدفینی کم عمق	جوی	دریایی		
							میکریتی شدن
							اشفتگی زیستی
							سیمانی شدن سیمان هم ضخامت
							سیمان هم بعد
							سیمان دروزی
							سیمان بلوکی
							جانیشینی پیریتی شدن
							دولومیتی شدن
							سیلیسی شدن
							نوشکلی
							تراکم دانه ها
							فشردگی فیزیکی شکستگی دانه ها
							تغییر شکل دانه ها
							فشردگی شیمیایی استیلولیت
							درزه انحلالی
							انحلال و تخلخل تخلخل درون دانه ای
							تخلخل بین بلوری
							تخلخل قالبی
							تخلخل استیلولیتی
							شکستگی

شکل ۹- توالی پاراژنزی سازند فهلیان در میدان نفتی جفیر

۴-۴ چینه‌نگاری سکاسی

مطالعات چینه‌نگاری سکاسی در سازند فهلیان در چاه مورد مطالعه در میدان نفتی جفیر منجر به شناسایی دو سکاس رسوبی رده سوم شده است (شکل ۱۰). همانطور که گفته شد، شناسایی سکاس‌های رسوبی در این مطالعه بر مبنای روش پیشرونده - پسروده (T-R) بوده است. زیرا تفکیک دسته رخساره‌های تراز پایین (LST) و دسته رخساره پسروده سریع (FRST) در این توالی‌ها امکان‌پذیر نبوده است. سکاس‌های رسوبی رده سوم در این دو سکاس از دسته رخساره‌های تراز بالا (HST) و دسته رخساره‌های پیشرونده (TST) تشکیل شده‌اند. در چاه مورد مطالعه یک سطح حداکثر گسترش آب دریا (MFS) درون سکاس دوم شناسایی شده است. همچنین در چاه مورد مطالعه دو مرز سکاسی نوع اول (SB-I) منطبق با مرز سازندهای گرو و فهلیان و مرز سازندهای فهلیان و گدوان و یک مرز سکاسی نوع دوم (SB-II) بین دو سکاس رده سوم وجود دارد. در ادامه سکاس‌های شناسایی شده و مرزها و سطوح نامبرده به تفصیل مورد بررسی قرار خواهند گرفت:

سکاس رسوبی I:

سکانس رسوبی I ۱۸۰ متر ستبرا دارد و معادل فهلیان پایینی است. مرز پایینی این سکانس با سازند گرو به صورت ناپیوسته و از نوع SB-I است که با تغییر سنگ‌شناسی شیل به تناوب شیل و آهک مشخص می‌شود. این سکانس تنها از یک دسته رخساره تراز بالا تشکیل شده است. در بخش‌های پایین ستبرای کمی از سنگ آهک‌های آرژیلیتی مشاهده می‌شود، اما به سمت بالا به سنگ آهک‌های تمیز تبدیل شده‌اند. در این دسته رخساره‌تراز بالا، ریزرخساره‌های محیط دریای باز (ریزرخساره‌های گل آهکی، وکستون پلوئیدی، وکستون بیوکستی) با جابجایی خط ساحلی به سمت مناطق کم ژرفای دریای باز به تدریج با ریزرخساره‌های محیط سدی (گرینستون پلوئیدی، وکستون بیوکستی) اینتراکستدار، گرینستون اینتراکستی پلوئیددار) و تالابی (وکستون-پکستون بیوکستی پلوئیددار، وکستون-پکستون بیوکستی اینتراکستدار، گرینستون بتیک، مادستون) جایگزین شده‌اند. در بخش‌های بالایی فهلیان پایینی ریزرخساره‌های محیط جزر و مدی (گرینستون پلوئیدی بیوکستدار، شیل، باندستون لیتوکودیوم‌دار) غالب شده‌اند. در نهایت در ژرفای ۴۴۳۰ متری این دسته رخساره به انتها رسیده است. از آنجا که در این ژرفا، شواهدی برای خروج حوضه از آب مشاهده نشده است، مرز سکانشی بین دو سکانس I و II از نوع مرز SB-2 در نظر گرفته می‌شود. در بررسی نوسانات سطح آب دریا، علاوه بر تغییرات رخساره‌ای، روند تغییرات لاگ گاما نیز مورد توجه قرار گرفته است. همزمان با غلبه محیط‌های دریای باز، لاگ گاما مقادیر بیشتری را ثبت کرده است که این مساله بیانگر افزایش مواد آلی در حوضه‌های ژرف است. در مقابل با کاهش سطح آب دریا و گسترش محیط‌های رمپ داخلی (سد، تالاب و جزر و مد) مقدار لاگ گاما به دلیل کاهش مواد آلی مقادیر کمتری را نشان می‌دهد.

سکانس رسوبی II:

دومین سکانس رسوبی رده سوم شناسایی شده در سازند فهلیان ۱۵۰ متر ستبرا داشته و از دو دسته رخساره پیشرونده با ستبرای ۱۵ متر و یک دسته رخساره تراز بالا به ستبرای ۱۳۵ متر تشکیل شده است. این سکانس مطابق با فهلیان بالایی است. مرز پایینی این سکانس با سکانس اول از نوع مرز سکانشی نوع دوم بوده و مرز بالایی آن با سازند گدوان یک مرز سکانشی نوع اول است که با تغییر سنگ‌شناسی از سنگ آهک‌های فهلیان به شیل‌های سازند گدوان مشخص می‌شود. دسته رخساره پیشرونده در این سکانس با افزایش لاگ گاما و غلبه‌ی ریزرخساره‌های محیط دریای باز (گل آهکی، وکستون پلوئیدی) مشخص می‌شود. این دسته رخساره در بخش‌های پایینی از ریزرخساره تالاب (وکستون-پکستون بیوکستی پلوئیددار، مادستون) و در بخش‌های بالایی از ریزرخساره دریای باز تشکیل شده است. سطح حداکثر گسترش آب دریا در این سکانس در ژرفای ۴۴۱۰ متری با گسترش گل‌های آهکی رمپ بیرونی مشخص می‌شود. دسته رخساره تراز بالا در این سکانس با کاهش سطح آب دریا و تغییر تدریجی ریزرخساره‌های محیط دریای باز (ریزرخساره‌های گل آهکی، وکستون پلوئیدی، وکستون بیوکستی) به ترتیب به ریزرخساره‌های محیط سدی (گرینستون پلوئیدی، گرینستون بیوکستی اینتراکستدار، گرینستون اینتراکستی پلوئیددار)، تالابی (وکستون-پکستون بیوکستی پلوئیددار، وکستون-پکستون بیوکستدار دارای فرامینفرهای بتیک، مادستون) و جزر و مدی (گرینستون پلوئیدی بیوکستدار، شیل، باندستون لیتوکودیوم‌دار) مشخص می‌شود. در بخش‌های بالایی فهلیان بالایی به طور موقت ریزرخساره‌های وکستون پلوئیدی و وکستون بیوکستی از محیط دریای باز دوباره رسوبگذاری کرده‌اند و غلبه محیط رمپ بیرونی و میانی با افزایش

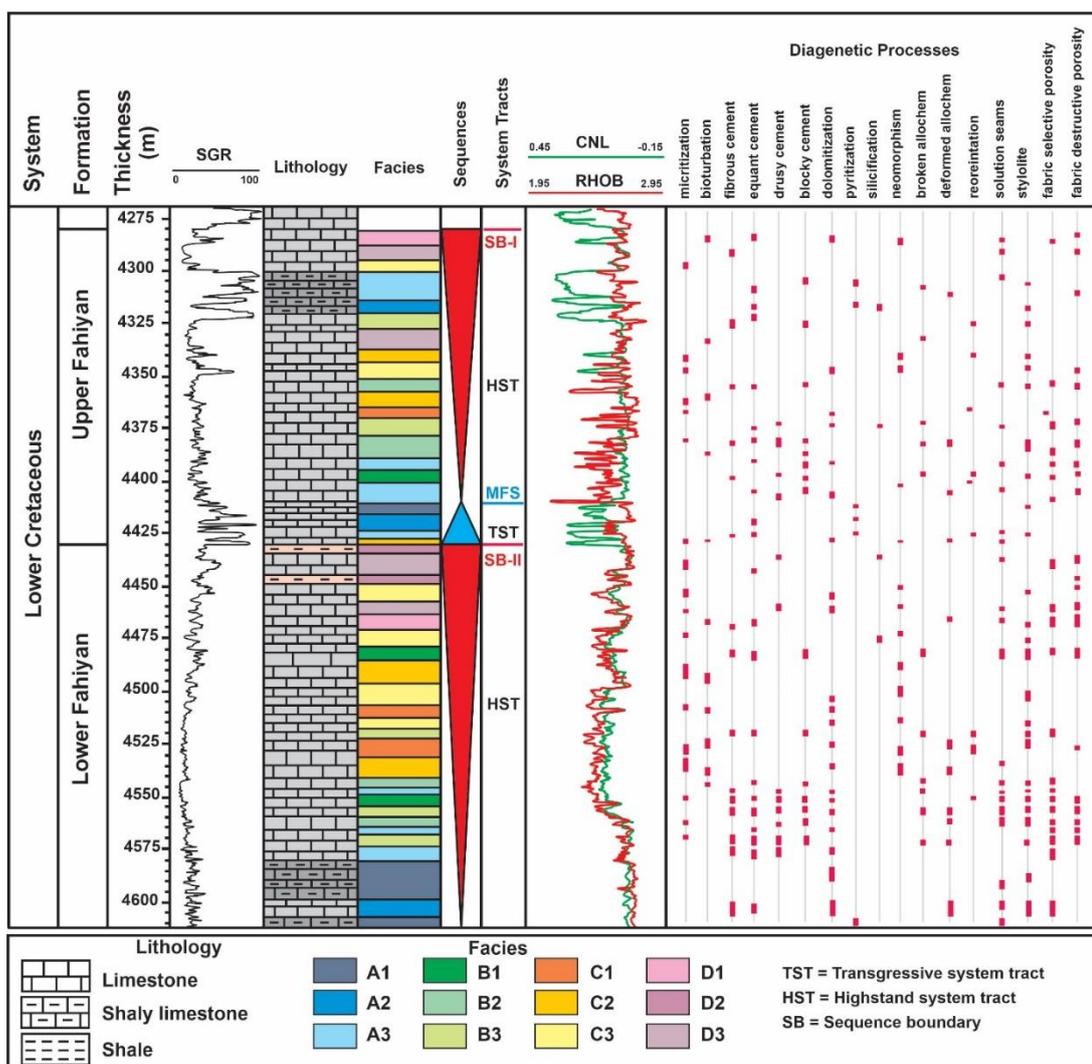
لاگ گاما مشخص می‌شود. اما در نزدیکی مرز سازندهای فلیان و گدوان با کاهش مجدد سطح آب دریا رخساره‌های محیط جزر و مدی در رمپ داخلی غالب شده‌اند و مقادیر لاگ گاما کاهش پیدا کرده است.

۴-۵ کیفیت مخزنی در چهارچوب دیاژنز و چینه‌نگاری سکansı

در شکل ۱۰ وقوع فرآیندهای دیاژنزی غالب در طول سازند فلیان همراه با رخساره‌های رسوبی، دسته رخساره‌های شناسایی شده، لاگ‌های گاما (SGR)، لاگ‌های نوترون (CNL) و چگالی (RHOB) در چاه مورد مطالعه مشخص شده‌اند. همانطور که در بررسی چینه‌نگاری سکansı مشخص شد، بیشتر ستبرای سازند فلیان در چاه مورد مطالعه متأثر از کاهش سطح آب دریا و گسترش دسته رخساره تراز بالا بوده است و تنها بخش کوچکی از آن با افزایش نسبی سطح آب دریا و گسترش دسته رخساره پیشرونده مواجه شده است.

با توجه به فرآیندهای دیاژنزی شناسایی شده در رخساره‌های رسوبی سازند فلیان و نقش آنها در افزایش یا کاهش تخلخل، بیشترین میزان تخلخل در رخساره‌های دانه پشتیبان محیط سدی قابل مشاهده است. این تخلخل‌ها بیشتر ناشی از تشکیل سیمان هم‌ضخامت، ایجاد استیلولیت، شکستگی‌های کوچک و انحلال بوده است. بعضی از نمونه‌های رخساره‌های گل‌پشتیبان محیط رمپ میانی که در بخش‌های کم ژرفای دریا رسوبگذاری کرده‌اند، تحت تاثیر گسترش استیلولیت‌ها و دولومیتی شدن تخلخل قابل ملاحظه‌ای دارند. رخساره‌های محیط جوی نیز به علت قرار گرفتن در معرض سیالات تحت اشباع در معرض فرآیند انحلال قرار گرفته‌اند. رخساره‌های وکستونی و مادستونی در محیط‌های تالاب و ژرف دریای باز گل‌پشتیبان بوده و با توجه به ماهیت دانه‌ریز خود از شرایط اولیه خوبی برای گردش سیالات تحت اشباع برخوردار نیستند. تنها در نمونه‌هایی که زمینه آنها تا حدی دولومیتی شده است، افزایش تخلخل مشهود است. در چاه مورد مطالعه مشخص شده است که کاهش نسبی سطح آب دریا در طی دسته رخساره‌های تراز بالا شرایط مساعدی را برای در معرض قرار گرفتن رسوبات و افزایش انحلال فراهم کرده است.

بررسی روند لاگ‌های مقاومت و نوترون نیز نشان می‌دهد که در بیشتر موارد، مطابق با رخساره‌هایی که در آنها فرآیندهای دیاژنزی منجر به افزایش تخلخل شده‌اند، مقدار لاگ چگالی کاهش و مقدار لاگ نوترون افزایش نشان داده است. البته در رخساره‌های جزر و مدی این روند کاهشی مشهودتر می‌باشد. در سازند فلیان در دسته رخساره پیشرونده که متعلق به دومین سکانس است، تمامی رخساره‌های شناسایی شده گل‌پشتیبان و متعلق به بخش‌های ژرف دریای باز و تالاب هستند، بنابراین تخلخل مشاهده شده در آن در مقایسه با دسته رخساره‌های تراز بالا بسیار ناچیز است. به طور کلی نتایج این بررسی نشان می‌دهد که آن دسته از فرآیندهای دیاژنزی که بر افزایش تخلخل موثر بوده‌اند بیشتر در رخساره‌های دانه-پشتیبان دسته رخساره‌های تراز بالا (HST) مشاهده شده‌اند.



شکل ۱۰- چینه‌نگاری سکانسی سازند فهلیان در یکی از چاه‌های میدان نفتی جفیر، همراه با گسترش فرآیندهای دیاژنتیکی

۵- نتیجه‌گیری

با بررسی محیط رسوبی، فرآیندهای دیاژنتیکی و چینه‌نگاری سکانسی سازند فهلیان در یکی از چاه‌های میدان جفیر در دشت آبادان نتایج زیر به دست آمده است:

(۱) مشاهدات پتروگرافی منجر به شناسایی ۱۲ رخساره رسوبی در رمپ بیرونی، میانی و داخلی شده است: گل آهکی (A1)، وکستون پلوئیدی (A2)، وکستون بیوکستی (A3)، رخساره گرینستون پلوئیدی (B1)، رخساره گرینستون بیوکستی اینتراکستدار (B2)، رخساره گرینستون اینتراکستی پلوئیددار (B3)، وکستون-پکستون بیوکستی پلوئیددار (C1)، وکستون-پکستون بیوکستدار دارای فرامینفر بنتیک (C2)، مادستون (C3)، گرینستون پلوئیدی بیوکستدار (D1)، شیل (D2) و باندستون لیتوکودیومدار (D3). رخساره‌های A1 تا A3 در محیط دریای باز، B1 تا B3 در محیط سدی، C1 تا C3 در محیط تالاب و D1 تا D3 در محیط جزر و مدی در یک رمپ کرناته هم‌شیب رسوبگذاری کرده‌اند.

(۲) مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنتیکی که بعد از رسوبگذاری، توالی‌های سازند فهلیان را تحت تاثیر قرار داده‌اند عبارتند از میکریتی شدن، آشفستگی زیستی، سیمانی شدن، نوشکلی، پیریتی شدن، سیلیسی شدن، فشردگی و انحلال. از میان فرآیندهای

ذکر شده سیمانی شدن و فشردگی نقش بیشتری در کاهش تخلخل داشته‌اند، در حالیکه دولومیتی شدن، استیلولیتی شدن و شکستگی موجب افزایش تخلخل شده‌اند.

۳) بررسی چینه‌نگاری سکانشی با توجه به توزیع رخساره‌ها و تغییرات لاگ گاما در چاه مورد مطالعه منجر به شناسایی دو سکانش رسوبی رده سوم در سازند فهلیان شده است. سکانش اول (مطابق فهلیان پایینی) تنها از دسته رخساره تراز بالا و سکانش دوم (مطابق فهلیان بالایی) از دو دسته رخساره پیشرونده و تراز بالا تشکیل شده است.

۴) انطباق رخساره‌ها، فرآیندهای دیاژنزی در هر رخساره و لاگ‌های چگالی و نوترون نشان داده است که بیشترین میزان تخلخل مطابق با فرآیندهای دیاژنزی استیلولیتی شدن و دولومیتی شدن در رخساره‌های محیط سدی و جزر و مدی و در درجه بعد رخساره‌های کم ژرفای رمپ میانی در دسته رخساره تراز بالا بوده است.

تشکر و قدردانی

نویسندگان مقاله از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران جهت در اختیار قرار دادن داده‌های مورد نیاز تشکر می‌کنند. همچنین از داوران مقاله آقای دکتر پیمان رضایی (استاد دانشگاه هرمزگان) و خانم دکتر فروغ عباساقی (فارغ التحصیل دکتری رسوب شناسی دانشگاه فردوسی مشهد) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] آقاباتی، ع.، ۱۳۸۵، زمین‌شناسی ایران: سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۲ صفحه.
- [۲] اسفندیاری، م.، ۱۳۹۲، محیط رسوبی، چینه‌نگاری سکانشی و دیاژنزی سازند فهلیان در میدان نفتی یادآوران: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه بوعلی سینا، ۱۵۶ صفحه.
- [۳] صالحی، م. ع.، ۱۳۸۶، ژئوشیمی، دیاژنزی و محیط رسوبی سازند فهلیان در مقطع نمونه (تاق‌دیس فهلیان) و مقایسه آن با چاه ۵۵ میدان نفتی گچساران: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۶۳ صفحه.
- [۴] علاءالدینی، ک.، ۱۴۰۱، میکروفاسیس و سکانش‌های رسوبی و ارتباط آنها با فرآیندهای دیاژنزی و خواص مخزنی سازند فهلیان در میدان نفتی دارخوین، جنوب غربی ایران: پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۵۳ صفحه.
- [۵] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس: انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور، ۵۳۶ صفحه.
- [۶] مهربانی، ح.، نوری، ح.، سبحانی، ج.، ۱۳۹۹. بررسی کنترل ویژگی‌های رخساره‌ای و فرآیندهای دیاژنزی بر کیفیت مخزنی سازند فهلیان در ناحیه زاگرس مرکزی: پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی ۷۹، ۱۰۴-۷۵.
- [7] ABASAGHI, F., MAHBOUBI, A., MAHMOUDI GHARAEI, M.H., and KHANEHBAD, M., 2020, Occurrence of Zoophycos in the Ruteh Formation, Middle Permian (Guadalupian), Central Alborz, Iran: palaeoenvironmental and sequence stratigraphy implications: *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie-Abhandlungen*, **298**, 285-309.
- [8] ABEDPOUR, M., AFGHAH, M., and DEGHANIAN, M., 2020, Microbiostratigraphy and lithostratigraphy of Fahliyan Formation in Day 2 Section, Zagros Basin, SW of Iran: *Himalayan Geology*, **41**, 31-38.
- [9] ABDOLLAHI FARD, I., SHERKATI, S., MCCLAY, K., and HAQ, B.U., 2019, Tectono-Sedimentary Evolution of the Iranian Zagros in a Global Context and Its Impact on Petroleum Habitats. In: Farzipour Saein, A., (ed.), tectonic and structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt: *Developments in Structural Geology and Tectonics*, **3**, 17-28.

- [10] ADABI, M.H., BEHDAD, A., and SALEHI, A., 2010, Depositional environment, sequence stratigraphy and geochemistry of Lower Cretaceous carbonates (Fahliyan Formation), south-west Iran: *Journal of Asian Earth Sciences*, **39**, 148–160.
- [11] AFZAL, J., WILLIAMS, M., LENG, M., ALDRIDGE, R., and STEPHENSON, M., 2010, Evolution of Paleocene to Early Eocene larger benthic foraminifer assemblages of the Indus Basin, Pakistan: *Lethaia*, **44**, 299-320.
- [12] AHR, W.M., 2008, Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks. Wiley Online.
- [13] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros Fold-Thrust Belt of Iran and its proforeland evolution: *American Journal of Science*, **304**, 1–20.
- [14] AI-HUSSEINI, M.I., 2007, Iran's crude oil reserves and production. *GeoArabia*, **12**, 69–94.
- [15] AL-WOSABI, M., and AL-AYDRUS, A., 2011, Microfacies analysis and depositional environments of Tertiary carbonate sequences in Socotra Island, Yemen: *Geological Bulletin of Turkey*, **54**, 57-80.
- [16] ASGHARI PIRBALOUTI, B., and ABYAT, A., 2017, Early Cretaceous benthic foraminiferal biozonation of the Fahliyan and Gadvan Formations in the Assaluyeh and Halegan stratigraphic sections, Zagros Basin, Southwest of Iran: *Carbonate and Evaporites*, **34**, 249-260.
- [17] BORDENAVE, M.L., and HEGRE, J.A., 2010, Current distribution of oil and gas fields in the Zagros Fold Belt of Iran and contiguous offshore as the result of the petroleum systems. In: LETURMY, P., ROBIN, C., (Eds.), Tectonic and Stratigraphic Evolution of Zagros and Makran during the Mesozoic-Cenozoic: *Geological society of London, Special Publications*, 330, 291–353.
- [18] BURCHETTE, T.P., and WRIGHT, V.P., 1992, Carbonate ramps depositional systems: *Sedimentary Geology*, **79**, 3-57.
- [19] BURCHETTE, T.P., 1993, Mishrif Formation (Cenomanian-Turonian), southern Arabian Gulf: Carbonate platform growth along a cratonic basin margin. In: SIMO, J.A., SCOTT, R.W., MASSE, J.P. (Eds.), Cretaceous Carbonate Platforms. *American Association of Petroleum Geology Memoir*, **56**, 185-199.
- [20] COSOVIC, V., DROBNE, K., and MORO, A., 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminifera limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrian Peninsula): *Facies*, **50**, 61-75.
- [21] DUNHAM, R., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Classification of Carbonate Rocks: *American Association Petroleum Geology*, 121 pp.
- [22] EMBRY, A.F., and JOHANNESSEN, E.P., 1992, T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada: *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, **2**, 121-146.
- [23] ESFANDYARI, M., MOHSENI, H., KAVOOSI, M.A., and CONRAD, M.A., 2022, Facies analysis and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in “A” oil field, Zagros structural zone, SW Iran. *Arabian Journal of Geosciences*, **15**, 225.
- [24] FALCON, N.L., 1961, Major earth-flexuring in Zagros Mountain of southwest Iran: *Quarterly Journal of Geological Society*, **117**, 367-376.
- [25] FLÜGEL, E., 2010, Microfacies of carbonate rocks. 2 nd edition, Springer, 98p.
- [26] GAUMET, F., VAN BUCHEM, F.S., BAGHBANI, D., ASHRAFZADEH, R., ASSILIAN, H., and KEYVANI, F., 2002, Jurassic and Lower Cretaceous sedimentation patterns in the Dezful Embayment and Fars Area, SW Iran: 5th Middle East Petroleum Geosciences Conference, GEO 2002, Abstracts. *GeoArabia*, **7**, 236
- [27] GOLONKA, J., 2000, Cambrian-Neogene Plate Tectonic Maps, Wydawnictwo Uniwersytetu Jagiellonskiego, Karkow, Poland, 125 p.
- [28] GUIDO, A., RUSSO, F., MIRIELLO, D., and MASTANDREA, A., 2018, Autochthonous micrite to aphanodolomite: The microbialites in the dolomitization processes: *Geosciences*, **8**, 451.

- [29] HAYNES, J.D., and Mcquillan, H., 1974, Evolution of the Zagros suture zone, southern Iran: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **85**, 739-744.
- [30] HEYDARI, E., 2008, Tectonics versus eustatic control on supersequences of the Zagros Mountains of Iran: *Tectonophysics*, **451**, 56-70.
- [31] JAMALIAN, M., and ADABI, M.H., 2014, Geochemistry, microfacies and diagenetic evidences for original aragonite mineralogy and open diagenetic system of Lower Cretaceous carbonates Fahliyan Formation (Kuh-e Siah area, Zagros Basin, South Iran): *Carbonate Evaporites*, **30**, 77-98.
- [32] JAMES, G.A., and WYND, J.G., 1965, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium agreement Area: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **49**, 2182-2245.
- [33] KABANOV, P.B., 2000, Grain micritization as facial indicator in shallow water marine carbonate rocks, *Byulletin' Moskovskogo Obshchestva Ispytateley Prirody: Otdel Geologicheskii*, **75**, 39-48 (in Russian with English Abstract).
- [34] LAYA, J.C., and TUCKER, M.E., 2012, Facies analysis and depositional environments of Permian carbonates of the Venezuelan Andes: Palaeogeographic implications for Northern Gondwana: *Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology*, **332**, 1-26.
- [35] LÉONIDE, P., FOURNIER, F., REIJMER, J.J.G., VONHOF, H., BORGOMANO, J., DIJK, J., ROSENTHAL, M., VAN GOETHEM, M., COCHARD, J., MEULENAARS, K., 2014, Diagenetic patterns and pore space distribution along a platform to outer-shelf transect (Urgonian limestone, Barremian–Aptian, SE France): *Sedimentary Geology*, **306**, 1-23.
- [36] MARTINI, R., CIRILLI, S., and SAURER, C., 2007, Depositional environment and biofacies characterization of the Triassic (Carnian to Rhaetian) carbonate succession of Punta Bassano (Marettimo Island, Sicily): *Facies*, **53**, 389-400.
- [37] MICHEL, L., EHLERS, T.A., GLOTZBACH, C., ADAMS, B.A., and STÜBNER, K., 2018, Tectonic and glacial contributions to focused exhumation in the Olympic Mountains, Washington, USA: *Geology*, **46**, 491-494.
- [38] MOORE, C.H., and WADE, W.J., 2013, The nature and classification of carbonate porosity: *Developments in Sedimentology*, **67**, 51-56.
- [39] MURRIS, R.J., 1980, Middle East: Stratigraphic evolution and oil habitat: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **64**, 597-618.
- [40] NEBELSICK, J.H., RASSER, D., LEMPP, J., 2012, Tracking paleoenvironmental Changes in Coralline Algal-Dominated Carbonates of the Lower Oligocene Calcarenite di Castelgomberto Formation (Monti Berici, Italy): *Facies*, **59**, 133-148.
- [41] NG, C., VEGA, C., and MARANHÃO, M., 2019, Mixed carbonate-siliciclastic microfacies from Permian deposits of Western Gondwana: Evidence of gradual marine to continental transition or episodes of marine transgression?: *Sedimentary Geology*, **390**, 1-21.
- [42] NOORI, H., MEHRABI, H., RAHIMPOUR-BONAB, H., and FAGHIH, A., 2019, Tectono-sedimentary controls on Lower Cretaceous carbonate platforms of the central Zagros, Iran: An example of rift-basin carbonate systems: *Marine and Petroleum Geology*, **110**, 91– 111.
- [43] OKHRAVI, R., 1998, Synsedimentary cementation in Lower Miocene reefal carbonate of the central basin Iran: *Carbonate and Evaporites*, **13**, 136-14.
- [44] POMAR, L., and TROPEANO, M., 2001, The Calcarenite di Gravina Formation in Matera (southern Italy): new insights for coarse-grained, large-scale, cross-bedded bodies encased in offshore deposits. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **85**, 661-689.
- [45] ROSTAMI, L., VAZIRI, S.H., JAHANI, D., SOLGI, A., TAHERPOUR KHALIL ABAD, M., CAREVIĆ, I., and YAHYAEI, A., 2019, Neocomian Fahliyan formation carbonates in the oil well X2 (Dorood oil field, Persian Gulf): Biostratigraphic data from benthic foraminifera and algae: *Iranian Journal of Earth Sciences*, **11**, 173-182.

- [46] SAHRAEYAN, M., BAHRAMI, M., HOOSHMAND, M., and GHAZI, S., 2013, Sedimentary facies and diagenetic features of the Early Cretaceous Fahliyan Formation in the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran: *Journal of African Earth Sciences*, **87**, 59-70.
- [47] SAVARD, M.M., BEAUCHAMP, B., and VEIZER, J., 1996, Significance of aragonite cements around Cretaceous marine methane seeps: *Journal of Sedimentary Research*, **66**, 430-438.
- [48] SHAKERI, A., and PARHAM, S., 2013, Reservoir Characterization and Quality Controlling Factors of the Fahliyan Formation Located in Southwest Iran. *Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran*, **24**, 135-148.
- [49] SHARLAND, P.R., ARCHER, R., CASEY, D.M., DAVIES, R.B., HALL, S.H., HEWARD, A.P., HORBURY, A.D., and SIMMON, M.D., 2001, Arabian Plate sequence stratigraphy: *GeoArabia Special Publication 2*, Oriental Press, Manama, Bahrain, 371 p.
- [50] SOLEIMANI, B., HASSANI-GIV, M., and ABDOLLAHI FARD, I., 2017, Formation Pore Pressure Variation of the Neocomian Sedimentary Succession (the Fahliyan Formation) in the Abadan Plain Basin, SW of Iran. *Geofluids*, **4**, 1-13.
- [51] TATZEL, M., BLANCKENBURG, F., OELZE, M., BOUCHEZ, J., and HIPPLER, D., 2017, Late Neoproterozoic seawater oxygenation by siliceous sponges: *Nature Communication*, **8**, 1-10.
- [52] TROMBETTA, M.C., GUADAGNIN, F., KUMAIRA, S., CARON, F., and GONÇALVES, G., 2019, Composition and diagenesis of Neoproterozoic Guaritas Group sandstones in the Minas do Camaquã fault zone, Camaquã Basin: *Journal of South American Earth Sciences*, **90**, 1-11.
- [53] TUCKER, M.E., WRIGHT, P., 1990, Carbonate sedimentology. Blackwell Publishers Ltd, Oxford.
- [54] WILSON, J.L., 1975, Carbonate facies in geologic history. Springer-Verlag, New York, p. 471.
- [55] ZHANG, H., DING, L., WANG, X., WANG, L., WANG, Q., and 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

زیست چینه نگاری نهشته‌های سازند کتکویه در برش دره آسیاب، شمال غرب کرمان (جنوب شرق زرنند) براساس فونای کنودونتی

فیروزه السادات بلاغتی^۱، علی بهرامی^{۲*}، حسین وزیری مقدم^۳، حامد عامری^۴، مهدی یزدی^۵، گوستاو گابریل ولدمن^۶

۱- کارشناسی ارشد چینه نگاری و دیرینه شناسی، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران

۲، ۳، ۵- استاد چینه نگاری و دیرینه شناسی، گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران

۴- دانشیار چینه نگاری و دیرینه شناسی، گروه اکولوژی، پژوهشکده علوم، دانشگاه تحصیلات تکمیلی صنعتی و فناوری پیشرفته کرمان، ایران

۶- چینه نگاری و دیرینه شناسی، مرکز تحقیقات علوم زمین، دانشگاه ملی کوردوبا، آرژانتین

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

دریافت آذر ۱۴۰۳، پذیرش فروردین ۱۴۰۴

چکیده

در شمال کرمان، نهشته های اردویسین سازند کتکویه و معادل سازند شیرگشت از حدود ۷۰ تا ۳۰۰ متر از سنگ‌های سیلیسی آواری با چند میان لایه‌های کربناته نازک و افق های آذرآواری در بخش های بالایی تشکیل شده است. به منظور زیست چینه نگاری نهشته های سازند کتکویه در برش دره آسیاب، نمونه برداری سیستماتیک کنودونت‌ها در حدود ۱۲ کیلومتری جنوب شرق شهر زرنند در برش دره آسیاب انجام شد. ضخامت نهشته‌های اردویسین در این برش ۱۵۴/۴ متر و سازندکتکویه اساساً شامل شیل‌های سیلتی، دیاباز، پیلولاوا، توف‌های بازالتی، ماسه سنگ قرمز، مارل، سنگ آهک و سنگ آهک ماسه‌ای می‌باشد. سازند کتکویه در این برش بر روی عضو دولومیت هتکن سازند کوه بنان قرار گرفته و خود در زیر توده‌های آذرین سازند شبجره به سن سیلورین قرار دارد. با انجام مطالعات صحرایی و آزمایشگاهی در مجموع ۶۸۰ عنصر کنودونتی به دست آمد که از مطالعه این عناصرکنودونتی، در کربناته از اردویسین پیشین تا اردویسین پسین برش مشخص گردید. با توجه به ضریب CAI حدود ۵ برای عناصر کنودونتی بازیابی شده در این برش، منطقه دارای تاریخچه‌ی حرارتی بالا بوده و وجود مواد هیدروکربنی در نهشته‌های این ناحیه متفی است.

کلید واژه‌ها: اردویسین، سازند کتکویه، حوضه‌ی شمال غرب کرمان، برش دره آسیاب، کنودونت.

۱- مقدمه

اردوئیسین به دلیل تعدد فعالیت های تکتونیک و آتشفشانی که در بسیاری از مناطق جهان رخ داده ، همچنین به دلیل وجود اقیانوس‌ها که بسیاری از قاره‌های اصلی را از هم جدا کرده اند و باعث ایجاد ایالت‌های جانوری متمایز از جانوران بتونیک دریایی در شلف‌های قاره‌ای گردیده اند همچنین وقوع تکامل بیولوژیکی استثنائی یا همان رویداد بزرگ تنوع زیستی (GOBE) ، مورد توجه قرار گرفته است [۱۱]. Great Ordovician Biodiversification Event. مطالعه داده‌های دیرینه سطح دریا از تمام قاره‌های بررسی شده نشان دهنده یک پیشروی کلی در اردوئیسین پیشین است که روند جهانی را نیز تأیید می‌کند. این پیشروی در بالتیکا، سبیری، لورنتیا و چین جنوبی مشاهده شده است و به نظر می‌رسد در سایر نقاط گندوانا و آوالونیا نیز وجود داشته باشد. باتوجه به بررسی های دیرین سطح دریا به نظر میرسد پیشروی- در سراسر بالتیکا در حال انجام بوده که با پسروی‌های کوچک‌تر قطع شده تا زمانی که در فلوئین‌پسین به بالاترین سطح دریا در اردوئیسین پیشین رسیده است. در جنوب چین، این پیشروی کلی در پلتفرم یانگ تسه به خوبی گزارش گردیده است [۳۳].

افزایش مداوم سطح آب دریا در مقیاس جهانی که در دوره اردوئیسین‌پیشین آغاز شده بود در دوره اردوئیسین میانی متوقف شد [۳۲]. سطح آب دریای اردوئیسین میانی مشابه سطوح بالای فلوئین است و یک پیشروی کلی بیشتر، در انتهای ترین بخش اردوئیسین میانی (داریولین پسین) را مشخص می‌کند. اما سطح آب دریا قبل از مرز اردوئیسین میانی- پسین دوباره به طور قابل توجهی افزایش یافته است. منحنی‌های سطح آب دریا برای قاره‌های دیرینه و همچنین منحنی جهانی نشان دهنده پیشروی سریع تا زیر مرز اردوئیسین میانی- پسین است [۳۳].

بالاترین سطح دریا‌های پالئوزوئیک در قسمت پایین اردوئیسین پسین ثبت شده است [۲۲، ۳۲]. پس از آغاز یک پیشروی کلی در بخش فوقانی اردوئیسین میانی، به نظر می‌رسد که سطح دریا تا قسمت میانی کاتین همچنان بالا می‌رود. سقوط بعدی و ناگهانی سطح آب دریا، در بالاترین قسمت اردوئیسین، مربوط به یخبندان سریع در گندوانا در طول هیرنانتین نبوده و احتمالاً خیلی زودتر شروع شده است. این روند سطح دریا از بیشتر قاره‌های دیرینه ثبت شده است. برای بالتیکا، [۳۶] و [۱۲] بالاترین سطح دریا را در بخش میانی کاتین ذکر کردند.

توالی نهشته‌های رسوبی اردوئیسین در ایران در چند واحد ساختاری بیرون زدگی دارد. از این رسوبات می‌توان به بلوک سیمیرین (البرز و ایران مرکزی) و زاگرس اشاره نمود. براین اساس سازندهای اردوئیسین ایران که مورد مطالعه قرار گرفته بودند عبارتند از: در ناحیه کرمان [۲۳] منطقه شیرگشت بلوک طبس [۳۳] و البرز [۷، ۱۷].

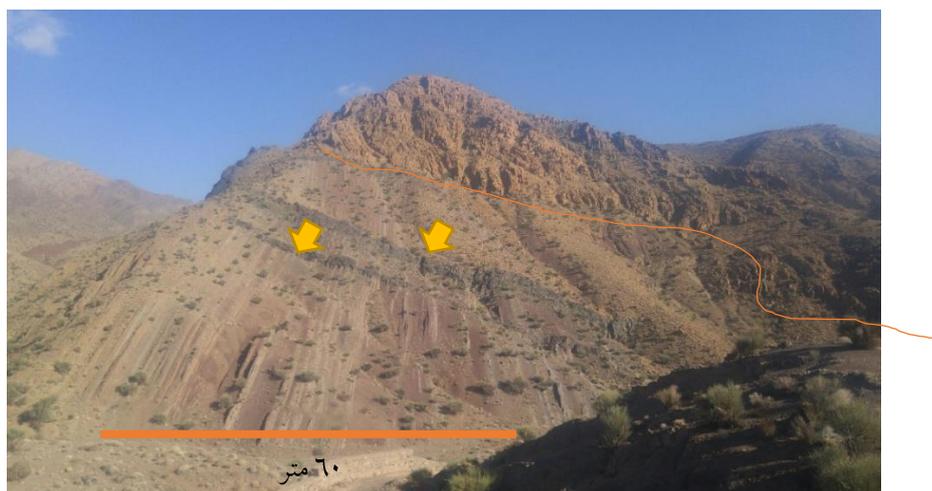
[۴۷] در بررسی های زمین‌شناسی ناحیه شیرگشت-ازبک‌کوه که در قالب گزارش شماره ۲ سازمان زمین‌شناسی کشور منتشر شده است، سازند شیرگشت به سن اردوئیسین را شناسایی و برش الگوی آن را در جنوب کوه‌های درنجال طبس با ضخامت ۱۲۳۶ متر معرفی کرده‌اند [۶]. در تهیه نقشه زمین‌شناسی با مقیاس ۱/۲۵۰/۰۰۰ طبس، زمین‌شناسی ناحیه کلمرد را مطالعه کرده و توالی اردوئیسین این ناحیه به ضخامت ۴۰۰ متر را معادل و مشابه با سازند شیرگشت دانسته است. قدیمی‌ترین گزارش در دسترس از طبقه‌های اردوئیسین در ایران مرکزی به مطالعه‌های [۲۳] ناحیه کرمان مربوط است. [۱۹] و سپس حامدی در نوشته [۴۳] توالی اردوئیسین در بخش جنوبی بلوک کلمرد در ناحیه زرنند کرمان را در قالب سازند

جدیدی به نام سازند کتکویه با ضخامت ۳۴۹ متر معرفی کرده‌اند. این سازند عمدتاً آواری که در ناحیه کرمان روی دولومیت هتکن یا سازند کوهبنان (کامبرین پسین) قرار گرفته و با سازند شبجره (سیلورین) پوشیده شده، در قالب دو عضو غیر رسمی تفکیک شده است: عضو اول این سازند شامل توالی پیش‌رونده و شیلی/ماسه‌سنگی است که در برخی برونزدها با گدازه‌های بالشی، سنگ‌های آهکی/شیلی دریایی و سنگ‌های آذرآواری بالایی همراه است؛ عضو دو سازند کتکویه از لایه‌های سرخ رنگ در پایین تشکیل شده است که به سمت بالا و به طور تدریجی به مخلوطی از طبقه‌های دریایی-غیردریایی ختم می‌شوند. [۲۱] در رساله دکتری خود، توالی‌های پالئوزوئیک پیشین ناحیه کرمان را مطالعه و ضمن بازنگری طبقات سازند شیرگشت در برش الگو، توالی اردوسین سازند کتکویه را از رخساره و الگوی سازند شیرگشت متمایز دانسته است؛ از دیدگاه او و [۳۵]، رخنمون‌های منتسب به اردوسین در ناحیه کلمرد از دیدگاه رخساره‌ای و ضخامت با برش الگوی سازند شیرگشت تفاوت آشکار دارند و به توالی هم‌ارز در ناحیه کرمان بسیار شبیه اند از این‌رو [۲۱] طبقه‌های اردوسین بلوک کلمرد در باختر طبس را به سازند کتکویه منتسب کرده است و این در حالی است که در نقشه‌های زمین‌شناسی با مقیاس ۱/۲۵۰/۰۰۰ و ۱/۱۰۰/۰۰۰ [۵۰] طبقه‌های متعلق به اردوسین با نام سازند شیرگشت نمایش داده شده‌اند. اگرچه [۲۰] سن سازند کتکویه در ناحیه زرنند کرمان را بر اساس فونای کنودونتی آرنیگین [فلوین] تا کارادوسین-آشگیلین [سندبین-هیرنانتین] دانسته‌اند، در نوشته آنها مستندی از کنودونت‌های مدنظر ایشان ارائه نشده است. [۴۳]، [۴۴] زون گراپتولیتی سازند کتکویه در محل برش الگو را مطالعه و ضمن گزارش گونه *Yutagraptus cf. mantuanus* که معرف سن فلوین پسین [آرنیگین پسین] است، گونه‌های جدیدی از گراپتولیت‌های دندروئیدی اردوسین را برای نخستین بار از این توالی معرفی کرده‌اند. [۵۶] با مطالعه کنودونت‌های *Rhipidognathid* به دست آمده از بخش پایینی سازند کتکویه در محل برش الگو، گونه *Bergstroemognathus hubeiensis* را از این توالی معرفی کرده‌اند و سن عضو اول سازند کتکویه را اردوسین پیشین دانسته‌اند. [۵۶] ۵ جنس از کنودونت‌های رپیدوگناتید اردوسین را از استرالیا و شرق ایران مرکزی گزارش کرده‌اند.

[۱۰] به معرفی ۲۰ گونه از تریلوبیت‌های اردوسین سازند شیرگشت (ترمادوسین) در کوه‌های درنجال و سازند کتکویه به سن آرنیگین از منطقه کرمان (شرق ایران مرکزی) و سازند لشکرک در کوه‌های البرز به سن ترمادوک پرداخته‌اند. [۳۵] در بررسی کنودونت‌های اردوسین سازند کتکویه در برش کوه‌بنرگ، هورست کلمرد (غرب طبس) آن را معادل توالی سازند شیرگشت در بلوک طبس دانسته که به صورت ناپیوستگی زاویه‌دار روی سازند کلمرد قرار گرفته و با ناپیوستگی فرسایشی توسط سازند گچال (کربنیفر) پوشانده شده است را معرفی نموده‌اند. سازند کتکویه در این برش با ضخامت ۲۱۴/۸ متر به سه عضو سنگ‌چینه‌ای تقسیم و ۶ جنس و ۱۴ گونه شناسایی، که تعدادی از آنها برای اولین بار از ایران گزارش گردیده است. [۸] به معرفی فوناهای براکیوپودا، دوکفه‌ای، گاستروپودا، بریوزوآ، سفالوپودا، اسکلوکنودونت، کیتینوزوآ و کنودونت‌های اردوسین بالایی سازند کتکویه در شرق و جنوب شرق زرنند پرداخته‌اند [۸] فوناهای اردوسین زیرین از ناحیه طبس و دامغان را گزارش نموده‌اند و به اهمیت بیوژئوگرافی آنها پرداخته‌اند. [۱۶] به مطالعه زیست‌چینه‌نگاری برش الگوی سازند شیرگشت براساس کنودونت‌ها پرداخته و این برش را با واحدهای هم‌ارز در فرازین کلمرد (برش میوگدار) مقایسه کرد. [۱۳] به مطالعه و شناسایی ۷ نمونه از گاستروپودهای شرق ایران مرکزی در کرمان (مناطق بنستان، کتکویه و

گزوئیته) پرداخته و دوگونه جدید به نام‌های *Slehofovia pachyta* و *Nonorios Kleistos* معرفی نموده‌اند. [۱۶] نیز کنودونت‌های به دست آمده از برش میوگدار را در قالب بایوزون‌های *proteus* و *Cordylodus spp., deltifer* زون‌بندی و سن این توالی را ترمادوسین‌پیشین تا آرنیگین‌پسین [انتهای فلووین - داپینگین‌پیشین] در نظر گرفته‌اند. [۱۶] زیست‌چینه‌نگاری سازند شیرگشت در کوه‌های کلمرد واقع در جنوب باختری طبس بر اساس کنودونت را انجام داده‌اند. سازند شیرگشت در این برش عمدتاً از واحدهای سنگی آواری تشکیل شده و به صورت دگرشیب بر روی واحدهای سنگی سازند کلمرد منتسب به پرکامبرین قرار گرفته است و خود توسط توالی‌های سنگی سازند گچال به سن کربونیفر پوشیده می‌شود. مطالعه کنودونت‌های سازند شیرگشت در این برش حاکی از سن اردویسین‌پیشین برای این سازند است. در این برش زیست‌زون تجمعی کنودونتی در توالی‌های اردویسین‌پیشین شناسایی و معادل زون‌های *Delifer*, *Cordylodus spp.* و *Proteus* هستند. اولین گزارش از کنودونت‌های ترمادوسین (اردویسین زیرین) و استفاده از آنها برای تعیین مرز کامبرین-اردویسین در ده‌ملا، البرزشرقی، ایران توسط [۲۴] انجام شده‌است. در این پژوهش برای اولین بار مجموعه‌ای از کنودونت‌های بیوزون *Paltodus deltifer* از نهشته‌های اردویسین‌زیرین در ناحیه مذکور بدست آمده‌اند.

در مطالعه [۳۸] توالی سازند کتکویه در برش شبجره کرمان، ضمن معرفی گونه جدیدی به نام *Martellia shabdjerehensis* از بازوپایان، سن این توالی را دارویلین (اردوویسین‌میانی) معرفی کرده‌اند. [۲] با مطالعه پالینواستراتیگرافی رسوبات ناحیه علی‌آباد گرگان و واحدهای سنگ‌چینه‌ای پالئوزوئیک زیرین شامل سازندهای لالون، آستو و ابرسج، سن سازند آستو را که دارای آکریتارش فراوان می‌باشد اردویسین زیرین و سازند ابرسج را اردویسین‌بالایی پیشنهاد کرده‌است. [۲۶] از دیدگاه رسوب‌شناختی با مطالعه دیاژنز و بررسی ژئوشیمیایی رخساره‌های سیلیسی‌آواری منتسب به اردویسین در کوه‌های راهدار (بلوک کلمرد)، خاستگاه، جایگاه تکنونیک و شرایط آب‌وهوایی دیرینه ناحیه منشأ را تعیین کرده‌اند. [۹] بررسی اثر سنگواره‌های موجود در توالی سازند شیرگشت در کوه‌های راهدار (بلوک کلمرد)، سن اردویسین‌پیشین تا میانی را برای آن پیشنهاد کرده است. [۲۴] بررسی روی لایه‌های رسوبی مرز کامبرین-اردویسین در برش کلات، درکپه‌داغ باختری، که بیشتر متشکل از یک توالی یکنواخت از رسوبات آواری ریزدانه آرژیلیتی با میان‌لایه‌های آهکی صدف‌دار است و در یک محیط فلات‌قاره یا شلف بیرونی ته‌نشین شده‌اند را انجام داده‌اند. در محدوده این مرز، توالی کاملی از زیست‌زون‌های کنودونتی *Cordylodus intermedius*, *Cordylodus lindstromi* و *Cordylodus angulatus* دیده می‌شود. [۱۸] درکوه‌های درنجال نزدیک طبس، هشت گونه از استراکود را از افق‌های بالایی این سازند توصیف کرده‌اند این‌درحالی‌است که [۵۰] بیش از ۴۰ گونه را از سطوح پایین سازند در بخشی از برش شرق انارک ثبت نموده‌اند. [۴۶] بریوزون‌های اردویسین‌پسین (کارادوک) را از دو لایه در این سازند، عمدتاً از محلی در تنگه گزویه که [۲۲] بر اساس کنودونت‌های شناسایی شده توسط نیکول، سن کارادوک - آشگیل را نسبت دادند، توصیف کردند. آنها همچنین بریوزون‌ها را از واحد B در بنستان توصیف نموده‌اند.



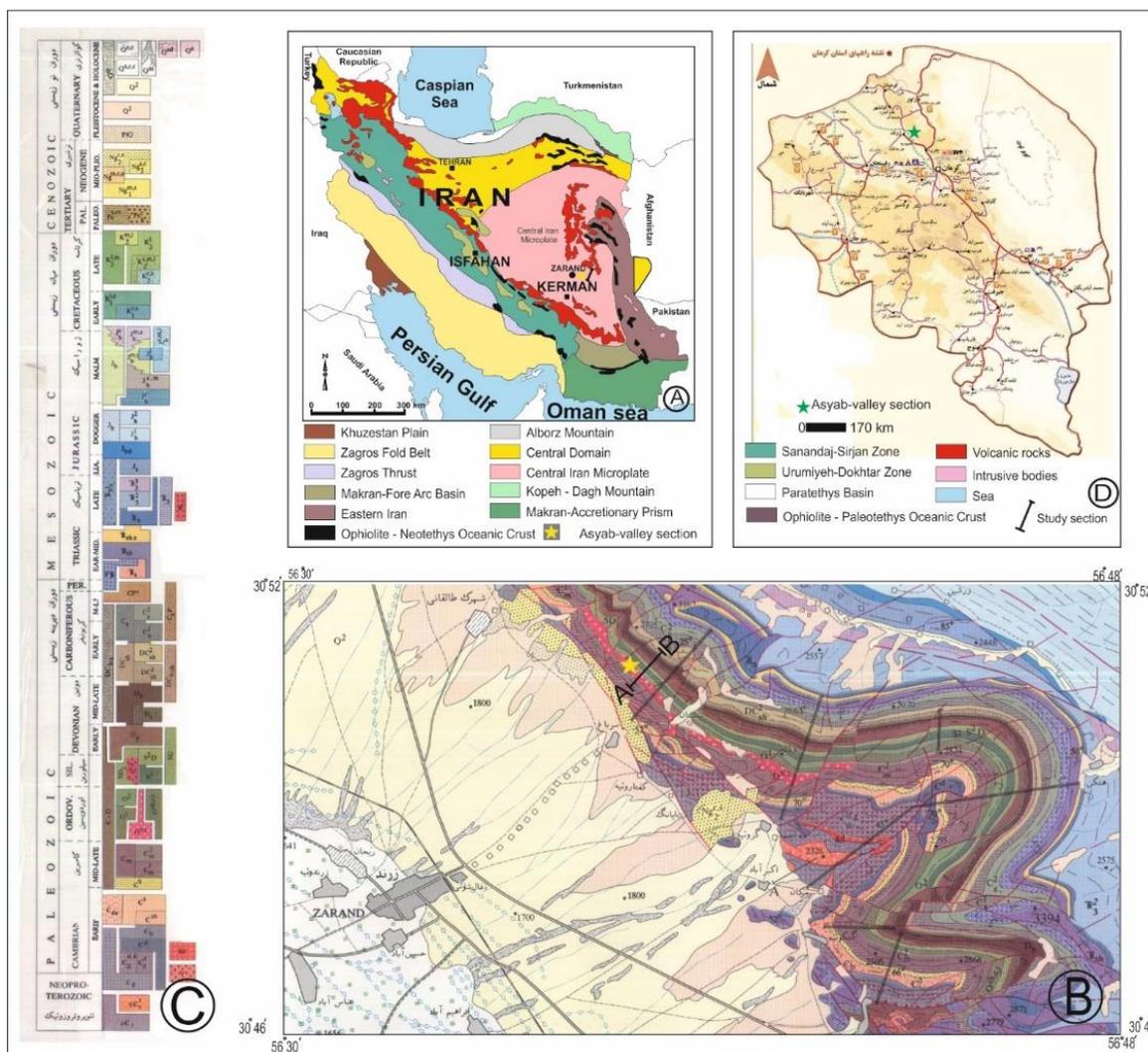
شکل ۱- راندگی نهشته های کامبرین سازند کوهبنان بر روی واحد مارن قرمز رنگ سازند کتکویه در محدوده برش مورد مطالعه (دو دایک در تصویر مشاهده می گردند که مارن های قرمز سازند کتکویه را قطع می نمایند). مقیاس بصورت خطی نشان داده شده است



شکل ۲- نمای پانورامیک از سازند کتکویه در پائین و سازند شبجره در بالا

۲- موقعیت برش مورد مطالعه

بر اساس نوشته های [۲۳] و [۱]، توالی های پالئوزوییک پیشین در ۱۲ کیلومتری شرق زرند، محدود شده است. مختصات برش دره آسیاب: قاعده برش $30^{\circ} 51'68''$ شمالی و $56^{\circ}39'36''$ شرقی و رأس برش $30^{\circ} 52'17''$ شمالی و $56^{\circ}39'42''$ شرقی می باشد. برش مورد مطالعه (دره آسیاب) در بلوک یزد، واقع در ۶۵ کیلومتری شمال غرب کرمان و ۱۲ کیلومتری شمال غرب شهر زرند (شرق خرده قاره ای ایران مرکزی) در شرق سیستم گسلی کوهبنان قرار دارد (شکل های ۲-۳).



شکل ۳- نقشه زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه. A- نقشه زمین‌شناسی ایران و موقعیت برش مورد مطالعه، B و C- نقشه زمین‌شناسی طاق‌دیس زرند و محل برش مورد مطالعه برگرفته از Vahdati Daneshmand 1995 و D- نقشه راه‌های دسترسی به برش مورد مطالعه. بختیاری (۱۴۰۱).

۳- مواد و روش‌ها

۱۴ نمونه سنگ‌آهک کنودونتی هرکدام ۵ تا ۶ کیلوگرم از سازندکتکویه در برش دره‌آسیاب جمع‌آوری شد. نمونه‌ها خرد و در اسیداستیک رقیق شده (۲۰٪) با پیروی از تکنیک‌های استاندارد بازیابی کنودونت [۵۴] حل شدند و ۶۸۰ عنصرکنودونت به دست آمد. نمونه‌های کنودونت معمولاً کامل یا کمی تکه‌تکه هستند، اما بسیار ظریف و شکننده می‌باشند. بنابراین، بسیاری از آنها درطول فرآیند بازیابی شکسته شدند. نمونه‌ها وقتی درنور عبوری مشاهده می‌شوند مشکی براق (CAI= 5) هستند [۱۴]. تصاویر نمونه‌ها با استفاده از میکروسکوپ الکترونی روبشی درآزمایشگاه دانشگاه اصفهان و همچنین آزمایشگاه پژوهشی متالورژی رازی تهران، تهیه شد. عناصرکنودونتی در دانشگاه اصفهان با شماره‌های اختصاری UIMC (کد موزه دانشگاه اصفهان) نگهداری می‌شوند. در مجموع از این برش ۱۱ جنس و ۱۷ گونه ازکنودونت‌ها به دست آمد.

۴- سنگ‌شناسی سازندکتکویه

ضخامت بیرون زدگی های نهشته های اردوئیسین برش دره آسیاب ۱۵۴/۴ متر است. سازند کتکویه در این برش تناوبی از ماسه سنگ ها، گل سنگ ها، شیل، توف ماسه ای، پیروکلاستیک ها و آهک های نازک لایه می باشد (شکل ۴ و ۵). لایه های آهکی دارای گاستروپودا، نشان دهنده ی یک محیط کم عمق هستند. شیل های سبز کم رنگ نشان دهنده ی پیشروی دریای کم عمق است. همچنین سکانس شیل - ماسه سنگ یک سکانس پیشرونده می باشد و وجود ماسه سنگ های قرمز ریز دانه، شیل، ماسه سنگ و کنگلومرا در پایین ترین بخش سازند (واحد های ۱ تا ۵) نمایانگر رخساره ی پسروده است. مرز پایین و بالایی این برش با سازندهای کوهبنان و شبجره به صورت پیوسته و هم شیب می باشد. واحدهای سنگ شناسی اندازه گیری شده در سازند کتکویه در برش دره آسیاب در این مطالعه از بالا به پایین به شرح زیر می باشد.

واحد ۱-۳ متر؛ ماسه سنگ کوارتزیتی.

واحد ۲-۲۰ متر؛ توف ماسه ای پیروکلاستیک سبز رنگ با میان لایه های شیل سبز رنگ.

واحد ۳-۳ متر؛ ماسه سنگ کوارتزیتی.

واحد ۴-۱۸ متر؛ توف ماسه ای پیروکلاستیک سبز رنگ با میان لایه های شیل سبزرنگ.

واحد ۵-۶ متر؛ سیلتستون، گل سنگ کربناته و سنگ آهک آرژیلیتی.

واحد ۶-۱۵ متر؛ توف ماسه ای بازالتی.

واحد ۷-۱۷ متر؛ سیلتستون قرمز رنگ.

واحد ۸-۵ متر؛ شیل کربناته خاکستری، با میان لایه های نازک از سنگ آهک و دولومیت.

واحد ۹-۳ متر؛ گل سنگ سیلتی و شیل قرمز رنگ.

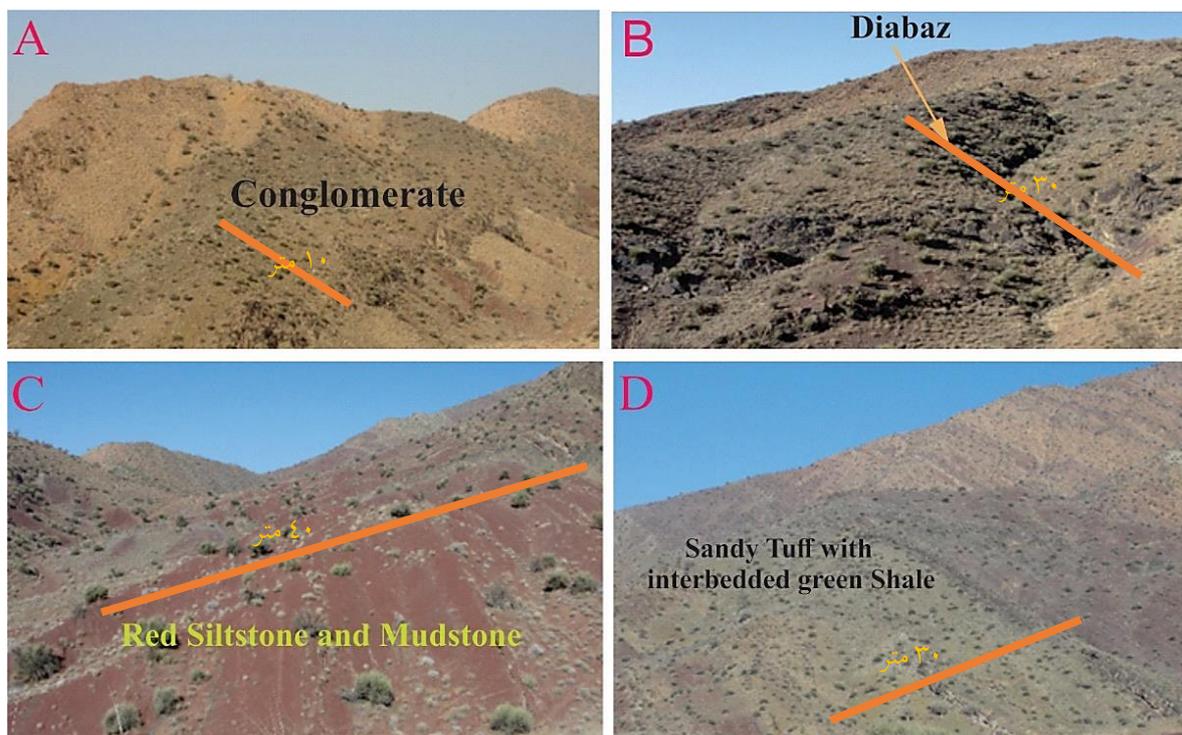
واحد ۱۰-۴ متر؛ سیلتستون و گل سنگ قرمز.

واحد ۱۱-۲ متر؛ دیاباز.

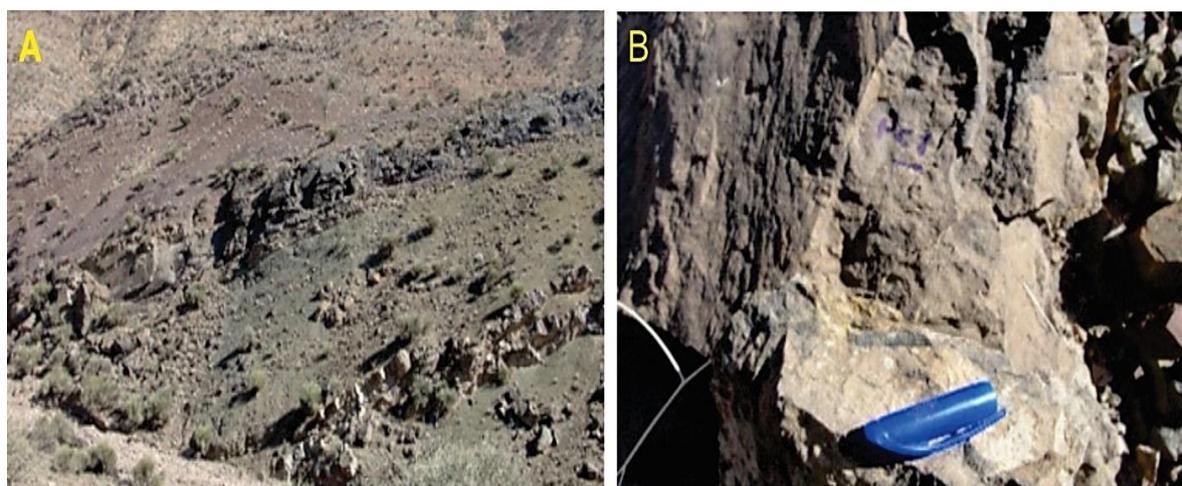
واحد ۱۲-۳ متر؛ کنگلومرا.

واحد ۱۳-۲ متر؛ ماسه سنگ و دولومیت.

واحد ۱۴-۱/۲ متر؛ توف ماسه ای ریز تا متوسط، خاکستری کم رنگ.



شکل ۱-۴: A: لایه کنگلومرا؛ B: لایه دیاباز؛ C: لایه سیلتستون و گل سنگ قرمز؛ D: نمایی از توف‌های سبزرنگ. همگی در برش دره آسیاب نگاه به شرق.



شکل ۲-۴: A و B لایه‌های سنگ آهک برش دره آسیاب.

۵- بیواستراتیگرافی کنودونت‌ها

تنها مطالعه مستند درباره کنودونت‌های اردویسین بلوک کلمرد به دومقاله منتشر شده در بخش جنوبی این بلوک در ناحیه زرنند کرمان [۵۶] و واحدهای معادل آن در بخش شمالی بلوک یاد شده [۱۶] مربوط است؛ اگرچه پیش از این، [۳۲] و سپس [۱۶] کنودونت‌های اردویسین برش الگوی سازند شیرگشت را مطالعه و زون بندی کرده اند. [۵۶] با مطالعه کنودونت‌های *Rhipidognathid* بدست آمده از بخش پایینی سازند کتکویه در محل برش الگو گونه *Bergstroemognathus hubeiensis* را از این توالی معرفی کرده اند و سن عضو اول سازند کتکویه را اردویسین پیشین دانسته اند.

[۱۶] با بررسی و آنالیز کنودونت های بدست آمده از برش میوگدار را در قالب بیوزون های *Proteus* و *Cordylodus spp. deltifer* زون بندی و سن توالی را ترمادوسین پیشین تا آرنیگین پسین [انتهای فلووین-داینگین پیشین؟] در نظر گرفته اند.

در برش دره آسیاب بر اساس حضور گونه های مهم و شاخص در زیست چینه نگاری، سه گستره کنودونتی مشخص گردیده است (پلیت های ۶-۱۱). این سه بیوزون عبارتند از:

۱) *Rossodus manitouensis/Paltodus deltifer Concurrent Range Zone* (پایین ترین بخش ترمادوسین-پسین؛ اردوسین پیشین)

۲) *Juanognathus variabilis Range Zone* (فلووین؛ اردوسین پیشین)

۳) *Icriodella superba Range Zone* (کاتین - ؟ هیرنانتین؛ اردوسین پسین)

۱-۵- *Rossodus manitouensis/Paltodus deltifer Concurrent Range Zone*

نمونه های پایین تر (F1-F3) از برش دره آسیاب حاوی فونای کنودونتی نسبتاً غنی، از جمله گونه های شاخص *Acanthodus lineatus*, *Baltoniodus cf. triangularis*, *Parapaltodus simplicissimus*, *Rhipidognathus extensus*, *Bergstroemognathus extensus*, *Paltodus deltifer pristinus*, *Paltodus deltifer deltifer*, *Paltodus subaequalis*, *Drepanoistodus basiovalis*, *Drepanoistodus Acanthodus lineatus*, *Drepanoistodus arcuatus* و *forceps* می باشد. مرز پایینی این زیست زون با گونه ی *Rossodus Parapaltodus simplicissimus*, *Rhipidognathus extensus*, *Baltoniodus manitouensis* می باشد و مرز بالایی آن با اتقراض گونه ی *Rossodus manitouensis* می باشد.

در توالی های حاشیه ای و شلف باز آمریکای شمالی، زون *R. manitouensis* [۲۶] *R. manitouensis* گسترش می یابد به عنوان مثال [۴۱، ۴۶]. زون *R. manitouensis* معادل فون C در بین پنج بازه کنودونتی در اردوسین پایینی آمریکای شمالی است [۱۵] *Rossodus manitouensis* معمولاً در ترمادوسین بریتیش کلمبیا، کلرادو، نوادا، نیوفاندلند، نیویورک، نوناووت، کبک، تگزاس و سونورا وجود دارد [۴۲، ۲۷، ۴۲، ۵۱، ۲۵، ۵۳، ۴۱، ۴۸، ۵۵]

۲-۵- *Juanognathus variabilis Range Zone*

نمونه ی F4 از برش دره آسیاب، مجموعه ای معمولی از مناطق آب معتدل از فلوئین، مانند پرکوردیلرای آرژانتین و سایر بخش های لورنتیا می باشد که با چند عنصر شاخص کنودونتی مشخص می شوند:

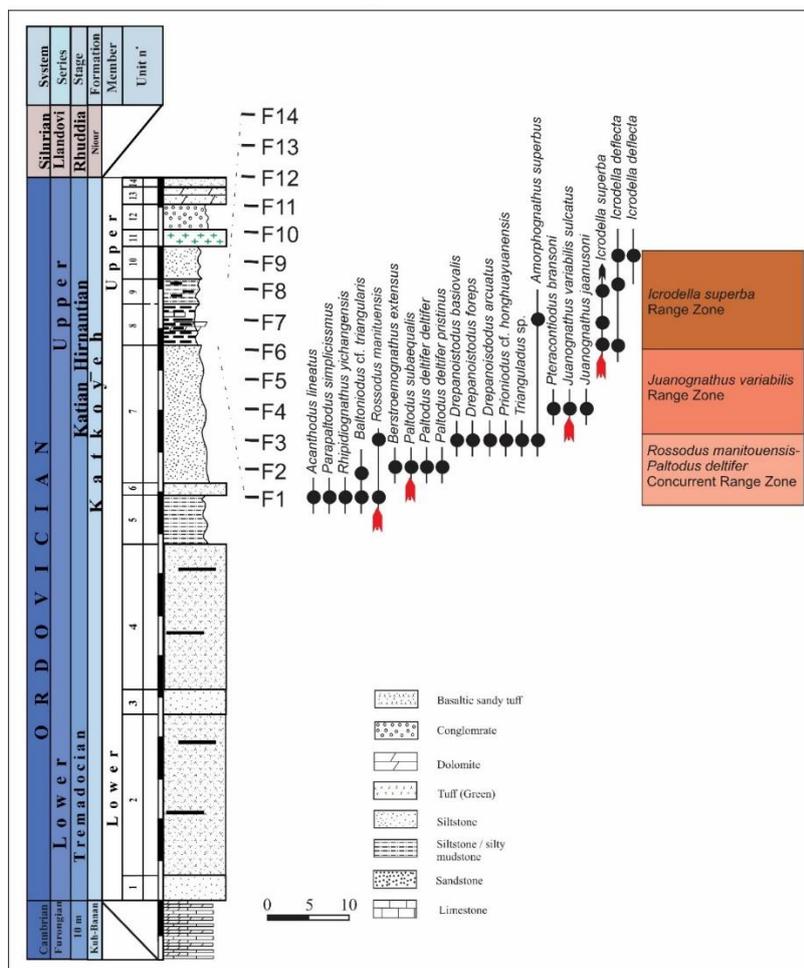
Juanognathus variabilis Serpagli و *Bergstroemognathus extensus* (Graves & Ellison) این فاصله تقریباً با سازند Acoite در نهر Aguas Blancas، در حوزه آب سرد اردوسین Cordillera Oriental آرژانتین [۵] ارتباط دارد.

Bergstroemognathus extensus دارای محدوده زیست چینه شناسی است که از بالاترین بخش ترمادوسین پسین، زون *Triangulodus bifidus* در جنوب چین [۵۵] تا بالاترین بخش فلوین پسین، زون *O. intermedius* در پرکوردیلرای آرژانتین [۳۰، ۳۱، ۳۴] گسترش یافته است. [۵۶] نمونه های سازند کتکویه را به عنوان *B. hubeinensis* (An) توصیف کردند، اگر چه این گونه بعداً با *B. extensus* مترادف شد [۵۷].

۳-۵- *Icriodella superba Range Zone*

نمونه F5-F8 از برش دره آسیاب توسط *Icriodella superba* Rhodes فراوان مشخص می شود. جنس *Icriodella* در اردوسین پسین رایج است و تا فاصله مرزی ونلوکین-لاندرورین را شامل می گردد به عنوان مثال: [۲۹]. به طور خاص،

I. superba از کاتین آمریکای شمالی [۲۸]، اروپا [۴۹] و پرکوردیلرای آرژانتین [۳۷] به خوبی شناخته شده‌است. توزیع فراوانی گونه‌های به دست آمده در برش دره آسیاب در جدول ۵-۱ نشان داده شده‌است.



شکل ۵- ستون زیست چینه‌ای برش دره آسیاب همراه با زون بندی کنodontها

species	sample	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
<i>Acanthodu lineatus</i>									16
<i>Amorphognathus sp.</i>		7							
<i>Baltoniodus cf. triangularis</i>		78	65						
<i>Bergstroemognathus extensus</i>				32					
<i>Drepanoistodus basiovalis</i>				123					
<i>Drepanoistodus forceps</i>				69					
<i>Drepanoistodus arcuatus</i>				27					
<i>Icriodella deflecta</i>							39		8
<i>Icriodella cf. discreta</i>									6
<i>Icriodella superba</i>						17		7	11
<i>Juanognathus variabilis</i>					3				
<i>Juanognathus jaansoni</i>					16				
<i>Parapaltodus simplicissimus</i>		9							

<i>Paltodus deltifer deltifer</i>	23
<i>Paltodus deltifer pristinus</i>	18
<i>Paltodus subequalis</i>	21
<i>Pteracontiodus bransoni</i>	19
<i>Trianguladus</i> sp.	3

جدول ۱- توزیع گونه‌های برش دره آسیاب

۶- نتیجه گیری

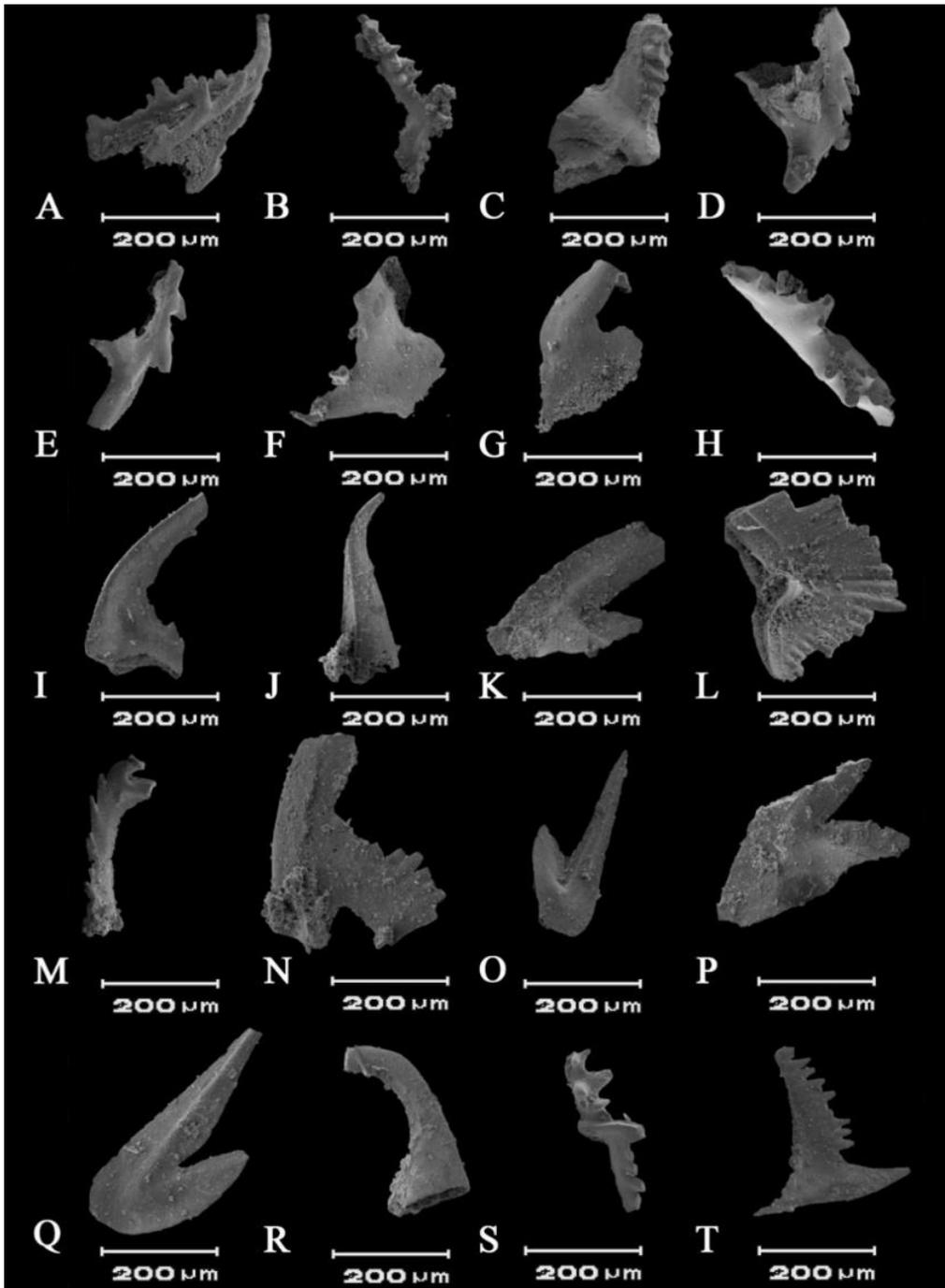
تغییرات نسبی سطح آب دریاها تأثیر شگرفی بر شکوفایی و یا انقراض موجودات زنده داشته و آنچه در پالئوزوئیک پیشین اتفاق افتاده است، نمونه بسیار ارزشمندی در این زمینه است. پیشروی سطح آب دریاها در پالئوزوئیک پیشین (در قالب چرخه رسوبی رده اول) بسیار گسترده بوده و بسیاری از فرازمین‌های قدیمی را در سرتاسر زمین فراگرفته است. از سویی، این پیشروی همخوانی جالب توجهی با توسعه چشمگیر حیات دریایی دارد که در آغاز دوره کامبرین با نام انفجار حیاتی^۱ و در آغاز اردووسین با نام رویداد تنوع زیستی بزرگ^۲ خوانده می‌شود. هم‌زمان با توسعه دریاها، تنوع زیستی دریایی در طول دوره اردووسین به طور درخور توجهی افزایش یافته و پیچیدگی بدنی موجودات زنده دریایی نسبت به گذشته بسیار بیشتر شده است، در مقابل، در انتهای اردووسین و هم‌زمان با رویداد یخچال‌زایی هیرنانتین و کاهش مشخص سطح نسبی آب دریاها، انقراض انبوهی روی داده است که به انقراض هیرنانتین مشهور است. زمین‌شناسی پالئوزوئیک پیشین ایران متأثر از حوادث یاد شده است و هم‌زمان با پیشروی جهانی سطح آب دریاها در آغاز اردووسین، سرزمین‌های ایرانی پری‌گندوانایی تحت تأثیر این رویداد قرار گرفته‌اند؛ به طوری که بسیاری از فرازمین‌های قدیمی منسوب به پرکامبرین به زیر آب رفته‌اند. به طور کلی مجموعه کنودونت‌های به دست آمده از برش دره آسیاب بیانگر وجود رسوباتی با سن اردووسین میانی-بالایی در منطقه مورد مطالعه می‌باشند. با مقایسه برش‌های مورد مطالعه با نواحی البرز شرقی (میلاکوه، سیمه‌کوه، ده‌ملا) و ناحیه طبس (شیرگشت، کوه‌بزرگ، میوگدار) و منطقه انارک (پل‌خاوند، چاه‌گنبد) مشخص گردید که به غیر از سازند چاه‌گنبد در ناحیه انارک که سن کاتین میانی-پسین تعیین گردیده، در بقیه‌ی مناطق نهشته‌های اردووسین دارای سن اردووسین پیشین (ترمادوسین - فلوین) می‌باشند.

- از آنجایی که به طور کلی، جنس *Icriodella* عادت به زیست در شلف‌های کم عمق و محیط‌های نسبتاً پر انرژی داشته و در برش مورد مطالعه این جنس به صورت غالب وجود دارد، لذا در منطقه مورد مطالعه (دره آسیاب) شلف کم عمق نسبتاً پر انرژی بوده است.

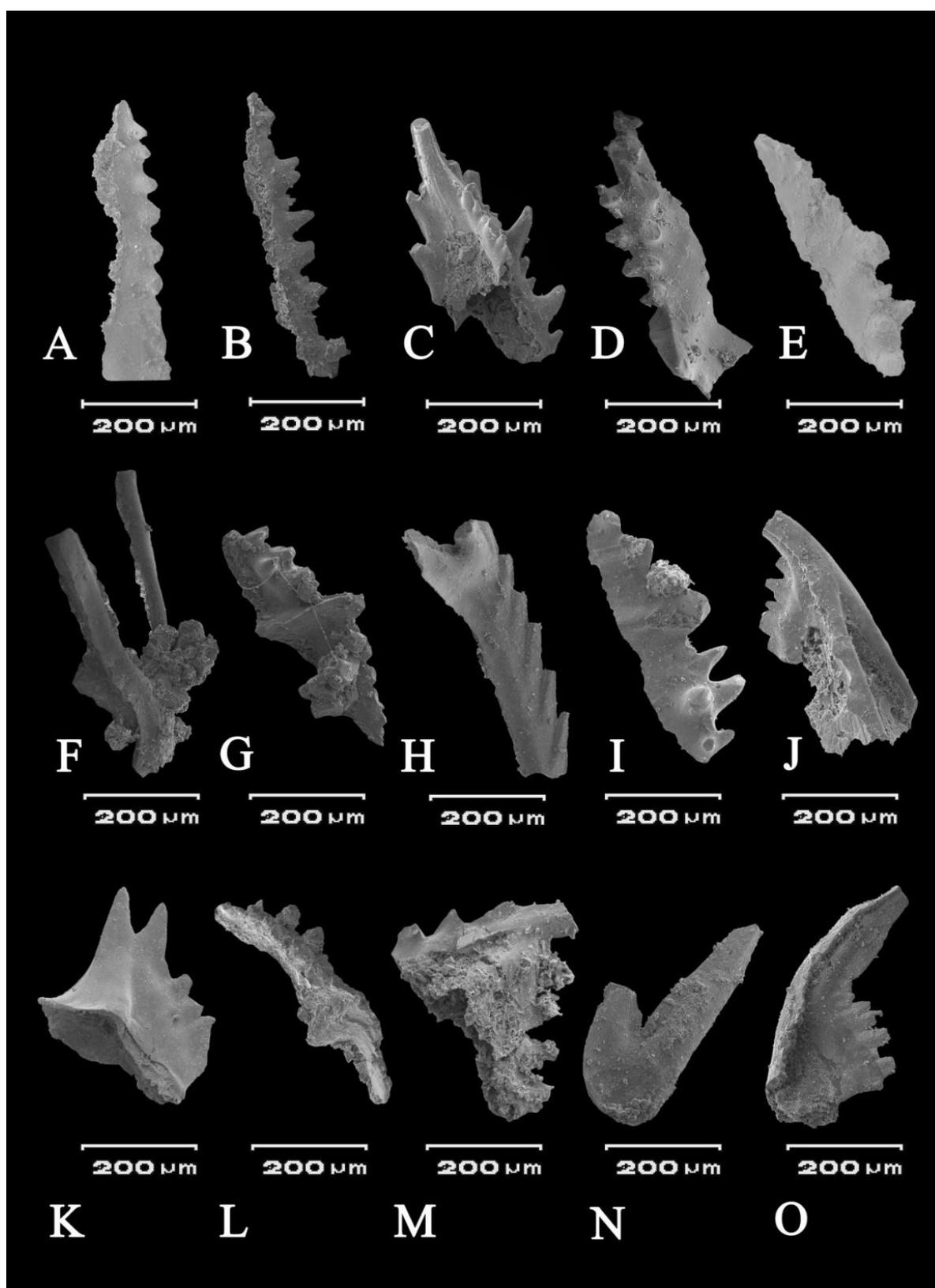
- کنودونت‌های بازایی شده در تمام برش‌ها و نمونه‌ها دارای رنگ سیاه براق (CAI=5) می‌باشند. در نتیجه دارای تاریخچه‌ی حرارتی بالایی (بیش از ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد) هستند. فونای متنوع فلوین از سازند کتکویه به ما این امکان را می‌دهد که شباهت‌های جغرافیایی دیرینه‌ای را با پرکوردیلرا، و حوضه آند مرکزی در شمال غربی آرژانتین، و همچنین با حوضه‌های قاره میانی آمریکای شمالی و اقیانوس اطلس شمالی، و چین جنوبی پیشنهاد نماییم.

¹ Cambrian Explosion

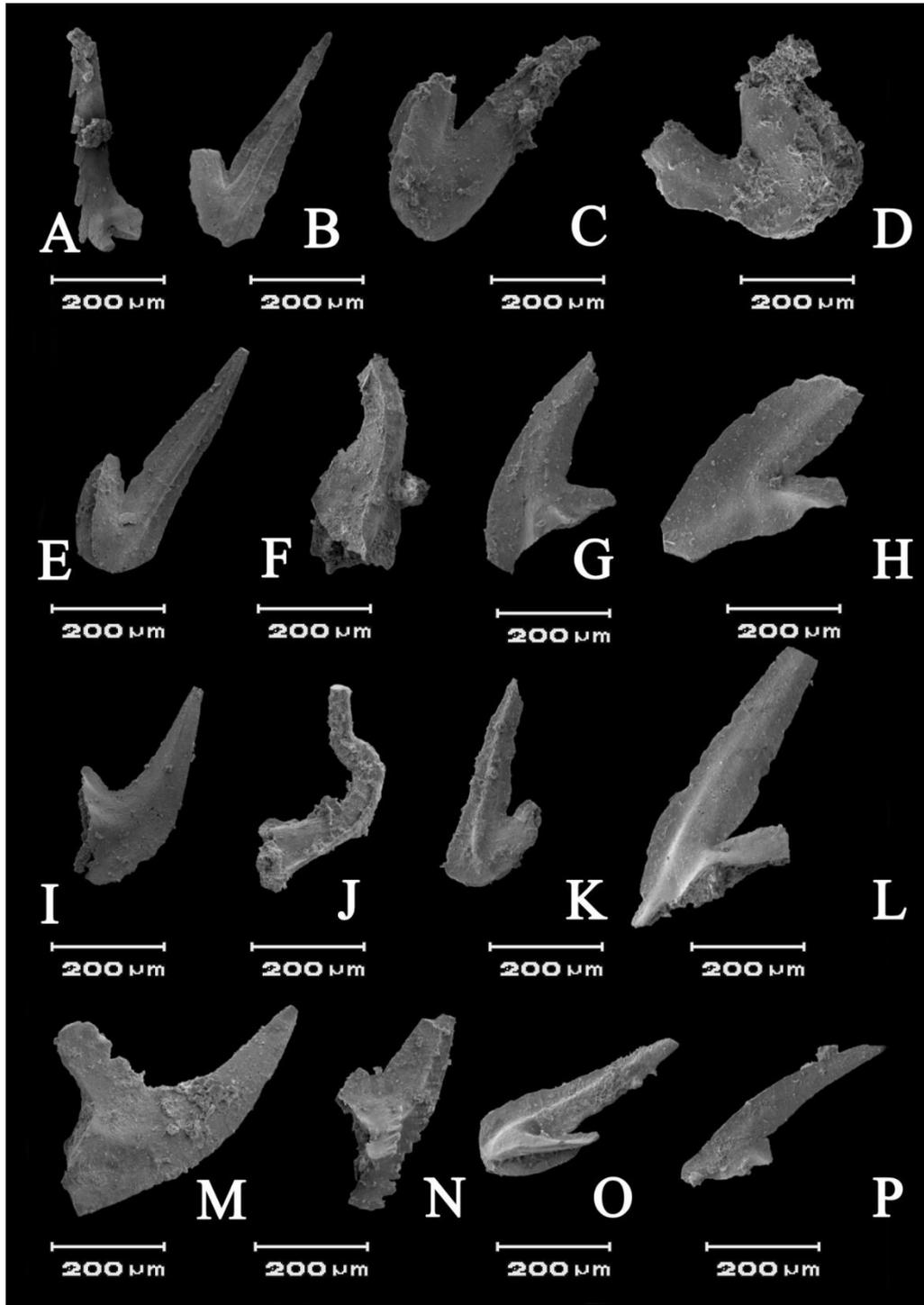
² Ordovician Biodiversification Event



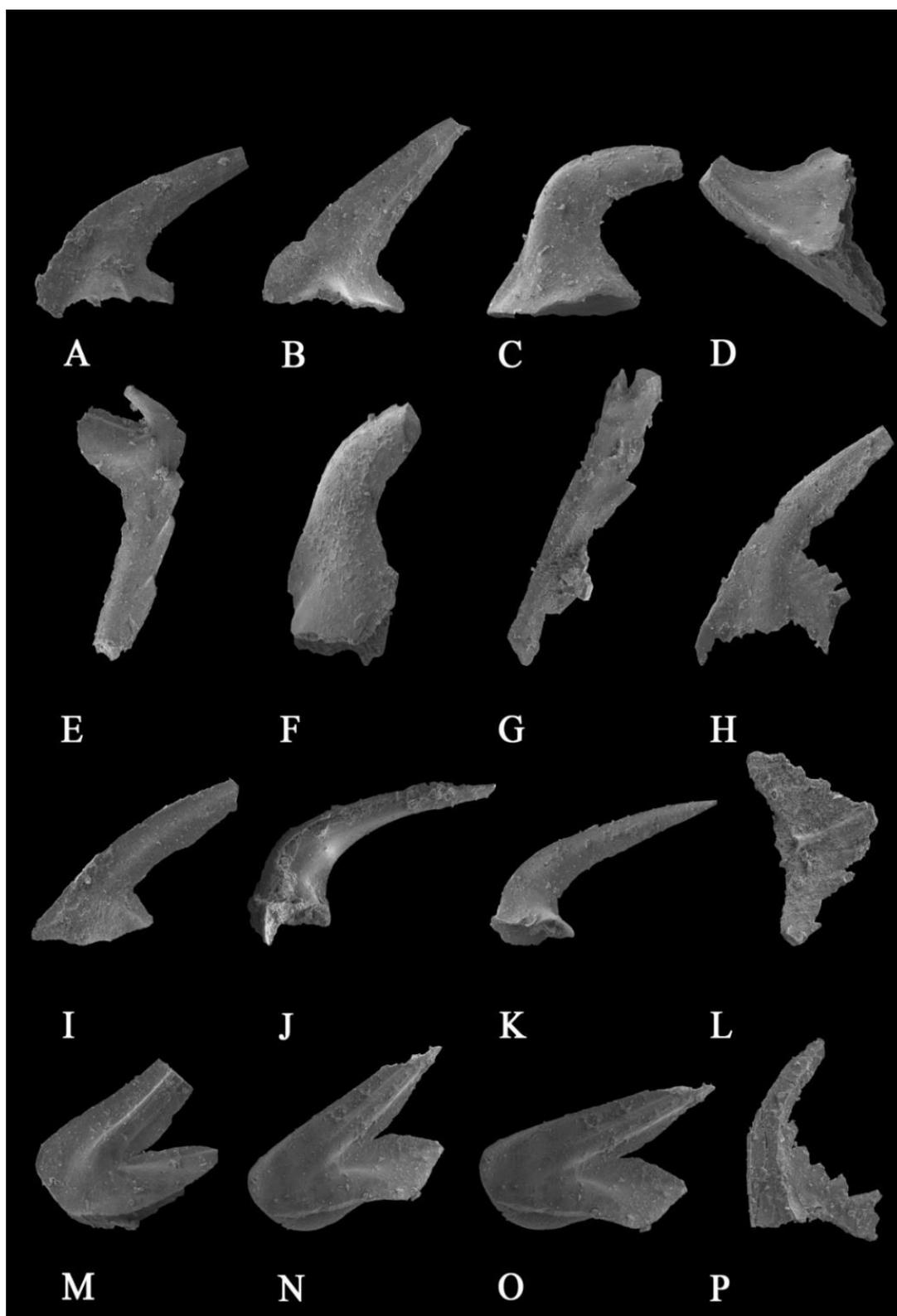
Figs. A, H, S- *Icriodella superba* Rhodes, 1953; M element, sample F7, UIMC 100; 101, 102; **Fig. B- *Icriodella deflecta* Aldridge, 1972,** Pa element, sample F6, UIMC 103; **Fig. C- *Baltoniodus* cf. *triangularis*, Lindström, 1954;** Sb element, sample F2, UIMC 104; **Figs. D, E- *Amorphognathus* sp.,** Pb element, sample F7, UIMC 105; **Figs. F, G - indeterminate *Icriodella* elements;** M? element, sample F7, UIMC 106; **Fig. I - *Prioniodus* cf. *honghuayuanensis* Zhen et al., 2005;** Sa element, sample F3, UIMC 107; **Fig. J - *Juanognathus variabilis sulcatus* Voldman & Mango;** Sba element, sample F4, UIMC 108; **Fig. K - *Rossodus manitouensis* Repetski & Ethington, 1983;** M element, sample F3, UIMC 109; **Fig. L - *Rhipidognathus yichangensis*, Ni, 1981;** Sa element, sample F1, UIMC 110; **Fig. M - *Bergstroemognathus extensus*, Graves and Ellison, 1941;** M element, sample F2, UIMC 111; **Fig. N - *Icriodella superba* Rhodes, 1953;** M element, sample F5, UIMC 112; **Figs. O, P, Q - *Drepanoistodus basiovalis* Sergeeva, 1963;** (O)- M element, sample F3, UIMC 113, (P)- Sa element, sample F3, UIMC 114, (Q)- P element, sample F3, UIMC 115; **Fig. R - *Acanthodus lineatus* (Furnish, 1938);** subrounded element, sample F1, UIMC 117; **Fig. T - indeterminate *Icriodella* elements;** M? element, sample F7, UIMC 118



Figs. A, B, C, J- indeterminate *Icriodella* elements; M? element, sample F7, UIMC 129, 130, 131; **Fig. D -** *Icriodella deflecta* Aldridge, 1972, Pa element; sample F8, UIMC 132; **Figs. E, G, I-** *Icriodella superba* Rhodes, 1953; M element, sample F8, UIMC 119; 120, 121; **Fig. F -** indeterminate *Icriodella* elements; M? element, sample F7, UIMC 122; **Fig. H -** *Bergstroemognathus extensus*, Graves and Ellison, 1941; M element, sample F2, UIMC 123; **Figs. K, M-** *Amorphognathus superbus*, M element, sample F3, UIMC 124, 125; **Fig. L -** Fig. L- *Icriodella cf. discreta* Pollock et al., 1970, Pa element, sample F8, UIMC 126; **Fig. N -** *Drepanoistodus forceps* Lindström, 1954; M element, sample F3, UIMC 127; **Fig. O -** *Prioniodus cf. honghuayuanensis* Zhen et al.2005; Sa element, sample F3, UIMC 128,



Figs. A- *Bergstroemognathus extensus*, Graves and Ellison, 1941; M element, sample F2, UIMC 148; **Figs. B, C, E** - *Drepanoistodus basiovalis* Sergeeva, 1963; (B)- M element, sample F3, UIMC 149, (C)- M element, sample F3, UIMC 150, (E)- M element, sample F3, UIMC 151; **Fig. D** - indetermined element? sample F3, UIMC 158; **Figs. F, N** -- *Icriodella superba* Rhodes, 1953; M element, sample F8, UIMC 152, 153; **Figs. G, H** -- *Paltodus subaequalis* Pander, 1856; Sb element, sample F3, UIMC 154, 155; **Fig. J** - indetermined element? sample F3, UIMC 154, 156; **Fig. L** - *Triangulodus* sp., M element, sample F3, UIMC 157; **Fig. M** - *Prioniodus* cf. *honghuayuanensis* Zhen et al.2005; Sa element, sample F3, UIMC, 157; **Fig. O, K-** *Drepanoistodus forceps* Lindström, 1954; M element, sample F3, UIMC 158, 159; **Fig. P** - *Triangulodus* sp., M element, sample F3, UIMC 160.



A, B - *Pteracontiodus bransoni*, Ethington and Clark, 1981; (A)- Sc element, sample F3, UIMC 133, (B)- Sc element, sample F4, UIMC 134; **Fig. C** - *Paltodus deltifer pristinus* (Viira, 1970); Sc element, sample F2, UIMC 135; **Fig. D** - *Icriodella superba* Rhodes, 1953; M element, sample F8, UIMC 119; 136; **Figs. E, G** - *Bergstroemognathus extensus*, Graves and Ellison, 1941; M element, sample F2, UIMC 136, 137; **Fig. H, L** -- *Rhipidognathus yichangensis*, Ni, 1981; Sa element, sample F1, UIMC 138, 142; **Fig. I** -- *Paltodus subaequalis* Pander, 1856; Sb element, sample F3, UIMC 139; **Figs. J, K** - *Juanognathus jaanussoni* (Serpagli, 1974), Sc element, sample F4, UIMC 140, 141; **Figs. M, N, O** - *Drepanoistodus basiovalis* Sergeeva, 1963; (M)- M element, sample F3, UIMC 144, (N)- M element, sample F3, UIMC 145, (O)- M element, sample F3, UIMC 146; **Fig. P** - *Icriodella superba* Rhodes, 1953; M element, sample F8, UIMC 147.

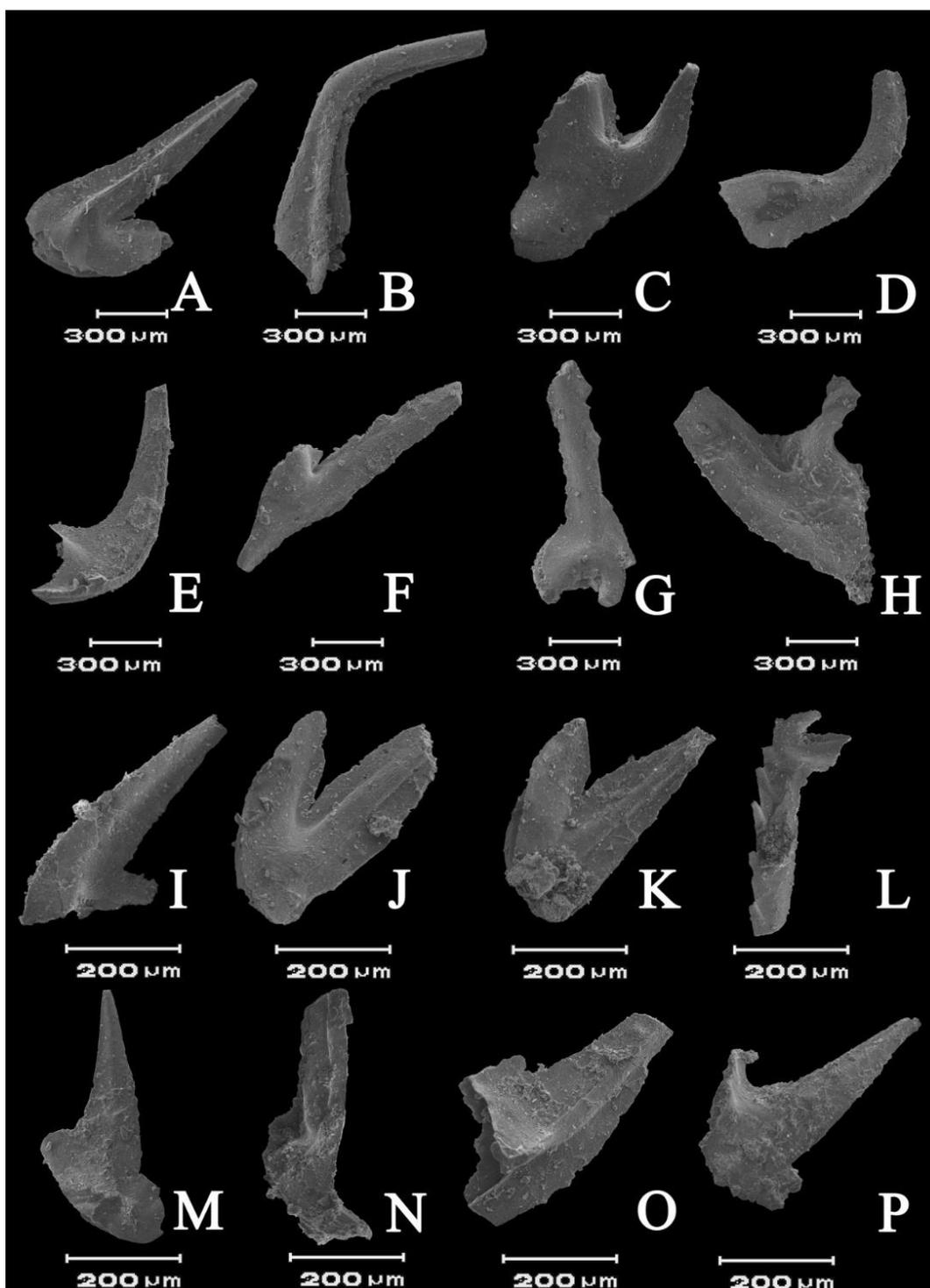
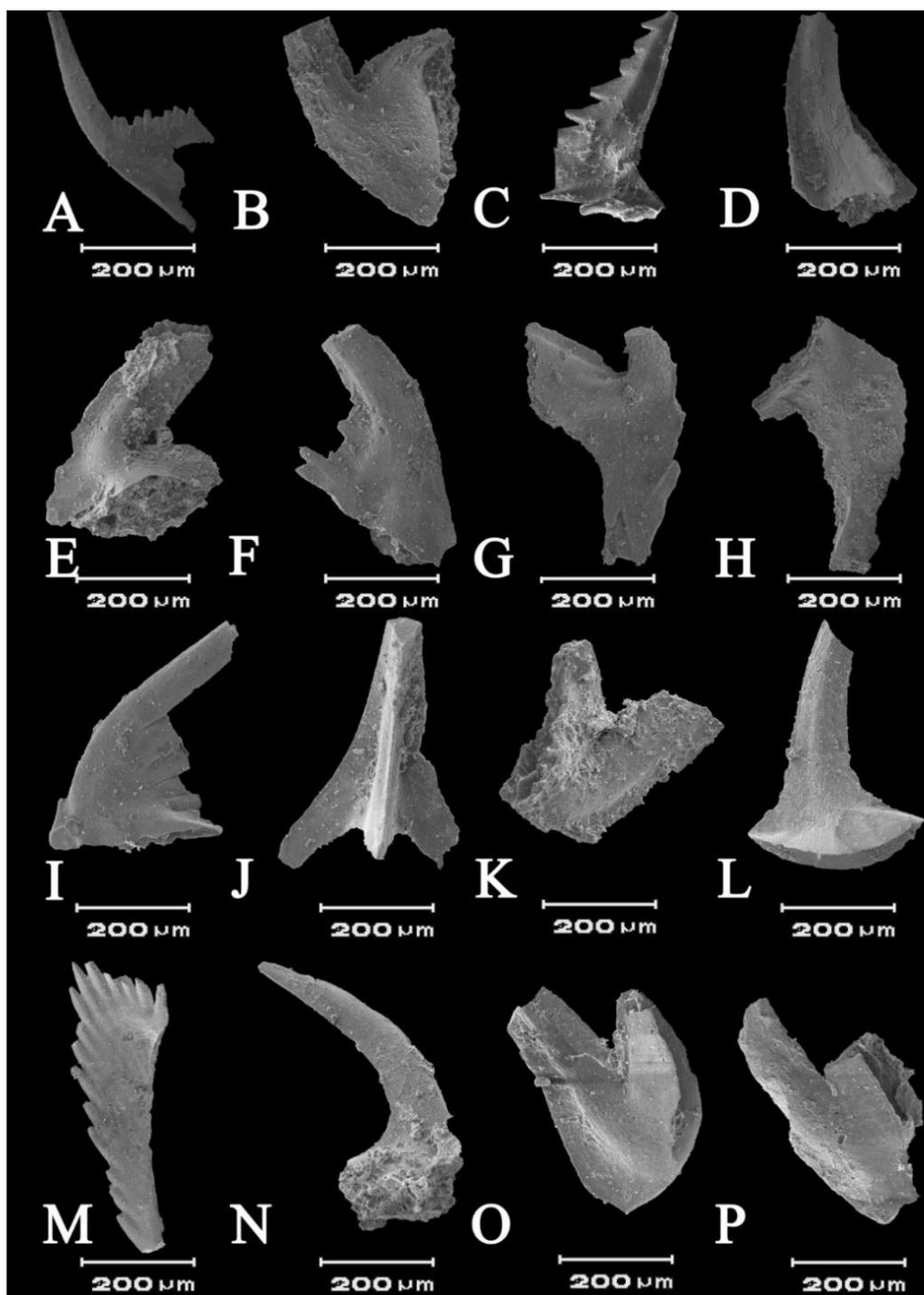


Fig. A - *Drepanoistodus basiovalis* Sergeeva, 1963; M element, sample F3, UIMC 160; Fig. B - *Juanognathus variabilis sulcatus* Voldman & Mango; Sb element, sample F4, UIMC 161; Fig. C - *Icriodella superba* Rhodes, 1953; M element, sample F8, UIMC 162; Fig. D- *Paltodus subaequalis* Pander, 1856; Sb element, sample F3, UIMC 163; Fig. E- *Drepanodus arcuatus* Pander, 1856 , Pb element, sample F3, UIMC 164; Fig. F- *Triangulodus* sp., M element, sample F3, UIMC 166; Fig. G, L- *Bergstroemognathus extensus*, Graves and Ellison, 1941; M element, sample F2, UIMC 167, 168; Fig. H- *Drepanoistodus* sp. Lindström, 1954; M element, sample F3, UIMC 175; Fig. I, P- *Paltodus deltifer deltifer* (Lindström, 1954); (G)- M element, sample F2, UIMC 169; (L)- M element, sample F2, UIMC 170; Fig. J, K- *Drepanoistodus forceps* Lindström, 1954; M element, sample F3, UIMC 171, 172; Fig. M, N- indetermined element? sample F2, UIMC 173, 174; Fig. O- *Baltoniodus* cf. *triangularis*, Lindström, 1954 ; Sb element, sample F1, UIMC 179.



Figs. A, I, F- *Prioniodus cf. honghuayuanensis* Zhen et al.2005; Sa element, sample F3, UIMC, 178, 179, 180; Fig. B- *Paltodus deltifer deltifer* (Lindström, 1954); M element, sample F2, UIMC 183; Fig. C- – indetermined element? sample F3, UIMC 154, 156; Figs. D, J- *Rossodus manitouensis* Repetski & Ethington, 1983; (D)- M element, sample F1, UIMC 184; (J)- Sa element, sample F1, UIMC 185; Fig. E- *Amorphognathus* sp., Sb element, sample F7, UIMC 186, Fig. G-- *Bergstroemognathus extensus*, Graves and Ellison, 1941; M element, sample F2, UIMC 187; Fig. H- *Parapaltodus simplicissimus* , Stouge, 1984, P element, sample F2, UIMC 189; Fig. L- *Drepanoistodus forceps* Lindström, 1954; M element, sample F3, UIMC 190; Fig. M- *Rhipidognathus yichangensis* ,Ni, 1981; Sa element, sample F1, UIMC 191; Figs. N, K- *Drepanoistodus* sp. Lindström, 1954; M element, sample F3, UIMC 192, 193; Fig. O- *Drepanoistodus basiovalis* Sergeeva, 1963; M element, sample F3, UIMC 194; Fig. P – indetermined element? sample F4, UIMC 154, 156;

سپاس و قدردانی

این پژوهش با حمایت های مالی و لجستیکی معاونت پژوهش و فناوری دانشگاه اصفهان و گروه زمین شناسی این دانشگاه انجام گردیده است. همچنین از داوران مقاله خانم ها دکتر الهه ستاری (مدیر اجرایی مجله زمین شناسی نفت ایران) و دکتر طاهره پرویزی (فارغ التحصیل دکتری چینه و فسیل شناسی دانشگاه اصفهان) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع فارسی

[۱] وحدتی دانشمند، ف.، ۱۳۷۴، گزارش نقشه‌ی زمین شناسی ۱:۱۰۰,۰۰۰. از رند، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، شماره برگه: ۷۳۵۱.

[۲] حسین زاده مقدم، م.س.، ۱۳۸۷، پالینوستراتیگرافی رسوبات پالئوزوئیک ناحیه علی آباد گرگان، پایان نامه کارشناسی ارشد، رشته زمین شناسی، دانشگاه شهید بهشتی تهران.

[۳] پورصالحی، ف.، بهرامی، ع.، عامری، ح.، گابریل ولدمان، گ.، ۱۴۰۲، زیست چینه نگاری نهشته های سازند کتکویه در برش گزویی، شمال غرب کرمان (جنوب شرق زرنند) براساس فونای کنودونتی، مجله زمین شناسی نفت ایران، ۱۲(۲۴) ۱-۱۸.

- [4] AGHANABATI, A., 1977, Etude geologique de la region de Kalmard (W. Tabas). Geological Survey of Iran, Report No. **35**: 1-230
- [5] ALBANESI, G.L., RUEDA, E.K., ORTEGA, G., MONALDI, C.R., 2020, Age correlations for the Acoite Formation (Lower Ordovician) at Aguas Blancas Creek in the Cordillera Oriental of Jujuy Province, Argentina. *Alcheringa* **44** (4), 484-495. DOI: 10.1080/03115518.2020.1853235.
- [6] ALDRIDGE, R.J., 1972, Llandovery conodonts from the Welsh Borderland. *Bulletin of the British Museum Natural History (Geology)* **22**(2), 125-231.
- [7] ASSERETO, R., 1966, Geological map of upper Djadjerud and Lar valleys (central Elburz, Iran). *Inst. Geol. Univ. Milano (Ser.G)* **232**: 1-86, 2 geological map 1:50000.
- [8] BASSETT, M.G., DASTANPOUR, M., POPOV, L.E., 2004, Late Ordovician faunas of Kerman Province, east-central Iran. In: Hints, O., Ainsaar, L. (Eds.), *WOGOGOB-2004 Conference Materials*. Tartu University Press, Tartu, 16-17.
- [9] BAYET-GOLL, A., MOUSSAVI HARAMI, R., MAHBOUBI, A., 2013, The trace fossil *Cruziana* and *Rusophycus*: A study from the Ordovician succession of Kalmard block, central Iran. *Scientific Quarterly Journal, Geosciences*, **87**:101-112.
- [10] BRUTON, D. L., WRIGHT, A. J. and HAMED, M.A., 2004, Ordovician trilobites of Iran. *Palaeontographica A* **271**, 111-149.
- [11] COCKS, R.L. and TORSVIK, T.H., 2020, Ordovician palaeogeography and climate change. *Gondwana Research* **100** (2021) 53-72.
- [12] DRONOV, A., 2005, Introduction to the geology of the St. Petersburg region. In: Dronov, A., Tolmacheva, T.J., Raevskaya, E., Nestell, M. (Eds.), *Cambrian and Ordovician of St. Petersburg Region—Guidebook of Pre-Conference Field Trip*. St. Petersburg State University, 2-15.
- [13] EBBESTAD, J.O.R., MICHAEL, G., BASSETT, M.G., DASTANPOUR, M., POPOV, L.E., 2008, Ordovician (Caradoc) Gastropoda of the Katkoyeh Formation, Kerman Province, Iran. *Geobios* **41**: 605-624.
- [14] EPSTEIN, A.G., EPSTEIN, J.B. and HARRIS, L.D., 1977, Conodont color alteration — an index to organic metamorphism. *United States Geological Survey Professional Paper*, **995**: 1-27.
- [15] ETHINGTON, R.L., CLARK, D.L., 1971, Lower Ordovician conodonts in North America. In *Symposium Conodont Biostratigraphy*. Edited by W.C. Sweet and S.M. Bergström. Geological Society of America Memoir **127**: 63-82.
- [16] GHADERI, A., AGHANABATI, A., HAMIDI, B., MILLER, J. F., 2008, Biostratigraphy of the Shirgesht Formation in Kalmard mountains in southwest of Tabas with special emphasis on conodonts. *Scientific quarterly journal Geosciences*, **70**:28-37.

- [17] GANSSER, A. and HUBER, H., 1962, Geological observation in the central Elburz, Iran. *Schweizeris chemineralogische und petrographische mitteilungen*, **42**: 593-630.
- [18] GHOBADIPOUR, M., WILLIAMS, M., VANNIER, J., MEIDLA, T. and POPOV, L.E., 2006, Ordovician ostracods from east Central Iran. *Acta Palaeontologica Polonica*, **51**: 551-560.
- [19] HAMED, M.A., WRIGHT, A.J., 1992, New data on the Ordovician – Silurian of central Iran. 29th international Geological congress, Kyoto, Japan, 122.
- [20] HAMED, M.A., WRIGHT, A.J., ALDRIDGE, R.J., BOUCOT, A.J., BRUTON, D.L., CHATTERTON, B.D.E., JONES, P., NICOLL, R.S., RICKARDS, R.B., ROSS, J.R.P., 1997, Cambrian to Silurian of East-Central Iran: new biostratigraphic and biogeographic data. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie, Monatshefte* **1977** (7), 412-424.
- [21] HAMED, M.A., 1995, Lower palaeozoic sedimentology and stratigraphy of the Kerman region. East-central Iran. -Unpub. Ph.D. thesis, Univ, Wollongong, Australia.
- [22] HAQ, B.U., SCHUTTER, S.R., 2008, A chronology of Paleozoic sea-level changes: *Science*, **322**, 64–68, <https://doi.org/10.1126/science.1161648>.
- [23] HUCKRIEDE, R., KURSTEN, M. and VENZLAFF, H., 1962, Zur geologie des Gebietes zwischen Kerman und Saghand (Iran). *Beihefte zum geologischen Jahrbuch*, **51**, 197.
- [24] JAHANGIR, H., GHOBADIPOUR, M., ASHOURI, A.R., AMINI, A., 2014, Terminal Cambrian and early Ordovician (Tremadocian) Conodonts from Eastern Alborz, north-central Iran. *Alcheringa*, **1**(2): 137-148.
- [25] JI, Z., BARNES, C.R., 1994, Lower Ordovician conodonts of the St. George Group, Port au Port Peninsula, western Newfoundland, Canada. *Palaeontographica Canadiana*, **11**: 1–149.
- [26] KHANEHBAD, M., MOUSSAVI-HARAMI, S.R., SABAGH BAJESTANI, M., 2010, Diagenesis and geochemistry of siliciclastic facies from Ordovician of Rahdar mountain, western Tabas. *Sedimentary Facies*, **3**(1): 11-22.
- [27] LANDING, E., BARNES, C.R., STEVENS, R.K., 1986, Tempo of earliest Ordovician graptolite faunal succession: conodont-based correlations from the Tremadocian of Quebec. *Canadian Journal of Earth Sciences*, **23**: 1928–1949.
- [28] LESLIE, S.A., 2000, Mohawkian (Upper Ordovician) conodonts of Eastern North America and Baltoscandia. *Journal of Paleontology* **74**, 1122–1147. DOI 10.1666/0022-3360(2000)0742.0.CO;2.
- [29] MABILLARD, J.E. and ALDRIDGE, R.J., 1983, Conodonts from the Coralliferous Group (Silurian) of Marloes Bay, South-West Dyfed, Wales. *Geologica et Palaeontologica* **17**, 29–43.
- [30] MANGO, M., ALBANESI, G.L., 2020, Conodont biostratigraphy and correlation of the San Juan Formation at the Cerro La Silla section, middle Tremadocian-lower Dapingian, Central Precordillera, Argentina. *Andean Geology* **47**(3), 577–598. DOI 10.5027/andgeoV47n3-3271.
- [31] MESTRE, A., HEREDIA, S., MORENO, F., BENEGAS, L., MORFIL, A., SORIA, T., 2020, New insights on Lower Ordovician (Floian) reefs from the Argentine Precordillera: Biostratigraphic, sedimentologic and paleogeographic implications. *Journal of South American Earth Sciences* **103**, art. 102801. DOI 10.1016/j.jsames.2020.102801.
- [32] MILLER, K.G., KOMINZ, M.A., BROWNING, J.V., WRIGHT, J.D., MOUNTAIN, G.S., KATZ, M.E., SUGARMAN, P.J., CRAMER, B.S., CHRISTIE-BLICK, N., PEKAR, S.F., 2005, The Phanerozoic record of global sea-level change. *Science* **310**, 1293–1298.
- [33] MUNNECKE, A., CALNER, M., HARPER, D.A.T. SERVAIS, T., 2010, Ordovician and Silurian sea-water chemistry, sea level, and climate: A synopsis *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, **296**(3-4): 389-413.
- [34] MORENO, F., MESTRE, A., HEREDIA, S., 2020, New early Ordovician conodont data from the San Juan Formation, Central Precordillera (Argentina): Biostratigraphic and paleogeographic significance. *Journal of South American Earth Sciences* **103**, art. 102798. DOI 10.1016/j.jsames.2020.102798.
- [35] NEZHADABBAS, M., GHADERI, A., JAHANGIR, H., ASHOURI, A.R., 2020, Ordovician conodonts of the Katkoyeh formation in the Kuh-e-Bonorg section, Kalmard Horst (west of Tabas). *Journal of Stratigraphy and Sedimentology Researches University of Isfahan* Vol. 36, Issue 1, Spring 2020, **78**(61-88).

- [36] NIELSEN, A.T., 2004, Ordovician sea level changes: A Baltoscandian perspective, in Webby, B.D., et al., eds., *The Great Ordovician Biodiversification Event*: New York, Columbia University Press, p. 84–93, <https://doi.org/10.7312/webb12678-011>.
- [37] ORTEGA, G., ALBANESI, G., BANCHING, A., PERALTA, G., 2008, High resolution conodont-graptolite biostratigraphy in the Middle Upper Ordovician of the Sierra de La Invernada Formation (Central Precordillera, Argentina). *Geologica Acta* **6**(2), 161–180.
- [38] PERCIVAL, I.G., WRIGHT, A.J., NICOLL, R.S., HAMED, M.A., 2009, Martellia and Middle associated Ordovician brachiopods from the Katkoyeh Formation, east-central Iran. *Memoirs of the Association of Australasian Palaeontologists* **37**, 315–325. ISSN0810-8889.
- [39] POURSALEHI, F., VOLDMAN, G., BAHRAMI, A., SALAS, M.J., AMERI, H., 2022. New data on conodonts and ostracods of the Katkoyeh Formation (Lower-Upper Ordovician) at the Banestan Section of East-Central Iran: *biostratigraphical and palaeobiogeographical significance*, *Bulletin of Geosciences*, **97**(3): 363 – 384.
- [40] POURSALEHI, F., VOLDMAN, G., BAHRAMI, A., MANGO, M.J., 2024. New insights into the conodont biostratigraphy and paleobiogeography of the Katkoyeh Formation (Lower–Upper Ordovician) at the Katkoyeh Section, East-Central Iran, *Palaeoworld*, **33** (4) 884–898.
- [41] PYLE, L.J., BARNES, C.R., 2002, Taxonomy, evolution and biostratigraphy of conodonts from the Kechika Formation, Skoki Formation and Road River Group (Upper Cambrian to Lower Silurian), northeastern British Columbia. *National Research Council of Canada, Monograph Series*, **44461**, 1–227.
- [42] REPETSKI, J.E., ETHINGTON, R.L., 1983, *Rossodus manitouensis* (Conodonta), a new early Ordovician index fossil. *Journal of Paleontology*, **57**: 289–301.
- [43] RICKARDS, R.B., HAMED, M.A., WRIGHT, A.J., 1994, A new Arenig (Ordovician) graptolite fauna from the Kerman district, east-central Iran. *Geological Magazine* **131**: 35–42.
- [44] RICKARDS, R.B., HAMED, M. A., WRIGHT, A.J., 2001, An unusual late Arenig assemblage of graptolites, hemichordates and hydroids from the Banestan area, east-central Iran. In: Abstracts, 15th International Senckenberg conference: Joint meeting IGCP 421/SDS, Frankfurt am main 2001. 80–81.
- [45] ROSS, R.J.J., HINTZE, L.F., ETHINGTON, R.L., MILLER, J.F., TAYLOR, M.E., REPETSKI, J.E., 1997, THE IBEXIAN, TAYLOR, M.E., and REPETSKI, J.E. 1997, THE IBEXIAN, lowermost Series in the North American Ordovician. In *Early Paleozoic Biochronology of the Great Basin*. Edited by M.E. TAYLOR. U.S. Geological Survey Professional Paper **1579**, 1–50.
- [46] ROSS, J.R.P., HAMED, M.A., WRIGHT, A.J., 2000, Late Ordovician (Caradoc) bryozoans from the Kerman district, East-Central Iran. In: *Proceedings of the 11th International Bryozoology Association Conference*. 329–335.
- [47] RUTTNER, A., NABAVI, M. and HAJIAN, J., 1968, Geology of the Shirgesht area (Tabas area, east Iran). *Reports of the geological survey of Iran*, **4**: 1–133.
- [48] SALAD HERSI, O., NOWLAN, G., LAVOIE, D., 2007, A revision of the stratigraphic nomenclature of the Cambrian-Ordovician strata of the Philipsburg tectonic slice, southern Quebec. *Canadian Journal of Earth Sciences* **44**, 1775–1790. DOI 10.1139/e07-041.
- [49] SAVAGE, N.M., BASSETT, M.G., 1985, Caradoc-Ashgill conodont faunas from Wales and the Welsh Borderland. *Palaeontology* **28**(4), 679–713.
- [50] SCHALLREUTER, R., HINTZ-SCHALLREUTER, I., BALINI, M., FERRETTI, A., 2006, Late Ordovician Ostracoda from Iran and their significance for palaeogeographical reconstructions. *Z. geol. wiss., Berlin* **34** (2006) 5; 293–345, 6 Abb., 5 Tab., 11 Tafeln.
- [51] SEO, K-S, ETHINGTON, R.L., 1993, Conodonts from the Manitou Formation, Colorado, U.S.A. *Journal of the Paleontological Society of Korea* **9**(1), 77–92.
- [52] SHEIKHOLESLAMI, M.R., ZAMANI, M., 1999, Geological map of Halvan, scale 1:100,000, Geological survey of Iran. 7257.
- [53] STEWART, J.H., POOLE, F.G., HARRIS, A., REPETSKI, J.E., WARDLAW, B.R., MAMET, B.L. MORALES-RAMIREZ, J.M., 1999, Neoproterozoic(?) to Pennsylvanian inner-shelf, miogeoclinal strata in Sierra Agua Verde, Sonora, Mexico. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* **16**(1), 35–62.

- [54] STONE, J., 1987, Review of investigative techniques used in the study of conodonts. In *Conodonts: Investigative Techniques and Applications*. Edited by R.L. Austin. Ellis Horwood Ltd., Chichester, 17–34.
- [55] ZHANG, S., 2020, Upper Cambrian and Lower Ordovician conodont biostratigraphy and revised lithostratigraphy, Boothia Peninsula, Nunavut. *Canadian Journal of Earth Sciences* **57**(9), 1030–1047. DOI 10.1139/cjes-2020-0006.
- [56] ZHEN, Y.Y., NICOLL, R.S., PERCIVAL, I.G., HAMED, M.A. and STEWART, I., 2001, Ordovician Rhipidognathid conodonts from Australia and Iran. *Journal of paleontology*, **75** (1): 186–202.
- [57] ZHEN, Y.Y., PERCIVAL, I.G., LIU, J. B., 2006, Rhipidognathid conodonts from the Early Ordovician Honghuayuan Formation of Guizhou, South China. *Palaeoworld* **15**(2), 194–210. DOI 10.1016/j.palwor.2006.07.004.
- [58] ZHEN, Y.Y., COOPER, R.A., SIMES, J. E., WRIGHT, A. J., 2009, Darriwilian (Middle Ordovician) conodonts from Thompson Creek, Nelson Province, New Zealand. *Memoirs of the Association of Australasian Palaeontologists*, **37**, 25–53.

تحلیل هندسی چین و مقادیر کمی واتنش با استفاده از مقاطع لرزه ای تراز شده (مطالعه موردی میدان نفتی کوپال)

بابک سامانی^{۱*}، یعقوب جلیلی شاه منصوری^۲، نگار ملایی^۳

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

۲-استادیار، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

۳-کارشناس ارشد تکتونیک، دانشکده علوم زمین دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

b.samani@scu.ac.ir*

دریافت اردیبهشت ۱۴۰۴، پذیرش شهریور ۱۴۰۴

چکیده

در این پژوهش با استفاده از مقاطع لرزه‌ای تفسیر شده، به بررسی ماهیت هندسی چین و مقادیر کمی واتنش در افق کربناته آسماری در میدان نفتی کوپال پرداخته شده است. بدین منظور تعداد سیزده مقطع لرزه‌ای از میدان نفتی کوپال مورد ارزیابی قرار گرفت. با استخراج افق کربناته آسماری از هر مقطع لرزه‌ای، داده‌های اولیه جهت بررسی هندسی سبک چین و تحلیل‌های واتنش آماده گردید. بررسی عناصر سبک چین در افق آسماری میدان نفتی کوپال نشان دهنده یک چین نامتقارن با زاویه بین یالی ۱۱۰ تا ۱۴۷ درجه (چین ملایم تا باز) و نسبت ابعادی ۰/۱۵ تا ۰/۳۸ (چین وسیع تا پهن) و نسبت تیزی ۰/۴۵ تا ۰/۷ (چین نیمه مدور) می باشد. به منظور تعیین مقادیر کوتاه شدگی و مقادیر نسبی واتنش با به کارگیری هوش مصنوعی، هر یک از مقاطع لرزه‌ای تراز شد و مقادیر طول اولیه افق آسماری تعیین گردید. نتایج نشان دهنده مقادیر کوتاه شدگی متفاوت در بخش‌های مختلف تاقدیس می‌باشد. مقادیر کوتاه شدگی در محدوده ۲/۶۷ تا ۸/۶۵ درصد و مقادیر نسبت واتنش در محدوده ۱/۰۵ تا ۱/۱۹ محاسبه گردید.

واژه های کلیدی: مقطع لرزه ای، مقطع تراز شده، نسبت ابعادی چین، نسبت واتنش، درصد کوتاه شدگی

۱- مقدمه

مطالعه هندسه چین‌ها و بررسی عناصر سبک چین به زمین‌شناسان در فهم فرایندهای زمین‌شناسی و تاریخچه زمین ساختی مناطق دگرشکل شده کمک می‌کند. از آنجا که خصوصیات هندسی چین‌ها مستقیماً تحت تاثیر جهت‌گیری و مقادیر تنش‌های موجود در پوسته زمین قرار می‌گیرد با بررسی و شناخت دقیق هندسه چین‌ها می‌توان به اطلاعات ارزشمندی از وضعیت تنش و واتنش در مناطق مختلف دست یافت. مطالعه ریخت‌ساختاری چین‌ها به ویژه در مناطق کوهستانی جوان می‌تواند در شناخت خصوصیات زمین‌ساخت پویا بسیار کارگشا باشد. شکل هندسی و ویژگیهای ساختاری چین‌ها به گونه‌ای است که ممکن است مواد معدنی مختلف به شکل ذخایر عظیمی در این ساختارها تجمع یابند [۴، ۱۰]. بسیاری از ساختارهای مرتبط با چین خوردگیها همچون درزها و شکستگی‌ها در تجمع و هدایت سیالهای همچون آب، نفت و گاز نقش بسزایی بازی می‌کنند. معمولاً شکستگی‌ها و گسل‌های مرتبط با چین خوردگیها در بخش‌هایی با تمرکز واتنش بالاتر تشکیل می‌شوند. با توجه به عدم شناخت مستقیم وضعیت شکستگی‌ها در بسیاری از مطالعات زیرسطحی و یا هزینه بر بودن بسیاری از روش‌های ژئوفیزیکی، استفاده از راهکارهایی که بتوان مناطق با سطوح واتنش متفاوت را تعیین نمود بسیار مفید خواهد بود. بررسی و تعیین مقادیر کمی واتنش یکی از مباحث مهم جهت فهم چگونگی الگوی واتنش در قسمت‌های مختلف و دگرشکل شده پوسته زمین می‌باشد. به کارگیری روش‌های مختلف در تعیین مقادیر واتنش، زمین‌شناسان را قادر می‌سازد تا به تعیین مقادیر کمی واتنش در نواحی دگرشکل شده بپردازند. استفاده از داده‌های قابل برداشت در صحرا و داده‌های استخراج شده از نقشه‌ها و مقاطع لرزه‌ای، اولین گام در به کارگیری روش‌های تعیین مقادیر کمی واتنش می‌باشد. در مناطق دگرشکل شده محصول نهایی دگرشکلی مورد بررسی قرار گرفته و مقادیر کمی واتنش در آخرین مرحله از دگرشکلی مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در صورتیکه نیاز باشد تا تغییرات مقادیر واتنش در هر لحظه از زمان در بخش‌های مختلف یک ساختار مورد بررسی قرار گیرد استفاده از مدل‌سازیهای آزمایشگاهی و عددی امری اجتناب‌ناپذیر بوده و تحلیل‌های واتنش پیش‌رونده صورت می‌پذیرد. فرایند تحلیل‌های عددی واتنش، بر پایه یافتن عناصری است که بتوان از آنها بعنوان نشانگر در اندازه‌گیریهای واتنش استفاده نمود. روشهای متفاوتی بوسیله محققین مختلف جهت برآورد مقادیر کمی واتنش در سنگهای دگرریخت شده ارائه شده است [۲۱، ۱۹، ۳۱، ۱۷، ۹].

تهیه و استفاده از مقاطع عرضی موازنه شده در بسیاری از مناطق چین خورده یکی از متداول‌ترین روشهای مطالعات واتنش می‌باشد که توسط بسیاری از زمین‌شناسان ساختاری مورد استفاده قرار گرفته است [۸، ۱۱، ۷، ۱۶، ۲۷، ۳۰، ۱۲]. در تحلیل‌های واتنش، جهت تعیین مقادیر کمی واتنش استفاده از توابع ریاضی امری متداول می‌باشد. از آنجا که استفاده از برخی روابط و توابع ریاضی بسیار دشوار و نیازمند مهارت ریاضی و صرف زمان زیادی می‌باشد در دهه‌های اخیر استفاده از برخی توابع تصویری به عنوان روشی سریع و ساده در تحلیل‌های واتنش مورد استفاده بسیاری از محققین زمین‌شناسی قرار گرفته است [۳۲، ۲۱، ۱۸، ۳۸، ۳۵، ۲۲، ۱۳، ۴۲، ۲۴]. در بسیاری موارد می‌توان با استفاده از نشانگرهای مختلف مانند قله سنگ‌ها، الیت‌ها و فسیل‌های دگرشکل شده، الگوی جهت‌یابی محور C کانی کوارتز و برخی ساختارهای سطحی و زیرسطحی، مقادیر عددی واتنش را محاسبه نمود. تاکنون مطالعات متعددی جهت برآورد مقادیر کمی واتنش در بخش‌های مختلف پوسته زمین صورت پذیرفته است. در این مطالعات از روشهای مختلفی همچون استفاده از کانیهای دگرشکل شده

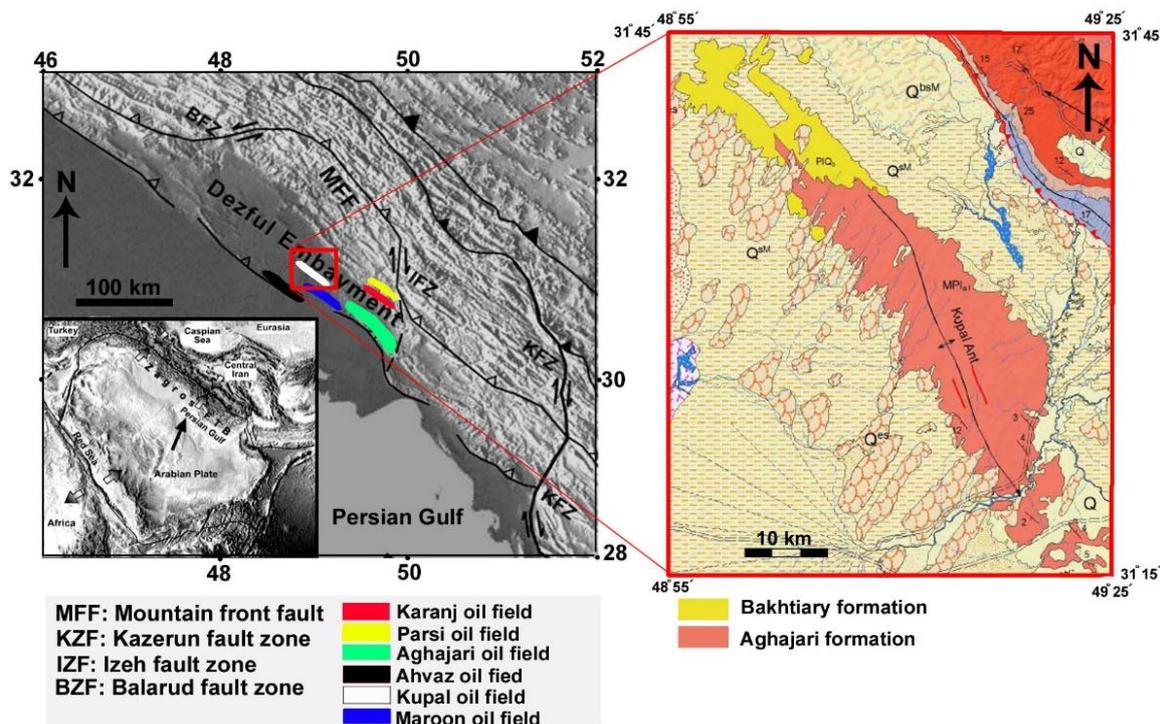
بابک سامانی، یعقوب جلیلی شاه منصوری، نگار ملایی

کوارتز در پهنه‌های برشی و استفاده از نشانگرهایی همچون قلوه‌های دگرشکل شده کنگلومرا، فسیل‌های دگرشکل شده [۴۸،۱۲،۱۶،۷،۴۱،۲۷،۳۰] و نیز به کارگیری مقاطع عرضی موازنه شده استفاده شده است [۳۵،۳۶،۱۳،۳۱،۴۲،۴۳،۱۸،۲۴]. با توجه به اهمیت درک ویژگیهای هندسه چین در میدان نفتی کوپال و شناخت الگوی واتش و کوتاه شدگی به عنوان عواملی تاثیرگذار در میزان استحصال مواد هیدروکربنی در این مطالعه ویژگی‌های هندسی و عناصر سبک چین در افق آسماری میدان نفتی کوپال مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین با استفاده از مقاطع لرزه‌ای تفسیر شده، مقاطع موازنه شده از افق آسماری در بخش‌های مختلف تاقدیس میدان نفتی کوپال تهیه گردید. با برآورد مقادیر طول اولیه و نهایی افق چین خورده، مقادیر پارامترهای واتش و کوتاه شدگی در بخش‌های مختلف تاقدیس مورد ارزیابی قرار گرفت.

۲- زمین ساخت و زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

کمر بند کوهستانی زاگرس بخشی از کوهزاد آلپ-همیالیا بوده که در حاشیه شمال شرقی صفحه سنگ‌کره‌ای آفریقا-عربی قرار گرفته است [۴۶،۱،۳۷،۳۴]. کمر بند کوهزایی زاگرس در نتیجه بسته شدن اقیانوس نئوتیس، فرورانش پوسته اقیانوسی به زیر خرده قاره ایران مرکزی و برخورد قاره-قاره از زمان کرتاسه پسین تا ترشیری شکل گرفته است [۴۴،۶،۷]. زاگرس یک منطقه دگرشکل شده خطی است [۴۴،۶،۲۷] که 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 [۲۹،۲۷]. ستون چینه شناسی زاگرس حدوداً شامل ۱۲ کیلومتر واحدهای سنگی فانروزوئیک بوده که بر روی پی سنگ پرکامبرین قرار گرفته است [۷،۱،۱۵،۱۴]. این واحدهای سنگی تاریخچه پیچیده زمین‌ساختی این منطقه را در خود حفظ کرده و معرف تمام مراحل تکامل یک حوضه از فلات قاره غیرفعال تا کافت و در نهایت مراحل مختلف تغییر شکل در ارتباط با فرارانش افیولیت‌ها و برخورد قاره‌ای است [۴۶،۱،۱۳]. کمر بند چین و راندگی زاگرس یک زون ترافشارشی است که در اثر برخورد بین صفحه سنگ‌کره‌ای آفریقا-عربی و خرد قاره ایران مرکزی با زاویه‌ای حدود ۲۵ تا ۴۵ درجه ایجاد شده است [۴۷،۳۷،۳۳]. این همگرایی در قسمت جنوب خاور دارای زاویه بزرگتری بوده و در قسمت شمال باختر از مقدار زاویه همگرایی کاسته می‌شود [۴۷،۴۸]. [۵] بر پایه انباشته‌های نمکی سری هرمز، کمر بند چین و راندگی زاگرس را به دو بخش جنوب خاوری، یا (حوضه هرمز) و بخش شمال باختری، یا (حوضه اهواز) تقسیم می‌کند که مرز جدایی این دو، بر خطواره قطر-کازرون منطبق است. منطقه مطالعاتی در پهنه ساختاری فروافتادگی دزفول واقع شده است. فروافتادگی دزفول (Dezful Embayment) یک منطقه ساختمانی در جنوب غربی کمر بند چین و راندگی زاگرس می‌باشد [۴۰]. 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 [۴۰]. این منطقه با وسعت شصت هزار کیلومتر مربع در حدود ۸٪ از ذخایر هیدروکربنی کل دنیا را شامل می‌شود [۸]. منطقه ساختمانی فروافتادگی دزفول حدود ۲۲ میدان نفتی از جمله میدین اهواز، مارون، کوپال، آجاجاری، کرنج، پارس و زیلایی را در بر می‌گیرد. 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 بوسيله منطقه گسلی و راستگرد کازرون (KFZ) احاطه شده است (شکل ۱). فروافتادگی دزفول نسبت به هر کدام از این عوامل ساختاری دارای فروافتادگی بین ۳۰۰۰ تا ۶۰۰۰ متر بوده و تقریباً از وسط بوسيله منطقه گسلی ایده (IFZ)، با راستای شمالی-جنوبی به دو ناحیه شمالی و جنوبی تقسیم شده است. عناصر ساختاری فوق مرتبط با فرایند تکوین پوسته و نتیجه عملکرد گسله های پی سنگی می باشند [۴۰]. میدان نفتی کوپال در فاصله ۷۰ کیلومتری شمال شرقی اهواز یک میدان نفتی تاقدیسی بوده و در سطح زمین شامل بیرون زدگی واحدهای ماسه سنگی آجاجاری و کنگلومرای بختیاری می باشد. (شکل ۱).



شکل ۱- جایگاه زمین ساختی فرو افتادگی دزفول و نقشه زمین شناسی میدان نفتی کوپال.

۳- روش کار

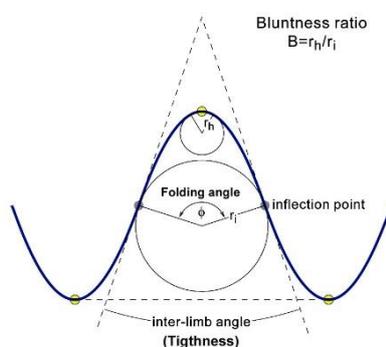
در این پژوهش با به کارگیری مقاطع لرزه ای تفسیر شده عرضی و با استفاده از اندازه گیری های هندسی و تحلیل های استریوگرافی عناصر سبک چین در افق آسماری میدان نفتی کوپال مورد بررسی قرار گرفته است. در هر مقطع لرزه ای با استفاده از الگوی خطوط هم شیب و هندسه کماتی سطوح چین خورده و به کارگیری نرم افزار StaTect، تحلیل زمیری و فوریه در افق چین خورده آسماری صورت پذیرفت. به منظور محاسبه پارامترهای واتنش و مقادیر درصد کوتاه شدگی با استفاده از هوش مصنوعی به تهیه مقاطع لرزه ای موازنه شده از افق آسماری در بخش های مختلف تاقدیس میدان نفتی کوپال اقدام گردید. با محاسبه طول مقطع، پیش از چین خوردگی و بعد از چین خوردگی اطلاعات اولیه جهت تحلیل های واتنش حاصل گردید. روش مورد استفاده در این پژوهش قابلیت اندازه گیری مقادیر کوتاه شدگی پیش از چین خوردگی و کوتاه شدگی بیکری سنگ در حین چین خوردگی را نداشته از این رو مقادیر کوتاه شدگی و نسبت واتنش محاسبه شده در

بابک سامانی، یعقوب جلیلی شاه منصور، نگار ملایی

این مطالعه مقادیر کمینه این پارامترها را ارائه خواهند نمود. نهایتاً نمودارها و نقشه‌های پهنه بندی مکانی پارامترهای واتنش در طول میدان نفتی کوپال ترسیم و مورد تحلیل قرار گرفت.

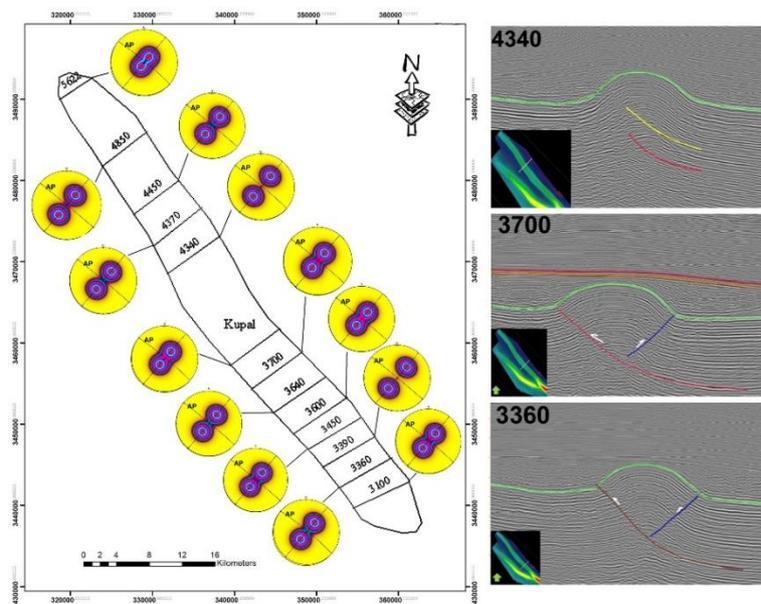
۴- تحلیل عناصر سبک چین

سبک چین مجموعه‌ای از شاخص‌ها را در بر می‌گیرد که شکل چین را توصیف می‌کنند. محققین مختلف شاخص‌های خاصی را توصیف کرده‌اند که در تشریح هندسی و فهم چگونگی توسعه چین‌ها بسیار مفید است [۱۸، ۱۹، ۴۹، ۳۲]. زاویه چین خوردگی (Folding angle)، زاویه بین یالی یا تنگی (Interlimb angle or Tightness)، درجه استوانه‌ای بودن (Cylindricity)، تقارن (Symmetry)، تیزی (Bluntness) و نسبت ابعادی (Aspect ratio) مهمترین شاخص‌های سبک چین برای سطوح چین خورده می‌باشند. زاویه چین خوردگی، زاویه بین خطوط عمود بر مماسهایی است که از نقاط عطف می‌گذرند (زاویه θ) و زاویه بین یالی یا تنگی چین، زاویه بین مماس بر نقاط عطف چین می‌باشد (زاویه i) (شکل ۲). زاویه چین خوردگی و زاویه بین یالی مکمل یکدیگر هستند ($i=180-\theta$). درجه استوانه‌ای بودن چین میزان نزدیکی یک چین به حالت استوانه‌ای را نشان داده و معمولاً بوسیله تحلیل‌های استریوگرافیکی قابل بحث می‌باشد. درجه تقارن چین بوسیله زاویه انحراف بین نیمساز زاویه چین خوردگی و سطح میانی تعیین می‌شود [۱۸، ۴۹]. این زاویه برای چین‌های متقارن برابر با ۹۰ درجه و برای چین‌های نامتقارن مقداری غیر از ۹۰ درجه می‌باشد. تیزی چین، نسبت شعاع انحنا در محل بستگی چین (rh) به شعاع انحنا بر مماس‌های چین در نقطه عطف (ri) و نسبت ابعادی چین، نسبت دامنه به نصف طول موج چین می‌باشد (شکل ۲).

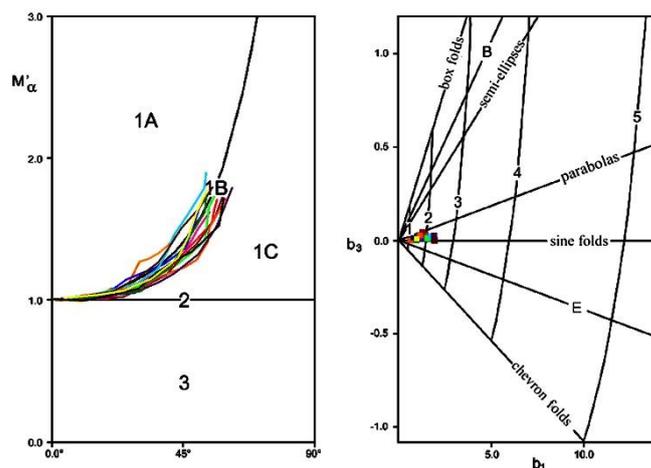


شکل ۲- نمایش عناصر زاویه چین خوردگی، زاویه بین یالی و تیزی چین [۱۸].

بررسی هندسه سطح محوری بوسیله تحلیل استریوگرافی شیب لایه‌ها در مقاطع مختلف نشان می‌دهد که تاقدیس کوپال در امتداد محور خود هندسه یکسانی نداشته و در گروه تاقدیس‌های نامتقارن قرار می‌گیرد (شکل ۳). تاقدیس کوپال در بخش‌های مختلف دارای تمایل اندکی به سمت جنوب باختری و شمال خاوری می‌باشد. تحلیل‌ها بر اساس مقدار سطح انحنا سبک چین خورده در حد فاصل نقاط لولا و عطف چین نشان می‌دهد که تاقدیس کوپال با توجه به انحنا تقریباً برابر سطوح چین خورده افق آسماری در گروه چین‌های کلاس 1B قرار داشته و بر اساس طبقه بندی فوریه در محدوده چین‌های سینوسی تا پارابولیک قرار می‌گیرد (شکل ۴).



شکل ۳- راستای مقاطع لرزه‌ای، مقاطع لرزه ای ۴۳۴۰، ۳۷۰۰ و ۳۳۶۰ به همراه استریوگرام های هندسه چین در امتداد عمود بر محور تاقدیس.

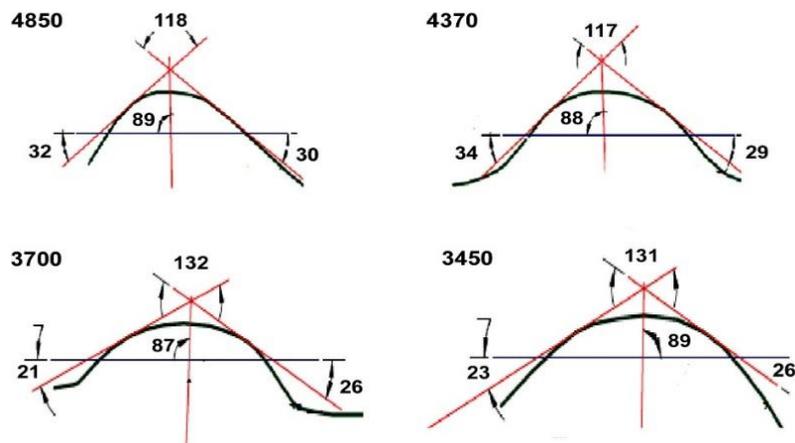


شکل ۴- تحلیل رمزی و فوریه در مقاطع لرزه‌ای عمود بر محور تاقدیس کوپال [۲۶].

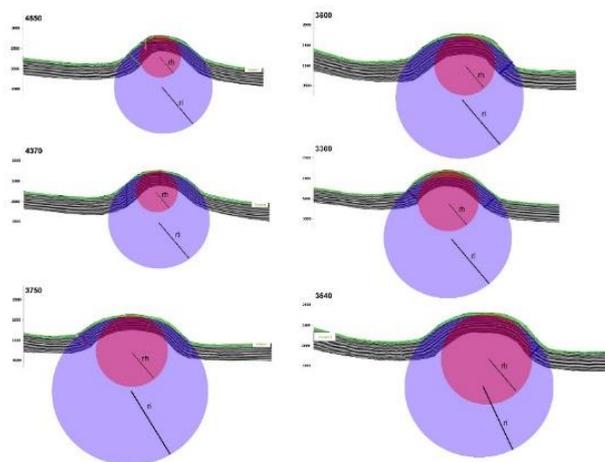
بررسی های صورت گرفته بر روی مقاطع لرزه‌ای جهت تعیین زاویه چین خوردگی و زاویه بین یالی نشان می‌دهد که مقادیر زاویه چین خوردگی بین ۷۰ تا ۳۳ درجه و زاویه بین یالی در محدوده ۱۱۰ تا ۱۴۷ درجه قرار می‌گیرد. اندازه گیری های صورت گرفته برای مقاطع ۴۸۵۰، ۴۳۷۰، ۳۷۰۰ و ۳۴۵۰ در شکل ۵ نمایش داده شده است. بر اساس مقادیر زاویه بین یالی تاقدیس کوپال در محدوده چین‌های ملایم تا باز قرار دارد. به منظور بررسی پارامتر تیزی چین، نسبت شعاع انحنا در محل بستگی چین (rh) به شعاع انحنا بر مماس‌های چین در نقطه عطف (ri) اندازه گیری گردید. شکل ۶ اندازه گیری پارامتر تیزی چین برای شش مقطع لرزه ای را نشان می‌دهد. مقادیر پارامتر تیزی در محدوده ۰/۴۵ تا ۰/۷ تعیین گردید. بر

بابک سامانی، یعقوب جلیلی شاه منصور، نگار ملایی

اساس مقادیر بدست آمده برای پارامتر تیزی چین این ساختار تاقدیسی در محدوده چین‌های تقریباً مدور (Subrounded) قرار می‌گیرد.



شکل ۵- تعیین مقادیر زاویه بین یالی در افق چین خورده آسماری



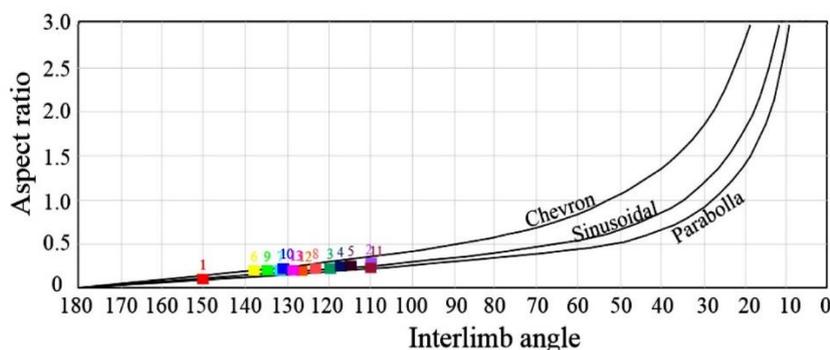
شکل ۶- تعیین مقادیر پارامتر تیزی چین در افق چین خورده آسماری

با استفاده از شکل هندسی سطوح چین خورده و انجام تحلیل‌های ریاضی می‌توان برای چین خوردگیهای مختلف بین برخی عناصر سبک چین ایجاد ارتباط نمود. به عنوان مثال در چین‌های جناغی بین زاویه بین یالی و نسبت ابعادی چین رابطه زیر حاکم می‌باشد [۱۹].

$$i = 2 \arctan 1/2p$$

در این رابطه i زاویه بین یالی و p نسبت ابعادی چین (نسبت دامنه به نصف طول موج) می‌باشد. با استفاده از تحلیل ریاضی زاویه بین یالی و نسبت ابعادی چین خوردگیهای مختلف، توابع تصویری جهت تعیین مقادیر نسبت ابعادی چین برای چین‌های جناغی، سینوسی و پارابولیک ارائه گردیده است [۱۹]. با استفاده از مقادیر زاویه بین یالی و با به کارگیری

تابع تصویری زاویه بین یالی-نسبت ابعادی چین (شکل ۷)، مقادیر نسبت ابعادی تاقدیس کوپال در محدوده ۰/۱۵ تا ۰/۳۸ تعیین گردید. بر این اساس هندسه کلی تاقدیس کوپال در گروه چین‌های وسیع تا پهن قرار می‌گیرد.



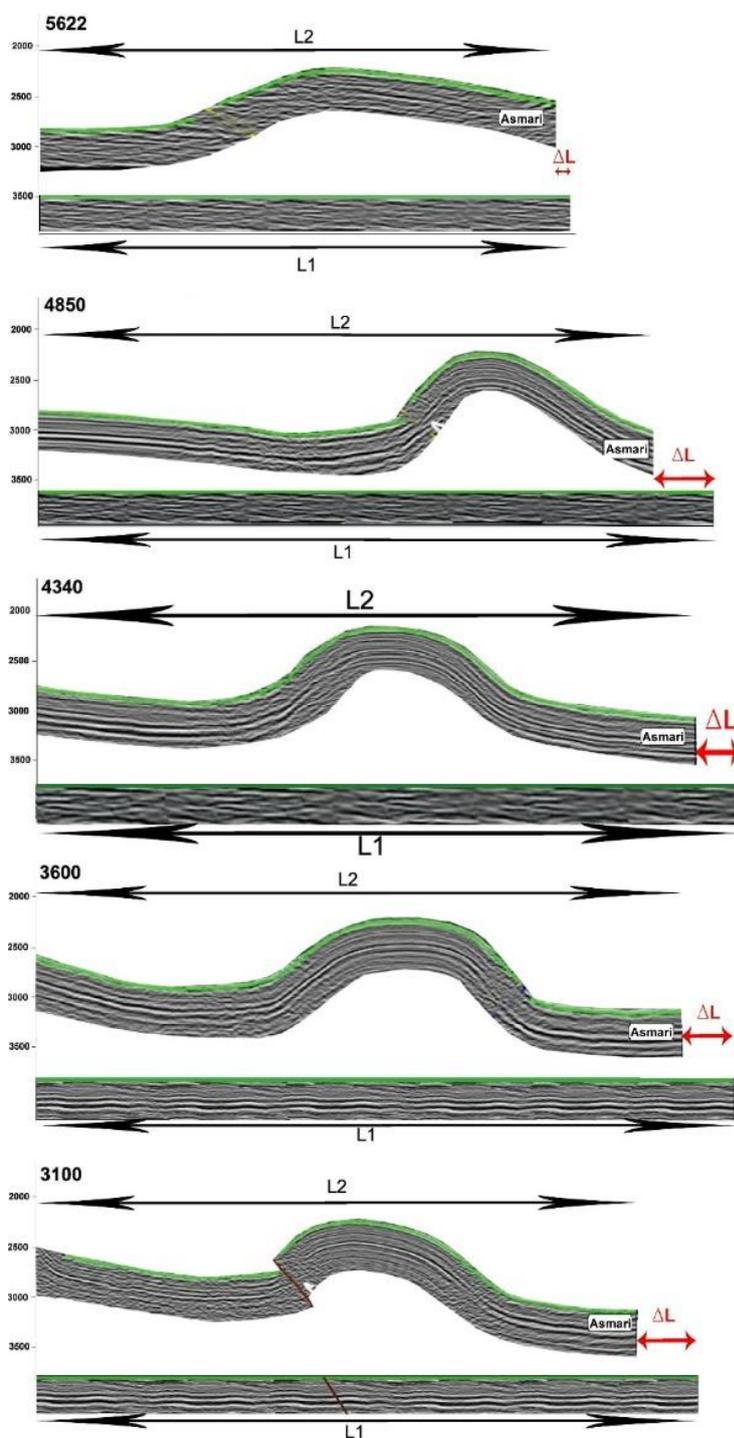
شکل ۷- تعیین مقادیر نسبت ابعادی تاقدیس کوپال با استفاده از مقادیر زوایای بین یالی با استفاده از تابع تصویری [۱۹].

۵- مقاطع عرضی موازنه شده

مقاطع عرضی موازنه شده یکی از ابزارهای مهم در تحلیل‌های ساختاری جهت بازسازی هندسی وضعیت اولیه لایه‌ها پیش از دگرشکلی می‌باشند [۵۰، ۲۰، ۱۸]. در تهیه مقاطع عرضی موازنه شده حفظ ضخامت لایه‌ها و همبستگی و پیوستگی ساختارها بسیار مهم می‌باشد. مقاطع عرضی موازنه شده علاوه بر ایجاد یک درک مناسب از چگونگی تکامل ساختاری، در انجام تحلیل‌های وانتش و طراحی مدل‌های زمین‌شناسی سه بعدی کاربرد بسیاری دارند [۵۰، ۴۵]. با استفاده از مقاطع موازنه شده امکان ارزیابی میزان کوتاه شدگی در کمربندهای چین و رانده شده فراهم گردیده و این اطلاعات در بازسازی تکامل زمانی و ژئودینامیکی گذشته پوسته زمین و سیستم‌های غالب زمین‌ساختی مورد استفاده قرار می‌گیرند. در ترسیم مقاطع عرضی موازنه شده استفاده از داده‌های سطحی، نقشه‌های زمین‌شناسی، مقاطع زمین‌شناسی و داده‌های لرزه‌ای ضروری است [۵۰، ۲۶]. تعیین مقادیر کوتاه شدگی با استفاده از مقاطع عرضی موازنه شده دارای محدودیت‌هایی است که ممکن است مقادیر محاسبه کوتاه شدگی مقادیری واقعی نباشند [۱۶، ۲۵]. تهیه مقاطع عرضی موازنه شده مستلزم تهیه نیمرخ‌های زمین‌شناسی با دقت بالا بوده و با توجه به عدم وجود هماهنگی هندسی و تشابه ساختاری از سطح به عمق معمولاً تهیه مقاطع عرضی موازنه شده دچار چالش می‌شود [۱۶، ۲۵]. در این پژوهش با استفاده از مقاطع لرزه‌ای تفسیر شده به تهیه مقاطع لرزه‌ای موازنه شده اقدام گردید. به منظور برآورد مقادیر پارامترهای وانتش و کوتاه شدگی تعداد سیزده مقطع لرزه‌ای مورد استفاده قرار گرفت. با توجه به عدم دسترسی به داده‌های سه بعدی و داده‌های درون چاهی جهت تدقیق ویژگی‌های هندسی و ساختاری سطوح فوقانی و تحتانی افق آسماری، فرض بر صحت و قابل اعتماد بودن نیمرخ‌های دو بعدی صورت پذیرفت. از هر مقطع لرزه‌ای بخش افق آسماری تفکیک گردید و با استفاده از نرم افزار AutoCAD و با به کارگیری هوش مصنوعی مقاطع لرزه‌ای موازنه شده در افق آسماری تهیه گردید (شکل ۸). در ابتدا با ارائه یک عنصر خطی ساده و چین خورده و درخواست موازنه، به مدل آموزش داده شد. با مقایسه نتیجه و تکرار روند موازنه سازی عناصر خطی، و حصول اطمینان از آموزش مناسب مدل، مقاطع لرزه‌ای موازنه شده برای لایه چین خورده در

بابک سامانی، یعقوب جلیلی شاه منصوری، نگار ملایی

افق آسماری حاصل گردید. با توجه به دقت بالای مقاطع لرزه‌ای و آشکار شدن جزئیات ساختاری می‌توان دقت بالایی برای مقاطع لرزه‌ای موازنه شده نسبت به مقاطع عرضی موازنه شده حاصل از نیمرخ‌های زمین‌شناسی متصور شد. با تهیه مقاطع لرزه‌ای موازنه شده اندازه‌گیری طول مقطع در افق آسماری، قبل از چین‌خوردگی و دگرشکلی امکان‌پذیر بوده و با در دست بودن طول مقطع در حالت بعد از دگرشکلی، محاسبه پارامترهای واتنش و کوتاه‌شدگی امکان‌پذیر خواهد بود.



شکل ۸- تهیه مقاطع لرزه‌ای موازنه شده در طول مقاطع لرزه‌ای ۵۶۲۲، ۴۸۵۰، ۴۳۴۰، ۳۶۰۰ و ۳۱۰۰

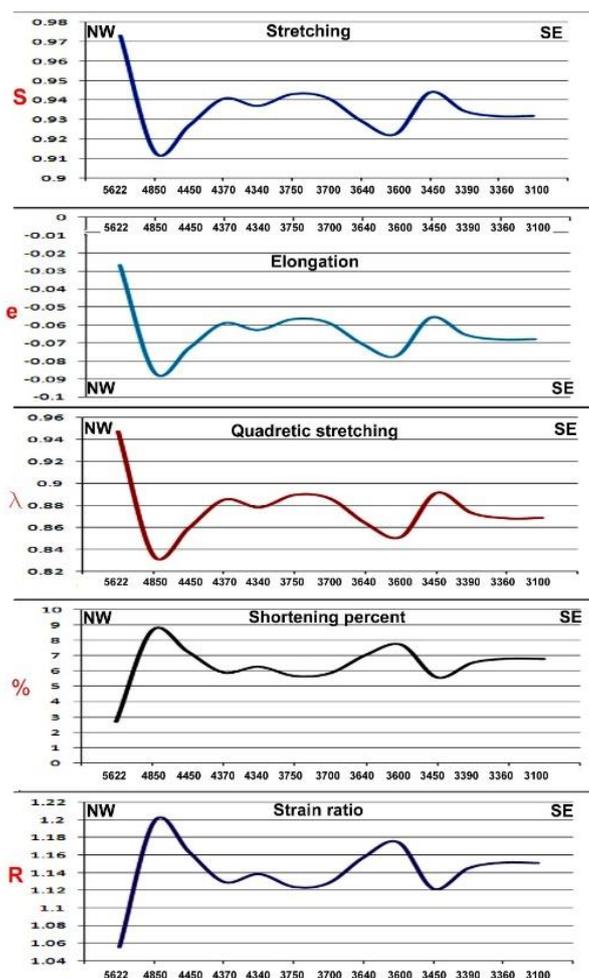
۶- بحث

فرآیندهای چین خوردگی، گسل خوردگی و کوتاه شدگی همگن به موازات لایه‌بندی سه مکانیزم متداول برای ایجاد و اتنش و کوتاه شدگی در کمرندهای کوهزایی می‌باشند [۱۱]. در کمرندهای چین خورده استفاده از مقاطع عرضی موازنه شده یکی از روش‌های متداول جهت تعیین مقادیر کوتاه‌شدگی می‌باشد [۱، ۲، ۷، ۲۷، ۱۶]. تاکنون مطالعات متعددی جهت برآورد میزان کوتاه‌شدگی در کوهزادهای مختلف، در سرتاسر جهان صورت پذیرفته است. [۱۱] با استفاده از مقاطع عرضی متعادل شده در کمر بند راندگی بین کراتونی مرکز استرالیا میزان ۵۰ تا ۷۰ درصد کوتاه شدگی برای این منطقه تعیین نمود. [۸] در مطالعات صورت گرفته در کمر بند چین-راندگی پیش بوم جنوب اورال مقدار کوتاه شدگی را معادل ۱۷ درصد محاسبه نمودند. [۱۲] در مطالعات صورت گرفته در ناحیه خارجی پیش بوم کوهزاد پیرنه میزان کوتاه‌شدگی را ۲۵ تا ۳۴ درصد تعیین نمودند. مطالعات صورت گرفته در پهنه زاگرس مرتفع و کمر بند چین خورده-گسلی کردستان عراق میزان کوتاه شدگی در حدود ۱۱ تا ۱۵ درصد برآورد گردید [۱۶]. مطالعات انجام شده بر روی تاق‌دیس‌های بخیر و قره چوق در عراق میزان کوتاه‌شدگی را بترتیب ۲۶/۱ و ۱۸/۷ درصد نشان می‌دهد [۳]. در ناحیه زاگرس لرستان، میزان کوتاه‌شدگی در حدود ۲۵ درصد برآورد شده است [۷]. در ناحیه فروافتادگی دزفول و پهنه ایزه میزان کوتاه‌شدگی ۱۳ درصد برآورد گردید [۴۱]. در ناحیه کمر بند زاگرس چین‌خورده ساده (در شمال بندرعباس) مقادیر کوتاه‌شدگی معادل ۲۲ درصد محاسبه شد [۳۰]. در کمر بند چین‌خورده - رانده زاگرس کمینه کوتاه شدگی با استفاده از بررسی مقاطع عرضی موازنه شده بین ۱۶ تا ۳۰ درصد تعیین گردید [۲]. بر اساس ویژگیهای ریخت زمین ساختاری بزرگ مقیاس و استفاده از مقاطع زمین شناسی موازنه شده میزان کوتاه شدگی افقی در عرض کمر بند چین- راندگی زاگرس چندان زیاد نبوده و در نواحی فارس و لرستان میزان کوتاه شدگی افقی در حدود ۶۷ و ۵۷ کیلومتر می‌باشد و بخش اعظم کوتاه شدگی افقی در نتیجه لغزش‌ها و خزش‌های غیر لرزه‌ای بر روی سطوح گسلی جبران می‌شود [۲۷]. در مدل سازی مکانیکی چین خوردگی‌ها، میزان و توسعه نسبت ابعادی چین و کوتاه شدگی افقی کلی با مقدار ویسکوزیته لایه‌ها در ارتباط می‌باشد. مقدار ویسکوزیته کمتر باعث کوتاه شدگی و ضخیم شدگی بیشتر لایه و مقدار نسبت ویسکوزیته بیشتر باعث کوتاه شدگی و ضخیم شدگی کمتر لایه می‌شود [۳۹]. از این رو مدل‌های چین خوردگی چند لایه‌ای با توجه به تفاوت رفتاری لایه‌های مختلف پیچیدگی‌های بیشتری داشته و مقادیر متفاوت نسبت و اتنش و کوتاه شدگی را برای هر لایه می‌توان انتظار داشت. از این جهت در این مطالعه به بررسی نسبت و اتنش و مقادیر کوتاه شدگی افق آسماری در تاق‌دیس میدان نفتی کوپال پرداخته شده است. همچنین به دلیل تفاوت در ماهیت ویژگی‌های ساختاری و عدم وجود شباهت ساختاری در بخش‌های مختلف یک منطقه دگرشکل شده، مقاطع موازنه شده در بخش‌های مختلف، مقادیر کوتاه شدگی یکسانی را نشان نخواهند داد و احتمالاً میانگینی از نتایج بدست آمده می‌تواند بعنوان معیاری از میزان کل کوتاه شدگی مورد توجه قرار گیرد. اندازه‌گیری پارامترهای مختلف و اتنش و محاسبه مقادیر کوتاه شدگی بر اساس مقاطع لرزه‌ای موازنه شده مقادیر متفاوتی از اتنش و کوتاه شدگی را در بخش‌های مختلف افق آسماری در تاق‌دیس میدان نفتی کوپال ارائه می‌دهد. پس از موازنه شدن مقاطع لرزه ای، برخی از پارامترهای و اتنش همچون کشیدگی $(s = L2/L1)$ ، طولیل شدگی $(e = \Delta L/L1)$ ، مربع کشیدگی $(\lambda = s^2)$ ، درصد کوتاه شدگی و نسبت و اتنش $(R = 1/(1-e)^2)$ در امتداد مقاطع مختلف محاسبه گردید (جدول ۱).

جدول ۱- مقادیر پارامترهای واتنش در امتداد مقاطع لرزه ای موازنه شده در میدان نفتی کوپال

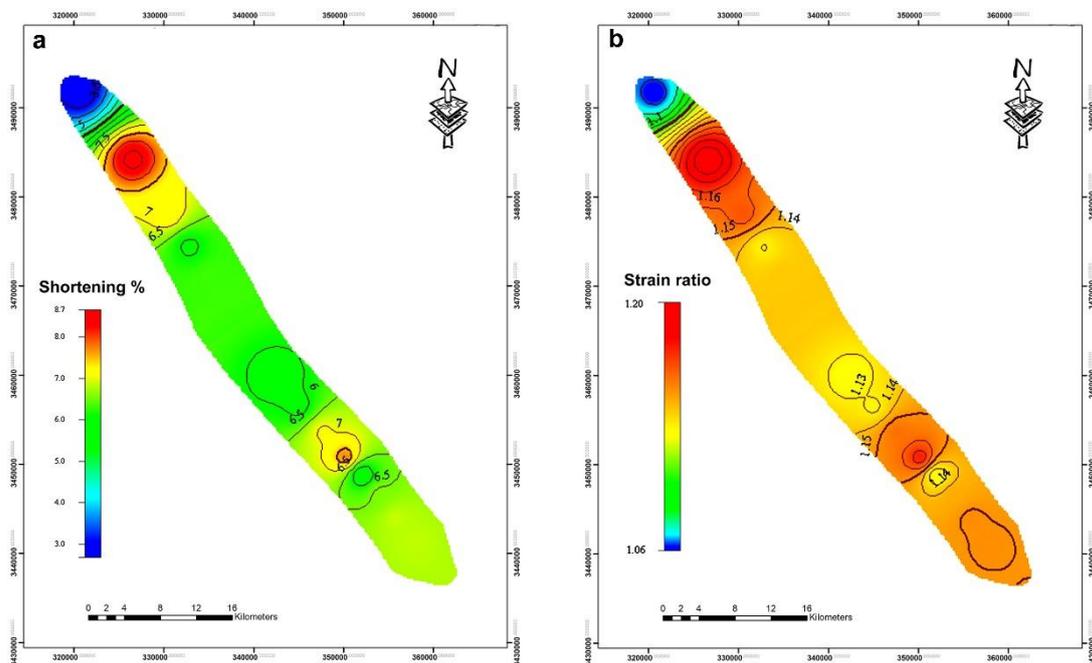
Profile no	L1	L2	Stretching (s)	Elongation (e)	λ	Shortening	R (Strain ratio)
5622	11.95	11.63	0.973	-0.026	0.947	2.677	1.055
4850	15.25	13.93	0.9134	-0.086	0.834	8.655	1.198
4450	14.39	13.34	0.927	-0.072	0.859	7.296	1.163
4370	14.54	13.68	0.940	-0.059	0.885	5.914	1.129
4340	15.9	14.9	0.937	-0.062	0.878	6.289	1.138
3750	14.61	13.78	0.943	-0.056	0.889	5.681	1.124
3700	14.84	13.97	0.941	-0.058	0.886	5.862	1.128
3640	17.72	16.47	0.929	-0.070	0.863	7.054	1.157
3600	15.77	14.55	0.922	-0.077	0.8512	7.736	1.174
3450	14.13	13.34	0.944	-0.055	0.891	5.590	1.121
3390	15.11	14.12	0.934	-0.065	0.873	6.551	1.145
3360	14.67	13.67	0.931	-0.068	0.868	6.816	1.151
3100	14.56	13.57	0.932	-0.067	0.868	6.799	1.151

شکل ۹ نمودارهای مرتبط با تغییرات پارامترهای واتنش را نشان می‌دهد. همچنین به منظور درک بهتر از تغییرات مکانی مقادیر درصد کوتاه شدگی و نسبت واتنش نقشه پهنه بندی این پارامترها در امتداد تاقدیس میدان نفتی کوپال ترسیم گردید (شکل ۱۰).



شکل ۹- نمودار تغییرات مقادیر پارامترهای واتنش در امتداد تاقدیس میدان نفتی کوپال

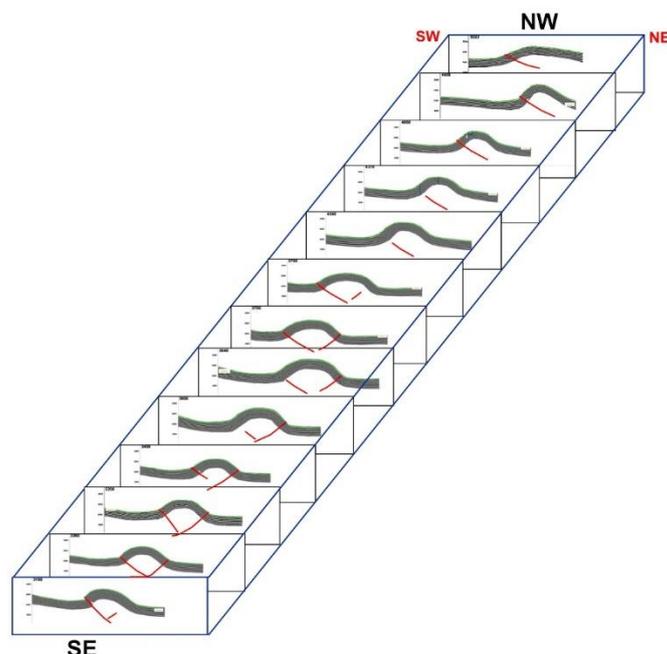
نتایج نشان می دهد که مقادیر کوتاه شدگی و نسبت واتنش در بخش های مختلف تاکدیس میدان نفتی کوپال یکسان نبوده و مقادیر متفاوتی را نشان می دهد. مطالعات صورت گرفته در تاکدیس میدان نفتی کوپال حاکی از آن است که این میدان دارای پیچیدگی های ساختاری فراوانی بوده و یک مدل جنبشی مشخص را نمی توان جهت تکامل آن در نظر گرفت.



شکل ۱۰- نمودار تغییرات مقادیر پارامترهای واتنش در امتداد تاکدیس میدان نفتی کوپال

مکانیزم های جدایش گسلی، توسعه گسلی، گسلش راندگی-پس راندگی از مهمترین مکانیزم های پیشنهاد شده برای تکامل ساختاری این تاکدیس می باشند [۲۸].

بررسی ماهیت گسلش بر روی مقاطع لرزه ای عرضی، نشان دهنده وجود دو سیستم گسلش راندگی در یال جنوبی (پیش راندگی) و یال شمالی (پس راندگی) در شکل گیری تاکدیس میدان نفتی کوپال می باشد. تظاهر این گسل ها و هندسه آنها در همه مقاطع لرزه ای یکسان نبوده و تاثیرگذاری گسل بر افق آسماری در مقاطع مختلف متفاوت می باشد (شکل ۱۱). احتمالاً عملکرد مکانیزم های مختلف چین خوردگی و تفاوت های جانبی در رفتار مکانیکی افق آسماری را بتوان به عنوان مهمترین عوامل در مقادیر متفاوت کوتاه شدگی و واتنش در بخش های مختلف تاکدیس به شمار آورد. به عنوان مثال مکانیزم چین خوردگی کمانش (Buckling) به واسطه اعمال کوتاه شدگی پیش از چین خوردگی، کوتاه شدگی بیشتری را نسبت به مکانیزم های خمش (Bending) یا انتشار گسلی (Fault propagation fold) در چین خوردگی ها به وجود خواهد آورد [۲۷، ۴۰]. همچنین گسل های تکامل دهنده چین می توانند بخش زیادی از کوتاه شدگی پیکری را به صورت لغزش بر روی خود مستهلک نمایند [۲۷].



شکل ۱۱- نمایش هندسه متفاوت گسل خوردگی و تاثیر متفاوت گسلش در تکامل ساختاری در تاقدیس میدان نفتی کوپال

۷- نتیجه گیری

در این پژوهش با استفاده از مقاطع لرزه‌ای عمود بر محور تاقدیس میدان نفتی کوپال، و ایجاد مقاطع لرزه‌ای موازنه شده پارامترهای سبک چین، نسبت واتنش و مقادیر درصدی کوتاه شدگی در افق آسماری در طول این تاقدیس مورد بررسی قرار گرفت. بررسی الگوی هندسی چین نشان می‌دهد که تاقدیس کوپال در امتداد محور خود هندسه یکسانی نداشته و بر اساس هندسه سطح محوری در گروه تاقدیس‌های نامتقارن قرار می‌گیرد. مقادیر زاویه بین یالی (۱۱۰ تا ۱۴۷ درجه) نشان می‌دهد که تاقدیس کوپال در محدوده چین‌های ملایم (Gentle) تا باز (Open) قرار دارد. طبق مقادیر بدست آمده برای پارامتر تیزی چین (۰/۴۵ تا ۰/۷) ساختار تاقدیس در محدوده چین‌های تقریباً مدور (Subrounded) قرار می‌گیرد. مقادیر نسبت ابعادی تاقدیس کوپال در محدوده ۰/۱۵ تا ۰/۳۸ تعیین گردید. بر این اساس هندسه کلی تاقدیس کوپال در گروه چین‌های وسیع (Broad) تا پهن (wide) قرار می‌گیرد. با توجه به مقادیر انحنای سطوح چین خورده در حد فاصل نقاط لولا و عطف چین، تاقدیس کوپال طبق تقسیم بندی فوریه در محدوده چین‌های سینوسی تا پارابولیک قرار داشته و با توجه به انحنای تقریباً برابر سطوح چین خورده و یکنواختی ضخامت حقیقی لایه چین خورده در گروه چین‌های کلاس 1B قرار می‌گیرد. به منظور اندازه گیری کمی مقادیر کوتاه شدگی و نسبت واتنش مقاطع لرزه‌ای موازنه شده تهیه گردید. بوسیله تعیین مقادیر طول اولیه و پیش از چین خوردگی مقادیر کوتاه شدگی در محدوده ۲/۶۷ تا ۸/۶۵ درصد و مقادیر نسبت واتنش در محدوده ۱/۰۵ تا ۱/۱۹ محاسبه گردید. احتمالاً مقادیر متفاوت کوتاه شدگی و نسبت واتنش در بخش‌های مختلف تاقدیس میدان نفتی کوپال در ارتباط با تفاوت‌های جانبی در رفتار مکانیکی افق آسماری و عملکرد مکانیزم‌های متفاوت چین خوردگی می‌باشد.

سپاس و قدردانی

بدین وسیله از حمایت های صورت گرفته توسط معاونت پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز در قالب پژوهانه (GN: SCU.EG1402.341) کمال تشکر و قدردانی به عمل می آید. همچنین از داوران مقاله آقای دکتر بهمن سلیمانی (استاد دانشگاه شهید چمران اهواز) و خانم دکتر سعیده کشاورز (استادیار دانشگاه تحصیلات تکمیلی کرمان) تشکر و قدردانی می گردد.

منابع

- [1] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran, and its proforeland evolution. *American Journal of Science* **304**, 1–20.
- [2] ALAVI, M., 2007, Structures of the zagros fold-thrust belt in Iran. *American journal of science* **307**, 1064-1095.
- [3] AL-AZZAWI N. K. 2008, Local Shortening of Folds and Detachment Surface Depth with Examples from the Foreland Belt of Iraq. *Iraqi Journal of Earth Sciences- Vol. 8*. No. 1- May
- [4] ALIPOUR, M., ALIZADEH, B., MIRZAIIE, S. 2022, Petroleum system analysis of the Paleozoic series in the Fars Platform of Iran. *Journal of Petroleum Sciences and Engineering*, **208**, 109557.
- [5] BERBERIAN, M. 1995, Master 'blind' thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. *Tectonophysics*, **241**, 193–224.
- [6] BERBERIAN, M., KING, G.C.P. 1981, Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran. *Canadian Journal of Earth Sciences*, **18**, 210–265.
- [7] BLANCE, E.J.P., ALLEN, M.B., INGER, S., HASSANI, H. 2003, Structural styles in the Zagros Simple Folded Zone, Iran. *J. Geol. Soc.*, **160**, 401–412. doi:10.1144/0016-764902-110.
- [8] 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.
- [9] BREDDIN, H. 1956, Die tektonische Deformation der Fossilien im Rheinischen Schiefergebirge. *Zeitschrift Deutsche Geologische Gesellschaft*, **106**, 227–305.
- [10] BURTON, Z.F.M., DAFOV, L.N. 2023, Salt Diapir-driven recycling of gas hydrate. *Geochem. Geophys. Geosyst.*, **24**, e2022GC010704.
- [11] DIXON, J.M., LIU, S. 1992, Centrifuge modelling of the propagation of thrust faults. In: McClay, K.R. (Ed.), *Thrust Tectonics*, Chapman & Hall, London, 53–69.
- [12] ESPURT, N., HIPPOLYTE, J.C., SILLARD, M., BELLIER, O., 2012, Geometry and kinematic evolution of a long-living foreland structure inferred from field data and cross section balancing, the Sainte-Victoire System, Provence, France. *Tectonics*, VOL. **31**, TC4021, doi:10.1029/2011TC002988.
- [13] 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.
- [14] FALCON, N.L., 1974, Problems of the relationship between surface structures and deep displacements illustrated by the Zagros range. *Geological Society of London. Spec. Pub.* **3**, 9–22.
- [15] FERGUSSON, C., NUTMAN, A., MOHAJEL, M., BENNETT, V.C., 2016, The Sanandaj–Sirjan Zone in the Neo-Tethyan suture, western Iran: Zircon U–Pb evidence of late Palaeozoic rifting of northern Gondwana and mid-Jurassic orogenesis. *Gondwana Research*, **58**, 216–238.
- [16] FREHNER, M.D., GRASSEMANN, B., 2012, Mechanical versus kinematical shortening reconstructions of the Zagros High Folded Zone (Kurdistan region of Iraq). *Tectonics*, VOL. **31**, TC3002, doi:10.1029/2011TC003010.
- [17] FRY, N., 1979, Random point distribution and strain measurements in rocks. *Tectonophysics*, **60**: 89-105.
- [18] FOSSEN, H., 2016, *Structural Geology*. Cambridge University Press.

- [19] GHASSEMI, M. R., SCHMALHOLZ, S. M., GHASSEMI, A. R., 2010, Kinematics of constant arc length folding for different fold shapes. *Journal of Structural Geology*, **32** (2010), 755–765.
- [20] GROSHOONG, R.H., 2006, 3-D Structural Geology. A Practical Guide to Quantitative Surface and Subsurface Map Interpretation. Cambridge University Press, 400 pp.
- [21] IMBER, J., PERRY, T., JONES, R., WIGHTMAN, R. H., 2012, Do cataclastic deformation bands form parallel to lines of no finite elongation (LNFE) or zero extension direction? *Journal of Structural Geology*, **45**, 158–172.
- [22] KESHAVARZ, S., FAGHIH, F., 2020, Heterogeneous sub-simple deformation in the Gol-e-Gohar shear zone (Zagros, SW Iran): insights from microstructural and crystal fabric analyses. *International Journal of Earth Sciences*, **109**, 421–438. DOI: 10.1007/s00531-019-01812-9.
- [23] KESHAVARZ, S., FAGHIH, A., SHAHPASANDZADEH, M., ZAREI, S., 2018, Steady state deformation in the shear zones of the Sanandaj–Sirjan metamorphic belt, Neyriz region. *Journal of Tectonics*, **2** (5), 97–109.
- [24] KESHAVARZ, 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.
- [25] LOPEZ-MIR, B., 2019, Cross section construction and balancing: example from the Spanish Pyrenees. *Development in Structural Geology and Tectonics*, **5**, 3–23.
- [26] MARSHAK, S., MITRA, G., 1988, Basic methods of structural geology. 464 pp.
- [27] MCQUARRIE, N., 2004, Crustal scale geometry of the Zagros fold–thrust belt, Iran. *Journal of Structural Geology*, **26**, 519–535.
- [28] MEHDIPOOR, Z., MAHMODIAN, M., KOCHKEZADEH, M., 2012, Interpretation of 3D seismic data of Asmari reservoir of Maroun and Kupal oil field. *Iranian Oil Company Reports*, 1–180.
- [29] MOHAJ-JEL, M., FERGUSSON, C. L., 2000, Dextral transpression in Late Cretaceous continental collision, Sanandaj–Sirjan Zone, western Iran. *Journal of Structural Geology*, **22**, 1125–1139.
- [30] MOLINARO, M., Zeyen, H., LAURENCIN, X., 2005, Lithospheric structure beneath the southeastern Zagros Mountains, Iran: Recent slab break-off? *Terra Nova*, **17**, 1–6. doi:10.1111/j.1365-3121.2004.00575.x.
- [31] PARTABIAN, A., FAGHIH, A., 2021, Doming along the Zagros transpression zone, SW Iran: Insights from microstructural analysis of heterogeneous deformation. *Arabian Journal of Geosciences*, **14**, 1–19.
- [32] RAMSAY, J.G., HUBBER, M.I., 1983, The techniques of modern structural geology, 1: Strain analysis. Academic Press, London.
- [33] 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.
- [34] SAEDI, G., SOLEIMANI, B., SAMANI, B., ARZANI, A., 2022, The interaction between faults and in-situ stress on the kinematic and subsurface natural fractures of Aghajari oilfield in southwest Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109567.
- [35] SAMANI, B., 2017, Deformation flow analysis and symmetry of Goushti shear zone, Sanandaj–Sirjan metamorphic belt, Iran. *Geopersia*, **7**, 117–130.
- [36] SAMANI, B., 2013, Quartz c-axis evidence for deformation characteristics in the Sanandaj–Sirjan metamorphic belt, Iran. *Journal of African Earth Sciences*, **81**, 28–34.
- [37] SARKARINEJAD, K., AZIZI, A., 2008, Slip partitioning and inclined dextral transpression along the Zagros Thrust System, Iran. *Journal of Structural Geology*, **30**, 116–136.
- [38] SARKARINEJAD, K., KESHAVARZ, S., FAGHIH, 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.
- [39] SCHMALHOLZ, S.M., 2006, Scaled amplification equation: a key to the folding history of buckled viscous single-layers. *Tectonophysics*, **419**, 41–53.

- [40] 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.
- [41] SHERKATI, S., MOLINARO, M., FRIZON DELAMOTTE, D., LETOUZEY, J., 2005, Detachment folding in the Central and Eastern Zagros fold-belt (Iran): salt mobility, multiple detachments and late basement control. *Journal of Structural Geology*, **27**, 1680–1696.
- [42] SOLEIMANI, M., FAGHIH, A., BAGHERPOUR, B., ADIBINEJAD, M., SOBHANI, S.S., 2023, Deformation microthermometry in the Toutak gneiss dome based on petrofabric characteristics of quartz crystal, Sanandaj–Sirjan metamorphic belt, Iran. *Advanced Applied Geology*.
- [43] SOLEIMANI, M., FAGHIH, A., KUSKY, T., 2021, Mesozoic compressional to extensional tectonics in the Central East Iranian Microcontinent: Evidence from the Boneh Shurow metamorphic core complex. *Journal of the Geological Society*, **178**(6), jgs2020-123.
- [44] STOCKLIN, J., 1968, Structural history and tectonics of Iran, a review. *A. A. P. G. Bulletin*, **52**(7), 1229–1258.
- [45] SUPPE, J., 1983, Geometry and kinematics of fault-bend folding. *American Journal of Science*, **283**(7), 684–721.
- [46] TAKIN, M., 1972, Iranian geology and continental drift in the Middle East. *Nature*, **235**, 147–150.
- [47] TALEBIAN, M., JACKSON, J., 2004, A reappraisal of earthquake focal mechanisms and active shortening in the Zagros mountains of Iran. *Geophysics*, **156**, 506–526.
- [48] TEYSSIER, C., 1985, A crustal thrust system in an intracratonic tectonic environment. *Journal of Structural Geology*, **7**(6), 689–700.
- [49] TWISS, R.G., MOORES, E.M., 2007, *Structural geology*, Freeman and Company, New York.
- [50] WOODWARD, N., 1989, *Balanced Geological Cross-Sections: An Essential Technique in Geological Research and Exploration*.

بررسی سیکل‌های رسوبی و انطباق با مرزهای زیستی-زمانی ائوسن پسین - الیگوسن، سازندهای پابده و آسماری در میدان نفتی مارون، جنوب غرب ایران

محمد گودرزی^{۱*}، حسن امیری بختیار^۲، محمدرضا نورایی نژاد^۳، مصطفی صداقت‌نیا^۴

۱-دانشجو دکتری زمین شناسی، چینه نگاری و دیرینه شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه لرستان، خرم آباد، ایران

۲-دانشیار چینه نگاری و دیرینه شناسی، شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

۳-زمین شناسی، رسوب شناسی و سنگ رسوبی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۴-زمین شناسی، رسوب شناسی و سنگ رسوبی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه بوعلی همدان، همدان، ایران

*mohammadgoodarzi45@yahoo.com

دریافت اردیبهشت ۱۴۰۴، پذیرش آبان ۱۴۰۴

چکیده

در این پژوهش بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در دو چاه از میدان نفتی مارون مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. بر مبنای مطالعات زیست چینه‌نگاری قبلی، سن بخش بالایی سازند پابده، ائوسن پسین و بخش زیرین سازند آسماری، الیگوسن تعیین شده است. در نتیجه بررسی سیکلواستراتیگرافی انجام شده با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ، پنج سطح مرزی منفی (NB) و چهار سطح مرزی مثبت (PB) شناسایی گردید که خود منجر به تفکیک چهار سیکل رسوبی گشت. سطوح مرزی و سیکل‌های رسوبی شناسایی شده در این چاه‌ها منطبق بر مرزهای زیستی یا سطوح حداکثر آب دریا بوده‌اند. بر اساس مطالعه صورت گرفته، سیکل رسوبی اول (NB1000-PB1000) منطبق بر بازه زمانی ائوسن پسین - الیگوسن، سیکل رسوبی دوم (NB2000-PB2000) منطبق بر روپلین - شاتین - شاتین و همچنین سیکل رسوبی سوم (NB3000-PB3000) و سیکل رسوبی چهارم (NB4000-PB4000) به دلیل عدم مطالعات سنی، سن این دو سیکل به طور دقیق مشخص نمی‌باشد.

کلید واژه: سیکلواستراتیگرافی، سطوح مرزی NB - PB، سازند پابده، سازند آسماری، میدان نفتی مارون.

۱- مقدمه

سازند پابده در گستره وسیعی از حوضه رسوبی زاگرس از پالئوسن تا الیگوسن و حتی میوسن آغازی (حوضه لرستان) نهشته شده است [۱ و ۲۱]. این سازند به عنوان سنگ‌منشا و حتی سنگ مخزن از اهمیت ویژه‌ای در مطالعات نفتی و مواد هیدروکربنی برخوردار است [۲۱]. پژوهش‌های انجام شده در نقاط مختلف حوضه رسوبی زاگرس بیانگر تغییرات چشمگیری در ضخامت، سنگ‌شناسی، مرزهای زیرین - بالایی، محتویات فسیلی و سن آن می‌باشد [۲۱]. سازند آهکی آسماری نیز جوان‌ترین سنگ‌مخزن زاگرس بوده که به دلیل اهمیت اقتصادی سازند مطالعات گسترده و جامعی بر روی آن صورت پذیرفته است. رسوبات کربناته پلاتفرمی سازند آسماری سنگ‌مخزن اصلی شماری از بزرگترین میادین نفتی خاورمیانه را تشکیل داده‌اند [۲۲].

چینه‌نگاری چرخه‌ای^۲، در ارتباط با شناسایی، تعیین ویژگی‌ها، تطابق و تفسیر تغییرات چرخه‌ای در چینه‌شناسی بوده که در آن الگوی سیکلیک (چرخه‌ای) منظم در ثبت‌های چینه‌شناسی که حاصل اثرات متقابل تکتونیک و فرآیندهای اقلیمی میلانکوویچ است، مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد. در آخرین بازنگری جداول زمان چینه‌نگاری از این روش جهت تنظیم دقیق‌تر مرز آشکوب‌ها استفاده شده است [۲۷] از طرفی نیز، نرم افزار سیکلولاگ^۳ یک نرم افزار تخصصی در زمینه زمین شناسی نفت بوده و جهت انجام مواردی از قبیل خوشه‌بندی، زون بندی مخزنی، انطباق لاگ‌ها، آنالیز فراوانی، محاسبات پتروفیزیکی، محاسبه و ایجاد لاگ دانسیته از صوتی، صوتی از دانسیته، نمودار^{۱۴} INPEFA (از لاگ‌های پتروفیزیکی) و ساخت ساینموگراف کاربرد دارد [۹]. برای انطباق رخنمون‌های زیر سطحی به ویژه در شرایطی که اطلاعات چینه‌نگاری زیستی و شیمیایی کافی در دسترس نباشد با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ می‌توان این عمل را انجام داد. اهمیت نرم افزار سیکلولاگ، کاربردهای متنوع و وسیع آن در چاه‌ها و میادین نفتی (سیکواستراتیگرافی) سبب شده که پژوهش حاضر اهدافی مانند تعیین و شناسایی سطوح مرزی مثبت و منفی (PB - NB)، تعیین و شناسایی سیکل‌های رسوبی، مقایسه سیکل‌های رسوبی دو چاه مورد مطالعه و تطابق مرزهای زیستی - زمانی با سطوح مرزی (PB - NB) را دنبال نماید.

۲- زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

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 میادین هیدروکربوری بسیار عظیم خود پر بارترین کمر بند چین خوردگی - رانندگی جهان می‌باشد [۱۹]. فروافتادگی دزفول بخشی از کمر بند چین خورده - رانده زاگرس است که در جنوب شرقی دزفول و شمال شرقی اهواز قرار دارد [۱۸]. میدان نفتی مارون در چهل کیلومتری شمال شرق شهرستان اهواز، در جنوب فروافتادگی دزفول شمالی و در امتداد تاقدیس‌های آغاچاری و رامین قرار گرفته است. این میدان در افق آسماری دارای طول ۶۷/۵ کیلومتر و بطور متوسط ۵/۵ کیلومتر عرض می‌باشد 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 میادین اهواز و شادگان محدود شده است (شکل ۱). لیتولوژی غالب اینتروال مورد بحث در این چاه‌ها سنگ‌آهک، سنگ‌آهک دولومیتی، ماسه‌سنگ و شیل آهکی بوده و مرز سازندهای پابده و آسماری بصورت تدریجی و پیوسته می‌باشد [۱۵، ۱۶ و ۱۷]. در مطالعات زیست چینه نگاری پیشین صورت گرفته بر اساس زون بندی فونای

¹² Cyclostratigraphy

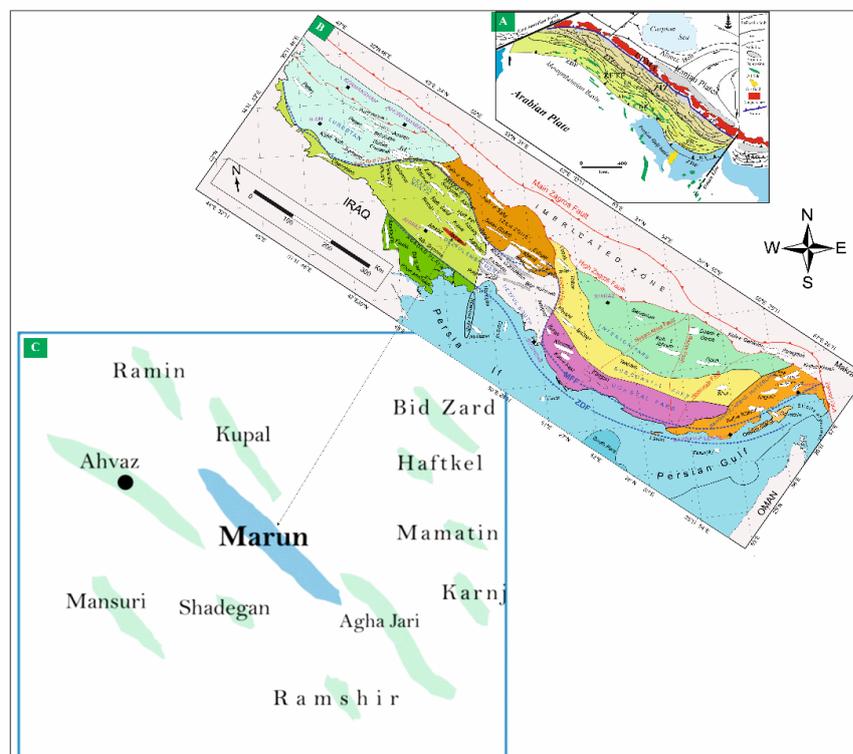
¹³ Cyclolog

¹⁴ Integrate Predicate Error Filter Analysis

فرامینفیری لارسن و همکاران [۲۷] و ون بوخم و همکاران [۳۴] یک زون زیستی از بالاترین بخش سازند پابده (اثوسن پسین) و پنج زون زیستی تجمعی مربوط به بازه زمانی الیگوسن - میوسن زیرین (بوردیگالین) از سازند آسماری شناسایی شده است [۱۵، ۱۶ و ۱۷]. بر اساس زیست‌زون‌های شناسایی شده، سن اثوسن پسین (بخش بالایی سازند پابده) و الیگو-میوسن (روپلین-شاتین - بوردیگالین) برای سازند آسماری در میدان نفتی مارون و چاه‌های مورد مطالعه تعیین گردیده است (جدول ۱ و ۲) [۱۵، ۱۶ و ۱۷]. همچنین مطالعات انجام گرفته بر روی ریز رخساره‌ها و محیط‌های رسوبی، مدل رسوبگذاری از نوع رمپ کربناته هم‌شیب (رمپ هموکلینال) تعیین گردیده که شامل 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) می‌باشد [۱۵، ۱۶ و ۱۷].

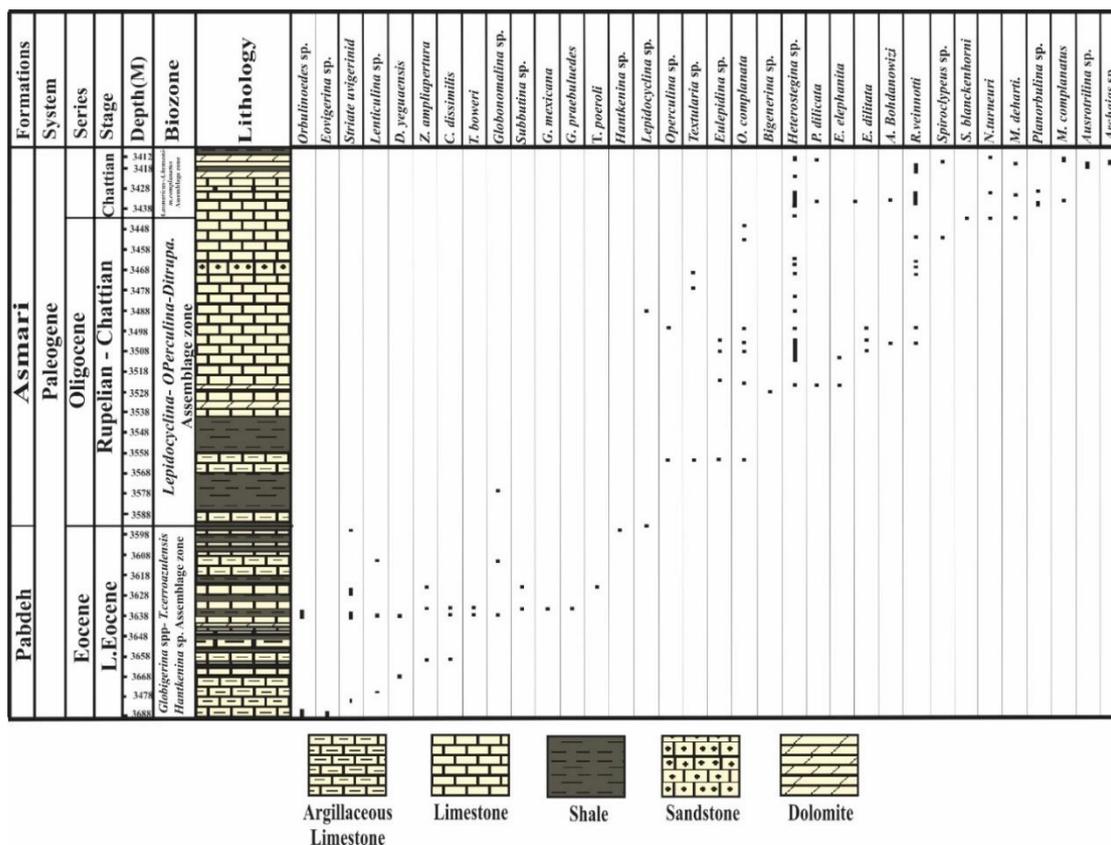
۳- روش کار

از آنجا که هدف این پژوهش شناسایی سیکل‌های رسوبی و انطباق آنها با مرزهای زیستی - زمانی بوده، در ابتدا جهت تعیین سن چاه‌های مورد مطالعه، تعداد ۱۰۰ مقطع نازک میکروسکوپی از ۲۷۵.۵ متر از چاه A (۲۵ مقطع نازک میکروسکوپی از سازند پابده و ۷۵ مقطع نازک میکروسکوپی از سازند آسماری) و تعداد ۱۵۰ مقطع نازک میکروسکوپی از ۲۷۲.۵ متر از چاه B (۳۰ مقطع نازک میکروسکوپی از سازند پابده و ۱۲۰ مقطع نازک میکروسکوپی از سازند آسماری) مطالعه گردید و پس از شناسایی مرزهای زیستی - زمانی (مرز آشکوب‌ها)، گودرزی و همکاران [۱۶] با داده‌های سیکلولاگ مقایسه و مورد تطابق قرار گرفتند. بدین ترتیب بعد از انجام زون‌بندی زیستی و تعیین سن توالی‌های مورد مطالعه، ابتدا سطوح مرزی مثبت و منفی (NB - PB) با استفاده از نرم افزار سیکلولاگ شناسایی شده و سپس با مرز آشکوب‌ها مقایسه و در نهایت بر مبنای سطوح مرزی تعیین شده، سیکل‌های رسوبی هر دو چاه شناسایی و مورد انطباق قرار گرفتند.

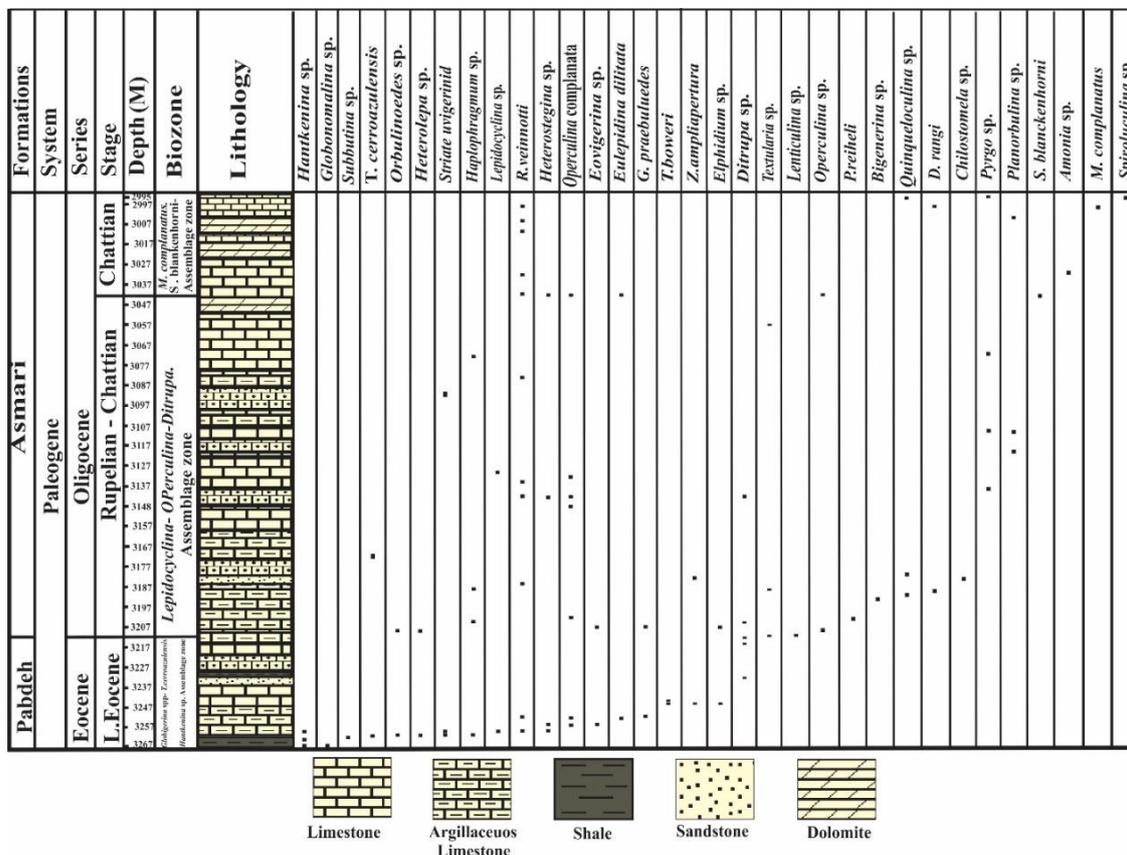


شکل ۱: موقعیت جغرافیایی میدانی نفتی جنوب غرب ایران و میدان نفتی مارون. (برگرفته از پیریایی و دیویس [۳۳] با تغییرات).

جدول ۱: ستون زیست چینه‌نگاری بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در چاه A [۱۶].



جدول ۲: ستون زیست چینه‌نگاری بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در چاه B [۱۶].



۴. نتایج و بحث

۴-۱. سیکلواستراتیگرافی

مهمترین دلیل مطالعه هر مخزن نفتی استفاده بهینه‌تر از قسمت‌های تولیدی مخزن می‌باشد و اولین قدم در شناسایی مخزن زون‌بندی آن است. اولین پارامتر در جدا کردن زون‌های مخزنی در هر میدان تغییرات سنگ‌شناسی 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 [۷]. 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. این نرم‌افزار به کمک نمودارهای پتروفیزیکی گرفته شده از درون حفره چاه و بویژه نمودار گاما (CGR, SGR) امکان تطابق زیر سطحی و تهیه چارت تطابقی^{۱۵} را در چاه‌های انتخابی به ما می‌دهد. این نرم افزار بر پایه تغییرات چرخه‌ای آب و هوایی و تناوب در آنها استوار است [۳۱]. این تغییرات و حوادث همگی در رسوبات ثبت می‌گردد که بخوبی بر روی نمودار گاما قابل پیگیری می‌باشد [۳۲]. داده‌های ورودی نرم‌افزار سیکلولاگ، شامل نمودارهای الکتریکی (مقاومت)، هسته‌ای طبیعی (گاما)، هسته‌ای القایی (نوترون و دانسیته) و نمودار صوتی می‌باشد. نمودار گاما دارای کمترین تاثیرپذیری از دیاژنز و دارای بیشترین عمق نفوذ جهت عبور از فیلتره گل حفاری می‌باشد لذا بخش عمده‌ای از تفسیرات بر مبنای این لاگ بنا 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 تقسیم نمود. تغییرات در روند نمودار INPEFA به دو صورت مثبت (PB^{۱۶}) و منفی (NB^{۱۷}) دیده می‌شود (شکل ۲). به طور کلی تغییرات روند مثبت (PB) در مرزهای سکansı و تغییرات منفی (NB) در سطوح حداکثر سیلابی (MFS) مشاهده می‌شوند (شکل ۲) [۳۳-۳۲]. برای تهیه نمودار تطابقی در نرم افزار سیکلولاگ ابتدا داده‌های رقمی لاگ گاما (CGR/SGR) در چاه‌های مورد مطالعه بررسی، یکسان سازی و وارد نرم افزار گردید. سپس در هر دو چاه نمودار INPEFA تهیه شد. نمودار INPEFA در واقع نشان‌دهنده میزان انحراف تغییرات فضای رسوبگذاری است. این نمودار روند طیف طول موج‌های نمودار پرتو گاما بوده که تغییرات آن بصورت افزایشی و یا کاهش می‌باشد. تغییرات ایجاد شده در این نمودارها حاکی از تغییرات آب و هوایی در چینه‌نگاری می‌باشد [۲۹]. همچنین اهمیت خاص نمودار INPEFA در برقراری انطباق بین چاه‌ها و وجود شکل‌های کلیدی مانند روند تغییر منحنی و نقاط برگشت نمودار بین آنها می‌باشد [۳۳]. این ویژگی رژیم رسوبگذاری تغییرات آب و هوایی را نشان می‌دهد [۳۳-۳۲]. نقاط برگشت نمودار معرف تغییر در روندهای رسوبگذاری بوده که بین چاه‌ها قابل تطابق و ارزش زمانی دارد [۲۶]. روند افزایش رو به بالای INPEFA را روند مثبت و روند کاهش رو به پائین را روند منفی می‌نامند. روند مثبت معرف پیشروی دریا^{۱۸} و روند منفی معرف پسروی دریا^{۱۹} می‌باشد [۲۳]. در سال‌های اخیر در حوضه‌ی رسوبی زاگرس مطالعات متنوع و گسترده‌ای در راستای تعیین سکانس‌های رسوبی و همچنین سیکلواستراتیگرافی به منظور تفکیک سیکل‌های رسوبی و مقایسه با سکانس‌های رسوبی انجام شده است که مهم‌ترین آنها به شرح زیر می‌باشد:

15 Correlation Chart

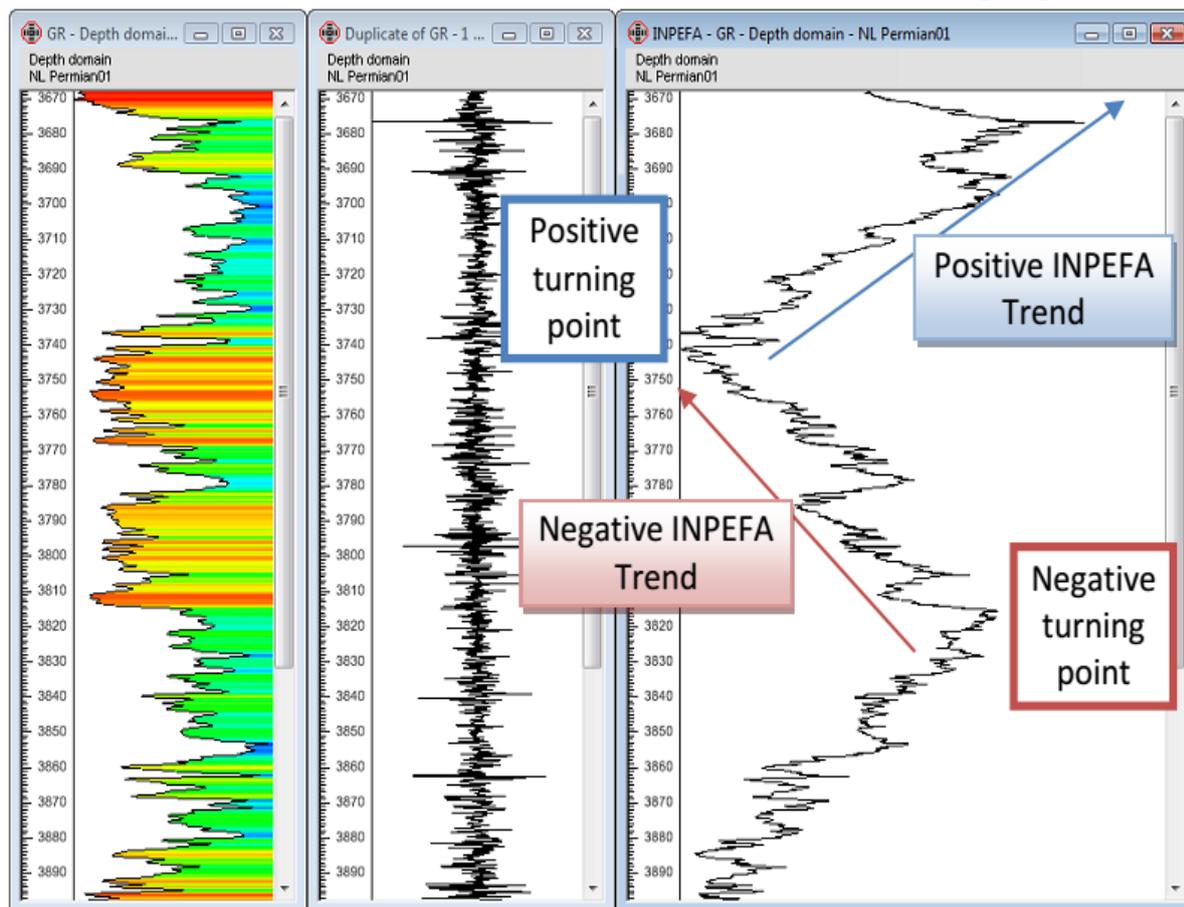
16 Positive Break

17 Negative Break

18 Transgrasive

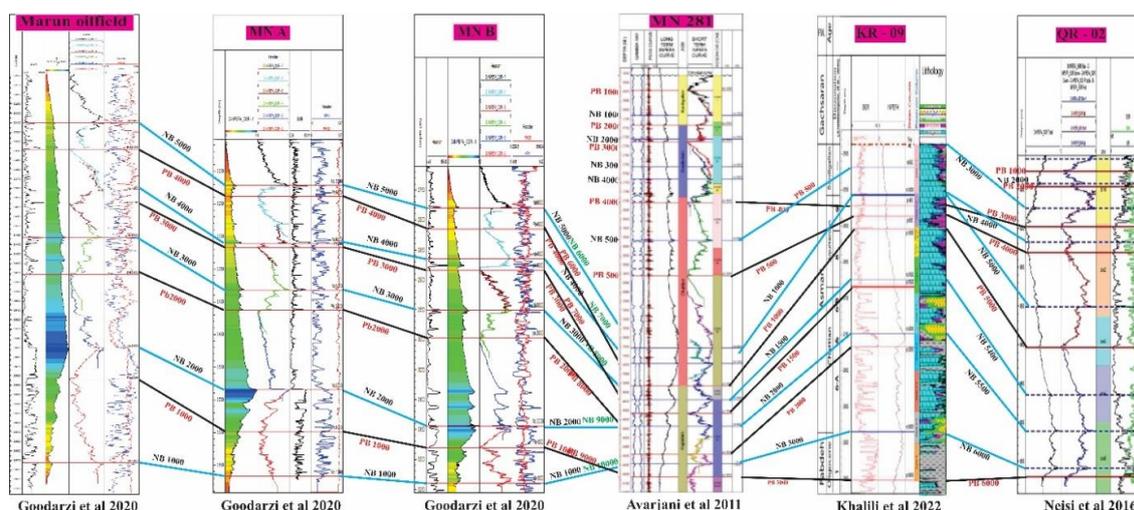
19 Regrasive

مطالعات مخزن بنگستان در میدان نفتی گچساران و رگ سفید [۱۱]، مخزن بنگستان در میدان نفتی گچساران [۸-۱۰-۱۲]، سازند آسماری در چاه شماره ۱۹ میدان نفتی پارس [۸-۹-۱۰]، مخزن آسماری در میدان نفتی بی بی حکیمه [۶]، مخزن آسماری در میدان نفتی مارون [۲،۳،۴]، مطالعه چینه نگاری سکاسی (سیکلواستراتیگرافی) سازند آسماری در میدان نفتی قلعه نار [۲۰]، 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 [۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶ و ۱۷] و بررسی سیکلواستراتیگرافی مخزن آسماری در میداین نفتی کرنج، پرنج و پارس [۷] (شکل ۳).



شکل ۲: نمایش تغییرات در روند نمودار INPEFA

لازم به ذکر است در مطالعات قبلی [۵]، تعداد ۹ سطح مرزی مثبت و ۱۰ سطح مرز منفی شناسایی و بین زون‌های ده گانه سازند آسماری میدان مارون با سطوح مرزی شناسایی شده تطابق انجام گردیده است. مطالعه نیسی و همکاران [۲۰]، منجر به شناسایی ۷ سطح مرزی مثبت و ۹ سطح مرزی منفی و تطابق زون‌های مخزنی شده است. مطالعه میدان نفتی مارون توسط گودرزی و همکاران [۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶ و ۱۷] مقایسه مرز آشکوب‌های بخش بالایی سازند پابده و بخش زیرین سازند آسماری در میدان نفتی مارون با سطوح مرزی NB - PB منجر به شناسایی پنج سطح مرزی منفی و چهار سطح مرزی مثبت گردید. و در مطالعه اورجانی و همکاران [۵] ۷ خط زمانی مثبت و ۵ خط زمانی منفی شناسایی و مرز سازند های پابده و آسماری در میدان نفتی کرنج مشخص گردیده است (شکل ۳).



شکل ۳: تطابق سیکل‌های رسوبی و سطوح مرزی مثبت و منفی در میداین نفتی مارون، پارس و کرنج.

۴-۲. مقایسه و تفسیر سطوح مرزی مثبت (PB) و منفی (NB) با مرز آشکوب‌ها در چاه- های مورد مطالعه:

۴-۲-۱. سطوح مرزی: منفی (NB):

۴-۲-۱-۱. چاه A: روند تغییرات سطوح مرزی منفی (NB)^{۲۰} در چاه A به شرح زیر می‌باشد (شکل‌های ۴-۵ و جدول ۳).

در این چاه در عمق ۳۶۶۵ متری واقع شده که در محدوده ائوسن پسین از بخش فوقانی سازند پابده قرار می‌گیرد. مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی شامل شیل آهکی و شیل با میان لایه‌های جزئی سنگ آهک بوده [۱۵، ۱۶، ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون شماره یک لارسن و همکاران [۲۷] (*Globigerina spp - Turborotalia cerroazulesis - Hantkenina Assemblage Zone*) می‌باشد [۱۶].

در این چاه در عمق ۳۵۳۵ واقع شده و در محدوده روپلین - شاتین قرار دارد. مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی شامل سنگ آهک، شیل با میان لایه‌های جزئی شیل آهکی، دولومیت و ماسه سنگ می‌باشد [۱۵، ۱۶، ۱۷] که در برگیرنده زیست‌زون شماره سه لارسن و همکاران و ون بوخم و همکاران [۲۷-۳۴] (*Lepidocyclina - Operculina - Ditrupa Assemblage Zone*) است [۱۶].

در این چاه NB 3000 در عمق ۳۳۸۳ متری، NB 4000 در عمق ۳۳۱۰ متری و NB 5000 در عمق ۳۲۲۰ متری قرار دارد (با توجه به عدم مطالعه بخش بالایی چاه مورد مطالعه سن بخش بالایی سازند آسماری در این چاه تعیین نشده است).

۴-۲-۱-۲. چاه B: روند تغییرات سطوح مرزی منفی (NB) در چاه B به شرح زیر می‌باشد (شکل‌های ۶-۷ و جدول ۴):

در چاه B، NB 1000 در عمق ۳۲۴۰ متری بوده و در محدوده ائوسن پسین از بخش فوقانی سازند پابده قرار دارد. مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی شامل شیل آهکی، شیل با میان لایه‌های جزئی سنگ آهک و ماسه سنگ بوده [۱۵، ۱۶، ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون شماره یک لارسن و همکاران [۲۷] (*Globigerina spp - Turborotalia cerroazulesis - Hantkenina Assemblage Zone*) می‌باشد [۱۶].

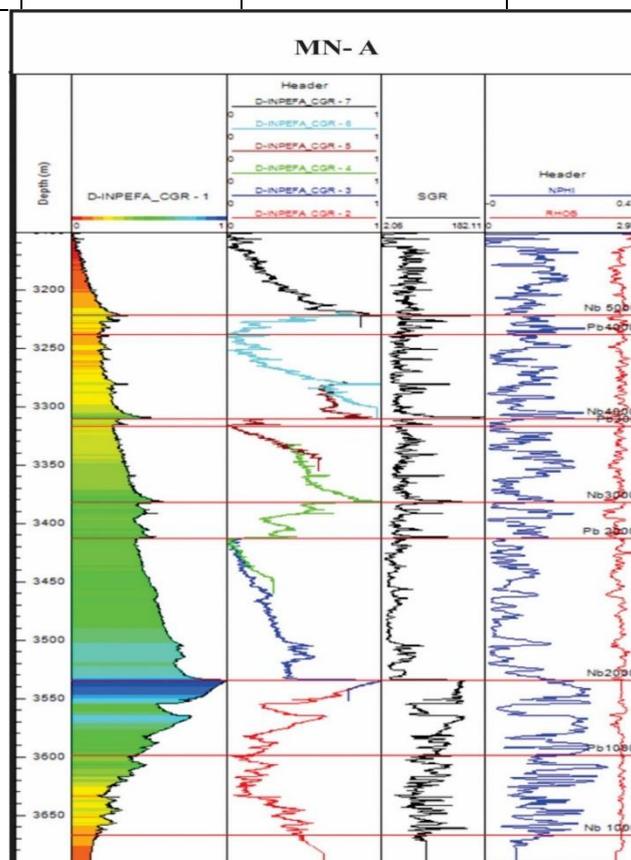
²⁰ Negative INPEFA Trend

NB 2000 در چاه B در عمق ۳۱۴۵ متری واقع شده و در محدوده روپلین - شاتین قرار دارد. مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی شامل شیل آهکی، سنگ آهک با میان لایه‌های ماسه سنگ، دولومیت و شیل بوده [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون شماره سه لارسن وهمکاران [۲۷] (*Lepidocyclina - Operculina - Ditrupa Assemblage Zone*) می‌باشد [۱۶].

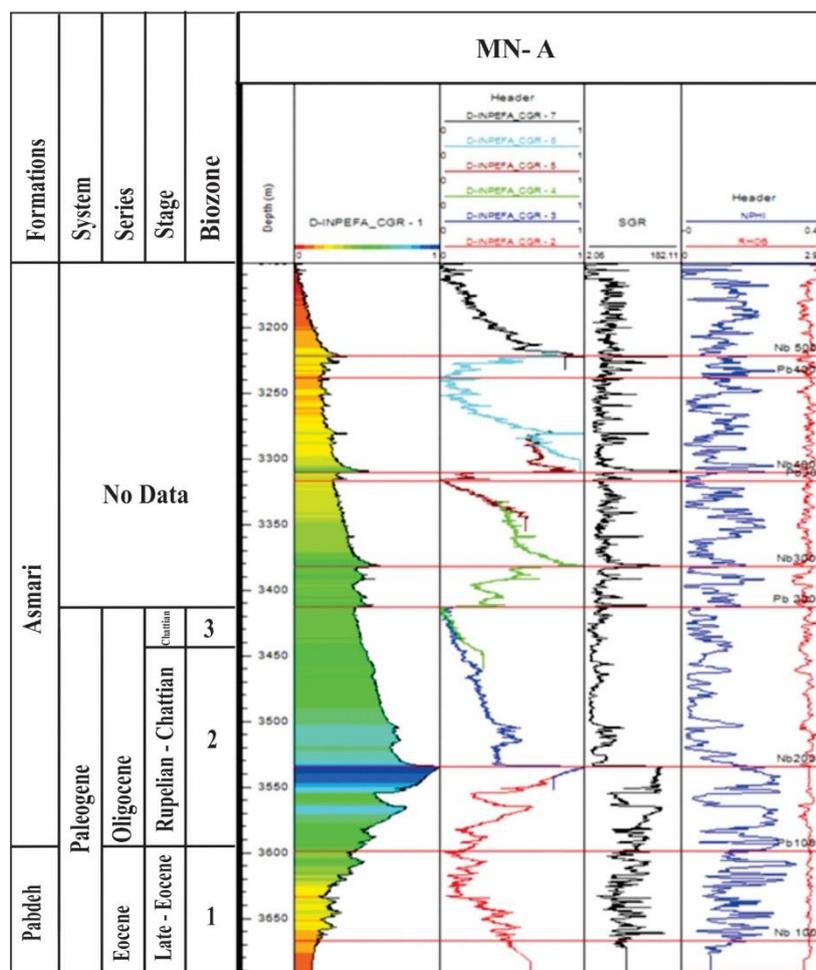
در چاه B, NB 3000 در عمق ۲۹۵۰ متری، NB 4000 در عمق ۲۸۶۵ متری و NB 5000 در عمق ۲۷۸۰ متری قرار دارد) با توجه به عدم مطالعه بخش بالایی چاه مورد مطالعه سن بخش بالایی سازند آسماری در این چاه تعیین نشده است).

جدول ۳: مشخصات NB و PB در چاه A بر مبنای عمق و سطوح زمانی آشکوب‌ها [۳۴، ۲۷، ۱۶].

Well A	Depth (m)	Biozone[16- 27- 34]	Stage[16- 27- 34]
NB 1000	3665	1	L. Eocene
PB 1000	3599	1	L. Eocene
NB 2000	3535	3	Rupelian – Chattian
PB 2000	3415	4	Chattian
NB 3000	3383		
PB 3000	3315		
NB 4000	3310		
PB 4000	3240		
NB 5000	3220		
PB 5000	-		



شکل ۴: تعیین مرزهای زمانی NB و PB در چاه A با استفاده از نمودار INPEFA



شکل ۵: تعیین مرزهای زمانی NB و PB در چاه A به همراه تغییرات سن و مرز آشکوب‌ها [۱۶] با استفاده از نمودار INPEFA (در این چاه اعداد ۱، ۲ و ۳ فقط شماره و تعداد بایوزون‌ها می‌باشد که با زیست‌زون‌های لارسن و ون بوخم [۳۴، ۲۷، ۱۶] مقایسه شده است).

۴-۲-۲-۴- سطوح مرزی مثبت (PB):

۴-۲-۲-۴- چاه A:

روند تغییرات سطوح مرزی مثبت (PB)^{۲۱} در چاه A به شرح زیر می‌باشد (شکل‌های ۴-۵ و جدول ۳).
 در این چاه در عمق ۳۵۹۹ متری بوده و این سطح مرزی در محدوده ائوسن پسین قرار دارد. مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی شامل شیل آهکی بوده [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون شماره یک لارسن و همکاران [۲۷] (*Globigerina spp - Turborotalia cerroazulesis - Hantkenina Assemblage Zone*) می‌باشد [۱۶].
 در این چاه در عمق ۳۴۱۵ متری قرار داشته و بر مبنای مطالعه زیست‌چینه‌نگاری این سطح مرزی در هر دو چاه مورد مطالعه در محدوده شاتین قرار دارد [۱۶]. مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی عمدتاً شامل سنگ آهک با میان لایه‌های جزئی شیل و دولومیت می‌باشد [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون شماره چهار لارسن و همکاران [۲۷] (*Archaias asmaricus - Archaias hensoni - Miogypsinoides compalanatus Assemblage Zone*) می‌باشد [۱۵، ۱۶ و ۱۷]. گستره سن این محدوده بر اساس زون بندی فونای فرامینیفری [۳۱] شاتین تعیین گردیده است [۱۶].

²¹ positive INPEFA Trend

PB 3000 در این چاه در عمق ۳۳۱۵ متری و PB 4000 در عمق ۳۲۴۰ متری قرار دارد. با توجه به عدم مطالعه بخش بالایی چاه مورد مطالعه سن بخش بالایی سازند آسماری در این چاه تعیین نشده است.

۴-۲-۲-۲- چاه B:

روند تغییرات سطوح مرزی مثبت (PB) در چاه B به شرح زیر می‌باشد (شکل‌های ۶-۷ و جدول ۴):

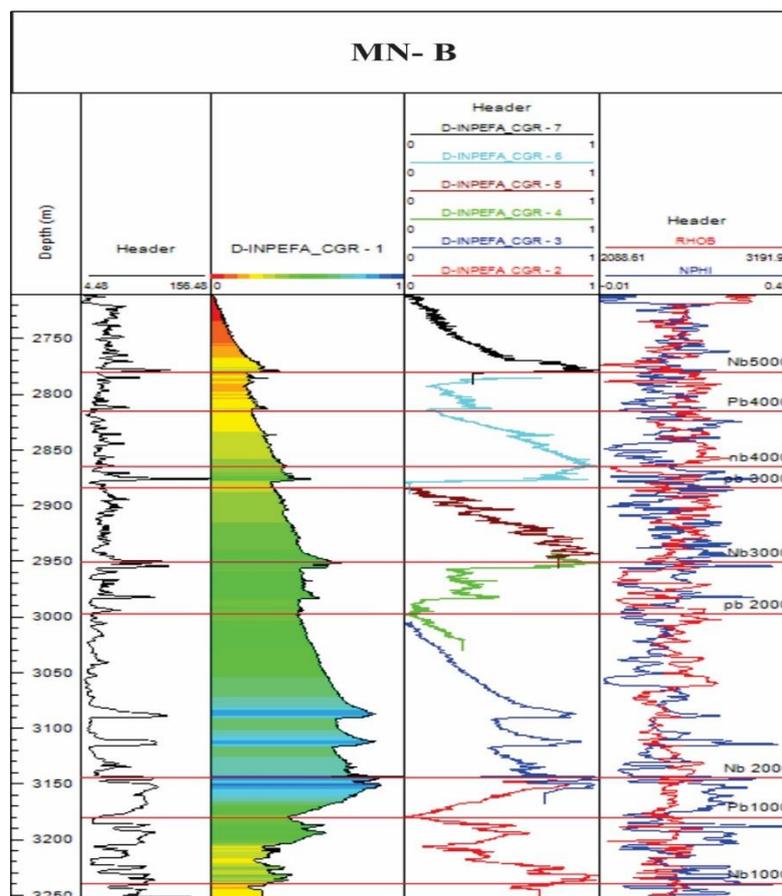
PB 1000 در این چاه در عمق ۳۱۸۰ متری بوده و در محدوده‌ی روپلین-شاتین قرار دارد (شکل‌های ۴-۷ و جدول ۴). مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی عمدتاً شامل شیل آهکی، شیل با میان لایه‌های جزیی سنگ آهک و ماسه سنگ می‌باشد [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون شماره سه لارسن و همکاران [۲۷] (*Turborotalia cerroazulesis* - *Hantkenina Assemblage Zone*) می‌باشد [۱۵، ۱۶ و ۱۷]. بر اساس زون بندی فونای فرامینیفری [۲۷] گستره سن این محدوده روپلین-شاتین می‌باشد.

PB 2000 در این چاه در عمق ۲۹۹۷ متری بوده و این سطح مرزی در محدوده شاتین قرار دارد (شکل‌های ۴-۷ و جدول ۴). مشخصات سنگ شناسی این سطح مرزی عمدتاً شامل سنگ آهک با میان لایه‌های شیل، شیل آهکی و دولومیت می‌باشد [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون شماره چهار لارسن و همکاران [۲۷] (*Archaias asmaricus* - *Archaias compalananus Assemblage Zone*) می‌باشد (گودرزی و همکاران [۱۵، ۱۶ و ۱۷]). بر اساس زون بندی فونای فرامینیفری [۲۷] گستره سن این محدوده شاتین می‌باشد.

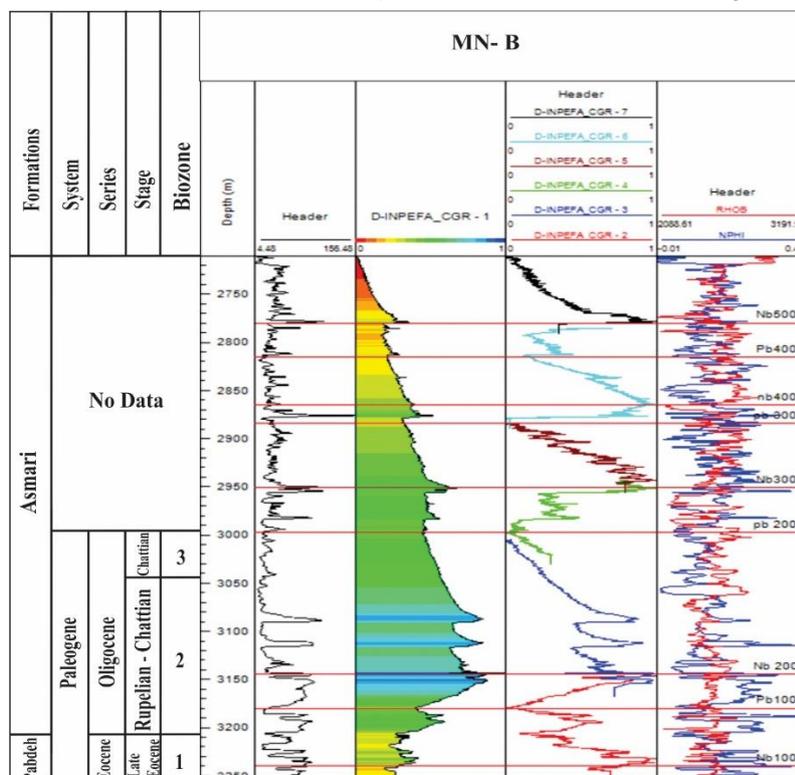
PB 3000 در این چاه در عمق ۲۸۸۵ متری و PB 4000 در عمق ۲۸۱۵ متری قرار دارد (با توجه به عدم مطالعه بخش بالایی چاه مورد مطالعه سن بخش بالایی سازند آسماری در این چاه تعیین نشده است).

جدول ۴: مشخصات NB و PB در چاه B بر مبنای عمق و سطوح زمانی آشکوب‌ها [۱۶].

Well B	Depth (m)	Biozone[16- 31- 40]	Stage[16- 31- 40]
NB 1000	3240	1	L. Eocene
PB 1000	3180	3	Rupelian – Chattian
NB 2000	3145	3	Rupelian – Chattian
PB 2000	2997	4	Chattian
NB 3000	2950		
PB 3000	2885		
NB 4000	2865		
PB 4000	2815		
NB 5000	2780		
PB 5000	-		



شکل ۶: تعیین مرزهای زمانی NB و PB در چاه B با استفاده از نمودار INPEFA.



شکل ۷: تعیین مرزهای زمانی NB و PB در چاه B به همراه تغییرات سن و مرز آشکوب‌ها [۱۶] با استفاده از نمودار INPEFA.

(در این چاه اعداد ۱، ۲ و ۳ فقط شماره و تعداد بایوزونها می‌باشد که با زیست‌زون‌های لارسن و ون بوخم [۳۴، ۲۷، ۱۶] مقایسه شده است).

۵- سیکل‌های رسوبی چاه‌های مورد مطالعه:

پس از بررسی و تعیین سطوح مرزی PB و NB سیکل‌های رسوبی در چاه‌های مورد مطالعه به شرح زیر شناسایی شدند:

۵-۱- سیکل‌های رسوبی چاه A:

سیکل رسوبی اول: محدوده این سیکل رسوبی در این چاه بین سطوح NB1000 - PB 1000 بوده و در بین اعماق ۳۶۶۵ تا ۳۵۹۹ متری قرار دارد (شکل‌های ۴ و ۵) بر اساس مطالعات زیست‌چینه‌نگاری سن این سیکل رسوبی در این چاه A ائوسن پسین - روپلین، شاتین بوده [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون‌های شماره یک و سه لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد (این سیکل رسوبی در مرز ائوسن پسین و روپلین قرار دارد).

سیکل رسوبی دوم: این سیکل رسوبی در بین سطوح مرزی NB2000 - PB 2000 و در بین اعماق ۳۵۳۵ تا ۳۴۱۵ متری قرار دارد (شکل‌های ۴ و ۵). بر اساس مطالعات زیست‌چینه‌نگاری سن این سیکل رسوبی روپلین، شاتین - شاتین بوده [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون‌های شماره سه و چهار لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد.

سیکل رسوبی سوم: این سیکل رسوبی در بین سطوح مرزی NB3000 - PB 3000 و در بین اعماق ۳۳۸۳ تا ۳۳۱۵ متری قرار دارد (شکل‌های ۴ و ۵). محدوده سن این سیکل رسوبی مطالعه نشده است.

سیکل رسوبی چهارم: این سیکل رسوبی در بین سطوح مرزی NB4000 - PB 4000 و در بین اعماق ۲۹۵۰ تا ۳۲۴۰ متری قرار دارد (شکل‌های ۴ و ۵). محدوده سن این سیکل رسوبی مطالعه نشده است.

۵-۲- سیکل‌های رسوبی چاه B:

سیکل رسوبی اول: محدوده این سیکل رسوبی در این چاه بین سطوح مرزی NB1000 - PB 1000 و در بین اعماق ۳۲۴۰ تا ۳۱۸۰ متری قرار دارد (شکل‌های ۶ و ۷) بر اساس مطالعات زیست‌چینه‌نگاری محدوده سن این سیکل رسوبی ائوسن پسین - روپلین، شاتین تعیین گردیده [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون‌های شماره یک و سه لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد.

سیکل رسوبی دوم: این سیکل رسوبی در بین سطوح مرزی NB2000 - PB 2000 و در بین اعماق ۳۱۴۵ تا ۲۹۹۷ متر قرار دارد (شکل‌های ۶ و ۷). محدوده سن این سیکل رسوبی بر اساس مطالعات زیست‌چینه‌نگاری روپلین، شاتین - شاتین تعیین گردیده [۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در بردارنده زیست‌زون‌های شماره سه و چهار لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد.

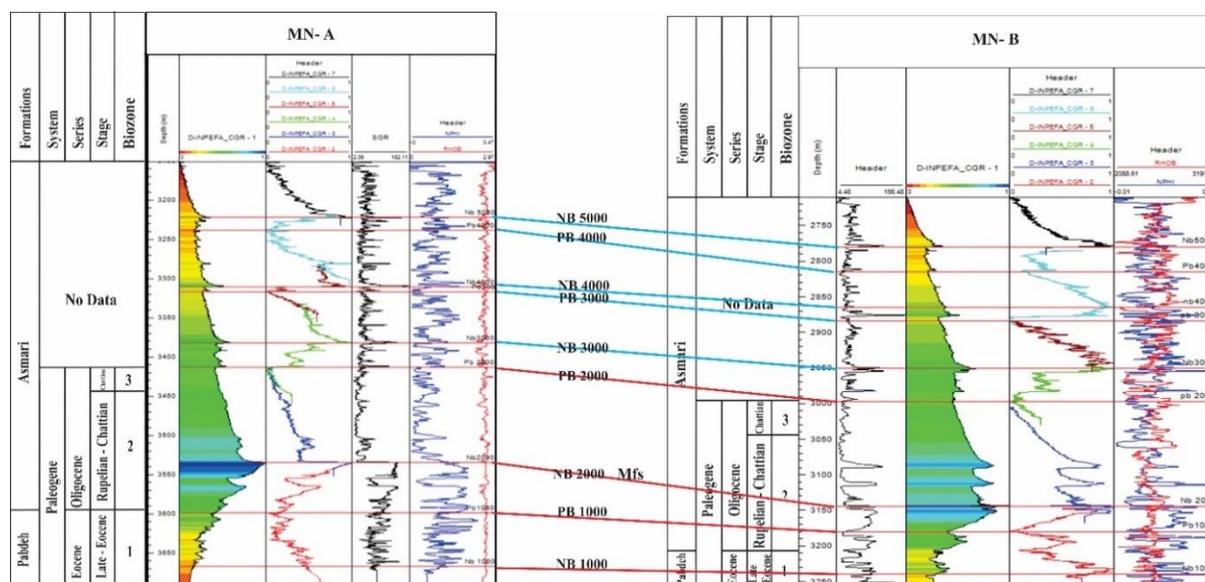
سیکل رسوبی سوم: این سیکل رسوبی در بین سطوح مرزی NB3000 تا PB 3000 و در بین اعماق ۲۹۵۰ تا ۲۸۸۵ متری قرار دارد (شکل‌های ۶ و ۷). محدوده سن این سیکل رسوبی مطالعه نشده است.

سیکل رسوبی چهارم: این سیکل رسوبی در بین سطوح مرزی NB4000 تا PB 4000 و در بین اعماق ۲۸۶۵ - ۲۸۱۵ متری قرار دارد (شکل‌های ۶ و ۷). محدوده سن این سیکل رسوبی مطالعه نشده است.

۶- مقایسه و تطابق سیکل‌های رسوبی چاه‌های مورد مطالعه:

با مقایسه و تطابق سطوح مرزی و سیکل‌های رسوبی در چاه‌های مورد مطالعه مشخص شد که سطح مرزی NB 1000 در چاه‌های مورد مطالعه وضعیت یکسانی داشته بطوریکه در هر دو چاه در بازه زمانی ائوسن پسین قرار داشته (شکل ۸) و از

نظر سن و فونای فرامینیفری این سطح مرزی شامل زیست زون شماره یک لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد. PB 1000 در چاه A در انتهای ائوسن قرار گرفته و از نظر سن و فونای فرامینیفری این سطح مرزی شامل زیست زون شماره یک لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد. این سطح مرزی در چاه B در بازه زمانی روپلین - شاتین واقع شده (شکل ۸) و از نظر سن و فونای فرامینیفری شامل زیست زون شماره سه لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد. سطوح مرزی NB 2000 در هر دو چاه مربوط به روپلین - شاتین بوده و در بردارنده زیست زون شماره سه لارسن و همکاران می‌باشد [۲۷]. سطح مرزی PB 2000 در هر دو چاه مورد مطالعه در بازه زمانی شاتین واقع شده (شکل ۸) و از نظر سن و فونای فرامینیفری شامل زیست زون شماره سه لارسن و همکاران [۲۷] می‌باشد. مرز ائوسن - الیگوسن چاه A در سطح مرزی PB 1000 واقع شده و در هر دو چاه سطوح مرزی PB 2000 نشان دهنده حداکثر سطح آب دریا (MFS) می‌باشد. در چاه‌های مورد مطالعه NB1000 مربوط به بخش بالایی سازند پابده بوده و در چاه A سطح مرزی PB 1000 در مرز دو سازند پابده و آسماری قرار گرفته که هر دو مورد با داده‌های فسیلی انطباق دارد (شکل ۸).



شکل ۸: تطابق سطوح مرزی و سیکل‌های رسوبی چاه‌های مورد مطالعه.

۷- نتیجه گیری:

- ۱- بر مبنای مطالعه نرم افزار سیکلولاگ، چهار سطح مرزی مثبت (PB1000- PB2000- PB3000- PB4000) و پنج سطح مرزی منفی (NB1000- NB2000- NB3000- NB4000- NB5000) در چاه A منطبق بر مرز ائوسن - الیگوسن می‌باشد. همچنین در هر دو چاه مورد مطالعه، NB 2000 منطبق بر حداکثر سطح آب دریا (MFS) است.
- ۲- در چاه‌های مورد مطالعه بر مبنای سطوح مرزی مثبت و منفی شناسایی شده، چهار سیکل رسوبی تفکیک و شناسایی گردید بطوریکه در برخی از موارد سیکل‌های رسوبی منطبق بر مرزهای زیستی زمانی واقع شده است (PB 1000 در چاه A منطبق بر مرز زیستی - زمان ائوسن - الیگوسن).
- ۳- بر مبنای شناسایی و تفکیک سیکل‌های رسوبی مشخص گردید در چاه‌های مورد مطالعه، سیکل رسوبی اول NB1000 - PB 1000 در بازه زمانی ائوسن پسین - روپلین، شاتین و سیکل رسوبی دوم NB2000 تا PB 2000 در بازه زمانی روپلین، شاتین - شاتین نهشته شده است که این تغییرات به خوبی در نمودارهای سیکلواستراتیگرافی و زیست چینه نگاری قابل مشاهده است.

سپاس و قدردانی

این پژوهش با همکاری گروه زمین شناسی دانشگاه فردوسی مشهد و حمایت شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب انجام شده لذا بدین منظور از گروه زمین شناسی دانشگاه فردوسی مشهد و شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب به جهت در اختیار قرار دادن نمونه‌ها و همچنین اجازه انتشار مقالات علمی تشکر و قدردانی می‌نمایم. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر محمد شریفی (استادیار دانشگاه کردستان) و دکتر میرامیر صلاحی (استادیار دانشگاه مراغه) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] آقائباتی، ع، ۱۳۸۵، زمین شناسی ایران: سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۵۸۶.
- [۲] آورجانی، ش.، محبوبی، ا.ا.، موسوی حرمی، ر.، ۱۳۹۰، ریز رخساره، محیط های رسوبی و چینه نگاری سکانسی رسوبات الیگو میوسن (سازند آسماری) در میدان نفتی کوپال، فروافتادگی دزفول مرکزی: فصلنامه زمین شناسی ایران، سال پنجم، شماره نوزدهم، صفحات ۴۵-۶۰.
- [۳] آورجانی، ش.، موسوی حرمی، ر.، محبوبی، ا.ا.، رحیم پور بناب، ح.، امیری بختیار، ح.، ۱۳۹۰، چینه نگاری سکانسی و بررسی کیفیت مخزنی سازند آسماری در فروافتادگی 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 حرمی، ر.، محبوبی، ا.، ح.، امیری بختیار، ح.، ۱۳۹۰، چینه‌نگاری چرخه‌ای و تطابق مخزنی رسوبات الیگو-میوسن (سازند آسماری) در میدان نفتی مارون، حوضه زاگرس: مجله زمین شناسی نفت ایران، سال سوم، شماره ۴، صفحات ۲۳-۳۷.
- [۶] اکبری، ن.، همت، م.، طاهری، م.، سبکرو، م.، صادقی، ر.، ۱۳۹۰، مطالعه بایواستراتیگرافی، ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی، و سکانس استراتیگرافی مخزن آسماری میدان نفتی بی بی حکیمه گزارش شماره پ-: شرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب، ۸۵ صفحه، گزارش منتشر نشده.
- [۷] خلیلی، ا.، وزیری مقدم، ح.، آرین، م.، صیرفیان، ع.، ۱۴۰۰، بررسی سیکلواستراتیگرافی مخزن آسماری در میداین نفتی کرج، پرنج و پارس: مجله زمین شناسی نفت ایران، سال ۱۰، شماره ۲۰، پاییز و زمستان ۱۳۹۹، ص ۱-۱۶.
- [۸] 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.
- [۹] رحمانی، ع.، ۱۳۹۱، آشنایی با نرم افزار سیکلولاگ و کاربردهای آن در صنعت نفت (مطالعات چینه نگاری سکانسی)، مطالعه موردی مخزن آسماری میدان نفتی پارس (چاه شماره ۱۹): شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.
- [۱۰] 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.

[۱۱] 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.

[۱۲] 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.

[۱۳] گودرزی، م.، وحیدی نیا، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.، 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.

[۱۴] گودرزی، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.، 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.

[۱۵] گودرزی، م.، وحیدی نیا، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.، 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.

[۱۶] گودرزی، م.، امیری بختیار، ح.، نورایی نژاد، م.، 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.

[۱۷] 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.

[۱۸] مطیعی، ه.، ۱۳۷۲، چینه‌شناسی زاگرس: از انتشارات طرح تدوین کتاب زمین‌شناسی ایران، ۵۳۶.

[۱۹] 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 زمین ساخت. دوره ۱، شماره ۲، صفحات ۱۴-۳۵.

[۲۰] نیسی، ع.، قادری، ع.، غبیشاوی، ع.، الله کرم پور دیل، م.، ۱۳۹۶، زیست چینه‌نگاری، بررسی ریزرخساره‌ها و چینه-نگاری 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.

[۲۱] 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 ایزه، خوزستان): فصلنامه علوم زمین، سال بیست و هفتم، شماره ۱۰۷، ص ۱۳۷-۱۵۰.

[22] ALAVI, M., 2004, Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *American Journal of Science*, **304**: 1-20.

[23] 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.

- [24] EMBRY, A., 2009, Practical Sequence Stratigraphy, Canadian Society of Petroleum Geologists' monthly magazine, The Reservoir, between May 2008 and September 2009.
- [25] GRADSTEIN, F., OGG, J., SMITH, A., 2004, A Geological Time Scale 2004: Cambridge, U.K, Cambridge University Press, p. 589.
- [26] 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, December 2007, 49-59.
- [27] 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*.
- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] PERLMUTTER, M.A., MATTEWS, M.D., 1990, Global cyclostratigraphy – a model. In Cross, T. (Ed) *Quantitative, Dynamic Stratigraphy*, Prentice Hall, 233-260.
- [32] 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
- [33] 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.
- [34] 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.

روشی جهت خوشه بندی خصوصیات مخزن و بررسی مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی محاسبه شده با ستون سنگ شناسی و مقدار تخلخل حاصل از لاگ و مغزه

حامد امرایی

کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی سهند تبریز، تبریز، ایران

hamedamraei0@gmail.com

دریافت خرداد ۱۴۰۴، پذیرش شهریور ۱۴۰۴

چکیده

تعیین گونه‌های سنگی و محاسبه پارامترهای الاستیسیته و مقاومتی سازند از اصلی‌ترین و پیچیده‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی- ژئومکانیکی مخازن هیدروکربوری بوده که محاسبه دقیق آن‌ها مبنای بسیاری از مطالعات مهندسی نفت و ژئومکانیک مخزن است. به این منظور در پژوهش حاضر در مرحله اول تعداد بهینه الکتروفاسیس‌ها با روش خوشه‌سازی چند تفکیکی بر پایه گراف (MRGC²²)، برای چاه مورد مطالعه از ترکیب اطلاعات زمین‌شناسی، نمودارهای معمول و مصنوعی (NDS²³ و VDL²⁴) بدست آمد. الگوریتم معرفی شده شامل اعمال اثر لیتولوژی (سنگ‌شناسی) و نوع تخلخل در محاسبات جهت گروه بندی دقیق مخزن است. در این مرحله تعداد ۵ کلاس و گروه بهینه الکتروفاسیس‌ها با روش خوشه-سازی چند تفکیکی بر پایه گراف (MRGC)، برای چاه مورد مطالعه بدست آمد. در مرحله دوم با توجه به اینکه محاسبه و تخمین ضرایب الاستیک و مقاومت سنگی از الزامات مطالعات ژئومکانیکی است و از طرفی داده مغزه در تمام طول چاه در دسترس نیست، به محاسبه مدول یانگ، نسبت پواسون، مدول بالک، مدول برشی، میزان مقاومت فشاری تک محوری و مقاومت کششی تک محوری از نمودار صوتی دو قطبی برشی (DSI²⁵) پرداخته شد. مقایسه مقادیر محاسبه شده مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی با تغییرات ستون سنگ شناسی و میزان تخلخل حاصل از ارزیابی پتروفیزیکی و مغزه گواه این است که با افزایش تخلخل مغزه و لاگ میزان مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی کاهش یافته پس بنابراین تخلخل با مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی رابطه عکس دارد. در این پژوهش، ضریب همبستگی مدول بالک محاسبه شده با تخلخل ($R^2=0.82$)، مدول برشی ($R^2=0.73$)، مدول یانگ ($R^2=0.77$)، ضریب پواسون ($R^2=0.049$)، مقاومت فشاری تک محوره ($R^2=0.84$) و مقاومت کششی تک محوره ($R^2=0.65$) بدست آمد.

کلمات کلیدی: گروه بندی مخزن، خوشه‌بندی چند تفکیکی بر پایه گراف، پارامترهای الاستیسیته و مقاومتی.

²² Multi- resplution graph- based clustering

²³ Neutron- Density Separation

²⁴ Velocity Deviation Log

²⁵ Dipole Shear Sonic Imager

۱- مقدمه

تعیین گونه‌های سنگی بر مبنای مطالعات زمین‌شناسی- پتروفیزیکی و مطالعات ژئومکانیکی سازند از اصلی‌ترین و پیچیده‌ترین پارامترها در مخازن هیدروکربنی بوده که در صنعت نفت و گاز اشراف کامل بر آنها جهت مدیریت مخازن و جلوگیری از هدر رفت هزینه‌ها غیر قابل انکار است. دسته بندی داده‌ها به گروه‌هایی معین، به نحوی که داده‌هایی که در یک گروه قرار گرفته دارای بیش‌ترین شباهت و همبستگی با همان گروه و در عین حال بیش‌ترین تفاوت با گروه‌های دیگر باشد را خوشه‌بندی یا کلاس بندی می‌نامند. در خوشه‌بندی هر خوشه‌ای که به دست می‌آید دارای ویژگی‌های مشترک و خاصی بوده که موجب تفکیک آن از مابقی خوشه‌ها می‌گردد [۱۳]. خوشه‌بندی یک روش آموزش و یادگیری است که هدف آن پیدا کردن گروه‌هایی از داده‌ها، در بین ورودی‌ها (نمودارهای چاه‌پیمایی) تعریف شده برای آن است. در واقع می‌توان گفت که در هر خوشه داده‌هایی مخصوص به خود، قرار دارد. الگوریتم خوشه بندی چند تفکیکی بر پایه گراف جهت شناسایی و تشخیص خوشه‌ها از داده‌های ورودی، برای هر کلاس به محاسبه اندیس همسایگی می‌پردازد. سپس دسته‌های طبیعی کوچکی از نقاط که به آنها دسته‌های جذب گویند، بر اساس استفاده از نزدیک‌ترین همسایه برای هر نقطه بوجود می‌آیند. به غیر از تشکیل گروه‌هایی بر اساس اندیس همسایگی، به منظور تعیین جذب طبیعی، تعدادی خوشه بهینه بر مبنای اندیس شاخص کرنل (KRI) محاسبه می‌گردد. این اندیس ترکیبی از اندیس همسایگی، فاصله و تابع وزن داده‌ها است که درجه همسایگی را تعیین می‌کند و سپس در ادامه، بر اساس داده‌هایی که از مرحله قبل تعیین شده، با ادغام دسته‌های جذب، خوشه‌های نهایی تشکیل می‌شوند. این تکنیک یک روش نوین و قدرتمند آماری- عصبی برای تخمین پارامترهای مخزنی است که مشکل بعد را از بین می‌برد و اطلاعات مفیدی در خصوص رخساره‌های زمین شناسی از ساختار خود داده‌ها را در دسترس قرار می‌دهد [۱۳، ۱۴، ۱۶]. روش یاد شده از معدود روش‌های غیر پارامتریک، و دقیق جهت تحلیل داده‌های حاصل شده از نمودارهای چاه‌پیمایی است [۱۳]. قدرت شناسایی الگوهای طبیعی موجود در نگاره‌ها، بی‌نیازی از دانش قبلی در خصوص داده‌ها، پیشنهاد بهینه و خودکار تعداد خوشه‌ها و عدم مشکل بعد از مزایای دیگر روش MRGC در نرم افزار ژئولاگ می‌باشد [۱۶]. سلیمانی و همکاران در سال ۲۰۱۸ برای مخازن گروه بنگستان میدان منصوری به تشخیص انواع رخساره‌های سنگی و تخمین تراوایی به کمک موج استونلی پرداختند. نتایج بررسی‌ها گواه همبستگی بالای موج استونلی در تخمین تراوایی با تراوایی مغزه بود [۱۵]. امیرسرداری در سال ۲۰۲۰ به تعیین گونه‌های سنگی مخزنی کربناته در خلیج فارس بر اساس آنالیز مغزه و داده‌های معمول پتروفیزیکی پرداخت [۵]. عزتی و همکاران در سال ۲۰۲۰ جهت تحلیل پایداری چاه و مدل‌سازی ژئومکانیکی به محاسبه پارامترهای الاستیک و مقاومتی مخزن کربناته سروک در سه حلقه چاه یکی از میادین نفتی در دشت آبادان در جنوب غربی ایران پرداختند [۸]. عمارلو و همکاران در سال ۲۰۲۵ به توسعه یک مدل ژئومکانیکی یک بعدی در یک میدان نفتی در جنوب غربی ایران پرداختند، در این پژوهش از تطابق داده‌های اشباع آب به دست آمده از آنالیز ویژه مغزه و تفسیرهای چاه‌پیمایی به منظور کلاس بندی مخزن استفاده شد [۶]. خامه‌چی و عباسی در سال ۱۴۰۱، به محاسبه پارامترهای الاستیک و مقاومتی سنگ مخزن با هدف ساخت مدل ژئومکانیکی یک بعدی چاه برای بررسی ایجاد شکاف هیدرولیکی در یکی از چاه‌های میدان سراجیه پرداختند [۱]. صارم و

ابراهیم آبادی در سال ۱۴۰۱، به به محاسبه پارامترهای الاستیک و مقاومتی سنگ مخزن جهت ساخت مدل ژئومکانیکی برای مخزن آسماری میدان شادگان با هدف تعیین پنجره ایمن گل حفاری و معرفی راستای بهینه حفاری پرداختند [۳]. سعادت-نیا و همکاران در سال ۱۴۰۱، پارامترهای الاستیک و مقاومتی سنگ مخزن را برای ساخت مدل ژئومکانیکی و بررسی یکپارچگی پوش سنگ برای یکی از میادین بزرگ کربناته جنوب غرب ایران محاسبه نمودند [۲]. با توجه به اینکه تعیین گونه‌های سنگی و بررسی‌های ژئومکانیکی سازند جهت تولید موثر، توسعه، حفاری‌های آتی در میدان و بهره‌برداری بهینه از آن غیرقابل انکار بوده و از آنجا که نمودارهای چاه‌پیمایی به عنوان ابزاری کم‌هزینه و در دسترس تقریباً در تمامی چاه‌های یک میدان موجودند، بدین منظور در این پژوهش به معرفی روشی دقیق و بهینه جهت تعیین گونه‌های سنگی بر مبنای نمودارهای پتروفیزیکی مرسوم و مصنوعی با استفاده از روش خوشه‌بندی چند تفکیکی بر پایه گراف پرداخته شد و سپس مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی از نمودارهای چاه‌پیمایی محاسبه گردید و در انتها پارامترهای بدست آمده با تغییرات ستون سنگ شناسی و میزان تخلخل حاصل از ارزیابی پتروفیزیکی و مغزه مقایسه گردیدند.

۲) موقعیت منطقه مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه در منطقه دشت آبادان در پی برداشت‌های لرزه نگاری دو بعدی کشف گردید. این میدان دارای ساختمانی با شیب ملایم و مساحتی در حدود ۲۲۰ کیلومتر مربع است. ساختار میدان مذکور حاوی چندین مخزن کرتاسه شامل سازندهای ایلام، سروک و فهلیان بوده که سازند ایلام مخزن اصلی تولید کننده نفت آن است [۱۰]. مخزن ایلام در چاه مورد مطالعه در عمق ۲۹۰۵ تا ۳۰۳۰ متری حاوی نفت با گراندروی ۲۲-۲۳ درجه API می‌باشد [۱۰].

۳) مواد و روش‌ها

پژوهش مورد نظر بر روی مخزن ایلام با لیتولوژی آهک، دولومیت و اندکی شیل به عنوان اصلی‌ترین لایه مخزنی میدان مذکور انجام گردیده است. برای انجام پژوهش حاضر از مجموعه داده‌های کامل نگاره‌های معمول، داده‌های تخلخل مغزه و نمودار صوتی دو قطبی برشی مربوط به عمق ۲۹۰۵ تا ۳۰۳۰ متری چاه A میدان مورد مطالعه استفاده گردید. بدین منظور در مرحله اول پژوهش حاضر با توجه به اینکه تعیین گونه‌های سنگی از اصلی‌ترین مراحل جهت بررسی مخازن هیدروکربوری به حساب آمده به معرفی الگوریتمی شامل اعمال اثر لیتولوژی (سنگ‌شناسی) و نوع تخلخل جهت گروه بندی و کلاس بندی دقیق مخزن مورد مطالعه با روش خوشه‌سازی چند تفکیکی بر پایه گراف (MRGC)، از ترکیب اطلاعات زمین‌شناسی، نمودارهای معمول و مصنوعی (NDS و VDL) پرداخته شد. سپس در مرحله دوم به محاسبه مدول یانگ، نسبت پواسون، مدول بالک، مدول برشی و میزان مقاومت فشاری تک محوری از نمودار صوتی دو قطبی برشی (DSI) با هدف مقایسه با تغییرات ستون لیتولوژی و مقدار تخلخل سازند پرداخته شد.

۴) بحث و نتایج

نتایج حاصل از این پژوهش در دو بخش اصلی ذیل آورده شده است.

۴-۱) تعیین گونه‌های سنگی در مخزن ایلام چاه مورد مطالعه

در این پژوهش تعداد بهینه الکتروفاسیس‌ها با روش خوشه‌سازی چند تفکیکی بر پایه گراف (MRGC)، برای چاه مورد مطالعه بدست آمد. جهت تعیین رخساره‌های الکتریکی و افزایش دقت کار از مجموعه کامل همه نگاره‌ها استفاده شد. هدف این بود که یکسری الگوهای پنهان از داده‌های نگاره‌ها بدست آید تا بتوان با دقت بهتر و بیشتری به گروه‌بندی و خوشه‌بندی پرداخت. برای پیدا کردن این الگوهای پنهان دو نگاره مصنوعی NDS و VDL به کمک نمودارهای معمول ساخته شدند. با توجه به اینکه در این قسمت از کار، هدف اعمال نوع تخلخل مخزن و خوشه‌بندی بر مبنای نوع تخلخل‌ها و اطلاعات سنگ شناسی بود. در ابتدا نگاره VDL بصورت مصنوعی از تلفیق نگاره‌های صوتی با نمودار نوترون- دانسیته ساخته شد [۴]. این نگاره ابزاری مهم جهت بدست آوردن و دانستن نوع تخلخل در کربنات‌ها به حساب می‌آید. این نمودار در واقع اختلاف بین مقادیر موج تراکمی واقعی (V_{preal}) و موج تراکمی مصنوعی (V_{psyn}) می‌باشد [۴]. موج تراکمی واقعی طبق رابطه ۱ به دست می‌آید. در این رابطه، DT_{log} میزان قرائت نمودار صوتی بر حسب $\mu s/ft$ می‌باشد [۱۱]:

$$V_{P_{real}} = \frac{304.8}{DT_{log}} \quad \text{رابطه ۱:}$$

موج تراکمی مصنوعی را نیز می‌توان طبق رابطه ۲ بدست آورد [۱۱]:

$$V_{P_{syn}} = \frac{304.8}{DT_{syn}} \quad \text{رابطه ۲:}$$

برای محاسبه نمودار صوتی مصنوعی^{۲۶} (DT_{syn}) از روابط تخلخل استفاده می‌شود. تخلخل حاصل از نمودار صوتی از طریق رابطه ۳ بدست می‌آید [۱۱]. 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^{۲۷} (DT_{fl}) نیز بر اساس نوع سیال حفاری درون چاه می‌بایست در نظر گرفته شود.

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \rightarrow \phi_{ND} = \frac{DT_{syn} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \quad \text{رابطه ۳:}$$

بدین ترتیب می‌توان نمودار انحراف سرعت را طبق رابطه ۴ از اختلاف حاصل از دو نمودار سرعت واقعی و سرعت مصنوعی به دست آورد [۱۱]:

$$VDL = V_{P_{real}} - V_{P_{syn}} \quad \text{رابطه ۴:}$$

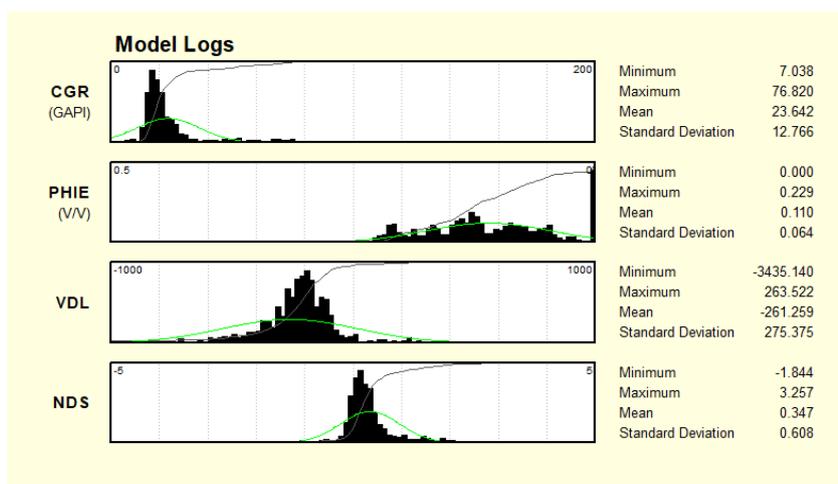
²⁶ Synthetic Sonic Log

²⁷ Fluid Interval Transit Time

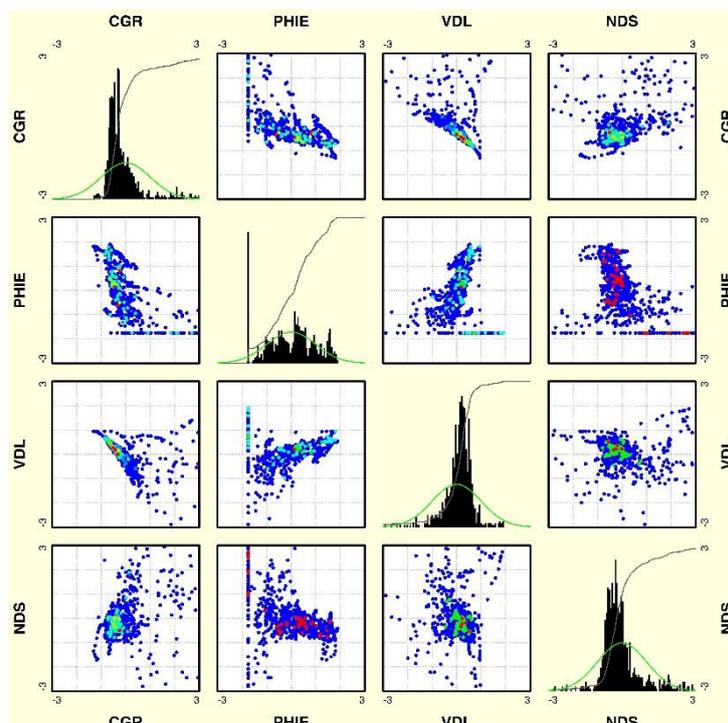
بر اساس روابط گفته شده نمودار انحراف سرعت (VDL) برای چاه مورد مطالعه ساخته شد. در ادامه نگراره مصنوعی NDS از جدایش نمودارهای نوترون و دانسیته از رابطه ۵ محاسبه گردید [۱۲].

$$NDS = \left[\frac{(RHOB - 1.95)}{(2.95 - 1.95)} \right] * 10 - \left[\frac{(0.45 - NPHI)}{((-0.15) - 0.45)} \right] * 10 \quad \text{رابطه ۵:}$$

جهت خوشه‌بندی از روش MRGC در ابتدا با روش رگرسیون گام به گام ورودی‌های مدل (شکل ۱) در نرم‌افزار ژئولاگ انتخاب شدند، در ادامه داده‌های ورودی شبکه نرم‌الایز گردید و سپس ورودی‌های مدل کنترل گردید (شکل ۲) و در آخر از روش سعی و خطا پارامترهای بهینه مدل شامل تعداد نورون‌ها و تعداد کلاس‌ها بدست آمدند.



شکل ۱ ورودی‌های بکار گرفته شده در گروه بندی مخزن مورد مطالعه به روش MRGC.

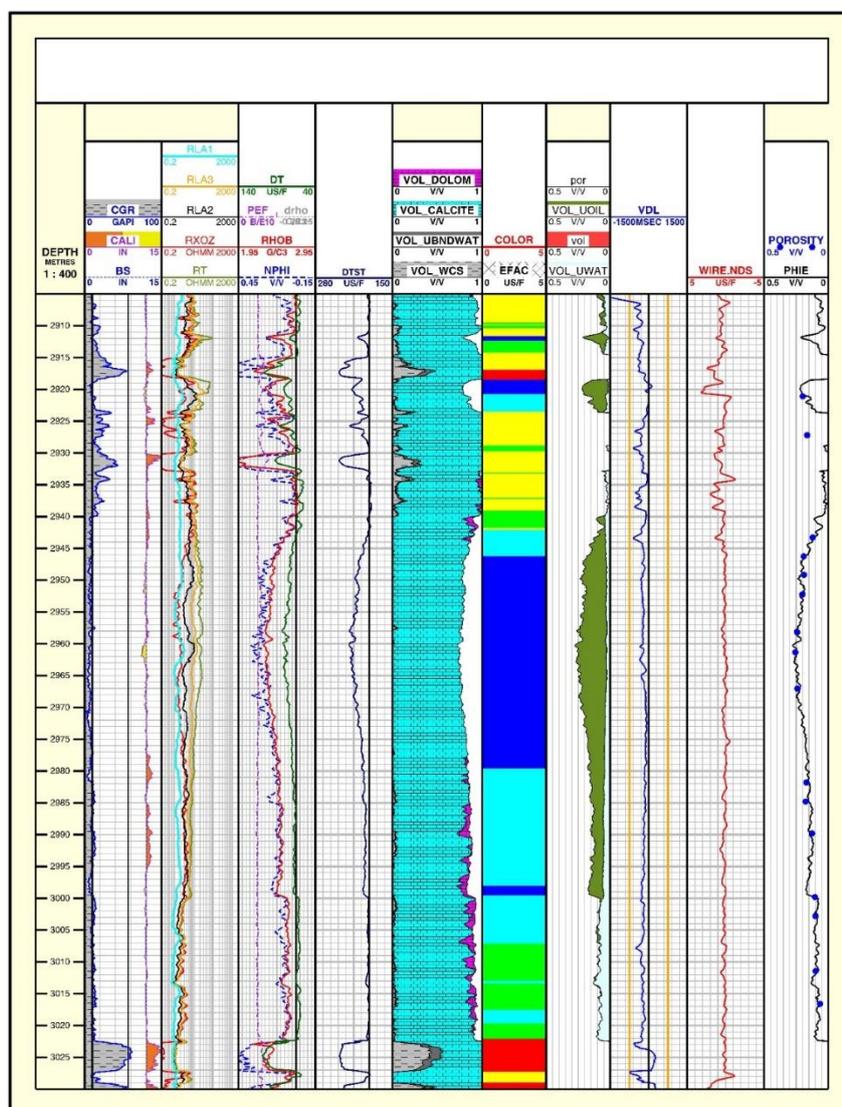


شکل ۲ مرحله کنترل کردن داده‌های ورودی جهت خوشه بندی به روش MRGC بعد از نرمالایز کردن.

در نهایت مخزن مورد مطالعه به ۵ گروه تقسیم و تفکیک شد (شکل ۳). که ویژگی‌های هر یک در جدول ۱ نشان داده شده است. در شکل شماره ۳ نمودارهای موجود از چاه مورد مطالعه، گروه بندی و کلاس بندی انجام شده برای چاه مذکور، نمودارهای مصنوعی ساخته شده انحراف سرعت و NDS نشان داده شده است.

جدول ۱ ویژگی و تعداد گروه‌های بدست آمده از روش MRGC در چاه مورد مطالعه

NDS	VDL	PHIE	CGR	رنگ هر گروه	گروه بندی
۰/۰۹	-۱۷۶/۹۶	۰/۱۸	۱۸/۳۳	آبی پررنگ	۱
۰/۱۹	-۱۸۸/۴۶	۰/۱۴	۱۷/۲۸	آبی کم رنگ	۲
۰/۱۸	-۳۰۵/۳۲	۰/۰۹	۲۱/۲۱	سبز	۳
۰/۶۴	-۳۴۰/۹۷	۰/۰۴	۲۹/۶۹	زرد	۴
۲/۰۸	۹۹/۶۱	۰/۰۰	۶۴/۱۶	قرمز	۵



شکل ۳ نمودارهای موجود از چاه مورد مطالعه به همراه گروه بندی مخزن و نمودارهای ساخته شده VDL و NDS.

۴-۲) محاسبه پارامترهای الاستیک و مقاومتی سنگ مخزن

محاسبه و تخمین ضرایب الاستیک و مقاومت سنگی را می‌توان از پایه‌ای ترین مطالعات ژئومکانیک مخزن دانست [۷]. نمودار سرعت موج برشی^{۲۸} (DTS) و سرعت موج فشارشی^{۲۹} (DTC) از پارامترهای اساسی در محاسبات مخازن هیدروکربنی هستند که با ترکیب این دو نمودار با نمودار چگالی^{۳۰} (RHOB) می‌توان ثابت‌های الاستیک سنگ مخزن را محاسبه نمود. از آن جایی که سرعت موج برشی از پارامترهای مختلف سنگ تأثیر می‌پذیرد، می‌تواند بیانگر خصوصیات فیزیکی سنگ نیز باشد. از این رو، سرعت موج برشی در تعیین نوع لیتولوژی سازند، سیال منفذی و تعیین پارامترهای ژئومکانیکی سازند منجمله؛ مدول برشی، مدول حجمی و غیره کاربرد دارد. اما نمودار موج برشی با ابزارهای متداول اندازه گیری ویژگی‌های مخزنی قابل برداشت نمی‌باشد. در نتیجه اطلاعات این نمودار در تمامی چاه‌ها در دسترس نیست. یکی از ابزارهایی که اطلاعات موج برشی را بصورت پیوسته در اختیار قرار می‌دهد، ثبت موج کامل بوسیله ابزار صوتی دوقطبی برشی (DSI) است. این ابزار هر دو موج برشی و فشارشی را برداشت می‌کند. برای محاسبه پارامترهای مذکور از روابط جدول ۲ استفاده گردید [۷].

جدول ۲ فرمول‌ها و روابط استفاده شده جهت محاسبه پارامترهای الاستیک در مخزن مورد مطالعه [۱، ۹]

$v_d = \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$	ضریب پواسون	رابطه ۶
$E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$	ضریب یانگ دینامیک	رابطه ۷
$G = \rho_b * V_s^2$	ضریب برشی	رابطه ۸
$K_d = \frac{E_{dyn}}{3(1 - 2\nu)}$	ضریب حجمی	رابطه ۹
$E_s = 0.7 * E_d$	ضریب یانگ استاتیک	رابطه ۱۰
$\nu_s = \nu_d$	نسبت پواسون	رابطه ۱۱
$G_s = \frac{E_s}{2(1 + \nu)}$	ضریب برشی استاتیک	رابطه ۱۲
$K_s = \frac{E_s}{3(1 - 2\nu)}$	ضریب حجمی استاتیک	رابطه ۱۳

²⁸ Shear wave velocity

²⁹ Compressive Wave velocity

³⁰ Density log

E_d ضریب یانگ دینامیک، ρ چگالی، V_s سرعت موج برشی، V_p سرعت موج فشاری، ν ضریب پواسون، G ضریب برشی و K ضریب حجمی می‌باشد. پارامترهای مقاومتی سنگ شامل مقاومت فشاری تک محوری (UCS)، مقاومت کششی (T) و زاویه اصطکاک داخلی سنگ (ϕ) است. جهت به دست آوردن نمودار پیوسته‌ای از مقاومت فشاری تک-محوری نیز باید از رابطه‌ی تجربی حاصل از آزمایشگاه استفاده نمود. رابطه مذکور را می‌توان از رسم منحنی مربوط به مقادیر UCS در مقابل تخلخل یا ضریب یانگ استاتیک برقرار نمود. در مطالعه حاضر به دلیل کربناته بودن توالی مخزن مورد مطالعه، از رابطه ۱۴ استفاده شد.

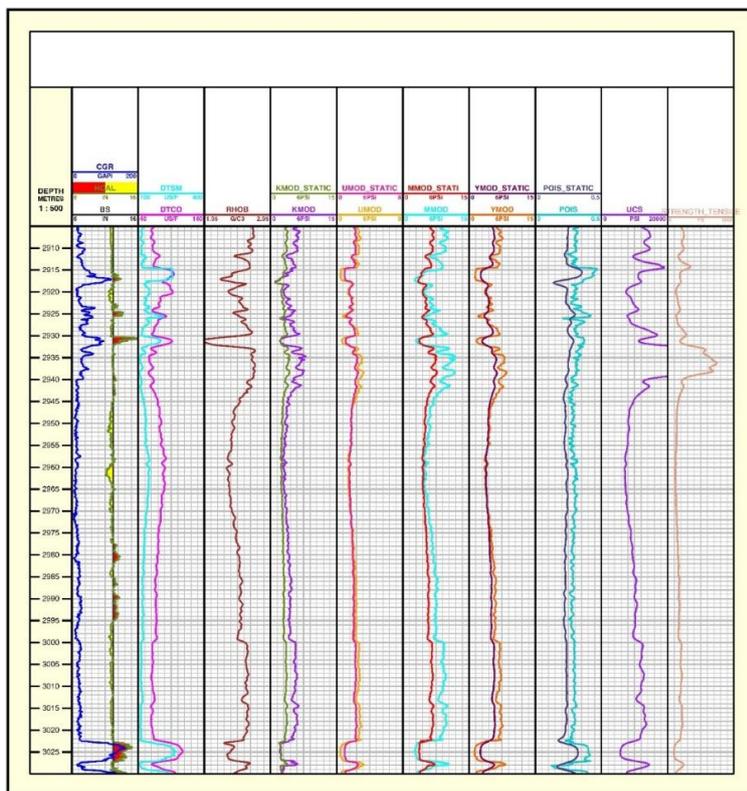
$$UCS = 2.65 \times (E_{sta}^{0.8} / \phi_e^{0.2}) \quad \text{رابطه ۱۴}$$

که در آن UCS مقاومت فشاری تک محوری، E_{sta} مدول یانگ استاتیک و ϕ_e تخلخل موثر در طول مخزن می‌باشد. مقاومت کششی سنگ (Tensile Strength) بر اساس نوع سازند غالباً در حدود $\frac{1}{12}$ تا $\frac{1}{8}$ مقاومت فشاری تک محوری است. جهت محاسبه زاویه اصطکاک داخلی سنگ (ϕ) از رابطه پلامب (Plumb) در سال ۱۹۹۴ استفاده می‌شود که تخلخل حاصل از نمودار نوترون (NPHI) و حجم شیل متغیرهای این معادله‌اند [۹]:

$$\phi = 26.5 - 37.4(1 - NPHI - V_{shale}) + 62.1(1 - NPHI - V_{shale})^2 \quad \text{رابطه ۱۵}$$

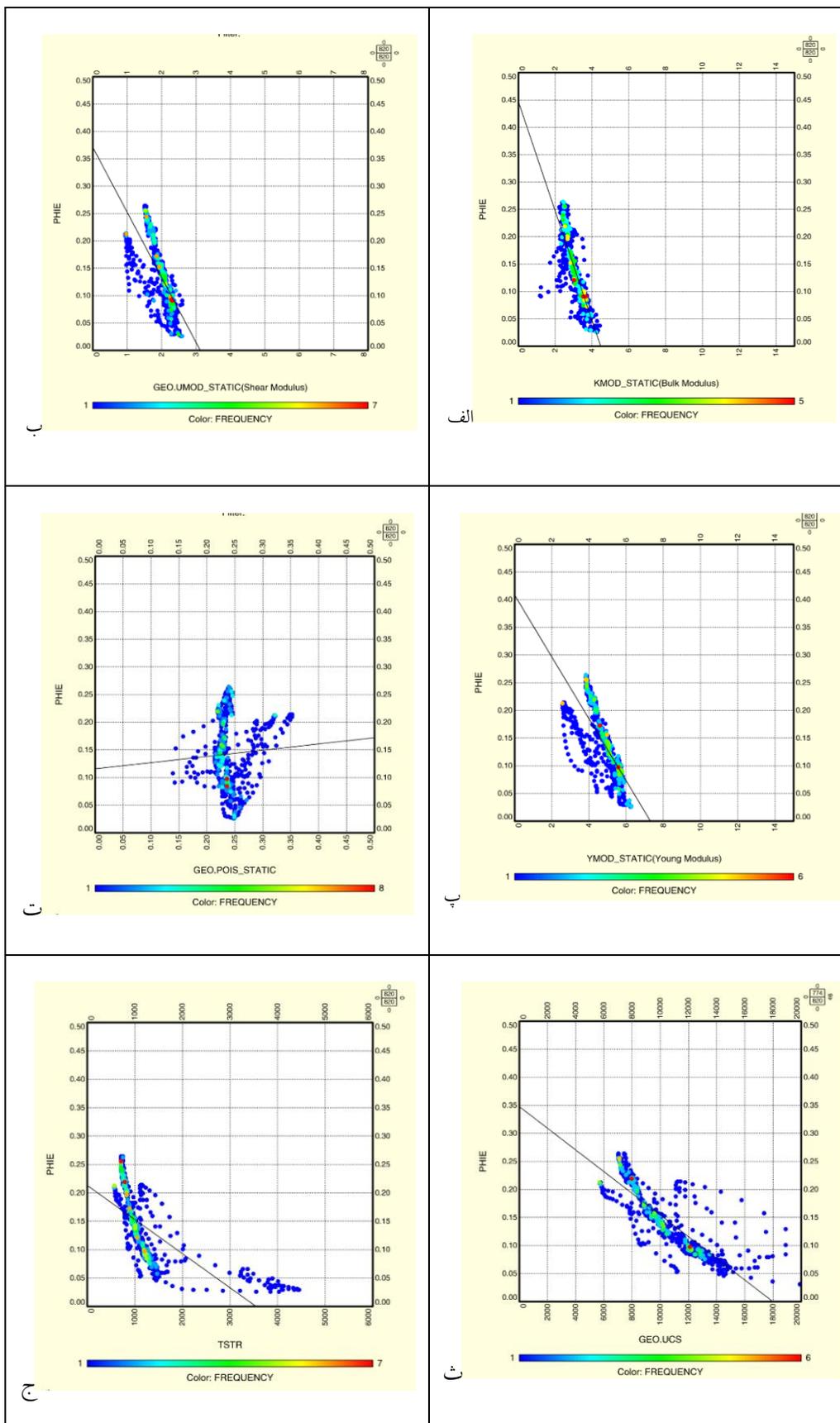
$$V_{shale} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{رابطه ۱۶}$$

در نهایت پارامترهای الاستیسیته مخزن مورد مطالعه محاسبه شد. تغییر مقادیر محاسبه شده در این پارامترها بخوبی با تغییرات ستون سنگ شناسی و مقدار تخلخل سازند قابل مقایسه است. شکل ۴ پارامترهای محاسبه شده الاستیک و مقاومتی مخزن ایلام چاه مورد مطالعه را نشان می‌دهد.



شکل ۴ پارامترهای الاستیک و مقاومتی محاسبه شده برای سازند ایلام چاه مورد مطالعه.

ضریب همبستگی (R^2) مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی محاسبه شده در مقابل تخلخل سازند ایلام در چاه مورد مطالعه در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۵ مدول الاستیک و پارامترهای مقاومتی محاسبه شده در مقابل تخلخل در مخزن ایلام چاه مورد مطالعه، (الف) ضریب همبستگی مدول بالک محاسبه شده با تخلخل ($R^2=0.82$)، (ب) مدول برشی ($R^2=0.73$)، (پ) مدول یانگ ($R^2=0.77$)، (ت) ضریب پواسون ($R^2=0.049$)، (ث) مقاومت فشاری تک محوره ($R^2=0.84$) و (ج) مقاومت کششی تک محوره ($R^2=0.65$).

۵ نتیجه گیری

این مطالعه با هدف تعیین گونه‌های سنگی و بررسی‌های ژئومکانیکی با تکیه بر نمودارهای مرسوم، مصنوعی و ویژه چاه پیمایی در سازند ایلام یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران انجام گردیده است. در پژوهش حاضر الگوریتمی شامل اعمال اثر لیتولوژی (سنگ‌شناسی) و نوع تخلخل در محاسبات جهت گروه بندی دقیق مخزن با روش خوشه‌سازی چند تفکیکی بر پایه گراف (MRGC) از ترکیب اطلاعات زمین‌شناسی، نمودارهای معمول و مصنوعی (NDS و VDL) معرفی گردید. مخزن مورد مطالعه بر اساس روش معرفی شده به ۵ کلاس و گروه بر مبنای خواص خود تفکیک گردید. با بررسی نتایج کلاس بندی مخزن و بررسی‌های پتروفیزیکی نیز مشخص گردید که گروه ۱ دارای بیشترین تراوایی و گروه ۴ و ۵ کمترین میزان تراوایی را در این مخزن دارند. در ادامه مدول یانگ، نسبت پواسون، مدول بالک، مدول برشی و میزان مقاومت فشاری تک محوری از نمودار صوتی دو قطبی برشی (DSI) محاسبه گردید. مقایسه مقادیر محاسبه شده مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی با تغییرات ستون سنگ شناسی و میزان تخلخل حاصل از ارزیابی پتروفیزیکی و مغزه گواه این است که با افزایش تخلخل مغزه و لاگ میزان مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی کاهش یافته پس بنابراین تخلخل با مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی رابطه عکس داشته که در تمام بخش‌های سازند ایلام چاه مورد مطالعه قابل مشاهده است. در این پژوهش، ضریب همبستگی مدول بالک محاسبه شده با تخلخل ($R^2=0.82$)، مدول برشی ($R^2=0.73$)، مدول یانگ ($R^2=0.77$)، ضریب پواسون ($R^2=0.049$)، مقاومت فشاری تک محوره ($R^2=0.84$) و مقاومت کششی تک محوره ($R^2=0.65$) بدست آمد.

سپاس و قدردانی

از داوران مقاله آقایان دکتر بهمن سلیمانی (استاد دانشگاه شهید چمران اهواز) و دکتر بابک سامانی (دانشیار دانشگاه شهید چمران اهواز) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] خامه چی، ا.، و عباسی، ام.، ۱۴۰۱. مدل‌سازی ژئومکانیکی یک بعدی و بررسی ایجاد شکاف هیدرولیکی در یکی از چاه‌های سراجیه جهت بهبود تولید (مطالعه موردی)، چهارمین کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت نوآوری و فناوری، تهران.
- [۲] سعادت نیا، ن.، شرقی، ی.، مقدسی، ج.، عزتی، م.، ۱۴۰۱. مدل‌سازی ژئومکانیکی و بررسی یکپارچگی پوش سنگ برای یکی از میدان‌های بزرگ کربناته جنوب غربی ایران، نشریه علمی ژئومکانیک نفت.
- [۳] صارم، م.، و ابراهیم‌آبادی، آ.، ۱۴۰۱. طراحی ژئومکانیکی میدان نفتی شادگان به منظور مدل‌سازی و برنامه‌ریزی چاه‌های ERD در سازندهای بنگستان، نشریه علمی ژئومکانیک نفت.

- [4] 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), pp.450-466.
- [5] AMIRSARDARI, M., 2020. Reservoir Rock Typing Based on Petrophysical and Special Core Data in one of the Carbonate Reservoir in Perisan Gulf. *KJES*; **6** (2) :235-254
- [6] AMMARLOO, H., ZOUGHY, P., MEHRABAN, L. F., & AMIRI, M. (2025). Evaluation of empirical relationships in carbonates by developing a 1D mechanical earth model in an oil field in Southwestern Iran. *Results in Engineering*, **26**, 104799.
- [7] AL-QAHTANI, M.Y. and ZILLUR, R., 2001, March. A mathematical algorithm for modeling geomechanical rock properties of the Khuff and Pre-Khuff reservoirs in Ghawar field. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference (pp. SPE-68194). SPE.
- [8] EZATI, M., AZIZZADEH, M., RIAHI, M.A., FATTAHPOUR, V. and HONARMAND, J., 2020. Wellbore stability analysis using integrated geomechanical modeling: a case study from the Sarvak reservoir in one of the SW Iranian oil fields. *Arabian Journal of Geosciences*, **13**, pp.1-19.
- [9] GHOLAMI, R., RASOULI, V., AADNOY, B. and MOHAMMADI, R., 2015. Application of in situ stress estimation methods in wellbore stability analysis under isotropic and anisotropic conditions. *Journal of Geophysics and Engineering*, **12**(4), pp.657-673.
- [10] JAMES, G.A. and WYND, J.G., 1965. Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *AAPG bulletin*, **49**(12), pp.2182-2245.
- [11] 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.
- [12] OHEN, H.A., AJUFO, A.O. and ENWERE, P.M., 1996, January. Laboratory NMR relaxation measurements for the acquisition of calibration data for NMR logging tools. In *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
- [13] PEREZ, H.H., DATTA-GUPTA, A. and MISHRA, S., 2005. The role of electrofacies, lithofacies, and hydraulic flow units in permeability predictions from well logs: a comparative analysis using classification trees. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **8**(02), pp.143-155.
- [14] SFIDARI, E., KADKHODAIE-ILKHCHI, A. and NAJJARI, S., 2012. Comparison of intelligent and statistical clustering approaches to predicting total organic carbon using intelligent systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **86**, pp.190-205.
- [15] SOLEIMANI, B., MORADI, M. and GHABEISHAVI, A., 2018. Stoneley wave predicted permeability and electrofacies correlation in the Bangestan Reservoir, Mansouri Oilfield, SW Iran. *Geofísica internacional*, **57**(2), pp.107-120.
- [16] YE, S.J. and RABILLER, P., 2000, January. A new tool for electro-facies analysis: multi-resolution graph-based clustering. In *SPWLA 41st annual logging symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

A Method for Reservoir Property Clustering and Analysis of Elastic Modulus and Strength Parameters Calculated Using Lithology Column and Porosity from Logs and Core Data

Hamed Amraei

MSc in Petroleum Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

hamedamraei0@gmail.com

Received: June 2025, Accepted: September 2025

Abstract

Determining rock types and calculating the elastic and strength parameters of formations are among the most fundamental and complex petrophysical–geomechanical parameters in hydrocarbon reservoirs. Their accurate calculation forms the basis for many petroleum engineering and reservoir geomechanics studies. To this end, in the first stage of the present research, the optimal number of electrofacies was obtained for the studied well using a multi-partition clustering method based on the MRGC³¹ graph, derived from a combination of geological data and both conventional and synthetic logs, including VDL³² and NDS³³. The proposed algorithm incorporates lithology effects and porosity types into calculations for accurate reservoir grouping. At this stage, five optimal electrofacies classes and groups were identified for the studied well using the MRGC-based clustering method. In the second stage, considering that calculating and estimating elastic and rock strength coefficients is essential in geomechanical studies – and since core data is not available throughout the entire well – calculations were made for Young’s modulus, Poisson’s ratio, bulk modulus, shear modulus, and uniaxial compressive strength using dipole sonic imaging (DSI) logs. The comparison of calculated elastic moduli and strength parameters with variations in the lithology column and porosity from petrophysical evaluation and core data confirms that as core and log porosity increase, the values of elastic moduli and strength parameters decrease. Hence, porosity has an inverse relationship with elastic moduli and strength parameters. In the present study, the correlation coefficient between the calculated bulk modulus and porosity was found to be ($R^2 = 0.82$), shear modulus ($R^2 = 0.73$), Young’s modulus ($R^2 = 0.77$), Poisson’s ratio ($R^2 = 0.049$), uniaxial compressive strength ($R^2 = 0.84$), and uniaxial tensile strength ($R^2 = 0.65$).

Keywords: Reservoir Grouping, Multi-Resolution Graph-Based Clustering, Elasticity and Strength Parameters

³¹ Multi-resolution graph-based clustering

³² Velocity Deviation Log

³³ Neutron- Density Separation

Investigating sedimentary cycles and compliance with biological boundaries - Upper Eocene - Oligocene, Pabdeh and Asmari formations in Marun oil field, Southwest of Iran

Mohammad Goodarzi^{1*}, Hassan Amiribakhtiar², Mohammadreza Nuraeinezhad,
Mostafa Sedaghatnia⁴

- 1- Department of Geology, Faculty of Basic Science, Lorestan University, Khorramabad, Iran.
- 2- Associate professor, National Iranian South Oil Company (NISOC), Ahwaz, Iran.
- 3- Ph.D. Student, Sedimentology and Sedimentary Petrology, Department of Geology, Faculty of Science, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
- 4- Ph.D. Student, Sedimentology and Sedimentary Petrology, Bu-Ali Sina University, Hamadan, Iran.

*mohammadgoodarzi45@yahoo.com

Received: May 2025, Accepted: October 2025

Abstract

In this research, the upper part of Pabdeh Formation and the lower part of Asmari Formation were studied in two wells of Marun oil field. Based on the previous biostratigraphic studies, the age of the upper part of Pabdeh Formation is Late Eocene and the lower part of Asmari Formation is Oligocene. Based on the cyclostratigraphy study, using 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 determined. Boundary levels and sedimentary cycles identified in these wells corresponded to biological boundaries or maximum sea level horizons. Based on the study, the first sedimentary cycle (NB1000-PB1000) corresponding to the Late Eocene- Oligocene time period, the second sedimentary cycle (NB2000-PB2000) corresponds to Ruplin-Chatin-Shatin, as well as the third sedimentary cycle (NB3000-PB3000) and the fourth sedimentary cycle (NB4000-PB4000). Due to the lack of age studies, the age of these two cycles is not precisely known.

Keywords: cyclostratigraphy, Cyclolog, NB – PB boundary surfaces, Pabdeh formation, Asmari Formation, Marun oilfield.

Geometrical analysis of folds and quantitative strain values using balanced seismic profiles (Case study of Kupal oil field)

Babak Samani^{1*}, Yaghoub Jalili Shahmansouri², Negar Mollaei³

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

2- Assistant professor, Faculty of Earth science, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

3- M.Sc., Faculty of Earth science, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

*b.samani@scu.ac.ir

Received: May 2025, Accepted: August 2025

Abstract

In this study, using interpreted seismic profiles, the geometric nature of folding and quantitative strain values in the Asmari carbonate horizon in the Kupal oil field have been investigated. For this purpose, thirteen seismic profiles from the Kupal oil field were evaluated. By extracting the Asmari carbonate horizon from each seismic profile, initial data were prepared for the geometric analysis of fold style elements and strain. Examination of fold style elements in the Asmari horizon of the Kupal oil field indicates an asymmetric fold with an interlimb angle of 110 to 147 degrees (gentle to open fold), an aspect ratio of 0.15 to 0.38 (broad to wide fold), and a bluntness ratio of 0.45 to 0.7 (sub rounded fold). To determine the values of shortening and relative strain using artificial intelligence, each seismic profile was balanced and the initial length of the Asmari horizon was determined. The results show different shortening values in different parts of the anticline. The shortening values were calculated in the range of 2.67 to 8.65 percent and the strain ratio values in the range of 1.05 to 1.19.

Key words: Seismic profile, Balanced cross section, Fold aspect ratio, Strain ratio, Shortening percentage.

Biostratigraphy of the Katkoyeh Formation in the Asyab-Valley section, northwest of Kerman (southeast of Zarand) based on conodont fauna

Firuzeh Balaghati¹, Ali Bahrami^{2*}, Hossein Vaziri Moghaddam³, Hamed Ameri⁴, Mehdi Yazdi⁵, Gustavo Gabriel Voldman⁶

1- MSc Stratigraphy and Paleontology, Department of Geology, Faculty of Sciences, University of Isfahan, Isfahan, Iran

2, 3, 5- Stratigraphy and Paleontology, Department of Geology, Faculty of Sciences, University of Isfahan, Isfahan, Iran

4- Stratigraphy and Paleontology, Department of Ecology, Institute of Science, High Technology and Environmental Science, Graduate University of Advanced Technology, Kerman, I.R. Iran

6- Stratigraphy and Paleontology, Centro de Investigaciones en Ciencias de la Tierra (CICTERRA), CONICET, Universidad Nacional de Córdoba, X5016GCB Córdoba, Argentina

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

Received: December 2024, Accepted: April 2025

Abstract

Ordovician marine sedimentary sequences occur in several structural blocks widely in Iran, along the northern margin of Gondwana. In north Kerman province, the Ordovician deposits are known as the Katkoyeh Formation, which includes 70 to 300 meters of siliciclastic rocks with rare and thick pyroclastic carbonate layers in its upper part. In order to better precise biostratigraphy of the Katkoyeh Formation in Kerman region, systematic sampling for conodonts was carried out in Asyab-valley section, located about 12 km southeast of Zarand city, the thickness of Ordovician deposits in the studied section is 154/4 meters. The Ordovician deposits of Katkoyeh Formation in the studied section includes silty shales, diabase, pilolava, basaltic tuffs, red sandstone, marl, limestone and sandy limestone. After sampling and recovery of conodonts, a total of nearly 680 conodont elements were obtained from the studied samples, a total of 14 genera and 21 species of conodonts were discriminated. Based on the occurrence of biostratigraphically important species, three conodont ranges have been recorded. These three biozones are:

1) *Rossodus manitouensis/Paltodus deltifer* Concurrent Range Zone (the lowest part of Late Tremadocine; Early Ordovician)

2) *Juanognathus variabilis* Range Zone (Fluvian; Early Ordovician)

3) *Icriodella superba* Range Zone (Katian - ? Hirnantian; Late Ordovician)

Considering the CAI (5) of recovered conodont elements, the region has a high thermal history and the presence of hydrocarbon materials in the deposits of this area is ruled out.

Key words: Ordovician, Katkoyeh Formation, northwest Kerman basin, Asyab-valley, Katkoyeh, Zarand, biostratigraphy, conodont biozone.

Sedimentary environment, diagenetic processes and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in the Jufair Oilfield, Abadan plain, southwestern Iran

Seyed Aghil Hoseini¹, Davoud Jahani^{2*}, Nader Kohansal Ghadimvand²

¹ PhD student, Department of Geology, North Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

² Associate Professor, Department of Geology, North Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

*jahani_davood@yahoo.com

Received: December 2024, Accepted: March 2025

Abstract

The Fahliyan Formation, of Lower Cretaceous age (Berriasian-Barremian), is one of the important hydrocarbon reservoirs in southwestern Iran. This study focuses on the Fahliyan Formation in a well located in the Jufair oil field in the Abadan plain, aiming to reconstruct the depositional environment, sea level fluctuations, and diagenetic history. To achieve this, 250 thin sections were analyzed for petrographic characteristics. In addition, changes in petrophysical gamma, neutron, and density logs were examined to complement the microscopic results. In the studied well, 12 sedimentary facies from open marine, shoal, lagoon, and tidal sub-environments were identified. The distribution of facies shows that they have deposited in the outer, middle, and inner parts of a homoclinal carbonate ramp. Diagenetic processes in different meteoric, marine, and burial environments have affected the sediments of the Fahliyan Formation. Physical compaction and cementation processes have played the most role in reducing porosity, while dolomitization, stylolitization, and fracturing processes have increased porosity. Analysis of sea level fluctuations during the deposition of the Fahliyan Formation within the framework of sequence stratigraphy revealed two third-order sedimentary sequences in the well, mostly composed of highstand system tract. Reservoir quality assessments indicated that the shoal and tidal flat facies within the highstand system tracts exhibit the highest porosity.

Keywords: depositional environment, diagenetic processes, sequence stratigraphy, Fahliyan Formation, Abadan Plain

Investigating changes of static pressures and gas injection efficiency project in Asmari-Pabdeh reservoir in one of the fields in southwest Iran using ArcGIS 9.2 software

Seyed Ehsan Ebrahimi¹, Bahman Soleimani^{2*}

1. MSc student in Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

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

*soleimani_b@scu.ac.ir

Received: October 2023, Accepted: August 2024

Abstract

One of the most important characteristics of a reservoir is the pressure of hydrocarbon fluids, which plays a very important role in the daily production and the final recovery rate of hydrocarbons. Therefore, knowing the pressure changes of each field over time is very important in the management and development of the reservoir. In the present study, the subsurface data of Asmari-Pabdeh reservoir in 30 wells of one of the oil fields in the southwest were used. In this research, geological data; Petrophysical parameters; fluid contact surfaces; production history from the reservoir; drawing hydrodynamic maps; And the ratio of gas to oil production (GOR) was investigated in the ArcGIS software environment.

Using ArcGIS 9.2 software, the oil pressure on the surface of the field and over time for different years, including the period before and after the gas injection project, was investigated and it was concluded that the carbonate reservoir of this field has many fractures and with Paying attention to the amount of fractures, their expansion as well as porosity and permeability, different parts of the field have a very good fluid connection with each other, fluid pressure in the whole field is almost uniform and has minor changes. Due to the natural drift mechanism of the field, the pressure drop resulting from the production was severe, but the efficiency of the gas injection project was successful in a way that it has been very effective in maintaining the pressure and increasing oil recovery. Hydrodynamic force is the most important factor in the fluid displacement mechanism for hydrocarbon production and is one of the effective mechanisms with a high recovery factor. This type of studies can be a useful and powerful tool for managing the production and development and control of extraction of oil and gas reservoirs.

Key words: Asmari reservoir, oil recovery, hydrodynamic map, gas injection, drive mechanism, ArcGIS software



Iranian Journal of Petroleum Geology **Number 28, Autumn & Winter, 2024**



Contents	Page
Investigating changes of static pressures and gas injection efficiency project in Asmari-Pabdeh reservoir in one of the fields in southwest Iran using ArcGIS 9.2 software S.E. Ebrahimi, B. Soleimani	1
Sedimentary environment, diagenetic processes and sequence stratigraphy of the Fahliyan Formation in the Jufair Oilfield, Abadan plain, southwestern Iran S.A. Hoseini, D. Jahani, N. Kohansal Ghadimvand	19
Biostratigraphy of the Katkoyeh Formation in the Asyab-Valley section, northwest of Kerman (southeast of Zarand) based on conodont fauna F. Balaghati, A. Bahrami, H. Vaziri Moghaddam, H. Ameri, M. Yazdi, G.G. Voldman	43
Geometrical analysis of folds and quantitative strain values using balanced seismic profiles (Case study of Kupal oil field) B. Samani, Y. Jalili Shahmansouri, N. Mollaei	64
Investigating sedimentary cycles and compliance with biological boundaries - Upper Eocene - Oligocene, Pabdeh and Asmari formations in Marun oil field, Southwest of Iran M. Goodarzi, H. Amiribakhtiar, M.R. Nuraeinezhad, M. Sedaghatnia	80
A Method for Reservoir Property Clustering and Analysis of Elastic Modulus and Strength Parameters Calculated Using Lithology Column and Porosity from Logs and Core Data H. Amraei	96



Iranian Journal of Petroleum Geology

No. 28, Autumn & Winter 2024, pp. 1-112

Iranian Journal of Petroleum Geology

ISSN 2251-8738

Number 28, Autumn & Winter, 2024

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, Professor, Petroleum University of Technology

E. Heydari, Professor, Jackson State University, USA

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

C. Kendall, Professor, University of South Carolina, USA

N. Raisossadat, Professor, 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

GH. R. Mirab Shabestari, Associate Professor, University of Birjand

M. Talebian, Associate Professor, Geological Survey and Mineral Exploration of Iran

Referees:

A. Bashari

S. Keshavarz

T. Parvizi

B. Samani

E. Sattari

B. Soleimani

M. Sharifi

MA. Salahi

P. Rezaei

F. Abasaghi

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